

RAB IMOLA

Relazione sulla visita svolta presso la centrale di cogenerazione "Nuovo polo energetico" di Enìa a Reggio Emilia

In data 10/10/2008 si è svolta la visita presso la centrale di cogenerazione di Enìa spa a Reggio Emilia. Hanno partecipato alla visita Cavina, Righini, Zanarini, Marchetti, Pelliconi e l'Ass. all'ambiente del Comune di Imola Luciano Mazzini.

Scopo della visita era verificare le condizioni ambientali generate dal funzionamento di un impianto di cogenerazione nonché conoscere alcuni aspetti gestionali e la loro influenza sul funzionamento dell'impianto.

All'arrivo siamo stati accolti dall'ing. Ghizzoni, che è il responsabile della produzione di energia della società e si occupa di coordinare il funzionamento di tutti gli impianti di produzione di Reggio Emilia (cogenerazione, inceneritore, caldaie, ecc.).

Ci è stato illustrato il sistema di teleriscaldamento di Reggio Emilia, che è all'incirca pari al doppio di quello che si otterrà ad Imola una volta completato lo sviluppo atteso.

Il sistema di distribuzione è ad acqua surriscaldata (120 °C) a differenza di quello di Imola che è ad acqua calda (95 °C): ciò permette di avere tubazioni di diametro inferiore a parità di potenza termica, nonché una migliore efficienza dei sistemi di teleraffrescamento, servizio molto sviluppato e gradito a Reggio Emilia, principalmente per terziario, per una potenza di circa 30 MW estivi.

Siamo poi passati alla visita dell'impianto.



Esso è costituito da 1 turbina a gas General Electric della potenza di circa 40 MW elettrici, abbinata ad una caldaia recupero per la produzione di vapore ed ad una turbina a vapore Tosi della potenza di 21 MW elettrici circa.

La caldaia a recupero è dotata di un sistema di abbattimento degli inquinanti identico a quello installato nella centrale di Imola (SCR con iniezione di ammoniaca prodotta da urea). I fumi di scarico escono da un camino alto 40 metri a una temperatura di circa 70 °C in quanto, oltre allo scambiatore vapore-acqua, è stato inserito un sistema che è in grado di recuperare un'ulteriore parte del calore contenuto nei fumi trasformandolo in energia termica per il teleriscaldamento. Questo sistema è molto simile a quello contenuto nelle caldaie a condensazione domestiche. Il sistema di raffreddamento per la condensazione del vapore è del tipo a secco, il radiatore occupa l'intera parte sommitale dell'edificio.

Relativamente all'aspetto rumore abbiamo notato che, avvicinandoci allo stabilimento dal lato opposto a quello del camino, non si percepiva nessun rumore fino all'immediata vicinanza dell'edificio, tanto da non capire se l'impianto fosse o meno in moto.

Muovendoci lungo il perimetro esterno abbiamo rilevato che le sorgenti di maggior rumorosità erano rappresentate dalle prese di aerazione dei locali e dalla presa di ingresso dell'aria del sistema di raffreddamento a secco.

Complessivamente la rumorosità esterna dell'impianto si è dimostrata molto bassa, tanto che era prevalente il rumore dei vicini assi stradale e ferroviario.

La visita all'interno dell'impianto ha permesso di verificare in più punti ed in diversi momenti il valore delle emissioni in atmosfera. I valori, aggiornati in continuo e visibili su monitor, sono sempre stati all'interno delle seguenti misure : NOx da 6 a 7,5 mg/Nmc; CO da 0,5 a 0,8 mg/Nmc; NH3 0 mg/Nmc.



L'ing. Ghizzoni ci ha spiegato il funzionamento dell'SCR: in sostanza con questo dispositivo si può regolare il valore di NOx iniettando un valore più o meno alto di ammoniaca (NH3). Teoricamente si potrebbe arrivare al completo annullamento degli NOx ma con un trascinamento di NH3 al camino. La gestione automatizzata, in quel momento, stava regolando l'NH3 in modo da avere il minor valore di NOx senza fuoriuscita di ammoniaca dal camino.

Abbiamo poi visto la turbina a gas, contenuta all'interno di un apposito cabinato insonorizzante che ne abbattava in modo estremamente rilevante la rumorosità (aprendo la portella abbiamo sentito il vero rumore della macchina, simile a quello di un reattore di aereo).

Siamo poi saliti sulla sommità della caldaia di recupero, vedendo i vari componenti ed uscendo sulla terrazza dalla parte del camino. Anche per quanto riguarda le vibrazioni, non abbiamo avuto nessuna percezione di particolari vibrazioni né a terra né alla sommità dell'edificio.



In seguito abbiamo visto il sistema di raffreddamento a secco per la condensazione del vapore: i radiatori coprono il 60% del tetto dell'edificio ed hanno i ventilatori nella parte sottostante con le prese d'aria poste lateralmente sui due fianchi lunghi dell'edificio. Questo sistema permette di condensare il vapore trasformandolo in acqua senza utilizzo di acqua per evaporazione. L'ing. Ghizzoni ha spiegato che questa scelta li penalizza un po'

sia per quanto riguarda l'efficienza energetica, sia per quanto riguarda la rumorosità.



Spostandoci all'esterno dell'edificio abbiamo potuto vedere il sistema di produzione dell'ammoniaca dall'urea ed i serbatoi inerziali per il teleriscaldamento.

Tali serbatoi, di volume pari a 1600 mc, permettono l'accumulo di energia termica che viene utilizzata nei momenti di punta per compensare la differenza tra la domanda di calore e la capacità di produzione della centrale.



Nell'impianto vi sono inoltre una serie di caldaie a gas che servono normalmente per integrare la produzione in cogenerazione. Infatti la potenza

termica recuperabile in cogenerazione è pari a circa 54 MW contro gli oltre 150 MW necessari al sistema. La potenza termica mancante viene prodotta con caldaie tradizionali poste all'interno del sito o attraverso altre centrali di integrazione con caldaie dislocate in altri siti in città.



La visita all'impianto è terminata con la centrale di controllo, in cui abbiamo potuto vedere nuovamente tutti i parametri di funzionamento dell'impianto, comprese le emissioni aggiornate istante per istante, e verificare che viene svolto un controllo sul gas in ingresso alle turbine mediante un gascromatografo che ne analizza il potere calorifico.

L'ing. Ghizzoni ci ha spiegato che attraverso questo strumento sono in grado di determinare la provenienza del gas (Russia, Algeria, ecc.).

L'ing Ghizzoni ci ha inoltre descritto uno studio effettuato dalla loro società che, in sostanza, ha confermato le determinazioni emerse dallo studio effettuato dal Politecnico di Milano in merito alle emissioni di PM10 degli impianti turbogas.

Lo studio, pubblicato da AIRU (Associazioni Italiana Riscaldamento Urbano), sulla base di analisi effettuate sull'aria aspirata dall'impianto e sui fumi di scarico, arriva alla conclusione che la concentrazione di PM10 nei fumi di scarico dell'impianto di Reggio Emilia è sensibilmente inferiore alla concentrazione di PM10 presente nell'aria che viene aspirata.

Si allega la pubblicazione AIRU del marzo 2005.

GIANCARLO GIACHETTI

Responsabile Progettazione
AGAC SpA

Dal 1° marzo 2005
è operativa Enia,
società nata dalla fusione
di AGAC Reggio Emilia
con TESA Piacenza
e AMPS Parma



Il teleriscaldamento di Reggio Emilia

L'esperienza reggiana nasce nei primi anni '80 con la realizzazione della centrale di cogenerazione con motori alternativi al servizio del quartiere di San Pellegrino (denominata RETE 1, Reggio Emilia Total Energy1) e della centrale per la produzione di solo calore di Via Casoli.

Negli anni successivi il servizio si estende ad alcuni nuovi quartieri con l'utilizzo di centrali mobili.

A metà degli anni '80, anche alla luce delle nuove possibilità aperte dalla Legge 308/82, prende corpo il progetto RETE 2 che consiste nella realizzazione di una centrale di

cogenerazione con ciclo vapore della potenza 18 MW elettrici, in grado di ricevere calore anche dal vicino inceneritore.

A questa centrale vengono progressivamente collegati i quartieri già serviti mediante una tubazione dorsale DN 500 che negli anni successivi verrà a costituire un anello continuo che circonda la città.

Contemporaneamente inizia la sostituzione di centrali termiche esistenti, da prima limitatamente a quelle alimentate a gasolio ed olio combustibile, poi a partire dalla fine degli anni '80 anche quelle alimentate a metano che si trovano lungo il tracciato.

Dal '96 il servizio si estende nel Centro Storico della città, affiancato dalla prima esperienza nazionale di "cantiere evento" che permise ai reggiani di conoscere aspetti dimenticati del proprio passato.

Per sopperire alle aumentate richieste di calore nel 1994 entra in funzione la centrale di integrazione di Via Sardegna collocata in posizione diametralmente opposta alla centrale RETE 2 rispetto al centro della città. Il sistema rappresenta oggi il terzo in Italia per dimensione e calore fornito all'utenza.

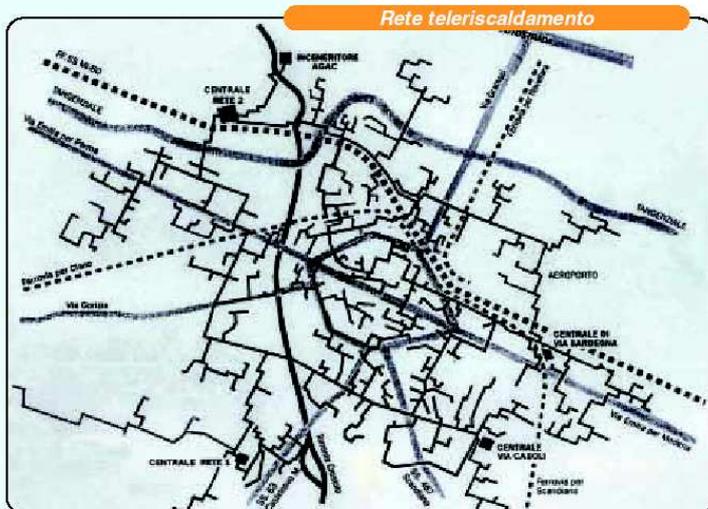
Parallelamente si sviluppa anche un esteso servizio di fornitura di condizionamento che comprende oggi tre reti di quartiere ad acqua refrigerata che utilizzano per la generazione del freddo il calore della rete calda con una potenza frigorifera installata 7 MW a bromuro di litio e 5 MW elettrici.

Inoltre sono presenti oltre 10 impianti frigoriferi ad assorbimento installati presso gli utenti con una potenza installata di oltre 20 MW a bromuro di litio.

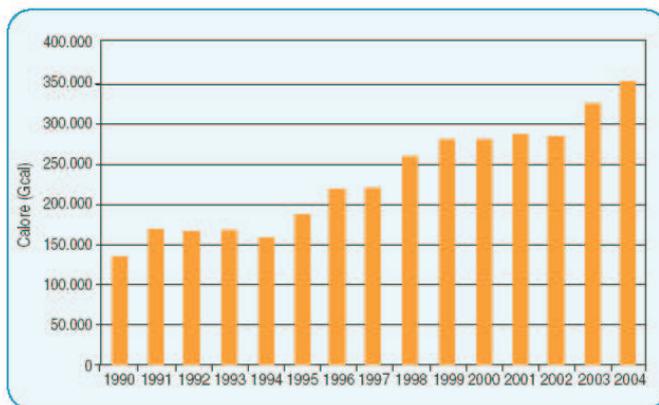
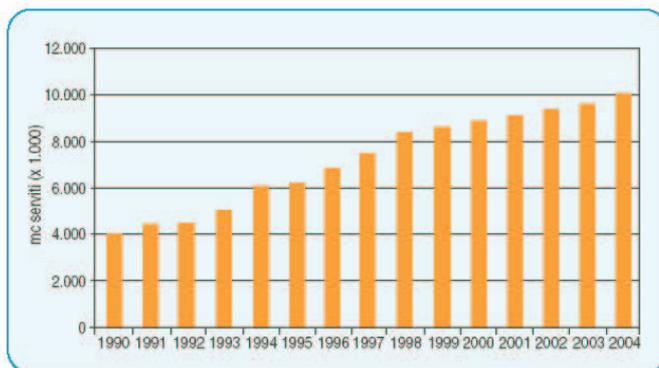
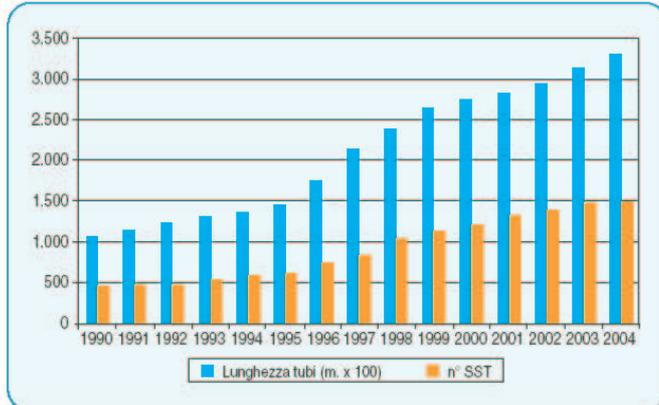
La presenza di questi impianti è in grado di garantire una significativa domanda termica anche nella stagione estiva.

All'inizio degli anni '90 il sistema delle due centrali cogenerative generava circa 40 GWh elettrici all'anno risultando quindi decisamente sbilanciato verso la produzione di calore.

AGAC era una municipalizzata non elettrica e la produzione elettrica era stata dimensionata per la cessione, mediante contratti di scambio, ai propri consumi presso gli impianti di acquedotto e depurazione. Una eventuale cessione all'ENEL di eccedenze



RETE TELERISCALDAMENTO REGGIO EMILIA



non sarebbe stata remunerativa.

Con l'entrata in vigore delle Leggi 9 e 10/91 si apre un nuovo scenario che prevede, oltre ai contributi in conto capitale per le nuove realizzazioni nel campo del teleriscaldamento, più ampie possibilità di valorizzazione dell'energia elettrica prodotta

con obbligo dell'ENEL al ritiro a condizioni non penalizzanti come quelle offerte dal provvedimento Cip 6/92.

Si apre quindi l'opportunità per AGAC di una profonda ristrutturazione energetica e ambientale dei propri impianti di produzione.

Con l'introduzione della tecnologia del ciclo combinato gas-vapore è possibile ottenere elevati rendimenti elettrici anche in cogenerazione, mentre con la introduzione di turbine a gas dotate di combustori DLN (dry low nox), le emissioni di ossidi di azoto risultano particolarmente contenute.

Viene quindi elaborato un progetto che prevede l'installazione di una turbina a gas da 40 MW e turbina a vapore da 15 MW in cogenerazione per una potenza complessiva di circa 55 MW.

L'iter autorizzativo si presenta complesso a fronte della richiesta delle autorità locali di determinare una riduzione di emissioni non solo in rapporto alle utenze sostituite, ma anche per il sito specifico di installazione in relazione alla sostituzione dei sistemi di generazione preesistenti.

Questo insieme di condizioni determinerà l'esigenza di prevedere l'installazione oltre ai sistemi di combustione DLN anche di un sistema SCR (Selective Catalytic Reduction) installato all'interno della caldaia a recupero alimentato ad ammoniaca, poi sostituita dall'urea.

Il progetto viene autorizzato alla fine del 1994 e nell'anno precedente ottiene un finanziamento in conto capitale dal Ministero dell'Industria in forza dell'art. 11 della legge 10/91 per 36 miliardi; il finanziamento passerà poi sotto la competenza della Regione Emilia Romagna che negli anni successivi confermerà i contributi a carico del proprio bilancio.

Mentre proseguono negli anni successivi gli estendimenti di rete la realizzazione del nuovo ciclo combinato subisce un rallentamento legato alle incertezze della transizione del mercato elettrico.

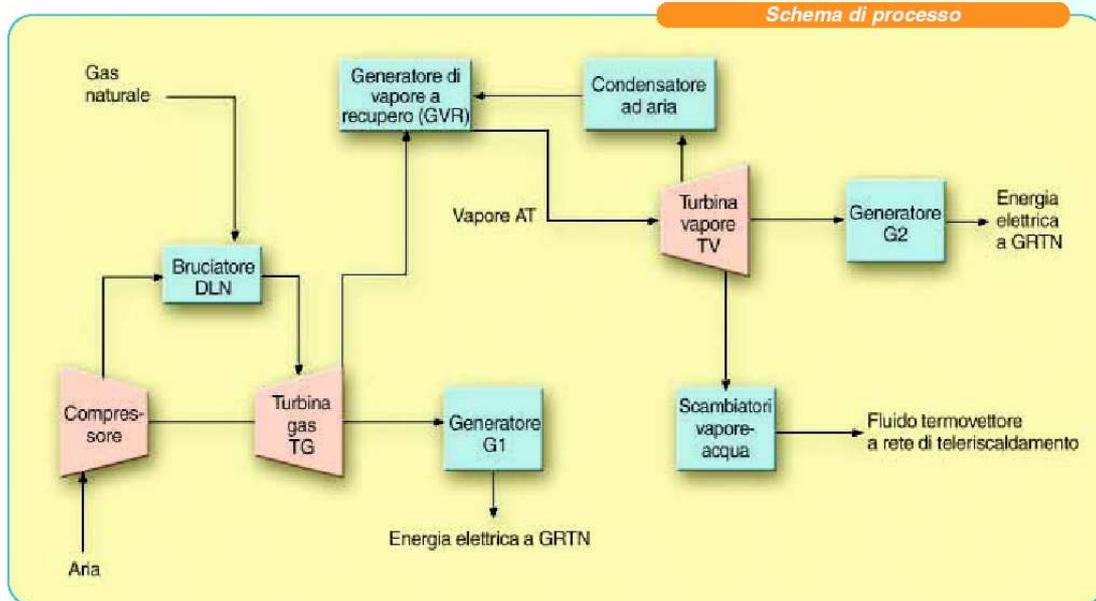
L'inizio dei lavori di installazione del nuovo impianto avviene nel marzo 2002, l'avviamento a metà 2004 e la messa a regime nel dicembre 2004.

Il nuovo impianto è parte di un progetto di ristrutturazione e potenziamento delle diverse centrali connesse alla rete, e di estensione del servizio a nuovi quartieri previsti dall'ultimo piano regolatore per complessivi 3,3 milioni di metri cubi riscaldati.

Il complesso degli impianti e degli interventi viene ad essere così determinato:

Nuovo polo energetico

- **Centrale RETE 2:** ciclo vapore da 18 MW elettrici e caldaie di integrazione per una potenza termica complessiva di 110 MW. Accumulatore di calore da 1600 metri cubi.
- **Ciclo combinato con turbogas** da 41 MW, turbina a vapore da 15 MW in cogenerazione e 22 MW in completa



dissipazione, potenza termica recuperata 54 MW.

Centrale di via Sardegna

Impianto di produzione calore con caldaie a metano per complessivi 58 MW. È stato ultimato nel 1998.

Centrale di via Casoli

Sostituzione dell'attuale impianto di produzione calore per elevare la potenza da 11 a 40 MW, il progetto è nella fase di ottenimento delle autorizzazioni.

Centrale Rete 1

Sostituzione dei vecchi motori con caldaie a metano per elevare la potenza termica dell'impianto a 22 MW. I lavori sono ultimati.

Nuovo accumulo calore

Istallazione di una nuova centrale di accumulo del calore in zona aeroporto della capacità di 1800 metri cubi. Le opere sono in corso di autorizzazione ed è prossimo l'avvio dei lavori.

Il complesso degli interventi presso gli impianti e gli sviluppi di rete comporteranno nel quinquennio 2002- 2006 un investimento complessivo di circa 94 milioni di euro. Le prestazioni ambientali del nuovo ciclo combinato hanno pienamente confermato le attese come risulta, per i principali inquinanti, alla tabella che segue.

In particolare, per gli ossidi di azoto, che rappresentano il più importante inquinante per questa tipologia di impianti, i valori sono particolarmente contenuti.

	Direttiva 2001/80/CE	Autorizzazione MICA	Dati contrattuali	Valori medi misurati
NOx come NO ₂	50	30	10	6-8
CO	50	50	25	1-10

dati in mg/Nmc

Gli effetti indotti al suolo sono evidenziati dal confronto dei due schemi a pag. 15 che tengono conto, sia delle più contenute concentrazioni rispetto agli impianti AGAC preesistenti e agli impianti degli utenti sostituiti, sia delle migliorate caratteristiche emissive che nel complesso determinano una riduzione di circa 7 volte delle concentrazioni rispetto alla situazione pre-

cedente senza ciclo combinato (il valore medio annuo stimato di ricaduta al suolo sull'intera area cittadina delle emissioni del sistema di teleriscaldamento passano da circa 440 ng/m³ a circa 63 ng/m³). Nell'ambito delle campagne di misura effettuate per la messa a regime dell'impianto si è proceduto a rilevare una serie di altri inquinanti le cui concentrazioni sono

Valori rilevati nella prima prova (4 ottobre 2004)

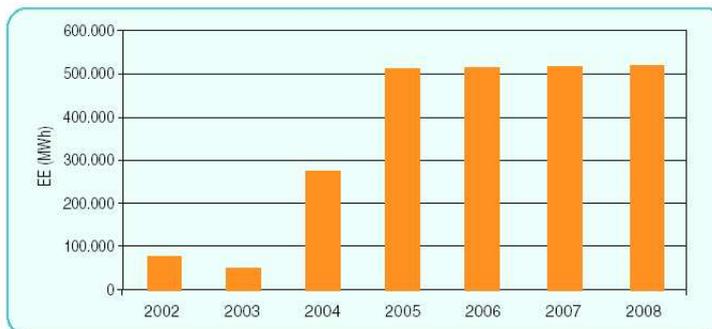
A camino

PM10	da 0,03 a 0,049 mg/m ³
PM2,5	da 0,027 a 0,045 mg/m ³
Benzene	da 0,0009 a 0,0033 mg/m ³
Toluene	da 0,002 a 0,0038 mg/m ³
Xilene	da 0,0036 a 0,0058 mg/m ³
Alifatici:	
Metano	da 0,2 a 0,75 mg/m ³
da C2 a C4	da 0,56 a 1,2 mg/m ³
da C5 a C9	inf. 0,0005 mg/m ³
Acetone	da 0,12 a 0,26 mg/m ³
Formaldeide	da 0,1 a 0,18 mg/m ³
Propionald.	da 0,025 a 0,28 mg/m ³
Butirrald.	da 0,0005 a 0,02 mg/m ³

Nell'aria ambiente

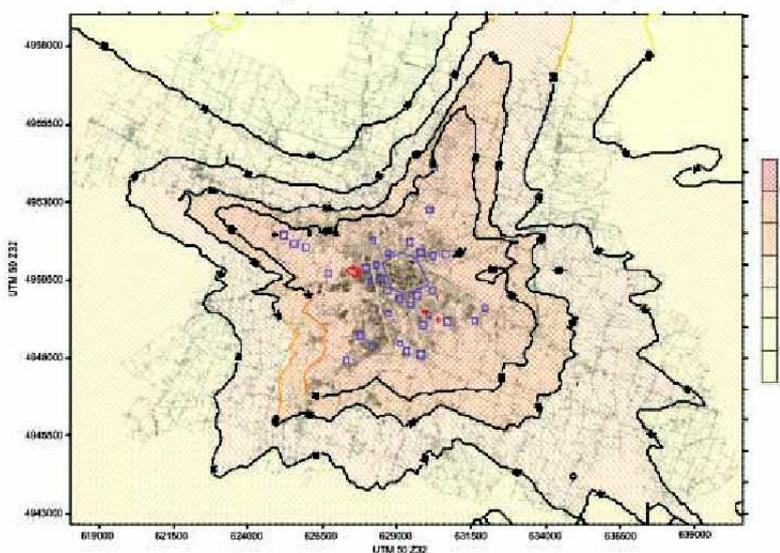
PM10	0,082 mg/m ³
PM2,5	0,073 mg/m ³
Benzene	0,0033 mg/m ³
Toluene	0,01 mg/m ³
Xilene	0,011 mg/m ³
Alifatici:	
Metano	1,2 mg/m ³ (lett.)
da C2 a C4 NR	
da C5 a C9	0,92 mg/m ³
Acetone	0,0011 mg/m ³
Formaldeide	0,002 mg/m ³
Acetaldeide	0,0017 mg/m ³
Propionald.	inf. 0,0005 mg/m ³
Butirrald.	0,0028 mg/m ³

riportate in tabella a pag. 14 e poste a confronto di quelle rilevate nell'aria esterna. Come si evince dal confronto le concentrazioni al camino sono per molti inquinanti inferiori a quelle presenti nell'aria ambiente anche in particolare per PM10 e PM2,5 che rappresentano i parametri su cui si concentra oggi maggiormente l'attenzione per la valutazione dello stato dell'ambiente nei centri urbani. Ai benefici ambientali citati in scala locale vanno aggiunti quelli derivanti dalla generazione elettrica sostituita presso altri impianti.

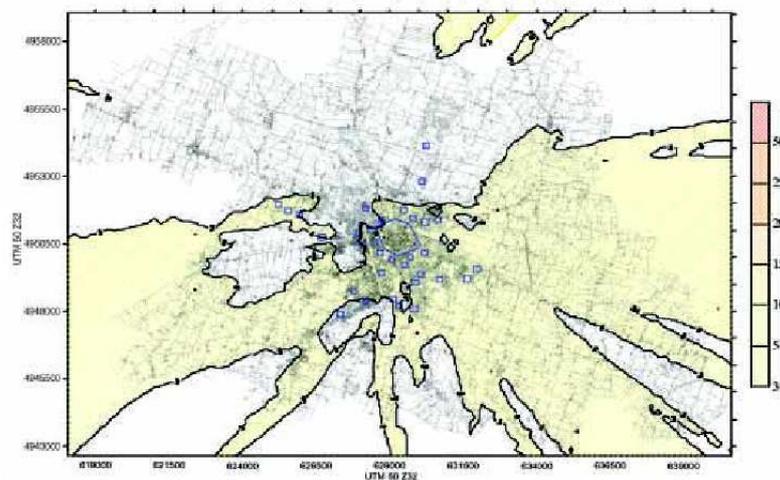


Benefici amplificati come ricadute al suolo

99.8 percentile NOx medie annue **senza** cc
valori in microgrammi/metro cubo (massimo pari a 56)



99.8 percentile NOx medie annue **con** cc
valori in microgrammi/metro cubo (massimo pari a 5)



I principali dati energetici del nuovo impianto a ciclo combinato sono i seguenti:

in cogenerazione

potenza elettrica netta	56 MW
rendimento	41,23%
potenza termica	54 MW
rendimento	39,76%
rendimento totale	81%

in ciclo solo elettrico

potenza elettrica netta	64 MW
rendimento	47,1%

Per effetto di questi nuovi impianti di generazione, che si aggiungono agli esistenti, la produzione complessiva di energia elettrica su base annua si incrementa notevolmente raggiungendo all'incirca i 500 GWh, con un significativo riequilibrio rispetto alla produzione termica (grafico suesposto). Rilevanti sono i benefici che ne conseguono anche in termini di risparmio energetico. Con l'entrata in funzione del nuovo ciclo combinato si prevede un risparmio aggiuntivo di circa 40.000 Tep rispetto alla situazione precedente.

Se si considerano gli obiettivi di risparmio stabiliti dal Piano Energetico Regionale in relazione agli obiettivi di Kyoto, rispetto alla quota parte proporzionale riferita al Comune di Reggio Emilia, il risultato raggiunto rappresenta oltre il 50% dell'obiettivo.

Si evidenzia quindi come il teleriscaldamento realizzato con le più moderne tecnologie cogenerative rappresenti per gli Enti Locali un valido strumento per il contenimento delle emissioni e dell'inquinamento locale e al tempo stesso un concreto contributo al raggiungimento di quegli obiettivi di salvaguardia degli equilibri del pianeta sui quali dobbiamo sentirci tutti impegnati.

Particolare attenzione è stata posta alla comunicazione ed alla trasparenza.

All'interno delle pagine di AGAC (www.agac.it) sono disponibili tutte le informazioni sul servizio e sulla nuova centrale a ciclo combinato (emissioni comprese).