

## コンビナート各社の温水熱回収及びガスコジェネ等による省エネ

鹿島南共同発電(株) 鹿島発電所  
KMGプロジェクトチーム

◎キーワード: 3, 4-2, 6-1 温水及び廃熱回収、ガスコジェネ、電気の動力変換合理化

### ◎テーマの概要

各社低位レベル温水をLNG気化用の熱源及び既存ボイラ給水の予熱熱源としてカスケード利用することで所内蒸気を削減、また、当社既存ボイラ廃熱回収による供給各社への温水供給は需要家での蒸気加熱代替による省エネを実現し、ガスコジェネ設備の発電と廃熱回収による温水、蒸気の発生は総合効率がよく、既存低圧ボイラによる復水発電を代替することで各社との熱共有を図り、発電所全体の総合熱効率を改善し、原油換算24,000kl/年の省エネを図る。

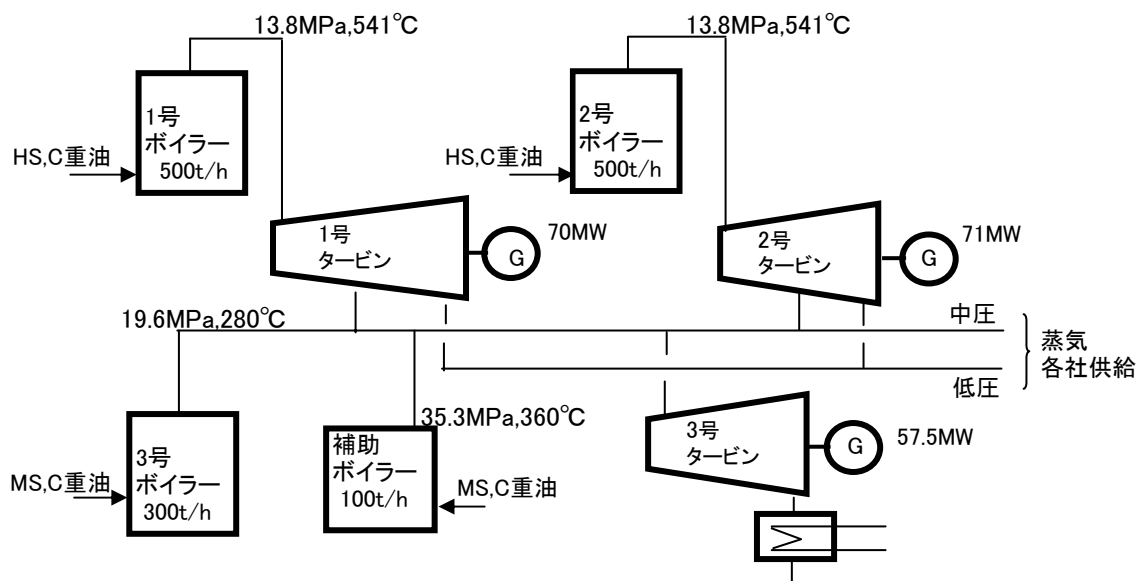
◎当該事例に対する実施期間	平成15年7月～平成20年7月	
・企画立案期間	平成15年7月～平成17年4月	延べ21ヶ月
・対策実施期間	平成17年7月～平成19年9月	延べ26ヶ月
・対策効果確認期間	平成19年8月～平成20年7月	延べ12ヶ月

### ◎事業所概要

- ・生産品目 電力、蒸気、純水 (生産量: 15,299,014 GJ/年 平成16年度実績)
- ・従業員数 75名
- ・第1種エネルギー管理指定工場  
エネルギー使用量 534,611KL/年(原油換算: 平成16年度実績)

### ◎発電設備の概略工程

供給能力 電力: 175MW(自家発分の供給能力)  
蒸気: 700t/h  
純水: 450t/h



## 1. テーマ選定理由

平成16年当時は、1,2号ボイラ(高硫黄C重油焚き:500t/h×2基)と1,2号蒸気タービン発電機(出力:1号70MW,2号71MW)で各社に中圧・低圧の蒸気を合せて460t/h程度を供給、余剰蒸気200t/hと3号ボイラまたは補助ボイラより蒸気補填を行い3号復水タービン発電機へ送り発電量増加を図るが、供給各社の電力需要を賅えずに電力会社からの購入電力でカバーせざるを得ない状況にあった。

このため、安価なエネルギーの確保と安定供給を使命に発電設備能力増強を検討、更には発電所内の省エネ対策を検討する中、平成16年度省エネルギー・新エネルギー対策導入促進事業の調査が鹿島コンビナートにおいて実施され、この中にコンビナート需要家からの低位レベル温水の有効活用が取り上げられたことから、これをテーマにコンビナートの省エネの検討を開始した。

## 2. 活動経過

### (1)取組体制

弊社発電所長を委員長としてコンビナート需要家各社より設備検討委員を6名選出、発電所からの委員4名を加えて11名にてコンビナートの省エネについて討議を重ね実施案を作成した。

#### (1)-1委員会の活動内容

- ・委員会開催 1回/2ヶ月
- ・各社の低位レベル温水の実態調査
- ・各社温水の利用先と問題点の抽出
- ・発電所の効率アップ案の検討
- ・発電所の省エネ案の抽出

#### (1)-2委員会としての答申案取りまとめ

- ・各社低位レベル温水の活用法
- ・発電所廃熱回収温水の各社供給
- ・高効率ガスエンジン発電設備の導入による省エネ
- ・大型電動機の省エネ
- ・投資額と投資回収のまとめ

#### (1)-3委員会答申案の承認

- ・委員会の答申案について株主による承認

この答申案の承認を受けて、KMG(Kashima,Minami,Gasengine)プロジェクトを立てて省エネ活動を展開した。

### (2)現状把握

近年の地球温暖化対策として、省エネルギー、CO<sub>2</sub>削減は急務であり、また環境対策として窒素酸化物及び硫黄酸化物の削減が求められている。こうした状況の中、重油高騰による影響から3号ボイラー発生蒸気での復水タービン発電は、発電効率が20%程度と低く、発電コストも高いため、安価な燃料への代替又は新たな発電設備の導入が求められている。

### (3)現状分析

#### (3)-1各社低位レベル温水の量と温度の実態調査

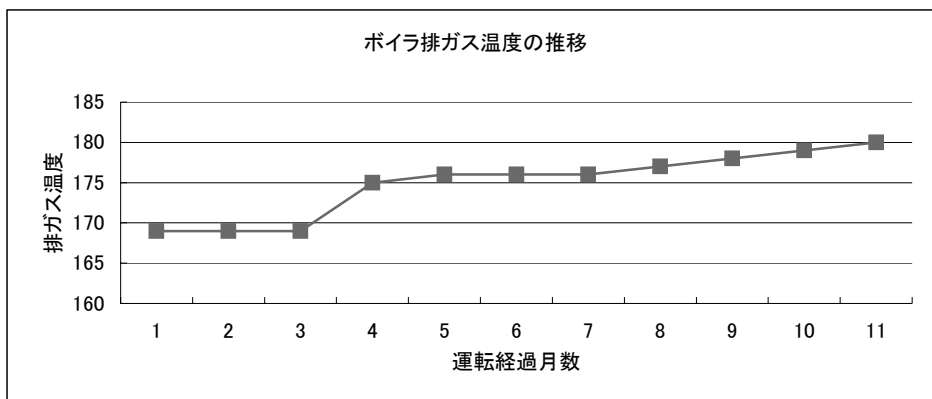
	温水温度 (°C)	温水量 (t/h)	距離 (km)	不純物の 有無
A社	47	13	4	微量
B社	80	45	3	無
C社	55	17	2	無

コンビナート各社に調査を実施した結果、当発電所で利用可能な低位温水は3社存在することが分かった。

#### (3)-2 3号ボイラによる復水タービン発電の熱効率

1,2号ボイラは抽気・背圧タービン発電機により発電、抽気及び排気蒸気は需要家各社に供給し、残りの蒸気を復水タービン発電機へ供給し発電しているため熱効率は70%以上となっているが、3号ボイラによる復水タービンの発電熱効率は20%を切り、コスト的にも高いものとなっている。

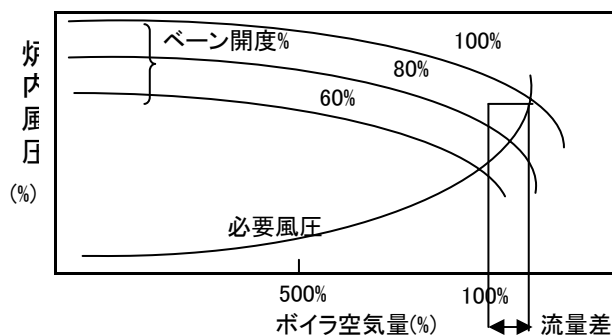
### (3)-3 ボイラ排ガスの廃棄熱量



1号ボイラの出口(ガスエアヒーター出口)の排ガス温度はボイラスタート時点から169°Cと高く、運転後3ヶ月後には175°Cに上昇、7ヶ月後には徐々に上昇し180°Cにもなっている。これを年間単純平均すると175°Cの排ガスを放出していることとなる。一般的なボイラ排ガス温度150°C程度と比較して、25°Cも高く12,000MJ/h(原油換算0.3kl/h)のエネルギー損失が発生している。

### (3)-4 ボイラ押し込み通風機のベーン絞り損失

ボイラの押し込み通風機は空気の吸い込みベーンの絞り(ベーン開度)によりボイラ燃焼空気量を制御しているため、この絞りによる圧力損失(電力損失)が発生している。



ボイラ負荷100%					
	ベーン開度 (%)	空気量 m3N/h	電力量 kW	ベーン開度 100%空気量	空気量差 m3N/h
1号ボイラ	82	7,350	1,080	8,400	1,050
2号ボイラ	85	7,450	1,480	8,400	950
3号ボイラ	78	4,400	1,100	5,200	800

ボイラ負荷100%でベーン開度余裕分(開度100%にて増加する空気量)が絞りによる圧力損失相当となっている。

### (4)目標設定

平成16年度エネルギー消費量の約4%強相当を省エネ目標と設定する。

- ・省エネルギー量 24,043 kl
- ・CO<sub>2</sub>排出削減量 116,300 t-CO<sub>2</sub> (火力発電係数使用)
- ・省エネルギー率 4.50%

(5)問題点と検討内容

(5)-1コンビナート各社の低位レベル温水利用

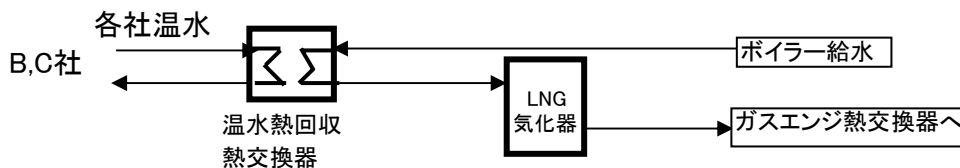
低圧ボイラと復水タービン発電機による総合効率 $\leq 20\%$ 未満となることから、ガスエンジンによるコージェネシステムを採用、このガスエンジンの燃料となるLNGの気化用熱源に各社の低位レベル温水を利用するが、つぎの懸案がある。

- ①LNG気化器の熱源利用後、各社の低位温水をどこに回収するか。
  - ②各社の低位温水に不純物(油性の有機物)が混入してこないか。
- これらの懸案を検討した結果次のシステムを採用することで懸案解決を図った。

①不純物の混入の恐れのある低温温水は今回採用を見送る

	温水温度 ( $^{\circ}\text{C}$ )	温水量 (t/h)	距離 (km)	不純物の 有無	採用の可 否	判定理由
A社	47	13	4	微量	×	A社は不純物混入と温度が低く距離も長い ため投資額が大きくなる
B社	80	45	3	無	○	
C社	55	17	2	無	○	

②LNG気化器熱源に直接使用せず、ボイラ給水の熱回収ラインへ熱交換器を設置し熱回収後は各社へ戻す方式を採用し、回収によるボイラ給水への不純物混入を防止する。

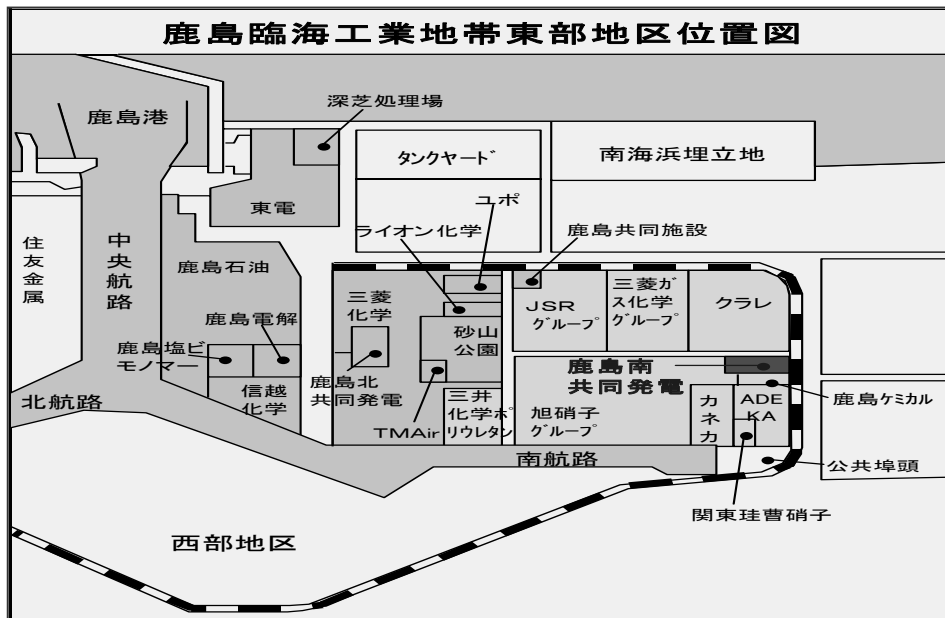


(5)-2 低圧ボイラの復水発電の代替としてコージェネシステムの導入

a.燃料の選択

当社は鹿島コンビナート東部の北端に位置し、立地条件としては内陸型のため鹿島港から離れ、岸壁を持たないため、燃料受入手段は既存製油所等からのパイプ輸送に限定され(コンビナート発足の精神=原料のパイプ供給)、今日の電力自由化やコンビナート競争力強化の一役を担うにも、安価な燃料を購入・輸送が出来ない状態にある。

また、民家に隣接した場所にあるため、安価な粗悪燃料を使用しては公害発生の要因となる。この対策として除外設備を設置すれば、資源・エネルギー消費の増加を招くこととなり、省エネに反することとなる。



この様な状況下、ガス会社からのLNGローリーによる納入の提案を受け、各種燃料(LPG,A重油等)の比較検討結果、LNGを採用することとした。

b.コージェネシステムの選択

コンビナート各社の需要は電力・蒸気ともに増加する傾向があるが、電力と蒸気のバランスを見ると電力の増加の方が勝り、年々電力会社からの購入電力が増加する状況にある。従って、発電効率がよく蒸気発生が少ないシステムが理想である。

そこで、ガスエンジンとガスタービンのコージェネレーションシステムを比較検討した結果、発電機効率がよく蒸気発生量の少ない、総合効率も高いガスエンジンを採用する。

10MWクラスのガスエンジンとガスタービンコージェネの比較

	発電効率	蒸気発生	総合効率	設備投資額	メンテナンス費	発電コスト	総合評価
ガスエンジン	43%	5t/h	84%	1	1	1	◎
ガスタービン	37%	25t/h	80%	1.2	1.2	1.2	○

c. 発電容量の選択

電力会社の前年度受電契約を下回らない範囲(コンビナート需要家の電力増加相当分)の12MW程度(6MW×2)を選択する。

d. 温水の利用

ガスエンジンより回収した温水はコンビナートの需要家に供給するとともに、残りはボイラ給水として全量回収する。

(5)-3 ボイラ排ガスの熱回収

排ガスの熱を最大限回収(凝縮温度まで排ガス温度を下げる)するため、つぎの点を考慮した

懸念事項	対応策
排ガス凝縮によるダスト付着による詰まり	洗浄装置の強化
排ガス凝縮による酸腐食	SUSとフッ素樹脂ライニングの2重管

コンビナート各社との温水共有を図るため、回収水の一部を供給する。

(5)-4 ボイラ押し込み送風機の省エネ

ベーンの絞込み損失を最大限省エネにつなげるため、インバーターによる回転数制御採用するに当たり、次の保安システムを採用した。

ボイラー押し込み送風機インバーター化の最大の懸念は、インバーターの信頼性である。10万時間に1回程度の故障と言うことで故障発生率は低いが、当社の使命である安定供給を考慮すれば、万が一の故障でもボイラーを停止することは出来ない。

そこで、インバーター故障時にインバーターから商用電源への切替を瞬時(1秒未満)に、かつ空気流量に変動を与えない(空気の過不足による失火防止)ための確認をボイラーメーカーへシュミレーションを依頼し、次の制御方法を取り入れた。

a. 故障時の対応策

① 高圧遮断器の切替は電圧の位相がずれて最大となっても、起動トルクを電動機と送風機のカップリング及びローターの持つ機械的強度に耐えうる程度に抑えるため、遮断時の残留電圧推移から再投入までの切替時間は0.7秒を選定した。

② 押し込み送風機の送出し風量の変化を極力抑えて切替えるため、吸込みベーンを常時全開とせず、省エネに極力影響しない程度の開度で、風量に応じて追従させる。

(5)-5 導入コスト削減による経済性の成立

平成17年度の『独立行政法人新エネルギー・産業技術総合開発機構』の補助事業に応募し採択されたことにより、大幅に経済性が改善、成立した。

(6) 対策の内容

(6)-1 各社低位レベル温水の熱共有

各社低位レベル温水を回収し熱共有することにより、当発電所(ユーティリティ供給センター)の総合効率アップを図るために導入するLNG焼きガスエンジン燃料の気化熱に利用、更には既存ボイラー給水の予熱に利用する熱交換器を設置する。

(1) 熱交換器-A 温水45t/h, IN80°C, OUT35°C 回収熱量 2560kW

(2) 熱交換器-B 温水17t/h, IN55°C, OUT31°C 回収熱量 495kW

(6)-2 ボイラ排ガスの熱回収と各社への温水供給

前項で予熱されたボイラー給水を当発電所1号ボイラー煙道に熱交換器を設置し、廃棄ガスより熱回収し、更に給水を加熱する。又その一部を各社へ温水供給することで熱共有を図る。

(1) 排ガス熱交換器 排ガス量431,000m<sup>3</sup>/h IN:175°C OUT:97°C  
給水375t/h IN: 43°C OUT:73°C

伝熱面積 2,100m<sup>2</sup> 回収熱量:11,000kW

(2)各社温水供給 15t/h 温度 73℃

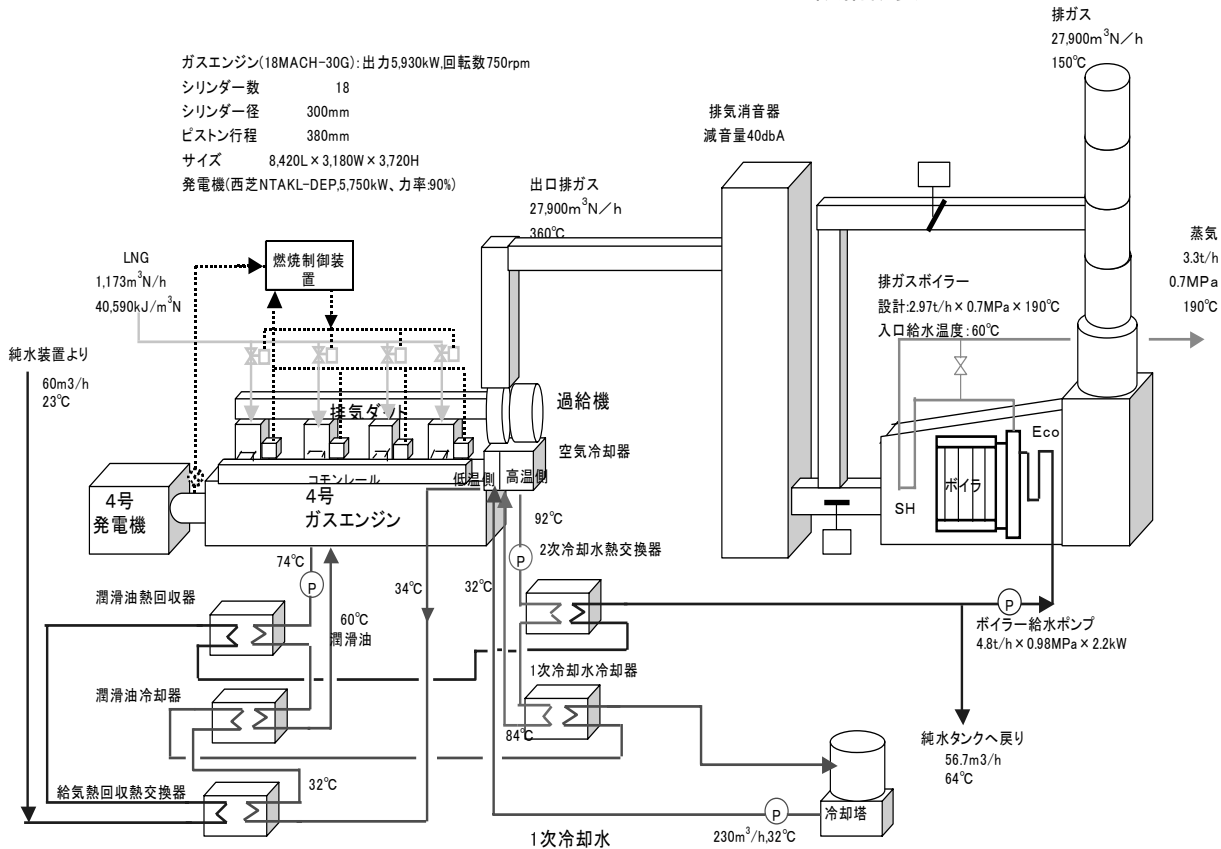
(6)-3 ガスエンジンコージェネレーションと各社への温水供給

LNG焚きガスエンジンコージェネレーションは、ガスエンジン機関冷却水から既存ボイラー給水に熱回収し、ガスエンジン機関の排ガスには排ガスボイラーを設置して低圧蒸気を回収、ガスエンジン発電機の発電出力と合せて総合熱効率84%の最高効率実現を図る。

このガスエンジン発電設備の発電効率は43%となることから、これに替えて3号ボイラーを停止し発電所の総合効率の向上を図る。

- (1)ガスエンジン発電機 5,750kW × 2基 発電効率:43.5%  
 燃料 LNG 1,173m<sup>3</sup>/h × 2基  
 着火用軽油 9.8L/h × 2基
- (2)温水熱回収 3,145kW × 2基 熱回収率:23.3%
- (3)排ガスボイラー 低圧蒸気:3.3t/h × 2基 熱回収率:17.4%
- (4)総合熱効率 84%

ガスエンジンコージェネレーション設備概要



(6)-4 ボイラー押し込み通風機インバーター化による省エネ

1, 2項の既存ボイラー給水への熱回収により、給水加熱用の所内蒸気が削減されボイラーの蒸発量も削減される。又、ボイラー押し込み通風機は吸込みベーンの絞りにより風量制御しているため、圧力損失が発生しているが、ベーンを解放し圧力損失分を回転数を低下(インバーター制御)させることで省エネを図る。

- (1)省エネ量の試算  $P_w = P(1 - Q1/Q2)^3 / \eta$   
 P:実動力 Q1:実負荷での空気流量  
 Q2:ベーン全開時の空気流量(定格値)  
 η:インバーター等の変換効率

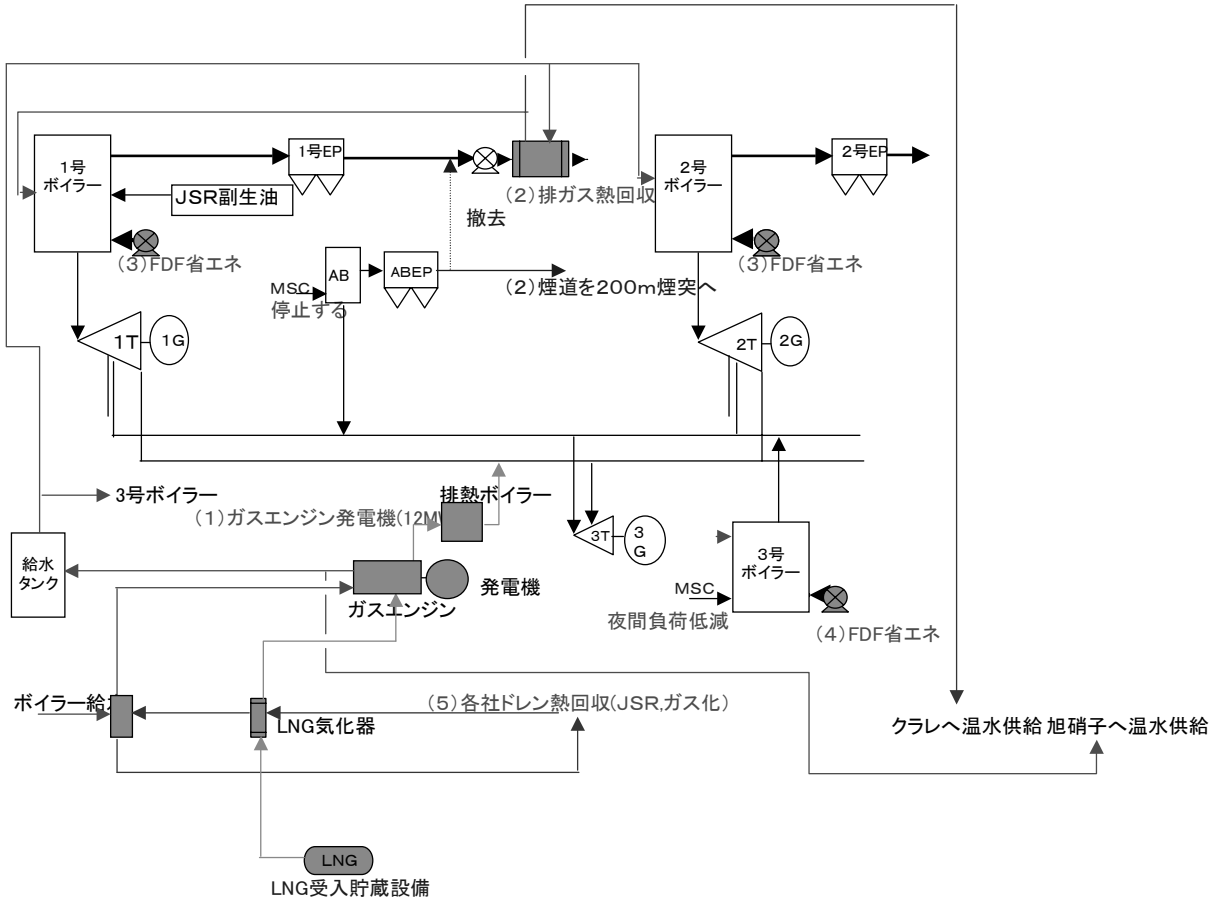
- (2)省エネ量 1号FDF:240kW  
 2号FDF:280kW  
 3号FDF:281kW

(6)-5副生油燃焼による省エネ

供給先の事業所で廃棄処分していた副生油を既存ボイラーの燃料として使用することにより、既存ボイラーの高硫黄C重油の燃料消費量を削減し、省エネを図る。

(1)副生油発生量(省エネ量) 2,088kl/年

(6)-6 省エネ事業の全体図



コンビナート各社の温水熱回収及びガスコージェネ等による省エネ計画  
省エネ量:原油換算(kl/年)

	計画
各社低位温水熱回収による省エネ	2,178
ガスエンジンコージェネによる省エネ	7,072
ボイラ排ガス熱回収による省エネ	9,151
1~3号ボイラー押込み送風機による省エネ	3,554
副生油燃焼による省エネ	2,088
計	24,043
二酸化炭素排出量	63,700t/年

(7) 対策後の効果

- ・省エネルギー量 24,080 kL
- ・CO<sub>2</sub>排出削減量 63,800 t-CO<sub>2</sub>
- ・省エネルギー率 4.5 %
- ・省エネルギー金額 1,686 百万円 (原油単価:70円/L)
- ・投資額 3,350 百万円
- ・単純投資回収年 2.0 年
- ・費用対効果 719 kL/億円

(8) まとめ

コンビナート各社と低位レベル温水の相互融通を行うことで、当社は温水の熱回収による省エネメリットを得、供給元の各社は温水を冷却塔の補給水に利用していたため、今回の熱融通によって常温(35℃前後)に戻ることに伴い、冷却ファンの省エネが実現した。

又、従来蒸気により温水を製造していた需要家は、当社で廃熱回収した温水を使用することで省エネに繋がった。

一方、当発電所内で実施した省エネ効果は、原燃材料の原単位向上と電力・蒸気のユーティリティコスト削減及び二酸化炭素の削減となり、需要家である供給先各社に還元されることとなる。

今回の省エネ量には、前述の需要家の省エネ量及びメリットは含んでいないため、省エネ事業参加各社を含んだ省エネ効果は更に大きくなり、目標を大幅に上回る事が出来た。

(9) 今後の計画

省エネへの取組は従来から継続して実施してきているが、京都議定書による地球温暖化ガス削減目標を達成するためには、更なる省エネの推進が必要である。

しかしながら、今回実施程度の省エネの推進では目標達成は困難なことから、現在、ガス会社により天然ガス導管が千葉より鹿島に向けて敷設を進めており、当社は完成時期に合せ、既存ボイラーの燃料転換を実施すべく計画を進行させている。