

大型火电机组深度节能减排方法探讨

赵福利, 秦聪, 陈威, 邹志宝

国能河北沧东发电责任有限公司 邮编 061113

Discussion on deep energy-saving and emission reduction methods for large-scale thermal power units

ZHAO Fuli, QIN Cong, CHEN Wei, ZOU Zhibao

Guoneng Hebei Cangdong Power Generation Co., Ltd., (061113)

摘要: 随时煤电机组总体负荷率的逐年降低, 电网日夜间负荷峰谷差值越来越大, 通随着我国电力体制改革不断深入推进, 可再生能源发电的装机规模不断扩大, 火力发电厂的发电空间受到大幅挤压, 深度调峰也成新常态, 再加之近年国家为了减排目标, 强制大型火力发电厂进行多项减排改造, 也使火力发电厂用电设备和系统阻力增加, 供电煤耗和厂用电率进一步上升, 而大型的节能改造基本实施完毕, 在新形势下, 进一步实现降本增效, 只能从优化机组运行方式和探索节能降耗的新途径入手, 本厂在节能减排的一些做法取得较好的效果, 值得推广和应用。

关键词: 火电机组, 节能减排, 循环水处理, 深度调峰

ABSTRACT: At any time, the overall load rate of coal-fired power units is decreasing year by year, and the difference between the peak load and the peak load between day and night in the power grid is getting larger and larger, the space for power generation in the fossil-fuel power station has been severely compressed, and deep peak shaving has become the new normal. In addition, in recent years, the state has imposed a number of emission reduction reforms on large fossil-fuel power station to meet emission reduction targets, it has also increased the resistance of fossil-fuel power station power equipment and systems, increased the coal consumption of power supply and the rate of auxiliary power consumption, and basically completed the large-scale energy-saving transformation, further realizing cost reduction and efficiency increase under the new situation, we can only optimize the operation mode of the unit and explore new ways to save energy and reduce consumption. Some practices of our plant in energy saving and emission reduction have achieved better results and are worth popularizing and applying.

KEY WORD: Thermal Power Unit, energy saving and emission reduction, circulating water treatment, deep peak regulation

1 设备概况

国华沧东电厂为 $2\times 600+2\times 660$ MW 机组, 一期锅炉是与 N600-16.7/537/537 四缸四排汽、单轴、凝汽式、中间再热汽轮机配套的亚临界、一次中间再热控制循环汽包炉。二期 2×660 MW 超临界机组锅炉为上海锅炉厂引进美国 ALSTOM 公司技术制造的国产超临界参数、变压运行、螺旋管圈直流锅炉, 单炉膛、一次中间再热、四角切圆燃烧方式、平衡通风、固态排渣、全钢悬吊 II 型结构、露天布置的燃煤锅炉, 锅炉型号: SG-2080/25.4-M969。2015-2016 年进行 4 台机组绿改工作。

2 机组能耗指标现状分析

2.1 国家能源集团能耗指标分析

从主要发电企业供电煤耗来看, 2018 年, 国家能源集团常规煤电机组供电煤耗 304.8 克/千瓦时, 同比降低 1.7 克/千瓦时。华能集团供电煤耗最低, 完成 298.72 克/千瓦时, 同比下降 1.39 克/千瓦时。大唐集团供电煤耗同比下降 3.44 克/千瓦时, 降幅最为明显, 完成 301.84 克/千瓦时。华电集团供电煤耗完成 300.33 克/千瓦时, 同比降低 0.47 克/千瓦时。国家电投集团火电供电煤耗 300.38 克/千瓦时, 下降 2.27 克/千瓦时。

从主要发电企业清洁能源装机占比来看, 2018 年, 国家电投集团清洁能源占比最高, 为 48.9%。华电集团次之, 清洁能源装机占比 39.66%, 同比增长 0.7 个百分点。大唐集团清洁能源装机占比为

35.57%，位列第三位。华能集团低碳清洁能源装机占总装机比重同比提高 2.2 个百分点，占比为 33.2%。国家能源集团可再生能源装机占比最低，占比仅为 24.4%。

2.2 沧东电厂能耗指标分析

沧东电厂节能降耗工作现状沧东电厂始终坚持将节能降耗工作作为生产管理工作的重点，强化节能计划管理、节能指标监督管理，不断对标先进，开展能耗诊断，推进节能技术改进和节能系统优化工作，实现经济指标管理奖惩机制，节能降耗工作不断持续改进提高，并取得了丰硕的成果。1、2 号机组在近三年中电联 600MW 级亚临界湿冷机组竞赛中连续获得 4A 及 5A 级标杆机组称号。3、4 号机组在 600MW 超临界湿冷机组对标竞赛中排名一直处于中下游水平。

2.4 沧东机组对标数据分析

2.3 现状分析及影响因素

沧东电厂 1、2 号机组供电煤耗处于 600MW 亚临界纯凝机组前列，近两年排名均在前五名之内，远低于集团亚临界机组均值及超临界机组均值，接近业内 600MW 超临界机组最优值。沧东电厂 1、2 号机组厂用电率处于 600MW 亚临界纯凝机组前列，排名均在前十名之内，低于集团亚临界机组均值及超临界机组均值，接近业内 600MW 超临界机组最优值。沧东电厂 3、4 号机组供电煤耗处于 600MW 超临界纯凝机组中后列，近两年排名均在 50% 之后，接近集团超临界机组均值及业内 600MW 超临界机组均值，远高于行业同类机组最优值。沧东电厂 3、4 号机组厂用电率处于 600MW 超临界纯凝机组前列，排名均在前二十名之内，低于集团超临界机组均值及亚临界最优值，远高于 600MW 超临界机组最优值。

图 1 沧东电厂 4 台机组厂用电率与行业优胜机组对比

Fig. 1 Comparison of auxiliary power consumption rate of 4 units in Cangdong power plant with industry leading units



图 2 沧东电厂 4 台机组厂用电率与行业优胜机组对比

Fig. 2 Comparison of auxiliary power consumption rate of 4 units in Cangdong power plant with industry leading units

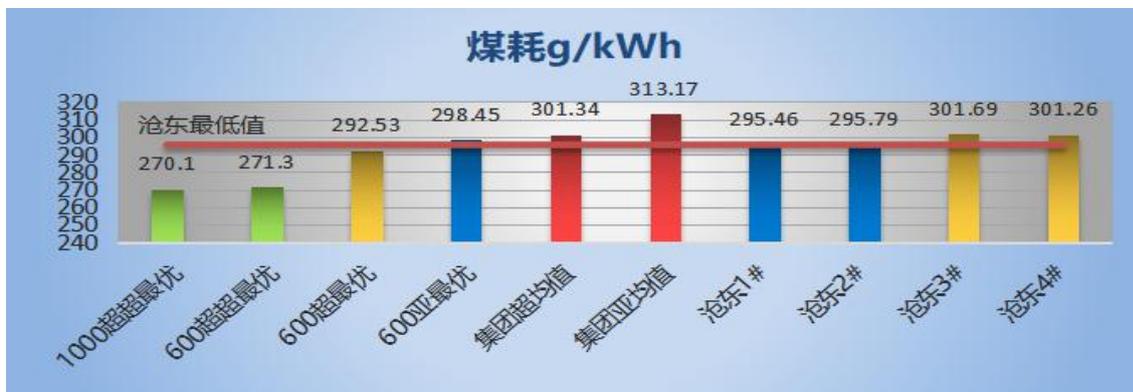


表 1 沧东机组对标数据分析

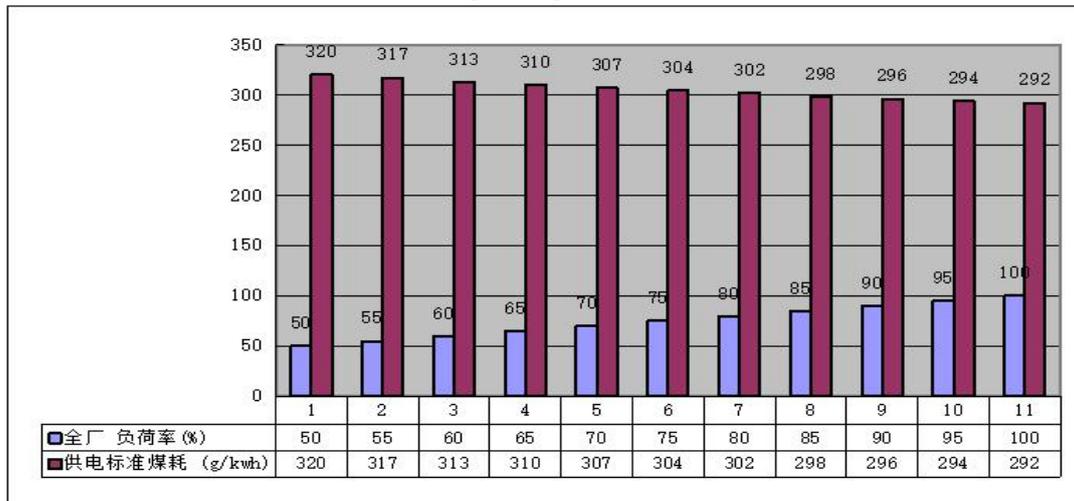
Table 1 Cangdong unit benchmarking data analysis

机组	台数	煤耗		厂用电率		水耗		油耗	
		2021	2020	2021	2020	2021	2020	2021	2020

1#	1	295.46	295.9	4.61	4.73	0.23	0.24	5.99	32
2#	1	295.79	295.45	4.66	4.41	0.23	0.25	2	29
3#	1	301.69	304.28	3.86	4.07	0.2	0.21	0.5	94
4#	1	301.26	304.11	4.24	4.31	0.2	0.21	6.33	49
能源集团	27	301.34	301.01	4.77	4.7	1.26	1.12	42.59	63.28
哈气机组	38	304.17	303.8	5	4.89	1.17	1.22	116.36	149.34

图 3 沧东电厂供电煤耗与负荷对应关系

Figure 3 corresponding relationship between coal consumption and load for power supply of Cangdong power plant



3 节能减排方法探索及应用效果

3.1 优化辅机运行方式，降低中低负荷能耗

3.1.1 机组停运时，浆液循环泵运行方式优化。机组停运后，原运行方式（吸收塔入口烟温降至 80℃ 以下时，停运两台浆液循环泵。）改为机组停运后，即可停运浆液循环泵。缩短浆液循环泵 2 小时运行。此运行方式实施后，每次停机时浆液循环泵可节电 2000kWh。

3.1.2 机组启动时，除渣系统设备运行方式优化。机组启动时，制粉系统投入后，再启动捞渣机或钢带机运行。缩短捞渣机、钢带机 9 小时运行。（原运行方式：机组点火前 8 小时启动捞渣机或钢带机运行）此运行方式实施后，一期捞渣机每次机组启动时，可节电 125kWh。二期钢带机系统可节电 129kWh。

3.1.3 一期循环水运行方式优化。通过测试汽轮机组的运行参数以及循环水泵的扬程、流量、电动机功率、电动机电流等数据，计算得到对厂用电、机组煤耗的影响，保持汽轮机冷端系统设备的最优运行方式。单台机组全年节电约 6000kWh。

3.2 开展机组指标竞赛，促参数压红线运行

通过提高 3 号机组主再热蒸汽温度、4 号机组再热汽温；降低 4 号机组事故减温水流量；降低 3、4 号机组排烟温度。可以降低煤耗 0.1g/kWh。

3.3 机组启停及备用方式优化

3.3.1 停机烧空煤仓工作提前布置。根据以往经验，精准计算燃煤耗用量，减少采用输煤系统长时间运行连续输煤的方法烧空仓。输煤系统减少运行 0.5-1h，节约电量 500kWh

3.3.2 机组启动过程节能优化。全面优化机组启动过程，紧凑安排启动节点，实现无电泵启动、单侧风烟系统启动、提前投入高加等，降低机组启动能耗。单台次启停节电约 24 万 kWh。

3.3.3 四台机组停运执行电气节能运行方式。机组停运后尽快停运各辅机系统设备。机组停运每台机节电约 50 万 kWh。

3.4 汽机系统运行优化

3.4.1、一期凝泵变频运行深度优化。通过试验确定优化压力控制曲线，实现 50% 以上负荷凝结水上水调门开度大于 75%。初步估算一期每台机节电 $2200 \times 11\%$

$\times 24 \times 365 = 226$ 万kWh。

3.4.2、二期循环水系统运行深度优化。通过测试汽轮机组的运行参数以及循环水泵的扬程、流量、电动机功率、电动机电流等数据，计算得到对厂用电、机组煤耗的影响，分析和评价汽轮机冷端系统设备的最优运行方式。初步估算二期每台机节电 $2400 \times 8\% \times 24 \times 365 = 168$ 万kWh。

3.4.3、一、二期汽轮机顺序阀优化。通过优化阀序、重叠度和流量特性等工作，确保顺序阀投用后汽机的轴承金属温度和振动值在可接受范围内，实现通流改造机组顺序阀运行。预计每台机降低煤耗 1.5g/kWh ，每月节标煤约500T。

3.4.4、汽机系统阀门内漏治理。机组启动后应对需关闭的阀门进行一次全面检查，对阀门前后管壁温度测点或红外线测温仪测得的阀体温度进行分析，发现问题及早隔绝处理。全年节煤约300T。

3.4.5、一、二期滑压曲线优化。减少节流损失，提高汽轮机热耗。降低机组热耗约 50kJ/kWh 每月每台机节煤约200T。

3.5 锅炉系统运行优化

3.5.1、制粉系统运行方式深度优化。低负荷减少磨煤机运行数量，根据负荷计划曲线早停、晚启制粉系统。一期每月3小时， $520\text{kW} \times 3\text{h} \times 2 = 3120\text{kWh}$ ，二期每月2小时， $650\text{kW} \times 2\text{h} \times 2 = 2600\text{kWh}$ ，节约电量 $5720\text{kWh} \times 0.5 = 2860\text{kWh}$ 。

3.5.2、一期、二期空压机系统优化，实行节能方式。一期两运两备、二期两运三备。少运行两台，每天节约用电 $500\text{kW} \times 24\text{h} \times 0.5 = 6000\text{kWh}$ 。

3.5.3、进行机组脱硝系统氨均布试验。对各机组尤其是检修后机组进行氨均布试验，减少液氨耗量。每台机组每月节约液氨0.85吨。

3.5.4、3号炉深度空气分级燃烧系统二次风挡板动态控制策略研究。进行二次风挡板动态控制优化，提出二次风挡板控制方式优化改进方案。提高再热汽温月均值 1°C ，降低煤耗 0.07g/kWh 。

3.5.5、火检风机运行期间采用一次风，优化火检风机运行时间。减少火检风机运行时间。运行期间四台机组每天节电 $37\text{kW} \times 24\text{h} \times 0.55 = 488.4\text{kWh}$ 。

3.5.6、制粉系统运行参数优化，降低3、4号机组排烟温度。保证煤粉经济细度，提高磨煤机出口温度。按照降低 0.5°C 计算，降低煤耗 0.08g/kWh 。

3.5.7、一次风压优化。降低一次风母管压力。单台机组一次风机耗电量由0.38降至0.33，下降0.05

个百分点，供电煤耗降低 0.15g/kWh ，每年可增加上网电量150万kWh。

3.5.8、降低送风、一次风阻力。锅炉旋转暖风器旋转至非工作位。送风机、一次风机电耗降低0.005%，按照下月9亿kWh计算，节约45000kWh。

3.6 电气设备运行优化

3.6.1、4台发电机氢气纯度由96提高至97%。4台机组运行中发电机氢气纯度 $\geq 97\%$ ，平均出度提高1%，提高发电机效率。每台机每月降低发电机风磨损耗约15万kWh。

3.6.2、1-4主变冷却器执行“四季运行方式”。依据春“春夏秋冬四季环境温度变化”调整主变冷却器运行方式，降低冷却器耗电。每台机每月节约约0.8万kWh。

3.6.3、1-4机组现场照明优化调整。结合季节时令变化及时调整照明时控，缩短照明点亮时间，降低照明用电；配电室照明调整，消灭长明灯。每月节约约2万kWh。

3.6.4、2、4机组凝泵变频间空调运行方式优化。随环境温度变化减少变频间空调运行数量，降低凝泵变频器室空调耗电量。每月节约约3万kWh。

3.7 热工控制系统优化 辅助服务性能优化。

对协调控制系统和DEH控制回路进行优化，使AGC、一次调频、无功调节等指标满足电网“两个细则”的要求，力争达到区域电网先进水平。每月两个细则收入约10万元。

3.8 环保设施运行优化

3.8.1、一期脱硫除雾器冲洗水泵与工艺水泵运行方式优化。将一期脱硫除雾器冲洗水泵与工艺水泵连通，由“四运三备”改为“两运五备”。工艺水泵/除雾器冲洗水泵运行方式优化后，每天可节电1680kWh。

3.8.2、灰库布袋除尘器排尘风机运行方式优化。灰库布袋除尘器排尘风机原运行方式为全部运行（每个灰库安装一台布袋除尘器及排气风机），因三个灰库顶部装有连通管，在确保灰库内为负压状态下，布袋除尘器排气风机可改为一运两备。6个灰库，“两运四备”，每天可节电720kWh。

3.8.3、#3脱硫提效改造后，浆液循环泵组合优化运行。制定不同负荷、不同硫份情况下，浆液循环泵组合运行方式，降低脱硫厂用电率。项目实施后，7-12月份预计可节电50万kWh。

3.8.4、#4脱硫提效改造后，浆液循环泵组合优化

运行。制定不同负荷、不同硫份情况下，浆液循环泵组合运行方式，降低脱硫厂用电率。项目实施后，2020 年预计可节电 100 万 kWh。

3.8.5、#1 脱硫提效改造后，浆液循环泵组合优化运行。制定不同负荷、不同硫份情况下，浆液循环泵组合运行方式，降低脱硫厂用电率。项目实施后，2020 年 7-12 月份预计可节电 50 万 kWh。

3.8.6、工业废水回用至脱硫系统。将工业废水引至脱硫系统回收利用。每天可回收利用工业废水约 200T。

3.9 辅助系统运行优化

3.9.1、燃油系统运行优化。燃油泵由连续运行改为停备定期启动的方式，实现系统可靠经济运行。每月节电约 30000kWh。

3.9.2、节水优化 1、化学工业废水引至脱硫系统回收利用。湿式电除尘器排水引至脱硫系统。

3.9.3、精处理系统再生程序优化。1、工业废水每月节水约 6000T，2、中水回收利用每天节水 150T。

3.9.4、机组水汽系统 2 号机亚临界汽包炉液态恒值加氧实施。每月节约盐酸用量 4T，节约液碱用量 2T。再生次数减少 2 次，节约除盐水 1000T。

3.9.5、海水淡化伴热投退运行优化 冬季海水淡化区域工艺管道电伴热运行方式进行优化。室外环境温度最低温度连续三日在 2℃及以上时，将海水淡化区域伴热退出运行。室外温度在 2℃以下时，根据措施要求及时投入海水淡化系统相关电伴热运行。海水淡化伴热根据设备运行状态、停运状态和长期投入进行分类投退。防冻期间约 33 天伴热全部停运，节电：50006.88kWh。

3.10 供热系统运行优化

优化供热系统用汽方式。多台机组同时供热时，在保证供水温度情况下，优先用压力较低抽汽，降低供电热耗。每个供热期节煤约 500T。

3.11 防暑度夏、防寒防冻期间一、二期闭冷水系统运行方式优化。

根据各辅机温度和闭冷水母管压力，日常闭冷水泵保持一运两备运行方式，夏季倒为两运一备运行方式，降低机组辅机能耗。单台机组全年节电约 3.6 万 kWh。

4 扭亏治亏节能措施

4.1 3 号炉 AB 层大油枪改造，减少机组启动用油。

原 3、4 号机组启动用油烘炉 1 小时四根油枪 10 吨，磨煤机出口温度低着火不好一般会 1 到 2 个油枪稳燃，每次启动用油在 15 吨左右；改造后每次启动用油控制在 10 吨以内。按照锅炉防止氧化皮措施，锅炉投煤粉前需要大油枪暖炉 1 小时，鉴于 4 台炉现有锅炉氧化皮情况，减少锅炉暖炉时间，锅炉点火前尽量提高炉水温度，缩短大油枪投运时长；同时在 3 号机组 A 修中，对 AB 层大油枪进行改造为节能型高效油枪。

在 3 号炉 A 修中，对微油系统进行升级改造，控制每次启动油量不超 5 吨，降低启动用油。全年燃油量不高于 250 吨，机组启动用油不超 10 吨/次，机组停机用油每次不超 5 吨/次。按照 2021 年度启停各 14 次，年度节约燃油用量 118 吨（2021 年全年用油 318.1 吨），按每吨油 5285 元（含税价）计算，年度节约 55.19 万元。

4.2 炉水泵运行方式优化。

1、2 号机组启动过程中炉水泵点动结束后，保持 2 号炉水泵运行，锅炉升温升压至汽轮机暖机期间，将炉水泵倒换至 1、3 号运行。全年预计节电 6.46 兆瓦时，电价按 437.28 元/兆瓦时计算，增加收入 0.25 万元。

4.3 降低引风机电耗

炉膛负压优化由设定值-150Pa 调整为-80Pa，优化机组氧量曲线，定期调整空预器扇形板，减少空预器漏风，同负荷引风机电流降低约 3A，降低引风机电耗 0.01%。全年预计节电 971.9 兆瓦时，电价按 437.28 元/兆瓦时计算，增加收入 37.61 万元。

4.4 密封风压力优化

对 4 台锅炉密封风压力进行优化，降低密封风机及一次风机耗电量，一次风机耗电量降低 0.005%（450MW 以下一次风压 8.5 降至 8kPa）按照全年节电 250 兆瓦时，电价按 437.28 元/兆瓦时计算，增加收入 9.67 万元。

4.5 磨煤机油站电加热优化

磨煤机电加热正常投自动方式，根据油温变化自动投停，受冷却水系统调节性差影响，磨煤机运行期间存在加热器投运情况，并且人员不易及时发现，实行运行磨煤机加热器自动退出，人员调整冷却水控制油温，减少加热器投运时间。年度预计节电 157.6 兆瓦时，电价按 437.28 元/兆瓦时计算，增加收入 6.1 万元。

4.6 二期发电机氢气纯度优化

将 3、4 号发电机氢气提纯标准由之前低于 97.1% 时开始提纯至 97.5% 的要求, 修改为 98.1% 时提纯至 98.5%, 也就是说将两台发电机的运行氢气纯度提高 1%。660MW 机组发电机氢气纯度每提高 1% 可减少风摩损耗 70kW。全年预计可节约电量损耗 $70 \times 7680 \times 2 = 1075.2$ 兆瓦时 kWh, 电价按 437.28 元/兆瓦时计算, 增加收入 41.61 万元。

4.7 除雾器冲洗水泵间断运行

机组深调期间吸收塔液位偏高, 除雾器无法冲洗, 此时可停运除雾器冲洗水泵, 节能降耗。4 台机组按深调 1000 小时计算, 年节约电量 $(43+42) \text{kWh} \times 1000 \text{h} = 85$ 兆瓦时 (二期除雾器冲洗水泵: $112 \text{A} \times 380 \text{V} = 43 \text{kWh}$; 一期除雾器冲洗水泵: $54 \text{A} \times 380 \text{V} \times 2 (\text{台}) = 42 \text{kWh}$), 电价按 437.28 元/兆瓦时计算, 增加收入 3.29 万元。

4.8 一期 4 台除雾器冲洗水泵运行方式优化

将 1、2 吸收塔除雾器冲洗水泵母管连通, 互为备用, 分别由“一运一备”改为“一运三备”, 两台吸收塔除雾器轮流冲洗。高负荷期间, 除雾器冲洗水量不足时, 可用工艺水泵进行补水。除雾器冲洗水泵改为“一运三备”后, 每小时节电: $80 \text{A} \times 380 \text{V} = 30 \text{kWh}$, 全年按照 300 天计算, 节电 216 兆瓦时, 电价按 437.28 元/兆瓦时计算, 增加收入 8.36 万元。

5 技术创新

重点推进工业抽汽、采暖海淡小汽轮机、低温省煤器、通流改造等重大节能技改项目的可研、审批、实施。积极尽快推进密封油提纯、低压排汽通道改造、氧化风机改造、真空皮带机改造等小型节能技改项目的实施。放宽视野、博取众长组织相关专业对能耗标

杆单位、节能优秀案例进行调研学习为节能降耗工作积累经验。依托通流改造、系统参数升级等节能重点项目, 积极积极推进小型节能技改项目, 辅助开展采暖小机、海淡小机等公共节能项目, 尽快降低供电煤耗及厂用电率。

6、总结

沧东电厂根据现役机组实际运行情况, 整体策划, 分步实施, 同时结合运行下图优化、燃料管理提升、公用系统降耗等措施, 显著降低机组供电煤耗, 实现 2021 年节能降耗目标 296g/kWh, 同时向远期目标 2025 年节能降耗目标 292g/kWh 继续迈进。虽然我厂在节能、降耗、减排工作上做了很多实实在在的工作, 但随着大型节能项目的枯竭、设备逐年老化、大量掺烧劣质煤及深度调峰等因素的影响, 各项指标的提升空间非常有限, 节能降耗的压力会逐年增加, 但我们坚持从点滴做起, 不放弃达到节能、降耗、减排目的的小事。荀子云: 不积跬步, 无以至千里; 不积小流, 无以成江海。我们坚信, 只要坚持下去, 就会越做越好, 积少成多; 我们相信, 节能减排我们永远在路上, 但我们不会停止探索创新脚步。

致谢

感谢各位专家百忙之中审阅, 此文以沧东电厂近年来节能减排为例进行阐述, 举例说明, 不到之处还请斧正。

参考文献

- [1] 国华沧东电厂主机运行规程, 国华沧东电厂, 2018 年
- [2] 沧东电厂“攻坚 2020, 展望 2025”节能降耗高品质行动计划, 2021 年
- [3] 沧东电厂 2022 年扭亏治亏措施-运行部终版, 2022 年

作者简介

- 赵福利, 1984-11-20, 男, 甘肃省灵台县, 本科。工程师, 主要从事火电厂集控运行方面工作, E-mail: 16113321@chnenergy.com.cn。
- 秦聪, 1985-08-08, 男, 本科。工程师, 主要从事火电厂集控运行方面工作, E-mail: 16115353@chnenergy.com.cn。
- 陈威, 1983-10-02, 男, 中专。工程师, 主要从事火电厂集控运行方面工作, E-mail: 16115558@chnenergy.com.cn。
- 邹志宝, 1988-06-02, 男, 本科。工程师, 主要从事火电厂集控运行方面工作, E-mail: 16115625@chnenergy.com.cn。