




ERG RAFFINERIE MEDITERRANEE S.p.A.

Raffineria ISAB – Impianti Sud

Priolo Gargallo (SR)


**DOMANDA DI AUTORIZZAZIONE
INTEGRATA AMBIENTALE**

<i>ALLEGATO D15</i>	RELAZIONE SULLA SOLUZIONE MTD SODDISFACENTE (GAP ANALYSIS)
----------------------------	---


			CLIENTE: ERG MED
			PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC
	N° Progetto A621	Rev. 0	

INDICE


1	UNITA' 100 DISTILLAZIONE ATMOSFERICA E DISSALAZIONE GREZZO.....	1
1.1	Organizzazione.....	1
1.2	Descrizione del Processo.....	1
1.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	2
1.4	Schema di processo semplificato	2
1.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	3
1.6	Distillazione Atmosferica.....	3
1.7	Dissalazione Grezzo.....	3
1.8	Stato di applicazione delle BAT competenti.....	4
1.8.1	Allegati	8
2	UNITA' 200 A DESOLFORAZIONE GASOLIO.....	9
2.1	Organizzazione.....	9
2.2	Descrizione del Processo.....	9
2.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	10
2.4	Schema di processo semplificato	10
2.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	11
2.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	12
2.6.1	Allegati	13
3	UNITA' 200 DESOLFORAZIONE NAFTA.....	14
3.1	Organizzazione.....	14
3.2	Descrizione del Processo.....	14
3.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	15
3.4	Schema di processo semplificato	15
3.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	16
3.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	17
3.6.1	Allegati	18
4	UNITA' 300 DESOLFORAZIONE KEROSENE	19
4.1	Organizzazione.....	19
4.2	Descrizione del Processo.....	19
4.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	20
4.4	Schema di processo semplificato	20
4.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	21
4.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	22
4.6.1	Allegati	23
5	UNITA' 400 DESOLFORAZIONE GASOLIO.....	24
5.1	Organizzazione.....	24
5.2	Descrizione del Processo.....	24
5.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	25
5.4	Schema di processo semplificato	25
5.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	26
5.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	27
5.6.1	Allegati	28
6	UNITA' 500 POWERFORMER	29
6.1	Organizzazione.....	29
6.2	Descrizione del Processo.....	29
6.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	30
6.4	Schema di processo semplificato	30
6.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	31
6.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	32
6.6.1	Allegati	33
7	UNITA' 600 DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO.....	34
7.1	Organizzazione.....	34

 CONSER			CLIENTE: ERG MED
			PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC
	N° Progetto A621	Rev. 0	

7.2	Descrizione del Processo.....	34
7.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	35
7.4	Schema di processo semplificato	35
7.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	36
7.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	37
7.6.1	Allegati	39
8	UNITA' 700/700 A GOFINER/SPLITTING GOFINATO.....	40
8.1	Organizzazione.....	40
8.2	Descrizione del Processo.....	40
8.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	41
8.4	Schema di processo semplificato	41
8.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	42
8.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	43
8.6.1	Allegati	46
9	UNITA' 800 IMPIANTO PRODUZIONE IDROGENO.....	47
9.1	Organizzazione.....	47
9.2	Descrizione del Processo.....	47
9.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	47
9.4	Schema di processo semplificato	47
9.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	48
9.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	48
9.6.1	Allegati	49
10	UNITA' 1000 ISOMERIZZAZIONE.....	50
10.1	Organizzazione.....	50
10.2	Descrizione del Processo.....	50
10.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	51
10.4	Schema di processo semplificato.....	51
10.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	52
10.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	52
10.6.1	Allegati	53
11	UNITA' 1100 LAVAGGIO AMMINICO E DI RIGENERAZIONE MDEA.....	54
11.1	Organizzazione.....	54
11.2	Descrizione del Processo.....	54
11.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	54
11.3.1	Lavaggio Amminico	54
11.3.2	Rigenerazione <u>MDEA</u>	54
11.4	Schema di processo semplificato.....	55
11.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 4– <i>Techniques to Consider in the Determination of BAT</i>	55
11.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	56
11.6.1	Allegati	57
12	UNITA' 1200/1200 M CLAUS E MAXISULF.....	58
12.1	Organizzazione.....	58
12.2	Descrizione del Processo.....	58
12.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	58
12.4	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	59
12.5	Stato di applicazione delle BAT competenti	59
13	UNITA' 1400 IMPIANTO SWS	62
13.1	Organizzazione.....	62
13.2	Descrizione del Processo.....	62
13.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	63
13.4	Schema di processo semplificato.....	63
13.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 4– <i>Techniques to Consider in the Determination of BAT</i>	64
13.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	64
13.6.1	Allegati	65

 CONSER			
	CLIENTE: ERG MED		
	PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
	N° Progetto A621	Rev. 0	


14	UNITA' 1600 A THERMAL CRACKING	66
14.1	Organizzazione	66
14.2	Descrizione del Processo	66
14.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	67
14.4	Schema di processo semplificato.....	67
14.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	68
14.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	68
14.6.1	Allegati	69
15	UNITA' 1600 VISBREAKING	70
15.1	Organizzazione	70
15.2	Descrizione del Processo.....	70
15.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	71
15.4	Schema di processo semplificato.....	71
15.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	72
15.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	72
15.6.1	Allegati	73
16	UNITA' 1800 DESOLFORAZIONE GASOLIO	74
16.1	Organizzazione	74
16.2	Descrizione del Processo.....	74
16.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	74
16.4	Schema a blocchi.....	75
16.5	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	75
16.6	Stato di applicazione delle BAT competenti	76
17	UNITA' 2800 TRATTAMENTO ACQUE OLEOSE	78
17.1	Organizzazione	78
17.2	Descrizione del Processo.....	78
17.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	79
17.4	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	80
17.4.1	Stato di applicazione delle BAT competenti	80
17.4.2	Confronto emissioni con IPPC – Charter 4 – Techniques to consider in the determination of BAT.....	83
18	UNITA' 2500 IMPIANTO ACQUA MARE RAFFREDDAMENTO	85
18.1	Organizzazione	85
18.2	Descrizione del Processo.....	85
18.3	Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita	85
18.3.1	Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3– <i>Environmental Aspects of Industrial Cooling Systems and Applied Prevention and Reduction Techniques</i>	86
18.4	Stato di applicazione delle BAT competenti	87
19	UNITA' STOCCAGGIO E TRASFERIMENTO FLUIDI	91
19.1	Organizzazione	91
19.2	Descrizione del Processo e Capacità	91
19.2.1	Stoccaggi	91
19.2.2	Sistema di Pesatura.....	93
19.2.3	Sistema di Trasferimento.....	93
19.2.4	Sistema di Carico.....	93
19.2.5	Schema di processo semplificato.....	93
19.2.6	Planimetria e sezioni.....	93
19.3	Confronto emissioni con IPPC–Chapter 3– <i>Applied Storage, Tranfer and Handling Techniques</i>	94
19.4	Stato di applicazione delle BAT competenti	95
19.5	Stoccaggio di Liquidi e Gas Liquefatti.....	96
19.6	Trasferimento e Trattamento di Liquidi e Gas Liquefatti	104
19.7	Allegati	106
20	PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA - FORNI DI RAFFINERIA-.....	113
20.1	Descrizione	113
20.2	Confronto emisisoni con IPPC–Chapter 3– <i>Emission and consumption level</i>	114

 CONSER			
	CLIENTE: ERG MED		
	PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
	N° Progetto	Rev.	
	A621	0	

20.2.1	Combustibili utilizzati	114
20.2.2	Emissioni	114
	Le emissioni totali, ricavabili dalle tabelle di cui sopra, ed il loro confronto con quanto indicato nelle IPPC è di seguito riportato:.....	117
20.3	Stato di applicazione delle BAT competenti	118
21	ADDENDUM ALLE BAT	125
21.1	Unità U-100.....	125
21.2	Unità U-200.....	126
21.3	Unità U-200 A.....	127
21.4	Unità U-300.....	128
21.5	Unità U-400.....	129
21.6	Unità U-500.....	130
21.7	Unità U-600.....	131
21.8	Unità U-700/U-700 A.....	132
21.8.1	Unità 700	132
21.8.2	Unità 700 A	132
21.9	Unità U-800.....	134
21.10	Unità U-1000.....	134
21.11	Unità U-1200/U-1200 M	135
21.12	Unità U-1600.....	135
21.13	Unità U-1600 A	136
21.14	Unità U-1800.....	137

Allegati:

- Schema di processo semplificato Impianto 100
- Schema di processo semplificato Impianto 200A
- Schema di processo semplificato Impianto 200
- Schema di processo semplificato Impianto 300
- Schema di processo semplificato Impianto 400
- Schema di processo semplificato Impianto 500
- Schema di processo semplificato Impianto 600
- Schema di processo semplificato Impianto 700/700A
- Schema di processo semplificato Impianto 800
- Schema di processo semplificato Impianto 1000
- Schema di processo semplificato Impianto 1100
- Schema di processo semplificato Impianto 1400
- Schema di processo semplificato Impianto 1600A
- Schema di processo semplificato Impianto 1600

	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

1 UNITA' 100 DISTILLAZIONE ATMOSFERICA E DISSALAZIONE GREZZO

1.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

1.2 Descrizione del Processo


L'impianto lavora grezzi e residui ad una pressione di poco superiore alla pressione atmosferica. Ha lo scopo di realizzare il frazionamento del grezzo in una serie di prodotti intermedi da destinarsi alla preparazione di prodotti finiti.

Il greggio, dopo una processo di dissalaggio ed un preriscaldamento, arriva al forno di carica passando quindi nella colonna di distillazione atmosferica, dalla quale provengono essenzialmente i seguenti tagli:

- Gas e GPL
- Virgin nafta (benzina grezza)
- Kerosene leggero
- Kerosene pesante
- Gasolio leggero
- Gasolio medio
- Gasolio pesante
- Residuo atmosferico

Questi prodotti sono inviati a stoccaggio o in cascata ad altri impianti per essere ulteriormente rilavorati.

Per ulteriori informazioni si faccia riferimento al manuale operativo disponibile presso il reparto.

	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED			
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC			
		<table border="1"> <tr> <td>N° Progetto A621</td> <td>Rev. 0</td> <td></td> </tr> </table>	N° Progetto A621	Rev. 0	
N° Progetto A621	Rev. 0				

1.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Grezzo	11854305
Rilavorazione di nafte e slop	475529


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gas e GPL	14542
Benzina Topping	1794415
Kerosene leggero	771098
Kerosene pesante	873166
Gasolio Leggero	1872482
Gasolio medio	579947
Gasolio Pesante	267586
Residuo atmosferico	6156598

Capacità di progetto: 36.000 t/g (di grezzo trattato)

1.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato.

	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

1.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

1.6 Distillazione Atmosferica

L'unità di distillazione atmosferica è una unità convenzionale progettata per trattare una capacità massima di 12.000.000 ton/anno di grezzo. Il recupero di calore viene normalmente massimizzato al fine di contenere i consumi di combustibile e limitare i consumi di acqua di raffreddamento.


Per quanto riguarda i consumi per l'unità di distillazione atmosferica la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.19 – consumption-) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di distillazione atmosferica della raffineria ISAB SUD

	IPPC	Distillazione atmosferica
Fuel MJ/ton	400-680	520
Electricity kwh/t	4-6	6.4
Steam consumed (kg/ton)	25-30	24
Cooling water (m3/t H2O, ΔT=17°C)	4.0	0.86

1.7 Dissalazione Grezzo

Per quanto riguarda i consumi per la sezione di dissalazione la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.19 – consumption-) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di distillazione atmosferica della raffineria ISAB SUD.

IPPC			Distillazione Atmosferica		
Water Wash (% vv)	T (°C)	Densità grezzo (Kg/m3)	Water Wash (% vv)	T (°C)	Densità grezzo (Kg/m3)
3-4	115-125	<825			
4-7	125-140	825-875	4.0	124	871
7-10	140-150	>875			

	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


1.8 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative all'unità di dissalazione grezzo e all'unità di distillazione atmosferica sono riportate ai punti 9 e 19 del paragrafo 5.2 del nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nei prospetti di seguito riportati viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.


Nei prospetti, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.


	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

Dissalazione Grezzo

TECNICA	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	Note
4.9.1	Uso di desalter multistadio per le nuove installazioni	Non richiesto	Il grado di dissolvenza raggiunto è soddisfacente con il rapporto H ₂ O/HC al minimo previsto da IPPC	
4.9.1-3	Applicazione di buone tecniche di desalting allo scopo di ottimizzare i processi a valle e la quantità di acque reflue	Applicata	Sono utilizzati agenti demulsificanti classificati non pericolosi per l'ambiente. L'acqua effluente dal desalter è inviata ad un settling drum per rimozione idrocarburi; inoltre l'acqua, prima di essere inviata al Waste Water Treatment, viene ulteriormente trattata in un separatore API	
4.9.4	Massimizzazione del riutilizzo di acqua di raffineria come acqua di desalting	Applicata	Sono utilizzate le acque da Sour Water Stripper	

	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	


TECNICA	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	Note
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ ribollire gli stripper laterali con un ribollitore a recupero di calore piuttosto che con vapore ➤ Utilizzo di composti antisporcamento per aumentare i coefficienti di trasferimento di calore negli scambiatori ➤ Applicazione di controlli di processo avanzati 	<p style="text-align: center;">Non Applicabile</p> <p style="text-align: center;">Applicata</p> <p style="text-align: center;">Applicata</p>	<p>Gli stripper laterali utilizzano vapore a bassa pressione. Non è conveniente sostituire il vapore di stripping, poiché non c'è posto per i ribollitori. Inoltre nella raffineria ci sono molti recuperi di calore di basso livello termico con produzione di vapore a bassa pressione</p> <p>I composti anti sporcamento vengono utilizzati per aumentare l'efficienza del recupero termico.</p> <p>Sistemi di controllo avanzato sono già utilizzati per ottimizzare l'operazione della colonna di distillazione primaria.</p>	
4.19.4	Massimizzare l'uso di pompe da vuoto ad anello liquido e di condensatori a superficie per la sezione di testa delle colonne da vuoto	Non Applicabile	Applicabile alle sezioni sotto vuoto che non sono presenti in questa unità.	
4.19.8	Altre tecniche da considerare <ul style="list-style-type: none"> ➤ Riciclo degli slop e dei fanghi al topping ➤ Invio degli scarichi delle valvole di sicurezza di testa topping a torcia 	<p style="text-align: center;">Applicata</p> <p style="text-align: center;">Parzialmente applicata</p>	<p>La possibilità di trattare nell'unità di distillazione del greggio gli slop è già prevista</p> <p>Le PSV di testa colonna topping, con $P_{SET} = 3.5 \text{ Kg/cm}^2$, scaricano all'atmosfera. Ci sono altre tre PSV sulla vapor line, collettate a B.D. con</p>	Per tutti gli scenari di sovrappressione della colonna aventi maggiore

	Unità 100 <i>Distillazione Atmosferica e Dissalazione Grezzo</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

			$P_{SET} = 3.3 \text{ Kg/cm}^2$, per anticipare l'azione delle altre	frequenza, gli scarichi sono collettati a Blow-Down; per frequenza inferiore gli scarichi fino ad una certa portata scaricano a B.D.; portate superiori sono scaricate in Atm in posizione di sicurezza.
	➤ Il sistema di decoking deve essere provvisto di un adeguato K.O. drum e da un sistema di eliminazione delle polveri	Applicata	Il sistema esistente utilizza un K.O. drum che abbatte anche le polveri	
4.19.7	Trattamento e riutilizzo delle acque acide	Applicata	L'acqua acida raccolta nell'accumulatore di testa viene riutilizzata al dissalatore dopo trattamento a SWS	

1.8.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 200 A <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

2 UNITA' 200 A DESOLFORAZIONE GASOLIO

2.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

2.2 Descrizione del Processo


L'impianto ha il compito di desolforare il gasolio leggero da Topping e da Visbreaking, tramite un'azione di idrogenazione catalitica in presenza di idrogeno in operazione ONCE THROUGH.

L'effluente reattore viene raffreddato ed inviato in una coppia di separatori (caldo/freddo) dove il gas viene separato dal liquido.

Il liquido viene inviato in uno stripper e successivamente a stoccaggio.

Il gas ricco in H₂ viene lavato in un assorbitore amminico e successivamente inviato alle unità di desolforazione a valle.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 200 A <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

2.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio da Visbreaking/Topping	1997529


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio Desolforato	1966670
Benzina semilavorata	24497
Fuel Gas	26008

Capacità di progetto: 6.120 t/g (di gasolio)

2.4 Schema di processo semplificato


In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 200 A <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

2.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di desolforazione gasolio 200 A è progettata per trattare una capacità massima di 2234000 ton/anno di gasolio al fine di ridurre il contenuto di zolfo sino a 10 ppm. L'unità è alimentata con il gasolio proveniente dall'impianto di topping e dall'impianto di Visbreaking. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di desolforazione gasolio, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.13 –Hydrogen consuming processes - distillate processed) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione gasolio 200 A.

	IPCC	HDS G.O. U-200 A
Kg H2 per ton of feed	1-15	5.2
Fuel MJ/ton	300-500	178
Electricity kwh/t	10-20	5.3
Steam consumed (kg/ton)	60-150	11
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	2-3	0.37
Wash water (kg/ton)	30-40	0

	Unità 200 A <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


2.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità che consumano idrogeno sono riportate nel punto 13 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 200 A <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.13.6	Progettare e modificare ove possibile l'unità di hydrocracker (sezione reazione e frazionamento) con sistema ad elevata integrazione termica applicando analisi di ottimizzazione energetica e sistemi di separazione a 4 stadi	Non applicabile	L'unità 200 A non è un hydrocracker, ma una Unità di desolforazione con idrogeno. I recuperi termici sono stati massimizzati sia con recuperi interni all'unità sia con recuperi esterni	
4.13.1,2, 6,7	Utilizzare il recupero termico da correnti di processo ad alta temperatura in WHB e il recupero energetico nelle unità ad alta pressione.(letting down liquid)	Non applicabile	L'unità 200 A lavora ad una Pressione pari a circa 40 kg/cm ² g all' ingresso reattore. Il recupero di potenza per riduzione di pressione del liquido non è giustificato in termini di investimento/ benefici sia nel sistema di lavaggio MDEA sia nell'espansione del gasolio dal separatore ad alta pressione	
4.23.5.1	Inviare gli off gas che contengono H ₂ S al sistema ammine e recupero zolfo	Applicata	I gas acidi vengono assorbiti con una soluzione di MDEA	
4.24.1 4.15.6	Inviare le acque acide contenenti H ₂ S e NH ₃ all'appropriato trattamento	Applicata	Le acque acide vengono inviate ad un sistema centralizzato di strippaggio	
4.13.4	Utilizzare il rimpiazzo del catalizzatore on stream per cariche ad alto contenuto di metalli	Non applicabile	Le cariche all'impianto hanno un basso contenuto di metalli	
4.25.3	Promuovere opzioni per la rigenerazione del catalizzatore in accordo con il fornitore stesso	Applicata	Il catalizzatore quando esaurito viene sostituito e viene rigenerato off-site da società specializzate	

2.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 200 <i>Desolforazione Nafta</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

3 UNITA' 200 DESOLFORAZIONE NAFTA

3.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

3.2 Descrizione del Processo


L'impianto di desolforazione della Virgin Nafta svolge la funzione di ridurre, mediante un processo catalitico di idrogenazione selettiva, lo zolfo contenuto nella frazione di nafta prodotta dall'impianto Topping.

La carica, in presenza di un gas ricco di idrogeno (Treat Gas) proveniente dall'impianto Powerformer, è fatta passare alla temperatura di reazione attraverso due reattori in serie, all'interno dei quali avvengono le reazioni di desolforazione.

Il prodotto liquido desolforato è successivamente sottoposto a deetanizzazione, debutanizzazione e splitaggio nei tagli Virgin Nafta Leggera, Virgin Nafta Media, Virgin Nafta Pesante.

È prevista una sezione dedicata al lavaggio del GPL prodotto dalla debutananizzatrice con soluzione amminica di MDEA, allo scopo di rimuovere l'idrogeno solforato.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 200 <i>Desolforazione Nafta</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

3.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Nafta di carica	2400942


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Benzina Stabilizzata (carica Splitter)	2174194
GPL	241392
Fuel Gas	78288

Capacità di progetto: 7.430 t/g (di nafta)

3.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato


	Unità 200 <i>Desolforazione Nafta</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

3.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di desolforazione nafta 200 è progettata per trattare una capacità massima di 2.712.000 ton/anno di nafta. L'unità è alimentata principalmente con la nafta proveniente dall'impianto di topping. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di desolforazione nafta, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.13 –Hydrogen consuming processes – Naphta Processed) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione nafta 200.

	IPCC	HDS NAFTA U-200
Kg H2 per ton of feed	1-15	1.3
Fuel MJ/ton	200-350	237
Electricity kwh/t	5-10	2.6
Steam consumed (kg/ton)	10-60	5 (1)
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	2-3	8.83
Wash water (kg/ton)	40-50	0

Nota (1): L'unità produce vapore a bassa pressione per 19 kg/ton feed, consuma vapore ad alta pressione per 24 kg/ton feed.

	Unità 200 <i>Desolforazione Nafta</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


3.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità che consumano idrogeno sono riportate nel punto 13 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 200 <i>Desolforazione Nafta</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.13.6	Progettare e modificare o, ove possibile, l'unità di hydro-cracker (sezione reazione e frazionamento) con sistema ad elevata integrazione termica applicando analisi di ottimizzazione energetica e sistemi di separazione a 4 stadi	Non applicabile	L'unità 200 non è un hydrocracking, ma una Unità di desolforazione con idrogeno. I recuperi termici sono stati massimizzati sia con recuperi interni all'unità sia con recuperi esterni	
4.13.1,2, 6,7	Utilizzare il recupero termico da correnti di processo ad alta temperatura in WHB e il recupero energetico nelle unità ad alta pressione (letting down liquid)	Non applicabile	L'unità 200 lavora ad una pressione pari a circa 40 kg/cm2(g) nella sezione di reazione. Il recupero di potenza per riduzione di pressione del liquido non è giustificato in termini di investimento/benefici sia nel sistema di lavaggio amminico, sia nell'espansione della nafta di carica Deetanatrice.	
4.23.5.1	Inviare gli off gas che contengono H2S al sistema ammine e recupero zolfo	Applicata	I gas acidi vengono lavati con una soluzione MDEA.	
4.24.1 4.15.6	Inviare le acque acide contenenti H2S e NH3 all'appropriato trattamento	Applicata	Le acque acide vengono inviate ad un sistema centralizzato di strippaggio.	
4.13.4	Utilizzare il rimpiazzo del catalizzatore on stream per cariche ad alto contenuto di metalli	Non applicabile	Le cariche all'impianto hanno un basso contenuto di metalli.	
4.25.3	Promuovere opzioni per la rigenerazione del catalizzatore in accordo con il fornitore stesso	Applicata	Il catalizzatore, quando esaurito, viene sostituito e rigenerato off-site da società specializzate.	

3.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 300 <i>Desolfurazione Kerosene</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

4 UNITA' 300 DESOLFORAZIONE KEROSENE

4.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

4.2 Descrizione del Processo


L'impianto ha il compito di desolfurare il kerosene (KEL + KEP) proveniente dal Topping, tramite un'azione di idrogenazione catalitica in presenza di idrogeno in operazione "ONE THROUGH".

L'effluente reattore viene raffreddato ed inviato ad una coppia di separatori (caldo/freddo) dove il gas viene separato da liquido.

Il liquido viene inviato in un stripper e successivamente a stoccaggio.

Il gas ricco in H₂ viene inviato in un successivo lavaggio amminico e successivamente immesso nel circuito idrogeno di Raffineria.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità

	Unità 300 <i>Desolforazione Kerosene</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

4.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Kerosene da Topping	1019068


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Kerosene desolfurato	965721
Benzina semilavorata	62427
Fuel-Gas	6598

Capacità di progetto: 4416 t/g (di kerosene)

4.4 Schema di processo semplificato


In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 300 <i>Desolforazione Kerosene</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

4.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di desolforazione kerosene 300 è progettata per trattare una capacità massima di 1.600.000 ton/anno di kerosene. L'unità è alimentata con il kerosene proveniente dall'impianto di topping .Per quanto riguarda i consumi per l'unità di desolforazione kerosene, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.13 –Hydrogen consuming processes – Distillate Processed) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione kerosene 300

	IPPC	HDS KERO U-300
Kg H2 per ton of feed	1-15	1
Fuel MJ/ton	300-500	277
Electricity kwh/t	10-20	2.7
Steam consumed (kg/ton)	60-150	22
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	2-3	1.43
Wash water (kg/ton)	30-40	0

	Unità 300 <i>Desolforazione Kerosene</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


4.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità che consumano idrogeno sono riportate nel punto 13 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 300 <i>Desolforazione Kerosene</i>	CLIENTE: ERG MED PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.13.6	Progettare e modificare o, ove possibile, l'unità di hydro-cracker (sezione reazione e frazionamento) con sistema ad elevata integrazione termica applicando analisi di ottimizzazione energetica e sistemi di separazione a 4 stadi	Non applicabile	L'unità 300 non è un hydrocracking, ma una Unità di desolforazione con idrogeno I recuperi termici sono stati massimizzati sia con recuperi interni all'unità sia con recuperi esterni	
4.13.1,2, 6,7	Utilizzare il recupero termico da correnti di processo ad alta temperatura in WHB e il recupero energetico nelle unità ad alta pressione (letting down liquid)	Non Applicabile	L'unità 300 lavora ad una pressione pari a circa 30 kg/cm2(g) nella sezione di reazione. Il recupero di potenza per riduzione di pressione del liquido non è giustificato in termini di investimento/benefici sia nel sistema di lavaggio MDEA, che nell'espansione del kerosene tra separatore freddo e stripper.	
4.23.5.1	Inviare gli off gas che contengono H2S al sistema ammine e recupero zolfo	Applicata	I gas acidi vengono assorbiti con una soluzione MDEA.	
4.24.1 4.15.6	Inviare le acque acide contenenti H2S e NH3 all'appropriato trattamento	Applicata	Le acque acide vengono inviate ad un sistema centralizzato di strippaggio.	
4.13.4	Utilizzare il rimpiazzo del catalizzatore on stream per cariche ad alto contenuto di metalli	Non applicabile	Le cariche all'impianto hanno un basso contenuto di metalli.	
4.25.3	Promuovere opzioni per la rigenerazione del catalizzatore in accordo con il fornitore stesso	Applicata	Il catalizzatore, quando esaurito, viene sostituito e rigenerato off-site da società specializzate.	

4.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 400 <i>Desolfurazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

5 UNITA' 400 DESOLFORAZIONE GASOLIO

5.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

5.2 Descrizione del Processo


L'impianto ha il compito di desolfurare il gasolio medio + gasolio pesante + testa vacuum tramite un'azione di idrogenazione catalitica in presenza di idrogeno in operazione "ONE THROUGH".

L'effluente reattore viene raffreddato ed inviato ad una coppia di separatori (caldo/freddo) dove il gas viene separato da liquido.

Il liquido viene inviato in un stripper e successivamente a stoccaggio.

Il gas ricco in H₂ viene inviato in un successivo lavaggio amminico e successivamente immesso nel circuito idrogeno di Raffineria.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità

	Unità 400 <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

5.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio da Topping	1004236


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio Desolforato	934215
Benzina semilavorata	56086
Fuel-gas	3680

Capacità di progetto: 3.870 t/g (di gasolio da topping)

5.4 Schema di processo semplificato


In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 400 <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

5.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di desolforazione gasolio 400 è progettata per trattare una capacità massima di 1.412.000 ton/anno di gasolio al fine di ridurre il contenuto di zolfo sino a 200 ppm. L'unità è alimentata principalmente con il gasolio proveniente dall'impianto di distillazione atmosferica e vuoto. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di desolforazione gasolio, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.13 –Hydrogen consuming processes distillate processed) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione gasolio 400

	IPPIC	HDS G.O. U-400
Kg H ₂ per ton of feed	1-15	5
Fuel MJ/ton	300-500	326
Electricity kwh/t	10-20	18
Steam consumed (kg/ton)	60-150	19
Cooling water (m ³ /t ΔT=10°C)	2-3	2.2
Wash water (kg/ton)	30-40	14

	Unità 400 <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


5.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità che consumano idrogeno sono riportate nel punto 13 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 400 <i>Desolforazione Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.13.6	Progettare e modificare ove possibile l'unità di hydrocracker (sezione reazione e frazionamento) con sistema ad elevata integrazione termica applicando analisi di ottimizzazione energetica e sistemi di separazione a 4 stadi	Non applicabile	L'unità 400 non è un hydrocracking, ma una unità di desolforazione con idrogeno. I recuperi termici sono stati massimizzati sia con recuperi interni all'unità sia con recuperi esterni	
4.13.1,2, 6,7	Utilizzare il recupero termico da correnti di processo ad alta temperatura in WHB e il recupero energetico nelle unità ad alta pressione.(letting down liquid)	Non applicabile	L'unità 400 lavora ad una Pressione pari a circa 22 kg/cm ² g all' ingresso reattore. Il recupero di potenza per riduzione di pressione del liquido non è giustificato in termini di investimento/ benefici sia nel sistema di lavaggio amminico sia nell'espansione del gasolio dal separatore ad alta pressione	
4.23.5.1	Inviare gli off gas che contengono H ₂ S al sistema ammine e recupero zolfo	Applicata	I gas acidi vengono assorbiti con una soluzione amminica	
4.24.1 4.15.6	Inviare le acque acide contenenti H ₂ S e NH ₃ all'appropriato trattamento	Applicata	Le acque acide vengono inviate ad un sistema centralizzato di strippaggio	
4.13.4	Utilizzare il rimpiazzo del catalizzatore on stream per cariche ad alto contenuto di metalli	Non applicabile	Le cariche all'impianto hanno un basso contenuto di metalli	
4.25.3	Promuovere opzioni per la rigenerazione del catalizzatore in accordo con il fornitore stesso	Applicata	Il catalizzatore quando esaurito viene sostituito e viene rigenerato off-site da società specializzate	

5.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 500 <i>Powerformer</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

6 UNITA' 500 POWERFORMER

6.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**


6.2 Descrizione del Processo

L'impianto di Reforming è del tipo a rigenerazione continua.

L'impianto è attraversato con la benzina pesante desolforata proveniente dall'Unità 200 e produce i seguenti prodotti principali:

- Fuel Gas
- H₂
- GPL
- Benzina reformata

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 500 <i>Powerformer</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

6.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Benzina pesante desolforata	1534087


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Fuel Gas	14152
GPL	36987
Benzina reformata	1309197
Gas a rete H ₂	173753

Capacità di progetto: 4860 t/g (di benzina pesante desolforata)

6.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato


	Unità 500 <i>Powerformer</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

6.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

L'unità di Powerforming 500 è una unità di tipo ciclico, progettata per trattare una capacità massima di 1773900 ton/anno di benzina pesante desolfurata proveniente dallo splitter benzina al fine di aumentarne il RON. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di powerformer, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.6 –Catalytic Reforming -) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di powerformer 5000

	IPPIC (1)		Unità 500
	Reforming	Semi-Regenerative process	
Fuel MJ/ton	1400-2900	71.5 t/kt	2524
Electricity kwh/t	25-50	55	28
H.P. Steam generated (kg/ton)	50-90	64-90	52
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	1-3	0.12-3	19.4

Nota 1: La prima colonna indica i range applicabili per tutte le tipologie di reforming

	Unità 500 <i>Powerformer</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	


6.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di reforming catalitico sono riportate nel punto 6 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 500 <i>Powerformer</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.6.2	Integrazione termica dell'unità utilizzando scambiatori carica effluente	Applicata	Installati scambiatori carica effluente per migliorare il recupero termico	
4.6.3	Ottimizzare l'utilizzo di sostanze clorate per l'attivazione del catalizzatore	Applicata	Per l'attivazione del catalizzatore viene usato percloroetilene. L'uso del chemical è ottimizzato ed avviene in circuito chiuso minimizzando i rilasci all'atmosfera e la formazione di diossina	È prevista l'installazione di un analizzatore in linea sul gas per monitorare il contenuto di HCl
4.6.4	Inviare il gas prodotto durante la rigenerazione del catalizzatore ad uno scrubber	Non Applicata	Non è previsto lo scrubber sui gas di rigenerazione	
4.6.5	Installare un precipitatore elettrostatico per trattare il gas prodotto durante la rigenerazione del catalizzatore al fine di minimizzare il trascinarsi di polveri di catalizzatore	Non Applicata	Non è previsto il precipitare elettrostatico sui gas di rigenerazione	
4.6.6	Quantificare le emissioni di diossina a fronte della rigenerazione del catalizzatore	Non Applicata		

6.6.1 Allegati

Schema

di

processo

	Unità 600 <i>Distillazione Sotto Vuoto</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

7 UNITA' 600 DISTILLAZIONE SOTTO VUOTO

7.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

7.2 Descrizione del Processo


Lo scopo dell'impianto è quello di estrarre dei gasoli ad alto punto di ebollizione dal residuo atmosferico. Per fare ciò l'impianto distilla in condizioni di vuoto spinto in modo da evitare temperature troppo elevate che potrebbero generare fenomeni di cracking.

La carica preriscaldata, passa al forno e quindi alla colonna di distillazione sotto vuoto (vacuum), che produce:

- Gasolio di testa vacuum
- Gasolio da vuoto leggero (LVGO)
- Gasolio da vuoto pesante (HVGO)
- Residuo vuoto

Il prodotto di testa segue il corso del gasolio pesante da topping. I tagli laterali (LVGO + HVGO) vanno in carica all'impianto Gofiner (U700) dove vengono desolforati. Il prodotto di fondo colonna costituisce la carica all'impianto Visbreaking.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 600 <i>Distillazione Sotto Vuoto</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

7.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Residuo atmosferico	6068248
Gasolio pesante atmosferico	192109


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Residuo da Vuoto	2559776
Gasolio Pesante / Leggero da vuoto	3242507
Gas di testa	5576
Distillato testa vuoto	452498

Capacità di progetto: 18200 t/g (di residuo da topping)

7.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 600 <i>Distillazione Sotto Vuoto</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


7.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di distillazione sottovuoto è un'unità di tipo convenzionale progettata per trattare una capacità massima di 6640000 ton/anno di residuo da topping. Il recupero di calore viene massimizzato integrando l'unità con gli impianti 100 (topping), 700 (Gofiner), 900, 1600 (Visbreaking) al fine di contenere i consumi di combustibile e limitare i consumi di acqua di raffreddamento.

Per quanto riguarda i consumi per l'unità di distillazione sottovuoto la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.19 – consumption) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di distillazione sottovuoto della raffineria ISAB SUD

	IPPC	Distillazione sotto vuoto
Fuel MJ/ton	400-800	448
Electricity kwh/t	1.5-4.5	3.3
Steam consumed (kg/ton)	20-60	0 (nota 1)
Cooling water (m3/t H2O, $\Delta T=17^{\circ}C$)	3-5	4.31

Nota (1): globalmente l'unità produce vapore in quanto ne consuma 4 kg/t feed a bassa pressione e ne produce 35 kg/t feed a media pressione.

	Unità 600 <i>Distillazione Sotto Vuoto</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

7.6 Stato di applicazione delle BAT competenti


Le BAT relative all'unità di distillazione sottovuoto sono riportate nel punto 19 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.


Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Sulla base di quanto descritto nei paragrafi precedenti viene riportata una tabella in cui vengono paragonate le BAT citate nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries per l'unità di distillazione sotto vuoto.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 600 <i>Distillazione Sotto Vuoto</i>	CLIENTE: ERG MED PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.19.1	Unità basata sulla tecnologia della distillazione progressiva	Non Applicabile	Applicabile alla distillazione primaria (topping).	
4.19.3	Integrazione termica dell'Unità di distillazione sotto vuoto	Applicata	L'unità è integrata termicamente con i seguenti impianti: 100-Topping 200-HDT nafta 700-Gofiner (cariche calde) 1600A/1600 Inoltre calore viene utilizzato per la produzione di vapore.	
4.19.4	Massimizzare l'uso di pompe da vuoto ad anello liquido e di condensatori a superficie per la sezione di testa delle colonne da vuoto	Non Applicabile	Il sistema di testa prevede un sistema a 3 eiettori in serie con precondensatore, intercondensatori e postcondensatore. Il vapore di compressione utilizzato è in parte auto-prodotto nell'unità stessa. La scelta di utilizzare un sistema ad eiettori è il risultato di un'analisi di tipo tecnico-economica.	
4.19.5	Riduzione della pressione operativa di testa colonna di vacuum al di sotto di 20-25 mmHg	Non Applicabile	La pressione di testa colonna è pari a 68 mm Hg per poter inserire il precondensatore e minimizzare il consumo di vapore agli eiettori. La pressione di testa viene ottimizzata in automatico dagli operatori in funzione della effettiva temperatura dell'acqua di raffreddamento che condiziona la temperatura di condensazione nel condensatore.	

	Unità 600 <i>Distillazione Sotto Vuoto</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.19.6	Trattamento degli incondensabili provenienti dagli ejettori da vuoto	Applicata	I gas incondensabili di testa vuoto subiscono un lavaggio amminico prima del loro invio ai bruciatori	
4.19.7	Riutilizzo acque acide	Applicata	Le acque acide, raccolte nell'accumulatore di testa, vengono inviate al SWS e successivamente riutilizzate al dissalatore.	

7.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

8 UNITA' 700/700 A GOFINER/SPLITTING GOFINATO

8.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

8.2 Descrizione del Processo

L'impianto ha il compito di effettuare un duplice trattamento su una carica costituita da gasolio vuoto.

Il duplice trattamento consiste sia in un'azione di desolforazione, che in un'azione di "Mild Hydrocracking", effettuate entrambe in presenza di idrogeno su catalizzatore specifico.


L'impianto prevede una corrente di gas di riciclo opportunamente lavato in una colonna di assorbimento amminico.

L'effluente reattore viene gradualmente raffreddato ed inviato a tre separatori operanti a diverse temperature e pressioni.

Il gas ricco in idrogeno viene riciclato, il liquido viene alimentato ad un frazionatore dove si ottiene un gasolio da inviare a stoccaggio e un fondo desolforato da inviare allo splitting gofinato operante sotto vuoto.

Dallo splitting si ottengono dei distillati da vuoto, da inviare a stoccaggio, mentre il residuo si invia in carico Th/Cr oppure FCC.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

8.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio da unità Vacuum	3.258.171


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio Desolforato leggero	723105
Gasolio Desolforato pesante (gofinato)	2197687
Benzina semilavorata	242081
Off-gas	61883

Capacità di progetto: 9600 t/g (di gasolio da unità vuoto)

8.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

8.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

L'unità di Gofiner è una unità di desolforazione gasoli progettata per trattare il gasolio leggero ed il gasolio pesante provenienti dall'unità vacuum.


Il Gofiner di ERG MED è suddiviso nell'unità 700 - *Sezione di reazione e frazionamento* – dove avviene la reazione di desolforazione lo strippaggio del gasolio desolforato ed il lavaggio off-gas con ammina e nell'unità 700 A - *Splitting Gofinato* – dove il gasolio desolforato proveniente dall'unità 700 viene frazionato in un'apposita colonna di distillazione in vuoto, in un taglio leggero ed in un taglio pesante

L'unità Gofiner è progettata nel suo insieme per trattare una capacità massima di 3504000 ton/anno.di gasolio . Per quanto riguarda i consumi per l'unità di desolforazione gasolio, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.13 –Hydrogen consuming processes distillate processed) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di GOFINER

I valori riportati nella tabella seguente si riferiscono alla somma dei consumi delle unità 700 e 700-A

	IPCC	Unità 700 e 700 A
Kg H2 per ton of feed	1-15	5
Fuel MJ/ton	300-500	226
Electricity kwh/t	10-20	11.5
Steam consumed (kg/ton)	60-150	0 (Nota 1)
Cooling water (m3/t ΔT=10°C)	2-3	3.13
Wash water (kg/ton)	30-40	16.0

Nota (1): globalmente l'unità produce vapore grazie a recuperi interni di calore nelle seguenti quantità: vapore a bassa pressione 7 kg/t alimentazione, vapore a media pressione 41 kg/t alimentazione

	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

8.6 Stato di applicazione delle BAT competenti


Le BAT relative alle unità che consumano idrogeno sono riportate nel punto 13 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Per quanto concerne l'unità 700-A di splitting del gofinato non esistono BAT specifiche. Le BAT che più si avvicinano alla tipologia di unità in oggetto sono quelle riportate al punto 19 del paragrafo 5.2 Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries. e relative all'unità vacuum

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.


Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	


Unità 700 - Sezione di reazione e frazionamento

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.13.6	Progettare e modificare ove possibile l'unità di hydrocracker (sezione reazione e frazionamento) con sistema ad elevata integrazione termica applicando analisi di ottimizzazione energetica e sistemi di separazione a 4 stadi	Applicata	L'Unità 700 può essere considerata equivalente ad un MILD HYDROCRACKING. L'unità prevede una serie di flash a temperatura variabile sull'effluente reattori, la cui gestione massimizza la carica entalpica al frazionatore, fruttando nel miglior modo possibile il calore di processo.	L'unità 700 non è un hydrocracking. I recuperi termici sono stati massimizzati sia con recuperi interni all'unità sia con recuperi esterni
4.13.1,2, 6,7	Utilizzare il recupero termico da correnti di processo ad alta temperatura in WHB e il recupero energetico nelle unità ad alta pressione.(letting down liquid)	Applicata	L'unità 700 lavora ad una Pressione pari a circa 50 kg/cm ² g all' ingresso reattore. Il recupero di potenza per riduzione di pressione del liquido non è giustificato in termini di investimento/ benefici sia nel sistema di lavaggio amminico sia nell'espansione del gasolio dal separatore ad alta temperatura	Viene prodotto vapore in caldaie a recupero sfruttando il calore del gasolio pesante inviato a stoccaggio ed il calore di raffreddamento del pump-around della colonna di frazionamento unità 700-A
4.23.5.1	Inviare gli off gas che contengono H ₂ S al sistema ammine e recupero zolfo	Applicata	I gas acidi vengono lavati con una soluzione amminica	
4.24.1 4.15.6	Inviare le acque acide contenenti H ₂ S e NH ₃ all'appropriato trattamento	Applicata	Le acque acide vengono inviate ad un sistema centralizzato di strippaggio	
4.13.4	Utilizzare il rimpiazzo del catalizzatore on stream per cariche ad alto contenuto di metalli	Non applicabile	Le cariche all'impianto hanno un basso contenuto di metalli	
4.25.3	Promuovere opzioni per la rigenerazione del catalizzatore in accordo con il fornitore stesso	Applicata	Il catalizzatore quando esaurito viene sostituito e viene rigenerato off-site da società specializzate	

 CONSER	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

3.2 Unità 700 A - Splitting gofinato –


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.19.1	Unità basata sulla tecnologia della distillazione progressiva	Non Applicabile	Applicabile alla distillazione primaria (topping).	
4.19.3	Integrazione termica dell'Unità di distillazione sotto vuoto	Applicata	Il calore dei prodotti caldi viene utilizzato per la produzione di vapore.	
4.19.4	Massimizzare l'uso di pompe da vuoto ad anello liquido e di condensatori a superficie per la sezione di testa delle colonne da vuoto	Non Applicabile	Il sistema di testa prevede un sistema a 3 eiettori in serie con precondensatore, intercondensatori e postcondensatore. Il vapore di compressione utilizzato è in parte auto-prodotto nell'unità stessa. La scelta di utilizzare un sistema ad eiettori è il risultato di un'analisi Erg di tipo tecnico-economica.	
4.19.5	Riduzione della pressione operativa di testa colonna di vacuum al di sotto di 20-25 mmHg	Non Applicabile	La pressione di testa colonna è pari a 75 mm Hg per poter inserire il precondensatore e minimizzare il consumo di vapore agli eiettori. La pressione di testa viene ottimizzata in automatico dagli operatori in funzione della effettiva temperatura dell'acqua di raffreddamento che condiziona la temperatura di condensazione nel condensatore.	

	Unità 700 <i>Gofiner/Splitting</i> <i>gofinato</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.19.6	Trattamento degli incondensabili provenienti dagli iniettori da vuoto	Applicata	Il gas viene inviato a blowdown, dove esiste un sistema di recupero gas (GARO), che a sua volta invia il gas a lavaggio amminico	
4.19.7	Riutilizzo acque acide	Applicata	Le acque acide, raccolte nell'accumulatore di testa, vengono inviate al SWS e successivamente riutilizzate nel dissalatore.	

8.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 800 <i>Impianto produzione idrogeno</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

9 UNITA' 800 IMPIANTO PRODUZIONE IDROGENO

9.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

9.2 Descrizione del Processo

L'impianto è un steam reforming che utilizza come carica una miscela di steam e HC che reagiscono cataliticamente per produrre H₂ e CO/CO₂. Successivamente la CO viene ossidata cataliticamente (Shift converter) a CO₂. La purificazione da CO₂ avviene attraverso una sezione di metanazione.

Per ulteriori dettagli si rimanda la manuale operativo dell'unità.

9.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Fuel Gas / Butano / Pentano	26046


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Idrogeno (95%)	18427

Capacità di progetto: 42.1 t/g di H₂ prodotto

9.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 800 <i>Impianto produzione idrogeno</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

9.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

L'unità di Produzione idrogeno 800 è progettata per una capacità massima di produzione idrogeno pari a 15365 ton/anno. L'idrogeno prodotto in tale unità viene utilizzato nei processi di idro-conversione interni alla raffineria. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di produzione idrogeno, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.14 – Hydrogen production -) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di produzione idrogeno 800

	IPPC	Unità 800
Fuel MJ/ton H2	35000-80000	38100
Electricity kwh/t	200-800	450
Steam produced (kg/ton)	2000-8000	1430
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	50-300	40


9.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di produzione idrogeno sono riportate nel punto 14 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 800 <i>Impianto produzione idrogeno</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.14.1	Considerare l'uso della tecnologia di steam reforming con gas caldo per impianti nuovi, includendo recupero di calore dai gas dello steam reformer e sistemi di integrazione termica intorno all'assorbitore e al metanatore	Non applicabile	L'impianto della raffineria ISAB SUD utilizza la tecnologia tradizionale di steam reforming.	
4.14.2	Recuperare idrogeno dai processi di gassificazione di oli pesanti e da carbone se la tecnologia è applicata in raffineria	Non applicabile		
4.14.3	Utilizzare il gas di spurgo del PSA come fuel gas all'interno della raffineria	Non applicabile	La purificazione dell'idrogeno non avviene a mezzo tecnologia PSA ma a mezzo CATA-CARB. Il gas di spurgo, contenente solo CO ₂ , viene immesso in atmosfera	

9.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 1000 <i>Isomerizzazione</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

10 UNITA' 1000 ISOMERIZZAZIONE

10.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

10.2 Descrizione del Processo


Il Penex UOP è un processo di isomerizzazione catalitica che consente di convertire le normal-paraffine a basso numero di ottano, nel caso specifico pentani ed esani, in iso-paraffine ad alto numero di ottano.

La carica di n-paraffine è trattata su un catalizzatore al platino supportato su allumina in presenza di idrogeno ed in determinate condizioni di temperature e pressioni.

La carica all'impianto viene alimentata in cascata dal fondo della colonna 900-T103 (deisopentanizzatrice) ed, ad integrazione o esclusivamente, dalla testa 1000-T103 (splitter benzine).

Non è previsto che l'unità possa essere alimentata da stoccaggio.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 1000 <i>Isomerizzazione</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

10.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Benzina leggera desolforata	456195


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Benzina leggera	428411
Fuel Gas	11065

Capacità di progetto: 1320 t/g (di benzina leggera desolforata)

10.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 1000 <i>Isomerizzazione</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

10.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

L'unità di Isomerizzazione 1000 è progettata per trattare una capacità massima di 481800 ton/anno di benzina leggera desolforata proveniente dallo splitter benzina al fine di aumentarne il RON. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di isomerizzazione, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.16 – Isomerisation -) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di isomerizzazione 1000

	IPPC	Isomerizzazione
Electricity kwh/t	20-30	30
Steam consumed (kg/ton)	300-600	694
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	10-15	5


10.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di isomerizzazione sono riportate nel punto 16 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 1000 <i>Isomerizzazione</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.16.1 4.16.2	Utilizzare una tecnologia con attivazione del catalizzatore a base di clorurati se esistono sufficienti garanzie sulla qualità della carica. Qualora non fosse possibile utilizzare altri sistemi catalitici (zeoliti)	<i>Applicata</i>	L'unità utilizza una tecnologia con attivazione del catalizzatore con percloro etilene	
4.16.1	Ottimizzare l'utilizzo dei composti organici clorurati impiegati per il mantenimento dell'attività del catalizzatore	<i>Applicata</i>	Il dosaggio del percloro etilene viene ottimizzato e costantemente controllato secondo le indicazioni del licenziatario	
4.16.3	Aumento del contenuto di esani in carica all'impianto di isomerizzazione in modo da minimizzare la formazione di benzene nell'impianto di Reforming	<i>Applicata</i>	<p>Il ciclo di produzione delle benzine (splitter benzine, unità di reforming ed unità di isomerizzazione) sono altamente integrati al fine di minimizzare il contenuto di benzene nel pool benzine. Diversi assetti di marcia sono previsti a tale scopo come di seguito elencato:</p> <ul style="list-style-type: none"> ➤ Rimozione in apposita colonna dei precursori del benzene prima dell'alimentazione al reforming ➤ Rimozione in apposita colonna a valle del reforming del benzene prodotto attraverso prelievo di un taglio ad alto contenuto di benzene 	

10.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 1100 <i>Lavaggio Amminico e di Rigenerazione MDEA</i>	CLIENTE: ERG MED			
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC			
		<table border="1"> <tr> <td>N° Progetto A621</td> <td>Rev. 0</td> <td></td> </tr> </table>	N° Progetto A621	Rev. 0	
N° Progetto A621	Rev. 0				

11 UNITA' 1100 LAVAGGIO AMMINICO E DI RIGENERAZIONE MDEA

11.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

11.2 Descrizione del Processo

L'impianto è costituito da: due colonne di lavaggio gas a bassa pressione operanti in parallelo, e da due rigeneratori che trattano tutte le ammine ricche provenienti dagli assorbitori e dagli impianti di processo.

Per ulteriori dettagli di rimanda al manuale operativo dell'unità.

11.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

11.3.1 Lavaggio Amminico

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
H2S da abbattere	131.400

Prodotti / semilavorati in uscita


Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
MDEA da Rigenerare	3.635.400

Capacità di progetto: 410 t/g (di H2S)

11.3.2 Rigenerazione MDEA

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
MDEA da Rigenerare	3.516.000

	Unità 1100 <i>Lavaggio Amminico e di Rigenerazione MDEA</i>	CLIENTE: ERG MED			
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC			
		<table border="1"> <tr> <td>N° Progetto A621</td> <td>Rev. 0</td> <td></td> </tr> </table>	N° Progetto A621	Rev. 0	
N° Progetto A621	Rev. 0				

Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
MDEA rigenerato	3.504.000
Gas Acido a Impianto Zolfo	131.400

Capacità di progetto: 9870 t/g (di soluzione al 40 % di MDEA)

11.4 Schema di processo semplificato


In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

11.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 4–Techniques to Consider in the Determination of BAT

Il sistema di Lavaggio Amminico è costituito da una serie di colonne dislocate presso le unità di desolforazione della raffineria ISAB SUD, che inviano la MDEA da rigenerare nell'unità 1100.

Il sistema di Lavaggio Amminico è progettata per trattare una capacità massima di 149650 ton/anno di H₂S. L'unità di Rigenerazione MDEA 1100 è progettata per trattare una capacità massima di 3.869.000 ton/anno di MDEA. La seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 4.23.5.1 – Amine treating) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di Rigenerazione MDEA 1100

	IPPC	Unità 1100
Electricity kWh/ton H ₂ S	70-80	69
Steam consumed (kg/ton H ₂ S)	1500-3000	2960
Cooling water (m ³ /t H ₂ S ΔT=10°C)	25-35	0.13

	Unità 1100 <i>Lavaggio Amminico e di Rigenerazione MDEA</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


11.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di trattamento amminico sono riportate nel punto 23 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.23 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

 CONSER	Unità 1100 <i>Lavaggio Amminico e di Rigenerazione MDEA</i>	CLIENTE: ERG MED PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.23.5.1	Utilizzare un processo rigenerativo ammine	Applicata	La raffineria rigenera la MDEA.	
4.23.5.1	Riutilizzare, quando possibile, le soluzioni di ammine	Applicata	La raffineria rigenera la MDEA riutilizzandola per i lavaggi.	
4.23.5.1	Ridurre la concentrazione di H ₂ S nel gas di raffineria a livelli di 20-150 mg/Nm ³	Applicata	Il fuel gas in uscita dalle colonne di lavaggio con MDEA ha valori di H ₂ S inferiori a 100 ppm.	
4.23.5.1	Prevedere una sufficiente capacità da permettere operazioni di manutenzione e far fronte agli upsets (avere apparecchiature di riserva, possibilità di eliminazione del carico elettrico, scrubber ammine di emergenza, sistemi multipli di scrubber)	Parzialmente applicata	Le pompe e le colonne di rigenerazione sono installate con relative riserve. Sono presenti sistemi di interlock. Sono previsti margini sulle apparecchiature. Il fattore di servizio dell'impianto è 98%	Sono in corso di installazione scambiatori di riserva sul servizio carica/fondo per raggiungere la piena affidabilità senza perdita di produzione. Nel transitorio, in caso di upset la raffineria cambia il suo assetto produttivo e si adegua alla capacità disponibile.
4.23.5.1	Utilizzare un tank di stoccaggio o un piano di produzione per controllare gli effluenti generati ed evitare upset del trattamento biologico	Applicata	Non ci sono effluenti al trattamento biologico in quanto sono previsti trattamenti periodici effettuati da ditte esterne. Nel futuro sarà installato un sistema di filtrazione meccanico e a carboni attivi	

11.6.1 Allegati

Schema di processo

	Unità 1200/1200 M Claus e Maxisulf	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

12 UNITA' 1200/1200 M CLAUS E MAXISULF

12.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

12.2 Descrizione del Processo

L'impianto è costituito da quattro linee CLAUS di capacità unitaria pari a 120 T/g di H₂S trattato (U-1200), con una linea di trattamento gas di coda comune avente una capacità di 480 T/g di H₂S trattato (U-1200 M).

A valle del Maxisulf ci sono quattro combustori finali.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

12.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica


Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gas acidi di raffineria (1)	131400

1) Portata espressa in t/anno di H₂S trattato

Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Zolfo	123052

Capacità di progetto: 480 t/g (di H₂S)

	Unità 1200/1200 M Claus e Maxisulf	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

12.4 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

Le unità di recupero zolfo 1200 e 1200 M sono progettate per trattare una capacità massima di 172200 ton/anno di gas acidi di raffineria (come H₂S) provenienti dagli impianti di lavaggio ammine e SWS al fine di minimizzare le emissioni in atmosfera di H₂S ed SO₂. Per quanto riguarda i consumi per le unità di recupero zolfo, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 4.23.5.2. –Sulphur recovery units –) con quanto ottenuto operativamente nelle unità di 1200/1200 M

	IPPC	Unità 1200/1200 M
Fuel MJ/ton	1000-1600	2323 (1)
Electricity kwh/t	60-75	54.3 (1)
Steam produced (kg/ton)	1500-2000	2260 (1)
Cooling water (m ³ /t ΔT=10°C)	0-20	0.9 (1)

Nota 1: valori riferiti a tonnellata di H₂S trattato


12.5 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di recupero zolfo sono riportate nel punto 23 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 1200/1200 M Claus e Maxisulf	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
	Installare un'unità a più stadi, dotata di trattamento dei gas di coda, con un'efficienza totale di recupero pari al 99.5 – 99.9 %.	Applicata	L'efficienza totale (unità 1200 ed unità 1200 M), calcolata come quantità di zolfo prodotto rispetto allo zolfo in ingresso all'unità (come H ₂ S) è pari al 99,5%.	Da consuntivi operativi il recupero risulta superiore a 99,5%
	Avere una configurazione dell'impianto SRU con capacità sufficiente a trattare tutto l'H₂S in ingresso, ad esempio avere almeno due linee in parallelo di capacità sufficiente a coprire tutti gli scenari operativi della Raffineria	Applicata	La capacità delle unità Claus e Maxisulf è tale da garantire l'abbattimento di tutto H ₂ S prodotto anche nel peggior assetto operativo (trattamento di crudi ad alto contenuto di zolfo)	La capacità installata è del 15% superiore all'assetto operativo più gravoso
	Avere una capacità di recupero zolfo sufficiente a consentire le operazioni di manutenzione, da effettuare ogni due anni, senza incrementi significativi delle emissioni di zolfo	Applicata	Il piano di manutenzione di raffineria prevede la fermata biennale degli impianti di desolforazione, con associata manutenzione delle linee zolfo	Le procedure di raffineria prevedono assetti operativi tali da evitare l'invio di H ₂ S in torcia per qualunque scenario operativo possibile
	Avere un fattore di utilizzazione almeno del 96% (incluse le fermate per manutenzione programmata)	Applicata		Le procedure di raffineria prevedono assetti operativi tali da evitare l'invio di H ₂ S in torcia per qualunque scenario operativo possibile

	Unità 1200/1200 M Claus e Maxisulf	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE		COMMENTO	NOTE
	Utilizzare un sistema avanzato di controllo delle emissioni; usare un analizzatore dei gas di coda connesso con il sistema di controllo del processo.	Applicata		
	Ottimizzare i parametri di processo in modo da rendere possibile anche il trattamento termico dell'ammoniaca contenuta nei gas da SWS, che può formare sali (carbonati/solfati) lesivi per il catalizzatore.	Applicata	La linea ammoniacale da SWS viene immessa nei forni in opportune zone dedicate per consentire l'abbattimento termico dell' NH_3	
	Applicare tecniche alternative per il recupero/rimozione di $\text{H}_2\text{S}/\text{SO}_2$ nelle installazioni in cui la produzione di H_2S è ridotta	Applicata	Questa prescrizione si applica unicamente a piccole unità e non alle raffinerie	

	Unità 1400 <i>Impianto SWS</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

13 UNITA' 1400 IMPIANTO SWS

13.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST2**

13.2 Descrizione del Processo

L'unità 1400 SWS ha la funzione di trattare le acque acide provenienti dalle varie unità di processo della raffineria strippando H₂S in esse contenuto e rendendole di qualità idonea a poter essere inviata al WWT


L'unità è costituita dalle seguenti colonne di strippaggio ad iniezione diretta di vapore:

T-103: Dedicata al trattamento delle acque acide provenienti dall'unità 700

T-101/T-102/T-105: Dedicata al trattamento delle acque acide provenienti dalle altre unità di processo della raffineria. Nell'assetto operativo di raffineria la colonna T-105 è utilizzata come riserva delle colonne T-101/T-102

H₂S recuperato sotto forma gassosa dalla testa colonna viene inviato agli impianti di produzione zolfo, mentre l'acqua del fondo colonna è inviata al WWT

Per ulteriori dettagli si faccia riferimento al manuale operativo dell'unità

	Unità 1400 <i>Impianto SWS</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

13.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Acqua Acida	903525


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Acqua Trattata	894728
Gas Acido (a Impianto Zolfo)	8797

Capacità di progetto: 4.300 t/g (di acqua)

13.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato.

	Unità 1400 <i>Impianto SWS</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

13.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 4–Techniques to Consider in the Determination of BAT

L'unità di trattamento acque acide 1400 è progettata per trattare una capacità massima di 1.553.805 ton/anno di acqua. L'unità è alimentata dalle acque acide della raffineria ISAB SUD. Per quanto riguarda i consumi per l'unità SWS, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 4.24.2 –Sour Water Stripping (SWS)) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di trattamento acque acide 1400.

	IPPC	Unità 1400
Electricity kWh/ton H2O	2-3	1.04
Steam consumed (kg/ton H2O)	100-200	152
Cooling water (m3/ton H2O $\Delta T=10^{\circ}C$)	-	2.2


13.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di trattamento acque acide sono riportate nel paragrafo 5.1 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.1 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 1400 <i>Impianto SWS</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.24.2	Trattamento acque acide	Applicata	Tutte le acque acide prodotte in raffineria vengono trattate attraverso un impianto di stripping per ridurne il contenuto acido	
4.24.2	Il SWS produce off-gas acidi ed effluenti strippati che devono essere inviati a trattamenti a valle, cioè: <ul style="list-style-type: none"> ▪ Off Gas acidi all'unità SRU di produzione zolfo. ▪ Effluenti Liquidi al desalter come wash water o al WWT 	Applicata	Gli effluenti gassosi vengono inviati all'impianto CLAUS di produzione zolfo. Gli effluenti liquidi vengono inviato al desalter, quelli in eccesso al WWT.	
4.24.2	Ridurre il contenuto di NH3 nell'effluente liquido inviato a bio-trattamento, utilizzando un sistema di strippaggio che utilizza o un elevato numero di stadi o a doppio stadio.	Applicata	Il numero di stadi nella sezione di stripping è sufficiente ad avere un contenuto di NH3 idoneo per il trattamento WWT.	

13.6.1 Allegati

Schema di processo.

	Unità 1600 A Thermal Cracking	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

14 UNITA' 1600 A THERMAL CRACKING

14.1 Organizzazione


La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

14.2 Descrizione del Processo

L'impianto è alimentato con il gofinato proveniente dalla U-700 / 700 A.
 Il processo di cracking termico, composto da due linee operanti in parallelo, si completa nei soaker drum e, successivamente, l'effluente viene frazionato in due colonne atmosferiche ed una sotto vuoto, dove si producono i seguenti prodotti:

- Gas
- Nafta
- Gasolio atmosferico
- Gasolio da vuoto
- Tar

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale dell'unità.

	Unità 1600 A Thermal Cracking	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

14.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasoli da impianto vuoto	2118571 (al netto del flussante)


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Fuel Gas	66807
Benzina semilavorata	425038
Gasolio	987292 (al netto dei flussanti)
Taglio Vuoto	11473
Residuo	627958

Capacità di progetto: 6180 t/g (di gasoli da vacuum)

14.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato.

	Unità 1600 A Thermal Cracking	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

14.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di Thermal cracking è progettata per trattare una capacità massima di 2255700 ton/anno di gasoli provenienti dall'unità vacuum di raffineria al fine di massimizzare la resa in distillati "pregiati". Per quanto riguarda i consumi per l'unità di thermal cracking, non esistono termini di paragone specifici nelle IPPC. Le IPPC suggeriscono per le unità in oggetto di far riferimento, per analogia, alle unità di visbreaking. Per tale motivo la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.22 –Visbreaking) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di Thermal cracking

	IPPC (VSB)	Thermal cracking
Fuel MJ/ton	400-800 (Nota 1)	1176 (Nota 3)
Electricity kwh/t	10-15	11.4
Steam consumed (kg/ton)	5-30	- 124 (Nota 2)
Cooling water (m3/t ΔT=10°C)	2-10	6.5

Nota 1: I valori indicati si riferiscono al consumo dei forni dedicati alla sezione di reazione e non includono pertanto i forni del vacuum flash.

Nota 2: L'unità globalmente produce vapore

Nota 3: Include consumo di fuel del forno di vacuum flash


14.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Non esistono BAT specifiche relative alle unità di thermal cracking. Per tali unità il documento Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries suggerisce di far riferimento alle BAT relative alle unità di visbreaking riportate nel punto 22 del paragrafo 5.2 del sù citato documento..

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

 CONSER	Unità 1600 A Thermal Cracking	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.22.1-3	Applicare una conversione termica spinta utilizzando: Hydrovisbreaking Soaker visbreaker	Applicata	La conversione termica è spinta al massimo allo scopo massimizzare la resa in distillati. I soaker drum sono installati	
4.22.4	Addolcimento del gas prodotto da visbreaking e gestione delle acque acide	Applicata	Il gas generato viene inviato alla compressione gas per recuperare i componenti più pesanti da inviare alla desolforazione delle benzine mentre la fase gassosa viene lavata con soluzione di MDEA. Le acque acide vengono inviate allo stripper acque acide	
4.22.5	Riduzione della formazione di coke	Applicata	Il contenuto di sodio nell'alimentazione, che è un catalizzatore per la formazione di coke, viene minimizzato tenendo sotto controllo l'aggiunta di soda nell'unità di distillazione atmosferica, dove sono installate anche unità di dissalaggio. Un sistema di decoking è previsto all'interno dell'unità La presenza dei soaker drum consente temperature più basse di uscita forno, con conseguente riduzione della formazione di coke	

14.6.1 Allegati

Schema di processo.

	Unità 1600 <i>Visbreaking</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

15 UNITA' 1600 VISBREAKING

15.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 1**

15.2 Descrizione del Processo


L'unità viene alimentata con una portata di residuo vuoto che subisce un'azione di cracking termico, esaltato dalla presenza di un soaker drum.

Il prodotto viene successivamente frazionato in una colonna atmosferica ed in una sottovuoto.

I prodotti sono:

- Gas
- Nafta
- Gasolio atmosferico
- Gasolio vuoto
- Tar VSB

Per ulteriori dettagli di rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 1600 <i>Visbreaking</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

15.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Residuo da Vacuum	2575862 (al netto dei flussaggi)


Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Fuel Gas	36980
Benzina semilavorata	120158
Gasolio atmosferico	206085
Gasolio vuoto	253157 (al netto dei flussaggi)
Residuo	1959483

Capacità di progetto: 7640 t/g (di residuo da vacuum)

15.4 Schema di processo semplificato

In allegato si riporta lo schema di processo semplificato

	Unità 1600 <i>Visbreaking</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

15.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

L'unità di Visbreaking è progettata per trattare una capacità massima di 2722900 ton/anno di residuo proveniente dall'unità vacuum di raffineria al fine di massimizzare la resa in distillati e produrre un residuo da inviare all'unità di gassificazione.. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di visbreaking , la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.22 –Visbreaking -) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di Visbreaking.

	IPPC	Visbreaking
Fuel MJ/ton (Nota1)	400-800	558
Electricity kwh/t	10-15	8.7
Steam consumed (kg/ton)	5-30	-2.5 (Nota 2)
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	2-10	4

Nota 1: I valori indicati si riferiscono al consumo dei forni dedicati alla sezione di reazione e non includono pertanto i forni del vacuum flash (se presenti)

Nota 2: L'unità globalmente produce vapore


15.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di visbreaking sono riportate nel punto 22 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 1600 <i>Visbreaking</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.22.1-3	Applicare una conversione termica spinta utilizzando: Hydrovisbreaking Soaker visbreaker	Applicata	<p>La conversione termica è spinta al massimo allo scopo di avere un residuo stabile.</p> <p>Il residuo del visbreaker è completamente esaurito nella sezione di vacuum flash al fine di massimizzare la resa in distillati</p>	L'unità è dotata di un soaker drum
4.22.4	Addolcimento del gas prodotto da visbreaking e gestione delle acque acide	Applicata	<p>Il gas generato viene inviato alla compressione gas per recuperare i componenti più pesanti da inviare alla desolforazione delle benzine mentre la fase gassosa viene lavata con soluzione di MDEA. Le acque acide vengono inviate allo stripper acque acide</p>	
4.22.5	Riduzione della formazione di coke	Applicata	<p>Il contenuto di sodio nell'alimentazione, che è un catalizzatore per la formazione di coke, viene minimizzato tenendo sotto controllo l'aggiunta di soda nell'unità di distillazione atmosferica, dove sono installate anche unità di dissalaggio.</p> <p>Gli additivi per ridurre la formazione di coke sono utilizzati</p> <p>Un sistema di decoking è previsto all'interno dell'unità. La presenza di un soaker drum consente temperature più basse di uscita forno, con conseguente riduzione della formazione di coke</p>	Verificare con ERG

15.6.1 Allegati

Schema di processo.

	Unità 1800 <i>Ultra Desolforazione</i> <i>Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

16 UNITA' 1800 DESOLFORAZIONE GASOLIO

16.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

16.2 Descrizione del Processo

L'impianto ha il compito di desolforare il gasolio (medio + pesante + testa vuoto) proveniente dal: Topping, Vuoto e Cracking termici, tramite un'azione di idrogenazione catalitica in presenza di idrogeno.

L'impianto prevede una corrente di gas di riciclo opportunamente lavata in una colonna di assorbimento amminico.

L'effluente reattore viene raffreddato ed inviato ad una coppia di separatori (alta/bassa pressione) dove il gas viene separato dal liquido.

Il liquido viene inviato in un stripper, ad un essiccatore sotto vuoto e successivamente a stoccaggio.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

16.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita


Carica

Nome	Lavorazione prevista
Gasolio di carica	1660000

Prodotti / semilavorati in uscita

Nome	Lavorato 2005 (ton / anno)
Gasolio Desolforato	1584000
Benzina semilavorata	48900
Fuel-gas	18900

Capacità di progetto: 4644 t/g (di gasolio di carica)

	Unità 1800 <i>Ultra Desolforazione</i> <i>Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0

16.4 Schema a blocchi

In allegato si riporta lo schema a blocchi dell'unità 1800.


16.5 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–*Emission and consumption level*

L'unità di desolforazione gasolio 1800 è progettata per trattare una capacità massima di 1660000 ton/anno di gasolio al fine di ridurre il contenuto di zolfo sino a 10 ppm. L'unità è alimentata principalmente con il gasolio proveniente dall'impianto di distillazione atmosferica + vacuum + TC. Per quanto riguarda i consumi per l'unità di desolforazione gasolio, la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.13 –Hydrogen consuming processes distillate processed) con quanto previsto di ottenere operativamente nell'unità di desolforazione gasolio 1800

	IPPC	HDS G.O. U-1800
Kg H2 per ton of feed	1-15	7
Fuel MJ/ton	300-500	190
Electricity kwh/t	10-20	16
Steam consumed (kg/ton)	60-150	131
Cooling water (m3/t $\Delta T=10^{\circ}C$)	2-3	5 (*)
Wash water (kg/ton)	30-40	59 (**)

(*) è incluso, nei consumi, il fabbisogno del condensatore del turbocompressore gas di riciclo

(**) tale consumo è dovuto all'elevata pressione dell'Unità, ed alle caratteristiche della carica (presenza di gasolio da thermal cracker)

	Unità 1800 <i>Ultra Desolforazione</i> <i>Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED	
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0


16.6 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità che consumano idrogeno sono riportate nel punto 13 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità 1800 <i>Ultra Desolforazione</i> <i>Gasolio</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.13.6	Progettare e modificare ove possibile l'unità di hydrocracker (sezione reazione e frazionamento) con sistema ad elevata integrazione termica applicando analisi di ottimizzazione energetica e sistemi di separazione a 4 stadi	Non applicabile	L'unità 1800 non è un hydrocracking, ma una unità di idrodesolforazione. I recuperi termici sono stati massimizzati sia con recuperi interni all'unità sia con recuperi esterni	
4.13.1,2, 6,7	Utilizzare il recupero termico da correnti di processo ad alta temperatura in WHB e il recupero energetico nelle unità ad alta pressione.(letting down liquid)	Non applicabile	L'unità 1800 lavora ad una Pressione pari a circa 70 barg all' ingresso reattore. Il recupero di potenza per riduzione di pressione del liquido non è giustificato in termini di investimento/ benefici sia nel sistema di lavaggio amminico sia nell'espansione del gasolio dal separatore ad alta pressione	
4.23.5.1	Inviare gli off gas che contengono H2S al sistema ammine e recupero zolfo	Applicata	I gas acidi vengono assorbiti con una soluzione amminica	
4.24.1 4.15.6	Inviare le acque acide contenenti H2S e NH3all'appropriato trattamento	Applicata	Le acque acide vengono inviate ad un sistema centralizzato di strippaggio	
4.13.4	Utilizzare il rimpiazzo del catalizzatore on stream per cariche ad alto contenuto di metalli	Non applicabile	Le cariche all'impianto hanno un basso contenuto di metalli	
4.25.3	Promuovere opzioni per la rigenerazione del catalizzatore in accordo con il fornitore stesso	Applicata	Il catalizzatore quando esaurito viene sostituito e viene rigenerato off-site da società specializzate	

	Unità 2800 <i>Trattamento Acque</i> <i>Oleose</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

17 UNITA' 2800 TRATTAMENTO ACQUE OLEOSE

17.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

17.2 Descrizione del Processo

Le acque oleose vengono raccolte nei serbatoi TK-140 A/B.


Da qui vengono inviate alle vasche API (2 in parallelo) per la separazione fisica degli idrocarburi, che vengono recuperati come slop e rilavorati.

L'acqua viene inviata a WWT che prevede:

- Bacini di flocculazione (1 bacino)
- 2 bacini di flottazione
- 2 vasche di ossidazione biologica
- 2 chiarificatori a gravità
- TK-108 di accumulo finale

I fanghi separati vengono accumulati per l'ispessimento e successivamente trattati.

Per ulteriori dettagli si rimanda al manuale operativo dell'unità.

	Unità 2800 <i>Trattamento Acque</i> <i>Oleose</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


17.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Carica

Nome	Valori di progetto
Acqua da trattare	300 m ³ /h

Effluenti

Nome	Valori di progetto
Acqua Trattata	264 m ³ /h
Fanghi Prodotti	97.5 m ³ /g

	Unità 2800 <i>Trattamento Acque Oleose</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

17.4 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

L'unità 2800 è progettata per trattare le acque oleose prodotte nella raffineria ISAB SUD per una capacità massima di 300 m³/h.

Per quanto riguarda i volumi per l'unità di trattamento acque oleose la seguente tabella confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.24 – consumption-) con quanto ottenuto operativamente nell'unità 2800 della raffineria ISAB SUD.

	IPPC	Unità 2800
<i>ACQUE EFFLUENTI</i>		
Valore Medio, 10 ⁶ m ³ /anno	3.6	2.33
Range, 10 ⁶ m ³ /anno	0.07 – 21	--
<i>ACQUE EFFLUENTI PER TON. DI GREZZO</i>		
Valore Medio, m ³ /ton grezzo	0.53	0.194
Range, m ³ /ton grezzo	0.09 – 1.6	--


17.4.1 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative all'unità di trattamento acque sono riportate al punto 24 del paragrafo 5.2 nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries, che rimanda al punto relativo al WWT del paragrafo 5.1, Generic BAT.


Nei prospetti di seguito riportati viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.

Nei prospetti, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.


Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

 CONSER	Unità 2800 <i>Trattamento Acque</i> <i>Oleose</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	Note
4.15.7.1	<p>Applicare uno schema di gestione acque (come parte del sistema di gestione integrato) indirizzato alla riduzione di:</p> <p><input type="checkbox"/> Volume di acqua utilizzata in raffineria attraverso:</p> <p>- Integrazione dell'uso di correnti d'acqua sulla base di studi ottimizzazione.</p>	Applicata	La Raffineria massimizza il riutilizzo delle acque acide strippate. Inoltre le condense vengono recuperate	
4.15.8.1	<p>- Riutilizzo dell'acqua trattata al massimo livello possibile</p> <p>-</p> <p>- Applicazione di tecniche per ridurre l'acqua reflua generata a partire da ciascuna unità di processo</p>	Applicata	La raffineria riutilizza le acque effluenti, per il sistema antincendio e servizi	
4.15.6 4.24.1	<p><input type="checkbox"/> Contaminazione dell'acqua da:</p> <p>- Segregazione di acque contaminate, poco contaminate, non contaminate e ove possibile dei sistemi di drenaggio.</p>	Applicata	La Raffineria massimizza il riutilizzo delle acque acide strippate. Inoltre le condense vengono recuperate	
4.8.1	<p>- Segregazione delle acque di raffreddamento a circuito aperto (once through) dalle altre acque di processo sino a quando queste non siano stati trattati.</p>	Non applicabile	Il sistema di raffreddamento della Raffineria è a circuito chiuso	

	Unità 2800 <i>Trattamento Acque</i> <i>Oleose</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


4.15.3	- Operazione di buon housekeeping durante l'esercizio e le manutenzioni delle installazioni esistenti	Applicata	E' prassi di Raffineria minimizzare gli scarichi di acque in fogna durante le manutenzioni
4.25.1	- Prevenzione di perdite e controllo	Applicata	Gli impianti sono soggetti ad ispezione visiva routinaria da parte degli operatori
4.24.8	Raggiungimento dei seguenti parametri di tabella a paragrafo 4.0 mediante un'appropriata combinazione delle seguenti:		
4.24.4-6	<input type="checkbox"/> WWT a tre stadi consistenti in separazione per gravità, separazione fisica e biologico	Applicata	
4.24.6	<input type="checkbox"/> Processi di nitrificazione / denitrificazione	Non Applicabile	Il contenuto di composti ammoniacali all'ingresso del WWT consente già di ottemperare ai limiti di scarico di nitriti, nitrati e ammoniaca.
4.24.1	<input type="checkbox"/> Assicurare che la progettazione del WWT preveda una sufficiente capacità atta a prevenire carichi tossici al biologico.	Applicata	Presenti tank e bacini che assicurano hold-up ed equalizzazione adeguati.
4.24.1	<input type="checkbox"/> Buone pratiche di processo e housekeeping per prevenire la contaminazione	Applicata	E' prassi di Raffineria minimizzare gli scarichi di acque in fogna durante le manutenzioni

	Unità 2800 <i>Trattamento Acque Oleose</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


	dell'acqua effluente. <input type="checkbox"/> Combinazioni di acque effluenti da diverse unità di processo con comparabili qualità per il sistema di trattamento primario	Applicata	Previsti segregazione e pre-trattamenti allo scopo di omogeneizzare il carico al WWT	
--	---	-----------	--	--

17.4.2 Confronto emissioni con IPPC – Charter 4 – Techniques to consider in the determination of BAT

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC paragrafo 4.24.8) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di WWT Disoleazione Sud.

	Unità 2800 Trattamento Acque Oleose	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

	BAT 4.24.8 Tab. 4.50		Acque reflue totali
	Concentrazione (mg/l)	Carico Totale (g/ton grezzo) <i>media annuale</i>	
Temperature	30 – 35		IN ACCORDO AI LIMIT LEGGE 152/99
pH	6.5 – 8.5		
Total Hydrocarbon	0.05 – 5	0.01 – 3	
Biochemical Oxygen Demand (5 days @ 20°C)	2 – 30	0.5 – 25	
Chemical Oxygen Demand (2 hours)	30 – 160	3 – 125	
Ammoniacal Nitrogen (as N)	0.25 – 15	0.1 – 20	
Total Nitrogen	1 – 100	0.5 – 60	
Suspended Solids (dried @ 105°C)	2 – 80	1 – 50	
Cyanides	0.03 – 0.1	0.06	
Fluor (refineries using HF alkylation)	1 – 10		
Nitrates	2 – 35		
Nitrites	2 – 20		
Phosphates (as P)	0.1 – 1.5		
Total P (as P)	1 – 2	0.6 – 1.2	
Sulphides	0.01 – 0.6	0.3	
Sulphite	< 2		
AOX (as Cl)	< 0.1	< 0.06	
Benzene	< 0.001 – 0.05		
Benzo(a)pyrene	< 0.05		
BTEX	< 0.001 – 0.1	0.001 – 0.005	
MTBE (lower level for refineries not producing MTBE)	< 0.001 – 0.1		
Phenols	0.03 – 0.4	0.01 – 0.25	
Tensioactives (ionic and anionic)	< 2		
As	0.00055 – 0.1		
Cd	0.0009 – 0.05		
Total Cr	< 0.5		
Cr (VI) (as Cr)	< 0.1		
Co	< 0.5		
Zn	< 0.5 – 1		
Pb	0.024 – 0.5		
Fe	< 3 – 5		
Cu	0.003 – 0.5		
Ni	0.006 – 0.5		
Hg	< 0.0001 – 0.05		
V	< 1		

	Unità 2500 <i>Impianto H2O Mare</i> Raffreddamento ISAB SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

18 UNITA' 2500 IMPIANTO ACQUA MARE RAFFREDDAMENTO

18.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione **GEST 2**

18.2 Descrizione del Processo

La maggior parte del sistema di raffreddamento e condensazione dei vari streams della Raffineria avviene mediante l'utilizzo di acqua mare (Cooling Water, CW).

Per **Sistema Acqua Mare** si intende il complesso di circolazione e raffreddamento della stessa; esso consiste prevalentemente in una circolazione forzata dell'acqua mare attraverso i vari impianti di processo e del suo raffreddamento in apposite torri (Cooling Towers).

Un appropriato reintegro di acqua mare (SW, Sea Water di make up) viene utilizzato per contenere il grado di salinità (entro un rapporto di concentrazione dei Sali fra l'acqua circolante e di reintegro pari a ca. 1.2) e per ripristinare le perdite di evaporazione.


La potenzialità del sistema risulta limitante soprattutto nelle condizioni più severe di esercizio (periodo estivo).

La temperatura dell'Acqua Mare in ingresso Torri mediamente risulta pari a 28°C nel periodo invernale e 33°C in quello estivo; quella in uscita Torri è 21°C in inverno e 26 in estate.

18.3 Capacità di Produzione e Trattamento delle Sostanze in Ingresso ed Uscita

Capacità


Capacità di progetto totale: 25000 m³/h (di acqua)

	Unità 2500 Impianto H2O Mare Raffreddamento ISAB SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

18.3.1 Confronto consumi specifici con IPPC–Chapter 3–Environmental Aspects of Industrial Cooling Systems and Applied Prevention and Reduction Techniques

Per quanto riguarda i consumi specifici, la seguente tabella confronta quanto riportato nel capitolo 3 del Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems con quanto ottenuto operativamente nell'unità 2500 di raffreddamento acqua mare

Cooling System	Total Energy Consumption (kW _e /MW _{th})	
	IPPC	
Once-Through - Direct	10	
Once-Through - <u>I</u> ndirect	22	
Open Wet Cooling Tower	27	
Hybrid Cooling	30	
Closed Circuit Cooling Tower	> 34	26.7
Dry air Cooling	48	

	Unità 2500 Impianto H2O Mare Raffreddamento ISAB SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


18.4 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative alle unità di trattamento acque di raffreddamento sono riportate nel capitolo 4 del Reference Document on the Application of Best Available Techniques to Industrial Cooling Systems.


Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB Sud.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE	
4.21	Gestione del sistema di raffreddamento inquadrandolo nel sistema di gestione energetico generale attraverso:	Applicata	Per tutte le unità è stato applicato un criterio di gestione del calore che privilegia i recuperi termici sia interni, che esterni alle varie unità minimizzando il calore perso all'atmosfera, ed attraverso il sistema acqua di raffreddamento		
4.2.1.1	<input type="checkbox"/> Concetto che raffreddamento industriale = Gestione del calore.	Applicata			
4.2.1.2	<input type="checkbox"/> Riduzione del livello di calore disperso mediante ottimizzazione dei recuperi termici	Applicata			
4.2.1.3	<input type="checkbox"/> Scelta di un adeguato sistema di raffreddamento sulla base di esigenze di processo (nuove installazioni). Vedi tabella 4.1	Applicata			Il consumi di acqua di raffreddamento viene minimizzato utilizzando, ove possibile, il raffreddamento con aria.
4.2.1.4	<input type="checkbox"/> Scelta di un adeguato sistema di raffreddamento sulla base delle caratteristiche del sito di installazione (nuove installazioni). Vedi tabella 4.2	Applicata			La Raffineria, pur essendo costiera, utilizza un sistema di raffreddamento a circuito acqua chiuso, minimizzando il prelievo e lo scarico di acqua mare calda riducendo considerevolmente l'impatto ambientale

 CONSER	Unità 2500 Impianto H2O Mare Raffreddamento ISAB SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


4.3	Riduzione del consumo energetico attraverso (vedi tab. 4.3):			
4.3.1	<input type="checkbox"/> Progettazione che consideri: - Riduzione della resistenza al flusso di acqua e di aria - Scelta apparecchiature ad alta efficienza - Riduzione del numero di apparecchiature con elevata richiesta energetica - Ottimizzazione dei trattamenti della CW per ridurre lo sporco e la corrosione nelle apparecchiature	Applicata	La progettazione delle apparecchiature del sistema C.W. è stata effettuata con l'obiettivo di minimizzare le perdite di carico, e contemporaneamente per garantire una velocità minima per ridurre i depositi e lo sporco. Si utilizzano trattamenti antifouling e anticorrosione.	
4.3.2	<input type="checkbox"/> Utilizzo di un sistema once through per alte capacità di raffreddamento >10MWth. Nel caso di fiumi e/o estuari tale sistema è applicabile se: - L'estensione della <i>plume</i> calda nella superficie dell'acqua consente la migrazione della fauna ittica - Le prese di acqua mare sono progettate per ridurre il trascinarsi di fauna ittica - Il carico termico sia tale da non interferire con altre utenze di acqua mare	Non Applicabile		
4.4	Riduzione delle richieste di acqua di raffreddamento (tab.4.4)	Applicata	Sono stati massimizzati i recuperi termici, l'utilizzo di sistemi di circolazione chiusi e l'ottimizzazione dei cicli di concentrazione	
4.5	Riduzione trascinarsi di	Applicata	Le prese di acqua limitano al	

	Unità 2500 Impianto H2O Mare Raffreddamento ISAB SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

	organismi (tab. 4.5)		massimo la possibilità di presenza di organismi viventi nel sistema di raffreddamento	
4.6.1-4.6.1.1-2	Riduzione delle emissioni di calore e delle emissioni chimiche in acqua attraverso:			
4.6.3.1	<input type="checkbox"/> Prevenzione tramite progettazione e manutenzione (tab. 4.6)	Applicata	Il sistema di raffreddamento è stato progettato selezionando opportunamente i materiali e garantendo le necessarie velocità tali da minimizzare fouling nelle apparecchiature.	
4.6.3.2	<input type="checkbox"/> Controllo tramite ottimizzazione sistemi di trattamento (tab.4.7)	Applicata	Il controllo del microbiocida è effettuato in continuo con monitoraggio dei massimi livelli raggiungibili (consentiti dalla legge). Composti a base di cromo, mercurio e organo-stannicie trattamenti shock non vengono utilizzati. Viene effettuato il controllo del macro-fouling per ottimizzare l'utilizzo di biocida.	
4.7	Riduzioni di emissioni in aria (tab. 4.8)	Applicata	Gli interni in legno sono stati sostituiti nel tempo con quelli in materiale plastico. Sono stati installati <i>drift eliminator</i> ad alta efficienza	
4.8	Riduzione di emissioni rumorose (tab. 4.9)	Applicata	Il livello di rumorosità è inferiore a 85 dB	
4.9	Riduzione rischio di perdite (tab. 4.10)	Applicata	Tramite un continuo monitoraggio, tutti gli scambiatori lavorano nelle proprie condizioni di design. Per ridurre fenomeni di deposizione/corrosione la temperatura dell'acqua è sempre < 60°C.	Il circuito chiuso è un'ulteriore garanzia nei confronti di eventuali perdite di emissioni di sostanze inquinanti in

	Unità 2500 Impianto H2O Mare Raffreddamento ISAB SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

				mare
4.10	Riduzione rischio biologico (tab. 4.11)	Applicata	L'acqua è opportunamente trattata in continuo per evitare la proliferazione di colture batteriche	

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

19 UNITA' STOCCAGGIO E TRASFERIMENTO FLUIDI

19.1 Organizzazione

La gestione dell'unità è affidata alla funzione GEST 3, suddivisa in due reparti (Blending – CVT e Pontile)

19.2 Descrizione del Processo e Capacità

19.2.1 Stoccaggi


Il parco serbatoi è costituito da 79 Serbatoi a Tetto Galleggiante, da 7 serbatoi a tetto Fisso (+3 di Nuce), 10 sfere, 4 Ortosfere, 5 sfere orizzontali, 3 serbatoio di zolfo liquido, 7 serbatoi per additivi.

Capacità:

- Tetti Galleggianti Volume Nominali: 2134500M3 (escluso Zavorra 901-904);
- Tetti Fissi Volume Nominali: 135000 M3;
- Sfere Volumi Nominali: 27000 M3;
- Ortosfere Volumi Nominali: 14000 M3;
- Sfere Orizzontali Volumi Nominali: 2500.

Di seguito si riporta un riepilogativo generale del parco stoccaggi che comprende serbatoi di prodotti petroliferi finiti, semilavorati, grezzi, GPL e altre sostanze:

UBICAZIONE	PRODOTTO		N° SERBATOI	CAPACITA' TOTALE (m ³)	CARATTERISTICHE
	CATEGORIA	TIPOLOGIA			
SUD	A	GREZZO/RESI.	9	83500	A Tetto galleggiante con doppie tenute
SUD	C	Olio Combustibile	3	11000	A tetto fisso gestite da Nuce
SUD	C	Olio Combustibile	7	135000	A tetto Fisso
SUD	C	Olio Combustibile	4	200000	A tetto galleggiante con sola tenuta primaria
SUD	C	Olio Combustibile	2	35000	2 Tetto Galleggiante con tenuta primaria

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

SUD	A	GASOLIO FINITO-SEMILAV.	20	535500	19 Tetto Galleggiante con tenuta primaria 1 con doppia tenuta
SUD	C	Gasolio	1	50000	Tetto Galleggiante con tenuta primaria
SUD	A	DAO+LCO	4	40000	Tetto Galleggiante con tenuta primaria
SUD	C	Gofinato	1	50000	Tetto Galleggiante con tenuta primaria
SUD	A	BENZINA FINITA/SEMILAV.	24	300000	Tetto Galleggiante con doppie tenute
SUD	A	V.NAFTA	3	65000	Tetto Galleggiante con doppie tenute
SUD		C3-C4-GPL	15	29500	Sfere
SUD		IC5	4	14000	Ortosfere
SUD	C	SLOP	6	14000	3 Tetto Galleggiante con doppie tenute 3 senza doppia tenuta

Nel dettaglio, per ogni categoria di fluido si hanno in raffineria i seguenti serbatoi:

Serbatoi contenenti prodotti di categoria A

Vedi Allegato

Serbatoi contenenti prodotti di categoria B

Non è previsto alcuno stoccaggio di Cat. B

Serbatoi contenenti prodotti di categoria C


Vedi Allegato

Serbatoi contenenti prodotti di GPL

Vedi Allegato

Serbatoi contenenti altri prodotti

Vedi Allegato

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

19.2.2 Sistema di Pesatura

Per la determinazione delle quantità movimentate si utilizza un sistema di calcolo (DCS in linea, stocchino per Bilancio di materia e consuntivazione fiscale);

Per i prodotti solidi si utilizza la pesa (zolfo).

19.2.3 Sistema di Trasferimento

L'area Movimentazione include 5 sale pompe dislocate nelle varie zone della raffineria.

In relazione ai prodotti movimentati ed alle azioni espletate, le Sale Pompe si classificano:

- Sala Pompe Grezzi (Sala No. 2)
- Sala Pompe GPL e benzine (Sala No. 3)
- Sala Pompe Blending (Sala No. 1)
- Sala Pompe Gasoli e Oli combustibili (Sala No. 5)
- Sala Pompe Carico autobotti (Sala No. 4)

19.2.4 Sistema di Carico


CVT: 6 Baie di carico per Gasolio e Benzine + 2 Baie di carico per C3 e GPL;
 PONTILE: Costituito da 5 Piattaforme con 5-6 bracci di carico. Gli oleodotti utilizzati per movimentazione sono 24 Vedi Allegato schema Oleodotti;

19.2.5 Schema di processo semplificato

Gli schemi di processo delle movimentazioni sono contenuti nel manuale operativo disponibile presso il reparto.

19.2.6 Planimetria e sezioni

Uno schema planimetrico relativo agli stoccaggi ed ai trasferimenti è disponibile all'interno dei manuali operativi presso la funzione interessata.

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

19.3 Confronto emissioni con IPPC–Chapter 3–Applied Storage, Transfer and Handling Techniques

Un'analisi quantitativa delle emissioni non viene fatta nelle relative IPPC.

Ciò deriva dalla difficoltà di non possedere dei dati certi e sicuri dai vari siti produttivi, solamente in SVEZIA è in uso un metodo di quantificazione delle emissioni da serbatoi attraverso una tecnologia laser (metodo DIAL), ma non ci sono ancora necessarie informazioni sull'utilizzo di tale metodo in altri siti e nazioni.

Le IPPC, comunque, fanno un'analisi qualitativa delle emissioni caratterizzandone le possibili fonti ed analizzandole in termini di possibile entità del rilascio con la seguente matrice dei rischi:

Frequency of Emission ↑	3	0	3	6	9
	2	0	2	4	6
	1	0	1	2	3
			1	2	3
		↓ Volume of Emission			


Frequency
 3 = frequent (at least daily)
 1 = infrequent (once per few years)

Volume
 3 = (relatively) large
 1 = little
 0 = zero/negligible

Dalla matrice di cui sopra è possibile calcolare l'*Emission Score* moltiplicando la frequenza di emissione con il volume di emissione. L'*Emission Score* è il parametro che caratterizza in termini di pericolosità per l'ambiente una possibile fonte di emissione.

Il capitolo 3 del “Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage” analizza, per tipologia di stoccaggio e tipo di trasferimento / trattamento del fluido, tutte le possibili fonti di emissioni, assegnando ad ognuna un relativo *emission score*.

Le fonti con *Emission Score* ≥ 3 sono considerate critiche e sono state analizzate nelle BAT riportate del Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage.

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


19.4 Stato di applicazione delle BAT competenti

Le BAT relative all'unità di stoccaggio e trasferimento fluidi sono riportate nel capitolo 5 del Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB.


Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso capitolo 5 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques on Emissions from Storage.

Dall'analisi del prospetto si evince che la raffineria adotta per l'unità in oggetto un insieme di tecniche in linea con le migliori disponibili al momento.

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

19.5 Stoccaggio di Liquidi e Gas Liquefatti

TECN	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
	<p>Principi generali per prevenire e ridurre le emissioni:</p> <p><input type="checkbox"/> Un'appropriata progettazione che consideri almeno:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Proprietà chimico-fisiche sostanze stoccate - Appropriata conduzione dello stoccaggio - Protezione e Controllo dalle deviazioni dalle normali condizioni operative (Istruzioni di sicurezza, interlock, allarmi, ...) - Tipo di apparecchiature installate sulla base delle esperienze regresse - Piano manutentivo ed ispettivo - Comportamento in condizioni di emergenza (piano d'emergenza) 	Applicata	La scelta del tipo stoccaggio è stata effettuata in fase di progettazione considerando le tipologie di fluidi da stoccare, le procedure operative, sistemi di sicurezza, piano di sicurezza nel caso di emergenze e piano di manutenzione	
4.1.2.2.1-2	<input type="checkbox"/> Piano d'ispezione e manutenzione	Applicata	La Raffineria ha un piano di ispezione manutenzione che dipende dalla tipologia dello stoccaggio (triennale/decennale)	
4.1.2.3	<input type="checkbox"/> Scelta posizione e lay-out di installazione per nuovi stoccaggi	Non Applicabile	Installazioni esistenti, non si prevedono ulteriori stoccaggi in futuro	

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

4.1.3.6-7	<input type="checkbox"/> Scelta del colore più appropriato per i tank	Applicata	Vernice bianca termoriflettente per benzine e V. Nafta in ottemperanza al D.M. 107/2000
4.1.3.1	<input type="checkbox"/> Adozione di principi di riduzione emissioni	Applicata	La Raffineria ha provveduto ad installare un sistema di recupero dei vapori per i bracci di carico via terra dei prodotti volatili.
4.1.2.2.3	<input type="checkbox"/> Monitoraggio emissioni di COV calcolandone regolarmente i valori	Applicata	Sono previsti campionamenti semestrali delle emissioni COV provenienti dal sistema recupero vapori dei bracci di carico via terra.
4.1.4.4	<input type="checkbox"/> Sistemi di stoccaggio e apparecchiature dedicati a gruppi di prodotti compatibili	Applicato	I prodotti vengono stoccati in serbatoi adeguati alle caratteristiche in accordo a quanto previsto da R.D. n° 1303 del 20/7/1934
4.1.3.2 4.1.3.3 4.1.3.4	Considerazioni specifiche sui tank: <input type="checkbox"/> <u>Open top tank</u> . Se ci sono emissioni all'aria, bisogna coprire il tank con: - Copertura flottante - Copertura flessibile - Copertura rigida	Non Applicabile	Non ci sono stoccaggi a tetto aperto
4.1.3.15	In aggiunta, per i tank coperti con coperture flessibili o rigide, i vapori possono essere trattati per ottenere un'ulteriore riduzione delle emissioni.		
4.1.5.1	Per prevenire depositi che richiederebbero un ulteriore step di pulizia, le sostanze stoccate devono essere mescolate (residuo)		



Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi

CLIENTE: **ERG MED**

PROGETTO: **ADEGUAMENTO BAT pro IPPC**

N° Progetto

A621

Rev.

0

Foglio

4.1.3.9	<p>□ <u>External floating roof tank.</u> Ridurre la distanza tra tetto e parete al di sotto di 3.2 mm, adottando un sistema di tenuta a liquido o meccanica per ridurre le emissioni almeno del 97%)</p>	Parzialmente Applicata	I serbatoi di Cat. A sono dotati di tenuta doppia secondo le migliori tecnologie. Prevista l'installazione di tenuta doppia anche sui serbatoi di slop (si veda elenco allegato)
4.1.3.9.2	<p>Misure aggiuntive di riduzione emissioni sono l'utilizzo di: - galleggianti nelle guide a pali scanalati - manicotti sulle guide a pali scanalati e/o - Coprire i supporti del tetto</p>	Non applicata Non applicata applicata	
4.1.5.1	<p>Per prevenire depositi che richiederebbero uno step di pulizia ulteriore, nel caso di liquidi con un alto contenuto di particelle, bisogna mescolare le sostanze stoccate</p>	Parzialmente Applicata	La Raffineria adotta dei criteri di stoccaggio e di preparazione prodotti che evitano la miscelazione di incompatibili per evitare la precipitazione di asfalteni. Si dispone, inoltre, di jet-mixer nei serbatoi
4.1.3.15	<p>□ <u>Fixed roof tank.</u> Adottare un sistema di trattamento vapori per stoccaggi di sostanze tossiche (T), altamente tossiche (T+) e cancerogene, mutagene, tossico-riproduttive (CMR) di categoria 1 e 2.</p>	Non Applicabile	Esistono tali tipi di sostanze in raffineria (CFPP ed additivi); esse sono stoccate in quantità molto limitate, pertanto non è giustificato un sistema di abbattimento vapori
4.1.3.10-15	<p>Per le restanti sostanze adottare un sistema di trattamento vapori o un tetto flottante interno</p>	Non Applicabile	Le sostanze stoccate in serbatoi a tetto fisso non sono di categoria A e, di conseguenza, non producono quantitativi apprezzabili di vapore
4.1.3.11	<p>- Valvola di respirazione</p>	Applicata	



**Unità Stoccaggio e
Trasferimento Fluidi**

CLIENTE: **ERG MED**

PROGETTO: **ADEGUAMENTO BAT pro IPPC**

N° Progetto


Rev.

Foglio

A621

0

	<ul style="list-style-type: none"> - Set superiore della valvola PVSV pari a 56 mbar 	<p>Applicata</p>	<p>Le pressioni di set delle PVSV sono fissate in accordo alle massime condizioni meccaniche sostenibili</p>	
<p>4.1.3.13</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero vapori di out-breathing attraverso un bilanciamento tra il tank che trasferisce liquido e quello che lo riceve 	<p>Non applicabile</p>	<p>Le sostanze stoccate in serbatoi a tetto non sono di categoria A e, di conseguenza, non producono quantitativi apprezzabili di vapori</p>	
<p>4.1.3.14</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Holding tank per il sistema di bilanciamento vapori, o 			
<p>4.1.3.15</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Trattamento vapori 			
<p>4.1.3.15</p>	<p><input type="checkbox"/> <u>Atmospheric horizontal tank.</u> Adottare un sistema di trattamento vapori per sostanze tossiche (T), altamente tossiche (T+) e CMR di categoria 1 e 2.</p>	<p>Non Applicabile</p>	<p>Non ci sono tali serbatoi in raffineria</p>	
<p>4.1.3.11</p>	<p>Per le restanti sostanze, devono essere applicate tutte, o una combinazione, a seconda della sostanza stoccata, delle seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valvola di respirazione 			
<p>4.1.3.13</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Set superiore della valvola PVSV pari a 56 mbar 			
<p>4.1.3.13</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Recupero vapori di out-breathing attraverso un 			

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

4.1.3.14 4.1.3.15 4.1.3.15 4.1.3.11 4.1.3.13 4.1.3.14 4.1.3.15	<p>bilanciamento tra il tank che trasferisce liquido e quello che lo riceve</p> <ul style="list-style-type: none"> - Holding tank per il sistema di bilanciamento vapori, o - Trattamento vapori <p><input type="checkbox"/> <u>Underground and mounded tank.</u> Adottare un sistema di trattamento vapori per sostanze tossiche (T), altamente tossiche (T+) e CMR di categoria 1 e 2.</p> <p>Per le restanti sostanze, devono essere applicate tutte, o una combinazione, a seconda della sostanza stoccata, delle seguenti tecniche:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Valvola di respirazione - Recupero vapori di out-breathing attraverso un bilanciamento tra il tank che trasferisce liquido e quello che lo riceve - Holding tank per il sistema di bilanciamento vapori, o - Trattamento vapori 	Non Applicabile	Non esistono tali serbatoi in raffineria	
4.1.6.1 4.1.6.1.1	<p>Prevenzione Incidenti</p> <p><input type="checkbox"/> Definizione ed applicazione di un piano di gestione delle emergenze</p> <p><input type="checkbox"/> Prevenire la corrosione attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Selezione di materiali appropriati - Appropriate tecniche di costruzione delle 	Applicata Applicata	<p>La Raffineria dispone di un piano di emergenza specifico nell'ambito del sistema di gestione della sicurezza per prevenzione degli incidenti rilevati</p> <p>Il problema della corrosione è abitualmente considerato sia nella fase di progettazione (scelta dei materiali, tecnologie costruttive, ...), che nella</p>	



Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi

CLIENTE: ERG MED		
PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


	<p>apparecchiature</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prevenire l'entrata di acqua nei tank e, se necessario rimuoverla dai tank - Assicurare corretta gestione delle acque piovane per avere drenaggi efficaci - Manutenzione preventiva e, - Dove applicabile, aggiungere inibitori di corrosione o protezioni catodiche all'interno dei tank - Rivestimento resistente alla corrosione, come bitume (valido per tank interrati) - Placcatura (valido per tank interrati) - Protezione catodica (valido per tank interrati) 		<p>fase di gestione operativa. Sono previsti sistemi di drenaggio, raccolta e convogliamento delle acque meteoriche.</p> <p>E' previsto un piano di manutenzione preventivo dei singoli stoccaggi.</p>	
4.1.6.1.1	<p><input type="checkbox"/> Prevenire lo Stress Corrosion Cracking (SCC) attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Trattamenti termici post-saldatura 	Applicata	<p>Ove necessario, sono stati adottati trattamenti post-saldatura e regolari ispezioni sono previste</p>	
4.1.2.2.1	<ul style="list-style-type: none"> - Ispezioni basate su un'analisi dei rischi 			
4.1.6.1.2	<p><input type="checkbox"/> Implementare o definire procedure operative che permettano di prevenire l'overflow come segue:</p> <ul style="list-style-type: none"> - monitorare alta pressione ed alto livello nei tank con relativi allarmi e/o chiusura automatica delle valvole - Appropriate istruzioni operative che prevenano l'overflow durante le operazioni di riempimento - sufficiente capacità per ricevere il batch 	Applicata	<p>Le operazioni di trasferimento e riempimento vengono gestite attraverso procedure operative. In tutti i tank vengono monitorati i livelli e, ove necessario, le pressioni di massima</p> <p>Per quanto riguarda lo stoccaggio del GPL, è in fase di completamento un sistema automatico di blocco e derivazione per alto livello</p>	
4.1.6.1.4	<p><input type="checkbox"/> Rilevare perdite dai tank</p>	Applicata	<p>La Raffineria prevede delle</p>	




Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi

CLIENTE: ERG MED		
PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

	<p>che contegano liquidi in grado di causare potenziale inquinamento del suolo attraverso:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Realizzazione barriere preventive - Check list - Metodo emissioni acustiche - Monitoraggio vapori emessi dal terreno 		<p>ispezioni visive periodiche ed attività di ispezione e manutenzione preventiva programmata</p>	
4.1.6.1.5	<p><input type="checkbox"/> Avere un rischio di inquinamento del suolo dal fondo dei serbatoi trascurabile (analisi dei rischi)</p>	Applicata	<p>Il programma di manutenzione preventiva è stato elaborato sulla base della stima della vita media in relazione alla natura dei fluidi stoccati.</p>	
4.1.6.1.8	<p><input type="checkbox"/> Per evitare inquinamento del terreno, prevedere per i tank che contengono liquidi infiammabili o inquinanti un ulteriore contenimento come:</p>	Applicata	<p>Per tank che stoccano tali sostanze sono previsti bacini di contenimento</p>	
4.1.6.1.10	<ul style="list-style-type: none"> - Diga intorno ogni tank 			
4.1.6.1.11	<ul style="list-style-type: none"> - Tank a doppia parete 			
4.1.6.1.12	<ul style="list-style-type: none"> - Cup-tank (costruzione di un nuovo tank intorno al tank a singola parete ad una distanza di circa 1.5 m) - Tank a doppia parete con monitoraggio dello scarico di fondo 			
4.1.6.2.1	<p><input type="checkbox"/> Verificare la classificazione delle aree con la direttiva ATEX 1999/92/EC</p>	Applicata	<p>Le nuove installazioni sono in accordo alla direttiva ATEX 1999/92/EC</p>	
4.1.6.2.2	<p><input type="checkbox"/> Prevedere nel caso di mancanza delle distanze di sicurezza, misure di protezione dal fuoco quali:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Rivestimento o copertura resistente al fuoco - Muri tagliafuoco (solo per piccoli tank) e/o - Sistema di acqua di raffreddamento 	Applicata	<p>Tali misure sono state adottate nell'ambito del sistema di gestione della sicurezza per la prevenzione degli incidenti rilevati</p>	

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

4.1.6.2.4	<input type="checkbox"/> Preveder contenimento dei materiali estinguenti contaminati che permetta isolamento dalla rete dei drenaggi	Applicata	Tutti i dreni dell'area stoccaggi sono convogliati in fogna oleosa	
-----------	--	-----------	--	--

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

19.6 Trasferimento e Trattamento di Liquidi e Gas Liquefatti


TECN	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
	Principi generali per prevenire e ridurre le emissioni:		E' previsto un programma di ispezione e manutenzione preventivo differenziato per tipologia di prodotto	
4.1.2.2.1	<input type="checkbox"/> Prevedere un sistema che gestisca la manutenzione preventiva e sviluppi un'analisi dei rischi basata su un piano d'ispezioni			
4.2.1.3	<input type="checkbox"/> Prevedere un programma di rilevazione perdite e riparazioni		Le attrezzature vengono regolarmente ispezionate visivamente dagli operatori di impianto su base rutinaria	
4.1.6.1	<input type="checkbox"/> Prevedere un sistema di gestione delle emergenze		La Raffineria dispone di piani di emergenza nell'ambito dell'SGS	
	Considerazioni sulle tecniche di trasferimento e trattamento:			
4.1.2.2.1	<input type="checkbox"/> Relativamente al piping prevedere quanto segue: - Applicare una realistica manutenzione sulle tubazioni esistenti interrato		Il sistema di trasferimento e gestione fluidi è stato realizzato attraverso una progettazione che ha tenuto conto di tutte le problematiche relative alla minimizzazione delle fughe (minimizzare le connessioni frangiate, scelta opportuni materiali, ...). Inoltre, viene continuamente monitorato sulla base di un piano di manutenzione preventivo	
4.2.2.1	- Minimizzare il numero di flange rimpiazzandole con connessioni saldate			
4.2.2.2	- Utilizzare tappi e non valvole sulle linee aperte			
4.2.2.2	- Assicurarsi che le guarnizioni siano idonee al servizio richiesto			
4.2.2.2	- Assicurarsi della corretta installazione delle guarnizioni			
4.2.2.2	- Assicurarsi che i giunti flangiati siano assemblati e caricati correttamente			
4.2.2.2	- Utilizzare guarnizioni ad alta integrità (spiral wound, kammprofile o ring joint) per tubazioni			



Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi

CLIENTE: ERG MED		
PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

4.2.3.1	<p>che veicolano fluidi tossici, cancerogeni, comunque pericolosi</p> <ul style="list-style-type: none"> - Prevenire la corrosione interna selezionando accuratamente i materiali, utilizzando metodi di costruzione appropriati, con manutenzione preventiva e quando applicabile con rivestimento interno o con l'aggiunta di inibitori 			
4.2.3.2	<ul style="list-style-type: none"> - Prevenire la corrosione esterna applicando 1, 2 o 3 strati (in relazione alle caratteristiche del sito) di rivestimento 			
4.2.8	<ul style="list-style-type: none"> □ Prevedere recupero dei vapori durante le operazioni di carico e scarico di sostanze volatili da camion, chiatte o navi 	Applicata	Il carico via terra è dotato di un sistema di recupero vapori	
4.2.9	<ul style="list-style-type: none"> □ Relativamente alle valvole prevedere quanto segue: <ul style="list-style-type: none"> - Corretta scelta del materiale e del processo di costruzione - Utilizzo di valvole di controllo rotanti o pompe con variazione di velocità in luogo di valvole di controllo con stelo verticale - Utilizzo di valvole a diaframma, con soffiutto o a doppia parete per il maneggiamento di sostanze tossiche ed inquinanti - Collettare le valvole di sicurezza □ Relativamente alle pompe ed ai compressori prevedere quanto segue: <ul style="list-style-type: none"> - Verifica corretto fissaggio alla propria 	<p>Applicata</p> <p>Non Applicabile</p> <p>Non Applicabile</p> <p>Applicata</p> <p>Applicata</p>	<p>La Raffineria non considera affidabile l'utilizzo di pompe a velocità variabile</p> <p>Le valvole di controllo sono di tipo convenzionale l'integrità della tenuta verso l'esterno è garantita dall'ispezione visiva e dalla manutenzione</p> <p>La scelta delle macchine è stata effettuata sulla base dei requisiti del processo, inoltre check e continuo</p>	

 CONSER	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

4.2.9/4.2.9.13	base - Verifica dei carichi sulle connessioni con le tubazioni con i valori raccomandati dal costruttore - Opportuna progettazione della linea di aspirazione tale da minimizzare gli sbilanciamenti idraulici - Allineamento della macchina secondo le raccomandazioni del costruttore - Corretto livello di bilanciamento tra le parti rotanti - Funzionamento della macchina entro i range raccomandati dal costruttore - NPSH disponibile sempre superiore a quello richiesto dalla macchina - Regolare manutenzione - Corretta scelta del tipo di pompa/compressore e del tipo di tenuta sulla base del processo	4.2.9.14	<input type="checkbox"/> Prevedere per i punti di campionamento di sostanze volatili valvole del tipo ram, o a spillo e valvola di blocco. Quando è richiesto uno spurgo su tali linee, prevedere campionamenti su linee a loop chiuso	Applicata	monitoraggio, regolati dal piano di manutenzione, vengono effettuati di continuo per verificare sia la corretta installazione, che il corretto funzionamento
----------------	---	----------	--	-----------	--

19.7 Allegati

A seguire si riporta:

- elenco serbatoi per categoria;
- elenco serbatoi dotati di tenuta doppia.



**Unità Stoccaggio e
Trasferimento Fluidi**

CLIENTE: **ERG MED**

PROGETTO: **ADEGUAMENTO BAT pro IPPC**

N° Progetto


A621

Rev.


0

Foglio

SERBATOI CHE POSSONO CONTENERE PRODOTTI DI CATEGORIA A								
POSIZIONE	ITEM	SOSTANZA	TENUTA DOPPIA	VERN TERM OR.	CAPACITA' [m ³]	CARATTERISTICHE		
						Tipologia	Diam [m]	Alt / Lungh [m]
SUD	101	GREZZO	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	102	GREZZO	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	103	GREZZO	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	104	GREZZO	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	106	GREZZO	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	107	FUEL			100000	TG	86,340	17,080
SUD	108	FS (GREZZO)	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	109	GREZZO	SI		100000	TG	86,340	17,080
SUD	301	GASOLIO			50000	TG	61,051	17,080
SUD	302	GASOLIO			50000	TG	61,051	17,080
SUD	303	GASOLIO			50000	TG	61,051	17,080
SUD	305	GASOLIO	SI		35000	TG	51,079	17,080
SUD	306	GASOLIO			35000	TG	51,079	17,080
SUD	307	GASOLIO	SI		35000	TG	51,079	17,080
SUD	309	GASOLIO			10000	TG	30,125	14,030
SUD	310	GASOLIO			10000	TG	30,125	14,030
SUD	311	FS(LCO)			10000	TG	30,125	14,030
SUD	312	LCO			10000	TG	30,125	14,030
SUD	313	DAO			10000	TG	30,125	14,030
SUD	314	DAO			10000	TG	30,125	14,030
SUD	315	FS(GASOLIO)			10000	TG	30,125	14,030
SUD	401	GASOLIO			20000	TG	38,612	17,080
SUD	402	GASOLIO			20000	TG	38,612	17,080
SUD	405	JP1	SI		20000	TG	38,612	17,080
SUD	415	FS(V.NAFTA)			10000	TG	30,125	14,030
SUD	416	stream Benzolico	SI		10000	TG	30,125	14,030
SUD	417	BENZINA	SI	SI	5000	TG	21,302	14,030
SUD	508	POWERFORMATA	SI		15000	TG	33,439	17,080
SUD	509	stream Benzolico	SI		15000	TG	33,439	17,080
SUD	515	V.N.	SI	SI	35000	TG	51,079	17,080
SUD	516	V.N.	SI	SI	35000	TG	51,079	17,080
SUD	517	GASOLIO			35000	TG	51,079	17,080
SUD	518	BENZ. FINITA	SI	SI	35000	TG	51,079	17,080
SUD	520	BENZ. FINITA	SI	SI	35000	TG	51,079	17,080
SUD	522	BENZ. FINITA	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080
SUD	523	BENZ. FINITA	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080


	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi		CLIENTE: ERG MED		
			PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
			N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

SUD	524	BENZ. FINITA	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080
SUD	533	BENZ. FINITA	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080
SUD	534	BENZ. FINITA	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080
SUD	535	BENZ. FINITA	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080
SUD	537	FS(BENZ.FINITA)	SI	mantello	6000	TG	21,149	17,080
SUD	538	BENZ. FINITA	SI	mantello	6000	TG	21,149	17,080
SUD	539	BENZ. FINITA	SI	mantello	6000	TG	21,149	17,080
SUD	540	BENZ. FINITA	SI	mantello	6000	TG	21,149	17,080
SUD	541	POWERFORMATA	SI		5000	TG	21,302	14,030
SUD	542	stream Benzolico	SI		5000	TG	21,302	14,030
SUD	615	MTBE	SI		5000	TG	21,302	14,030
SUD	616	MTBE	SI		5000	TG	21,302	14,030
SUD	701	GASOLIO			20000	TG	38,612	17,080
SUD	702	GASOLIO			20000	TG	38,612	17,080
SUD	703	GASOLIO			20000	TG	38,612	17,080
SUD	704	KEL			15000	TG	33,439	17,080
SUD	705	GASOLIO			15000	TG	33,439	17,080
SUD	706	GASOLIO			15000	TG	33,439	17,080
SUD	707	FS(GREZZO).			35000	TG	51,079	17,080
SUD	708	GASOLIO			35000	TG	51,079	17,080
SUD	709	VIRGIN NAFTA	SI		15000	TG	33,439	17,080
SUD	710	FS(BENZINA)	SI	SI	15000	TG	33,439	17,080
SUD	711	GASOLIO			15000	TG	33,439	17,080
SUD	712	VIRGIN NAFTA			15000	TG	33,439	17,080
SUD	713	BENZ. FINITA	SI	SI	35000	TG	51,079	17,080
SUD	801	GASOLIO V.T.			500	TG	8,076	9,760
SUD	802	BENZINA V.T.	SI	SI	500	TG	8,076	9,760
SUD	806	BENZINA V.T.	SI	SI	500	TG	8,076	9,760
SUD	910	SLOP	SI		1000	TG	11,247	10,065


	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

SERBATOI CONTENENTI PRODOTTO CATEGORIA C						
POSIZIONE	ITEM	SOSTANZA	CAPACITA' [m ³]	CARATTERISTICHE		
				Tipologia	Diam [m]	Alt / Lungh [m]
SUD	204	GASOLIO	50000	TG	61,051	17,080
SUD	205	GOF	50000	TG	61,051	17,080
SUD	206	OLIO COMB	50000	TG	61,051	17,080
SUD	207	FS x Man.	50000	TG	61,051	17,080
SUD	208	OLIO COMB	50000	TG	61,051	17,080
SUD	209	OLIO COMB	50000	TG	61,051	17,080
SUD	901	ZAVORRA	25000	TG	40,823	19,100
SUD	902	ZAVORRA	21282	TG	43,060	14,614
SUD	903	ZAVORRA	25000	TG	40,823	19,100
SUD	904	ZAVORRA	21235	TG	42,938	14,665
SUD	905 *	SLOP	3000	TG	16,477	14,070
SUD	906 *	SLOP	3000	TG	16,477	14,070
SUD	907 *	SLOP	1000	TG	11,247	10,065
SUD	908*	SLOP	1000	TG	11,247	10,065
SUD	909 *	SLOP	5000	TG	21,302	14,030
SUD	210	OLIO COMB.	25000	TF	43,170	17,080
SUD	211	OLIO COMB.	25000	TF	43,170	17,080
SUD	212	OLIO COMB.	25000	TF	43,170	17,080
SUD	213	OLIO COMB.	25000	TF	43,170	17,080
SUD	214	OLIO COMB.	10000	TF	30,125	14,030
SUD	215	OLIO COMB.	10000	TF	30,125	14,030
SUD	216	OLIO COMB.	15000	TF	33,439	17,080
SUD	291	O.C. INT.	5000	TF	21,241	14,110
SUD	292	O.C. INT.	5000	TF	21,241	14,110
SUD	294	O.C. INT.	1000	TF	11,247	10,065
SUD	981	FS(ZOLFO)	1000	TF	10,208	12,220
SUD	982	ZOLFO	1000	TF	10,208	12,220
SUD	983	FS x Man.	1000	TF	10,208	12,220

(* verrà installata la doppia tenuta nel P.I. 2005/6/7)

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

SERBATOI CONTENENTI PRODOTTO GPL						
POSIZIONE	ITEM	SOSTANZA	CAPACITA' [m ³]	CARATTERISTICHE		
				Tipologia	Diam [m]	Alt / Lungh [m]
SUD	601	C4	5000	SFERE	21,2	21,2
SUD	602	C4	5000	SFERE	21,2	21,2
SUD	606	C4	2000	SFERE	15,64	15,64
SUD	607	C4	2000	SFERE	15,64	15,64
SUD	608	C4	2000	SFERE	15,64	15,64
SUD	609	C3	3000	SFERE	17,7	17,76
SUD	610	C3	3000	SFERE	17,8	17,8
SUD	611	C3	3000	SFERE	17,7	17,75
SUD	613	C3	1000	SFERE	12,4	12,4
SUD	614	C3	1000	SFERE	12,4	12,4
SUD	617	IC5	2000	ORTOSF.	14,6	15,17
SUD	618	IC5	2000	ORTOSF.	14,6	15,17
SUD	619	C4	500	SFERE. OR	4,7	4,85
SUD	620	C4	500	SFERE. OR	4,7	4,85
SUD	621	GPL	500	SFERE. OR	4,7	4,85
SUD	622	GPL	500	SFERE. OR	4,7	4,85
SUD	623	GPL	500	SFERE. OR	4,7	4,85
SUD	624	IC5	5000	ORTOSF.	18,0	18,75
SUD	625	IC5	5000	ORTOSF.	18,0	18,75

	Unità Stoccaggio e Trasferimento Fluidi	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

SERBATOI CONTENENTI PRODOTTI ALTRO						
	ITEM	SOSTANZA	CAPACITA' [m ³]	CARATTERISTICHE		
				Tipologia	Diam [m]	Alt / Lungh [m]
SUD	981	ZOLFO	1000	FT	12	10
SUD	982	ZOLFO	1000	FT	12	10
SUD	983	ZOLFO	1000	FT	2,6	10
SUD	591	TEL(F.S)	55,34	SFERA OR	2,6	2,6
SUD	592	TEL(F.S)	55,34	SFERA OR	2,6	2,6
SUD	593	TEL(F.S)	55,34	SFERA OR	4	2,6
SUD	281	CFPP	50,2	TF	3,6	4
SUD	282	LUBRICITY	25	TF	5	3
SUD	283	CFPP	141,3	TF	3,2	5
SUD	391	LUBRICITY	40,7	TF	7,3	4
SUD	492	CETANO	121,5	TF	4,4	4,6
SUD	595	LUBRICITY	50,7	TF	4,4	3,8
SUD	496	NEW	50,7	TF		




**Unità Stoccaggio e
Trasferimento Fluidi**

CLIENTE: **ERG MED**
 PROGETTO: **ADEGUAMENTO BAT pro IPPC**

N° Progetto: **A621** Rev.: **0** Foglio: _____

Serbatoi Doppie Tenute				D.M. 107 -2000 e API 2517			e Verniciatura ad alta Riflettanza			
N	Serbatoi	Diametro mm	Altezza mm	Volume m3	Com.ssa	Anno	Costruttore	Prodotto	Vernice	ad alta Riflettanza
1	S101	86340	17080	100000	FS Impianti	2000	Somefi	GSPH grezzo		
2	S102	86340	17080	100000		1997	Somefi	GSPH grezzo		
3	S103	86340	17080	100000		2004	Somefi	GSPH grezzo		
4	S104	86340	17080	100000		1997	Somefi	GSPH grezzo		
5	S106	86340	17080	100000		1995	Somefi	GSPH fuel		
6	S108	86340	17080	100000		1996	Somefi	GSPH grezzo		
7	S109	86340	17080	100000		1998	Somefi	GSPH grezzo		
8	S415	30120	14030	10000		1994	Somefi	GSPH Stream Benz		
9	S416	30110	14030	10000		1996	Somefi	GSPH chero		
	S416	30110	14030	10000		2003	Somefi	GSPH chero		
10	S417	21300	14030	5000	GB/40786	1998	Somefi	GSPH VN T152		2001
11	S508	33430	17080	15000	GB/41053	1998	Somefi	GSPH Powerform		
12	S509	33430	17080	15000		1999	Somefi	GSPH Powerform		
13	S515	51080	17080	35000		2001	Somefi	GSPH Virgin Nafta		2001
14	S516	51080	17080	35000		96/2001	Somefi	GSPH Virgin Nafta		2001
15	S517	51080	17080	35000		1991	Somefi	GSPH gasolio		
16	S518	51080		35000		1993	Somefi	GSPH benz.verde		2001
17	S520	51080		35000		1992	Somefi	GSPH chiara.		2002
	S520	51080		35000		2002	Somefi	GSPH chiara.		2002
18	S 522	33430	17080	15000		1991	Somefi	GSPH benz.etil.		2001
	S 522	33430	17080	15000		2003	Somefi	GSPH benz.etil.		
19	S 523	33430	17080	15000		1992	Somefi	GSPH		
	S 523	33430	17080	15000		2003	Somefi	GSPH		2003
20	S 524	33430	17080	15000		1998	Somefi	GSPH benz.etil.		2001
21	S 533	33430	17080	15000		1991	Somefi	GSPH benz.verde		2001
22	S 534	33430	17080	15000		1992	Somefi	GSPH benz.etil.		2002
23	S535	33430	17080	15000		1990	Somefi	GSPH benz.etil.		2002
	S535	33430	17080	15000		2002	Somefi	GSPH benz.etil.		2002
24	S 537	21140	17080	6000		1995	Somefi	GSPH riform. Avio	Verniciatura del solo mantello(escl.tetto)	
										2000
25	S 538	21040	17080	6000		1997	Somefi	GSPH benz.verde	Verniciatura del solo mantello(escl.tetto)	
										2000
26	S 539	21040	17080	6000		1995	Somefi	GSPH Benz.Etilata	Verniciatura del solo mantello(escl.tetto)	
										2000
27	S 540	21040	17080	6000		1996	Somefi	GSPH Benz.Etilata.	Verniciatura del solo mantello(escl.tetto)	
										2000
28	S541	21300	14030	5000		1996	Somefi	GSPH Stream Benz		
	S541	21300	14030	5000		2003	Somefi	GSPH Stream Benz		
29	S542	21300	14030	5000		1995	Somefi	GSPH Stream Benz		
	S542	21300	14030	5000		2003	Somefi	GSPH Stream Benz		
30	S615	21300	14030	5000		1995	Somefi	GSPH MTBE		
	S615	21300	14030	5000		2004	Somefi	GSPH MTBE		
31	S616	21300	14030	5000		1991	Somefi	GSPH MTBE		
	S616	21300	14030	5000		2003	Somefi	GSPH MTBE		
32	S 709	33430	17080	15000		1998	Somefi	GSPH HVN		
33	S 707	51080	17080	35000		2001	Installare	Grezzo		
34	S 710	33430	17080	15000		1997	Somefi	GSPH LVN		2002
	S 710	33430	17080	15000		2005	Somefi	GSPH LVN		
35	S713	51080	17080	35000		1993	Somefi	GSPH isomerata		
	S713	51080	17080	35000		2003	Somefi	GSPH isomerata		
36	S 802	8100		500			Somefi	GSPH Benz.etil	Verniciatura completa (mant+ tetto)	
										2000
37	S 806	8100		500			Somefi	GSPH Benz. Verde	Verniciatura completa (mant+ tetto)	
										2000
38	S910	11300	10000	1000		1999	Somefi	GSPH Slop		
39	S207	61050		50.000		2005	Somefi	GSPH Olio Comb		
40	S301	61050		50.000		2004	Somefi	GSPH Gasolio		
41	S311	30120		10.000		2005	Somefi	GSPH		
42	S303	61050		50.000		2002	Somefi	GSPH Gasolio		
43	S305	51080		35.000		2003	Somefi	GSPH Gasolio		
44	S307	51080		35.000		2003	Somefi	GSPH Gasolio		
45	S708	51080		35.000		2005	Somefi	GSPH Gasolio		
46	S905	16.500		3.000		2002	Somefi	GSPH Slop		
47	S906	16.500		3.000		2002	Somefi	GSPH Slop		

 CONSER	<i>Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD</i>	CLIENTE: ERG MED	PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

20 PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA - FORNI DI RAFFINERIA-

20.1 Descrizione

L'energia termica necessaria alla Raffineria viene prodotta direttamente nei punti di richiesta tramite forni alimentati da combustibile liquido o gassoso.


La lista dei forni di raffineria, le caratteristiche dei combustibili utilizzati e le emissioni generate sono riportate al para 2.0

I forni della raffineria ISAB SUD sono progettati per poter bruciare il fuel-gas di raffineria od olio combustibile. Le emissioni derivanti dall'utilizzo dei due diversi tipi di combustibile sono molto diverse in termini di contenuto e concentrazione di componenti inquinanti (SO₂, NOX, CO, particolato) a causa della diversa qualità del combustibile.

Alcuni forni di raffineria hanno i bruciatori di tipo "dual-fire" in grado cioè di poter bruciare sia fuel-gas che olio combustibile.

L'elenco di tali forni con il rapporto dei combustibili bruciati (Kcal gas/Kcal olio) per l'anno 2005 è stato il seguente:

Impianto	Rapporto gas/olio (2005)
U-100	82 / 18
U-600	91.5 / 8.5

 CONSER	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED	PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC	
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

20.2 Confronto emissioni con IPPC–Chapter 3–Emission and consumption level

Per quanto riguarda le emissioni generate dai forni della raffineria ISAB SUD, il presente paragrafo confronta quanto riportato nel Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries (paragrafo 3.10 –Energy System -) con quanto ottenuto operativamente nella raffineria.

20.2.1 Combustibili utilizzati

I combustibili utilizzati hanno le seguenti caratteristiche:

GAS COMBUSTIBILE


	<u>IPPC</u>	Gas raffineria
P.C.I., MJ/Kg	29-49	48.1
Sulphur mgH ₂ S/Nm ³	20-1700	150 max

OLIO COMBUSTIBILE

Proprietà	High sulphur IPCC	Olio comb. Raffineria
Sulphur, % wt	2.2	0.9 – 1.9
Carbon, % wt	86.25	
Hydrogen, % wt	11.03	
Nitrogen, % wt	0.41	
Ash, %	0.08	
Vanadium (ppm)	350	
Nickel (ppm)	41	
Sodium (ppm)	25	
Iron (ppm)	13	
P.C.I. MJ/Kg	--	40.8 MJ/Kg

20.2.2 Emissioni

Per quanto riguarda le emissioni, si fa riferimento alle Tabelle 2.2 A e 2.2 B, che rappresentano il futuro scenario che si avrà in seguito alla messa in esercizio della nuova unità 1800 (UDS).

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

Emissioni forni con combustione mista olio/gas

IMPIANTO	SIGLE FORNI	EMISSIONI MEDIE								
		CO		SO2		NOX		PM10		Fumi
		mg/Nm ³	Ton/a	mg/Nm ³	Ton/a	mg/Nm ³	Ton/a	mg/Nm ³	Ton/a	Nm3/h
100-Topping	100-F-101	--	--	3200	6822,0	340,00	724,8	140,00	298,5	243366
600-Vacuum	600-F-101	--	--	3200	3198,6	340,0	339,8	140,00	139,9	114104
			N.D.		10020,58		1064,63		438,4	357470



	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED			
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC			
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio	


Tabella 2.2.B :Forni con combustione a gas

IMPIANTO	SIGLE FORNI	EMISSIONI MEDIE								
		CO		SO2		NOX		PM10		Fumi
		mg/Nm ³	Ton/a	mg/Nm ³	Ton/a	mg/Nm ³	Ton/a	mg/Nm ³	Ton/a	Nm3/h
200-Desolforazione Nafta	200-F-101/F-102	--	--	51,7	19,3	500	186,6	0	0	42653
200-A Desolforazione GO	200-F-301	--	--	44,7	4,9	168	18,4	0	0	12600
300-Desolforazione Kero	300-F-101	--	--	51,7	5,1	500	49,1	0	0	11281
400-Desolforazione GO	400-F-101	--	--	51,7	5,7	500	55,2	0	0	12600
500-Powerformer	500-F-101/4 F-301/2	--	--	881,5	961,1	500	545,2	0	0	124465
500-Powerformer	500-F-106	--	--	51,7	2,5	500	23,7	0	0	5490
1000-Isomerizzazione	1000-F-101/F-102	--	--	51,7	3,8	500	36,8	0	0	8478
1600 A-Thermal Cracking	1600-F-201/F-501/F-502	--	--	51,7	41,4	500	401,2	0	0	91431
1600 Visbreaking	1600-F-101	--	--	253,1	84,1	500	166,1	0	0	37920
1600 Visbreaking	1600-F-301	--	--	51,7	7,8	300	45,6	0	0	17193
700 Gofiner	700-F-101/F-102	--	--	51,7	17,6	500	169,9	0	0	38778
800 Produzione H2	800-F-101	--	--	44,7	19,9	500	222,5	0	0	50727
1800 UDS Gasolio		--	--	44,7	6,1	156	21,0	0	0	15125
			N.D.		1179,3		1941,2		0	468741

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

Le emissioni totali, ricavabili dalle tabelle di cui sopra, ed il loro confronto con quanto indicato nelle IPPC è di seguito riportato:

mg/Nm ³ (3% O ₂)	Combustione mista		Combustione gas		Emissioni totali Raffineria
	Raffineria	IPPC	Raffineria	IPPC	
CO	--	20-100	--	5-80	--
NO _x	340	280-1000	473	70-1300	415
PM ₁₀	140	5-1000	<5	<5	60.5
SO ₂	3200	50-7000	287	3-1700	1547


	<i>Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

20.3 Stato di applicazione delle BAT competenti


Le BAT relative ai forni di raffineria sono riportate nel punto 10 del paragrafo 5.2 del Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

Nel prospetto di seguito riportato viene mostrato lo stato di applicazione delle BAT citate con riferimento all'assetto della raffineria ISAB SUD.


Nel prospetto, per semplicità e per rendere più facile il confronto, ove indicato nello stesso paragrafo 5.2 delle IPPC, viene riportato il riferimento alla tecnica presente nel capitolo 4 della stessa Reference Document on Best Available Techniques for Mineral Oil and Gas Refineries.

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.10.1.2	Applicazione di campagne per il miglioramento delle qualità di combustione	Applicata	Viene monitorata l'efficienza dei forni di processo e confrontata con i valori target	
4.10.1.3	Far corrispondere la produzione di calore con i consumi tramite sistemi di controllo computerizzato	Applicata	La Raffineria ha adottato sistemi di controllo avanzato che ottimizzano la gestione operativa dei principali forni di raffineria	
4.10.1.4	Ottimizzare l'uso del vapore nei processi di stripping e ridurre lo spreco con l'utilizzo degli steam-traps		L'utilizzo del vapore di stripping è ottimizzato in funzione della qualità minima richiesta ai prodotti. Steam traps sono installati sulla rete condense	
4.10.1.3	Aumentare il livello di integrazione termica tra i vari processi di raffineria aumentando il recupero di calore		Le principali unità di processo della raffineria sono tra di loro integrate termicamente	
4.10.1.3	Utilizzo di WHB per ridurre l'uso di combustibile nella produzione di vapore		In varie unità di processo sono installate caldaie a recupero per la produzione di vapore	
4.10.2.1	Utilizzare RFG purificato e, se necessario per fornire la restante richiesta di energia, combustibili liquidi associati a tecniche di controllo e abbattimento o altri Fuel Gas come natural gas o LPG	Applicata	Viene utilizzato RFG per l'alimentazione di buona parte dei forni di processo. La ulteriore richiesta di combustibile viene soddisfatta utilizzando olio combustibile.	

 CONSER	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.10.2.1	Massimizzare la quantità di combustibili “puliti” utilizzata attraverso: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Massimizzazione e dell’utilizzo di RFG a basso tenore di H₂S (20-150 mg/Nm³) ➤ Controllo e bilanciamento del sistema RFG tra opportuni valori di pressione per aumentarne la flessibilità e ricorso a gas di reintegro a basso tenore in zolfo (GPL o gas da rete esterna) 	Applicata	<p>Tutto il RFG viene lavato con ammina garantendo un contenuto massimo di H₂S di 100 ppm.</p> <p>Come reintegro di fuel si utilizza metano oppure, occasionalmente, GPL</p>	
4.10.11.3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizzare controlli avanzati per ottimizzare le performance del sistema RFG 	Applicata	<p>Tutti i controllori installati sulla rete RFG ed i controllori sulla regolazione dell’alimentazione ai forni sono di ultima generazione e consentono il recupero totale del RFG come fuel</p>	
4.23.7	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Inviare a torcia il fuel-gas solo nelle fasi di avviamento/fermata impianti o in presenza di up-set In caso di eccesso considerare la vendita all’esterno 	Applicata	<p>Il fuel gas prodotto viene totalmente recuperato come combustibile</p>	
4.10.2.3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Upgrading degli oli pesanti in combustibile a basso tenore di zolfo; 	Applicata	<p>La produzione di olio combustibile ATZ viene venduta a ERG-POWER AND GAS, per la produzione di energia elettrica (IGCC)</p>	

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.10.2.1	Ridurre la quantità di CO2 emessa attraverso: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Aumentare l'integrazione termica della raffineria ➤ Aumentare l'utilizzo di combustibili gassosi a più alto rapporto idrogeno-carbonio 	Applicata	Le unità di processo della raffineria sono tra di loro integrate termicamente	
	Ridurre la quantità di CO emessa applicando tecniche di combustione efficiente	Applicata	L'efficienza della combustione nei forni è adeguata, e tenuta sotto controllo con un sistema di controllo avanzato	
	Ridurre le emissioni di NOx attraverso: <ul style="list-style-type: none"> ➤ Riduzione dell'utilizzo di combustibile 	Applicata	Le unità di processo della raffineria sono tra di loro integrate termicamente, inoltre l'efficienza della combustione viene monitorata e massimizzata in continuo	
4.10.4.1.2	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Sostituzione dei bruciatori tradizionali con bruciatori a bassa emissione di Nox 	Applicata	Tutti i forni di Raffineria, con esclusione della U-800, sono datati di bruciatori a basso NOx	

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
4.10.3.1	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Traguardare per forni che utilizzano fuel gas valori di emissioni pari a 20-150 mg/m³ di NOx e per forni che utilizzano combustibili liquidi di 55-300 mg/Nm³ attraverso: ➤ Alta efficienza termica con un buon sistema di controllo 	Applicata		
4.10.4.1	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Bruciatori a basse emissioni di NOx 	Applicata		
4.10.4.3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Invio dei fumi di combustione in caldaie a vapore per abbassare la temperatura dei fumi di combustione 	Non applicabile	Non applicabili per forni di processo esistenti in quanto il contenuto entalpico dei fumi non giustifica economicamente tale applicazione	
4.10.4.5	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizzo di tecniche di ricombustione 	Non applicabile		
4.10.4.6 -7	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Utilizzo delle tecnologie SCR/SNCR per l'eliminazione degli NOx dai gas combusti 	Non Applicabile	<p>Non applicabili per forni di processo esistenti</p> <p>L'attuale livello di emissioni di NOx non giustifica l'adozione di tecnologie SCR/SNCR</p>	

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
	Riduzione delle emissioni di particolato per forni alimentati a combustibile liquido a 5-20 mg/m3 attraverso			
4.10.5.1	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Riduzione dei consumi di combustibile 	Applicata	Le unità di processo di Raffineria sono tra di loro ed al loro interno integrate termicamente	
4.10.5.1	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Massimizzazione e dell'utilizzo di combustibili gassosi 	Applicata		
4.10.5.2	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Atomizzazione con vapore del combustibile 	Applicata		
4.10.5.3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Filtri elettrostatici sui fumi di combustione 	Non applicabile		

	Produzione di Energia Termica Forni di raffineria SUD	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

TECN.	INDICAZIONE	STATO	COMMENTO	NOTE
	Riduzione delle emissioni di SO₂ attraverso			
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Riduzione dei consumi di combustibile attraverso integrazioni termiche 	Applicata	La raffineria ha un buon grado di integrazione termica	
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Traguardare il valore di emissione di 5-20 mg/m³ utilizzando RFG purificato a basso tenore in H₂S (20-150 mg/Nm³) 	Applicata	Tutto il gas combustibile subisce un lavaggio amminico	
	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Traguardare il valore di emissione di 50-850 mg/m³ utilizzando combustibili liquidi attraverso 			
4.10.2.3	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Desolfurazione del combustibile liquido 	Applicabile	Si utilizza solo combustibile liquido con un contenuto di zolfo inferiore al 2.0%	
4.5.10	<ul style="list-style-type: none"> ➤ Applicazione di tecniche di desolfurazione dei fumi di combustione 	Non Applicabile	Non necessaria per quanto al punto precedente	

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


21 ADDENDUM ALLE BAT

Nel presente documento sono confrontate le emissioni delle unità di processo della raffineria ISAB SUD con quanto riportato nell'IPPC.

21.1 Unità U-100

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.19) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di distillazione atmosferica:

	IPPC OMV- Schwechat 8200000 ton/anno	BAT (paragrafo 5.2.10)		Distillazione Atmosferica
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	46	20	850	3200
SO ₂ kg/t feed	0.009			0.53
NO _x mg/m ³	107	150	300	340
NO _x kg/t feed	0.02			0.056
COmg/m ³	6			
COkg/t feed	0.001			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	36			
Particulates mg/m ³	1	-	20	140
Particulates kg/t feed	0			0.02


	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.2 Unità U-200

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.13) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione nafta 200:

	IPPC 1500000 ton/year Nafta Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 200
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.005			0.0072
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.014			0.070
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.014			
CO ₂ mg/m ³				
CO ₂ kg/t feed	27			
Particulates mg/m ³	5	-	20	
Particulates kg/t feed	0.001			

Nota (1): I valori dell'unità sono relativi alle emissioni dovute ai forni 200-F101/F102.


	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.3 Unità U-200 A

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.13) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione gasoli 200 A:

	IPPC 3000000 ton/year Nafta GO Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 200 A
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	44.7
SO ₂ kg/t feed	0.002			0.0025
NO _x mg/m ³	100	150	300	168
NO _x kg/t feed	0.007			0.0088
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.007			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	13			
Particulates mg/m ³	5	-	20	
Particulates kg/t feed	0			

Le acque acide generate dall'unità di desolforazione gasolio 200 A, sono inviate all'unità SWS. La portata di tali acque acide è pari a circa 2.6 ton/hr (corrispondenti a circa 121 per tonnellata di gasolio in carica) e rientra nei valori di 30-55 l/t specificati dall'IPPC.


	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.4 Unità U-300

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.13) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione Kerosene 300:

	IPPC 3000000 ton/year GO Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 300
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.002			0.0035
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.007			0.012
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.007			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	13			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0			-

Le acque acide generate dall'unità di desolforazione kerosene 300, sono inviate all'unità SWS. La portata di tali acque acide è pari a circa 3.6 ton/h (corrispondenti a circa 22 l per tonnellata di kerosene in carica) e rientra nei valori di 30-55 l/t specificati dall' IPPC.


	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.5 Unità U-400

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.13) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolforazione gasoli 400:

	IPPC 3000000 ton/year of GO Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 400
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.002			0.0043
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.007			0.039
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.007			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	13			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0			-


Le acque acide generate dall'unità di desolforazione gasolio 400, sono inviate all'unità SWS. La portata di tali acque acide è pari a circa 5.3 ton/h (indicare valore a cura erg) (corrispondenti a circa 33 l per tonnellata di gasolio in carica) e rientra nei valori di 30-55 l/t specificati dall'IPPC.

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio di

21.6 Unità U-500

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.6) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di powerforming:


	IPPC Platforming Mider	Powerformer U-500
SO ₂ mg/m ³	35	881.5
SO ₂ kg/t feed	0.024	0.59
NO _x mg/m ³	100	500
NO _x kg/t feed	0.069	0.33
COmg/m ³	100	
COkg/t feed	0.069	
CO ₂ mg/m ³		
Co ₂ kg/t feed	146	
Particulates mg/m ³	5	60.9
Particulates kg/t feed	0.003	0.04

	<i>Addendum alle BAT</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.7 Unità U-600

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.19) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di distillazione sotto vuoto:

	IPPC Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Distillazione sottovuoto
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	3.200
SO ₂ kg/t feed	0.004			0.48
NO _x mg/m ³	100	150	300	340
NO _x kg/t feed	0.013			0.051
CO mg/m ³	100			
CO kg/t feed	0.013			
CO ₂ mg/m ³				
CO ₂ kg/t feed	41			
Particulates mg/m ³	5	-	20	140
Particulates kg/t feed	0.001			0.0211

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.8 Unità U-700/U-700 A


21.8.1 Unità 700

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.13) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di Gofiner 700:


	IPPC 3000000 ton/year of GO Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 700
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.002			0.002
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.007			0.02
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.007			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	13			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0			-

21.8.2 Unità 700 A

Per quanto riguarda l'unità 700-A non esiste nessun riferimento specifico nell'IPPC. Il riferimento IPPC che più si avvicina alla tipologia di unità in oggetto è quello riportato al paragrafo 3.19 relativo alle unità di vuoto primario.

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

	IPPC Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 700 A
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.004			0.004
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.013			0.04
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.013			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	41			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0.001			-

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.9 Unità U-800


Per quanto riguarda le emissioni delle unità di produzione idrogeno via steam reforming di fuel gas o distillati leggeri, le IPPC (paragrafo 3.14) non riportano nessun dato di riferimento. Le IPPC riportano tuttavia valori operativi tipici di emissioni per impianti di produzione idrogeno da purificazione del gas di sintesi ottenuto attraverso la gassificazione di olii pesanti. Tali valori sono riportati nella tabella seguente e confrontati con le emissioni dell'unità 800:

	IPPC Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 800
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	44.7
SO ₂ kg/t feed	0.363			0.57
NO _x mg/m ³	158	150	300	500
NO _x kg/t feed	1.64			6.35
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	1.038			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	710			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0.052			-

21.10 Unità U-1000

Per quanto riguarda le emissioni avendo scelto la tecnologia basata sui catalizzatori attivati con percloroetilene non ci sono forni dedicati al processo di isomerizzazione (l'unità è dotata di un forno utilizzato come ribollitore della colonna di stabilizzazione della benzina isomerata che non rientra pertanto nella valutazione IPPC del processo di isomerizzazione) e quindi non ci sono emissioni all'atmosfera di SO₂, NO_x, CO, CO₂ e particelle solide.

Il fuel gas prodotto (testa stabilizzatrice) è trattato con soda. La soda esausta ricca in NaCl viene inviata al trattamento sode spente.

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.11 Unità U-1200/U-1200 M

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 4.23.5.2) con quanto ottenuto operativamente nelle unità 1200/1200 M:


	IPPC	Unità 1200/1200 M
SO ₂ mg/m ³	1500	5750
SO ₂ % of total H ₂ S load to SRU	0.2%	0.012%
Waste water m ³ /hr (1)	0.02	
Spent catalyst t/a	Plant specific	

Nota 1: valore relativo ad una unità SRU da 200.000 t/a

21.12 Unità U-1600

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.22) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di visbreaking:


	IPPC Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Visbreaking
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.011			0.0065
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.042			0.063
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.001			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	50			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0			-

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

21.13 Unità U-1600 A

Per quanto riguarda le emissioni delle unità di thermal cracking non esistono termini di riferimento specifici nelle IPPC che suggeriscono per tali unità di far riferimento alle emissioni delle unità di visbreaking. Per tale motivo la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.22) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di thermal cracking. Le emissioni di seguito riportate includono anche il frono di vacuum flash:

	IPPC Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Visbreaking
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	51.7
SO ₂ kg/t feed	0.011			0.014
NO _x mg/m ³	100	150	300	500
NO _x kg/t feed	0.042			0.17
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.001			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	50			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0			-

	Addendum alle BAT	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio


21.14 Unità U-1800

Per quanto riguarda le emissioni, la seguente tabella confronta quanto riportato nell'IPPC (paragrafo 3.13) con quanto ottenuto operativamente nell'unità di desolfurazione gasoli 1800:

	IPPC 3000000 ton/year of GO Mider	BAT (paragrafo 5.2.10)		Unità 400
		FG	FO	
SO ₂ mg/m ³	35	20	850	44.7
SO ₂ kg/t feed	0.002			0.0036
NO _x mg/m ³	100	150	300	156
NO _x kg/t feed	0.007			0.012
COmg/m ³	100			
COkg/t feed	0.007			
CO ₂ mg/m ³				
Co ₂ kg/t feed	13			
Particulates mg/m ³	5	-	20	-
Particulates kg/t feed	0			-

Le acque acide generate dall'unità di desolfurazione gasolio 1800, sono inviate all'unità SWS. La portata di tali acque acide è pari a circa 12.5 ton/hr (corrispondenti a circa 64 l per tonnellata di gasolio in carica) rispetto ai valori di 30-55 l/t specificati dall'IPPC.

L'elevata produzione di acqua acida è legata alla richiesta di acqua di lavaggio (10 m³/h) connessa con l'alto livello di NH₃ nell'effluente reattore, essendo l'unità 1800 un impinato di ultra desolfurazione di cariche pesanti.

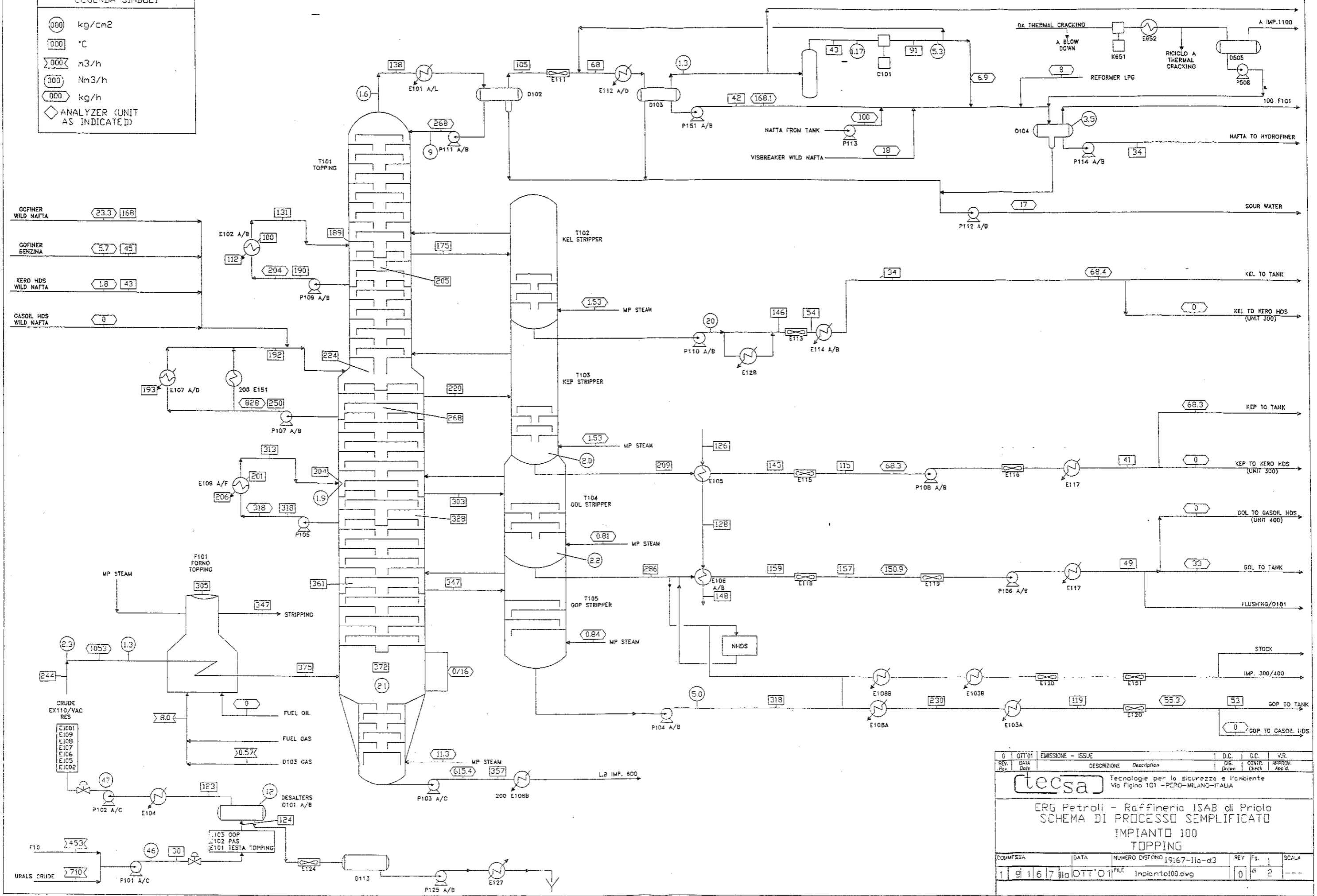
 CONSER	ALLEGATI <i>Schemi di processo</i>	CLIENTE: ERG MED		
		PROGETTO: ADEGUAMENTO BAT pro IPPC		
		N° Progetto A621	Rev. 0	Foglio

ALLEGATI

SCHEMI DI PROCESSO SEMPLIFICATI

LEGENDA SIMBOLI

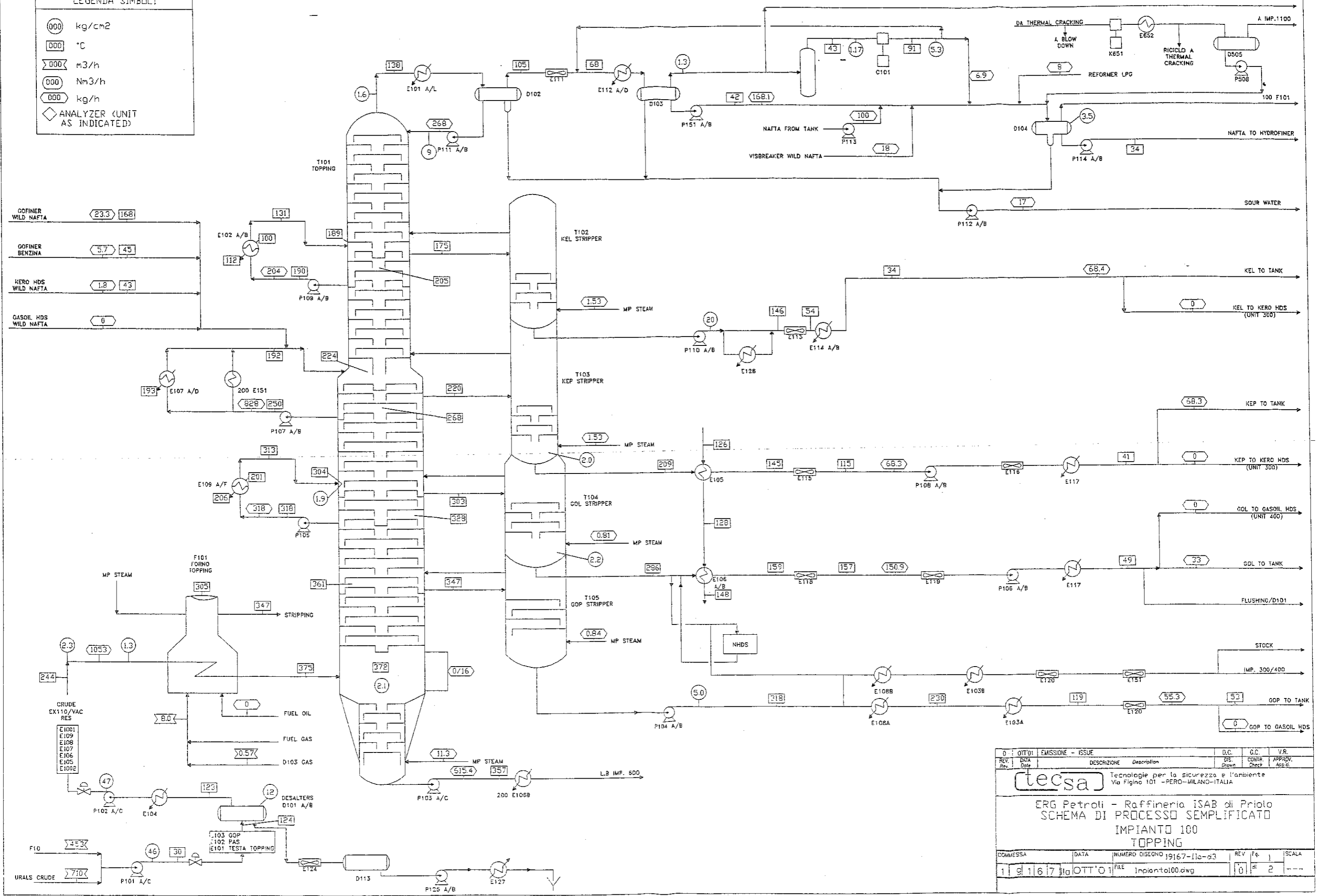
⊖	kg/cm ²
⊖	°C
⊖	m ³ /h
⊖	Nm ³ /h
⊖	kg/h
◇	ANALYZER (UNIT AS INDICATED)



G		OTT'01		EMMISSIONE - ISSUE		D.C.		G.C.		V.R.	
REV.	DATA	DESCRIZIONE	Description	DIS.	CONTR.	APPROV.	Check	Check	Appd.		
<p>tecasa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA</p> <p>ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 100 TOPPING</p>											
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-11a-d3	REV	Fg.	SCALA					
1	9/16/77	FILE	impianto100.dwg	0	2	---					

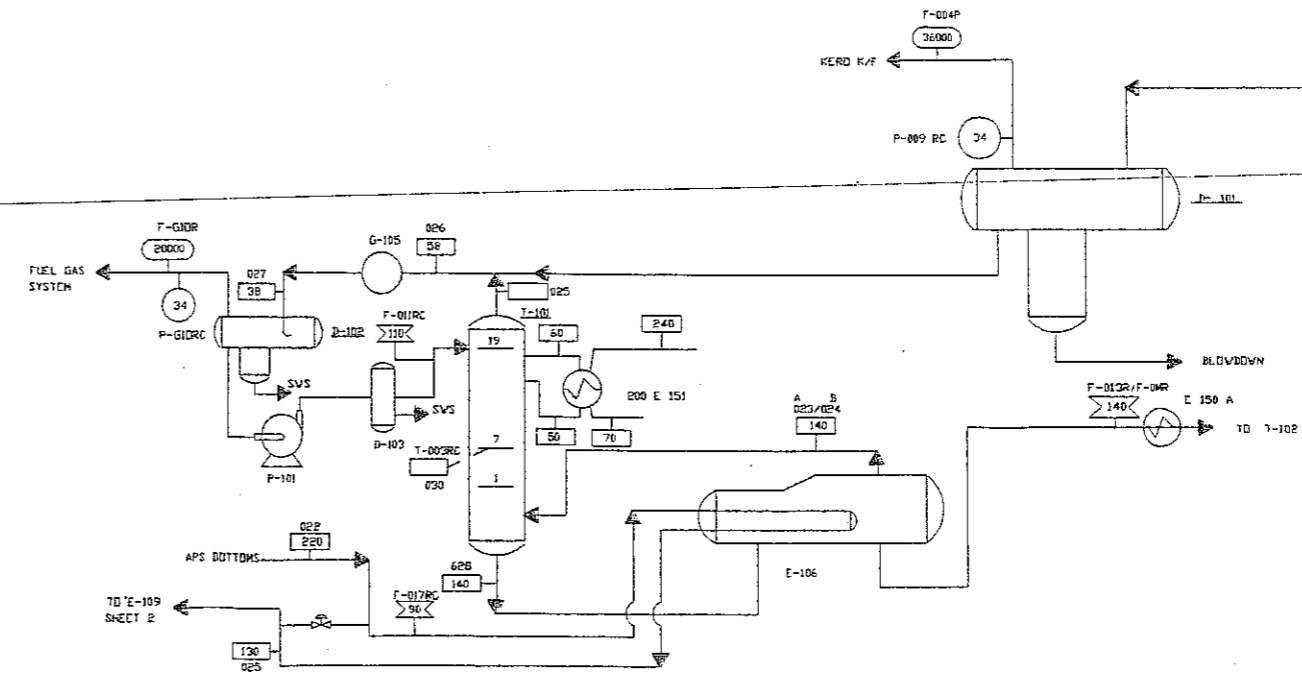
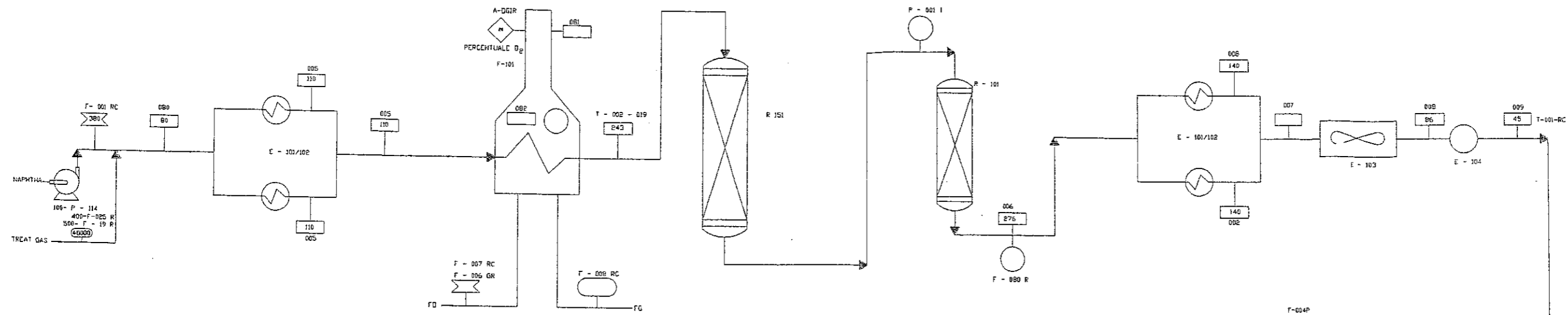
LEGENDA SIMBOLI

⊖	kg/cm ²
⊖	°C
⊖	m ³ /h
⊖	Nm ³ /h
⊖	kg/h
◇	ANALYZER (UNIT AS INDICATED)



0 - OTT'01 EMISSIONE - ISSUE		D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Drawn	Check	App'd.
Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Fagnola 101 - PERO - MILANO - ITALIA				
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 100 TOPPING				
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV.	ISCALA
11/16/77	10/11/77	19167-11a-g3	01	2
FILE		Inplant0100.dwg		

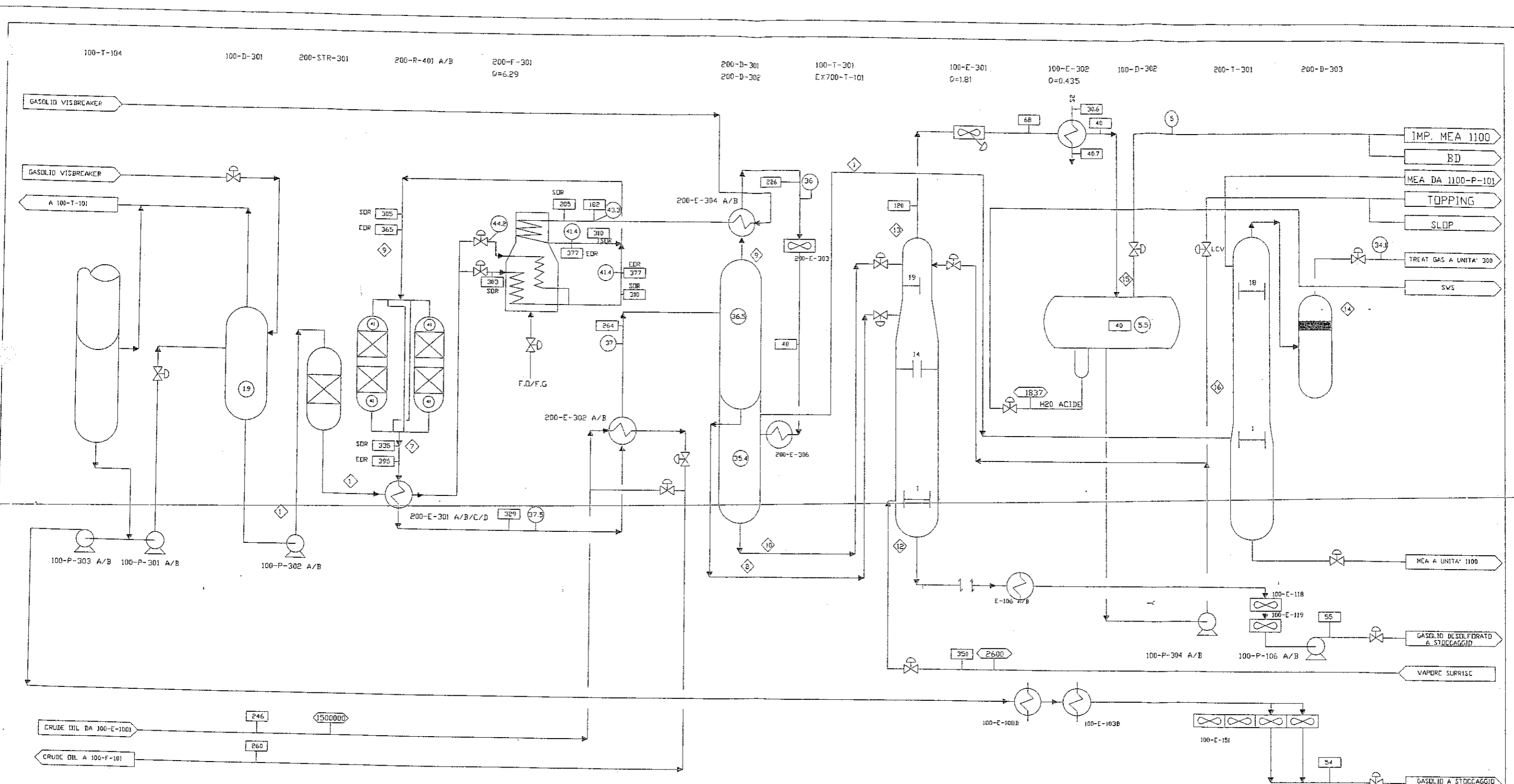
FILE: *.DWG



Legenda simboli

	Kg/h
	°C
	Kg/cm ²
	Nm ³ /h

REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App. d.
ERG PETROLI RAFFINERIA IS&B					
IMPIANTO 200 - DESOLFORAZIONE VIRGIN NAFTA					
SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO					
COMMESSA		NUMERO DISEGNO		REV	Fig
FILE		FILE		01	2
				di	SCALA



100-T-104 100-D-301 200-STR-301 200-R-401 A/B 200-F-301
 Q=6.29 200-D-301 100-T-301 100-E-301 100-E-302 100-D-302 200-T-301 200-D-303
 Q=0.181 Q=0.435

100-P-303 A/B 100-P-301 A/B 100-P-302 A/B 200-E-301 A+D 200-E-302 A/B 200-E-304 A/B 200-E-303 100-E-106 A/B 100-P-304 A/B 100-E-118 100-E-119
 Q=15.418 Q=13.333 Q=0.713 Q=2.632 Q=13.5 Q=1.04 Q=15.09

- ◻ = KG/H
- = KG/CM'R
- = C'
- Q = MM KCAL/H

1 AGO '03 EMISSIONE - ISSUO		REVISIONI		REV	DESCRIZIONE	DATA	APP
REV	DATA	DESCRIZIONE	DATA	APP	DESCRIZIONE	DATA	APP
1	19/06/03	Impianto 200-A.dwg	19/06/03	1	1	1	1

ERG Raffinerie Mediterranee
 Raffineria ISAB - Impianti Sud

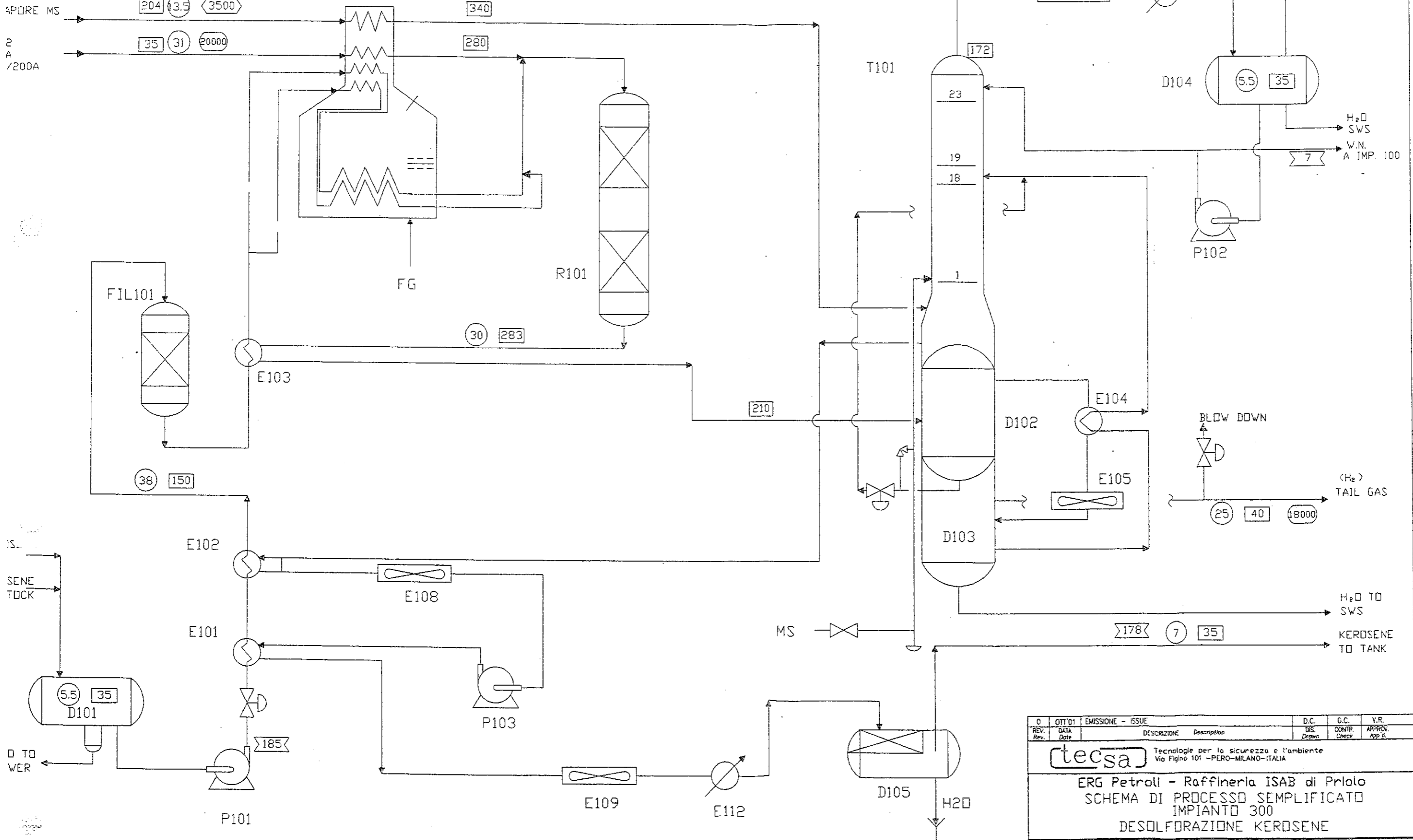
SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO
 IMPIANTO 200/A NHDS
 SITUAZIONE FUTURA

COMMESSA: DATA: NUMERO ORDINE: 19167-11e-04
 1 9 16 17 11/06/03 FILE: Impianto200-A.dwg REV: 1/1 SCALE: 1/1

FILE: * DWG

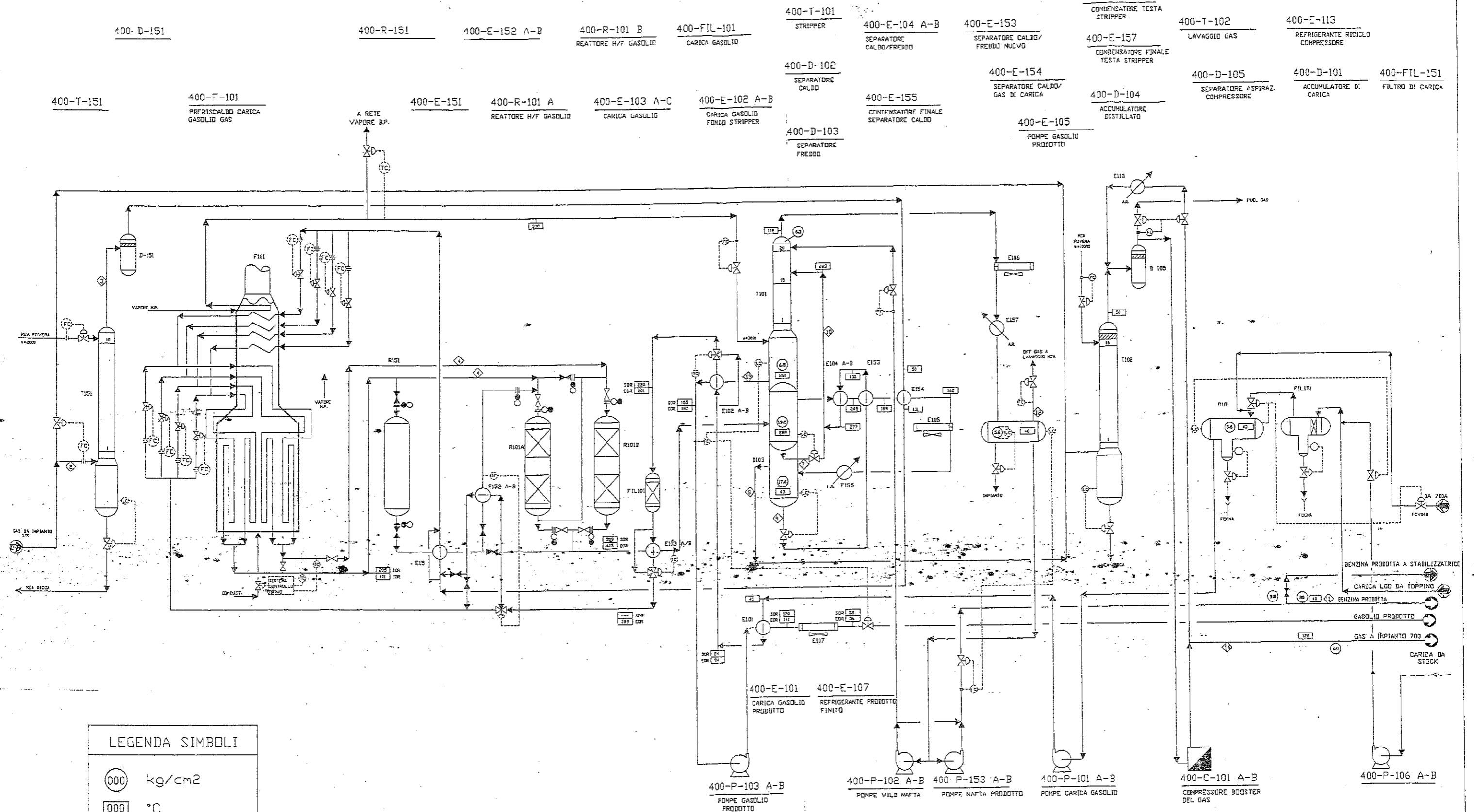
LEGENDA SIMBOLI

⊖	kg/cm ²
⊖	
⊖	m ³ /h
⊖	Nm ³ /h
⊖	kg/h



0	OTT'01	EMISSIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App. &
 Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petrol - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 300 DESOLFORAZIONE KEROSENE					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	Fo	SCALA
1	9/16/77	19167-11a-d3	0	1	---
FILE		FILE		FILE	
Impianto300.dwg		Impianto300.dwg		Impianto300.dwg	

FILE: * DWG



LEGENDA SIMBOLI

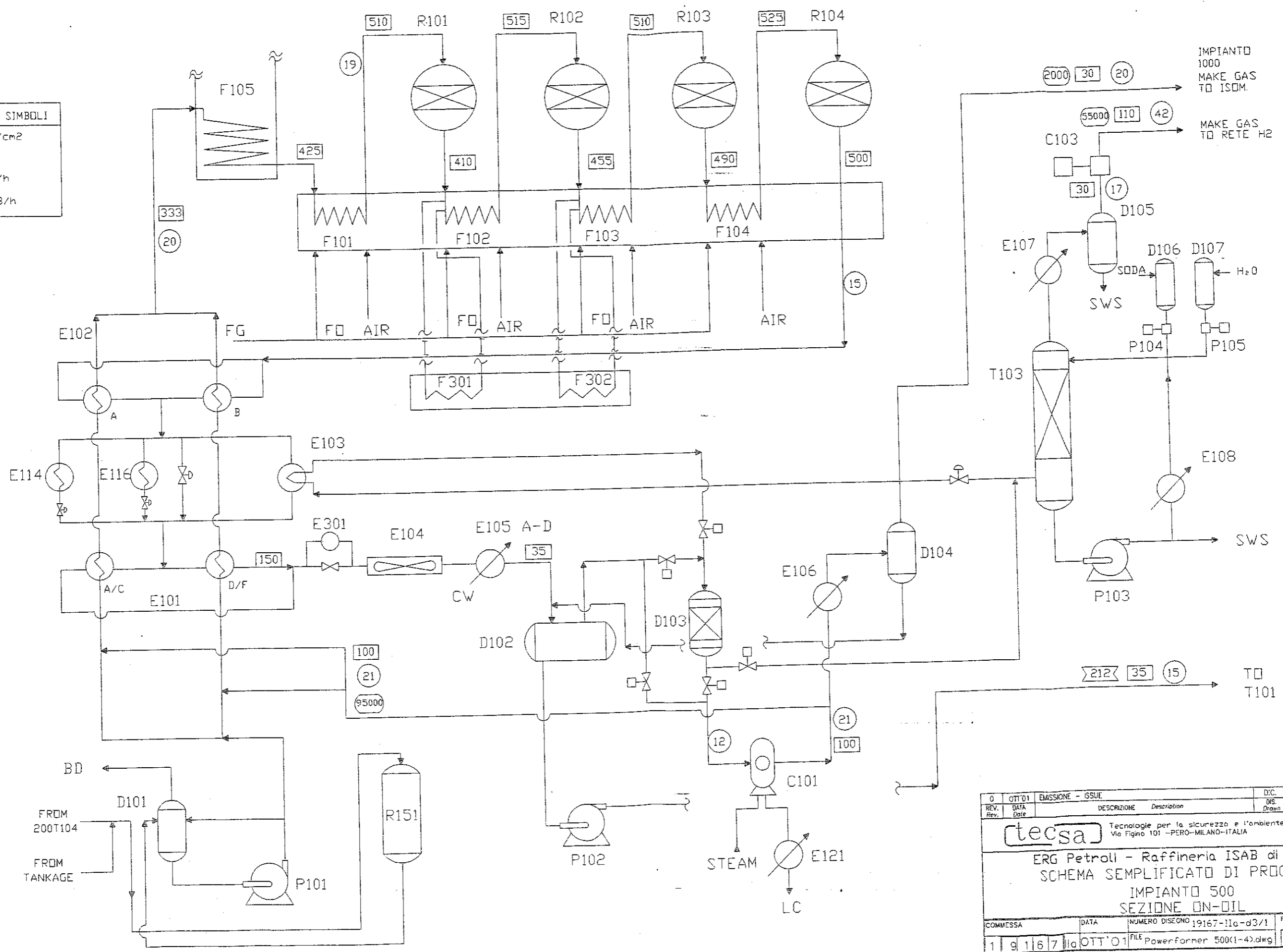
	kg/cm ²
	°C
	kg/h

0	OTT'01	EMISIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DES.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App'd.
tecasa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA SEMPLIFICATO DI PROCESSO IMPIANTO 400 DESOLFORAZIONE E DEPARAFFINAZIONE GASOLIO					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	Fg.	SCALA
1911617	10/01	19167-11a-d3	0	1	---
FILE: Impianto 400.dwg			di	3	---

FILE: *.DWG

LEGENDA SIMBOLI

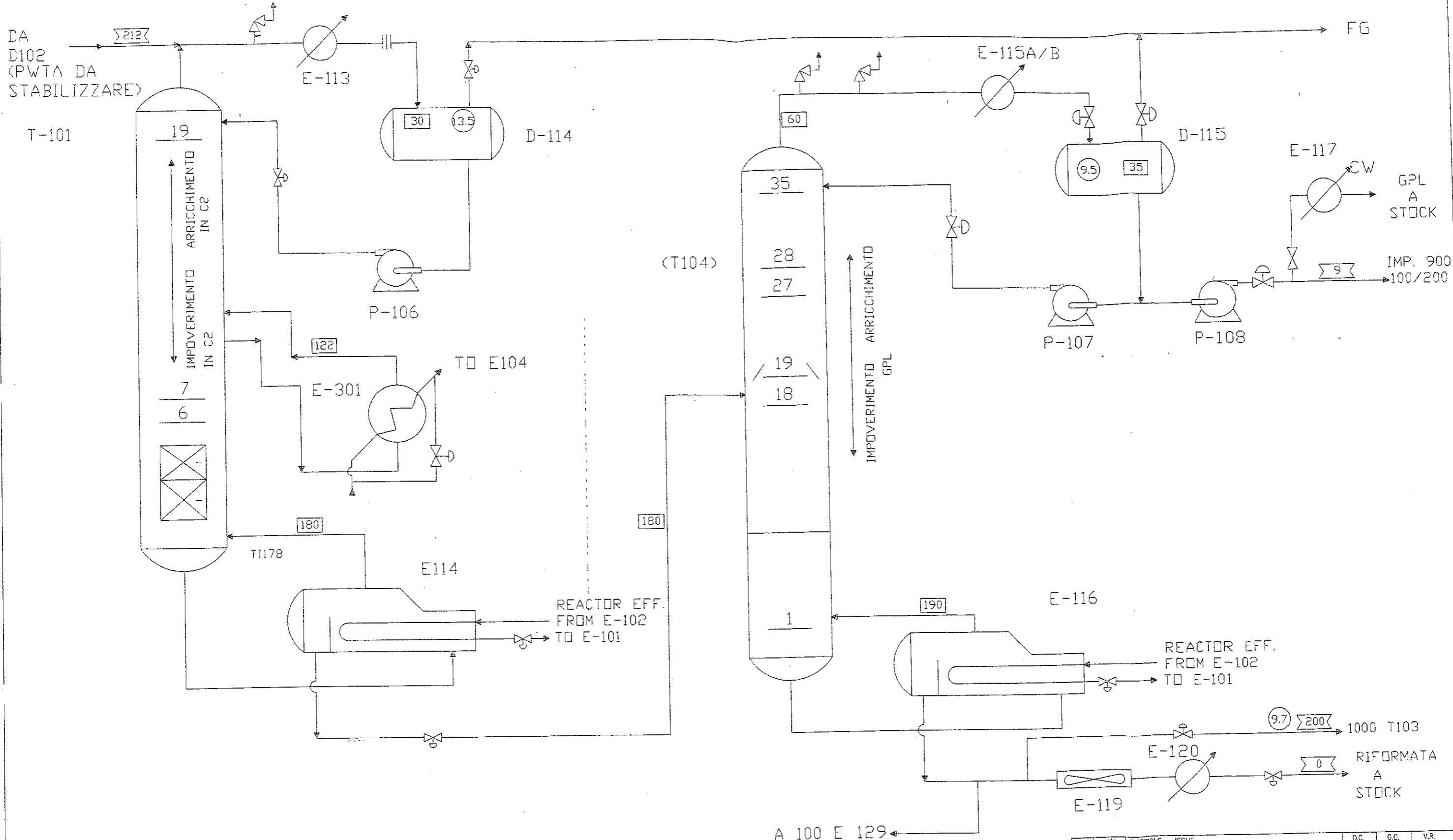
(000)	kg/cm ²
[000]	°C
>000<	m ³ /h
(000)	Nm ³ /h



IMPIANTO 1000
MAKE GAS TO ISOM.
MAKE GAS TO RETE H₂

REV. DATA		DESCRIZIONE Description		D.C. DIS. Drawn	G.C. CONTR. Check	V.R. APROV. App. d.
0	OTT'01	EMISSIONE - ISSUE				
 Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA						
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA SEMPLIFICATO DI PROCESSO IMPIANTO 500 SEZIONE ON-OIL						
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-11a-d3/1	REV	Fg 1	SCALA
1	9/1/67	FILE	Powerformer 500(1-4).dwg	0	d 4	---

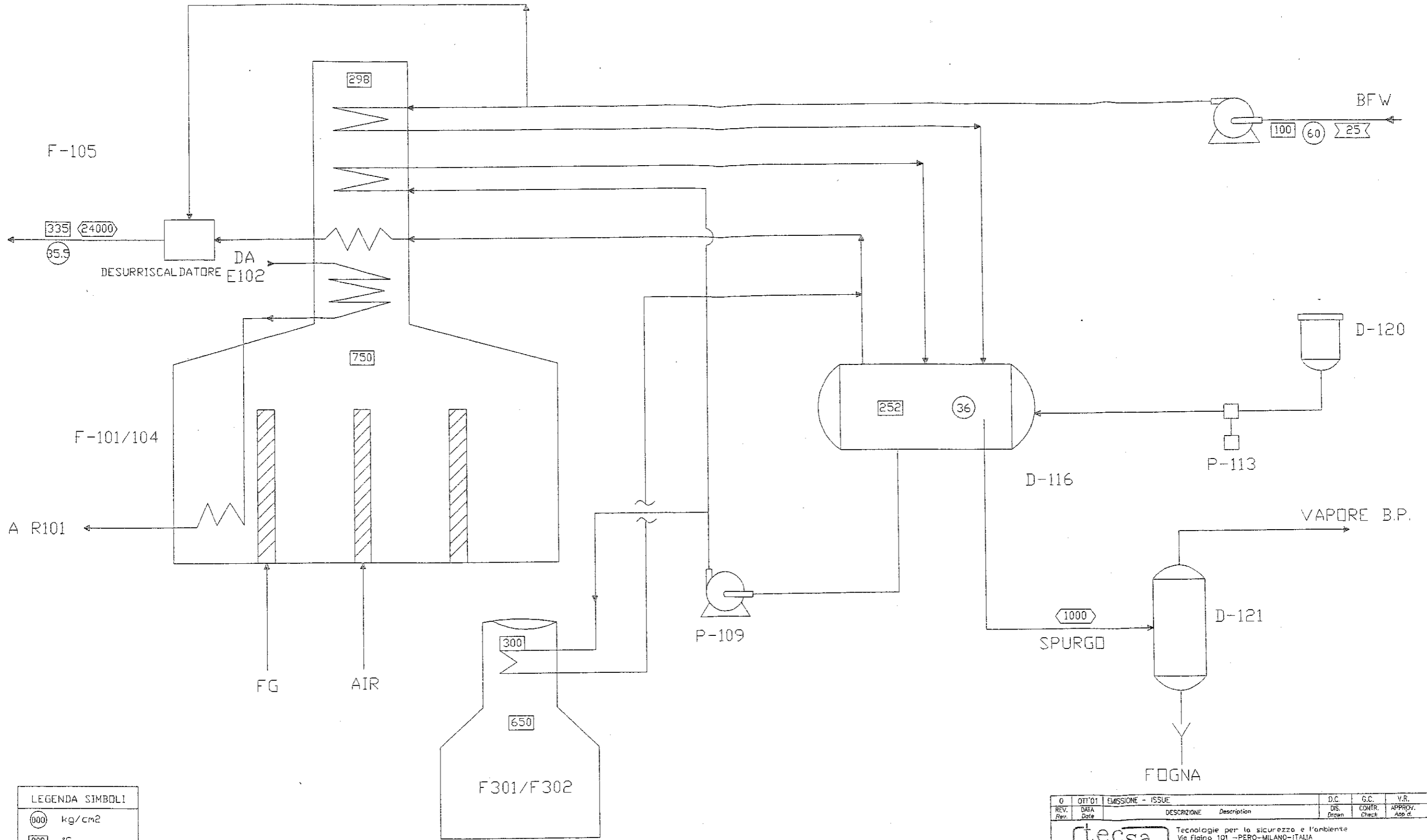
F11 F. * DWG



LEGENDA SIMBOLI

⊙	kg/cm ²
□	°C
⏏	m ³ /h

0	OTT'01	EMISSIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App. d.
tecasa <small>Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA</small>					
ERG Petrol - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA SEMPLIFICATO DI PROCESSO IMPIANTO 500 SEZIONE STABILIZZAZIONE					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	Fg.	SCALA
1	9 1 6 7	19167-11a-d3/2	0	2	---
FILE		Powerformer_500(2-4).dwl	0	4	---



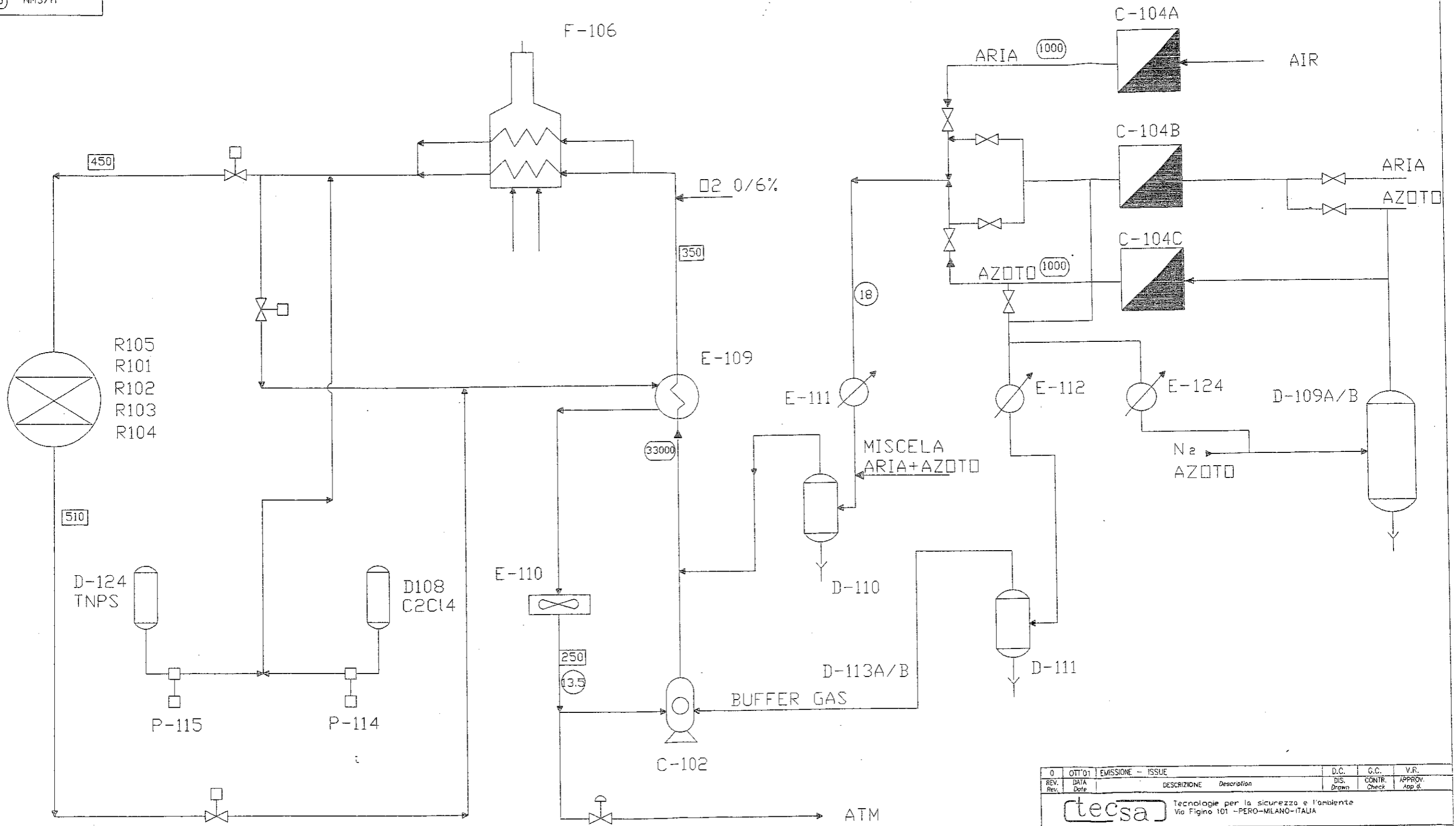
IMP. 500 PRODUZIONE VAPORE

LEGENDA SIMBOLI

(000)	kg/cm ²
[000]	°C
(000)	Nm ³ /h
<000>	Kg/h

0	OTT'01	EMMISSIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV. / Rev.	DATA / Date	DESCRIZIONE / Description	DIS. / Drawn	CONTR. / Check	APPROV. / App. d.
 Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA SEMPLIFICATO DI PROCESSO IMPIANTO 500 SEZIONE GENERAZIONE VAPORE					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-11a-d3/3	REV	Fg. 3
1	9 1 6 7	OTT'01	FILE PowerFormer 500-3-4.dwg	0	di 4
			SCALA	---	

LEGENDA SIMBOLI	
(000)	kg/cm ²
[000]	°C
000	Nm ³ /h



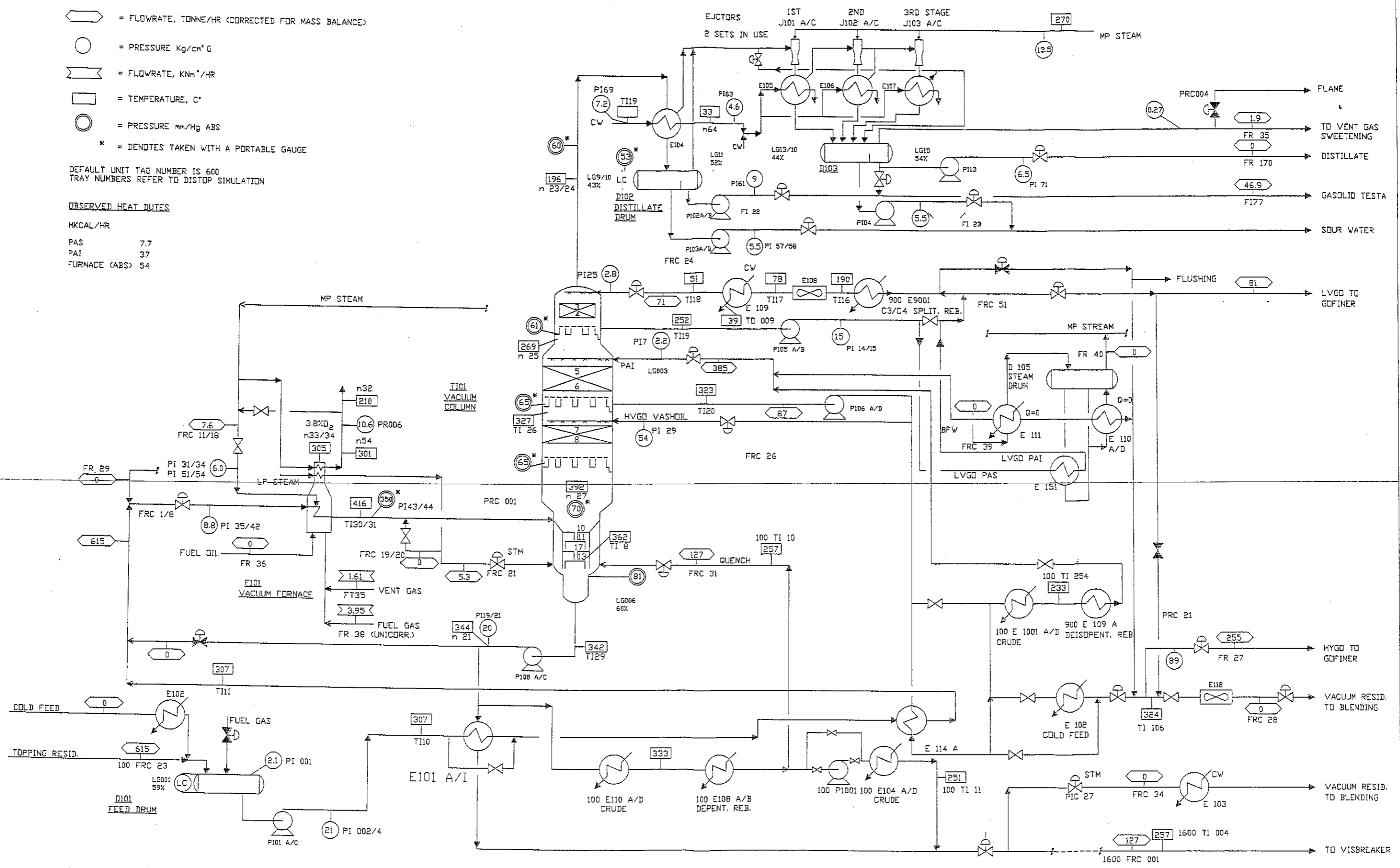
0		OTT'01		EMISIONE - ISSUE		D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	Description	DIS.	CONTR.	APPROV.	Check	App. S.
tecasa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA								
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA SEMPLIFICATO DI PROCESSO IMPIANTO 500 SEZIONE RIGENERAZIONE								
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO		19167-11a-d3/4	REV	Fg.	4	SCALA
1	9/16/71	OTT'01		FILE Powerformer 500(4-4).dwg	0	di	4	---

- = FLOWRATE, TONNE/HR (CORRECTED FOR MASS BALANCE)
- = PRESSURE Kg/cm² G
- = FLOWRATE, KNM³/HR
- = TEMPERATURE, C°
- = PRESSURE mm/Hg ABS
- * = DENOTES TAKEN WITH A PORTABLE GAUGE

DEFAULT UNIT TAG NUMBER IS 600
TRAY NUMBERS REFER TO DISTOP SIMULATION

OBSERVED HEAT DUTES

MKCAL/HR
 PAS 7.7
 PAI 37
 FURNACE (ABS) 54

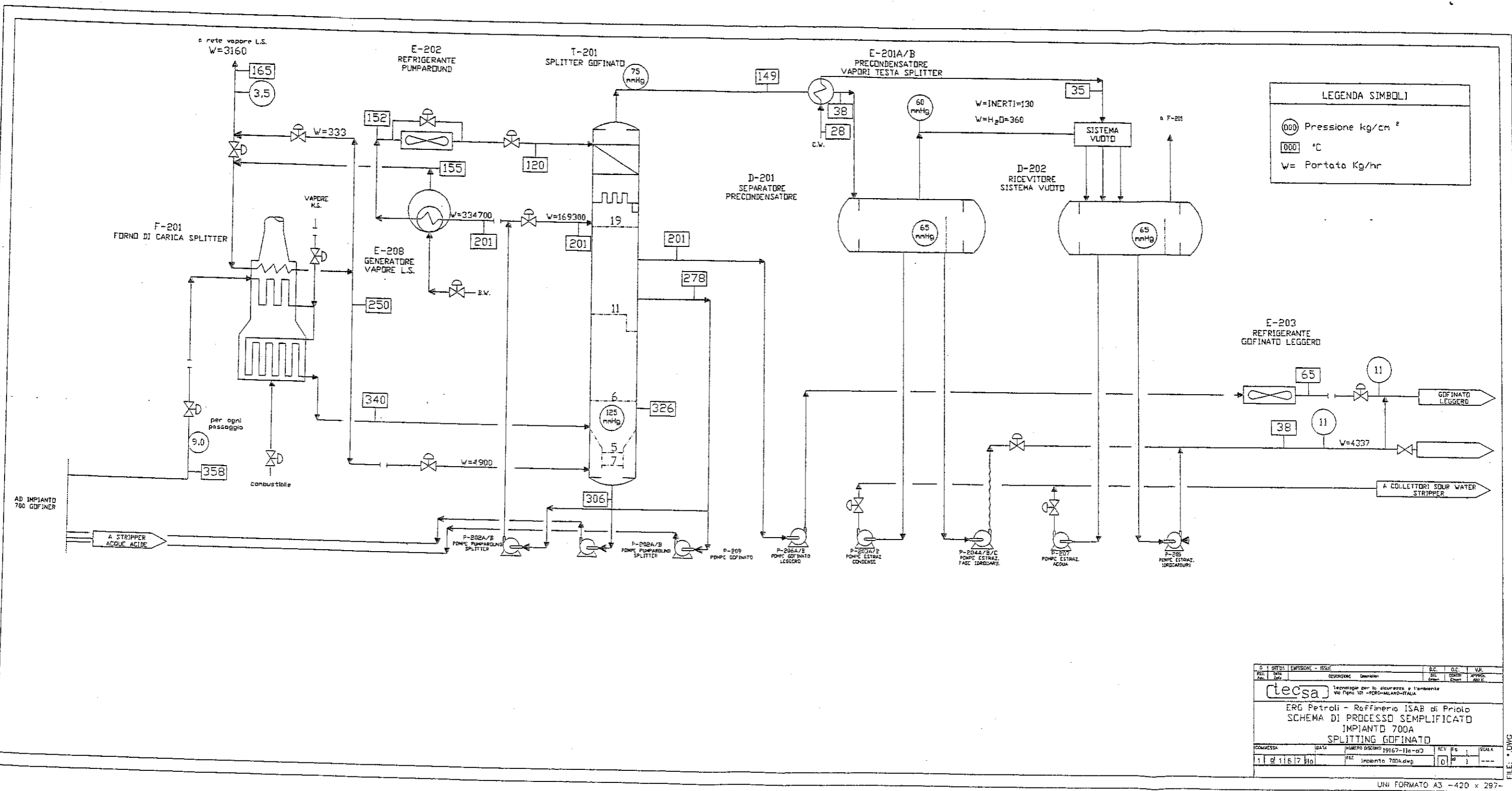


REV.	DATA	DESCRIPTION	DESIGNER	DATE	SCALE	APPR.
1	1/16/77	Impianto 600.dwg	OTT'OLI			

TECSPA
 Tecnologie per la sicurezza e l'efficienza
 Via Fagnola 101 - 20139 MILANO - ITALIA
 ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo
 SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO
 IMPIANTO 600
 VACUUM/TOPPING

COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-110-d3	REV	1	SCALE
1	1/16/77	FILE	Impianto600.dwg	10	1	---

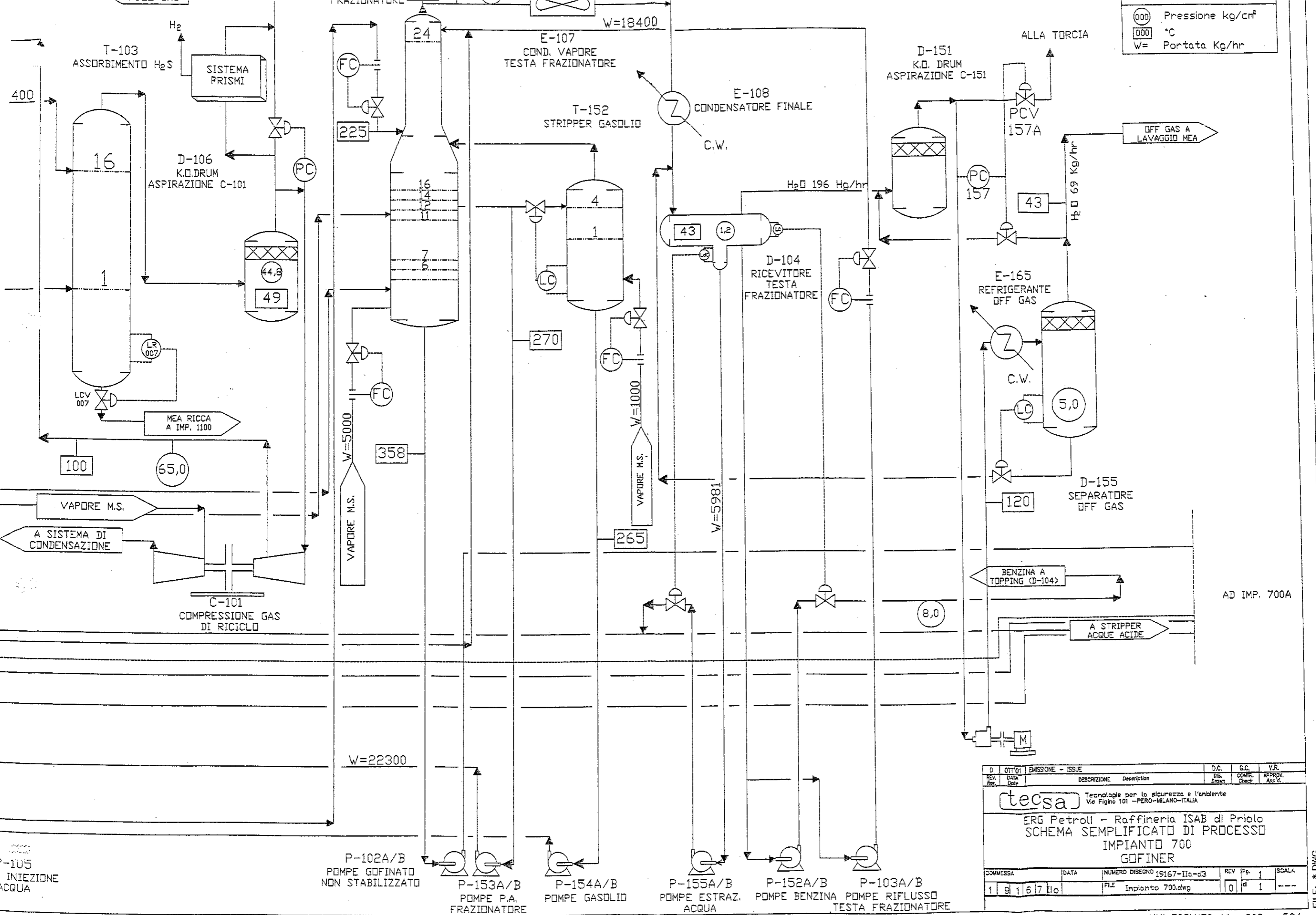
FILE: *.DWG



LEGENDA SIMBOLI

- 000 Pressione kg/cm²
- 000 °C
- W = Portata Kg/hr

D. OTTAVI EMERSON - ISSUE		D.C.	G.C.	U.A.
REV.	DATA	DEPOSIZIONE	IMBOTTIGLIAMENTO	APPROVAZIONE
decsa Tecnologia per la sicurezza e l'ambiente Via Tiziana 101 - PERCHIAZZANO-ITALIA				
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 700A SPLITTING GDFINATO				
COMPLESSA	DATA	NUMERO DISCHIO 19167-110-023	REV. 01	SCALA
11	16/17/81a	10000	01	---



(000) Pressione kg/cm²
 (000) °C
 W= Portata Kg/hr

D	OTT'01	EMISSIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App. S.
tecsa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA SEMPLIFICATO DI PROCESSO IMPIANTO 700 GOFINER					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-IIa-d3	REV	Fg. 1
1	9/16/71	FILE	Impianto 700.dwg	0	di 1
			SCALA		

P-105
E INIEZIONE
ACQUA

P-102A/B
POMPE GOFINATO
NON STABILIZZATO

P-153A/B
POMPE P.A.
FRAZIONATORE

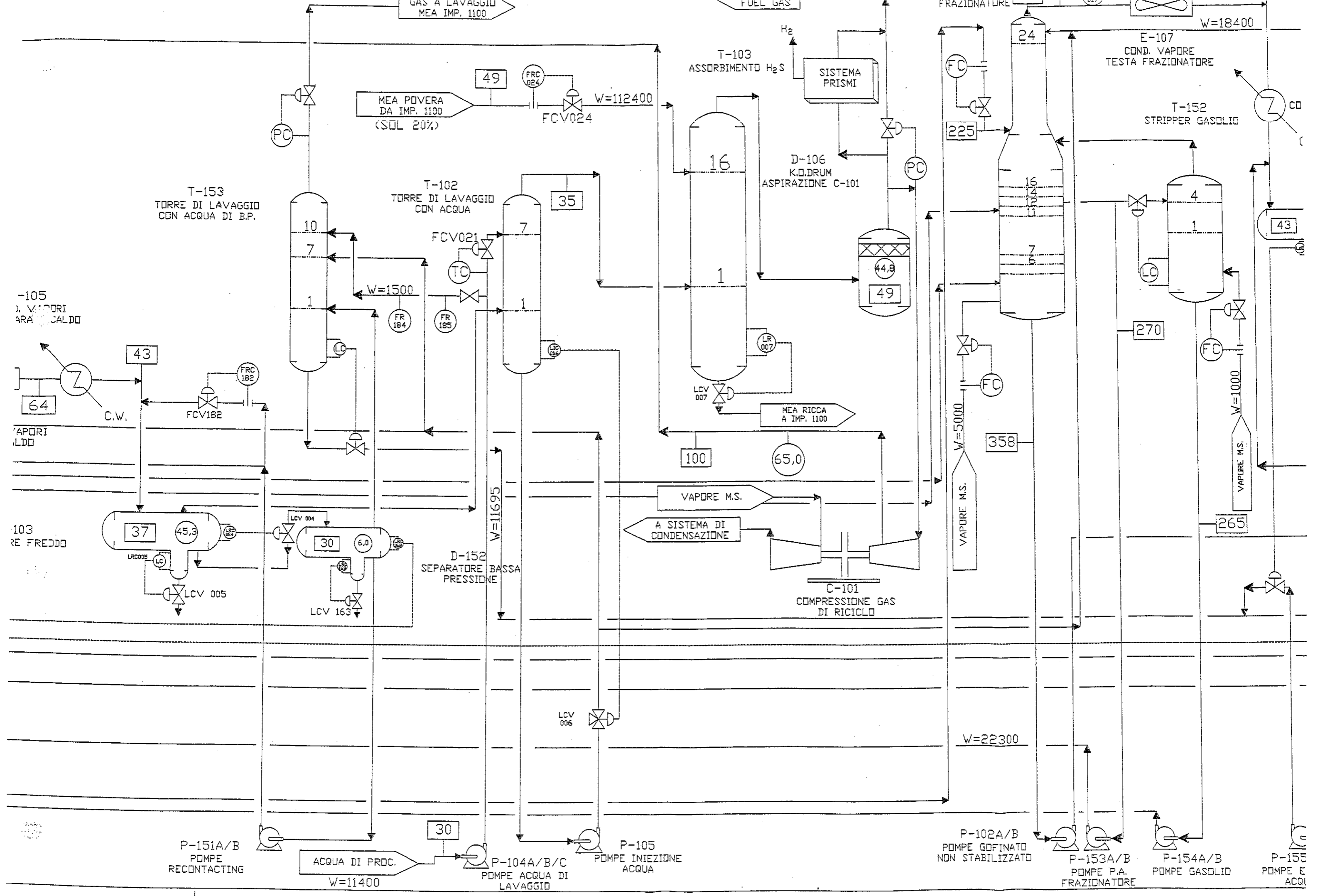
P-154A/B
POMPE GASOLIO

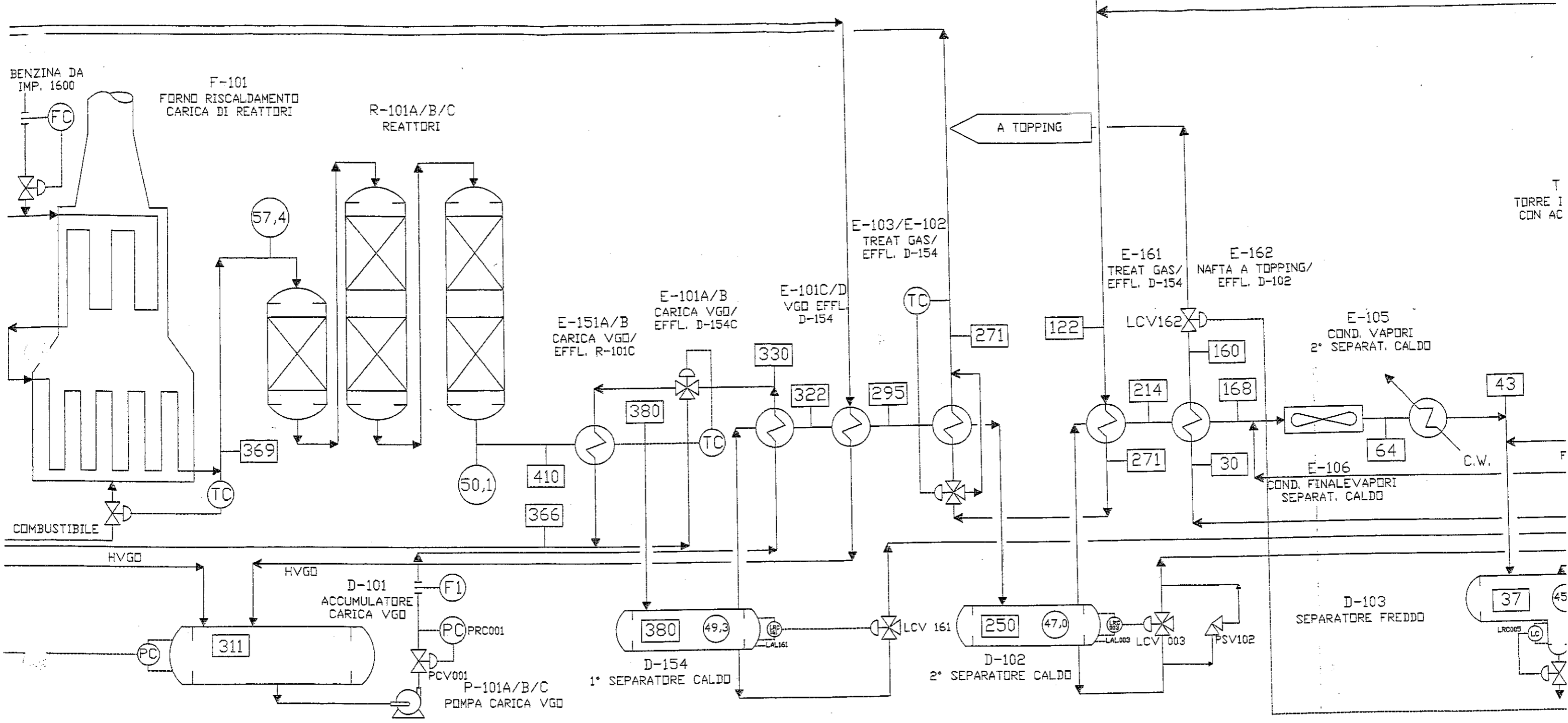
P-155A/B
POMPE ESTRAZI.
ACQUA

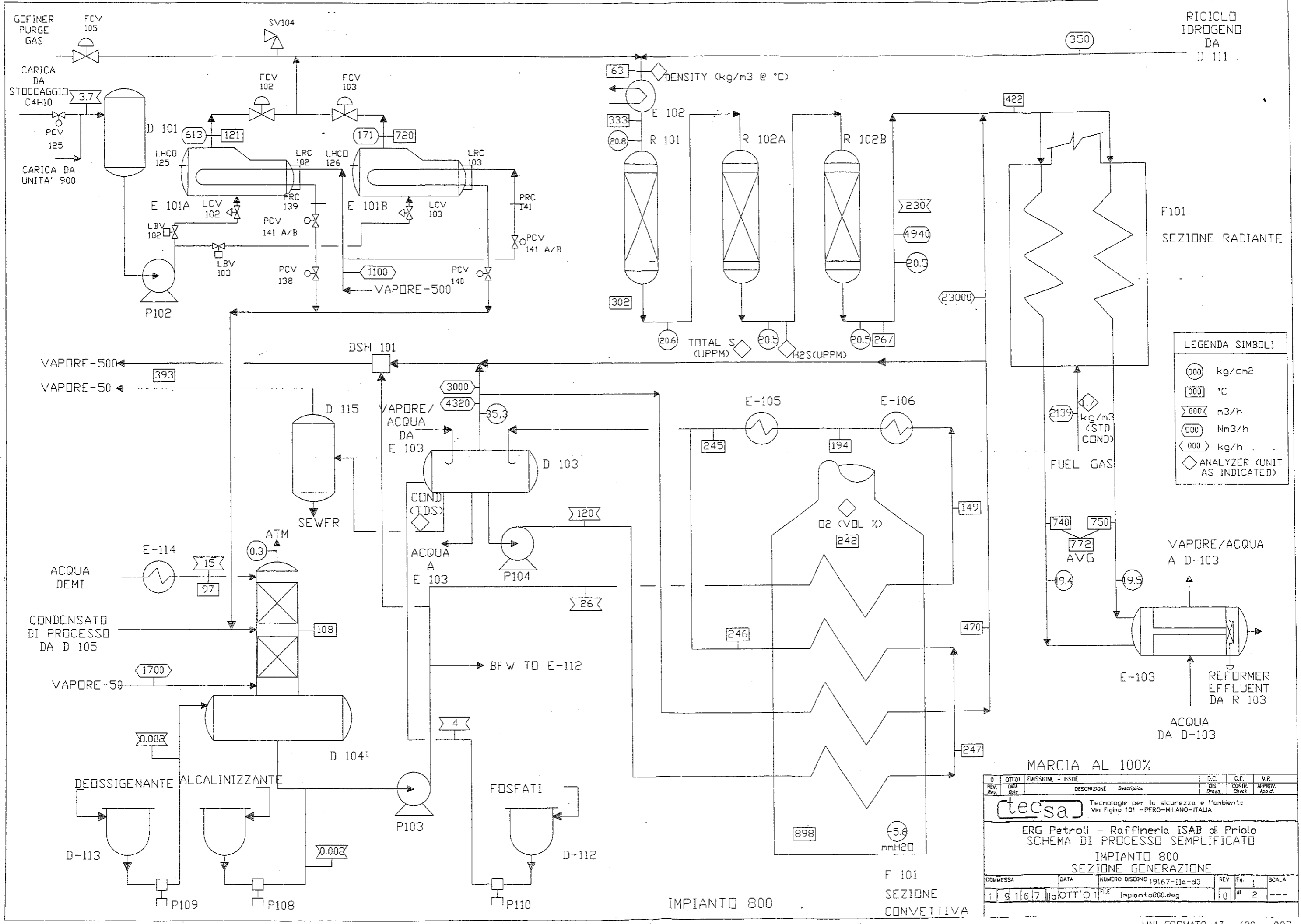
P-152A/B
POMPE BENZINA

P-103A/B
POMPE RIFLUSSO
TESTA FRAZIONATORE

FILE: *.DWG







RICICLO IDROGENO DA D 111

F 101 SEZIONE RADIANTE

LEGENDA SIMBOLI

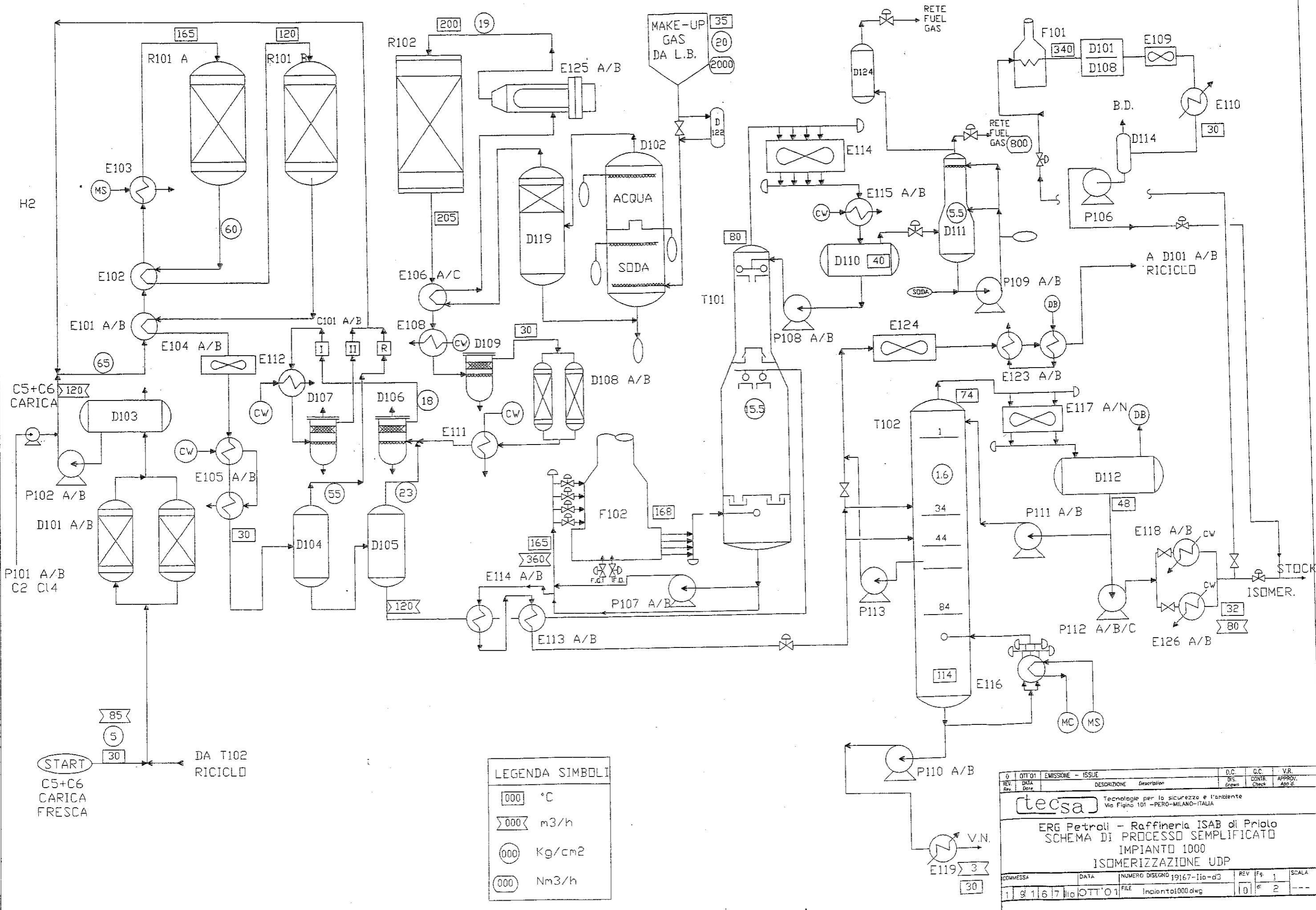
- (000) kg/cm²
- (000) °C
- (000) m³/h
- (000) Nm³/h
- (000) kg/h
- ◇ ANALYZER (UNIT AS INDICATED)

MARCIA AL 100%

REV.	DATA	EMMISSIONE - ISSUE	DESCRIZIONE	DESCRIZIONE	D.C.	G.C.	V.R.
Rev.	Date				DIS.	CONTR.	APPROV.
0							
tecasa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA							
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 800 SEZIONE GENERAZIONE							
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-11a-d3	REV	Fg	1	SCALA
1	9/1/67	FILE	Impianto800.dwg	0	di	2	---

IMPIANTO 800

F 101 SEZIONE CONVETTIVA



START
 C5+C6
 CARICA
 FRESCA

DA T102
 RICICLO

LEGENDA SIMBOLI

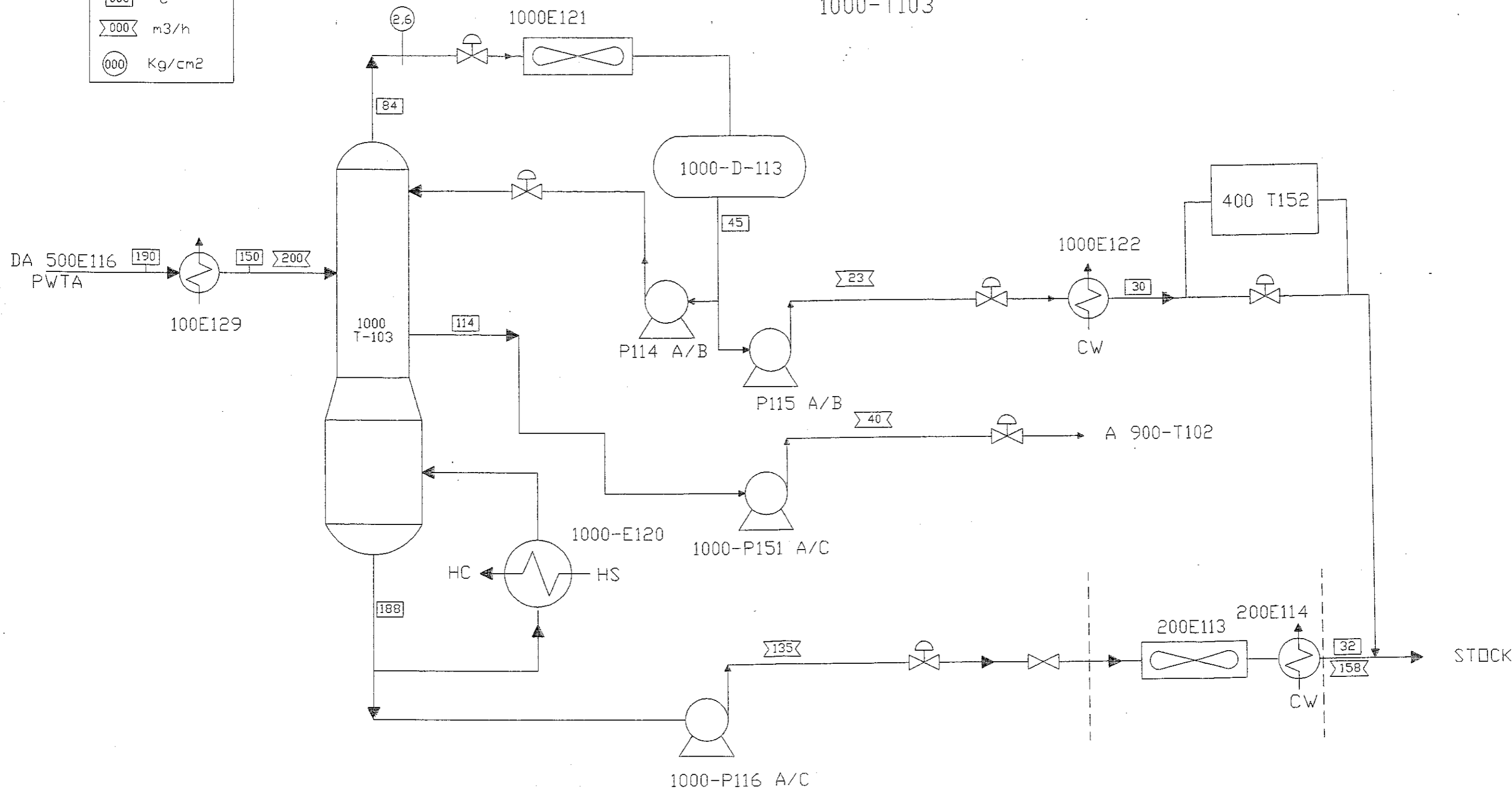
000	°C
>000<	m3/h
000	Kg/cm2
000	Nm3/h

0	OTT'01	EMMISSIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev	Date	Description	Drawn	Check	Appr.
 Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 1000 ISOMERIZZAZIONE UDP					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	Fg.	SCALA
1	9/1/67	10167-110-d3	10	2	---
FILE		Impianto1000.dwg			

LEGENDA SIMBOLI

- 000 °C
- >000< m3/h
- 000 Kg/cm2

1000-T103



0 OTT'01 EMISSIONE - ISSUE			D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App'd.
Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 1000 SEZIONE T103					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV.	Fg.	SCALA
1 9 1 6 7 10	OTT'01	19167/IIa-d1	0	2	---
FILE		Impianto 1000.dwg	0	2	---

1100-E-101 / 1100-E-102
Servizio: CARICA FONDO
Duty: 6.18 10⁶ kcal/h

1100-T-102 / 1100-T-103
Servizio: RIGENERATORE MDEA

1100-E-103 / 1100-E-104
Servizio: CONDENSATORE
TESTA RIG. MDEA
Duty: 4.71 10⁶ kcal/h

1100-D-105 / 1100-D-106
ACCUMULATORE TESTA
RIG. MDEA

1100-E-107 / 1100-E-108
Servizio: REFRIGERANTE
MDEA RIGENERATA
Duty: 7.55 10⁶ kcal/h

1100-T-101 / 1100-T-101C
Servizio: SCRUBBER FUEL GAS

1100-P-103
MDEA RIGENERATA

1100-D-103 / 1100-D-104
Servizio: FLASH MDEA

1100-E-105 / 1100-E-106
Servizio: RIBOLLITORE RIG.
MDEA
Duty: 10.13 10⁶ kcal/h

1100-P-104A/B/C
Servizio: RIFLUSSO RIG. MDEA

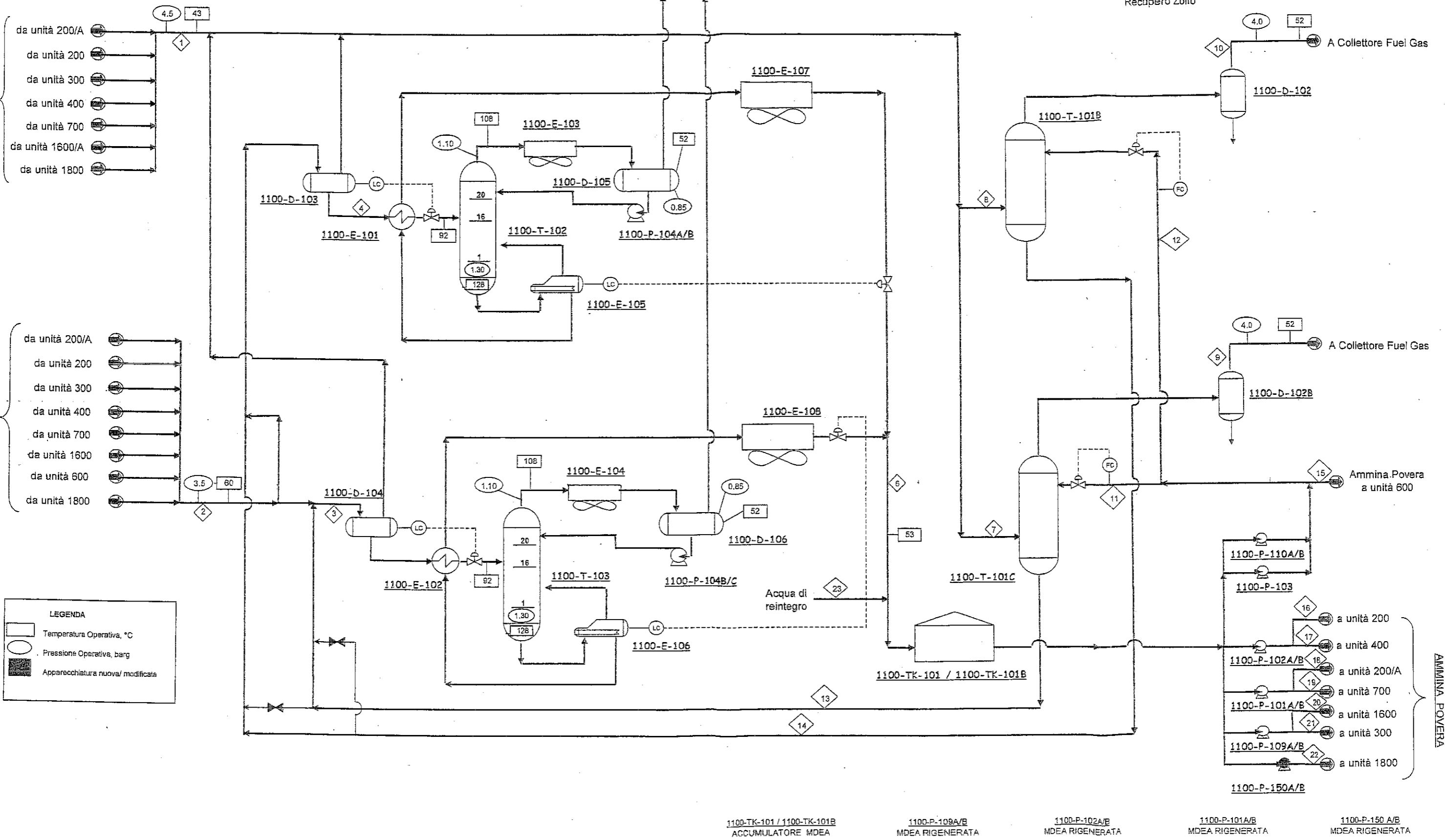
1100-D-102 / 1100-D-102B
Servizio: ACCUMULATORE GAS
TRATTATO

1100-P-110A/B
MDEA RIGENERATA

OFF GAS

AMMINA RICCA

AMMINA POVERA



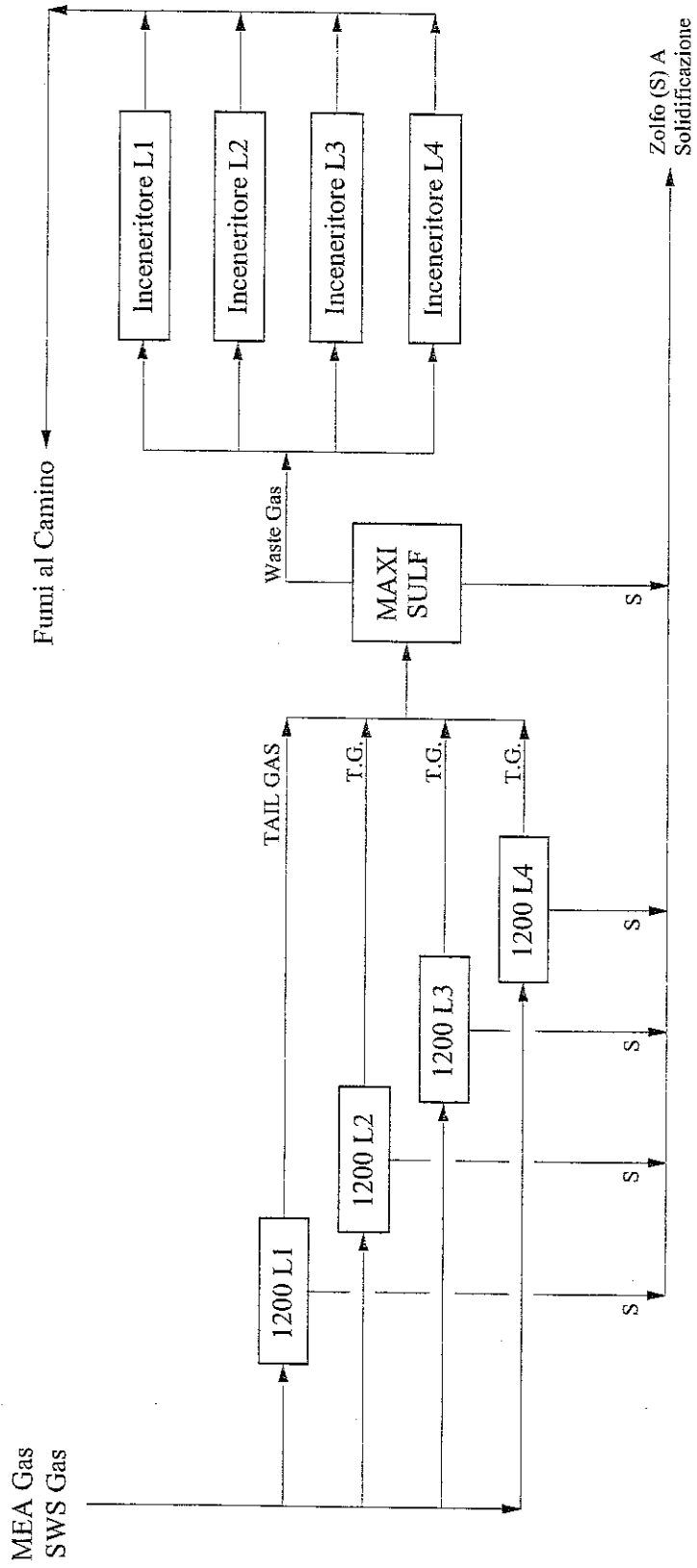
LEGENDA

- Temperatura Operativa, °C
- Pressione Operativa, barg
- Apparecchiatura nuova/ modificata

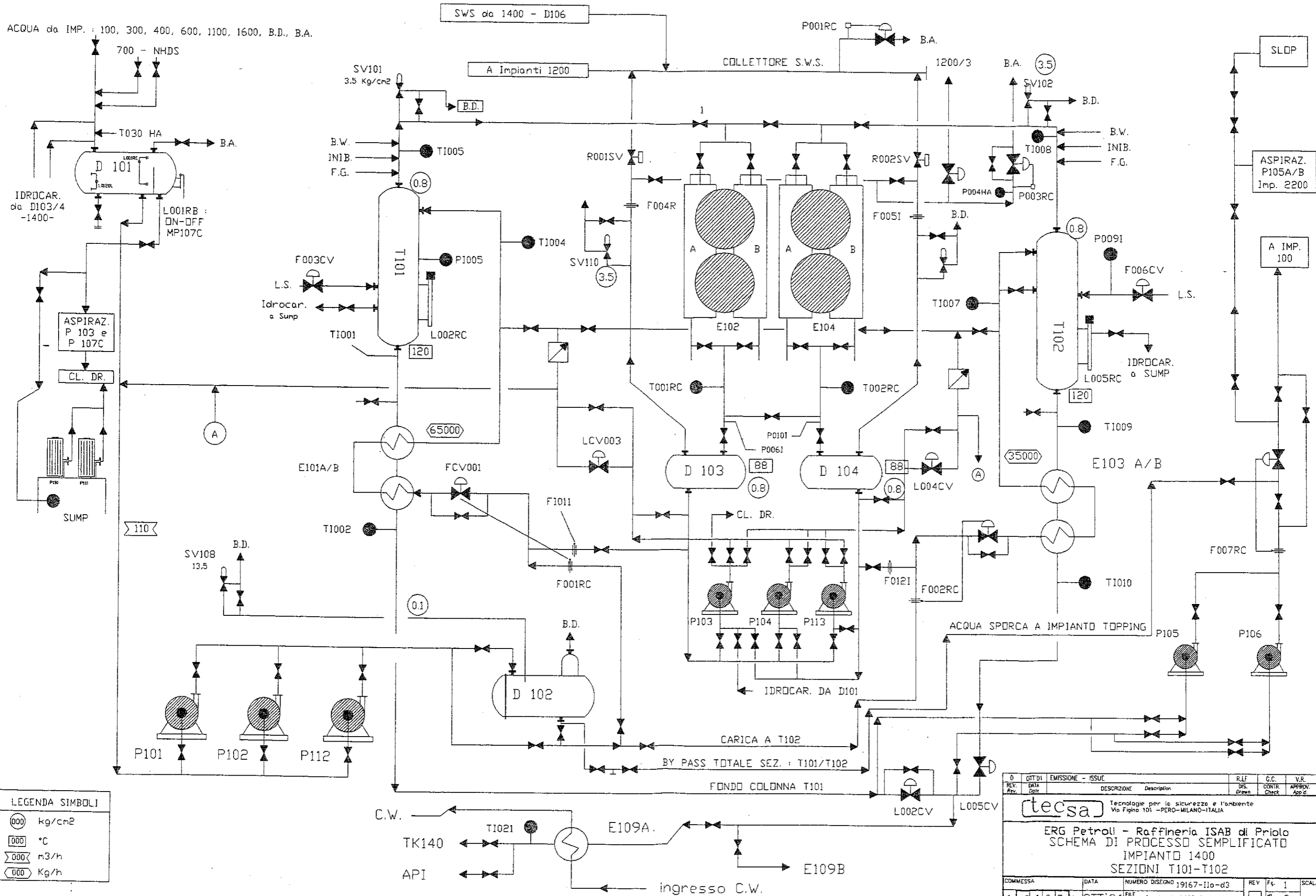
ERGMED Impianti Sud
Unità 1100 - Rigenerazione Ammina
SCHEMA DI PROCESSO

1100-TK-101 / 1100-TK-101B ACCUMULATORE MDEA 1100-P-109A/B MDEA RIGENERATA 1100-P-102A/B MDEA RIGENERATA 1100-P-101A/B MDEA RIGENERATA 1100-P-150 A/B MDEA RIGENERATA

UNITA' 1200
IMPIANTI DI PRODUZIONE ZOLFO



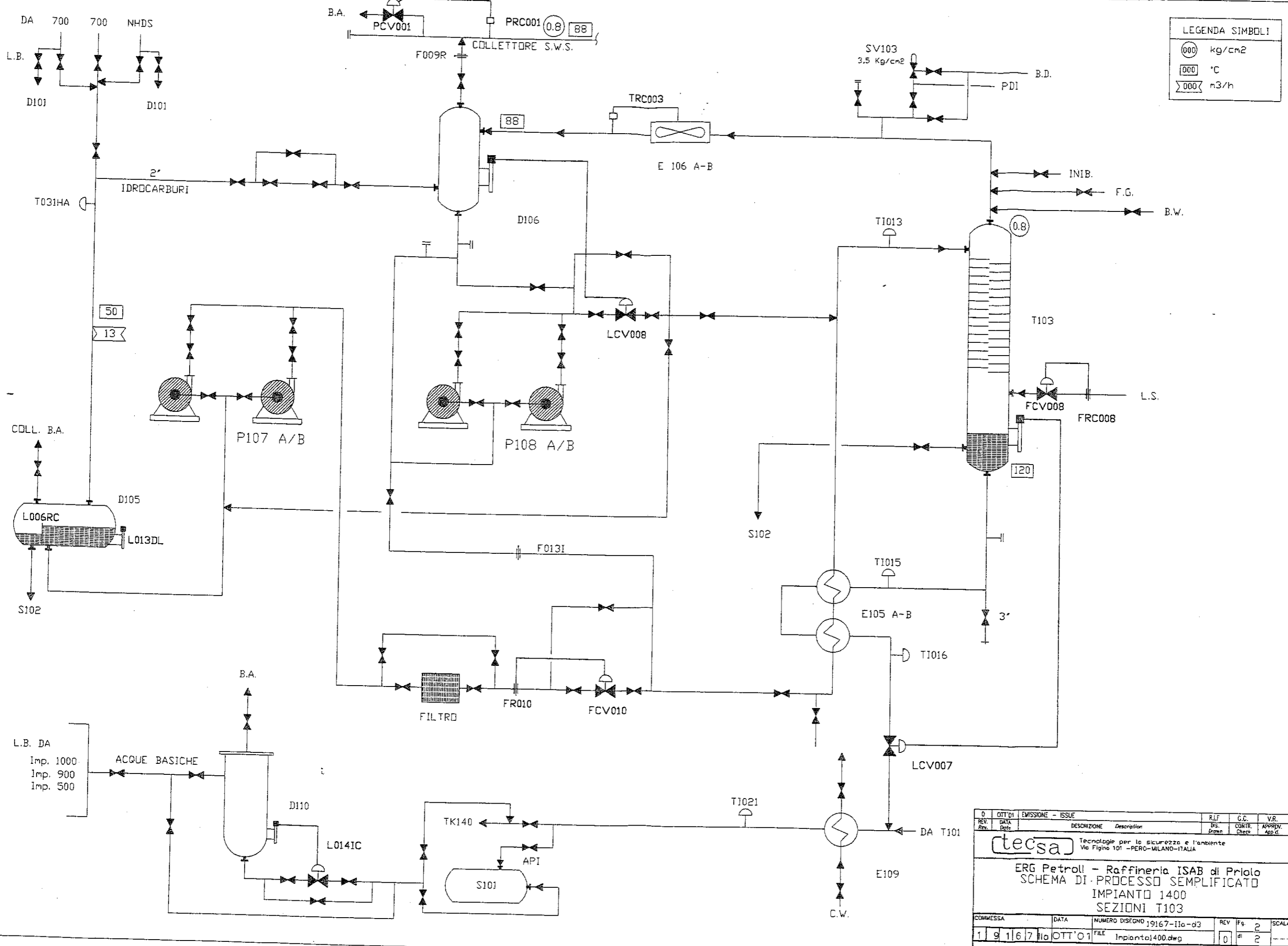
ACQUA da IMP. : 100, 300, 400, 600, 1100, 1600, B.D., B.A.



LEGENDA SIMBOLI

⊙	kg/cm ²
⊠	°C
⊏	m ³ /h
⊞	Kg/h

D		OTT 01		EMISIONE - ISSUE		REL	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DIS.	DESCRIZIONE	DESCRIZIONE	DIS.	CONTI.	APPROV.	APPROV.
Rev.	Date	Drawn	Check	Check	Drawn	Check	App.d.	App.d.
tecasa <small>Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA</small>								
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 1400 SEZIONI T101-T102								
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO		REV	Fg.	SCALA		
1	16/7	19167-110-d3		0	2	---		
FILE				Impianto1400.dwg				



LEGENDA SIMBOLI

(0.0)	kg/cm ²
(0.0)	°C
(0.0)	m ³ /h

0		OTT'01		EMISSIONE - ISSUE		RLF	C.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	Description	Dis.	CONTR.	Check	Check	Appr.
1	9/16/71	OTT'01	FILE	Impianto1400.dwg	0	2	2	---

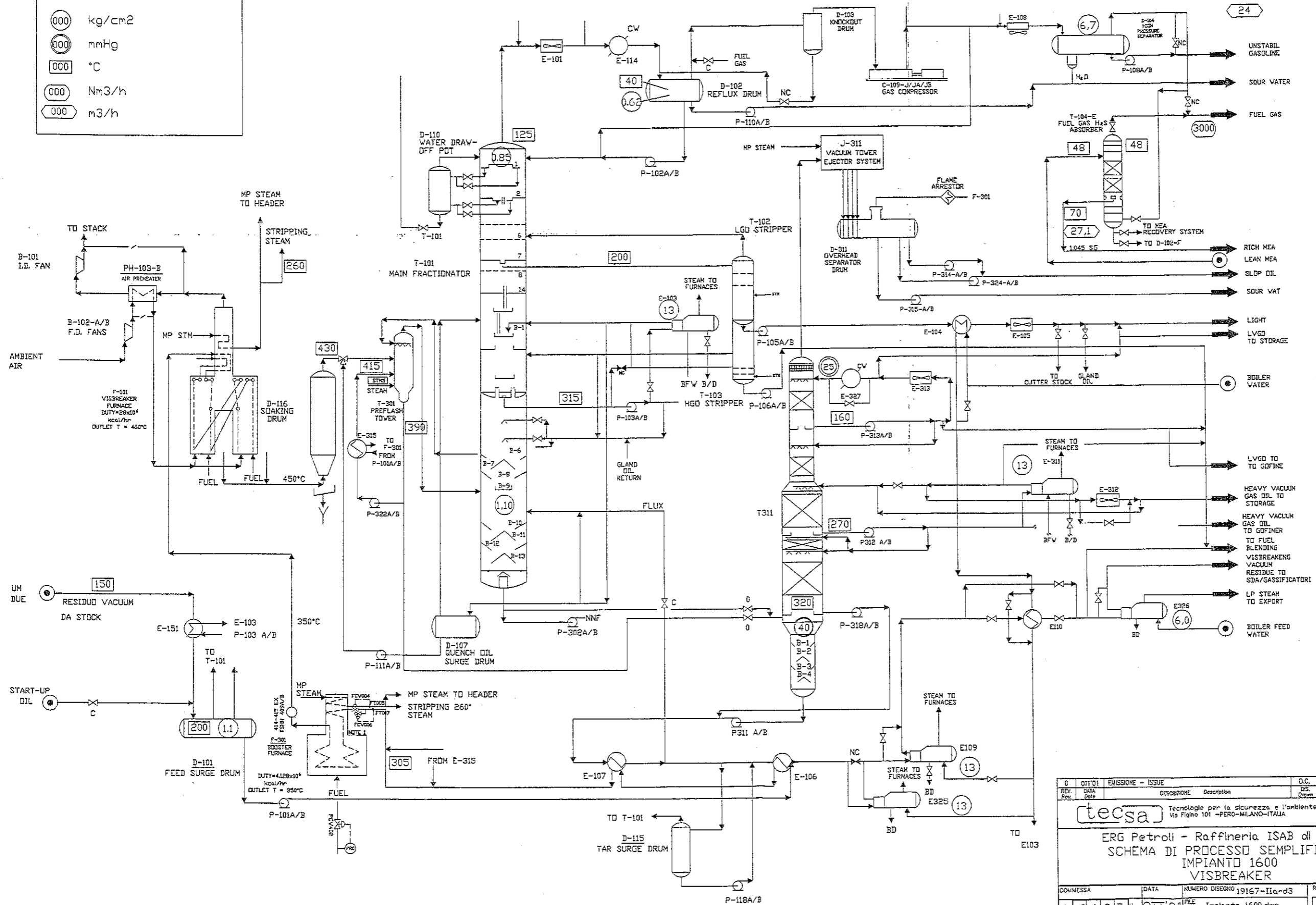
TECSPA
 Technologie per la sicurezza e l'ambiente
 Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA

ERG Petrol - Raffineria ISAB di Priolo
 SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO
 IMPIANTO 1400
 SEZIONI T103

COMMESSA: DATA: NUMERO DISEGNO: 19167-11a-d3 REV: 0 di 2 SCALA: 1 di 2

LEGENDA SIMBOLI

- ⊙ kg/cm²
- ⊙ mmHg
- ⊙ °C
- ⊙ Nm³/h
- ⊙ m³/h

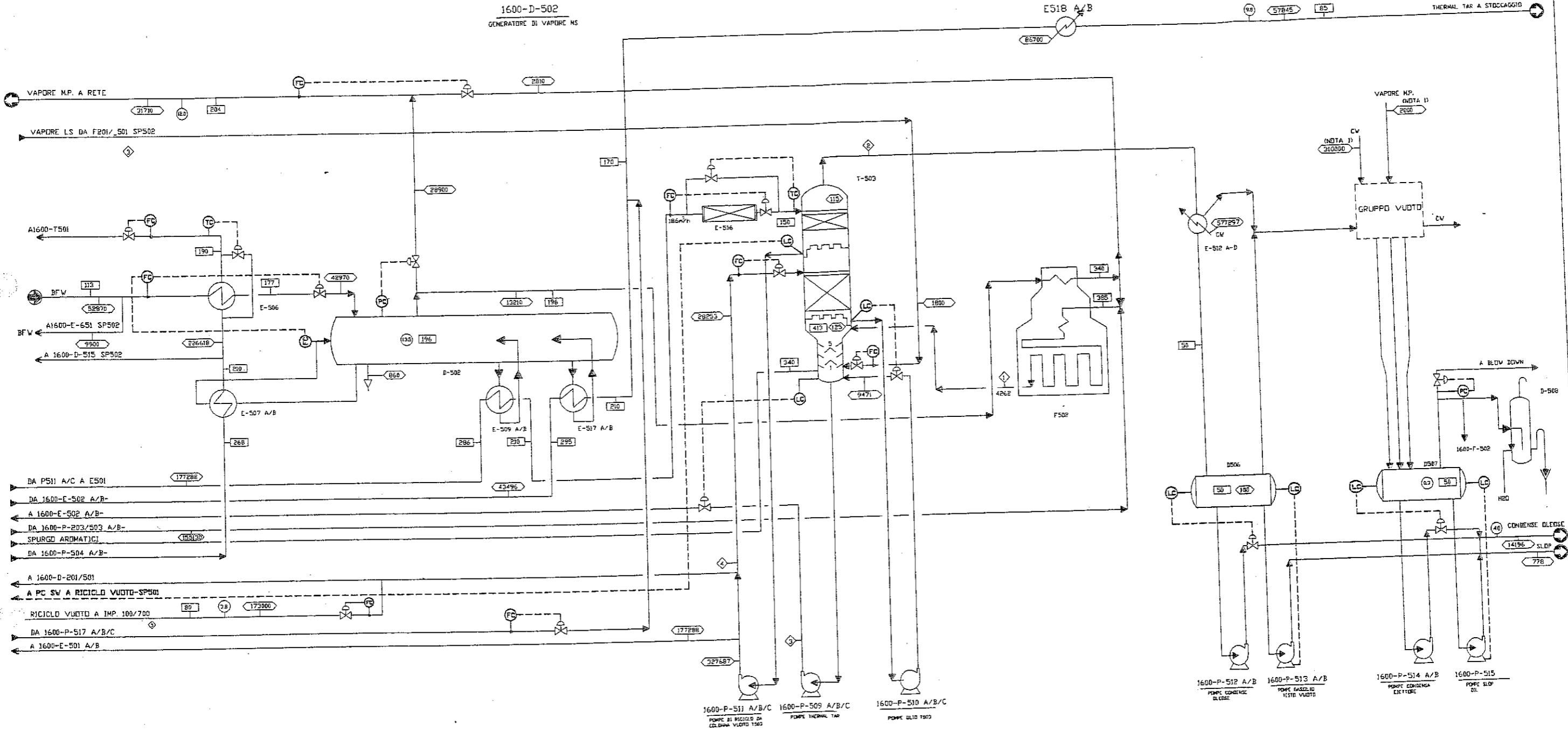


REV.	DATA	DESCRIZIONE	D.C.	G.C.	V.R.
0	OTT'01	EMISSIONE - ISSUE			
1	9/16/17	FILE Impianto 1600.dwg			

<p>tecasa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - FERRO - MILANO - ITALIA</p>					
<p>ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 1600 VISBREAKER</p>					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	Fg.	SCALA
		19167-IIa-d3	0	1	---

FILE: *.DWG

1600-E-506 CIRCOLAZIONE TESTA T 501/BFV D=2.805
 1600-E-507 A/B CIRCOLAZIONE TESTA T501/ GENERAZIONE VAPORE MS Q=9.784
 1600-E-509 A/B CIRCOLAZIONE TESTA T503/ GENERAZIONE VAPORE MS Q=8.535
 1600-E-517 A/B THERMAL TAR/ GENERAZIONE VAPORE MS D=2.160
 1600-E-516 REFRIGERANTE CIRCOLAZIONE T503
 1600-T-503 COLONNA VUOTO
 1600-E-518 A/B REFRIGERANTE THERMAL TAR
 1600-F-502 FORNO DI CARICA COLONNA VUOTO T503 D=40.3 (NOTA I)
 1600-E-512 A-D PRECONDENSATORE Q=90.783
 1600-D-506 RICEVITORE TESTA VUOTO
 1600-D-507 ACCUMULATORE CONDENSA CIEVTR!
 1600-D-508 GUARDIA IDRAULICA



- = Pressione (Kg/cm² rel.)
- ◇ = Numero corrente
- ▭ = Portata (Kg/h)
- = Temperatura (C°)
- Q = MM kcal/h
- ◊ = Pressione (mmHg)

Q	OTT'DI	EMISIONE - ISSUE	D.C.	G.C.	V.R.
REV.	DATA	DESCRIZIONE	DIS.	CONTR.	APPROV.
Rev.	Date	Description	Drawn	Check	App'd.
tecsa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA					
ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO IMPIANTO 1600A THERMAL CRACKING					
COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	Fg	SCALA
1191167	11/01/01	19167-11a-d3	01	3	---
FILE Impianto 1600A.dwg			01	3	---

FILE: *.DWG

1600-E-504 A/F
CONDENSATORE
VAPORI TESTA T201/ T501
D= 19.681

1600-E-505 A/B
CONDENSATORE FINALE
VAPORI TESTA T201/ T501
D= 17.86

1600-F-501
FORNO DI REAZIONE
D= 28.04 (1)

1600-T-501
FRAZIONATORE
THERMAL CRACKING

1600-T-502
STRIPPER GASOLIO

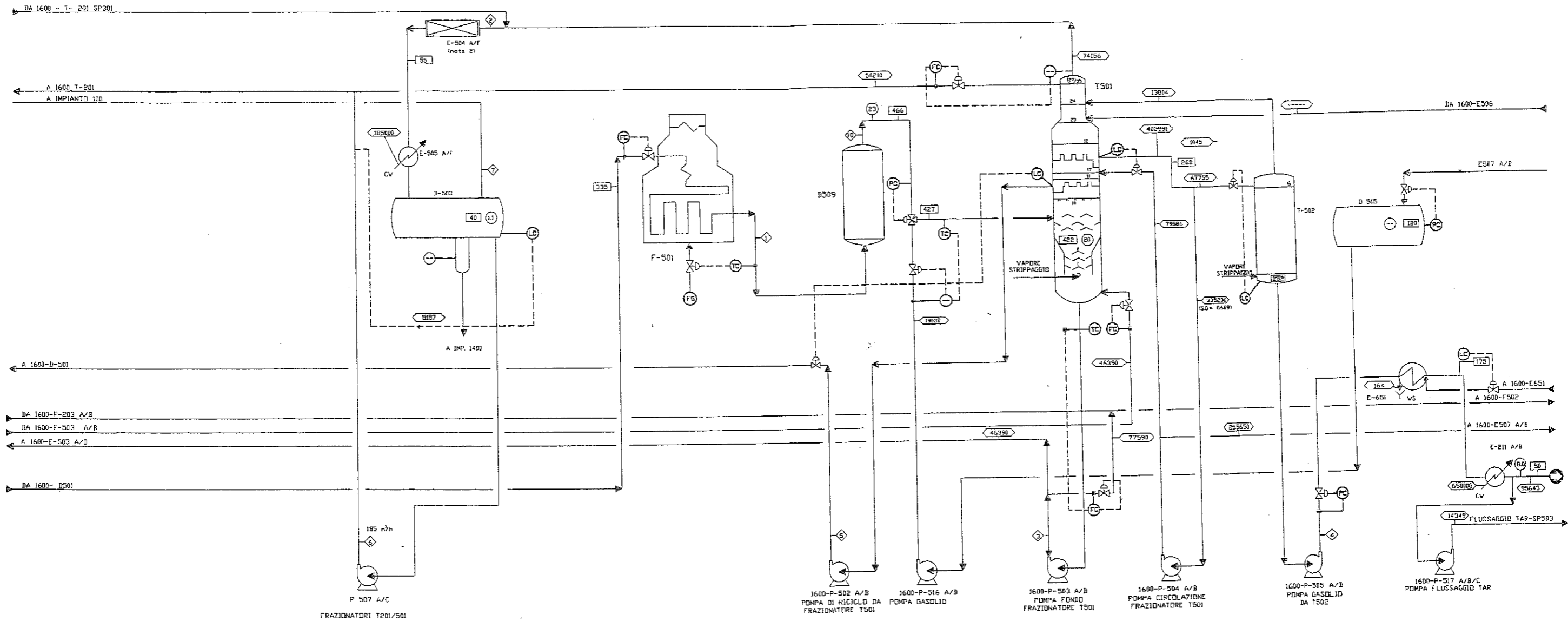
1600-E-651
GASOLIO/GENERATORE VAPORE LS
D= 6.303

1600-E-211 A/B
REFRIGERANTE GASOLIO
A STOCCAGGIO
D= 7.26

1600-D-503
ACCUMULATORE

1600-D-509
SOAKER

1600-D-515
ACCUMULATORE
GASOLIO DI PUENCH



- = Pressione (Kg/cm² rel.)
- ◇ = Numero corrente
- ▭ = Portata (Kg/h)
- = Temperatura (C°)
- = MM kcal/h
- ◊ = Pressione (mmHg)

REV.	DATA	DESCRIZIONE	D.C.	C.C.	V.R.
0		EMISSIONE - ISSUE			
1	16/7/11	OTT'01			

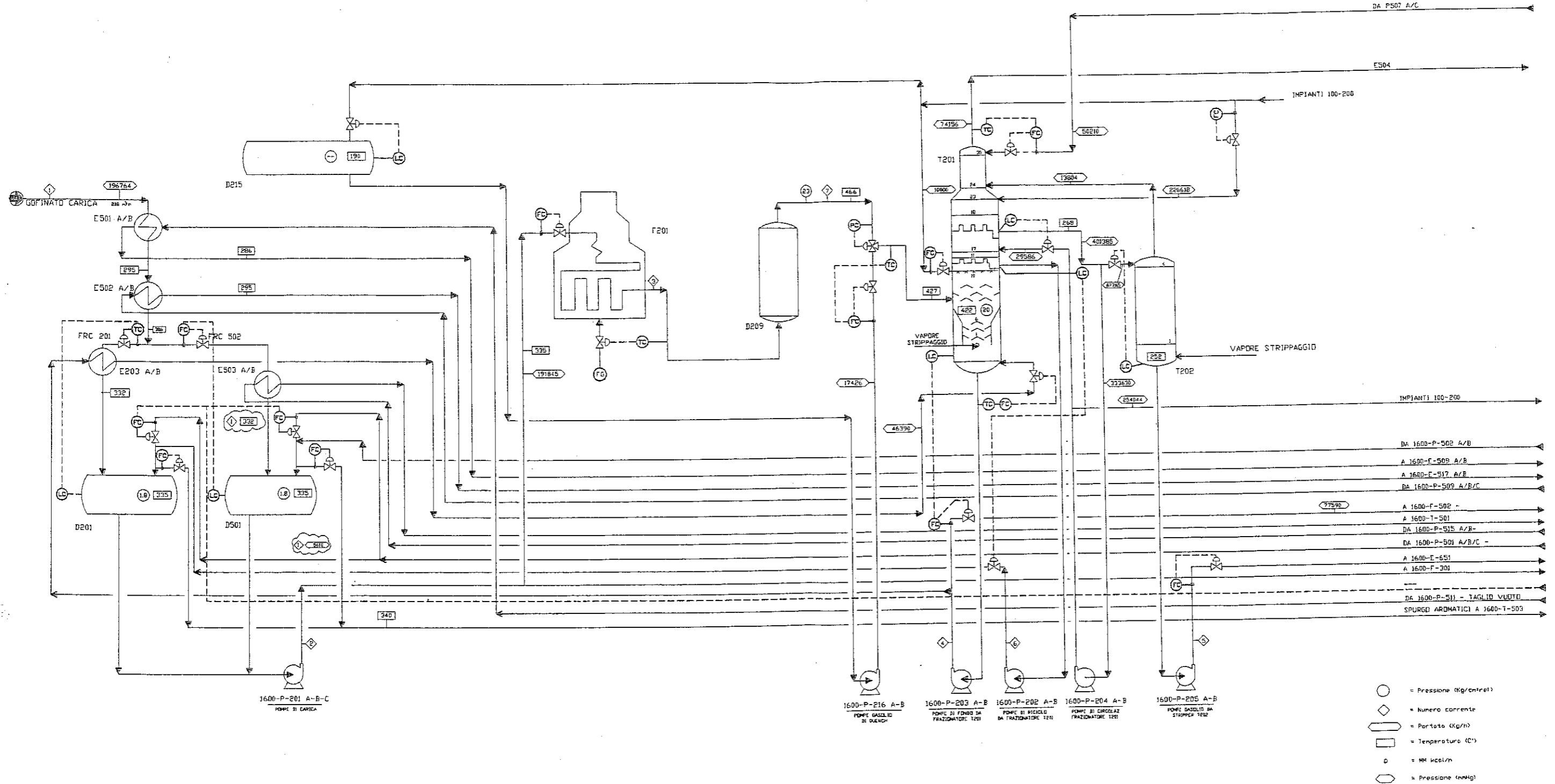
tecasa
 Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente
 Via Fagnola 101 - PERÒ - MILANO - ITALIA

ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo
 SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO
 IMPIANTO 1600A
 THERMAL CRACKING

COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	REV	F ₂	SCALA
1	16/7/11	19167-11a-d3	0	2	---
		Impianto 1600A.dwg		3	

1600-E-203 A-B GDFINATO/QUENCH FONDO T201
 1600-E-501 A-B GDFINATO/CIRC.TESTA COLONNA VUOTO
 1600-E-502 A-B GDFINATO/THERMALIAR
 1600-E-503 A-B GDFINATO/QUENCH FONDO
 1600-F-201 FURNO DI REAZIONE D= 28.04 (1)
 1600-D-209 SOAKER
 1600-T-201 FRAZIONATORE THERMAL CRACKING
 1600-T-202 STRIPPER GASOLIO
 100-E-130 RAFFREDDATORE FRAZIONE PETROLIFERA D= 3.078
 200-E-106 C RIBOLLITORE SPLITTER BENZINE/CIRC. FRAZ. T201 D= 9.769
 200-E-106 A/B RIBOLLITORE DECTA BENZINE/CIRC. FRAZ. T201 D= (note2)
 200-E-108 A/B RIBOLLITORE DEBUT./CIRC. FRAZIONATORE T201 D= (note2)

1600-D-201 ACCUMULATORE DI CARICA
 1600-D-501 ACCUMULATORE DI CARICA
 1600-D-215 ACCUMULATORE GASOLIO DI QUENCH



REV.	DATA	DESCRIZIONE	Description	D.C.	C.C.	V.R.
0	OTT'01	EMISSIONE - ISSUE				
1	9/16/71	110	OTT'01	0	3	---

tecsa Tecnologie per la sicurezza e l'ambiente
 Via Figino 101 - PERO-MILANO-ITALIA
 ERG Petroli - Raffineria ISAB di Priolo
 SCHEMA DI PROCESSO SEMPLIFICATO
 IMPIANTO 1600A
 THERMAL CRACKING

COMMESSA	DATA	NUMERO DISEGNO	19167-110-d3	REV	1	SCALA
1	9/16/71	FILE	Impianto 1600A.dwg	0	3	---

FILE: *.DWG