

**SCHEDA B – DATI E NOTIZIE SULL'IMPIANTO ATTUALE**

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)	4
B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)	9
B.2.1 Consumo di risorse idriche (parte storica)	14
B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)	15
B.3.1 Produzione di energia (parte storica)	16
B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)	17
B.4.1 Consumo di energia (parte storica)	18
B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica)	20
B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)	21
B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato	22
B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica)	23
B.7.2 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (alla capacità produttiva)	24
B.8.1 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica)	25
B.8.2 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (alla capacità produttiva)	26
B.9.1 Scarichi idrici (parte storica)	27
B.10.1 Emissioni in acqua (parte storica)	33
B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)	34
B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)	35
B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)	36
B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)	37
B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)	38
B.12 Aree di stoccaggio di rifiuti	39



B.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi	40
B.14 Rumore	41
B.15 Odori	42
B.16 Altre tipologie di inquinamento	42
B.17 Linee di impatto ambientale	43



NOTA RELATIVA ALLA COMPILAZIONE DELLA SCHEDA B:

EniPower gestisce nello Stabilimento di Brindisi la Centrale termoelettrica CTE/Nord e la Centrale a ciclo combinato CTE3 e alcune attività ausiliarie.

L'anno di riferimento scelto per i dati storici è il 2007 in quanto rappresentativo dell'attuale assetto impiantistico, che vede in esercizio i seguenti gruppi:

- GT1, GT2, GT3 e GT6 per la Centrale CTE/Nord;
- CC1, CC2 e CC3 per la Centrale a Ciclo Combinato CTE3.



SCHEDA B - DATI E NOTIZIE SULL’IMPIANTO ATTUALE

B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)							Anno di riferimento: 2007				
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Gas naturale	SNAM	Materia prima	F1	gas	68410-63-9	metano	>80% (Vol.)	R12	S9 S16 S33	F+	1.307.359 kSm ³
						etano, propano, butano e isobutano	>0,2% (Vol.)				
Gas petrolchimico (fuel gas)	Polimeri Europa	Materia prima	F1	gas	068476-26-6	Butadiene	<0,1%	R12	S9 S16	F+	32.285.771 kcal * 10 ⁴
Olio combustibile	esterno	Materia prima	F1	liquido	----	Oli combustibili pesanti	Var 0-100%p	R45 R52/53 R66	S44 S53 S61	T	0 t
Gasolio	esterno	Materia prima	F1	liquido	----	Gasolio	>90% P	R40 R51/53 R65 R66	S24 S36/37 S61 S62	Xn, N, R	0,83 t
Oli lubrificanti	Vari produttori	Materia prima ausiliaria	Tutte le fasi	Liquido	----	----	----	----	----	----	10.720 Kg
Vapore	Polimeri Europa	Materia prima	F1	gas	----	----	----	----	----	----	1.645.731 t



B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)							Anno di riferimento: 2007				
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Deossigenante e passivante [NALCO ELIMINOX (R) o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	497-18-7	carboidrazide	5-10%	R22 R38 R43	S24/25 S26 S28 S36/37/39	Xi, Xn	3.830 Kg
Detergenti Coax	MINCO UK LTD o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	n.p.	Surfattante non ionico	15-30%	R22 R38 R41	S26 S37/39	Xi	50 litri
Fosfati [Nalco (R) 72215 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	1310-73-2	sodio idrossido	5-10%	R35	S24/25 S26 S28 S36/37/39 S45	C	10.110 Kg
Deossigenante e passivante [NALCO 1250 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	497-18-7	carboidrazide	5-15%	R22 R38 R43 R52/53	S24/25 S26 S28 S36/37/39 S61	Xn Xi	3.000 Kg



B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)					Anno di riferimento: 2007						
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frasei R	Frasei S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Ammina [NALCO Tri-ACT (R) 1800 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	108-91-8	Cicloesilammina	5-10%	R10 R20 R21/22 R34 R20/21/ 22 R22 R35 R43 R52	S24/25 S26 S36/37/ 39 S45	C	14.650 Kg
					141-43-5	Etanolammina	5-20%				
					5332-73-0	metossipropilammina	5-20%				
Ipoclorito di sodio	ROMANA CHIMICI o altri	Materia prima ausiliaria	F2, F3, F4	liquido	7681-52-9	Sodio ipoclorito soluzione	14-15%	R31 R34	S1/2 S28 S45 S50	C	21.200 Kg
Disperdente [NALCO 73361 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F2	liquido	1310-73-2	Sodio idrossido	<1%	R35 R36 R36/38	S24/25 S26 S28 S36/37/ 39	C Xi	500 Kg
					497-19-8	Sodiocarbonato	1-5%				
					7631-95-0	Molibdato di sodio	10-15%				
Antiaggregante [NALCO 8548 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F2	liquido	107-21-1	Glicol etilenico	1-5%	R22 R36/38 R38 R41 R48/22	S24/25 S37/39	Xn Xi	59.405 Kg
					102-71-6	trietanolammina	1-5%				



B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)							Anno di riferimento: 2007				
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frasei R	Frasei S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Biocida [NALCO MT 200 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F2	liquido	7173-51-5	Didecil dimetil ammonio cloruro	40-60%	R22 R34 R11 R36 R67 R10	S26 S28 S36/37/ 39 S45 S61 S43	C F Xi	5.220 Kg
					67-63-0	Alcool isopropilico	10-30%				
Biocida [NALCO 77351 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F3	liquido	67-63-0	Alcool isopropilico	10-30%	R10 R22 R34 R50 R67	S23 S26 S28 S26/37/ 39 S43A S45	F, Xi	5.405 kg
					7173-51-S	Didecil dimetil ammonio cloruro	30-60%			C, N	
Acido solforico	CHIMETEX S.p.A. o altri	Chemicals	F4	liquido	7664-93-9	Acido solforico	94 - 98%	R35	S1-2 S26 S30 S45	C	1.346.289 Kg
Bisolfito deossigenante [Nalco 780 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F4	Liquido	n.p.	Desossigenante	Sodio bisolfito 30-60%	R22 R31	S23 S26 S28 S36/37/ 39 S46	Xn	400 kg



B.1.1 Consumo di materie prime (parte storica)					Anno di riferimento: 2007						
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frasei R	Frasei S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
BELGARD EV2030 o similare	BIOLAB Water Additives o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	-	-	-	-	-	-	21.900 Kg
BELITE M8 o similare	BIOLAB Water Additives o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	67-63-0	2-propanolo	<0-8%	R10 R11 R36 R67	S16 S26	Xi F	1.070 Kg
Soda Caustica	Syndial	Materia prima ausiliaria	F4	Liquido	1310-73-2	-	48-52%	R35	S26 S37/39 S45	C	1.069.000 Kg
Antiscalant [HYPERPERSE MSI300 o similare]	GE Infrastructure Water & Process o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	-	-	-	-	-	-	2.400 Kg
Bisolfito [DECHLOR 20 o similare]	GE Infrastructure Water & Process o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	7631-90-5	Sodio bisolfito	30-60%	R22 R31	S23 S26 S28 S36/37/ 39	Xn	11.650 Kg



B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)											
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Gas naturale	SNAM	Materia prima	F1	gas	68410-63-9	metano	>80% (Vol.)	R12	S9 S16 S33	F+	1.818.606 kSm ³
						etano, propano, butano e isobutano	>0,2% (Vol.)				
Gas petrolchimico (fuel gas)	Polimeri Europa	Materia prima	F1	gas	068476-26-6	Butadiene	<0,1%	R12	S9 S16	F+	50.805.876 kcal*10 ⁴
Olio combustibile	esterno	Materia prima	F1	liquido	----	Oli combustibili pesanti	Var 0-100%p	R45 R52/53 R66	S44 S53 S61	T	233.117 t
Gasolio	esterno	Materia prima	F1	liquido	----	Gasolio	>90% P	R40 R51/53 R65 R66	S24 S36/37 S61 S62	Xn, N, R	10 t
Oli lubrificanti	Vari produttori	Materia prima ausiliaria	Tutte le fasi	Liquido	----	----	----	----	----	----	12.477 Kg
Vapore	Polimeri Europa	Materia prima	F1	gas	----	----	----	----	----	----	2.190.000 t
Deossigenante e passivante [NALCO ELIMIN-OX (R) o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	497-18-7	carboidrazide	5-10%	R22 R38 R43	S24/25 S26 S28 S36/37/ 39	Xi, Xn	7.227 Kg



B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frasei R	Frasei S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Detergenti Coax	MINCO UK LTD o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	n.p.	Surfattante non ionico	15-30%	R22 R38 R41	S26 S37/39	Xi	100 litri
Alcalinizzante [NALCO 5711 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1, F4	liquido	1336-21-6	Ammonio idrossido	30-60%	R34 R37 R50	S23 S26 S36/37/39 S45 S57	C, N	18.296 Kg
					141-43-5	Etanolamina	5-10%			C	
Fosfati [Nalco (R) 72215 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	1310-73-2	sodio idrossido	5-10%	R35	S24/25 S26 S28 S36/37/39 S45	C	3.720 Kg
Deossigenante e passivante NALCO 1250 o similare	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F1	liquido	497-18-7	carboidrazide	5-15%	R22 R38 R43 R52/53	S24/25 S26 S28 S36/37/39 S61	Xn Xi	2.500 Kg



B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frasei R	Frasei S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Ipoclorito di sodio	ROMANA CHIMICI o altri	Materia prima ausiliaria	F2, F3, F4	liquido	7681-52-9	Sodio ipoclorito soluzione	14-15%	R31 R34	S1/2 S28 S45 S50	C	12.326 Kg
Biocida [NALCO 77351 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F2, F3	liquido	67-63-0	Alcool isopropilico	10-30%	R10 R22 R34 R50 R67	S23 S26 S28 S26/37/ 39 S43A S45	F, Xi	13.325 kg
					7173-51-S	Didecil dimetil ammonio cloruro	30-60%			C, N	
Antincrostante Disperdente protezione cat. [Nalco 1393T o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F2	liquido	13598-36-2	Phosponic Acid	1-5%	R38 R41	S24/25 S26 S36/37/ 39	C	41.735 kg
					2809-21-4	Acido acetodifosfonico	30-60%			Xi	
Inibitore corrosione [Nalco Trac109 PLU o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F2	liquido	1310-73-2	Sodio idrossido	1-5%	R34	S24/25 S26 S28 S36/37/ 39 S45	C	26.990 kg
					1330-43-4	Tetraborato disodico	1-5%			---	



B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)											
Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frasei R	Frasei S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Bisolfito deossigenante [Nalco 7408/780 o similare]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F4	Liquido	n.p.	Desossigenante	Sodio bisolfito 30-60%	R22 R31	S23 S26 S28 S36/37/ 39 S46	Xn	11.757 kg
Antischiuma [Nalco 131s o similari]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	----	---	---	---	--	---	327 kg
Antincrustante [Nalco 77420 o similari]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	2809-21-4	Acido acetodifosfonico	5-10%	R36	S24/25 S26 S28 S36/37/ 39	Xi	7.511 kg
					Polimero	Copolimero dell'acido maleico	1-5%			Xi	
Acido solforico	CHIMETEX S.p.A. o altri	Chemicals	F4	liquido	7664-93-9	Acido solforico	94 - 98%	R35	S1-2 S26 S30 S45	C	2.661.649 Kg
Soda Caustica	Syndial	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	1310-73-2	-	48-52%	R35	S26 S37/39 S45	C	5.043.416Kg



B.1.2 Consumo di materie prime (alla capacità produttiva)

Descrizione	Produttore e scheda tecnica	Tipo	Fasi di utilizzo	Stato fisico	Eventuali sostanze pericolose contenute			Frase R	Frase S	Classe di pericolosità	Consumo annuo
					N° CAS	Denominazione	% in peso				
Antiscalant [Nalco PC 191 o simili]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F4	---	---	---	---	--	---	5.702.133 kg	
Biocida [Nalco PC 55 o simili]	Nalco o altri	Materia prima ausiliaria	F4	liquido	7631-99-4	Sodio nitrato	10-30%	R20/21/ 22 R34 R43 R51/53	S23 S24/25 S26 S36/37/ 39 S45 S60 S61	O	100 kg
					10377-60-3	Nitrato di magnesio	1-5-%			O	
					55965-84-9	Miscela di 5-CLORO-2-METIL-2H-ISOTIAZOL-3-ONE 2-METIL-2H-ISOTIAZOL-3-ONE	3-10%			T, N	



B.2.1 Consumo di risorse idriche (parte storica)				Anno di riferimento: 2007							
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero, m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta (1)	Giorni di punta (1)	Ore di punta (1)	
1	Acquedotto ad uso potabile	(2)	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario	59.320 m ³	163 m ³ (S)	(1)	SI	n.a.	n.a.	n.a.	
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo	-	-	-	-	-	-	
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	-	-	-	-	-	-	
2	Acqua grezza per produzione acqua DEMI (acqua pozzi contrade La Gonnella e Torricella+ acqua bacino Cillarese+TAF)	F4	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo (3)	796.981 m ³	2.184 m ³ (S)	(1)	SI	n.a.	n.a.	n.a.
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	-	-	-	-	-	-	
3	Acqua grezza per raffreddamento apparecchiature centrale (acqua bacino fiume Grande)	F1	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo	-	-	-	-	-	-	
				<input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	322.567 m ³	884 m ³ (S)	(1)	SI	n.a.	n.a.	n.a.
4	Acqua di mare (DISL, raffr)	F2 F3 F4	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	-	-	-	-	-	-	-	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo (DISL)	19.269.000 m ³	52.792 m ³	2.500 m ³ /h	SI	n.a.	n.a.	n.a.
				<input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	312.182.030 m ³	855.293 m ³	53.450 m ³ /h	SI	Mesi estivi	n.a.	n.a.

(1) La produzione dello Stabilimento EniPower di Brindisi è continua sulle 24 ore, non sono quindi definibili dei consumi riferiti a giorni di punta o alle ore di punta. Mentre per i mesi di punta, l'unico consumo influenzato dalla stagionalità è quello relativo all'acqua di mare usata nel raffreddamento.

(2) Il consumo di acqua ad uso potabile non è legato alla produzione delle Centrali e quindi non è riconducibile a nessuna fase.

(3) Per la produzione di acqua demineralizzata sono presenti i seguenti impianti proprietà e gestione EniPower: Impianto con resine a scambio ionico, Impianto con processo osmosi inversa, Impianto di dissalazione, Impianto di trattamento delle condense.



B.2.2 Consumo di risorse idriche (alla capacità produttiva)											
n.	Approvvigionamento	Fasi di utilizzo	Utilizzo	Volume totale annuo, m ³	Consumo giornaliero, m ³	Portata oraria di punta, m ³ /h	Presenza contatori	Mesi di punta (1)	Giorni di punta (1)	Ore di punta (1)	
1	Acquedotto ad uso potabile	(2)	<input checked="" type="checkbox"/> igienico sanitario	60.000 m ³ *	164 m ³ (S)	(1)	SI	n.a.	n.a.	n.a.	
			<input type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo	–	–	–	–	–	–	–
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	–	–	–	–	–	–	–
2	Acqua grezza per produzione acqua DEMI (acqua pozzi contrade La Gonnella e Torricella+ acqua bacino Cillarese+TAF)	F4	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	–	–	–	–	–	–	–	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo (3)	1.900.711 m ³	5.207 m ³ (S)	(1)	SI	n.a.	n.a.	n.a.
				<input type="checkbox"/> raffreddamento	–	–	–	–	–	–	–
3	Acqua grezza per raffreddamento apparecchiature centrale (acqua bacino fiume Grande)	F1	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	–	–	–	–	–	–	–	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input type="checkbox"/> processo	–	–	–	–	–	–	–
				<input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	350.000 m ³	959 m ³ (S)	(1)	SI	n.a.	n.a.	n.a.
4	Acqua di mare (DISL, raffr)	F2 F3 F4	<input type="checkbox"/> igienico sanitario	–	–	–	–	–	–	–	
			<input checked="" type="checkbox"/> industriale	<input checked="" type="checkbox"/> processo (DISL)	13.657.034 m ³	37.417 m ³	2.500 m ³ /h	SI	n.a.	n.a.	n.a.
				<input checked="" type="checkbox"/> raffreddamento	524.130.247 m ³	1.435.973 m ³	53.450 m ³ /h	SI	Mesi estivi	n.a.	n.a.

- (1) La produzione dello Stabilimento EniPower di Brindisi è continua sulle 24 ore, non sono quindi definibili dei consumi riferiti a giorni di punta o alle ore di punta. Mentre per i mesi di punta, l'unico consumo influenzato dalla stagionalità è quello relativo all'acqua di mare usata nel raffreddamento.
- (2) Il consumo di acqua ad uso potabile non è legato alla produzione delle Centrali e quindi non è riconducibile a nessuna fase.
- (3) Per la produzione di acqua demineralizzata sono presenti i seguenti impianti proprietà e gestione EniPower: Impianto con resine a scambio ionico, Impianto con processo osmosi inversa, Impianto di dissalazione, Impianto di trattamento delle condense.



B.3.1 Produzione di energia (parte storica)			Anno di riferimento: 2007					
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh) ⁽²⁾	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh) ⁽³⁾
Fase 1	CC1	Gas naturale	685.000	4.123.837 ⁽¹⁾	201.238	470.000	2.400.436	2.355.817
Fase 1	CC2	Gas naturale, Gas petrolchimico	685.000	4.698.471 ⁽¹⁾	738.911	470.000	2.544.232	2.498.568
Fase 1	CC3	Gas naturale, Gas petrolchimico	685.000	3.868.970 ⁽¹⁾	576.592	470.000	2.128.571	2.086.158
Fase 1	Turbina a vapore T1 (gruppo GT1)	vapore da GT2 e GT3	-	0	0	50.000	71.399	66.020
Fase 1	Turbina a vapore T2 (gruppo GT2)	vapore Ks	-	0	0	25.500	27.314	25.360
Fase 1	Turbina a vapore T3 (gruppo GT3)	vapore Ks	-	0	0	25.500	45.345	42.995
Fase 1	Turbina a vapore T6 (gruppo GT6)	vapore Ks	-	0	0	90.000	191.452	184.302
Fase 1	Caldaia B06 (gruppo GT6)	Metano, gas petrolchimico, olio combustibile	385.000	0	0	-	-	-
TOTALE			2.440.000	12.691.278	1.516.741	1.601.000	7.408.749	7.259.220

(1) energia associata alla combustione dei fuel

(2) energia ceduta alla rete distribuzione vapore

(3) energia elettrica distribuita alla rete interna e ceduta alla RTN



B.3.2 Produzione di energia (alla capacità produttiva)								
Fase	Apparecchiatura	Combustibile utilizzato	ENERGIA TERMICA			ENERGIA ELETTRICA		
			Potenza termica di combustione (kW)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh) ⁽²⁾	Potenza elettrica nominale (kVA)	Energia prodotta (MWh)	Quota ceduta a terzi (MWh) ⁽³⁾
Fase 1	CC1	Gas naturale	685.000	5.811.062 ⁽¹⁾	0	470.000	3.345.031	3.295.032
Fase 1	CC2	Gas naturale, Gas petrolchimico	685.000	5.789.739 ⁽¹⁾	1.170.682	470.000	2.968.251	2.920.826
Fase 1	CC3	Gas naturale, Gas petrolchimico	685.000	5.789.739 ⁽¹⁾	1.170.682	470.000	2.968.251	2.920.826
Fase 1	Turbina a vapore T1 (gruppo GT1)	vapore da GT2 e GT3	-	0	0	50.000	394.200	386.690
Fase 1	Turbina a vapore T2 (gruppo GT2)	vapore Ks	-	0	0	25.500	174.236	171.207
Fase 1	Turbina a vapore T3 (gruppo GT3)	vapore Ks	-	0	0	25.500	174.236	171.207
Fase 1	Turbina a vapore T6 (gruppo GT6)	vapore Ks	-	0	0	90.000	614.952	603.307
Fase 1	Caldaia B06 (gruppo GT6)	Metano, gas petrolchimico, olio combustibile	385.000	2.629.316	0	-	-	-
TOTALE			2.440.000	20.019.857	2.341.364	1.601.000	10.639.159	10.469.093

(1) energia associata alla combustione dei fuel

(2) energia ceduta alla rete distribuzione vapore

(3) energia elettrica distribuita alla rete interna e ceduta alla RTN



B.4.1 Consumo di energia (parte storica)			Anno di riferimento: 2007		
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh) ⁽¹⁾	Energia elettrica consumata (MWh) ⁽²⁾	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
Fase 1	11.174.537	91.303	Energia elettrica e vapore	1,9502 kWh/kWh	0,0125 kWh/kWh
Fase 2		34.871	Acqua raffreddamento	0,00 kWh/mc	0,0919 kWh/mc
Fase 3		20.894	Acqua raffreddamento	0,00 kWh/mc	0,0715 kWh/mc
Fase 4		2.461	Acqua DEMI	0,0540 kWh/mc	0,7602 kWh/mc
TOTALE	11.174.537	149.529			

(1) L'energia termica consumata è la differenza tra l'energia associata alla combustione dei fuel e l'energia ceduta alla rete distribuzione vapore

(2) L'energia elettrica consumata è la differenza tra l'energia prodotta e l'energia distribuita alla rete interna e ceduta alla RTN



B.4.2 Consumo di energia (alla capacità produttiva)					
Fase o gruppi di fasi	Energia termica consumata (MWh) ⁽¹⁾	Energia elettrica consumata (MWh) ⁽²⁾	Prodotto principale	Consumo termico specifico (kWh/unità)	Consumo elettrico specifico (kWh/unità)
Fase 1	17.678.493	97.412	Energia elettrica e vapore	2,1301 kWh/kWh	0,0092 kWh/kWh
Fase 2		34.871	Acqua raffreddamento	0,00 kWh/mc	0,0919 kWh/mc
Fase 3		36.048	Acqua raffreddamento	0,00 kWh/mc	0,0715 kWh/mc
Fase 4		1.735	Acqua DEMI	0,0627 kWh/mc	0,5313 kWh/mc
TOTALE	17.678.493	170.066			

(1) L'energia termica consumata è la differenza tra l'energia associata alla combustione dei fuel e l'energia ceduta alla rete distribuzione vapore

(2) L'energia elettrica consumata è la differenza tra l'energia prodotta e l'energia distribuita alla rete interna e ceduta alla RTN



B.5.1 Combustibili utilizzati (parte storica)			Anno di riferimento: 2007	
Combustibile	% S	Consumo annuo	PCI	Energia (MJ)
Gas naturale	0 ⁽¹⁾	1.307.359 kSm ³	8.563,7 kcal/ Sm ³ ⁽²⁾	46.877.167.906
Gas petrolchimico	0	32.285.771 kcal*10 ⁴	14.783,461 kcal/kg	1.351.811.766
Gasolio	max 0,001%	0,83 t	42,7 MJ/kg	35.441
Olio combustibile	1%	0 t	9.700 kcal/kg	0

Note:

- 1- Nelle analisi effettuate mensilmente da Snam Rete Gas e comunicate in occasione della fatturazione mensile non viene indicata la presenza di questo composto.
- 2- Potere calorifico inferiore misurato nel 2007 da Snam Rete Gas e comunicata in occasione della fatturazione mensile.


B.5.2 Combustibili utilizzati (alla capacità produttiva)

Combustibile	% S	Consumo annuo	PCI	Energia (MJ)
Gas naturale	0	1.818.606 kSm ³	8.563,7 kcal/ Sm ³	65.208.637.274
Gas petrolchimico	0	50.805.876 kcal*10 ⁴	14.783,461 kcal/kg	2.127.252.310
Gasolio	max 0,001%	10 t	42,7 MJ/kg	427.000
Olio combustibile	1%	233.117 t	9.700 kcal/kg	9.467.836.288



B.6 Fonti di emissione in atmosfera di tipo convogliato			
N° totale camini: 4			
n° camino CC1 (31ME001)		Posizione amministrativa ⁽¹⁾ : A	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
80 m	31,7 m ²	Fase 1, CC1	Non presenti
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			
n° camino CC2 (32ME001)		Posizione amministrativa A	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
80 m	31,7 m ²	Fase 1, CC2	Non presenti
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			
n° camino CC3 (33ME001)		Posizione amministrativa A	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
80 m	31,7 m ²	Fase 1, CC3	Non presenti
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			
n° camino E5 (B06)		Posizione amministrativa A	
Caratteristiche del camino			
Altezza dal suolo	Area sez. di uscita	Fasi e dispositivi tecnici di provenienza	Sistemi di trattamento
60 m	15,56 m ²	Fase 1, Caldaia B06	Non presenti
Monitoraggio in continuo delle emissioni: <input checked="" type="checkbox"/> sì <input type="checkbox"/> no			

(1) Viene indicata la posizione amministrativa del punto di emissione, distinguendo tra esistente ex art. 12 DPR 203/88 (E) ed autorizzato espressamente (A)



B.7.1 Emissioni in atmosfera di tipo convogliato (parte storica)					Anno di riferimento: 2007		
Camino	Ore di marcia	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
CC1	7.181	1.747.120	NOx	55,16	396.074	31,6	15
			CO	0,74	5.330	0,4	
CC2	7.836	1.814.351	NOx	52,83	414.000	29,1	15
			CO	0,84	6.565	0,5	
CC3	6.872	1.705.375	NOx	47,73	328.000	28	15
			CO	0,96	6.580	0,6	
E5	0	0	NOx	0	0	0	3
			CO	0	0	0	
			S02	0	0	0	
			Polveri	0	0	0	

Il sistema di immissione di gas petrolchimico nei CC2 e CC3 è andato a regime nella seconda metà dell'anno 2007.


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

Camino	Portata Nm ³ /h	Inquinanti	Flusso di massa, kg/h	Flusso di massa, kg/anno	Concentrazione, mg/Nm ³	% O ₂
CC1	2.051.695	NOx	0,26	539.185	30	15
		CO	0,02	35.946	2	
CC2	2.040.163	NOx	0,44	893.592	50	15
		CO	0,02	35.744	2	
CC3	2.040.163	NOx	0,44	893.592	50	15
		CO	0,02	35.744	2	
E5	316.677	NOx	2,63	832.227	300	3
		CO	0,88	277.409	100	
		SO ₂	14,72	4.662.343	1.700	
		Polveri	0,44	138.704	50	

Nota:

Alla massima capacità produttiva si è ipotizzato:

- Suddivisione del consumo di gas petrolchimico su CC2 e CC3 (50% ciascuno);
- Suddivisione del consumo di gas naturale su CC1, CC2 e CC3 (33% ciascuno)
- Per la Caldaia B06 (camino E5) i valori di emissione alla massima capacità produttiva sono stati calcolati nell'ipotesi peggiorativa, che contempla il solo utilizzo di olio combustibile, pertanto i flussi di massa di SO₂ e Polveri sono stati associati esclusivamente a tale caldaia

Si precisa comunque che il funzionamento della caldaia B06 è previsto come di seguito riportato:

- solo olio combustibile
- solo gas (naturale e da petrolchimico)
- miscela olio combustibile e gas (naturale e da petrolchimico).

Con % di ciascun combustibile variabile da 0 a 100%



B.8.1 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (parte storica)

I punti di emissione fuggitiva dell'impianto possono essere costituiti dalle flange e dalle valvole presenti sulle linee del gas naturale, sulla maggior parte delle quali sono presenti dispositivi di rilevazione di eventuali perdite.

Non sono presenti fonti di emissione diffusa.



B.8.2 Fonti di emissioni in atmosfera di tipo non convogliato (alla capacità produttiva)

I punti di emissione fuggitiva dell'impianto possono essere costituiti dalle flange e dalle valvole presenti sulle linee del gas naturale, sulla maggior parte delle quali sono presenti dispositivi di rilevazione di eventuali perdite.

Non sono presenti fonti di emissione diffusa.



B.9.1 Scarichi idrici (parte storica)				Anno di riferimento: 2007		
N° totale punti di scarico finale 3						
scarico finale SF1		Recettore Mare		Portata media annua: 119.709.667 m ³ /a		
Scarico n.2 - Policentrica EST						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
DIFL/2 (AI, MN)	Fase 4 (Impianto acqua DEMI)	0,23%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5
CTE1/1 (AI, MN)	Fase 1 (gruppo GT6)	59,61%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5
CTE1/2 (AI, MN)	Fase 1 (Gruppo GT2 e GT3)	4,82%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5
CTE1/3 (AI, MN)	Fase 1 (Gruppo GT1)	35,33%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5



scarico finale SF2		Recettore Mare			Portata media annua: 209.723.363 m³/a	
Scarico n. 3 - Policentrica SUD						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
DIFL/1 (AI, MN)	Fase 4 (Impianto Dissalazione)	8,37%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/1 (AI, MN)	Fase 1 (CTE3 - gruppo CC3)	22,88%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/2 (AI, MN)	Fase 1 (CTE3 - gruppo CC3)	59,68%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/3 (AI, MN)	Fase 1 e 2 (CTE3 e Torri di raffreddamento)	8,63%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/4 (AI, MN)	Fase 2 (CTE3)	0,45%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5



scarico finale SF3		Recettore Impianto Trattamento Acque Effluenti (TAE)			Portata media annua 413.709 m³/a	
Scarico n. 3 – Impianto TAE						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
CTE/FO/Nord (AI, MI)	Fase 1 (Dilavamento aree impianti)	31,25%	Continuo	n.a.	(1)	(2)
CTE/FO/TG (AI, MI)	Tutte le Fasi (pompe CTE3, Trasformatori, Torri di raffreddamento, Impianto acqua DEMI)	31,25%	Continuo	n.a.	(1)	(2)
DIFL/FO/1 (AI, MI)	Fase 4 (Impianto acqua DEMI)	37,50%	Continuo	n.a.	(1)	(2)

- (1) Le acque reflue industriali e domestiche sono trattate dall'impianto biologico di proprietà e gestione Polimeri Europa
- (2) Sono applicati controlli analitici interni su COD, Idrocarburi totali, Solidi Sospesi Totali, Solfuri, pH, Caratteri organolettici.



B.9.2 Scarichi idrici (alla capacità produttiva)

N° totale punti di scarico finale 3

scarico finale **SF1**

Recettore **Mare**

Portata media annua: **193.026.600 m³/a**

Scarico n.2 - Policentrica EST

Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
DIFL/2 (AI, MN)	Fase 4 (Impianto acqua DEMI)	0,16%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5
CTE1/1 (AI, MN)	Fase 1 (gruppo GT6)	49,92%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5
CTE1/2 (AI, MN)	Fase 1 (Gruppo GT2 e GT3)	4,54%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5
CTE1/3 (AI, MN)	Fase 1 (Gruppo GT1)	45,38%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5÷9,5



scarico finale SF2		Recettore Mare			Portata media annua: 342.086.458 m³/a	
Scarico n. 3 - Policentrica SUD						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
DIFL/1 (AI, MN)	Fase 4 (Impianto Dissalazione)	3,59%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/1 (AI, MN)	Fase 1 (CTE3 - gruppo CC3)	22,77%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/2 (AI, MN)	Fase 1 (CTE3 - gruppo CC3)	68,30%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/3 (AI, MN)	Fase 1 e 2 (CTE3 e Torri di raffreddamento)	5,07%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5
CTE3/4 (AI, MN)	Fase 2 (CTE3)	0,26%	Continuo	n.a.	Vasche di separazione	35°C 6,5 ÷ 9,5



scarico finale SF3		Recettore: Impianto Trattamento Acque Effluenti (TAE)			Portata media annua 788.400 m³/a	
Scarico n. 3 - Policentrica SUD						
Scarico parziale	Fase o superficie di provenienza	% in volume	Modalità di scarico	Superficie relativa, m ²	Impianti di trattamento	Temperatura pH
CTE/FO/Nord (AI, MI)	Fase 1 (Dilavamento aree impianti)	31,25%	Continuo	n.a.	(1)	(2)
CTE/FO/TG (AI, MI)	Tutte le Fasi (pompe CTE3, Trasformatori, Torri di raffreddamento, Impianto acqua DEMI)	31,25%	Continuo	n.a.	(1)	(2)
DIFL/FO/1 (AI, MI)	Fase 4 (Impianto acqua DEMI)	37,50%	Continuo	n.a.	(1)	(2)

- (1) Le acque reflue industriali e domestiche sono trattate dall'impianto biologico di proprietà e gestione Polimeri Europa
 (2) Sono applicati controlli analitici interni su COD, Idrocarburi totali, Solidi Sospesi Totali, Solfuri, pH, Caratteri organolettici.



B.10.1 Emissioni in acqua (parte storica)			Anno di riferimento: 2007	
Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
DIFL/2	Cloro attivo	NO	2	0,06
	SST	NO	641	20,19
CTE1/1	Cloro attivo	NO	489	0,06
	SST	NO	190.207	23,35
CTE1/2	Cloro attivo	NO	40	0,06
	SST	NO	16.766	25,43
CTE1/3	Cloro attivo	NO	290	0,06
	SST	NO	147.071	30,46
DIFL/1	Cloro attivo	NO	120	0,06
	SST	NO	72.714	36,30
CTE3/1	Cloro attivo	NO	329	0,06
	SST	NO	134.583	24,57
CTE3/2	Cloro attivo	NO	857	0,06
	SST	NO	398.924	27,92
CTE3/3	Cloro attivo	NO	124	0,06
	SST	NO	68.946	33,39
CTE3/4	Cloro attivo	NO	7	0,06
	SST	NO	3.888	35,87

Nota:

Per i calcoli sono stati utilizzati i valori delle analisi mensili riportate nel documento presentato al GI il 03 novembre 2010, rapportati alle portate scaricate in ciascun pozzetto secondo le percentuali della scheda B.9.

Nelle analisi eseguite le concentrazioni risultano sempre inferiori del limite di rilevabilità (0,06 mg/l). tale valore è stato supposto, in via cautelativa, come valore di concentrazione.

La tabella non viene compilata per i pozzetti dello scarico finale SF3 (impianto TAE), in quanto lo scarico finale in acqua, previo trattamento, viene gestito da Polimeri Europa


B.10.2 Emissioni in acqua (alla capacità produttiva)

Scarichi parziali	Inquinanti	Sostanza pericolosa	Flusso di massa g/h	Concentrazione mg/l
DIFL/2	Cloro attivo	NO	2	0,06
	SST	NO	707	20,19
CTE1/1	Cloro attivo	NO	660	0,06
	SST	NO	256.848	23,35
CTE1/2	Cloro attivo	NO	60	0,06
	SST	NO	25.432	25,43
CTE1/3	Cloro attivo	NO	600	0,06
	SST	NO	304.586	30,46
DIFL/1	Cloro attivo	NO	84	0,06
	SST	NO	50.949	36,30
CTE3/1	Cloro attivo	NO	533	0,06
	SST	NO	218.473	24,57
CTE3/2	Cloro attivo	NO	1.600	0,06
	SST	NO	744.725	27,92
CTE3/3	Cloro attivo	NO	119	0,06
	SST	NO	66.149	33,39
CTE3/4	Cloro attivo	NO	6	0,06
	SST	NO	3.684	35,87

Nota:

Per i calcoli alla Massima Capacità Produttiva (MCP) sono state utilizzate le stesse concentrazioni dell'anno 2007.

Nelle analisi eseguite le concentrazioni risultano sempre inferiori del limite di rilevabilità (0,06 mg/l). tale valore è stato supposto, in via cautelativa, come valore di concentrazione.

La tabella non viene compilata per i pozzetti dello scarico finale SF3 (impianto TAE), in quanto lo scarico finale in acqua, previo trattamento, viene gestito da Polimeri Europa



B.11.1 Produzione di rifiuti (parte storica)				Anno di riferimento: 2007			
Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (Kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
15.01.01	Imballaggi in carta e cartone	Solido non pulverulento	3.460	Tutte le fasi	DT2	Sfuso	R13
15.01.03	Imballaggi in legno	Solido non pulverulento	8.680	Tutte le fasi	DT2	Sfuso	R13
15.01.04	Imballaggi metallici	Solido non pulverulento	8.600	Tutte le fasi	DT2	Cassone	D14
15.02.03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02	Solido non pulverulento	27.640	Tutte le fasi	DT2	Cartoni e big bags	D9 - D14
16.10.02	Soluzioni acquose di scarto diverse da quelle di cui alla voce 16.10.01	Liquido	54.400	Tutte le fasi	DT2	Fusti	D8
			460.520	Attività di bonifica			
17.02.02	Vetro	Solido non pulverulento	1.180	Tutte le fasi	DT2	GIR (Grandi Imballi alla Rinfusa)	D14
17.04.05	Ferro e acciaio	Solido non pulverulento	22.440	Tutte le fasi	DT2	Cassone	R13
17.05.04	Terre e rocce diverse da quelle di cui alla voce 17.05.03	Solido pulverulento	131.500	Tutte le fasi	DT2	Cassone	D1
			145.308.970	Attività di bonifica			
17.06.04	Altri materiali isolanti provenienti diversi da quelli di cui alle voci 17.06.01 e 17.06.03	Solido non pulverulento	6.520	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D14
17.09.04	Rifiuti misti dall'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17.09.01, 17.09.02 e 17.09.03	Solido non pulverulento	429.700	Investimenti/demolizione	DT2	Cassoni	
19.13.02	Rifiuti solidi prodotti dalle operazioni di bonifica dei terreni, diversi da quelli di cui alla voce 19.13.01	Solido non pulverulento	15.535.320	Attività di Bonifica	DT2	Aree attrezzate	
20.03.01	RSUA	Solido non pulverulento	42.240	Tutte le fasi	DT2	Cassonetti e cartoni	D1
13.02.05*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione non clorurati	Solido non pulverulento	3.560	Tutte le fasi	DT1	Fusti	R13
16.06.01*	Batterie al piombo	Solido non pulverulento	12.280	Tutte le fasi	DT1	GIR (Grandi Imballi alla Rinfusa)	R13
17.06.03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose (lana di roccia)	Solido non pulverulento	9.700	Tutte le fasi	DT1	Big Bags	
17.05.03*	Terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	1.523.880	Attività di Bonifica	DT1	Aree attrezzate	
19.02.04*	Vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminate (miscugli di rifiuti contenenti almeno un rifiuto pericoloso)	Solido non pulverulento	30.280	Attività di Bonifica	DT1	Aree attrezzate	
19.13.01*	Rifiuti solidi prodotti dalle operazioni di bonifica dei terreni, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	1.096.620	Attività di Bonifica	DT1	Aree attrezzate	

Note:

La quantità e la tipologia dei rifiuti prodotti nella Centrale sono variabili di anno in anno, infatti, alcune tipologie di rifiuti sono prodotti solo per alcune attività o operazioni di manutenzione che possono non essere svolte su cadenza annuale.



B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (Kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
08.03.18	toner per stampa esauriti, diversi da quelli di cui alla voce 08 03 17	Solido non pulverulento	200,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
15.01.01	Imballaggi in carta e cartone	Solido non pulverulento	80.000,00	Tutte le fasi	DT2	Sfuso	R13
15.01.03	Imballaggi in legno	Solido non pulverulento	50.000,00	Tutte le fasi	DT2	Sfuso	R13
15.01.04	Imballaggi metallici	Solido non pulverulento	10.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	D14
15.02.03	Assorbenti, materiali filtranti, stracci e indumenti protettivi, diversi da quelli di cui alla voce 15.02.02	Solido non pulverulento	100.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cartoni e big bags	D9 - D14
16.02.16	componenti rimossi da apparecchiature fuori uso, diversi da quelli di cui alla voce 16 02 15	Solido non pulverulento	5.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D15
16.03.06	rifiuti organici, diversi da quelli di cui alla voce 16 03 05	Solido non pulverulento	3.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
16.05.09	sostanze chimiche di scarto diverse da quelle di cui alle voci 16 05 06, 16 05 07 e 16 05 08	Solido non pulverulento	1.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
16.10.02	Soluzioni acquose di scarto diverse da quelle di cui alla voce 16.10.01	Liquido	160.000,00	Tutte le fasi	DT2	Fusti	D8
16.11.06	rivestimenti e materiali refrattari provenienti da lavorazioni non metallurgiche, diversi da quelli di cui alla voce 16 11 05	Solido non pulverulento	2.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
17.01.01	cemento	Solido non pulverulento	140.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	D1
17.02.02	Vetro	Solido non pulverulento	20.000,00	Tutte le fasi	DT2	GIR (Grandi imballaggi per trasporto alla rinfusa)	D14
17.02.03	plastica	Solido non pulverulento	15.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
17.03.02	miscele bituminose diverse da quelle di cui alla voce 17 03 01	Solido non pulverulento	40.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	R13
17.04.02	alluminio	Solido non pulverulento	3.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	R13
17.04.05	Ferro e acciaio	Solido non pulverulento	250.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	R13
17.04.11	cavi, diversi da quelli di cui alla voce 17 04 10	Solido non pulverulento	6.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	R13
17.05.04	terra e rocce, diverse da quelle di cui alla voce 17 05 03	Solido non pulverulento	100.000,00	scavi	DT2	Cassone	D1



B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (Kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
17.06.04	Altri materiali isolanti provenienti diversi da quelli di cui alle voci 17.06.01 e 17.06.03	Solido non pulverulento	10.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D14
17.09.04	rifiuti misti dell'attività di costruzione e demolizione, diversi da quelli di cui alle voci 17 09 01, 17 09 02 e 17 09 03	Solido non pulverulento	300.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	D1 - D9
19.09.01	rifiuti solidi prodotti dai processi di filtrazione e vaglio primari	Solido non pulverulento	30.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
19.09.05	resine a scambio ionico saturate o esaurite	Solido non pulverulento	80.000,00	Tutte le fasi	DT2	Big bags	D9
19.13.02	rifiuti solidi prodotti dalle operazioni di bonifica dei terreni, diversi da quelli di cui alla voce 19 13 01	Solido non pulverulento	150.000,00	bonifiche	DT2	Cassone	D1
20.01.39	plastica	Solido non pulverulento	1.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassone	R13
20.03.01	RSUA	Solido non pulverulento	27.000,00	Tutte le fasi	DT2	Cassonetti e cartoni	D1
07.01.08*	altri fondi e residui di reazione	liquido	60.000,00	Tutte le fasi	DT1	Fusti	D9
10.01.04*	ceneri leggere di olio combustibile e polveri di caldaia	Solido pulverulento	10.000,00	Tutte le fasi	DT1	Big bags	D9
13.02.05*	Scarti di olio minerale per motori, ingranaggi e lubrificazione non clorurati	Solido non pulverulento	30.000,00	Tutte le fasi	DT1	Fusti	R13
15.01.10*	imballaggi contenenti residui di sostanze pericolose o contaminati da tali sostanze	Solido non pulverulento	20.000,00	Tutte le fasi	DT1	Cassone / Big bags	D9 - D15
15.02.02*	assorbenti, materiali filtranti (inclusi filtri dell'olio non specificati altrimenti), stracci e indumenti protettivi, contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	15.000,00	Tutte le fasi	DT1	Big bags	D9
16.02.13*	Apparecchiature fuori uso cont. Comp. Pericolosi diversi da quelli di cui alla voce 160209 e 160212	Solido non pulverulento	80.000,00	Tutte le fasi	DT1	Big bags	D1 - D9
16.06.01*	Batterie al piombo	Solido non pulverulento	20.000,00	Tutte le fasi	DT1	GIR	R13
17.02.04*	vetro, plastica e legno contenenti sostanze pericolose o da esse contaminati	Solido non pulverulento	30.000,00	Tutte le fasi	DT1	GIR	D9 - D15


B.11.2 Produzione di rifiuti (alla capacità produttiva)

Codice CER	Descrizione	Stato fisico	Quantità annua prodotta (Kg)	Fase di provenienza	Stoccaggio		
					N° area	Modalità	Destinazione
17.04.09*	rifiuti metallici contaminati da sostanze pericolose	Solido non pulverulento	3.000,00	Tutte le fasi	DT1	Cassone	D9
17.05.03*	terra e rocce, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	50.000,00	scavi	DT1	Cassone	D1
17.06.01*	materiali isolanti cont. Amianto	Solido non pulverulento	3.000,00	Tutte le fasi	DT1	Big bags	D15
17.06.03*	Altri materiali isolanti contenenti o costituiti da sostanze pericolose (lana di roccia)	Solido non pulverulento	70.000,00	Tutte le fasi	DT1	Big bags	D1 - D9
19.13.01*	rifiuti solidi prodotti dalle operazioni di bonifica dei terreni, contenenti sostanze pericolose	Solido non pulverulento	100.000,00	bonifiche	DT1	Cassone	D1
20.01.21*	tubi fluorescenti ed altri rifiuti contenenti mercurio	Solido non pulverulento	500,00	Tutte le fasi	DT1	Big bags	D9

**B.13 Aree di stoccaggio di materie prime, prodotti ed intermedi**

N° area	Identificazione area	Capacità di stoccaggio	Superficie	Caratteristiche		
				Modalità	Capacità	Materiale stoccato
CH2	Area CH2	5 m ³	25 m ²	I chemicals sono stoccati nelle confezioni con cui vengono approvvigionati dai fornitori (es. bulk, fusti,...)	5 m ³	Chemicals
CH3	Area CH3	20 m ³	100 m ²	I chemicals sono stoccati nelle confezioni con cui vengono approvvigionati dai fornitori (es. bulk, fusti,...)	20 m ³	Chemicals
CH4	Area CH4	6 m ³	4 m ²	n. 6 bulk da 1 m ³	6 m ³	Additivi per caldaia
CH5	Area CH5	6 m ³	4 m ²	n. 6 bulk da 1 m ³	6 m ³	Additivi per caldaia
CH6	Area CH6	6 m ³	4 m ²	n. 6 bulk da 1 m ³	6 m ³	Additivi per caldaia
F287	F287	3.200 m ³	263 m ²	serbatoio	3.200 m ³	olio combustibile
F288	F288	3.200 m ³	263 m ²	serbatoio	3.200 m ³	olio combustibile
F290	F290	2.500 m ³	197 m ²	serbatoio	2.500 m ³	olio combustibile
F255	F255	16.000 m ³	1.311 m ²	serbatoio	16.000 m ³	olio combustibile
F280	F280	5.000 m ³	467 m ²	serbatoio	5.000 m ³	olio combustibile
F281	F281	5.000 m ³	467 m ²	serbatoio	5.000 m ³	olio combustibile
F282	F282	5.000 m ³	467 m ²	serbatoio	5.000 m ³	olio combustibile
F602	F602	120 m ³	20 m ²	serbatoio	120 m ³	olio combustibile
F603	F603	80 m ³	7 m ²	serbatoio	80 m ³	gasolio B06
95-S-001	95-S-001	9 m ³	2 m ²	serbatoio	9 m ³	Gasolio

Nota: (1) Nello Stabilimento EniPower di Brindisi è presente un'area utilizzata per stoccare materiali tecnici (nella Planimetria riportata in Allegato B.22 è identificata con la sigla CH1).



B.14 Rumore

- Classe acustica identificativa della zona interessata dall’impianto: VI (confronta allegato A.16_3 e B.24)
- Limiti di emissione stabiliti dalla classificazione acustica per la zona interessata dall’impianto:
65 (giorno) /65 (notte)
- Impianto a ciclo produttivo continuo: si no

Sorgenti di rumore	Localizzazione	Pressione sonora massima (dB _A) ad 1 m dalla sorgente		Sistemi di contenimento nella sorgente	Capacità di abbattimento (dB _A)
		giorno	notte		
Ciclo combinato	CTE/3	90,1	90,1	Insonorizzazione di ogni singola centrale	-
Torri di raffreddamento	CTE/3	82,7	82,7	Efficace abbattimento presso i ricettori dovuto alla normale propagazione in ambiente esterno	-
Pompe acqua demi	CTE/3	92,3	92,3	Ininfluyente presso i punti di immissione	-



B.15 Odori

Sorgenti note di odori

- SI
 NO

Segnalazioni di fastidi da odori nell'area circostante l'impianto

- SI
 NO

B.16 Altre tipologie di inquinamento

Radiazioni elettromagnetiche

La produzione di energia elettrica e la relativa trasformazione e distribuzione comportano la generazione di radiazioni non ionizzanti sotto forma di campi elettromagnetici. La valutazione effettuata in ambito salute e sicurezza, ai sensi dell'ex D.Lgs 626/94, della presenza di tali campi elettromagnetici, e le specifiche costruttive della centrale a ciclo combinato provano che essi sono trascurabili in zone presidiate dal personale addetto alla Centrale.

Amianto

Nello stabilimento, in ottemperanza alle normative vigenti, è stato effettuato il censimento dei materiali contenenti amianto (MCA) corredato di relativa mappatura. Negli ultimi anni gli interventi di bonifica sono stati estremamente contenuti, in quanto l'amianto residuo è estremamente limitato. Attualmente è ancora presente amianto confinato sotto le lamiere di rivestimento delle caldaie B04, B05 e del GT11, che verranno smantellate entro il 2011.



B.17 Linee di impatto ambientale	
<u>ARIA</u>	
Contributi potenziali all'inquinamento atmosferico locale di macro-inquinanti emessi da sorgenti puntuali	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Contributi potenziali all'inquinamento atmosferico locale da micro-inquinanti emessi da sorgenti puntuali	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Contributi potenziali ad inquinamenti atmosferici transfrontalieri	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischi di inquinamento atmosferico da sorgenti diffuse	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di produzione di cattivi odori	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di produzione di aerosol potenzialmente pericolosi	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischi di incidenti con fuoriuscita di nubi tossiche	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
<u>CLIMA</u>	
Potenziali modifiche indesiderate al microclima locale	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischi legati all'emissione di vapor acqueo	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Potenziali contributi all'emissione di gas-serra	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO



<u>ACQUE SUPERFICIALI</u>	
Consumi di risorse idriche	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Deviazioni permanenti di corsi d'acqua ed impatti conseguenti	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischi di interferenze negative con l'esistente sistema di distribuzione delle acque	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di inquinamento di acque superficiali da scarichi diretti	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di inquinamento di corpi idrici superficiali per dilavamento meteorico di superfici inquinate	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischi di inquinamenti acuti di acque superficiali da scarichi occasionali	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischi di inquinamento di corpi idrici a causa di sversamenti incidentali di sostanze pericolose da automezzi	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
<u>ACQUE SOTTERRANEE</u>	
Riduzione della disponibilità di risorse idriche sotterranee	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Consumi di risorse idriche sotterranee	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Interferenze dei flussi idrici sotterranei (prime falde) da parte di opere sotterranee	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di inquinamento delle acque di falda da percolazione di sostanze pericolose conseguente ad accumuli temporanei di materiali di processo o a deposito di rifiuti	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di inquinamento delle acque di falda da percolazione di sostanze pericolose attraverso la movimentazione di suoli contaminati	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO



<u>SUOLO, SOTTOSUOLO, ASSETTO IDRO GEOMORFOLOGICO</u>	
Potenziale incremento di rischi idrogeologici conseguenti all'alterazione (diretta o indiretta) dell'assetto idraulico di corsi d'acqua e/o di aree di pertinenza fluviale	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Potenziale erosione indiretta di litorali in seguito alle riduzioni del trasporto solido di corsi d'acqua	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Consumi di risorse del sottosuolo (materiali di cava, minerali)	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Potenziali alterazioni dell'assetto esistente dei suoli	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Induzione (o rischi di induzione) di subsidenza	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di Inquinamento di suoli da parte di depositi di materiali con sostanze pericolose	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
<u>RUMORE</u>	
Potenziali impatti diretti da rumore su ricettori sensibili in fase di esercizio	<input checked="" type="checkbox"/> SI <input type="checkbox"/> NO
Potenziali impatti da rumore su ricettori sensibili in fase di esercizio da traffico indotto	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
<u>VIBRAZIONI</u>	
Possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni in fase di esercizio	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Possibili danni a edifici e/o infrastrutture derivanti da vibrazioni in fase di esercizio prodotte dal traffico indotto	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO

**RADIAZIONI NON IONIZZANTI**

Introduzione sul territorio di sorgenti di radiazioni elettromagnetiche, con potenziali rischi conseguenti	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Rischio di modifica dell'attuale distribuzione delle sorgenti di onde elettromagnetiche, con potenziali rischi conseguenti	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO
Potenziale produzione di luce notturna in ambienti sensibili	<input type="checkbox"/> SI <input checked="" type="checkbox"/> NO



enipower

San Donato Milanese, 29 Luglio 2009
PROD/GEIN/prot. n. 47

Da: Ing. Ferrari

A:

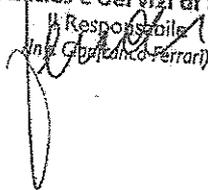
Ing. Cigna / Brindisi
Rag Panetta / Sede
Ing. Rottino / Sede
Dott. Zaini /SOFID

**Oggetto: Contratto per l'interscambio di utilities tra EniPower S.p.A.
e Polimeri Europa S.p.A. presso il complesso industriale di
Brindisi sottoscritto in data 17 giugno 2009**

Per quanto di competenza si trasmette copia del Contratto in oggetto.

Distinti saluti.

EniPower S.p.A.
PRODUZIONE
Acquisto Materie Prime e Compravendita
Utilities e Servizi di Sito
Il Responsabile
(Ing. Giancarlo Ferrari)



EniPower

Piazza Yononí
20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. centralino: 02-520.1
Numero Verde 800.920.290
www.enipower.it

EniPower S.p.A.
Via S. Donato, 1
20097 San Donato Milanese (MI)
Tel. 02-520.1
Fax 02-520.1
E-mail: info@enipower.it
P.IVA 02009700151

EniPower S.p.A. è un'azienda a partecipazione paritetica Eni - Unindustria.

CONTRATTO PER L'INTERSCAMBIO DI UTILITIES TRA ENIPOWER S.P.A. E POLIMERI EUROPA S.P.A. PRESSO IL COMPLESSO INDUSTRIALE SITO IN BRINDISI

Indice

Art. 1	OGGETTO	2
Art. 2	SPECIFICHE DELLE UTILITIES	3
Art. 3	USO DELLE UTILITIES	3
Art. 4	QUANTITA'	3
Art. 5	MODALITA' DI SOMMINISTRAZIONE	3
Art. 6	GARANZIE E RESPONSABILITA'	3
Art. 7	MISURAZIONI	3
Art. 8	COMPENSI	3
Art. 9	FATTURAZIONE E PAGAMENTI	4
Art. 10	LIMITAZIONI DELLA SOMMINISTRAZIONI E MANUTENZIONI PROGRAMMATE	4
Art. 11	FORZA MAGGIORE	5
Art. 12	PROVEDIMENTI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE	5
Art. 13	DURATA DEL CONTRATTO	5
Art. 14	RISOLUZIONE ESPRESSA DEL CONTRATTO	5
Art. 15	CESSIONE DEL CONTRATTO	5
Art. 16	MODIFICHE DEL CONTRATTO	5
Art. 17	CONSERVAZIONE DEL CONTRATTO	5
Art. 18	GESTORE DEL CONTRATTO	6
Art. 19	OSSERVANZA DI DISPOSIZIONI E REGOLAMENTI INTERNI	6
Art. 20	TUTELA DELLA RISERVATEZZA E SEGRETEZZA	6
Art. 21	ASSICURAZIONI	6
Art. 22	MISCELLANEA E COMUNICAZIONI	6
Art. 23	FORO COMPETENTE	7
Art. 24	REGISTRAZIONE	7
Art. 25	TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI	7
ALLEGATO 1	SPECIFICA DELLE UTILITIES INTERSCAMBIATE	8
ALLEGATO 2	QUANTITA' DI RIFERIMENTO	9
ALLEGATO 3	PARAMETRI PER L'INDICIZZAZIONE DELLE FORMULE CONTRATTUALI	11

fp

JP



**CONTRATTO PER L'INTERSCAMBIO DI UTILITIES
TRA ENIPOWER S.P.A. E POLIMERI EUROPA S.P.A.
PRESSO IL COMPLESSO INDUSTRIALE SITO IN BRINDISI**

Tra

- **ENIPOWER S.p.A.** (di seguito "EniPower"), con sede legale in San Donato Milanese (MI), Piazza Vanoni 1, capitale sociale deliberato, sottoscritto e interamente versato euro 944.947.849, iscritta al n° 263139 del Registro delle Imprese di Milano ed al n° 1600596 del R.E.A. della Camera di Commercio di Milano, codice fiscale e partita IVA n° 12958270154;
- **POLIMERI EUROPA S.p.A.** (di seguito "Polimeri"), società soggetta all'attività di direzione e coordinamento dell'ENI S.p.A., con sede legale in San Donato Milanese, Piazza Boldrini 1, capitale sociale di Euro 1.553.400.000,00 interamente versato, codice fiscale e numero di iscrizione al Registro delle Imprese di Milano 03823300821, R.E.A. di Milano n° 1351279, Partita IVA n° 01768800748;

(in appresso anche denominate collettivamente "Parti" e singolarmente "Parte").

PREMESSO CHE:

- a)- Polimeri è presente nel sito industriale di Brindisi (di seguito, "Sito") con impianti produttivi e ha la capacità di produrre vapore a 130 bar e recuperare acqua di condensa da somministrare ad EniPower;
- b)- EniPower ha la disponibilità di infrastrutture ed impianti (di seguito, "Impianti") atti alla somministrazione di acqua di caldaia, vapore ed energia elettrica a Polimeri e ad altre società presenti nel Sito (di seguito, "Società Utenti");
- c)- la somministrazione di vapore ed energia elettrica da EniPower a Polimeri e la somministrazione di acqua di condensa da Polimeri ad EniPower sono regolati da separati contratti tra le Parti;
- d)- il Sito è un complesso industriale oggettivamente integrato;
- e)- gli Impianti sono dimensionati ed organizzati tenendo conto delle attuali necessità, note alle Parti, di EniPower, di Polimeri e delle Società Utenti;
- f)- EniPower intende somministrare e Polimeri intende acquistare l'acqua di caldaia e nello stesso tempo Polimeri intende somministrare ed EniPower intende acquistare il vapore a 130 bar (di seguito, "Utilities"), secondo le quantità di riferimento nel prosieguo indicate;
- g)- le Parti intendono regolare con questo contratto (di seguito, "Contratto") i reciproci rapporti inerenti le somministrazioni di cui al precedente punto f).

Tutto ciò premesso, ed essendo le premesse e gli allegati parti integranti e sostanziali del Contratto,

SI CONVIENE E SI STIPULA QUANTO SEGUE:

Art. 1 OGGETTO

Formano oggetto del Contratto:

- con impegno di EniPower a fornire e di Polimeri a ricevere:
 - la somministrazione di acqua di caldaia ai limiti delle tubazioni di proprietà di Polimeri;
- con impegno di Polimeri a fornire e di EniPower a ricevere:
 - la somministrazione di vapore ad alta pressione ai limiti delle tubazioni di proprietà di EniPower.

Handwritten signature or initials.



Art. 2 SPECIFICHE DELLE UTILITIES

Le caratteristiche delle Utilities somministrate sono riportate nell'Allegato 1.

Art. 3 USO DELLE UTILITIES

EniPower e Polimeri dovranno impiegare le Utilities somministrate esclusivamente per i propri impianti.

E' consentita la cessione a terzi delle Utilities, solo previo consenso scritto dell'altra Parte.

Art. 4 QUANTITA'

In Allegato 2 vengono riportati i quantitativi di riferimento.

Art. 5 MODALITA' DI SOMMINISTRAZIONE

Le Parti si impegnano a somministrare le Utilities con regolare continuità durante tutto l'arco dell'anno, secondo le modalità in essere che si intendono note ed accettate dalle Parti.

Nella somministrazione delle Utilities le Parti si avvarranno di personale qualificato, garantendo fin d'ora di possedere conoscenze tecniche ed organizzative adeguate.

Le Parti dovranno comunicarsi reciprocamente, con un preavviso di almeno 7 (sette) giorni, le variazioni che comportino, rispetto all'assetto in corso, significative variazioni di prelievo.

I referenti per ogni comunicazione relativa alla gestione della somministrazione delle Utilities sono rispettivamente:

per EniPower: il responsabile in turno di centrale presso l'impianto CTE sito in Brindisi - via Enrico Fermi, 4 - tel. 0831 570650 elettrica; tel. 0831 570649 termica, fax 0831 570288.

per Polimeri: vapore a 130 bar e acqua alimento caldaia Sala Controllo P1CR tel. 0831-570 503.

Art. 6 GARANZIE E RESPONSABILITA'

Entro i limiti di responsabilità del presente articolo, le Parti si garantiscono reciprocamente:

- la proprietà piena ed esclusiva delle Utilities oggetto della somministrazione effettuata come previsto al precedente art. 5;
- la conformità delle Utilities alle specifiche indicate nell'Allegato 1;

Le Parti non prestano alcuna garanzia diversa da quelle sopra precisate. In particolare (ma in via esemplificativa e non limitativa), le Parti non prestano alcuna ulteriore garanzia relativamente a ciascuna Utility somministrata, per alcun uso, destinazione, lavorazione o finalità, vuoi da sola vuoi in combinazione con qualsiasi altra Utility.

Qualora le Parti non fossero in grado di rispettare, per un determinato periodo le specifiche delle utilities di cui all'Art. 2, dovranno darne tempestiva comunicazione onde concordare le opportune azioni operative.

EniPower, in caso di interruzioni o disfunzioni nelle somministrazioni di acqua di caldaia dovute a causa ad essa imputabile risponderà nei limiti del valore delle forniture non effettuate.

Art. 7 MISURAZIONI

L'attribuzione delle quantità sarà effettuata con i dispositivi di misura esistenti e le modalità già in atto, che si intendono note ed accettate dalle Parti.

Le Parti si danno atto della necessità di sostituire quei sistemi di misura esistenti che per grado di precisione o per modalità di installazione non possano considerarsi adeguati.

Il tipo del nuovo strumento, il punto di collocazione e le modalità di installazione dovranno essere concordati tra le Parti.

Gli eventuali by-pass dovranno essere sigillati.

Quando per esigenze di servizio si rendesse necessaria la spiombatura di un by-pass, tale operazione dovrà essere tempestivamente segnalata per iscritto dalla Parte che intende effettuare l'operazione all'altra Parte.

Per tutto il periodo in cui il by-pass del sistema di misura dovesse rimanere aperto, la Parte fornitrice addebiterà all'altra Parte una quantità di Utility a forfait concordata tra le Parti.

Art. 8 COMPENSI

A fronte della somministrazione delle Utilities ciascuna Parte si impegna a corrispondere mensilmente all'altra Parte un importo proporzionale ai prelievi effettuati, i cui i compensi unitari sono determinati come di seguito definiti al netto dell'IVA:

TA



8.1 Somministrazione di acqua di caldaia da EniPower a Polimeri

Per la fornitura di acque di caldaia Polimeri riconoscerà ad EniPower il seguente compenso unitario:

$$PAC = 0,2 \cdot 1,01 \cdot PVR_{4,5} + 0,153 \cdot 1,01 \cdot PVR_{18} + 10/1,02 \cdot PEEDIS/1000 + 0,657 \cdot PDEMIR/1000 + 0,02 \cdot \Delta T \cdot 1/10000 \cdot C$$

Euro/t

dove:

- Significato e formule dei parametri PVR_{4,5}, PVR₁₈, PEEDIS, PV 4,5 e PDEMIR sopra indicati sono riportati nell'Allegato 3.
- ΔT = differenza tra la temperatura di progetto e quella effettiva di alimento dell'acqua di caldaia. Tale valore è pari a 40,80 °C (valore rilevato per il periodo luglio - dicembre 2008) e verrà verificato per il 1° semestre 2009 in relazione all'effettivo contenuto entalpico dell'acqua di caldaia somministrata. Il valore di ΔT del 1° semestre 2009 verrà utilizzato per le fatturazioni provvisorie del 2° semestre 2009, che saranno conguagliate una volta determinato l'effettivo valore di ΔT del 2° semestre 2009.

8.2 Somministrazione del vapore a 130 bar da Polimeri ad EniPower

Per la fornitura del vapore a 130 bar EniPower riconoscerà a Polimeri il seguente compenso unitario:

$$PVAA = 0,279 \cdot PVR_{4,5} + 0,629 \cdot PVR_{18} + \alpha \cdot PEE/1000 + 0,082 \cdot PDEMIR/1000 - 60 \cdot 0,082 \cdot PAMBPR/1000$$

Euro/t

dove:

- Significato e formule dei parametri PVR_{4,5}, PVR₁₈, PEE, PDEMIR e PAMBPR sopra indicati sono riportati nell'Allegato 3.
- $\alpha = 116,5$ kWh/t (valore rilevato per il periodo luglio - dicembre 2008). Il valore del coefficiente α verrà verificato per il 1° semestre 2009 in relazione all'effettivo contenuto entalpico del vapore 130 bar fornito. Il valore di α del 1° semestre 2009 verrà utilizzato per le fatturazioni provvisorie del 2° semestre 2009, che saranno conguagliate una volta determinato l'effettivo valore di α del 2° semestre 2009.

Eventuali future imposizioni fiscali, a qualsiasi titolo, derivanti da disposizioni legislative, che comporteranno un effettivo maggiore onere per le Parti, daranno luogo all'adeguamento dei compensi.

Art. 9 FATTURAZIONE E PAGAMENTI

La fatturazione dei compensi previsti nel precedente art. 8 avverrà a cadenza mensile, entro il giorno 15 del mese successivo a quello di somministrazione con la formula del "saldo conguaglio" e con valuta e pagamento fine mese successivo a quello di somministrazione. Dette fatture saranno anticipate a Polimeri entro 3 (tre) giorni dall'emissione via e-mail all'indirizzo antonio.protopapa@polimerieuropa.com.

Le fatture emesse dopo il giorno 15 del mese prevederanno il pagamento al giorno 15 del mese successivo, se lavorativo, ovvero al primo giorno lavorativo antecedente.

In caso di mancato, ritardato o parziale pagamento degli importi fatturati da EniPower, verranno applicati su quanto non corrisposto interessi, calcolati dalla data di scadenza dei documenti interessati alla data di valuta di incasso, ad un tasso pari all'Euribor a tre mesi con base 365 giorni, pubblicato da "Il Sole 24 Ore", e praticato nel periodo considerato, maggiorato di due punti percentuali. Nessuna contestazione o reclamo potrà comportare differimenti o riduzioni dei pagamenti dovuti ad EniPower, salvo il caso di errore manifesto di calcolo e, in tale ultimo caso, solo per la Parte manifestamente errata e in ogni caso previa motivata contestazione in forma scritta ad EniPower.

Entro il 31 marzo 2009, si procederà al calcolo degli eventuali conguagli dei Compensi relativi all'anno 2008, che saranno fatturati o accreditati con valuta e pagamento 30 (trenta) giorni data documento di conguaglio.

Art. 10 LIMITAZIONI DELLA SOMMINISTRAZIONI E MANUTENZIONI PROGRAMMATE

Le Parti riconoscono la necessità reciproca di effettuare periodiche manutenzioni agli impianti di loro

proprietà, ed alle reti di distribuzione che possono limitare la disponibilità / il ritiro delle Utilities.
EniPower e Polimeri si impegnano a collaborare onde ridurre al minimo gli inconvenienti derivanti dalle suddette necessità di manutenzione e specificatamente a programmare i periodi di comune accordo.
EniPower farà il possibile per garantire la fornitura; comunque eventuali limitazioni saranno sopportate da Polimeri (nonché dalle Società Utenti) secondo modalità che saranno convenute. In ogni caso le Parti, nell'ambito dei rispettivi programmi di manutenzione, si impegnano a comunicarsi reciprocamente con un preavviso di almeno 3 (tre) giorni la data, l'ora di inizio e la durata presumibile di quei lavori di manutenzione che possono avere un riflesso sugli assetti e/o sulla conduzione dei rispettivi Impianti.
A fine lavoro le Parti daranno comunicazione tempestiva del ripristino delle normali condizioni di esercizio.

Art. 11 FORZA MAGGIORE

Non saranno imputabili ad alcuna delle Parti inadempienze, parziali o totali, agli obblighi posti a suo carico dal Contratto o dalla Legge, qualora tali inadempimenti derivino da forza maggiore, in quest'ultima considerando convenzionalmente, ma non esaustivamente, compresi anche tutti i casi di sciopero, agitazioni sindacali o, in genere, qualunque evento straordinario non imputabile alle Parti.

Ciascuna delle Parti avrà comunque l'obbligo di informare tempestivamente per iscritto con mezzo idoneo, l'altra Parte di qualunque evento di forza maggiore che ritardi o impedisca l'adempimento degli obblighi derivanti dal Contratto, al fine di definire di comune accordo le soluzioni più opportune e di fare quanto ragionevolmente nelle proprie capacità per eliminare tale evento di forza maggiore nel più breve tempo possibile.

Art. 12 PROVVEDIMENTI DELLA PUBBLICA AMMINISTRAZIONE

Le Parti si danno atto che la somministrazione delle Utilities è sottoposta al regime autorizzativo della Pubblica Amministrazione.

Pertanto qualora venisse meno, senza colpa di EniPower, un qualsivoglia provvedimento autorizzativo della Pubblica Amministrazione, eventuali conseguenze pregiudizievoli, dovute a una diminuzione o all'eventuale cessazione della somministrazione delle Utilities da ciò derivante, non potranno in alcun caso e a nessun titolo essere imputate ad EniPower.

Art. 13 DURATA DEL CONTRATTO

Il Contratto decorre dalla data di sottoscrizione, con durata fino al 31 dicembre 2009 ed efficacia dal 1° gennaio 2009.

Art. 14 RISOLUZIONE ESPRESSA DEL CONTRATTO

14.1 Risoluzione per revoca del regime autorizzativo

Il Contratto si intende risolto di pieno diritto nel caso di revoca dei provvedimenti autorizzativi della Pubblica Amministrazione di cui al precedente art. 12

14.2 Clausola risolutiva espressa

Ai sensi dell'art. 1458 c.c. il Contratto si intenderà risolto su semplice dichiarazione da parte di EniPower nel caso di alterazione delle apparecchiature di misura o sottrazione di Utilities non misurate di cui al precedente art. 7.

Art. 15 CESSIONE DEL CONTRATTO

Nessuna delle Parti potrà cedere il Contratto a terzi senza preventivo consenso scritto dell'altra Parte.

Tale consenso non potrà essere negato senza ragionevoli motivazioni.

Per quanto sopra non è considerata "terza" qualsiasi società controllante la Parte cedente, o da quest'ultima controllata, come pure qualsiasi società che unitamente alla Parte cedente si trovi sotto controllo di una medesima altra Società, intenderendosi per "controllo" e collegamento quello definito dall'art. 2359 c.c.

Art. 16 MODIFICHE DEL CONTRATTO

Qualsiasi modifica del Contratto sarà valida solo se fatta per iscritto e sottoscritta dai rappresentanti delle Parti.

Art. 17 CONSERVAZIONE DEL CONTRATTO

L'eventuale invalidità o inefficacia di singole clausole del Contratto non determineranno l'invalidità o

J 2009



l'inefficacia dell'intero Contratto.

Le Parti si impegnano a sostituire immediatamente le eventuali clausole invalide o inefficaci con altre clausole che siano valide ed efficaci ed abbiano un contenuto il più possibile assimilabile a quello delle clausole sostituite.

Art. 18 GESTORE DEL CONTRATTO

I Responsabili della gestione del Contratto sono rispettivamente:

- per EniPower è l'ing. Felice Colasanto Resp. Produzione.
- per Polimeri è l'ing. Dino Polverini Resp. Gestione Chimica di Base.

Art. 19 OSSERVANZA DI DISPOSIZIONI E REGOLAMENTI INTERNI

Le Parti si impegnano a rispettare e a far rispettare alle persone che operano alle loro dipendenze o per loro incarico, in caso di ingresso nelle aree di competenza dell'altra Parte, tutti i regolamenti e le disposizioni validi per i propri dipendenti.

Art. 20 TUTELA DELLA RISERVATEZZA E SEGRETEZZA

Le Parti manterranno la più stretta riservatezza, confidenzialità e segretezza su tutte le informazioni e conoscenze scambiate o acquisite in connessione con la somministrazione delle Utilities e faranno sì che tali impegni siano osservati anche dalle persone che operano alle loro dipendenze o per loro incarico. Tale vincolo obbligatorio permane, per un periodo non inferiore a 5 (cinque) anni, anche dopo la cessazione del Contratto per qualsiasi causa.

Tali impegni non si applicano o si considerano cessati, a seconda dei casi, per quanto attiene a:

- a) informazioni e conoscenze già precedentemente in possesso del soggetto interessato e a lui liberamente disponibili;
- b) informazioni e conoscenze già di dominio pubblico o divenute tali senza colpa delle Parti tenute agli obblighi di tutela qui stabiliti;
- c) informazioni e conoscenze che il soggetto gravato degli obblighi di tutela qui stabiliti abbia ricevuto da terzi che ne possono legittimamente disporre senza vincoli di segretezza;
- d) informazioni e conoscenze la cui rivelazione sia prescritta in virtù di norme di carattere pubblico o disposizioni di Autorità entro gli stretti limiti di tali prescrizioni.

Art. 21 ASSICURAZIONI

Le Parti devono provvedere alle assicurazioni appropriate in funzione dei rispettivi rischi, convenendo con gli assicuratori la rinuncia, da parte di questi ultimi, al diritto di surrogazione ex art. 1916 c.c. nei confronti sia di Polimeri che di ogni società del Gruppo ENI. In particolare si conviene che le Parti stipulino appropriati contratti di assicurazione per la responsabilità civile verso terzi, con clausola che preveda le Parti come terze fra loro.

Art. 22 MISCELLANEA E COMUNICAZIONI

Il Contratto viene redatto in n° 2 (due) esemplari, ognuno dei quali può considerarsi un originale, uno per EniPower ed uno per Polimeri. Il Contratto sostituisce ogni altra pattuizione in ordine a quanto in esso contenuto e prevale comunque su ogni altra intesa con esso incompatibile.

Tutte le comunicazioni inerenti al Contratto dovranno essere fatte per iscritto ai seguenti indirizzi:

- per EniPower
EniPower S.p.A.
Ufficio OPER/MAPR
fax: 02 520 64111
Piazza Vanoni, 1
20097 S. Donato Milanese (MI)
- per Polimeri
Polimeri Europa S.p.A.
Unità INDU/COIN
Piazza Boldrini, 1
20097 San Donato Milanese (MI)
fax: 02-52042867

EniPower



Art. 23 FORO COMPETENTE

Foro competente in via esclusiva sarà quello di Milano, con esclusione espressa di qualunque altro foro eventualmente concorrente.

Art. 24 REGISTRAZIONE

Il Contratto sarà sottoposto a registrazione solo in caso d'uso, a norma dell'art. 5 secondo comma del D.P.R. n° 131 del 26.04.86 ed in tale eventualità le relative spese saranno a carico della Parte che ha dato causa alla registrazione.

Art. 25 TRATTAMENTO DEI DATI PERSONALI

Le Parti si danno reciprocamente atto che, ai fini dell'esecuzione del Contratto, si potrà procedere allo scambio e al trattamento dei "dati personali" nel rispetto di quanto previsto dal D. Lgs. 30 giugno 2003 n° 195.

Le Parti si danno altresì atto di essersi reciprocamente informate di quanto previsto dall'anzidetto decreto legislativo in materia di modalità del trattamento e di esercizio dei relativi diritti da parte dell'interessato e di esprimere con la sottoscrizione del Contratto il reciproco consenso a trattare e a comunicare i dati personali raccolti ed elaborati in relazione allo stesso. EniPower e Polimeri escludono infine che, ai fini del Contratto, sia necessario procedere allo scambio e/o al trattamento di "dati sensibili".

S. Donato Milanese, il 17 giugno 2009

EniPower S.p.A.

EniPower S.p.A.

L'Amministratore Delegato

(ing. Gianfranco)

Polimeri Europa S.p.A.

Polimeri Europa S.p.A.

Amministratore Delegato

(Ing. Roberto)

f
d
GALL

J4



ALLEGATO 1 SPECIFICA DELLE UTILITIES INTERSCAMBIATE

PAGE 1

UTILITIES	UM	ACQUA ALIMENTO CALDAIA
PRESSIONE MIN	bar rel.	150
PRESSIONE NORMALE	bar rel.	157
PRESSIONE MAX	bar rel.	165
TEMPERATURA MIN	°C	150
TEMPERATURA NORMALE	°C	230
TEMPERATURA MAX	°C	250

Le specifiche dell' acqua di alimento caldaia sopra riportate si intendono ai limiti di batteria della Centrale di EniPower.

UTILITIES	UM _v	VAPORE 130
PRESSIONE MIN	bar rel.	120
PRESSIONE NORMALE	bar rel.	122
PRESSIONE MAX	bar rel.	147
TEMPERATURA MIN	°C	500
TEMPERATURA NORMALE	°C	510
TEMPERATURA MAX	°C	540

Le specifiche del vapore a 130 bar sopra riportate si intendono ai limiti di batterie degli impianti di Polimeri.

[Handwritten mark]

[Handwritten signature]

ALLEGATO 2 QUANTITA' DI RIFERIMENTO - Anno 2009 -

Vapore 130 bar

Mese	UM	VAPORE 130
Gennaio	ton	132.973
Febbraio	ton	109.375
Marzo	ton	126.772
Aprile	ton	126.863
Maggio	ton	122.131
Giugno	ton	123.360
Luglio	Ton	* 139.116
Agosto	Ton	141.250
Settembre	ton	0
Ottobre	ton	46.032
Novembre	ton	136.798
Dicembre	ton	141.359
TOTALE	ton	1.346.029

J-V

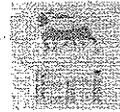


acqua alimento di caldaia

Mese	UM	ACQUA DI CALDAIA
Gennaio	m ³	142.262
Febbraio	m ³	116.655
Marzo	m ³	136.122
Aprile	m ³	132.606
Maggio	m ³	127.108
Giugno	m ³	130.680
Luglio	m ³	147.448
Agosto	m ³	149.719
Settembre	m ³	0
Ottobre	m ³	48.614
Novembre	m ³	145.042
Dicembre	m ³	149.897
TOTALE	m³	1.426.153

f

Tu



ALLEGATO 3 PARAMETRI PER L'INDICIZZAZIONE DELLE FORMULE CONTRATTUALI

In relazione alla indisponibilità dell'indice Istat - costo delle retribuzioni contrattuali per dipendente - codice E40 - dal mese di gennaio 2009 e in accordo al contratto di somministrazione energia elettrica e vapore da EniPower a Polimeri Europa nello stabilimento di Brindisi, per le tariffe dipendenti anche dal parametro Ln si rende necessario utilizzare formule parametriche diverse per il periodo gennaio-aprile e per quello maggio-dicembre.

1. FORMULE PARAMETRICHE CON VALIDITA' Gennaio + Aprile

- PVR4,5 = 0,050 C + 5,81 Ln + 1,14 Euro/t
Prezzo di riferimento del vapore 4,5 bar recuperato.
- PVR18 = 0,053 C + 5,81 Ln + 1,14 Euro/t
Prezzo di riferimento del vapore 18 bar recuperato.
- PVA,5 = 0,052 C + 6,26 Ln + 1,29 Euro/t
Prezzo del vapore a 4,5 bar somministrato a Polimeri.

Dove:

$$C = 0,3 \text{ ATZ} / 0,95 + 0,1 \text{ BTZ} / 0,97 + 0,6 (39,493 + 0,8192 \text{ BTZ}) / 0,82 + \text{TE} \quad \text{Euro/t OCE}$$

dove:

ATZ = Valore medio del mese di somministrazione di una tonnellata di olio combustibile denso, comprensivo dei tributi applicabili ai siti petrolchimici, ricavato sulla base delle quotazioni medie pubblicate da "Platt European Marketscan", espresse in \$/t nella tabella "European Low/High averages" del mese considerato, con riferimento alla colonna "Cargoes Cif Med-Basis Genova-Lavera" ed alla riga "3,5 pct.", calcolate con media aritmetica delle quotazioni minime e massime.

Il valore così ottenuto viene convertito in Euro/t considerando la media aritmetica mensile del cambio Euro/\$, per i soli giorni di effettiva quotazione, così come rilevato dalla Banca Centrale Europea e pubblicato da "Il Sole 24 Ore".

BTZ = Valore medio del mese di somministrazione di una tonnellata di olio combustibile denso, comprensivo dei tributi applicabili ai siti petrolchimici, ricavato sulla base delle quotazioni medie pubblicate da "Platt European Marketscan", espresse in \$/t nella tabella "European Low/High averages" del mese considerato, con riferimento alla colonna "Cargoes Cif Med-Basis Genova-Lavera" ed alla riga "1 pct.", calcolate con media aritmetica delle quotazioni minime e massime.

Il valore così ottenuto viene convertito in Euro/t considerando la media aritmetica mensile del cambio Euro/\$, per i soli giorni di effettiva quotazione, così come rilevato dalla Banca Centrale Europea e pubblicato da "Il Sole 24 Ore".

TE = Incidenza della tassa relativa sulle emissioni di SO2 e di NOx attualmente pari a 3,771 Euro/t OCE

Ln = Aliquota costo del lavoro con aggiornamento mensile utilizzando la seguente formula:

$$Ln = L / L_0$$

dove:

L = Indice ISTAT (Base: dicembre 2000 = 100) del costo delle retribuzioni contrattuali per dipendente, Codice E 40 "Produzione di energia elettrica, di gas, di vapore e acqua"



caldaia, relativo al 4° (quarto) mese antecedente a quello di somministrazione riveduto, se del caso, in relazione ad eventuali provvedimenti governativi non recepiti dall'indice ISTAT.
 Lo = Indice ISTAT, come sopra definito, relativo al mese di settembre 2006 e pari a 109,6.

2. FORMULE PARAMETRICHE CON VALIDITA' Maggio + Dicembre

- PVR4,5 = 0,050 C + 6,40 L'n + 1,14 Euro/t
 Prezzo di riferimento del vapore 4,5 bar recuperato.
- PVR18 = 0,063 C + 6,40 L'n + 1,14 Euro/t
 Prezzo di riferimento del vapore 18 bar recuperato.
- PV4,5 = 0,052 C + 6,89 L'n + 1,23 Euro/t
 Prezzo di riferimento del vapore 4,5 bar somministrato

Dove:

C = vedi punto 1.

L'n = Aliquota costo del lavoro con aggiornamento mensile utilizzando la seguente formula:

$$L'n = L' / L'o$$

dove:

L' = indice ISTAT (Base 2005=100) del costo delle retribuzioni contrattuali per dipendente per contratto (operai e impiegati), codice Z0520 "Energia e Petroli", relativo al 4° (quarto) mese antecedente a quello di somministrazione riveduto, se del caso, in relazione ad eventuali provvedimenti governativi non recepiti dall'indice ISTAT.

L'o = Indice ISTAT, come sopra definito, relativo al mese di dicembre 2008 e pari a 109,3.

Le sottostanti formule, non essendo dipendenti dai parametri Ln e L'n come precedentemente definiti, hanno validità annuale.

3. FORMULE PARAMETRICHE CON VALIDITA' Gennaio + Dicembre

- PDEMIR = 2,88 * PEEDIS + 120,00 * PV4,5 + 756,86 * In + 145 Euro/1000m³
 Prezzo di riferimento dell'acqua demineralizzata.
- PEE = (PEEDIS - K - CTD) * 10 / 1,03 Euro/MWh
 Prezzo di riferimento dell'energia elettrica f/co Centrale.
- PAMBPR = 0,06 * PEEDIS + 3,56 * In + 0,26 Euro/1000m³
 Prezzo di riferimento dell'acqua mare a bassa pressione.

dove:

$$* PEEDIS = PFS + CTD + PD = (PFC + 0,5 * CE) + CTD + PD \quad \text{centEuro/kWh}$$

Il prezzo mensile dell'energia elettrica PEEDIS, fornita a Polimeri, è articolato sui tre contributi di seguito riportati. Fatto salvo il caso di eventi di forza maggiore, il prezzo dell'energia elettrica è comprensivo di

Contratto EP-PE 2009 BR vapore130_acqua caldaia.doc

09



eventuali costi di integrazione dall'esterno sostenuti da EniPower per periodi temporali di breve durata.

PFS = Prezzo Franco Sito valorizzato come segue:

$$PFS = PFC + 0,5 * CE \quad \text{centEuro/kWh}$$

La definizione dei parametri PFC e CE viene di seguito riportata.

Il compenso sopra definito si intende al netto di qualsiasi tributo sul consumo di energia.

CTD = Servizio di trasformazione AT/MT e distribuzione su rete MT

Il compenso che verrà riconosciuto da Polimeri ad EniPower sarà corrispondente alla quota parte dei costi sostenuti da EniPower per l'esercizio e la manutenzione della rete di stabilimento a MT attribuibile, in base ai consumi, a Polimeri.

In relazione ai costi di trasformazione e distribuzione sostenuti nell'anno 2008 il corrispettivo per MWh somministrato a Polimeri è pari a:

$$CTD = 0,2518 \quad \text{centEuro/kWh}$$

Tale corrispettivo verrà utilizzato per la fatturazione 2009 e conguagliato a fine anno sulla base dei costi effettivamente sostenuti da EniPower che verranno adeguatamente documentati.

PD = Perdite di rete e di trasformazione, assunte complessivamente pari al 2,9% e valorizzate come segue:

$$PD = 0,029 * PFS \quad \text{centEuro/kWh}$$

Ogni tributo gravante sui consumi di energia elettrica rimarrà a carico di Polimeri, anche se anticipato da EniPower.

Il prezzo della somministrazione di energia elettrica è comprensivo degli oneri conseguenti all'applicazione della Direttiva Europea 2003/87/CE in materia di emissioni di gas ad effetto serra nonché degli eventuali benefici derivanti dalla possibilità di acquisizione di energia di importazione o di fonte CIP 6.

PFC = Prezzo Franco Centrale, definito come prezzo di acquisto franco centrale di produzione che un cliente con profilo di carico analogo a quello di Polimeri all'interno del sito di Brindisi potrebbe mediamente ottenere sul libero mercato, verrà adeguato mensilmente alle variazioni dello scenario energetico, sulla base della seguente formula di indicizzazione:

$$PFC = P_0 + \alpha * (Et - E_0) \quad \text{centEuro/kWh}$$

dove:

P_0 è il valore base di PFC, pari a 9,423 centEuro/kWh;

α è pari a 3,060 centEuro/kWh;

E_0 fisso e invariabile per l'intera durata contrattuale, è il valore di riferimento dell'indice Et, ed è pari a 2,385;

Et è un indice adimensionale calcolato mensilmente attraverso la seguente formula:

$$Et = (0,001191 * GSLcifMED + 0,006173 * GREGGI + 0,001592 * ATZcifMED + 0,001033 * BTZcifMED) (9,1,1);$$

dove:

GSLcifMED, BTZcifMED e ATZcifMED (9,1,1) = media, riferita al periodo intercorrente tra il nono mese e il primo mese precedente il mese di prelievo, delle medie mensili delle quotazioni "Cif Med Basis Genoa/Lavera" rispettivamente del gasolio 0,1, dell'olio combustibile a basso tenore di zolfo e dell'olio combustibile ad alto tenore di zolfo, pubblicate da "Platts Oilgram Price Report", espressa in dollari per tonnellata metrica e trasformata in euro/tonn considerando il valore del cambio euro/dollaro ottenuto come media ponderata tra la media aritmetica dei valori mensili medi dei cambi giornalieri euro/dollaro rilevati dalla Banca centrale europea nel periodo intercorrente tra il nono mese e il primo mese precedente il mese di prelievo (con peso pari al 20%) e la media

Contratto EP-PE 2009 BR vapore130_acqua caldaia.doc

JT



aritmetica dei valori giornalieri del cambio euro/dollaro rilevati dalla Banca centrale europea nel mese di prelievo (con peso pari all'80%);

GREGGI (9,1,1) = media, riferita al periodo intercorrente tra il nono mese e il primo mese precedente il mese di prelievo, delle medie mensili delle quotazioni "Fob breakeven basis Ara prices" dei greggi: Arabian Light, Iranian Light, Kirkuk, Kuwait, Murban, Saharan Blend, Zuetina e Brass Blend, pubblicate da "Platts Oilgram Price Report", espressa in dollari per barile e trasformata in euro/bbl considerando il valore del cambio euro/dollaro ottenuto come media ponderata tra la media aritmetica dei valori mensili medi dei cambi giornalieri euro/dollaro rilevati dalla Banca centrale europea nel periodo intercorrente tra il nono mese e il primo mese precedente il mese di prelievo (con peso pari al 20%) e la media aritmetica dei valori giornalieri del cambio euro/dollaro rilevati dalla Banca centrale europea nel mese di prelievo (con peso pari all'80%); nel caso in cui non sia disponibile la quotazione in dollari per barile di uno dei greggi sotto riportati verrà adottato, in sua sostituzione, il valore corrispondente ricavato applicando le seguenti formule:

Kirkuk = media * 1,035 Murban = media * 1,045 Saharan Blend = media * 1,112

Zuetina = media * 1,115 Brass Blend = media * 1,138

Dove "media" = media delle quotazioni in dollari per barile dei greggi: Arabian Light, Iranian Light e Kuwait.

CE = Costi Esterni, definiti come i costi che Polimeri sosterebbe per una fornitura di analoghe caratteristiche in un punto di prelievo posto sulla Rete di Trasporto Nazionale (di seguito, "RTN"). Tali costi sono dati dalla somma dei seguenti contributi:

$$CE = PdT + OdT + OdD + OdS$$

1) PdT, Perdite di Trasporto: corrispettivo a copertura delle perdite di trasporto dell'energia elettrica in Alta Tensione (di seguito, "AT") su RTN.

Tale corrispettivo viene determinato moltiplicando il fattore percentuale di perdita di energia elettrica in AT sulle reti con obbligo di connessione di terzi, così come definito nella Delibera dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (di seguito, "AEEG") 111/06 e successive integrazioni e modificazioni, per il PFC.

2) OdT, Oneri di Trasporto: oneri che si sosterebbero per il trasporto dell'energia elettrica in Alta Tensione sulla RTN.

Tali oneri sono determinati applicando l'opzione tariffaria base di trasporto in AT praticata dall'Operatore di Riferimento, Enel Distribuzione, ai prelievi mensili effettuati da Polimeri.

3) OdD, Oneri di Dispacciamento: oneri che si sosterebbero per il servizio di dispacciamento.

Vale a dire la somma degli oneri definiti dalla Delibera AEEG 111/06, e successive integrazioni e modificazioni, agli articoli:

- 36 corrispettivo per il servizio di aggregazione delle misure delle Immissioni e dei prelievi;
- 40 corrispettivo di sbilanciamento effettivo;
- 44 corrispettivo per l'approvvigionamento delle risorse nel mercato per il servizio di dispacciamento;
- 45 corrispettivo a copertura dei costi delle unità essenziali per la sicurezza del sistema;
- 46 corrispettivo a copertura dei costi riconosciuti per il funzionamento di Terna;
- 47 corrispettivo a copertura dei costi derivati dalla differenza tra perdite effettive e perdite standard nelle reti;
- 48 corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione della disponibilità di capacità produttiva;
- 73 corrispettivo a copertura dei costi per la remunerazione del servizio di interrompibilità di carico.

Tali oneri vanno applicati ai prelievi mensili effettuati da Polimeri maggiorati delle perdite che si sosterebbero sulla Rete Nazionale di cui al precedente punto 1).

In assenza di un programma orario dei prelievi e di misuratori orari, le Parti concordano di fissare il corrispettivo di sbilanciamento effettivo di cui all'art. 40 suddetto ad un valore di 0,015centEuro/kWh.



Data, inoltre, la difficoltà di conciliare le esigenze di fatturazione della somministrazione con i ritardi riscontrati nella pubblicazione da parte di Terna del corrispettivo di cui all'art. 45, le Parti concordano di fissare il valore di tale corrispettivo a 0,0094921 centEuro/kWh. Qualora le Parti riscontrassero che la valorizzazione da parte di Terna di detto corrispettivo coincidesse per tutto l'anno 2009 con quella di cui alla delibera AEEG 189/08, EniPower procederà a congruare il valore sopra fissato con quello di cui alla predetta delibera.

- 4) Ods, Oneri di Sistema: oneri che si sosterranno per il buon funzionamento del Sistema Elettrico Nazionale (componenti A, UC ed MCT così come definite e aggiornate dall'AEEG).

Dato che la definizione dei corrispettivi di cui sopra si basa sulle fasce orarie, come definite da delibera AEEG 05/04 e successive modificazioni ed integrazioni, fintanto che gli strumenti di misura non consentiranno la rilevazione per fasce dei consumi di Polimeri, l'attribuzione dell'energia prelevata alle fasce sarà effettuata mese per mese proporzionalmente alla distribuzione delle ore mensili.

* PV4.5 = vedi punti 1 e 2.

* K = aliquota dovuta al regime di imposta erariale ed addizionale sui consumi vigente nello stabilimento di Brindisi centEuro/kWh

* In = Aliquota costo del lavoro con aggiornamento annuale utilizzando la seguente formula:

$$In = I/lo$$

dove:

I = Indice ISTAT (come da sito Web ISTAT codice cgr 44.DG Base 2000 = 100) della occupazione, retribuzione e altri indicatori del lavoro; retribuzioni contrattuali; retribuzioni contrattuali per dipendente; fabbricazione di prodotti chimici e di fibre sintetiche e artificiali relativo al mese di settembre dell'anno antecedente a quello di somministrazione di prestazione e dei Servizi;

lo = Indice ISTAT definito come sopra, relativo al mese di Settembre dell'anno 2004 pari a 109,7



ALLEGATO B.18

Relazione tecnica dei processi produttivi

Emissione: 30/09/2008

Rev 1 Gennaio 2011



INDICE

1.	<u>INTRODUZIONE</u>	4
2.	<u>DESCRIZIONE DELL'EVOLUZIONE DELLO STABILIMENTO ENIPOWER</u>	5
3.	<u>CICLO PRODUTTIVO</u>	9
3.1.	CENTRALE TERMOELETTRICA CTE/NORD	9
3.1.1	GRUPPO A CONDENSAZIONE GT1	10
3.1.2	GRUPPI A CONTROPRESSIONE GT2-GT3	10
3.1.3	GRUPPO MISTO GT6	11
3.1.4	SOTTOSTAZIONE SS1	12
3.1.5	SOTTOSTAZIONE SS2	12
3.1.6	SOTTOSTAZIONE S01-S02	12
3.2.	CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3	14
3.2.1	DESCRIZIONE DEI PRINCIPALI SISTEMI ED APPARECCHIATURE DELL'IMPIANTO	18
4.	<u>ATTIVITÀ, DISPOSITIVI E APPARECCHIATURE AUSILIARIE</u>	20
4.1.1	SISTEMA DI PRELIEVO E RESTITUZIONE DELL'ACQUA DI MARE	20
4.1.2	SISTEMA DI ALIMENTAZIONE GAS (COMBUSTIBILE PRIMARIO)	20
4.1.3	SISTEMA ARIA STRUMENTI E SERVIZI	21
4.1.4	SISTEMA DI GENERAZIONE E DISTRIBUZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA	21
4.1.5	SISTEMA DI RAFFREDDAMENTO DEGLI AUSILIARI	22
4.1.6	IMPIANTO DI ACQUA DEMINERALIZZATA CON RESINE A SCAMBIO IONICO	22
4.1.7	IMPIANTO DI ACQUA DEMINERALIZZATA CON PROCESSO A OSMOSI INVERSA	23
4.1.8	IMPIANTO DI ACQUA DEMINERALIZZATA PER DISSALAZIONE (DISL)	23
4.1.9	SISTEMA ANTINCENDIO	24
4.1.10	GRUPPO ELETTROGENO DI EMERGENZA	25
4.1.11	ATTIVITÀ MANUTENTIVE	25
5.	<u>RENDIMENTO ELETTRICO</u>	26
5.1.1	CENTRALE TERMOELETTRICA CTE/NORD	26
5.1.2	CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3	26
6.	<u>PRINCIPALI FLUSSI DI MATERIA CORRELATI AL CICLO PRODUTTIVO</u>	27
6.1.	MATERIE PRIME E MODALITÀ DI APPROVVIGIONAMENTO	27
6.1.1	CENTRALE TERMOELETTRICA CTE/NORD	27
6.1.2	CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3	27
6.2.	MATERIE AUSILIARIE E PRODOTTI AUSILIARI	28



6.3. PRODOTTI E MODALITÀ DI DISTRIBUZIONE	28
6.3.1 CENTRALE TERMoeLETTRICA CTE/NORD	28
6.3.2 CENTRALE A CICLO COMBINATO CTE3	28
6.4. BILANCI DI MATERIA TRA I FLUSSI IN INGRESSO E USCITA	29
<u>7. INTERAZIONE CON L'AMBIENTE</u>	<u>30</u>
7.1. EMISSIONI IN ATMOSFERA	30
7.1.1 EMISSIONI PUNTUALI	30
7.1.2 EMISSIONI FUGGITIVE	32
7.1.3 EMISSIONI DIFFUSE	32
7.2. PRELIEVI E SCARICHI IDRICI	33
7.2.1 PRELIEVI IDRICI	33
7.2.2 SCARICHI IDRICI	35
7.3. RIFIUTI	38
7.4. RUMORE	40
7.5. SUOLO E SOTTOSUOLO	41
<u>8. CONDIZIONI DI MARCIA, AVVIAMENTO, TRANSITORIO E BLOCCHI TEMPORANEI DI IMPIANTO</u>	<u>42</u>
8.1. AVVIAMENTO DEI CICLI COMBINATI	42
8.2. MARCIA AL DI SOTTO DEL MINIMO TECNICO	45
8.3. CONDIZIONI DI MARCIA E FERMATE PROGRAMMATE	45
8.4. COMPORTAMENTO DEGLI IMPIANTI IN CASO DI MALFUNZIONAMENTO	46
<u>9. DISSERVIZI ANNO 2007</u>	<u>47</u>
<u>10. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI E GESTIONE DELLE EMERGENZE</u>	<u>48</u>



1. INTRODUZIONE

La presente relazione, che costituisce l'Allegato B18 alla documentazione relativa alla richiesta dell'Autorizzazione Integrata Ambientale, descrive le principali informazioni relativamente allo Stabilimento EniPower di Brindisi (BR).

In particolare viene indicata:

- L'evoluzione storica dello Stabilimento EniPower di Brindisi
- Ciclo produttivo e i sistemi ausiliari relativamente ai seguenti impianti:
 - Centrale termoelettrica Nord (CTE/Nord)
 - Centrale termoelettrica a ciclo combinato (CTE3)
- Flussi di processo in ingresso e in uscita
- Emissioni correlate ai cicli produttivi e interazioni con l'ambiente
- Condizioni di avviamento e transitorio e blocchi temporanei di impianto
- Malfunzionamenti
- Prevenzione e mitigazione degli incidenti.



2. DESCRIZIONE DELL'EVOLUZIONE DELLO STABILIMENTO ENIPOWER

EniPower, società del gruppo Eni responsabile dello sviluppo del business elettrico, possiede e gestisce all'interno del polo petrolchimico di Brindisi delle centrali termoelettriche con le quali assicura, per 8760 ore annue, la fornitura dei quantitativi di energia e di vapore in ogni assetto operativo (avviamenti, emergenze, transitori, ecc.) necessario ai cicli produttivi delle società coinsediate all'interno del polo petrolchimico.

La restante produzione di energia elettrica cogenerata viene ceduta alla Rete Nazionale per la parte che eccede il consumo interno di Stabilimento.

Precedentemente la centrale termoelettrica era costituita da due sottocentrali, denominate **CTE1/Nord** (CTE/1) e **CTE/Sud** (CTE/2).

La centrale termoelettrica **CTE/Nord**, produceva energia elettrica e vapore mediante i seguenti gruppi:

- n.1 gruppo (GT1) costituito da turboalternatore a condensazione da 50 MVA ($\cos\phi=0,8$);
- n. 2 gruppi (GT2, GT3) costituiti da turboalternatori a contropressione da 25,5 MVA ($\cos\phi=0,78$);
- n. 2 gruppi (GT4 e GT5) costituiti da turboalternatori a vapore a contropressione da 55 MVA ($\cos\phi=0,725$);
- n. 1 gruppo (GT6) costituito da turboalternatore a condensazione con spillamenti da 90 MVA ($\cos\phi=0,78$) e caldaia B06 da 385 MWt.

I gruppi GT6-GT3-GT2 sono dotati di spillamento a 20 e 4,5 Ate e consentono di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti.

I bruciatori delle caldaie erano alimentati ad olio combustibile, gas combustibile e metano; in particolare le caldaie B02, B03, B04 e B05 ad olio combustibile, mentre la B06 sia a olio combustibile che a gasolio o gas naturale.

La caldaia B06 attualmente costituisce la riserva fredda al fine di poter assicurare la fornitura di vapore agli impianti petrolchimici dello stabilimento in caso di fermate eccezionali dovuti a guasti dell'impianto a ciclo combinato o indisponibilità di gas combustibile dal metanodotto Snam.

Tale caldaia non è ancora stata dismessa, ma allo stato attuale viene mantenuta solamente per garantire maggiore affidabilità al sistema di produzione ed erogazione dell'energia elettrica.

L'energia elettrica prodotta viene distribuita alle società coinsediate dello stabilimento attraverso una rete di distribuzione a 23 kV, 13,2 kV, 6 kV e 0,4 kV; la parte eccedente dell'energia elettrica prodotta veniva ceduta sulla rete del GRTN.

La centrale termoelettrica **CTE/2** era invece costituita da un gruppo termoelettrico (GT11) costituito da un turboalternatore da 90 MVA ($\cos\phi=0,78$) e da caldaia B201 da 349 MWt.

Il gruppo GT11 consentiva di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti.

Nel complesso della centrale termoelettrica sud erano installate le seguenti apparecchiature:



- n. 2 serbatoi da 80 m³ per stoccaggio gasolio
- n. 2 serbatoi da 500 m³ per olio combustibile
- riscaldatori ad espansione di vapore, pompe, barilotti ed apparecchiature varie

I bruciatori della caldaia erano alimentati da olio combustibile, metano e/o gas combustibile, GPL dell'impianto P30B (Butadiene).

La Società EniPower, nell'ottica della competitività del miglioramento continuo ai fini ambientali e per il raggiungimento degli obiettivi richiesti dal Decreto MICA del 21.06.2000, che autorizzava il piano di adeguamento presentato in data 27.07.1997 e che richiedeva ulteriori interventi migliorativi sull'emissione delle polveri, ha deciso di sostituire i tre gruppi termici esistenti ,GT4 e GT5 della **CTE/Nord**, e GT11 della **CTE/2** con un impianto a ciclo combinato da circa 2.055 MWt, alimentato con gas naturale (**CTE3**).

In ottemperanza al succitato Decreto MICA erano anche stati fermati definitivamente gli impianti B2 e B3 della **CTE Nord**.

Il progetto del nuovo impianto prevedeva inizialmente la costruzione di un impianto di cogenerazione basato su tre moduli disposti parallelamente e alimentati a gas naturale, ciascuno da 393 MWe circa, di cui uno raffreddato in ciclo aperto e i restanti raffreddati mediante torri ibride ad acqua di mare, localizzati in prossimità della centrale **CTE/2**.

Il nuovo impianto in progetto è costituito da tre turbogeneratori a gas, tre caldaie a recupero a tre livelli di pressione con degasatore integrato e tre turbogeneratori a vapore a derivazione e condensazione.

A seguito di tale intervento EniPower ha previsto la fermata degli impianti B04 e B05 della **CTE Nord** e B201 della **CTE Sud**.

Per tale impianto EniPower ha comunicato con nota del 16.06.2000 (prot. Servizio VIA n. 750/VIA/A.0.13.B del 19.06.2000) di aver dato avvio allo studio d'impatto ambientale e attivato l'istanza per la pronuncia della compatibilità ambientale in data 08.01.2001 (prot. Servizio VIA n. 386/VIA/A.o.13.B del 12.01.2001).

Successivamente sono stati trasmessi alcuni chiarimenti a seguito della richiesta, con lettera protocollata 476/VIA/A.0.13.B del 19.04.2001, di alcune integrazioni allo Studio di Impatto Ambientale da parte del Servizio Valutazione di Impatto Ambientale del Ministero dell'Ambiente.

Durante la progettazione di dettaglio della centrale a ciclo combinato (successiva alla presentazione del SIA del gennaio 2001) è stato presentato un aggiornamento al progetto di massima e al SIA per l'impianto di cogenerazione a ciclo combinato relativamente alla configurazione del sistema di raffreddamento.

In particolare l'aggiornamento del marzo 2002 prevedeva l'eliminazione del sistema di raffreddamento a ciclo aperto per il raffreddamento di uno dei tre cicli combinati e l'aggiunta di una terza torre di raffreddamento di tipo ibrido, alimentata ad acqua mare, analoga a quelle già previste nel progetto già presentato ed ubicata nella stessa area.

Nel luglio 2002 EniPower ha presentato una nota tecnica esplicativa della documentazione già presentata per l'ottenimento della compatibilità ambientale nel quale venivano confrontate le prestazioni del ciclo combinato sulla base dei sistemi di raffreddamento presentato nel quadro progettuale del SIA e quello previsto nell'aggiornamento al progetto del 2002.



Sulla base della documentazione presentata la Commissione per la Valutazione di Impatto Ambientale ha ritenuto che la soluzione del progetto iniziale con due torri ad umido ed un ciclo aperto ad acqua di mare risultava la più vantaggiosa e relativamente ad essa aveva espresso giudizio positivo circa la compatibilità ambientale, indicando alcune prescrizioni da osservare (cfr. Allegato A.23).

La pronuncia di compatibilità ambientale è stata rilasciata con Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio in data 20.11.2002 (protocollo n. 12101/VIA/A.0.13.B).

A seguito dell'istanza presentata in data 19.02.2001 da parte di EniPower, il Ministero delle Attività Produttive (MAP) ha rilasciato l'autorizzazione per la costruzione e l'esercizio della centrale a ciclo combinato alimentata con gas naturale con Decreto n°003/2003 in data 02.04.2003.

Con lettera del 21.04.2004 EniPower ha espresso la richiesta di utilizzare gas petrolchimico presso la centrale a ciclo combinato.

Tale intervento, migliorativo delle condizioni ambientali rispetto all'impianto del progetto autorizzato, è stato autorizzato dal MAP con Decreto n° 03/2005 RT del 09.02.2005.

Allo stato attuale la centrale CTE3 risulta costituita dai 3 cicli combinati denominati CC1, CC2 e CC3, localizzati a sud della centrale CTE/2.

Il progetto è stato completato entro il 31.12.2006.

Ad oggi pertanto si ha la seguente configurazione dello Stabilimento EniPower:

- Centrale CTE1/1 ferma, ad eccezione del gruppo GT1, GT2, GT3 e GT6;
- Centrale CTE/2 ferma
- Centrale CTE3 in funzione.

Ciascun gruppo della centrale CTE3 risulta costituito dalle seguenti unità principali:

- una turbina a gas della potenza di 300 MVA (cos ϕ nominale = 0,85)
- una caldaia a recupero della potenza di 685 MWt
- una turbina a vapore della potenza di 170 MVA (cos ϕ nominale = 0,85)
- un condensatore raffreddato in ciclo chiuso dall'acqua di mare proveniente da 12 torri di raffreddamento ibride per i cicli CC1 e CC2, mentre per il terzo gruppo (CC3) in ciclo aperto
- n. 12 torri di raffreddamento a tiraggio forzato del tipo umido/secco a controcorrente, comune alla CC1 e CC2
- un trasformatore elevatore.

I tre trasformatori elevatori sono collegati ad una stazione elettrica, a sua volta collegata sia alla rete nazionale a 380 kV, che alle sottostazioni interne allo stabilimento per la fornitura dell'energia elettrica

Relativamente all'elettrodotto a 380 kV di raccordo tra la centrale termoelettrica di Brindisi e la stazione elettrica di Pignicelle, EniPower ha presentato l'istanza per la compatibilità ambientale per la sua realizzazione in data 29.03.2001.

In data 03.09.2002 la Regione Puglia con Determinazione del Dirigente del Settore Ecologia n. 149 ha espresso parere favorevole alla compatibilità ambientale per la realizzazione dell'elettrodotto a 380 kV di raccordo tra la centrale Termoelettrica di Brindisi e la stazione elettrica di Pignicelle.

EniPower ha ricevuto in data 02.09.2008 dal Ministero delle Infrastrutture e dei Trasporti – Provveditorato Interregionale delle Opere Pubbliche per la Puglia e la Basilicata – Bari – Settore Operativo per la Provincia di Brindisi il verbale di collaudo dell'elettrodotto a 380 kV, unitamente ai relativi allegati, munito degli estremi di approvazione (il documento è riportato in Allegato A26_04).

EniPower inoltre ha acquisito gli impianti di produzione acqua demineralizzata (acqua dei pozzi) e l'impianto di acqua demineralizzata per dissalazione (acqua di mare), un impianto di trattamento delle condense con atto di conferimento a rogito del Dott. Domenico Avendola, notaio in Milano, rep. n° 67708 del 28.10.2005.

Nella planimetria riportata in Figura 1 si riporta l'ubicazione delle centrali EniPower che allo stato attuale sono in marcia.

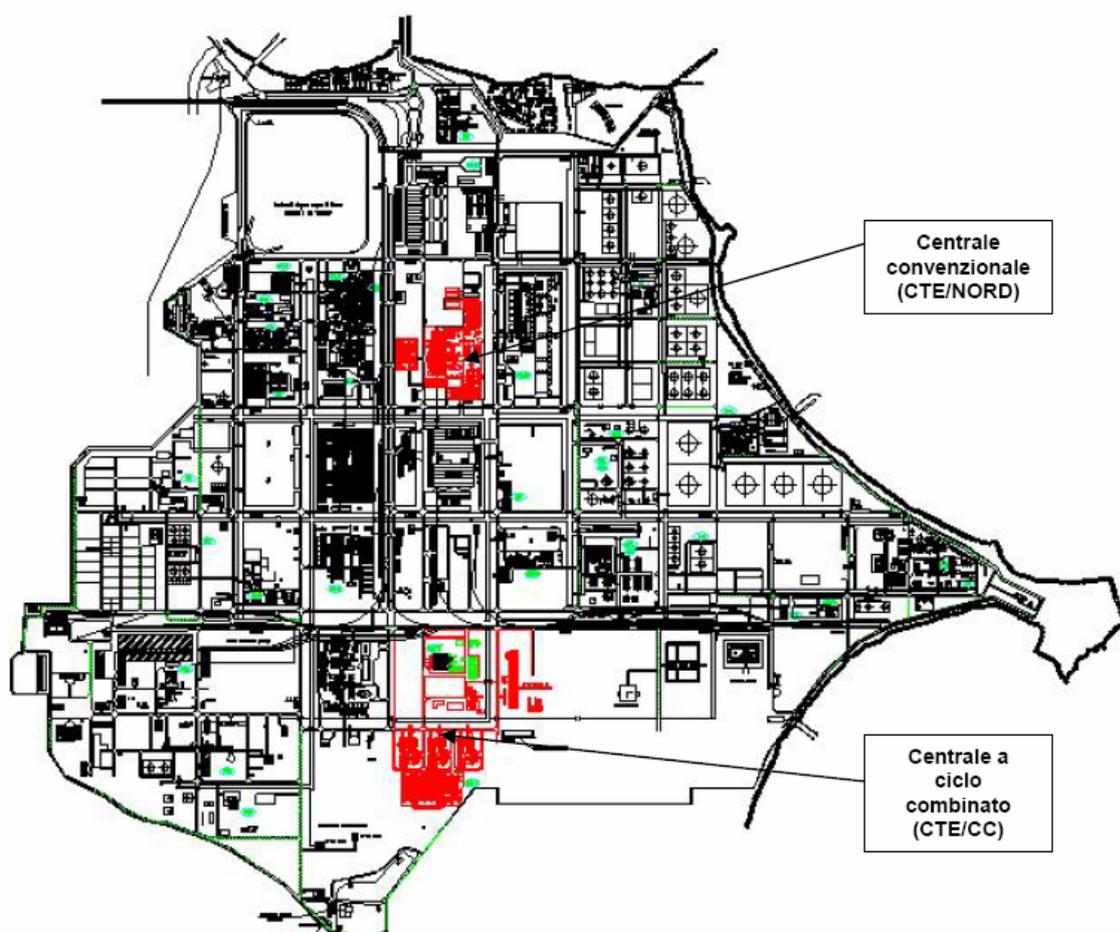


Figura 1: Stabilimento multisocietario di Brindisi (in rosso sono evidenziate le centrali EniPower che attualmente sono in esercizio)



3. CICLO PRODUTTIVO

Di seguito si riporta la descrizione tecnica relativamente ai cicli produttivi delle attività che EniPower svolge all'interno dello Stabilimento di Brindisi.

In particolare EniPower gestisce nello Stabilimento di Brindisi le seguenti centrali:

1. Centrale termoelettrica CTE/Nord
2. Centrale a ciclo combinato CTE3

Nel presente paragrafo si descrivono i cicli produttivi delle centrali, mentre nel par. 4 si analizzano i sistemi ausiliari che sono a servizio delle centrali.

Per lo schema a blocchi delle centrali di produzione dell'energia elettrica e del vapore di EniPower si rimanda all'allegato A.25.

3.1. Centrale Termoelettrica CTE/Nord

La centrale termoelettrica **CTE/Nord** allo stato attuale si compone delle seguenti unità:

- n. 3 gruppi (GT1 da 50 MVA e GT2, GT3 da 25,5 MVA) costituiti solo da un turbo alternatore e dagli ausiliari di processo in virtù del fatto che recuperano il calore del processo dell'impianto steam-cracking per ottenere energia elettrica e vapore (Gruppi GT2-GT3 a contropressione) o solo energia elettrica (Gruppo GT1 a condensazione);
- n. 1 gruppo misto (GT6) con turbina da 90 MVA e caldaia B06 da 385 MWt.

La caldaia B06 costituisce la riserva fredda al fine di poter assicurare la fornitura di vapore agli impianti petrolchimici dello stabilimento in caso di fermate eccezionali dovuti a guasti dell'impianto a ciclo combinato o indisponibilità di gas combustibile dal metanodotto Snam.

Tale caldaia non è ancora stata dismessa, ma allo stato attuale viene mantenuta solamente per garantire maggiore affidabilità al sistema di produzione ed erogazione dell'energia elettrica.

L'acqua di raffreddamento è prelevata dal mare Adriatico attraverso un'opera di presa, e restituita allo stesso attraverso due canali di scarico a cielo libero (Policentrica Est e Policentrica Sud).

I gruppi GT6-GT3-GT2 sono dotati di spillamento per l'erogazione di vapore tecnologico 4,5 bar, 20 bar e consentono di alimentare le rispettive reti di Stabilimento per fornire il calore necessario ai processi degli impianti utenti.

L'energia elettrica prodotta viene distribuita alle società coinsediate dello Stabilimento attraverso una rete di distribuzione a 23 kV, 13,2 kV, 6 kV e 0,4 kV; la parte eccedente l'energia elettrica prodotta viene ceduta sulla rete del RTN.

Lo schema della centrale termoelettrica CTE/Nord che, nell'attuale assetto vede fermi i gruppi GT4 e GT5, è riportato in Allegato A.25.

La rete di distribuzione dell'energia elettrica all'interno dello Stabilimento è composta dalle seguenti sottostazioni elettriche e cabine:



- Sottostazione SS1
- Sottostazione SS2
- Cabine S01-S02
- Cabine di distribuzione primarie di tipo “S”
- Cabine di distribuzione secondaria di tipo “C”.

Nei successive paragrafi si riporta la descrizione dei gruppi costituenti la CTE/Nord.

3.1.1 Gruppo a condensazione GT1

Il gruppo è costituito dal solo insieme turbina-alternatore e dagli accessori necessari al suo regolare funzionamento.

In particolare, la turbina Ansaldo è del tipo a condensazione, viene alimentata con vapore a bassa pressione (4,5 ate) prodotto dai gruppi GT2 e GT3; la capacità di generazione elettrica è di 39,5 MW.

Il vapore in uscita dalla turbina viene condensato nel condensatore ad acqua di mare E 1001 e da qui inviato con le pompe (G 1001) ai serbatoi di accumulo del condensato.

L'acqua prelevata dai serbatoi di stoccaggio viene inviata ai degasatori (F 201 - F 301). Dai degasatori l'acqua viene aspirata e mandata, tramite le pompe alimento (H 204 – H 304) ai preriscaldatori (C 208 – C308) e quindi all'impianto di cracking P1CR (reti vapore).

Alla turbina è collegato un alternatore Jumont-Schneider con raffreddamento ad aria, avente le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale 50 MVA
- tensione 13,2 kV
- frequenza 50 Hz

L'alternatore è dotato di un sistema di eccitazione statica e di protezioni elettriche di tipo numerico.

3.1.2 Gruppi a contropressione GT2-GT3

I due gruppi sono costituiti da due turboalternatori e da un ciclo per produrre acqua alimento per l'impianto cracking P1CR di Polimeri Europa.

Le turbine Escher Wyss sono del tipo a contropressione (4,5 ate) con estrazione a 20 ate; la capacità di generazione elettrica è pari a 20,5 MW.

Le turbine vengono alimentate con vapore ad alta temperatura e pressione (123 ate e 530 °C), prodotto dalla caldaia B06 o dall'impianto di cracking P1CR di Polimeri Europa. Esse sono del tipo backpressure composte di un corpo d'alta e da uno di bassa pressione.

Dal corpo di alta pressione si estrae il vapore a 20 ate che può essere desurriscaldato negli attemperatori ed inviato alla rete di fabbrica.



Dal corpo bassa pressione delle turbine il vapore è scaricato alla pressione di 4,5 ate ed inviato, attraverso gli attemperatori, alla rete di fabbrica.

Alle turbine sono collegati gli alternatori della TIBB con le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale 25,5 MVA
- tensione 13,2 kV
- frequenza 50 Hz

Gli alternatori sono raffreddati ad aria, e sono dotati di un sistema di eccitazione statica e di un sistema di protezioni elettriche di tipo numerico.

Per l'alimentazione dei servizi ausiliari sono presenti trasformatori dedicati per ogni alternatore.

3.1.3 Gruppo misto GT6

La turbina Tosi è del tipo misto, con estrazioni regolate e non, che alimentano sia le reti di fabbrica a 20 ate ed 4,5 ate, sia i preriscaldatori dell'acqua di alimento caldaia; la capacità di generazione elettrica è pari a 70 MW.

Il generatore di vapore Tosi (B06) è del tipo a radiazione a pannelli saldati con camera di combustione pressurizzata.

La sua potenzialità è di 530 t/h di vapore a 135 ate e 540 °C.

Esso è costituito principalmente da:

- corpo cilindrico con separatori a ciclone acqua/vapore;
- economizzatore;
- surriscaldatore di alta, media e bassa temperatura;
- due ventilatori dell'aria comburente.

Il vapore prodotto viene inviato ad un collettore che riceve anche il vapore prodotto dall'impianto P1CR. Il collettore alimenta, a sua volta, la turbina del gruppo GT6 e/o le turbine dei gruppi GT2 e GT3 descritte precedentemente. La turbina è costituita da due cilindri in tandem compound: il primo cilindro comprende le sezioni di alta, media e parte della bassa pressione, il secondo cilindro comprende la rimanente palettatura a bassa pressione.

Nella sezione di alta pressione vi è uno spillamento di vapore a pressione non regolata che alimenta uno scambiatore di alta pressione (C 605) dell'acqua alimento.

Il vapore scaricato dalla sezione di alta pressione a 20 ate in parte viene inviato alla rete di fabbrica ed al preriscaldatore (C 604) a media pressione, in parte passa alla sezione di media pressione; da questo viene scaricato a 4,5 ate: una parte alimenta il degasatore (C 601) e la rete di fabbrica, l'altra è inviata alla sezione di bassa pressione.

In quest'ultima sezione esistono due spillamenti a pressione non regolata che alimentano i preriscaldatori di bassa pressione; lo scarico avviene a 0,05 ate in un condensatore a superficie (C 607), il cui vuoto è mantenuto da eiettori a vapore.

Il condensato viene estratto dalle pompe (H 605) e mandato al degasatore (C 601); da qui le elettropompe (H 603) e/o la turbopompa inviano, previo preriscaldamento negli scambiatori (C 604 – 605), l'acqua degasata in caldaia e/o all'impianto P1CR.



Parte del vapore uscita caldaia, opportunamente ridotto di pressione ed attemperato, alimenta la rete di stabilimento a 70 ate.

Anche su questo gruppo è prevista la marcia in emergenza con valvole riduttrici di pressione che alimentano le reti di fabbrica con vapore estratto sull'uscita caldaia.

I combustibili utilizzabili sono: metano, gas petrolchimico, OCD/BTZ.

Alla turbina è collegato un alternatore TIBB con le seguenti caratteristiche:

- potenza nominale 90 MVA
- tensione 13,2 kV
- frequenza 50 Hz

L'alternatore è raffreddato ad idrogeno.

L'alternatore è dotato di un sistema di eccitazione rotante e di protezioni di tipo elettromeccanico.

I servizi ausiliari sono alimentati da trasformatori dedicati.

3.1.4 Sottostazione SS1

E' il punto di collegamento fra la rete elettrica di stabilimento e la rete esterna di trasmissione a 150 kV.

3.1.5 Sottostazione SS2

E' collegata alla sottostazione SS1 tramite un cavo in olio fluido ed uno in EPR nonché da una linea aerea a 150 kV in semplice terna con fune di guardia, sostenuta da sei tralicci in acciaio.

Alla SS2 sono collegate la centrale Nord, per mezzo di tre trasformatori TSA e TSC da 60 MVA e TSB da 100 MVA, e la cabina S02 a mezzo di un trasformatore 13,2kV/23kV.

3.1.6 Sottostazione S01-S02

Si tratta di cabine di produzione e distribuzione primaria, rispettivamente a 13,2 e 23 kV, cui sono collegati gli alternatori sopra elencati, i trasformatori elevatori TSA TSC TSB ed i trasformatori dei servizi generali di Centrale. Le cabine comprendono anche gli interruttori ed i sezionatori, con la sola esclusione dei cavi d'alimentazione alle cabine di distribuzione interna di Stabilimento ed ai tre motori a 13,2 kV del P1CR.

Le due cabine sono collegate con una linea in cavo a 23 kV ed un trasformatore TS0 da 60 MVA.

Dalle due cabine partono le alimentazioni per le cabine primarie di tipo "S".

Nella Figura 2 sono evidenziate le aree in cui si trovano i gruppi produttivi della CTE/Nord.

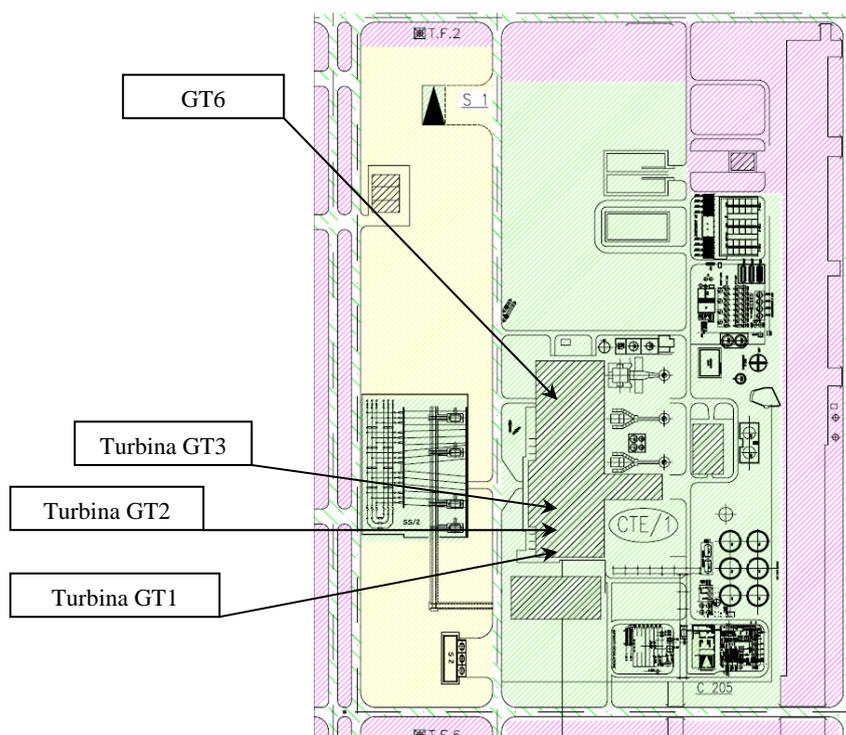


Figura 2: Centrale CTE/Nord – Disposizione dei gruppi (l'area retinata in verde è di proprietà EniPower)

3.2. Centrale a ciclo combinato CTE3

La centrale a ciclo combinato CTE3 è costituita da 3 cicli combinati disposti parallelamente (CC1, CC2 e CC3) ed è raffreddata da acqua di mare.

Il ciclo combinato CC1 e CC2 sono a funzionamento a ciclo chiuso mentre per il ciclo combinato 3 il sistema di raffreddamento è a ciclo aperto.

L'impianto nel suo complesso prevede l'integrazione della generazione di energia elettrica, ottenuta con i 3 cicli combinati alimentati a gas naturale e gas petrolchimico, con la produzione di calore da erogare nella rete vapore dello Stabilimento di Brindisi, mediante un processo cogenerativo.

I gruppi CC2 e CC3 prevedono la possibilità di utilizzare come combustibile gas petrolchimico in miscela con il gas naturale, mentre per il ciclo CC1 si utilizza come materia prima il gas naturale.

Ogni gruppo turbogas in ciclo combinato è costituito sostanzialmente dalle seguenti sezioni:

1. Alimentazione a gas naturale,
2. Turbina a gas,
3. Caldaia a recupero,
4. Turbina a vapore,
5. Condensatore,
6. Torri di raffreddamento,
7. Trasformatore elevatore.

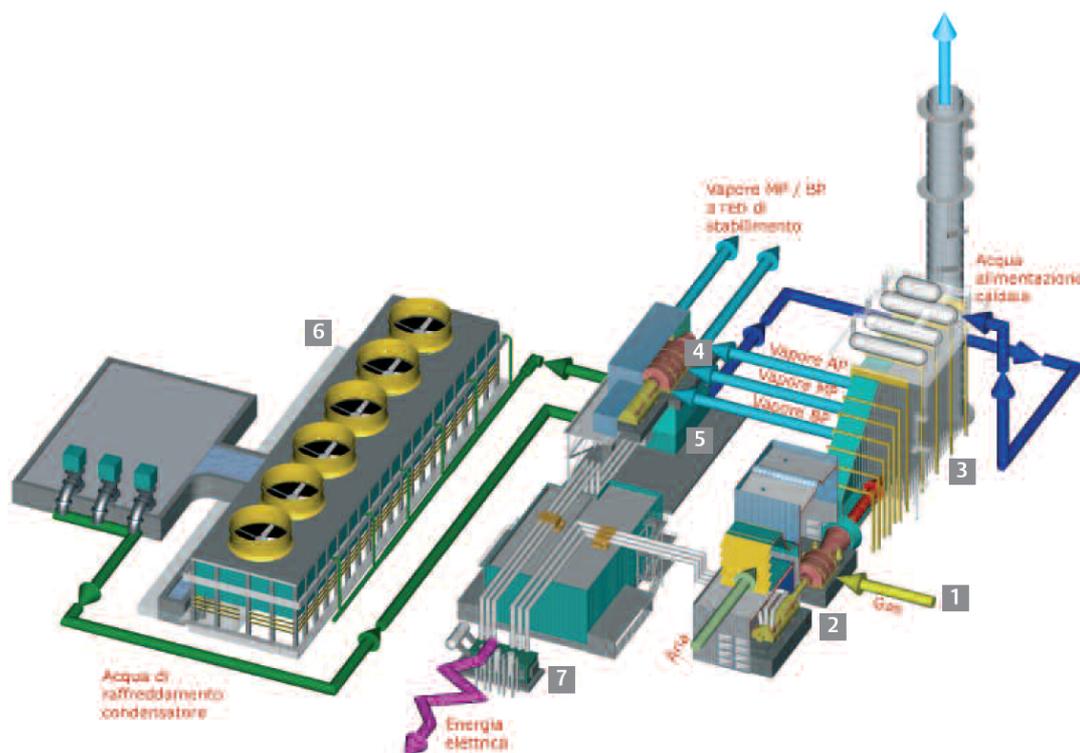


Figura 3: Rappresentazione tridimensionale della centrale a ciclo combinato

In particolare ciascuno dei tre cicli è costituito da:

- una turbina a gas di ultima generazione ad alta efficienza, con relativa caldaia a recupero a tre livelli di pressione e risurriscaldatore, riferito alla sezione caldaia (soluzione che consente di massimizzare il rendimento del ciclo a vapore).
- turbina a vapore a condensazione con estrazione di vapore a media e bassa pressione.

Le tre turbine a vapore sono dotate di condensatore ad acqua di mare per lo scarico del vapore.

Il raffreddamento dei sistemi comuni e degli ausiliari dei moduli di potenza è realizzato mediante un sistema a scambiatori di calore che utilizzano come refrigerante la stessa acqua mare utilizzata per i condensatori in ciclo chiuso proveniente da torri di raffreddamento di tipo ibrido (umido/secco) con relativo sistema di pompaggio.

Di seguito si riporta lo schema generale di un gruppo turbogas in ciclo combinato chiuso e la descrizione delle varie unità.

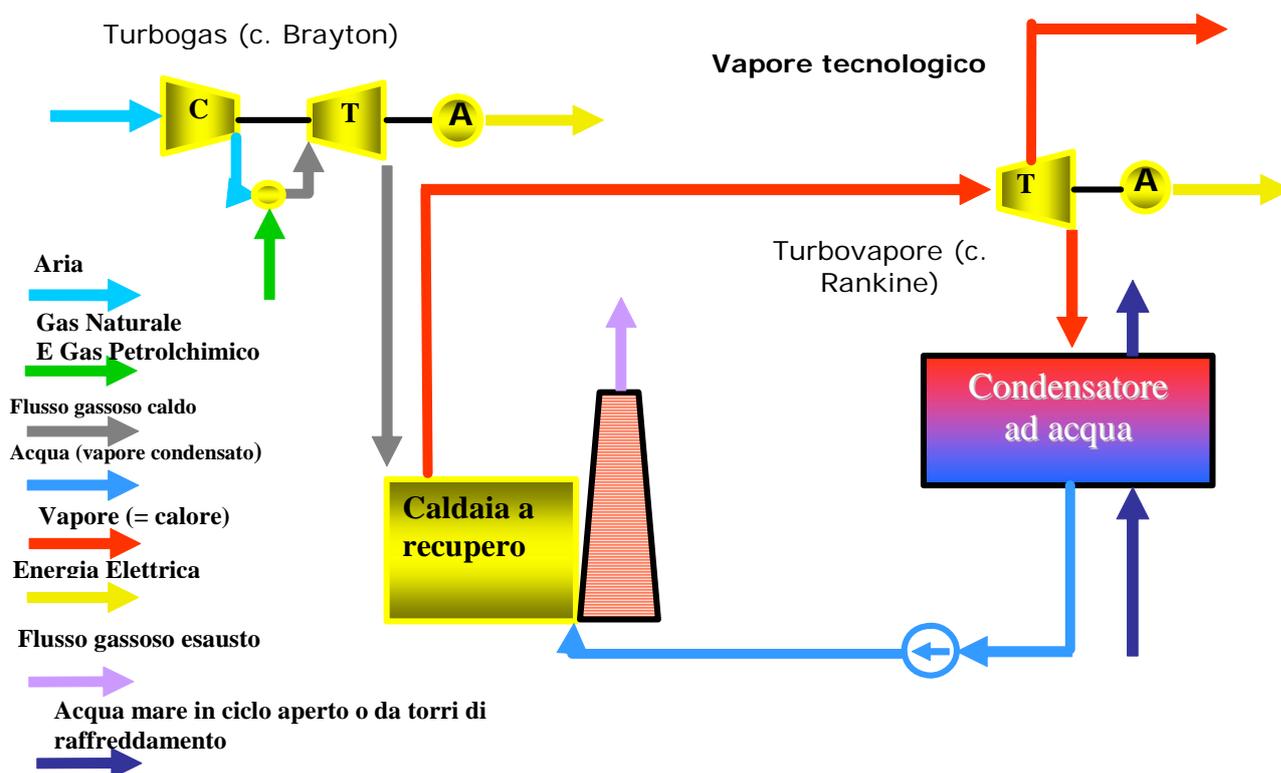


Figura 4: Layout di processo di un gruppo a ciclo chiuso della centrale a ciclo combinato CTE3

1. Alimentazione a gas naturale e gas petrolchimico

Il combustibile che alimenta la centrale a ciclo combinato è:

- gas naturale proviene dalla rete di Trasmissione Nazionale che, dopo una riduzione della pressione a circa 30 bar, viene immesso in turbina.
- gas petrolchimico, invece, proveniente dallo Stabilimento di Brindisi, utilizzato in miscela con il gas naturale solo sui cicli combinati CC2 e CC3.



2. Turbina a gas

Le turbine a gas, alimentate o a gas naturale o con un mix di gas naturale e gas petrolchimico, sono equipaggiate con bruciatori convenzionali dell'ultima generazione di tipo Dry Low NOx (DLN). In questo caso, la combustione a fiamma premiscelata comporta emissioni di ossidi di azoto intrinsecamente basse, senza necessità di iniezione di vapore.

L'aria ambiente, dopo filtrazione in un filtro multistadio, viene convogliata nella sezione d'ingresso del compressore della turbina a gas attraverso un condotto fornito di silenziatore. L'aria entrante viene quindi compressa nei successivi stadi del compressore assiale, ed immessa in camera di combustione, ove è iniettato il combustibile.

I gas combustibili ad alta temperatura (circa 1.300 °C) escono dalla camera di combustione ed entrano nella turbina a gas multistadio, ove espandendosi cedono energia meccanica all'albero.

Buona parte dell'energia sviluppata viene utilizzata per muovere il compressore della turbina a gas stessa, mentre la rimanente parte aziona il generatore per la produzione d'energia elettrica.

I gas combustibili fuoriescono quindi dalla turbina a gas ad una temperatura di circa 580 °C attraverso uno scarico silenziato e giungono nella sezione d'ingresso della caldaia a recupero dopo avere attraversato un condotto di collegamento termicamente isolato.

Ciascun package di turbina a gas è stato fornito dal costruttore completo di quegli ausiliari e sistemi necessari per un uso corretto, efficiente e continuativo della macchina.

3. Generatori di vapore

Il generatore di vapore è una caldaia a recupero, posta a valle della turbina a gas, composta da una serie di scambiatori di calore attraversati dai fumi di scarico della turbina a gas che consentono di recuperare una grande quantità di energia termica producendo vapore ad alta, media e bassa pressione, con risurriscaldatore e preriscaldamento del condensato nella sezione finale della caldaia.

I fumi raffreddati sono inviati al camino con una temperatura di circa 100 °C.

Questa configurazione permette di massimizzare il ciclo termico e migliorare di conseguenza l'efficienza del ciclo combinato.

4. Turbine a vapore

La turbina a vapore è composta da una sezione di alta, una di media e da una sezione di bassa pressione con scarico al condensatore.

Tutto il vapore di alta pressione prodotto dalla caldaia a recupero è convogliato nella sezione di alta pressione della turbina a vapore (pressione circa 115 bara e temperatura 538 °C).

La portata scaricata si miscela con il vapore prodotto dal corpo di media e dopo aver attraversato i banchi del risurriscaldatore della caldaia a recupero entra nella sezione di media pressione della turbina a vapore.

Parte del vapore in uscita dal risurriscaldatore della caldaia a recupero, prima di essere inviato alla turbina a vapore, viene estratto mediante un gruppo di regolazione esterno alla turbina a vapore per fornire allo Stabilimento il vapore tecnologico, a media pressione, alle condizioni di temperatura richieste.



La turbina a vapore è dotata di una estrazione libera a bassa pressione regolata in pressione in base alla richiesta delle utenze dello stabilimento tramite un gruppo di regolazione analogo a quello precedentemente descritto per la pressione intermedia.

Un'ulteriore stazione di riduzione e attemperamento è inoltre prevista tra i collettori di media e bassa pressione per l'eventuale necessità di derivare vapore dall'uno all'altro livello di pressione per lo stabilimento.

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, viene condensato.

5. Condensatori ad acqua

Il vapore, scaricato dalla sezione di bassa pressione della turbina, entra direttamente nel condensatore ad acqua, dove viene condensato e leggermente sottoraffreddato alla pressione di esercizio di circa 0,06 bar(a).

Il condensatore ad acqua serve a condensare il vapore esausto scaricato dalla turbina per mezzo dell'acqua mare in ciclo aperto o in ciclo chiuso, forzata attraverso i fasci tubieri.

La condensa raccolta finisce in un apposito pozzo caldo, da cui aspirano le pompe di estrazione che la inviano alla caldaia per il ritorno in ciclo.

6. Sistema di raffreddamento

Il necessario raffreddamento delle apparecchiature relative all'impianto di cogenerazione è garantito da un sistema ad acqua mare in circuito aperto per il gruppo CC3, mentre per i due gruppi rimanenti il raffreddamento è assicurato da un sistema a torri ibride ad acqua mare.

L'acqua di raffreddamento, prelevata dal mare viene inviata, tramite una stazione di pompaggio, alla CTE/3; una parte viene utilizzata per raffreddare direttamente il condensatore del ciclo CC3, una parte viene utilizzato come reintegro alle torri di raffreddamento che garantiscono lo scambio termico ai condensatori dei cicli CC1 e CC2 e altre utenze della centrale (circuito di raffreddamento secondario)

Il sistema delle torri di raffreddamento è costituito da due linee di torri da sei celle ciascuna. L'acqua fredda proveniente dalle dodici celle viene raccolta in una vasca comune e da qui pompata nel circuito per il raffreddamento dei condensatori e degli scambiatori di servizio della centrale.

7. Trasformatore elevatore

Per mezzo di un trasformatore, l'energia prodotta a due diversi livelli di tensione dalle sezioni gas e vapore del ciclo combinato viene elevata al livello di rete (380 kV). Un apposito cavidotto collega il trasformatore alla sezione 380 kV della sottostazione elettrica.



3.2.1 Descrizione dei principali sistemi ed apparecchiature dell'impianto

Turbina a gas

E' presente una turbina a gas per ciascun gruppo della CTE3, alimentate con gas naturale (gruppo CC1) e mix di gas naturale e gas petrolchimico (CC2 e CC3).

Sono dotate di sistema di combustione Dry Low NOx per abbattere le emissioni di NO_x.

Il filtro ad aria è del tipo multi stadio.

Il sistema dei gas di scarico è del tipo a recupero semplice (senza by-pass).

Il sistema di avviamento è statico.

La potenza della turbina a gas ai morsetti del generatore in condizioni ISO (15°C, u.r. 60%, 1.013 mbar) ed al massimo carico (controllo di temperatura) è di 266,41 MWe

Caldia a recupero (HRGS)

E' presente una caldaia a recupero (HRGS) per ciascun gruppo della CTE3, del tipo orizzontale (tipo di circolazione: naturale).

Sono presenti n. 3 livelli di pressione con surriscaldatore e preriscaldamento dell'acqua alimento.

Il degasatore è integrato con la caldaia.

La capacità di by-pass sia per la MP che per la BP è pari al 100% del flusso che circola in una caldaia HRGS.

Turbina a vapore

E' presente una turbina a vapore per ciascun gruppo della CTE3, caratterizzate da una configurazione a multi-corpo (sezioni di alta, intermedia e bassa pressione).

Le caratteristiche del vapore in ingresso alla turbina sono:

- A.P. 538 °C / 115,0 bar a
- I.P. 538 °C / 29 bar a
- B.P. 270 °C / 6,5 bar a

Il sistema di scarico può essere a flusso assiale o radiale e la pressione di scarico è pari a 0,05 bar (a T ambiente di 15 °C, umidità 60%).

La potenza della turbina a vapore ai morsetti del generatore in condizioni ISO e alla piena condensazione è di 127,1 MWe.

Generatore elettrico

Sono presenti n. 3 generatori elettrici per turbina a gas (11-GG-001, 12-GG-001, 13-GG-001) e n. 3 per turbina a vapore (21-GD-001, 22-GD-001, 23-GD-001).

Le caratteristiche dei generatori sono:

- Tensione generazione 19 e 15,75 kV
- Frequenza 50 hz



- Fattore di potenza 0,85



4. ATTIVITÀ, DISPOSITIVI E APPARECCHIATURE AUSILIARIE

Il processo di produzione della centrale a ciclo combinato è integrato da attività, dispositivi ed apparecchiature ausiliarie che ne assicurano il corretto funzionamento in condizioni di sicurezza; in particolare si ha:

1. sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare usata per il raffreddamento del ciclo CC3 e per il reintegro delle torri di raffreddamento dei cicli CC2 e CC1
2. Sistema di alimentazione gas (combustibile primario)
3. Sistema aria strumenti e servizi
4. Sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica
5. Sistema di raffreddamento degli ausiliari
6. Impianto di acqua demineralizzata con resine a scambio ionico
7. Impianto di acqua demineralizzata con processo a osmosi inversa
8. Impianto di acqua demineralizzata per dissalazione
9. Sistema antincendio
10. Gruppo elettrogeno di emergenza
11. Attività manutentive.

4.1.1 Sistema di prelievo e restituzione dell'acqua di mare

L'acqua di raffreddamento viene prelevata dal mare Adriatico attraverso un'opera di presa, ubicata immediatamente ad Est dello Scarico n. 1 – Policentrica Ovest.

Lo scarico acqua mare dell'impianto è convogliato allo Scarico n. 3 – Policentrica Sud: in tale Policentrica convergono circa la metà degli scarichi delle acque di raffreddamento dello Stabilimento.

4.1.2 Sistema di alimentazione gas (combustibile primario)

La CTE3 utilizza gas naturale e gas petrolchimico.

Il gas naturale proviene dalla rete metano nazionale di Snam Rete Gas (alla pressione di 60barg), mediante una stazione di misura portata e riduzione della pressione posta nei pressi del confine ovest del sito multisocietario. Nella stazione sono presenti 4 linee da 80.000 Sm³/h delle quali 3 normalmente in esercizio ed una in stand by, considerando che con tre gruppi in marcia il consumo è di circa 180.000 Sm³/h. Dalla stazione metano parte una tubazione interrata che, tramite 3 stacchi dedicati, fornisce il gas naturale ai vari gruppi. Per la misura delle portate si utilizzano misuratori volumetrici a turbina (sistema ridondato), con compensazione in pressione e temperatura.

I gruppi CC2 e CC3 sono invece alimentati da una miscela gas metano e di gas petrolchimico, con un contenuto di idrogeno non superiore al 15%.

Il gas petrolchimico proviene da Polimeri Europa con un collettore dedicato.



4.1.3 Sistema aria strumenti e servizi

La centrale a ciclo combinato produce aria strumenti compressa per servizi e strumentazione. In parte riceve aria strumenti essiccata dalle società coinsediate per alcuni servizi di regolazione

4.1.4 Sistema di generazione e distribuzione dell'energia elettrica

Nella CTE3 sono presenti i tre cicli combinati CC1, CC2 e CC3 che sono collegati direttamente alla sottostazione a 380 kV, con un trasformatore elevatore (siglati TRM1, TRM2, TRM3) a tre avvolgimenti 380/19/15,75 kV 440/280/160 MVA ciascuno con variatore sottocarico.

Ogni generatore dispone di un proprio interruttore di macchina. Le eccitatrici sono di tipo statico con regolatore automatico in grado di funzionare in modalità di regolazione di tensione, potenza reattiva o $\cos\varphi$. L'energia destinata ai consumi di questa sezione viene autoprodotta e resa disponibile da ogni gruppo mediante un trasformatore ausiliario di unità (siglati TRU1, TRU2, TRU3 rispettivamente) che insiste direttamente sull'avvolgimento del trasformatore elevatore lato turbogas (19 kV) e mediante opportune cabine elettriche di trasformazione ai livelli di utenza necessari.

Ogni gruppo può essere esercito ad isola indipendentemente dalle altre due.

La sottostazione elettrica è costituita da un doppio sistema di sbarre con interruttore congiuntore con isolamento in aria ed alla tensione nominale di 380 kV. La sottostazione nel suo complesso è costituita dall'insieme di apparecchiature alta tensione (sezionatori, interruttori, TA, TV, ecc.) ed ausiliarie che consentono di connettere elettricamente la Centrale Elettrica CTE/3 con la rete elettrica nazionale tramite un elettrodotto a 380 kV di proprietà EniPower Trasmissione. La stazione elettrica a 380kV è connessa con la rete a 150kV con un ATR da cui normalmente si alimentano le utenze di stabilimento. Ne consegue che tramite la sottostazione è possibile immettere sulla rete nazionale l'energia elettrica eccedente i consumi del sito multisocietario e, in casi eccezionali, di prelevare dalla stessa rete energia da immettere nella rete del sito; attraverso l'ATR, consentendo anche il possibile passaggio di energia dalla sezione a 150 kV a quella a 380 kV e viceversa.

Riepilogando la sottostazione è composta da:

- tre stalli 380 kV equipaggiati ciascuno con cavi AT aerei e con trasformatori 380/19/15,75 kV da 440/280/160 MVA (siglati TRM1 TRM2 TRM3) per la connessione con tre generatori delle turbine a gas e con i generatori delle turbine a vapore dei cicli combinati.
- Uno stallo 380 kV equipaggiato con cavi AT aereo per il collegamento con ATR 350/150/23kV
- Uno stallo per l'interruttore di parallelo tra le due sbarre
- Due stalli per la linea verso il GRTN

Il sistema di distribuzione interno alla centrale per l'alimentazione dei servizi ausiliari è articolato su più livelli.



- Il sistema di media tensione (6 kV) è alimentato direttamente da ciascun gruppo di generazione attraverso un trasformatore di unità ed è preposto ad alimentare direttamente le utenze di potenza superiore a 160 kW ed i trasformatori che alimentano il sistema di distribuzione primaria in bassa tensione. E' presente un'alimentazione di soccorso in caso di emergenza da parte di una rete di media tensione dello stabilimento.
- Il sistema di bassa tensione (400 V) è alimentato dai quadri di media tensione attraverso trasformatori M.T./b.t., ed è a sua volta articolato in un livello di distribuzione primaria (per l'alimentazione delle utenze di potenza superiore a 50 kW e dei sottoquadri) e in uno di distribuzione secondaria (per l'alimentazione delle utenze di potenza inferiore a 50 kW).

4.1.5 Sistema di raffreddamento degli ausiliari

Il sistema dedicato al raffreddamento degli ausiliari d'impianto è dimensionato per raffreddare tutte le relative apparecchiature e macchinari, quali:

- Circuiti olio turbine a gas
- Circuiti olio turbine a vapore
- Circuiti olio generatori
- Supporti
- Ecc.

L'acqua di raffreddamento viene pompata per mezzo di opportune pompe di circolazione a tutti gli scambiatori di calore dei singoli macchinari di ogni unità a ciclo combinato.

4.1.6 Impianto di acqua demineralizzata con resine a scambio ionico

L'acqua in alimento ai decantatori è quella proveniente dall'invaso del Cillarese, già chiarificata.

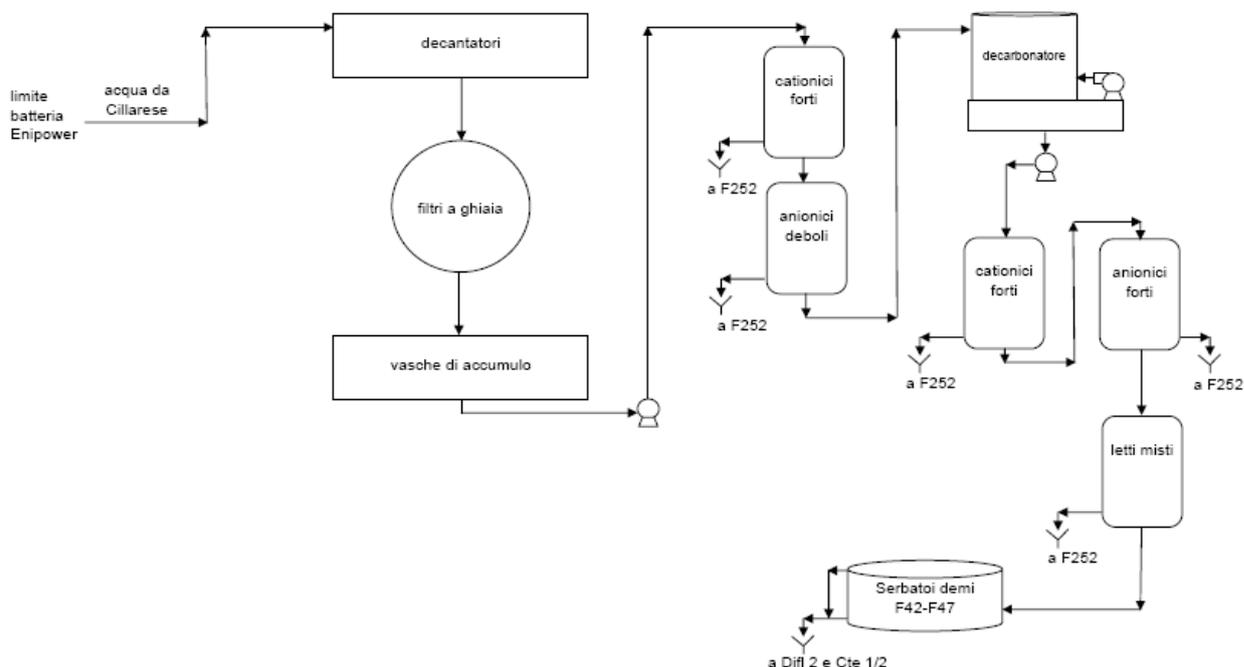
L'acqua decantata viene convogliata in una batteria di filtri a ghiaia, dove perde la torbidità residua, e quindi viene accumulata nelle vasche.

Quest'acqua viene inviata all'impianto di demineralizzazione.

L'acqua chiarificata proveniente dalle vasche di stoccaggio viene inviata nei filtri a resina cationici forti, indi passa nei filtri anionici deboli; all'uscita da questi ultimi l'acqua viene convogliata nei decarbonatori, in cui viene insufflata aria in controcorrente e da questi viene inviata nei filtri cationici forti e quindi negli anionici forti; infine attraversa i filtri a letto misto e da questi inviata allo stoccaggio di acqua demineralizzata.

Lo stoccaggio d'acqua demineralizzata è composto da n°6 serbatoi da 600 m³ cadauno, collegati tra loro.

Di seguito è riportato lo schema a blocchi dell'impianto descritto.



4.1.7 Impianto di acqua demineralizzata con processo a osmosi inversa

L'acqua di pozzo, a titolo cautelativo, viene inizialmente additivata con soluzione di ipoclorito sodico in soluzione, poi successivamente trasferita, a mezzo pompe, ad un sistema filtrante (n. 3 filtri contenenti pirolusite) per predisporla, in uscita, al successivo trattamento di abbattimento del cloro libero residuo attivo, mediante dosaggio controllato, in linea, di una soluzione acquosa di metabisolfito di sodio.

L'acqua, dopo ulteriore filtrazione attraverso filtri a cartucce (capacità di filtrazione fino a 5 μm), viene alimentata al gruppo di osmosi inversa ed, in uscita alimentata ad una torre di degasazione per allontanare la CO_2 di eventuale composizione.

Dopo l'accumulo in un serbatoio polmone, viene trasferita, a mezzo delle pompe, ad un impianto a resine a scambio ionico per ottenere un'acqua caratterizzata da un valore di conducibilità inferiore al $\mu\text{S}/\text{cm}$.

Le resine cationiche ed anioniche di letti misti sono rigenerate rispettivamente con soluzioni di acido solforico e soda.

In seguito l'acqua demineralizzata è trasferita tramite rete dedicata alle utilities di stabilimento interessate al suo impiego.

4.1.8 Impianto di acqua demineralizzata per dissalazione (DISL)

Una parte dell'acqua di mare prelevata dalla stazione di pompaggio viene alimentata all'impianto di dissalazione, del tipo multflash a 42 stadi sotto vuoto, di proprietà e gestione EniPower S.p.A., per la produzione di acqua demineralizzata



L'acqua di mare fredda attraversa i tubi del condensatore degli stadi a dispersione di calore del dissalatore.

La maggior parte ritorna in mare, mentre una parte viene acidificata per prevenire la formazione di depositi, decarbonata, degasata e mandata nella camera di evaporazione rapida dell'ultimo stadio come reintegro.

La salamoia viene ricircolata in controcorrente dallo stadio a più bassa pressione attraverso i tubi degli stadi a recupero di calore.

Questa salamoia si preriscalda in ciascuno stadio condensando il vapore che si raccoglie nella sezione a recupero di calore dell'evaporatore.

Il resto del calore necessario è ottenuto da una sorgente esterna (vapore) nei riscaldatori della salamoia dove la temperatura viene elevata al livello massimo desiderabile.

La salamoia viene poi convogliata nel primo stadio a recupero di calore dove la pressione è mantenuta leggermente al di sotto della pressione di saturazione corrispondente alla temperatura della salamoia.

Questo provoca l'evaporazione rapida di una porzione della salamoia ed il raggiungimento di un equilibrio termico. Il resto della salamoia passa negli stadi successivamente inferiori dove il processo è ripetuto in sequenza.

Il vapore generato in ciascuno degli stadi si alza dalla superficie della salamoia e passa, attraverso adatti separatori di umidità, nella sezione di condensazione, dove cede calore alla salamoia ricircolante nei tubi.

Il condensato (acqua prodotta) gocciola dai tubi dentro l'apposita vasca di raccolta, da cui passa in cascata attraverso gli stadi a pressione successivamente inferiore.

Quest'ultima prodotta viene estratta in continuo dall'ultimo stadio a mezzo delle pompe e mandata nei filtri a resine a letto misto in cui è completamente demineralizzata.

L'acqua demineralizzata così prodotta, dopo ulteriore filtrazione su sistema filtrante a letto misto, viene inviata a vari impianti /servizi utenti tramite una rete di distribuzione dedicata.

Le resine anioniche e cationiche di detti letti misti sono rigenerate rispettivamente con soluzioni di NaOH e H₂SO₄.

All'ultimo stadio la salamoia evaporante, che è diventata fortemente concentrata, viene in parte spurgata e in parte riciclata all'evaporatore insieme all'acqua di mare di reintegro.

4.1.9 Sistema antincendio

Il sistema antincendio dello Stabilimento è costituito da:

- gruppi di rilevazione fughe metano (stazione metano, regolatrici metano caldaia, valvole di blocco, stazione decompressione metano, cabinato, filtri, cabinati valvole di regolazione, cabinati) – quelli inseriti all'interno dei cabinati insonorizzanti delle turbine a gas generano blocco;
- gruppi di rilevazione fumo quelli inseriti nelle sale tecniche attivano sistemi automatici di spegnimento ad argonite;



- gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibiliche attivano impianti di spegnimento automatico con acqua;
- gruppi di rilevazione incendio con sensori termosensibili che attivano impianti di spegnimento automatico con CO₂.

L'attivazione di tutti i sensori, di tipo ottico-acustico in sala controllo, è acquisita in sala controllo che è presidiata 24 ore su 24.

Tutti gli impianti vengono controllati periodicamente secondo quanto disposto dalla normativa vigente.

Sono altresì presenti impianti di spegnimento mobili (estintori) ed idranti collegati alla rete di stabilimento gestiti dai VV.F. della società BSG.

4.1.10 Gruppo elettrogeno di emergenza

Il servizio di emergenza della centrale a ciclo combinato, al fine di garantire l'alimentazione ai servizi essenziali in fase di fermata e blocco, è assicurato da batterie in corrente continua da un generatore diesel di emergenza da circa 2.000 kWe.

Tali sistemi sono comunque a supporto dell'alimentazione di emergenza in media tensione (23 kV) fornita dalla rete locale di stabilimento.

4.1.11 Attività manutentive

Per garantire l'efficienza e la sicurezza dei vari componenti della centrale oltre alla manutenzione corrente, effettuata con impianto in servizio, vengono eseguite manutenzioni programmate, che rientrano nella manutenzione ordinaria, ed eventualmente, se necessario, manutenzioni straordinarie.



5. RENDIMENTO ELETTRICO

5.1.1 Centrale Termoelettrica CTE/Nord

Per i gruppi della centrale CTE/Nord, il rendimento è inteso come rapporto tra l'energia elettrica ai morsetti e l'energia termica associata al vapore in ingresso. Da calcolo risulta:

Gruppo	Rendimento
GT1 (solo turbina a pura condensazione)	circa 37%
GT2/3 (solo turbina a contropressione)	circa 92%
GT6 (caldaia + turbina)	circa 20%

Dove GT6 presenta un assetto di pura condensazione.

5.1.2 Centrale a ciclo combinato CTE3

Ciascuno dei cicli combinati CC1 e CC2 (sistema a circuito chiuso con torri di raffreddamento alimentate con acqua mare a bassa pressione) presenta un rendimento pari a 6.272 kJ/kWh.

Il ciclo combinato CC3 (sistema di raffreddamento a circuito aperto alimentato con acqua di mare a bassa pressione) presenta invece un rendimento paria 6.240 kJ/kWh.

In entrambi i casi il valore del rendimento è stato ottenuto come rapporto tra l'energia termica associata al combustibile e l'energia elettrica lorda prodotta dal ciclo.

Di seguito si riepilogano i rendimenti della CTE3, espressi anche in %.

Centrale	Rendimento	
	CC1	6.272 kJ/kWh
CC2	6.272 kJ/kWh	57%
CC3	6.240 kJ/kWh	58%



6. PRINCIPALI FLUSSI DI MATERIA CORRELATI AL CICLO PRODUTTIVO

6.1. *Materie prime e modalità di approvvigionamento*

6.1.1 Centrale Termoelettrica CTE/Nord

Le principali materie prime utilizzate nella CTE/Nord sono:

- Gas naturale, gas petrolchimico, olio combustibile BTZ (solamente nel caso in cui venga messa in marcia la caldaia B06), proveniente dall'esterno
- Vapore a 130 ate proveniente dall'impianto di cracking di Polimeri Europa.
- Acqua demi proveniente dall'impianto di trattamento acque
- Acqua di mare.

6.1.2 Centrale a ciclo combinato CTE3

Le principali materie prime utilizzate nella centrale a ciclo combinato sono:

- Gas naturale, che arriva all'impianto attraverso la rete nazionale SNAM mediante metanodotto ai limiti di batteria;
- Gas petrolchimico, che proviene dall'impianto cracking della società coinsediata Polimeri Europa tramite un collettore dedicato;
- Acqua demineralizzata, proveniente dall'impianto di trattamento acque;
- Acqua demineralizzata, impiegata nel ciclo acqua/vapore, prodotta direttamente dall'acqua industriale mediante scambio ionico o dall'acqua di mare mediante dissalazione;
- Acqua potabile per i servizi, proveniente dallo Stabilimento.



6.2. *Materie ausiliarie e prodotti ausiliari*

Le altre materie prime, utilizzate nelle centrali e nelle attività ausiliarie, vengono stoccate direttamente presso gli impianti di produzione e in idonee arredi di stoccaggio (cfr. Allegato B.22).

Per una descrizione dettagliata delle materie prime e dei prodotti ausiliari utilizzati nelle diverse fasi progettuali si rimanda alla scheda B della documentazione allegata alla Domanda di AIA, ed in particolare alla schede B.1.1..

Tali prodotti sono adeguatamente conservati ed il personale EniPower ha ricevuto un'esaustiva informazione e formazione relativamente alla loro corretta manipolazione, conservazione e utilizzo per la salvaguardia personale e ambientale.

A supporto dei processi produttivi delle centrali sono utilizzati gas tecnici delle seguenti tipologie:

- aria strumenti: aria essiccata utilizzata per l'azionamento organi di regolazione (ad esempio valvole per regolare la portata dei fluidi, il livello di serbatoi, la pressione nelle linee,...)
- aria servizi: aria compressa utilizzata per l'azionamento di utensili ad aria o per tutti gli usi richiedenti aria compressa di bassa qualità (soffiature, flussaggi di linee,...)
- azoto servizi: gas utilizzato nella bonifica di tubazioni o apparecchiature contenenti sostanze infiammabili
- idrogeno: gas per il raffreddamento degli alternatori collegati alle turbine della CTE/NORD.

6.3. *Prodotti e modalità di distribuzione*

6.3.1 Centrale Termoelettrica CTE/Nord

La centrale a ciclo combinato produce:

- Vapore, distribuito tramite collettori interni utilizzato dallo Stabilimento di Brindisi per i soli usi interni;
- Energia elettrica, distribuita tramite le linee elettriche sia alle utenze interne, a tensione di 13,2 e 0,38 kV, sia alla rete elettrica nazionale (150 kV).

6.3.2 Centrale a ciclo combinato CTE3

La centrale a ciclo combinato produce:

- Vapore, distribuito tramite collettori interni utilizzato dallo Stabilimento di Brindisi per i soli usi interni;
- Energia elettrica, che viene in parte distribuita alle utenze interne a tensione di 13.2, 6 e 0.38 kV e in parte esportata sulla rete elettrica nazionale tramite elettrodotto di collegamento a 380 kV tra la stazione elettrica di centrale e la Stazione elettrica di Pignicelle della Rete Nazionale ad alta tensione.



6.4. Bilanci di materia tra i flussi in ingresso e uscita

I flussi correlati alle attività svolte presso lo Stabilimento EniPower di Brindisi sono rappresentati nell'Allegato A.25, che riporta sia lo schema a blocchi dell'impianto che il bilancio ambientale.

In Tabella 1 sono riportati i valori relativi ai consumi delle materie prime e le quantità dei prodotti riferiti all'anno 2007, indicando anche le modalità di trasporto e provenienza/destinazione.

Tabella 1: Consumi e produzione dello Stabilimento EniPower di Brindisi riferiti all'anno 2007

MATERIE PRIME			
Gas naturale	1.307.359	kSm ³	Metanodotto (SNAM)
Gas petrolchimico	32.285.771*10 ⁴	kcal	Rete interna di distribuzione (Polimeri Europa)
Olio combustibile BTZ (0,3% < S < 1%)	0	t	-
RISORSE IDRICHE (fonti di approvvigionamento)			
Acqua grezza *	1.119.548	m ³	Rete interna di distribuzione
Acqua di mare Alta e Bassa Pressione (raffreddamento)	312.182.030	m ³	Rete interna di distribuzione (somma di 292.279.000 mc in B.P. e 19.903.030 mc in A.P.).
Acqua di mare (processo)	19.269.000	m ³	Rete interna di distribuzione
PRODOTTI			
Vapore totale	1.894.132	t	Vapore prodotto somma di 1.671.071 t (a reti vapore delle coinsediate) e 223.061 t (autoconsumi)
Energia elettrica	7.408.749	MWh	Energia prodotta, ricavata dalla lettura dei contatori fiscali effettuata ai morsetti di macchina

* Comprende i quantitativi relativi all'acqua dei pozzi contrade La Gonnella e Torricella, all'acqua prelevata dal bacino Cillarese, all'acqua proveniente dal TAF e l'acqua del Fiume Grande)



7. INTERAZIONE CON L'AMBIENTE

7.1. Emissioni in atmosfera

All'interno dello Stabilimento di Brindisi sono presenti un certo numero di sorgenti di emissione in atmosfera.

Generalmente le sorgenti di emissione si possono suddividere in puntuali, fuggitive e diffuse. Nei paragrafi successivi si analizzano le tipologie di emissioni che si possono generare dalle attività svolte da EniPower all'interno dello Stabilimento di Brindisi.

7.1.1 Emissioni puntuali

7.1.1.1 Centrale termoelettrica CTE Nord

L'attuale assetto operativo della centrale termoelettrica CTE Nord non genera emissioni in atmosfera.

E' comunque presente la caldaia B06, che non è stata dismessa unicamente per garantire maggiore affidabilità al sistema di produzione ed erogazione dell'energia elettrica delle centrali Enipower: la caldaia B06 costituisce infatti la riserva fredda al fine di poter assicurare la fornitura di vapore agli impianti petrolchimici dello stabilimento in caso di fermate eccezionali dovuti a guasti dell'impianto a ciclo combinato o indisponibilità di gas combustibile dal metanodotto Snam.

Durante l'anno 2007 non è stata mai messa in marcia e pertanto il flusso di massa da tale punto di emissione è nullo.

Si riportano per completezza i dati caratteristici del camino e i limiti di emissione per tale punto, che sono indicati all'interno del Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000.

ITEM	DESCRIZIONE/ GEOMETRIA	EMISSIONI GASSOSE		
		Parametro	Valori limite di concentrazione ⁽¹⁾ (mg/Nm ³)	Valori limite di flussi di massa (t/anno)
B06	Camino - diametro bocca: 3,9 m - Altezza: 60 m	SO ₂	1.700	24.000
		NO _x	650	4.800
		Polveri	50	600
		CO	200	(2)

⁽¹⁾ I valori di emissione sono riferiti ad un tenore di ossigeno nei fumi in uscita pari al 3%.

⁽²⁾ Limite non definito nel Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000.



7.1.1.2 Centrale a Ciclo Combinato

Le emissioni puntuali da sorgenti localizzate della centrale a ciclo combinato sono quelle derivanti dai camini dei gruppi CC1, CC2 e CC3, autorizzate con Decreto n°003/2003 in data 02.04.2003, integrato successivamente dal MAP con Decreto n° 03/2005 RT del 09.02.2005.

Si riportano di seguito i dati relativi ai camini delle caldaie a recupero:

- tipo di emissione continua (per le ore di funzionamento dei cicli)
- tipo di bruciatore Dry Low NO_x
- portata fumi (max) 2.300 t/h
- Composizione fumi (% in volume)
 - CO₂ 3,9 %
 - N₂ + Ar 75,3 %
 - O₂ 12,4 %
 - H₂O 8,4 %
- Temperatura fumi 100 °C
- Diametro camino 6 m
- Altezza camino 80 m

In Allegato B.20 sono riportati i punti di emissioni di EniPower con l'indicazione delle sigle.

Nella Tabella 2 si riepiloga il bilancio globale delle emissioni.

Tabella 2: Emissioni totali in aria dello Stabilimento EniPower

	SO ₂ (t/a)	NO _x (t/a)	CO (t/a)	Polveri (t/a)
Valori autorizzati a partire dal 01.01.2003 ⁽³⁾	12.000	4.800	⁽⁴⁾	360
Valori emissioni dei tre gruppi della CTE3 (CC1, CC2 e CC3) stimati nel SIA ⁽⁴⁾	-	2.645	1.592	-
Valori emissioni dei tre gruppi della CTE3 (CC1, CC2 e CC3) registrati nel 2007	-	1.138	18	-

Per una quantificazione delle emissioni puntuali provenienti dallo stabilimento si rimanda alle schede B6, B7.1 (emissioni convogliate relative all'anno 2007).

⁽³⁾ In accordo al Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000 che limita i flussi di massa delle emissioni.

⁽⁴⁾ Limite non definito nel Decreto Ministeriale del MICA del 21.06.2000.



7.1.2 Emissioni fuggitive

Le emissioni fuggitive derivano dalle perdite evaporative non controllabili da organi di tenuta (valvole, flange, pompe, compressori, accoppiamenti flangiati...) nelle varie linee degli impianti in cui passa un fluido di processo.

Per quanto riguarda questa tipologia di emissione gli impianti sono stati realizzati con modalità impiantistiche tali da ritenere questo aspetto non significativo. Nell'ambito dei sistemi di protezione antincendio è presente un sistema di rivelazione di eventuali perdite di gas.

7.1.3 Emissioni diffuse

Le emissioni diffuse sono associate allo stoccaggio e movimentazione dei prodotti fluidi. Tali emissioni non sono convogliate e derivano da vasche, da serbatoi a tetto galleggiante, da organi di respiro dei serbatoi a tetto fisso, ecc.

Non sono presenti sorgenti di emissione diffusa correlate alle attività svolte da EniPower.



7.2. *Prelievi e scarichi idrici*

7.2.1 Prelievi idrici

L'approvvigionamento idrico dello Stabilimento petrolchimico di Brindisi avviene attraverso varie fonti, che sono di seguito elencate.

Acqua di Mare

L'acqua del mare viene prelevata tramite una stazione di pompaggio costituita da n. 2 canali di presa lunghi circa 650 m, da n. 9 vasche desabbiatrici e da n. 10 filtri rotanti. A valle dei filtri rotanti è sistemata una batteria di elettropompe per il rilancio dell'acqua allo Stabilimento.

In particolare sono installate n. 2 pompe da 25.000 m³/h, n. 5 pompe da 12.500 m³/h e n. 1 pompa da 6.000 m³/h, che alimentano la rete alta pressione (3,5 Kg/cm²), n. 4 da 13.000 m³/h.

L'assetto della stazione di pompaggio può variare in funzione del fabbisogno idrico richiesto dai vari impianti/reparti/servizi presenti nello Stabilimento.

L'opere di presa è di proprietà e gestione Polimeri Europa S.p.A..

L'acqua del mare costituisce acqua ad uso industriale impiegata prevalentemente nei cicli di raffreddamento, con flusso di prelievo autorizzato di 130.000 m³/h.

L'acqua del mare viene utilizzata per:

- scambio termico nei circuiti di raffreddamento degli impianti produttivi presenti all'interno del Sito Petrolchimico che utilizzano acqua di mare per tale scopo;
- alimentazione della rete antincendio di Stabilimento;
- produzione di acqua demineralizzata, attraverso l'impianto di dissalazione (cfr. par. 4.1.8) di proprietà e gestione EniPower.

Acqua dai pozzi a bassa salinità

Dai pozzi ubicati in agro di Mesagne alle località Gonella e Torricella viene prelevata acqua a bassa salinità, impiegata per i seguenti usi:

- tal quale come acqua "grezza industriale"
- in alimento all'impianto ad osmosi inversa, di proprietà e gestione EniPower (cfr. par. 4.1.7), per la produzione di acqua demineralizzata.

Consorzio SISRI – Bacino Cillarese

L'acqua del Bacino Cillarese, fomita dal SISRI di Brindisi, è utilizzata:

- tal quale, come acqua "grezza industriale";
- in alimento all'impianto a resine a scambio ionico, di proprietà e gestione EniPower (cfr. par. 4.1.6) per la produzione di acqua demineralizzata. L'acqua, una volta demineralizzata, viene trasferita al serbatoio di stoccaggio prima dell'invio, con rete dedicata, ai vari impianti /servizi utenti.



AQP S.p.A.

La fornitura dell'acqua destinata al consumo umano è a cura di AQP S.p.A.; l'acqua, attraverso la rete interna, viene distribuita a tutte le utenze di Stabilimento per uso civile.

Bacino denominato "Bacino Fiume Grande"

All'esterno dello Stabilimento Petrolchimico è presente un bacino, denominato Bacino "Fiume Grande", che raccoglie le acque di piena del limitrofo canale, denominato canale "Fiume Grande". Dette acque sono trasferite, quale risorsa idrica di riserva, in un bacino interno allo stabilimento di capacità pari a 800.000 m³.

La risorsa viene utilizzata, tal quale, come acqua di raffreddamento.

Pozzi di stabilimento

L'acqua di falda è prelevata dai pozzi ubicati all'interno dello Stabilimento ed è inviata all'impianto di trattamento denominato impianto TAF (Trattamento Acque di Falda) proprietà di Polimeri Europa, per le operazioni di bonifica autorizzate dalla Provincia di Brindisi, ai sensi degli art. 27 e 28 del D.Lgs. n. 22/97 e s.m.i. con Provvedimento n. 1394 del 15/12/05.

Si precisa che tale acqua non si configura come approvvigionamento alla produzione/raffreddamento, ma come acqua proveniente dalla attività di bonifica della falda.

Dall'impianto TAF vengono prelevati 50mc di acqua trattata per l'alimentazione dell'impianto di acqua demineralizzata con processo di osmosi inversa (proprietà Enipower).



7.2.2 Scarichi idrici

7.2.2.1 Descrizione degli scarichi presenti nello Stabilimento di Brindisi

Nello Stabilimento Petrolchimico di Brindisi si possono distinguere le seguenti tipologie di acque reflue (confluenti in differenti tipologie di fogne) che, in funzione delle loro caratteristiche chimico-fisiche, possono subire o meno trattamento prima dello scarico a mare:

- **Acque di raffreddamento:** acque provenienti dai circuiti di raffreddamento degli impianti di produzione
- **Acque reflue industriali:** acque oleose, di processo, acque piovane e antincendio provenienti da aree di produzione, servizi e parchi stoccaggi ubicati all'interno dello Stabilimento, ossia da aree produttive potenzialmente contaminate dalle sostanze in lavorazione;
- **Acque reflue domestiche:** acque reflue provenienti dai servizi igienici e delle utenze civili;
- **Acque meteoriche di dilavamento:** acque provenienti da strade, piazzali ed aree non interessate da attività di produzione, che interessano una superficie > 2000 mq, raccolte da rete dedicata anche alle acque di raffreddamento e per le stesse è previsto trattamento di grigliatura e di sabbiatura.

Le *acque reflue industriali* e *domestiche* sono trattate dall'impianto biologico, di proprietà e gestione Polimeri Europa, mentre le *acque di raffreddamento* e le *acque meteoriche di dilavamento* sono convogliate in pozzetti di raccolta che, per sfioro, recapitano in rete, separata da quelle delle acque reflue industriali e domestiche, con convogliamento al punto previsto per lo scarico.

Il corpo idrico recettore è il mare attraverso n. 4 punti finali di scarico, di seguito elencati:

- **Scarico n.1 - Policentrica Ovest:** in essa confluiscono le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà Polimeri Europa, Chemgas e Basell Brindisi;
- **Scarico n.2 - Policentrica Est :** in essa confluiscono le *acque in uscita dall'impianto di trattamento biologico* (di proprietà e gestione Polimeri Europa) e le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà Polimeri Europa ed **EniPower**;
- **Scarico n.3 - Policentrica Sud:** in essa confluiscono le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà **EniPower**, Polimeri Europa e Syndial;
- **Scarico n.10 - Policentrica Nord-Est:** in essa confluiscono le *acque di raffreddamento* e *meteoriche di dilavamento* provenienti da impianti di produzione e/o servizi di proprietà Polimeri Europa.

In Allegato B21 è riportata la planimetria delle reti fognarie di stabilimento.

In particolare gli scarichi di EniPower afferiscono allo Scarico n. 2 –Policentrica Est e allo scarico n. 3 – Policentrica Sud.



7.2.2.2 Scarichi idrici afferenti alle attività svolte da EniPower

Il processo di produzione di energia elettrica e vapore tramite cicli combinati ha un ridotto impatto sugli scarichi idrici che derivano da:

- Utilizzo acqua mare di raffreddamento dei condensatori;
- Svuotamento di apparecchiature contenenti acqua demineralizzata;
- Spurghi delle torre di raffreddamento;
- Acqua piovana proveniente da aree non d'impianto.

L'acque di cui sopra, una volta effettuata la loro funzione, vengono scaricate direttamente a mare dopo il passaggio dalle policentriche dove subiscono un processo di grigliatura superficiale e dissabbiatura. L'impatto ambientale è costituito dalla temperatura, il monitoraggio della temperatura di scarico viene fatta con termocoppie, posizionate sui pozzetti di raccolta.

Gli scarichi di tutte le altre tipologie di acqua sono raccolti nella fognatura interna di Stabilimento e quindi collettati nella rete delle acque reflue del sito multisocietario tramite 3 pozzetti. Le acque reflue di processo sono poi convogliate all'impianto di trattamento fisico - chimico di proprietà Polimeri Europa e da qui sono inviate alla policentrica EST.

In particolare la rete interna ENIPOWER relativa alle acque reflue di raffreddamento si colletta invece alla rete di stabilimento attraverso 10 pozzetti fiscali così denominati: DIFL/2, CTE1/1, CTE1/2, CTE1/3 (che confluiscono alla policentrica EST), DIFL/1, CTE3/1, CTE3/2, CTE3/3, CTE3/4 (che confluiscono alla policentrica OVEST)

Con Determina Dirigenziale n. 562 del 03.05.2007 la Provincia ha autorizzato lo scarico nei punti sopra citati e il conferimento delle acque reflue industriali all'impianto di depurazione di proprietà e gestione di Polimeri Europa.

Si riporta in l'ubicazione dei pozzetti fiscali relativi agli scarichi delle acque di raffreddamento e delle acque meteoriche di dilavamento afferenti a Enipower.

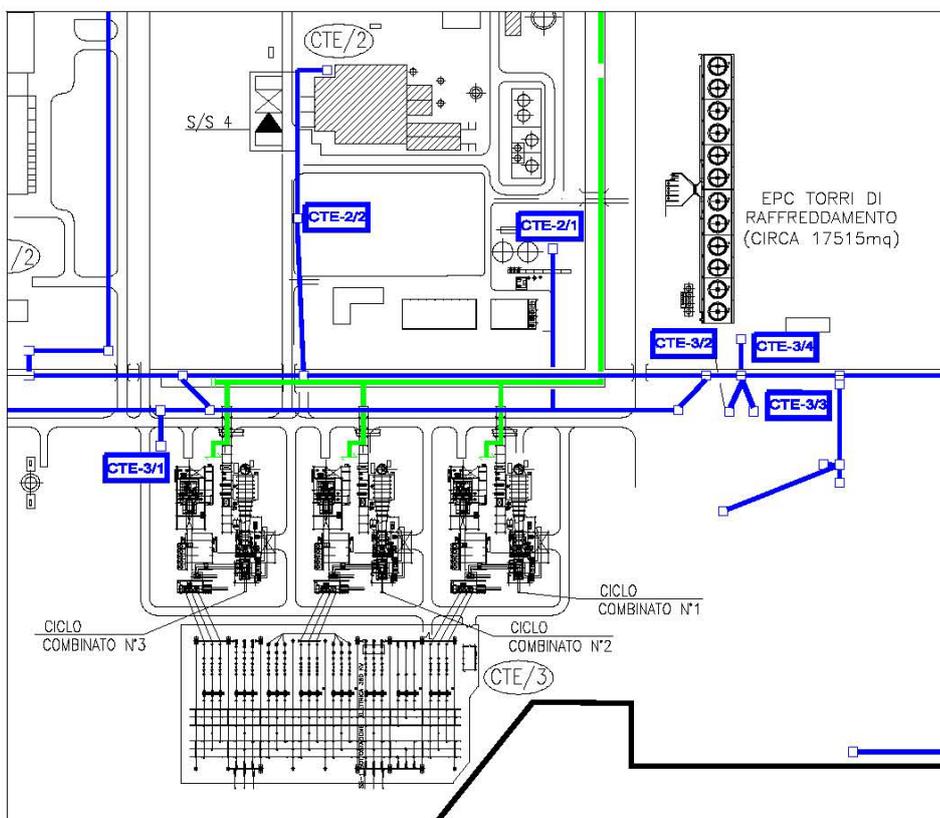
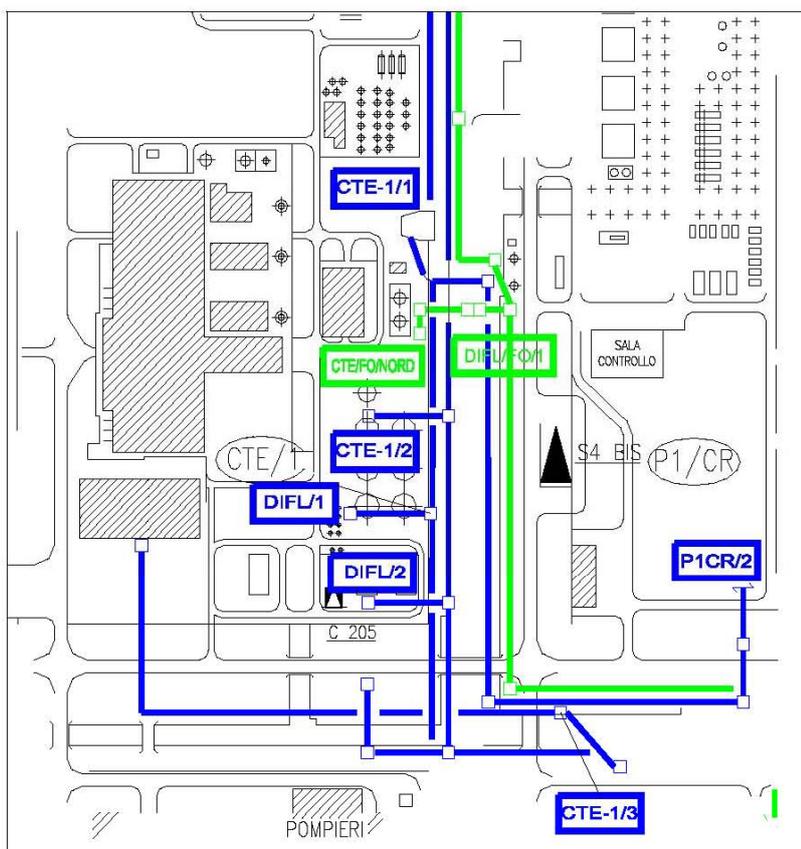


Figura 5: Pozzetti fiscali dove confluiscono le acque di raffreddamento e le acque meteoritiche di dilavamento delle aree EniPower.



7.3. Rifiuti

Le attività svolte da EniPower producono varie tipologie di rifiuti.

La quantità e tipologia di rifiuti prodotti non è un dato costante con gli anni in quanto è correlata sia alle produzioni che agli interventi di bonifica, pulizia, manutenzione periodica,...

I rifiuti generati dalle attività produttive svolte da EniPower all'interno dello Stabilimento di Brindisi sono:

- rifiuti RSUA (rifiuti solidi urbani e assimilabili)
- rifiuti speciali pericolosi e rifiuti speciali non pericolosi
- materiale a recupero.

I rifiuti speciali e speciali pericolosi sono costituiti da residui vari di manutenzione degli impianti di produzione o ad essi correlati.

Nel 2007 la produzione di rifiuti legata alle produzioni e ai servizi della centrale termoelettrica e di quella a ciclo combinato è stata di circa 26 t di rifiuti pericolosi e di circa 307 t di rifiuti non pericolosi.

In particolare si riporta in Tabella 3 la suddivisione dei rifiuti prodotti dalle attività produttive.

Tabella 3: Rifiuti prodotti dalle attività produttive svolte da EniPower riferiti all'anno 2007

RIFIUTI PERICOLOSI	25,54	tonnellate
Rifiuti speciali pericolosi destinati a discarica/smaltimento	9,7	tonnellate
- di cui avviati a discarica	9,7	tonnellate
Rifiuti speciali pericolosi a recupero	15,84	tonnellate
RIFIUTI NON PERICOLOSI	306,66	tonnellate
Rifiuti speciali non pericolosi destinati a discarica/smaltimento	272,08	tonnellate
- di cui avviati a discarica	272,08	tonnellate
Rifiuti speciali non pericolosi a recupero	34,58	tonnellate

Relativamente alle attività di bonifica dei terreni (cfr. Allegato A.26), si ha una produzione di rifiuti che, per l'anno 2007 si è attestata sui quantitativi riportati in Tabella 4.

Tabella 4: Rifiuti prodotti dalle attività di bonifica dei terreni svolta da EniPower (riferiti all'anno 2007)

Attività di bonifica dei terreni		
Rifiuti pericolosi a smaltimento	109,662	tonnellate
Rifiuti non pericolosi a smaltimento	18,107	tonnellate
Liquidi non pericolosi a smaltimento	466,38	tonnellate



Tali rifiuti sono strettamente correlati alla bonifica e pertanto non sono rappresentativi della produzione dei rifiuti prodotti dalle attività IPPC e dalle attività tecnicamente connesse.

Tutti i rifiuti prodotti da Enipower sono gestiti e smaltiti secondo specifiche procedure (cfr. Allegato B.25 e D.9) e vengono rigorosamente controllati e monitorati sia durante il trasporto che durante lo smaltimento finale.

I rifiuti sono comunque affidati ad aziende specializzate e in possesso di specifiche autorizzazioni.

EniPower gestisce inoltre dei depositi temporanei in cui sono raggruppati i rifiuti già confezionati ed in attesa della spedizione per lo smaltimento. Tali depositi sono recintati, chiusi e dotati di pavimentazione impermeabile e cordolata per il convogliamento di eventuali sversamenti in appositi pozzetti chiusi ed a tenuta per la loro raccolta e recupero.



7.4. *Rumore*

Per una descrizione dettagliata degli effetti sul comparto ambientale Rumore indotti dalla presenza degli impianti EniPower si rimanda all'Allegato B.24.



7.5. *Suolo e sottosuolo*

Relativamente a tale aspetto, nel sito EniPower , non esistono attività che diano luogo a valori significativi. E' stato eseguito un piano di caratterizzazione dei suoli secondo i disposti dell'art.9 del D.Lgs. 471/99.

Le aree che, durante la fase di costruzione dei cicli combinati, risultarono inquinate, sono state bonificate.

Le aree, acquisite con gli impianti di demineralizzazione, sono state sottoposte ad analisi di rischio sito specifica ai sensi del D.Lgs. n. 152/2006 e s.m.i. (la bonifica è in fase di svolgimento).

I dettagli relativi al piano di caratterizzazione del Sito e al progetto di bonifica dei terreni sono riportati in Allegato A.26-01.



8. CONDIZIONI DI MARCIA, AVVIAMENTO, TRANSITORIO E BLOCCHI TEMPORANEI DI IMPIANTO

ASSETTI DI MARCIA

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze quali, in particolare, richieste del mercato elettrico, soddisfacimento delle esigenze del sito multisocietario, interventi di manutenzione programmata.

Di norma si tiene un assetto con tre gruppi di generazione in funzione ed uno in riserva fredda o in manutenzione come meglio specificato di seguito.

PROGRAMMI MANUTENTIVI

Tutti i gruppi sono oggetto di manutenzioni programmate secondo calendari elaborati dai costruttori delle apparecchiature. Facendo riferimento alle apparecchiature principali le fermate per manutenzioni hanno la seguente durata:

- CC1 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- CC2 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- CC3 - ogni anno 15 giorni; ogni 3 anni 22 giorni; ogni 6 anni 37 giorni;
- T1, T2, T3 vengono fatti interventi opportunistici in base alla disponibilità di vapore dall'impianto di cracking
- B06 – vengono fatti interventi opportunistici durante le ore di riserva fredda.

In base a quanto sopra, spalmando le fermate in un periodo di 6 anni, e considerando anche le accidentalità secondo statistiche di riferimento si può affermare che il CC1, CC2 e CC3 marciano circa 8.000 ore/anno.

8.1. *Avviamento dei cicli combinati*

Le operazioni di avviamento del ciclo combinato prevedono 3 macro attività:

- preparazione caldaia (riempimento corpi cilindrici),
- predisposizione di vuoto al condensatore,
- start TG.

Attivato lo start TG, il sistema di controllo verifica tutti i permessi di avviamento e dà luogo alla sequenza.

Il dispositivo di avviamento (avviatore statico) accelera il rotore e durante questa viene effettuato il purging caldaia; terminato il purging la turbina a gas viene portata a circa 500 giri/minuto, a questa velocità viene aperta la valvola immissione gas naturale.

Il dispositivo di avviamento viene spento a circa 2100 giri/minuto e la turbina a gas continua ad accelerare fino a raggiungere la velocità nominale.

L'unità viene sincronizzata (3000 giri/1') ed il carico raggiunge il suo valore nominale secondo il punto di set point ed il gradiente selezionato.

Durante la presa di carico avviene l'operazione di switch da modo diffusione a modo premix.

In Figura 6 viene riportata la curva relativa alle principali grandezze caratteristiche della macchina (temp. dei gas all'uscita turbina e portata fumi) in funzione del numero di giri.

Tutti questi valori sono normalizzati rispetto ai valori di riferimento alle condizioni di base load.

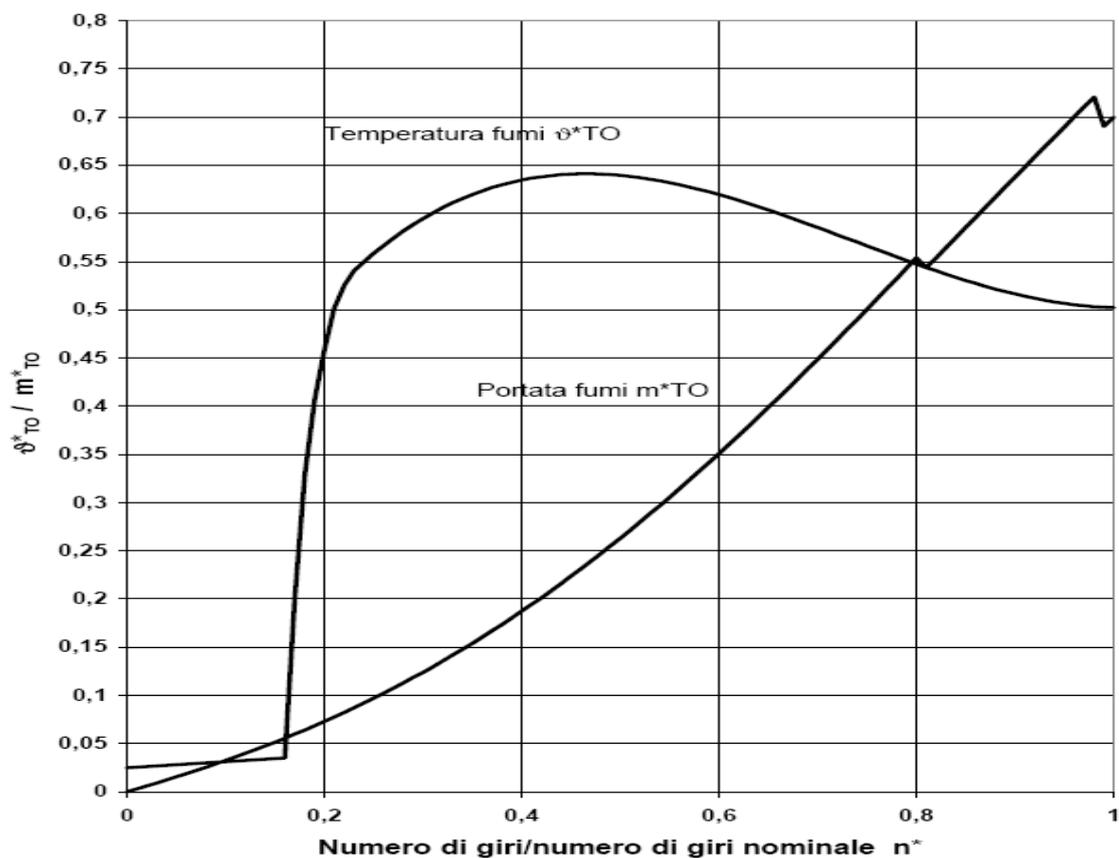


Figura 6: Curva delle principali grandezze caratteristiche della macchina in funzione del numero di giri.

Nel grafico di Figura 7 viene presentata la curva relativa alle grandezze caratteristiche termodinamiche (portata combustibile; portata fumi; temperatura fumi; efficienza ai morsetti del generatore) in funzione del carico.

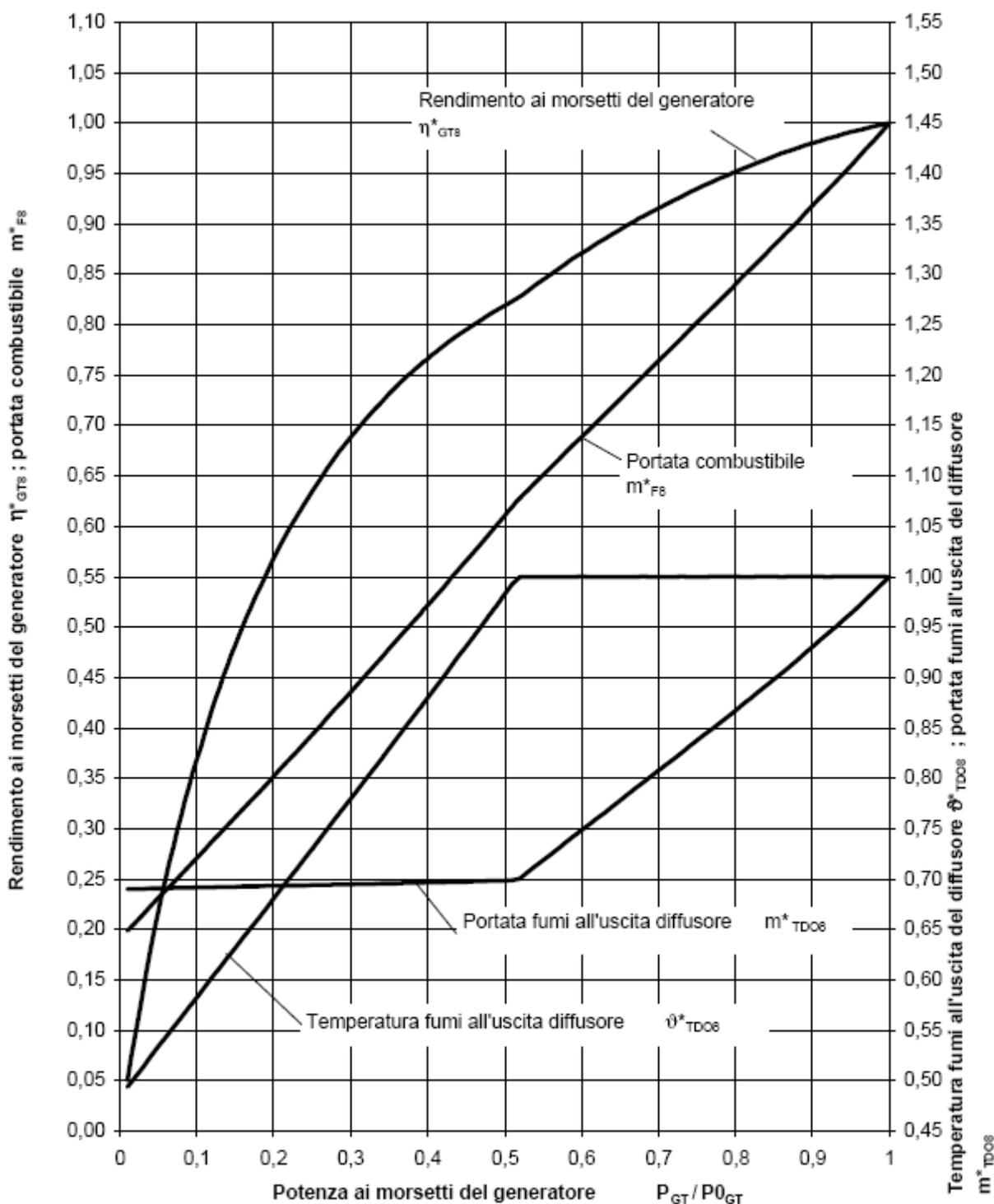


Figura 7: Curva grandezze caratteristiche termodinamiche in funzione del carico

Nella tabella riportata di seguito sono riassunti i carichi ed i consumi a carico base in condizioni ISO.



Potenza turbina a gas	266,41	MW
Potenza turbina a vapore (full condensig)	127,1	MW
Consumo metano	685643	kJ/sec
Portata fumi esausti	659	kg/sec
Temperatura gas esausti	578,2	°C

Durante la presa di carico del TG, il vapore prodotto dal GVR viene inviato al condensatore tramite il by-pass; quando le condizioni di temperatura del vapore prodotto sono a specifica (maggiore di 300 °C) si esegue l'avviamento del TV.

I parametri emissivi NO_x e CO, durante la fase di presa carico tendono a ridursi velocemente; nello specifico a carichi superiori al minimo tecnico (140 MW per il TG1, 175 MW per TG2 e 180,6 MW per TG3) risultano generalmente ben al di sotto della soglia ammissibile (50 e 30 mg/Nmc rispettivamente).

Durante la normale marcia, al fine di garantire un ampio margine di sicurezza nel rispetto dei limiti di emissione, la CTE ha fissato delle soglie più basse, il cui superamento causa l'attivazione di un allarme ed il conseguente intervento immediato del Capo Turno.

Parametro	U.M.	Soglia di riferimento (CTE)
CO	mg/Nm ³	25
NO _x (espressi come NO ₂)	mg/Nm ³	45
NO _x (espressi come NO ₂)	mg/Nm ³	40
Umidità relativa dell'aria	%	45

8.2. Marcia al di sotto del minimo tecnico

Al fine di garantire l'alimentazione al petrolchimico, solo in particolari condizioni gli impianti possono essere gestiti al di sotto del minimo tecnico per il tempo strettamente necessario.

8.3. Condizioni di marcia e fermate programmate

L'impianto è esercito in continuo fino ad un massimo di 8.640 ore/anno.

Gli assetti di marcia dei gruppi di generazione sono elaborati in funzione di diverse esigenze quali, in particolare, richieste del mercato elettrico, soddisfacimento delle esigenze del sito multisocietario, interventi di manutenzione programmata.

Sono previste sia fermate programmate per la manutenzione ordinaria, durante le quali viene effettuata una manutenzione generale delle apparecchiature e del piping e/o una manutenzione specifica di alcune apparecchiature, che sia fermate per la manutenzione straordinaria..

Le fermate sono calcolate su media esentale, tenendo conto di un ciclo completo di manutenzione che è di 6 anni, alcuni interventi manutentivi, infatti, sono svolti ogni anno, altri ogni 3 ed altri ogni 6 anni di esercizio dei gruppi, con conseguente diversa indisponibilità dei gruppi.



8.4. *Comportamento degli impianti in caso di malfunzionamento*

In caso di indisponibilità parziale o totale delle reti di servizio, si verifica l'attivazione dei piani di emergenza interni dei reparti e del piano di emergenza di Stabilimento.

Se l'indisponibilità è parziale, gli impianti rimangono in marcia regolare a carico ridotto e/o vengono effettuate le manovre previste dai manuali operativi per garantire la sicurezza di tale assetto di marcia, assicurando anche la qualità dei prodotti.

Se la mancanza dei servizi è totale, invece, gli impianti si fermano completamente ed assumono (in modo automatico per quel che concerne i parametri fondamentali) un assetto tale da non pregiudicare la sicurezza dell'installazione.

Le manovre da effettuare sono descritte nei manuali operativi di reparto.

Il personale risulta ampiamente formato e informato circa la gestione dell'impianto nelle situazioni di emergenza.

In particolare nel caso di indisponibilità di vari servizi il personale si comporta secondo quanto previsto dalle procedure di seguito elencate.

Carenze/mancanze	Procedura
Energia elettrica e vapore tecnologico	BR-SGSI-04/03
Metano Snam	BR-SGSI-06/05
Vapore	BRIN.PDEE.IS-03
Azoto	BR-SGSI 07/06
Acqua demineralizzata	SIPA BR-058



9. DISSERVIZI ANNO 2007

Si elencano nel seguito i blocchi temporanei non programmati che si sono avuti nell'ultimo anno (anno 2007).

GRUPPO	Data	Descrizione evento
CC1	05-gen	TV in blocco per apertura intempestiva congiuntore su sbarre 380 kV e conseguente intervento della logica IARE.
	13-apr	CC in blocco per alta accelerazione (anomalia su rilievo temperatura aspirazione compressore).
	14-apr	Fermata del gruppo per forte perdita da passo d'uomo corpo cilindrico AP lato est.
	17-apr	TG in blocco per alte vibrazioni cuscinetto TG (misura fittizia)
	29-lug	Blocco del gruppo per intervento intempestivo accelerazione in camera di combustione; durante il riavviamento è stato registrato un ulteriore blocco per intervento intempestivo protezione di antipompaggio (presso stati starati);
	31-lug	Blocco del gruppo per intervento intempestivo accelerazione in camera di combustione; il gruppo rimane fermo per sostituzione accelerometri.
	02-ago	blocco Tg per intervento intempestivo alte vibrazioni assolute;
	18-ago	Blocco del gruppo per intervento intempestivo accelerazione in camera di combustione;

GRUPPO	Data	Descrizione evento
CC2	22-feb	Blocco CC per alta accelerazione in camera di combustione durante le prove di commissioning da parte di Ansaldo.
	06-apr	CC in blocco per alta accelerazione in camera di combustione (11g) dovuta ad un malfunzionamento logica su valvola regolatrice off gas (calorimetri andati fuori servizio e vlv in apertura totale in quanto il valore della densità si era azzerato).
	26-ott	Blocco TG per accelerazione in camera di combustione;
	07-nov	Blocco TG per anomalia Simadyn;
	29-nov	Blocco TG per alta accelerazione;

GRUPPO	Data	Descrizione evento
CC3	12-feb	Blocco CC per alta accelerazione in camera di combustione (cambio bruciatori e problemi sulla regolazione combustione); durante la fermata si evidenziava una perdita in caldaia (drenaggio centrale RH);
	25-feb	Blocco TG per alta vibrazione assoluta cuscinetto TG.
	18-mar	Blocco CC per intervento intempestivo protezione di alta vibrazione su cuscinetto TG.
	06-apr	TV in blocco e TG in isola con lo Stabilimento per apertura linea 380 kV.
	12-mag	Tg in blocco durante il commissioning Off gas da parte di Ansaldo
	29-lug	Blocco turbina a vapore per anomalia su valvola di blocco
	31-ago	Blocco del gruppo per intervento intempestivo sensori di velocità
	04-set	Fermata TV per perdita di olio comando da un raccordo linea



10. PREVENZIONE DEGLI INCIDENTI E GESTIONE DELLE EMERGENZE

Per le attività, i processi, i materiali e le sostanze utilizzate nell'impianto l'emergenza maggiormente significativa riscontrabile è la possibilità di incendio.

L'impianto dispone del Certificato di Prevenzione Incendi, pratica n. 15005 (CFR. Allegato A.22).

Allo scopo di fronteggiare tale eventuale emergenza è stato redatto uno specifico Piano di emergenza interno e per poter mettere subito in atto un primo intervento contro l'emergenza incendio sono state istituite le squadre antincendio composte da personale di conduzione in turno in quanto la loro presenza in Centrale è assicurata permanentemente, 24 ore al giorno per tutti i giorni dell'anno.

Tutti i lavoratori incaricati all'attuazione delle misure di prevenzione incendi e lotta antincendio, di salvataggio e di gestione dell'emergenza, hanno sostenuto un esame presso i Vigili del Fuoco per il conseguimento di un attestato di idoneità tecnica come previsto dal D.M. 10/03/98 art. 6.

Tale personale viene inoltre regolarmente formato e informato secondo quanto previsto dalle normative vigenti; vengono altresì effettuate periodicamente simulazioni per la gestione delle emergenze secondo quanto previsto dal piano di emergenza.

Le attività svolte all'interno degli impianti, con particolare riferimento a quelle che possono avere un impatto sulla sicurezza, sono inoltre procedurate e regolate attraverso i Permessi di Lavoro.

Anche il personale di Terzi che svolge attività per conto di EniPower all'interno dello Stabilimento di Brindisi è ampiamente formato ed informato riguardo i rischi presenti sull'impianto ivi compresi quelli che possono avere impatto sull'ambiente.

L'autorizzazione ad operare viene rilasciata all'Appaltatore solo dopo l'esibizione del Piano Operativo di Sicurezza.

In occasione di attività rilevanti e/o con presenza contemporanea di più ditte sul cantiere vengono valutati i rischi derivanti alle interferenze al fine di eliminare le stesse.



Particolare CTE/1 - scala 1:2.000



Particolare CTE/3 - scala 1:2.000



LEGENDA

- LINEA DI ADDIZIONE ACQUA MARE
- LINEA DI ADDIZIONE ACQUA POTABILE
- LINEA DI ADDIZIONE ACQUA POZZO
- LINEA DI ADDIZIONE ACQUA DEMINERALIZZATA
- PERIMETRAZIONE DELLO STABILIMENTO PETROLCHIMICO DI BRINDISI



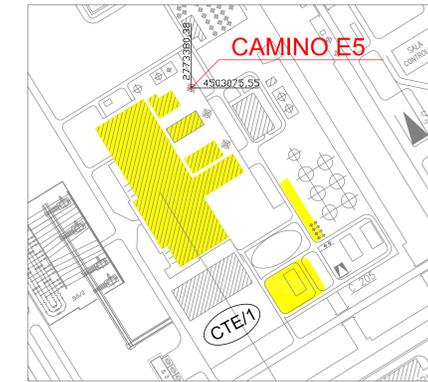
NOTA

Le coordinate sono riferite al sistema GAUSS-BOAGA

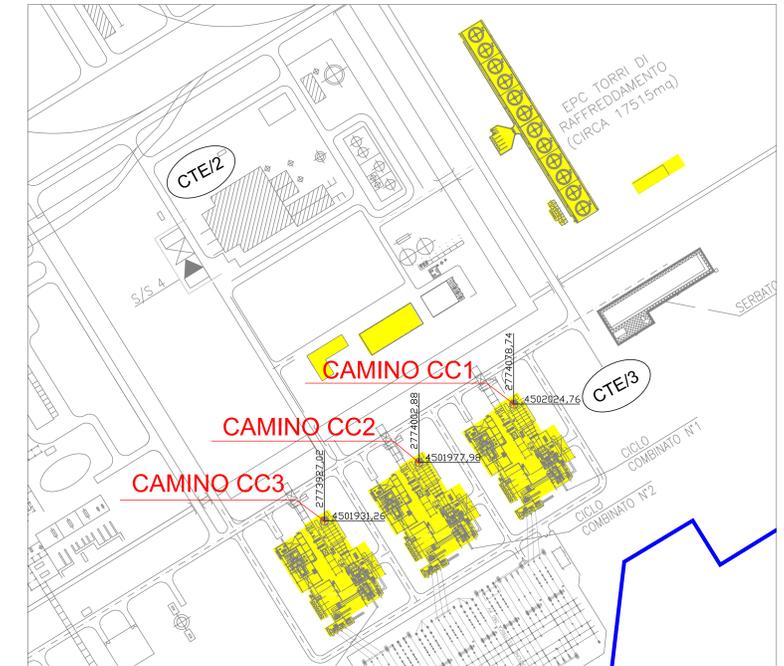
1	0	05/09/08	EMISSIONE	A. CARLINI	ASCI	BIAGOLI
REVISIONE	REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	DISEGN.	CONTR.	APPROV.
CLIENTE				PROGETTATO DA 		
TITOLO	DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE					TAV. N° B19
OGGETTO	ALLEGATO B 19 PLANIMETRIA DELL'APPROVIGIONAMENTO E DISTRIBUZIONE IDRICA					SCALA SCALE 1:5.000 - 1:2.000
COMMESSA	IMPianto	FORMATO				
DIS. N°	FOGLIO	DI				
FILE	1	1				
FILE	SOSTITUISCE IL	SOSTITUITO DA				
FILE	REPLACES	REPLACES BY				
DOCUMENTO DI PROPRIETA' SIMAM - LA SOCIETA' "INTELESA" I PROPRI DIRITTI IN SEDE CIVILE E PENALE A TERMI NE DI LEGGE. THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF SIMAM-WHO WILL SAFEGUARD ITS RIGHTS ACCORDING TO THE CIV. AND PENAL PROVISIONS OF THE LAW.						



Particolare CTE/1 - scala 1:2.000



Particolare CTE/3 - scala 1:2.000



- LEGENDA**
- PERIMETRAZIONE DELLO STABILIMENTO PETROLCHIMICO DI BRINDISI
 - + PUNTI DI EMISSIONE

NOTA
Le coordinate sono riferite al sistema GAUSS-BOAGA

Punti di emissione

Sigla camino	Coordinata Est	Coordinata Nord
CC1	2.774.078,74	4.502.024,76
CC2	2.774.002,88	4.501.977,98
CC3	2.773.927,02	4.501.931,26
E5	2.773.380,38	4.503.075,55

1	05/09/08	INSERIMENTO COORDINATE PUNTI EMISSIONE	M.PETROLATI	M.PETROLATI	GROSSI
0	05/09/08	EMISIONE	A.CARLINI	ASCI	BIAGOLI
REVISIONE	DATA	DESCRIZIONE	DESIGN.	CONTR.	APPROV.
CLIENTE				PROGETTATO DA 	
TITOLO	DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE				TAV. N° B20
OGGETTO	ALLEGATO B 20 PLANIMETRIA STABILIMENTO CON INDIVIDUAZIONE PUNTI DI EMISSIONE E TRATTAMENTO SCARICHI IN ATMOSFERA				
COMMESSA	IMPIANTO	FORMATO			
DIS. N°	FOGLIO	DI			
NUM. FILE	SOSTITUISCE IL	SOSTITUITO DA			
FILE NAME	REPLACES	REPLACES BY	SCALA SCALE 1:5.000 - 1:2.000		
DOCUMENTO DI PROPRIETA' SIMAM - LA SOCIETA' "INTELESA" I PROPRI DIRITTI IN SEDE CIVILE E PENALE A TERMINE DI LEGGE. THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF SIMAM-WHO WILL SAFEGUARD ITS RIGHTS ACCORDING TO THE CIV. AND PENAL PROVISIONS OF THE LAW.					



- LEGENDA**
- Sxx ● PUNTI DI RILIEVO EMISSIONI
 - Rxx ● PUNTI DI RILIEVO IMMISSIONI
 - CONFINE EniPower S.p.a.
 - SORGENTI
 - PERIMETRAZIONE DELLO STABILIMENTO PETROLCHIMICO DI BRINDISI

NOTA
Le coordinate sono riferite al sistema GAUSS-BOAGA

1	0	05/09/08	EMMISSIONE	A. CARLINI	ASCI	BIAGOLI
REVISIONE	NUMERO	DATA	DESCRIZIONE	DISEGN.	CONTR.	APPROV.
			SCOPI/FINE	PROF.	DESTIN.	APPROV.
CLIENTE				PROGETTATO DA		
TITOLO	DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE INTEGRATA AMBIENTALE					TAV. N°
						DIS. N°
OGGETTO	ALLEGATO B 23 PLANIMETRIA STABILIMENTO CON INDIVIDUAZIONE PUNTI DI ORIGINE E ZONE DI INFLUENZA DELLE SORGENTI SONORE					B23
COMMESSA	IMPIANTO	FORMATO				
JOB	PLANT	SIB	A0			
DIS. N°	FOGLIO	DI				
PROJ. N°	DI	DI				
FILE NAME	SOSTITUISCE IL	SOSTITUITO DA				
	REPLACES	REPLACES BY				
			SCALA	1:4.000		
			SCALE	1:4.000		

DOCUMENTO DI PROPRIETA' SIMAM - LA SOCIETA' "INTELESA" PROPRIE DIRITTI IN SEDE CIVILE E PENALE A TERMINE DI LEGGE. THIS DOCUMENT IS THE PROPERTY OF SIMAM-WHO WILL SAFEGUARD ITS RIGHTS ACCORDING TO THE CIVIL AND PENAL PROVISIONS OF THE LAW.