新疆中泰化学阜康能源有限公司
1 号机组全工况脱硝改造工程
检测验收评估报告

（报告编号：HSYD-BG-2018-077）

建 设 单 位 ： 新疆中泰化学阜康能源有限公司

评 估 单 位 ： 乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

2018 年 10 月 15 日

报告编号：HSYD-BG-2018-077

项目承担单位：乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

项目建设单位：新疆中泰化学阜康能源有限公司

项目起讫日期：2018 年 10 月 07 日

项目名称：新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组全工况脱硝改造工程检测验收评估

项目负责人：吕小龙

报告编写人：吕小龙

项目参加人：张杰、刘向佰、马鹏

报告批准人：邵[illegible]　　2018 年 10 月 15 日

报告审核人：冯少华　　2018 年 10 月 15 日

报告编写人：吕小龙　　2018 年 10 月 15 日

目　　录

1. 前言 1
2.评估依据 1
2.1 环境保护法律法规及有关文件 1
2.2 评估相关技术文件 2
3.项目概况 2
4．全工况脱硝技改情况 3
4.1 全工况脱硝改造内容 4
4.2 运行调整措施 4
5.检测评估情况 4
5.1 检测标准 4
5.2 检测使用仪器 4
5.3 检测条件 5
5.4 检测评估工况及检测内容 5
5.5 检测测点布置 6
5.6 检测测量方法 7
5.7 检测过程、结果及分析 8
6．结论 12
7．附录 13
附图 A　45.0MW 机组运行参数截图 22
附图 B　50.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图 24
附图C　全工况脱硝系统运行状态曲线图 26
附图 D　45.0MW 脱硝系统运行状态曲线图 27
附图 E　50.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统运行曲线图 28
附图 F　45.0MW 脱硫塔出口净烟气分钟平均值报表 29
附图 G　50.0MW（低负荷稳燃）脱硫塔出口净烟气分钟平均值报表 30
附件一　最低稳燃负荷试验报告 31
附件二　超低排放认定文件 42
附件三　机组并网证明 44
附件四　全工况脱硝改造合同 45

附件五　全工况脱硝改造技术协议 48
附件六　1 号炉脱硝运行日报表 60
附件七　1 号机组总排口运行记录 62
附件八　1 号机组评估检测报告 64

1. 前言

为落实国务院大气污染防治行动计划，根据《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020）》（发改能源【2014】2093 号）和《关于印发全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案的通知》（环发【2015】64 号）以及新疆维吾尔自治区环境保护厅文件新环发【2016】379 号文件《新疆维吾尔自治区全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作实施方案》的文件要求，进一步提高煤电机组环保水平。新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组于 2017 年年底已完成超低排放改造及验收工作，并于 2018 年年初在新疆维吾尔自治区环境保护厅官网完成公示。

根据新疆维吾尔自治区环境保护厅文件新环发【2018】35 号文件《关于做好 2018 年度燃煤机组超低排放和全工况脱硝工作的通知》以及新环函【2018】630 号文件《关于明确全工况脱硝改造相关工作事宜的函》。明确要求全疆 28 家电厂 55 台锅炉，年底完成全工况脱硝改造。新疆中泰化学阜康能源有限公司 2 台机组也在其中。2018 年经过脱硝系统烟气旁路改造，新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组能够满足文件对于机组脱硝系统投入要求，达到全工况脱硝机组 30%发电负荷和锅炉最低稳燃工况条件下污染物稳定达标排放的能力。受新疆中泰化学阜康能源有限公司委托，乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司于 2018 年 10 月 07 进行 1 号机组全工况脱硝改造工程检测验收试验。并根据检测结果及现场的核查，对 1 号机组全工况脱硝改造工程进行综合评估，并完成评估报告。

2. 评估依据

2.1 环境保护法律法规及有关文件

（1）《中华人民共和国大气污染防治法》；

（2）《关于印发全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案的通知》（环发【2015】64 号）；

（3）《关于做好煤电机组达到超低排放水平环保改造示范项目评估监

测工作的通知》（环办【2015】60 号）；

（4）《新疆维吾尔自治区全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作实施方案》（新环发【2016】379 号）；

（5）《关于做好燃煤发电机组超低排放改造项目评估监测工作的通知》（新环发【2016】389 号）；

（6）《关于做好 2018 年度燃煤机组超低排放和全工况脱硝工作的通知》（新环发【2018】35 号）；

（7）《关于明确全工况脱硝改造相关工作事宜的函》（新环函【2018】630 号）。

2.2 评估相关技术文件

（1）《新疆中泰化学阜康能源有限公司热电厂 1 号 540t/h 锅炉大比例掺烧燃用准东煤与烟气旁路改造工程 EPC 项目总承包合同》西安热工研究院有限公司，2018 年；

（2）《新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组锅炉低负荷稳燃报告》西安热工研究院有限公司，2018 年 10 月；

（3）《新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组全工况脱硝检测报告》乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司，2018 年 10 月 15 日。

3. 项目概况

新疆中泰化学阜康能源有限公司 2×150MW 机组 1 号锅炉为华西锅炉厂制造，锅炉型号 HX540/13.91-Ⅱ1，锅炉为一次中间再热超高压自然循环汽包炉、π 型布置、单炉膛、燃烧器四角布置，切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、采用管式空气预热器。机组目前采用的环保设施为：综合除尘效率大于 99.9%的双室四电场静电除尘器；脱硝为 SCR 脱硝装置及锅炉低氮燃烧技术；脱硫效率大于 99%的电石渣-石膏法湿法烟气脱硫系统。超低排放改造主要对 1 号机组脱硫、脱硝系统进行改造，改造方案为：低氮燃烧器系统改造+加装催化剂层+除尘器更换为高频电源+脱硫系统新增一层喷淋层+高效除尘除雾装置。

4．全工况脱硝技改情况

新疆中泰化学阜康能源有限公司1号机组全工况脱硝系统改造方案为：在低温过热器第二段出口位置处开孔加装旁路烟道抽取高温烟气，出口连接至 SCR 入口烟道，与原锅炉 SCR 入口的低温烟气混合，从而达到提高 SCR 入口烟气温度 310℃以上。旁路烟道设置关断挡板门、调节挡板门，实现 SCR 入口烟气温度可调，改造工艺流程图见图 1。

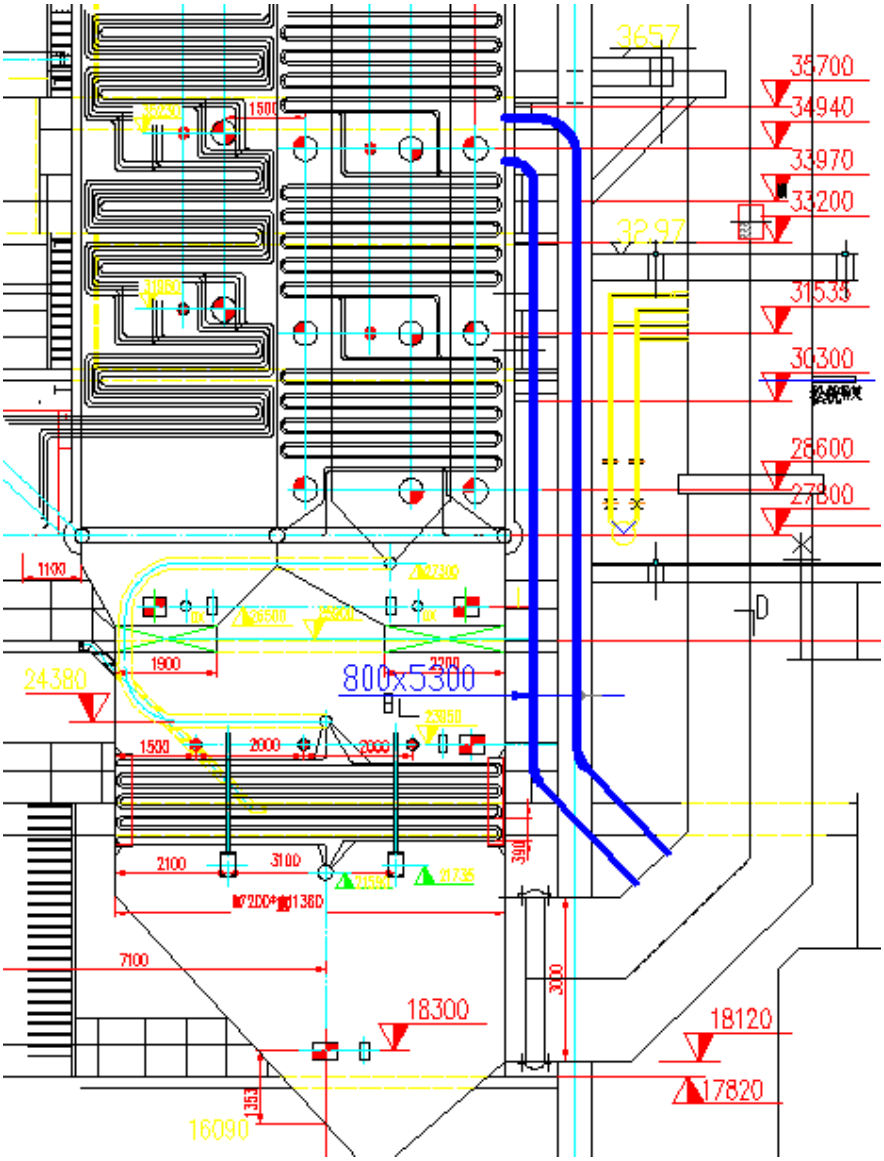


图 1　脱硝旁路改造工艺流程图

4.1 全工况脱硝改造内容

（1）水平低温过热器第二段出口位置处开孔加装旁路烟道抽取高温烟气，出口连接至 SCR 入口烟道，与原锅炉 SCR 入口的低温烟气混合，从而达到提高 SCR 入口烟气温度 310℃以上。

（2）两侧烟气旁路上各增加一烟气调节阀、一烟气截止阀。

4.2 运行调整措施

（1）调节再热器烟气挡板及过热器烟气挡板，通过关小再热器烟气挡板，减少再热器的吸热，提高进入 SCR 区烟温。

（2）调节配风时采用正塔型配风，将火焰中心上移，提高烟气温度。

5.检测评估情况

5.1 检测评估标准

（1）《电站锅炉性能试验规程》 GB10184-2015；

（2）《火电厂大气污染物排放标准》 GB 13223-2011；

（3）《燃煤烟气脱硝技术装备》 GB/T 21509-2008；

（4）《燃煤电厂烟气脱硝装置性能验收试验规范》 DL/T 260-2012；

（5）《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及检测方法》HJ 76-2017；

（6）《固定污染源废气氮氧化物的测定非分散红外吸收法》HJ 692-2014；

（7）《固定污染源废气氮氧化物的测定定点位电解法》HJ 693-2014；

（8）《固定污染源烟气（SO_2、NOx、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ 75-2017）；

（9）《火电厂烟气治理设施运行管理技术规范》 HJ 2040-2014 ；

（10）检测评估合同及其它有关的技术协议、相关资料。

5.2 检测使用仪器

使用的仪器经过校验合格并在有效期内。使用仪器见表 1。

表 1　　使用仪器

序	仪器名称	型 号	编号	精度	有效期
1	红外烟气分析仪	Model 3080-15	3080-1017-093	1 级	2018.12.24
2	烟气分析仪	Testo350	02005801	1 级	2019.02.28
3	数字温度测试仪	Testo925	33709022/510	0.1 级	2019.01.21

4	铠装热电偶	E 型	006-010	1 级	2019.03.24
5	NOx 标气(58×10^{-6})	低浓度	AR15022	/	2019.01.10

5.3 检测条件

（1）2018 年 09 月已由西安热工研究院有限公司完成 1 号锅炉低负荷稳燃试验，确定锅炉最低稳定运行工况，最低稳燃负荷试验报告见附件一。

（2） 锅炉主要设备处于良好状态，无明显漏风、烟气和蒸汽现象。

（3） 试验测试期间锅炉各参数稳定，炉膛负压表，蒸汽流量等表计能够正常投入并指示正确。

（4） 试验测试期间机组负荷能达到所要求负荷（30%电负荷和锅炉最低稳燃负荷），并能够根据试验的要求随时变化负荷，试验开始后，未进行风压、风量的调整，未进行制粉系统的调整。

（5） 脱硝、脱硫等环保设备运行正常，各类监视表计运行正常，无设备退出运行。

（6） 试验测试开始前，调整到试验工况并保值锅炉各项参数稳定。

5.4 检测评估工况及检测内容

1 号机组全负荷脱硝改造工程检测验收评估在 30%电负荷及锅炉最低稳燃负荷下进行，根据现场机组运行状况，检测评估工况及内容见表 2。

表 2　　1 号机组全负荷脱硝改造工程检测及评估工况

日期	时间	工况	负荷	检测内容
2018.10.07	06:57	锅炉点火	/	现场准备，预备性试验
2018.10.07	12:09	汽轮机冲转	/	
2018.10.07	13:55	机组并网	/	
2018.10.07	19:00～20:30	30%电负荷	45.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 NOx、O_2 浓度 3、脱硫净烟气 NOx、O_2 浓度
2018.10.07	20:40～22:40	最低稳燃负荷	50.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 NOx、O_2 浓度 3、脱硫净烟气 NOx、O_2 浓度

5.5 检测测点布置

脱硝系统检测测点位置见图 2，脱硫净烟气测点位置见图 3。测点布置及测试内容见表 3。

表 3　　试验测点及测量项目

序	位置说明	测点数目	测量项目
1	脱硝入口测点	6×8	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统入口 NOx、O_2 浓度
2	脱硝出口测点	6×8	脱硝系统出口 NOx、O_2 浓度
3	净烟气测点	3×8	净烟气 NOx、O_2 浓度

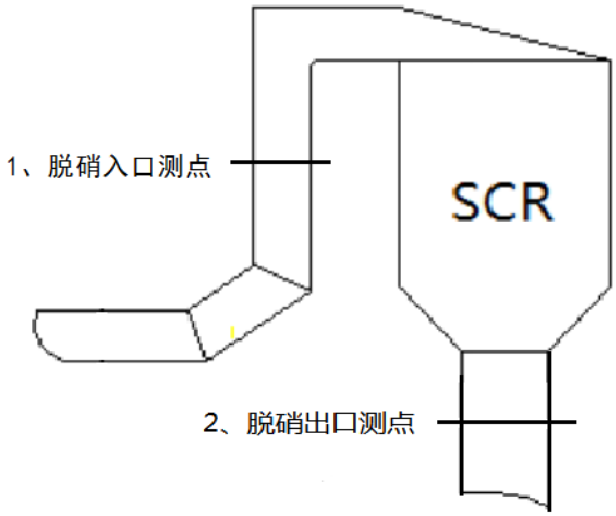


图 2　脱硝系统 试验测点位置

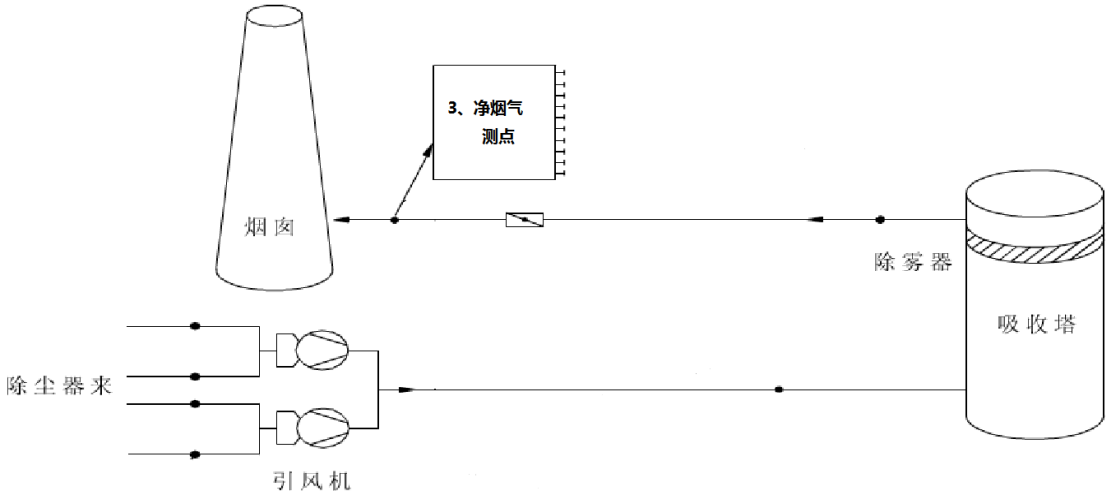


图 3　脱硫净烟气测点位置

5.6 检测测量方法

（1）烟气 NOx 与 O_2 含量测量

在每台 SCR 反应器进、出口烟道及脱硫塔出口净烟气烟道截面，分别采用网格法布置烟气取样点（脱硝进口 6×8 个点，脱硝出口 6×8 个点，净烟气 3×8 个点）。将烟气经不锈钢管引至烟道外，在经过除尘、除湿、冷却等处理后，最后进入烟气分析仪进行分析（如图 4）。分析烟气中 NOx 与 O_2 含量。脱硫塔出口净烟气测点为直接测量烟气中 NOx 浓度与 O_2 含量。

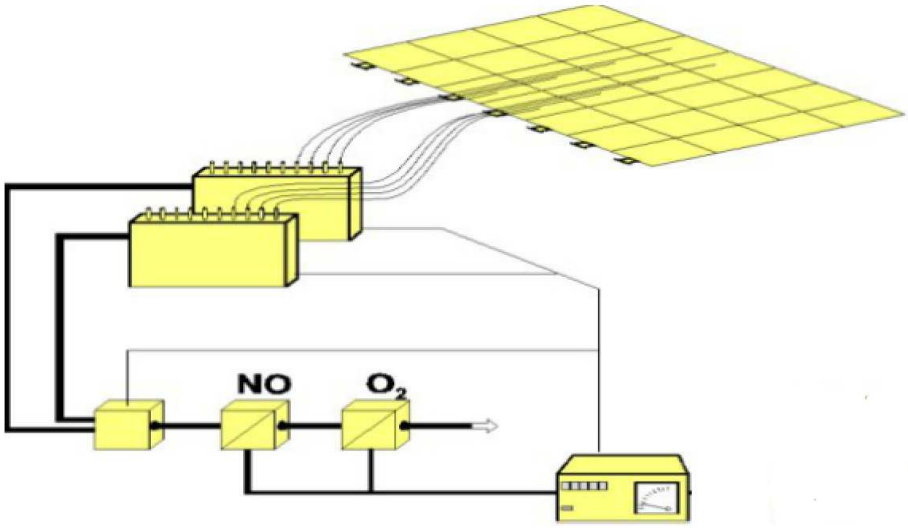


图 4　烟气采集与分析系统

（2）烟气温度测量

在每台脱硝装置入口烟道截面上，网格法布置 E 型热电偶，采用数字温度测试仪逐点测量各点的烟气温度，各点温度取平均值作为脱硝装置入口烟气温度。

（3）运行参数

试验期间，通过机组 DCS 系统记录锅炉主要运行参数（负荷、主汽流量、总煤量及其他），并监视脱硝系统主要运行参数（SCR 进出口 NOx 浓度、喷氨流量、烟气温度）。

5.7 检测评估过程、结果及分析

（1）检测评估过程

2018 年 10 月 07 日 06:57 锅炉点火，12:09 汽轮机转速升至 3000r/min，13:55 机组并网。

2018 年 10 月 07 日 17:47 机组负荷升至 45.0MW 左右，SCR 反应器甲、

乙两侧进口烟温分别 321.7℃、321.4℃，超过 SCR 系统设计最低烟气温度 310℃。开始投入脱硝系统运行。

2018 年 10 月 07 日 19:00 至 20:30 时 30%电负荷试验结束，机组负荷维持在 45.0MW 左右，脱硫塔出口净烟气实测 NOx 浓度未出现超标情况。

2018 年 10 月 07 日 20:40 机组负荷升至 50.0MW，锅炉退出等离子助燃系统，进入低负荷稳燃运行，试验开始。10 月 07 日 20:40 试验结束，低负荷稳燃试验期间脱硫塔出口净烟气 NOx 浓度未出现超标情况。

脱硝系统投入期间机组运行参数见表 4。

表 4　　脱硝系统投入期间机组运行参数（盘表）

序	名称		单位	试验工况	
1	脱硝系统投运情况		/	已投入	已投入
2	脱硝系统投入时间		/	2018/10/07 17:47	2018/10/07 17:47
3	锅炉等离子投运情况		/	投入等离子	已停等离子
4	机组负荷		MW	45.0	50.0
5	主蒸汽流量		t/h	151.8	208.8
6	总煤量		t/h	28.8	34.7
7	脱硝系统入口烟气温度	甲侧	℃	324.3	322.1
		乙侧	℃	326.4	331.9
8	脱硝系统入口 NOx 浓度	甲侧	mg/m^3	636.3	587.2
		乙侧	mg/m^3	623.7	604.2
9	脱硝系统出口 NOx 浓度	甲侧	mg/m^3	39.2	29.9
		乙侧	mg/m^3	26.0	36.0
10	喷氨阀门开度	甲侧	%	11	12
		乙侧	%	31	31
11	喷氨量	甲侧	Nm^3/h	33.9	34.0
		乙侧	Nm^3/h	33.9	34.6

12	稀释风流量	甲侧	Nm^3/h	1326.2	1312.0
		乙侧	Nm^3/h	1261.8	1245.2
13	净烟气 NOx 平均浓度		mg/m^3	34	26

（2） SCR 反应器进口温度测量结果

在机组负荷刚升至 45.0MW 及 50.0MW 时，采用网格法在 SCR 反应器进口截面测量烟气温度，DCS 盘表温度显示值、运行报表与实测值存在一定偏差，存在偏差的主要原因是 SCR 反应器进口实测值测点（多点测量）与 DCS 监测点（只有 3 个点）的位置存在偏差。检测期间机组负荷与烟气温度（实测值）曲线图见图 5，从图 5 可以看出检测期间，SCR 入口烟温稳定。

表 5　　SCR 系统入口烟温实测值与 DCS 盘表、运行报表显示值对比

时间	负荷	位置	名称	单位	DCS 盘表显示值	实测值(多点平均值)	运行报表
19:00～20:30	45.0MW	甲侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	324.3	321.7	324.7
			SCR 入口烟气温度 2	℃	346.6		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	315.4		
		乙侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	/	321.4	326.2
			SCR 入口烟气温度 2	℃	326.4		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	324.3		
20:40～22:40	50.0MW	甲侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	322.1	323.3	315.7
			SCR 入口烟气温度 2	℃	346.4		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	321.3		
		乙侧	SCR 入口烟气温度 1	℃	/	324.3	327.1
			SCR 入口烟气温度 2	℃	331.9		
			SCR 入口烟气温度 3	℃	327.2		

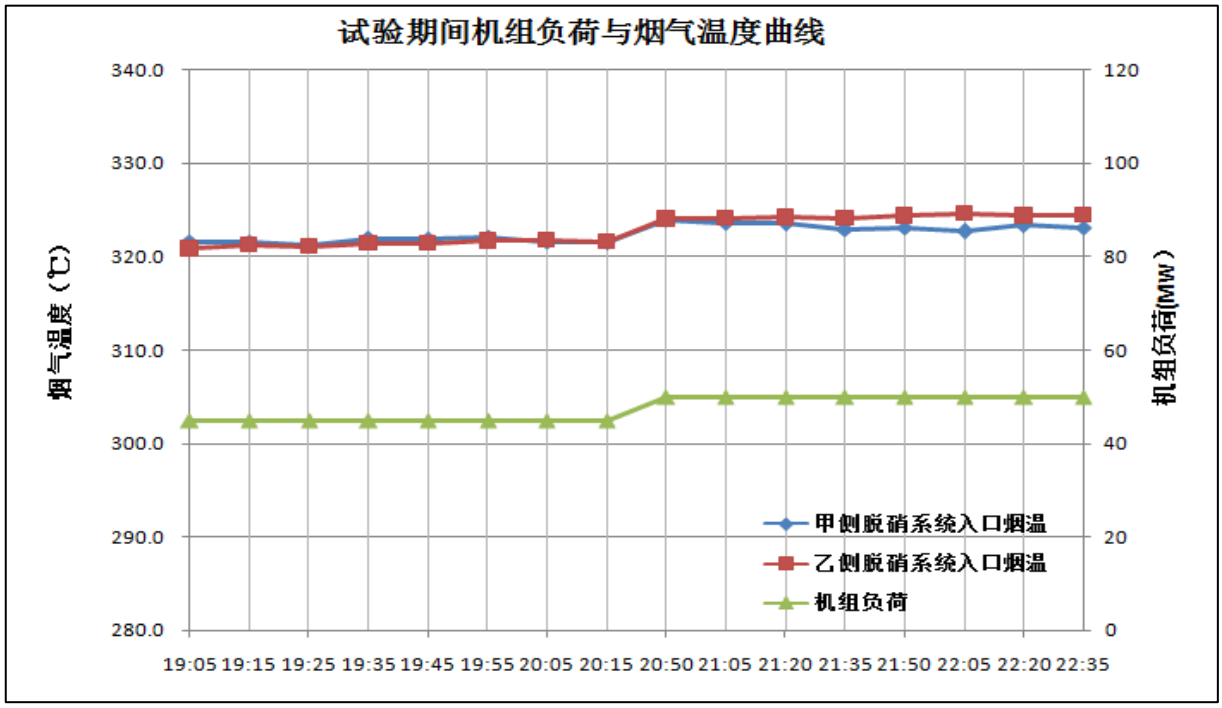


图 5　试验期间机组负荷与烟气温度（实测值）曲线图

（3）烟气 NOx 与 O_2 含量测量

脱硝系统进、出口及脱硫净烟气 NOx 含量实测值见表 6，脱硫净烟气（总排口）NOx 浓度实测值、运行报表、盘表值对比见表 7，从表 7 可以看出，两种工况下实测值、盘表、报表 NOx 浓度符合超低排放的要求限值。

表 6　　脱硝系统进、出口及脱硫净烟气 NOx 浓度实测值

时间	负荷	名称	单位	甲侧数据	乙侧数据
19:00～20:30	45.0MW	脱硝系统进口烟气 NOx 浓度折算值	mg/m^3	579	577
		脱硝系统出口烟气 NOx 浓度折算值	mg/m^3	30	30
		脱硫净烟气 NOx 浓度实测折算值	mg/m^3	31	
20:40～22:40	50.0MW	脱硝系统进口烟气 NOx 浓度折算值	mg/m^3	503	502
		脱硝系统出口烟气 NOx 浓度折算值	mg/m^3	26	24
		脱硫净烟气 NOx 浓度实测折算值	mg/m^3	26	

表 7　　脱硫净烟气 NOx 浓度实测值、盘表值、运行报表对比

时间	负荷	名称	单位	数据
19:00～20:30	45.0MW	脱硫净烟气 NOx 浓度盘表折算值	mg/m^3	34
		脱硫净烟气 NOx 浓度运行报表折算值	mg/m^3	35
		脱硫净烟气 NOx 浓度实测折算值	mg/m^3	31
20:40～22:40	50.0MW	脱硫净烟气 NOx 浓度盘表折算值	mg/m^3	26
		脱硫净烟气 NOx 浓度运行报表折算值	mg/m^3	24
		脱硫净烟气 NOx 浓度实测折算值	mg/m^3	26

（4）检测结果与分析

检测评估期间，1 号机组在 30%电负荷及最低稳燃负荷工况下，脱硝装置进口烟温均超过 310℃以上，满足脱硝催化剂最低连续运行条件，脱硝系统运行正常，总排口 NOx 排放浓度满足超低排放要求。

6．结论

新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组经过脱硝系统烟气旁路改造后，在 30%电负荷及最低稳燃负荷下，脱硝系统入口烟温均高于脱硝设计最低烟气温度 310℃以上，能够确保脱硝系统在 45.0MW 及 50.0MW 负荷下正常投入使用，1 号机组总排口 NOx 排放浓度在两种工况下分别为 31mg/m^3、26mg/m^3，排放浓度符合《关于做好燃煤发电机组超低排放改造项目评估监测工作的通知》（新环发【2016】389 号）的要求限值。

评估结论：新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组在 30%电负荷及最低稳燃负荷两种工况下，脱硝装置均能正常投入，总排口 NOx 浓度达到了超低排放水平，建议通过“全工况”脱硝评估。

7. 附录

附图 A　　45.0MW 机组运行参数截图

附图 B　　50.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图

附图 C　　全工况脱硝系统运行状态曲线图

附图 D　　45.0MW 脱硝系统运行状态曲线图

附图 E　　50.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统运行状态曲线图

附图 F　　45.0MW 脱硫塔出口净烟气分钟平均值报表

附图 G　　50.0MW（低负荷稳燃）脱硫塔出口净烟气分钟平均值报表

附件一　　最低稳燃负荷试验报告

附件二　　超低排放认定文件

附件三　　机组并网证明

附件四　　全工况脱硝改造合同

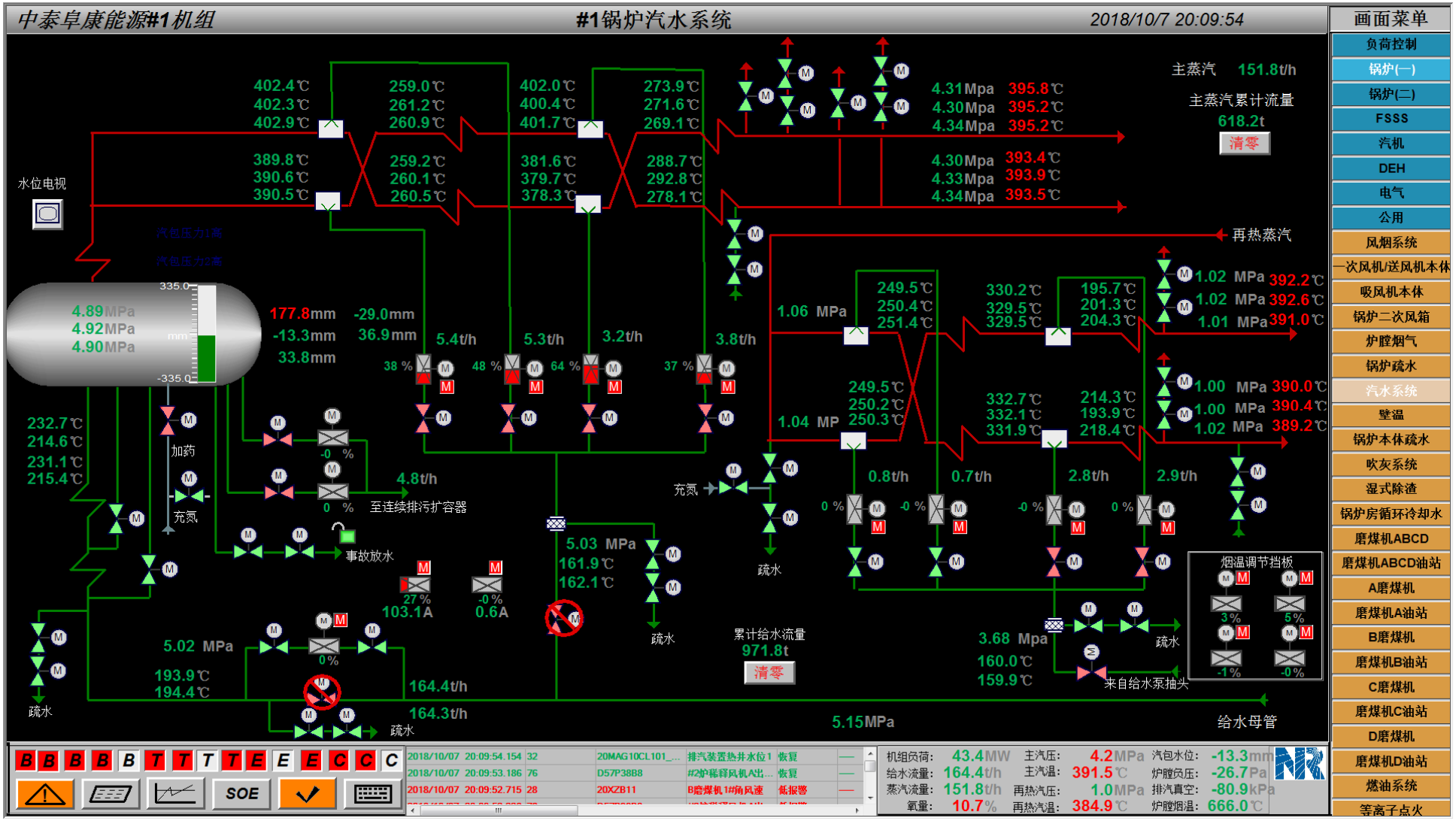
附件五　　1 号炉脱硝运行日报表

附件六　　1 号机组总排口运行记录

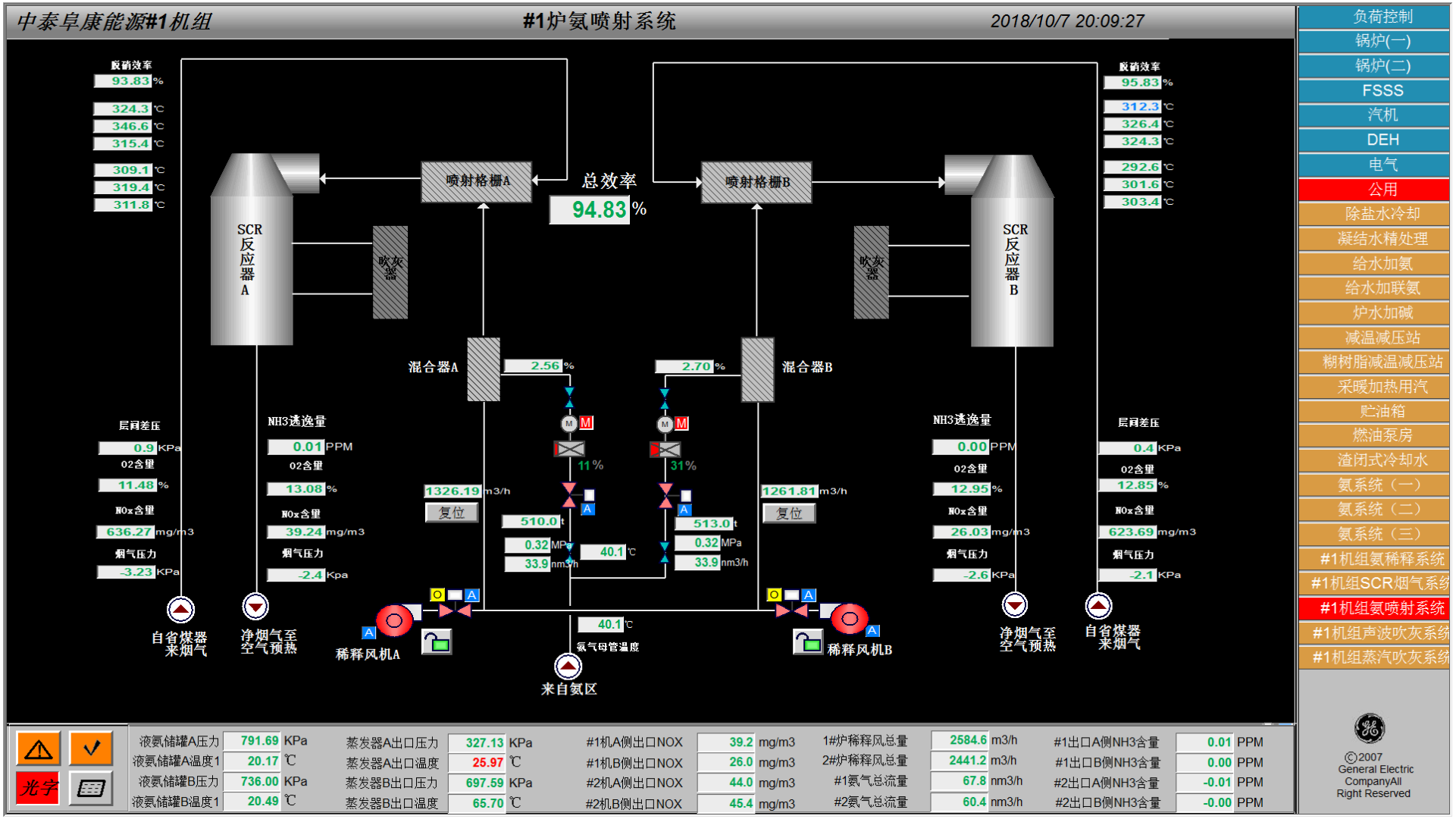
附件七　　1 号机组评估检测报告

附图 A

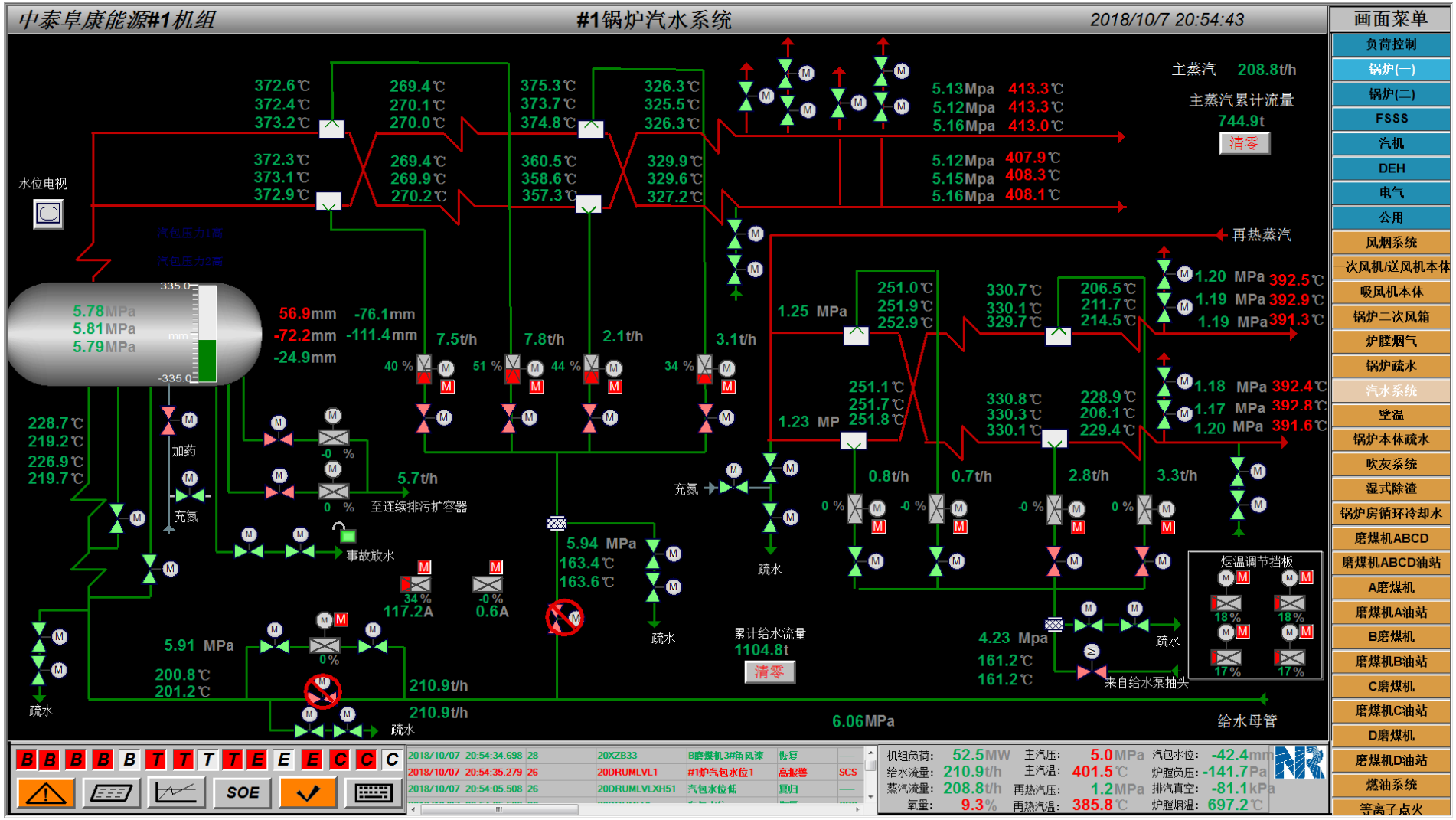
45.0MW 机组运行参数截图



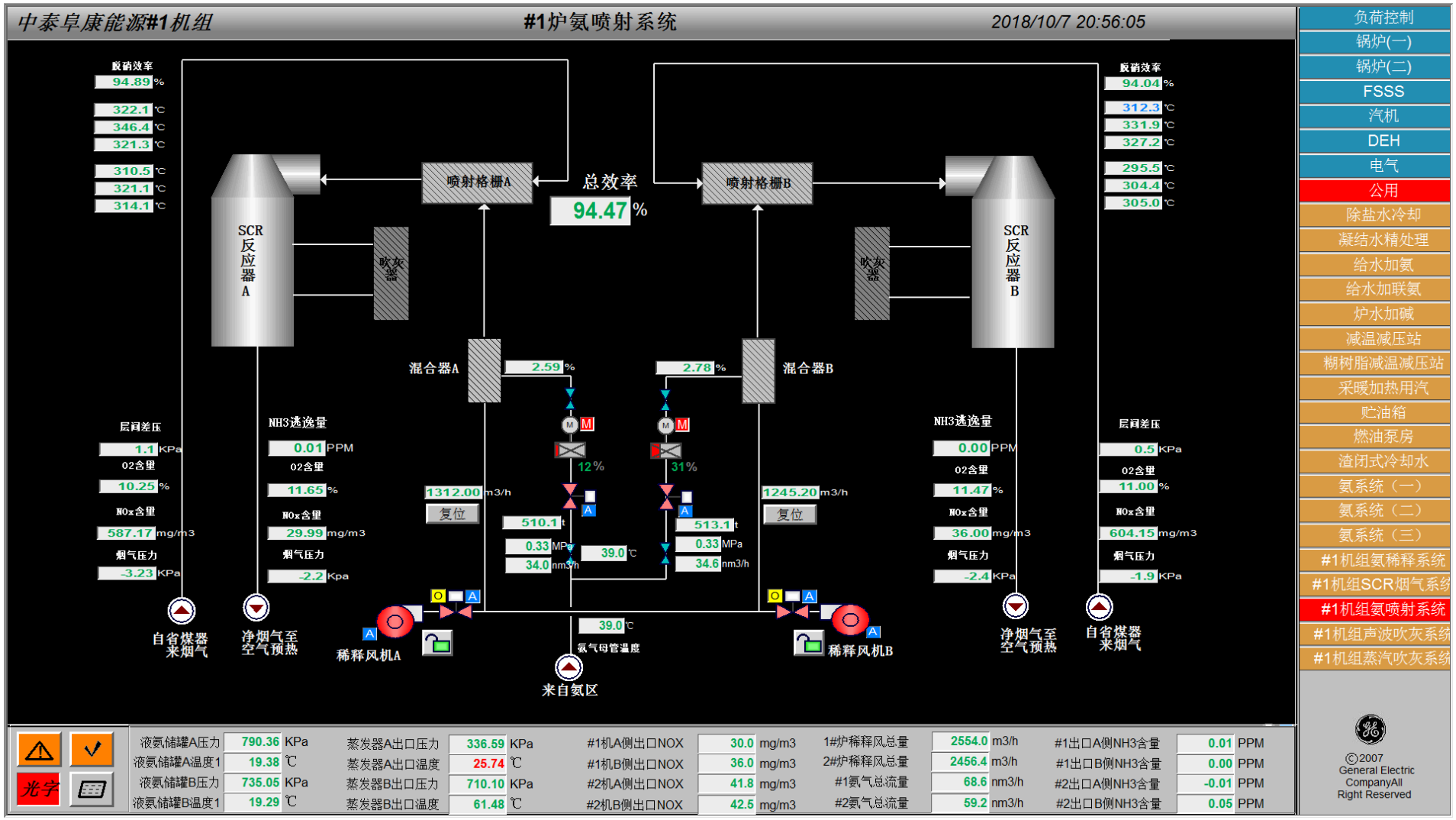
续附图 A　　45.0MW 机组运行参数截图



附图 B　　50.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图



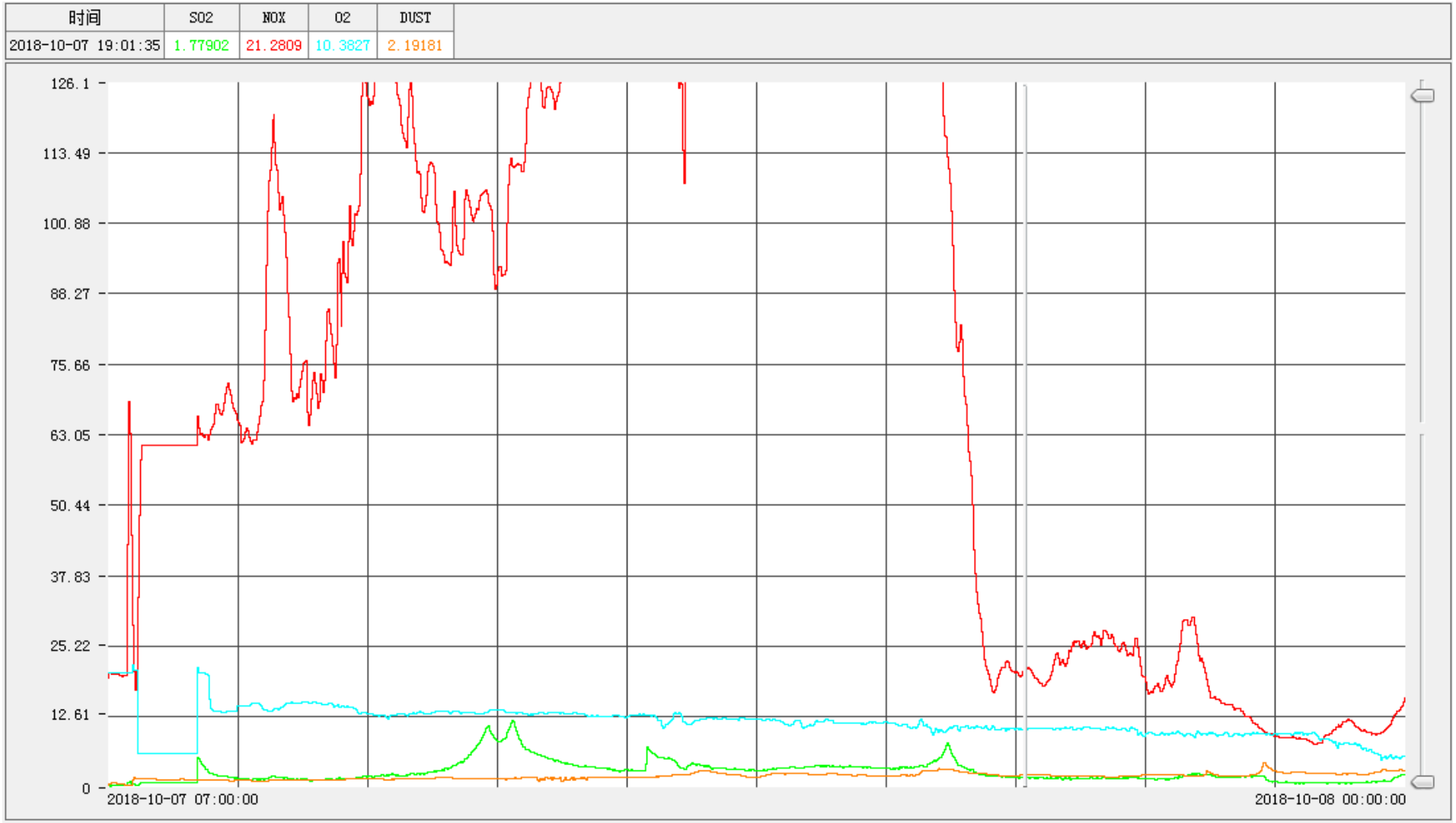
续附图 B　　50.0MW（低负荷稳燃）机组运行参数截图



附图 C

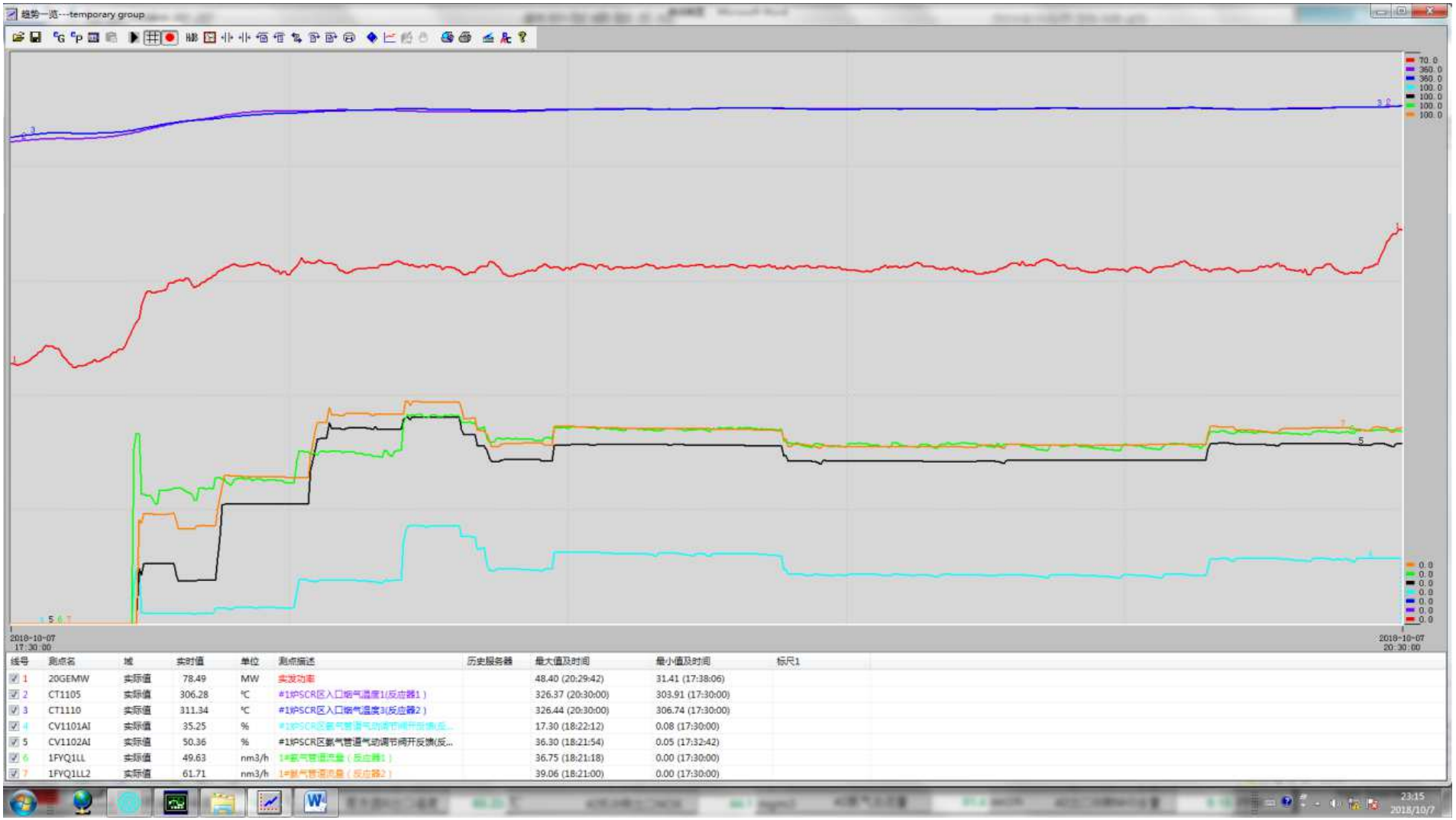
全工况脱硝系统运行状态曲线图

续附图 C　　全工况脱硝系统运行状态曲线图

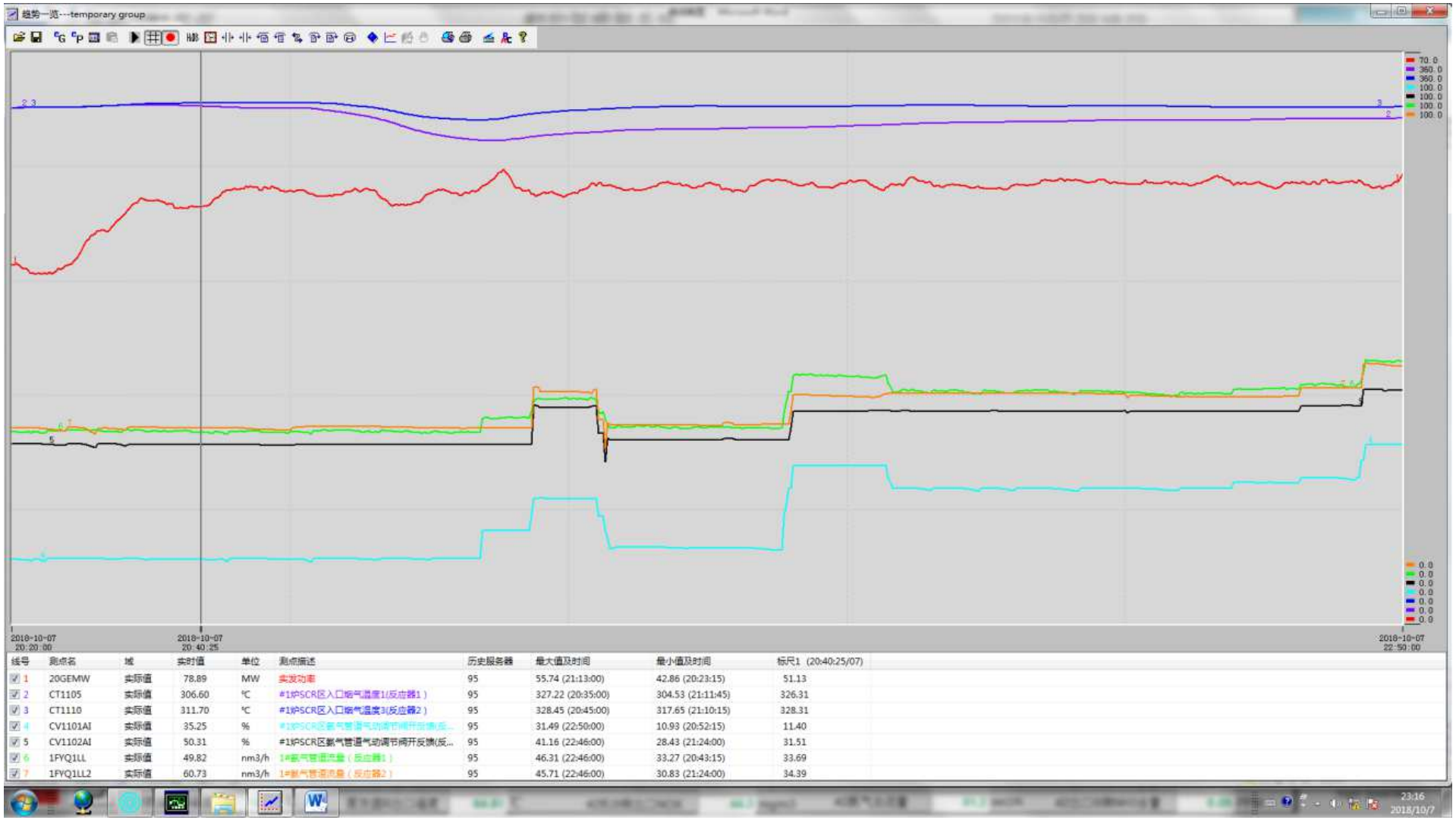


附图 D

45.0MW 脱硝系统运行状态曲线图



附图 E　　50.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统运行曲线图



附图 F

45.0MW 脱硫塔出口净烟气分钟平均值报表

我的WPS × 云文档 × 20181009分钟.xls * ×

AB231 fx

HJ/T76-2007

烟气排放连续监测5分钟平均值报表

排放源名称：中泰化学阜康热电厂

排放源编号：1#炉脱硫出口　　监测日期：2018年10月7日

时间	颗粒物			SO2			NOX			标干流量	O2	温度	流速	压力	湿度	负荷	备注
	标态	折算	排放量	标态	折算	排放量	标态	折算	排放量								
	mg/Nm3	mg/Nm3	kg/min	mg/Nm3	mg/Nm3	kg/min	mg/Nm3	mg/Nm3	kg/min	Nm^3/h	%	℃	m/s	Pa	%	MW	
18:35	2.78	4.02	0.010	4.01	5.78	0.014	117.19	170.50	0.407	210339.45	10.63	48.56	3.84	81.95	8.88	0.00	
18:40	2.75	3.95	0.010	3.86	5.51	0.014	98.14	140.31	0.341	210137.84	10.53	48.62	3.84	82.50	8.93	0.00	
18:45	2.68	3.82	0.009	3.69	5.25	0.013	80.08	112.91	0.280	209558.02	10.48	48.66	3.83	82.65	8.98	0.00	
18:50	2.61	3.73	0.009	3.47	4.95	0.012	61.26	87.18	0.216	209786.23	10.52	48.71	3.83	82.91	9.05	0.00	
18:55	2.51	3.60	0.009	3.20	4.58	0.011	49.12	70.34	0.173	209008.80	10.54	48.77	3.82	82.43	9.11	0.00	
19:00	2.42	3.49	0.008	2.77	4.00	0.010	40.89	59.17	0.144	208247.33	10.57	48.83	3.81	81.85	9.18	0.00	
19:05	2.34	3.37	0.008	2.39	3.45	0.008	34.18	49.44	0.121	209022.34	10.55	48.87	3.83	81.00	9.24	0.00	
19:10	2.29	3.30	0.008	2.18	3.14	0.008	29.13	42.09	0.102	207764.73	10.55	48.92	3.81	80.39	9.30	0.00	
19:15	2.26	3.24	0.008	2.03	2.91	0.007	24.73	35.53	0.086	207094.20	10.52	48.96	3.80	79.83	9.36	0.00	
19:20	2.23	3.19	0.008	1.91	2.73	0.007	21.78	31.22	0.075	205760.41	10.51	48.97	3.78	79.35	9.41	0.00	
19:25	2.19	3.13	0.008	1.83	2.61	0.006	20.61	29.39	0.071	206077.44	10.47	48.98	3.79	78.96	9.46	0.00	
19:30	2.14	3.05	0.008	1.78	2.53	0.007	20.39	29.01	0.077	223309.44	10.46	49.00	4.11	78.38	9.50	0.00	
19:35	2.12	3.02	0.009	1.74	2.48	0.007	20.68	29.45	0.088	252006.80	10.46	49.05	4.64	77.93	9.55	0.00	
19:40	2.09	2.98	0.010	1.70	2.43	0.008	21.25	30.29	0.102	280408.25	10.47	49.12	5.17	77.01	9.60	0.00	
19:45	2.08	2.97	0.011	1.67	2.38	0.008	21.60	30.77	0.116	309631.97	10.47	49.21	5.71	76.10	9.65	0.00	
19:50	2.08	2.96	0.011	1.65	2.35	0.009	21.88	31.23	0.129	337741.94	10.49	49.29	6.24	74.44	9.69	0.00	
19:55	2.07	2.95	0.012	1.63	2.33	0.010	22.34	31.94	0.143	366131.22	10.51	49.35	6.76	73.52	9.74	0.00	
20:00	2.05	2.94	0.013	1.62	2.32	0.011	22.89	32.76	0.157	394645.50	10.52	49.39	7.29	72.43	9.78	0.00	
20:05	2.02	2.89	0.014	1.62	2.31	0.011	23.44	33.54	0.172	422519.69	10.52	49.40	7.81	71.81	9.82	0.00	
20:10	1.97	2.82	0.015	1.61	2.31	0.012	24.04	34.43	0.187	450538.28	10.53	49.39	8.33	70.82	9.85	0.00	
20:15	1.93	2.77	0.015	1.60	2.30	0.013	24.58	35.17	0.200	477920.78	10.51	49.40	8.84	69.95	9.86	0.00	
20:20	1.92	2.74	0.016	1.61	2.30	0.014	25.12	35.94	0.214	505831.13	10.51	49.46	9.36	68.62	9.88	0.00	
20:25	1.91	2.73	0.017	1.61	2.31	0.014	25.28	36.16	0.225	532759.81	10.51	49.52	9.86	67.65	9.90	0.00	
20:30	1.91	2.73	0.017	1.63	2.32	0.015	25.49	36.35	0.231	542777.69	10.46	49.55	10.05	67.44	9.93	0.00	

附图 G　　50.0MW（低负荷稳燃）脱硫塔出口净烟气分钟平均值报表

我的WPS　云文档　20181009分钟.xls *

AB231

HJ/T76-2007

烟气排放连续监测5分钟平均值报表

排放源名称：中泰化学阜康热电厂

排放源编号：1#炉脱硫出口　　监测日期：2018年10月7日

	时间	颗粒物			SO2			NOX			标干流量	O2	温度	流速	压力	湿度	负荷	备注
		标态	折算	排放量	标态	折算	排放量	标态	折算	排放量								
		mg/Nm3	mg/Nm3	kg/min	mg/Nm3	mg/Nm3	kg/min	mg/Nm3	mg/Nm3	kg/min	Nm^3/h	%	℃	m/s	Pa	%	MW	
257	20:45	1.98	2.76	0.018	1.62	2.26	0.015	24.02	33.69	0.217	540644.25	10.22	49.70	10.02	66.26	10.01	0.00	
258	20:50	2.00	2.76	0.018	1.62	2.24	0.015	23.38	32.54	0.210	539718.06	10.12	49.77	10.01	66.06	10.04	0.00	
259	20:55	2.02	2.77	0.018	1.60	2.21	0.014	22.78	31.47	0.205	539652.75	10.03	49.84	10.01	65.75	10.07	0.00	
260	21:00	2.05	2.78	0.018	1.61	2.20	0.014	22.18	30.42	0.199	539454.75	9.96	49.91	10.02	66.01	10.10	0.00	
261	21:05	2.08	2.81	0.019	1.62	2.20	0.015	22.04	30.03	0.198	539236.88	9.90	50.03	10.02	65.61	10.14	0.00	
262	21:10	2.10	2.82	0.019	1.66	2.23	0.015	22.26	29.98	0.200	539376.38	9.80	50.14	10.03	65.82	10.18	0.00	
263	21:15	2.12	2.82	0.019	1.72	2.29	0.015	22.63	30.15	0.203	539486.06	9.71	50.25	10.04	65.93	10.24	0.00	
264	21:20	2.13	2.81	0.019	1.78	2.35	0.016	22.48	29.75	0.202	539326.19	9.64	50.36	10.05	65.88	10.31	0.00	
265	21:25	2.18	2.87	0.020	1.82	2.39	0.016	22.15	29.10	0.199	539346.19	9.57	50.46	10.06	65.82	10.37	0.00	
266	21:30	2.22	2.91	0.020	1.84	2.41	0.017	21.39	27.99	0.192	539161.50	9.54	50.56	10.07	65.35	10.43	0.00	
267	21:35	2.22	2.91	0.020	1.86	2.44	0.017	20.95	27.40	0.188	538966.44	9.54	50.59	10.07	65.32	10.50	0.00	
268	21:40	2.20	2.88	0.020	1.90	2.48	0.017	20.74	27.10	0.186	538659.19	9.53	50.61	10.07	64.60	10.54	0.00	
269	21:45	2.18	2.84	0.020	1.92	2.51	0.017	20.46	26.71	0.184	538447.31	9.51	50.62	10.07	64.17	10.58	0.00	
270	21:50	2.16	2.82	0.019	1.95	2.55	0.018	20.16	26.32	0.181	539065.44	9.51	50.65	10.09	64.24	10.60	0.00	
271	21:55	2.15	2.81	0.019	1.99	2.59	0.018	19.67	25.66	0.177	538604.06	9.50	50.67	10.08	64.30	10.62	0.00	
272	22:00	2.14	2.80	0.019	2.01	2.62	0.018	19.07	24.86	0.171	538435.81	9.48	50.69	10.08	63.45	10.64	0.00	
273	22:05	2.16	2.82	0.019	2.03	2.65	0.018	17.82	23.20	0.160	538185.88	9.49	50.71	10.08	63.18	10.66	0.00	
274	22:10	2.32	3.02	0.021	2.01	2.63	0.018	16.20	21.11	0.145	537676.63	9.50	50.72	10.07	62.82	10.67	0.00	
275	22:15	2.43	3.17	0.022	1.90	2.49	0.017	14.55	19.02	0.130	537188.88	9.51	50.73	10.06	62.74	10.68	0.00	
276	22:20	2.50	3.25	0.022	1.79	2.34	0.016	13.36	17.41	0.120	536808.38	9.49	50.74	10.06	62.80	10.68	0.00	
277	22:25	2.50	3.26	0.022	1.68	2.19	0.015	12.45	16.24	0.111	536566.56	9.50	50.73	10.05	62.66	10.68	0.00	
278	22:30	2.51	3.27	0.022	1.59	2.07	0.014	11.84	15.42	0.106	536456.19	9.49	50.73	10.05	62.53	10.67	0.00	
279	22:35	2.56	3.34	0.023	1.50	1.95	0.013	11.28	14.72	0.101	536472.94	9.51	50.76	10.05	62.69	10.66	0.00	
280	22:40	2.61	3.41	0.023	1.40	1.83	0.013	10.77	14.05	0.096	536361.75	9.51	50.80	10.05	63.12	10.66	0.00	

附件一　　最低稳燃负荷试验报告

TPRI

合同编号：TPRI/TD-CA-113-2018A
报告编号：TPRI/TD-RB-379-2018

新疆中泰化学阜康能源有限公司
1号机组锅炉最低稳燃负荷测试报告

西安热工研究院有限公司

2018年10月

注意事项

1.本技术报告的著作权属西安热工研究院有限公司，未经我院的书面许可，任何单位与人员不得部分复制本报告或擅自公开发表；

2.凡注明了密级的技术报告，任何部门与人员均不得私自对外提供，不得复制；

3.无西安热工研究院有限公司技术报告专用章的技术报告，不属我院的正式技术报告；

4.对本技术报告有异议者，请与西安热工研究院有限公司科研管理部联系（电话：029-82001065）；

5. 西安热工研究院有限公司投诉电话（传真）029-82001513。

报 告 编 号 ：TPRI/TD-RB-379-2018

合 同 编 号 ：TPRI/TD-CA-113-2018A

项目负责单位：西安热工研究院有限公司

项目承担部门：锅炉设备与环保事业部

课题起讫日期：2018 年 8 月~2018 年 9 月

项 目 负 责 人：张喜来

主要工作人员：郝震彪 王贵林

报 告 编 写 人：张喜来

报 告 校 阅 人：杨忠灿

审　　核 ：蒙　毅

批　　准 ：姚　伟

摘 要

为适应国家环保政策，新疆中泰化学阜康能源有限公司热电厂 1 号机组拟进行全工况脱硝改造。根据自治区环保厅发布的新环函[2018]630 号规定，全工况脱硝要求锅炉在 30%额定负荷与最低稳燃负荷两个工况下均可实现 SCR 系统正常投运，新疆中泰化学阜康能源有限公司热电厂特委托西安热工研究院有限公司进行了 1 号锅炉最低稳燃负荷试验，试验结果表明：

在 48%、40%、36%额定负荷下进行了锅炉稳燃试验，试验期间锅炉主要风烟参数运行平稳，就地观火发现炉内燃烧稳定，火检强度正常，表明 1 号锅炉具备在 36%额定（纯凝工况）负荷下稳定燃烧的能力。进一步降低负荷时，过热汽温及再热汽温均降低到 400℃以下，火检信号不稳定，无法正常燃烧，需投入等离子点火系统助燃。在燃用目前燃煤的情况下，锅炉最低稳燃负荷约为 36%额定负荷。

关键词：中泰化学阜康能源有限公司；最低稳燃负荷；等离子点火

目 录

1 项目背景.....1
2 锅炉设备概况.....2
3 试验标准与规范.....6
4 试验内容与测试方法.....7
4.1 试验步骤.....7
4.2 试验风险评估及安全技术措施.....8
5 测试仪器.....11
6 试验结果与分析.....12
6.1 试验期间煤质.....12
6.2 48%额定负荷试验.....12
6.3 40%额定负荷试验.....13
6.4 36%额定负荷试验.....14
7 结论.....15

1 项目背景

为实现我国2020年、2030年非化石能源消费比重达到15%、20%的目标，增强火力发电机组负荷调节灵活性，提高新能源消纳能力，是新疆地区火力发电机组面临的现实要求。发改委"发改能源[2018]364 号"文提出，"十三五"期间纯凝机组最小技术出力要达到 30%~40%额定容量，热电联产机组最小技术出力要达到 40%~50%额定出力。对于新疆自治区，因风电、太阳能发电的容量大，对火力发电机组调峰能力要求更高，且对火力发电机组的环保要求更高，自治区政府要求2018年底新疆地区绝大部分火力发电机组具备全工况脱硝的能力。

根据新疆维吾尔自治区环境保护厅发布的新环函[2018]630号，在国家没有明确最低技术出力之前，根据已改造机组的运行实践，最低技术出力界定为机组额定负荷的30%和最低稳燃工况。即通过改造后，机组在30%电负荷和最低稳燃工况两种状态下，脱硝设施都要投入运行并达到污染物超低排放水平。

新疆中泰化学阜康能源有限公司热电厂 2X150MW 机组还未进行过最低稳燃负荷试验，为掌握机组最低稳燃负荷，以作为机组全工况脱硝的依据，同时也为适应机组未来深度调峰的需求，2018年9月在1号机组检修前进行了锅炉最低稳燃负荷测试试验。

2 锅炉设备概况

新疆中泰化学阜康热电厂 2×150MW 机组锅炉为华西锅炉厂制造，锅炉型号 HX540/13.91-Ⅱ1，锅炉为一次中间再热超高压自然循环汽包炉、π型布置、单炉膛、燃烧器四角布置，切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、采用管式空气预热器。

表 2-1 煤质成分及灰成分

项　　目		单位	设计煤种	校核煤种 1	校核煤种 2
收到基低位发热值	$Q_{net,ar}$	MJ/kg	21.27	24.24	28.57
工业分析					
收到基全水份	M_{ar}	%	16.5	9.1	8.0
空气干燥基水份	M_{ad}	%	5.44	2.9	3.75
干燥无灰基挥发份	V_{daf}	%	34.6	38.49	33.97
收到基灰份	A_{ar}	%	11.3	15.6	2.00
磨损指数	Ke		\	\	\
元素分析					
收到基碳成份	C_{ar}	%	57.36	61.48	74.36
收到基氢成份	H_{ar}	%	3.04	4.13	4.40
收到基氧成份	O_{ar}	%	10.84	8.48	10.27
收到基氮成份	N_{ar}	%	0.55	0.80	0.71
收到基硫成份	$St_{,ar}$	%	0.41	0.41	0.26
哈氏可磨性指数	HGI		96	54	54
灰变形温度	DT	℃	1140	1250	1270
灰软化温度	ST	℃	1140	1280	1290
灰半球温度	HT	℃	1160	1290	1300
灰熔化温度	FT	℃	1190	1300	1310
灰成分					
SiO_2		%	50.42	58.57	40.45
Al_2O_3		%	15.16	23.32	24.73
Fe_2O_3		%	5.58	6.13	12.38
CaO		%	11.84	4.24	8.13
MgO		%	2.26	1.16	2.25
Na_2O		%	3.3	0.51	1.22
K_2O		%	1.59	1.23	1.46
SO_3		%	4.44	2.93	7.45
MnO_2		%	/	0.008	0.011
TiO_2		%	1.34	1.19	1.18

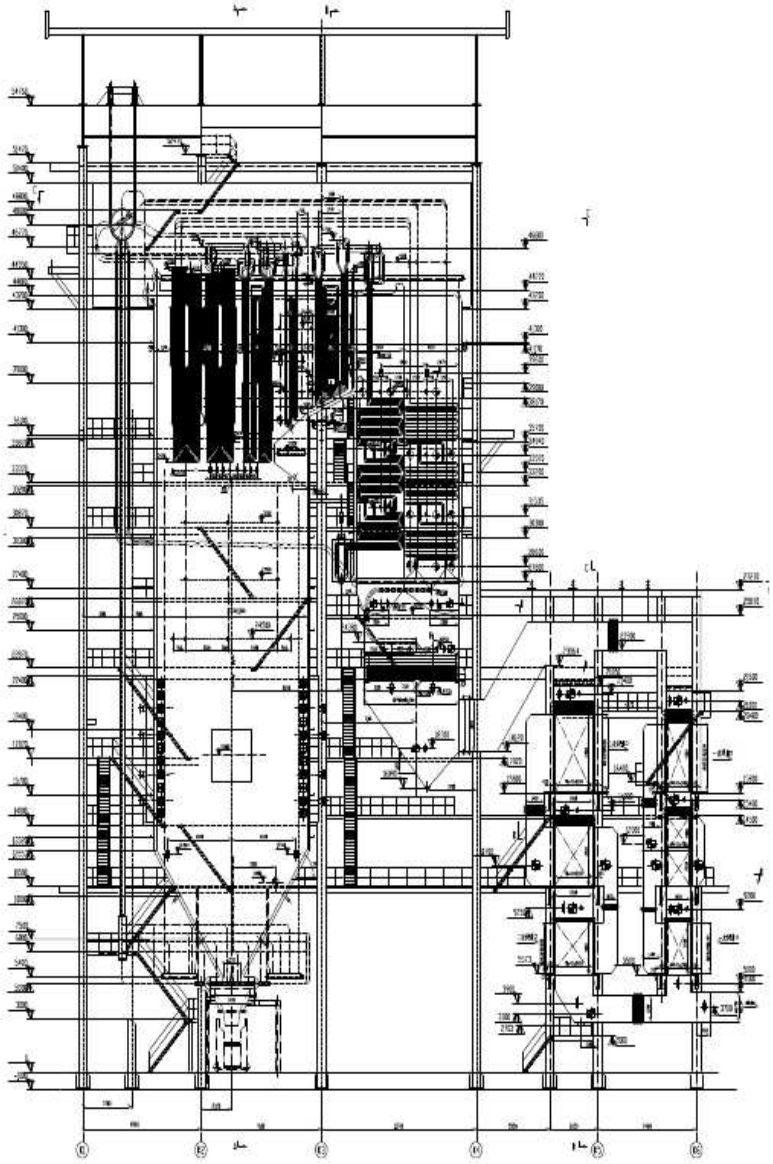


图 2-1 锅炉简图

锅炉以带基本负荷为主，并能在 35%~100%BMCR 负荷之间调峰。锅炉采用复合滑压运行方式。既可采用定压方式运行，也可采用定—滑—定的方式运行。在高压加热器全部停止运行时，锅炉的蒸汽参数能保持在额定值，各受热面不超温，蒸发量能满足汽轮机在此条件下达到铭牌出力要求。锅炉在不投油助燃时，最低稳燃负荷不大于 35%BMCR。

煤粉燃烧器采用四角布置切向燃烧、喷嘴固定式直流燃烧器，假想切圆的直径为Φ660mm。制粉系统为中速磨冷一次风机正压直吹式，每台锅炉配用 4 台磨煤机（其中一台备用）。每角燃烧器喷口共布置有 11 层喷口，其中一次风喷口 4 层，顶二次风喷口 1 层，其余 6 层为二次风喷口。在燃烧器顶部设置顶二次风喷口(即 OFA 喷口)，OFA 喷口反切 15 度，形成逆向旋转气流，以降低炉内气流的残余旋转，减少炉膛出口处两侧烟温的偏差，周界风门可以实现自动调节。

点火装置由二层油枪及等离子点火装置组成，其中 A 层一次风喷口内安装等离子点火装置。一层油枪由布置在燃烧器二次风喷口中的 8 只机械雾化油枪组件组成，供锅炉点火和低负荷稳燃用。单只油枪额定出力约 1420kg/h，油枪前油压约为 2.94MPa.g。燃烧器的点火采用二级点火方式，由高能电火花点燃轻油，然后点着煤粉，或用等离子油枪直接点燃煤粉，其中等离子系统为锅炉主要点火装置。

3 试验标准与规范

本次试验标准以及规程按以下文件执行：

表 3-1 试验标准与规程

序号	标准/文件编号	标准/文件名称	说明
1.	ASME PTC4.1	Fired Steam Generators Performance Test Codes	美国 SAME 标准
2.	GB10184-2015	电站锅炉性能试验规程	国家标准
3.	GB13223-2011	火电厂大气污染物排放标准	中国国家标准
4.	DL/T467-2004	电站磨煤机及制粉系统性能试验	中国电力标准
5.	/	中泰化学阜康能源公司热电厂集控运行规程	企业规程

4 试验内容与测试方法

4.1 试验步骤

（1）试验前对锅炉主保护进行检查确认，要求所有的联锁、保护全部在投入状态。个别保护因故不能投入，应做好记录及事故预想。确认各主要系统的自动控制系统调节正常，主要包括：一次风系统、送引风机系统及给水系统与各辅助风门挡板调整正常。

（2）锅炉退出对外供热，改为纯凝工况运行。

（3）投协调控制降负荷期间，运行人员应及时密切注意各自动装置调节情况，若有异常应及时联系热控人员处理正常后再进行试验。

（4）将机组负荷降至 70MW，锅炉从 70MW（此时保持 2 或 3 套制粉系统）开始进行试验；

（5）机组以每分钟≯3MW/min 的速度降低负荷至 60MW，稳定运行 2 小时，检查设备状况、汽水系统、煤粉着火和燃烧情况，对有关参数进行记录，在确保锅炉安全稳定运行后再继续降低负荷；

（6）机组以每分钟≯2MW/min 的速度降低负荷至 55MW，稳定运行 2 小时，检查设备状况、汽水系统、煤粉着火和燃烧情况，对有关参数进行记录，在确保锅炉安全稳定运行后再继续降低负荷；

（7）机组继续以每分钟≯2MW/min 的速度降低负荷至 50MW，负荷每下降 2.5MW，稳定运行 30min，保持 2 台磨煤机运行，检查设备状况、汽水系统、煤粉着火和燃烧情况，对有关参数进行记录，确认能够稳定带该负荷的情况下进行试验测试工作。

（8）机组负荷降至 45MW，稳定运行不小于 2 小时或确认燃烧参数达到稳定后，试验结束，机组交运行正常调节。

（9）在降负荷过程中应密切监测炉膛内燃料的着火情况、炉膛负压、过量空气系数、磨煤机参数、给水流量、过热器、再热器各段温度的变化及过热器、再热器、水冷壁等受热面壁温变化，在每级试验时，均需观测和记录各主要运行参数。

试验期间重点监视机组运行参数包括：

炉膛负压设定：-80Pa~-100Pa；炉膛压力波动范围：-200Pa~+200Pa；

主蒸汽温度：500℃~540℃；

再热蒸汽温度：500℃~540℃；

运行氧量：4.0~7.0%左右；

热一次风压：8~10kPa、保持稳定；

磨煤机进出口差压：5.0kPa 以内；

试验中应维持锅炉炉膛压力波动不大；燃烧稳定、不打闪；火焰检测正常。如在试验期间任何一步，锅炉出现燃烧不稳定或炉膛负压波动大幅增大（火焰电视忽闪忽暗，负压波动超过 200Pa）或以上参数超出其限值波动范围并急剧变化等异常情况，运行人员应立即投人等离子点火装置稳定锅炉燃烧，由试验指挥组决定是否继续试验，并决定最低试验负荷。

（10）终止试验的条件：

- 单层燃烧器若出现 3 支以上火焰检测器闪动过大或强度过低；
- 锅炉过热蒸汽或再热蒸汽低于 400℃，且无法进行有效调节；
- 炉膛负压波动过大，±200Pa；
- 受热面壁温严重超温；
- 环保指标超过排放限值；
- SCR 入口烟气温度低于 300℃；
- 其他严重威胁机组安全运行的因素出现。

4.2 试验风险评估及安全技术措施

1）管理措施及试验前应具备的条件

(1) 进行最低稳燃试验前，对炉膛进行一次吹灰，以防止负荷降到低负荷时炉膛温度变化，引起大渣块掉下对炉内燃烧工况产生较大的扰动。

(2) 试验前应检查全炉膛灭火、炉膛压力高、炉膛压力低等锅炉主保护正常投入，机组主要辅机保护试验可靠。

(3) 试验前对等离子点火系统进行一次全面检查，确保试验过程中因低负荷出现燃烧不稳时能可靠投运。

(4) 对火检测装置进行一次全面检查，防止运行燃烧器测不到火焰。

(5) 试验前应逐台对磨煤机落煤管进行清理，确保试验期间不发生堵落煤管事故，同时必要时配备现场清理落煤管人员，发生落煤管堵管后及时处理。

(6) 对磨煤机进行检查，保持相邻 3 台和 2 台磨煤机运行。

(7) 当班值长必须严格执行掺烧计划，掌握上煤情况及煤质情况，对于上煤方式及煤质变化及时通知各主值，以便提前做好事故预想，避免发生制粉系统满煤、堵管、爆燃等异常事件。

(8) 加强运行机组管控，对运行机组采取有效的隔离措施，同时加强公用系统作业管理，尤其是与运行机组关联部分。

(9) 减少一切不必要操作，各项操作必须升级管控。

(10) 出现影响机组负荷或危及机组安全运行的缺陷时升级管控，消缺过程严格执行到位管理规定，必要时停止试验恢复机组正常运行方式。

(11) 机组进行低负荷运行期间，运行人员重点做好以下曲线、参数的监视：

- 在机组低负荷运行期间，将已做固定的重要调节曲线检查时间由 2 小时/次缩短为 1 小时/次，值长做好督促检查。
- 重要参数如锅炉给水流量、总风量、总燃料量、炉膛负压做成固定曲线，投放到主控大屏上，实时监视变化趋势。

(12) 锅炉本体所有人孔、看火孔应关严，试验期间每 2 小时对捞渣机检查一次，确保炉底水封正常，防止大量漏入冷风，恶化锅炉燃烧。

(13) 汽轮机组、凝汽器、真空泵、凝结水泵、循环水泵、加热器、除氧器及相关设备处于正常运行状态，并能长期稳定运行。

(14) 锅炉各辅机、系统调整门应能正常调整，且灵活可靠。

(15) 各个风机能够适应低负荷运行，不发生喘振。

2）技术措施

(1) 试验进行前按照试验要求配煤（准东：低钠=45:55），试验期间保持煤种相对稳定。

(2) 确认各主要系统的自动控制系统调节正常，主要包括：一次风系统、送引风机系统及给水系统与各辅助风门挡板调整正常。

(3) 控制磨煤机出口温度在 60℃左右。

(4) 进行低负荷运行期间，停止锅炉吹灰，当机组负荷低于 60MW 时，禁止制粉系统切换（制粉系统故障及需进行检修情况除外）。

(5) 保持 3 套和 2 套制粉系统运行，应控制各层煤量均等。

(6) 降负荷期间，应密切注意监视锅炉给水流量的变化在正常范围内。

(7) 试验中，机组负荷、主蒸汽压力、主蒸汽温度、再热蒸汽温度等参数保持稳定，运行人员在试验过程中加强监督，确保机组安全稳定运行。

(8) 控制好风、煤、水比例，并加强对风机、磨煤机的监视。

(9) 机组低负荷运行时监视锅炉 SCR 区域入口烟温变化情况，当烟温低于 300℃时暂停试验。

(10) 试验期间出现异常情况，立即终止试验，及时投运等离子点火系统。如锅炉灭火，运行人员按运行规程自行处理。

(11) 参与试验的人员应严格遵守电力公司以及电厂的《安全规程》及相关规定，工作时注意个人人身安全及设备安全。

(12) 在进行试验准备工作及试验过程中，应注意脚下孔洞、沟道，避免跌落受伤。工作现场必须佩带安全帽和耳塞。

(13) 非工作需要，应尽量避免在主蒸汽管道、高压给水管道、抽汽管道、疏水等高温、高压管道的法兰、阀门及压力容器的水位计等处长期停留，防止烫伤。必须在以上等处工作时，应加快速度，尽快离开。

(14) 试验人员不得触动运行设备，尽量远离旋转设备，记录时应注意避免无意触动控制开关或按钮。试验时如发现设备故障或异常情况，应立即报告运行人员，尽早处理。

(15) 试验期间如机组发生异常，运行人员按运行规程进行相应处理，必要时终止试验；试验期间任何引起机组工况变化的操作（如水泵的切换，再循环门的开启等）均应及时通知西安热工研究院有关试验负责人员。

5 测试仪器

表 5-1 列出了试验所用的主要仪器设备。表中的各仪器设备均经过法定计量部门检定，在检定（校准）有效期内。

表 5-1 试验设备及用途

编号	仪器	型号	测试对象
1.	综合烟气分析仪	TESTO-340	烟气成分分析
2.	烟气前处理箱	PSS2	烟气前处理
3.	热电偶及测温仪表		温度测量
4.	红外高温仪	MSY180	炉膛温度测量

6 试验结果与分析

6.1 试验期间煤质

试验期间 1 号炉燃用准东煤与乌鲁木齐周边低钠煤的混煤，准东煤比例约 47%，主要煤质参数见表 6-1。

表 6-1 试验期间入炉煤主要煤质参数

检测项目	符号	单位	1 号炉入炉煤
全水分	M_t	%	15.8
空气干燥基水分	M_{ad}	%	9.05
收到基灰分	A_{ar}	%	18.67
干燥无灰基挥发分	V_{daf}	%	38.13
收到基碳	C_{ar}	%	51.49
收到基氢	H_{ar}	%	3.02
收到基氮	N_{ar}	%	0.60
收到基氧	O_{ar}	%	9.85
全硫	$S_{t,ar}$	%	0.57
收到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	20.14
收到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	MJ/kg	19.15

6.2 48%额定负荷试验

不投油最低稳燃负荷试验于 2018 年 9 月 7 日进行，机组负荷降低到 70MW 左右开始试验，实际试验负荷 72MW，约为额定负荷的 48%，接近锅炉设计最低稳燃负荷（45%额定负荷），试验期间表盘参数见附录一。

72MW 负荷时锅炉主要运行参数见表 6-2，试验期间锅炉等离子点火系统及燃油系统退出运行，锅炉火检信号稳定，就地观火发现燃烧器喷口着火稳定，锅炉主要燃烧参数正常，锅炉在此负荷下可稳定燃烧，具备进一步降低负荷的能力。

表 6-2 锅炉 72MW 负荷时主要运行参数

项目	单位	数值	项目	单位	数值
机组负荷	MW	72	B 一次风机电流	A	24.9
主汽温压力	MPa	6.7	A 引风机开度	%	62
主汽温度	℃	440	A 引风机电流	A	77.4
过热器减温器量	t/h	22	B 引风机开度	%	57

给水温度	℃	210	B 引风机电流	A	79.6
给煤量	t/h	41.7	空预器出口二次风温	℃	265
总风量	KNm³/h	375	空预器出口一次风温	℃	285
屏过出口烟温	℃	570	排烟温度	℃	150
炉膛负压	Pa	-50	A 磨煤量	t/h	16.6
运行氧量	%	7.3	A 磨一次风量	KNm³/h	31.5
SCR 入口烟温	℃	295	A 磨风粉混合温度	℃	62
SCR 入口 NOx 浓度	mg/m³	428	B 磨煤量	t/h	15.4
A 送风机开度	%	45	B 磨一次风量	KNm³/h	29.1
A 送风机电流	A	23.3	B 磨风粉混合温度	℃	61
B 送风机开度	%	35	C 磨煤量	t/h	9.7
B 送风机电流	A	22.4	C 磨一次风量	KNm³/h	27.6
A 一次风机电流	A	23.9	C 磨风粉混合温度	℃	73

6.3 40%额定负荷试验

72MW 负荷稳定运行超过 2 小时后，继续降低机组负荷到 60MW 左右（约 40%额定负荷）进行测试。试验期间锅炉主要运行参数见表 6-3，锅炉等离子点火系统及燃油系统退出运行，锅炉火检信号稳定，就地观火发现燃烧器喷口着火稳定，锅炉主要燃烧参数正常，锅炉在此负荷下可稳定燃烧，具备进一步降低负荷的能力。

表 6-3 锅炉 60MW 负荷时主要运行参数

项目	单位	数值	项目	单位	数值
机组负荷	MW	60	B 一次风机电流	A	24.5
主汽温压力	MPa	6.0	A 引风机开度	%	60
主汽温度	℃	432	A 引风机电流	A	76.4
过热器减温器量	t/h	18	B 引风机开度	%	57
给水温度	℃	207	B 引风机电流	A	78.1
给煤量	t/h	39.5	空预器出口二次风温	℃	261
总风量	KNm³/h	370	空预器出口一次风温	℃	282
屏过出口烟温	℃	557	排烟温度	℃	147
炉膛负压	Pa	-80	A 磨煤量	t/h	16.5
运行氧量	%	7.2	A 磨一次风量	KNm³/h	26.5

SCR 入口烟温	℃	293	A 磨风粉混合温度	℃	60
SCR 入口 NOx 浓度	mg/m³	448	B 磨煤量	t/h	14.7
A 送风机开度	%	43	B 磨一次风量	KNm³/h	26
A 送风机电流	A	23	B 磨风粉混合温度	℃	59
B 送风机开度	%	35	C 磨煤量	t/h	8.1
B 送风机电流	A	22.2	C 磨一次风量	KNm³/h	39
A 一次风机电流	A	23.6	C 磨风粉混合温度	℃	72

6.4 36%额定负荷试验

60MW 负荷稳定运行超过 2 小时后，继续降低机组负荷到 55MW 左右（约 37%额定负荷）进行测试，实际试验负荷 54.2MW（约 36%额定负荷）。

试验期间锅炉主要运行参数见表 6-4，锅炉等离子点火系统及燃油系统退出运行，锅炉火检信号偶有闪烁但总体稳定，锅炉主要燃烧参数正常，就地观火发现燃烧器喷口着火稳定，锅炉在此负荷下可稳定燃烧。

表 6-4 锅炉 54MW 负荷时主要运行参数

项目	单位	数值	项目	单位	数值
机组负荷	MW	54.2	B 一次风机电流	A	22.1
主汽温压力	MPa	5.2	A 引风机开度	%	61
主汽温度	℃	421	A 引风机电流	A	76.6
过热器减温器量	t/h	17	B 引风机开度	%	55
给水温度	℃	202	B 引风机电流	A	75.8
给煤量	t/h	24.5	空预器出口二次风温	℃	264
总风量	KNm³/h	312	空预器出口一次风温	℃	286
屏过出口烟温	℃	543	排烟温度	℃	150
炉膛负压	Pa	-70	A 磨煤量	t/h	17.9
运行氧量	%	9.5	A 磨一次风量	KNm³/h	26.3
SCR 入口烟温	℃	290	A 磨风粉混合温度	℃	65
SCR 入口 NOx 浓度	mg/m³	456	B 磨煤量	t/h	16.6
A 送风机开度	%	36	B 磨一次风量	KNm³/h	24
A 送风机电流	A	19.5	B 磨风粉混合温度	℃	59
B 送风机开度	%	30	C 磨煤量	t/h	

B 送风机电流	A	20.4	C 磨一次风量	KNm^3/h
A 一次风机电流	A	22.4	C 磨风粉混合温度	℃

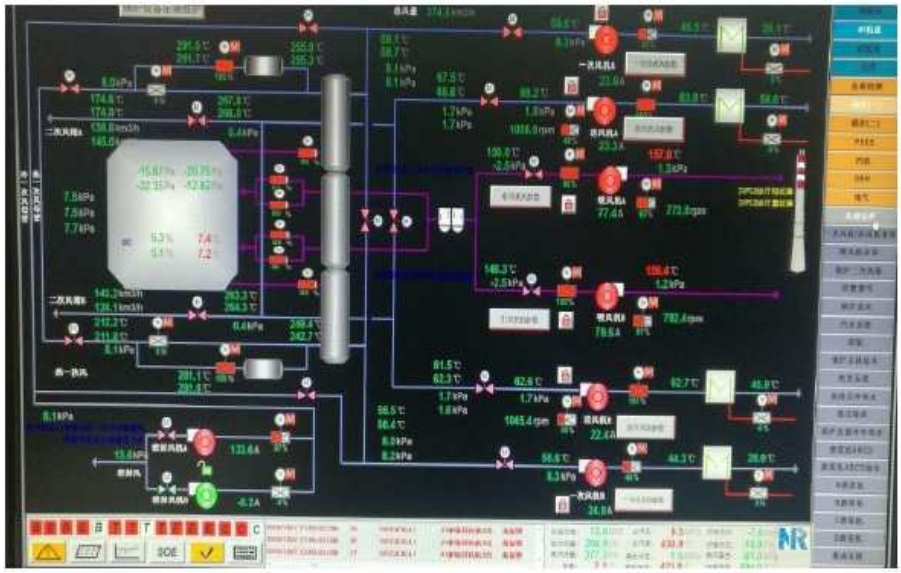
36%额定负荷时锅炉主汽温及再热汽温为420℃左右，已经偏低。该负荷时虽火检信号总体稳定但个别角已偶有波动，SCR 系统进口烟温已经低于最低喷氨温度要求，综合上述现象，锅炉不具备进一步降低负荷的能力，锅炉最低稳燃负荷为 36%额定负荷。

7 结论

1）对锅炉 48%、40%、36%额定负荷时的运行状态进行了测试，三个负荷下锅炉燃烧系统运行总体稳定，但进一步降低负荷时锅炉有燃烧不稳或灭火隐患，试验结果显示锅炉最低稳燃负荷为 36%额定负荷。

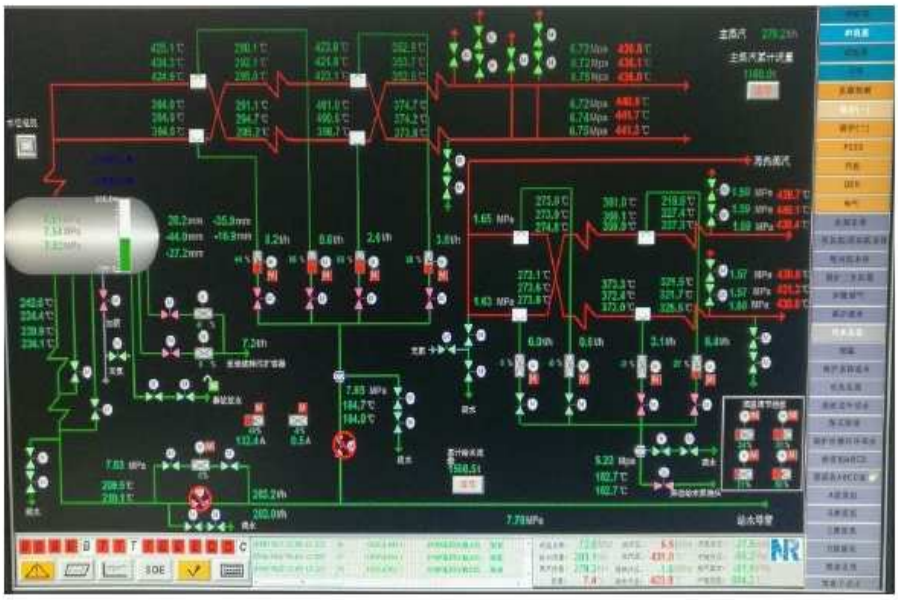
2）锅炉负荷低于 48%后 SCR 系统烟温已经低于 SCR 系统最低喷氨温度要求，SCR 系统无法正常投运，需要通过改造提高低负荷时 SCR 系统烟温以满足全工况脱硝要求。

附录 1：48%负荷时锅炉主要运行参数

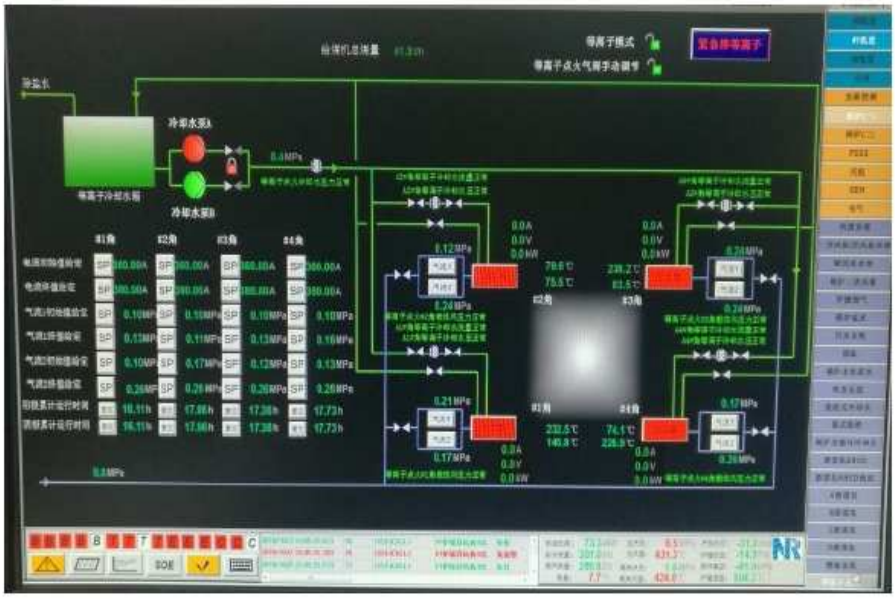


附 1-1　风烟系统总图

附 1-2　锅炉烟气系统图



附 1-3　锅炉给水减温系统图

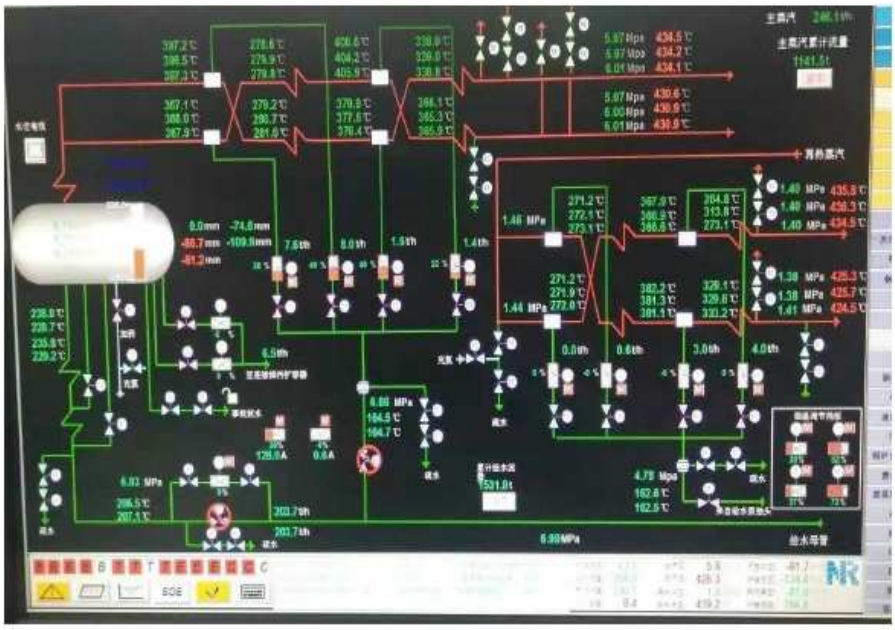


附 1-4　等离子点火系统

附录 2：40%负荷时锅炉主要运行参数

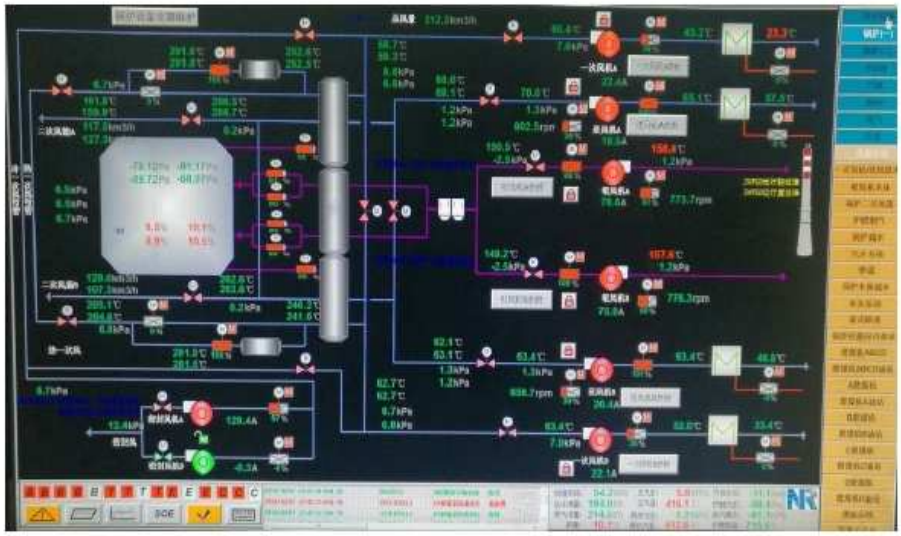
附 1-1　锅炉烟气系统图

附 1-2　风烟系统总图



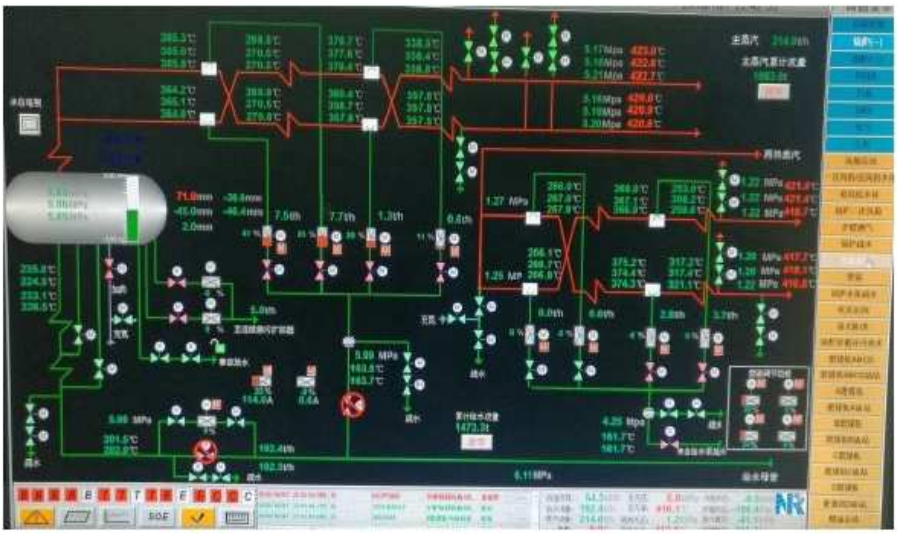
附 1-3　锅炉给水减温系统图

附录 3：36%负荷时锅炉主要运行参数



附 1-1　风烟系统总图

附 1-2　炉膛烟气系统



附 1-3　锅炉给水减温系统图

附 1-4　等离子点火系统退出

附 1-5　A 磨煤机系统

附 1-6　B 磨煤机系统

经营方针

以人为本　　规范诚信

求实创新　　追求卓越

西安热工研究院有限公司部门联系电话

院长工作部	029-82001181	82001182
科研管理部	029-82001050	82001051
市场部	029-82001501	82001502
研发中心	029-82001188	82001220
节能减排技术中心	029-82001301	82001302
煤粉锅炉技术部	029-82001669	82001655
锅炉设备及环保事业部	029-82001666	82001688
苏州锅炉燃烧及环保技术部	029-82001666	82001699
燃料与燃烧试验室	029-82001666	82001616
电站性能技术部	029-82002989	82001901
汽轮机及热力系统技术部	029-82001302	82001305
燃气轮机技术部	029-82001158	
电站化学技术部	029-82002201	82002202
电站水处理技术部	029-82002101	82002102
电站材料技术部	029-82002701	82002702
电站技术监督部	029-82002801	82002802
电站建设技术部	029-82002566	82002567
电站调试技术部	029-82002606	82002608
电站信息技术研究中心	029-82002622	82002625
电站信息及监控技术部	029-82002622	82002625
自动化技术研究中心	029-82002001	82002002
现场总线与控制技术部	029-82002003	82002005
自动化工程与仿真技术部	029-82002002	82002004
北京自动控制技术部	010-89181301	010-89181306
电气技术中心	029-82001322	
西安西热锅炉环保工程有限公司	029-82001666	82001699
西安西热节能技术有限公司	029-82001303	82001308
西安西热水务环保有限公司	029-82002101	82002102
西安西热电站化学科技有限公司	029-82002201	82002202
西安西热控制技术有限公司	029-82002001	82002002
西安西热电站信息技术有限公司	029-82002622	82002625
北京华能新锐控制技术有限公司	010-89181301	010-89181306
苏州西热节能环保技术有限公司	0512-68418893	0512-68098697
西安热工研究院传真	029-83238818	
科研管理部传真	029-82001068	
市场部传真	029-82001508	
客户服务电子邮箱	market@tpri.com.cn	

TPRI 西安热工研究院有限公司
THERMAL POWER RESEARCH INSTITUTE
地址：西安市雁翔路 99 号博源科技广场 A 座　邮编：710054
传真：(029)83238818　网址：www.tpri.com.cn

(技术报告应加盖西安热工研究院有限公司技术报告专用章)

附件二　　超低排放认定文件

2018年05月05日 星期六　设为首页 | 收藏本站 | 无障碍浏览 | 政务邮箱 | 网站地图 | RSS

新疆维吾尔自治区环境保护厅

XINJIANG DEPARTMENT OF ENVIRONMENTAL PROTECTION

生态优先　绿色发展

首页 | 走进环保 | 环境质量 | 污染防治 | 生态保护 | 信息公开 | 网上办事 | 政民互动 | 监督执纪

当前位置：首页 > 信息公开 > 环保厅公文公告 > 重要通知

能达到超低排放水平的燃煤机组名单公示（2018年第一批）

来源：　作者：王芸 时间：2018年03月27日　点击量：588

根据自治区环保厅《关于做好燃煤发电机组超低排放改造项目评估监测工作的通知》（新环发（2016）389号）和《关于规范申报燃煤发电机组超低排放水平认定材料的通知》（新环发（2017）255号）的相关要求，项目建设单位向我厅报送了超低排放改造机组的相关材料。实施超低排放改造后的机组在污染防治设施正常运行的情况下，在基准氧含量6%的条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10毫克/立方米、35毫克/立方米、50毫克/立方米，能达到燃煤发电机组超低排放水平。现将能达到超低排放水平的燃煤机组名单进行公示。

附件：

能达到超低排放水平的燃煤机组名单公示

序号	达到超低排放水平的燃煤机组

续附件二

超低排放认定文件

6%的条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10毫克/立方米、35毫克/立方米、50毫克/立方米，能达到燃煤发电机组超低排放水平。现将能达到超低排放水平的燃煤机组名单进行公示。

附件：

能达到超低排放水平的燃煤机组名单公示

序号	达到超低排放水平的燃煤机组
1	国网能源和丰煤电有限公司2号机组（300MW）
2	华电新疆发电有限公司红雁池电厂2号机组（200MW）
3	新特能源股份有限公司自备热电厂1号、2号机组（2×350MW）
4	新疆众和股份有限公司自备电厂1号、2号机组（2×150MW）
5	新疆中泰化学阜康能源有限公司热电厂1号、2号机组（2×150MW）
6	神华神东电力新疆准东五彩湾发电有限公司1号机组（350MW）
7	国投哈密发电有限公司1号机组(660MW)
8	国网能源阜康发电有限公司2号机组（150MW）
9	新疆嘉润资源控股有限公司自备电厂1号、3号机组（2×350MW）

新疆维吾尔自治区环境保护厅

2018年3月27日

附件三 **机组并网证明**

关于泰睿电厂运行方式的说明

国网新疆电力有限公司调度控制中心：

泰睿电厂 150MW #1 机组于 2018 年 9 月 7 日 18 时 25 分停机与系统解列，实施全工况脱硝改造工作。现机组改造工作已结束，并于 2018 年 10 月 7 日 06 时 59 分锅炉点火，13 时 51 分恢复并网运行。

特予以说明。

泰睿电厂

2018 年 10 月 7 日

电力调度通信中心调度计划业务专用章

附件四　　全工况脱硝改造合同

2070GC1806-007

新疆中泰化学阜康能源有限公司
热电厂 1 号 540t/h 锅炉大比例燃用准东煤
与烟气旁路改造工程

EPC 项目总承包合同

发包人：　新疆中泰化学阜康能源有限公司
承包人：　西安热工研究院有限公司
签订地点：

东煤及烟气旁路改造工程

资金来源：技措资金。

第二条 工程总承包范围

总承包范围：1号540t/h锅炉大比例掺烧准东煤及烟气旁路改造工程项目的EPC工程总承包，总承包范围从初步设计开始至投运为止。

详细范围：

1. 空预器改造：新增一次风空预器本体、风门挡板（及其执行机构）、风温测量装置、风道、悬吊装置、膨胀节及附件等。

2. 吹灰器：墙式吹灰器、长伸缩式吹灰器、耙式吹灰器、附属的蒸汽和疏水管道、阀门、控制柜、动力柜、支撑平台、支吊架，以及穿越二次风箱的开孔等。新增吹灰器范围内水冷壁、过热器的防磨喷涂或护瓦保护。

3. 烟气旁路：烟道、调节挡板（及其执行机构）、悬吊装置、膨胀节及其附件等。

4. 水冷壁：吹灰器安装孔、烟气旁路开孔。

5. 上述改造范围内的电气、仪表及控制：控制柜、测量与控制仪表及其附属设备、设施，电缆及其附属设施（电缆桥架）、控制用气源管道等，并由承包方施工、调试。

6. 附属系统：锅炉本体钢梁、支吊架、楼梯平台、检修起吊设施、防腐、浇注料和油漆等。

7. 其它：工程的细节设计、设备制造(含现场制作)、设备及材料供货、运输、安装工程（含对原系统设备的拆除、安装、调试）、指导监督、技术服务、人员培训、调试、试验（含改造过程中所需各种数据测试并提供相关数据分析报告、空气动力场试验、制粉系统调整试验、燃烧优化试验、准东煤掺烧试验等）及整套系统的性能保证和售后服务等，并保证该全套工程的安全实施不会对环境造成不良影响。

8. 在改造界限内所有工作均由承包人负责完成，无论何时发现缺项、漏项，承包人均应无条件补足。

第三条 主要里程碑：

合同生效日期：合同文本签订日为合同生效起始日

合同启动日期： 实际以批准的开工报告日期为准

最终接收日期：2018年____月____日

质量保证期：1号540t/h锅炉改造后，正式投运之日起持续1年。

合同工期：1号540t/h锅炉根据发包人停炉后交付施工单位起30天。

第四条 合同价款

合同暂定总金额（含税价）（大写）：[illegible]（人民币），

（小写）：____万元（人民币）。

其中设计费固定价____万元（人民币）；设计费包含内容详见合同附件九；

设备及材料购置费固定价____万元（人民币）；

建安工程费暂估价____万元（人民币）。建安工程费具体由工程完工后发包方最终审定价格为准。（具体结算办法详见合同附件八）。

本合同包含完成本工程所需的人工费、材料费、机械费、措施费、管理费、利润、规费、税金及风险因素在内的一切费用。无论投标报价各分项是否详尽或遗漏，发包人都有理由认为，承包人的报价都涵盖了本工程范围内的所有工作内容。（结算时如存在未按技术要求提供的设备及材料，对未提供部分按投标时单价予以扣除，非发包人原因导致设备及材料供货增加，造成设备材料费增加的费用不予计取）。建安工程部分最终结算价格如超出建安工程费暂估价10%以上，超出部分不予记取。

第五条 合同附件

合同附件：是构成合同整体的有机组成。

第六条 其他

本协议书中有关词语的含义与合同通用条款中赋予的定义与解释相同。

第七条合同生效

本合同经双方法定代表人（负责人）或授权代表签字并加盖双方公章（或合同专用章）后生效。

发包方名称：（盖章）新疆中泰化学阜康能源有限公司	总承包方名称：（盖章）西安热工研究院有限公司
法定代表（负责）人：	法定代表（负责）人：
委托代表人：	委托代表人：
经 办 人：	经 办 人：
税 号：	税 号：916100004372015347
开 户 银 行：	开户银行：中行西安金花北路支行
账 号：	账 号：102400212677
电 话：	电 话：029-82001695/18091864584
传 真：	传 真：029-82001801
邮 政 编 码：	邮政编码：710032
年 月 日	年 月 日

附件五

1 号炉脱硝运行日报表

1 号 炉 脱 硝 运 行 日 报 表

报表日期：2018 年 10 月 07 日

项目		时间	18:40	18:50	19:00	19:10	19:20	19:30	19:40	19:50	20:00	20:10	20:20	20:30
A 侧脱硝系统入口	锅炉负荷	MW	43.83	43.64	43.87	43.68	43.33	43.49	44.15	43.10	43.63	43.34	44.03	48.28
	O_2 含量	%	10.47	11.21	10.79	11.23	11.23	11.51	10.48	11.79	10.76	11.31	10.37	8.92
	NOx 含量	mg/Nm³	526.17	598.67	570.23	575.62	594.40	579.23	530.90	638.45	575.35	607.89	550.38	451.37
	温度	℃	323.52	324.55	324.59	324.82	324.55	324.51	324.73	324.55	324.69	324.29	325.14	326.23
A 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm³/h	1334.09	1331.18	1327.13	1330.02	1328.76	1328.09	1327.03	1325.85	1327.34	1323.13	1315.85	1325.44
	供 NH_3 流量	Nm³/h	34.03	34.33	34.06	32.30	31.62	30.64	31.39	31.06	31.55	33.82	33.83	33.76
	供氨温度	℃	38.06	38.06	38.20	38.38	38.52	38.57	38.71	39.17	39.36	40.06	39.82	39.50
	供氨压力	MPa	0.33	0.32	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33	0.32	0.32	0.33
	脱硝效率	%	—	—	—	—	—	—	77.48	90.41	94.10	94.91	94.19	93.91
A 侧脱硝系统出口	温度	℃	314.30	315.50	316.34	317.19	317.76	317.98	318.39	318.65	318.92	319.36	319.36	319.68
	NH_3 含量	ppm	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	O_2 含量	%	21.13	18.72	12.92	13.31	13.31	13.31	12.56	13.45	12.42	12.87	12.09	10.92
	NOx 含量	mg/Nm³	—	—	—	—	—	—	35.90	40.76	41.92	37.38	34.53	27.11
B 侧脱硝系统入口	O_2 含量	%	12.64	13.54	13.12	13.22	12.92	13.11	12.40	13.23	12.46	12.85	12.33	10.93
	NOx 含量	mg/Nm³	535.68	604.14	582.26	600.14	605.14	580.54	544.15	651.28	577.12	623.69	559.64	451.55
	温度	℃	327.35	326.36	326.08	325.66	326.13	326.32	326.46	326.27	325.66	326.32	325.80	326.56
B 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm³/h	1267.01	1261.23	1260.91	1262.54	1262.08	1263.12	1260.44	1259.19	1257.63	1256.21	1253.34	1259.22
	供 NH_3 流量	Nm³/h	31.33	34.29	34.19	32.37	31.08	31.07	31.44	31.26	31.46	33.93	34.36	34.28
	供氨温度	℃	38.06	38.06	38.20	38.38	38.52	38.57	38.71	39.17	39.36	40.06	39.82	39.50
	供氨压力	MPa	0.33	0.32	0.32	0.33	0.33	0.33	0.33	0.32	0.33	0.32	0.32	0.33
	脱硝效率	%	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	94.19	93.91
B 侧脱硝系统出口	温度	℃	303.16	303.48	303.48	303.30	303.39	303.52	304.15	304.01	303.66	303.31	303.44	303.26
	NH_3 含量	ppm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O_2 含量	%	12.46	13.02	12.86	19.28	20.95	20.96	20.98	20.91	12.99	12.95	12.78	11.58
	NOx 含量	mg/Nm³	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	29.68	27.37
	班组：—	抄表人：唐凯			班组：—	抄表人：唐凯			班组：—	抄表人：唐凯			班组：—	抄表人：唐凯

1 号炉脱硝运行日报表

报表日期：2018 年 10 月 07 日

项目		时间	20:40	20:50	21:00	21:10	21:20	21:30	21:40	21:50	22:00	22:10	22:20	22:30
A 侧脱硝系统入口	锅炉负荷	MW	50.99	52.94	52.14	53.07	52.50	53.86	53.82	53.99	53.65	53.77	53.99	54.77
	O_2 含量	%	10.00	9.49	10.68	10.07	10.15	10.03	9.80	9.36	9.94	9.59	9.89	9.45
	NOx 含量	mg/Nm³	511.53	492.46	572.10	525.07	550.79	504.27	469.66	438.55	495.83	482.92	470.47	433.33
	温度	℃	326.37	325.19	317.73	305.17	308.90	311.56	312.63	313.78	315.77	316.49	317.59	317.51
A 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm³/h	1325.69	1323.96	1268.68	1256.47	1261.76	1259.87	1262.88	1263.40	1264.89	1267.09	1268.43	1268.22
	供 NH_3 流量	Nm³/h	33.57	33.53	34.06	33.70	39.48	34.70	34.40	43.37	40.86	40.86	40.60	40.51
	供氨温度	℃	39.36	39.08	38.99	39.59	39.59	39.54	39.45	39.41	39.17	38.99	38.71	38.43
	供氨压力	MPa	0.32	0.33	0.33	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.33	0.33	0.33	0.32
	脱硝效率	%	94.88	94.60	93.44	91.05	92.56	88.65	92.33	85.69	90.85	86.74	86.15	89.24
A 侧脱硝系统出口	温度	℃	320.52	320.83	321.05	316.70	310.81	309.57	309.17	309.35	309.52	310.10	310.45	310.72
	NH_3 含量	ppm	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01	0.01
	O_2 含量	%	11.67	11.16	11.87	11.10	10.01	10.63	10.84	10.01	10.54	10.33	10.23	10.23
	NOx 含量	mg/Nm³	24.52	24.42	37.95	52.24	43.46	78.56	38.09	93.03	55.05	90.15	87.75	52.09
B 侧脱硝系统入口	O_2 含量	%	11.28	11.01	11.08	10.46	10.74	10.33	10.78	10.43	11.03	10.86	11.37	10.98
	NOx 含量	mg/Nm³	523.01	496.58	591.32	535.95	589.90	515.58	537.42	497.38	564.76	541.47	481.21	447.17
	温度	℃	330.29	331.24	331.76	323.14	324.96	327.13	327.27	327.32	326.65	325.48	325.05	324.61
B 侧脱硝系统	稀释风流量	Nm³/h	1259.15	1255.38	1203.99	1187.86	1194.38	1194.16	1196.67	1197.72	1196.47	1198.13	1199.19	1198.27
	供 NH_3 流量	Nm³/h	34.41	33.94	34.57	34.35	40.68	34.95	34.92	39.93	40.45	40.42	40.30	39.77
	供氨温度	℃	39.36	39.08	38.99	38.99	39.59	39.59	39.54	39.45	39.41	39.17	38.71	38.43
	供氨压力	MPa	0.32	0.33	0.33	0.32	0.32	0.32	0.32	0.32	0.33	0.33	0.33	0.32
	脱硝效率	%	94.88	94.60	93.44	91.05	92.56	88.65	92.33	85.69	90.85	86.74	86.15	89.24
B 侧脱硝系统出口	温度	℃	303.40	304.11	305.35	305.75	302.34	302.34	302.96	303.89	303.75	303.54	303.58	303.45
	NH_3 含量	ppm	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	O_2 含量	%	11.95	11.78	11.54	11.41	11.70	11.19	11.86	11.41	11.73	11.66	11.84	11.28
	NOx 含量	mg/Nm³	28.52	28.91	38.78	42.23	40.47	36.55	39.25	37.34	41.58	41.88	43.17	42.16
	班组：一	抄表人：唐凯			班组：一	抄表人：唐凯		班组：一	抄表人：唐凯		班组：一	抄表人：唐凯		

附件六

1 号机组总排口运行记录

1 号机组总排口运行记录

序	项目	单位	记录时间											
			18:40	18:50	19:00	19:10	19:20	19:30	19:40	19:50	20:00	20:10	20:20	20:30
1	氧量 O_2	%	11.26	11.13	10.98	11.34	10.34	10.78	10.62	11.13	10.78	10.82	10.83	10.64
2	烟温	℃	48.7	48.7	48.9	48.8	48.8	48.9	49.0	48.9	49.1	49.0	49.1	49.2
3	NOx 折算值	mg/ Nm^3	33.7	32.6	47.6	45.3	31.7	33.2	29.8	30.3	31.4	32.7	32.1	30.6

记录人：唐凯　　班组　一

附件六

1 号机组总排口运行记录

1 号机组总排口运行记录

序	项目	单位	记录时间											
			20:40	20:50	21:00	21:10	21:20	21:30	21:40	21:50	22:00	22:10	22:20	22:30
1	氧量 O_2	%	10.48	10.63	11.02	11.74	11.23	10.89	10.78	10.82	10.54	10.32	10.41	10.26
2	烟温	℃	49.4	49.3	49.5	49.5	49.6	49.9	49.9	50.1	50.0	50.0	50.1	50.1
3	NOx 折算值	mg/ Nm^3	31.2	29.8	27.3	24.9	23.2	26.7	25.6	27.1	24.3	23.4	21.9	22.1

记录人：唐凯　　班组 一

附件七　　1 号机组评估检测报告

恒盛益达
HENGSHENGYIDA

183120250002

报告编号：HSYD-JCBG-2018-010

检测报告

项目名称：新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组全工况脱硝检测

锅炉型号：HX-540/13.91-Ⅱ1

委托单位：新疆中泰化学阜康能源有限公司

委托单位地址：昌吉州阜康市准格尔路 3188 号

测试日期：2018 年 10 月 7 日

乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司

2018 年 10 月 15 日

注 意 事 项

1.本检测报告的著作权属乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司，未经我公司的书面许可，任何单位与人员不得部分复制本报告或擅自公开发表；

2.凡注明了密级的检测报告，任何部门与人员均不得私自对外提供，不得复制；

3.无乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司检测报告专用章的报告，不属我公司的正式检测报告；

4.对本检测报告有异议者，请与乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司联系。

单位地址：新疆乌鲁木齐市新市区北京中路东一巷 13 号
华联大厦 1 栋 B 座 14B 室
电　　话：0991-3654786
传　　真：0991-3654786
邮　　箱：hsyddl@163.com
邮　　编：830011

一、检测综合报告

报告编号：HSYD-JCBG-2018-010

项目名称	新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组全工况脱硝检测		
机组编号	1 号机组	锅炉型号	HX-540/13.91-Ⅱ1
测试地点	昌吉州阜康市准噶尔路 3188 号	测试时间	2018.10.07
测试样品	烟气及有组织废气		
测试依据	1、《电站锅炉性能试验规程》 GB10184-2015； 2、《固定污染源废气氮氧化物的测定非分散红外吸收法》HJ 692-2014； 3、《固定污染源废气氮氧化物的测定定点位电解法》HJ 693-2014。		
测试说明	1、 测试参数为温度及 NOx 排放浓度。 2、 测试工况为 30%电负荷及锅炉最低稳燃工况。 3、 其他需要说明的内容：无 。		

检测结论	SCR 入口烟温（℃）	30%电负荷（甲/乙）：321.7/321.4 锅炉最低稳燃负荷（甲/乙）：343.3/343.9
	SCR 入口 NOx 浓度（mg/Nm^3）	30%电负荷（甲/乙）：579/577 锅炉最低稳燃负荷（甲/乙）：503/502
	SCR 出口 NOx 浓度（mg/Nm^3）	30%电负荷（甲/乙）：30/30 锅炉最低稳燃负荷（甲/乙）：26/27
	净烟气（总排口）NOx 浓度（mg/m^3）	30%电负荷：31 锅炉最低稳燃负荷：26
检测负责人：吕小龙	检测人员：张杰、刘向佰	

编制：吕小龙	日期：2018.10.15	（检测机构检测专用章或公章）
审核：冯妙华	日期：2018.10.15	
批准：邓本强	日期：2018.10.15	

第 1 页 共 13 页

二、概述

新疆中泰化学阜康能源有限公司 2×150MW 机组 1 号锅炉为华西锅炉厂制造，锅炉型号 HX540/13.91-Ⅱ1，锅炉为一次中间再热超高压自然循环汽包炉、π 型布置、单炉膛、燃烧器四角布置，切圆燃烧、平衡通风、固态排渣、采用管式空气预热器。2017 年 2 台机组分别进行了超低排放改造。新疆中泰化学阜康能源有限公司 1 号机组全工况脱硝系统改造方案为：在后包墙的水平低温过热器上方位置处开孔加装旁路烟道抽取高温烟气，出口连接至 SCR 入口烟道，与原锅炉 SCR 入口的低温烟气混合，从而达到提高 SCR 入口烟气温度 310℃以上。旁路烟道设置关断挡板门、调节挡板门，实现 SCR 入口烟气温度可调。

受新疆中泰化学阜康能源有限公司的委托，乌鲁木齐恒盛益达电力技术有限公司于 2018 年 10 月 07 日对 1 号机组进行了全工况脱硝改造项目的检测。

三、检测目的

测试全工况脱硝改造后机组在 30%电负荷和锅炉最低稳燃负荷下的 SCR 入口烟温及脱硫净烟气的 NOx 排放浓度。

四、检测依据

4.1《电站锅炉性能试验规程》 GB10184-2015；

4.2《固定污染源废气氮氧化物的测定非分散红外吸收法》HJ 692-2014；

4.3《固定污染源废气氮氧化物的测定定点位电解法》HJ 693-2014。

五、检测仪器

测试使用的仪器经校验合格。测试使用仪器见表 1。

表 1 测试使用仪器

序	仪器名称	型 号	编号	精度	有效期
1	红外烟气分析仪	Model 3080-15	3080-1017-093	1 级	2018.12.24
2	烟气分析仪	Testo350	02005801	1 级	2019.02.28

3	数字温度测试仪	Testo925	33709022/510	0.1 级	2019.01.21
4	铠装热电偶	E 型	006-010	1 级	2019.03.24
5	NOx 标气(58×10^{-6})	低浓度	AR15022	/	2019.01.10

六、检测条件

6.1 锅炉主要设备处于良好状态，无明显漏风、烟气和蒸汽现象。

6.2 试验测试期间锅炉各参数稳定，炉膛负压表，蒸汽流量等表计能够正常投入并指示正确。

6.3 试验测试期间机组负荷能达到所要求负荷（30%电负荷和锅炉最低稳燃负荷），并能够根据试验的要求随时变化负荷，试验开始后，未进行风压、风量的调整，未进行制粉系统的调整。

6.4 脱硝、脱硫等环保设备运行正常，各类监视表计运行正常，无设备退出运行。

6.5 试验测试开始前，调整到试验工况并保值锅炉各项参数稳定。

七、检测过程及方法

7.1 1 号机组全负荷脱硝改造工程检测验在 30%电负荷及锅炉最低稳燃负荷下进行，检测工况及内容见表 2。

表 2 1 号机组全负荷脱硝改造工程检测工况及内容

日期	时间	工况	负荷	检测内容
2018.10.07	06:57	锅炉点火	/	现场准备，预备性试验
2018.10.07	12:09	汽轮机冲转	/	
2018.10.07	13:55	机组并网	/	
2018.10.07	19:00～20:30	30%电负荷	45.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 NOx、O_2浓度 3、脱硫净烟气 NOx、O_2浓度
2018.10.07	20:40～22:40	最低稳燃负荷	50.0MW	1、脱硝系统入口温度 2、脱硝系统进出口 NOx、O_2浓度 3、脱硫净烟气 NOx、O_2浓度

7.2 脱硝系统检测测点位置见图 1，净烟气测点位置见图 2。

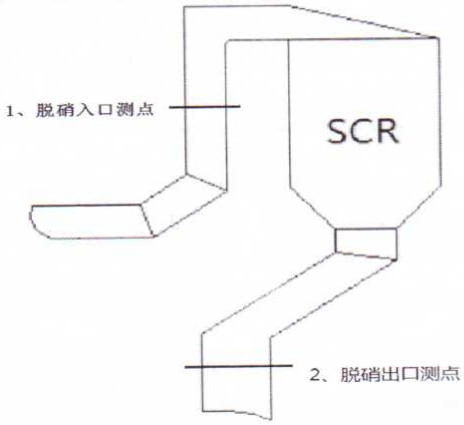


图 1 脱硝系统试验测点位置

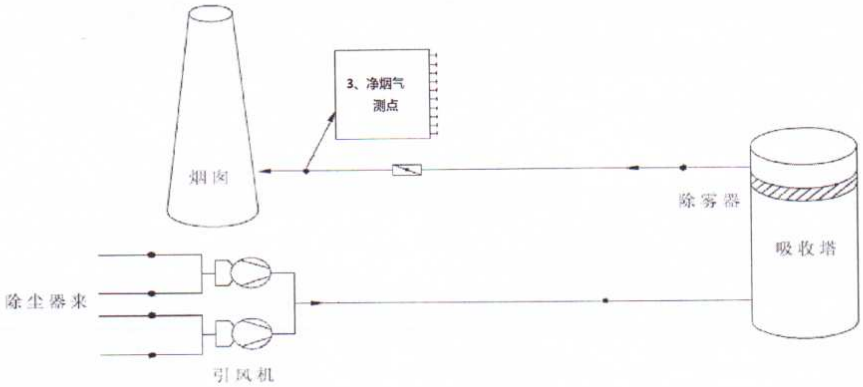


图 2 脱硫净烟气测点位置

7.3 测参数测量

（1）烟气 NOx 与 O_2 含量测量

在每台 SCR 反应器进、口烟道及脱硫塔出口净烟气烟道截面，分别采用网格法布置烟气取样点（脱硝进口 6×8 个点，脱硝出口 6×8 个点，净烟气 3×8 个点）。将烟气经不锈钢管引至烟道外，在经过除尘、除湿、冷却等处理后，最后进入烟气分析仪进行分析。分析烟气中 NOx 与 O_2 含量，由此计算烟气中 NOx 浓度（干基、标态、6% O_2）。

脱硫塔出口净烟气测点为直接测量烟气中 NOx、O_2 浓度。

（2）烟气温度测量

在每台脱硝装置入口烟道截面上，网格法布置 E 型热电偶，采用数字温度测试仪逐点测量各点的烟气温度，各点温度取平均值作为脱硝装置入口烟气温度。

八、检测结果

检测结果见表 3。

表 3　　1 号机组全工况脱硝改造项目检测结果

序	项 目	单位	30%电负荷	锅炉最低稳燃工况
1	SCR 入口烟温甲侧	℃	321.7	343.3
2	SCR 入口烟温乙侧	℃	321.4	343.9
3	SCR 入口 NOx 浓度甲侧（折算值）	mg/Nm^3	579	503
4	SCR 入口 NOx 浓度乙侧（折算值）	mg/Nm^3	577	502
5	SCR 出口 NOx 浓度甲侧（折算值）	mg/Nm^3	30	26
6	SCR 出口 NOx 浓度乙侧（折算值）	mg/Nm^3	30	27
7	脱硫净烟气（总排口）NOx 浓度（折算值）	mg/m^3	31	26

九、附录

附表 A　45.0MW 实测脱硝系统进口烟温

附表 B　50.0MW（低负荷稳燃）实测脱硝系统进口烟温

附表 C　45.0MW 脱硝系统进、出口 NOx 浓度

附表 D　50.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统进、出口 NOx 浓度

附表 E　45.0MW 脱硫净烟气 NOx 浓度

附表 F　50.0MW（低负荷稳燃）脱硫净烟气 NOx 浓度

附表 A

45.0MW 实测脱硝系统进口烟温

序	项目	单位	19:05	19:15	19:25	19:35	19:45	19:55	20:05	20:15
1	甲侧烟温 1	℃	318.7	319.2	319.9	320.7	321.4	322.5	321.4	320.8
2	甲侧烟温 2	℃	320.3	320.2	320.7	321.5	321.6	322.1	320.6	320.7
3	甲侧烟温 3	℃	323.0	323.4	323.1	323.4	322.7	322.6	322.1	321.8
4	甲侧烟温 4	℃	324.1	324.4	323.7	323.5	323.2	323.4	322.8	323.1
5	甲侧烟温 5	℃	322.7	322.4	322.5	324.9	324.2	324.1	323.8	324.6
6	甲侧烟温 6	℃	322.4	322.4	321.3	321.4	321.7	322.4	323.1	322.5
7	甲侧烟温 7	℃	321.3	321.0	320.3	320.7	320.6	320.4	320.1	319.8
8	甲侧烟温 8	℃	320.3	319.4	318.7	318.6	319.7	319.3	318.8	318.4
9	乙侧烟温 1	℃	314.9	315.7	315.6	316.7	317.2	317.4	318.1	318.6
10	乙侧烟温 2	℃	316.7	317.2	317.7	317.9	318.2	318.4	318.6	317.9
11	乙侧烟温 3	℃	319.5	320.7	320.9	321.4	321.3	321.2	322.0	321.5
12	乙侧烟温 4	℃	322.4	322.7	322.5	323.1	323.7	323.4	323.1	322.8
13	乙侧烟温 5	℃	323.9	324.5	324.7	324.9	325.1	326.4	325.1	325.5
14	乙侧烟温 6	℃	326.7	326.1	324.9	324.7	324.6	324.9	325.2	325.4
15	乙侧烟温 7	℃	322.3	322.5	322.4	322.7	322.1	322.4	323.1	322.7
16	乙侧烟温 8	℃	320.1	320.4	319.9	319.6	319.4	319.1	318.8	318.6

附表 B

50.0MW（低负荷稳燃）实测脱硝系统进口烟温

序	项目	单位	20:50	21:05	21:20	21:35	21:50	22:05	22:20	22:35
1	甲侧烟温 1	℃	343.2	343.6	343.4	343.5	344.6	344.7	343.2	344.3
2	甲侧烟温 2	℃	346.3	344.2	343.4	340.7	345.7	343.3	345.3	344.2
3	甲侧烟温 3	℃	347.5	347.3	346.4	345.5	344.1	343.4	346.1	344.2
4	甲侧烟温 4	℃	345.6	346.7	347.7	346.6	345.2	344.3	346.1	344.2
5	甲侧烟温 5	℃	344.4	344.1	344.3	344.5	343.1	343.4	343.1	343.4
6	甲侧烟温 6	℃	343.0	342.4	342.7	342.4	342.1	342.1	342.4	342.7
7	甲侧烟温 7	℃	340.5	340.7	340.6	340.4	340.5	340.4	340.3	340.7
8	甲侧烟温 8	℃	340.6	339.7	339.6	339.4	339.5	339.7	340.3	340.7
9	乙侧烟温 1	℃	341.3	341.7	341.4	341.6	342.4	342.7	342.4	342.6
10	乙侧烟温 2	℃	344.1	322.5	342.7	342.6	343.4	343.6	343.7	343.9
11	乙侧烟温 3	℃	344.4	344.5	344.7	344.9	345.1	345.9	346.3	346.4
12	乙侧烟温 4	℃	346.1	346.4	346.3	346.1	346.7	346.5	345.4	345.9
13	乙侧烟温 5	℃	347.1	347.4	347.6	346.6	346.5	346.9	346.6	346.7
14	乙侧烟温 6	℃	344.3	344.6	345.1	345.2	344.4	344.6	344.7	344.5
15	乙侧烟温 7	℃	342.7	342.7	343.1	343.4	343.7	343.6	343.4	343.1
16	乙侧烟温 8	℃	342.0	342.7	342.6	342.6	342.7	342.9	342.0	341.9

附表 C

45.0MW 脱硝系统进口 NOx 浓度

序	位置	项目	单位	19:05	19:15	19:25	19:35	19:45	19:55	20:05	20:15
1	甲侧	O_2	%	10.71	11.21	11.35	11.62	11.43	11.54	11.31	11.10
		NOx（折算值）	mg/Nm³	583	587	588	586	584	581	583	580
2		O_2	%	11.32	11.61	11.31	10.78	10.68	10.58	10.81	11.08
		NOx（折算值）	mg/Nm³	574	579	580	582	584	581	580	578
3		O_2	%	10.35	10.18	10.05	10.21	10.33	10.74	10.56	10.64
		NOx（折算值）	mg/Nm³	584	583	585	581	584	582	580	574
4		O_2	%	10.58	10.74	10.82	10.91	10.74	11.21	11.13	11.10
		NOx（折算值）	mg/Nm³	579	578	574	573	579	573	576	578
5		O_2	%	11.45	11.56	11.32	11.42	11.62	11.19	11.43	11.24
		NOx（折算值）	mg/Nm³	576	577	569	570	572	571	575	576
6		O_2	%	10.95	10.46	10.39	10.28	10.19	10.45	10.43	10.34
		NOx（折算值）	mg/Nm³	574	575	579	581	582	580	583	586
7	乙侧	O_2	%	11.09	10.31	10.41	11.21	10.95	10.45	10.56	10.64
		NOx（折算值）	mg/Nm³	563	566	567	568	569	580	567	574
8		O_2	%	10.52	10.74	10.63	10.35	10.16	10.75	10.65	10.43
		NOx（折算值）	mg/Nm³	570	574	577	578	581	582	581	574
9		O_2	%	10.15	10.32	10.41	10.71	10.90	11.21	11.12	11.08
		NOx（折算值）	mg/Nm³	569	574	577	573	579	583	580	586
10		O_2	%	10.74	11.21	11.71	11.42	11.32	11.33	11.42	11.52
		NOx（折算值）	mg/Nm³	577	579	586	583	584	587	580	583
11		O_2	%	11.32	11.45	11.32	11.74	11.54	11.62	11.21	11.05
		NOx（折算值）	mg/Nm³	589	589	588	587	586	581	586	580
12		O_2	%	10.53	10.74	10.21	10.46	10.11	10.85	11.65	11.21
		NOx（折算值）	mg/Nm³	569	564	560	563	569	571	566	582

续附表 C

45.0MW 脱硝系统出口 NOx 浓度

序	位置	项目	单位	19:05	19:15	19:25	19:35	19:45	19:55	20:05	20:15
1	甲侧	O_2	%	10.21	10.34	10.72	10.60	10.91	10.48	10.56	10.62
		NOx（折算值）	mg/Nm³	32	33	33	32	32	31	32	30
2		O_2	%	10.75	10.61	10.91	10.83	10.83	10.85	10.56	10.57
		NOx（折算值）	mg/Nm³	30	31	31	30	31	32	30	30
3		O_2	%	10.42	10.51	10.50	10.62	10.54	10.33	10.92	10.54
		NOx（折算值）	mg/Nm³	29	28	29	29	30	30	28	29
4		O_2	%	10.32	10.31	10.30	10.29	10.28	10.59	10.30	10.52
		NOx（折算值）	mg/Nm³	28	27	28	29	28	29	30	28
5		O_2	%	10.54	10.11	10.60	10.82	10.57	10.55	10.42	10.22
		NOx（折算值）	mg/Nm³	29	29	27	28	30	30	31	32
6		O_2	%	10.22	10.36	10.65	10.55	10.91	11.01	11.20	10.12
		NOx（折算值）	mg/Nm³	28	29	29	27	29	30	31	30
7	乙侧	O_2	%	11.24	11.45	11.52	11.11	11.42	11.21	10.92	10.88
		NOx（折算值）	mg/Nm³	31	33	32	31	31	30	32	30
8		O_2	%	11.03	11.07	11.12	11.21	11.30	11.23	11.62	11.33
		NOx（折算值）	mg/Nm³	29	30	31	32	33	33	32	30
9		O_2	%	10.87	10.87	10.85	10.97	10.91	10.68	10.88	11.01
		NOx（折算值）	mg/Nm³	28	28	27	26	29	28	27	30
10		O_2	%	10.59	10.62	10.67	10.66	10.57	10.86	10.60	10.22
		NOx（折算值）	mg/Nm³	27	26	27	28	29	28	30	30
11		O_2	%	10.87	10.86	10.59	10.69	10.62	10.57	10.75	10.63
		NOx（折算值）	mg/Nm³	30	31	29	29	30	30	31	32
12		O_2	%	10.68	10.92	10.86	10.57	10.85	10.65	10.78	10.62
		NOx（折算值）	mg/Nm³	29	30	31	30	31	30	32	30

附表 D

50.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统进口 NOx 浓度

序	位置	项目	单位	20:50	21:05	21:20	21:35	21:50	22:05	22:20	22:35
1	甲侧	O_2	%	9.01	9.02	9.03	9.07	9.08	9.05	8.99	8.98
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	513	503	498	503	512	498	499	504
2		O_2	%	9.02	9.03	9.01	8.97	8.99	9.02	9.03	9.05
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	506	496	508	511	498	496	493	511
3		O_2	%	8.97	8.98	8.99	9.04	9.05	9.02	9.07	9.05
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	513	502	511	513	506	516	524	506
4		O_2	%	9.02	9.05	9.04	9.03	9.04	9.02	9.01	8.98
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	496	498	503	504	496	500	512	504
5		O_2	%	9.02	8.97	8.98	8.97	8.99	8.94	8.95	8.97
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	503	496	511	502	497	489	503	511
6		O_2	%	8.87	8.86	8.85	8.89	8.92	8.91	8.93	8.94
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	504	489	496	504	501	498	489	503
7	乙侧	O_2	%	8.97	9.07	9.11	9.04	9.01	8.89	8.93	8.97
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	511	504	503	496	504	509	514	512
8		O_2	%	9.08	9.03	8.97	9.06	9.13	9.10	9.08	9.04
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	489	496	489	483	496	503	511	493
9		O_2	%	8.99	9.07	9.06	9.04	9.10	8.95	9.07	9.05
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	506	511	504	498	489	493	496	489
10		O_2	%	8.96	8.99	9.09	9.13	9.07	9.09	9.04	9.11
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	511	503	512	507	514	501	499	503
11		O_2	%	8.99	8.97	9.04	9.12	9.08	9.06	9.11	9.13
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	506	513	521	503	504	511	496	495
12		O_2	%	9.04	9.01	8.99	9.04	9.10	9.07	9.13	9.09
		NOx（折算值）	mg/Nm^3	498	493	502	489	504	512	503	511

续附表 D

50.0MW（低负荷稳燃）脱硝系统出口 NOx 浓度

序	位置	项目	单位	20:50	21:05	21:20	21:35	21:50	22:05	22:20	22:35
1	甲侧	O_2	%	9.42	9.51	9.63	9.73	9.74	9.68	9.82	9.75
		NOx（折算值）	mg/Nm³	30	28	26	28	25	24	26	23
2		O_2	%	9.91	9.94	9.95	9.87	9.89	9.92	9.79	9.82
		NOx（折算值）	mg/Nm³	32	30	29	28	25	26	25	22
3		O_2	%	9.54	9.59	9.69	9.73	9.89	9.79	9.84	9.92
		NOx（折算值）	mg/Nm³	31	29	28	31	24	24	23	23
4		O_2	%	9.07	9.13	9.14	9.10	9.15	9.21	9.30	9.28
		NOx（折算值）	mg/Nm³	28	31	30	26	26	25	24	24
5		O_2	%	9.07	9.23	9.30	9.30	9.40	9.42	9.38	9.57
		NOx（折算值）	mg/Nm³	26	30	31	27	25	23	26	23
6		O_2	%	9.15	9.50	9.23	9.30	9.41	9.42	9.36	9.45
		NOx（折算值）	mg/Nm³	29	28	29	26	24	21	23	24
7	乙侧	O_2	%	9.23	9.20	9.40	9.13	9.07	9.24	9.36	9.42
		NOx（折算值）	mg/Nm³	32	30	31	28	26	23	24	23
8		O_2	%	9.03	9.07	9.10	9.09	9.13	9.24	9.32	9.35
		NOx（折算值）	mg/Nm³	31	29	28	27	26	25	23	21
9		O_2	%	9.30	9.34	9.30	9.40	9.23	9.34	9.41	9.38
		NOx（折算值）	mg/Nm³	33	30	30	25	26	24	24	22
10		O_2	%	9.30	9.20	9.21	9.14	9.17	9.23	9.34	9.42
		NOx（折算值）	mg/Nm³	34	31	27	26	27	26	25	23
11		O_2	%	9.10	9.07	9.05	9.07	9.96	9.83	9.96	9.05
		NOx（折算值）	mg/Nm³	32	30	28	26	26	25	23	25
12		O_2	%	9.24	9.47	9.46	9.97	9.69	9.72	9.58	9.85
		NOx（折算值）	mg/Nm³	31	30	27	26	25	24	21	23

附表 E

45.0MW 脱硫净烟气 NOx 浓度

序	位置	项目	单位	19:05	19:15	19:25	19:35	19:45	19:55	20:05	20:15
1	脱硫塔出口（总排口）	O_2	%	11.63	11.72	11.54	11.50	11.43	11.30	11.45	11.65
		NOx（折算值）	mg/m^3	32	31	32	30	32	31	30	31
2		O_2	%	10.97	11.24	11.20	11.11	11.10	11.07	11.03	11.21
		NOx（折算值）	mg/m^3	32	31	31	30	31	30	32	31
3		O_2	%	10.87	10.80	10.82	10.97	11.10	11.30	11.01	10.98
		NOx（折算值）	mg/m^3	29	29	30	30	30	31	32	31

附表 F

50.0MW（低负荷稳燃）脱硫净烟气 NOx 浓度

序	位置	项目	单位	20:50	21:05	21:20	21:35	21:50	22:05	22:20	22:35
1	脱硫塔出口（总排口）	O_2	%	11.04	10.88	10.87	10.86	10.74	10.77	10.88	10.76
		NOx（折算值）	mg/m^3	30	28	27	25	23	25	24	22
2		O_2	%	11.70	11.77	10.89	10.54	10.42	11.21	11.11	11.17
		NOx（折算值）	mg/m^3	32	30	26	26	24	22	23	23
3		O_2	%	11.05	11.21	11.30	11.34	11.40	11.51	11.42	11.62
		NOx（折算值）	mg/m^3	30	28	29	25	23	24	23	23