

采暖期蓄热调峰项目改造方案及可研分析报告

(石家庄诚峰热电有限公司 尤申平 张清清 肖兴国 王文君 甄文彬)

[摘要]: 本文首先对石家庄诚峰热电有限公司冬季采暖期不同时段的热量及用电量进行阐述，并对两者存在的问题进行分析，提出采暖期低谷时段蓄热水，高峰时段锅炉补热水，厂区新建一台蓄热水除盐水箱的优化解决方案。详细介绍了该方案对电厂供暖期带来的经济效益和社会效益。

[关键词]: 供热调峰 蓄热水 除盐水箱 经济效益

1 背景资料

石家庄诚峰热电有限公司总装机容量为 $3 \times 80\text{t/h} + 1 \times 130\text{t/h}$ 循环流化床锅炉配 $2 \times 12\text{MW} + 1 \times 24\text{MW}$ 抽凝汽轮发电机组，公司为热电厂，承担着所在地工业用汽和民用采暖用汽的任务，供热为单管线，没有热量和工质的回收。夏季供热负荷比低，平均在 45t/h 左右，冬季增加 200 万平方米的民用采暖，热负荷比较高，并且波动大，在 $130\text{--}220\text{t/h}$ 范围内波动。锅炉炉渣经过滚筒冷渣机冷却排出，冷却介质为除盐水，由冷渣泵把除盐水从除盐水箱打到冷渣机，除盐水吸热后经过冷渣水换热器（冷源为循环水）返回除盐水箱。

2 基础数据

对该公司上一年供热的实际情况进行统计，考虑今年新增 $18\text{--}22\text{t/h}$ 热负荷，预测该公司 2005-2006 供热负荷情况如表一（这些数据是参考去年的供热实际情况，取该时间内的平均数值，高峰时段区域调峰消减在 20 吨/小时）：

表一 2005-2006 年冬季供热负荷预测

日 期	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
11.15-12.15 平均	134	135	142	154	180	200	197	181	164	144	138	129
12.16-1.15 平均	159	158	160	177	203	218	215	210	208	202	207	198
1.16-2.15 平均	156	161	165	173	188	203	208	202	194	188	188	173
2.16-3.15 平均	136	137	141	156	178	188	190	173	160	155	159	145
日 期	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
11.15-12.15 平均	118	122	132	151	185	200	197	192	180	165	147	141
12.16-1.15 平均	186	180	185	196	219	223	217	213	212	201	193	176
1.16-2.15 平均	163	159	170	183	205	210	207	203	199	193	181	168

2.16-3.15 平均	128	122	126	150	196	206	198	195	186	176	160	140
--------------	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

可以看出在供热初期和末期（11 月 15 日—12 月 15 日和 2 月 16 日—3 月 15 日），热负荷偏小，每天的高峰出现在 6:00-7:00 和 17:00-20:00，每天 6 小时，供热中期（12 月 16 日—次年 2 月 15 日）热负荷增高，每天在 5:00-11:00 和 17:00-22:00 出现高峰，分别持续 7 小时、6 小时，共 13 小时。

该公司售电结算方式采用峰、平、谷电价，其中峰电价为平段的 140%，谷电价为平段的 60%，在同样消耗的情况下，多供高峰电量有利于公司的经营。每天各电量时段的具体分配表二：

表二 峰平谷时间分配情况

时段	峰	平	谷
时间	8:00-11:00, 17:00-21:00	6:00-8:00,11:00-12:00, 13:00-17:00,21:00-22:00	12:00-13:00, 22:00-次日 6:00

供热和发电高峰的重合，在采暖期间平均每天有 5-6 小时的重合时间，在这段时间内，锅炉蒸发量不足，无法满足发电和供热的需要。锅炉蒸发量和发电量、供热量的关系表三：

表三 公司供热和发电能力

前提条件	锅炉蒸发量	发电负荷	供热负荷	备 注
保证额定发电量	370t/h	48MW	150t/h	公司现有的能力
保证最大供热量	370t/h	22MW	230 t/h	需要停运两台 12MW 机组
锅炉蒸发量满足发电和供热需求	470t/h	48MW	250t/h	满足现有的供热及发电负荷的情况，锅炉需要 100 t/h 以上的汽量

同时供热低谷和发电低谷也重合，此时用汽量减少，在满足供热和低谷发电曲线的前提下，锅炉还有 60-100t/h 的过剩蒸发量，需要降负荷运行。最终导致低谷时间段锅炉蒸发量存在富裕，供热及发电高峰锅炉出力不能满足需要，甚至把发电出力降至最低还需要限制外供热 20—30 吨/小时的局面。

3 优化方案：

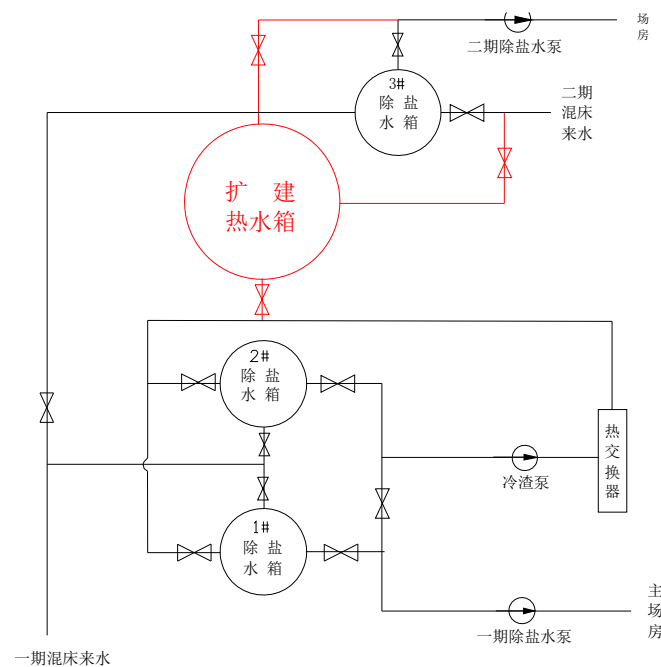
由于在供热低谷时间锅炉蒸发量存在一定富裕量，可以在此时利用过剩的蒸气把一定量的除盐水加热，在供热/电高峰做为锅炉的补水使用，降低高峰时的自用蒸汽量，从而提高高峰时供热能力和发电能力。

3.1 具体方案

首先对原有冷渣水换热器及相关系统进行改造，把水水换热器改造为汽水换热器，热源取自供热管网的蒸汽。另外考虑公司现有 3 台 200 立方/台生水水箱及 3 台 200 立方/台除盐水箱，拟在#3 除盐水箱的南侧，新建一台 $\Phi 12000 \times 11000$ （有效容积约 1200m³）的热除盐水箱，并对相关管道进行改造，改造后的除盐水箱系统如图一所示示：

供热低谷时利用冷渣泵把除盐水从冷水箱打到换热器加热，加热后的热水回到除盐热水箱，供热高峰时把热除盐水箱的热除盐水补给除氧器。这样就实现了供热高峰时使用低谷能量的运行方式，提高经济性。考虑除盐水箱内部需要防腐材料的耐温要求，蓄水参数不能太高，选择在 80℃左右，既能保证除盐水箱的安全，又不影响冷渣泵和除盐泵的正常运行。

图一 改造后的除盐水箱及相关系统示意图



说明：红线表示扩建部分

3.2 水量平衡

为了合理利用各水箱的蓄水量，在不同时间段合理调配各水箱水位，基本思路是在供热低谷期间在热除盐水箱存热水 1100 吨，把冷除盐水箱和生水箱用到低水位，而在使用蓄热水做为补水时则相反，把热除盐水箱用到低水位，在冷除盐水箱和生水箱蓄各蓄冷水 500 吨，尽量避免频繁启停设备以及设备超负荷运行。

3.3 热量平衡

综合考虑水箱存水能力，要保证除盐水泵的正常运行，需要保持不低于 1 米的安全液位，

实际可用蓄热量大致为 1100 吨。汇总该蓄水量下的热平衡情况如表四所示，考虑受加热器、负荷等限制实际情况，最大蓄水量 1100 吨：

表四 蓄热水能力平衡

序号	项 目	单位	数值	备注
1	新制除盐水温度	℃	15	
2	新制除盐水焓值	kJ	63.1	
3	加热汽源 P/T	Mpa/℃	1.1/320	供热参数
4	加热汽源焓值	kJ	3090.3	
5	80℃热除盐水焓值	kJ	335.12	
6	蓄水量	t	1100	
7	消耗蒸气量	t	110	
8	节约蒸气量	t	96	1100 吨热水减少的自用汽量
9	补百吨热除盐水节约蒸气量	t/t	8.73	可以用来增加供热负荷

3.4 改造后的运行方式

系统改造后，蓄水和用水时间按表五所示方式运行：

表五 改造后不同时间的运行方式

日期	储存热水时间	使用时间	储存热水时间	使用时间
11.15-12.15	前日 22:00-4:00	6:00-7:00		17:00-21:00
12.16-1.15	前日 22:00-4:00	5:00-11:00	12:00-16:00	17:00-22:00
1.16--2.15	前日 22:00-4:00	5:00-11:00	12:00-16:00	17:00-22:00
2.26--3.15	前日 22:00-4:00	6:00-7:00		17:00-21:00

其中新建水箱做为热水箱，1-3#除盐水箱做为冷水，在蓄热水期间，由一期除盐水泵补水，到使用热水补水时，开启热水箱出口门，启动二期除盐水泵，停止一期除盐水泵，当热水箱降到低水位(或热负荷下降到锅炉蒸发量能满足发电供热需要)时启动一期除盐水泵，停止二期除盐水泵，开始蓄热水，按以上方式循环，完成补冷热除盐水的更替。每次补热水的时间都是在发电或供热高峰，此时富裕的蒸汽即可以用来发电也可以用来供热。

4 资金概算

表六 改造费用估算

序号	项目	费用(元)
1	除盐水加热器相关管道、阀门	10000
2	除盐水箱制作（包括基础、防腐等）	750000

3	除盐水箱附属管道、阀门	110000
4	原系统隔膜阀更换为铸钢阀门	10000
5	其它费用	20000
	合计	900000

5 经济效益分析

以下分析考虑公司运行的实际情况，各相关数据如表七（煤电单价均不含税）：

表七 效益分析所取实际数据

项 目	单位	数值	项 目	单位	数值
锅炉效率	%	85	高峰电价	元/kw h	0.46188
发电煤耗	g/kwh	470	平段电价	元/kwh	0.3299
供热标煤耗	kg/GJ	40.24	低谷电价	元/kwh	0.1979
发电厂用电率	%	9.7	指标外电价	元/kwh	0.2137
供热厂用电率	kwh/GJ	8.4	供热单价	元/吨	69.91
供热焓值	GJ/kg	3.09	标煤单价	元/吨	370

计算得到发电煤炭成本 0.1739 元/kwh，供热煤炭成本 46.01 元/吨（考虑在运行中不会有其他成本的影响所以只考虑了煤炭成本的变化）。

补充热水节省的蒸气全部用来发高峰电，经济分析情况如表八：

表八 节省蒸汽用来发电的经济效益分析

区间	项目	数值	单价	金额	备注
供热初期、末期	日发电增收（kwh）	10667	0.2639	2815.3	单价为峰电价与谷电价的差值
	日发电耗电（kwh）	1035	0.1716	177.5	取发电厂用电率 9.7%
	日冷渣泵耗电(kwh)	106	0.1716	18.1	电机额定功率 22kw，取利用系数 80%
	日散热(折合蒸气吨)	0.48	46.01	22.1	加热后的热水散热损失为 0.5%
供热中期（低谷蓄热）	日发电增收（kwh）	10667	0.2639	2815.3	单价为峰电价与谷电价的差值
	发电耗电（kwh）	1035	0.1716	177.5	取发电厂用电率 9.7%
	日冷渣泵耗电(kwh)	106	0.1716	18.1	取利用系数 80%
	日散热(折合蒸气吨)	0.48	46.01	22.1	加热后的热水热量损失为 0.5%
供热中期	日发电增收（kwh）	8000	0.132	1055.7	单价为峰电价与谷电价的差值

期 (平 段蓄 热)	发电耗电 (kwh)	776	0.1716	133.1	取发电厂用电率 9.7%
	日冷渣泵耗电(wkh)	106	0.1716	18.1	取利用系数 80%
	日散热(折合蒸气吨)	0.480	46.01	22.1	加热后的热水热量损失为 0.5%
一个采暖期效益				364653	

考虑部分增加的维修维护费,蓄热调峰项目改造工程大约在 2.5 个采暖期可以收回全部投资。

如果补充热水节省的蒸气全部用来供热,经济分析情况如表九:

表九 节省蒸汽用来发电的经济效益分析

区间	项目	数值	单价	金额	备注
供热 初期、 末期	日供热增收 (t)	77.9	23.90	1861.4	售热单价同成本的差值
	日供热耗电 (kwh)	2022	0.1739	351.6	
	日冷渣泵耗电(wkh)	106	0.1739	18.4	电机利用系数 80%
	日散热(折合蒸气吨)	0.48	46.01	22.1	加热后的热水热量损失为 0.5%
供热 中期	日供热增收 (t)	136.0	23.90	3250.5	售热单价同成本的差值
	日供热耗电 (kwh)	4984	0.1739	866.7	
	日冷渣泵耗电(wkh)	211	0.1739	36.7	电机利用系数 80%
	日散热(折合蒸气吨)	0.480	46.01	22.1	加热后的热水热量损失为 0.5%
一个采暖期的收益				242827	

考虑部分增加的维修维护费用,新蓄热调峰项目改造工程大约在 4.0 个采暖期可以收回投资。

在实际生产运行过程中,该公司补充的热水节余的蒸汽即发电,又供热,综合考虑该项目在 4.0 个采暖期可以收回投资,同时基本满足了热用户的需求。

6 结论

该项目投入运行后,在高峰时刻每小时可以节约自用蒸气约 16 吨,能基本缓解目前供热初期和末期以及部分供热中期的供热高峰压力,在供热中期大约有 35 天(12 月 25 日—次年 1 月 30 日)的供热高峰时间仍需要进行小量调峰(10t/h 以下),平均每天 4 小时的时间。整体上讲蓄水调峰项目部分缓解了目前该公司面临供热压力,提高了整体的经济效益和社会效益,应抓紧投资建设。