



*Ministero dell'Ambiente
e della Tutela del Territorio e del Mare*

COMMISSIONE ISTRUTTORIA PER L'AUTORIZZAZIONE

INTEGRATA AMBIENTALE – IPPC

IL PRESIDENTE

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del
Territorio e del Mare - DG CreSS - Div. 4
cress@pec.minambiente.it

All'ISPRA
protocollo.ispra@ispra.legalmail.it

Oggetto: Parere Istruttorio Conclusivo relativo al riesame complessivo dell'AIA rilasciata alla Centrale Termoelettrica di cogenerazione IREN Energia S.p.A.- Procedimento ID 183/10160 – *post Conferenza dei Servizi*.

Si trasmette, ai sensi dell'art. 18, comma 1, del D.M. 335/2017 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare relativo al funzionamento della Commissione, l'aggiornamento del Parere Istruttorio Conclusivo alla luce delle determinazioni assunte dalla Conferenza dei Servizi del 27/11 u.s.

Il Presidente f.f.
Prof. Armando Brath

ALL. PIC



Parere Istruttorio Conclusivo

(ID 183/10160)

Soc. IREN ENERGIA S.p.A.

Centrale Termoelettrica di Torino Nord (TO)

“Riesame complessivo dell’AIA”

Autorizzazione Integrata Ambientale

Decreto Legislativo 3 Aprile 2006, n. 152

Titolo III-bis - Parte Seconda

Riesame complessivo del Decreto AIA: Prot. DSA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009 (G.U. It. Serie Gen. del 4 gennaio 2010) e successive modifiche.

GRUPPO ISTRUTTORE

COMMISSIONE ISTRUTTORIA IPPC <i>Nomina GI</i> <i>(prot. CIPPC.RU.U.0001962.07-11-2019)</i>	Prof. Antonio Mantovani - <i>Referente</i>
	Ing. Marco Antonio Di Giovanni
	Ing. Alberto Pacifico
ESPERTI TERRITORIALI <i>(D.M. 335/2017, Art. 1, c. 2)</i>	Ing. Roberta Baudino - <i>Regione Piemonte</i>
	Dott. Alessandro Bertello - <i>Città Metropolitana di Torino</i>
	Ing. Enrico Gallo - <i>Comune di Torino</i>



INDICE

1.	DEFINIZIONI	4
2.	INTRODUZIONE	5
2.1.	Atti Presupposti.....	5
2.2.	Atti normativi.....	6
2.3.	Atti e attività istruttorie	7
3.	DATI DELL'IMPIANTO	8
4.	PREMESSA	8
5.	INQUADRAMENTO GENERALE DELL' AREA	8
6.	VINCOLI TERRITORIALI, URBANISTICI E AMBIENTALI	10
6.1.	Vincoli urbanistici.....	11
6.2.	Edifici di interesse storico.....	11
6.3.	Fascia di rispetto stradale.....	12
6.4.	Fascia di rispetto elettrodotto.....	12
6.5.	Emissioni in atmosfera e qualità dell'aria.....	13
6.6.	Emissioni idriche e qualità delle acque.....	14
6.7.	Sismicità.....	14
6.8.	Emergenze idrogeologiche.....	14
7.	CONFIGURAZIONE ATTUALE DELLA CENTRALE	15
7.1.	Impianti di Centrale	15
7.1.1.	Gruppo termoelettrico a ciclo combinato in cogenerazione	15
7.1.2.	Caldaie di integrazione e riserva.....	18
7.1.3.	Caldaia ausiliaria.....	19
7.1.4.	Accumulatore di calore	19
7.1.5.	Accumulatore di elettricità.....	19
7.1.6.	Sistema di pompaggio, pressurizzazione, espansione e reintegro acqua	20
7.1.7.	Stazione elettrica blindata TERNA.....	20
7.1.8.	Impianti di emergenza.....	20
7.2.	Servizi di Centrale.....	21
7.2.1.	Stazione di misura e compressione/decompressione gas naturale	21
7.2.2.	Impianto di produzione aria compressa	21
7.2.3.	Ciclo chiuso di raffreddamento.....	22
7.2.4.	Gruppi frigo e torri evaporative	22
7.2.5.	Impianto di produzione acqua demineralizzata	22
7.2.6.	Impianto Antincendio	23
7.2.7.	Sistema di controllo, regolazione e supervisione.....	23
7.3.	Produzione e consumo di energia	24
7.3.1.	Bilancio energetico di progetto	24
7.3.2.	Analisi energetica dell'impianto.....	25
7.4.	Consumo di combustibili	27
7.5.	Consumo di materie prime.....	28



7.6.	Aree di stoccaggio di materie prime	31
7.7.	Consumo di risorse idriche	33
7.8.	Emissioni in atmosfera.....	35
7.9.	Scarichi idrici ed emissioni in acqua.....	44
7.9.1.	Raccolta e trattamento acque reflue industriali.....	45
7.9.2.	Raccolta e trattamento acque meteoriche.....	45
7.9.3.	Schede emissioni in acqua fornite dal gestore	47
7.10.	Produzione di rifiuti	52
7.11.	Emissioni acustiche.....	57
7.12.	Emissioni odorogene.....	59
7.13.	inquinamento da sorgenti presenti nel territorio	59
7.14.	BAT Conclusion (Batc-Lcp).....	59
7.15.	Richieste del Gestore	64
8.	CONSIDERAZIONI FINALI DEL GRUPPO ISTRUTTORE	68
8.1.	Emissioni in atmosfera.....	68
8.1.1.	Emissioni NOx del Turbogas.....	68
8.1.2.	Riduzione delle emissioni di NOx dalle caldaie di integrazione e riserva e ausiliaria	70
8.1.3.	Riduzione degli impatti da rumore.....	71
8.2.	Impatti diversi	71
8.3.	Considerazioni finali	71
9.	CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI	73
9.1.	Capacità produttiva	73
9.2.	Approvvigionamento e gestione combustibili e materie prime	74
9.3.	Prestazioni Energetiche dell’Impianto	74
9.4.	Emissioni convogliate in atmosfera	75
9.4.1.	Emissioni convogliate in atmosfera soggette a limiti di concentrazioni	75
9.4.2.	Emissioni convogliate in atmosfera non soggette a limiti di concentrazioni.....	78
9.4.3.	Emissioni in atmosfera non convogliate	79
9.4.4.	Qualità dei combustibili	79
9.5.	Emissioni in acqua.....	79
9.6.	Suolo e sottosuolo	82
9.7.	Rifiuti	83
9.8.	Emissioni sonore e vibrazioni.....	85
9.9.	Manutenzione, disfunzionamenti, guasti ed eventi incidentali	85
9.10.	Dismissione e ripristino dei luoghi	86
9.11.	Prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi.....	86
9.12.	Salvaguardie finanziarie e sanzioni.....	86
9.13.	Autorizzazioni sostituite.....	86
9.14.	Durata, rinnovo e riesame	86
10.	PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO	87



1. DEFINIZIONI

Autorità competente (AC)	Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Direzione Generale per la Crescita Sostenibile e la qualità dello Sviluppo (CreSS)
Autorità di controllo	L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (ISPRA), per impianti di competenza statale, che può avvalersi, ai sensi dell'articolo 29- <i>decies</i> del Decreto Legislativo n. 152 del 2006 ⁽¹⁾ , dell'Agenzia per la protezione dell'ambiente della Regione Piemonte.
Autorizzazione integrata ambientale (AIA)	Il provvedimento che autorizza l'esercizio di un impianto o di parte di esso a determinate condizioni che devono garantire che l'impianto sia conforme ai requisiti di cui al Titolo III-bis del decreto legislativo n. 152 del 2006. L'autorizzazione integrata ambientale per gli impianti rientranti nelle attività di cui all'allegato VIII alla parte II del decreto legislativo n. 152 del 2006 è rilasciata tenendo conto delle considerazioni riportate nell'allegato XI alla parte II del medesimo decreto e delle informazioni diffuse ai sensi dell'articolo 29- <i>terdecies</i> , comma 4, e nel rispetto delle linee guida per l'individuazione e l'utilizzo delle migliori tecniche disponibili, emanate con uno o più decreti dei Ministri dell'ambiente e della tutela del territorio, per le attività produttive e della salute, sentita la Conferenza Unificata istituita ai sensi del decreto legislativo 25 agosto 1997, n. 281.
Commissione IPPC	La Commissione istruttoria di cui all'Art. 8-bis del D. Lgs. 152/06.
Gestore	Iren Energia S.p.A.
Gruppo Istruttore (GI)	Il sottogruppo nominato dal Presidente della Commissione IPPC per l'istruttoria di cui si tratta.
Documento di riferimento sulle BAT (o BREF)	Documento pubblicato dalla Commissione europea ai sensi dell'articolo 13, par. 6, della direttiva 2010/75/UE.
Conclusioni sulle BAT	Documento adottato secondo quanto specificato all'articolo 13, paragrafo 5, della direttiva 2010/75/UE, e pubblicato in italiano nella GU UE, contenente le parti di un BREF riguardanti le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, la loro descrizione, le informazioni per valutarne l'applicabilità, i livelli di emissione associati alle migliori tecniche disponibili, il monitoraggio associato, i livelli di consumo associati e, se del caso, le pertinenti misure di bonifica del sito.
Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC)	I requisiti di controllo delle emissioni, che specificano, in conformità a quanto disposto dalla vigente normativa in materia ambientale e nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29- <i>bis</i> , comma 1, del D. Lgs. 152/06, la metodologia e la frequenza di misurazione, la relativa procedura di valutazione, nonché l'obbligo di comunicare all'autorità competente i dati necessari per verificarne la conformità alle condizioni di autorizzazione ambientale integrata ed all'autorità competente e ai comuni interessati i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, sono contenuti in un documento definito Piano di Monitoraggio e Controllo che è parte integrante dell'autorizzazione integrata ambientale. Il PMC stabilisce, in particolare, nel rispetto delle linee guida di cui all'articolo 29- <i>bis</i> , comma 1 del D. Lgs. 152/06 e del decreto di cui all'articolo 33, comma 1, del D. Lgs. 152/06, le modalità e la frequenza dei controlli programmati di cui all'articolo 29- <i>decies</i> , comma 3 del D. Lgs. n. 152/06.
Uffici presso i quali sono depositati i documenti	I documenti e gli atti inerenti al procedimento e gli atti inerenti ai controlli sull'impianto sono depositati presso la DVA del Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare e sono pubblicati sul sito https://va.minambiente.it/it-IT , al fine della consultazione del pubblico.

¹ Il D. Lgs. 152/2006 richiamato nel PIC si intende come aggiornato alla data di redazione.



Valori Limite di Emissione (VLE)	La massa espressa in rapporto a determinati parametri specifici, la concentrazione ovvero il livello di un'emissione che non possono essere superati in uno o più periodi di tempo. I valori limite di emissione possono essere fissati anche per determinati gruppi, famiglie o categorie di sostanze, indicate nell'allegato X alla parte II del D. Lgs. n. 152/06. I valori limite di emissione delle sostanze si applicano, tranne i casi diversamente previsti dalla legge, nel punto di fuoriuscita delle emissioni dell'impianto; nella loro determinazione non devono essere considerate eventuali diluizioni. Per quanto concerne gli scarichi indiretti in acqua, l'effetto di una stazione di depurazione può essere preso in considerazione nella determinazione dei valori limite di emissione dall'impianto, a condizione di garantire un livello equivalente di protezione dell'ambiente nel suo insieme e di non portare a carichi inquinanti maggiori nell'ambiente, fatto salvo il rispetto delle disposizioni di cui alla parte III del D. Lgs. n. 152/06.
---	---

2. INTRODUZIONE

2.1. ATTI PRESUPPOSTI

Vista	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA) DVA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009 (Gazzetta Ufficiale della Repubblica Italiana n. 2 del 04/01/2010) alla Iride Energia S.p.A., oggi Iren Energia S.p.A, per la CTE di Torino Nord (TO);
visto	il Decreto di Compatibilità Ambientale DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. GAB/DEC/033/2012 del 17/02/12, registrato alla Corte dei Conti il 20/03/2012 di nomina della Commissione istruttoria IPPC;
vista	la Legge 27 febbraio 2015, n. 11 che stabilisce: <i>“Art. 9-bis - la commissione istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata – IPPC in carica al 31 dicembre 2014 è prorogata nelle proprie funzioni fino al subentro dei nuovi componenti nominati con successivo decreto.”</i>
visto	il Decreto del Ministro dell'Ambiente n. 335 del 12/12/2017 sul funzionamento della Commissione: <i>“Decreto di disciplina della articolazione, organizzazione e modalità di funzionamento della Commissione Istruttoria per l'autorizzazione ambientale integrata - IPPC, ex art. 10, comma 3, del DPR 90/2007”</i>
vista	la lettera del Presidente della Commissione IPPC, prot. DVA 12992 del 22/05/2019, che assegna l'istruttoria per l'Autorizzazione Integrata Ambientale della Centrale Termoelettrica IREN ENERGIA S.p.A., sita in Torino Nord (TO), al Gruppo Istruttore così costituito: - Prof. Antonio Mantovani – Referente Gruppo Istruttore - Ing. Alberto Pacifico – Componente - Ing. Marco Antonio Di Giovanni – Componente;
visto	il Decreto del Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare n. 430 del 22/11/2018 <i>“Avvio del riesame complessivo dell'Autorizzazione integrata ambientale per le installazioni che svolgono quale attività principale la gestione di grandi impianti di combustione, o la fabbricazione in grandi volumi di prodotti chimici organici”</i> ;
preso atto	che sono stati nominati i seguenti rappresentanti degli Enti locali: - Ing. Roberta Baudino – Regione Piemonte - Dott. Alessandro Bertello - Città Metropolitana di Torino - Ing. Enrico Gallo – Comune di Torino
preso atto	che ai lavori del Gruppo istruttore della Commissione IPPC è stato designato, nell'ambito del supporto tecnico alla Commissione IPPC, i seguenti collaboratori e tecnologi dell'ISPRA: - Dott. Bruno Panico; - Ing. Roberto Borghesi, Coordinatore, Responsabile della Sezione Analisi Integrata dei Cicli



	Produttivi industriali
visto	il Decreto del Ministro dell'Ambiente n. 274/2015 del 16/12/2015 “ <i>Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame e aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare</i> ”

2.2. ATTI NORMATIVI

Visto	il D.Lgs n. 152/2006 “ <i>Norme in materia ambientale</i> ” (Pubbl. G.U. 14 Aprile 2006, n. 88, S.O.) – come aggiornato alla data di redazione del presente parere;
visto	l'articolo 5, comma 1, lettera l-bis del D. Lgs. n. 152/06 che riporta la definizione di modifica sostanziale dell'impianto;
visto	l'articolo 6, comma 4, del D. Lgs. n. 152/06 sulle norme procedurali generali dell'impianto;
visto	<p>l'articolo 6, comma 16, del D. Lgs. n. 152/2006, che prevede che l'autorità competente nel determinare le condizioni per l'autorizzazione integrata ambientale, fermo restando il rispetto delle norme di qualità ambientale, tiene conto dei seguenti principi generali:</p> <ul style="list-style-type: none">- devono essere prese le opportune misure di prevenzione dell'inquinamento, applicando in particolare le migliori tecniche disponibili;- non si devono verificare fenomeni di inquinamento significativi;- è prevenuta la produzione dei rifiuti, a norma della parte quarta del presente decreto; i rifiuti la cui produzione non è prevenibile sono in ordine di priorità e conformemente alla parte quarta del presente decreto, riutilizzati, riciclati, recuperati o, ove ciò sia tecnicamente ed economicamente impossibile, sono smaltiti evitando e riducendo ogni loro impatto sull'ambiente- l'energia deve essere utilizzata in modo efficace;- devono essere prese le misure necessarie per prevenire gli incidenti e limitarne le conseguenze;- deve essere evitato qualsiasi rischio di inquinamento al momento della cessazione definitiva delle attività e il sito stesso deve essere ripristinato conformemente a quanto previsto all'articolo 29-sexies, comma 9-quinquies;
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3 del D. Lgs. n. 152/2006, per cui “ <i>i valori limite di emissione fissati nelle autorizzazioni integrate ambientali non possono comunque essere meno rigorosi di quelli fissati dalla normativa vigente nel territorio in cui è ubicata l'installazione. Se del caso i valori limite di emissione possono essere integrati o sostituiti con parametri o misure tecniche equivalenti</i> ”;
visto	l'articolo 29-sexies, comma 3-bis del D. Lgs. n. 152/2006, a norma del quale “ <i>L'autorizzazione integrata ambientale contiene le ulteriori disposizioni che garantiscono la protezione del suolo e delle acque sotterranee, le opportune disposizioni per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto e per la riduzione dell'impatto acustico, nonché disposizioni adeguate per la manutenzione e la verifica periodiche delle misure adottate per prevenire le emissioni nel suolo e nelle acque sotterranee e disposizioni adeguate relative al controllo periodico del suolo e delle acque sotterranee in relazione alle sostanze pericolose che possono essere presenti nel sito e tenuto conto della possibilità di contaminazione del suolo e delle acque sotterranee presso il sito dell'installazione</i> ”;
visto	l'articolo 29-sexies, comma 4 del D. Lgs. n. 152/2006, ai sensi del quale “ <i>fatto salvo l'articolo 29-septies, i valori limite di emissione, i parametri e le misure tecniche equivalenti di cui ai commi precedenti fanno riferimento all'applicazione delle migliori tecniche disponibili, senza l'obbligo di utilizzare una tecnica o una tecnologia specifica, tenendo conto delle caratteristiche tecniche dell'impianto in questione, della sua ubicazione geografica e delle condizioni locali dell'ambiente. In tutti i casi, le condizioni di autorizzazione prevedono disposizioni per ridurre al minimo l'inquinamento a grande distanza o attraverso le frontiere e garantiscono un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso</i> ”;
visto	l'articolo 29-septies del D. Lgs. n. 152/2006, che prevede che l'autorità competente possa prescrivere l'adozione di misure supplementari più rigorose di quelle ottenibili con le migliori tecniche disponibili qualora ciò risulti necessario per il rispetto delle norme di qualità



	ambientale;
visto	l'articolo 29-octies del D. Lgs. n. 152/2006, che disciplina i Riesami delle Autorizzazioni Integrate Ambientali;
esaminati	i documenti comunitari adottati dalla Unione Europea per l'attuazione delle Direttive 96/61/CE e 2010/75/UE di cui il decreto legislativo n. 152 del 2006 rappresenta recepimento integrale, e precisamente: Conclusioni sulle BAT (BATC) per i grandi impianti di combustione (Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017).
visto	il "Piano Regionale di qualità dell'aria" approvato con Deliberazione del Consiglio regionale 25 Marzo 2019, n. 364 - 6854.
visto	il "Piano di Tutela delle Acque" approvato con D.C.R. del 13 marzo 2007, n. 117-10731 attualmente in fase conclusiva di revisione ² .

2.3. ATTI E ATTIVITÀ ISTRUTTORIE

Esaminata	l'istanza di riesame complessivo di AIA presentata dal Gestore con nota del 26/04/2019 e acquisita al prot. DVA-2019-0010648 del 29/04/2019;
esaminata	la nota di avvio del procedimento istruttorio da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, prot DVA-2019-0012642 del 20/05/2019;
esaminata	l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA), Prot. DVA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009 (GU IT. n. 2 del 04/01/2010) per la CTE di Torino Nord (TO) a Iride Energia S.p.A., oggi Iren Energia S.p.A.;
esaminato	il Parere Istruttorio Conclusivo n. 19105 del 16/06/2014 (ID 183/251);
esaminato	il D.M. n.63 del 16/03/2017 di riesame dell'AIA n. 1805/2009;
esaminate	le dichiarazioni rese dal Gestore che costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della Legge 7 agosto 1990, n. 241 e successive modifiche ed integrazioni, presupposto di fatto essenziale per il rilascio della presente Parere Istruttorio Conclusivo (PIC), restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti.
visto	il Provvedimento autorizzativo DVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0032252.11-12-2019 rilasciato alla Società Iren Energia S.p.A. - Centrale Termoelettrica di Torino Nord (Procedimento ID 183/10447) di cui al Parere Istruttorio Conclusivo, reso dalla Commissione AIA- IPPC con nota del 06/12/2019, prot. n. CIPPC/2163, di modifica non sostanziale del decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale rilasciata con provvedimento DSA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009, per la realizzazione di un sistema di accumulo elettrico all'interno della centrale Torino Nord
esaminata	la Relazione Istruttoria di ISPRA del 31/01/2020 (CIPPC.REGISTRO UFFICIALE.I.0000292.11-03-2020) a supporto della Commissione redatta da: - Dott. Bruno Panico - Ing. Roberto Borghesi, Coordinatore, Responsabile Sezione Analisi Integrata Cicli Produttivi
vista	la mail del 08.04.2020 della Segreteria della Commissione al GI per la condivisione del PIC entro il 17/04/2020.
viste	Le Osservazioni al PIC trasmesse dal Gestore IREN con prot. IE02665 del 26 giugno 2020, acquisite con prot. MATTM.REGISTRO UFFICIALE.INGRESSO.0050929.02-07-2020

² La Giunta Regionale ha adottato il progetto di revisione del Piano di Tutela delle Acque (PTA) e le relative norme di salvaguardia (D.G.R. n. 28-7253 del 20 luglio 2018). A seguito della procedura di VAS, la Giunta Regionale ha trasmesso al Consiglio Regionale gli elaborati definitivi del PTA per l'approvazione definitiva (D.G.R. n. 64-8118 del 14 dicembre 2018). **Fino all'approvazione del nuovo PTA da parte del Consiglio Regionale resta vigente il Piano approvato nel 2007; sono invece immediatamente vigenti le norme di salvaguardia previste nel nuovo PTA.**



3. DATI DELL'IMPIANTO

Ragione sociale	Iren Energia S.p.A.
Sede legale	Corso Svizzera n. 95 – 10143 Torino
Sede operativa	Strada del Pansa n. 39 – Torino - Tel. 011 5549111
Tipo impianto	Impianto esistente
Tipo di procedura	Riesame complessivo di AIA
Codice attività IPPC	Cod. 1.1: Combustione di combustibili in installazione con una potenza termica nominale totale pari o superiore a 50 MW.
Classificazione NACE	Codici NACE: 35.11- Produzione di energia elettrica; 35.30 - Fornitura di vapore e aria condizionata
Classificazione NOSE-P	Cod.101.01: <i>Processi di combustione maggiori di 300 MW</i> ; Cod. 101.04: Turbine a gas.
Numero di addetti	19
Gestore impianto	Enrico Clara Email: enrico.clara@gruppoiren.it
Referente IPPC	Claudio Testa Tel. 011 4098630 Email: claudio.testa@gruppoiren.it
Rappresentante legale	Giuseppe Bergesio Tel .011 4098124 Email: giuseppe.bergesio@gruppoiren.it
Impianto a rischio di incidente rilevante	No
Sistema di gestione ambientale	Certificazione ISO 14001:2015 n. 25724, scadenza 11/04/2021; Registrazione EMAS n. IT-001644 valida fino al 10 Dicembre 2022.
Misure penali o amministrative	Sì Procedimento penale nel 2014, per violazione dell'art. 29, comma 3, D. Lgs. n. 152/06 (inottemperanza alle prescrizioni dell'A.I.A. per mancanza di un dispositivo di intercettazione di sversamenti accidentali di rifiuti liquidi) – Proc.to definito mediante oblazione.

4. PREMESSA

Con l'istanza acquisita dal MATTM con il prot. DVA-2019-0010648 del 29/04/2019, Iren Energia S.p.A. ha richiesto il riesame complessivo del Decreto DVA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009, relativamente alla CTE di Torino Nord (TO).

Con la nota prot. DVA-2019-0012642 del 20/05/2019 è stato avviato il procedimento istruttorio da parte del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

5. INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA

La Centrale Termoelettrica Torino Nord, che occupa una superficie di circa 83.000 m² si trova al confine del Comune di Torino e il Comune di Collegno, tra Corso Regina Margherita, la Tangenziale di Torino, via della Viassa, Strada del Pansa e via Brasile.

La Centrale è in assetto di cogenerazione e risulta connessa alla rete di teleriscaldamento di Torino nella zona tra Corso Francia, passante ferroviario e confini comunali a Nord-Ovest.

La localizzazione degli impianti (perimetro rosso a forma di triangolo rettangolo rovesciato) è riportata

di seguito in Figura 1:

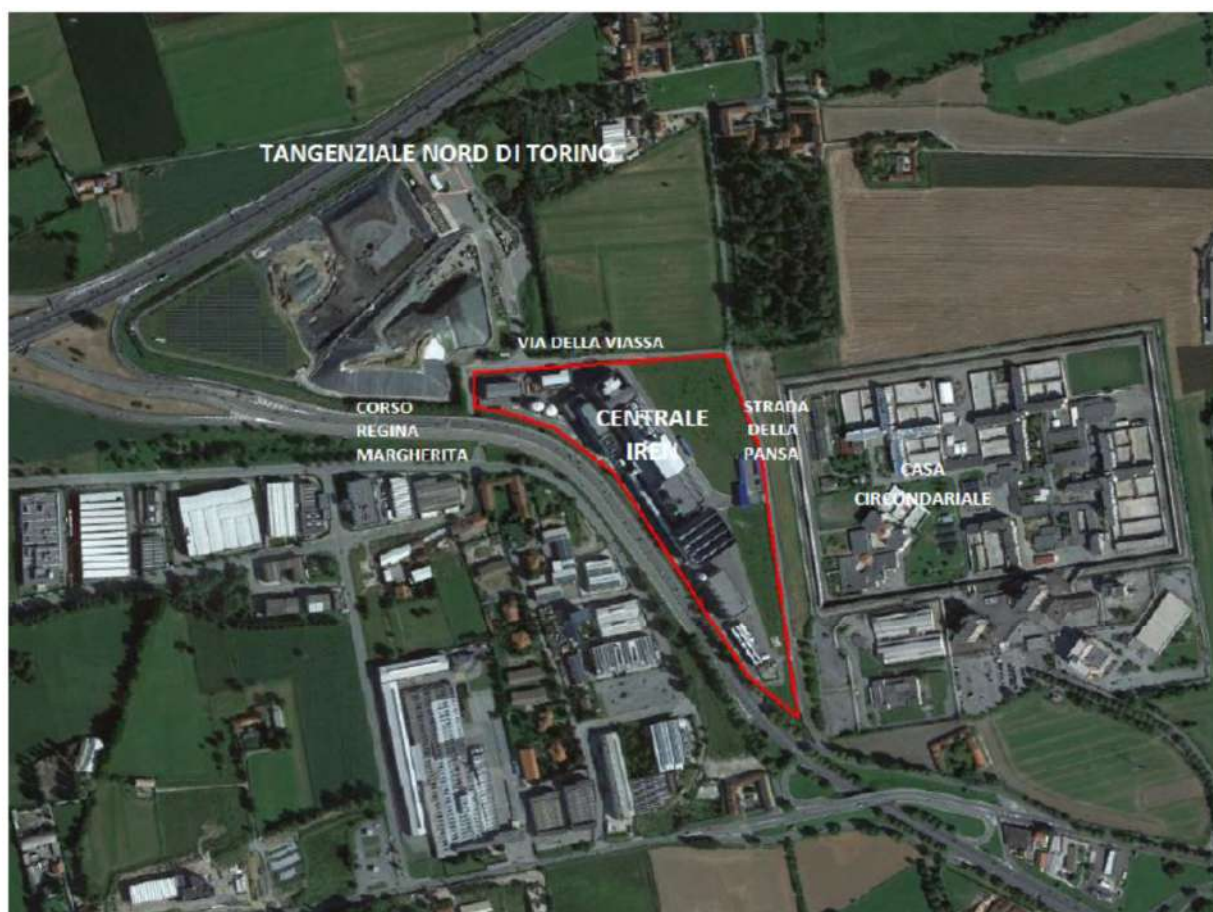


Figura 1. Localizzazione degli impianti (perimetro rosso a forma di triangolo rettangolo rovesciato)

L'area occupata dagli impianti che ricadono nel territorio comunale di Torino è classificata dal vigente PRG come “Aree per servizi T – Attrezzature tecnologiche”.

L'area nel comune di Collegno è classificata “Impianti tecnologici”

Nelle Figure seguenti si riporta la vista della Centrale da Ovest e la planimetria.



Fig. 2 - Vista della Centrale termoelettrica Torino Nord nella percorrenza del Corso Regina Margherita, principale viabilità di ingresso a Torino da Ovest.

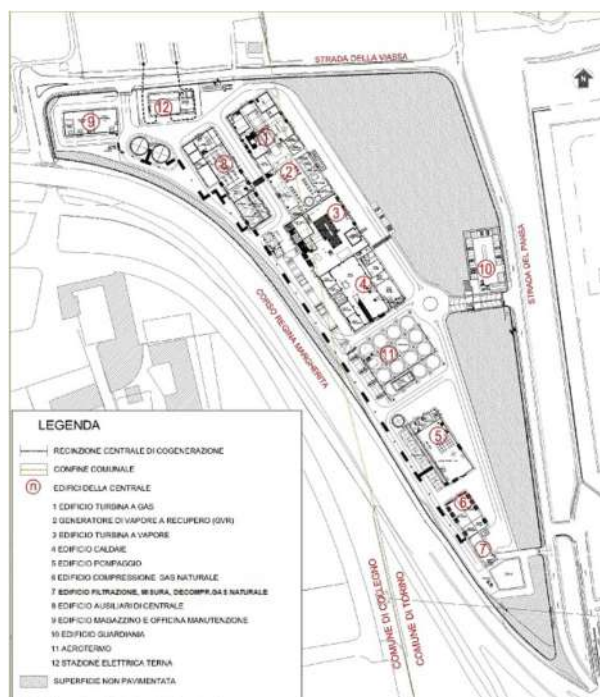


Fig. 3 Rendering Centrale termoelettrica Torino Nord

Fig. 4 Planimetria dell'area della Centrale termoelettrica Torino Nord

Gli impianti sono distanti da agglomerati residenziali significativi. All'esterno del confine di impianto si sviluppano aree caratterizzate dalla presenza:

- a Nord Ovest, della discarica di Barricalla, il principale impianto di smaltimento rifiuti industriali d'Italia;
- a Nord, le aree agricole e le case sparse di frazione Bergera. Fra queste l'ex ospedale psichiatrico Villa Cristina, oggi in stato di abbandono, ed il ricettore acustico A, abitazione prossima in questa direzione;
- a Est, la casa circondariale "Lorusso Cotugno" (Ex 'Le Vallette') (ricettore acustico B), oltre la Strada del Pansa;
- a Sud, lo svincolo della SP24 – Corso Regina Margherita, aree agricole e due cascine parzialmente in stato di abbandono;
- ad Ovest, oltre Corso Regina Margherita, gli insediamenti produttivi di Collegno che si sviluppano lungo via Tunisia.

6. VINCOLI TERRITORIALI, URBANISTICI E AMBIENTALI

Il Gestore rileva che nell'intorno dell'area della Centrale di cogenerazione Torino Nord non sono presenti vincoli territoriali – ambientali sovraordinati.

L'unica area protetta presente a livello di area vasta è il Parco della Mandria, istituito con L.R. 21 agosto 1978, n. 54, tutelato anche come Biotopo Comunitario, secondo la Direttiva 92/43/CEE "HABITAT" (BC10011). Il punto di confine più vicino del Parco dista 1200 m dal margine dell'area della Centrale. Il fiume Dora Riparia, soggetto a vincolo paesaggistico per la fascia di 150 m dalle sponde ai sensi del D. Lgs. 42/2004, dista oltre 800 m.

I P.R.G.C. di Collegno e Torino individuano delle aree classificate a parco nell'intorno della Centrale di cogenerazione e delle infrastrutture stradali esistenti. In corrispondenza del fiume Dora Riparia queste aree vengono qualificate come parco fluviale.

Il corso del fiume è inoltre interessato dalle fasce di tutela fluviale definite dal Piano di Assetto Idrogeologico (P.A.I.).



6.1. VINCOLI URBANISTICI

Il P.R.G.C. del Comune di Torino destina l'area della Centrale ad attrezzatura di interesse generale, nello specifico l'area è contrassegnata dalla lettera "t", ovvero "attrezzature e impianti tecnologici" (Tavola delle "Aree normative e destinazioni d'uso", aggiornata a febbraio 2014).

Il Comune di Collegno ha destinato l'area della Centrale di cogenerazione a impianti tecnologici. (Tavola di "Inquadramento normativo", aggiornata a gennaio 2014).

Le destinazioni d'uso previste nell'intorno dell'area della Centrale riguardano:

Comune di Torino:

- aree a Servizi pubblici "S", parco urbano e fluviale, ambito 22, lettera "v" parchi pubblici urbani e comprensoriali;
- aree ad attrezzature di interesse generale, lettera "z";
- aree per attrezzature di interesse comune.

Comune di Collegno:

- aree per impianti tecnologici (Discarica Barricalla);
- aree per insediamenti produttivi.

Nella seguente planimetria è riportato uno stralcio del vigente Piano Regolatore Comunale (PRC).



6.2. EDIFICI DI INTERESSE STORICO

Gli edifici vincolati presenti nell'intorno della Centrale sono:

- Castello della Saffarona
- Villa Cristina

Il Castello della Saffarona si colloca in posizione a balcone sul terrazzo alluvionale che si affaccia sull'ambito fluviale della Dora Riparia. La visuale dal Castello, ovvero dalla balconata presente nel parco, ancorché l'ingresso sia posto a Nord, è prevalentemente rivolta a Sud, verso la Dora, in direzione



opposta rispetto alla Centrale.

Il Castello è localizzato ad una distanza di circa 370 m dal margine più vicino del sito della Centrale. Inoltre è ubicato in prossimità di un sistema di svincoli tra le importanti direttrici di Corso Marche, Corso Regina Margherita e S.S. 24. In particolare il rilevato e il cavalcavia di superamento di Corso Regina Margherita da parte della S.S. 24, con gli insediamenti presenti lungo il corso, delimitano a Nord l'ambito del Castello e si interpongono tra la zona in cui esso è localizzato e la zona della Centrale.

La notevole distanza tra il Castello e la zona della Centrale, unitamente ai citati elementi che si frappongono tra i due siti, tende a escludere ogni relazione visuale tra le due localizzazioni.

Villa Cristina, già utilizzata come casa di cura privata, è localizzata a Nord dell'area della Centrale, ad una distanza di circa 240 m. L'edificio storico, corrispondente al corpo centrale del complesso, risulta affiancato da corpi di fabbrica di recente costruzione. Tra la zona degli edifici e l'area della Centrale si estende il parco della Villa caratterizzato dalla presenza di una copertura arborea affermata e fitta. Questa copertura arborea trova continuità sul lato Ovest all'esterno del muro che delimita il parco della casa di cura nel filare e nella vegetazione di bordo che costeggia la Via della Viassa. L'attività come casa di cura è attualmente dismessa e gli edifici sono abbandonati.

6.3. FASCIA DI RISPETTO STRADALE

Per la determinazione della fascia di rispetto stradale occorre in primo luogo fare riferimento alla categoria della strada.

Il Piano Urbano del Traffico del Comune di Torino classifica Corso Regina Margherita, nel tratto in corrispondenza della localizzazione della Centrale Torino Nord, come strada di tipo D1.

Alle strade di tipo D, il Regolamento di attuazione del Codice della strada, DPR 495/1992 e s.m.i., art. 28, assegna una fascia di rispetto di 20 metri.

6.4. FASCIA DI RISPETTO ELETTRODOTTO

Nel Piano Regolatore Generale di Torino viene indicata la fascia di rispetto di un elettrodotto aereo AT situato al margine Sud dell'area dell'impianto in progetto.

Al di fuori del perimetro della Centrale, lato Nord, è collocato l'elettrodotto AT 220 kV, di proprietà di Terna, che collega la stessa alla rete elettrica nazionale. Le fasce di rispetto individuate in sede autorizzativa non risultano ad oggi riportate nella documentazione di PRG.

Di seguito si riporta la planimetria con i vincoli territoriali, urbanistici e ambientali.



Per la stima del contributo alle concentrazioni di inquinanti generato dagli impianti della Centrale si fa riferimento alle analisi e simulazioni modellistiche svolte con riferimento ad un assetto impiantistico corrispondente a quello attuale in un anno tipo (quello compreso tra maggio 2013 e aprile 2014),

Sulla base delle analisi descritte e dei risultati ottenuti, il Gestore afferma che le emissioni generate dalla Centrale Torino Nord contribuiscono con livelli di concentrazione trascurabili ai livelli attualmente registrati dalle stazioni di monitoraggio della qualità dell'aria. Tali livelli indotti risultano trascurabili anche rispetto ai pertinenti limiti normativi stabiliti dal D. Lgs. n. 155/2010.

In merito il Gestore segnala che dal confronto tra i risultati ottenuti dalle simulazioni con i due codici utilizzati AERMOD e ISCST3, risultano indicazioni sostanzialmente coerenti. Le differenze leggibili nelle tavole sono riferibili, come riportato dalla letteratura scientifica in materia, oltre alle diverse modalità di trattamento delle calme di vento, anche dalle differenti formulazioni matematiche.

Il Gestore evidenzia inoltre che l'esercizio della Centrale consente l'eliminazione, con la progressiva espansione della rete del teleriscaldamento, delle emissioni degli impianti termici civili degli edifici che via via si allacciano alla rete, caratterizzati da una localizzazione prossima ai ricettori, da una peggiore efficienza energetica e da peggiori condizioni di dispersione degli inquinanti emessi.

6.6. EMISSIONI IDRICHE E QUALITÀ DELLE ACQUE

La Regione Piemonte si è dotata nel 2000 del Piano Direttore delle Risorse Idriche, ispirato alla normativa nazionale ed a quella regionale di riforma del Servizio Idrico Integrato (L.R. n. 13/97) e di riorganizzazione dei Consorzi irrigui (L.R. n. 21/99).

Principi ed indirizzi del P.D. vengono successivamente recepiti nel 2007 dal Piano di Tutela delle Acque che ha fissato per il 2016 gli obiettivi di qualità “buono” per tutte le acque.

Il PTA, in qualità di Piano stralcio del Piano di Bacino del Po, ha adottato altresì gli obiettivi di controllo dell'eutrofizzazione e di regolazione delle portate in alveo.

Il 20 luglio 2018 con D.G.R. n. 28-7253 la Giunta Regionale del Piemonte ha adottato il Progetto di Revisione del Piano di Tutela delle Acque (PTA). La revisione del PTA è in continuità con la strategia delineata nel PTA 2007 e specifica ed integra, a scala regionale, i contenuti del Piano di Gestione del distretto idrografico del fiume Po.

Il PTA ha classificato nel 2018 il fiume Dora Riparia “sufficiente” per lo stato ecologico e “buono” per lo stato chimico. Inoltre ha stabilito l'obiettivo ecologico “buono” da raggiungere entro il 2021.

6.7. SISMICITÀ

Dal punto di vista sismico, la zona di Torino è classificata nell'Ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274/2003, aggiornata con la Delibera della Giunta Regionale del Piemonte n. 11-13058 del 19.01.2010, come “Zona sismica 4 - Zona con pericolosità sismica molto bassa”.

Nell'indagare il rischio sismico della zona, si è rilevato che il Comune di Torino, secondo i dati dell'Istituto Nazionale di Geofisica, è stato interessato da terremoti rientranti al più nel sesto grado della Scala Mercalli: i danni associati a fenomeni di tale entità sono trascurabili al fine dell'analisi di rischio dell'impianto.

6.8. EMERGENZE IDROGEOLOGICHE

Per quanto concerne i rischi idrogeologici, l'area non presenta criticità non essendo presenti corsi d'acqua in prossimità del sito; inoltre il piazzale della Centrale è sopraelevato di circa 10 cm rispetto al piano di campagna eccetto per il tratto di Corso Regina, lato Ovest, che è posto ad una quota superiore rispetto al cortile di Centrale.



7. CONFIGURAZIONE ATTUALE DELLA CENTRALE

Il gruppo termoelettrico IREN - Torino Nord, a ciclo combinato in cogenerazione (produzione di energia elettrica e termica), si pone come importante obiettivo il teleriscaldamento di un'area molto estesa, attualmente la più importante in Italia.

La Centrale Termoelettrica è costituita da:

- un Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato in cogenerazione di circa 390 MWe, alimentato a gas naturale;
- n. 3 Caldaie di Integrazione e Riserva, da 113 MWt ciascuna per un totale di circa 340 MWt, alimentate a gas naturale;
- n. 1 Caldaia ausiliaria di avviamento Gruppo Termoelettrico, da 12,8 MWt, alimentata a gas naturale;
- n. 1 Sistema di accumulo del calore, formato da n. 6 accumulatori, capacità complessiva circa 5.000 m³;
- n. 1 Sistema di accumulo di energia elettrica costituito da batterie al litio, per una potenza nominale di circa 7,0 MWe, e capacità pari a circa 4,5 MWh, come riserva potenza attiva ("riserva di regolazione primaria", TERNA);
- n. 1 Sistema di pompaggio, pressurizzazione, espansione e reintegro acqua della rete di teleriscaldamento;
- n. 1 Stazione elettrica blindata a 220 kV di proprietà TERNA;
- i Servizi di centrale quali stazione di misura gas naturale, impianto di produzione aria compressa, impianto di produzione e stoccaggio acqua demineralizzata, reti di distribuzione per acqua/aria, impianti di trattamento acque reflue, rete acqua antincendio, etc.

7.1. IMPIANTI DI CENTRALE

7.1.1. Gruppo termoelettrico a ciclo combinato in cogenerazione

Il Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato in cogenerazione è costituito dalle seguenti principali apparecchiature:

- N.1 turbina a gas (TG) di potenza elettrica di 250 MWe, alimentata a gas naturale, con relativo alternatore;
- N.1 generatore di vapore a recupero (GVR), alimentato dai gas di scarico della turbina a gas, che produce vapore che viene inviato alla turbina a vapore;
- N. 1 turbina a vapore (TV) di potenza elettrica della taglia di circa 140 MW, costituita da tre sezioni (alta, media e bassa pressione) suddivise in due corpi turbina (alta/media e bassa), e relativo alternatore;
- un sistema di produzione di calore per la rete di teleriscaldamento, mediante prelievo regolato di vapore di bassa pressione dalla turbina a vapore, che produce acqua surriscaldata a 120 °C;
- un impianto di condensazione per la turbina a vapore, raffreddato mediante un aerotermostato ad aria.

Di seguito si evidenziano le prestazioni di massima che possono essere ottenute dal ciclo combinato:

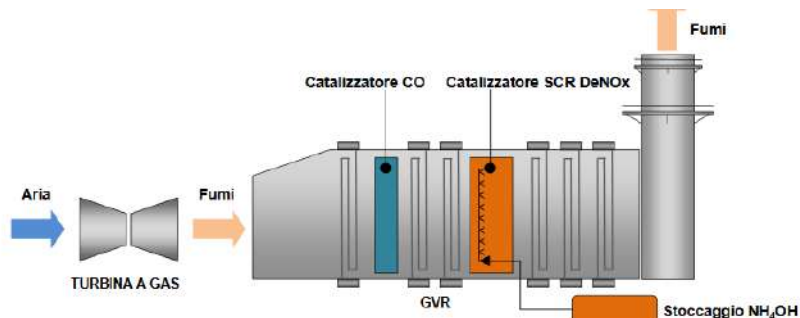
- Assetto elettrico
 - potenza elettrica lorda totale: circa 390 MWe
 - rendimento elettrico lordo: circa 56 %.
- Assetto cogenerativo
 - potenza elettrica lorda totale: circa 335 MW
 - potenza termica per il teleriscaldamento: circa 220 MW.

La turbina a gas e il relativo alternatore sono installati all'interno di un cabinato insonorizzato posto all'interno di un fabbricato per attenuare le emissioni sonore verso l'esterno. La sala macchine della turbina a gas è dotata di carro ponte per la manutenzione straordinaria e/o smontaggio e rimontaggio della turbina.

La turbina a gas è equipaggiata con bruciatori Dry Low NOx (DLN).

Il Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato in cogenerazione è dotato di un sistema catalitico di riduzione delle emissioni in atmosfera di NOx e di un sistema catalitico ossidativo del CO.

Entrambi i catalizzatori sono posizionati nel generatore di vapore a recupero (GVR).



Per la riduzione degli NOx è utilizzato quale agente riducente l'ammoniaca in soluzione acquosa (NH₄OH) inferiore al 25% in peso iniettata attraverso una serie di ugello nel flusso dell'aeriforme: data l'alta temperatura la soluzione iniettata passa velocemente in fase gassosa.

Le parti costituenti il sistema catalizzatore degli NOx sono le seguenti:

- catalizzatore SCR;
- griglia di iniezione e distribuzione ammoniaca nel GVR;
- sistema di evaporazione, miscelazione e dosaggio dell'ammoniaca;
- sistema di stoccaggio e spinta della soluzione acquosa di ammoniaca;
- sistema di carico/scarico soluzione acquosa di ammoniaca;
- sistema di regolazione del flusso di ammoniaca e controllo delle emissioni di NOx e dello slip di ammoniaca;
- strutture di supporto e sostegno del catalizzatore.

Il volume dell'aeroterma risulta di circa 90.000 m³.

Sistema DeNOx-SCR.

La griglia di iniezione di ammoniaca è posta ad adeguata distanza dalla superficie del catalizzatore in modo da rendere il flusso completamente omogeneo e ben distribuito. L'iniezione di ammoniaca è prevista da entrambi i lati del GVR.

Lo stoccaggio della soluzione acquosa di ammoniaca avviene mediante n. 2 serbatoi orizzontali da 50 m³ ciascuno, con relativo unico bacino di contenimento e trappola vapori a guardia idraulica: i serbatoi hanno una copertura che impedisce l'accumulo di acqua piovana nel relativo bacino di contenimento. Il sistema di spinta della soluzione acquosa di ammoniaca è costituito da n. 2 pompe volumetriche al 100%, ad asse orizzontale, completo di filtri e valvola di sfioro ai serbatoi.

L'automazione, il controllo e la regolazione del sistema catalitico di riduzione delle emissioni in atmosfera di NOx sono realizzati mediante un PLC integrato nel DCS del Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato in versione completamente ridondata; la strumentazione a monte e valle del catalizzatore per la misura delle concentrazioni delle emissioni e della temperatura dei gas di scarico completano la catena di automazione.

Il Sistema di Monitoraggio delle Emissioni (SME) visualizza nella postazione video in sala controllo i valori istantanei e le medie orarie e giornaliere della somma delle concentrazioni di NOx e NH₃ espressi ppmv. Il reattore SCR opera a t > 300 °C.

Al raggiungimento di una soglia prefissata (7 ppmv) è generato un segnale di allarme che consente al personale di conduzione di porre in atto quanto necessario per variare il valore delle concentrazioni (verifica delle condizioni operative del sistema SCR, modifica dei set point operativi, variazione del carico elettrico dell'impianto o intervento di manutenzione, se necessario).



Con l'utilizzo del sistema catalitico DeNOx descritto (*rif. gas secco a 273,15 K e 101,3 kPa e 15% O₂*):

- le emissioni in atmosfera di NOx si riducono da 30 a 10 mg/Nm³;
- lo "slip" di ammoniaca al camino si mantiene inferiore a 5 mg/Nm³.

Le ulteriori emissioni in atmosfera della turbina a gas sono costituite da CO (VLE 10 mg/Nm³, *rif. gas secco a 273,15 K e 101,3 kPa e 15% O₂*) e CO₂.

Relativamente al **Minimo Tecnico** della turbina a gas, inizialmente fissato a 125 MWe, questo è stato ridotto a 110 MWe, valore modificato a partire dal 8 luglio 2013 (Nota Iren Energia prot. n. IE000772/PT/in140 del 2 luglio 2013). Il minimo tecnico è stato, quindi, ulteriormente ridotto a 85 MWe, valore modificato a partire dal 5 ottobre 2015 in seguito a completamento delle attività di messa a punto del nuovo sistema catalitico ossidativo del monossido di carbonio (CO oxidation) nel generatore di vapore a recupero del ciclo combinato. (Nota Iren Energia prot. n. IE02101 del 1° ottobre 2015).

Sistema catalitico ossidativo del CO.

Il sistema catalitico ossidativo del monossido di carbonio (CO oxidation) è costituito da un fronte di unità di catalizzatore inserito e posizionato all'interno del GVR, a monte del catalizzatore riduttivo degli NOx (SCR), in una zona con temperatura dei fumi idonea al funzionamento dello stesso (400-460 °C) e al raggiungimento di buoni livelli di efficienza (fino al 98%).

Il sistema catalitico è costituito da n. 512 moduli catalitici supportati da una struttura metallica appositamente realizzata. I moduli costituiti da elementi catalitici metallici con celle a "nido d'ape" hanno dimensioni approssimative di mm 600 (largh.) x 600 (alt.) x 124 (prof.) e volume pari a circa 44,64 litri. Il substrato delle celle del catalizzatore è costituito da lamine metalliche in acciaio inox sottoposte ad una particolare procedura di rivestimento brevettata, denominata *Washcoating*, mediante la quale sono depositate e fissate le particelle dei materiali attivi del catalizzatore. Il rivestimento, la composizione del catalizzatore e la dimensione dei fori del nido d'ape sono stati progettati per garantire un'area superficiale elevata, una durata ottimale del prodotto con un basso calo di pressione nel condotto fumi abbinati ad una rimozione efficace degli agenti inquinanti per l'ambiente d'uso. La composizione del catalizzatore è costituita da ossido di Alluminio (10% – 15%) e Platino (<1%) su supporto base in acciaio inox (85%-90%).

Gli elementi di catalizzatore, costituiti da lamine in acciaio, hanno il vantaggio di essere resistenti ed al contempo relativamente leggeri (circa 31 kg). Questi elementi sono inseriti nel telaio di supporto, in cui sono fissati con bulloni, dadi e rondelle.

Sezione energetica del turbogas.

L'alternatore della turbina a gas è del tipo raffreddato ad aria, a sua volta raffreddata in circuito chiuso con scambiatori aria/acqua: l'acqua del ciclo chiuso di centrale è raffreddata con un areotermo ad aria.

Il generatore di vapore (GVR) è del tipo orizzontale, a circolazione naturale e a tre livelli di pressione di vapore (livello di Alta, Media e Bassa pressione).

Il vapore prodotto dal GVR, oltre ad alimentare i tre salti di pressione della turbina in cogenerazione alimenta gli scambiatori di calore per la rete di teleriscaldamento.

Il camino in acciaio raccordato al corpo del GVR raggiunge un'altezza di 60 m. Il diametro del camino allo sbocco è di 7 m.

La turbina a vapore e il relativo alternatore sono installati all'interno di un cabinato insonorizzato posto all'interno di un fabbricato per attenuare le emissioni sonore verso l'esterno. La sala macchine della turbina a vapore è dotata di carro ponte per la manutenzione straordinaria e ordinaria.

La turbina a vapore è costituita da un corpo di alta/media pressione integrati e da uno di bassa pressione. I singoli rotor dei tre stadi sono rigidamente accoppiati.

Il vapore scaricato dalla turbina a vapore è condensato mediante un areotermo ad aria dotato di quattro file di ventilatori, con quattro ventilatori per ciascuna fila, per un totale di sedici ventilatori.

Ciascun ventilatore, con diametro di 11 m, è provvisto di motore elettrico a due velocità per consentire la corretta condensazione in funzione della portata del vapore proveniente dalla turbina.



I periodi transitori dovuti alle rampe di avviamento e fermata dell'impianto di produzione in ciclo combinato sono:

- a) tempo di avviamento da freddo (dopo una fermata estiva per manutenzione): 24 ore
- b) tempo di avviamento da freddo (dopo una fermata di almeno 4 giorni): 12 ore
- c) tempo di avviamento da tiepido (dopo una fermata di almeno 2 giorni): 10 ore
- d) tempo di avviamento da tiepido (dopo una fermata fino a 2 giorni): 5 ore
- e) tempo di avviamento da caldo (dopo una fermata di 2 ore): 4 ore
- f) tempo di fermata: 2 ore.

Il Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato in cogenerazione, alimenta gli scambiatori AT (Alta Temperatura) e BT (Bassa Temperatura) di calore della rete di teleriscaldamento mediante spillamento di vapore di media pressione per lo scambiatore AT, vapore di bassa pressione proveniente dallo scarico della turbina di MP per lo scambiatore di BP e acqua surriscaldata proveniente dal banco del Recuperatore finale di calore del GVR per lo scambiatore sottoraffreddante che, in funzione della richiesta di potenza termica dalla rete di teleriscaldamento, trasferisce il calore di condensazione all'acqua della rete di teleriscaldamento. Il condensato prodotto dai suddetti scambiatori di calore viene reimpresso nel ciclo termico da un apposito sistema di pompe.

Il sistema di produzione acqua surriscaldata a 120 °C per la rete di teleriscaldamento è progettato per una potenza termica di circa 220 MW.

7.1.2. Caldaie di integrazione e riserva

Nella Centrale Termoelettrica sono installate n. 3 Caldaie, ciascuna della potenza termica nominale di 113 MWt per un totale di circa 340 MWt. Il combustibile utilizzato è il gas naturale.

Il vapore prodotto dalle Caldaie viene inviato ad un unico scambiatore di calore per la produzione di acqua surriscaldata a 120 °C per la rete di teleriscaldamento.

Le Caldaie svolgono la doppia funzione di:

- a) integrazione per la copertura del carico di punta della rete di teleriscaldamento;
- b) riserva in caso di fuori servizio del Gruppo Termoelettrico in ciclo combinato.

Le Caldaie sono del tipo a tubi d'acqua a circolazione naturale, con camera a "D", pressurizzata, dotata di due bruciatori DLN a gas naturale e sistema di ricircolo fumi (FGR, *Flue Gas Recirculation*) con l'effetto di abbassarne la temperatura e ridurre la formazione degli NOx.

Le principali caratteristiche e dati tecnici delle Caldaie sono:

- pressione di progetto: 16 bar
- pressione vapore saturo: 12 bar
- temperatura vapore saturo: 192 °C
- emissioni in atmosfera (rif. gas secco a 273,15 K e 101,3 kPa e 3% O₂) inferiori a:
 - o NOx (intesi come NO₂): 80 mg/Nm³
 - o CO: 30 mg/Nm³
- tempi di avviamento: da freddo (temp. ambiente): 3 h; da caldo (temp. acqua di caldaia 110 °C): 30'.

Le caldaie sono dotate di un recuperatore di calore di tipo statico installato sul condotto fumi di ciascun generatore di vapore, per la produzione di acqua surriscaldata per la rete di teleriscaldamento.

Per la manutenzione e la movimentazione dei componenti delle Caldaie è installato un carro ponte nel relativo fabbricato.

Il camino quadricanne delle caldaie è di sezione circolare con diametro di circa 7,5 m al cui interno sono realizzate n. 3 canne ciascuna con diametro di circa 1,8 m e n. 1 canna con diametro di circa 0,8 m (per la caldaia ausiliaria).

All'interno del locale caldaie è presente lo scambiatore di calore nel quale il vapore prodotto dalle Caldaie cede il calore alla rete di teleriscaldamento. Lo scambiatore è del tipo a fascio tubiero.



7.1.3. Caldaia ausiliaria

La Caldaia Ausiliaria ha una potenza termica nominale di 12,8 MWt ed è costituita da un generatore di vapore del tipo a tubi d'acqua a circolazione naturale, pressurizzato, con bruciatore funzionante a gas naturale per la produzione di vapore surriscaldato, sistema di ricircolo fumi per la riduzione degli NOx, con recuperatore statico sui fumi per il preriscaldamento dell'aria comburente.

Il vapore prodotto dal generatore è utilizzato come vapore ausiliario per l'avviamento del Gruppo a Ciclo Combinato e per i servizi ausiliari dell'impianto.

Lo scopo dell'utilizzo del generatore di vapore ausiliario, è quello di ridurre i tempi di avviamento del ciclo combinato e le modalità di esercizio prevedono l'interruzione del suo funzionamento dopo l'avviamento del ciclo combinato.

Le principali caratteristiche e dati tecnici della Caldaia sono:

- pressione di progetto: 18 bar;
- pressione vapore surriscaldato: 16 bar
- temperatura vapore surriscaldato: 225 °C;
- pressione di esercizio: 16 bar;
- portata nominale: 18.000 kg/h;
- emissioni in atmosfera (rif. a gas secco a 273,15 K e 101,3 kPa e 3% O₂) inferiori a:
 - o NOx (intesi come NO₂): 80 mg/Nm³
 - o CO: 30 mg/Nm³
- tempi di avviamento: da freddo (temp. ambiente): 1,5 h; da caldo (temp. acqua di caldaia 110 °C): 30'.

7.1.4. Accumulatore di calore

Sono installati n. 6 serbatoi di accumulo aventi una capacità complessiva di circa 5.000 m³.

I serbatoi di accumulo sono collegati, attraverso un sistema di tubazioni, al sistema di pompaggio acqua e di produzione del calore per la rete di teleriscaldamento.

7.1.5. Accumulatore di elettricità

Con nota del 06/12/2019, prot. n. CIPPC/2163, è stata autorizzata la modifica non sostanziale del decreto di Autorizzazione Integrata Ambientale (DSA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009), per la realizzazione di un sistema di accumulo elettrico all'interno della centrale Torino Nord.

Il progetto approvato consiste nell'installazione, all'interno del perimetro di centrale, di un sistema di accumulo elettrochimico realizzato con celle a ioni di litio, collegato alla sbarra dei servizi ausiliari a 6 kV della turbina a gas dalla quale sarà in grado di essere ricaricato.

Il sistema di accumulo è costituito da batterie agli ioni di litio contenute in appositi container dedicati, per una potenza nominale installata di circa 7 MWe, per garantire la riserva di regolazione primaria.

La capacità delle batterie è prevista pari a circa 4,5 MWh, in modo da assicurare un margine adeguato rispetto all'energia richiesta per garantire la regolazione primaria della frequenza per 30 minuti (15 minuti regolazione primaria più 15 minuti riserva batterie).

Il sistema di accumulo elettrico sarà costituito indicativamente dai seguenti componenti principali:

- 2 container batterie, dotate di involucri sigillati;
- 2 container per i raddrizzatori AC/CC, i convertitori CC/AC e il sistema di regolazione e controllo;
- 2 container trasformatori MT/BT e quadri elettrici di potenza;
- sistemi ausiliari (HVAC, antincendio, ecc.);
- sistema elettrico di collegamento all'impianto (scomparto 6 kV, cavi di potenza e di controllo);
- basamenti/platee in CLS dove saranno posizionati i suddetti containers.



7.1.6. Sistema di pompaggio, pressurizzazione, espansione e reintegro acqua

Sistema di pompaggio

La Centrale Termoelettrica è dotata al suo interno di una stazione di pompaggio per la circolazione dell'acqua surriscaldata prodotta dalla Centrale stessa verso l'utenza attraverso la rete di teleriscaldamento.

Il sistema di pompaggio è costituito da n. 2 gruppi di pompaggio (uno sulla tubazione di ritorno dalla rete di teleriscaldamento e uno sulla tubazione di mandata alla rete di teleriscaldamento), ciascuno formato da n. 4 pompe in parallelo aventi ognuna le seguenti caratteristiche:

- portata: 2.500 m³/h
- prevalenza: 8 bar.

Le pompe sono del tipo a giri variabile ottenuti attraverso la variazione della frequenza di alimentazione dei motori elettrici trifase.

Sistema di pressurizzazione, espansione e reintegro della rete

La Centrale Termoelettrica è dotata di un sistema di pressurizzazione, espansione e riempimento della rete di teleriscaldamento, in grado di svolgere le seguenti funzioni:

- mantenimento della pressione statica della rete di teleriscaldamento;
- stoccaggio dell'acqua della rete di teleriscaldamento per far fronte alle fluttuazioni di volume dovute alla variazione di temperatura dell'acqua della rete di teleriscaldamento e alle eventuali perdite;
- degasaggio e condizionamento dell'acqua di reintegro.

Le pompe di pressurizzazione sono a giri variabili.

Il serbatoio metallico di stoccaggio dell'acqua è del tipo a tetto fisso esterno con tetto galleggiante interno onde ridurre al minimo il contatto con l'ossigeno presente nell'aria.

Dal serbatoio aspirano le pompe di pressurizzazione e allo stesso scaricano le valvole di sfioro del sistema di pressurizzazione.

7.1.7. Stazione elettrica blindata TERNA

L'energia elettrica prodotta dal Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato, viene immessa sulla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale) mediante una stazione elettrica blindata a 220 kV, con isolamento in SF₆, alla quale sono collegati i trasformatori elevatori della turbina a gas e della turbina a vapore.

La stazione elettrica blindata è di proprietà TERNA ed è realizzata all'interno di un fabbricato, che ospita le apparecchiature blindate 220 kV, i quadri di protezione e controllo e le batterie.

Alla stazione elettrica blindata sono collegati, oltre ai trasformatori elevatori della turbina a gas e della turbina a vapore, anche n. 2 trasformatori per l'alimentazione della cabina 6 kV di centrale e per l'alimentazione della cabina 22 kV al servizio delle Caldaie di Integrazione e Riserva e dei sistemi di pompaggio, pressurizzazione, espansione e reintegro.

7.1.8. Impianti di emergenza

Il sistema di emergenza della Centrale di Torino Nord è composto da:

- n. 1 gruppo elettrogeno di emergenza in ciclo diesel da 1000 kVA e 400 V per il ciclo combinato, alimentato a gasolio con un serbatoio fuori terra bordo macchina da 1000 litri;
- n. 1 gruppo elettrogeno di emergenza in ciclo diesel da 500 kVA e 400 V per il sistema di teleriscaldamento, alimentato a gasolio con un serbatoio fuori terra bordo macchina da 1000 litri;
- n.1 motopompa antincendio, con motore in ciclo diesel da 232 kW alimentato a gasolio con un serbatoio fuori terra bordo macchina da 350 litri;
- n. 1 gruppo elettrogeno di emergenza in ciclo diesel da 1000 kVA e 400 V per i sistemi ausiliari di centrale, alimentato a gasolio con un serbatoio fuori terra bordo macchina da 2000 litri.



7.2. SERVIZI DI CENTRALE

7.2.1. Stazione di misura e compressione/decompressione gas naturale

Per l'alimentazione della Centrale Termoelettrica di Cogenerazione di Torino Nord è stata realizzata una stazione di misura, compressione e decompressione del gas naturale, intercettabile a monte mediante valvola di blocco generale azionata dal sistema di controllo. La compressione del gas naturale è necessaria per la turbina a gas in quanto questo è disponibile ad una pressione non sufficiente. La decompressione del gas naturale è necessaria per le Caldaie di Integrazione/Riserva e Ausiliaria in quanto questo è disponibile ad una pressione troppo elevata.

Il gas naturale è prelevato dalla rete SNAM, ad una pressione di circa 12 bar.

Le stazioni per la misura fiscale sono due: la prima per la turbina a gas e la seconda per le Caldaie di Integrazione/Riserva e Ausiliaria. Entrambe le stazioni sono realizzate in accordo alle normative vigenti e in particolare alla normativa REMI, al Codice di Rete ed alle disposizioni ENI/Italgas e VV. F., con sistema di misura fiscale a pressione e temperatura variabili.

Il gas naturale per l'alimentazione della turbina a gas viene compresso alla pressione necessaria (circa 30 bar) mediante due compressori centrifughi (uno di riserva all'altro) azionati da motori elettrici a media tensione (6 kV) a giri fissi e in esecuzione anti-deflagrante. Il sistema di regolazione della pressione/portata è costituito da una valvola regolatrice di pressione sull'aspirazione e di una linea di ricircolo: sono installati idonei refrigeranti metano/acqua ciclo chiuso secondario (a sua volta raffreddato dal ciclo chiuso di centrale) per il mantenimento della temperatura finale del gas naturale in uscita dai compressori. La tubazione di alimentazione dal sistema di compressione fino alla turbina a gas è interrata con una tubazione esterna (incamiciatura) a scopo di protezione e monitoraggio di eventuali perdite. Sulla tubazione principale, è installata una valvola di blocco ad azionamento automatico dal sistema di controllo della centrale.

Il gas naturale per le Caldaie di Integrazione Riserva e Ausiliaria è ridotto alla pressione necessaria (circa 4 bar) mediante quattro linee (tre per la piena potenzialità e una di riserva), ciascuna costituita da filtro, monitor riduttrici di pressione, valvole di blocco e valvola di blocco generale azionata automaticamente dal sistema di controllo della centrale. La tubazione di alimentazione alle caldaie è interrata con tubazione esterna (incamiciatura) a scopo di protezione e monitoraggio di eventuali perdite.

La stazione di misura, riduzione e compressione del gas naturale è realizzata in un apposito edificio separato dal resto della centrale, in accordo alle normative vigenti ed alle prescrizioni dei VV.F.

I vari locali sono dotati di idonei accessi, sistemi di raccolta acque meteoriche collegati alla fognatura di raccolta acque pluviali di centrale, pozzetti di drenaggio, impianto di illuminazione, prese FM, impianti di rilevazione gas e dispositivi di estinzione.

In particolare, nel locale compressori e nella stazione di riduzione della pressione le aperture verso l'esterno per l'aerazione naturale sono dotate di opportuni setti fonoassorbenti allo scopo di contenere il rumore immesso verso l'esterno.

7.2.2. Impianto di produzione aria compressa

La Centrale Termoelettrica è dotata al suo interno di un impianto per la produzione di aria compressa installato nell'edificio ausiliario di centrale.

L'impianto è composto da:

- n. 3 elettrocompressori d'aria, di tipo non lubrificato, di cui uno di riserva al 50 %. Due compressori sono sufficienti a fornire l'aria compressa occorrente alla Centrale, mentre l'altro è disponibile quale riserva con immediata possibilità di funzionamento.
- I compressori sono del tipo con raffreddamento ad acqua (ciclo chiuso di centrale). Nel normale funzionamento della Centrale i compressori in servizio lavorano senza carico per il 50% del tempo totale. Ogni compressore è azionato da un suo motore elettrico. In particolare il funzionamento è silenzioso e le vibrazioni limitate ai valori più restrittivi previsti dalle norme.



- Ogni compressore è dotato delle apparecchiature occorrenti al regolare e continuo funzionamento, quali filtro di aspirazione, silenziatore, refrigeranti aria, valvole di sicurezza, pressostati, termostati, manometri, termometri e valvole.
- Ciascun compressore è installato all'interno di una cabina silenziata realizzata con pannelli amovibili, al fine di garantire i livelli di rumorosità interna previsti.
- n. 2 serbatoi aria compressa, in acciaio zincato, PN 10, completi di tutti gli accessori necessari, quali passo d'uomo, scaricatore automatico di condensa, valvola di sicurezza e manometro. Tali serbatoi sono dimensionati in modo da assicurare una sufficiente stabilità di pressione durante il regolare servizio della Centrale e in modo da assicurare l'alimentazione regolare dell'aria agli strumenti ed agli organi di controllo per la durata di almeno 10' senza ricevere aria dai compressori e comunque per il tempo necessario per la messa in sicurezza dell'impianto;
- n. 1 sistema trattamento per aria strumenti composto di n. 2 essiccatori d'aria a doppio elemento (di cui uno di riserva) progettati per funzionare ad una pressione di 8 bar e garantire all'uscita un punto di rugiada minore o uguale a - 30 °C;
- n. 1 sistema per il trattamento aria servizi composto di n. 1 essiccatore a refrigerazione con un valore massimo di punto di rugiada alla pressione di esercizio minore o uguale a - 4 °C, raffreddato ad aria.

7.2.3. Ciclo chiuso di raffreddamento

La Centrale Termoelettrica è dotata al suo interno di un impianto a ciclo chiuso per il raffreddamento delle utenze dell'impianto. Il calore del ciclo chiuso viene smaltito in atmosfera tramite un aerotermostato dotato di due file di ventilatori, con quattro ventilatori per ciascuna fila, per un totale di otto ventilatori a doppia velocità: nel periodo estivo, un sistema con acqua nebulizzata può essere utilizzato per aumentare la potenzialità di raffreddamento.

Le principali utenze termiche sono:

- Alternatori e trasformatori elevatori turbina a gas e turbina a vapore
- Compressori gas (raffreddamento mediante ciclo chiuso secondario)
- Olio di lubrificazione e controllo turbina a gas e turbina a vapore.

7.2.4. Gruppi frigo e torri evaporative

La Centrale Termoelettrica è dotata al suo interno di un impianto per la produzione e la distribuzione di acqua refrigerata della potenzialità di circa 25,5 MW_f, costituito da sei gruppi frigoriferi ad assorbimento alimentati con acqua surriscaldata prelevata dalla rete TLR. Il calore dei gruppi frigo viene smaltito in atmosfera tramite torri evaporative, una per gruppo frigorifero dotata di due ventilatori per torre, per un totale di sei torri e dodici ventilatori.

Le principali utenze dell'acqua refrigerata sono:

- Aria comburente turbina a gas
- Alternatori turbina a gas e turbina a vapore.

7.2.5. Impianto di produzione acqua demineralizzata

Nella Centrale è presente un impianto di produzione di acqua demineralizzata a resine a scambio ionico a letto fluttuante con rigenerazione in controcorrente, composto da due linee di lavoro della capacità produttiva massima di circa 50 m³/h ciascuna e uno stoccaggio in serbatoio fuori terra della capacità di circa 2500 m³. Ogni linea dell'impianto è costituita in serie da:

- celle contenenti resine a scambio ionico di tipo cationico forte;
- torre di decarbonatazione;
- celle contenenti resine a scambio ionico di tipo anionico forte;
- celle contenenti resine a scambio ionico di tipo cationico forte e anionico forte (letti misti).



La produzione di acqua demineralizzata ed il conseguente approvvigionamento non hanno carattere continuativo, ma sono in funzione della richiesta di integrazione dei gruppi di produzione e della rete di teleriscaldamento. I diversi utilizzi possono riassumersi in:

- reintegro dei fluidi termici (acqua e vapore) del ciclo vapore del Generatore di Vapore a Recupero (GVR), che può orientativamente essere ipotizzato pari a circa 14 m³/h;
- reintegro dei fluidi termici (acqua e vapore) dei cicli caldaie di integrazione e riserva-scambiatore, che può orientativamente essere ipotizzato pari a circa 2,5 % della producibilità di vapore dei generatori stessi (160 t/h di vapore ciascuno) in esercizio, per un totale di 12 m³/h di acqua demineralizzata;
- reintegro dei fluidi termici dei cicli chiusi di raffreddamento, che in ogni caso sono di entità trascurabile. Acqua nebulizzata per l'areotermo del ciclo chiuso, sporadica, nel periodo estivo;
- reintegro del fluido termico nelle torri evaporative del ciclo refrigerato, variabile in funzione della produzione richiesta, prevalente nel periodo estivo;
- reintegro del fluido termico del termodotto della rete di teleriscaldamento pari a circa 40.000 m³/anno di acqua demineralizzata.

7.2.6. Impianto Antincendio

Il serbatoio dell'acqua industriale serve anche come stoccaggio per l'acqua della rete antincendio della centrale e, pertanto, il prelievo dell'acqua industriale dal serbatoio avviene ad una altezza tale da lasciare un volume minimo di acqua al suo interno (non inferiore a circa 800 m³) per garantire sempre l'acqua necessaria alla rete antincendio.

La rete antincendio è servita da un gruppo spinta costituito da una elettropompa ed una motopompa.

7.2.7. Sistema di controllo, regolazione e supervisione

Gli impianti della Centrale Termoelettrica di Cogenerazione sono governati da un sistema di automazione basato su sistemi di controllo distribuito (DCS - Distributed Control System).

La rete di teleriscaldamento è controllata tramite unità di controllo periferiche installate nei principali punti della rete stessa.

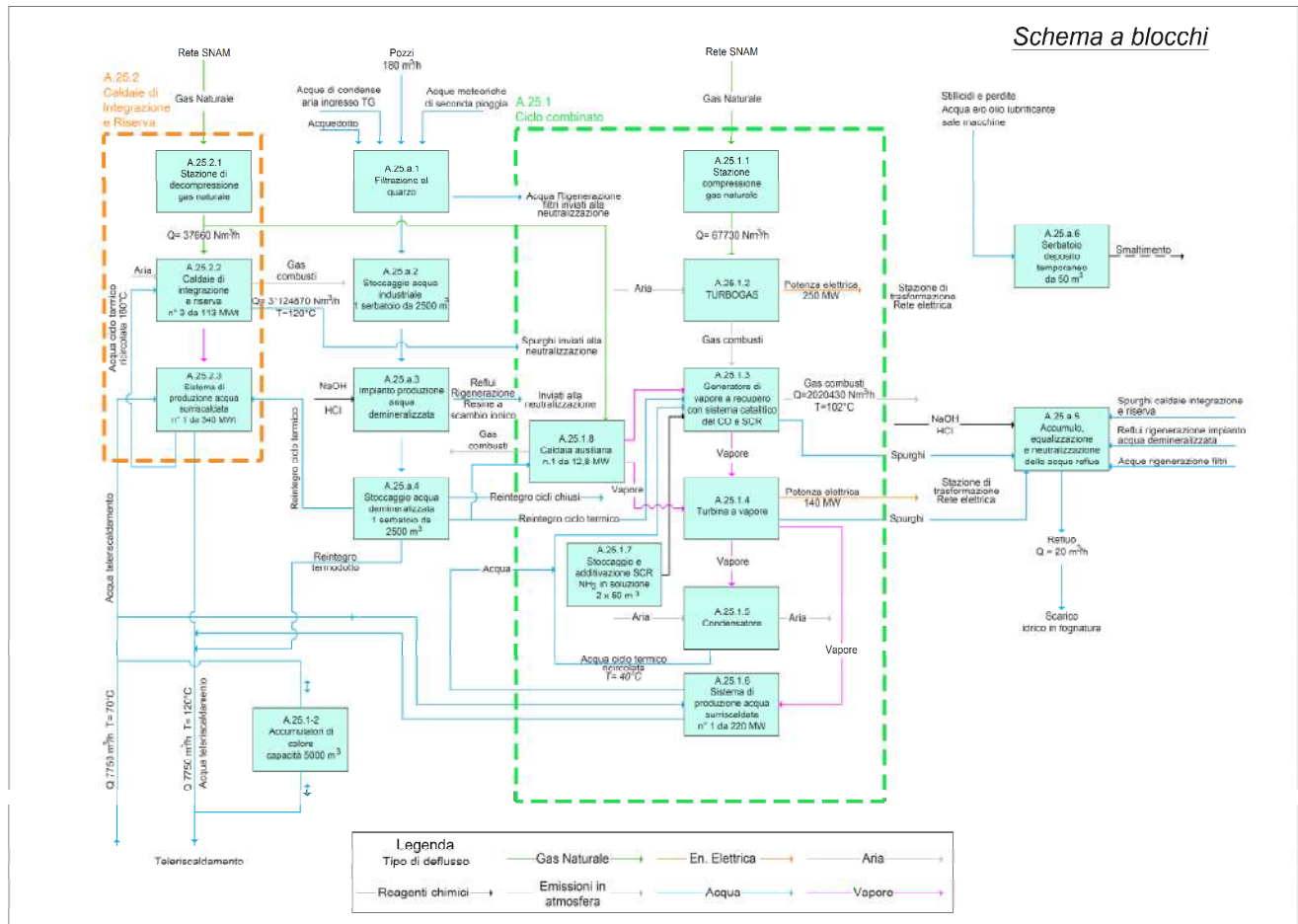
Le tecniche di colloquio e l'integrazione dell'intero sistema di automazione si basano su reti locali e bus di campo.

La conduzione avviene da una sala controllo informatizzata a cui fanno capo tutte le unità di controllo distribuito. La sala controllo è dotata di due *console* di supervisione di cui una "principale" per il normale esercizio ed una di "riserva". Le due *console* sono tra loro indipendenti e intercambiabili.

Il livello di automazione consente di effettuare, completamente dalla sala controllo, tutte le manovre necessarie per l'avvio, l'arresto e l'esercizio di tutti gli impianti e della rete di teleriscaldamento.

Il sistema di automazione permette il collegamento a livelli di controllo superiore quali ad esempio sistemi di management della produzione e della manutenzione.

I principali punti della centrale e alcuni impianti della rete di teleriscaldamento sono monitorati tramite sistema di TVCC. Di seguito si riporta lo schema a blocchi della Centrale:



7.3. PRODUZIONE E CONSUMO DI ENERGIA

7.3.1. Bilancio energetico di progetto

La produzione di energia da parte della Centrale è destinata alla copertura del diagramma di carico elettrico e termico della rete di teleriscaldamento a Nord della Città di Torino.

La produzione di energia termica necessaria per la rete di teleriscaldamento di Torino Nord è pari a circa 1.025 GWh/anno, così ripartita:

- da cogenerazione: 880 GWh
- da caldaie di integrazione e riserva: 145 GWh.

La produzione di energia elettrica annua da parte dell'impianto a ciclo combinato (Turbina a gas e Turbina a vapore), tenuto conto della suddetta produzione di energia termica, è pari a circa 2.145 GWh/anno, che corrisponde ad un funzionamento di circa 6.200 h equivalenti.

La Centrale utilizza il gas naturale quale combustibile per la Turbina a gas del ciclo combinato, per le Caldaie di integrazione e riserva e per la Caldaia ausiliaria.

Il consumo annuo stimato di gas naturale è 460 milioni di m³, così suddiviso:

- consumo metano del ciclo combinato: 443 milioni m³;
- consumo metano delle caldaie: 17 milioni m³.



7.3.2. Analisi energetica dell'impianto.

L'assetto cogenerativo dell'impianto di produzione a ciclo combinato della CTE Torino Nord è asservito al sistema di teleriscaldamento della città di Torino e di comuni limitrofi. Il calore spillato dal ciclo acqua-vapore dell'impianto viene ceduto al fluido della rete di trasporto del calore per il teleriscaldamento.

La rete di teleriscaldamento della città di Torino viene alimentata con l'energia termica prodotta dalle due centrali di cogenerazione di Moncalieri e Torino Nord e dalle Centrali termiche di integrazione e riserva del BIT e Politecnico, nonché di Torino Nord e Moncalieri. La rete di teleriscaldamento è comprensiva di sistemi di accumulo del calore, di elettricità e di sistemi di pompaggio.

Alla capacità produttiva (MCP), la Centrale è caratterizzata da una efficienza elettrica in pura condensazione (intesa come rapporto tra la potenza elettrica nominale e la potenza termica di combustione in assetto solo elettrico), pari al 56,5%, ovvero all'interno del range per gli impianti in ciclo combinato esistenti di cui alla BAT 40, Tabella 23 Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442:

CCGT \geq 600 MWth: Rendimento elettrico netto, unità esistente: 50-60 (%)

(CCGT = Combined Cycle Gas Turbine - Turbina a gas a ciclo combinato)

In assetto cogenerativo la Centrale, in condizioni di pieno carico è in grado di generare una potenza elettrica lorda totale pari a circa 335 MW, congiuntamente ad una potenza termica per il teleriscaldamento di circa 220 MW.

L'efficienza complessiva dell'impianto in cogenerazione risulta superiore all'80%, che costituisce un valore al centro del *range* indicato per la corrispondente tipologia di impianto.

Per quanto riguarda il rendimento (o meglio l'indice di utilizzo del combustibile) complessivo del ciclo combinato nel quale si tiene conto anche della produzione termica, si osserva inoltre che nel caso della Centrale termoelettrica Torino Nord:

- il calore viene ceduto alla rete di teleriscaldamento della Città di Torino; la possibilità di cessione del calore nel caso di reti di teleriscaldamento è, a differenza delle utenze industriali, sostanzialmente di tipo stagionale, essendo limitata al periodo di riscaldamento invernale (nei mesi estivi il fabbisogno si riduce al solo reintegro del calore ceduto per la produzione di acqua sanitaria e delle perdite di rete che costituiscono una quota ridotta rispetto ai fabbisogni invernali) e con carico variabile nell'arco della giornata; conseguentemente l'indice di rendimento su base annua del ciclo combinato sconta questa fisiologica variazione della possibilità di cessione del calore prodotto;
- è tuttora in via di espansione la volumetria degli edifici allacciati alla rete di teleriscaldamento; per tale motivo la quota di calore ceduto alla rete di teleriscaldamento dalla Centrale segue l'incremento delle volumetrie allacciate e le ore in assetto cogenerativo nel corso degli anni sono aumentate, parallelamente all'aumento di richiesta di energia termica;
- dalle produzioni energetiche annue in un anno tipo, comprensive degli autoconsumi, si può risalire ad un "consumo totale netto di combustibile" (comprensivo quindi degli autoconsumi di energia elettrica) intorno al 68,5%, rendimento che risulta interno al *range* previsto per questa categoria di impianti dalla BAT 40 Tabella 23 Decisione di Esecuzione (UE) 2017/1442.

Per quanto attiene le caldaie, che assolvono una funzione di integrazione e riserva rispetto alla produzione del gruppo principale costituito dal ciclo combinato, intervengono con la produzione di acqua surriscaldata (che costituisce il vettore termico della rete di teleriscaldamento della Città di Torino) nelle situazioni in cui il ciclo combinato risulta insufficiente a coprire le punte dei fabbisogni termici della rete di teleriscaldamento o in caso di fermata (programmata o per guasto) del ciclo combinato. Tale utilizzo porta a dover operare frequentemente con carichi ridotti, spesso assai distanti dalle condizioni ottimali sotto il profilo dei maggiori rendimenti. Ciononostante, il rendimento medio annuo delle caldaie è stimato intorno al 90%, valutato nelle condizioni di riferimento alla capacità produttiva.

Nelle seguenti Tabella B.3.1 (produzione di energia parte storica – anno di riferimento 2018), Tabella B.3.2 (produzione di energia alla capacità produttiva), Tabella B.4.1 (consumo di energia parte storica – anno di riferimento 2018) e Tabella B.4.2 (consumo di energia alla capacità produttiva) sono riportati i dati forniti



dal Gestore.

B.3.1 Produzione di energia (parte storica)						Anno di riferimento: 2018			
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità (forno, caldaia ecc.)	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
A.25.1	Ciclo combinato	TG e GVR	Gas naturale	690.000	903.325 *	903.325 *	459.000 (390.000 kW / cos Φ 0,85)	2.081.490	1.997.591
A.25.2	Caldaie integrazione e riserva	Caldaie	Gas naturale	375.000	110.156	110.156	-	-	-
TOTALE				1.065.000	1.013.481	1.013.481		2.081.490	1.997.591

* La produzione di energia termica superiore a quella stimata alla capacità produttiva è dovuta al fatto che i quantitativi di energia termica ed elettrica prodotti sono riferiti - per l'assetto alla capacità produttiva - ripartendo le ore di funzionamento tra assetto in cogenerazione ed assetto solo elettrico sulla base di un anno tipo. Nel 2018, anche a causa della progressiva espansione della rete di teleriscaldamento, le ore in assetto cogenerativo sono aumentate con conseguente incremento nella produzione di energia termica, pur restando entro le ore complessive di funzionamento stimate per l'assetto alla capacità produttiva.

B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)									
Fase	Unità	Apparecchiatura o parte di unità (forno, caldaia ecc.)	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
				Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh)
A.25.1	Ciclo combinato	TG e GVR	Gas naturale	690.000	880.000 *	880.000	459.000 (390.000 kW / cos Φ 0,85)	2.145.000	2.027.000
A.25.2	Caldaie integrazione e riserva	Caldaie	Gas naturale	375.000	145.000	145.000	-	-	-
TOTALE				1.065.000	1.025.000	1.025.000	459.000	2.145.000	2.027.000

* La quota di energia termica prodotta è negli anni incrementata, con il progressivo ampliamento della rete di teleriscaldamento. Pur mantenendo il numero complessivo di ore di funzionamento, la ripartizione tra le ore in assetto cogenerativo e quelle in assetto solo elettrico è pertanto variata a favore di quelle in assetto cogenerativo, al fine di coprire l'aumentato fabbisogno di energia termica per il teleriscaldamento. Tale situazione è rilevata anche per quanto riguarda l'anno di riferimento 2018, come riportato nella tabella precedente.

B.4.1 Consumo di energia (parte storica)				Anno di riferimento: 2018		
Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)**	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)**
A.25.1	TG e GVR		83.899	Energia elettrica	-	40
A.25.2 + altri consumi	Caldaie		Non rilevato	Energia termica	-	-

* Nota: Il gruppo termoelettrico a ciclo combinato (fase A.25.1) produce energia elettrica ed energia termica in cogenerazione. Si evidenzia che nella tabella sono indicati i consumi specifici in relazione alle produzioni elettrica e termica valutati separatamente in funzione dell'energia termica (gas naturale) ed elettrica complessivamente consumata dal gruppo stesso. Tenendo conto che le produzioni sono ottenute congiuntamente, possono essere altresì elaborati:

- un consumo termico specifico riferito all'insieme delle produzioni elettrica e termica, pari a 1,42 MWh / MWh (di energia elettrica + termica prodotta),
- un consumo elettrico specifico riferito all'insieme delle produzioni elettrica e termica, pari a 0,03 MWh / MWh (di energia elettrica + termica prodotta).

** L'unità è intesa come MWh di energia elettrica prodotta lorda.



B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)

Fase/ gruppi di fasi	Unità/ gruppi di unità	Energia termica consumata (MWh)	Energia elettrica consumata (MWh)	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)**	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)**
A.25.1	TG e GVR	-	116.000	Energia elettrica	-	53
A.25.2 + altri consumi	Caldaie	-	2.000	Energia termica	-	14
TOTALE		-	118.000	-	-	-

7.4. CONSUMO DI COMBUSTIBILI

Nelle seguenti Tabelle B.5.1 e B.5.2 sono riportati i dati forniti dal Gestore relativamente ai combustibili utilizzati, parte storica – anno di riferimento 2018 e alla capacità produttiva.

B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica)				Anno di riferimento: 2018	
Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas naturale	TG, GVR, caldaie		435.565.520 Sm ³	35.078 kJ/Sm ³	15.278.767.311
Gasolio	Gruppi elettrogeni di emergenza		9	42877 kJ/kg	123.186

Il consumo di gasolio è dovuto esclusivamente all'utilizzo dei gruppi elettrogeni di emergenza. Il dato relativo alla capacità produttiva sotto riportato, che riprende quanto comunicato in occasione dell'Autorizzazione Integrata vigente (DM 1805/2019), si riferisce al consumo a suo tempo presunto per le sole prove periodiche di funzionamento cui sono sottoposti i gruppi elettrogeni, non essendo previsti altri consumi, fatti salvi guasti o malfunzionamenti accidentali non prevedibili che potrebbero richiedere l'impiego dei gruppi elettrogeni di emergenza.

Il gasolio alla capacità produttiva è diverso rispetto a quanto comunicato in prima istanza (prima AIA) poiché il numero di gruppi elettrogeni è aumentato da 2 a 3. Il dato è stato riparametrato sulla base a tale differenza.

B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)

Combustibile	Unità	% S	Consumo annuo (t)	PCI (kJ/kg)	Energia (MJ)
Gas naturale	TG, GVR, caldaie	-	460.000.000 Sm ³	35.078 kJ/Sm ³	16.135.880.000
Gasolio	Gruppi elettrogeni di emergenza	0,1	6	42.700	256.200



7.5. CONSUMO DI MATERIE PRIME

Prodotti chimici utilizzati e relativo stoccaggio:

I principali prodotti chimici utilizzati in Centrale sono i seguenti:

- oli lubrificanti per le apparecchiature e i macchinari in genere, presenti nel macchinario stesso o stoccati in fusti da 200 litri su pallet portafusti con vasca di raccolta o in armadi di stoccaggio di modesta grandezza in prossimità del fabbricato magazzino/officina, anch'essi equipaggiati con vasca di raccolta;
- oli isolanti per il macchinario elettrico (trasformatori), presenti nel macchinario stesso;
- acido cloridrico e sodio idrossido per la rigenerazione delle resine a scambio ionico dell'impianto di produzione acqua demineralizzata e per la neutralizzazione degli eluati nell'impianto di trattamento acque reflue, stoccati in serbatoi fuori terra con bacino di contenimento, della capacità complessiva minima di 50 m³ per tipologia di prodotto;
- alcalinizzanti e deossigenanti chimici a base di prodotti organici (ammine e/o ammoniaca), in soluzione acquosa per il condizionamento chimico dei cicli termici, stoccati in contenitori da 25, 200, 1000 litri su pallet portacontenitori con vasca di raccolta o in prossimità degli skid di dosaggio dotati di bacini di contenimento.
- ammoniaca in soluzione acquosa inferiore al 25 % in peso, utilizzata come agente riducente nel sistema catalitico di riduzione (SCR) delle emissioni in atmosfera di NOx, stoccata in due serbatoi orizzontali da 50 m³ ciascuno fuori terra e con unico bacino di contenimento.

In merito ai dati di consumi di materie prime (parte storica, anno di riferimento 2018) si riporta di seguito la Scheda B.1.1 allegata dal Gestore all'istanza di riesame.

I dati dei consumi di materie prime alla capacità produttiva sono consultabili dalla Scheda B.1.2 allegata all'istanza di riesame.



B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)						Anno di riferimento: 2018						
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi/unità di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute						Consumo annuo	Riutilizzo NO
					N° CAS	Denominazione	% in peso	Frasi H	Frasi P	Classe di pericolo		
Gas naturale	-	Grezza	A.25.1.2 A.25.1.8 A.25.2.2	Gassoso	68410-63-9	Miscela complessa di idrocarburi e gas inerti in concentrazioni variabili	100	H220 H280	P210 P377 P381 P410+ 403	Flam. gas. 1, Press. gas	435.565.520 Smc	X
Gasolio	-	Ausiliaria	Condizioni di emergenza	Liquido	68476-34-6	Miscela complessa di idrocarburi aventi atomi di carbonio prevalentemente C9 –C20	100	H226 H304 H315 H332 H351 H373 H411	P261 P280 P301+ 310 P331 P501	Flam. Liq. 3 Asp. Tox. 1 Skin Irrit. 2 Acute Tox 4 Carc. 2 STOT Rep. Exp. 2 Aquatic Chronic 2	3 t	X
Acido cloridrico (in soluzione acquosa)	-	Ausiliaria	A.25.a.3 A.25.a.5	Liquido	7647-01-0	Acido cloridrico	30-34	H314 H335	P271 P280 P260 P301+ P330+ P331 P304+ P340	Skin corr. 1B; H314; STOT SE 3; H335	296 t	X
Sodio idrossido (in soluzione acquosa)	-	Ausiliaria	A.25.a.3 A.25.a.5	Liquido	1310-73-2	Sodio idrossido	29-31	H314 H318 H290	P280 P260 P303+P361+ P353 P305+P351+ P338 P310	1°; H314 Eye damage1; H318 Mett.Corr.1; H290	262 t	X
Ammoniaca (in soluzione acquosa)	-	Ausiliaria	A.25.1.3 A.25.1.7	Liquido	1336-21-6	Ammoniaca	<25	H314 H335 H412	P260 P261 P264 P271 P273 P280 P301+ P330+ P331 P303+ P361+ P353 P363 P304+ P340 P310 P312 P321 P304+ P351+ P338 P403+ P233 P405 P501	Skin.corr. 1B; H335 cat.3; H412 cat.3	271 t	X
Alcalinizzante/Deossigenante		Ausiliaria	A.25.1.3 A.25.1.8 A.25.2.2 A.25.2.3	Liquido Liquido	497-18-7 141-43-5 5332-73-0 3710-84-7	Carboidrazide Etanolammina Metossipropilammina Dietilidrossilammina	< 10 30-< 50 5-<10 2.5-<3	H317 H332 H314 H317 H335	P260 P272 P280 P302+ P352 P333+ P313 P363 P260 P280 P301+ P330+ P331 P303+ P361+ P353 P304+ P340 P310	Sensibilizzazione cutanea cat.1A H332 cat.4; H314 cat.1A; H317 cat.1 H335 cat.3 sistema respiratorio	14 t	X X
Prodotti detergenti	-	Ausiliaria	Varie	Liquido	68439-46-3 112-34-5 -	Alcohol, C9-C11, ethoxylated 2-(2-butossietossi) etanolo Tensioattivi non ionici	10-25% 2,5-10% 5-15%	H318	P280 P305+P351+P338 P310	H318 cat.1	0,4 t	



Commissione Istruttoria AIA/IPPC - Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare
P.I.C. (ID 183/10160) – IREN ENERGIA Spa - CENTRALE TERMOEL. TORINO NORD (TO)

Olio lubrificante	-	Ausiliaria	Varie	Liquido	- 4259-15-8	Olio base minerale, severamente raffinato Additivo Additivo	95-99,99% 0,3-0,49% 0,1-0,149%	-	-	-	0,3 t	X
				Liquido	64741-89-5 - 68649-42-3 -	Distillati (petrolio), frazione paraffinica leggera raffinata con solvente Olio base minerale, severamente raffinato Additivo Additivo	74,99-80% 20-24,9% 0,249-,99% 0,05-0,19%					
				Liquido	-	Olio base minerale, severamente raffinato	>95%					
				Liquido	64742-54-7 64741-89-5	Distillati (petrolio), paraffinici pesanti da hydrotreating Distillati (petrolio), frazione paraffinica leggera raffinata con solvente	50-60% 30-40%					
				Liquido	-	Olio base intercambiabile a bassa viscosità	0-90%	-	-	-		



7.6. AREE DI STOCCAGGIO DI MATERIE PRIME

Le aree di stoccaggio di materie prime, essendo costituite da serbatoi, sono state tutte inserite dal Gestore nella seguente tabella B13.1.

B.13.1 Parco serbatoi stoccaggio idrocarburi liquidi o altre sostanze															
Serbatoi in esercizio															
Progres- sivo		Posizione ammini- strativa	Anno di messa in esercizio	Capacità (m³)	Destinazione d'uso (sostanza contenuta)	Tetto galleggiante		Tetto fisso		Impermeabilizzazione bacino		Doppio fondo contenimento		Tipologia di controllo / ispezioni	Frequenza monitoraggio
						Sistema di tenuta ad elevata efficienza		Collegamento a sistema recupero vapori							
						SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)	SI	NO	SI	NO	SI	NO (se previsto, indicare data ultimazione)		
1		A	2010	50	Serbatoio acido cloridrico in soluzione acquosa (30- 34%)			X		X (bacino di contenimento in cls		X Doppia parete		Prova di tenuta	Biennale
2		A	2010	50	Serbatoio sodio idrossido in soluzione acquosa (29- 31%)				X	X (bacino di contenimento in cls		X Doppia parete		Prova di tenuta	Biennale
3		A	2010	50	Serbatoio idrossido di ammonio in soluzione acquosa (<25%)			X		X (bacino di contenimento in cls		X Doppia parete		Prova di tenuta	Biennale
4		A	2010	50	Serbatoio idrossido di ammonio in soluzione acquosa (<25%)			X		X (bacino di contenimento in cls		X Doppia parete		Prova di tenuta	Biennale
5	R2	A	2010	50	Serbatoio acque oleose (T003)					X (bacino di contenimento metallico)		X Doppia parete		Prova di tenuta	Biennale
6		A	2014	2	Serbatoio f.t.- interno a edificio Gasolio G.E. servizi ausiliari					X (bacino di contenimento metallico)		X Doppia parete			
7			2011	1	Serbatoio f.t. interno a edificio Gasolio G.E.–TG					X (bacino di contenimento metallico)					
8			2011	1,3	Serbatoio f.t. interno a edificio Gasolio G.E.-TLR					X (bacino di contenimento metallico)					
9			2011	0,4	Serbatoio f.t. Gasolio Motopompa antincendio					X (bacino di contenimento metallico)				Ispezioni visive	Annuale



Serbatoi in fase di dismissione

Progressivo	Sigla	Anno di messa in esercizio	Capacità (m³)	Ultima destinazione d'uso (sostanza contenuta)	Data messa fuori servizio	Data prevista di dismissione

7.7. CONSUMO DI RISORSE IDRICHE

Gli utilizzi di acqua necessaria per la Centrale possono riassumersi in:

- a) acqua per uso potabile e domestico (servizi igienici, docce, etc.), dalla rete acquedottistica di Torino.
- b) acqua grezza per uso industriale necessaria per i seguenti usi:
 - servizi vari;
 - produzione acqua demineralizzata;
 - antincendio.

Acqua grezza per uso industriale:

L'acqua grezza per uso industriale è approvvigionata da:

- prelievo dalla falda superficiale tramite n. 2 pozzi con portata oraria di emungimento di circa 180 m³/h ciascuno;
- recupero delle acque meteoriche dalla vasca di seconda pioggia;
- recupero delle condense del sistema di refrigerazione aria ingresso turbina a gas.

L'acqua grezza è sottoposta ad uno stadio di filtrazione meccanica, prima dell'invio allo stoccaggio.

L'impianto di filtrazione è del tipo a filtri in pressione di forma verticale e quarzite come materiale filtrante. Esso è costituito da n. 3 linee in parallelo di cui due in servizio e una in attesa, per una portata nominale di 100 m³/h ciascuna, e da un serbatoio fuori terra per lo stoccaggio della capacità di circa 2500 m³, da cui l'acqua filtrata è inviata tramite un gruppo di pompe ai vari punti di utilizzo.

In caso di indisponibilità o degrado delle caratteristiche chimico-fisiche dell'acqua di falda, l'acqua per uso industriale può essere prelevata dall'acquedotto di Torino.

Monitoraggio della falda superficiale

Considerato il rischio di inquinamento della falda, per la presenza di una discarica di rifiuti pericolosi destinati allo smaltimento limitrofa alla Centrale, è stato ritenuto opportuno prevedere un monitoraggio periodico della falda mediante n. 2 pozzi piezometrici S1 e S2, profondi 25 metri, battente (colonna) d'acqua di circa 3 metri, ubicati nel sito della centrale. I piezometri sono stati realizzati nel 2012, secondo le specifiche di una relazione tecnica specialistica, Techgea.

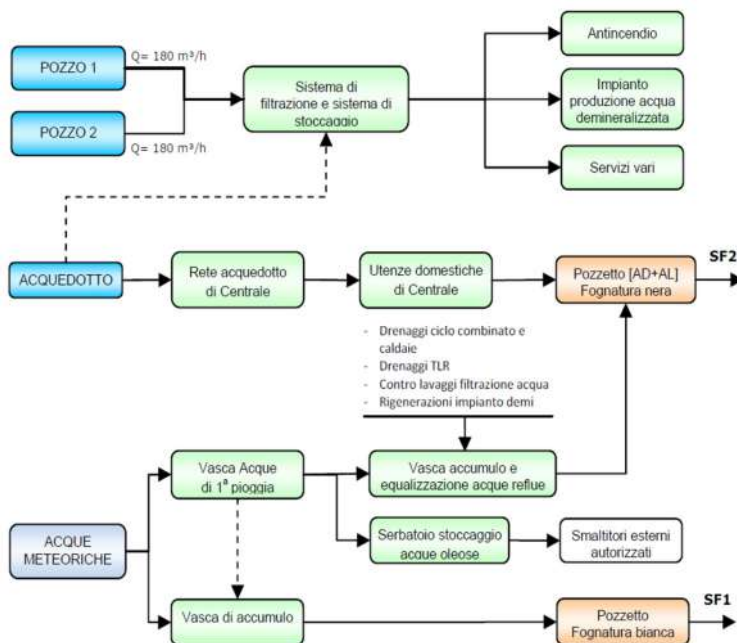
Con frequenza semestrale vengono effettuati, da parte di laboratorio esterno, prelievi al fine della caratterizzazione chimica dell'acqua di falda. Dalle indagini analitiche ad oggi effettuate non sono emerse criticità in merito a fenomeni di inquinamento della falda.

Per un inquadramento generale Vengono sotto riportati la disposizione dei pozzetti piezometrici e uno schema semplificato dei flussi principali delle acque approvvigionate e scaricate (non sono riportati i flussi di recupero: acque meteo e condense):





Disposizione planimetrica dei piezometri S1 e S2



Schema di approvvigionamento e depurativo delle acque

Di seguito di riportano i dati dei consumi idrici forniti dal Gestore con la Scheda B.2.1 (parte storica, anno di riferimento 2018) e la Scheda B.2.2 (alla capacità produttiva):

B.2.1 Consumo di risorse idriche (parte storica)					Anno di riferimento: 2018					
n.	Approvvigionamento	Fasi/unità di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m³	Consumo giornaliero, m³	Portata oraria di punta, m³/h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta
1	Acquedotto ad uso potabile		X igienico sanitario	1094 *	3 *		Si			
			<input type="checkbox"/> industriale processo							
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare)							
2	Pozzo (N. 2 pozzi da falda superficiale)		<input type="checkbox"/> igienico sanitario							
			X industriale X processo	429.146	1175		Si			
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare)							

* Tale valore, leggermente superiore al corrispondente parametro alla capacità produttiva, non è legato al ciclo produttivo della centrale.

B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)

n.	Approvvigionamento	Fasi/unità di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m³	Consumo giornaliero m³	Portata oraria di punta, m³/h	Presenza contatori	Mesi di punta	Giorni di punta	Ore di punta
1	Acquedotto ad uso potabile		X igienico sanitario	1.022	2,8		Si	-	-	-
			<input type="checkbox"/> industriale processo							
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....							
2	Pozzo (N. 2 pozzi da falda superficiale)		<input type="checkbox"/> igienico sanitario							
			X industriale X processo	430.000	1.644		Si	-	-	-
			<input type="checkbox"/> altro (esplicitare).....							



7.8. EMISSIONI IN ATMOSFERA

Di seguito di riportano i dati forniti dal Gestore con la Scheda B.6 (Fonti di emissione in atmosfera), la Scheda B.7.1 (emissioni in atmosfera di tipo convogliato parte storica, anno di riferimento 2018), la Scheda B.7.2 (emissioni in atmosfera di tipo convogliato alla capacità produttiva), la Scheda B.7.3 (torce e altre emissioni di sicurezza) e la Scheda B.8.1 (fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato parte storica, anno di riferimento 2018).



B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato

Numero totale camini: 9

Sigla camino	Georeferenziazione (specificando tipo di coordinate)	Posizione amministrativa	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m²)	Unità di provenienza	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Ulteriori tecniche a valle applicate a eventuale cammino comune			Sistema in monitoraggio in continuo		
						Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRef		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	Tecniche elencate nelle BAT Conclusions o BRef		Eventuali ulteriori tecniche equivalenti (descrizione)	SI (indicare parametri e inquinanti monitorati in continuo)	NO
						n. BAT / Rif. BRef	Descrizione		n. BAT / Rif. BRef	Descrizione			
C1	X: 390874,7; Y:4995454,6	A	60	28,26	A.25.1.2-Turbogas A.25.1.3 - GVR	BAT 42 BAT 44	Bruciatori Dry Low NOx SCR (Sistema catalitico di riduzione emissioni NOx) Sistema catalitico ossidativo del CO		-	-	-	CO NOx NH3	
C2	X: 390900,1; Y: 4995370,5	A	60	2,54	A.25.2.2 – Caldaie integrazione e riserva	BAT 42	Bruciatori Dry Low NOx		-	-		NOx CO	
C3	X: 390898,5; Y: 4995372,8	A	60	2,54	A.25.2.2 – Caldaie integrazione e riserva	BAT 42	Bruciatori Dry Low NOx		-	-	-	NOx CO	
C4	X: 390902,4; Y: 4995372,0	A	60	2,54	A.25.2.2 – Caldaie integrazione e riserva	BAT 42	Bruciatori Dry Low NOx		-	-	-	NOx CO	
C5	X: 390900,9; Y: 4995374,4	A	60	0,50	A.25.1.8 – Caldaia ausiliaria	BAT 42	Bruciatori Dry Low NOx		-	-	-	NOx CO	
C6	X: 390859,3; Y: 4995443,8	A	4	0,09	Gruppo elettrogeno di emergenza del ciclo combinato	-	-	-	-	-	-		
C7	X: 390960,6; Y: 4995265,7	A	4	0,03	Gruppo elettrogeno di emergenza del sistema di teleriscaldamento	-	-	-	-	-	-		
C8	X: 390746,9; Y: 4995504,6	A	3	0,006	Motopompa di emergenza circuito del gruppo di spinta antincendio	-	-	-	-	-	-		
C9	X: 390781,2; Y: 4995483,0	A	4	0,09	Gruppo elettrogeno servizi ausiliari	-	-	-	-	-	-		



B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica)														Anno di rifer.to: 2018	
Camino o condotta	Unità di provenienza	Portata (Nm³/h)	Modalità di determinazione (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm³) ¹					Concentrazione misurata rappresentativa ³		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (es. t/a, kg/mese, kg/h)		Flusso di massa misurato/calcolato rappresentativo t/a	
					Misura in continuo		Misura discontinua		% O ₂						
					dato misurato	base temporale m/g/h	dato misurato	Frequenza ²		(mg/Nm³)	% O ₂	al camino	più camini/Intera installazione	al camino	più camini/Intera installazione
C1	A.25.1.2 - Turbogas A.25.1.3 - GVR	1.719.000	M	NO _x	10	h			15	7,5 ^a	15			92,99 ^c	
				CO	10	h			15	0,2 ^a	15			17,8 ^c	
				NH ₃	5	h			15	0,5 ^a	15			3 ^c	
				CO ₂	-	-				3,5 % ^b	15			828.520 ^e	
				Aldeide formica (HCHO) **			-	s-m		5	15				
				VOC **			-	a		1,1 ^b	15				
				COT **				s-m		1,1 ^b	15				
				IPA **				a		< 0,000002 ^b µg/Nm³	15				
				Polveri totali **			-	a		0,6 ^b	15				
				Metalli **			-	a		0,2 ^b	15				
				Alluminio **			-	a		0,03 ^b	15				
C2	A.25.2.2 - Caldaie integrazione e riserva	100.800	M	NO _x	80	h			3	37 ^a	3			0,376 ^c	
				CO	30	h			3	2,5 ^a	3			0,1 ^c	
				CO ₂	-	h				8% ^b	3			1.540 ^e	
				VOC			-	a		0,3 ^b	3				
				IPA				a		< 0,000002 ^b µg/Nm³	3				
				Metalli			-	a		0,066 ^b	3				
C3	A.25.2.2 - Caldaie integra-		M	NO _x	80	h			3	43,3 ^a	3			2,4 ^c	
				CO	30	h			3	0,6 ^a	3			0,4 ^c	
				CO ₂	-	h				7,9% ^b	3			9.550 ^e	



	zione e riserva	107.600		VOC **			-	a		1,6 ^b	3				
				IPA **						< 0,000002 ^b µg/Nm ³	3				
				Metalli **			-	a		0,08 ^b	3				
C4	A.25.2.2 - Caldaie integrazione e riserva	109.600	M	NOx	80	h			3	46,6 ^a	3			2,8 ^c	
				CO	30	h			3	0,9 ^a	3			141,4 ^c	
				CO ₂	-	h			3	7,6% ^b	3			10.372 ^e	
				VOC **			-	a		2 ^b	3				
				IPA **						< 0,000003 ^b µg/Nm ³	3				
				Metalli **			-	a		0,2 ^b	3				
C5	A.25.1.8 - Caldaia ausiliaria	9.520	M	NOx	80	h			3	50,3 ^a	3			0,08 ^c	
				CO	30	h			3	0,9 ^a	3			0,006 ^c	
				CO ₂	-	h			3	6,8 ^a	3			2.711 ^e	
				VOC **			-	a		2,2 ^b	3				
				IPA **						< 0,000003 ^b µg/Nm ³	3				
				Metalli **			-	a		0,14 ^b	3				
C6	Gruppo elettrogeno di emergenza del ciclo combinato														
C7	gruppo elettrogeno di emergenza del sistema di teleriscaldamento														
C8	Motopompa di emergenza del gruppo di spinta antincendio														
C9	Gruppo elettrogeno di emergenza per i sistemi ausiliari di centrale														

Note

** Tali parametri sono solo conoscitivi: non è previsto un limite per essi.

a) media annuale delle concentrazioni medie orarie misurate nelle ore di normale funzionamento dallo SME;

b) dato da media dei risultati degli autocontrolli periodici;

c) dato calcolato dallo SME;

d) dato calcolato moltiplicando la concentrazione media degli autocontrolli periodici per il volume fumi (calcolato partire dal consumo di combustibile);

e) dato calcolato con l'Emission Trading proporzionato alle ore di funzionamento;

¹ Nel caso di limiti ponderati relativi a più camini (es. bolla di raffineria), riportare il limite ponderato, indicando in nota i camini a cui è riferito; le concentrazioni misurate o stimate devono essere riferite al singolo camino.



- 2** Indicare la frequenza di misura: annuale (a), biennale (b-a), mensile (m), bimestrale (b-m), semestrale (s-m), quadrimestrale (q-m), giornaliera (g), settimanale (s), o altro (specificare).
- 3** Indicare un valore di concentrazione dell'inquinante coerente con la base temporale del limite, con il relativo ossigeno di riferimento e con le altre condizioni prescritte per la verifica di conformità, che il gestore ritiene rappresentativo del punto di emissione, individuato tra tutte le misure effettuate nel corso dell'anno di riferimento, rimandando all'allegato B.26 le registrazioni di tutte le suddette misure.

B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)

Camino o condotta	Unità di provenienza	Portata (Nm ³ /h)*	Modalità di determinazione (M/C/S)	Inquinante	Limite di emissione in concentrazione (mg/Nm ³) ¹			Concentrazione rappresentativa ³		Limite di emissione in flusso di massa per inquinante (es. t/a, kg/mese, kg/h)		Flusso di massa rappresentativo (es. t/a, kg/mese, kg/h) ***	
					Misura in continuo		Misura discontinua		% O ₂	(mg/Nm ³)	% O ₂	al camino	più camini/intera installazione
					valore	base temporale m/g/h	valore	Frequenza ²					
C1	A.25.1.2 - Turbogas A.25.1.3 - GVR	2.020.430	C	NOx	10	h			15				20,0 kg/h
				CO	10	h			15				20,0 kg/h
				NH ₃	3,8	h			15				7,6 kg/h
				CO ₂	-	-			15				141,6 t/h
				Aldeide formica (HCHO) **					15	5			
				VOC **					15	1,09	15		
				COT **					15	1,09	15		
				IPA **					15	< 0,000002 µg/Nm ³	15		
				Polveri totali **					15	0,63	15		
C2	A.25.2.2 - Caldaie Integrazione e riserva (GV10)	124.870	C	Metalli **					15	0,22	15		
				NOx	80	-		a	3				10,0 kg/h
				CO	30	-		a	3				3,8 kg/h
				CO ₂	-	-			3	8	3		26,1 t/h
				VOC**				a	3	0,31	3		
				IPA**				a	3	< 0,000002 µg/Nm ³	3		
				Metalli**				a	3	0,066	3		

* La portata riportata si riferisce ai fumi secchi a pieno carico.

** Tali parametri sono solo conoscitivi: non è previsto un limite per essi: si utilizzano i dati rilevati nell'anno di riferimento

***Il flusso di massa in kg/h è riferito all'ora di funzionamento a pieno carico; il flusso di massa è calcolato moltiplicando il valore limite con la portata di fumi secchi a pieno carico



B.7.3 Torce e altri punti di emissione di sicurezza alla capacità produttiva

n. progres- sivo	Sigla	Descrizione	Georefe- renzia- zione	Posizione amministra- tiva	Sistema di blow-down		Portata di gas inviato in torcia per il mantenimento della fiamma pilota (es. t/giorno)	Portata massima giornaliera di gas (soglia) necessaria a garantire condizioni di sicurezza (t/giorno) ove pertinente	Campionamento (<i>Manuale-M</i> <i>/automatico-A</i>)
					Unità e dispositivi tecnici collettati	Sistema di recupero gas (SI/NO)			

Note



B.8.1 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica)				Anno di riferimento: 2018		
Fase	Unità	Emissioni fuggitive o diffuse	Descrizione	Inquinanti presenti		
				Inquinante	Quantità totale (t/anno)	Quantità di inquinante per unità di prodotto (es. t di inquinante per t _{prodotto})*
Varie	Impianto a ciclo combinato sistema gas metano: filtrazione e misura gas metano. Unità compressore gas carburante. Sistema gas naturale. Sistema gas naturale filtrazione finale. Sistema gas combustibile turbina a gas. GVR integrazione e riserva. Generatore di vapore ausiliario.	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Valvole autoregolatrici di pressione, valvole di non ritorno, valvole di regolazione, valvole di sicurezza, valvole manuali, flange, connettori, pompe centrifughe, compressori, fine linea	CH ₄	26,9	0,013 kg/MWhe
Varie	Impianto a ciclo combinato: Sistema NH ₄ OH Sistema SCR	<input type="checkbox"/> DIF <input checked="" type="checkbox"/> FUG	Valvole autoregolatrici di pressione, valvole di non ritorno, valvole di regolazione, valvole di sicurezza, valvole manuali, flange, connettori, pompe centrifughe, compressori, fine linea	NH ₃	1,8	0,001 kg/MWhe
Adozione di un sistema di calcolo per la stima delle emissioni diffuse				<input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> SI		
Applicazione Programma LDAR				<input type="checkbox"/> NO <input checked="" type="checkbox"/> SI		
Note * L'unità di prodotto è intesa come MWh di energia elettrica prodotta lorda						

• Piano di Controllo per il monitoraggio e la riduzione delle emissioni fuggitive (LDAR) della Centrale di Torino Nord

Le emissioni fuggitive rilasciate da linee ed apparecchiature dell'impianto industriale costituenti la Centrale, sono misurate secondo la Norma EN 15446: 2008 *"Fugitive and diffuse emissions of common concern to industry sectors - Measurement of fugitive emission of vapours generating from equipment and piping leaks"*³ (luglio 2008) e US EPA 453/R-95-017 *"Protocol for Equipment Leak Emission Estimates"* (novembre 1995).

Oggetto dell'indagine analitica per la determinazione delle emissioni fuggitive sono il metano e l'ammoniaca presenti nelle linee, macchine ed apparecchiature della Centrale.

La "Relazione campagna LDAR Anno 2018 – IREN – Piano di monitoraggio e controllo LDAR Centrale termoelettrica Torino Nord" (Allegato E.9.1) riporta i seguenti dati:

TOTALI DI IMPIANTO

Sorgenti di emissione censite 1659
Sorgenti di emissione gestite 1203
Sorgenti di emissione misurate 1166
Punti di emissione gestiti 3331
Punti di emissione misurati 3146
Punti di emissione non accessibili 6
Punti di emissione coibentati 179

³ "This standard applies to the measurement of fugitive emissions of volatile organic compounds (VOCs) from process equipment. The leak sources include, but are not limited to, valves, flanges and other connections, pressure relief devices, process drains, open-ended valves, pump and compressor seal systems, agitator seals, and access door seals. It does not apply to instrument tubing connections.

This standard applies to all products of which at least 20 % wt has a vapour pressure higher than 0,3 kPa at 20 °C. For the petroleum industry, this includes all light products and excludes kerosene and all heavier products. The standard is based on the measurement of the gas concentration at the interface of a leak. This concentration is measured with a portable instrument. It is converted to a mass emission rate by use of a set of correlations."



- **Stream Metano:**

Sorgenti di emissione gestite 1410

Punti di emissione gestiti 2789

Punti di emissione misurati 2632

Punti di emissione non accessibili 6

Punti di emissione coibentati 151

Punti di emissione Anomali (Leak Definition)

Punti presentanti emissioni di entità pari o superiore al valore di soglia fissato a 1.000 ppmV e minori del valore di Perdita pari a 10.000 ppmV: 25

Punti di emissione in Perdita (Repair Definition)

Punti presentanti fughe di entità pari o superiore al valore di soglia fissato in 10.000 ppmV: 12

Portata di emissione

Portata totale derivante dal monitoraggio effettuato sull'impianto di centrale considerato: **13.985** kg/anno

Portata di perdita

Portata totale derivante dai punti di emissione con valore >10.000 ppm: 6.386 kg/anno

Punti di emissione critici

Punti caratterizzati da perdite residue, vale a dire punti presentanti, dopo riparazione, ancora un tenore di fuga di entità pari o superiore al valore di soglia fissato in 10.000 ppmV: 7

Perdite rientrate

Punti di emissione dove, dopo riparazione, la misura della concentrazione di COV è rientrata al di sotto del valore di soglia fissato in 35 ppmV: 5

Portata di emissione dopo intervento meccanico

Portata totale derivante dal monitoraggio effettuato sull'impianto dopo intervento meccanico: **10.585** kg/anno.

- **Stream Ammoniaca:**

Sorgenti di emissione gestite 249

Punti di emissione gestiti 542

Punti di emissione misurati 514

Punti di emissione non accessibili 0

Punti di emissione coibentati 28

Punti di emissione Anomali (Leak Definition)

Punti presentanti emissioni di entità pari o superiore al valore di soglia fissato a 15 ppmV e minori del valore di perdita pari a 35 ppmV: 2

Punti di emissione in Perdita (Repair Definition)

Punti presentanti fughe di entità pari o superiore al valore di soglia fissato in 35 ppmV: 4

Portata di emissione

Portata totale derivante dal monitoraggio effettuato sull'impianto di centrale considerato: **1.799** kg/anno

Portata di perdita

Portata totale derivante dai punti di emissione con valore >10.000 ppm: 1.347 kg/anno

Punti di emissione critici

Punti caratterizzati da perdite residue, vale a dire punti presentanti, dopo riparazione, ancora un tenore di fuga di entità pari o superiore al valore di soglia fissato in 35 ppmV: 4

Perdite rientrate

Punti di emissione dove, dopo riparazione, la misura della concentrazione di COV è rientrata al di sotto del valore di soglia fissato in 35 ppmV: 0

Portata di emissione dopo intervento meccanico

Portata totale derivante dal monitoraggio effettuato sull'impianto dopo intervento meccanico: - kg/anno.

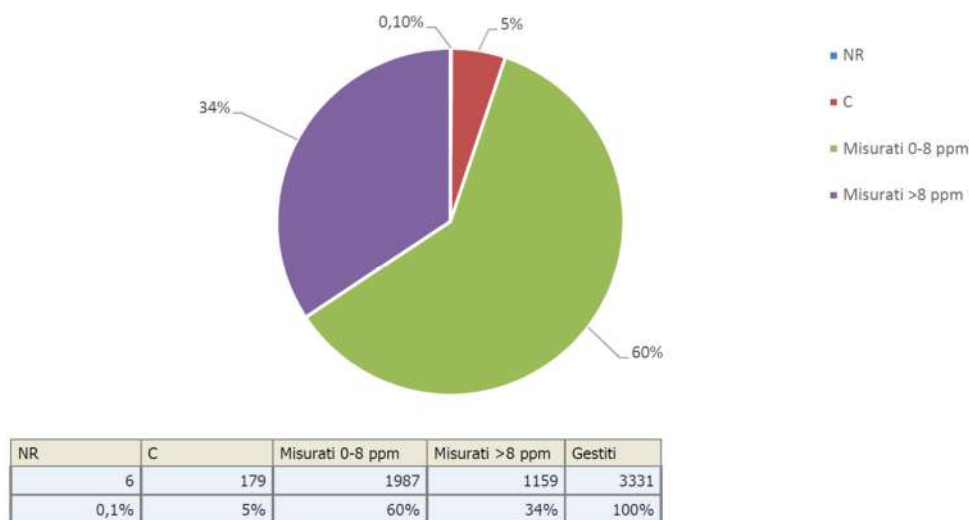
La campagna di misura delle emissioni fugitive presso la Centrale ha quantificato la seguente emissione di COV, intesa come misure di metano equivalente, determinata dalla emissione totale rilevata dai fluidi di Metano e Ammoniaca:

Emissione Totale Impianto: 15.784 kg/anno

Emissione Totale Impianto dopo Intervento Meccanico: 12.384 kg/anno.



I diagrammi sotto riportati evidenziano che sul totale di n. 3331 punti gestiti nel data base, il 60% corrisponde ai punti le cui misure presentano valori di concentrazione nel range 0 – 8 ppm, ciò testimonia che a carattere diffuso le misurazioni effettuate sugli organi meccanici di impianto presentano un basso tenore della concentrazione delle emissioni fuggitive. Allo stesso modo si nota che il totale dei punti non accessibili corrispondenti ai punti non raggiungibili, coibentati e non accessibili per ragioni di sicurezza corrisponde al 5% del totale punti gestiti. Nondimeno la portata associabile alla categoria dei punti non accessibili deve intendersi portata dichiarabile presunta, vale a dire portata che va comunque quantificata, poiché la sua determinazione attraverso i fattori di correlazione ai sensi delle Norme UNI EN 15446 e dalla Norma US EPA 453/R-95-017 costituisce una valorizzazione presunta che potrebbe comportare una indicazione dei valori ponderali ben al di sopra dei reali qualora rilevabili con le misure dirette.



Le attività di controllo e monitoraggio delle emissioni fuggitive effettuate nel 2018 sono state:

- *Marzo 2018*: campagna LDAR annuale; contestualmente si è prodotta l'attività manutentiva di riduzione delle perdite;
- *Giugno 2018*: effettuata dopo la fermata programmata per manutenzione per il rilevamento delle emissioni sul compressore gas combustibile.

Nell'ambito dell'attività di monitoraggio delle emissioni fuggitive della Centrale condotta a Giugno 2018 per il completamento delle misure, sono stati identificati ed acquisiti nel database i seguenti dati:

Totali sezione unità di compressione gas combustibile C2

Sorgenti di emissione censite 210
Sorgenti di emissione gestite 210
Sorgenti di emissione misurate 195
Punti di emissione gestiti 540
Punti di emissione misurati 522
Punti di emissione non accessibili 5
Punti di emissione coibentati 13
Punti di emissione Anomali (Leak Definition) 0
Punti di emissione in Perdita (Repair Definition) 0
Punti di emissione critici 0

L'intervento di rilevamento delle emissioni fuggitive, svolto a Giugno 2018, ha consentito di aggiornare il quadro di monitoraggio dell'impiantistica della centrale con l'inserimento delle sorgenti riguardanti "l'Unità di compressione gas combustibile C2".

Totale Emissione Campagna del Giugno 2018: **476 kg**
Totale Emissioni misurate anno 2018: **12.861 kg.**



Di seguito si riportano i dati complessivi relativi all'intera campagna di monitoraggio anno 2018.

Totale Centrale

Sorgenti di emissione censite 1.869
Sorgenti di emissione gestite 1.413
Sorgenti di emissione misurate 1.361
Punti di emissione gestiti 3.871
Punti di emissione misurati 3.668
Punti di emissione non accessibili 11
Punti di emissione coibentati 192
Punti di emissione Anomali (Leak Definition) 11
Punti di emissione in Perdita (Repair Definition) 27
Punti di emissione critici 0.

7.9. SCARICHI IDRICI ED EMISSIONI IN ACQUA

Premessa.

La Decisione di Esecuzione 1442/2017 relativa agli LCP chiarisce che “*I BAT-AEL si riferiscono agli scarichi diretti in un corpo idrico ricevente nel punto d'uscita dall'installazione.*”

La rete degli scarichi dell'impianto è rappresentata nella planimetria fornita dal gestore (Allegato B21).

Gli scarichi idrici finali della Centrale sono due:

- **SF1:** scarico idrico finale delle acque meteoriche di seconda pioggia, con recapito in fognatura comunale bianca; pozzetto MN per il controllo periodico.
- **SF2:** scarico idrico finale con recapito in fognatura nera comunale costituito dai seguenti scarichi parziali, confluiti tramite i pozzetti sottoindicati:
 - ☐ AL: acque reflue industriali, pozzetto prelievo;
 - ☐ AD: acque domestiche;
 - ☐ ML: acque di prima pioggia.

Recettori degli scarichi:

A.9 INFORMAZIONI SUI CORPI RECETTORI DEGLI SCARICHI IDRICI						
Scarico finale	Recettore					Classificazione area
	Tipologia	Nome	Riferimento	Gestore dello scarico	Gestore di eventuale impianto di trattamento comune	
SF1	Fognatura	Collettore SMAT Torino	Fognatura bianca	SMAT Torino S.p.a	-	-
SF2	Fognatura	Collettore SMAT Collegno	Fognatura nera	SMAT Torino S.p.a	-	-

- ☐ **Rifiuti liquidi costituiti da acque oleose.** Le acque provenienti dai bacini di contenimento delle zone potenzialmente interessate dalla presenza di sostanze oleose (oli lubrificanti e/o isolanti) sono convogliate da una rete dedicata, in un apposito serbatoio fuori terra con bacino di contenimento della capacità di circa 50 m³. Esse sono gestite come rifiuti speciali liquidi e stoccate in regime di “deposito temporaneo” per il trasporto e invio a smaltitori esterni autorizzati.



7.9.1. Raccolta e trattamento acque reflue industriali

Le principali tipologie di acque reflue industriali della Centrale sono:

- a) acque provenienti dal processo di rigenerazione delle resine a scambio ionico dell'impianto di produzione acqua demineralizzata. Esse risultano costituite dai residui dei prodotti chimici utilizzati nella rigenerazione delle resine a scambio ionico:
 - acido cloridrico per le resine cationiche in ciclo acido;
 - sodio idrossido per le resine anioniche in ciclo basico;
 - miscelate ai vari sali presenti in origine nell'acqua prelevata dai pozzi e fissati dai gruppi funzionali delle resine stesse;
 - calcio, magnesio, sodio etc. per le resine cationiche;
 - cloruri, solfati, etc. per le resine anioniche.
- b) acque provenienti dagli eventuali scarichi (spurghi e/o drenaggi) del ciclo termico del generatore di vapore a recupero a valle del turbogas, dei generatori di calore di integrazione e riserva e ausiliaria, della rete di teleriscaldamento, dei drenaggi e scarichi dei serbatoi di accumulo. Le acque provenienti dagli scarichi ad alta temperatura dei cicli termici, opportunamente raffreddate con scambiatori di calore alimentati dal ciclo chiuso di centrale, risultano costituite dai fluidi (acqua-vapore) dei generatori di vapore e del termodotto, cioè da acqua demineralizzata ultrapura deossigenata e alcalinizzata (pH circa 9,00).

Le acque reflue di cui alle lettere a) e b) sono convogliate in una vasca da 250 m³ di accumulo ed equalizzazione dotata di un sistema automatico di neutralizzazione del pH, tramite il dosaggio di soluzioni di acido e base, che consente il trattamento degli effluenti prima dell'invio e dello scarico nella fognatura comunale nera. Tale tipologia di trattamento chimico-fisico è stata valutata in considerazione delle caratteristiche qualitative delle acque reflue prodotte.

Vasca di accumulo da 250 m³.

In dettaglio all'interno della vasca di accumulo, equalizzazione e neutralizzazione, della capacità di 250 m³, confluiscono le acque reflue industriali provenienti da:

1. sistema di raccolta e raffreddamento acque reflue area pompaggio TLR e accumulatori TLR;
2. sistema di raccolta e raffreddamento acque reflue area caldaie di integrazione e riserva e ausiliaria;
3. sistema di raccolta e raffreddamento acque reflue edificio turbina a vapore (TV);
4. sistema di raccolta e raffreddamento acque reflue area GVR;
5. parte acquosa proveniente dal trattamento fisico (disoleatore a pacchi lamellari) delle acque di prima pioggia;
6. acque di controlavaggio impianto filtrazione acqua grezza;
7. eluati di rigenerazione delle resine a scambio ionico dell'impianto di produzione acqua demineralizzata;
8. acque di controlavaggio filtri a carbone;
9. troppo pieno del serbatoio TLR;
10. acque reflue (eventuali perdite e stillicidi) da edificio ausiliari;
11. acque reflue da cordolo grigliato area scarico autobotte di acido cloridrico e idrossido di sodio.

7.9.2. Raccolta e trattamento acque meteoriche

Il sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche della Centrale è costituito da:

- una rete di raccolta acque meteoriche provenienti dalle coperture degli edifici, e da
- una rete di raccolta delle acque meteoriche provenienti dalle aree scoperte pavimentate che convogliano tali acque in un sistema di vasche di raccolta e trattamento.

In funzione delle superfici impermeabilizzate e delle piogge massime prevedibili nella zona è stato realizzato un sistema di vasche di raccolta temporanea delle acque meteoriche, al fine di consentirne lo



smaltimento in fognatura dilazionato nel tempo.

Il calcolo della capacità di tali vasche è stato effettuato considerando un evento piovoso breve e intenso, corrispondente ad eventi gravosi storicamente registrati e prevedendo eventuali difficoltà di ricezione da parte della rete fognaria, già parzialmente o totalmente impegnata nell'allontanamento delle acque.

Il sistema di vasche, in cemento armato, è interrato e posizionato in prossimità dell'edificio di misura del gas naturale, ha una volumetria complessiva di circa 2.200 m³ ed è costituito dalle seguenti vasche:

- pozzetto trappola
- vasca di raccolta acque di prima pioggia della volumetria di circa 370 m³
- vasca di raccolta acque di seconda pioggia della volumetria di circa 1.830 m³.

ACQUE DI PRIMA PIOGGIA

La vasca di raccolta delle acque di prima pioggia della volumetria di circa 370 m³ raccoglie i primi 5 mm di precipitazione uniformemente distribuita sulla superficie scoperta pavimentata.

Il principio di funzionamento del sistema di raccolta e trattamento delle acque meteoriche è il seguente:

- il collettore di raccolta acque meteoriche provenienti dalle superfici scoperte pavimentate convoglia le acque di prima pioggia all'interno del pozzetto trappola;
- dal pozzetto trappola le acque di prima pioggia sono inviate alla vasca di raccolta acque di prima pioggia fino al riempimento di quest'ultima;
- dalla vasca di raccolta delle acque di prima pioggia l'acqua viene inviata ad un'altra vasca in cui, attraverso un pacco lamellare, avviene la separazione della fase oleosa, eventualmente presente, da quella acquosa:
 - la parte oleosa è inviata mediante due pompe da circa 5 m³/h cadauna, con possibilità di funzionamento contemporaneo, al serbatoio di stoccaggio delle acque oleose e da qui smaltito presso smaltitori esterni autorizzati;
 - la parte acquosa è inviata mediante due pompe con portata di circa 10 m³/h cadauna, con possibilità di funzionamento contemporaneo, (previo controllo nel pozzetto ML) alla vasca di accumulo ed equalizzazione acque reflue della Centrale e da qui inviata alla fognatura comunale nera.

ACQUE DI SECONDA PIOGGIA

La vasca di raccolta delle acque di seconda pioggia raccoglie tutte le acque provenienti dalle zone di copertura e le acque provenienti dalla superficie scoperta pavimentata successive ai primi 5 mm di pioggia.

Al riempimento della vasca di prima pioggia, dal pozzetto trappola, le acque di seconda pioggia, provenienti dalle superfici scoperte pavimentate, sono deviate nella vasca di raccolta delle acque di seconda pioggia.

Le acque provenienti dalle superfici coperte sono direttamente convogliate alla vasca di raccolta acque di seconda pioggia.

Dalla vasca di seconda pioggia l'acqua può essere inviata in alternativa:

- al pozzetto/vasca di calma per mezzo di due pompe della portata di circa 100 m³/h cadauna, con possibilità di funzionamento contemporaneo, e da qui, per gravità, nel collettore comunale della fognatura bianca SMAT;
- al sistema di filtrazione acqua grezza e poi al serbatoio di stoccaggio di acqua industriale (servizi) di centrale mediante due pompe della portata di circa 50 m³/h cadauna, con possibilità di funzionamento contemporaneo.

ACQUE REFLUE DOMESTICHE

Le acque reflue domestiche sono raccolte, convogliate e scaricate nella fognatura comunale nera.



7.9.3. Schede emissioni in acqua fornite dal gestore

Di seguito di riportano i dati forniti dal Gestore con la Scheda B.9.1 (scarichi idrici parte storica, anno di riferimento 2018), la Scheda B.9.2 (scarichi idrici alla capacità produttiva), la Scheda B10.1 (emissioni idriche parte storica, anno di riferimento 2018) e la Scheda B.10.2 (emissioni idriche alla capacità produttiva).



B.9.1 Scarichi idrici (parte storica)										Anno di riferimento: 2018							
Scarico Finale SF1		Georeferenziazione X: 390711,3; Y: 4995491,6 (UTM/WGS84)				Tipologia acque convogliate: industriali di processo (AI); industriali di raffreddamento (AR); X di dilavamento (DI); di prima pioggia (se separate) (1P); di lavaggio aree esterne (LV); assimilate alle domestiche (art. 101 DLgs 152/2006) (AD).											
Recettore		corpo idrico superficiale interno								X		Portata media annua n.d.		Portata massima mensile n.d.		Misuratore portata (SI/NO) NO	
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superficie di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m²)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Trattamento comune in impianto		pH	Sistema di monitoraggio in continuo				
								BATC o BRef (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)					SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
MN *	1		49.430 m²	100	Acque bianche seconda pioggia: DI	Saltuario	49.430 m²					pH 7,15	NO	--			
Totale scarichi parziali		_1_															
Scarico Finale SF2		Georeferenziazione X: 390663,0; Y: 4995505,9 (UTM/WGS84)				Tipologia acque convogliate: industriali di processo (AI); industriali di raffreddamento (AR); di dilavamento (DI); di prima pioggia (se separate) (1P); di lavaggio aree esterne (LV); X assimilate alle domestiche (art. 101 DLgs 152/2006) (AD).											
Recettore		corpo idrico superficiale interno								X		Portata media annua 215.150 m³		Portata mensile 17.929 m³		Misuratore portata (SI/NO) SI	
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superfici e di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m²)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Trattamento comune in impianto		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo				
								BATC o BRef (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)					SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo
AD **	2		Acque reflue domestiche da Centrale	0,51	Acque reflue domestiche	Continuo	-					-	NO				
ML-AL	3		A.25.a.5	99,55	Acque reflue industriali e parte acquosa meteoriche 1^ pioggia	Continuo				Sistema automatico di neutralizzazione del pH		T: 28 ° C pH: 7,35	SI	Portata Temperatura acqua Torbidità Conducibilità pH			
Totale scarichi parziali		_2_															

* Acque di seconda pioggia, convogliate in una vasca di raccolta temporanea per non gravare immediatamente sullo scarico e permettere lo stesso in tempi successivi all'evento. Il volume complessivo invasabile nella vasca è pari a 2200 m³, tale da poter raccogliere interamente le acque di pioggia relative ad un evento breve e intenso di carattere eccezionale, corrispondente all'evento più gravoso storicamente registrato.

** AD: acque domestiche

Si evidenzia che le acque di prima pioggia, corrispondenti alla raccolta dei primi 5 millimetri di precipitazione uniformemente distribuita sull'intera superficie scolante, sono inviate ad un'altra vasca in cui, attraverso un pacco lamellare, avviene la separazione della fase oleosa, eventualmente presente, da quella acquosa. La parte acquosa viene poi inviata alla vasca di accumulo ed equalizzazione acque reflue della Centrale.



B.9.2 Scarichi idrici (capacità produttiva)															
Scarico Finale SF1		Georeferenziazione X: 390711,3; Y: 4995491,6 (UTM/WGS84)				Tipologia acque convogliate: industriali di processo (AI); industriali di raffreddamento (AR); X di dilavamento (DI); di prima pioggia (se separate) (1P); di lavaggio aree esterne (LV); assimilate alle domestiche (art. 101 DLgs 152/2006) (AD); X Acque reflue domestiche									
Recettore Pubblica fognatura X										Portata media annua n.d.		Portata massima mensile n.d.		Misuratore portata (SI/NO) NO	
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superficie di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m²)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Trattamento comune in impianto		pH	Sistema di monitoraggio in continuo		
								BATC o BRef (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo	
MN *	1		49.430 m²	100	Acque bianche seconda pioggia: DI	Saltuario	49.430 m²					Ambiente - 7	NO		
Totale scarichi parziali	_1_														
Scarico Finale SF2		Georeferenziazione X: 390663,0; Y: 4995505,9 (UTM/WGS84)				Tipologia acque convogliate: X industriali di processo (AI); X industriali di raffreddamento (AR); di dilavamento (DI); X di prima pioggia (se separate) (1P); di lavaggio aree esterne (LV); X assimilate alle domestiche (art. 101 DLgs 152/2006) (AD).									
Recettore Pubblica fognatura										Portata media annua 215.150 m³		Portata mensile 17.929 m³		Misuratore portata (SI/NO) SI	
Scarico parziale (sigla)	n. Progressivo	Georeferenziazione (coordinate)	Fase/unità o superficie e di provenienza	% in vol	Tipologia	Modalità di scarico	Per acque meteoriche Superficie relativa (m²)	Tecniche di abbattimento applicate all'unità		Trattamento comune in impianto		Temperatura pH	Sistema di monitoraggio in continuo		
								BATC o BRef (Rif. n. BAT / Rif. Bref)	Tecniche equivalenti (descrizione sintetica)	Denominazione/ Gestore impianto	In possesso di AIA (SI/NO)		SI/NO	Inquinanti e parametri monitorati in continuo	
AD **	2		Acque reflue domestiche da Centrale	0,45	Acque reflue domestiche	Continuo	-					Ambiente 7 - 8	NO		
ML-AL	3		A.25.a.5	99,55	Acque reflue industriali e parte acquosa meteoriche 1^ pioggia	Continuo				Sistema automatico di neutralizzazione del pH		T: 30 ° C pH: 6-9	SI	Portata Temperatura Turbidità Conducibilità pH	
Totale scarichi parziali	_2_														

* Acque di seconda pioggia, convogliate in una vasca di raccolta temporanea per non gravare immediatamente sullo scarico e permettere lo stesso in tempi successivi all'evento. Il volume complessivo invasabile nella vasca è pari a 2200 m³, tale da poter raccogliere interamente le acque di pioggia relative ad un evento breve e intenso di carattere eccezionale, corrispondente all'evento più gravoso storicamente registrato.

** AD: acque domestiche

Si evidenzia che le acque di prima pioggia, corrispondenti alla raccolta dei primi 5 millimetri di precipitazione uniformemente distribuita sull'intera superficie scolante, sono inviate ad un'altra vasca in cui, attraverso un pacco lamellare, avviene la separazione della fase oleosa, eventualmente presente, da quella acquosa. La parte acquosa viene poi inviata alla vasca di accumulo ed equalizzazione acque reflue della Centrale.



B.10.1 Emissioni in acqua (parte storica)							Anno di riferimento: 2018			
Scarico parziale	Scarico finale di recapito	Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D.Lgs. 152/06				Concen- trazione misurata (mg/l)	Limite attuale (mg/l)		Flusso di massa t/a
			NO	Tab 3/A all.5	Tab 5 all.5	Tab 1/A all. 1 - A.2.6. (P/PP)		Continuo (m/g/o)	Discontinuo	
MN	SF1 ^a	SST	X				<5		200	
		Idrocarburi totali	X				<0,5 <0,1		10	
ML	SF2 ^a	pH	X				7		5,5-9,5	
		solidi sospesi totali	X				<5		200	
		BOD5 (come O2)	X				4,5		250	
		COD (come O2)	X				<20 <50		500	
		Cloruri	X				22,45		1200	
		Azoto ammoniacale (come NH4)	X				<0,05		30	
		Grassi e olii animali/vege- tali	X				<10		40	
		Idrocarburi totali	X				<0,5 <0,10		10	
AL	SF2 ^b	pH					7,35	5,5-9,5		
		Temperatura					28,0			
		Materiali grossolani	x				assenti		assenti	assenti
		Solidi sospesi totali	x				4,40		40 *	0,94
		BOD5 (come O2)	x				3,50		250	0,75
		COD (come O2)	x				27,00		500	5,78
		Alluminio	x				0,013		2,0	0,00
		Arsenico			x		0,000		0,5	0,00
		Bario	x				0,048		-	0,01
		Boro	x				0,075		4	0,02
		Cadmio			x	PP	0,000		0,02	0,00
		Cromo totale			x		0,001		4	0,00
		Cromo esavalente			x		0,002		0,2	0,00
		Ferro	x				0,083		4	0,02
		Manganese	x				0,000		4	0,00
		Mercurio			x	P	0,000		0,005	0,00
		Nichel			x	P	0,004		4	0,00
		Piombo			x	P	0,000		0,3	0,00
		Rame			x		0,000		0,4	0,00
		Selenio			x		0,001		0,03	0,00
		Stagno					0,0000		-	0,00
		Zinco			x		0,000		1,0	0,00
		Cianuri totali	x				0,000		1,0	0,00
		Cloro attivo libero	x				0,000		0,3	0,00
		Solfuri	x				0,000		2	0,00
		Solfiti	x				0,000		2	0,00
		Solfati	x				234,750		1000	50,25
		Cloruri	x				550,000		1200	117,73
		Fluoruri	x				0,185		12	0,04
		Fosforo totale	x				0,000		10	0,00
		Azoto ammoniacale	x				0,516		30	0,11
		Azoto nitroso	x				0,000		0,6	0,00
		Azoto nitrico	x				7,568		30	1,62
		Grassi e oli animali vegetali	x				0,000		40	0
		Idrocarburi totali	x				0,000		10	0
		Fenoli	x				0,000		1	0
		Aldeidi	x				0,000		1	0
		Solventi organici aromatici			x		0,000		0,2	0
		Solventi organici azotati			x		0,000		0,1	0
		Tensioattivi totali	x				0,000		2	0
		Solventi clorurati	x				0,000		1	0
		Pesticidi fosforati	x				0,000		0,1	0



	Pesticidi totali	x				0,000		0,1	0
	- Aldrin	x				0,000		0,01	0
	- Dieldrin	x				0,000		0,01	0
	- Endrin	x				0,000		0,002	0
	- Isodrin	x				0,000		0,002	0
	Escherichia coli	x				1301		-	-

Note

a) Dati di concentrazione calcolati come media di analisi semestrali.

b) Dati di concentrazione calcolati come media di analisi trimestrali.

* Nella Scheda E e nell'Allegato E4, il Gestore propone la modifica a 200 mg/L, tab. 3 All. 5, P. Terza, D.Lgs n. 152/06

B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarico parziale	Scarico finale di recapito	Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D.Lgs. 152/06				Concentrazione misurata (mg/l)	Limite attuale (mg/l)		Flusso di massa, g/h
			NO	Tab 3/A all.5	Tab. 5 all.5	Tab 1/A all. 1 - A.2.6. (P/PP)		Continuo (m/g/o)	Discontinuo (frequenza)	
MN	SF1 ^a	SST	X				10		200	
		Idrocarburi totali	X				< 0,10		10	
ML	SF2 ^a	pH	X				7		5,5-9,5	
		solidi sospesi totali	X				<5		200	
		BOD5 (come O ₂)	X				4,5		250	
		COD (come O ₂)	X				<20 <50		500	
		Cloruri	X				22,45		1200	
		Azoto ammoniacale (come NH ₄)	X				<0,05		30	
		Grassi e olii animali/vegetali	X				<10		40	
		Idrocarburi totali	X				<0,5 <0,10		10	
AD	SF2	Da regolamento di pubblica fognatura del Comune di Torino: Gruppo SMAT "Il regolamento del servizio idrico integrato" che recepisce la Deliberazione dell'ATO3 Torinese n° 387 del 13/05/2010							Limiti come dal citato regolamento di pubblica fognatura del Comune di Torino:	
AL	SF2 ^b	Tabella 3, allegato 5, parte III, D.Lgs. 152/06							Limiti da Tabella 3, allegato 5, parte III, D.Lgs. 152/06	
		pH					7,35	5,5-9,5		
		Temperatura					28,0			
		Materiali grossolani	x				assenti		assenti	assenti
		Solidi sospesi totali	x				4,40		40 *	163,2
		BOD5 (come O ₂)	x				3,50		250	129,8
		COD (come O ₂)	x				27,00		500	1001,6
		Alluminio	x				0,013		2,0	0,5
		Arsenico			x		0,000		0,5	0
		Bario	x				0,048		-	1,8
		Boro	x				0,075		4	2,8
		Cadmio			x	PP	0,000		0,02	0
		Cromo totale			x		0,001		4	0
		Cromo esavalente			x		0,002		0,2	0,1



	Ferro	x				0,083		4	3,1
	Manganese	x				0,000		4	0,0
	Mercurio			x	P	0,000		0,005	0,0
	Nichel			x	P	0,004		4	0,1
	Piombo			x	P	0,000		0,3	0
	Rame			x		0,000		0,4	0
	Selenio			x		0,001		0,03	0
	Stagno					0,0000		-	0
	Zinco			x		0,000		1,0	0
	Cianuri totali	x				0,000		1,0	0
	Cloro attivo libero	x				0,000		0,3	0
	Solfuri	x				0,000		2	0
	Solfiti	x				0,000		2	0
	Solfati	x				234,750		1000	8708,5
	Cloruri	x				550,000		1200	20403,2
	Fluoruri	x				0,185		12	6,9
	Fosforo totale	x				0,000		10	0
	Azoto ammoniacale	x				0,516		30	19,1
	Azoto nitroso	x				0,000		0,6	0
	Azoto nitrico	x				7,568		30	280,7
	Grassi e oli animali vegetali	x				0,000		40	0,0
	Idrocarburi totali	x				0,000		10	0
	Fenoli	x				0,000		1	0
	Aldeidi	x				0,000		1	0
	Solventi organici aromatici			x		0,000		0,2	0
	Solventi organici azotati			x		0,000		0,1	0
	Tensioattivi totali	x				0,000		2	0
	Solventi clorurati	x				0,000		1	0,0
	Pesticidi fosforati	x				0,000		0,1	0,0
	Pesticidi totali	x				0,000		0,1	0,0
	- Aldrin	x				0,000		0,01	0,0
	- Dieldrin	x				0,000		0,01	0,0
	- Endrin	x				0,000		0,002	0,0
	- Isodrin	x				0,000		0,002	0,0
	Escherichia coli	x				1301		-	-

Note

a) Dati di concentrazione calcolati come media di analisi semestrali.

b) Dati di concentrazione calcolati come media di analisi trimestrali.

* Come indicato nella Scheda E e nell' Allegato E4, il Gestore propone la modifica a 200 mg/L, tab. 3 All. 5, P. Terza, D.Lgs n. 152/06.

7.10.PRODUZIONE DI RIFIUTI

La gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto avviene secondo il criterio temporale del deposito temporaneo dell'art. 183 del D.Lgs. 152/06.

Piattaforma di stoccaggio di rifiuti speciali liquidi e solidi (R1)

La Centrale è dotata al suo interno di un'area coperta (R1) per lo stoccaggio dei rifiuti speciali liquidi e solidi prodotti durante le operazioni di manutenzione e conduzione dell'impianto. I rifiuti liquidi vengono stoccati in contenitori su pallet portafusti con vasca di raccolta, mentre i solidi in big bags o cassoni. La capacità di stoccaggio della piattaforma R 1 è di circa 90 m³.



Stoccaggio di rifiuti speciali liquidi (R2)

Presso la Centrale viene effettuato uno stoccaggio in regime di “deposito temporaneo” delle acque reflue industriali provenienti da parti di impianto con potenziale rilascio di sostanze oleose (oli lubrificanti o oli isolanti). Il codice europeo di classificazione del rifiuto è CER 13.05.07* (acque oleose prodotte dalla separazione olio/acqua). La produzione di tale tipologia di refluo è occasionale e dovuta ad eventuali manutenzioni di macchinari presenti in centrale.

Lo stoccaggio avviene in un serbatoio fuori terra del volume di circa 50 m³, con bacino di contenimento.

Nel “deposito temporaneo Presso l’insediamento produttivo viene effettuato uno stoccaggio in regime” e divisione per tipologia di rifiuto, con aree separate per “pericolosi” e “non pericolosi”, come riportato dal Gestore nella seguente Scheda B.12.1.

B.12.1 Aree di deposito temporaneo di rifiuti							
Presenti aree di deposito temporaneo X si							
Se si indicare la capacità di stoccaggio complessiva (m ³):							
140 compilare la seguente tabella							
N° area	Nome identificativo area	Georeferenziazione (tipo di coordinate) ¹	Capacità di stoccaggio (m ³) ²	Superficie (m ²)	Caratteristiche (Pavimentazione, copertura, cordolatura, recinzione, sistema raccolta acque meteo, ecc.)	Tipologia rifiuti stoccati (CER)	Modalità di avvio a smaltimento/recupero (criterio Temporale T/ Quantitativo Q)
1	R1	X: 390790,0; Y: 4995476,5 (UTM/WGS 84)	90	179	Area recintata, coperta e pavimentata	12 01 07* 15 01 03 15 01 06 15 01 10* 15 02 02* 15 02 03 17 04 05 17 04 11 17 06 04 20 01 21*	T
2	R2*	X: 390840,1; Y: 4995425,1 (UTM/WGS 84)	50	32	bacino di contenimento in cls	13 05 07*	T

¹ da riportare anche nella Planimetria B22.

² Nel caso in cui l’area sia suddivisa in distinte unità di deposito destinate a diverse tipologie di rifiuti, riportare anche la capacità di ogni singola area.

In merito ai dati di produzione rifiuti dell’anno di riferimento 2018 e alla capacità produttiva si rimanda alla seguente **Scheda B.11.1** elaborata dal Gestore.



B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)						Anno di riferimento: 2018					
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica*		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m³/anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
12 01 07*	Oli minerali per macchinari, non contenenti alogeni (eccetto emulsioni e soluzioni)	Liquido	Varia	0,55		0,00018		R1		Fusti (altro)	Recupero R13
13 05 07*	Acque oleose prodotte dalla separazione olio-acqua	Liquido	A.25.a.6	208,020		0,06724		R2		Fusti (altro)	Smaltimento D09
15 01 02	Imballaggi in plastica	Solido non polverulento	Varia	2,395		0,00077		R1		Contentori / cassoni (altro)	Recupero R12
15 01 03	Imballaggi in legno	Solido non polverulento	Varia	7,835		0,00253		R1		Contentori / cassoni (altro)	Recupero R13
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non polverulento	Varia	0,010		0,000003		R1		Contentori / cassoni (altro)	Smaltimento D13/ Recupero R13
15 01 11*	Imballaggi metallici contenenti matrici solide	Solido non polverulento	Varia	0,040		0,00001		R1		Contentori / cassoni (altro)	Recupero R13
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non polverulento	Varia	0,965		0,00031		R1		Contentori / cassoni (altro)	Smaltimento D13
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci ed indumenti protettivi diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02*	Solido non polverulento	A.25.1.2	8,660		0,00280		R1		Contentori/ cassoni (altro)	Smaltimento D13
17 04 05	Ferro e acciaio	Solido non polverulento	Varia	2,665		0,00086		R1		Contentori /cassoni (altro)	Recupero R13
17 06 04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 170601 e 170603	Solido non polverulento	Varia	2,640		0,000085		R1		Contentori / cassoni (altro)	Smaltimento D15
20 01 01	Carta e cartone	Solido non polverulento	Varia	2,255		0,00073		R1		Contentori/ cassoni (altro)	Recupero R12
20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	Varia	0,240		0,00008		R1		Contentori / cassoni (altro)	Smaltimento D15
20 03 01	Rifiuti urbani indifferenziati	Solido non polverulento	Varia	4,970		0,00161		R1		Cassone	Recupero R12

*Nota: * come unità di prodotto si è intesa la produzione energetica in MWh.*



In merito ai dati di produzione rifiuti alla capacità produttiva si rimanda alla Scheda B.11.2 elaborata dal Gestore.

B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)											
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica*		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m³/anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
10 01 26	Rifiuti prodotti dal trattamento delle acque di raffreddamento **	Liquido	Varia	0,1		0,000032		R1		Fusti (altro)	Smaltimento D09
12 01 07*	Oli minerali per macchinari, non contenenti alogeni (eccetto emulsioni e soluzioni)	Liquido	Varia	2		0,0006		R1		Fusti (altro)	Recupero R13
13 05 07*	Acque oleose prodotte dalla separazione olio-acqua	Liquido	A.25.a.6	210		0,066		R2		Serbatoio da 50 mc	Smaltimento D09
15 01 02	Imballaggi in plastica	Solido non pulverulento	Varia	3		0,001		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R12
15 01 03	Imballaggi in legno	Solido non pulverulento	Varia	10		0,0032		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R13
15 01 06	Imballaggi in materiali misti	Solido non pulverulento	Varia	20		0,0063		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R12 e R13 Smaltimento D13
15 01 10*	Imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non pulverulento	Varia	2		0,0006		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D13/ Recupero R13
15 01 11*	Imballaggi metallici contenenti matrici solide	Solido non pulverulento	Varia	0,05		0,00002		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R13
15 02 02*	Assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci ed indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	Varia	3		0,001		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D13
15 02 03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci ed indumenti protettivi diversi da quelli di cui alla voce 15 02 02*	Solido non pulverulento	A.25.1.2	15		0,005		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D13
16 02 14	Apparecchiature fuori uso, diverse da quelle di cui alle voci da 16.02.09 a 16.02.13 **	Solido non pulverulento	Varia	0,9		0,0003		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R13



B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Fasi/unità di provenienza	Quantità annua prodotta		Produzione specifica*		Eventuale deposito temporaneo (N. area)	Stoccaggio		
				(t/anno)	(m³/anno)	(kg/kg prodotto)	(l/kg prodotto)		N° area	Modalità	Destinazione
16 06 05	Altre batterie e accumulatori **	Solido non polverulento	Varia	0,2		0,00006		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R13
16 10 02	Soluzioni acquose di scarto, diverse da quelle di cui alla voce 16 10 01*	Liquido	Varia	10		0,0032		R1		Fusti (altro)	Smaltimento D09
16 11 06	Rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche **	Solido non polverulento	A.25.1.3	1,3		0,0004		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D13
17 04 05	Ferro e acciaio	Solido non polverulento	Varia	10		0,0032		R1		Con tenitori/cassoni (altro)	Recupero R13
17 04 11	Cavi diversi di cui alla voce 17 04 10	Solido non polverulento	Varia	1		0,0003		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R13
17 06 04	Materiali isolanti diversi da quelli di cui alle voci 17 06 01 e 17 06 03	Solido non polverulento	Varia	5		0,0016		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D15
19 09 04	Carbone attivo esaurito **	Solido non polverulento	A.25a.3	7		0,0022		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R13
19 09 05	Resine a scambio ionico esaurite **	Solido non polverulento	A.25.a.3	4,5		0,014		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D13
19 09 06	Fanghi di rigenerazione delle resine a scambio ionico **	Liquido	A.25a.3	30,4		0,01		-		Aspirati dalla vasca	Smaltimento D09
20 01 01	Carta e cartone	Solido non polverulento	Varia	3		0,001		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Recupero R12
20 01 21*	Tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non polverulento	Varia	0,5		0,0002		R1		Contenitori/cassoni (altro)	Smaltimento D15
20 03 01	Rifiuti urbani indifferenziati	Solido non polverulento	Varia	5		0,0016		R1		Cassoni	Recupero R12

* Come unità di prodotto si è intesa la produzione energetica in MWh;

** Rifiuto prodotto da specifica attività di manutenzione non effettuata tutti gli anni.

7.11.EMISSIONI ACUSTICHE

La Centrale insiste nei Comuni di Torino e Collegno, entrambi con i Piani di classificazione acustica approvati.

I monitoraggi acustici sono effettuati con frequenza biennale con la centrale in esercizio, per verificare il rispetto dei livelli sonori in periodo diurno e notturno, della classificazione acustica comunale.

L'Allegato B24 illustra l'impatto acustico generato dalla centrale termoelettrica di Torino Nord e lo confronta con i limiti di legge e con gli standard di qualità relativi al rumore.

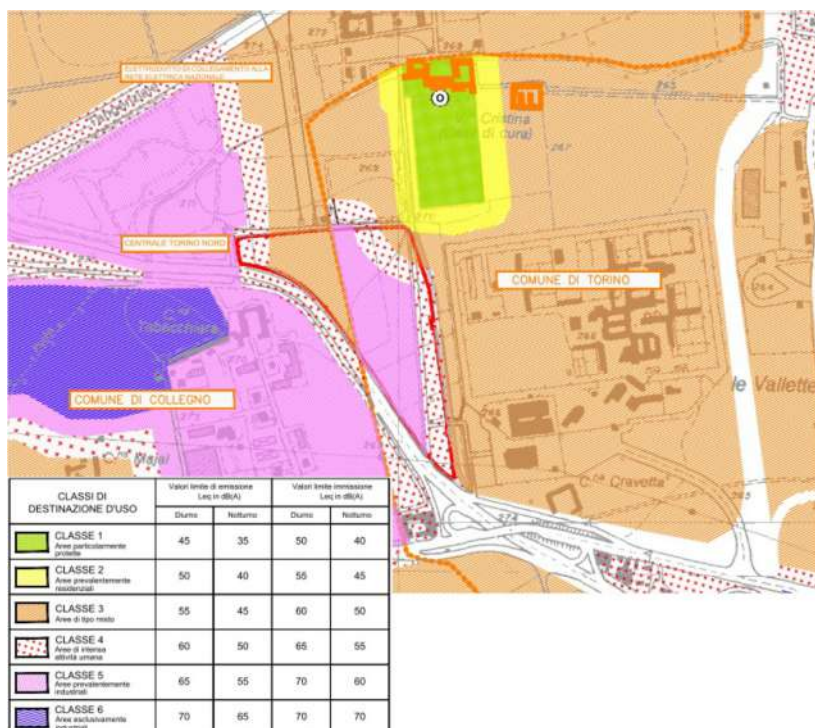


Figura 3.4/2 Estratto piano di classificazione acustica comunale (Comuni di Torino e Collegno) (Allegato B24)

La Centrale comprende le sorgenti di rumore sintetizzate nella tabella estratta dalla Scheda B.14:

B.14 RUMORE					
■ Installazione a ciclo produttivo continuo: X si no					
Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dBA) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento della sorgente	Capacità di abbattimento (dBA)
		giorno	notte		
Edificio turbina a gas	1	52	52	Insonorizzazione dell'edificio	35
Generatore di vapore a recupero (da 0 a 12 m di h)	2	55	55	Insonorizzazione dell'edificio	30
Generatore di vapore a recupero (da 12 a 40 m di h)	2	60	60	Insonorizzazione dell'edificio	25
Camino GVR	C1	77	77	Silenziatore camino	45
Edificio turbina a vapore	3	60	60	Insonorizzazione dell'edificio	25
Edificio caldaie integrazione e riserva e caldaia ausiliaria	4	60 lato E - 65 lato O	0	Insonorizzazione dell'edificio	25
Camini caldaie integrazione e riserva e caldaia ausiliaria	C2-3-4-5	59 ¹	0	Silenziatori camini	35



Aeroterma	11	62	53	Ventilatori a velocità ridotta	-
Edificio pompaggio	5	60	60	Insonorizzazione dell'edificio	25
Edificio compressione gas naturale	6	60	60	Insonorizzazione dell'edificio	25
Edificio misura gas naturale	7	60	60	Insonorizzazione dell'edificio	25

Note ¹ La localizzazione fa riferimento all'Allegato B23; NB Il GI non ha riportato in tabella B14 la classificazione acustica del territorio contenuta nella scheda B14, perché ritenuta errata.

Sotto sono riportate le conclusioni del documento “Monitoraggio rumore residuo e rumore ambientale”, del 19-20-21 luglio 2018, prodotto dalla Centrale, redatto da tecnici incaricati competenti in acustica.

PUNTI DI MISURA

I rilievi acustici sono stati eseguiti in corrispondenza dei ricettori individuati nell'indagine del 2016, conforme al Piano di Monitoraggio di IREN presentato alle Aut. Comp. il 21.11.2016 (Prot. n. IE03758):

- Ricettore A: abitazione prossima a Villa Cristina;
- Ricettore B: Casa Circondariale Lo Russo e Cutugno - (Ex 'Le Vallette'). La centralina di misure è stata posizionata all'interno del confine di impianto, in posizione conservativa lungo la congiungente impianti – ricettore in prossimità della recinzione ovest della centrale.

Di seguito i punti di misura rappresentativi dei due ricettori:



I tecnici incaricati dal Gestore affermano che “l'area di centrale, sita prevalentemente sul territorio comunale di Torino, è ubicata in classe III. La porzione sita nel comune di Collegno è classificata in Classe III e solo una fascia in Classe IV”; tuttavia, hanno assegnato la Classe III, più cautelativa, a entrambi i ricettori: A (comune di Collegno e B (comune di Torino).

Sulla base dell'analisi dei dati e delle successive elaborazioni, la Relazione acustica conclude:

- la Centrale rispetta i limiti di emissione e di immissione stabiliti dai piani di zonizzazione acustica e differenziali;
- con gli impianti in marcia a pieno carico, non è stata rilevata la presenza di componenti tonali stazionarie, impulsive e di bassa frequenza;
- la principale sorgente sonora presente nell'area è il traffico veicolare.



7.12.EMISSIONI ODORIGENE

Nello stabilimento non sono presenti sorgenti note di odori, in quanto l'unica sostanza odorigena, rappresentata dalla soluzione acquosa di NH_3 per l'abbattimento delle emissioni in atmosfera, è gestita con modalità di stoccaggio e utilizzo tali da non costituire sorgente di odori.

7.13.INQUINAMENTO DA SORGENTI PRESENTI NEL TERRITORIO

Il Gestore indica le seguenti altre tipologie di inquinamento presenti nell'area della Centrale:

- inquinamento da rumore connesso al traffico (Autostrada Tangenziale Nord e corso Regina Margherita, una delle principali vie di ingresso – uscita da Torino);
- inquinamento da emissioni in atmosfera connesse al traffico (Autostrada Tangenziale Nord e corso Regina Margherita, una delle principali vie di ingresso – uscita da Torino);
- radiazioni non ionizzanti connesse alla presenza di elettrodotti ad alta tensione;
- rischi di inquinamento della falda per la presenza di una discarica, destinata allo smaltimento di rifiuti pericolosi, limitrofa all'impianto.

7.14.BAT CONCLUSION (BATC-LCP)

La verifica dell'allineamento della CTE alle Conclusioni sulle BAT di settore: “**Decisione di esecuzione (UE) 2017/1442 della Commissione del 31 luglio 2017 che stabilisce le Conclusioni sulle migliori tecniche disponibili (BAT) a norma della direttiva 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, per i grandi impianti di combustione [C(2017) 5225]**” GU UE del 17/08/2017, è riportata nella Scheda D allegata all'istanza presentata. Di seguito se ne riporta una sintesi:

N. BAT	Descrizione	Status	Commenti											
BATC - Generali e per la combustione di gas naturale														
Sistemi di gestione ambientale														
1	Per migliorare la prestazione ambientale complessiva, la BAT consiste nell'istituire e applicare un sistema di gestione ambientale avente tutte le caratteristiche indicate	Applicata	BAT applicata. Certificazione ISO e Registrazione EMAS risultano aggiornate.											
Monitoraggio														
2	La BAT consiste nel determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile e/o l'efficienza meccanica netta delle unità di combustione mediante l'esecuzione di una prova di prestazione a pieno carico, secondo le norme EN, dopo la messa in servizio dell'unità.	Applicata	Il Gestore ritiene che la BAT sia implicitamente implementata in quanto mese per mese vengono stimati i rendimenti indicati.											
3	La BAT consiste nel monitorare i principali parametri di processo relativi alle emissioni in atmosfera e nell'acqua, tra cui quelli indicati di seguito: <table><tr><th>Flusso</th><th>Parametro/i</th><th>Monitoraggio</th></tr><tr><td rowspan="2">Effluente gassoso</td><td>Portata Tenore di ossigeno</td><td>Determinazione periodica o in continuo</td></tr><tr><td>Temperatura e pressione Tenore di vapore acqueo¹</td><td>Misurazione periodica o in continuo</td></tr><tr><td>Acque reflue da trattamento effluenti gassosi</td><td>Portata, pH e temperatura</td><td>Misurazione in continuo</td></tr></table> ¹ La misura in continuo del tenore di vapore acqueo degli effluenti gassosi non è necessaria se gli effluenti gassosi campionati sono essiccati prima dell'analisi.	Flusso	Parametro/i	Monitoraggio	Effluente gassoso	Portata Tenore di ossigeno	Determinazione periodica o in continuo	Temperatura e pressione Tenore di vapore acqueo ¹	Misurazione periodica o in continuo	Acque reflue da trattamento effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo	Applicata per le emissioni in atmosfera	Il Gestore dichiara che la BAT: <ul style="list-style-type: none">- è adottata per le emissioni in atmosfera;- non è applicabile per emissioni nell'acqua in quanto non è presente un trattamento degli effluenti gassosi.
Flusso	Parametro/i	Monitoraggio												
Effluente gassoso	Portata Tenore di ossigeno	Determinazione periodica o in continuo												
	Temperatura e pressione Tenore di vapore acqueo ¹	Misurazione periodica o in continuo												
Acque reflue da trattamento effluenti gassosi	Portata, pH e temperatura	Misurazione in continuo												



4	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in atmosfera almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente. Per le turbine alimentate a gas naturale la BAT prevede il monitoraggio in continuo di NO _x (monitoraggio associato alla BAT 42) e CO (monitoraggio associato alla BAT 44). Per NO _x e CO il monitoraggio periodico è effettuato quando il carico dell'impianto di combustione è > 70 %.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata con l'effettuazione del monitoraggio in continuo di NO _x , CO e NH ₃ .
5	La BAT consiste nel monitorare le emissioni in acqua derivanti dal trattamento degli effluenti gassosi almeno alla frequenza indicata di seguito e in conformità con le norme EN. Se non sono disponibili norme EN, la BAT consiste nell'applicare le norme ISO, le norme nazionali o altre norme internazionali che assicurino di ottenere dati di qualità scientifica equivalente.	Non Applicabile	Non sono presenti acque derivanti dal trattamento di effluenti gassosi.

Prestazioni ambientali generali e di combustione

6	Per migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e per ridurre le emissioni in atmosfera di CO e delle sostanze incombuste, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e nel fare uso di un'adeguata combinazione delle tecniche elencate.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata mediante l'utilizzo delle seguenti tecniche: <ul style="list-style-type: none">- dosaggio e miscela dei combustibili;- manutenzione regolare programmata del sistema di combustione;- sistema di controllo avanzato;- buona progettazione delle apparecchiature di combustione;- scelta del combustibile (basso tenore di zolfo e/o di mercurio).
7	Al fine di ridurre le emissioni di ammoniaca in atmosfera dovute alla riduzione catalitica selettiva (SCR) e/o alla riduzione non catalitica selettiva (SNCR) utilizzata per abbattere le emissioni di NO _x , la BAT consiste nell'ottimizzare la configurazione e/o il funzionamento dell'SCR e/o SNCR.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata.
8	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni in atmosfera durante le normali condizioni di esercizio, la BAT consiste nell'assicurare, mediante adeguata progettazione, esercizio e manutenzione, che il funzionamento e la disponibilità dei sistemi di abbattimento delle emissioni siano ottimizzati.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata.
9	Al fine di migliorare le prestazioni ambientali generali degli impianti di combustione e ridurre le emissioni in atmosfera, la BAT consiste nell'includere gli elementi indicati nei programmi di garanzia della qualità/controllo della qualità per tutti i combustibili utilizzati, nell'ambito del sistema di gestione ambientale. La caratterizzazione iniziale e le prove periodiche del combustibile possono essere eseguite dal gestore e/o dal fornitore del combustibile. Se eseguite dal fornitore, i risultati completi sono forniti al gestore sotto forma di specifica di prodotto (combustibile) e/o di garanzia del fornitore. Per il gas naturale le sostanze/parametri sottoposti a caratterizzazione sono: PCI, CH ₄ , C ₂ H ₆ , C ₃ , C ₄₊ , CO ₂ , N ₂ , indice di Wobbe.	Applicata	Il Gestore dichiara che la maggior parte dei parametri sono controllati. In particolare, per quanto concerne il gas naturale, SNAM fornisce tutti i parametri indicati da A.R.E.R.A.



10	Al fine di ridurre le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali, la BAT consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti che comprenda i seguenti elementi: 1) adeguata progettazione dei sistemi che si ritiene concorrano a creare condizioni di esercizio diverse da quelle normali che possono incidere sulle emissioni in atmosfera, nell'acqua e/o nel suolo; 2) elaborazione e attuazione di un apposito piano di manutenzione preventiva per i suddetti sistemi; 3) rassegna e registrazione delle emissioni causate dalle condizioni di esercizio diverse da quelle normali e relative circostanze, nonché eventuale attuazione di azioni correttive; 4) valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali ed eventuale attuazione di azioni correttive.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata con l'applicazione delle seguenti tecniche: <ul style="list-style-type: none">- adeguata progettazione dei sistemi (ad es. turbine a gas esercibili a regimi di basso carico);- piano di manutenzione preventiva dei suddetti sistemi;- rassegna e registrazione delle emissioni in tali condizioni di esercizio ed eventuale attuazione di azioni correttive;- valutazione periodica delle emissioni complessive durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali ed eventuali azioni correttive.
11	La BAT consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera e/o nell'acqua durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali. Il monitoraggio può essere eseguito misurando direttamente le emissioni o monitorando parametri sostitutivi, se di comprovata qualità scientifica equivalente o migliore rispetto alla misurazione diretta delle emissioni. Le emissioni nei periodi di avvio e arresto (SU/SD) possono essere valutate in base alla misurazione dettagliata delle emissioni eseguita per una procedura tipica di avvio/arresto almeno una volta l'anno e utilizzando i risultati della misurazione per stimare le emissioni di ogni periodo di avvio e arresto durante l'anno.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata, in particolare le emissioni sono monitorate in continuo anche in condizioni di esercizio diverse da quelle normali.
Emissioni in atmosfera di NO_x, CO, NMVOC e CH₄			
BAT 41	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO _x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle caldaie, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito: <ul style="list-style-type: none">- ricircolo degli effluenti gassosi;- bruciatori a basse emissioni di NO_x;- sistema di controllo avanzato.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT: <ul style="list-style-type: none">• è adottata per le seguenti tecniche indicate: ricircolo degli effluenti gassosi; bruciatori a basse emissioni di NO_x; sistema di controllo avanzato.• non è applicata per le seguenti tecniche: immissione di aria e/o di combustibile in fasi successive (air e/o fuel staging); - riduzione della temperatura dell'aria di combustione; riduzione non catalitica selettiva (SNCR); riduzione catalitica selettiva (SCR).
BAT 42 Combustione gas naturale	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di NO _x in atmosfera risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche tra quelle indicate di seguito: a. Sistema di controllo avanzato; b. Aggiunta di acqua/vapore; c. Bruciatori a bassa emissione di NO _x a secco (DLN); d. Modi di progettazione a basso carico; e. Bruciatori a basse emissioni di NO _x (LNB); f. Riduzione catalitica selettiva (SCR).	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT: <ul style="list-style-type: none">• è adottata per le tecniche indicate:<ul style="list-style-type: none">- bruciatori a basse emissioni di NO_x a secco;- modi di progettazione a basso carico;- sistema di controllo avanzato;- riduzione catalitica selettiva (SCR).• non è applicata per le seguenti



	<p>Tabella 24 Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NO_x risultanti dalla combustione di gas naturale nelle turbine a gas</p> <table border="1"> <tr> <td>CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile $\geq 75\%$</td><td>≥ 600</td><td>10-50</td><td>18-55 ^(*)</td></tr> </table> <p>^(*) In caso di impianti esistenti entrati in funzione non oltre il 7 gennaio 2014, il limite superiore dell'intervallo BAT-AEL è 65 mg/Nm³.</p> <p>I valori fissati dalla BAT-LCP 1442/2017 UE – Tabella 24 per gli NO_x dei turbogas in ciclo combinato “CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile $\geq 75\%$” e Potenza termica nominale dell'impianto di combustione ≥ 600 MWth sono: - range media giornaliera: 18-65 mg/Nm³ NO_x (come NO₂); - range media annua: 10-50 mg/Nm³ NO_x (come NO₂);</p>	CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile $\geq 75\%$	≥ 600	10-50	18-55 ^(*)		<p>tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> - aggiunta di acqua/vapore - modi di progettazione a basso carico; - bruciatori a basse emissioni di NO_x (LNB).
CCGT esistenti con consumo totale netto di combustibile $\geq 75\%$	≥ 600	10-50	18-55 ^(*)				
BAT 44 Combustione gas naturale	Al fine di prevenire o ridurre le emissioni di CO in atmosfera derivanti dalla combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'ottimizzare la combustione e/o utilizzare catalizzatori ossidanti.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata con il rispetto dei livelli di emissioni in atmosfera di NO _x e CO.				
Efficienza energetica							
12	Al fine di aumentare l'efficienza energetica delle unità di combustione in funzione ≥ 1.500 ore/anno, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate.	<u>Applicata parzialmente</u>	<p>Il Gestore dichiara:</p> <p>1) che la BAT è adottata per le seguenti tecniche indicate (in particolare è presente nel sistema di centrali + reteTLR):</p> <ul style="list-style-type: none"> - ottimizzazione della combustione - ottimizzazione del ciclo di vapore - riduzione al minimo del consumo di energia - preriscaldamento dell'aria di combustione - preriscaldamento del combustibile - sistema di controllo avanzato - preriscaldamento acqua di alimentazione mediante calore recuperato - recupero di calore da cogenerazione - disponibilità della CHP - condensatore degli effluenti gassosi - accumulo termico <p>2) che le seguenti tecniche indicate non sono applicabili o pertinenti con il ciclo produttivo:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ottimizzazione delle condizioni del fluido di lavoro - camino umido - scarico attraverso torre di raffreddamento - preessiccamento del combustibile - riduzione al minimo delle perdite di calore 				



			<ul style="list-style-type: none">- materiali avanzati (resistenti a temperature e pressioni operative elevate e quindi capaci di aumentare l'efficienza dei processi)- potenziamento delle turbine a vapore- Condizioni del vapore supercritiche e ultra supercritiche.								
BAT 40 Combustione gas naturale	<p>Al fine di aumentare l'efficienza della combustione di gas naturale, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate nella BAT 12 e la tecnica del Ciclo combinato.</p> <p>Inoltre, deve essere rispettata il livello di efficienza minimo:</p> <p style="text-align: center;"><i>Tabella 23</i></p> <p style="text-align: center;">Livelli di efficienza energetica associati alla BAT (BAT-AEEL) per la combustione di gas naturale</p> <table><tr><th rowspan="2">Tipo di unità di combustione</th><th colspan="2">BAT-AEEL</th></tr><tr><th>Rendimento elettrico netto (%) Unità esistente</th><th>Consumo totale netto di combustibile (%) (3)(4)</th></tr><tr><td>CHP CCGT, ≥ 600 MWth</td><td>50-60</td><td>65-95</td></tr></table> <p>(3) I BAT-AEEL per il consumo totale netto di combustibile potrebbero non essere raggiungibili se la domanda potenziale di energia termica è troppo bassa.</p> <p>(4) Questi BAT-AEEL non sono applicabili agli impianti che generano solo energia elettrica.</p>	Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL		Rendimento elettrico netto (%) Unità esistente	Consumo totale netto di combustibile (%) (3)(4)	CHP CCGT, ≥ 600 MWth	50-60	65-95	Applicata	<p>Il Gestore dichiara che la BAT è adottata: utilizzo di Ciclo combinato; rendimenti in linea con Tab.23.</p> <p>La Nota (2) della Tabella 23 chiarisce che: “(2) Nel caso di unità CHP, si applica solo uno dei due BAT-AEEL «rendimento elettrico netto» o «consumo totale netto di combustibile», in base alla progettazione dell'unità CHP (vale a dire una progettazione più orientata verso la generazione di energia elettrica o di energia termica).”</p>
Tipo di unità di combustione	BAT-AEEL										
	Rendimento elettrico netto (%) Unità esistente	Consumo totale netto di combustibile (%) (3)(4)									
CHP CCGT, ≥ 600 MWth	50-60	65-95									
Consumo d'acqua ed emissioni nell'acqua											
BAT 13	<p>Al fine di ridurre il consumo d'acqua e il volume delle acque reflue contaminate emesse, la BAT consiste nell'utilizzare una o entrambe le tecniche indicate di seguito:</p> <p>1. riciclo dell'acqua;</p> <p>2. movimentazione a secco delle ceneri pesanti</p>	Applicata	<p>Il Gestore dichiara che:</p> <ul style="list-style-type: none">- la BAT è applicata con riciclo condensato dagli scambiatori del sistema di refrigerazione aria ingresso TG + recupero acque meteoriche da vasca di 2^a pioggia;- non sono presenti ceneri nel ciclo produttivo.								
BAT 14	<p>Al fine di prevenire la contaminazione delle acque reflue non contaminate e ridurre le emissioni nell'acqua, la BAT consiste nel tenere distinti i seguenti flussi di acque reflue:</p> <ul style="list-style-type: none">- acque meteoriche di dilavamento superficiale;- acqua di raffreddamento;- acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.	Applicata	<p>Il Gestore dichiara che la BAT è adottata.</p>								
BAT 15	<p>Al fine di ridurre l'emissione nell'acqua di acque reflue da trattamento degli effluenti gassosi, la BAT consiste nell'utilizzare una combinazione adeguata delle tecniche indicate e utilizzare tecniche secondarie il più vicino possibile alla sorgente per evitare la diluizione.</p>	Non Applicabile	<p>Non sono presenti acque derivanti dal trattamento di effluenti gassosi.</p>								
Gestione dei Rifiuti											
BAT 16	<p>Al fine di ridurre la quantità da smaltire dei rifiuti risultanti dalla combustione e dalle tecniche di abbattimento, la BAT consiste nell'organizzare le operazioni in modo da ottimizzare, in ordine di priorità e secondo la logica del ciclo di vita:</p>	<u>Applicata parzialmente</u>	<p>Il Gestore dichiara che la BAT: è adottata per quanto riguarda la seguente tecnica:</p> <ul style="list-style-type: none">• preparazione per il riutilizzo del								



	<ul style="list-style-type: none">• la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;• la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;• il riciclaggio dei rifiuti;• altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate opportunamente combinate.		<p>catalizzatore esaurito (fino a quattro volte per i catalizzatori usati nell'SCR).</p> <ul style="list-style-type: none">• le seguenti tecniche indicate non sono pertinenti con il ciclo produttivo:<ul style="list-style-type: none">a) la prevenzione dei rifiuti, ad esempio massimizzare la quota di residui che escono come sottoprodotti;b) la preparazione dei rifiuti per il loro riutilizzo, ad esempio in base ai criteri di qualità richiesti;c) il riciclaggio dei rifiuti;d) altri modi di recupero dei rifiuti (ad esempio, recupero di energia), attuando le tecniche indicate di seguito opportunamente combinate:<ul style="list-style-type: none">- produzione di gesso come sottoprodotto;- riciclaggio o recupero dei residui nel settore delle costruzioni;- recupero di energia mediante l'uso dei rifiuti nel mix energetico;- preparazione per il riutilizzo del catalizzatore esaurito.
--	--	--	---

Emissioni sonore

BAT 17	Al fine di ridurre le emissioni sonore, la BAT consiste nell'utilizzare una o più tecniche indicate di seguito: <ul style="list-style-type: none">- Misure operative;- Apparecchiature a bassa rumorosità;- Attenuazione del rumore;- Dispositivi anti rumore;- Localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.	Applicata	Il Gestore dichiara che la BAT è adottata mediante l'applicazione delle seguenti tecniche: <ul style="list-style-type: none">▪ misure operative (ispezione e manutenzione rafforzate delle apparecchiature, chiusura di aperture nelle aree di confinamento, attrezzature azionate da personale esperto, misure di contenimento del rumore durante le attività di manutenzione);▪ apparecchiature a bassa rumorosità▪ attenuazione del rumore (inserendo barriere tra la sorgente e il ricevitore, inclusi i muri di protezione, i terrapieni e gli edifici);▪ dispositivi anti-rumore: fono-riduttori; isolamento delle apparecchiature;▪ confinamento delle apparecchiature rumorose;▪ insonorizzazione degli edifici;▪ localizzazione adeguata delle apparecchiature e degli edifici.
---------------	--	-----------	--

7.15.RICHIESTE DEL GESTORE

- 1) Al paragrafo 9.3 “Prestazioni energetiche dell'impianto in relazione alla rete di teleriscaldamento” pag. 34 punto 1 del PIC allegato all'AIA si prescrive che “*a partire dal quinto anno di esercizio commerciale della centrale, l'impianto a ciclo combinato dovrà garantire un valore del parametro LT356 pari o superiore a 0,24 e, nel termine del decimo anno, maggiore o uguale a 0,27*”.



Il Gestore propone di modificare il calcolo del parametro LT365 mantenendo per l'impianto, inteso come il complesso delle 3 Unità Produttive, l'impegno di garantire che tale parametro sia pari o superiore a 0,24.

Inoltre, relativamente al valore obiettivo stabilito nell'AIA pari o superiore a 0,34 il Gestore ha evidenziato quanto segue.

Nei progetti di sviluppo del teleriscaldamento di IREN Energia nella città di Torino ed in alcune aree della cintura metropolitana (più specificatamente nelle aree est e nord-est della città) è prevista l'espansione della rete di trasporto e distribuzione del calore e la realizzazione di nuovi impianti di accumulo e produzione di energia termica.

In tale contesto sono in corso valutazioni preliminari di fattibilità delle connessioni della rete di teleriscaldamento cittadina con altre reti dell'area metropolitana e, tramite queste, con la disponibilità di calore da produttori terzi.

Tuttavia ad oggi poiché di fatto non si è ancora resa disponibile *“energia termica prodotta in cogenerazione da impianti terzi nello stesso intervallo temporale, che il proponente avrà distribuito sulla propria rete di teleriscaldamento”*, ne consegue, secondo il Gestore, l'impossibilità di rispettare il valore obiettivo 0,34 del parametro LTS365, previsto nell'A.I.A.

Inoltre, negli ultimi 5 anni è stato riscontrato che, nonostante un incremento complessivo del 10% della volumetria allacciata alla rete del teleriscaldamento di Torino, sia l'energia termica annualmente distribuita, sia la potenza di picco richiesta dalla rete sono rimaste pressoché inalterate. Fatto che evidenzia una riduzione della domanda specifica di calore rispetto a quanto previsto nelle analisi svolte per determinare il valore obiettivo del Limite Termico LTS365.

Inoltre, l'energia elettrica complessivamente prodotta dagli impianti di cogenerazione non ha mai raggiunto quanto previsto nelle A.I.A. come somma dei tre impianti.

Pertanto il Gestore ritiene necessaria una deroga del termine riportato nell'A.I.A. della Centrale alla prescrizione *“... entro dieci anni dalla data di messa in esercizio dell'impianto, ad un valore obiettivo del parametro LTS365 pari o superiore a 0,34”*.

Infine il Gestore propone che nel contesto della procedura di riesame dell'A.I.A. della Centrale, si demandi ad un *“protocollo di intesa”* tra Iren Energia SpA e gli Enti locali di autorizzazione, i limiti temporale e numerico del parametro LTS365, a cui l'intero sistema del teleriscaldamento nel suo complesso dovrà tendere e di fissare il termine per la sottoscrizione del suddetto protocollo entro 2 anni dall'istanza.

CONSIDERAZIONI DEL GI SULLA RICHIESTA DEL GESTORE, RELATIVA ALLE PRESTAZIONI ENERGETICHE

Il decreto di VIA (Decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009) ha inserito due prescrizioni di rilievo, al punto 1) e punto 2), relative alle prestazioni energetiche della centrale.

Il gestore ritiene che dette prescrizioni debbano essere modificate per essere meglio rispondenti alla situazione di fatto, per le motivazioni illustrate nel **documento E4** trasmesso con l'Istanza di riesame ricercando in merito anche l'intesa con gli enti locali (Regione, Città Metropolitana e Comune).

Il GI ritiene di non poter entrare in merito alle questioni sollevate dal Gestore, in quanto richiederebbero non solo un'interpretazione delle prescrizioni VIA, ma anche una modifica delle stesse. Il GI pertanto di non può accogliere quanto richiesto dal Gestore, in quanto materia non di propria competenza.



- (1) Il Gruppo Istruttore fa propri i punti 1) e 2) del Decreto VIA (Decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009) sotto richiamate che riguardano le prestazioni energetiche dell'impianto. In relazione alla rete di teleriscaldamento, esse fissano condizioni operative vincolanti precise, rinviando anche ad un Accordo fra le parti (vedasi punto 2), sotto) la definizione di ulteriori obiettivi di valorizzazione:

“1. A partire dal quinto anno di esercizio commerciale della centrale, l'impianto a ciclo combinato dovrà garantire un valore del parametro LT_{365} pari o superiore a 0,24 e, nel termine del decimo anno, maggiore o uguale a 0,27. Tale parametro (LT_{365}), da valutarsi giornalmente, viene così definito:

$$LT_{365} = Et_{365} / (Ee_{365} + Et_{365})$$

Ee_{365} = energia elettrica complessivamente prodotta, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione.

Et_{365} = energia termica complessivamente prodotta in cogenerazione, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione.”

“2. Il proponente dovrà garantire, entro il termine dell'espressione dell'Intesa regionale all'autorizzazione ministeriale dell'impianto, la sottoscrizione di un Accordo con la Regione, la Provincia e il Comune di Torino, insieme con altri operatori del settore a diverso titolo coinvolti, teso a valorizzare l'impianto in oggetto nell'ambito di un sistema complessivo della rete di teleriscaldamento dell'area torinese da definirsi secondo quanto specificato a riguardo dalla Regione Piemonte nella citata D.G.R. 24-8899 del 4 giugno 2008.

Nello specifico, l'attuazione dell'Accordo dovrà consentire al proponente di tendere al raggiungimento, entro dieci anni dalla messa in esercizio dell'impianto Torino-Nord, di un valore-obiettivo del parametro LTS_{365} pari o superiore a 0,34. Tale parametro (LTS_{365}), da valutarsi giornalmente, viene così definito:

$$LT_{365} = Et_{365} / (Ee_{365} + Et_{365})$$

Ee_{365} = energia elettrica complessivamente prodotta, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione;

Ets_{365} = somma dell'energia termica complessivamente prodotta in cogenerazione dall'impianto Torino-Nord, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione e dell'energia termica prodotta in cogenerazione da impianti terzi nello stesso intervallo temporale, che il proponente provvederà a distribuire sulla propria rete di teleriscaldamento.

Nell'ambito dell'Accordo, ai fini del calcolo del valore di Ets_{365} , potrà essere prevista una valorizzazione dell'energia termica trasferita alla rete di teleriscaldamento durante il semestre estivo (15 Aprile ÷ 15 Ottobre) e prodotta in cogenerazione dall'impianto Torino-Nord o da impianti terzi, mediante un fattore moltiplicativo “F” il cui valore, comunque non superiore a 1,5, verrà definito nell'ambito del medesimo Accordo.”

Non vengono recepiti in questo Parere i punti da 3) a 5) del Decreto VIA, in quanto superate o di competenza locale.

- (2) Al paragrafo 9.6 “Emissioni in acqua” pag. 38 (della proposta) di PIC allegato all'AIA si prescrive che il limite di concentrazione dei SST (Solidi Sospesi Totali) nello scarico delle acque di processo in rete fognaria sia di 40 mg/l.

Il Gestore evidenzia che tale limite risulta di molto inferiore a quanto previsto, per lo stesso parametro, dalla Tabella 3 Allegato 5 Parte Terza del D. Lgs. 152/06 per lo scarico in rete fognaria (200 mg/l).

Il Gestore richiede pertanto l'applicazione del limite previsto per i SST dalla Tabella 3 Allegato 5 Parte Terza del D. Lgs. 152/06 per lo scarico in rete fognaria ovvero 200 mg/l.

CONSIDERAZIONI DEL GI SULLA RICHIESTA DEL GESTORE, RELATIVA AL PARAMETRO SST:

Il GI conviene con il Gestore che il limite per gli scarichi in fognatura dei solidi sospesi totali (SST) è 200 mg/L.

Tale limite è da ritenersi però come il valore massimo che può essere assentito. Nel rilascio dell'AIA deve essere tenuto nel dovuto conto il “Allegato XI alla parte seconda del Decreto Legislativo n. 152/2006:



Considerazioni da tenere presenti in generale o in un caso particolare nella determinazione delle migliori tecniche disponibili, secondo quanto definito all'art. 5, comma 1, lettera 1 ter), tenuto conto dei costi e dei benefici che possono risultare da un'azione e del principio di precauzione e prevenzione.”

L'Allegato XI al punto 10 in elenco specifica **“10. Necessità di prevenire o di ridurre al minimo l'impatto globale sull'ambiente delle emissioni e dei rischi.”**

Proprio per le loro caratteristiche peculiari di grandi impianti o impianti con grandi impatti, agli impianti soggetti all'AIA sono richieste efficienze molto più elevate rispetto agli impianti di minor potenzialità.

Questo è evidente per quanto riguarda le emissioni in atmosfera, per le quali i tagli sono stati molto drastici rispetto ai limiti ai limiti autorizzati *ante* IPPC al fine di ottemperare ai BAT-AEL.

L'applicazione delle BAT-AEL ha, invece, comportato progressi limitati per quanto riguarda la riduzione degli inquinanti negli scarichi idrici. Ciò soprattutto a causa di un mancato accordo fra gli Stati Membri dell'Unione nella definizione dei valori di BAT-AEL per le varie tipologie di inquinanti e per le diverse attività industriali.

Ciò è palese nel Bref e nella Decisione di Esecuzione 902/2016 (CWW).

Nelle more di una miglior definizione dei BAT-AEL per gli scarichi delle acque reflue per le diverse attività, un punto comune raggiunto ha riguardato il controllo di parametri di inquinamento collettivi: quali SST, BOD₅ e COD. Questa Commissione condivide pienamente tale approccio, in quanto tecnicamente affrontabili con costi sostenibili e in quanto portatori di benefici, di riflesso, sulle concentrazioni di molti inquinanti scaricati e in tale direzione ha spesso orientato le proprie decisioni.

Nel caso specifico, sulla base dell'esame delle analisi pregresse riportate dal Gestore, si ritiene che non costituisca alcun problema specifica, né richieda l'installazione di nuove sezioni impiantistiche.



8. CONSIDERAZIONI FINALI DEL GRUPPO ISTRUTTORE

8.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA

La collocazione dell'impianto in area urbana ad alta densità abitativa in un contesto territoriale di forte pressione ambientale per quanto riguarda la qualità dell'aria, ha richiesto particolare attenzione per gli inquinanti emessi nell'ambiente circostante e per le possibili interazioni con l'impianto allora proposto.

8.1.1. Emissioni NOx del Turbogas

Deliberazione del Consiglio Regione Piemonte n. 364 – 6854/2019. In materia di emissioni convogliate in atmosfera, la recente *“Deliberazione del Consiglio regionale 25 Marzo 2019, n. 364 - 6854. Approvazione del Piano regionale di qualità dell'aria ai sensi della legge regionale 7 aprile 2000, n. 43 (Disposizioni per la tutela dell'ambiente in materia di inquinamento atmosferico. Prima attuazione del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria). (REGIONE PIEMONTE BU16S1 18/04/2019) ha introdotto condizioni restrittive applicabili alla centrale IREN.*

- La Deliberazione stabilisce condizioni più restrittive della Normativa statale e in particolare delle BATC-LCP⁴ che dal G.I. vengono ritenute vincolanti per il rilascio della presente AIA in quanto è ritenuta sussistere la condizione *“.. purché ciò sia necessario al perseguimento ed al rispetto dei valori e degli obiettivi di qualità dell'aria,”* illustrata nella nota a piè pagina.

“..Tenendo conto dei superamenti dei limiti di qualità dell'aria che si verificano su gran parte del territorio regionale e alla criticità della situazione nel bacino padano si forniscono alle Autorità Competenti al rilascio delle AIA gli indirizzi per l'esercizio in modalità coordinata delle competenze autorizzative:

- *nel caso di autorizzazione di Nuovi Impianti, l'Autorità Competente per il rilascio delle AIA prescrive, per le polveri e gli ossidi di azoto, i valori limite di emissione più restrittivi previsti nei BREF; tale misura si applica su tutto il territorio regionale e trova applicazione anche per gli impianti di competenza statale;*
- *nel caso di riesame o modifica dell'autorizzazione di impianti esistenti collocati in aree particolarmente critiche per la qualità dell'aria, l'Autorità Competente per il rilascio delle AIA prescrive, per le polveri e gli ossidi di azoto, i valori limite di emissione più restrittivi previsti nei BREF; tale misura si applica su tutto il territorio regionale e trova applicazione anche per gli impianti di competenza statale.”*

NOx

La BATC-LCP 1442/2017 UE fissa i seguenti valori per gli NOx del turbogas:

- range media giornaliera: 18-65 mg/Nm³ NOx (come NO₂),
- range media annua: 10-50 mg/Nm³ NOx (come NO₂).

I valori già autorizzati nella prima AIA, e qui confermati, erano più che rispettosi dei range BATC e della recente Deliberazione del Consiglio regionale n. 364–6854/2019, infatti, il valore limite qui proposti, sia come media oraria, sia come media annua, è 10 mg/Nm³ di NOx (come NO₂). Valore ampiamente inferiore ai limiti minimi richiesti dalla BATC, sia come media annua, sia come media giornaliera.

I dati storici recenti sono, in effetti, stati: NOx media annuale: (2018) 7,5 mg/Nm³; (2017): 7,6 mg/Nm³), contro: 10 mg/Nm³, valore minimo annuo del range BATC.

- **Il D.Lgs. 152/2006**, per le Turbine a gas (comprese le CCGT) alimentate con gas naturale, prevede i seguenti limiti: **NOx 50 mg/Nm³ (come NO₂); CO 100 mg/Nm³ (rif. 15% O₂).** (Parte II, Sezione 4, A-bis: impianti di combustione alimentati a combustibile gassoso anteriori al 2013: alimentato con gas naturale: Turbine a gas (comprese le CCGT) alimentate a gas naturale.

⁴ Il D.Lgs. 152/2006, Art. 271 (*Valori limite di emissione e prescrizioni per gli impianti e le attività*), comma 4 stabilisce che:

“4. I piani e i programmi di qualità dell'aria previsti dal decreto legislativo 13 agosto 2010, n.155 possono stabilire appositi valori limite di emissione e prescrizioni più restrittivi di quelli contenuti negli Allegati I, II e III e V alla parte quinta del presente decreto, anche inerenti le condizioni di costruzione o di esercizio, purché ciò sia necessario al perseguimento ed al rispetto dei valori e degli obiettivi di qualità dell'aria.”



NH₃

I valori storici di NH₃ - media annuale - sono: (2017) 0,4 mg/Nm³; (2018): 0,5 mg/Nm³.

- [BATC-LCP 1442/2017: “BAT 7. Livelli di emissioni associati alla BAT Il livello di emissioni associato alla BAT (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NH₃ risultanti dall'uso dell'SCR e/o SNCR è < 3–10 mg/Nm³ come media annuale o media del periodo di campionamento. Il limite inferiore dell'intervallo si può ottenere utilizzando l'SCR].

Valori limite (VLE) proposti in questo PIC:

- VLE media oraria: 5 mg/Nm³ (conferma del VLE della prima AIA);
- VLE medio annuo: 3 mg/Nm³; [Nota: corrispondente al VLE BATC minimo annuo]

Somma NO_x + NH₃

- Punto 10) Decreto VIA 9066/2019: traggere a conclusione del secondo anno di esercizio ..., fermi restando i limiti di emissione, la somma dei valori medi giornalieri delle concentrazioni in emissione di NH₃ e NO_x al valore di 8 ppmv (parti per milione in volume riferite a gas secco e ad un tenore volumetrico di ossigeno del 15 %).

Considerato che i limiti proposti in questo PIC sono ampiamente inferiori ai VLE minimi BATC e ai livelli di cui alla recente Deliberazione della Regione Piemonte n. 364 – 6854/2019, si ritiene di proporre che il valore 8 ppm come somma dei due inquinanti si applichi come media annuale.

I VLE annui ora proposti per NO_x (10 mg/Nm³) e per NH₃ (3 mg/Nm³) corrispondono ad un valore somma di 9 ppmv, congruo quindi con il valore limite annuo proposto di 8 ppmv per la somma dei valori emessi di NO_x e NH₃.

Si ritiene che il gruppo turbogas sia, di fatto, in grado di rispettare il valore di 8 ppm come media giornaliera nelle condizioni normali di funzionamento. Numerosi fattori possono, tuttavia, influenzare l'esercizio del sistema di controllo della filiera di combustione-abbattimento fra cui anche la vetustà del reattore catalitico SCR, sporcamento letto catalitico/ugelli iniezione ammoniacale, controllo della temperatura, etc. e poiché il servizio di teleriscaldamento deve essere considerato come un servizio essenziale di pubblica utilità non interrompibile⁵ appare necessario assicurare un margine di tolleranza nel breve periodo breve, margine peraltro molto stretto in quanto è comunque fatto salvo il rispetto dei VLE orari di entrambi NO_x e NH₃.

Pertanto si deve evidenziare che l'utilizzo del calore da impianti cogenerativi e da teleriscaldamento comporta sempre un netto miglioramento ambientale rispetto alle emissioni da tante fonti capillari, con emissioni specifiche di inquinanti molto più elevate, non dotate di sistemi di abbattimento, con sistemi meno efficienti di controllo della combustione e, inoltre, con punti di emissione bassi rispetto al camino della CTE in oggetto (alta 60 m); le singole unità presso le abitazioni, inoltre, sono collocate anche in aree abitative centrali, gravando pesantemente sulle stesse.

Le polveri, anch'esse materia della Deliberazione, non sono qui oggetto di considerazione in quanto viene utilizzato solo gas naturale.

Per quanto riguarda le emissioni di NO_x dalla Centrale Torino Nord a ciclo combinato a gas naturale, va evidenziato un beneficio ambientale generale, grazie all'utilizzo di un sistema di riduzione catalitica selettiva -SCR, rispetto alla situazione attuale delle centrali in esercizio in Italia: il fattore di emissione della Centrale turbogas Torino Nord è circa 1/7 del valore medio nazionale (Rapporto ISPRA n. 303/2019, Fattori di emissione atmosferica nel settore elettrico nazionale; “Tabella 2.15 – Fattori di emissione dei contaminanti atmosferici emessi dal settore elettrico per la produzione di energia elettrica e calore”).

⁵ Caldaie ausiliarie della centrale e della rete, nonché altri turbogas si ritiene dovrebbero essere in grado di supplire a eventuali fermate del turbogas, ma il sistema in rete potrebbe non riuscire a sopportare ulteriori stress.



8.1.2. Riduzione delle emissioni di NOx dalle caldaie di integrazione e riserva e ausiliaria

La Centrale termoelettrica comprende:

- **n. 3 caldaie di integrazione e riserva** da 113 MWt (camini C2, C3, C4) ciascuna, per un totale di circa 340 MWt, alimentate a gas naturale;

- **n. 1 caldaia ausiliaria** da 12,8 MWt (camino C5). Diversamente dalle 3 caldaie di integrazione e riserva, essa rientra negli impianti di combustione medi e non è quindi soggetta alle BATC. Il limite per gli NOx è 200 mg/Nm³, a partire dal 1° gennaio 2025 (D.Lgs. 152/2006, Allegato I, parte III - Valori di emissione per specifiche tipologie di impianti, paragrafo 1, punto 1.3, alla parte quinta).

- **Per le quattro caldaie vengono proposti gli stessi VLE, considerate le performance storiche della caldaia ausiliaria.**

Le BATC-LCP (1442/2017 UE), *Tabella 25 - Livelli di emissioni associati alle migliori tecniche disponibili (BAT-AEL) per le emissioni in atmosfera di NOx risultanti dalla combustione di gas naturale in caldaie e motori* stabiliscono per le caldaie esistenti i seguenti range di NOx (come NO₂):

- 50-100 (media annua). *Nota 2) della tabella: Questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1 500 ore/anno;*
- 85-110 (media giornaliera). *Nota 3) della tabella: Per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.*

Inoltre, riporta che: *“A titolo indicativo, i livelli medi annui delle emissioni di CO sono in genere: < 5-40 mg/Nm³ per le caldaie esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno;”*

Con riferimento alla richiesta formulata nel giudizio di compatibilità ambientale (Decreto DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009) di un adeguamento tecnologico che preveda, a partire dal quarto anno di esercizio commerciale, la riduzione della concentrazione degli NOx nei fumi provenienti dalle tre caldaie di integrazione e riserva a 60 mg/Nm³ (riferita al gas secco ed ad un tenore volumetrico di ossigeno residuo del 3%, a 0 °C e 1013 hPa), IREN conferma (cfr. Dichiarazione Ambientale EMAS del 1° semestre 2017) che:

- **in ognuna delle tre caldaie di integrazione e riserva e nella caldaia ausiliaria è stata effettuata l'attività di predisposizione del sistema di ricircolo fumi**, con termine delle attività nel mese di ottobre 2017,
- le emissioni di NOx, per ogni singolo punto di emissione, sono ora inferiori a 60 mg/Nm³,
- l'importo complessivo dell'intervento è stato pari a circa € 400.000.

Il GI rileva che alla portata nominale dei fumi, con riferimento ai dati di esercizio (887 h/anno del 2017 e 1045 h/anno del 2018, per le caldaie di riserva ed integrazione; 117 h/anno del 2017 e 132 h/anno del 2018, per la caldaia ausiliaria) la riduzione della concentrazione da 80 a 60 mg/Nm³, avrebbe potuto comportare una riduzione massima (calcolata) delle emissioni di NOx fino a circa 2 tonn/anno.

Il GI propone quindi quanto sotto:

NOx

- **VLE orario già autorizzato:** 80 mg/Nm³ NOx (come NO₂) dal decreto VIA, con proposta di riduzione a 60 mg/Nm³; 80 mg/Nm³ NOx (come NO₂) prima AIA.

- **VLE proposti in questo PIC:** 80 mg/Nm³ NOx (come NO₂) media oraria; 60 mg/Nm³ media annuale.

Motivazioni: I valori riportati in maniera sintetica nei report annuali sono:

- dati storici NOx media annuale: (2017) - mg/Nm³; (2018): C2 – C5: ≤ 50 mg/Nm³,
 - dati storici NOx media mensile: (2017) ≤ 51 mg/Nm³; (2018): C2 – C5: ≤ 48 mg/Nm³,
- valori compatibili con il limite annuale di 60 mg/Nm³.

- **Limiti D.Lgs. 152/2006:** NOx 100 mg/Nm³ (come NO₂); CO 100 mg/Nm³ (Parte II, Sezione 4, A-bis: impianti di combustione alimentati a combustibile gassoso anteriori al 2013: alimentato con gas naturale.



Si è ritenuto opportuno splittare i limiti di NO_x (come NO₂) in VLE medi orari e VLE medi annuali, mantenendo il VLE orario a 80 mg/Nm³ e abbassando il valore medio annuo a 60 mg/Nm³.

Il sistema di contenimento della produzione di NO_x, applicato alle 4 unità, utilizza una tecnica BAT basata sul riciclo parziale dei fumi. È questa una tecnica consolidata nella prevenzione della formazione di zone di fiamma con temperature elevate.

Considerato che i fumi riciclati sono sufficientemente puliti, in particolare sono quasi privi di polveri, non sono richieste particolari manutenzione del sistema di ricircolo. L'applicazione non è, tuttavia, priva di piccoli inconvenienti, per cui si ritiene necessario consentire un margine di elasticità nella conduzione nel breve periodo. Deve inoltre essere evidenziato che, a differenza delle caldaie di integrazione che sono tre, e il cui utilizzo contemporaneo di tutte è da considerarsi sporadico, la caldaia ausiliaria è unica ed ha un ruolo strategico nell'avvio del turbogas.

8.1.3. Riduzione degli impatti da rumore

Nel decreto di compatibilità ambientale (DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009) era stata evidenziata l'ubicazione di un recettore in un'area critica:

“punto 17. In relazione al permanere di una criticità relativa ai valori di pressione sonora indotti dalla centrale in periodo notturno il proponente dovrà acquisire l'edificio sito in via Viassa, 41 in Comune di Collegno e identificato come "recettore R3" nel SIA. Nel caso in cui non fosse possibile pervenire all'acquisizione del recettore saranno a carico del proponente tutti gli interventi di mitigazione necessari;”

Riguardo l'acquisizione dell'edificio sito in via Viassa, 41 in Comune di Collegno e identificato come “recettore R3” nel SIA e/o realizzazione degli interventi di mitigazione necessari (rif. Decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009, prescrizione 17.), (§ 9.7 del PIC allegato al Decreto di prima AIA), il gestore (E.prot DVA-00_2014-0005464) ha dichiarato di aver acquisito il suddetto edificio il 22 febbraio del 2011.

8.2. IMPATTI DIVERSI

Oltre alle emissioni in aria, aspetto ampiamente prevalente per quanto riguarda gli impatti sull'ambiente, sono tenute in debita considerazione:

- l'acqua, in particolare l'emungimento di acqua dal sottosuolo (pozzi) e gli scarichi,
- i possibili sversamenti di gasolio, di olio lubrificante e di additivi chimici in caso di incidente,
- l'impiego della soluzione acquosa di NH₃, l'emissione di odori, poiché in area densamente popolata con possibili impatti sull'ambiente e sulla salute dei cittadini.

8.3. CONSIDERAZIONI FINALI

Il Gruppo Istruttore della Commissione IPPC, nella sua composizione descritta in premessa, sulla base:

- a) delle dichiarazioni fatte del Gestore con la compilazione e la sottoscrizione dell'istanza
- b) della modulistica e relativi allegati, con particolare riferimento alle sezioni:
- c) delle ulteriori informazioni ricevute dal Gestore per mezzo della domanda, della modulistica e degli allegati;
- d) dei risultati emersi nella fase istruttoria del procedimento, come descritta in premessa;

motiva le proprie scelte prescrittive considerando che:

- l'impianto ha ottenuto il giudizio di compatibilità ambientale con decreto DSA-DEC-2009-



0000245 del 03.04.2009, con relative prescrizioni e limiti;

- è stata già rilasciata autorizzazione da parte del Ministero dello Sviluppo Economico ai sensi del D.Lgs. 551 con relative prescrizioni e limiti;
- è stata già rilasciata la prima AIA da parte del Ministero dell'Ambiente con relative prescrizioni e limiti, in adempimento anche alla prescrizione del giudizio di compatibilità ambientale;
- rispetta la Deliberazione del Consiglio regionale 25 Marzo 2019, n. 364 – 6854: Prima attuazione del Piano regionale per il risanamento e la tutela della qualità dell'aria della Regione Piemonte che impone, per gli impianti esistenti collocati in aree particolarmente critiche per la qualità dell'aria, all'Autorità Competente al rilascio delle AIA di prescrivere, per le polveri e gli ossidi di azoto, i valori limite di emissione più restrittivi previsti nei BREF;
- l'impianto è ubicato in area urbana ad alta densità abitativa ed intenso traffico veicolare;
- l'impianto ha sostituito l'impianto termico Le Vallette, ad olio combustibile, con beneficio ambientale in particolare per la riduzione delle emissioni in aria di SO_x, PM e NO_x ed altri macro- e micro-inquinanti; la realizzazione dell'attuale centrale ha consentito di restituire alla popolazione le aree della ex-centrale nel quartiere Vallette, bonificate riconvertite a verde pubblico;
- l'impianto attuale è adeguato ai valori minimi di emissione delle BATC;
- la Centrale in questione riveste un importante carattere socio-economico-ambientale con un target elevato di volumetria teleriscaldata nel settore Nord della città di Torino, che risulta la città d'Italia più teleriscaldata;
- è particolarmente significativo il beneficio ambientale in termini di miglioramento della qualità dell'aria in area urbana, a seguito dell'espansione dei servizi di teleriscaldamento;
- l'utilizzo del teleriscaldamento consente il conseguimento dei seguenti obiettivi:
 - un risparmio energetico delle fonti primarie;
 - un incremento della sicurezza dovuto all'eliminazione delle caldaie dei singoli edifici;
 - la riduzione delle emissioni inquinanti nell'ambiente dovuta all'eliminazione di impianti con bassa potenza termica, con rendimento termico inferiore, all'elevata resa energetica in considerazione della produzione combinata di calore ed energia elettrica, e all'emissione dei fumi dal turbogas efficientemente depurati per quanto riguarda il CO e gli NO_x (entrambi abbattuti mediante impiego di sistemi catalitici; per dedicati: sistema ossidativo per il CO e sistema riduttivo, con impiego di ammoniaca, per gli NO_x) e per quanto gli NO_x mediante impiego di bruciatori tipo velonox (very low NO_x). Sono inoltre dotati di sistemi di regolazione automatica della combustione. La riduzione dell'emissione di NO_x comporta una parallela riduzione nell'aria delle polveri più fini (PM₁₀ e ancor più PM_{2,5}), che sono un inquinante prevalentemente secondario;
 - l'ampliamento della cogenerazione e del teleriscaldamento persegue una delle strategie energetiche prioritarie dell'unione Europea.

Pertanto il GI della Commissione Istruttoria AIA-IPPC, a seguito di riesame complessivo,

propone all'Autorità Competente

di rinnovare il rilascio dell'Autorizzazione Integrata Ambientale richiesta da IREN ENERGIA SPA prescrivendo al Gestore che l'impianto sia esercito nel rispetto dei valori limite di emissione, delle disposizioni e delle prescrizioni, come di seguito riportato.



9. CONCLUSIONI E PRESCRIZIONI

Considerato che le dichiarazioni rese dal Gestore costituiscono, ai sensi e per gli effetti dell'articolo 3 della L. 7 agosto 1990, n. 241 e s.m.i., presupposto fondamentale nel corso dell'istruttoria, restando inteso che la non veridicità, falsa rappresentazione o l'incompletezza delle informazioni fornite nelle dichiarazioni rese dal Gestore possono comportare, a giudizio dell'Autorità Competente, un riesame parziale dell'autorizzazione rilasciata, fatta salva l'adozione delle misure cautelari ricorrendone i presupposti,

il GI ritiene che l'esercizio dell'impianto, stante il suo ciclo produttivo, le relative tecniche di trattamento degli inquinanti e lo stato dell'ambiente in cui è inserito, potrà avvenire nel rispetto dei criteri di cui al Decreto Legislativo n. 152/2006 se saranno rispettate le BATC-LCP di settore (Dec. Esec. 1442/2017/UE) ed in particolare le prescrizioni riportate di seguito:

- (1) Il Gestore dovrà mantenere il Sistema di Gestione Ambientale con una struttura organizzativa adeguatamente regolata, composta dal personale addetto alla direzione, alla conduzione e alla manutenzione dell'impianto; dovrà conseguentemente dotarsi e/o mantenere l'insieme delle disposizioni e procedure di riferimento atte alla gestione dell'impianto. Ciò a valere sia per le condizioni di normale esercizio, che per le condizioni anomale e eccezionali.
- (2) In particolare, il Gestore dovrà predisporre ed adottare un "Registro degli Adempimenti di Legge" concernenti l'ottemperanza delle prescrizioni in materia ambientale e quindi, in particolare, derivanti dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, in cui dovranno trovare trascrizione, unitamente all'elenco degli adempimenti in parola, gli esiti delle prove e/o delle verifiche opportunamente certificate per la relativa ottemperanza.
- (3) La registrazione degli esiti dei controlli di cui sopra dovrà risultare anche su supporto informatico. L'analisi e valutazione dei dati dai controlli eseguiti, espletata dal Gestore ed eventualmente integrata con l'indicazione di azioni correttive adottate e/o proposte, dovrà risultare in apposito rapporto informativo che, con cadenza annuale, dovrà essere inoltrato all'Autorità di Controllo.

Sistema di gestione attuale

- (4) L'impianto possiede un sistema di certificazione ambientale EMAS e un sistema di gestione ambientale certificato ISO 14001. Qualora le certificazioni dovessero decadere nel corso della durata della presente AIA, il Gestore dovrà darne immediata comunicazione all'Autorità Competente.

9.1. CAPACITÀ PRODUTTIVA

- (5) Il Gestore dovrà attenersi alla capacità produttiva della Centrale Termoelettrica costituita da dichiarata in sede di domanda di AIA:
 - un Gruppo Termoelettrico a ciclo combinato (turbina a gas e turbina a vapore), dual shaft, in cogenerazione di circa 390 MWe in assetto elettrico e di potenza termica per il teleriscaldamento di circa 220 MWt, alimentato a gas naturale;
 - n. 3 Caldaie di Integrazione e Riserva, da 113 MWt ciascuna per un totale di circa 340 MWt, alimentate a gas naturale;
 - n. 1 Caldaia ausiliaria di avviamento Gruppo Termoelettrico, da 12,8 MWt, alimentata a gas naturale;
 - n. 1 sistema di accumulo del calore costituito da n. 6 accumulatori con capacità complessiva di circa 5.000 m³;
 - n. 1 sistema di accumulo di energia elettrica costituito da batterie al litio, per una potenza nominale di circa 7,0 MWe, e capacità pari a circa 4,5 MWh, come riserva potenza attiva ("riserva di regolazione primaria", TERNA);
 - n. 3 gruppi elettrogeni di emergenza in ciclo diesel da 2500 kVA (complessivi) e 400 V.



9.2. APPROVVIGIONAMENTO E GESTIONE COMBUSTIBILI E MATERIE PRIME

- (6) In merito all'approvvigionamento di materie prime ed ausiliarie, sostanze e combustibili è necessario che vengano rispettati i seguenti sistemi e misure per evitare eventuali sversamenti:
- 6.1. precauzione affinché le materie prime non possano essere trascinate al di fuori dell'area di contenimento provocando sversamenti accidentali e conseguenti contaminazioni del suolo e di acque superficiali; a tal fine le aree interessate dalle operazioni di carico/scarico e/o di manutenzione devono essere opportunamente segregate per assicurare il contenimento di eventuali perdite di prodotto;
 - 6.2. i bacini di contenimento dei serbatoi devono avere una capacità pari almeno alla capacità autorizzata dei serbatoi che vi insistono e devono essere costruiti e mantenuti nel pieno rispetto della normativa vigente a riguardo.
 - 6.3. Tutte le forniture alla centrale devono essere opportunamente caratterizzate e quantificate, archiviando le relative bolle di accompagnamento e i documenti di sicurezza, compilando inoltre i registri con i materiali in ingresso, che consentono la tracciabilità dei volumi totali di materiale usato.
- (7) Il Gestore è autorizzato ad un esclusivo uso del gas metano come combustibile per l'alimentazione del ciclo combinato e dei generatori di calore di integrazione e riserva.

9.3. PRESTAZIONI ENERGETICHE DELL'IMPIANTO

- (8) Il Gruppo Istruttore fa propri i punti 1) e 2) del Decreto VIA (Decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009) sotto richiamate che riguardano le prestazioni energetiche dell'impianto. In relazione alla rete di teleriscaldamento, esse fissano condizioni operative vincolanti precise, rinviando anche ad un Accordo fra le parti (vedasi punto 2), sotto) la definizione di ulteriori obiettivi di valorizzazione:

“1. A partire dal quinto anno di esercizio commerciale della centrale, l'impianto a ciclo combinato dovrà garantire un valore del parametro LT_{365} pari o superiore a 0,24 e, nel termine del decimo anno, maggiore o uguale a 0,27. Tale parametro (LT_{365}), da valutarsi giornalmente, viene così definito:

$$LT_{365} = Et_{365} / (Ee_{365} + Et_{365})$$

Ee₃₆₅ = energia elettrica complessivamente prodotta, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione.

Et₃₆₅ = energia termica complessivamente prodotta in cogenerazione, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione.”

“2. Il proponente dovrà garantire, entro il termine dell'espressione dell'Intesa regionale all'autorizzazione ministeriale dell'impianto, la sottoscrizione di un Accordo con la Regione, la Provincia e il Comune di Torino, insieme con altri operatori del settore a diverso titolo coinvolti, teso a valorizzare l'impianto in oggetto nell'ambito di un sistema complessivo della rete di teleriscaldamento dell'area torinese da definirsi secondo quanto specificato a riguardo dalla Regione Piemonte nella citata D.G.R. 24-8899 del 4 giugno 2008.

Nello specifico, l'attuazione dell'Accordo dovrà consentire al proponente di tendere al raggiungimento, entro dieci anni dalla messa in esercizio dell'impianto Torino-Nord, di un valore-obiettivo del parametro LTS_{365} pari o superiore a 0,34. Tale parametro (LTS_{365}), da valutarsi giornalmente, viene così definito:

$$LTS_{365} = Ets_{365} / (Ee_{365} + Ets_{365})$$

Ee₃₆₅ = energia elettrica complessivamente prodotta, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione;

Ets₃₆₅ = somma dell'energia termica complessivamente prodotta in cogenerazione dall'impianto Torino-Nord, al netto degli autoconsumi, nei 365 giorni precedenti la data di valutazione e dell'energia termica prodotta in cogenerazione da impianti terzi nello stesso intervallo temporale, che il proponente provvederà a distribuire sulla propria rete di teleriscaldamento.

Nell'ambito dell'Accordo, ai fini del calcolo del valore di Ets₃₆₅, potrà essere prevista una valorizzazione dell'energia termica trasferita alla rete di teleriscaldamento durante il semestre estivo



(15 Aprile ÷ 15 Ottobre) e prodotta in cogenerazione dall'impianto Torino-Nord o da impianti terzi, mediante un fattore moltiplicativo "F" il cui valore, comunque non superiore a 1,5, verrà definito nell'ambito del medesimo Accordo."

Nota: I punti da 3) a 5) del Decreto VIA non sono richiamati in questo Parere in quanto superati o di competenza locale.

- (9) Il rispetto di quanto sopra non può, comunque, pregiudicare il rispetto delle condizioni necessarie e sufficienti per il riconoscimento della produzione combinata di energia elettrica e calore della centrale come impianto di cogenerazione. Tali condizioni si basano sul rispetto di specifici parametri minimi concernenti il risparmio di energia primaria (IRE) e il limite termico (LT) di cui ai commi 2.2 e 2.3 dell'art. 2 della Deliberazione n. 42/02 e s.m.i. dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (ora ARERA).
- (10) Nel Report annuale siano riportati i valori annuali di IRE e LT, come sopra definiti. Altri parametri di efficienza energetica, potenza, energia, etc. siano riferiti alla Delib. 42/02 e s.m.i., con specifico richiamo della definizione e modalità di calcolo.

9.4. EMISSIONI CONVOGLIATE IN ATMOSFERA

9.4.1. Emissioni convogliate in atmosfera soggette a limiti di concentrazioni

- (11) I valori limite di emissioni in atmosfera prescritti, considerando l'alimentazione esclusivamente con gas metano, sono solo quelli riportati in tabella 1, dove C1 è il punto di emissione del Generatore di Vapore a Recupero alto 60 m e C2-C3-C4-C5 sono i punti di emissione delle tre caldaie di integrazione e riserva (GV10, GV20, GV30) e della caldaia ausiliaria (GV40), rispettivamente, raggruppati in un unico camino quadricanne alto 60 m.⁶

Tabella 1. Emissioni convogliate in atmosfera soggette a limiti di concentrazione.

Camino	Unità di provenienza	Potenza termica (MW _t)	Portata alla MCP (Nm ³ /h)	Inquinante	Concentrazione misurata rappresentativa		BATC-LCP (Dec. Es. UE 2017/1442)		AIA Limiti prescritti		
					(mg/Nm ³)	% O ₂	(mg/Nm ³)		(mg/Nm ³)	% O ₂	
					a		g	a	h	a	
C1	A.25.1.2 TURBOGAS A.25.1.3 - GVR	390 MW _{el.} + 220 MW _t (telerisc.)	2.020.430	NO _x	7,5	15	18-65	10-50	10	10 ⁽¹⁾	15
				CO	0,2	15	5-100		10	--	15
				NH ₃	0,5	15	< 5		5	3 ⁽¹⁾	15
C2	A.25.2.2 Caldaia integrazione e riserva (GV10)	113	100.800	NO _x	37	3	85-110 ⁽³⁾	50-100 ⁽²⁾	80	60	3
				CO	2,5	3	--	< 5-40 ⁽⁴⁾	30	--	3
C3	A.25.2.2 Caldaia integrazione e riserva (GV20)	113	100.800	NO _x	43,3	3	85-110 ⁽³⁾	50-100 ⁽²⁾	80	60	3
				CO	0,6	3	--	< 5-40 ⁽⁴⁾	30	--	3

⁶ Gli inquinanti emessi soggetti a monitoraggio sono esclusivamente CO e NO_x; solo per il camino C1, anche NH₃ (cfr. Tab.1).



C4	A.25.2.2 Caldaia integrazione e riserva (GV30)	113	100.800	NOx	46,6	3	85-110 ⁽³⁾	50-100 ⁽²⁾	80	60	3
				CO	0,9	3	--	< 5-40 ⁽⁴⁾	30	--	3
C5	A.25.1.8 Caldaia ausiliaria (GV40)	12,8	14.150	NOx	50,3	3			80	60	3
				CO	0,9	3			30	--	3

⁽¹⁾ La somma dei valori medi annui delle concentrazioni in emissione di NOx (come NO₂) e NH₃ deve altresì rispettare il valore di 8 ppmv (riferite a gas secco e ad un tenore volumetrico di O₂ del 15 %).

⁽²⁾ Nota 2) della tab. 25 BATC-LCP: questi BAT-AEL non si applicano agli impianti in funzione < 1500 ore/anno.

⁽³⁾ Nota 3) della tab. 25 BATC-LCP: per gli impianti in funzione < 500 ore/anno questi livelli sono indicativi.

⁽⁴⁾ Par. 4.1.2. BATC-LCP: A titolo indicativo, i livelli medi annui delle emissioni di CO sono in genere: < 5-40 mg/Nm³ per le caldaie esistenti in funzione ≥ 1 500 ore/anno;”

(12) I valori limite di emissione si applicano ai periodi di normale funzionamento dell'impianto, intesi come i periodi in cui l'impianto è in funzione con esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi. Tali periodi devono essere annotati su un apposito registro e riportati nel Report annuale.⁷ In caso di anomalie con durata prevista superiore a quattro ore deve essere data subito comunicazione ad ARPA e ai comuni interessati. Il gestore deve comunque adoperarsi per assicurare che il sistema sia riportato in condizioni di operatività il più rapidamente possibile. Il gestore provvede ad annotare sull'apposito registro i periodi di mancata operatività del sistema.

(13) Avviamento ed Arresto – Minimo Tecnico. I valori limite riportati in tabella 1 non si applicano durante le fasi di avviamento e arresto degli impianti per il periodo in cui gli stessi si trovano al di sotto del Minimo Tecnico.

13.1. I valori di Minimo Tecnico del ciclo combinato e dei generatori di calore sono:

- minimo tecnico del turbogas: 85 MWe;
- minimo tecnico delle caldaie, espressi in portata di metano sono:
 - caldaie di integrazione e riserva GV10 (C2), GV20 (C3) e GV30 (C4): 3.073 Sm³/h;
 - caldaia ausiliaria GV40 (C5): 364,75 Sm³/h.

13.2. I periodi transitori (rampe di avviamento e fermata) dell'impianto di produzione CCGT sono:

- a) tempo di avviamento da freddo (dopo una fermata estiva per manutenzione): 24 ore
- b) tempo di avviamento da freddo (dopo una fermata di almeno 4 giorni): 12 ore
- c) tempo di avviamento da tiepido (dopo una fermata di almeno 2 giorni): 10 ore
- d) tempo di avviamento da tiepido (dopo una fermata fino a 2 giorni): 5 ore
- e) tempo di avviamento da caldo (dopo una fermata di 2 ore): 4 ore
- f) tempo di fermata: 2 ore.

⁷ RAPPORTO ANNUALE A ISPRA. In ottemperanza all'articolo 29-decies (Rispetto delle condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale), commi 2 e 3:

“2. ...il gestore trasmette all'autorità competente e ai comuni interessati, nonché all'ente responsabile degli accertamenti di cui al comma 3 (ndr. ISPRA), i dati relativi ai controlli delle emissioni richiesti dall'autorizzazione integrata ambientale, secondo modalità e frequenze stabilite nell'autorizzazione stessa.

3. L'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale, per impianti di competenza statale, o, negli altri casi, l'autorità competente, avvalendosi delle agenzie regionali e provinciali per la protezione dell'ambiente, accertano, secondo quanto previsto e programmato nell'autorizzazione ai sensi dell'articolo 29-sexies, comma 6 e con oneri a carico del gestore:

- a) il rispetto delle condizioni dell'autorizzazione integrata ambientale;
- b) la regolarità dei controlli a carico del gestore, con particolare riferimento alla regolarità delle misure e dei dispositivi di prevenzione dell'inquinamento nonché al rispetto dei valori limite di emissione;

Come meglio precisato nel PMC (Piano di Monitoraggio e Controllo), la scadenza della trasmissione del Report annuale a ISPRA e all'A.C., è fissata per il 30 aprile.



f) tempo di fermata: 2 ore.

13.3. I tempi di avviamento delle caldaie di integrazione e riserva sono:

- da freddo (temp. ambiente): 3 ore;
- da caldo (temp. acqua di caldaia 110 °C): 30 minuti.

13.4. I tempi di avviamento della caldaia ausiliaria sono:

- da freddo (temp. ambiente): 1,5 ore;
- da caldo (temp. acqua di caldaia 110 °C): 30 minuti.

(14) Sugli effluenti gassosi provenienti dalla linea turbogas e convogliati al camino C1 devono essere misurate in continuo le concentrazioni di NO_x, CO e NH₃, nonché dell'O₂ e del vapore acqueo, e dei parametri temperatura, pressione e portata volumetrica. Il sistema di misura in continuo delle emissioni deve garantire la corretta rilevazione delle concentrazioni massiche di NO_x, CO e NH₃ anche durante le fasi di accensione e spegnimento del ciclo combinato e durante il funzionamento a potenza inferiore al minimo tecnico. Relativamente alla linea turbogas le emissioni massiche di NO_x prodotte durante le fasi di accensione e spegnimento non dovranno, su base annuale, superare il 10% delle emissioni massiche di NO_x complessive della linea stessa.

(15) Sugli effluenti gassosi provenienti dalle caldaie di integrazione e riserva e ausiliaria e convogliati ai camini C2 – C5 devono essere misurate in continuo le concentrazioni di NO_x e CO, nonché dell'O₂ e del vapore acqueo, e dei parametri temperatura, pressione e portata volumetrica. Il sistema di misura in continuo delle emissioni deve garantire la corretta rilevazione delle concentrazioni massiche di NO_x e CO, anche durante le fasi di accensione e spegnimento del ciclo combinato e durante il funzionamento a potenza inferiore al minimo tecnico.

(16) I sistemi di monitoraggio in continuo del turbogas e delle caldaie devono essere integrati dalla misura e registrazione in continuo dell'energia elettrica prodotta e, per ogni singolo focolare, della portata di metano alimentata e dell'energia termica prodotta. Le modalità di calcolo sono specificate nel PMC.

(17) Misurazione e valutazione delle emissioni

1. Le misurazioni in continuo per cui sono prescritte valori limite di emissione devono essere effettuate contestualmente alla misurazione in continuo dei seguenti parametri di processo: tenore di ossigeno, temperatura, pressione, portata volumetrica e tenore di vapore acqueo. La misurazione in continuo del tenore di vapore acqueo dell'effluente gassoso può non essere effettuata qualora l'effluente gassoso prelevato sia essiccato prima dell'analisi delle emissioni.

2. Il campionamento e l'analisi dei pertinenti inquinanti e dei parametri di processo e i metodi di misurazione di riferimento per calibrare i sistemi di misura automatici devono essere conformi alle pertinenti norme CEN o, laddove queste non sono disponibili, alle pertinenti norme ISO ovvero alle norme nazionali o internazionali che assicurino dati equivalenti sotto il profilo della qualità scientifica.

3. I sistemi di misurazione continua (SME) devono essere conformi alla Norma UNI EN 14181:2015 (Assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici) e sono soggetti a verifica mediante misurazioni parallele secondo i metodi di riferimento, almeno una volta all'anno. I gestori informano l'autorità competente dei risultati di tale verifica nel Reporting annuale. I dettagli sono specificati nel Piano di Monitoraggio e di Controllo, cui si rimanda.

4. I valori degli intervalli di fiducia al 95% di un singolo risultato di misurazione non possono superare le seguenti percentuali dei valori limite di emissione:

Monossido di carbonio	10 %
Anidride solforosa	20 %
Ossidi di azoto	20 %
Polveri	30 %

5. I valori medi orari e giornalieri convalidati sono determinati in base ai valori medi orari validi misurati previa detrazione del valore dell'intervallo di fiducia di cui al punto 4.



Qualsiasi giorno nel quale più di 3 valori medi orari non sono validi, a causa di malfunzionamento o manutenzione del sistema di misure in continuo, non è considerato valido. Se in un anno più di dieci giorni non sono considerati validi per tali ragioni, l'autorità competente per il controllo prescrive al gestore di assumere adeguati provvedimenti per migliorare l'affidabilità del sistema di controllo in continuo.

9.4.2. Emissioni convogliate in atmosfera non soggette a limiti di concentrazioni

(18) La Centrale di Torino Nord è dotata di punti di emissioni di fumi di combustione legati alle unità di emergenza alimentate a gasolio con un serbatoio fuori terra bordo macchina, costituite da:

- n.1 gruppo elettrogeno di emergenza in ciclo diesel da 1000 kVA e 400 V per il ciclo combinato (serbatoio gasolio da 1000 litri);
- n.1 gruppo elettrogeno di emergenza in ciclo diesel da 500 kVA e 400 V per il sistema di teleriscaldamento (serbatoio gasolio da 1000 litri);
- n.1 motopompa antincendio, con motore in ciclo diesel da 232 kW (serbatoio gasolio da 350 litri);
- n.1 gruppo elettrogeno di emergenza in ciclo diesel da 1000 kVA e 400 V per i sistemi ausiliari di centrale (serbatoio gasolio da 2000 litri).

Tabella 2. Emissioni convogliate in atmosfera non soggette a limiti di concentrazione.

Camino	Altezza dal suolo (m)	Sezione camino (m ²)	
C6	4	0,09	Gruppo elettrogeno di emergenza del ciclo combinato
C7	4	0,03	Gruppo elettrogeno di emergenza del sistema di teleriscaldamento
C8	3	0,006	Motopompa di emergenza circuito del gruppo di spinta antincendio
C9	4	0,09	Gruppo elettrogeno di emergenza dei servizi ausiliari

Nota: Tutte le unità hanno $P < 1$ MWe (con $\cos \varphi = 0,8$, $1000 \text{ kVA} = 800 \text{ kW}$).

- I tre gruppi elettrogeni – in applicazione del D.Lgs. 152/2006, art. 273-bis (Medi impianti di combustione), comma 15 - vengono esentati dall'obbligo di adeguarsi ai valori limite di emissione, se non sono messi in funzione, ciascuno, per più di 500 ore operative all'anno, calcolate in media mobile su ciascun periodo di cinque anni. Il primo periodo da considerare per il calcolo si riferisce ai cinque anni civili successivi quello di rilascio dell'autorizzazione.
- La motopompa di emergenza antincendio è comunque sempre autorizzata.

18.1. Nel Report annuale, il gestore deve comunicare le ore operative registrate nell'anno precedente, anche ai fini del calcolo della media mobile quinquennale per i tre gruppi elettrogeni.

18.2. Deve essere garantita la regolare manutenzione delle quattro unità secondo le indicazioni del costruttore. Il Report annuale deve essere trasmesso ai seguenti Enti: A.C. (MATTM-Cress), ISPRA, Regione Piemonte, Città Metropolitana di Torino, Comune di Torino e ARPA Piemonte

(19) Il gestore deve mantenere operante il "Protocollo di segnalazione delle situazioni di superamento dei limiti di emissione in atmosfera" concordato con ISPRA, Regione Piemonte, Città Metropolitana di Torino e ARPA Piemonte, dando agli enti immediato riscontro, con le modalità previste per le diverse situazioni. La sintesi annuale delle situazioni segnalate sarà trasmessa agli Enti e farà parte integrante del Report annuale trasmesso all'Autorità Competente. Eventuali modifiche concordate del Protocollo saranno trasmesse all'A.C.



(20) IREN dovrà inviare a Regione Piemonte, Città Metropolitana di Torino, Comune di Torino e ARPA Piemonte una “Relazione annuale” contenente:

- indicazioni sull'area servita dalla centrale di cogenerazione e teleriscaldamento, con particolare riferimento alla volumetria degli edifici riscaldati, al calore fornito, per usi industriali, telecondizionamento o altri scopi ed eventuali prospettive di ampliamento;
- diagrammi di carico termico sotto forma di grafico o di tabella dei singoli componenti la centrale, relativi all'anno analizzato;
- una quantificazione dell'energia primaria impiegata, dell'energia elettrica prodotta e del calore effettivamente utilizzato;
- l'indicazione del numero e della durata delle operazioni di accensione e spegnimento della linea turbogas nonché delle relative emissioni massiche di NO_x prodotte.

La Relazione sarà redatta utilizzando, laddove esistenti, le indicazioni della BATC-LCP, che saranno espressamente richiamate.

La Relazione sarà integrata nel Report annuale obbligatorio secondo le indicazioni del PMC.

9.4.3. Emissioni in atmosfera non convogliate

(21) Al fine di contenere le emissioni diffuse, non convogliate, il Gestore deve rispettare il “Programma di verifica e manutenzione periodica (LDAR)”, finalizzato all'individuazione delle perdite e alla riparazione e dovrà essere condiviso da ISPRA nell'ambito del Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC). Il Programma deve indicare le metodiche di controllo e la frequenza di verifica. I risultati ottenuti saranno riportati nel Report annuale obbligatorio.

I dati devono essere distinti in: Metano equivalente (per le emissioni di COV e gas naturale) e Ammoniaca.

9.4.4. Qualità dei combustibili

Gas naturale. Il gestore deve provvedere, con frequenza semestrale, ad effettuare il controllo delle caratteristiche del gas naturale, in particolare del contenuto di zolfo (come S) e del potere calorifico inferiore.

Gasolio. Considerato l'impiego sporadico, connesso a eventuali situazioni di emergenza e avvii al fine della verifica della funzionalità delle unità installate (n° 3 gruppi elettrogeni e n.1 pompa antincendio), si ritiene sufficiente l'invio all'Autorità di Controllo di una certificazione recente del fornitore.

9.5. EMISSIONI IN ACQUA

(22) Al fine di mantenere uno stato ambientale dei corpi idrici sotterranei inalterato, come da monitoraggio ambientale⁸ dei corpi idrici nel territorio di Torino e del Comune di Collegno, il Gestore, risulta aver adempiuto alle prescrizioni in materia di gestione delle acque del giudizio di compatibilità ambientale e del decreto di AIA sotto Riesame.

Gli scarichi SF1 (acque bianche) e SF2 (acque nere) sono convogliati nelle reti fognarie gestite da SMAT (Società Metropolitana Acque Torino S.p.A.) e sottostanno al “Regolamento del servizio

⁸ Piano di Tutela delle Acque (PTA), D.C.R. 117-10731 del 13 marzo 2007. Il 20 luglio 2018 con D.G.R. n. 28-7253 la Giunta Regionale del Piemonte ha adottato il Progetto di Revisione del PTA.



idrico integrato”⁹ che disciplina i rapporti contrattuali con gli utenti.

I BAT-AEL si riferiscono agli scarichi diretti in un corpo idrico ricevente nel punto d'uscita dall'installazione (Decisione di Esecuzione 2017/1442, BATC-LCP).

L'impianto IREN non dà origine a scarichi diretti di acque in corpi idrici, per cui la D. E. 2017/1442 non fissa limiti o prescrizioni specifiche. Per il parametro SST viene tuttavia qui fissato un limite inferiore a quello massimo previsto dalla normativa statale.

22.1. Lo scarico SF1 (acque bianche) è convogliato nella “fognatura bianca”. Il Regolamento S.I.I. chiarisce che:

“Nelle zone munite di fognature separate, le acque non inquinate non devono essere convogliate all'impianto centrale e quindi non possono essere scaricate in fognatura nera e/o mista in quanto le stesse potrebbero produrre un sovraccarico della rete fognaria ed una diluizione del liquame con conseguente ricaduta sulle reti ed impianti di depurazione terminali, ma devono essere convogliate in fognatura bianca. Più precisamente, sono considerate acque non inquinate:

*...
3) le acque di pioggia provenienti da superfici impermeabili, tetti, terrazze e strade urbane;*

*....
Se le condizioni idrogeologiche lo consentono, le acque non inquinate devono essere evacuate direttamente in ambiente.”*

Per l'impianto in esame è rilevante solo il punto 3) sopra.

22.2. Lo scarico SF2 (acque nere) deve essere convogliato nella fognatura nera (o fognatura mista) allacciate a un impianto di depurazione centrale gestite da SMAT (Società Metropolitana Acque Torino S.p.A.) e sottostanno al Regolamento S.I.I, il quale stabilisce che:

“SMAT emette parere nell'ambito dei procedimenti di competenza della Città Metropolitana di Torino, per il rilascio ... delle autorizzazioni integrate ambientali (AIA) e delle altre autorizzazioni uniche rilasciate ai sensi del D. Lgs. 152/06 e successive integrazioni e modificazioni. Tutti gli scarichi di acque reflue industriali aventi come recapito finale le reti fognarie per le acque reflue urbane dell'ATO 3, sono ammessi nel rispetto dei limiti quali-quantitativi previsti dal presente Regolamento e purché siano esplicitamente autorizzati ai sensi della normativa vigente. In generale gli scarichi di acque reflue industriali debbono rispettare i limiti previsti dalla Tabella 3 - scarico in pubblica fognatura - dell'allegato 5 alla parte terza del D. Lgs. 152/06 salvo per quanto previsto ai successivi articoli.”

INFORMAZIONI SUI CORPI RECETTORI DEGLI SCARICHI IDRICI				
Scarico finale	Recettore			
	Tipologia	Nome	Riferimento	Gestore dello scarico
SF1	Fognatura	Collettore SMAT Torino	Fognatura bianca	SMAT Torino S.p.a
SF2	Fognatura	Collettore SMAT Collegno	Fognatura nera	SMAT Torino S.p.a

Le acque di scarico e le rispettive reti di raccolta sono distinte in meteoriche, domestiche e industriali. Per il controllo degli inquinanti pertinenti relativi scarichi, si individuano i seguenti pozzetti parziali:

- pozzetto **MN**: per le acque di seconda pioggia; parametri da misurare: pH, Idrocarburi Totali, Solidi Sospesi Totali;
- pozzetto **ML**: per le acque di prima pioggia, nel rispetto del “Regolamento del servizio idrico integrato” che disciplina i rapporti contrattuali fra la SMAT (Società Metropolitana Acque Torino S.p.A.) e i singoli utenti; parametri da misurare e inquinanti: pH, Cloruri, Azoto ammoniacale

⁹ Il Regolamento è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione in data 13 giugno 2017 e dallo stesso aggiornato in data 20 dicembre 2018.



(come NH₄), Idrocarburi Totali, Grassi e olii animali/vegetali, BOD₅, COD, Solidi Sospesi Totali;

- pozzetto **AD**: per le acque domestiche (acque provenienti dai servizi igienico-sanitari, che devono essere conformi al “Regolamento del servizio idrico integrato”;
- pozzetto **AL**: per le acque di processo provenienti dal sistema automatico di neutralizzazione; i parametri inquinanti riportati in Tabella III Allegato 5 Parte 3a del D.Lgs. 152/06. Per le acque di processo il limite per i solidi sospesi è di 80 mg/L;

Scarico parziale	Recapito scarico finale	Inquinanti	Sostanza pericolosa ai sensi della Parte III del D.Lgs. 152/06			Limite AIA (mg/l)
			NO	Tab. 5 all.5	Tab 1/A all. 1 - A.2.6. (P/PP)	Discontinuo
MN	SF1 ^a	pH	X			5,5-9,5
		SST	X			200
		Idrocarburi totali	X			10
ML	SF2 ^a	pH	X			5,5-9,5
		solidi sospesi totali	X			80
		BOD ₅ (come O ₂)	X			250
		COD (come O ₂)	X			500
		Cloruri	X			1200
		Azoto ammoniacale (come NH ₄)	X			30
		Grassi e olii animali/vegetali	X			40
		Idrocarburi totali	X			10
AD	SF2	Regolamento del servizio idrico integrato, gestore SMAT.				
AL	SF2 ^b	Tabella 3, allegato 5, parte III, D.Lgs. 152/06				Limiti da Tab. 3, all. 5, parte III, D.Lgs. 152/06
		pH				5,5-9,5
		Temperatura				
		Materiali grossolani	x			assenti
		Solidi sospesi totali	x			80
		BOD ₅ (come O ₂)	x			250
		COD (come O ₂)	x			500
		Alluminio	x			2,0
		Arsenico		x		0,5
		Bario	x			-
		Boro	x			4
		Cadmio		x	PP	0,02
		Cromo totale		x		4
		Cromo esavalente		x		0,2
		Ferro	x			4
		Manganese	x			4
		Mercurio		x	P	0,005
		Nichel		x	P	4
		Piombo		x	P	0,3
		Rame		x		0,4
		Selenio		x		0,03
		Stagno				-
		Zinco		x		1,0
		Cianuri totali	x			1,0
		Cloro attivo libero	x			0,3
		Solfuri	x			2
		Solfiti	x			2
		Solfati	x			1000
		Cloruri	x			1200
		Fluoruri	x			12



	Fosforo totale	x			10
	Azoto ammoniacale	x			30
	Azoto nitroso	x			0,6
	Azoto nitrico	x			30
	Grassi e oli animali vegetali	x			40
	Idrocarburi totali	x			10
	Fenoli	x			1
	Aldeidi	x			1
	Solventi organici aromatici		x		0,2
	Solventi organici azotati		x		0,1
	Tensioattivi totali	x			2
	Solventi clorurati	x			1
	Pesticidi fosforati	x			0,1
	Pesticidi totali	x			0,1
	- Aldrin	x			0,01
	- Dieldrin	x			0,01
	- Endrin	x			0,002
	- Isodrin	x			0,002
	Escherichia coli	x			-

a) *Frequenza del controllo: semestrale; i valori di concentrazione sono calcolati come media di analisi semestrali.*

b) *Frequenza del controllo: trimestrale; i valori di concentrazione sono calcolati come media di analisi trimestrali.*

9.6. SUOLO E SOTTOSUOLO

(23) Il Gestore deve adottare i seguenti principali accorgimenti per contenere potenziali fenomeni di contaminazione delle acque da spillamenti oleosi o sversamenti di materie prime:

- le aree attorno ai serbatoi dei generatori diesel e della pompa antincendio, che comprendono anche pompe, filtri, giunzioni flangiate e tubazioni, devono essere dotate di pozzetto di raccolta con sistemi di pompaggio per l'invio di: acque idrocarburiche (oleose/gasolio) all'impianto di trattamento (disoleatore) a pacchi lamellari; eventuali spanti/perdite di gasolio/olio lubrificante saranno raccolti nell'apposito serbatoio della capacità di circa 50 m³;
- tutte le attrezzature con sistemi di lubrificazione ad olio, anche se localizzati in aree chiuse e protette dalla pioggia, devono essere dotati di bacini di contenimento dimensionati opportunamente in funzione dei potenziali sversamenti;
- per tutti gli altri componenti (che contengono olio lubrificante e che sono esposti alla pioggia, devono essere previste aree di collettamento che drenino verso l'impianto di trattamento per gravità o mediante sistemi di pompaggio/trasferimento;
- tutti gli stoccaggi di materie prime potenzialmente inquinanti devono essere dotati di bacini di contenimento opportunamente dimensionati per la raccolta di eventuali sversamenti.

Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata.

(24) Considerato il rischio di inquinamento della falda superficiale, da cui avviene il prelievo di acqua ad uso industriale mediante n. 2 pozzi nel sito della centrale, per la presenza di una discarica di rifiuti pericolosi limitrofa alla Centrale, risulta necessario mantenere il monitoraggio, con frequenza semestrale, mediante prelievi dai pozzi esistenti S1 e S2, al fine della caratterizzazione chimica della qualità dell'acqua di falda, a monte e a valle della Centrale, rispetto al flusso prevalente.

Nel Report annuale deve essere approfondita l'evoluzione degli inquinanti più significativi nel tempo, evidenziandone graficamente le eventuali derive.



9.7. RIFIUTI

(25) La gestione dei rifiuti deve essere basata sui principi di riduzione, riutilizzo e riciclaggio, in modo da minimizzare la quantità di rifiuti prodotti e da ridurre l'impatto sull'ambiente, in fase di deposito e movimentazione. La gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto IREN avviene secondo il criterio temporale del deposito temporaneo dell'art. 183 comma 1, lett. bb) del D.Lgs. 152/06.

- 1) Le aree di deposito dei rifiuti sono quelle indicate come R1 e R2 nella planimetria presentata nell'istanza di Riesame (*All. B22: Planimetria dell'installazione con individuazione delle aree per lo stoccaggio dei rifiuti e delle materie prime ausiliarie*).

La produzione di rifiuti non già nell'elenco fornito dal Gestore (Scheda B.11.2 Produzione di rifiuti alla capacità produttiva) nella domanda di AIA e le variazioni dei siti di deposito rispetto a quelle autorizzate devono essere comunicate a ISPRA e all'A.C., allegando la nuova planimetria delle aree di deposito.

- 2) Lo SGA deve contenere una specifica procedura per la gestione dei rifiuti prodotti dall'impianto.
- 3) Tutti i rifiuti prodotti devono essere identificati con i codici dell'Elenco Europeo dei rifiuti (CER), al fine di individuare le modalità di gestione e smaltimento più adeguate alla provenienza e alle loro caratteristiche chimico-fisiche.
- 4) Il Gestore deve effettuare una tantum la caratterizzazione chimico-fisica dei rifiuti prodotti, e anche in caso di modifiche nel processo di produzione e/o materie prime ed ausiliarie che possano determinare modifiche dei codici o della composizione dei rifiuti.
- 5) Il campionamento dei rifiuti, ai fini della loro caratterizzazione chimico-fisica, deve essere effettuato in modo tale da ottenere un campione rappresentativo secondo le norme UNI 10802. Le analisi dei campioni dei rifiuti devono essere effettuate secondo metodiche standardizzate o riconosciute valide a livello nazionale, comunitario o internazionale.
- 6) Il conferimento dei rifiuti deve rispettare la normativa di settore, in particolare il Gestore è tenuto a verificare che il soggetto a cui vengono consegnati i rifiuti sia in possesso delle necessarie autorizzazioni valide per i codici CER dei rifiuti prodotti.
- 7) I rifiuti prodotti vanno annotati sul registro di carico e scarico secondo quanto disciplinato dall'articolo 190 del D. Lgs. 152/2006 e durante il loro trasporto devono essere accompagnati dal formulario di identificazione. I rifiuti pericolosi devono essere imballati ed etichettati in conformità alla normativa ADR in materia di sostanze pericolose.

- 8) Le aree di deposito dei rifiuti devono essere:

- a) chiaramente distinte da quelle utilizzate per lo stoccaggio delle materie prime, sottoprodotti e altro;
- b) organizzate in zone suddivise per ciascuna tipologia di rifiuto (codice CER), distinguendo le aree dedicate ai rifiuti non pericolosi da quelle per rifiuti pericolosi, che devono essere opportunamente separate. I contenitori devono essere raggruppati per tipologie omogenee di rifiuti e disposti in maniera tale da consentire una facile ispezione, l'accertamento di eventuali perdite e la rapida rimozione di eventuali contenitori danneggiati. I rifiuti con caratteristiche fra loro incompatibili (suscettibili, cioè, di reagire tra di loro) devono essere tenuti ben separati, in modo da evitare che possano venire in contatto, anche in caso di sversamenti accidentali, rotture dei contenitori, caduta o altre cause,
- c) contrassegnate da idonea segnaletica di sicurezza (Titolo V del D.Lgs. n. 81/08), ben visibile per dimensioni e collocazione, indicanti le norme per la manipolazione dei rifiuti e per il contenimento dei rischi per la salute dell'uomo e per l'ambiente; devono, inoltre, essere riportati i codici CER, lo stato fisico e la pericolosità dei rifiuti stoccati; atta ad identificare la tipologia di materiale in stoccaggio, i principali rischi nonché i divieti e le prescrizioni da osservare. I recipienti, fissi e mobili, devono essere opportunamente contrassegnati con etichette o targhe,



- apposte sui recipienti stessi, e i contenitori con preparati pericolosi devono essere muniti dell'etichettatura (pittogramma o simbolo sul colore di fondo) corrispondente (All. XXVI, D.Lgs. n.81/08);
- d) realizzate con pavimentazione impermeabilizzata e resistente all'attacco chimico dei rifiuti e ad un'altezza da terra idonea ad evitare problemi in caso di esondazioni per eventi meteorici anche eccezionali;
 - e) dotate di coperture fisse o mobili in grado di proteggere i rifiuti dagli agenti atmosferici (irraggiamento diretto dei contenitori con conseguenti pericoli di surriscaldamento e formazione prodotti gassosi, trasporto eolico, acque piovane). Qualora il deposito sia ubicato in locali chiusi, è necessario garantire un'aerazione permanente adeguata;
 - f) realizzate e gestite in modo che tutte le acque di meteoriche (prima e seconda pioggia) eventualmente entrate in contatto con i rifiuti, anche parzialmente lisciviabili, siano coltate ed inviate un impianto di trattamento reflui o stoccate come rifiuti;
 - g) dimensionate in modo tale da poter contenere ogni possibile spandimento di materiale contaminato;
 - h) oggetto di regolari ispezioni per verificare il rispetto dei limiti di volume, durata di permanenza con sistema di contenimento descritto capace di raccogliere e convogliare le acque di dilavamento e gli eventuali sversamenti accidentali, con divieto di svolgere lavori che comportino l'uso di fiamme libere o attività che possano potenzialmente produrre scintille senza l'adozione di idonee precauzioni.
- 9) I contenitori/serbatoi di rifiuti allo stato liquido devono:
- a) possedere sistemi di captazione degli eventuali sfiati, che devono essere inviati ad apposito sistema di abbattimento, tenuto conto del volume complessivo, della tensione di vapore e della pericolosità e soglia di odore;
 - b) riservare un volume residuo di sicurezza pari al 10% della capacità geometrica del singolo serbatoio;
 - c) essere provvisti di segnalatori di livello ed opportuni dispositivi anti-traboccamento; se dotati di tubazioni di troppo pieno, lo scarico deve essere convogliato in apposito contenitore;
 - d) puliti e nuovi, ovvero ispezionati ad intervalli regolari e che di tali ispezioni, sia mantenuta traccia scritta, che attesti che essi sono idonei all'utilizzo;
 - e) essere resistenti alle sostanze (e alle miscele di sostanze) stoccate; tali devono essere anche i supporti dei serbatoi, le tubazioni, le manichette flessibili e le guarnizioni;
 - f) dotati di sistemi di chiusura, accessori e dispositivi atti ad effettuare, in condizioni di sicurezza, le operazioni di riempimento, di travaso e di svuotamento;
 - g) collocati all'interno di opportune vasche o "bacini di contenimento"; per le dimensioni di tali bacini occorre riferirsi alle seguenti indicazioni: - se lo stoccaggio dei rifiuti liquidi avviene in un serbatoio fuori terra, il bacino deve avere capacità pari all'intero volume del serbatoio; - qualora vi siano più serbatoi e/o contenitori, potrà essere realizzato un solo bacino di contenimento di capacità almeno uguale alla terza parte di quella complessiva effettiva dei serbatoi stessi. In ogni caso, il bacino deve essere di capacità pari a quella del più grande dei serbatoi;
- 10) Il Gestore deve comunicare all'Autorità Competente, all'interno del Report annuale, le quantità di rifiuti prodotti in tonn/anno e come quantità specifiche in massa/MWh prodotta e le percentuali di recupero, relative all'anno precedente.
- 11) Presso l'impianto deve essere tenuto un quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata; in alternativa, questi possono essere registrati su un apposito sistema informatico/software gestionale accessibile dall'impianto.



9.8. EMISSIONI SONORE E VIBRAZIONI

- (26) Devono essere adottati gli accorgimenti tecnici necessari a garantire il rispetto dei limiti previsti dal DPCM 14/11/1997, nonché dei limiti differenziali limitatamente ai nuovi impianti ai sensi della Circolare Ministro dell'Ambiente 06/09/04.

Il gestore deve effettuare appropriate campagne di misura per la verifica dei livelli sonori durante l'esercizio della centrale nelle condizioni più gravose, ricercando la presenza di componenti tonali. Le modalità di esecuzione di dette campagne, l'ubicazione dei punti di misura e le modalità di trasmissione dei dati, saranno concordate con ARPA e con ISPRA. Sulla base delle risultanze dei monitoraggi, il gestore deve, se del caso, realizzare i necessari interventi tecnici/gestionali di mitigazione.

Per dare continuità alle campagne di controllo dovranno essere ripetute per più anni le misure presso gli stessi ricettori, privilegiando i ricettori in cui siano stati misurati valori prossimi ai limiti. I risultati delle misurazioni andranno trasmesse ad ARPA Piemonte.

La frequenza delle campagne di misura e le modalità di trasmissione dei risultati a ISPRA sono stabilite nel PMC (Piano di Monitoraggio e Controllo).

9.9. MANUTENZIONE, DISFUNZIONAMENTI, GUASTI ED EVENTI INCIDENTALI

- (27) Il Gestore deve operare in modo da minimizzare la frequenza e gli effetti degli eventi incidentali, compresi malfunzionamenti e guasti. Deve operare, pertanto, tenendo conto delle normali esigenze di manutenzione e di possibili malfunzionamenti, operando scelte che consentano, compatibilmente con le regole di buona pratica e di economia, la disponibilità di apparecchiature di riserva finalizzata all'effettuazione degli interventi di manutenzione, ovvero a fronteggiare prontamente eventi di malfunzionamento evitando effetti ambientali di rilievo.

- 12) Presso l'impianto deve essere tenuto apposito quaderno di manutenzione sul quale devono essere annotati gli interventi di manutenzione ordinaria, straordinaria e programmata; in alternativa, questi possono essere registrati su un apposito sistema informatico/software gestionale accessibile dall'impianto. Il Gestore dovrà registrare le attività di manutenzione effettuate per ridurre significativi effetti ambientali.

A tal fine il Gestore deve dotarsi di apposite procedure per la gestione degli eventi incidentali anche sulla base della serie storica degli episodi già avvenuti. A tal proposito si considera, in particolare, una violazione di prescrizione autorizzativa il ripetersi di rilasci incontrollati di sostanze inquinanti nell'ambiente secondo sequenze di eventi incidentali e di conseguenti malfunzionamenti, già sperimentati in passato, ai quali non è stata posta la necessaria attenzione in forma preventiva con interventi strutturali e gestionali.

Tutti gli eventi incidentali, compresi malfunzionamenti e guasti di particolare rilievo e impatto sull'ambiente, e comunque per eventi che determinano potenzialmente il rilascio di sostanze pericolose nell'ambiente, il Gestore ha l'obbligo di comunicazione immediata scritta (per mail e/o fax e nel minor tempo tecnicamente possibile) all'Autorità Competente e all'Ente di controllo, nonché alla Città Metropolitana, al Comune e ad ARPA, secondo le regole stabilite nel Piano di Monitoraggio e Controllo.

Inoltre, fermi restando gli obblighi in materia di protezione dei lavoratori e della popolazione derivanti da altre norme, il Gestore ha l'obbligo di mettere in atto tutte le misure tecnicamente perseguibili per arrestare gli eventi di rilascio in atmosfera, e per ripristinare il contenimento delle sostanze inquinanti.

Il Gestore, inoltre, deve accertare le cause dell'evento e mettere immediatamente in atto tutte le misure tecnicamente possibili per misurare, ovvero stimare, la tipologia e la quantità degli inquinanti che sono stati rilasciati nell'ambiente e la loro destinazione.

Sono fatte salve tutte le prescrizioni, oneri ed obblighi derivanti dalla normativa in vigore.



9.10. DISMISSIONE E RIPRISTINO DEI LUOGHI

- (28) In relazione ad una eventuale dismissione di tutta o parte della centrale termoelettrica, il Gestore, tre anni prima della scadenza prevista, dovrà trasmettere all'Autorità competente un piano di bonifica e recupero ambientale del sito, finalizzato a un ripristino delle condizioni iniziali.

Nel progetto dovrà essere compreso un Piano di Indagini atte a caratterizzare la qualità dei suoli e delle acque sotterranee delle aree dismesse e a definire gli eventuali interventi di bonifica, nel quadro delle indicazioni degli obblighi dettati dal D.Lgs. 152/06 e s.m.i.

9.11. PRESCRIZIONI DERIVANTI DA ALTRI PROCEDIMENTI AUTORIZZATIVI

- (29) Restano a carico del Gestore, che si intende tenuto a rispettarle, tutte le prescrizioni derivanti da altri procedimenti autorizzativi che hanno dato origine ad autorizzazioni non sostituite dall'autorizzazione integrata ambientale.

In particolare restano valide tutte le prescrizioni di cui al decreto di compatibilità ambientale DSA-DEC-2009-0000245 del 03.04.2009.

Inoltre, per quanto riguarda le autorizzazioni sostituite dall'Autorizzazione Integrata Ambientale, sopravvivono a carico del Gestore tutte le prescrizioni sugli aspetti non espressamente contemplati nell'AIA, ovvero che non siano con essa in contrasto.

9.12. SALVAGUARDIE FINANZIARIE E SANZIONI

- (30) Ferma restando l'applicazione delle norme sanzionatorie definite dal D.Lgs. n. 152 del 2006, il rilascio dell'AIA comporta l'assolvimento, da parte del Gestore, di obblighi di natura economica. Il Decreto 6 marzo 2017, n. 58, del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di concerto con il Ministro per lo Sviluppo Economico e con il Ministro dell'Economia e delle Finanze, disciplina le modalità, anche contabili, a carico dei Gestori e relative alle tariffe istruttorie e ai controlli programmati dall'Autorità di Controllo (ISPRA).

Alcune modalità di gestione dei rifiuti potrebbero, inoltre, comportare l'obbligo di garanzie finanziarie a carico del Gestore.

9.13. AUTORIZZAZIONI SOSTITUITE

- (31) Il parere di cui al presente procedimento sostituisce il parere allegato e parte integrante del Decreto AIA, Prot. DSA-DEC-2009-0001805 del 26/11/2009 (G.U. It. Serie Gen. del 4 gennaio 2010) e s.m.i.

9.14. DURATA, RINNOVO E RIESAME

- (32) Rilevato che il Gestore dispone di registrazione EMAS (Regol. CE 1221/2009 e s.m.) per la centrale termoelettrica Torino Nord, la presente Autorizzazione Integrata Ambientale **ha durata di anni 16**, ricorrendo le condizioni di cui al comma 8 dell'art. 29-octies del D.Lgs. 152/2006:

“8. Nel caso di un'installazione che, all'atto del rilascio dell'autorizzazione di cui all'articolo 29-quater, risulti registrata ai sensi del regolamento (CE) n. 1221/2009, il termine di cui al comma 3, lettera b), è esteso a sedici anni.”

La validità della presente AIA si riduce automaticamente alla durata indicata dall'art. 29-octies di mancato rinnovo o decadenza delle certificazioni suddette.

In caso di decadenza anticipata, non rinnovata, della Certificazione, la scadenza dell'AIA viene parimenti anticipata; viene fatta salva la durata ordinaria di dieci anni.

In ogni caso il Gestore è obbligato a comunicare tempestivamente eventuali variazioni delle certificazioni di cui sopra all'Autorità Competente.



32.1. In virtù del D.Lgs. 152/2006, art. 29-octies, il Gestore prende atto di quanto riportato nei par. 3) e 4):

“3. Il riesame con valenza, anche in termini tariffari, di rinnovo dell'autorizzazione è disposto sull'installazione nel suo complesso:

a) entro quattro anni dalla data di pubblicazione nella Gazzetta Ufficiale dell'Unione europea delle decisioni relative alle conclusioni sulle BAT riferite all'attività principale di un'installazione;

b) quando sono trascorsi 10 anni dal rilascio dell'autorizzazione integrata ambientale o dall'ultimo riesame effettuato sull'intera installazione.

4. Il riesame è inoltre disposto, sull'intera installazione o su parti di essa, dall'autorità competente, anche su proposta delle amministrazioni competenti in materia ambientale, comunque quando:... omissis (ndr. ricorrano le condizioni delle lettere da a) a e).”

10. PIANO DI MONITORAGGIO E CONTROLLO

(33) Il Piano di Monitoraggio e Controllo (PMC) proposto da ISPRA - quale autorità di controllo – sulla base del Parere Istruttorio Conclusivo (PIC) costituisce parte integrante del Decreto di AIA. Nell'attuazione di suddetto piano, il Gestore ha l'obbligo di dare le seguenti comunicazioni:

- trasmissione ad ISPRA e ARPA, alla Città Metropolitana e ai Comuni interessati delle Relazioni periodiche previste dal PMC;
- comunicazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, dell'eventuale non rispetto delle prescrizioni contenute nell' AIA;
- tempestiva informazione ad ASL ed al sindaco/i del/i comune/i territorialmente competente, ed agli altri enti di controllo, relativa a malfunzionamenti o incidenti, e conseguenti effetti ambientali generatisi.

Le modalità per le suddette comunicazioni, le modalità di analisi, le relative frequenze e quanto altro necessario per i controlli gestionali, campionamenti e analisi sono contenute nel PMC. Il PMC terrà conto dei protocolli condivisi dal Gestore con gli Enti locali, quali il *"Protocollo di segnalazione delle situazioni di superamento dei limiti di emissione in atmosfera"* al fine di evitare duplicazioni di adempimenti.

Le comunicazioni ed i rapporti debbono sempre essere firmati dal Gestore dell'impianto.

- (34) Fatti salvi tutti gli obblighi di legge, la tipologia dei parametri da monitorare, la frequenza e la durata del monitoraggio siano proporzionati alla natura, all'ubicazione, alle dimensioni dell'impianto ed alla significatività dei suoi effetti sull'ambiente. Al fine di evitare una duplicazione del monitoraggio, si utilizzino, se del caso, i dati di controlli esistenti derivanti dall'attuazione di altre pertinenti normative.
- (35) Fermo restando quanto previsto dal d.lgs. 152/2006, il Gestore ha l'obbligo di notifica delle eventuali modifiche che intende apportare all'impianto definite nel PIC e delle modalità di controllo stabilite dal PMC.