



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA GESTIONE FINANZIARIA DEL GESTORE DEI SERVIZI ENERGETICI - GSE S.p.A. (GSE S.p.A.)

2021

Determinazione del 4 maggio 2023, n. 52



CORTE DEI CONTI



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

DETERMINAZIONE E RELAZIONE
SUL RISULTATO DEL CONTROLLO ESEGUITO SULLA
GESTIONE FINANZIARIA DEL GESTORE DEI SERVIZI
ENERGETICI - GSE S.p.A.
(GSE S.p.A.)

2021

Relatore: Presidente di Sezione Antonio Galeota

Ha collaborato
per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati la
Sig.ra Maria Grazia Pascale



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

nell'adunanza del 4 maggio 2023;

visto l'art. 100, secondo comma, della Costituzione;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con r.d. 12 luglio 1934, n. 1214;

viste le leggi 21 marzo 1958, n. 259 e 14 gennaio 1994, n. 20;

visto il d.lgs. 16 marzo 1999, n.79;

vista la determinazione n. 18 assunta nell'adunanza 22 febbraio 2000 con la quale questa Sezione ha confermato la sottoposizione al controllo della Corte dei conti del Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.A., poi Gestore dei servizi elettrici S.p.A., ora Gestore dei servizi energetici - Gse S.p.A., e sono stati determinati gli adempimenti prescritti;

visto il bilancio del Gse S.p.A., relativo all'esercizio finanziario 2021, nonché le annesse relazioni dell'organo amministrativo e di controllo, trasmessi alla Corte in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente di Sezione Antonio Galeota e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti e agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'ente per l'esercizio 2021;

ritenuto che, assolti così gli adempimenti di legge, si possano, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, comunicare alle dette Presidenze il conto consuntivo - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e sindacali - e la relazione, come innanzi deliberata, che alla presente si unisce, quale parte integrante;



CORTE DEI CONTI

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della legge n. 259 del 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio del Gse S.p.A. per l'esercizio 2021 - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e sindacali - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

RELATORE

Antonio Galeota

PRESIDENTE

Manuela Arrigucci

DIRIGENTE

Fabio Marani

depositato in segreteria



INDICE

PREMESSA	1
1. ORDINAMENTO – Risultati di esercizio.....	2
1.1 Quadro Ordinamentale – principali risultati di esercizio	2
1.2 Misure volte alla razionalizzazione della spesa pubblica	4
1.3 Novità normative	5
1.3.1 Attuazione di Progetti del PNRR	8
1.3.2 Contrasto alla crisi energetica	9
1.3.3 Novità normative connesse all’incremento dei costi delle materie prime in materia di energie rinnovabili.....	11
2. ORGANI.....	14
2.1 Controlli interni.....	17
3. Organizzazione E PERSONALE.....	19
3.1 Consistenza del personale Gse e relativi costi	22
3.2 Consistenza del personale del Gruppo e relativi costi	23
3.3 Gestione della crisi pandemica da Covid-19.....	24
3.4 Personale distaccato presso altri enti	24
3.5 Consulenze e contratti.....	26
4. ATTIVITÀ ISTITUZIONALI	28
4.1 Gli incentivi e l’attività	28
4.1.1 Incentivazione, compravendita e certificazione dell’energia elettrica da fonti rinnovabili	28
4.1.2 Incentivazione dell’efficienza energetica e delle rinnovabili termiche	45
4.1.3 Incentivazione dei biocarburanti sostenibili e del biometano	49
4.2 Verifiche controlli e recuperi	53
4.2.1 Verifiche e controlli.....	53
4.2.2 Attività di recupero	58
4.3 Mezzi di finanziamento.....	59
4.4 Contenzioso	61
5. BILANCIO D’ESERCIZIO 2021	65
5.1 Contenuto e forma del bilancio	65
5.2 Lo stato patrimoniale.....	65
5.2.1 L’attivo dello stato patrimoniale.....	65
5.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale	72
5.3 Il Conto economico	77
5.4 Il Rendiconto finanziario.....	88
6. IL BILANCIO CONSOLIDATO	90
6.1 Le società controllate	90
6.1.1 Acquirente unico S.p.A.....	91
6.1.2 Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.....	95
6.1.3 Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.....	96
6.2 Stato patrimoniale consolidato attivo	97
6.3 Stato patrimoniale consolidato passivo	101
6.4 Conto economico consolidato	103
6.5 Conto economico consolidato riclassificato	105
7. CONCLUSIONI	109

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1 - Compensi del Consiglio di Amministrazione in carica fino al 5 agosto 2021	15
Tabella 2 - Compensi dell'Amministratore Unico in carica dal 6 agosto 2021	15
Tabella 3 - Compensi del Collegio sindacale in carica fino al 26 novembre 2021	16
Tabella 4 - Compensi del Collegio sindacale in carica dal 27 novembre 2021	16
Tabella 5 - Organico del GSE.....	22
Tabella 6 - Organico medio del GSE	22
Tabella 7 - Costo del personale GSE.....	22
Tabella 8 - Consistenza del personale dipendente.....	23
Tabella 9 - Organico Gruppo.....	23
Tabella 10 - Costo medio del personale 2021 - Gruppo GSE.....	23
Tabella 11 - Organico del GRUPPO GSE distaccato presso il MiSE/MiTE.....	25
Tabella 12 - Costi relativi al personale del GRUPPO GSE distaccato presso il MiSE/MiTE2..	25
Tabella 13 - Organico del GRUPPO GSE distaccato presso ARERA.....	26
Tabella 14 - Costi relativi al personale del GRUPPO GSE distaccato presso ARERA	26
Tabella 15 - Personale del GRUPPO GSE distaccato presso i vari enti.....	26
Tabella 16 - Attività istituzionali / Attività di comunicazione e supporto agli operatori	30
Tabella 17 - Attività	31
Tabella 18 - Organo giudicante e grado dei contenziosi pendenti al 31.12.2021	62
Tabella 19 - Oggetto dei Contenziosi pendenti al 31.12.2021.....	62
Tabella 20 - Stato patrimoniale - Attività	66
Tabella 21 - Partecipazioni.....	68
Tabella 22 - Crediti verso Clienti	68
Tabella 23 - Crediti verso altri.....	69
Tabella 24 - Stato patrimoniale - Passività	72
Tabella 25 - Movimentazione del fondo	73
Tabella 26 - Conto economico	78
Tabella 27 - Ricavi vendite e prestazioni	80
Tabella 28 - Altri ricavi e proventi.....	81
Tabella 29 - Dettaglio costi della produzione	82
Tabella 30 - Dettaglio costi per servizi.....	84
Tabella 31 - Rendiconto finanziario.....	88
Tabella 32 - Ricavi e Costi	91
Tabella 33 - Stato patrimoniale consolidato attivo.....	98
Tabella 34 - Stato patrimoniale consolidato passivo.....	101
Tabella 35 - Conto economico consolidato.....	104
Tabella 36 - Conto economico consolidato riclassificato.....	106

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 - Fabbisogno economico e gettito della componente Asos nel 2021 [mld]	43
Figura 2 - Fabbisogno Asos 2021 per fonte e regime commerciale [mld€].....	44
Figura 3 - Procedimenti conclusi nel 2021: suddivisione per tipo di incentivazione	56
Figura 4 - Dettaglio percentuale esito procedimenti conclusi nel 2021: suddivisione per tipo di incentivazione.....	56

La fonte delle tabelle e delle figure, ove non diversamente indicato, è da intendersi come elaborazione della Corte dei conti su dati della Gse.

PREMESSA

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce al Parlamento, ai sensi dell'art. 7 della legge n. 259 del 1958, il risultato del controllo eseguito, con le modalità di cui all'art. 12 della l. n. 259 del 1958, sulla gestione del Gestore dei Servizi Energetici - Gse S.p.A. (di seguito Gse) per l'esercizio 2021 e sui più significativi accadimenti successivamente intervenuti.

Il precedente referto, relativo all'esercizio 2020, è stato approvato con determinazione n. 71 del giorno 16 giugno 2022, ed è pubblicato in Atti Parlamentari, XVIII Legislatura, Doc XV, n. 589.

1. ORDINAMENTO – RISULTATI DI ESERCIZIO

1.1 Quadro Ordinamentale – principali risultati di esercizio

Il Gestore dei Servizi Energetici – Gse S.p.A. (di seguito Gse) è una società costituita *ex lege* (art. 3, c. 4 del d.lgs. 16 marzo 1999, n. 79, c.d. “decreto Bersani” e art. 1, c. 1 e 3, del d.p.c.m. 11 maggio 2004) interamente e direttamente partecipata dal Ministero dell’economia e delle finanze.

Fino al febbraio 2021 i diritti dell’azionista sono stati esercitati d’intesa tra il Ministero dell’economia e delle finanze e il Ministero dello sviluppo economico (MISE), mentre gli indirizzi strategici ed operativi del gestore sono stati definiti dal MISE a cui è subentrato il neocostituito “Ministero per la transizione ecologica”¹ (MITE), ai sensi dell’art. 2, comma 7, lett. b) del d.l. 1° marzo 2021, n. 22, convertito nella legge 22 aprile 2021, n. 55. Più in particolare, al Dipartimento amministrazione, pianificazione e controllo di detto Ministero sono state demandate le funzioni di elaborazione delle direttive generali e dell’esercizio di vigilanza su diverse società, fra cui il Gse.

Delle vicende concernenti la sua costituzione si è già riferito nelle precedenti relazioni, cui si rinvia.

La società è capogruppo delle seguenti: Acquirente Unico – Au S.p.A. (di seguito Au), Gestore dei Mercati Energetici – Gme S.p.A. (di seguito Gme) e Ricerca sul Sistema Energetico – Rse S.p.A. (di seguito Rse).

Le società del gruppo svolgono funzioni di natura pubblicistica nel settore energetico, e, nell’esercizio 2021, hanno seguito gli indirizzi strategici e operativi del Ministero dello sviluppo economico (MISE) operando in coerenza con i provvedimenti dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (di seguito Arera), secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività.

Il capitale sociale del Gse è costituito da 26 milioni di azioni nominative e indivisibili del valore di euro 1 ciascuna.

Ai sensi dell’art. 4 dello Statuto, la Società Gse ha per oggetto l’esercizio delle funzioni di natura pubblicistica del settore elettrico e in particolare delle attività di carattere regolamentare, di

¹ L’articolo 4, comma 1 del Decreto-legge n. 173 del 11 novembre 2022 recante “Disposizioni urgenti in materia di riordino delle attribuzioni dei Ministeri”, stabilisce che il Ministero della transizione ecologica assume la denominazione di Ministero dell’ambiente e della sicurezza energetica.

verifica e certificazione relativa al settore dell'energia elettrica, nonché le attività correlate in materia di promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili.

L'art. 26 comma 2, del d.lgs. 19 agosto 2016, n. 175, recante il "Testo unico in materia di società a partecipazione pubblica", dispone che alcune società, tassativamente individuate nella tabella A allegata al TU, sono escluse dai limiti di scopo e di attività di cui all'art. 4. Tra tali società rientra il Gruppo Gse.

Il Gse sostiene la produzione di energia elettrica degli impianti a fonti rinnovabili in Italia attraverso la qualifica tecnico-ingegneristica e la verifica degli impianti, nonché la gestione dei meccanismi di incentivazione previsti dalla normativa²; ritira dai produttori e colloca sulla Borsa dell'Energia l'energia elettrica prodotta e immessa in rete dagli impianti che utilizzano fonti rinnovabili³. Il Gse è responsabile delle attività di certificazione dei risparmi correlati a progetti di efficienza energetica nell'ambito del meccanismo dei Certificati Bianchi e sostiene l'incentivazione di interventi di piccole dimensioni per l'incremento dell'efficienza energetica e la produzione di energia termica da fonti rinnovabili.

Inoltre, Gse ha un ruolo importante anche nel mercato del gas attraverso il meccanismo dello stoccaggio virtuale; a partire dall'anno 2012 colloca sul mercato le quote CO2 spettanti all'Italia quale stato membro.

Nel 2021 la Società ha gestito oltre 1,3 milioni di contratti, quasi 70 TWh di energia incentivata e ha erogato circa 12,5 mld di euro a titolo di incentivi. Sul fronte dell'efficienza energetica, nel 2021 sono state attivate 102 mila convenzioni relativamente al meccanismo del Conto Termico e gli incentivi maturati hanno superato i 300 milioni di euro. Quanto ai Certificati Bianchi, sono stati riconosciuti oltre 1,1 milioni di titoli di efficienza energetica, corrispondenti a circa 400 mila tonnellate equivalenti di petrolio di risparmi di energia primaria. Nell'ambito della gestione dei meccanismi di incentivazione del biometano e dei biocarburanti avanzati, sono stati riconosciuti certificati di immissione in consumo per un controvalore pari a 103 milioni di euro a fronte di una produzione realizzata pari a circa 175 milioni di Smc (Standard metro cubo). Inoltre, diversi impianti hanno usufruito del ritiro del biometano avanzato da parte del Gse per un quantitativo complessivo pari a circa 130 milioni di Smc e un controvalore di circa euro 57 milioni.

² Incentivazione in Conto Energia per impianti fotovoltaici; Incentivazione Fonti Energetiche Rinnovabili (FER elettriche) per impianti non fotovoltaici (Certificati Verdi, Tariffa Omnicomprensiva, d.m. 6 luglio 2012).

³ Incentivazione, ritiro commerciale e vendita dell'energia sul mercato (Ritiro Dedicato, Scambio sul Posto, CIP 6/92).

La Società ha realizzato un utile di circa 8,1 milioni di euro, con una redditività del 13,6 per cento, da cui è derivato l'obbligo di versamento all'azionista previsto dall'articolo 1, comma 594, della legge 160/2019, pari a 5.012.555 euro.

A livello consolidato, grazie anche al contributo delle società controllate AU, GME e RSE, il Gruppo ha registrato un fatturato di 54,9 mld di euro e un utile di 7,1 milioni di euro.

Secondo quanto risultante dal rapporto sulle attività 2021⁴, l'ammontare delle risorse destinate alla promozione della sostenibilità, ovvero dei costi sostenuti da consumatori e soggetti obbligati per tale finalità, è stato calcolato come pari ad un controvalore economico di 15,1 mld, di cui 10,6 mld per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, 1,0 mld ascrivibili all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche, 1,0 mld relativi ai biocarburanti e 2,5 mld riconducibili ai proventi derivanti dall'ETS (*European Union Emissions Trading System*)⁵.

1.2 Misure volte alla razionalizzazione della spesa pubblica

L'inserimento della Società nel conto economico consolidato delle amministrazioni pubbliche, come definite dall'elenco Istat ai sensi dell'articolo 1, comma 3, della legge n. 196 del 2009, dal 2015, ha imposto l'obbligo di applicazione di norme che prevedono il contenimento della spesa per alcune tipologie di costi fissandone i limiti sostenibili e il versamento del risparmio ottenuto al bilancio dello Stato. In particolare, l'articolo 8 del d.l. n. 95 del 2012, convertito con modificazioni dalla legge n. 135 del 2012, ha stabilito che gli enti e gli organismi inseriti nell'elenco Istat riducano i costi per consumi intermedi assicurando risparmi pari complessivamente al 15 per cento dei consumi intermedi registrati nel 2010. Dal 2016, il versamento al capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato va effettuato in sede di distribuzione del dividendo, qualora la società nel corso dell'esercizio di riferimento abbia conseguito un utile e nei limiti dell'utile distribuibile ai sensi di legge.

La legge 27 dicembre 2019, n. 160 ha introdotto in materia nuove misure di razionalizzazione e riduzione della spesa pubblica a valere dal 1° gennaio 2020. Tale legge ha stabilito altresì, a partire dal 30 giugno 2020, una nuova modalità di calcolo dell'importo da versare annualmente al bilancio dello Stato.

⁴ Rapporto sulla attività 2021, pag. 10.

⁵ Sistema europeo di scambio di quote di emissione di gas a effetto serra.

1.3 Novità normative

La *governance* dell'Unione europea in campo energetico si basa sui Piani nazionali integrati energia e clima (Pniec) che gli Stati membri sono tenuti a redigere. I Piani coprono periodi decennali, a partire da quello 2021-2030, e contengono una descrizione degli obiettivi, dei traguardi e dei contributi nazionali relativi alle cinque dimensioni dell'Unione dell'energia: decarbonizzazione (declinata in emissioni e assorbimenti di gas a effetto serra, energia rinnovabile); efficienza energetica; sicurezza energetica; mercato interno dell'energia (declinata in interconnettività elettrica, infrastruttura di trasmissione dell'energia, integrazione del mercato, povertà energetica); ricerca, innovazione e competitività.

All'attuazione del Pniec, complementare e non alternativa al PNRR di cui si esporrà più avanti, è connessa la definizione dei seguenti decreti legislativi di recepimento delle direttive europee in materia di efficienza energetica, di fonti rinnovabili e di mercati dell'elettricità e del gas:

- il d.lgs. 8 novembre 2021, n. 199, recante recepimento della Direttiva 2018/2001/UE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili;
- il d.lgs. 8 novembre 2021, n. 210 recante recepimento della Direttiva 2019/944/UE sul mercato interno dell'elettricità.

Il d.lgs. n. 199 del 2021, pubblicato in GU il 30 novembre 2021, recepisce le disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili declinate nella direttiva (UE) 2018/2001, definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili al 2030, anche in considerazione dell'aggiornamento di luglio 2021 legato alla comunicazione della Commissione Europea "*Fit for 55*", in attuazione della Direttiva (UE) 2018/2001 e nel rispetto dei criteri fissati dalla legge 22 aprile 2021, n. 53, nonché le disposizioni necessarie all'attuazione delle misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) in materia di energia da fonti rinnovabili, conformemente al Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC).

In particolare, nel disciplinare i regimi di sostegno all'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, è previsto il riordino e il potenziamento dei meccanismi di incentivazione vigenti, affidati al Gse. Per quanto concerne le procedure concorrenziali previste per gli impianti di taglia elevata, sono introdotte disposizioni specifiche per la regolamentazione delle procedure d'asta prevedendo un ruolo operativo del Gse nel procedimento di autorizzazione unica. Per

gli impianti di potenza inferiore è previsto il graduale superamento dello scambio sul posto attraverso una fase di accompagnamento e graduale conversione ai nuovi meccanismi di incentivazione. È anche previsto che il Gse sia coinvolto anche nell'ambito degli iter procedurali di autorizzazione degli impianti a fonti rinnovabili attraverso la realizzazione e la gestione di una Piattaforma Unica Digitale che dovrà fornire guida e assistenza lungo tutte le fasi della procedura amministrativa, garantendo l'interoperabilità con gli strumenti informatici per la presentazione delle istanze già operativi in ambito nazionale, regionale, provinciale e comunale.

È altresì previsto il coordinamento tra gli strumenti di incentivazione settoriali previsti dal decreto legislativo n. 199 del 2021, tra cui sono appunto ricompresi quelli gestiti dal Gse in quanto afferenti alle attività istituzionali affidate, e alcuni dei progetti previsti dal Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza definitivamente approvato dalla Commissione Europea il 13 luglio 2021, attraverso l'utilizzo sinergico delle risorse stanziare.

In quest'ambito, per l'attuazione dell'investimento 1.4, sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare, ricompreso nella Missione 2, Componente 2, del PNRR, con un finanziamento di 1,92 mld nel periodo 2022-2026, è già previsto un ruolo operativo del Gse.

Si segnalano specificamente le seguenti disposizioni riguardanti Gse:

- l'articolo 5, comma 1 del d.lgs. 199 del 2021 ((di recepimento della Direttiva europea sulle fonti rinnovabili RED2), ha previsto che la produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili possa accedere a strumenti di incentivazione basati su tariffe erogate dal Gse sull'energia elettrica prodotta dall'impianto, ovvero sulla quota parte di tale produzione che viene immessa in rete o autoconsumata;

- l'art. 9 del d.lgs. 199 del 2021 ha previsto l'abolizione del meccanismo di "Scambio Sul Posto". Come noto si tratta di un incentivo che assimila ad energia autoconsumata *in loco* anche quella immessa in rete, fino al limite massimo del totale annuo di energia prelevata. L'abolizione di questo importante meccanismo si applicherà per gli impianti nuovi, trascorsi 90 giorni dalla entrata in vigore dei decreti attuativi relativi allo stesso decreto legislativo, di cui agli articoli 6, 7 e 8 del medesimo decreto legislativo, che, ad oggi, non risultano tuttavia adottati.

In "Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8

novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR “ è stato adottato il decreto ministeriale 15 settembre 2022, n. 340 e, con decreto del MASE del 17 gennaio 2023, sono state stabilite, su proposta del Gse, le Regole Applicative del medesimo Decreto Ministeriale n. 340 del 15 settembre 2022.

L’art. 19 del medesimo decreto legislativo, prevede, a cura del MiTE, entro 180 giorni dalla adozione del medesimo decreto legislativo, d’intesa con la Conferenza unificata, l’istituzione di una piattaforma unica digitale per presentazione istanze di cui all’articolo 4, comma 2, del d.lgs. n. 28 del 2011, realizzata e gestita dal Gse, da adottare a mezzo di un d.m. Al momento, tuttavia, tale piattaforma non risulta costituita.

Il successivo art. 21 prevede, a cura del MITE e della Conferenza unificata, entro 180 giorni dalla data di entrata in vigore del d.lgs., la adozione di un d.m. in materia di Regolamentazione delle modalità di funzionamento della piattaforma digitale per aree idonee realizzata da Gse. Al momento, tuttavia, tale piattaforma non risulta costituita.

L’art. 36, comma 1 prevede, a cura dell’AREERA, la regolamentazione del sistema di misura ed individuazione di modalità con cui Gse eroga gli incentivi nel settore elettrico. Tale adempimento non risulta ad oggi attuato. Il successivo comma 2 prevede che entro il 14 dicembre 2022 il MITE, con proprio d.m. disciplini i rapporti fra AU e Gse e l’accesso all’infrastruttura informatica per l’erogazione degli incentivi.

Il succitato decreto legislativo, nonché la legislazione successiva connessa alla crisi energetica ed alle problematiche geopolitiche rinvenienti dalla guerra tra Russia e Ucraina, hanno assegnato alla Società anche nuove ed ulteriori attività che si riferiscono principalmente a:

- la qualifica di insiemi ulteriori di sistemi di teleriscaldamento e teleraffrescamento efficienti [rif. art.34 decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];
- l’estensione delle Garanzie d’Origine a tale settore, oltre a quello del gas e dell’idrogeno [rif. art.46 decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];
- l’introduzione di nuove procedure competitive per l’assegnazione di incentivi [rif. art.7 decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];
- il potenziamento del Conto Termico con l’estensione di tale regime anche agli interventi di produzione di energia termica da fonti rinnovabili di grandi dimensioni e alle comunità energetiche, con particolare riferimento ai progetti presentati dalle

- Pubbliche Amministrazioni [rif. art.10 decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];
- il potenziamento delle Comunità Energetiche e dell'Autoconsumo collettivo anche in considerazione del superamento dello SSP a decorrere dal 2024 e in relazione alle progettualità previste nel PNRR per i piccoli Comuni [rif. art.8 decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];
 - lo sviluppo della Piattaforma Unica Nazionale infrastrutture ricarica veicoli elettrici [rif. art.45, comma 3, decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];

1.3.1 Attuazione di Progetti del PNRR

Con specifico riferimento alla gestione del progetto PNRR, Gse è stata coinvolta sotto il profilo concernente l'efficientamento e la riconversione di impianti esistenti a biogas, nonché per la realizzazione di nuovi impianti di biometano, in attuazione della Misura PNRR inserita nell'ambito della Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 2 (M2C2) "Energia rinnovabile, idrogeno, rete e mobilità sostenibile", Investimento 1.4 "Sviluppo del biometano, secondo criteri per promuovere l'economia circolare" con riguardo:

- Al supporto tecnico al MiTE per lo sviluppo delle reti di teleriscaldamento e la gestione del relativo progetto PNRR [rif. decreto ministeriale n. 263 del 30 giugno 2022 recante attuazione dell'Investimento 3.1 "Sviluppo di sistemi di teleriscaldamento", inserito nella Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 3 "Efficienza energetica e riqualificazione degli edifici" del PNRR];
- alla gestione del Progetto PNRR del Ministero dell'agricoltura, della sovranità alimentare e delle foreste concernente i parchi agricoli installati su edifici strumentali del settore zootecnico e agricolo [rif. decreto del Ministro delle politiche agricole, alimentari e forestali n. 140119 del 25 marzo 2022 e s.m.i., recante interventi per la realizzazione di impianti fotovoltaici da installare su edifici a uso produttivo nei settori agricolo, zootecnico e agroindustriale, da finanziare nell'ambito del PNRR, Missione 2 "Rivoluzione verde e transizione ecologica", Componente 1 "Economia circolare e agricoltura sostenibile", Investimento 2.2 "Parco agricolo"];
- alla gestione del Progetto PNRR del MiTE per la promozione dei sistemi agrivoltaici [Attuazione della Misura PNRR inserita nella Missione 2, Componente 2, Investimento 1.1 "Sviluppo del sistema agrivoltaico" - in attesa di decreto attuativo dell'art. 14,

comma 1, lettera c) del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199];

- alla gestione del Progetto PNRR del MiTE per gli incentivi alla costituzione di nuove Comunità energetiche da fonti rinnovabili nei piccoli Comuni [Attuazione della Misura PNRR inserita nella Missione 2, Componente 2, Investimento 1.2 “Promozione rinnovabili per le comunità energetiche e l’auto-consumo”];
- alla collaborazione alla gestione del Progetto PNRR del MIUR per l’efficientamento funzionale ed energetico degli edifici scolastici nazionali.

1.3.2 Contrasto alla crisi energetica

La Società è stata individuata altresì quale parte attrice e strategica nel contrasto alla attuale crisi energetica. In tale ottica sono state adottate alcune disposizioni, le principali delle quali riguardano:

- il disegno e la creazione di un meccanismo di gestione della nuova attività di esazione degli extraprofitti delle aziende di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili [rif. art. 15-bis del decreto-legge 27 gennaio 2022, n. 4 e delibera ARERA 21 giugno 2022 n. 266/2022/R/EEL];
- misure per fronteggiare l’emergenza caro energia attraverso il rafforzamento della sicurezza di approvvigionamento di gas naturale a prezzi equi (c.d. GAS Release) [rif. art. 16 del decreto legge 1° marzo 2022, n. 17; Direttiva MiTE 28 giugno 2022 relativa alle concessioni di coltivazione ricadenti nel mar territoriale e nella piattaforma continentale; Direttiva MiTE 4 agosto 2022 relativa alle concessioni di coltivazione ricadenti nella terraferma]; il decreto 16 settembre 2022, n. 341, in sede di prima attuazione dell’articolo 16-bis del decreto legge n. 17/2022 (c.d. d.l. Energia), ha definito le modalità e le condizioni con le quali il Gse cede l’energia elettrica nella sua disponibilità, derivante da impianti a fonti rinnovabili che beneficiano di tariffe onnicomprensive o del servizio di Ritiro dedicato e Scambio sul posto ai quali non si applicano i commi 1, 2, 3, 4 e 5 dell’articolo 15-bis del decreto legge n. 4 del 2022 (c.d. norma extraprofitti).
- l’erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza ai fini dello stoccaggio di gas naturale [rif. art. 5-bis del decreto-legge 17 maggio 2022, n. 80; decreto ministeriale 20 luglio 2022, n. 287].

- L'integrazione delle fonti rinnovabili nel mercato elettrico con trasferimento dei benefici ai clienti finali (c.d. Energy release) [rif. art. 16-bis del decreto-legge 1° marzo 2022, n. 17; decreto ministeriale settembre 2022];

Con l'introduzione del menzionato art. 16-bis del d.l. n.17 del 2022, Il Gse può offrire un servizio di ritiro e acquisto dell'energia prodotta da impianti rinnovabili attraverso l'esecuzione di PPA a lungo termine la cui durata minima è di 3 anni.

Il Gse ha invitato i titolari di concessioni di coltivazione di gas naturale, ricadenti nella terraferma, nel mare territoriale e nella piattaforma continentale, a manifestare interesse ad aderire all'offerta per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale, per la successiva stipula di contratti di lungo termine, di durata massima pari a 10 anni e a condizioni e prezzi definiti con decreto del Ministro dell'economia e delle finanze, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica.

Per l'implementazione della misura il Ministero ha adottato due distinte direttive per disciplinare le procedure per l'approvvigionamento di lungo termine di gas naturale di produzione nazionale:

- la prima in data 28 giugno 2022 relativa alle concessioni di coltivazione ricadenti nel mare territoriale e nella piattaforma continentale;
- la seconda in data 4 agosto 2022 relativa alle concessioni di coltivazione ricadenti nella terraferma.

Il Gse ha successivamente pubblicato i relativi avvisi pubblici recanti l'invito a manifestare interesse. Sono pervenute 6 manifestazioni di interesse da parte di titolari di concessioni sulla terraferma equivalenti a una produzione aggiuntiva di gas stimabile in meno di 100 mln di Smc.

La scarsa partecipazione alle procedure ha manifestato alcune criticità della normativa succitata, di tal che è stato adottato l'art. 4 del d.l. n. 176 del 2022, convertito nella legge 13 gennaio 2023, n. 6, che ha introdotto le seguenti, ulteriori disposizioni:

- 1) l'ampliamento del perimetro delle concessioni ammesse alle procedure di approvvigionamento del gas nonché il rilascio di nuove concessioni tra le 9 e le 12 miglia, con termini procedurali di concessione ridotti, a condizione che si tratti di siti caratterizzati da elevato potenziale minerario e che i titolari delle nuove concessioni aderiscano al meccanismo a sostegno dei clienti finali industriali a forte consumo di gas gestito dal Gse;

2) la modifica della natura e delle condizioni dei contratti di acquisto; tali contratti avranno la forma di contratti finanziari per differenza. Il prezzo contrattuale sarà definito applicando una riduzione percentuale, anche progressiva, ai prezzi giornalieri registrati al PSV (Punto di Scambio Virtuale), e comunque varierà nel limite di livelli minimi e massimi quantificati rispettivamente in 50 e 100 euro per MWh;

3) modalità semplificate di cessione dei volumi di gas approvvigionato con la previsione che il gas approvvigionato sarà venduto da Gse mediante contratti finanziari per differenza allo stesso prezzo di acquisto, all'esito di procedure di assegnazione secondo criteri pro quota e con modalità definite con decreto del Ministro dell'ambiente e della sicurezza energetica, di concerto con il Ministro dell'economia e delle finanze e il Ministro delle imprese e del *made in Italy*.

Con l'art. 5 bis della legge 15 luglio 2022, n. 91, di conversione in legge del d.l. 17 maggio 2022, n. 50, è stato previsto che Gse, anche tramite accordi con società partecipate direttamente o indirettamente dallo Stato e attraverso lo stretto coordinamento con la maggiore impresa di trasporto di gas naturale, provveda a erogare un servizio di riempimento di ultima istanza tramite l'acquisto di gas naturale, ai fini del suo stoccaggio e della sua successiva vendita entro il 31 dicembre 2022, nel limite di un controvalore pari a 4 mld di euro, allo stesso trasferiti a titolo di prestito infruttifero, da restituire entro il 20 dicembre 2022. L'art. 5, co. 2 del d.l. n. 176 del 2022, convertito nella legge n. 6 del 2023, ha disposto una rimodulazione temporale di tale disposizione emergenziale, rinviando dal 20 dicembre 2022 al 20 novembre 2023 il termine per la restituzione del prestito infruttifero riconosciuto al Gse (4 mld di euro) per l'erogazione del servizio di riempimento di ultima istanza.

Sul punto, si osserva che il quadro normativo di riferimento impone al Gse di vendere il gas durante il periodo invernale a condizioni economiche che, in astratto, potrebbero discostarsi rispetto a quelle di acquisto, generando un possibile disavanzo dei ricavi da vendita rispetto all'onere finanziario sostenuto. Inoltre, si evidenzia un rischio teorico che una quota residuale dei volumi di gas stoccato rimanga invenduta.

1.3.3 Novità normative connesse all'incremento dei costi delle materie prime in materia di energie rinnovabili

Le ulteriori e più recenti novità normative che hanno interessato il Gse sono da ritenersi

connesse, in via diretta, mediata o concorrente, anche agli effetti macroeconomici in campo energetico conseguenti agli esiti della crisi politica russo - ucraina, sfociata in guerra nella prima parte del 2022.

L'art. 19 del d.l. 6 novembre 2021, n.152, convertito nella legge 29 dicembre 2021, n. 233, ha introdotto un termine per l'adozione da parte del Gse delle modalità operative per il finanziamento della gestione di fine vita degli impianti fotovoltaici mentre, nei casi di "revamping" (ammodernamento tecnologico) il Gse trattiene la garanzia finanziaria dei moduli fotovoltaici sostituiti o dismessi, ad eccezione delle ipotesi in cui i soggetti responsabili degli impianti abbiano già prestato la predetta garanzia nel *trust* di uno dei sistemi collettivi riconosciuti; inoltre, gli importi trattenuti sono restituiti ai soggetti responsabili solo dopo la verifica dell'avvenuta e corretta gestione del fine vita dei pannelli fotovoltaici sostituiti o dismessi.

L'art. 14 del d.l. 27 gennaio 2022, n. 4 (c.d. "decreto sostegni ter"), convertito nella legge 28 marzo 2022, n. 25 recante " Riduzione oneri di sistema per il primo trimestre 2022 per le utenze con potenza disponibile pari o superiore a 16,5 kW", al comma 2 ha provveduto agli oneri derivanti dal comma 1, pari a 1.200 milioni di euro per l'anno 2022, mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO2 di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, relativi all'anno 2022, che sono versati mensilmente dal Gestore dei servizi energetici (Gse) sull'apposito conto aperto presso la tesoreria dello Stato da re imputare alla Cassa per i servizi energetici e ambientali (CSEA). Il comma 3 ha disposto che qualora i versamenti di cui al comma 2, effettuati dal Gse a favore di CSEA, siano inferiori all'importo di 1.200 milioni di euro, alla differenza si provvede, entro l'anno 2022, mediante il versamento per pari importo alla CSEA di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO2 di cui all'articolo 23 del decreto legislativo n. 47 del 2020, relative all'anno 2021, destinati ai ministeri interessati, giacenti sull'apposito conto aperto presso la tesoreria dello Stato. A tal fine si è stabilito di non doversi dar luogo al versamento all'entrata del bilancio dello Stato delle somme giacenti nella Tesoreria dello Stato sino al conseguimento da parte di CSEA dell'importo spettante ai sensi del comma 2.

Il successivo art. 15 , riguardante "Contributo straordinario, sotto forma di credito d'imposta, a favore delle imprese energivore" ha previsto che agli oneri derivanti dalle disposizioni ivi contenute valutati in 540 milioni di euro per l'anno 2022, si provveda, quanto a 405 milioni di

euro, mediante corrispondente utilizzo di quota parte dei proventi delle aste delle quote di emissione di CO2 di cui all'articolo 23 del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, relativi all'anno 2022, con esclusione delle risorse destinate al fondo ammortamento titoli di Stato, versata dal Gestore dei servizi energetici (Gse) ad apposito capitolo dell'entrata del bilancio dello Stato, che resta acquisita definitivamente all'erario. La norma è volta a garantire alle imprese energivore una parziale compensazione degli extra costi per l'eccezionale innalzamento dei costi dell'energia.

L'art. 15 bis ha disciplinato i c.d. "extra profitti" a carico dei produttori di energia pulita che fruiscono di meccanismi di incentivazione, introducendo un sistema di compensazione del prezzo, volto a ridistribuire le maggiori risorse ed i profitti derivanti dalla attuale impennata delle quotazioni energetiche.

2. ORGANI

Consiglio di amministrazione – Amministratore Unico.

Fino alla data del 5 agosto 2021 il C.d.a. del Gse è stato composto da tre unità.

Il 6 agosto 2021 l'assemblea dei soci ha nominato un amministratore unico che sarebbe dovuto restare in carica fino all'approvazione del bilancio 2023. Per quanto concerne la determinazione del compenso onnicomprensivo annuo lordo da riconoscere all'amministratore unico, lo stesso è stato determinato in euro 192.000.

La nuova *governance* adottata dalla Società risultava conforme alla previsione di cui all'art. 11, comma 2 del d.lgs. n. 175 del 2016 (T.u.s.p.), secondo cui l'organo di amministrazione delle società a controllo pubblico è costituito "di norma" da un amministratore unico, salvo specifiche e motivate ragioni di adeguatezza organizzativa anche, eventualmente, alla base dell'adozione dei sistemi alternativi di amministrazione e controllo, quale quello risultante nell'esercizio 2020⁶.

Il Magistrato della Corte dei conti e il Collegio sindacale hanno partecipato alle sedute di adozione delle determinazioni da parte dell'Amministratore Unico, in tal modo assicurando il rapporto collaborativo e la trasparenza dell'intero processo decisionale.

Si segnala che l'assemblea sociale del Gse, svoltasi in data 9 marzo 2023, ha deliberato il ritorno dell'organo amministrativo in modalità collegiale ed ha proceduto alla nomina di cinque componenti del C.d.a., tra i quali è stato nominato il Presidente. L'amministratore unico uscente è stato, comunque, confermato quale componente del C.d.a.

Tanto premesso, si espongono gli emolumenti percepiti dai membri del C.d.a. nell'anno 2021.

⁶ Aggiungeva la società che il sistema descritto appariva coerente con quanto prescritto dalla regola 4.3 delle "Norme di comportamento del Collegio sindacale di società non quotate" emanate dal CNDCEC con riferimento ai rapporti con l'amministratore unico.

Tabella 1 - Compensi del Consiglio di Amministrazione in carica fino al 5 agosto 2021

COMPONENTI ORGANO AMMINISTRATIVO	TRATTAMENTO ECONOMICO (Compensi erogati nel 2021)			
CARICA	Compensi annui lordi ex comma 1 art. 2389 c.c.	Compensi annui lordi ex comma 3 art. 2389 c.c.		Totale erogato nel 2021
		parte fissa	parte variabile annuale	
Presidente (1)	€ 16.125,00	€ 26.461,70	-	€ 42.586,70
Amministratore Delegato (2)	-	-	-	-
Consigliere	€ 8.062,50	-	-	€ 8.062,50

(1) La parte variabile di competenza dell'anno 2020, pari a € 10.633,60 e la parte variabile di competenza dell'anno 2021 pari a € 7.754,00, per un totale di € 18.387,60 è stata erogata nell'anno 2022.

(2) L'importo annuo deliberato ai sensi dell'art. 2389, comma 1, c.c. - pari a € 13.500,00 - e l'importo annuo deliberato ai sensi dell'art. 2389, comma 3, c.c. - pari a € 192.000,00 non sono stati erogati a seguito del collocamento in quiescenza dell'amministratore delegato, a far data dal 1° novembre 2019.

Tabella 2 - Compensi dell'Amministratore Unico in carica dal 6 agosto 2021

COMPONENTI ORGANO AMMINISTRATIVO	TRATTAMENTO ECONOMICO (Compensi erogati nel 2021)	
CARICA	Compenso assembleare onnicomprensivo annuo (pro quota)	Totale erogato nel 2021
Amministratore Unico	€ 77.333,33	€ 77.333,33

L'Azionista, in sede di nomina del Consiglio di amministrazione, ha determinato i compensi ex art. 2389, I comma, c.c. per tutta la durata del mandato, in euro 27.000,00 lordi annui per il Presidente e in euro 13.500,00 lordi annui per ciascuno degli altri Consiglieri.

L'Assemblea ha, inoltre, riconosciuto il rimborso delle spese sostenute per l'espletamento della carica.

In coerenza con l'art. 23-bis, comma 3, del d.l. n. 201/2011, convertito nella l. n. 214 del 2011 e s.m.i., la remunerazione degli amministratori investiti di particolari cariche ex art. 2389, comma 3, del codice civile, è costituita da un emolumento annuo lordo fisso e un emolumento annuo lordo variabile, pari al 30 per cento dell'emolumento fisso, da corrispondere in proporzione al grado di raggiungimento degli obiettivi annuali, oggettivi e specifici, determinati preventivamente dal Consiglio di amministrazione.

Pertanto, l'emolumento riconosciuto al Presidente, pari a euro 57.600,00 lordi annui, è stato suddiviso in una parte fissa di euro 44.308,00 lordi annui e in una parte variabile di euro

13.292,00 lordi annui, pari al 30 per cento dell'emolumento fisso. L'emolumento riconosciuto all'Amministratore delegato di euro 192.000,00 lordi annui è stato suddiviso in una parte fissa di euro 147.692,00 lordi annui e in una parte variabile di euro 44.308,00 lordi annui, pari al 30 per cento dell'emolumento fisso.

Collegio sindacale

Con delibera dell'Assemblea del 28 luglio 2017 sono stati riconosciuti, a titolo di compenso annuo lordo, euro 23.400 al Presidente del Collegio ed euro 18.900 a ciascun Sindaco effettivo, oltre al riconoscimento delle spese sostenute per l'espletamento della carica, dietro presentazione della relativa documentazione, con liquidazione mensile.

Il nuovo Collegio sindacale oggi in carica è stato nominato dall'Assemblea dei soci del 27 novembre 2020 per gli esercizi 2020, 2021 e 2022, con scadenza alla data dell'Assemblea convocata per l'approvazione del bilancio relativo al terzo esercizio della carica, confermando gli emolumenti sopra segnalati.

Di seguito la tabella relativa ai compensi del Collegio sindacale erogati nell'anno 2021.

Tabella 3 - Compensi del Collegio sindacale in carica fino al 26 novembre 2021

CARICA	COMPENSI LORDI EROGATI	COMPENSI LORDI ACCERTATI
Presidente	-	-
Sindaco effettivo (3)	17.144,00	-
Sindaco effettivo (4)	2.969,00	-
(3) I compensi del Sindaco effettivo, lavoratore autonomo, accertati per l'anno 2020 sono stati erogati nell'anno 2021 al momento dell'emissione della fattura.		
(4) Dirigente di I fascia del Ministero dell'Economia e delle Finanze. Il compenso del 4° trimestre 2020 pro-quota (fino al 26 novembre 2020) è stato riversato al MEF in data 15 gennaio 2021.		

Tabella 4 - Compensi del Collegio sindacale in carica dal 27 novembre 2021

CARICA	COMPENSI LORDI EROGATI	COMPENSI LORDI ACCERTATI
Presidente (5)	23.400,00	23.400,00
Sindaco effettivo (6)	14.407,38	18.900,00
Sindaco effettivo (7)	15.931,00	18.900,00
(5) Il compenso erogato al Presidente risulta essere in parte di competenza del 2020 (€ 2.115,62) e in parte di competenza del 2021 (€ 21.284,38). La parte restante del compenso accertato di competenza del 2021 (pari a € 2.115,62) è stata erogata nel 2022 al momento dell'emissione della fattura.		
(6) Il compenso erogato al Sindaco effettivo risulta essere in parte di competenza del 2020 (€ 1.807,38) e in parte di competenza del 2021 (€ 12.600,00). La parte restante del compenso accertato di competenza del 2021 (pari a € 6.300,00) è stata erogata nel 2022 al momento dell'emissione della fattura.		
(7) I compensi riversati al MEF nel 2021 risultano essere in parte di competenza del 2020 (compenso pro-quota del 4° trimestre 2020 pari a € 1.756,00, riversato il 15 gennaio 2021) e in parte di competenza del 2021 (i primi 3 trimestri pari a € 14.175,00). Il 4° trimestre 2021 pari a € 4.725,00 è stato riversato il 14 gennaio 2022.		

2.1 Controlli interni

Revisione legale dei conti

La revisione legale dei conti è esercitata, ai sensi di quanto previsto dal d.lgs. n. 39 del 2010, dalla legge n. 244 del 2007 e dalla delibera 163/2013/R/com dell'Autorità, nonché dall'art. 28 dello Statuto sociale, da una società di revisione iscritta nell'apposito registro, come previsto dall'art. 2409-bis del codice civile.

In aderenza alle previsioni del Codice dei contratti pubblici, l'individuazione della società di revisione avviene attraverso procedure a evidenza pubblica.

L'incarico è stato conferito con delibera dell'Assemblea ordinaria del 6 agosto 2021 per il triennio 2021, 2022 e 2023. I compensi riconosciuti alla Società incaricata della revisione legale dei conti per le attività svolte sono stati pari, nel 2021, a 54 mila euro.

Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari

L'attuale DP è stato nominato con determinazione del 15 settembre 2021 previo parere favorevole del Collegio sindacale. L'accettazione dell'incarico è avvenuta in data 19 ottobre 2021.

L'emolumento riconosciuto per lo svolgimento dell'incarico è pari a euro 18.000,00 annui lordi fatto salvo il rispetto della normativa di legge in tema di tetti retributivi.

Organismo di vigilanza ex d.lgs. n. 231/01

Il compito di vigilare sul funzionamento, sull'efficacia e sull'osservanza del Modello Organizzativo è attribuito all'Organismo di vigilanza, nominato dal Consiglio di amministrazione. L'Organismo di vigilanza dispone di risorse dedicate, utilizzate anche a tempo parziale per tali attività, prescelte di norma nell'ambito delle risorse presenti all'interno della Funzione *Internal Audit*. Il Modello Organizzativo adottato dal Gse è stato oggetto di adeguamento, approvato dal Consiglio di amministrazione con delibera del 19 marzo 2021 su proposta dell'Odv, per recepire all'interno delle sezioni specifiche i principi di comportamento da adottare per prevenire la commissione dei reati tributari nell'ambito della gestione degli adempimenti fiscali e tributari.

L'attuale Organismo di vigilanza è stato nominato con delibera del Consiglio di amministrazione del 24 aprile 2020.

I compensi annui lordi, deliberati nella stessa seduta dal Consiglio di amministrazione, sono

stati determinati in euro 13.000,00 lordi annui al Presidente medesimo ed euro 10.000,00 lordi annui a ciascuno degli altri due membri dell'Organismo di vigilanza, fatto salvo il rispetto della normativa di legge in tema di limiti agli emolumenti a carico della finanza pubblica, oltre al rimborso delle eventuali spese di trasferta sostenute per lo svolgimento dell'incarico e opportunamente motivate e documentate.

Internal Audit

L'*Internal Audit* ha il compito di verificare l'adeguatezza ed il funzionamento del sistema di controllo interno al fine di valutarne l'efficacia e l'efficienza, governare e coordinare l'identificazione e l'analisi dei rischi, individuando le più opportune strategie di mitigazione, e di assicurare il monitoraggio dei processi aziendali. Tali attività sono svolte a supporto principalmente del Consiglio di amministrazione, dell'Organismo di vigilanza, del Dirigente preposto e del RPCT (Responsabile della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza). Il Responsabile *Internal Audit*, con periodicità almeno semestrale, riferisce al Consiglio di amministrazione in merito ai risultati emersi dalle attività svolte.

Nel corso del 2021, nell'ambito del supporto alle attività del RPCT, l'*Internal Audit*, oltre a svolgere le attività propedeutiche all'aggiornamento della valutazione e del trattamento rischi corruttivi del Gse, ha avviato per le controllate AU e RSE una ricognizione dei processi e delle attività potenzialmente esposte a rischio corruttivo al fine di individuare, analizzare e valutare i relativi rischi.

Responsabile della prevenzione della corruzione e della trasparenza

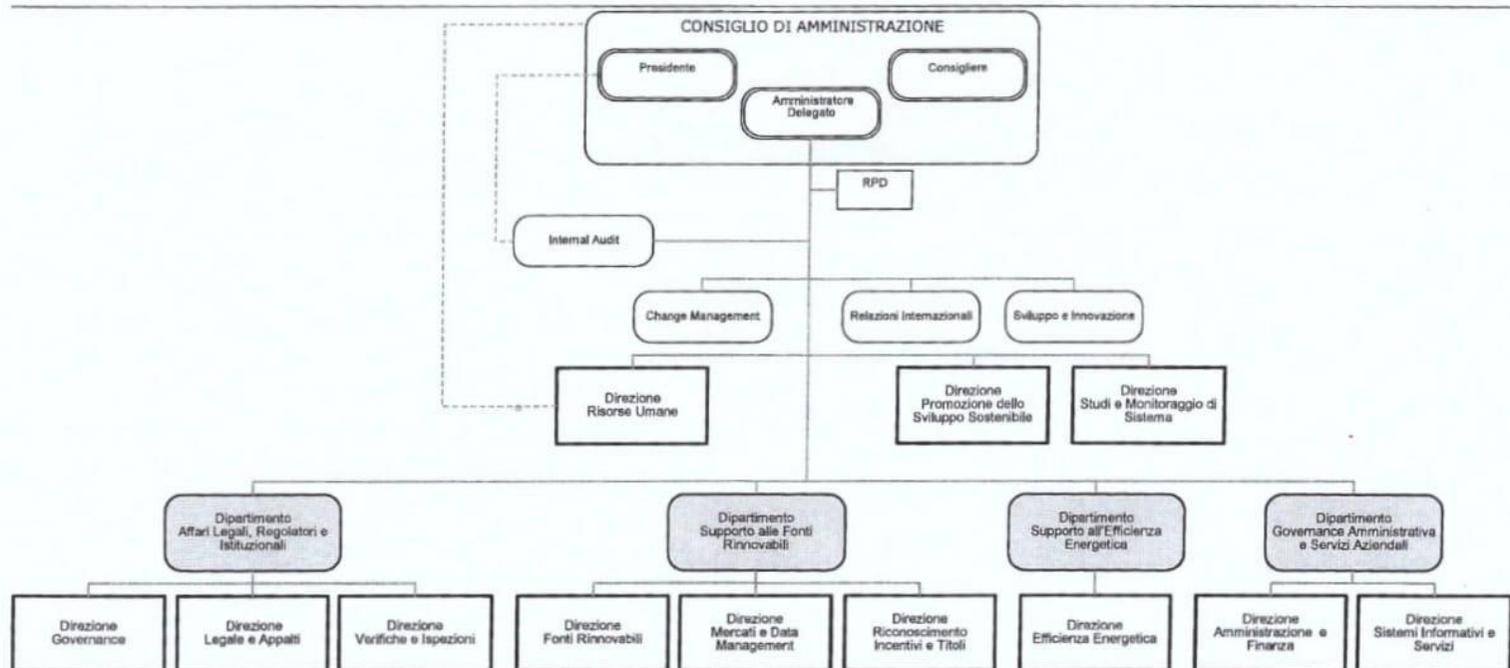
In applicazione dalla legge n. 190 del 2012 e al fine di dare attuazione agli obblighi di pubblicità, trasparenza e diffusione delle informazioni, previsti dal d.lgs. 33/13, le società del Gruppo Gse hanno attuato le disposizioni normative in materia di anticorruzione e trasparenza e, in linea con le disposizioni dell'Autorità Nazionale Anticorruzione (Anac), hanno nominato i rispettivi Responsabili della Prevenzione della Corruzione e della Trasparenza (RPCT). In linea con quanto previsto dalla normativa e nel rispetto delle tempistiche dalla stessa stabilite, anche le società del Gruppo Gse hanno dato attuazione agli obblighi previsti.

L'incarico di RPCT è stato rinnovato, per il triennio 2022-2024, con determina dell'Amministratore Unico in data 23 dicembre 2021.

3. ORGANIZZAZIONE E PERSONALE

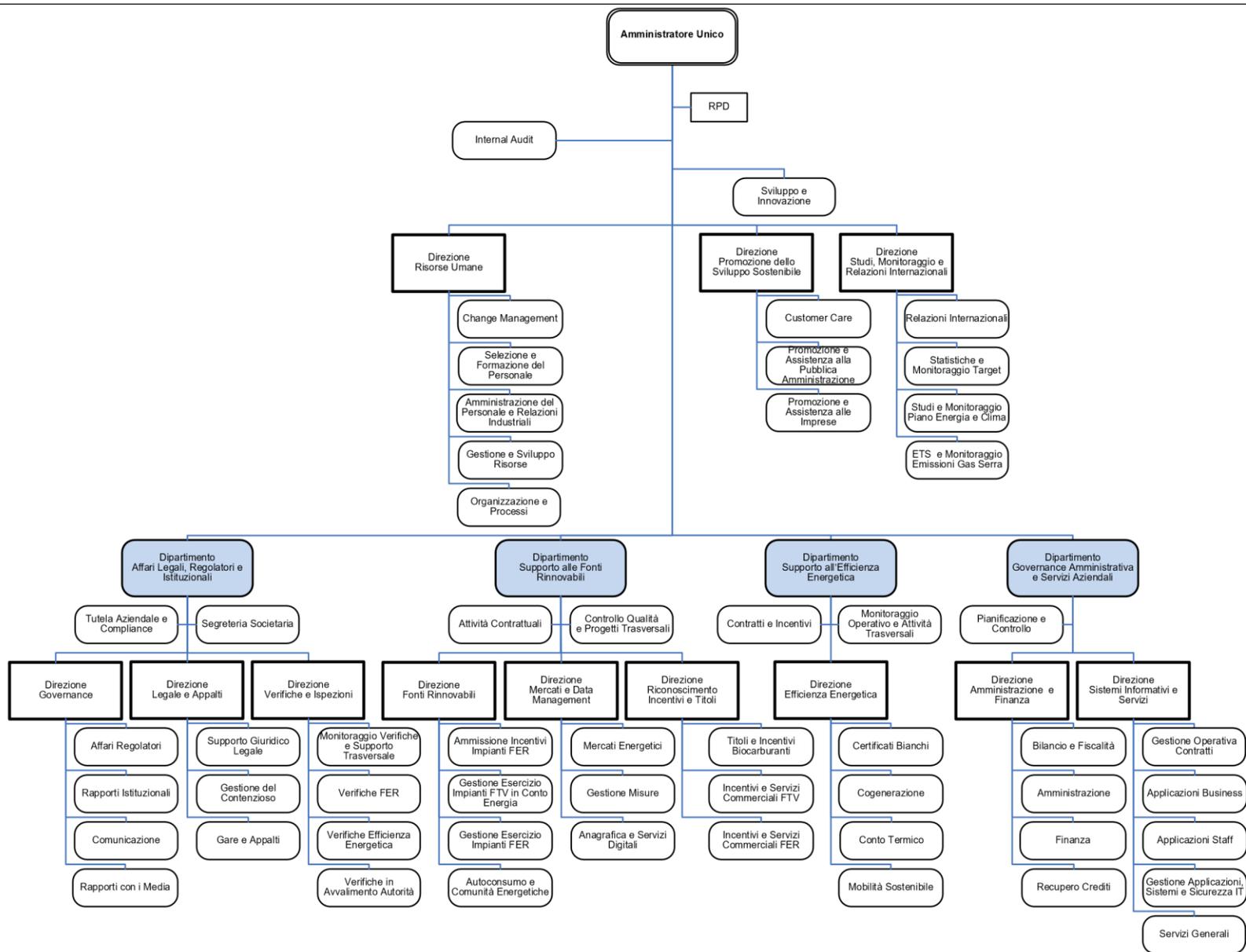
Nel corso del 2021 l'assetto aziendale è stato ulteriormente modificato, effettuando interventi organizzativi volti a snellire il disegno e a rafforzare la specializzazione operativa creando o separando alcuni ambiti.

Di seguito, con la prima tabella, viene evidenziata la struttura aziendale che è rimasta in vigore all'8 dicembre 2021, con l'avvertenza che dal 6 agosto 2021 al cda composto da tre persone è subentrato un Amministratore Unico; con la seconda tabella, viene esposto l'organigramma in vigore dal 9 dicembre 2021.



Il Presidente, nell'esercizio dei poteri relativi alle deleghe in materia di supervisione delle attività di controllo interno, relazioni istituzionali e comunicazione, sovrintende all'operato delle strutture aziendali dedicate.

L'Amministratore Delegato ha tutti i poteri di gestione per l'amministrazione della Società ad eccezione di quelli diversamente attribuiti. L'Amministratore Delegato opera in stretto coordinamento con il Presidente nell'esercizio dei poteri di amministrazione e gestione che impattano sulle materie oggetto di delega del Presidente.



3.1 Consistenza del personale Gse e relativi costi

La consistenza del personale del Gse, al 31 dicembre 2020, si era attestata a 643 unità.

Nell'esercizio 2021 la consistenza del personale ha registrato un incremento netto di 23 risorse, effetto di 43 assunzioni e 20 cessazioni, attestandosi complessivamente, al 31 dicembre, a 666 unità. Nelle tabelle che seguono si riassume la situazione del personale in servizio al 31 dicembre 2021, nonché i dati di consuntivo del costo del personale 2021 confrontato con quello sostenuto nell'esercizio precedente.

Tabella 5 - Organico del GSE

Categoria Contrattuale	31.12.2020	31.12.2021	Variazione
Dirigenti	13	14	1
Quadri	184	192	8
Impiegati	446	460	14
Totale	643	666	23

Tabella 6 - Organico medio del GSE

Categoria Contrattuale	Organico medio 2020	Organico medio 2021
Dirigenti	14	14
Quadri	174	187
Impiegati	450	457
Totale	638	658

Tabella 7 - Costo del personale GSE

Descrizione	Costo 2020	Costo 2021	Variazioni
Salari e Stipendi	36.357.168	37.910.008	1.552.840
Oneri Sociali	9.654.833	9.976.509	321.676
Trattamento di fine rapporto	2.359.273	2.522.514	163.241
Trattamento di quiescenza e simili	16.104	21.594	5.490
Altri costi	1.091.775	1.135.229	43.454
Totale	49.479.153	51.565.854	2.086.701

Il costo del lavoro si sostanzia in 51,6 milioni di euro e registra un incremento di euro 2,1 milioni rispetto all'esercizio precedente, da ascrivere sia all'incremento della consistenza media del personale che è passata da 638 unità nel 2020 a 658 nel 2021, sia agli effetti degli aumenti retributivi legati all'anzianità di servizio, nonché alla soccombenza di cause legali in ambito lavorativo.

3.2 Consistenza del personale del Gruppo e relativi costi

Si riporta, nel prospetto seguente, la consistenza media nel 2021 dei dipendenti per categoria di appartenenza e quella puntuale al 31 dicembre confrontata con l'anno precedente:

Tabella 8 - Consistenza del personale dipendente

Consistenza dipendenti	Consistenza al 31.12.2020	Consistenza al 31.12.2021	Consistenza media 2020	Consistenza media 2021
Dirigenti	40	41	41	41
Quadri	359	373	350	364
Impiegati	953	991	938	977
Operai	3	3	3	3
Totale	1.355	1.408	1.332	1.385

Tabella 9 - Organico Gruppo

Categoria Contrattuale	31.12.2020	31.12.2021	Variazione
GSE	643	666	23
AU	281	302	21
GME	114	116	2
RSE	317	324	7
Totale	1.355	1.408	53

Il costo del lavoro assomma a complessivi euro 108,5 mln, con un incremento rispetto all'anno precedente di euro 4,6 mln, che viene attribuito sia all'incremento della consistenza media del Gruppo, che è passata da 1.332 nel 2020 a 1.385 nel 2021, sia agli aumenti retributivi e al reintegro di un dirigente nella Capogruppo a cui sono state riconosciute tutte le retribuzioni maturate e non liquidate dalla data di messa in mora della Società fino all'effettivo ripristino del rapporto lavorativo, che è avvenuto nel 2021, a seguito di decisione della Corte di Cassazione. Il valore del costo medio pro-capite per ogni singola società del Gruppo viene rappresentato dalla tabella che segue. Le variazioni rispetto al 2020 risultano di scarsa entità.

Tabella 10 - Costo medio del personale 2021 - Gruppo GSE

(Costi in euro/000)

	COSTO TOTALE *	CONSISTENZA MEDIA	COSTO MEDIO
GSE	51.566	658	78.368
GME	11.535	116	99.440
AU	20.564	294	69.946
RSE	24.850	317	78.391
Totali	108.515	1.068	102

*Fonte: Bilancio d'esercizio 2021

3.3 Gestione della crisi pandemica da Covid-19

Nel corso del 2021 la situazione di emergenza generata dalla pandemia è stata gestita in continuità con quanto effettuato nel corso del 2020 ed in coerenza con lo scenario epidemiologico e la sua evoluzione, realizzando, ove necessario, una rimodulazione dell'organizzazione delle attività, in sintonia con i disposti normativi emanati dal Governo, comprensiva anche di modalità di lavoro da remoto.

Anche nel corso del 2021 sono proseguite, quindi, le attività del Comitato interno Covid-19 al quale partecipano i Rappresentanti dei Lavoratori per la Sicurezza (RLS), le Rappresentanze Sindacali Unite (RSU) e i soggetti della prevenzione aziendale. Le attività svolte dal Comitato sono state finalizzate ad assicurare l'applicazione e la verifica delle misure contenute nel Protocollo condiviso di regolamentazione delle misure per il contrasto della diffusione del Covid-19 negli ambienti di lavoro.

Alla luce degli aspetti innanzi illustrati la società evidenzia che non sussistono, allo stato attuale, elementi di rischio o incertezza che possano compromettere la continuità aziendale e la capacità dell'Azienda di mantenere il proprio equilibrio economico-finanziario.

3.4 Personale distaccato presso altri enti

Per completare il quadro descrittivo dei principali aspetti organizzativi e del reclutamento del personale, appare opportuno riportare di seguito - ed esaminare - la normativa, i costi sostenuti nonché la copertura degli stessi in merito al personale del Gruppo Gse distaccato presso il Ministero delle imprese e del *made in Italy* e l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (Arera), atteso che il personale già distaccato presso la CSEA è stato definitivamente assorbito da quest'ultima.

La cessione dei contratti relativi al personale distaccato presso il Mise è connessa all'obbligo sancito dall'art. 3, c. 15, del d.lgs. n. 79 del 1999 in capo alla Società Gse (già Grtn) di fornire al ministero il supporto tecnico necessario per gli adempimenti relativi all'attuazione del decreto di riordino del settore elettrico.

Con riferimento al tema dei costi, si rappresenta che, in base a quanto riferito dalla Società, Gse sopporta le spese sostenute per il distacco delle risorse entro il limite massimo di quattro milioni di euro su base annua.

Si riporta di seguito il prospetto della dotazione organica fornita al Ministero, aggiornata alla

data del 31 dicembre 2021, nonché la situazione dei costi sostenuti nello stesso anno.

Tabella 11 - Organico del GRUPPO GSE distaccato presso il MiSE/MiTE

SOC	DIRIGENTI			QUADRI			IMPIEGATI			TOTALE		
	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ
GSE	0	0	0	17	19	2	13	12	-1	30	31	1
GME	0	0	0	0	0	0	1	1	0	1	1	0
AU	0	1	1	3	3	0	4	5	1	7	9	2
RSE	0	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1
Totali	0	1	1	20	23	3	18	18	0	38	42	4

Nota: Nella tabella sono indicate tutte le consistenze transitate per MISE e MITE nel 2021.

Tabella 12 - Costi relativi al personale del GRUPPO GSE distaccato presso il MiSE/MiTE2

SOC	2020	2021	Δ
GSE	3.092.253	2.642.638	-449.615
GME	59.074	61.054	1.980
AU	548.424	846.049	297.625
RSE	-	69.238	69.238
Totali	3.699.751	3.618.979	-80.772

Quanto al distacco di personale Gse presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (Csea), occorre rilevare che esso è stato, per una parte, progressivamente assunto dalla Cassa nel corso del 2019, per il resto è rientrato nell'Ente di appartenenza.

Quanto al distacco di personale presso l'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, occorre rilevare che, ai sensi dell'art. 2, c. 22 della legge n. 481 del 1995, le Pubbliche Amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'ARERA la collaborazione per l'adempimento delle funzioni assegnate. Inoltre, ai sensi di quanto disposto dalla legge 23 luglio 2009, n. 99, art. 27, recante "Misure per la sicurezza e il potenziamento del settore energetico", l'Arera si avvale del Gse e delle società da esso controllate per il rafforzamento delle attività di tutela dei consumatori di energia, anche con riferimento alle attività relative alle funzioni di cui all' art. 2, c. 12, lettere l) e m), della citata legge n. 481 del 1995, nonché per l'espletamento di attività tecniche sottese all'accertamento e alla verifica dei costi posti a carico dei clienti come maggiorazioni e ulteriori componenti del prezzo finale dell'energia.

Il Gse sopporta direttamente parte delle spese sostenute per il distacco delle risorse, come meglio specificato all'art. 4 della convenzione. Si riporta di seguito il prospetto dell'attuale dotazione organica fornita all'Arera, aggiornata alla data del 31 dicembre 2021, nonché la situazione dei costi sostenuti nello stesso anno.

Tabella 13 - Organico del GRUPPO GSE distaccato presso ARERA

SOC	DIRIGENTI			QUADRI			IMPIEGATI			TOTALE		
	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ	2020	2021	Δ
GSE	0	0	0	2	2	0	0	0	0	2	2	0
GME	0	0	0	1	1	0	0	0	0	1	1	0
AU	1	1	0	0	0	0	0	0	0	1	1	0
RSE	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Totali	1	1	0	3	3	0	0	0	0	4	4	0

Tabella 14 - Costi relativi al personale del GRUPPO GSE distaccato presso ARERA

SOC	2020	2021	Δ
GSE	233.671	224.873	-8.798
GME	158.020	162.849	4.829
AU	206.742	219.191	12.449
RSE	-	-	-
Totali	598.433	606.913	8.480

Risorse distaccate e costo sostenuto: quadro complessivo

Di seguito si riporta una tabella riassuntiva del personale del Gruppo Gse ad oggi distaccato presso il Ministero delle imprese e del *made in Italy* e l'Arera.

Tabella 15 - Personale del GRUPPO GSE distaccato presso i vari enti

SOC	MiSE/MiTE		ARERA		TOTALE	
	Consistenza al 31.12.2021	Costo annuo	Consistenza al 31.12.2021	Costo annuo	Consistenza al 31.12.2021	Costo annuo
GSE	31	2.642.638	2	224.873	33	2.867.511
GME	1	61.054	1	162.849	2	223.903
AU	9	846.049	1	219.191	10	1.065.240
RSE	1	69.238	0	-	1	69.238
Totali	42	3.618.979	4	606.913	46	4.225.892

3.5 Consulenze e contratti

Il Gse, anche nel corso del 2021, ha ritenuto opportuno stipulare contratti o richiedere prestazioni professionali per alcune attività, sia di *business* che generali, attraverso l'avvio di collaborazioni con centri di ricerca, studi legali e società di servizi.

La voce contabile di riferimento è quella relativa alle prestazioni professionali (euro 11 milioni, rispetto ad euro 11,8 milioni nel 2020), e comprende principalmente i costi sostenuti per la remunerazione dei professionisti per la gestione del contenzioso e la difesa in giudizio della società (euro 4,5 milioni, a fronte di euro 5,8 del 2020); dei soggetti incaricati per lo svolgimento delle

verifiche sugli impianti (euro 1,1 milioni) e dei professionisti ed imprese selezionate per la valutazione delle istruttorie del Conto Termico 2.0 (euro 2 milioni rispetto ad euro 1,6 milioni del 2020). Il costo per professionisti a fini del supporto per alcuni processi operativi quali certificazione dati, reportistica, analisi, è stato pari a euro 1,4 milioni.

Il decremento rispetto al 2020 (euro 731 mila) è dato dall'effetto contrapposto di diversi fattori: da un lato, la riduzione dei costi legati alla gestione del contenzioso (1,22 mln) e dei costi per il supporto dei processi operativi (euro 401 mila); dall'altro un aumento dei costi per le verifiche (euro 428 mila) e dei servizi per il supporto alla PA (euro 282 mila).

4. ATTIVITÀ ISTITUZIONALI

4.1 Gli incentivi e l'attività

La missione della Società è di promuovere la sostenibilità ambientale e l'efficienza energetica attraverso l'attuazione di meccanismi di incentivazione, compravendita e certificazione dell'energia elettrica e termica; in tali ambiti svolge, altresì, attività di verifica volta all'accertamento dei requisiti per il riconoscimento e il mantenimento degli incentivi.

Il prospetto di seguito riportato illustra le attività istituzionali di Gse S.p.A.

INCENTIVAZIONE E COMPRAVENDITA DELL'ENERGIA ELETTRICA DA FONTI RINNOVABILI			ATTIVITÀ DI VERIFICA
FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI	COMPRAVENDITA DELL'ENERGIA	INCENTIVAZIONE E CERTIFICAZIONE DELL'ENERGIA	
INCENTIVAZIONE DELL'EFFICIENZA ENERGETICA E DELLE RINNOVABILI TERMICHE			
INTERVENTI DI EFFICIENZA ENERGETICA		COGENERAZIONE	
INCENTIVAZIONE DEI BIOCARBURANTI SOSTENIBILI E DEL BIOMETANO			
BIOCARBURANTI		BIOMETANO	
SVILUPPO SOSTENIBILE			
SOSTENIBILITÀ	RIQUALIFICAZIONE ENERGETICA DELLA PA		
STUDI E STATISTICHE			

4.1.1 Incentivazione, compravendita e certificazione dell'energia elettrica da fonti rinnovabili

Il Gse è il soggetto attuatore dei meccanismi d'incentivazione destinati agli impianti alimentati da fonti rinnovabili e gestisce, inoltre, le attività legate al ritiro e al successivo collocamento, sul mercato elettrico, dell'energia prodotta.

Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili

Gli impianti alimentati da fonti rinnovabili producono energia sfruttando risorse come l'irraggiamento solare, il vento, le precipitazioni meteoriche, il calore naturale della terra, le biomasse. I sistemi d'incentivazione destinati a tali tipologie d'impianti sono legati all'operatività di diversi meccanismi disciplinati da specifiche normative di settore.

Il Gse ha la responsabilità di accertare i requisiti previsti per l'accesso ai diversi regimi di sostegno, erogare gli incentivi e verificare, anche a fronte di modifiche intervenute, il permanere del diritto a beneficiarne.

Il quadro di sintesi dei meccanismi incentivanti destinati agli impianti da fonti rinnovabili è di seguito riportato.

Tabella 16 – Attività istituzionali / Attività di comunicazione e supporto agli operatori

Tipologia di impianto	Meccanismo incentivante	Modalità di accesso	Periodo di incentivazione	Incentivo		Regime commerciale valorizzazione energia
Impianti alimentati da fonti rinnovabili	I - IV Conto Energia	Valutazione istanza	20 anni	Tariffa incentivante attribuita all'energia prodotta e immessa in rete		Mercato libero Ritiro Dedicato Scambio sul Posto
	V Conto Energia ⁴	Registri e accesso diretto	20 anni	Tariffa Premio per quota energia prodotta e autoconsumata in sito (TPA)	Tariffa onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia netta immessa in rete Impianti fino a 1 MW	Mercato libero
					Tariffa incentivante differenziale ³ (d.m. 5 luglio 2012) Impianti oltre 1 MW	
	d.m. 18 dicembre 2008 e precedenti	Qualifiche IAFR	15 anni	Tariffa Fissa Onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia prodotta e immessa in rete Opzionale per impianti fino a 1 MW (200 kW per eolici)		Mercato libero Ritiro Dedicato Scambio sul Posto
				12 / 15 anni	Certificati Verdi (ritiro CV eccedenti per il rispetto della quota d'obbligo) Impianti di qualsiasi taglia	
	GRIN d.m. 6 luglio 2012	Qualifiche IAFR Diritto a Certificati Verdi	Periodo residuo di diritto del meccanismo incentivante	Tariffa onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia netta immessa in rete Opzionale per impianti fino a 1 MW		Mercato libero Ritiro Dedicato Scambio sul Posto
					Tariffa incentivante differenziale ³ (D.M. 6 luglio 2012) Impianti oltre 1 MW	
	FER d.m. 6 luglio 2012	Registri, aste e accesso diretto	Vita media utile convenzionale della specifica tipologia di impianto	Tariffa onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia netta immessa in rete Opzionale per impianti fino a 1 MW		Mercato libero
					Tariffa incentivante differenziale (d.m. 6 luglio 2012) Impianti oltre 1 MW	
			Vita media utile convenzionale della specifica	Tariffa onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia netta immessa in rete		
Impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o assimilate	FER d.m. 23 giugno 2016	Registri, aste e accesso diretto	tipologia di impianto	Opzionale per impianti fino a 500 kW Tariffa incentivante differenziale ³ (d.m. 23 giugno 2016) Impianti oltre 500 kW		Mercato libero
	ISOLE MINORI D.M. 14 febbraio 2017	Accesso diretto	20 anni	Tariffa Onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia netta immessa in rete	Tariffa Premio Autoconsumo	
	FER D.M. 4 luglio 2019	Registri, aste	20/25/30 anni	Tariffa Onnicomprensiva attribuita al ritiro dell'energia netta immessa in rete Opzionale per impianti fino a 250 kW		Mercato libero
	Autoconsumo e comunità energetiche	Valutazione istanza	20 anni	Tariffa premio		Ritiro Dedicato
	Non incentivati					Mercato libero Ritiro Dedicato Scambio sul Posto
Impianti alimentati da fonti rinnovabili e/o assimilate	CIP 6/92		8 anni (INC) 20 anni (CEC/ CEI)	Prezzo di ritiro CIP 6/92		

Fonte: GSE

Si espongono, di seguito, gli esiti delle principali attività svolte da Gse, poi sviluppate nei paragrafi specifici.

Tabella 17 - Attività

Attività	Indicatore	2020	2021	Variazione
FTV (fotovoltaico; I-V Conto Energia)	Convenzioni gestite*	549.228	548.942	-286
FER (fonti energia rinnovabili; d.m. 06/07/2012 e successivi)	Convenzioni gestite	5.832	6.318	486
GRIN (d.m. 6/07/2012)	Convenzioni gestite	1.060	1.005	-55
TO (d.m. 18 dicembre 2008 e precedenti)	Convenzioni gestite	2.826	2.816	-10
CIP6/92	Convenzioni attive**	1	-	-100
RID	Convenzioni gestite	49.119	69.733	20.614
SSP (Scambio sul Posto)	Convenzioni gestite	764.346	819.822	55.476
Efficienza Energetica	Certificati Bianchi riconosciuti (migliaia)	1.721	1.121	-600
Conto Termico	Convenzioni attivate	108.068	102.213	-5.855
CIC (Certificati di Immissione in Consumo)	CIC emessi (milioni)	2,1	2,2	0
Verifiche impianti	Verifiche concluse	3.049	3.900	851

*Si intende il numero delle convenzioni gestite alla chiusura di ciascun esercizio ai sensi del Conto Energia.

** Si intende il numero delle convenzioni attive a fine anno.

Dalla suesposta tabella emerge, in sintesi, quanto segue:

- una sostanziale stabilità di alcune delle attività gestite (FER, TO e RID) a fronte del decremento di altre (in particolare GRIN);
- una crescita degli impianti rinnovabili non incentivati (SSP: +55.476 nel 2021 rispetto al 2020);
- un aumento delle attività di verifica sugli impianti.

Impianti solari fotovoltaici incentivati ai sensi del Conto Energia

Va puntualizzato che, a decorrere dal 6 luglio 2013, non è più possibile accedere al meccanismo del Conto Energia.

Si segnala, tuttavia, che oltre il predetto termine, hanno potuto accedere ai suddetti incentivi alcuni impianti interessati da specifiche proroghe attuate in virtù di atti normativi, ovvero da provvedimenti di decadenza emessi a seguito di verifiche effettuate dal Gse, relativi a impianti che hanno avuto accesso agli incentivi ai sensi della citata l. n. 129 del 2010, per i quali è consentito presentare una nuova richiesta di riconoscimento incentivi ai sensi del Terzo o del Quarto Conto Energia in considerazione della data di entrata in esercizio dell'impianto.

Al 31 dicembre 2021, le convenzioni gestite (relative ai complessivi 5 conti energia che si sono

succeduti dal 2005 al 2013) sono 548.942, per una potenza di 17,6 migliaia di MW, corrispondente a 20,3 migliaia di GWh di energia incentivata. Gli incentivi maturati nel 2021 ammontano a circa 6, mld (in decremento rispetto al dato del 2020 pari a euro 6,2 mld).

Impianti incentivati ai sensi del d.m. 4 luglio 2019

Il d.m. 4 luglio 2019 (cosiddetto d.m. FER1), in vigore dal 10 agosto 2019, ha introdotto nuovi meccanismi d'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti eolici *on-shore*, idroelettrici e alimentati da gas residuati dei processi di depurazione, di potenza superiore a 1 kW, nuovi od oggetto di integrale ricostruzione, riattivazione, potenziamento o rifacimento, oltre che da impianti fotovoltaici esclusivamente di nuova costruzione di potenza superiore a 20 kW.

È possibile accedere agli incentivi, in funzione della potenza degli impianti e del gruppo di appartenenza individuato in base alla tipologia, alla fonte energetica rinnovabile e alla categoria di intervento, esclusivamente attraverso l'iscrizione ai Registri per impianti di potenza inferiore a 1 MW; o mediante partecipazione a Procedure d'Asta al ribasso sulla tariffa incentivante per impianti di potenza superiore o uguale a 1 MW.

A tal riguardo, dall'avvio del meccanismo alla fine del 2021, sono stati svolti, come previsto dall'articolo 4 del d.m. FER1, sette bandi per la partecipazione ai Registri e/o alle Aste per l'assegnazione di 8 mila MW, determinando l'assegnazione di 4.596 MW.

Nel corso del 2021, il Gse ha indetto il quinto, sesto e settimo bando relativo alle procedure di asta e registro per l'incentivazione della produzione di energia elettrica dagli impianti alimentati a fonti rinnovabili. Su 4.555 MW contingenti di potenza messi a bando nel rispetto delle disposizioni del d.m. FER1, nel 2021 sono rientrate in posizione utile 2.035 richieste su 2.513 pervenute, per un totale di 2.588 MW assegnati (298 MW per il quinto bando; 821 MW per il sesto bando e 1.469 MW per il settimo bando); di queste, 138 richieste riguardano le aste, per un totale di 1.819 MW, e 1.897 richieste riguardano, invece, l'iscrizione ai registri, per un totale di 769 MW.

Il Gse ha segnalato che, per diverse procedure, specialmente aste, non è stato saturato il contingente. Tale dinamica decrementale risulta confermata, in particolare, con il quinto bando, adottato nel marzo del 2021, con cui, su 2.461 MW messi a disposizione per tutte le tecnologie, sono pervenute al Gestore 711 richieste per un totale di 3.583 MW, di cui solo 297,7 MW ammessi in posizione utile.

Ai sensi del d.lgs. n. 199 del 2021, nelle more dell'entrata in vigore dei decreti attuativi per la definizione di nuovi strumenti di incentivazione della produzione di energia elettrica di impianti alimentati da fonti rinnovabili, nel 2022 sono state organizzate ulteriori procedure d'asta che hanno messo a disposizione la potenza residua non assegnata, fino al suo esaurimento secondo le modalità previste dal d.m. FER1.

Impianti FER (fonti energia rinnovabili) incentivati ai sensi del d.m. 6 luglio 2012, del d.m. 23 giugno 2016

Gli impianti FER, entrati in esercizio a decorrere dal 1° gennaio 2013, sono incentivati mediante il meccanismo introdotto dal d.m. 23 giugno 2016, in continuità con le disposizioni del d.m. 6 luglio 2012. Con il d.m. 23 giugno 2016 sono stati, peraltro, aggiornati i meccanismi introdotti dal d.m. 6 luglio 2012 per l'incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse da quella fotovoltaica, includendovi anche gli impianti solari termodinamici (per i quali, il precedente meccanismo incentivante era contenuto nel d.m. 11 aprile 2008, abrogato dal d.m. 23 giugno 2016).

L'accesso agli incentivi avviene, in funzione della potenza dell'impianto, della fonte e della categoria d'intervento, attraverso tre modalità: l'accesso diretto, l'iscrizione a specifici registri e la partecipazione a procedure d'asta. L'ultimo bando per l'accesso in graduatoria attraverso l'iscrizione ai registri e la partecipazione alle procedure d'asta, aperte ai sensi del d.m. 23 giugno 2016, è stato pubblicato il 20 agosto 2016.

La legge n. 145 del 30 dicembre 2018 ha esteso la possibilità di accesso agli incentivi, secondo le procedure, le modalità e le tariffe del d.m. 23 giugno 2016, agli impianti di produzione di energia elettrica alimentati a biogas, con potenza elettrica non superiore a 300 kW e facenti parte del ciclo produttivo di una impresa agricola o di allevamento, realizzati da imprenditori agricoli e la cui alimentazione deriva per almeno l'80 per cento da reflui e materie derivanti dalle aziende agricole realizzatrici e per il restante 20 per cento da loro colture di secondo raccolto. Gli incentivi alle imprese agricole sono stati poi ulteriormente prorogati all'anno 2020 dal successivo decreto-legge n. 162 del 2019, c.d. "Milleproroghe" (art. 40-ter) nel limite di un ulteriore costo di 25 milioni di euro e all'anno 2021 dal decreto-legge n. 183/2020 c.d. "Milleproroghe" (art. 12, co. 9-ter).

Ferma restando la modalità di accesso diretto riservata agli impianti fino a 100 kW, l'ammissione agli incentivi è subordinata all'iscrizione a uno specifico registro nel limite di un

costo indicativo annuo di euro 25 milioni, il cui bando, il terzo indetto ai sensi delle disposizioni della legge 145/2018, è stato pubblicato nel 2021 dal Gse in data 21 settembre a seguito della proroga degli incentivi previsti dal d.l. 31 dicembre 2020, n. 183, convertito, con modificazioni, dalla legge 26 febbraio 2021, n. 21 (c.d. d.l. "Proroghe Termini"). Su oltre 22 MW di potenza messi a bando, il Gse ha ricevuto 140 domande per un totale di circa 33 MW. Sono rientrate in posizione utile 90 richieste, per un totale equivalente al contingente messo a bando. Nel corso del 2021 sono stati ammessi agli incentivi 481 impianti, di cui 416 ai sensi del d.m. 4 luglio 2019, 63 ai sensi del d.m. 23 giugno 2016 e 2 ai sensi del d.m. 6 luglio 2012. La potenza complessiva degli impianti ammessi agli incentivi è di 254,6 MW, di cui 169,0 MW ai sensi del d.m. 4 luglio 2019, 85,2 MW ai sensi del d.m. 23 giugno 2016 e 0,4 MW ai sensi del d.m. 6 luglio 2012.

Il meccanismo incentivante riservato agli impianti FER prevede due differenti modalità d'incentivazione in funzione della potenza dell'impianto: l'erogazione della TFO (tariffa fissa onnicomprensiva), che remunera l'energia elettrica netta immessa in rete e ritirata dal Gse; l'erogazione di un incentivo, calcolato come differenza tra un valore di riferimento e il prezzo zonale orario dell'energia. Gli impianti con potenza fino a 500 kW possono scegliere l'una o l'altra modalità alternativamente, purché tale passaggio avvenga per non più di due volte durante l'intero periodo d'incentivazione.

Gli impianti di potenza nominale superiore a 500 kW (o di potenza superiore a 1 MW se incentivati ai sensi del d.m. 6 luglio 2012) possono accedere solo all'incentivo; in questo caso l'energia prodotta dai medesimi impianti resta nella disponibilità del produttore.

Nel 2021, le convenzioni gestite sono state 6.318 per una potenza di 3,2 mila MW, corrispondente a oltre 9 mila GWh di energia incentivata. Gli incentivi maturati ammontano a circa euro 586 milioni (euro 750 milioni nel 2020).

Il Gse, nell'ambito dell'esercizio degli impianti FER incentivati, gestisce tutte le comunicazioni inviate dagli operatori dopo la sottoscrizione della convenzione, riferite all'avvenuta realizzazione d'interventi di modifica, o al progetto d'intervento, determinando o predeterminando, rispettivamente, gli impatti che tali interventi hanno o potrebbero avere sugli incentivi spettanti.

Nel corso del 2021, sono pervenute al Gse complessivamente 127 richieste di modifica su impianti FER; mentre 129 risultano gli interventi in relazione ai quali, a conclusione dell'attività di valutazione, sono maturati i corrispettivi a copertura dei costi di istruttoria.

La Società, inoltre, al fine di garantire la corretta gestione dei cambi di titolarità d'impianti FER e delle cessioni del credito, svolge specifiche attività di natura amministrativa.

Nel 2021, sono stati gestiti 116 cambi di titolarità e 171 atti di cessione del credito.

Secondo i dati Gse, nell'anno 2021, l'energia incentivata ai sensi del d.m. 6 luglio 2012 è risultata pari a 5.644 GWh, cui è associato un corrispettivo economico di circa 392 mln⁷. In termini di energia, l'eolico è di gran lunga la fonte più rappresentativa, con 2.642 GWh, seguita dall'idroelettrico ad acqua fluente (1.262 GWh) e dal geotermico (582 GWh). In termini di corrispettivi, all'idroelettrico ad acqua fluente sono associati 125 mln, seguiti dall'eolico con 114 mln e da 89 mln del biogas. A fine 2021, gli impianti in esercizio ai sensi del d.m. 6 luglio 2012 sono 2.798, pari a 1.834 MW; si tratta anche in questo caso in buona parte di eolici (1.644 impianti per 1.331 MW), seguiti dagli idroelettrici ad acqua fluente (621 per 214 MW).

Quanto agli incentivi di cui al d.m. 23 giugno 2016, al 31/12/2021 risultavano in esercizio 3.068 impianti per 1.193 MW incentivati dal suddetto decreto ministeriale: per la maggior parte si trattava di eolici (74 per cento), seguiti da idroelettrici (13 per cento) e impianti a bioenergie (11 per cento). L'energia incentivata nel 2021 è risultata essere pari a 3.441 GWh, per un costo di 188 mln. Il d.m. 23 giugno 2016 ha dispiegato gran parte dei suoi effetti ma vi erano, al 31 dicembre 2021, ancora progetti di impianti in posizione utile nelle aste e nei registri che dovevano entrare in esercizio, per un ammontare di 155 MW, per lo più a biogas.

Impianti FER incentivati ai sensi del d.m. 18 dicembre 2008 e precedenti

Il d.m. 18 dicembre 2008 e i decreti che lo hanno preceduto, hanno previsto che la qualifica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili (Qualifica IAFR) fosse un prerequisito necessario per l'ottenimento dei Certificati Verdi (CV) in funzione dell'energia elettrica netta prodotta, o per l'accesso alla tariffa incentivante onnicomprensiva (TO) in funzione dell'energia elettrica netta prodotta e immessa in rete. La l. n. 239 del 2004 ha, inoltre, previsto la possibilità che anche gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento possano accedere, previa qualifica degli stessi, al rilascio dei CV (CV-TRL).

Fino al 31 dicembre 2015, la produzione di energia elettrica da impianti qualificati IAFR, di qualsiasi taglia, e da impianti cogenerativi abbinati al teleriscaldamento, è stata incentivata mediante il rilascio dei Certificati Verdi. I CV sono titoli negoziabili, rilasciati dal Gse, che

⁷ Rapporto sulle attività 2020, pag. 83.

attestano convenzionalmente la produzione di 1 MWh di energia rinnovabile. Il meccanismo, introdotto dal d.lgs. n. 79 del 1999, si basa sull'obbligo, per i produttori e gli importatori di energia, d'immettere, ogni anno, nel sistema elettrico nazionale, un volume di energia "verde" pari a una quota dell'energia non rinnovabile prodotta o importata nell'anno precedente. Per adempiere tale obbligo si poteva immettere in rete energia elettrica rinnovabile oppure acquistare i CV sul mercato.

Si segnala che, a decorrere dal 1° gennaio 2016, ai sensi dall'articolo 19 del d.m. 6 luglio 2012, gli importatori e i produttori di energia elettrica da fonti non rinnovabili non sono più soggetti all'obbligo di acquisto e di negoziazione dei CV.

Inoltre, il d.lgs. n. 28 del 2011 prevede che, per le produzioni dal 2011 al 2015, il Gse ritiri, fino alla loro scadenza, i CV eccedenti quelli necessari per il rispetto della quota d'obbligo e i CV rilasciati ai titolari d'impianti di cogenerazione abbinati a teleriscaldamento.

Nel corso del 2021 il Gse ha ritirato 43.998 CV sostenendo un costo di ritiro pari a circa 4,4 mln.

Le tariffe onnicomprensive

Le TO, introdotte dalla legge n. 244 del 2007, costituiscono il meccanismo di incentivazione, alternativo ai CV, riservato agli impianti qualificati IAFR di potenza nominale media annua non superiore a 1 MW o 0,2 MW per gli impianti eolici, entrati in esercizio entro il 31 dicembre 2012. Le tariffe sono dette «onnicomprensive» in quanto il loro valore include sia una componente incentivante sia una componente di valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete. Le tariffe sono differenziate per tipologia di fonte secondo i valori indicati dalla tabella 22 allegata alla legge finanziaria 2008, con le modifiche e specificazioni di cui alla l. n. 99 del 2009, l. n. 96 del 2010 e al d.lgs. n. 28 del 2011.

La tariffa viene riconosciuta per un periodo di 15 anni, durante il quale resta fissa, in funzione della quota di energia netta immessa in rete, applicandosi a una quota parte o a tutta l'energia netta immessa in rete a seconda della tipologia di intervento impiantistico realizzato (nuova costruzione, riattivazione, rifacimento e potenziamento).

Nel 2021 le convenzioni gestite sono state 2.816 per una potenza di 8.465 GWh di energia incentivata. Gli incentivi maturati ammontano a euro 2.254 milioni (2.408 milioni nel 2020).

Gli impianti a biogas sono di gran lunga i più rilevanti sia in termini di energia ritirata (5.941 GWh) sia di corrispettivi erogati (1.659 mln).

Impianti FER incentivati con le modalità previste ai sensi del d.m. 6 luglio 2012 - GRIN

Compravendita dell'energia

Il d.m. 6 luglio 2012 ha introdotto alcuni incentivi, per gli impianti qualificati IAFR, in sostituzione del meccanismo dei CV. In particolare, il Decreto ha previsto che il Gse erogasse una tariffa sull'energia netta prodotta dall'impianto, in aggiunta ai ricavi derivanti dalla valorizzazione dell'energia mediante i meccanismi di ritiro messi a disposizione dal Gse o mediante il ricorso al mercato libero. L'incentivo, determinato mensilmente, è erogato su base trimestrale entro il secondo trimestre successivo a quello di riferimento.

Lo stesso processo avviene per gli impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento, con l'unica differenza che l'incentivo è calcolato su base annuale.

L'ammissione al regime di sostegno è subordinata alla sottoscrizione di una convenzione con il Gse attraverso il sistema informatico denominato Gestione riconoscimento incentivi (GRIN) progettato per gestire in modo integrato tutte le fasi del processo di riconoscimento dell'incentivo.

Nel 2021, 1.005 impianti risultano aver beneficiato dell'incentivo ex CV (1051 nel 2020), per una potenza complessiva di 12.271 MW. Gli impianti eolici (453) e idroelettrici (303) sono i più rappresentativi, sia in termini di numerosità che di potenza.

Gli incentivi maturati ammontano a oltre 3 mld di euro, in aumento rispetto ai 2,6 mld del 2020, di cui il maggior contributo riguarda l'eolico, con oltre 1,2 mld di euro. L'incremento dei corrispettivi osservato nel 2021 è dovuto al fatto che essi dipendono in modo inverso dal prezzo dell'energia registrato nel 2020, che ha visto invece una netta riduzione rispetto al 2019.

Acquisto e ritiro dell'energia

Le operazioni di acquisto dell'energia effettuate dal Gse riguardano l'energia prodotta e immessa in rete da impianti che accedono a meccanismi d'incentivazione per i quali l'energia è remunerata a prezzi amministrati e da impianti che richiedono il servizio di ritiro dell'energia mediante i meccanismi messi in atto dal Gse.

Remunerazione dell'energia a prezzi amministrati ai sensi del provvedimento CIP6/92

Il meccanismo del CIP6, così denominato perché disciplinato dal provvedimento CIP6/92 del Comitato Interministeriale dei Prezzi, consiste in una forma di remunerazione amministrata dell'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate attraverso specifiche tariffe periodicamente aggiornate.

L'energia acquistata nel 2021 proviene per la quasi totalità da impianti alimentati da fonti assimilate⁸.

Secondo i dati recentemente diffusi dal Gse, nel periodo compreso tra il 2011 e il 2021 il Gse ha ritirato un volume complessivo di energia pari a circa 116 TWh (94 TWh da fonti assimilate e 22 TWh da fonti rinnovabili) per un controvalore cumulato di circa 14 mld (10 mld per le assimilate e 4 mld per le rinnovabili), con una remunerazione media pari a circa 111 €/MWh (98,2 €/MWh per le assimilate e 15 4,3 €/MWh per le rinnovabili).

Nel corso di questo periodo si riscontra una graduale diminuzione del volume dell'energia ritirata dal Gse (dai circa 26,7 TWh del 2011 a 0,7 TWh del 2021), per effetto della progressiva scadenza delle convenzioni di cessione destinata al CIP6/92. A tale riduzione ha contribuito anche l'adesione da parte dei titolari di impianti alimentati da fonti assimilate ai meccanismi di risoluzione anticipata previsti dal decreto ministeriale del 2 dicembre 2009. Nel 2021 l'energia ritirata dal Gse ammonta a 772 GWh, generata dall'ultimo impianto da fonti assimilate la cui convenzione è cessata a inizio 2021. Il costo sostenuto è stato pari a 82 mln (remunerazione media di 106,3 €/MWh).

Ritiro Dedicato (Rid)

Il Rid è una modalità semplificata a disposizione dei produttori per la vendita dell'energia elettrica immessa in rete, in alternativa ai contratti bilaterali o alla vendita diretta sul mercato. Nell'ambito di tale regime il Gse ritira l'energia prodotta e la valorizza a un prezzo medio zonale orario differenziato secondo la zona di ubicazione degli impianti.

I produttori titolari d'impianti con potenza fino a 1 MW, che non beneficiano d'incentivi e operano in regime Rid, possono scegliere una remunerazione dell'energia a un prezzo aggiornato annualmente dall'Autorità (prezzo minimo garantito) con la possibilità di ricevere la differenza nel caso in cui la remunerazione a prezzi medi zonali orari dovesse risultare più vantaggiosa.

Per questi impianti il Gse assume il ruolo di utente del dispacciamento, ritirando e collocando sul mercato l'energia elettrica immessa in rete, alle condizioni definite dalla delibera ARERA ARG/elt 280/07 e s.m.i.. La determinazione degli importi relativi all'energia elettrica immessa

⁸ Secondo il provvedimento 6/92, sono considerati impianti alimentati da fonti assimilate gli impianti di cogenerazione, gli impianti che utilizzano calore di recupero, fumi di scarico e altre forme di energia recuperabile in processi produttivi e in impianti, nonché gli impianti che utilizzano gli scarti di lavorazione e/o di processi e quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati.

in rete è definita sulla base delle misure in immissione comunicate mensilmente al Gse dal gestore di rete al quale l'impianto è connesso. L'energia elettrica è valorizzata al prezzo zonale orario corrispondente alla zona di mercato in cui è connesso l'impianto. A vantaggio dei produttori di piccola taglia sono riconosciuti dei Prezzi Minimi Garantiti (PMG) aggiornati annualmente dall'ARERA.

Nel 2021 hanno beneficiato del regime di Ritiro Dedicato 69.733 impianti, con un incremento di oltre 20.000 unità rispetto al 2020, in particolare da fonte solare. A fronte di una potenza di 8.378 MW, di cui il 95 per cento fotovoltaici e il 3 per cento idroelettrici, l'energia ritirata è stata di circa 8,7 TWh (0,5 TWh in meno rispetto al 2020), per un controvalore di 973 mln (388 milioni nel 2020).

Scambio sul Posto (SSP)

Il servizio di SSP è un regime di commercializzazione che consente ai produttori/consumatori la compensazione tra il valore economico associabile all'energia elettrica prodotta e immessa in rete e il valore economico associabile all'energia elettrica prelevata e consumata in un periodo differente da quello in cui avviene la produzione.

Sono ammessi a tale servizio gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2007 di potenza non superiore a 20 kW, gli impianti entrati in esercizio fino al 31 dicembre 2014 di potenza non superiore a 200 kW, gli impianti di cogenerazione ad alto rendimento di potenza non superiore a 200 kW e gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31 dicembre 2014 di potenza non superiore a 500 kW.

In aggiunta alla valorizzazione dell'energia elettrica immessa in rete, il servizio di SSP garantisce il rimborso di una parte degli oneri generali di sistema e degli oneri di rete.

L'accesso al servizio di SSP è alternativo agli incentivi riconosciuti ai sensi dei dd.mm. 5 e 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016.

Nel 2021 il Gse ha gestito 819.822 convenzioni per lo Scambio sul Posto (7.036 MW, quasi tutti fotovoltaici), cui sono corrisposti 2,9 TWh di energia scambiata e una valorizzazione complessiva di 602 mln (326 mln nel 2020). Rispetto all'anno precedente, il numero delle convenzioni gestite è aumentato di quasi 55.000 unità (erano 764.346), per un totale di circa 541 MW. Quanto alle fonti, si osserva una stragrande maggioranza di impianti fotovoltaici, con una quota superiore al 99 per cento in termini di numero, potenza, energia e costo di ritiro.

Giova segnalare che l'articolo 5 della Legge di delegazione europea 2019 (legge 22 aprile 2021,

n. 53), tra i principi e criteri di delega al Governo per l'attuazione della Direttiva RED II, prevede l'abrogazione del meccanismo dello scambio sul posto e la sua sostituzione con nuovi meccanismi di incentivazione volti a premiare l'autoconsumo istantaneo nonché la condivisione dell'energia nell'ambito di configurazioni di autoconsumo multiplo quali l'autoconsumo collettivo e le comunità dell'energia.

Vendita dell'energia

- Vendita al mercato

Di seguito vengono illustrati i principali risultati economico finanziari scaturiti dalla attività di previsione e vendita sulla piattaforma IPEX GME dell'energia elettrica ritirata dal Gse e prodotta dagli impianti i cui titolari hanno stipulato una delle seguenti Convenzioni: CIP6/92, Tariffa Onnicomprensiva (TO) Ritiro Dedicato (RID), Scambio sul Posto (SSP) e Tariffa Fissa Onnicomprensiva (TFO) di cui ai Decreti Ministeriali 5 luglio 2012, 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019.

Il Gse vende sul mercato elettrico nazionale l'energia ritirata dai produttori, attraverso la partecipazione al Mercato del Giorno Prima (MGP) e al Mercato Infragiornaliero (MI) articolato in sette sessioni, entrambi compresi nell'ambito del mercato a pronti.

Nel corso del 2021, l'energia complessivamente collocata sul mercato elettrico nazionale, sia in vendita sia in acquisto, è stata di 25,6 Gwh (29,2 GWh nel 2020), per un controvalore totale pari a 2.910 milioni (1.085 milioni nel 2020). La società attribuisce il sensibile aumento dei ricavi derivanti dalla compravendita dell'energia rispetto allo scorso anno, principalmente, all'aumento del prezzo medio di acquisto dell'energia sul MGP che nel 2021 si è attestato a 125,5 Euro/MWh, in crescita di 86,6 Euro/MWh rispetto al 2020 (pari a 38,9 Euro/MWh).

Servizio di dispacciamento

Il servizio di dispacciamento, svolto da Terna, consiste nella gestione coordinata delle immissioni e dei prelievi di energia elettrica sulla rete di trasmissione per garantire il bilanciamento del sistema elettrico. La differenza oraria tra l'effettiva produzione di energia immessa in rete rilevata da Terna e le quantità previsionali in esito alle contrattazioni sul MGP è definita energia di sbilanciamento ed è valorizzata nell'ambito dei servizi di dispacciamento. Gli sbilanciamenti comportano oneri a carico del Gse, attribuiti da Terna, che sostiene i costi per bilanciare la rete.

Nel 2021, l'ammontare degli oneri di sbilanciamento di tutte le unità di produzione inserite nel contratto di dispacciamento del Gse ha generato un saldo netto a favore di Terna e dunque a carico del Gse pari a euro 143,7 milioni (20,7 milioni a carico del Gse nel 2020), con un valore di quota residua nel 2021 pari a 28,2 milioni, di cui 14,3 milioni trasferiti ai produttori e 13,9 milioni attribuiti alla componente tariffaria ASOS.

Costi degli oneri di incentivazione e relativa copertura. La componente tariffaria Asos

Gli oneri sostenuti dalla società per i meccanismi d'incentivazione e per il ritiro dell'energia elettrica, al netto dei ricavi derivanti in massima parte dalla vendita dell'energia stessa sul mercato, sono coperti dal sistema elettrico ai sensi del d.lgs. n. 79 del 1999.

La gestione dei meccanismi di incentivazione e di ritiro dell'energia elettrica genera costi, legati essenzialmente agli incentivi erogati e all'acquisto dell'energia, e ricavi derivanti in massima parte dalla vendita sul mercato dell'energia elettrica ritirata dal Gse. Le risorse economiche necessarie per la copertura degli oneri derivanti dalla differenza tra costi e ricavi sono prelevate dal conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate, istituito presso la Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA).

Il conto è alimentato dalla componente tariffaria Asos⁹, applicata alla generalità delle bollette dei clienti finali per l'acquisto dell'energia elettrica. Il Gse, congiuntamente con la CSEA, valuta il fabbisogno economico della componente tariffaria Asos su base annua. In funzione del fabbisogno, l'ARERA determina il gettito necessario per alimentare il conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate e provvede all'aggiornamento trimestrale dei valori della componente tariffaria Asos, pagata dai consumatori nelle bollette elettriche.

A partire dal 2018, a seguito delle delibere 922/2017/R/eel e 923/2017/R/com del 27 dicembre 2017, l'Autorità ha definito la nuova struttura tariffaria degli oneri generali di sistema per le utenze del settore elettrico.

I costi sostenuti dal Gse nel 2021 per la gestione dei meccanismi dedicati alle fonti rinnovabili e assimilate sono imputabili principalmente ai seguenti contributi:

- l'acquisto dell'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del provvedimento CIP6/92;
- il ritiro dei CV;

⁹ Componente della spesa per oneri di sistema relativi al sostegno alle energie ricavate da fonti rinnovabili.

- il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata ai sensi del d.m. 18 dicembre 2008 (TO, nonché dell'energia elettrica incentivata (e il riconoscimento delle tariffe incentivanti), ai sensi dei dd.mm. 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019;
- il riconoscimento degli incentivi previsti in sostituzione dei CV, a decorrere dal 1° gennaio 2016 e fino al termine del periodo di diritto, ai sensi del d.m. 6 luglio 2012 (GRIN);
- il riconoscimento delle tariffe incentivanti previste dai dd.mm. 28 luglio 2005, 6 febbraio 2006, 19 febbraio 2007, 6 agosto 2010, 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012 (Conto Energia);
- il ritiro commerciale dell'energia elettrica incentivata degli impianti fotovoltaici, secondo quanto previsto dai dd.mm. 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012 (TFO);
- il Ritiro Dedicato dell'energia elettrica ai sensi della delibera 280/07 (RID);
- l'erogazione del contributo in conto scambio ai sensi del TISP (SSP);
- l'attuazione delle disposizioni inerenti al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, la quantificazione della Mancata Produzione Eolica di cui alla delibera ARG/elt 5/10.

I ricavi sono scaturiti dalle seguenti componenti:

- la vendita dell'energia elettrica prodotta da impianti ammessi a beneficiare del provvedimento CIP6/92;
- la vendita dei CV di titolarità del Gse;
- la vendita dell'energia elettrica incentivata ai sensi del d.m. 18 dicembre 2008 (TO);
- la vendita dell'energia elettrica incentivata secondo quanto previsto dai dd.mm. 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019 (TFO);
- la vendita dell'energia elettrica incentivata dagli impianti fotovoltaici, secondo quanto previsto dai dd.mm. 5 maggio 2011 e 5 luglio 2012 (TFO);
- la vendita dell'energia elettrica dagli impianti in regime RID, ai sensi della delibera 280/07;
- la vendita dell'energia elettrica dagli impianti in regime SSP, ai sensi del TISP;
- l'attuazione delle disposizioni inerenti al dispacciamento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili non programmabili e, in particolare, la quantificazione della Mancata Produzione Eolica di cui alla delibera ARG/elt 5/10.

I costi sostenuti dal Gse per l'incentivazione e il ritiro dell'energia elettrica si sono attestati nel 2021 sui 13,6 mld, 0,7 mld in più del 2020.

Tali costi sono stati in parte compensati dai ricavi provenienti dalla vendita dell'energia ritirata: nel 2021 il Gse ha collocato sul mercato elettrico 25,6 TWh, realizzando un ricavo di 2,9

mld, in aumento rispetto agli 1,1 mld del 2020 per la forte crescita del prezzo medio di mercato dell'energia elettrica.

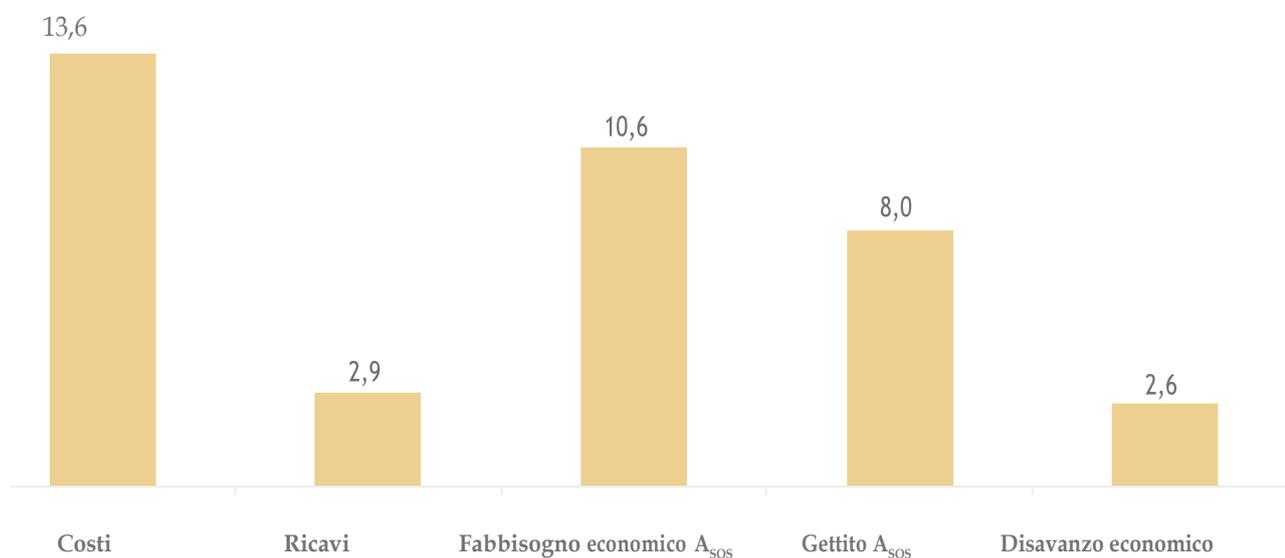
Il disavanzo economico complessivo di competenza del 2021 da coprire attraverso la componente Asos ammonta a euro 10.725 milioni (euro 11.914 milioni nel 2020).

L'eventuale temporanea eccedenza/carenza della componente tariffaria Asos incassata dal Gse, rispetto al fabbisogno necessario alla gestione dei meccanismi incentivanti, è compensata dalla CSEA attraverso versamenti o prelievi mensili a valere sul Conto per nuovi impianti da fonti rinnovabili e assimilate.

Il gettito Asos dai distributori connessi alla rete di trasmissione nazionale per l'anno 2021 è stato versato per circa 2,7 mld al Gse e per circa 5,3 mld alla CSEA così come previsto dalla delibera 595/2020. Il gettito Asos totale per il 2021 risulta di conseguenza pari a circa 8 mld. Pertanto, per l'anno 2021 è stato rilevato un disavanzo economico di 2,6 mld di euro (2,1 mld nel 2020).

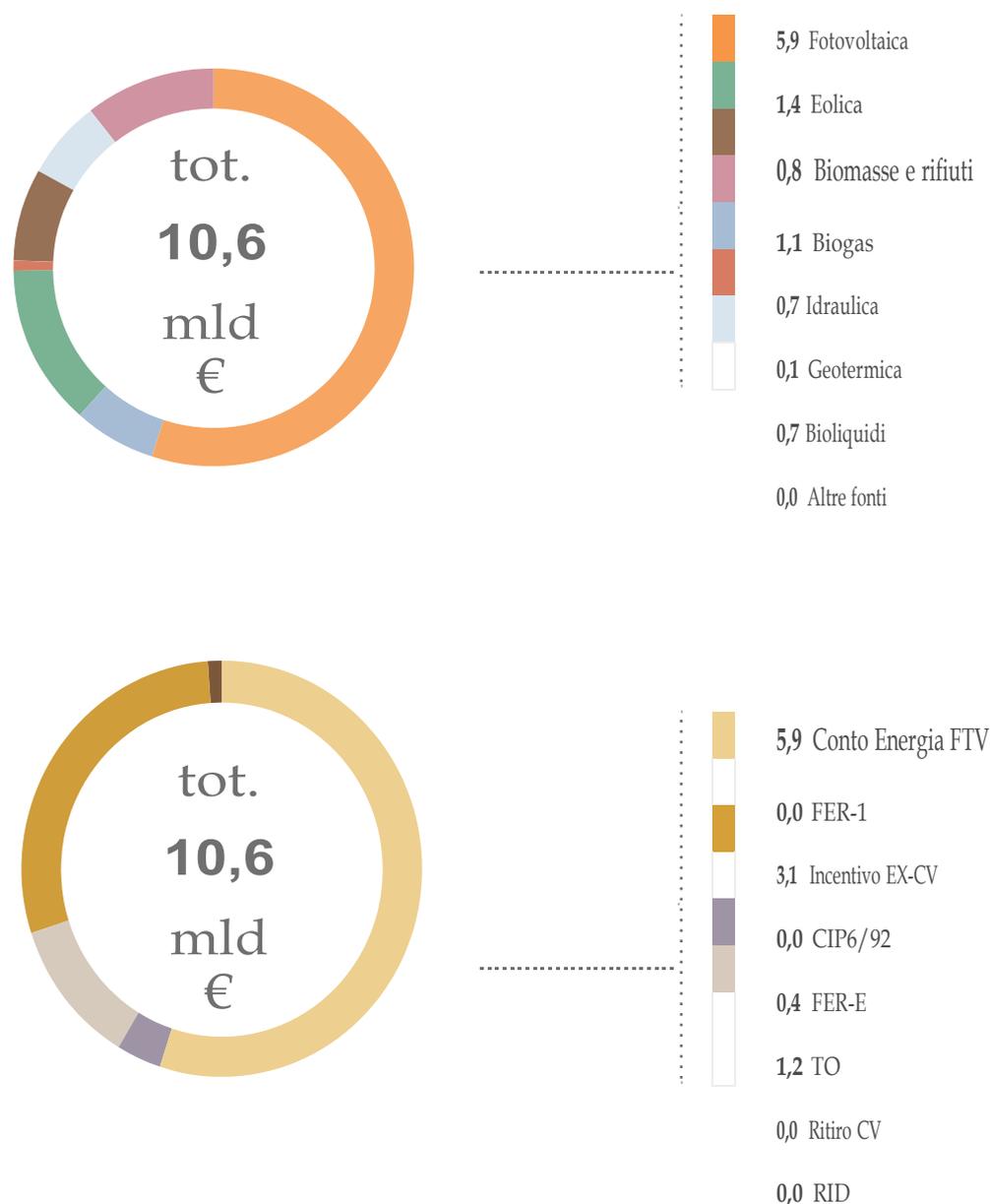
Di seguito si evidenzia il fabbisogno economico e il gettito della componente Asos nel 2021.

Figura 1 - Fabbisogno economico e gettito della componente Asos nel 2021 [mld]



La figura successiva espone i costi (finanziati con il sistema Asos) suddivisi per fonte e regime commerciale.

Figura 2 - Fabbisogno Asos 2021 per fonte e regime commerciale [mld€]



La fonte solare è quella che incide maggiormente sul fabbisogno economico, con circa 5,9 mld di euro, seguita dall'eolico (1,4 mld) e dal biogas (1,1 mld); seguono biomasse e rifiuti (0,8 mld), idroelettrico (0,7 mld), e bioliquidi (0,7 mld). In termini di regimi commerciali, spicca il Conto Energia fotovoltaico con 5,9 mld di euro, seguito dall'incentivo sostitutivo dei CV (3,1 mld), dalle Tariffe Onnicomprensive (1,2 mld) e dagli incentivi dei dd.mm. 6 luglio 2012, 23 giugno 2016 e 4 luglio 2019 (0,4 mld).

4.1.2 Incentivazione dell'efficienza energetica e delle rinnovabili termiche

L'efficienza energetica è un processo che consente di migliorare le prestazioni d'impianti e strutture, beneficiando di una riduzione sostanziale dei costi e dei consumi. Gli interventi realizzabili per migliorare l'efficienza energetica possono essere molteplici, dalla sostituzione dei corpi illuminanti all'utilizzo di tecnologie più complesse che consentono di ridurre il fabbisogno energetico. In tale ambito il Gse è responsabile della gestione degli incentivi erogati per la produzione di energia termica da fonti rinnovabili attraverso il meccanismo del Conto Termico e delle attività di valutazione e certificazione dei risparmi energetici, a fronte dei quali sono riconosciuti i (CB) Certificati Bianchi o Titoli di Efficienza Energetica.

Conto Termico

Il Conto Termico, introdotto dal d.m. 28 dicembre 2012 e aggiornato dal d.m. 16 febbraio 2016 (Conto Termico 2.0), è il meccanismo che incentiva gli interventi finalizzati alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili e gli interventi, di piccole dimensioni, d'incremento dell'efficienza energetica. Il sistema è rivolto alle Pubbliche Amministrazioni e ai soggetti privati: le prime possono richiedere l'incentivazione per entrambe le categorie d'intervento, i secondi esclusivamente per quelli finalizzati alla produzione di energia termica da fonti rinnovabili. È possibile richiedere gli incentivi tramite l'accesso diretto oppure l'accesso su prenotazione, quest'ultima modalità è riservata solo alle Pubbliche Amministrazioni.

Accedere al Conto Termico consente di riqualificare i propri edifici per migliorarne le prestazioni energetiche, riducendo in tal modo i costi dei consumi e recuperando in tempi brevi parte della spesa sostenuta.

Il Conto Termico stanZIA per la PA 200 mln di euro annui (di cui fino a 100 mln per la procedura c.d. "a prenotazione") per due tipologie di interventi: a) l'incremento dell'efficienza energetica degli edifici esistenti; b) la sostituzione di impianti esistenti per la climatizzazione invernale con impianti alimentati da fonti rinnovabili o con sistema ad alta efficienza. I privati (per i quali risultano stanZIati 700 milioni di euro) possono utilizzare esclusivamente la seconda tipologia di intervento.

Nel 2021 la modalità dell'accesso diretto ha rappresentato il 99 per cento delle domande ricevute dal Gse, corrispondenti a circa il 66 per cento degli importi complessivamente richiesti. Le richieste di accesso "a prenotazione" per quanto rappresentino solo l'1 per cento delle richieste

pervenute, corrispondono al 34 per cento degli incentivi richiesti. Al proposito, Gse registra un sensibile aumento dell'entità dell'incentivo in questo settore che viene imputata, in parte, a una crescente fiducia del settore pubblico nello strumento e in parte agli effetti dell'emendamento 48-ter del decreto-legge 14 agosto 2020, n. 104, che consente di riconoscere incentivi fino al 100 per cento delle spese sostenute per interventi su scuole pubbliche ed edifici del servizio sanitario nazionale.

Nel 2021 sono pervenute, oltre 100 mila richieste (oltre 113 mila nel 2020), a fronte delle quali sono state attivate oltre 102 mila convenzioni (oltre 108 mila nel 2020). Gli incentivi maturati nel 2021 ammontano a quasi euro 330 milioni, in aumento rispetto all'anno precedente (oltre euro 318 milioni nel 2020).

Certificati Bianchi

I CB sono titoli negoziabili che certificano il conseguimento dei risparmi energetici realizzati attraverso progetti d'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia.

Alla base del meccanismo vi è l'obbligo, da parte delle aziende distributrici di energia elettrica e gas con più di 50 mila clienti finali, di conseguire annualmente determinati obiettivi di risparmio energetico. Esse possono assolvere al proprio obbligo realizzando progetti di efficienza energetica che diano diritto ai "certificati bianchi", oppure acquistando i certificati stessi da altri operatori del settore, le cosiddette *Energy Service Company* (E.S.Co.), società che scelgono volontariamente di realizzare progetti di riduzione dei consumi negli usi finali di energia. Gse riconosce sia alle aziende distributrici, sia alle E.S.Co. un controvalore in certificati in misura corrispondente al risparmio di energia derivante dagli interventi realizzati. I certificati sono poi liberamente scambiabili sul mercato dei Titoli di Efficienza Energetica (Tee) gestito dal Gestore dei Mercati Energetici S.p.a. (GME). Il meccanismo si esaurisce con la presentazione annuale dei "certificati bianchi" presso il Gse da parte delle aziende distributrici che, in tal modo, dimostrano il raggiungimento degli obiettivi di risparmio prefissati e, contestualmente, maturano il diritto all'ottenimento di un contributo tariffario in denaro da parte della Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali (CSEA). L'entità del contributo pubblico erogato dalla Cassa è parametrata al valore di mercato dei "certificati bianchi" scambiati e viene finanziato, in ultima analisi, da tutta la collettività, attraverso i prelievi operati sulle bollette energetiche alla voce "oneri di sistema" (per l'energia elettrica, componente tariffaria UC7).

Nel corso del 2021, sono state presentate complessivamente 1.792 richieste: 418 progetti a consuntivo (PC), 36 progetti standardizzati (PS), 318 richieste a consuntivo (RC), 15 richieste standardizzate (RS), 52 comunicazioni preliminari (CP), 6 richieste di verifica preliminare (RVP) e 947 Richieste di Verifica e Certificazione (764 RVC-C e 183 RVC-A). Gse ha riconosciuto oltre 1,1 milioni di CB, corrispondenti a circa 0,4 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (tep) di risparmi di energia primaria.

Come già emerso e segnalato in occasione del precedente referto, proprio in riferimento ai certificati bianchi, diverse Procure della Repubblica hanno avviato indagini finalizzate alla verifica dei reati di truffa ai danni dello Stato per il conseguimento di erogazioni pubbliche, riciclaggio ed autoriciclaggio, per cifre consistenti¹⁰.

La materia ha presentato, nel corso degli anni, evidenti elementi di criticità, desumibili anche da una corposa giurisprudenza contabile consolidatasi in materia (*ex plurimis*: Sez. Lazio, sentt. 175/2021 e 854/2021¹¹).

Anche nell'esercizio 2021, come già verificatosi per gli anni precedenti nell'ambito dei Certificati Bianchi, l'attività di controllo sulle schede standard RVC-S, avviata prevalentemente sulla base di segnalazioni interne ed esterne, ha comportato la revoca dell'incentivo nell'85 per cento dei casi, per un esito "negativo" del relativo procedimento (non senza rilevare che un ulteriore 14 per cento dei procedimenti ha avuto un esito "parzialmente negativo" e solo l'1 per cento esito positivo, ma solo in un ambito, invero assai ristretto, di 80 procedimenti conclusi, a fronte di 5.425 del 2019, con 5.249 scadenze su schede standard).

In ragione delle criticità relative ai meccanismi di incentivazione basati sulla mera autocertificazione, in particolare alle RVC Standard, già dal 2015, il Gse, in accordo con il Ministero dello sviluppo economico, ha avviato azioni che hanno dato luogo ad un certo numero di verifiche sui progetti di efficienza che hanno beneficiato dei Tee.

In seguito, il decreto dell'11 gennaio 2017 ha previsto il superamento delle schede standard, eliminando la possibilità di determinare i risparmi senza procedere ad alcuna misurazione

¹⁰ Le ipotesi accusatorie riguardano presunte E.S.Co fantasma, prive di qualsivoglia struttura operativa e amministrata da un mero prestanome, che sarebbero riuscite ad ottenere indebitamente, a fronte della presentazione al Gse di una molteplicità di progetti, riguardanti lavori mai effettuati (prevalentemente sostituzione di caldaie, coibentazione di pareti, cappotti termici) su immobili realmente esistenti sul territorio nazionale (che, insieme a ditte e persone inconsapevoli, sono stati individuati attraverso semplici ricerche sul web), svariate migliaia di "certificati bianchi", poi rivenduti a loro volta ad altre E.S.Co. (in realtà vere e proprie scatole vuote utilizzate al solo scopo di ottenere e scambiare "certificati bianchi"). Giova segnalare che, di tutta evidenza, le fasi di accreditamento presso il Gse, nonché di presentazione e valutazione dei progetti sono avvenute esclusivamente in modalità telematica, senza alcun effettivo e reale riscontro *in situ* presso il domicilio dichiarato.

¹¹ Vedasi anche Sez. Piemonte: Inaugurazione anno giudiziario 2022 - 11 marzo 2022 - Relazione del P.R., pagg. 10 - 11, dove si dà conto di due citazioni connesse a condotte fraudolente per complessivi 148,29 milioni di euro.

diretta. Questa disposizione e la consistente revoca dei titoli riconosciuti per le schede standard, presentate ai sensi dei decreti precedenti, hanno generato una sensibile riduzione del numero di progetti presentati e del numero di Tee riconosciuti a decorrere dal biennio 2018-2019.

Il 31 maggio 2021 è stato pubblicato in GU il nuovo decreto ministeriale 23 maggio 2021 sui Certificati Bianchi, volto a regolare il meccanismo dal 1° gennaio 2021 (con effettivi retroattivi al 1° gennaio 2020) al 31 dicembre 2024. Tale decreto, modificando e aggiornando il decreto ministeriale 11 gennaio 2017, ha determinato gli obiettivi quantitativi nazionali di risparmio energetico che devono essere perseguiti dalle imprese di distribuzione dell'energia elettrica e del gas per gli anni 2021-2024, secondo determinate quantità e cadenze annuali. Alla luce del mutato contesto normativo e di mercato, il d.m. 21 maggio 2021 prevede la possibilità di revisione degli obiettivi annui di risparmio energetico e delle condizioni per l'accesso all'emissione di Certificati Bianchi non derivanti dalla realizzazione di efficienza energetica in favore dei soggetti obbligati a fronte della valutazione periodica delle dinamiche caratteristiche del mercato dei titoli e delle risultanze delle sessioni di annullamento.

II P.R.E.P.A.C.

Il PREPAC (Programma di Riqualificazione Energetica della Pubblica Amministrazione Centrale), introdotto dal d.lgs. del 4 luglio 2014, n. 102 e attuato dal d.m. 16 settembre 2016, ha l'obiettivo di contribuire alla riqualificazione energetica di almeno il 3 per cento annuo della superficie coperta utile climatizzata del patrimonio edilizio pubblico. Il coordinamento e monitoraggio dello stato di avanzamento del Programma è demandato alla Cabina di Regia per l'efficienza energetica costituita presso il MiTE, che si avvale del Gruppo di Lavoro ENEA - Gse per il necessario supporto tecnico. Le proposte di intervento sono ammesse al finanziamento secondo l'ordine riportato nella graduatoria annuale, fino al 100 per cento della spesa esposta e rimasta a carico dell'Amministrazione proponente, nei limiti delle risorse annualmente disponibili e tenendo conto di eventuali cofinanziamenti.

Nella 2021, sono state presentate 51 proposte progettuali (25 delle quali valutate dal Gse) per circa euro 70 milioni.

Meccanismi d'incentivazione per le unità di cogenerazione

La cogenerazione è la produzione combinata di energia elettrica e di energia termica in uno stesso impianto. Dal 1° gennaio 2011, un'unità di cogenerazione si può definire come funzionante in condizione di alto rendimento solo se presenta caratteristiche conformi ai criteri indicati nell'allegato III del d.lgs. n. 20 del 2007 e successive modificazioni.

Le unità di cogenerazione hanno diritto a benefici previsti da differenti disposizioni normative e possono accedere al regime di sostegno dei CB, disciplinato dal d.m. 5 settembre 2011. In tale ambito, il ruolo del Gse è riconoscere il funzionamento di un'unità in regime di Cogenerazione ad Alto Rendimento (Car), accertare i requisiti per il riconoscimento dei CB e degli incentivi riconosciuti alle unità di cogenerazione abbinata al teleriscaldamento e di ritirare, su richiesta del produttore, i CB invenduti.

Nel corso del 2021, relativamente alla produzione 2020 e alle richieste di valutazione preliminare, sono state presentate 2.211 richieste di riconoscimento CAR (2.198 nel 2020) a cui si aggiungono 5 richieste relative alla produzione 2019. Le richieste per l'accesso al regime di sostegno dei CB sono state 1.706. A fronte delle suddette richieste sono stati rilasciati circa 1,2 milioni di CB (valore in linea con i CB rilasciati nel 2020).

I certificati ottenuti restano nella disponibilità dell'operatore che ha presentato richiesta e possono essere oggetto di compravendita su appositi mercati gestiti dal Gme. In alternativa, l'operatore può richiedere al Gse il ritiro dei certificati al prezzo vigente al momento dell'entrata in esercizio dell'unità oppure al momento dell'entrata in vigore del decreto per unità già in esercizio a un prezzo stabilito e costante per tutto il periodo d'incentivazione.

4.1.3 Incentivazione dei biocarburanti sostenibili e del biometano

La promozione e lo sviluppo delle fonti rinnovabili avvengono anche attraverso l'introduzione di obblighi di miscelazione di biocarburanti sostenibili e l'incentivazione del biometano¹², anche

¹² Nel d.m. (del Ministero dello sviluppo economico) 2 marzo 2018, il cui art. 1, comma 1, lo definisce come: "(...) Combustibile ottenuto da biogas che, a seguito di opportuni trattamenti chimico-fisici, anche svolti, a seguito del convogliamento o del trasporto del biogas, in luogo diverso da quello di produzione, soddisfa le caratteristiche fissate dall'Autorità per l'energia elettrica, il gas e il servizio idrico, ora Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente, di seguito denominata "Autorità", con i provvedimenti di attuazione dell'articolo 20, comma 2, del decreto legislativo 3 marzo 2011 n. 28, ed è quindi idoneo alla successiva fase di compressione per l'immissione nella rete del gas naturale, come definita al comma 3 del presente articolo, e per i successivi utilizzi, fermo restando quanto disposto dall'articolo 3, comma 1. Il biometano include anche il combustibile prodotto tramite processi di metanazione dell'idrogeno ottenuto da fonti rinnovabili e della CO2 presente nel biogas destinato alla produzione di biometano o prodotta da processi biologici e fermentativi, purché rispetti le predette caratteristiche". Il già testé menzionato d.m. 2 marzo 2018, perseguendo la propria ratio di incentivare l'utilizzo del biometano, predilige il ricorso al biometano c.d. avanzato, prodotto da rifiuti, sottoprodotti e colture di integrazione. La disposizione di apertura, l'art. 1, lo inquadra e definisce come "(...) ottenuto a partire dalle materie elencate nella parte A dell'allegato 3 del Decreto del Ministero dello sviluppo economico 10 ottobre 2014 e successive modifiche".

avanzato, e degli altri biocarburanti avanzati. In tale ambito, il Gse ha la responsabilità di rilasciare i certificati necessari all'assolvimento dell'obbligo delle aziende fornitrici di benzina e gasolio, le quali devono immettere in consumo un quantitativo minimo di biocarburanti e provvede a erogare gli incentivi previsti per gli impianti che producono il biometano, anche avanzato, o altri biocarburanti avanzati immessi in consumo nei trasporti. Le aziende, per assolvere agli obblighi di legge, possono immettere in consumo il quantitativo di biocarburanti sostenibili necessario al rilascio dei relativi Certificati di Immissione in Consumo (CIC), oppure possono scegliere di reperire tali certificati tramite accordi bilaterali registrati sull'apposita piattaforma informatica del Gse o, ancora, tramite contrattazione sul mercato organizzato e gestito dal GME (MCIC).

Per il settore dei trasporti, il Gse ha proseguito e rafforzato nel 2021 l'attività di promozione dello sviluppo della mobilità sostenibile. In particolare, con riferimento ai biocarburanti immessi in consumo nel 2020, sono stati rilasciati oltre 2,15 milioni di Certificati di Immissione in Consumo. Inoltre, al 31 dicembre 2021 sono 51 gli impianti di biometano e altri biocarburanti avanzati qualificati, di cui 26 in esercizio. Con riferimento al biometano avanzato, nel 2021 la produzione è stata circa 175 milioni di Sm³, corrispondente a circa 272.000 CIC, per un importo di circa 103 milioni di euro. Gse dichiara, altresì, che il processo concorrenziale di selezione degli *shipper* ha consentito un netto incremento della valorizzazione economica del biometano avanzato ritirato dal Gse. Infine, è stato implementato un nuovo meccanismo, avviato nei primi mesi del 2021, volto a favorire la diffusione della tecnologia di integrazione tra i veicoli elettrici e la rete (c.d. *Vehicle to Grid*).

Biocarburanti

La legge n. 81 del 2006 ha introdotto in Italia, in linea con le direttive europee, l'obbligo per le aziende fornitrici di benzina e gasolio (Soggetti Obbligati) d'immettere in consumo, nel territorio nazionale, una quota minima di biocarburanti sostenibili determinata sulla base del contenuto energetico dei carburanti fossili immessi in consumo nello stesso anno solare. Le aziende, per assolvere agli obblighi di legge, possono immettere in consumo il quantitativo di biocarburanti sostenibili necessario al rilascio dei relativi Certificati di Immissione in Consumo (CIC), oppure, possono scegliere di reperire tali certificati tramite accordi bilaterali registrati sull'apposita piattaforma informatica del Gse. Un CIC attesta l'immissione di 10 Gcal di biocarburante, fatte salve eventuali maggiorazioni. Il mancato raggiungimento della soglia

minima annuale prevista comporta l'irrogazione, ai sensi del d.m. 20 gennaio 2015, di una sanzione, a carico dei Soggetti Obbligati, pari a euro 750 per ogni certificato mancante. Il pagamento di tale sanzione non estingue l'obbligo d'immissione dei biocarburanti che rimane in capo allo stesso Soggetto Obbligato per l'anno successivo, in aggiunta a quello dell'anno stesso.

A partire dal 2018, all'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti tradizionali, si aggiunge l'obbligo di immissione in consumo di biocarburanti avanzati, distinto in obbligo per il biometano avanzato e obbligo per altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano. Per assolvere tali obblighi, il Soggetto Obbligato può scegliere di aderire ai meccanismi previsti dal d.m. 2 marzo 2018 che regola l'incentivazione degli impianti che producono biometano avanzato e altri biocarburanti avanzati tramite il riconoscimento del valore dei CIC ai Produttori.

Va aggiunto che, a partire dall'anno 2015, la quantità minima annua di biocarburanti che i soggetti obbligati devono immettere in consumo è calcolata sulla base del contenuto energetico di benzina e gasolio immessi in consumo nello stesso anno.

Nel 2021 la quota d'obbligo è stata pari al 10 per cento, con un sotto-obiettivo di biocarburanti avanzati pari al 2,5 per cento.

Il biocarburante liquido maggiormente immesso in consumo in Italia è il biodiesel - derivato in genere da acidi grassi, grassi animali, oli vegetali (in particolare prodotti da palma e colza) e da oli di scarto come l'olio da cucina usato - e, in misura notevolmente inferiore, l'olio vegetale idrotrattato e l'Etil-Ter-Butil Etere (ETBE), il quale è considerato rinnovabile, dalla normativa nazionale, solo per il 47 per cento in volume.

Il Gse, in quanto membro del Comitato tecnico consultivo sui biocarburanti, si occupa di effettuare, per conto del Mise, l'acquisizione dei dati relativi all'immissione in consumo di carburanti e biocarburanti, l'emissione dei CIC e la verifica dell'assolvimento dell'obbligo. Inoltre, per conto del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare (MATTM), si occupa dell'elaborazione dei dati sulle emissioni di CO₂ dei Soggetti Obbligati e dei fornitori di Gpl, metano, idrogeno ed elettricità utilizzati nei trasporti.

Nel 2021, il Gse ha emesso circa 2,2 milioni di CIC (circa 2,1 milioni emessi nel 2020), corrispondenti a 12,8 milioni di Gcal (12,5 nel 2020) ai sensi del d.m. 10 ottobre 2014.

Biometano e biocarburanti avanzati

Il d.m. 2 marzo 2018 ha introdotto nuovi meccanismi di incentivazione per gli impianti che producono biometano, anche avanzato, e altri biocarburanti avanzati. In particolare, sono introdotti meccanismi di rilascio dei CIC ai produttori di biometano, di ritiro a titolo oneroso dei CIC avanzati rilasciati ai produttori di biometano avanzato e di altri biocarburanti avanzati diversi dal biometano e infine la possibilità per i produttori di biometano avanzato di richiedere il ritiro fisico del biometano immesso in rete e destinato ai trasporti. Gli oneri per il finanziamento dei suddetti meccanismi incentivanti sono interamente a carico dei Soggetti Obbligati, entro i limiti del proprio obbligo.

Il Gse è il soggetto responsabile della qualifica degli impianti, sia a progetto, sia in effettivo esercizio, necessaria per l'ammissione agli incentivi, della gestione del sistema d'incentivazione, del ritiro, nei casi previsti, del biometano immesso in rete, del biometano avanzato e dei biocarburanti diversi dal metano entrati in esercizio tra il 21 marzo 2018 e il 31 dicembre 2022, nonché del rilascio dei relativi CIC.

Sono complessivamente 60 le richieste di qualifica pervenute nel 2021, corrispondenti ad altrettanti impianti di produzione che hanno richiesto di accedere ai meccanismi di incentivazione previsti dal decreto 2 marzo 2018, 47 ancora in fase di progettazione/realizzazione ("a progetto") e 13 già realizzati e "in esercizio".

Nell'anno 2021 l'incentivazione ha interessato prevalentemente gli impianti di produzione di biometano avanzato e, più in particolare, 31 impianti di produzione di biometano avanzato che complessivamente rappresentano quasi 36 mila Smc/h di capacità produttiva. La produzione realizzata è stata di quasi 175 milioni di Smc, corrispondente a 274.628 CIC per un controvalore pari a circa euro 103 milioni. 17 impianti hanno invece usufruito del ritiro del biometano avanzato direttamente da parte del Gse per un quantitativo complessivo pari a circa 130 milioni di Smc (circa 77 milioni di Smc nel 2020) e un controvalore per il ritiro del biometano di circa euro 57 milioni (euro 8,4 milioni nel 2020). A fronte del suddetto ritiro, il biometano venduto dal Gse agli Shipper è stato pari a 1.278 GWh per un controvalore di circa euro 59 milioni, con ricavi di vendita rispetto ai costi di ritiro per oltre 2 milioni di euro.

4.2 Verifiche controlli e recuperi

4.2.1 Verifiche e controlli

Le attività di verifica della Società consistono nell'accertare la sussistenza o la permanenza dei requisiti oggettivi e soggettivi, previsti dalla normativa vigente, per il mantenimento degli incentivi riconosciuti. In tale ambito, il Gse effettua verifiche, mediante controlli documentali e sopralluoghi, su impianti di produzione di energia elettrica e termica alimentati da fonti rinnovabili, su impianti che operano in regime Car (cogenerazione alto rendimento), su impianti di cogenerazione abbinati al teleriscaldamento e su interventi di efficienza energetica. Inoltre, il Gse svolge verifiche nell'ambito del regime di avvalimento da parte dell'Autorità di cui all'articolo 27, comma 2, della legge n. 99 del 2009 (ARERA). L'Autorità, con deliberazione n. 253/2020/A, ha rinnovato il disciplinare di avvalimento del Gse per il triennio 1° gennaio 2020 – 31 dicembre 2022 e ha confermato, tra le attività svolte in avvalimento dal Gse, ulteriori attività di verifica e controllo. Peraltro, nel corso dell'anno 2021, non sono state eseguite verifiche in avvalimento.

Nel tempo si sono affiancati, ai controlli che il Gse effettua ai sensi del d.lgs. 28/2011 e del d.m. 31 gennaio 2014, ulteriori attività di accertamento di requisiti e caratteristiche tecniche degli impianti, che possono definirsi procedimenti di controllo solo in senso atecnico.

Il d.m. 31 gennaio 2014 (di seguito, anche, d.m. Controlli) ha introdotto, ai sensi dell'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011, una disciplina organica dei controlli per gli impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, prevedendo le modalità di programmazione delle attività di controllo, le modalità operative di effettuazione di controlli con sopralluogo, le attività di supporto in capo ai gestori di rete, individuando le violazioni rilevanti che comportano la decadenza dagli incentivi, con l'integrale recupero delle somme già erogate e l'eventuale segnalazione all'Autorità per i seguiti sanzionatori.

Al riguardo giova precisare che l'art. 42, comma 3, del d.lgs. n. 28 del 2011 (come modificato dall'art. 13-bis del d.l. 101 del 3 settembre 2019, convertito con modificazioni dalla legge n. 128 del 2 novembre 2019) ha previsto la "decurtazione dell'incentivo in misura ricompresa fra il 10 e il 50 per cento in ragione dell'entità della violazione". L'art. 1, comma 960, lett. b) della l. 27 dicembre 2017, n. 205, nel prevedere l'introduzione al comma 5, dell'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011, della lettera c-bis), riferita alle "violazioni che diano luogo a decurtazione dell'incentivo ai sensi dell'ultimo periodo del comma 3", ha demandato al Ministero dello sviluppo

economico la competenza a stabilire le violazioni soggette a decurtazione.

Infine, nel corso dell'esercizio finanziario 2020, in ragione della sopravvenuta pandemia da Covid-19, è stato adottato il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 (c.d. Decreto Semplificazioni) convertito dalla legge dell'11 settembre 2020, n. 120, che, novellando il testo dell'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011, ha modificato portata e presupposti per l'esercizio dei poteri riconosciuti al Gse nell'ambito dei procedimenti di verifica e controllo su impianti incentivati.

Il comma 3 dell'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011 è stato, infatti, modificato con l'introduzione dell'inciso secondo il quale, prima di poter disporre la decadenza, il Gse dovrà verificare la sussistenza dei presupposti per l'esercizio dell'autotutela previsti dall' art. 21-*nonies* della legge 7 agosto 1990, n. 241.

L'interpretazione più conforme al *dictum* del legislatore induce a ritenere applicabile la nuova disposizione ai casi di annullamento degli atti di ammissione agli incentivi dovuti ad illegittimità degli atti stessi, in cui sarebbero applicabili, pertanto, i criteri di valutazione e le limitazioni sul potere di autotutela di cui al citato 21-*nonies*. Agli altri casi (la larga maggioranza), in cui l'annullamento deriva non da un'illegittimità dell'atto ma da un comportamento del beneficiario o da una violazione emersa solo in fase di controllo, non sono invece ritenute applicabili le limitazioni, anche di tipo temporale, dell'art. 21-*nonies*¹³.

La previsione e l'adozione di provvedimenti sfavorevoli ai beneficiari di incentivi, a fronte di condotte contrarie al sistema normativo di riferimento, risulta indispensabile non solo quale effetto deterrente rispetto a detti comportamenti, ma anche per assicurare l'effettività alle disposizioni che presiedono al riconoscimento di incentivi pubblici, il cui rispetto, tra l'altro, costituisce garanzia di parità di trattamento nell'interesse degli stessi operatori.

Il nuovo d.m. Controlli, che già in occasione della precedente relazione appariva di prossima adozione, non risulta ancora adottato.

Appare opportuno che tale decreto, attuativo dell'articolo 42 del d.lgs. n. 28 del 2011, così come modificato dalla l. n. 205 del 2017, dal d.l. n. 101 del 2019 e dal d.l. n. 76 del 2020, più volte annunciato come prossimo, venga emanato quanto prima.

¹³ Il potere di annullamento dei titoli incentivanti in capo al GSE, peraltro, per consolidata giurisprudenza amministrativa (vedasi Consiglio di Stato, adunanza Plenaria 18/2020), non configura l'esercizio di una autotutela, essendo privo di spazi di discrezionalità ma ha, al contrario, natura doverosa e vincolata; esso è infatti volto non al riesame della legittimità di una precedente decisione amministrativa di natura provvedimentoale, bensì al controllo circa l'attendibilità delle dichiarazioni formulate da un privato nell'ambito di una procedura volta ad attribuire benefici pubblici: esulano quindi, in radice, le caratteristiche proprie degli atti di secondo grado e, conseguentemente, non è conferente il richiamo all'art. 21-*nonies* l. n. 241 del 1990.

Sul punto, mette conto segnalare che la Corte costituzionale, con la sentenza n. 237 del 2020, nel giudicare costituzionalmente illegittimo il comma 4 *sexies* del citato art. 42, in termini generali, ha richiamato, da un lato, una progressiva mitigazione, nel tempo, del regime sanzionatorio apprestato dal ridetto comma, ma, d'altro lato, ha confermato la necessità che l'ordinamento mantenga una risposta sanzionatoria ferma e decisa rispetto alle ipotesi di violazioni rilevanti di maggiori gravità; elemento, quest'ultimo, da tenere nella massima considerazione, appena si considerino le imponenti risorse che verranno utilizzate in esito al già menzionato piano denominato "Next Generation Eu".

In tale ottica, si evidenzia che secondo un indirizzo giurisprudenziale del Giudice amministrativo, il Gse, "al fine di salvaguardare la produzione di energia da fonti rinnovabili", prima di dichiarare la decadenza può, comunque, verificare la possibilità di disporre la decurtazione dell'incentivo in misura percentuale, proporzionata all'entità della violazione, reputata come non preclusa dalla mancata adozione del nuovo d.m. Controlli¹⁴.

Nel corso dell'anno 2021, per effetto dell'emergenza epidemica legata al virus SARSCoV-2, le attività di verifica con sopralluogo sono state sospese fino al mese di giugno e riprese a partire dal mese di luglio. Tali attività sono state svolte:

- prevalentemente per il tramite delle società esterne su impianti fotovoltaici e interventi incentivati con il Conto Termico;
- con personale interno, per quanto riguarda le verifiche relative agli impianti IAFR/FER e agli interventi incentivati con i Certificati Bianchi.

A fronte della suddetta situazione, il Gse ha avviato, nel corso del 2021, 4.701 procedimenti di verifica, di cui 1.126 con sopralluogo e 3.575 mediante verifiche documentali, per una potenza complessivamente verificata pari a circa 961 MW (ammontare relativo ai soli impianti di produzione di energia da FER e cogenerativi).

Nel 2021 sono stati conclusi complessivamente 3.900 procedimenti.

¹⁴ Ad esempio: TAR Lazio: Ordinanze 7 febbraio 2020, n. 745, 20 febbraio 2020, n. 1113 e 6 marzo 2020, n. 1454.

Figura 3 - Procedimenti conclusi nel 2021: suddivisione per tipo di incentivazione

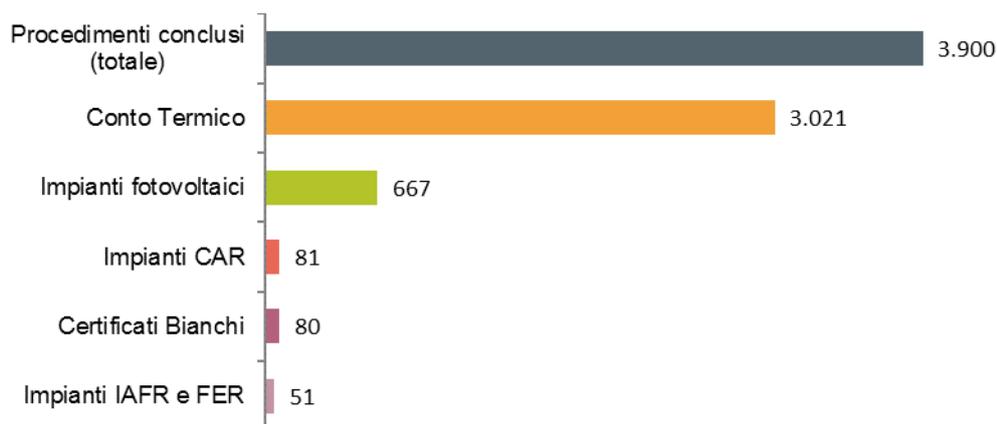
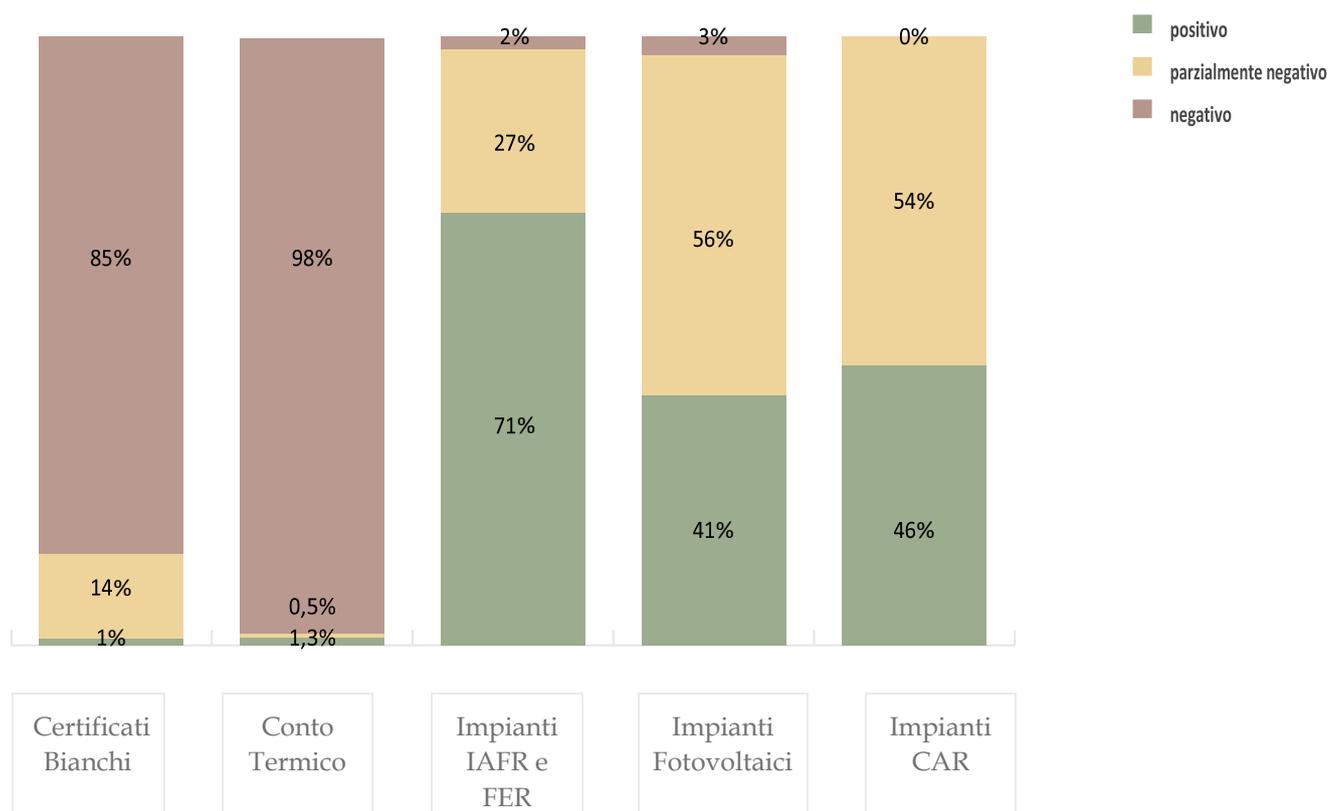


Figura 4 - Dettaglio percentuale esito procedimenti conclusi nel 2021: suddivisione per tipo di incentivazione



Con riferimento ai diversi meccanismi di incentivazione, 667 procedimenti hanno riguardato impianti fotovoltaici (17,1 per cento), 80 interventi di cui al d.m. 28 dicembre 2012 - CB (2,1 per cento), 3.021 interventi di cui al d.m. 28 dicembre 2012 - Conto Termico (77,5 per cento), 51

impianti IAFR e FER (1,3 per cento) e 81 impianti CAR (2,1 per cento).

In esito ai controlli effettuati, Gse riferisce che gli impianti di produzione di energia da FER 2021 (667 FTV e 51 IAFR/FER) hanno in gran parte mantenuto il diritto di accesso agli incentivi (97 per cento per gli impianti fotovoltaici e 98 per cento per gli altri impianti FER). Il settore della cogenerazione ha evidenziato 81 verifiche concluse, di cui 37 con esito positivo e 44 con esito parzialmente negativo), di talché nessuna delle verifiche si è conclusa con la decadenza dagli incentivi.

Diversamente, nell'ambito dei Certificati Bianchi l'attività di controllo sulle schede standard RVC-S, avviata prevalentemente sulla base di segnalazioni interne ed esterne, ha comportato la revoca dell'incentivo nell'85 per cento dei casi. Anche le conclusioni delle attività di verifica relative agli interventi del Conto Termico (98 per cento di revoca degli incentivi) sono state condizionate dall'esito dei procedimenti avviati sulla base di puntuali segnalazioni, mentre gli esiti relativi alle attività di controllo previste dalla pianificazione annuale hanno comportato principalmente la rideterminazione dell'incentivo a seguito della revisione dei parametri che concorrono nel calcolo dell'incentivo.

In termini più generali, premesso che l'attività di verifica e controllo mediante sopralluoghi è andata progressivamente diradandosi già dagli scorsi anni (ove si considerino i dati e le serie storiche forniti dalla stessa società), la Corte osserva che, *pro futuro*, appaiono da potenziare e valorizzare ulteriormente rispetto al recente passato, non solo i sopralluoghi effettuati, ma anche gli stessi controlli documentali, sia dal punto di vista quantitativo, sia dal punto di vista qualitativo, come desumibile, esemplificativamente, dai dati forniti dalla società, secondo cui, nel 2021, i controlli svolti sono stati pari a 4.071, di cui 1.126 con sopralluogo e 3.575 mediante verifiche documentali, per una potenza complessivamente verificata di 961 MW.

Trattasi di un numero di controlli che, pur, ampiamente giustificato, anche per l'anno 2021, dalla pandemia da Covid-19, appare contenuto rispetto alla ampia platea dei beneficiari.

Si sottolinea peraltro, che il Gse, negli ultimi anni, ha dichiarato di aver attivato nuovi strumenti di vigilanza e controllo da affiancare alle verifiche *in situ*, al fine di razionalizzare la propria capacità di dissuasione rispetto ad intenti fraudolenti, ampliandole ed indirizzandole ad una più precisa "analisi di contesto". In tale ottica, sarebbe stato realizzato un canale di condivisione delle informazioni presenti sul Registro delle Imprese, che avrebbe consentito una riconciliazione dei dati relativi alle persone giuridiche censite nelle proprie collocazioni anagrafiche; il Gse intende quindi perseguire il commendevole obiettivo di una migliore

qualità dei dati anagrafici attivando, nei prossimi anni, ulteriori collaborazioni con le Pubbliche Amministrazioni al fine di condividere con altri organi pubblici le informazioni presenti nelle banche dati strategiche nazionali¹⁵.

Nelle more, pur tenendo in debito conto la indubbia incidenza della curva pandemica da Covid-19, si rileva che il numero di controlli sopra riportato (nel contesto e nella prospettiva della prossima “messa a terra” delle ampie risorse fornite dal PNRR), appare in ogni caso esiguo rispetto alla quantità degli impianti ammessi agli incentivi e fa seriamente dubitare della adeguatezza degli stessi, sia in termini di efficiente e tempestivo recupero degli eventuali danni frutto di condotte fraudolente, sia in termini di efficace e preventiva deterrenza.

4.2.2 Attività di recupero

Il Gse gestisce, coordina e monitora tutte le attività necessarie per garantire il recupero degli importi indebitamente percepiti dagli operatori e il rientro delle somme spettanti a titolo di costi di istruttoria e oneri di gestione. I crediti per importi indebitamente percepiti dagli operatori derivano principalmente da verifiche documentali, sopralluoghi, ricalcoli degli incentivi erogati, informativa interdittiva antimafia, segnalazioni di furto, danni e rimozione degli impianti fotovoltaici.

Nell’ambito del processo di recupero crediti, il Gse adotta le misure necessarie a garantire il recupero delle somme da restituire, effettuando la richiesta di versamento degli importi, le compensazioni con erogazioni successive o con altre partite commerciali in essere, i solleciti e le diffide ad adempiere, il monitoraggio del rientro degli importi sulla base delle dilazioni accordate e, in ultima istanza, i recuperi per vie legali.

I crediti per incentivi indebitamente percepiti dagli operatori ammontavano al 31 dicembre 2020 a circa 418 mln di euro. Tenuto conto dei recuperi effettuati (incassi e compensazioni), delle revoche intervenute dato il venir meno dei requisiti sottostanti l’attività di recupero e degli incrementi derivanti dagli ulteriori esiti di verifica emessi e dagli ulteriori congruagli calcolati, i crediti al 31 dicembre 2021 ammontano a circa 415 mln di euro (3 milioni in meno rispetto al 2020).

L’importo per titoli indebitamente percepiti dagli operatori ammontava al 31 dicembre 2020 a circa 839 mln di euro. Tenuto conto dei recuperi effettuati, delle revoche riscontrate e degli

¹⁵¹⁵ Budget 2022 e Piano 2022 - 2024, pag. 17.

incrementi intervenuti, l'importo in recupero al 31 dicembre 2021 ammonta a circa 845 mln di euro (6 milioni in più rispetto al 2020).

Al 31 dicembre 2021, i recuperi relativi ad incentivi indebitamente percepiti dagli operatori avviati nel corso dell'anno ammontano a circa 66 mln di euro (135 mln di euro nel 2020), così articolati:

- 43,59 mln per difformità rilevate in ordine a impianti fotovoltaici incentivati con il Conto Energia (127,34 mln nel 2020);
- 6,56 mln per irregolarità riscontrate con riferimento agli impianti ricadenti nel regime della TO (0,10 mln nel 2020);
- 4,32 mln per irregolarità riscontrate con riferimento al Conto Termico (5,76 mln nel 2020);
- 3,85 mln per irregolarità riscontrate per impianti che hanno percepito incentivi GRIN - ex CV (nessun importo nel 2020);
- 3,69 mln per difformità rilevate in ordine ai regimi di Ritiro Dedicato e Scambio sul Posto (0,16 mln nel 2020);
- 3,63 mln per difformità rilevate sugli impianti alimentati da fonti rinnovabili diverse dal fotovoltaico, ricadenti nel regime della Tariffa incentivante e Onnicomprensiva, ai sensi dei dd.mm. 6 luglio 2012 e 23 giugno 2016 (0,17 mln nel 2020).

4.3 Mezzi di finanziamento

I costi di funzionamento del Gse sono coperti da uno specifico sistema tariffario pluriennale a carico dei beneficiari dei regimi incentivanti, introdotto dalle disposizioni previste dal d.l. 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116¹⁶ e dal d.m.

¹⁶ L'articolo 25 del decreto-legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116 prevede che, a partire dal 2015, "gli oneri sostenuti dal GSE per lo svolgimento delle attività di gestione, di verifica e di controllo, inerenti ai meccanismi di incentivazione e di sostegno, sono a carico dei beneficiari delle medesime attività, ivi incluse quelle in corso con esclusione degli impianti destinati all'autoconsumo entro i 3 kW".

24 dicembre 2014 (c.d. “d.m. Tariffe”) pubblicato in G.U. n. 302 del 31 dicembre 2014¹⁷.

Il Gse, con cadenza triennale, sulla base dei costi, della programmazione e delle previsioni di sviluppo delle attività da svolgere, sottopone al Mise una proposta di aggiornamento delle tariffe a copertura dei costi per lo svolgimento di tali attività e le relative modalità di pagamento.

L’Autorità può intervenire per effettuare eventuali compensazioni ove necessario.

L’Arera attua un controllo della spesa operata dal Gse. In tale ottica, viene sottoposto all’Arera il *budget* annuale, nonché il preconsuntivo di bilancio, al fine di consentire opportune valutazioni. Al fine di approfondire l’analisi dei livelli di spesa, a partire dal 2013, ai sensi della delibera 163/2013/R/com, il Gse effettua una rendicontazione mediante un sistema di separazione contabile (“*unbundling*”) per ciascuno dei servizi offerti.

L’Arera ha attivato negli ultimi anni un processo per la progressiva implementazione di una regolazione pluriennale incentivante per le attività svolte dal Gse, basata su obiettivi pluriennali di recupero di efficienza e di economicità delle attività svolte.

Complessivamente, per il 2021, i corrispettivi definiti dal suddetto decreto hanno generato ricavi pari a euro 87,28 mln. L’Autorità, intervenendo per effettuare eventuali compensazioni ove necessario, con delibera 206/2022/R/eel assunta il 10 maggio 2022, ha integrato i corrispettivi degli operatori con un importo pari a euro 9,28 mln a carico della componente RE/RET e pari a euro 375 mila a carico della componente ASOS.

Per Acquirente Unico il decreto legislativo n. 79 del 1999 prevede che l’Arera determini la misura del corrispettivo per le attività svolte e che il corrispettivo sia tale da incentivare la stessa Società allo svolgimento delle attività di propria competenza secondo criteri di efficienza economica.

I costi delle attività in avvalimento dell’Arera (Sportello per il Consumatore, Servizio Conciliazione e Monitoraggio Mercato Retail) sono coperti mediante versamenti eseguiti dalla Cassa per i Servizi Energetici e Ambientali, previo apposito benestare dell’Arera a conclusione

¹⁷ Il decreto ha introdotto un meccanismo tariffario pluriennale a carico dei beneficiari dei regimi incentivanti razionalizzando e ampliando disposizioni precedenti, quali per esempio i dd.mm. 5 e 6 luglio 2012. Oltre a razionalizzare le precedenti disposizioni normative, che già ponevano a carico dei beneficiari il costo delle attività svolte dalla società, il decreto ha introdotto alcuni corrispettivi per attività in precedenza prive di remunerazione. In particolare, il decreto ha aggiornato le tariffe per: • i meccanismi d’incentivazione per gli impianti fotovoltaici e per gli impianti diversi dal fotovoltaico; • i servizi di ritiro dell’energia elettrica attraverso RID e SSP; • il meccanismo del Conto Termico; • il meccanismo dei CB da CAR; • il sistema d’immissione in consumo dei biocarburanti; • il meccanismo d’incentivazione del biometano; • l’emissione e l’annullamento delle GO. E contestualmente ha introdotto specifiche tariffe per: • il meccanismo d’incentivazione per gli impianti CIP6; • il meccanismo dei CB; • i SEU e SESEU; • le modifiche impiantistiche e amministrative (cambi di titolarità e cessione dei crediti).

delle procedure periodiche di rendicontazione.

La remunerazione spettante al Gme per la gestione e organizzazione dei diversi mercati e piattaforme (organizzazione e gestione del Mercato Elettrico, del Mercato del Gas Naturale, dei Mercati per l’Ambiente, del Mercato della logistica petrolifera di oli minerali nonché del Mercato all’ingrosso di prodotti petroliferi liquidi per autotrazione) è costituita dai corrispettivi versati dai soggetti che vi operano. Tali corrispettivi – di accesso e di negoziazione – sono, dunque, legati ai volumi intermediati. La struttura e la misura dei corrispettivi richiesti per i servizi erogati sulle diverse piattaforme di mercato sono definiti su base annua dal Gme al fine di assicurare l’equilibrio economico e finanziario della Società e soggetti a diverse procedure di approvazione.

Per Rse (Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.), infine, la remunerazione delle attività è strettamente correlata e dipendente dal piano triennale della Ricerca di Sistema e dal conseguente Accordo di Programma triennale fra la Società e il Ministero dello sviluppo economico, nonché dai piani operativi annuali con cui sono definiti gli importi del fondo per la Ricerca di Sistema destinati alla Società e anche agli altri enti coinvolti in tali programmi, come per esempio Enea e Cnr. I progetti finanziati vengono, pertanto, sottoposti ad una rendicontazione dei tempi, delle modalità operative e dei costi sostenuti.

4.4 Contenzioso

Gse accantona annualmente in un apposito fondo, denominato “fondo contenzioso e rischi diversi” risorse volte a contrastare i potenziali oneri relativi ai giudizi in corso nell’esercizio di riferimento (qui al 31.12.2021), valutati anche sulla base delle indicazioni rivenienti dai legali esterni della Società, tutti stimati di probabile sostenimento.

Il fondo contenzioso e rischi diversi, pari nel 2021 a euro 14.472 mila, ha subito un incremento rispetto all’esercizio 2020 pari a euro 177 mila dato dagli utilizzi effettuati (euro 786 mila) al netto dei nuovi accantonamenti, registrati per adeguare la stima di maggiori oneri riguardanti cause già in essere all’esercizio precedente (euro 878 mila) e per nuove cause (euro 85 mila).

Il fondo accoglie la miglior stima dell’onere relativo ai contenziosi del lavoro e a quello derivante, secondo Gse, dalle seguenti passività potenziali: a) risarcimenti per il blackout del luglio 2008; b) corrispettivi ex articolo 21, comma 5, del d.m. 6 luglio 2012, conclusisi con esito di soccombenza per Gse innanzi al TAR Lazio, impugnati dalla società che, nelle more, ha

tuttavia corrisposto quanto richiesto; c) richieste risarcitorie derivanti da mancata concessione degli incentivi.

I giudizi o fasi di giudizio sorti nel corso dell'anno 2021 sono complessivamente 687 e i giudizi conclusi nel medesimo anno sono 772, di cui 671 con esito positivo (87 per cento).

I giudizi pendenti al 31 dicembre 2021 sono 4.195. Si rappresentano di seguito due tabelle con l'indicazione: i) dell'organo giudicante e dei gradi di giudizio; ii) delle prevalenti *causae petendi*.

Tabella 18 - Organo giudicante e grado dei contenziosi pendenti al 31.12.2021

ORGANO GIUDICANTE E GRADO DEI CONTENZIOSI PENDENTI AL 31.12.2021	
TAR - Giudizio amministrativo 1° grado	3.237
CONSIGLIO DI STATO - Giudizio amministrativo 2° grado	576
CONSIGLIO DI STATO - Giudizio di Revocazione	5
GIUDICE DI PACE - Giudizio ordinario civile 1° grado	13
TRIBUNALE CIVILE - Giudizio ordinario civile 1° grado	105
CORTE D'APPELLO (CIVILE) - Giudizio ordinario civile 2° grado	10
CORTE DI CASSAZIONE (CIVILE)	17
Procedure esecutive mobiliari/immobiliari	103
Procedura concorsuale	82
TRIBUNALE PENALE - Giudizio penale 1° grado (GSE costituito parte civile)	30
CORTE D'APPELLO - Giudizio penale 2° grado (GSE costituito parte civile)	8
CORTE DI CASSAZIONE - Giudizio penale 3° grado (GSE costituito parte civile)	2
CORTE DEI CONTI - 1° grado (GSE soggetto danneggiato)	7
TOTALE COMPLESSIVO	4.195

Fonte: Gse

Tabella 19 - Oggetto dei Contenziosi pendenti al 31.12.2021

OGGETTO DEI CONTENZIOSI PENDENTI AL 31.12.2021	
Provvedimenti di diniego, annullamento o decadenza dai benefici dei cinque Conti Energia (Impianti Fotovoltaici)	1.544
Provvedimenti di diniego, annullamento o decadenza dal meccanismo dei Certificati Bianchi (Efficienza energetica)	1.177
Provvedimenti di diniego, annullamento o decadenza dalla qualifica IAFR o dai benefici previsti per le fonti rinnovabili diverse dal Fotovoltaico	628
Recupero dei crediti del GSE per fatture non pagate o aventi ad oggetto incentivi che gli operatori devono restituire a seguito di esclusione, conguagli e ricalcoli dai benefici	457
Provvedimenti di diniego, annullamento o decadenza dai benefici del Conto Termico	148
Provvedimenti di diniego, annullamento o decadenza dalla qualifica di Cogenerazione ad Alto rendimento e dagli eventuali benefici	95
Contenziosi in cui il GSE è chiamato in causa quale terzo	15
Giudizi penali per reati aventi ad oggetto l'indebita percezione di incentivi in cui il GSE si è costituito parte civile	40
Risoluzione delle convenzioni a seguito di interdittive antimafia	35
Provvedimenti di rimodulazione o ricalcolo dei benefici CIP/6	15
Altro	41
TOTALE COMPLESSIVO	4.195

Fonte: Gse

CONTENZIOSO GIUSLAVORISTICO

Con riferimento al contenzioso giuslavoristico, si segnala che nell'anno 2021, sono stati instaurati nei confronti del Gse 16 nuovi giudizi o nuove fasi di giudizio.

Nel corso dell'anno 2021, si sono conclusi con sentenza passata in giudicato (dunque, non oggetto di successiva impugnazione) 3 giudizi, con esito sfavorevole alla Società.

Altri giudizi si sono provvisoriamente conclusi con sentenza successivamente impugnata; in particolare, nel corso dell'anno 2021, si sono conclusi 3 giudizi con esito favorevole alla Società, con sentenza successivamente impugnata da parte dei lavoratori.

I giudizi pendenti al 31.12.2021 risultano 26, di cui 17 pendenti in primo grado dinanzi al Tribunale di Roma, 6 pendenti in secondo grado dinanzi alla Corte d'Appello di Roma e 3 pendenti in terzo grado dinanzi alla Corte di Cassazione.

In sintesi, le prevalenti *causae petendi* risultano essere le seguenti:

- accertamento dell'esistenza di un rapporto di lavoro subordinato alle dipendenze del Gse;
- superiore inquadramento e pagamento di differenze retributive;
- demansionamento e richiesta di risarcimento danni.

CONTENZIOSO RELATIVO ALLA MISSIONE DELLA SOCIETÀ

L'oggetto del contenzioso di cui è parte la capogruppo corrisponde ai filoni delle attività di *core business* della società: in massima parte, pertanto, le controparti richiedono che l'Autorità giudiziaria valuti e riformi i provvedimenti che recano il diniego e/o la decadenza rispetto ai regimi di incentivazione previsti per gli impianti fotovoltaici e per le altre fonti rinnovabili, al riconoscimento di CB, ai contributi previsti dal Conto Termico o alla qualifica della CAR.

Nei ricorsi le controparti richiedono, in genere, l'annullamento di provvedimenti del Gse aventi ad oggetto il mancato riconoscimento, il riconoscimento in misura inferiore a quanto richiesto o la revoca/annullamento del riconoscimento dei benefici afferenti ai diversi ambiti d'incentivazione delle fonti rinnovabili e del risparmio energetico. Con riferimento alle controversie aventi a oggetto il riconoscimento di tariffe incentivanti, la società precisa che eventuali soccombenze non determinerebbero, peraltro, effetti a conto economico data la natura passante sui risultati dei futuri esercizi degli stessi incentivi.

Giova puntualizzare che l'andamento del contenzioso è stato interessato dalla novella introdotta dall'art. 56, commi 7 e 8, d.l. n. 76 del 2020, la quale ha, in parte, modificato l'art. 42, comma 3, d.lgs. n. 28 del 2011, subordinando l'esercizio del potere di controllo al ricorrere dei

presupposti dell'art. 21 *nonies*, l. n. 241 del 1990 e, per altro verso, previsto la possibilità per gli operatori già destinatari di provvedimenti di decadenza o annullamento dei precedenti provvedimenti di concessione degli incentivi di presentare al Gse apposita istanza volta al riesame della determinazione già assunta. Tale circostanza, che nelle intenzioni del legislatore avrebbe dovuto comportare un effetto deflattivo del contenzioso, per ammissione della stessa società, ha al contrario aumentato la litigiosità degli operatori del settore nei confronti del Gse. Viene infatti segnalato che, nel corso del 2021, il Gse è stato interessato da un numero rilevante di istanze volte alla revoca di propri precedenti annullamenti o decadenza dagli incentivi; tale circostanza, unita alla previsione dell'art. 57, comma 8, d.l. n. 76 del 2020 in base alla quale il Gse è tenuto a riscontrare la richiesta entro 60 giorni, ha determinato un notevole aumento del numero di contenziosi avverso il silenzio proposti a fronte del mancato rispetto di detto termine. Nella quasi totalità dei casi - escludendo quelli nei quali la domanda di accertamento dell'illegittimità del silenzio è mutata in corso di causa - tali giudizi si sono conclusi con una mera presa d'atto da parte dell'organo giudicante della sopravvenuta carenza di interesse in capo al ricorrente, considerato il provvedimento nel frattempo adottato dal Gse.

5. BILANCIO D'ESERCIZIO 2021

5.1 Contenuto e forma del bilancio

Il bilancio di esercizio 2021, approvato dall'assemblea degli azionisti il 14 luglio 2022, è stato elaborato in coerenza con le norme del Codice civile, integrate e interpretate dai principi contabili elaborati dall'Organismo Italiano di Contabilità.

Allo scopo di agevolare l'esame del documento contabile, sono state elaborate le tabelle che seguono, contenenti i dati dello stato patrimoniale e del conto economico dell'esercizio 2021 raffrontati con quelli dell'esercizio 2020.

5.2 Lo stato patrimoniale

5.2.1 L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale:

Tabella 20 - Stato patrimoniale - Attività

Stato patrimoniale	2020	2021	Var % 2021- 2020	Var. ass. 2021-2020
Attivo				
A) Crediti verso soci per versamenti ancora dovuti	-	-		
B) Immobilizzazioni				
I - Immobilizzazioni immateriali				
3) diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	10.215.375	10.241.967	0	26.592
4) concessioni, licenze, marchi e diritti simili	124	26	-79	-98
6) immobilizzazioni in corso e acconti	2.442.242	2.974.950	22	532.708
7) altre	7.460.788	10.908.936	46	3.448.148
Totale immobilizzazioni immateriali	20.118.529	24.125.879	20	4.007.350
II - Immobilizzazioni materiali				
1) terreni e fabbricati	44.630.584	43.293.382	-3	-1.337.202
2) impianti e macchinario	6.076.391	5.346.882	-12	-729.509
3) attrezzature industriali e commerciali	22.244	15.045	-32	-7.199
4) altri beni	6.884.782	5.702.306	-17	-1.182.476
5) immobilizzazioni in corso e acconti	622.321	717.737	15	95.416
Totale immobilizzazioni materiali	58.236.322	55.075.352	-5	-3.160.970
III - Immobilizzazioni finanziarie				
1) partecipazioni in				
a) imprese controllate	16.488.310	16.488.310	0	0
2) crediti				
d-bis) verso altri	5.236.958	10.394.434	98	5.157.476
esigibili entro 12 mesi	1.749.728	6.930.401	296	5.180.673
Totale immobilizzazioni finanziarie	21.725.268	26.882.744	24	5.157.476
Totale immobilizzazioni (B)	100.080.119	106.083.975	6	6.003.856
C) Attivo circolante				
I - Rimanenze				
II - Crediti				
1) verso clienti	931.299.955	114.911.411	-88	-816.388.544
2) verso imprese controllate	32.328.447	243.012.157	652	210.683.710
5-bis) crediti tributari	1.255.590	1.082.832	-14	-172.758
esigibili entro 12 mesi	729.555	729.555	0	0
5-quater) verso altri	346.869.268	359.931.973	4	13.062.705
6) verso Cassa servizi energetici e ambientali	2.737.063.673	3.995.571.819	46	1.258.508.146
Totale crediti	4.048.816.933	4.714.510.192	16	665.693.259
III - Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni				
1) partecipazioni in imprese controllate	49.000.000	460.000.000	839	411.000.000
IV - Disponibilità liquide				
1) depositi bancari e postali	805.239.105	547.296.936	-32	-257.942.169
3) danaro e valori in cassa	6.686	7.640	14	954
Totale disponibilità liquide	805.245.791	547.304.576	-32	-257.941.215
Totale attivo circolante (C)	4.903.062.724	5.721.814.768	17	818.752.044
D) Ratei e risconti	1.448.114	2.034.697	41	586.583
Totale attivo	5.004.590.957	5.829.933.440	16	825.342.483

In ordine alle più significative poste evidenziate nella tabella, si espone quanto segue:

Immobilizzazioni

Le immobilizzazioni immateriali sono iscritte al costo di acquisto o di produzione, compresi gli oneri accessori di diretta imputazione. Il costo, come sopra definito, viene svalutato in caso di perdite durevoli di valore e ripristinato (ridotto dei soli ammortamenti) se vengono meno i presupposti delle svalutazioni effettuate.

Le immobilizzazioni materiali sono ammortizzate sulla base delle aliquote economico-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi.

Le immobilizzazioni immateriali, pari a euro 24,1 milioni, si incrementano di 4 milioni per effetto degli investimenti (euro 20,5 milioni) al netto degli ammortamenti di periodo (euro 16 milioni) e delle svalutazioni (euro 17 mila); gli investimenti si riferiscono principalmente all'acquisto di licenze *software* (euro 4,3 milioni), e alla manutenzione straordinaria ed evolutiva di alcune applicazioni informatiche (euro 919 mila) Sono, infine, entrati in esercizio investimenti (euro 410 mila) relativi principalmente a progetti di sviluppo degli applicativi avviati nel corso dell'esercizio precedente.

Le immobilizzazioni materiali sono costituite da beni mobili e immobili di proprietà della Società.

Al 31 dicembre 2021 ammontano a euro 55,1 milioni e registrano un decremento di euro 3,2 milioni per effetto degli ammortamenti pari a euro 4,5 milioni in parte compensati dagli investimenti dell'esercizio, pari a euro 1,4 milioni. Gli investimenti si riferiscono essenzialmente agli acquisti di *server* e *storage* (euro 567 mila), agli oneri per la realizzazione di una piattaforma integrata di *web security gateway* e manutenzione straordinaria dello *storage* (euro 718 mila).

Le immobilizzazioni finanziarie sono costituite da partecipazioni in imprese controllate e in misura minore da crediti al personale e da depositi cauzionali a garanzia di contratti di locazione. Le immobilizzazioni finanziarie sono pari a euro 26,9 milioni e sono relative principalmente alle partecipazioni nelle Società Au, Gme e Rse (16,5 milioni), a prestiti concessi ai dipendenti (3,6 milioni) e a depositi bancari a lungo termine (6,7 milioni).

Tabella 21 - Partecipazioni
(in migliaia)

IMMOBILIZZAZIONI FINANZIARIE						
	Sede Legale	Capitale Sociale al 31.12.2021	Patrimonio netto al 31.12.2021	Utile d'esercizio 2021	Quota % possesso	Valore attribuito
Imprese controllate						
Acquirente Unico S.p.A.	Roma	7.500	8.761	105	100	7.500
Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.	Roma	7.500	27.909	5.348	100	7.500
Ricerca sul Sistema Energetico - RSE S.p.A.	Milano	1.100	2.921	94	100	1.488

ATTIVO CIRCOLANTE

Crediti

I crediti sono iscritti al valore di presumibile realizzo, risultano quindi iscritti per la differenza tra i valori nominali dei crediti commerciali e il fondo svalutazione crediti portato in diretta diminuzione della corrispondente voce dell'attivo.

I crediti verso clienti si riferiscono essenzialmente ai crediti di natura commerciale relativi sia a importi fatturati sia a partite economiche di competenza dell'anno ma ancora da fatturare; nel corso dell'esercizio 2021 la voce registra un decremento pari a euro 816,4 milioni. Nella tabella che segue è riportato il dettaglio della voce confrontata con il periodo precedente.

Tabella 22 - Crediti verso Clienti
(in migliaia)

	31.12.2020	31.12.2021	Variazioni
Crediti per componente Asos e altro	899.211	0	-899.211
Crediti per attività diverse connesse all'energia	8.678	77.592	68.914
Crediti per ricavi da <i>fee</i>	14.818	14.684	-134
Crediti per attività di Trasmissione e Dispacciamento - ex GRTN	1.326	1.280	-46
Crediti per incentivazione Biometano e Biocarburanti avanzati - d.m. 2 marzo 2018	3.206	20.056	16.850
Crediti per interessi di mora e dilazione sui crediti	913	6	-907
Crediti per vendita CV, GO e altri proventi	1.549	1.559	10
Crediti per sbilanciamenti e altri corrispettivi legati al dispacciamento	7.377	5.654	-1.723
Totale crediti verso clienti	937.078	120.831	-816.247
Fondo svalutazione crediti verso clienti	5.778	5.920	142
TOTALE CREDITI VERSO CLIENTI	931.300	114.911	-816.389

La variazione negativa rispetto all'anno precedente è data sostanzialmente dall'azzeramento dei crediti per componente ASOS (euro 899,2 milioni). A seguito delle delibere ARERA

595/2020/R/com e 231/2021/R/eel, dal 1° luglio 2021 l'esazione dell'ASOS e delle relative partite pendenti creditorie è stata trasferita a CSEA.

Tale riduzione è stata in parte compensata da un incremento dei crediti per:

- attività diverse connesse all'energia (68,9 milioni) a causa del sostanziale aumento dei prezzi dell'energia. In particolare, in tale voce le variazioni maggiori sono rappresentate dai crediti verso RFI per energia venduta (44,5 milioni) e dai crediti per il differenziale di prezzo tra la tariffa spettante e il prezzo zonale, a favore del Gse da fatturare agli operatori in relazione al d.m. FER 2019, non presente lo scorso anno (24,3 milioni);
- l'incentivazione del Biometano e Biocarburanti avanzati (16,8 milioni).

Il fondo svalutazione crediti risulta complessivamente calcolato sulla base di apposite valutazioni analitiche, in relazione all'anzianità e allo status del credito (ordinario, di difficile recupero, ecc.).

L'incremento complessivo di euro 142 mila è dovuto agli accantonamenti effettuati nell'anno (euro 708 mila) per tener conto di crediti incagliati e di difficile recuperabilità al netto di rilasci per euro 538 mila a seguito di incassi e/o compensazioni di crediti precedentemente svalutati e degli utilizzi (euro 28 mila).

I crediti verso altri, al 31 dicembre 2021, registrano un incremento rispetto allo scorso anno di 13,1 milioni; il dettaglio è riportato nella tabella che segue:

Tabella 23 - Crediti verso altri

(in migliaia)

	31.12.2020	31.12.2021	Variazioni
Crediti verso operatori	392.720	399.714	6.994
Altri crediti di natura diversa	1.538	836	-702
Crediti verso istituti previdenziali, assicurativi ed altri	62	56	-6
Anticipi a terzi	17	0	-17
Fondo Svalutazione Crediti verso altri	47.468	40.674	-6.794
TOTALE CREDITI VERSO ALTRI	346.869	359.932	13.063

L'ammontare della voce è in gran parte ascrivibile a posizioni creditorie verso gli operatori dei regimi incentivati (euro 399,7 milioni) al lordo del fondo svalutazione crediti per euro 40.674 mila), che si incrementano di euro 6.994 mila rispetto al saldo dell'esercizio precedente. La composizione e le caratteristiche delle posizioni creditorie sono principalmente le seguenti:

- per 304,8 milioni si tratta di crediti per importi riconosciuti a titolo d'incentivo, prevalentemente fotovoltaico, che, a seguito di verifiche effettuate dal Gse sugli impianti, sono

risultati non dovuti; si sta quindi procedendo al loro recupero dai soggetti che li hanno indebitamente percepiti;

- per 94.553 mila sono riferiti, oltreché a crediti derivanti dai meccanismi di acconto conguaglio, anche a crediti derivanti da rideterminazioni di tariffe a seguito di provvedimenti di decurtazione di incentivo. Tali crediti, pur interessando tutti i regimi d'incentivazione, si concentrano su quello del Conto Energia;

- per euro 237 mila si riferiscono agli incentivi FTV da recuperare dagli operatori a titolo di rivalutazione Istat.

Si segnala che una parte degli operatori cui è stata richiesta la restituzione delle somme ha presentato ricorso avanti gli organi di giustizia amministrativa contestando l'operato del Gse; tale circostanza interessa crediti per 306,3 milioni. Per questi operatori le attività di recupero sono al momento sospese in attesa che il Tribunale amministrativo si pronunci in merito.

Il fondo svalutazione crediti (euro 40,67 mln) accoglie le posizioni creditorie nei confronti di operatori cui è stata richiesta la restituzione d'incentivi e che risultavano ammessi a procedure concorsuali, in particolare quella del fallimento. Ritenendo tali crediti di difficile esigibilità si è ritenuto di procedere alla totale svalutazione. Il fondo nel corso del 2021 registra un decremento netto di euro 6,79 mln dato da rilasci per crediti incassati nell'esercizio e precedentemente svalutati pari a euro 9,51 al netto dei nuovi accantonamenti per euro 2,72.

I Crediti verso Cassa Servizi Energetici e Ambientali sono pari a 3,9 mld e riguardano essenzialmente:

- credito (3,7 mld) per i contributi dovuti al Gse ai sensi del TIT e successive modifiche e integrazioni;

- crediti a titolo di contributo per la copertura degli oneri legati alle FER termiche (138,8 milioni);

- crediti a copertura del meccanismo di ristoro della componente RETEE ai produttori termoelettrici (94,5 milioni);

- crediti a titolo di contributi per la copertura degli oneri legati al regime di sostegno per le unità di cogenerazione - CB CAR (2,9 milioni).

Rispetto all'esercizio precedente la voce presenta un incremento di 1,3 mld dovuto essenzialmente all'incremento di fabbisogno ASOS (1,2 mld) e ai crediti per il meccanismo di ristoro della componente RETEE non presenti nell'anno precedente (94,5 milioni).

Per quanto riguarda i crediti verso CSEA per ASOS, l'incremento è correlato all'esazione

ASOS, che a partire dal 1° luglio 2021 è stata trasferita dal Gse alla CSEA, determinando quindi un fabbisogno maggiore.

Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni

La voce pari a euro 460 milioni accoglie i finanziamenti erogati nei confronti delle società controllate. La variazione rispetto allo scorso anno è dovuta al finanziamento concesso alla controllata AU (euro 400 milioni) e all'incremento di quello concesso alla controllata RSE (euro 11 milioni).

Disponibilità liquide

Le disponibilità liquide al 31 dicembre 2021, pari a 547,3 milioni, sono riferite a depositi di conto corrente. La diminuzione rispetto all'anno precedente è data essenzialmente dall'effetto contrapposto di diversi fattori:

- l'incremento dei finanziamenti intersocietari concessi alle controllate AU e RSE (411 milioni);
- l'incremento delle giacenze di liquidità della Società dovuta ad un miglioramento nella gestione del circolante (80,3 milioni);
- l'incremento dei debiti finanziari a breve termine (79,8 milioni).

Il saldo delle disponibilità liquide comprende il versamento di 400 milioni su un conto corrente acceso presso la Banca d'Italia ai sensi dell'articolo 11, comma 11 della legge 45/17, recante "Nuovi interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016 e del 2017".

Ratei e risconti attivi

I ratei e i risconti pari a euro 2 milioni sono costituiti da ricavi e costi di competenza di futuri esercizi. Sono relativi a prestazioni informatiche e canoni di locazione di durata pluriennale.

5.2.2 Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale:

Tabella 24 - Stato patrimoniale - Passività

	2020	2021	Var. % 2021- 2020	Var. ass. 2021-2020
A) Patrimonio netto				
I - Capitale	26.000.000	26.000.000	0	0
IV - Riserva legale	5.200.000	5.200.000	0	0
VI - Altre riserve, distintamente indicate	18.007.983	20.387.465	13	2.379.482
IX - Utile (perdita) dell'esercizio	7.392.037	8.146.810	10	754.773
Totale patrimonio netto	56.600.020	59.734.275	6	3.134.255
B) Fondi per rischi e oneri				
1) per trattamento di quiescenza e obblighi simili	8.203	6.128	-25	-2.075
2) per imposte, anche differite	647.743	103.919	-84	-543.824
4) altri	31.040.967	28.960.970	-7	-2.079.997
Totale fondi per rischi ed oneri	31.696.913	29.071.017	-8	-2.625.896
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	1.889.012	1.800.447	-5	-88.565
D) Debiti				
4) debiti verso banche	452.512.020	530.881.084	17	78.369.064
esigibili oltre l'esercizio successivo	5.866.666	4.400.000	-25	-1.466.666
6) acconti	3.069.113	9.180.270	199	6.111.157
7) debiti verso fornitori	3.989.482.923	4.896.498.874	23	907.015.951
9) debiti verso imprese controllate	16.667.430	53.381.226	220	36.713.796
12) debiti tributari	23.709.153	110.256.000	365	86.546.847
13) debiti verso istituti di previd.za e di sicurezza sociale	2.438.034	2.775.881	14	337.847
14) altri debiti	390.707.064	135.783.016	-65	-254.924.048
esigibili oltre l'esercizio successivo	1.578.149	6.752.389	328	5.174.240
15) verso Cassa servizi energetici e ambientali	1.899.198	300.218	-84	-1.598.980
Totale debiti	4.880.484.935	5.739.056.569	18	858.571.634
E) Ratei e risconti	33.920.077	271.132	-99	-33.648.945
Totale passivo	5.004.590.957	5.829.933.440	16	825.342.483

Si segnalano le seguenti poste più rilevanti.

Patrimonio netto

Il capitale sociale è rappresentato da n. 26.000.000 azioni ordinarie del valore nominale di un euro ciascuna, ed è interamente versato.

Il patrimonio netto si incrementa di euro 3.134.255.

La riserva legale è pari a euro 5.200.000, pari al 20 per cento del capitale sociale come previsto dall'articolo 2430 del Codice civile, ragione per cui non si è resa necessaria una ulteriore destinazione dell'utile dell'anno.

La voce Riserva disponibile pari a euro 20,4 milioni deriva dalla destinazione degli utili

conseguiti in esercizi precedenti al netto della quota destinata a riserva legale e della quota di dividendi distribuiti.

Il bilancio d'esercizio presenta un utile di euro 8.146.810 (euro 7,4 mln nel 2020), così destinato:

- distribuzione di euro 5.012.555 ai sensi della legge n. 160 del 2019 da effettuarsi al capitolo 3422 – capo X del bilancio dello Stato;
- destinazione di euro 3.134.255 alla riserva disponibile.

Fondo per rischi ed oneri

Si evidenzia, di seguito, la movimentazione del fondo nell'esercizio 2021.

Tabella 25 - Movimentazione del fondo

(in migliaia)

FONDI PER RISCHI ED ONERI	Valore al 31.12.2020	Accantonamento	Utilizzo	Riclassifica a debito	Rilasci a Conto economico	Valore al 31. 12.2021
Fondo per trattamento di quiescenza	8	6	-8	-	-	6
Fondo per imposte, anche differite	648	-	-544	-	-	104
Altri fondi	31.042	9.160	-10.438	-70	-733	28.961
Totale fondi per rischi ed oneri	31.698	9.166	-10.990	-70	-733	29.071

Il fondo per trattamento di quiescenza e obblighi simili accoglie l'indennità sostitutiva del preavviso e mensilità aggiuntive a favore del personale in servizio, che ne ha maturato il diritto ai sensi del Contratto Collettivo di Lavoro e di accordi sindacali vigenti.

Il fondo per imposte, anche differite (euro 104 mila), accoglie le imposte differite sulle differenze temporanee relative agli ammortamenti eccedenti le aliquote economico-tecniche per i cespiti acquisiti prima dell'entrata in vigore della legge n. 244 del 2007, che ha abrogato la possibilità per le imprese di effettuare ammortamenti anticipati e accelerati. Nel 2021 il suddetto fondo si è decrementato di euro 544 mila in relazione a differenze temporanee su interessi di mora di anni precedenti che hanno rigirato nell'esercizio in esame.

Nella voce Altri fondi (euro 28,9 milioni) sono ricompresi il fondo Contenzioso e rischi diversi (euro 14,5 milioni), il fondo oneri per incentivi all'esodo (euro 2,9 milioni), il fondo regolazione tariffaria (euro 4 milioni) e il fondo premialità variabile al personale (euro 7,6 milioni).

Il fondo contenzioso e rischi diversi comprende i potenziali oneri relativi ai contenziosi in corso al 31 dicembre 2021, valutati anche sulla base delle indicazioni rivenienti dai legali esterni della società, tutti stimati di probabile sostenimento.

Il fondo contenzioso e rischi diversi, pari a euro 14,5 milioni, subisce un incremento rispetto all'esercizio 2020 pari a euro 177 mila dato dagli utilizzi effettuati (euro 786 mila) al netto dei nuovi accantonamenti registrati per adeguare la stima di maggiori oneri riguardanti cause già in essere all'esercizio precedente (euro 878 mila) e per nuove cause (euro 85 mila).

Il fondo oneri per incentivo all'esodo (euro 2,9 milioni nel 2021) accoglie l'onere per la risoluzione consensuale anticipata del rapporto di lavoro. Durante l'anno 2021 sono stati effettuati utilizzi per euro 320 mila, riclassifiche a debito per euro 70 mila ed effettuati rilasci per euro 587 mila.

Il fondo premialità variabile al personale e altro (euro 7,6 milioni) è stanziato a copertura degli oneri, stimati in base alle informazioni disponibili e di competenza dell'esercizio 2020, derivanti dalla parte variabile della retribuzione legata al raggiungimento di obiettivi. Tale fondo, pari a euro 8,9 milioni nell'esercizio precedente, è stato utilizzato per euro 6,7 milioni, rilasciato per euro 146 mila e sono stati effettuati nuovi accantonamenti per euro 5,6 mln.

Il fondo rischi regolazione tariffaria (euro 4 mln nel 2021), istituito dal Gse nel 2016 al fine di introdurre misure di recupero di efficienza nel riconoscimento dei costi di funzionamento del Gse e minimizzare l'intervento di compensazione sulla componente tariffaria Asos, accoglie le somme cumulate, al netto dei rilasci effettuati in ottemperanza dei provvedimenti dell'Autorità, degli extra ricavi rivenienti dall'applicazione al settore elettrico dei corrispettivi di cui al d.m. 24 dicembre 2014, da utilizzare per eventuali futuri oneri non coperti e afferenti al medesimo settore. Al 31 dicembre 2021 in base alle disposizioni contenute nella delibera ARERA 206/2022/R/eel il fondo è pari a euro 4 milioni a fronte di accantonamenti per euro 2,6 milioni e di utilizzi per euro 2,6 milioni.

Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato

Il fondo, in diminuzione di euro 88.565 rispetto al valore del 2020, copre tutte le spettanze d'indennità di fine rapporto maturate al 31 dicembre 2021 dal personale dipendente, dovute ai sensi di legge e nettate delle anticipazioni concesse per prestiti per acquisto prima casa, anticipo spese sanitarie e per acquisto azioni Enel S.p.A. (anticipazione concessa in occasione dell'offerta pubblica di azioni effettuata in data 2 novembre 1999, quando il Gse faceva ancora parte del Gruppo Enel). L'utilizzo è rappresentato dall'ordinaria movimentazione connessa alla risoluzione del rapporto di lavoro e alle anticipazioni per acquisto prima casa o per spese sanitarie.

La voce Altri movimenti, pari a 190 mila euro, accoglie tra l'altro il trattamento di fine rapporto versato ai fondi previdenziali integrativi di categoria e al Fondo di Tesoreria istituito presso l'Inps.

Debiti

I debiti verso banche sono pari ad euro 530,9 milioni nel 2021, in diminuzione rispetto al 2020 (si sostanziano in 452,5 milioni).

In particolare, i debiti verso banche a breve termine si incrementano di euro 79,8 milioni e la variazione in aumento è dovuta alle maggiori linee di credito a breve accese al 31 dicembre 2021.

I debiti verso banche a medio lungo termine si riferiscono al mutuo passivo e al finanziamento ancora in essere al 31 dicembre 2021, rispettivamente di euro 4,8 milioni e di euro 1,1 milioni, accesi per l'acquisto di un edificio in Roma, di cui euro 1,5 milioni riclassificati a breve termine. Su tali ultimi debiti maturano interessi al tasso variabile Euribor a 6 mesi + 1 punto percentuale. La scadenza è il 1° gennaio 2025 per il mutuo e il 31 dicembre 2024 per il finanziamento.

I debiti verso fornitori, che costituiscono la voce più rilevante dei debiti (euro 4,9 mld) sono legati sia a partite energetiche sia a partite non energetiche. La voce registra un incremento di 907 milioni rispetto allo scorso esercizio, in cui i debiti ammontavano a 4 mld; tale aumento è essenzialmente dovuto all'incremento dei debiti per incentivi GRIN (390,8 mln), per lo Scambio sul Posto (293,4 mln), e per il RID e Tariffa Omnicomprensiva (283,6 mln); tali variazioni positive sono state in parte compensate dal decremento dei debiti per incentivazione fotovoltaico in Conto Energia (172,6 mln).

I debiti verso le imprese controllate pari a euro 53,4 mln riguardano i debiti verso le società del Gruppo per forniture e prestazioni di natura diversa. La voce presenta un incremento complessivo rispetto allo scorso esercizio pari a euro 36,7 mln. L'incremento dei debiti nei confronti delle controllate è dato essenzialmente dall'aumento dei debiti nei confronti di GME (euro 44,1 mln) connesso ai maggiori debiti per acquisto energia (euro 44,5 mln) dovuti all'aumento dei prezzi di negoziazione registrato nell'ultima parte dell'esercizio. Tale effetto è stato in parte compensato da una riduzione dei debiti per forniture e prestazioni di diversa natura (euro 447 mila); e dal decremento della posizione debitoria nei confronti di RSE, per i minori contributi della Ricerca di Sistema di spettanza di RSE incassati sul conto di *cash pooling*

(euro 3,4 mln) a fine 2021 rispetto all'anno precedente (euro 7,8 mln).

I debiti tributari sono pari a euro 110,3 milioni; la voce maggiormente significativa è rappresentata dalle ritenute rilevate a titolo di sostituto d'imposta effettuate sul pagamento dei contributi erogati a favore di soggetti titolari d'impianti a fonti rinnovabili e di prestazioni di lavoro autonomo e dipendente (euro 23,5 milioni) e comprendono anche il debito per imposte correnti (euro 435 mila). L'incremento sostanziale dei debiti tributari (euro 86,5 milioni) è dato dall'incremento del debito verso l'Erario per la liquidazione dell'IVA di Gruppo, che è passato da euro 296 mila nel 2020 a 83,9 milioni nel 2021; tale variazione è dovuta ai saldi IVA di fine anno delle controllate AU e GME; e dall'incremento della voce "Altre imposte e tasse" (euro 2.250 mila) per effetto di alcuni avvisi di liquidazione di imposte di registro pervenute dall'Agenzia delle Entrate.

I debiti verso altri sono pari a euro 135,8 milioni; il decremento della voce (euro 254,9 mln) rispetto al valore del 31 dicembre 2020 è riconducibile essenzialmente alla riduzione dei debiti per ETS (euro 361,2 mln). Durante l'esercizio in esame sono stati modificati i termini di riversamento dei proventi alla Tesoreria: si è passati da un riversamento quadrimestrale ad un riversamento entro 5 giorni dall'accredito delle somme al Gse, che in tale contesto, agisce come mero depositario delle somme, le quali, sulla scorta di quanto stabilito dal d.lgs. n. 30 del 2013, in attuazione della Direttiva 2009/29/CE, devono essere totalmente riversate alla Tesoreria dello Stato, per esser poi successivamente destinate a specifiche iniziative. Tale riduzione è stata in parte compensata da un incremento della voce depositi cauzionali (euro 30,9 mln) e dalla voce "Debiti per attività di Trasmissione e Dispacciamento - ex GRTN" (euro 74,9 mln) non presente lo scorso anno.

La voce debiti verso Cassa per i servizi energetici e ambientali accoglie i debiti per somme da riversare alla CSEA inerenti al Decreto dello Stoccaggio Virtuale del Gas (euro 300 mila).

Ratei e risconti passivi

La voce pari ad euro 271.132 mila è costituita in maniera preponderante dai risconti passivi (euro 211 mila), come per il 2020; la variazione in riduzione rispetto all'esercizio precedente è data dai corrispettivi per la capacità di trasporto (CCT-CCC-CCI), dalla rendita di interconnessione (delibera dell'Autorità 162/99) e dalla c.d. "riconciliazione" relativa al 2001, (complessivamente euro 33,7 milioni) in attesa che ne venga disposta la destinazione da parte dell'Autorità.

Tale ammontare, a seguito di una analisi di ricognizione da parte del Gse e in attesa che ne venga disposta la destinazione da parte dell'Autorità, è stato riclassificato nella voce Debiti per attività di Trasmissione e Dispacciamento - ex GRTN; in tale voce afferiscono, infatti, tutte le partite relative all'ex GRTN in attesa di destinazione.

5.3 Il Conto economico

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2021.

Tabella 26 - Conto economico

	2020	2021	Var % 2021- 2020	Variazioni
Conto economico				
A) Valore della produzione				
1) ricavi delle vendite e delle prestazioni	13.835.583.972	15.208.997.749	9,93	1.373.413.777
2) variaz.ni delle rimanenze di prodotti in corso di lavoraz.ne, semilavorati e finiti				
5) altri ricavi e proventi	154.986.751	197.165.752	27,21	42.179.001
Totale valore della produzione	13.990.570.723	15.406.163.501	10,12	1.415.592.778
B) Costi della produzione				
6) per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	4.150.582.846	5.146.973.907	24,01	996.391.061
7) per servizi	29.939.959	27.841.476	-7,01	-2.098.483
8) per godimento di beni di terzi	2.255.475	2.198.782	-2,51	-56.693
9) per il personale				
a) salari e stipendi	36.357.168	37.910.008	4,27	1.552.840
b) oneri sociali	9.654.833	9.976.509	3,33	321.676
c) trattamento di fine rapporto	2.359.273	2.522.514	6,92	163.241
d) trattamento di quiescenza e simili	16.104	21.594	34,09	5.490
e) altri costi	1.091.775	1.135.229	3,98	43.454
Totale costi per il personale	49.479.153	51.565.854	4,22	2.086.701
10) ammortamenti e svalutazioni				
a) ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	13.263.386	12.458.978	-6,06	-804.408
b) ammortamento delle immobilizzazioni materiali	5.024.153	4.537.058	-9,70	-487.095
c) altre svalutazioni delle immobilizzazioni	50.000	16.531	-66,94	-33.469
d) svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	5.048.585	3.426.846	-32,12	-1.621.739
Totale ammortamenti e svalutazioni	23.386.124	20.439.413	-12,60	-2.946.711
11) variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci				
12) accantonamenti per rischi	759.814	2.946.652	287,81	2.186.838
13) altri accantonamenti				
14) oneri diversi di gestione	9.733.225.665	10.158.766.293	4,37	425.540.628
Totale costi della produzione	13.989.629.036	15.410.732.377	10,16	1.421.103.341
Differenza tra valore e costi della produzione (A - B)	941.687	-4.568.876	-585,18	-5.510.563
C) Proventi e oneri finanziari				
15) proventi da partecipazioni				
da imprese controllate	5.019.393	6.596.269	31,42	1.576.876
16) altri proventi finanziari	2.753.036	7.146.463	159,58	4.393.427
a) da crediti iscritti nelle immobilizzazioni	6.655	4.206	-36,80	-2.449
d) proventi diversi dai precedenti	2.746.381	7.142.257	160,06	4.395.876
da imprese controllate	157.313	164.631	4,65	7.318
17) interessi e altri oneri finanziari	-842.671	-964.634	14,47	121.963
da imprese controllate	67	0	-100,00	-67
17-bis) utili e perdite su cambi	-345	479	-238,84	824
Totale proventi e oneri finanziari	6.929.413	12.778.577	84,41	5.849.164
Risultato prima delle imposte (A - B + - C + - D)	7.871.100	8.209.701	4,30	338.601
20) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	479.063	62.891	-86,87	-416.172
21) Utile (perdita) dell'esercizio	7.392.037	8.146.810	10,21	754.773

La gestione caratteristica mostra un saldo negativo di 4,6 mln di euro, con una variazione negativa di 5,5 mln rispetto al risultato del 2020.

L'utile di esercizio (8,1 milioni di euro), in aumento rispetto a quanto registrato nel 2020 (7,4 milioni di euro).

La voce Ricavi delle vendite e delle prestazioni presenta un incremento complessivo del 9,93 per cento.

Di seguito la tabella che riporta i ricavi da vendite e prestazioni.

Tabella 27 - Ricavi vendite e prestazioni
(migliaia di euro)

RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	2020	2021	Variazioni
Ricavi da vendita di energia verso società del Gruppo			
Ricavi verso GME da vendita energia su Mercato elettrico a pronti	1.086.023	2.911.275	1.825.252
Ricavi da vendita di energia verso terzi			
Ricavi da convenzione RFI	226.526	752.627	526.101
Ricavi da corrispettivi per sbilanciamento	21.390	17.498	-3.892
Altri ricavi	-	-	-1
Totale ricavi da vendita di energia	1.333.939	3.681.400	2.347.461
Corrispettivi e commissioni			
Corrispettivo a copertura costi amministrativi impianti fotovoltaici	25.542	25.660	118
Corrispettivo a copertura costi amministrativi - Scambio sul Posto	16.803	18.183	1.380
Corrispettivi - impianti FER qualificati IAFR	16.330	16.313	-17
Corrispettivi - impianti FER DD.MM. 2012 e successivi	4.876	6.690	1.814
Corrispettivi - Ritiro Dedicato e PMG	5.711	5.267	-444
Corrispettivi - GO	4.553	4.497	-56
Corrispettivi - unità di cogenerazione riconosciute CAR	2.710	2.642	-68
Corrispettivi - modifiche impiantistiche e amministrative	2.099	2.385	286
Corrispettivi - interventi incentivati in Conto Termico	2.369	2.185	-184
Corrispettivi - CB	1.532	1.098	-434
Corrispettivi - ristoro elemento RETEE impianti termoelettrici a gas naturale	0	1.066	1.066
Corrispettivi - sistema d'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti	763	783	20
Corrispettivi - impianti CIP6/92	2.042	386	-1.656
Corrispettivi - impianti Biometano e Biocarburanti avanzati	70	119	49
Corrispettivi - SEU/SESEU	3	4	1
Corrispettivi - impianti FER isole non interconnesse	2	2	0
Totale Corrispettivi e Commissioni	85.405	87.280	1.875
Ricavi per incentivazione biometano e biocarburanti avanzati	69.675	161.880	92.205
Ricavi da vendita GO	10.253	13.065	2.812
Ricavi da vendita Certificati Verdi	3.102	2.894	-208
Ricavi da vendita Certificati Bianchi	7.545	1.593	-5.952
Ricavi tariffa incentivante differenziale FER elettriche	0	25.613	25.613
Totale altri ricavi	90.575	205.045	114.470
Contributi da CSEA			
Contributi incentivazione energia elettrica - Asos	11.914.028	10.724.612	-1.189.416
Contributi per FER termiche, Certificati Bianchi e Biometano RE/RE	400.532	405.895	5.363
Contributi a copertura costi del GSE, ASOS e RE/RE	10.906	9.652	-1.254
Contributi a copertura oneri DM 14/02/2017 - UC4	199	215	16
Contributi a copertura meccanismo di ristoro componente RETEE - AUC7	0	94.501	94.501
Contributi da CSEA a copertura costi del GSE mobilità sostenibile - Fondo per eventi eccezionali, resilienza e altri progetti speciali	0	398	398
Totale Contributi da CSEA	12.325.665	11.235.273	-1.090.392
TOTALE RICAVI DELLE VENDITE E DELLE PRESTAZIONI	13.835.584	15.208.998	1.373.414

La variazione positiva dei ricavi registrata nel 2021 (euro 1,4 mld) è data dagli incrementi dei ricavi da vendita energia (euro 2,3 mld) e degli altri ricavi (euro 114,5 milioni), solo in parte compensati da una riduzione dei contributi CSEA (euro 1,1 mld). I ricavi da vendita energia si incrementano per effetto dell'aumento dei prezzi dell'energia, registrato nella seconda metà del 2021. La voce altri ricavi presenta un incremento rispetto al precedente esercizio pari a 42,1 milioni. Tale voce, pari ad euro 197,2 milioni - come mostra la tabella che segue - ha avuto una variazione positiva rispetto allo scorso esercizio, data essenzialmente da un incremento delle sopravvenienze per i minori contributi per incentivazione del fotovoltaico (76,66 mln), in parte compensato dal decremento delle partite afferenti all'incentivazione degli impianti FER qualificati IAFR, in particolare della Tariffa Omnicomprensiva (44,72 mln).

Tabella 28 - Altri ricavi e proventi

	2020	2021	(migliaia di euro) Variazioni
Sopravvenienze attive verso terzi			
Contributi incentivazione fotovoltaico	34.903	111.564	76.661
Ritiro Dedicato e scambio sul Posto	9.321	561	-8.760
Incentivazione impianti FER qualificati IAFR	51.166	6.448	-44.718
Sbilanciamenti e altre partite connesse al dispacciamento	43.314	50.957	7.643
FER Elettriche	1.239	2.599	1.360
Acquisto energia CIP6	1.210	1.610	400
Biocarburanti	606	122	-484
Costi amministrativi	123	259	136
Escussione fideiussioni	2.823	1.038	-1.785
Altre sopravvenienze	4.181	13.147	8.966
Totale sopravvenienze attive verso terzi	148.886	188.305	39.419
Ricavi per prestazioni e servizi vari			
Verso società del Gruppo	3.744	3.701	-43
Verso terzi	2.357	5.160	2.803
Totale ricavi per prestazioni e servizi vari	6.101	8.861	2.760
TOTALE ALTRI RICAVI E PROVENTI	154.987	197.166	42.179

Le sopravvenienze attive nel 2021 riguardano esclusivamente rapporti con società non appartenenti al Gruppo. La variazione positiva rispetto allo scorso esercizio è data essenzialmente da un incremento delle sopravvenienze per i minori contributi per incentivazione del fotovoltaico (euro 76.661 mila), in parte compensato dal decremento delle partite afferenti all'incentivazione degli impianti FER qualificati IAFR', in particolare della Tariffa Omnicomprensiva (euro 44.718 mila).

La voce altre sopravvenienze attive accoglie principalmente i proventi per il rilascio di alcuni valori accantonati nel fondo svalutazione crediti (euro 10.051 mila), a seguito dell'incasso di

alcuni crediti che risultavano incagliati e quindi svalutati negli esercizi precedenti e per i rilasci del fondo incentivo all'esodo (euro 587 mila) e del fondo premi (euro 146 mila).

Le componenti citate, ad eccezione delle altre sopravvenienze per la parte a margine e dei corrispettivi e commissioni da operatori, risultano economicamente passanti.

I ricavi per prestazioni e servizi vari a società del Gruppo riguardano essenzialmente quanto corrisposto dalle controllate per servizi di edificio, informatici e di altra natura prestati dalla Controllante. La quota verso terzi comprende sostanzialmente i ricavi per utilizzo del Fondo regolazione tariffaria (euro 2,59 mln) in relazione alle disposizioni contenute nella delibera ARERA 206/2022/R/eel, i ricavi inerenti al servizio svolto da Gse come *Auctioneer* per il collocamento delle quote di piattaforma europea (Euro 997 mila), il riaddebito a terzi per spese legali su liti attive (euro 330 mila), le somme ricevute a titolo di risarcimento danno dalle assicurazioni (euro 107 mila), il riaddebito del costo dei dipendenti distaccati presso l'Autorità (euro 225 mila), i ricavi per la convenzione con RFI (euro 240 mila) e i ricavi inerenti all'accordo di cooperazione con il MiTE (euro 203 mila).

La composizione dei costi della produzione, pari nel 2021 a euro 15,4 mld, che si incrementano di euro 1,4 mld rispetto al 2020, è evidenziata nella tabella seguente:

Tabella 29 - Dettaglio costi della produzione

	2020	2021	Variazioni
Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	4.150.582.846	5.146.973.907	996.391.061
Per servizi	29.939.959	27.841.476	-2.098.483
Per godimento di beni di terzi	2.255.475	2.198.782	-56.693
Per il personale	49.479.153	51.565.854	2.086.701
Ammortamenti e svalutazioni	23.386.124	20.439.413	-2.946.711
Accantonamenti per rischi	759.814	2.946.652	2.186.838
Oneri diversi di gestione	9.733.225.665	10.158.766.293	425.540.628
Totale	13.989.629.036	15.410.732.377	1.421.103.341

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci subiscono un incremento di euro 996,39 mln. Le variazioni di importo maggiore riguardano i costi per acquisti di energia verso terzi e verso società del Gruppo, che registrano un incremento complessivo di euro 913,7 milioni rispetto all'esercizio precedente determinato dalla riduzione:

- la variazione dei costi verso GME, che registrano un aumento pari a euro 526 mln, riconducibile esclusivamente al maggior controvalore dell'energia acquistata sul MGP per l'incremento del PUN passato da euro/MWh 38,9 nel 2020 a euro/MWh 125,5 del 2021;

- l'incremento dei costi legati al RID e ai Prezzi Minimi Garantiti (euro 584,5 mln) in relazione ai prezzi di acquisto dell'energia più elevati rispetto all'anno precedente;
- l'incremento degli oneri di sbilanciamento e dispacciamento (euro 113,9 mln);
- l'incremento dei costi per incentivazione degli impianti FER disciplinati dai DD.MM. 2012 e successivi (euro 78 mln);
- la riduzione degli oneri CIP6 per la naturale scadenza delle convenzioni (euro 226,3 mln);
- la riduzione dei costi relativi agli impianti FER qualificati IAFR, incentivati attraverso Tariffa Omnicomprensiva (euro 153,5 mln).

I costi per acquisti diversi dall'energia sono relativi esclusivamente a rapporti con soggetti terzi; registrano un incremento complessivo di euro 82,7 mln, determinato dalla somma algebrica della riduzione che interessa i costi per Certificati Bianchi da CAR (euro 7,8 mln) e dell'aumento che riguarda i costi per incentivazione Biometano e Biocarburanti avanzati (euro 92,2 mln).

I costi per servizi relativi all'energia e ai titoli ambientali verso società del Gruppo si decrementano di euro 99 mila per effetto della riduzione che ha interessato i costi verso GME per i servizi resi sul mercato. Relativamente ai servizi diversi dall'energia verso terzi, le voci di costo evidenziano complessivamente un decremento (euro 2 mln). La Società ha rispettato le nuove misure di razionalizzazione e riduzione della spesa pubblica, così come previsto dalla legge n. 160 del 2019 del 27 dicembre 2019. Nella tabella che segue il relativo dettaglio.

Tabella 30 - Dettaglio costi per servizi

(migliaia di euro)

	2020	2021	Variazioni
Costi verso GME per offerta sul mercato dell'energia	1.148	1.049	-99
Costi verso GME per registrazione fee GO	61	61	0
Costi per servizi relativi all'energia e ai titoli ambientali verso società del Gruppo	1.209	1.110	-99
Costi per servizi diversi dall'energia verso società del Gruppo	226	248	22
Prestazioni professionali	11.771	11.040	-731
Servizi di <i>facility management</i>	4.057	4.054	-3
Costi per <i>contact center in outsourcing</i>	2.799	2.378	-421
Manutenzioni e riparazioni	2.937	2.705	-232
Somministrazione Lavoro	1.539	1.205	-334
Prestazioni per attività informatiche	2.308	2.198	-110
Servizi per il personale	1.058	1.069	11
Immagine e comunicazione	923	949	26
Emolumenti amministratori e sindaci	195	239	44
Altri servizi	918	646	-272
Totale Costi per servizi diversi dall'energia verso terzi	28.505	26.483	-2.022
TOTALE COSTI PER SERVIZI	29.940	27.841	-2.099

È sempre assicurato il rispetto dei vincoli di spesa relativi agli obblighi di contenimento dei così detti "consumi intermedi", introdotti dalla legge n. 135 del 2012, di conversione del decreto-legge n. 95 del 2012, e dalla legge n. 89 del 2014, cui sono tenute le società inserite nel Bilancio Consolidato della Pubblica Amministrazione tra cui, dal settembre 2014, il Gse. La voce più consistente è quella relativa alle prestazioni professionali (euro 11 milioni), che comprende principalmente i costi sostenuti per remunerare:

- professionisti per la gestione del contenzioso e la difesa in giudizio della Società (euro 4,6 mln);
- professionisti e imprese selezionate per la valutazione delle istruttorie del Conto Termico 2.0 (euro 1,6 mln);
- professionisti per il supporto di alcuni processi operativi quali certificazione dati, reportistica, analisi, ecc. (euro 1,1 mln);
- soggetti incaricati per lo svolgimento delle verifiche sugli impianti (euro 804 mila).

Il decremento rispetto al 2021 (euro 731 mila) è dato dall'effetto contrapposto di diversi fattori: da un lato la riduzione dei costi legati alla gestione del contenzioso (euro 1,2 mln) e dei costi per il supporto dei processi operativi (euro 401 mila); dall'altro un aumento dei costi per le verifiche (euro 428 mila) e dei servizi per il supporto alla PA (euro 282 mila).

I costi per servizi di *facility management* (euro 4 mln), che rimangono sostanzialmente invariati rispetto all'esercizio precedente, comprendono tutte le attività correlate alla gestione degli

edifici che ospitano le sedi della Società, quali, tra l'altro, le spese per servizi di centralino e protocollo (euro 1,7 mln), per la pulizia (euro 603 mila), per i consumi di energia elettrica (euro 291 mila), per la vigilanza (euro 500 mila), per i servizi di reception (euro 188 mila) e per trasmissione dati (euro 221 mila).

I costi sostenuti per i servizi svolti dal *Contact Center* a supporto dei processi operativi (euro 2,4 mln) presentano un decremento rispetto all'esercizio precedente (euro 421 mila).

I costi per manutenzioni (euro 2,7 mln) hanno riguardato principalmente applicazioni informatiche in uso (euro 2,5 mln), nonché le attività necessarie all'allestimento delle sedi di lavoro del Gse (euro 247 mila).

La voce somministrazione lavoro ammonta a 1,2 mln.

I costi per attività informatiche (euro 2,2 mln) sono composti essenzialmente da costi relativi agli interventi sull'infrastruttura informatica per la gestione delle postazioni lavoro (euro 1,5 mln) e dai canoni per l'utilizzo di *software* in gestione alla Società (euro 645 mila).

I costi per servizi al personale (euro 1,1 mln) sono composti essenzialmente dai costi per i buoni pasto (euro 822 mila) e da spese sostenute per la formazione dei dipendenti (euro 150 mila) inclusa la formazione obbligatoria sulla sicurezza e la salute dei lavoratori, l'anticorruzione e la formazione finanziata.

I costi per l'immagine e la comunicazione (euro 949 mila) comprendono i costi sostenuti per la promozione delle energie rinnovabili attraverso a *webinar*, convegni e seminari che riguardano queste tematiche.

I costi per emolumenti agli amministratori e sindaci (euro 239 mila) comprendono, oltre agli emolumenti, gli oneri sociali e le spese inerenti all'incarico. Tale importo si riferisce per euro 174 mila all'Amministratore e per euro 65 mila ai Sindaci. La voce si incrementa di euro 44 mila rispetto al precedente esercizio, in quanto per tutto l'esercizio 2020 e per i primi 7 mesi del 2021 un membro del cda, avendo raggiunto l'età pensionabile, non percepiva compenso.

La voce altri servizi (euro 646 mila) comprende i costi per trasporti, le spese postali, le spese per il personale distaccato, le commissioni bancarie, i pedaggi, i parcheggi e i servizi assicurativi.

Nella voce costi per servizi sono, altresì, compresi i compensi riconosciuti alla Società incaricata della revisione legale dei conti (euro 54 mila) per le attività svolte.

La voce in oggetto registra un decremento pari a euro 2,9 mln da ascrivere essenzialmente alle minori svalutazioni di credito (euro 1,6 mln) e al decremento dell'ammortamento delle

immobilizzazioni immateriali (euro 804 mila) e materiali (euro 487 mila).

Le svalutazioni riguardano per la grande parte posizioni creditorie ad alto rischio di esigibilità, che si sono generate a seguito di verifiche sugli impianti e che hanno comportato la restituzione dell'incentivo erogato e la decadenza della convenzione.

Gli accantonamenti per rischi riguardano essenzialmente gli importi accantonati al Fondo regolazione tariffaria (2,6 mln) in relazione a quanto disposto dalla delibera ARERA 206/2022/R/eel, gli oneri relativi a nuovi contenziosi in materia giuslavoristica (euro 162 mila) e gli oneri scaturenti dalla sentenza del TAR del Lazio n. 6102/2016 del 24 maggio 2016 (euro 192 mila).

Gli oneri di gestione in senso stretto sono quelli che incidono più marcatamente sul totale dei costi in esame. Tale voce presenta un incremento, rispetto allo scorso esercizio, pari a euro 425,5 mln.

Le sopravvenienze passive, pari a euro 151,7 mln, si incrementano per euro 7 mln; tale variazione è riconducibile ai maggiori contributi per il GRIN (35,7 mln) e ai maggiori oneri riguardanti le FER elettriche (euro 19,6 mln); tali variazioni sono in parte calmierate da minori oneri per RID relativi a esercizi precedenti (42,6 mln) e per minori contributi per l'incentivazione degli impianti fotovoltaici (11,7 mln). Tutte le sopracitate voci di costo risultano economicamente passanti in quanto trovano copertura, congiuntamente alle sopravvenienze attive, nella componente ASOS.

La voce Oneri diversi di gestione, pari a euro 10 mld, è quella che esercita un'influenza più marcata sul totale dei costi in esame. L'incremento rispetto all'anno precedente (euro 425,5 mln) è determinato da variazioni di segno opposto:

- l'incremento dei contributi per GRIN (459,5 mln);
- l'incremento dei contributi sullo Scambio sul Posto (276,6 mln) dovuto oltre che all'aumento dei prezzi, alla liquidazione delle eccedenze;
- l'ammontare dei contributi per il rimborso della RETEE ai produttori termoelettrici (94,5 mln) ai sensi della delibera 96/20, che ha trovato applicazione per la prima volta nel 2021;
- il decremento dei contributi per integrazione prezzo sulle FER elettriche (216,3 mln), il cui effetto è dovuto alla variazione in aumento dei prezzi;
- il decremento dei contributi sul fotovoltaico (199,2 mln), dovuto al minor irraggiamento del 2021 rispetto all'esercizio precedente.

Tutte le voci sopra indicate trovano copertura in specifiche componenti tariffarie e

prevalentemente nella componente ASOS.

La voce quote associative e contributi diversi e pari a euro 425 mila accoglie principalmente i contributi corrisposti al MIPAF (euro 195 mila) e all'ARERA (euro 30 mila).

La voce Imposte e tasse (3 mln) accoglie le imposte di registro sulle sentenze (2,2 mln) nonché l'IMU (euro 559 mila).

Il saldo della voce Proventi e oneri finanziari è pari a euro 12,8 milioni, in incremento dell'84,41 per cento rispetto al 2020 ed è dato da proventi per 13,7 milioni e da oneri e interessi passivi per 964,1 milioni.

I proventi finanziari sono costituiti dai dividendi percepiti dalle società controllate nel 2021 e sono pari a 6,6 milioni, in aumento di 1,6 milioni rispetto al 2020.

Gli altri proventi finanziari sono costituiti principalmente dagli interessi attivi di mora su crediti (che passano da euro 1,5 milioni a euro 6,4 milioni); tale voce è passante ovvero riduce il fabbisogno di componente Asos, in quanto relativa a interessi sul ritardato pagamento, da parte dei distributori, della componente stessa; dal 1° luglio 2021 l'esazione della componente ASOS a seguito delle delibere ARERA 595/2020/com e 231/2021/R/eel passata alla CSEA;

Tale posta è inoltre composta da interessi sulle dilazioni di pagamento (euro 366 mila), da interessi sui depositi e conti correnti bancari (euro 3 mila) e da altri proventi finanziari (euro 382 mila), di cui euro 164 mila riguardano gli interessi sul conto corrente intersocietario con l'impresa controllata Rse, mentre il residuo è relativo principalmente ai proventi generati dai tassi negativi sulle linee di credito a breve utilizzate dal Gse (euro 197 mila).

La voce Interessi e altri oneri finanziari registra un decremento di euro 122 mila, dovuto sostanzialmente all'incremento della componente relativa agli altri interessi passivi (euro 149 mila), parzialmente ridotto dagli interessi su finanziamenti a medio/lungo termine (euro 24 mila).

La voce altri interessi passivi è costituita prevalentemente da oneri derivanti da operazioni di *factoring* (euro 348 mila), al fine di gestire il puntuale incasso della componente ASOS da parte dei distributori e trovano totale copertura negli altri proventi finanziari, e da interessi da corrispondere a seguito di liti passive (euro 587 mila).

Nella voce sono inoltre, ricompresi, gli interessi su finanziamenti a medio/lungo termine (euro 30 mila).

5.4 Il Rendiconto finanziario

La tabella che segue espone i dati relativi al rendiconto finanziario dell'esercizio 2021.

Tabella 31 - Rendiconto finanziario

Rendiconto finanziario, metodo indiretto	2020	2021	Variazione assoluta
Flussi finanziari derivanti dall'attività operativa			
Utile netto (perdita) dell'esercizio	7.392.037	8.146.810	754.773
Imposte	479.063	62.891	-416.172
Interessi passivi	843.016	964.634	121.618
Interessi attivi	-2.753.036	-7.146.464	-4.393.428
(Dividendi ricevuti)	-5.019.393	-6.596.269	-1.576.876
Minusvalenze (Plusvalenze) derivanti dalla cessione di attività	449.325	-180	-449.505
1) Utile (perdita) dell'esercizio prima delle imposte sul reddito, interessi, dividendi	1.391.012	-4.568.578	-5.959.590
Rettifiche per elementi non monetari che non hanno avuto contropartita nel Capitale Circolante netto			0
Accantonamenti ai fondi	10.116.860	11.681.733	1.564.873
Ammortamenti delle immobilizzazioni	18.287.539	16.996.036	-1.291.503
Svalutazioni per perdite durevoli di valore	50.000	16.531	-33.469
Altre rettifiche	-2.267.175	-802.911	1.464.264
2) Flusso finanziario prima delle variazioni del Capitale Circolante netto	27.578.236	23.322.811	-4.255.425
Variazioni del capitale circolante netto			0
Decremento/(Incremento) dei crediti verso clienti	91.258.297	814.122.797	722.864.500
Incremento/(Decremento) dei debiti verso fornitori	119.002.210	908.558.636	789.556.426
Incremento/(Decremento) dei ratei e risconti passivi	18.487	-33.648.945	-33.667.432
Decremento/(Incremento) dei ratei e risconti attivi	-367.454	-586.583	-219.129
Altre variazioni del capitale circolante netto	-105.619.474	-1.609.170.402	-1.503.550.928
3) Flusso finanziario dopo le variazioni del capitale circolante netto	131.870.302	102.598.314	-29.271.988
Altre rettifiche			0
Interessi incassati/(pagati)	799.681	8.438.213	7.638.532
(Imposte sul reddito pagate)	-445.394	-321.942	123.452
Dividendi incassati	5.019.393	6.596.269	1.576.876
(Utilizzo dei fondi)	-10.689.004	-13.049.459	-2.360.455
Flusso finanziario dopo le altre rettifiche	-5.315.324	1.663.081	6.978.405
Totale A. Flusso finanziario della gestione reddituale	126.554.978	104.261.395	-22.293.583
B. Flussi finanziari derivanti dall'attività d'investimento			0
(Investimenti) in immobilizzazioni immateriali	-9.140.285	-16.482.860	-7.342.575
Incremento (Decremento) debiti verso fornitori per immobilizzazioni immateriali	-3.838.104	-1.515.464	2.322.640
(Investimenti) in immobilizzazioni materiali	-1.740.190	-1.376.098	364.092
Incremento (Decremento) debiti verso fornitori per immobilizzazioni materiali	-2.711.386	-27.220	2.684.166
(Investimenti) Disinvestimenti in immobilizzazioni finanziarie	-1.763.077	-5.157.476	-3.394.399
Attività finanziarie che non costituiscono immobilizzazioni	-4.000.000	-411.000.000	-407.000.000
Totale B. Flussi finanziari derivanti dall'attività d'investimento	-23.193.042	-435.559.118	-412.366.076
C. Flussi finanziari derivanti dall'attività di finanziamento			0
Mezzi di terzi			0
Incremento/(Decremento) debiti a breve verso banche	-102.851.893	79.835.730	182.687.623
Rimborso finanziamenti	-1.466.667	-1.466.666	1
Mezzi propri			0
(Dividendi e acconti su dividendi pagati)	-5.012.555	-5.012.555	0
Totale C. Flusso finanziario dell'attività di finanziamento	-109.331.115	73.356.509	182.687.624
Variazione netta delle disponibilità liquide (A ± B ± C)	-5.969.179	-257.941.214	-251.972.035
Disponibilità liquide al 1° gennaio	811.214.970	805.245.791	-5.969.179
Disponibilità liquide al 31 dicembre	805.245.791	547.304.576	-257.941.215
Incremento/ decremento delle disponibilità liquide	-5.969.179	-257.941.215	-251.972.036

Dall'analisi del Rendiconto finanziario, si registra un decremento delle disponibilità liquide, a fine anno 2021, per complessivi 257,9 mln. La variazione negativa rispetto all'anno precedente è data essenzialmente dall'effetto contrapposto di diversi fattori, quali l'incremento dei finanziamenti intersocietari concessi alle controllate AU e RSE (411 mln); l'incremento delle giacenze di liquidità della Società dovuta ad un miglioramento nella gestione del circolante (80,3 mln); l'incremento dei debiti finanziari a breve termine (79,8 mln).

Il saldo comprende, altresì¹⁸, il versamento di 400 milioni su un conto corrente acceso presso la Banca d'Italia ai sensi dell'articolo 11, comma 11 della l. 45/17, recante "Nuovi interventi urgenti in favore delle popolazioni colpite dagli eventi sismici del 2016 e del 2017".

¹⁸ Pag. 248 e 256 del bilancio d'esercizio e del consolidato.

6. IL BILANCIO CONSOLIDATO

Il Gestore dei Servizi Energetici, quale controllante del Gruppo Gse, ha provveduto a redigere il bilancio consolidato come previsto dal decreto legislativo 9 aprile 1991, n. 127.

Il bilancio consolidato, composto dallo stato patrimoniale, dal conto economico e dalla nota integrativa, è stato positivamente sottoposto a revisione contabile ai sensi dell'art. 2409 del Codice civile.

L'area di consolidamento comprende la Società Capogruppo Gse e le tre società controllate Au, Gme e Rse, delle quali la Capogruppo possiede l'intero capitale sociale ed esercita il controllo attraverso la totalità dei diritti di voto in assemblea.

Di seguito si evidenziano i rapporti intercorrenti tra la società capogruppo e le controllate nonché i principali dati economici, patrimoniali e finanziari relativi a queste ultime.

6.1 Le società controllate

Il Gse fornisce alle società controllate varie tipologie di servizi, le cui prestazioni sono regolate da specifici contratti. In particolare, vengono prestate attività di assistenza e consulenza, servizi informatici, utilizzazione di spazi immobiliari attrezzati, locazione e servizi di edificio e, infine, servizi di assistenza finanziaria. Il Gse ha inoltre rapporti di natura commerciale relativi alla gestione delle partite energetiche con GME.

Tutte le transazioni con le società controllate avvengono a prezzi di mercato nel rispetto delle condizioni che si applicherebbero a controparti indipendenti.

Nella tabella seguente si rappresentano i rapporti economici intercorsi nell'esercizio 2021 con le società controllate a confronto con l'esercizio precedente.

Tabella 32 – Ricavi e Costi

(migliaia di euro)

RICAVI	2020	2021	Variazioni
Acquirente Unico S.p.A. Ricavi per prestazioni e servizi vari	2.024	1.972	-52
Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. Ricavi per vendita energia sul MPE	1.086.023	2.911.275	1.825.252
Ricavi per prestazioni e servizi vari	1.352	1.397	45
Ricerca sul Sistema Elettrico - RSE S.p.A. Ricavi per prestazioni e servizi vari	368	332	-36
Proventi finanziari	158	165	7
COSTI	2020	2021	Variazioni
Acquirente Unico S.p.A. Costi per prestazioni e servizi vari	133	113	-20
Costi per personale distaccato	-	42	42
Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. Costi per acquisto energia sul MPE	227.595	754.004	526.409
Corrispettivi dovuti sul MPE	1.148	1.050	-98
Costi per prestazioni e servizi vari e servizi resi sulla PDR	95	98	3
Corrispettivi per registrazioni esiti Aste GO su PB-GO	61	61	0

6.1.1 Acquirente unico S.p.A.

La partecipazione di Gse in A.U. ammonta a euro 7,5 milioni e rappresenta il 100 per cento del capitale sociale della Società. A.U., nel 2021, ha prodotto un fatturato pari ad oltre 5,5 mld di euro, a fronte di circa 2,6 mld di euro del 2020.

Il numero di dipendenti ha registrato un incremento di 21 unità, passando dai 281 al 31 dicembre 2020 ai 302 al 31 dicembre 2021, dettato, secondo AU, dallo sviluppo delle attività afferenti al Sistema Informativo Integrato e alla Direzione Consumatori e Conciliazione.

A.U. ha il ruolo di garante della fornitura di energia elettrica per i clienti del mercato tutelato e, nello specifico, ha il compito di acquistare energia elettrica alle condizioni più favorevoli sul mercato e cederla agli esercenti che svolgono il servizio di maggior tutela per i clienti finali domestici e i piccoli consumatori che non acquistano sul mercato libero. Fino al 31 dicembre 2020 il servizio di maggior tutela si rivolgeva ai clienti domestici e alle imprese con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro, che decidevano di non passare al mercato libero.

La legge 4 agosto 2017, n. 124 ha stabilito il superamento del servizio di maggior tutela

rispettivamente, al 1° gennaio 2021 per le piccole imprese e al 1° gennaio 2023 per le microimprese e per i clienti domestici. In ottemperanza a quanto deciso dalla medesima legge, l’Autorità tramite la delibera 491/2020/R/EEL ha adottato disposizioni per assicurare, dalle date di rimozione della tutela di prezzo, un servizio a tutele gradualmente per le imprese senza fornitore di energia elettrica. Ai sensi della suddetta delibera, nel mese di aprile 2021, Acquirente Unico ha svolto le procedure concorsuali per l’individuazione, per aree territoriali, degli esercenti il servizio di energia elettrica per tutte le piccole imprese che al 1° luglio 2021 non avessero ancora scelto un fornitore sul mercato libero.

In ultimo, relativamente ai clienti domestici, il decreto-legge 6 novembre 2021, n. 152 ha disposto che, a partire dal 1° gennaio 2023 e nelle more dello svolgimento delle procedure concorsuali per l’assegnazione del servizio di vendita a tutele gradualmente, da effettuarsi entro il 10 gennaio 2024, questi continueranno a essere riforniti di energia elettrica dal servizio di tutela. Allo stesso modo, nei confronti dei clienti vulnerabili e in condizioni di povertà energetica, continuerà ad applicarsi il servizio di tutela, qualora al 1° gennaio 2023 non siano state adottate le misure previste in tutela di questi ultimi.

La società, per conto della Arera, gestisce lo Sportello per il consumatore energia e ambiente, per fornire assistenza ai clienti finali e ai consumatori e produttori di energia elettrica e gas e agli utenti del servizio idrico integrato; il Servizio di conciliazione per la risoluzione delle controversie tra clienti e operatori; il Sistema di Monitoraggio *Retail* per la verifica delle condizioni di funzionamento del mercato dell’energia elettrica e del gas per i clienti di piccole dimensioni¹⁹. A.U., inoltre, tramite il Sistema Informativo Integrato, coordina i flussi informativi relativi ai mercati dell’energia elettrica e del gas. Infine, sono state attribuite alla Società le funzioni e le attività di Ocsit (Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano) per la gestione delle scorte petrolifere di sicurezza. Nell’ambito dell’Ocsit, inoltre, sono state affidate ad Au le attività relative al cosiddetto Fondo Benzina, per effetto della l. n. 124 del 2017, che ha sancito la soppressione della Cassa Conguaglio Gpl.

Da ultimo, l’articolo 62 bis, introdotto dalla legge di conversione n. 120 del 2020 del d.l. n. 76 del 20 (d.l. Semplificazioni), ha affidato ad Acquirente Unico lo svolgimento delle attività relative ai servizi tecnici e amministrativi per l’uso e la circolazione delle bombole di metano

¹⁹ Dal 1° luglio 2019, secondo quanto stabilito dalla Delibera 173/2019/A, l’attività di Monitoraggio *Retail* ha cessato il regime di avvalimento per conto dell’Autorità, per essere inserita come unità organizzativa e funzionale all’interno del Sistema Informativo Integrato (SII).

per autotrazione, previste dalla legge n. 640 del 1950 attualmente gestite dalla SFBM S.p.A. (Società Fondo Bombe Metano interamente controllata da Eni S.p.A., divisione Gas & Power). Gli indirizzi per l'esercizio delle attività di gestione del Fondo Bombe Metano, nonché la data a partire dalla quale AU subentrerà nelle suddette funzioni, sono stati stabiliti con decreto del MiTE del 30 settembre 2021, che, in attuazione del suddetto art. 62-bis, comma 4, ha disposto le modalità di subentro di Acquirente Unico nelle attività riguardanti le bombole di metano per autotrazione, mediante acquisizione della partecipazione nella SFBM. Da ultimo, il decreto del Ministro della transizione ecologica del 28 settembre 2022, n. 366 ha disposto il subentro di Acquirente Unico S.p.A., mediante la controllata SFBM, nelle funzioni di gestione del fondo.

Il Decreto MiTE 12 novembre 2021 ha definito i criteri e l'utilizzo delle risorse del Fondo per la transizione energetica nel settore industriale (FTE), istituito presso il Ministero dello sviluppo economico, con lo scopo di sovvenzionare le imprese che operano in settori esposti a un rischio di rilocalizzazione delle emissioni di carbonio al di fuori dell'Unione Europea (a causa dei costi delle emissioni indirette trasferiti sui prezzi dell'energia elettrica), disponendo che la gestione dello stesso sia affidata ad Acquirente Unico, sulla base di apposita convenzione con il MiTE, che disciplina il trasferimento delle risorse ad AU e lo svolgimento da parte di quest'ultimo degli adempimenti amministrativi e gestionali riguardanti il ricevimento e l'istruttoria delle domande di beneficio, l'erogazione degli aiuti e le verifiche necessarie. L'art. 11 comma 3 della legge 25 febbraio 2022, n. 15 di conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre 2021, n. 228 (c.d. d.l. Milleproroghe), ha disposto che il termine per l'erogazione delle risorse del Fondo per la Transizione Energetica nel Settore Industriale di cui all'articolo 3, comma 8, del decreto legislativo 9 giugno 2020, n. 47, è stabilito, con esclusivo riferimento ai costi sostenuti tra il 1° gennaio 2020 e il 31 dicembre 2020, alla data del 30 giugno 2022. La consistenza media del personale al 31.12.2021 è stata di 302 unità, rispetto a 281 unità dell'anno precedente.

Di seguito si evidenziano i principali dati contabili di A.U.

I ricavi operativi totali, pari a euro 5,6 mld, derivano in particolare dall'attività di cessione di energia agli esercenti il servizio di maggior tutela (5,4 mld). I ricavi da cessione di energia, oltre a coprire i costi di approvvigionamento di energia elettrica e di servizi correlati (dispacciamento, etc.), includono il corrispettivo a fronte dei costi di funzionamento dell'area *energy*, nell'importo quantificato a congruaggio adottando il tasso di remunerazione del capitale

al lordo delle imposte, secondo le metodologie applicate dall'ARERA (1,9 mld). Nel loro insieme, i ricavi operativi totali registrano un incremento di 3,1 mld rispetto al precedente esercizio. L'aumento è essenzialmente dovuto ai ricavi da cessione di energia agli esercenti la maggior tutela (oltre 3 mld), come diretta conseguenza del significativo incremento del costo dell'energia elettrica, tale da determinare un generale aumento dei costi di approvvigionamento, dal momento che la gestione delle attività di compravendita di energia elettrica avviene in regime regolatorio di pareggio economico.

I costi operativi totali, al lordo di ammortamenti e svalutazioni, come si evince dal conto economico riclassificato, ammontano a 5,5 mld, dei quali 5,4 mld per attività di compravendita di energia elettrica (inclusi servizi collegati all'energia).

I costi per la compravendita di energia si riferiscono per 4,9 mld all'acquisto di energia elettrica e per 502 milioni all'acquisizione di servizi collegati all'energia (dispacciamento ed altri). Tale voce evidenzia, nel suo insieme, un incremento di oltre 3 mld rispetto al precedente esercizio. Con riferimento alla dinamica dei costi totali di acquisto di energia elettrica e di servizi collegati, l'incremento di 3 mld è ascrivibile all'effetto dell'aumento del costo unitario medio di acquisto, inclusivo dei servizi (+ 80,51 €/MWh, corrispondente ad una variazione di circa + 145 per cento rispetto al 2020), solo in parte compensato da una riduzione delle quantità fisiche transate (- 2.590.314 MWh, pari al -6.1% rispetto all'esercizio precedente).

L'utile dell'esercizio 2021 ammonta a euro 105 mila, contro un ammontare di euro 186 mila del 2020.

Il patrimonio netto si quantifica in euro 8,7 mln, comprensivo dell'utile netto d'esercizio, pari a euro 105 mila. La differenza tra capitale investito (al netto dei fondi) e patrimonio netto risulta fronteggiata da indebitamento finanziario netto, pari a 2,49 mld a fine 2021, in aumento rispetto all'esercizio precedente per un importo pari a euro 1,8 mld. Tale incremento viene ricondotto principalmente alle maggiori necessità finanziarie legate all'area energia a seguito dell'aumento consistente del PUN, avvenuto in particolare negli ultimi mesi dell'anno, e all'accensione di un finanziamento destinato al rimborso del secondo finanziamento relativo all'approvvigionamento delle scorte petrolifere, in scadenza nei primi mesi del 2022²⁰.

²⁰ Nel mese di luglio 2021 è stata indetta una gara per l'approvvigionamento di finanziamenti finalizzati all'acquisto di scorte per un ammontare massimo del finanziamento pari a euro 500 milioni. La gara ha avuto un esito positivo per cui nel mese di dicembre 2021 è stato firmato il contratto di finanziamento con le banche finanziatrici per un importo di euro 500 milioni. Il finanziamento, oltre a coprire le spese già effettuate per l'acquisto delle scorte specifiche 2021/2022, risulta utilizzato per il rimborso del precedente finanziamento in scadenza nel marzo 2022.

6.1.2 Gestore dei Mercati Energetici S.p.A.

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. ("Gme") è responsabile dell'organizzazione e della gestione economica del mercato elettrico, dei mercati dell'ambiente, del gas naturale e dei carburanti secondo criteri di neutralità, trasparenza e obiettività, nonché della gestione della piattaforma per la registrazione dei contratti a termine di compravendita di energia elettrica, conclusi al di fuori del mercato. La Società ha ampliato nel tempo le proprie competenze, passando progressivamente dall'organizzazione e gestione dei mercati elettrici, a quelli ambientali, fino a quelli del gas e dei carburanti.

Il Gse ha rapporti di natura commerciale relativi alla gestione delle partite energetiche con GME.

Nel 2021 il Gse ha venduto al GME l'energia acquistata secondo i regimi commerciali del CIP6, del RID (ritiro dedicato), della TO (tariffa omnicomprensiva), dello SSP (scambio sul posto) e della TFO (tariffa fotovoltaico omnicomprensiva) ai sensi del IV e V Conto Energia, dei dd.mm. 2012 e successivi e del d.m. 14 febbraio 2017 con riferimento agli impianti alimentati da fonti rinnovabili nelle isole non interconnesse; ha inoltre effettuato acquisti sul Mercato del Giorno Prima (MGP) in relazione alle esigenze di forniture maturate nell'anno per la convenzione con RFI.

GME opera, altresì, sul Mercato infragiornaliero (MI) per le unità di produzione di cui è utente di dispacciamento al fine di correggere il programma in immissione in esito al MGP. Il Gse, quale operatore del mercato elettrico, è tenuto al pagamento dei corrispettivi a fronte dei servizi forniti dal GME.

La partecipazione di Gse in Gme ammonta a euro 7,5 milioni e rappresenta il 100 per cento del capitale sociale della Società. Il numero di dipendenti al 31 dicembre 2021 è stato pari a 116 (di cui 3 distaccati presso altri enti), rispetto ai 114 del 2020.

Con riferimento ai principali dati di bilancio della controllata Gme S.p.A. si osserva che il valore delle partite passanti²¹ dell'esercizio 2021 è stato pari a circa 42,0 mld di euro, in aumento di 29,0 mld di euro rispetto all'esercizio 2020. Tale incremento è riconducibile in maggior misura all'aumento del controvalore dell'energia intermediata sul Mercato Elettrico a pronti e a termine (+24,0 mld di euro), in conseguenza dell'aumento dei prezzi di negoziazione registrato nel corso dell'esercizio.

²¹ Per partite passanti si intendono gli elementi positivi di reddito che trovano esatta corrispondenza in alcuni elementi negativi di reddito.

I ricavi a margine, pari a 33,7 milioni di euro, sono risultati complessivamente in diminuzione di circa 0,6 milioni di euro (-1,7 per cento) rispetto al precedente esercizio.

Il margine operativo lordo è stato pari a 14,1 milioni di euro, in diminuzione di 1,8 milioni di euro (-11,6 per cento) rispetto all'esercizio precedente.

Il saldo della gestione finanziaria è risultato pari a -3,1 milioni di euro, in diminuzione di circa 3,5 milioni di euro rispetto al precedente esercizio, in conseguenza della contingente situazione del mercato monetario che prevede l'applicazione di tassi di interesse negativi sulle giacenze di liquidità aziendale.

Il risultato d'esercizio al netto delle imposte è stato pari a circa 5,3 milioni di euro, in diminuzione di 3,8 milioni di euro rispetto all'esercizio precedente.

I costi della produzione, pari complessivamente a 42 mld, sono risultati in forte incremento rispetto ai 13 mld dell'esercizio precedente, per quasi 29 mld. Tale variazione è attribuibile principalmente sia all'aumento dei costi per acquisto energia sul Mercato Elettrico a pronti e a termine (+24 mld), sia all'aumento dei costi per acquisto gas sul Mercato del Gas naturale a pronti e a termine (+4,9 mld).

Il bilancio del Gestore dei Mercati Energetici S.p.A., chiuso al 31 dicembre 2021, ha evidenziato un utile netto di 5,3 milioni, in diminuzione rispetto ai 9,1 milioni dell'esercizio precedente, che per 5 milioni è stato distribuito a Gse e per il resto a riserva disponibile.

6.1.3 Ricerca sul Sistema Energetico S.p.A.

La Società Ricerca sul Sistema Energetico - Rse S.p.A. svolge attività di ricerca nel settore elettro-energetico, con particolare riferimento a progetti strategici nazionali finanziati con il fondo per la Ricerca di Sistema (RdS) e a progetti finanziati con contributi erogati da istituzioni comunitarie e nazionali. Svolge, inoltre, attività a supporto del Gse nell'ambito della valutazione e della certificazione dei progetti di risparmio energetico.

La partecipazione di Gse in Rse ammonta a 1,1 mln e rappresenta il 100 per cento del capitale sociale. Rse, nel 2021, ha dato luogo ad un fatturato di circa 39 milioni di euro.

La Società nei prossimi anni sarà impegnata nelle attività di ricerca previste da Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR) con un affidamento di 15 milioni di euro, già fissato dal MiTE con il decreto ministeriale del 23 dicembre 2021, per le attività di ricerca e sviluppo sull'idrogeno.

Il numero di dipendenti al 31 dicembre 2021 è stato pari a 324, tutte a tempo indeterminato,

con un incremento di sette risorse rispetto al 2020.

Nel 2021, il valore della produzione dell'esercizio di RSE s.p.a. è stato pari a 38,8 milioni (di cui 36,5 mln derivanti da contributi alla ricerca finanziata a livello nazionale e comunitario).

Rispetto all'esercizio precedente il valore della produzione ha avuto un aumento del 6,3 per cento.

I costi della produzione sono stati pari a 38,5 milioni e si riferiscono per 12,1 milioni a costi esterni (9,9 mln nel 2020), per 24,8 milioni di euro al costo sostenuto per il personale dipendente (24,6 mln nel 2020) e per 1,5 milioni di euro ad ammortamenti, svalutazioni e accantonamenti (1,6 mln nel 2020).

La differenza tra valore della produzione e costi della produzione (risultato operativo) ammonta a 0,3 mln, pari allo 0,9 per cento del valore della produzione, e consente di coprire gli oneri finanziari netti, pari a 0,19 milioni (0,19 mln nel 2020).

Il risultato netto d'esercizio è quindi pari a 94.043 euro.

Gli investimenti dell'esercizio hanno riguardato principalmente le esigenze di rinnovamento degli impianti e delle attrezzature di laboratorio e sono finalizzati a consolidare il livello tecnologico che caratterizza le attività di ricerca della Società. Il valore complessivo degli investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali sostenuti nell'esercizio 2021 ammonta a 2,19 milioni.

La situazione finanziaria a fine esercizio è caratterizzata dall'esposizione verso la Controllante che ha messo a disposizione le risorse finanziarie necessarie a supportare l'attività di ricerca.

L'indebitamento finanziario netto si è incrementato di 18,3 mln, passando da 39,9 mln in essere a fine 2020 a 58,2 mln a fine 2021. L'aumento rilevato deriva sostanzialmente dal mancato incasso dei contributi RdS (ricerca di sistema) relativi alla rendicontazione dello stato di avanzamento al 31 dicembre 2020.

6.2 Stato patrimoniale consolidato attivo

La tabella che segue espone i dati relativi allo stato patrimoniale consolidato attivo.

Le immobilizzazioni immateriali, costituite principalmente dalle licenze *software*, dai sistemi di gestione per le attività *core* e dagli interventi di adeguamento strutturale degli immobili in locazione, hanno visto nel 2021 un incremento complessivo, pari a euro 4,4 mln, per effetto degli investimenti (20,6 mln), al netto degli ammortamenti (16,1 mln), delle svalutazioni (euro 17 mila).

Gli investimenti hanno riguardato essenzialmente i diritti di brevetto industriale e di utilizzazione delle opere di ingegno, che si decrementano di euro 484 mila per effetto degli ammortamenti (10,5 mln), al netto degli investimenti (9,6 mln) e dei passaggi in esercizio (euro 410 mila).

Le altre immobilizzazioni immateriali, incrementate di 3,7 mln per effetto prevalentemente degli investimenti (7,6 mln), dei passaggi in esercizio (euro 1,6 mln), al netto degli ammortamenti (euro 5,5 mln), si riferiscono principalmente alla manutenzione straordinaria ed evolutiva di alcune applicazioni informatiche in uso.

Le immobilizzazioni materiali sono iscritte in bilancio al costo di acquisizione e di produzione. Gli ammortamenti sono stati calcolati sulla base delle aliquote economiche-tecniche rappresentative della residua possibilità di utilizzo dei beni stessi.

Le immobilizzazioni materiali, costituite principalmente dalle scorte di prodotti petroliferi OCSIT della Società controllata AU (950,2 milioni), dai fabbricati che ospitano le sedi delle società del Gruppo (43,3 mln), oltre che dai sistemi e alle infrastrutture informatiche, si è incrementato di 162,6 mln, attestandosi a 1 mld, a fronte degli euro 853,5 mln dell'esercizio precedente.

Le immobilizzazioni finanziarie si sono incrementate di 49,1 mln e sono riferite essenzialmente ai crediti di GME relativi ai margini di garanzia versati ai fini della gestione del *coupling* sulle frontiere francese, austriaca e svizzera (64,1 mln), ai prestiti concessi dalle società del Gruppo al personale dipendente (4,9 mln), e ai depositi cauzionali a lungo termine (6,8 mln) rilasciati dagli operatori per accedere agli incentivi del D.M. FER1.

I crediti hanno subito un incremento di 4,5 mld passando da 5,3 mld nel 2020 a 9,8 mld nel 2021.

Il capitale circolante netto è positivo (44 mln) e presenta una variazione di 182,1 mln rispetto all'esercizio precedente. Tale variazione è riconducibile principalmente:

- all'incremento dei crediti verso clienti (3,2 mld) ascrivibile, in primo luogo, all'aumento dei crediti per la vendita di energia sul mercato elettrico a pronti e a termine del GME (euro 1,9

mld), in conseguenza dei prezzi di negoziazione più alti e quindi del maggiore controvalore dei volumi intermediati sul MGP e sul MI nella parte finale dell'anno rispetto all'omologo periodo del 2020. In secondo luogo, è data dall'incremento dei crediti di AU per la vendita di energia verso i distributori (1,4 mld), in ragione dell'aumento dei prezzi nella seconda parte dell'anno, e, da ultimo, dall'incremento dei crediti per vendita gas sul Mercato del Gas naturale a pronti e a termine del GME (693,5 mln) derivante dal maggior controvalore delle negoziazioni concluse sul mercato a pronti del gas naturale nella parte finale del 2021 rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente. Tali incrementi sono in parte compensati dall'azzeramento dei crediti della Capogruppo nei confronti delle imprese di distribuzione per la componente ASOS (euro 899,2 mln), ascrivibile alle delibere ARERA 595/2020/R/com e 231/2021/R/eel, con cui l'Autorità ha disposto che l'esazione dell'ASOS e delle relative partite pendenti creditorie passassero alla CSEA dal 1° luglio 2021;

- all'incremento dei crediti netti verso CSEA (euro 1,3 mld) in diretta conseguenza delle delibere ARERA 595/2020/R/com e 231/2021/R/eel, che hanno disciplinato il trasferimento dell'esazione ASOS ai distributori, dal Gse alla CSEA;

- alla riduzione dei debiti per ETS (361,2 mln), ascrivibile all'accorciamento dei tempi per il riversamento dei proventi alla Tesoreria dello Stato da parte del Gse.

Tali effetti sono controbilanciati principalmente:

- dall'incremento dei debiti verso fornitori (3,7 mld), dovuto essenzialmente all'aumento dei debiti della controllata GME per l'acquisto di energia sul mercato elettrico (2 mld) e per l'acquisto di gas sul mercato del gas naturale (693,9 mln), entrambi ascrivibili all'aumento dei prezzi nella seconda parte del 2021;

- dall'incremento della voce Ratei, risconti passivi e altri debiti (681,6 mln) in relazione ai maggiori debiti della controllata GME per i depositi effettuati dagli operatori del mercato elettrico e del gas (616,3 mln);

- dall'incremento dei debiti verso altri finanziatori (195,1 mln), che accoglie i debiti della controllata AU verso le società di *factoring*.

I fondi si decrementano di euro 9,8 mln per effetto degli utilizzi e dei rilasci relativi a posizioni accantonate nel passato non più necessarie al netto dei nuovi accantonamenti.

Il Gruppo presenta un indebitamento finanziario netto pari a euro 1 mld con una variazione negativa di 405,9 mln rispetto all'anno precedente, dovuta essenzialmente all'incremento dell'indebitamento a breve termine (642,9 mln), dell'indebitamento a breve verso CSEA (350

mln) e dell'indebitamento a medio/lungo termine (238,9 mln), solo in parte calmierati da un incremento delle disponibilità liquide (935,4 mln).

6.3 Stato patrimoniale consolidato passivo

La tabella che segue espone i dati relativi allo stato patrimoniale consolidato passivo:

Tabella 34 - Stato patrimoniale consolidato passivo

(migliaia di euro)

Stato patrimoniale	2020	2021	Var. ass. 2021-2020	Var. % 2021- 2020
Passivo				
A) Patrimonio netto				
I - Capitale	26.000	26.000	0	0
IV - Riserva legale	5.200	5.200	0	0
VI - Altre riserve, distintamente indicate	80	80	0	0
VIII - Utili portati a nuovo	37.673	44.460	6.787	18,02
IX - Utile (perdita) del Gruppo	11.799	7.097	-4.702	-39,85
Totale patrimonio netto	80.752	82.837	2.085	2,58
B) Fondi per rischi e oneri				
1) Per trattamento di quiescenza e obblighi simili	129	36	-93	-72,09
2) Per imposte, anche differite	669	131	-538	-80,42
4) Altri	61.829	53.225	-8.604	-13,92
Totale fondi per rischi ed oneri	62.627	53.392	-9.235	-14,75
C) Trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato	7.141	6.543	-598	-8,37
D) debiti				
1) Debiti per obbligazioni (esigibili oltre i 12 mesi)	497.225	497.731	506	0,10
4) Debiti verso banche	1.350.254	2.232.072	881.818	65,31
<i>di cui esigibili oltre 12 mesi</i>	379.666	618.578	238.912	62,93
5) Debiti verso altri finanziatori	179.879	725.000	545.121	303,05
6) Acconti	17.639	21.703	4.064	23,04
<i>di cui esigibili oltre 12 mesi</i>	7.611	2.140	-5.471	-71,88
7) Debiti vs. fornitori	4.588.214	8.327.474	3.739.260	81,50
12) Debiti tributari	25.244	111.969	86.725	343,55
13) Debiti vs. istituti di previdenza e sicurezza sociale	5.282	5.787	505	9,56
14) Altri debiti	560.918	910.281	349.363	62,28
<i>- di cui esigibili oltre 12 mesi</i>	1.578	1.578	0	0
15) Debiti vs. Cassa servizi energetici e ambientali	2.908	324	-2.584	-88,86
Totale debiti	7.227.563	12.832.341	5.604.778	77,55
E) Ratei e risconti				
Ratei passivi	12.113	12.150	37	0,31
Risconti passivi	35.705	2.141	-33.564	-94,00
Totale passivo	7.425.901	12.989.404	5.563.503	74,92

L'utile del Gruppo Gse per l'anno 2021 è pari a 7,1 milioni e i dividendi infragruppo percepiti dalla controllante nel medesimo anno sono pari a 6,6 milioni, in aumento di 1,6 mln; tale

aumento è dovuto ai maggiori dividendi distribuiti rispetto all'esercizio precedente, sia dal GME (euro 1,5 mln), che da AU (euro 124 mila).

L'incremento del patrimonio netto, pari a 2,1 mln, è dovuto essenzialmente agli utili 2020 portati a nuovo.

Quanto al passivo, le principali variazioni intervenute nel corso dell'esercizio oggetto della relazione riguardano l'indebitamento verso fornitori (da 4,6 mld a 8,3 mld), che accoglie l'onere per l'acquisto di energia sul mercato elettrico da parte di Gme, quello per il Ritiro Dedicato, la Tariffa Omnicomprensiva, i Certificati Verdi, il CIP6 e le incentivazioni al fotovoltaico, oltre ad altre modalità di produzione di rinnovabile. Tale posta subisce un incremento rispetto all'anno precedente (3,7 mld) dovuto all'aumento dei debiti per acquisto di energia sul mercato elettrico (2 mld) e dei debiti per acquisto di gas sul mercato del gas naturale (693,9 mld), entrambi ascrivibili all'aumento dei prezzi nella seconda parte del 2021.

La voce altri debiti subisce un incremento (349,4 mln) rispetto al valore del 31 dicembre 2020, che è riconducibile essenzialmente ai maggiori depositi cauzionali effettuati dagli operatori del mercato elettrico e del gas (616,3 mln), in parte compensato dal decremento del debito per le somme incassate dal Gse in qualità di *Auctioneer* per il collocamento delle quote di emissione di CO2 sulla piattaforma europea (361,2 mln). Durante l'esercizio in esame sono stati modificati i termini di riversamento dei proventi alla Tesoreria: si è passati da un riversamento quadrimestrale ad un riversamento entro 5 giorni dall'accredito delle somme al Gse.

Nella voce sono, inoltre, ricompresi i debiti per attività di Trasmissioni e Dispacciamento - ex GRTN (74,9 mln); il Gse, durante l'esercizio in esame, ha effettuato una ricognizione di tutte le partite rivenienti dalla ex GRTN, ad esito della quale ha provveduto ad iscrivere in bilancio il saldo delle partite debitorie, in attesa di conoscere la destinazione delle risorse non utilizzate.

La voce debiti verso altri finanziatori si incrementa di 545,1 mln (da 179,9 mln a 725 mln).

La voce accoglie importi della controllata AU dettagliati come segue:

- per 375 mln sono debiti verso la società di *factoring* per la cessione della fattura di dicembre 2021, emessa nei confronti della maggiore società esercente la Maggior Tutela che ha richiesto ad AU una dilazione dei pagamenti ai primi giorni del 2022. La concessione della dilazione e le operazioni di cessione sono state concordate e condivise da AU con l'ARERA. L'incasso della fattura è avvenuto regolarmente nei primi giorni dell'anno 2022 e i costi dell'operazione sono stati addebitati alla società esercente in linea con quanto richiesto dall'Autorità;

- per 350 mln si tratta di anticipazioni a titolo oneroso erogata dalla CSEA per l'acquisto di energia sul MGP, a seguito della stipula di una convenzione il cui schema è stato approvato dall'Autorità con delibera 822/2016/R/eel del 29 dicembre 2016. Questi anticipi sono necessari per permettere ad AU di far fronte al disallineamento temporale tra le entrate e le uscite di cassa sul MGP.

6.4 Conto economico consolidato

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico consolidato:

Tabella 35 - Conto economico consolidato

(in migliaia)

Conto economico	2020	2021	Var. ass. 2021-2020	Var. % 2021-2020
A) Valore della produzione				
1) Ricavi delle vendite e delle prestazioni	26.309.906	54.401.461	28.091.555	106,77
3) Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	-190	-465	-275	-144,74
4) Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	59	82	23	38,98
5) Altri ricavi e proventi	343.951	506.979	163.028	47,40
<i>di cui contributi in conto esercizio</i>	33	104	71	215,15
Totale valore della produzione	26.653.726	54.908.057	28.254.331	106,01
B) Costi della produzione				
6) Per materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci	15.838.306	43.554.494	27.716.188	174,99
7) Per servizi	703.812	689.406	-14.406	-2,05
8) Per godimento di beni di terzi	38.049	46.398	8.349	21,94
9) Per il personale				
a) Salari e stipendi	75.082	78.627	3.545	4,72
b) Oneri sociali	21.055	21.832	777	3,69
c) Trattamento di fine rapporto	4.992	5.433	441	8,83
d) Trattamento di quiescenza e simili	210	123	-87	-41,43
e) Altri costi	2.605	2.501	-104	-3,99
Totale costi per il personale	103.944	108.516	4.572	4,40
10) Ammortamenti e svalutazioni				
a) Ammortamento delle immobilizzazioni immateriali	16.978	16.075	-903	-5,32
b) Ammortamento delle immobilizzazioni materiali	7.743	7.280	-463	-5,98
c) Svalutazioni delle immobilizzazioni materiali	50	87	37	74,00
d) Svalutazioni dei crediti compresi nell'attivo circolante e delle disponibilità liquide	5.707	4.152	-1.555	-27,25
Totale ammortamenti e svalutazioni	30.478	27.594	-2.884	-9,46
12) Accantonamenti per rischi	3.494	5.351	1.857	53,15
13) Altri accantonamenti	0	0	0	0
14) Oneri diversi di gestione	9.921.833	10.469.743	547.910	5,52
Totale costi della produzione	26.639.916	54.901.502	28.261.586	106,09
Differenza tra valore e costi della produzione (A - B)	13.810	6.555	-7.255	-52,53
C) Proventi e oneri finanziari				
16) Altri proventi finanziari	21.623	26.751	5.128	23,72
a) Da titoli iscritti nelle immobilizzazioni	14	10	-4	-28,57
b) Da titoli iscritti nelle immobilizzazioni che non costituiscono partecipazioni	0	0	0	0
c) Da titoli iscritti nell'attivo circolante	309	7361	7.052	2.282,20
d) proventi diversi dai precedenti	21.300	19.380	-1.920	-9,01
17) Interessi e altri oneri finanziari	19.327	23.507	4.180	21,63
17 bis) Utile (perdite) su cambi	1	4	3	300,00
Totale proventi e oneri finanziari	2.295	3.240	945	41,18
D) Rettifiche di valore di attività e passività finanziarie				
Risultato prima delle imposte (A - B + - C + - D)	16.105	9.795	-6.310	-39,18
20) Imposte sul reddito dell'esercizio, correnti, differite e anticipate	-4.306	-2.698	1.608	37,34
21) Utile (perdita) dell'esercizio	11.799	7.097	-4.702	-39,85

Il valore della produzione è passato da 26,6 mld a 54,9 mld, con un incremento pari ad 28,3 mld per effetto degli incrementi dei ricavi delle vendite di energia e gas (29,1 mld), mentre si registra una riduzione dei ricavi per contributi da CSEA (1,1 mld). L'incremento dei ricavi da vendita di energia e gas è dovuto prevalentemente all'aumento dei ricavi per: vendita energia e GAS da parte del GME (25,5 mld), ascrivibile all'elevato aumento dei prezzi di negoziazione sul mercato elettrico, che ha più che compensato una riduzione dei volumi intermediati per quanto attiene l'energia e all'aumento dei prezzi di negoziazione e ai maggiori volumi intermediati per quanto riguarda i ricavi per la vendita di gas sul mercato del gas naturale; e per la cessione di energia da parte di AU (3 mln) in conseguenza dell'aumento dei prezzi dell'energia.

Analogamente i costi della produzione che si sostanziano in 54,9 mld presentano un aumento, in particolare la posta "per materie prime sussidiarie e di consumo", che ha subito un incremento pari a 27,7 mld (da 15,8 mld di euro a 43,5 mld di euro).

La variazione è dovuta all'aumento:

- dei costi d'acquisto di energia e gas sui mercati gestiti dal GME; tali costi si riferiscono all'accettazione da parte del GME delle offerte di vendita sui mercati dell'energia e del gas;
- dei prezzi sul mercato elettrico a pronti e a termine, che ha più che compensato la riduzione dei volumi e all'aumento sia dei volumi intermediati che dei prezzi sul mercato del gas naturale;
- dei costi per il RID (584,5 mln) in relazione ai prezzi di acquisto dell'energia più elevati rispetto all'anno precedente.

Tali variazioni sono state in parte compensate da un decremento della voce acquisti di energia CIP6 e altri oneri per la naturale scadenza delle convenzioni (112,4 mln) e dal minore controvalore dei volumi di titoli negoziati da GME sui mercati per l'ambiente (100,8 mln).

L'utile del Gruppo è passato da 11,8 milioni a 7,1 milioni di euro.

6.5 Conto economico consolidato riclassificato

La tabella che segue espone i dati relativi al conto economico consolidato riclassificato:

Tabella 36 - Conto economico consolidato riclassificato
(migliaia di euro)

CONTO ECONOMICO RICLASSIFICATO	2020	2021	Variazioni
PARTITE PASSANTI			
Ricavi			
Ricavi da vendita di energia e proventi accessori	11.804.130	35.996.906	24.192.776
Ricavi da vendita titoli sui Mercati per l'Ambiente	619.004	532.666	-86.338
Ricavi da tariffa incentivante differenziale FER elettriche	0	25.613	25.613
Contributi da CSEA	12.324.949	11.231.403	-1.093.546
Ricavi per vendita gas e incentivazione biometano d.m. 2 marzo 2018	1.339.665	6.396.055	5.056.390
Sopravvenienze nette	2.670	23.441	20.771
Totale	26.090.418	54.206.084	28.115.666
Costi			
Costi di acquisto energia e oneri accessori	15.115.427	37.706.673	22.591.246
Contributi per incentivazione fotovoltaico	5.973.981	5.978.576	4.595
Contributi per GRIN	2.613.110	3.072.564	459.454
Costi per acquisto gas e incentivazione biometano D.M. 2 marzo 2018	1.339.665	6.396.055	5.056.390
Costi di acquisto CB e CV	621.685	520.828	-100.857
Altri costi	426.550	531.388	104.838
Totale	26.090.418	54.206.084	28.115.666
SALDO PARTITE PASSANTI	-	-	
PARTITE A MARGINE			
Ricavi			
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	120.811	123.056	2.245
Contributi da CSEA	54.974	59.242	4.268
Altri ricavi e proventi	64.887	73.049	8.162
Totale	240.672	255.347	14.675
Costi			
Costo del lavoro	103.944	108.517	4.573
Altri costi operativi	91.372	103.405	12.033
Sopravvenienze passive	568	428	-140
Totale	195.884	212.350	16.466
MARGINE OPERATIVO LORDO	44.788	42.997	-1.791
Ammortamenti e svalutazioni	25.938	24.702	-1.236
Accantonamenti per rischi e oneri	3.494	5.351	1.857
RISULTATO OPERATIVO	15.356	12.944	-2.412
proventi (oneri) finanziari netti	749	-3.149	-3.898
RISULTATO ANIE IMPOSTE	16.105	9.795	-6.310
Imposte	-4.306	-2.698	1.608
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	11.799	7.097	-4.702

La gestione economica del Gruppo per l'esercizio 2021 è sintetizzata nella precedente tabella, dove si evidenziano separatamente le partite passanti da quelle a margine. Le prime ammontano a 54,2 mld, presentando una variazione positiva di 28,1 mld.

Tale variazione positiva è dovuta essenzialmente all'incremento dei ricavi dalla vendita di energia (24,2 mld) e dei ricavi per vendita gas e incentivazione biometano d.m. 2 marzo 2018 (5,1 mld). Tali incrementi sono stati in parte compensati da un decremento del contributo dalla CSEA (1,1 mld), per i minori oneri netti relativi ai contributi per i regimi incentivanti che

trovano copertura nella componente tariffaria ASOS.

L'ammontare dei ricavi derivanti dalla vendita di energia, pari a 36 mld, si riferisce principalmente:

- alle vendite effettuate sul mercato elettrico e ricavi accessori (29,7 mld);
- alle vendite effettuate verso gli esercenti il Servizio di Maggior Tutela (5,5 mld);
- alle vendite effettuate a RFI (752,5 mln) d'importo più contenuto.

L'incremento, che interessa la voce ricavi da vendita di energia e proventi accessori (24,2 mld), è da ascrivere al maggiore controvalore dell'energia intermediata dal GME sul mercato elettrico a pronti e a termine (20,6 mld), in conseguenza dell'impennata dei prezzi di negoziazione registrata nella seconda parte dell'anno rispetto all'esercizio precedente e all'incremento dei ricavi di AU verso i soggetti esercenti la Maggior Tutela (3,1 mld), anche in questo caso dovuto all'aumento dei prezzi dell'energia.

La voce Ricavi per vendita gas e incentivazione biometano d.m. 2 marzo 2018 accoglie i ricavi della controllata GME per le vendite di gas effettuate sul Mercato del Gas Naturale (6,2 mld) e i ricavi della Capogruppo per gli oneri riaddebitati ai soggetti obbligati in relazione al d.m. 2 marzo 2018 (162 mln).

L'incremento di tale voce è dovuto sostanzialmente ai maggiori ricavi per vendite di gas effettuate dalla controllata GME sul Mercato del Gas Naturale (5,1 mld), in ragione, sia dei prezzi di negoziazioni più elevati, sia delle maggiori quantità intermedie.

Analogamente, i costi riconducibili alle partite energetiche (54,2 mld di euro) registrano un incremento (28,1 mld di euro) rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente all'aumento dei costi per acquisto di energia (22,6 mld), e dei costi legati all'acquisto del gas e all'incentivazione del biometano (5,1 mld), in parte compensati da un decremento dei costi per acquisto di CB, GO, CIC e CV (100,8 mln).

Nell'ambito della voce costi di acquisto energia e oneri accessori (37,7 mld), una parte significativa è rappresentata dagli acquisti del GME sul MGP e sul MI (32,3 mld), il cui incremento (22,3 mld) rispetto al valore dello scorso esercizio è attribuibile al sostanziale aumento dei prezzi che ha più che compensato la riduzione dei volumi intermediati sui mercati dell'energia a pronti e a termine rispetto all'esercizio precedente.

I costi ammontano a 212,3 milioni con un incremento di euro 16,5 milioni rispetto al 2020 dovuto essenzialmente ai maggiori costi operativi (+12 milioni) e al costo del lavoro (+4,6 milioni).

Gli altri costi operativi si incrementano per effetto dei maggiori oneri sostenuti da AU per i

canoni di locazione dei depositi per lo stoccaggio dei prodotti petroliferi, in relazione all'aumento del numero medio dei giorni di scorta stoccati (8,3 milioni), e per l'incremento della voce costi per servizi di Rse (2,2 mln) e di AU (euro 954 mila). In particolare, l'incremento dei costi di RSE è da iscriversi ad un aumento dei costi per prestazioni tecniche e scientifiche necessarie per lo svolgimento dei progetti di ricerca, nonché ad un aumento degli oneri per i servizi d'edificio delle sedi aziendali. Il costo del lavoro si incrementa, sia per effetto dell'aumento della consistenza media, sia per gli aumenti retributivi.

La voce ammortamenti e svalutazioni (24,7 milioni) risulta in diminuzione (-1,2 milioni) per effetto essenzialmente dei minori ammortamenti e svalutazioni delle immobilizzazioni (1,3 mln), compensati in parte da un incremento delle svalutazioni di credito operate nell'esercizio (euro 93 mila).

Il margine operativo lordo (43 milioni) registra un decremento di 1,8 mln rispetto all'esercizio precedente.

La voce accantonamenti per rischi e oneri (5,4 milioni) comprende principalmente:

- l'accantonamento effettuato dal Gse (2,6 mln) al fondo regolatorio, così come disposto dalla delibera ARERA 206/2022/R/eel;
- l'accantonamento effettuato dalla controllata GME (2,3 mln) per la parte di extra reddito imputabile alla PCE per il 2021 eccedente l'equa remunerazione del capitale investito netto, in ottemperanza alle disposizioni contenute nella delibera 541/2021/R/com dell'Autorità;
- l'accantonamento effettuato dal Gse per gli oneri relativi a nuovi contenziosi in materia giuslavoristica (euro 162 mila) e oneri scaturenti dalla sentenza TAR del Lazio n. 6102/2016 del 24 maggio 2016 (euro 192 mila).

Il risultato operativo a fronte di ammortamenti e accantonamenti è pari a 12,9 mln con un decremento rispetto al 2020 di 2,4 mln.

La gestione finanziaria del Gruppo evidenzia oneri finanziari netti pari a euro 3,1 mln, in peggioramento quindi rispetto al 2020, e da addebitarsi essenzialmente agli interessi passivi sostenuti dalla controllata GME per i tassi di interessi negativi sulle giacenze di liquidità.

Gli oneri per imposte (2,7 mln) sono costituiti da imposte correnti (euro 3,3 mln), da oneri per imposte di esercizi precedenti (euro 4 mila), dall'utilizzo di imposte differite accantonate in anni precedenti (euro 526 mila) e da imposte anticipate (euro 68 mila).

Il risultato dell'esercizio di Gruppo ammonta a 7,1 mln e risulta in diminuzione di 4,7 mln.

7. CONCLUSIONI

Il Gse è una Società per Azioni interamente partecipata dal Ministero dell'economia e delle finanze che nel 2021 ha svolto le proprie attività secondo gli indirizzi strategici pianificati, nell'esercizio di riferimento, dal Ministero dello sviluppo economico (e, dal 2021, dal Ministero della transizione ecologica, ai sensi dell'art. 2, comma 7, lett. b) del d.l. 1° marzo 2021, n. 22, convertito nella l. 22 aprile 2021, n. 55), onde perseguire e conseguire gli obiettivi di sostenibilità ambientale, basati sui due pilastri delle fonti rinnovabili e dell'efficienza energetica, che, nell'attuale contesto emergenziale e ancor più alla luce del conflitto armato russo - ucraino (e delle sue ripercussioni sul mercato delle materie prime, quali petrolio, gas ecc.), appaiono decisivi ai fini di una efficace ripresa post-pandemica.

Gse ha altresì un ruolo importante anche nel mercato del gas attraverso il meccanismo dello stoccaggio virtuale; a partire dall'anno 2012, il Gestore colloca sul mercato le quote CO2 spettanti all'Italia quale Stato membro.

Fino alla data del 5 agosto 2021 il cda del Gse è stato composto da tre unità.

Il 6 agosto 2021 l'assemblea dei soci ha nominato un amministratore unico che sarebbe dovuto restare in carica fino all'approvazione del bilancio 2023. L'assemblea sociale del Gse, svoltasi in data 9 marzo 2023, ha deliberato il ritorno dell'organo amministrativo in modalità collegiale ed ha proceduto alla nomina di cinque componenti del C.d.a., tra i quali è stato nominato il Presidente. L'amministratore unico uscente è stato, comunque, confermato quale componente del C.d.a. Per quanto concerne la determinazione del compenso onnicomprensivo annuo lordo da riconoscere all'amministratore unico, lo stesso è stato determinato in euro 192.000.

In materia di personale, il costo del lavoro della società Gse nel 2021 è ammontato a 51,6 milioni ed ha registrato un incremento di 2,1 mln rispetto all'esercizio precedente, da ascrivere sia all'incremento della consistenza media del personale che è passata da 638 unità nel 2020 a 658 nel 2021, sia agli aumenti retributivi connessi all'evoluzione professionale, nonché all'anzianità di servizio.

Nel 2021 la Società ha gestito oltre 1,3 milioni di contratti, quasi 70 TWh di energia incentivata e ha erogato circa 12,5 mld di euro a titolo di incentivi.

Secondo quanto risultante dal rapporto sulle attività 2021, l'ammontare delle risorse destinate alla promozione della sostenibilità, ovvero dei costi sostenuti da consumatori e soggetti obbligati per tale finalità, è stato calcolato come pari ad un controvalore economico di 15,1 mld,

di cui 10,6 mld per l'incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, 1 miliardo ascrivibile all'efficienza energetica e alle rinnovabili termiche, 1 miliardo relativo ai biocarburanti e 2,5 mld riconducibili ai proventi derivanti dall'ETS.

I controlli continuano ad essere disciplinati dal d.m. 14 gennaio 2014, in attuazione dell'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011 (come modificato dall'art. 13-bis del d.l. 3 settembre 2019, n. 101, convertito con modificazioni dalla l. 2 novembre 2019, n. 128). Il decreto-legge 16 luglio 2020, n. 76 (c.d. decreto semplificazioni) convertito dalla legge dell'11 settembre 2020, n. 120, ha ulteriormente novellato – all'art. 56 - il testo dell'art. 42 del d.lgs. n. 28 del 2011, modificando portata e presupposti per l'esercizio dei poteri riconosciuti al Gse nell'ambito dei procedimenti di verifica e controllo su impianti incentivati. Il nuovo decreto ministeriale in materia di controlli, rilevante soprattutto rispetto agli esiti sanzionatori da adottare a seguito dei controlli e delle verifiche negative per i beneficiari, che avrebbe dovuto essere emanato da tempo in attuazione della citata novella normativa, non risulta ancora adottato.

Appare opportuno che tale decreto, più volte annunciato come prossimo, venga emanato quanto prima, in aderenza ai principi stabiliti sul punto dalla Corte costituzionale con la sentenza n. 237 del 2020, con la quale si riconosce che l'evoluzione del quadro normativo di riferimento appare orientata a rendere maggiormente flessibili le conseguenze derivanti dalle violazioni, poste in essere dagli operatori economici, dovendosi pur sempre tenere conto dell'effettiva gravità delle stesse, sì da consentire al Gestore di rigettare l'istanza di ammissione agli incentivi o dichiarare la decadenza dal relativo diritto nelle ipotesi di violazioni rilevanti di maggiore gravità.

L'attività di verifica e controllo mediante sopralluoghi, pur avendo registrato un incremento rispetto al 2020, caratterizzato dagli impatti del *lock down* in esito alla nota vicenda pandemica, è andata progressivamente diradandosi nel medio periodo. Al riguardo, la Corte osserva che devono essere potenziati e valorizzati non solo i sopralluoghi, ma anche gli stessi controlli documentali, sia dal punto di vista quantitativo che qualitativo, anche con riguardo alle nuove attribuzioni assegnate a Gse in relazione al PNRR.

Anche l'andamento del contenzioso è stato interessato dalla novella introdotta dall'art. 56, commi 7 e 8, d.l. n. 76 del 2020, la quale ha, in parte, modificato l'art. 42, comma 3, d.lgs. n. 28 del 2011, subordinando l'esercizio del potere di controllo al ricorrere dei presupposti dell'art. 21 *nonies* l. 241/90 e, per altro verso, previsto la possibilità per gli operatori già destinatari di provvedimenti di decadenza o annullamento dei precedenti provvedimenti di concessione

degli incentivi di presentare al Gse apposita istanza volta al riesame della determinazione già assunta.

La normativa in materia energetica che ha interessato Gse, adottata nel 2021, ha inteso perseguire gli obiettivi strategici di decarbonizzazione, efficienza energetica, sicurezza energetica, valorizzazione del mercato interno dell'energia (declinata in interconnettività elettrica, infrastruttura di trasmissione dell'energia, integrazione del mercato, contrasto alla povertà energetica), ricerca, innovazione e competitività; elementi contenuti nel PNIEC (Piano nazionale integrato per l'energia e il clima) ed ulteriormente articolati nel PNRR. Nel breve periodo, peraltro, si è dovuto temere conto dell'incremento dei prezzi delle materie prime, in un'ottica di mitigazione degli effetti negativi sull'economia nazionale, le imprese e le famiglie. In tal senso, il d.lgs. n. 199 del 2021, recante "Attuazione della direttiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo e del Consiglio, dell'11 dicembre 2018, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili", pubblicato in GU il 30 novembre 2021, ha recepito le disposizioni in materia di energia da fonti rinnovabili declinate nella direttiva (UE) 2018/2001, definendo gli strumenti, i meccanismi, gli incentivi e il quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi di incremento della quota di energia da fonti rinnovabili entro l'anno 2030.

Con riferimento alle misure di sostegno che coinvolgono il Gse, si evidenzia che, al momento, risulta adottato un solo decreto ministeriale, ai sensi del decreto legislativo n. 199 del 2021, vale a dire il decreto ministeriale 15 settembre 2022, n. 340, recante "Attuazione degli articoli 11, comma 1 e 14, comma 1, lettera b), del decreto legislativo 8 novembre 2021, n. 199, al fine di sostenere la produzione di biometano immesso nella rete del gas naturale, in coerenza con la Missione 2, Componente 2, Investimento 1.4, del PNRR."

Sotto il profilo patrimoniale ed economico finanziario, nel 2021 il patrimonio netto si è incrementato di 3,1 mln per effetto del risultato dell'esercizio al netto degli utili distribuiti nel periodo.

La Società nel 2021 ha realizzato un utile pari a circa 8,1 milioni di euro (in aumento di euro 755 mila rispetto all'anno precedente) e una redditività del 13,6 per cento; a livello consolidato, grazie anche al contributo delle società controllate AU, GME e RSE, il Gruppo ha registrato un fatturato di 54,9 mld di euro e un utile di 7,1 milioni di euro.

I ricavi complessivi della Capogruppo ammontano a 14,5 mld, registrando un incremento di 1,2 mld rispetto all'anno precedente. Tale incremento è dovuto principalmente ai ricavi da vendita

di energia e proventi accessori, la cui variazione (2,3 mld) è spiegata dal forte incremento dei prezzi dell'energia, registrato nella seconda metà del 2021, e in particolare del PUN passato da Euro/MWh 38,9 nel 2020 a Euro/MWh 125,5 nel 2021. Tale aumento è in parte controbilanciato da una riduzione dei contributi ricevuti dalla CSEA (1,2 mld), necessari a compensare lo sbilancio economico delle partite che trovano copertura nella componente tariffaria ASOS, e il cui decremento è dovuto sostanzialmente proprio ai maggiori ricavi di vendita energia (2,3 mld), che hanno ridotto il fabbisogno ASOS, malgrado l'incremento dei costi per RID e SSP (850,8 mln), dei costi per acquisto energia sul mercato elettrico (405,7 mln) e dei costi per l'incentivazione degli impianti FER qualificati IAFR, ed in particolare del GRIN (304,2 mln).

Anche la voce del conto economico "altri ricavi" si incrementa, per i maggiori ricavi legati all'incentivazione del biometano e dei biocarburanti avanzati (92,2 mln) e per i ricavi dei differenziali FER Elettriche a favore del Gse in relazione al d.m. FER1 (25,6 mln) non presenti nell'esercizio precedente.

I costi di competenza, pari a 14,5 mld, registrano un incremento di 1,2 mld rispetto all'esercizio precedente, dovuto principalmente, come per i ricavi, all'aumento del prezzo di negoziazione, che ha comportato maggiori costi per RID e SSP (850,8 mln) e costi per energia acquistata sul Mercato Elettrico (405,7 mln).

In particolare, i costi per acquisti di materie prime, sussidiarie, di consumo e di merci, pari a 5,14 mld, si riducono di circa 996,4 mln.

I costi per servizi, pari a euro 27,8 mln, registrano una diminuzione di 2,1 mln rispetto all'esercizio precedente. La voce più consistente rimane quella relativa alle prestazioni professionali (11 mln), che pure registra una contrazione.

Il risultato della gestione caratteristica, pari a -4,6 mln, rispetto al 2020 presenta una variazione negativa di 5,5 mln. L'utile netto dell'esercizio è pari a 8,1 milioni.

Per quanto concerne il Gruppo, il valore della produzione (54,9 mld), presenta una variazione positiva (28,3 mld), dovuta essenzialmente all'incremento dei ricavi dalla vendita di energia e gas (29,1 mld).

I costi della produzione ammontano a 54,9 mld e presentano in particolare un incremento della posta per "materie prime sussidiarie e di consumo", che ha subito un aumento di 28,3 mld.

Il risultato dell'esercizio di Gruppo ammonta a 7,1 mln, con un decremento di 4,7 mln rispetto al 2020 (11,8 mln). Al 31 dicembre 2021 il patrimonio netto del gruppo si incrementa di 2,1 mln, essenzialmente per gli utili 2020 portati a nuovo.

CORTE DEI CONTI - SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

