



Decarbonizzazione e riduzione delle emissioni

[GRI 2-23, 3-3, 302-1, 305-1, 305-2, 305-3, 305-4, 305-5, 305-6, 305-7]

Il Gruppo Iren ha assunto nei propri indirizzi strategici l'impegno per un costante contenimento delle emissioni in atmosfera, definendo obiettivi per la riduzione delle emissioni di CO₂ e l'incremento di quelle evitate grazie principalmente all'impiego di fonti rinnovabili, alla valorizzazione dei rifiuti come materia e al teleriscaldamento.

Decarbonizzazione e riduzione delle emissioni



Rischi

- Mancato raggiungimento dei target previsti dal Piano Industriale e conseguenti impatti negativi (operativi, economici e reputazionali) anche sulla accessibilità a strumenti di finanza sostenibile
- Impatti negativi su ambiente, salute e sicurezza con conseguenti effetti negativi reputazionali ed economici
- Superamento accidentale delle soglie di emissione previste dalle autorizzazioni ambientali o dalle normative
- Fenomeni naturali cronici o estremi da cambiamento climatico che possono provocare impatti sugli asset/ sulle performance
- Perdita di certificazioni ambientali
- Inasprimento dei vincoli emissivi e necessità di adeguamento di processi/impianti
- Errori/omissioni nell'attività progettuale/autorizzativa/ realizzativa con conseguente compromissione della continuità operativa di impianto



Opportunità

- Crescita nella produzione rinnovabile con contributo alla decarbonizzazione
- Riduzione degli impatti ambientali che determinano cambiamento climatico
- Opportunità di business legate alla transizione ecologica



Modalità di Gestione

- Pianificazione e monitoraggio degli obiettivi e dei target (economico-finanziari e ESG) di Piano Industriale
- Sustainable Financing Framework
- Codice Etico
- Politica di Sostenibilità
- Modello organizzativo 231e flussi informativi agli Organismi di Vigilanza
- Sistema di MbO e LTI con obiettivi ESG
- Piani di miglioramento e relativi investimenti
- Sistema di ERM (Operational risk policy e Climate Change risk policy)
- Sistema di Gestione Certificato integrato (valutazione rischi, misure di contenimento e verifiche di terza parte)
- Procedure: Analisi ambientale; Gestione emissioni di termovalorizzatori, centrali termoelettriche e depuratori; Gestione emergenze finalizzate al rientro in tempi certi entro le soglie emissive fissate; Gestione e manutenzione del parco autoveicoli
- Adozione delle best available technologies
- Sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni e collegamento in tempo reale con enti di controllo
- Verifiche periodiche da parte degli enti di controllo
- Autorizzazioni ambientali

Consumi energetici diretti e indiretti

I **consumi energetici diretti** del Gruppo riguardano gli impieghi di combustibile per la produzione di energia elettrica e termica (impianti cogenerativi, centrali termiche, caldaie, termovalorizzatori e discariche) e i flussi di energia primaria non rinnovabile, non direttamente connessi alla produzione energetica (ad esempio, riscaldamento delle sedi, carburanti utilizzati dai veicoli della flotta aziendale ecc.), impiegati nello svolgimento delle attività. I consumi energetici hanno registrato un lieve aumento, pari al 6% rispetto al 2022, correlato principalmente ad un incremento della produzione energetica da termoelettrico e dall'ampliamento del perimetro.

La strategia di progressiva riduzione del ricorso al gas naturale, e dei conseguenti impatti emissivi, è integrata nel Piano Industriale del Gruppo che prevede la graduale crescita delle fonti energetiche rinnovabili, supportate anche dai sistemi di storage, per diminuire di un terzo i consumi di gas naturale nel 2030, rispetto al 2020.

I **consumi energetici indiretti** si riferiscono all'energia elettrica acquistata e consumata dal Gruppo, sia per le sedi sia per gli impianti. L'elettricità impiegata dagli impianti di produzione energetica è autoprodotta e può essere in parte acquistata da terzi, qualora il fabbisogno ecceda l'autoproduzione. Nel 2023 i consumi energetici indiretti sono stati pari a 442 GWh, equivalenti a 82.744 tep (3.463.644 GJ), con un lieve incremento del 5% rispetto al 2022, dovuto prevalentemente all'ampliamento del perimetro impiantistico della BU Ambiente, derivante dall'entrata in funzione di impianti di recupero materia di nuova realizzazione, e della BU Reti, in forza delle acquisizioni societarie avvenute in corso d'anno, più che compensato dalla riduzione dei consumi registrati negli ambiti di attività storicamente gestiti.

Per mitigare l'impatto del consumo di energia elettrica, il Gruppo ha fissato nel Piano Industriale l'obiettivo al 2030 di acquistare il 100% dell'energia certificata da fonti rinnovabili. Nel 2023 si è proceduto all'acquisto di energia elettrica da fonti rinnovabili, certificata mediante Garanzia di Origine (GO), coprendo circa il 0,6% del totale acquistato.



Consumi energetici diretti per tipologia di combustibile	u.m.	2023	2022	2021	2020
Gas naturale	sm ³ /000	1.470.780	1.395.057	1.689.348	1.723.470
	tep	1.229.572	1.166.267	1.412.295	1.440.821
Gasolio	t	60	46	62	44
	tep	62	47	63	45
Biogas da discariche, depuratori e biodigestori ⁽¹⁾	m ³ /000	43.893	39.652	32.152	30.443
	tep	18.023	16.401	11.984	11.497
Carburante per automezzi	t	18.477	15.617	11.849	10.643
	tep	19.053	16.023	12.137	10.900
TOTALE ⁽²⁾	tep	1.266.710	1.198.738	1.436.479	1.463.262
	GJ	53.034.621	50.188.763	60.142.518	61.252.146
	MWh	14.743.617	13.952.482	16.719.616	17.031.363

⁽¹⁾ Consumo energetico da fonte rinnovabile.

⁽²⁾ La conversione in GJ viene fatta utilizzando il fattore di conversione 1 tep = 41,868 GJ; la conversione in MWh viene fatta utilizzando il fattore di conversione 1 GJ = 0,278 MWh.

Consumi energetici diretti per fonte energetica	u.m.	2023	2022	2021	2020
Fonte non rinnovabile	MWh	14.533.846	13.761.585	16.580.130	16.897.546
Fonte rinnovabile	MWh	209.771	190.896	139.485	133.817
TOTALE	MWh ⁽¹⁾	14.743.617	13.952.482	16.719.616	17.031.363

⁽¹⁾ La conversione in MWh viene fatta utilizzando il fattore di conversione 1 GJ = 0,278 MWh

Emissioni in atmosfera

Le emissioni di gas ad effetto serra (GHG, *greenhouse gases*) sono prodotte dal Gruppo Iren direttamente nei processi operativi (scope 1) e indirettamente sia attraverso l'eventuale approvvigionamento da terzi di energia elettrica (scope 2) sia lungo la catena del valore (scope 3).

In questa sede vengono considerate e rendicontate come emissioni GHG (in termini di CO₂ equivalenti):



tutte le emissioni dirette prodotte da fonti di proprietà del Gruppo, vale a dire le emissioni generate dalla combustione di combustibili e rifiuti per la produzione di energia elettrica e calore, quelle originate dalla flotta dei veicoli aziendali, le emissioni fuggitive correlate alla dispersione del gas metano in atmosfera nel servizio di distribuzione gas, le emissioni legate alle dispersioni di metano prodotte dai processi di decomposizione dei rifiuti organici in discarica, quelle legate ai gas fluorurati (comprendenti l'SF6 isolante utilizzato nelle infrastrutture di distribuzione di energia elettrica), i gas refrigeranti, normalmente contenuti negli impianti di condizionamento/refrigerazione, e infine quelle derivanti dal consumo di combustibili per il riscaldamento degli edifici delle sedi e per altre attività a supporto della produzione;

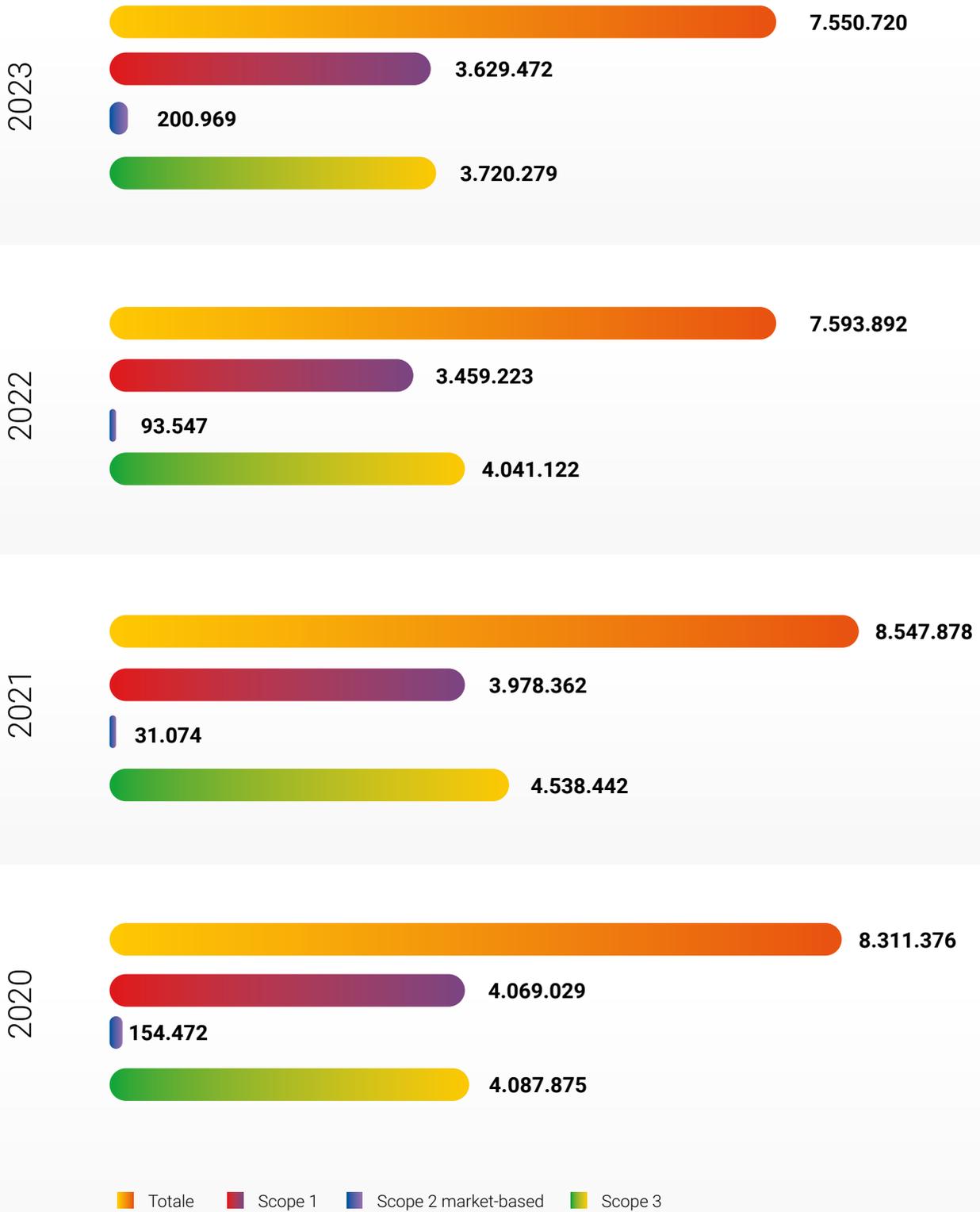


le emissioni derivanti dai consumi indiretti del Gruppo, ovvero le emissioni generate dall'energia elettrica acquistata da fornitori terzi e consumata sia negli impianti sia nelle sedi del Gruppo;



tutte le emissioni che, seppur collegate all'attività caratteristica e di business, non vengono controllate direttamente dal Gruppo ma sono prodotte nella catena del valore di Iren, sia a monte (*upstream*) sia a valle (*downstream*).

Emissioni totali di GHG (tCO_{2eq})



Le emissioni totali di GHG risultano in calo rispetto al 2022, sebbene impattate dagli ampliamenti di perimetro societari e delle attività gestite dal Gruppo che si riflettono sul trend delle emissioni di scope 1 e scope 2. La strategia di decarbonizzazione adottata dal Gruppo ha condotto alla definizione, nel Piano Strategico al 2030, di significativi obiettivi di riduzione delle emissioni GHG che interessano i processi produttivi, le politiche di approvvigionamento e quelle commerciali. Tali target di riduzione delle emissioni sono stati validati da *Science Based Target Initiative (SBTi)*:

- riduzione del 47% dell'intensità carbonica della produzione energetica (scope 1) al 2030 rispetto al 2020;
- azzeramento delle emissioni di scope 2, calcolate secondo la metodologia *market-based* del GHG Protocol, grazie all'approvvigionamento del 100% di energia elettrica rinnovabile al 2030;
- riduzione del 25% delle emissioni di scope 3 relative all'utilizzo dei prodotti venduti (categoria 11 del GHG Protocol) e del 13% delle emissioni di scope 3 correlate all'acquisto di energia (categoria 3 del GHG Protocol), al 2030 rispetto al 2020.

EMISSIONI SCOPE 1

Emissioni dirette di GHG - scope 1 (tCO _{2eq})	2023	2022	2021	2020
Impianti di produzione ⁽¹⁾	3.428.303	3.256.849	3.764.218	3.856.284
· di cui cogenerazione, centrali termiche, impianti termoelettrici ⁽²⁾	2.972.814	2.808.945	3.333.617	3.418.020
· di cui termovalorizzatori (quota non biogenica)	455.471	447.882	430.573	438.232
· di cui reazioni di combustione per usi di processo o servizi	18	22	28	32
Veicoli aziendali ⁽³⁾	30.143	25.258	19.978	18.555
Rete distribuzione gas ⁽⁴⁾	17.361	18.927	22.699	21.039
Discariche ⁽⁵⁾	145.996	149.573	163.106	166.025
Altre emissioni (riscaldamento, condizionamento e altre attività a supporto della produzione) ⁽⁶⁾	7.667	8.616	8.361	7.126
TOTALE	3.629.470	3.459.223	3.978.362	4.069.029

⁽¹⁾ Sono utilizzati i coefficienti emissivi dei combustibili pubblicati nella Tabella Parametri Standard Nazionali 2022 del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

⁽²⁾ L'87% delle emissioni derivanti da impianti di cogenerazione, centrali termiche e impianti termoelettrici è coperta dall'acquisto delle quote di carbonio all'interno dell'ETS (Emission Trading System).

⁽³⁾ Sono utilizzati i coefficienti emissivi INEMAR - ARPA Lombardia (2018).

⁽⁴⁾ È ipotizzato un valore di tasso di perdita di gas pari a 0,1% e di GWP (Global Warming Potential) del metano pari a 28.

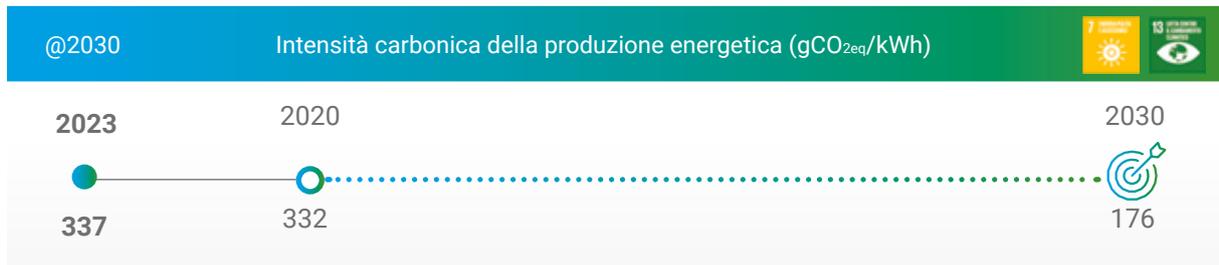
⁽⁵⁾ È utilizzato il GWP del metano pari a 28.

⁽⁶⁾ Sono utilizzati i coefficienti emissivi dei combustibili pubblicati nella Tabella Parametri Standard Nazionali 2023 e GWP specifici per i singoli gas fluorurati. Sono incluse le emissioni SF6 pari a: 203 tCO_{2eq} nel 2023, 157 tCO_{2eq} nel 2022, 109 tCO_{2eq} nel 2021 e 25 tCO_{2eq} nel 2020.

Emissioni dirette GHG biogenica (tCO _{2eq})	2023	2022	2021	2020
Termovalorizzatori	474.062	466.163	448.147	456.119
Discariche, depuratori e biodigestori	53.277	46.447	32.796	24.915
TOTALE	527.338	512.610	480.943	481.034

L'intensità carbonica della produzione energetica si attesta, nel 2023, a 337 gCO_{2eq}/kWh (l'indice è calcolato secondo le modalità previste da SBTi considerando tutte le emissioni scope 1 degli impianti di produzione energetica, rapportate alla totalità di elettricità e calore prodotti). La diminuzione, rispetto all'anno precedente, è dovuta principalmente ad un aumento della produzione di energia proveniente da fonti rinnovabili (in particolare idroelettrico, fotovoltaico ed eolico) e alla diminuzione della produzione di energia derivata da impianti cogenerativi e da caldaie.

L'obiettivo definito nel Piano Industriale del Gruppo prevede di ridurre l'intensità carbonica della produzione energetica a 176 gCO_{2eq}/kWh nel 2030. Il percorso, definito per il raggiungimento di tale obiettivo, include diverse variabili: di tipo industriale, come lo sviluppo o l'acquisizione di fonti rinnovabili per la produzione energetica, di scenario, come la disponibilità di idrogeno e gas rinnovabili che permettano l'impiego di miscele di combustibili in sostituzione del solo gas naturale, e di tipo tecnologico, ad esempio nell'ambito della cattura e stoccaggio della CO₂ emessa dagli impianti.



EMISSIONI SCOPE 2

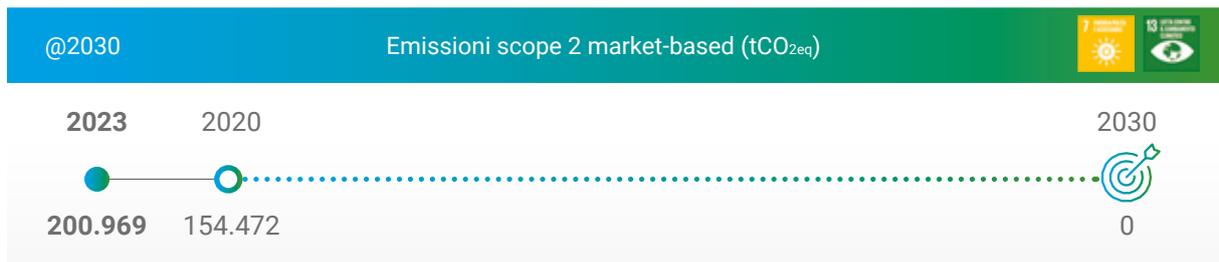
Emissioni dirette GHG - Scope 2 (tCO _{2eq})	2023	2022	2021	2020
Metodologia <i>location-based</i> ⁽¹⁾	118.584	109.857	111.869	99.720
Metodologia <i>market-based</i> ⁽²⁾	200.969	93.547	31.074	154.472

⁽¹⁾ La metodologia *location-based* considera l'intensità media delle emissioni delle reti in cui si verifica il consumo di energia (utilizzando principalmente i dati del fattore di emissione medio della rete). Le emissioni sono, quindi, ottenute moltiplicando l'energia elettrica acquistata da terzi per il fattore emissivo del mix elettrico di produzione nazionale che per il 2023 è pari a 268 kgCO₂/MWh, per il 2022 è pari a 260 kgCO₂/MWh, per il 2021 è pari a 278 kgCO₂/MWh e per il 2020 è pari a 296 kgCO₂/MWh (fonte: Italian National Inventory Report 2023, ISPRA).

⁽²⁾ La metodologia *market-based* considera le emissioni del tipo di elettricità che l'azienda ha scelto di acquistare. Le emissioni sono, quindi, ottenute ponendo a zero emissioni la quota di energia elettrica acquistata da fonti rinnovabili certificata da Garanzia di Origine e moltiplicando la quota parte di energia elettrica acquistata da fonti non rinnovabili per il fattore emissivo che fa riferimento al mix residuale nazionale dell'anno precedente e che per il 2023 è 457,15 kgCO₂/MWh, per il 2022 è 456,570 kgCO₂/MWh, per il 2021 è 458,57 kgCO₂/MWh, e per il 2020 è 458,57 kgCO₂/MWh (fonte: European Residual Mixes, AIB).

Nel 2023 si evidenzia, rispetto all'anno precedente, un leggero incremento delle emissioni di scope 2 *location-based* dovuto in particolare all'entrata in funzione di impianti di nuova realizzazione nel settore ambiente e all'acquisizione di nuove società nell'ambito del servizio idrico integrato. Nel modello di gestione adottato dal Gruppo la principale fonte di copertura dell'energia "pulita" (certificata con garanzia d'origine - GO) per i consumi interni e per la vendita a clienti finali è la produzione di energia rinnovabile degli impianti del Gruppo.

Nel 2023 la strategia adottata ha privilegiato l'impiego dell'energia rinnovabile GO prodotta per soddisfare le crescenti richieste dei clienti finali. Le emissioni di scope 2 *market-based*, che derivano dai consumi interni, sono quindi aumentate rispetto al 2022.



EMISSIONI SCOPE 3

Il Gruppo è indirettamente responsabile delle emissioni generate dai propri fornitori e clienti e da tutta la catena del valore. Per questo si impegna ad affinare costantemente il perimetro di rendicontazione delle emissioni di scope 3.

Dall'analisi dell'ordinato totale – dato su cui si basa il calcolo delle emissioni di scope 3 di beni e servizi acquistati, beni strumentali, servizi di trasporto e distribuzione a monte – le emissioni scope 3 risultano complessivamente in riduzione rispetto al 2022, principalmente per il minor apporto delle emissioni derivanti dall'efficienza prodotta in termini di acquisto di beni strumentali e di beni e servizi, dall'uso dei prodotti venduti, dalle emissioni correlate ai rifiuti prodotti. A questi effetti si aggiunge quello del consolidamento delle società Amter e Acquanna il cui apporto emissivo, precedentemente incluso nelle emissioni di scope 3 categoria investimenti, è stato inventariato nelle emissioni di scope 1 e 2.

Emissioni di GHG - Scope 3 (tCO _{2eq})	2023	2022	2021	2020
Beni e servizi acquistati ⁽¹⁾	772.936	1.019.014	993.814	765.777
Beni strumentali (impianti e macchinari) ⁽¹⁾	13.069	17.501	7.190	3.256
Uso di combustibile ed energia (non incluse in emissioni scope 1 o 2) ⁽²⁾	425.322	402.180	470.642	480.459
Servizi di trasporto e distribuzione a monte ⁽¹⁾	201.986	157.273	107.164	35.389
Trasporto dei rifiuti prodotti ⁽³⁾	50.491	62.652	57.759	75.379
Trasferte aziendali ⁽⁴⁾	256	477	220	137
Trasferimenti casa-lavoro dei dipendenti ⁽⁵⁾	20.400	20.400	12.750	12.750
Uso dei prodotti venduti ⁽⁶⁾	2.066.851	2.238.594	2.673.920	2.464.655
Beni in leasing a valle ⁽⁷⁾	11.087	10.326	9.268	8.602
Investimenti ⁽⁸⁾	157.881	112.705	205.715	241.472
TOTALE	3.720.279	4.041.122	4.538.442	4.087.876

⁽¹⁾ È analizzato tutto l'ordinato ai fornitori nell'anno e sono state stimate le emissioni correlate a ciascuna tipologia di beni e servizi acquistati mediante, i fattori emissivi utilizzati gli anni precedenti del tool "Quantis Scope 3 Evaluator" del GHG Protocol.

⁽²⁾ Le emissioni sono calcolate utilizzando i fattori emissivi "UK Government GHG Conversion Factors for Company Reporting" di tipo Well-to-Tank (WTT) che permettono di quantificare le emissioni associate all'estrazione, lavorazione e trasporto dei combustibili e dell'energia elettrica acquistati. I fattori emissivi sono mantenuti costanti e pari al base year 2020 ai fini di comparabilità negli anni e di monitoraggio del target validato da SBTi.

⁽³⁾ Sono state stimate le emissioni generate dallo smaltimento dei rifiuti prodotti dal Gruppo, utilizzando i fattori emissivi dal database Ecoinvent 3.7.1 rielaborati mediante il software Simapro.

⁽⁴⁾ Le emissioni dei viaggi di lavoro sono calcolate attraverso l'agenzia viaggi del Gruppo (che gestisce tutte le trasferte dei dipendenti) che effettua l'analisi degli impatti ambientali. Per il calcolo delle emissioni di CO_{2eq} sono considerati tutti i servizi prenotati tramite il portale dell'agenzia di viaggio (aereo, treno, noleggi, hotel).

⁽⁵⁾ Dato stimato sulla base del numero medio di dipendenti (fascia oltre i 10.000) utilizzato come gli anni precedenti dal tool "Quantis Scope 3 Evaluator" del GHG Protocol.

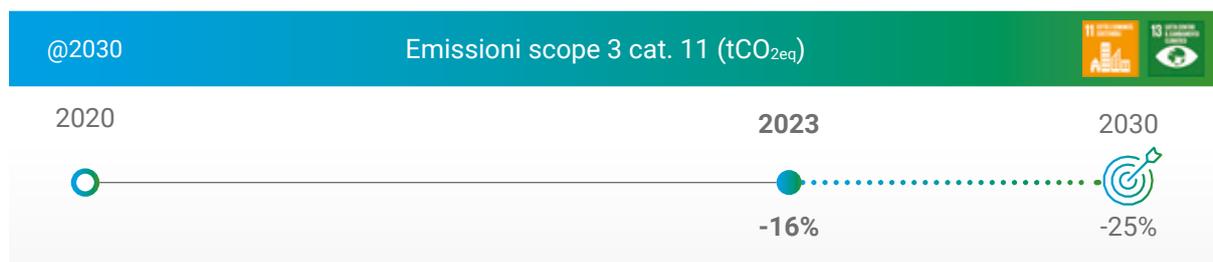
⁽⁶⁾ Sono considerati i volumi di gas distribuito a clienti finali moltiplicati per il fattore emissivo correlato alla combustione del gas.

⁽⁷⁾ Dato calcolato sulla base del valore dei proventi da affitti e noleggi attivi mediante i fattori emissivi utilizzati gli anni precedenti del tool "Quantis Scope 3 Evaluator" del GHG Protocol.

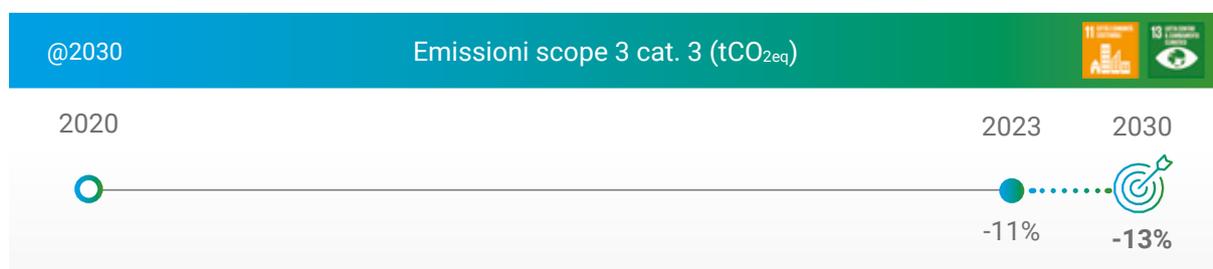
⁽⁸⁾ Dato stimato per le società partecipate non consolidate con metodo integrale mediante i fattori emissivi utilizzati gli anni precedenti del tool "Quantis Scope 3 Evaluator" del GHG Protocol. La stima è basata sui ricavi annui delle società e sulla quota proporzionale della partecipazione del Gruppo Iren in ciascuna società.

Gli obiettivi del Piano Industriale prevedono la riduzione del 25% delle emissioni di scope 3 relative all'utilizzo dei prodotti venduti (categoria 11) e del 13% delle emissioni di scope 3 correlate all'uso di combustibile ed energia (categoria 3), non incluse in emissioni scope 1 o 2.

Le emissioni correlate all'uso dei prodotti venduti si riferiscono a quelle dovute alla combustione, da parte dell'utente finale, del gas naturale distribuito nelle reti del Gruppo. La riduzione, prevista al 2030 tiene conto di analisi di scenario che considerano aspetti quali: la progressiva elettrificazione dei consumi, la riduzione della domanda di gas naturale per il riscaldamento dovuta all'innalzamento delle temperature medie, la penetrazione nel mercato di idrogeno e gas rinnovabili. Nel 2023 si registra un calo significativo di questa categoria di emissioni, per la contrazione dei volumi di gas naturale distribuito, legata sia alla stagione termica calda, sia all'andamento del costo della materia prima che ha portato a una riduzione della domanda.



La voce correlata all'acquisto di combustibili ed energia elettrica quantifica le emissioni prodotte per estrarre, lavorare e trasportare i combustibili e l'energia elettrica acquistati dal Gruppo. Anche per questa tipologia di emissioni è prevista una riduzione correlata sia alla contrazione dei consumi del Gruppo, grazie alle attività pianificate per minimizzare l'intensità carbonica della produzione energetica, sia alla variazione dei fattori emissivi.



Altre emissioni in atmosfera derivanti dagli impianti di produzione riguardano gli ossidi di zolfo (SO_x), gli ossidi di azoto (NO_x) e le polveri.

Emissioni in atmosfera (t)	2023	2022	2021
SO _x ⁽¹⁾	56	25	43
NO _x	951	746	969
Polveri ⁽¹⁾	3	9	10

⁽¹⁾ Il dato è calcolato in base al volume di fumi al camino e alla concentrazione misurata mediante l'analisi delle emissioni eseguita da un laboratorio esterno accreditato. Il parametro determinato, che descrive la condizione di un breve periodo di tempo, viene poi esteso a tutto l'anno. Tale modalità di calcolo può comportare differenze rilevanti da un anno all'altro.

Controllo e riduzione delle emissioni

Il Gruppo ha proseguito, in coerenza con la strategia delineata nel Piano Industriale al 2030, lo sviluppo degli asset rinnovabili (» SI VEDA PAG.113) che costituisce una delle leve fondamentali per la riduzione delle emissioni, così come l'assetto prevalentemente cogenerativo (produzione di energia elettrica e termica che alimenta le reti di teleriscaldamento) del parco termoelettrico del Gruppo contribuisce significativamente a contenere le emissioni specifiche di gas serra.

Gli impianti di produzione energetica alimentati da rifiuti o gas naturale adottano tecnologie di combustione che mirano a minimizzare le emissioni. In particolare, gli impianti di taglia maggiore utilizzano catalizzatori specifici per la riduzione di monossido di carbonio (CO) e ossidi di azoto (NO_x). Inoltre, gli impianti sono dotati di sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni che consentono la rilevazione in tempo reale dei principali inquinanti che sono periodicamente monitorati attraverso specifici indicatori e che riguardano le principali specie emesse in atmosfera, rapportati all'energia prodotta. Il monitoraggio di tali indicatori è inoltre previsto dalle Autorizzazioni Integrate Ambientali delle principali installazioni e dalle Dichiarazioni Ambientali dei siti registrati EMAS ai sensi dell'Allegato IV del Regolamento (CE) n. 1221/2009. Ciò permette di migliorare l'efficienza del processo di combustione delle centrali termoelettriche, anche di cogenerazione, di quelle termiche di taglia maggiore, asservite alle reti di teleriscaldamento, e dei termovalorizzatori. Tali impianti, inoltre, sono tenuti, in forza delle relative Autorizzazioni Integrate Ambientali (AIA), ad osservare limiti emissivi più stringenti di quelli previsti dalla normativa nazionale.

Gli impianti di produzione energetica di potenza superiore a 50 MW sono obbligati, in base alla normativa ambientale I.P.P.C. e alle relative AIA, al miglioramento continuo delle prestazioni ambientali, con adeguamenti alle migliori tecnologie disponibili per diminuire progressivamente l'inquinamento per le diverse matrici ambientali, comprese le emissioni in atmosfera. Inoltre, tutti gli impianti termici e termoelettrici, anche di cogenerazione, di potenzialità superiore ai 20 MW sono soggetti al sistema chiamato "European Union Emission Trading Scheme" (EU-ETS). Nell'anno sono state acquistate circa 2.834.290 quote di CO₂ (EU Allowances) per adempiere agli obblighi previsti dalla normativa Emissions Trading System (ETS) relativamente alle emissioni generate dagli impianti del Gruppo Iren.

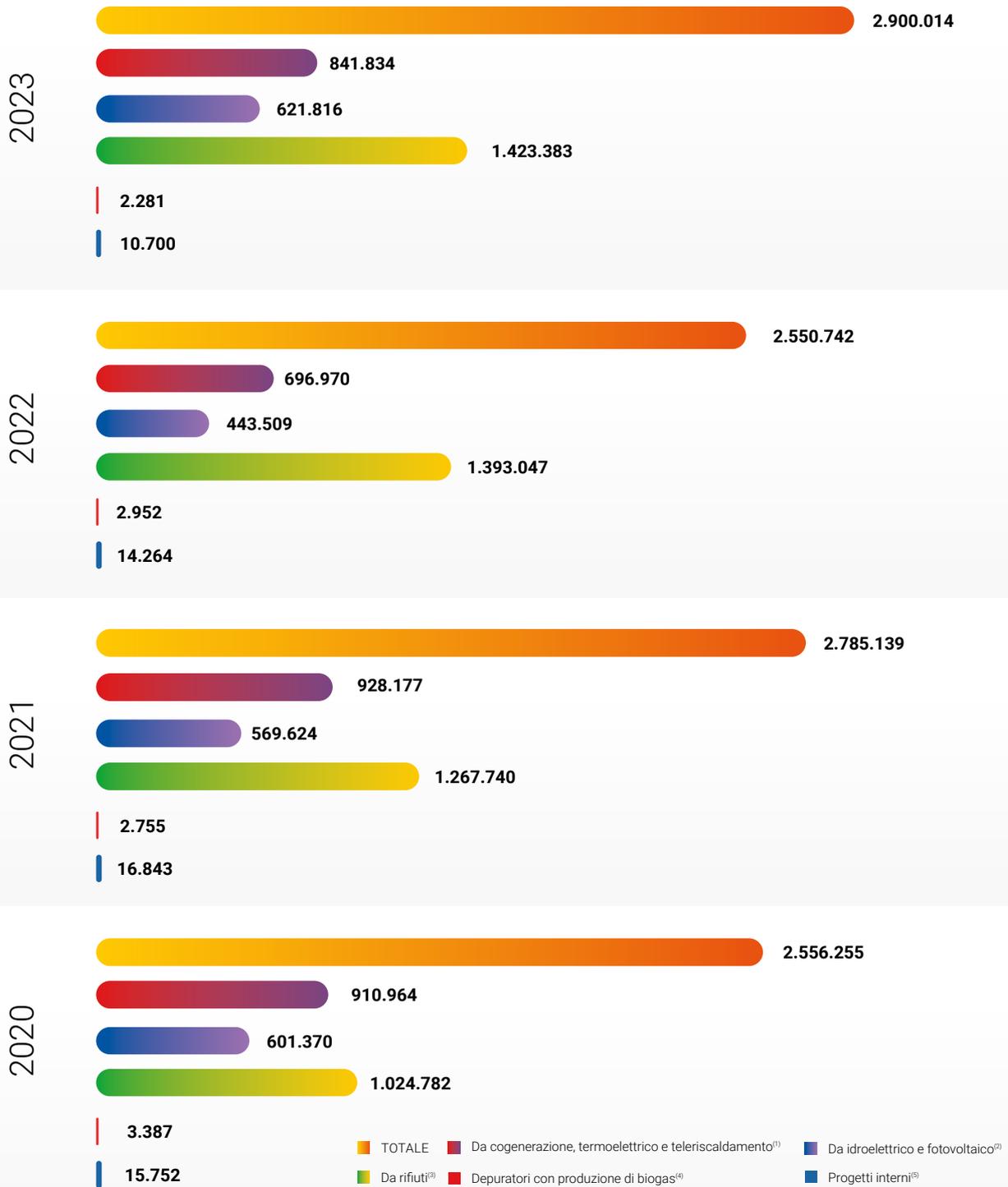
Attraverso il monitoraggio e la comunicazione annuale

dei dati di emissione di gas serra, lo scopo di tale sistema è quello di sostenere a livello europeo una riduzione nel tempo delle emissioni più efficace sotto il profilo dei costi e promuovere investimenti a favore di basse emissioni di carbonio, per il raggiungimento degli obiettivi definiti nell'ambito del Protocollo di Kyoto e dell'Accordo di Parigi. La combustione del biogas prodotto in discarica produce la massima riduzione delle emissioni di metano e di eventuali altri gas serra, seppure con trasformazione in CO₂ che ha un potenziale effetto serra di 28 volte inferiore a quello del metano. Oltre al monitoraggio e al contenimento delle emissioni degli impianti di produzione energetica, il Gruppo Iren contribuisce alla riduzione delle emissioni di CO₂ anche attraverso specifici investimenti e iniziative, quali ad esempio:

- il **teleriscaldamento** che sfrutta il calore prodotto in cogenerazione, sostituendo le tradizionali caldaie condominiali e riducendo il consumo di gas naturale;
- gli **accumulatori di calore** che immagazzinano l'energia termica prodotta dagli impianti di cogenerazione quando la richiesta di calore è minore, per cederla nelle ore di massimo carico della rete di teleriscaldamento, riducendo così l'utilizzo delle caldaie di integrazione e permettendo una riduzione dei consumi di combustibile e delle relative emissioni di inquinanti in atmosfera;
- gli **accumulatori elettrici** che possono immagazzinare o erogare energia elettrica, garantendo flessibilità alla rete elettrica e un forte supporto allo sviluppo della produzione da fonti rinnovabili;
- la **raccolta differenziata** e il **recupero di materia da rifiuti** che consentono di evitare sia le emissioni per la produzione di nuovi materiali sia quelle che i materiali avrebbero prodotto se avviati a smaltimento e generano un impatto positivo sull'ambiente, per esempio, attraverso il riutilizzo della plastica, anche in sostituzione ai combustibili fossili, e la produzione di compost e biometano da rifiuti organici;
- la **mobilità sostenibile** e la riduzione degli spostamenti dei dipendenti tramite smart working e forme di lavoro agili.

Le emissioni evitate complessivamente nel 2023, grazie all'adozione delle iniziative elencate, sono sintetizzate nel grafico che segue.

Emissioni di CO₂ evitate (t)



⁽¹⁾ Il calcolo considera come parametro di riferimento le emissioni del sistema termoelettrico nazionale pari a 462,692 kgCO₂/MWh nel 2023, 443,510 kgCO₂/MWh nel 2022, 452,268 kgCO₂/MWh nel 2021 e 457,059 kgCO₂/MWh nel 2020 (dati Terna e PNA). I dati comprendono anche la riduzione di emissioni dagli accumulatori di calore ed energia elettrica.

⁽²⁾ Il calcolo considera la riduzione di emissioni dalla produzione di energia elettrica da impianti idroelettrici e fotovoltaici, confrontata con il mix termoelettrico tradizionale.

⁽³⁾ La CO₂ evitata da rifiuti tiene conto di: - produzione da fonti biogeniche: energia elettrica prodotta da biogas (discariche e biodigestori), elettricità e calore prodotti da WTE, assumendo il 51% della produzione complessiva dei WTE come fonte rinnovabile (fonte GSE) e, nel caso in cui vi sia anche produzione di energia termica, convertendo in energia elettrica l'energia termica secondo fattori specifici (per PAI=1/6,88, per TRM=1/4,5, per Piacenza=1/6) e applicando il parametro di riferimento nazionale (v. nota 1); - raccolta differenziata: correlazione tra le tonnellate di rifiuti riciclati più rilevanti (carta e cartone, plastica, organico e verde, legno, ferro, vetro) e le tonnellate di CO₂ equivalenti risparmiate (fonte: *Waste management options and climate change* EC-AEA 2001); - recupero di materia: emissioni evitate dai principali materiali recuperati in impianti del Gruppo e sottratti ad incenerimento (ferro e metalli, plastica, beni durevoli, altri materiali) o dalla materia prima seconda prodotta dal loro recupero (compost, *bluair*) o dal recupero dei fanghi di depurazione.

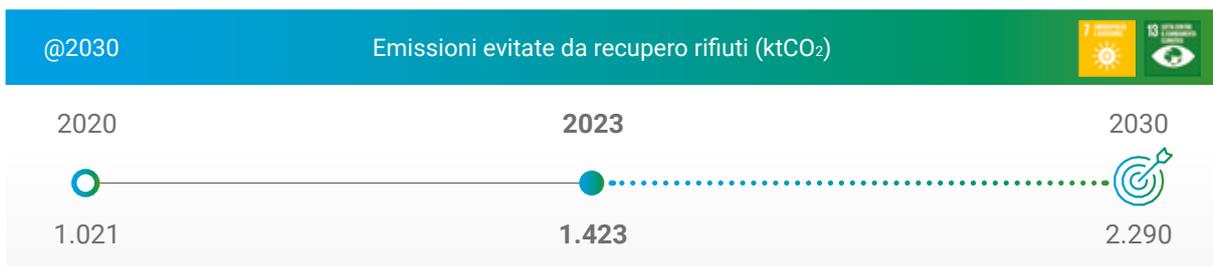
⁽⁴⁾ Il calcolo considera la quantità di biogas dei depuratori da cui è stata prodotta energia elettrica.

⁽⁵⁾ Sono considerate le iniziative interne al Gruppo (es. efficientamento energetico di impianti/processi, accumuli elettrici, mobilità elettrica).



2,9 milioni di tonnellate di CO_{2eq} evitate da produzione di energia eco-compatibile, raccolta differenziata, recupero di materia e altre numerose iniziative

Nel Piano Industriale al 2030 il Gruppo prevede di evitare quasi 2,3 milioni di tonnellate di emissioni di CO₂ grazie alla raccolta differenziata e al recupero di materia ed energia dai rifiuti.



Emissioni di NO _x e SO _x evitate ⁽¹⁾ (t)	2023	2022	2021
Ossidi di azoto (NO _x)	132	594	546
Ossidi di zolfo (SO _x)	94	182	229

⁽¹⁾ Il calcolo considera le emissioni che, a parità di quantitativi di energia prodotti, sarebbero state generate da caldaie condominiali e dal parco elettrico nazionale, sottraendo le emissioni effettivamente prodotte dagli impianti del Gruppo.

ALTRE INIZIATIVE PER RIDURRE LE EMISSIONI

Al fine di ridurre le **emissioni fuggitive** correlate alla dispersione del gas metano in atmosfera nel servizio di distribuzione gas, il Gruppo adotta sistemi di monitoraggio distribuito (telecontrolli), sistemi antintrusione, la continua ricerca programmata delle perdite e la manutenzione ordinaria e straordinaria delle reti, dei gruppi di misura e di riduzione.

Inoltre, nelle principali centrali termoelettriche del Gruppo (Moncalieri, Torino Nord e Turbigo), vengono eseguite, da parte di aziende specializzate, campagne annuali di monitoraggio delle emissioni fuggitive

di metano rilasciate da linee ed apparecchiature dell'impianto al fine di contenere e ridurre le emissioni diffuse non convogliate.

Nel 2023, presso il termovalorizzatore di Torino è stato allocato un nuovo modulo di catalizzatore finalizzato all'abbattimento degli **ossidi di azoto (NO_x)**.

Per il contenimento delle emissioni di biogas delle **discariche**, vengono effettuati cicli di controlli interni per la regolazione delle valvole in testa ai pozzi di captazione del biogas con misurazione dell'efficienza di captazione dell'impianto.