



Inventario GHG

Quantificazione e rendicontazione delle emissioni di gas a effetto serra
secondo lo standard Corporate GHG Protocol

8 aprile 2020

Indice:

Introduzione pg 3

Perimetri e metodo di calcolo pg 3

Perimetro organizzativo

Perimetro operativo

Anno base di riferimento

Ricalcolo dell'inventario nell'anno di riferimento

Metodo di calcolo

Valutazione qualitativa dell'incertezza

Risultati pg 6

Emissioni scope 1

Emissioni scope2

Emissioni scope3

Esclusioni

Verification Statement pg 11

Introduzione

Obiettivo del presente documento è analizzare e rendicontare i gas serra (GHG – Green House Gas) derivanti dalle attività svolte dal Gruppo Enel, relativamente alle attività di produzione e distribuzione di energia elettrica e vendita di energia elettrica e di gas.

La rendicontazione delle emissioni, effettuata secondo lo standard internazionale Greenhouse Gas Protocol, pubblicato a cura del World Business Council for Sustainable Development e del World Resource Institute, e riportata secondo lo standard GRI (Global Reporting Initiative), è resa pubblica nel Bilancio di Sostenibilità di Enel, che costituisce la Dichiarazione consolidata di carattere non finanziario (www.enel.com/it/investitori/sostenibilita).

Nel percorso verso la decarbonizzazione completa entro il 2050, Enel ha previsto una roadmap con obiettivi a medio termine, certificati dalla Science Based Targets initiative (SBTi), con una riduzione attesa del 70% delle emissioni di gas serra dirette per kWh al 2030 rispetto ai livelli del 2017. Si è inoltre impegnata a ridurre del 16% le proprie emissioni indirette associate alla vendita di gas naturale sul mercato retail entro il 2030, rispetto ai dati del 2017.

In un'ottica di trasparenza Enel partecipa a indici e rating di sostenibilità, tra cui il CDP (former Carbon Disclosure Project) climate ed è inclusa nella A List 2019.

Perimetri e metodo di calcolo

Perimetro organizzativo

Le emissioni di gas serra dirette e indirette vengono riportate sulla base del perimetro di consolidamento finanziario del Gruppo. Per l'elenco delle Società incluse nell'inventario si fa riferimento all'elenco presente nell'allegato 1. I dati ambientali vengono raccolti per tutti gli impianti di produzione di energia elettrica (termoelettrici, rinnovabili e nucleari), impianti di produzione di pannelli fotovoltaici, per l'intera attività di distribuzione e per le sedi Enel nei Paesi di presenza operativa.

I dati sono consolidati per le varie attività al 100% del loro valore indipendentemente dalla quota di proprietà di Enel ad eccezione del settore nucleare per il quale i dati sono rendicontati secondo un criterio proporzionale alla quota proprietaria.

Perimetro operativo

vengono di seguito elencate le fonti di emissione GHG considerate nell'ambito degli scope 1, 2, 3:

Scope 1

- combustione di combustibili fossili nelle attività di produzione di energia elettrica
- combustione di combustibili fossili nei gruppi elettrogeni utilizzati nelle attività di produzione e di distribuzione di energia elettrica,
- combustione di combustibili fossili nei veicoli sotto il controllo dell'Azienda,

- perdite diffuse di SF₆ nelle attività di produzione e di distribuzione di energia elettrica,
- perdite di gas HFCs dagli impianti di raffreddamento,
- perdite di NF₃ dalla produzione di pannelli solari,
- combustione di combustibili negli uffici per riscaldamento e servizi mensa.

Scope 2

- consumi di energia elettrica acquistata dalla rete per usi civili (apparecchiature elettroniche, riscaldamento, illuminazione) o per la generazione di energia elettrica negli impianti termoelettrici e idroelettrici e per la distribuzione. Dal 2016 tutte le forniture di energia elettrica per le sedi e i siti italiani di produzione risultano da fonti rinnovabili. Tale fornitura prevede il rilascio di certificati di Garanzia di Origine da parte dell'ente competente.
- dissipazioni di energia da perdite di rete di trasmissione non di proprietà e di distribuzione della rete sotto il controllo operativo di Enel.

Scope 3

Si riportano di seguito le fonti considerate suddivise secondo le categorie del GHG protocol:

- Categoria 3. Combustibili e attività relative all'energia (non incluse negli scope 1 e 2): emissioni fuggitive in fase di estrazione del carbone utilizzato nelle centrali termoelettriche
- Categoria 4. Trasporto e distribuzione a monte dell'attività di produzione di energia: trasporto via terra e via mare del carbone, trasporto su ruote dei combustibili, materie prime e rifiuti
- Categoria 11. Utilizzo dei beni venduti: emissioni dovute all'utilizzo dalla vendita retail di elettricità e gas da parte dei clienti finali.

Anno base di riferimento

La presente rendicontazione si riferisce all'analisi e quantificazione delle emissioni GHG relativamente all'anno solare 2019. L'anno base di riferimento, rispetto al quale viene monitorato l'andamento delle emissioni, è il 2017.

Enel ha un obiettivo certificato Science Based Target initiative (SBTi), di riduzione delle emissioni di CO₂ (scope 1) per kWh_{eq} del 70% entro il 2030 rispetto all'anno base 2017 in linea con la strategia di Gruppo che prevede un aumento della capacità da fonti rinnovabili e una progressiva chiusura degli impianti a carbone, con un aumento quindi della produzione a emissioni zero. In quest'ottica le emissioni di CO_{2 eq} nell'anno base non vengono ricalcolate. In riferimento invece all'inventario GHG, il valore delle emissioni verrà ricalcolato in futuro, quando necessario, per modifiche di asset per vendita come indicato dal GHG protocol.

Enel ha fissato un ulteriore obiettivo, certificato dalla SBTi, di riduzione del 16% entro il 2030 rispetto all'anno base 2017 delle emissioni indirette assolute associate al consumo di gas da parte dei propri clienti finali (categoria dello scope3).

Ricalcolo dell'inventario nell'anno di riferimento

A seguito di un ampliamento della base di calcolo degli scope 1, 2 e 3, le emissioni di gas serra relative all'anno 2017 sono state ricalcolate in linea con la metodologia di riferimento. Di seguito le azioni intraprese:

- introduzione nello scope 1 delle emissioni di CO₂ eq da CH₄ e N₂O prodotti dalla combustione dei combustibili fossili e derivati nelle centrali termoelettriche, dalla flotta aziendale, nei gruppi elettrogeni, negli uffici per il riscaldamento e il servizio mensa.
- contabilizzazione nello scope 2 delle emissioni dovute all'energia dissipata per le perdite della rete di trasmissione e della rete di distribuzione di Enel
- aumento della mappatura dello scope 3 con la rendicontazione delle emissioni relative all'utilizzo dell'energia e del gas da parte degli utenti finali per il mercato Enel

Non sono stati effettuati ricalcoli per variazioni di perimetro.

Metodo di calcolo

I dati di attività ambientale per gli impianti di generazione e distribuzione di energia elettrica sono raccolti su base annua in un database interno denominato EDEN (Enel Data on Environment). I dati sono inseriti per tecnologia direttamente dai differenti livelli organizzativi responsabili del dato (impianto o Paese). Ciascun dato, al momento del suo inserimento, è soggetto a controlli formali e di coerenza e a successivi livelli di validazione.

Il calcolo delle emissioni GHG di Gruppo viene effettuata centralmente, a eccezione delle emissioni di CO₂ dalla produzione termoelettrica che vengono raccolte direttamente dagli impianti e sottoposte annualmente alle certificazioni degli enti preposti per paese (per l'Italia, Spagna e Portogallo le emissioni, verificate, vengono iscritte al registro dell'Unione che comprende tutti i paesi che partecipano all'EU ETS).

I fattori di emissione per combustibile utilizzati nei calcoli sono quelli previsti dalle linee guida dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change): 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories <https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

I valori di GWP (Global Warming Potential) fanno riferimento al documento Global Warming Potential values del GHG protocol, fifth assessment report (AR5 – 100 year) https://www.ghgprotocol.org/sites/default/files/ghgp/Global-Warming-Potential-Values%20%28Feb%2016%202016%29_1.pdf

Le emissioni specifiche di CO₂ sono una componente del calcolo delle emissioni dell'energia prelevata dalla rete calcolata sulla base del mix di produzione nazionale e dall'energia dissipata per perdite di rete tecniche. Il calcolo viene effettuato moltiplicando i fattori di emissione specifici di paese per il quantitativo di energia prelevato/ dissipato nel paese e sommando tutti i contributi. Calcolo analogo viene effettuato per le emissioni di scope 3, utilizzo dell'elettricità da parte degli utilizzatori finali, per la quota venduta che eccede l'energia prodotta nel paese da Enel, le cui emissioni sono già contabilizzate nello scope 1.

I fattori di emissione specifici di energia elettrica prodotta per paese ,espressi in CO₂/kWh, utilizzate nei calcoli di scope 2 e scope 3 sono estratti dal provider Enerdata che riporta le migliori stime/aggiornamenti dei valori in essere relative all'anno precedente (anno-1). Quando non disponibile si è assunto come valida l'emissione specifica relativa all'ultimo anno disponibile (anno -2).

Valutazione qualitativa dell'incertezza

Scope 1

Le emissioni degli impianti termoelettrici a carbone, olio e gas e cicli combinati sono responsabili di oltre il 99% del valore dello scope 1. Gli impianti sono presenti in Europa (Italia, Spagna, Portogallo) e in Sud America

(Argentina, Brasile, Cile, Colombia e Perù). Il 49,5% delle emissioni dirette di CO₂ da produzione termoelettrica è soggetta alle Direttive di Emission Trading EU ETS e oltre l'94% di queste emissioni proviene da impianti di classe C (emissioni superiori a 500.000 t CO₂ annue, Regolamento (UE) N. 601/2012

Le emissioni da CO₂ equivalente per la produzione di CH₄ e N₂O sono calcolate a partire dai combustibili/carburanti inseriti nel database EDEN su base annuale. Le misure dei combustibili utilizzati nelle centrali sono soggette a controlli metrologici anche a scopi di fatturazione.

Per i valori delle altre emissioni di CO₂ equivalente (perdite e rabbocchi di gas refrigeranti e SF₆) la base di calcolo è il dato inserito in EDEN utilizzando fattori di emissione IPCC Fifth Assessment Report (AR5 – 100 year) e GWP del GHG Protocol.

Scope2

Per i calcoli relativi all'energia prelevata dalla rete o dalla dissipazione di energia per le perdite della rete di distribuzione e trasmissione, il livello di incertezza dei dati di attività utilizzati è di tipo strumentale (misuratore fiscale).

Le perdite di rete tecniche, dovute al calore generato dal passaggio di corrente elettrica in un conduttore (effetto Joule), non sono calcolate mediante un meccanismo di bilancio energetico come avviene per le perdite totali (tecniche e commerciali) ma con standard riconosciuti che tuttavia non possono prescindere da un minimo grado di incertezza.

Vengono inoltre attuate misure per gestire/diminuire l'incertezza associata attraverso delle revisioni periodiche interne del processo di gestione dei dati di attività e dei risultati ottenuti.

L'applicazione di queste considerazioni consente di minimizzare l'errore associato al calcolo delle emissioni dirette e indirette.

Scope 3

I calcoli relativi allo scope 3 relativi all'estrazione e trasporto del carbone e di quelle relative al trasporto dei combustibili, materie prime e rifiuti sono basati su assunzioni costruite con l'utilizzo di tutte le informazioni rilevanti possibili. Il dettaglio delle assunzioni è riportato annualmente nelle note dell'allegato numerico della Sostenibilità Ambientale del Bilancio di Sostenibilità. Tale approccio è stato selezionato in considerazione dell'alto numero sia degli impianti che dei paesi in cui Enel opera.

Il calcolo delle emissioni derivanti dall'utilizzo dell'elettricità e del gas vendute da Enel nel mercato retail è quantificata sulla base dei valori certificati di Enel sulle vendite, la cui incertezza è di tipo strumentale (contatori fiscali). Nei calcoli vengono utilizzati i fattori IPCC (2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Table 1.4 , pag. 1.24).

Risultati

Emissioni scope 1

Nel 2019 le emissioni dirette (Scope 1) sono pari a 69.981.902 tCO_{2eq}.

La quota di emissioni dal comparto termoelettrico per la produzione di energia è pari a 69.398.339 tCO₂, e costituisce oltre il 99% del valore complessivo dello scope 1.

Emissioni di CO₂ da produzione di energia elettrica e calore

(mln t)

2019	2017
69,39	105,20

L'importante decremento nel valore delle emissioni di CO₂ da fonte termoelettrica rispetto all'anno base è principalmente dovuto alla minore produzione a carbone (-47%) rispetto a l 2017 a fronte di una diminuzione complessiva di produzione termoelettrica pari al 27% in due anni.

L'indicatore relativo alle emissioni specifiche di CO₂ dalla produzione netta complessiva è il risultato del rapporto tra il totale delle emissioni da produzione termoelettrica (t), oggetto della verifica, e la produzione complessiva del Gruppo comprensiva del calore espresso in unità di energia.

Tale rapporto per il 2019 è pari a 296 g/kWh_{eq}.

All'interno dello Scope 1 rientrano anche le emissioni di CO₂ generate durante il processo di combustione di benzina e diesel nei motori dei veicoli sotto il controllo dell'Azienda e dalla combustione di gasolio nei gruppi elettrogeni utilizzati nelle tecnologie di produzione di energia nonché nell'attività di distribuzione di energia elettrica. Per tutti i processi di combustione da fonti fossili sono state incluse anche le produzioni di **N₂O** (GWP=265) e **CH₄** (GWP=28) espresse in CO₂ equivalente. Tali valori, non presenti nella rendicontazione nel 2017 e 2018, sono stati ricalcolati anche per i due anni precedenti. Per il 2019 la somma delle due componenti risulta pari a 279.921 tCO_{2eq}.

Altre emissioni dirette di CO₂ equivalente provengono dalle perdite in atmosfera di **SF₆** (GWP=23.500) che si verificano principalmente nell'ambito della Distribuzione dell'energia elettrica, e secondariamente negli impianti di produzione di energia. Le quantità rilasciate in atmosfera nel 2019 relativamente all'intero perimetro del Gruppo ammontano a 8.367 kg, pari a 196.620 tCO_{2eq}, dei quali Distribuzione ricopre l'82,5%. Nell'ambito dello Scope 1, Enel considera le emissioni delle perdite in atmosfera dei gas e delle miscele refrigeranti calcolate applicando il valore di GWP corrispondente alla composizione del gas. Le emissioni di tali sostanze nel 2019 corrispondono a 7.976 tCO_{2eq}.

A partire dal 2019 vengono contabilizzate anche le emissioni da perdite dell'**NF₃**, pari a 10t CO_{2eq} nell'anno per la produzione di pannelli fotovoltaici.

Emissioni scope 2

Le emissioni Scope 2 riguardano le emissioni indirette derivanti dalla generazione dell'elettricità acquistata e consumata dall'Azienda. Nello Scope 2 sono incluse le emissioni di CO₂ associate ai **consumi di energia elettrica** prelevata dalla rete per usi civili o per la produzione di energia negli impianti termoelettrici e idroelettrici. Dal 2016 tutte le forniture di energia elettrica per le sedi e i siti italiani di produzione risultano da fonti rinnovabili. Tale fornitura prevede il rilascio di certificati verdi da parte dell'ente competente. Nel 2019 per l'Italia sono state annullate Garanzie d'Origine da fonti rinnovabili per un volume di energia pari a 198,6 GWh relative a forniture per uffici e impianti. Il calcolo degli Scope 2 per il consumo di energia prelevata dalla rete viene riportato secondo una doppia vista, *location based*, pari a 1,547MtCO_{2eq}, e *market based* calcolati con i valori di *residual mix* per l'Europa, pari a 2,301 MtCO_{2eq} (nel calcolo del market based non è stata considerata la quota italiana per fornitura da fonti rinnovabile).

Emissioni da energia acquistata dalla rete (Scope 2, location based) (mln t eq)	1,547	1,498
Emissioni da energia acquistata dalla rete (Scope 2, market based) (mln t eq)	2,301	2,194

Lo scope 2 *market based* mostra un incremento maggiore tra i due anni rispetto al *location based* per l'aumento delle emissioni specifiche di paese del *residual mix* nel 2019 rispetto al 2017.

In ottemperanza alle direttive del GHG protocol, sono state inserite in questa categoria da quest'anno **le emissioni indirette derivanti dalle emissioni dell'energia dissipata per perdite tecniche della rete di distribuzione** di Enel e della rete di trasmissione, calcolate per tutti i Paesi di attività per il periodo 2017-2019. Il Gruppo copre con la sua attività l'intera filiera relativa alla produzione e vendita in Europa (Italia e

Spagna) e in cinque paesi dell'America Latina (Argentina, Brasile, Colombia, Cile e Perù). Per il calcolo delle emissioni è stato assunto che la filiera verticale delle attività avvenga all'interno dello stesso paese. Le emissioni causate dalle perdite sono state calcolate sulla parte di energia eccedente la quota prodotta nel Paese considerato, per evitare un conteggio doppio delle emissioni già riportate nello Scope 1. Nel 2019 il valore complessivo dello Scope 2 per le perdite di rete di distribuzione è pari a circa 3,818 MtCO_{2eq}.

		2019	2017
Emissioni dall'energia dissipata per perdite di rete	(mln t eq)	3,818	3,505

Emissioni scope 3

Le emissioni Scope 3 sono generate come conseguenza delle attività dell'Azienda e non derivano da fonti controllate né possedute. Tali emissioni indirette riguardano l'intera catena del valore di Enel dalla produzione, al trasporto e alla vendita di energia.

Attività di produzione di energia elettrica: sono state stimate le emissioni indirette di CO_{2eq} derivanti dalla produzione di energia delle centrali termoelettriche per tutti i paesi di presenza, con particolare approfondimento per la produzione a carbone.

Le emissioni ricadono nelle seguenti categorie scope 3 del GHG Protocol:

Categoria 3. Fuel and energy related activities (not included in scope 1 or 2).

In questo gruppo sono state stimate le emissioni fuggitive di metano dal carbone verificatesi in fase estrattiva per la quantità utilizzata dalle centrali termoelettriche a carbone nel corso dell'anno riportate in CO_{2eq} (GWP=28).

		2019	2017
Estrazione carbone	(mln t eq)	3,329	5,903

Il decremento del valore nel 2019 rispetto al 2017 è dovuto al minore utilizzo di carbone a causa della riduzione della produzione termoelettrica a carbone.

Categoria 4. Upstream transportation and distribution

In questa categoria sono state riportate le emissioni dal trasporto dei combustibili utilizzati (carbone, gasolio, olio combustibile, biomassa), dei materiali di consumo (es. composti chimici) per il funzionamento delle sue centrali e del trasporto dei rifiuti. Per il carbone è stata calcolata la quota di emissioni relativa al trasporto via terra (treno) e via mare (nave), per il resto dei trasporti sono stati presi in considerazione autocarri. Per tutti i calcoli sono state fatte delle assunzioni di base per quanto riguarda la lunghezza del viaggio, le emissioni del mezzo utilizzato e la frequenza del trasporto.

		2019	2017
Trasporto carbone via mare	(mln t eq)	0,454	0,805
Trasporto carbone via treno	(mln t eq)	0,215	0,381
Trasporto combustibili (gasolio, biomasse, CDR)	(mln t eq)	0,009	0,011
Trasporto materie prime e rifiuti	(mln t eq)	0,014	0,028

Il decremento dei valori nel 2019 rispetto al 2017 è dovuto alla minore produzione a carbone e ,più in generale, termoelettrica che ha comportato un minore utilizzo di combustibili e materie prime, con una minore produzione di rifiuti.

Attività di mercato di energia elettrica e gas: sono state calcolate le emissioni derivanti dall'utilizzo dell'energia elettrica e del gas da parte dei clienti finali nel mercato retail.

Categoria 11- Use of the sold products

Nel 2019 Enel ha ampliato le categorie di contabilizzazione delle emissioni di Scope 3 e ha ricalcolato i valori per il 2018 e per il 2017 su tutto il perimetro operativo presente nei due anni. Di conseguenza, viene riportato il calcolo delle emissioni relative all'attività del mercato gas ed energia elettrica in Europa e del mercato elettrico in Europa e America Latina, generate durante la fase finale di utilizzo dei prodotti venduti ai clienti finali.

Mercato retail del gas: Enel è presente con questa attività di mercato in Europa (Italia, Spagna e Romania). Il valore delle emissioni derivanti dalla combustione del gas naturale è calcolato a partire dal valore in energia (TWh) del gas venduto per il suo fattore di emissione (fonte: IPCC per CO₂, N₂O e CH₄).

Mercato retail di energia elettrica: Enel copre con la sua attività l'intera filiera relativa alla produzione e vendita in Europa (Italia e Spagna) e in cinque paesi dell'America Latina (Argentina, Brasile, Colombia, Cile e Perù). Per il calcolo delle emissioni è stato assunto, come già descritto per le emissioni di perdite di rete ascritte allo scope 2, che la filiera verticale delle attività avvenga all'interno dello stesso paese. Le emissioni della quota venduta e prodotta dall'azienda non sono state incluse nel calcolo in quanto già ascritte allo scope 1. La quota relativa alla frazione venduta ma non prodotta per paese è stata calcolata moltiplicando il valore dell'energia con l'emissione specifica di paese (fonte: Enerdata). Non sono state incluse nel calcolo le emissioni da perdite di rete in quanto già riportate nello scope 2.

	2019	2017
Utilizzo dei prodotti venduti da parte degli utilizzatori finali: mercato elettricità (mln t eq)	28,975	25,460
Utilizzo dei prodotti venduti da parte degli utilizzatori finali: mercato gas (mln t eq)	23,923	25,290

Esclusioni

La presente rendicontazione è basata su un criterio di rilevanza, con le seguenti esclusioni:

- le società afferenti la linea di business Enel X;
- il calcolo delle emissioni scope 1 delle emissioni di carbonio biogenico dalla decomposizione della materia organica nei bacini idroelettrici;
- il calcolo delle emissioni scope 3 relative all'attività di estrazione della lignite (divenuta marginale dopo l'uscita dal perimetro delle centrali slovacche nel 2016).

Le emissioni GHG relative all'anno 2019 e il ricalcolo 2017 sono oggetto di verifica di conformità da parte di DNV GL con un livello di garanzia ragionevole per tutte le emissioni Scope 1, Scope 2 e per le emissioni associate all'attività di vendita di gas naturale (Scope 3). Sono invece state verificate con un livello di garanzia limitato tutte le altre emissioni Scope 3 incluse nel campo di applicazione dell'inventario. La verifica di Inventario Gas Effetto Serra (GHG) di ENEL è stata svolta secondo lo standard ISO 4064-3 utilizzando come criterio di verifica il WBCSD/WRI Corporate accounting and Reporting Standard (GHG Protocol). Nell'ambito di tale attività è stato anche verificato il ricalcolo delle emissioni GHG relative all'anno base 2017, già verificate dalla DNV nel 2018 con un livello di garanzia limitato.

ATTESTATO DI VERIFICA

Attestato No:
10000366419-Assessment Services-DNV
GL-ITA

Prima emissione:
8 Aprile 2020

Validità:
8 Aprile 2020 – 7 Aprile 2021

DNV GL Business Assurance ha verificato, in conformità alla norma ISO 14064-3, le emissioni di gas a effetto serra (di seguito "GHG") dell'organizzazione

ENEL SpA

Viale Regina Margherita,137
00198 Rome



riportate nella relazione descrittiva di inventario GHG denominata "Quantificazione e rendicontazione delle emissioni di gas a effetto serra secondo lo standard corporativo "The Greenhouse Gas Protocol" (di seguito "la relazione") del anno 2019" emessa ad aprile 2020 da ENEL SpA utilizzando un approccio di consolidamento basato sul controllo finanziario e relativa alle attività dirette ed indirette sotto riportate svolte dalle società del Gruppo descritte nella relazione sopra riportata.

In base alle nostre procedure di verifica, DNV GL attesta che:

- la suddetta relazione descrittiva è stata emessa da ENEL SpA in conformità all'edizione revisionata dello standard corporativo "The Greenhouse Gas Protocol". La relazione copre il periodo di rendicontazione dal 1° gennaio 2019 al 31 dicembre 2019 con i seguenti risultati (valori arrotondati alle tonnellate):

GHGs (tons CO ₂ -eq)	2019						2017	
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HF ₆	SF ₆	HFCs	TOTAL BASELINE	
DIRECT EMISSIONS (SCOPE1)	65,496,043	29,061	242,171	10	196,620	7,976	65,981,510	105,501,618
From Electricity Power Generation	65,258,339	27,936	241,585	---	24,250	5,767	65,717,877	105,723,612
From Electricity Distribution	7,348	3	17	---	162,299	---	170,277	159,668
From Real Estate	89,757	1,123	176	---	---	2,102	93,164	87,438
From Other Activities	---	---	---	10	71	706	787	0
ENERGY INDIRECT EMISSIONS (SCOPE2)								
From electricity purchased from the grid (location based)	1,647,236	---	---	---	---	---	1,647,236	1,497,912
From electricity purchased from the grid (market based)	2,300,698	---	---	---	---	---	2,300,698	2,184,024
From losses on the distribution grid (retail market)	1,331,846	---	---	---	---	---	1,331,846	1,161,933
From losses on the distribution grid (third parties)	2,029,110	---	---	---	---	---	2,029,110	1,505,706
From losses on the transmission grid (retail market)	457,194	---	---	---	---	---	457,194	368,363
OTHER INDIRECT EMISSIONS (SCOPE3)	50,965,785	3,328,734	13,817				55,918,186	67,876,885
Cat.3 Fuel and Energy related activities	---	3,328,734	---	---	---	---	3,328,734	5,982,698
Cat.4 Upstream transportation and distribution	691,588	---	---	---	---	---	691,588	1,224,310
Cat.11 electricity sold in the retail market	28,976,384	---	---	---	---	---	28,976,384	26,493,118
Cat.11 natural gas sold in the retail market	23,898,641	10,658	13,017	---	---	---	23,922,588	25,289,885
TOTAL EMISSIONS (Location Based)	128,427,214	3,367,815	255,188	10	196,620	7,976	132,234,823	168,841,808
TOTAL EMISSIONS (Market Based)	125,188,666	3,367,815	255,188	10	196,620	7,976	133,848,275	165,537,590

- Le emissioni Scope 1 e Scope 2 e Scope 3 associate all'utilizzo di gas naturale venduto nel mercato al dettaglio forniscono, in nostra opinione e con la qualifica riportata nell'allegato di quest'attestato, una rappresentazione equilibrata delle emissioni di GHG associate alle attività rendicontate dell'organizzazione nel periodo di riferimento.

- Relativamente alle emissioni Scope 3 non associate all'utilizzo di gas naturale venduto nel mercato al dettaglio, nulla è venuto alla nostra attenzione ad indicare che quanto riportato dall'organizzazione non sia una rappresentazione equilibrata delle emissioni di gas a effetto serra associate a tali attività svolte da terzi nel periodo di riferimento.

Luogo e data:
Vimercate 8 April 2020

Per l'ufficio DNV GL emittente: **DNV GL – Business Assurance**

Zeno Beltrami
Management Representative

Allegato 1

Elenco delle Società che ricadono nell'inventario

Nota: Ricadono all'interno del perimetro le società del Gruppo con impianti di produzione di energia termoelettrica, nucleare e rinnovabile, di produzione di pannelli fotovoltaici, e le sedi nei paesi di presenza operativa relativamente alle attività di produzione e distribuzione di energia.

Central Dock Sud Sa
Condensa
Edesur
e-distribuzione S.p.A.
Emgesa
Endesa SA
Enel Cien SA
Enel Distribución Ceará
Enel Distribución Goias
Enel Distribución Perú
Enel Distribución Río
Enel Distribución Sao Paulo
Enel Distributie Banat
Enel Distributie Dobrogea
Enel Distributie Muntenia
Enel Generación Costanera S.A.
Enel Generación El Chocon S.A.
Enel Generación Fortaleza
Enel Generación Perú SAA
Enel Generación Piura SA
Enel Green Power Brasil participacoes Ltda
Enel Green Power Cachoeira Dourada SA
Enel Green Power Chile Ltda
Enel Green Power Costa Rica S.A.
Enel Green Power Espana SL
Enel Green Power Guatemala, S.A.
Enel Green Power Hellas Sa
Enel Green Power India Privated Limited
Enel Green Power Mexico S de RL de CV
Enel Green Power North America Development LCC
Enel Green Power Panama SA
Enel Green Power Romania Srl
Enel Green Power RSA (Pty) Ltd
Enel Green Power SpA
Enel Green Power Volta Grande S.A.
Enel Produzione IT