



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		



## RAFFINERIA DI FALCONARA MARITTIMA (AN)


### Manuale di Gestione del Sistema Monitoraggio Emissioni

02	18.12.2019	Revisione per aggiornamento AIA 2018												
01	16.04.2018	Revisione dopo commenti												
00	20.11.2017	Emissione per approvazione			F. Pessi									
					M. Mazzurco									
Rev.	Data	Descrizione												
			Redatto da			Verificato da		Approvato da						
DOCUMENTO			M	T	0	1	S	0	3	4	7	R	0	2

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## Indice

<b>1</b>	<b>INTRODUZIONE.....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>VALIDITÀ DEL DOCUMENTO .....</b>	<b>8</b>
<b>3</b>	<b>DEFINIZIONI ED ABBREVIAZIONI .....</b>	<b>9</b>
<b>4</b>	<b>NORME APPLICABILI .....</b>	<b>10</b>
<b>5</b>	<b>DATI IDENTIFICATIVI DEL SITO PRODUTTIVO .....</b>	<b>13</b>
5.1	FIGURE COINVOLTE E RESPONSABILITÀ NELLA GESTIONE DELLO SME .....	14
<b>6</b>	<b>DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>15</b>
6.1	CAPACITÀ PRODUTTIVA DEL SITO .....	15
6.2	UNITÀ DI RAFFINAZIONE GREGGIO .....	16
6.3	CENTRALE ELETTRICA CCPP .....	18
6.4	INQUADRAMENTO DEI PUNTI DI EMISSIONE NEL CICLO PRODUTTIVO .....	19
6.4.1	Fase 1: Topping (unità 1000) .....	20
6.4.2	Fase 2: Vacuum 1 (Unità 1900).....	20
6.4.3	Fase 3: Vacuum 3 (unità 1400) .....	20
6.4.4	Fase 4: Idrogeno 1, Idrogeno 2 (Steam reforming) (Unità 3600-3650).....	20
6.4.5	Fase 5: Splitter Benzine (unità 2100); Platforming (unità 2600); Splitter C3/C4 (unità 2700).....	21
6.4.6	Fase 6: Unifining (unità 2500) e Compressione Gas (unità 3500) .....	21
6.4.7	Fase 7: Isomerizzazione benzine (unità 2200/2800/3400) .....	22
6.4.8	Fase 8: Desolforazioni: HDS1 (sez. U3100, sez. U3200), HDS3 (sez. A U3300, sez. B U3350) .....	22
6.4.9	Fase 9: Visbreaking (unità 1800).....	23
6.4.10	Fase 10: Thermal Cracking e HPTC (unità 1850).....	23
6.4.11	Fase 12: Recupero zolfo/HCR e post-combustore (unità 3750-3800-3850).....	24
6.4.12	Fase 15: Sistema Hot Oil (unità 6100) .....	24
6.4.13	Fase 19: Sistemi per la produzione di vapore, Caldaia Ausiliaria (U9100) e Caldaia vapore di supporto (unità 5000) .....	25
6.4.14	Fase 22: Centrale elettrica CCPP.....	25
6.5	CLASSIFICAZIONE PUNTI DI EMISSIONE.....	26
<b>7</b>	<b>CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO IMPIANTI.....</b>	<b>27</b>
7.1	CALCOLO STATO IMPIANTO DEI PUNTI DI EMISSIONE.....	27
7.2	CAMINO E1 – TOPPING .....	29
7.2.1	Stato Forno F-1001.....	29
7.2.2	Stato Forno F-1101.....	31
7.2.3	Parametri impianto camino E1 .....	32
7.3	CAMINO E2 – VISBREAKING.....	33
7.3.1	Stato Forno F-1801.....	33
7.3.2	Parametri impianto camino E2 .....	34
7.4	CAMINO E3 – THERMAL CRACKING.....	35
7.4.1	Stato Forno F-1851.....	35
7.4.2	Stato Forno F-1852.....	37
7.4.3	Parametri impianto camino E3 .....	38
7.5	CAMINO E5 – UNIFINING .....	39
7.5.1	Stato Forno F-2501.....	39
7.5.2	Stato Forno F-2502.....	41
7.5.3	Parametri impianto camino E5 .....	42
7.6	CAMINO E6 – PLATFORMING & IDROGENO 1 .....	43

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

7.6.1	Forni F-2601, F-2602 e F-2603.....	44
7.6.1.1	Stato Forno F-2601 .....	45
7.6.1.2	Stato Forno F-2602 .....	45
7.6.1.3	Stato Forno F-2603 .....	45
7.6.2	Stato Forno F-3601.....	46
7.6.3	Parametri impianto camino E6 .....	47
7.7	CAMINO E7 – HDS 1 & HDS 2.....	48
7.7.1	Forno F-3101 .....	48
7.7.1.1	Stato Sezione F-3101A.....	49
7.7.1.2	Stato Sezione F-3101B.....	50
7.7.2	Stato Forno F-3291.....	51
7.7.3	Parametri impianto camino E7 .....	52
7.8	CAMINO E9 – VACUUM 1 .....	53
7.8.1	Stato Forno F-1901.....	53
7.8.2	Parametri impianto camino E9 .....	54
7.9	CAMINO E10 – HOT OIL.....	55
7.9.1	Stato Forno F-6101.....	55
7.9.2	Parametri impianto camino E10.....	56
7.10	CAMINO E13 – VACUUM 3 .....	57
7.10.1	Stato Forno F-1401.....	57
7.10.2	Parametri impianto camino E13 .....	58
7.11	CAMINO E14 – HDS 3 & IDROGENO 2.....	59
7.11.1	Stato Forno F-3301.....	59
7.11.2	Stato Forno F-3351.....	61
7.11.3	Stato Forno F-3651.....	62
7.11.4	Parametri impianto camino E14.....	63
7.12	CAMINO E17 – POST COMBUSTORE 1.....	64
7.12.1	Stato Forno F-3751.....	64
7.12.2	Parametri impianto camino E17 .....	65
7.13	CAMINO E18 – BSG .....	66
7.13.1	Caldaia CA5071.....	66
7.13.2	Parametri impianto camino E18 .....	67
7.14	CAMINO E26A – HRSG.....	68
7.14.1	Stato HRSG.....	68
7.14.2	Parametri impianto camino E26A.....	69
7.15	CAMINO E26B – AUXILIARY BOILER .....	70
7.15.1	Stato Auxiliary Boiler .....	70
7.15.2	Parametri impianto camino E26B.....	71
7.16	ELABORAZIONE STATO IMPIANTO ORARIO.....	72
<b>8</b>	<b>LIMITI ALLE EMISSIONI AUTORIZZATI.....</b>	<b>73</b>
8.1	LIMITI DI BOLLA DELLA RAFFINERIA .....	74
8.2	LIMITI IN FLUSSO DI MASSA .....	74
8.3	LIMITI CAMINI GRANDI IMPIANTI DI COMBUSTIONE.....	75
8.4	LIMITI CAMINI NON GRANDI IMPIANTI DI COMBUSTIONE.....	76
<b>9</b>	<b>DESCRIZIONE DEI PUNTI DI EMISSIONE.....</b>	<b>78</b>
9.1	CARATTERISTICHE CHIMICO – FISICHE DEGLI EFFLUENTI .....	79
9.2	CARATTERISTICHE DEL PUNTO DI PRELIEVO.....	79
9.2.1	Accessibilità al punto di prelievo .....	81
<b>10</b>	<b>DESCRIZIONE DELLO SME .....</b>	<b>82</b>
10.1	DATI IN INGRESSO AL SISTEMA DI ELABORAZIONE .....	83

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

10.1.1	Dati SME.....	83
10.1.2	Dati DCS.....	83
10.1.3	Dati LIMS .....	84
10.1.4	Dati PEMS.....	85
10.1.4.1	Verifica prestazioni sistema predittivo.....	87
10.1.5	Dati da inserimento manuale .....	90
10.2	METODI DI MONITORAGGIO APPLICATI AI PARAMETRI OGGETTO DI MISURA .....	91
10.3	MISURE CALCOLATE.....	93
10.3.1	Calcolo della misura delle polveri (misuratori a camino) .....	93
10.3.2	Calcolo della misura della Portata Fumi (misuratori a camino) .....	93
10.3.3	Calcolo della misura degli Ossidi di Azoto (analizzatori a camino) .....	93
10.3.4	Calcolo della misura degli Ossidi di Azoto (metodo Concawe).....	94
10.3.4.1	Fattore di Emissione NOx Termici.....	95
10.3.4.2	Fattori di Emissione NOx da Combustibile .....	97
10.3.5	Calcolo della misura dell'Anidride Solforosa (dati LIMS).....	97
10.3.6	Calcolo della portata fumi.....	98
10.3.7	Calcolo della temperatura fumi emissione .....	99
10.3.8	Calcolo della potenza termica.....	99
10.4	SISTEMA DI MONITORAGGIO IN CONTINUO .....	100
10.4.1	Caratteristiche della strumentazione di misura.....	101
10.4.2	Verifica di accettabilità degli analizzatori installati.....	104
10.4.3	Scelta dei campi di misura strumentali .....	104
10.4.4	Acquisizione, trasferimento e condizionamento del gas campione.....	106
10.4.4.1	Camini E1-E2-E3-E5-E6-E7-E9-E13-E14.....	106
10.4.4.2	Camino E17 .....	107
10.4.4.3	Camini E26A e E26B.....	107
10.4.5	Descrizione sintetica analizzatori.....	108
10.4.5.1	Analizzatore ABB URAS14 .....	108
10.4.5.2	Analizzatore ABB URAS26 .....	109
10.4.5.3	Analizzatore ABB LIMAS11 .....	111
10.4.5.4	Analizzatore ABB MAGNOS206.....	112
10.4.5.5	Analizzatore ABB PGC2000 .....	114
10.4.5.6	Analizzatore PERKIN ELMER MCS100E .....	115
10.4.5.7	Misuratore polveri DURAG DR 300-40 .....	118
10.4.5.8	Misuratore portata fumi DURAG D-FL100 .....	119
10.4.6	Materiali di riferimento.....	120
10.5	MISURE AUSILIARIE IMPIANTO.....	121
10.5.1	Temperatura e Pressione .....	121
10.5.2	Misurazione portata gas di raffineria .....	122
11	GESTIONE DEI DATI.....	123
11.1	DESCRIZIONE DEL SISTEMA DI ACQUISIZIONE .....	123
11.1.1	Software di acquisizione ed elaborazione dei dati .....	124
11.2	DATI ELEMENTARI ACQUISITI .....	125
11.2.1	Camino E1 – Topping.....	126
11.2.2	Camino E2 – Visbreaking.....	127
11.2.3	Camino E3 – Thermal Cracking .....	128
11.2.4	Camino E5 – Unifining .....	129
11.2.5	Camino E6 – Platforming & Idrogeno 1.....	130
11.2.6	Camino E7 – HDS 1 & HDS 2 .....	131
11.2.7	Camino E9 – Vacuum 1 .....	132
11.2.8	Camino E10 – Hot Oil .....	133
11.2.9	Camino E13 – Vacuum 3 .....	133
11.2.10	Camino E14 – HDS 3 & Idrogeno 2 .....	134
11.2.11	Camino E17 – Post Combustore 1 .....	135

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

11.2.12	Camino E18 – BSG .....	136
11.2.13	Camino E26A – HRSG .....	136
11.2.14	Camino E26B – Auxiliary Boiler .....	137
11.2.15	Validazione dati elementari .....	138
11.3	NORMALIZZAZIONE .....	139
11.3.1	Applicazione normalizzazione per la strumentazione di misura .....	140
11.4	CALCOLO DELLE MEDIE .....	141
11.4.1	Media Oraria .....	141
11.4.2	Minimo Tecnico e Normale Funzionamento .....	142
11.4.3	Medie Giornaliere, 48 e 720 Ore Normal Funzionamento, Mensili .....	142
11.5	PARAMETRIZZAZIONI EN14181 QAL2 .....	142
11.5.1	Configurazione scelta dal gestore .....	144
11.6	FLUSSI DI MASSA .....	144
11.7	ELABORAZIONE DELLA CONCENTRAZIONE DI BOLLA .....	144
11.8	FLUSSI ELABORAZIONI .....	146
11.8.1	Dato elementare Tal quale .....	147
11.8.2	Media Oraria Primaria o Tal quale .....	148
11.8.3	Applicazione retta di Taratura QAL2 .....	149
11.8.4	Media Oraria al Secco .....	150
11.8.5	Media Oraria riferimento Ossigeno .....	151
11.8.6	Media Oraria FLUSSI DI MASSA .....	152
11.8.7	Media GIORNALIERA sulla base dei dati normalizzati .....	153
11.8.8	Media 48 Ore Normal Funzionamento .....	154
11.8.9	Media MENSILE sulla base dei dati normalizzati .....	155
12	VISUALIZZAZIONE DEI DATI .....	156
13	PROCEDURE DI GESTIONE DEL SISTEMA SME .....	157
13.1	QUADERNO DI MANUTENZIONE .....	157
13.2	TARATURA E CALIBRAZIONE STRUMENTALE .....	159
13.2.1	Calibrazione automatica .....	159
13.2.2	Calibrazioni e tarature manuali periodiche .....	161
13.3	MANUTENZIONI .....	161
13.4	VERIFICHE PERIODICHE .....	163
13.4.1	Scelta del laboratorio e dei metodi di verifica .....	163
13.4.2	Verifiche preliminari a QAL2/AST .....	163
13.4.2.1	Allineamento e pulizia .....	164
13.4.2.2	Sistema di campionamento .....	164
13.4.2.3	Documentazioni e registrazioni .....	164
13.4.2.4	Attitudine al servizio .....	164
13.4.2.5	Verifica della tenuta delle linee di trasporto campioni .....	164
13.4.2.6	Verifica di zero e span degli strumenti di misurazione .....	164
13.4.2.7	Linearità .....	164
13.4.2.8	Verifica delle interferenze .....	164
13.4.2.9	Deriva di zero e span .....	165
13.4.2.10	Verifica del tempo di risposta della strumentazione .....	165
13.4.3	Verifiche QAL2 .....	165
13.4.3.1	Calcolo della funzione di taratura .....	165
13.4.3.2	Validità della funzione di taratura .....	166
13.4.3.3	Calcolo e test della variabilità .....	166
13.4.3.4	Verifica dell'intervallo di confidenza .....	167
13.4.4	Verifiche AST .....	167
13.4.5	Indice di Accuratezza Relativo IAR .....	167
13.5	VERIFICHE QAL3 .....	168
13.6	STATISTICHE SETTIMANALI DI QAL2 .....	168

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

13.7	GESTIONE DEI GUASTI E ANOMALIE DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO .....	169
13.8	GESTIONE DEGLI ALLARMI E SUPERAMENTO LIMITI DI EMISSIONE.....	169
13.9	COMUNICAZIONI ALL'AC.....	169
<b>14</b>	<b>ELENCO DEGLI ALLEGATI .....</b>	<b>171</b>
<b>15</b>	<b>INDICE DELLE TABELLE E FIGURE .....</b>	<b>172</b>

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce il Manuale di Gestione del Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (SME) della Raffineria API sita a Falconara Marittima (AN) in Via Flaminia 685.

Il manuale è redatto in accordo a quanto previsto dal D. Lgs. 152/06 *“Testo unico per l’ambiente”*, e s.m.i., ove sono fissati i criteri per l'installazione e la gestione dei sistemi di monitoraggio in continuo delle emissioni in atmosfera.

Esso recepisce inoltre le indicazioni proposte dalla norma tecnica UNI EN 14181:2015, dalle linee guida ISPRA, dal D.G.R. Regione Marche n. 1480/02 e s.m.i. e dall’Autorizzazione Integrata Ambientale in corso di riesame da parte del Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare.

La finalità del manuale è di stabilire i criteri di base per permettere agli Enti di Controllo ed al Gestore dell’impianto la realizzazione di un protocollo condiviso per la gestione dello SME. In particolare il presente manuale:

- Descrive il sito produttivo ed evidenzia gli assetti impiantistici nelle varie condizioni di funzionamento (regolare, accensione, spegnimento, fermo);
- Definisce compiutamente il Sistema di Monitoraggio Emissioni in ogni sua parte (campionamento, analisi, elaborazione e visualizzazione dei dati);
- Delinea le modalità di mantenimento delle prestazioni del sistema elencando le attività svolte e le frequenze di intervento relativamente agli interventi di manutenzione e di verifica periodica (QAL2, AST, QAL3, ecc.);
- Descrive le procedure attuate dal Gestore in caso di eventi accidentali dell’impianto o del sistema SME (arresto linee, anomalie impianto o SME, superamento limiti emissione, ecc.);
- Identifica i soggetti coinvolti nella gestione del sistema;
- Evidenzia la conformità del sistema SME ai dettami della normativa vigente.

Il manuale può ritenersi un valido strumento di riferimento per tutte le figure aziendali la cui attività è connessa:

- All’esercizio dell’impianto
- All’esercizio e alla manutenzione del sistema;
- Al controllo dei risultati emessi dal sistema ed alla loro condivisione con gli Enti di Controllo;
- Al mantenimento delle prestazioni del sistema;
- Alla verifica dell’applicazione della legislazione nazionale e regionale vigente.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 2 VALIDITÀ DEL DOCUMENTO

Il Manuale di Gestione ha validità non superiore a 5 anni dalla sua emissione. Almeno ogni 12 mesi il gestore deve provvedere al riesame del manuale e, se necessario, provvedere alla sua revisione.

Il Manuale viene considerato automaticamente non più valido, e quindi da riesaminare nella sua interezza, qualora si presenti, a titolo di esempio, almeno uno dei seguenti casi:

- modifica sostanziale dell'impianto, in particolar modo riferita al sistema di trattamento dei fumi, tale da comportare una significativa modifica dei parametri chimico-fisici delle emissioni in atmosfera;
- modifica sostanziale del sistema SME al di fuori delle specifiche elencate nel MG stesso;
- modifiche al quadro normativo di riferimento.

Il manuale deve essere parzialmente revisionato nel caso di modifica, concordata con le AC, delle modalità di verifica delle prestazioni della strumentazione o delle modalità di trasmissione ed elaborazione dei dati.

Il manuale può inoltre essere revisionato ogni qual volta il gestore ritenga utile chiarire argomentazioni trattate o modificare quanto descritto.

Delle modifiche effettuate il gestore informerà l'Autorità Competente.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		



### 3 DEFINIZIONI ED ABBREVIAZIONI

Le definizioni utilizzate nel manuale sono quelle descritte nell'art. 268 e del punto 1 dell'allegato VI alla parte Quinta del D. Lgs. 152/06 e s.m.i., dell'art. 2 dell'allegato 3 del DM 274/15 oltre quelle indicate nelle norme UNI di riferimento e nella guida ISPRA.

Nei capitoli specifici saranno descritte più compiutamente le definizioni proprie della specificità del sito produttivo.

Per rendere più facile la lettura, si sintetizzano inoltre le principali abbreviazioni utilizzate:

AIA	Autorizzazione Integrata Ambientale
AC	Autorità Competente
ACC	Autorità Competente al Controllo
MG	Manuale di Gestione
SME	Sistema di Monitoraggio in continuo delle Emissioni (AMS)
SAD	Sistema di acquisizione e gestione dei dati
VLE	Valore Limite di Emissione
IAR	Indice di Accuratezza Relativo
MA	Misure Alternative
MS	Misure Stimate
FS	Fondo scala strumentale
DRIFT	DERIVA, deviazione nel tempo del valore misurato rispetto a un misurando che rimane costante
SRM	Metodo standard di riferimento
QAL 1	Secondo UNI EN 15267, procedimento per dimostrare l'idoneità dello strumento per quella determinata misura di componente emissiva
QAL 2	Secondo UNI EN 14181, procedimento per la determinazione della funzione di taratura e della sua variabile riferita al sistema nonché di una prova della variabilità del sistema di misurazione automatico (SME) rispetto all'incertezza fornita dal costruttore dello strumento e indicato nel certificato (TUV, MCERT, ecc.)
QAL 3	Secondo UNI EN 14181, procedimento utilizzato per controllare la deriva e accuratezza della misura al fine di dimostrare che lo SME è in controllo durante il funzionamento in rispetto all'incertezza stabilita nella QAL 1 sia in termini di valore sia in termini di tempo di deriva della misura
AST	Prova di sorveglianza annuale per valutare se il sistema SME soddisfa quanto stabilito nella UNI EN 14181
Intervallo di Confidenza	In riferimento a quanto definito al punto 3.15 della UNI EN 14181: per intervallo di confidenza di un parametro $\theta$ , ottenuto dalla media di una popolazione di valori rappresentativi, si intende un intervallo delimitato da due limiti $T_1$ (limite inferiore) e $T_2$ (limite superiore) che abbia una definita probabilità $(1-\alpha)$ di contenere il vero parametro medio di tutta popolazione. $(1-\alpha)$ è il grado di confidenza (pari a 0,95) e $\alpha$ (pari a 0,05) è la probabilità di errore.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 4 NORME APPLICABILI

In questa sezione del manuale si intende fornire un quadro di riferimento legislativo in modo tale da identificare tutti gli aspetti significativi che hanno attinenza con l'installazione, l'esercizio e la verifica dei sistemi di monitoraggio, con particolare riferimento a quelli specifici per le modalità di conduzione dell'impianto.

I documenti a cui il presente MG fa riferimento sono i seguenti:

### Autorizzazione all'esercizio

Alla data di stesura del presente manuale, l'impianto risulta in stato di riesame delle seguenti Autorizzazioni Integrate Ambientali:

- AIA rilasciata in data 19/04/2010 con atto n. DVA-DEC-2010-0000167 per l'esercizio della Raffineria;
- AIA rilasciata in data 02/08/2010 con atto n. DVA-DEC-2010-0000470 per l'esercizio dell'impianto di combustione a ciclo combinato a gassificazione integrata (IGCC), successivamente modificato in ciclo combinato alimentato a gas naturale (CCPP) autorizzato con D.M. 258 del 02/12/2015;
- Decreto n. 0000171 del 11/05/2018 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, di riesame delle precedenti autorizzazioni rilasciate alla Raffineria.

Sono inoltre in corso/conclusi ulteriori provvedimenti di aggiornamento/riesame dell'AIA di seguito indicati:

- Decreto/provvedimento n. \_DVA-2012-0015449 del 26/06/2012\_\_ (riduzione Polveri e Studio CO);
- Decreto/provvedimento n. \_DVA-2013-0011970 del 24/05/2013\_\_ (ID 16/500-BSG);
- Decreto/provvedimento n. \_DVA-2013-0017681 del 29/07/2013\_\_ (ID 16-17/425:CO e ID 16/542: ECOS);
- Decreto/provvedimento n. \_DVA- 2015-0002161 del 26/01/2015\_\_ (ID16/840: Ecos e LowNOx);
- D.M. 369 del 07/12/2016 (ID 16/940: modifica HDS1);
- D.M. 207 del 02/08/2017 (ID 16/1038: deroga GIC);
- Decreto/provvedimento n. \_DVA- 2015-0006432 del 08/03/2016\_\_ (ID16/1000: Relazione di riferimento)
- Decreto/provvedimento m amte.DVA.REGISTRO UFFICIALE.U,0010237 del 15/04/2016 (ID 16/1060).

### Legislazione Nazionale

- DECRETO LEGISLATIVO N° 152 del 03/04/06 "TESTO UNICO AMBIENTALE", come modificato dal D. Lgs. n° 128/10, D. Lgs. 46/14 e D. Lgs. 183/17 (di seguito D. Lgs. 152/06);
- D.M. 31 gennaio 2005 – Emanazione di linee guida per l'individuazione e l'utilizzazione delle migliori tecniche disponibili, per le attività elencate nell'allegato I del decreto legislativo 4 agosto 1999, n. 372 di cui all'allegato I del D. Lgs. 372/99. – Allegato II Linee guida in materia di sistemi di monitoraggio.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

- D.M. n° 274 del 16/12/15 – Direttiva per disciplinare la conduzione dei procedimenti di rilascio, riesame ed aggiornamento dei provvedimenti di autorizzazione integrata ambientale di competenza del Ministero dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare – Allegato 3 e 4.
- Direttiva del Parlamento Europeo 2001/80/CE del 23/10/2001;
- Direttiva del Parlamento Europeo 2010/75/CE del 24/11/2010;

#### Legislazione Regionale

- Regione Marche - Deliberazione della Giunta Regionale n. 1480 OT/DP4 del 02/08/2002 e s.m.i. - Allegato “Linee guida per Sistema di Monitoraggio Emissioni in Atmosfera” (di seguito “DGR 1480”);
- Regione Marche - Deliberazione della Giunta Regionale n. 770 del 06/07/2004 - Allegato D “Linee guida per Sistema di Monitoraggio Emissioni in Atmosfera” (di seguito “DGR 770”);
- Regione Lombardia - Giunta Regionale - Direzione Generale Qualità dell’Ambiente - Decreto Dirigente Struttura 27 aprile 2010 n. 4343 (di seguito “DDS 4343”) e s.m.i.- Misure tecniche per l’installazione e la gestione dei sistemi di monitoraggio in continuo alle emissioni (SME).

#### Norme tecniche di riferimento

- UNI EN 14181:2015 (di seguito UNI EN 14181) “Emissioni da sorgente fissa – assicurazione della qualità di sistemi di misurazione automatici”.
- ISO 10396:2007-“Stationary source emissions - Sampling for automated determination of gas emission concentration for permanently- installed monitoring systems”.
- UNI EN 14789:2017 - “Emissioni da sorgente fissa – Determinazione della concentrazione volumetrica di ossigeno - Metodo di riferimento normalizzato: Paramagnetismo”.
- UNI EN 14790:2017 - “Emissioni da sorgente fissa – Determinazione del vapore acqueo nei condotti – Metodo di Riferimento”.
- UNI EN 14791:2017 - “Emissioni da sorgente fissa – Determinazione della concentrazione massica di ossidi di zolfo - Metodo di riferimento normalizzato”.
- UNI EN 14792:2017 - “Emissioni da sorgente fissa – Determinazione della concentrazione massica di ossidi di azoto - Metodo di riferimento normalizzato: chemiluminescenza”.
- UNI EN 15058:2017 - “Emissioni da sorgente fissa – Determinazione della concentrazione massica di monossido di carbonio – Metodo di riferimento normalizzato: spettrometria ad infrarossi non dispersiva”.
- UNI EN 13284-1:2003 – “Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Metodo manuale gravimetrico”.
- UNI EN 13284-2:2005 – “Determinazione della concentrazione in massa di polveri in basse concentrazioni - Sistemi di misurazione automatici”.
- UNI EN ISO 16911:2013 “Determinazione manuale ed automatica della velocità e della portata di flussi in condotti  
Parte 1: Metodo di riferimento manuale;  
Parte 2: Sistemi di misurazione Automatici”.
- UNI EN 15259:2008 - “Qualità dell’aria - Misurazione di emissioni da sorgente fissa – Requisiti delle sezioni e dei siti di misurazione e dell’obiettivo, del piano e del rapporto di misurazione”.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

- UNI EN 15267-1/2/3:2009 “Qualità dell'aria - Certificazione dei sistemi di misurazione automatici  
Parte 1: Principi generali;  
Parte 2: Valutazione iniziale del sistema di gestione per la qualità del fabbricante di AMS e sorveglianza post certificazione del processo di fabbricazione;  
Parte 3: Criteri di prestazione e procedimenti di prova per sistemi di misurazione automatici per monitorare le emissioni da sorgenti fisse”.
- UNI CEI EN ISO/IEC 17025:2005 “Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura”.
- Norma UNI EN ISO 14956:04 – “Valutazione dell’idoneità di una procedura di misurazione per confronto con un’incertezza di misura richiesta”.
- US FDA 21 CFR Part 11. Electronic records, electronic signatures;

#### Linee guida nazionali e regionali

- Guida tecnica per i Gestori dei Sistemi di Monitoraggio in continuo delle Emissioni in atmosfera (SME) - ISPRA ARPA-APPA n. 87/2013.
- Raccomandazioni ARPA Lombardia, riportate sul sito WEB agli indirizzi:  
<http://www.arpalombardia.it/siti/arpalombardia/imprese/emissioni/SME/Pagine/UNI-EN-14181.aspx>  
<http://www.arpalombardia.it/siti/arpalombardia/imprese/emissioni/SME/Pagine/DDS-4343-2010.aspx>
- Manuale UNICHIM 158/88 “Misure alle emissioni - Strategie di campionamento e criteri di valutazione”.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 5 DATI IDENTIFICATIVI DEL SITO PRODUTTIVO

I principali riferimenti dell'impianto sono indicati nella tabella seguente.

Ragione Sociale Gestore Impianto	API Raffineria di Ancona S.p.A.
Sede legale	Via Flaminia 685 – 60015 Falconara Marittima (AN)
Sito produttivo	Via Flaminia 685 – 60015 Falconara Marittima (AN)
Iscrizione C.C.I.A.A.	Ancona R.E.A. 85226
Codice Fiscale e Registro Imprese	01837990587
P.IVA	02077340426
Rif. Telefonici	Tel. 071 91671 – Fax 071 9167346
Sito web	www.gruppoapi.com
Indirizzo e-mail	api-raffineria@gruppoapi.com
Indirizzo PEC	apiraffineria@pec.gruppoapi.com

Tabella 5-1: Dati identificativi del sito

La raffineria è situata alla periferia nord del Comune di Falconara Marittima, in un'area tradizionalmente destinata ad attività industriali. Il sito si estende su di una superficie di circa 70 ettari che confina a nord-est con il mare Adriatico, sul lato sud-ovest con la Strada Statale n.16, a nord-ovest con il fiume Esino e con altri terreni di proprietà API a sud-est.



Figura 5.1: Ubicazione Sito

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 5.1 Figure coinvolte e responsabilità nella gestione dello SME

Le figure coinvolte e le responsabilità in capo a ciascuna funzione aziendale sono indicate nelle seguenti procedure aziendali:

- PROCEDURA GESTIONALE di Livello 2 - SGA.P.011 “CONTROLLO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA” (**allegato 1**);
- ISTRUZIONE OPERATIVA di Livello 3 - SGA.I.006 “GESTIONE E CONTROLLO DELLA STRUMENTAZIONE SIGNIFICATIVA PER L’AMBIENTE” (**allegato 2**).

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 6 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

La seguente descrizione riprende quanto esposto nella documentazione relativa all'iter di riesame complessivo ID 16/1060.

L'area occupata dallo stabilimento è divisa in due parti, in senso longitudinale, dalla linea ferroviaria Ancona - Bologna.

La prima, sul lato mare, ospita prevalentemente:

- tutti gli impianti produttivi e quelli ausiliari strettamente connessi a questi;
- i serbatoi di stoccaggio dei grezzi, dei semilavorati, del bitume e del GPL;
- le aree caricamento GPL e bitume;
- la sala controllo, gli uffici tecnici, il laboratorio, i cantieri;

mentre la seconda, compresa tra la ferrovia e la Strada Statale n.16 ospita esclusivamente:

- gli stoccaggi dei prodotti finiti;
- le aree di caricamento di questi ultimi;
- le aree di servizio e gli uffici direzione.

Completano lo stabilimento le strutture per la movimentazione di materie prime e prodotti finiti via mare, composti da:

- una piattaforma fissa, posta a circa 16 km dalla costa per l'introduzione dei greggi;
- un'isola con doppio attracco, collegata da diversi oleodotti sottomarini alla costa, da cui dista circa 4 km, per l'introduzione dei greggi e la spedizione dei prodotti;
- un pontile di carico per navi cisterna di piccolo cabotaggio, lungo circa 1.300 m e dotato di due punti di attracco, per la spedizione dei prodotti.

### 6.1 Capacità produttiva del sito

Le capacità produttive della raffineria e della centrale CCPP sono riportate nella tabella seguente:

Sezione	Prodotto	Capacità di produzione
Raffineria	Materie prime lavorate: greggi, semilavorati, metano	3.900.000 (t/anno) <sup>(1)</sup>
CCPP	Energia Elettrica <sup>(2)</sup>	Turbina a gas: 651.580 MWh/anno Turbina a vapore (HRSG): 447.698 MWh/anno
	Vapore <sup>(2)</sup>	1.790.165 t/anno

Tabella 6-1: Capacità produttiva della raffineria

Note:

(1) capacità produttiva autorizzata definita nell'AIA n. DVA-DEC-2010-0000167

(2) dati stimati nell'assetto di riferimento



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 6.2 Unità di raffinazione greggio

La raffineria API adotta una configurazione che garantisce flessibilità alle operazioni, modulate in relazione al tipo di grezzo impiegato, e la massima resa in distillati medi (prodotti ad alto valore aggiunto).

Lo schema di lavorazione è basato su una configurazione di tipo “hydroskimming” associata ad un sistema di conversione “Thermal Cracking/Visbreaking”.

I principali impianti del ciclo di raffinazione sono:

- Topping (distillazione atmosferica);
- Vacuum 1 (distillazione sottovuoto);
- Vacuum 3 (distillazione sottovuoto);
- Desolforazione catalitica benzine;
- Naptha splitter;
- Isomerizzazione e reforming catalitico;
- HDS 1, 3 (Desolforazione catalitica);
- Steam reforming;
- Visbreaking;
- Thermal cracking;

Il grezzo viene alimentato all'unità di Topping dal quale vengono separate diverse frazioni. La frazione più leggera, benzina topping, viene inviata all'unità Unifining e da questa tramite l'unità Splitter alle unità Isomerizzazione e Platforming. Lo scopo di tali unità è la produzione di benzina ad alto numero di ottano mediante operazioni di desolforazione, idrogenazione e ramificazione delle catene idrocarburiche.

Le frazioni di benzina (isomerata e platformata) provenienti dalle unità Isomerizzazione e Platforming vengono inviate ai serbatoi di stoccaggio.

Dalle unità Unifining e Platforming vengono anche separate correnti costituite da miscele di butano e propano (GPL); queste vengono inviate tal quali o dopo separazione nei componenti principali (unità Splitter C3/C4) ai serbatoi di stoccaggio ricoperti di terra.

I gas incondensabili provenienti dalle unità Unifining, Isomerizzazione e Platforming vengono inviati alla rete fuel gas di Raffineria. La corrente di gas incondensabili (ad elevato contenuto di idrogeno) proveniente dall'unità Platforming alimenta, insieme al fuel gas proveniente dalla rete, le unità Steam Reforming ove si produce l'idrogeno necessario al funzionamento delle unità di desolforazione e idrogenazione.

Le frazioni intermedie provenienti dall'unità Topping (petrolio, gasolio leggero e pesante) vengono inviate alle unità di Desolforazione Catalitica Gasolio (HDS1, HDS3) dalle quali viene prodotto il gasolio a basso contenuto di zolfo che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio.

Dalle unità di Desolforazione Catalitica Gasolio vengono separate correnti di idrocarburi liquidi leggeri (benzina e petrolio) che sono inviate all'unità Unifining per la lavorazione, e correnti di gas incondensabili che sono inviate alla rete fuel gas o all'unità Compressione gas. L'unità Compressione Gas ha lo scopo di recuperare dalle correnti gassose a bassa pressione provenienti





 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

dalle unità ove sono lavorate le frazioni liquide idrocarburiche più pesanti, le frazioni che possono essere liquefatte per compressione (vapori di benzina, butano e propano) che sono quindi recuperate ed inviate a lavorazione nell'unità Unifining.

La frazione più pesante separata nell'unità di Topping, residuo atmosferico, viene inviata all'unità Vacuum 3 e da questa, direttamente e/o parzialmente desolforata alla HDS2, all'unità Visbreaking/Thermal Cracking dalle quali tramite rottura delle catene idrocarburiche costituenti i prodotti pesanti si cerca la massima produzione di prodotti più leggeri (benzine, petrolio, gasolio) che insieme ai gas incondensabili vengono inviati alle rispettive unità di trattamento.

La frazione più pesante (residuo) separata nell'unità Visbreaking/Thermal Cracking, miscelata con il gasolio pesante da vuoto HV3GO e il residuo Vacuum 3, costituisce il bitume che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio. La frazione pesante del Visbreaking/Thermal Cracking può alimentare anche l'unità Vacuum 1, la quale opera la separazione di prodotti quali gasolio leggero e gasolio pesante che vengono inviati a rilavorazione, da prodotti più pesanti. Completa le unità di processo della Raffineria il circuito di recupero zolfo costituito dal Sistema MDEA, che a fronte della MDEA ricca in H<sub>2</sub>S provenienti dai circuiti di assorbimento presenti in varie unità di processo, restituisce MDEA povera che viene di nuovo inviata in circuito chiuso alle stesse unità di processo per continuare operare l'assorbimento dell'H<sub>2</sub>S. Lo H<sub>2</sub>S che viene liberato nell'unità Sistema MDEA viene inviato all'unità SRU/HCR/Post Combustore dal quale viene prodotto lo zolfo.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Nella figura seguente è rappresentato lo schema generale del processo di raffinazione del sito.

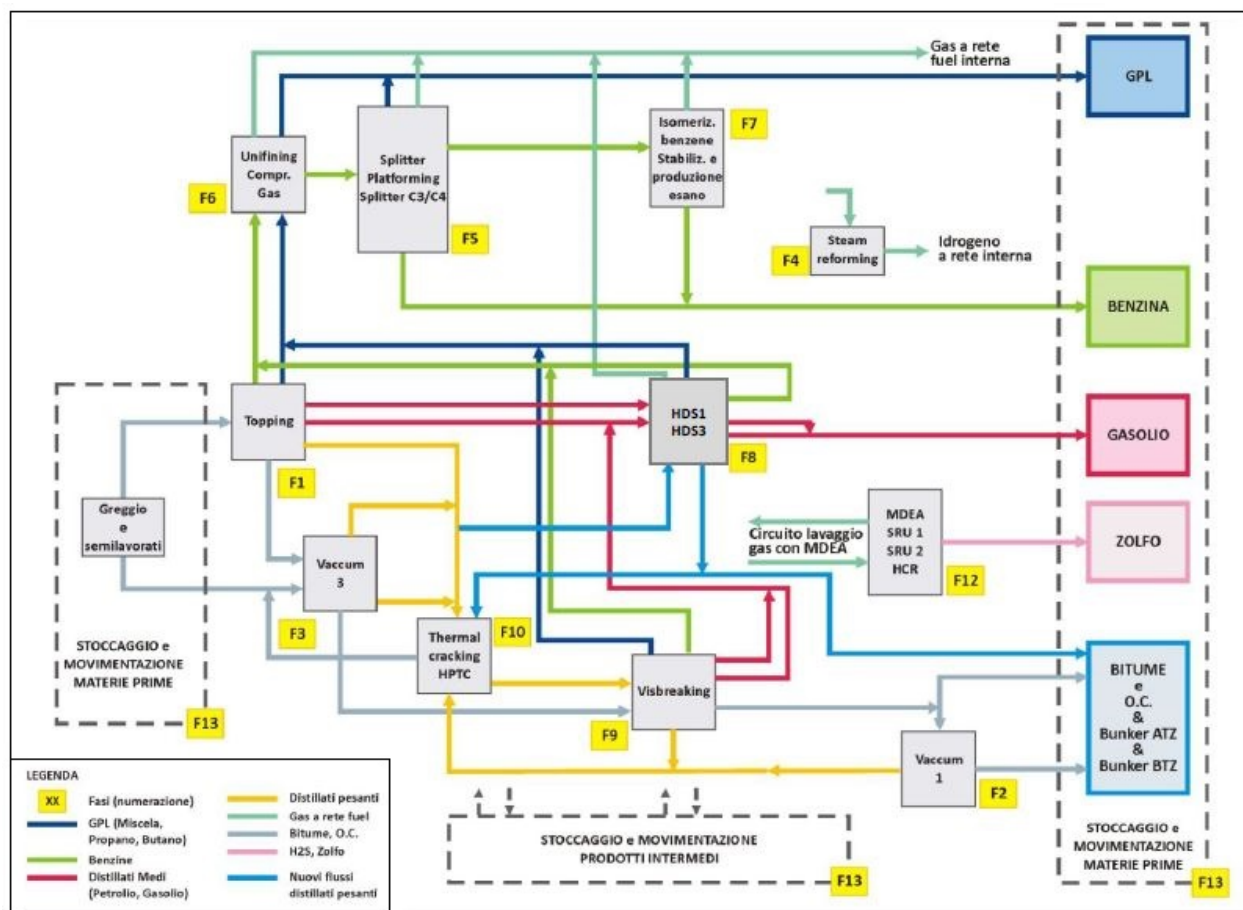


Figura 6.1: Schema processo di raffinazione

## 6.3 Centrale elettrica CCPP

Nel sito è presente inoltre la centrale elettrica CCPP costituita, nella sua configurazione attuale, da una turbina alimentata a gas naturale e dai relativi sistemi ausiliari. Nelle normali condizioni operative (temperatura ambiente 20°C) la GT è in grado di produrre una potenza elettrica pari a 150,9 MW, processando circa 32,5 t/h di Gas Naturale.

La centrale CCPP è dotata di una sezione a recupero (caldaia HRSG), che sfrutta il calore dei fumi di combustione uscenti dalla GT per la produzione di vapore surriscaldato a tre livelli di pressione; tale vapore alimenta una turbina a vapore (ST) accoppiata ad un generatore elettrico per la produzione di un'ulteriore quota di energia elettrica da immettere nella rete di trasmissione nazionale (RTN). Parte del vapore prodotto viene inoltre utilizzato dalle utenze della CCPP e della raffineria.

La Caldaia Ausiliaria produce vapore che viene inviato, a diversi livelli termici, alle rispettive reti vapore e da queste alle utenze della Raffineria. La Caldaia Ausiliaria è coadiuvata da una caldaia di supporto che produce vapore di media pressione.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 6.4 Inquadramento dei punti di emissione nel ciclo produttivo

In questo paragrafo sono identificati i punti di emissione soggetti a monitoraggio presenti nelle diverse fasi di produzione della raffineria e delle utilities ad essa collegate, indicate nella figura seguente.

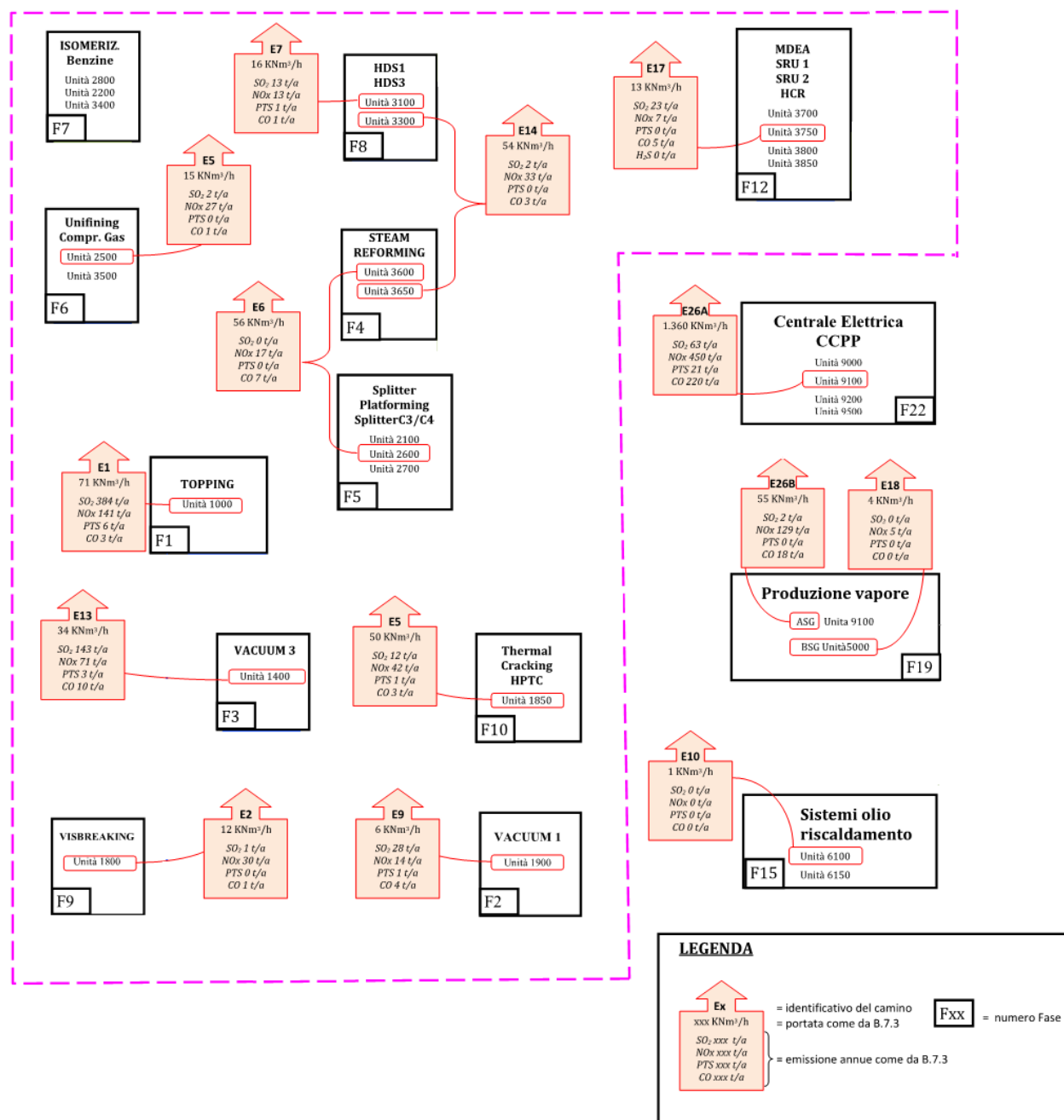


Figura 6.2: Inquadramento punti di emissione convogliati

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 6.4.1 Fase 1: Topping (unità 1000)

L'unità è una distillazione del grezzo basata sul processo classico di un preriscaldamento della carica seguito da un forno di vaporizzazione parziale e da una colonna di frazionamento. L'unità è stata progettata per trattare diversi tipi di grezzo dai più pesanti ai più leggeri.

I forni F-1001 e F-1101 contribuiscono alla fase vaporizzazione del greggio prima dell'alimentazione alla colonna di frazionamento.

I prodotti di combustione dei forni costituiscono l'emissione **E1**.

I prodotti frazionati sono inviati alle successive unità di raffinazione.

#### 6.4.2 Fase 2: Vacuum 1 (Unità 1900)

L'unità di distillazione sotto vuoto 1900 è inserita nella configurazione della raffineria a valle dell'unità di Visbreaker/Thermal Cracker per poter recuperare dai residui di queste i gasoli da vuoto per poterli riciclare in carica thermal cracking aumentando la conversione in distillati leggeri. Inoltre l'unità è progettata per poter trattare residui bituminosi che privati dei gasoli da vuoto producono un bitume che può essere utilizzato come asfalto per pavimentazione stradale senza ulteriori trattamenti.

La carica all'impianto è costituita da residuo da thermal cracker. Dopo pretrattamento necessario per l'eliminazione dei composti più leggeri presenti, la carica è inviata al forno F-1901 (emissione **E9**) e frazionata nella colonna T-1901 in corrente di vapore d'acqua.

#### 6.4.3 Fase 3: Vacuum 3 (unità 1400)

L'unità di distillazione sotto vuoto 1400 (vuoto-3) è inserita nella configurazione della raffineria tra la distillazione atmosferica e l'unità di visbreaker con lo scopo di produrre gasoli da vuoto da processare nell'unità di thermal cracking per convertirli in prodotti più leggeri ed aumentare le rese della raffineria.

Il residuo della distillazione atmosferica, dopo miscelazione e preriscaldamento, viene inviato al forno F-1401 (emissione **E13**) dove viene parzialmente vaporizzato anche mediante l'aggiunta di vapore di diluizione.

Il residuo parzialmente vaporizzato viene inviato nella colonna da vuoto T-1401 dove vengono distillati i prodotti.

#### 6.4.4 Fase 4: Idrogeno 1, Idrogeno 2 (Steam reforming) (Unità 3600-3650)

##### Impianto Idrogeno 1-2

L'unità è basata sulle reazioni di "reforming" catalitico in presenza di vapor d'acqua ad alta temperatura.

L'unità è stata progettata sulla base delle tre seguenti cariche:

- Metano da rete SNAM
- Gas V-25 da raffineria
- Gas iso da raffineria

Al gas di carica si aggiunge una corrente di idrogeno puro, necessaria per trasformare eventuali presenze di mercaptani in idrogeno solforato nel reattore R-3601 "sulfur absorber". Nei serpentine del forno F-3601 (emissione **E6**) avviene la fase di preriscaldamento e le reazioni di trasformazione (reattore R-3601) di eventuali composti solforati presenti nella carica in H<sub>2</sub>S.

All'uscita, viene aggiunto il vapore d'acqua necessario alle reazioni di "steam reforming" e la miscela viene preriscaldata nella convettiva del forno F-3651 (emissione **E14**) ed alimentata al

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

reattore R-3605 “adiabatic prereformer” in cui, in presenza del catalizzatore, incominciano ad avvenire le reazioni degli idrocarburi con acqua che danno luogo alla formazione di idrogeno, monossido di carbonio e anidride carbonica. All’uscita dal reattore R-3605 la miscela di idrogeno, vapore d’acqua, idrocarburi, monossido di carbonio e anidride carbonica, viene inviata alla sezione di reforming catalitico.

#### 6.4.5 Fase 5: Splitter Benzine (unità 2100); Platforming (unità 2600); Splitter C3/C4 (unità 2700)

##### Splitter Benzine

Scopo di questa unità è quello di frazionare la benzina desolforata proveniente dall’unità 2500 in due tagli:

- una benzina leggera che alimenta l’unità di isomerizzazione,
- una benzina pesante che alimenta l’unità di platforming.

##### Platforming

La carica proveniente dalla colonna di frazionamento dell’unità 2100 è inviata al forno di preriscaldamento F-2603 (emissione **E6**). A valle viene inviata al reattore R-2601, pieno del catalizzatore, dove avvengono le reazioni di reforming con conversione delle paraffine e dei naftenici in composti aromatici.

Essendo tali reazioni endotermiche la temperatura nel reattore diminuisce. Quindi l’effluente dal primo reattore passa nel primo forno intermedio F-2601 (emissione **E6**) e poi al reattore R-2602 dove le reazioni di reforming continuano abbassando la temperatura. L’effluente reattore viene di nuovo preriscaldato nel forno F-2602 (emissione **E6**) e raggiunge il terzo reattore R-2603 dove si completano le reazioni di reforming ed avvengono anche reazioni di isomerizzazione delle paraffine e di hydrocracking.

I gas combustibili uscenti dalle sezioni radianti sono ancora estremamente caldi e quindi vengono sfruttati per generare vapore ad alta pressione in una sezione convettiva che è comune a tutti e tre i forni di reazione.

##### Splitter C3/C4

L’unità di splitter GPL (gas di petrolio liquefatto) ha il compito di produrre il propano ed il butano in accordo alle specifiche richieste dal mercato.

L’unità è alimentata dalle correnti di GPL provenienti dall’unità Platforming e Unifining.

#### 6.4.6 Fase 6: Unifining (unità 2500) e Compressione Gas (unità 3500)

##### Unifining

A questa unità sono inviate tutte le benzine prodotte nella raffineria, gli incondensabili e le condense provenienti dalla compressione gas per massimizzare il recupero di GPL.

Tutte queste correnti si miscelano e danno luogo ad un gas che viene inviato a rete fuel e ad una benzina che costituisce la carica all’Unifining. La miscela delle benzine, dopo preriscaldamento, vengono inviate al forno F-2501 (emissione **E5**) dove la carica viene completamente vaporizzata. Il gas è quindi inviato ai reattori R-2501 e R-2502 da cui si ottengono:

- idrocarburi liquidi costituiti principalmente da benzina e GPL;
- idrocarburi gassosi;

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### Compressione gas

Il sistema di compressione gas ha lo scopo di recuperare tutti i gas provenienti dai separatori a bassa pressione provenienti dalle unità di distillazione atmosferica, visbreaker, thermal cracking, HDS3 e HDS1.

Le operazioni eseguite sono:

- compressione dei gas
- raffreddamento e condensazione parziale
- separazione della fase gassosa dalla fase liquida
- invio fase gassosa al lavaggio ammine per eliminare l'idrogeno solforato
- invio del gas al recontacting inserito nell'ambito dell'unità 2500
- invio dei condensati sempre all'unità 2500

### **6.4.7 Fase 7: Isomerizzazione benzine (unità 2200/2800/3400)**

La carica all'impianto proveniente dalla testa dello splitter dell'unità 2100 (benzina leggera), dopo pretrattamento e riscaldamento, è inviata alla sezione di reazione di isomerizzazione costituita da due reattori R-2108A/B in presenza di catalizzatore.

### **6.4.8 Fase 8: Desolforazioni: HDS1 (sez. U3100, sez. U3200), HDS3 (sez. A U3300, sez. B U3350)**

#### HDS1: sez. leggeri U3100

L'unità è una classica desolforazione catalitica di una carica di gasoli e kero provenienti dalla distillazione atmosferica.

La carica all'unità 3100, proveniente dai serbatoi di stoccaggio o direttamente dall'unità di distillazione atmosferica, dopo preriscaldamento e miscelazione con gas ricco in idrogeno necessario per la reazione (reazioni di idrogenazione, denitrificazione, saturazione delle olefine) è riscaldata nel forno F-3101A (emissione **E7**) ed inviata al R-3101.

Il successivo trattamento e il frazionamento nella colonna T-3101 porta ad ottenere una fase gassosa che separata fornisce:

- fase gassosa che viene inviata alla compressione gas unità 3500,
- fase liquida, come benzina, inviata all'Unifining;
- fase acquosa inviata al trattamento;

Il fondo colonna è in parte inviato nel forno ribollitore F-3101B (emissione **E7**), dove viene vaporizzato parzialmente e rinviato in colonna dove i vapori assicurano lo strippaggio del gasolio, ed in parte come prodotto finale.

#### HDS1: sez. pesanti U3200

La nuova sezione (ex HDS-2) dell'impianto HDS-1 viene alimentata da una corrente di gasolio pesante (di seguito: gasolio), proveniente dagli impianti di produzione ad una temperatura compresa tra 250÷270°C.

Il gasolio viene miscelato con una corrente di idrogeno e riscaldato nel Forno F-3291. In uscita dal forno, la miscela idrocarburica attraversa i due reattori catalitici a letto fisso R-3201 e R-3251 e successivamente è inviata alla sezione di frazionamento (colonna T-3201) dove si ottiene una fase gassosa contenente:

- vapore, ricca in idrocarburi leggeri ed H<sub>2</sub>S: inviata a unità 3500 per recupero idrocarburi leggeri;

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

- acquosa, a carattere acido: inviata a impianto di trattamento
- oleosa, contenente idrocarburi e H<sub>2</sub>S disciolto: inviata a HDS-3

ed una fase liquida contenente il prodotto desolforato a specifica inviato ai serbatoi di stoccaggio. Sul fondo della Colonna T-3201 viene inviata una corrente di vapore a media pressione leggermente surriscaldata nella convettiva del forno F-3201 (emissione **E7**).

#### HDS3: U3300

L'unità è una classica desolforazione catalitica di una miscela di gasoli provenienti dalla distillazione atmosferica e dalle unità di conversione termica (Visbreaking e Thermal Cracking). La carica all'unità, dopo trattamento e preriscaldamento è addizionata al gas di riciclo e all'idrogeno di reintegro e viene riscaldata nel forno F-3301 (emissione **E14**).

La miscela di gasoli e gas raggiunge quindi il reattore R-3301 dove avvengono principalmente le reazioni di saturazione delle olefine, di idrogenazione dei composti solforati e di denitrificazione. L'effluente è successivamente separato al fine di ottenere il prodotto in specifica e inviato a stoccaggio.

#### HDS3: U3350

L'unità, installata per l'ottenimento di gasolio a basso tenore di zolfo, può considerarsi suddivisa nelle seguenti sezioni:

- Sezione di Compressione
- Sezione di Preriscaldamento della Carica e Reazione
- Separatori di Alta Pressione
- Stripper del Prodotto
- Essiccatore e Sistema di Vuoto
- Scrubber Amminico ad Alta Pressione

Il gasolio di carica, dopo trattamento e preriscaldamento, è inviato al forno F-3351 (emissione **E14**) che aumenta la temperatura della carica fino al valore necessario alle reazioni nel reattore catalitico R-3351.

### **6.4.9 Fase 9: Visbreaking (unità 1800)**

La carica è costituita dal residuo del Vacuum-3 (unità 1400) che viene inviato al forno F-1801 (emissione **E2**) dove raggiunge le temperature necessarie affinché avvengano le reazioni di cracking termico. L'effluente, dopo essere stato raffreddato, raggiunge la successiva sezione di frazionamento da cui si ottiene una frazione leggera composta da:

- Fase idrocarburica come benzina inviata alla sezione di Unifining;
- Fase gassosa alla Compressione gas;

ed una frazione pesante (gasolio) a successivi trattamenti.

### **6.4.10 Fase 10: Thermal Cracking e HPTC (unità 1850)**

#### Sezione di reazione del thermal cracker

I gasoli da vuoto provenienti dall'impianto Vacuum-3 (unità 1400), dal Visbreaking (unità 1800), da stoccaggio e dall'impianto Vacuum-1 (unità 1900) vengono inviati al forno di thermal cracking F-1851 (emissione **E3**). Il forno è costituito da due sezioni, una di riscaldamento ed una di reazione e soaking, dove avvengono e si completano le reazioni di thermal cracking. All'uscita del forno la



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

carica del thermal cracking si unisce con la carica dell'HPTC (high pressure thermal cracking). La somma delle due cariche viene inviata alla colonna di separazione T-1851.

#### Sezione di reazione dell'HPTC (high pressure thermal cracking)

I gasoli da vuoto provenienti dall'impianto Vacuum-3 (unità 1400), da stoccaggio e dall'impianto Visbreaker (unità 1800) insieme al gasolio pesante della distillazione atmosferica vengono inviati al forno di thermal cracking ad alta pressione F-1852 (emissione **E3**).

### 6.4.11 Fase 12: Recupero zolfo/HCR e post-combustore (unità 3750-3800-3850)

Le unità di recupero zolfo (SRU – Sulphur Recovery Unit) sono predisposte per trattare i gas acidi che si sviluppano nelle varie sezioni, ossia H<sub>2</sub>S proveniente dall'unità di rigenerazione ammine (Unità 3700), gas ricchi di H<sub>2</sub>S e ammoniaca provenienti dalla sezione stripper acque acide (Unità 4500).

Il processo "Claus" opera a pressione atmosferica e sfrutta la reazione stechiometrica dell'H<sub>2</sub>S con l'O<sub>2</sub> dell'aria per produrre Zolfo fuso ad elevata purezza, già idoneo senza ulteriori trattamenti, come prodotto commerciale.

L'impianto è del tipo a muffola ed è essenzialmente costituito dalle seguenti sezioni:

- combustione nella muffola (due per la linea Zolfo 1, una per la linea Zolfo 2);
- conversione catalitica (due letti catalitici per ciascuna linea);
- impianto HCR (High Claus Ratio);
- stoccaggio Zolfo (comune alle due linee);
- post combustione gas di coda, comune alle due linee, esercito a valle del trattamento (unità 3850 - HCR) dei gas di coda provenienti dalla conversione catalitica).

Il post combustore F-3751 (emissione **E17**) è posto in coda alle linee di recupero zolfo: scopo del post combustore è quello di trattare le tracce residue di prodotti solforati non abbattuti nelle sezioni precedenti.

### 6.4.12 Fase 15: Sistema Hot Oil (unità 6100)

Il sistema Hot-Oil (olio caldo,) è un sistema a circuito chiuso che serve a riscaldare, mediante circolazione di un fluido caldo, diverse apparecchiature dislocate in vari punti della Raffineria. Il fluido circolante può essere un olio diatermico o altro fluido come gasolio leggero da distillazione atmosferica (Unità 1000) o sottovuoto (Unità 1900).

L'unità può considerarsi divisa in due sezioni:

- riscaldamento,
- distribuzione.

Il fluido si raccoglie nell'accumulatore D 6010. Da qui viene aspirato mediante le pompe P 6101 A/B che garantiscono una circolazione di 140 t/h.

L'Hot-Oil può, in condizioni di esercizio normali, essere riscaldato mediante alcuni sistemi in parallelo:

- lo scambiatore E 1014, posizionato in area Topping, che utilizza il residuo della colonna T 1001 per riscaldare l'Hot-Oil e fornisce 1.3 MMkcal/h;
- lo scambiatore E 1851, posizionato in area Thermal Cracking, che fornisce 3 MMkcal/h;
- lo scambiatore E 1408, posizionato in area Vacuum 3, che fornisce 2.7 MMkcal/h.



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Il forno F 6101 (emissione **E10**) normalmente non viene utilizzato in quanto i recuperi termici operati negli scambiatori sopra citati, forniscono il calore necessario a coprire le richieste.

#### 6.4.13 Fase 19: Sistemi per la produzione di vapore, Caldaia Ausiliaria (U9100) e Caldaia vapore di supporto (unità 5000)

##### Caldaia Ausiliaria (U9100)

La Caldaia Ausiliaria (ASG – Auxiliary Steam Generator) ha come scopo principale quello di produrre il vapore necessario ad alimentare le utenze di Raffineria. I prodotti di combustione della caldaia costituisce l'emissione **E26B**.

La caldaia è del tipo a circolazione naturale per la produzione di vapore ad un unico livello di pressione (100 bara – 480°C); l'acqua di alimentazione proviene dal degasatore TK-9110, in comune con la Caldaia a Recupero, tramite 3 pompe dedicate (al 50% della potenzialità della caldaia).

Il reintegro dell'acqua di alimento caldaia necessario a sopperire sia il blow-down delle caldaie sia il condensato non recuperato (vapore inviato alla Raffineria) è realizzato con acqua demineralizzata proveniente dalla Unità 8800 (produzione acqua demineralizzata). La caldaia è dotata di 4 bruciatori. Il combustibile di normale alimentazione è il gas di raffineria (fuel gas), mentre in particolari condizioni di funzionamento è possibile bruciare olio combustibile (fuel oil).

##### Caldaia per la produzione di vapore di supporto (U5000)

Il generatore di vapore di supporto (caldaia BSG – Backup Steam Generator) ha la funzione di integrare la produzione di vapore della Caldaia Ausiliaria e di garantire la disponibilità di vapore per le utenze ed i servizi critici della raffineria in caso di fermata della Caldaia Ausiliaria stessa. I prodotti di combustione della caldaia costituisce l'emissione **E18**.

La caldaia è costituita da un generatore di vapore a tubi di fumo, di potenzialità termica resa pari a 14 MW ed è in grado di produrre 18,8 t/h di vapore a 20 barg surriscaldato a massimo 240°C, con la possibilità di esercirla a pressione inferiore per massimizzare la produzione di vapore.

#### 6.4.14 Fase 22: Centrale elettrica CCGT

L'Unità è costituita da una turbina a gas (GT) modello GT13E2 MBTU, realizzata da Alstom Power, e dai relativi sistemi ausiliari. Nelle normali condizioni operative (temperatura ambiente 20°C) la turbina è in grado di produrre una potenza elettrica pari a 150,9 MW, processando circa 32,5 t/h di Gas Naturale prelevato dalla rete SNAM.

A valle della turbina a gas è presente una caldaia a recupero a vapore che ha lo scopo di produrre il vapore necessario alle utenze della CCGT e per generare energia elettrica nella collegata turbina a vapore (ST), recuperando il calore dai gas di combustione della GT.

La caldaia a recupero (HRSG) sfrutta i fumi di combustione uscenti dalla GT per la produzione di vapore surriscaldato a tre livelli di pressione:

- Alta pressione HP (99,7 bara – 489°C);
- Media pressione IP (17,5 bara – 491°C);
- Bassa pressione LP (4,8 bara – 170°C).

Il vapore HP in uscita dai banchi surriscaldatori della caldaia è inviato alla prima immissione della ST. Il vapore IP è surriscaldato ed inviato alla terza immissione della ST. Il vapore LP, infine, è surriscaldato ed inviato alla quarta immissione della ST e, in caso di necessità, al collettore di bassa pressione della raffineria.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

I prodotti di combustione della centrale elettrica CCPP costituiscono l'emissione **E26A**.

## 6.5 Classificazione punti di emissione

Nella tabella seguente sono indicati, per ogni punto di emissione, il tipo di alimentazione del combustibile dei forni e la potenza termica alla capacità produttiva.

Sigla emissione	Descrizione emissione	Unità	Combustibile utilizzato	Potenza termica MW
E1	Topping	F-1001 / F-1101	Fuel gas, metano, olio combustibile	<b>70,1</b>
E2	Visbreaking	F-1801	Fuel gas, metano	39,3
E3	Thermal Cracking	F-1851 / F-1852	Fuel gas, metano	<b>70,4</b>
E5	Unifining	F-2501 / F-2502	Fuel gas, metano	15,8
E6	Platforming - Idrogeno 1	F-2601 / F-2602 / F-2603 / F-3601	Fuel gas, metano	48,2
E7	HDS 1 - HDS 2	F-3101 / F-3291	Fuel gas, metano	18,7
E9	Vacuum 1	F-1901	Fuel gas, metano, olio combustibile	12,2
E10	Hot Oil	F-6101	Fuel gas, metano	7,3
E13	Vacuum 3	F-1401	Fuel gas, metano, olio combustibile	38,7
E14	HDS 3 - Idrogeno 2	F-3301 / F-3351 / F-3651	Fuel gas, metano	<b>53,0</b>
E17	Post Combustore 1	F-3751	Fuel gas	-
E18	Caldaia BSG	CA-5071	Metano	14,0
E26A	Centrale turbogas	HRSO	Metano	<b>285,5</b>
E26B	Caldaia ausiliaria ASO	ASO	Fuel gas, metano, olio combustibile	44,5 <sup>(1)</sup>

Tabella 6-2: Classificazione dei punti di emissione

Note:

(1) Per la caldaia ASO, la potenza termica massima è pari a 123,7 MW. Nelle normali condizioni di marcia la caldaia viene esercitata con carico parziale con il valore di potenza indicato in tabella,

I punti di emissione classificati come Grandi Impianti di combustione ai sensi del art. 268 p.to gg) del D. Lgs. 152/06 e s.m.i. e alle autorizzazioni richiamate al capitolo 4, risultano quindi i camini **E1**, **E3**, **E14** ed **E26A**.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7 CONDIZIONI DI FUNZIONAMENTO IMPIANTI

Il comma 14 dell'art. 271 del D.Lgs. 152/06 definisce che “i valori limite di emissione si applicano ai periodi di normale funzionamento, intesi come i periodi in cui l'impianto è in funzione con l'esclusione dei periodi di avviamento e di arresto e dei periodi in cui si verificano anomalie o guasti tali da non permettere il rispetto dei valori stessi”.

I decreti di autorizzazione del sito definiscono anch'essi che le verifiche dei limiti di emissione in concentrazione debbano essere calcolati considerando i soli periodi di normale funzionamento, escludendo le emissioni nelle ore di avvio e di arresto per manutenzione e/o malfunzionamenti mentre, per quanto riguarda i flussi massici, la valutazione è estesa anche ai periodi transitori. Da questo assunto, risulta pertanto basilare definire chiaramente ed univocamente tali periodi al fine di consentire una corretta verifica del rispetto dei valori limite di emissione prescritti.

### 7.1 Calcolo Stato Impianto dei punti di emissione

Poiché ogni punto di emissione monitorato, soggetto al rispetto dei limiti di emissione, può ricevere i fumi da più unità di produzione, il periodo di normale funzionamento dipende dallo stato di tutte le unità sottese a quello specifico punto di emissione. Devono quindi essere definiti i criteri di attribuzione dello stato delle apparecchiature sottese e, di conseguenza, lo stato del punto di emissione al fine di stabilire se i dati acquisiti dalla strumentazione o dal sistema di calcolo siano da considerare validi al fine della valutazione del rispetto dei limiti imposti dall'autorizzazione. Nella tabella seguente sono riportate le apparecchiature dell'impianto considerate per ciascun punto di emissione.

Sigla emissione	Descrizione emissione	Apparecchiature sottese al punto di emissione
E1	Topping	F-1001 / F-1101
E2	Visbreaking	F-1801
E3	Thermal Cracking	F-1851 (F-1850H / F-1850S) / F-1852
E5	Unifining	F-2501 / F-2502
E6	Platforming - Idrogeno 1	F-2601 / F-2602 / F-2603 / F-3601
E7	HDS 1 - HDS 2	F-3101 / F-3291
E9	Vacuum 1	F-1901
E10	Hot Oil	F-6101
E13	Vacuum 3	F-1401
E14	HDS 3 - Idrogeno 2	F-3301 / F-3351 / F-3651
E17	Post Combustore 1	F-3751
E18	Caldaia BSG	CA-5071
E26A	Centrale turbogas	HRSG
E26B	Caldaia ausiliaria ASG	ASG

Tabella 7-1: Apparecchiature dei punti di emissione

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Per ogni apparecchiatura/unità sono possibili i seguenti stati di funzionamento, determinati da prestabilite condizioni operative (temperatura, portata combustibile, ecc.) descritte nei paragrafi seguenti.

Descrizione Stato Apparecchiatura / Unità
Fermo
Avviamento / Spegnimento
Funzionamento Regolare

Tabella 7-2: Stati funzionamento apparecchiature

La condizione di funzionamento del punto di emissione è data dalla combinazione tra gli stati delle apparecchiature sottese considerate ai fini della validità dell'emissione. In riferimento a quanto descritto al p.to 6.4 dell'allegato 4 del D.M. 274 del 16/12/15 *"nel caso di camino comune a più impianti dotato di un unico sistema di misura, si considera lo stato di normale funzionamento ( $S_i=1$ ) per l'emissione comune e, quindi, validi i valori misurati dallo SME, fintantoché almeno uno degli impianti risulta in esercizio regolare, anche se gli altri impianti risultano in transitorio o fermi"*.

I possibili stati di funzionamento del punto di emissione risultano quindi determinati, in caso di più unità produttive con camino comune, secondo quanto descritto nella tabella seguente:

Stato funzionamento PUNTO DI EMISSIONE	Stato funzionamento APPARECCHIATURA / UNITA'
FERMO	Tutte le unità in stato FERMO
TRANSITORIO (Avviamento / Spegnimento)	Almeno una unità in AVVIAMENTO/SPEGNIMENTO e le restanti in stato FERMO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno una unità in FUNZIONAMENTO REGOLARE

Tabella 7-3: Stati funzionamento punti di emissione

I parametri di impianto necessari alla valutazione dello stato di funzionamento dell'unità sono acquisiti dal DCS ed elaborati dallo SME, con una frequenza pari a 5 secondi. La definizione dello stato di funzionamento di ogni camino è effettuata dallo SME secondo le logiche di seguito descritte.

La determinazione dello stato impianto da associare al dato medio orario avviene alla fine dell'ora.

Sulla base di quanto esposto sono di seguito indicate le condizioni di funzionamento di ciascun punto di emissione ed i relativi valori di soglia alla data di pubblicazione del presente manuale. I valori di soglia indicati sono soggetti a modifica a cura del gestore: eventuali modifiche saranno registrati come allegati al presente manuale.



## 7.2 Camino E1 – Topping

Il camino E1 convoglia in atmosfera le emissioni gassose provenienti dai forni di riscaldamento carica F-1001 e F-1101 dell'impianto Topping.

Lo stato di funzionamento dell'emissione E1 è determinata in base alle condizioni dei due forni come di seguito indicato.

STATO CAMINO E1	STATO FORNI F-1001 e F-1101
FERMO	F-1001 e F-1101 entrambi FERMI
TRANSITORIO	Almeno 1 forno in TRANSITORIO Il restante in condizione di FERMO o TRANSITORIO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno 1 forno in FUNZIONAMENTO REGOLARE Il restante forno in qualsiasi condizione di funzionamento

Tabella 7-4: Elaborazione stato camino E1

### 7.2.1 Stato Forno F-1001

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle portate di carica del forno e dalle temperature di uscita dai forni.

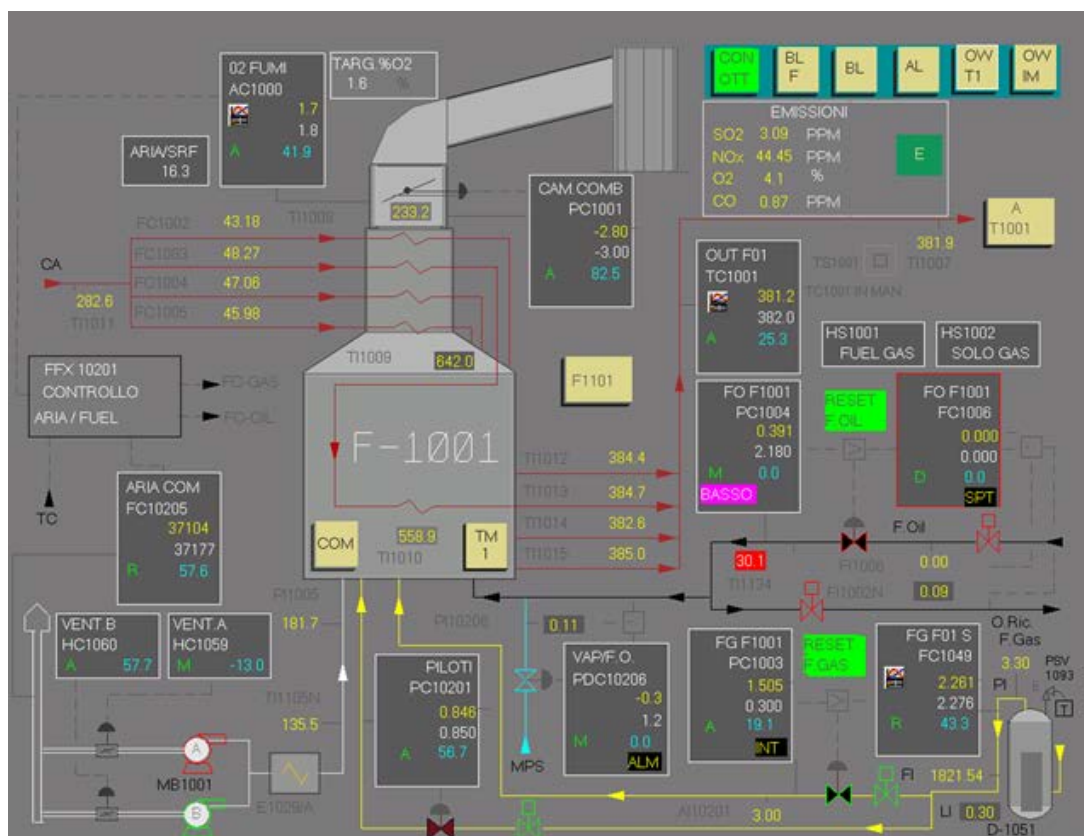


Figura 7.1: Pagina forno F-1001

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC1001	Temp. uscita forno	TC1001/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogica	°C
FC1002	Portata Carica Forno 1	FC1002/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogica	t/h
FC1003	Portata Carica Forno 2	FC1003/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogica	t/h
FC1004	Portata Carica Forno 3	FC1004/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogica	t/h
FC1005	Portata Carica Forno 4	FC1005/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogica	t/h

Tabella 7-5: Segnali F1001 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$ E Portata carica > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-6: Condizioni elaborazione stato impianto F1001

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F1001	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F1001	°C	250
$Q_1$	Portata carica minima di esercizio regolare F1001 (*)	t/h	150

Tabella 7-7: Soglie parametri stati impianto F1001

(\*) la portata carica minima è confrontata con la somma delle 4 portate acquisite.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.2.2 Stato Forno F-1101

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle portate di carica del forno e dalle temperature di uscita dai forni.

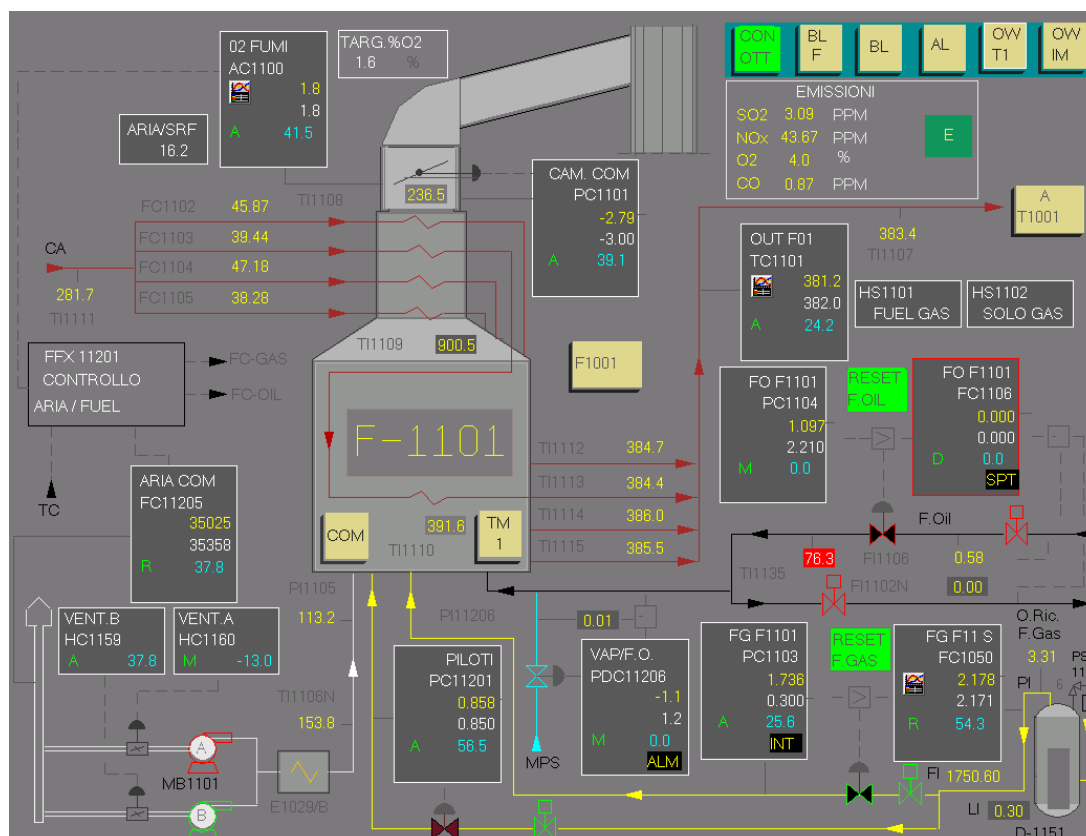


Figura 7.2: Pagina forno F-1101

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC1101	Temp. uscita forno	TC1101/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	°C
FC1102	Portata Carica Forno 1	FC1102/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h
FC1103	Portata Carica Forno 2	FC1103/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h
FC1104	Portata Carica Forno 3	FC1104/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h
FC1105	Portata Carica Forno 4	FC1105/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h

Tabella 7-8: Segnali F1101 per stati impianto



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita $< T_0$	Fermo
Temperatura uscita $> T_1$ E Portata carica $> Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-9: Condizioni elaborazione stato impianto F1101

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F1101	°C	150
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F1101	°C	250
$Q_1$	Portata carica minima di esercizio regolare F1101 (*)	t/h	150

Tabella 7-10: Soglie parametri stati impianto F1101

(\*) la portata carica minima è confrontata con la somma delle 4 portate acquisite.

### 7.2.3 Parametri impianto camino E1

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E1 del sistema di elaborazione dati emissioni:

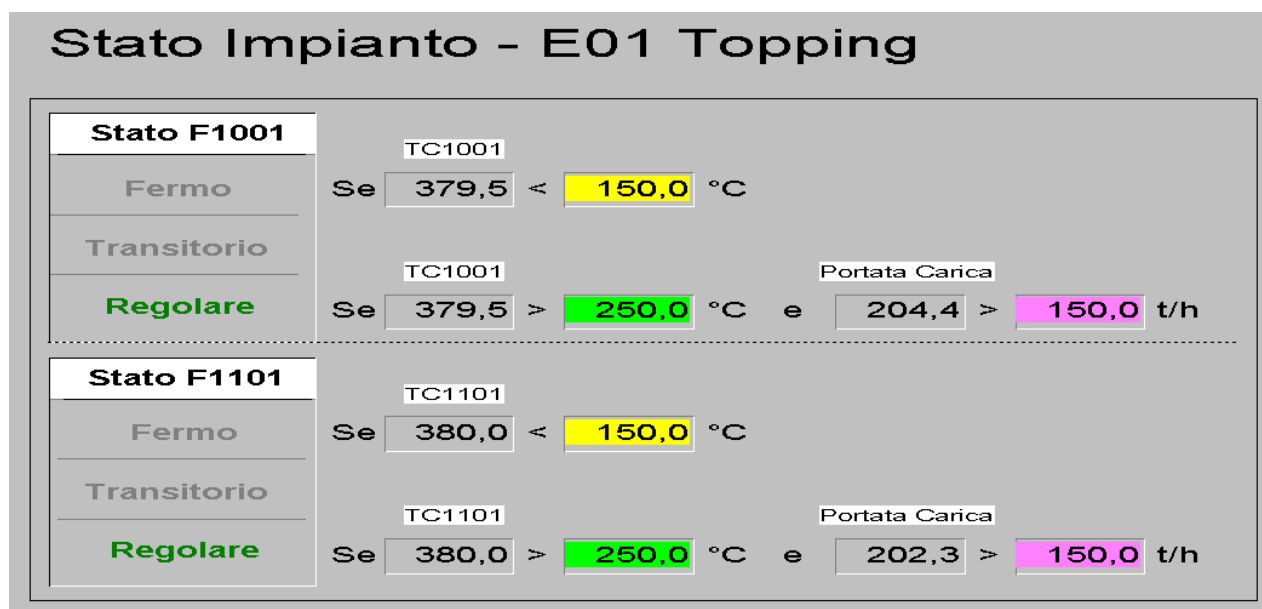


Figura 7.3: Pagina stati E1 su sistema SME



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.3 Camino E2 – Visbreaking

Il camino E2 convoglia le emissioni gassose provenienti dal forno di riscaldamento carica F-1801 dell'impianto Visbreaking.

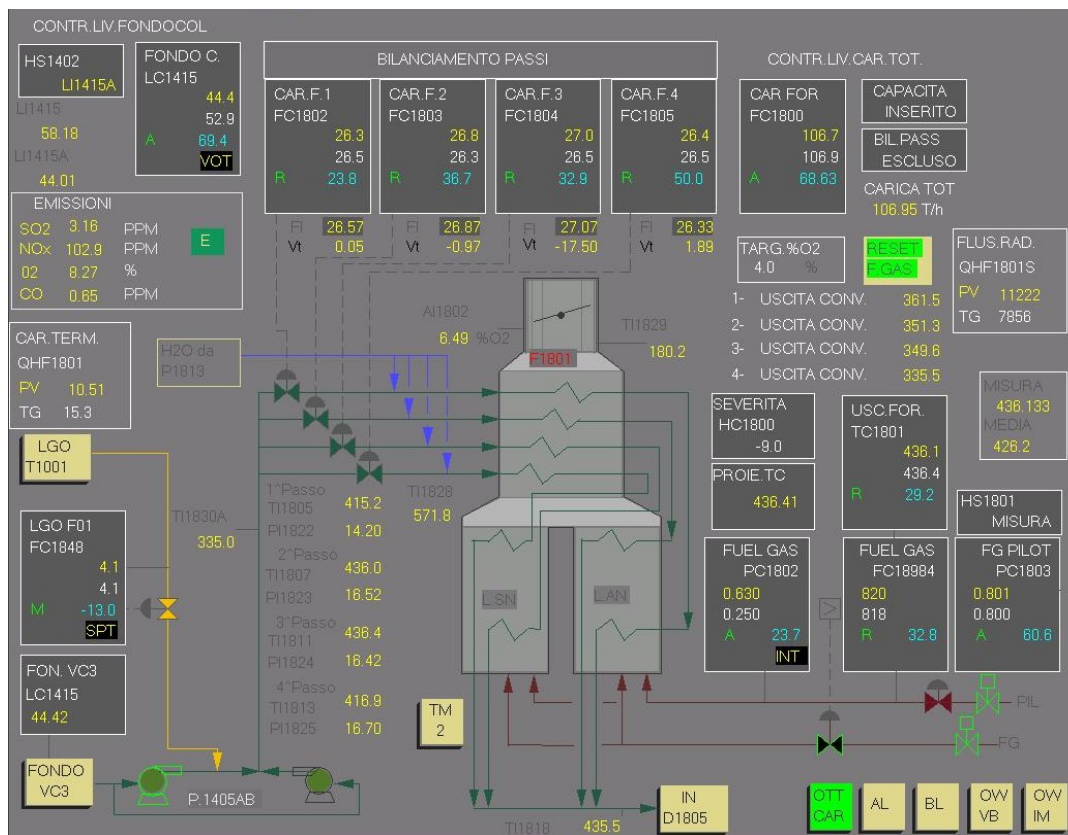


Figura 7.4: Pagina grafica forno F-1801



Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato del forno.

### 7.3.1 Stato Forno F-1801

Le condizioni di funzionamento del forno vengono ricavate dalle portate di carica e dalle temperature di uscita dai forni con i segnali acquisiti dal DCS di seguito elencati.

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Formato	Unità
TC1801	Temp uscita forno	TI1801/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	°C
FC1802	Portata Carica Forno 1	FC1802/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h
FC1803	Portata Carica Forno 2	FC1803/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h
FC1804	Portata Carica Forno 3	FC1804/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h
FC1805	Portata Carica Forno 4	FC1805/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	t/h

Tabella 7-11: Segnali F1801 per stati impianto

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$ E Portata carica > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-12: Condizioni elaborazione stato impianto F1801

dove:

Soglia	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F1801	°C	200
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F1801	°C	350
$Q_1$	Portata carica minima di esercizio regolare F8101 (*)	t/h	75

Tabella 7-13: Soglie parametri stati impianto F1801

(\*) la portata carica minima è confrontata con la somma delle 4 portate acquisite.

### 7.3.2 Parametri impianto camino E2

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E2 del sistema di elaborazione dati emissioni:

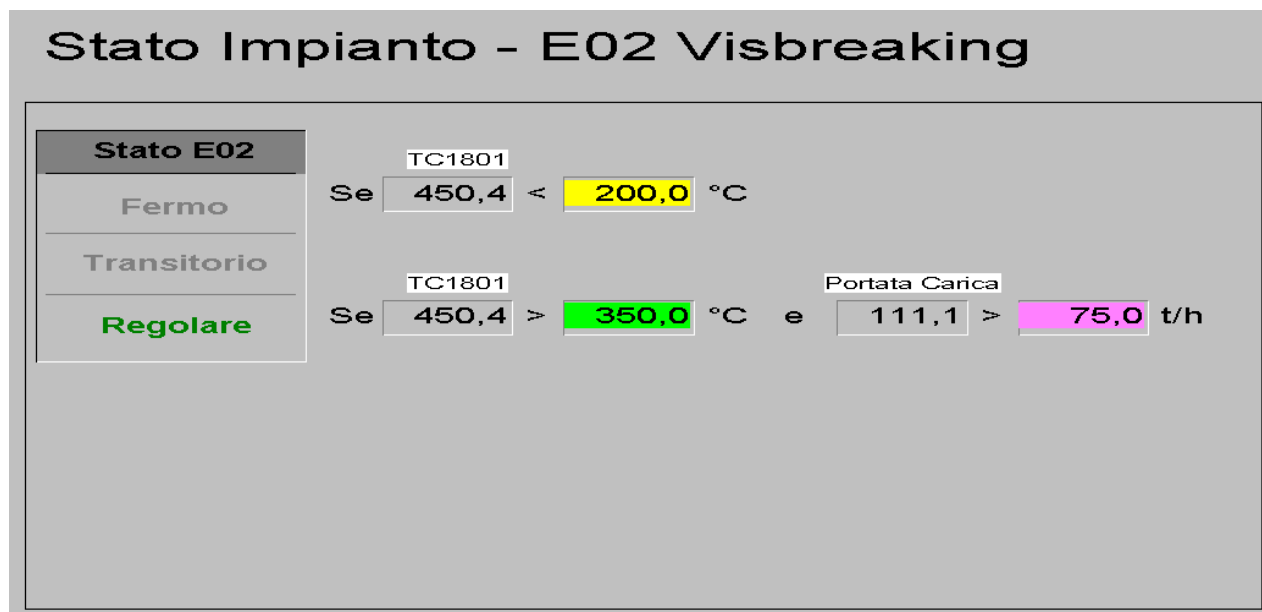


Figura 7.5: Pagina stati E2 su sistema SME

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.4 Camino E3 – Thermal Cracking

Il camino E3 convoglia le emissioni gassose provenienti dai forni di riscaldamento carica F-1851 e F-1852 dell'impianto Thermal Cracking.

Lo stato di funzionamento dell'emissione E3 è determinata in base alle condizioni dei due forni secondo le elaborazioni indicata nella tabella seguente.

STATO CAMINO E3	STATO FORNI F-1851 e F-1852
FERMO	F-1851 e F-1852 entrambi FERMI
TRANSITORIO	Almeno 1 forno in TRANSITORIO Il restante in condizione di FERMO o TRANSITORIO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno 1 forno in FUNZIONAMENTO REGOLARE Il restante forno in qualsiasi condizione di funzionamento

Tabella 7-14: Elaborazione stato camino E3

### 7.4.1 Stato Forno F-1851

Come descritto nel par. 6.3.10, il forno è costituito da due sezioni (F-1850H e F-1850S) che confluiscono nel forno F-1851.

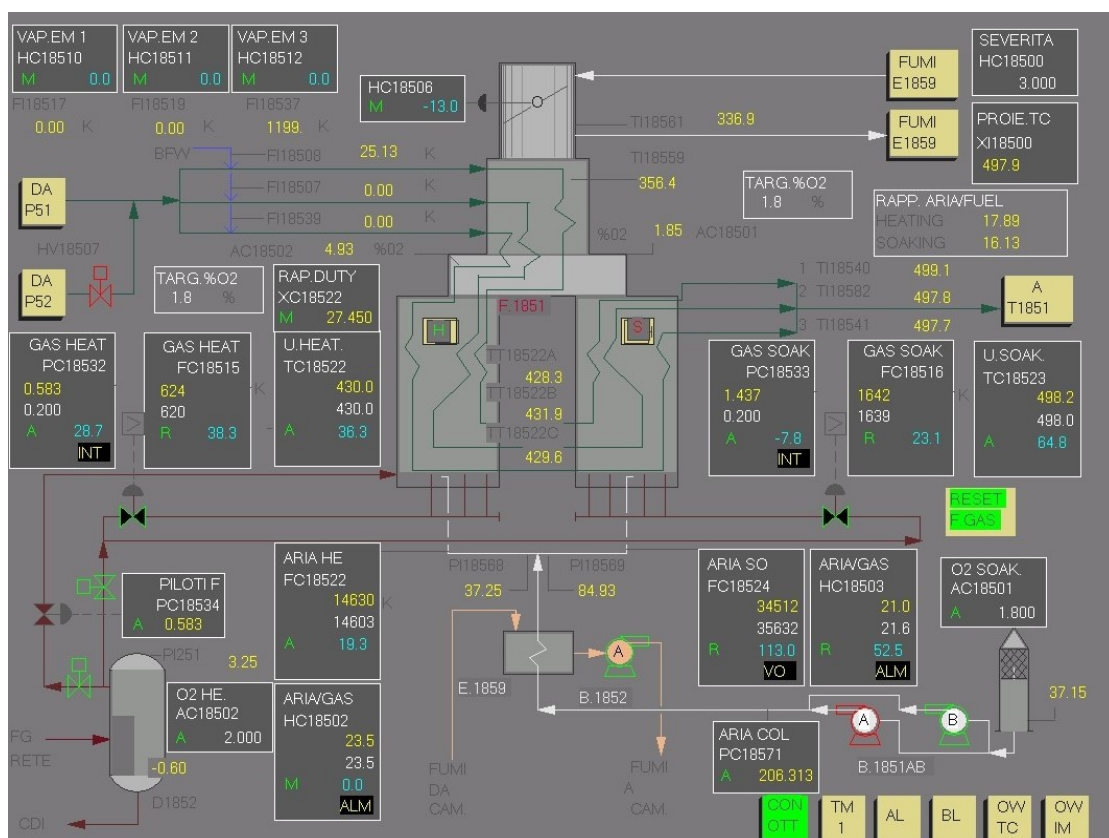


Figura 7.6: Pagina grafica forno F-1851

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Le condizioni di funzionamento del forno sono determinate dalla seguente strumentazione (portate di carica del forno e temperature di uscita) posta in F-1851.

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC18523	Temp. uscita forno	TC18523/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	°C
FC18501	Portata Carica Forno 1	FC18501/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC18502	Portata Carica Forno 2	FC18502/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC18535	Portata Carica Forno 3	FC18535/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h

Tabella 7-15: Segnali F1851 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$ OPPURE Portata Carica < $Q_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$ E Portata carica > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-16: Condizioni elaborazione stato impianto F1851

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F1851	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F1851	°C	350
$Q_0$	Portata carica di accensione forno F1851 (*)	t/h	15
$Q_1$	Portata carica minima di esercizio regolare F1851 (*)	t/h	78

Tabella 7-17: Soglie parametri stati impianto F1851

(\*) la portata carica minima è confrontata con la somma delle 3 portate acquisite.



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
T <sub>0</sub>	Temperatura di accensione forno F1852	°C	100
T <sub>1</sub>	Temperatura minima di esercizio regolare F1852	°C	350
Q <sub>1</sub>	Portata carica minima di esercizio regolare F8152	t/h	38

Tabella 7-20: Soglie parametri stati impianto F1852

### 7.4.3 Parametri impianto camino E3

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E3 del sistema di elaborazione dati emissioni:

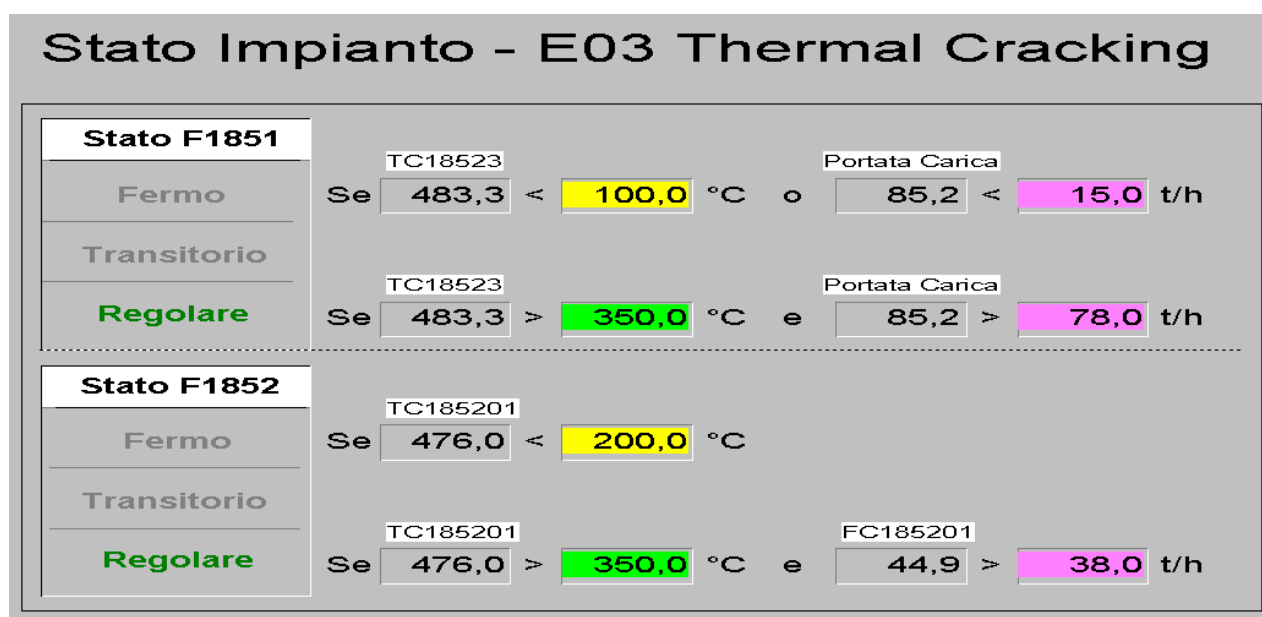


Figura 7.8: Pagina stati E3 su sistema SME



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.5 Camino E5 – Unifining

Il camino E5 convoglia le emissioni gassose provenienti dai forni di riscaldamento carica F2501 e F2502 dell'impianto Unifining.

Lo stato di funzionamento dell'emissione E5 è determinata in base alle condizioni dei due forni come di seguito indicato.

STATO CAMINO E5	STATO FORNI F-2501 e F-2502
FERMO	F-2501 e F-2502 entrambi FERMI
TRANSITORIO	Almeno 1 forno in TRANSITORIO Il restante in condizione di FERMO o TRANSITORIO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno 1 forno in FUNZIONAMENTO REGOLARE Il restante forno in qualsiasi condizione di funzionamento

Tabella 7-21: Elaborazione stato camino E5

### 7.5.1 Stato Forno F-2501

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalla temperatura di uscita dal forno e dalla portata di fuel gas.

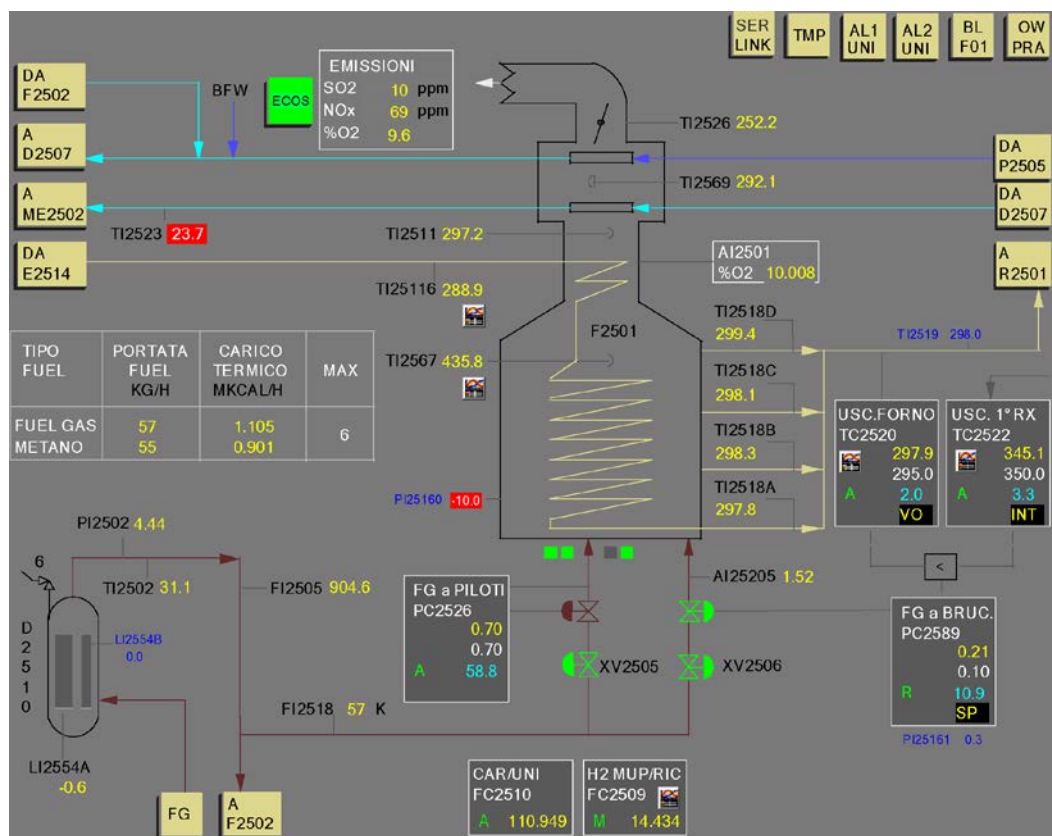


Figura 7.9: Pagina grafica forno F-2501

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TI2520	Temp uscita forno	TI2520/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogica	°C
FI2518	Portata fuel gas	FI2518/AI1/PV.CV	DELTA V	Analogica	t/h

Tabella 7-22: Segnali F2501 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$ OPPURE Portata Fuel Gas < $Q_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio


Tabella 7-23: Condizioni elaborazione stato impianto F2501

Dove

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F2501	°C	200
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F2501	°C	250
$Q_0$	Portata fuel gas di accensione forno F2501	t/h	1

Tabella 7-24: Soglie parametri stati impianto F2501



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.5.2 Stato Forno F-2502

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dai forni.

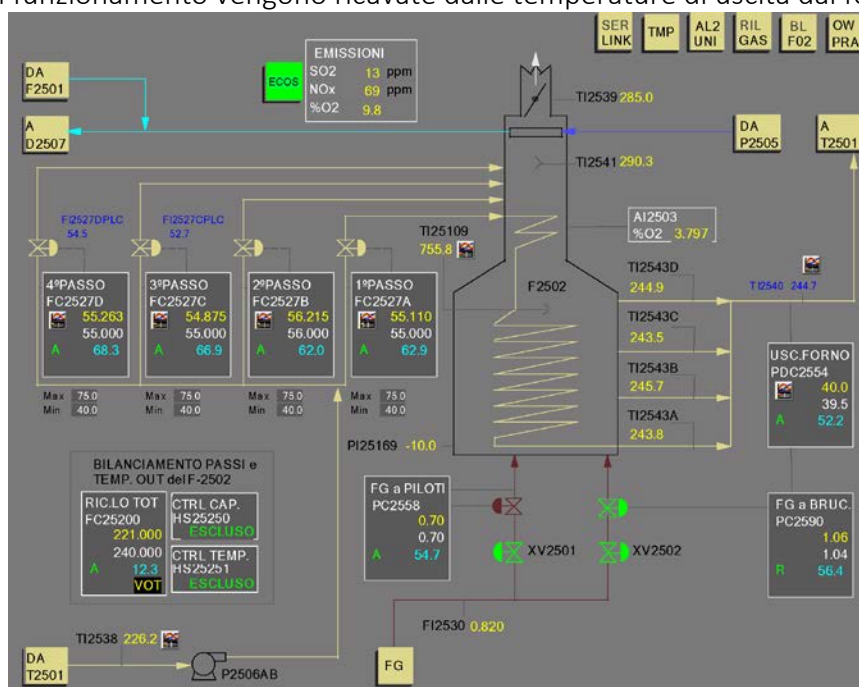


Figura 7.10: Pagina grafica forno F-2502

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TI2543A	Temp uscita forno A	TI2543A/AI1/PV.CV	4	Float	°C
TI2543B	Temp uscita forno B	TI2543B/AI1/PV.CV	4	Float	°C
TI2543C	Temp uscita forno C	TI2543C/AI1/PV.CV	4	Float	°C
TI2543D	Temp uscita forno D	TI2543D/AI1/PV.CV	4	Float	°C

Tabella 7-25: Segnali F2502 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
$T_0 \leq$ Temperatura uscita $\leq T_1$	Transitorio

Tabella 7-26: Condizioni elaborazione stato impianto F2502

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F2502	°C	150
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F2502 (*)	°C	220

Tabella 7-27: Soglie parametri stati impianto F2502

(\*) le temperature  $T_0$  e  $T_1$  sono confrontate con il massimo tra le 4 temperature acquisite.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.5.3 Parametri impianto camino E5

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E5 del sistema di elaborazione dati emissioni:

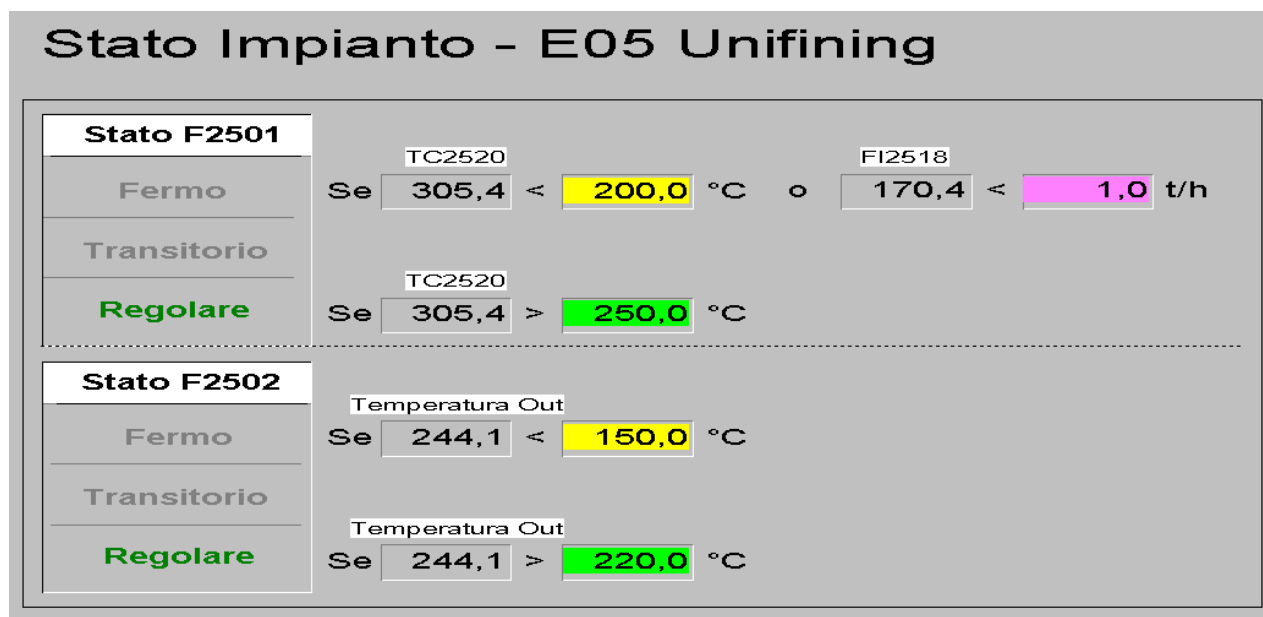


Figura 7.11: Pagina stati E5 su sistema SME

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.6 Camino E6 – Platforming & Idrogeno 1

Il camino E6 convoglia le emissioni gassose provenienti dai forni di riscaldamento carica F-2601, F-2602, F-2603 dell'unità Platforming e F-3601 dell'unità Idrogeno 1

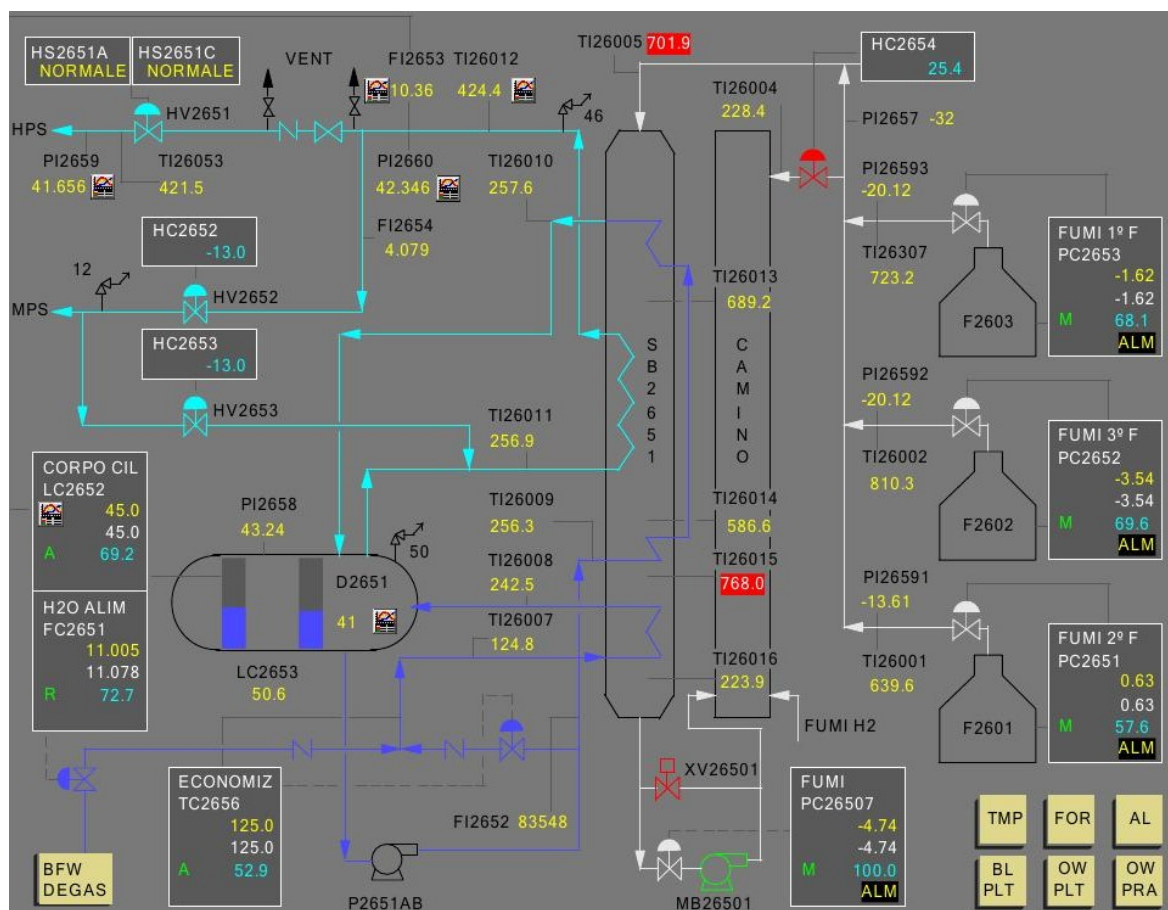


Figura 7.12: Pagina grafica forni camino E6

Lo stato di funzionamento dell'emissione E6 è determinata in base alle condizioni dei forni come di seguito indicato.

STATO CAMINO E6	STATO FORNI F-2601, F-2602, F-2603 e F-3601
FERMO	Tutti i forni FERMI
TRANSITORIO	Almeno 1 forno in TRANSITORIO I restanti in condizione di FERMO o TRANSITORIO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno 1 forno in FUNZIONAMENTO REGOLARE I restanti forni in qualsiasi condizione di funzionamento

Tabella 7-28: Elaborazione stato camino E6

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.6.1 Forni F-2601, F-2602 e F-2603

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dai forni e dalla portata di fuel gas.

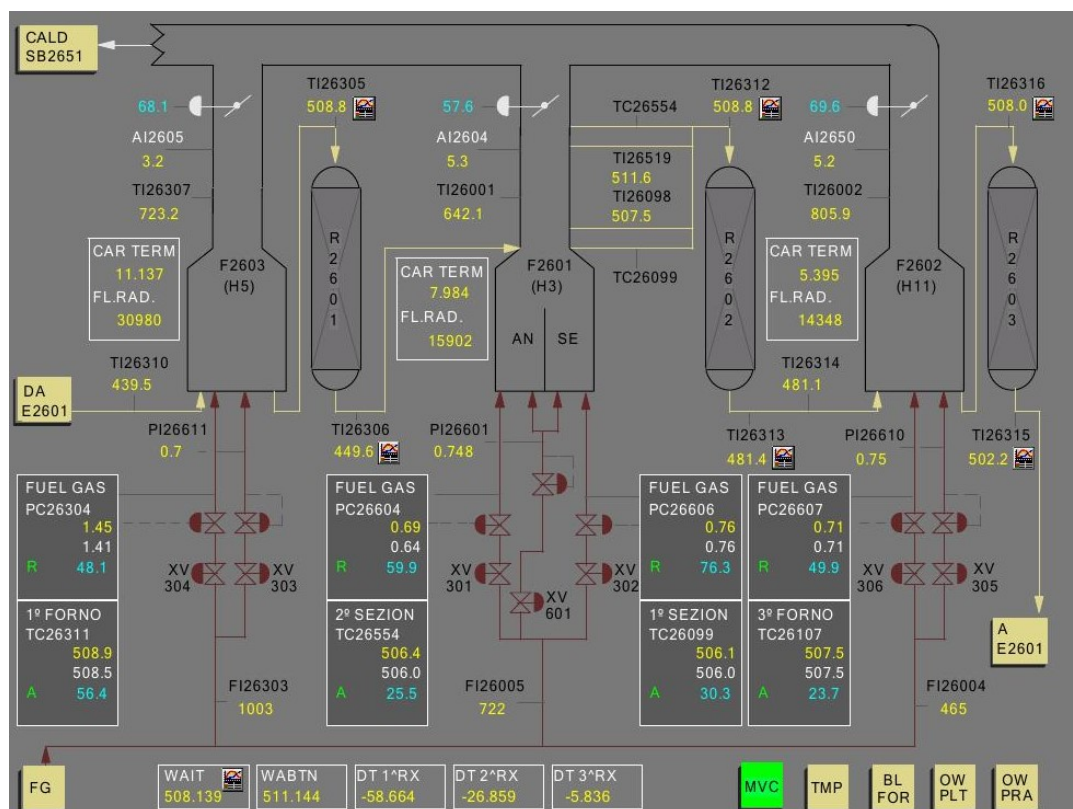


Figura 7.13: Pagina grafica forni F-2601, F-2602, F-2603

La procedura di determinazione dello stato di ciascun forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$ OPPURE Portata Fuel Gas < $Q_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-29: Condizioni elaborazione stato impianto F2601/02/03

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forni	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare forni(*)	°C	480
$Q_0$	Portata fuel gas di accensione forni F2601-F2603	kg/h	100
	Portata fuel gas di accensione forni F2602	kg/h	30

Tabella 7-30: Soglie parametri stati impianto F2601/02/03

(\*) nel forno F-2601, le temperature  $T_0$  e  $T_1$  sono confrontate con il massimo tra le 2 temperature acquisite.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 7.6.1.1 Stato Forno F-2601

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC26099	Temp uscita forno A	TC26099/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogico	°C
TC26554	Temp uscita forno B	TC26554/ PID1/PV.CV	DELTA V	Analogico	°C
FI26005	Portata fuel gas	FI26005/AI1/PV.CV	DELTA V	Analogico	Kg/h

Tabella 7-31: Segnali F2601 per stati impianto

#### 7.6.1.2 Stato Forno F-2602

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC26107	Temp uscita forno	TC26107/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogico	°C
FI26004	Portata fuel gas	FI26004/AI1/PV.CV	DELTA V	Analogico	Kg/h

Tabella 7-32: Segnali F2602 per stati impianto

#### 7.6.1.3 Stato Forno F-2603

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC26311	Temp uscita forno	TC26311/PID1/PV.CV	DELTA V	Analogico	°C
FI26303	Portata fuel gas	FI26303/AI1/PV.CV	DELTA V	Analogico	Kg/h

Tabella 7-33: Segnali F2603 per stati impianto



## 7.6.2 Stato Forno F-3601

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dal forno e dalla portata di fuel gas.

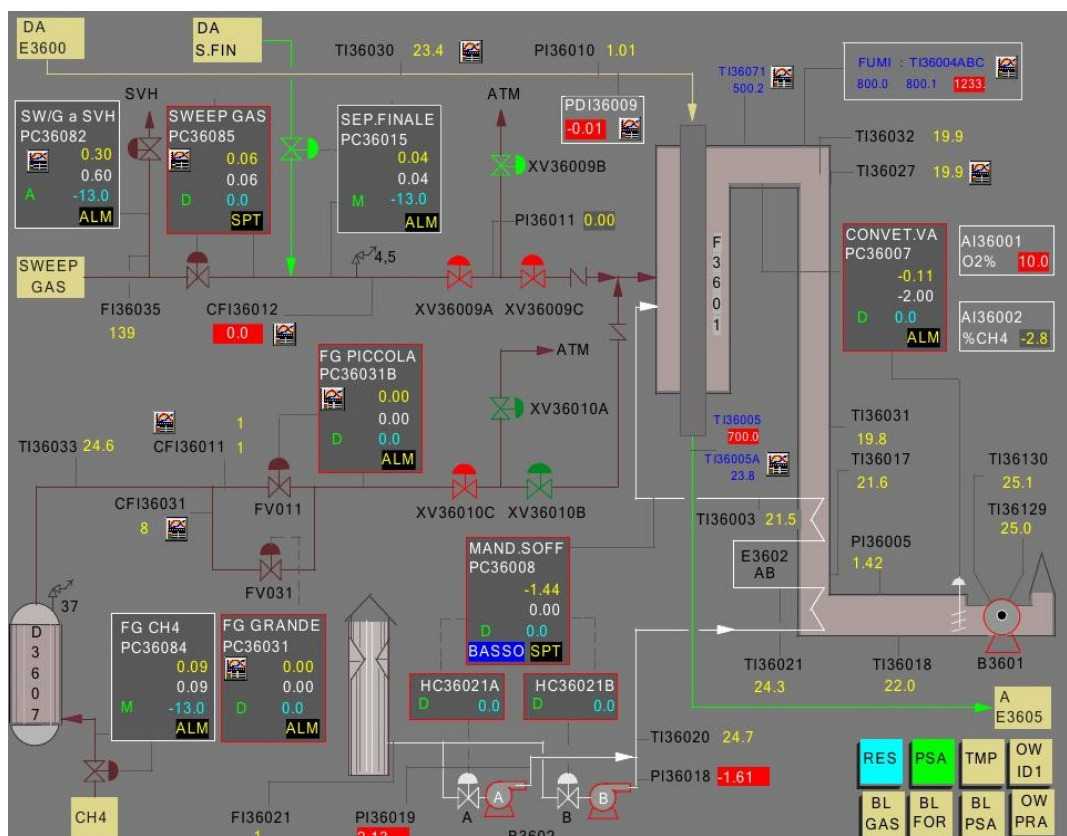


Figura 7.14: Pagina grafica forno F-3601

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:



Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TI36005A	Temp uscita forno	TI36005A/AI1/PV.CV	DELTAV	Analogico	°C
FI36031A	Portata fuel gas	FI36031/AI1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h

Tabella 7-34: Segnali F3601 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$ OPPURE Portata Fuel Gas < $Q_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-35: Condizioni elaborazione stato impianto F3601

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
T <sub>0</sub>	Temperatura di accensione forno F3601	°C	100
T <sub>1</sub>	Temperatura minima di esercizio regolare F3601	°C	600
Q <sub>0</sub>	Portata fuel gas di accensione forno F3601	kg/h	5

Tabella 7-36: Soglie parametri stati impianto F3601

### 7.6.3 Parametri impianto camino E6

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E6 del sistema di elaborazione dati emissioni:

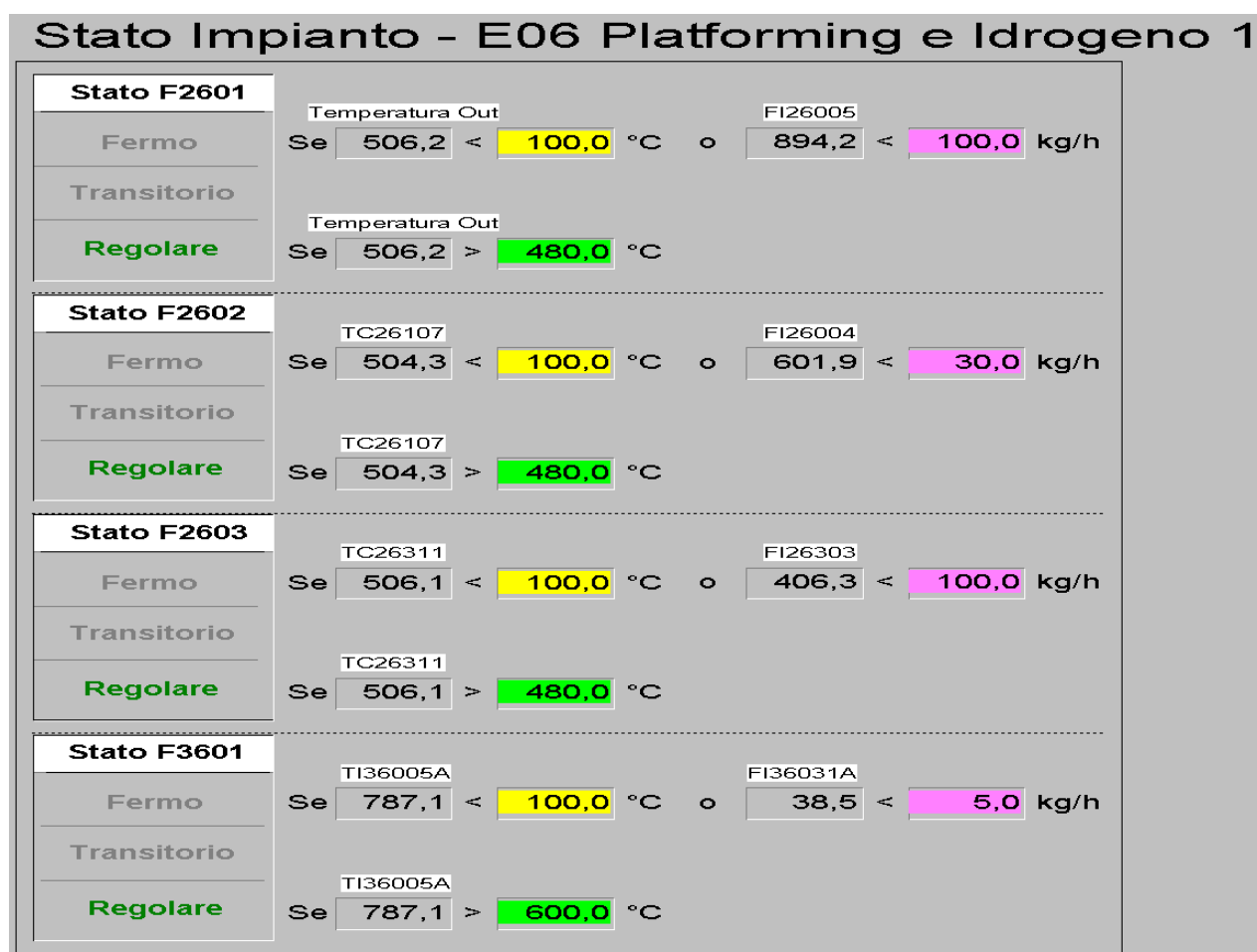



Figura 7.15: Pagina stati E6 su sistema SME



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.7 Camino E7 – HDS 1 & HDS 2

Il camino E7 convoglia le emissioni gassose provenienti dai forni di riscaldamento carica F-3101 dell'unità HDS1 e F-3291 dell'unità HDS2. Il forno F-3101 è costituito da 2 sezioni (A e B) ciascuna delle quali ha determinato il proprio stato di funzionamento come descritto di seguito.

Lo stato di funzionamento dell'emissione E7 è definita in base alle condizioni dei tre forni come di seguito indicato.

STATO CAMINO E7	STATO FORNI F-3101 (sezioni F-3101A / F-3101B) e F-3291
FERMO	F-3101A, F-3101B e F-3291 tutti FERMI
TRANSITORIO	Almeno 1 forno/sezione in TRANSITORIO I restanti in condizione di FERMO o TRANSITORIO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno 1 forno/sezione in FUNZIONAMENTO REGOLARE I restanti forni in qualsiasi condizione di funzionamento

Tabella 7-37: Elaborazione stato camino E7

### 7.7.1 Forno F-3101

Le condizioni di funzionamento sono ricavate dalle temperature di uscita dai due forni A e B e dalla portata del fuel gas.

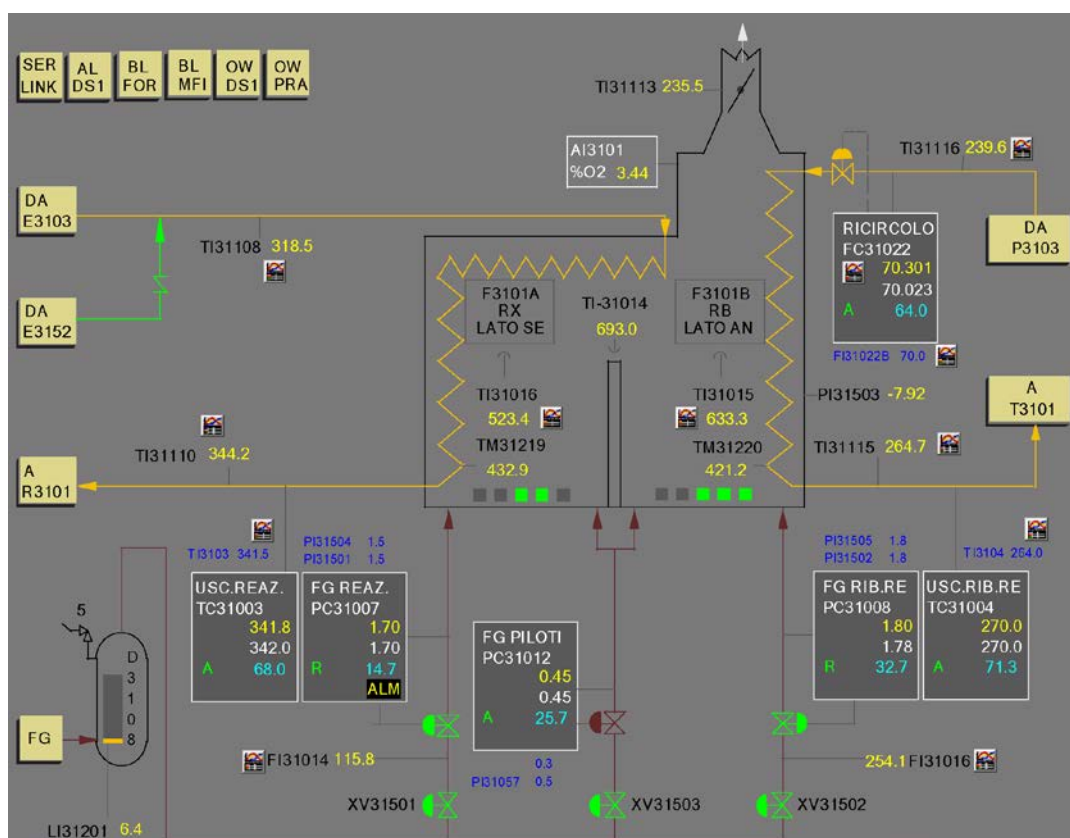




Figura 7.16: Pagina grafica forno F-3101

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.7.1.1 Stato Sezione F-3101A

La procedura di determinazione dello stato della sezione del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$ E Somma Portata Fondi Separatori > $Q_0$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-38: Condizioni elaborazione stato impianto F3101A

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato della sezione sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC31003	Temp uscita forno	TC31003/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	°C
FC31009	Portata Fondi Sep. Caldo	FI31009/AI1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC31005	Portata Fondi Sep. Freddo	FI31005/AI1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h

Tabella 7-39: Segnali F3101A per stati impianto

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione sezione F3101A	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F3101A	°C	280
$Q_0$	Minima totale portata fondi separatori	t/h	40

Tabella 7-40: Soglie parametri stati impianto F3101A

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.7.1.2 Stato Sezione F-3101B

La procedura di determinazione dello stato della sezione del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < T <sub>0</sub>	Fermo
Temperatura uscita > T <sub>1</sub>	Regolare
Altre condizioni T	Transitorio

Tabella 7-41: Condizioni elaborazione stato impianto F3101B

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato della sezione sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC31004	Temp uscita forno	TC31004/PID1/ PV.CV	DELTAV	Analogico	°C

Tabella 7-42: Segnali F3101B per stati impianto

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
T <sub>0</sub>	Temperatura di accensione sezione F3101B	°C	100
T <sub>1</sub>	Temperatura minima di esercizio regolare F3101B	°C	220

Tabella 7-43: Soglie parametri stati impianto F3101B

7.7.2 Stato Forno F-3291

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dal forno e dalla portata fuel gas.

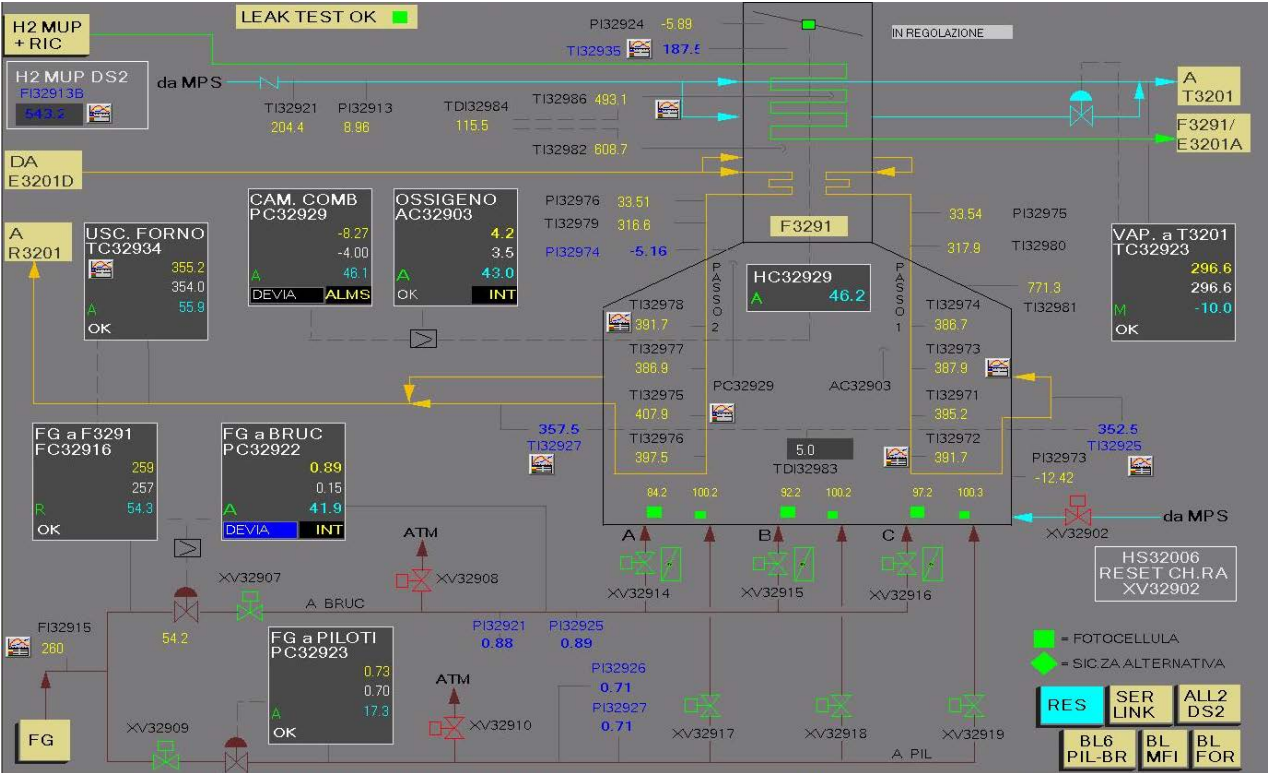


Figura 7.17: Pagina grafica forno F-3291

I segnali acquisiti dall’impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Tipo	Unità
TC32934	Temp uscita forno	TC32934/PID1/PV.CV.0002	DELTAV	Float	Analogico	°C

Tabella 7-44: Segnali F3291 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < T <sub>0</sub>	Fermo
Temperatura uscita > T <sub>1</sub>	Regolare
Altre condizioni	Transitorio

Tabella 7-45: Condizioni elaborazione stato impianto F3291

Dove

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
T <sub>0</sub>	Temperatura di accensione forno F3291	°C	100
T <sub>1</sub>	Temperatura minima di esercizio regolare F3291	°C	290

Tabella 7-46:Soglie parametri stati impianto F3291

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.7.3 Parametri impianto camino E7

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E7 del sistema di elaborazione dati emissioni:

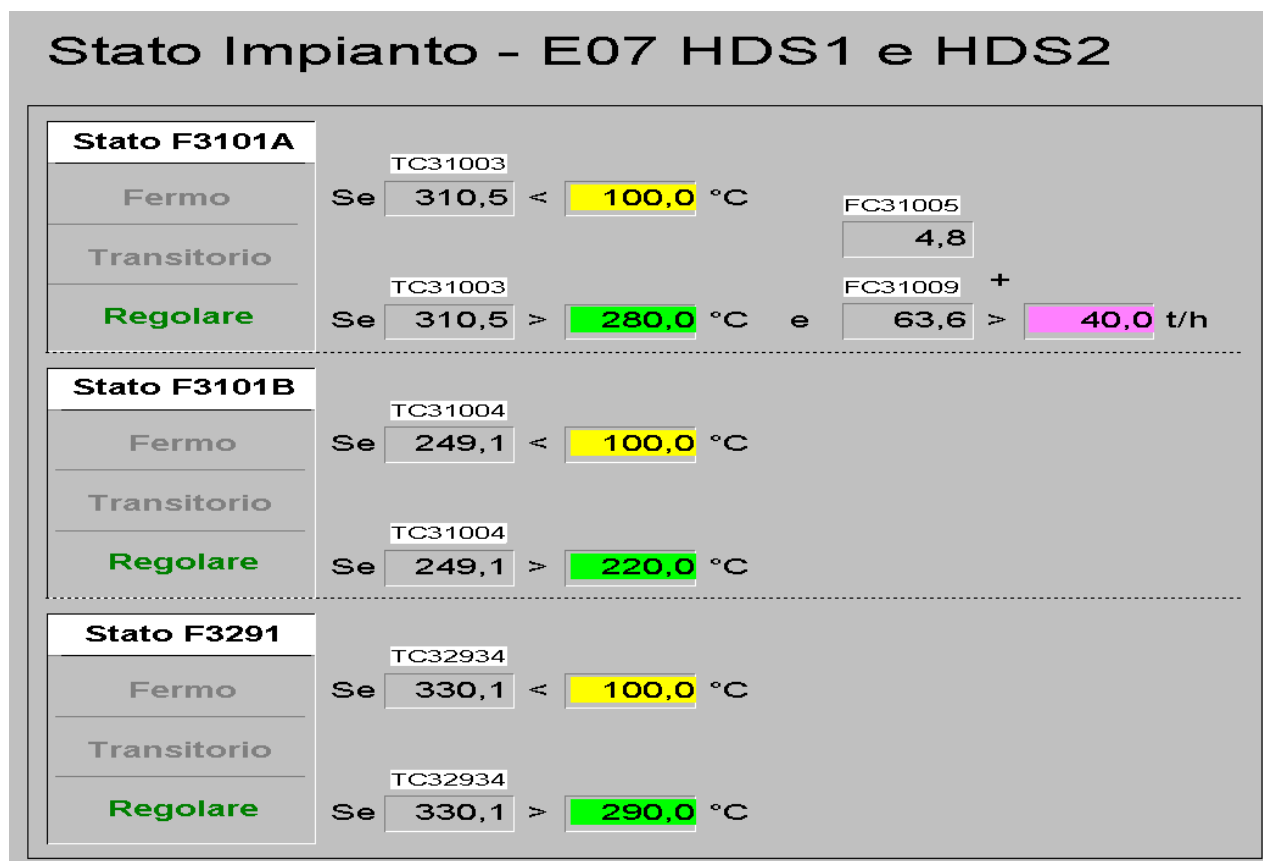


Figura 7.18: Pagina stati E7 su sistema SME

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.8 Camino E9 – Vacuum 1

Il camino E9 convoglia le emissioni gassose provenienti dal forno di riscaldamento carica F-1901 dell'impianto Vacuum 1.

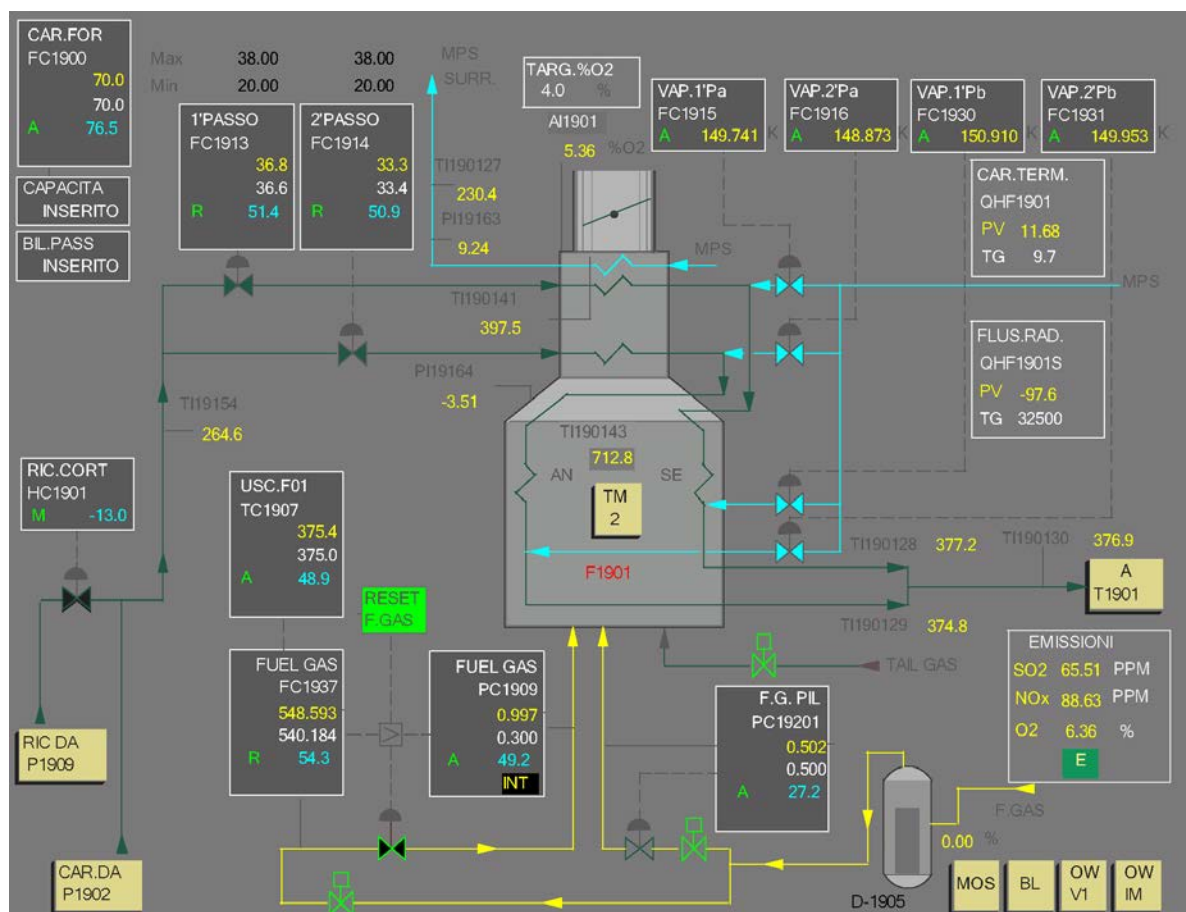


Figura 7.19: Pagina grafica forno F-1901

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato del forno.

### 7.8.1 Stato Forno F-1901

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle portate di carica e dalle temperature di uscita dai forni.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC1907	Temp uscita forno	TC1907/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	°C
FC1913	Portata Carica Forno 1	FC1913/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC1914	Portata Carica Forno 2	FC1914/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h

Tabella 7-47: Segnali F1901 per stati impianto

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$ E Portata carica > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-48: Condizioni elaborazione stato impianto F1901

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F1901	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F1901	°C	250
$Q_1$	Portata carica minima di esercizio regolare F1901 (*)	t/h	250

Tabella 7-49: Soglie parametri stati impianto F1901

(\*) la portata carica minima è confrontata con la somma delle 2 portate acquisite.

## 7.8.2 Parametri impianto camino E9

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E9 del sistema di elaborazione dati emissioni:

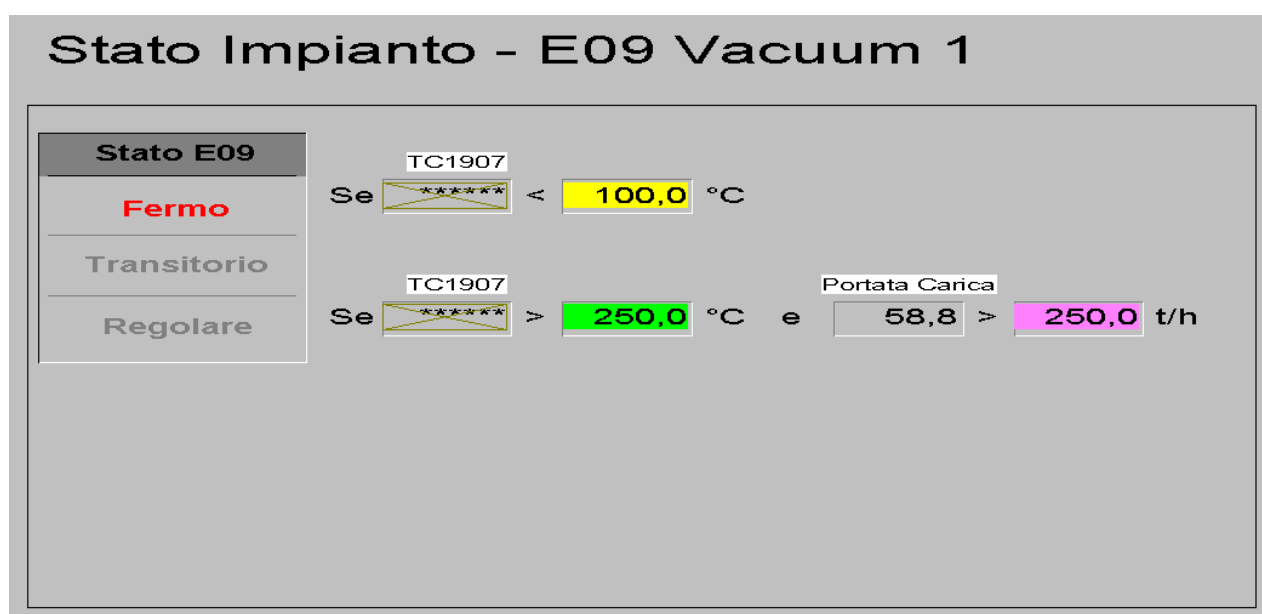


Figura 7.20: Pagina stati E9 su sistema SME



## 7.9 Camino E10 – Hot Oil

Il camino E10 convoglia le emissioni gassose provenienti dal forno di riscaldamento carica F-6101 dell'impianto Hot Oil.

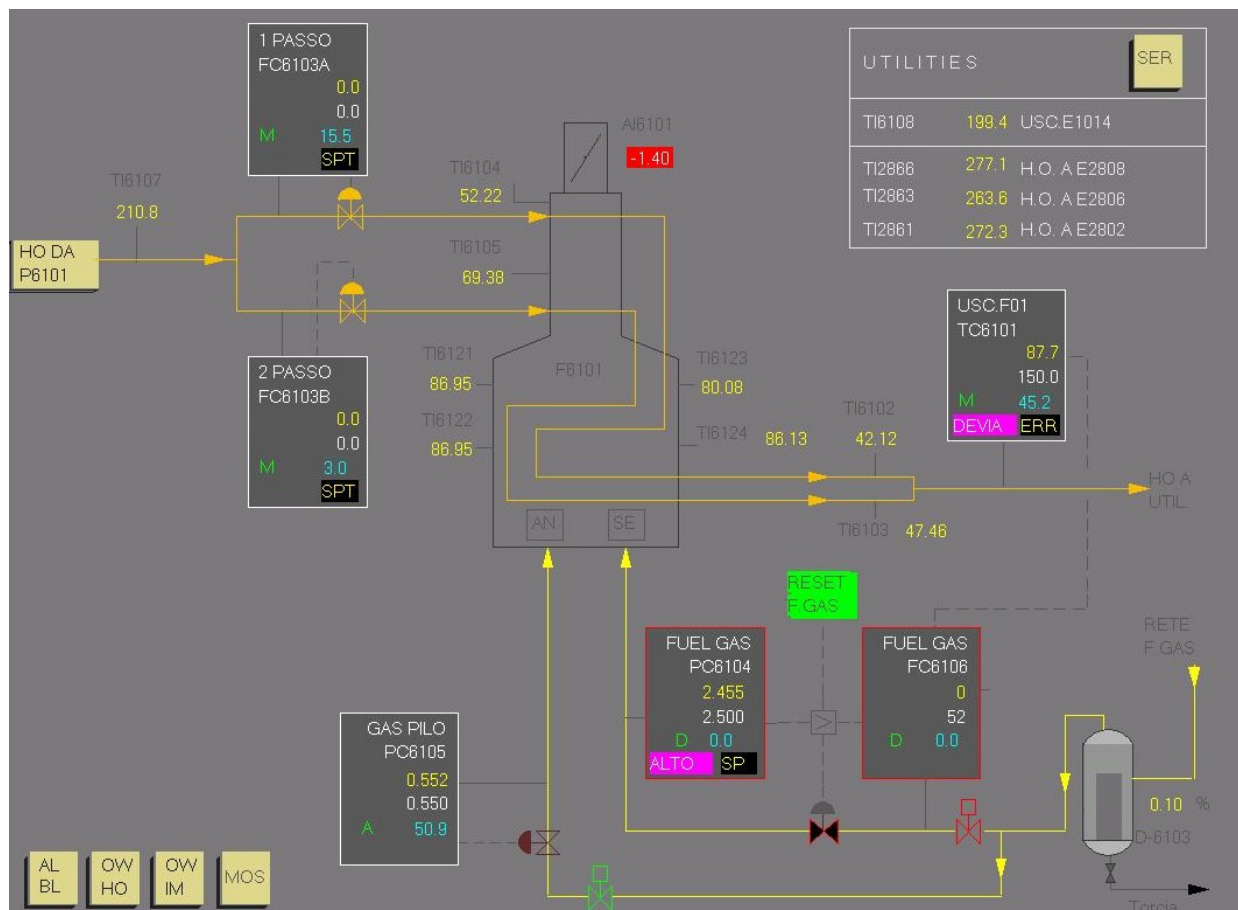


Figura 7.21: Pagina grafica forno F-6101

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato del forno.



### 7.9.1 Stato Forno F-6101

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle portate fuel gas del forno.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
FC6106	Portata Fuel Gas	FC6106/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	kg/h

Tabella 7-50: Segnali F6101 per stati impianto

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Portata Fuel Gas	Stato Forno
$Q < Q_0$	Fermo
$Q_0 \leq Q \leq Q_1$	Accensione / Spegnerimento
$Q > Q_1$	Regolare

Tabella 7-51: Condizioni elaborazione stato impianto F6101

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$Q_0$	Portata fuel gas di accensione forno F6101	kg/h	100
$Q_1$	Portata fuel gas minima di esercizio regolare F6101	kg/h	200

Tabella 7-52: Soglie parametri stati impianto F6101

## 7.9.2 Parametri impianto camino E10

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E10 del sistema di elaborazione dati emissioni:

### Stato Impianto - E10 Hot Oil

**Stato E10**  
**Fermo**  
Transitorio  
Regolare

FC6106  
Se  <  kg/h  
FC6106  
Se  >  kg/h

Figura 7.22: Pagina stati E10 su sistema SME

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.10 Camino E13 – Vacuum 3

Il camino E13 convoglia le emissioni gassose provenienti dal forno di riscaldamento carica F-1401 dell'impianto Vacuum 3.

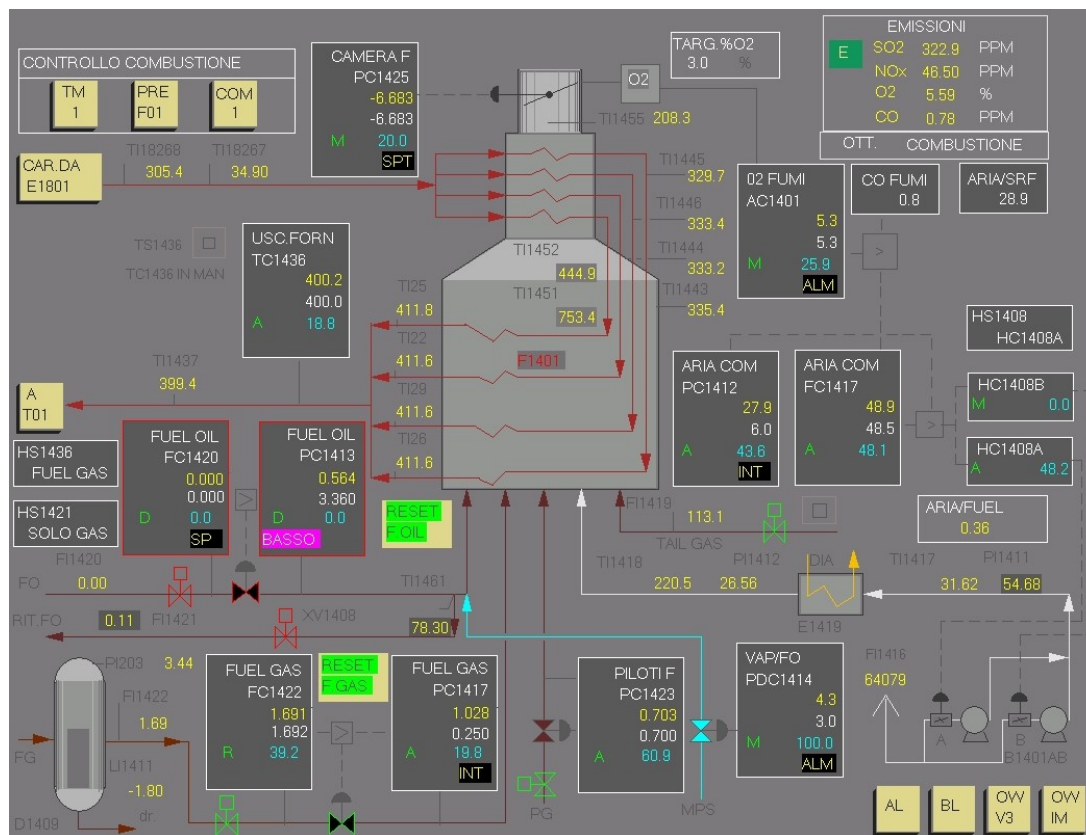


Figura 7.23: Pagina grafica forno F-1401

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato del forno.

### 7.10.1 Stato Forno F-1401

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle portate di carica e dalle temperature di uscita dai forni.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC1436	Temp uscita forno	TC1436/PID1/ PV.CV	DELTAV	Analogico	°C
FC1430	Portata Carica Forno 1	FC1430/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC1432	Portata Carica Forno 2	FC1432/PID1/ PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC1434	Portata Carica Forno 3	FC1434/PID1/ PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h
FC1436	Portata Carica Forno 4	FC1436/PID1/ PV.CV	DELTAV	Analogico	t/h

Tabella 7-53: Segnali F1401 per stati impianto

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita $< T_0$	Fermo
Temperatura uscita $> T_1$ E Portata carica $> Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-54: Condizioni elaborazione stato impianto F1401

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F1401	°C	150
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F1401	°C	350
$Q_1$	Portata carica minima di esercizio regolare F1401 (*)	t/h	150

Tabella 7-55: Soglie parametri stati impianto F1401

(\*) la portata carica minima è confrontata con la somma delle 4 portate acquisite.

### 7.10.2 Parametri impianto camino E13

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E13 del sistema di elaborazione dati emissioni:

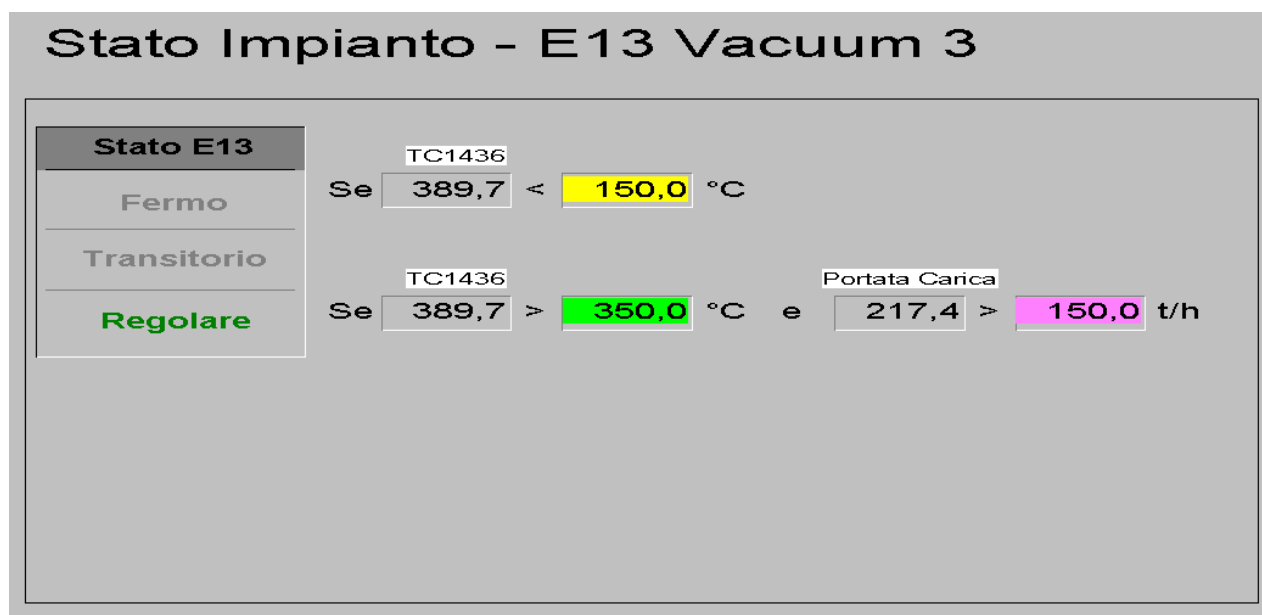


Figura 7.24: Pagina stati E13 su sistema SME

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.11 Camino E14 – HDS 3 & Idrogeno 2

Il camino E14 convoglia le emissioni gassose provenienti dai forni di riscaldamento carica F-3301, F-3351 e F-3651 delle unità HDS 3 & Idrogeno 2.

Lo stato di funzionamento dell'emissione E14 è definita in base alle condizioni dei tre forni come di seguito indicato.

STATO CAMINO E14	STATO FORNI F-3301, F-3351 e F-3651
FERMO	F-3301, F-3351 e F-3651 tutti FERMI
TRANSITORIO	Almeno 1 forno in TRANSITORIO I restanti in condizione di FERMO o TRANSITORIO
FUNZIONAMENTO REGOLARE	Almeno 1 forno in FUNZIONAMENTO REGOLARE I restanti forni in qualsiasi condizione di funzionamento

Tabella 7-56: Elaborazione stato camino E14

### 7.11.1 Stato Forno F-3301

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dal forno e dalla portata del Fuel gas.

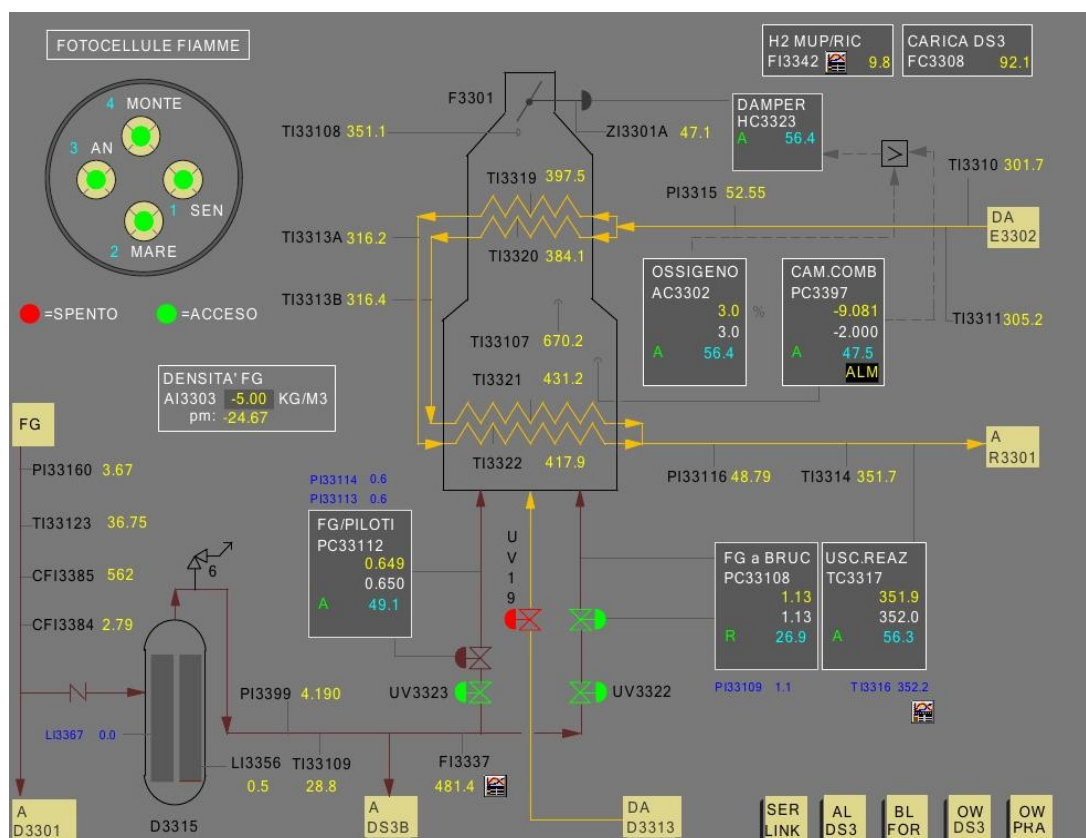


Figura 7.25: Pagina grafica forno F-3301

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC3317	Temp uscita forno	TC3317/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogica	°C
FI3337	Portata fuel gas	FI3337/AI1/PV.CV	DELTAV	Analogica	Kg/h

Tabella 7-57: Segnali F3301 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$ OPPURE Portata Fuel gas < $Q_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio


Tabella 7-58: Condizioni elaborazione stato impianto F3301

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F3301	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F3301	°C	215
$Q_0$	Portata Fuel gas di accensione forno F3301	Kg/h	30

Tabella 7-59: Soglie parametri stati impianto F3301



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.11.2 Stato Forno F-3351

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dal forno.

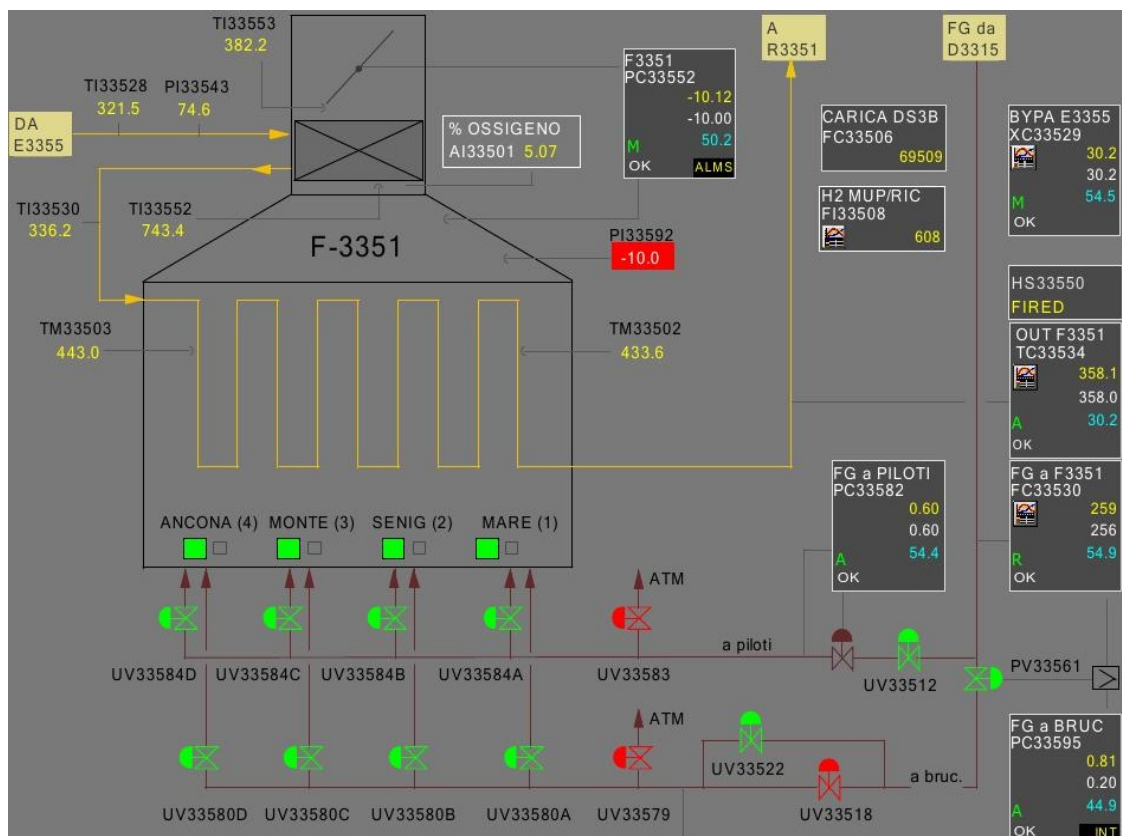


Figura 7.26: Pagina grafica forno F-3351

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TC33534	Temp uscita forno	TC33534/PID1/PV.CV	DELTAV	Analogico	°C

Tabella 7-60: Segnali F3351 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
$T_0 \leq$ Temperatura uscita $\leq T_1$	Transitorio

Tabella 7-61: Condizioni elaborazione stato impianto F3351

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F3351	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F3351	°C	215

Tabella 7-62: Soglie parametri stati impianto F3351



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 7.11.3 Stato Forno F-3651

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle temperature di uscita dal forno.

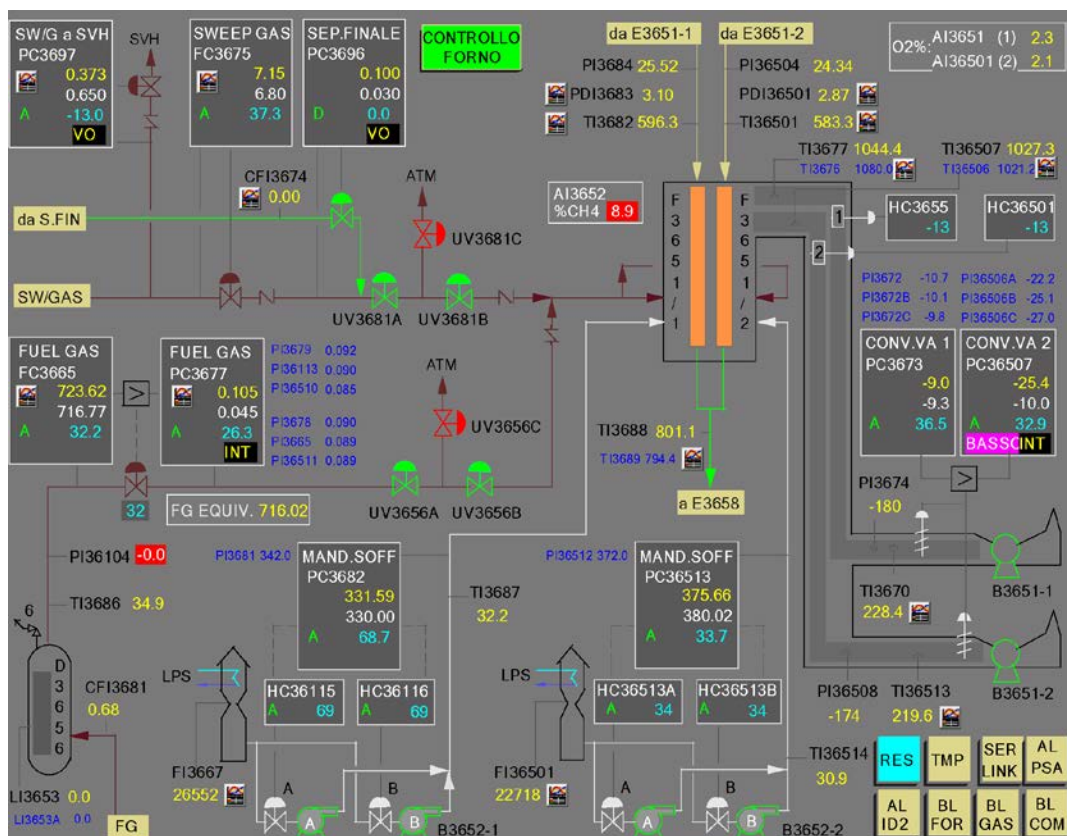


Figura 7.27: Pagina grafica forno F-3651

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TI3688	Temp uscita forno	TI3688/AI1/PV.CV	DELTA V	Analogico	°C

Tabella 7-63: Segnali F3651 per stati impianto

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura uscita < $T_0$	Fermo
Temperatura uscita > $T_1$	Regolare
$T_0 \leq$ Temperatura uscita $\leq T_1$	Transitorio

Tabella 7-64: Condizioni elaborazione stato impianto F3651

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F3651	°C	100
$T_1$	Temperatura minima di esercizio regolare F3651	°C	600

Tabella 7-65: Soglie parametri stati impianto F3651

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 7.11.4 Parametri impianto camino E14

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E14 del sistema di elaborazione dati emissioni:

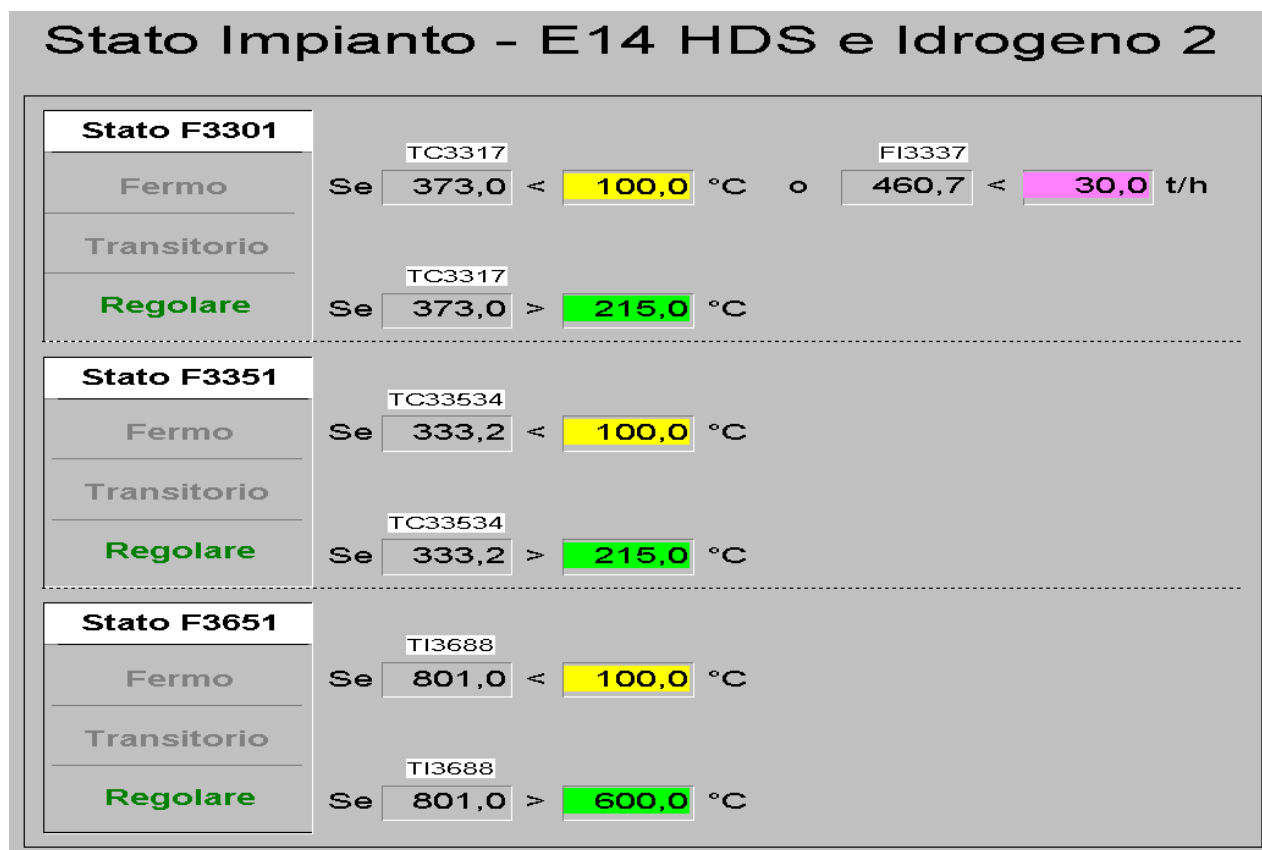


Figura 7.28: Pagina stati E14 su sistema SME



## 7.12 Camino E17 – Post Combustore 1

Il camino E17 convoglia le emissioni gassose provenienti dal forno F-3751 dell'impianto Post Combustore 1.

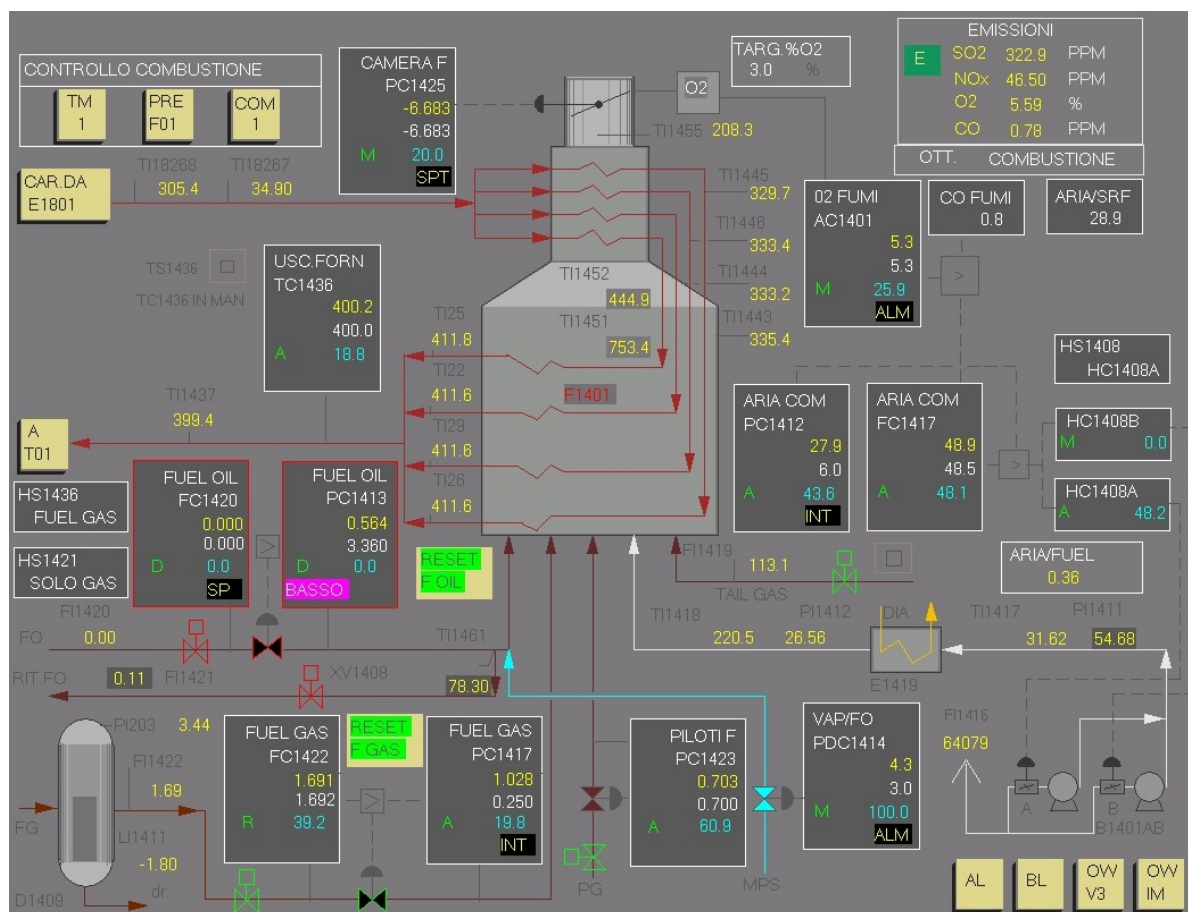


Figura 7.29: Pagina grafica postcombustore F-3751

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato del forno.

### 7.12.1 Stato Forno F-3751

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalle portate di carica e dalle temperature di uscita dai forni.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
TE3785	Temperatura fumi	TE3785:VALUE	ABB	Analogico	°C
FI3708A	Portata gas acido	FI3708A:VALUE	ABB	Analogico	Kg/h

Tabella 7-66: Segnali F3751 per stati impianto

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato del forno è:

Condizioni forno	Stato Forno
Temperatura fumi < $T_0$ E Portata gas < $Q_0$	Fermo
Portata gas > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni T e Q	Transitorio

Tabella 7-67: Condizioni elaborazione stato impianto F3751

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$T_0$	Temperatura di accensione forno F3751	°C	200
$Q_0$	Portata gas di accensione forno F3751	Kg/h	50
$Q_1$	Portata gas minima di esercizio regolare F3351	Kg/h	500

Tabella 7-68: Soglie parametri stati impianto F3751

### 7.12.2 Parametri impianto camino E17

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento dei forni sono presenti nella pagina stati E17 del sistema di elaborazione dati emissioni:

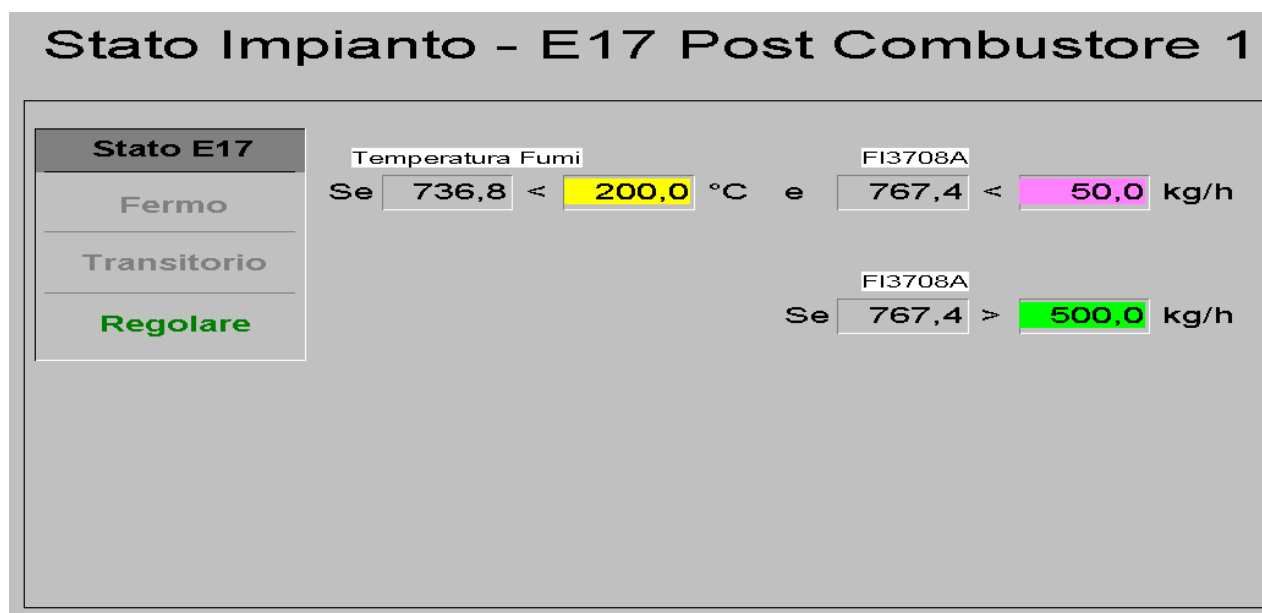


Figura 7.30: Pagina stati E17 su sistema SME

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.13 Camino E18 – BSG

Il camino E18 convoglia le emissioni gassose provenienti dalla caldaia CA5071 dell'impianto BSG.

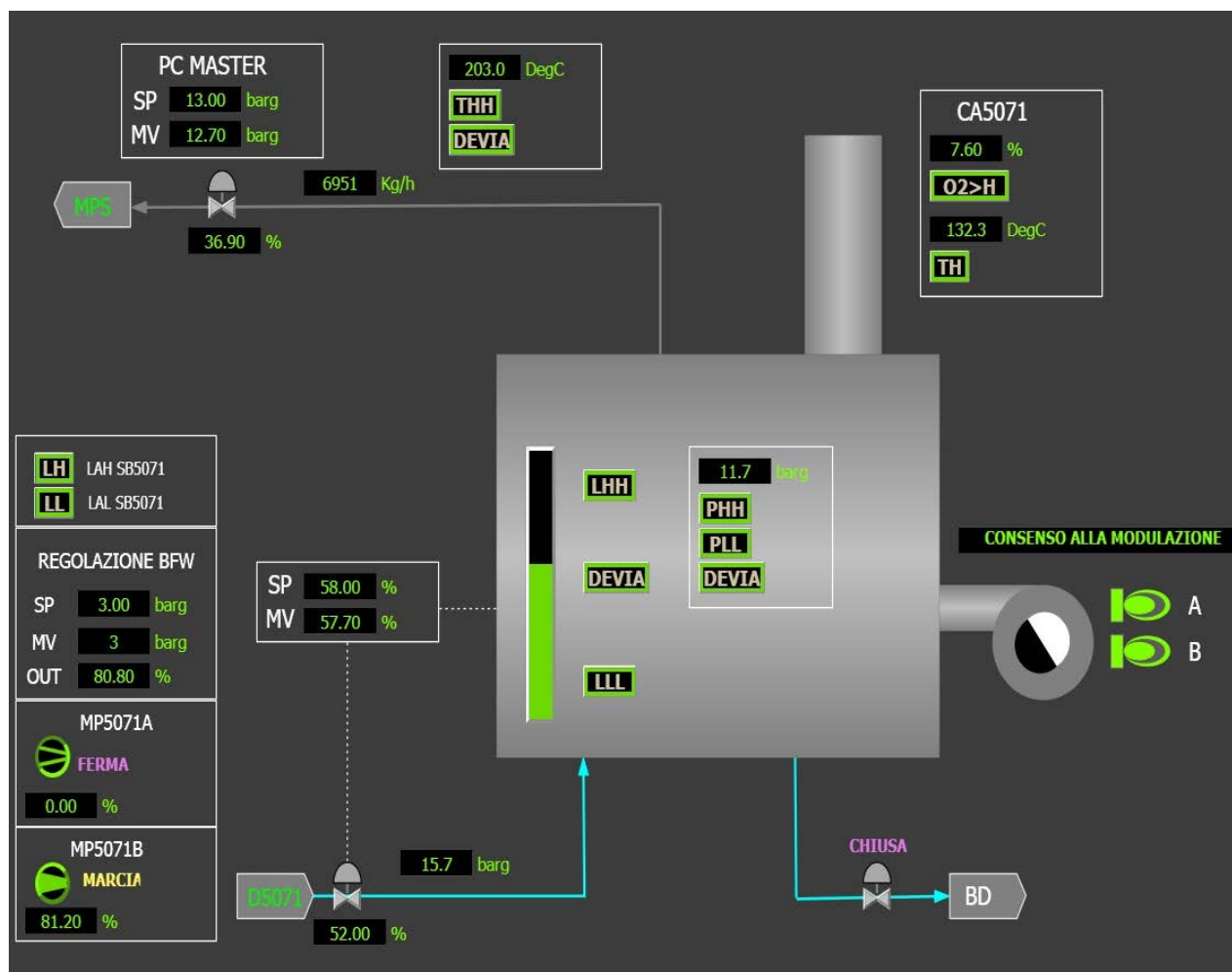


Figura 7.31: Pagina grafica caldaia CA-5073

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato del forno.

### 7.13.1 Caldaia CA5071

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalla portata e dalla pressione di vapore della caldaia.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
FYI50701	Portata Vapore	FYI_50701:VALUE	ABB	Analogico	kg/h
PT50707	Pressione Vapore	PT_50707:VALUE	ABB	Analogico	barg

Tabella 7-69: Segnali CA5071 per stati impianto

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato è:

Condizioni caldaia	Stato Forno
Pressione vapore < $P_0$	Fermo
Pressione vapore > $P_1$ E Portata vapore > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni P e Q	Transitorio

Tabella 7-70: Condizioni elaborazione stato impianto CA5071

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$P_0$	Pressione di accensione Caldaia	barg	1
$P_1$	Pressione minima di esercizio regolare Caldaia	barg	5
$Q_1$	Portata minima di esercizio regolare Caldaia	kg/h	3000

Tabella 7-71: Soglie parametri stati impianto CA5071

### 7.13.2 Parametri impianto camino E18

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento della caldaia è presente nella pagina stati E18 del sistema di elaborazione dati emissioni:

## Stato Impianto - E18 BSG

**Stato E18**  
Fermo  
Transitorio  
**Regolare**

PT50707

Se  <  barg

PT50707

Se  >  barg e 

FYI50701

 >  kg/h

Figura 7.32: Pagina stati E18 su sistema SME



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.14 Camino E26A – HRSG

Il camino E26A convoglia le emissioni gassose provenienti dall'impianto HRSG.

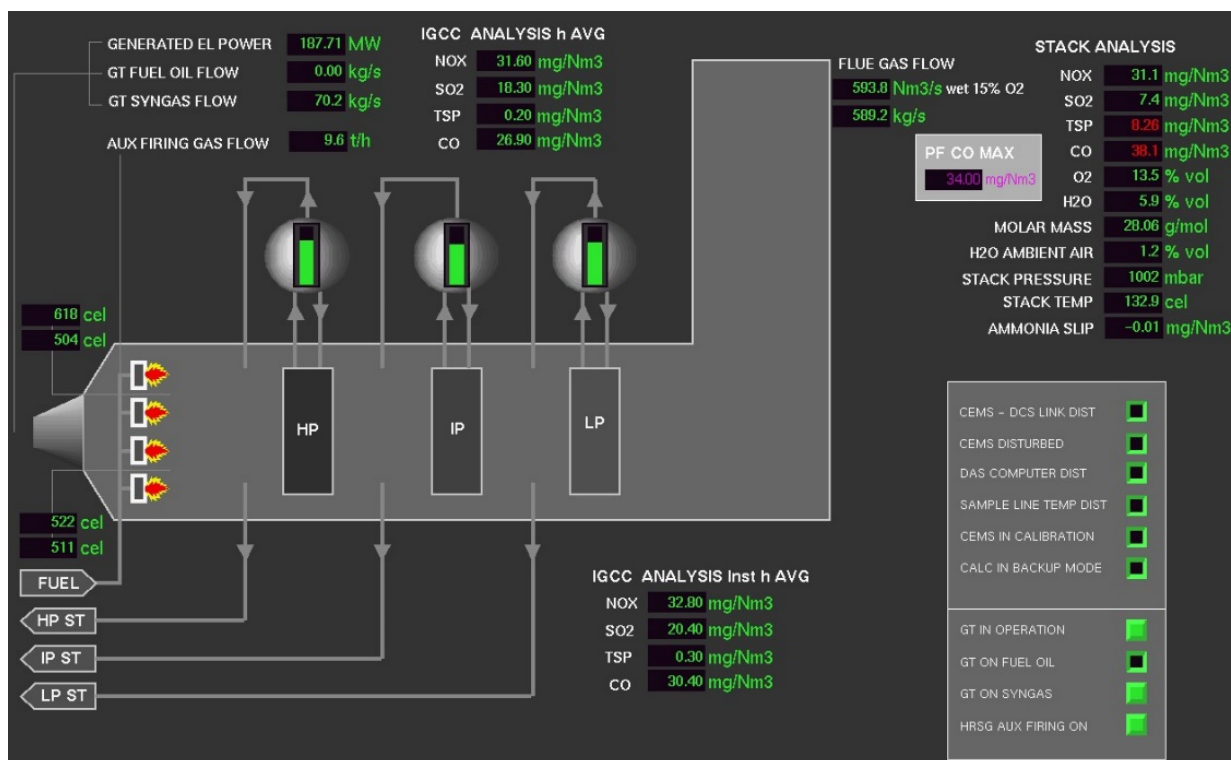


Figura 7.33; Pagina grafica unità HRSG

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato della turbina a gas.

### 7.14.1 Stato HRSG


Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalla potenza elettrica generata dalla turbina a gas e dalla portata di Natural Gas.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
90MKA10CE600_XQ60	Potenza Elettrica generata	90MKA10CE600_XQ60:VALUE	ABB	Analogico	MW
90MBP05CF004_XQ60	Portata Natural Gas	90MBP05CF004_XQ60:VALUE	ABB	Analogico	Kg/h

Tabella 7-72: Segnali HRSG per stati impianto



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato è:

Condizioni turbina	Stato Forno
Potenza Elettrica < $PE_0$ E Portata Natural Gas < $Q_0$	Fermo
Potenza Elettrica > $PE_1$ E Portata Natural Gas > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni PE e Q	Transitorio

Tabella 7-73: Condizioni elaborazione stato impianto HRSG

Le soglie indicate sono:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$PE_0$	Potenza Elettrica di accensione Turbina	MW	1
$PE_1$	Potenza Elettrica minima di esercizio regolare Turbina	MW	53
$Q_0$	Portata Natural Gas di accensione Turbina	Kg/h	10
$Q_1$	Portata Natural Gas minima di esercizio regolare Turbina	Kg/h	100

Tabella 7-74: Soglie parametri stati impianto HRSG

### 7.14.2 Parametri impianto camino E26A

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento della turbina sono presenti nella pagina stati E26A del sistema di elaborazione dati emissioni:

## Stato Impianto - E26A HRSG

**Stato E26A**

Fermo

Transitorio

Regolare

90MKA10CE600\_XQ60

Se  <  MW e  <  kg/h



90MBP05CF004\_XQ60

90MKA10CE600\_XQ60

Se  >  MW e  >  kg/h

90MBP05CF004\_XQ60

Figura 7.34: Pagina stati E26A su sistema SME

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.15 Camino E26B – Auxiliary Boiler

Il camino E26B convoglia le emissioni gassose provenienti dall'impianto Auxiliary Boiler.

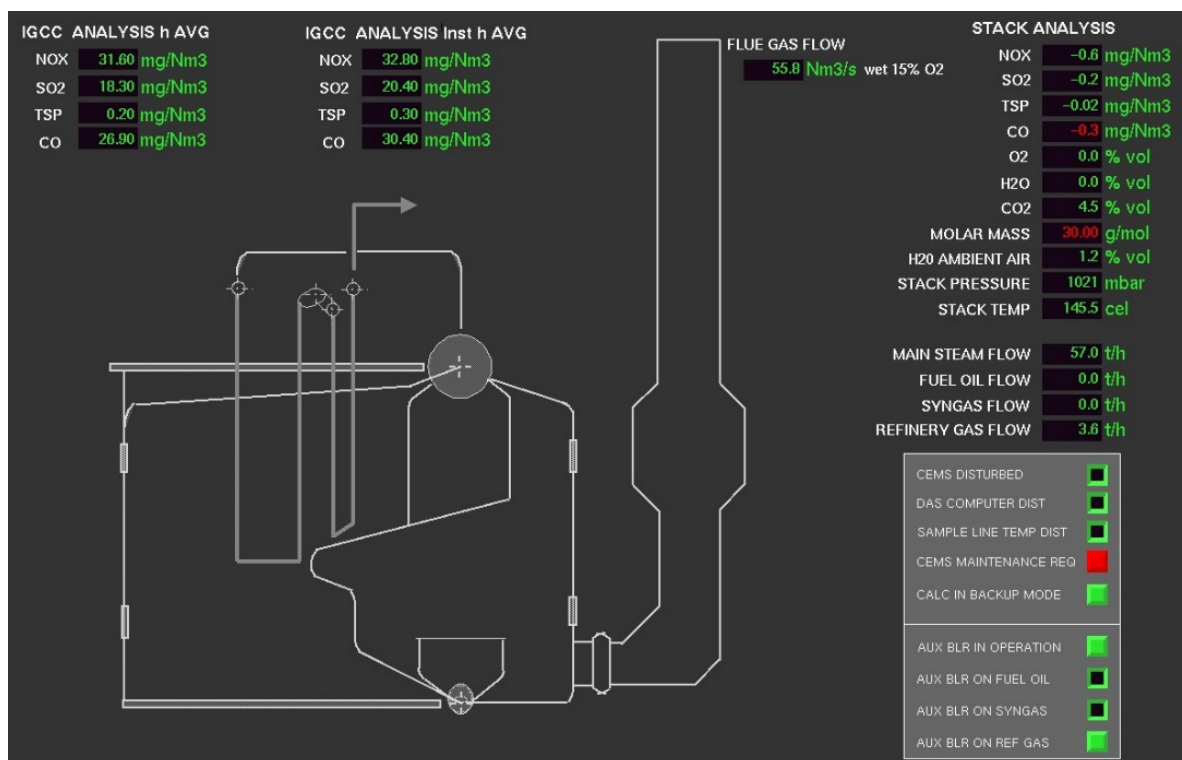


Figura 7.35; Pagina grafica Aux Boiler

Lo stato del punto di emissione corrisponde allo stato della caldaia.

### 7.15.1 Stato Auxiliary Boiler

Le condizioni di funzionamento vengono ricavate dalla portata e dalla pressione di vapore della caldaia.

I segnali acquisiti dall'impianto per la determinazione dello stato di funzionamento sono:

Tag	Funzione	Indirizzo ECOS / OPC	DCS	Tipo	Unità
91LBA95CF901_XQ60	Portata Vapore	91LBA95CF901_XQ60:VALUE	ABB	Analogico	t/h
91LBA95CP202_XQ60	Pressione Vapore	91LBA95CP202_XQ60:VALUE	ABB	Analogico	barg

Tabella 7-75: Segnali Aux Boiler per stati impianto

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La procedura di determinazione dello stato della caldaia è:

Condizioni caldaia	Stato Forno
Pressione vapore < $P_0$	Fermo
Pressione vapore > $P_1$ E Portata vapore > $Q_1$	Regolare
Altre condizioni P e Q	Transitorio

Tabella 7-76: Condizioni elaborazione stato impianto Aux Boiler

Dove:

Parametro	Descrizione	U.M.	Valore
$P_0$	Pressione di accensione Aux Boiler	barg	10
$P_1$	Pressione vapore minima di esercizio regolare Aux Boiler	barg	50
$Q_1$	Portata minima di esercizio regolare Aux Boiler	t/h	30

Tabella 7-77: Soglie parametri stati impianto Aux Boiler

### 7.15.2 Parametri impianto camino E26B

I parametri e le soglie utilizzate per l'elaborazione dello stato di funzionamento della caldaia sono presenti nella pagina stati E26B del sistema di elaborazione dati emissioni:

## Stato Impianto - E26B Auxiliary Boiler

**Stato E26B**  
Fermo  
Transitorio  
**Regolare**

91LBA95CP202\_XQ60

Se  <  barg

91LBA95CP202\_XQ60      91LBA95CF901\_XQ60

Se  >  barg e  >  t/h

Figura 7.36: Pagina stati E26B su sistema SME

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 7.16 Elaborazione STATO IMPIANTO Orario

. La valutazione dello stato impianto associata al dato medio è ottenuta secondo la seguente elaborazione, valutando, allo scadere di ogni ora, i contatori degli stati di funzionamento impianto associati ad ogni dato elementare.

Lo stato di funzionamento dell'impianto nell'ora è determinato in base ai seguenti criteri:

- Se lo stato di Marcia Regolare (cod. 30) ha raggiunto il 70% del valore teorico massimo, la condizione di funzionamento nell'ora è di Marcia Regolare.
- Se lo stato di Fermo (cod. 34) ha raggiunto il 70% del valore teorico massimo, la condizione di funzionamento nell'ora è Fermo.
- In tutti gli altri casi, lo stato impianto associato all'ora è definito come "Transitorio".

L'impianto è considerato soggetto ai limiti per i dati medi orari e per le successive elaborazioni se lo stato impianto di marcia regolare si presenta per almeno il 70% del tempo.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 8 LIMITI ALLE EMISSIONI AUTORIZZATI

Il Decreto n. 0000171 del 11/05/2018 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare di revisione delle precedenti Autorizzazioni Integrate Ambientali ridefinisce i limiti di emissione per l'intero complesso della Raffineria superando la suddivisione tra gli impianti di raffinazione e le unità del ciclo combinato (CCPP).

Sono quindi prescritti limiti di bolla, in concentrazioni e masse, validi per il complesso degli impianti della raffineria, e limiti definiti per ogni singolo punto di emissione, alcuni trattati come grandi impianti di combustione (GIC).

Nella tabella seguente sono riepilogati i punti di emissione inclusi nel calcolo della bolla e valutati nel calcolo dei limiti massici, quelli assoggettati ai limiti dei grandi impianti di combustione o con limiti puntuali.

Punto Emissione	Impianti	Bolla NOx BAT 57	Bolla SO2 BAT 58	Limiti Massici	Limiti GIC	Limiti Puntuali
E1	Topping	X	X	X	X	
E2	Visbreaking	X	X	X		X
E3	Thermal Cracking	X	X	X	X	
E5	Unifining	X	X	X		X
E6	Platforming - Idrogeno 1	X	X	X		X
E7	HDS 1 - HDS 2	X	X	X		X
E9	Vacuum 1	X	X	X		X
E10	Hot Oil	X	X	X		X
E13	Vacuum 3	X	X	X		X
E14	HDS 3 - Idrogeno 2	X	X	X		X
E17	Post Combustore 1		X	X		X
E18	Caldaia BSG					X
E26A	Centrale turbogas CCPP			X	X	
E26B	Caldaia ausiliaria ASG	X	X	X		X

Tabella 8-1: Riepilogo applicazione dei limiti per i camini della raffineria

Nei paragrafi seguenti si farà riferimento ai valori limite prescritti per i parametri inquinanti soggetti alle misure in continuo da parte del sistema monitoraggio emissioni.

Non saranno trattati i parametri inquinanti i cui limiti di emissione sono verificati mediante prove discontinue.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 8.1 Limiti di bolla della Raffineria

Il decreto di revisione dell'AIA prescrive i seguenti limiti di bolla, in concentrazione, per le emissioni convogliate per l'intero complesso di raffineria.

Parametro	Limite di Bolla (mg/Nm <sup>3</sup> )
SO <sub>2</sub>	703
NO <sub>x</sub>	194

Tabella 8-2: Limiti di Bolla

Per il confronto dei valori di emissione con i limiti imposti in autorizzazione devono essere considerate le seguenti prescrizioni:

- I valori di emissione devono essere calcolati come rapporto tra la sommatoria dei flussi di massa del parametro inquinante e la sommatoria delle portate degli effluenti gassosi di tutte le unità interessate nelle condizioni di normale funzionamento, con esclusione dei periodi transitori di avviamento e fermata degli impianti.
- I punti di emissione E18 e E26A sono non partecipano al calcolo della bolla mentre il punto di emissione E17 contribuisce solo alla bolla degli ossidi di Zolfo (SO<sub>2</sub>).
- I volumi degli effluenti gassosi devono riferirsi al tenore di ossigeno del 3% previa detrazione del tenore di vapore acqueo e normalizzazione in temperatura e pressione a condizioni normali;
- Il limite si intende rispettato se, nell'anno civile, nessun valore medio mensile supera i valori prescritti.

A questo scopo, oltre alla misura in continuo dei suddetti inquinanti, sono monitorati (tramite strumentazione in continuo e/o calcolo come descritto nei capitoli seguenti) anche i parametri caratteristici dell'emissione indicati di seguito:

- ossigeno (O<sub>2</sub>)
- portata fumi (Q<sub>Fumi</sub>)
- temperatura fumi (T)

## 8.2 Limiti in flusso di massa

Sono definiti i seguenti limiti massici delle emissioni annuali per l'intera Raffineria:

Parametro	Limite prescritto (t/anno)
SO <sub>2</sub>	1000
NO <sub>x</sub>	470

Tabella 8-3: Limiti Massici

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La verifica deve essere eseguita sommando i contributi massici in tutte le condizioni di funzionamento (escluso lo stato di fermo impianto) di tutti i punti di emissione riportati in tabella 8-1, con esclusione del camino E18.

### 8.3 Limiti camini Grandi Impianti di Combustione

Per i punti di emissione assimilati a Grandi Impianti di Combustione, sono previsti i seguenti limiti di emissione:

Punto Emissione	Condizioni	Inquinante	Valore Limite (mg/Nm <sup>3</sup> )
E1 (Topping)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %  (*) Valore limite con contributo di calore da fuel gas non inferiore al 52%	NO <sub>x</sub>	372
		SO <sub>2</sub>	800 <sup>(*)</sup>
		CO	100
		Polveri	26,6
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E3 (Thermal Cracking)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 % v/v	NO <sub>x</sub>	300
		SO <sub>2</sub>	35
		CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E26A (turbina a gas)	O <sub>2</sub> di riferimento = 15 % v/v	NO <sub>x</sub>	60
		CO	50
		Polveri	0,5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	5
		H <sub>2</sub> S	5

Tabella 8-4: Limiti di emissione Camini GIC

Per i parametri misurati in continuo, cioè NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, CO e Polveri (eccetto polveri del camino E3, non misurato in continuo), i dati convalidati delle emissioni sono confrontati con i valori limite con le modalità previste dal D.Lgs 167/2017, art.18. Ovvero, per ogni parametro soggetto, i valori i limiti sono rispettati se:

- I dati medi mensili sono inferiori al valore limite;
- I dati medi giornalieri con il 110% del valore limite;
- I dati medi orari con il 200% del valore limite, tenendo conto che il 95% di tali valori nel corso dell'anno non deve superare tale limite .



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

I parametri COT, NH<sub>3</sub> + composti a base Cl e H<sub>2</sub>S non sono oggetto di misurazioni in continuo e quindi non sono inclusi nella lista dei parametri rilevato dallo SME. Tuttavia la tabella 21.1 del PMC chiede di riportare i risultati delle campagne di misurazione di questi parametri affiancati a quelli delle misurazioni in continuo.

## 8.4 Limiti camini non Grandi Impianti di Combustione

Per i punti di emissione non assimilati a Grandi Impianti di Combustione sono prescritti i limiti puntuali riportati nella tabella 8.5. I parametri Polveri, COT, NH<sub>3</sub> + composti a base Cl e H<sub>2</sub>S non sono oggetto di misurazioni in continuo. Per il solo Camino E17 è prescritto il monitoraggio in continuo del H<sub>2</sub>S. Il camino E26B è dotato di strumentazione di misura della polveri in continuo.

Punto Emissione	Condizioni	Inquinante	Valore Limite (mg/Nm <sup>3</sup> )
E2 (Visbreaking)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E5 (Unifining)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E6 (Platforming) (Steam Reforming)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E7 (HDS 1)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E9 (Vacuum 1)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	50
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Punto Emissione	Condizioni	Inquinante	Valore Limite (mg/Nm <sup>3</sup> )
E10 (Hot Oil)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 % Non soggetto a monitoraggio in continuo	CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E13 (Vacuum 3)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	50
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E14 (HDS 3 - Idrogeno 2)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	5
		COT	50
		NH <sub>3</sub> + Cl	30
		H <sub>2</sub> S	5
E17 (Postcombustore)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	100
		Polveri	5
		H <sub>2</sub> S	5
E18 (Caldaia BSG)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 % Non soggetto a monitoraggio in continuo	NO <sub>x</sub>	120
		CO	50
		Polveri	1
E26B (Caldaia ASG)	O <sub>2</sub> di riferimento = 3 %	CO	150
		Polveri	5

Tabella 8-5: Limiti di Emissione Puntuali

I valori limite indicati in tabella sono riferiti ai dati medi mensili.

Per il parametro H<sub>2</sub>S del Camino E17, il limite è espresso come media mobile delle medie orarie nella 24 ore.

Il limite prescritto del parametro CO del camino E26B, pari a 50 mg/Nm<sup>3</sup> con un tenore di ossigeno di riferimento del 15%, è riportato al valore di 150 mg/Nm<sup>3</sup> con tenore di ossigeno di riferimento del 3%.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 9 DESCRIZIONE DEI PUNTI DI EMISSIONE

Le principali caratteristiche dei camini presenti presso il sito produttivo è riassunto nelle tabelle seguenti.

CARATTERISTICA CAMINO	E1	E2	E3	E5	E6	E7	E9
Altezza del punto di emissione (m)	60,0	52,0	59,6	59,9	60,0	46,2	50,0
Sezione camino (m2)	4,91	5,90	2,51	2,35	4,70	1,65	1,36
Diametro camino allo sbocco (m)	2,5	2,62	1,79	1,73	2,45	1,45	1,318
Caratteristiche costruttive del camino	Cilindrico verticale in acciaio						
Altezza max del punto ingresso dell'emissione nel condotto (m)	40,3	16,3	38,32	26,0	15,0	-	12,6
Altezza sezione di prelievo strumentazione SME (m)	47,65	43,6	43,6	39,7	40,0	-	26,6
Altezza sezione di prelievo per campionamenti	47,65	43,6	43,6	39,7	40,0	-	26,6

Tabella 9-1:caratteristiche costruttive camini E1-E9

CARATTERISTICA CAMINO	E10	E13	E14	E17	E18	E26A	E26B
Altezza del punto di emissione (m)	27,5	59,5	56,75	60,0	25,0	50,0	44,0
Sezione camino (m2)	1,27	5,07	3,11	1,21	0,679	38,5	4,34
Diametro camino allo sbocco (m)	1,27	2,54	1,99	1,24	0,93	7,0	2,35
Caratteristiche costruttive del camino	Cilindrico verticale in acciaio						
Altezza max del punto ingresso dell'emissione nel condotto (m)	14,7	22,65	-	8,15	5,6	11,5	10,5
Altezza sezione di prelievo strumentazione SME (m)	No SME	45,6	-	17,1	No SME	42,5	29,4
Altezza sezione di prelievo per campionamenti	-	45,6	-	17,1	-	42,5	29,4

Tabella 9-2: caratteristiche costruttive camini E10-E26B

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 9.1 Caratteristiche Chimico – Fisiche degli Effluenti

Si rimettono di seguito le caratteristiche chimico-fisiche delle emissioni per i parametri monitorati dallo SME, normalizzati e corretti ed in condizione di servizio regolare e riferiti alla capacità produttiva, così come indicati nella documentazione relativa all'iter di riesame complessivo ID 16/1060.

Parametro	U.M.	E1	E2	E3	E5	E6	E7 (2)	E9 (1)
Portata	[Nm <sup>3</sup> /h]	71.229	12.396	55.024	15.400	56.215	16.493	5.843
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	749,22	14,54	31,15	18,55	0	97	600
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	274,94	351,78	109,33	233,92	42,57	96	300
PLV	mg/Nm <sup>3</sup>	12,2	<0,218	1,22	<0,099	0,418	10	12,2
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	5,53	9,14	7,94	4,29	17,7	75	75
H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	<1,06	<1,46	<1,02	<1,3	<1,13	<1,08	<1,06

Tabella 9-3: caratteristiche chimico fisiche degli effluenti camini E1-E9

Parametro	U.M.	E10	E13 (1)	E14	E17	E18	E26A (3)	E26B
Portata	[Nm <sup>3</sup> /h]	1.064	33.599	54.438	13.424	4.495	1.359.729	54.628
SO <sub>2</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	3,4	600	3,74	2274,41	0	10,2	4,06
NO <sub>x</sub>	mg/Nm <sup>3</sup>	140	300	74,4	73,25	113	35	290,14
PLV	mg/Nm <sup>3</sup>	1,14	12,2	0,353	<0,08	0,224	0,5	0
CO	mg/Nm <sup>3</sup>	106,2	42,92	7,42	45,29	2,73	50	39,95
H <sub>2</sub> S	mg/Nm <sup>3</sup>	<3,6	<1,06	<1,41	0,42	-	-	-

Tabella 9-4: caratteristiche chimico fisiche degli effluenti camini E10-E26B

Note:

- (1): Dato stimato considerando il normale funzionamento a multi combustibile FG/FO. Le concentrazioni riportate sono state estrapolate dai dati di monitoraggio disponibili per punti di emissione analoghi e dai limiti gestionali legati al mantenimento delle prestazioni ambientali dell'intero sito
- (2): Dati stimati sulla base delle capacità di progetto del Forno F3291 e del forno F3601.
- (3): Dati di progetto dell'impianto CCGT

## 9.2 Caratteristiche del punto di prelievo

Il punto 3.5 dell'allegato VI della parte Quinta del D.Lgs. 152/06 indica che la sezione di campionamento deve essere realizzata in conformità alla norma UNI EN 15259:08.

In particolare, al fine di assicurare una distribuzione sufficientemente omogenea della velocità del gas nella sezione di misurazione, i punti di prelievo devono essere ubicati in un tratto rettilineo del condotto di lunghezza non minore di 10 diametri idraulici, nel caso in cui il flusso sfoghi

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

direttamente in atmosfera dopo il tratto rettilineo. In questo tratto la sezione deve trovarsi in una posizione tale pur cui vi sia, rispetto al senso del flusso, un tratto rettilineo di condotto di almeno:

- 5 diametri idraulici prima della sezione di prelievo
- 5 diametri idraulici dopo la sezione di prelievo.

Il diametro idraulico è così definito:

$$D_h = 4 \cdot \frac{A}{P_p}$$

Dove:

$D_h$  è il diametro idraulico del condotto sul quale effettuare il campionamento

$A$  è l'area della sezione di misura

$P_p$  è il perimetro del condotto di misura

Nel caso di condotti circolari il diametro idraulico coincide con il diametro geometrico interno del condotto.

Nella seguente tabella sono riportati i dati riguardanti le quote delle sezioni di prelievo e misurazione in situ nei punti di emissione e la verifica del corretto posizionamento ai sensi della suddetta norma.

		E1	E2	E3	E5	E6	E7	E9
diametro idraulico		2,5	2,7	1,8	1,7	2,4	1,4	1,3
SME	Quota prelievo	48,7	44,6	44,6	40,7	40,0	-	27,6
	diametri a monte	2,9	10,0	3,0	7,9	10,4	-	10,6
	diametri a valle	4,9	3,1	8,9	11,7	8,3	-	17,8
Campionamenti manuali	Quota prelievo	48,7	44,6	44,6	40,7	40,0	-	27,6
	diametri a monte	2,9	10,0	3,0	7,9	11,0	-	10,6
	diametri a valle	4,9	3,1	8,9	11,7	8,0	-	17,8

Tabella 9-5:verifica diametri monte e valle strumentazione camini E1-E9

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

		E10	E13	E14	E17	E18	E26A	E26B
diametro idraulico		1,3	2,5	2,0	1,72	0,9	7,0	2,4
SME	Quota prelievo	-	46,6	-	18,1	-	43,5	30,4
	diametri a monte	-	9,0	-	7,2	-	4,4	8,0
	diametri a valle	-	5,5	-	34,6	-	1,1	6,2
Campionamenti manuali	Quota prelievo	-	46,6	-	18,1	-	43,5	30,4
	diametri a monte	-	9,0	-	7,2	-	4,4	8,0
	diametri a valle	-	5,5	-	34,6	-	1,1	6,2

Tabella 9-6: Verifica diametri monte e valle strumentazione camini E10-E26B

Nella norma UNI EN 15259:08 è prevista la valutazione della rappresentatività del punto di misura. Tale valutazione è eseguita dal gestore in occasione delle verifiche periodiche di QAL2/AST, come previsto dalla norma UNI EN 14181:15.

### 9.2.1 Accessibilità al punto di prelievo

Nei riferimenti normativi citati al paragrafo precedente, sono specificate le caratteristiche richieste ai punti presa delle emissioni convogliate, nonché le caratteristiche degli allestimenti da garantire in prossimità degli stessi per lo svolgimento dei campionamenti (piano di lavoro, copertura fissa, quadro elettrico, presa telefonica, dispositivi di trasporto attrezzatura in quota). In merito a quanto sopra si fa presente che l'attuale sistema messo in atto da Api in occasione dei campionamenti semestrali dei fumi rispetta le norme di sicurezza ed è il più sicuro tra quelli adottabili.

Si fa altresì presente l'impossibilità di adeguare le strutture esistenti con nuove installazioni in quanto gli ingombri attuali non lo consentirebbero e la staticità delle strutture potrebbe essere compromessa. Inoltre, considerando che tali installazioni non avrebbero altre utilità se non quelle dell'effettuazione delle verifiche manuali/strumentali, si ritiene di poter comunque garantire l'effettuazione di tali attività con la immediata fruibilità dei punti di prelievo ai camini con il rispetto delle condizioni previste nel PMC, mettendo a disposizione strutture e mezzi con idonee caratteristiche tecniche e di sicurezza ogni qual volta l'Ente di controllo voglia effettuare una verifica.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10 DESCRIZIONE DELLO SME

Il Sistema di Monitoraggio Emissioni del sito API è costituito da più apparecchiature installate allo scopo di verificare quantitativamente il contenuto degli inquinanti presenti nei fumi emessi a valle del processo di combustione a cui si aggiungono ulteriori strumenti atti a rilevare, sempre in prossimità dell'emissione, alcuni parametri necessari per la normalizzazione del dato a condizioni standard (temperatura, tenore di ossigeno, ecc.) e per quantificare nella loro totalità gli inquinanti emessi (portata fumi).

Ai fini di una corretta interpretazione dei dati (p.to 2.1 dell'allegato VI alla parte Quinta del D.Lgs 152/06), sono inoltre rilevati i dati significativi dell'impianto atti a caratterizzarne lo stato di funzionamento (portata combustibili, temperatura forni, ecc.).

Come descritto nei paragrafi successivi, per alcuni parametri oggetto di monitoraggio sono utilizzate le misure discontinue periodiche eseguite da laboratori certificati o dal laboratorio interno.

Tutti questi dati, acquisiti dal sistema di elaborazione mediante rete dedicata, sono gestiti da un software specifico per la valutazione della qualità delle emissioni ed il rispetto dei limiti imposti dall'autorizzazione vigente.

È inoltre presente un sistema di stima predittivo PEMS – Predictive Emissions Monitoring System che stima i valori di emissione, per tutte le misure per le quali è previsto un analizzatore in continuo, sulla base di parametri significativi di funzionamento dei forni e dell'impianto.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10.1 Dati in ingresso al sistema di elaborazione

Il software dello SME acquisisce i dati provenienti da diversi sistemi di misura e di stima al fine di fornire i valori medi necessari alla verifica del rispetto del limite.

Ai fini della verifica dei limiti prescritti, i dati analitici provenienti dai sistemi di misura e stima sono correlati allo stato di funzionamento degli impianti

I dati utilizzati per la definizione e al modalità di calcolo dello stato di funzionamento del punto di emissione sono descritti nel precedente capitolo 7.

I dati in ingresso al sistema di elaborazione dati emissioni sono prodotti:

- Dagli analizzatori e strumenti installati al punto di emissione (dati SME);
- Dalla strumentazione di impianto (dati DCS);
- Dal laboratorio di raffineria (dati LIMS);
- Dal sistema predittivo (dati PEMS);
- Da prove di laboratorio o discontinue (dati

Tutti i dati in ingresso, acquisiti come indicato nello schema in figura 11.1, sono successivamente elaborati come indicato al capitolo 11.



### 10.1.1 Dati SME

I segnali provenienti dagli analizzatori e strumenti installati sul punto di emissione sono acquisiti come segnali tal quali dai DCS di impianto e trasferiti tramite rete sopra indicata al software SME. Per ogni parametro, è acquisito il segnale analogico 4-20mA della misura (ad esempio concentrazione inquinante, temperatura, tenore ossigeno, ecc.) e, se previsto, il segnale digitale determinante lo stato strumentale (ad esempio taratura in corso, richiesta manutenzione, ecc.).

### 10.1.2 Dati DCS

Analogamente a quanto fatto per i dati SME, il sistema acquisisce in continuo il valore del segnale analogico o digitale rappresentante la variabile misurata, proveniente dalla strumentazione di impianto. Il dato acquisito può essere utilizzato tal quale (per esempio temperatura fumi, portata Fuel gas, portata vapore, ecc.) oppure utilizzato per la determinazione di misure calcolate (esempio portata fumi, potenza termica, ecc.).

In alcuni casi è prevista anche l'acquisizione dello stato digitale della misura che rappresenta la validità del dato acquisito.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 10.1.3 Dati LIMS

La Raffineria è dotata di un LIMS (Laboratory Information Management System). Questo rende disponibili i dati relativi alle analisi effettuate sui combustibili (Composizione, potere calorifico, tenore di zolfo, volume specifico, ecc.) dei combustibili utilizzati. Tali informazioni sono utilizzate le stime di alcuni parametri di emissione (es. potenza termica, portata fumi, ecc.).

Nella figura seguente è mostrata una delle schermate riportanti alcuni dati del database.

Riepilogo Portate e Caratteristiche Combustibili								
Camino	Forno Impianto	Combustibile	Portata [kg/h]	Punto Campionamento	Data Analisi	Volume Specifico [Nm³ @ 3%O₂/kg]	Contenuto Zolfo [kg/kg]	PCI [MJ/kg]
E01	F 1001	Fuel Gas	241,02	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
		Fuel Oil	4,87	S116 / S118	26/11/2019	11,65	0,025	40,78
	F 1101	Fuel Gas	256,02	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
		Fuel Oil	0,92	S116 / S118	26/11/2019	11,65	0,025	40,78
E02	F 1801	Fuel Gas	19,77	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
E03	F 1850 H	Fuel Gas	323,45	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
	F 1850 S	Fuel Gas	504,73	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
	F 1852	Fuel Gas	65,66	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
E05	F 2501	Fuel Gas	193,19	I600D2510	01/12/2019	13,99	0,000	51,42
	F 2502	Fuel Gas	896,49	I600D2510	01/12/2019	13,99	0,000	51,42
E06	F 2601	Fuel Gas	255,67	I600V19	01/12/2019	15,42	0,000	60,47
	F 2602	Fuel Gas	296,23	I600V19	01/12/2019	15,42	0,000	60,47
	F 2603	Fuel Gas	564,15	I600V19	01/12/2019	15,42	0,000	60,47
	F 3601	Natural Gas	33,41	AOP5222ENI	26/09/2017	13,84	0,000	49,93
		Sweep Gas	0,00	I3600SWGAS	21/12/2016	3,08	0,000	10,55
E07	F 3101	Fuel Gas	249,81	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
	F 3201	Fuel Gas	115,78	I600V19	01/12/2019	15,42	0,000	60,47
E09	F 1901	Fuel Gas	4,71	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
		Tail Gas	*****	I1908TGAS	28/12/2005	13,14	0,023	50,00
E10	F 6101	Fuel Gas	15,94	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
E13	F 1401	Fuel Gas	219,76	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
		Fuel Oil	0,00	S116 / S118	26/11/2019	11,65	0,025	40,78
		Tail Gas	0,22	I1406TGAS	13/03/2015	12,32	0,014	45,25
E14	F 3301	Fuel Gas	625,16	I600D3315	01/12/2019	12,54	0,000	52,67
		Tail Gas	0,00	I3309TGAS		14,00	0,000	50,00
	F 3351	Fuel Gas	174,29	I600D3315	01/12/2019	12,54	0,000	52,67
	F 3651	Fuel Gas	589,87	I600D3315	01/12/2019	12,54	0,000	52,67
		Sweep Gas	4119,73	I3651SWGAS	02/04/2015	4,76	0,000	17,00
E17	F 3751	Fuel Gas	202,93	I600D1151	26/11/2019	13,38	0,000	49,46
		Natural Gas	350,33	AOP5222ENI	26/09/2017	13,84	0,000	49,93
		Tail Gas	697,19	I3850WVG	14/05/2004	1,24	0,001	5,00
E18	CA 5071	Natural Gas	743,90	AOP5222ENI	26/09/2017	13,84	0,000	49,93
E26A	HRS6	Natural Gas	-11,25	AOP5222ENI	26/09/2017	13,84	0,000	49,93
E26B	AUX BOILER	Fuel Gas	3322,43	I600D5401	01/12/2019	13,76	0,000	49,73

Figura 10.1:Tabella dati LIMS

La gestione dei punti di campionamento ai fini LIMS è descritta nell'istruzione operativa SGA.I.026 riportata in **allegato 3**.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

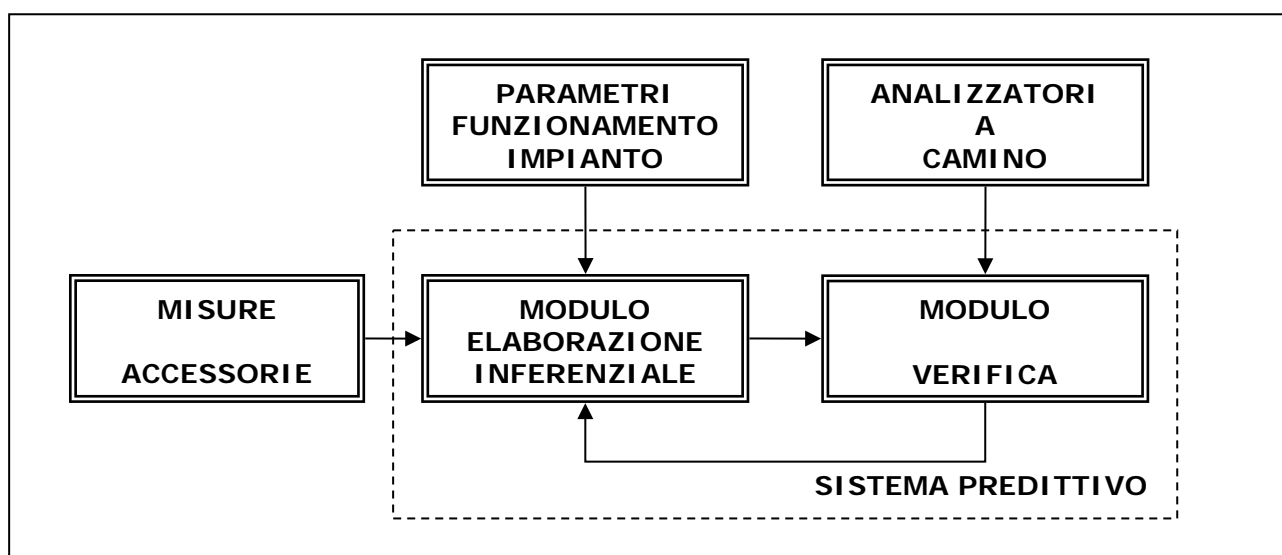
#### 10.1.4 Dati PEMS

I dati calcolati (PEMS) sono dati relativi alle concentrazioni delle emissioni gassose configurati per tutti i parametri per i quali è previsto un analizzatore.

Il sistema predittivo determina una relazione tra predefiniti parametri di impianto e il valore di emissione ricavato dall'analizzatore: tale relazione è applicata per ottenere una stima affidabile del valore di emissione in caso di segnale digitale di manutenzione o anomalia dell'analizzatore come descritto nel successivo par. 11.2.

Il dato PEMS quindi sostituisce, in modo automatico o manuale (scelta configurabile dal gestore), il valore dell'analizzatore nel sistema di acquisizione della misura.

Lo schema a blocchi del sistema di elaborazione predittivo è rappresentato nella figura seguente:



Le procedure di stima realizzate per questo scopo utilizzano algoritmi software che elaborano i valori dei parametri a camino partendo da quelli di funzionamento del processo (portate, temperature, ecc.) facilmente accessibili dal sistema di controllo distribuito dell'impianto.

I modelli del processo utilizzati dagli algoritmi software sono basati sui dati sperimentali (modelli inferenziali): il modello predice il comportamento futuro estrapolandolo dal comportamento passato, senza avanzare nessuna ipotesi sui meccanismi che producono tale comportamento.

Lo sviluppo del modello inferenziale prevede una fase di addestramento e verifica mediante una campagna in cui le funzioni di correlazione tra i parametri d'impianto ed i dati analitici a camino sono messe a punto su un insieme rappresentativo di dati sperimentali. Nella successiva fase il modello è convalidato confrontando i parametri predetti rispetto ai dati misurati, ricavando gli indicatori di prestazione secondo le indicazioni contenute nella "Performance Specification 16" degli standard US EPA.

Nella tabella seguente sono indicati i parametri impiantistici utilizzati e gli analizzatori per i quali è implementati il sistema predittivo.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

EMISSIONE	VARIABILI DI INGRESSO									VARIABILI STIMATE							
	Stato Impianto	Portata Fuel Gas	Portata Fuel Oil	Portata Tail Gas	Portata Sweep Gas	Portata Natural Gas	Portata Vapore	Temp. Fumi	Pressione Fumi	NOx	CO	SO2	O2	H2S	NH3	H2O	Polveri
	-	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	kg/h	t/h	°C	barg	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	%V	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>	mg/Nm <sup>3</sup>
E01																	
E02																	
E03																	
E05																	
E06																	
E07																	
E09																	
E13																	
E14																	
E17																	
E26A																	
E26B																	

Tabella 10-1: Configurazione sistema PEMS (in verde e azzurro i parametri utilizzati come ingressi del modello e stime prodotte)

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.1.4.1 Verifica prestazioni sistema predittivo

La procedura di verifica delle prestazioni del sistema predittivo è basata sullo standard 'Performance Specification 16' (PS-16), edizione 25/03/2009, del 40° CFR part 60 di US EPA, come previsto al comma 5.3.2 dell'Allegato 4 al Decreto Ministero dell'Ambiente n. 274 del 16/12/2015.

La 'Performance Specification 16' dell'US EPA definisce i criteri per la valutazione delle prestazioni del sistema predittivo. A tal fine vengono confrontate le misure rilevate dalla strumentazione analitica o di test con i valori elaborati dal sistema predittivo.

#### Coefficienti prestazionali

In base ai risultati delle  $N$  prove, sono automaticamente valutati i seguenti coefficienti di prestazione:

- L'errore medio  $\bar{d}$  definito come la media delle differenze tra le misure  $e_{vi}$  di riferimento o analitico (RM) ed i valori  $e_{pi}$  prodotti dal sistema predittivo (PEMS):

$$\bar{d} = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N d_i = \frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (e_{vi} - e_{pi})$$

- La deviazione standard  $S_d$  delle differenze tra le misure del sistema di riferimento e le misure del sistema PEMS:

$$S_d = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N d_i^2 - \frac{\left(\sum_{i=1}^N d_i\right)^2}{N}}{N-1}}$$

- Il coefficiente di confidenza  $cc$ , definito come:

$$cc = t_{0.025} \cdot \frac{S_d}{\sqrt{N}}$$

Dove  $t_{0.025}$  è il valore di Student per un intervallo di confidenza unilaterale del 97.5% a  $N - 1$  gradi di libertà.

- L'accuratezza relativa  $RA$ , calcolata come:

$$RA = 100 \cdot \frac{|\bar{d}| + cc}{\overline{RM}}$$

Dove  $\overline{RM}$  è la media delle misure del sistema di riferimento.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Qualora il valore medio delle misure rilevate dal sistema di riferimento risulti maggiore di 10 ppm o 5% del limite di emissione, vanno valutati anche i seguenti parametri:

- Il coefficiente di bias  $B$ , definito come:

$$B = 1 + \frac{|\bar{d}|}{\overline{PEMS}}$$

Dove  $\overline{PEMS}$  è il valore medio dei valori prodotti dal sistema predittivo. Il coefficiente di bias deve essere calcolato quanto l'errore medio  $\bar{d}$  è maggiore del coefficiente di confidenza  $cc$ .

- Il valore  $F$ , definito come rapporto della varianza dei valori predittivi e la varianza delle misure del sistema di riferimento:

$$F = \frac{S_{PEMS}^2}{S_{RM}^2}$$

Le varianze per PEMS e RM sono calcolate come:

$$S^2 = \frac{\sum_{i=1}^N (e_i - \bar{e})^2}{N-1}$$

dove  $e_i$  rappresentano i valori mentre  $\bar{e}$  è la media degli stessi rilevati dal sistema di riferimento e dal sistema predittivo.

- Il coefficiente di correlazione  $r$ , definito come:

$$r = \frac{\sum_{i=1}^N e_{vi} \cdot e_{pi} - \frac{\sum_{i=1}^N e_{vi} \cdot \sum_{i=1}^N e_{pi}}{N}}{\sqrt{\left( \sum_{i=1}^N e_{pi}^2 - \frac{\left( \sum_{i=1}^N e_{pi} \right)^2}{N} \right) \cdot \left( \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 - \frac{\left( \sum_{i=1}^N e_{vi} \right)^2}{N} \right)}}$$

Dove  $e_{vi}$  rappresentano le misure di riferimento (RM) ed  $e_{pi}$  i valori elaborati dal sistema predittivo (PEMS).

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### Verifica Conformità

In base alla PS-16, il sistema predittivo è considerato conforme quando si verificano le seguenti condizioni:

- Per valori medi misurati superiori a 100 ppm, l'accuratezza relativa RA calcolata è inferiore al 10%;
- Per valori medi misurati compresi tra 10 e 100 ppm, l'accuratezza relativa RA calcolata è inferiore al 20%;
- Per valori medi misurati inferiori a 10 ppm, la differenza tra la media dei valori misurati e quelli predetti è inferiore a 2 ppm.

Qualora il valore medio delle misure rilevate dal sistema di riferimento risulti maggiore a 10 ppm o 5% del limite di emissione, sono valutate anche i seguenti indicatori:

- Il valore F calcolato come rapporto della varianza dei valori predetti e quelli misurati e il corrispondente valore della distribuzione F;
- I coefficienti di correlazione tra i valori misurati e predetti.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 10.1.5 Dati da inserimento manuale

Per ogni tipologia di dati tra quelle sopra descritte è inoltre prevista la possibilità di inserire dati manualmente.

Tale inserimento si può rendere necessario:

- per indisponibilità temporanea di dati normalmente provenienti dai dispositivi descritti in precedenza;
- per parametri che non vengono acquisiti in continuo, i cui valori provengono da misure periodiche discontinue (analisi laboratorio).

Nella tabella seguente sono riportate le misure acquisite dal sistema SME derivanti da analisi discontinue delle emissioni a cura di laboratori certificati. La frequenza e descrizione delle analisi eseguite è riportata nel piano di monitoraggio delle emissioni in atmosfera, modulo SGA.P.011.02 allegato alla procedura SGA.P.011.

Emissione	Polveri	H <sub>2</sub> S	SO <sub>2</sub>	NO <sub>x</sub>	CO	O <sub>2</sub>
E1						
E2						
E3						
E5						
E6						
E7						
E9						
E10						
E13						
E14						
E17						
E18						
E26A						
E26B						

Tabella 10-2: Valori determinati da analisi discontinue (in verde)

Tali dati, una volta inseriti, mantengono lo stesso valore fino al successivo inserimento.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10.2 Metodi di monitoraggio applicati ai parametri oggetto di misura

Alla luce di quanto descritto nel paragrafo precedente, di seguito si riporta una tabella riassuntiva indicante il sistema utilizzato per la determinazione di tutte le misure acquisite dal sistema di monitoraggio emissioni.

I monitoraggi si suddividono in:

### Monitoraggio concentrazioni

In accordo a quanto previsto al capitolo 5 dell'allegato 3 del D.M. n° 274 del 16/12/2015, "la determinazione delle concentrazioni di inquinanti è effettuata con i seguenti sistemi:

- Monitoraggio in continuo diretto tramite misure con analizzatori (CEMS);
- Monitoraggio in continuo indiretto tramite calcoli con sistemi predittivi (PEMS);
- Monitoraggio indiretto della SO<sub>2</sub> tramite calcoli stechiometrici avvalorati da misure periodiche;
- Monitoraggio indiretto tramite algoritmi di stima e fattori di emissione avvalorati da misure periodiche;
- Monitoraggio tramite misure periodiche.

La scelta della modalità deve rispettare i criteri di seguito riportati:

- per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva superiore a 100MWt, la determinazione deve essere effettuata attraverso la misura in continuo;
- per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva superiore a 50MWt che comportano l'impiego simultaneo di due o più combustibili, la determinazione deve essere effettuata attraverso la misura in continuo;
- per i punti di emissione non rientranti nei criteri di cui ai punti a) e b), la determinazione può essere effettuata attraverso il calcolo. La validazione del metodo di calcolo deve essere effettuata sulla base dei risultati di analisi in discontinuo;
- per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva inferiore a 50MWt, e, indipendentemente dalle potenze, in caso di indisponibilità di misura in continuo, è ammesso il calcolo della concentrazione di SO<sub>2</sub> nei fumi di combustione;
- la modalità di determinazione attraverso fattori di emissione o stime deve essere limitata ai casi di emissioni motivatamente ritenute poco significative; può essere adottata inoltre come modalità alternativa nei casi di indisponibilità delle misure in continuo e malfunzionamenti dei sistemi di misura."

Monitoraggio misure ausiliarie: misure di parametri di impianto concorrenti alla definizione delle principali condizioni operative dell'unità produttiva e necessari alle elaborazioni previste dalla normativa e dall'autorizzazione all'esercizio. Tra queste misure rientrano anche quelle necessarie alla determinazione dello stato di funzionamento di ogni punto di emissione descritte nel precedente capitolo 7.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Parametro	Camino													
	E1	E2	E3	E5	E6	E7	E9	E10	E13	E14	E17	E18	E26 A	E26 B
<b>Monitoraggio Concentrazioni</b>														
CO														
NO <sub>x</sub>														
SO <sub>2</sub>														
Polveri														
NH <sub>3</sub>														
H <sub>2</sub> S														
O <sub>2</sub>														
H <sub>2</sub> O														
<b>Monitoraggio Misure Ausiliarie</b>														
Q <sub>FUMI</sub>														
Q <sub>FUEL GAS</sub>														
Q <sub>FUEL OIL</sub>														
Q <sub>SWEEP GAS</sub>														
Q <sub>TAILGAS</sub>														
T <sub>FUMI</sub>														
Q <sub>VAPORE</sub>														
P <sub>VAPORE</sub>														
P <sub>ELETTRICA</sub>														
P <sub>TERMICA</sub>														

Tabella 10-3: Riepilogo Provenienza Dati

Dove:

- valori da analisi periodiche laboratorio
- valori da analizzatori camino (CEMS) con intervento della misura da PEMS in caso di anomalia analizzatore
- valori da strumentazione a camino o di processo
- valori da calcolo tramite strumentazione di processo
- valori da calcolo basato sui dati LIMS
- valori da calcolo Concawe

Le caselle bianche rappresentano assenza di misurazione del parametro.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10.3 Misure calcolate

Come riportato in tabella 10.4, i valori utilizzati dal sistema SME derivano in parte da misure calcolate e stime di analisi di laboratorio, inoltre, anche per quanto riguarda gli analizzatori, alcuni di essi forniscono una misura indiretta del valore della concentrazione: in tutti questi casi è necessario operare dei calcoli, a partire dal dato misurato dall'analizzatore per fornire un dato di concentrazione.

Ad eccezione dei valori ricavati dalle analisi discontinue eseguite sulle emissioni dei camini come descritto nel precedente paragrafo 10.1.5, di seguito si riportano le metodologie applicate per l'ottenimento del valore finale della misura da utilizzare nel sistema di monitoraggio emissioni.

### 10.3.1 Calcolo della misura delle polveri (misuratori a camino)

Il calcolo della concentrazione delle polveri mediante la misura dell'opacità dei fumi utilizza la seguente formula (retta di regressione lineare):

$$C_{PLV} = K_O + K_G \cdot V_{EST}$$

Dove

- $K_O$  è il coefficiente 'Offset' o 'Intercetta' della retta
- $K_G$  è il coefficiente 'Guadagno' o 'Pendenza' della retta
- $V_{EST}$  è il valore dell'opacità, estinzione o diffrazione misurata dallo strumento.

Il sistema monitoraggio emissioni richiede l'impostazione dei coefficienti di regressione lineare ottenuti per via sperimentale mediante la campagna gravimetrica.

### 10.3.2 Calcolo della misura della Portata Fumi (misuratori a camino)

La misura della portata fumi è realizzata attraverso la misura di pressione differenziale  $\Delta p$  rilevata ai capi di una sonda annubar. La misura della portata a condizioni normali si ottiene dalla formula:

$$Q_{CN} = K \cdot \sqrt{\Delta p} \cdot \frac{\sqrt{Pf}}{\sqrt{273,15 + Tf}}$$

Dove  $Pf$  è la pressione fumi misurata (mBar),  $Tf$  la temperatura fumi ( $^{\circ}C$ ),  $K$  è un coefficiente tipico dello strumento installato, ricavato dal foglio di calcolo dell'annubar rilasciato dal costruttore. La portata fumi è riportata al secco con la misura o stima dell'umidità fumi ( $H_2O$ ) e riferita al tenore di ossigeno prescritto per il punto di emissione.

### 10.3.3 Calcolo della misura degli Ossidi di Azoto (analizzatori a camino)

Gli ossidi di Azoto ( $NO_x$ ) devono essere espressi sempre come concentrazione di Biossido di Azoto. Inoltre deve essere garantita la misura sia del monossido di azoto ( $NO$ ) che del biossido ( $NO_2$ ) mediante conversione catalitica, analizzatori indipendenti o incrementando la misura del 5%.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Il sistema di misura utilizzato dagli analizzatori **ABB URAS14 e URAS26** non esegue la lettura delle concentrazioni di NO<sub>2</sub>: la misura è di conseguenza eseguita sugli NO e, per la determinazione degli NO<sub>2</sub>, viene applicata la seguente formula:

$$C_{NOx} = C_{NO} \cdot 1,533$$

Per gli analizzatori **PERKIN ELMER MCS100E**, è determinata separatamente la misura di NO e NO<sub>2</sub>: gli ossidi di Azoto (NO<sub>x</sub>) totali, sempre espressi come concentrazione di Biossido di Azoto sono calcolati secondo la seguente formula:

$$C_{NOx} = C_{NO2} + C_{NO} \cdot 1,533$$

Dove:

1,533 è il rapporto tra i pesi molecolari di NO e NO<sub>2</sub>

C<sub>NO</sub> e C<sub>NO<sub>2</sub></sub> rappresentano la concentrazione letta dagli analizzatori rispettivamente per NO e NO<sub>2</sub>.

### 10.3.4 Calcolo della misura degli Ossidi di Azoto (metodo Concawe)

La stima dell'emissione degli ossidi di azoto (NO<sub>x</sub>) utilizza quanto previsto al par. 14.1 del Concawe Report n. 4/17 "Air pollutant emission estimation methods for E-PRTR reporting by refineries - 2017 edition".

L'emissione di NO<sub>x</sub> dalla combustione è definita dalla somma delle seguenti due componenti:

- NO<sub>x</sub> termico: dipendente dalla reazione di ossidazione termica dell'azoto molecolare, generalmente funzione della temperatura della fiamma, del tempo di permanenza e della concentrazione di ossigeno nella zona della fiamma;
- NO<sub>x</sub> da combustibile: ossidazione diretta dell'azoto contenuto nel combustibile liquido o gas.

Il flusso in kg/h di ossidi di azoto stimati per il punto di emissione è determinato dalla seguente relazione:

$$Q_{NOx} = \frac{1}{10^6} \cdot (D_{FG} \cdot PCS_{FG} \cdot \sum_{n=1}^N (TNF_n^{FG} + FNF^{FG}) \cdot QFG_n + PCS_{FO} \cdot \sum_{n=1}^M (TNF_n^{FO} + FNF^{FO}) \cdot QFO_n)$$

Dove:

TNF e FNF fattori di emissione dei due contributi sopra descritti, calcolati secondo le modalità descritte nei paragrafi seguenti

PCS<sub>FG</sub> e PCS<sub>FO</sub> poteri calorici superiori dei combustibili in MJ/kg

D<sub>FG</sub> densità del fuel gas

QFG<sub>n</sub> portate fuel gas in Nm<sup>3</sup>/h

QFO<sub>n</sub> portate fuel oil in kg/h dei flussi di alimentazione ai forni collegati al camino

La concentrazione è ricavata dal rapporto tra il flusso di massa orario così calcolato e la portata media oraria.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.3.4.1 Fattore di Emissione NOx Termici

Il fattore di emissione TNF in g/GJ degli NOx dovuti all'ossidazione dell'azoto atmosferico è determinato dalla seguente relazione:

$$TNF = F_A \cdot F_H \cdot F_C \cdot F_P \cdot F_W \cdot F_L \cdot F_B$$

dove:

$F_A$  Fattore di calcolo determinato in base al combustibile:

Combustibile	Fattore $F_A$
Fuel Gas	69
Fuel Oil	56

Tabella 10-4: Fattore  $F_A$  concawe

$F_H$  Fattore di calcolo determinato in base al contenuto di idrogeno nel combustibile: il fattore  $F_H$  per il fuel oil è assunto uguale a 1.

Contenuto di Idrogeno % mole	Fattore $F_H$
< 23	1,00
33	1,04
43	1,09
63	1,25
83	1,46

Tabella 10-5: Fattore  $F_H$  concawe

$F_C$  Fattore di calcolo determinato in base alla tecnologia dei bruciatori dell'impianto:

Tecnologia Bruciatore	Fattore $F_C$
Standard	1,0
Low NOx	0,60

Tabella 10-6: Fattore  $F_C$  concawe

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

$F_p$  Fattore di calcolo determinato in base alla temperatura di preriscaldamento dell'aria comburente immessa nel forno:

Temperatura Preriscaldamento °C	Fattore $F_p$
< 38	1,00
38	1,00
93	1,10
149	1,32
204	1,60
260	1,86

Tabella 10-7: Fattore  $F_p$  concawe

$F_w$  Fattore di calcolo determinato in base alla temperatura di preriscaldamento dell'aria comburente immessa nel forno:

Contenuto di umidità kg H <sub>2</sub> O/ kg Aria secca	Fattore $F_w$
0	1,00
0,01	0,79
0,02	0,67
0,03	0,53
0,04	0,41
0,05	0,29

Tabella 10-8: Fattore  $F_w$  concawe

$F_L$  Fattore di calcolo determinato dal carico dell'unità di combustione

Carico % su nominale	Fattore $F_L$
40	0,55
60	0,70
80	0,85
100	1,00

Tabella 10-9: Fattore  $F_L$  concawe

$F_B$  Fattore di calcolo determinato in base alla tecnologia dei bruciatori dell'impianto:

Tecnologia Bruciatore	Fattore $F_B$
Alta Luminosità	1,80
Bassa Luminosità	1,00

Tabella 10-10: Fattore  $F_B$  concawe



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.3.4.2 Fattori di Emissione NO<sub>x</sub> da Combustibile

Il fattore di emissione FNF in g/GJ degli NO<sub>x</sub> dovuti al contenuto di azoto organico nel combustibile è dato dall'equazione:

$$FNF = 10^4 \cdot \frac{3,286 \cdot C_N \cdot F_{Nc}}{PCS}$$

Dove:

$C_N$  rappresenta la percentuale di azoto organico presente nel combustibile

PCS è il potere calorico superiore in MJ/kg

$F_{Nc}$  è un fattore determinato in funzione della percentuale di azoto contenuto nel combustibile ricavata dalla tabella seguente:

Contenuto di Azoto $C_N$ [%]	Fattore $F_{Nc}$	
	Bruciatori Standard	Bruciatori Low NO <sub>x</sub>
<0,05	1,00	1,00
0,05	0,87	0,86
0,10	0,78	0,75
0,30	0,53	0,43
0,50	0,38	0,30
1,00	0,32	0,25

Tabella 10-11: Fattore  $F_{Nc}$  concawe

#### 10.3.5 Calcolo della misura dell'Anidride Solforosa (dati LIMS)



La procedura di stima della concentrazione di ossidi di zolfo in mg/Nm<sup>3</sup> presenti nelle emissioni del camino E6 utilizza l'equazione [12] di calcolo indicata all'allegato 3 del D.M.274/15:

$$SO_2 = 2000 \cdot \frac{\sum_{Comb} S_{Comb} \cdot Q_{Comb}}{QF}$$

Dove  $S_{Comb}$  è il contenuto di zolfo presente nel combustibile in kg/kg (da dati LIMS),

$Q_{Comb}$  è la portata combustibile in kg/h,

$QF$  è la portata fumi complessiva del punto di emissione in kNm<sup>3</sup>/h.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 10.3.6 Calcolo della portata fumi

Il capitolo 4 del succitato allegato 3 del D.M. 274/15, prevede che *“la portata dei flussi degli effluenti gassosi delle unità produttive devono essere monitorate in continuo mediante misurazione diretta o metodo indiretto per il quale sia dimostrato un livello equivalente di accuratezza. La determinazione del valore delle portate al camino può essere effettuata attraverso le seguenti modalità:*

- 1) *Misura continua;*
- 2) *Calcolo;*
- 3) *Fattori di emissione;*
- 4) *Stime*

La scelta delle modalità deve rispettare i seguenti criteri:

- a) *per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva superiore a 100MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni), nonché per il punto di emissione dell'impianto FCC, la determinazione deve essere effettuata attraverso la misura in continuo;*
- b) *per i punti di emissione a cui confluiscono fumi da forni e caldaie con potenza termica complessiva superiore a 50MWt (intesa come potenza termica nominale totale di tutte le unità di combustione connesse al camino da cui provengono le emissioni) che comportano l'impiego simultaneo di due o più combustibili, la determinazione deve essere effettuata attraverso la misura in continuo;*
- c) *per i punti di emissione non rientranti nei criteri di cui ai punti a) e b), la determinazione può essere effettuata attraverso il calcolo. La validazione del metodo di calcolo deve essere effettuata sulla base dei risultati di analisi in discontinuo;*
- d) *la modalità di determinazione attraverso fattori di emissione o stime deve essere limitata ai casi di emissioni motivatamente ritenute poco significative; può essere adottata inoltre come modalità alternativa nei casi di indisponibilità delle misure in continuo e malfunzionamenti dei sistemi di misura.”*

L'autorizzazione integrata ambientale vigente prevede inoltre, come prescrizione – punto n) “altre prescrizioni”, paragrafo 8.2 “Emissioni in aria” del parere istruttorio conclusivo dell'AIA – l'installazione di misuratori di portata fumi ai camini soggetti a monitoraggio. La società ha presentato, in data 11/12/14, una richiesta di riesame parziale di tale prescrizione motivandola con i recenti aggiornamenti normativi e pubblicazione delle BAT Conclusions sulle raffinerie. Il procedimento di riesame ID 16/840 è stato successivamente ricompreso nel procedimento di riesame complessivo dell'AIA ID 16/1060, tuttora in corso di valutazione.

Alla luce di ciò, la portata ai camini è attualmente determinata tramite calcolo utilizzando la formula prevista nell'allegato tecnico al DPR 416/2001, di seguito riportata.

$$QF = \frac{21}{21 - O_{2,Rif}} \cdot \sum_{Comb} (8.86 \cdot C_{Comb} + 20.89 \cdot H_{2,Comb} + 3.31 \cdot S_{Comb} + 0.80 \cdot N_{2,Comb}) \cdot \frac{Q_{Comb}}{100}$$

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Dove	$QF$	: volume in $kNm^3/h$ di fumi anidri all'ossigeno di riferimento;
	$O_{2,Rif}$	: ossigeno di riferimento (3% ad esclusione di E26A, dove è 15%)
	$Q_{Comb}$	: portata del combustibile in $kg/h$ ;
	$C_{Comb}$	: contenuto percentuale di Carbonio elementare nel combustibile;
	$H_{2,Comb}$	: contenuto percentuale di Idrogeno nel combustibile;
	$N_{2,Comb}$	: contenuto percentuale di Azoto nel combustibile;
	$S_{Comb}$	: contenuto percentuale di Zolfo elementare nel combustibile;

I valori dei parametri utilizzati nella formula sono ricavati dai dati presenti nel database LIMS. Il volume fumi (in  $kNm^3/h$ ) è dato dal prodotto della portata del combustibile per il proprio coefficiente.

### 10.3.7 Calcolo della temperatura fumi emissione

Per le emissioni derivanti da più unità produttive ed in assenza di sonda di temperatura sul camino (emissioni E5, E6, E7, E14), la temperatura dei fumi dell'emissione è calcolata secondo la formula seguente:

$$T_{fumi}^{emissione} = \frac{\sum_{i=1}^n (T_{fumi}^i \cdot Q_{fumi}^i)}{\sum_{i=1}^n Q_{fumi}^i}$$

Dove:

$n$  = numero di unità sottese al punto di emissione

$T_{fumi}^i$  = temperatura emissione della  $i$ -esima unità produttiva

$Q_{fumi}^i$  = portata fumi della  $i$ -esima unità produttiva

### 10.3.8 Calcolo della potenza termica

La potenza termica di ogni punto di emissione è determinata dai dati LIMS utilizzando la seguente formula:

$$Potenza Termica = \sum_{i=1}^n Q_{comb}^i \cdot PCI_{comb}^i$$

Dove:

$n$  = numero di unità sottese al punto di emissione

$Q_{comb}^i$  = portata combustibile (in  $kg/h$ ) della  $i$ -esima unità produttiva ricavata dai misuratori di portata installati

$PCI_{comb}^i$  = potere calorifico inferiore (in  $MJ/kg$ ) del combustibile della  $i$ -esima unità produttiva ricavato da database LIMS

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10.4 Sistema di monitoraggio in continuo

Al p.to 3.4 dell'allegato VI alla parte Quinta del D.Lgs 152/06 si afferma che *“la misura in continuo delle grandezze deve essere realizzata con un sistema che espleti le seguenti funzioni:*

- *Campionamento ed analisi;*
- *Calibrazione;*
- *Acquisizione, validazione, elaborazione automatica dei dati.*

*Tali funzioni possono essere svolte da sottosistemi a sé stanti, eventualmente comuni a più analizzatori, oppure da una singola apparecchiatura di analisi.”*

Il sistema è strutturato, per tutti i punti di emissione, con una configurazione composta da:

- Strumentazione installata in prossimità del punto di prelievo (camino) con analisi “in situ”.
- Strumentazione installata in cabina o quadro analisi, collegata al processo tramite tubo sonda e linea di prelievo: la sonda è collegata al punto di prelievo e, tramite sistema di aspirazione, i fumi sono inviati alla cabina analisi con l'ausilio di una tubazione flessibile.
- Quadro elettrico di alimentazione apparecchiature e raccolta dei segnali provenienti dalla strumentazione e trasmissione al sistema di acquisizione ed elaborazione.

La disposizione prevede, per tutti i punti di emissione, la presenza della cabina analisi alla base del pertinente camino. I segnali degli analizzatori, sono inviati al sistema di acquisizione tramite rete dedicata descritta al cap. 11.

Le cabine presenti sono riportate nella tabella seguente:

Tag Cabina	Camino	Impianto
AT 1003	Camino E1	Topping
AT 1803	Camino E2	Visbreaking
AT 18503	Camino E3	Thermal Cracking
AT 2506	Camino E5	Unifining
AT 2603	Camino E6	Plat & Idrogeno 1
AT 32901	Camino E7	HDS 1 & HDS 2
AT1903	Camino E9	Vacuum 1
AT 1403	Camino E13	Vacuum 3
AT 33506	Camino E14	HDS 3 & Idrogeno 2
AT 3804	Camino E17	Post combustione 1
AT 3805		
91QUH00CQ001	Camino E26A	HRSO
91HNE95CQ001	Camino E26B	Aux Boiler

Tabella 10-12: Elenco cabine e armadi analisi

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 10.4.1 Caratteristiche della strumentazione di misura

Nella tabella seguente è riportata, per ogni parametro monitorato, la strumentazione utilizzata con indicazione del principio e del campo di misura, la matricola dello strumento e la modalità di misura (in situ/estrattivo).

#### Camino E1-E3-E6-E7-E14

ANALIZZATORE	PARAMETRO MISURATO	PRINCIPIO DI MISURA	CAMPO MISURA	N° MATRICOLA
ABB URAS 26 (Estrattivo)	CO	NDIR	0 ÷ 60 ppm 0 ÷ 600 ppm	E1: F3.341593.8 E3: F3.346324.8 E6: F3.327550.9 E7: F3.261984.5 E14: F3.261983.5
	NO		0 ÷ 150 ppm 0 ÷ 500 ppm	
	SO <sub>2</sub>		0 ÷ 100 ppm 0 ÷ 1000 ppm	
ABB MAGNOS 206 (Estrattivo)	O <sub>2</sub>	Paramagnetico	0 ÷ 25% V	E1: F3.361882.6 E3: F3.361881.6 E6: F3.327550.9 E7: F3.261984.5 E14: F3.261983.5
Durag DR320 (in sito)	Polveri	Diffrazione		E1: 1277857
Durag DFL100 (in sito)	Portata	Anubar		E1: 1286220

Tabella 10-13: Strumentazione installata al camino E1-E3-E6-E7-E14

#### Camini E2-E5-E9-E13

ANALIZZATORE	PARAMETRO MISURATO	PRINCIPIO DI MISURA	CAMPO MISURA	N° MATRICOLA
ABB URAS 14 (Estrattivo)	CO	NDIR	0 ÷ 60 ppm 0 ÷ 600 ppm	E2: F3.247601.5 E5: F3.345152.6 E9: F3.247599.5 E13: F3.345153.6
	NO		0 ÷ 150 ppm 0 ÷ 500 ppm	
	SO <sub>2</sub>		0 ÷ 100 ppm 0 ÷ 1000 ppm	
ABB MAGNOS 206 (Estrattivo)	O <sub>2</sub>	Paramagnetico	0 ÷ 25% V	E2: F3.365921.7 E5: F3.365919.7 E9: E13: F3.365920.7

Tabella 10-14: Strumentazione installata ai camini E2-E5-E9-E13

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### Camino E17

ANALIZZATORE	PARAMETRO MISURATO	PRINCIPIO DI MISURA	CAMPO MISURA	N° MATRICOLA
ABB URAS 14 (Estrattivo)	CO	NDIR	0 ÷ 60 ppm 0 ÷ 600 ppm	F3.345154.6
	NO		0 ÷ 150 ppm 0 ÷ 500 ppm	
ABB MAGNOS 206 (Estrattivo)	O <sub>2</sub>	Paramagnetico	0 ÷ 25% V	F3.361880.6
ABB LIMAS 11 (Estrattivo)	SO <sub>2</sub>	UV	0 ÷ 1750 ppm 0 ÷ 25000 ppm	F3.356416.7
ABB PGC2000 (Estrattivo)	H <sub>2</sub> S	Gas Cromatografo	0 ÷ 20 ppm	HF 02267003

Tabella 10-15: Strumentazione installata camino E17

### Camino E26A

ANALIZZATORE	PARAMETRO MISURATO	PRINCIPIO DI MISURA	CAMPO MISURA	N° MATRICOLA
PERKIN ELMER MCS100E (Estrattivo)	CO	IR	0 ÷ 2000 mg/Nm <sup>3</sup>	87
	NO		0 ÷ 300 mg/Nm <sup>3</sup>	
	SO <sub>2</sub>		0 ÷ 500 mg/Nm <sup>3</sup>	
	NH <sub>3</sub>		0 ÷ 20 mg/Nm <sup>3</sup>	
	H <sub>2</sub> O		0 ÷ 40% V	
ZIROX	O <sub>2</sub>	Ossido di Zirconio	0 ÷ 25% V	401922
DURAG DR300-40 (in situ)	Polveri	Diffrazione ottica	0 ÷ 100%.	

Tabella 10-16: Strumentazione installata ai camino E26A

### Camino E26B

ANALIZZATORE	PARAMETRO MISURATO	PRINCIPIO DI MISURA	CAMPO MISURA	N° MATRICOLA
PERKIN ELMER MCS100E (Estrattivo)	CO	IR	0 ÷ 1000 mg/Nm <sup>3</sup>	88
	NO		0 ÷ 600 mg/Nm <sup>3</sup>	
	SO <sub>2</sub>		0 ÷ 6000 mg/Nm <sup>3</sup>	
	H <sub>2</sub> O		0 ÷ 25% V	
ZIROX	O <sub>2</sub>	Ossido di Zirconio	0 ÷ 25% V	35577
DURAG DR300-40 (in situ)	Polveri	Diffrazione ottica	0 ÷ 100%.	

Tabella 10-17: Strumentazione installata ai camino E26B

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

È inoltre disponibile un analizzatore di scorta da utilizzare in caso di anomalia della strumentazione installata.


Le caratteristiche dell'analizzatore sono le seguenti:

ANALIZZATORE	PARAMETRO MISURATO	PRINCIPIO DI MISURA	CAMPO MISURA	N° MATRICOLA
ABB URAS 26 (estrattivo)	CO	IR	0 ÷ 60 ppm 0 ÷ 600 ppm	F3.341593.8
	NO		0 ÷ 150 ppm 0 ÷ 500 ppm	
	SO <sub>2</sub>		0 ÷ 100 ppm 0 ÷ 1000 ppm	

Tabella 10-18:Analizzatore di scorta

Per gli analizzatori estrattivi è prevista una sola sonda di prelievo e linea di trasporto comune a tutti gli analizzatori presenti sullo stesso cammino.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.4.2 Verifica di accettabilità degli analizzatori installati

Allo scopo di verificare se gli analizzatori presenti nel sito rispettino i requisiti normativi, si riportano di seguito in sintesi i principali criteri descritti nella normativa di riferimento.

##### D.Lgs 152/06 – All. VI alla parte Quinta

- p.to 3.1 - nella realizzazione e nell'esercizio dei sistemi di rilevamento devono essere perseguiti, per la misura di ogni singolo parametro, elevati livelli di accuratezza e di disponibilità dei dati elementari....
- p.to 3.3 – l'idoneità degli analizzatori in continuo deve essere attestata, ai sensi della norma UNI EN 15267, sulla base del procedimento di valutazione standardizzata delle caratteristiche degli strumenti previsto da tale norma tecnica. Resta fermo l'utilizzo degli analizzatori autorizzati, sulla base delle norme all'epoca vigenti, prima dell'entrata in vigore della norma UNI EN 15267:2009.
- P.to 3.6 - ogni analizzatore deve avere un sistema di calibrazione in campo, preferibilmente automatico

##### Guida tecnica ISPRA n. 87/2013

Per strumentazione installata post 2009: strumenti certificati QAL1 secondo norma UNI EN14181:2005 come previsto dalla UNI EN 15267:2009.

Per strumentazione installata pre 2009: è possibile utilizzare analizzatori non certificati QAL1 purchè se ne verifichi l'adeguatezza alla determinazione del limite di legge imposto con un'incertezza non superiore a quanto ammesso dal DLgs 152/06.

##### Norma UNI EN 14181:2015

In caso di nuova installazione, la strumentazione deve essere certificata in accordo con EN 15267-1/2/3 (QAL1). Poiché la EN 15267 è stata emessa nel 2009, si intende per nuova installazione la strumentazione installata post 2009.

In caso di SME già installato in impianti che non sono certificati in accordo alla EN15267 oppure per strumentazione già installata e certificata dove il limite di emissione e l'incertezza sono stati successivamente modificati, si applica quanto descritto nell'allegato H.2. L'allegato H.2 in questo caso consente di delegare all'ACC l'azione da porre in essere, ipotizzando anche di consentirne l'utilizzo nel caso in cui la strumentazione soddisfa i requisiti della verifica QAL2 e QAL3 descritta nella norma.

Gli analizzatori presenti nell'installazione sono dotati di certificazione emessa da enti accreditati che descrivono l'idoneità e la rispondenza quali e quantitativa degli inquinanti presenti e la disponibilità dei dati in accordo a quanto sopra riportato. Si producono in allegato i certificati degli analizzatori in continuo.

#### 10.4.3 Scelta dei campi di misura strumentali

Il campo di misura è l'intervallo tra la concentrazione minima e massima che un analizzatore è in grado di misurare senza soluzione di continuità. Il campo di misura spesso non coincide con i campi di misura certificati definiti nella certificazione QAL1, ma rappresentano i valori di concentrazione minima e massima impostati per l'impianto dove sono installati. Tali valori devono

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

essere scelti in modo che ciascun analizzatore sia in grado di misurare le concentrazioni emesse dall'impianto in ogni condizione di esercizio ordinario, non incidentale o di guasto.

Il campo di misura da utilizzare, secondo le succitate linee guida ISPRA, deve essere superiore ai singoli valori istantanei attesi durante il normale funzionamento, e rispettare le seguenti indicazioni:

- non inferiore a 1,5 volte il limite su 10 minuti, semiorario o orario, ove applicabili;
- tale da ottenere valori medi a loro volta validi.

Le condizioni di cui sopra possono essere ottenute, se necessario, con l'adozione di più scale di misura o di più strumenti; in questi casi i criteri di validità devono essere valutati sommando i valori validi provenienti dai 2 analizzatori, o dalle due scale in caso di uso di singolo analizzatore. Ciascuno strumento o ciascuna scala devono essere tarati separatamente.

Per le emissioni provenienti dai camini E26A ed E26B l'autorizzazione di cui al Decreto n. 258 del 2/12/15 prevede che *"per consentire l'accurata determinazione degli ossidi di azoto e del monossido di carbonio anche durante gli eventi di avvio/spegnimento turbine a gas la strumentazione per la misura continua delle emissioni ai camini di NOx e CO deve essere a doppia scala di misura con fondo scala rispettivamente paria a:*

- *150% del limite in condizioni di funzionamento normale*
- *100% del valore massimo previsto dalla curva dei valori della concentrazione, nei periodi di transitorio, fornita dal produttore della turbina.*

Inoltre, in conformità alla Linea Guida Ispra 87/2013, è opportuno che i dati elementari scartati per eccedenza sul campo di misura non superino il 5% dei valori acquisibili su base settimanale, pari a 504 minuti settimanali.

I campi scala adottati per la strumentazione, sulla base dei limiti alle emissioni autorizzati e delle concentrazioni attese in condizioni di normal funzionamento e durante i periodi transitori sono riassunti nelle tabelle al paragrafo 10.4.1.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.4.4 Acquisizione, trasferimento e condizionamento del gas campione

Per gli analizzatori con campionamento estrattivo, si rende indispensabile trasportare il campione del gas da analizzare dal punto di prelievo all'analizzatore/i tramite un sistema che opera in modo automatico e controllato al fine di non alterare il campione stesso.

##### 10.4.4.1 Camini E1-E2-E3-E5-E6-E7-E9-E13-E14

Il sistema di prelievo, per tutti i camini, è costituito da:

- Sonda di prelievo installata a bordo camino;
- Linea in PTFE coibentata, riscaldata a circa 180°C ( $\phi_{est}$  6 mm,  $\phi_{int}$  4 mm);
- Unità frigorifera per essiccamento gas;
- Pompa di prelievo fumi;
- Convertitore catalitico NO<sub>2</sub>/NO<sub>x</sub>.

La sonda e la linea riscaldate inviano, tramite pompa presente in cabina analisi, il campione all'unità frigorifera dove viene eliminata ogni traccia di umidità. Il campione anidro, aspirato dalla pompa è inviato agli analizzatori.

Le misure sono eseguite su gas anidro e non è quindi necessaria la correzione in gas secchi sui valori di concentrazione ottenuti.

Nella figura seguente è riportato il tipico della sonda riscaldata:

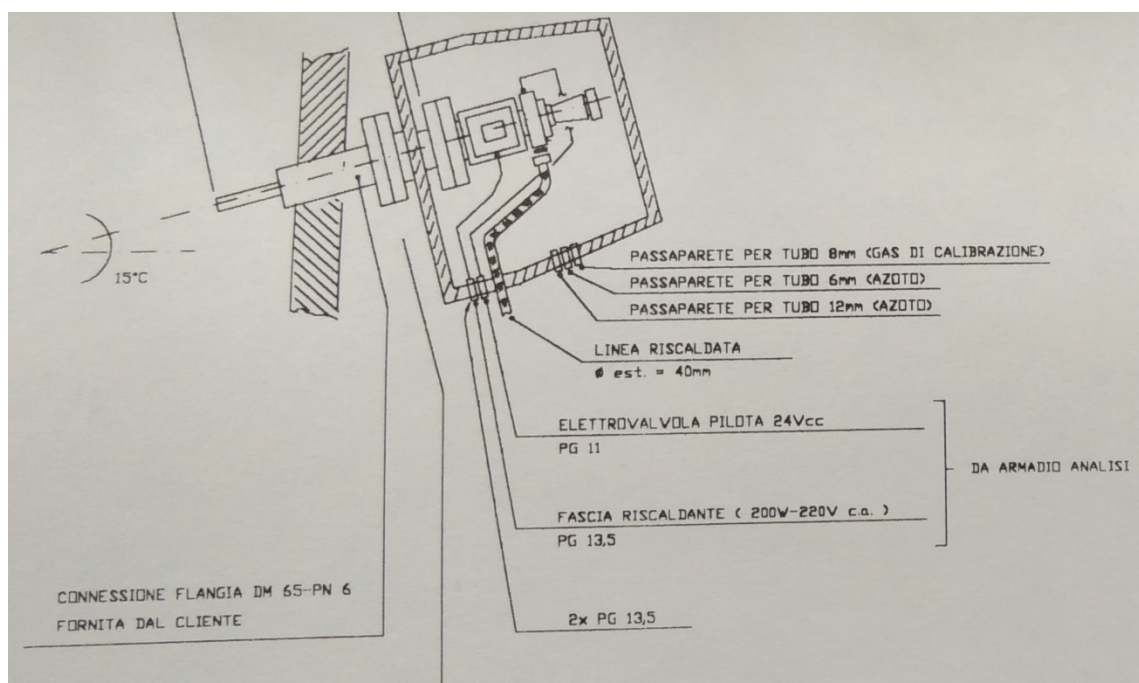


Figura 10.2: Tipico sonda di prelievo camini

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.4.4.2 Camino E17

Anche in questo caso il gas campione, aspirato dalla sonda di prelievo presente sul camino, è inviato agli analizzatori in cabina analisi tramite linea riscaldata. Il gas è reso anidro tramite raffreddamento e separazione della condensa prima di giungere agli analizzatori.

#### 10.4.4.3 Camini E26A e E26B

Il sistema di prelievo è costituito da una sonda e una linea di trasporto, entrambe riscaldate e coibentate, per evitare formazioni di condense all'interno del sistema che andrebbero ad alterare la misura. I principi di misura a caldo degli analizzatori, collegati a valle della linea di prelievo, consentono di non usare refrigeratori per trattare il campione: l'aspirazione del campione è realizzata attraverso una pompa e tutta le linee e le celle di misura sono a temperatura di circa 185°C.

La sonda, rappresentata nella figura seguente, è installata al punto di prelievo e dotata di elemento filtrante per la separazione del particolato.

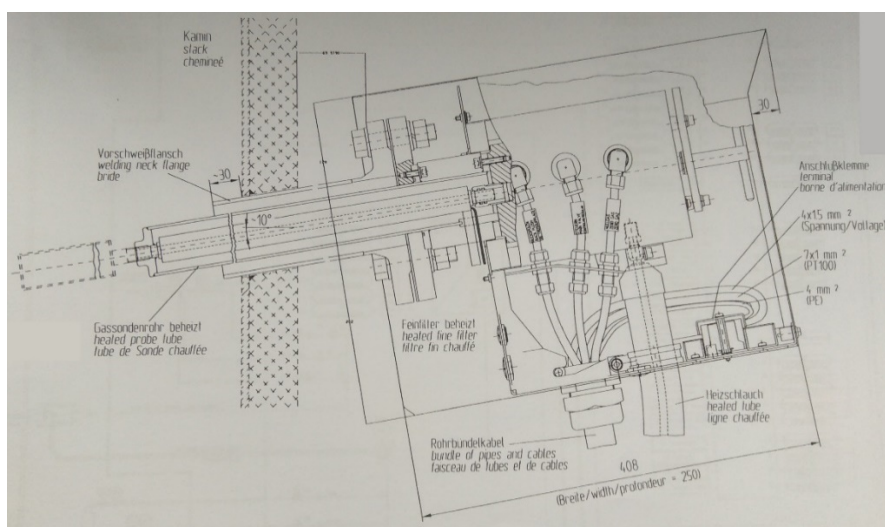


Figura 10.3: Sonda prelievo camini E26A – E26B

A valle della sonda è presente una linea riscaldata, costituita da un tubo flessibile in PTFE rivestito con schiuma silconica e riscaldato a 185°C. Le caratteristiche delle due linee (HRSG e Aux. Boiler) sono le seguenti:

Caratteristiche	HRSG	Aux. Boiler
Lunghezza	73 m	25 m
Diametro esterno	8 mm	6 mm
Diametro interno	6 mm	4 mm

Tabella 10-19: Caratteristiche linea riscaldata camini E26A – E26B

I gas sono successivamente inviati all'analizzatore tramite una pompa mantenuta anch'essa a temperatura di circa 185°C.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10.4.5 Descrizione sintetica analizzatori

Di seguito sono riportate le caratteristiche principali della strumentazione installata al camino.

### 10.4.5.1 Analizzatore ABB URAS14

L'analizzatore è in grado di misurare fino a 4 componenti distinti con un massimo di 2 percorsi, con la tecnica NDIR (non dispersive infrared absorption) nel range 2 - 8  $\mu\text{m}$  di lunghezza d'onda. È inoltre dotato di un sensore elettrochimico per la misura dell'ossigeno.

#### *Principio di funzionamento NDIR e gas misurati*

La tecnologia impiegata è basata sull'assorbimento, da parte del gas da misurare, della radiazione infrarossa a ben particolari lunghezze d'onda, caratteristiche della molecola da analizzare. Il principio utilizzato si chiama NDIR (Non Dispersive Infra Red). La misura è eseguita sul gas che è immesso nella cella di misura dal circuito di prelievo ove vi è una sorgente a raggi infrarossi con un filtro ottico che seleziona le lunghezze d'onda con cui irradiare il gas. Un rilevatore, localizzato sul lato opposto, misura la radiazione ricevuta e ne determina quella assorbita. Quest'ultima rappresenta il risultato della misura, in quanto dipendente dalla concentrazione del componente del gas.

Molti gas assorbono la radiazione IR, per cui spesso è necessario evitare che si generino delle false misure relative alla sensibilità di diversi componenti, es.  $\text{CO}_2$  e  $\text{H}_2\text{O}$  alle medesime lunghezze d'onda. Siccome quasi tutte le misure sono sensibili all'acqua è necessario, quando si usa questa tecnica, estrarre completamente l'acqua dal gas prima della misura.

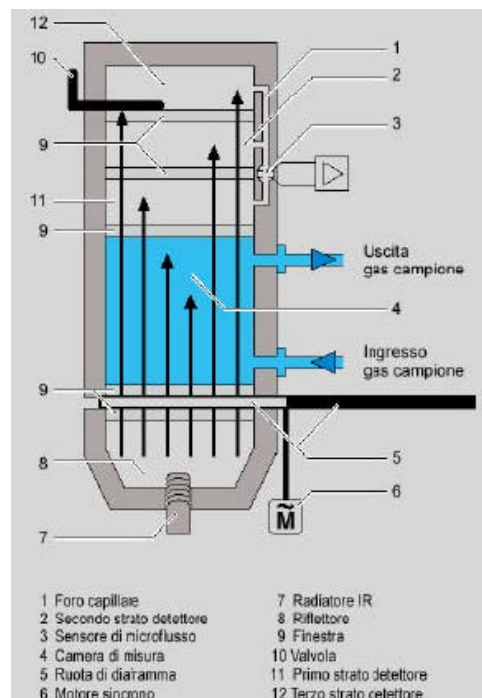


Figura 10.4: Cella di misura URAS 14



Figura 10.5: Cella Elettrochimica per misura Ossigeno

#### *Principio di funzionamento sensore elettrochimico per misura di ossigeno*

Il metodo di determinazione è basato sulle celle elettrochimiche, il principio di funzionamento è quello della ossidoriduzione.

Una reazione redox (o di ossidoriduzione) è una reazione chimica che avviene con cambiamento del numero di ossidazione dei reagenti dovuto a scambio di elettroni. La specie chimica che tende ad acquistare elettroni, diminuendo il suo numero di ossidazione, viene detta ossidante (o "ridotta") in quanto provoca ossidazione, riducendosi. Di contro, una specie che tende a cedere elettroni, aumentando il suo numero di ossidazione, viene detta riducente (o "ossidata") in quanto provoca riduzione, ossidandosi.



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

I sensori elettrochimici sono compatti, richiedono una potenza minima, offrono una linearità e una ripetibilità eccezionali e in genere hanno una durata notevole, compresa per lo più fra uno e tre anni.

#### 10.4.5.2 Analizzatore ABB URAS26

L'analizzatore utilizza il principio di misura NDIR (Non Dispersive Infra Red).

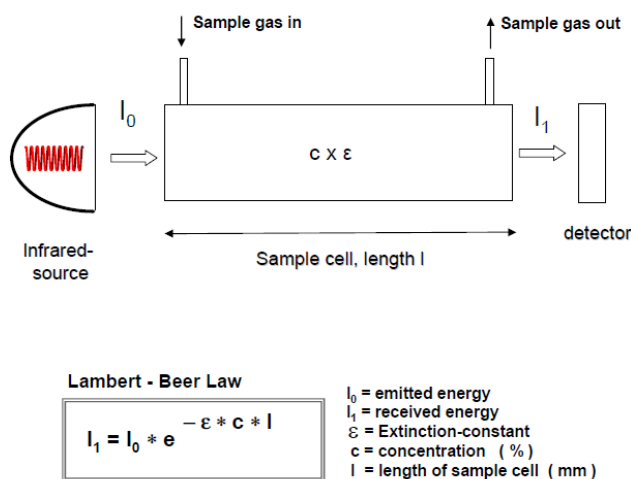


Figura 10.6: Analizzatore URAS26

La proprietà di alcuni gas di assorbire energia all'interno di una specifica banda dello spettro IR, è usata per rilevarne la concentrazione all'interno di una miscela anche complessa di gas.

Lo strumento presenta due camere, una delle quali è attraversata dal campione.

Una lampada IR produce la radiazione che attraversa ambo i percorsi, ma viene attenuata passando attraverso il campione che contiene il gas da analizzare. A valle delle due camere sono presenti due celle contenenti il gas da analizzare, separate da una membrana flessibile. La radiazione che ha attraversato la camera di riferimento riscalda la cella sottostante, il cui gas si riscalda causando la deformazione della membrana (rilevata da un sensore opportuno).

Lo strumento ha uscita non lineare, corrispondente alla legge di Beer:

$$E = A (1 - e^{-Kcx})$$

E=Uscita del segnale

A=Amplificazione

K=Cost. di assorbimento

C= Concentrazione

X=Lungh. cella

Una sorgente di radiazioni lavora ad alte temperature ed emette raggi infrarossi, i quali vengono modulati da un chopper a diversi Hz delle bande IR. Dopo l'attraversamento della camera analisi l'intensità della radiazione viene misurata dal detector.

Il detector è composto da strati che sono riempiti con il componente da misurare. Nel primo strato del detector è assorbita principalmente l'energia dei centri delle bande IR dei gas di misura.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Tramite il secondo strato del detector viene assorbita l'energia dei fianchi e adattata ad una massima selettività nel terzo strato attraverso un accoppiatore.

Nell'attraversamento nei singoli strati del detector, l'associazione della radiazione porta ad un aumento di pressione differenziale tra gli strati del detector e un aumento di corrente nella foratura capillare.

Tramite questo, nel microsensore di corrente viene prodotto un segnale, il quale non ha influenze dai disturbi causati dai fianchi delle bande di assorbimento.

I gas di misura sono immessi nell'analizzatore senza polvere, l'utilizzo di gas secco garantisce che all'interno dell'URAS i gas da analizzare non condensino nella camera di misura.

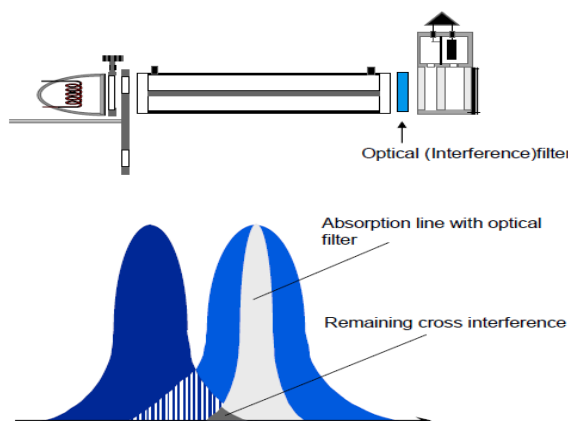


Figura 10.7: Principio di funzionamento URAS26

2 Schematic representation of the optical structure of the Uras.  
 a Infrared lamp, b Chopper wheel, c Sample cell, d Calibration cell,  
 e Opto-pneumatic detector

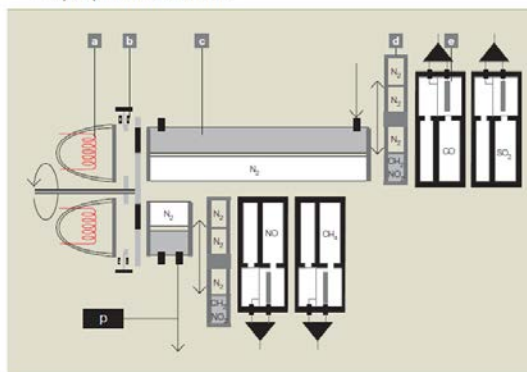



Figura 10.8: Schema analizzatore URAS

Il raggio attraversa la cella di misura a riflessione multipla in cui fluisce il gas da analizzare. Le radiazioni in uscita dalla cella sono focalizzate su di un rilevatore allo stato solido ad elevata sensibilità ed a basso livello di rumore. I segnali del rilevatore vengono amplificati, convertiti in segnali digitali ed elaborati in modo da poter ottenere la concentrazione dei vari componenti.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

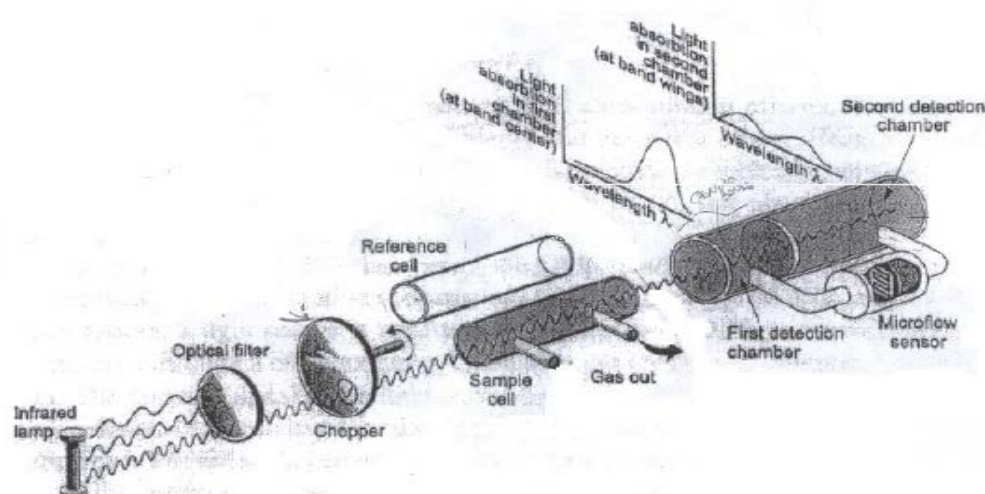


Figura 10.9: Cella di misura URAS26

#### 10.4.5.3 Analizzatore ABB LIMAS11



La spettroscopia ultravioletta (UV-VIS) è una tecnica strumentale che misura l'assorbimento di radiazione elettromagnetica nella zona del visibile-ultravioletto da parte dei composti analizzati per fornire informazioni di tipo sia qualitativo che quantitativo.

L'intervallo spettrale in cui si collocano le radiazioni ultraviolette va da 10 a 380 nm, mentre la zona del visibile è compresa tra 380 e 780 nm; dal punto di vista analitico, la regione più interessante riguarda l'UV vicino ed il visibile (200-780 nm)

La caratteristica fondamentale e distintiva di una radiazione elettromagnetica è la sua lunghezza d'onda ( $\lambda$ ) che viene definita come la distanza misurata lungo la linea di propagazione, tra due punti in fase su onde adiacenti.

Punti di forza dell'analizzatore LIMAS 11 sono:

- *La sorgente di luce* - È una lampada a scarica, priva di elettrodi (EDL). La radiazione emessa da tale lampada contiene, in particolare, la lunghezza d'onda per l'assorbimento a risonanza da parte delle molecole di NO. Questo assorbimento a risonanza, nella gamma dell'UV, è il fattore chiave per il conseguimento di bassi campi di misura e basse interferenze da parte degli altri gas.
- *Condizionamento dei segnali* - Poiché l'analizzatore impiega un sistema a raggio duale, esso è in grado di compensare ogni tipo di deriva.
- *Cella di calibrazione con gas di taratura (span) incapsulato* – Consente l'aggiustamento dello span senza l'uso di bombole di calibrazione esterne. Queste celle sono state sottoposte dal TÜV tedesco a test di durata, per un periodo di 10 anni. Le cellette sono già integrate negli analizzatori e possono essere comandate sia automaticamente, ad intervalli prestabiliti, sia manualmente tramite la tastiera dell'analizzatore.
- *Insensibilità* agli effetti della CO<sub>2</sub> e dell'H<sub>2</sub>O

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

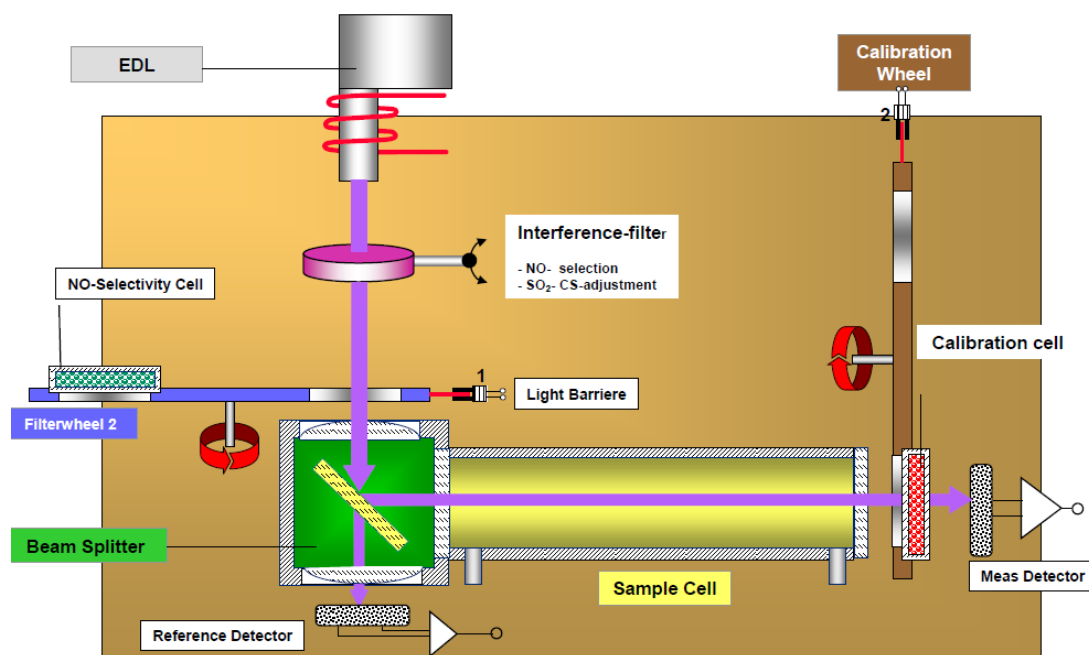


Figura 10.10: Analizzatore Limas11

#### 10.4.5.4 Analizzatore ABB MAGNOS206

Le molecole composte da due atomi uguali, come l'O<sub>2</sub>, non presentano bande di assorbimento né allo spettro infrarosso né in quello ultravioletto, che talvolta è utilizzato per analisi di gas.

Si utilizza invece un analizzatore basato sul principio del paramagnetismo, composto di una cella di misura, di geometria simmetrica, dove viene creato un campo magnetico tra 2 poli.

Due sonde termometriche (C e D), alimentate con corrente elettrica, sono mantenute ad una temperatura di circa 250 °C.

La cella di misura sfrutta il paramagnetismo dell'ossigeno, caratteristica che lo distingue nettamente, in quanto significativamente maggiore, da tutti gli altri gas (che sono tutti diamagnetici, cioè respinti da un campo magnetico, tranne l'NO). L'ossigeno viene attratto in un forte campo magnetico non lineare (paramagnetismo) e questo particolare comportamento è la base per ottenere una accurata misura in tempi molto brevi.

Il rilevatore (Figura 1.18) consta di due magneti permanenti (poli B e B') che generano un campo magnetico fortemente disuniforme. Tra le espansioni polari dei magneti è posto un braccio rotante che reca alle estremità due sfere di quarzo riempite di azoto a bassa densità (detto manubrio). Il braccio è tenuto in asse rispetto ai magneti grazie ad un avvolgimento elettrico disposto lungo le stesse sfere e percorso da corrente continua.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

L'ossigeno, attratto nella zona in cui viene generato il campo magnetico, si riscalda in contatto con la sonda C e la sua suscettibilità elettromagnetica decade con l'aumento della temperatura, e viene espulso dal gas freddo. In vicinanza della sonda C si genera perciò del "vento magnetico" che ha l'effetto di raffreddarla; la risultante variazione di resistenza della sonda C, installata con la sonda D a ponte di Wheastone, genera un segnale elettrico proporzionale alla concentrazione di O<sub>2</sub>. Questo segnale viene trasformato in corrente ed amplificato.

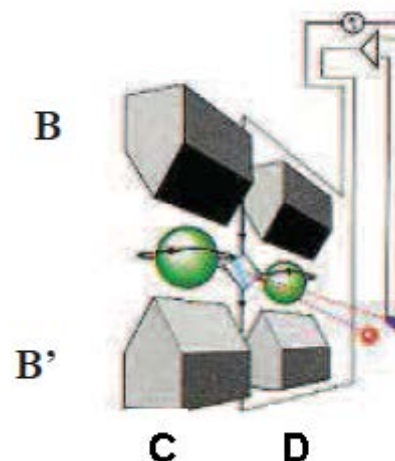


Figura 10.11: Cella di misura paramagnetica

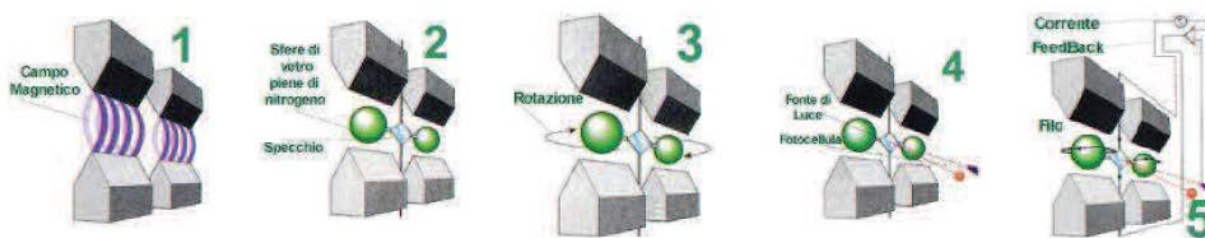


Figura 10.12: Principio di funzionamento analizzatore O<sub>2</sub> paramagnetico

FASE 1: Viene creato un forte campo magnetico che attrae l'ossigeno. Questa proprietà misura la concentrazione di ossigeno  
FASE 2: Due sfere di vetro piene di azoto e uno specchio ruotano sospesi all'interno del campo Magnetico  
FASE 3: L'ossigeno presente viene attratto dal punto più forte del campo magnetico causando la rotazione delle due sfere  
FASE 4: Il riflesso di una fonte di luce proiettata sullo specchio viene diretto verso il Set di fotodiodi che rileva il moto e genera un segnale  
FASE 5: Il segnale arriva a un sistema di retroazione che, tramite un filo metallico trasmette la corrente misurata alla sospensione ruotante riportandola alla normalità.  
In situazione di equilibrio la sospensione non si muove. La corrente nel filo sarà direttamente proporzionale alla concentrazione di ossigeno nella mistura di gas.

Poiché il fenomeno del paramagnetismo è dipendente dalla temperatura, si richiede la collocazione di un sistema di abbattimento dell'umidità e della temperatura a monte dello strumento per avere un gas freddo, anidro e pulito.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.4.5.5 Analizzatore ABB PGC2000

L'analizzatore separa e misura i componenti individuali del gas campione, campionando ed analizzando automaticamente i flussi gassosi. È composto da un forno riscaldato e coibentato, un controllore del gas cromatografo, un pannello di purga aria e controllo pressione.



Il compartimento del forno contiene la colonna analitica, il detector e le valvole di campionamento.

Il controllore è composto dalla parte elettronica composta dal controllore di temperatura e gli amplificatori di segnale.

Il pannello di purga e controllo pressione contiene i riscaldatori dell'aria e i regolatori di purga elettronici.

Figura 10.13: Analizzatore PGC200

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.4.5.6 Analizzatore PERKIN ELMER MCS100E

Il MCS100E è un sistema di analizzatori per la misurazione estrattiva di fino a 8 composti a gas IR attivi, dotato di analizzatore separato ad ossido di zirconio. Dal campionamento della sonda alla cella, tutti i componenti che si trovano in contatto con il gas di campionamento sono riscaldati sopra il punto di rugiada e quindi protetti dalla corrosione. La tecnica di misura calda consente la misurazione di componenti idrosolubili HCl e NH<sub>3</sub>.

L'analizzatore inoltre consente la misurazione separata di NO e NO<sub>2</sub> senza l'utilizzo di convertitori.



Figura 10.14: Analizzatore MCS100E

Il fotometro a raggi infrarossi a raggi singoli dell'analizzatore consente l'uso simultaneo dei metodi di bifrequenza e filtro del gas. La cella è ottimizzata per il cambio rapido del gas e controllato termostaticamente ad alte temperature. Un filtro protettivo metallico sinterizzato è montato nell'entrata del gas di campionamento.

Un misuratore di portata integrato attiva un allarme quando il valore è al di sotto del valore limite impostato.

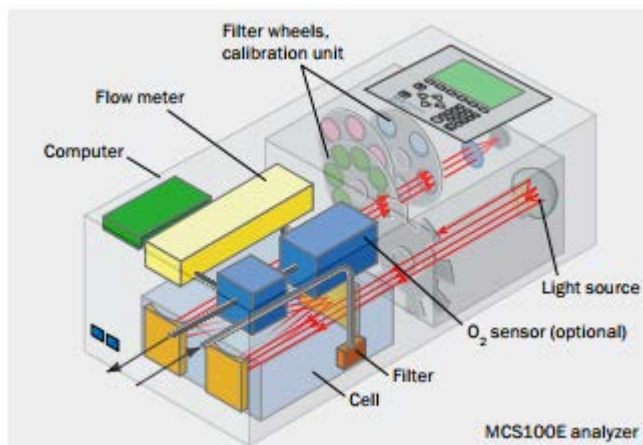



Figura 10.15: Cella di misura analizzatore MCS100E



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### *Principio di funzionamento analizzatore ossido di zirconio per ossigeno*

L'analizzatore di Ossigeno consiste in una cartuccia con un sensore che sviluppa una reazione elettrochimica (tipo pila).

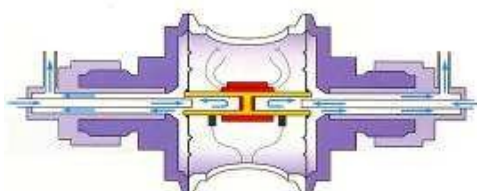
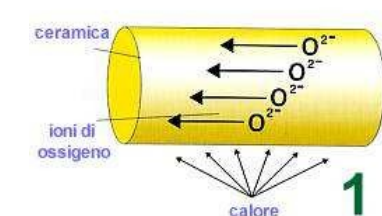


Figura 10.16: Cartuccia di misura ZrO2

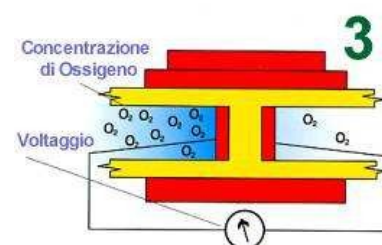
Si basa su un elemento all'ossido di zirconio, materiale di tipo ceramico che ha la particolarità di condurre ioni ossigeno (conduttività ionica) ad alta temperatura e può essere utilizzato come elettrolita solido. Il principio di misura è descritto di seguito:



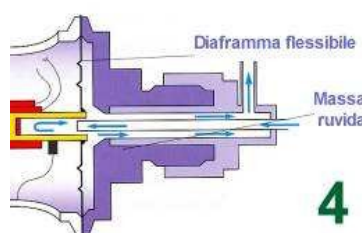
**1:** Attraverso il movimento degli ioni di ossigeno, lo zirconio (ceramica) conduce elettricità ad alta temperatura.



Un disco di Zirconio è montato tra il gas da misurare e quello di riferimento all'interno di una fonte di calore. Gli elettrodi sono connessi ai lati del disco.



Se c'è differenza di concentrazione di ossigeno tra i due lati del disco, viene generato un voltaggio rilevato dagli elettrodi.

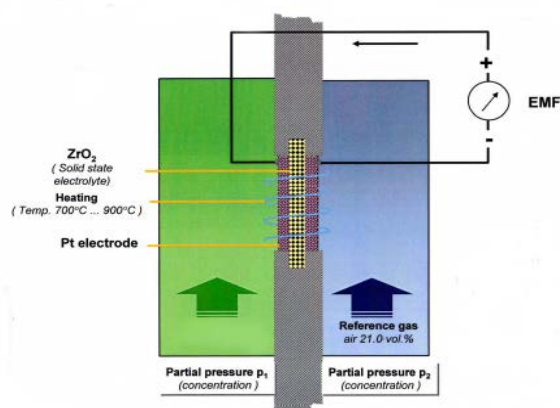


Il disco di Zirconio è montato su un diaframma flessibile dentro una struttura robusta resistente agli sbalzi termici e meccanici.

Figura 10.17: Principio di misura ZrO2

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

L'elemento principale dell'analizzatore è dunque una cella composta da un elemento ossidante



ceramico (Zirconio) che forma una grata mantenuta in un ambiente a temperatura controllata. La cella è rivestita all'interno ed all'esterno da un elemento di platino poroso che funge da elettrodo in entrambi i lati della grata. Ad alta temperatura (sopra i 650°C), le aperture nella grata permettono il passaggio degli ioni di ossigeno. Finché la pressione parziale dell'ossigeno è uguale in entrambi i lati, il movimento degli ioni è casuale attraverso la grata.

Figura 10.18: Cella di misura all'ossido di zirconio

Quando un gas campione viene introdotto in un lato della cella, gli ioni di ossigeno passano attraverso la grata ad una velocità determinata dalla temperatura e dalla differenza tra la pressione parziale di ossigeno tra il gas campione e il gas di riferimento (in genere aria pura). Il passaggio degli ioni di ossigeno attraverso la grata (Fase 3) produce un voltaggio (determinato da un logaritmo in funzione al rapporto tra la pressione parziale di ossigeno del gas campione e quello di riferimento) attraverso gli elettrodi di platino presenti nello strumento: tale voltaggio fornisce una indicazione riguardo il contenuto di ossigeno del gas campione (il voltaggio aumenta di valore al diminuire della concentrazione di ossigeno nel gas campione). Poiché il voltaggio è influenzato dalla temperatura, la cella deve sempre essere mantenuta a temperatura costante.



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 10.4.5.7 Misuratore polveri DURAG DR 300-40

Lo strumento, prodotto dalla DURAG mod. DR 300-40, opera secondo il principio della luce diffratta con misura in situ direttamente nel condotto di passaggio dei fumi.

Il misuratore è composto da:

- *Strumento di misura:* l'ottica di emissione e di ricezione e l'elettronica sono contenuti in un robusto contenitore in alluminio. Questa unità di misura è montata direttamente sulla flangia del passaggio di misura del condotto dei gas da misurare.
- *Trappola luminosa:* dalla parte opposta all'unità di misura è installata una trappola luminosa per impedire i riflessi che, all'interno dei camini più piccoli potrebbero falsare i risultati delle misure. La trappola deve essere isolata poiché così da evitare di scendere al di sotto del punto di rugiada al suo interno, in particolare nelle installazioni all'aperto.
- *Scatola collegamenti elettrici:* i collegamenti elettrici del sistema di misura sono realizzati nella scatola di connessione che è equipaggiata con un display indicatore e con la tastiera per i comandi del sistema.
- *Unità di produzione di aria pulita:* l'unità di misura viene alimentata con aria pulita filtrata in loco. L'aria mantiene pulite le lenti dell'ottica di emissione e di ricezione del DR 300-40

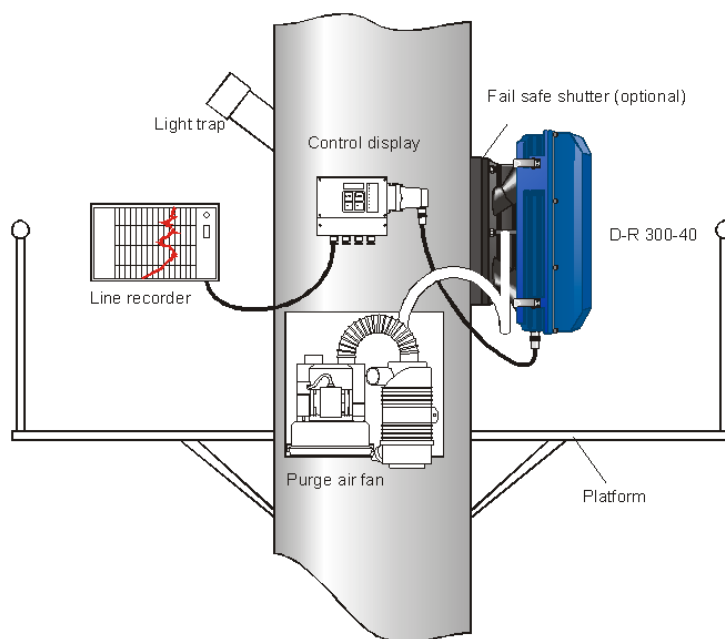


Figura 10.19: Misuratore polveri DURAG

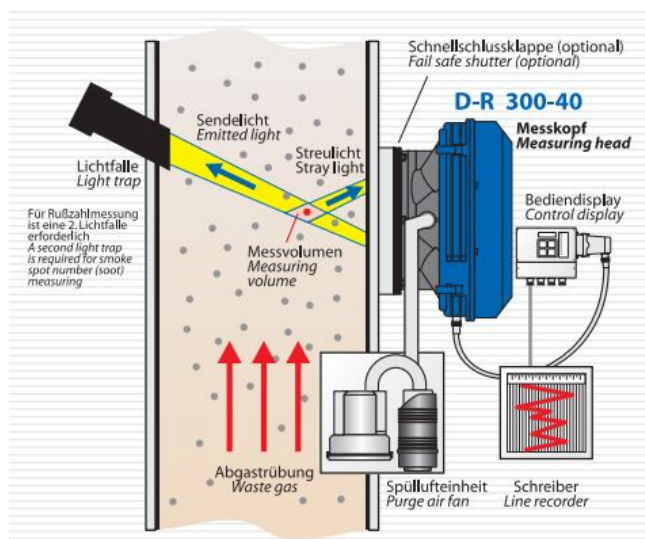




Figura 10.20: Principio di misura polverimetro

Un raggio modulato di luce passa attraverso le particelle di polvere presenti nel flusso di gas di misura. La luce diffratta dalle particelle viene raccolta da un rilevatore molto sensibile.

Il punto di inserzione tra il fascio di luce trasmesso e l'apertura del ricevitore definisce il volume di misura nel condotto del gas.

L'intensità della luce diffratta è proporzionale alla concentrazione delle polveri nel volume di misura del condotto: il valore di concentrazione ricavato, dopo calibrazione strumentale, può essere quindi inviato come un segnale analogico al

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

sistema di elaborazione.

La curva di calibrazione è determinata confrontando le misure dello strumento con prelievi manuali eseguiti dal laboratorio durante le verifiche periodiche di taratura QAL2.

Lo strumento inoltre esegue periodicamente verifiche di zero per correggere continuamente i valori misurati, che possono essere inficiati da possibili variazioni di intensità della luce emessa.

Nell'unità di trasmissione/ricezione si trova la testa ottica, con specchi semiriflettenti, un trasmettitore con sorgente di luce e un ricevitore ad alta sensibilità.

L'analizzatore è stato progettato e realizzato per soddisfare il vasto campo di applicazioni delle misure di polveri di tipo ottico nei processi di combustione o altri processi industriali e ha la possibilità di variare il campo di applicazione inserendo dei dischi forati con diverso diametro del foro.

#### 10.4.5.8 Misuratore portata fumi DURAG D-FL100

Il sistema di misura consiste in un sensore Annubar D-FL 100 di produzione Durag, abbinato ad un trasmettitore di pressione differenziale.

Il sensore annubar è montato all'interno del camino in direzione perpendicolare a tutto il profilo di portata. L'Annubar è un tubo di Pitot automediante, ove la pressione dovuta alla velocità del fluido, viene determinata tramite un tubo che si estende attraverso tutta la lunghezza della condotta in misura. L'annubar è dotato di un determinato numero di forellini (prese di pressione), disposti lungo la sua lunghezza, in modo che le pressioni generate da ognuno di essi (imputabili alle diverse velocità componenti il profilo), vengano ad essere mescolate, determinando così una pressione mediata per la misura. Il valore statico viene rilevato da un foro disposto a valle del senso di flusso (PL). Le caratteristiche costruttive dell'annubar sono determinate dal progettista che emette un certificato che correla la pressione differenziale, ai capi dell'annubar, alla portata all'interno del condotto. La pressione differenziale rilevata dallo strumento è convertita in portata  $Q_n$  (in Nm<sup>3</sup>/h) mediante le formule ed i parametri rappresentati nel foglio costruttivo.

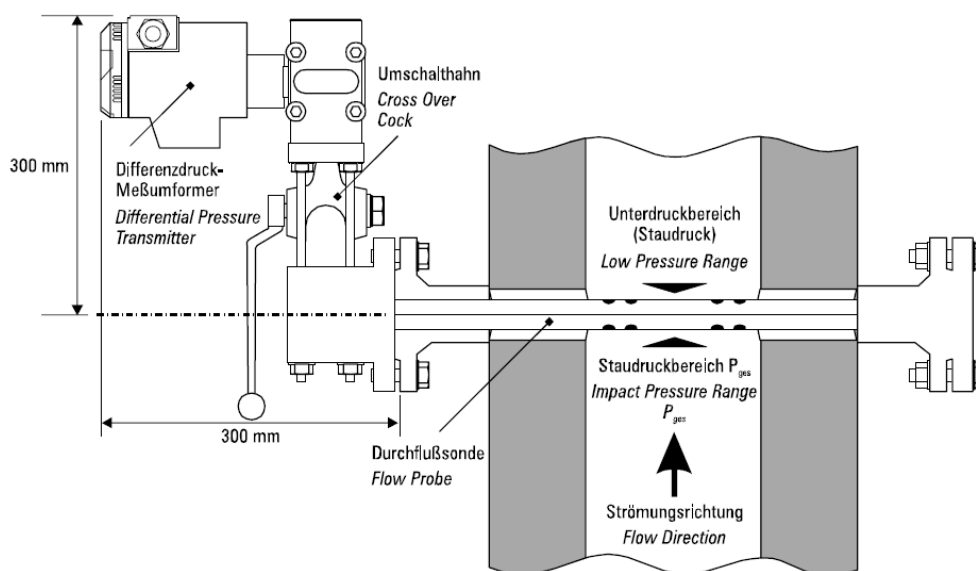


Figura 10.21: Schema misuratore di portata D-FL 100

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 10.4.6 Materiali di riferimento

Gli analizzatori in continuo utilizzati necessitano di sistemi di riferimento esterni (bombole con concentrazioni certificate o calibratori dinamici) per l'effettuazione delle calibrazioni periodiche come previsto dall'all. VI alla parte Quinta del D.Lgs. 152/06.

Le bombole sono posizionate all'esterno di ciascuna cabina e hanno le seguenti principali caratteristiche:

- Le miscele di gas sono prodotte da società qualificate e dotate di certificato di analisi. Il certificato riporta le concentrazioni richieste dal gestore, il valore certificato sulla base dell'esito dell'analisi di controllo e il valore di incertezza estesa.
- La concentrazione del gas campione corrisponde a circa l'80% del fondo scala dello strumento da verificare.
- Le miscele di gas non sono utilizzate se è scaduto il periodo di stabilità del gas contenuto, dichiarato sul certificato di analisi e riportato sull'etichetta della bombola.

Le caratteristiche delle bombole utilizzate sono indicate nella seguente tabella:

Parametro calibrato	SO <sub>2</sub> /NO/CO	SO <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
Composizione chimica richiesta	SO <sub>2</sub> : 800 ppm NO: 400 ppm CO: 480 ppm	SO <sub>2</sub> : 2% mol/mol	H <sub>2</sub> S: 15 ppm
Taglia del contenitore (litri)	10	10	10
Incertezza	±2%	±2%	±2%

Tabella 10-20: Caratteristiche medie delle bombole utilizzate

Su apposito registro (allegato al quaderno di manutenzione – par. 13.1) il gestore conserva i certificati e annota, per ciascuna bombola, le seguenti informazioni:

- Composizione chimica bombola
- Numero di serie del certificato/bombola
- Data di fabbricazione
- Data di messa in esercizio
- Data di scadenza
- Data di fuori servizio

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 10.5 Misure Ausiliarie impianto

Con il termine “misure ausiliarie” vengono indicati i parametri aggiuntivi necessari per la validazione delle misure degli analizzatori. Questi parametri concorrono alla definizione dello stato di funzionamento dell’unità produttiva come già visto al precedente capitolo 7, al calcolo del valore normalizzato per la verifica dei limiti di emissione o per caratterizzare più in dettaglio il funzionamento dell’impianto.

Alcune misure, come la caratterizzazione chimico-fisica dell’effluente gassoso (temperatura, pressione, umidità, ecc.) sono acquisite dalla strumentazione presente sul punto di prelievo del camino mentre altre derivano dalla strumentazione di impianto.

L’elenco della strumentazione utilizzata e le relative caratteristiche è indicata nel piano di monitoraggio (modulo SGA.I.006.01) facente parte dell’istruzione operativa **SGA.I.006 “GESTIONE E CONTROLLO DELLA STRUMENTAZIONE SIGNIFICATIVA PER L’AMBIENTE”**, mantenuto aggiornato da Servizi Ambientali della raffineria API di Falconara come descritto nella procedura stessa. In allegato 2 si riporta la suddetta istruzione operativa ed i documenti ad essa correlati.

Le autorizzazioni all’esercizio del sito produttivo definiscono le prescrizioni e raccomandazioni a cui deve attenersi la strumentazione utilizzata per la verifica dei limiti di emissione.

Le prescrizioni, per la strumentazione di impianto, sono di seguito sinteticamente riassunte:

### 10.5.1 Temperatura e Pressione

Le caratteristiche della strumentazione utilizzata deve rispettare le caratteristiche indicate nella tabella seguente:

Caratteristica	Pressione	Temperatura
Linearità	$< \pm 2\%$	$< \pm 2\%$
Sensibilità a interferenze	$< \pm 4\%$	$< \pm 4\%$
Shift dello zero dovuto a cambio di 1 °C ( $\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ )	$< 3\%$	$< 3\%$
Shift dello span dovuto a cambio di 1 °C ( $\Delta T = 10\text{ }^{\circ}\text{C}$ )	$< 3\%$	$< 3\%$
Tempo di risposta (secondi)	$< 10\text{ s}$	$< 10\text{ s}$
Limite di rilevabilità	$< 2\%$	$< 2\%$
Disponibilità dei dati	$> 95\%$	
Deriva dello zero (per settimana)	$< 2\%$	
Deriva dello span (per settimana)	$< 4\%$	

Ad ogni verifica annuale del sistema di misura in continuo dovrà essere eseguita una prova di verifica delle letture degli strumenti di misura di temperatura e pressione per confronto con strumenti di riferimento e/o calibrati contro strumenti di riferimento. La prova sarà considerata superata se la differenza delle letture è inferiore a  $\pm 2\%$  del riferimento . Nel caso di non superamento della prova di verifica gli strumenti dovranno essere tarati in laboratorio.

Tabella 10-21: Caratteristiche misuratori temperatura e pressione

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 10.5.2 Misurazione portata gas di raffineria

Per la determinazione dei flussi di gas di raffineria è utilizzata strumentazione rispondente alle seguenti norme:

- Norma ASME MFC-7M-1987 (reaffirmed 1992) – Measurement of Gas Flow by Means of Critical Flow Venturi Nozzles;
- Norma ASME MFC-4M-1986 (reaffirmed 1990) – Measurement of Gas Flow by Turbine Meters.

Il gestore deve provvedere alla calibrazione con frequenza semestrale dei dispositivi di misura e conservare il rapporto di calibrazione per almeno 10 anni.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 11 GESTIONE DEI DATI

Nel presente capitolo è descritto il sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati ovvero le modalità e regole per l'acquisizione e il calcolo adottate dagli applicativi software. Tali regole derivano da una serie di normative nazionali o di derivazione comunitaria che regolano le modalità di prelievo, trattamento, elaborazione, presentazione e confronto delle misure delle emissioni gassose prodotte dai processi industriali.

In particolare sono illustrate le funzionalità del sistema monitoraggio emissioni inerenti le disposizioni contenute nel decreto legislativo del 3 Aprile 2006 n. 152 'Norme in materia ambientale' relativamente alle raffinerie e ai grandi impianti di combustione (GIC) come definiti negli allegati I, II e VI alla parte Quinta.

Nei paragrafi seguenti sono riportati i criteri adottati nelle procedure di normalizzazione dei dati analitici e nelle elaborazioni delle medie orarie, giornaliere, 48 ore e mensili.

### 11.1 Descrizione del sistema di acquisizione

Nella figura seguente è rappresentato lo schema generale di collegamento tra i sistemi di misura e acquisizione dei dati descritti nel capitolo precedente ed il sistema di elaborazione.

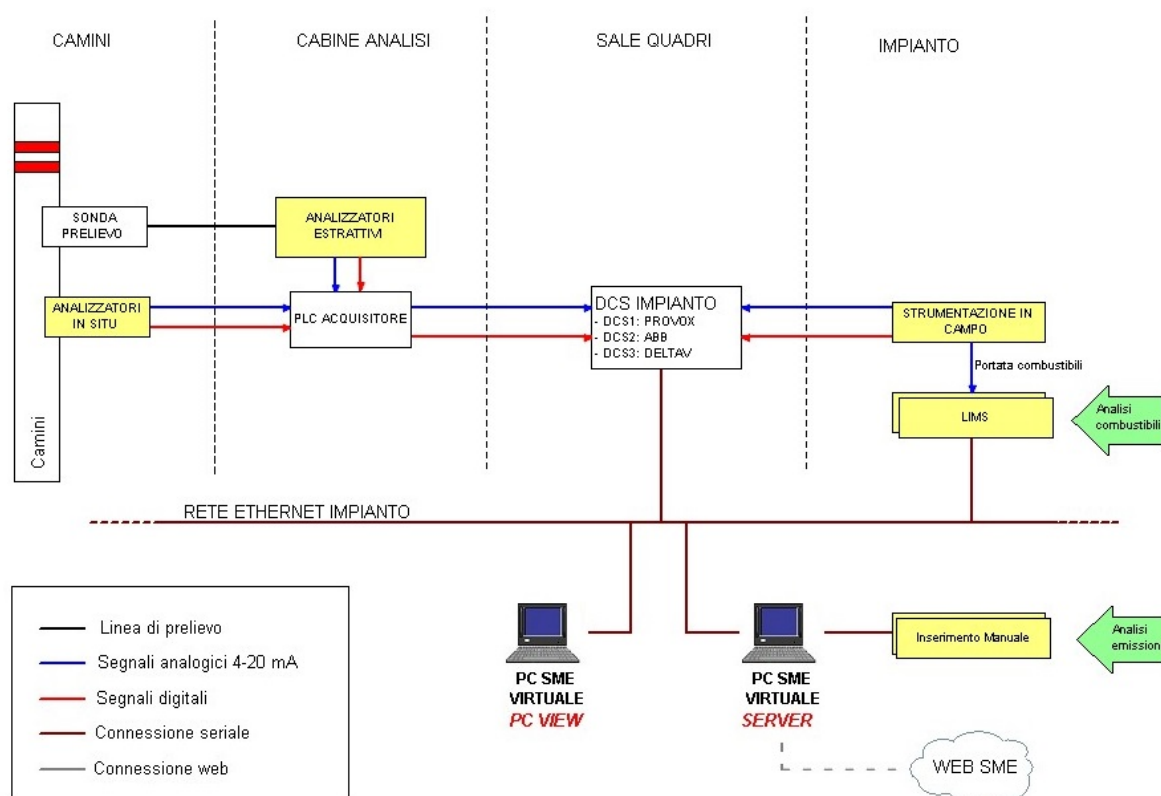


Figura 11.1: Schema acquisizione segnali SME

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Tutte le apparecchiature costituenti il sistema sono collegate tra loro tramite la rete ethernet dell'impianto. I segnali (vedi tabelle par. 11.2) sono acquisiti e trasmessi al sistema di elaborazione tramite i DCS che raccolgono i dati da:

- Analizzatori e misuratori al camino: i segnali analogici prodotti dagli analizzatori (misure inquinanti e parametri chimico fisici emissioni) sono acquisiti insieme ai segnali digitali indicanti lo stato della strumentazione da parte di uno dei DCS di impianto. I segnali digitali sono utilizzati per la validazione della misura come indicato nei paragrafi seguenti.
- Strumentazione impianto: i segnali analogici (4-20 mA) e i digitali di stato della strumentazione di impianto sono utilizzati per la definizione degli stati delle unità produttive e per tutte le elaborazioni descritte nei paragrafi precedenti.

Inoltre, come già descritto, il sistema acquisisce i dati dal LIMS e da inserimento manuale.

### 11.1.1 Software di acquisizione ed elaborazione dei dati

Il sistema di acquisizione/elaborazione è l'insieme dei programmi atti a raccogliere tutti i dati descritti nei paragrafi precedenti e procedere alla loro elaborazione secondo quanto previsto dalla normativa vigente. In ottemperanza al punto 3.7 e 3.7.1 dell'allegato VI alla parte Quinta del D.Lgs. 152/06 e s.m.i., il sistema di acquisizione deve consentire:

- la registrazione dei dati così come ricevuti dal campo;
- l'elaborazione (conversione in unità ingegneristiche, normalizzazioni, ecc.);
- l'archiviazione dei dati elaborati nei formati definiti dalla normativa;
- il calcolo degli stati di impianto;
- il confronto dei dati elaborati con i limiti di legge;
- la visualizzazione dei dati in tempo reale e storico;
- la visualizzazione web;
- la generazione degli allarmi;
- la predisposizione di tutta la reportistica.

Il sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati (SAD) è costituito da una macchina Server Virtuale "SRVECOSNEW" con sistema operativo Windows Server 2012 Rel. 2 sulla quale è installato il software di acquisizione ed elaborazione CONTROL MAESTRO rev. 2015.

CONTROL MAESTRO è un prodotto software commerciale di tipo SCADA, operante in ambiente Windows, a cui sono stati affiancati una serie di moduli e personalizzazioni aggiuntive per la realizzazione delle funzionalità applicative più specifiche legate alla tipologia di impianto.

A Control Maestro sono demandati i compiti di acquisizione dalla strumentazione, conversioni ingegneristiche, gestione del database storico, gestione degli allarmi e dei trends, presentazione grafica e animazioni.

I moduli applicativi eseguono le funzioni di elaborazioni di Legge e la produzione dei report richiesti dalle Autorità di Controllo.

La soluzione adottata presenta un'interfaccia utente semplice e intuitiva, una elevata flessibilità e la possibilità della distribuzione delle informazioni su più stazioni operatore mediante rete locale o attraverso l'utilizzo delle tecnologie Internet.



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Inoltre, la possibilità di includere tra le misure acquisite i parametri impiantistici fornisce un valido supporto alla conduzione dell'impianto.

Per maggiori dettagli si rimanda ai capitoli all'allegato manuale utente (allegato 4).

Il software esegue le seguenti elaborazioni:

- N. 14 processi per i tutti i camini (elaborazione medie, creazione report, ecc.);
- N. 12 processi PEMS per i camini implementati (dotati di analizzatori al camino);
- N. 2 processi di calcolo delle misure stimate per i camini non dotati di analizzatori (E10, E18).

A questo sistema è affiancato un'ulteriore stazione di sola visualizzazione dei dati elaborati, implementata anch'esso su macchina virtuale "ECOSCLIENT" con sistema operativo Windows 7 e software CONTROL MAESTRO rev. 2015.

La storicizzazione dei dati acquisiti e elaborati dai moduli SME è eseguita in conformità alla norma US FDA Title 21 CFR - Part 11 "Electronic records, electronic signature".

## 11.2 Dati elementari acquisiti

Come descritto nei paragrafi precedenti, il SAD riceve, dai sistemi descritti nei paragrafi precedenti, i segnali di misura e funzionamento della strumentazione installata.

Tali segnali, sia digitali sia analogici, sono riassunti nelle seguenti tabelle, suddivise per punto di emissione con indicazione dell'applicazione nel sistema di acquisizione.

In ingresso al sistema di elaborazione pervengono inoltre i dati dal sistema LIMS e da inserimento manuale riassunti ai capitoli precedenti.

I valori di emissione in uscita dal sistema PEMS determinati sulla base dei segnali ricevuti dall'impianto sono elaborati con la stessa frequenza dei segnali acquisiti dal campo e considerati, per i calcoli successivi, alla stregua dei segnali provenienti dalla strumentazione.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.1 Camino E1 – Topping

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E01GRE	E01: SO2 (AI 1003 A)	Analogica	DELTAV	AI1003A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E01GRE	E01: NOx (AI 1003 B)	Analogica	DELTAV	AI1003B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E01GRE	E01: CO (AI 1003 C)	Analogica	DELTAV	AI1003C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E01GRE	E01: O2 (AI 1003 D)	Analogica	DELTAV	AI1003D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
PLV_E01GRE	E01: POLV (AI 1003 P)	Analogica	DELTAV	AI1003P/AI1/PV.CV	Misura Polveri analizzatore camino
DP_E01	E01: DP (DP 1010)	Analogica	DELTAV	DP1010/AI1/PV.CV	Misura Portata Fumi
TF_E01	E01: TF (TI 1005)	Analogica	DELTAV	TI1005/AI1/PV.CV	Misura Temperatura Fumi
QFGF1_E01GRE	E01: F 1001: Portata Fuel Gas (FI 1049)	Analogica	DELTAV	FI1049/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF2_E01GRE	E01: F 1101: Portata Fuel Gas (FI 1050)	Analogica	DELTAV	FI1050/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
MFOF1_E01GRE	E01: F 1001: Mandata Fuel Oil (FC1006)	Analogica	DELTAV	FC1006/PV.1	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
MFOF2_E01GRE	E01: F 1101: Mandata Fuel Oil (FC1106)	Analogica	DELTAV	FC1106/PV.1	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
RFOF1_E01GRE	E01: F 1001: Ritorno Fuel Oil (FI 1002 N)	Analogica	DELTAV	FI1002N/PV.1	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
RFOF2_E01GRE	E01: F 1101: Ritorno Fuel Oil (FI 1102 N)	Analogica	DELTAV	FI1102N/PV.1	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QCF1A_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1002)	Analogica	DELTAV	FC1002/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1001
QCF1B_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1003)	Analogica	DELTAV	FC1003/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1001
QCF1C_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1004)	Analogica	DELTAV	FC1004/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1001
QCF1D_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1005)	Analogica	DELTAV	FC1005/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1001
TCF1_E01GRE	E01: F 1001: Temperatura Out Forno (TC1001)	Analogica	DELTAV	TC1001/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1001
QCF2A_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1102)	Analogica	DELTAV	FC1102/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1101
QCF2B_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1103)	Analogica	DELTAV	FC1103/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1101
QCF2C_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1104)	Analogica	DELTAV	FC1104/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1101
QCF2D_E01GRE	E01: F 1001: Portata Carica Forno (FC1105)	Analogica	DELTAV	FC1105/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1101
TCF2_E01GRE	E01: F 1001: Temperatura Out Forno (TC1101)	Analogica	DELTAV	TC1101/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1101
TFF1_E01GRE	E01: F 1001: Temperatura Fumi (TI 1008)	Analogica	DELTAV	TI1008/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
TFF2_E01GRE	E01: F 1101: Temperatura Fumi (TI 1108)	Analogica	DELTAV	TI1108/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
AMAN_E01	E01: Manutenzione Analizzatori (AA 1003 A)	Digitale	DELTAV	AA1003A/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2
AAST_E01	E01: Stato Analizzatori (AL 1003 B)	Digitale	DELTAV	AL1003B/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2
AAPLV_E01	E01: Anomalia Polverimetro (AA 1003 P)	Digitale	DELTAV	AA1003P/DI1/OUT_D.CV	Invalidazione misura Polveri
ACPLV_E01	E01: Calibrazione Polverimetro (AL 1003 P)	Digitale	DELTAV	AL1003P/DI1/OUT_D.CV	Invalidazione misura Polveri

Tabella 11-1: Misure e stati acquisiti camino E1

### 11.2.2 Camino E2 – Visbreaking

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E02GRE	E02: SO2 (AI 1803 A)	Analogica	DELTAV	AI1803A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E02GRE	E02: NOx (AI 1803 B)	Analogica	DELTAV	AI1803B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E02GRE	E02: CO (AI 1803 C)	Analogica	DELTAV	AI1803C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E02GRE	E02: O2 (AI 1803 D)	Analogica	DELTAV	AI1803D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
TF_E02GRE	E02: Temperatura Fumi	Analogica	DELTAV	TI1829/AI1/PV.CV	Misura temperatura fumi emissione - PEMS
QFG_E02GRE	E02: Portata Fuel Gas	Analogica	DELTAV	FC18984/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QCA_E02GRE	E02: F 1801: Portata Carica Forno (FC1802)	Analogica	DELTAV	FC1802/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1801
QCB_E02GRE	E02: F 1801: Portata Carica Forno (FC1803)	Analogica	DELTAV	FC1803/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1801
QCC_E02GRE	E02: F 1801: Portata Carica Forno (FC1804)	Analogica	DELTAV	FC1804/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1801
QCD_E02GRE	E02: F 1801: Portata Carica Forno (FC1805)	Analogica	DELTAV	FC1805/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1801
TC_E02GRE	E02: F 1801: Temperatura Out Forno (TC1801)	Analogica	DELTAV	TC1801/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1801
AMAN_E02	E02: Manutenzione Analizzatori (AA 1803 A)	Digitale	DELTAV	AA1803A/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2
ACAL_E02	E02: Calibrazione Analizzatori (AL 1803 B)	Digitale	DELTAV	AL1803B/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2

Tabella 11-2: Misure e stati acquisiti caminai E2

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.3 Camino E3 – Thermal Cracking

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E03GRE	E03: SO2 (AI 18503 A)	Analogica	DELTAV	AI18503A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E03GRE	E03: NOx (AI 18503 B)	Analogica	DELTAV	AI18503B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E03GRE	E03: CO (AI 18503 C)	Analogica	DELTAV	AI18503C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E03GRE	E03: O2 (AI 18503 D)	Analogica	DELTAV	AI18503D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
TF_E03GRE	E03: Temperatura Fumi (TI 185219)	Analogica	DELTAV	TI185219/AI1/PV.CV	Misura temperatura fumi emissione - PEMS
QFGF1_E03GRE	E03: F 1850 H: Portata Fuel Gas (FC 18515)	Analogica	DELTAV	FC18515/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF2_E03GRE	E03: F 1850 S: Portata Fuel Gas (FC 18516)	Analogica	DELTAV	FC18516/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF3_E03GRE	E03: F 1852: Portata Fuel Gas (FI 185205)	Analogica	DELTAV	FI185205/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QCF1A_E03GRE	E03: F 1851: Portata Carica Forno (FC18501)	Analogica	DELTAV	FC18501/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1851
QCF1B_E03GRE	E03: F 1851: Portata Carica Forno (FC18502)	Analogica	DELTAV	FC18502/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1851
QCF1C_E03GRE	E03: F 1851: Portata Carica Forno (FC18535)	Analogica	DELTAV	FC18535/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1851
TCF1_E03GRE	E03: F 1851: Temperatura Out Forno (TC18523)	Analogica	DELTAV	TC18523/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1851
QCF2_E03GRE	E03: F 1852: Portata Carica Forno	Analogica	DELTAV	FC185201/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1852
TCF2_E03GRE	E03: F 1852: Temperatura Out Forno (TC185201)	Analogica	DELTAV	TC185201/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1852
AMAN_E03	E03: Manutenzione Analizzatori (AA 18503 A)	Digitale	DELTAV	AA18503A/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2
AAST_E03	E03: Stato Analizzatori (AL 18503 D)	Digitale	DELTAV	AL18503B/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2

Tabella 11-3: Misure e stati acquisiti camino E3

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 11.2.4 Camino E5 – Unifining

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E05GRE	E05: SO2 (AI 2506 A)	Analogica	DELTAV	AI2506A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E05GRE	E05: NOx (AI 2506 B)	Analogica	DELTAV	AI2506B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E05GRE	E05: CO (AI 2506 C)	Analogica	DELTAV	AI2506C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E05GRE	E05: O2 (AI 2506 D)	Analogica	DELTAV	AI2506D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
QFGF1_E05GRE	E05: F 2501: Portata Fuel Gas (FI 2518)	Analogica	DELTAV	FI2518/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2501 Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF2_E05GRE	E05: F 2502: Portata Fuel Gas (FI 2530)	Analogica	DELTAV	FI2530/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
TFF1_E05GRE	E05: F 2501: Temperatura Fumi (TI 2526)	Analogica	DELTAV	TI2526/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
TFF2_E05GRE	E05: F 2502: Temperatura Fumi (TI 2539)	Analogica	DELTAV	TI2539/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
TCF1_E05GRE	E05: F 2501: Temperatura Out Forno (TC 2520)	Analogica	DELTAV	TC2520/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2501
TCF2A_E05GRE	E05: F 2502: Temperatura Out Forno (TI 2543A)	Analogica	DELTAV	TI2543A/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2502
TCF2B_E05GRE	E05: F 2502: Temperatura Out Forno (TI 2543B)	Analogica	DELTAV	TI2543B/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2502
TCF2C_E05GRE	E05: F 2502: Temperatura Out Forno (TI 2543C)	Analogica	DELTAV	TI2543C/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2502
TCF2D_E05GRE	E05: F 2502: Temperatura Out Forno (TI 2543D)	Analogica	DELTAV	TI2543D/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2502
AMAN_E05	E05: Manutenzione Analizzatori (AA 2506 A)	Digitale	DELTAV	AA2506A/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2
AAST_E05	E05: Stato Analizzatori (AL 2506 B)	Digitale	DELTAV	AL2506B/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2

Tabella 11-4: Misure e stati acquisiti camino E5

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.5 Camino E6 – Platforming & Idrogeno 1

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E06GRE	E06: SO2 (AI 2306 A)	Analogica	DELTAV	AI2603A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E06GRE	E06: NOx (AI 2306 B)	Analogica	DELTAV	AI2603B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E056RE	E06: CO (AI 2306 C)	Analogica	DELTAV	AI2603C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E056RE	E06: O2 (AI 2306 D)	Analogica	DELTAV	AI2303D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
TFF1_E06GRE	E06: F 2601: Temperatura Fumi (TI 26001)	Analogica	DELTAV	TI26001/PV.1	Calcolo temperatura fumi emissione
TFF2_E06GRE	E06: F 2602: Temperatura Fumi (TI 26002)	Analogica	DELTAV	TI26002/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione
TFF3_E06GRE	E06: F 2603: Temperatura Fumi (TI 26307)	Analogica	DELTAV	TI26307/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione
TFF4_E06GRE	E06: F 3601: Temperatura Fumi (TI 36018)	Analogica	DELTAV	TI36018/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione
QFGF2_E06GRE	E06: F 2602: Portata Fuel Gas (FI 26004)	Analogica	DELTAV	FI26004/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2602 Calcolo portata fumi - LIMS - NOx Concawe
QFGF1_E06GRE	E06: F 2601: Portata Fuel Gas (FI 26005)	Analogica	DELTAV	FI26005/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2601 Calcolo portata fumi - LIMS - NOx Concawe
QFGF3_E06GRE	E06: F 2603: Portata Fuel Gas (FI 26303)	Analogica	DELTAV	FI26303/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2603 Calcolo portata fumi - LIMS - NOx Concawe
QFGF4_E06GRE	E06: F 3601: Portata Fuel Gas (FI 36031 A)	Analogica	DELTAV	FI36031/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3601 Calcolo portata fumi - LIMS - NOx Concawe
TCF1A_E06GRE	E06: F 2601: Temperatura Out Forno (TC 26099)	Analogica	DELTAV	TC26099/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2601
TCF1B_E06GRE	E06: F 2601: Temperatura Out Forno (TC 26554)	Analogica	DELTAV	TC26554/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2601
TCF2_E06GRE	E06: F 2602: Temperatura Out Forno (TC 26107)	Analogica	DELTAV	TC26107/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2602
TCF3_E06GRE	E06: F 2603: Temperatura Out Forno (TC 26311)	Analogica	DELTAV	TC26311/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F2603
TCF4_E06GRE	E06: F 3601: Temperatura Out Forno (TC 36005 A)	Analogica	DELTAV	TI36005A/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3601
AMAN_E06	E06: Manutenzione Analizzatori (AA 2603 A)	Digitale	DELTAV	AA2603A/DI1/OUT_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2
AAST_E06	E06: Stato Analizzatori (AL 2506 B)	Digitale	DELTAV	AL2603B/DI1/OUT_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2

Tabella 11-5: Misure e stati acquisiti camino E6

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.6 Camino E7 – HDS 1 & HDS 2

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
CO_E07GRE	E07: CO (AI 32901 A)	Analogica	DELTAV	AI32901A/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
SO2_E07GRE	E07: SO2 (AI 32901 B)	Analogica	DELTAV	AI32901B/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E07GRE	E07: NOx (AI 32901 C)	Analogica	DELTAV	AI32901C/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
O2_E07GRE	E07: O2 (AI 32901 D)	Analogica	DELTAV	AI32901D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
QFGF1A_E07GRE	E07: F 3101A: Portata Fuel Gas (FI 31014)	Analogica	DELTAV	FI31014/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF1B_E07GRE	E07: F 3101B: Portata Fuel Gas (FI 31016)	Analogica	DELTAV	FI31016/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF2_E07GRE	E07: F 3291: Portata Fuel Gas (FI 32915)	Analogica	DELTAV	FI32915/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
TCF1A_E07GRE	E07: F 3101A: Temperatura Out Forno (TC 31003)	Analogica	DELTAV	TC31003/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3101A
TCF1B_E07GRE	E07: F 3101B: Temperatura Out Forno (TC 31004)	Analogica	DELTAV	TC31004/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3101B
TCF2_E07GRE	E07: F 3291: Temperatura Out Forno (TC 32934)	Analogica	DELTAV	TC32934/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3102
QPF1B_E07GRE	E07: F 3101A: Portata Fondi Separatori Freddo (FC31005)	Analogica	DELTAV	FC31005/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3101A
QPF1B_E07GRE	E07: F 3101A: Portata Fondi Separatori Caldo (FC31009)	Analogica	DELTAV	FC31009/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3101A
TFF1_E07GRE	E07: F 3101: Temperatura Fumi (TI 31113)	Analogica	DELTAV	TI31113/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione – PEMS
TFF2_E07GRE	E07: F 3291: Temperatura Fumi (TI 32935)	Analogica	DELTAV	TI32935/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
AMAN_E07	E07: Manutenzione Analizzatori (XA 32901 A)	Digitale	DELTAV	XA32901A/DI1/PV_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (manutenzione analizzatori)
AAST_E07	E07: Stato Analizzatori (XA 32901 B)	Digitale	DELTAV	XA32901B/DI1/PV_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (anomalia generale)

Tabella 11-6: Misure e stati acquisiti camino E7



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.7 Camino E9 – Vacuum 1

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E09GRE	E09: SO2 (AI 1903 A)	Analogica	DELTAV	AI1903A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E09GRE	E09: NOx (AI 1903 B)	Analogica	DELTAV	AI1903B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E09GRE	E09: CO (AI 1903 C)	Analogica	DELTAV	AI1903C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E09GRE	E09: O2 (AI 1903 D)	Analogica	DELTAV	AI1903D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
TF_E09GRE	E09: Temperatura Fumi	Analogica	DELTAV	TI190141/AI1/PV.CV	Misura temperatura fumi emissione - PEMS
QFG_E09GRE	E09: Portata Fuel Gas	Analogica	DELTAV	FC1937/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QTG_E09GRE	E09: Portata Tail Gas	Analogica	DELTAV	FI1932/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QCA_E09GRE	E09: F 1901: Portata Carica Forno (FC1913)	Analogica	DELTAV	FC1913/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1901
QCB_E09GRE	E09: F 1901: Portata Carica Forno (FC1914)	Analogica	DELTAV	FC1914/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1901
TC_E09GRE	E09: F 1901: Temperatura Out Forno (TC1907)	Analogica	DELTAV	TC1907/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1901
AMAN_E09	E09: Manutenzione Analizzatori (AA 1903 A)	Digitale	DELTAV	AL1903B/DI1/OUT_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (manutenzione analizzatori)
AAST_E09	E09: Stato Analizzatori (AL 1903 B)	Digitale	DELTAV	AA1903A/DI1/OUT_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (anomalia generale)

Tabella 11-7: Misure e stati acquisiti camino E9

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.8 Camino E10 – Hot Oil

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
QFG_E10GRE	E10: Portata Fuel Gas	Analogica	DELTAV	FC6106/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F6101 Calcolo portata fumi - LIMS
TF_E10GRE	E10: Temperatura Fumi	Analogica	DELTAV	TI6105/AI1/PV.CV	Misura temperatura fumi emissione

Tabella 11-8: Misure e stati acquisiti camino E10

### 11.2.9 Camino E13 – Vacuum 3

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E13GRE	E13: SO2 (AI 1403 A)	Analogica	DELTAV	AI1403A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E13GRE	E13: NOx (AI 1403 B)	Analogica	DELTAV	AI1403B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E13GRE	E13: CO (AI 1403 C)	Analogica	DELTAV	AI1403C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E13GRE	E13: O2 (AI 1403 D)	Analogica	DELTAV	AI1403D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
TF_E13GRE	E13: Temperatura Fumi	Analogica	DELTAV	TI1455/AI1/PV.CV	Misura temperatura fumi emissione - PEMS
MFO_E13GRE	E13: F 1401: Mandata Fuel Oil (FC 1420)	Analogica	DELTAV	FC1420/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS- PEMS
QFG_E13GRE	E13: Portata Fuel Gas	Analogica	DELTAV	FC1422/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS- PEMS
QTG_E13GRE	E13: Portata Tail Gas	Analogica	DELTAV	FI1419/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS- PEMS
RFO_E13GRE	E13: F 1401: Ritorno Fuel Oil (FI 1421)	Analogica	DELTAV	FI1421/AI1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS- PEMS
QCA_E13GRE	E13: F 1401: Portata Carica Forno (FC1430)	Analogica	DELTAV	FC1430/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1401
QCB_E13GRE	E13: F 1401: Portata Carica Forno (FC1432)	Analogica	DELTAV	FC1432/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1401
QCC_E13GRE	E13: F 1401: Portata Carica Forno (FC1434)	Analogica	DELTAV	FC1434/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1401
QCD_E13GRE	E13: F 1401: Portata Carica Forno (FC1436)	Analogica	DELTAV	FC1436/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1401
TC_E13GRE	E13: F 1401: Temperatura Out Forno (TC1436)	Analogica	DELTAV	TC1436/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F1401
AMAN_E13	E13: Manutenzione Analizzatori (AA 1403 A)	Digitale	DELTAV	AA1403A/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (manutenzione analizzatori)
AAST_E13	E13: Stato Analizzatori (AL 1403 B)	Digitale	DELTAV	AL1403B/PV.1	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (anomalia generale)

Tabella 11-9: Misure e stati acquisiti camino E13

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.10 Camino E14 – HDS 3 & Idrogeno 2

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E14GRE	E14: SO2 (AI 33506 A)	Analogica	DELTAV	AI33506A/AI1/PV.CV	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E14GRE	E14: NOx (AI 33506 B)	Analogica	DELTAV	AI33506B/AI1/PV.CV	Misura NOx analizzatore camino
CO_E14GRE	E14: CO (AI 33506 C)	Analogica	DELTAV	AI33506C/AI1/PV.CV	Misura CO analizzatore camino
O2_E14GRE	E14: O2 (AI 33506 D)	Analogica	DELTAV	AI33506D/AI1/PV.CV	Misura O2 analizzatore camino
QFGF2_E14GRE	E14: F 3351: Portata Fuel Gas (FC 33530)	Analogica	DELTAV	FC33530/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF3_E14GRE	E14: F 3651: Portata Fuel Gas (FC 3665)	Analogica	DELTAV	FC3665/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QSG_E14GRE	E14: Portata Sweep Gas	Analogica	DELTAV	FC3675/PID1/PV.CV	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFGF1_E14GRE	E14: F 3301: Portata Fuel Gas (FI 3337)	Analogica	DELTAV	FI3337/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3301 Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
TCF1_E14GRE	E14: F 3301: Temperatura Out Forno (TC 3317)	Analogica	DELTAV	TC3317/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3301
TCF2_E14GRE	E14: F 3351: Temperatura Out Forno (TC 33534)	Analogica	DELTAV	TC33534/PID1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3351
TCF3_E14GRE	E14: F 3651: Temperatura Out Forno (TI 3688)	Analogica	DELTAV	TI3688/AI1/PV.CV	Determinazione stato impianto Forno F3651
TFF1_E14GRE	E14: F 3301: Temperatura Fumi (TI 33108)	Analogica	DELTAV	TI33108/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
TFF2_E14GRE	E14: F 3351: Temperatura Fumi (TI 33553)	Analogica	DELTAV	TI33553/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
TFF3_E14GRE	E14: F 3651: Temperatura Fumi (TI 3670)	Analogica	DELTAV	TI3670/AI1/PV.CV	Calcolo temperatura fumi emissione - PEMS
AMAN_E14	E14: Manutenzione Analizzatori (XA 33506 A)	Digitale	DELTAV	XA33506A/DI1/PV_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (manutenzione analizzatori)
AAST_E14	E14: Stato Analizzatori (XA 33506 B)	Digitale	DELTAV	XA33506B/DI1/PV_D.CV	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (anomalia generale)

Tabella 11-10: Misure e stati acquisiti camino E14

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.11 Camino E17 – Post Combustore 1

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
SO2_E17GRE	E17: SO2 (AI 3804 A)	Analogica	ABB	AI3804A:VALUE	Misura SO2 analizzatore camino
NOX_E17GRE	E17: NOx (AI 3804 B)	Analogica	ABB	AI3804B:VALUE	Misura NOx analizzatore camino
CO_E17GRE	E17: CO (AI 3804 C)	Analogica	ABB	AI3804C:VALUE	Misura CO analizzatore camino
O2_E17GRE	E17: O2 (AI 3804 D)	Analogica	ABB	AI3804D:VALUE	Misura O2 analizzatore camino
H2S_E17GRE	E17: H2S (AI 3805)	Analogica	ABB	AI-3805:VALUE	Misura H2S analizzatore camino
TF_E17GRE	E17: Temperatura Fumi	Analogica	ABB	TE3785:VALUE	Determinazione stato impianto Forno F3751 Misura temperatura fumi emissione - PEMS
QAG_E17GRE	E17: FI3708A Portata Gas Acido	Analogica	ABB	FI-3708A:VALUE	Determinazione stato impianto Forno F3751
QTG_E17GRE	E17: FI37202 Portata Tail Gas	Analogica	ABB	FI-37202:VALUE	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QFG_E17GRE	E17: FI3774 Portata Fuel Gas	Analogica	ABB	FI-3774:VALUE	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
QSG_E17GRE	E17: FI3863 Portata Sweep Gas	Analogica	ABB	FI-3863:VALUE	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
AMAN_E17	E17: Manutenzione Analizzatori (AA 3804 A)	Digitale	ABB	AA3804A:VALUE	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (manutenzione analizzatori)
AAH2S_E17	E17: Allarme Stato Analizzatore H2S (AL 3804 B)	Digitale	ABB	AA3805:VALUE	invalidazione misura H2S (anomalia generale)
AAST_E17	E17: Stato Analizzatori (AL 3804 B)	Digitale	ABB	AL3804B:VALUE	invalidazione misure CO, NOx, SO2, O2 (anomalia generale)

Tabella 11-11: Misure e stati acquisiti camino E17

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.12 Camino E18 – BSG

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
TF_E18GRE	E18: Temperatura Fumi (TT 50701)	Analogica	ABB	TT_50701:VALUE	Misura temperatura fumi emissione
QFG_E18GRE	E18: Portata Natural gas (FYI 50750)	Analogica	ABB	FYI_50750:VALUE	Calcolo portata fumi - LIMS
QV_E18GRE	E18: Portata Vapore	Analogica	ABB	FYI_50701:VALUE	Determinazione stato impianto Caldaia CA5071
PV_E18GRE	E18: Pressione Vapore	Analogica	ABB	PT_50707:VALUE	Determinazione stato impianto Caldaia CA5071

Tabella 11-12: Misure e stati acquisiti camino E18

### 11.2.13 Camino E26A – HRSG

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
NOX_E26AGRE	E26A: NOx (91QUH00CQ001I)	Analogica	ABB	91QUH00CQ001A_XQ50:VALUE	Misura NOx analizzatore camino
O2_E26AGRE	E26A: O2 (91QUH00CQ002I)	Analogica	ABB	91QUH00CQ002A_XQ50:VALUE	Misura O2 analizzatore camino
CO_E26AGRE	E26A: CO (91QUH00CQ003I)	Analogica	ABB	91QUH00CQ003A_XQ50:VALUE	Misura CO analizzatore camino
SO2_E26AGRE	E26A: SO2 (91QUH00CQ004I)	Analogica	ABB	91QUH00CQ004A_XQ50:VALUE	Misura SO2 analizzatore camino
H2O_E26AGRE	E26A: H2O	Analogica	ABB	91QUH00CM001A_XQ50:VALUE	Misura H2O analizzatore camino
PLV_E26AGRE	E26A: Polveri (91QUH00CQ007I)	Analogica	ABB	91QUH00CQ0071A_XQ50:VALUE	Misura POLVERI analizzatore camino
QFG_E26AGRE	E26A: Portata Natural Gas	Analogica	ABB	90MBP05CF004_XQ60:VALUE	Determinazione stato impianto HRSG Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
PE_E26AGRE	E26A: Potenza Elettrica	Analogica	ABB	90MKA10CE600_XQ60:VALUE	Determinazione stato impianto HRSG
TF_E26AGRE	E26A: Temperatura Fumi	Analogica	ABB	91QUH00CT001A_XQ50:VALUE	Misura temperatura fumi emissione - PEMS
PF_E26AGRE	E26A: Pressione Fumi	Analogica	ABB	91QUH00CP001A_XQ50:VALUE	PEMS
ACPLV_E26A	E26A: Calibrazione Polveri	Digitale	ABB	91QUH00CU007_XG51:VALUE	invalidazione misura PLV (taratura)
AAPLV_E26A	E26A: Anomalia Polveri	Digitale	ABB	91QUH00CU007_XG52:VALUE	invalidazione misura PLV (anomalia generale)
AMAN_E26A	E26A: Manutenzione SME	Digitale	ABB	91QUH00CU010_XG01:VALUE	invalidazione misure SME + PLV (manut. analizzatori)
ATLR_E26A	E26A: Anomalia Temperatura Linea	Digitale	ABB	91QUH00CT901_XG45:VALUE	invalidazione misure SME + PLV (anomalia generale)
AMSA_E26A	E26A: Anomalia SME	Digitale	ABB	91QUH00CU010_XG45:VALUE	invalidazione misure SME + PLV (anomalia generale)

Tabella 11-13: Misure e stati acquisiti camino E26A

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.14 Camino E26B – Auxiliary Boiler

Nome	Descrizione	Formato	DCS	Indirizzo	utilizzo
H2O_E26BGRE	E26B: H2O (91HNE95CM001A_XQ50)	Analogica	ABB	91HNE95CM001A_XQ50:VALUE	Misura H2O analizzatore camino
NOX_E26BGRE	E26B: NOx (91HNE95CQ001A_XQ50)	Analogica	ABB	91HNE95CQ001A_XQ50:VALUE	Misura NOx analizzatore camino
O2_E26BGRE	E26B: O2 (91HNE95CQ002A_XQ50)	Analogica	ABB	91HNE95CQ002A_XQ50:VALUE	Misura O2 analizzatore camino
CO_E26BGRE	E26B: CO (91HNE95CQ003A_XQ50)	Analogica	ABB	91HNE95CQ003A_XQ50:VALUE	Misura CO analizzatore camino
SO2_E26BGRE	E26B: SO2 (91HNE95CQ004A_XQ50)	Analogica	ABB	91HNE95CQ004A_XQ50:VALUE	Misura SO2 analizzatore camino
PLV_E26BGRE	E26B: PLV (91HNE95CQ007A_XQ50)	Analogica	ABB	91HNE95CQ007A_XQ50:VALUE	Misura Polveri in situ camino
TF_E26BGRE	E26B: Temperatura Fumi	Analogica	ABB	91HNE95CT001_XQ50:VALUE	Misura temperatura fumi emissione - PEMS
QV_E26BGRE	E26B: Portata Vapore	Analogica	ABB	91LBA95CF901_XQ60:VALUE	Determinazione stato impianto Aux Boiler - PEMS
PV_E26BGRE	E26B: Pressione Vapore	Analogica	ABB	91LBA95CP202_XQ60:VALUE	Determinazione stato impianto Aux Boiler
QFG_E26BGRE	E26B: Portata Fuel Gas	Analogica	ABB	91HHH95CF901_XU51:VALUE	Calcolo portata fumi - LIMS - PEMS
PF_E26BGRE	E26B: Pressione Fumi	Analogica	ABB	91HNE95CP001_XQ50:VALUE	PEMS
RSO2_E26B	E26B: Range SO2	Digitale	ABB	91HNE95CQ004_XG01:VALUE	Cambio range SO2
RPLV_E26B	E26B: Range PLV	Digitale	ABB	91HNE95CQ007_XG01:VALUE	Cambio range PLV
ACPLV_E26B	E26B: Calibrazione Polveri	Digitale	ABB	91HNE95CU007_XG51:VALUE	invalidazione misura PLV (taratura)
AAPLV_E26B	E26B: Anomalia Polveri	Digitale	ABB	91HNE95CU007_XG52:VALUE	invalidazione misura PLV (anomalia generale)
ATLR_E26B	E26B: Anomalia Temperatura Linea Riscaldato	Digitale	ABB	91HNE95CT901_XG45:VALUE	invalidazione misure SME + PLV (anomalia generale)
AMAN_E26B	E26B: Manutenzione SME	Digitale	ABB	91HNE95CU010_XG01:VALUE	invalidazione misure SME + PLV (manutenzione analizzatori)
AMSA_E26B	E26B: Anomalia SME	Digitale	ABB	91HNE95CU011_XG45:VALUE	invalidazione misure SME + PLV (anomalia generale)

Tabella 11-14: Misure e stati acquisiti camino E26B

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.2.15 Validazione dati elementari

In accordo alle prescrizioni contenute nell'allegato VI alla parte Quinta del D.Lgs. 152/06 ed all'applicazione delle procedure emesse dalla Regione Lombardia, sono adottati i seguenti criteri di acquisizione e validazione delle misure elementari:

- Ogni misura prodotta dalla strumentazione è campionata dal sistema di elaborazione ogni 5 secondi (dato elementare). Tale frequenza si applica a tutte le misure acquisite, comprese quelle derivanti dal sistema LIMS e dalle misure derivanti da inserimento manuale;
- I valori determinati dalle elaborazioni del PEMS sono utilizzati, per i calcoli successivi, con le medesime modalità dei segnali provenienti dal campo, dal sistema LIMS e da inserimento manuale;
- Le cause che possono produrre l'invalidità della misura elementare sono le seguenti:
  - Segnali digitali di anomalia, manutenzione, calibrazione strumentale come descritti nelle precedenti tabelle;
  - Stato 'BAD' del segnale analogico trasmesso dal sistema DCS (segnale interrotto, disturbo nella trasmissione, ecc.).
- Nel caso di valori elementari al di fuori del campo di misura, è adottato il seguente criterio di gestione dei dati:
  - I valori elementari inferiori al campo di misura, sono saturati al valore iniziale del campo;
  - I valori elementari compresi tra lo 0% e 105% del campo di misura sono utilizzati senza modifiche;
  - I valori elementari superiori al 105% del campo di misura sono saturati al valore del 105% del campo di misura.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 11.3 Normalizzazione

Con il termine NORMALIZZARE si intendono una serie di operazioni o calcoli matematici atti a riportare a 'CONDIZIONI NORMALI' le caratteristiche chimico - fisiche di un generico gas. Un gas si dice a 'Condizioni Normali' quando è stivato alla temperatura di 0 °C (273,15 °K) e alla pressione di 1 atmosfera (1013 mbar o 1 hPa).

In aggiunta alla normalizzazione a 0°C e 1 Atm, le normative impongono la normalizzazione delle misure 'a gas secco' e con un valore di 'ossigeno di riferimento'. Ciò deriva dalla necessità di omogeneizzare le misure delle concentrazioni delle emissioni tra i diversi impianti o processi tecnologici.

La formula per la normalizzazione della concentrazione di un generico componente è data da:

$$M_N = M_{TQ} \cdot C_T \cdot C_P \cdot C_U \cdot C_O$$

Dove  $M_N$  è la misura Normalizzata

$M_{TQ}$  è la misura Tal Quale acquisita dalla strumentazione

$C_T$  è il coefficiente di correzione in Temperatura, dato da:

$$C_T = \frac{T + 273,15}{273,15} \quad \text{dove } T \text{ è la Temperatura misurata in } ^\circ\text{C} \text{ del Gas}$$

$C_P$  è il coefficiente di correzione in Pressione, dato da:



$$C_P = \frac{1013,25}{P} \quad \text{dove } P \text{ è la Pressione misurata in hPa del Gas}$$

$C_U$  è il coefficiente di correzione a Gas Secchi, dato da:

$$C_U = \frac{100}{100 - U} \quad \text{dove } U \text{ è la misura \%V dell'umidità del Gas}$$

$C_O$  è il coefficiente di correzione in Ossigeno, dato da:

$$C_O = \frac{21 - O_{RIF}}{21 - O_{MIS}} \quad \text{dove } O_{MIS} \text{ è la misura in \%V dell'ossigeno nel Gas e } O_{RIF} \text{ è il valore in \%V dell'ossigeno di riferimento determinato per lo specifico}$$

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Le formule riportate qui sopra si prestano ad alcuni commenti:

- I coefficienti di correzione si basano su alcuni parametri del gas come rilevati in camera di misura. Come si vedrà nel paragrafo seguente, solo per i metodi di analisi 'in sito' vanno considerati i valori misurati sui fumi nel punto di emissione e prelievo.
- Il coefficiente di correzione in pressione risulta solitamente trascurabile e molto prossimo a 1 e non è implementato nella procedura di normalizzazione.
- Il coefficiente di correzione in Ossigeno può raggiungere valori molto elevati con l'approssimarsi del valore dell'ossigeno misurato al 21%. Ciò solitamente si verifica durante le fasi di fermata o avvio dell'impianto. In condizioni di normale esercizio, il tenore di ossigeno dovrebbe essere prossimo al valore di riferimento, fissato nell'autorizzazione all'esercizio dell'impianto, e pari a:
  - 3% per le caldaie e forni alimentati a combustibili liquidi e gassosi;
  - 15% per le turbine a gas.

Per i parametri provenienti dalla strumentazione di misura, le normalizzazioni applicate sono indicate nel paragrafo seguente. Per gli altri sistemi di calcolo o stima, sono applicate le normalizzazioni necessarie in funzione dell'unità di misura del dato acquisito.

### 11.3.1 Applicazione normalizzazione per la strumentazione di misura

Le procedure di normalizzazione non sono applicate in egual maniera per tutti i parametri e strumenti in quanto dipendenti dalla modalità di trattamento del gas campione e dal principio di misura utilizzato.

Nella tabella riassuntiva riportata di seguito è indicato il tipo di correzione applicata ad ogni strumento e misura.

Parametri	Strumentazione	Correzione in Temperatura $C_T$	Correzione al Secco $C_U$	Correzione in Ossigeno $C_O$
CO, NO, SO <sub>2</sub>	ABB URAS14 ABB URAS26	NO	NO	SI
CO, NO, SO <sub>2</sub> , NH <sub>3</sub>	PERKIN ELMER MCS100E	NO	SI	SI
SO <sub>2</sub>	LIMAS11	NO	NO	SI
H <sub>2</sub> S	ABB PGC2000	NO	NO	SI
H <sub>2</sub> O	PERKIN ELMER MCS100E	NO	n/a	n/a
Polveri	DURAG DR300-40 DURAG DR320	SI	SI	SI
O <sub>2</sub>	ZIROX/PERKIN ELMER	NO	NO	n/a
O <sub>2</sub>	ABB MAGNOS 206	NO	SI	n/a
Portata Fumi	DURAG D-FL 100	NO	1/ $C_U$	1/ $C_O$

Tabella 11-15: Normalizzazione misure da analizzatori

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 11.4 Calcolo delle Medie

Lo stesso allegato VI sopra citato definisce inoltre, in modo puntuale, anche le regole di calcolo delle medie delle misure nei sistemi di monitoraggio emissioni. In sintesi i criteri fondamentali sono:

- Ad ogni media prodotta deve essere associato un indice di qualità o disponibilità che indichi la 'bontà' della misura stessa e le 'performance' del sistema di misura;
- La base di calcolo delle medie di durata superiore all'ora è la media oraria normalizzata;
- Ad ogni media oraria deve essere associato un parametro che indica lo stato dell'impianto, ovvero se questo è in una condizione di esercizio superiore o inferiore al "minimo tecnico" e quindi rilevante ai fini delle verifica dei limiti prescritti.

Inoltre va ricordato che i dispositivi di Legge si riferiscono sempre all'ora solare come periodo di osservazione.

### 11.4.1 Media Oraria

Il D.Lgs. 152 prevede specifiche disposizioni in relazione al calcolo della media oraria delle emissioni e una serie di procedure per la validazione della media stessa.

In aggiunta alle disposizioni del D.Lgs. 152, sono adottate anche le procedure elaborate dalla Regione Lombardia, e in particolare:

- Al termine dell'ora sono calcolate le medie orarie tal quali come media aritmetica dei valori elementari validi. Alla media oraria tal quale è associato un indice di disponibilità pari alla percentuale di valori elementari validi. La media viene dichiarata valida se l'indice di disponibilità è superiore al 70%. In caso contrario un messaggio di diagnostica viene registrato nel database storico degli eventi del sistema.
- In base al D.Lgs.152 viene calcolato il massimo scarto tra le misure elementari valide acquisite durante l'ora. Il valore del massimo scarto deve essere compreso tra due parametri prefissati e determinati in base alle caratteristiche dell'impianto e della misura stessa. Se lo scarto massimo delle misure elementari non è compreso tra i parametri prefissati, la media oraria viene dichiarata non valida e un messaggio di diagnostica viene registrato nel database storico degli eventi del sistema monitoraggio emissioni. I parametri di scarto impostati nel software sono tali da non invalidare mai nessuna media oraria.
- Il calcolo della media oraria normalizzata viene eseguito secondo le formule del paragrafo 11.3 utilizzando come base la media oraria tal quale delle misure degli inquinanti e delle misure di riferimento. Nel caso una misura di riferimento (ad esempio l'Ossigeno) risulti non valida, la media normalizzata dell'inquinante viene dichiarata non valida e posta uguale a zero.
- La media oraria normalizzata ottenuta deve risultare, secondo il D.Lgs. 152, compresa tra due parametri prefissati per risultare valida e utilizzabile per le elaborazioni successive. Nel caso che non lo sia, il sistema elaborazione emissioni la dichiara non valida registrando un opportuno messaggio di diagnostica nel database storico degli eventi del sistema. I valori del range impostati nel software sono tali da non invalidare mai nessuna media oraria.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Al termine delle elaborazioni qui sopra descritte viene prodotta una media oraria normalizzata associata ad un attributo di validità e ad un indice di disponibilità. Tale media può essere già utilizzata per valutare il rispetto dei limiti di emissioni imposti dalle Autorità di Controllo. Il calcolo delle medie successive deve essere eseguito associando la misura della media oraria allo stato dell'impianto o 'normal funzionamento'.

#### 11.4.2 Minimo Tecnico e Normale Funzionamento

Con "Minimo Tecnico" si intende il carico minimo di processo compatibile con l'esercizio dell'impianto in condizione di regime. Quando l'impianto è in condizioni di esercizio superiori al minimo tecnico si dice in 'Normal Funzionamento'.

#### 11.4.3 Medie Giornaliere, 48 Ore Normal Funzionamento, Mensili, 24 Ore Mobili

Per il calcolo delle medie di periodi di osservazione di durata superiore all'ora vengono utilizzate le medie orarie normalizzare correlate con lo stato di normal funzionamento. Le linee guida delle procedure di calcolo sono dettate dal D.Lgs. 152 come segue:

- La media Giornaliera deve essere riferita al giorno del calendario non deve essere calcolata se il numero di ore di normal funzionamento è inferiore a 6;
- La media Giornaliera è calcolata come la media aritmetica delle medie orarie valide rilevate in condizioni di normal funzionamento elaborate durante il giorno.
- Per i punti di emissione assimilati a Grandi impianti di combustione, la media Giornaliera è valida se non più di 3 medie orarie sono state dichiarate non valide per anomalie o manutenzioni strumentali. Per gli altri punti di emissione, la media giornaliera è valida se l'indice di disponibilità è uguale o superiore al 70%. L'indice di disponibilità della media giornaliera è dato dal rapporto tra il numero di medie orarie valide in condizioni di normal funzionamento e il numero di ore di normal funzionamento rilevate durante il giorno.
- La media Mensile è riferita al mese del calendario in presenza di almeno 144 ore di normal funzionamento. La media mensile è valida se l'indice di disponibilità è superiore al 80%.
- La media delle 48 ore di normal funzionamento viene calcolata considerando un periodo di osservazione comprendente 48 ore di normal funzionamento. Tale media è caratterizzata dall'ora di inizio e termine del periodo di osservazione ed è valida se l'indice di disponibilità risulta uguale o superiore al 70%.
- La media mobile 24 ore è elaborata ogni ora come media dei dati orari rilevati nella 24 ore solari precedenti. La media è calcolata se, nelle 24 ore precedenti, se sono registrate almeno 6 ore di normal funzionamento. La è media valida se l'indice di disponibilità risulta uguale o superiore al 70%.

### 11.5 Parametrizzazioni EN14181 QAL2

Le disposizioni del D.Lgs.152/06, integrato con le modifiche introdotte dal D.Lgs. 46/14, prevedono l'applicazione della norma EN14181 QAL2 per la parametrizzazione delle misure rilevate e l'eventuale sottrazione degli intervalli di confidenza ai dati medi orari. Il sistema SME prevede l'utilizzo dei parametri di taratura e dei valori degli intervalli di confidenza calcolati secondo le norme ISO EN 14956 (QAL1) e EN 14181 (QAL2).

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La norma UNI EN 14181 definisce al punto 3.15 che la massima incertezza della misura in relazione alla popolazione dei valori considerati è, per alcune direttive europee (come la direttiva IED da cui ha avuto origine il D.Lgs. 46/14), espressa in termini percentuali rispetto al valore limite di emissione.

La suddetta direttiva europea 2010/75/EU, definisce che il valore dell'incertezza calcolata non deve superare un valore massimo determinato come percentuale "P" del valore limite di emissione: la determinazione del massimo valore dell'incertezza si ricava quindi dalla seguente formula:

$$IC_{MAX} = P \times VLE$$

dove:

VLE = Limite di emissione giornaliero

P = percentuale massima ammessa

I valori massimi di "P" definiti dal Decreto Ministeriale n.274/2015 del 16/12/2015 (allegato 3 p.to 5.2.9) e dall'Allegato V, parte 3, comma 9 della direttiva 2010/75/UE sono i seguenti:

- Polveri totali: 30%
- Biossido di zolfo: 20%
- Biossido di azoto: 20%
- Monossido di carbonio: 10%

Per gli altri parametri monitorati non compresi nell'elenco indicato dalla normativa, ci si riferisce alla guida ISPRA che indica, sempre riferito al VLE (inteso in questo caso come valore massimo misurato dalla strumentazione), il valore massimo dell'IC applicato non superiore a:

- Ossigeno: 10%                      VLE considerato: 21% secco
- Umidità: 30%                      25%

La procedura di applicazione delle parametrizzazioni QAL2 è la seguente:

- I valori orari TAL QUALI validati secondo le procedure descritte al paragrafo 11.4 vengono corretti in base alle rette di taratura elaborate secondo la procedura QAL2 della EN 14181;
- Calcolo dei dati medi a condizioni normali e al secco e riportati all'ossigeno di riferimento utilizzando i valori medi tal quali corretti;
- Verifica del dato medio normalizzato rispetto ai range di validità calcolati secondo la procedura QAL2;
- Sottrazione dell'intervallo di confidenza alla media oraria normalizzata.

I parametri delle rette di taratura, dei range di validità e degli intervalli di confidenza sono impostati in pagine video predisposte sul sistema monitoraggio emissioni.

Inoltre il sistema prevede la possibilità di predefinire una modalità di calcolo tra le seguenti:

- **Inibizione dell'utilizzo dei parametri EN 14181.** Di conseguenza i coefficienti della retta di taratura sono impostati in modo da non alterare il dato medio tal quale, la verifica dei range di validità è disabilitata e gli intervalli di confidenza non sono sottratti. Questa modalità si verifica nelle condizioni di esercizio diverse da quelle utilizzate per la determinazione sperimentale dei coefficienti QAL2;

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

- **Utilizzo dei parametri EN 14956 (QAL1).** I coefficienti della retta di taratura sono impostati in modo da non alterare il dato medio tal quale, la verifica dei range di validità è disabilitata e gli intervalli di confidenza calcolati secondo la norma EN 14956 (QAL1) sono sottratti al dato medio normalizzato. L'utilizzo dei parametri secondo EN 14956 si deve ritenere valida solo per le prime fasi delle installazioni e fino al completamento delle prove sperimentali secondo EN14181 QAL2;
- **Utilizzo parametri QAL2 calcolati secondo EN 14181.** Viene applicata per intero la procedura precedentemente descritta.

Le installazioni conformi all'edizione 2015 della norma EN14181 prevedono le parametrizzazioni e le tarature anche dei parametri periferici, quale Ossigeno, Umidità, Pressione, Temperatura e Portata Fumi, utilizzati per la normalizzazione dei parametri emissivi.

### 11.5.1 Configurazione scelta dal gestore

Il gestore applica le parametrizzazioni determinate durante le verifiche periodiche di QAL2 eseguite da laboratorio certificato come indicato al successivo paragrafo 13.4.

In occasione dell'inserimento dei nuovi parametri delle rette di taratura è redatto apposito verbale.

Il software di supervisione consente inoltre l'esecuzione della verifica settimanale di QAL2 e l'implementazione delle verifiche di QAL3.

## 11.6 Flussi di Massa

Il calcolo dei flussi di massa utilizza le medie orarie riportate a condizioni normali sia per i parametri analitici che per la misura della portata fumi. Il valore della portata massica oraria, ottenuta dal prodotto della media del parametro per la media della portata fumi, viene riportato in Kg/h per tutte le misure.

L'elaborazione delle medie giornaliere, mensili e annuali segue gli stessi criteri previsti dal D.Lgs. 152/06 e descritti nei paragrafi precedenti.

I valori dei flussi di massa sono calcolati senza l'eventuale applicazione degli intervalli di confidenza.

## 11.7 Elaborazione della concentrazione di bolla

La determinazione della concentrazione di Bolla di ogni parametro sottoposto a limite è eseguita secondo le indicazioni contenute al Capitolo 3 dell'Allegato 4 al DM 274/2015.

La concentrazione di bolla  $C_{Bolla}$  oraria di ogni parametro è calcolata come rapporto ponderato tra la sommatoria delle masse inquinanti emesse e la sommatoria dei volumi effluenti gassosi dell'intera raffineria:

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01SO347		

$$C_{\text{Bolla}} = \frac{\sum_{i=1}^N S_i \cdot QF_i \cdot C_i}{\sum_{i=1}^N S_i \cdot QF_i}$$

Dove:  $QF_i$  : Portata Fumi anidra all'ossigeno di riferimento del i-esimo punto di emissione;  
 $C_i$  : Concentrazione del parametro del i-esimo punto di emissione;  
 $S_i$  : Stato di funzionamento (1=in funzione, 0=fermo) del i-esimo punto di emissione.

Il calcolo è applicato per la determinazione della concentrazione di bolla oraria utilizzando i valori medi orari delle concentrazione e della portata fumi determinate con i criteri precedentemente descritti. Le concentrazioni orarie di bolla così calcolate sono utilizzate nelle elaborazioni per la determinazione dei dati medi giornalieri e di durata superiore.

Una procedura alternativa di calcolo della bolla considera le medie mensili e/o giornaliere della portata fumi e delle concentrazioni del parametro inquinante.  
La concentrazione di bolla è data da:

$$C_{\text{Bolla}} = \frac{\sum_{i=1}^N H_i \cdot \overline{QF_i} \cdot \overline{C_i}}{\sum_{i=1}^N H_i \cdot \overline{QF_i}}$$

Dove:  $\overline{QF_i}$  : Media giornaliera o mensile della portata fumi all'ossigeno di riferimento del i-esimo punto di emissione;  
 $\overline{C_i}$  : Media giornaliera o mensile della concentrazione anidra all'ossigeno di riferimento del parametro del i-esimo punto di emissione;  
 $H_i$  : Numero di ore di funzionamento nel giorno o nel mese.

Ai fini della determinazione della bolla di raffineria per gli ossidi di azoto e zolfo, sono considerati i contributi dei punti di emissione riportati nella tabella seguente:

Parametro	Punti di emissione contribuenti
NOx	E1, E2, E3, E5, E6, E7, E9, E10, E13, E14, E26B
SO2	E1, E2, E3, E5, E6, E7, E9, E10, E13, E14, E17, E26B

Tabella 11-16: Contributi dei punti di emissione nella bolla di raffineria



## 11.8 Flussi Elaborazioni

Il flusso di elaborazione dei dati medi orari da confrontare con i pertinenti limiti di emissione è rappresentato nel diagramma seguente:

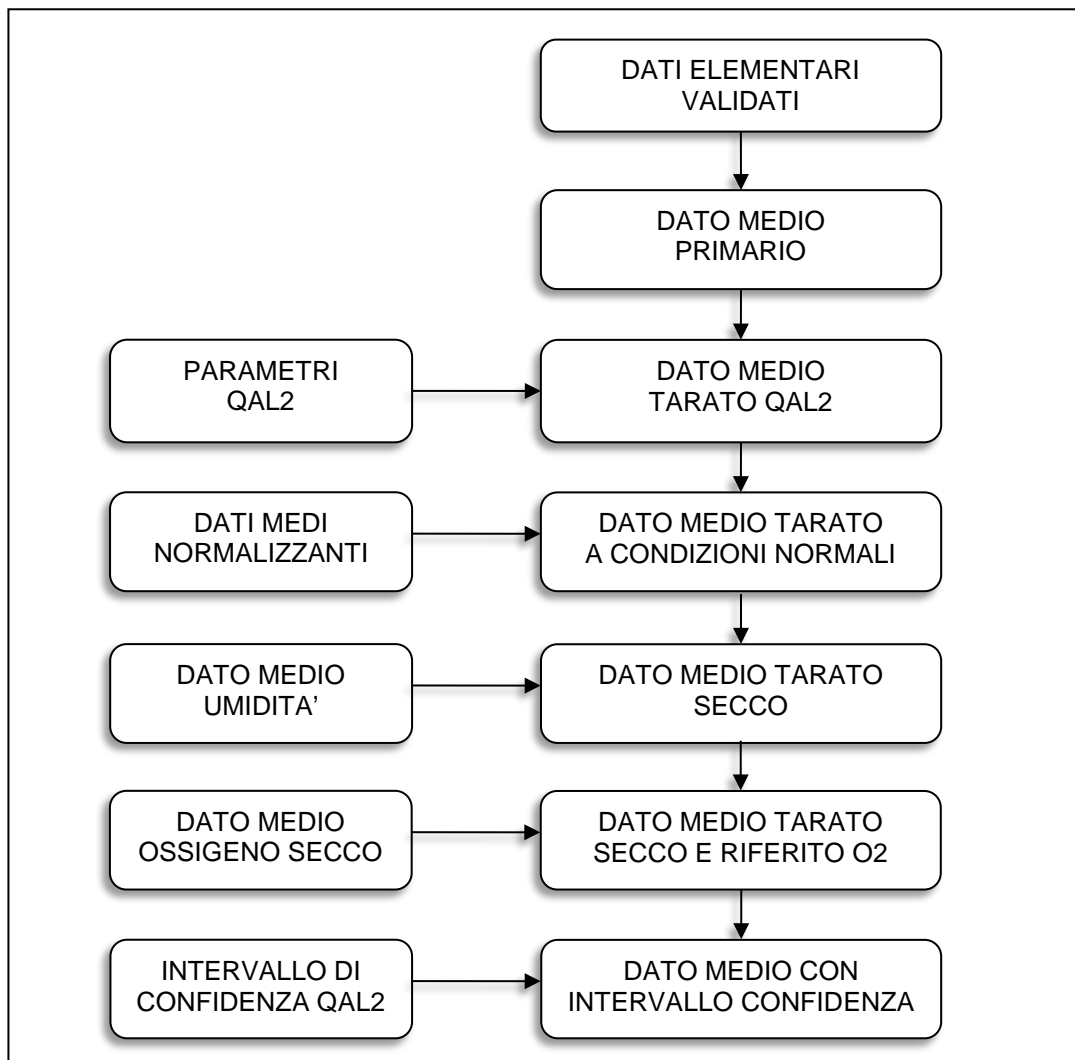


Figura 11.2: Schema elaborazione dati

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 11.8.1 Dato elementare Tal quale

Elaborazione effettuata con ciclo 5 secondi.

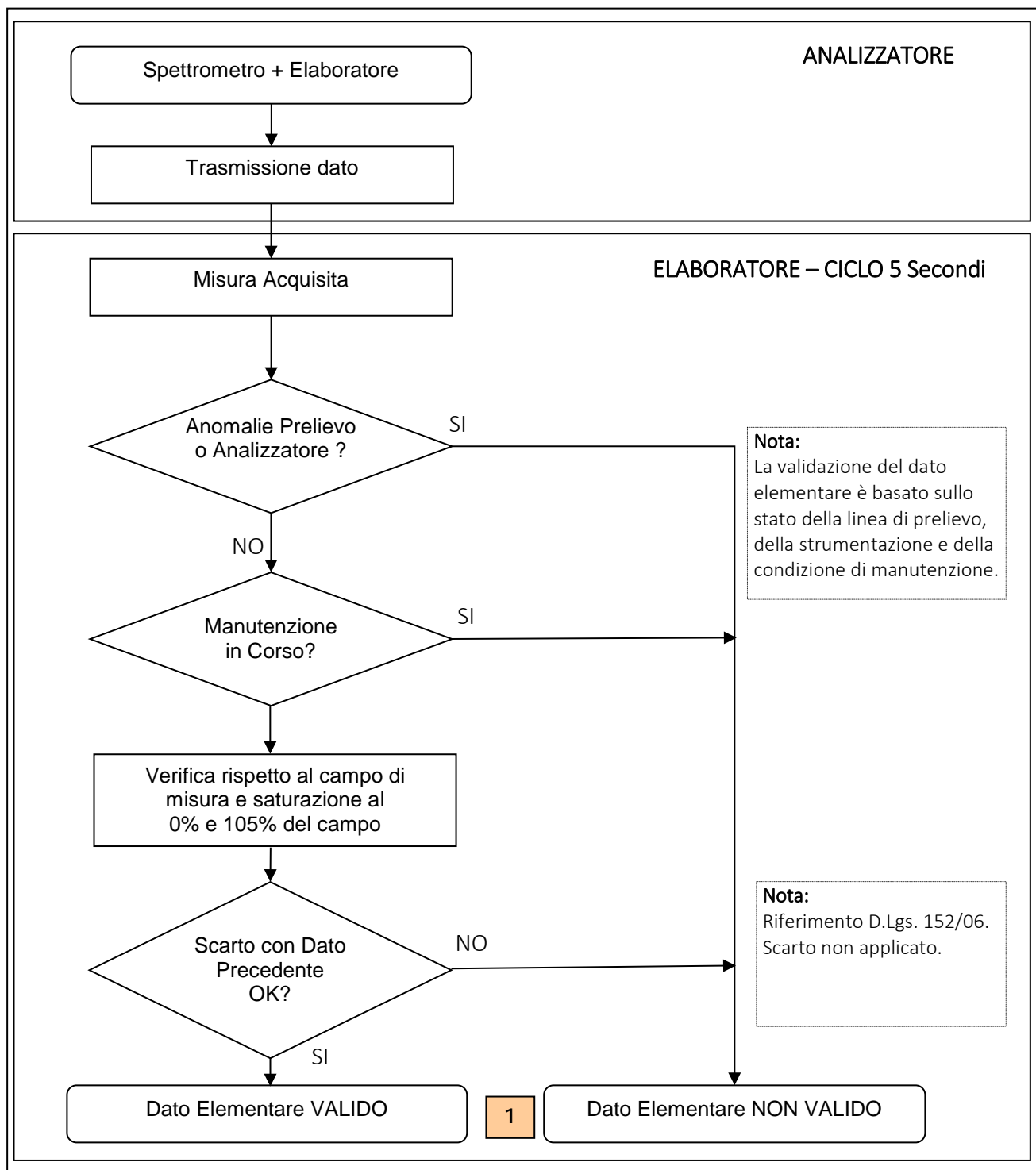


Figura 11.3: Schema elaborazione dato elementare

L'elaborazione rappresentata nel precedente flow chart si applica a tutti i parametri analitici rilevati dalla strumentazione.

## 11.8.2 Media Oraria Primaria o Tal quale

Elaborazione effettuata con ciclo 5 secondi.

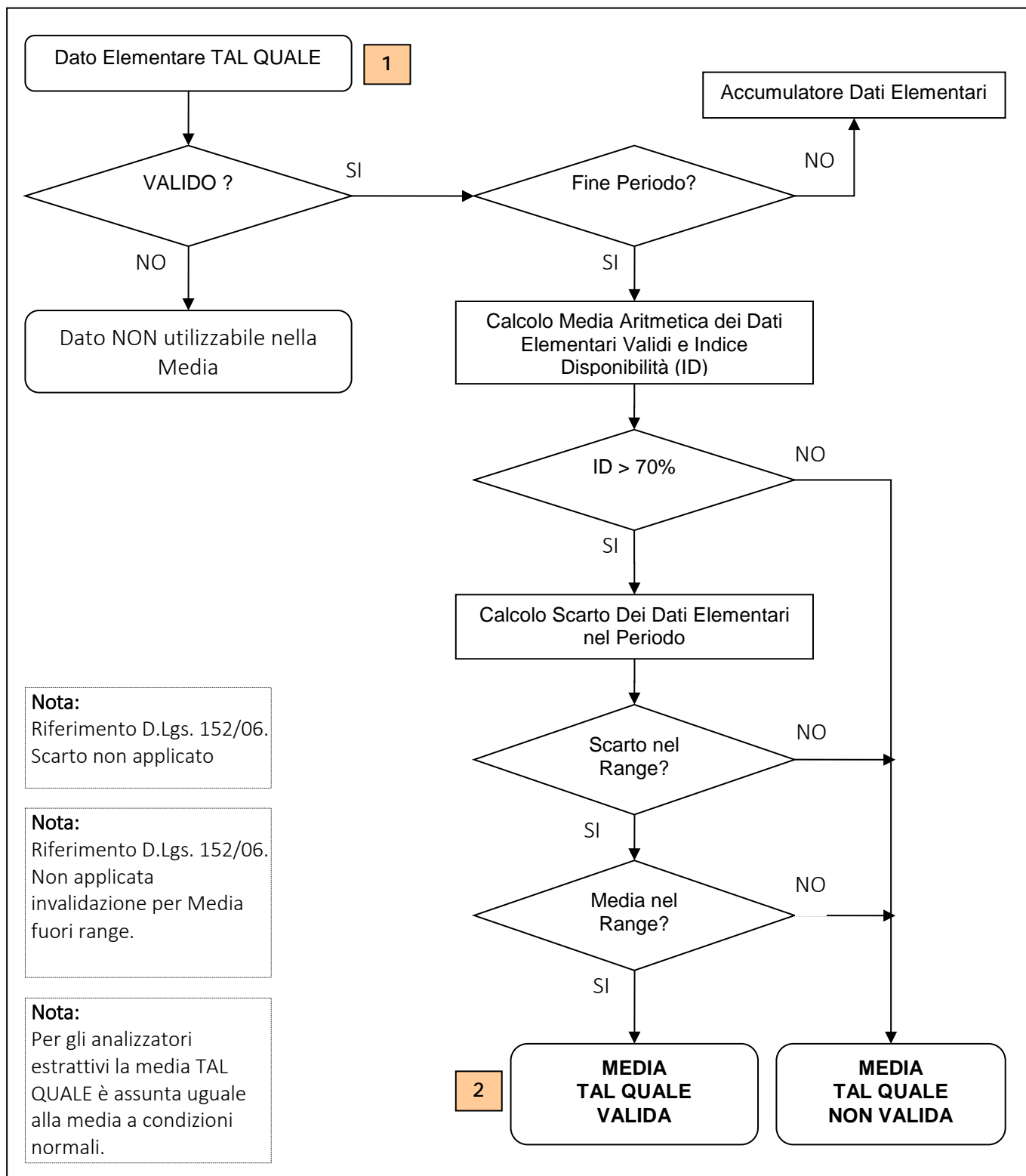


Figura 11.4: Schema elaborazione media oraria tal quale

### 11.8.3 Applicazione retta di Taratura QAL2

Elaborazione effettuata con cadenza oraria.

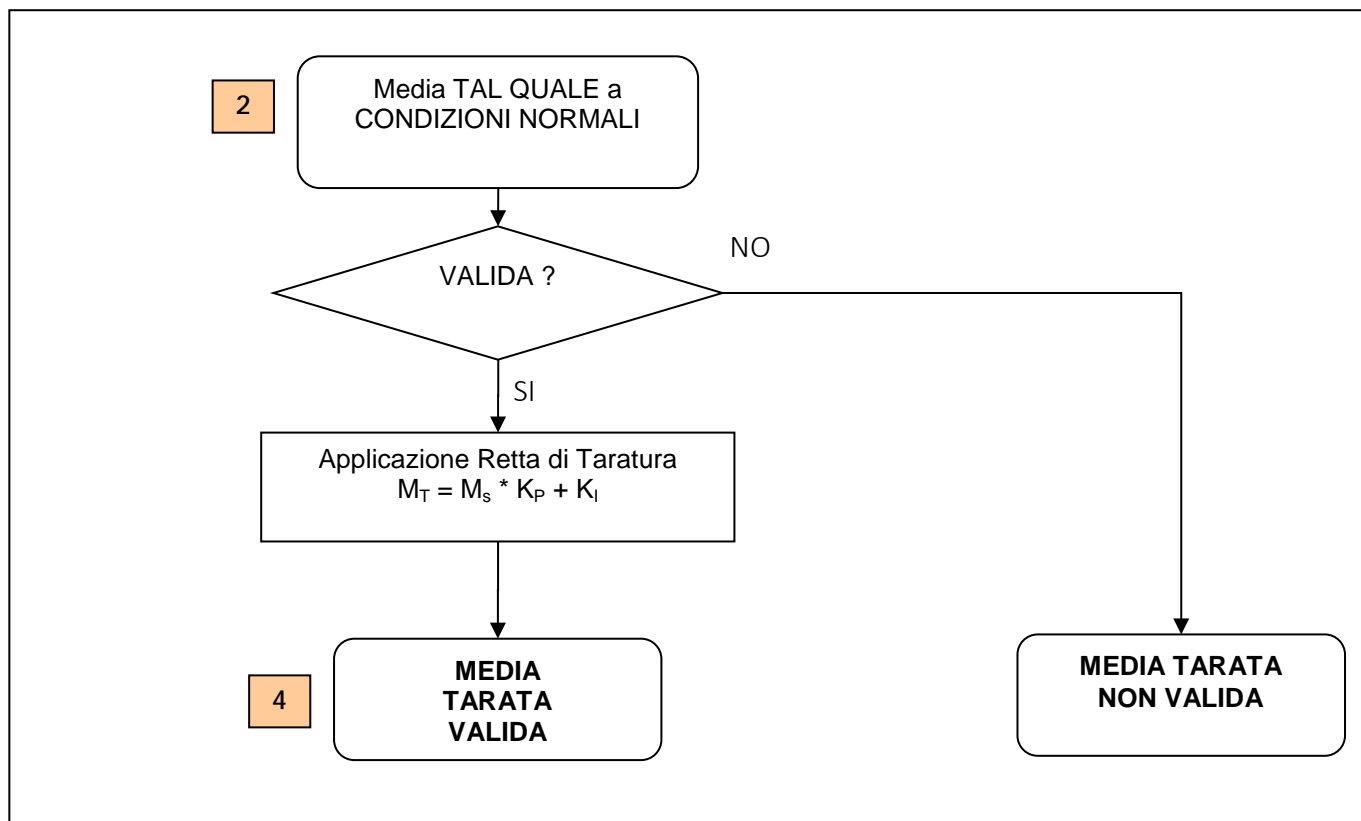


Figura 11.5: Schema elaborazione media oraria tarata QAL2

La retta di taratura viene applicata ai dati medi tal quali rilevati dalla strumentazione nelle condizioni di marcia regolare o di determinazione sperimentale dei parametri QAL2.

#### 11.8.4 Media Oraria al Secco

Elaborazione effettuata ogni ora.

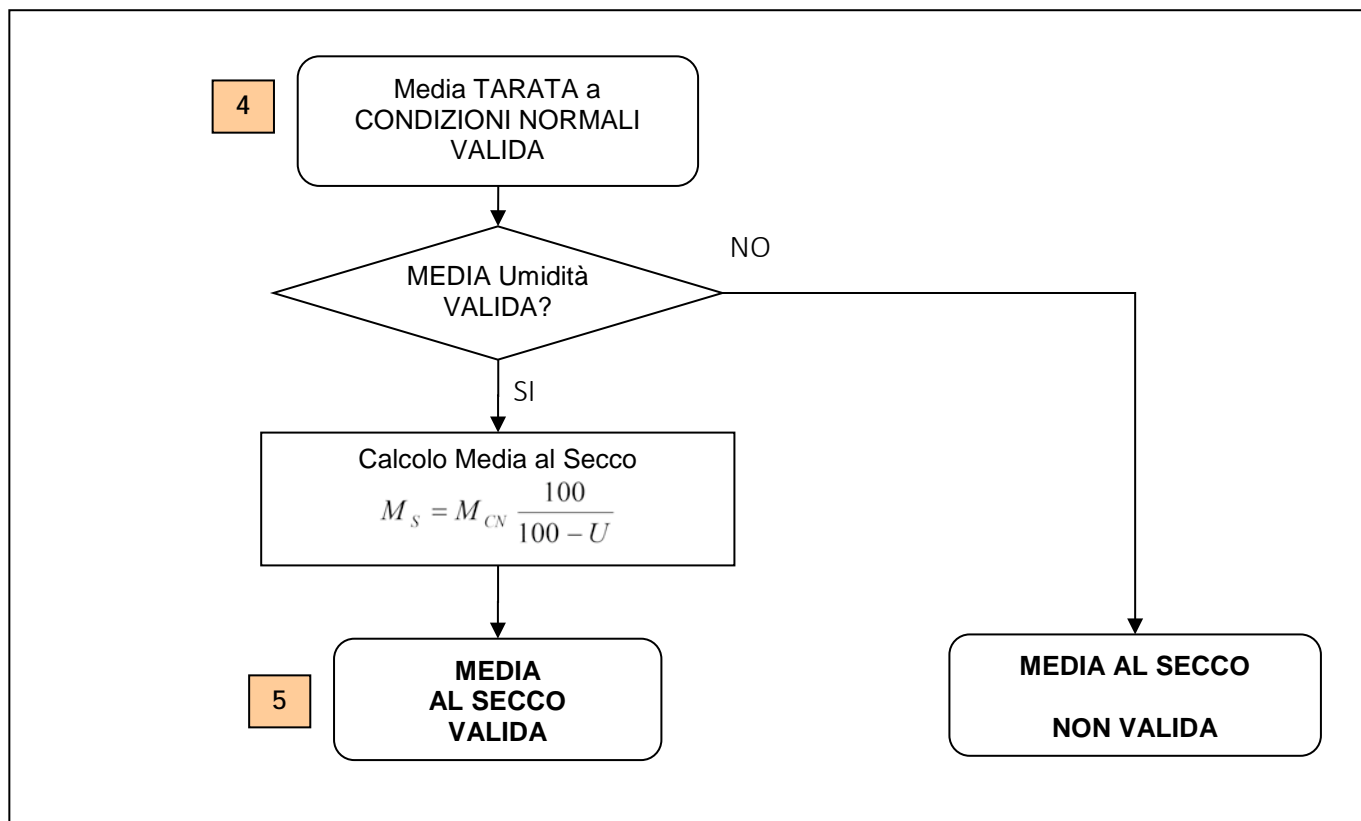


Figura 11.6: Schema elaborazione media oraria al secco

La correzione al secco, in accordo alla tabella 11-15, è applicata ai dati rilevati dalla strumentazione in situ (polveri, portata fumi) e a quello rilevata dalla strumentazione MCA100 dei camini E26A e E26B.

### 11.8.5 Media Oraria riferimento Ossigeno

Elaborazione effettuata con cadenza oraria.

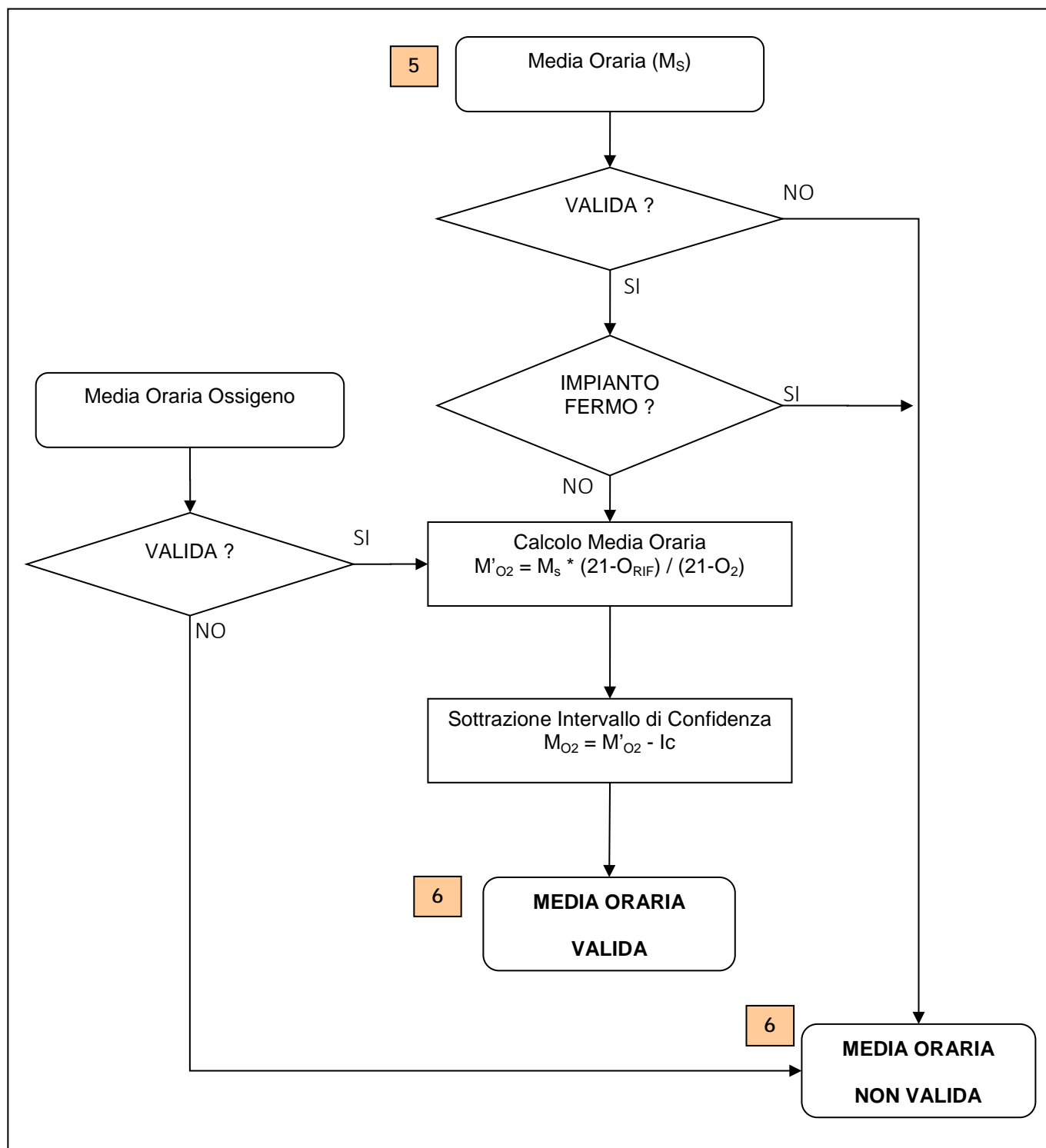


Figura 11.7: Schema elaborazione media oraria riferita ossigeno

La sottrazione dell'intervallo di confidenza viene effettuato se sono attive le opzioni QAL1 o QAL2.

### 11.8.6 Media Oraria FLUSSI DI MASSA

Elaborazione effettuata con cadenza oraria.

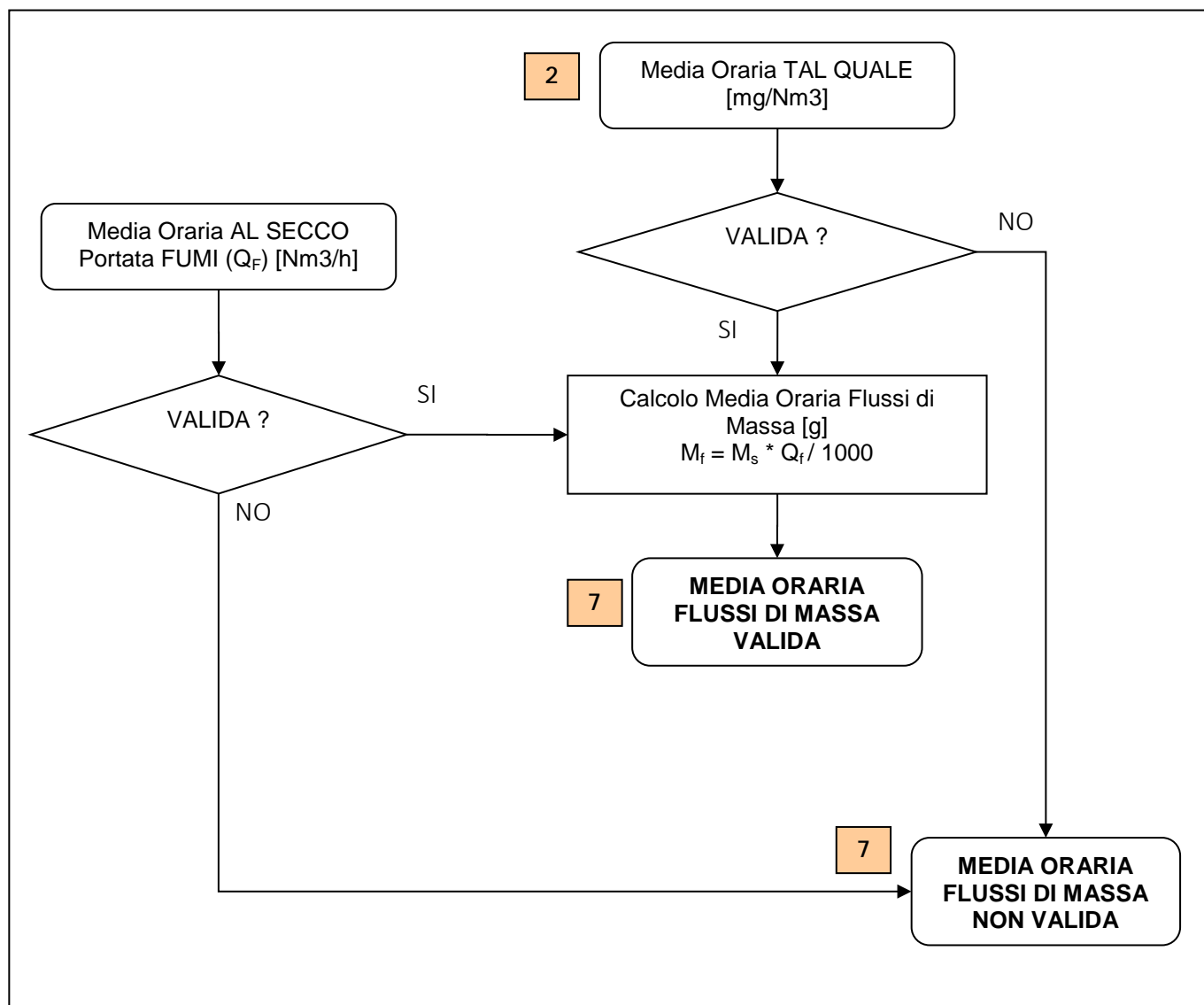


Figura 11.8: Schema elaborazione oraria flussi di massa

Nel caso di anomalia della misura della portata fumi, il calcolo del flusso di massa può essere eseguito utilizzando il valore stimato determinato con i criteri descritti nel DPR 416/01.



### 11.8.7 Media GIORNALIERA sulla base dei dati normalizzati

Elaborazione effettuata con cadenza oraria.

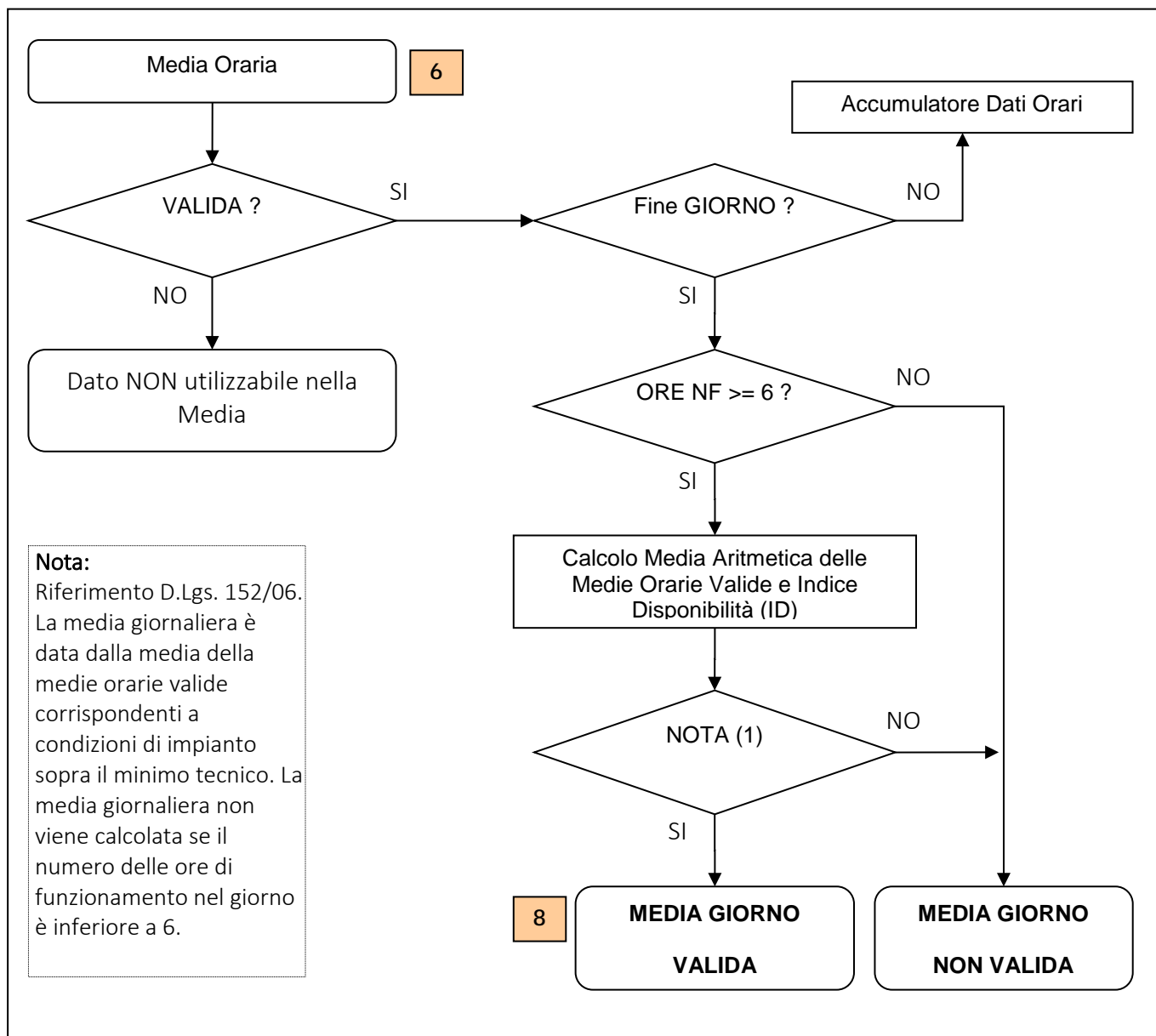


Figura 11.9: Schema elaborazione media giornaliera

Nota (1): Per grandi impianti di combustione la media giornaliera è valida se non più di 3 medie orarie sono scartate per anomalie o manutenzioni strumentali. Per gli altri impianti, la media giornaliera è valida se almeno il 70% delle medie orarie rilevate nel giorno lo sono.

### 11.8.8 Media 48 Ore Normal Funzionamento

Elaborazione effettuata con cadenza oraria.

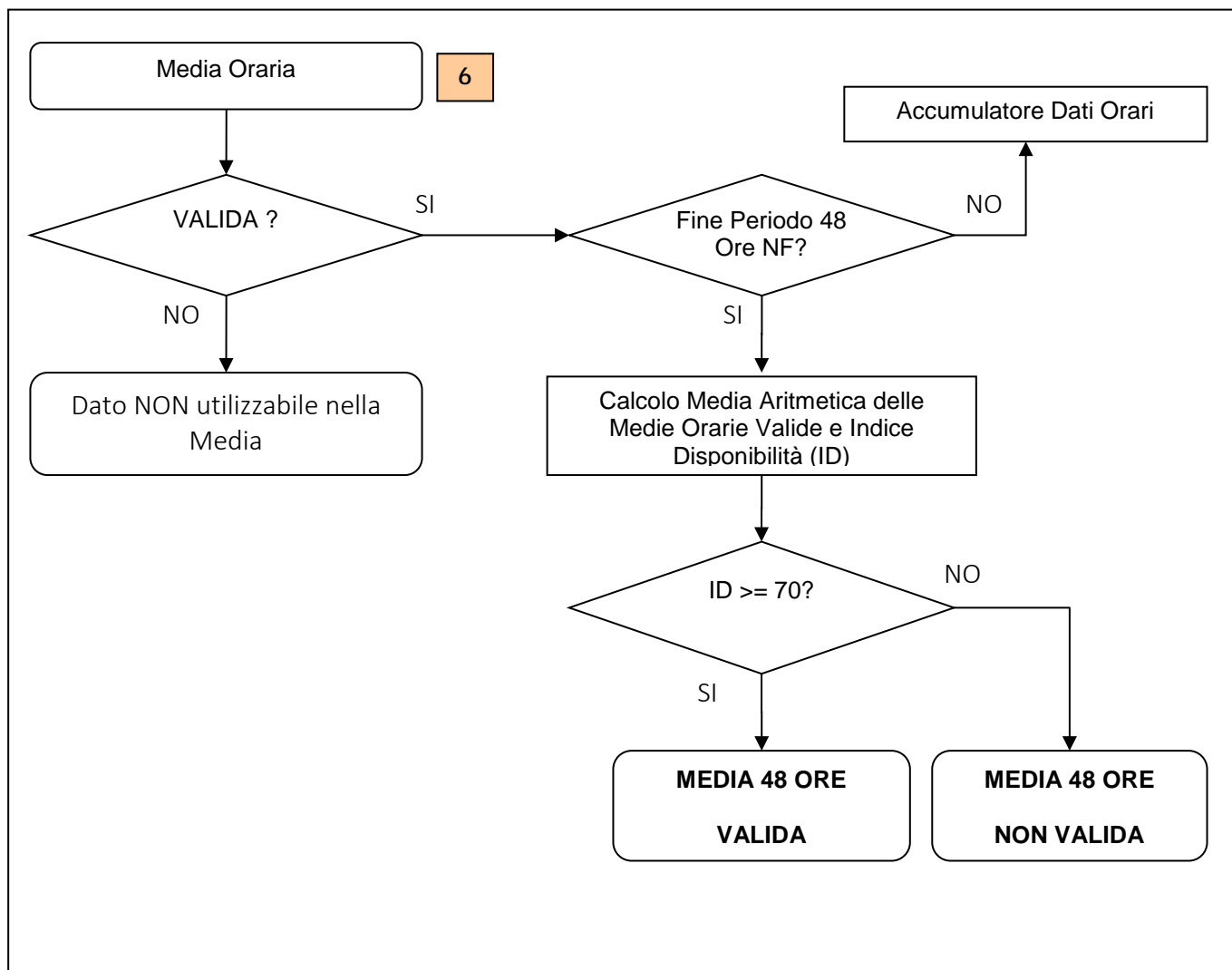


Figura 11.10: Schema elaborazione media 48 ore

Elaborata solo per i grandi impianti di combustione.

### 11.8.9 Media MENSILE sulla base dei dati normalizzati

Elaborazione effettuata con cadenza oraria.

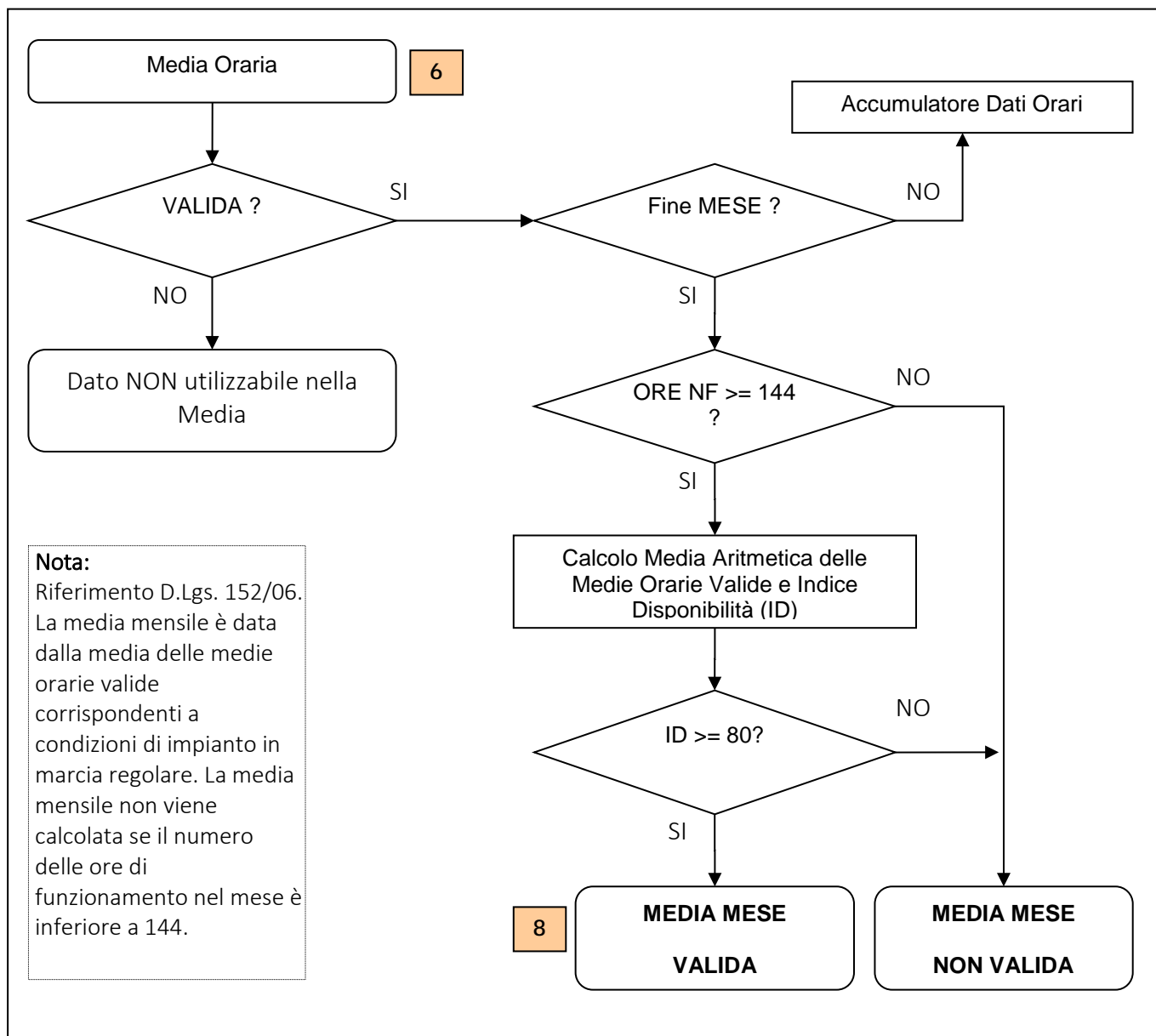


Figura 11.11: Schema elaborazione media mensile

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 12 VISUALIZZAZIONE DEI DATI

La descrizione dell'interfaccia utente per la visualizzazione dei dati ed allarmi in tempo reale e di tutti i report prodotti dal software Control Maestro è riportata nell'allegato Manuale Utente SME (**allegato 4**).

Come indicato nel manuale utente, l'applicazione prevede 3 livelli di accesso, con caratteristiche differenziate di interazione con il sistema.

Le credenziali di accesso al livello "Gestione" (vedere par. 3.2 del Manuale Utente) è consentito alle sole figure aziendali autorizzate.

Il restante personale aziendale può accedere al sistema solo con credenziali Operatore, che consente la sola visualizzazione dei dati e tacitazione degli allarmi.

L'accesso all'applicativo Web e al PC View, operanti in sola visualizzazione, è disponibile sulla rete interna dello stabilimento con accesso libero.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 13 PROCEDURE DI GESTIONE DEL SISTEMA SME

Il presente capitolo descrive tutte le attività eseguite dal gestore in relazione all'operatività del sistema SME. In esso sono contemplate le operazioni effettuate allo scopo di mantenere in efficienza la strumentazione (calibrazione, taratura, manutenzione ordinaria e straordinaria) e le verifiche previste dalla norma UNI EN 14181:2015.

Trovano inoltre spazio nel capitolo le modalità adottate dal gestore relativamente alle comunicazioni all'ACC e AC legate all'operatività del sistema.

Gli aspetti trattati sono oggetto di specifiche procedure aziendali facenti parte del sistema di gestione ambientale (SGA) che definiscono nel dettaglio:

- responsabilità delle figure aziendali preposte allo svolgimento;
- modalità operative di esecuzione e archiviazione documentale;
- tempistiche di intervento;
- elenco dettagliato delle attività previste e modalità di controllo;

Le procedure adottate e i contenuti di ciascuna sono indicati di seguito:

- PROCEDURA GESTIONALE di Livello 2 - SGA.P.011 "CONTROLLO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA" (allegato 1) il cui scopo e campo di applicazione riguarda:
  - le modalità per il monitoraggio e controllo delle emissioni in atmosfera (convogliate e diffuse) dagli impianti del sito;
  - la modalità di gestione dei superamenti del limite di attivazione della concentrazione degli SOx rilevati dalla rete di monitoraggio della qualità dell'aria;
  - i controlli da eseguire sugli impianti al fine di ridurre gli impatti sulla matrice aria e registrazioni/comunicazioni da effettuare in seguito a particolari eventi.
- ISTRUZIONE OPERATIVA di Livello 3 - SGA.I.006 "GESTIONE E CONTROLLO DELLA STRUMENTAZIONE SIGNIFICATIVA PER L'AMBIENTE" (allegato 2) il cui scopo e campo di applicazione riguarda:
  - identificazione e gestione della strumentazione significativa per l'ambiente al fine di garantire la funzionalità degli strumenti di misura e assicurare l'affidabilità dei dati ambientali prodotti.

Si rimanda quindi alle succitate procedure per la descrizione dettagliata delle attività previste. Nei paragrafi seguenti saranno riportate in sintesi le operazioni effettuate e le relative tempistiche.

### 13.1 Quaderno di manutenzione

Le autorizzazioni in capo alla raffineria ed all'impianto CCPP definiscono che *"tutte le attività di controllo, verifica e manutenzione dei sistemi di misurazione e di calcolo in continuo devono essere riportate in apposito registro computerizzato da tenere a disposizione dell'Autorità Competente e dell'Ente di Controllo"*.

Come sopra citato, l'istruzione operativa SGA.I.006 definisce le responsabilità e le modalità di esecuzione e di archiviazione di tutti gli interventi eseguiti sulla strumentazione dello SME.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

La corretta applicazione della procedura consente di creare un completo registro di tutte le attività pianificate e della relativa esecuzione in accordo a quanto previsto nelle suddette autorizzazioni e nelle linee guida ISPRA.

La registrazione degli interventi eseguiti sulla strumentazione significativa per l'ambiente, riportata nel Piano di monitoraggio (modulo SGA.I.006.01), è registrata con l'utilizzo dei seguenti moduli:

- Modulo SGA.I.006.03: registrazione degli interventi di manutenzione ordinaria e straordinaria;
- Modulo SGA.I.006.04: registrazione degli interventi di calibrazione di "zero" e "span" degli analizzatori;
- Modulo SGA.I.006.06: registrazione degli interventi di taratura degli analizzatori;
- Modulo SGA.I.006.07a: registrazione degli interventi di taratura dei misuratori di portata (Coriolis), dP, pressione e temperatura, per i quali è necessario procedere con il calcolo dell'incertezza;
- Modulo SGA.I.006.07b: registrazione degli interventi di taratura dei misuratori di portata (Coriolis), dP, pressione e temperatura, per i quali non è necessario procedere con il calcolo dell'incertezza;
- Modulo SGA.I.006.08: registrazione del controllo periodico di corrispondenza DCS-IP21.

Tutta la documentazione, facente parte dei documenti di registrazione del Sistema di Gestione Ambientale e relativa alle attività di sorveglianza ambientale programmata, viene registrata e archiviata da **Sistemi Ambientali** per tre anni.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 13.2 Taratura e calibrazione strumentale

Nella tabella seguente sono riassunte le tempistiche delle operazioni di taratura e calibrazione di tutti gli strumenti soggetti al suddetto piano di monitoraggio (modulo SGA.I.006), indicando le operazioni effettuate in automatico e quelle eseguite invece in manuale.

Strumento	Descrizione taratura	Frequenza automatica	Frequenza manuale
P.E. MCS100E (multiparametrico)	Verifica ZERO	24 ore	
	Verifica scostamento ZERO e SPAN	-	Mensile
	Taratura su intero campo misura	-	Annuale
DURAG DR400-30 (Polveri)	Controllo sporcamento ottiche e risposta strumentale	4 ore	-
DURAG DR320 (Polveri)	Controllo sporcamento ottiche e risposta strumentale	24 ore	-
Altri analizzatori	Verifica scostamento ZERO e SPAN	-	Mensile
	Taratura su intero campo misura	-	Annuale
Altra strumentazione (portata, temperatura, deltaP)	Taratura su intero campo misura	-	(1)

Tabella 13-1: Frequenza tarature e calibrazioni periodiche

Nota (1): Secondo frequenze indicate nel modulo SGA.I.006.01

In aggiunta è prevista una verifica annuale della corretta trasmissione dei dati provenienti dalla strumentazione significativa al sistema DCS, condotta con cadenza annuale secondo le modalità specificate al paragrafo 7.6 dell'Istruzione Operativa SGA.I.006.

### 13.2.1 Calibrazione automatica

#### Analizzatore Perkin Elmer MCS100E

La calibrazione automatica consiste nell'inviare aria compressa secca purificata tramite una elettrovalvola che chiude l'ingresso del gas dalla sonda e lo invia direttamente al sistema di analisi ad infrarossi (zero gas local); il risultato che ne scaturisce è un valore di zero per tutti i parametri monitorati dalla strumentazione estrattiva ad eccezione dell'ossigeno.

Durante la calibrazione automatica tutte le misure sono invalidate in quanto la misura di umidità ed ossigeno non è disponibile per le operazioni di normalizzazione.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

L'intera operazione di calibrazione avviene in automatico ogni 24 ore di funzionamento.

Se la calibrazione automatica di zero dovesse fallire per elevato scostamento dello spettro dell'interferometro (maggiore dell'80%) dallo spettro emerso durante le calibrazioni periodiche eseguite in condizioni ottimali, il sistema di analisi andrà automaticamente fuori servizio, con conseguente richiesta di intervento del tecnico specializzato o intervento correttivo da parte di uno strumentista.

Non sono previste calibrazioni automatiche di Span dal costruttore.

### Misuratore Polveri DURAG DR300-40 e DURAG DR320

Per il polverimetro la calibrazione automatica di zero consiste nella chiusura con dei cucchiai a movimento automatico degli orifizi che trasmettono e riflettono la luce, sia lato lampada sia lato detector; in questo modo la luce passa attraverso un vetrino oscurato all'interno dello strumento stesso.

Questa operazione consente di verificare se l'indice di sporcamento è il medesimo della calibrazione e avviene in automatico ogni 4 ore (DR300-40) o 24 ore (DR320) invalidando, nel suo corso di esecuzione, i dati elementari acquisiti e riducendo quindi l'indice di disponibilità del dato orario.

### **Analizzatori URAS / LIMAS / MAGNOS**

La calibrazione automatica è avviata a tempi regolari programmati dal clock e dura qualche minuto.

La calibrazione automatica di zero è effettuata con aria ambiente trattata dai sistemi SCC-C e SCC-F, la calibrazione di span è effettuata con celle interne agli analizzatori ciascuna contenete il gas da verificare, ognuna delle quali ad una concentrazione approssimativamente pari all'80 % del f.s.

Se durante la calibrazione gli analizzatori rilevano valori non plausibili, ad esempio valori di zero e span simili, la calibrazione è interrotta ed è generato un messaggio di errore, i valori immagazzinati nell'ultima calibrazione valida rimangono in effetto, con conseguente richiesta di intervento del tecnico specializzato.

Le celle riempite con l'elemento di riferimento sono calibrate dal costruttore, queste a sua volta perdono nel tempo di concentrazione e quando sono significativamente la di sotto del valore di span vengono sostituite durante la manutenzione.

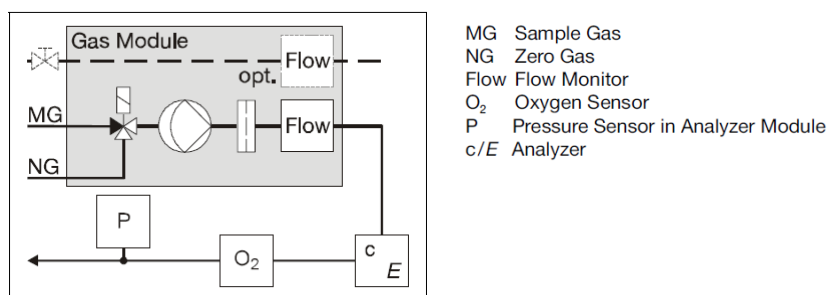


Figura 13.1: Schema Analizzatore URAS

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### 13.2.2 Calibrazioni e tarature manuali periodiche

Le attività sono eseguite secondo le modalità descritte nell'allegata Istruzione Operativa SGA.I.006 nei paragrafi 7.3 e 7.4.

## 13.3 Manutenzioni

Gli interventi di manutenzione ordinaria del sistema, come descritto in precedenza, sono riportati nel dettaglio nel Piano di Monitoraggio della strumentazione significativa per l'ambiente – modulo SGA.I.006.01.

Gli interventi ordinari a cui soggetta la strumentazione sono elencati di seguito:

#### CONTROLLO SETTIMANALE (1S):

- Controllo visivo dei valori nominali (termoregolatore linea 150°C – flussostati analisi 20÷50 NI/h);

#### CONTROLLO MENSILE (1M):

- Esecuzione CONTROLLO SETTIMANALE (1S);
- Pulizia o sostituzione filtro testa sonda;
- Verifica taratura di zero con aria ambiente e span con cellette interne;
- Verifica taratura di zero e span con bombole di calibrazione certificate;
- Sostituzione mensile dei gas carrier per i gas-cromatografi.

#### CONTROLLO TRIMESTRALE (3M):

- Esecuzione CONTROLLO MENSILE (1M);
- Pulizia custodia filtro anti-acido e sostituzione elemento filtrante;
- Sostituire i due filtri monouso in ingresso analizzatori;
- Verifica ed eventuale sostituzione dei tubetti delle pompe peristaltiche.

#### CONTROLLO SEMESTRALE (6M):

- Esecuzione CONTROLLO TRIMESTRALE (3M);
- Pulizia delle tubazioni incluse: linea riscaldata, elettrovalvole, scambiatore di calore del gruppo frigo, flussimetri;
- Pulizia ed eventuale sostituzione della membrana della pompa del gas di misura;
- Pulizia ed eventuale sostituzione filtro aria ambiente;
- Sostituzione tubetti pompe peristaltiche;
- Esecuzione prova di tenuta dell'armadio analisi pressurizzato;
- Verifica dell'eventuale esaurimento delle cellette di test taratura con gas bombole di calibrazione certificate;
- Eseguire una prova di simulazione allarme.

Il contratto di manutenzione stipulato con azienda specializzata prevede la presenza in impianto continuativa di tecnici nell'arco del normale orario di lavoro in modo da poter assistere i responsabili di manutenzione del gestore in tutte le attività legate alla manutenzione dei sistemi in oggetto:

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

- gestione tecnica dei ricambi e dei materiali;
- supporto alla programmazione degli interventi;
- aggiornamento dello storico tramite il sistema informativo presente;
- supporto all'ingegneria di manutenzione per eventuali migliorie;
- interfaccia con i fornitori per la gestione ottimale dei sistemi in accordo con l'ingegneria di manutenzione.

Il contratto prevede inoltre il Service di manutenzione omnicomprensivo, a garanzia della massima disponibilità delle apparecchiature, comprendente interventi di manutenzione entro tempi prestabiliti da contratto, con reperibilità nelle 24 ore.

A seguito dell'intervento di riparazione, l'azienda appaltatrice rende edotti i Responsabili Tecnici di manutenzione e compila il modello SGA.I.006.03 (Scheda registrazione intervento di manutenzione) riportando anche eventuali annotazioni o suggerimenti per evitare il ripetersi del guasto.

#### Ricambi e materiali

Tutti i ricambi necessari sono resi disponibili da parte del gestore, dislocati presso il magazzino di competenza.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 13.4 Verifiche periodiche

Le verifiche periodiche consentono di appurare il mantenimento dei requisiti minimi di prestazione del proprio sistema SME, rilevando eventuali premature anomalie prima che queste diventino tali da pregiudicare l'affidabilità delle misure. I contenuti delle verifiche periodiche è definito dalla norma UNI 14181:15 a cui l'impianto è tenuto ad adeguarsi in virtù delle prescrizioni presenti nell'Autorizzazione Integrata Ambientale e dalla legislazione vigente.

La già citata procedura SGA.P.011 "CONTROLLO DELLE EMISSIONI IN ATMOSFERA" elenca tutte le attività di verifica previste dal gestore del sito e indica responsabilità, tempistiche e modalità di esecuzione e ad esso si rimanda per gli approfondimenti. Nei paragrafi seguenti saranno sinteticamente descritte le attività e le tempistiche di esecuzione indicate nella procedura e nei suoi allegati alle quali è soggetto il sistema di monitoraggio.

I risultati delle verifiche eseguite sono riportati nella relazione tecnica emessa dal laboratorio di prova e gestita in conformità alla procedura SGA.I.006.

### 13.4.1 Scelta del laboratorio e dei metodi di verifica

La norma UNI EN 14181 al punto 5.4 stabilisce che il laboratorio che effettua le prove di riferimento debba essere obbligatoriamente accreditato UNI CEI EN ISO/IEC 17025.

Per la verifica delle prestazioni dello SME devono essere utilizzati i metodi indicati nel piano di monitoraggio allegato alle autorizzazioni all'esercizio.

### 13.4.2 Verifiche preliminari a QAL2/AST

Le attività preliminari eseguite in concomitanza con le verifiche QAL2/AST, in accordo alla norma UNI EN 14181:2015 – allegato A, accertano la corretta installazione delle principali apparecchiature e controllano i principali parametri di funzionamento degli analizzatori. Tali verifiche sono mostrate nella figura seguente.

ATTIVITA'	QAL 2	
	AMS estrattivo	AMS non estrattivo
Allineamento e pulizia	NO	SI
Sistema di campionamento	SI	NO
Documentazione e registrazioni	SI	SI
Attitudine al servizio	SI	SI
Prova di tenuta	SI	NO
Controllo dello zero e dello span	SI	SI
Linearità	SI	SI
Interferenze	NO	NO
Deriva dello zero e dello span (audit)	NO	NO
Tempo di risposta	SI	SI
Rapporto	SI	SI

Tabella 13-2: Verifiche preliminari QAL2

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

#### 13.4.2.1 Allineamento e pulizia

Intervento eseguito da parte dei tecnici della società fornitrice del servizio di manutenzione del sistema di misura consistente nel controllo generale degli analizzatori al fine di accertare il buono stato complessivo del sistema.

Questa verifica è vincolante per il proseguo delle attività di controllo: il gestore dovrà essere informato nel caso in cui venissero rilevate anomalie al fine di decidere l'eventuale interruzione del programma di verifica.

#### 13.4.2.2 Sistema di campionamento

Verifica visiva del buono stato di conservazione di tutti i componenti del sistema di prelievo: sonda di campionamento, linea riscaldata, sistema di aspirazione e condizionamento campione, ecc.

#### 13.4.2.3 Documentazioni e registrazioni

Controllo della disponibilità presso il gestore di tutta la documentazione (di progetto e gestione) inerente il sistema SME.

#### 13.4.2.4 Attitudine al servizio

Verifica dello stato della zona di prelievo, delle modalità di accesso e della disponibilità dei ricambi eventualmente necessari per le operazioni di verifica (bombole gas, guarnizioni, ecc.)

#### 13.4.2.5 Verifica della tenuta delle linee di trasporto campioni

Con l'analizzatore in manutenzione, si alimenta azoto in ingresso alla linea e si verifica che, dopo circa 10 scansioni (circa 400 secondi), il valore dell'ossigeno letto dall'analizzatore sia pari a zero.

#### 13.4.2.6 Verifica di zero e span degli strumenti di misurazione

Vengono effettuate le prove di zero con una bombola di azoto e le prove dello span con bombole dedicate, ottenendo le adeguate diluizioni mediante diluatore certificato, secondo il metodo UNI EN 14181:2015. Per ognuno dei due livelli di concentrazione è prevista una lettura della risposta dello strumento in esame.

#### 13.4.2.7 Linearità

Il test di linearità è eseguito con bombole certificate, effettuando le adeguate diluizioni mediante diluatore certificato; i valori di zero vengono controllati utilizzando una bombola di azoto. Sulla base dei dati sopra rilevati, si determina la retta di taratura teorica ed è valutata la deviazione dei valori letti dallo strumento dalla suddetta retta (residui) secondo le indicazioni dell'allegato B del metodo UNI EN 14181:2015.

#### 13.4.2.8 Verifica delle interferenze

La verifica, per ogni parametro, consiste nell'invio di gas "interferente" ad una concentrazione pari a circa l'80% del campo di misura dello strumento e nella registrazione dei valori misurati per gli altri parametri.

I criteri di accettabilità della verifica sono indicati nella norma UNI EN 15267-3:2008, paragrafo 8.2.1, Tabella 1.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01SO347		

#### 13.4.2.9 Deriva di zero e span

La deriva dello zero e dello span è valutata sulla base delle registrazioni di QAL 3.

#### 13.4.2.10 Verifica del tempo di risposta della strumentazione

Il tempo di risposta degli analizzatori estrattivi a misura diretta è testato iniettando gas campione immediatamente a valle della sonda di campionamento e verificando che tale tempo non ecceda quello certificato durante la QAL1.

### 13.4.3 Verifiche QAL2

Secondo la norma, la verifica deve essere eseguita:

- all'installazione del sistema e almeno ogni 5 anni;
- ad ogni cambio sostanziale delle condizioni operative dell'impianto (es. modifica del sistema di abbattimento fumi);
- ad ogni cambio sostanziale del sistema di misurazione emissioni (es. sostituzione di uno strumento per la misurazione di un gas).

La verifica deve inoltre essere ripetuta nei seguenti casi:

- in caso di mancato rispetto del range di validità delle rette di calibrazione secondo le indicazioni della norma al paragrafo 6.5;
- in caso di fallimento delle prove AST che vengono effettuate negli anni che intercorrono tra una QAL2 e la successiva.

La procedura consiste nel tarare il sistema in esame (AMS – Automated Measuring System) utilizzando le misure effettuate attraverso un metodo di riferimento (SRM – Standard Reference Method).

La procedura QAL2 richiede che vengano utilizzate nelle elaborazioni almeno 15 coppie di valori SRM – AMS, distribuite su almeno 3 giorni diversi, anche non consecutivi, in tutte le possibili condizioni operative di normale funzionamento dell'impianto.

Per quanto riguarda SRM, per i parametri che richiedono campionamento manuale discontinuo, sono effettuati prelievi con durata di 30 minuti ciascuno, fornendo il valore medio rilevato per ogni campionamento; per i gas registrati tramite analizzatori automatici sono effettuate misure istantanee in continuo, da cui si ricavano le medie in corrispondenza con i periodi dei campionamenti dei parametri in discontinuo.

Per quanto riguarda l'AMS, in corrispondenza dei prelievi SRM, sono calcolati i valori medi utilizzando i dati elementari ricavati dalla strumentazione: tali dati non contengono correzioni sulla base di precedenti rette di taratura QAL2.

#### 13.4.3.1 Calcolo della funzione di taratura

Dal confronto delle misure effettuate tra i due sistemi, viene calcolata una funzione di taratura secondo le indicazioni riportate ai punti 6.4 e 6.5 della norma UNI 14181.

La funzione di taratura che si ottiene è del tipo:

$$y = \alpha + \beta \cdot x$$

Dove:

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Y = misurazione del sistema di riferimento (SRM)

X = misurazione del sistema in esame (AMS)

$\alpha$  = intercetta (offset) della funzione di taratura

$\beta$  = pendenza (guadagno) della funzione di taratura

Vengono determinati i valori medi:

$$X_{M,Medio} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N X_i \quad Y_{M,Medio} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N Y_i$$

e la differenza ( $y_{s,max} - y_{s,min}$ ) tra il massimo ed il minimo registrati dal SRM ed espressi alle condizioni di riferimento. In base al valore assunto da tale differenza, da  $y_{s,min}$ , dal limite ELV e dall'intervallo di confidenza massimo ammesso -  $IC_{MAX}$ , è possibile ricavare (punto 6.4.3 del metodo) 3 diverse possibilità di calcolo dell'equazione della curva di calibrazione.

In particolare:

- 1)  $y_{s,max} - y_{s,min} \geq IC_{MAX}$   $\longrightarrow$  **METODO A**
- 2)  $y_{s,max} - y_{s,min} < IC_{MAX}$  e contemporaneamente  $y_{s,min} \geq 15\% \text{ ELV}$   $\longrightarrow$  **METODO B**
- 3)  $y_{s,max} - y_{s,min} < IC_{MAX}$  e contemporaneamente  $y_{s,min} < 15\% \text{ ELV}$   $\longrightarrow$  **METODO C**

Il metodo C prevede il calcolo delle stesse grandezze  $\alpha$  e  $\beta$  utilizzate per l'applicazione del metodo A, con la sostanziale differenza che i valori  $X_i$  ed  $Y_i$  considerati non sono soltanto quelli ottenuti durante le prove in parallelo, ma anche ulteriori 2 coppie di valori ottenuti con l'uso di materiali di riferimento a concentrazioni prossime rispettivamente allo zero e all'ELV; per ciascuna di tali concentrazioni, si ottiene una coppia formata dal valore del materiale di riferimento e dalla corrispondente lettura media dell'AMS.

Se non sono disponibili prove con materiali di riferimento, è possibile implementare ugualmente il METODO C, utilizzando procedure alternative, soggette alla preventiva approvazione da parte dell'autorità competente.

#### 13.4.3.2 Validità della funzione di taratura

La funzione di taratura viene applicata al sistema in esame ed in generale è valida, in base alla norma UNI EN 14181:2015, da zero sino alla maggiore tra le seguenti 2 quantità:

- valore massimo misurato dal sistema in esame, tarato ed espresso alle condizioni di riferimento, incrementato del 10%
- 20% dell'ELV

#### 13.4.3.3 Calcolo e test della variabilità

Utilizzando la funzione di taratura calcolata viene eseguito il test di variabilità sui dati per stabilirne la validità statistica. Il test viene eseguito soltanto sulle prove in parallelo, escludendo quindi le prove derivanti dall'uso di materiali di riferimento.

Il test consiste sinteticamente nel confronto tra la deviazione standard della differenza tra misure del SRM e dell'AMS che deve essere inferiore all'incertezza limite calcolata a partire dal limite di

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

emissione e l'intervallo di confidenza massimo ammesso dalla normativa per il parametro in esame.

#### 13.4.3.4 Verifica dell'intervallo di confidenza

Allo scopo di verificare il livello di precisione delle rette QAL2 anche in corrispondenza di valori di concentrazione superiori ai rispettivi intervalli di validità, si effettua per gli inquinanti un ulteriore test di controllo, che prevede il calcolo dell'errore commesso applicando le rette QAL2 a concentrazioni prossime allo zero strumentale e all'ELV.

Il test non viene effettuato nel caso in cui l'intervallo di validità sia superiore all'ELV.

Le condizioni da rispettare per il superamento del test sono le seguenti:

- L'errore allo zero della retta ottenuta con i soli punti sperimentali è inferiore al 10 % (dell'ELV)
- L'errore all'ELV della retta ottenuta con i soli punti sperimentali è inferiore al valore massimo dell'intervallo di fiducia (I.C.)

Qualora il test risulti non superato, è consigliabile effettuare indagini più approfondite per individuare le ragioni che determinano gli scostamenti riscontrati.

Il test non viene applicato ai parametri ausiliari e agli inquinanti per i quali non sono disponibili prove con materiali di riferimento.

#### 13.4.4 Verifiche AST

La verifica AST secondo la norma UNI EN 14181:2015 viene eseguita nei 4 anni che intercorrono tra una verifica QAL2 e la successiva, a meno che un cambio sostanziale delle condizioni operative dell'impianto o del sistema di misurazione delle emissioni imponga un'ulteriore verifica QAL2 come indicato al precedente paragrafo.

La procedura consente di verificare se i valori forniti dal sistema in esame (AMS – Automated Measuring System) rispondono ancora ai criteri di incertezza come dimostrato dalla precedente campagna QAL2 e se la funzione di calibrazione calcolata nell'ultima QAL 2 rimane valida.

Per la verifica AST sono necessarie almeno n°5 misure per ogni parametro soggetto a verifica, eseguite con le medesime modalità indicate nella verifica QAL2.

Utilizzando la funzione di calibrazione calcolata nel corso dell'ultima QAL 2, viene eseguito il test di variabilità sui dati per stabilirne la validità statistica e confermare il buon esito della verifica eseguita come indicato nella norma al punto 8.

#### 13.4.5 Indice di Accuratezza Relativo IAR

Il D. Lgs. 152/06, nell'allegato VI alla parte Quinta, richiede inoltre la verifica dell'indice di accuratezza relativo: la prova è eseguita confrontando i rilievi effettuati dall'analizzatore installato con quello del sistema di riferimento, con modalità analoghe a quelle utilizzate per la verifica QAL2.

La prova risulta superata per IAR > 80%.



 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 13.5 Verifiche QAL3

Le procedure di assicurazione della qualità di terzo livello (QAL3) sono utilizzate per controllare la deriva e la precisione del sistema di misura, allo scopo di dimostrare che lo stesso è sotto controllo e che continui a funzionare entro le specifiche richieste per l'incertezza e nelle condizioni in cui è stata determinata la funzione di taratura. Ciò è conseguito mediante l'esecuzione di controlli di zero e di span sul sistema e valutando quindi i risultati ottenuti utilizzando le carte di controllo statistico CUSUM. In funzione dei risultati della valutazione, il sistema può continuare ad operare nella configurazione corrente ovvero può rendersi necessario un intervento di manutenzione o una regolazione dello zero e dello span.

Il sistema software implementato prevede l'applicazione delle verifiche di QAL3 ai parametri misurati dagli analizzatori: tramite inserimento manuale nel modulo QAL3, sono automaticamente prodotte le carte di controllo statistico CUSUM, relative alla verifica di precisione ed alla verifica di deriva.

I valori attribuiti al parametro sAMS al punto di zero ed al punto di span sono stati derivati dalle informazioni contenute nei rapporti di certificazione tenendo in considerazione le condizioni specifiche dell'impianto.

## 13.6 Statistiche settimanali di QAL2

I coefficienti delle rette di taratura, i range di validità e gli intervalli di confidenza ricavati durante le verifiche di QAL2 dal laboratorio sono inseriti nel software di supervisione e concorrono alla correzione del dato misurato dagli analizzatori (vedere par. 11.5).

Il sistema SME esegue inoltre il controllo statistico delle medie che rientrano nel range definito come prescritto dal paragrafo 6.5 della norma UNI 14181.

La validità dell'intervallo di taratura è eseguita automaticamente dal sistema con frequenza settimanale, utilizzando i dati registrati nella settimana precedente (dal lunedì alla domenica): il software provvede all'emissione di un report statistico delle medie.

La verifica è effettuata sui valori tarati e normalizzati senza applicazione dell'intervallo di confidenza.

Se si verifica una delle condizioni seguenti:

- oltre il 5% del numero di valori misurati dell'AMS calcolati su tale periodo settimanale (basato sui valori tarati normalizzati privi dell'applicazione dell'intervallo di confidenza) non rientra nell'intervallo di taratura valido per più di 5 settimane nel periodo tra due prove di sorveglianza annuale (AST);
- oltre il 40% del numero di valori misurati dell'AMS calcolati su tale periodo settimanale (basato sui valori tarati normalizzati privi dell'applicazione dell'intervallo di confidenza) non rientra nell'intervallo di taratura valido per una o più settimane.

il gestore esegue una nuova taratura completa (QAL2) e implementa le nuove rette nel sistema entro 6 mesi dal superamento dei suddetti limiti.

La funzione di taratura esistente è utilizzata fino all'inserimento della nuova funzione di taratura.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 13.7 Gestione dei guasti e anomalie del sistema di monitoraggio

Come previsto dalle autorizzazioni all'esercizio "nel caso in cui, a causa di problemi al sistema di misurazione in continuo manchino misure di uno o più inquinanti, dovranno essere attuate le seguenti misurazioni:

1. Per le prime 24 ore di blocco sarà sufficiente mantenere in funzione gli strumenti che registrano il funzionamento degli apparati di depurazione;
2. Dopo le prime 24 ore di blocco dovrà essere eseguita una misura discontinua, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per ossidi di azoto, SO<sub>2</sub>, polveri, VOC (ai soli camini delle pensiline di carico benzine e bitume) e monossido di carbonio, in sostituzione delle misure continue. Il gestore deve notificare all'Autorità di Controllo l'evento;
3. Dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale, per gli stessi inquinanti riportati al punto 2;
4. Per i parametri di normalizzazione ossigeno, temperatura, pressione e vapore d'acqua, dopo le prime 48 ore di blocco dovranno essere eseguite 2 misure discontinue al giorno, della durata di almeno 120 minuti, se utilizzato un sistema di misura automatico, o tre repliche, se utilizzato un metodo manuale."

Le modalità di gestione delle indisponibilità del sistema di monitoraggio emissioni sono descritte nella procedura SGA.P.011.

## 13.8 Gestione degli allarmi e superamento limiti di emissione

Le modalità adottate dal gestore sono descritte in allegato 1 (Procedura SGA.P.011).

## 13.9 Comunicazioni all'AC

In accordo alle autorizzazioni vigenti, il gestore è tenuto ad effettuare le seguenti comunicazioni inerenti alla gestione dello SME:

### Comunicazioni in caso di eventi eccezionali

- In caso di superamento dei limiti, malfunzionamenti prolungati del sistema di misurazione continuo delle emissioni, malfunzionamenti dei sistemi di controllo delle emissioni che possono dare origine a situazioni anomale ed incidenti con rilascio di sostanze) il gestore effettua il reporting immediato (entro 24 ore), all'Autorità Competente e all'Ente di Controllo, dell'evento indicando le azioni intraprese per il ripristino delle condizioni regolari;
- Alla conclusione dell'evento sopra indicato, il gestore comunica il superamento della criticità e provvede ad una valutazione quantitativa delle emissioni.
- In caso di indisponibilità dei dati di monitoraggio, che possa compromettere la realizzazione del report annuale descritto di seguito, il gestore comunica preventivamente all'Ente di Controllo la situazione riscontrata, indicando le cause che hanno condotto alla carenza dei dati e le azioni intraprese per l'eliminazione dei problemi riscontrati.

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

### Comunicazioni Periodiche

- Comunicazione Mensile: il Gestore, al termine di ogni mese, provvede alla trasmissione all'Ente di Controllo (ISPRA) ed all'ARPA territorialmente competente, dei valori di concentrazione media mensile relativi alle emissioni in aria per i parametri della bolla di raffineria (SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub>, Polveri, CO, H<sub>2</sub>S);
- Report annuale: entro il 30 aprile di ogni anno, il Gestore trasmette all' Autorità Competente (Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare - Direzione Salvaguardia Ambientale), all'Ente di controllo (APAT), alla Regione, alla Provincia, al Comune e all'ARPA territorialmente competente, un rapporto annuale (su supporto informatico) che descrive l'esercizio dell'impianto nell'anno precedente. I contenuti di tale report sono riportati negli atti autorizzativi.

 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 14 ELENCO DEGLI ALLEGATI

Di seguito è riportato l'elenco degli allegati a cui il presente documento fa riferimento per informazioni di dettaglio, procedure operative, disegni e qualsiasi altra informazione prodotta da aziende terze o contenente documenti di contorno.

- Allegato 1: Procedura SGA.P.011 "Controllo delle emissioni in atmosfera"
- Allegato 2: Istruzione operativa SGA.I.006 "Gestione e controllo della strumentazione significativa per l'ambiente"
- Allegato 3: Istruzione operativa SGA.I.026 "Gestione del campionamento dei combustibili utilizzati ai fini del consumo interno"
- Allegato 4: C.T. Sistemi: Implementazione e Manuale Utente doc. MT01S0344

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## 15 INDICE DELLE TABELLE E FIGURE

### Tabelle

Tabella 5-1: Dati identificativi del sito .....	13
Tabella 6-1: Capacità produttiva della raffineria .....	15
Tabella 6-2: Classificazione dei punti di emissione .....	26
Tabella 7-1: Apparecchiature dei punti di emissione.....	27
Tabella 7-2: Stati funzionamento apparecchiature.....	28
Tabella 7-3: Stati funzionamento punti di emissione .....	28
Tabella 7-4: Elaborazione stato camino E1.....	29
Tabella 7-5: Segnali F1001 per stati impianto .....	30
Tabella 7-6: Condizioni elaborazione stato impianto F1001 .....	30
Tabella 7-7: Soglie parametri stati impianto F1001 .....	30
Tabella 7-8: Segnali F1101 per stati impianto .....	31
Tabella 7-9: Condizioni elaborazione stato impianto F1101 .....	32
Tabella 7-10: Soglie parametri stati impianto F1101 .....	32
Tabella 7-11: Segnali F1801 per stati impianto .....	33
Tabella 7-12: Condizioni elaborazione stato impianto F1801 .....	34
Tabella 7-13: Soglie parametri stati impianto F1801 .....	34
Tabella 7-14: Elaborazione stato camino E3 .....	35
Tabella 7-15: Segnali F1851 per stati impianto .....	36
Tabella 7-16: Condizioni elaborazione stato impianto F1851 .....	36
Tabella 7-17: Soglie parametri stati impianto F1851 .....	36
Tabella 7-18: Segnali F1852 per stati impianto .....	37
Tabella 7-19: Condizioni elaborazione stato impianto F1852 .....	37
Tabella 7-20: Soglie parametri stati impianto F1852 .....	38
Tabella 7-21: Elaborazione stato camino E5 .....	39
Tabella 7-22: Segnali F2501 per stati impianto .....	40
Tabella 7-23: Condizioni elaborazione stato impianto F2501 .....	40
Tabella 7-24: Soglie parametri stati impianto F2501 .....	40
Tabella 7-25: Segnali F2502 per stati impianto .....	41
Tabella 7-26: Condizioni elaborazione stato impianto F2502 .....	41
Tabella 7-27: Soglie parametri stati impianto F2502 .....	41
Tabella 7-28: Elaborazione stato camino E6 .....	43
Tabella 7-29: Condizioni elaborazione stato impianto F2601/02/03.....	44
Tabella 7-30: Soglie parametri stati impianto F2601/02/03 .....	44
Tabella 7-31: Segnali F2601 per stati impianto .....	45
Tabella 7-32: Segnali F2602 per stati impianto .....	45
Tabella 7-33: Segnali F2603 per stati impianto .....	45
Tabella 7-34: Segnali F3601 per stati impianto .....	46
Tabella 7-35: Condizioni elaborazione stato impianto F3601 .....	46
Tabella 7-36: Soglie parametri stati impianto F3601 .....	47
Tabella 7-37: Elaborazione stato camino E7 .....	48
Tabella 7-38: Condizioni elaborazione stato impianto F3101A.....	49
Tabella 7-39: Segnali F3101A per stati impianto.....	49


 C.T. Sistemi	 raffineria di ancona	API raffineria di Ancona S.p.A.		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Tabella 7-40: Soglie parametri stati impianto F3101A.....	49
Tabella 7-41: Condizioni elaborazione stato impianto F3101B.....	50
Tabella 7-42: Segnali F3101B per stati impianto.....	50
Tabella 7-43: Soglie parametri stati impianto F3101B.....	50
Tabella 7-44: Segnali F3291 per stati impianto.....	51
Tabella 7-45: Condizioni elaborazione stato impianto F3291 .....	51
Tabella 7-46: Soglie parametri stati impianto F3291.....	51
Tabella 7-47: Segnali F1901 per stati impianto.....	53
Tabella 7-48: Condizioni elaborazione stato impianto F1901 .....	54
Tabella 7-49: Soglie parametri stati impianto F1901 .....	54
Tabella 7-50: Segnali F6101 per stati impianto.....	55
Tabella 7-51: Condizioni elaborazione stato impianto F6101 .....	56
Tabella 7-52: Soglie parametri stati impianto F6101.....	56
Tabella 7-53: Segnali F1401 per stati impianto.....	57
Tabella 7-54: Condizioni elaborazione stato impianto F1401 .....	58
Tabella 7-55: Soglie parametri stati impianto F1401.....	58
Tabella 7-56: Elaborazione stato camino E14 .....	59
Tabella 7-57: Segnali F3301 per stati impianto.....	60
Tabella 7-58: Condizioni elaborazione stato impianto F3301 .....	60
Tabella 7-59: Soglie parametri stati impianto F3301.....	60
Tabella 7-60: Segnali F3351 per stati impianto.....	61
Tabella 7-61: Condizioni elaborazione stato impianto F3351 .....	61
Tabella 7-62: Soglie parametri stati impianto F3351.....	61
Tabella 7-63: Segnali F3651 per stati impianto.....	62
Tabella 7-64: Condizioni elaborazione stato impianto F3651 .....	62
Tabella 7-65: Soglie parametri stati impianto F3651.....	62
Tabella 7-66: Segnali F3751 per stati impianto.....	64
Tabella 7-67: Condizioni elaborazione stato impianto F3751 .....	65
Tabella 7-68: Soglie parametri stati impianto F3751.....	65
Tabella 7-69: Segnali CA5071 per stati impianto .....	66
Tabella 7-70: Condizioni elaborazione stato impianto CA5071 .....	67
Tabella 7-71: Soglie parametri stati impianto CA5071 .....	67
Tabella 7-72: Segnali HRSG per stati impianto .....	68
Tabella 7-73: Condizioni elaborazione stato impianto HRSG .....	69
Tabella 7-74: Soglie parametri stati impianto HRSG.....	69
Tabella 7-75: Segnali Aux Boiler per stati impianto .....	70
Tabella 7-76: Condizioni elaborazione stato impianto Aux Boiler.....	71
Tabella 7-77: Soglie parametri stati impianto Aux Boiler .....	71
Tabella 8-1: Riepilogo applicazione dei limiti per i camini della raffineria.....	73
Tabella 8-2: Limiti di Bolla.....	74
Tabella 8-3: Limiti Massici .....	74
Tabella 8-4: Limiti di emissione Camini GIC.....	75
Tabella 8-5: Limiti di Emissione Puntuali .....	77
Tabella 9-1: caratteristiche costruttive camini E1-E9 .....	78
Tabella 9-2: caratteristiche costruttive camini E10-E26B.....	78

 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Tabella 9-3: caratteristiche chimico fisiche degli effluenti camini E1-E9.....	79
Tabella 9-4: caratteristiche chimico fisiche degli effluenti camini E10-E26B .....	79
Tabella 9-5:verifica diametri monte e valle strumentazione camini E1-E9 .....	80
Tabella 9-6: Verifica diametri monte e valle strumentazione camini E10-E26B .....	81
Tabella 10-1: Configurazione sistema PEMS (in verde e azzurro i parametri utilizzati come ingressi del modello e stime prodotte) .....	86
Tabella 10-2: Valori determinati da analisi discontinue (in verde) .....	90
Tabella 10-3: Riepilogo Provenienza Dati .....	92
Tabella 10-4: Fattore $F_A$ concawe .....	95
Tabella 10-5:Fattore $F_H$ concawe .....	95
Tabella 10-6: Fattore $F_C$ concawe .....	95
Tabella 10-7: Fattore $F_P$ concawe .....	96
Tabella 10-8: Fattore $F_W$ concawe .....	96
Tabella 10-9: Fattore $F_L$ concawe.....	96
Tabella 10-10: Fattore $F_B$ concawe .....	96
Tabella 10-11: Fattore $F_{NC}$ concawe .....	97
Tabella 10-12: Elenco cabine e armadi analisi .....	100
Tabella 10-13: Strumentazione installata al camino E1.....	101
Tabella 10-14: Strumentazione installata ai camini E2-E3-E5-E6-E7-E9-E13-E14.....	101
Tabella 10-15: Strumentazione installata camino E17 .....	102
Tabella 10-16: Strumentazione installata ai camino E26A .....	102
Tabella 10-17: Strumentazione installata ai camino E26B .....	102
Tabella 10-18:Analizzatore di scorta.....	103
Tabella 10-19: Caratteristiche linea riscaldata camini E26A – E26B .....	107
Tabella 10-20: Caratteristiche medie delle bombole utilizzate.....	120
Tabella 10-21: Caratteristiche misuratori temperatura e pressione .....	121
Tabella 11-1: Misure e stati acquisiti camino E1.....	127
Tabella 11-2: Misure e stati acquisiti caminoini E2 .....	127
Tabella 11-3: Misure e stati acquisiti camino E3.....	128
Tabella 11-4: Misure e stati acquisiti camino E5.....	129
Tabella 11-5: Misure e stati acquisiti camino E6.....	130
Tabella 11-6: Misure e stati acquisiti camino E7.....	131
Tabella 11-7: Misure e stati acquisiti camino E9.....	132
Tabella 11-8: Misure e stati acquisiti camino E10.....	133
Tabella 11-9: Misure e stati acquisiti camino E13.....	133
Tabella 11-10: Misure e stati acquisiti camino E14.....	134
Tabella 11-11: Misure e stati acquisiti camino E17.....	135
Tabella 11-12: Misure e stati acquisiti camino E18.....	136
Tabella 11-13: Misure e stati acquisiti camino E26A .....	136
Tabella 11-14: Misure e stati acquisiti camino E26B .....	137
Tabella 11-15: Normalizzazione misure da analizzatori.....	140
Tabella 11-16: Contributi dei punti di emissione nella bolla di raffineria.....	145
Tabella 13-1: Frequenza tarature e calibrazioni periodiche.....	159
Tabella 13-2: Verifiche preliminari QAL2 .....	163



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	Revisione	Data
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

## Figure

Figura 5.1: Ubicazione Sito .....	13
Figura 6.1: Schema processo di raffinazione .....	18
Figura 6.2: Inquadramento punti di emissione convogliati .....	19
Figura 7.1: Pagina forno F-1001 .....	29
Figura 7.2: Pagina forno F-1101 .....	31
Figura 7.3: Pagina stati E1 su sistema SME.....	32
Figura 7.4: Pagina grafica forno F-1801 .....	33
Figura 7.5: Pagina stati E2 su sistema SME.....	34
Figura 7.6: Pagina grafica forno F-1851 .....	35
Figura 7.7: Pagina grafica forno F-1852 .....	37
Figura 7.8: Pagina stati E3 su sistema SME.....	38
Figura 7.9: Pagina grafica forno F-2501 .....	39
Figura 7.10: Pagina grafica forno F-2502.....	41
Figura 7.11: Pagina stati E5 su sistema SME .....	42
Figura 7.12: Pagina grafica forni camino E6 .....	43
Figura 7.13: Pagina grafica forni F-2601, F-2602, F-2603.....	44
Figura 7.14: Pagina grafica forno F-3601.....	46
Figura 7.15: Pagina stati E6 su sistema SME .....	47
Figura 7.16: Pagina grafica forno F-3101.....	48
Figura 7.17: Pagina grafica forno F-3291.....	51
Figura 7.18: Pagina stati E7 su sistema SME .....	52
Figura 7.19: Pagina grafica forno F-1901.....	53
Figura 7.20: Pagina stati E9 su sistema SME .....	54
Figura 7.21: Pagina grafica forno F-6101.....	55
Figura 7.22: Pagina stati E10 su sistema SME .....	56
Figura 7.23: Pagina grafica forno F-1401.....	57
Figura 7.24: Pagina stati E13 su sistema SME .....	58
Figura 7.25: Pagina grafica forno F-3301.....	59
Figura 7.26: Pagina grafica forno F-3351.....	61
Figura 7.27: Pagina grafica forno F-3651.....	62
Figura 7.28: Pagina stati E14 su sistema SME .....	63
Figura 7.29: Pagina grafica postcombustore F-3751 .....	64
Figura 7.30: Pagina stati E17 su sistema SME .....	65
Figura 7.31: Pagina grafica caldaia CA-5073.....	66
Figura 7.32: Pagina stati E18 su sistema SME .....	67
Figura 7.33; Pagina grafica unità HRSRG.....	68
Figura 7.34: Pagina stati E26A su sistema SME .....	69
Figura 7.35; Pagina grafica Aux Boiler.....	70
Figura 7.36: Pagina stati E26B su sistema SME .....	71
Figura 10.1:Tabella dati LIMS .....	84
Figura 10.2: Tipico sonda di prelievo camini .....	106
Figura 10.3: Sonda prelievo camini E26A – E26B.....	107
Figura 10.4: Cella di misura URAS 14.....	108
Figura 10.5: Cella Elettrochimica per misura Ossigeno .....	108



 C.T. Sistemi	 <b>raffineria di ancona</b>	<b>API raffineria di Ancona S.p.A.</b>		
		Raffineria di Falconara Marittima (AN)		
		Sistema Monitoraggio Emissioni	<i>Revisione</i>	<i>Data</i>
		Manuale di Gestione	02	18.12.2019
		Documento MT01S0347		

Figura 10.6: Analizzatore URAS26.....	109
Figura 10.7: Principio di funzionamento URAS26 .....	110
Figura 10.8: Schema analizzatore URAS .....	110
Figura 10.9: Cella di misura URAS26.....	111
Figura 10.10: Analizzatore Limas11 .....	112
Figura 10.11: Cella di misura paramagnetica .....	113
Figura 10.12: Principio di funzionamento analizzatore O2 paramagnetico .....	113
Figura 10.13: Analizzatore PGC200.....	114
Figura 10.14: Analizzatore MCS100E .....	115
Figura 10.15: Cella di misura analizzatore MCS100E .....	115
Figura 10.16: Cartuccia di misura ZrO2 .....	116
Figura 10.17: Principio di misura ZrO2 .....	116
Figura 10.18: Cella di misura all'ossido di zirconio.....	117
Figura 10.19: Misuratore polveri DURAG .....	118
Figura 10.20: Principio di misura polverimetro .....	118
Figura 10.21: Schema misuratore di portata D-FI 100.....	119
Figura 11.1: Schema acquisizione segnali SME .....	123
Figura 11.2: Schema elaborazione dati.....	146
Figura 11.3: Schema elaborazione dato elementare .....	147
Figura 11.4: Schema elaborazione media oraria tal quale .....	148
Figura 11.5: Schema elaborazione media oraria tarata QAL2 .....	149
Figura 11.6: Schema elaborazione media oraria al secco.....	150
Figura 11.7: Schema elaborazione media oraria riferita ossigeno .....	151
Figura 11.8: Schema elaborazione oraria flussi di massa .....	152
Figura 11.9: Schema elaborazione media giornaliera.....	153
Figura 11.10: Schema elaborazione media 48 ore.....	154
Figura 11.11: Schema elaborazione media mensile.....	155
Figura 13.1: Schema Analizzatore URAS.....	160