

## 2008 年度 全国节能优秀事例大会 经济产业大臣奖

### 通过联合企业各公司的热水热回收及燃气废热发电等实现节能

鹿岛南共同发电株式会社 鹿岛发电厂  
KMG 项目小组

**关键字:** 3, 4-2, 6-1 热水及废热回收、燃气废热发电、电气动力变换合理化

#### 主题概要

通过将各公司的低位热水作为 LNG 气化用热源及现有锅炉供水的预热热源进行多层利用, 以削减发电厂厂用蒸汽量。同时, 通过对本公司现有锅炉废热回收向各有需求的公司供给热水, 代替需求公司蒸汽加热以实现节能, 这样, 燃气废热发电设备的发电与利用废热回收产生热水和蒸汽的综合效率提高, 代替现有低压锅炉的复水发电, 与各公司共用热量, 改善发电厂整体的综合热效率, 目标节能换算成原油 24,000kl/年。

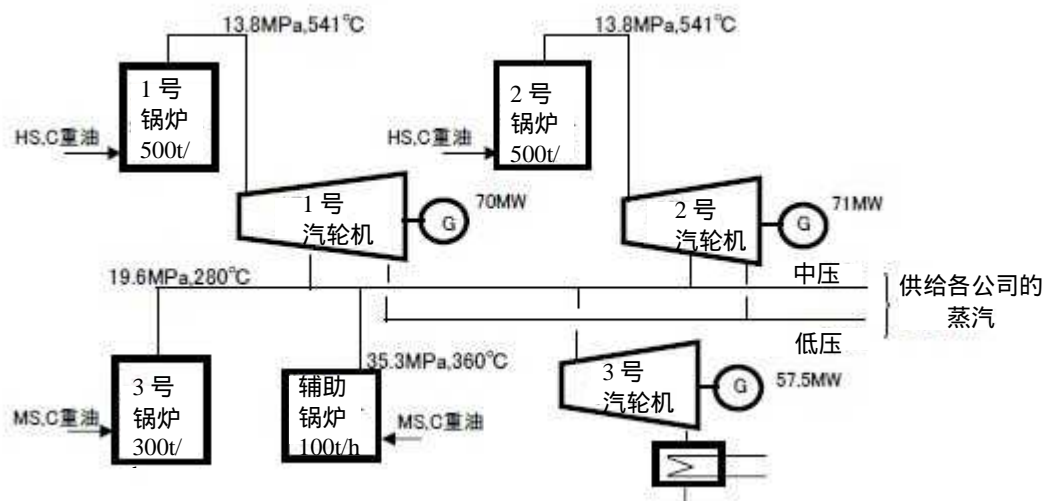
<b>该事例实施期限</b>	2003 年 7 月 ~ 2008 年 7 月
· 规划立案期	2003 年 7 月 ~ 2005 年 4 月 共计 21 个月
· 对策实施期	2005 年 7 月 ~ 2007 年 9 月 共计 26 个月
· 对策效果确认期	2007 年 8 月 ~ 2008 年 7 月 共计 12 个月

#### 事业所概要

- 生产项目 电力、蒸汽、纯水 (生产量: 15,299,014 GJ/年 2004 年度实绩)
- 职工人数 75 名
- 第 1 类能源管理指定工厂  
能源使用量 534,611KL/年 (换算成原油: 2004 年度实绩)

#### 发电设备的概略工序

供给能力 电力: 175MW (本公司自家发电部分的供给能力)  
蒸汽: 700t  
纯水: 450t/h



## 1. 主题选定理由

2004年，用1、2号锅炉（烧高硫磺C重油：500 t/h×2座）和1、2号蒸汽汽轮机发电机（输出功率：1号70MW，2号71MW）向各公司供给中压、低压蒸汽共计460 t/h左右，剩余蒸汽200 t/h及由3号锅炉或辅助锅炉进行蒸汽补充，输送至3号复水汽轮机发电机以增加发电量，但结果并没有能够满足各公司的电力需要，不得不从电力公司购入进行补充。

因此，为了确保廉价能源稳定供给开始研讨增强发电设备的能力，进而研讨发电厂内的节能对策，并在鹿岛联合企业中实施了关于导入2004年度节能及新能源对策促进事业的调查，其中联合企业需求者提出了有效利用低位热水的方案，于是以此为主题，开始了关于联合企业节能方案的研讨。

## 2. 活动经过

### (1) 开展体制

由弊公司发电厂厂长任委员长，从联合企业各需求公司选出6名设备研讨委员，再加上发电厂4名委员共计11名，就联合企业节能问题反复进行研讨，并制作了实施方案。

#### (1) -1 委员会活动内容

- 委员会召开 1次/2个月
- 进行各公司低位热水的实态调查
- 提取各公司热水的利用去向和问题点
- 研讨提高发电厂效率的方案
- 提取发电厂节能方案

#### (1) -2 总结归纳委员会答辩方案

- 各公司低位热水的有效利用方法
- 向各公司供给发电厂废热回收热水
- 通过导入高效率燃气废热发电设备实现节能
- 研讨大型电动机节能
- 总结投资额与投资回收问题

#### (1) -3 对委员会答辩方案的认可

- 由股东对委员会的答辩方案进行认可

答辩方案得到认可后，起动KMG（Kashima, Minami, Gasengine：鹿岛南废热发电）项目，开展节能活动。

### (2) 现状掌握

作为近年来地球温暖化对策，节能及减少CO<sub>2</sub>的排放已成为当务之急，另外作为环境对策，减少氮氧化物及硫磺氧化物也迫在眉睫。在这样的状况下，由于重油价格上涨的影响，3号锅炉蒸汽复水汽轮机发电，发电效率仅约20%，发电成本也高，因此要求导入替代廉价燃料或新的发电设备。

### (3) 现状分析

#### (3) -1 关于各公司低位热水的量与温度实态调查

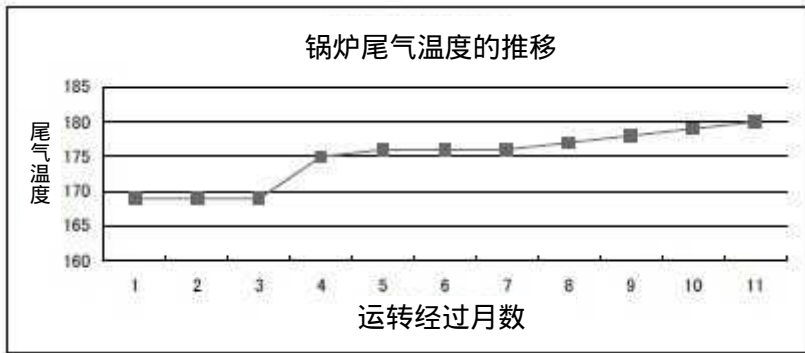
	热水温度 ( )	热水量 (t/h)	距离(km)	有无不纯物
A公司	47	13	4	微量
B公司	80	45	3	无
C公司	55	17	2	无

从对联合企业各公司所实施的调查结果可知，可在本发电厂利用的低位热水有 3 家。

(3) -2 关于 3 号锅炉复水汽轮机发电的热效率

1、2 号锅炉使用抽气背压汽轮机进行发电，抽气及排出蒸汽供给各需求公司，剩余蒸汽供给复水汽轮机发电进行发电，因此热效率可达 70%以上。而 3 号锅炉复水汽轮机发电的热效率低于 20%，且成本也高。

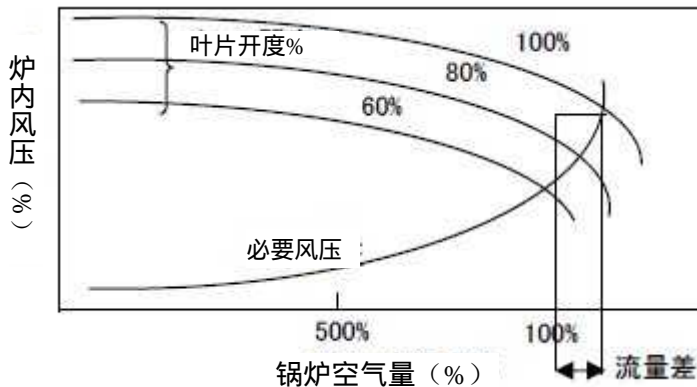
(3) -3 锅炉尾气的废弃热量



1 号锅炉出口（燃气加热器出口）的尾气温度在锅炉起动时就高达 169 ，运转 3 个月后就上升到 175 ，7 个月后慢慢上升，甚至达到 180 。即便只按年度平均，也会有 175 的气体排放出。与一般锅炉尾气温度 150 左右比较，则将会产生高达 25 的 12,000MJ/h（换算成原油 0.3kl/h）能量损失。

(3) -4 锅炉吹风机的叶片紧缩损失

锅炉吹风机是通过吸入空气叶片的紧缩（叶片开度）来控制锅炉燃烧空气量的，因此会产生压力损失（电力损失）。



锅炉负荷 100%					
	叶片开度 (%)	空气量 m <sup>3</sup> N/h	电力量 kW	叶片开度 100%空气量	空气量差 m <sup>3</sup> N/h
1 号锅炉	82	7,350	1,080	8,400	1,050
2 号锅炉	85	7,450	1,480	8,400	950
3 号锅炉	78	4,400	1,100	5,200	800

锅炉负荷 100% 条件下叶片开度余量（开度 100% 条件下所增加的空气量）即相当于因紧缩而造成的压力损失。

#### (4) 目标设定

2004 年度节能目标设定为相当于年度能源消费量的约 4% 多一些。

- 节能量 24,043kl
- CO<sub>2</sub> 的减排量 116,300 t-CO<sub>2</sub> (使用火力发电系数)
- 节能率 4.50%

#### (5) 问题点与研讨内容

##### (5) -1 联合企业各公司低位热水利用

由于使用低压锅炉与复水汽轮发电机的综合效率尚不到 20%，因此决定采用以燃气发动机带动的废热发电系统，并利用各公司的低位热水作为该燃气发动机燃料 LNG 的气化热源，但存在以下待解决的问题。

作为 LNG 气化器的热源利用后，在何处回收各公司的低位热水？

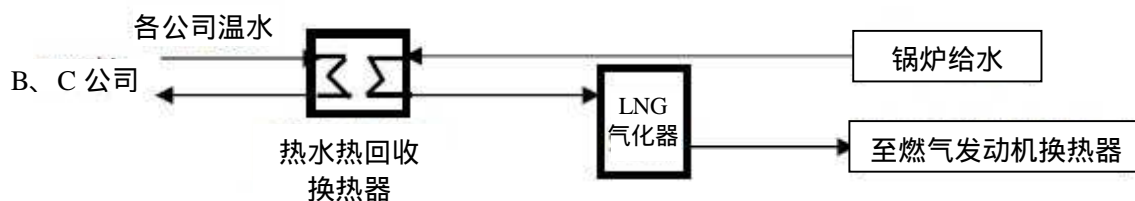
各公司的低位热水中是否会混入不纯物（油性有机物）？

通过对这些问题进行研讨，结果决定采用以下系统加以解决。

有可能混入不纯物的低温热水此次不采用

	热水温度 ( )	热水量 (t/h)	距离 (km)	有无不纯物	可否采用	判定理由
A 公司	47	13	4	微量	×	A 公司混有不纯物且温度低、距离也长，故投资额大
B 公司	80	45	3	无		
C 公司	55	17	2	无		

并不是直接用于 LNG 气化器热源，而是采用在锅炉给水热回收管线设置热交换器、热水热回收后返回各公司的方式，以防止锅炉给水混入不纯物。

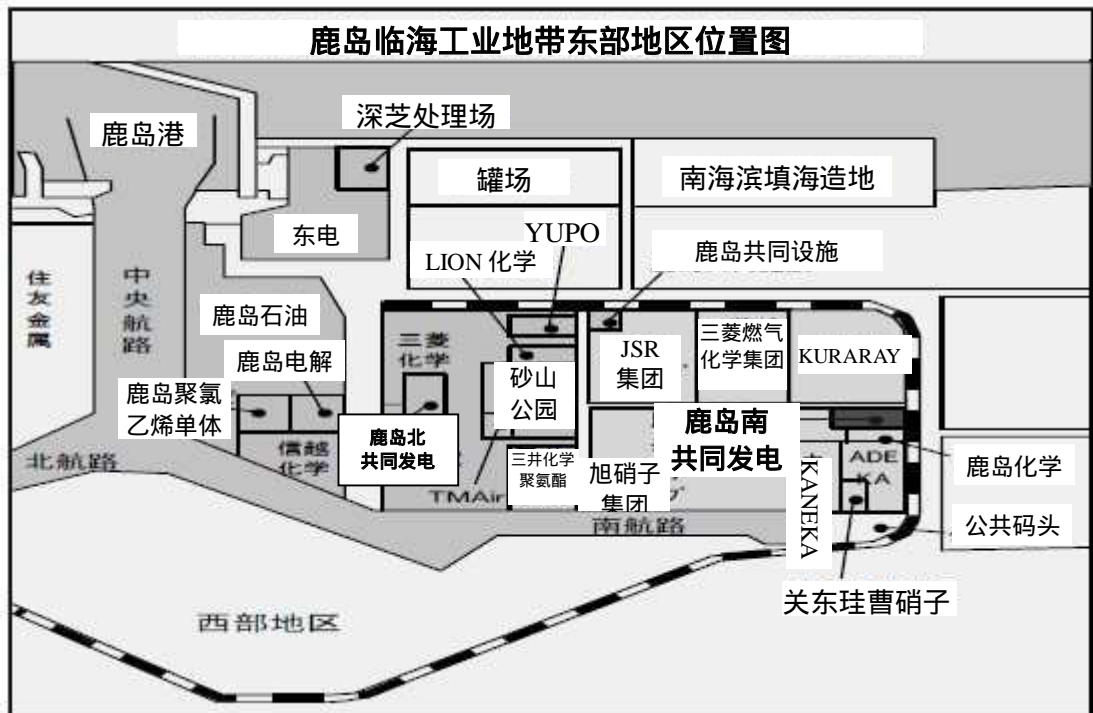


##### (5) -2 导入废热发电系统代替低压锅炉复水发电

###### a. 燃料的选择

本公司位于鹿岛联合企业东部北端，地理条件属内陆型，远离鹿岛港，没有岸壁，燃料获取手段只能限于从现有制油厂等处管道输送（发起联合企业的宗旨＝原料管道供给），从当今电力自由化状态及加强联合企业竞争力角度来讲，也无法购入并输送廉价燃料。

另外，因位置邻近民宅，如果使用廉价、粗制燃料，则容易产生公害。如果设置额外设备作为对策，又会导致资源和能源消费的增加，违背节能宗旨。



在这种状况下，接受用 LNG 槽车从燃气公司纳入的提案，并通过与各种燃料（LPG，A 重油等）进行比较研讨，决定采用 LNG。

b. 废热发电系统的选择

虽然联合企业各公司的电力和蒸汽需求都有增加倾向，但从电力和蒸汽的平衡来看，电力增加要略胜一筹，每年从电力公司的购进电力呈增加状况。因此，发电效率较高、产生蒸汽较少的系统最为理想。

于是通过对燃气发动机与燃气汽轮废热发电系统进行比较研讨，决定采用发电机效率良好，蒸汽产生量较少，综合效率也较高的燃气发动机。

10MW 等级燃气发动机与燃气汽轮机废热发电的比较

	发电效率	产生蒸汽	综合效率	设备投资额	维护费用	发电成本	综合评价
燃气发动机	43%	5t/h	84%	1	1	1	
燃气汽轮机	37%	25 t/h	80%	1.2	1.2	1.2	

c. 发电容量的选择

选择不低于电力公司上年度购电合同范围（相当于联合企业需求公司电力增加部分）12MW 左右（6MW × 2）。

d. 热水利用

从燃气蒸汽机回收的热水在供给联合企业需求公司的同时，其余作为锅炉给水全量回收。

(5) -3 锅炉尾气的热回收

为了最大限度回收尾气热量（将尾气温度降低到凝缩温度），考虑到以下要点。

需解决事项	对策
因尾气凝缩造成的灰尘附着堵塞	加强清洗装置
因尾气凝缩造成的酸腐蚀	使用 SUS 与氟化树脂衬套的双重管

为了与联合企业各公司共用热水，供给部分回收热水。

#### (5) -4 锅炉吹风机节能

由于叶片紧缩损失关系到能否实现最大限度的节能，因此采用变频器进行转速控制时，采用了以下安全保障系统。

使用变频器控制锅炉风机的最大问题是变频器的可靠性。10 万小时发生 1 次故障可谓低故障发生率了，但考虑到作为本公司使命的稳定供给，即使万一发生故障，也不允许锅炉停止。

于是请求锅炉厂家进行模拟试验，要将变频器发生故障时由变频器向商用电源的切换在瞬时（1 秒以内）完成，且不会使空气流量发生变动（防止因空气的过量与不足而导致失火），结果引进了以下控制方法。

##### a. 故障时对策

为了进行高压断路器切换时，即使发生最大电压位相偏移也能将起动转矩控制在能够承受电动机和吹风机联轴器及转子的机械强度范围内，从断路时的残留电压推移至再次投入时的切换时间选定为 0.7 秒。

为了切换时能够极力控制吹风机吹出风量的变化，通常吸气叶片并不全开，而是以尽量不影响节能的开度，并根据风量进行跟随。

#### (5) -5 由于削减了导入成本，而具有经济上的可行性

通过应募 2005 年度“独立行政法人新能源·产业技术综合开发机构”的补助项目并被采用，大幅度地改善经济性，并具有可行性。

### (6) 对策内容

#### (6) -1 各公司低位热水的热量共用

通过回收各公司低位热水实现热量共用，作为 LNG 燃气发动机燃料的气化热，该燃气发动机是为提高本发电厂（公共供给中心）综合效率而导入的；此外，还通过设置热交换器对现有锅炉给水进行预热。

- (1) 热交换器-A 热水 45t/h, IN: 80 , OUT: 35 回收热量 2560kW
- (2) 热交换器-B 热水 17t/h, IN: 55 , OUT: 31 回收热量 495kW

#### (6) -2 锅炉尾气热回收与向各公司的热水供给

通过在本发电厂 1 号锅炉烟道设置热交换器回收废气热量，进一步加热锅炉给水。同时将其中一部分热水供给各公司实现热量共用。

- (1) 尾气热交换器 尾气量 431,000m<sup>3</sup>N/h IN: 175 OUT: 97  
给水 375 t/h IN: 43 OUT: 73  
传热面积 2,100m<sup>2</sup> 回收热量: 11,000kW

- (2) 向各公司供给热水 15 t/h 温度 73

#### (6) -3 燃气发动机废热发电与向各公司的热水供给

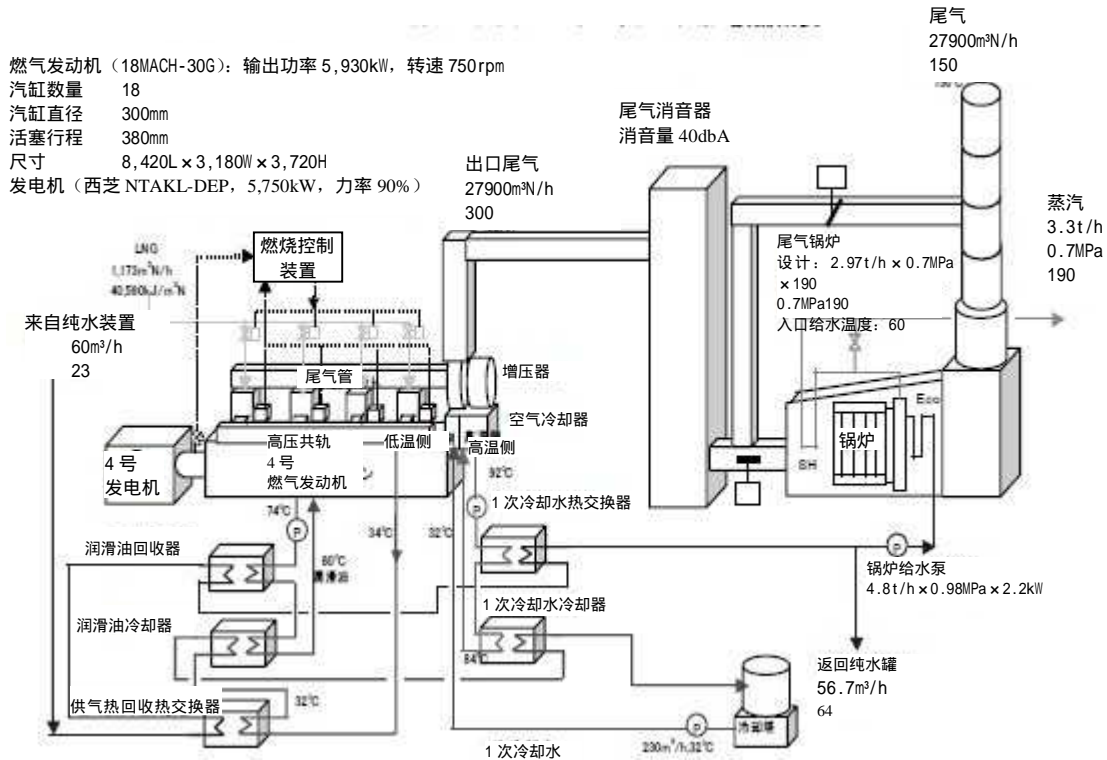
LNG 燃气发动机废热发电从燃气发动机冷却水回收热量用于现有锅炉给水，在燃气发动机尾气口设置尾气锅炉回收低压蒸汽，力争实现与燃气发动机带动的发电机发电输出合计综合热效率达 84%的最高效率。

由于该燃气发动机发电设备的发电效率可达 43%，因此，将以此取代 3 号锅炉，以期提

高电厂的综合效率。

- (1) 燃气发动机发电机 5,750kW × 2 机组      发电效率: 43.5%  
 燃料 LNG1,173m<sup>3</sup>/h × 2 机组  
 点火用轻油 9.8L/h × 2 机组
- (2) 热水热回收 3,145kW × 2 机组      热回收率: 23.3%
- (3) 尾气锅炉 低压蒸汽: 3.3 t/h × 2 机组      热回收率: 17.4%
- (4) 综合热效率 84%

燃气发动机废热发电设备概要



(6) -4 通过使用变频器控制锅炉风机实现节能

通过 1、2 项热量回收用于现有锅炉给水, 削减了用于给水加热的发电厂厂用蒸汽, 同时也削减了锅炉蒸发量。此外, 锅炉风机因是通过吸气叶片紧缩控制风量, 故会产生压力损失。但通过全开叶片, 降低转速 (变频器控制) 减少压力损失, 实现节能。

- (1) 节能量估算  $P_w = P(1 - Q_1/Q_2)^3 / \eta$   
 P: 实际动力    Q1: 实际负荷下的空气流量  
 Q2: 叶片全开时的空气流量 (额定值)  
 η: 变频器等的变换效率

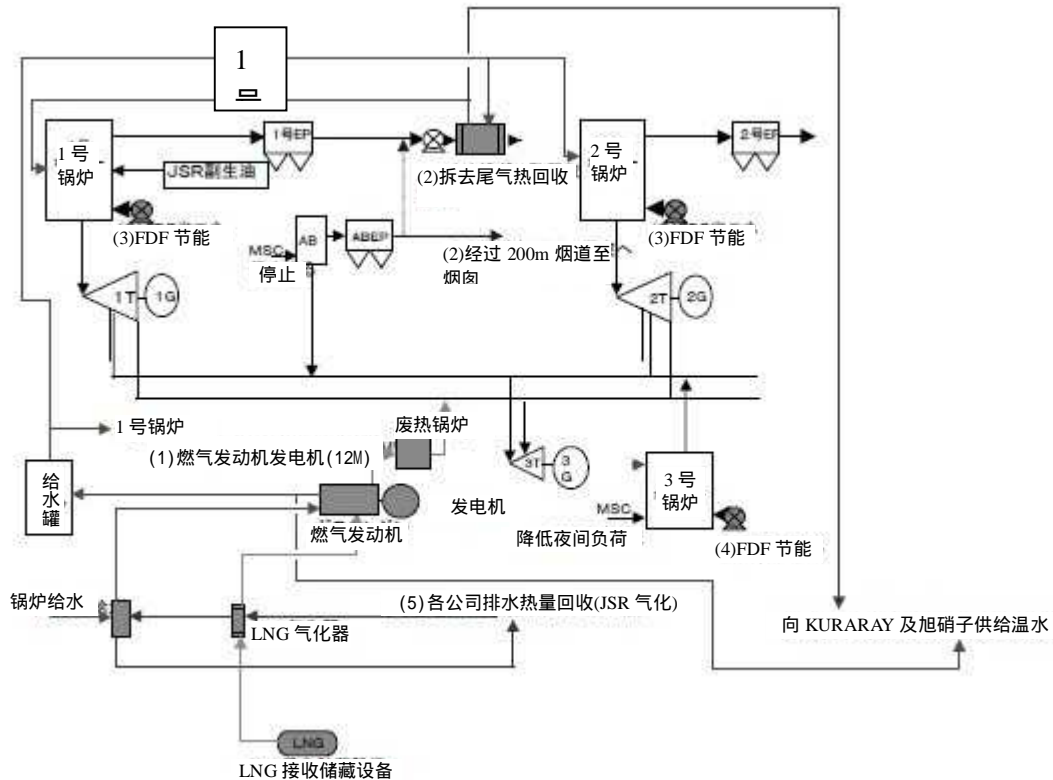
- (2) 节能量      1 号 FDF: 240kW  
                   2 号 FDF: 280kW  
                   3 号 FDF: 281kW

(6) -5 通过燃烧副生油实现节能

通过将供给方工厂废弃处理的副生油作为现有锅炉的燃料使用, 削减现有锅炉高硫磺 C 重油的燃料消费量, 实现节能。

(1) 副生油产生量 (节能量) 2,088kl/年

(6) -6 节能项目整体图



通过实施联合企业各公司的热水热回收及燃气废热发电等的节能计划

节能量：换算成原油 (kl/年)

	计划
通过各公司低位热水热回收节能	2,178
通过燃气发动机带动废热发电节能	7,072
通过锅炉尾气热回收节能	9,151
通过1~3号锅炉送风机节能	3,554
通过燃烧副生油节能	2,088
合计	24,043
二氧化碳排放量	63,700t/年

(7) 对策后效果

- 节能量 24,080kL
- CO<sub>2</sub> 减排量 63,800 t-CO<sub>2</sub>
- 节能率 4.5%
- 节能金额 1,686 百万日元 (原油单价: 70 日元/L)
- 投资额 3,350 百万日元
- 单纯投资回收年 2.0 年
- 费用对应效果 719 kL/亿日元



## **(8) 总结**

通过与联合企业各公司进行低位热水的共用,本公司通过热水热量回收获得了节能成果,而供给热水的各公司将返回热水用于冷却塔补充水,通过此次热量交换利用得到了常温(35 左右)返回水,实现了冷却风机的节能。

同时,从前一直是以蒸汽制造热水的需求公司,通过使用本公司利用废热回收加热的热水,为节能做出了贡献。

另一方面,在本发电厂内所实施的节能效果,提高了原燃材料的单位能耗,削减了电力、蒸汽共用成本,以及实现了二氧化碳减排,并将这些成果回馈给需求方的供给对象各公司。

由于此次节能量没有包括前述需求公司的节能量及获得的益处,因此,如包括参与节能项目各公司,则节能效果会更大,并远远超过目标值。

## **(9) 今后的计划**

节能举措虽然一直都在不断实施,但为了实现京都议定书所承诺的地球温暖化气体削减目标,需要进一步推进节能活动。

但是,以此次实施的节能推进程度来看实现目标还很困难,因此,目前燃气公司正在将天然气管道从千叶铺向鹿岛,本公司也在配合完成时期,推进着实施现有锅炉燃料转换计划。