

10.2 暖房システム・機器

この項では、暖房システムと暖房機器についていくつかを実例で紹介する。

10.2.1 大規模新聞印刷工場の空調システム

新聞印刷工場の構成は以下のようなものである。

- ・ Fax 刷版部門 : 印刷するための版を作る
- ・ 紙庫・給紙部門 : 新聞用紙をストック・供給する
- ・ 印刷部門 : 印刷を行う
- ・ 発送部門 : 出来上がった新聞を発送する
- ・ 管制システム : これらを管理する

これらのうち、印刷部門に設置された輪転機は多大の電力と大量の冷水を使用する。新聞印刷の作業は、昼間の夕刊印刷時と、深夜の朝刊印刷時に限られ、時間帯としては短い。発送・給紙部門も輪転機の運転にリンクして運転されるので、これらの部門での空調負荷は時間的に変動が大きい。

一方、Fax 刷版および管制システムは、負荷は大きくはないが年間を通じて安定した冷房負荷を発生する。

給紙部門も 24 時間運転であるが、特に湿度についての性能が要求される。

(空調設備)

新聞印刷工場は印刷時に多大の電力と冷水を必要とする。これらの時間的な変化の例を Figure 10.8 と Figure 10.9 に示す。

Figure 10.8 Power Consumption for the Principal Rotary Press

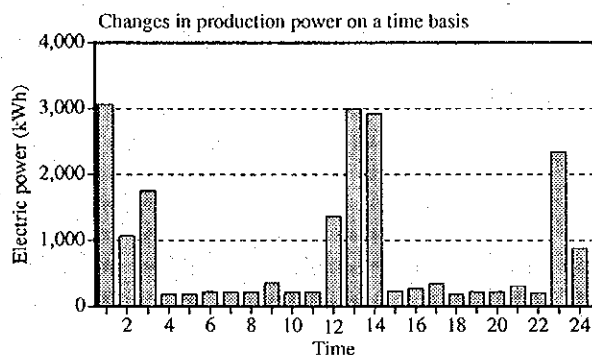
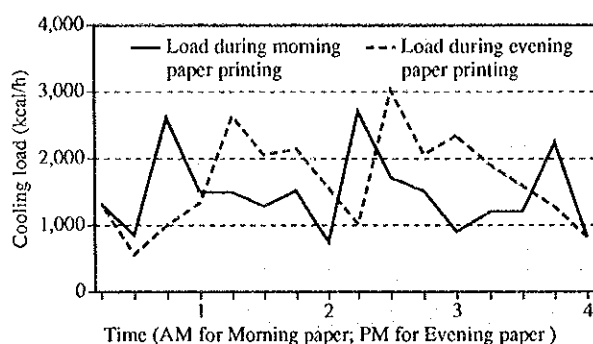


Figure 10.9 Cooling Water Loads during Newspaper Printing



このような大きな負荷変動に対して冷凍機を設置することは機械容量の増大・電気容量の増大となるので得策ではないので、この工場では、鋼板製蓄熱槽 160m³ を 2 基設置している。

この工場の空調システムを Table 10.3 に示す。

Table 10.3 Air-conditioning Equipment

Heat source devices	Energy-saving turbo refrigerator	320USRt × 1
	Heat recovery type turbo refrigerator	290USRt × 2 (one unit: for standby)
	Air-cooled heat pump chiller	86USRt × 1
	Vertical type heat storage tank made of steel plate	160 m ³ × 2
System	Printing section	Single duct system for each zone
	General sections	Air-conditioner + fan coil system

また、このシステムの特徴を以下に記す。

(1) 契約電力の低減

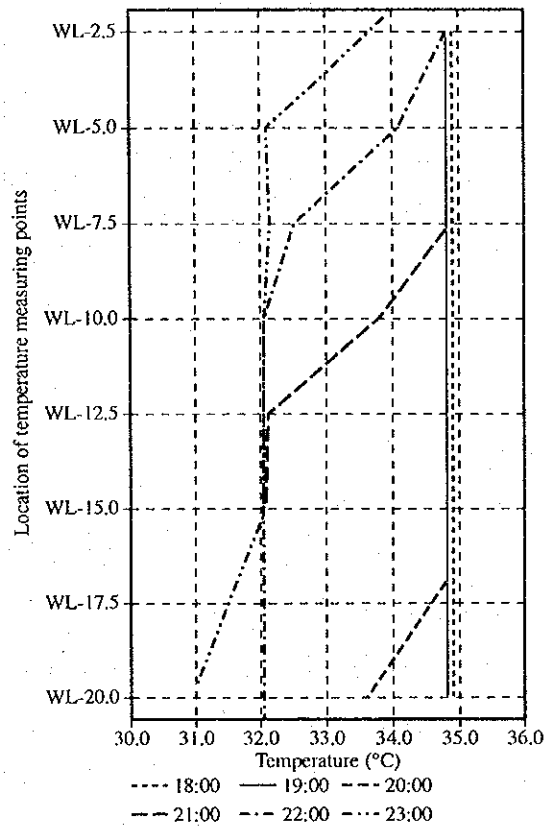
蓄熱システムは電力のピーク負荷の 30%削減を目指して設置した。契約電力の低減は 257kW であった。

(2) 蓄熱槽

今回採用した密閉式たて型蓄熱槽は、従来の平型蓄熱槽に比して以下のような特徴をもっている。

- a. 平型蓄熱槽はオープン配管網となるがたて型ではクローズにできるので、ポンプ動力は3分の1から5分の1に低減できる。
- b. たて型蓄熱槽は温度成層となるので、貯えた熱を有効に利用できる。Figure 10.10 に蓄熱槽温度分布の実測値を示す。

Figure 10.10 Temperature Distribution in the Heat Storage Tank (Hot water heat storage)

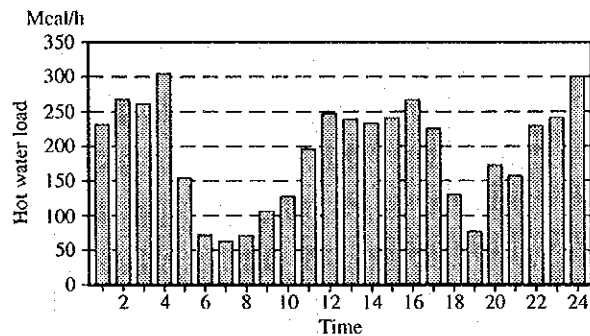


- c. 塔状の形状なので設置面積が小さく、かつ工場製作をするので現地での施工期間が短い。
- d. 密閉型のため内部の水が空気と接しないので腐食の進行がない。

(3) 排熱回収システム

この工場では輪転機などによる発熱が多いので、循環冷却水を熱源として暖房・給湯に利用し、その他の熱源は使用していない。Figure 10.11 に暖房負荷の例を示す。

Figure 10.11 Changes in Heating Load

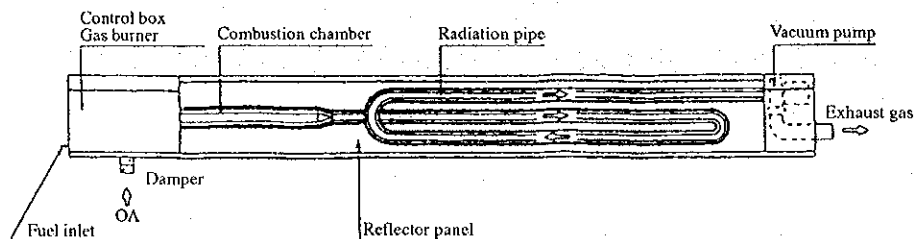


10.2.2 灯油・ガス焚き遠赤外線ヒータ

この装置は従来のように空気を暖めて暖房する対流方式とは異なり、内部から加熱された円管からの熱放射により暖房を行うものである。

燃焼部に直結した放射パイプ (耐熱性でありかつ遠赤外線放射を高める表面処理を施工したもの) に燃焼ガスを通じて、表面温度が 150 から 400℃になるように加熱する。この放射パイプから、表面温度に相当する波長の遠赤外線が放射される。これを反射版により、途中の空気を介することなく暖房必要ゾーンの人体、床面、机、壁面などに照射してこれらを直接に暖める。Figure 10.12 に機器の例を示す。

Figure 10.12 Configuration Principle Diagram



この機器では熱源として灯油、都市ガス、LPG などいわゆる 1 次エネルギーを使用するので、電力、蒸気、温水など 2 次エネルギーを使用する場合に比して熱源価格が安い。

人体からの熱損失としては、寒冷時には熱放射によるものが最も多い。暖房ではこの熱放射を 50kcal/h 以上にならないようにすることが必要で、このためには身体と同時に床や外周壁を加温することが重要である。空気を媒体として介しない遠赤外線ヒータでは、従来の対流方式では困難であった開放空間や大空間の部分暖房も効率よく行うことができる。

10.2.3 遠赤外線暖房の利用例

学校の標準教室：

東北地方の仙台市の亘理町では遠赤外線暖房とボイラーによる対流暖房とを実際に比較した結果、円赤外線暖房はボイラーによる集中暖房に比して 53.3%の燃料量で済むことがわかった。

オープンシステムの学校の暖房：

横浜市のある小学校では、校舎棟の中央に 2、3 階吹き抜けの多目的スペースを持っている。このような建築では、温風による対流暖房では効果は期待できないので、ガス遠赤外線暖房方式が採用された。

室内スポーツ施設：

体育館、室内プール、観客席などでは人のいる暖房必要空間は全空間に対して大変小さいものである。遠赤外線ヒータは空気を介さないで人体や床面を直接に暖められるので、高く広い大空間の部分暖房にも効率よく対応できる。

アリーナでは、運動量に応じたゾーニングにより適温制御ができる。

アイススケート場の観客席では、運動をしていない観客に対する部分暖房が可能である。

大空間・間欠的・短時間だけ使用の場合に立ち上がりの早いコールドスタートが可能である。

室内プールではプールサイドで 30℃以上の温度が必要である。温風暖房では換気が制限され高温多湿の不快な環境になりやすい。遠赤外暖房では太陽光と同じように人体とプールサイド床面が加熱されかつ通風がないので快適な暖房効果が得られる。

(1) 工場および配送センターでの暖房

一般的に工場では暖房条件に多くの問題点がある。

- a. 人の居る空間に対して、床面積は大きく、天井高さが高く、全体の5ないし30%が暖房必要空間で、この空間だけを暖房することのできる部分暖房（ゾーニング）が必要である。
- b. 建物の気密性、断熱性が悪く、作業場外扉の開閉が多く、環境整備のために強制換気が必要である。全体に換気損失が大きく、全熱損失の30から50%を占め、空気を暖める対流暖房では省エネルギーは困難である。
- c. 走行クレーンや大型機械のある工場では、床面・空間が制約され暖房装置や暖房装置の効果的設置が困難である。
- d. 配送センター、郵便局の集配センター、自動車工場等の半開放空間の暖房では、空気の流通があるので空気を暖める対流方式では困難で、通風による体温低下をカバーし、直接に人体、床、機械等を加温することが必要である。

(2) 大工場の遠赤外線放射暖房

日本では 1973 年にガス遠赤外線放射暖房が始めて自動車組立工場に設置された。大工場の例としては、1985 年に自動車工場ロボットを使用する試作工場に設置された。この工場は床面積 3,600m² (30m×120m×13mH)で 30m の走行クレーンのある工場の全域暖房に使用された。その結果、従来の重油焚きボイラーによる対流暖房に比して燃料消費量は熱量ベースで約 40%で、重油に比して割高な都市ガスを使用しても、必要な金額は約 50%に低減した。

郵便局の発着ホームは、ほとんどが屋根はあるものの周囲が開放されている。郵便の翌日配達体制のために、深夜から朝方のもっとも寒い時間帯に郵便車の発着が集中し、暖房が大きな問題となっている。

このような発着ホームに遠赤外線暖房を適用した結果、暖房しなかったゾーンではISO規格の「効果温度」が2.9℃まで下がったのに対して、暖房ゾーンでは「効果温度」は15℃から20℃の範囲にあり、暖房効果が確認された。暖房ゾーンでの実際の体感でも暖房の効果は明らかであった。更に床の温度が非暖房ゾーンでは最低4℃になったのに対して、暖房ゾーンでは27℃まで昇温し足元から暖かくなった。

(3) 遠赤外線暖房方式の特徴

- ・ 開放された空間や大空間の暖房に適する。
- ・ 必要空間だけの部分暖房が可能で運転経費を小さくできる。
- ・ 対流暖房のような空気の流動が必要ないので快適性がある。

(4) 灯油、ガス焚き遠赤外線ヒータの安全

真空燃焼方式を採用し、放射管内は負圧に保たれているので、燃焼ガスは室内にもれることはない。「フレイムロッド」および「フレイムアイ」による燃焼方式、プロテクトリレーによるプリパージ、ポストパージにより未燃ガスの掃気、真空にならないと燃焼を始めない真空スイッチ、過熱防止器などにより安全性を保っている。

注:

ISOでは、80%以上の人々が満足する暖房効果の基準として「効果温度 (Operative Temperature)」という考え方を提唱している。「効果温度」はグローブ温度から計算される平均放射温度と室温に風速係数などをかけて計算される。

10.2.4 工場暖房システム事例

(1) 蒸気利用ストリップヒータ・・・機械工場

建物概要	壁:	鉄骨小波亜鉛鉄板
	屋根:	小波スレート
	床:	コンクリート土間
規模	25m 幅×91m 長さ×8.5m 軒高、床面積: 2,275m ²	
作業内容	建設機械部品製造工場	
暖房条件	外気温度:	0°C
	グローブ温度:	16°C
	換気回数:	3 回/hr
	運転時間:	8 時から 16 時
	熱源:	貫流ボイラー 1.5t/h、常用蒸気圧力: 7kg・cm ²
輻射パネル	形式:	フィン付き管形パネル、幅: 750mm
	総台数:	36 台
	総熱出力:	642,600kcal/h

Figure 10.14 に暖房システムの概要を示す。また Figure 10.13 に設置状況の写真を示す。

Figure 10.13 System Diagram of Heating System

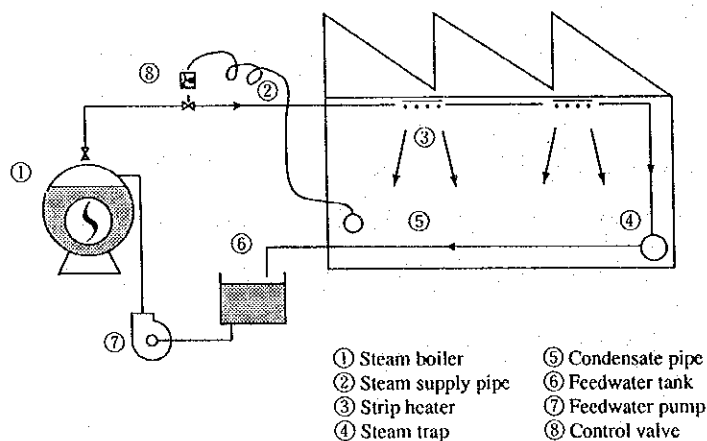
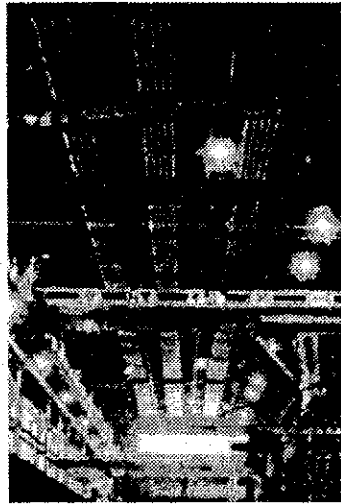


Figure 10.14 Example of Strip Heater Installation



この工場では、以前には直火式の温風暖房機 3 台を使用していたが、軒高が 8.5m と高いため加熱された空気のほとんどが上部へ滞留し、作業域である床面から 2m までの暖房効果が得られなかった。平面的に見ても、温風器の設置位置付近と離れた場所の温度差が大きく、燃料の総費用に比して効率の悪い暖房となっていた。

このため改善策として各種暖房方式を比較検討した結果、下記の利点を考慮して天井式ヒータ輻射暖房設備を採用した。

- ・ 燃料消費の 40%低減
- ・ 温度分布の改善
- ・ 床面が 100%作業域となる
- ・ 燃焼装置 (蒸気発生機)が 1ヶ所であり、工場内に火気がなくなり安全

Figure 10.15 に床面の温度分布、Figure 10.16 に垂直方向の温度分布の例を示す。

Figure 10.15 Operative Temperature Distribution by Radiation Heating (Globe temperature)

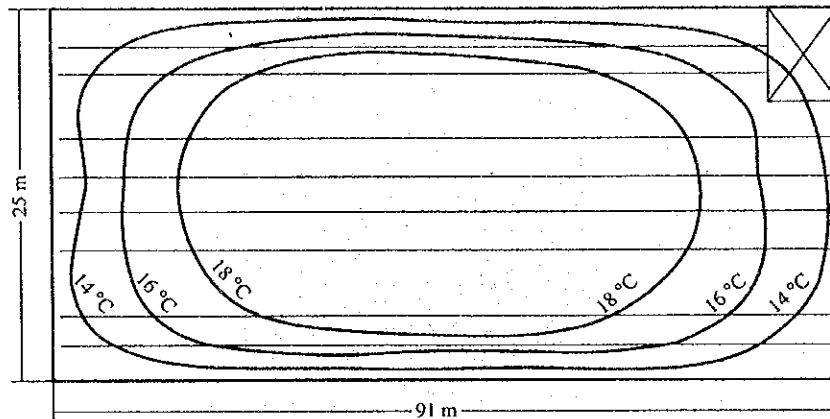
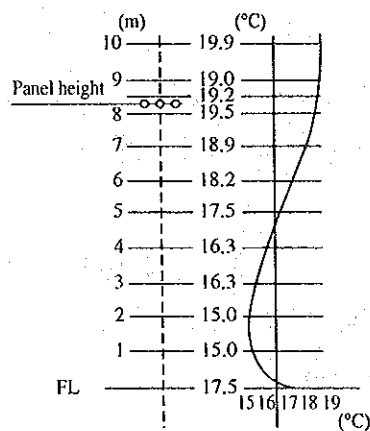


Figure 10.16 Changes in the Temperature in the Height Direction by Radiation Panel



設置後には作業員から次の評価があった。

- ・ 温風器から吹出す加熱乱流による不快感がなくなった。
- ・ 残業の際に部分暖房ができる。
- ・ モータ、ファン等の稼動部分がなく、工場内が静かになった。

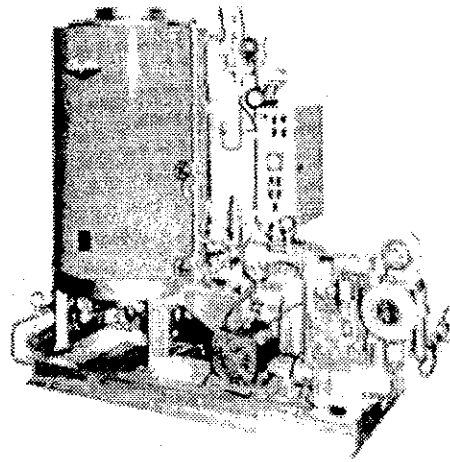
(使用機器)

(1) 蒸気ボイラー

実際蒸発量: 1,516kg/h、燃料: A 重油、最高使用圧力: 10kg/cm²G、伝熱面積: 9.9m²

Figure 10.17 にこのボイラーを示す。

Figure 10.17 Clayton Boiler



(2) 輻射パネル

ヒータ本体はフィン付き管形で、従来から用いられてきた裸管形に比べて 20 から 30%増の高熱出力を持つ。、Figure 10.18 にフィン付き輻射パネルを示す。

Figure 10.18 Fin-Tube Radiation Panel

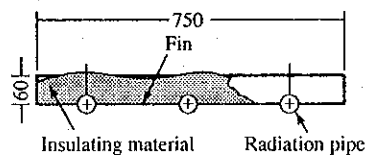


Figure 10.18 に示すように、1-1/2 の鋼管製輻射管にフィンを設け、フィンの表面には輻射率の大きい塗料を塗っている。フィンの背面には 50mm の保温材を取り付けている。なお、ヒータからの復水は約 80℃の温水としてボイラーへ回収される。

(3) ガス焼き遠赤外線暖房装置・・・NC 機械工場

工場概要 NC 旋盤、マシニングセンターなどを有する精密機械工場

天井走行クレーン高さ 5m

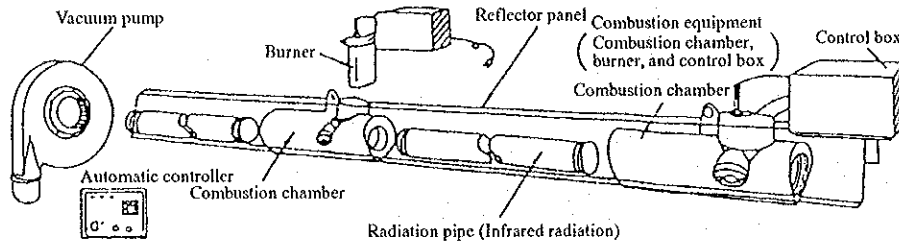
床面積 800m²

設備概要 天井吊下げ型遠赤外線暖房装置(ガス焼き) 18 台

1 台当り入力 10,000kcal/h

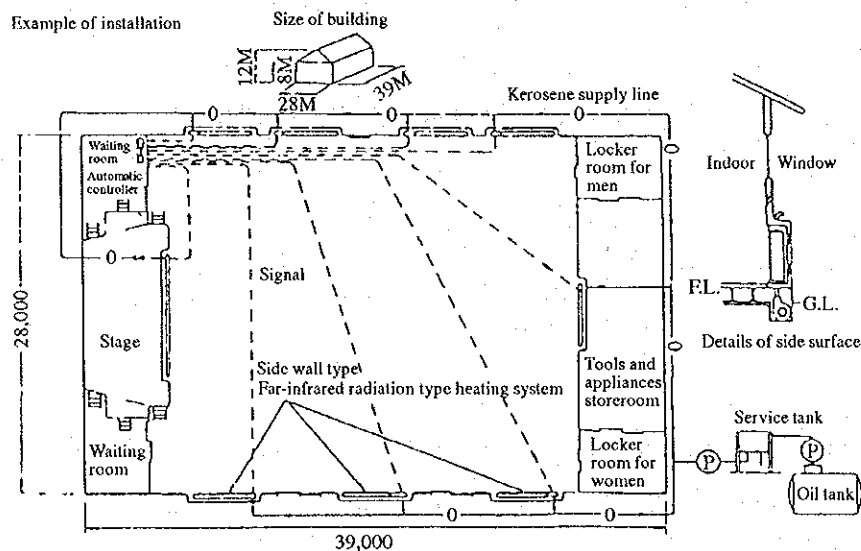
設備は真空方式で、燃焼ガスは真空ポンプにより屋外へ排出される
Figure 10.19 にこの暖房機器を示す。

Figure 10.19 Vacuum Combustion System CO-Ray-VAC (Gas-fired)



また、Figure 10.20 に機器のシステムを示す。

Figure 10.20 Side-wall Type OVSW-301 (Single unit) (Kerosene-fired)



この工場は当初は温水ボイラーによる温風対流暖房システムを設置していたが、暖房効果が悪く、冬季に熟練従業員の病欠等の問題があった。この対策として輻射暖房が採用されたものである。この装置の設置の効果について、社長の言を借りれば、「一番寒い朝でも始業 1 時間前に点火すればよい。この暖房はまず床面が暖まり、機械が暖まるので足元から暖かく、通風がないため不快感がなく、塵埃も立たないので衛生上と品質管理からもよい」と評価されている。

10.3 工場暖房の改善事例

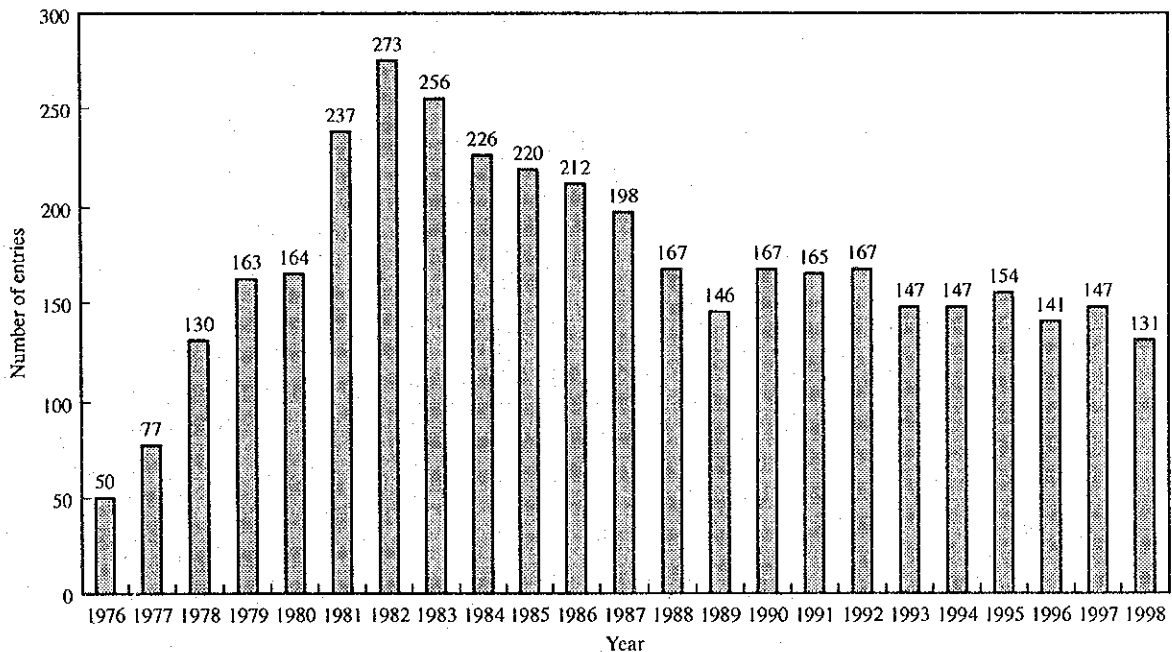
この項では、既設の工場暖房に関する省エネルギーのための改善を例示する。

この改善事例は、省エネルギーセンターが毎年募集している工場省エネルギー事例の発表大会に応募したものからの抜粋である。発表大会は1954年以降実施されており、現在までの総応募件数は3,885件である。応募の内容は工場における主として現業の作業員グループによる自分の職場での省エネルギー改善である。改善の内容は工場暖房だけではなく、自分の工場における各種の改善、すなわち燃焼、断熱、用水、圧縮空気など多くの分野に亘っている。

改善活動は自主的に行われ(実際には管理者からの要請・指導・支援がある場合も多い)、問題点の発見・解決策の検討・試行・実施・定着対策などが数ヶ月あるいは1年を費やして行われている。

省エネルギーセンターが主催する例年の発表会はオープンであるので、誰でも聴講することができ、この場を通して次の改善のヒントを得ることができる。発表内容は資料集として参加者に配布される。Figure 10.21 に応募件数の推移を示す。

Figure 10.21 Number of Applicants for Improvement Case Presentation Convention



10.3.1 高天井工場における暖房設備の改善

業種	自動車用樹脂・ゴム部品用金型製造	
従業員数	150 名	
燃料使用量 (年間)	重油	70kL

(1) 対象設備

重油直焚きの温風暖房機 6 台、建物は $3,000\text{m}^2 \times 2$ 階建てで、Figure 10.22 および Table 10.4 にこれらを示す。

Figure 10.22 Layout of Heating Equipment

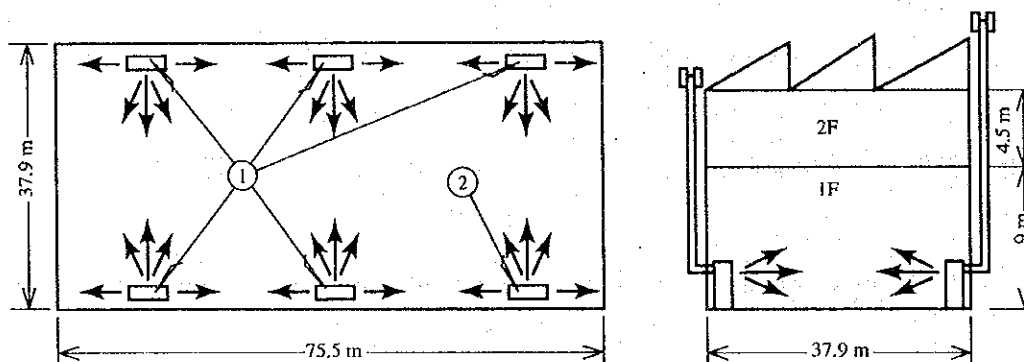


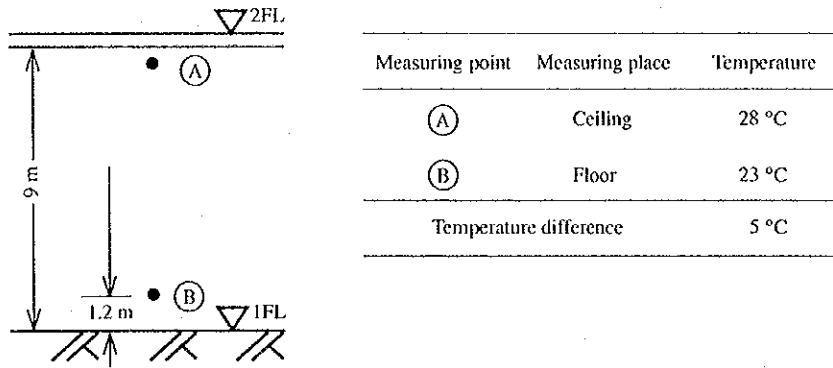
Table 10.4 Overview of Heating Equipment

NO	Type	Heating capacity	No. of units
1	Warm-air heating unit	100,000 kcal/H	5
2	Warm-air heating unit	75,000 kcal/H	1
Total		575,000 kcal/H	6

(2) 問題点

一階の天井と床面の温度を測定した結果は Figure 10.23 のように 5°C の温度差がある。

Figure 10.23 Temperature Differences between Ceiling and Floor



(3) 対策

天井の温度が高い部分に天井扇 6 機を設置することとした。この際吹き降ろす風速により作業者が寒く感じることはないように、ヤグローのネクタイ図を参照して風速 0.5m/s を選定した。これから天井扇の風速を算出した結果、約 1m/s を得たので、Table 10.5 に示す天井扇を天井温度の高い部分 6 ヶ所に設置し、その結果温度差は 2°C に低減された。

Table 10.5 Specifications of Ceiling Fan

	Item	Specifications
Rating and type	Motor type	Open type single-phase capacitor motor
	Rated voltage	100 V
	Vane type	Plastic axial-flow 3-vane
Characteristics	Velocity	71 m/min, MAX 178 m/min
	Air flow	58 m ³ /min, MAX 244 m ³ /min

(4) 省エネルギー効果

計算では、年間の重油節減は 7kL で、この工場の暖房用重油使用の 10% が節減された。

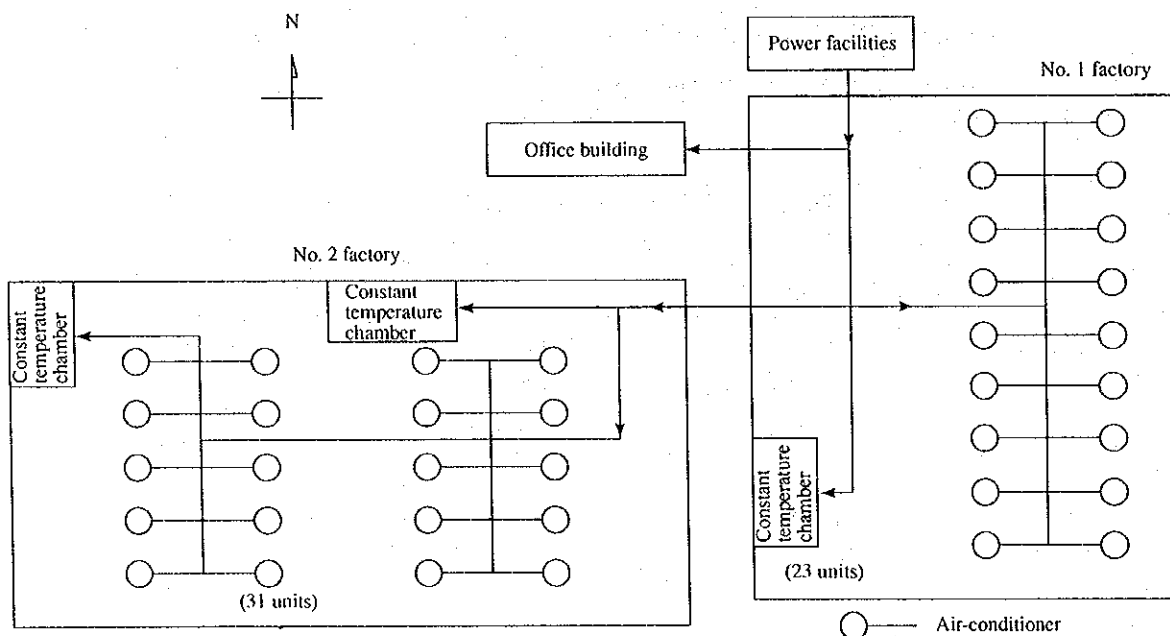
10.3.2 暖房用温水温度変更による省電力

業種	自動車製造、専用設備および型製作工場	
従業員数	1,860名	
エネルギー使用量(年間)	電力	2,300MW
	重油	1,500kL
	用水	81,000m ³

(1) 対象設備

工場建屋2棟(計76,000m²)を原動力棟から供給する温水により暖房している。全体の概念図をFigure 10.24に示す。

Figure 10.24 General Plan View

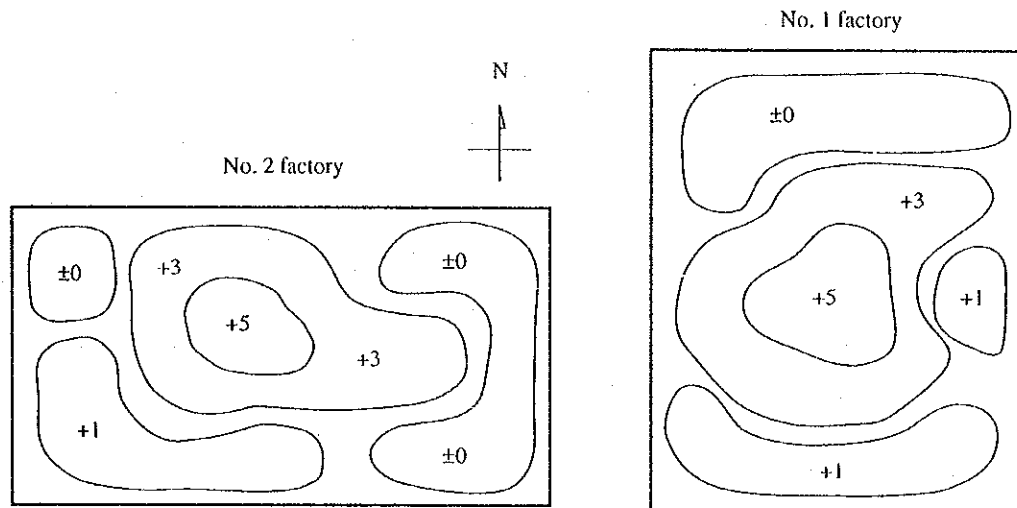


(2) 問題点

- a. 空調機の内気循環量を当初の計画の50%から実際には100%で使用しているため、空調機温水が温度差が小さいまま戻ってきている。温度差を大きくして送水量を減じポンプの省電力を図りたい。

- b. 工場内の温度分布が不均一である。工場中央部の温度が設定温度より上がりすぎている。設定温度との差を測定結果により Figure 10.25 に示す。

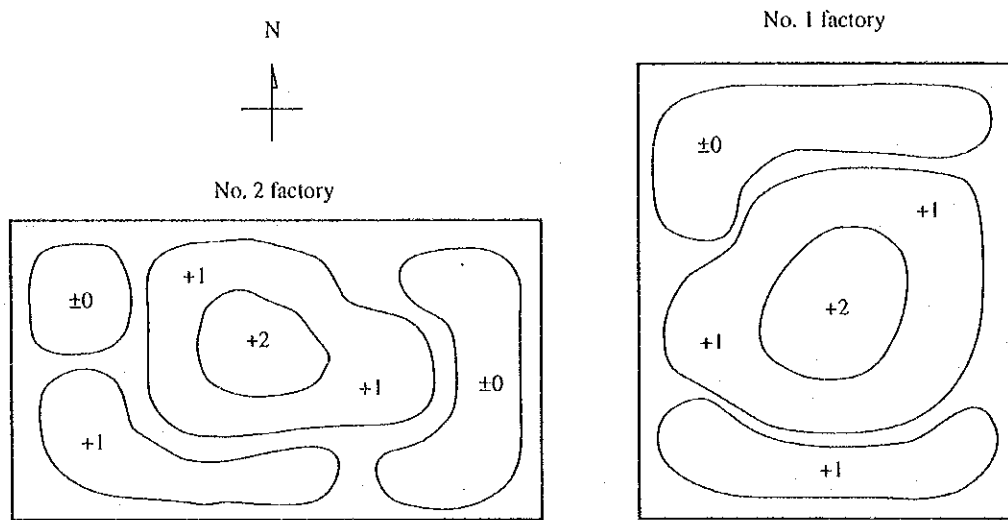
Figure 10.25 Distribution of Temperature Difference from the Setting Temperature



(3) 対策

- a. 送水量の減少のために送水主管の圧力設定値を下げたところ、工場末端にある恒温室で温湿度の制御が不調になった。このため、ここの空調機の入り口手動弁を温度分布を参照しながら調整した。これにより温水の温度差は 5℃から 10℃に上昇し、送水量は 1,700m³/h から 600m³/h に減少した。送水ポンプの運転台数は 3 台から 1 台となり、電力が節減された。
- b. 空調機のファンの運転を温度分布によりグルーピングし、設定温度以上のゾーンのファングループを総合監視システムにより停止するように改造した。これによりファン動力を節減した。
- これにより温度分布は改善され、最終的には Figure 10.26 のようになった。

Figure 10.26 Final Temperature Distribution in the Factory



(4) 省エネルギー効果

上記の対策 a.および b.により、電力で 219MW、重油で 45kL が削減された。

10.3.3 高風速ノズルによる温度分布の改善

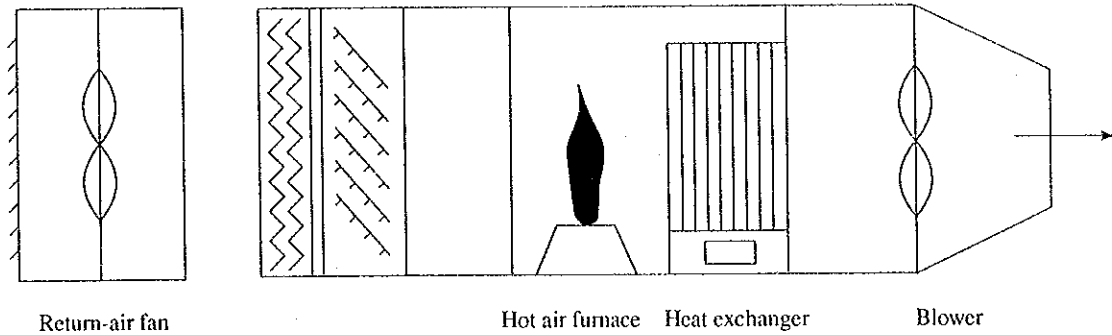
業種	繊維機械製造、工作機械アタッチメント製造		
従業員数	1,350 名		
エネルギー使用量(年間)	燃料	A 重油	1,000kL
	電力	7,800MW	

(1) 対象設備

建屋構造	鉄筋コンクリート	3,374m ²
暖房設備	重油直接燃焼温風暖房機	7 台

暖房機を Figure 10.27 に示す。

Figure 10.27 Air-conditioning System



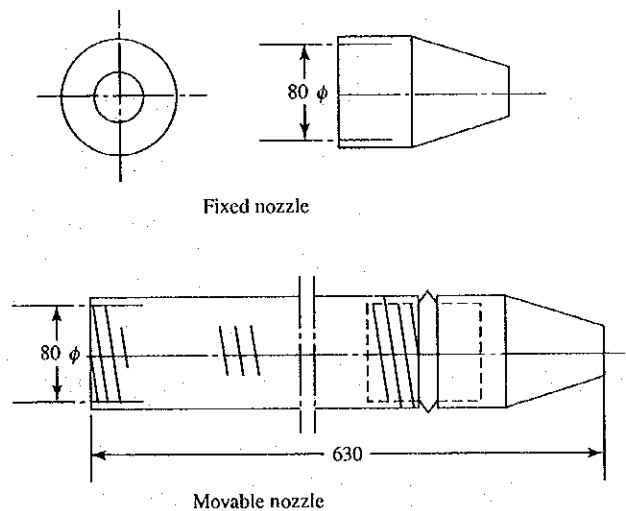
(2) 問題点

工場の重油使用量のうちの 95%が暖房用に使われている。建物は 3ヶ所の出入り口大扉のみ開閉可能で、他の窓は 2重ガラスで開閉できない。天井高さは最高 11.7m あり、暖房による温空気は高所に停滞し、作業区域での温度差が大きい。

(3) 対策

工場全域にわたり「高風速ノズル」をダクト吹出し口よりも高い位置に下向きに設置して、ダクト吹出し口からの温風を吹き降ろすことにより、上下の温度差を減少する。Figure 10.28 に高風速ノズルを示す。

Figure 10.28 Dimensional Diagram of High-velocity Nozzle



ノズル取付け本数

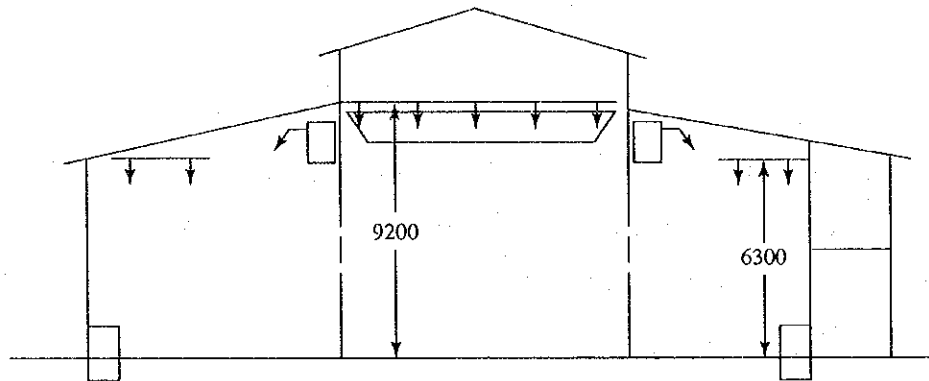
床上 6.3m の高さ 32 本

床上 9.2m の高さ 97 本

ノズル用送風機 1.5kW×2 台、2.2kW×2 台、3.7kW×3 台

Figure 10.29 に高風速ノズルの取付け状況を示す。

Figure 10.29 High-Velocity Nozzles Installed at the Upper Locations



(4) 省エネルギー効果

室内の上下温度差が概ね 3℃ から 1.3℃ に低減された。

10.3.4 重油焚き熱風暖房を蒸気式温風暖房に改造して効率向上

業種	自動車製造	
従業員数	21,000 名	
エネルギー使用量(年間)	重油	22,642kL
	電力	692,755MWh
	LPG	13,055ton

(1) 対象設備

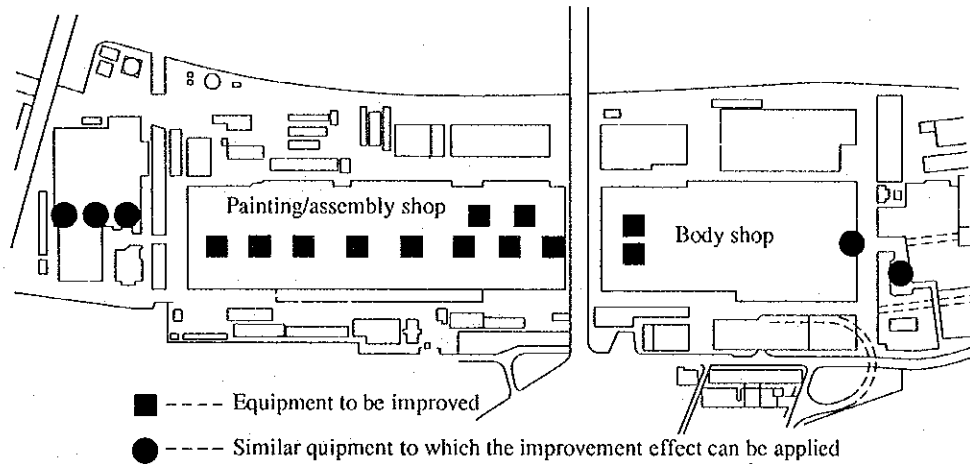
車体・塗装・組立て工場の既設の重油焚き熱風暖房の概要は次のとおりである。

バーナ	型式:	全自動式ロータリー
	重油最大消費量:	170 L/h
	熱交換機能力:	800,000kcal/h

送風機	型式:	リミットロードファン
	送風量:	90,000m ³ /h
	電動機:	37kW

また、このシステムを Figure 10.30 に示す。

Figure 10.30 Layout of Heating Equipment



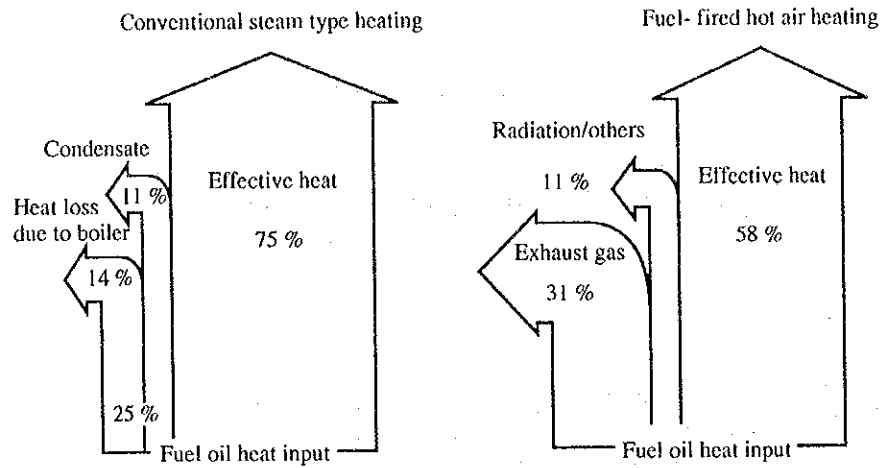
(2) 問題点

このシステムはエネルギー効率が悪く、工場の稼働状況の変化に伴って必要容量が減少しているため、現状に合わせて最適化を図る必要がある。

(3) 対策

既設の重油焚き暖房機と検討中の蒸気式暖房機のエネルギー性能の比較を Figure 10.31 に示す。

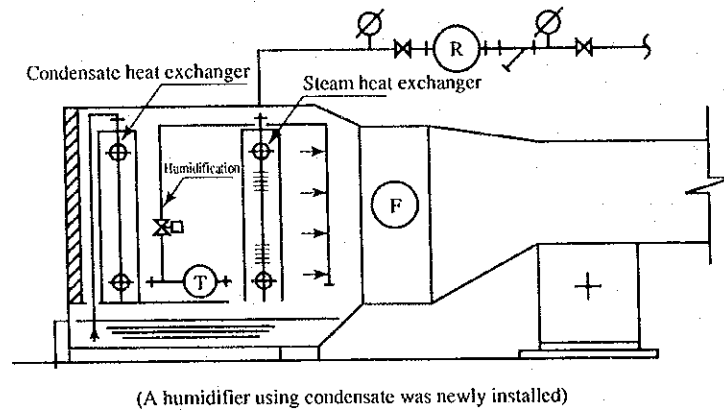
Figure 10.31 Comparison of Energy Balances



図に見るように重油焚き熱風装置は、通常の蒸気式暖房に比べて排ガス損失が大きく、熱効率が劣る。

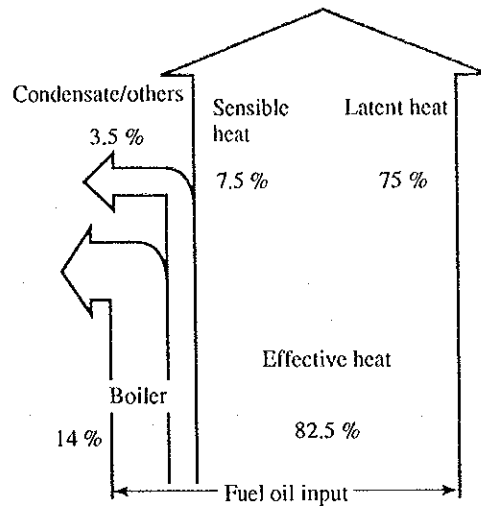
新設の蒸気式では、蒸気復水の熱も復水熱交換器で利用するようにした。Figure 10.32 に蒸気式の概要を示す。

Figure 10.32 Improved System



復水の顕熱を利用した結果、熱収支は Figure 10.33 のようになり、熱効率では 82.5%で、従来に比して 42%の向上となった。

Figure 10.33 Energy Balance after Improvement



(4) 省エネルギー効果

暖房機更新のほか、工場の操業に合わせて温風ダクトの統廃合も実施した。熱効率の向上の結果、重油使用量は半減し、電力使用は3分の1に減少した。また運転員数も半減となった。

10.3.5 室内温度のモニタリング制御化

業種	自動車製造	
従業員数	8,700名	
エネルギー使用量(年間)	電気	448,324MWh
	ブタンガス	12,957 ton
	重油	35,537kL
	コークス	37,553ton

(1) 問題点

暖房用のユニットヒータをゾーン毎のペローズ型サーモスタットにより各現場で自動制御しているが、サーモスタットの動作精度にバラツキが大きく、過剰暖房となっている。Figure 10.34 に温度の測定例を示す。また、温度設定器をFigure 10.35 に示す。

Figure 10.34 Overview of the Equipment to be Improved

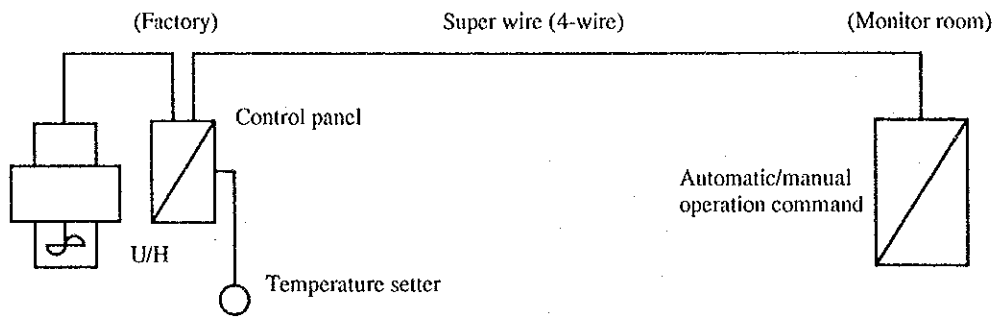
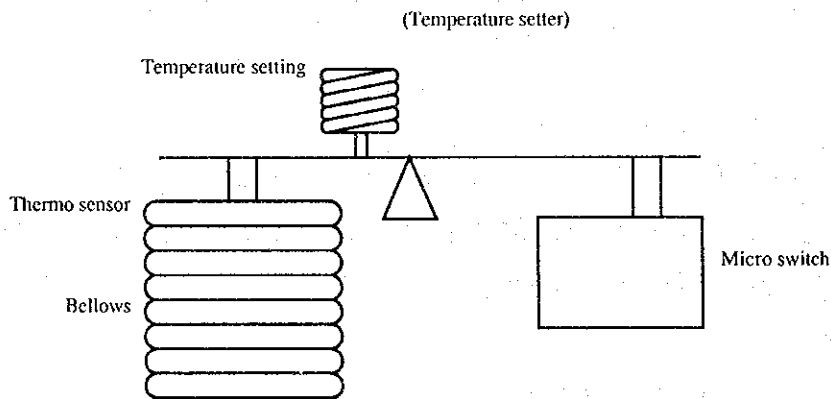


Figure 10.35 Temperature Setter



(2) 対策

a. サーモの精度向上

ベローズ型から白金抵抗測温体 (精度 0.1℃)に変更。

b. 温度設定を監視室化

温度伝送器により温度信号を監視室へ送り、シーケンサ、パソコンにより温度を設定。

c. 工場室温の表示

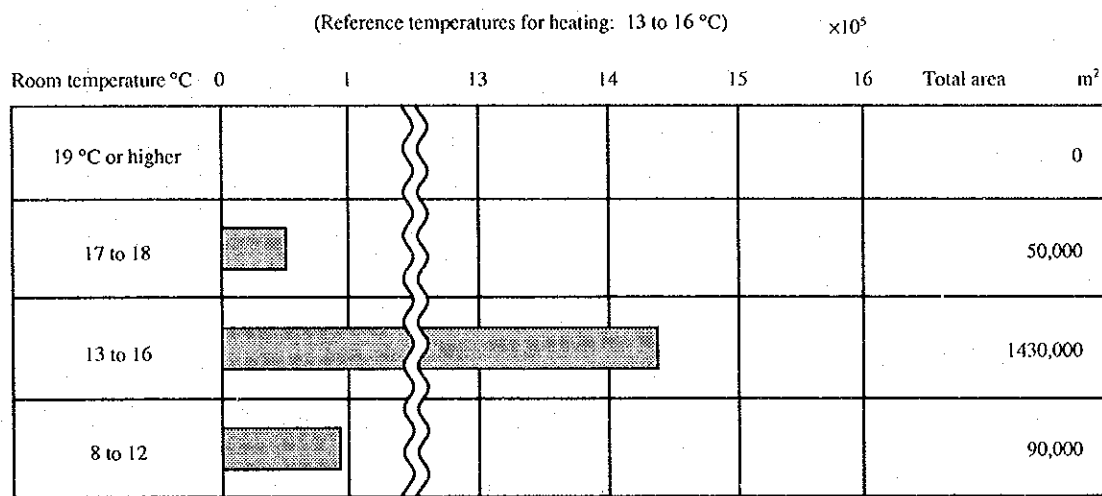
監視室で工場室温をパソコン上でグラフに表示し、タイミングのよい暖房弁の開閉を行う。

(3) 省エネルギー効果

対策後の室温調査では Figure 10.36 のように過剰暖房が減少している。このため暖房蒸気使用量が減少し、重油で年間に 1,522kL が節約された。

Figure 10.36 Room Temperature Surveyed after Improvement

Measured on February 16, 1992



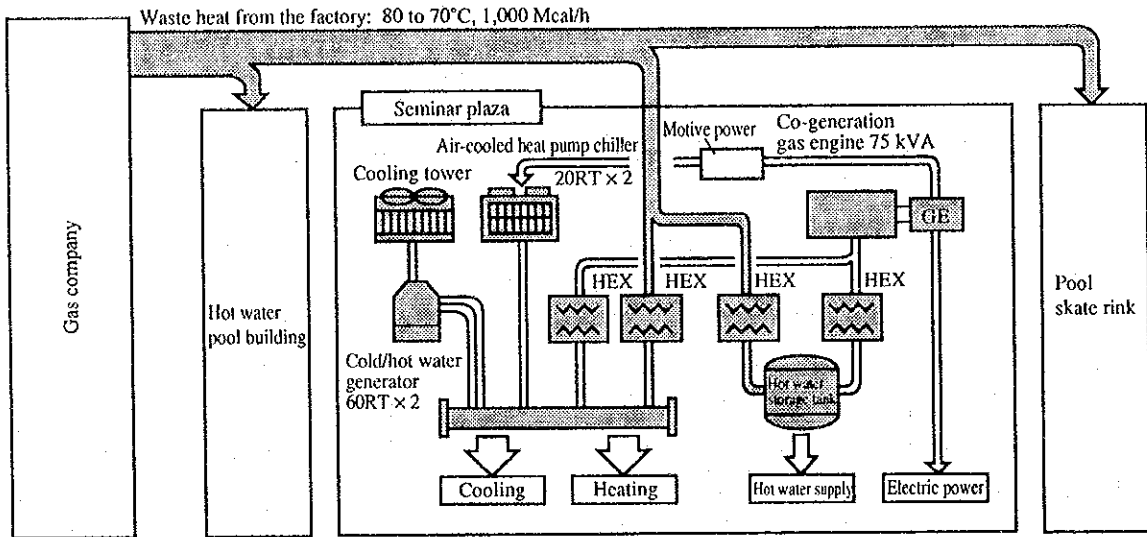
10.3.6 工場排熱利用による暖房・給湯システム

業種	都市ガス製造供給業の企業内研修施設	
従業員数	15名	
エネルギー使用量(年間)	都市ガス	66,371Nm ³
	電力	671,362kWh

(1) 対象設備と対策

研修施設の設置に際して、隣接する自社の石炭ガス製造工場から排出されている温水を利用し、また電力ピークカットのためガスエンジンによるコージェネレーションを設置した。設備の概要を Figure 10.37 に示す。

Figure 10.37 Overview of the Equipment to be Improved



(2) 省エネルギー効果

Table 10.6 に、このシステムと在来システム (想定)との年間エネルギー費用の比較を示す。

Table 10.6 Reduction Amount of Running Cost (for the year 1990)

	Conventional system (Unit: thousand yen)	Current system (Unit: thousand yen)	Running cost	
			Reduction amount	Reduction rate
Air-conditioning				
Electricity	585	621		
Gas	5,626	3,514	1,001,000 yen	84 %
Waste heat	-	1,075		
Hot-water supply				
Gas	939	-	556,000 yen	41 %
Waste heat	-	383		
Power consumption	975	-	975,000 yen	0 %
Total	8,125	5,593	2,532,000 yen	69 %

この表のように年間費用で 69%が節減されたことになる。

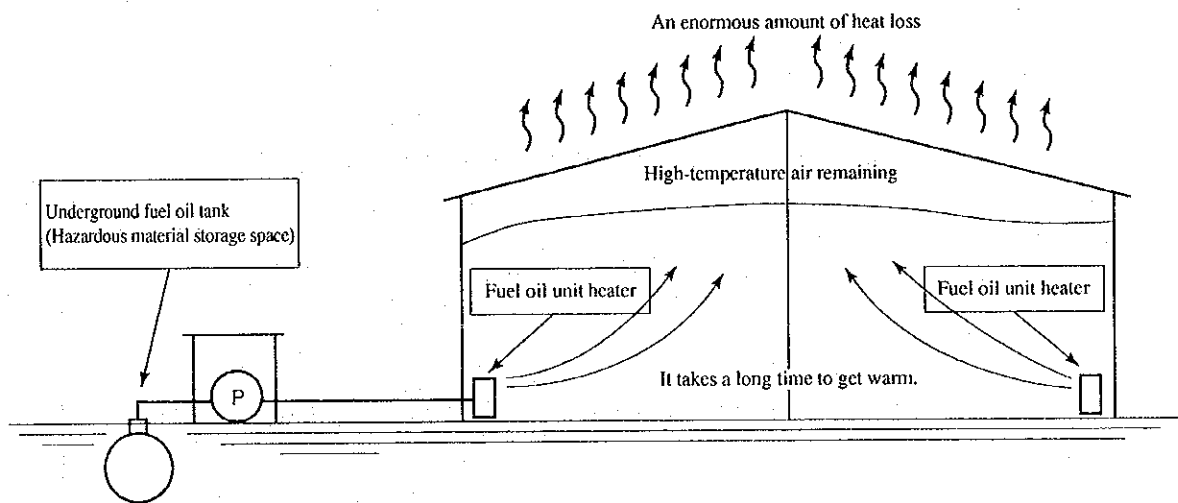
10.3.7 高天井部ダクト誘引吹出し方式

業種 電気機器製造業 (産業用制御装置、発電用制御装置、車両用機器、他)
従業員数 6,758 名
エネルギー使用量(年間) 重油 3,694kL、都市ガス 3,223,000m³
電力 86,381MWh

(1) 対象設備

工場は 1950 年代に建設された高天井の建物で、暖房にはフロア設置の重油ユニットヒータが用いられている。Figure 10.38 に概念図を示す。

Figure 10.38 Overview of Equipment to be Improved



(2) 問題点

- a. ヒータからの吹出し温風が高天井部に上昇し滞留するため、床面作業エリアが容易に暖まらない。
- b. 高天井部に上昇・滞留した温風は、屋根・窓・外壁等を必要以上に暖めるので、投入エネルギーのほとんどが放熱損失として消費される。

従前からこの問題があったが、数年前から消防法への適応を要請されているので、今回ガス転換に際して問題点の解決を図った。

現状の温度分布とその時間的推移を測定すると次の状況がわかった。

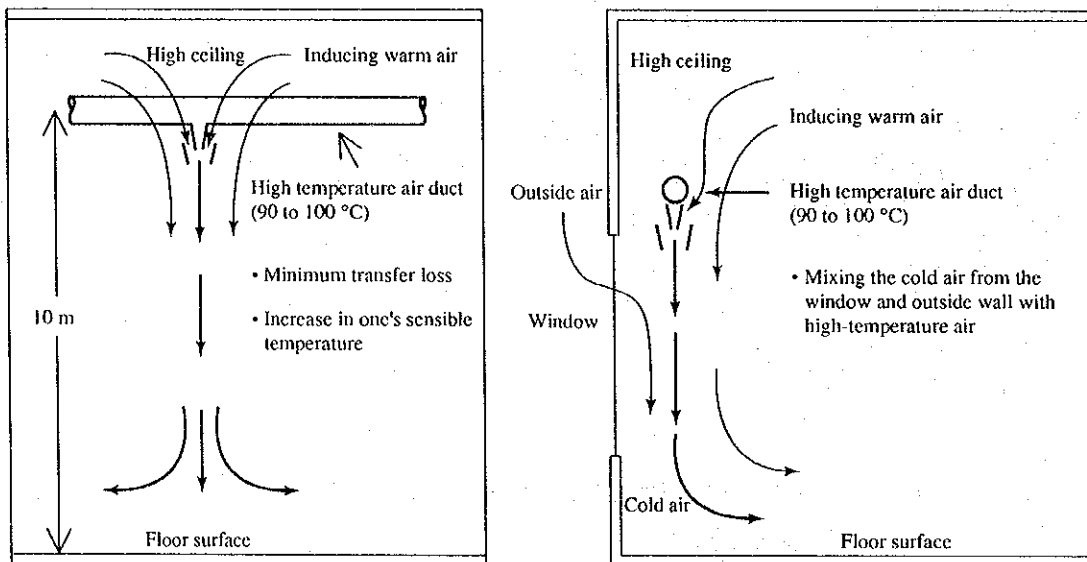
- ・ 高天井部 (床面から 15m)は暖房開始後 1 時間で 20℃に達し、以降は 40℃近辺にまで上昇している。
- ・ 作業エリアである床面では 20℃までの上昇に 4 から 6 時間を要している。

(3) 対策

放熱計算によれば、天井部を 25℃に、作業床面を 20℃にできたとすると、暖房能力は現状の 42%でよいことになる。また、消防法への適応としては、暖房機器の屋外設置が要請される。

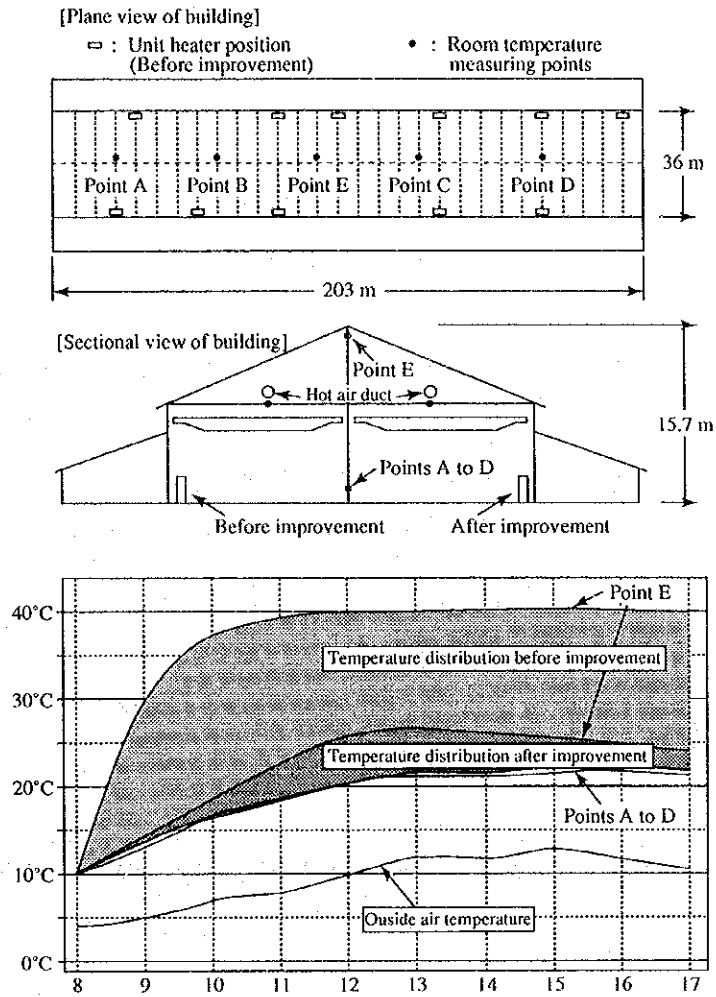
対策として、「高天井部・高温風ダクト誘引吹出し方式」(IHI 商品)を採用し、高温風のサーキュレーションにより温度分布を減少することとした。このシステムの概念を Figure 10.39 に示す。

Figure 10.39 Features of Riviera Heating System



この対策の実施により温度分布は Figure 10.40 のように改善された。

Figure 10.40 Effects after Improvement (Temperature distribution)



(4) 省エネルギー効果

この対策により、燃料費と電力費の計としてのエネルギー費は、従前に比して32.5%が削減された。また、放熱計算によれば、屋根・壁面からの熱損失および煙突からの排気損失の減少により、放熱損失熱は半減した。

本章 引用文献：

松田則雄：ダイダン技報,「大空間生産施設の空調計画と設計」,第63号(平成3年5月),
株式会社ダイダン

栗田弘、若林克敏、馬淵順三：ヒートポンプによる冷暖房 蓄熱式ヒートポンプ空調システム
の事例研究「読売新聞社横浜工場」,No.41,電力空調研究会

加藤正顕：燃料協会誌「灯油、ガスだき遠赤外線ヒーター」,Vo.69 No. 6, 社団法人燃料協会

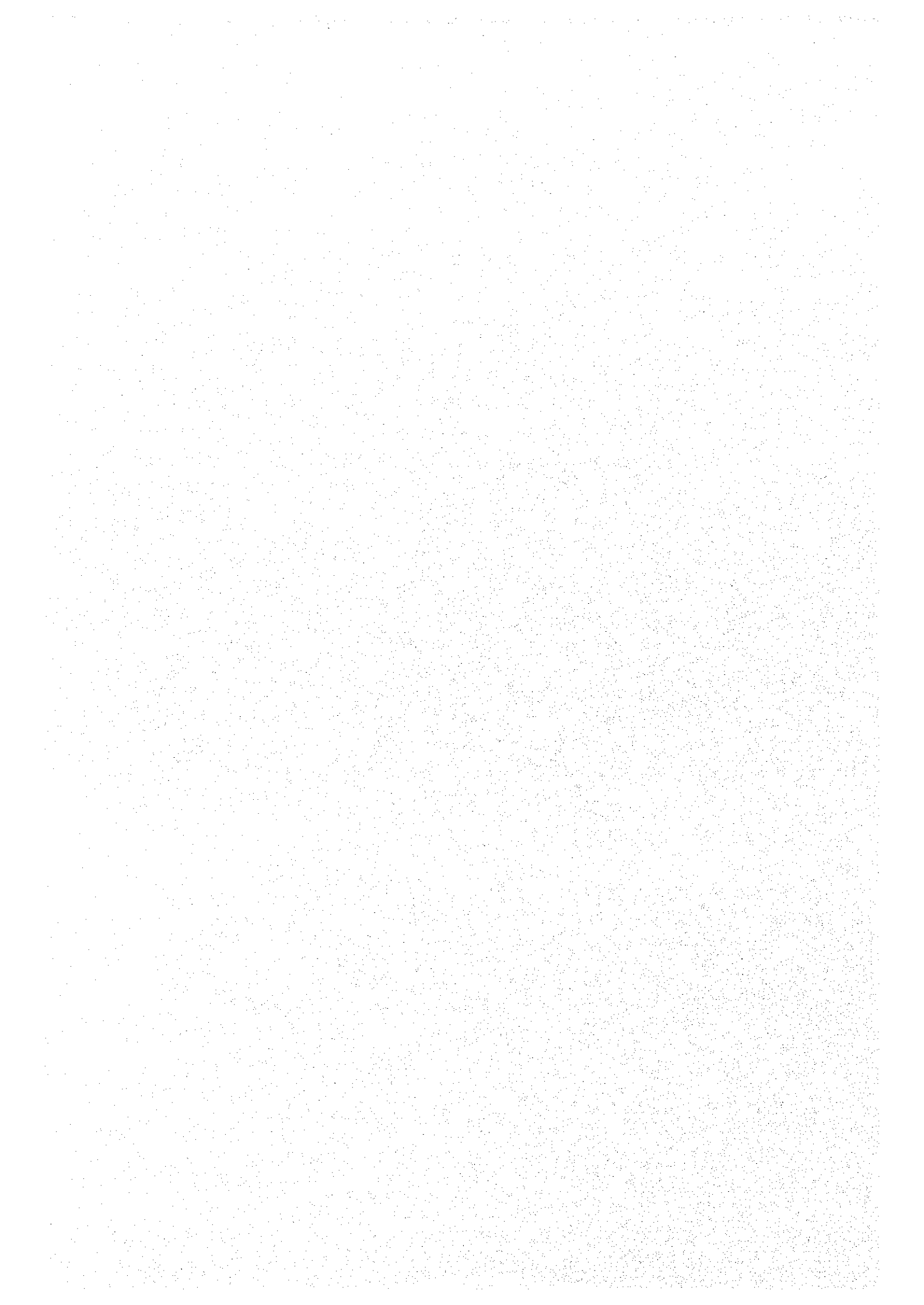
日精オーバル株式会社：暖房「工場暖房・システム事例 CO-RAY-VAC (コーレイバック) に
よる NC 機械工場の暖房とオイルバック OVSC-301 による体育館の暖房」, Vol.20 No.233, 日
本暖房機器工業会

株式会社タクマ：暖房「工場暖房・システム事例 ストリップヒータを使った機械工場」, Vol.21
No.235, 日本暖房機器工業会

坂内清治：空気調和と冷凍「工場暖房システムの選定と設計」, 2-1975, 日本空調技術出版社

以上

11. ボイラの省エネルギー



11. ボイラの省エネルギー

11.1 分類

現在、広く使用されているボイラを構造によって分類すると、Table 11.1 のようになる。

Table 11.1 Classification of Boiler

Type	Model
Cylindrical boiler	Vertical boiler
	Flue boiler
	Smoke tube boiler
	Flue smoke tube boiler
Water tube boiler	Natural circulation water tube boiler
	Forced circulation water tube boiler
Once-through boiler	

11.1.1 丸ボイラ

丸ボイラは径の大きい円筒を主体にしたもので、構造上あまり高圧、大容量のものには適さない。主として 1.0 MPa (10 kgf/cm² (G)) 以下、蒸発量 8 t/h 程度までのボイラとして使用されている。

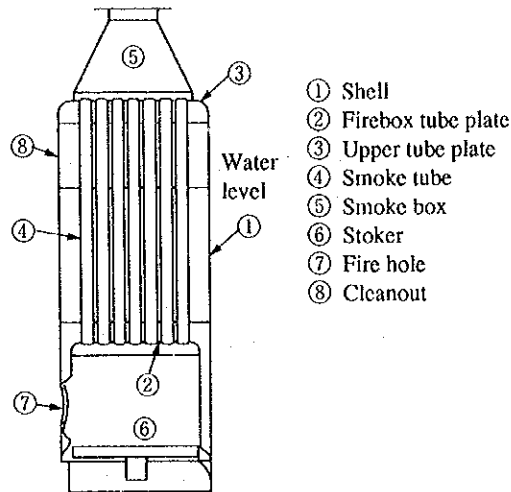
丸ボイラは水管ボイラに比べて容量当たりの水保有量が大きいので、スタートアップに時間がかかるが、反面負荷変動に対する圧力変動は小さくてすむ。

(1) 立てボイラ

Figure 11.1 に示すように、胴を直立させ、燃焼室を底部においたもので、横管式と多管式とがある。伝熱面積を大きくとれないので 1 t/h 以下の小容量のものに限られる。

床面積が少なくてすみ、据え付けも簡単であるが、小形のため内部の点検掃除がしがたい。また水の表面積が少ないので発生蒸気中に含まれる水分が多くなりやすい。

Figure 11.1 Vertical Boiler (Multitubular type)



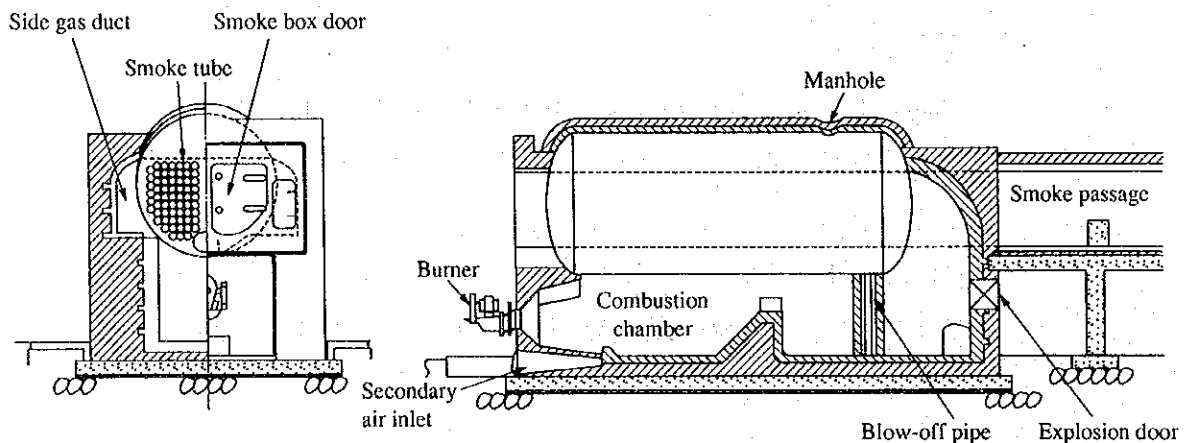
(2) 炉筒ボイラ

胴部を貫通して 1 本または 2 本の炉筒を設け、炉筒内にバーナを取り付けてある。炉筒 1 本のをコルニシュボイラ、2 本のをランガシャボイラと呼ぶ。伝熱面積が小さく効率が悪いので、最近はほとんど作られていない。

(3) 煙管ボイラ

Figure 11.2 に示すように、胴の下にレンガ積みの燃焼室を設け、胴内に多数の煙管を配置したものである。燃焼ガスは、胴の下部を加熱してから煙管を通り、さらに胴の側面を加熱するようになっている。
 燃焼室が外にあるものは、レンガ壁からの熱損失が大きいため、燃焼室を炉筒の一部に設けた形式のものもある。

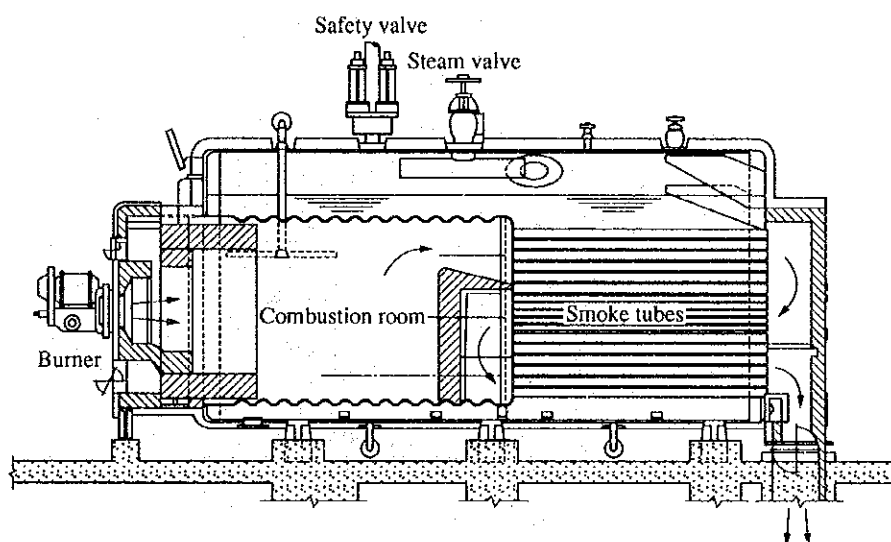
Figure 11.2 Externally Fired Horizontal Smoke Tube Boiler



(4) 炉筒煙管ボイラ

Figure 11.3 に示すように、胴の中に炉筒と煙管群の両方を設けた内焚き式ボイラである。このボイラの特徴は、小容量でも比較的伝熱面積が大きく効率が高いこと、パッケージボイラとして設置が簡単で取り扱いも容易なこともあり、広く使われている。圧力 1.5 MPa (15 kgf/cm² (G)) 程度、容量 25 t/h 程度までであり、85~92 %の効率が得られる。反面、構造が複雑で内部の点検、清掃が難しく、給水の質をよくする必要がある。

Figure 11.3 Flue Smoke Tube Boiler



11.1.2 水管ボイラ

Figure 11.4 に示すように水管ボイラは、汽水分離用のドラムと伝熱面を構成する多数の水管とで構成され、水管内で蒸発を行わせるようになっている。したがって、水管の数を増すことによって自由に伝熱面積を大きくできるので大容量にも適しており、高圧にすることも容易である。

水管ボイラの特徴は、次のとおりである。

- (1) 燃焼室を自由な大きさに作れるので、燃焼状態がよく、種々の燃料に適応しやすい。
- (2) 伝熱面積を大きくとれるので、熱効率が低い。

- (3) 伝熱面積当たりの保有水量が少ないので、起動時間が短い。一方、負荷変動により圧力や水位が変動しやすいので、敏感な調整を必要とする。
- (4) 給水およびボイラ水処理に注意を要する。

水管ボイラには、ボイラ水の循環を蒸気と水の比重差を利用して行う自然循環式と、ポンプを用いる強制循環式 (Figure 11.5 参照) とがある。高圧ボイラでは、蒸気と水の密度差が小さくなるので、強制循環式とする必要がある。

Figure 11.4 Water Tube Boiler

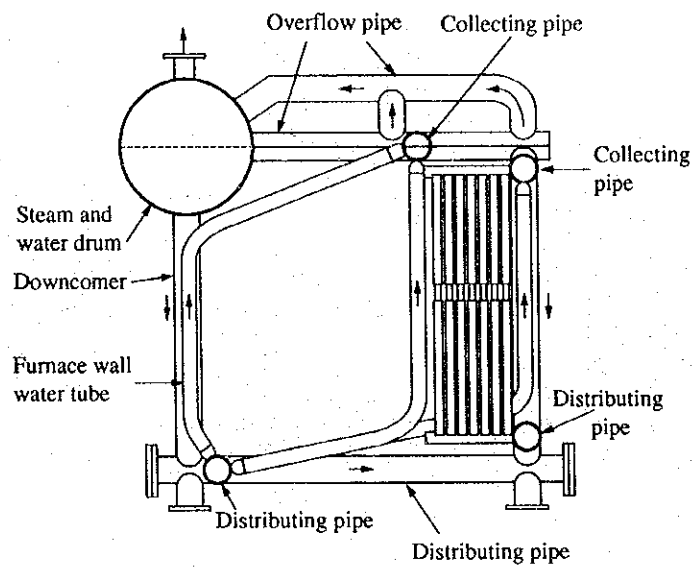
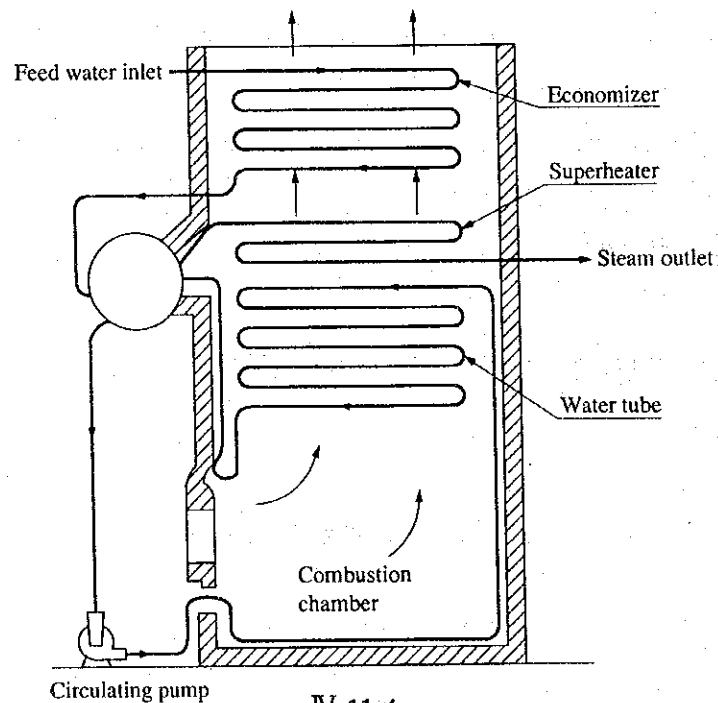


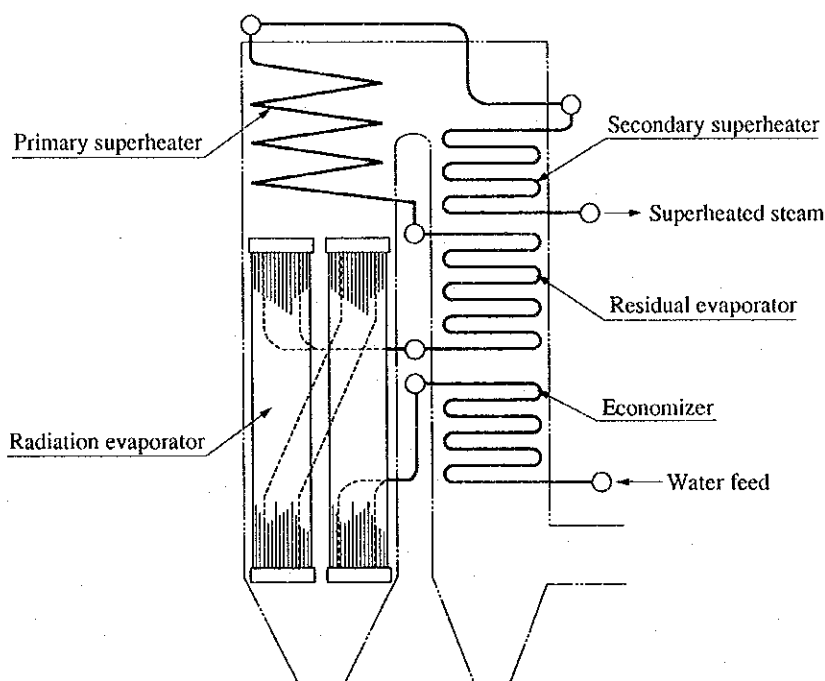
Figure 11.5 Forced Circulation Boiler



11.1.3 貫流ボイラ

一連の長い水管だけから成る貫流ボイラは、管の一端からポンプで押し込まれた給水が、順次昇温、蒸発、過熱して管の他端から過熱蒸気として取り出されるようになっていて、ボイラ水の循環がない (Figure 11.6 参照)。

Figure 11.6 Schematic Flow Diagram of Benson Boiler (Once-through Boiler)



この貫流ボイラの特徴は、次のとおりである。

- ・気水分離ドラムがないので高圧ボイラに適している。
- ・コンパクトにできる。
- ・伝熱面積当たりの保有水量が著しく少ないので起動時間が短い。
- ・負荷の変動によって大きい圧力変動を生じやすいので、応答性のよい自動制御装置を必要とする。
- ・給水は全部管内で蒸発するから良質の給水を必要とする。

このような特徴から、超臨界圧力のボイラから小形のボイラまで幅広く使用されている。特に近年、1 t/h ~ 2 t/h の小型貫流ボイラを5~10基設置し、負荷に応じて運

転台数及び燃焼率を変化させる方式が普及している。

11.1.4 その他

低圧ボイラ、または温水ボイラとして使用される鋳鉄製セクションを組み合わせたボイラや廃熱ボイラ、特殊燃料用のボイラなどがある。

11.2 ボイラ事故防止

ボイラは高温高圧の水蒸気を取り扱う設備であり、事故が発生すれば人身・設備に大きな被害を与え、長期間の生産停止につながり、それまで積み重ねた省エネルギー努力の成果もすべて無にしてしまうことになる。したがって、ボイラの事故防止のため万全の対策をとることは、省エネルギーの面からも重要なことである。

また、ボイラ事故防止のための必要な操作は省エネルギーとも密接な関係を持っている。例えば、給水処理は局部加熱による破損を防ぐとともに伝熱改善にも役立つ。

ボイラ事故の原因のうち多いものは、低水位（空焚き）、燃焼室内爆発であり、その他铸铁製ボイラの割れ、部分的な過熱による破裂もある。

事故防止のため留意すべき点は、以下のとおりである。

11.2.1 運転および点検マニュアル設定と教育

ボイラの取り扱い、点検整備に関する作業標準を定め、従業員に十分教育し遵守させるようにする。

11.2.2 安全設備

ボイラとしての所定の検査に合格し、必要な計器および安全設備として安全弁、高低水位警報器、火災検出器などを備えたボイラを使用し、さらにできるだけ自動化し、操作ミスに対しては安全側に動作するようにする。これらは、正常に作動するかどうか、定期的に点検しなければならない。Table 11.2 にボイラの日常点検項目を示す。

11.2.3 運転上の注意

(1) 点火操作

炉内にガスや油蒸気が存在する状態で火種を入れると、爆発的に燃焼し災害が発生する。点火に先立ちコールドスタートでは5分以上、ホットスタートでは約1分のプレバージを行い、燃焼室や煙道内の可燃性ガスを完全に追い出しておく必要がある。また、点火に失敗したときは、躊躇することなく作業を中止

し、最初のパージからやり直すようにしなければならない。

点火後の加熱は、2 時間程度をかけて徐々に昇温し、本体の不同膨張や継手部の漏れ発生を生じないようにする。

(2) 水位の監視

使用中のボイラの水位を一定の範囲内に保つことはボイラ運転者の最も重要な任務であり、常に監視を怠らないようにしなければならない。

このため、水面計は常に掃除して水位を見やすくするほか、次のようなときには、必ず機能テストを行い、正しい水位を示しているかどうかのチェックを行う。

- a. ボイラの使用を始めたとき
- b. 運転者が交代するとき
- c. 2 個以上の水面計の指示が異なるとき
- d. 泡立ちがあったとき

自動給水調節装置を備えている場合も、ブローを行って実際にボイラの水位を低下させ、作動状況を確認する。

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (1/18)

Type of inspection	Place of inspection	Constantly monitoring	Cycle			Inspection item	Procedure
			One hour	A week or a day	At any time		
Routine inspection	1. Pressure of boiler	○				1. Reading. Check of the pointer movement.	1. Smooth moving without catching
					○	2. Surface temperature. Leakage	2. Check heat by hand touch.
				○		3. Initial and stop pressure of pressure controller.	3. No disorder. See item 9. Adjust the control range if necessary.
					○	4. Particularly take care to popping pressure at operation of the safety valve.	4. Check disorder by comparison with pressure gages of three or more.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (2/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Routine inspection	2. Water level of boiler	<input type="radio"/>			1. Movement of water level of a water gage.	1. A little movement of the water level is normal. If the hole of the gage is clogged, the movement becomes dull. Compare the water levels of two water gages which are equipped in different levels. Attention should be paid for the water leakage of connection pipe.
			<input type="radio"/>		2. Normality of water level at start and stop of the feed water pump.	2. Float type (mercury switch), Electrode type, etc. Attention shall be paid for scattering of mercury, disorder of link mechanism and dirt etc.
				<input type="radio"/>	3. Special care must be taken to the working at a lower and higher level alarm.	3. Find out the cause and take a countermeasure. (See items 5 and 6.)
	3. Combustion state	<input type="radio"/>			1. Change of burning sound.	1. Take care to abnormal sound at the start of combustion and during the rating up from low to high operation.
			<input type="radio"/>		2. Shape and color of flame.	2. Proper flame without touch to furnace wall and with no rough particle.
				<input type="radio"/>	3. Generation of smoke and its time.	3. Check the internal pressure of furnace, exhaust gas analysis and the quantity of air and oil. Care must be taken to a long time operation under a low load.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (3/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection	4. Gage glass	○			1. Check of gage glass.	1. Open a drain cock, close a steam cock and blow out boiler water sufficiently. And then close the water cock, open the steam cock, check the steam side, then close the drain cock, open the water cock and watch forcible rising of water level.
				○	2. Check the open and closing condition and any leakage of each cock. Clean the inside.	2. Repair any leakage from the upper and lower glasses. Check whether or not the glass is mounted properly and its length is adequate.
			○			3. Clean the glass. Use a predetermined length of glass if exchanged. Take care not to tighten too much the glass. Namely, first, open the drain cock to warm with steam and close the drain cock. Open the water cock and open fully the steam cock. After using a little, do retightening.
	5. Water column (floatless)	○			1. Check the open and close condition of the inter-connecting line and clean the inside.	1. Drain water in the column and remove sludge and scale.
				○	2. Built-in water level detector. Inspect the electric wiring terminal, any dirt and deterioration of the insulation of the electrode holder, dirt and crack of the electrode.	2. Check the electric wiring (heat resistance wiring). Measuring of insulation resistance—remove the wiring for the electrode holder to measure the resistance between the electrode and the earth. Confirm that its value is more than 100 MΩ. Clean the electrode. Check dirtiness and deterioration of the electrode holder including crack. Exchange it if necessary.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (4/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the Boiler)	6. Automatic feed water flow control device. Low level breaker. High and low water level alarm.		○		1. Check the open and close condition of the inter-connecting line. Check dirtiness inside.	1. Purge scale and sludge in the interconnecting pipe. Clean the inside (blow enough) in a condition of lower pressure if possible.
			○		2. Check the operational conditions by lowering the water level by blowing.	2. Make sure the operational conditions with blowing. If impossible to blow, remove the electric wire to check the operational conditions (stopping combustion).
					○ 3. Check the internal mercury switch and bellows.	3. Check a scattering of mercury and balance. Check water leakage from the bellows.
					○ 4. Check the electric wiring.	4. Check damage due to heat. Rewire with a heat resistance wire.
					○ 5. Check a wrong operation due to vibration.	5. Mount a reinforcement stay Relocate of the device.
					○ 6. Check dirtiness, crack and leakage of the electrode holder.	6. Replace the cracked and leaking insulator with a new one and clean the electrode. Insulation resistance shall be more than 100 MΩ.
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the Boiler)	7. Automatic feed water flow control device (single element type)			○	1. Check the open and close condition of the valve in the connecting pipe and clean the inside.	1. Discharge scale and sludge in the interconnecting pipe of the thermostat.
				○	2. Check and adjust each inter-connection.	2. Make sure the specified position of the slide sprocket weight.
			○		3. Adjustment of the water level.	3. Adjust the water level control range according to the operational conditions.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (5/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the boiler)	8. Flame detector			○	1. Fire going-out, no ignition.	1. Both main burner and pilot burner shall be checked respectively.
					○ 2. Check the degree of deterioration of a detector.	2. Measure the current by a microammeter, test by a false (test) flame.
					○ 3. Defect of electric wiring. Influence of induced current of power.	3. Change to the independent shield wire.
					○ 4. Detection of false (test) flame. Self-discharge. Check by a protect relay, no ignition.	4. Check mistake to detect red heated refractory as a flame and in this case, change the position of installation. A deteriorated tube shall be replaced.
				○	5. Check the dirtiness of lens and glass tube. Mounting position.	5. Cleaning of dirt. Mount them in correct position.
					○ 6. Check (+ or -) phase of the electric wiring and loosening of connection.	6. Change the wiring and tighten it if necessary.
					○ 7. Check the amplifier and the flame relay.	7. Replace the defective. If current is normal in measuring current by a microammeter but fire is not ignited, the amplifier or the flame relay is defective.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (6/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the boiler)	9. Pressure restriction device				○ 1. Check the operation stop pressure and the setting of control range.	1. Clean and check the siphon pipe, meter cock and the detective part of the bellows. Change the setting of control range.
					○ 2. Check leakage and deformation in the bellows of the detector. Check whether it is mounted in correct position.	2. Removal and installation shall be carried out from the base part in principle. Device is easy to get damaged if temperature goes up. In this case, the longer siphon tube shall be adopted.
					○ 3. Check the two step setting values for control of high- and low-off.	3. Setting value shall be adjusted according to operation load.
					○ 4. Check damage of the electric wire.	4. Check and replace it if necessary.
	10. Pressure controller				○ 1. Check the width of proportional band.	1. Change the width of proportional band according to the operation load.
					○ 2. Check inferior contact, dirtiness and disconnection or break of resistance wire of the potentiometer.	2. Check, clean and replace it.
					○ 3. Check clogging of the detecting part.	3. Refer to item 9-2.
	11. Air pressure switch				○ 1. Check the setting value.	1. Set to a proper value.
					○ 2. Check clogging and leakage of the pipe.	2. Disassembly, check and cleaning.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (7/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the boiler)	12. Oil temperature switch				○ 1. Check the setting value.	1. Set to a proper oil temperature for burner.
					○ 2. Check dirtiness and installing condition of the heat sensitive cylinder and the detecting part.	2. Clean dirt. Investigate the length and replace it if it is not adequate. Investigate the installing location.
					○ 3. Check the configuration of detecting part.	3. Check the defects and repair. Not exposed to the atmosphere directly.
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the boiler)	13. Latch switch. Low and high interlock, damper lock and burner lock				○ 1. Check the setting of each latch switch.	1. Check that it is set in a proper position.
					○ 2. Check loosening of the setting of installed position.	2. Check and adjust.
					○ 3. Check the operational conditions of the interlock.	3. Check the operational conditions, inspect and repair if necessary.
Daily inspection Automatic equipment (ancillary equipment of the boiler)	14. Control motor			○	1. Check the movement.	1. Smooth movement is required.
					○ 2. Check the contact conditions of the balancing relay.	2. Check arc generation and clean the contact part. Investigate the installing position not to be influenced by vibration. Countermeasures shall be taken if necessary.
					○ 3. Check dirtiness and contact defect of the potentiometer.	3. Inspection and cleaning.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (8/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection Firing equipment	15. Pilot burner			○	<ol style="list-style-type: none"> 1. Check the gas pressure. ○ 2. Check a deterioration of the ignition transformer. ○ 3. Check a deposit of carbon. ○ 4. Check a backfire at the ignition. ○ 5. Check the clearance between the nozzle and the electrode. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adjust the gas pressure. 2. Check a spark between the electrode and the earth to be 7 to 8 mm in atmosphere. 3. Clean the carbon between the nozzle and the electrode and clean the insulator. 4. Set an air-fuel ratio in a proper range. 5. Adjust a clearance to make it proper.
	16. Electric pilot firing device			○	<ol style="list-style-type: none"> 1. Check an electric spark state. ○ 2. Check of dirtiness and position of the pilot firing device. ○ 3. Transformer insulation defect. Deteriorated lead wire. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Blue color is normal. If reddish, cleaning is necessary. Short spark is caused by a narrow clearance. 2. When a frequent cleaning is required, electrode setting is not proper. If the electrode is set within the fuel jetting angle, the electrode is wetted with oil and doesn't spark. The electrode should be set to the specified position. 3. Check the transformer and clean the insulator. Check the lead wire for any damage of the lead wire.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (9/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure	
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day			At any time
Daily inspection Firing equipment	17. Burner			○	1. Check and repair the burner tile.	1. Remove carbon and sludge.	
				○	2. Check the atomizing cap and the shape of tip.	2. Cleaning and repair of tip. Check the size and shape of nozzle and replace it if necessary.	
					○	3. Check of the fan and lubrication conditions.	3. Remove sludge and oil. Clean the shaft and the lubricating pipe. (Rotary burner)
					○	4. Check the bearing and sealing. (Rotary burner)	4. Apply grease and check the bearing, sealing and repair if required.
				○	5. Check the diffuser for any damage and carbon deposit.	5. Cleaning and adjustment of the pitch of the diffuser.	
				○	6. Gun type burner. Check dirtiness of tip and strainer.	6. Disassembly and cleaning. Check the tip hole size.	
				○	7. Check the gun type electrode insulator.	7. Clean and set the specified dimension.	
				○	8. Check abnormal sound and overcurrent.	8. Research of its cause and take countermeasures. Replace the bearing. Disassembly, repair and reassembling.	
					○	9. Oil leakage	9. Repair leaking place.
					○	10. Burner fan belt	10. Replace cracked belt.
	18. Fuel shut off valve (main valve)			○	1. Check the shut off valve for any leakage.	1. A fire is extinguished entirely when the valve closed.	
			○	○	2. Make sure the shut off valve operates exactly at a low water level or no ignition signal due to a low level or no ignition.	2. Check the operational conditions. Confirmation of water level. Repair or replace it if required.	
					3. Check the electric wiring.	3. Check damage due to heat. Replace if required.	

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (10/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure	
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day			At any time
Daily inspection Firing equipment	19. Oil pump			<input type="radio"/>	1. Check the oil pressure.	1. Set to a proper oil pressure.	
					<input type="radio"/> 2. Check dirtiness of strainer.	2. Remove drain and sludge.	
					<input type="radio"/> 3. Check oil leakage.	3. Repair the leaking place. Replace the oil seal, if necessary.	
					<input type="radio"/> 4. Check overheat and overcurrent.	4. Investigate the cause and replace the bearing.	
	20. Oil preheater				<input type="radio"/>	1. Check the oil temperature.	1. Adjustment of the thermostat.
					<input type="radio"/> 2. Check dirtiness.	2. Remove drain and sludge.	
					<input type="radio"/> 3. Check oil leakage.	3. Repair the leaking place.	
					<input type="radio"/> 4. Check the sheath heater.	4. Scale and sludge removing.	
	21. Service tank. Storage tank.				<input type="radio"/>	1. Make sure the oil level control system.	1. Make sure the operational conditions of the float switch and other controller.
					<input type="radio"/> 2. Temperature control.	2. Check leakage and operational conditions.	
					<input type="radio"/> Operational conditions of the control valve and the steam solenoid valve.		
					<input type="radio"/> 3. Clean the oil strainer.	3. Cleaning of the element.	
				<input type="radio"/> 4. Check the receiving quantity and the residual quantity.	4. Check and record.		
				<input type="radio"/> 5. Check a leakage from the tank and the piping line.	5. Repair the leaking place.		
			<input type="radio"/> 6. Remove drain and sludge.	6. To be carried out periodically.			

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (11/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection Firing equipment	22. Oil flow meter		○		<ol style="list-style-type: none"> 1. Check the oil flow meter indication record. 2. Grasp the oil temperature passing through the meter. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Disassemble and clean the meter and replace the parts if necessary. 2. Since the efficiency calculation is based on the oil amount at passing through the meter and the amount is affected by the temperature (specific gravity), the oil temperature should be measured for correct calculation.
	23. Oil quantity controller			○	<ol style="list-style-type: none"> 1. Check the link mechanism to the controller. 2. Check the oil quantity by a flow meter measurement. Check dirtiness. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Adjust the link mechanism compared with the air volume. Check disorder and adjust it. 2. Check by operational condition and oil quantity. Disassemble and clean it if necessary.
	24. Oil strainer			○	<ol style="list-style-type: none"> 1. Check the strainer operational conditions. 2. Check the inlet and outlet pressure. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. In autocleaner, turn the handle. In a change type strainer, a spare one should be always cleaned. 2. Remove drain and sludge. Grasp a good rating of cleaning by pressure difference between the inlet and the outlet. 3. Periodical cleaning. 4. Standardization of the cleaning work.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (12/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
Daily inspection	25. Forced draft fan			○	1. Check abnormal sound and overcurrent.	1. If abnormal, disassemble and service it, and replace the bearing.
				○	2. Check foreign matter in the suction port.	2. Mount a wire gauze not to suck foreign matter.
				○	3. Check vibration. Check the belt.	3. Loosening of installed bolts. Loosening of the runner. Remove any deposit to the runner. Replace the bearing and belt if necessary.
	26. Damper			○	1. Check the link mechanisms of the primary and main dampers.	1. The damper should be adjusted to be opened slowly.
			○	2. Check the opening of damper.	2. Check distortion or loosening.	
			○	3. Check of the pressure.	3. Adjust the draft in the outlet of boiler by the damper. 0 ± 2 mm Aq in a pressurized combustion of rated operation.	
			○	4. Check leakage of dampers and deterioration in operation.	4. Check and repair.	
	27. Internal pressure gage of boiler			○	1. Check the indication of internal pressure gage of boiler.	1. Check a clogging in lead pipe. Check the opening and closing conditions of cock valve for the pressure gage. Check and repair a leaking point due to corrosion.
	28. Soot indicator of smoke				1. Check a difference between the indication and the actual soot concentration in smoke.	1. Cleaning of glass. Adjust a light source and a light receiving device. Blow air from a compressor for purging.
					2. Adjust the zero point.	2. Set the zero point.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (13/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure	
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day			At any time
Daily inspection	29. Exhaust gas analyzer			<input type="radio"/>	1. Check the operational condition of pointer.	1. Check a clogging and leakage in the lead pipe. Cleaning or replacement of the filter and tightness test of the lead pipe.	
					<input type="radio"/>	2. Adjustment of the analyzer.	2. Adjustment of the water quantity in aspirator. Comparison of a normal operation through passing air to the sensor or analyzed gas by Orsat.
					<input type="radio"/>	2. Check dirtiness in the flue and the stack.	2. Remove soot, etc. in the flue and the stack. Periodical cleaning.
Daily inspection	30. Flue and stack				<input type="radio"/>	1. Check leakage and corrosion.	1. Inspection and repairing.
					<input type="radio"/>	3. Invasion of rainwater.	3. Discharge of rainwater.
					<input type="radio"/>	1. Check of the water pressure.	1. Adjust the pressure. Check leakage through the shut off valve.
Daily inspection	31. Water softening equipment				<input type="radio"/>	2. Check of hardness. Check in the secondary side.	2. Check periodically and at the time required.
					<input type="radio"/>	3. Leakage from the perforated valve.	3. Check for any leak from the seat part or packing of the valve.
					<input type="radio"/>	4. Care must be taken to leak during a stop of the pump operation.	4. Close valves to prevent leakage.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (14/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
32. Feed water tank			<input type="radio"/>		1. Check of the level gage.	1. Confirmation of water level. Check clogging and leakage.
			<input type="radio"/>		2. Operational condition of low level alarm lamp.	2. Test in an actual level drop or test by an electric false signal.
			<input type="radio"/>		3. Make sure the level control performance.	3. Make sure the operational conditions by controlling manually.
			<input type="radio"/>		4. Check of temperature.	4. Check of abnormality. Check of trap.
			<input type="radio"/>		5. Check the painting on the tank inside and corrosion.	5. Check, repair and cleaning.
33. Chemicals dosing device			<input type="radio"/>		1. Check the chemicals dosing condition.	1. Check contamination in the tank and the flow rate.
			<input type="radio"/>		2. Check a linkage to the feed water pump.	2. Check the operational condition and adjust it if required.
			<input type="radio"/>		3. Check leakage or clogging.	3. Inspection and repair.
34. Feed water pump			<input type="radio"/>		1. Check overcurrent.	1. Adjust the valve opening degree.
			<input type="radio"/>		2. Check leakage from the gland.	2. Replace and tighten a packing.
			<input type="radio"/>		3. Check the lubrication condition.	3. Provide oil and grease if necessary.
			<input type="radio"/>		4. Check disorder of coupling.	4. Repair or replacement.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (15/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
35. Injector					○ 1. Check the operational condition.	1. Impossible to feed when the steam pressure lowers, the feed water temperature rises, air is sucked, and the feed water pressure is too much higher.
					○ 2. Inspect the check valve. Adherence of scale, etc.	2. Check, disassemble and clean if required.
36. Water flow meter strainer		○			○ 1. Check the operational condition.	1. Check the actual situation and operational condition, and record them.
					○ 2. Check clogging in the strainer.	2. Disassemble and clean.
37. Check valve in feed water line				○ 1. Check back flow.	1. Water hammer. Feed water pipe feels hot to the touch. Overhaul or replacement.	
38. Feed water inlet pipe					○ 1. Check clogging in the inlet pipe.	1. Insufficient feed water quantity. Overhauling if required.
					○ 2. Deterioration of the gasket packing for installation of the inlet pipe.	2. Water hammer. Replace the gasket packing.
39. Relief valve		○			○ 1. Check leakage of steam.	1. Repair the leaked place and overhauling if required.
					○ 2. Check the working pressure.	2. Adjust the working pressure range according to the specification.
					○ 3. Check the popping steam volume.	3. When the pressure rising in a rated combustion is 6 % or more even in the relief valve working, it is not acceptable.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (16/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
40. Blow off valve				○	1. Check any leakage. Check heat by hand touch.	1. Overhaul or replacement if the leakage is found.
				○	2. Check the operational condition of valve.	2. Blow off with the boiler proper side as a quick opening valve and the secondary side as a slow opening valve. For 10 kg/cm ² (G) or more, installation of two valves is required.
				○	3. Check the discharge port.	3. Check the pit size and the operational condition of silencer.
41. Manhole				○	1. Check leakage from the manhole.	1. Tightening, replacement of gasket if required.
				○	2. Check the flange surface where gasket packing is mounted.	2. Apply graphite to prevent leakage. Keep the flange surface clean where the gasket packing is mounted.
42. Insulation with casing				○	1. Check gas leakage.	1. Gas leakage should be checked and repaired as soon as possible.
				○	2. Check discolored place.	2. Find out the cause of overheat, check and repair.
43. Refractory material				○	1. Check damage, falling and abnormality.	1. Repair the refractory materials as soon as possible.
				○	2. Check gas leakage.	2. Repairing.
44. Inspection port. Cleaning port. Mounting part of ancillary equipment.				○	1. Check leakage of steam and water.	1. Repair the leaked place. Tightening, replacement of gasket packing.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (17/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
45. Explosion door				○	1. Check gas leakage. 2. Check the spring.	1. Repair a leaking portion. 2. Deteriorated springs due to leakage or heat should be replaced. Check an impossible opening and closing due to rust.
46. Magnet switch and contactor				○	1. Check the contactor of relay. 2. Check loosening of the terminal.	1. Replace the contactor and relay. 2. Tighten the terminal.
47. Timer. Relay.				○	1. Check the setting of the timer. 2. Check the disorder of the cam mechanism setting.	1. Y- Δ starting. Starting current. Change to Δ after dropping to rated value by Y. 2. Check based on sequence.
48. Actuation lamp Indicator lamp				○	1. Check a disconnection and luminosity. 2. Inferior contact.	1. Replace the lamp. 2. Tightening.
49. Spare fuse lamp				○	1. Check the spare parts.	1. Supplement of fuse and lamp spare.
50. Protect relay (Timer motor)				○	1. Check the operational condition. 2. Check the fixing and tightening of relay and the contactor. 3. Check voltage drop.	1. Check the sequence. Replace if inferior. 2. Check the operational condition. 3. Check the voltage in the operating circuit.
51. Terminal				○	1. Check loosening of the terminal. 2. Check of dirtiness.	1. Tightening. Apply a detent paint if possible. 2. Cleaning. Suck dust by a vacuum cleaner.

Table 11.2 Daily Inspection of Boiler (18/18)

Type of inspection	Place of inspection	Cycle			Inspection item	Procedure
		Constantly monitoring	One hour	A week or a day		
52. Insulation resistance				○	1. Measurement of insulation resistance.	1. Measuring by 500 V megger. Measure in a removing condition of a low voltage equipment. If panel and secondary side has resistance less than 5 MΩ, inspection or repair is required.
53. Electric wiring				○	1. Check overheat, damage and discoloration.	1. Check the wiring Repair or replace it if necessary.
				○	2. Check damage of coating.	2. Use care to a discolorization of the wiring around the terminal.
				○	3. Check of phase.	3. Pay attention to safety

(3) 水処理およびブロー

ボイラ給水に対する水処理の目的は、次の3つに分けられる。

- a. 溶存酸素や腐食性物質による腐食の防止
- b. 給水中の硬度成分や溶解固形分の析出によるスケール生成の防止
- c. ボイラ水中の溶解固形分や油脂分の増加に起因する泡立ちの防止

スケールの熱伝導率は、軟鋼の場合の 1/100 程度しかないので、スケールの付着によって熱効率が著しく悪化するとともに、伝熱管が局部的に過熱されて機械的強度が低下し、ボイラ圧力に耐えられなくなって破裂事故を起こすことになる。また、スラジに覆われた面は腐食を起こしやすい。

以上のような障害を防ぐため、日本工業規格 (JIS) では Table 11.3~Table 11.6

に示す水質標準値を定めてある。

ボイラの水処理法にはボイラ外処理とボイラ内処理がある。

ボイラ外処理には、懸濁固形物質の沈降・ろ過、イオン交換樹脂による塩類除去、脱気がある。2.0 Mpa (20 kgf/cm² (G)) 以下の低圧ボイラ用には、設備費が廉価で運転管理も容易なカチオン交換樹脂単純軟化装置が多く用いられる。軟化装置の運転に当たっては再生用食塩の不純物除去、水質分析の結果に基づく流速、再生時期、逆洗量などの標準設定とその遵守、年 1 回の樹脂補充または交換など十分な注意を払う必要がある。

コンデンセート回収は軟化装置の負荷を軽減させ、補給水の減少及びコンデンセートの廃熱回収により省エネルギーにも貢献し、合理的な方法であるが、回収途中において O₂、CO₂ や腐食生成物である鉄錆が混入してくることがある。このような場合は濾過器および脱気器を通して給水に戻すようにし、これら不純物が蓄積して新たな腐食の原因にならないように注意しなければならない。

Table 11.3 Quality of Feed Water and Boiler Water for Cylindrical Bolier

Classification	Max. MPa	Below 1		From 1 to 2	
	Servicing Pressure kg/cm ² (G)	Below 10		From 10 to 20	
	Rate of Evaporation of heating surface (kg/m ² .h)	Below 30 ⁽¹⁾	From 30 to 60	Over 60	--
	Type of make-up water	raw water ⁽²⁾		softened water	
Feed water	pH (at 25 °C)	7-9	7-9	7-9	7-9
	Hardness (mgCaCO ₃ /L)	Below 60	Below 1	Below 1	Below 1
	Fat and Oil (mg/L) ⁽³⁾	(4)	(4)	(4)	(4)
	Dissolved Oxygen (mgO/L)	(4)	(4)	(4)	(4)
Boiler water	Treatment Method	Alkali treatment			
	pH (at 25 °C)	11.0-11.8	11.0-11.8	11.0-11.8	11.0-11.8
	Alkalinity (pH 4.8) ⁽⁵⁾ (mgCaCO ₃ /L)	100-800	100-800	100-800	Below 600
	Alkalinity (pH 8.3) ⁽⁶⁾ (mgCaCO ₃ /L)	80-600	80-600	80-600	Below 500
	Total solids (mg/L)	Below 4000	Below 3000	Below 2500	Below 2300
	Electrical Conductivity (µS/cm) (at 25 °C)	Below 6000	Below 4500	Below 4000	Below 3500
	Chloride ion (mgCl-/L)	Below 600	Below 500	Below 400	Below 350
	Phosphate ion ⁽⁷⁾ (mgPO ₄ ⁻³ /L)	20-40	20-40	20-40	20-40
	Sulfite ion ⁽⁸⁾ (mgSO ₃ ⁻² /L)	10-50	10-50	10-50	10-50
	Hydrazine ⁽⁹⁾ (mgN ₂ H ₄ /L)	0.1-1.0	0.1-1.0	0.1-1.0	0.1-1.0

Table 11.4 Quality of Feed Water and Boiler Water for Water Tube Boiler (1/2)

Classification	Max. Servicing Pressure	MPa	Below 1	From 1 to 2	From 2 to 3	From 3 to 5
	kg/cm ² (G)		Below 10	From 10 to 20	From 20 to 30	From 30 to 50
Rate of Evaporation of heating surface	(kg/m ² -h)		Below 50	Over 50	-	-
Type of make-up water		Softened water		Ion-exchange water (1)	Ion-exchange water (1)	Ion-exchange water (1)
pH (at 25 °C)		7-9	7-9	7-9	8.0-9.5	8.0-9.5
Hardness (mgCaCO ₃ /L)		Below 1	Below 1	Below 1	0	0
Fat and Oil (mg/L) (2)		(3)	(3)	(3)	(3)	(3)
Dissolved Oxygen (mgO/L)		(3)	(3)	Below 0.5	Below 0.1	Below 0.03
Total iron (mg Fe/L)		-	Below 0.3	Below 0.3	Below 0.1	Below 0.1
Total copper (mg Cu/L)		-	-	-	-	Below 0.05
Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) (4)		-	-	-	Over 0.2	Over 0.06
Electrical conductivity (25 °C) (µS/cm) (at 25 °C)		-	-	-	-	-
Treatment Method		Alkali treatment	Phosphate	Alkali	Phosphate	Alkali
pH (at 25 °C)		11.0-11.8	11.0-11.8	11.0-11.8	10.5-11.5	9.8-10.8
Alkalinity (pH 4.8) (mgCaCO ₃ /L) (5)		100-800	100-800	Below 600	Below 250	Below 130
Alkalinity (pH 8.3) (mgCaCO ₃ /L) (6)		80-600	80-600	Below 500	Below 200	Below 100
Total solids (mg/L)		Below 3000	Below 2500	Below 2000	-	-
Electrical Conductivity (µS/cm) (at 25 °C)		Below 4500	Below 4000	Below 3000	Below 1500	Below 1200
Chloride ion (mgCl ⁻ /L)		Below 500	Below 400	Below 300	Below 150	Below 100
Phosphate ion (mgPO ₄ ³⁻ /L) (7)		20-40	20-40	20-40	10-30	5-15
Sulfite ion (mgSO ₃ ²⁻ /L)		10-50 (8)	10-50 (8)	10-20	10-20	5-10
Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) (9)		0.1-1.0	0.1-1.0	0.1-0.5	0.1-0.5	0.1-0.5
Silica (mgSiO ₂ /L)		-	-	-	Below 50	Below 50
					Below 1000	Below 800
					Below 100	Below 80
					5-15	5-15
					5-10	5-10
					-	-
					Below 50	Below 20
					Below 50	Below 20
					Below 800	Below 600
					Below 100	Below 80
					5-15	5-15
					5-10	5-10
					-	-
					Below 50	Below 20
					Below 50	Below 20

Table 11.4 Quality of Feed Water and Boiler Water for Water Tube Boiler (2/2)

Classification	MPa		From 7.5 to 10		From 10 to 15		From 15 to 20	
	Max. Servicing Pressure	kg/cm ² (G)	From 5 to 7.5	From 7.5 to 10	From 10 to 15	From 15 to 20	From 100 to 150	From 150 to 200
Rate of Evaporation of heating surface (kg/m ² -h)	-							
Type of make-up water	Ion-exchange water ⁽¹⁾		Ion-exchange water ⁽¹⁾		Ion-exchange water ⁽¹⁾		Ion-exchange water ⁽¹⁾	
pH (at 25 °C)	8.5-9.5 ⁽¹⁰⁾		8.5-9.5 ⁽¹⁰⁾		8.5-9.6 ⁽¹⁰⁾		8.5-9.6 ⁽¹⁰⁾	
Hardness (mgCaCO ₃ /L)	0		0		0		0	
Fat and Oil (mg/L) ⁽²⁾	0 ⁽³⁾		0 ⁽³⁾		0 ⁽³⁾		0 ⁽³⁾	
Dissolved Oxygen (mgO/L)	Below 0.007		Below 0.007		Below 0.007		Below 0.007	
Total iron (mgFe/L)	Below 0.05		Below 0.03 ⁽¹¹⁾		Below 0.03 ⁽¹¹⁾		Below 0.02 ⁽¹²⁾	
Total copper (mgCu/L)	Below 0.03		Below 0.02		Below 0.01		Below 0.005	
Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) ⁽⁴⁾	Over 0.01		Over 0.01		Over 0.01		Over 0.01	
Electrical conductivity (25 °C) (µS/cm) (at 25 °C)	-		-		Below 0.5 ⁽¹³⁾		Below 0.5 ⁽¹³⁾	
Treatment Method	Alkali treatment	Phosphate treatment	Volatile matter treatment	Phosphate treatment	Volatile matter treatment	Phosphate treatment	Volatile matter treatment	Phosphate treatment
pH (25 °C)	9.6-10.5	9.2-10.2 ⁽¹⁴⁾	8.5-9.5	9.0-10.0 ⁽¹⁴⁾	8.5-9.8	8.5-9.8	8.5-9.8	8.5-9.6
Alkalinity (pH 4.8) (mgCaCO ₃ /L) ⁽⁵⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Alkalinity (mgCaCO ₃ /L) ⁽⁶⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Total solids (mg/L)	-	-	-	-	-	-	-	-
Electrical Conductivity (µS/cm) (at 25 °C)	Below 500	Below 400	Below 60 ⁽¹⁵⁾	Below 150	Below 60 ⁽¹⁵⁾	Below 20 ⁽¹⁵⁾	Below 60	Below 20 ⁽¹⁵⁾
Chloride ion (mgCl ⁻ /L)	Below 50	Below 50	Below 2	Below 10	Below 2	Below 1	Below 2	Below 1
Phosphate ion (mgPO ₄ ³⁻ /L) ⁽⁷⁾	3-10	3-10 ⁽¹⁴⁾	1.5	2-6 ⁽¹⁴⁾	0.1-3	0.1-3 ⁽¹⁵⁾	0.1-3	0.1-3 ⁽¹⁵⁾
Sulfite ion (mgSO ₃ ²⁻ /L) ⁽⁸⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) ⁽⁹⁾	-	-	-	-	-	-	-	-
Silica (mgSiO ₂ /L)	Below 5 ⁽¹⁶⁾	Below 5 ⁽¹⁶⁾	Below 5 ⁽¹⁶⁾	Below 2 ⁽¹⁶⁾	Below 2 ⁽¹⁶⁾	Below 0.3 ⁽¹⁶⁾	Below 0.2 ⁽¹⁶⁾	Below 0.2 ⁽¹⁶⁾

Notes

- (1) Water refined by an ion exchange equipment using strong acid cation exchange resin and strong basic anion exchange resin. This water is commonly called desalted water. It also includes the refined condensed water treated by evaporator.
- (2) It means hexane extract or carbon tetrachloride extract. (See JIS B8224)
- (3) It is desirable to keep it low.
- (4) It is applied when hydrazine is added into feedwater as a deoxidizer.
- (5) It is commonly called M-alkalinity.
- (6) It is commonly called P-alkalinity.
- (7) It is applied when phosphate is added in water.
- (8) It is applied when sulfite is added in water as a deoxidizer.
- (9) When a deaerator is to be used, it is preferably adjusted to 10 - 20 mg SO₃²⁻/L.
- (10) It is applied when hydrazine is added as a deoxidizer in feedwater to a cylindrical boiler or a water-tube boiler with the maximum servicing pressure of 2 MPa or less.
- (11) When a deaerator is to be used, it should preferably be adjusted to 0.1 - 0.5 mg N2H4/L.
- (12) When the pipe material in the feedwater heater is steel, pH is preferably adjusted to a higher value.
- (13) It is preferably maintained at 0.02 mg Fe/L or below.
- (14) It is preferably maintained at 0.01 mg Fe/L or below.
- (15) For measurement, pass the sample through the column filled with hydrogen ion type strong acid cation exchange resin.
- (16) In the case of waste-heat recovery boiler, pH is preferably adjusted within the range from 9 to 10.5, and phosphate ion within the range from 2 to 20 mg PO₄³⁻/L.
- (17) If a substance which will decrease calcium, magnesium and pH should be mixed because of the leakage of seawater from the condenser, add a required amount of phosphate as the temporary measure in accordance with the mixed amount of the substance.
- (18) The concentration of the silica in the boiler water should be so kept that the concentration of silica in the steam will be 0.02 mg SiO₂/L or below based on the relationship between the silica concentration in the boiler water and that in the steam.

Table 11.5 Quality of Feed Water and Boiler Water for Low Circulation Ratio Water Tube Boiler

Classification	Type of boiler	Single tube type		Multitubular type		
		Max. MPa	Below 1	From 1 to 3	Below 1	From 1 to 3
	Max. MPa		Below 1	From 1 to 3	Below 1	From 1 to 3
	Pressure kg/cm ² (G)		Below 10	From 10 to 30	Below 10	From 10 to 30
	Type of make-up water		Softened water ⁽¹⁾		Softened water ⁽¹⁾	
Feed water	pH (25 °C)		11.0-11.8	10.5-11.0	7-9	7-9
	Hardness (mgCaCO ₃ /L)		Below 1 ⁽²⁾	Below 1 ⁽²⁾	Below 1	Below 1
	Fat and Oil (mg/L) ⁽³⁾		⁽⁴⁾	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾
	Dissolved Oxygen (mgO/L)		⁽⁴⁾	⁽⁴⁾	⁽⁴⁾	Below 0.5
	Total iron (mgFe/L)		-	-	Below 0.3	Below 0.3
	Total solids (mg/L)		Below 3000	Below 2500	-	-
	Electrical Conductivity (µS/cm) (at 25 °C)		Below 4500	Below 4000	-	-
	Alkalinity (pH 4.8) (mgCaCO ₃ /L) ⁽⁵⁾		300-800	Below 600	-	-
	Alkalinity (pH 8.3) (mgCaCO ₃ /L) ⁽⁶⁾		200-600	Below 500	-	-
	Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) ⁽⁷⁾		Over 0.05	Over 0.05	-	-
	Chloride ion (mgCl/L)		Below 600	Below 400	-	-
	Phosphate ion (mgPO ₄ ³⁻ /L) ⁽⁸⁾		20-60	20-60	-	-
Boiler water	Treatment Method		-	-	Alkali treatment	
	pH (25 °C)		-	-	11.0-11.8	11.0-11.8
	Alkalinity (pH 4.8) (mgCaCO ₃ /L) ⁽⁵⁾		-	-	100-800	Below 600
	Alkalinity (pH 8.3) (mgCaCO ₃ /L) ⁽⁶⁾		-	-	80-600	Below 500
	Total solids (mg/L)		-	-	Below 2500	Below 2000
	Electrical Conductivity (µS/cm) (at 25 °C)		-	-	Below 4000	Below 3000
	Chloride ion (mgCl/L)		-	-	Below 400	Below 300
	Phosphate ion (mgPO ₄ ³⁻ /L) ⁽⁸⁾		-	-	20-40	20-40
	Sulfite ion (mgSO ₃ ²⁻ /L) ⁽⁹⁾		-	-	10-50	10-20
	Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) ⁽¹⁰⁾		-	-	0.1-1.0	0.1-0.5

Notes

- (1) These include tap water, industrial water, ground water, river water, lake and marsh water, etc. Soft water means water obtained by treating raw water by means of softener (filled with cation exchange resin), or by treating raw water by a reverse osmosis device.
- (2) It is applied to the feed water excluding return water.
- (3) It means hexane extract or carbon tetrachloride extract. (See JIS B8224)
- (4) It is desirable to keep it low.
- (5) It is commonly called M-alkalinity.
- (6) It is commonly called P-alkalinity.
- (7) It is applied when hydrazine is added into feedwater as a deoxidizer.
- (8) It is applied when phosphate is added in water.
- (9) It is applied when sulfite is added in water as a deoxidizer.
When a deaerator is to be used, it is preferably adjusted to 10 - 20 mg SO₃²⁻/L.
- (10) It is applied when hydrazine is added as a deoxidizer in feedwater to a cylindrical boiler or a water tube boiler with the maximum servicing pressure of 2 MPa or less.
When a deaerator is to be used, it should preferably be adjusted to 0.1 - 0.5 mg N₂H₄/L.

Table 11.6 Quality of Feed Water for Once-through Boiler

Classification	Max. MPa	From 7.5 to 10		From 10 to 15		From 15 to 20		Over 20	
	Servicing Pressure kg/cm ² (G)	From 75 to 100		From 100 to 150		From 150 to 200		Over 200	
	Treatment Method	Volatile matter treatment	Oxygen treatment	Volatile matter treatment	Oxygen treatment	Volatile matter treatment	Oxygen treatment	Volatile matter treatment	Oxygen treatment
Feed water	pH (at 25 °C) ⁽¹⁾	8.5-9.6 ⁽²⁾	6.5-9.0 ⁽³⁾	8.5-9.6 ⁽²⁾	6.5-9.0 ⁽³⁾	8.5-9.6 ⁽²⁾	6.5-9.0 ⁽³⁾	9.0-9.6 ⁽²⁾	6.5-9.0 ⁽³⁾
	Electrical conductivity (at 25 °C) (μS/cm)	Below 0.3	Below 0.2	Below 0.3	Below 0.2	Below 0.3	Below 0.2	Below 0.25	Below 0.2
	Dissolved Oxygen (mgO/L)	Below 0.007	0.02-0.2 ⁽⁴⁾	Below 0.007	0.02-0.2 ⁽⁴⁾	Below 0.007	0.02-0.2 ⁽⁴⁾	Below 0.007	0.02-0.2 ⁽⁴⁾
	Total iron (mgFe/L)	Below 0.03 ⁽⁵⁾	Below 0.02	Below 0.02	Below 0.01	Below 0.02 ⁽⁶⁾	Below 0.01	Below 0.01	Below 0.01
	Total copper (mgCu/L)	Below 0.01	Below 0.01	Below 0.005	Below 0.01	Below 0.003	Below 0.005 ⁽⁷⁾	Below 0.002	Below 0.002
	Hydrazine (mgN ₂ H ₄ /L) ⁽⁸⁾	Over 0.01	-	Over 0.01	-	Over 0.01	-	Over 0.01	-
	Silica (mgSiO ₂ /L)	Below 0.04 ⁽⁹⁾ Below 0.02 ⁽¹⁰⁾	Below 0.02	Below 0.03 ⁽⁹⁾ Below 0.02 ⁽¹⁰⁾	Below 0.02	Below 0.02	Below 0.02	Below 0.02	Below 0.02

Notes

- (1) Add ammonia or volatile amine for pH adjustment.
- (2) Where the pipe material in the heater for feedwater is steel, pH is preferably adjusted to a higher value.
- (3) When copper alloy is used in this system, pH is preferably maintained within the range of from 8.0 to 8.5.
- (4) Use a minimum value within this range which will be appropriate for minimizing the corrosion product.
- (5) It is preferably maintained at 0.02 mg Fe/L or below.
- (6) It is preferably maintained at 0.01 mg Fe/L or below.
- (7) It is preferably maintained at 0.003 mg Cu/L or below.
- (8) The concentration of hydrazine should be within the range where pH value will not exceed its upper limit.
- (9) It is applied to a boiler with separator.
- (10) It is applied to a boiler without separator.

ボイラ内処理は、調整剤 (PH)、軟化剤、スケール防止剤、脱酸素剤、泡立ち防止剤の添加による処理であり、これらを配合したコンパウンドが市販されている。

ボイラ水中の不純分の蓄積を防ぐため、ブローは重要な操作である。ブローは給水量と連動させて連続的に行う方が間欠ブローに比べて量の調節が容易で、熱回収もできるので経済的である。ブロー量は給水水質と、Table 11.3~Table 11.6 に示したボイラ水水質標準から次式で求められる。

y : ブロー量

- k : ブロー率 (%)
x : 蒸発量
a : 給水中の不純物濃度
b : ボイラ水中の不純物濃度標準

$$a(x + y) = by$$

$$\therefore y = \frac{a}{b - a} x$$

$$k = \frac{a}{b - a} \times 110$$

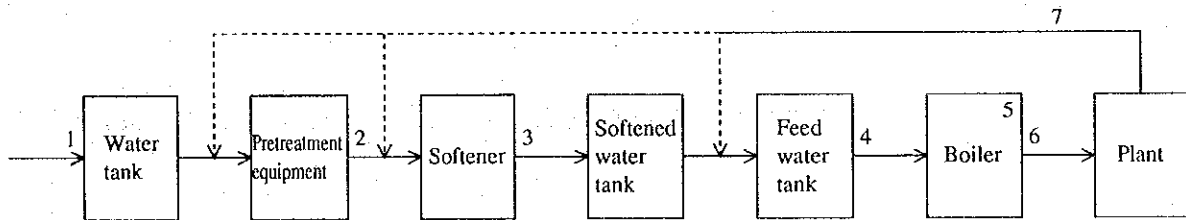
不純物として M アルカリ度、全蒸発残留物、塩化物イオン、シリカを管理の対象とするが実際には分析が簡単でなく、低圧ボイラでは電気伝導率を目安にすることが多い。予じめ、塩化物イオン濃度と電気伝導率の関係を測定しておいて管理することが望ましい。

Table 11.7 は、日本工業規格に参考として示されている水質の測定頻度の基準である。

Table 11.7 Standard for Water Quality Measuring Frequency (Cylindrical Boiler)

Sampling location	1	2	3	4	5	6	7
Item	Raw water	Pretreatment equipment outlet water	Softener outlet water	Feed water	Boiler water	Steam	Condensate
Appearance	d	d		d	d		d
Turbidity	n	n	n				
pH	n	n	n	d	d	n	W
Total solids					n		
Electrical conductivity	d	n	n	d	d	n	W
P-Alkalinity (pH8.3)					W		
M-Alkalinity (pH4.8)				M	W		
Hardness	n ⁽¹⁾	n	d	d			n
Chloride ion	n	n		W	W		n
Residual chlorine	n	n					
Silica	n			M	M		n
Total iron	n	n	n	M	n		M
Phosphate ion					d		
Hydrazine					d		
Sulfite ion					d		
COD _{Mn}	n						

Remarks: d: Once per day, W: Once per week, M: Once per month, n: According to demand.



Note

(1) When raw water is used as feed water, measure the hardness once per month.

11.3 ボイラ容量の表現

ボイラ容量の表わし方には、定格蒸発量と換算蒸発量の2種類がある。

11.3.1 定格蒸発量

連続運転のできる最大負荷のもとでの単位時間当たり蒸発量を表わすものであり、蒸気圧力、蒸気温度、給水温度も併記しておくことが必要である。

11.3.2 換算蒸発量

前述の条件を一定の基準に換算し、容量比較を容易にしたものであり、給水から所定の蒸気を発生させるのに要した毎時有効熱量を、100℃の飽和蒸気になるときの蒸発熱 2,257 kJ/kg (539 kcal/kg) で除した値を用いる。

G を実際蒸発量 kg/h、 h_1 、 h_2 を給水および発生蒸気の比エンタルピー (kJ/kg) とすると、換算蒸発量 G_e は次の式で求められる。

$$G_e = \frac{G(h_2 - h_1)}{2,257} \quad (\text{kg/h})$$

これらのほかに、ボイラ容量の表わし方として、燃焼ガス側の伝熱面積 (m^2) で表わすこともある。また、アメリカやイギリスの小型ボイラではボイラ馬力 (boiler horse power) で表わすこともある。この表わし方は 1876 年に定められたもので、ゲージ圧力 70 lb/in² の飽和蒸気 30 lb/h 当たり 1 馬力という値をもとにしており、今日では実状に合わない。換算蒸発量 15.65 kg/h で 1 馬力に相当する。

11.4 ボイラの熱勘定

日本では日本工業規格でボイラの熱勘定方式 (JIS B8222) が定められているので、その概要を紹介する。

熱勘定は、定常的な状態で 1 時間以上運転した結果により外気温を基準温度として行う。この間はブローやスートブローは行わない。

最初に、Figure 11.7 に示すように熱勘定の範囲を確定する。熱勘定は、この境界線を横切って出入する出熱、入熱について行うことになる。排熱回収設備のある場合は、特に測定点を誤らないように注意する必要がある。

対象ボイラの設備概要は、Table 11.8 に示す項目に従って調査し、Table 11.9 の事項について運転記録をとる。熱勘定の結果は、Table 11.10 の様式にまとめる。

Figure 11.7 Standard Range of Boiler Heat Balance

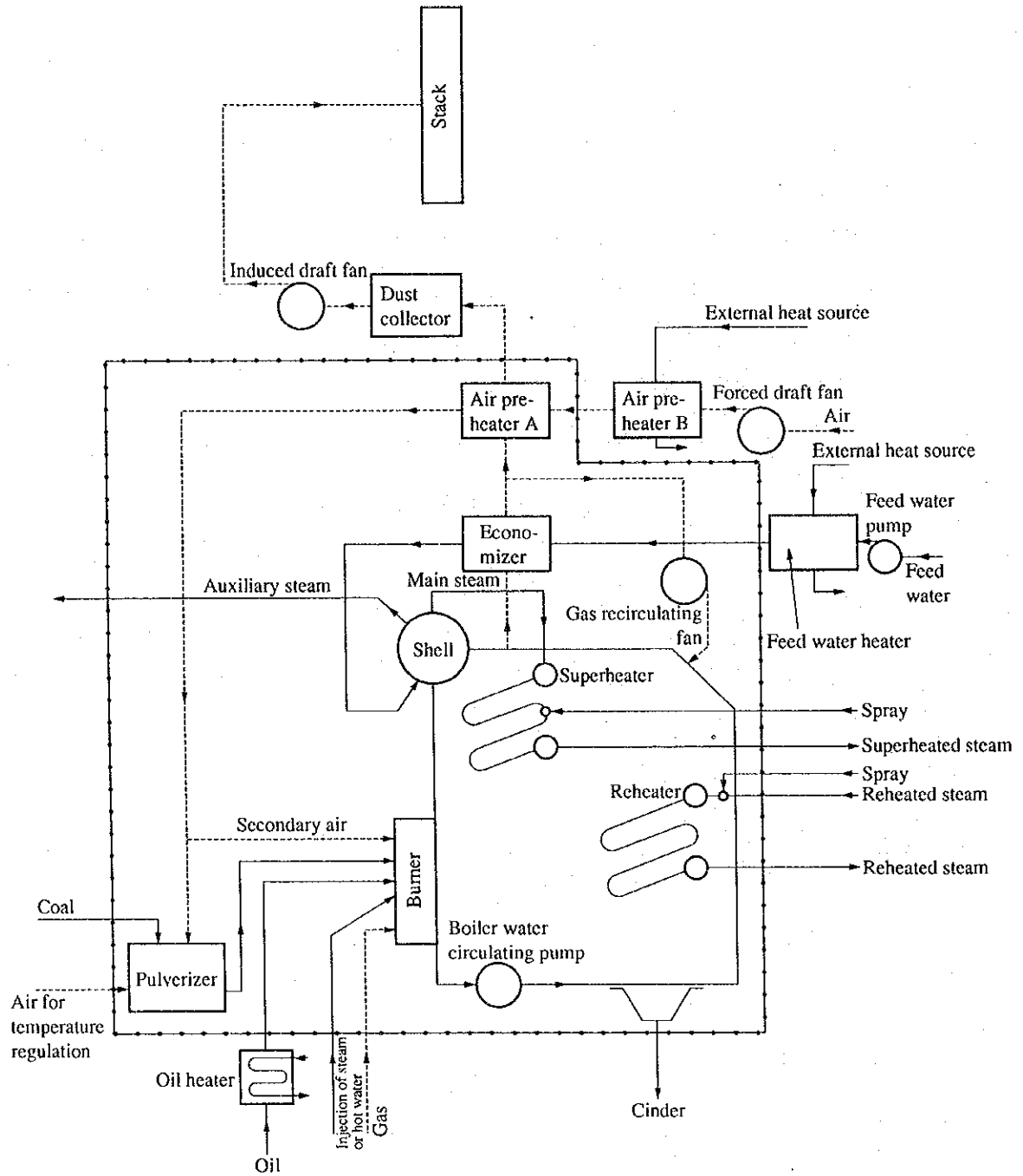


Table 11.8 Outline of Equipment

Outlines of the installation shall be indicated as follows.

Name of plant, Address			
Name of boiler manufacturer			
Boiler number, date of manufacture			
Boiler proper	Kind•Type		
	Maximum continuous evaporation		t/h
	Maximum working pressure ⁽¹⁾		MPa
	Normal operating pressure ⁽¹⁾		MPa
	Superheated (reheated) temperature		°C
	Calorific value of standard fuel		kJ/kg (m _n ³)
Heating surface area	Boiler		m ²
	Water tube wall		m ²
	Total		m ²
Super-heater	Type		
	Heating surface area		m ²
Reheater	Type		
	Heating surface area		m ²
Economizer	Type		
	Heating surface area		m ²
Air preheater	Type		
	Heating surface area		m ²
Firing equipment	Type (1)		
	Burner capacity, number		kg (m _n ³)/h
	Grate area		m ²
Combustion chamber	Furnace volume		m ³
	Standard heat generation		kJ/m ³ h
Control device	Pressure		
	Water level		
	Superheating temp.		
	Others		
Drafting equipment	Drafting		
	Forced fan	Type	
		Capacity	m ³ /min (°C)
		Pressure	Pa
	Induced fan	Type	
		Capacity	m ³ /min (°C)
		Pressure	Pa
Other fan	Type		
	Capacity	m ³ /min (°C)	
	Pressure	Pa	
Chimney	Size (diameter × height)	m × m	
	Name and number of common use		
Water feeding equipment	Kind		
	Capacity, number		t/h
	Kind and capacity of feed water treating device		
	Quality of feed water		
	Name and quantity of chemical use		
Preparing condition at test starting			

Note⁽¹⁾ The pressure is a gage pressure.

Table 11.9 Results of Measurement (1/2)

The test results shall be indicated as follows.

Date and time of test				
Personnel in charge				
Weather, atmospheric pressure, wind velocity				
Ambient temperature, dry bulb and wet bulb temperatures			°C	
Duration of test			h	
Load factor			%	
Fuel	Type of fuel			
	Mixing ratio			
	Temperature as used			°C
	Total moisture			%
	Proximate analysis	Analysed value	%	
		As used	%	
				Correct by moisture. (Industrial analysis)
	Ultimate analysis	Analysed value	%	
		As used	%	
				Correct by moisture. (Chemical composition analysis)
Lower calorific value of fuel used	Analysed value	kJ/kg (m ³ _N)		
	As used	kJ/kg (m ³ _N)		
			Measure a high calorific value by a calorimeter and obtain a low calorific value by calculation. Correct by moisture.	
Fuel consumption Total		kg (m ³ _N)		
Fuel consumption per hour		kg (m ³ _N)/h		
Firing quantity per burner		kg (m ³ _N)/h		
Combustion chamber heat generation		kJ/m ³ h		
Condition of firing equipment				
Condition of control device				
Condition of drafting equipment				
Condition of water feeding equipment				
Condition of dust catcher				
Feed water	Quantity of feed water	Total (corrected value)	kg	
		Per hour	kg/h	
		Per unit volume of fuel	kg/kg (m ³ _N)	
	Temperature	Economizer inlet	°C	
		Boiler proper inlet	°C	
Rate of condensate recovery			%	
Steam generated	Pressure	Boiler drum	MPa	
		Superheater outlet	MPa	
		Reheater inlet	MPa	
		Reheater outlet	MPa	
	Temperature	Superheated outlet	°C	
		Reheater inlet	°C	
		Reheater outlet	°C	
	Dryness (in case of no superheater)			%
				Measuring by a throttling calorimeter or approximate figures (Ex. 98%)
	Evaporation	Total (corrected value)		kg
Per hour		kg/h		
Equivalent evaporation per hour		kg/h		
Reheated steam		kg/h		
Steam injection into furnace	Source of steam or hot water			
	Quantity of steam or hot water		kg/h	
	Pressure and temperature		MPa, °C	
			If impossible to measure, use an approximate figures.	

Table 11.9 Results of Measurement (2/2)

Air for combustion	Air quantity per unit volume of fuel $m^3_N/kg (m^3_N)$	
	Temperature and pressure	Air preheater inlet $^{\circ}C, Pa$
		Air preheater outlet $^{\circ}C, Pa$
		Outlet of forced draft fan $^{\circ}C, Pa$
		Inlet of combustion chamber $^{\circ}C, Pa$
Air ratio	Outlet of boiler proper Outlet of economizer Outlet of air preheater	
Exhaust (combustion) gas	Exhaust gas quantity per unit volume of fuel $m^3_N/kg (m^3_N)$	
	Temperature and pressure	Furnace inside $^{\circ}C, Pa$
		Outlet of boiler proper $^{\circ}C, Pa$
		Economizer inlet $^{\circ}C, Pa$
		Economizer outlet $^{\circ}C, Pa$
		Air preheater inlet $^{\circ}C, Pa$
		Air preheater outlet $^{\circ}C, Pa$
		Induced fan suction $^{\circ}C, Pa$
	Induced fan delivery $^{\circ}C, Pa$	
	Gas analysis	Outlet of boiler proper (CO ₂ , O ₂ , CO) %
Outlet of economizer (CO ₂ , O ₂ , CO) %		
Outlet of air preheater (CO ₂ , O ₂ , CO) %		
Unburned component %		
Refuse quantity per unit volume of fuel kg/kg		
Condition of smoke		
Auxiliary	Steam consumption kg	
	Electric power consumption kWh	
Remark		

- Remarks
- The values entered to this sheet, such as analysis data of the fuel and exhaust gas, pressures, temperatures and etc. of the steam, air and gas shall be the averages.
 - Load factor shall be as follows.

$$\text{Load factor} = \frac{\text{Actual evaporation}}{\text{Maximum continuous evaporation}} \times 100\%$$
 - Condition of firing equipment means as follows.

Hand firing	method and interval of feeding coal, damper opening
Stoker firing	speed of stoker or coal feeder, thickness of coal layer, damper opening, etc.
Pulverized coal firing	working number and speed of coal feeders, pulverizers, exhausters and fans, damper opening, working number and condition of burners
Oil firing	oil pressure, and working number and condition of burner
Gas combustion	gas pressure. Number and condition of operating burners
 - Condition of water feeding equipment means as follows.

Intermittent feeding	number of feeding per hour, etc.
Continuous feeding	working number, revolution, valve opening, etc. of pumps
 - Condition of drafting equipment means revolution, regulating valve opening, damper opening, etc. of fans.
 - Condition of control device means automatic or manual, controlling items and setting value etc.
 - Condition of dust catcher means using period, pressure loss, temperature of gas and leakage etc.

Table 11.10 Heat Balance Table

Heat input		kJ/kg (m ³ _N)	%
(1)	Calorific value of fuel	$H_f^{(2)}$	
(2) ⁽¹⁾	Sensible heat of fuel	Q_1	
(3) ⁽¹⁾	Sensible heat of air	Q_2	
(4) ⁽¹⁾	Carrying heat of furnace injection steam	Q_3	
(5) ⁽¹⁾	Heat corresponding to the work of auxiliary devices	Q_4	
Total		$H_f^{(2)} + Q$	100

Heat input		kJ/kg (m ³ _N)	%
Effective heat input	(1) Heat of generated steam	Q_s	
	(2) Heat of blow water	(Q_d)	
	(3) Others		
Subtotal		Q_s	
Heat loss	(1) Heat loss in exhaust gas	$L_{1h}^{(3)}$	
	(2) Heat loss due to furnace injection steam	L_2	
	(3) Heat loss due to incomplete burning exhaust gas	L_3	
	(4) Heat loss due to combustible in refuse	L_4	
	(5) Heat loss due to dissipation	L_5	
	(6) Heat loss due to others	L_6	
Subtotal		$L_l^{(3)}$	
Total			100

Boiler efficiency		%
(1)	Input-and-output heat method	
	$\eta_1 = \frac{Q_s}{H_f + Q} \times 100,$	
(2)	Heat loss method	
	$\eta_2 = \left(1 - \frac{L_l}{H_f + Q} \right) \times 100$	

Note (1) (2), (3) and (4) are due to the external heat source.

(2) In case of a high heating value basis, it shall be taken as H_h .

(3) In case of a high heating value basis L_l shall be taken as L_{lh} and L_l be taken as shall be taken as L_h .

以下に計算のための参考事項及び要点を抽出し解説を加える。

11.4.1 高発熱量から低発熱量を求める方法

固体燃料および液体燃料： $H_l = H_h - 24.7(9h + w)$ kJ/kg-fuel
 $(H_l = H_h - 5.9(9h + w))$ kcal/kg-fuel

ここで、

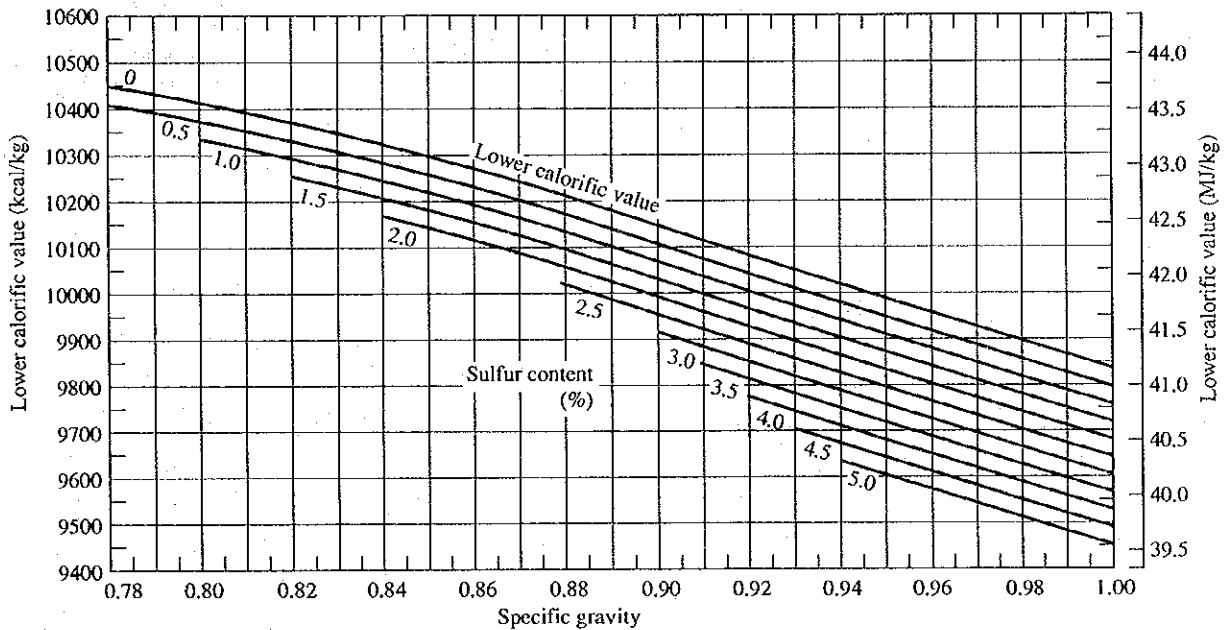
- h : 使用状態での水素含有率 (重量 %)
- w : 使用状態での水分含有率 (重量 %)

元素分析を行わない場合、h は次の値とする。

- 灯油、軽油、原油、A 重油 h = 13 %
- B 重油 h = 12 %
- C 重油 h = 11 %

これとは別に、石油系燃料については比重と発熱量の関係を示す図表が発表されている。(Figure 11.8 参照)。

Figure 11.8 Relation between Calorific Value (Low) and Specific Gravity of Petroleum Fuel



t °C で測定した比重が d_t のとき、15 °C の比重 d_{15} を求めるのは次式による。

$$d_{15} = d_t + 0.00065 (t - 15)$$

また、次の値 (Table 11.11 参照) を使っても大きな誤差はない。

$$\begin{aligned} \text{気体燃料} : H_1 = & 108 (H_2) + 126 (CO) + 360 (CH_4) + 595 (C_2H_4) \\ & + 645 (C_2H_6) + 879 (C_3H_6) + 934 (C_3H_8) + 1,181 (C_4H_8) \\ & + 1,235 (C_4H_{10}) \text{ kJ/m}_N^3\text{-fuel} \\ & \text{ただし、1 kcal} = 4.1868 \text{ kJ} \end{aligned}$$

ここで (H₂) などは、各成分の容積 (%) とする。

Table 11.11 Specific Gravity, Sulfur Content and Mean Calorific Value of Petroleum Fuel

	Specific gravity d_{15}	Sulfur content (%)	Mean calorific value (low)
Kerosene	0.79 ~ 0.85	0.5 or Below	43,500 kJ/kg
Light oil	0.82 ~ 0.86	0.5 or Below	43,100
Whole heavy oil			41,200
A heavy oil	0.84 ~ 0.86	0.5 ~ 2.0	42,700
B heavy oil	0.88 ~ 0.92	0.5 ~ 3.0	41,400
C heavy oil	0.90 ~ 0.95	1.5 ~ 3.5 (Over)	40,800

11.4.2 燃料および空気の比熱

石炭	1.05 kJ/kg°C
重油	1.88 kJ/kg°C
天然ガス	1.59~1.76 kJ/kg°C
L P G	2.93~4.19 kJ/m _N ³ °C
空気	1.30 kJ/m _N ³ °C (空気中の湿度の影響は無視できる)

11.4.3 空気量

理論空気量 (A_0) は燃料の成分から計算によって求める。固体および液体燃料の場合は、燃料中の炭素、水素、酸素、硫黄の含有量をそれぞれ c 、 h 、 o 、 s (%) とすると、 A_0 は次式で表わされる。

$$A_0 = \frac{1}{100} \times [37.2c + 112(h - \frac{o}{8}) + 14s] \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{kg-fuel}$$

燃料の元素分析をしない場合は、その発熱量から近似式を用いて A_0 を算出することができる。この規格では Boie の式を採用している。

・石炭の場合

$$A_0 = 0.241 \times \frac{H_1}{1,000} + 0.56 \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{kg-fuel}$$

・重油の場合

$$A_0 = 2.96 \times \frac{H_1}{10,000} - 1.36 \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{kg-fuel}$$

・気体燃料の場合

$$A_0 = 2.68 \times \frac{H_1}{10,000} \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{m}^3_{\text{N}}\text{-fuel}$$

実際投入空気量 (A) は、次式によって求める。

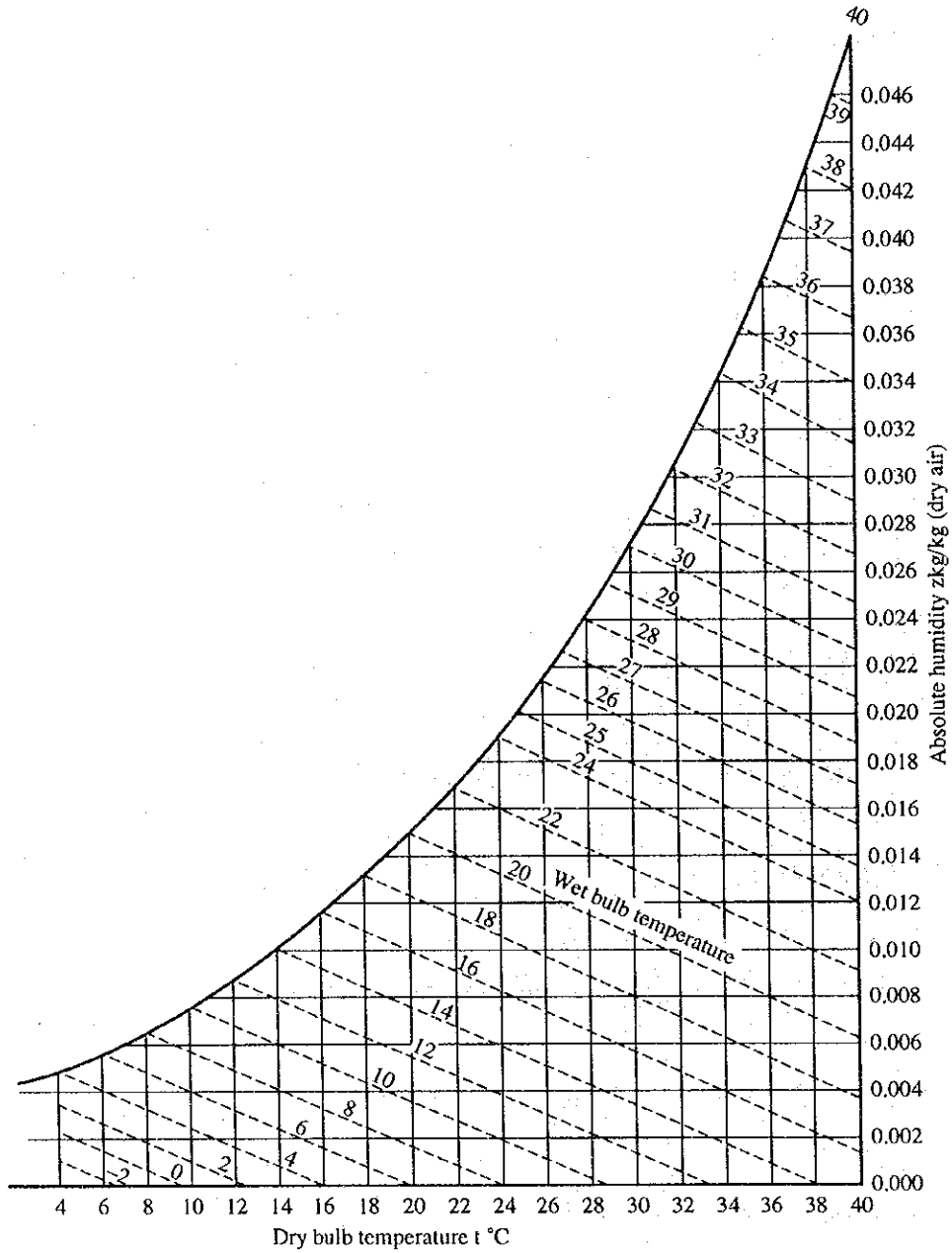
$$A = m A_0 (1 + 1.61 z) \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{kg} (\text{m}^3_{\text{N}})\text{-fuel}$$

m : 空気比

z : 外気の絶対湿度 kg/kg 乾燥空気

z の値は Figure 11.9 から求められる。

Figure 11.9 Absolute Humidity of Air



空気比は排ガス中の酸素濃度または炭素ガス濃度を測定し、物質収支を計算して求める。燃料中の窒素分及び水素分が少なく、乾き燃焼用空気中の窒素分が 79 %とみなすことができ、かつ完全燃焼しているとみなされる場合は、次の簡略式で求めることができる。

$$m = \frac{21}{21 - (O_2)}$$

(O₂) : 排ガス中酸素濃度 (%)

また燃料中の水素が少ない場合は

$$m = \frac{(\text{CO}_2)_{\text{max}}}{(\text{CO}_2)}$$

(CO₂) : 排ガス中の炭素ガス濃度 (%)

(CO₂)_{max} : 理論乾き排ガス中の最高炭素ガス濃度 (%)

(CO₂)_{max} の値は次の値を用いてもよい。

石炭 18.5 %、重油 15.7 %、天然ガス 12 %、LPG 14.5 %

11.4.4 発生蒸気の吸収した熱

発生蒸気の吸収した熱は、発生蒸気の保有熱から給水の顕熱を減じたもので示される。過熱器でスプレーしている場合はスプレー水の吸収した熱量を、再熱器のある場合はそこで蒸気やスプレー水が得た熱を加える。蒸気のエンタルピーは Table 11.12 および Table 11.13 による。

**Table 11.12 Thermodynamic Properties of Saturated Water and Saturated Steam
(Temperature reference)**

Temperature <i>t</i> (°C)	Saturation pressure <i>P_s</i> (MPa)	Specific volume (m ³ /kg)		<i>h'</i>	Specific enthalpy (kJ/kg)	
		<i>v'</i>	<i>v''</i>		<i>h''</i>	<i>r = h'' - h'</i>
0.00	0.0006108	0.0010002	206.3	-0.04	2501.6	2501.6
0.01	0.0006112	0.0010002	206.2	0.00	2501.6	2501.6
2	0.0007055	0.0010001	179.9	8.39	2505.2	2496.8
4	0.0008129	0.0010000	157.3	16.80	2508.9	2492.1
6	0.0009345	0.0010000	137.8	25.21	2512.6	2487.4
8	0.0010720	0.0010001	121.0	33.60	2516.2	2482.6
10	0.0012270	0.0010003	106.4	41.99	2519.9	2477.9
12	0.0014014	0.0010004	93.84	50.38	2523.6	2473.2
14	0.0015973	0.0010007	82.90	58.75	2527.2	2468.5
16	0.0018168	0.0010010	73.38	67.13	2530.9	2463.8
18	0.002062	0.0010013	65.09	75.50	2534.5	2459.0
20	0.002337	0.0010017	57.84	83.86	2538.2	2454.3
22	0.002642	0.0010022	51.49	92.23	2541.8	2449.6
24	0.002982	0.0010026	45.93	100.59	2545.5	2444.9
26	0.003360	0.0010032	41.03	108.95	2549.1	2440.2
28	0.003778	0.0010037	36.73	117.31	2552.7	2435.4
30	0.004241	0.0010043	32.93	125.66	2556.4	2430.7
32	0.004753	0.0010049	29.57	134.02	2560.0	2425.9
34	0.005318	0.0010056	26.60	142.38	2563.6	2421.2
36	0.005940	0.0010063	23.97	150.74	2567.2	2416.4
38	0.006624	0.0010070	21.63	159.09	2570.8	2411.7
40	0.007375	0.0010078	19.55	167.45	2574.4	2406.9
42	0.008198	0.0010086	17.69	175.81	2577.9	2402.1
44	0.009100	0.0010094	16.04	184.17	2581.5	2397.3
46	0.010086	0.0010103	14.56	192.53	2585.1	2392.5
48	0.011162	0.0010112	13.23	200.89	2588.6	2387.7
50	0.012335	0.0010121	12.05	209.26	2592.2	2382.9
55	0.015741	0.0010145	9.579	230.17	2601.0	2370.8
60	0.019920	0.0010171	7.679	251.09	2609.7	2358.6
65	0.02501	0.0010199	6.202	272.02	2618.4	2346.3
70	0.03116	0.0010228	5.046	292.97	2626.9	2334.0
75	0.03855	0.0010259	4.134	313.94	2635.4	2321.5
80	0.04736	0.0010292	3.409	334.92	2643.8	2308.8
85	0.05780	0.0010326	2.829	355.92	2652.0	2296.5
90	0.07011	0.0010361	2.361	376.94	2660.1	2283.2
95	0.08453	0.0010399	1.982	397.99	2668.1	2270.2
100	0.10133	0.0010437	1.673	419.06	2676.0	2256.9
110	0.14327	0.0010519	1.210	461.32	2691.3	2230.0
120	0.19854	0.0010606	0.8915	503.72	2706.0	2202.2
130	0.27013	0.0010700	0.6681	546.31	2719.9	2173.6
140	0.3614	0.0010801	0.5085	589.10	2733.1	2144.0
150	0.4760	0.0010908	0.3924	632.15	2745.4	2113.2
160	0.6181	0.0011022	0.3068	675.47	2756.7	2081.3
170	0.7920	0.0011145	0.2426	719.12	2767.1	2047.9
180	1.0027	0.0011275	0.1938	763.12	2776.3	2013.1
190	1.2551	0.0011415	0.1563	807.52	2784.3	1976.7
200	1.5549	0.0011565	0.1272	852.37	2790.9	1938.6
210	1.9077	0.0011726	0.1042	897.74	2796.2	1898.5
220	2.3198	0.0011900	0.08604	943.67	2799.9	1856.2
230	2.7976	0.0012087	0.07145	990.26	2802.0	1811.7
240	3.3478	0.0012291	0.05965	1037.6	2802.2	1764.6
250	3.9776	0.0012513	0.05004	1085.8	2800.4	1714.6
260	4.6943	0.0012756	0.04213	1134.9	2796.4	1661.5
270	5.5058	0.0013025	0.03559	1185.2	2789.9	1604.6
280	6.4202	0.0013324	0.03013	1236.8	2780.4	1543.6
290	7.4461	0.0013659	0.02554	1290.0	2767.6	1477.6
300	8.5927	0.0014041	0.02165	1345.0	2751.0	1406.0
310	9.8700	0.0014480	0.01833	1402.4	2730.0	1327.6
320	11.289	0.0014995	0.01548	1462.6	2703.7	1241.1
330	12.863	0.0015615	0.01299	1526.5	2670.2	1143.6
340	14.605	0.0016387	0.01078	1595.5	2626.2	1030.7
350	16.535	0.0017411	0.008799	1671.9	2567.7	895.7
360	18.675	0.0018959	0.006940	1764.2	2485.4	721.3
370	21.054	0.0022136	0.004973	1890.2	2342.8	452.6
374.15	22.120	0.00317			2107.4	0.0

**Table 11.13 Thermodynamic Properties of Saturated Water and Saturated Steam
(Pressure reference)**

Pressure P(MPa)	Saturation temperature (°C)	Specific volume (m ³ /kg)		Specific enthalpy (kJ/kg)			Specific entropy (kJ/kg·K)	
		v'	v''	h'	h''	r = h'' - h'	s'	s''
0.001	6.0828	0.0010001	129.20	29.34	2514.4	2485.0	0.1060	8.9767
0.002	17.513	0.0010012	67.01	73.46	2533.6	2460.2	0.2607	8.7246
0.003	24.100	0.0010027	45.67	101.00	2545.6	2444.6	0.3544	8.5785
0.004	28.983	0.0010040	34.80	121.41	2554.5	2433.1	0.4225	8.4755
0.005	32.898	0.0010052	28.19	137.77	2561.6	2423.8	0.4763	8.3960
0.006	36.183	0.0010064	23.74	151.50	2567.5	2416.0	0.5209	8.3312
0.007	39.025	0.0010074	20.53	163.38	2572.6	2409.2	0.5591	8.2767
0.008	41.534	0.0010084	18.10	173.86	2577.1	2403.2	0.5925	8.2296
0.009	43.787	0.0010094	16.20	183.28	2581.1	2397.9	0.6224	8.1881
0.010	45.833	0.0010102	14.67	191.83	2584.8	2392.9	0.6493	8.1511
0.02	60.086	0.0010172	7.650	251.45	2609.9	2358.4	0.8321	7.9994
0.03	69.124	0.0010223	5.229	289.30	2625.4	2336.1	0.9441	7.7695
0.04	75.886	0.0010265	3.993	317.65	2636.9	2319.2	1.0261	7.6709
0.05	81.345	0.0010301	3.240	340.56	2646.0	2305.4	1.0912	7.5947
0.06	85.954	0.0010333	2.732	359.93	2653.6	2293.6	1.1454	7.5327
0.08	93.512	0.0010387	2.087	391.72	2665.8	2274.0	1.2330	7.4352
0.10	99.632	0.0010434	1.694	417.51	2675.4	2257.9	1.3027	7.3598
0.101325	100.00	0.0010437	1.673	419.06	2676.0	2256.9	1.3069	7.3554
0.12	104.81	0.0010476	1.428	439.36	2683.4	2244.1	1.3609	7.2984
0.14	109.32	0.0010513	1.236	458.42	2690.3	2231.9	1.4109	7.2465
0.16	113.32	0.0010547	1.091	475.38	2696.2	2220.9	1.4550	7.2017
0.18	116.93	0.0010579	0.9772	490.70	2701.5	2210.8	1.4944	7.1622
0.2	120.23	0.0010608	0.8854	504.70	2706.3	2201.6	1.5301	7.1268
0.3	133.54	0.0010735	0.6056	561.43	2724.7	2163.2	1.6716	6.9909
0.4	143.62	0.0010839	0.4622	604.67	2737.6	2133.0	1.7764	6.8943
0.5	151.84	0.0010928	0.3747	640.12	2747.5	2107.4	1.8604	6.8192
0.6	158.84	0.0011009	0.3155	670.42	2755.5	2085.0	1.9308	6.7575
0.7	164.96	0.0011082	0.2727	697.06	2762.0	2064.9	1.9918	6.7052
0.8	170.41	0.0011150	0.2403	720.94	2767.5	2046.5	2.0457	6.6596
0.9	175.36	0.0011213	0.2148	724.64	2772.1	2029.5	2.0941	6.6192
1.0	179.88	0.0011274	0.1943	762.61	2776.2	2013.6	2.1382	6.5828
1.2	187.96	0.0011386	0.1632	798.43	2782.7	1984.3	2.2161	6.5194
1.4	195.04	0.0011489	0.1407	830.08	2787.8	1957.7	2.2837	6.4651
1.5	198.29	0.0011539	0.1317	844.67	2789.9	1945.2	2.3145	6.4406
1.6	201.37	0.0011586	0.1237	858.56	2791.7	1933.2	2.3436	6.4175
1.8	207.11	0.0011678	0.1103	884.58	2794.8	1910.3	2.3976	6.3751
2.0	212.37	0.0011766	0.09954	908.59	2797.2	1888.6	2.4469	6.3367
2.2	217.24	0.0011850	0.09065	930.95	2799.1	1868.1	2.4922	6.3015
2.4	221.78	0.0011932	0.08320	951.93	2800.4	1848.5	2.5343	6.2690
2.5	223.94	0.0011972	0.07991	961.96	2800.9	1839.0	2.5543	6.2536
2.6	226.04	0.0012011	0.07686	971.72	2801.6	1825.0	2.5831	6.2315
2.8	230.05	0.0012088	0.07139	990.48	2802.0	1811.5	2.6106	6.2104
3.0	233.84	0.0012163	0.06663	1008.4	2802.3	1793.9	2.6455	6.1837
3.5	242.54	0.0012345	0.05703	1049.8	2802.0	1752.2	2.7253	6.1228
4.0	250.33	0.0012521	0.04975	1087.4	2800.3	1712.9	2.7965	6.0685
4.5	257.41	0.0012691	0.04409	1122.1	2797.7	1675.6	2.8612	6.0191
5.0	263.91	0.0012858	0.03943	1154.5	2794.2	1639.7	2.9206	5.9735
5.5	269.93	0.0013023	0.03563	1184.9	2789.9	1605.0	2.9757	5.9309
6.0	275.55	0.0013187	0.03244	1213.7	2785.0	1571.3	3.0273	5.8908
6.5	280.82	0.0013350	0.02972	1241.1	2779.5	1538.4	3.0759	5.8527
7.0	285.79	0.0013513	0.02737	1267.4	2773.5	1506.0	3.1219	5.8162
7.5	290.50	0.0013677	0.02533	1292.7	2766.9	1474.2	3.1657	5.7811
8.0	294.97	0.0013842	0.02353	1317.1	2759.9	1442.8	3.2076	5.7471
9	303.31	0.0014179	0.02050	1363.7	2744.6	1380.9	3.2867	5.6820
10	310.96	0.0014526	0.01804	1408.0	2727.7	1319.7	3.3605	5.6198
11	318.05	0.0014887	0.01601	1450.6	2709.3	1258.7	3.4304	5.5595
12	324.65	0.0015268	0.01428	1491.8	2689.2	1197.4	3.4972	5.5002
13	330.83	0.0015672	0.01280	1532.0	2667.0	1135.0	3.5616	5.4408
14	336.64	0.0016106	0.01150	1571.6	2642.4	1070.7	3.6242	5.3803
15	342.13	0.0016579	0.01034	1611.0	2615.0	1004.0	3.6859	5.3178
16	347.33	0.0017103	0.009308	1650.5	2584.9	934.3	3.7471	5.2531
17	352.26	0.0017696	0.008371	1691.7	2551.6	859.9	3.8107	5.1855
18	356.96	0.0018399	0.007498	1734.8	2513.9	779.1	3.8765	5.1128
19	361.43	0.0019260	0.006678	1778.7	2470.6	692.0	3.9426	5.0332
20	365.70	0.0020370	0.005877	1826.5	2418.4	591.9	4.0149	4.9412
21	369.78	0.0022015	0.005023	1886.3	2347.6	461.3	4.1048	4.8223
22	373.69	0.0026714	0.003728	2011.1	2195.6	184.5	4.2947	4.5799
22.12	374.15	0.00317		2107.4		0.0	4.4429	

11.4.5 排ガス損失

燃焼排ガスの平均比熱は 0~300 °C、空気比 1.0~1.3 (固体燃料の場合は 1.5) の範囲で求めた結果では 1.38 kJ/(m³_N °C) (0.33 kcal/m³_N °C) となっている。

蒸気を含む理論燃焼排ガス量は理論空気量と同じく、物質収支から計算するか、または、Boie の近似式により、燃料発熱量から求めることができる。

・石炭の場合

$$G_1 = \frac{0.216 H_1}{1,000} + 1.67 \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{kg-fuel}$$

・重油の場合

$$G_1 = \frac{3.762 H_1}{10,000} - 3.91 \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{kg-fuel}$$

・気体燃料の場合

$$G_1 = \frac{2.926 H_1}{10,000} \quad \text{m}^3_{\text{N}}/\text{m}^3_{\text{N}}\text{-fuel}$$

実際排ガス量は次式のようになる。

$$G = G_1 + (m - 1) A_0 + \text{空気中の湿分による水蒸気量}$$

このうち、空気中の湿分による水蒸気量は通常無視してもよい。

11.4.6 炉内吹き込み蒸気

燃料噴霧に使用する蒸気であり、当該ボイラの発生水蒸気を用いる場合は次式による。

吹き込み蒸気による熱損失 = 燃料 1 kg 当たりの吹き込み蒸気量 × {(排ガス温度における蒸気のエンタルピー) - (給水のエンタルピー)}

別系統の水蒸気を用いる場合は、基準として外気温度における蒸気のエンタルピーをとり、入熱および出熱にそれぞれの状態のエンタルピーで計上する。

11.4.7 不完全燃焼ガスによる熱損失

次式による。

$$\text{熱損失} = 126.0(G_0 + (m - 1)A_0)(CO) \text{ kJ/kg (m}^3_N\text{)-fuel}$$

ただし (CO) は、乾き排ガス中の一酸化炭素含有量 (%)、 G_0 は理論乾き排ガス量。

11.4.8 燃えがら中の未燃分による熱損失

未燃炭素分 (c) % は、次式により求める。

$$c = au / (100 - u)$$

ここで、

a : 使用燃料中の灰分 (%)

u : 燃えがら中の平均未燃炭素分 (%)

熱損失は $339c$ kJ/kg-fuel となる。

11.4.9 放散熱による熱損失

各部の放散熱を実測して求めてもよいが、日本工業規格では燃料発熱量に放散熱損失 (%) を乗じて熱損失としている。

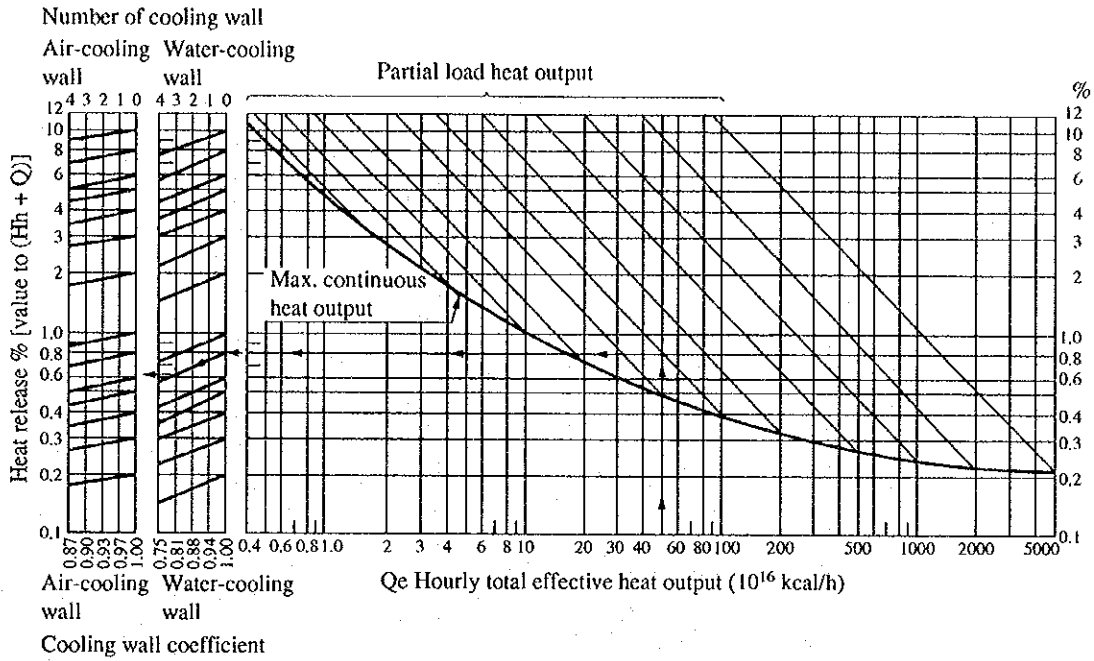
熱損失率の目安としては、Table 11.14 の数値が示されている。

Table 11.14 Radiant Heat Loss

Boiler capacity	t/h	5	10	50	100	500	1000
Radiant heat loss	%	2.0	1.4	0.8	0.5	0.3	0.2

参考までに ASME (American Society of Mechanical Engineering) パワーテストコードに示されている線図を Figure 11.10 に示す。この図は熱放散面と外気温との差が 28 °C で、その面上の空気速度が 0.5 m/s のときの図であり、ほかの条件のときは Figure 11.11 の倍数により補正する。また、この図は高発熱量に対するものなので、低発熱量に対しては H_h / H_l 倍しなければならない。

Figure 11.10 Heat Loss Chart (From ABMA chart in power test code of ASME)



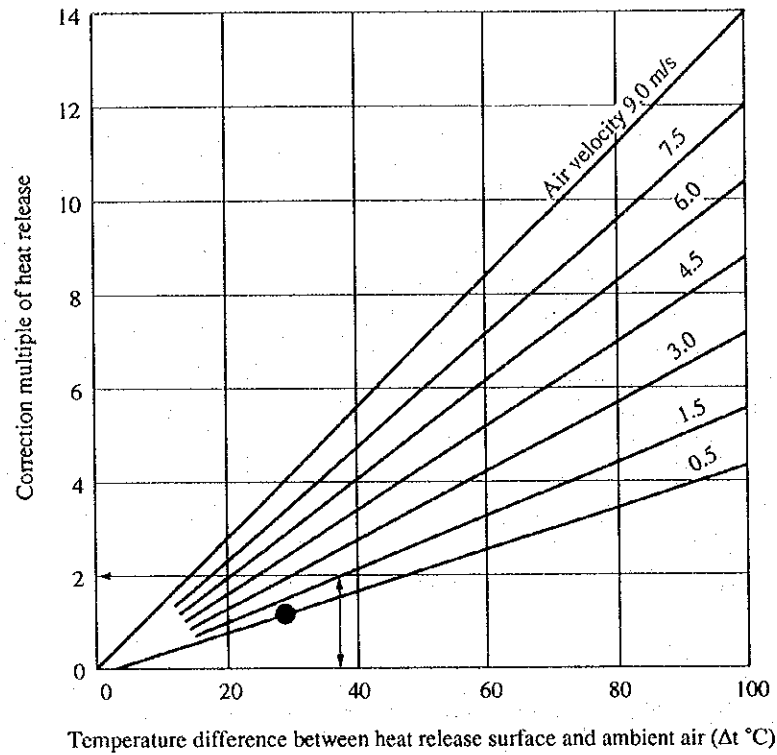
(The figure shows the case that the temperature difference between the heat release surface and the ambient air is 28 °C and the wind velocity on the heat release surface is 0.5 m/s. Correction multiples in other condition are based on that of Figure 11.11.)

Note: So far as a water-cooling wall occupies 1/3 or more of the projected area in a combustion chamber, reduction of heat loss is permitted to be done. For an air-cooling wall the reduction of heat loss should be restricted to a case of utilization to combustion of the cooling air.

$$1 \text{ MJ} = 4.1868 \text{ kcal}$$

Example: In a boiler having the maximum continuous load of 100×10^6 kcal/h, when the partial load is 5×10^6 kcal/h and the number of water-cooling wall is 3, the heat loss rate results in 0.65 %.

Figure 11.11 Correction Multiple of Temperature Difference and Air Velocity to Figure 11.10



11.4.10 その他の熱損失

熱精算計算上、計算値として算出されない他の熱損失の合計をその他熱損失と称している。

11.5 ボイラの性能表示

ボイラ効率の表わし方は、Table 11.10 のように有効出熱の全入熱に対する割合で示す入出熱法と、熱損失率を差し引く熱損失法がある。

ボイラ性能を示すものとして、換算蒸発倍数がよく使われる。

$$\text{換算蒸発倍数} = \frac{\text{換算蒸発量}}{\text{使用燃料量}}$$

同一ボイラで、蒸気圧やその他の条件がほぼ一定の時には、実際蒸発量のままで換算せずに蒸発倍数を求め、日常管理の目安として用いることが多い。

その他、換算蒸発量を伝熱面積 (エコノマイザ、過熱器を除く) で除した伝熱面蒸発率 ($\text{kg/m}^2 \cdot \text{h}$)、または全入熱量を燃焼室容積で除した燃焼室熱発生率 $\text{kJ/m}^3 \text{h}$ で性能を示す場合もある。

11.6 設備段階での配慮

11.6.1 コージェネレーション

蒸気を加熱に利用する場合、加熱温度はほとんどが 200 °C 以下であり、蒸気の温度もその程度である。一方、燃料を燃焼させたときの火炎温度は千数百度に達するが、その温度と蒸気温度の間の温度差は有効に利用されていない。

熱を仕事に交換する熱機関の基本はカルノーサイクルである。作動流体が高温熱源から温度 T_1 K で熱を受け、低温熱源に温度 T_2 K で熱を捨てることによってサイクルを完結し有効仕事を発生するとき、カルノーサイクルの理論効率は次の式で表わされる。

$$\eta = 1 - \frac{T_2}{T_1}$$

したがって、 T_1 を高くとるほど効率が高くなる。

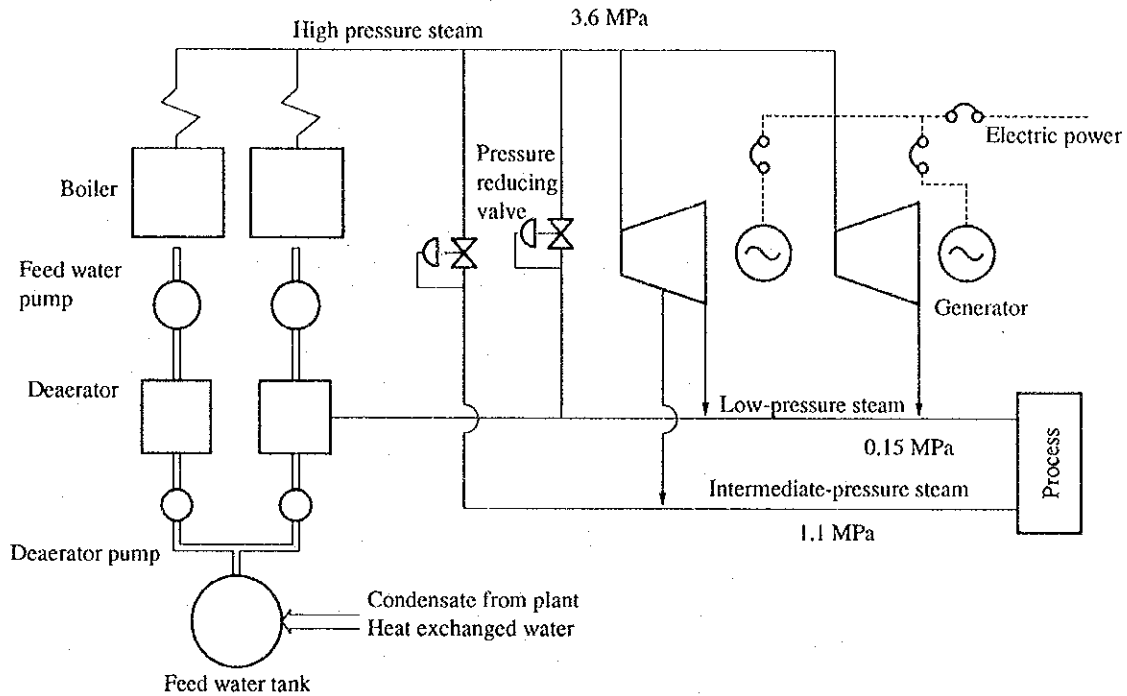
コージェネレーションは、燃料を燃焼させたときの高温を利用して仕事 (電力) をとり、その後の排熱を熱として利用しようとするものであり (Figure 11.12 参照)、次のようないろいろな方式が考えられる。

- (1) (ガスタービン発電)+(スチームタービン発電)
- (2) (ディーゼルまたはガスエンジン発電)+(温水供給)
- (3) (高圧スチームタービン発電)+(加熱用スチーム供給)

蒸気消費型の工場においては、最後の型のものが多く、石油精製工場、紙・パルプ工場、化学工場などにおいて広く用いられている。蒸気圧は効率の点から 2.94 kPa (gauge) (30 kgf/cm² (G)) 以上が望ましく、9.8 kPa (gauge) (100 kgf/cm² (G)) 級がほとんどであり、容量も 50 t/h 以上のものが多い。

しかし、エネルギー価格の高騰に伴って、より低圧低容量のものでも経済性が向上し減圧弁の代りに発電機を挿入する例が増えている。

Figure 11.12 An Example of Cogeneration System



11.6.2 蒸気需要変動への対処

短時間に蒸気需要が大きく変動する場合や昼夜間の蒸気需要の差が大きいときは、平均負荷に比べて過大なボイラを設置しなければならず、また負荷変動時の黒煙発生を防ぐため、空気比も高目に保たなければならなくなる。

これらによるボイラ効率の低下を防ぐには、製造工程の調整を行って、できるだけ需要の平滑化を図るとともに、設備的には次のような対策をとる。

その 1 つは、スチームアキュムレータを設置し、余剰蒸気を蓄積し、不足時に使用する方法である (Figure 11.13 参照)。ボイラ設置時からアキュムレータと組み合わせれば、ボイラは平均負荷に近い容量のものを設置すれば足りることになる。

もう 1 つの方法は、起動の早い貫流ボイラを複数基設置し、負荷に応じて自動的に台数制御を行う方法である (Figure 11.14 参照)。単独の場合に比べて低負荷時の効率が向上するので (Figure 11.15 参照)、起動停止による損失増をカバーして全体としての省エネルギーを図ることができる。

Figure 11.13 Effect of Steam Accumulator

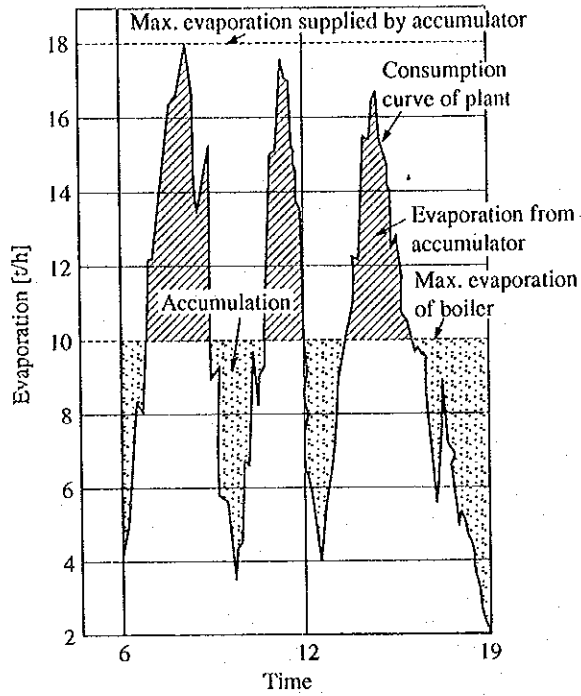


Figure 11.14 Operation Number Control

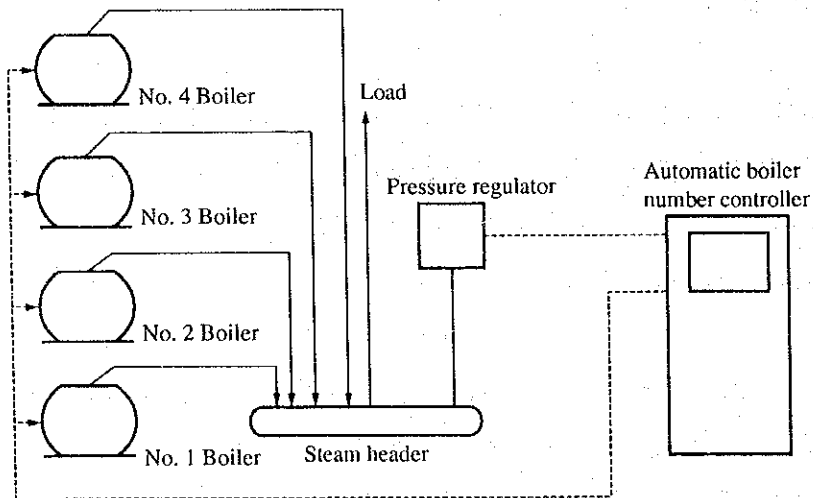
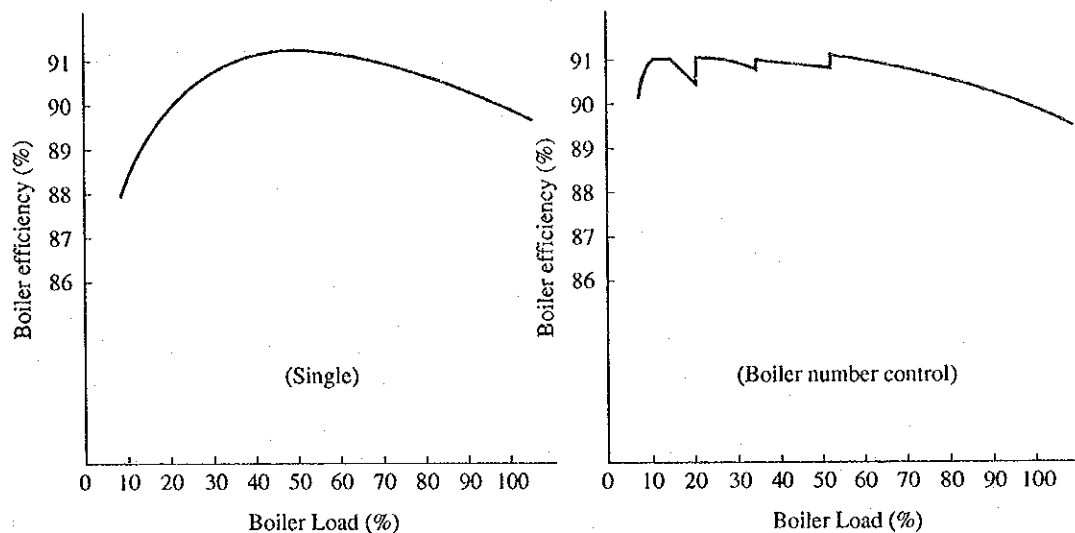


Figure 11.15 Boiler Efficiency Improvement by Operation Number Control



11.6.3 適正な容量のボイラ設置

過大なボイラを設置することは単に設備費が高くなるだけでなく、使用量に比べて相対的に起動時間が長く、放熱量も多いことになる。さらに ON-OFF の回数が多くなると、その際のパーズによる排ガス損失が多くなる。高・低燃焼切り替え式の場合も高燃焼時に適正空気比となっても低燃焼時には空気比が高目になることが多い。

ボイラを設置する際は、できるだけ蒸気使用の節減と変動の抑制を図った上で、適正容量のボイラを設置するようにしなければならない。

また、現有ボイラの容量が過大になり、低燃焼の時間が長い場合はバーナを小容量のものに交換した方がよい。