



## **CENTRALE DI FIUME SANTO**



# **Documentazione Integrativa per la Richiesta di Autorizzazione Integrata Ambientale**

**Novembre 2008**

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b>	Novembre 2008
	<b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Pag. 2

## INDICE

0	PREMESSA .....	3
1	DATI EMISSIONI AGGIORNATI AL 2007.....	4
2	DATI RRQA 2008 .....	6
3	COSTO COMBUSTIBILE.....	8
4	MINIMO TECNICO.....	10
5	DOCUMENTO GRN SUL DISPACCIAMENTO ELETTRICO IN SARDEGNA..	12
6	PERIODO DI MEDIAZIONE VALORI LIMITE DI EMISSIONE.....	13

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b>	Novembre 2008
	<b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Pag. 3

## 0 PREMESSA

A seguito della riunione tenutasi il 07 novembre 2008 presso l'ISPRA (già APAT), in riferimento alla procedura di Autorizzazione Integrata Ambientale relativa alla Centrale termoelettrica di Fiume Santo (SS), E.ON Produzione (già Endesa Italia) ha ritenuto opportuno sviluppare alcuni argomenti raccogliendo le considerazioni emerse nel presente documento di integrazione spontanea.

Si comunica, in relazione al Verbale di riunione Supporto ISPRA – Gruppo Istruttore – Gestore, che il nome del rappresentante legale di E.ON Produzione (già Endesa Italia) è Klaus Schäfer.

## 1 DATI EMISSIONI AGGIORNATI AL 2007

Di seguito si riporta la Tabella B.7.1 – Emissioni in Atmosfera di Tipo Convogliato (Parte Storica) aggiornata all'anno 2007.

Anno di riferimento 2007						
Camino	Portata (Nm <sup>3</sup> /h)	Inquinanti	Flusso di massa	Flusso di massa	Concentrazione	% O <sub>2</sub>
			(kg/h)	(t/anno)	(mg/Nm <sup>3</sup> )	
Sezione 1	211662	SO <sub>2</sub>	267	1225	1.259	3
		NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> eq)	108	497	511	
		Polveri	6	26	27	
		CO	1	7	7	
		CO <sub>2</sub>	56659	259950	-	
Sezione 2	208215	SO <sub>2</sub>	281	1185	1.350	3
		NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> eq)	117	494	558	
		Polveri	7	29	33	
		CO	2	7	8	
		CO <sub>2</sub>	55736	234927	-	
Sezione 3	881813	SO <sub>2</sub>	278	2370	316	6
		NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> eq)	143	1217	162	
		Polveri	6	50	7	
		CO	9	74	10	
		CO <sub>2</sub>	230614	1962988	-	
Sezione 4	873258	SO <sub>2</sub>	286	2311	328	6
		NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> eq)	145	1170	166	
		Polveri	6	46	7	
		CO	8	61	9	
		CO <sub>2</sub>	228139	1840852	-	
Sezione 5	252983	SO <sub>2</sub>	11,7	1,6	46,4	15
		NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> eq)	22,7	3,1	89,8	
		Polveri	0,9	0,1	3,66	
		CO	2,1	0,3	8,33	
		CO <sub>2</sub>	21478	2921	-	
Sezione 6	274202	SO <sub>2</sub>	8,3	0,6	30,3	15
		NO <sub>x</sub> (NO <sub>2</sub> eq)	39,3	2,9	143,3	
		Polveri	0,7	0,1	2,64	
		CO	2,0	0,1	7,21	
		CO <sub>2</sub>	23280	1699	-	

Nota: valori Gr.1-2 da VF TAB. DPR 416/2001; GR.3-4 VF da analisi combustibile

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b>	Novembre 2008
	<b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Pag. 5

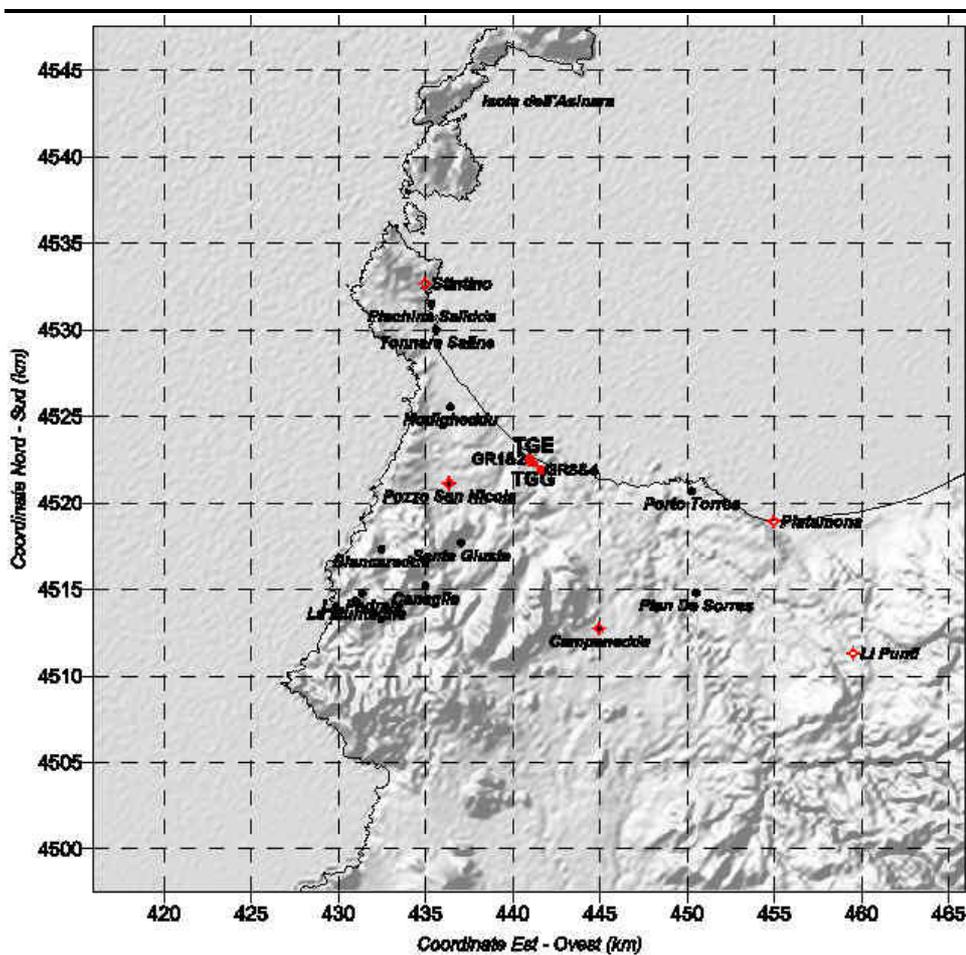
La quantità massica di SO<sub>2</sub> emessa dunque nel corso del 2007 è pari a 7481 t/anno.

Considerando che il Piano di Risanamento della Qualità dell'Aria, pubblicato nel settembre 2005, prevedeva per Endesa Italia (ora E.ON Produzione) una riduzione delle emissioni di questo inquinante del 35%, a partire da una quantità pari a 18523 t/a, è immediato notare come la società abbia già diminuito le proprie emissioni massiche annuali di SO<sub>2</sub> di oltre il 50%, principalmente a seguito dell'adozione di combustibili a basso tenore di zolfo (carbone e OCD BTZ).

## 2 DATI RRQA 2008

Lo stato attuale della qualità dell'aria nella zona in esame è ben descritto dai rilevamenti effettuati nelle stazioni della Rete della Centrale E.ON Produzione di Fiume Santo.

La rete è costituita da 5 postazioni di rilevamento di parametri chimici e da 1 postazione di rilevamento meteorologico.



### RRQA – Ubicazione Postazioni

In allegato 2/1 si riportano i dati registrati dalle postazioni nel periodo settembre - ottobre 2008 in relazione agli inquinanti SO<sub>2</sub> e PM<sub>10</sub>, dai quali è possibile evincere come questi valori siano normalmente abbondantemente al di sotto del limite previsto dalla normativa vigente.

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b>	Novembre 2008
	<b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Pag. 7

In allegato 2/2 sono state riportate ulteriori tabelle al solo fine di evidenziare come la disponibilità dei dati delle capannine sia quasi sempre superiore al 96%.

### **3 COSTO COMBUSTIBILE**

Di seguito si riporta una valutazione finalizzata ad evidenziare la differenza a livello economico ed operativo che si riscontra nel caso di funzionamento ad olio combustibile denso STZ o BTZ dei gruppi 1 e 2.

Per effettuare l'analisi è stata utilizzata una curva di previsione di prezzo di Mercato del Giorno Prima (MGP) per il 2009 elaborata il giorno 17 novembre 2008 ed un costo degli oli coerente per data di elaborazione ed anno di riferimento.

In primo luogo si sottolinea una differenza di costo di combustibile di 64 €/t: 270 €/t per il BTZ e 334 €/t per l'olio STZ.

La diretta conseguenza di questo dato è che il funzionamento del gruppo ad STZ comporta, a parità di energia prodotta, un costo di produzione più elevato.

Dall'altro lato, però, proprio la differenza di questo costo determina una diversa produzione di energia del gruppo nel caso in cui bruci l'uno o l'altro combustibile: se si fa riferimento alla curva forward di prezzo MGP su citata, ci saranno giorni in cui il prezzo del mercato sarà tale da compensare i costi del gruppo se usa BTZ, ma non STZ, quindi tale da giustificare la produzione nel primo caso ma non nel secondo.

In altri termini, a parità di prezzo di remunerazione, sarà in funzione più spesso e produrrà di più il gruppo nel caso in cui costi di meno.

Considerando l'intero 2009, con le ipotesi fatte, osserviamo che se il gruppo bruciasse STZ piuttosto che BTZ produrrebbe complessivamente meno energia e quindi consumerebbe meno combustibile. Come si può vedere dalla tabella allegata, il beneficio di questo "risparmio" (minor consumo di combustibile), però, è attutito dal maggiore costo del combustibile e dal mancato ricavo della vendita di energia in MGP. Globalmente, quindi, l'utilizzo dell'olio STZ, piuttosto che BTZ, comporterebbe in un anno una perdita di margine di circa 8 M€ per gruppo.

Tabella riassuntiva:

<b>Riepilogo per singola unità ad olio</b>						
	<b>Energia prodotta</b>	<b>Giorni di funzionamento</b>	<b>Consumo combustibile</b>	<b>Costo totale</b>	<b>Ricavo</b>	<b>Margine atteso</b>
	[GWh]	[n]	[t]	[M€]	[M€]	[M€ ]
<b>produzione BTZ</b>	324	147	74927	26	37	11
<b>produzione STZ</b>	97	44	22156	9	12	3
<b>Δ BTZ - STZ</b>	<b>-227</b>	<b>-103</b>	<b>-52771</b>	<b>-17</b>	<b>-25</b>	<b>-8</b>

Si ricorda infine che l'analisi è stata riferita ad un solo gruppo quindi, riferendoci ai due gruppi ad olio della centrale di Fiume Santo, si totalizza una perdita di 16 M€.

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b> <b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Novembre 2008
		Pag. 10

#### 4 MINIMO TECNICO

Dal 1 gennaio 2008 è entrata in vigore, ai sensi del D.Lgs 152/06, la nuova normativa relativa alle emissioni in atmosfera.

In particolare, in relazione ai gruppi 3 e 4, ciò ha comportato la modifica del tempo di mediazione da considerare per il calcolo delle concentrazioni degli inquinanti in atmosfera emessi: se prima dai valori orari registrati dal Sistema di Monitoraggio Emissioni (SME) venivano estratte, per il confronto con i limiti di legge, le medie relative a 720 ore di normale funzionamento, dal 1 gennaio 2008 è necessario considerare le medie relative a 48 ore.

Al fine di ridefinire il protocollo di gestione delle emissioni a seguito del cambiamento suddetto, la Centrale di Fiume Santo ha effettuato un incontro con l'ARPA Sardegna.

Nello stesso incontro è stata condivisa anche la problematica di ridefinizione del minimo tecnico ambientale per le sezioni 3 e 4, a causa della possibilità di inserire il DeNOx solo a 200 MW.

Il catalizzatore installato sulle unità 3 e 4 della centrale di Fiume Santo è del tipo catalitico a nido d'ape ed è realizzato in materiale ceramico, derivante dalla miscelazione di diversi elementi attivi il cui campo d'azione è in un range di temperature compreso tra 300 e 400 °C.

Infatti, nei casi di fumi contenenti SO<sub>3</sub> (combustione a carbone ed OCD), la temperatura minima di iniezione dell'ammoniaca e la temperatura minima di esercizio sono determinate dalle condizioni di condensazione del bisolfito di ammonio e dal valore di slip di ammoniaca nei fumi in uscita.

Poiché la temperatura di rugiada del bisolfito è influenzata dalle concentrazioni di SO<sub>3</sub> ed NH<sub>3</sub>, dalla morfologia del catalizzatore e dal tempo di funzionamento a bassa temperatura, nel caso specifico delle composizioni di progetto dei fumi, con il catalizzatore installato, le temperature minime di esercizio sono superiori ai 300 °C suddetti.

Durante gli avviamenti da freddo ( turbina fredda e caldaia fredda ) il tempo necessario affinché la temperatura dei fumi in ingresso al DeNOx sia stabilmente superiore a 300 °C è di circa 6 ore.

In questo tempo l'unità termoelettrica ha avuto una "rampa di carico" che ha portato ad un valore di "carico" prodotto di 200 MW; In tali condizioni si può dunque attivare la fase di riscaldamento finale del DeNOx in modo da portare tutta la struttura a temperatura > ai 305 °C e quindi poter iniziare il dosaggio dell'ammoniaca gassosa evitando anche elevati sleep all'uscita.

Tempi previsti di avviamento in condizioni standard e senza anomalie.

- Ore 00.00 parallelo: gradiente di carico, circa 0,4 MW/1' imposto dalle dilatazioni di turbina.
- Ore 06.00 200 MW, T fumi in ingresso > 300°C inizio riscaldamento DeNOx.
- Ore 09.00 200 MW, T fumi uscita DeNOx > a 305 °C, inserzione DeNOx ed inizio dosaggio ammoniaca dopo tre ore di funzionamento senza DeNOx.

Se i valori di NOx durante il tempo di riscaldamento venissero inseriti nella media delle 48h, esisterebbero seri problemi per il rispetto del limite di emissione.

In fase di riduzione di carico è possibile mantenere attivo il DeNOx anche a carico fino a circa 170 MW poiché con gruppo "regimato" e temperature stabili le stesse si mantengono superiori ai 305 °C per brevi periodi.

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b>	Novembre 2008
	<b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Pag. 12

## **5 DOCUMENTO GRTN SUL DISPACCIAMENTO ELETTRICO IN SARDEGNA**

Come evidenziato nel corso della riunione, si ribadisce che i gruppi 1 e 2 sono essenziali per la sicurezza della rete elettrica nazionale.

A tal riguardo si invita la Commissione IPPC a chiedere a Terna la verifica di competenza sullo stato di necessità dei gruppi.

	<b>Domanda di Autorizzazione Integrata Ambientale</b>	Novembre 2008
	<b>CENTRALE DI FIUME SANTO</b> <i>Documentazione Integrativa</i>	Pag. 13

## **6 PERIODO DI MEDIAZIONE VALORI LIMITE DI EMISSIONE**

In relazione a questo tema, emerso nel corso dell'incontro Gestore – Gruppo Istruttore, si fa presente che una condizione di gestione dello SME che dovesse prevedere una media inferiore alle 48 ore sarebbe assolutamente gravosa in quanto non consentirebbe di gestire neppure le brevi avarie degli impianti di abbattimento. In tale eventualità si determinerebbe un inevitabile incremento della indisponibilità delle sezioni (già valutata a inizio anno in circa il 6% in relazione ai gruppi 3 e 4) con riflessi sulla sicurezza della rete sarda analoghi a quelli conseguenti all'eventuale indisponibilità dei gruppi 1 e 2.

I valori da utilizzare come limiti emissivi, invece, dovrebbero essere mantenuti sui periodi di riferimento attuali, in modo da consentire all'operatore la flessibilità necessaria a garantire l'operatività dell'impianto.

## ***Allegato 2.1***

**RRQA - Centrale di Fiume Santo**  
**Valori giornalieri SO<sub>2</sub> PM<sub>10</sub>**  
**Gennaio – Ottobre 2008**

## ***Allegato 2.2***

**RRQA - Centrale di Fiume Santo**  
**Dati disponibili**  
**Gennaio – Ottobre 2008**