

**Osservazioni sulla procedura di riesame dell'AIA per la centrale  
termoelettrica "Luminosa" di Benevento prodotte nell'ambito  
della nomina a rappresentante della Provincia di  
Benevento nella Commissione IPPC  
(Decreto del Presidente della Provincia n. 15 del 4/6/2021)**

**1. La tipologia di impianto**

L'impianto proposto è una centrale termoelettrica (CTE) con alimentazione a gas naturale e tecnologia del tipo "a ciclo combinato", nella quale la conversione dell'energia chimica posseduta dal gas naturale in energia elettrica avviene combinando un ciclo in turbina a gas e un ciclo in turbina a vapore. Proponente dell'impianto è la Luminosa Energia srl di Napoli.

Il sito su cui si intende costruire la centrale fa parte dell'area ASI di Ponte Valentino, zona "Z4" nel comune di Benevento, ed è catastalmente identificato ai ff. 19 (partt. 105, 106 e 420) e 21 (partt. 7, 42, 132, 133, 318 e 320). Tale sito ha un'estensione di 23 500 m<sup>2</sup>, di cui 8 900 m<sup>2</sup> destinati ad essere coperti, 5 000 m<sup>2</sup> destinati ad essere scoperti ma pavimentati. Peraltro, nella documentazione presentata si indica che il lotto interessato dalla centrale complessivamente ha un'estensione di oltre 100 000 m<sup>2</sup>.

Va poi osservato che la realizzazione della CTE comporterà anche la realizzazione di alcune opere connesse di significativa rilevanza. In particolare occorrerà realizzare un tratto di gasdotto interrato lungo ca. 4.8 km, avente diametro nominale di 16 pollici (corrispondenti a ca. 40 cm) e progettato per operare ad una pressione massima di esercizio pari a 75 bar, che collegherà la centrale alla rete nazionale dei gasdotti gestita da SNAM SpA (tratto di gasdotto denominato "Benevento-Cisterna"), e si estenderà nei territori dei comuni di Pietrelcina (BN) e Benevento. Altresì, andrà realizzato un collegamento sotterraneo ad alta tensione "in

antenna” della lunghezza di ca. 2.5 km che si estenderà nel comune di Benevento, e che conetterà la centrale con una realizzanda stazione elettrica di smistamento, a sua volta da collegare in “entra-esce”, mediante nuovi raccordi aerei a 380 kV, alla linea ad alta tensione di Terna SpA denominata “Benevento II – Foggia”.

La CTE avrà una potenza termica di ca.  $680 \text{ MW}_{\text{th}}$ , corrispondenti ad un consumo di di gas naturale di ca.  $18.3 \text{ Nm}^3/\text{s}$ , ovvero ca. 50 tonn./ora. La potenza elettrica lorda ottenibile è indicata in ca.  $385 \text{ MW}_{\text{el}}$ , a cui corrisponde una potenza netta (detratti gli autoconsumi interni della centrale) di ca.  $375 \text{ MW}_{\text{el}}$ , per un’efficienza prevista nella conversione di energia termica in elettrica del 55.1%. Il fattore emissivo di  $\text{CO}_2$  deducibile da questi dati, considerando il fattore di emissione nazionale per il gas naturale<sup>1</sup> e l’efficienza ora menzionata, è di  $367 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{el}}$ : questo valore è inferiore di circa l’11% rispetto alla media nazionale del parco termoelettrico ( $410 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{el}}$ ), ma è superiore di circa il 18% rispetto alla media del settore elettrico nel suo complesso ( $312 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MWh}_{\text{el}}$ ), la quale riflette il significativo impegno nazionale nel settore delle fonti energetiche rinnovabili.

Per l’intero anno viene stimato il funzionamento a pieno carico per 8000 ore (disponibilità superiore al 90%), e quindi la produzione di ca.  $3.1 \text{ TWh}_{\text{el}}$ , a fronte di un consumo di oltre 520 milioni di  $\text{Nm}^3$  di gas naturale (corrispondenti ad oltre 410 000 tonnellate) e dell’emissione in atmosfera di circa 1.1 milioni di tonnellate di  $\text{CO}_2$ .

In considerazione però di una delle prescrizioni contenute nel Decreto di compatibilità ambientale (Decreto prot. DSA-DEC-2008-708 dell’1/8/2008, prescrizione 2.b), il funzionamento è stato previsto anche in “assetto cogenerativo”, prevedendo cioè di utilizzare parte dell’energia termica prodotta dalla combustione del gas naturale per fornire calore agli altri impianti presenti nell’area ASI di Ponte Valentino. In questa configurazione la potenza termica ceduta all’esterno sarebbe di ca.  $50 \text{ MW}_{\text{th}}$  e la potenza elettrica netta ottenibile scenderebbe a ca.  $360 \text{ MW}_{\text{el}}$ . In corrispondenza di questi valori l’efficienza nella conversione in energia elettrica sarebbe del 52.9% (ma l’efficienza complessiva nell’uso del combustibile, considerando i  $50 \text{ MW}_{\text{th}}$  ceduti all’esterno, sarebbe del 60.3%), e il fattore emissivo della  $\text{CO}_2$

---

<sup>1</sup> La “Tabella parametri standard nazionali” pubblicata dal Ministero della Transizione Ecologica ([www.mite.gov.it/pagina/monitoraggio-delle-emissioni-di-gas-ad-effetto-serra-gli-impianti-stazionari](http://www.mite.gov.it/pagina/monitoraggio-delle-emissioni-di-gas-ad-effetto-serra-gli-impianti-stazionari)) indica per il gas naturale un fattore emissivo pari a ca.  $65.2 \text{ kg}_{\text{CO}_2}/\text{MJ}$ .

salirebbe a 382 kg/MWh<sub>el</sub>. Per l'intero anno, a fronte degli stessi consumi di gas naturale e delle stesse emissioni di CO<sub>2</sub> viste per la configurazione "standard", la produzione di energia elettrica scenderebbe a ca. 3.0 TWh<sub>el</sub>, ma si aggiungerebbe la produzione di ca. 400 GWh<sub>th</sub> di energia termica.

La struttura principale della centrale sarà costituita da:

- un sistema di pretrattamento (filtrazione, riduzione di pressione e preriscaldamento) del gas naturale;
- una turbina a gas della potenza di ca. 250 MW del tipo *Dry Low NO<sub>x</sub>* (DLN), a basse emissioni di ossidi di azoto (in particolare viene menzionata la turbina a gas mod. V94.3A della Ansaldo Energia SpA);
- una caldaia "a recupero" per lo sfruttamento del calore dei fumi uscenti dalla turbina, costituita da un generatore di vapore del tipo a corpo cilindrico con surriscaldamento intermedio;
- un camino per l'espulsione dei fumi alto ca. 60 m e avente diametro di ca. 7 m;
- una turbina a vapore della potenza di ca. 125 MW, da alimentare con il vapore prodotto in caldaia;
- un condensatore ad aria forzata per la condensazione del vapore scaricato dalla turbina a vapore (portata dell'aria: ca. 23 tonn./s);
- un alternatore singolo collegato alla turbina a gas e alla turbina a vapore;
- un sistema elettrico per la connessione alla rete nazionale (trasformatore elettrico Media Tensione/Alta Tensione e quadro di commutazione in Alta Tensione);
- un sistema di gestione e controllo automatico dell'impianto.

Il gas in ingresso alla centrale verrà pretrattato (in particolare verrà filtrato per rimuovere eventuali impurezze, la sua pressione verrà ridotta infine e verrà preriscaldato), miscelato con aria, e alimentato alla turbina. Qui avverrà la reazione di combustione, con conseguente aumento di temperatura e volume dei fumi, e che verranno fatti espandere lavorando contro le palette della turbina: in questo modo si avrà la conversione di una prima aliquota dell'energia chimica posseduta dal gas naturale in energia meccanica di rotazione e, tramite l'alternatore,



solidale all'albero delle due turbina, la produzione di energia elettrica. A valle della turbina i fumi, ancora significativamente caldi, verranno convogliati alla caldaia a recupero, dove acqua liquida verrà trasformata in vapore ad alta temperatura e pressione, che verrà convogliato alla turbina a vapore. Qui si ripeterà il processo ora descritto per la turbina a gas, con la generazione di ulteriore energia elettrica grazie all'accoppiamento tra la turbina a vapore e l'alternatore. A valle della caldaia i fumi saranno inviati ad un camino alto ca. 60 m, e da lì espulsi in atmosfera ad una temperatura di ca. 80°C e con una portata di ca. 740 m<sup>3</sup>/s. Il vapore in uscita dalla turbina a vapore verrà invece convogliato ad un condensatore "ad aria", dove verrà raffreddato utilizzando aria ambiente spinta da un sistema di ventilatori, e quindi tornerà allo stato liquido per rientrare, in circuito chiuso, nella caldaia. Infine la corrente elettrica, prodotta in media tensione dall'alternatore, verrà trasformata in alta tensione e inviata, a 380 kV, al collegamento alla rete di trasmissione di Terna SpA.

Accanto al ciclo principale, le operazioni ausiliarie previste sono:

- l'emungimento di acqua di pozzo e il suo trattamento finalizzato alla produzione di acqua demineralizzata, da utilizzate per reintegrare le perdite dal circuito del vapore, stimate in 6-8 m<sup>3</sup>/h; peraltro al prelievo di acqua da pozzo si aggiunge un prelievo di ca. 2 m<sup>3</sup>/h dall'esistente acquedotto che serve l'area ASI, per un consumo totale di acqua pari a 8-10 m<sup>3</sup>/h.
- la produzione, mediante una rete di compressori, di aria compressa per i servizi di impianto (ca. 400 Nm<sup>3</sup>/ora);
- l'utilizzo, in occasione degli avvii "a freddo" del ciclo combinato, di una caldaia ausiliaria (per la caldaia ausiliaria viene stimato un funzionamento per ca. 100 ore/anno);
- il collettamento e il trattamento delle acque reflue di processo (principalmente originate dalla produzione di acqua demineralizzata), meteoriche e di origine igienico-sanitaria, in vista del loro scarico nella fognatura consortile del Consorzio ASI (per alcuni flussi specifici viene invece indicata l'intenzione di disfarsene come rifiuti);
- la gestione dell'impianto antincendio e in generale della sicurezza dell'installazione.

E' importante osservare come la tecnologia "a ciclo combinato" scelta per la centrale in esame sia la stessa adottata in numerose altre centrali italiane alimentate a gas naturale e aventi dimensioni e caratteristiche analoghe. Tra queste vanno menzionate, in Campania:

- la CTE di San Giovanni a Teduccio, nel comune di Napoli (Centrale "Napoli Levante", avente potenza termica di ca. 700 MW<sub>th</sub> e operante dal 2007);
- la CTE di Sparanise, in provincia di Caserta (ca. 1 400 MW<sub>th</sub>, operante dal 2007);
- la CTE di Teverola, anche questa in provincia di Caserta (ca. 710 MW<sub>th</sub>, operante dal 2007);
- la CTE, autorizzata ma attualmente in corso di realizzazione, di Presenzano (CE), della potenza di ca. 1 480 MW<sub>th</sub>.

La numerosità di tali centrali dipende dall'ampia disponibilità di gas naturale su cui il nostro Paese può attualmente contare, dall'elevata efficienza di conversione dell'energia del combustibile in energia elettrica resa possibile dal ciclo combinato e –aspetto non secondario– dal ridotto impatto ambientale derivante dall'uso del gas naturale come combustibile<sup>2</sup>.

## **2. Quadro autorizzativo**

In quanto centrale termoelettrica avete potenza termica superiore a 300 MW<sub>th</sub>, la realizzazione e l'esercizio dell'impianto in esame in esame sono assoggettati all'"Autorizzazione Unica" del Ministero della Transizione Ecologica (MiTE) di cui al c. 1 dell'art. 1 del D.L. 7/2002 così come convertito, con modifiche, dalla L. 55/2002<sup>3</sup>.

---

<sup>2</sup> A proposito dell'impatto ambientale delle centrali turbogas ora menzionate, è opportuno ricordare che la centrale di Sparanise è stata dotata di un catalizzatore ossidativo dell'ossido di carbonio, volto a ridurre le emissioni in atmosfera di tale inquinante (cfr. il D.D. n. 55/02/2014 del 15/4/2014) e la costruenda centrale di Presenzano sarà dotata di un sistema di abbattimento catalitico degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) di tipologia SCR (cfr. il D.D. n. 55/04/2019 del 25/5/2019).

<sup>3</sup> In realtà il testo del D.L. 7/2002 menzionava il Ministero delle Attività Produttive, poi confluito nel Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE). Con il D.L. 22/2021, convertito, con modifiche, dalla L. 87/2021, le competenze energetiche originariamente in capo al MiSE sono state attribuite al MiTE.

Peraltro tale Autorizzazione, ai sensi del c. 2 dell'articolo ora citato, deve comprendere l'Autorizzazione Integrata Ambientale (AIA)<sup>4</sup> di cui al titolo III-*bis* della parte II, artt. da 29-*bis* a 29-*quattordices*, del D.Lgs. 152/2006 (nel seguito: Testo Unico dell'Ambiente, o TUA) e richiede, come condizione necessaria, l'esito positivo della Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di cui al titolo III della parte II, artt. da 19 a 29, del TUA, con la precisazione che il provvedimento favorevole di VIA «*costituisce parte integrante*» dell'autorizzazione stessa, e che l'istruttoria per il rilascio dell'Autorizzazione Unica va svolta sulla base del progetto preliminare della centrale e dello studio di impatto ambientale di cui all'art. 22 del TUA. Va a tal proposito osservato che, poiché le centrali termoelettriche aventi potenza superiore a 300 MW<sub>th</sub> sono citate sia al punto 2, primo trattino, dell'all. II alla parte II TUA che al punto 2 dell'all. XII alla stessa parte II, sia la VIA che l'AIA sono di competenza dello Stato, e quindi del MiTE.

Nel caso qui in esame:

- la VIA propedeutica al rilascio dell'autorizzazione unica, relativa anche alle opere complementari (gasdotto e allacciamento alla rete elettrica), fu rilasciata nell'ormai remoto agosto del 2008 con Decreto del Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) di concerto con il Ministro per i Beni e le Attività Culturali prot. DSA-DEC-2008-708 dell'1/8/2008, peraltro imponendo una serie di prescrizioni;
- alla VIA circa tre anni dopo fece seguito l'AIA, che fu rilasciata con D.MATTM prot. DVA-DEC-2011-421 del 26/7/2011;
- successivamente, anche sulla base della VIA e dell'AIA ora citate, il Ministero dello Sviluppo Economico (MiSE), Dipartimento per l'Energia, provvede, con Decreto

---

<sup>4</sup> L'Autorizzazione Integrata Ambientale, o AIA, è una procedura autorizzativa prevista per alcune tipologie impiantistiche, in alcuni casi in capo allo Stato e in altri alle Regioni e alle Provincie Autonome (cfr. gli all. VIII e XII alla parte II del TUA) che traduce in concreto l'approccio volto dalla "Prevenzione e alla riduzione integrate dell'inquinamento" (spesso denominato IPPC, per *Integrated Pollution Prevention and Control*) introdotto dalla Dir. 96/61/CE "sulla prevenzione e la riduzione integrate dell'inquinamento", e successivamente confermato con la Dir. 2010/75/UE "relativa alle emissioni industriali". La Dir. 2010/75/UE è stata recepita nella normativa italiana con il D.Lgs. 46/2014, che ha significativamente innovato il TUA.

Direttoriale n. 55/04/2010 del 21/12/2010, a rilasciare alla Luminosa srl di Milano l'Autorizzazione Unica ai sensi della L. 55/2002;

- a tale Decreto fece poi seguito il D.D. n. 55/05/2012 RT del 23/7/2021, con cui si confermò il D.D. 55/04/2010;
- successivamente, con il D.D. 55/03/2013 VL del 9/5/2013, fu disposta la voltura della titolarità dell'Autorizzazione Unica di cui ai DD.DD. 55/04/2010 e 55/05/2012 RT dalla Luminosa srl alla Luminosa Energia srl, che tuttora ne è la titolare;
- da ultimo (allo stato), con il D.D. n. 55/02/2020 PR del 31/7/2020, in considerazione sia del decorso di alcuni contenziosi giudiziari che avevano riguardato la centrale, che del fatto che *«il lungo decorso temporale dal rilascio del titolo autorizzativo ad oggi ha reso inevitabilmente obsoleta una parte della progettazione esecutiva dell'impianto rendendone pertanto necessario l'aggiornamento alla luce delle notevoli evoluzioni tecnologiche nel frattempo intervenute in materia di turbine a gas e del mutamento normativo in materia; detti miglioramenti tecnologici, allo stato in fase di implementazione nella predisponenda nuova progettazione esecutiva dell'impianto, renderanno possibile un significativo miglioramento delle prestazioni dell'impianto; la modifica e l'aggiornamento del lay out dell'impianto autorizzato potrà consentire l'adeguamento alle migliori tecnologie disponibili (BAT)<sup>5</sup>»,* il termine ultimo per l'avvio dei lavori di realizzazione della centrale è stato fissato al

---

<sup>5</sup> Il termine "BAT" è l'acronimo dell'espressione inglese *Best Available Techniques* (migliori tecniche disponibili), e nella lett. *L-ter* del c. 1 dell'art. 5 del TUA è definito come *«la più efficiente e avanzata fase di sviluppo di attività e relativi metodi di esercizio indicanti l'idoneità pratica di determinate tecniche a costituire, in linea di massima, la base dei valori limite di emissione e delle altre condizioni di autorizzazione intesi ad evitare oppure, ove ciò si riveli impossibile, a ridurre in modo generale le emissioni e l'impatto sull'ambiente nel suo complesso; nel determinare le migliori tecniche disponibili, occorre tenere conto in particolare degli elementi di cui all'all. XI [alla parte II del TUA]; si intende per:*

*1) tecniche: sia le tecniche impiegate sia le modalità di progettazione, costruzione, manutenzione, esercizio e chiusura dell'impianto;*

*2) disponibili: le tecniche sviluppate su una scala che ne consenta l'applicazione in condizioni economicamente e tecnicamente idonee nell'ambito del relativo comparto industriale, prendendo in considerazione i costi e i vantaggi, indipendentemente dal fatto che siano o meno applicate o prodotte in ambito nazionale, purché il gestore possa utilizzarle a condizioni ragionevoli;*

*3) migliori: le tecniche più efficaci per ottenere un elevato livello di protezione dell'ambiente nel suo complesso».*



29/10/2022, indicando poi in 36 mesi dall'avvio dei lavori il termine per la sua messa in esercizio.

### 3. Procedimento di riesame dell'AIA

Come previsto dal c. 1 dell'art. 29-octies del TUA, «l'autorità competente riesamina periodicamente l'AIA, confermando o aggiornando le relative condizioni». In particolare con il c. 3 dello stesso articolo si specifica che «il riesame [...] è disposto sull'installazione nel suo complesso:

- a) entro quattro anni dalla data di pubblicazione nella Gazz. Uff. dell'Unione Europea delle decisioni relative alle Conclusioni sulle BAT<sup>6,7</sup> riferite all'attività principale di un'installazione;
- b) quando sono trascorsi 10 anni dal rilascio dell'AIA o dall'ultimo riesame effettuato sull'intera installazione».

In particolare per i “grandi impianti di combustione” (definiti come impianti aventi potenza di combustione superiore a 50 MW<sub>th</sub>) il BRef è stato pubblicato nel 2017<sup>8</sup>, e le Conclusioni sulle BAT (BAT-C) estratte dal BRef sono state pubblicate il 17/8/2017 (Decisione di Esecuzione UE/2017/1442 della Commissione del 31/7/2017 “Che stabilisce le conclusioni sulle migliori tecniche disponibili, a norma della Dir. 2010/75/UE del Parlamento europeo e del Consiglio,

---

<sup>6</sup> Le “Conclusioni sulle BAT” sono definite dalla lett. L-ter.2 del c. 1 dell'art. 5 del TUA come «un documento adottato secondo quanto specificato al par. 5 dell'art. 13 della Dir. 2010/75/UE [“Sulle emissioni industriali”, NdR], e pubblicato in italiano nella Gazz. Uff. dell'Unione europea, 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».

<sup>7</sup> “BRef” sta per BAT Reference Document (“Documento di riferimento per le BAT”), e il BRef è definito dalla lett. L-ter.1 del c. 1 dell'art. 5 del TUA come un «documento pubblicato dalla Commissione Europea ai sensi del par. 6 dell'art. 13 della Dir. 2010/75/UE».

<sup>8</sup> T. Lecomte, J.F. Ferrería de la Fuente, F. Neuwahl, M. Canova, A. Pinasseau, I. Jankov, T. Brinkmann, S. Roudier, L. Delgado Sancho. *Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants*. Publications Office of the European Union, Lussemburgo (2017).



per i grandi impianti di combustione”; *Gazz. Uff. dell’Unione Europea* L 212/1 del 17/8/2017)<sup>9</sup>.

Pertanto, per la centrale qui in esame, nell’arco di circa tre settimane, tra il 23/7/2021 e il 17/8/2021, decorrono sia il termine di 4 anni dalla pubblicazione della Conclusione sulle BAT stabilito dalla lett. *a* del c. 3 dell’art. 28-*octies*, sia il termine di 10 anni dal rilascio dell’AIA stabilito dalla lett. *b* del medesimo comma.

#### **4. Lo stato di applicazione delle BAT individuate dalle “Conclusioni sulle BAT” per i grandi impianti di combustione**

La *ratio* della norma relativa al riesame dell’AIA indica che tale procedura va condotta sia per verificare l’effettivo allineamento di un dato impianto assoggettato ad AIA alle più recenti “migliori tecniche disponibili”, così come individuate e descritte dai gruppi di lavoro comunitari<sup>10</sup> che si provvedono alla redazione e all’aggiornamento dei *BRef* e, sulla base di questi, delle “Conclusioni sulle BAT”, sia per verificare, dopo un congruo numero di anni, il buon funzionamento dell’impianto<sup>11</sup>.

Ovviamente nel caso qui in esame il secondo motivo di riesame non avrebbe particolarmente senso, visto che nei dieci anni trascorsi dal rilascio dell’AIA originaria l’impianto non solo non ha mai funzionato, ma neppure è stato realizzato. Diverso è invece il discorso per il primo motivo di riesame (quello enunciato alla lett. *a* del c. 1 dell’art. 29-*octies*), e in effetti alla questione dell’“allineamento” tra il progetto dell’impianto qui in esame e le BAT più recenti

---

<sup>9</sup> Il Tribunale dell’Unione Europea con la sentenza del 27/1/2021 nella causa T-699/17 tra la Polonia e la Commissione ha stabilito di annullare la Decisione UE/2017/1442, stabilendo però al contempo di mantenerne gli effetti fino all’entrata in vigore, «entro un termine ragionevole che non può eccedere i dodici mesi», di un nuovo atto diretto a sostituirla. Allo stato quindi la Decisione UE/2017/1442 appare pienamente vigente.

<sup>10</sup> I *BRef* (e quindi le Conclusioni sulle BAT) sono elaborati dall’*European Integrated Pollution Prevention and Control Bureau* (EIPPCB), che è parte del Centro di Ricerca Congiunto della Commissione Europea, in un processo che vede coinvolti ricercatori dell’EIPPCB, funzionari della Commissione, rappresentanti dei settori industriali e rappresentanti delle organizzazioni non governative (p.es., organizzazioni ambientaliste). Poiché l’EIPPCB ha sede a Siviglia, il processo di redazione/aggiornamento dei *BRef* è spesso denominato “*Sevilla Process*”, ovvero “procedura di Siviglia”.

<sup>11</sup> Va peraltro segnalato che il c. 4 del già citato art. 29-*octies* indica altri motivi “straordinari” di riesame, aggiuntivi rispetto a quelli del c. 3, non pertinenti per l’impianto qui in esame.

fa esplicitamente riferimento il D.D. n. 55/02/2020 PR citato sopra, il quale appunto menziona la «predisponenda nuova progettazione esecutiva dell'impianto [che renderà] possibile un significativo miglioramento delle prestazioni dell'impianto [e che] potrà consentire l'adeguamento alle migliori tecnologie disponibili (BAT)».

Nel caso in esame, la Decisione UE/2017/1442 citata sopra individua, per gli impianti che utilizzano come combustibile gas naturale, due gruppi di BAT, le BAT da 1 a 17, dettagliatamente descritte nel capitolo 1 del documento ("Conclusioni generali sulle BAT") e le BAT da 40 a 45, dettagliatamente descritte nel capitolo 4.1 ("Conclusioni sulle BAT per la combustione di gas naturale").

**A fronte di tale situazione, la documentazione presentata dalla Luminosa Energia e resa disponibile sul sito del MiTE<sup>12</sup> è estremamente scarna, e assolutamente lontana non solo dalla progettazione esecutiva menzionata nel D.D. n. 55/02/2020 PR di proroga dell'Autorizzazione Unica di cui alla L. 55/2002, ma anche dalla progettazione preliminare che la stessa norma pone come base per il rilascio dell'Autorizzazione Unica (al c. 2 dell'art. 1 del D.L. 7/2002 convertito, con modifiche, dalla L. 55/2002).**

La documentazione ora menzionata dedica all'applicazione delle BAT il documento denominato "Scheda D" e gli allegati a tale documento raccolti nella cartella di file denominata "All. D", e tale documentazione risulta, a parere di chi scrive, seriamente carente sotto diversi profili.

In particolare, per quanto riguarda le BAT "generali":

- La **BAT 1** richiede che l'impianto sia gestito in conformità ad un Sistema di Gestione Ambientale (SGA), i cui punti salienti sono dettagliatamente indicati nell'articolato della BAT nei punti a i) a xvi), alcuni dei quali a loro volta articolati in una serie di "sotto punti"; peraltro, la BAT è strettamente connessa con alcune delle BAT successive (in particolare, cfr. la **BAT 9** sul controllo della qualità del combustibile, la **BAT 10** sul controllo dei potenziali rilasci di inquinanti, la **BAT 11**

---

<sup>12</sup> La documentazione inerente la procedura di riesame dell'AIA è pubblicamente disponibile all'indirizzo internet: <https://va.minambiente.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/1877/11319>

sul monitoraggio delle emissioni in atmosfera durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali).

A fronte di tale situazione, la Luminosa Energia rinvia ad un documento (“Certificato n. 3905430”, rilasciato da una LL-C Certification Czech Republic a.s. di Praga) che attesta l’adesione ad un SGA conforme alla norma ISO 14001:2015, il quale però si riferisce al settore della “Progettazione e consulenza per l’efficientamento energetico alle centrali elettriche”.

**E’ del tutto evidente che l’essere dotati di un Sistema di Gestione Ambientale relativo ad un’attività di progettazione e consulenza non dà assolutamente alcuna informazione sull’eventuale esistenza di un Sistema di Gestione Ambientale per l’esercizio di un impianto energetico di grandissime dimensioni, la cui esistenza è invece, e per ovvi motivi, ritenuta indispensabile dall’estensore delle Conclusioni sulle BAT!**

- La **BAT 2** indica la necessità di eseguire una prova di prestazione a pieno carico per determinare il rendimento elettrico netto e/o il consumo totale netto di combustibile della centrale in esame.
- Le **BAT 3 e 4** indicano la necessità di monitorare in continuo o periodicamente portata, concentrazione di ossigeno e concentrazione di vapore acqueo negli effluenti gassosi, e di monitorare in continuo le concentrazioni di ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) e ossido di carbonio (CO) in tali effluenti.
- La **BAT 5**, riferendosi alle caratteristiche degli effluenti liquidi originati dal trattamento degli effluenti gassosi, e non essendo la centrale qui in esame dotata di sistemi di trattamento degli effluenti gassosi, non è pertinente per tale centrale. Lo stesso discorso, per motivazioni di volta in volta differenti, vale per le **BAT 7, 8, 15, 16, 41, 43 e 45**, che per questo motivo non verranno menzionate nella disamina che segue.
- La **BAT 6** indica una serie di misure da adottare per ottimizzare la qualità della combustione, e quindi degli effluenti gassosi.
- La **BAT 9** riguarda l’adozione. Nell’ambito del SGA di cui alla **BAT 1**, di un programma di garanzia/controllo della qualità per il gas naturale utilizzato, con il



controllo periodico dei principali parametri che lo caratterizzano. **Evidentemente, mancando il SGA (cfr. il commento alla BAT 1), non è chiaro come si intenda applicare questa BAT.**

- La **BAT 10** consiste nell'elaborare e attuare, nell'ambito del sistema di gestione ambientale di cui alla **BAT 1**, un piano di gestione commisurato alla rilevanza dei potenziali rilasci di inquinanti. **Mancando il SGA (cfr. il commento alla BAT 1), non è chiaro come si intenda applicare questa BAT.**
- La **BAT 11** consiste nel monitorare adeguatamente le emissioni in atmosfera durante le condizioni di esercizio diverse da quelle normali. **Mancando il SGA (cfr. il commento alla BAT 1), non è chiaro come si intenda applicare questa BAT.**
- La **BAT 12** consiste nel massimizzare l'efficienza della centrale adottando un'adeguata combinazione di una serie di tecniche operative (ottimizzazione della combustione, ottimizzazione delle condizioni di gas e vapore nelle rispettive turbine, minimizzazione dei consumi energetici interni ecc.), elencate nelle voci da a) ad s).
- La **BAT 13** consiste nel ricorrere, per quanto possibile, al riciclo dell'acqua di processo per minimizzare i consumi complessivi di acqua. **Non è chiaro se tale BAT sia o meno applicata.**
- La **BAT 14** consiste nel tenere distinti i flussi delle acque reflue e trattarli separatamente, in funzione dell'inquinante.
- La **BAT 17** consiste nel ridurre le emissioni sonore adottando un'adeguata combinazione di una serie di tecniche (misure operative volte a ridurre i rumori, utilizzo di apparecchiature a bassa rumorosità ecc.), elencate nelle voci da a) ad e).

Per quanto invece riguarda le BAT relative agli impianti alimentati a gas naturale:

- La **BAT 40**, connessa alla **BAT 12** sull'efficienza energetica, consiste nell'utilizzare un ciclo combinato (cosa che ovviamente accade nel caso qui in esame), realizzando un'efficienza nella generazione elettrica compresa tra il 53.5% e il 58% e, nel caso di una centrale operante in assetto cogenerativo, un'efficienza complessiva nell'utilizzo del potere calorifico del combustibile compresa tra il 65% e il 95%.



Rispetto a tale BAT si osserva che se la CTE proposta operasse in assetto non cogenerativo, per il quale è prevista un'efficienza del 55.1%, la BAT sarebbe rispettata. Se invece, conformemente a quanto prescritto dal Decreto di VIA prot. DSA-DEC-2008-708 dell'1/8/2008, la centrale opererà in assetto cogenerativo, né l'efficienza della generazione elettrica (pari al 52.9%) né quella complessiva nell'utilizzo del combustibile (pari al 60.3%) saranno sufficienti a rispettare la BAT. Tale circostanza richiede un aggiornamento e/o una rivisitazione della progettazione della centrale volto ad adeguare l'efficienza energetica agli standard moderni.

- La **BAT 42** consiste nel minimizzare le emissioni in atmosfera di ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ) adottando un'adeguata combinazione di una serie di tecniche operative (utilizzo di un sistema di controllo avanzato, aggiunta di acqua/vapore, ecc.), elencate nelle voci da a) ad f).
- La **BAT 44** consiste nel minimizzare le emissioni in atmosfera di ossido di carbonio (CO) ottimizzando la combustione e/o utilizzando catalizzatori ossidanti. Rispetto a tale BAT, occorre che si precisi quali tra le tecniche elencate siano quelle effettivamente adottate.
- Infine, nella Tabella 24 della Decisione UE/2017/1442 sono individuati, per gli  $\text{NO}_x$  e il CO, i livelli di emissioni associati alle BAT (BAT-AEL, per *BAT-Associated Emission Levels*)<sup>13</sup>. In particolare per gli  $\text{NO}_x$  sono indicati l'intervallo 10-30  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media annua e l'intervallo 15-40  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media giornaliera, e per il CO è indicato l'intervallo indicativo 5-30  $\text{mg}/\text{Nm}^3$  come media giornaliera.

**A fronte dei BAT-AEL ora indicati:**

- a) appare necessario che, in sede di riesame dell'AIA vigente, siano fissati e resi vincolanti i valori emissivi ai quali la centrale proposta dovrà attenersi, come medie annue e medie giornaliere per quanto riguarda le

---

<sup>13</sup> I "BAT-AEL" sono definiti dalla lett. L-ter.4 del c. 1 dell'art. 5 del TUA come «intervalli di livelli di emissione ottenuti in condizioni di esercizio normali utilizzando una migliore tecnica disponibile o una combinazione di migliori tecniche disponibili, come indicato nelle Conclusioni sulle BAT, espressi come media in un determinato arco di tempo e nell'ambito di condizioni di riferimento specifiche».

emissioni di NO<sub>x</sub>, e come medie annue per quanto riguarda le emissioni di CO;

- b) in particolare, viste le specificità ambientali del contesto nel quale la centrale proposta andrà ad inserirsi, a chi scrive appare necessario che tali valori siano fissati scegliendo gli estremi inferiori degli intervalli ora menzionati come livelli di emissioni associati alle BAT (BAT-AEL), e quindi fissando i limiti emissivi per gli NO<sub>x</sub> a 10 mg/Nm<sup>3</sup> come media annua e a 15 mg/Nm<sup>3</sup> come media giornaliera, e il limite emissivo per il CO a 5 mg/Nm<sup>3</sup> come media annua;
- c) infine, occorre che il Proponente la centrale chiarisca se le tecnologie di cui intende dotare la centrale siano adeguate al rispetto dei limiti che verranno stabiliti, ovvero quali modifiche e/o migliorie intende adottare, non risultando assolutamente accettabili i livelli emissivi che il Proponente stesso indica nella documentazione presentata (rispettivamente, 40 mg/Nm<sup>3</sup> per gli NO<sub>x</sub> e 30 mg/Nm<sup>3</sup> per il CO).

## 5. Conclusioni

L'esame della documentazione presentata dalla Luminosa Energia srl induce ad avere serie perplessità in merito alla possibilità di procedere al riesame dell'AIA rilasciata con Decreto DVA-DEC-2011-421. Tale documentazione è infatti molto sintetica, e assolutamente lontana non solo dalla progettazione esecutiva a cui faceva riferimento il D.D. n. 55/02/2020 PR, ma anche dal progetto preliminare su cui basare l'Autorizzazione Unica alla costruzione e all'esercizio della centrale ai sensi del D.L. 7/2002.

L'estrema sinteticità –che mal si sposa con il fatto che è sottoposto a riesame dell'AIA un progetto il cui valore economico è nell'ordine di diverse centinaia di milioni di euro!– fa sì che numerose BAT tra quelle elencate dalla Decisione di Esecuzione UE/2017/1442 relativa alle “Conclusioni sulle BAT” per i grandi impianti di combustione non siano, per quanto è possibile comprendere, rispettate.

Le criticità, esaminate in qualche dettaglio nella precedente sezione di questa relazione, in particolare riguardano la BAT 1, che richiede l'esistenza di un sofisticato Sistema di Gestione Ambientale, allo stato apparentemente non esistente, e –soprattutto– il rispetto dei livelli emissivi associati alle BAT (BAT-AEL) per gli inquinanti ossidi di azoto ( $\text{NO}_x$ ) ed ossido di carbonio (CO).

E' d'altra parte evidente come il pieno rispetto delle BAT, e il conseguente raggiungimento dei BAT-AEL, risultino elementi imprescindibili dell'approccio IPPC (riduzione e controllo integrati dell'inquinamento), e richiedono l'adozione di tecnologie fortemente sofisticate che non sembrano, allo stato, pienamente incorporate nel progetto di centrale delineato dalla Luminosa Energia.

Napoli, 28 luglio 2021

Prof. Ing. Francesco Pepe  
(firmata elettronicamente)