



Sassari, 28 Febbraio 2015

Al Direttore del Servizio S.A.V.I. dell'Assessorato della difesa dell'Ambiente della Regione autonoma della Sardegna, (amb.savi@regione.sardegna.it);

Per conoscenza alla Commissione Europea, (ENV-CHAP@ec.europa.eu);

Al Direttore generale delle Valutazioni Ambientali del Ministero dell'Ambiente, della Tutela del Territorio e del Mare, (dva@minambiente.it, dva-sdg@minambiente.it);

Al Direttore del Servizio S.A.V.I. dell'Assessorato della difesa dell'Ambiente della Regione autonoma della Sardegna, Via Roma, 80 09123 Cagliari;

Al Presidente della Regione Autonoma della Sardegna, Via Roma, 80 09123 Cagliari;

Al Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Via Cristoforo Colombo, 44 00154 Roma;

**Oggetto:** Osservazione sul progetto per un impianto solare ibrido Biomassa-Termodinamico nei Comuni di Oristano e Santa Giusta proposto dalla Società San Quirico – Solar Power S.r.l. L'impianto si compone di sistema solare termodinamico con tecnologia CSP a sali fusi, abbinato ad un ciclo a vapore con turbina di taglia pari a 10,8 MWe. L'impianto è dotato inoltre di caldaia a biomassa di integrazione da 10,5 MWth, capace di fornire l'energia termica di integrazione necessaria all'esercizio del ciclo a vapore e di un sistema stoccaggio dei sali fusi.

Il sottoscritto Dott. Vincenzo Migaleddu in nome e per conto dell'ISDE - Italia Medici per l'Ambiente - elettivamente domiciliato presso la sede dell'Ordine dei Medici chirurghi e Odontoiatri di Sassari (sede operativa via Gorizia n.11 Sassari 07100 - posta elettronica: [migaleddu@smirg.org](mailto:migaleddu@smirg.org) / [migaleddu@gmail.com](mailto:migaleddu@gmail.com) ), ai sensi e per gli effetti di cui all'art. 24, commi 4°-6°, del decreto legislativo n. 152/2006 e s.m.i., inoltra alla vostra attenzione le seguenti osservazioni:

### Premesso

- Che la Società San Quirico – Solar Power S.r.l (successivamente chiamata Proponente) propone la costruzione di un impianto solare termodinamico con tecnologia CSP a sali fusi, abbinato ad un ciclo a vapore con turbina di taglia pari a 10,8 MWe. L'impianto è associato a caldaia a biomassa di integrazione e ad un sistema di stoccaggio dei sali fusi, per consentire una produzione di tipo programmabile, anche in periodo notturno
- Che Il documento, redatto ai fini della Valutazione di Impatto Ambientale, costituisce un riassunto tecnico-descrittivo del progetto alla base dell'intervento
- Che la centrale in esame sarà realizzata a S. Quirico, nel comune di Oristano e potrà avvalersi di una tecnologia innovativa sviluppata da Enel e già realizzata presso la centrale di Priolo Gargallo (provincia di Siracusa), dove è stato installato un impianto CSP prototipo, collocato nell'ambito di un impianto a ciclo combinato già esistente.
- Che nel caso in esame, l'impianto solare termodinamico sarà affiancato da una caldaia a biomassa da 10,5 MWt, capace di fornire l'energia termica di integrazione necessaria all'esercizio del ciclo a vapore, nel periodo di scarso irraggiamento (specialmente mezze stagioni e inverno)
- Che la possibilità di stoccare in serbatoi l'energia termica prodotta dai soli collettori solari a concentrazione o, in maniera ibrida, anche dalla caldaia a biomassa, configura l'impianto tra le centrali programmabili, la cui produzione elettrica acquista priorità di dispacciamento. (*Relazione Tecnica pag. 4.*)
- Che la pubblicazione è stata effettuata nel quotidiano La Nuova Sardegna in data 20 novembre 2014 e rettificata il 31 dicembre 2014 e che devono essere rispettati i termini di 60 gg. per la presentazione di eventuali osservazioni.

## Sommario

- ***Parte Prima: Quadro programmatico***
- ***Parte Seconda: Quadro progettuale***
- ***Parte Terza: Quadro sanitario e ambientale***
- ***Parte Quarta: Inquinanti e catene alimentari;***
- ***Parte Quinta: Studio di incidenza ambientale***
- ***Parte Sesta: Quadro lavorativo e occupazionale***

## Quadro programmatico

### **Criticità procedurale.**

La **giunta del Comune di Oristano** ha stipulato una **convenzione** che prevede che la società proponente:

*“... subordinatamente al rilascio da parte della Regione dell'autorizzazione unica che costituisce titolo a costruire ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. 387/2003, **avrà diritto di eseguire tutti i lavori necessari** secondo le caratteristiche, la consistenza e l'estensione dell'impianto solare termodinamico indicate nel progetto definitivo che sarà sottoposto ai competenti organi Comunali, a cui il Comune avrà avuto accesso nell'ambito della Conferenza dei servizi, di cui all'art. 12 del D.Lgs. 387/2003 e che la società **avrà diritto ad utilizzare il Sito e le eventuali aree**, comunali o di pertinenza, necessarie all'esecuzione dei lavori di costruzione, esercizio e manutenzione dell'impianto solare termodinamico, una volta definiti i procedimenti di sdemanializzazione e/o concessione;” (Deliberazione della giunta Comunale n. 216 del 18/12/2014)*

Tale **convenzione ignora il progetto complessivo** con i relativi impatti ambientali e sanitari relativi alla caldaia a biomassa, al sistema di stoccaggio dei sali fusi, al Block Power e ai due pozzi che sono parte integrante del progetto. Ciò denota l'approccio superficiale all'analisi del progetto da parte della giunta comunale che ne pregiudica la conseguente consapevolezza su eventuali danni derivanti dagli atti, permessi e concessioni di pertinenza dell'ente territoriale in questione. In particolare tale delibera sembra ignorare **che l'impianto di tipo industriale ricade in un area classificata come zona agricola E (E2, E3, E5) e (per una piccola parte) in “zona di rispetto H” (HAR 2) del vigente P.U.C. di Oristano.** In tali zone agricole “E” gli strumenti urbanistici comunali, possono autorizzare soltanto interventi relativi ad attività agricole o ad attività ad esse strettamente connesse. Nella Regione Autonoma della Sardegna ciò viene ribadito dalla legge regionale n. 4/2009 art. 13 bis e s.m.i. e dal D.P.G.R. n. 228/3 agosto 1994, art. 3 relativo alle direttive per le zone agricole.

Dal punto di vista paesaggistico, le aree interessate dall'intervento sono in larga misura classificabili, sulla scorta delle indicazioni contenute **nelle Norme** tecniche di attuazione del **PPR e nelle tavole allegare al D.G.R. n.36/7 del 5.09.2006 relative all'Ambito 9 Golfo di Oristano foglio 529 sez. III, come aree ad “utilizzo agro-forestale” e caratterizzate da parte di impianti boschivi, da colture specializzate ed arboree nonché da vigneti e frutteti.** L'area è attraversata da un sistema idrico determinato dal canale adduttore Tirso-Arborea, dal rio Merd'e cani e da un Canale di bonifica. In particolare il canale adduttore Tirso-Arborea è uno dei veicoli irrigui più importanti per

l'area agricola di Arborea e dell'area dell'ex zona Etfas di San Quirico, particolarmente vocate alle attività agricole. Attualmente l'area oggetto dell'intervento in progetto è sede di una quindicina di poderi e di attività agricole ed agrituristiche collegate con l'uso agricolo del territorio. Tale convenzione va considerata, oltreché illegittima, nulla, perché non considera il progetto complessivo e pertanto l'amministrazione non è gravata di oneri e obblighi alcuno nei confronti del proponente.

### **Criticità programmatiche**

#### **INTERCONNESSIONE DI RETE**

Nel Quadro di Riferimento Programmatico i proponenti fanno riferimento, oltre alle procedure VIA in campo Intenzionale, Nazionale e Regionale, al quadro programmatico di fondo facendo riferimento al sistema energetico Regionale. In particolare si fa riferimento all'**interconnessione della rete** regionale con quella della Penisola attraverso il cavo **SAPEI e il SACOI**:

*“Il nuovo collegamento assicura un forte aumento della sicurezza del sistema elettrico sardo (i 1.000 MW del SAPEI corrispondono a oltre il 50% del fabbisogno dell'Isola) e la possibilità di esportare verso il continente nuova produzione elettrica da fonti rinnovabili. SAPEI offre l'opportunità, inoltre, agli operatori elettrici della Sardegna di partecipare con minori vincoli di scambio alle contrattazioni del Mercato Elettrico garantendo allo stesso tempo maggiore flessibilità e sicurezza di esercizio del sistema e la possibilità di far fronte alla dismissione, prevedibile nei prossimi anni, dell'attuale collegamento a 200 kV in corrente continua tra Sardegna, Corsica e Italia (SA.CO.I.), per l'obsolescenza del cavo che è in esercizio da oltre 40 anni.”*

*(SIA, Quadro Programmatico pag. 23).*

**E' evidente** come il **proponente sia più interessato alla possibilità di esportare la sua produzione in esubero di EE attraverso il cavo che agli eventuali aspetti di regolazione della tensione a vantaggio della stabilizzazione della rete dell'Isola.** D'altra parte proprio l'AD di Terna Del Fante metteva in evidenza, in una recente intervista su Sole 24 ore (28 Gennaio 2015) la criticità della stabilità della rete dell'isola; secondo le sue dichiarazioni “i tecnici di Terna hanno potuto sventare un pericoloso blackout l'11 novembre 2014, che avrebbe lasciato al buio l'intera Sardegna per diverse ore grazie alla presenza di un compensatore sincrono in via di potenziamento installato nella centrale Codrongianos che converte EE energia da trifasica a continua. Nella stessa intervista si fanno altre dichiarazioni che evidenziano le contraddizioni nella governance del sistema elettrico dell'Isola: a) Pur non essendo, tramite il collegamento SAPEI e SACOI, un'isola energetica si continua a mantenere il regime di essenzialità a favore di tre termoelettrici a carbone (Enel Grazia Deledda Sulcis, Ottana Energia Ottana, ex E.on Fiume Santo) come se fossero indispensabili per la stabilità della rete isolana; il vantaggio economico assicurato a questi produttori, che grava sulle nostre

bollette come onere di servizio per circa 200 mil /anno, è legato dalla loro attività produttiva; b) pur esportando il 43 % di ciò che si produce e nonostante i buoni propositi di Terna di equiparare il PUN (Prezzo Unico Nazionale) alla Penisola nel mercato di dispacciamento la tariffa rimane più elevata nel mercato zonale Sardo e in particolare nel “mercato del giorno prima” grazie all’essenzialità di alcuni impianti come descritto in precedenza; lo stesso avviene nelle 4 fasi del mercato infra giornaliero per la presenza di un operatore dominante che esporta un terzo dell’energia prodotta a prezzi incentivati perché assimilata alle rinnovabili (e anche questo grava sulla bolletta delle normali utenze dell’Isola); lo stesso operatore oltre alla priorità del dispacciamento gode del non obbligo di regolazione che durante i momenti di esportazione massima attraverso il SAPEI crea al contempo l’instabilità del sistema elettrico isolano. **E’ in tale contesto che va inquadrata la strategia dichiarata che sta dietro alle caratteristiche “ibride (Termodinamico più biomassa) dell’impianto di San Quirico; si punta cioè alla continuità produttiva nelle 24h per potersi inserire nel mercato incentivato delle rinnovabili, ma allo stesso tempo puntando alla priorità di dispacciamento.**

*“Per accumulare l’energia termica è previsto l’impiego di due serbatoi di elevata capacità e grandi dimensioni, al fine di immagazzinare il calore assorbito dai sali durante le ore di insolazione nonché quello sviluppato, all’occorrenza, durante la produzione termica dalla caldaia a biomassa. Tale configurazione del sistema consente di separare il momento dell’accumulo di energia termica da quello del suo utilizzo, avendo così la possibilità di modulare l’energia raccolta e di fornire l’elettricità nel momento richiesto dal gestore della RTN. Essendo un impianto ibrido con produzione d’energia elettrica da fonti rinnovabili (sole e biomassa) ed avendo un accumulo termico di 13 ore, l’impianto viene considerato programmabile secondo la Delibera ARG/elt 95/08 del 11 aprile 2008. Conseguentemente questo tipo di centrale elettrica non rientra nella fattispecie di impianto “intermittente” o “non programmabile”, rispetto a cui la produzione energetica sia subordinata a fattori meteorologici e la “dispacciabilità” dell’energia possa mettere in discussione la sicurezza e stabilità della rete.”*

*(SIA. Quadro progettuale pag 28).*

**E’ evidente che il Proponente sia mosso nelle scelte tecnologiche da malcelati intenti speculativi che gravano sulle utenze dell’isola e non dalla ricerca delle migliori soluzioni tecnologiche, utili alle utenze del sistema elettrico della Sardegna. Tale considerazione dovrebbe essere motivo di rigetto delle procedure autorizzative.**

Abbiamo infatti già riferito come la presenza di un produttore dominante da fonti “assimilate alle rinnovabili” nel mercato Isolano con una produzione di circa un terzo del totale (4 mila GWh/anno), abbia già saturato le capacità di esportazione con concomitanti

problemi di aumento degli oneri di servizio gravanti sulla bolletta delle utenze; allo stesso tempo ciò è alla base dell'instabilità della rete dovuto al beneficio del "non obbligo di regolazione". Il paventato black out del novembre 2014 dichiarato dall'AD di TERNA Del Fante, può trovare in questa condizione una spiegazione plausibile e non certo ricercata nella carenza di produzione di EE. Anzi l'eccesso di produzione può spiegare il progetto della localizzazione a Codrongianos di accumulatori ed il potenziamento delle capacità di esportazione del SACOI. Ciò può risultare solo funzionale all'esportazione dell'esubero di produzione da fonti rinnovabili che non trovano nel cavo SAPEI sufficiente capacità di trasferimento. **E' evidente che anche in questo caso il progetto del Proponente sia spinto da meri interessi speculativi senza alcun beneficio per le utenze residenti in Sardegna.**

#### **PIANO ENERGETICO AMBIENTARE REGIONALE DELLA SARDEGNA**

Il proponente fa spesso riferimento al **PEARS** (*Piano Energetico Ambientare Regionale della Sardegna*) del gennaio **2014** adottato dalla giunta scorsa come atto di indirizzo e mai trasformato in legge Regionale attraverso la discussione e l'approvazione consiliare. In tale Piano, come abbiamo visto, sono **contraddittori i dati e le dichiarazioni sui vantaggi per la Sardegna e i sardi relativi alle interconnessioni tra Isola e Penisola**; ancora più contraddittori e **poco chiari sono i dati relativi ai vantaggi per l'economia, l'ambiente e la salute delle comunità dell'isola**. Anche il **Proponente sembra ben consapevole della notevole riduzione dei consumi di EE in Sardegna, della non indispensabilità della sua opera** e afferma:

*"L'evoluzione del consumo elettrico in Sardegna presenta varie specificità che rendono lo sviluppo di proiezioni particolarmente complesso; inoltre esso è connesso anche a scelte di carattere economico, industriale e sociale. Tra le criticità, una delle più importanti è il processo di spegnimento delle celle elettrochimiche di Portovesme che ha determinato una riduzione consistente dei consumi pari a circa 2300 GWh. Nel PEARS sono state elaborate delle proiezioni relativamente a ciascun settore merceologico considerando le relative evoluzioni in maniera disaggregata."*

(SIA. Quadro Programmatico pag.25).

I dati di riferimento riguardano il 2012:

- I consumi finali di energia elettrica in Sardegna nel 2012 sono stati di 10522 GWh;
- Il consumo pro capite di energia elettrica in Sardegna nel 2012 è stato di 6431 kWh/anno;
- Il consumo pro capite nel settore domestico di energia elettrica in Sardegna nel 2012 è stato di 1380 kWh/anno;
- I Consumi Finali Lordi, come definiti nell'ALL.I del DM 15 marzo 2012, risultano pari a 11976.6 GWh;
- Si è registrata una diminuzione dei consumi finali dal 2011 al 2012 pari al 6,6 %;
- Il settore merceologico di maggior consumo nel 2012 è stato quello industriale (53,4% dei consumi totali);
- Il 61% dei consumi di energia elettrica è concentrato su meno del 0,25% di utenze;
- Nel 2012 il 64,2% dei consumi di energia elettrica è geograficamente localizzato in due delle otto province della regione (Cagliari e Carbonia Iglesias);
- La distribuzione comunale del consumo di energia elettrica è disomogenea, evidenziando la presenza di distretti energetici;

*SIA- Quadro Programmatico pag. 23.*

I **dati di Terna** aggiornati al **2013** mostrano in realtà una ulteriore riduzione dei consumi (consumo finale nel 2013 di circa 8.602,5 GWh con una riduzione dei consumi nel 2013 rispetto al 2012 di oltre il 15%) e il quasi raddoppio dei quantitativi di energia esportata fino al 42,5 % rispetto al 23,5% del 2012; nel 2007 la percentuale di esportazione era del 5,5%.

## Sardegna

Tavola 21

Situazione impianti				
al 31/12/2013				
		Produttori	Autoproduttori	Sardegna
<b>Impianti idroelettrici</b>				
Impianti	n.	18	-	18
Potenza efficiente lorda	MW	466,7	-	466,7
Potenza efficiente netta	MW	459,5	-	459,5
Producibilità media annua	GWh	699,0	-	699,0
<b>Impianti termoelettrici</b>				
Impianti	n.	34	10	44
Sezioni	n.	50	13	63
Potenza efficiente lorda	MW	2.793,2	422,8	3.216,0
Potenza efficiente netta	MW	2.615,8	381,7	2.997,4
<b>Impianti eolici</b>				
Impianti	n.	72	-	72
Potenza efficiente lorda	MW	993,4	-	993,4
<b>Impianti fotovoltaici</b>				
Impianti	n.	27.711	-	27.711
Potenza efficiente lorda	MW	705,3	-	705,3

Su 14.364,8 GWh prodotti ben 11.062,5 GWh sono di provenienza da fonti fossili. Il fattore di emissione specifica di CO2 relativo alla produzione lorda di energia elettrica in Sardegna è stato nel 2011 pari a 700 g/kWh, superiore rispetto alla media nazionale dell'80%. Dal 2005, anno di avvio della "FASE DUE" dell'ETS (Sistema di Mercato delle Emissioni), si è registrata una riduzione virtuale delle emissioni di CO2 nel comparto elettrico pari a circa il 19% relativamente all'acquisto di quote di emissioni, ma non alla reale riduzione. Il secondo fattore relativo alla riduzione apparente della emissione specifica di CO2/kWh è l'incremento percentuale della produzione di energia da fonti rinnovabili pur rimanendo costante quella da combustibili fossili così da mantenere stabili le emissioni CO2 e le altre emissioni a ricaduta ambientale e sanitaria locale.

## Bilancio dell'energia elettrica

GWh		2013		
	Operatori del mercato elettrico <sup>2</sup>	Autoproduttori	Sardegna	
<b>Produzione lorda</b>				
- idroelettrica	612,2	-	612,2	
- termoelettrica tradizionale	10.651,5	410,0	11.061,5	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	1.815,9	-	1.815,9	
- fotovoltaica	875,1	-	875,1	
<b>Totale produzione lorda</b>	<b>13.954,8</b>	<b>410,0</b>	<b>14.364,8</b>	
	-	-	-	
<b>Servizi ausiliari della Produzione</b>	<b>851,3</b>	<b>37,7</b>	<b>889,1</b>	
	=	=	=	
<b>Produzione netta</b>				
- idroelettrica	605,1	-	605,1	
- termoelettrica tradizionale	9.835,3	372,3	10.207,6	
- geotermoelettrica	-	-	-	
- eolica	1.805,4	-	1.805,4	
- fotovoltaica	857,7	-	857,7	
<b>Totale produzione netta</b>	<b>13.103,4</b>	<b>372,3</b>	<b>13.475,7</b>	
	-	-	-	
<b>Energia destinata ai pompaggi</b>	<b>177,5</b>	-	<b>177,5</b>	
	=	=	=	
<b>Produzione destinata al consumo</b>	<b>12.925,9</b>	<b>372,3</b>	<b>13.298,2</b>	

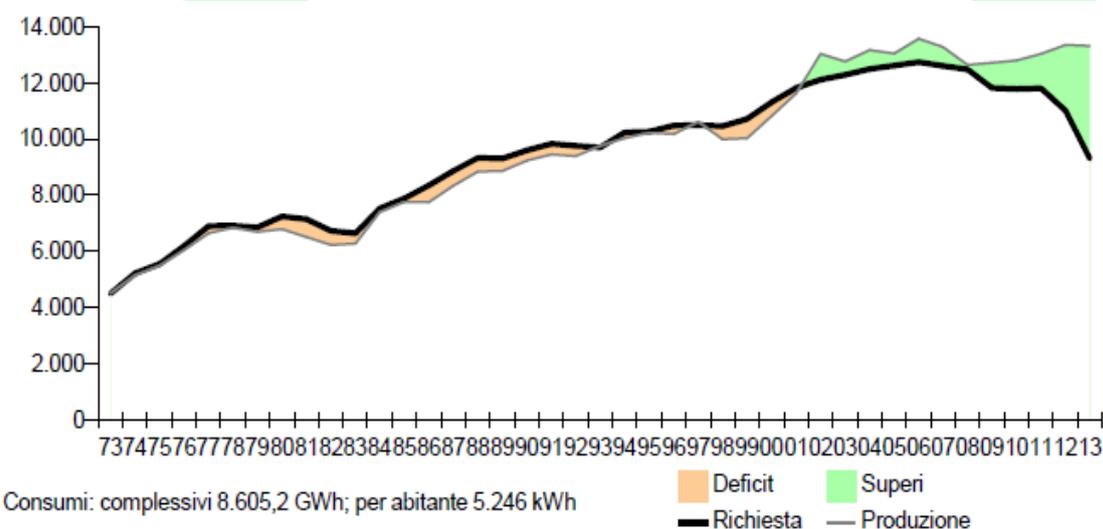
Fonte TERNA 2013

## Energia richiesta

Energia richiesta in Sardegna GWh 9.304,4  
 Deficit (-) Superi (+) della produzione rispetto alla richiesta GWh +3.993,8 (+42,9%)

Supero 1973 = +14,0

Supero 2013 = +3.993,8



Fonte TERNA 2013

La potenza installata e l'energia prodotta sono sempre notevolmente superiori ai consumi previsti.

### PREVISIONE PRODUZIONE E CONSUMI

L'attuale giunta Regionale in carica sembra avere adottato in maniera acritica il PEARS della giunta precedente con i relativi scenari di previsione; solo lo scenario improbabile (visto la contingenza economica globale) di "Intenso sviluppo industriale" vede un lieve incremento dei consumi della regione relativamente al notevole incremento della potenza e della produzione. Negli altri casi la potenza installata e l'energia prodotta sono sempre notevolmente superiori ai consumi previsti e consolidano anche negli anni a venire il ruolo della Sardegna come piattaforma energetica per attività produttive localizzate fuori dall'isola.

Tabella 3 - Consumi elettrici totali in Sardegna secondo le previsioni limite (Fonte PEARS, 2014)

Proiezioni di Consumo Elettrico Totale			
Anno	"Intenso Sviluppo Ind."	"Sviluppo"	"Base"
2014	11270 GWh	9034 GWh	8893 GWh
2020	12363 GWh	10170 GWh	9670 GWh
Var. 2011-2020	+9,7%	-9,7%	-14,2%

SIA, Piano Programmatico pag. 26

Nel contesto odierno sono presenti potenze installate di energie rinnovabili quali il solare fotovoltaico (705,4 MW), l'eolico (993,4 MW) e l'idroelettrico (466.7 MW) per una potenza complessiva di 2165,4 MW. La potenza complessiva installata delle termocentrali a combustibili fossili è di 3216 MW; la produzione totale lorda di 14.364,8GWh con una predominanza della produzione fossile di 11.061,5 GWh (77%)

Sotto la spinta della speculazione finanziaria le fonti rinnovabili si indirizzano verso impianti non sostenibili e impattanti sul piano ambientale, sanitario e paesaggistico. Tra le tecnologie ad energie solari si dà spazio agli impianti termodinamici di media e grande taglia o ad estesi campi fotovoltaici localizzati in area a vocazione agricola, a scapito del fotovoltaico e del solare termico per auto consumo domestico. L'eolico è quasi tutto ad appannaggio di grandi "parchi" gestiti da grandi gruppi del settore. L'idroelettrico produce, nonostante una potenza di 466.7 MWe, solo 612 GWh/anno mentre potrebbe essere impiegato da accumulatore per l'esubero di produzione diurna di energia da fonti rinnovabili e per il dispacciamento notturno e diurno per la stabilizzazione della rete. I vantaggi dell'essenzialità vedono escluso l'idroelettrico a favore di termocentrali a combustibili fossili e principalmente a carbone.

## BIOMASSE E ENERGIA

Nel PEARS sono inclusi tra biomasse “la parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, compresa la pesca e l'acquacoltura, gli sfalci e le potature provenienti dal verde urbano, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani”.

(PEARS 2014 pag. 69)

Nel rapporto statistico 2012 il GSE ha pubblicato le statistiche a consuntivo per il 2012 relative alle bioenergie indicando per la Sardegna un numero di impianti pari a 29 per una potenza complessiva di impianti da bioenergia pari **89,7 MW** contro i 18 impianti del 2011 caratterizzati da una potenza complessiva di 77,6 MW. Nel 2012 sono stati prodotti dalle bioenergie **664,5 GWh** ripartiti come segue:

Biomasse da rifiuti	Altre biomasse	Biogas	Bioliquidi	Bioenergie
30,2	457,3	18,9	158,1	664,5

tab. 8.21. Produzione di energia elettrica da Bioenergie nell'anno 2012 ripartita per tipologia.

A causa della diversa classificazione e delle diverse caratteristiche di funzionamento degli impianti a **biomassa** si utilizzerà nella descrizione degli impianti in esercizio in Sardegna la classificazione conforme al Dlgs. 387/03 che distingue tra impianti alimentati a **biomassa** ed impianti a **biogas**.

(PEARS 2014 pag. 139)

Tra gli impianti a biomassa sono compresi 4 tipi di impianti; 1. Impianti a biomassa a griglia fissa o mobile alimentati a biomassa solida, con ciclo a turbina a vapore; 2. Impianti con turbina a gas alimentata dal syngas ottenuto da gassificazione delle biomasse in ciclo semplice o combinato con turbina a vapore o ad olio organico (ORC); 3. Impianti termoelettrici ibridi, che utilizzano biomasse e fonti convenzionali; 4. Impianti con motori a combustione interna alimentati da biomasse liquide (oli vegetali, biodiesel).

La caldaia a biomassa dell'impianto ibrido di San Quirico appartiene al primo tipo; l'energia termica scaturita dalla combustione del forno serve per riscaldare il termovettore a sali fusi circolanti presente nelle tubature dell'impianto e stoccato nei due serbatoi a minore e a maggiore temperatura posti all'inizio e alla fine del circuito sul quale converge anche il calore ottenuto dalla concentrazione dell'irraggiamento solare da

specchi parabolici che indirizzano tale energia su aree focali dove gli stessi sono contenuti; la trasmissione del calore di tale circuito viene impiegata successivamente per la produzione di vapore che aziona la turbina per la produzione di energia elettrica. Per quanto riguarda la parte a biomassa questo impianto si inserisce in numeroso gruppo di impianti che sono in competizione fra loro per l'approvvigionamento del combustibile di origine vegetale.

FONTE	IMPIANTO	CATEGORIA	POTENZA ELETTRICA	ORE FUNZ.	ENERGIA		
			MW		GWh	kTep	
BIOMASSE	SOLIDE	COFIRING SULCIS GRAZIA DELEDDA	SULCIS 2	47	5.256	247	21
			SULCIS 3	12	5.256	63	5
		COFIRING FIUMESANTO	GRUPPO 3	15	5.256	77	7
			GRUPPO 4	15	5.256	77	7
		SARDINIA BIOENERGY	SERRAMANNA (TH)	10	8.760	88	8
	ENI - MATRICA	PORTO TORRES	43,5	7.500	326	28	
	LIQUIDE	BIOPOWER	OTTANA	37	8.640	320	27
MISTE	POWERCROP	MACCHIAREDDU	49		394	34	
BIOGAS	VARI		20	7920	158	14	
RSU	TOSSILO	TERMOVALORIZZAZIONE	2,1	3000	6	1	
	CASIC	TERMOVALORIZZAZIONE	14	7920	110	9	
	VILLASERVICE	DIGESTORE	0,7	2160	2	0,1	

(PEARS 2014 pag.232)

Se si considera solo la biomassa legnosa prevista nello scenario base proposto dal PEARS si possono calcolare **165,5 MWe** di potenza alimentati con biomassa legnosa includendo anche il "cofiring" o "co-combustione" che avviene nelle principali centrali a carbone; tale pratica permette di acquisire quote suppletive di emissione di CO2 anche se ciò che viene portato a combustione assieme al carbone non proviene da distanze inferiori ai settanta chilometri e quindi senza tener conto dell'CO2 per il loro trasporto spesso anche intercontinentale e quindi in pieno contrasto con gli obiettivi dell'accordo di Kyoto che nella forma ma non nella sostanza si vorrebbe rispettare.

Un esempio eclatante di questa schizofrenia programmatica emerge dall'analisi dei dati tecnici dell'impianto a biomasse della Sardinia bioenergy in attività a Serramanna dove si riscontra l'elevato quantitativo di biomassa necessario per alimentare **11,8 MWe di potenza con un potere calorifico del mix di biomassa solida di 2800 Kcal/Kg equivalente a 11,715 MJ/Kg:**

potenza elettrica nominale lorda	potenza attiva elettrica nominale netta	Potenza termica nominale della caldaia	Produzione annua di energia elettrica	Consumo nominale annuo combustibile	Potere calorifico combustibile di riferimento
13,3 MW <sub>e</sub>	11,8 MWe	49,5 MWt	93.300 MWh	123.000 t/anno	2.800 kcal/kg

tab. 8.22. Dati tecnici dell'impianto a biomasse solide sito in Serramanna della società Sardinia Bioenergy .

“L’impianto è in esercizio da ottobre 2009, (...) L’alimentazione dell’impianto è rappresentata da trucioli (cippato) di legno, derivanti da materiale vegetale vergine con ampio spettro di provenienza. La biomassa proviene infatti dalla Sardegna, dal resto della penisola, dalla Tunisia (Sansa) e dall’Indonesia (PKS) “PEARS 2014 pag.139”

Questo conferma la difficoltà di reperire quantitativi sufficienti di biomassa in prossimità degli impianti e la labilità del concetto di biomassa come fonte rinnovabile quando si devono portare a combustione prodotti vegetali provenienti dall’Indonesia e frutto di disboscamenti di foreste tropicali per fare posto a produzione agroindustriali a scopo energetico;

**Tale osservazione rivela che il piano di approvvigionamento di biomassa, fulcro del progetto, rimane non convincente, lacunoso e da respingere. E’ evidente infatti che l’accordo di fornitura per 30 anni tra il Proponente e la Ecozanda srl per la fornitura di 15.500 t/anno ha un valore formale ed è priva di qualsiasi valore sostanziale (allegato impegno di fornitura biomasse).**

#### **BIOMASSE BOSCHIVA**

Ulteriore conferma a tale tesi l’abbiamo se consideriamo i quantitativi di biomassa associata alla gestione dei boschi della Sardegna come è emersa dalla analisi del Piano forestale ambientale regionale redatto dal CFVA (Corpo Forestale e vigilanza ambientale) del Dicembre 2005, con la disponibilità all’epoca di una più estesa superficie boscata rispetto a quella attuale; in questo Piano riscontriamo i dati della reale disponibilità di biomassa raccolta in maniera sostenibile senza compromettere la capacità di rigenerazione delle biomasse.

#### **1.2.1. Biomassa associata alla gestione dei boschi - Valutazione della massima quantità ritraibile**

La presente analisi è stata condotta sulla base dei dati relativi alla statistica forestale realizzata dal CFVA (1995-98). La superficie boscata è suddivisa secondo le forme di governo (fustaia e ceduo) e ingloba anche le formazioni a macchia mediterranea. Dai dati si evince una superficie regionale a bosco di 872'541 [ha] con una incidenza della fustaia pari al 35%, del ceduo pari al 24%, della macchia pari al restante 41%. Lo schema che segue illustra la composizione dei soprassuoli secondo le categorie più rappresentative.

BOSCO	LECCIO	SUGHERA	QUERCETI	ALTRE	CONIFERE	MISTE	CEDUI PURI	CEDUI MISTI	MACCHIA CORBEZ.	MACCHIA GINEP.
872'541	28'502	115'592	44'967	32'792	38'565	44'268	113'275	93'672	226'935	133'973

Alla luce di tale considerazione sono stati introdotti i coefficienti di utilizzo, che esprimono il massimo grado di prelievo definito sulla base delle indicazioni della gestione forestale sostenibile.

A ciascuna delle principali classi è associato il grado di utilizzo secondo lo schema di dettaglio sotto riportato.

	LECCIO	SUGHERA	QUERCETI	ALTRE	CONIFERE	MISTE	CEDUI PURI E MISTI	MACCHIA A CORBEZ	MACCHIA A GINEP	TOT
coefficiente di utilizzo	20%	0%	20%	0%	50%	35%	50%	0%	0%	
massa potenziale massima boschivo fresco (t/anno)	13'852	0	19'111	0	69'417	40'284	175'905	0	0	318'569
stagionato 1 estate (t/anno)	12'313	0	17'987	0	57'848	37'185	165'558	0	0	290'890

Complessivamente risulta ritraibile un potenziale massimo di biomassa oscillante tra 290.890 e 318.569 t/anno, a seconda che ci si riferisca a legname fresco o con un anno di stagionatura.

*IX ALLEGATI Analisi di massima sull'utilizzo delle biomasse forestali a scopo Energetico; Biomassa pag. 142-143*

Le 250.000-350.000 ton/anno ottenibili da una gestione forestale sostenibile sono in grado di alimentare centrali a biomasse di potenza nominale non superiore ai 25 MW; se consideriamo i 165 MWe dello scenario base proposto dal PEARS, solo 1/5 degli impianti di quelli previsti può essere approvvigionato sul territorio dell'isola e non sicuramente nel raggio dei 70 Km.

Queste valutazioni vengono confermate dalle linee guida per la parte a biomassa dell'inceneritore di Ottana proposta dalla Giunta Soru nel 2006, come riportato nella tabella seguente.



## REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA

ASSESSORATO DELLA DIFESA DELL'AMBIENTE

Servizio Atmosferico e del Suolo, Gestione Rifiuti e Bonifiche

	boschivo fresco	stagionato una estate	media	u.m.
potere calorifico	7.20	12.20		MJ/kg
Biomassa	318'569	290'890		t
energia termica lorda	637'138	985'793		MWh
rendimento termico	0.50	0.50		
energia termica netta	318'569	492'897		MWh
potenza termica	88.49	136.92		MW
rendimento elettrico	0.20	0.20		
potenza elettrica	17.7	27.4	22.5	Mwe

*Linee guida generali Specifiche tecniche per la progettazione di una centrale Termica integrata nell'area industriale di Ottana (NU) Mediante procedura ai sensi degli artt. 37 bis e ss. Legge 11.04.1994 n. 09. Pag 21.*

Vediamo che per una potenza di 22.5 MWe venivano considerati necessari dai 318.560 ai 290.890 ton/anno con un potere calorifico inferiore medio compreso tra i 7,20 e 12,20 MJ/Kg (boschivo fresco o stagionato una estate); il quantitativo necessario per alimentare tale potenza con quei poteri calorifici inferiori corrisponde all'intera raccolta sostenibile di biomassa dalle aree boschive.

### **Biomasse da filiere agroindustriali**

Da ciò scaturisce la necessità di introdurre filiere agroindustriali "locali" di colture energetiche come la coltura di cardo (*Cynara cardunculus var Altilis*) per alimentare una centrale con una caldaia da 43,5 MWe e 135 MWt come nel progetto Matrica per la "chimica verde" di Porto Torres: in tale progetto viene fatta una previsione di necessità di biomassa di 250.000 ton/anno; nei diversi scenari ipotizzati, con un potere calorifico inferiore stimato per eccesso pari a 14,7-10,2-12MJ/Kg, se si trattasse rispettivamente di paglia di cardo (circa 10% umidità), di cippato M40 (circa 40% di umidità) e di un mix di cardo-cippato (circa 20,5% umidità), per alimentare una centrale della potenza elettrica e termica su citata, sarebbero necessarie circa 500.000 t/anno all'origine, se si tiene conto dei diversi mix e della raccolta selettiva tra paglia e capolino (30% dalle foglie, per il 25% dai fusti e per il 45% dai capolini). Tale previsione permane sempre oltremodo sotto stimata, non facilmente raggiungibile se ci si limita alle biomasse. Il raggiungimento di tali obiettivi produttivi prevede l'impiego di 50-70-100 mila ettari, considerando rese da 10-7-5 ton/ha all'anno. In questi casi gli impianti sovradimensionati posso essere adibiti ad incenerimento di rifiuti solidi urbani, anche extraregionali, tenendo conto del D.Lgs.

28/2011 e del D.M 6 luglio 2012, non conformi alla normativa europea e quindi sotto infrazione, che assimila la parte non biodegradabile dei rifiuti solidi urbani alle biomasse.

Nella valutazione delle caratteristiche quali-quantitative della biomassa legnosa necessarie per alimentare la caldaia a biomassa dell'impianto ibrido del Proponente si riporta la seguente tabella.

*Tabella 9 – Caratteristiche quali-quantitative della biomassa legnosa in alimento all'impianto*

Specie	Quantità [t]	Quantità [%]	PC [MJ/kg]	Ceneri [%]
Pioppo (populus spp.)	10.084	65	18.8	1.3
Eucalipto (Eucalyptus camaldulensis)	3.103	20	18.9	3.1
Robinia (pseudocacia L.)	2.237	15	18.9	3.6
<b>Totale</b>	<b>15.514</b>			

*SIA Quadro Progettuale pag.54.*

In particolare si riportano per la caratteristica della biomassa anche: - “Grado di umidità 30÷40%; Scaglie di dimensione media 16÷45 mm; Peso specifico 0.8 t/m<sup>3</sup>; SIA, Quadro Progettuale (pag.55) - Il potere calorifico in questo contesto è sovrastimato, relativamente all'umidità, dichiarata del 30-40%. Infatti abbiamo già visto come un cippato M40 (circa 40% di umidità) ha nei vari progetti portati ad esempio un potere calorifico inferiore di circa 10,2 MJ/Kg, mentre nel SIA del Proponente lo stesso potere calorifico del cippato M40 proposto viene sovrastimato di circa 80% (PC 18,8-18,9 MJ/K). E' conseguente la sottostima del fabbisogno annuale di quantità di biomassa necessaria riportata di 15.514 mentre è verosimile una stima di circa 25 .000 ton/anno.

**E' evidente che i bilanci sull'approvvigionamento e sulle emissioni ad azione locale o clima-alteranti, compresi quelli dei trasporti (specialmente quando si fa riferimento al trasporto ben oltre i 70 Km della così detta “filiera corta”), risultino sottostimati e non credibili e quindi da rigettare. Ciò vale anche per il Piano approvvigionamento delle biomassa con contratto di fornitura allegato.**

### ***Criticità normative.***

Nel SIA quadro progettuale pag. 42

*“4.2.5.1 Inquadramento normativo: 4.2.5.1.1 Combustione di biomasse vegetali*

*L'Allegato X alla parte quinta del D. Lgs. n. 152/2006 ("Disciplina dei combustibili") individua nella parte I - sez. 1 i combustibili di cui è consentito l'utilizzo negli impianti di cui al Titolo I (Prevenzione e limitazione delle emissioni in atmosfera di impianti e attività). Tra questi, alla lettera n), sono indicate le biomasse combustibili, individuate nella parte II sez. 4.*

*Nella sezione relativa alle caratteristiche delle biomasse combustibili si fa riferimento, tra l'altro, a:*

- *Materiale vegetale prodotto da coltivazioni dedicate;*
- *Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di coltivazioni agricole non dedicate;*
- *Materiale vegetale prodotto da interventi selvicolturali, da manutenzione forestale e da potatura;*
- *Materiale vegetale prodotto dalla lavorazione esclusivamente meccanica e dal trattamento con aria, vapore o acqua anche surriscaldata di legno vergine e costituito da cortecce, segatura, trucioli, chips, refili e tondelli di legno vergine, granulati e cascami di legno vergine, granulati e cascami di sughero vergine, tondelli, non contaminati da inquinanti;*
- *Materiale vegetale prodotto da trattamento esclusivamente meccanico, lavaggio con acqua o essiccazione di prodotti agricoli.*

*Al punto 1 bis si precisa: "Salvo il caso in cui i materiali elencati nel paragrafo 1 derivino da processi direttamente destinati alla loro produzione o ricadano nelle esclusioni dal campo di applicazione della parte quarta del presente decreto, la possibilità di utilizzare tali biomasse secondo le disposizioni della presente parte quinta è subordinata alla sussistenza dei requisiti previsti per i sottoprodotti dalla precedente parte quarta".*

*Pertanto, per poter utilizzare tali biomasse a fini produttivi-energetici e non ricadere nell'applicazione della normativa rifiuti, è necessario dimostrare l'esclusione diretta dalla disciplina dei rifiuti o la natura di sottoprodotto del materiale utilizzato. In tal senso, l'art. 185, come modificato dal D.Lgs. n. 205/2010, esclude ex lege determinati materiali vegetali dal campo di applicazione della normativa rifiuti: In particolare, non rientrano nel campo di applicazione della Parte quarta del decreto: art. 185 comma 1 lett. f) "le materie fecali, se non contemplate dal comma 2, lettera b), paglia, sfalci e potature, nonché altro materiale agricolo o forestale naturale non pericoloso utilizzati in agricoltura, nella selvicoltura o per la produzione di energia da tale biomassa mediante processi o metodi che non danneggiano l'ambiente né mettono in pericolo la salute umana".*

**Non si fa riferimento al D.Lgs. 28/2011 e al D.M 6 luglio 2012, non conformi alla normativa europea e quindi sotto infrazione, che assimilano la parte non biodegradabile dei rifiuti solidi urbani alle biomasse** per la co-combustione in impianti di produzione di energia elettrica, così da accedere all'acquisto dal GSE di energia elettrica a tariffe incentivate (circa il doppio del prezzo corrente) attraverso i meccanismi del CIP6 ed i certificati Verdi. **La scelta della tecnologia a griglia mobile**

**non esclude la possibilità di portare a combustione anche tale “tipologia” di biomassa non proprio di origine vegetale.**

## Quadro progettuale

### Criticità delle scelte tecnologiche adottate.

Viene proposto un impianto solare termodinamico con tecnologia CSP a sali fusi, abbinato ad un ciclo a vapore con turbina di taglia pari a 10,8 MWe. L'impianto è dotato di caldaia a biomassa di integrazione da 10,5 MWt e sistema di stoccaggio dei sali fusi, per consentire una produzione di tipo programmabile, anche in periodo notturno

(Relazione tecnica generale; Introduzione pag. 1)

#### Impianto termodinamico

*Nello S.I.A. - Quadro di riferimento progettuale (Pag. 3) – si introduce l'impianto termodinamico "Ad oggi esistono tre gruppi principali di tecnologie per l'utilizzo dell'energia solare: il fotovoltaico, i sistemi solari termodinamici per la produzione di energia elettrica e quelli a bassa temperatura per la produzione di energia termica per riscaldamento e acqua calda. Mentre la tecnologia fotovoltaica converte la radiazione solare direttamente in elettricità e quella termica direttamente in calore, la tecnologia del solare termodinamico utilizza la componente diretta della radiazione solare per riscaldare un fluido e quindi generare elettricità. La radiazione solare in generale non è, infatti, sufficiente per portare il fluido termovettore a temperature elevate se non si utilizzano specifici dispositivi per concentrare la radiazione solare. La tecnologia che si basa su questo principio è nota come Concentrated Solar Power - CSP e rappresenta, allo stato attuale, la migliore alternativa per la conversione termodinamica della fonte energetica solare. La tecnologia del solare a concentrazione impiegata negli impianti CSP può trovare anche applicazioni, a media o alta temperatura, nella produzione di calore per utilizzi industriali.*

Tra la tecnologia prescelta ci si è indirizzati verso i: *"(..) collettori parabolici, che rappresenta attualmente la tecnologia più diffusamente impiegata a livello mondiale e che, a tutti gli effetti, può considerarsi "matura" in virtù dell'esperienza operativa ultraventennale di numerose centrali solari esistenti. Rispetto al sistema con torre di concentrazione, inoltre, la tecnologia con collettori parabolici presenta alcuni vantaggi paesaggistico-ambientali connessi alla minore "intrusione visiva" (le torri sono strutture alte circa 100 m sul terreno e visibili anche a grande distanza)." S.I.A. - Quadro di riferimento progettuale Pag. 18.*

In realtà alle criticità del termodinamico si associano quelle legate alla centrale a biomassa da 10,5 MWt e ad un'altra caldaia combustibile fossile (gasolio) da 3 MWt

*"L'impianto termoelettrico di San Quirico è dimensionato per produrre una potenza elettrica lorda di 10,8 MWe1 mediante un ciclo termodinamico con turbina a vapore, alimentato dalla potenza termica prodotta da un sistema di generazione di vapore*

*(Steam Generator System, SGS) della potenza nominale di circa 28,5 MWth. Il vapore è prodotto mediante scambio termico tra il circuito del vapore ed un circuito percorso da un fluido termovettore composto da sali fusi. Tale fluido, prelevato da un serbatoio di accumulo “caldo” a seconda della richiesta termica del SGS, è riscaldato mediante circolazione attraverso collettori solari termodinamici parabolici a concentrazione (“Parabolic Trough-Concentrating Solar Power”, PT-CSP) oppure, in mancanza dell’energia solare, mediante una caldaia a biomassa (Back Up biomass Plan) da 10,5 MWth. Una volta ceduto il calore al circuito a vapore, il fluido termovettore è nuovamente stoccato in un secondo serbatoio di accumulo, “freddo”, per la successiva fase di riscaldamento solare e/o biomassa. L’impianto prevede inoltre una caldaia a gasolio supplementare della potenza termica di 3,2 MW (...).*

*(Relazione tecnica generale; pag. 10.)*

E’ evidente che la resa complessiva della centrale termodinamica sia legata all’irraggiamento diretto normale (DNI) solare. La valutazione mediante la Stazione di misurazione DNI a terra non ha prodotto dati relativi a tale irraggiamento credibili e affidabili. Nel S.I.A. - Quadro di Riferimento Progettuale Pag. 25 vengono riportati i dati raccolti durante il periodo di misurazione di 1 anno (01 giugno 2013 - 31 maggio 2014); la radiazione solare diretta risulta piuttosto bassa, nell’ordine dei 1.676,2 kW/m<sup>2</sup> all’anno. Un valore così basso (a Giave in un precedente progetto venivano riportati valori di 1916 DNI) viene messo in relazione ad errori di misurazione sui valori di radiazione solare DNI (Direct Normal Irradiance in W/m<sup>2</sup>), GHI (Global Horizontal Irradiance in W/m<sup>2</sup>) e DHI (Diffuse Horizontal Irradiance in W/m<sup>2</sup>) causati dalle piogge con agenti sabbiosi e la conseguente diminuzione dei valori durante l’intervallo tra pioggia e pulizia dei sensori e tempi di interruzione a causa di lavori ENEL sulla rete elettrica; tali inconvenienti sono quelli che si verificano in condizioni di esercizio normali; non è invece esatto correggere i valori a terra tramite correlazioni satellitari che hanno consentito di raggiungere virtualmente valori di 1.856 kW/m<sup>2</sup> per anno. Il mantenimento in fusione dei sali nelle diverse modalità di esercizio è legato al mantenimento nei serbatoi freddo e caldo e nei loop di una temperatura tra i 290° e i 515 e i 530°C.

Nella modalità Produzione (PM) del campo solare, il fluido termovettore è estratto dal serbatoio freddo a 290 °C e immesso in tutti i loop operativi. Il fluido termovettore, scorrendo nei collettori solari, aumenta la propria temperatura fino a 530 °C per poi confluire, in uscita dal campo solare, nel serbatoio caldo che costituisce lo stoccaggio termico ad alta temperatura. Nella modalità “Ricircolo” (RM) il fluido termovettore (HTF) è estratto dal serbatoio freddo a 290 °C e immesso in tutti i loop operativi. In caso di bassa radiazione solare diretta (ad es. durante le prime ore del mattino, la sera, o in caso di nuvolosità), il fluido termovettore, scorrendo nei collettori solari, non sarà in grado di aumentare la propria temperatura. Di conseguenza, il fluido in uscita dal campo solare è nuovamente fatto confluire nel serbatoio freddo fino a quando la temperatura cresce fino a 505 °C o, in linea di principio, quando le condizioni climatiche sono ottimali. Abbiamo altre modalità di funzionamento: la Modalità di circolazione notturna (NM), la Modalità defocalizzata (DPM), la Modalità defocalizzata in ricircolo (DRM) dove la circolazione dei sali fusi con la crescita del gradiente termico può essere assicurata dalla attività della

caldaia a biomasse e solo in fasi particolari dalla caldaia a olio combustibile. Questo viene riportato anche nella relazione tecnica generale, pag. 11- 12.

*“A seconda della potenza termica prodotta dal campo, il fluido termovettore che riempie il serbatoio “caldo” proviene dal campo solare, dalla caldaia a biomassa o da entrambi. Una volta raggiunto un determinato livello energetico all’interno del serbatoio di accumulo caldo, può essere attivato il sistema di generazione di vapore (SGS) e di conseguenza alimentata la turbina per la produzione elettrica. La presenza di un serbatoio per l’accumulo del fluido termovettore consente all’impianto di svincolarsi dalla ciclicità giornaliera tipica degli impianti solari e di avere una produzione elettrica di tipo programmabile. La modularità del comparto di produzione elettrica consente di variare il carico nominale tra l’80 ed il 110%, erogando quindi una potenza elettrica compresa tra 8 e 11,5 MWe. Tale modularità si traduce nella possibilità di esercire in continuo l’impianto sia in periodo estivo, quando l’irraggiamento consente un esercizio 24 ore al giorno mediante la sola energia solare, sia nelle mezze stagioni/inverno, quando la potenza termica richiesta per riempire il serbatoio caldo è generata da un mix di biomassa ed energia solare Appunto di dichiara. L’impianto è gestito e controllato mediante un sistema a DCS (distributed control systems), che integra i sistemi di controllo e supervisione esterni, dedicato alla gestione delle singole parti dell’impianto e degli accessori. In tale maniera è possibile condurre l’impianto direttamente dalla sala di controllo centralizzata;”*

È evidente che in questi modelli di funzionamento non vengono considerati i bassi valori di irraggiamento (DNI) che non permettono di avere neanche in condizioni di produzione (PM) il raggiungimento dei parametri ideali per una buona resa del “campo solare”; l’apporto della caldaia biomassa dovrebbe contribuire, su base progettuale, solo al 15% della produzione elettrica: ma tale dato risulta sottostimato rispetto a quanto riportato sopra.

**Ciò contribuisce a mantenere una indeterminatezza delle corrette modalità operative e dovrebbe essere alla base di un respingimento di qualsiasi atto autorizzativo.**

#### **LIQUIDO TERMOVETTORE**

Come termovettore si sono prescelti sali fusi “Valutato lo specifico contesto urbanistico-insediativo dell’area di San Quirico, avente caratteristiche spiccatamente rurali, tutte le scelte di progetto, compresa quella attinente al sistema energetico di ibridazione, sono state orientate a minimizzare l’impiego di sostanze o preparati pericolosi nonché improntate alla minimizzazione delle emissioni solide, liquide e gassose. In tal senso, pertanto, in coerenza con la scelta operata rispetto alle caratteristiche del fluido termovettore (Sali fusi in luogo dell’olio diatermico), è stato escluso il ricorso a sistemi

*energetici di backup alimentati con combustibili fossili, privilegiando le biomasse legnose naturali di provenienza locale.)*

*S.I.A.. Quadro di riferimento progettuale Pag. 19.*

Entrambi i sali utilizzati (nitrato di sodio (NaNO<sub>3</sub>) e il nitrato di potassio (KNO<sub>3</sub>) possiedono un'elevata solubilità in acqua, che consentirebbe loro una rapida diffusione nella matrice suolo ed eventualmente nelle falde acquifere sottostanti; un accidentale sversamento di sali fusi, concomitante al verificarsi di precipitazioni meteoriche di una certa intensità, rappresenta un impatto ambientale sia nel caso di sali fusi che solidi. Infatti i sali nitrici presentano un'elevata solubilità in acqua, decrescente al diminuire della temperatura che, peraltro, con la loro solidificazione diminuisce, ma resta comunque considerevolmente alta,

I nitrati competono con l'ossigeno nel legame con l'emoglobina. Una severa metemoglobinemia può condurre al coma e alla morte. Tali effetti sulla salute sono legati nei bambini all'ingestione di liquidi e acqua contaminati e può condurre ad una riduzione della ossigenazione della emoglobina conducendo in alcuni casi alla cosiddetta "blue baby syndrome" a causa della cianosi indotta. Sono più esposti i bambini sotto i 4 anni anche se la metemoglobinemia alla base di tale sindrome può rilevarsi anche in bambini più grandi. Ad elevati livelli di nitrati nell'acqua da bere sono legati il ritardo di crescita intra uterina, l'incremento dell'incidenza della morte improvvisa (Sudden Infant Death Syndrome -SIDS), di malformazioni cardiache e un incremento del rischio di malformazioni. Ci sono evidenze contrastanti sull'azione cancerogena dei nitrati; l'IARC (l'Agenzia Internazionale per la Ricerca sul Cancro) li inserisce nei probabili carcinogeni per l'uomo (Group 2A). Ciò richiede dal punto di vista sanitario l'adozione del principio di precauzione. ([ingested nitrate and nitrite<sup>1</sup>](http://monographs.iarc.fr/ENG/Monographs/vol94/mono94-6.pdf) e [Nitrates Summary<sup>2</sup>](http://www.epa.gov/teach/chem_summ/Nitrates_summary.pdf))

**La scarsa conoscenza da parte del Proponente dei problemi sanitari indotti dai sali impiegati come termovettori e quindi l'assoluta superficialità nel prevedere e prevenire eventuali contaminazioni di falda dovrebbe portare alla sospensione di qualsiasi atto autorizzativo.**

### **SUPERFICIE AREA TERMODINAMICO**

Per quanto riguarda l'estensione della superficie occupata "Considerato che la superficie complessiva di impianto occupata dai collettori solari è pari a circa 450.000 m<sup>2</sup>, la percentuale di superficie che sarebbe impermeabilizzata dalle fondazioni è pari al 2,6% nel caso delle fondazioni superficiali e allo 0,30% per le fondazioni profonde."

---

<sup>1</sup> <http://monographs.iarc.fr/ENG/Monographs/vol94/mono94-6.pdf>

<sup>2</sup> [http://www.epa.gov/teach/chem\\_summ/Nitrates\\_summary.pdf](http://www.epa.gov/teach/chem_summ/Nitrates_summary.pdf)

Relativamente all'impermeabilizzazione del suolo i dati sono approssimativi in quanto si valutano le varie tipologie di fondazioni superficiali e profonde senza dichiarare quale sia l'opzione prescelta per fare un bilancio dell'impatto complessivo attendibile, in particolare dal punto di vista pedologico e idrogeologico.

### CALDAIA A BIOMASSA

Ancora più vago e poco chiaro è in tutto il progetto il ruolo della biomassa per quantità, potere calorifico inferiore e tempo in giorni di impiego della caldaia a biomassa; abbiamo già rilevato nella analisi del quadro programmatico come risulti oltre modo sovrastimato il potere calorifico inferiore. Nella valutazione delle caratteristiche quali-quantitative della biomassa legnosa necessarie per alimentare la caldaia a biomassa dell'impianto ibrido del Proponente si riporta la seguente tabella nell'ambito del paragrafo che individua *"Specifiche tecniche e quantitativi di biomassa in ingresso all'impianto Attraverso l'elaborazione di una specifica analisi circa i modelli colturali specializzati destinabili alla produzione di biomassa per uso energetico, anche in base alla loro diffusione e disponibilità nel territorio, è stato individuato il mix di composizione della tipologia di legno riportato in Tabella 9 .*

Tabella 9 – Caratteristiche quali-quantitative della biomassa legnosa in alimento all'impianto

Specie	Quantità [t]	Quantità [%]	PC [MJ/kg]	Ceneri [%]
Pioppo (populus spp.)	10.084	65	18.8	1.3
Eucalipto (Eucalyptus camaldulensis)	3.103	20	18.9	3.1
Robinia (pseudocacia L.)	2.237	15	18.9	3.6
<b>Totale</b>	<b>15.514</b>			

SIA quadro progettuale pag.53-54

Il Pioppo, l'Eucaliptus e la Robinia sembrerebbero essere, per la loro "diffusione e disponibilità locale", le essenze scelte per assicurare la produzione di biomassa a filiera "corta" (entro i 70 Km) che la ditta che la ditta Ecozanda SRL dovrebbe fornire per i 30 anni della durata dell'impianto. Vengono riportate anche oltre il grado di umidità, le dimensioni delle scaglie del cippato oltre il peso specifico.

Grado di umidità	30÷40%;
Scaglie di dimensione media	16÷45 mm;
Peso specifico	0.8 t/m <sup>3</sup> .

*SIA quadro progettuale pag.55*

Il deposito del cippato infiammabile viene localizzato accanto agli edifici che ospitano il delicato "Power Block" con una capacità complessiva di 4.900 m<sup>3</sup>. Ipotizzando un peso specifico di 800 kg/m<sup>3</sup>, sarà possibile stoccare nel deposito circa 3.920 tonnellate di biomassa. Considerando un consumo giornaliero di 75 tonnellate, tale deposito consente un'autonomia della centrale di circa 53 giorni.

Per il sistema di combustione la scelta ricade sulla soluzione tecnologica a griglia composta da elementi mobili (piatti, scalini) che favoriscono l'avanzamento del cippato lungo un piano inclinato (griglia mobile inclinata). Tale soluzione corrisponde a quella generalmente più impiegata nell'ambito della produzione termica da biomassa e rifiuti solidi urbani; la combustione viene realizzata su focolare mobile assicurando elevata flessibilità operativa nei confronti della biomassa utilizzata, in termini di pezzatura, umidità e provenienza, consentendo anche l'impiego di cippato umido (M 30-40%) con elevata produzione di ceneri. E' evidente che tale scelta lasci ampio spazio di manovra anche in assenza di biomassa di tipo legnoso. A tale proposito il Proponente omette di ricordare la legislazione italiana (art.17 D.Lgs 387/03, D.Lgs. 152/06, D.Lgs 28/2011 e D.M 6 luglio 2012 6 luglio 2012.), non conforme alla normativa europea e quindi sotto infrazione, che assimila la parte non biodegradabile dei rifiuti solidi urbani alle biomasse per la co-combustione in impianti di produzione di energia elettrica, così da accedere all'acquisto a tariffe incentivate (circa il doppio del prezzo corrente) attraverso i meccanismi dei certificati Verdi.

IL Proponente non sembra aver chiaro il piano gestionale del campo solare e in particolare della caldaia a biomassa; tale considerazione si evince dalla tabella 8 sotto riportata in contraddizione con la tabella 9 già citata;

*SIA quadro progettuale pag.53*

Tabella 8 - Principali dati caratteristici del generatore di calore a biomassa (BL)

Parametro	Valore	UdM
consumo biomassa	3,1	t/h
contenuto d'acqua	30	%
umidità	43	%
potere calorifico biomassa	3,4	kWh/kg
Ceneri prodotte	133	kg/h
potenza al focolare a pieno carico	10,5	MW
Potenza ceduta ai Sali	8,4	MW
- parte radiativa	2,0	MW
- parte convettiva	6,4	MW
Efficienza di riscaldamento del sale	80	%
Portata Sali fusi	22,6	kg/s
temperatura iniziale Sali	290	°C
temperatura finale Sali	520	°C
Calore specifico Sali fusi a 500°C	1,53	kJ/kg K
Calore specifico Sali fusi a 250°C	1,49	kJ/kg K

E' evidente nella **tabella 9** la sovrastima di circa 65 % del potere calorifico delle colture dedicate al Pioppo, all' Eucalipus e alla Robinia a "*diffusione e disponibilità*" locale" (18,9-18.8 MJ/Kg). Nella **tabella 8** viene riportato invece un potere calorifico 3,4 kWh/Kg (1 kWh = 862 Kcal) che corrisponde 2930,8 Kcal/Kg (1 Kcal = 4184KJ) e quindi equivale 12,2MJ/Kg. Risulta pertanto che la sovrastima del potere calorifico delle biomasse prescelte rende non affidabile la quantità di biomassa complessiva da portare a combustione, riportata alla tabella 9 che è nell'ordine di 15500 ton/anno; **relativamente ad un potere calorifico inferiore più basso si dovrebbe calcolare un quantitativo di biomassa di circa 25000 ton/anno. In virtù di tale quantitativo vanno rivisti i dati di 4964 ore per 206 giorni/anno di attività prevista per la caldaia a biomassa aggiornando gli stessi a 8000 ore di attività per 333 giorni l'anno.** Questo giustificerebbe il mantenimento della temperatura (da 290° fino a 520°) del termo vettore a sali fusi non solo nella modalità Produzione (PM) del campo solare; è evidente

che l'apporto del solo 11% energetico da biomassa nel mix energetico di esercizio dell'impianto dovrebbe essere rivalutato.

**L'incertezza sull'irraggiamento diretto normale (DNI) del campo solare e i dati contraddittori sul potere calorifico e sulla quantità di biomassa necessaria per alimentare la caldaia a biomasse sono alla base di sicure criticità gestionali dell'impianto; tale rilievo costituisce una osservazione che giustifica l'esito negativo dell'iter autorizzativo.**

#### QUANTITÀ E QUALITÀ DELLE EMISSIONI

Le criticità gestionali relative alla quantità di biomassa necessaria, al suo potere calorifico, alla sua umidità che ne modifica le condizioni di combustione ed infine le ore e i giorni per anno di attività della caldaia sono strettamente correlate con l'impatto ambientale e sanitario delle emissioni nei confronti degli abitanti residenti nei centri limitrofi all'impianto. Infatti anche se la combustione di "biomasse" vegetali evoca emissioni "pulite", il principale problema ambientale creato dalle centrali alimentate a biomasse è l'emissione di particolato sottile e ultrasottile, con dimensioni inferiori a 1 micron ( $PM < 1$ ). Addirittura alcuni recenti studi dimostrano che si verifica una minore emissione di polveri fini da impianti a olio combustibile, rispetto a quelle prodotte da caldaie a biomassa. I fattori d'emissione al momento disponibili concordano, pertanto, con il fatto che, a parità d'energia prodotta, sia con impianti domestici che industriali, combustibili fossili quali l'olio combustibile, ma ancor più il metano e il gas naturale, hanno un impatto sull'ambiente e conseguentemente sulla salute nettamente inferiore a quello prodotto dalla combustione di biomasse, anche quando si adottano le migliori tecnologie oggi disponibili per la combustione e il trattamento fumi;

Tabella 10 - Valori limite di emissione garantiti in uscita dal generatore di calore a biomassa (BU)

Parametro	Valore	UdM
NOx (espressi come NO <sub>2</sub> )	150	mg/Nm <sup>3</sup>
NH <sub>3</sub>	5	mg/Nm <sup>3</sup>
CO	150	mg/Nm <sup>3</sup>
SO <sub>2</sub>	<100	mg/Nm <sup>3</sup>
Polveri totali	<10	mg/Nm <sup>3</sup>
Nota: valori riferiti a gas secchi con un tenore di ossigeno dell'11%, in condizioni di combustione stabile		

SIA quadro progettuale pag.55.

Ciò nonostante come si evince dalla tabella 10 il Proponente si preoccupa di misurare solo le Polveri totali e non le frazioni più nocive; tanto meno vengono considerate le emissioni di micro inquinanti quali le **diossine e i furani** pur portando a combustione cippato al 30-40% di umidità, quindi suscettibile di produzione di tali microinquinanti. Nei controlli al camino non vengono menzionati il particolato **PM10, PM2,5, il PM<1, né il particolato UF e le nano particelle**; tra gli altri microinquinanti non vengono considerate sostanze tossiche e cancerogene quali **benzene, formaldeide, idrocarburi policiclici aromatici (IPA)** presenti nelle emissioni da combustioni da biomassa. Tali sostanze sono tutte **incluse come cancerogene nel gruppo 1a secondo la tabella della IARC e tutte considerate come inquinanti organici persistenti.**

Nella presentazione pubblica anche se non rintracciabile nel SIA si è affermato che le emissioni della caldaia a biomasse è equivalente a quella di 22 caminetti domestici; esistono alcune comunicazioni, seppur mai riportate in letteratura, che affermano una presenza di polveri ultrafini in concentrazione superiore in un metro cubo da combustione di un caminetto domestico rispetto a quello di un inceneritore; è comunque difficile trovare un caminetto domestico (ma anche 22) che abbia una portata di fumi simile a quella della caldaia a biomassa del Proponente : 17.900 Nm<sup>2</sup>/ h per a 8000 ore di attività nell'arco 333 giorni/anno.

*Tabella 11 - Composizione dei gas di scarico in uscita dal generatore di calore a biomassa (*

Parametro	Valore	UdM
Portata gas di scarico	17.900	Nm <sup>3</sup> /h
Eccesso d'aria	1,5	
densità	520	°C
Composizione percentuale in <u>peso</u> su gas secchi		
CO <sub>2</sub>	18,28	%
H <sub>2</sub> O	6,1	%
N <sub>2</sub>	68,712	%
O <sub>2</sub>	6,896	%
SO <sub>2</sub>	0,011	%
HCL	0,001	%
Composizione percentuale in <u>peso</u> su gas umidi		
CO <sub>2</sub>	19,468	%
H <sub>2</sub> O	0	%
N <sub>2</sub>	73,175	%
O <sub>2</sub>	7,344	%
SO <sub>2</sub>	0,012	%
HCl	0,001	%

Va quindi ribadito che anche dopo depurazione dei fumi prodotti si avrà l'immissione nell'ambiente di quantità non trascurabili di numerosi macro e micro inquinanti (polveri sottili ed ultra sottili, ossidi di azoto, idrocarburi policiclici aromatici, diossine) con effetti noti per la loro pericolosità per la salute della popolazione esposta.

Nel bilancio dell'impatto ambientale sanitario complessivo, occorre sommare anche le emissioni prodotte dal traffico pesante indotto dalla costruzione e entrata in funzione dell'impianto; tale traffico fa parte integrante della attività dell'impianto stesso; vanno sommati quindi gli automezzi necessari per i conferimenti di biomasse e per il ritiro e lo smaltimento delle ceneri. Delle emissioni di polveri fini ed ultrafini, di ossidi di azoto, di policiclici aromatici di diverse decine di mezzi pesanti al giorno, lungo tutto il percorso che giornalmente dovranno coprire non si fa cenno nel SIA. Anzi la realizzazione di una strada per favorire questo traffico viene fatta passare come un'opera a compensazione e a favore delle comunità direttamente interessate

La tabella 10 su riportata fa riferimento ai sistemi di trattamento ed evacuazione fumi che si compone di un ciclone abbattitore per la separazione delle particelle incombuste più grosse; di un elettrofiltro per la separazione delle particelle più fini; di un sistema DE-NOX per la rimozione non catalitica (Selective Non Catalytic Reduction) degli ossidi di azoto. Abbiamo già detto come gli obiettivi di abbattimento delle emissioni sia estremamente limitato sia per quanto riguarda i macro e i microinquinanti in uscita dal camino. Non vengono comunque nel SIA riportati i flussi in entrata e in uscita dei fumi dei singoli passaggi nelle sezioni di abbattimento e neanche gli altri parametri di funzionamento in esercizio.

Va rilevato inoltre che vengono totalmente ignorate le polveri secondarie prodotte sia dall'impianto che dal traffico veicolare indotto; anche se ne si fa un cenno teorico. L'evidenza della formazione di ozono e di polveri fini ed ultrafini o inquinanti pericolose di origine secondaria che si formano in atmosfera, a distanza dalla fonte, per reazioni chimiche e fotochimiche degli inquinanti primari (ossidi di azoto, idrocarburi) è consolidata. Sotto l'aspetto della tutela della salute umana la valutazione dell'impatto di tali inquinanti primari e secondari dovrebbe essere prioritario anche ad un eventuale bilancio zero di CO<sup>2</sup> qualora esistesse biomassa sufficiente in loco (evenienza già esclusa). In altre parole, non si può privilegiare con incentivi finanziari un sicuro guadagno dell'impresa per un inesistente contenimento delle emissioni di gas serra e visto che tale scelta aumenta i rischi sanitari della popolazione esposta.

**Si omette di analizzare e menzionare tali emissioni in condizione di esercizio normale e in particolare nelle inevitabili criticità gestionali dell'impianto già descritte che certamente non possono non interessare anche i sistemi di**

abbattimento dei fumi ; questi ultimi peraltro sono solo elencati e mai valutati in termini dimensionali e quantitativi dei fumi in entrata e in uscita nei singoli sistemi di abbattimento. Tale parte del quadro progettuale dello SIA è del tutto inattendibile e dovrebbe essere motivo di rigetto della procedura autorizzativa.

Gli iter autorizzativi devono tener conto della Direttiva 96/62/CE sulla gestione e qualità dell'aria ambiente nei paesi dell'Unione che all'Articolo 1 individua tra i suoi obiettivi quello di "mantenere la qualità dell'aria ambiente, laddove è buona, e migliorarla negli altri casi". Nel caso in esame l'inserimento di un impianto industriale in un'area agricola non può che comportare il peggioramento della qualità dell'aria.

#### **CENERI**

A proposito della produzione di ceneri, nel *SIA - quadro progettuale*, pag.58, si dichiara:

*“La produzione di ceneri della linea a biomassa avviene in diverse sezioni: nel focolare in fondo alla griglia mobile, nella caldaia, negli economizzatori e nei dispositivi della linea fumi (ciclone ed elettrofiltro). La produzione complessiva di ceneri è stimata in 133 kg/h, pari a circa 4,3% in peso della biomassa in ingresso. Di questo, il 90% saranno ceneri pesanti, prodotte principalmente in camera di combustione e nel ciclone abbattitore; il 10% saranno ceneri leggeri prodotte dall'elettrofiltro”*

Tenendo conto della rivalutazione dei quantitativi di biomassa in ingresso, relativamente al potere calorifico reale, **il 4,3% di 25000 ton/anno ammonta a 1075 ton/anno di ceneri.** La criticità dello smaltimento delle ceneri è rappresentata dal livello di tossicità delle ceneri ed in particolare delle ceneri volanti raccolte dagli impianti di depurazione dei fumi. Anche questo specifico argomento non ci sembra adeguatamente approfondito nelle relazioni fornite. Va ricordato che il contenuto di cadmio, cromo, rame, piombo e mercurio delle ceneri volanti derivanti dalla combustione di alcuni tipi di legname è superiore a quella riscontrabile nelle ceneri volanti prodotte dalla combustione di carbone.

Quindi la combustione di un combustibile solido comporta la produzione di ceneri pesanti e leggere (queste ultime trattenute nei filtri sono fortemente tossiche per la presenza residua in elevata quantità di diossine/furani, IPA metalli pesanti etc). Anche il Proponente sembra non ignorare la presenza dopo combustione di biomassa almeno di metalli pesanti in concentrazioni diverse nelle ceneri pesanti e in quelle leggere dopo trattamento con ciclone e filtri a manica, come si evince dalla tabella 23:

Tabella 23 - Presenza di metalli pesanti nelle ceneri da cippato, corteccia e segatura, differenziate per tipo di cenere (pesanti e leggere)

	mg/kg di sostanza secca		
	Cenere pesante	Cenere leggera da ciclone	Cenere leggera da filtro a manica
Cl	< 10 - 113	< 10 - 14.900	38 - 138000
F	< 2 - 9	7 - 288	25 - 564
As	< 2	< 2 - 47	< 2 - 60
Cd	n.d.	< 5	< 5 -17
Co	n.d.	< 10 - 115	< 10 -87
Cr	26 - 38	16 -795	17 - 810
Cu	146 - 1280	43 - 605	55 - 1450
Ni	n.d.	18 - 235	27 - 235
Pb	n.d.	49 - 1280	134 - 7300
Zn	16 - 133	91 - 1810	109 - 6200

SIA quadro progettuale pag.112.

Le ceneri leggere, ma anche parte di quelle pesanti, sono classificabili anche come rifiuti speciali pericolosi e non :

- CER 10-01-14\* ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte dal co-incenerimento, contenenti sostanze pericolose;
- CER 10-01-15 ceneri pesanti, scorie e polveri di caldaia prodotte dal co-incenerimento, diverse da quelli di cui alla voce;
- CER 10-01-14 e 10-01-16\*ceneri leggere prodotte dal co-incenerimento, contenenti sostanze pericolose;
- CER 10-01-17 ceneri leggere prodotte dal co-incenerimento, diverse da quelle di cui alla voce
- CER 10-01-16 e 10-01-18\* rifiuti prodotti dalla depurazione dei fumi, contenenti sostanze pericolose).

Nel SIA si fa l'ipotesi di portarle a smaltimento impiegandole *“nella produzione di conglomerati cementizi e nella produzione di compost e fertilizzanti”* e viene ragionevolmente associata alla considerazione: *“In fase di esercizio dell'impianto, sulla base alle risultanze delle verifiche analitiche intese a verificare il rispetto del requisito di cui al punto 18.11.2 del D.M. 5 febbraio 1998, in accordo con la normativa applicabile, per le ceneri prodotte saranno valutate le condizioni di fattibilità delle diverse opzioni di recupero, ricorrendo allo smaltimento in discarica ove tali opzioni si rivelino tecnicamente non percorribili.”*( SIA quadro progettuale pag.112-115).

**Quindi, pur prevedendo che le ceneri in base alle analisi possano risultare rifiuti speciali pericolosi, non viene indicata la modalità e la discarica di riferimento per il loro smaltimento in sicurezza. Tale mancanza nella previsione di gestione**

## **dell'impianto dovrebbe rappresentare valido motivo per invalidare l'esito positivo della procedura autorizzativa.**

### **Bibliografia.**

1. Hall DO. Biomass energy in industrialized countries—a view of the future. *Forest Ecology and Management Agroforestry and Land use Change in Industrialized Nations*. 1997; 91(1):17-45.
2. Abbasi T, SA Abbasi. Biomass energy and the environmental impacts associated with its production and utilization. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 2010; 14(3):919-937.
3. Davidson CI, SF Lin, JF Osborn, MR Pandey, RA Rasmussen, MA Khalil. Indoor and outdoor air pollution in the Himalayas. *Environmental science & technology* 1986; 20(6):561-567.
4. Begum BA, SK Paul, M Dildar Hossain, SK Biswas, PK Hopke. Indoor air pollution from particulate matter emissions in different households in rural areas of Bangladesh. *Building and Environment* 2009; 44(5):898-903.
5. Leslie GB. Indoor Air Problems in Asia. *Indoor and Built Environment*. 1995; 4 (3-4): 140-150.
6. Padhi BK, PK Padhy. Domestic fuels, indoor air pollution, and children's health. *Annals of the New York Academy of Sciences* 2008; 1140:209-217. 23
7. Siddiqui AR, K Lee, EB Gold, ZA Bhutta. Eye and respiratory symptoms among women exposed to wood smoke emitted from indoor cooking: a study from southern Pakistan. *Energy for Sustainable Development* 2005; 9 (3): 58-66.
8. Boman BC, AB Forsberg, BG Jarvholm. Adverse health effects from ambient air pollution in relation to residential wood combustion in modern society. *Scand J Work Environ Health* 2003; 29(4):251-260.
9. Gustafson P. Exposure to some carcinogenic compounds in air, with special reference to wood smoke, 2009. Tesi di laurea
10. Krecl P. Impact of residential wood combustion on urban air quality, 2008. Tesi di laurea
11. Olsson M, J Kjällstrand. Low emissions from wood burning in an ecolabelled residential boiler. *Atmospheric Environment*. 2006; 40 (6): 1148-1158.
12. Molnár P, P Gustafson, S Johannesson, J Boman, L Barregård, G Sällsten. Domestic wood burning and PM<sub>2.5</sub> trace elements: Personal exposures, indoor and outdoor levels. *Atmospheric Environment* 2005; 39(14):2643-2653.
13. Ward T, C Palmer, M Bergauff, K Hooper, C Noonan. Results of a residential indoor PM<sub>2.5</sub> sampling program before and after a woodstove changeout. *Indoor air* 2008;18(5):408-415.
14. Schmidl C, H Bauer, A Dattler, R Hitzenberger, GWeissenboeck, ILMarr, et al. Chemical characterisation of particle emissions from burning leaves. *Atmospheric Environment* 2008;42(40):9070-9079.
15. Schmidl C, IL Marr, A Caseiro, P Kotianova, A Berner, H Bauer, et al. Chemical characterization of fine particle emissions from wood stove combustion of common woods growing in mid-European Alpine regions. *Atmospheric Environment* 2008;42 (1):126-141.
16. Simoneit BRT. Biomass burning - a review of organic tracers for smoke from incomplete combustion. *Applied Geochemistry* 2002;17(3):129-162.
17. Simoneit BRT, VO Elias. Detecting Organic Tracers from Biomass Burning in the Atmosphere. *Marine Pollution Bulletin* 2001; 42(10):805-810.

18. Caseiro A, H Bauer, C Schmidl, CA Pio, H Puxbaum. Wood burning impact on PM10 in three Austrian regions. *Atmospheric Environment* 2009; 43(13):2186-2195.
19. Bari MA, G Baumbach, B Kuch, G Scheffknecht. Wood smoke as a source of particle phase organic compounds in residential areas. *Atmospheric Environment* 2009; 43(31):4722-4732.
20. Szidat S, TM Jenk, H-A Synal, M Kalberer, L Wacker, I Hajdas, et al. Contributions of fossil fuel, biomass-burning, and biogenic emissions to carbonaceous aerosols in Zurich as traced by <sup>14</sup>C. *J Geophys Res* 2006; 111.
21. Favez O, H Cachier, J Sciare, R Sarda- Esteve, L Martinon. Evidence for a significant contribution of wood burning aerosols to PM2.5 during the winter season in Paris, France. *Atmospheric Environment* 2009; 43(22):3640-3044. 24
22. Ward T, T Lange. The impact of wood smoke on ambient PM2.5 in northern Rocky Mountain valley communities. *Environmental Pollution* 2010; 158(3):723-729.
23. Ward TJ, L Rinehart, T Lange. The 2003/2004 Libby, Montana PM2.5 source apportionment research study. *Aero Science Technology* 2006; 40:166-177.
24. Park RJ, DJ Jacob, JA Logan. Fire and biofuel contributions to annual mean aerosol mass concentrations in the United States. *Atmospheric Environment* 2007; 41(35): 7389-7400.
25. Chuersuwan N, S Nimrat, S Lekphet, T Kerdkumrai. Levels and major sources of PM2.5 and PM10 in Bangkok Metropolitan Region. *Environment International Assessment of Urban and Regional Air Quality and its Impacts - Selected papers submitted to the Third International Symposium on Air Quality Management at Urban, Regional and Global Scales (AQM2005) and 14th IUAPPA Regional Conference held in Istanbul on September 26-30, 2008*; 34(5):671-677.
26. Zhang X, S Kondragunta, C Schmidt, F Kogan. Near real time monitoring of biomass burning particulate emissions (PM2.5) across contiguous United States using multiple satellite instruments. *Atmospheric Environment* 2008; 42(29):6959-6972.
27. Kakareka SV, TI Kukharchyk, VS Khomich. Study of PAH emission from the solid fuels combustion in residential furnaces. *Environ Pollut* 2005; 133(2):383-387.
28. Mandalakis M, O Gustafsson, T Alsberg, AL Egeback, CM Reddy, L Xu, et al. Contribution of biomass burning to atmospheric polycyclic aromatic hydrocarbons at three European background sites. *Environ Sci Technol* 2005; 39(9):2976-2982.
29. Quass U, M Fermann, G Broker. The European dioxin air emission inventory project-Final results. *Chemosphere* 2004; 54(9):1319-1327.
30. Lavric ED, AA Konnov, JD Ruyck. Dioxin levels in wood combustion-a review. *Biomass and Bioenergy* 2004; 26(2):115-1145.
31. Hubner C, R Boos, T Prey. In-field measurements of PCDD/F emissions from domestic heating appliances for solid fuels. *Chemosphere* 2005; 58(3):367-372.
32. Gustafson L, C Tullin, I Wrande. Smallscale biomass combustion in Sweden- research towards a sustainable society. In: 1st World Conference on Biomass for Energy and Industry; 2000; Sevilla, Spain: James&James Science Publishers Ltd; 2000, pp. 1553-1555.
33. Kjällstrand J, M Olsson. Chimney emissions from small-scale burning of pellets and fuelwood— examples referring to different combustion appliances. *Biomass and Bioenergy Pellets 2002 The first world conference on pellets* 2004; 27(6):557-561.
34. Olsson M, J Kjällstrand, G Petersson. Specific chimney emissions and biofuel characteristics of softwood pellets for residential heating in Sweden. *Biomass and Bioenergy* 2003; 24(1):51-57.
35. Olsson M, J Kjällstrand. Emissions from burning of softwood pellets. *Biomass and Bioenergy Pellets 2002 The first world conference on pellets* 2004; 27(6):607-611. 25 51. Joller M, T Brunner, I Obernberger.

- Modeling of aerosol formation during biomass combustion for various furnace and boiler types. *Fuel Processing Technology* 2007; 88 (11):1136-1147.
52. Wierzbicka A, L Lillieblad, J Pagels, M Strand, A Gudmundsson, A Gharibi, et al. Particle emissions from district heating units operating on three commonly used biofuels. *Atmospheric Environment* 2005;39(1):139-150.
53. Pagels J, M Strand, J Rissler, A Szpila, A Gudmundsson, M Bohgard, et al. Characteristics of aerosol particles formed during grate combustion of moist forest residue. *Journal of Aerosol Science* 2003; 34(8): 1043-1059.
54. Sippula O, J Hokkinen, H Puustinen, P Yli-Pirilä, J Jokiniemi. Comparison of particle emissions from small heavy fuel oil and wood-fired boilers. *Atmospheric Environment* 2009;43(32):4855-4864.
55. Trozzi C. EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook - Air pollution EEA. 2009. <http://www.eea.europa.eu/themes/air/emep-eea-air-pollutant-emissioninventory-guidebook>. Accesso: 2011.
56. Johansson LS, C Tullin, B Leckner, P Sjoval. Particle emissions from biomass combustion in small combustors. *Biomass and Bioenergy* 2003;25(4):435-446.
57. Demirbas A. Potential applications of renewable energy sources, biomass combustion problems in boiler power systems and combustion related environmental issues. *Progress in Energy and Combustion Science* 2005;31(2):171-192.
58. Vamvuka D, D Zografos, G Alevizos. Control methods for mitigating biomass ash related problems in fluidized beds. *Bioresource Technology* 2008; 99(9):3534-3544.
59. Jones JM, LI Darvell, TG Bridgeman, M Pourkashanian, A Williams. An investigation of the thermal and catalytic behavior of potassium in biomass combustion. *Proceedings of the Combustion Institute* 2007;1(2):1955-1963.
60. Enell A, F Fuhrman, L Lundin, P Warfvinge, G Thelin. Polycyclic aromatic hydrocarbons in ash: Determination of total and leachable concentrations. *Environmental Pollution* 2008; 52(2):285-292.
61. Bundt M, M Krauss, P Blaser, W Wilcke. Forest fertilization with wood ash: effect on the distribution and storage of polycyclic aromatic hydrocarbons (PAHs) and polychlorinated biphenyls (PCBs). *Journal of environmental quality* 2001; 30(4):1296-1304.
62. EPA. Health Effects of Wood Smoke | Cleaner Burning Wood Stoves & Fireplaces | EPA. 2008. <http://www.epa.gov/woodstoves/healtheffects.html>. Accesso: 2010
63. Kocbach Bølling A, J Pagels, KE Yttri, L Barregard, G Sallsten, PE Schwarze, et al. Health effects of residential wood smoke particles: the importance of combustion conditions and physicochemical particle properties. *Particle and Fibre Toxicology* 2009; 6(1):29.
64. Löndahl J, J Pagels, C Boman, E Swietlicki, A Massling, J Rissler, et al. Deposition of biomass combustion aerosol particles in the human respiratory tract. *Inhalation toxicology* 2008; 20(10):923-933. 27
65. Orru H, M Kaasik, E Merisalu, B Forsberg. Health impact assessment in case of biofuel peat - Co-use of environmental scenarios and exposure-response functions. *Biomass and Bioenergy* 2009; 33(8):1080-1086.
66. Rinne ST, EJ Rodas, ML Rinne, JM Simpson, LT Glickman. Use of Biomass Fuel is Associated with Infant Mortality and Child Health in Trend Analysis. *Am J Trop Med Hyg* 2007;76(3):585-591.
67. Naeher LP, M Brauer, M Lipsett, JT Zelikoff, CD Simpson, JQ Koenig, et al. Woodsmoke health effects: a review. *Inhal Toxicol* 2007; 19(1):67-106.
68. IARC. Household Use of Solid Fuels and High-temperature Frying. Lyon France; 2010.
69. Lissowska J, A Bardin-Mikolajczak, T Fletcher, D Zaridze, N Szeszenia-Dabrowska, P Rudnai, et al. Lung cancer and indoor pollution from heating and cooking with solid fuels: the IARC international

- multicentre case-control study in Eastern/Central Europe and the United Kingdom. *Am J Epidemiol* 2005; 162(4):326-333.
70. Ramanakumar AV, ME Parent, J Siemiatycki. Risk of lung cancer from residential heating and cooking fuels in Montreal, Canada. *Am J Epidemiol* 2007; 165(6):634- 642.
71. Grieshop A, J Logue, N Donahue, A Robinson. Laboratory Investigation of photochemical oxidation of organic aerosol from wood fires - Part I: Measurement and simulation of organic aerosol evolution. *Atm Chem Phys Discuss* 2008; 8:15699-15737.
72. Pa A, XT Bi, S Sokhansanj. A Life Cycle Evaluation of Wood Pellet Gasification for District Heating in British Columbia. *Bioresource Technology*. 2011; In Press, Accepted Manuscript.
73. Searchinger TD, SP Hamburg, J Melillo, W Chameides, P Havlik, DM Kammen, et al., Fixing a Critical Climate Accounting Error. *Science* 2009; 326(5952):527-528.
74. Righelato R, DV Spracklen. Environment. Carbon mitigation by biofuels or by saving and restoring forests? *Science* 2007; 317(5840):902.
75. Olivares G, J Strom, C Johansson, L Gidhagen. Estimates of black carbon and size-resolved particle number emission factors from residential wood burning based on ambient monitoring and model simulations. *J Air Waste Manag Assoc* 2008; 58(6):838-848.
76. Krecl P, J Ström, C Johansson. Carbon content of atmospheric aerosols in a residential area during the wood combustion season in Sweden. *Atmospheric Environment*. 2007; 41: 6974-6985.
77. Panicker AS, G Pandithurai, PD Safai, S Dipu, D-I Lee. On the contribution of black carbon to the composite aerosol radiative forcing over an urban environment. *Atmospheric Environment* 010; 44(25): 3066.
78. NREL. Lessons Learned from Existing Biomass Power Plants. 2007. <http://www.nrel.gov/docs/fy00osti/26946.pdf>. Accesso:2010 28
79. Meyer CP, AK Luhar, RM Mitchell. Biomass burning emissions over northern Australia constrained by aerosol measurements: IModelling the distribution of hourly emissions. *Atmospheric Environment* 2008; 42(7):1629-1646.
80. Anttila P, U Makkonen, H Hellén, K Kyllönen, S Leppänen, H Saari, et al. Impact of the open biomass fires in spring and summer of 2006 on the chemical composition of background air in south-eastern Finland. *Atmospheric Environment* 2008; 42 (26): 6472-6486.
81. Demirbas A. Biorefineries: Current activities and future developments. *Energy Conversion and Management* 2009; 50(11):2782-2801.
82. Van der Meijden CM, HJ Veringa, LPLM Rabou. The production of synthetic natural gas (SNG): A comparison of three wood gasification systems for energy balance and overall efficiency. *Biomass and Bioenergy* 2010;34(3):302-311.
83. Valerio F. Impatti ambientali e sanitari prodotti dalla combustione di biomasse legnose per la produzione di calore ed elettricità; *Epidemiologia e Prevenzione* 36 (1) gennaio-febbraio 2012

## Quadro sanitario e ambientale

### Qualità dell'aria ed emissioni

Va osservato infine che il “Piano di Prevenzione, Conservazione e Risanamento della Qualità dell'Aria Ambiente” della Regione Sardegna, approvato con *D.G.R. n. 55/6 del 29 Novembre 2005*, appare ancora non realizzato e tanto meno aggiornato. Le criticità relative all'analisi delle emissioni presenti nel quadro progettuale si accompagnano all'inadeguatezza dei sistemi di controllo delle qualità dell'aria presenti in Sardegna. L'ARPA Sardegna è il soggetto competente a gestire la rete di monitoraggio della qualità dell'aria. La rete è costituita da 44 centraline automatiche di misura, di cui 4 non attive o di recente sostituzione, dislocate nel territorio regionale; la rete di controllo dell'Isola è oltremodo carente anche in relazione all'adeguamento al Decreto Legislativo del 13 agosto 2010, n. 155 (recepimento della direttiva europea 2008/50/CE) che prevede la riduzione del 20% dell'esposizione al PM<sub>2,5</sub> entro il 2020 rispetto ai valori del 2010 e l'obbligo di riduzione al di sotto di 25 µg/m<sup>3</sup> sempre entro il 2020. Per quanto riguarda la salute umana, alcune criticità relative al biossido di zolfo e ai PM<sub>10</sub> e all'ozono sono alla base della zonizzazione che vede i comuni di Cagliari, Quartu S. Quartucciu, Selargius, Monserrato, la zona di Sarroch, la zona di Portoscuso, la zona di Porto Torres e la zona di Sassari inserite nelle aree da bonificare nel senso che in esse rientrano l'emissione di vapori inquinanti che si condensano e cadono su acque e nei suoli di superficie. I ritardi in questa operazione di bonifica sono ben noti come anche le ricadute sanitarie ben evidenziate dall'Istituto Superiore di Sanità attraverso gli Studi SENTIERI.

Tutto il resto del territorio regionale è invece compreso nella “Zona di Mantenimento” dove ogni intervento antropico non deve portare a un peggioramento dell'attuale qualità dell'aria ambiente (vedi mappa sotto riportata).

Agglomerati e zone per la protezione della salute umana e degli ecosistemi e zone aggiuntive da monitorare

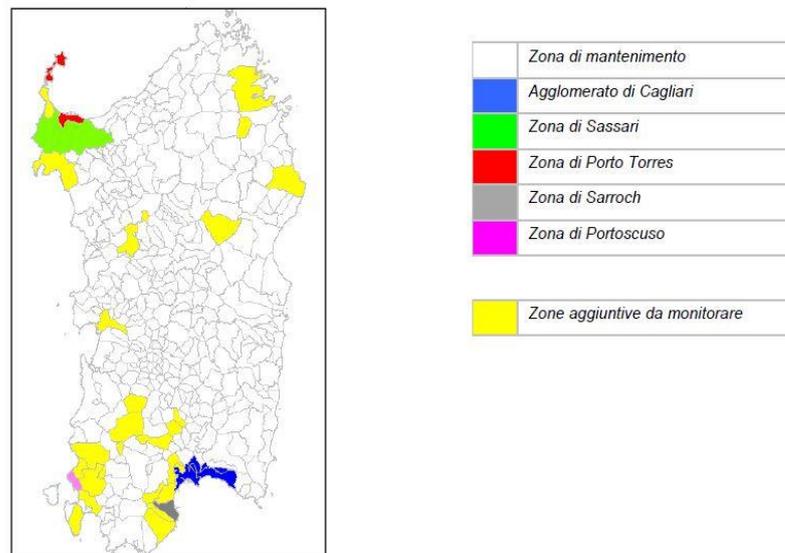
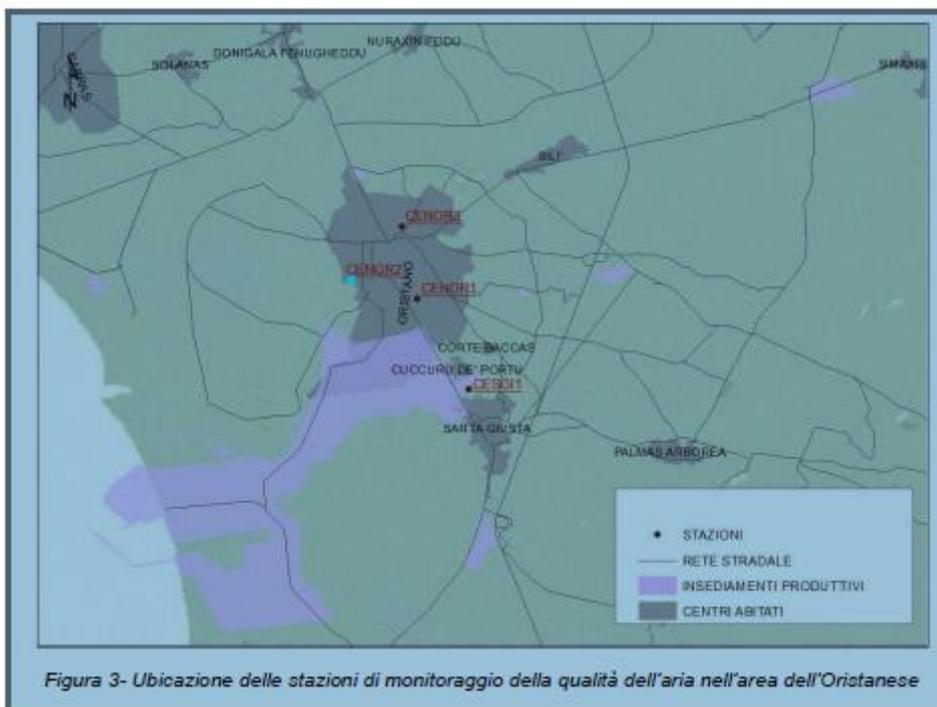


Figura 1

Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Sardegna per l'anno 2012 pag. 2.

Nella Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Sardegna per l'anno 2012, pubblicata a Settembre 2013 si riafferma il piano regionale di risanamento dell'aria inserendo delle zone aggiuntive da monitorare, tra cui alcuni centri urbani, quali Oristano. Le stazioni di monitoraggio dell'area di Oristano, rientrando nella zona di mantenimento da monitorare, sono ubicate in zona urbana. A partire dal 2012 è attivata la CESG11; la stazione CENOR3 è stata dismessa il 15/02/2011. Il carico inquinante rilevato deriva quindi principalmente dal traffico veicolare e dalle altre fonti di inquinamento urbano (impianti di ecc.).



Relazione annuale sulla qualità dell'aria in Sardegna per l'anno 2012 pag. 14

Le stazioni di monitoraggio sono ubicate in zona urbana, a una distanza di circa 6,5 km dal perimetro dell'area di progetto quindi non potendo contare su dati ante operam; le dichiarazioni del Proponente sul mancato impatto ambientale e sanitario appaiono quanto meno prive di qualsiasi attendibilità:

*“Gli effetti del proposto progetto sulla qualità dell'aria a livello locale sono di entità, caratteristiche e durata variabile in funzione delle fasi di vita dell'opera. Nell'ambito della fase di cantiere, il fattore di impatto principale è legato all'emissione, temporanea e reversibile, di polveri a seguito delle operazioni di movimento terra associate alla sistemazione preliminare del terreno. Durante la fase di esercizio, gli effetti sulla qualità dell'aria sono di differente segno ed entità in rapporto alla scala ambientale di riferimento: locale (di segno negativo ed associate alle emissioni atmosferiche della caldaia a biomasse) e globale (di segno positivo e misurabili nelle emissioni evitate di gas climalteranti conseguenti alla produzione energetica da fonte rinnovabile).”*

Abbiamo già descritto come nel bilancio dell'impatto ambientale e sanitario complessivo, occorre sommare oltre la fase di costruzione anche le emissioni prodotte dal traffico

pesante indotto dalla costruzione e entrata in funzione dell'impianto; tale traffico fa parte integrante della attività dell'impianto stesso; vanno sommati quindi gli automezzi necessari per i conferimenti di biomasse e per il ritiro e lo smaltimento delle ceneri. Delle emissioni di polveri fini ed ultrafini, di ossidi di azoto, di policiclici aromatici di diverse decine di mezzi pesanti al giorno, lungo tutto il percorso che giornalmente dovranno coprire non si fa cenno nel SIA anche nel quadro di riferimento ambientale pag. 43.

Va ricordata l'evidenza consolidata della formazione di ozono e di polveri fini ed ultrafini e macro/microinquinanti pericolosi di origine secondaria che si formano in atmosfera, a distanza dalla fonte, per reazioni chimiche e fotochimiche degli inquinanti primari (ossidi di azoto, idrocarburi).

La valutazione dell'impatto di tali inquinanti e la tutela della salute umana dovrebbero essere prioritari, anche in presenza di un eventuale bilancio zero di CO<sup>2</sup>, qualora esistesse biomassa sufficiente in loco; tale evenienza comunque è già stata esclusa, viste le sovrastime di irraggiamento dell'impianto termodinamico e le sottostime dei quantitativi di biomasse necessarie per l'alimentazione della caldaia dedicata a biomassa (per sovrastima del potere calorifico inferiore); anche sul piano programmatico la disponibilità di biomasse in Sardegna è minima rispetto agli impianti già in esercizio e a quelli in progetto. In altre parole non si può privilegiare con incentivi finanziari un sicuro guadagno dell'impresa per un inesistente contenimento delle emissioni di gas serra, tenendo conto che tale scelta aumenta i rischi sanitari della popolazione esposta.

Infine **va ribadito che gli iter autorizzativi devono tener conto della Direttiva 96/62/CE sulla gestione e qualità dell'aria ambiente nei paesi dell'Unione che, all'Articolo 1, individua tra i suoi obiettivi quello di "mantenere la qualità dell'aria ambiente, laddove è buona, e migliorarla negli altri casi". Nel caso in esame l'inserimento di un impianto industriale di questo tipo in un'area agricola non può che comportare il peggioramento della qualità dell'aria.**

### **Ambiente idrico**

*“L'acqua richiesta per l'esercizio dell'impianto proviene da n°2 pozzi realizzati all'interno dell'area della centrale, per ciascuno dei quali è previsto un prelievo massimo di 50 m<sup>3</sup>/h. Una volta filtrata, l'acqua viene in parte immessa nella rete antincendio, in parte sottoposta ad una serie di trattamenti per renderla compatibile con gli usi di processo. Più nel dettaglio, l'acqua di processo si suddivide in: Acqua addolcita, ottenuta mediante un primo stadio di osmosi inversa utilizzata principalmente per la pulizia degli specchi concentranti, per il reintegro delle torri evaporative e per l'alimentazione del sistema di demineralizzazione; Acqua demineralizzata, utilizzata per reintegrare il circuito termodinamico, per la preparazione degli additivi chimici e per il reintegro del circuito di raffreddamento generale;” Relazione tecnica generale pag. 10.*

*“Il raffreddamento sarà realizzato a ciclo chiuso, mediante acqua che cederà successivamente il calore asportato attraverso uno scambiatore di calore che utilizza le torri evaporative di raffreddamento poste all'esterno, costituenti il sistema di raffreddamento principale dell'impianto. Dalle tubazioni di andata e ritorno dell'acqua di raffreddamento del condensatore saranno quindi derivate le linee di andata e ritorno per lo scambiatore di calore del sistema di raffreddamento a torri evaporanti. La variabilità delle condizioni atmosferiche (temperatura e umidità relativa) influisce sul funzionamento delle torri soprattutto in relazione alle perdite percentuali per evaporazione e, in subordine, trascinarsi. Le perdite idriche del sistema sono pertanto variabili indicativamente nel range 13÷25 m<sup>3</sup>/h [19X24X365 166440 m<sup>3</sup> (n.d.r.)] in funzione della stagione, con un consumo mensile variabile nell'intervallo 2.700÷15.200 m<sup>3</sup> [8950X12 107400 m<sup>3</sup> (n.d.r.)]. Il consumo totale annuo è valutato in circa 93.800 m<sup>3</sup>, con un consumo medio mensile di circa 7.800 m<sup>3</sup>. (Sia- Quadro di Riferimento Progettuale pag. 95.)*

E' evidente come anche per l'acqua si tenti di sottostimare i consumi: se consideriamo il consumo medio/h riportato dallo stesso Proponente abbiamo: 19X24X365 =166440 m<sup>3</sup> (166.440.000 l/anno); se consideriamo il consumo medio sempre riportato dallo stesso proponente: 8950X12 107400 m<sup>3</sup> (107.400.000 litri/anno); la stima finale del Proponente è sempre più al ribasso con dei valori 93.000 m<sup>3</sup> annui (7800 m<sup>3</sup> mensili) e con una sottostima del 52%. Considerando i consumi di acqua per le colture nella zona che richiedono più irrigazione, abbiamo per il granturco dai 25-30 m<sup>3</sup>/ha per 110 giorni e 65 m<sup>3</sup>/ha per 120 giorni; se consideriamo la coltivazione del granturco per i 43 ha (estensione dichiarata del campo termodinamico) avremo un consumo idrico di 27,5X43X110(giorni/anno)=130075 m<sup>3</sup>; se consideriamo il riso avremo un consumo di 65X43X120(giorni/anno)= 335400 m<sup>3</sup>.

E' conseguente come il consumo 166.440 m<sup>3</sup> (166.440.000 l/anno) rappresenti un elemento di forte competizione per le colture agricole; tenendo conto che questo consumo di acqua avviene sotto forma di vapore acqueo attraverso torri di raffreddamento, ciò determina una modificazione del microclima locale favorendo lo sviluppo di muffe e altri elementi del microbiota ambientale che potrebbero danneggiare le colture agricole delle zone circostanti. Non di minor conto è che il vapore acqueo prodotto (considerato esso stesso gas-serra) annullerebbe l'eventuale beneficio della non emissione di anidride carbonica (condizione questa non peraltro non rispettata, come già dimostrato). Infine la produzione dalle emissioni della caldaia a biomassa di polveri secondarie verrebbe favorita dalla contemporanea produzione di vapore acqueo attraverso le torri di raffreddamento.

## **Suolo**

*“L'area di interesse, a destinazione agricola, ha una superficie complessiva di circa 77 ha ed è delimitata a nord da una strada comunale e da un rimboschimento di sughere, a est da un rimboschimento di eucalipti di proprietà comunale, a sud e ad ovest da terreni*

*agricoli ad uso seminativo. La porzione del terreno asservita alla realizzazione dell'impianto avrà una superficie di circa 48 ettari; gli spazi residuali (circa 29 ettari) saranno oggetto di mirate arionidi inserimento ambientale orientate alla realizzazione di interventi di recupero colturale attraverso l'impianto di colture arboree, orticole irrigue e alla produzione di piante officinali nonché di ricucitura ambientale con i settori orientali a maggiore livello di naturalità" (SIA, quadro di riferimento progettuale pag. 76.)*

E' evidente che la dichiarazione sulla possibilità di impiegare i 29 ha per la produzione di biomasse in loco è puramente formale se teniamo conto dei quantitativi necessari per l'alimentazione della caldaia a biomassa come già riportato.

Ben più evidente è l'intervento sul suolo dei 48 ha che saranno occupati dall'impianto termodinamico: *"Il sito di progetto si presenta attualmente con lievi pendenze piuttosto costanti che degradano da est-nord-est verso ovest-sud-ovest; il settore ovest è invece caratterizzato dalla presenza di terrazzamenti che sono stati realizzati negli anni '70 del secolo scorso per la coltivazione del riso, attività ormai da tempo abbandonata. Affinché il sito possa risultare idoneo per la realizzazione dell'impianto solare, saranno necessarie alcune attività propedeutiche di sistemazione del terreno al fine di conseguire le quote e le pendenze di progetto. In particolare si prevedono:--Pulizia generale di aree con asportazione di recinzioni, opere interrato, erbe, alberi e arbusti;--Scotico della terra vegetale per uno spessore di almeno 40 cm, deposito e successivo reimpiego su tutta l'area adeguatamente livellata alle pendenze di progetto, in accordo con le indicazioni scaturite dallo studio agro-pedologico;--Scavo, riempimento e livellamento;--Perforazione dei pozzi per la fornitura di acqua grezza,-- Costruzione canali di scolo delle acque meteoriche;--Realizzazione di impianto smaltimento acque;--Approntamento linee elettriche sotterranee;-- Costruzione di strade per l'accesso al Power Block e delle strade interne al campo solare e destinate alla manutenzione e pulizia dei collettori;-- Delimitazione dell'area mediante realizzazione di opportuna recinzione ed accesso sorvegliato da guardiani;--impianto di illuminazione e videosorveglianza dell'intera area;- Realizzazione di aree verdi. In fase di progetto è stata prestata particolare attenzione a conservare, per quanto possibile, la giacitura esistente, anche al fine di limitare il più possibile i movimenti di terra e mantenere inalterata l'attuale direzione di scorrimento e il recapito finale delle acque superficiali. Le nuove pendenze previste sono dello 0,5% nella direzione nord-sud, dello 0,42 % in quella est-ovest e dello 0,2% da ovest ad est, col punto più basso posto alla stessa quota di quello precedente alla sistemazione; la conformazione studiata, oltre a minimizzare i volumi di terra da movimentare, garantisce l'equilibrio tra volumi di scavo e riporto. Nel dettaglio, su una superficie di circa 43 ha (area occupata dal campo solare), i movimenti di terra per il livellamento secondo le quote di progetto sono valutati in circa 118.000 m<sup>3</sup>; pertanto lo spessore medio di terra movimentata è di circa 30 cm, al netto della provvisoria rimozione del terreno vegetale."*  
SIA; quadro di riferimento progettuale pag. 72-73. Si va dallo scotico della terra vegetale per uno spessore di almeno 40 cm, alla modifica dei livelli esistenti, alla creazione di strade di accesso al Power Block e delle strade interne al campo solare, alla creazione dei due pozzi fino alla creazione di un impianto di smaltimento delle acque. Si prefigura come scrive l'ISPRA una condizione di consumo di suolo sotto i due aspetti "come una variazione da una copertura non artificiale (suolo non consumato) a una copertura

artificiale del suolo (suolo consumato)” (ISPRA pag. 3: Il consumo del suolo in Italia 2014). In entrambi i casi si perdono i servizi ecologici del suolo a garanzia del mantenimento dell’equilibrio nell’intero ecosistema e della conservazione del patrimonio naturale, dalla tutela delle acque alla salvaguardia della biodiversità, dagli effetti sul microclima e sulle dinamiche climatiche di larga scala, alla resilienza, al manifestarsi degli eventi franosi ed alluvionali, dalla perdita di fertilità alla disponibilità di sedimenti per le dinamiche fluviali e costiere.

Un suolo in condizioni naturali, insieme all’intera biosfera, fornisce al genere umano i servizi ecosistemici necessari al proprio sostentamento (Blum, 2005; Commissione Europea, 2006; APAT, 2008; Haygarth e Ritz, 2009; Turbé et al., 2010): - servizi di approvvigionamento (prodotti alimentari e biomassa, materie prime, etc.); - servizi di regolazione (regolazione del clima, cattura e stoccaggio del carbonio, controllo dell’erosione e dei nutrienti, regolazione della qualità dell’acqua, protezione e mitigazione dei fenomeni idrologici estremi, etc.); - servizi di supporto (supporto fisico, decomposizione e mineralizzazione di materia organica, habitat delle specie, riserva genetica, conservazione della biodiversità, etc.); - servizi culturali (servizi ricreativi, paesaggio, patrimonio naturale, etc.). Per l’importanza che rivestono sotto il profilo socioeconomico e ambientale, tutte queste funzioni devono pertanto essere tutelate (Commissione Europea, 2006). Infatti, le scorrette pratiche agricole, zootecniche e forestali, le dinamiche insediative, le variazioni d’uso e gli effetti locali dei cambiamenti ambientali globali possono originare gravi processi degradativi che limitano o inibiscono totalmente la funzionalità del suolo e che spesso diventano evidenti solo quando sono irreversibili, o in uno stato talmente avanzato da renderne estremamente oneroso e economicamente poco vantaggioso il ripristino. La risorsa suolo deve essere, quindi, protetta e utilizzata nel modo idoneo, in relazione alle sue intrinseche proprietà, affinché possa continuare a svolgere la propria insostituibile ed efficiente funzione sul pianeta (ISPRA, 2013) e perché elemento fondamentale dell’ambiente, dell’ecosistema e del paesaggio, tutelati dalla nostra Costituzione (Leone et al. 2013);

**Le evidenti incertezze sulle modalità di scavo e di infrastrutturazione rendono le previsioni preliminari di calcolo sia sui quantitativi di terra rimossa, sia sui danni nel rapporto suolo e sotto-suolo, del tutto aleatori. E’ evidente inoltre che se focalizziamo l’attenzione sulla presunta, ma già dimostrata, inesistenza della riduzione delle emissioni di anidride carbonica dell’impianto del Proponente si deve aggiungere a questo bilancio negativo anche ciò che riguarda la modificazione del suolo come riserva di carbonio. Questa ulteriore considerazione, oltre alle modificazioni degli assetti pedologici e idrogeologici conseguenti, è un ulteriore motivo per negare gli atti autorizzativi da parte degli uffici competenti.**

## **Bibliografia.**

- 1) Antrop M. (2004), Landscape Change and Urbanization Process in Europe, Landscape and Urban Planning, 67: 9-26. APAT (2008),

- 2) Il suolo, la radice della vita, APAT, Roma  
<http://www.isprambiente.gov.it/it/pubblicazioni/pubblicazioni-di-pregio/il-suolo-la-radice-della-vita>
- 3) Blalock H.M. jr (1984), Statistica per la ricerca sociale, Il Mulino, Bologna. Blum W.E.H. (2005),
- 4) Functions of Soil for Society and the Environment; Reviews in Environmental Science and Bio/Technology 2005-4: 75-79.
- 5) Landscape ecological concepts and metrics in sustainable landscape planning. Landscape and Urban Planning, 59: 65-93. Bouma J. (2001),
- 6) The role of soil science in the land use negotiation process. Soil use and management 17(1): 1-6. Bruegmann R. (2005).
- 7) A compact History, University of Chicago Press, Chicago. Catalàn B., Sauri D., Serra P. (2008), Urban sprawl in the Mediterranean? Patterns of growth and change in the Barcelona Metropolitan Region 1993–2000.
- 8) Landscape and Urban Planning 85(3-4): 174-184. Commissione Europea (2004)
- 9) Towards a thematic strategy on the urban environment. COM (2004) 60 final. Commissione Europea (2006),
- 10) Strategia tematica per la protezione del suolo, COM(2006) 231. Bruxelles, 22.9.2006 <http://eur->
- 11) European Environmental Agency, Copenhagen. EEA (2010), European Environment - State and Outlook 2010, European Environmental Agency, Copenhagen. EEA (2011), Mapping Guide for a European Urban Atlas, European Environmental Agency, Copenhagen,
- 12) <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/urban-atlas> EEA (2013), GIO land (GMES/Copernicus initial operations land) High Resolution Layers (HRLs) -summary of product specifications, European Environment Agency, Copenhagen. EEA-FOEN (2011),
- 13) Landscape fragmentation in Europe. Joint EEA-FOEN report. Copenhagen. ESPON (2011), ESPON Climate: Climate Change and Territorial Effects on Regions and Local Economies. Final Report Annex 4: Case Study Mediterranean Coast of Spain. Tech. rep. Dortmund: ESPON & IRPUD ESPON. Eurostat (2013), LUCAS Primary data 2012,
- 14) [http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/lucas/data/LUCAS\\_primary\\_data/2012](http://epp.eurostat.ec.europa.eu/portal/page/portal/lucas/data/LUCAS_primary_data/2012) Frisch G.J. (2006),
- 15) Politiche per il contenimento del consumo di suolo in Europa. In: M.C. Gibelli e E. Salzano (a cura di), No Sprawl, Alinea editrice, Firenze. Frondoni R., Mollo B., Capotorti G. (2011),
- 16) A landscape analysis of land cover change in the Municipality of Rome (Italy): spatio-temporal characteristics and ecological implications of land cover transitions from 1954 to 2001. Landscape and Urban planning 100(1-2): 117-128. Fumanti F. (2009),
- 17) Il suolo e le acque meteoriche. In: Focus su "Il suolo, il sottosuolo e la città" - V Rapporto ISPRA Qualità dell'ambiente urbano. Gardi C., Dall'Olio N., Salata S. (2013), L'insostenibile consumo di suolo, Edicom Edizioni, Monfalcone. Haygarth P.M., Ritz K. (2009),

## *Inquinanti e catene alimentari;*

### *Danni sanitari e economici sulla filiera agro-alimentare locale*

Gli inquinanti dispersi dai camini degli inceneritori e delle centrali a biomasse si accumulano nell'ambiente; nell'area in oggetto, particolarmente nei pascoli e nelle colture. Se ingeriti dal bestiame e quindi trasferiti nel latte, in quanto principale mezzo di eliminazione delle tossine dall'organismo animale, si accumulano nel grasso animale e si concentrano nei prodotti lattiero caseari. Il passaggio diretto di queste sostanze nel latte è dovuto, almeno per quanto riguarda le diossine e altre sostanze organiche, alla loro liposolubilità, cioè alla caratteristica di essere solubili in sostanze grasse, come appunto il latte e concentrate nei prodotti lattiero caseari.

Il D.L. 228 del 18.05.2001 prevede una sostanziale inidoneità delle zone agricole, caratterizzate per qualità e tipicità dei prodotti, ad ospitare impianti industriali di combustione.

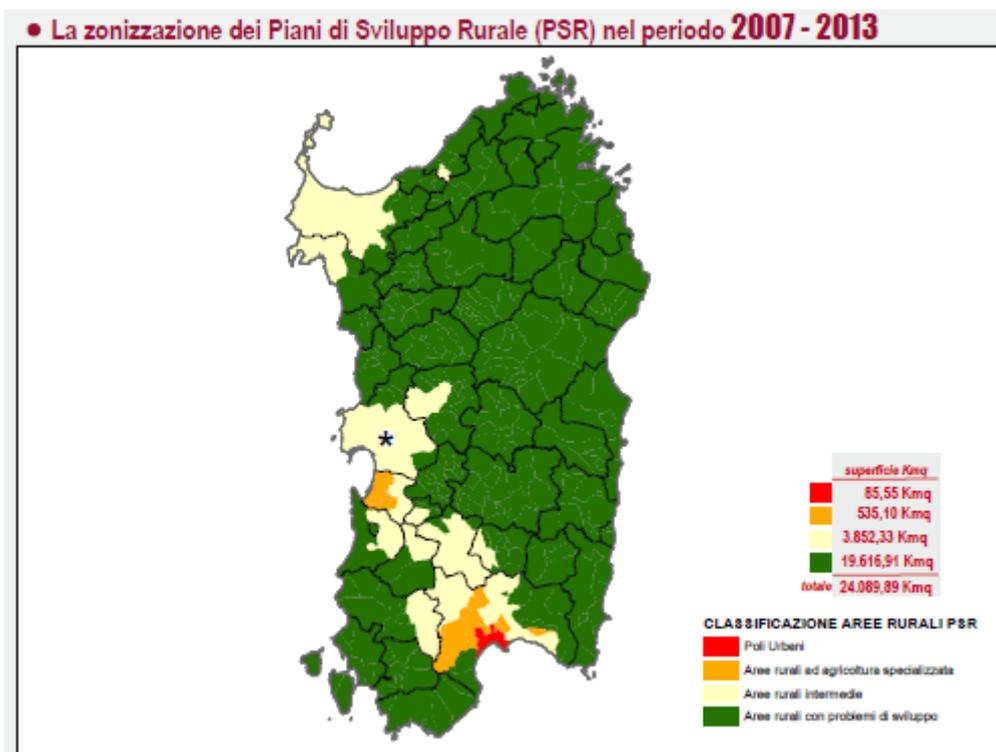
In particolare l'art. 21 che detta "Norme per la tutela dei territori con produzioni agricole di particolare qualità e tipicità" stabilisce:

*1. Fermo quanto stabilito dal decreto legislativo 5 febbraio 1997, n. 22, come modificato dal decreto legislativo 8 novembre 1997, n. 389, e senza nuovi o maggiori oneri a carico dei rispettivi bilanci, lo Stato, le regioni e gli enti locali tutelano, nell'ambito delle rispettive competenze:*

- a) *La tipicità, la qualità, le caratteristiche alimentari e nutrizionali, nonché le tradizioni rurali di elaborazione dei prodotti agricoli e alimentari a denominazione di origine controllata (DOC), a denominazione di origine controllata e garantita (DOCG), a denominazione di origine protetta (DOP), a indicazione geografica protetta (IGP) e a indicazione geografica tutelata (IGT);*
- b) *Le aree agricole in cui si ottengono prodotti con tecniche dell'agricoltura biologica ai sensi del regolamento (CEE) n. 2092/91 del Consiglio, del 24 giugno 1991;*
- c) *Le zone aventi specifico interesse agrituristico.*

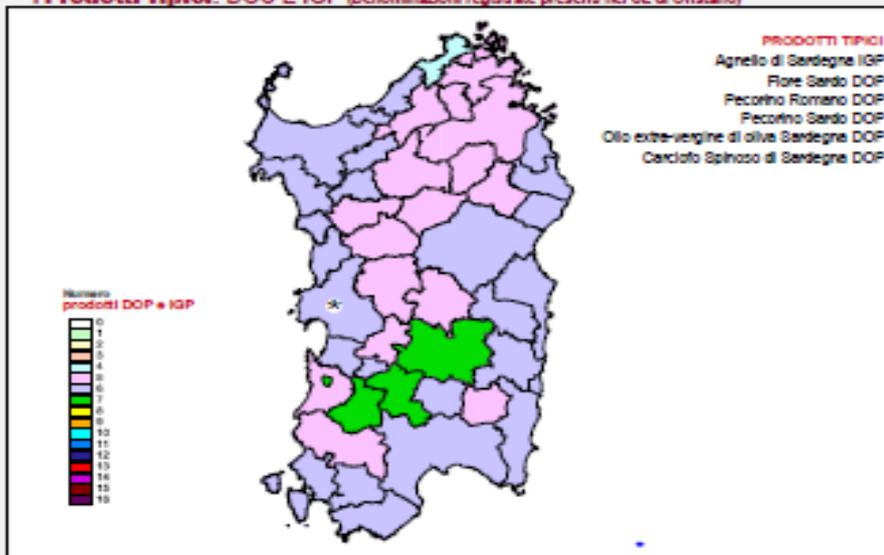
La localizzazione dell'impianto di san Quirico è in contraddizione con il P.U.C., in quanto quasi tutte le aree agricole adiacenti, oltre quella prescelta, vengono classificate agricola E (E2, E3, E5) cioè "aree caratterizzate da una produzione tipica e specializzata", come fra l'altro risulta dalla presenza di numerose aziende che si fregiano dei marchi a indicazione geografica protetta e a denominazione di origine protetta e controllata; l' art. 13 bis della legge regionale n. 4/2009 e s.m.i. e art. 3 del

D.P.G.R. 3 agosto 1994, n. 228, prevedono soltanto interventi relativi ad attività agricole e/o strettamente connesse. **Le Aziende presenti in tali aree si caratterizzano per i prodotti agricoli e alimentari a denominazione di origine controllata (DOC), a denominazione di origine controllata e garantita (DOCG), a denominazione di origine protetta (DOP), a indicazione geografica protetta (IGP) e a indicazione geografica tutelata (IGT); esistono aree agricole in cui si ottengono prodotti con tecniche dell'agricoltura biologica ai sensi del regolamento (CEE) n. 2092/91 del Consiglio, del 24 giugno 1991 e zone aventi specifico interesse agrituristico.**

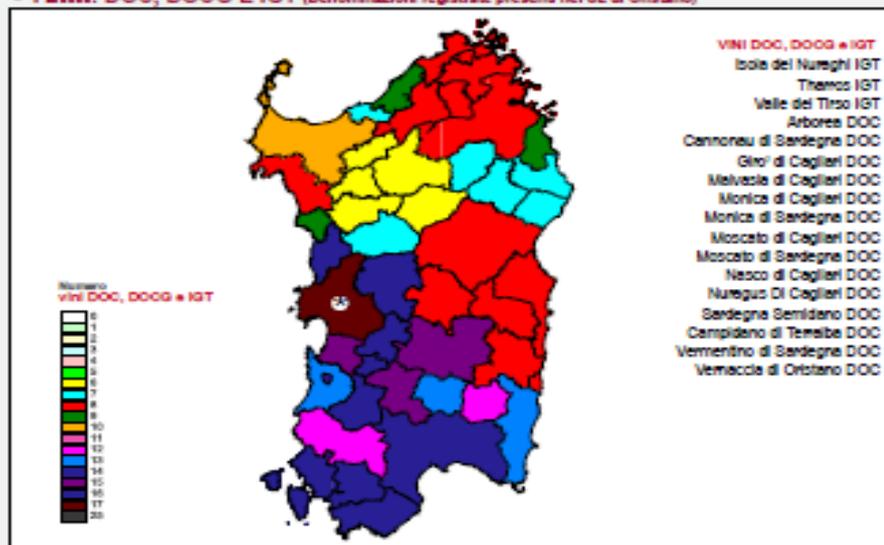


LE ECCELLENZE LOCALI: PRODOTTI TIPICI DOP, IGP E VINI DOC, DOCG, IGT

• I Prodotti Tipici: DOC E IGP (denominazioni registrate presenti nel SL di Oristano)



• I Vini: DOC, DOCG E IGT (denominazioni registrate presenti nel SL di Oristano)



*Atlante nazionale del territorio rurale. Dossier del Sistema locale Oristano, 2007-2013 - Ministero delle Politiche Agricole, Alimentari e Forestali*

Le sostanze macro e micro inquinanti emesse dall' impianto di combustione a biomassa sotto forma gassosa e i vapori prodotti dalle torri di raffreddamento che favoriscono la produzione di polveri secondarie si diffondono inevitabilmente nell'ambiente circostante. In realtà il problema non è solo circoscritto all'area attigua all'impianto, in quanto le particelle solide, i composti organici volatili e semivolatili possono essere trasportati per mezzo di correnti aeree anche a notevoli distanze dalla fonte di emissione. Tutto ciò costituisce fattore escludente il nulla osta alle procedure autorizzative favorevoli all'impianto.

## *Studio di incidenza ambientale*

Il progetto termodinamico-biomassa di S.Quirico non prende in considerazione che interferisce con uno degli habitat delle residue popolazioni di “Gallina prataiola”, rispetto alla quale, nell’ambito del Piano d’azione per la salvaguardia e il monitoraggio della Gallina prataiola e del suo habitat in Sardegna, sono state evidenziate due aree riproduttive. Una di queste aree riproduttive, ubicata a sud rispetto all’impianto, dista dallo stesso circa 1,2 km; in tale area è stata accertata la presenza di un maschio territoriale; nell’altra area, localizzata più a sud a circa 5,2 km, sono stati censiti 15 maschi territoriali. Una buona parte degli ettari (circa 30 ha) interessati dall’intervento progettuale, alla fine dell’opera, sarebbero sottratti al potenziale habitat di alimentazione.

La Gallina prataiola (*Tetrax tetrax*) è in grave pericolo di estinzione e come tale è inserita nell’allegato I della direttiva n. 2009/147/CE sulla tutela dell’avifauna selvatica.; essa costituisce una delle specie di maggiore interesse conservazionistico (specie prioritaria) fra quelle presenti nel territorio dell’Unione Europea a causa del forte declino subito dalle sue popolazioni europee e della riduzione degli ecosistemi erbacei naturali e semi-naturali, una volta assai diffusi e attualmente soggetti a importanti trasformazioni dovute al loro crescente utilizzo agricolo e insediativo.

La Regione Sardegna ha commissionato nel 2011 un “*Piano d’Azione per la salvaguardia e il monitoraggio della Gallina prataiola e il suo habitat in Sardegna*”<sup>3</sup>, che costituisce il riferimento principale per la tutela di questa specie prioritaria. Il piano attribuisce un grado di minaccia alto agli insediamenti commerciali e industriali e alla loro espansione nell’habitat della specie. La Gallina prataiola infatti figura nell’elenco delle specie “in pericolo” (*Endangered*) della recente Lista Rossa dei Vertebrati italiani<sup>4</sup> e il suo *status* di conservazione viene considerato a livello nazionale e regionale sfavorevole/cattivo.

L’art. 5 (comma 4) del decreto del Presidente della Repubblica 8 settembre 1997, n. 357, come modificato dal DPR n. 120 del 12 marzo 2003, prevede che “*Per i progetti assoggettati a procedura di valutazione di impatto ambientale, ai sensi dell’articolo 6 della legge 8 luglio 1986, n. 349, e del decreto del Presidente della Repubblica 12 aprile 1996, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 210 del 7 settembre 1996, e successive modificazioni ed integrazioni, che interessano proposti siti di importanza comunitaria, siti di importanza comunitaria e zone speciali di conservazione, come definiti dal presente regolamento, la valutazione di incidenza è ricompresa nell’ambito della predetta procedura che, in tal caso, considera anche gli effetti diretti ed indiretti dei progetti sugli*

---

<sup>3</sup> Nissardi, S., C. Zucca & C. Pontecorvo, 2011. Piano d’azione regionale per la salvaguardia della Gallina prataiola *Tetrax tetrax* e del suo habitat in Sardegna, Regione Autonoma della Sardegna, Cagliari.

<sup>4</sup> Rondinini, C., A. Battistoni, V. Peronace & C. Teofili, (compilatori) 2013. Lista Rossa IUCN dei Vertebrati Italiani. Comitato Italiano IUCN e Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, Roma.

*habitat e sulle specie per i quali detti siti e zone sono stati individuati. A tale fine lo studio di impatto ambientale predisposto dal Proponente deve contenere gli elementi relativi alla compatibilità del progetto con le finalità conservative previste dal presente regolamento, facendo riferimento agli indirizzi di cui all'allegato G."*

**E' evidente che nel SIA non siano state effettuate valutazioni adeguate e documentate sugli effetti diretti e indiretti dell'impianto nei confronti dell'habitat e della specie, sia nelle fasi di cantiere e sia in quelle di esercizio, nel rispetto delle procedure previste in materia dalle Direttive Habitat (92/43/CEE) e Uccelli (2009/147/CE). Anche questa lacuna risulta essere un fattore escludente il nulla osta alle procedure autorizzative favorevoli all'impianto.**

## **Quadro lavorativo e occupazionale**

Per quanto riguarda la presunta innocuità dei sali utilizzati come termovettori, il nitrato di sodio (NaNO<sub>3</sub>) e il nitrato di potassio (KNO<sub>3</sub>), dichiarata nell'annesso I "eventi incidentali" si rimanda alla pagina 12 e agli allegati EPA e IARC.

E' evidente che la mancanza di conoscenza da parte del Proponente degli effetti sulla salute in caso di fuori uscita incidentale, porti a sottovalutarne la pericolosità e a non predisporre efficaci azioni di contenimento. L'analisi probabilistica degli incidenti appare sotto questo aspetto poco rassicurante.

Questa osservazione vale anche per eventuali incendi, anzi è singolare che lo stesso Proponente dichiari di volere impiegare il cippato per "*Ridurre il rischio di incendio diventa una priorità in quelle zone in cui sono costruite abitazioni o strutture ricettive, dove un incendio, metterebbe a rischio un maggior numero di vite umane, oltre a distruggere ettari di soprassuoli vegetali*" (Sia quadro progettuale pag. 47)

Dal punto di vista occupazionale i 20 posti di lavoro stabili dell'impianto non controbilanciano quelli che verrebbero persi nelle attività limitrofe all'impianto (28 posti di lavoro già esistenti nella prossimità dell'impianto: 13 "Agriturismo e Fattoria didattica Archelao", 5 "agri macelleria Accareddu, 8 "Aziende agricole cugini Tolu", 2 "Vigneto biologico locale").

=====

Il sottoscritto Dr Vincenzo Migaleddu chiede pertanto che le osservazioni sopra esposte siano motivatamente considerate nell'ambito del procedimento di V.I.A. in argomento, con conseguenti provvedimenti, ai sensi e per gli effetti di cui agli artt.9 e ss. della legge n.241/1990 e s.m.i., 24, comma 4°, del decreto legislativo n.152/2006 e s.m.i, 15 e ss. della legge regionale n.40/1990. Si richiede altresì comunicazione del responsabile del procedimento al domicilio eletto ovvero all'indirizzo di posta elettronica [migaleddu@gmail.com](mailto:migaleddu@gmail.com), ai sensi degli artt.7 e ss. della legge n.241/1990 e s.m.i.

**Vincenzo Migaleddu**

**Presidente ISDE-Medici per l'Ambiente Sardegna**