

福建大唐国际宁德发电有限责任公司 2# 机组超低排放环保改造综合评估报告

福建省金皇环保科技有限公司
2017年1月



委 托 单 位： 福建大唐国际宁德发电有限责任公司

编 制 单 位： 福建省金皇环保科技有限公司

编 制 技 术 小 组：

组 长： 林吓宁（工程师）

成 员： 卢宸（高级工程师）、郑敏（工程师）

审 核： 冯义彪（总工程师、高级工程师）

目 录

前言.....	1
一、综合评估依据.....	1
1.1 环境保护法律法规及有关文件.....	1
1.2 评估相关技术文件.....	2
1.3 评估技术思想及重点内容.....	2
二、项目环境概况.....	3
2.1 地理位置.....	3
2.2 工程地质特征.....	3
2.3 海域水文概况.....	4
2.4 气候特征.....	5
三、企业概况及 2#机组超低排放技术改造工程情况.....	10
3.1 企业概况.....	10
3.2 电厂 2#机组超低排放环保改造与执行情况.....	13
3.3 设计相关参数.....	16
四、主要评估结果.....	19
4.1 超低排放技术性能测试与评估.....	19
4.2 项目改造环境效果分析.....	29
4.3 项目环保改造能耗水平分析.....	31
4.4 项目环保改造设备技术稳定性分析.....	32
4.5 项目环保改造投资成本分析.....	36
4.6 小结.....	36
五、评价总结论.....	37
六、评价建议.....	38

前言

我国锅炉以燃煤为主，其中电站近年来向大容量、高参数方快速发展，无论是生产制造还运营管理均已接近国外先进水平；而燃煤工业锅炉保有量大、分布广、能耗高污染重，效和控制整体水平与国外相比有一定的差距节减排潜力巨大。为切实落国务院大气污染防治行动计划及《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（发改能源[2014]2093 号）、《国家能源局综合司关于做好 2014 年煤电机组环保改造示范工作的通知》（国能综电力[2014]401 号）和《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》（发改价格[2014]536 号）有关要求，进一步提高煤电机组环保水平，促进煤电行业清洁发展。福建大唐国际宁德发电有限责任公司于于 2016 年 7 月开始对 2#机组进行超低排放技术改造，于 2016 年 10 月改造完成，2016 年 11 月 22 日点火试运行，并于 11 月 30 日通过了 168 小时试运行。2016 年 12 月 22 日至 12 月 26 日福建省环境监测中心站对该公司 2#机组超低排放改造工程进行现场监测和在线比对。

根据环境保护部办公厅、国家能源局综合司《关于做好煤电机组达到燃机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 号文）的要求，2016 年 12 月，受福建大唐国际宁德发电有限责任公司委托，福建省金皇环保科技有限公司作为第三方咨询机构对 2#机组超低排放技术改造进行综合评估。本次评估范围为：公司在宁德电厂的 2#发电机组。通过现场核查和提交综合评估报告，现提出如下综合评估意见。

一、综合评估依据

1.1 环境保护法律法规及有关文件

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》(2015 年)；
- (2) 《中华人民共和国大气污染防治法》(2015 年)；
- (3) 《重点区域大气污染防治“十二五”规划》（国函〔2012〕146 号）（2012 年 10 月）；
- (4) 《关于发布<火电厂氮氧化物防治技术政策>的通知》（环境保护部环发[2010]10 号）；
- (5) 《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（发改能源[2014]2093 号）；
- (6) 《关于做好 2014 年煤电机组环保改造示范工作的通知》（国家能源局综合司

国能综电力[2014]401号)；

(7)《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)；

(8)《燃煤发电机组环保电价及环保设施运行监管办法》(发改价格[2014]536号)；

(9)《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》(发改能源[2014]2093号)；

(10)《关于做好煤电机组达到燃机排放水平环保改造示范项目评估监测工作的通知》(环境保护部办公厅、国家能源局综合司，环办[2015]60号文)；

(11)省环保厅、经信委、发改委、物价局、福建能源监管办联合印发了《福建省全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》(闽环发〔2016〕6号)。

1.2 评估相关技术文件

(1)《福建大唐国际宁德发电有限责任公司2#机组超低排放改造工程监测报告》(闽环站2016-W029)(福建省环境监测中心站)，2017年1月；

(2)《福建大唐国际宁德电厂一期、二期机组超低排放改造工程环境影响报告表》(福建省环境科学研究院)，2016年3月。

1.3 评估技术思想及重点内容

(1)评估指导思想

评估工作以国家及福建省有关环境保护法律、法规、规定为准则，根据工程特点，充分考虑厂址地区环境特点及现状，深入2#机组超低排放环保改造技术及污染物排放情况，重点分析环保改造技术性能、环境效果、能耗水平、设备稳定性、投资成本等进行评估，为综合项目改造改造提供依据。

(2)评价重点及评价方法

鉴于示范改造工程特点及厂址周围地区环境状况，本评估以技术性能稳定性、环境效果、能耗水平、设备稳定性为重点评估内容。本技术评估采用类比法。

二、项目环境概况

2.1 地理位置

福建大唐宁德电厂位于福建省东北沿海的宁德市，南距福建省会福州市约 90 公里；北距浙江省温州市约 190 公里；东部面海，至台湾基隆港约 150 海里；西部为闽北南平地区。该市辖区内的三都澳海湾是福建省六大天然良港之一，具有良好的建设大型火力发电厂的天然条件。福建大唐宁德电厂厂址所在地为三都澳内隶属福安市的湾坞乡，西南距宁德市区约 30km。

具体地理位置详见图 2.1-1。

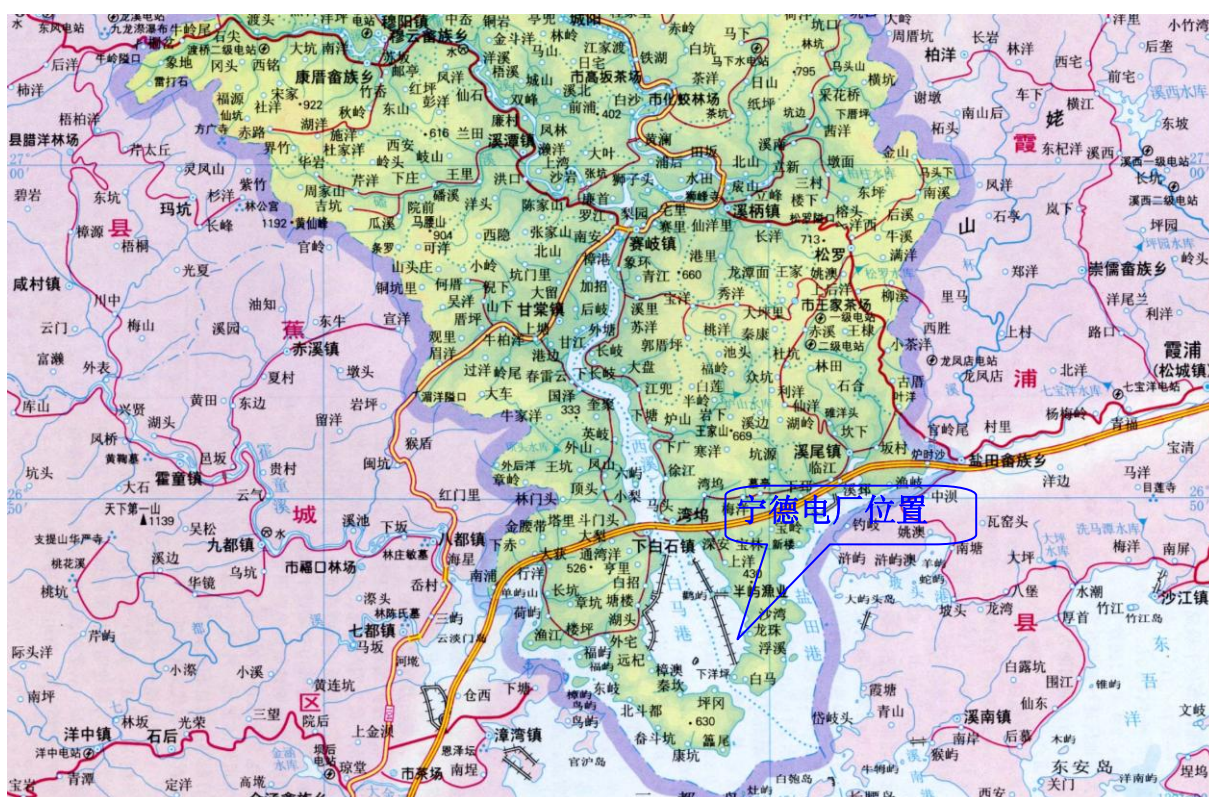


图 2.1-1 福建大唐国际宁德电厂地理位置图

2.2 工程地质特征

福安位于东亚大陆边缘濒太平洋华夏系构造带，地质构造由多次构造运动迭加形成，主要构造体系轮廓受新华夏系构造、东西构造和南北构造三种构造体系控制，呈北东、北北东方向展布。

(1) 工程地质

福建大唐国际宁德电厂厂址位于位于福建省宁德市下属福安市湾坞乡，厂址所处地貌类型为低山丘陵和海湾滩涂，地形东高西低，厂址东侧为“鲤鱼朝天山”和“大山”，

海拔分别为 346.6m 和 586.1m，该山系走向近南北，呈条带状昂立于三都澳海湾，山脊宽厚，波状起伏，自然坡度 $23^{\circ} \sim 35^{\circ}$ ，山高处有挺拔的陡壁，山脚处稍缓。山体与滩涂交界处多为陡壁，山下即为海湾滩涂，地面标高(1956 年黄海高程，下同)5.04~-2.22m，微向大海倾斜，滩涂南北长约 8km，宽约 0.8~1.5km。

无名山系鲤鱼朝天山西侧余脉，山脊走向近东西，山体宽约 200~250m，横贯 2# 机北侧的 3、4#机、2#机的部分及升压站，电厂建设南北向将无名山截断挖除，无名山自然坡度 $20^{\circ} \sim 25^{\circ}$ ，南坡缓，北坡略陡，有岩石陡坎，无名山南北两侧均为冲沟。

(2)场地地震

根据《中国地震动参数区划图》，宁德电厂所在区域地处华南地块的武夷一戴云隆起带和台湾海峡沉降带。厂址位于武夷一戴云隆起带的闽东火山断拗带内，为东南沿海重力梯级带内及磁异常变化较平缓的弱磁场地带。近场和厂址区不存在晚更新世活动断裂，历史上无破坏性地震记载，为相对稳定的区域。

根据福建地震工程勘察院“宁德电厂地震安全性评价报告”综合评价：在 50 年超越概率 10%的场地水平峰值加速度为 0.05g，宁德电厂厂址区地震基本烈度为 6 度。对厂址的地震危险性影响主要来自南方的潜在震源区。

根据厂址区地震地质灾害评价，厂址区不存在地震砂土液化、地震断层效应和地震边坡效应。通过综合分析评价，在地震基本烈度为 6 度的条件下，浅部淤泥层可不考虑震陷的可能。

2.3 海域水文概况

2.3.1 海洋水文

三都澳潮汐属正规半日潮，在一个太阴日内发生两次高潮和两次低潮，潮汐的产生主要源于太平洋潮波的传入。三都澳外由于海区开阔，近岸水浅，潮波能量聚集而形成大潮差，愈向港湾深入，潮差愈大，局部岸段潮差高达 8m 以上，为全国少见。潮汐月变化也较为明显，每月朔、望后 1~2 日为大潮期，上、下弦后 1~2 日为小潮期，一般大潮潮差较小潮大 3~4m。年最高天文潮位常出现在农历八月大潮期间。

福建大唐宁德电厂厂址位于福安市白马港东南部至白马门之间的东侧沿岸下华山东北侧围垦区范围内，处在白马港由宽变窄的入海处。

白马港为弱谷式基岩港湾海岸，整个白马港略呈节肠状，两端窄，中间宽，北端口宽 675m，南端口宽 800m，中部最宽达 4500m。白马港两岸主要是白垩系钾长流纹岩和

燕山期花岗岩组成的低山丘陵，间有小型第四系海积平原，峡谷间宽阔、岸坡较陡，沿岸小湾内分布狭长的淤泥质潮滩，航道底质为砂，水深在 2-20m 之间，其中白马门最大水深可达 40m。

2.3.2 潮位

据三都岛潮位站实测资料统计，潮位特征值见表 2.3.1。

表 2.3.1 潮位特征值表（黄海高程）

历年最高潮位： 5.25m	历年最大潮差： 8.38 m
历年最低潮位： -4.34 m	历年最小潮差： 1.94 m
历年高潮平均潮位： 3.08 m	历年平均潮差： 5.35 m
历年低潮平均潮位： -2.27 m	

2.3.3 潮流

三都澳水域属强潮海区，潮差大，潮流急，潮流具有明显的往复流性质。由于本海区地形复杂，岛屿星罗棋布，水域多呈水道形式，各水道潮流流向一般均与水道方向一致。一般落潮流速大于涨潮流速，流向约为东向。三都澳口夏季表层余流流向东北，冬季表层余流流向西南。三都澳湾内余流受当地地理条件制约，流向指向口外。

潮流在垂线分布规律基本一致，一般流速随深度的增加而减小，最大流速一般出现在表层或者 0.2H 层，底层流速最小。

2.3.4 波浪

三都澳属半封闭海湾，湾口口门水域宽度仅为 3 公里左右，口门偏 SE 向开敞，湾内大小岛屿星罗棋布，四周陆域均为海拔 300m 以上的山脉所环抱，加之海湾湾口狭长，外海波浪难以通过宽仅 3km 长达 9km 的口门直接传入湾内，是天然避风良港。

电厂厂址位于下洋坪与半屿之间，对该厂址有影响的主要是 NNW、NW、W、SW 向风作用下，海湾内部所产生的小风区波浪。

2.4 气候特征

本区域地处东南沿海，属中亚热带海洋性季风气候，具有山地气候、盆谷地气候等多种气候特点，雨水充沛，四季分明，海洋性季风气候显著，灾害性天气频繁

(1) 气温

宁德 2013 年平均气温 19.72℃，最冷月 1 月平均气温 10.06℃，最热月 7 月平均气温 29.36℃。年平均温度变化详见表 2.4.1 及图 2.4-1。

表 2.4.1 年平均温度月变化表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
温度(°C)	10.06	11.57	14.27	17.28	22.59	26.50	29.36	29.19	26.34	22.13	16.66	10.74

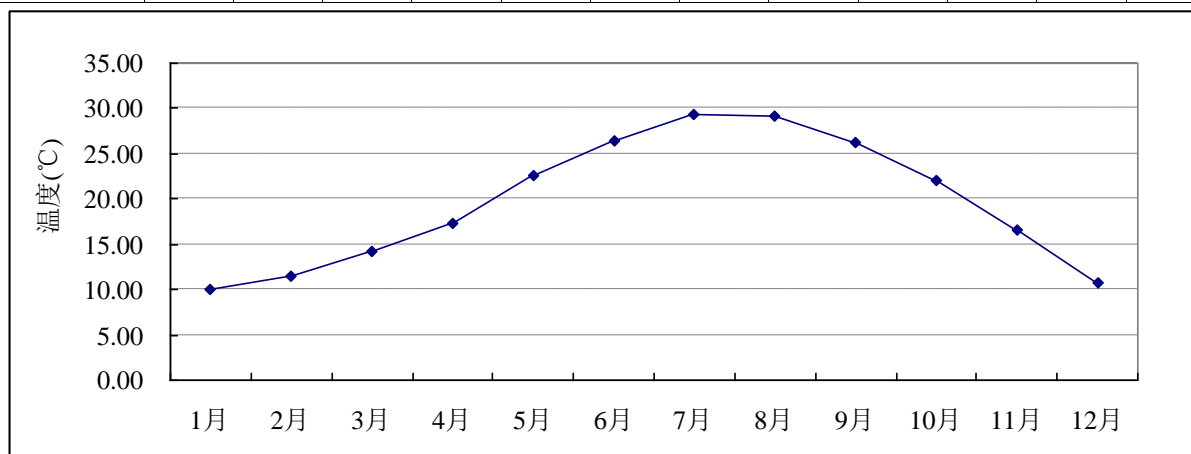


图 2.4-1 年平均温度变化曲线

(2)降雨量

多年平均降水量 1513.8mm, 历年最大降水量达 2035.2mm, 年最小降水量 1043.2mm, 日最大降水量达 231.7mm, 每年降雨量多集中在 3~9 月份, 占全年降水量的 83.2%, 全年降水量大于 25mm 的降水天数平均为 16.4d。

(3)相对湿度

由于地处亚热带沿海, 水汽充足, 各地相对湿度平均值差异不大, 多年平均相对湿度为 78%, 每年 3 月~6 月空气湿度较大, 月平均相对湿度为 80%~82%, 10 月至翌年 2 月较干燥, 相对湿度 74%左右。

(4)风速

宁德 2013 年平均风速 1.27m/s。风速日变化较不明显, 各季风速日变化相似, 为单峰谷型。一般在夜间 21~22 时最小, 约 0.6m/s, 至上午 7~8 时风速达到最大, 约 2~2.5m/s。

宁德 2013 年月平均风速随月份的变化和季小时平均风速的日变化情况详见表 2.4.2~表 2.4.3, 平均风速的月变化及季小时平均风速的日变化曲线详见图 2.4-2~图 2.4-3。

表 2.4.2 平均风速月变化表

月份	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月
风速(m/s)	1.08	1.14	1.46	1.26	1.04	1.19	1.75	1.56	1.55	1.41	0.94	0.81

表 2.4.3 季小时平均风速变化表

小时 (h) 风速 (m/s)	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
春季	1.06	1.42	1.71	1.92	2.18	2.16	2.09	2.06	1.82	1.54	1.25	1.19
夏季	1.33	1.78	2.08	2.36	2.61	2.74	2.94	2.86	2.62	2.12	1.63	1.29
秋季	0.90	1.28	1.62	1.84	2.18	2.16	2.47	2.52	2.39	1.69	1.45	1.15
冬季	0.69	0.99	1.25	1.52	1.62	1.60	1.64	1.62	1.32	1.08	0.98	0.98
小时 (h) 风速 (m/s)	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
春季	1.02	0.90	0.91	0.81	0.76	0.79	0.71	0.69	0.67	0.73	0.79	0.88
夏季	1.12	0.98	0.83	0.81	0.82	0.78	0.72	0.71	0.68	0.60	0.74	0.98
秋季	1.01	0.99	0.83	0.80	0.86	0.88	0.82	0.76	0.69	0.67	0.57	0.68
冬季	0.92	0.85	0.74	0.69	0.77	0.82	0.67	0.67	0.66	0.66	0.76	0.65

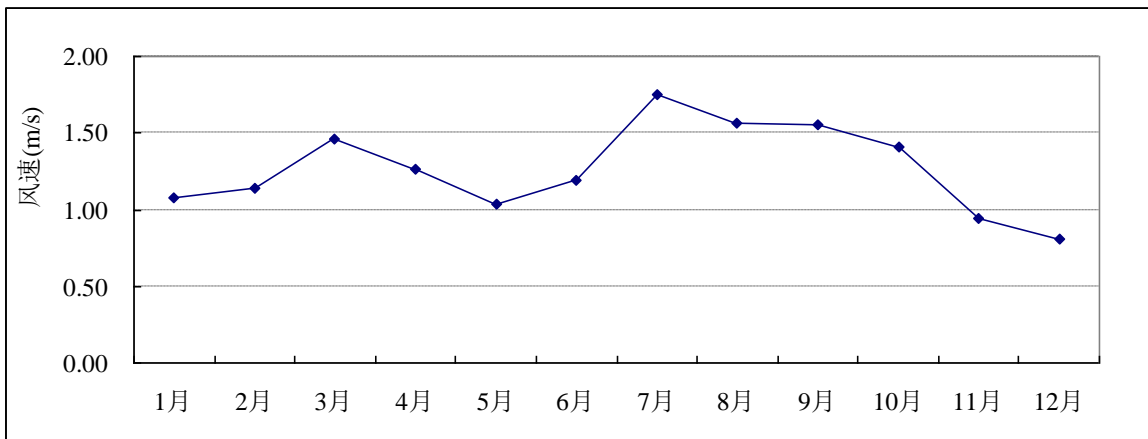


图 2.4-2 平均风速月变化图

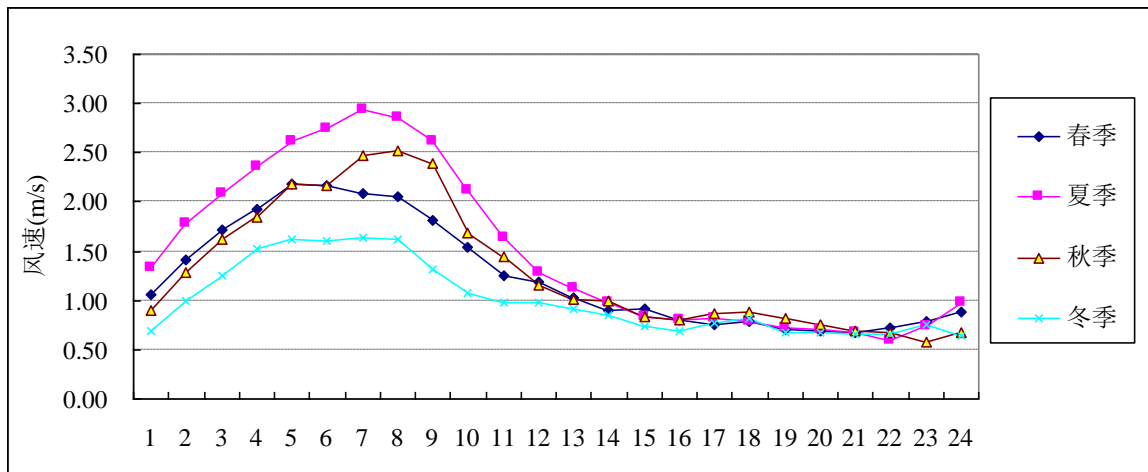


图 2.4-3 季小时平均风速日变化图

(5) 风向、风频

宁德 2013 年静风频率为 9.30%，各季各风向风频变化详见表 2.4.4~表 2.4.5，各季及年风频玫瑰图见图 2.4-4。

(6) 主导风向

根据宁德 2013 年气象统计资料，连续 3 个最大风向风频之和为 41.39% > 30%，主导

风为 E-ESE-SE。

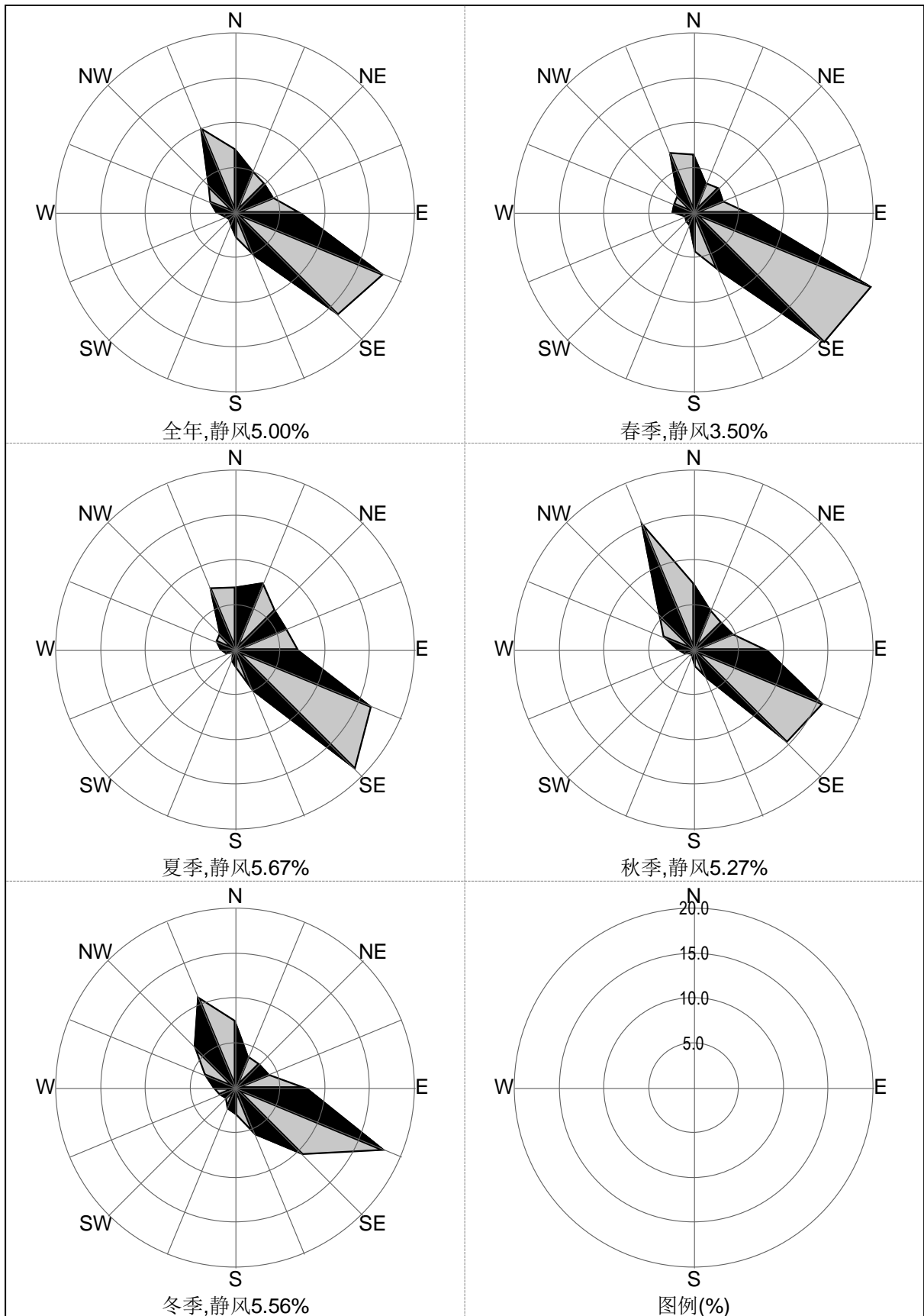


图 2.4-4 宁德站 2013 年风向风频玫瑰图

表 2.4.4 各月平均风向风频变化表 (单位: %)

风向 风频 (%)	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
一月	8.06	3.90	4.03	3.36	7.12	19.76	12.23	5.38	2.02	2.69	1.21	2.02	2.82	3.36	6.05	12.37	3.63
二月	6.25	2.98	3.57	3.87	8.18	20.83	12.05	8.33	5.95	3.27	2.38	2.98	2.38	3.13	5.65	4.61	3.57
三月	6.59	3.23	3.36	3.23	7.54	24.09	18.71	7.40	4.31	2.02	0.81	0.67	2.42	2.42	2.15	7.94	3.10
四月	8.61	4.58	5.56	2.78	6.25	19.58	17.78	6.39	4.72	1.81	1.67	1.39	1.81	2.50	3.75	8.75	2.08
五月	4.62	3.13	3.13	4.62	4.76	20.52	24.73	7.34	4.08	0.95	1.77	1.49	3.40	2.45	2.45	5.30	5.30
六月	4.72	6.53	5.00	5.28	6.53	19.17	16.53	7.64	3.06	2.08	0.83	1.53	2.78	3.06	1.67	3.75	9.86
七月	7.26	10.62	8.20	6.45	7.66	15.19	19.22	3.36	1.21	0.94	0.40	1.21	0.81	1.75	2.82	9.54	3.36
八月	9.16	7.28	5.66	6.87	6.87	14.96	20.89	3.77	1.75	1.08	0.40	0.81	1.75	2.43	3.37	9.03	3.91
九月	7.51	5.15	4.87	5.15	11.54	16.41	19.05	3.06	1.39	0.83	0.42	0.83	1.81	4.03	3.89	10.85	3.20
十月	7.41	5.53	4.04	5.66	6.60	13.88	13.34	3.37	1.35	0.67	0.67	0.81	2.29	4.45	7.01	19.54	3.37
十一月	7.50	3.89	4.17	3.19	6.53	16.53	11.67	3.89	2.64	1.11	0.97	1.81	1.81	2.92	5.83	16.25	9.31
十二月	8.22	4.58	3.77	4.85	8.63	13.88	7.55	3.50	1.35	1.62	1.21	0.94	2.29	4.72	7.95	15.63	9.30

表 2.4.5 各季平均风向风频变化表 (单位: %)

风向 风频 (%)	N	NNE	NE	ENE	E	ESE	SE	SSE	S	SSW	SW	WSW	W	WNW	NW	NNW	C
春季	6.59	3.64	4.00	3.55	6.18	21.42	20.42	7.05	4.37	1.59	1.41	1.18	2.55	2.46	2.77	7.32	3.50
夏季	7.07	8.16	6.30	6.21	7.03	16.41	18.90	4.90	1.99	1.36	0.54	1.18	1.77	2.40	2.63	7.48	5.67
秋季	7.47	4.86	4.36	4.68	8.21	15.59	14.67	3.44	1.79	0.87	0.69	1.15	1.97	3.81	5.59	15.59	5.27
冬季	7.55	3.85	3.80	4.03	7.97	18.07	10.57	5.65	3.01	2.50	1.58	1.95	2.50	3.75	6.58	11.08	5.56
全年	7.17	5.13	4.62	4.62	7.34	17.88	16.17	5.26	2.79	1.58	1.05	1.36	2.20	3.10	4.38	10.35	5.00

三、企业概况及 2#机组超低排放技术改造工程情况

3.1 企业概况

福建宁德电厂工程由大唐国际发电股份有限公司控股建设，原规划容量为 $6 \times 600\text{MW}$ 国产燃煤发电机组，分期建设，一期建设 $4 \times 600\text{MW}$ 国产燃煤超临界机组。2004 年 11 月 29 日，原国家环境保护总局以《关于福建宁德发电厂一期 $4 \times 600\text{MW}$ 产燃煤超临界机组新建工程环境影响报告书审查意见的复函》(环审〔2004〕488 号)对该工程环境影响报告进行了批复。2005 年 8 月 1 日，国家发改委以发改能源〔2005〕1437 号文核准福建宁德电厂一期工程建设 $2 \times 600\text{MW}$ 国产超临界燃煤机组。2007 年 10 月 19 日，原国家环境保护总局以“环验〔2007〕216 号”文通过了福建宁德电厂一期工程 $2 \times 600\text{MW}$ 国产超临界燃煤机组环境保护竣工验收。2013 年 6 月 17 日，宁德市环境保护局以“宁市环验[2013]15 号”文通过了福建大唐国际宁德电厂 3 号机组脱硝工程环境保护竣工验收；2013 年 2 月 22 日，宁德市环境保护局以“宁市环验[2013]4 号”文通过了福建大唐国际宁德电厂 4 号机组脱硝工程环境保护竣工验收。

宁德电厂二期工程建设 $2 \times 660\text{MW}$ 超超临界燃煤发电机组，华东电力设计院于 2005 年 8 月完成了《福建大唐宁德电厂二期工程可行性研究》。2006 年 3 月 28 日，原国家环境保护总局以《关于同意福建宁德电厂 2×600 兆瓦超临界机组变更为超超临界机组方案备案的函》环评司函〔2006〕21 号对福建宁德电厂 2×600 兆瓦超临界机组变更为超超临界机组进行了批复。2010 年 12 月 3 日，环境保护部以《关于同意福建宁德电厂二期工程建设内容变更的函》环审变办字〔2010〕37 号对福建宁德电厂二期工程 $2 \times 600\text{MW}$ 超临界机组改 $2 \times 660\text{MW}$ 超超临界机组环境影响补充报告进行了批复。二期工程于 2009 年 2 月和 2009 年 6 月通过了 168 小时试运行试验。2011 年 5 月 23 日，国家环保部以“环验[2011] 112 号”文通过了福建宁德电厂二期工程 $2 \times 660\text{MW}$ 超超临界燃煤发电机组，环境保护竣工验收。2013 年 2 月 22 日，宁德市环境保护局以“宁市环验[2013]4 号”文通过了福建大唐国际宁德电厂 1 号机组脱硝工程环境保护竣工验收；2013 年 11 月 15 日，宁德市环境保护局以“宁市环验[2013]31 号”文通过了福建大唐国际宁德电厂 2 号机组脱硝工程环境保护竣工验收。

《福建大唐国际宁德电厂一期、二期机组超低排放改造工程环境影响报告表》于 2016 年 5 月 6 日获得福安市环境保护局批复(安环表[2016]15 号)。福建大唐国际宁德发电有限责任公司于 2016 年 7 月开始对 2#机组进行超低排放技术改造，于 2016 年 10

月改造完成。2016年11月22日点火试运行，并于11月30日通过了168小时试运行。2016年12月22日至12月26日福建省环境监测中心站对福建大唐国际宁德发电有限责任公司2#机组超低排放技术改造工程进行环保监测。

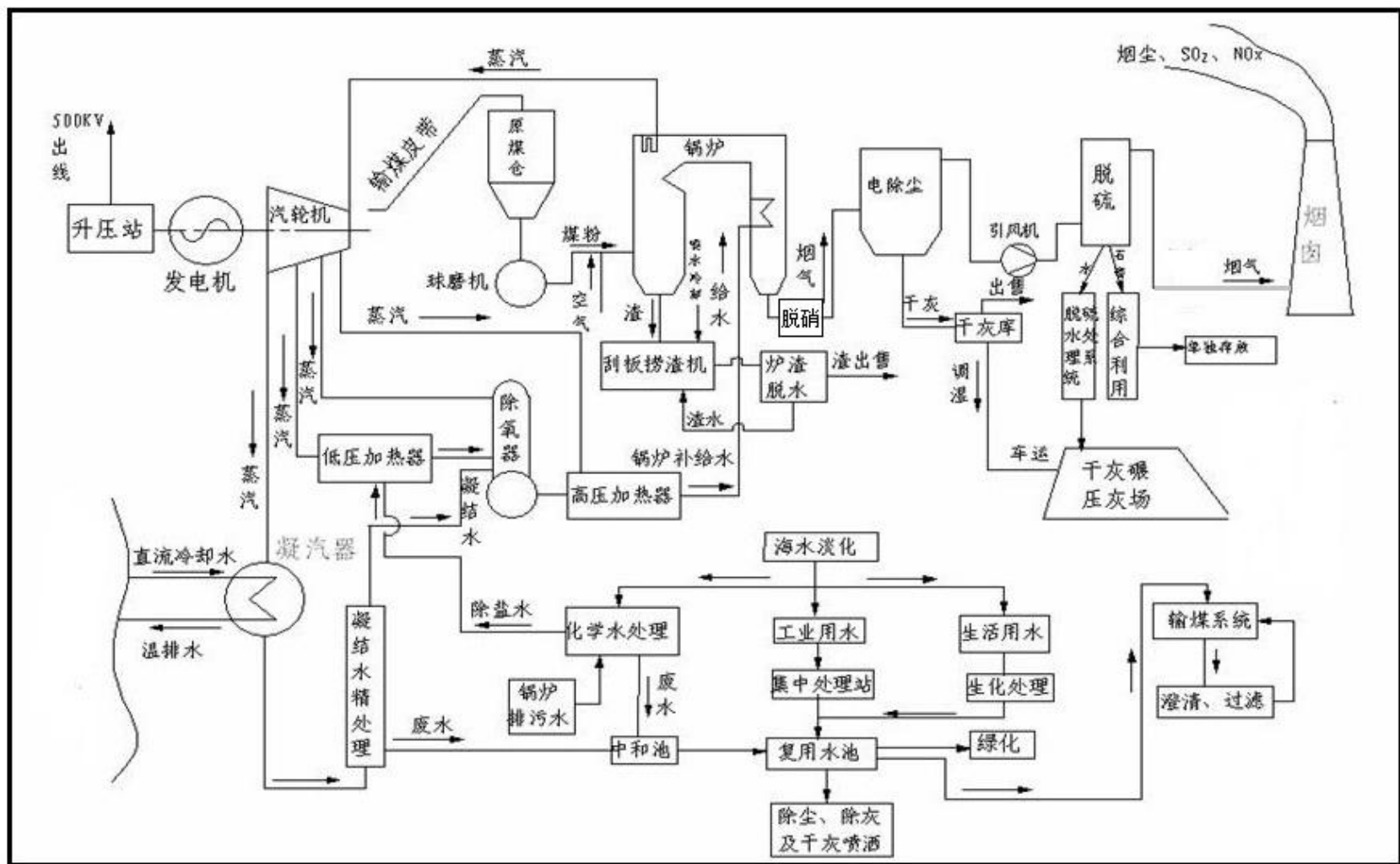


图 3.1-1 现有电厂工艺流程

表 3.2.1 2#机组主要设备及环保设施概况

项目	单位	二期工程	备注
机组号		2#机组	
运行时间	年	2009年6月	
锅炉	种类	/	东方锅炉股份有限公司制造的 DG2060/26.15-III 型国产超超临界变压本生直流锅炉，锅炉形式为一次再热、单炉膛、前后墙对冲燃烧、尾部双烟道结构、采用烟气挡板调节再热汽温、固态排渣、平衡通风、全钢构架、露天布置、全悬吊结构 II 型炉。
	蒸发量	t/h	2060
汽轮机	种类	/	超超临界、一次中间再热、单轴、三缸四排汽、凝汽式汽轮机
	出力	MW	660
发电机	种类	/	水氢氢冷静态励磁汽轮发电机
	容量	MVA	660
烟气脱硫装置	种类	/	石灰石-石膏法采用原塔增加提效构件方案，同时考虑脱硫除尘一体化
	效率	%	脱硫效率大于 98.82%，除尘效率大于 75%
烟气除尘装置	种类	/	低低温高效电除尘+一体化湿法脱硫协同除尘
	效率	/	99.94%
烟尘	高度	m	240
	型式	/	与 1#机组组合用一根单管烟囱
	出口内径	m	11
NO _x 控制措施	方式	/	采用低氮燃烧技术、SCR 脱硝
	效率	/	脱硝效率大于 83.3%
冷却水方式			海水直流冷却
排水处理方式	工业废水处理装置		设计能力为 300m ³ /h
	脱硫废水处理装置		设计能力为 20m ³ /h
	煤泥废水处理装置		设计能力为 2×40m ³ /h
	生活污水处理装置		设计能力为 2×15m ³ /h
灰渣处理方式			全部综合利用

3.2 电厂 2#机组超低排放环保改造与执行情况

3.2.1 环保改造情况

大唐宁德电厂本次超低排放改造项目为 2#机组，主要对原有燃煤烟气处理设施进行了技术改造和设备升级。本项目改造总投资为 5645 万元，年增加运行费用为 375 万元。

本项目 2#机组技改前后技术方法变化详见表 3.2-1。

主要对以下几个方面进行了改造：

(1) 脱硫装置提效改造工程

A、改造概述

改造前选用石灰石—石膏湿法脱硫工艺对 2#燃煤机组脱除烟气中的 SO₂，为充分利用旧现有设备，本次改造依然采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺，主要对脱硫吸收塔系

统进行改造以满足 SO₂ 特别排放限值的要求，提效改造后公用系统出力能够满足运行要求，尽可能利用现有系统，不作大的调整。该部分改造主要包括以下内容：

拆除更换原 3 层喷淋层，新增一层喷淋层。下层喷淋层下方增加一层合金托盘。改造后为一层合金托盘+四层喷淋层+三级雾脊除雾器+一级管式除雾器配置，吸收塔增高 14.08 米，净烟道、原烟道同步抬升，配套改造浆液循环泵（#4 泵）、侧搅拌器等设备。吸收塔除雾器改为一层管式除雾器加三层屋脊式除雾器。

B、脱硫工艺流程

#2 炉烟气脱硫装置采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺（以下简称 FGD），使用石灰石作脱硫吸收剂，石灰石经破碎磨细成粉状与水混合搅拌制成吸收浆液。在吸收塔内，吸收浆液与烟气接触混合，烟气中的 SO₂ 与浆液中的碳酸钙以及鼓入的氧化空气进行化学反应被脱除，最终反应产物为石膏。在 0~100BMCR 工况下，能脱除原始烟气中 98.82% 以上的 SO₂。每套脱硫系统设计煤种 100%BMCR 工况下，机组烟气量为：2271486Nm³/h（湿态、标准状况、设计煤种），FGD 入口烟气温度 105℃，设计 FGD 入口烟气 SO₂ 浓度为 2975mg/Nm³（干基,6% 含氧量），出口烟气 SO₂ 浓度小于 35mg/Nm³（干基,6% 含氧量），脱硫运行效率不低于 98.82%。脱硫剂为石灰石，副产物石膏（CaSO₄·2H₂O）纯度 >90%。

(2)电除尘提效改造工程

利用电除尘器入口位置布置低温省煤器，低温省煤器水侧系统与原低加系统串联，利用凝结水使得进入电除尘器的烟气温度由 150 度降低至 90℃。利用三四五电场末端布置径流式收尘装置，增加了电除尘的集尘面积。将一二三电场的工频电源更换为高频电源，提高了电除尘除尘效率。

利用电除尘器入口位置布置低温省煤器，低温省煤器水侧系统与原低加系统串联，利用凝结水使得进入电除尘器的烟气温度由 150 度降低至 90℃。利用三四五电场末端布置径流式收尘装置，增加了电除尘的集尘面积。将一二三电场的工频电源更换为高频电源，提高了电除尘除尘效率。

(3)脱硝提效改造工程

修复低氮燃烧器，催化剂更换为板式催化剂，增加催化剂填装量并加装备用层催化剂。

大唐宁德电厂 2 号机组技改前后技术方法具体见表 3.2.1。

表 3.2.1 技改前后技术方法一览表

	技改前	技改后
脱硝系统	采用低氮燃烧器+SCR 脱硝方式，安装 2 层蜂窝式脱硝催化剂，预留催化剂加层空间。	修复低氮燃烧器，催化剂更换为板式催化剂，增加催化剂填装量并加装备用层催化剂，即新增加 1 层催化剂
除尘系统	采用福建龙净环保公司生产的双室五电场高效静电除尘器，电除尘入口采用低低温省煤器技术，一、二电场高频电源装置给电场供电，低压振打清灰系统采用顶部电磁振打，电除尘器采用干除灰方式。	静电除尘器采用福建龙净环保公司生产的双室五电场高效静电除尘器，电除尘入口采用低低温省煤器技术，电除尘系统一二三电场高频电源装置给电场供电，低压振打清灰系统采用顶部电磁振打，电除尘三四五电场末采用径流式收尘装置。
脱硫系统	采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，全烟气脱硫，三层喷淋层，一炉一塔。	采用一层合金托盘+四层喷淋层+三级雾脊除雾器+一级管式除雾器配置。增加托盘，强化传质效果；扩大浆液循环泵流量、更换喷淋系统，提升反应效果。将原有的除雾器改为一层管式除雾器加三层屋脊式除雾器。

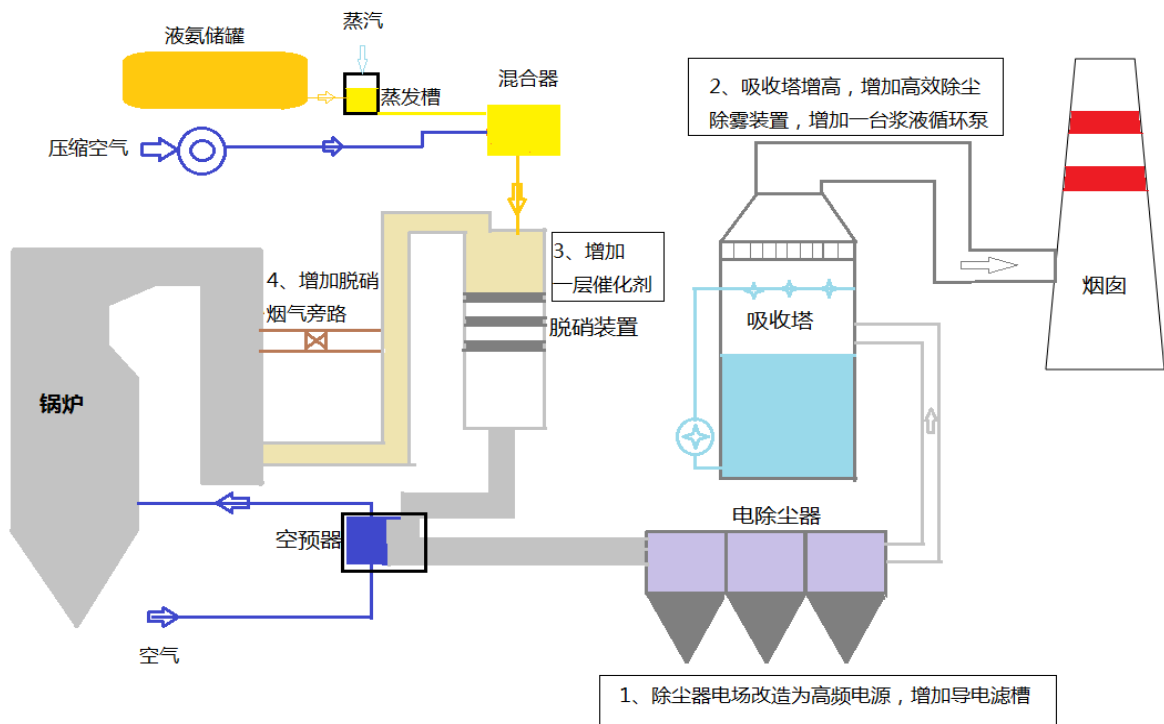


图 3.2-1 技改后工艺流程图

3.2.2 执行情况概述

(1) 脱硫改造情况

2#机组均采用石灰石-石膏湿法脱硫，环评批复的脱硫效率为不低于 93%。为满足日益严格的污染物排放标准，2015 年 11 月宁德大唐电厂委托华北电力设计院有限公司对现有机组的脱硫设施改造进行了方案设计，编制了可行性研究报告。改造后，拆除更换原 3 层喷淋层，新增一层喷淋层，下层喷淋层下方增加一层合金托盘；改造后为一层合金托盘+四层喷淋层+三级雾脊除雾器+一级管式除雾器配置，吸收塔增高 14.08 米，净烟

道、原烟道同步抬升。2016年10月竣工完成2#机组脱硫提效改造。

(2)脱销改造情况

二期两台机组建造时采取了低氮燃烧器+SCR脱硝方式，脱销效率不低于80%。2015年11月宁德大唐电厂委托华北电力设计院有限公司对现有机组的脱销设施改造进行了方案设计，编制了可行性研究报告。改造后，修复低氮燃烧器，催化剂更换为板式催化剂，增加催化剂填装量并加装备用层催化剂，即新增加1层催化剂。2016年10月竣工完成2#机组脱销提效改造。

(3)除尘改造情况

一、二期四台机组均采用干式双室五电场静电除尘器，环评批复的除尘效率为不低于99.8%。2015年11月宁德大唐电厂委托华北电力设计院有限公司对现有机组的除尘设施改造进行了方案设计，编制了可行性研究报告。改造后利用电除尘器入口位置布置低温省煤器，低温省煤器水侧系统与原低加系统串联，利用凝结水使得进入电除尘器的烟气温度由150度降低至90℃；利用三四五电场末端布置径流式收尘装置，增加了电除尘的集尘面积；将一二三电场的工频电源更换为高频电源，提高了电除尘除尘效率；吸收塔除雾器改为一层管式除雾器加三层屋脊式除雾器，实现脱硫除尘协同改造。除尘器改造后2#机组能够满足10 mg/m³的要求。2016年10月竣工完成2#机组除尘提效改造。

3.3 设计相关参数

3.3.1 煤质资料

2#机组改造设计煤种资料见表3.3.1。

表 3.3.1 2#机组改造设计煤种数据表

项 目	符号	单位	改造前 洗精煤	改造后 设计煤种（掺配混煤）
全水份	Mt	%	7.7	14.1
空气干燥基水份	Mad	%	1.80	4.72
收到基灰份	Aar	%	19.78	19.57
干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	36.55	39.81
收到基低位发热量	Qnet,ar	MJ/kg	23.1	4636
收到基碳	Car	%	59.91	52.50
收到基氢	Har	%	3.68	3.33
收到基氧	Oar	%	1.04	8.66
收到基氮	Nar	%	7.51	0.81
收到基硫	Sar	%	0.38	1.05
灰成份分析				
二氧化硅	SiO ₂	%	48.69	46.51
三氧化二铝	Al ₂ O ₃	%	35.47	38.04
三氧化二铁	Fe ₂ O ₃	%	5.17	4.58
氧化钙	CaO	%	3.21	4.67
氧化镁	MgO	%	0.44	0.86
氧化钛	TiO ₂	%	0.72	1.30
三氧化硫	SO ₃	%	2.29	3.51
氧化钾	K ₂ O	%	0.85	0.69
二氧化锰	MnO ₂	%	0.02	0.06
氧化钠	Na ₂ O	%	0.34	0.32

3.3.2 石灰石参数

电厂二期脱硫系统用的石灰石分析资料见表 3.3.2。

表 3.3.2 石灰石成分表

AL ₂ O ₃	wt%	0.12
MgO	wt%	0.82
SiO ₂	wt%	0.95
CaO	wt%	54.98
SO ₃	wt%	0.09
Cl ⁻	wt%	<0.001
其它	wt%	43.04

3.3.3 烟气参数

(1)SCR 装置入口、出口烟气参数

改造设计煤种下，SCR 装置入口烟气参数见表 3.3.3。

表 3.3.3 脱硝改造烟气参数表

项目	单位	数值	备注
烟气成分（标准状态，湿基，实际氧）			
N ₂	Vol%	72.842	
O ₂	Vol%	2.522	
CO ₂	Vol%	14.808	
SO ₂	Vol%	0.111	
H ₂ O	Vol%	9.717	
烟气成分（标准状态，干基，实际氧）			
N ₂	Vol%	80.68	
O ₂	Vol%	2.79	
CO ₂	Vol%	16.40	
SO ₂	Vol%	0.12	
烟气参数			
入口烟气体积	Nm ³ /h	2015859	标态、湿基、实际氧
	Nm ³ /h	1819976	标态、干基、实际氧
入口烟气温度	℃	300-350	运行值
烟气中污染物成分（标准状态，干基，6%O ₂ ）			
NO _x (以 NO ₂ 计)	mg/Nm ³	300	
SO ₂	mg/Nm ³	2975	
SO ₃	mg/Nm ³	≤100	
Cl(HCl)	mg/Nm ³	28	
F(HF)	mg/Nm ³	≤25	
烟尘浓度	g/Nm ³	35	

改造后，脱硝装置出口烟气参数如下（设计煤种）：

- 出口 NO_x 含量： <50mg/Nm³ (标态、干基、6%O₂)
- 脱硝效率： ≥83.3%
- SO₂/SO₃ 转化率： ≤1%
- 氨逃逸率： ≤3ppm
- NH₃/NO_x 摩尔比： ≤0.89

(2)FGD 入口、出口烟气参数

改造设计煤种下，FGD 入口烟气参数见表 3.3.4。

(3)除尘改造系统设计参数

静电除尘器入口烟气中烟尘浓度为 35g/Nm³（标态，干基，6%O₂），静电除尘器改造后出口烟尘浓度小于 20mg/Nm³（标态，干基，6%O₂），除尘效率为 99.94%。

采用脱硫除尘一体化技术，脱硫塔入口烟尘浓度为 20mg/Nm³（标态，干基，6%O₂），烟囱入口烟尘排放浓度小于 5mg/Nm³（标态，干基，6%O₂，包括石膏）。

表 3.3.4 脱硫改造烟气参数表

项目	单位	数值	备注
烟气成分（标准状态，湿基，实际氧）			
N ₂	Vol%	73.424	
O ₂	Vol%	4.677	
CO ₂	Vol%	13.049	
SO ₂	Vol%	0.098	
H ₂ O	Vol%	8.751	
烟气成分（标准状态，干基，实际氧）			
N ₂	Vol%	80.47	
O ₂	Vol%	5.13	
CO ₂	Vol%	14.30	
SO ₂	Vol%	0.11	
烟气参数			
入口烟气量	Nm ³ /h	2271486	标态、湿基、实际氧
	Nm ³ /h	2072703	标态、干基、实际氧
入口烟气温度	℃	105	运行值
烟气中污染物成分（标准状态，干基，6%O ₂ ）			
SO ₂	mg/Nm ³	2975	
SO ₃	mg/Nm ³	≤100	
Cl(HCl)	mg/Nm ³	28	
F(HF)	mg/Nm ³	≤25	
烟尘浓度	mg/Nm ³	20	

改造后，脱硫装置出口烟气参数如下（设计煤种）：

- 出口 SO₂ 含量：<35mg/Nm³（标态、干基、6%O₂）
- 脱硫效率：≥98.82%
- 烟气出口烟尘含量：≤5mg/Nm³（标态、干基、6%O₂）
- 出口烟气持液量：≤20mg/Nm³（干基、标态）

四、主要评估结果

4.1 超低排放技术性能测试与评估

4.1.1 运行工况

福建大唐国际宁德发电有限公司 2#机组在性能检测期间（2016 年 9 月 26 日至 30 日）正常生产，煤质采用改造后煤质，脱硝、除尘和脱硫系统以及辅助系统处于正常运行状态。根据环境保护部办公厅和国家能源局综合司（环办[2015]60 号文）相关文件，2#机组荷检测期间符合示范项目机组不同工况要求。具体运行负荷见表 4.1.2。

福建省环境监测中心站于 12 月 22 日至 12 月 26 日对 2#机组烟气排放进行监测。

表 4.1.1 监测期间负荷及煤种要求一览表

污染源	监测频次	机组负荷及使用煤质
2#机组总排口	第一天	高负荷 (>90%) 近期煤种
	第二天	高负荷 (>90%) 设计煤种
	第三天	高负荷 (>90%) 近两年环保指标最差煤种
	第四天	中负荷 (75%左右) 近期煤种
	第五天	低负荷 (50%左右) 近期煤种

表 4.1.2 监测期间发电机组运行工况

监测日期	机组编号	额定电负荷	实际电负荷 (MW)	负荷率 (%)	煤种
12月22日	2#机组	660 MW	635	96.2	近期煤种
12月23日			633	95.9	设计煤种
12月24日			634	96.1	近两年环保指标最差煤种
12月25日			335	50.8	近期煤种
12月26日			500	75.8	近期煤种

表 4.1.3 入炉混煤样煤质分析结果

取样时间	灰份 (%)	挥发份 (%)	硫份 (%)
12月22日	5.98	40.86	0.61
12月23日	21.57	25.86	1.14
12月24日	22.76	26.12	0.97
12月25日	5.79	40.10	0.66
12月26日	5.62	38.14	0.63
备注	灰份、挥发份监测结果来自中国检验认证集团福建有限公司。硫份监测结果来自福建省环境监测中心站。		

4.1.2 采样与测试方法

SO₂、NO_x 和颗粒物测试严格按照《固定污染源监测质量保证与质量控制（试行）》（HJ/T373-2007）、《固定污染源烟气排放连续监测技术规范（试行）》（HJ/T75-2007）、《固定污染源烟气排放连续监测系统技术要求及检测方法（试行）》（HJ/T76-2007）及相关规定执行，参照执行《山东省固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》（DB37/T2537-2014）。

表 4.1.4 监测点位、项目、频次、分析及监测依据

监测点位	监测项目	监测频次	分析方法	方法来源
2#机组总排口	颗粒物（烟尘）	5 样/天	重量法	DB37/T2537-2014
	氮氧化物	6 样/天	非分散红外吸收法	HJ692-2014
	二氧化硫		非分散红外吸收法	HJ629-2011
	流速		皮托管法	GB/T16157-1996
	烟温		热电偶法	
	烟气湿度		干湿球法	
	含氧量		氧电极法	

4.1.3 测试结果

(1)总排口监测结果

根据监测报告，福建大唐国际宁德发电有限责任公司 2#机组总排口监测结果见表 4.1.5。

表 4.1.5 污染源监测结果一览表

监测点位	2#机组总排口											
监测时间	2016.12.22											
监测内容	监测结果						标准 限值	评价 结果	标准 来源			
烟气量(m ³ /h)	1.81×10 ⁶						/	/	《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》 （发改能源[2014]2093号）			
平均含氧量(%)	5.1						/					
颗粒物实测浓度(mg/m ³)	3.7	3.3	4.5	4.5	4.8	/	/					
颗粒物排放浓度(mg/m ³)	3.5	3.1	4.2	4.2	4.5	/	10	达标				
二氧化硫实测浓度(mg/m ³)	14	17	14	14	14	14	/	/				
二氧化硫排放浓度(mg/m ³)	13	16	13	13	13	13	35	达标				
氮氧化物实测浓度(mg/m ³)	29	27	31	29	31	33	/	/				
氮氧化物排放浓度(mg/m ³)	27	25	29	27	29	31	50	达标				
机组负荷(%)	96.2											
监测时间	2016.12.23											
监测内容	监测结果						标准 限值	评价 结果				
烟气量(m ³ /h)	1.78×10 ⁶						/	/				
平均含氧量(%)	4.7						/					
颗粒物实测浓度(mg/m ³)	4.2	3.7	4.2	4.7	4.7	/	/					
颗粒物排放浓度(mg/m ³)	3.9	3.4	3.9	4.4	4.4	/	10	达标				
二氧化硫实测浓度(mg/m ³)	17	17	14	17	11	14	/	/				
二氧化硫排放浓度(mg/m ³)	16	16	13	16	10	13	35	达标				
氮氧化物实测浓度(mg/m ³)	35	35	37	37	35	35	/	/				
氮氧化物排放浓度(mg/m ³)	32	32	34	34	32	32	50	达标				
机组负荷(%)	95.9											
监测时间	2016.12.24											
监测内容	监测结果						标准 限值	评价 结果				
烟气量(m ³ /h)	1.81×10 ⁶						/	/				
平均含氧量(%)	4.9						/					
颗粒物实测浓度(mg/m ³)	4.5	4.2	4.4	4.6	4.9	/	/					
颗粒物排放浓度(mg/m ³)	4.1	3.9	4.1	4.3	4.5	/	10	达标				
二氧化硫实测浓度(mg/m ³)	14	11	14	11	11	9	/	/				
二氧化硫排放浓度(mg/m ³)	13	10	13	10	10	8	35	达标				
氮氧化物实测浓度(mg/m ³)	39	39	41	39	37	39	/	/				
氮氧化物排放浓度(mg/m ³)	36	36	38	36	34	36	50	达标				
机组负荷(%)	96.1											

(续) 表 4.1.5 污染源监测结果一览表

监测点位	2#机组总排口								
监测时间	2016.12.25								
监测内容	监测结果						标准 限值	评价 结果	标准 来源
烟气量(m ³ /h)	1.09×10 ⁶						/	/	《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》 (发改能源[2014]2093号)
平均含氧量(%)	8.0						/		
颗粒物实测浓度(mg/m ³)	4.1	4.1	4.2	3.5	3.8	/	/		
颗粒物排放浓度(mg/m ³)	4.7	4.7	4.9	4.0	4.4	/	10	达标	
二氧化硫实测浓度(mg/m ³)	11	11	9	11	11	9	/	/	
二氧化硫排放浓度(mg/m ³)	13	13	10	13	13	10	35	达标	
氮氧化物实测浓度(mg/m ³)	33	31	33	31	33	33	/	/	
氮氧化物排放浓度(mg/m ³)	38	35	38	35	38	38	50	达标	
机组负荷(%)	50.8								
监测时间	2016.12.26								
监测内容	监测结果						标准 限值	评价 结果	《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》 (发改能源[2014]2093号)
烟气量(m ³ /h)	1.48×10 ⁶						/	/	
平均含氧量(%)	5.5						/		
颗粒物实测浓度(mg/m ³)	4.9	4.7	3.8	4.3	4.5	/	/		
颗粒物排放浓度(mg/m ³)	4.7	4.5	3.6	4.2	4.4	/	10	达标	
二氧化硫实测浓度(mg/m ³)	9	9	9	11	9	6	/	/	
二氧化硫排放浓度(mg/m ³)	9	9	9	11	9	6	35	达标	
氮氧化物实测浓度(mg/m ³)	39	37	41	37	39	39	/	/	
氮氧化物排放浓度(mg/m ³)	35	37	35	37	37	35	50	达标	
机组负荷(%)	75.8								

监测结果表明, 监测期间在不同煤种不同工况条件下, 2#机组颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度(按基准含氧量6%折算)最大值分别为4.9mg/m³、16mg/m³、38mg/m³, 均符合《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》(发改能源[2014]2093号)的大气污染物低浓度排放要求。

(2)对比监测结果

根据监测报告, 对比监测结果见表4.1.6。

表 4.1.6 比对监测结果一览表

2016.12.22									
监测项目	监测结果								评价结果
SO ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	5	6	5	5	5	5	5	
	CEMS 值 (μ ol/mol)	7	7	8	7	8	7	7	
	准确度	绝对误差: 2.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
NO _x	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	14	13	15	14	15	16	15	
	CEMS 值 (μ ol/mol)	15	16	16	16	16	16	16	
	准确度	绝对误差: 1.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
O ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (%)	5.1	5.1	5.0	5.1	5.2	5.2	5.1	
	CEMS 值 (%)	4.8	4.7	4.9	4.7	4.8	4.9	4.8	
	准确度	相对准确度: 8.6%		考核指标		相对准确度 ≤ 15%			
颗粒物	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (mg/m ³)	3.7	3.3	4.5	4.5	4.8	4.2		
	CEMS 值 (mg/m ³)	3.5	3.6	3.4	3.5	3.5	3.5		
	准确度	绝对误差: -0.7mg/m ³		考核指标		绝对误差不超过 ± 15mg/m ³			
流速	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (m/s)	14.3	14.2	14.0	14.1	14.9	14.3		
	CEMS 值 (m/s)	14.2	14.1	14.0	14.2	14.2	14.1		
	准确度	相对误差: -1.4%		考核指标		相对误差不超过 ±10%			
烟温	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (°C)	56.3	56.4	56.1	56.0	56.0	56.2		
	CEMS 值 (°C)	56.1	56.0	55.8	55.7	55.8	55.9		
	准确度	绝对误差: -0.3 °C		考核指标		绝对误差不超过 ±3°C			

(续) 表 4.1.6 比对监测结果一览表

2016.12.23									
监测项目	监测结果								评价结果
SO ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	6	6	5	6	4	5	5	
	CEMS 值 (μ ol/mol)	7	8	10	9	10	9	9	
	准确度	绝对误差: 4.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
NO _x	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	17	17	18	18	17	17	17	
	CEMS 值 (μ ol/mol)	15	13	14	15	14	15	14	
	准确度	绝对误差: -3.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
O ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (%)	4.8	4.7	4.6	4.7	4.5	4.6	4.7	
	CEMS 值 (%)	4.6	4.5	4.4	4.4	3.9	4.3	4.4	
	准确度	相对准确度:9.8%		考核指标		相对准确度≤15%			
颗粒物	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (mg/m ³)	4.2	3.7	4.2	4.7	4.7	4.3		
	CEMS 值 (mg/m ³)	3.6	3.7	3.7	3.6	3.6	3.6		
	准确度	绝对误差: -0.7mg/m ³		考核指标		绝对误差不超过± 15mg/m ³			
流速	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (m/s)	13.6	13.3	13.1	13.4	13.5	13.4		
	CEMS 值 (m/s)	13.1	13.0	12.8	12.9	12.7	12.9		
	准确度	相对误差:-3.7%		考核指标		相对误差不超过±10%			
烟温	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (°C)	51.2	51.4	51.1	51.2	51.1	51.2		
	CEMS 值 (°C)	50.7	50.6	50.5	50.5	50.5	50.6		
	准确度	绝对误差:-0.6°C		考核指标		绝对误差不超过±3°C			

(续) 表 4.1.6 比对监测结果一览表

2016.12.24									
监测项目	监测结果								评价结果
SO ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	5	4	5	4	4	3	4	
	CEMS 值 (μ ol/mol)	8	7	9	9	8	8	8	
	准确度	绝对误差: 4.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
NO _x	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	19	19	20	19	18	19	19	
	CEMS 值 (μ mol/mol)	17	17	18	19	16	18	18	
	准确度	绝对误差: -1.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
O ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (%)	5.1	5.0	5.1	4.8	4.7	4.9	4.9	
	CEMS 值 (%)	5.2	5.2	5.2	5.1	5.1	5.2	5.2	
	准确度	相对准确度:7.4%		考核指标		相对准确度≤15%			
颗粒物	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (mg/m ³)	4.5	4.2	4.4	4.6	4.9	4.5		
	CEMS 值 (mg/m ³)	3.1	3.0	3.2	3.1	3.2	3.1		
	准确度	绝对误差: -1.4mg/m ³		考核指标		绝对误差不超过 ±15mg/m ³			
流速	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (m/s)	13.7	13.3	14.0	13.5	13.7	13.6		
	CEMS 值 (m/s)	13.2	13.1	12.7	12.9	12.6	12.9		
	准确度	相对误差: -5.1%		考核指标		相对误差不超过±10%			
烟温	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (°C)	50.3	50.1	50.5	50.4	50.5	50.4		
	CEMS 值 (°C)	49.5	49.5	49.4	49.1	48.9	49.3		
	准确度	绝对误差:-1.1°C		考核指标		绝对误差不超过±3°C			

(续) 表 4.1.6 比对监测结果一览表

2016.12.25									
监测项目	监测结果								评价结果
SO ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	4	4	3	4	4	3	4	
	CEMS 值 (μ mol/mol)	6	10	9	8	8	6	8	
	准确度	绝对误差: 4.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
NO _x	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	16	15	16	15	16	16	16	
	CEMS 值 (μ mol/mol)	14	15	14	13	16	14	14	
	准确度	绝对误差: -2.0μ mol/mol		考核指标		绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
O ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (%)	8.5	8.4	8.1	7.6	7.6	7.5	8.0	
	CEMS 值 (%)	8.0	7.7	6.8	6.7	7.0	6.8	7.2	
	准确度	相对准确度:13.5%		考核指标		相对准确度≤15%			
颗粒物	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (mg/m ³)	4.1	4.1	4.2	3.5	3.8	3.9		
	CEMS 值 (mg/m ³)	4.0	3.7	3.9	4.0	3.5	3.8		
	准确度	绝对误差: -0.1mg/m ³		考核指标		绝对误差不超过± 15mg/m ³			
流速	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (m/s)	8.2	8.1	8.3	8.8	8.8	8.4		
	CEMS 值 (m/s)	8.7	8.4	8.0	8.2	8.4	8.3		
	准确度	相对误差:-1.2%		考核指标		相对误差不超过±12%			
烟温	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (°C)	52.1	52.4	53.0	53.3	53.3	52.8		
	CEMS 值 (°C)	50.1	50.2	51.6	51.8	52.0	51.1		
	准确度	绝对误差: -1.7°C		考核指标		绝对误差不超过±3°C			

(续)表 4.1.6 比对监测结果一览表

2016.12.26									
监测项目	监测结果								评价结果
SO ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	3	3	3	4	3	2	3	
	CEMS 值 (μ mol/mol)	6	5	6	6	7	6	6	
	准确度	绝对误差: 3.0μ mol/mol			考核指标	绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
NO _x	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (μ mol/mol)	19	18	20	18	19	19	19	
	CEMS 值 (μ ol/mol)	17	18	17	18	18	17	18	
	准确度	绝对误差: -1.0μ mol/mol			考核指标	绝对误差不超过 ±6μ mol/mol			
O ₂	监测频次	1	2	3	4	5	6	平均值	合格
	参比值 (%)	5.5	5.4	5.4	5.5	5.6	5.7	5.6	
	CEMS 值 (%)	5.0	4.8	4.8	4.9	5.0	5.2	5.0	
	准确度	相对准确度: 11.3%			考核指标	相对准确度≤15%			
颗粒物	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (mg/m ³)	4.9	4.7	3.8	4.3	4.5	4.4		
	CEMS 值 (mg/m ³)	4.0	4.1	3.9	4.4	4.1	4.1		
	准确度	绝对误差: -0.3mg/m ³			考核指标	绝对误差不超过± 15mg/m ³			
流速	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (m/s)	11.1	11.4	11.8	11.5	11.7	11.5		
	CEMS 值 (m/s)	11.9	11.5	11.4	11.5	11.5	11.6		
	准确度	相对误差: 0.9%			考核指标	相对误差不超过±10%			
烟温	监测频次	1	2	3	4	5	平均值	合格	
	参比值 (°C)	53.3	53.4	53.5	53.1	53.5	53.4		
	CEMS 值 (°C)	55.4	55.3	55.2	54.9	55.3	55.2		
	准确度	绝对误差:1.8°C			考核指标	绝对误差不超过±3°C			

(3)去除效率分析

①NO_x脱销系统浓度及去除效率

2016年12月22日~12月26日,在不同负荷条件下,现场检测结果及烟气中主要污染物的质量浓度和去除效率分别见表4.1.8,污染物浓度均指标准状态下、6%O₂干烟气条件。从表4.1.8中可知,SCR烟气脱销系统在满负荷工况条件下对NO_x的去除效率介于86.2%~88.1%之间,平均去除率87.4%;出口NO_x质量浓度介于28mg/m³~36mg/m³之间,平均NO_x质量浓度为32.2mg/m³。在75%负荷条件下,SCR烟气脱销系统对NO_x的去除率介于82.8%~83.2%之间,相差不大,比较稳定;出口NO_x质量平均浓度在36mg/m³~37mg/m³之间,平均NO_x浓度为36.5mg/m³。从表4.1.7可见,在5种负荷条件下,对烟气中NO_x的去除率均保持在较高的水平,均实现了NO_x<50mg/m³的超低排放要求。

表 4.1.7 脱硝系统中 NO_x 质量浓度和去除效率

日期	机组负荷/MW	SCR 进口 NO _x /mg/m ³	SCR 出口 NO _x /mg/m ³	脱销效率%
12月22日	635	203.210	28	86.2
12月23日	633	275.464	32.7	88.1
12月24日	634	295.060	36	87.8
12月25日	335	215.259	37	82.8
12月26日	500	214.676	36	83.2

②SO₂ 脱硫系统浓度及去除效率

2016年12月22日~12月26日，在不同负荷条件下，现场检测结果及烟气中主要污染物的质量浓度和去除效率分别见表4.1.9，污染物浓度均指标准状态下、6%O₂干烟气条件。从表4.1.8中可知，烟气脱硫系统在满负荷工况条件下对SO₂的去除效率介于98.9%~99.2%之间，平均去除率为99.0%；出口SO₂质量浓度介于10.7mg/m³~14.0mg/m³之间，平均SO₂质量浓度为12.7mg/m³。在75%负荷条件下，烟气脱硝系统对SO₂的去除率介于98.8%~99.2%之间，相差不大，比较稳定；出口SO₂质量平均浓度在8.8mg/m³~12.0mg/m³之间，平均SO₂浓度为10.4mg/m³。从表4.1.9可见，在5种负荷条件下，对烟气中SO₂的去除率均保持在较高的水平，均实现了SO₂<35mg/m³的超低排放要求。

表 4.1.8 脱硫系统中 SO₂ 质量浓度和去除效率

日期	机组负荷/MW	进口 SO ₂ /mg/m ³	出口 SO ₂ /mg/m ³	脱硫效率%
12月22日	635	1309.94	13.5	99.0
12月23日	633	1277.95	14.0	98.9
12月24日	634	1277.60	10.7	99.2
12月25日	335	1006.68	12.0	98.8
12月26日	500	1134.67	8.8	99.2

③系统烟气粉尘出口浓度

2016年12月22日~12月26日，在不同负荷条件下，系统烟气粉尘出口浓度监测结果见表4.1.9。

表 4.1.9 系统烟气粉尘出口浓度

日期	机组负荷/MW	出口 烟尘/mg/m ³
12月22日	635	3.9
12月23日	633	4.0
12月24日	634	4.2
12月25日	335	4.5
12月26日	500	4.3

从表4.1.10可见，在5种负荷条件下，系统烟气粉尘出口浓度为3.9~4.5 mg/m³，均实现了烟尘<10mg/m³的超低排放要求。

(4)小结

①监测期间在不同煤种不同工况条件下，2#机组颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度（按基准含氧量 6%折算）最大值分别为 $4.9\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $16\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $38\text{mg}/\text{m}^3$ ，均符合《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（发改能源〔2014〕2093 号）的大气污染物低浓度排放要求。

②在 5 种负荷条件下，脱硝系统对烟气中 NO_x 的去除率均保持在较高的水平，均实现了 $\text{NO}_x < 50\text{mg}/\text{m}^3$ 的超低排放要求。

③在 5 种负荷条件下，脱硫系统对烟气中 SO_2 的去除率均保持在较高的水平，均实现了 $\text{SO}_2 < 35\text{mg}/\text{m}^3$ 的超低排放要求。

④在 5 种负荷条件下，系统烟气粉尘出口浓度为 $3.35\sim 4.13\text{mg}/\text{m}^3$ ，均实现了烟尘 $< 10\text{mg}/\text{m}^3$ 的超低排放要求。

4.2 项目改造环境效果分析

项目改造后 2#机组烟囱排放烟气情况相见表 4.2.1。

从表 4.2.1 可见，2#机组装置运行后，烟囱排放出口烟尘质量浓度平均浓度为 $3.83\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 SO_2 平均浓度为 $16.24\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 NO_x 平均浓度浓度为 $28.98\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，可以满足《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》（发改能源〔2014〕2093 号）的要求限值（烟尘浓度 $< 10\text{mg}/\text{Nm}^3$ ， $\text{SO}_2 < 50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ， $\text{NO}_x < 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ ），同时也满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）重点地区标准的排放要求，在运行工况控制较好的情况下可稳定实现的超低排放要求，对周边环境改善有明显的促进作用。

表 4.2.1 改造后 2#机组烟气排放情况

日期时间	SO ₂		NO _x		颗粒物		O ₂	流量
	实测	折算	实测	折算	实测	折算	%	万 m ³ /d
	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³	mg/m ³		
2016/12/1	15.13	17.37	21.88	25.57084	3.35	3.93	6.46	3726.54
2016/12/2	13.98	16.15	23.33	27.28265	4.20	4.93	6.55	3432.33
2016/12/3	11.48	14.46	22.03	27.89703	4.33	5.51	7.36	3091.98
2016/12/4	12.47	16.19	22.66	29.76867	3.61	4.85	6.99	3415.07
2016/12/5	13.67	15.52	23.83	27.78884	3.30	4.08	6.48	3467.68
2016/12/6	13.80	15.94	23.98	27.96743	3.18	3.73	6.58	3295.96
2016/12/7	12.90	15.53	23.95	28.96009	3.25	3.94	7.27	2966.86
2016/12/8	12.87	14.35	24.17	27.47091	3.18	3.63	6.12	3739.32
2016/12/9	12.63	14.00	26.43	29.82094	3.76	4.27	6.06	3278.74
2016/12/10	11.45	14.58	23.51	29.96319	3.01	3.85	7.74	2794.34
2016/12/11	14.12	17.76	23.23	29.28995	1.77	2.23	7.71	2663.92
2016/12/12	14.80	17.78	22.86	27.44395	1.92	2.31	6.92	3222.28
2016/12/13	13.89	16.83	23.63	28.91203	3.32	4.10	7.30	3144.26
2016/12/14	15.77	17.72	26.68	30.29387	3.49	3.99	6.08	3709.85
2016/12/15	13.44	14.78	25.05	28.77205	3.42	3.98	6.37	3692.94
2016/12/16	11.07	12.96	24.15	28.82644	3.01	3.61	6.84	3070.43
2016/12/17	9.33	12.58	22.73	31.00392	2.81	3.82	8.77	2770.40
2016/12/18	10.72	13.55	22.91	29.34044	2.58	3.31	7.62	3115.77
2016/12/19	14.72	18.55	24.40	30.82416	2.69	3.39	7.20	3214.68
2016/12/20	15.30	18.52	23.50	28.43344	2.92	3.54	6.35	2979.86
2016/12/21	15.34	17.66	25.29	29.63935	2.74	3.25	6.53	3474.40
2016/12/22	16.48	18.18	25.85	28.68348	3.01	3.35	6.15	3581.80
2016/12/23	13.77	14.54	25.77	28.74075	3.34	3.74	6.31	3789.61
2016/12/24	13.90	15.26	27.09	31.01646	3.22	3.74	6.39	3669.14
2016/12/25	12.91	15.41	24.61	29.9321	3.37	4.13	6.86	3134.72
2016/12/26	12.97	14.63	26.29	30.54747	3.47	4.04	5.87	3768.82
2016/12/27	17.84	19.05	26.54	28.35863	3.53	3.78	4.72	4319.19
2016/12/28	17.52	18.49	26.10	27.59346	3.81	4.03	4.63	4339.70
2016/12/29	17.09	18.05	27.80	29.37063	3.93	4.16	4.63	4458.74
2016/12/30	17.45	18.35	27.63	29.11193	3.67	3.87	4.58	4256.44
2016/12/31	17.62	18.79	27.95	29.8412	3.43	3.67	4.64	4479.75
平均值	14.08	16.24	24.70	28.98	3.25	3.83	6.45	3485.98
最大值	17.84	19.05	27.95	31.02	4.33	5.51	8.77	4479.75
最小值	9.33	12.58	21.88	25.57	1.77	2.23	4.58	2663.92
《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020年)》(发改能源[2014]2093号)	/	35	50	/			35	/
《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 重点地区标准	/	50	100	/			50	/

4.3 项目环保改造能耗水平分析

(1)设备电耗能耗分析

- ①保证值：在设计条件下，改造后 FGD 装置电耗不大于 13400 kWh/h。
- ②660MW 负荷工况试验期间，FGD 电耗量为 4804.0kW · h/h，满足保证值要求。

(2)脱硫装置压力损失

- ①保证值：在设计条件下，FGD 装置压力损失不大于 2650Pa。
- ②根据大唐华中电力试验研究所测试结果：

660MW 负荷工况试验期间，燃烧设计煤种，FGD 入口至烟囱入口系统（包括除雾器、烟道等）压力损失为 1931Pa（4 台浆液循环泵运行）；

2016 年 09 月 07 日、09 日试验期间，机组负荷分别为 660MW，燃烧煤质分别为常规煤种和设计煤种，脱硫装置 4 台浆液循环泵运行时，脱硫装置压力损失值均小于 2650Pa。

(3)能耗水平变化率分析

2#机组脱硫系统的用电率改造前(2015 年 12 月)与改造后(2016 年 12 月)对比见图 4.3-1。

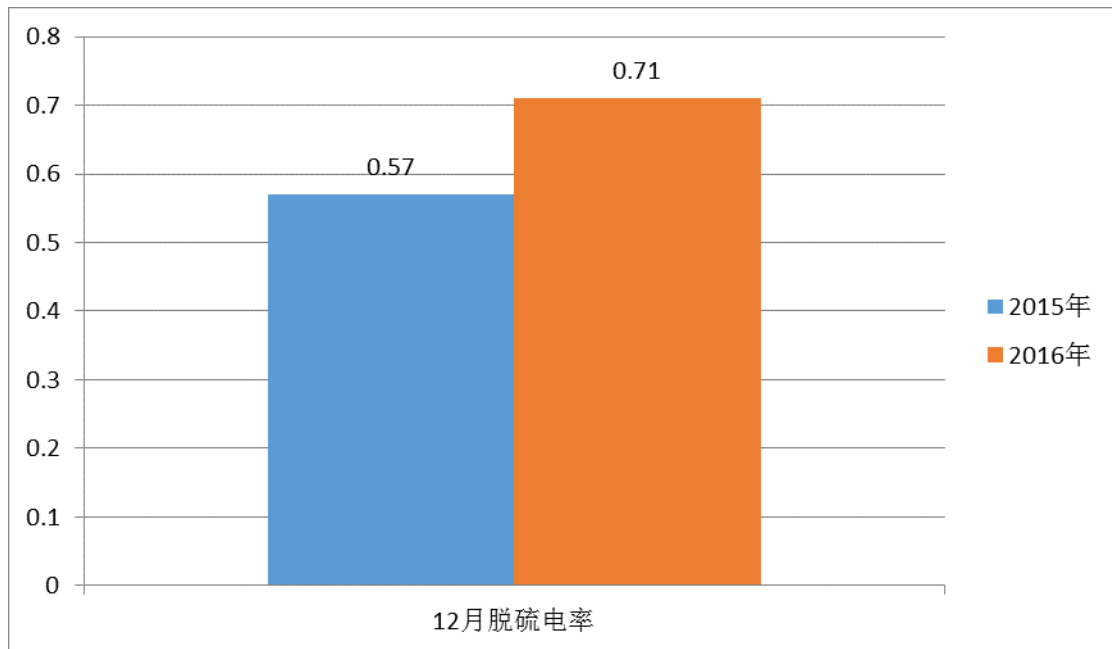


图 4.3-1 2#机组改造前后同期用电率情况

从图 4.3-1 可以看出，改造前后 2#机组脱硫系统用电率略有增加，性能试验期间用电率比改造前增加量也较少，远低于保证值，2#机组改造技术在能耗方面具有一定的优势。

4.4 项目环保改造设备技术稳定性分析

(1) 烟尘控制技术分析

国内外部分实现烟尘超低排放或超超低排放的煤电机组控制技术见表 4.4.1。

表 4.4.1 国内外部分烟尘超低排放或超超低排放的煤电机组控制技术

序号	电厂名称	控制技术	排放浓度(mg/m ³)
1	浙江嘉华 2 台 1000MW	低低温 ESP+湿法脱硫+湿式 ESP	<5
2	浙江六横 2 台 1000MW	旋转电极 ESP+湿法脱硫+湿式 ESP	<5
3	浙江舟山 1 台 350MW	旋转电极 ESP+海水脱硫+湿式 ESP	<5
4	广东恒运 2 台 300MW	电袋除尘器+湿法脱硫+湿式 ESP	<5
5	日本碧山 2 台 1000MW	低低温旋转电极 ESP +湿法脱硫+湿式 ESP	<5
6	美国 Paririe States 2 台 880MW	袋式除尘器+湿法脱硫+湿式 ESP	<5
7	美国 Trimble County 1 台 820MW	电袋除尘器+湿法脱硫+湿式 ESP	<5
8	广东珠海 2 台 700WM	电袋除尘器+湿法脱硫	<10
9	江苏常熟 4 台 330MW	电袋除尘器+湿法脱硫	<10
10	华能北京热电 200MW 级	低低温旋转电极 ESP +湿法脱硫	<10
11	上海外高桥 2 台 1000WM	ESP +湿法脱硫	<10
12	江西九江 2 台 300WM	ESP +湿法脱硫+湿式 ESP	<10

从表 4.4.1 可见，国内外部分烟尘超低排放实现烟尘的超超低（5mg/m³）的排放是均采用了湿式 ESP（湿式静电除尘器），可见要实现烟囱超超低排放湿式静电除尘器是必不可少的配置，湿法脱硫（包括石灰石—石膏湿法脱硫、海水脱硫等）前可以采用电除尘器、袋式除尘器、电袋除尘器，如果单独采用电除尘器，一般需配套采用电除尘器新技术，包括低低温电除尘技术、旋转电极技术、新型高压电源与控制技术等。此外，上述电厂的燃煤灰份均不超过 25%，其中有部分电厂燃煤灰份甚至低于 15%。

(2) SO₂ 控制技术

相对于常规的石灰石—石膏湿法脱硫系统，实现超低排放的脱硫新技术主要有双循环技术（包括单塔双循环、双塔双循环）、托盘塔技术（包括单托盘、双托盘）、增加喷淋层、性能增强环、添加脱硫增效剂等。

(3) NO_x 控制技术。

NO_x 控制首先是采用先进的低氮燃烧技术，在不影响锅炉效率与安全的前提下尽可能低的控制锅炉出口烟气中 NO_x 的浓度，然后采用选择性催化还原 SCR 烟气脱硝。与传统的 SCR 脱硝相比，超低排放机组脱硝系统区别主要在于 SCR 催化剂的填装层数或催化剂的体积，改造工程多将原有的 2+1 层催化剂直接更改为 3 层全部填装，部分电厂采用 3+1 层 SCR 催化剂。改造后系统脱硝效率可以达到 85%~90%。

(4)煤质条件

要想实现超低或超超低排放，燃煤煤质是前提，最好是低硫、低灰、高挥发份、高热值烟煤。

本项目改造采用技术见表 4.4.2。

表 4.4.2 大唐电厂 2#机组技改采用控制技术一览表

	稳定技术及控制要求	1 号机组技改采用技术
脱硝系统	1、采用先进的低氮燃烧技术 2、采用选择性催化还原 SCR 烟气脱硝。	1、修复低氮燃烧器； 2、催化剂更换为板式催化剂，增加催化剂填装量并加装备用层催化剂，提高 SCR 催化剂活性。
除尘系统	1、采用湿式 ESP（湿式静电除尘器）； 2、电厂的燃煤灰份均不超过 25%，其中有部分电厂燃煤灰份甚至低于 15%。	1、低低温高效电除尘+一体化湿法脱硫协同除尘； 2、高频电源改造； 3、电厂的燃煤灰份均不超过 25%
脱硫系统	采用石灰石—石膏湿法脱硫系统，实现超低排放的脱硫新技术主要有双循环技术（包括单塔双循环、双塔双循环）、托盘塔技术（包括单托盘、双托盘）、增加喷淋层、性能增强环、添加脱硫增效剂等。	采用一层合金托盘+四层喷淋层+三级雾脊除雾器+一级管式除雾器配置。增加托盘，强化传质效果；扩大浆液循环泵流量、更换喷淋系统，提升反应效果。
煤质条件	低硫、低灰、高挥发份、高热值烟煤。	根据检测，大唐电厂采用的煤为低硫、低灰、高挥发份、高热值烟煤。

从表 4.4.2 分析：

(1)脱硝稳定性分析

A、本项目脱硝技术改造采用 SCR 技术。

SCR 法被认为是最好的烟气脱氮技术，SCR 脱硝装置的投运通常要求进口烟温在 310℃~420℃ 范围内，低负荷下省煤器出口烟温较低，不能满足 SCR 投运要求，为解决这一问题，可根据锅炉实际情况采用相应措施。

①提高给水温度。减少省煤器的冷端换热温差，以减少省煤器对流换热量，使省煤器出口烟气温度提高。提高给水温度的方案可采用辅助蒸汽加热，类似于高压加热器作用；还可以通过设置省煤器出口到省煤器进口的水循环回路的方案提高省煤器入口给水温度。

②旁路烟道。引一路高温烟气通入 SCR 进口烟道混合，提高 SCR 烟气温度。本方案提高烟温效果较好，调节难度较大。一方面给原有的烟气流场增加扰动，烟气的混合不容易均匀，或者为达到均匀的目的，增大了烟气侧阻力。另一方面，高负荷下，抽烟气口关断挡板工作工况恶劣，设备易发生故障。

③省煤器水旁路。为降低通过省煤器换热面管内的水流量，从而降低省煤器的换热量，使省煤器出口烟气温度提高。未通过省煤器受热面的水量通过旁路管道直接进出省

煤器出口集箱或管道。本方案同样是水侧的调节方法，具有安全可靠性的特点，但同样由于水侧换热系数大的原因，需旁路掉比较大比例的流量才能达到比较高的烟温提升效果。而旁路过多流量，有可能导致省煤器内汽化，影响安全。但对于烟温提升需要较低的工程，则可以采用。

④分级省煤器。将部分省煤器受热面移至脱硝装置后的烟道中，脱硝装置前布置了比原设计相对较少的省煤器面积，进入脱硝装置的温度都有一定幅度的提高，通过合理的选择面积，可以使全负荷的温度都在 310℃~400℃ 范围内。移至脱硝装置后的省煤器可以继续降低从脱硝装置排出的烟气温度，从而保证空预器出口烟温不抬高，锅炉效率不会降低。

B、脱硝催化剂选择

SCR 法该技术的关键问题是选择优良的催化剂。目前，SCR 催化剂按照活性组分不同，可分为以下几类：贵金属催化剂、金属氧化物催化剂、分子筛催化剂、碳基催化剂等。对于各类 SCR 催化剂，它的活性组分种类及负载量、载体的种类、它的制备条件，如制备方法、焙烧时间和温度等，都会对 SCR 催化剂的性能产生明显的影响。此外，空速、催化剂的种类、形态及用量、反应温度、还原剂种类及用量、水蒸气及 SO₂ 含量等都是影响 SCR 脱氮工艺的重要因素。

表 4.4.3 国际主要脱销催化剂制造商

厂商名称	国家	催化剂产品类型
Argillon	德国	蜂窝式、平板式
BHK	日本	平板式
Cormetech	美国	蜂窝式
Topsoe	丹麦	波纹式
Ceram	奥地利	蜂窝式
Hitachi Zosen	日本	蜂窝式
CCIC	日本	蜂窝式
SK	韩国	蜂窝式

表 4.4.4 国内主要催化剂生产商

制造企业	产品类型	生产能力/m ³ ·a ⁻¹	技术来源
大唐南京环保	平板式	40000	Argillon
东方凯特瑞	蜂窝式	15000	KWH
重庆远达	蜂窝式	10000	Cormetech
江苏龙源	蜂窝式	16000	CCIC
山东三融	蜂窝式	8000	自主
中天环保	蜂窝式	6000	Basf
青岛华拓	蜂窝式	8000	SK
江苏万德	蜂窝式	10000	自主
河北晶锐	蜂窝式	3000	清华大学

本项目 2#机组改机脱硝催化剂采用大唐南京环保科技有限公司厂家生产的催化剂。大唐南京环保科技有限责任公司是经世界五百强企业中国大唐集团公司批准，由大唐科技产业集团有限公司投资组建的脱硝催化剂专业制造企业。公司引进庄信万丰催化剂(德国)有限公司(原德国雅倍隆催化剂公司)的平板式催化剂生产技术，同时收购了包括实验室在内的平板式催化剂生产线，平板式脱硝催化剂最大年产量为 40000 立方米，是全球范围内技术领先，产能最大，市场订单居前，集研发、实验、生产、检测和人才培养为一体，经营中国大唐集团公司及有关企业中由国家投资形成并由中国大唐集团拥有的全部国有资产。因此，本项目采用的脱硝催化剂技术可以满足要求。

(2)除尘技术稳定性分析

目前火电厂应用成熟的除尘器有静电除尘器、布袋除尘器、电袋复合除尘器。近年又出现了湿式静电除尘器、旋转电极静电除尘器、低(低)温静电除尘器、高频电源、电凝聚器等新技术。目前，湿式、低(低)温电除尘技术已成为燃煤电厂满足“超低排放”的主流技术。

低(低)温静电除尘器是电除尘器的一种，当烟尘刚进入电除尘器的电场时，流通断面的粉尘浓度分布基本一样均匀，但到电场的末端，在电场的作用下流通断面的粉尘浓度分布发生较大的变化，趋势是：在收尘板与放电极之间，越靠近收尘板附近粉尘浓度越高，越靠近放电极粉尘浓度越低，也就是目测：放电极附近很透明清晰，而越靠近收尘板越浑浊。尽管大部分粉尘都靠近收尘板，但由于获电粉尘的相互排斥及存在粉尘有的获电不足，使部分粉尘不能被收尘板捕集，而随气流逃逸出电场的现象。当电场振打清灰时，大部分的二次扬尘也是沿阳极板表面逃逸出电场的。显而易见，若能有效地捕集电场末端沿阳极板表面逃逸的粉尘，电除尘器的收尘效率将会大幅提高。故在后三个电场的尾部，每排阳极板的后部增设具有静电捕集、增加拦截粉尘功能和一定均流能力的高效收尘装置可提高收尘效率。

本项目除尘提效改造采用低低温高效电除尘+一体化湿法脱硫协同除尘，对低压电磁振打控制系统进行改造，配合高频实现断电振打。

(3)脱硫技术稳定性分析

石灰石—石膏湿法脱硫效率常在 95%~98%之间，当要求脱硫效率超过 95%时，需要采取增效措施：多喷淋技术、双循环技术、双托盘技术等。通过增加喷淋层数需要提升吸收塔的高度，增大浆池容积，增加投资成本；加大循环量需要消耗更多电能，同时氧化风机所需的压头也需提高，增加运行成本。一般增至 5~6 层已是上限，总效率可达

到 98.5%。

本项目脱硫改造采用增加喷淋层方式，拆除最下层喷淋层，将拆除的喷淋层移至第三层喷淋层上方，另外，还要增加一层喷淋层及对应浆液循环泵，吸收塔增高 14.08m。脱硫效率大于 98.82%，因此，项目改造后 SO₂ 排放浓度将低于 50mg/m³。

(4)根据检测，大唐宁德电厂采用的煤为低硫、低灰、高挥发份、高热值烟煤。

4.5 项目环保改造投资成本分析

根据朱法华等人《煤电超低排放的技术经济与环境效益分析》（《环境保护》2014 年 21 期）研究分析：对于新建燃煤机组，实施超低排放与执行特别排放限值相比，污染物排放量下降 30%~50%（平均下降 45%），但环保一次性投资与运行费用增加基本都在 30%左右。

另外，根据部分煤电机组的环保改造与运行费用测算，从特别排放限值到实现超低排放，对于 1000MW 机组，需要增加的成本为 0.96 分/千瓦时；对于 600MW 机组，需要增加的成本为 1.43 分/千瓦时；对于 300MW 机组，需要增加的成本为 1.87 分/千瓦时。实现超低排放环保一次性投资与运行费用增加基本都在 30%左右，加装低低温电除尘器投资与运行费用又得再增加 10%左右，基本在千万元以上。

表 4.5.1 目前部分现役煤电机组的环保改造方案与投资

改造要求与投资	镇江 330MW 机组	常州 630MW 机组	泰州 1000MW 机组
特别排放限值	低氮燃烧器、SCR 脱硝；ESP 增加电场、改高频电源供电；深度脱硫改造；配合引风机、空预器改造	低氮燃烧器、SCR 脱硝；ESP 增加电场、改高频电源供电；深度脱硫改造；配合引风机、空预器改造	低氮燃烧器、SCR 脱硝；ESP 增加电场、改高频电源供电；配合引风机、空预器改造
投资(万元)	11888	13920	21783
单位投资(元/kW)	360	220	218
超低排放	-	深度脱硫；湿式 ESP；烟卤钛板；配合风机改造	深度脱硫、取消 GGH；湿式 ESP；烟卤防腐改造
投资(万元)	-	13800	12700
单位投资(元/kW)	-	219	127

本项目改造技术为 5645 万元，单位投资 85.5 万元，对照 4.5.1 可见，本项目改造技术运行和投资成本较低，基本上运行费用和投资成本远小于湿电的。

4.6 小结

(1) 机组改造后，SCR 烟气脱硝系统在满负荷工况条件下对 NO_x 的去除效率介于 86.2% ~88.1% 之间，平均去除率 87.4%；出口 NO_x 质量浓度介于 28mg/m³~36mg/m³ 之间，平均 NO_x 质量浓度为 32.2mg/m³。在 75% 负荷条件下，SCR 烟气脱硝系统对 NO_x 的去除率介于 82.8%~3.2% 之间，相差不大，比较稳定；出口 NO_x 质量平均浓度在

36mg/m³~37mg/m³之间，平均NO_x浓度为36.5mg/m³。在5种负荷条件下，对烟气中NO_x的去除率均保持在较高的水平，均实现了NO_x<50mg/m³的超低排放要求。

烟气脱硫系统在满负荷工况条件下对SO₂的去除效率介于98.9%~99.2%之间，平均去除率为99.0%；出口SO₂质量浓度介于10.7mg/m³~14.0mg/m³之间，平均SO₂质量浓度为12.7mg/m³。在75%负荷条件下，烟气脱硝系统对SO₂的去除率介于98.8%~99.2%之间，相差不大，比较稳定；出口SO₂质量平均浓度在8.8mg/m³~12.0mg/m³之间，平均SO₂浓度为10.4mg/m³。从表4.1.9可见，在5种负荷条件下，对烟气中SO₂的去除率均保持在较高的水平，均实现了SO₂<35mg/m³的超低排放要求。

机组改造后，在不同负荷条件下，系统烟气粉尘出口浓度为3.9~4.5 mg/m³，均实现了烟尘<10mg/m³的超低排放要求。

(2) 2#机组装置运行后，烟囱排放出口烟尘质量浓度平均浓度为3.83mg/Nm³、SO₂平均浓度为16.24mg/Nm³、NO_x平均浓度为28.98mg/Nm³，可以满足《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》（发改能源[2014]2093号）的要求限值（烟尘浓度<10mg/Nm³，SO₂<50mg/Nm³，NO_x<35mg/Nm³），同时也满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）重点地区标准的排放要求，在运行工况控制较好的情况下可稳定实现的超低排放要求，对周边环境改善有明显的促进作用。

(3) 2#机组环保改造采用修复低氮燃烧器、增加催化剂填装量并加装备用层催化剂；脱硫系统原塔增加提效构件方案，同时考虑脱硫除尘一体化；除尘系统增加低低温高效电除尘+一体化湿法脱硫协同除尘，可以使烟气排放达到稳定的排放标准。

(4) 改造前后2#机组脱硫系统用电率增加不多，性能试验期间用电率比改造前增加量也较少，2#机组改造技术在能耗方面具有一定的优势。

(5) 本项目改造技术为5645万元，单位投资85.5万元，本项目改造技术运行和投资成本较低，基本上运行费用和投资成本远小于湿电的。

五、评价总结论

福建大唐国际宁德发电有限责任公司2#机组超低排放环保改造项目采用目前国内成熟稳定运行的脱硝、脱硫、除尘技术改造措施，项目改造后烟囱排放出口烟尘质量浓度平均浓度为3.83mg/Nm³、SO₂平均浓度为16.24mg/Nm³、NO_x平均浓度为28.986mg/Nm³，可以满足《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》（发改能源[2014]2093号）的要求限值（烟尘浓度<10 mg/Nm³，SO₂<50 mg/Nm³，NO_x<35mg/Nm³）烟尘，项目改造前后2#机组脱硫系统用电率增加不多，项目改造投资

和运行成本较低，本项目运行具有明显的环境、经济示范效应。

因此，福建大唐国际宁德发电有限责任公司 2#机组超低排放改造满足国家超低排放的相关环保要求。

六、评价建议

- 1、加强烟气在线监测系统的运行维护管理，确保测量数据准确，上传数据可靠。
- 2、进一步优化污染治理设施的运行管理，在确保达到超低排放要求的同时，提高设备运行的经济性和可靠性。
- 3、脱硝催化剂严格按照国家危险废物相关法律、法规和要求进行管理、处置。
- 4、现有超低排放改造的大部分项目都会导致烟气阻力上升，在项目运行过程中应当关注烟气阻力的上升量和现有风机的余量，做好引风机运行和维护。