

Relazione Finanziaria Semestrale 2026



RELAZIONE FINANZIARIA SEMESTRALE

2026

INDICE

Organi Societari	4
Struttura del Gruppo	5
Relazione Intermedia sulla Gestione	6
Localizzazione impianti operativi	7
Premessa	9
Fatti di rilievo avvenuti nel corso del semestre	9
Alerion Clean Power in Borsa	11
Criteri di redazione degli schemi riclassificati	12
Sintesi dei risultati	13
Andamento economico-finanziario del Gruppo	14
Quadro normativo di riferimento	22
Principali rischi e incertezze	24
Indicatori alternativi di performance	29
Eventi societari	31
Operazioni con parti correlate e infragruppo	31
Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre e prevedibile evoluzione della gestione	31
Altre informazioni	32
Bilancio consolidato semestrale abbreviato	34
Prospetti contabili consolidati	35
Note esplicative	42
Attestazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	100
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato	101

ORGANI SOCIETARI

Consiglio di Amministrazione*

Josef Gostner	Presidente e Amministratore Delegato ¹
Stefano Francavilla	Vicepresidente e Amministratore Delegato ¹
Patrick Pircher	Consigliere e Amministratore Delegato ¹
Antonia Coppola	Consigliere ^{2 3 4}
Thomas Gostner	Consigliere
Carlo Delladio	Consigliere ^{2 3 4}
Elisabetta Salvani	Consigliere ^{2 3}
Germana Cassar	Consigliere
Pietro Mauriello	Consigliere
Zeme Michela	Consigliere ^{2 4}

¹ Membri con deleghe operative

² Membri del Comitato Controllo, Rischi e Sostenibilità

³ Membri del Comitato Remunerazione e Nomine

⁴ Membri del Comitato per le Operazioni con Parti Correlate

Collegio Sindacale

Loredana Conidi	Presidente
Alessandro Cafarelli	Sindaco effettivo
Paolo Corti	Sindaco effettivo
Alice Lubrano	Sindaco supplente
Roger Demoro	Sindaco supplente

Dirigente Preposto (L. 262 / 05)

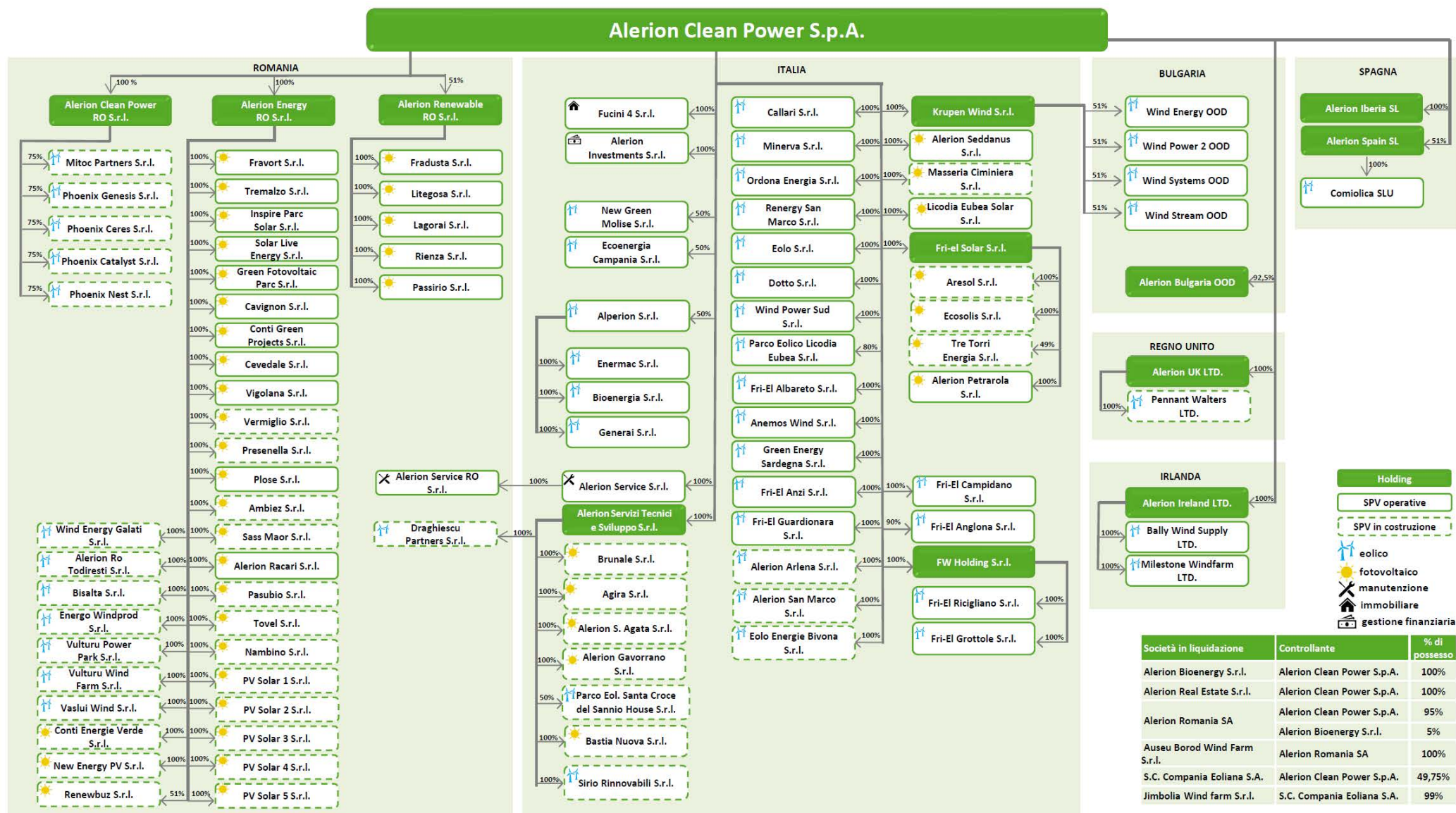
Stefano Francavilla

Società di Revisione

KPMG S.p.A.
Via G. B. Pirelli, 38
20124 Milano

* In carica dal 23 aprile 2026

STRUTTURA DEL GRUPPO ALERION

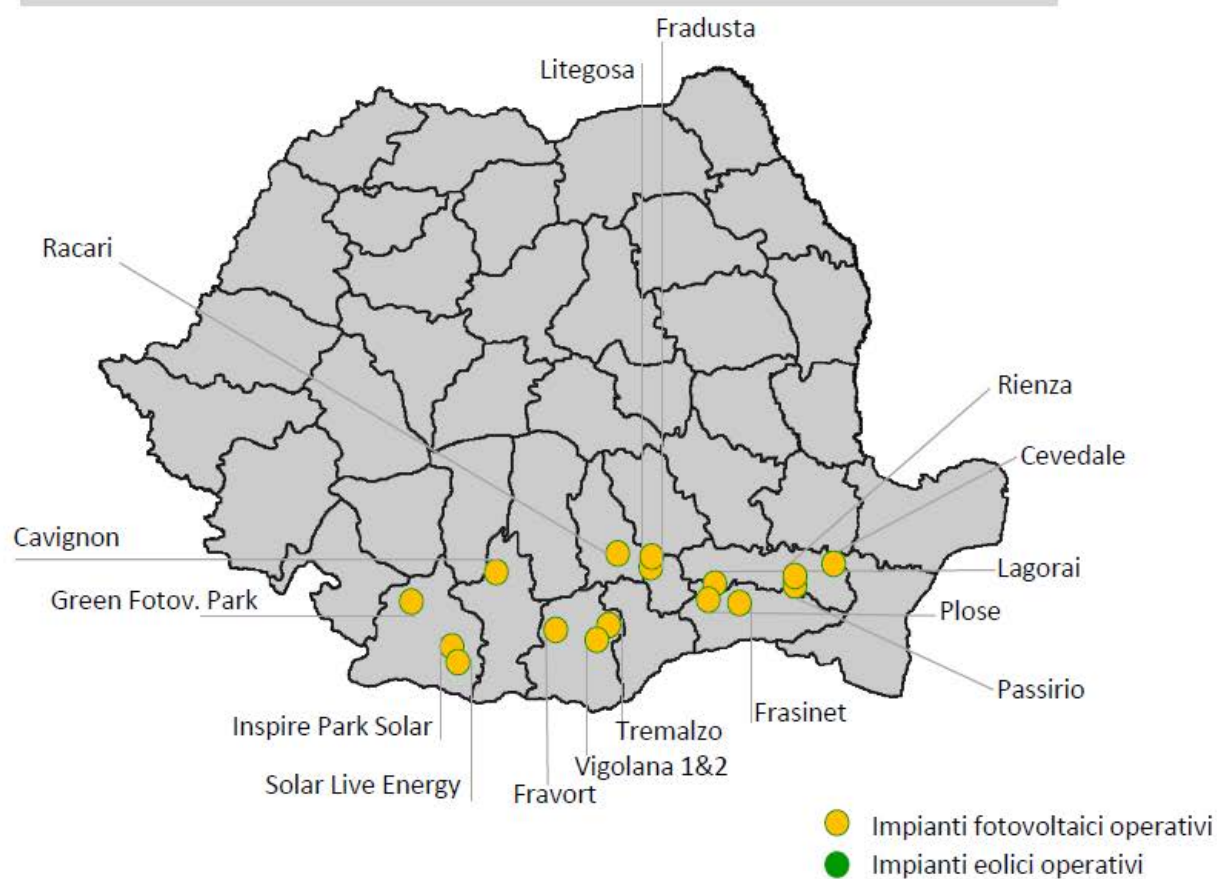
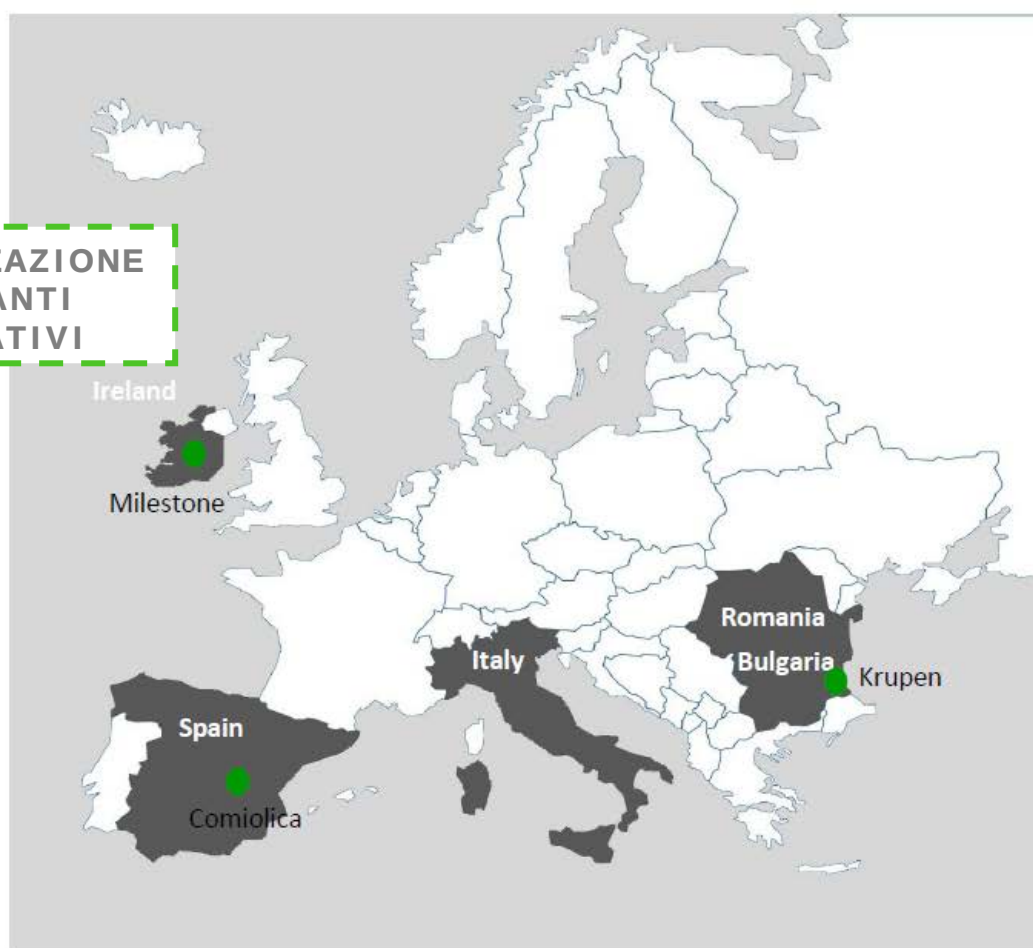




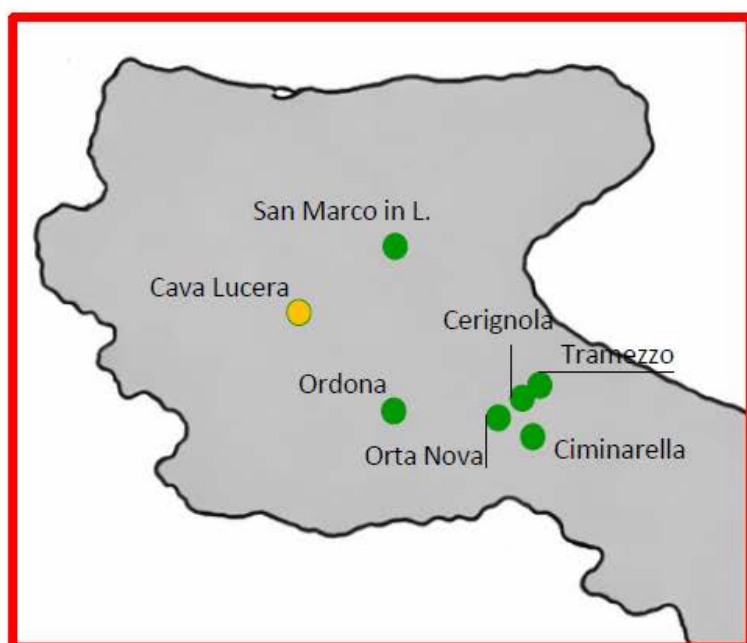
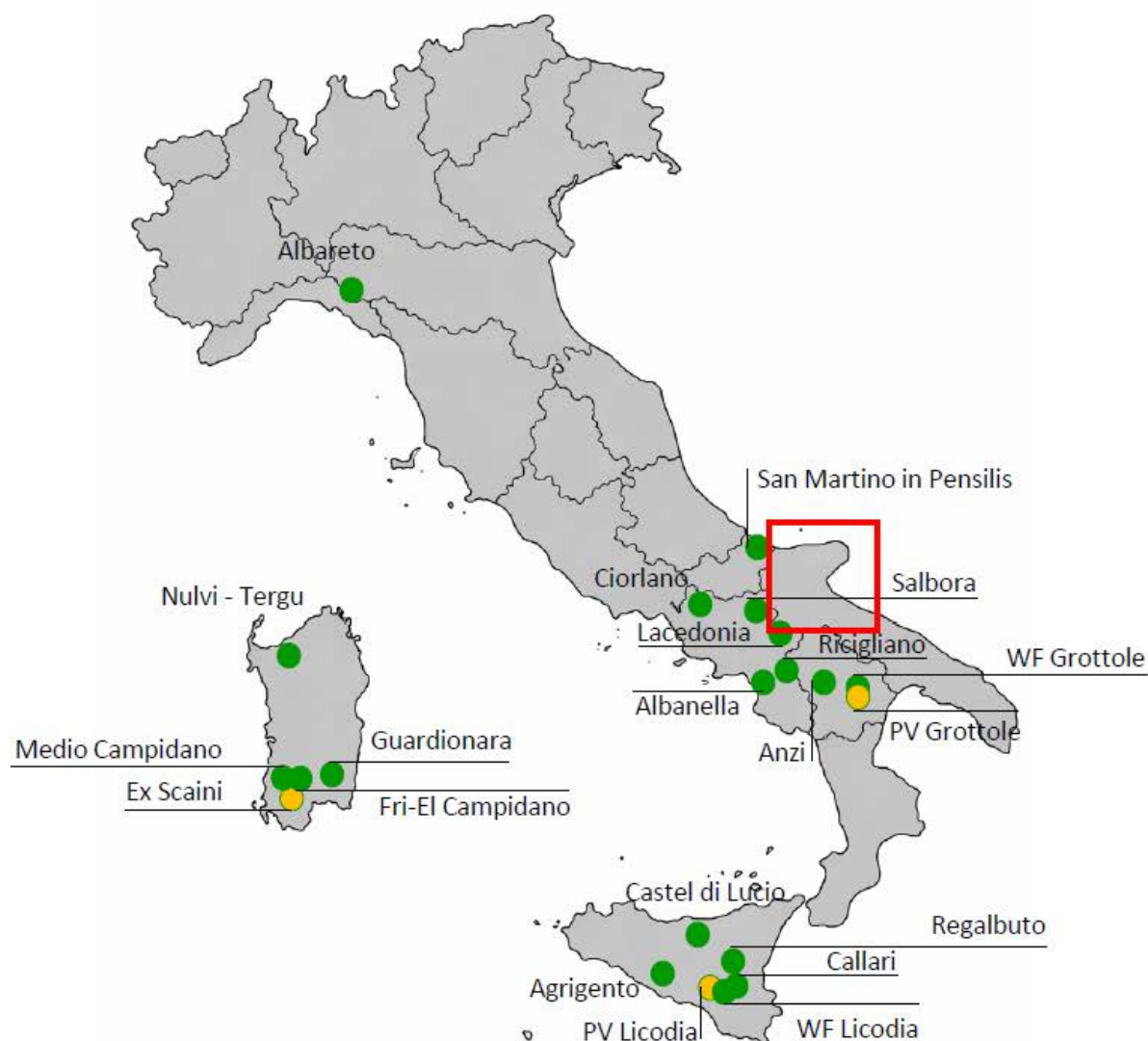
RELAZIONE INTERMEDIA SULLA GESTIONE



LOCALIZZAZIONE IMPIANTI OPERATIVI



* Alerion



- Impianti fotovoltaici operativi
- Impianti eolici operativi

PREMESSA

La capogruppo Alerion Clean Power S.p.A. (di seguito “Capogruppo” o “Alerion”) è una società di capitali organizzata secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana. Le azioni ordinarie di Alerion sono quotate sul circuito telematico della Borsa di Milano – Euronext Milan. La sede del Gruppo Alerion (di seguito “Gruppo” o “Gruppo Alerion”) è a Milano in via Renato Fucini 4.

La presente relazione finanziaria semestrale consolidata è stata redatta ai sensi dell'art. 154 ter del D.Lgs. 24/02/98 n° 58 ed in osservanza al regolamento CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni.

La presente relazione finanziaria semestrale consolidata include il bilancio consolidato semestrale abbreviato, redatto secondo lo IAS 34 con le integrazioni di informativa ritenute utili per una più chiara comprensione della situazione economica, patrimoniale e finanziaria del Gruppo per il periodo di sei mesi chiuso al 30 giugno 2026. Per tale motivo il menzionato bilancio non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel bilancio annuale e deve essere letto congiuntamente con la relazione finanziaria annuale del Gruppo al 31 dicembre 2025.

La pubblicazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026 è stata autorizzata con delibera degli amministratori del 30 luglio 2026.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI NEL CORSO DEL SEMESTRE

Si segnalano di seguito i principali eventi di rilievo che hanno caratterizzato il primo semestre 2026:

ITALIA:

EMISSIONE DI UN NUOVO GREEN BOND “ALERION CLEAN POWER S.P.A. UP TO EURO 300,000,000 SENIOR UNSECURED FIXED RATE NOTES DUE 2032”

Si segnala che Alerion ha completato con successo l'emissione del nuovo Green Bond denominato “Alerion Clean Power S.p.A. €300.000.000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes due 2032”. L'offerta, lanciata il 28 gennaio 2026, ha registrato una domanda superiore all'ammontare inizialmente previsto, determinando l'esercizio dell'opzione di incremento per ulteriori 100 milioni di euro. A seguito della riapertura dell'offerta il 29 gennaio 2026, anche l'importo aggiuntivo è stato integralmente sottoscritto, consentendo il raggiungimento dell'ammontare complessivo massimo di 300 milioni di euro. L'emissione si è conclusa con pieno successo, confermando il forte interesse del mercato nei confronti della Società e della sua strategia di crescita sostenibile.

AVVISO DI RIMBORSO ANTICIPATO DEL GREEN BOND 2021 - 2027

A seguito del completamento, in data 6 febbraio 2026, dell'emissione del nuovo prestito obbligazionario “€300.000.000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes due 2032”, la Società ha esercitato l'opzione di rimborso anticipato integrale del prestito obbligazionario “€200.000.000 Senior Unsecured Fixed Rate Notes due 2027” (ISIN XS2395580892). Il rimborso è stato perfezionato in data 25 marzo 2026 per un importo pari al 100% del valore nominale residuo in circolazione, corrispondente a Euro 200 milioni, oltre a un premio pari a Euro 1,125 milioni e agli interessi maturati e non corrisposti fino alla data di rimborso. L'operazione ha consentito alla Società di ottimizzare la struttura del debito, estendendone la durata media attraverso il rifinanziamento con il nuovo prestito obbligazionario con scadenza 2032.

ACQUISIZIONE DEL PROGETTO EOLICO AUTORIZZATO “VALLELUNGA” DA 48,8 MW

Si segnala che in data 24 aprile 2026 – Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l., società controllata da Alerion Clean Power S.p.A. (“Alerion”), ha perfezionato l'acquisizione del 100% del capitale sociale di Sirio Rinnovabili S.r.l. da BayWa r.e. Italia S.r.l.

Sirio Rinnovabili S.r.l. detiene i diritti per la realizzazione del progetto eolico onshore autorizzato “Vallelunga”, situato in Sicilia nei Comuni di Vallelunga Pratameno (CL), Sclafani Bagni (PA) e Valledolmo (PA). Il progetto prevede una potenza installata complessiva di 48,8 MW e una produzione netta annua stimata a regime di circa 120 GWh.

Per la realizzazione dell'impianto sono previsti investimenti complessivi pari a circa 70 milioni di euro.

L'operazione si inserisce nel percorso di crescita del Gruppo Alerion nel segmento dell'energia eolica e conferma la strategia di sviluppo selettivo del Gruppo, focalizzata sull'acquisizione e valorizzazione di iniziative rinnovabili caratterizzate da un avanzato livello di maturità autorizzativa, elevata qualità industriale e significativa visibilità sui tempi di realizzazione e di entrata in esercizio.

AUMENTO DI CAPITALE

In data 8 giugno 2026 la Società ha comunicato i risultati definitivi dell'aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 maggio 2026, in esecuzione della delega conferita dall'Assemblea straordinaria degli azionisti del 23 aprile 2026. L'operazione, finalizzata all'emissione di massime 5.422.940 nuove azioni ordinarie a un prezzo di Euro 25,00 per azione, ha registrato sottoscrizioni per complessive 63.607 azioni, pari a un controvalore di circa Euro 1,6 milioni. Il limitato livello di adesione è stato influenzato da problematiche tecnico-operative connesse alle modalità di esecuzione dell'offerta, che ne hanno ridotto l'accessibilità a parte della platea dei potenziali investitori. A seguito dell'operazione, il capitale sociale di Alerion è risultato pari a Euro 161,3 milioni, rappresentato da 54.293.010 azioni prive di valore nominale.

ROMANIA:

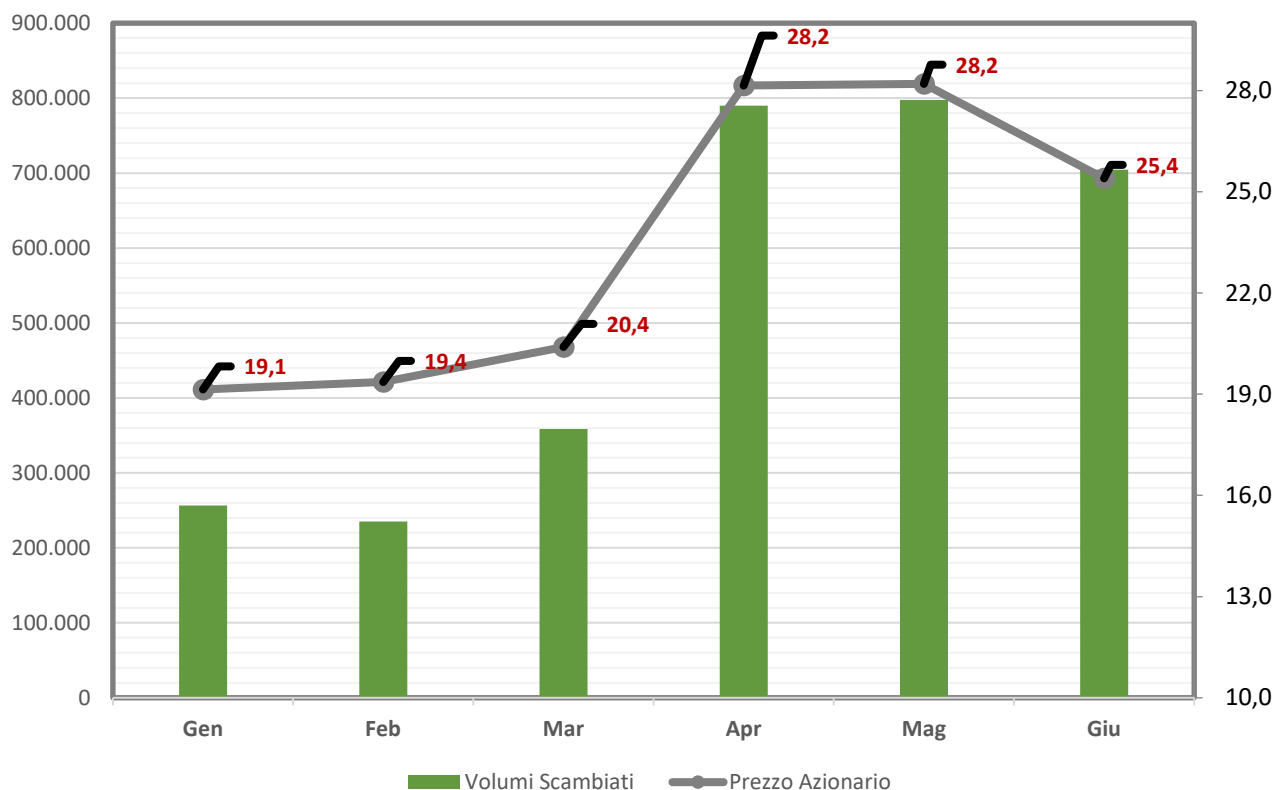
COMPLETATA LA COSTRUZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON UNA POTENZA INSTALLATA DI 51 MW

Si segnala che in data 9 giugno 2026, Alerion ha completato la realizzazione e avviato l'entrata in esercizio di un nuovo impianto fotovoltaico in Romania, situato nel comune di Răcari (Distretto di Dâmbovița), con una potenza installata pari a circa 51 MW e una produzione annua lorda stimata a regime di circa 77 GWh. L'impianto, sviluppato su una superficie di circa 85 ettari, è dotato di tecnologia tracker mono-assiale e moduli fotovoltaici bifacciali. Nell'ambito del progetto sono state inoltre realizzate una sottostazione elettrica MT/AT e le relative opere di connessione alla rete nazionale. Con l'entrata in esercizio di questo nuovo impianto, la capacità fotovoltaica installata del Gruppo in Romania ha superato i 216 MW.

ALERION CLEAN POWER IN BORSA

Al 30 giugno 2026 il prezzo di riferimento del titolo ALERION presenta una quotazione di 21,55 euro, in aumento (+17%) rispetto a quella al 31 dicembre 2025, quando risultava pari a 18,44 euro, dopo aver distribuito un dividendo pari a 0,61 euro per azione in data 6 maggio 2026.

Nel periodo in esame, il primo semestre del 2026, la quotazione del titolo Alerion si è attestata tra un minimo di 17,42 euro il 4 marzo 2026 ed un massimo di 29,40 euro il 15 maggio 2026 come riportato nel grafico di seguito relativo ai dati medi mensili consuntivati dal titolo nell'anno in esame:



Si riportano di seguito alcuni dati afferenti ai prezzi ed ai volumi del titolo ALERION relativi al periodo dei 6 mesi del 2026.

Prezzo dell'azione	Euro
Prezzo di riferimento al 30/06/2026	21,55
Prezzo massimo (15/05/2026)	29,40
Prezzo minimo (04/03/2026)	17,42
Prezzo medio	21,44

La capitalizzazione di borsa al 30 giugno 2026 ammonta a circa 1.170 milioni di euro (1.000 milioni alla fine del 2025). Il numero medio di azioni in circolazione nel periodo è pari a 53.629.562.

Volumi scambiati	N. Azioni
Volume massimo (09/06/2026)	192.200
Volume minimo (26/03/2026)	2.511
Volume medio	25.141

CRITERI DI REDAZIONE DEGLI SCHEMI RICLASSIFICATI

Si riporta qui di seguito la descrizione dei criteri adottati nella predisposizione del prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata e del conto economico consolidato riclassificati al 30 giugno 2026 inseriti e commentati rispettivamente nel successivo paragrafo "Andamento economico finanziario del Gruppo".

Nella presente relazione finanziaria semestrale sono rappresentati alcuni Indicatori Alternativi di Performance (IAP) che sono differenti dagli indicatori finanziari espressamente previsti dai Principi Contabili Internazionali IAS/IFRS adottati dal Gruppo. Si precisa, inoltre, che, al fine di facilitare la comprensione dell'andamento gestionale, i risultati economici sono esposti escludendo alcune componenti reddituali ritenute non usuali e definite internamente come "special items": tali risultati, al netto degli "special items" sono indicati con la definizione "Risultati adjusted". Per la definizione degli indicatori e la riconciliazione dei relativi importi si rimanda a quanto indicato nello specifico paragrafo "Indicatori alternativi di Performance".

Prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata riclassificata al 30 giugno 2026

Le voci sono state riclassificate ed aggregate come segue:

Immobilizzazioni, tale voce si suddivide nelle seguenti sottovoci:

- **Immobilizzazioni Immateriali:** tale voce include: i) "Diritti e concessioni" per 258,6 milioni di euro, ii) "Costi di sviluppo" per 13,1 milioni di euro, iii) le voci "Brevetti ed opere d'ingegno" e "Altre immobilizzazioni immateriali", pari complessivamente a 3,7 milioni di euro, iv) "Immobilizzazioni immateriali in corso" per 14,3 milioni di euro (nota "4").
- **Immobilizzazioni Materiali:** tale voce include: i) "Terreni" per 40,3 milioni di euro, ii) "Fabbricati" per 4,4 milioni di euro, iii) "Impianti e macchinari" per 400,4 milioni di euro, iv) "Altri beni" per 2,6 milioni di euro e v) "Immobilizzazioni in corso" per 338,9 milioni di euro, relativi a investimenti sui parchi eolici (nota "5").
- **Immobilizzazioni Finanziarie:** tale voce include il valore delle partecipazioni iscritte tra le attività finanziarie non correnti nella voce "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto" per 69,8 milioni di euro (nota "6").
- **Crediti Finanziari non Correnti:** tale voce include il valore dei Crediti finanziari e delle altre attività finanziarie non correnti per 65,1 milioni di euro (nota "18" e "23").

Altre attività e passività non finanziarie, la voce si riferisce a i) "Crediti commerciali" vantati sia nei confronti di imprese collegate che nei confronti di altre imprese per un ammontare complessivo pari a 19,9 milioni di euro (nota "9"), ii) "Attività per imposte anticipate" per 28,4 milioni di euro (nota "33"), iii) "Crediti tributari" (nota "10") e "Crediti vari e altre attività correnti" (nota "11") per complessivi 81,7 milioni di euro, iv) "Debiti commerciali" per un ammontare complessivo pari a 97,2 milioni di euro (nota "13"), v) "TFR e altri fondi relativi al personale" per 1,9 milioni di euro (nota "24"), vi) "Fondo imposte differite" per 46,4 milioni di euro (nota "33"), vii) "Fondi per rischi ed oneri futuri" per 6,7 milioni di euro (nota "25"), viii) "Debiti vari e altre passività non correnti" per 17,7 milioni di euro (nota "12"), ix) "Debiti Tributari" per 38,3 milioni di euro (nota "14"), x) "Debiti vari e altre passività correnti" per 12,3 milioni di euro (nota "15"), xi) Crediti vari e altre attività non correnti" (nota "7") per complessivi 3,1 milioni di euro, xii) "Rimanenze" per complessivi 18,4 milioni di euro (nota "8").

Liquidità, include la voce "Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti" per 311,1 milioni di euro (nota "20").

Altre attività e passività finanziarie, la voce include: i) "Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti" per 84,1 milioni di euro (nota "19"); ii) "Passività finanziarie non correnti" per 1.073,4 milioni di euro (nota "21"); iii) "Passività finanziarie correnti" per 68,1 milioni di euro (nota "22"); e iv) "Strumenti derivati" classificati tra le attività correnti per 1,9 milioni di euro, tra le attività non correnti per 1,8 milioni di euro, tra le passività correnti per 0,4 milioni di euro e tra le passività non correnti per 0,1 milioni di euro (nota "23").

Conto economico riclassificato consolidato al 30 giugno 2026: le voci sono state riclassificate ed aggregate come segue:

Ricavi, tale voce include i) ricavi da “Vendite di energia” e da “Vendite incentivi” per 73,1 milioni di euro, ii) “Altri ricavi e proventi diversi” pari a 10,3 milioni di euro (note “27” e “28”).

Proventi (oneri) finanziari, tale voce include i) il saldo netto da “Proventi (oneri) finanziari” per un importo negativo di 17,4 milioni di euro e ii) la voce “Proventi (oneri) da partecipazioni ed altre attività finanziarie” positiva per 1 milione di euro (note “31” e “32”).

Imposte, tale voce include i) il saldo netto negativo da “Correnti” pari a 6,6 milioni di euro e ii) il saldo netto positivo da “Differite” pari a 2,1 milioni di euro (nota “33”).

SINTESI DEI RISULTATI

	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Dati economici (milioni di euro)		
Ricavi	83,4	77,6
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	53,7	51,8
Risultato Netto	6,5	5,8
Risultato Netto di Gruppo	6,1	5,2
Dati patrimoniali (milioni di euro)	30.06.2026	31.12.2025
Patrimonio Netto	399,0	432,6
Indebitamento Finanziario Netto Contabile**	678,0	563,6
Indebitamento Finanziario Netto*	744,9	598,6
Dati Operativi	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Potenza Lorda (MW)	1.072,5	958,2
Produzione di energia elettrica (GWh) ⁽¹⁾	739,1	655,8
Produzione di energia elettrica (GWh) - Impianti consolidati integralmente	647,1	600,5

⁽¹⁾ Impianti consolidati integralmente e in partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

* Indebitamento finanziario netto calcolato come da Orientamento ESMA32-382-1138

** Include le attività finanziarie non correnti principalmente verso le società detenute con il metodo del patrimonio netto

ANDAMENTO ECONOMICO-FINANZIARIO DEL GRUPPO

Andamento della gestione del primo semestre 2026

Nel primo semestre del 2026 la produzione elettrica consolidata si è attestata a 647,1 GWh, in aumento rispetto ai 600,5 GWh registrati nello stesso periodo dell'anno precedente (+46,6 GWh, +7,8%). La crescita è principalmente attribuibile a condizioni di ventosità maggiormente allineate alle medie storiche rispetto al primo semestre 2025, che hanno contribuito a un incremento della produzione degli impianti eolici e fotovoltaici in esercizio. Ha inoltre inciso positivamente il contributo della nuova capacità installata in Irlanda, acquisita alla fine del 2025. Anche nel secondo trimestre dell'anno la produzione si è mantenuta su livelli in linea con le medie storiche del periodo, confermando l'andamento già registrato nel primo trimestre 2026.

Il confronto risente inoltre della cessione, perfezionata nel quarto trimestre del 2025, della società Eolica PM (impianto eolico sito nel Comune di Pontelandolfo, con una capacità installata di 52 MW), il cui deconsolidamento ha comportato una riduzione della produzione e dei Ricavi Operativi rispetto al primo semestre 2025, quando l'impianto aveva contribuito per 70.461 MWh e per circa 8,5 milioni di euro di Ricavi Operativi. Tale effetto è stato in parte compensato sia dall'ingresso nel perimetro di consolidamento del nuovo impianto eolico in Irlanda, acquisito a fine 2025, che ha contribuito nel primo semestre 2026 per 17.529 MWh che dalla nuova capacità produttiva entrata in esercizio nel corso del primo semestre 2026.

Nel primo semestre 2026 si è rilevato un positivo incremento dei prezzi medi di cessione dell'energia elettrica rispetto al 2025, infatti, il ricavo medio di cessione per gli impianti del gruppo, comprendendo anche l'incentivo GRIN, è risultato pari a 113,0 euro per MWh, rispetto alla media di 110,4 euro per MWh del 2025. Il prezzo dell'incentivo GRIN riconosciuto agli impianti incentivati per l'anno 2026 è stato pari a 50,45 euro per MWh mentre per il 2025 è stato pari a 55,3 euro per MWh.

CONSOLIDATO ALERION - Conto Economico riclassificato (Valori in Milioni di Euro)	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi operativi	73,1	66,3
Altri ricavi	10,3	11,3
Ricavi	83,4	77,6
Costo delle risorse umane	(7,5)	(8,1)
Altri costi operativi	(23,1)	(18,6)
Accantonamenti per rischi	(0,1)	(0,1)
Costi operativi	(30,7)	(26,8)
Risultati di partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1,0	1,0
Margine Operativo Lordo (EBITDA)	53,7	51,8
Ammortamenti e svalutazioni	(26,3)	(26,3)
Risultato Operativo (EBIT)	27,4	25,5
Proventi (oneri) finanziari	(16,4)	(15,8)
Risultato ante imposte (EBT)	11,0	9,7
Imposte	(4,5)	(3,9)
Risultato Netto	6,5	5,8
Utile (Perdita) di competenza di terzi	0,4	0,6
Risultato Netto di Gruppo	6,1	5,2

Il gruppo ha consuntivato complessivamente nel periodo in esame **Ricavi per 83,4 milioni di euro rispetto ai 77,6 milioni di euro del primo semestre 2025**. Nel primo semestre 2026 il Gruppo ha conseguito Ricavi Operativi pari a 73,1 milioni di euro, in crescita rispetto ai 66,3 milioni di euro registrati nel corrispondente periodo del 2025. Tale andamento riflette sia il favorevole contesto dei prezzi di vendita dell'energia elettrica rispetto all'esercizio precedente, sia l'incremento della produzione elettrica consolidata integralmente, pari a circa 46,6 GWh. La maggiore produzione è attribuibile principalmente a condizioni di ventosità maggiormente allineate alle medie storiche e al contributo della capacità produttiva acquisita in Irlanda alla fine del 2025. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dall'impatto della cessione di Eolica PM, perfezionata nel quarto trimestre 2025.

Gli effetti positivi della variazione dei prezzi di vendita sono stati parzialmente compensati dalle coperture sull'andamento del prezzo dell'energia elettrica sottoscritte su parte della produzione al fine di ridurre il rischio di volatilità. Tali contratti di copertura in linea con le prassi di settore hanno comportato un effetto correttivo negativo rilevato direttamente tra i

ricavi derivanti dalle vendite di energia elettrica pari a 0,2 milioni di euro a valere sul primo semestre 2026. I Ricavi Operativi del primo semestre del 2025 includevano un effetto correttivo negativo di importo più rilevante, pari a circa 3,8 milioni di euro, derivante dai medesimi contratti di copertura sui prezzi dell'energia elettrica.

Si riporta di seguito un dettaglio dei prezzi zonal medi e del PUN relativi al territorio italiano per il primo semestre 2026 e quello 2025:

Scenario Prezzi (Euro /Mwh)	I Sem 2026	I Sem 2025	Δ	Δ %
PUN - Prezzo di riferimento elettricità Italia	127,2	119,5	7,7	6,4%
Prezzo energia elettrica zona Nord	128,7	119,6	9,2	7,7%
Prezzo energia elettrica zona Centro Nord	128,8	120,0	8,8	7,3%
Prezzo energia elettrica zona Centro Sud	125,5	119,6	5,9	4,9%
Prezzo energia elettrica zona Sud	122,2	119,1	3,1	2,6%
Prezzo energia elettrica Sardegna	121,8	115,9	5,8	5,0%
Prezzo energia elettrica Sicilia	123,2	119,4	3,8	3,2%
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) Italia	50,5	55,3	-4,9	-8,8%
Prezzo energia elettrica Spagna	49,4	62,4	-13,1	-20,9%
Prezzo energia elettrica Romania	113,9	110,2	3,7	3,3%

Con la Deliberazione 7/2026/R/efr del 27 gennaio 2026 l'Autorità di Regolazione per l'Energia, Reti e Ambiente ("Arera") ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2026 (FIP 2026), il valore medio annuo registrato nel 2025 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 115,32 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2026, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 50,45 Euro/MWh. In base alle procedure del GSE, tali incentivi vengono erogati dal GSE su base mensile entro il secondo mese successivo a quello di competenza. Nel primo semestre 2026 il ricavo medio di cessione per gli impianti eolici consolidati integralmente e incentivati secondo la Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi" è stato pari a 162,9 euro per MWh, rispetto ai 170,6 euro per MWh del medesimo periodo 2025. In particolare:

Scenario Prezzi per tariffa incentivante (Euro /Mwh)	2026	2025	2024
Tariffa incentivante (ex Certificati verdi) - Italia	50,45	55,3	42,2

- il ricavo medio di cessione dell'energia elettrica nel 2026 per gli impianti consolidati integralmente è stato pari a 113 euro per MWh, rispetto a 110,4 euro per MWh del medesimo periodo del 2025;
- il prezzo medio degli incentivi nel 2026 è stato pari a 50,45 (55,3 nel medesimo periodo del 2025).

I parchi Eolici di Villacidro e di Albareto, beneficiano invece di un prezzo minimo garantito di asta (ex D.M. 23/06/2016) pari a 66 euro per MWh. Morcone-Pontelandolfo invece è uscito dal perimetro di consolidamento del 2026.

Gli Altri Ricavi sono pari a 10,3 milioni di euro (11,3 milioni di euro nel primo semestre 2025) e si riferiscono principalmente: i) agli indennizzi assicurativi ricevuti nel corso dell'esercizio, ii) ai contributi pubblici riconosciuti in sede di costruzione degli impianti eolici e rilasciati a conto economico lungo la vita residua degli stessi, iii) ai rilasci di fondi accantonanti negli esercizi precedenti e iv) a consulenze amministrative e tecniche rese nei confronti di società terze e di società consolidate con il metodo del patrimonio netto.

Vengono di seguito riportati i dati relativi alla capacità installata e della produzione di energia elettrica del Gruppo validi per il 2026:

- La tabella seguente evidenzia la **capacità installata** del Gruppo dettagliata per settore ed area geografica valida per il primo semestre 2026.

Capacità Installata Impianti Alerion	Potenza Lorda (MW)		Possesso (%)	Potenza Consolidata (MW)	
Impianti Società Controllate (consolidate integralmente)	30 giu 2025	30 giu 2026		30 giu 2025	30 giu 2026
Impianti eolici operativi Italia					
Nord	19,8	19,8	100%	19,8	19,8
Centro Sud	116,3	65,3	100%	116,3	65,3
Sud	148,2	148,2	100%	148,2	148,2
Sicilia	164,2	164,2	100%	164,2	164,2
Sardegna	155,2	155,2	100%	155,2	155,2
Totale	603,7	552,7		603,7	552,7
Impianti fotovoltaici Italia					
Sardegna	13,5	13,5	100%	13,5	13,5
Sud	16,0	21,9	100%	16,0	21,9
Sicilia	11,8	11,8	100%	11,8	11,8
Totale	41,3	47,2		41,3	47,2
Impianti eolici Estero					
Spagna	36,0	36,0	100%	36,0	36,0
Bulgaria	12,0	12,0	51%	12,0	12,0
Irlanda	0	14,4	100%	0	14,4
Totale	48,0	62,4		48,0	62,4
Impianti fotovoltaici Estero					
Romania	130,2	216,4	100%	130,2	216,4
Totale	130,2	216,4		130,2	216,4
Totale impianti Società Controllate	823,2	878,7		823,2	878,7
Impianti eolici in società la cui partecipazione è consolidata con il metodo del Patrimonio Netto (1)					
Impianti eolici operativi Italia					
Centro Sud	15,0	15,0	50%	7,5	7,5
Sud	120,0	178,8	50%	60,0	89,4
Totale	135,0	193,8		67,5	96,9
Totale	958,2	1.072,5		890,7	975,6
(1) Impianti detenuti da partecipazioni consolidate con il metodo del patrimonio netto per effetto dell'applicazione dell'IFRS 11					

- La tabella seguente evidenzia **la produzione di energia elettrica del Gruppo per settore ed area geografica** relativa al primo semestre 2026 e 2025:

Produzione Impianti Alerion		Produzione consolidata (MWh)	
		30 giu 2025	30 giu 2026
Impianti Società Controllate (consolidate integralmente)			
Impianti eolici operativi Italia suddivisi per zona			
Nord	24.428	20.611	
Centro Sud	109.485	43.794	
Sud	111.754	130.062	
Sicilia	101.806	127.853	
Sardegna	121.764	149.421	
Totale	469.237	471.741	
Impianti fotovoltaici Italia			
Sardegna	11.095	10.669	
Sud	11.692	15.472	
Sicilia	6.219	9.426	
Totale	29.006	35.567	
Impianti eolici operativi Estero			
Spagna	27.344	25.344	
Bulgaria	12.162	12.571	
Irlanda		17.529	
Totale	39.506	55.444	
Impianti fotovoltaici operativi Estero			
Romania	62.713	84.365	
Totale	62.713	84.365	
Totale impianti Società Controllate	600.462	647.117	
Impianti eolici in società la cui partecipazione è consolidata con il metodo del Patrimonio Netto (1)			
Impianti eolici operativi Italia suddivisi per zona delle partecipate in joint venture			
Centro Sud	5.308	5.462	
Sud	50.039	86.499	
Totale	55.347	91.961	
Totale	655.809	739.078	
(1) Impianti detenuti da partecipazioni consolidate con il metodo del patrimonio netto per effetto dell'applicazione dell' IFRS 11			

Il **Margine operativo lordo (EBITDA)** del primo semestre 2026 è pari a 53,7 milioni di euro, rispetto ai 51,8 milioni di euro rilevati nell'analogo periodo del 2025. Il valore dell'Ebitda del primo semestre 2026 riflette l'effetto quantità positivo legato alla già descritta crescita della produzione elettrica consolidata per circa 46,6 GWh, unitamente al favorevole andamento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica rispetto allo scorso semestre. Il rapporto tra EBITDA ed i Ricavi Operativi del periodo risulta pari a 73,5%.

Il **Risultato delle società consolidate con il metodo del patrimonio netto**, incluso nel Margine Operativo Lordo, è pari a 1,0 milioni di euro in linea con il risultato del 2025 quando misurava 1,0 milioni di euro. Il **Margine Operativo Lordo (EBITDA) Proforma adjusted** è pari a 60,4 milioni di euro ottenuto considerando il valore pro quota dell'EBITDA delle società in Joint venture più rilevanti per il periodo all'EBITDA consolidato del Gruppo. Nel 2025 il valore sarebbe stato pari a 57,3 milioni di euro.

Il **Risultato Operativo** della semestrale 2026 è pari a 27,4 milioni di euro, in aumento rispetto ai valori rilevati nel semestre scorso (25,5 milioni di euro), dopo ammortamenti e svalutazioni per 26,3 milioni di euro. Si rilevano ammortamenti in linea con il semestre precedente.

Il **Risultato ante imposte** è pari a 11,0 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2025 quando era pari a 9,7 milioni di euro, dopo oneri finanziari per 16,4 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2025 per effetto della nuova emissione obbligazionaria con scadenza 2032 al tasso nominale di 4,625%.

Il **Risultato Netto** è pari a 6,5 milioni di euro dopo imposte di periodo per circa 4,5 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2025, quando era pari a 5,8 milioni di euro.

Il **Risultato Netto di Gruppo** del primo semestre 2026 è pari a 6,1 milioni di euro (pari a 5,2 milioni di euro nel primo semestre 2025).

Il **Risultato Netto di Terzi** del primo semestre 2026 è pari a 0,4 milioni di euro (in decremento rispetto al dato al 30 giugno 2025, pari a 0,6 milioni di euro).

Risultati patrimoniali e finanziari

CONSOLIDATO ALERION

Prospetto della Situazione Patrimoniale-Finanziaria riclassificata (valori in milioni di euro)

	30.06.2026	31.12.2025
Immobilizzazioni Immateriali	289,7	288,5
Immobilizzazioni Materiali	786,5	695,7
Immobilizzazioni Finanziarie	69,8	71,8
Crediti finanziari non correnti	66,9	35,0
Immobilizzazioni	1.212,9	1.091,0
Altre attività e passività non finanziarie	(69,0)	(59,8)
CAPITALE INVESTITO NETTO	1.143,9	1.031,2
Patrimonio netto di Gruppo	392,2	426
Patrimonio netto di Terzi	6,8	6,6
Patrimonio Netto	399,0	432,6
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	311,1	344,0
Altre attività e passività finanziarie	(1.056,0)	(942,6)
Indebitamento finanziario *	(744,9)	(598,6)
PATRIMONIO NETTO + INDEBITAMENTO FINANZIARIO *	1.143,9	1.031,2

**Indebitamento finanziario calcolato come da Orientamento ESMA32-382-1138*

Variazione dell'Area di Consolidamento nel periodo

Rispetto al primo semestre 2025 il perimetro è variato principalmente per effetto dell'operazione di equity recycling completata dal Gruppo nel quarto trimestre dell'esercizio 2025, con l'accordo di cessione della controllata Eolica PM (impianto eolico sito nel Comune di Pontelandolfo, con una capacità installata di 52 MW). Nel corso del semestre, inoltre, Alerion ha perfezionato l'acquisizione di un nuovo progetto eolico con l'acquisizione della società Sirio Rinnovabili S.r.l. che detiene i diritti per la realizzazione del progetto eolico onshore autorizzato "Vallelunga", situato in Sicilia nei Comuni di Vallelunga Pratameno (CL), Sclafani Bagni (PA) e Valledolmo (PA). Il progetto prevede una potenza installata complessiva di 48,8 MW e una produzione netta annua stimata a regime di circa 120 GWh.

Si rimanda alla nota "3. Area di consolidamento" delle note alla relazione.

Le Immobilizzazioni Materiali e Immateriali al 30 giugno 2026 sono pari a 1.076,2 milioni di euro (984,2 milioni di euro al 31 dicembre 2025). Le immobilizzazioni risultano in aumento rispetto al valore al 31 dicembre 2025 per 92 milioni di

euro dopo ammortamenti e svalutazioni complessivamente pari a 26,3 milioni di euro. L'incremento è relativo ai maggiori investimenti realizzati nel corso del 2026 principalmente in Italia e in Romania.

Si segnala che la voce "**Altre Attività e Passività non finanziarie**" include al 30 giugno 2026 crediti per la vendita di energia elettrica e Incentivi per un totale di 10,8 milioni di euro (8,4 milioni di euro al 31 dicembre 2025). In particolare, i crediti da tariffa incentivante nei confronti del Gestore dei Servizi Energetici (GSE) sono pari a 2,9 milioni di euro (2,2 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

Il **Patrimonio Netto di Gruppo** al 30 giugno 2026 è pari a 392,2 milioni di euro, con una variazione negativa di 33,8 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025 quando risultava pari a 426 milioni di euro. La variazione è principalmente conseguente: i) alla quota attribuibile al Gruppo dell'utile netto di periodo pari a 6,1 milioni di euro; ii) alla variazione positiva del fair value degli strumenti derivati su finanziamenti bancari in project financing e degli strumenti derivati commodity swap sul prezzo di vendita dell'energia elettrica, al netto dell'effetto fiscale, per 0,3 milioni di euro, iii) alla variazione negativa del fair value degli strumenti obbligazionari al netto dell'effetto fiscale per 0,1 milioni di euro, iv) all'effetto delle differenze cambio negative per 8,4 milioni di euro, v) all'aumento di capitale avvenuto in data 8 giugno 2026 per 1,1 milioni di euro, e vi) alla distribuzione di dividendi per 32,7 milioni di euro, come da delibera del 23 aprile 2026.

L'Indebitamento Finanziario al 30 giugno 2026 è pari a 744,9 milioni di euro, in aumento di 146,3 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025 quando risultava pari a 598,6 milioni di euro, la variazione riflette principalmente gli investimenti effettuati nel semestre in Romania ed in Italia ed il pagamento dei dividendi per 32,7 milioni di euro.

Il prospetto seguente riporta la struttura dell'indebitamento finanziario del Gruppo determinato in base alle indicazioni dell'ESMA contenute nel paragrafo 175 degli "Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto" (04/03/2021 | ESMA32-382-1138); Evidenzia inoltre i parametri finanziari oggetto dei covenant previsti nei regolamenti dei prestiti obbligazionari emessi dalla società ed attualmente sul mercato regolamentato, nello specifico il "prestito obbligazionario 2021-2027" rimborsato in data 25 marzo 2026, il "prestito obbligazionario 2022-2028", il "prestito obbligazionario 2023-2029" emesso a fine 2023, il "prestito obbligazionario 2024-2030" emesso a fine 2024 e il "prestito obbligazionario 2026-2032" emesso il 6 febbraio 2026 tutti classificati come "Green Bond". Si segnala che alla data del 31 dicembre 2025 i covenant risultavano rispettati.

CONSOLIDATO ALERION – Indebitamento finanziario

	30.06.2026	31.12.2025
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti		
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	311,1	344,0
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	311,1	344,0
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	86,0	82,5
Liquidità	397,1	426,5
Passività finanziarie correnti		
Debito corrente per linee bancarie	(35,0)	(45,1)
Debiti correnti per strumenti derivati	(0,3)	0
Debito finanziario corrente	(35,3)	(45,1)
Debito corrente per finanziamenti bancari e in project financing	(21,8)	(16,6)
Debiti correnti per Lease	(1,2)	(1,2)
Debiti correnti per strumenti derivati	(0,1)	(0,3)
Debito corrente verso Obbligazionisti	(7,1)	(4,2)
Debito corrente verso altri finanziatori	(3,0)	(2,9)
Parte corrente del debito finanziario non corrente	(33,2)	(25,2)
Indebitamento finanziario corrente	(68,5)	(70,3)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CORRENTE NETTO	328,6	356,2
Passività finanziarie non correnti		
Debito non corrente per finanziamenti bancari e in project financing	(217,4)	(196,1)
Debito non corrente verso altri finanziatori	(29,4)	(30,8)
Debiti non correnti per Lease	(13,8)	(13,1)
Debiti non correnti per strumenti derivati	(0,1)	(0,1)
Debito finanziario non corrente	(260,7)	(240,1)
Debito non corrente verso Obbligazionisti	(812,8)	(714,7)
Strumenti di debito	(812,8)	(714,7)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NON CORRENTE	(1.073,5)	(954,8)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO*	(744,9)	(598,6)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO (esclusi i Derivati)	(746,3)	(599,4)
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti	65,1	33,0
Crediti finanziari non correnti per strumenti derivati	1,8	2,0
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CONTABILE	(678,0)	(563,6)
(*) Indebitamento finanziario calcolato come da Orientamento ESMA32-382-1138		
PARAMETRI FINANZIARI previsti dal regolamento dei prestiti obbligazionari in essere		
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CONTABILE al netto dei Derivati	(681,2)	(566,4)

Per il prospetto dell'indebitamento finanziario esposto sulla base del nuovo schema previsto dall'orientamento ESMA 32-232-1138 del 4 marzo 2021, si rimanda alle note di commento della posizione finanziaria netta.

La variazione dell'Indebitamento Finanziario riflette principalmente quindi: i) i flussi di cassa generati dalla gestione operativa complessivamente pari a circa 33,5 milioni di euro; ii) i flussi di cassa assorbiti dall'attività di investimento pari complessivamente a circa 94,4 milioni di euro relativi principalmente agli investimenti effettuati in Romania e in Italia; iii) la spesa per gli oneri finanziari netti del periodo e la variazione del fair value degli strumenti derivati complessivamente pari a 54,1 milioni di euro iv) i dividendi ricevuti dalle società partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto pari a 1,6 milioni di euro e v) i dividendi corrisposti nel periodo per 32,9 milioni di euro.

Il prospetto seguente mostra le diverse componenti gestionali dei flussi di cassa con evidenza delle variazioni sull'Indebitamento Finanziario:

(valori in milioni di euro)	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Flussi di cassa generati dalla gestione operativa	33,5	37,0
Flussi di cassa assorbiti dall'attività di investimento	(94,4)	(57,2)
Oneri finanziari netti del periodo e la variazione del fair value degli strumenti derivati	(54,1)	(33,8)
Dividendi ricevuti dalle società le cui partecipazioni sono valutate con il metodo del patrimonio netto	1,6	4,3
Dividendi liquidati	(32,9)	(32,8)
Variazione dell'Indebitamento finanziario*	(146,3)	(82,5)
Indebitamento finanziario* all'inizio periodo	(598,6)	(533,8)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO* A FINE PERIODO	(744,9)	(616,3)

(*) Indebitamento finanziario calcolato come da Orientamento ESMA32-382-1138

La leva finanziaria ("leverage"), espressa come rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto, al 30 giugno 2026 è pari al 65,1% (58,0% al 31 dicembre 2025).

L'**Indebitamento Finanziario Contabile** al 30 giugno 2026 è pari a 678,0 milioni di euro (563,6 milioni di euro al 31 dicembre 2025). L'indebitamento finanziario contabile, rispetto all'indebitamento finanziario netto determinato in conformità agli Orientamenti ESMA, comprende anche le attività finanziarie non correnti, rappresentate prevalentemente da crediti finanziari verso società valutate con il metodo del patrimonio netto.

L'**Indebitamento Finanziario (esclusi derivati)** al 30 giugno 2026, è pari a 746,3 milioni di euro (599,4 milioni di euro al 31 dicembre 2025).

Le Disponibilità Liquide del Gruppo sono pari a 311,1 milioni di euro al 30 giugno 2026, in diminuzione di 32,9 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2025 quando risultavano pari a 344 milioni di euro. Le variazioni del periodo comprendono principalmente gli effetti positivi dei flussi di cassa generati dalla gestione operativa pari complessivamente a 33,5 milioni di euro, dai flussi di cassa assorbiti dall'attività di investimento in Romania e Italia per 94,4 milioni di euro e i dividendi liquidati per 32,9 milioni di euro.

L'**Indebitamento finanziario corrente** al 30 giugno 2026, comprensivo dei debiti per strumenti derivati per la quota corrente, è pari a 68,5 milioni di euro, in diminuzione di 1,8 milioni di euro rispetto al valore del 31 dicembre 2025, in cui era pari a 70,3 milioni di euro.

L'**Indebitamento finanziario non corrente** al 30 giugno 2026, comprensivo dei debiti per strumenti derivati per la quota non corrente, è pari a 1.073,5 milioni di euro (954,8 milioni di euro al 31 dicembre 2025) ed include principalmente (i) il debito verso obbligazionisti per 812,8 milioni di euro composto dal prestito obbligazionario 2022-2028 sottoscritto il 17 maggio 2022, pari a 100 milioni di euro al netto dei costi accessori di 0,7 milioni di euro, dal prestito obbligazionario 2023-2029 sottoscritto il 12 dicembre 2023, pari a 170 milioni di euro al netto dei costi accessori di 1,7 milioni di euro, dal prestito obbligazionario 2024-2030 sottoscritto l'11 dicembre 2024, pari a 250 milioni di euro al netto dei costi accessori di 2,7 milioni di euro e dal prestito obbligazionario 2026-2032 sottoscritto il 6 febbraio 2026, pari a 300 milioni di euro al netto dei costi accessori di 3,1 milioni di euro (ii) le quote a medio lungo termine dei finanziamenti in project financing, pari a 217,4 milioni di euro, in aumento per le nuove erogazioni sottoscritte nel corso del semestre, (iii) la quota a medio lungo termine delle passività finanziarie per leasing in linea con quanto previsto dal principio contabile "IFRS 16 – LEASES" per 13,8 milioni di euro.

I **Crediti Finanziari e le altre attività finanziarie non correnti** al 30 giugno 2026 sono pari a 66,9 milioni di euro, in incremento rispetto al 31 dicembre 2025 per 31,9 milioni di euro, e si riferiscono principalmente ai crediti finanziari verso società consolidate con il metodo del patrimonio netto e ai crediti per strumenti derivati rilevati in seguito alla variazione positiva del fair value degli stessi nel corso del semestre.

Per i termini e le condizioni relativi ai rapporti con parti correlate si rimanda alla nota "37" "Dettaglio dei rapporti con parti correlate e infragruppo al 30 giugno 2026".

QUADRO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

Nel seguito sono illustrati i provvedimenti di maggior rilievo che hanno caratterizzato il quadro normativo di riferimento per il settore nel corso del primo semestre 2026.

Tariffa incentivante (FIP) ex “certificati verdi”

Con la Deliberazione 7/2026/R/efr del 27 gennaio 2026 l'Autorità di Regolazione per l'Energia, Reti e Ambiente ("Arera") ha reso noto, ai fini della determinazione del valore della tariffa incentivante 2026 (FIP 2026), il valore medio annuo registrato nel 2025 del prezzo di cessione dell'energia elettrica, pari a 115,32 €/MWh. Pertanto, il valore degli incentivi 2026, pari al 78% della differenza fra 180 Euro/MWh e il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica dell'anno precedente, è pari a 50,45 Euro/MWh. In base alle procedure del GSE, tali incentivi vengono erogati dal GSE su base mensile entro il secondo mese successivo a quello di competenza.

Nuovi obiettivi europei al 2030 per fonti rinnovabili ed efficienza energetica

Nel quadro del Green Deal Europeo e del pacchetto legislativo Fit for 55, l'Unione Europea ha rafforzato i propri obiettivi in materia di decarbonizzazione, energia rinnovabile ed efficienza energetica. In particolare, la Legge Europea sul Clima ha confermato l'obiettivo vincolante di ridurre entro il 2030 le emissioni nette di gas a effetto serra di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990, quale tappa intermedia verso il conseguimento della neutralità climatica entro il 2050.

Con l'entrata in vigore della Direttiva (UE) 2023/2413 (RED III), l'obiettivo europeo in materia di energie rinnovabili per il 2030 è stato innalzato ad almeno il 42,5% dei consumi finali lordi di energia, con l'obiettivo indicativo di raggiungere il 45% entro la stessa data. La direttiva introduce inoltre specifici target settoriali per trasporti, industria, edifici, riscaldamento e raffrescamento, nonché misure volte ad accelerare i procedimenti autorizzativi per gli impianti da fonti rinnovabili.

Parallelamente, l'Unione Europea ha rafforzato il quadro normativo in materia di efficienza energetica, prevedendo un significativo miglioramento dei livelli di risparmio energetico entro il 2030, quale elemento complementare allo sviluppo delle fonti rinnovabili e alla riduzione delle emissioni climalteranti.

Misure di contenimento dei costi energetici (c.d. "Decreto Bollette")

Nel corso del primo semestre 2026 è stato inoltre emanato il c.d. "Decreto Bollette" (Decreto Legge n. 21/2026, convertito con modificazioni dalla Legge 10 aprile 2026, n. 49), che ha introdotto misure temporanee volte a contenere l'aumento del costo dell'energia elettrica per famiglie e imprese, e che prevede un incremento temporaneo di 2 punti percentuali dell'aliquota IRAP per le società operanti nei settori dell'estrazione, raffinazione, produzione e distribuzione di energia e gas.

Quadro normativo Spagnolo

La disciplina del settore delle energie rinnovabili in Spagna si inserisce nel quadro normativo definito dall'Unione Europea e, in particolare, dalla Direttiva (UE) 2018/2001 sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, come successivamente modificata dalla Direttiva (UE) 2023/2413.

A livello nazionale, il principale riferimento normativo continua ad essere rappresentato dalla "*Ley 24/2013 del Sector Eléctrico*", che disciplina l'organizzazione del mercato elettrico e il regime applicabile alle attività di generazione, trasmissione, distribuzione e commercializzazione dell'energia elettrica. La normativa è integrata, tra l'altro, dal "*Real Decreto 413/2014*", che regola la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, cogenerazione e rifiuti, dal "*Real Decreto 1955/2000*", relativo ai procedimenti autorizzativi degli impianti elettrici, e dal "*Real Decreto 2019/1997*", che disciplina il mercato della produzione di energia elettrica.

L'attività di generazione elettrica continua ad operare in un regime di libero mercato, mentre la realizzazione e l'esercizio degli impianti restano subordinati all'ottenimento delle necessarie autorizzazioni amministrative, ambientali e urbanistiche previste dalla normativa nazionale, regionale e locale.

La remunerazione degli impianti rinnovabili deriva principalmente dalla vendita dell'energia sul mercato elettrico all'ingrosso. Accanto a tale meccanismo, il quadro normativo spagnolo prevede sistemi incentivanti assegnati attraverso procedure competitive e aste pubbliche, finalizzate all'assegnazione di specifici regimi economici di sostegno per nuovi impianti da fonte rinnovabile.

Quadro normativo - Regno Unito

La disciplina del settore energetico britannico prevede un prelievo temporaneo sui ricavi eccezionali dei produttori di energia elettrica, l'Electricity Generator Levy ("EGL"), in vigore dal 1° gennaio 2023 e applicabile ai ricavi realizzati dagli impianti alimentati da fonte nucleare, rinnovabile, da biomassa e da rifiuti quando il prezzo di vendita eccede un prezzo di riferimento (benchmark price); ne sono esclusi gli impianti che beneficiano di un Contract for Difference ("CfD") con la Low Carbon Contracts Company o di un Investment Contract ai sensi dell'Energy Act 2013.

Nel corso del 2026 il Governo britannico ha annunciato l'aumento dell'aliquota dell'EGL dal 45% al 55% con decorrenza dal 1° luglio 2026, nonché la proroga della misura oltre la scadenza originariamente prevista del 31 marzo 2028, da disciplinarsi con separato intervento normativo. A seguito della Review of Electricity Market Arrangements ("REMA"), il Governo ha inoltre confermato, nel luglio 2025, il mantenimento di un mercato elettrico all'ingrosso a prezzo unico nazionale, escludendo l'introduzione di una tariffazione zonale.

La remunerazione degli impianti rinnovabili deriva principalmente dalla vendita dell'energia sul mercato elettrico all'ingrosso, integrata dal meccanismo dei Contracts for Difference, assegnati tramite asta competitiva (Allocation Round) e gestiti dalla Low Carbon Contracts Company. I risultati della settima Allocation Round (AR7), pubblicati tra gennaio e febbraio 2026, hanno assegnato contratti CfD per complessivi 8,4 GW di capacità eolica offshore e 6,2 GW di capacità eolica onshore, fotovoltaica e da energia delle maree, confermando il sostegno pubblico allo sviluppo di nuova capacità rinnovabile.

Quadro normativo - Irlanda

La disciplina del settore energetico irlandese prevede un sistema di sostegno alla produzione di energia da fonti rinnovabili basato su asta competitiva, il Renewable Electricity Support Scheme ("RESS"), che assegna alle nuove iniziative selezionate contratti assimilabili a Contracts for Difference. La sesta procedura competitiva (RESS 6) è attesa nel secondo semestre 2026: la consultazione sui nuovi termini e condizioni si è chiusa il 13 marzo 2026 e i termini definitivi sono attesi nel secondo trimestre 2026, con l'introduzione di criteri non di prezzo previsti dal Net-Zero Industry Act dell'Unione Europea e la possibile restrizione dell'ambito di applicazione agli impianti eolici, fotovoltaici e ibridi.

In risposta alla crisi energetica, il quadro normativo irlandese ha inoltre previsto misure temporanee di contribuzione straordinaria applicabili agli operatori del settore energetico, tra cui la Temporary Solidarity Contribution prevista dall'Energy (Windfall Gains in the Energy Sector) (Temporary Solidarity Contribution) Act 2023, in attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854, applicabile ai soli operatori del comparto dei combustibili fossili per i periodi d'imposta 2022 e 2023, e un tetto ai ricavi di mercato dei produttori "inframarginali" (incluse le fonti eoliche e fotovoltaiche), fissato a 120 Euro/MWh e in vigore da dicembre 2022 a giugno 2023.

La produzione di energia da fonti rinnovabili opera in regime di libero mercato e la remunerazione degli impianti deriva prevalentemente dalla vendita dell'energia sul mercato elettrico all'ingrosso, regolato dalla Commission for Regulation of Utilities ("CRU"), integrata per le nuove iniziative dai contratti assegnati nell'ambito del RESS.

Quadro normativo - Romania

La disciplina del settore energetico rumeno è stata caratterizzata negli ultimi anni da numerosi interventi normativi volti a mitigare gli effetti della volatilità dei prezzi dell'energia. In particolare, il quadro regolatorio introdotto dall'Ordinanza d'Urgenza n. 27/2022 (OUG 27/2022), successivamente modificata e integrata, ha previsto meccanismi di calmierazione dei prezzi dell'energia elettrica e del gas naturale per determinate categorie di consumatori, nonché specifiche misure di contribuzione applicabili agli operatori del settore energetico.

Nel corso del 2024 e del 2025 tali misure sono state ulteriormente riviste e prorogate. In particolare, il regime di sostegno ai consumatori e le relative misure di mercato sono stati estesi fino al 2026 per talune categorie di utenti finali, mentre il quadro contributivo applicabile agli operatori energetici è stato oggetto di successive modifiche al fine di adeguarlo all'evoluzione dei prezzi dell'energia e alle esigenze di finanziamento del Fondo per la Transizione Energetica.

La produzione di energia da fonti rinnovabili opera in regime di libero mercato e la remunerazione degli impianti deriva prevalentemente dalla vendita dell'energia sul mercato elettrico. Parallelamente, il Governo rumeno ha avviato programmi di sostegno agli investimenti nelle energie rinnovabili, inclusi meccanismi basati su contratti per differenza (CfD), finalizzati a favorire lo sviluppo di nuova capacità produttiva e il raggiungimento degli obiettivi di transizione energetica del Paese.

PRINCIPALI RISCHI E INCERTEZZE

Rischi connessi al contesto normativo e regolamentare

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

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

L'emanazione di nuove disposizioni normative applicabili al Gruppo o all'attività di produzione dell'energia elettrica o eventuali modifiche del vigente quadro normativo italiano, ivi inclusa la normativa fiscale, potrebbero avere un impatto negativo sull'operatività di Alerion e del Gruppo. Inoltre, l'implementazione di tali modifiche potrebbe richiedere specifici e ulteriori oneri a carico del Gruppo. In particolare, i costi per conformarsi ad eventuali modifiche delle disposizioni normative vigenti, ivi inclusi i costi di compliance, comprensivi dei costi di adeguamento alle disposizioni in materia di requisiti per l'esercizio delle attività, di licenze del personale e di sicurezza nel lavoro, potrebbero essere particolarmente elevati. Similmente l'adeguamento alle modifiche della normativa sopra descritte può richiedere lunghi tempi di implementazione. Il verificarsi di tali eventi potrebbe avere effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, l'elevato grado di complessità e di frammentarietà delle normative nazionali e locali del settore della produzione di energia da fonti rinnovabili, unita all'interpretazione non sempre uniforme delle medesime da parte delle competenti Autorità, potrebbe generare situazioni di incertezza e contenziosi giudiziari, con conseguenti effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Il Gruppo contiene tale rischio monitorando costantemente il quadro normativo per recepire tempestivamente i potenziali cambiamenti, operando in maniera tale da minimizzare gli impatti economici eventualmente derivanti.

Rischi connessi alla ciclicità della produzione

Le caratteristiche delle fonti di energia utilizzate comportano sia una produzione caratterizzata da elevata variabilità, connessa alle condizioni climatiche dei siti in cui sono localizzati gli impianti eolici, sia previsioni di produzione basate su serie storiche e stime probabilistiche.

In particolare, la produzione di energia elettrica da fonte eolica, essendo legata a fattori climatici "non programmabili" è caratterizzata nell'arco dell'anno 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 anche rispetto alle misurazioni effettuate in fase di sviluppo (circa la disponibilità della fonte e le previsioni relative alle condizioni climatiche), potrebbero determinare sfasamenti temporali e la riduzione o l'interruzione delle attività degli impianti, comportando una flessione o un incremento tempo per tempo dei volumi di energia elettrica prodotti, con conseguenti effetti di breve periodo sull'attività e sulla situazione economica, patrimoniale e/o finanziaria del Gruppo.

Il Gruppo Alerion contiene tale rischio pianificando l'installazione di nuovi siti in zone geografiche diversificate, monitorando l'andamento dei dati anemometrici per migliorare l'attività di forecasting meteorologico e programmando i fermi impianto in funzione dei periodi di minore ventosità.

Il Gruppo Alerion contiene gli eventuali rischi di danneggiamento degli impianti dovuti a eventi atmosferici avversi non controllabili né programmabili tramite la stipula di polizze assicurative e di contratti di manutenzione.

Rischi connessi al climate change

Il rischio relativo al **climate change** individua la possibilità che variazioni climatiche nel breve e nel lungo periodo possano avere impatti sul business del Gruppo con conseguenze sui risultati economico finanziari. In particolare, si evidenzia la diminuzione della disponibilità delle risorse (produzione eolica e solare) e conseguenti incrementi dei costi di manutenzione e di assicurazione contro gli eventi atmosferici avversi.

Il Gruppo contiene i potenziali impatti derivanti dal rischio climatico tramite l'adozione di apposite misure quali (i) la pianificazione dell'installazione di nuovi siti in zone geografiche diversificate, monitorando l'andamento dei dati anemometrici per migliorare l'attività di forecasting meteorologico e programmando i fermi impianto in funzione dei periodi di minore ventosità e (ii) il contenimento degli eventuali rischi di danneggiamento degli impianti dovuti a eventi atmosferici avversi non controllabili né programmabili tramite la stipula di polizze assicurative e di contratti di manutenzione. Si evidenzia inoltre che nella predisposizione del test di impairment, i potenziali impatti del rischio climatico sono stati riflessi nella determinazione dei relativi flussi di cassa prospettici, tenendo conto, principalmente, degli eventuali minori rendimenti legati a una produzione di energia elettrica ridotta a causa delle condizioni climatiche

avverse registratesi (basandosi dette proiezioni, tra l'altro, sulle medie storiche di produttività dei singoli parchi) e dei costi operativi legati alla stipula delle polizze assicurative.

Inoltre, se da un lato, eventuali disastri climatici possono causare effetti sfavorevoli sulla produzione del gruppo, conseguenza del cambiamento climatico in corso è anche il sempre maggiore interesse delle istituzioni nei confronti delle società che producono energia di tipo rinnovabile. In particolare, l'Unione Europea ha sviluppato un Piano d'azione per finanziare la crescita sostenibile (EU Action Plan) e contribuisce a collegare la finanza alle esigenze specifiche dell'economia europea e mondiale. Il Gruppo, che ha come core business la produzione di energia tramite fonti rinnovabili, è particolarmente coinvolto da progetti di tale portata.

La produzione di energia da fonti eoliche e solari è contenuta all'interno della Tassonomia Europea come settore che contribuisce attivamente alla "Climate mitigation", contribuendo, ai fini della decarbonizzazione, all'obiettivo nazionale vincolante al 2030 di riduzione del 33%+ le emissioni di CO2 nei settori non ETS, rispetto a quelle del 2005.

Inoltre, società che hanno un core business espressamente caratterizzato da iniziative di tipo sostenibile possono accedere a strumenti di finanziamento e investimento specifici, quali i green bond. A tal proposito Alerion ha fatto ricorso a partire dal 19 dicembre 2019, quando è avvenuta la prima emissione di un prestito obbligazionario, cosiddetto "Green Bond", a strumenti finanziari i cui termini di utilizzo sono tenuti a soddisfare i criteri di cui al Green Bond Framework adottato dalla Società.

Rischi connessi ai contratti di finanziamento

Il Gruppo presenta un elevato indebitamento finanziario e obbligazionario, rispetto al quale sostiene oneri finanziari. Inoltre, il Gruppo, ove fosse tenuto a rifinanziare l'indebitamento esistente prima della relativa data di scadenza, potrebbe non essere in grado di completare gli investimenti in corso o previsti dal Piano.

Alla luce di quanto precede, l'indebitamento contratto o contraendo per le attività necessarie per la realizzazione e la messa in esercizio dei Parchi Eolici ha comportato e/o comporterà (a seconda dei casi) un incremento dell'indebitamento finanziario del Gruppo e, pertanto, fermo restando l'incremento dei ricavi generati, successivamente al periodo di collaudo, dall'attività dei nuovi Parchi Eolici, il Gruppo potrebbe incontrare difficoltà nel sostenere gli impegni finanziari nascenti dalla propria struttura di indebitamento e nel rispettare i propri impegni finanziari, anche in considerazione della progressiva scadenza delle tariffe incentivanti di cui godono gli impianti in proprietà del Gruppo.

Il finanziamento dei progetti posti in essere dal Gruppo è effettuato tramite modalità di finanziamento in project financing e attraverso finanziamenti di tipo Corporate attraverso emissioni di prestiti obbligazionari che soddisfino i criteri previsti dal "Green Bond Framework" adottato dalla Società.

Il regolamento delle diverse emissioni obbligazionarie del Gruppo ed i contratti di finanziamento, in particolare i finanziamenti in project financing, contengono una serie di clausole abituali per tali tipologie di documenti, quali obblighi di fare e di non fare, clausole di c.d. negative pledge, restrizioni alla distribuzione di dividendi, relazioni sui risultati e bilanci, obblighi di mantenimento di ratio finanziari soggetti a verifica periodica, ipotesi di inadempimento (cc.dd. eventi di default). Alcuni finanziamenti in project financing contengono inoltre clausole c.d. di cross default, ai sensi delle quali il verificarsi di situazioni di inadempimento in capo a soggetti diversi dalle società beneficiarie può rendere immediatamente esigibile l'importo residuo del finanziamento stesso.

Si evidenzia che il contesto macroeconomico del primo semestre 2026 ha spinto ad una riduzione dei tassi di interesse, incidendo sulla volatilità degli stessi, tale volatilità non ha avuto significativi impatti sul Gruppo grazie alla policy di stipulare contratti di copertura, interest rate swap, sui finanziamenti in project financing e grazie anche al ricorso ad emissioni obbligazionarie a tasso fisso. La recente emissione obbligazionaria del 6 febbraio 2026 evidenzia come il Gruppo non abbia risentito dell'attuale quadro macroeconomico.

Parametri finanziari e Covenant:

"Prestito Obbligazionario 2022 -2028"

Con riferimento al "Prestito Obbligazionario 2022 - 2028" si segnala che qualora a ciascuna Data di Calcolo il rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati ed il Patrimonio Netto al netto dei derivati risulti superiore a 3 la società si impegna a non assumere ulteriore indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati salvo che alla successiva Data di Calcolo tale rapporto risulti pari o inferiore al valore di 3. Con "Data di Calcolo" si intende la data del 31 dicembre di ogni anno di durata del Prestito, a partire dal 31 dicembre 2022. La Società monitora periodicamente il rispetto degli indici e delle clausole pattuite. Il parametro alla data del 31 dicembre 2025 risultava rispettato.

"Prestito Obbligazionario 2023 -2029"

Con riferimento al "Prestito Obbligazionario 2023 - 2029" si segnala che qualora a ciascuna Data di Calcolo il rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati ed il Patrimonio Netto al netto dei derivati risulti superiore a 3 la società si impegna a non assumere ulteriore indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati salvo che alla successiva Data di Calcolo tale rapporto risulti pari o inferiore al valore di 3. Con "Data di Calcolo" si intende la data del 31 dicembre di ogni anno di durata del Prestito, a partire dal 31 dicembre 2023. La Società monitora periodicamente il rispetto degli indici e delle clausole pattuite. Il parametro alla data del 31 dicembre 2025 risultava rispettato.

“Prestito Obbligazionario 2024-2030”

Con riferimento al “Prestito Obbligazionario 2024 - 2030” si segnala che qualora a ciascuna Data di Calcolo il rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati ed il Patrimonio Netto al netto dei derivati risulti superiore a 3 la società si impegna a non assumere ulteriore indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati salvo che alla successiva Data di Calcolo tale rapporto risulti pari o inferiore al valore di 3. Con “Data di Calcolo” si intende la data del 31 dicembre di ogni anno di durata del Prestito, a partire dal 31 dicembre 2024. La Società monitora periodicamente il rispetto degli indici e delle clausole pattuite. Il parametro alla data del 31 dicembre 2025 risultava rispettato.

“Prestito Obbligazionario 2026-2032”

Con riferimento al “Prestito Obbligazionario 2026 - 2032”, sottoscritto in data 6 febbraio 2026, si segnala che qualora a ciascuna Data di Calcolo il rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati ed il Patrimonio Netto al netto dei derivati risulti superiore a 3 la società si impegna a non assumere ulteriore indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati salvo che alla successiva Data di Calcolo tale rapporto risulti pari o inferiore al valore di 3. Con “Data di Calcolo” si intende la data del 31 dicembre di ogni anno di durata del Prestito, a partire dal 31 dicembre 2026. La Società monitora periodicamente il rispetto degli indici e delle clausole pattuite.

Project Financing

Con riferimento ai finanziamenti da project financing si rimanda alla nota 21 “PASSIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI” in cui è presentato il dettaglio dei parametri finanziari da rispettare al 30 giugno 2026 relativi a tali finanziamenti.

Finanziamenti Bancari

Con riferimento ai finanziamenti bancari, si rinvia alla Nota 21 – “Passività finanziarie non correnti” per l'informativa completa. Di seguito si riporta la definizione del parametro finanziario previsto dal contratto: alla Data di Calcolo il rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Contabile al netto dei derivati e il Patrimonio Netto al netto dei derivati non deve risultare superiore a 3. Per Data di Calcolo si intende il 31 dicembre di ogni anno di durata del finanziamento bancario, a partire dal primo 31 dicembre successivo alla data di sottoscrizione del finanziamento stesso. Tale definizione del parametro è allineata con quella adottata anche per i prestiti obbligazionari.

La Società provvede a monitorare periodicamente il rispetto degli indici e delle clausole finanziarie pattuite. Alla data del 31 dicembre 2025, il parametro risultava pienamente rispettato.

Rischi connessi ai tassi di interesse

A seguito delle recenti emissioni di Prestiti Obbligazionari, come descritto in precedenza, il Gruppo è esposto solo marginalmente al rischio connesso alle fluttuazioni del tasso di interesse.

Il finanziamento dei progetti posti in essere dal Gruppo ha comportato il ricorso al credito bancario, anche attraverso modalità di project financing. In tale contesto, un aumento significativo dei tassi d'interesse potrebbe avere un impatto negativo sul rendimento dei progetti d'investimento futuri del Gruppo.

Al fine di limitare tale rischio, il Gruppo ha messo in atto una politica di copertura dei rischi derivanti da fluttuazioni dei tassi attraverso l'utilizzo di contratti di copertura dei tassi d'interesse Interest Rate Swap (IRS), per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile.

Rischi connessi ai crediti per la vendita di energia elettrica

L'energia prodotta dai parchi eolici del Gruppo è acquistata da società di trading con cui l'Emittente ha in essere appositi accordi contrattuali, che riversano la stessa sul mercato dell'energia.

Alla luce di quanto precede, il Gruppo è esposto al rischio che le società di trading a cui viene ceduta l'energia elettrica prodotta di parchi eolici detenuti dalle SPV non corrispondano puntualmente o tempestivamente i corrispettivi dovuti; i crediti nei confronti delle società di trading attraverso cui il Gruppo opera sono pari a 7,9 milioni di euro al 30 giugno 2026 e pari a 6,2 milioni di euro al 31 dicembre 2025.

Il verificarsi degli eventi oggetto di tali rischi, che è considerato dall'Emittente di bassa probabilità di accadimento, potrebbe avere un impatto negativo sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Il Gruppo realizza la vendita di energia elettrica prodotta da tutti i Parchi Eolici principalmente attraverso contratti bilaterali di durata annuale, senza rinnovo automatico, stipulati dalle SPV che detengono i Parchi Eolici produttori di energia elettrica con società di trading.

Il Gruppo è esposto al rischio che le proprie controparti possano non onorare i crediti maturati dalle società del Gruppo; e un eventuale ritardato o mancato versamento degli importi dovuti potrebbe comportare una crisi di liquidità del Gruppo con conseguenti difficoltà da parte dello stesso a far fronte agli oneri, anche finanziari, dovuti ed effetti negativi significativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Inoltre, qualora i rapporti in essere con le società di trading si dovessero deteriorare, il Gruppo potrebbe dover decidere di risolvere i contratti di vendita di energia elettrica in essere. Ove ciò si verificasse, il Gruppo potrebbe incontrare

difficoltà nell'individuazione di controparti con adeguato standing nonché nella negoziazione di termini e condizioni egualmente vantaggiosi rispetto agli accordi di cui è parte, con conseguenti effetti negativi sui risultati, sulle prospettive, nonché sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo.

Rischi connessi al tasso di cambio

Il rischio di variazione connessa al tasso di cambio delle valute diverse dall'euro con cui il Gruppo Alerion opera può impattare il risultato economico del Gruppo.

Le transazioni in valute diverse dalla valuta funzionale sono contabilizzate, al momento della rilevazione iniziale, al tasso di cambio a pronti in essere alla data dell'operazione. Successivamente, le attività e le passività monetarie denominate in valuta diversa dalla valuta funzionale sono convertite usando il tasso di cambio di chiusura, in un momento differente rispetto a quando sono state definite le condizioni contrattuali sottostanti alle transazioni stesse.

Le attività e le passività non monetarie denominate in valuta, iscritte al fair value, sono convertite utilizzando il tasso di cambio alla data di determinazione del fair value. Le differenze di cambio eventualmente emergenti sono rilevate a Conto economico.

Il gruppo opera con valute estere in alcuni mercati che rientrano nel suo perimetro di business, in Romania e nel Regno Unito, che storicamente hanno rappresentato oscillazioni contenute mantenendo limitata l'esposizione al rischio cambio del Gruppo. Inoltre, sono attuate attività continuative di monitoraggio che permettono di anticipare prontamente eventuali oscillazioni dei suddetti tassi di cambio.

Rischi connessi alla salute, sicurezza e ambiente

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

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

Con riferimento alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, Alerion opera in conformità a quanto previsto dal D.lgs 81/08, dal D.lgs 106/09 ed in particolare in conformità alla norma ISO 45001:2018 ed è certificata per l'attività di "Produzione di energia elettrica da fonte eolica. Servizi di esercizio e manutenzione tramite imprese terze di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte eolica". Il certificato di conformità n° 9192.ALEN è stato rinnovato in data 21/12/2023.

Rischi di Information & Communication Technology

I rischi principali riscontrabili in ambito ICT sono molteplici ed in continua evoluzione, sia sotto il profilo della sicurezza informatica (Data Breach, Malware, Phishing, Attacchi DDoS e vulnerabilità software e hardware) che sotto il profilo operativo (Interruzione del servizio o perdita dei dati). Per mitigare i rischi informatici sono state adottate misure proattive e basate sulla continua valutazione dei rischi. Le misure adottate riguardano: i) Implementazione di solide politiche di sicurezza informatica; ii) Formazione e sensibilizzazione del personale; iii) Utilizzo di tecnologie di sicurezza avanzate (firewall, antivirus, sistemi di rilevamento delle intrusioni, ecc.); iv) Backup regolari dei dati e piano di disaster recovery.

Rischi connessi ai programmi di incentivazione nazionale di cui beneficia il Gruppo

Tutti i parchi eolici del Gruppo ad eccezione dei parchi eolici di Albanella, Agrigento, Ricigliano, Anglona, Dotto, Enermac, Naonis (ora Alperion), Callari, Ortona, Grottole, Ricigliano e Campidano godono di una tariffa incentivante e, per i sei mesi conclusi al 30 giugno 2026, il 6,2% dei ricavi operativi del Gruppo è riconducibile ai programmi di incentivazione nazionale; il rapporto era invece pari al 11% nel medesimo periodo del 2025, che includeva un andamento dei prezzi di vendita dell'energia elettrica verificatosi nell'esercizio antecedente (2024) migliore rispetto al 2025 influenzando positivamente pertanto il valore dell'incentivo cosiddetto "GRIN" per l'anno successivo 2026.

Qualora per qualsiasi ragione uno o più parchi eolici del Gruppo sia oggetto di provvedimenti di decadenza ovvero di decurtazione da parte del GSE degli incentivi ovvero si verifichi, per qualsiasi motivazione, un ritardo da parte del GSE nella corresponsione degli importi dovuti, il Gruppo potrebbe subire diminuzioni, anche significative, dei propri ricavi. Il ritardo nel pagamento, il venir meno o la diminuzione degli incentivi, anche per ragioni esterne al Gruppo, potrebbe inoltre far sorgere in capo all'Emittente l'obbligo di effettuare contribuzioni, anche di importo significativo, nelle proprie società controllate, così da evitare la violazione dei covenants finanziari e di ulteriori previsioni contenute nei contratti di finanziamento di cui le stesse sono parte.

Il verificarsi degli eventi oggetto di tali rischi, che è considerato dall'Emittente di bassa probabilità di accadimento, potrebbe avere un impatto negativo estremamente significativo sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'Emittente e del Gruppo.

Tutti i parchi eolici italiani del Gruppo già in esercizio hanno beneficiato del regime di incentivazione dei c.d. "certificati verdi" che ha consentito loro di ottenere un numero di certificati verdi proporzionale all'elettricità generata, venduta poi al GSE ad un prezzo basato su una percentuale del prezzo di mercato dell'elettricità all'ingrosso sul mercato italiano. A seguito di una modifica legislativa approvata nel 2011 ai sensi del D. Lgs. N. 28/2011 e del relativo Decreto Ministeriale del 6 luglio 2012, il regime di incentivazione dei certificati verdi è terminato a partire dal 1° gennaio 2016 e, conseguentemente, i Parchi Eolici che hanno beneficiato del regime di incentivazione dei certificati verdi sono passati, a seguito della stipula di apposita convenzione con il GSE, ad un sistema di tariffe incentivanti per il periodo di vita rimanente del Parco Eolico, compreso tra uno ed otto anni a seconda del Parco.

Rischio prezzo delle commodities

Il Gruppo è esposto primariamente al rischio di volatilità dei prezzi legati all'energia elettrica, ovvero al rischio di prezzo relativo alla variabilità di futuri ricavi da vendite di energia elettrica per effetto dell'oscillazione dei prezzi di vendita di tale commodity.

In linea generale, la strategia di risk management perseguita dal Gruppo con riferimento alla gestione dei rischi energetici è finalizzata al contenimento della volatilità indotta dalle variazioni dei prezzi di mercato dell'energia elettrica sulla propria marginalità ed alla conseguente stabilizzazione dei relativi flussi di cassa generati dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Il Gruppo negozia strumenti derivati su commodity ("commodity swap") al fine di mitigare il rischio di prezzo attribuibile ad una specifica componente di rischio specifico incorporata nei prezzi di vendita dell'energia elettrica prodotta. L'obiettivo di risk management sottostante è, pertanto, quello di proteggere il valore delle future vendite di energia elettrica da movimenti sfavorevoli della componente di rischio incorporata nei prezzi di vendita contrattualizzati con il proprio parco clienti.

In definitiva, l'obiettivo delle relazioni di copertura designate contabilmente dal Gruppo è quello di fissare il valore della componente di rischio legata ai ricavi da vendite di energia elettrica altamente probabili, attraverso la negoziazione di Commodity Swap.

Rischio di credito

La natura dei crediti del Gruppo è riconducibile principalmente ai crediti commerciali derivanti dalla fornitura di energia elettrica ed eventualmente ad operazioni di cessioni di partecipazioni.

In merito alle operazioni di cessione finanziarie la società tratta, di norma, solo con controparti note ed affidabili. Il saldo dei crediti viene monitorato nel corso dell'esercizio in modo che l'importo delle esposizioni a perdite non sia significativo. Tali crediti sono inoltre generalmente assistiti da garanzie collaterali, ed in caso di insolvenza della controparte, il rischio massimo è pari al valore di iscrizione a bilancio della corrispondente attività.

L'esposizione al rischio di credito è sempre più connessa all'attività commerciale di vendita di energia elettrica; per la natura del mercato l'esposizione è fortemente concentrata verso poche controparti commerciali che possiedono un elevato standing creditizio, le cui posizioni sono oggetto di periodico monitoraggio del rispetto delle condizioni di pagamento.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità si può manifestare con la difficoltà di reperire, a condizioni economiche di mercato, le risorse finanziarie necessarie per far fronte agli impegni contrattualmente previsti. Esso può derivare dall'insufficienza delle risorse disponibili per far fronte alle obbligazioni finanziarie nei termini e nelle scadenze prestabiliti in caso di revoca improvvisa delle linee di finanziamento a revoca oppure dalla possibilità che l'azienda debba assolvere alle proprie passività finanziarie prima della loro naturale scadenza.

Il rischio viene mitigato anche attraverso il ricorso al mercato obbligazionario come risulta dalle diverse emissioni di Prestiti Obbligazionari della durata media di 6 anni. A tal proposito si ricorda: i) l'emissione avvenuta in data 19 dicembre 2019 al tasso fisso del 3,125%, rimborsata il 31 gennaio 2025, ii) quella emessa in data 3 novembre 2021 al tasso fisso del 2,25, iii) quella emessa in data 17 maggio 2022 al tasso fisso del 3,5% iv) quella sottoscritta il 12 dicembre 2023 al tasso fisso del 6,75% v) quella sottoscritta l'11 dicembre 2024 al tasso fisso del 4,75% ed infine vi) l'ultima in ordine di tempo sottoscritta il 6 febbraio 2026 al tasso fisso del 4,625%.

Tali emissioni non risentono della volatilità dei tassi di interesse in quanto stipulate ad un tasso fisso.

La Capogruppo dispone in ogni caso di liquidità e di margini disponibili sugli affidamenti bancari adeguati a far fronte a temporanee esigenze di cassa.

Per le società operative, l'attività di gestione finanziaria del Gruppo è accentrata presso Alerion Clean Power S.p.A. che ha negoziato le linee di finanziamento per conto delle proprie consociate nella forma del project financing per far fronte alle necessità finanziarie legate alla realizzazione dei progetti di investimento nel settore della produzione di energia da fonte rinnovabile, in particolare nel settore eolico, nonché linee di credito a breve da primari istituti di credito. La Capogruppo, inoltre, può concedere finanziamenti a società partecipate, a supporto dei piani di sviluppo delle stesse e

conformemente ai propri obiettivi di ritorno degli investimenti di portafoglio e che sono postergati rispetto al rimborso dei finanziamenti bancari in project financing a medio-lungo termine, ove presenti.

Il rischio di liquidità derivante dai singoli progetti di investimento è governato attraverso il mantenimento di un adeguato livello di disponibilità liquide e/o titoli a breve termine facilmente smobilizzabili nonché di linee di credito a breve. Il Gruppo dispone, inoltre, di margini disponibili sugli affidamenti bancari adeguati a far fronte a temporanee esigenze di cassa ed agli investimenti deliberati nonché al teorico rischio di rientro delle linee di credito a vista, tramite la gestione finanziaria accentrata di Gruppo.

INDICATORI ALTERNATIVI DI PERFORMANCE

Il Gruppo utilizza alcuni Indicatori Alternativi di Performance, per (i) monitorare l'andamento economico e finanziario del Gruppo, (ii) anticipare eventuali tendenze del business per poter intraprendere tempestivamente le eventuali azioni correttive e (iii) definire le strategie di investimento e gestionali e la più efficace allocazione delle risorse. Si ritiene che gli Indicatori Alternativi di Performance siano un ulteriore importante parametro per la valutazione della performance del Gruppo, in quanto permettono di monitorare più analiticamente l'andamento economico e finanziario dello stesso. Ai fini di una corretta lettura degli Indicatori Alternativi di Performance presentati nella presente Relazione Semestrale, si segnala che:

- la determinazione degli Indicatori Alternativi di Performance utilizzati dall'Emittente non è disciplinata dagli IFRS e tali indicatori non devono essere considerati come misure alternative a quelle fornite dai prospetti di bilancio del Gruppo per la valutazione dell'andamento economico del Gruppo e della relativa posizione finanziaria;
- gli Indicatori Alternativi di Performance devono essere letti congiuntamente ai prospetti di bilancio del Gruppo;
- gli Indicatori Alternativi di Performance sono determinati (o ricavati) sulla base dei dati storici del Gruppo, risultanti dai Bilanci, dalla contabilità generale e gestionale, e di elaborazioni effettuate dal management, in accordo con quanto previsto dalle raccomandazioni contenute nel documento predisposto dall'ESMA, n. 1415 del 2015, così come recepite dalla Comunicazione CONSOB n. 0092543 del 3 dicembre 2015.
- gli Indicatori Alternativi di Performance non sono stati assoggettati ad alcuna attività di revisione e non devono essere interpretati come indicatori dell'andamento futuro del Gruppo;
- la modalità di determinazione degli Indicatori Alternativi di Performance, come precedentemente indicato, non è disciplinata dai principi contabili di riferimento per la predisposizione dei bilanci e quindi il criterio applicato dal Gruppo per la relativa determinazione potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi; pertanto gli Indicatori Alternativi di Performance rappresentati dall'Emittente potrebbero non essere comparabili con quelli eventualmente presentati da altri gruppi.
- Il management valuta gli andamenti economico gestionali utilizzando misure che escludono delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (**special items**), ritenendo che tali misure di performance permettano un'analisi dell'andamento dei business più immediata, assicurando una migliore comparabilità dei risultati. Tali componenti – special items - si riferiscono ad una serie di oneri e proventi che il management valuta non correlati alla gestione industriale e sono declinati rispettivamente al lordo ed al netto dell'effetto fiscale.

Di seguito sono riportati gli indicatori alternativi di performance contenuti nella presente relazione finanziaria semestrale, contestualmente con la riconciliazione dei relativi importi:

I **Ricavi Operativi adjusted** sono i ricavi operativi, come previsti negli schemi di Bilancio, al netto delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);

Gli **Altri Ricavi adjusted** sono gli Altri ricavi, come previsti negli schemi di Bilancio, al netto delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);

Il **Margine Operativo Lordo (EBITDA)** è rappresentato dal risultato operativo al lordo degli ammortamenti e svalutazioni. L'EBITDA così definito rappresenta una misura utilizzata dal management per monitorare e valutare l'andamento operativo della stessa.

Il **Margine Operativo Lordo (EBITDA) adjusted** è il margine operativo lordo, come sopra definito, al netto delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);

Il **Margine Operativo Lordo (EBITDA) Proforma adjusted** ottenuto sommando il valore pro quota dell'EBITDA delle società in Joint venture più rilevanti all'EBITDA consolidato del Gruppo diminuito dei "Risultati di partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto"

L'**EBITDA Margin** è un indicatore della performance operativa calcolato rapportando il Margine operativo lordo adjusted e i Ricavi della gestione caratteristica di ogni singolo business;

Il **Risultato operativo netto (EBIT) adjusted** è il risultato operativo netto, indicato esplicitamente come subtotale negli schemi di Bilancio, al netto delle componenti reddituali significative aventi natura non usuale (special items);

L'**indebitamento finanziario** è determinato in base alle indicazioni dell'ESMA contenute nel paragrafo 175 degli "Orientamenti in materia di obblighi di informativa ai sensi del regolamento sul prospetto" (04/03/2021 | ESMA32-382-1138). L'indebitamento finanziario non è identificato come misura contabile nell'ambito degli IFRS.

L'indebitamento finanziario (al netto dei derivati) è calcolato come indebitamento finanziario, escluso il valore equo degli strumenti finanziari di copertura correnti e non correnti.

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

L'indebitamento finanziario contabile (al netto dei derivati) è calcolato come indebitamento finanziario contabile escluso il valore equo degli strumenti finanziari di copertura correnti e non correnti. Peraltro, si osserva che l'indebitamento finanziario (esclusi derivati) è riportato anche in quanto rilevante ai fini della determinazione dei parametri finanziari come previsto nel regolamento dei prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo.

L'**indebitamento finanziario Lordo** è calcolato come somma delle passività finanziarie correnti e non correnti, del valore equo degli strumenti finanziari. L'indebitamento finanziario contabile non è identificato come misura contabile nell'ambito degli IFRS. Il criterio di determinazione applicato da Alerion potrebbe non essere omogeneo con quello adottato da altri gruppi e, pertanto, il saldo ottenuto da Alerion potrebbe non essere comparabile con quello determinato da questi ultimi.

Il **Capitale Investito Netto** è calcolato come somma algebrica delle Immobilizzazioni e delle Attività e Passività non finanziarie.

Gli **special item** includono componenti reddituali significative aventi natura non usuale. Tra queste sono considerati:

- proventi ed oneri legati ad eventi il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero quelle operazioni che non si ripetono nel consueto svolgimento dell'attività;
- proventi ed oneri legati ad eventi non caratteristici della normale attività del business, quali gli oneri di ristrutturazione e ambientali;
- plusvalenze e minusvalenze legate alla dismissione di asset che non appartengono espressamente a strategie di business messe in atto dal management;
- le svalutazioni significative rilevate sugli asset a seguito degli impairment test;
- i proventi e gli oneri relativi alla quota inefficace dei derivati sui tassi di interesse classificati di copertura.

Nel primo semestre 2026 e nel corrispondente periodo del 2025 non sono stati rilevati special items. In particolare, non si sono manifestati eventi di natura non ricorrente o non caratteristica dell'ordinaria attività del business, non sono state rilevate svalutazioni significative degli asset a seguito degli impairment test, né la voce Proventi (oneri) finanziari include effetti derivanti dall'inefficacia dei derivati sui tassi di interesse classificati di copertura in nessuno dei due periodi a confronto.

Conseguentemente, non essendo stati rilevati special items, i valori adjusted (Ricavi Operativi adjusted, Altri Ricavi adjusted, EBITDA adjusted ed EBIT adjusted) coincidono con i corrispondenti valori risultanti dagli schemi di Bilancio, e in entrambi i periodi non si è reso necessario rilevare alcun effetto fiscale correttivo correlato.

EVENTI SOCIETARI

Si rimanda a quanto descritto nel paragrafo “Fatti di Rilievo avvenuti nel corso dell'esercizio”.

OPERAZIONI CON PARTI CORRELATE E INFRAGRUPPO

Le informazioni sui rapporti con parti correlate richieste dalla Comunicazione Consob n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006 sono presentate nei relativi paragrafi della presente relazione.

In ottemperanza alle comunicazioni Consob del 20 febbraio 1997, del 27 febbraio 1998, del 31 dicembre 1998, del 31 dicembre 2002 e del 27 luglio 2006 nonché del successivo Regolamento Operazioni con Parti Correlate n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, 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.

Termini e condizioni delle transazioni infragruppo

Alerion, nell'ambito della propria attività di holding, svolge nei confronti delle imprese del Gruppo il ruolo di coordinamento delle attività amministrative, gestionali, commerciali e di ottimizzazione delle risorse finanziarie. Nell'ambito di queste attività vengono poste in essere con le imprese controllate e collegate operazioni di prestazione di servizi. Tali rapporti, relativamente alle imprese controllate, vengono eliminati nell'ambito del bilancio consolidato. Esistono, inoltre, rapporti finanziari fra le società del Gruppo. I rapporti intrattenuti con le società controllate e partecipate sono regolati a condizioni di mercato, tenuto conto della natura dei servizi prestati. Tra le transazioni con società controllate o partecipate significative che generano effetti sul bilancio consolidato del Gruppo si segnala l'adesione delle società controllate al regime di tassazione del consolidato fiscale nazionale.

La Capogruppo riveste il ruolo di società consolidante. L'opzione consente alle società del gruppo aderenti di poter compensare i rispettivi risultati fiscali con un evidente beneficio non solo per le società, ma anche per il Gruppo nel suo complesso.

Le società aderenti al consolidato fiscale nazionale hanno sottoscritto un accordo al fine di disciplinare e specificare gli adempimenti, gli obblighi e le responsabilità che reciprocamente conseguono all'adesione a tale regime. In particolare, precise disposizioni sono volte ad assicurare che la partecipazione al consolidato nazionale non comporti svantaggi economici e finanziari per le società consolidate rispetto alla situazione che le medesime società avrebbero ove non avessero aderito a tale regime, oppure se, avendone i requisiti, avessero esercitato l'opzione per la tassazione di gruppo con le proprie controllate.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE E PREVEDIBILE EVOLUZIONE DELLA GESTIONE

Fatti di rilievo avvenuti dopo il 30 giugno 2026

Non vi sono eventi di rilievo da segnalare dopo il 30 giugno 2026.

Prevedibile evoluzione della gestione

Nel corso del secondo semestre 2026 il Gruppo proseguirà le attività di costruzione dei nuovi impianti eolici, fotovoltaici e di accumulo (BESS) in Italia, in Romania e in Spagna. Attualmente sono in costruzione impianti per una capacità complessiva di circa 400 MW, destinati ad ampliare significativamente la capacità produttiva installata del Gruppo, con i primi effetti attesi entro la fine dell'esercizio.

ALTRE INFORMAZIONI

Corporate Governance

Il Gruppo Alerion aderisce e si conforma al Codice di Corporate Governance approvato nel Gennaio 2020 dal Comitato per la *Corporate Governance* e promosso da Borsa Italiana S.p.A., con le integrazioni e gli adeguamenti conseguenti alle caratteristiche del Gruppo.

La "Relazione sul Governo Societario e sugli Assetti Proprietari" contiene una descrizione generale del sistema di *corporate governance* adottato dal Gruppo e riporta le informazioni sugli assetti proprietari e sull'adesione al Codice di Autodisciplina, ivi incluse le principali pratiche di *governance* applicate e le caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria. La suddetta Relazione è disponibile sul sito internet www.alerion.it.

Distribuzione dividendi

Si segnala che l'Assemblea degli Azionisti di Alerion, tenutasi in data 23 aprile 2026, ha approvato la proposta di distribuzione di un dividendo da erogare con pagamento a partire dal 6 maggio 2026 con stacco in data 4 maggio 2026 della cedola n. 15, tramite l'utilizzo parziale di riserve, di euro 0,61 per ogni azione ordinaria in circolazione (al netto delle azioni proprie), al lordo o al netto delle ritenute fiscali a seconda del regime fiscale applicabile. Il pagamento del dividendo, per un importo complessivo pari a 32,7 milioni di euro, è avvenuto nei termini e con le modalità stabilite dall'Assemblea.

Attività di direzione e coordinamento

Si ricorda che a far data dal 7 maggio 2021 è venuta meno l'attività di direzione e coordinamento ex art. 2497 e ss. del Codice Civile da parte di Fri-El Green Power S.p.A. che, continuerà, pertanto, a esercitare le prerogative di azionista di controllo della Società.

Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario

Si segnala che la Società è esente dagli obblighi derivanti dal decreto legislativo 30 dicembre 2016, n. 254 che ha attuato nel nostro ordinamento la direttiva 2014/95/UE in materia di informazioni non finanziarie e di informazioni sulla diversità, in quanto, a livello individuale e a livello consolidato, il numero medio di dipendenti risulta inferiore a 500, non rientrando pertanto per dimensione tra le società di interesse pubblico quotate, banche e imprese di assicurazione soggette all'obbligo di redigere e pubblicare una dichiarazione, di natura individuale o consolidata, che contenga una serie di informazioni relative ai temi ambientali, sociali, attinenti al personale, al rispetto dei diritti umani, alla lotta contro la corruzione attiva e passiva.

Azioni proprie e azioni di società controllanti

Si informa che al 30 giugno 2026 la Società detiene n. 568.010 azioni proprie. Il numero è diminuito rispetto alla chiusura del 2025 ed è corrispondente all'1,0462% del capitale sociale. Nell'ambito dell'autorizzazione all'acquisto deliberata dall'Assemblea degli Azionisti in data 23 aprile 2026, alla data del 30 luglio 2026 non sono state acquistate ulteriori azioni proprie.

Partecipazioni detenute da amministratori, sindaci, direttore generale e dirigenti con responsabilità strategiche

A seguito della delibera Consob n. 18079 del 20 gennaio 2012, che ha abrogato l'allegato 3C, le informazioni relative alle partecipazioni detenute dagli organi di amministrazione e controllo, dai direttori generali e dai dirigenti con responsabilità strategiche, sono contenute nella Relazione sulla Remunerazione, ex art. 123 *ter* T.U.F.

Esercizio dell'opzione di deroga rispetto agli obblighi informativi in occasione di operazioni straordinarie significative

Si segnala che il Consiglio di amministrazione di Alerion Clean Power S.p.A. in data 30 gennaio 2013 ha deliberato di avvalersi della facoltà di derogare agli obblighi di pubblicazione dei documenti informativi prescritti in occasione di

operazioni significative di fusione, scissione, aumento di capitale mediante conferimento di beni in natura, acquisizioni e cessioni.

Informazioni attinenti al personale

I dipendenti del Gruppo al 30 giugno 2026 risultano pari a 220 unità. Di seguito si riporta il dettaglio della composizione:

	Consistenza al 31.12.2025	Incrementi	Decrementi	Consistenza al 30.06.2026	Consistenza media del periodo
Dirigenti	6	0	0	6	6
Quadri e Impiegati	120	18	(21)	117	114
Operai	88	22	(13)	97	96
Totale dipendenti	214	40	(34)	220	216

Di seguito si forniscono le informazioni relative all'età media del personale ed alla sua formazione:

	Età media		Laureati	
	Al 31.12.2025	Al 30.06.2026	Al 31.12.2025	Al 30.06.2026
Dirigenti	48	49	6	6
Quadri e Impiegati	39	40	78	82
Operai	33	34	0	0
Media	36,5	37,6	84	88

Sedi secondarie

Alerion Clean Power S.p.A. ha sede legale a Milano, in via Renato Fucini 4 ed una sede secondaria a Potenza (PZ), in via del Gallitello 221.

- Si segnala che in data 15 marzo 2022 si è proceduto all'apertura di un'ulteriore Unità Locale della società controllata Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l. sita a Bolzano (BZ) in via Museo nr. 33.
- Si segnala che a far data dal 1° agosto 2022 la società ha trasferito la propria sede legale e i propri uffici in Via Renato Fucini 4 – 20133 Milano.

BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO 2026

Bilancio consolidato semestrale abbreviato

Prospetti contabili consolidati	35
Note Esplicative	42
Attestazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato	100
Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato	101

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA **SEMESTRALE**

ATTIVITÀ

(valori in Euro migliaia)	Note	30.06.2026	di cui Parti correlate	31.12.2025	di cui Parti correlate
ATTIVITA' NON CORRENTI:					
Attività immateriali	4	289.652		288.515	
Attività materiali (immobili, impianti e macchinari)	5	786.528		695.753	
Partecipazioni in joint venture ed imprese collegate	6	69.847		71.808	
Crediti finanziari e altre attività finanziarie non correnti	18	65.116	54.456	32.973	26.619
Crediti non correnti per strumenti derivati	23	1.822		2.024	
Crediti vari e altre attività non correnti	7	3.097		3.135	
Attività per imposte anticipate	33	28.372		24.634	
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI		1.244.434		1.118.842	
ATTIVITA' CORRENTI:					
Rimanenze	8	18.413		18.897	
Crediti commerciali	9	19.898	10.237	15.747	8.362
Crediti tributari	10	1.649	97	3.376	34
Crediti vari e altre attività correnti	11	80.047	1.905	68.196	740
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	19	84.110	6.924	81.371	6.811
Crediti correnti per strumenti derivati	23	1.874		1.159	
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	20	311.077		343.971	
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI		517.068		532.717	
TOTALE ATTIVITA'		1.761.502		1.651.559	

PROSPETTO DELLA SITUAZIONE PATRIMONIALE-FINANZIARIA CONSOLIDATA **SEMESTRALE**

PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

(valori in Euro migliaia)	Note	30.06.2026	di cui Parti correlate	31.12.2025	di cui Parti correlate
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DEL GRUPPO	16	392.190		426.018	
PATRIMONIO NETTO DI PERTINENZA DI TERZI	16	6.816		6.628	
PASSIVITA' NON CORRENTI:					
Passività finanziarie non correnti	21	1.073.344	20.779	954.729	22.279
Debiti non correnti per strumenti derivati	23	118		114	
TFR ed altri fondi relativi al personale	24	1.926		1.730	
Fondo imposte differite	33	46.417		45.944	
Fondi per rischi ed oneri futuri	25	6.681		7.060	
Debiti vari ed altre passività non correnti	12	17.710		18.817	
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI		1.146.196		1.028.394	
PASSIVITA' CORRENTI:					
Passività finanziarie correnti	22	68.114	465	69.973	213
Debiti correnti per strumenti derivati	23	417		262	
Debiti commerciali correnti	13	97.180	2.323	69.056	1.925
Debiti tributari	14	38.313	4.460	36.767	4.480
Debiti vari ed altre passività correnti	15	12.276	369	14.461	304
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI		216.300		190.519	
TOTALE PASSIVITA'		1.362.496		1.218.913	
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'		1.761.502		1.651.559	

CONTO ECONOMICO CONSOLIDATO SEMESTRALE

(valori in Euro migliaia)	Note	I Semestre 2026	di cui Parti correlate	I Semestre 2025	di cui Parti correlate
Vendite energia elettrica		68.556	9.204	59.225	21.441
Ricavi da tariffa incentivante		4.563		7.073	
Ricavi Operativi	27	73.119		66.298	
Altri ricavi e proventi diversi	28	10.277	4.157	11.337	3.755
Totale Ricavi		83.396		77.635	
Costi operativi					
Costi del personale		7.532		8.041	
Altri costi operativi		22.996	1.865	18.610	1.744
Accantonamenti per rischi		117		136	
Totale Costi operativi	29	30.645		26.787	
Variazione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto		965		951	
Ammortamenti		26.293		26.313	
Totale ammortamenti e svalutazioni	30	26.293		26.313	
RISULTATO OPERATIVO		27.423		25.486	
Proventi finanziari		5.721		5.582	
Oneri finanziari		(23.111)		(22.426)	
Proventi (oneri) finanziari	31	(17.390)	(474)	(16.844)	(539)
Proventi (oneri) da partecipazioni ed altre attività finanziarie	32	959	959	1.026	763
RISULTATO ANTE IMPOSTE		10.992		9.668	
Correnti		(6.612)		(4.107)	
Differite		2.108		269	
Imposte di periodo	33	(4.504)		(3.838)	
RISULTATO NETTO DEL PERIODO		6.488		5.830	
Attribuibile a:					
Soci della Controllante	34	6.111		5.245	
Interessenze di pertinenza di terzi		377		585	
RISULTATO PER AZIONE (ammontari in € per azione)					
Base, per risultato netto del periodo attribuibile agli azionisti ordinari della capogruppo		0,11		0,10	
RISULTATO PER AZIONE DA ATTIVITA' DI FUNZIONAMENTO					
Base, per risultato netto del periodo derivante dall'attività di funzionamento attribuibile agli azionisti ordinari della capogruppo		0,11		0,10	

CONTO ECONOMICO COMPLESSIVO CONSOLIDATO SEMESTRALE

	I Semestre 2026	I Semestre 2025
(valori in Euro migliaia)		
RISULTATO NETTO DI PERIODO (A)	6.488	5.830
Utili/(perdite) da valutazione a fair value degli strumenti in Cash flow hedge	349	9.327
<i>Effetto fiscale relativo agli utili/(perdite) da Cash flow hedge</i>	<i>(102)</i>	<i>(2.606)</i>
Utili/(perdite) da valutazione a fair value degli strumenti in Cash flow hedge relativa a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	25	23
<i>Effetto fiscale relativo agli utili/(perdite) da Cash flow hedge relativo a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	<i>(6)</i>	<i>(6)</i>
Utili/(perdite) da valutazione a fair value di attività finanziarie valutate al fair value rilevato tra le altre componenti di conto economico complessivo	(172)	1.334
<i>Effetto fiscale relativo agli utili/(perdite) da valutazione a fair value di attività finanziarie valutate al fair value rilevato tra le altre componenti di conto economico complessivo</i>	<i>48</i>	<i>(372)</i>
Utili/(perdite) da differenze di cambio da conversione di bilanci in moneta diversa dall'euro	(9.669)	(4.633)
<i>Effetto fiscale relativo agli utili/(perdite) da differenze di cambio da conversione di bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>1.265</i>	<i>825</i>
Totale Altri utili/(perdite) complessivi che potrebbero essere riclassificati a conto economico, al netto dell'effetto fiscale (b1)	(8.262)	3.892
Utili/(perdite) attuariali da piani a benefici definiti rilevati in conformità con lo IAS 19	(128)	(62)
<i>Effetto fiscale relativo agli Utili/(perdite) attuariali (IAS 19)</i>	<i>35</i>	<i>17</i>
Totale Altri utili/(perdite) complessivi che non saranno successivamente riclassificati a conto economico, al netto dell'effetto fiscale (b2)	(93)	(45)
Totale Altri utili/(perdite) complessivi al netto dell'effetto fiscale (b1) + (b2) = (B)	(8.355)	3.847
TOTALE UTILE/(PERDITA) COMPLESSIVO (A) + (B)	(1.867)	9.677
Attribuibile ai Soci della Controllante	(2.244)	9.092
Attribuibile a Interessenze di pertinenza di terzi	377	585
TOTALE UTILE/(PERDITA) COMPLESSIVO	(1.867)	9.677

RENDICONTO FINANZIARIO CONSOLIDATO SEMESTRALE

(valori in Euro migliaia)	Note	I Semestre 2026	di cui Parti correlate	I Semestre 2025	di cui Parti correlate
A. Flussi finanziari dell'attività operativa					
Utile (perdita) del periodo attribuibile a:					
Soci della Controllante		6.111		5.245	
Interessenze di pertinenza di terzi		377		585	
Rettifiche per:					
Ammortamenti e svalutazioni	30	26.293		26.313	
(Proventi) / Oneri finanziari e da partecipazioni	31 32	16.431		15.818	
Imposte correnti del periodo	33	6.612		4.107	
Variazione delle part.ni valutate con il metodo del patrimonio netto		(965)		(951)	
Pagamenti basati su azioni		100		143	
Incremento (decremento) fondo trattamento di fine rapporto	24	67		129	
Incremento (decremento) fondo rischi ed oneri	25	(443)		(469)	
Incremento (decremento) imposte differite	33	(2.018)		(259)	
Totale flussi finanziari da gestione corrente		52.565		50.661	
(Incremento) decremento delle rimanenze	8	484		(1.239)	
(Incremento) decremento dei crediti commerciali ed altre attività	9 10 11	(13.074)	(3.040)	5.558	2.259
Incremento (decremento) dei debiti commerciali ed altre passività	13 14 15	(4.683)	442	(17.403)	(4.634)
Imposte sul reddito corrisposte	33	(1.756)		(535)	
Totale flussi finanziari da variazione circolante		(19.029)		(13.619)	
Totale flussi finanziari da attività operativa		33.536		37.042	
B. Flussi finanziari da attività di investimento					
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni immateriali	4	(9.882)		(26.573)	
(Investimenti) disinvestimenti in immobilizzazioni materiali	5	(108.480)		(37.315)	
Variazione debiti relativi all'attività di investimento		23.873		6.635	
Dividendi incassati da part.ni valutate con il metodo del patrimonio netto	6	1.642		4.310	
Totale flussi finanziari da attività di investimento		(92.847)		(52.943)	
C. Flussi finanziari da attività di finanziamento					
Variazione netta dei debiti /crediti finanziari	18 19 21 22	(36.525)		(25.336)	
Variazione netta delle passività per Lease	21 22	(46)		(17)	
Variazione netta degli strumenti derivati	23	0		101	
(Decremento) debiti vs. banche	21 22	(17.446)		(32.309)	
Incremento debiti vs. banche	21 22	33.714		44.222	
Incremento (decremento) debiti vs. obbligazionisti	22 23	96.709		(182.500)	
Corrispettivo derivante dall'aumento di capitale sociale	16	1.590		0	
Dividendi corrisposti	16	(32.873)		(32.777)	
Oneri finanziari netti corrisposti	31	(18.971)		(17.412)	
Totale flussi finanziari da attività di finanziamento		26.152		(246.028)	
D. Flussi finanziari del periodo (A+B+C)		(33.159)		(261.929)	
E. Disponibilità liquide all'inizio del periodo	20	343.971		515.871	
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		265		206	
F. Disponibilità liquide alla fine del periodo (D+E)	20	311.077		254.148	

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO **SEMESTRALE**

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

Periodo di 6 mesi chiuso al 30 giugno 2026

	Capitale sociale	Riserva azioni proprie	Riserva sovrappre zzo	Riserve di risultato	Riserva di Cash flow hedge	Patrimoni o netto attribuibili e ai Soci della controllan te	Interesse nze di pertinenz a di terzi	Totale patrimoni o netto
Saldo al 01 gennaio 2026	161.137	(15.899)	21.400	257.054	2.326	426.018	6.628	432.646
Risultato netto del periodo	0	0	0	6.111	0	6.111	377	6.488
Altri utili (perdite) complessivi	0	0	0	(8.621)	247	(8.374)	0	(8.374)
Altri utili (perdite) complessivi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	0	0	0	0	19	19	0	19
Totale Utile/(perdita) complessiva	0	0	0	(2.510)	266	(2.244)	377	(1.867)
Dividendi accertati e/o distribuiti	0	0	0	(32.733)	0	(32.733)	(189)	(32.922)
Assegnazione di azioni proprie	0	1.075	0	(1.075)	0	0	0	0
Riserva piani di incentivazione basati su azioni	0	0	0	100	0	100	0	100
Aumento di capitale	189	0	1.402	(466)	0	1.125	0	1.125
Altre variazioni	0	0	0	(76)	0	(76)	0	(76)
Saldo al 30 giugno 2026	161.326	(14.824)	22.802	220.294	2.592	392.190	6.816	399.006

Per le informazioni relative alle singole voci si veda la nota "16" "Patrimonio Netto".

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DI PATRIMONIO NETTO CONSOLIDATO

Periodo di 6 mesi chiuso al 30 giugno 2025

	Capitale sociale	Riserva azioni proprie	Riserva sovrappre zzo	Riserve di risultato	Riserva di Cash flow hedge	Patrimoni o netto attribuibili le ai Soci della controlla nte	Interesse nze di pertinenz a di terzi	Totale patrimon io netto
Saldo al 01 gennaio 2025	161.137	(16.602)	21.400	203.255	(2.470)	366.720	5.938	372.658
Risultato netto del periodo	0	0	0	5.245	0	5.245	585	5.830
Altri utili (perdite) complessivi	0	0	0	(2.891)	6.721	3.830	0	3.830
Altri utili (perdite) complessivi da partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	0	0	0	0	17	17	0	17
Totale Utile/(perdita) complessiva	0	0	0	2.354	6.738	9.092	585	9.677
Dividendi accertati e/o distribuiti	0	0	0	(32.690)	0	(32.690)	(122)	(32.812)
Assegnazione di azioni proprie	0	703	0	(703)	0	0	0	0
Riserva piani di incentivazione basati su azioni	0	0	0	143	0	143	0	143
Altre variazioni	0	0	0	(443)	0	(443)	258	(185)
Saldo al 30 giugno 2025	161.137	(15.899)	21.400	171.916	4.268	342.822	6.659	349.481

NOTE ESPLICATIVE

1. INFORMAZIONI SOCIETARIE

La capogruppo Alerion Clean Power S.p.A. (di seguito “Capogruppo” o “Alerion”) è un ente giuridico organizzato secondo l'ordinamento della Repubblica Italiana. Le azioni ordinarie di Alerion sono quotate sul circuito telematico della Borsa di Milano – (EURONEXT Milan). La sede del gruppo Alerion (di seguito “Gruppo Alerion” o “Gruppo”) è a Milano in via Renato Fucini 4.

Il presente bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto secondo lo IAS 34 con le integrazioni di informativa ritenute utili per una più chiara comprensione della situazione economica, patrimoniale e finanziaria relativa al primo semestre 2026. Per tale motivo il presente bilancio non comprende tutte le informazioni integrative richieste nel bilancio annuale e deve essere letto congiuntamente con il bilancio consolidato del Gruppo al 31 dicembre 2025.

Il Gruppo opera nel settore della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in particolare nel settore eolico ed in quello fotovoltaico.

La pubblicazione del bilancio consolidato abbreviato al 30 giugno 2026 è stata autorizzata con delibera degli amministratori del 30 luglio 2026.

2. CRITERI DI REDAZIONE

Il bilancio consolidato è redatto sul presupposto della continuità aziendale. Il Gruppo, infatti, ha valutato che, pur nel contesto di generale incertezza e volatilità dei mercati finanziari, non sussistono significative incertezze (come definite dal par. 24 del Principio IAS 1) sulla continuità aziendale, non avendo la gestione operativa del Gruppo risentito di particolari fenomeni in maniera significativa ed essendo la produzione di energia elettrica un'attività di pubblica utilità, per tale motivo non soggetta a riduzione dell'operatività.

Si segnala che taluni processi valutativi, in particolare quelli più complessi quali la determinazione di eventuali perdite di valore di attività non correnti, sono generalmente effettuati in modo completo solo in sede di predisposizione del bilancio annuale, allorquando sono disponibili tutte le informazioni necessarie, salvo il caso in cui vi siano indicatori di *impairment* che richiedano una immediata valutazione di eventuali perdite di valore.

I prospetti di bilancio sono redatti secondo le seguenti modalità:

- Nel prospetto della situazione patrimoniale-finanziaria consolidata sono esposte separatamente le attività correnti e non correnti e le passività correnti e non correnti.
- Nel Conto economico l'analisi dei costi è effettuata in base alla natura degli stessi, in quanto il Gruppo ha ritenuto tale forma più rappresentativa rispetto alla presentazione dei costi per destinazione.
- Il Rendiconto finanziario è stato redatto utilizzando il metodo indiretto.

Si precisa che in riferimento a quanto richiesto dalla Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006 in merito ai prospetti di bilancio sono stati inseriti specifici schemi supplementari con evidenza dei rapporti significativi con “Parti correlate”.

I valori esposti nei prospetti contabili e nelle note illustrative, laddove non diversamente indicato, sono espressi in migliaia di euro.

2.1 VALUTAZIONI DISCREZIONALI E STIME CONTABILI SIGNIFICATIVE

La redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato richiede l'effettuazione di stime e di assunzioni che hanno effetto sui valori delle attività e delle passività di bilancio e sull'informativa relativa ad attività e passività potenziali alla data del bilancio. I risultati a consuntivo potrebbero differire dalle stime effettuate che si basano su dati che riflettono lo stato attuale delle informazioni disponibili. Le stime sono utilizzate per rilevare gli accantonamenti per rischi su crediti, svalutazioni di attivo, imposte correnti e differite, altri accantonamenti e fondi. Le stime e le assunzioni sono riviste

periodicamente e gli effetti di ogni variazione sono riflessi immediatamente a conto economico. Per una più ampia descrizione dei processi valutativi più rilevanti per il Gruppo, si rinvia al capitolo “Valutazioni discrezionali e stime contabili significative” del Bilancio consolidato al 31 dicembre 2025.

In merito alla valutazione delle attività finanziarie ed alla determinazione delle perdite attese sulle stesse, in ragione della natura delle attività finanziarie detenute dal Gruppo relative principalmente a disponibilità liquide, crediti verso il Gestore dei Servizi Energetici per il riconoscimento della tariffa incentivante e crediti verso l'Erario per IVA, non si rilevano particolari rischi derivanti dalle incertezze sopra definite.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto sul presupposto della continuità aziendale. Il Gruppo, infatti, ha valutato che, pur nel contesto di generale incertezza e volatilità dei mercati finanziari connesso sia in considerazione del perdurante conflitto tra Ucraina e Russia che ha ulteriormente aumento il livello di incertezza sui mercati internazionali che delle dinamiche geopolitiche attualmente in corso, non sussistono significative incertezze (come definite dal par. 24 del Principio IAS 1) sulla continuità aziendale, non avendo la gestione operativa del Gruppo risentito di tali fenomeni ed essendo la produzione di energia elettrica un'attività di pubblica utilità, per tale motivo non soggetta a riduzione dell'operatività.

* * *

I principi contabili adottati nella redazione della Relazione finanziaria semestrale consolidata sono conformi con quelli utilizzati per la redazione del bilancio annuale del Gruppo per l'esercizio chiuso al 31 dicembre 2025 ad eccezione dei principi contabili, emendamenti e interpretazioni che sono stati applicati per la prima volta dal Gruppo a partire dal 1° gennaio 2026, descritti in seguito.

2.2 MODIFICHE E NUOVI PRINCIPI ED INTERPRETAZIONI

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS PUBBLICATI DALLO IASB ED OMOLOGATI DALL'UE CHE SONO APPLICABILI OBBLIGATORIAMENTE A PARTIRE DAI BILANCI DEGLI ESERCIZI CHE INIZIANO IL 1° GENNAIO 2026

Titolo documento	Data emissione	Data di entrata in vigore	Data di omologazione	Regolamento UE e data di pubblicazione
Modifica alla classificazione e valutazione degli strumenti finanziari (Modifiche all'IFRS 9 e IFRS 7)	maggio 2024	1° gennaio 2026	27 maggio 2025	(EU) 2025/1047 28 maggio 2025
Contratti collegati all'energia elettrica dipendente dalla natura (Modifiche all'IFRS 9 e all'IFRS 7)	dicembre 2024	1° gennaio 2026	30 giugno 2025	(EU) 2025/1266 1° luglio 2025
Ciclo annuale di miglioramenti ai principi contabili IFRS - Volume 11 (modifiche allo IAS 7 e all'IFRS 1, 7, 9, 10)	luglio 2024	1° gennaio 2026	9 luglio 2025	(EU) 2025/1331 10 luglio 2025

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS PUBBLICATI DALLO IASB ED OMOLOGATI DALL'UE CHE SONO APPLICABILI AI BILANCI DEGLI ESERCIZI CHE INIZIANO DOPO IL 1° GENNAIO 2026

Documenti omologati dall'UE al 30 giugno 2026

Titolo documento	Data emissione	Data di entrata in vigore	Data di omologazione	Regolamento UE e data di pubblicazione
IFRS 18 Presentazione e informazioni integrative nel bilancio	aprile 2024	1° gennaio 2027	13 febbraio 2026	(EU) 2026/338 16 febbraio 2026

L'IFRS 18 *Presentazione e informativa di bilancio* sostituirà lo IAS 1 *Presentazione del bilancio* e si applicherà a partire dagli esercizi che hanno inizio dal 1° gennaio 2027.

L'applicazione anticipata del nuovo principio è consentita, ma il Gruppo ha deciso di non adottarlo anticipatamente per la preparazione del presente bilancio consolidato intermedio sintetico.

L'IFRS 18 prevede una nuova struttura del prospetto del conto economico e una maggiore disaggregazione delle informazioni. Il Gruppo attualmente sta valutando l'impatto stimato che l'applicazione iniziale dell'IFRS 18 avrà sul bilancio consolidato.

Gli impatti effettivi derivanti dalla prima applicazione del principio al 1° gennaio 2027 potrebbero differire in quanto il Gruppo non ha ancora completato la valutazione e l'implementazione delle modifiche ai processi e al sistema di controllo interno.

Struttura del prospetto dell'utile / (perdita) d'esercizio

L'IFRS 18 prevede che le entità classifichino tutte le voci di ricavi e costi nelle seguenti cinque categorie del prospetto del conto economico: ricavi e costi operativi, investimenti, finanziamenti, attività operative cessate e imposte sul reddito. La classificazione dei ricavi e dei costi riflette le attività aziendali principali dell'entità.

L'adozione dell'IFRS 18 non modificherà il risultato dell'esercizio né il patrimonio netto del Gruppo, ma comporterà modifiche alla struttura del prospetto del conto economico e alla presentazione delle informazioni di bilancio.

L'IFRS 18 consente la classificazione e la presentazione dei costi operativi per natura, per destinazione o mediante un approccio misto. Il Gruppo sta valutando la classificazione e la presentazione che fornisce la sintesi strutturata più utile dei costi operativi.

Indici di misurazione della performance definiti dalla direzione aziendale

L'IFRS 18 introduce specifiche informazioni integrative sugli indicatori di performance definiti dalla direzione aziendale (Management Performance Measures – MPM). Il Gruppo sta valutando i relativi impatti informativi.

Modalità di aggregazione e disaggregazione

L'IFRS 18 introduce criteri più stringenti per l'aggregazione e la disaggregazione delle informazioni di bilancio. Il Gruppo sta valutando i relativi impatti sulla presentazione e sull'informativa.

Modifiche conseguenti

L'IFRS 18 introduce modifiche conseguenti allo IAS 7 che richiedono alle entità di utilizzare il nuovo subtotalo dell'utile operativo quale punto di partenza per la determinazione dei flussi finanziari operativi con il metodo indiretto nel rendiconto finanziario. Attualmente il Gruppo utilizza l'utile del periodo quale punto di partenza per la riconciliazione dei flussi finanziari derivanti dall'attività operativa. Il Gruppo sta valutando i relativi impatti sulla presentazione del rendiconto finanziario.

PRINCIPI CONTABILI, EMENDAMENTI ED INTERPRETAZIONI IFRS NON ANCORA OMOLOGATI DALL'UNIONE EUROPEA

Documenti non ancora omologati dall'UE al 30 giugno 2026

Titolo documento	Data emissione da parte dello IASB	Data di entrata in vigore del documento IASB	Data di prevista omologazione da parte dell'UE
Standards			
IFRS 14 Regulatory deferral accounts	gennaio 2014	1° gennaio 2016	Processo di omologazione sospeso in attesa del nuovo principio contabile sui "rate-regulated activities".
IFRS 19 Entità controllate senza 'public accountability': informazioni integrative	maggio 2024	1° gennaio 2027	Q3/Q4 2026
IFRS 20 Regulatory Assets and Regulatory Liabilities	maggio 2026	1° gennaio 2029	TBD
Amendments			
Sale or contribution of assets between an investor and its associate or joint venture (Amendments to IFRS 10 and IAS 28)	settembre 2014	È possibile l'adozione facoltativa/data di entrata in vigore rimandata a tempo indefinito	Processo di omologazione sospeso in attesa della conclusione del progetto IASB sull'equity method
Amendments to IFRS 19 Subsidiaries without public accountability: disclosures	agosto 2025	1° gennaio 2027	Q3/Q4 2026
Translation to a hyperinflationary presentation currency (Amendments to IAS 21)	novembre 2025	1° gennaio 2027	Q4 2026
Disclosures about Uncertainties in the Financial Statements (Amendments to Illustrative Examples on IFRS 7, IFRS 18, IAS 1, IAS 8, IAS 36 and IAS 37)	novembre 2025	n/a	Le modifiche si riferiscono al materiale che accompagna principi contabili (es. guida implementativa, esempi illustrativi) senza esserne parte integrante e, pertanto, non saranno oggetto di omologazione da parte dell'UE
Amendments to the fair value option for investments in associates and joint ventures (Amendments to IAS 28)	giugno 2026	1° gennaio 2027	TBD

3. AREA DI CONSOLIDAMENTO

Si segnala la variazione del perimetro di consolidamento rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto delle seguenti operazioni:

ITALIA

- Sirio Rinnovabili S.r.l.: in data 24 aprile 2026 il gruppo ha perfezionato acquisizione del 100% delle quote della società; la società è controllata al 100% da Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.

Si riportano di seguito i valori delle valute del Gruppo al 30 giugno 2026:

	I Semestre 2026	al 30 giugno 2026	I Semestre 2025	al 31 dicembre 2025
	Medi	Puntuali	Medi	Puntuali
RON Nuovo Leu - (Romania)	5,1425	5,2439	5,0041	5,0968
Nuovo Lev Bulgaria	n.d.	n.d.	1,9558	1,9558
Sterlina britannica	0,8672	0,8618	0,8423	0,8726

Conversione dei bilanci in valuta

Nel Bilancio consolidato i proventi, i costi, le attività e le passività sono espressi in euro, che rappresenta la valuta di presentazione della Capogruppo.

Ai fini della predisposizione del Bilancio consolidato, i bilanci delle società consolidate con valuta funzionale diversa da quella di presentazione del Bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle attività e passività, inclusi l'avviamento e le rettifiche effettuate in sede di consolidamento, il tasso di cambio in essere alla data di chiusura dell'esercizio e alle voci di Conto economico il cambio medio dell'esercizio a condizione che approssimi i tassi di cambio in essere alla data delle rispettive operazioni.

Le relative differenze di cambio sono rilevate direttamente a patrimonio netto e sono esposte separatamente in un'apposita riserva dello stesso; tale riserva è riversata proporzionalmente a Conto economico al momento della cessione (parziale o totale) della partecipazione.

Nella tabella seguente si riporta **l'area di consolidamento** al 30 giugno 2026.

Denominazione	Sede	Capitale sociale (/ 000)	% di possesso		Impresa diretta detentrici della partecipazione indiretta
			diretto	indiretto	
			diretto	indiretto	
Società controllate consolidate secondo il metodo integrale					
- Alerion Clean Power S.p.A.	Milano - Via Renato Fucini 4	161.137	-		
- Alerion Real Estate S.r.l. in liquidazione	Milano - Via Renato Fucini 4	90	100,00		
- Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	100	100,00		
- Alerion Bioenergy S.r.l. in liquidazione	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		
- Fri-el Albareto S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10	100,00		
- Green Energy Sardegna S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		
- Alerion Spain S.L.	Calle Angli, 31 – 08017 Barcelona, Spagna	100	51,00		
- Comiolica SLU	Calle Angli, 31 – 08017 Barcelona, Spagna	2.500		100,00	Alerion Spain S.L.
- Alerion Iberia SL	Calle Angli, 31 – 08017 Barcelona, Spagna	50	100,00		
- Fri-el Campidano S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	100	100,00		
- Fri-El Anglona S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	100	90,00		
- FW Holding S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	100	100,00		
- Fri-el Ricigliano S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10		100,00	FW Holding S.r.l.
- Fri-el Grottole S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	50		100,00	FW Holding S.r.l.
- Anemos wind S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	50	100,00		
- Ordon Energia S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	435	100,00		
- Callari S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	1.000	100,00		
- Minerva S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	14	100,00		
- Eolo S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	750	100,00		
- Parco Eolico Licodia Eubea S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	100	80,00		
- Dotto S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		
- Wind Power Sud S.r.l	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		
- Renergy San Marco S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	108	100,00		
- Krupen Wind S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		

Denominazione	Sede	Capitale sociale (/ 000)	% di possesso		Impresa diretta detentrici della partecipazione indiretta
			diretto	indiretto	
- Fucini4 S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		
- Auseu-Borod Wind Farm S.r.l. in liquidazione	Oradea - Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	0,2 RON		100,00	Alerion Romania S.A.
- Alerion Romania S.A. in liquidazione	Oradea - Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	100 RON	95,00		
				5,00	Alerion Bioenergy S.r.l. in liquidazione
- Draghiescu Partners S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	0,3 RON		100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
- Alerion Bulgaria OOD	Sofia - 6th Septemvri Str., 6A, Sredetz Region	46	92,50		
- Wind Energy OOD	Sofia - 6th Septemvri Str., 6A	1.214		51,00	Krupen Wind S.r.l.
- Wind Stream OOD	Sofia - 6th Septemvri Str., 6A	1.185		51,00	Krupen Wind S.r.l.
- Wind Systems OOD	Sofia - 6th Septemvri Str., 6A	1.171		51,00	Krupen Wind S.r.l.
- Wind Power 2 OOD	Sofia - 6th Septemvri Str., 6A	1.182		51,00	Krupen Wind S.r.l.
- Alerion Energy RO S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	10 RON	100,00		
- Alerion Renewable RO S.r.l.	Bucarest, Strada Popa Petre n. 5, Corpo B, Piano 4, Ufficio 411, Settore 2	75.770 RON	51,00		
- Fravort S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Tremalzo S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Green Fotovoltaic Parc S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Solar Live Energy S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Inspire Parc Solar S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Conti Green Projects S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	4,2 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Cavedale S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Cavignon S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Presenella S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Vermiglio S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Vigolana S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion RO Todiresti S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	50 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Fradusta S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Renewable RO S.r.l.
- Litegosa S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Renewable RO S.r.l.
- Brunale S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	1		100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
- Lagorai S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Renewable RO S.r.l.
- Rienza S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Renewable RO S.r.l.
- Passirio S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Renewable RO S.r.l.

Denominazione	Sede	Capitale sociale (/ 000)	% di possesso		Impresa diretta detentrici della partecipazione indiretta
			diretto	indiretto	
- Plose S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion Investments S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10	100,00		
- Alerion UK Ltd.	Liverpool, Gateway House, Old Hall Road, Bromborough, Wirral, Regno Unito	0,001 GBP	100,00		
- Alerion Service S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	100	100,00		
- Alerion Seddanus S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10	100,00		
- Fri-El Guardionara S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10	100,00		
- Fri-El Anzi S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	50	100,00		
- Ambiez S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Sass Maor S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion Service RO S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	10		100,00	Alerion Service S.r.l.
- Bisalta S.r.l.	Timisoara, Piata Victoriei nr.7, camera 3, scara D, etaj 6, apartament 21, Judetul Timis	0,5 RON	100,00		Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion Ireland Ltd.	Cork (IE), Waterfront, 1 Horgans's Quay, Ufficio 428, T23 PPT8	0,001	100,00		
- Alerion Racari S.r.l.	Bucarest, Strada Popa Petre n. 5, Corpo A, Piano 5, Ufficio 513, Settore 2	4,5 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Fri-el Solar S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000	100,00		
- Aresol S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000		100,00	Fri-el Solar S.r.l.
- Ecosolis S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000		100,00	Fri-el Solar S.r.l.
- Wind Energy Galati S.r.l.	Bucarest, Strada Popa Petre n. 5, Corpo A, Piano 5, Ufficio 506, Settore 2	4,5 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Pasubio S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Agira S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10,000		100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
- Alerion S. Agata S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10,000		100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
- Alerion Gavorrano S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10,000		100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
- Conti Energie Verde S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	60RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Energo Windprod S.r.l.	Municipio Constanta, Via Zorelelor n.79, Stanza n.3, Piano P, Distretto Constanta	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Vulturu Power Park S.r.l.	Municipio Constanta, Via Zorelelor n.75, Stanza n.7, Piano P, Distretto Constanta	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Vulturu Wind Farm S.r.l.	Municipio Constanta, Via Zorelelor n.79, Stanza n.3, Piano P, Distretto Constanta	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Vaslui Wind S.r.l.	Bucuresti Sectorul 1, Calea FLOREASCA, Nr. 175, PARTEA B, Etaj 3	4,5 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion Arlena S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000	100,00		
- New Energy PV S.r.l.	Bucarest, Via Floreasca, nr 175, Parte B, piano 11, Settore 1	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion San Marco S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000	100,00		
- Eolo Energie Bivona S.r.l.	Palermo - Piazza Castelnuovo 12	10,000	100,00		
- Masseria Ciminiera S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000	100,00		

Denominazione	Sede	Capitale sociale (/ 000)	% di possesso		Impresa diretta detentrica della partecipazione indiretta
			diretto	indiretto	
- Licodia Eubea Solar S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000	100,00		
- Bastia Nuova S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10,000	100,00		
- Alerion Clean Power RO S.r.l.	Bucarest, Calea Floreasca n. 175, Parte B, Piano 3, Settore 1	34,700 RON	100,00		
- PV Solar 1 S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- PV Solar 2 S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- PV Solar 3 S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- PV Solar 4 S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- PV Solar 5 S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Nambino S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Tovel S.r.l.	Bucarest, Settore 1, Calea Floreasca nr. 175, Floreasca Tower, Parte B, cam. 5, frazione B3, Piano 1, appartamento 11	1 RON		100,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Milestone Windfarm Ltd	Cork (IE), Waterfront, 1 Horgans's Quay, Ufficio 428	0,1		100,00	Alerion Ireland Ltd.
- Bally Wind Supply Ltd	Cork (IE), Waterfront, 1 Horgans's Quay, Ufficio 428	0,1		100,00	Alerion Ireland Ltd.
- Pennant Walters Ltd	Suite F8 Gateway House Old Hall Road, Bromborough, Wirral, England, CH62 3NX	0,001 GBP		100,00	Alerion UK Ltd.
- Renewbuz S.r.l.	București Sectorul 6, Spl. INDEPENDENȚEI, Nr. 202K, Bloc B4, Etaj 8, Apartament 51	0,2 RON		51,00	Alerion Energy RO S.r.l.
- Alerion Petrarola S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10,000		100,00	Fri-el Solar S.r.l.
- Sirio Rinnovabili S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10		100,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.

Denominazione	Sede	Capitale sociale (/000)	% di possesso		Impresa diretta detentrici della partecipazione indiretta
			diretto	Indiretto	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto					
- Ecoenergia Campania S.r.l.	Cervinara (AV) - Via Cardito, 14	100	50,00		
- New Green Molise S.r.l.	Napoli - Via Diocleziano, 107	10	50,00		
- S.C. Compania Eoliana S.A.	Oradea - Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	501 RON	49,75		
- Jimbolia Wind Farm S.r.l.	Oradea - Cetatii Square no. 1, 4th floor, Bihor County	1 RON		99,00	S.C. Compania Eoliana S.A.
- Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l.	Benevento - Viale Mario Rotili 148	40		50,00	Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l.
- Tre Torri Energia S.r.l.	Bolzano - Piazza del Grano 3	10,000		49,00	Fri-el Solar S.r.l.
- Mitoc Partners S.r.l.	Bucarest, Via Maior Ștefan Sanatescu, N. 53, Palazzo C1, Corpo 4, Piano 2, Stanza 4, Settore 1	0,8 RON		75,00	Alerion Clean Power RO S.r.l.
- Phoenix Ceres S.r.l.	Bucarest, Via Maior Ștefan Sanatescu, N. 53, Palazzo C1, Corpo 4, Piano 2, Stanza 4, Settore 1	0,8 RON		75,00	Alerion Clean Power RO S.r.l.
- Phoenix Catalyst S.r.l.	Bucarest, Via Maior Ștefan Sanatescu, N. 53, Palazzo C1, Corpo 4, Piano 2, Stanza 4, Settore 1	0,8 RON		75,00	Alerion Clean Power RO S.r.l.
- Phoenix Nest S.r.l.	Bucarest, Via Maior Ștefan Sanatescu, N. 53, Palazzo C1, Corpo 4, Piano 2, Stanza 4, Settore 1	0,8 RON		75,00	Alerion Clean Power RO S.r.l.
- Phoenix Genesis S.r.l.	Bucarest, Via Maior Ștefan Sanatescu, N. 53, Palazzo C1, Corpo 4, Piano 2, Stanza 4, Settore 1	0,8 RON		75,00	Alerion Clean Power RO S.r.l.
- Alperion S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	20	50,00		
- Bioenergia S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	1		100,00	Alperion S.r.l.
- Generai S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	10		100,00	Alperion S.r.l.
- Enermac S.r.l.	Milano - Via Renato Fucini 4	40		100,00	Alperion S.r.l.

NOTE ESPLICATIVE AL BILANCIO CONSOLIDATO

4. ATTIVITA' IMMATERIALI A VITA DEFINITA

Nella tabella seguente sono riportate le movimentazioni delle Attività immateriali a vita utile definita intervenute nel semestre:

(valori in Euro migliaia)	Diritti e concessioni	Costi di sviluppo	Brevetti ed opere d'ingegno	Altre immob. immateriali	Immob. in corso	Totale
Valore netto al 01.01.2025	240.848	15.369	90	103	9.692	266.102
Valore Lordo						
Variazione area di consolidamento	26.977	(3.118)	0	2	0	23.861
A seguito di aggregazioni aziendali	8.958	0	0	0	0	8.958
Incrementi	48	1.833	0	3.489	2.911	8.281
Decrementi	0	(2.666)	0	(2)	(88)	(2.756)
Rettifiche da Impairment Test	(3.572)	0	0	0	0	(3.572)
Differenze di cambio da conversione	(480)	(170)	(1)	0	0	(651)
Altre riclassifiche	0	478	0	0	(978)	(500)
Totale variazione Valore Lordo	31.931	(3.643)	(1)	3.489	1.845	33.621
Ammortamenti accumulati						
Variazione area di consolidamento	3.597	1.057	0	(2)	0	4.652
Ammortamenti	(15.264)	(562)	(29)	(14)	0	(15.869)
Differenze di cambio da conversione	8	0	0	1	0	9
Totale variazione ammortamenti accumulati	(11.659)	495	(29)	(15)	0	(11.208)
Valore lordo al 31.12.2025	377.213	17.372	439	5.169	11.537	411.730
Fondo ammortamento	(116.093)	(5.151)	(379)	(1.592)	0	(123.215)
Valore netto al 01.01.2026	261.120	12.221	60	3.577	11.537	288.515
Valore Lordo						
Variazione area di consolidamento	5.765	0	0	2	1.662	7.429
Incrementi	18	973	0	47	1.417	2.455
Decrementi	0	0	0	(5)	0	(5)
Differenze di cambio da conversione	(776)	(197)	0	0	0	(973)
Altre riclassifiche	38	272	0	14	(324)	0
Totale variazione Valore Lordo	5.045	1.048	0	58	2.755	8.906
Ammortamenti accumulati						
Variazione area di consolidamento	0	0	0	(2)	0	(2)
Ammortamenti	(7.552)	(213)	(14)	(6)	0	(7.785)
Eliminazione del F.do amm.to per alienazione cespiti	0	0	0	5	0	5
Differenze di cambio da conversione	13	0	0	0	0	13
Totale variazione ammortamenti accumulati	(7.539)	(213)	(14)	(3)	0	(7.769)
Valore lordo al 30.06.2026	382.258	18.420	439	5.227	14.292	420.636
Fondo ammortamento	(123.632)	(5.364)	(393)	(1.595)	0	(130.984)
Valore netto al 30.06.2026	258.626	13.056	46	3.632	14.292	289.652

I **Diritti e concessioni** ammontano a 258.626 migliaia di euro (261.120 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono alle autorizzazioni e ai diritti di gestione dei parchi eolici rilevati tramite l'acquisto di partecipazioni in società progetto.

La variazione netta del periodo in decremento di 2.494 migliaia di euro riflette principalmente la riduzione per la quota di ammortamenti rilevati nell'esercizio pari a 7.552 migliaia di euro e gli incrementi per effetto della variazione dell'area di consolidamento.

I **Costi di sviluppo** ammontano a 13.056 migliaia di euro (12.221 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono a costi sostenuti prevalentemente a fronte di studi di fattibilità, di progettazione, analisi anemometriche e ad altri costi relativi a progetti eolici in fase di sviluppo e di realizzazione. Tali costi sono stati capitalizzati in base alle indicazioni dello IAS 38 e ammortizzati a partire dall'entrata in funzione degli impianti a cui si riferiscono, sulla base della vita utile del relativo progetto.

Le **immobilizzazioni in corso** ammontano a 14.292 migliaia di euro, in incremento di 2.755 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2025. Tale incremento è principalmente riferibile alla capitalizzazione dei costi sostenuti per la costruzione dei nuovi impianti in Italia e Romania.

Sono iscritti tra le attività immateriali, secondo le disposizioni contenute nello IAS 38, i costi, inclusi degli oneri accessori, sostenuti per l'acquisizione di beni e risorse, privi di consistenza fisica, da utilizzare nella produzione di beni o fornitura di servizi, da locare a terzi o da utilizzare per fini amministrativi, a condizione che il costo sia quantificabile in maniera attendibile ed il bene sia chiaramente identificabile e controllato dall'azienda che lo possiede. È iscritto anche l'avviamento, quando acquisito a titolo oneroso. Le attività immateriali acquisite separatamente sono iscritte al costo storico e le spese sostenute successivamente all'acquisto iniziale sono portate ad incremento del costo delle attività immateriali nella misura in cui tali spese sono in grado di generare benefici economici futuri. Le attività immateriali acquisite attraverso operazioni di aggregazione aziendale sono capitalizzate al valore equo alla data di acquisizione.

Le immobilizzazioni aventi vita utile definita sono sistematicamente ammortizzate a quote costanti in ogni singolo periodo per tener conto della residua possibilità di utilizzazione.

L'ammortamento è calcolato in base ad un criterio a quote costanti sulla vita utile stimata delle attività, come segue:

Aliquote ammortamento immobilizzazioni immateriali	Aliquote	
<i>Diritti e concessioni</i>	<i>dal 3%</i>	<i>al 4%</i>
<i>Costi di sviluppo</i>	<i>dal 4%</i>	<i>al 5%</i>
<i>Brevetti e opere d'ingegno</i>	<i>dal 10%</i>	<i>al 20%</i>
<i>Altre immob. immateriali</i>		<i>20%</i>

Impairment

Come richiesto dallo IAS 36, il Gruppo valuta ad ogni data di riferimento del bilancio se esiste una indicazione che un'attività possa aver subito una riduzione di valore. Se esiste una qualsiasi indicazione di ciò, l'entità deve stimare il valore recuperabile dell'attività.

In merito alle residue attività immateriali, nello svolgimento delle analisi di sensitività al 30 giugno 2026, si è fatto riferimento ai risultati consuntivati al termine del primo semestre 2026 rispetto a quanto previsto nei piani approvati e utilizzati nell'ultimo test di impairment a dicembre 2025. Si segnala che, grazie al positivo andamento registrato nel corso del primo semestre 2026 sia in termini di prezzi di vendita dell'energia elettrica sia in termini di ventosità rilevata sui siti, la gestione del periodo ha evidenziato un andamento economico positivo, facendo rilevare complessivamente un risultato netto positivo pari a 6,5 milioni di euro per il periodo in esame.

Le analisi condotte hanno riguardato in particolare:

- l'andamento della curva dei prezzi dell'energia elettrica per l'intero arco di piano ricompreso nelle analisi di impairment annuali. Si segnala che al 30 giugno 2026 la curva dei prezzi mediamente mostra una variazione positiva rispetto a dicembre 2025;
- l'andamento della curva dei tassi di interesse per il primo semestre 2026 e per i successivi periodi. Si segnala che i tassi di interesse hanno registrato un lieve rialzo generalizzato rispetto a dicembre 2025, ma rimangono sostanzialmente in linea con le attese incorporate nei piani sottostanti al test di impairment condotto annualmente dal gruppo, si sottolinea che il rialzo è comunque di ampiezza contenuta rispetto alla scarsa

sensibilità degli asset a tale variabile già riscontrata nel test di impairment annuale ed ai margini di headroom indicati nell'informativa annuale; tale variazione non è pertanto idonea a incidere sulla recuperabilità del valore delle attività e non configura un trigger event ai sensi dello IAS 36 par. 12;

- la produzione di energia per il periodo interessato. Si segnala che la ventosità presso i siti nel corso del 2026 si è dimostrata in linea con le medie storiche registrando un aumento rispetto allo stesso periodo del 2025, tali andamenti sono incorporati nei piani alla base delle analisi di impairment effettuate dal Gruppo annualmente;
- Si segnala inoltre che la capitalizzazione di mercato del Gruppo, pari a circa 1.170 milioni di euro al 30 giugno 2026, evidenzia un valore notevolmente superiore a quello del patrimonio netto contabile alla stessa data, a supporto della tenuta del valore degli asset.

Si segnala, dunque, che in sede di redazione del presente bilancio consolidato semestrale abbreviato, tenuto conto delle analisi sugli indicatori interni ed esterni svolte non sono stati identificati indicatori di impairment. Si rimanda alla relazione annuale per le analisi di sensitività svolte sul valore recuperabile delle CGU del Gruppo nell'ipotesi di una riduzione dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, di una diminuzione della produzione rispetto alla media storica e di un aumento del tasso di attualizzazione, identificando inoltre quali soglie delle suddette variabili possono portare l'headroom ad annullarsi.

5. ATTIVITA' MATERIALI

Nella tabella seguente sono riportate le variazioni delle Attività materiali:

(valori in Euro migliaia)	Terreno	Fabbricato	Impianti e macchinari	Altri beni	Immobilizz. in corso	Totale
Valore netto al 01.01.2025	29.662	4.740	420.476	2.468	132.924	590.270
Valore Lordo						
Variazione area di consolidamento	2.007	266	(53.856)	42	20.644	(30.897)
A seguito di aggregazioni aziendali	1.568	0	33.135	0	0	34.703
Incrementi/Decrementi per effetto IFRS 16	1.162	28	0	170	0	1.360
Incrementi	4.948	45	4.569	435	136.756	146.753
Decrementi	0	(7)	(2.024)	(35)	(3)	(2.069)
Rettifiche da "Impairment test"	0	0	(6.843)	0	0	(6.843)
Differenze di cambio da conversione	(189)	(2)	(1.752)	(4)	(2.266)	(4.213)
Altre riclassifiche	0	0	24.513	0	(24.013)	500
Totale variazione Valore Lordo	9.496	330	(2.258)	608	131.118	139.294
Ammortamenti accumulati						
Variazione area di consolidamento	853	(213)	14.030	(29)	0	14.641
A seguito di aggregazioni aziendali	0	0	(12.231)	0	0	(12.231)
Ammortamenti	(1.122)	(326)	(35.244)	(518)	0	(37.210)
Incrementi/Decrementi per effetto IFRS 16	0	0	0	(4)	0	(4)
Eliminazione del F.do amm.to per alienazione cespiti	0	0	856	29	0	885
Differenze di cambio da conversione	0	2	105	1	0	108
Totale variazione ammortamenti accumulati	(269)	(537)	(32.484)	(521)	0	(33.811)
Valore lordo al 31.12.2025	45.540	6.023	952.797	5.070	264.042	1.273.472
Fondo ammortamento	(6.651)	(1.490)	(567.063)	(2.515)	0	(577.719)
Valore netto al 01.01.2026	38.889	4.533	385.734	2.555	264.042	695.753
Valore Lordo						
Variazione area di consolidamento	27	0	0	79	816	922
Incrementi/Decrementi per effetto IFRS 16	1.308	(73)	0	20	0	1.255
Incrementi	1.040	0	3.031	260	110.368	114.699
Decrementi	0	0	(265)	(5)	(642)	(912)
Differenze di cambio da conversione	(441)	(8)	(2.280)	(3)	(4.360)	(7.092)
Altre riclassifiche	0	0	31.344	0	(31.344)	0
Totale variazione Valore Lordo	1.934	(81)	31.830	351	74.838	108.872
Ammortamenti accumulati						
Variazione area di consolidamento	0	0	0	(16)	0	(16)
Ammortamenti	(566)	(170)	(17.478)	(294)	0	(18.508)
Incrementi/Decrementi per effetto IFRS 16	0	73	0	0	0	73
Eliminazione del F.do amm.to per alienazione cespiti	0	0	139	1	0	140
Differenze di cambio da conversione	0	7	206	1	0	214
Totale variazione ammortamenti accumulati	(566)	(90)	(17.133)	(308)	0	(18.097)
Valore lordo al 30.06.2026	47.474	5.942	984.627	5.421	338.880	1.382.344
Fondo ammortamento	(7.217)	(1.580)	(584.196)	(2.823)	0	(595.816)
Valore netto al 30.06.2026	40.257	4.362	400.431	2.598	338.880	786.528

Le voci **Terreni e Fabbricati** ammontano a complessivi 44.619 migliaia di euro, il cui valore si incrementa di 1.197 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2025 quando era pari a 43.422 migliaia di euro, per effetto principalmente dell'acquisto di terreni e della variazione dell'area di consolidamento derivante dalle acquisizioni svolte nel periodo.

Gli **Impianti e macchinari** ammontano a 400.431 migliaia di euro (385.734 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) ed includono i costi relativi alla stima degli oneri di ripristino dei siti ove insistono gli impianti. La movimentazione è legata all'incremento per l'entrata in funzione di alcuni impianti in Romania, i cui asset sono stati riclassificati dalle immobilizzazioni in corso, per la variazione del perimetro integrale ed al decremento legato al normale processo di ammortamento intervenuto nel periodo.

Gli **Altri beni** ammontano a 2.598 migliaia di euro (2.555 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e riguardano principalmente arredi e mobili d'ufficio, nonché macchine d'ufficio elettroniche.

Le **Immobilizzazioni in corso** ammontano a 338.880 migliaia di euro (264.042 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). L'incremento di 74.838 migliaia di euro è principalmente riferibile alla capitalizzazione dei costi sostenuti per la costruzione dei nuovi impianti in Italia e in Romania, parzialmente compensato dalla riclassifica nella voce impianti e macchinari degli asset relativi ai parchi che sono entrati in funzione nel corso del primo semestre 2026.

Le immobilizzazioni materiali sono esposte in bilancio al costo storico e sono sistematicamente ammortizzate in relazione alla loro residua possibilità di utilizzazione, ad eccezione dei terreni e beni destinati alla vendita che non vengono ammortizzati, ma svalutati qualora il loro fair value sia inferiore al costo iscritto in bilancio.

Il processo di ammortamento avviene a quote costanti sulla base di aliquote ritenute rappresentative della vita utile stimata; per i beni acquisiti nell'esercizio le aliquote vengono applicate pro-rata temporis, tenendo conto dell'effettivo utilizzo del bene in corso d'anno.

Aliquote ammortamento immobilizzazioni materiali	Aliquote
Terreni / Fabbricati	dal 1% al 3%
Impianti e macchinari	dal 2% al 20%
Altri beni	dal 12% al 25%

6. PARTECIPAZIONI IN SOCIETÀ VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

Si riporta qui di seguito l'informativa richiesta dal Principio Contabile Internazionale IFRS 11 "Joint arrangements".

Al 30 giugno 2026, Alerion Clean Power S.p.A. detiene:

- **partecipazioni in joint-venture** nelle società Ecoenergia Campania S.r.l., New Green Molise S.r.l., e Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l. e Alperion S.r.l. (ex Naonis Wind S.r.l.) che controlla al 100% Enermac S.r.l., Generai S.r.l., Bioenergia S.r.l.
- **partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto:** Mitoc Partners S.r.l., Phoenix Genesis S.r.l., Phoenix Ceres S.r.l., Phoenix Catalyst S.r.l., Phoenix Nest S.r.l., Tre Torri Energia S.r.l..

In base alla struttura di governance e agli accordi contrattuali, Alerion non può da sola esercitare il controllo sulle attività rilevanti di tali società. Le decisioni circa le attività identificate come rilevanti vengono, infatti, assunte soltanto con l'accordo congiunto dei soci.

Per tale motivo tali società vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025	Variazione
New Green Molise S.r.l.	12.872	15.082	(2.210)
Ecoenergia Campania S.r.l.	2.304	2.173	131
Alperion S.r.l. (ex Naonis Wind S.r.l.)	49.780	49.421	359
Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l.	83	88	(5)
Tre Torri Energia S.r.l.	67	75	(8)
Mitoc Partners S.r.l.	3.162	3.307	(145)
Phoenix Catalyst S.r.l.	501	517	(16)
Phoenix Ceres S.r.l.	503	519	(16)
Phoenix Genesis S.r.l.	420	441	(21)
Phoenix Nest S.r.l.	155	185	(30)
Totale Partecipazioni in joint venture ed imprese collegate	69.847	71.808	(1.961)

Si rimanda alla nota di commento "40" per i dettagli relativi alle partecipazioni in joint ventures ed a quelle detenute con il metodo del patrimonio netto.

7. CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITÀ NON CORRENTI

I **Crediti vari e altre attività non correnti** si attestano a 3.097 migliaia di euro (rispetto a 3.135 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) ed includono principalmente crediti IVA il cui prevedibile realizzo avverrà in un periodo successivo ai prossimi 12 mesi.

ATTIVITA' CORRENTI

8. RIMANENZE

Le **rimanenze** di magazzino ammontano a 18.413 migliaia di euro (rispetto a 18.897 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) al netto del fondo obsolescenza pari a 697 migliaia di euro. Si evidenzia che il saldo in oggetto si riferisce alla società del Gruppo, Alerion Service S.r.l., che svolge le attività di "Asset Management" per i parchi operativi attualmente compresi nel perimetro del Gruppo. Tali attività di manutenzione comprendono principalmente l'assistenza e la sostituzione delle parti di ricambio delle centrali eoliche al verificarsi di eventi o sulla base delle tempistiche programmate.

9. CREDITI COMMERCIALI

I **Crediti Commerciali** ammontano a 19.898 migliaia di euro (15.747 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e sono principalmente rappresentati da crediti maturati sulla vendita dell'energia prodotta nel mese di giugno 2026.

I crediti commerciali hanno generalmente scadenza a 30-45 giorni e sono esposti al netto del fondo svalutazione pari a 1.021 migliaia di euro.

10. CREDITI TRIBUTARI

La voce **Crediti Tributarî** ammonta a 1.649 migliaia di euro (3.376 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferisce principalmente a crediti tributari IRES (222 migliaia di euro richiesti a rimborso, 161 migliaia di euro per acconti versati eccedenti rispetto al debito del periodo e 1.008 migliaia di euro relativi a consolidato fiscale) e a crediti tributari IRAP (14 migliaia di euro richiesti a rimborso, 82 migliaia di euro per acconti versati eccedenti rispetto al debito del periodo e 33 migliaia di euro versati a titolo di acconto).

11. CREDITI VARI E ALTRE ATTIVITA' CORRENTI

Nella tabella seguente vengono riportati i dettagli che compongono i **Crediti vari e altre attività correnti**:

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Crediti verso l'Erario	60.104	44.239
Crediti verso altri	19.943	23.957
Totale crediti vari correnti	80.047	68.196

I **Crediti verso l'Erario** sono principalmente costituiti dalla quota di crediti per ritenute ed imposte indirette (IVA) che si ritiene siano recuperabili entro l'esercizio successivo.

I **Crediti verso altri** ammontano a 19.943 migliaia di euro (23.957 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), al netto di un fondo svalutazione di 160 migliaia di euro, e si riferiscono principalmente a crediti per incentivi per 2.869 migliaia di euro (2.214 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), ad altri crediti per 9.548 migliaia di euro relativi principalmente a dividendi da società consolidate con il metodo del patrimonio netto ancora da incassare per 1.780 migliaia di euro e ad anticipi a fornitori per 2.226 migliaia di euro. Inoltre, la voce accoglie 1.358 migliaia di euro per ratei attivi e 5.998 migliaia di euro per risconti attivi.

I crediti per incentivi hanno generalmente scadenza a 60 giorni.

PASSIVITA' NON CORRENTI

12. DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' NON CORRENTI

I debiti vari e altre passività non correnti ammontano a 17.710 migliaia di euro (18.817 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono principalmente al contributo ex-lege 488/92 e al contributo P.O.R., ottenuti rispettivamente per la costruzione degli impianti eolici di Albanella, Agrigento, Campidano, Ricigliano, Grottole e Anglona ed all'ottenimento del contributo a fondo perduto dalla controllata in Spagna, Comiolica, a fronte di un'iniziativa sita nella stessa area dell'impianto eolico de La Ioma.

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Altri debiti	17.710	18.817
Totale debiti vari non correnti	17.710	18.817

PASSIVITA' CORRENTI

13. DEBITI COMMERCIALI CORRENTI

I **Debiti commerciali** ammontano a 97.180 migliaia di euro (69.056 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono a debiti verso fornitori. Non producono interessi e sono normalmente regolati a 60 giorni.

L'incremento registrato rispetto al 31 dicembre 2025 è ascrivibile prevalentemente all'aumento dei debiti verso fornitori correlati ai progetti attualmente in fase di costruzione in Romania, con particolare riferimento al progetto di Tulucești.

La voce include, inoltre, gli ammontari iscritti, nel corso del 2022, a seguito dell'introduzione delle misure adottate dal Governo per contrastare il cosiddetto "caro energia", per le quali sono riportati maggiori approfondimenti nel paragrafo dedicato alle controversie legali le posizioni adottate dal Gruppo.

14. DEBITI TRIBUTARI

I **Debiti tributari** ammontano a 38.313 migliaia di euro (36.767 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) e si riferiscono principalmente a debiti per imposte correnti per IRES, ad imposte correnti per IRAP e ad altri debiti tributari.

La voce “Altri debiti tributari” accoglie i valori introdotti con la legge di bilancio 2023 in particolare con riferimento al contributo ex art.1 co.115 e seguenti, misure cosiddette contro il “caro energia”, si rimanda al paragrafo delle controversie legali per la posizione adottata dal Gruppo.

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Debiti tributari per IRAP	932	311
Debiti tributari per IRES	8.805	7.840
Altri debiti tributari	28.576	28.616
Totale debiti tributari	38.313	36.767

15. DEBITI VARI E ALTRE PASSIVITA' CORRENTI

I Debiti vari ammontano a 12.276 migliaia di euro (14.461 migliaia al 31 dicembre 2025), così composti:

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Debiti verso dipendenti e amministratori	2.111	2.251
Debiti verso l'Eraio	804	1.078
Debiti previdenziali	529	719
Altri debiti	8.832	10.413
Totale debiti vari ed altre passività correnti	12.276	14.461

La voce **Altri debiti** comprende principalmente:

- debiti per convenzioni comunali per 4.044 migliaia di euro;
- risconti passivi rilevati in relazione alla quota corrente dei contributi in conto capitale in capo alle controllate Fri-el Campidano S.r.l., Fri-el Grottole S.r.l., Fri-El Ricigliano S.r.l., Fri-El Anglona S.r.l., Fri-El Anzi S.r.l. e Fri-El Guardionara S.r.l. per 1.247 migliaia di euro in linea con i valori al 31 dicembre 2025.

Gli “Altri debiti” sono infruttiferi e sono regolati in media ogni 12 mesi.

16. PATRIMONIO NETTO

Le politiche di gestione del capitale da parte del Gruppo prevedono il mantenimento di un livello di capitale al fine di mantenere un rapporto di fiducia con gli investitori, i creditori ed il mercato, consentendo altresì lo sviluppo futuro dell'attività. Il Gruppo monitora costantemente il rendimento del capitale e il livello di dividendi da distribuire ai detentori di azioni ordinarie.

Il **Patrimonio Netto di pertinenza del Gruppo** al 30 giugno 2026 è pari a 392.190 migliaia di euro con un decremento di 33.828 migliaia di euro rispetto ai 426.018 migliaia di euro del 31 dicembre 2025. Le principali variazioni intervenute sono state:

- incremento di 6.111 migliaia di euro per l'utile del periodo di pertinenza del Gruppo;
- decremento di 124 migliaia di euro per effetto degli utili/perdite risultanti dalla valutazione al fair value degli strumenti obbligazionari, iscritti tra le attività finanziarie, e rilevati direttamente nel conto economico complessivo consolidato al netto dell'effetto fiscale;
- decremento di 93 migliaia di euro per effetto degli utili/perdite attuariali da piani a benefici definiti (IAS 19) rilevati nel conto economico complessivo consolidato al netto dell'effetto fiscale;
- decremento di 8.404 migliaia di euro per effetto delle differenze di cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valuta diversa dall'euro, rilevate direttamente nel conto economico complessivo consolidato al netto dell'effetto fiscale;
- incremento di 100 migliaia di euro per la rilevazione degli effetti del piano di incentivazione basato su azioni (*stock grant*) per il triennio 2026, 2027 e 2028. La relativa riserva come richiesto dal principio di riferimento, IFRS, 2 è collegata al piano di incentivazione di lungo termine (piano di Stock Grant) che prevede l'assegnazione a Amministratori Esecutivi e Dirigenti con Responsabilità Strategiche di un incentivo rappresentato da una componente di natura azionaria. Il Gruppo rileva i servizi resi dai beneficiari come costo del personale e stima indirettamente il loro valore, e il corrispondente incremento del patrimonio netto, sulla base del fair value degli strumenti rappresentativi di capitale alla grant date, così come previsto dal principio contabile di riferimento.
- incremento per 1.125 migliaia di euro dovuto all'aumento di capitale completato in data 8 giugno 2026;
- incremento per 266 migliaia di euro dovuto alla variazione del *fair value* degli strumenti derivati, al netto dell'effetto fiscale;
- decremento di 32.733 migliaia di euro dovuto alla distribuzione parziale di riserve disponibili. Come deciso dall'Assemblea degli Azionisti di Alerion, tenutasi in data 23 aprile 2026, ha approvato la proposta di distribuzione di un dividendo da erogare con pagamento a partire dal 6 maggio 2026 con stacco in data 4 maggio 2026 della cedola n. 15, tramite l'utilizzo parziale di riserve, di euro 0,61 per ogni azione ordinaria in circolazione (al netto delle azioni proprie), al lordo o al netto delle ritenute fiscali a seconda del regime fiscale applicabile. Il pagamento del dividendo, per un importo complessivo pari a 32.733 migliaia di euro, è avvenuto nei termini e con le modalità stabilite dall'Assemblea.

Il prospetto di variazione delle voci del patrimonio netto al 30 giugno 2026 rispetto a quelle presenti al 31 dicembre 2025 è esposto tra i prospetti contabili consolidati.

Si riporta di seguito il dettaglio delle singole voci:

Il **capitale sociale** di Alerion ammonta a 161.326 migliaia di euro variato rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto dell'aumento di capitale. In data 8 giugno 2026 la Società ha comunicato i risultati definitivi dell'aumento di capitale con esclusione del diritto di opzione deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 21 maggio 2026, in esecuzione della delega conferita dall'Assemblea straordinaria degli azionisti del 23 aprile 2026. L'operazione, finalizzata all'emissione di massime 5.422.940 nuove azioni ordinarie a un prezzo di Euro 25,00 per azione, ha registrato sottoscrizioni per complessive 63.607 azioni, pari a un controvalore di circa Euro 1,6 milioni. Il limitato livello di adesione è stato influenzato da problematiche tecnico-operative connesse alle modalità di esecuzione dell'offerta, che ne hanno ridotto l'accessibilità a

parte della platea dei potenziali investitori. A seguito dell'operazione, il capitale sociale di Alerion è risultato pari a Euro 161.326 migliaia di euro, rappresentato da 54.293.010 azioni prive di valore nominale.

La **riserva azioni proprie** al 30 giugno 2026 è negativa per 14.824 migliaia di euro (negativa per 15.899 al 31 dicembre 2025) e si riferisce al controvalore di acquisto delle n. 568.010 azioni proprie detenute dalla società.

La **riserva da sovrapprezzo azioni** ammonta a 22.802 migliaia di euro, in aumento di 1.402 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2025 per effetto del sovrapprezzo versato in sede dell'aumento di capitale perfezionato nel semestre, e si riferisce: i) al sovrapprezzo di 0,02 euro per azione sull'aumento di capitale avvenuto nel corso del 2003; ii) al sovrapprezzo di 0,55 euro per azione sull'aumento di capitale avvenuto nel 2008, al netto delle rettifiche per i costi sostenuti, funzionali agli aumenti di capitale; iii) alla differenza tra il valore relativo all'acquisto delle azioni proprie annullate nel 2012 e il loro valore nominale, oltre alle commissioni sull'acquisto; iv) al sovrapprezzo di 22,03 euro per azione sull'aumento di capitale avvenuto nel corso del 2026.

Le **riserve di risultato** sono positive per 220.294 migliaia di euro (positive per 257.054 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) ed includono gli utili/perdite accumulate, al netto dei dividendi distribuiti.

La **riserva di cash flow hedge** risulta positiva per 2.592 migliaia di euro (positiva per 2.326 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) ed accoglie le variazioni di fair value degli strumenti derivati, al netto del relativo effetto fiscale per la loro porzione efficace. La variazione positiva del periodo è stata complessivamente pari a 266 migliaia di euro. Si rimanda alla nota "23" "Strumenti derivati" dove è riportata la movimentazione della riserva di cash flow hedge.

Il capitale, le riserve ed il risultato di terzi sono pari complessivamente a 6.816 migliaia di euro (6.628 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Si riporta qui di seguito l'informativa richiesta dal Principio Contabile Internazionale IFRS 12 "Disclosure of interests with other entities".

Società	Sede operativa	Percentuale di possesso		Utili (perdite) su partecipazioni di minoranza		Patrimonio netto di terzi	
				I Semestre 2026	I Semestre 2025		
(Euro Migliaia)		30.06.2026	31.12.2025			30.06.2026	31.12.2025
Alerion Bulgaria AD	Bulgaria	92,5%	92,5%	(1)	(1)	(7)	(6)
Parco Eolico Licodia Eubea	Italia	80%	80%	88	283	940	1.041
Wind Energy EOOD	Bulgaria	51%	51%	42	48	939	897
Wind Stream EOOD	Bulgaria	51%	51%	33	44	927	894
Wind Systems EOOD	Bulgaria	51%	51%	50	48	903	853
Wind Power 2 EOOD	Bulgaria	51%	51%	43	40	899	856
FRI-EL Anglona	Italia	90%	90%	133	127	2.232	2.099
Bisalta S.r.l.	Romania	86%	86%	0	(4)	0	0
Renewbuz S.r.l.	Romania	0%	0%	(11)	0	(17)	(6)
Totale				377	585	6.816	6.628

17. INDEBITAMENTO FINANZIARIO CONTABILE DELLE ATTIVITÀ IN FUNZIONAMENTO

Si fornisce di seguito il dettaglio dell'indebitamento finanziario al 30 giugno 2026 e al 31 dicembre 2025, esposto sulla base del nuovo schema previsto dall'orientamento ESMA 32-232-1138 del 4 marzo 2021:

(valori in Euro migliaia)		30.06.2026	31.12.2025
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti			
Disponibilità liquide	20	9	10
Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	20	311.068	343.961
Totale cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	20	311.077	343.971
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	19	85.984	82.530
Liquidità		397.061	426.501
Passività finanziarie correnti			
Debito corrente per linee bancarie	22	(35.061)	(45.149)
Debiti correnti per strumenti derivati	23	(282)	0
Debito finanziario corrente	22 23	(35.343)	(45.149)
Debito corrente per finanziamenti bancari e in project financing	22	(21.803)	(16.537)
Debiti correnti per Lease	22	(1.198)	(1.174)
Debiti correnti per strumenti derivati	23	(135)	(262)
Debito corrente verso Obbligazionisti	22	(7.080)	(4.181)
Debito corrente verso altri finanziatori	22	(2.972)	(2.932)
Parte corrente del debito finanziario non corrente	22	(33.188)	(25.086)
Indebitamento finanziario corrente	22 23	(68.531)	(70.235)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CORRENTE NETTO		328.530	356.266
Passività finanziarie non correnti			
Debito non corrente per finanziamenti bancari e in project financing	21	(217.400)	(196.115)
Debito non corrente verso altri finanziatori	21	(29.393)	(30.819)
Debiti non correnti per Lease	21	(13.758)	(13.105)
Debiti non correnti per strumenti derivati	23	(118)	(114)
Debito finanziario non corrente	21 23	(260.669)	(240.153)
Debito non corrente verso Obbligazionisti	21	(812.793)	(714.690)
Strumenti di debito	21	(812.793)	(714.690)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO NON CORRENTE	21 23	(1.073.462)	(954.843)
INDEBITAMENTO FINANZIARIO*		(744.932)	(598.577)
<i>*Indebitamento finanziario calcolato come da Orientamento ESMA32-382-1138 del 4 marzo 2021</i>			
PARAMETRI FINANZIARI previsti dal regolamento dei prestiti obbligazionari in essere			
INDEBITAMENTO FINANZIARIO CONTABILE al netto dei Derivati		(681.155)	(566.387)

ATTIVITA' FINANZIARIE NON CORRENTI

18. CREDITI FINANZIARI E ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

I **Crediti Finanziari e Altre Attività Finanziarie Non Correnti** si attestano a 65.116 migliaia di euro (rispetto alle 32.973 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) ed includono: i) i crediti finanziari verso le società valutate con il metodo del patrimonio netto, ii) le attività finanziarie relative alle operazioni di sviluppo e di investimento in Italia e Romania, come descritto nella relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2025.

ATTIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

19. CREDITI FINANZIARI E ALTRE ATTIVITÀ FINANZIARIE CORRENTI

La voce è pari a 84.110 migliaia di euro (81.371 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), ed include le attività finanziarie del gruppo che rappresentano temporanei impieghi di liquidità. In particolare, parte delle attività finanziarie per 66.910 migliaia di euro si riferisce a strumenti obbligazionari con una durata media di circa 5 anni con primarie controparti

finanziarie, il cui importo include gli effetti derivanti dalla valutazione positiva al fair value pari a 1.034 migliaia di euro, che risultava pari a 1.211 migliaia di euro al 31 dicembre 2025.

La variazione positiva dei **crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti** rispetto al precedente esercizio, pari a 2.739 migliaia di euro, è riconducibile prevalentemente agli interessi attivi maturati sugli strumenti obbligazionari nel periodo per 1.703 migliaia di euro, congiuntamente alla variazione positiva del fair value di tali strumenti, i quali sono classificati in bilancio come "Fair Value through Other Comprehensive Income" adottando l'approccio mark to model, in linea con quanto previsto dal principio IFRS 13, e la cui variazione negativa rispetto al precedente periodo, pari a 172 migliaia di euro al lordo del relativo effetto fiscale, è stata contabilizzata tra le poste del conto economico complessivo.

20. CASSA ED ALTRE ATTIVITÀ LIQUIDE EQUIVALENTI

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Depositi bancari a vista	155.708	249.503
Depositi vincolati time deposit	155.360	94.458
Denaro e valori in cassa	9	10
Totale cassa ed altre disponibilità liquide equivalenti	311.077	343.971

La **Cassa e le altre disponibilità liquide equivalenti** ammontano a 311.077 migliaia di euro (343.971 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Si segnala che alla data del 30 giugno 2026 i **Depositi Bancari** riconducibili a società del Gruppo che non hanno in essere finanziamenti in project financing ammontano a 111.418 migliaia di euro e 207.763 migliaia di euro al 31 dicembre 2025.

Le disponibilità liquide, relative alle società del Gruppo, finanziate secondo lo schema del project financing ammontano a 44.290 migliaia di euro al 30 giugno 2026 e 41.741 migliaia di euro al 31 dicembre 2025, sono principalmente costituite da depositi di conti correnti bancari e devono operare nel rispetto degli impegni legati ai contratti di project financing.

Al 30 giugno 2026 risultano giacenze di conto corrente temporaneamente impiegate in "contratti di time deposit" per 155.360 migliaia di euro in aumento rispetto al 31 dicembre 2025.

Per maggiori dettagli sulla movimentazione delle disponibilità liquide si rimanda allo schema del Rendiconto Finanziario.

PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI E CORRENTI

21. PASSIVITÀ FINANZIARIE NON CORRENTI

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Debiti verso obbligazionisti	812.793	714.690
Debiti verso banche per finanziamenti	217.400	196.115
Debiti finanziari per Lease	13.758	13.105
Debiti verso soci terzi per finanziamenti	20.779	22.184
Debiti verso altri finanziatori	8.614	8.635
Totale passività finanziarie non correnti	1.073.344	954.729

La quota non corrente del **Debito verso obbligazionisti** al 30 giugno 2026 è in aumento di 98.103 migliaia di euro per effetto principalmente della nuova emissione avvenuta in data 6 febbraio 2026 per un controvalore di 300.000 migliaia di euro, al netto di costi di emissione per 3.109 migliaia di euro del prestito obbligazionario 2026-2032, utilizzata in parte per il rimborso anticipato del prestito obbligazionario 2021 – 2027 avvenuto alla fine del primo trimestre del 2026.

La quota non corrente del **Debito verso obbligazionisti** al 30 giugno 2026 risultata pertanto è composta: i) dal valore del prestito obbligazionario 2022-2028 emesso in data 17 maggio 2022 per un controvalore di 100.000 migliaia di euro, al netto di costi di emissione per 475 migliaia di euro, ii) dal valore del prestito obbligazionario 2023-2029 emesso in data 12 dicembre 2023 per un controvalore di 170.000 migliaia di euro, al netto di costi di emissioni per 1.393 migliaia

di euro, iii) dal valore del prestito obbligazionario 2024-2030 emesso in data 11 dicembre 2024 per un controvalore di 250.000 migliaia di euro, al netto di costi di emissione per 2.230 migliaia di euro e iv) dal valore del prestito obbligazionario 2026-2032 già descritto.

La voce **Debiti verso banche per finanziamenti** al 30 giugno 2026 ammonta a 217.400 migliaia di euro (al 31 dicembre 2025 era pari a 196.115 migliaia di euro) in crescita rispetto alla precedente chiusura nonostante l'effetto delle rate dei finanziamenti scadute e rimborsate al 30 giugno 2026. La voce è composta principalmente i) dalla quota a lungo termine dei finanziamenti in project financing ottenuti per la realizzazione dei parchi eolici in capo alle società Green Energy Sardegna S.r.l. per 15.612 migliaia di euro, Fri-El Albareto S.r.l. per 10.379 migliaia di euro, Plose S.r.l. per 16.481 migliaia di euro e Milestone Windfarm Ltd per 10.892 migliaia di euro, al netto dei costi accessori, ii) dalla quota a lungo termine dei finanziamenti in project financing ottenuti per la realizzazione dei parchi solari in capo alle società Alerion Petrarola S.r.l. per 7.932 migliaia di euro, Alerion Seddanus S.r.l. per 6.645 migliaia di euro, Bastia Nuova S.r.l. per 5.026 migliaia di euro, al netto dei costi accessori, iii) dalla quota a lungo termine del finanziamento sottoscritto per l'acquisto dell'immobile di via Fucini per 2.485 migliaia di euro, al netto dei costi accessori, iv) dalla quota a lungo termine dei finanziamenti bancari ottenuti da Alerion Clean Power S.p.A. con Monte dei Paschi pari a 46.439 migliaia di euro e da Licodia Eubea Solar S.r.l. pari a 6.806 migliaia di euro e v) dalla quota a lungo termine dei finanziamenti bancari sottoscritti da Alerion Clean Power S.p.A. verso Crédit Agricole in relazione ai progetti Conti Green Project S.r.l. per 12.654 migliaia di euro, Alerion Racari S.r.l. per 18.943 migliaia di euro e Arlena per 7.020 migliaia di euro e dalla quota a lungo termine del finanziamento bancario sottoscritto da Alerion Arlena S.r.l. verso Crédit Agricole per 18.850 migliaia di euro, al netto dei costi accessori.

Rispetto al 31 dicembre 2025 si evidenzia che l'incremento di 21.285 migliaia di euro è dovuto principalmente: i) alle nuove erogazioni sui finanziamenti in project financing sottoscritti in capo alla società Brunale S.r.l. per i progetti di Cava Lucera e di Torremaggiore per un importo complessivo pari a 5.955 migliaia di euro, al netto dei costi accessori e ii) alla nuova sottoscrizione del finanziamento in project financing per 25.283 migliaia di euro direttamente nella controllata Alerion San Marco, controllata al 100% dalla Capogruppo.

Di seguito si riportano le informazioni dettagliate delle passività finanziarie correnti e non correnti con l'indicazione dei tassi d'interesse applicati e delle relative scadenze:

(Euro/000)	al 31.12.25	Incres.	Decres.	al 30.06.26	Tasso di interesse	IRS	Scadenza
Debito verso Obbligaz. 2021 2027 Green Bond	200.021	0	(200.021)	0	Tasso Pr. obbligazionario 2,25%	n.a.	2027
Debito verso Obbligaz. 2022 2028 Green Bond	101.591	0	(1.644)	99.947	Tasso Pr. obbligazionario 3,5%	n.a.	2028
Debito verso Obbligaz. 2023 2029 Green Bond	169.020	137	0	169.157	Tasso Pr. obbligazionario 6,75%	n.a.	2029
Debito verso Obbligaz. 2024-2030 Green Bond	248.238	166	0	248.404	Tasso Pr. obbligazionario 4,75%	n.a.	2030
Debito verso Obbligaz. 2026-2032 Green Bond	0	302.365	0	302.365	Tasso Pr. obbligazionario 4,63%	n.a.	2032
Project financing Albareto	12.278	0	(634)	11.644	Euribor 6M + 1,95 %	0,95%	2035
Project financing Green Energy Sardegna	18.337	0	(914)	17.423	Euribor 6M + 1,95%	1,23%	2035
Project financing Alerion Seddanus	7.775	0	(366)	7.409	4,35%	n.a.	2040
Project financing Plose	18.196	0	(371)	17.825	Euribor 6M + 2,95%	2,80%	2040
Project financing Brunale Cava Lucera	0	3.792	0	3.792	Euribor 3 mesi + 1,90%	3,06%	2041
Project financing Brunale Torremaggiore	0	2.696	0	2.696	Euribor 3 mesi + 1,90%	3,06%	2041
Project financing Bastia Nuova	5.266	96	0	5.362	4,60%	n.a.	2040
Project financing Alerion San Marco	0	25.529	0	25.529	Euribor 6M + 2,30%	n.a.	2041
Project financing Milestone Windfarm - Loan I	4.031	0	(278)	3.753	1,85% fino al 2026, Euribor 3M + 1,15% dal 30-06-2027	2,22%	2033
Project financing Milestone Windfarm - Loan II	8.836	0	(478)	8.358	1,85% fino al 2026, Euribor 3M + 1,15% dal 30-06-2027	2,24%	2035
Project financing Milestone Windfarm - Loan III	369	0	(26)	343	1,85% fino al 2026, Euribor 3M + 1,15% dal 30-06-2027	2,22%	2033
Project financing Alerion Petrarola	8.699	0	(269)	8.430	Euribor 6M + 1,9 %	2,63%	2039
Finanziamento bancario Licodia Eubea Solar	6.566	592	0	7.158	Euribor 6M + 2,0 %	2,73%	2039
Finanziamento Monte dei Paschi di Siena	49.239	57	0	49.296	Euribor 3M + 1,8%	2,66%	2035
Finanziamento Credit Agricole Conti Green Project	17.883	0	(1.729)	16.154	Euribor 6 mesi + 1,45 %	3,33%	2028
Finanziamento Credit Agricole Racari	24.383	0	(1.773)	22.610	Euribor 3M + 1,65 %	2,49%	2032
Finanziamento Credit Agricole Arlena Opere Civili	8.428	17	0	8.445	Euribor 3M + 1%	2,24%	2032
Finanziamento Credit Agricole Arlena	18.781	1.195	0	19.976	Euribor 6M + 1,25%	n.a.	2035
Finanziamento Ipotecario Fucini4	2.931	0	(147)	2.784	Euribor 6 mesi + 1,6 %	0,47%	2032
Finanziamento Mediocredito 2020 2026	655	0	(436)	219	Euribor 3 mesi + 1,8 %	n.a.	2026
Debiti vs Banche	45.149	0	(10.088)	35.061	Euribor 1 mese + 1,0 %	n.a.	a revoca
Debiti finanziari per Leases	14.279	677	0	14.956	Tasso indebitamento incrementale 3,71 %	n.a.	0
Finanziamento soci di minoranza	22.437	0	(1.193)	21.244			
Altre passività finanziarie	11.314	0	(196)	11.118			
Totale Passività finanziarie	1.024.702	337.319	(220.563)	1.141.458			
<i>di cui</i>							
Correnti	69.973			68.114			
Non-correnti	954.729			1.073.344			

Si segnala che il progetto Eolica PM S.r.l., a seguito della cessione della partecipazione perfezionata nel quarto trimestre del 2025, è uscito dal perimetro di consolidamento del Gruppo Alerion; conseguentemente il relativo debito da project financing e lo strumento derivato di copertura ad esso collegato presentano un saldo pari a zero sia al 31 dicembre 2025 sia al 30 giugno 2026.

Con riferimento ai finanziamenti sopra riportati, si riportano di seguito le informazioni per singolo progetto relative all'ammontare del debito residuo, alle forme tecniche utilizzate, alla scadenza, agli impegni, alle garanzie rilasciate a favore dei soggetti finanziatori ed alle clausole contrattuali significative.

(Euro/000)				Debito finanziario associato					
Impianto	Società	Capacità Installata Consolidata (MW)	Valore netto contabile delle Attività	Valore contabile delle Passività Finanziarie	Debito residuo garantito	Forma Tecnica	Scadenza	Impegni, garanzie rilasciate a favore dei finanziatori	Clausole contrattuali significative
Villacidro (SU)	Green Energy Sardegna S.r.l.	30,8	28.078	17.423	0	Proj.financing	2035	(*)	(**)
Albareto (PR)	Fri-El Albareto S.r.l.	19,8	22.072	11.644	0	Proj.financing	2035	(*)	(**)
Ex Scaini (SU)	Alerion Seddanus S.r.l. (i)	13,5	15.848	7.409	7.409	Proj.financing	2040	(*)	(**)
Licodia PV (CT)	Licodia Eubea Solar S.r.l. (i)	11,8	10.399	7.158	0	Finanziamento Bancario	2039		
Grottale PV (MT)	Alerion Petrarola S.r.l. (i)	16,0	12.889	8.430	8.430	Proj.financing	2039	(*)	(**)
Sant'Agata (FG)	Bastia Nuova S.r.l. (i)	0,0	7.290	5.362	0	Proj.financing	2040	(*)	(**)
Milestone (Irlanda)	Milestone Windfarm Ltd.	14,4	30.105	3.753	3.753	Proj.financing	2033	(*)	(**)
				8.358	8.358	Proj.financing	2035	(*)	(**)
				343	343	Proj.financing	2033	(*)	(**)
Arlena (VT)	Alerion Arlena S.r.l. (i)	0,0	48.492	19.976	19.976	Finanziamento Bancario	2035		
Molinara (BN)	Alerion San Marco S.r.l. (i)	0,0	50.950	25.529	25.529	Proj.financing	2041	(*)	(**)
Cava Lucera (FG)	Brunale S.r.l. (i)	0,0	10.266	3.792	3.792	Proj.financing	2041	(*)	(**)
Torremaggiore (FG)	Brunale S.r.l. (i)	0,0		2.696	2.696	Proj.financing	2041	(*)	(**)
Plose (Romania)	Plose S.r.l. (i)	0,00	24.780	17.825	17.825	Proj.financing	2040	(*)	(**)
		106,3	261.169	139.698	98.111				

(*) Principali impegni e garanzie rilasciate: Pegno sulle Quote societarie. Pegno sui conti correnti bancari, ipoteca e privilegio speciale

(**) Clausole contrattuali Debt service cover ratio (DSCR); Leva finanziaria (debt to Equity)

(i) I parametri finanziari non sono oggetto di verifica al 30 giugno 2026.

I suddetti finanziamenti in project financing contengono *covenants* tipici del mercato finanziario, che pongono limiti alla società finanziata in linea con la prassi di mercato prevalente per accordi analoghi. In particolare, si segnala che le garanzie reali si riferiscono principalmente: i) al privilegio speciale sui beni mobili; ii) all'ipoteca di primo grado sui beni immobili; iii) al pegno sui crediti e conti correnti; iv) al pegno sul 100% del capitale sociale.

Si evidenziano di seguito i saldi al 30 giugno 2026 relativi alle Attività Correnti riconducibili alle società del Gruppo, finanziate secondo lo schema del project financing:

(Euro/000)	30.06.2026	Valori riconducibili a società finanziate con project financing	31.12.2025	Valori riconducibili a società finanziate con project financing
Crediti commerciali	19.898	2.028	15.747	1.131
Crediti tributari	1.649	0	3.376	32
Crediti vari e altre attività correnti	80.047	10.088	68.196	5.355
<i>di cui crediti per Incentivo</i>	<i>2.869</i>	<i>176</i>	<i>2.214</i>	<i>7</i>
Crediti finanziari e altre attività finanziarie correnti	84.110	43	81.371	0
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	311.077	29.749	343.971	21.225
ATTIVITA' CORRENTI:	496.781	41.908	512.661	27.743

La società finanziata assume una serie di **obblighi di fare** e **obblighi di non fare**, il cui rispetto è essenziale ai fini del Contratto di Finanziamento. Di seguito il dettaglio:

- Gli **obblighi di fare** riguardano, tra l'altro, l'apertura del Conto Progetto e del Conto IVA, la dotazione di mezzi propri, la stipulazione della Convenzione con il Gestore di Rete e delle Polizze Assicurative, la nomina del Direttore dei Lavori, la salvaguardia dell'Impianto, la comunicazione di ogni Evento di Decadenza o Evento di Risoluzione

o Evento di Recesso, il pieno rispetto del Decreto in Conto Energia, il rispetto del Livello Minimo di Giacenza, il riconoscimento cd. *right of first refusal* alla Banca Finanziatrice, in caso di *refinancing*.

- Gli **obblighi di non fare** concernono, tra l'altro, il divieto di rimborso del Finanziamento Soci (salvo il preventivo consenso scritto della Banca Finanziatrice, nel caso in cui ciò non consenta di mantenere un Debt to equity ratio almeno pari a quanto definito contrattualmente), di cessazione o modifica della natura delle attività condotte, di costituzione di vincoli e/o gravami sui beni afferenti il Progetto (negative pledge) e di costituzione di patrimoni destinati.

Nella tabella seguente si riportano i **Parametri finanziari** relativi ai finanziamenti in *project financing*, per i quali è già dovuto il rispetto alla data di bilancio, e che nello specifico si riferiscono principalmente ai livelli minimi che deve rispettare il Conto Riserva Servizio del Debito, il quale non deve essere inferiore alla somma della rata di rimborso in linea capitale, delle commissioni e degli interessi passivi che intercorrono tra le diverse date di calcolo semestrali.

Finanziamenti in project finance:

DSCR (Debt Service Cover Ratio)

Project finance Green Energy Sardegna	1,05
Project finance Milestone Windfarm LTD	1,05
Project finance Fri-el Albareto	1,05
Project finance Enernac	1,05

Al 30 giugno 2026, i covenants sopra indicati sono stati rispettati.

RISPETTO DEI PARAMETRI FINANZIARI DEI PRESTITI OBBLIGAZIONARI:

Si segnala che con riferimento al “**Prestito Obbligazionario 2022 -2028**”, al “**Prestito Obbligazionario 2023 - 2029**”, al “**Prestito Obbligazionario 2024 -2030**” e al “**Prestito Obbligazionario 2026 -2032**”, qualora a ciascuna Data di Calcolo il rapporto tra l'Indebitamento Finanziario Contabile al Netto dei Derivati ed il Patrimonio Netto al Netto dei Derivati risulti superiore a 3 la società si impegna a non assumere ulteriore indebitamento Finanziario Contabile al Netto dei Derivati salvo che alla successiva Data di Calcolo tale rapporto risulti pari o inferiore al valore di 3; con “Data di Calcolo” si intende la data del 31 dicembre di ogni anno di durata del Prestito, a partire dal 31 dicembre successivo a ciascuna delle emissioni sopra individuate. Si evidenzia che la definizione e il calcolo dell'Indebitamento Finanziario Contabile al Netto dei Derivati e del Patrimonio Netto al Netto dei Derivati verranno effettuati sulla base dei principi contabili internazionali in vigore alla data di erogazione di ciascun singolo Prestito Obbligazionario e già adottati dalla società per la predisposizione della relazione finanziaria annuale di ciascun esercizio nel quale è avvenuta l'emissione.

Conclusioni sul rispetto dei parametri finanziari dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2025

Alla data della presente relazione finanziaria semestrale, i parametri finanziari relativi ai prestiti obbligazionari della Società, la cui ultima misurazione è riferita alla data del 31 dicembre 2025, in linea con le previsioni del regolamento dei prestiti obbligazionari, risultano rispettati.

I **Debiti e passività per lease** pari a 13.758 migliaia si riferiscono al valore attuale della quota scadente oltre i 12 mesi dei futuri canoni di lease iscritti secondo il modello di rilevazione contabile dei lease previsto dal principio IFRS 16.

I **Debiti verso soci terzi per finanziamenti** pari a 20.779 migliaia al 30 giugno 2026, si riferiscono a finanziamenti concessi dai soci di minoranza in relazione allo sviluppo dei parchi eolici.

La voce si riferisce principalmente all'investimento di SIMEST, effettuato in forma mista tra aumento di capitale sociale e finanziamento soci, diretto ad affiancare Alerion:

- per 9.951 migliaia, al netto di costi accessori pari a 100 migliaia di euro, a sostegno dello sviluppo di Alerion in Spagna, per il tramite della sua controllata;
- per 10.929 migliaia di euro, al netto di costi accessori, a supporto delle iniziative del Gruppo in Romania, attraverso la controllata Alerion Renewable RO S.r.l.. Successivamente all'aumento di capitale nella holding delle

attività in Romania in data 6 dicembre 2023, SIMEST detiene una partecipazione del 49% in Alerion Renewable S.r.l., società di cui Alerion Clean Power S.p.A. mantiene il controllo con il 51% del capitale sociale.

Considerando che nella sostanza le due operazioni SIMEST si configurano come un'operazione di finanziamento e tenendo conto della presenza di un'opzione "put" esercitabile dalla controparte, il Gruppo ha considerato SIMEST quale un finanziatore e, ai fini del consolidamento di Comiolica S.L. e della controllata rumena Alerion Renewable RO, non ha fatto emergere interessi di minoranza nel bilancio consolidato del Gruppo.

22. PASSIVITA' FINANZIARIE CORRENTI

Le passività finanziarie correnti ammontano a 68.114 migliaia di euro (69.973 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), e sono così dettagliate:

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025
Debiti correnti per finanziamenti e linee bancarie	56.864	61.686
Debiti verso Obbligazionisti	7.080	4.181
Debiti per Lease Operativi	1.198	1.174
Debiti verso soci terzi per finanziamenti	541	432
Debiti verso altri finanziatori	2.431	2.500
Totale passività finanziarie correnti	68.114	69.973

I Debiti correnti per finanziamenti e linee bancarie sono pari a 56.864 migliaia di euro mentre erano pari a 61.686 migliaia di euro al 31 dicembre 2025. Il decremento è dovuto principalmente alla parziale chiusura delle linee di credito, garantite da titoli obbligazionari, a disposizione del gruppo per 10.000 migliaia di euro, parzialmente compensato dalla dall'incremento del debito per finanziamenti bancari e in project per 5.702 migliaia di euro.

La voce **Debiti correnti per finanziamenti e linee bancarie**, pari a 56.864 migliaia di euro, include i debiti verso banche per l'utilizzo di linee di credito per 35.000 migliaia di euro e le quote a breve termine dei finanziamenti bancari e in project financing relative agli impianti di: i) Green Energy Sardegna S.r.l. per 1.811 migliaia di euro, ii) Fri-El Albareto S.r.l. per 1.265 migliaia di euro, iii) Plose S.r.l. per 1.344 migliaia di euro, iv) Alerion Petrarola S.r.l. per il progetto Grottole PV per 498 migliaia di euro, v) Alerion Seddanus S.r.l. per 763 migliaia di euro, vi) Brunale S.r.l. per i progetti di Cava Lucera e Torremaggiore per 533 migliaia di euro, vii) Bastia Nuova S.r.l. per 336 migliaia di euro, viii) Alerion Arlena S.r.l. per 1.126 migliaia di euro, ix) Alerion San Marco S.r.l. per 246 migliaia di euro, x) Licodia Eubea Solar S.r.l. per 352 migliaia di euro, xi) Fucini 4 S.r.l. per 299 migliaia di euro e xii) Milestone Windfarm Ltd. per 1.562 migliaia di euro.

Inoltre, si evidenzia che i) la quota corrente del finanziamento con Mediocredito ottenuto da Alerion Clean Power S.p.A. è pari a 219 migliaia di euro, ii) la quota corrente del finanziamento con Monte dei Paschi ottenuto da Alerion Clean Power S.p.A. per 2.857 migliaia di euro e iii) i finanziamenti bancari sottoscritti dalla Capogruppo con Credit Agricole risultano pari a 8.592 migliaia di euro al 30 giugno 2026 in relazione ai progetti Conti Green Project, Alerion Racari ed Alerion Arlena.

La quota corrente del Debito verso obbligazionisti al 30 giugno 2026 pari a 7.080 migliaia di euro (pari a 4.181 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) si riferisce al valore degli interessi maturati nel semestre in relazione ai prestiti obbligazionari emessi dal Gruppo e non ancora rimborsati, in particolare: i) il prestito obbligazionario stipulato in data 17 maggio 2022 con durata 2022-2028, ii) il prestito obbligazionario stipulato in data 12 dicembre 2023 con durata 2023-2029, iii) il prestito obbligazionario stipulato in data 11 dicembre 2024 con durata 2024-2030 e iv) il nuovo prestito obbligazionario stipulato in data 6 febbraio 2026 con durata 2026-2032. Rispetto al 31 dicembre 2025 è avvenuto il rimborso in data 25 marzo 2026 del prestito obbligazionario 2021-2027 a seguito dell'esercizio della facoltà di rimborso anticipato comunicata dal Gruppo in data 19 febbraio 2026. Il prestito obbligazionario 2021 – 2027 era stato sottoscritto il 3 novembre 2021 per un controvalore di 200.000 migliaia di euro.

I Debiti e passività finanziarie per lease, pari a 1.198 migliaia di euro (1.174 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), si riferiscono al valore attuale della quota scadente entro 12 mesi dei futuri canoni di lease iscritti secondo il modello di rilevazione contabile previsto dal principio IFRS 16.

23. STRUMENTI DERIVATI

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025	Variazione
Crediti non correnti per strumenti derivati	1.822	2.024	(202)
Crediti correnti per strumenti derivati	1.874	1.159	715
Totale crediti per strumenti derivati (a)	3.696	3.183	513
Debiti non correnti per strumenti derivati	118	114	4
Debiti correnti per strumenti derivati	417	262	155
Totale debiti per strumenti derivati (b)	535	376	159
Ammontare netto del fair value per strumenti derivati = (a - b)	3.161	2.807	354

Alla data del 30 giugno 2026, gli strumenti derivati in bilancio, **iscritti tra le attività**, ammontano complessivamente a 3.696 migliaia di euro (3.183 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), di cui la quota corrente, pari a 1.874 migliaia di euro, rappresenta i flussi di cassa con scadenza entro l'esercizio, mentre la quota non corrente, pari a 1.822 migliaia di euro, include i flussi di cassa futuri fino al termine del contratto derivato in corrispondenza del rimborso del finanziamento in project financing.

Alla data del 30 giugno 2026, gli strumenti derivati in bilancio, **iscritti tra le passività**, ammontano complessivamente a 535 migliaia di euro (376 migliaia di euro al 31 dicembre 2025), di cui la quota non corrente, pari a 118 migliaia di euro, include i flussi di cassa futuri fino al termine del contratto derivato in corrispondenza del rimborso del finanziamento in project financing, mentre la quota corrente, pari a 417 migliaia di euro, rappresenta i flussi di cassa con scadenza entro l'esercizio.

Al 30 giugno 2026 sono in essere le seguenti operazioni di finanziamento, per le quali sono state attivate le coperture dal rischio di cash flow:

Controparte (Società) (valori in Euro / 000)	Project financing oggetto di Copertura con IRS	Nozionale Derivato	Fair value strumenti derivati al 30 giugno 2026	Quota a CFH	Quota a CE	Fair value strumenti derivati al 31 dicembre 2025
Banco BPM (Fucini)	2.784	2.802	247	(12)	0	259
Banca Nazionale del Lavoro (Brunale Torremaggiore)	2.696	1.880	(38)	(38)	0	0
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #3	8.445	4.250	40	22	0	18
BPER Banca (Alerion Petrarola)	8.430	6.186	71	9	5	57
Unicredit (Green Energy Sardegna)	17.423	13.279	885	(21)	0	906
Banca Nazionale del Lavoro (Brunale Cava Lucera)	3.792	2.642	(53)	(53)	0	0
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #1	16.154	8.125	(105)	102	0	(207)
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #2	11.305	5.692	12	34	1	(23)
Crédit Agricole Italia (Licodia Eubea Solar)	7.158	3.142	21	4	0	17
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #4	11.305	5.692	31	31	1	(1)
Hamburg Commercial Bank (Milestone Windfarm) #1	4.096	fwd start	38	0	0	38
Hamburg Commercial Bank (Milestone Windfarm) #2	8.358	fwd start	112	(10)	0	122
Banca Comercială Română (Plose)	17.825	12.480	23	25	0	(2)
MPS (Alerion Clean Power SACE)	49.296	25.000	(23)	(23)	0	0
Unicredit (Fri-el Albareto)	11.644	9.069	718	(27)	0	745
Strumenti Derivati su Project Financing	180.711	100.239	1.979	43	7	1.929

Controparte (Società) (valori in Euro / 000)	Commodity Swap	Nozionale Derivato (GWh)	Fair value strumenti derivati al 30 giugno 2026	Quota a CFH	Quota a CE	Fair value strumenti derivati al 31 dicembre 2025
MPS (Alerion Clean Power)	0	62	1.464	588	0	876
Unicredit (Alerion Clean Power)	0	60	(282)	(282)	0	0
Strumenti Derivati Commodity Swap	0	122	1.182	306	0	876
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente			3.161	349	7	2.805
relativo effetto fiscale			(776)	(102)	(2)	(672)
Strumenti derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente al netto del relativo effetto fiscale			2.385	247	5	2.133

Controparte (Società) (valori in Euro / 000)	Project financing oggetto di Copertura con IRS	Nozionale Derivato	Fair value strumenti derivati al 30 giugno 2026	Quota a CFH	Quota a CE	Fair value strumenti derivati al 31 dicembre 2025
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto						
Unicredit (Enermac)*	16.382	6.243	447	25	(3)	425
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	16.382	6.243	447	25	(3)	425
relativo effetto fiscale			(107)	(6)	1	(102)
Strumenti derivati riconducibili a partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto al netto dell'effetto fiscale			340	19	(2)	323

(*) partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto in accordo con l'IFRS 11

Il Gruppo stipula contratti di Interest Rate Swap per gestire il rischio derivante dalla variazione dei tassi di interesse sui finanziamenti in project financing detenuti con diversi pool di banche, e su richiesta delle medesime (condizione per la stipula di operazioni in Project Financing), convertendo le linee dei finanziamenti dedicate agli investimenti da tassi variabili a tassi fissi. Alla data di bilancio risultano in essere contratti di Interest Rate Swap per un nozionale di circa 100.239 migliaia di euro, che fissano l'interesse ad un tasso IRS medio corrispondente a circa il 4% per un periodo lungo mediamente 15 anni dalla data di stipula.

Si segnala che il Gruppo stipula contratti di Commodity Swap sul prezzo dell'energia elettrica per gestire il rischio di prezzo, contenere la volatilità indotta dalle variazioni dei prezzi di mercato dell'energia elettrica sulla propria marginalità e conseguentemente stabilizzare i relativi flussi di cassa generati dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti. Tali contratti prevedono la conversione da prezzo variabile (Prezzo Unico Nazionale – PUN) a prezzo fisso e sono calcolati su un predeterminato importo Nozionale. Alla data di bilancio risultano in essere contratti per un Nozionale di circa 122 GWh su scadenze relative all'esercizio in corso.

La variazione di periodo del fair value degli Interest Rate Swap su project financing è positiva per 50 migliaia di euro, prevalentemente riconducibile al regolamento dei differenziali nel corso del semestre.

La variazione del Fair Value degli strumenti Commodity Swap sul prezzo dell'energia risulta positiva per 306 migliaia di euro per effetto dei maggiori valori attesi dei prezzi dell'energia per le scadenze coperte. La variazione è stata rilevata interamente a patrimonio netto.

Al 30 giugno 2026 il portafoglio derivati del Gruppo che qualifica per Hedge Accounting è riportato nella tabella sottostante:

Controparte (*) dati al 30 giugno 2026 (valori in Euro/000)	Nozionale	Fair value al 30 giugno 2026	Inception Date	Effective Date	Termination Date	Tasso Fisso	Tasso Variabile
Strumenti Derivati su Tassi di Interesse							
Banco BPM (Fucini)	2.802	247	18/01/2022	30/06/2022	30/06/2032	0,47%	Euribor 6M
Banca Nazionale del Lavoro (Brunale Torremaggiore)	1.880	(38)	10/04/2026	31/03/2026	29/03/2041	3,06%	Euribor 3M
Unicredit (Green Energy Sardegna)	13.279	885	30/10/2018	31/12/2018	29/06/2035	1,23%	Euribor 6M
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #3	4.250	40	16/04/2025	16/04/2025	30/06/2032	2,24%	Euribor 3M
BPER Banca (Alerion Petrarola)	6.186	71	14/05/2025	04/04/2025	31/12/2039	2,63%	Euribor 6M
Banca Nazionale del Lavoro (Brunale Cava Lucera)	2.642	(53)	10/04/2026	31/03/2026	29/03/2041	3,06%	Euribor 3M
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #1	8.125	(105)	06/11/2023	23/10/2023	28/12/2028	3,33%	Euribor 6M
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #2	5.692	12	07/10/2024	27/09/2024	30/09/2032	2,49%	Euribor 3M
MPS (Alerion Clean Power SACE)	25.000	(23)	09/01/2026	31/12/2025	28/09/2035	2,66%	Euribor 3M
Crédit Agricole Italia (Licodia Eubea Solar)	3.142	21	30/09/2025	31/12/2025	30/06/2039	2,73%	Euribor 6M
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #4	5.692	31	09/10/2025	31/12/2025	30/09/2032	2,38%	Euribor 3M
Hamburg Commercial Bank (Milestone Windfarm) #1	fwd start	38	30/10/2025	30/06/2027	30/03/2033	2,22%	Euribor 3M
Hamburg Commercial Bank (Milestone Windfarm) #2	fwd start	112	30/10/2025	30/06/2027	30/03/2035	2,24%	Euribor 3M
Banca Comercială Română (Plose)	12.480	23	31/10/2025	31/12/2025	29/06/2040	2,80%	Euribor 6M
Unicredit (Fri-el Albareto)	9.069	718	15/02/2019	28/06/2019	29/06/2035	0,95%	Euribor 6M
Strumenti Derivati su Tassi di Interesse	100.239	1.979					
Controparte (*) dati al 30 giugno 2026 (valori in Euro/000)	Nozionale (GWh)	Fair value al 30 giugno 2026	Inception Date	Effective Date	Termination Date	Prezzo Fisso	Prezzo Variabile
Strumenti derivati su Commodities							
Unicredit (Alerion Clean Power)	30	(145)	11/03/2026	01/07/2026	30/09/2026	131	Prezzo Unico Nazionale (PUN)
Unicredit (Alerion Clean Power)	30	(137)	11/03/2026	01/10/2026	31/12/2026	131	Prezzo Unico Nazionale (PUN)
MPS (Alerion Clean Power)	31	770	19/03/2026	01/07/2026	30/09/2026	161	Prezzo Unico Nazionale (PUN)
MPS (Alerion Clean Power)	31	694	19/03/2026	01/10/2026	31/12/2026	158	Prezzo Unico Nazionale (PUN)
Strumenti derivati su Commodities	122	1.182					
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni consolidate integralmente		3.161					
Controparte (*) dati al 30 giugno 2026 (valori in Euro/000)	Nozionale (GWh)	Fair value al 30 giugno 2026	Inception Date	Effective Date	Termination Date	Prezzo Fisso	Prezzo Variabile
Strumenti derivati su Tassi di Interesse							
Unicredit (Enermac)	6.243	447	22/12/2023	30/06/2022	29/06/2035	1,93%	Euribor 6M
Strumenti Derivati riconducibili a partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.243	447					

(*) Si specifica che in caso di finanziamenti concessi da un pool di banche il termine "Controparte" identifica la banca Agente del pool

Il fair value netto dei contratti di interest rate swap e dei commodity swap sul prezzo dell'energia riconducibile alle società consolidate integralmente in essere al 30 giugno 2026 è stimato in un ammontare positivo corrispondente a 3.161 migliaia di euro (al 31 dicembre 2025 era positivo per 2.805 migliaia di euro).

Al netto del relativo effetto fiscale, la riserva di Cash Flow Hedge di Gruppo, che era positiva per 2.326 migliaia di euro al 31 dicembre 2025, al 30 giugno 2026 è positiva per 2.592 migliaia di euro.

Società	Movimenti Riserva CFH			
	Riserva CFH** al 30 giugno 2026	Riserva CFH al 31 dicembre 2025	Regolamento differenziali	Adeguaento al Fair Value
Banco BPM (Fucini)	247	259	(25)	13
Banca Nazionale del Lavoro (Brunale Torremaggiore)	(38)	0	5	(43)
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #3	40	18	4	18
BPER Banca (Alerion Petrarola)	66	57	16	(7)
(*) Unicredit (Enermac)	379	354	(13)	38
Unicredit (Green Energy Sardegna)	885	906	(63)	42
Banca Nazionale del Lavoro (Brunale Cava Lucera)	(53)	0	5	(58)
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #2	12	(22)	13	21
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #1	(105)	(207)	54	48
Crédit Agricole Italia (Licodia Eubea Solar)	21	17	10	(6)
Crédit Agricole Italia (Alerion Clean Power) #4	31	0	9	22
Hamburg Commercial Bank (Milestone Windfarm) #1	21	21	0	0
Hamburg Commercial Bank (Milestone Windfarm) #2	50	60	0	(10)
Banca Comercială Română (Plose)	23	(2)	44	(19)
MPS (Alerion Clean Power SACE)	(23)	0	73	(96)
MPS (Alerion Clean Power)	1.464	876	183	405
Unicredit (Alerion Clean Power)	(282)	0	0	(282)
Unicredit (Fri el Albareto)	718	745	(56)	29
Riserva Cash Flow Hedge before tax	3.456	3.082	259	115
Imposte differite	(864)	(756)	(72)	(36)
Riserva Cash Flow Hedge Netta	2.592	2.326	187	79

(*) partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto in accordo con l'IFRS 11

(**) CFH (Riserva Cash Flow Hedge)

La riserva di cash flow Hedge al netto dell'effetto fiscale al 30 giugno 2026 si è incrementata di 266 migliaia di euro rispetto al 31 dicembre 2025, con un impatto positivo sul patrimonio netto consolidato per effetto principalmente del regolamento delle cedole IRS scadute nel periodo e della variazione della riserva afferente al commodity swap sul prezzo di vendita dell'energia elettrica.

Si evidenzia che la riserva di cash flow Hedge relativa ai contratti di Commodity Swap che al 31 dicembre 2025 ammontava ad un valore positivo pari a 876 migliaia di euro al lordo dell'effetto fiscale è stata rilasciata a conto economico nel corso del primo semestre 2026, contestualmente al manifestarsi delle produzioni di energia elettrica coperte. Alla data del 30 giugno 2026 la riserva aperta sulle nuove coperture ammonta ad un valore positivo pari a 1.182 migliaia di euro al lordo dell'effetto fiscale.

Attività e passività finanziarie che non sono state oggetto di copertura

Attualmente, il Gruppo non ha coperto le seguenti tipologie di strumenti finanziari:

- debiti finanziari rappresentati in particolare dal debito verso l'istituto bancario Mediocredito in capo alla controllante complessivamente per 219 migliaia di euro;
- depositi bancari, a vista e a breve termine (scadenza massima tre mesi), utilizzati per impieghi temporanei di liquidità.

24. TFR E ALTRI FONDI RELATIVI AL PERSONALE

La voce ammonta a 1.926 migliaia di euro (1.730 migliaia di euro al 31 dicembre 2025) ed include il valore attuariale dell'effettivo debito del Gruppo verso tutti i dipendenti determinato applicando i criteri previsti dallo IAS 19.

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025	Variazione
TFR	1.926	1.730	196
Totale TFR ed altri fondi relativi al personale	1.926	1.730	196

Di seguito vengono riassunte le ipotesi attuariali utilizzate per la definizione del fondo:

Tabella_Ipotesi attuariali ed economico finanziarie

Data di calcolo	30/06/2026
Tasso di mortalità	Tavole IPS55
Tassi di invalidità	Tavole INPS-2000
Tasso di rotazione del personale	2,00%
Tasso di attualizzazione*	4,02%
Tasso incremento retribuzioni	1,00%
Tasso di anticipazioni	1,00%
Tasso d'inflazione	2,00%

I dipendenti del Gruppo al 30 giugno 2026 risultano pari a 220 unità. Di seguito si riporta il dettaglio della composizione:

	Consistenza al 31.12.25	Incrementi	Decrementi	Consistenza al 30.06.2026	Consistenza media del periodo
Dirigenti	6	0	0	6	6
Quadri e Impiegati	120	18	(21)	117	114
Operai	88	22	(13)	97	96
Totale dipendenti	214	40	(34)	220	216

Di seguito si forniscono le informazioni relative all'età media del personale ed alla sua formazione:

	Età media		Laureati	
	al 31.12.2025	al 30.06.2026	al 31.12.2025	al 30.06.2026
Dirigenti	48	49	6	6
Quadri e Impiegati	39	40	78	82
Operai	33	34	0	0
Media	36,5	37,6	84	88

25. FONDI PER RISCHI ED ONERI FUTURI

(Euro/000)	30.06.2026	31.12.2025	Variazione
Fondo imposte e contenzioso fiscale	842	1.137	(295)
Fondo rischi per controversie legali	183	223	(40)
Fondi su altri rischi	5.656	5.700	(44)
Totale fondi per rischi ed oneri futuri	6.681	7.060	(379)

Si riporta di seguito la movimentazione dei **Fondi per rischi e oneri futuri**:

(Euro/000)	Imposte e contenzioso fiscale	Rischi per controversie legali	Fondi su altri rischi	Totale
Consistenza al 31 dicembre 2025	1.137	223	5.700	7.060
Accantonamenti	15	16	161	192
(Utilizzi / rilasci)	(310)	(56)	(205)	(571)
Consistenza al 30 giugno 2026	842	183	5.656	6.681

La voce **Imposte e contenzioso fiscale** include accantonamenti relativi alla maggiore imposta ICI/IMU ricalcolata principalmente sulla base delle rendite rideterminate dall'Agenzia del Territorio. Al 30 giugno 2026 ammonta a 842 migliaia di euro, mentre era pari a 1.137 migliaia di euro al 31 dicembre 2025.

Il **Fondo rischi per controversie legali** è iscritto a fronte degli oneri legali relativi alle controversie in essere e riflette la stima aggiornata dei rischi sulle cause legali al 30 giugno 2026.

La voce **Fondi su altri rischi** include principalmente:

- i costi di smantellamento degli impianti per 4.039 migliaia di euro (al 31 dicembre 2025 3.977 migliaia di euro). In relazione a quanto previsto dallo IAS 16 e dallo IAS 37 in materia di rilevazione degli oneri di ripristino del sito su cui operano i parchi eolici, si è provveduto ad incrementare il fondo oneri iscritto di 62 migliaia di euro, in contropartita della voce immobilizzazioni materiali, in collegamento alla variazione dei tassi di attualizzazione;
- tra i Fondi per altri rischi è compreso anche un fondo a copertura di obbligazioni stimate derivanti da accordi e impegni con enti territoriali connessi all'esercizio degli impianti del Gruppo. Il fondo riflette la stima aggiornata degli oneri attesi al 30 giugno 2026 per 788 migliaia di euro.

Una descrizione più dettagliata delle controversie legali è riportata nella nota "39" "Controversie legali".

26. IMPEGNI E GARANZIE

Gli impegni contrattuali assunti dal Gruppo Alerion e le garanzie prestate a terzi e risultanti al 30 giugno 2026 sono di seguito riepilogate:

- Fideiussioni o Garanzie rilasciate in favore di terzi relative a società consolidate integralmente per complessivi 437.668 migliaia di euro di cui:
 - 202.924 migliaia di euro relativi a finanziamenti bancari, in project financing e verso soci di minoranza. Le garanzie relative a project financing ammontano a 62.925 migliaia di euro il cui debito residuo in bilancio è pari a 78.135 migliaia di euro;
 - 208.247 migliaia di euro a garanzia di contratti di fornitura stipulati dal gruppo attraverso le proprie SPV in sviluppo;
 - 14.683 migliaia di euro a copertura degli obblighi di ripristino ambientale iscritti nei titoli autorizzativi in capo alle SPV;
 - 1.985 migliaia di euro in favore del Gestore Servizi Energetici – GSE S.p.A. per la partecipazione alle rispettive aste
 - 9.828 migliaia di euro per altri obblighi.
- Fideiussioni o Garanzie rilasciate in favore di terzi relative a società consolidate con il metodo del patrimonio netto per complessivi 101.861 migliaia di euro di cui:

- 45.865 migliaia di euro relativi a finanziamenti bancari e in project financing. Le garanzie relative a project financing ammontano a 45.865 migliaia di euro il cui debito residuo in bilancio è pari a 43.452 migliaia di euro;
 - 47.229 migliaia di euro a garanzia di contratti di fornitura stipulati dal gruppo attraverso le proprie SPV in sviluppo;
 - 3.300 migliaia di euro a copertura degli obblighi di ripristino ambientale iscritti nei titoli autorizzativi in capo alle SPV;
 - 3.241 migliaia di euro in favore del Gestore Servizi Energetici – GSE S.p.A. per la partecipazione alle rispettive aste e 2.225 migliaia di euro per altri obblighi.
- Pegno sulle quote delle seguenti società: Fri-EL Albareto S.r.l., Green Energy Sardegna S.r.l., Anemos Wind S.r.l., Alperion (ex Naonis Wind S.r.l.), Enermac S.r.l., Fri-el Solar S.r.l., Plose S.r.l., Bastia Nuova S.r.l., Eolo Energia Bivona S.r.l., Alerion Seddanus S.r.l., Brunale S.r.l. e Alerion San Marco S.r.l. a garanzia dei finanziamenti in project Finance.

CONTO ECONOMICO

27. RICAVI OPERATIVI

I **Ricavi operativi** del primo semestre 2026 ammontano a 73.119 migliaia di euro (66.298 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e si riferiscono principalmente a:

- ricavi per vendita di energia elettrica per 68.556 migliaia di euro (59.225 migliaia di euro al 30 giugno 2025);
- ricavi da tariffa incentivante e da garanzie di origine per 4.563 migliaia di euro (7.073 migliaia di euro al 30 giugno 2025).

Nel primo semestre 2026 il prezzo medio di cessione per gli impianti eolici consolidati integralmente inclusivo anche dell'incentivo secondo la Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi" è stato pari a 162,9 euro per MWh, rispetto ai 170,6 euro per MWh del medesimo periodo 2025. In particolare:

- il ricavo medio di cessione dell'energia elettrica nel primo semestre 2026 per gli impianti consolidati integralmente è stato pari a 113 euro per MWh, rispetto a 110,4 euro per MWh del medesimo periodo del 2025;
- il prezzo medio degli incentivi nel primo semestre 2026 è stato pari a 50,45 euro per MWh (55,3 euro per MWh nel medesimo periodo del 2025).
- i parchi Eolici di Villacidro ed Albareto beneficiano invece di un prezzo minimo garantito di asta (ex D.M. 23/06/2016) pari a 66 euro per MWh e nel semestre 2025 anche Morcone-Pontelandolfo prima della cessione.

Il prezzo medio di vendita nel periodo per l'impianto di Krupen in Bulgaria è stato pari a circa 95 Euro per MWh. In particolare, in Bulgaria il sistema di incentivazione, che prima era di tipo fisso da giugno 2019 è diventato variabile: l'energia elettrica prodotta viene venduta sul libero mercato attraverso dei trader al miglior prezzo di negoziazione e successivamente l'Autorità riconosce per ogni MWh prodotto un premio aggiuntivo, che viene determinato annualmente al 30 giugno.

Si segnala che il Gruppo ha inoltre stipulato nel periodo contratti di Commodity Swap sul prezzo dell'energia elettrica per gestire il rischio di prezzo, contenere la volatilità indotta dalle variazioni dei prezzi di mercato dell'energia elettrica sulla propria marginalità e conseguentemente stabilizzare i relativi flussi di cassa generati dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti. Tali contratti, prevedono la conversione, da prezzo variabile (Prezzo Unico Nazionale – PUN) a prezzo fisso, calcolata su un predeterminato importo Nozionale. Alla data di bilancio risultano stipulati contratti per un Nozionale di circa 122 GWh, da scambiare nel secondo semestre del 2026.

28. ALTRI RICAVI E PROVENTI DIVERSI

Gli Altri Ricavi del primo semestre 2026 sono pari a 10.277 migliaia di euro (11.337 migliaia di euro nel primo semestre 2025) in linea con i valori rilevati lo scorso semestre.

Gli altri ricavi si riferiscono principalmente a:

- consulenze amministrative e tecniche rese nei confronti di società le cui partecipazioni sono valutate con il metodo del Patrimonio Netto per 4.532 migliaia di euro (2.444 migliaia di euro nel primo semestre 2025);
- indennizzi assicurativi per interventi sui siti produttivi e indennizzi relativi alla mancata produzione complessivamente per 2.472 migliaia di euro, riconosciuti a conto economico al momento in cui è accertato l'atto di liquidazione (184 migliaia di euro nel primo semestre 2025);
- contributi ex-lege 488/92 e contributo P.O.R., ottenuti rispettivamente per la costruzione degli impianti eolici di Albanella, Agrigento, Campidano, Ricigliano, Grottole e Anglona per complessivi 786 migliaia di euro (786 migliaia di euro nel primo semestre 2025).

29. COSTI OPERATIVI

I Costi operativi del primo semestre 2026 ammontano a 30.645 migliaia di euro (26.787 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e sono così dettagliati:

(Euro/000)	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi operativi		
Personale	7.532	8.041
CDA e Costi Societari	1.492	1.099
Consulenze e collaborazioni	5.044	4.149
Assicurazioni	2.091	1.351
Manutenzione	6.691	6.776
Royalties e Locazioni	1.868	1.815
IMU	331	326
Altri Costi di produzione e sbilanciamenti	262	251
Altri costi di gestione	5.217	2.843
Altri Costi operativi	22.996	18.610
Accantonamenti fondi rischi	117	136
Accantonamenti per rischi	117	136
Totale costi operativi	30.645	26.787

I costi operativi del primo semestre 2026 sono pari a 30.645 migliaia di euro in aumento rispetto ai 26.787 migliaia di euro del 2025 per 3.858 migliaia di euro. I costi del personale evidenziano invece un decremento di 509 migliaia di euro, confrontando i valori dei due periodi.

La voce **CdA e costi societari** nel primo semestre 2026 è pari a 1.492 migliaia di euro, in aumento rispetto al valore del primo semestre 2025 (1.099 migliaia di euro).

La voce **Consulenze** è pari a 5.044 migliaia di euro, in incremento di circa 895 migliaia di euro rispetto al periodo precedente quando la voce ammontava a 4.149 migliaia di euro.

La voce **Royalties e Locazioni** è pari a 1.868 migliaia di euro alla fine del primo semestre 2026, in aumento di circa 53 migliaia di euro rispetto al periodo precedente per effetto della contrazione dei ricavi da vendita di energia elettrica.

I **Costi di manutenzione** comprendono principalmente i costi di manutenzione degli impianti operativi e nel primo semestre 2026 sono pari a 6.691 migliaia di euro, in decremento rispetto ai valori espressi nell'analogo periodo di 6.776 migliaia di euro.

La voce **Accantonamenti per rischi** ammonta a 117 migliaia di euro, rispetto a 136 migliaia di euro al 30 giugno 2025.

La tabella seguente riporta il dettaglio del costo del personale.

(Euro/000)	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Salari, stipendi e oneri sociali	5.315	5.633
Oneri sociali	1.530	1.559
Trattamento di fine rapporto	312	220
Altri costi del personale	375	629
Totale costi del personale	7.532	8.041

30. AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Nella tabella seguente vengono riportate le voci di dettaglio relative ad ammortamenti e svalutazioni:

(Euro/000)	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ammortamenti Immateriali	7.785	7.872
Ammortamenti Materiali	18.508	18.441
Totale ammortamenti e svalutazioni	26.293	26.313

La voce ammortamenti, sostanzialmente in linea con quanto rilevato nel precedente periodo (con un leggero decremento), risulta pari a 26.293 migliaia di euro ed è riconducibile interamente all'ammortamento degli impianti operativi del Gruppo (nel primo semestre 2025 erano pari a 26.313 migliaia di euro).

Si segnala che la quota di ammortamento dei beni iscritti in accordo con il principio di riferimento IFRS 16 come Terreni o Fabbricati, ammonta al 30 giugno 2026 a 655 migliaia di euro.

31. PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Nella tabella seguente vengono riportate le voci di dettaglio che compongono il risultato della gestione finanziaria:

(Euro/000)	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Proventi finanziari:		
interessi da banche	1.374	1.259
proventi da strumenti derivati	150	430
proventi finanziari verso terzi	3.625	3.604
altri proventi finanziari	572	289
Totale Proventi finanziari	5.721	5.582
Oneri finanziari:		
interessi su Prestito Obbligazionario	(17.257)	(17.192)
interessi e oneri finanziari	(4.249)	(4.701)
altri oneri finanziari	(1.605)	(533)
Totale Oneri finanziari:	(23.111)	(22.426)
Totale proventi ed oneri finanziari	(17.390)	(16.844)

Proventi finanziari

I Proventi finanziari sono pari a 5.721 migliaia di euro nel primo semestre 2026 in aumento rispetto allo scorso semestre di 139 migliaia di euro ed includono principalmente gli interessi maturati sulle attività finanziarie del gruppo che rappresentano temporanei impieghi di liquidità: i) strumenti obbligazionari con una durata media di circa 5 anni con primarie controparti finanziarie e ii) giacenze di conto corrente temporaneamente investite in “contratti di time deposit”.

I **Proventi da strumenti derivati** pari a 150 migliaia di euro includono principalmente i proventi delle cedole IRS a valere sui contratti di finanziamento in project financing, in diminuzione rispetto al primo semestre 2025 quando il valore ammontava a 430 migliaia di euro.

Si evidenzia che l'obiettivo del Gruppo è quello di limitare l'oscillazione degli oneri finanziari che hanno incidenza sul risultato economico, contenendo il rischio derivante dal potenziale rialzo dei tassi di interesse. In tale ottica il Gruppo ricorre mediamente a contratti derivati stipulati con controparti terze (*Interest Rate Swap*) finalizzati a predeterminare o limitare la variazione dei flussi di cassa dovuta alla variazione di mercato dei citati tassi di interesse, con riferimento ai debiti a medio-lungo termine. Ad ogni data di valutazione si verifica il rispetto delle condizioni di efficacia delle coperture messe in atto.

Oneri finanziari

Gli oneri finanziari sono pari a 23.111 migliaia di euro (22.426 migliaia di euro al 30 giugno 2025) ed includono Interessi e oneri bancari a breve termine per 4.249 migliaia di euro, che si riferiscono principalmente a interessi maturati sull'utilizzo dei finanziamenti “project financing” e Interessi maturati sul prestito obbligazionario per 17.257 migliaia di euro. La voce altri oneri finanziari pari a 1.605 migliaia di euro include oneri finanziari relativi ai debiti per leasing iscritti per il principio IFRS 16 e agli oneri relativi alle differenze sui cambi maturate nel semestre.

32. PROVENTI (ONERI) DA PARTECIPAZIONI ED ALTRE ATTIVITA' FINANZIARIE

I proventi netti da partecipazioni sono positivi per 959 migliaia di euro e si riferiscono principalmente a interessi attivi verso controllate (positivi per 1.026 migliaia di euro nel primo semestre 2025).

33. IMPOSTE

Il dettaglio della voce **Imposte** è illustrato nella tabella seguente:

Euro migliaia	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Imposte correnti	(6.612)	(4.107)
Imposte Differite attive relative all'insorgenza ed al riversamento di differenze temporanee	1.546	(1.575)
Imposte Differite Passive relative all'insorgenza ed al riversamento di differenze temporanee	562	1.844
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	(4.504)	(3.838)

Imposte differite e imposte anticipate

La composizione delle imposte differite e anticipate al 30 giugno 2026 è la seguente:

Valori in migliaia di euro	Stato patrimoniale consolidato			Conto economico consolidato	Altri utili / (perdite) complessivi e altre variazioni	Conto economico consolidato
	30/06/2026	31/12/2025	Variazione	I Semestre 2026	I Semestre 2025	I Semestre 2025
(A) Fondo imposte differite passive						
Attualizzazione Trattamento Fine Rapporto	(8)	(8)	0	0	0	0
Imposte differite su differenze temporanee relative a Dividendi non imponibili e ammortamenti	(2.996)	(2.979)	(17)	(17)	0	60
Imposte anticipate su differenze temporanee rilevate per applicazione IFRS 16 Lease finanziari	(2.425)	(2.559)	134	134	0	135
Imposte differite su differenze temporanee rilevate sulle elisioni intragruppo	(144)	(144)	0	0	0	(192)
Aggregazione aziendale (IFRS3)	(35.375)	(36.878)	1.503	1.503	0	1.154
Strumenti Derivati	(1.245)	(29)	(1.216)	(79)	(1.137)	1.856
Adeguamento ai principi contabili di Gruppo	(4.224)	(3.347)	(877)	(979)	102	(1.169)
Totale (A)	(46.417)	(45.944)	(473)	562	(1.035)	1.844
(B) Attività per imposte anticipate						
Imposte anticipate su differenze temporanee per iscrizioni di fondi rischi, ammortamenti	5.012	4.803	209	209	0	192
Strumenti Derivati	453	(753)	1.206	164	1.042	772
Rettifiche di consolidato ai fini dell'adeguamento del bilancio ai principi IFRS utilizzati dal Gruppo	(4.313)	(4.752)	439	(711)	1.150	823
Imposte anticipate su differenze temporanee relative ad eccedenze di interessi passivi	1.396	(75)	1.471	1.471	0	(25)
Imposte anticipate su differenze temporanee rilevate per applicazione IFRS 16 Lease operativi	371	360	11	11	0	12
Imposte anticipate su differenze temporanee rilevate sulle elisioni intragruppo	653	679	(26)	(26)	0	(29)
Perdite disponibili per la compensazione con utili futuri tassabili	5.867	2.677	3.190	841	2.349	(3.355)
Altre differenze temporanee deducibili	18.933	21.695	(2.762)	(413)	(2.349)	35
Totale (B)	28.372	24.634	3.738	1.546	2.192	(1.575)
Attività per imposte differite nette	(18.045)	(21.310)	3.265	2.108	1.157	269
Imposte correnti				(6.612)		(4.107)
Totale imposte dell'esercizio				(4.504)		(3.838)

Attività per imposte anticipate e Fondo Imposte differite Passive

La differenza rispetto al 31 dicembre 2025 pari a 3.265 migliaia di euro è stata recepita, in parte direttamente tra le variazioni negative di patrimonio netto e in parte nel conto economico consolidato.

Le passività per imposte differite sono rilevate principalmente sull'iscrizione di attività immateriali a seguito di aggregazioni aziendali, su dividendi non imponibili e ammortamenti, e sull'applicazione dell'IFRS 16 per leasing finanziari.

Le imposte anticipate sono rilevate principalmente:

- come beneficio fiscale dei futuri maggiori ammortamenti deducibili sulle rivalutazioni dei beni effettuate nei bilanci civilistici al 31 dicembre 2020, al fine di allineare il carico fiscale in consolidato con quello di bilanci civilistici;
- su differenze temporanee per iscrizioni di fondi rischi, connesse all'iscrizione di fondi rischi in Alerion Clean Power S.p.A. e Alerion Real Estate S.r.l. in liquidazione.

- sull'eccedenza degli interessi passivi sul ROL, per le quali si ritiene vi sia la ragionevole certezza del riassorbimento nei periodi d'imposta successivi ai sensi dell'art. 96 del TUIR.
- su differenze temporanee, rilevate sulle elisioni infragruppo e connesse principalmente a oneri finanziari su finanziamenti infragruppo, capitalizzati nei bilanci civilistici delle società controllate.
- Nella determinazione delle imposte si è fatto riferimento all'aliquota IRES e, ove applicabile, all'aliquota IRAP vigenti, in relazione al periodo di imposta che comprende la data del 30 giugno 2026 e al momento in cui si stima si riverseranno le eventuali differenze temporanee.

Imposte correnti

Si riporta qui di seguito il prospetto relativo alla riconciliazione tra onere fiscale teorico ed effettivo:

(Euro migliaia)	Totale
Reddito ante imposte consolidato	10.992
Imposta teorica	8.050
Differenze permanenti	(2.273)
Differenze temporanee	3.923
Utilizzo perdite fiscali pregresse	(781)
Deduzione ACE	0
Altre variazioni in Consolidato Fiscale	(2.593)
Imposta effettiva	6.327
% Imposta effettiva	57,56%
Altre imposte	(105)
Imposte correnti derivanti da rettifiche di consolidamento	390
Totale imposte correnti	6.612
Imposte anticipate e differite	847
Fiscalità differita da rettifiche di consolidamento	(2.955)
Totale imposte anticipate e differite	(2.108)
Imposte d'esercizio	4.504

34. RISULTATO PER AZIONE

L'utile base per azione è calcolato dividendo l'utile netto del periodo attribuibile agli azionisti della capogruppo per il numero medio ponderato delle azioni in circolazione durante il periodo, al netto delle azioni proprie acquistate da Alerion Clean Power S.p.A. nel corso del primo semestre 2026.

Di seguito sono esposti il reddito e le informazioni sulle azioni ai fini del calcolo dell'utile per azione base e diluito:

Risultati sintetici

<i>Euro migliaia</i>	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Risultato netto attribuibile agli azionisti ordinari dalla gestione delle attività in funzionamento	6.488	5.830
Risultato di competenza di Azionisti Terzi	377	585
Utile (perdita) di periodo netto attribuibile agli azionisti della capogruppo	6.111	5.245
Numero Azioni in circolazione		
Nr. azioni capitale sociale in circolazione	54.293.010	54.229.403
Azioni proprie alla data	568.010	639.131
Media ponderata delle azioni in circolazione	53.629.562	53.569.448
Utile per azione		
<i>(Euro)</i>	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Risultato per azione	0,11	0,10

35. RELAZIONE SULL'ANDAMENTO DEI SETTORI DI ATTIVITA'

Il principio IFRS 8 richiede di identificare i segmenti operativi, oggetto di informativa di settore, sulla base degli elementi regolarmente utilizzati dal management per la gestione e per l'analisi delle performance. Le attività del Gruppo sono focalizzate nel settore eolico.

Anche in considerazione dell'informativa gestionale, vengono di seguito riportati gli schemi relativi all'informativa delle **Attività operative, Holding** e Equity recycling.

Come già evidenziato nella relazione finanziaria annuale, a seguito dell'iniziativa 'equity recycling', intrapresa da Alerion nell'ultimo trimestre del 2024 e 2025 in attuazione di quanto previsto dalle linee guida del piano industriale è stata individuata **una nuova linea di business del Gruppo**.

Si riporta di seguito la suddivisione per area geografica per quanto riguarda i ricavi operativi nonostante l'operatività del Gruppo sia concentrata principalmente nel territorio italiano e solamente in via residuale all'estero, rispettivamente l'impianto di Krupen (sito in Bulgaria), di Comiolica (situato in Spagna) e gli impianti fotovoltaici in Romania.

Ricavi operativi per Area Geografica	Periodo chiuso al 30 giugno 2026		Periodo chiuso al 30 giugno 2025	
	Euro migliaia	% su totale	Euro migliaia	% su totale
(valori in Euro migliaia)				
Italia Isole	35.029	48%	31.011	47%
Italia Continente	26.615	36%	28.391	43%
Spagna	2.735	4%	1.810	3%
Bulgaria	1.194	2%	1.172	2%
Romania	5.557	7%	3.914	5%
Irlanda	1.989	3%	0	0%
Ricavi Operativi	73.119	100%	66.298	100%

Settori di attività: Stato patrimoniale

(euro/000)	Attività operative		Holding		Consolidato	
	30.06.2026	31.12.2025	30.06.2026	31.12.2025	30.06.2026	31.12.2025
ATTIVITA' NON CORRENTI:						
Attività immateriali	289.652	288.515	0	0	289.652	288.515
Attività materiali	778.887	687.816	7.641	7.937	786.528	695.753
Crediti finanziari, partecipazioni e altre attività finanziarie non correnti	77.442	76.556	59.343	30.249	136.785	106.805
Altre attività non correnti	21.870	20.761	9.599	7.008	31.469	27.769
TOTALE ATTIVITA' NON CORRENTI	1.167.851	1.073.648	76.583	45.194	1.244.434	1.118.842
ATTIVITA' CORRENTI:						
Rimanenze di magazzino	18.413	18.897	0	0	18.413	18.897
Crediti finanziari, partecipazioni e altre attività finanziarie correnti	3.286	3.396	82.698	79.134	85.984	82.530
Crediti vari e altre attività correnti	85.746	68.281	15.848	19.038	101.594	87.319
Cassa e altre disponibilità liquide equivalenti	50.416	41.107	260.661	302.864	311.077	343.971
TOTALE ATTIVITA' CORRENTI	157.861	131.681	359.207	401.036	517.068	532.717
TOTALE ATTIVITA'	1.325.712	1.205.329	435.790	446.230	1.761.502	1.651.559
PATRIMONIO NETTO	72.237	98.740	326.769	333.906	399.006	432.646
PASSIVITA' NON CORRENTI:						
Passività finanziarie non correnti	152.090	122.837	921.372	832.006	1.073.462	954.843
Debiti vari ed altre passività non correnti	65.177	66.178	7.557	7.373	72.734	73.551
TOTALE PASSIVITA' NON CORRENTI	217.267	189.015	928.929	839.379	1.146.196	1.028.394
PASSIVITA' CORRENTI:						
Passività finanziarie correnti	13.297	11.306	55.234	58.929	68.531	70.235
Debiti vari ed altre passività correnti	136.008	107.346	11.761	12.938	147.769	120.284
TOTALE PASSIVITA' CORRENTI	149.305	118.652	66.995	71.867	216.300	190.519
Finanziamenti intersegmento	886.903	798.922	(886.903)	(798.922)	0	0
TOTALE PASSIVITA'	1.253.475	1.106.589	109.021	112.324	1.362.496	1.218.913
TOTALE PATRIMONIO NETTO E PASSIVITA'	1.325.712	1.205.329	435.790	446.230	1.761.502	1.651.559

Settori di attività: Conto Economico

(euro/000)	Attività operative		Holding		Consolidato	
	I Semestre 2026	I Semestre 2025	I Semestre 2026	I Semestre 2025	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi operativi	73.119	66.298	0	0	73.119	66.298
Altri ricavi e proventi diversi	4.159	3.419	6.118	7.918	10.277	11.337
TOTALE RICAVI	77.278	69.717	6.118	7.918	83.396	77.635
Costi operativi	29.664	22.954	981	3.833	30.645	26.787
Variazione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	965	951	0	0	965	951
Ammortamenti e svalutazioni	25.821	25.870	472	443	26.293	26.313
RISULTATO OPERATIVO (EBIT)	22.758	21.844	4.665	3.642	27.423	25.486
Proventi (oneri) finanziari e da partecipazioni netti	(12.497)	(10.228)	(3.934)	(5.590)	(16.431)	(15.818)
RISULTATO ANTE IMPOSTE	10.261	11.616	731	(1.948)	10.992	9.668
Imposte di periodo					(4.504)	(3.838)
RISULTATO NETTO DERIVANTE DALLE ATTIVITA' DI FUNZIONAMENTO					6.488	5.830
RISULTATO NETTO DEL PERIODO					6.488	5.830
Risultato di competenza di Azionisti Terzi					377	585
RISULTATO NETTO DI COMPETENZA DEL GRUPPO					6.111	5.245

Attività Operative:

I Ricavi operativi del primo semestre 2026 ammontano a 73.119 migliaia di euro (66.298 migliaia di euro nel primo semestre 2025) e si riferiscono principalmente a:

- ricavi per vendita di energia elettrica per 68.556 migliaia di euro (59.225 migliaia di euro al 30 giugno 2025);
- ricavi da tariffa incentivante e da garanzie di origine per 4.563 migliaia di euro (7.073 migliaia di euro al 30 giugno 2025).

Prezzo medio di cessione

Nel primo semestre 2026 il prezzo medio di cessione per gli impianti eolici consolidati integralmente e incentivati secondo la Tariffa incentivante (FIP) ex "certificati verdi" è stato pari a 162,9 euro per MWh, rispetto a 170,6 euro per MWh del primo semestre 2025. In particolare:

- il ricavo medio di cessione dell'energia elettrica nel primo semestre 2026 è stato pari a 113 euro per MWh, rispetto a 110,4 euro per MWh del medesimo periodo 2025;
- il prezzo medio degli incentivi nel primo semestre 2026 è stato 50,45 (pari a 55,3 euro per MWh nel medesimo periodo 2025);

I parchi Eolici di Villacidro ed Albareto beneficiano invece di un prezzo minimo garantito di asta (ex D.M. 23/06/2016) pari a 66 euro per MWh e nel semestre 2025 anche Morcone-Pontelandolfo prima della cessione.

Il prezzo medio di vendita nel periodo per l'impianto di Krupen in Bulgaria è stato pari a circa 95 Euro per MWh. In particolare, in Bulgaria il sistema di incentivazione, che prima era di tipo fisso da giugno 2019 è diventato variabile: l'energia elettrica prodotta viene venduta sul libero mercato attraverso dei trader al miglior prezzo di negoziazione e successivamente l'Autorità riconosce per ogni MWh prodotto un premio aggiuntivo, che viene determinato annualmente al 30 giugno.

Il **Risultato Operativo (EBIT)** del primo semestre 2026 è pari a 22.758 migliaia di euro (21.844 migliaia di euro nel primo semestre 2025) dopo ammortamenti e svalutazioni per 25.821 migliaia di euro (25.870 migliaia di euro al 30 giugno 2025).

Le **Immobilizzazioni Materiali e Immateriali** al 30 giugno 2026 sono pari a 1.068.539 migliaia di euro, la variazione rispetto al 31 dicembre 2025 è un incremento di 92.208 euro migliaia, ed è dovuta principalmente al proseguimento delle attività di sviluppo principalmente in Italia e in Romania.

Holding:

Al 30 giugno 2026 il business "Holding" include principalmente i risultati dell'attività di Holding e quelli relativi all'attività di consulenza, considerati marginali rispetto alla prevalente attività di produzione di energia elettrica.

36. POLITICA DI GESTIONE DEL RISCHIO FINANZIARIO

Si fornisce di seguito un aggiornamento del rischio di tasso d'interesse, rispetto a quanto già esposto nel bilancio al 31 dicembre 2025:

Rischio di tasso di interesse

Il Gruppo è esposto primariamente al rischio finanziario derivante da variazioni nei tassi di interesse. Tale rischio è originato prevalentemente dai debiti finanziari a tasso variabile derivanti dai contratti di *project financing* che espongono il Gruppo ad un rischio di *cash flow* legato alla volatilità della curva Euribor.

L'obiettivo della gestione è quello di limitare l'oscillazione degli oneri finanziari che hanno incidenza sul risultato economico, contenendo il rischio di un potenziale rialzo dei tassi di interesse. In tale ottica il Gruppo persegue le proprie finalità mediante il ricorso a contratti derivati stipulati con controparti terze (*Interest Rate Swap*) finalizzati a predeterminare o limitare la variazione dei flussi di cassa dovuta alla variazione di mercato dei citati tassi di interesse, con riferimento ai debiti a medio-lungo termine. L'utilizzo di tali strumenti è regolato in base a prassi consolidate ispirate a criteri coerenti con le strategie di *risk management* del Gruppo.

La contabilizzazione delle eventuali operazioni di copertura (cd. *Hedge Accounting*) è posta in essere a partire dalla data di stipula del contratto derivato sino alla data della sua estinzione o scadenza documentando, con apposita relazione (cd *hedging documentation*), il rischio oggetto di copertura e le finalità della stessa, nonché verificandone periodicamente l'efficacia.

In particolare, viene adottata la metodologia del "*cash flow hedge*" prevista dall'IFRS 9; secondo tale metodologia, come illustrato nel paragrafo relativo ai "Criteri di valutazione", la porzione efficace della variazione di valore del derivato movimentata una riserva di Patrimonio Netto, che viene utilizzata a rettifica del valore degli interessi di conto economico oggetto di copertura al loro manifestarsi.

Nel caso di società che abbiano stipulato derivati di copertura precedentemente all'ingresso nel Gruppo, tali derivati vengono rilevati a *fair value* alla data di acquisizione, come previsto dall'IFRS 3, e la relativa quota di efficacia da iscrivere nella riserva di Patrimonio Netto viene determinata depurando la variazione successiva di *fair value* della quota residua del *fair value* in essere alla data di acquisizione (designazione).

Nel caso in cui un derivato di copertura sia oggetto (per effetto di modifiche nei piani futuri previsti per la passività sottostante ovvero negli obiettivi di copertura del Gruppo) di rimodulazione, la riserva pregressa in essere alla data di modifica viene rilasciata nel tempo coerentemente con i flussi coperti e, parallelamente, la nuova operazione (rimodulata) genera l'iscrizione di una nuova riserva che viene determinata depurando la variazione successiva di *fair value* della quota residua del *fair value* in essere alla data di modifica dello strumento.

Il *fair value* dei contratti di *Interest Rate Swap* viene ottenuto attraverso l'attualizzazione dei flussi di cassa, determinato come differenziale tra tassi fissi e tassi variabili stimati contrattualmente previsti. La valutazione dell'efficacia ha l'obiettivo di dimostrare l'elevata correlazione tra le caratteristiche tecnico-finanziarie delle passività coperte (scadenza, ammontare, ecc.) e quelle dello strumento di copertura attraverso l'effettuazione di appositi test retrospettivi e prospettici, utilizzando le metodologie rispettivamente del *Dollar off-set* e dello *shift* delle curve.

In particolare, tali test vengono effettuati identificando un derivato di *ideal hedging* che replica il piano di utilizzo ed ammortamento della passività coperta, in relazione sia agli utilizzi effettivi sia a quelli futuri purché altamente probabili (aggiornando tali valori ad ogni data di riferimento sulla base delle nuove informazioni disponibili), e presenta, con riferimento alle medesime scadenze, un tasso fisso univoco e coerente con i livelli di mercato applicabili al Gruppo in corrispondenza della data di designazione.

Il metodo contabile della copertura è abbandonato quando lo strumento di copertura giunge a scadenza, è terminato anticipatamente oppure non è più qualificato come copertura. In tale momento, gli utili o le perdite accumulati dello strumento di copertura rilevati nel Patrimonio Netto sono trasferiti nel conto economico di periodo per la quota di competenza dell'anno (mentre la quota residua verrà rilasciata man mano che i flussi oggetto di copertura avranno manifestazione futura) ovvero rilasciati immediatamente a conto economico nel caso in cui i flussi futuri coperti cessino di essere altamente probabili.

Le variazioni nel *fair value* degli strumenti derivati che non si qualificano come copertura sono rilevate nel conto economico dell'esercizio in cui si verificano; tutti i derivati in essere al 30 giugno 2026 sono classificati di copertura, pur generando talvolta componenti di inefficacia legate alle casistiche precedentemente descritte (IFRS 3, rimodulazioni, minori utilizzi, ecc.). Il Gruppo non stipula contratti derivati con finalità di negoziazione.

Il rischio di tasso di interesse, originato prevalentemente dai debiti verso istituti bancari e legato alla volatilità della curva Euribor, risulta limitato al 30 giugno 2026 a seguito delle ripetute emissioni di Prestiti Obbligazionari a tasso fisso a partire da quella sottoscritta in data 3 novembre 2021 al tasso fisso del 2,25%, quella sottoscritta il 17 maggio 2022 al tasso fisso del 3,5%, quella sottoscritta in data 12 dicembre 2023 al tasso fisso del 6,75%, quella in data 11 dicembre 2024 al tasso fisso del 4,75% e l'ultima in data 6 febbraio 2026 al tasso fisso del 4,63%, che non risentono della volatilità dei tassi di interesse.

Rischio prezzo delle commodities

Il Gruppo è esposto primariamente al rischio di volatilità dei prezzi di vendita dell'energia elettrica, ovvero al rischio di prezzo relativo alla variabilità di futuri ricavi di vendita generato dall'oscillazione dei prezzi di vendita di tale commodity.

In linea generale, la strategia di risk management perseguita dal Gruppo con riferimento alla gestione dei rischi energetici è finalizzata al contenimento della volatilità indotta dalle variazioni dei prezzi di mercato dell'energia elettrica sulla propria marginalità ed alla conseguente stabilizzazione dei relativi flussi di cassa generati dalla vendita dell'energia elettrica prodotta dai propri impianti di generazione da fonti rinnovabili.

Il Gruppo negozia strumenti derivati su commodity ("commodity swap") al fine di mitigare il rischio di prezzo attribuibile ad una specifica componente di rischio specifico incorporata nei prezzi di vendita dell'energia elettrica prodotta.

L'obiettivo di risk management sottostante è, pertanto, quello di proteggere il valore delle future vendite di energia elettrica da movimenti sfavorevoli della componente di rischio incorporata nei prezzi di vendita contrattualizzati con il proprio parco clienti.

In definitiva, l'obiettivo delle relazioni di copertura designate contabilmente dal Gruppo è quello di fissare a determinati livelli di mercato il valore della componente di rischio coperta legata a future vendite di energia elettrica altamente probabili, attraverso la negoziazione di Commodity Swap.

Nello specifico è oggetto di copertura esclusivamente la componente di rischio legata all'andamento del prezzo di riferimento per il mercato all'ingrosso dell'energia elettrica italiana (Prezzo Unico Nazionale PUN) che rappresenta nella sostanza la principale fonte di variabilità dei prezzi di vendita dell'energia elettrica prodotta dal Gruppo, il cui valore è parametrato alla media dei prezzi rilevati nelle zone di produzione dei propri impianti (cd Prezzi Zonali).

Tali contratti di Commodity Swap prevedono lo scambio mensile di un differenziale tra un prezzo fisso e un prezzo variabile indicizzato alla media del prezzo benchmark (Prezzo Unico Nazionale PUN) rilevata nel mese di riferimento, applicato ad un determinato volume mensile di energia elettrica (nozionale).

37. DETTAGLIO DEI RAPPORTI CON PARTI CORRELATE E INFRAGRUPPO AL 30 GIUGNO 2026

In ottemperanza alle comunicazioni Consob del 20 febbraio 1997, del 27 febbraio 1998, del 31 dicembre 1998 e del 31 dicembre 2002 e del 27 luglio 2006 nonché del successivo Regolamento Operazioni con Parti Correlate n. 17221 del 12 marzo 2010 e successive modifiche, 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.

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.

Nel bilancio consolidato al 30 giugno 2026 sono stati eliminati tutti i saldi e le operazioni significative tra le società del Gruppo, così come gli utili e le perdite derivanti da operazioni commerciali e finanziarie infragruppo non ancora realizzati nei confronti di terzi.

Si riportano di seguito i saldi relativi alle operazioni con parti correlate che si riferiscono principalmente a i) Ricavi di vendita di energia verso Fri-el Trading per 9.204 migliaia di euro, ii) Ricavi per consulenze amministrative e tecniche rese nei confronti di società terze e di partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto che nel primo semestre del 2026 ammontano complessivamente a 4.157 migliaia di euro iscritte nella voce "altri ricavi" (3.755 migliaia di euro al 30 giugno 2025) e 959 migliaia di euro iscritte nella voce "Proventi (oneri) da partecipazioni".

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 sulla situazione patrimoniale e finanziaria, sul risultato economico, nonché sui flussi finanziari del Gruppo Alerion:

<i>(valori in euro/000)</i>	Ricavi	Costi	Attività	Passività
Entità con influenza significativa sul Gruppo:				
Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto:				
Ecoenergia Campania S.r.l.	79	0	26	35
New Green Molise S.r.l.	920	5	4.987	65
Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l.	6	0	133	13
Tre Torri Energia S.r.l.	15	0	766	3
Phoenix Genesis S.r.l.	5	8	262	0
Phoenix Ceres S.r.l.	5	8	121	0
Phoenix Catalyst S.r.l.	5	8	121	0
Phoenix Nest S.r.l.	1	3	679	0
Bioenergia S.r.l.	211	0	7.814	3
Generai Srl	219	11	9.879	3
Enermac Srl	625	0	4.712	100
Alperion Srl (ex Naonis Wind Srl)	230	0	3.769	50
Mitoc Partners Srl	74	0	5.585	0
Totale Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	2.395	43	38.855	272
Parti Correlate:				
Gruppo FRI EL Green Power	11.924	1.779	34.768	6.854
Wind Development Srl	0	43	0	25
Simest S.p.A.	0	474	0	21.244
Totale parti correlate	11.924	2.296	34.768	28.123
Totale	14.319	2.339	73.623	28.395

Si segnala che i ricavi verso il Gruppo FRI-EL, pari a 11.924 migliaia di euro sono riconducibili sostanzialmente i) alla vendita di energia elettrica verso Fri-el Trading S.r.l.; ii) al riaddebito di personale dipendente in capo ad Alerion Servizi Tecnici e Sviluppo S.r.l..

I costi verso il Gruppo FRI-EL, pari a 1.779 migliaia di euro, si riferiscono principalmente a i) canoni per servizi di asset management per 857 migliaia di euro; ii) servizi amministrativi per 810 migliaia di euro, iii) spese per godimento di beni di terzi per 94 migliaia di euro e iv) costi per energia elettrica per 18 migliaia di euro. I contratti per il primo genere di servizi consistono nell'attività di gestione dei servizi commerciali e di vendita dell'energia elettrica, di gestione tecnica ordinaria dell'esercizio dei parchi eolici, di telecontrollo ed analisi dei dati inviati in remoto da parchi, di supervisione in tema di sicurezza.

(valori in euro/000)	Partecipazioni valutate con il metodo del Patrimonio Netto	Parti correlate			Totale
		Gruppo FRI EL Green Power	Wind Development Srl	Simest S.p.A.	
Crediti commerciali	2.869	7.368	0	0	10.237
<i>totale crediti commerciali</i>	<i>19.898</i>	<i>19.898</i>	<i>19.898</i>	<i>19.898</i>	<i>19.898</i>
incidenza	14,4%	37,0%	0%	0%	51,4%
Crediti tributari	0	97	0	0	97
<i>totale crediti tributari</i>	<i>1.649</i>	<i>1.649</i>	<i>1.649</i>	<i>1.649</i>	<i>1.649</i>
incidenza	0%	5,9%	0%	0%	5,9%
Altri crediti	1.905	0	0	0	1.905
<i>totale crediti vari ed altre attività correnti</i>	<i>80.047</i>	<i>80.047</i>	<i>80.047</i>	<i>80.047</i>	<i>80.047</i>
incidenza	2,4%	0,0%	0%	0%	2,4%
Crediti finanziari correnti	6.924	0	0	0	6.924
<i>totale crediti finanziari correnti</i>	<i>84.110</i>	<i>84.110</i>	<i>84.110</i>	<i>84.110</i>	<i>84.110</i>
incidenza	8,2%	0%	0%	0%	8,2%
Crediti finanziari non correnti	27.154	27.302	0	0	54.456
<i>totale crediti finanziari non correnti</i>	<i>65.116</i>	<i>65.116</i>	<i>65.116</i>	<i>65.116</i>	<i>65.116</i>
incidenza	41,7%	41,9%	0%	0%	83,6%
Passività finanziarie non correnti	0	0	0	20.779	20.779
<i>totale passività finanziarie non correnti</i>	<i>1.073.344</i>	<i>1.073.344</i>	<i>1.073.344</i>	<i>1.073.344</i>	<i>1.073.344</i>
incidenza	0%	0%	0%	1,9%	1,9%
Debiti vari ed altre passività non correnti	0	0	0	0	0
<i>totale debiti vari ed altre passività non correnti</i>	<i>17.710</i>	<i>17.710</i>	<i>17.710</i>	<i>17.710</i>	<i>17.710</i>
incidenza	0%	0%	0%	0%	0%
Passività finanziarie correnti	0	0	0	465	465
<i>totale passività finanziarie correnti</i>	<i>68.114</i>	<i>68.114</i>	<i>68.114</i>	<i>68.114</i>	<i>68.114</i>
incidenza	0%	0%	0%	0,7%	0,7%
Debiti commerciali correnti	10	2.288	25	0	2.323
<i>totale debiti commerciali correnti</i>	<i>97.180</i>	<i>97.180</i>	<i>97.180</i>	<i>97.180</i>	<i>97.180</i>
incidenza	0%	2,4%	0%	0,0%	2,4%
Debiti tributari	0	4.460	0	0	4.460
<i>totale debiti tributari</i>	<i>38.313</i>	<i>38.313</i>	<i>38.313</i>	<i>38.313</i>	<i>38.313</i>
incidenza	0%	11,6%	0%	0%	11,6%
Debiti vari ed altre passività correnti	262	107	0	0	369
<i>totale debiti vari e altre passività correnti</i>	<i>12.276</i>	<i>12.276</i>	<i>12.276</i>	<i>12.276</i>	<i>12.276</i>
incidenza	2,1%	0,9%	0%	0%	3,0%
Fondi per rischi ed oneri futuri	0	0	0	0	0
<i>totale fondi per rischi ed oneri futuri</i>	<i>6.681</i>	<i>6.681</i>	<i>6.681</i>	<i>6.681</i>	<i>6.681</i>
incidenza	0%	0%	0%	0%	0%
Vendite energia elettrica	0	9.204	0	0	9.204
<i>totale vendita energia elettrica</i>	<i>68.556</i>	<i>68.556</i>	<i>68.556</i>	<i>68.556</i>	<i>68.556</i>
incidenza	0%	13,4%	0%	0%	13,4%
Altri ricavi e proventi diversi	1.761	2.396	0	0	4.157
<i>totale altri ricavi e proventi diversi</i>	<i>10.277</i>	<i>10.277</i>	<i>10.277</i>	<i>10.277</i>	<i>10.277</i>
incidenza	17,1%	23,3%	0%	0%	40,5%
Altri costi operativi	43	1.779	43	0	1.865
<i>totale altri costi operativi</i>	<i>22.996</i>	<i>22.996</i>	<i>22.996</i>	<i>22.996</i>	<i>22.996</i>
incidenza	0,2%	7,7%	0,2%	0%	8,1%
Proventi (oneri) finanziari	0	0	0	(474)	(474)
<i>totale proventi (oneri) finanziari</i>	<i>(17.390)</i>	<i>(17.390)</i>	<i>(17.390)</i>	<i>(17.390)</i>	<i>(17.390)</i>
incidenza	0%	0%	0%	2,7%	(2,7%)
Proventi (oneri) da partecipazioni	635	324	0	0	959
<i>totale proventi (oneri) da partecipazioni</i>	<i>959</i>	<i>959</i>	<i>959</i>	<i>959</i>	<i>959</i>
incidenza	66,2%	33,8%	0%	0%	100%

38. COMPENSI CORRISPOSTI AGLI ORGANI DI AMMINISTRAZIONE E CONTROLLO, AI DIRETTORI GENERALI E AGLI ALTRI DIRIGENTI CON RESPONSABILITÀ STRATEGICHE

A seguito della delibera Consob n. 18079 del 20 gennaio 2012, che ha abrogato l'allegato 3C, le informazioni relative ai compensi corrisposti ai componenti degli organi di amministrazione e controllo, ai direttori generali e ai dirigenti con responsabilità strategiche, sono contenute nella Relazione sulla Remunerazione, ex art. 123 ter T.U.F..

39. CONTROVERSIE LEGALI

Si riportano di seguito le controversie legali in essere al 30 giugno 2026.

Vertenze legali della capogruppo

SIC - Società Italiana Cauzioni S.p.A ora Atradius

Il contenzioso si riferisce all'escussione, da parte di INPDAP (oggi INPS), di alcune polizze fidejussorie rilasciate nell'ambito dei servizi affidati a un'ATI, e la successiva azione di regresso promossa da Atradius, in qualità di garante, sia contro i debitori principali Agied S.r.l. e Imperatore Adriano S.r.l., sia contro i soggetti terzi coobbligati, tra cui Alerion Clean Power S.p.A. e Alerion Real Estate S.r.l. in liquidazione.

La Cassazione con ordinanza del 28 aprile 2026, per i motivi che riguardano direttamente la posizione dei coobbligati, quindi Alerion, li ha respinti o dichiarati inammissibili.

In sostanza, quindi, la posizione di Alerion Clean Power e Alerion Real Estate risulta pienamente confermata e definitiva: il rigetto delle pretese di Atradius nei loro confronti è stato confermato in via definitiva, ed è stata anche riconosciuta una condanna di Atradius al pagamento delle spese legali.

Vertenze legali su altre società del gruppo

Contenzioso IRES - deducibilità interessi passivi

Nel 2013 l'Agenzia delle Entrate – Direzione Provinciale di Agrigento ha notificato a Wind Power Sud S.r.l. ("WPS") quattro avvisi di accertamento relativi agli esercizi 2008–2011, per un importo complessivo originario di circa 1,3 milioni di Euro, oltre sanzioni e interessi, aventi ad oggetto la deducibilità degli interessi passivi derivanti da un'operazione di riorganizzazione societaria realizzata secondo lo schema del Merger Leveraged Buy Out (MLBO).

I ricorsi proposti dalla Società sono stati respinti nei primi due gradi di giudizio. Nel dicembre 2016 l'Ufficio ha adottato un provvedimento di autotutela parziale, rideterminando l'importo complessivamente accertato in 0,7 milioni di Euro, oltre sanzioni e interessi. La Società ha tempestivamente impugnato le sentenze di secondo grado depositando appositi ricorsi per Cassazione, che sono stati accolti con quattro sentenze pubblicate il 20 giugno 2025. La Corte di Cassazione ha affermato la legittimità delle operazioni di MLBO nell'ambito di un progetto di ristrutturazione societaria finalizzato all'ingresso di nuovi soci, purché risulti una modifica rilevante dell'assetto di controllo. Le controversie sono state rinviate alla Corte di Giustizia Tributaria di secondo grado della Sicilia, dinanzi alla quale i giudizi sono stati riassunti; alla data di redazione del presente documento non risulta ancora fissata l'udienza di trattazione.

Si segnala che nel periodo 2017–2023 la Società ha provveduto al pagamento degli importi iscritti a ruolo mediante piani di rateizzazione. Tali pagamenti sono stati iscritti tra i crediti vari e valutati come recuperabili.

In caso di eventuale soccombenza, l'esposizione risulterebbe limitata al 50%, in virtù di specifici impegni assunti dai precedenti soci in sede di cessione delle partecipazioni. Sulla base delle valutazioni dei legali incaricati, il rischio di soccombenza è ritenuto possibile ma non probabile; pertanto, non sono stati effettuati accantonamenti a fondo rischi.

Contenzioso catastale pre Legge 208/2015

Con riferimento agli esercizi antecedenti il 2016, risultano pendenti contenziosi catastali con l'Agenzia delle Entrate relativi agli accertamenti delle rendite catastali degli impianti eolici notificati ad alcune società del Gruppo. A seguito di tali accertamenti, sono altresì in essere contenziosi in materia di IMU.

Il fondo stanziato a copertura di tali controversie IMU ammonta complessivamente a 70 migliaia di euro (92 migliaia di euro al 31 dicembre 2025). La riduzione del fondo è principalmente riconducibile al rilascio dei fondi connessi ai giudizi catastali definiti con sentenze passate in giudicato.

Contenzioso catastale post Legge 208/2015

Nel corso del 2016, le società operative del Gruppo hanno provveduto all'aggiornamento catastale degli aerogeneratori ai sensi dei commi 21 e 22, art. 1, della Legge 208/2015 (Legge di Stabilità 2016). A partire dall'esercizio 2016, l'IMU è stata conseguentemente calcolata sulla base della nuova rendita rideterminata.

Nei primi mesi del 2017, tuttavia, alcune società del Gruppo hanno ricevuto notifica di avvisi di accertamento catastale con i quali l'Amministrazione Finanziaria ha aumentato le rendite degli aerogeneratori, includendo nella base di calcolo la torre di sostegno e ulteriori componenti. Le società interessate hanno proposto ricorso avverso tali atti e, alla data del presente documento alcuni contenziosi risultano ancora pendenti.

Con la circolare n. 28/E del 16 ottobre 2023, l'Agenzia delle Entrate ha fornito chiarimenti in merito alla determinazione della rendita catastale degli impianti eolici, con particolare riferimento alla computabilità del valore della torre di sostegno ai fini della stima diretta. In linea con il consolidato orientamento della giurisprudenza di legittimità, l'Agenzia ha escluso tale componente dalla stima catastale, invitando contestualmente le strutture territoriali a riesaminare le controversie pendenti e ad abbandonare la pretesa relativa alla maggior rendita accertata in ragione dell'inclusione della torre.

Alla luce di tale quadro normativo e giurisprudenziale, il rischio di soccombenza con riferimento alla quota di maggior rendita derivante dall'inclusione della torre nel calcolo catastale può ritenersi ormai remoto. Permane invece un rischio ancora qualificabile come probabile — sia pur in via prudenziale — in relazione agli ulteriori elementi oggetto di rettifica da parte dell'Amministrazione Finanziaria, tenuto conto del non ancora uniforme orientamento della giurisprudenza di merito sul punto. L'esito dei contenziosi in materia di IMU è direttamente dipendente da quello delle controversie catastali sottostanti, con conseguente analogia e correlazione del relativo rischio fiscale.

Si segnala che, al 30 giugno 2026, il fondo rischi stanziato a presidio delle suddette passività potenziali ammonta a 772 migliaia di euro (973 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Contenzioso CUP

Nel maggio 2021 la Provincia di Foggia ha approvato un nuovo Regolamento per l'applicazione del Canone Unico Patrimoniale (CUP), con decorrenza dal 1° gennaio 2021, disponendo contestualmente l'abrogazione del previgente Regolamento COSAP. Il nuovo Regolamento prevede l'applicazione di una tariffa standard unitaria che, rispetto alla COSAP, comporterebbe una riduzione dei canoni per l'utilizzo del sottosuolo. Nello stesso atto regolamentare è stata tuttavia introdotta una clausola di salvaguardia che consente agli enti locali di modulare il canone in modo da garantire un gettito non inferiore a quello assicurato dai tributi precedentemente applicati.

Le società Ordon Energia S.r.l. e Renergy San Marco S.r.l. hanno impugnato il Regolamento dinanzi al TAR Puglia; tale ricorso è risultato successivamente estinto per inattività, in quanto il medesimo Regolamento era stato nel frattempo annullato in un separato giudizio, la cui statuizione è stata confermata dal Consiglio di Stato.

Nel 2023 le due società hanno provveduto a impugnare nuovamente dinanzi al TAR Puglia la previsione regolamentare adottata dalla Provincia di Foggia, ritenuta difforme dalla citata pronuncia del Consiglio di Stato, versando nel contempo il contributo CUP nella misura ritenuta congrua alla luce dell'orientamento giurisprudenziale espresso. Il TAR ha accolto il ricorso delle società; avverso tale pronuncia la Provincia di Foggia ha tuttavia proposto appello al Consiglio di Stato che è stato rigettato. A seguito della definizione favorevole del contenzioso, nel corso dell'esercizio la Società ha provveduto al rilascio del fondo rischi precedentemente stanziato (73 migliaia di euro al 31 dicembre 2025).

Articolo 15-bis del Decreto-Legge 27 gennaio 2022, n. 4 (“Decreto Sostegni ter”)

Con la pubblicazione della Legge 25 del 28 marzo 2022, che converte in legge il Decreto-legge n. 4 del 27 gennaio 2022, viene previsto che a partire dal 1° febbraio 2022 e fino al 31 dicembre 2022, sull'energia elettrica prodotta da impianti di potenza superiore a 20 kW alimentati da fonte solare, idroelettrica, geotermica ed eolica che non accedono a meccanismi di incentivazione, entrati in esercizio prima del 1° gennaio 2010, sia applicato un meccanismo di compensazione a due vie sul prezzo dell'energia. Tale meccanismo è pari alla differenza tra il prezzo di riferimento della relativa zona di mercato e un prezzo di mercato pari al prezzo zonale orario di mercato dell'energia elettrica, ovvero, per i contratti di fornitura stipulati prima del 27 gennaio 2022 non esclusi dall'ambito di applicazione, il prezzo indicato nei contratti medesimi.

L' ARERA, con Deliberazione n. 266/2022 (“Delibera ARERA”) ha attuato l'articolo 15-bis del DL Sostegni-ter, che prevede l'applicazione del meccanismo di compensazione a due vie.

Le società coinvolte hanno impugnato la delibera ARERA richiedendone l'annullamento. Il giudizio risulta pendente avanti la Corte di Giustizia dell'Unione Europea e si è in attesa del deposito della sentenza.

La Corte di Giustizia dell'Unione Europea ha pubblicato in data 22 gennaio 2026 rimandando al TAR per le opportune valutazioni. La decisione è attesa entro metà 2027.

Articolo 37 del decreto-legge 21 marzo 2022, n.21

Tramite il Decreto-legge n. 21 del 2022 e la relativa modifica del Decreto-legge n. 50 del 2022, è prevista per ogni società di un gruppo industriale attivo nel settore energetico una tassazione aggiuntiva dei profitti basata sull'incremento del saldo tra le operazioni attive e le operazioni passive del periodo dal 1° ottobre 2021 al 30 aprile 2022, rispetto al saldo dell'analogo periodo precedente. Il valore dell'aliquota applicata, inizialmente del 10%, è stato incrementato al 25% e si applica qualora il suddetto incremento sia superiore a 5 milioni di euro. Il contributo non è dovuto se l'incremento è inferiore al 10%.

Le società coinvolte hanno promosso il giudizio avanti il TAR Lazio contro il contributo richiesto. La Corte Costituzionale, adita per una questione di legittimità delle norme, ha ritenuto infondate le questioni di legittimità costituzionale dell'art. 37 DL n.21/2022. Nel merito si è in attesa delle decisioni da parte del TAR Lazio previste entro la fine del 2026.

Articolo 1 commi 115 -121 Legge di Bilancio 2023 n.197/2022

Introdotta con l'articolo 1 comma 115 della Legge 127 del 29 dicembre 2022, il contributo è determinato applicando un'aliquota pari al 50 per cento sulla quota del reddito complessivo conseguito nel periodo d'imposta antecedente al 1° gennaio 2023, determinato ai fini IRES, che eccede, per almeno il 10 per cento, la media dei redditi complessivi conseguiti nei quattro periodi d'imposta precedenti. In ogni caso, è dovuto fino ad una quota pari al 25 per cento del valore del patrimonio netto alla data di chiusura dell'esercizio antecedente a quello in corso al 1° gennaio 2022.

Le società coinvolte hanno promosso il giudizio avanti il TAR Roma il quale, con ordinanza n. 733/2024 del 16 gennaio 2024, ha sollevato la questione di legittimità costituzionale dell'art. 1, commi 115 e ss. della Legge 28 dicembre 2022, n. 197 con riferimento agli artt. 3, 53 e 117 della Costituzione. All'udienza del 28 gennaio 2025 sono state discusse le rispettive conclusioni.

Con Ord. n. 21-2025 del 20 febbraio 2025, la Corte Costituzionale ha rimesso alla Corte di Giustizia dell'Unione Europea (di seguito “CGUE”) la questione se il Reg. UE 2022/1854 osti all'estensione del contributo oltre i settori upstream (petrolio, gas, carbone, raffinazione) anche a produttori/rivenditori di energia elettrica.

Meccanismo di compensazione “a una via” o “Price cap” - L. 197/2022

I commi 30-38 dell'art. 1 della Legge 127 del 29 dicembre 2022 prevedono che, in attuazione del Regolamento (UE) 2022/1854 del Consiglio del 6 ottobre 2022, a decorrere dal 1° dicembre 2022 e fino al 30 giugno 2023, sia applicato un tetto sui ricavi di mercato ottenuti dalla produzione dell'energia elettrica attraverso un meccanismo di compensazione a una via. Viene previsto che il Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) prelevi dai produttori la differenza tra il prezzo di riferimento prestabilito pari a 180 euro per MW/h e il prezzo di mercato pari alla media mensile del prezzo zonale orario

di mercato, calcolata quale media ponderata per gli impianti non programmabili sulla base del profilo di produzione del singolo impianto.

Altre vertenze minori

Risultano inoltre pendenti, a livello di Gruppo, ulteriori controversie di minore entità, a fronte delle quali sono stati stanziati appositi fondi rischi. Tenuto conto dello stato di avanzamento dei relativi procedimenti e dei pareri espressi dai consulenti legali incaricati, la consistenza del fondo accantonato in bilancio è ritenuta congrua.

40. PARTECIPAZIONI IN SOCIETÀ VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO [DETTAGLIO]

Si riporta di seguito il dettaglio di composizione della voce Variazione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto:

(Euro/000)	Risultato 30.06.2026	% possesso	Risultato pro quota
New Green Molise S.r.l.	908	50%	454
Ecoenergia Campania S.r.l.	544	50%	272
Mitoc Partners S.r.l.	(69)	75%	(52)
Phoenix Catalyst S.r.l.	(2)	75%	(2)
Phoenix Ceres S.r.l.	(2)	75%	(2)
Phoenix Genesis S.r.l.	(11)	75%	(8)
Phoenix Nest S.r.l.	(32)	75%	(24)
Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l.	(10)	50%	(5)
Alperion S.r.l. (ex Naonis Wind S.r.l.)	680	50%	340
Tre Torri Energia S.r.l.	(17)	49%	(8)
Variazione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.989		965

Per ciascuna società vengono di seguito riportate le attività, le passività correnti e non correnti, i costi e i ricavi rilevati nel bilancio consolidato al 30 giugno 2026.

Si evidenzia che nel corso del secondo semestre 2025 il Gruppo ha riacquisito il 100% delle quote della controllata in Romania Alerion Clean Power RO S.r.l. Con riferimento alle società Mitoc e Phoenix, in base alla struttura di governance e agli accordi contrattuali, Alerion alla data di riferimento non può da sola esercitare il controllo sulle attività rilevanti di tali società. Le decisioni circa le attività identificate come rilevanti vengono, infatti, assunte soltanto con l'accordo congiunto dei soci. Per tale motivo tali società vengono contabilizzate con il metodo del Patrimonio Netto.

Ecoenergia Campania S.r.l.

Ecoenergia Campania S.r.l. è una società titolare di un parco eolico in Lacedonia, in provincia di Avellino, con una potenza installata pari a 15 MW. Alerion possiede il 50% delle quote sociali della società.

Ecoenergia Campania S.r.l. (Euro / 000)

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	4.749	5.125
Attività correnti	3.302	2.375
<i>di cui Disponibilità liquide e mezzi equivalenti</i>	<i>2.853</i>	<i>1.901</i>
Totale attività	8.051	7.500
Patrimonio netto	4.607	4.346
Passività non correnti	362	364
Passività correnti	3.082	2.790
Totale passività e patrimonio netto	8.051	7.500
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi	1.529	1.214
Costi	(985)	(991)
<i>di cui Svalutazioni e ammortamenti</i>	<i>(372)</i>	<i>(372)</i>
<i>di cui Imposte sul reddito</i>	<i>(277)</i>	<i>(106)</i>
Risultato netto	544	223
Dividendi distribuiti	(284)	(527)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	4.607	4.346
Percentuale posseduta nella partecipazione	50%	50%
Valore di carico della partecipazione	2.304	2.173

New Green Molise S.r.l.

New Green Molise S.r.l. è una società titolare di un parco eolico in San Martino in Pensilis, in provincia di Campobasso, con una potenza installata pari a 58 MW. Alerion possiede il 50% delle quote sociali della società.

New Green Molise S.r.l. (Euro / 000)

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	43.992	46.122
Attività correnti	6.183	6.134
<i>di cui Disponibilità liquide e mezzi equivalenti</i>	<i>4.148</i>	<i>4.920</i>
Totale attività	50.175	52.256
Patrimonio netto	25.744	30.165
Passività non correnti	3.386	2.874
<i>di cui Passività finanziarie non correnti</i>	<i>2.979</i>	<i>2.482</i>
Passività correnti	21.045	19.217
<i>di cui Passività finanziarie correnti</i>	<i>6.100</i>	<i>6.770</i>
Totale passività e patrimonio netto	50.175	52.256
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi	5.672	8.815
Costi	(4.764)	(5.395)
<i>di cui Svalutazioni e ammortamenti</i>	<i>(2.103)</i>	<i>(2.077)</i>
<i>di cui Interessi Passivi</i>	<i>(206)</i>	<i>(165)</i>
<i>di cui Imposte sul reddito</i>	<i>(828)</i>	<i>(1.659)</i>
Risultato netto	908	3.420
Dividendi distribuiti	(5.329)	(8.093)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	25.744	30.165
Percentuale posseduta nella partecipazione	50%	50%
Valore di carico della partecipazione	12.872	15.082

Tre Torri Energia S.r.l.

Tre Torri Energia S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica. Alerion possiede il 49% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Tre Torri Energia S.r.l.

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	658	659
Attività correnti	257	180
Totale attività	915	839
Patrimonio netto	137	154
Passività non correnti	776	634
Passività correnti	2	51
Totale passività e patrimonio netto	915	839
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi	1	0
Costi	(18)	(14)
Risultato netto	(17)	(14)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	137	154
Percentuale posseduta nella partecipazione	49%	49%
Valore di carico della partecipazione	67	75

Alerion Clean Power RO S.r.l.

Alerion Clean Power RO S.r.l. è una holding pura di partecipazioni per le società progetto necessarie allo sviluppo del business in Romania. La società detiene la partecipazione nelle società Mitoc Partners S.r.l., Phoenix Catalyst S.r.l., Phoenix Ceres S.r.l., Phoenix Genesis S.r.l. e Phoenix Nest S.r.l., ciascuna titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, in Romania, di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica.

Alerion possiede il 100% delle quote sociali della società Alerion Clean Power RO S.r.l., in seguito al riacquisto delle quote effettuato nel 2025. Si riportano qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto con riferimento al semestre di confronto 2025.

Alerion Clean Power RO S.r.l.

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	0	0
Attività correnti	0	0
Totale attività	0	0
Patrimonio netto	0	0
Passività non correnti	0	0
Passività correnti	0	0
Totale passività e patrimonio netto	0	0
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi	0	0
Costi	0	(1.263)
Risultato netto	0	(1.263)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	0	0
Percentuale posseduta nella partecipazione	100%	100%
Valore di carico della partecipazione	0	0

Mitoc Partners S.r.l.

Mitoc Partners S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, in Romania, di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. Alerion possiede il 75% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Mitoc Partners S.r.l.

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	10.009	7.519
Attività correnti	437	398
Totale attività	10.446	7.917
Patrimonio netto	4.216	4.409
Passività non correnti	5.247	3.071
Passività correnti	983	436
Totale passività e patrimonio netto	10.446	7.917
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi	(69)	(108)
Risultato netto	(69)	(108)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	4.216	4.409
Percentuale posseduta nella partecipazione	75%	75%
Valore di carico della partecipazione	3.162	3.307

Phoenix Catalyst S.r.l.

Phoenix Catalyst S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, in Romania, di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. Alerion possiede il 75% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Phoenix Catalyst S.r.l.

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	769	787
Attività correnti	14	14
Totale attività	783	801
Patrimonio netto	668	690
Passività non correnti	102	99
Passività correnti	13	12
Totale passività e patrimonio netto	783	801
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi	(2)	(7)
Risultato netto	(2)	(7)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	668	690
Percentuale posseduta nella partecipazione	75%	75%
Valore di carico della partecipazione	501	517

Phoenix Ceres S.r.l.

Phoenix Ceres S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, in Romania, di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. Alerion possiede il 75% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Phoenix Ceres S.r.l.	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	771	789
Attività correnti	14	14
Totale attività	785	803
Patrimonio netto	670	692
Passività non correnti	102	98
Passività correnti	13	13
Totale passività e patrimonio netto	785	803
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi	(2)	(5)
Risultato netto	(2)	(5)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	670	692
Percentuale posseduta nella partecipazione	75%	75%
Valore di carico della partecipazione	503	519

Phoenix Genesis S.r.l.

Phoenix Genesis S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, in Romania, di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. Alerion possiede il 75% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Phoenix Genesis S.r.l.	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	777	794
Attività correnti	33	32
Totale attività	810	826
Patrimonio netto	560	587
Passività non correnti	235	224
Passività correnti	15	15
Totale passività e patrimonio netto	810	826
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi	(11)	(77)
Risultato netto	(11)	(77)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	560	587
Percentuale posseduta nella partecipazione	75%	75%
Valore di carico della partecipazione	420	441

Phoenix Nest S.r.l.

Phoenix Nest S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, in Romania, di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica. Alerion possiede il 75% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Phoenix Nest S.r.l.		
	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	912	771
Attività correnti	42	43
Totale attività	954	814
Patrimonio netto	207	246
Passività non correnti	665	558
Passività correnti	82	11
Totale passività e patrimonio netto	954	814
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi	(32)	(12)
Risultato netto	(32)	(12)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	207	246
Percentuale posseduta nella partecipazione	75%	75%
Valore di carico della partecipazione	155	185

Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l.

Parco Eolico Santa Croce del Sannio House S.r.l. è una società titolare di un progetto in via di sviluppo per la realizzazione, nel comune di Manfredonia (FG), di un impianto per la produzione di energia elettrica da fonte eolica di potenza complessiva pari a 29,6 MW. Alerion possiede il 50% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Parco Eolico Santa croce del Sannio House S.r.l. (Euro/000)		
	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	221	219
Attività correnti	81	88
<i>di cui Disponibilità liquide e mezzi equivalenti</i>	<i>51</i>	<i>62</i>
Totale attività	302	307
Patrimonio netto	166	176
Passività non correnti	133	130
<i>di cui Passività finanziarie non correnti</i>	<i>133</i>	<i>130</i>
Passività correnti	3	1
Totale passività e patrimonio netto	302	307
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Costi	(10)	(8)
Risultato netto	(10)	(8)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	166	176
Percentuale posseduta nella partecipazione	50%	50%
Valore di carico della partecipazione	83	88

Alperion S.r.l. (ex Naonis Wind S.r.l.)

Alperion S.r.l. (ex Naonis Wind S.r.l.) è una società titolare di un parco eolico operativo, nel comune di Cerignola, di potenza complessiva pari a 11 MW. Alerion possiede il 50% delle quote sociali della società. Si riporta qui di seguito l'indicazione delle attività e delle passività correnti e non correnti, e dei costi e ricavi riferiti alla partecipata, rilevati nel bilancio consolidato del Gruppo Alerion al 30 giugno 2026, secondo la valutazione della partecipazione con il metodo del patrimonio netto:

Alperion S.r.l. (Naonis Wind S.r.l.) (Euro/000)

	30.06.2026	31.12.2025
Attività non correnti	243.552	235.604
Attività correnti	39.134	34.681
<i>di cui Disponibilità liquide e mezzi equivalenti</i>	<i>31.295</i>	<i>26.032</i>
Totale attività	282.686	270.285
Patrimonio netto	99.559	98.842
Passività non correnti	152.990	150.128
<i>di cui Passività finanziarie non correnti</i>	<i>122.229</i>	<i>118.939</i>
Passività correnti	30.137	21.315
<i>di cui Passività finanziarie correnti</i>	<i>13.513</i>	<i>13.858</i>
Totale passività e patrimonio netto	282.686	270.285
	I Semestre 2026	I Semestre 2025
Ricavi	12.721	6.235
Costi	(12.041)	(6.514)
<i>di cui Svalutazioni e ammortamenti</i>	<i>(6.511)</i>	<i>(3.473)</i>
<i>di cui Interessi Passivi</i>	<i>(2.352)</i>	<i>(1.568)</i>
<i>di cui Imposte sul reddito</i>	<i>(652)</i>	<i>(149)</i>
Risultato netto	680	(279)
Conto economico complessivo		
Parte efficace degli utili/(perdite) sugli strumenti di copertura Cash flow hedge relativa a società la cui partecipazione è valutata con il metodo del Patrimonio Netto	49	47
<i>Effetto fiscale relativo agli utili/(perdite) da Cash flow hedge</i>	<i>(12)</i>	<i>(11)</i>
Totale Altri utili/(perdite) complessivi che potrebbero essere riclassificati a conto economico, al netto dell'effetto fiscale	37	36
Dividendi distribuiti	0	(1.230)
	30.06.2026	31.12.2025
Attività nette	99.559	98.842
Percentuale posseduta nella partecipazione	50%	50%
Valore di carico della partecipazione	49.780	49.421

Si segnala che alla data della presente relazione le società sopra riportate hanno rispettato i *covenant* finanziari dei rispettivi contratti di finanziamento in *project financing*.

Compania Eoliana S.A.

Compania Eoliana S.A., di cui Alerion detiene il 49,75% della partecipazione, è titolare di progetti di sviluppo in Romania ritenuti non più realizzabili. In considerazione di ciò, il valore della partecipazione e del relativo finanziamento soci è stato interamente svalutato nell'esercizio 2016.

Attestazione del Bilancio Consolidato semestrale abbreviato

ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del Decreto Legislativo del 24 febbraio 1998, n.58 e dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999

1. I sottoscritti Josef Gostner e Stefano Francavilla, in qualità rispettivamente di Amministratore Delegato e di Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Alerion Clean Power S.p.A., attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo del 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa;
- l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione Bilancio Consolidato semestrale abbreviato nel corso del primo semestre 2026.

2. Si attesta, inoltre, che:

2.1 Il Bilancio Consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2026:

- è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti dalla Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n.1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
- corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- 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 Consolidato semestrale abbreviato, unitamente ad 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.

Milano, 30 luglio 2026

L'Amministratore Delegato

Josef Gostner



Il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari

Stefano Francavilla





KPMG S.p.A.
 Revisione e organizzazione contabile
 Via Giovanni Battista Pirelli, 38
 20124 MILANO MI
 Telefono +39 02 6763.1
 Email it-fmaudit@kpmg.it
 PEC kpmgspa@pec.kpmg.it

Relazione di revisione contabile limitata sul bilancio consolidato semestrale abbreviato

*Agli Azionisti della
 Alerion Clean Power S.p.A.*

Introduzione

Abbiamo svolto la revisione contabile limitata dell'allegato bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dai prospetti della situazione patrimoniale-finanziaria e delle variazioni di patrimonio netto, dal conto economico, dal conto economico complessivo, dal rendiconto finanziario e dalle relative note del Gruppo Alerion Clean Power al 30 giugno 2026. 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) emanato dall'International Accounting Standards Board e 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 Alerion Clean Power al 30 giugno 2026 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio



Gruppo Alerion Clean Power

Relazione della società di revisione

30 giugno 2026

contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) emanato dall'International Accounting Standards Board e adottato dall'Unione Europea.

Milano, 31 luglio 2026

KPMG S.p.A.

A handwritten signature in blue ink, appearing to read 'Tommaso Tacchella', with a stylized flourish at the end.

Tommaso Tacchella
Socio