

附件 3

火电厂烟气脱硫工程技术规范 海水脱硫法

（征求意见稿）

编制说明

项目名称：《火电厂烟气脱硫工程技术规范-海水脱硫法》

项目统一编号：1453.16

承担单位：北京龙源环保工程有限公司、中国环境科学学会

编制组主要成员：杨东、易斌、何强、陈玉乐、王小立、薛军、刘平、陈颖、杨海霞

标准所技术管理负责人：姚芝茂

技术处项目管理人：姜宏

目 次

1	任务来源.....	1
2	标准制定必要性.....	1
3	主要工作过程.....	2
4	国内外相关标准研究.....	2
5	同类工程现状调研.....	3
5.1	海水脱硫的脱硫效率.....	6
5.2	吸收塔选型情况.....	11
5.3	海水恢复系统.....	11
5.4	海水脱硫水质标准及其影响.....	12
6	主要技术内容及说明.....	15
6.1	适用范围.....	15
6.2	术语和定义.....	15
6.3	污染物与污染负荷.....	16
6.4	总平面布置.....	16
6.5	工艺设计.....	16
7	标准实施的环境效益与经济技术分析.....	17

《火电厂烟气脱硫工程技术规范-海水脱硫法》编制说明

1 任务来源

2010年,环境保护部下达了“关于开展2010年度国家环境保护标准制修订项目工作的通知”(环办函[2010]486号),其中提出了制定《火电厂烟气脱硫工程技术规范-海水法》(项目编号1453.16号)行业标准的任务。北京龙源环保工程有限公司承担该标准的编制工作,参编单位有中国环境科学学会。

2 标准制定必要性

鉴于我国的国情、发展阶段和能源结构,火电行业的二氧化硫一直是我国大气污染治理的重中之重。继完成“十一五”二氧化硫减排目标总量控制降低10%后,我国“十二五”规划将进一步减排二氧化硫8%。这给电力环保脱硫行业带来了持续的发展动力。当前,国内市场上应用的火电厂烟气脱硫技术主要有石灰石/石灰-石膏法、烟气循环流化床法、海水法等,其中,以石灰石/石灰-石膏法烟气脱硫技术为主,占90%以上。而作为有益补充、尤其适宜在海滨电厂应用的海水脱硫技术近些年也取得了长足发展,并越来越受到海滨电厂的青睐。

烟气海水脱硫的基本原理是:海滨电厂用于机组冷却的海水是一种天然碱资源,将其用于烟气脱硫取代对石灰石的消耗,既保护环境、减少资源浪费,又降低了能耗,是符合循环经济理念、实现节能减排的先进技术。该工艺在世界上已有40多年的发展应用历史,仅装机容量最大的阿尔斯通公司目前投运的海水脱硫机组容量已超过100套机组,容量38000MW,连续运行经验和监测表明,该技术工艺简单、技术成熟、环境友好。

我国拥有较长的海岸线,沿海火电厂数量可观,而沿海地区经济发达,人口稠密,环境保护要求严格,大多数地区列在酸雨控制区和二氧化硫控制区内、同时淡水资源严重不足,这给适宜在海滨电厂应用的海水脱硫工艺提供了良好的发展空间与机遇。自1999年我国首个海水脱硫工程——深圳妈湾发电总厂#4机组(300MW)海水烟气脱硫工程达标投运以来,国内已有越来越多海水脱硫项目的陆续投产,至2012年10月,国内海水脱硫工程已投运总机组容量共计21404 MW,46套装置。实际运行表明:该工艺符合国家循环经济和节能降耗的产业政策。特别是2004年由电力规划设计标准化技术委员会提出并归口,由国家发改委颁布的《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》(DL/T 5196—2004)中对海水脱硫技术的应用作出了明确的规定,认为该技术成熟可靠,环评及技术经济合理的前提下适宜在海滨电厂应用。

然而,当前国内外均未颁布针对火电厂海水烟气脱硫的相应技术规范,各工程项目的设计建设均是参照技术供应商的内部标准,技术工艺水平、建设质量水平差异较大,甚至出现了极个别不能达标排放的工程。因此,编制《火电厂烟气脱硫工程技术规范——海水法》对于规范我国海水烟气脱硫项目的工程设计、建设、运行维护等环节,确保其工艺水平与工程质量、并适应我国火电厂污染物排放标准和海水水质标准等,具有重要的指导意义。

3 主要工作过程

2010年5月，北京龙源环保工程有限公司与合作单位中国环境科学学会召开了《火电厂烟气脱硫工程技术规范——海水法》规范编制工作启动会，会议成立了编制组，讨论并明确了规范编制的工作目标、路线和具体任务分工。

按照《环境工程技术规范制订技术导则》的要求，规范编制组调研了国内外海水脱硫项目的背景资料和设计、建设、运行情况，国内外火电厂烟气脱硫相关标准制订情况，以及有关火电厂污染物排放标准的要求等，在此基础上编撰形成了《火电厂烟气脱硫工程技术规范——海水法》（以下简称“规范”）草稿和开题报告。

2011年5月9日，环保部科技标准司在北京主持召开了《火电厂烟气脱硫工程技术规范——海水法》开题论证会。与会专家充分听取了规范编制组关于规范适用范围、技术路线、规范初稿等开题内容的汇报，经质询与讨论，形成如下意见：（1）开题资料齐全，内容全面，符合编制工作要求；（2）编制原则、技术路线、实施方案合理可行；（3）建议“本规范的适用范围应与相关标准规范相衔接；规范中对排放海水应提出相关要求”。

编制组在规范修改完善过程中十分重视开题论证与会专家的意见，深入研究，并多次对相关（新）标准的编制单位和专家进行了咨询和探讨。尤其，新标准《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）大幅降低了SO₂的排放限值，引发了部分人士“海水脱硫的吸收效率能否胜任新排放标准”的疑问，规范编制组对此进行了专题讨论和充分调研，调研工作基本覆盖国内90%以上海水脱硫工程的燃煤情况、实际运行效率、海水排放指标、运行可用率等方面。在近半年的深入调研、理论与工程数据分析探讨基础上，编制组于2012年5月完成了《火电厂烟气脱硫工程技术规范——海水法》（征求意见稿）及编制说明。

4 国内外相关标准研究

目前国外具有烟气海水脱硫业绩的公司主要有挪威阿尔斯通、德国 FBE、德国比绍夫、美国杜康、日本富士化水等企业。其中挪威阿尔斯通所占市场份额占绝大多数（80%以上），其海水脱硫机组容量已超过 100 套，容量 38000MW，而其他海水脱硫公司所占份额甚少，这主要是由于挪威阿尔斯通的海水脱硫工艺开发应用较早，尤其在其国内的炼铝等行业首先得到了较好的应用和发展，取得了充分的业绩证明，之后才逐渐在世界范围内得到认可和广泛应用。早在 1968 年，挪威阿尔斯通就已投运了世界首套达 270MW 规模的海水脱硫工程，用于处理炼铝炉气；1988 年，其海水脱硫技术首次应用于火电厂的烟气处理——印度 TATA 电力公司位于 Bombay 的 Trombay 电厂 5 号机组，1×125MW。经过 40 余年的发展，挪威阿尔斯通的海水脱硫技术已较为成熟，并朝高效、节能、节省占地等方向优化和发展。

由于烟气海水脱硫工艺应用条件的限制、各国能源结构不同等复杂原因，该技术仅在少数国家得到实质开发并应用，且除挪威阿尔斯通之外的几家海水脱硫企业，其海水脱硫技术的开发时间并不长，主要是在所在国以外，例如东南亚、中东、非洲等地拥有个别业绩。截至 2012 年，国外未见有专门针对火电厂烟气海水脱硫的设计规范出台。

5 同类工程现状调研

同类工程现状调研主要集中在国内已投运和在建火电厂烟气海水脱硫工程。并对国外部分海水脱硫工程情况进行了了解。

根据规范开题会专家组提出的意见和建议,着重对国内火电厂烟气海水脱硫工程的使用燃煤情况、脱硫效率、和海水排放水质情况进行了汇总和研究。

截至2012年10月,国内电厂海水脱硫工程已投运总机组容量共计21404 MW, 46套装置。详见表5-1。

表5-1 国内海水脱硫已投运工程清单

项目	容量/MW	投运时间	燃煤含硫量 (%)	设计脱硫率	吸收塔类型	排放海水水质类别要求	工程实施方
深圳妈湾电厂	6×300	1#/ 2007年11月	0.63	90%	填料塔	三类	挪威 Alstom
		2#/ 2007年10月					
		3#/ 2006年06月					
		4#/ 1999年03月					
		5-6#/ 2004年08月					
青岛电厂	4×300	1#/ 2006年04月	0.72	90%	填料塔	四类	挪威 Alstom
		2#/ 2006年06月					
		3#/ 2006年09月					
		4#/ 2006年12月					
福建后石电厂	7×600	1#/ 1999年11月	0.89	90%	筛板塔	pH≥6.0	日本富士化水
		2#/ 2000年06月					
		3#/ 2001年09月					
		4#/ 2002年11月					
		5#/ 2003年12月					
		6#/ 2004年07月					
		7#/ 2008年09月					
厦门嵩屿电厂	4×300	1-2#/ 2006年12月	0.63	95%	喷淋塔	三类	东方锅炉
		3#/ 2006年11月					
		4#/ 2006年09月					
山东黄岛电厂	2×660	5#/ 2007年01月	0.64	95%	填料塔	四类	北京龙源
		6#/ 2007年12月					

项目	容量/MW	投运时间	燃煤含硫量 (%)	设计脱硫率	吸收塔类型	排放海水水质类别要求	工程实施方
山东日照电厂一期	2×350	2007年07月	0.84	90%	填料塔	二类(pH值除外)	北京龙源
山东日照电厂二期	2×680	2008年12月	0.95	90%			
秦皇岛电厂 1-4#	1×300	4# / 2007年12月	0.84	90%	填料塔	三类	北京龙源
	1×300	3# / 2008年12月	0.84	90%			北京龙源
	2×200	1-2# / 2009年09月	1.5	90%			北京龙源
舟山朗熹电厂一期	125+135	2008年09月	0.8	90%	填料塔	四类	北京龙源
舟山朗熹电厂二期	1×300	2010年10月	1.0	90%			北京龙源
华能威海电厂一期	2×300	2008年11月	1.1	90%	填料塔	三类	北京龙源
华能威海电厂二期	2×660	2010年12月	1.0	90%			
华能大连电厂	4×350	3-4# / 2008年11月	0.9	92%	填料塔	三类	北京龙源
		1-2# / 2009年11月					
华能海门电厂 1-4#	2×1036	1-2# / 2009年08月	0.9-1.0	92%	填料塔	三类	北京龙源
	2×1036	3# / 2010年12月					北京龙源
		4# / 2012年09月					北京龙源
首钢京唐钢铁有限公司曹妃甸自备电厂	2×300	1# / 2009年09月 2# / 2010年05月	0.8	90%	填料塔	四类	北京龙源

5.1 海水脱硫的脱硫效率

我国沿海电厂的燃煤含硫量一般 $\leq 1\%$ ，且采用烟气海水脱硫工艺的电厂中，绝大多数为2004年以后新建投运的机组，在《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》(DL/T 5196-2004)中要求：“燃用含硫量 $< 1\%$ 煤的海滨电厂，在海域环境影响评价取得国家有关部门审查通过，并经全面技术经济比较合理后，可以采用海水法脱硫工艺；脱硫率宜保证在90%以上。”因此，长期以来国内海水脱硫项目的设计脱硫效率多定在90%以上。然而，实际工程运行数据表明：

(1) 基于上述煤种和规程要求的设计可轻松满足此前《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2003)中第三时段的排放限值要求 400 mg/m^3 ，实际大多项目能够保证的二氧化硫排放限值在 200 mg/m^3 以下；

(2) 在燃煤含硫量严格控制在1%以下时，海水脱硫工程的脱硫效率设计值还有大幅提升的潜力。在燃煤含硫量低于设计煤种使得吸收塔上塔水量相对增加时，脱硫效率可得到有效提升，不乏达到97%、98%以上脱硫效率的运行数据实例(表5-2-表5-5)。因此，海水脱硫通过合理的优化设计完全可以满足新《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)的 SO_2 排放限值 100 mg/m^3 甚至特别排放限值 50 mg/m^3 的要求。

海水脱硫工艺中，海水是一次性通过吸收塔，其初始pH值约为8.0，且所含有大量碳酸根和碳酸氢根使其天然具有较强的吸收 SO_2 和酸碱缓冲能力，经过气液逆流交换逐步吸收 SO_2 过程后出塔时海水pH值在2.5-4范围内；而石灰石-石膏法中，循环吸收浆液pH值必须平衡石膏氧化、钙吸收剂溶解以及脱硫效率等各方面因素而控制在5.3-5.8范围内。因此，同等烟气条件下，海水法脱硫更易将烟气中的 SO_2 浓度处理到更低的水平(更高脱硫效率)，且石灰石-石膏法所需要的循环浆液量要远远大于海水脱硫中吸收塔的海水用量。

当然，当燃用煤种含硫量较高时，虽然海水脱硫工艺的吸收塔通过调整上塔海水量等相关手段亦可实现所要求的脱硫效率，但限于电厂循环冷却海水的总量限制，后续的海水恢复水质将可能难以满足 $\text{pH} \geq 6.8$ 的要求，此时需额外补充海水，补充海水的措施应经技术经济综合比较合理后确定。

另一方面，当燃用煤种含硫量较低时，可不必追求过高脱硫效率即可满足当地要求的污染物排放标准，节能经济。

表 5-2 舟山朗熹电厂二期#3 机组 2011 年 3 月 15 日 监控日报表

项目	进口 SO ₂ 浓度	出口 SO ₂ 浓度	进口 烟气 含氧量	出口 烟气 含氧量	进口 烟气 流量	出口 烟气 流量	脱硫 旁路 开度	脱硫 效率
单位	mg/Nm ³		%		km ³ /h		%	%
1: 00	1136.17	23.06	7.58	7.56	1170.10	1612.58	-0.67	98.06
2: 00	1242.72	25.62	7.48	7.39	1064.00	824.71	-0.66	98.12
3: 00	1256.84	28.54	7.27	7.35	1057.90	803.66	-0.67	98.06
4: 00	1249.09	29.62	7.58	7.66	1064.60	791.30	-0.65	98.14
5: 00	1233.56	29.51	7.63	7.58	1045.70	841.07	-0.67	98.14
6: 00	1313.81	21.70	7.62	7.68	648.10	1134.62	-0.65	98.05
7: 00	1305.63	18.19	7.14	7.13	1139.20	930.64	-0.68	97.83
8: 00	1209.58	23.54	6.47	6.47	1535.00	1044.24	-0.67	97.54
9: 00	1198.30	23.99	5.89	5.89	1495.00	1052.59	-0.67	97.51
10: 00	1227.37	25.66	6.21	6.21	1525.50	1067.01	-0.66	97.51
11: 00	1200.44	25.07	5.85	5.89	341.80	1203.72	-0.68	97.51
12: 00	1192.30	26.22	5.89	5.92	1469.20	1037.38	-0.69	97.50
13: 00	1302.42	30.49	5.72	5.63	1468.40	951.69	-0.67	97.51
14: 00	1380.16	32.88	5.64	5.63	1439.90	958.56	-0.67	97.53
15: 00	1342.36	33.47	5.49	5.56	1438.00	953.87	-0.68	97.62
16: 00	1256.61	30.31	5.76	5.80	1194.40	1062.55	-0.65	97.78
17: 00	1148.84	30.45	5.79	5.76	1459.40	993.68	-0.68	97.91
18: 00	1148.84	30.45	5.79	5.76	1459.40	993.68	-0.68	97.91
19: 00	1153.38	30.73	5.98	5.92	1483.00	1025.97	-0.66	97.86
20: 00	1093.06	31.28	5.93	5.98	1458.40	1017.02	-0.66	97.86
21: 00	1043.96	29.86	5.81	5.75	1471.50	1055.11	-0.68	97.86
22: 00	1111.55	26.49	5.79	5.89	522.20	1031.54	-0.67	97.82
23: 00	1117.69	19.76	5.99	5.78	1520.00	973.77	-0.66	97.78
24: 00	1037.43	19.97	5.92	5.87	1479.50	951.69	-0.67	97.74
日平均	1201.69	26.57	6.41	6.41	1236.40	1010.51	-0.67	97.80
最大值	1380.16	33.47	7.63	7.68	1536.00	1612.58	-0.65	98.14
最小值	1037.43	18.19	5.49	5.56	341.80	791.30	-0.69	97.50

舟山朗熹电厂二期#3 机组原烟气 SO₂ 浓度 1037-1380 mg/Nm³ 时，排放净烟气 SO₂ 浓度可控制在 18-33 mg/Nm³。脱硫效率最小值为 97.5%。

表 5-3 华能威海电厂#3 机组 2011 年 5 月 13 日运行日志

项目	进口 SO ₂ 浓度	出口 SO ₂ 浓度	进口 烟气 含氧量	出口 烟气 含氧量	出口 烟气 流量	脱硫效率
单位	mg/Nm ³		%		km ³ /h	%
2: 00	1021	4.9	7.5	6.9	1319	99.5
3: 00	1002	4.9	7.2	6.9	1326	99.5
4: 00	951	5.5	7.1	6.9	1420	99.4
5: 00	948	5.5	7.2	7.0	1344	99.4
6: 00	962	4.9	7.2	7.1	1331	99.4
7: 00	993	9.8	6.5	6.3	1329	99.0
8: 00	946	16	7.5	7.1	1383	98.3
9: 00	946	6	7.3	7.0	1175	99.4
10: 00	901	12	7.5	7.1	1341	98.7
11: 00	890	22	7.1	6.7	1508	97.5
12: 00	1009	6.1	7.2	6.7	1245	99.3
13: 00	1693	31	6.9	6.1	1361	98.2
14: 00	1683	31	7.0	6.4	1350	98.2
15: 00	1658	28	5.9	6.0	1200	98.3
16: 00	1627	32	6.5	6.1	1184	98.0
17: 00	1658	29	6.7	6.4	1226	98.3
18: 00	1582	23	6.9	7.5	1364	98.5
19: 00	1478	30	7.4	6.3	1396	98.0
20: 00	1540	34	6.1	5.9	1220	97.8
21: 00	1320	18	6.7	6.5	1356	98.6
22: 00	1258	18	7.6	7.2	1326	98.6
23: 00	1365	25	7.7	8.1	1361	98.2
24: 00	1109	8.9	8.8	8.5	1336	99.2
1:00	1100	7.9	8.9	8.5	1339	99.3

华能威海电厂#3 机组，原烟气 SO₂ 浓度小于 1000 mg/Nm³ 时，净烟气 SO₂ 浓度可控制在小于 10 mg/Nm³。原烟气 SO₂ 浓度 1500-1700 mg/Nm³ 时，净烟气 SO₂ 浓度在 30 mg/Nm³ 左右，脱硫效率均大于 97%。

表 5-4 华能威海电厂#4 机组 2011 年 5 月 12 日运行日志

项目	进口 SO ₂ 浓度	出口 SO ₂ 浓度	进口 烟气 含氧量	出口 烟气 含氧量	出口 烟气 流量	脱硫效率
单位	mg/Nm ³		%		km ³ /h	%
2: 00	2107	58	6.1	6.3	1022	97.2
3: 00	2209	50	6.1	6.2	1019	97.7
4: 00	2109	47	6.0	6.4	1007	97.8
5: 00	2019	63	6.3	6.5	1011	96.9
6: 00	2038	57	6.2	6.4	1012	97.2
7: 00	2087	58	6.2	6.4	1013	97.2
8: 00	2079	60	6.1	6.3	1035	97.1
9: 00	2069	59	6.5	6.5	1048	97.1
10: 00	1999	50	6.6	6.7	1051	97.5
11: 00	1943	59	6.0	6.2	1080	97.0
12: 00	1842	42	7.0	7.2	1067	97.7
13: 00	1767	40	7.0	7.2	1002	97.7
14: 00	2006	44	5.8	5.9	1012	97.8
15: 00	1819	50	5.9	6.4	1019	97.3
16: 00	1732	40	6.7	6.7	1019	97.7
17: 00	1437	33	7.0	7.1	1022	97.7
18: 00	1250	24	7.0	7.2	1015	98.1
19: 00	1068	20	7.3	7.5	1019	98.1
20: 00	1344	28	5.4	5.7	1019	97.9
21: 00	1115	39	6.7	6.7	1022	96.5
22: 00	1267	37	7.5	7.4	1019	97.1
23: 00	1028	19	6.8	6.9	1022	98.2
24: 00	1026	19	6.8	7.0	1023	98.1
1:00	1080	19	6.2	6.4	1022	98.2

华能威海电厂#4 机组，原烟气 SO₂ 浓度 2000-2200 mg/Nm³ 时，净烟气 SO₂ 浓度可控制在 40-60 mg/Nm³。原烟气 SO₂ 浓度 1000-1200 mg/Nm³ 时，净烟气 SO₂ 浓度可控制在 20-40 mg/Nm³，脱硫率均大于 95%，平均值可达 97%。

表 5-5 秦皇岛发电有限责任公司 1、2 号机组 2011 年 1 月份 烟气排放月报表

日期	FGD 入口					烟囱入口					脱硫率 %
	流量 ×10000 Nm ³ /h	温度 ℃	O ₂ %	SO ₂ mg/Nm ³	SO ₂ 折 算 mg/Nm ³	流量 ×10000 Nm ³ /h	温度 ℃	O ₂ %	SO ₂ mg/Nm ³	SO ₂ 折 算 mg/Nm ³	
1-3 日	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	停运
4 日	4959	137.2	7.61	3063	3411	5263.27	65.1	7.68	47	52	98.5
5 日	4949	138.4	7.39	3842	4234	5281.96	66.2	7.47	68	74	98.3
6 日	4815	139.7	7.32	4568	5018	5199.08	65.9	7.42	78	86	98.3
7 日	4995	141.8	7.17	4696	5097	5294.90	68.2	7.22	100	108	97.9
8 日	4830	144.4	7.21	4721	5138	5192.57	70.3	7.28	100	109	97.9
9 日	4862	140.9	7.22	4926	5364	4943.82	69.7	7.31	95	104	98.1
10 日	4964	122.2	7.23	4544	4951	4984.54	68.6	7.31	81	88	98.2
11 日	5004	123.2	7.25	4946	5402	5094.67	72.9	7.34	130	141	97.4
12 日	5224	115.3	7.27	3439	3769	5135.91	69.6	7.31	50	55	98.5
13 日	4977	137.0	7.19	4041	4383	5154.78	70.2	7.18	84	90	97.9
14 日	4598	139.0	7.52	3866	4302	4863.80	72.1	7.76	44	50	98.8
15 日	4392	142.9	7.57	3942	4409	4751.01	74.5	8.05	41	47	98.9
16 日	4321	134.8	7.54	4150	4626	4612.23	70.9	7.61	50	55	98.8
17 日	4304	137.2	8.52	3215	3833	4637.99	72.6	7.88	27	31	99.2
18 日	4418	135.2	7.62	2665	2989	4694.12	71.8	7.59	19	21	99.3
19 日	4271	132.5	7.81	2019	2300	4527.07	70.8	7.81	10	12	99.5
20 日	4624	137.1	7.60	1933	2166	4818.38	72.8	7.60	11	12	99.4
21 日	4615	130.0	8.02	3242	3746	5251.73	68.2	8.08	39	45	98.8
22 日	4808	128.5	8.21	3672	4317	4993.89	67.5	8.29	44	52	98.8
23 日	4884	137.1	8.27	3789	4487	5132.43	72.6	8.30	51	61	98.6
24 日	4783	142.2	8.09	3895	4525	5156.73	76.0	8.10	60	68	98.5
25 日	4745	144.7	7.94	3230	3715	5116.35	77.5	7.94	33	38	99.0
26 日	4689	144.7	7.85	3322	3787	5092.23	78.2	7.85	43	48	98.7
27 日	4880	144.8	7.94	3595	4141	5096.79	78.9	7.95	45	52	98.7
28 日	5226	143.5	7.84	3838	4377	5199.16	78.8	7.85	63	72	98.4
29 日	5023	143.5	7.98	3832	4413	5135.46	78.1	8.04	61	70	98.4
30 日	5040	140.7	8.23	3855	4530	5103.41	77.0	8.33	59	69	98.5
31 日	5098	133.9	8.12	2690	3139	5096.19	73.1	8.12	25	29	99.1
平均	4796	136.9	7.70	3698	4163.2	4850.28	76.1	7.75	55.6	62.1	98.5
最大	5226	144.8	8.52	4946	5402	5294.90	78.9	8.33	130	141	97.4
最小	4271	115.3	7.17	1933	2166	4527.07	65.1	7.18	11	12	99.4

秦皇岛发电有限责任公司#1-2 机组（两炉一塔），原烟气 SO₂ 均值为 3503（1129-4946）mg/Nm³ 时，平均脱硫率为 98.5%。

5.2 吸收塔选型情况

我国已建海水脱硫项目除嵩屿电厂采用喷淋空塔型式、后石电厂采用筛板塔型外，其余均为填料塔型。实际调研中也发现，由于无结垢性堵塞问题，海水脱硫采用填料塔型具有一定优势：

首先，填料塔所采用填料具有较高的比表面积，并可充分利用海水自然下落的势能在其表面进行液膜分布，便于气液间的高效传质交换，因而，（1）同等工况下所需气液交换的塔空间相对较小，因而喷淋层高度较低，（2）吸收塔需水量相对较小，（3）布水不需要太高的动压头。故而此其海水升压泵能耗可显著降低；

其次，填料塔仅需设置一层喷淋，不像喷淋空塔需要多层喷淋，也无须筛板塔似的筛板布置，所以其塔高最低，可进一步降低海水升压泵能耗。

以300 MW级的嵩屿项目为例，其吸收塔采用石灰石-石膏脱硫常用的喷淋空塔，设置了五层喷淋层（2+2+1），仅海水升压泵电耗就高达2200 kW。同比各方面参数接近的妈湾项目（300 MW机组），填料吸收塔的入塔水量及扬程均较低，海水升压泵电耗仅500 kW；而黄岛电厂项目（660 MW机组），海水升压泵电耗为1420 kW，青岛电厂项目（300 kW，含硫率为嵩屿2倍），海水升压泵电耗为1120 kW。

在国际上，也有采用喷淋塔设计的案例，例如德国 FBE 和比绍夫等公司，由于其前身具有开发石灰石-石膏湿法脱硫喷淋塔的经验，因此把喷淋吸收塔型应用到海水脱硫上可以节省一部分开发时间和成本。而从工艺区别上看，海水脱硫由于不存在石灰石-石膏法中浆液 pH 控制、结垢、堵塞等问题，给填料塔的应用提供了充分的可行性和优越性。

另外，基于海水脱硫工艺机理上的研究，由于脱硫后海水中亚硫酸根在低 pH 值条件下氧化速率低，石灰石-石膏湿法工艺常用的吸收塔内强制氧化方法并不能给海水脱硫中低 pH 值的出塔海水带来很好的氧化效率，徒然损失电耗。

5.3 海水恢复系统

目前，海水脱硫装置所包含的海水恢复系统主要是用来处理调控排放海水的 pH、DO 和 COD 值。从国内投运的绝大多数海水脱硫项目实际运行情况看，设计工况下、燃煤含硫量小于 1%时，均能保证处理后的排放海水达到所在海域相应的水质要求（《海水水质标准》（GB3097-1997）中的第三类或第四类海水水质），尤其 DO 和 COD 值较容易处理达标，而 pH 值的达标则需要较高的工艺技术水平，这主要是因为：

（1）可用于海水脱硫的机组既有冷却海水总量有限，脱硫酸性海水曝气前必须与未用于脱硫的碱性海水适量混合来调节至较适宜于亚硫酸根曝气氧化的 pH 值，并配合合理的曝气工艺才能实现我国对排放海水较高的 pH 值要求（ $\text{pH} \geq 6.8$ ）；

（2）曝气池的设计需要处理好“氧化 SO_3^{2-} ”与“吹脱 CO_2 ”二者对 pH 值不同要求的矛盾。

例如，后石电厂海水脱硫的脱硫效率、脱硫海水处理恢复后的亚硫酸根氧化率和 DO 均可达标，就 pH 值不能达标。原因是在曝气前用于混合调节 pH 的海水用量太大， SO_3^{2-} 氧化率虽高，却由于曝气 pH 值偏高吹脱 CO_2 效果差，系统生成的二氧化碳不能及时有效排出，而曝气后又缺乏足够的碱性海水来再次提升 pH 值，最终导致排放海水的 pH 无法达到 6.5 的设计。

更有个别国外企业设计的海水恢复系统干脆不设置曝气，例如德国鲁奇·比绍夫有印尼 2 台 660MW、阿拉伯半岛 1 台 130MW 的海水脱硫项目，均未设置曝气池，排放海水 pH 值

为 6.0，虽然这满足了其海水排放 pH 值指标要求 ($\text{pH} \geq 6.0$)，但因没有曝气，海水中的自有溶解氧消耗殆尽，甚至为零，不能满足海水排放水质对 DO 的要求。

海水恢复系统的曝气风机是耗能大户，必须充分理解脱硫海水曝气处理的过程机理，通过科学合理的优化其参数设计与系统配置，才可能实现高效的“氧化 SO_3^{2-} ”并“吹脱 CO_2 ”，从而真正有效的降低曝气能耗，节省厂用电率。

5.4 海水脱硫水质标准及其影响

海水脱硫的排放海水经处理后应满足所在国相应的水质标准及其海水功能区规划要求。就目前海水恢复系统可调控的水质指标 pH、DO、COD 而言，世界范围众多海水脱硫工程对 DO 和 COD 指标的要求水平接近，且较容易经曝气处理实现，但对排放海水 pH 值的要求则相差较大：国内绝大多数海水脱硫工程遵照《海水水质标准》(GB 3097-1997) 中第三和第四类海水对 pH 值的规定，均要求 $\text{pH} \geq 6.8$ ，而国外众多海水脱硫工程要求的排放海水最低 pH 值基本在 5.5-6.0。限于可用于海水脱硫的机组冷却海水既有总量的限制，我国对海水脱硫排放海水较高 pH 值的要求，无疑会加大设计难度（包括工程造价及其运行电耗的增加），尤其曝气池的参数设计需要更高的技术水平。

就国内海水脱硫机组运行情况来看，燃煤含硫量小于 1% 时，其机组的冷却海水总量基本能够满足排放海水 $\text{pH} \geq 6.8$ 的要求。实际上，同等海水水质条件下，由于南方地区海水温度高，机组冷却水量较北方地区大，对海水恢复提升 pH 值有利；而北方地区海水温度低，机组冷却水量较南方电厂同类机组的少，对海水恢复提升 pH 值不利。这些特点需要在海水脱硫工程设计中尤为注意。

长期以来，海水脱硫排放海水对海域环境和生态的影响一直受到相关专家人士的关注，国内外的相关单位对此进行了大量的调查和研究：

(1) 早在 1981 年，美国关岛大学在环境署的监督下，对关岛电厂建设的海水烟气脱硫中试装置的曝气池排水进行了为期 12 个月各类海洋生物（如鱼类、海藻、浮游生物、蜗牛等）积累试验，结果表明，没有一种生物的体内从脱硫排水中积累钒和镍。

(2) 挪威培尔根大学渔业和海洋生物系在 1989 年~1994 年期间，对 Statoi Mongstad 炼油厂海水脱硫系统投运前后的排水海域进行了海洋跟踪观测，观测内容包括：排水口海域底部总金属积累、海洋生物种群变化等。研究结果认为：排水口启用之后没有发现对海底生物带来有害影响，海洋底质中的有机物和重金属含量均保持在自然浓度范围内。

(3) 英国、西班牙、印度等国家也都有运行多年的海水烟气脱硫装置，并为此进行了长期的跟踪监测，都没有发现海水脱硫对排水口周边海域有负面影响。位于苏格兰中部的国家与国际生态保护区 Torry 湾畔的 Longannet 电厂 ($4 \times 600\text{MW}$)，在采用海水脱硫工艺前的环境影响评价工作中，通过中试试验装置对脱硫排水中的污染物进行了长期的监测和模拟扩散试验，对排水中 pH 值、重金属、溶解氧等进行了大范围的一维数学模型和小范围的三维数学模型计算，结果表明，脱硫排水的影响范围仅局限在电厂排水口附近的小区域。西班牙 Granadilla 电厂 2 套海水脱硫装置 ($2 \times (2 \times 80\text{MW})$) 为期 5 年 (1996-2001) 的连续跟踪监测显示，仅在距离排放口 25m 范围有极小的温升，海域中重金属的增量极小，未造成生态环境的有害影响。

(4) 原国家环保总局和国家电力公司对深圳妈湾电厂 4 号机组采用海水烟气脱硫工程时，曾先后要求中国水利水电科学研究院、深圳环境保护监测站对该项目脱硫排水的海域水质影响进行了 6 次跟踪监测，中科院南海海洋研究所对海洋生物物质及表层沉积物影响进行了 3 次跟踪监测。其结论认为：多次监测结果表明，运转前后排水口附近海域没有水质类别上的

变化，对海域水质指标浓度增量的影响是小的，叶绿素、浮游生物的多样性指数和均匀度、底栖生物的多样性和均匀度、底栖生物体内的重金属含量的变化和表层沉积物重金属含量，均在测量误差范围之内，无明显增加。

(5) 华能日照电厂2×350MW机组海水烟气脱硫装置于2007年建成后的“项目竣工环保验收报告”中测量结果见表5-7、表5-8和表5-9。表中，海水泵房即原海水本底值，脱硫塔排水出口即洗涤烟气后的数值，曝气池入口即吸收塔出口海水与海水混合后曝气前的数值，曝气池出口即曝气处理后的数值，入海排放口即经过200多米排水沟道后进入大海的数值；最低检出限：COD_{Mn}为0.8 mg/l、砷为0.007 mg/l、汞为0.05 μg/l、镉为0.09 μg/l、铜为0.6 μg/l。

表5-7反映的是pH在各工艺环节的变化情况，可见，脱硫后的海水和循环冷却水混合，并经海水恢复系统调整后，pH值由3.18~3.86恢复到6.94~7.13，符合脱硫海水混合曝气后pH≥6.8入海的可研要求。

表 5-7 华能日照电厂脱硫海水监测结果 1

点位项目	海水泵房		凝汽器冷却水出水观察井	脱硫塔排水出口	脱硫后曝气池入口	脱硫后曝气池出口	入海排放口	凝汽器冷却水出水观察井与海水泵房之差	脱硫塔排水出口与凝汽器冷却水出水观察井之差	入海排放口与凝汽器冷却水出水观察井之差	入海排放口与海水泵房之差
	1	7.95									
pH	1	7.95	--	3.26	5.36	6.24	6.98	--	--	--	--
	2	7.93	--	3.18	5.55	6.26	6.94	--	--	--	--
	3	7.95	--	3.23	5.64	6.24	7.13	--	--	--	--
	平均	7.94	--	3.22	5.52	6.25	7.02	--	--	--	--
水温 ℃	1	27.8	37.0	38.4	38.2	38.0	37.5	--	--	--	--
	2	27.6	36.2	37.8	37.6	37.6	37.4	--	--	--	--
	3	27.6	36.4	37.8	38.0	38.0	37.0	--	--	--	--
	平均	27.7	36.5	38.0	37.9	37.9	37.3	8.8	1.5	0.8	9.6

表5-8 华能日照电厂脱硫海水监测结果2

项目		COD mg/L	SS mg/L	DO mg/L	总铬 μg/L	砷 μg/L	铜 μg/L	铅 μg/L	镉 μg/L	锌 μg/L	汞 μg/L
海水泵房	1	未检出	4	6.8	6	未检出	2.6	2.7	未检出	26.3	未检出
	2	未检出	3	6.5	8	未检出	1.4	0.3	未检出	32.6	未检出
	3	未检出	5	6.7	10	未检出	未检出	4.4	未检出	38.3	未检出
	均值	未检出	4.0	6.67	8.0	未检出		2.47	未检出	32.4	未检出
脱硫后曝气池出口	1	0.9	9	5.9	18	未检出	7.1	4.8	未检出	39.3	未检出
	2	0.8	6	7.8	21	未检出	1.9	1.5	未检出	46.2	未检出
	3	0.8	8	7.3	25	未检出	7.3	3.4	未检出	65.7	未检出
	均值	0.83	7.7	7.0	21.3	未检出	5.4	3.23	未检出	50.7	未检出
入海排放口	1	未检出	5	6.2	17	未检出	未检出	1.9	未检出	46.3	未检出
	2	未检出	7	6.4	19	未检出	1.3	2.9	未检出	35.9	未检出
	3	未检出	6	6.8	22	未检出	未检出	1.9	未检出	51.6	未检出
	均值	未检出	6.0	6.5	19.3	未检出	-	2.2	未检出	44.6	未检出

由表5-8可见，经处理后的脱硫排放海水经200米沟道后，其在入海口的海水水质与海水泵房海水相比较，除pH值和水温外，SS、总铬、锌三项指标大于本底值外，COD、砷、铜、铅、铬、汞等指标几无变化。

表5-9 华能日照电厂脱硫海水排放海域的海水监测结果3

项目		pH	水温 ℃	COD mg/l	SS mg/l	DO mg/l	总铬 μg/l	砷 μg/l	铜 μg/l	铅 μg/l	镉 μg/l	锌 μg/l	汞 μg/l
排放 海域 混合 区边 界1#	高潮	7.91	27.7	0.9	3	7.6	13	未检出	2.1	1.5	未检出	28.2	未检出
	低潮	7.94	28.3	0.9	4	7.3	8	未检出	1.8	1.3	未检出	32.8	未检出
排放 海域 混合 区边 界2#	高潮	7.90	27.8	0.9	4	7.5	15	未检出	2.4	1.6	未检出	26.3	未检出
	低潮	7.93	28.0	0.9	6	7.0	9	未检出	1.3	1.6	未检出	28.3	未检出
排放 海域 混合 区南 侧养 殖区	高潮	7.96	27.7	1.1	2	7.4	9	未检出	未检出	0.9	未检出	32.6	未检出
	低潮	7.98	27.9	1.2	3	7.6	7	未检出	未检出	0.8	未检出	29.5	未检出
二级 水质标准		7.8 ~ 8.5	人为造 成的海 水温升 夏季不 超过当 时当地 的1℃	≤3	SS人 为增 加量 ≤10	>5	≤100	≤30	≤10	≤5	≤5	≤50	≤0.2

表 5-9 是脱硫海水进入大海与海域海水混合后在混合边界的测量结果，可见，脱硫后的海水排放海域混合区边界及相邻养殖区的 12 项水质指标全部符合《海水水质标准》（GB3097-1997）二类标准要求。

综上，从世界众多海水脱硫装置的运行情况来看，绝大多数电厂排水指标均达到了相应的水质（设计）要求，其排水对周围海域的水质影响极小，多年来未造成明显的生态环境影响。在我国，滨海电站海水脱硫项目的实施首先要求其拥有良好的海域扩散条件、符合环境影响评价的要求，所执行的排放水质要求一般也是依照所在海域的海水功能区及其海水水质类别来设定，大多为要求达到我国《海水水质标准》（GB3097-1997）三类或四类水质的要求（参

见表 5-1)。

需注意的是，当前，对于燃用含硫 1%煤的机组执行 95%脱硫效率而言，限于其冷却海水量的限制，我国脱硫排放海水 $\text{pH} \geq 6.8$ 的要求基本已是系统可以达到的最高值。为此，电厂须注意不得燃用含硫量高于设计值的煤种。此外，确保除尘器的高效运行也至关重要，可从源头上控制海水悬浮物和痕量金属的浓度极小增量，并应加强对已运行海水脱硫电站周边海域水质和生态的跟踪监测。

6 主要技术内容及说明

6.1 适用范围

根据最新颁布的有关火电行业法规及产业政策：

(1) 鼓励类火电机组：除西藏、新疆、海南外，在大电网覆盖范围内，鼓励单机 600 MW 及以上超临界、超超临界机组电站建设和缺水地区单机 600 MW 及以上大型空冷机组电站建设。优先安排国产化设备的整体煤气化联合循环、大型循环流化床、增压流化床等洁净煤先进发电技术。（《国家发展改革委关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》国家发展和改革委员会文件发改能源[2004]864号）；

(2) 限制类火电项目：小电网外，单机容量 300 MW 及以下的常规燃煤火电机组；小电网外，发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组，发电煤耗高于 305 克标准煤/千瓦时的空冷发电机组；直接向江河排放冷却水的火电机组。（《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》国发〔2007〕2号）；

(3) 淘汰类火电机组：大电网覆盖范围内，单机容量在 100 MW 以下的常规燃煤火电机组；单机容量 50 MW 以下的常规小火电机组；以发电为主的燃油锅炉及发电机组（50 MW 及以下）；大电网覆盖范围内，设计寿命期满的单机容量 200 MW 以下的常规燃煤火电机组。（《国务院批转发展改革委、能源办关于加快关停小火电机组若干意见的通知》国发〔2007〕2号）；

100 MW 以下常规火电机组在“十一五”期间已基本关停，200 MW 等级火电（供热）机组目前仍有在役机组运行。国家鼓励新建火电机组容量已达 600 MW 以上。在经济较为发达的沿海地区，火电厂容量基本已按上述产业政策执行。而海水脱硫只能在沿海地区实施，因此，就本标准的适用范围，宜确定为 300 MW 及以上的燃煤电站锅炉；对于 300 MW 以下锅炉采用海水法烟气脱硫技术时参照执行。

6.2 术语和定义

《火电厂烟气脱硫工程技术规范 石灰石/石灰—石膏法》（HJ/T 179-2005）定义了脱硫岛、吸收剂、吸收塔、副产物、废水、装置可用率、脱硫效率、增压风机、烟气换热器。本标准不涉及副产物、废水 2 个术语相关的内容，而脱硫效率、增压风机、烟气换热器的要求和定义已经成熟，本标准不再列入术语定义。此外，在取消烟气脱硫旁路后，脱硫装置可用率的定义应根据机组的要求确定，不宜再单独定义脱硫装置的可用率。因此，本标准删除副产物、废水、脱硫效率、装置可用率、增压风机、烟气换热器等术语，但新增加了 4 个相

关的术语定义：海水法、海水恢复系统、曝气池、烟气事故冷却系统。

6.3 污染物与污染负荷

6.3.1 脱硫效率

如前所述，海水脱硫的脱硫效率本身可以达到 95%以上。本标准主要结合新颁布的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中新建和现有燃煤/油火力发电锅炉和燃气轮机组应执行的 SO₂ 排放限值 100 mg/Nm³，在燃煤硫分小于 1%时制订脱硫效率的下限，应为 95%。同时兼顾重点地区的 SO₂ 特别排放限值 50 mg/Nm³，其脱硫效率应不小于 97.5%。因此，结合新排放标准的要求和海水脱硫机组燃煤硫分的适用条件，提出海水脱硫装置的脱硫效率应不小于 95%。

6.3.2 排放海水水质的要求

根据开题会议纪要的要求，补充海水脱硫排放海水水质的要求：海水法烟气脱硫装置处理后的外排海水水质应符合项目的海洋环境影响评价文件关于排放海域功能区划分的要求，满足排放海域功能区的海水水质标准。

6.4 总平面布置

根据工程调研情况，海水脱硫装置的主要大型建构筑物为曝气池和吸收塔。曝气池一般为地下或半地下式建构筑物。曝气池与机组循环水沟和吸收塔有地下沟道和管道相连。本着节省占地，降低造价的原则，着重提出曝气池、吸收塔建构筑物的总平面布置原则：吸收塔区域宜布置在烟囱附近，其建、构筑物根据工艺流程确定，一般布置有吸收塔、烟道支架、GGH 支架、增压风机基础及检修支架、电控楼、CEMS 小间等；曝气池区域宜布置在循环水排水沟附近，其建构筑物亦根据工艺流程确定，一般布置有海水升压泵房、曝气风机房、曝气池、取样设备间等。

6.5 工艺设计

针对海水脱硫工艺的特点，海水脱硫主工艺系统应至少包括海水供应系统、二氧化硫吸收系统、烟气系统和海水恢复系统。

6.5.1 海水供应系统

海水供应系统是典型的水工工程，其应注意节能和保证机组的安全稳定运行。本标准中提出海水供应管路宜采用自流方式，并应不影响机组循环水系统的安全运行。

6.5.2 烟气系统

根据环保部有关取消烟气脱硫旁路的规定，本规范不再对烟气旁路系统进行有关规定。

6.5.3 二氧化硫吸收系统

根据有关同类工程调研情况，海水脱硫工艺吸收塔塔型可采用填料塔、喷淋塔或其它塔型，采用气液逆流方式。

6.5.4 海水恢复系统

海水恢复系统应处理好“保证排放海水水质达标”与节能的矛盾。提出曝气池的工艺设

计应同时满足海水中 COD、pH 值以及溶解氧的要求。所选用曝气风机、曝气器等组成的鼓风曝气系统，从整体上应具有节能、系统简洁、安装及运行维护管理方便等特点。

7 标准实施的环境效益与经济技术分析

近几年来，火电行业二氧化硫减排工作取得了显著成效。据统计，截至 2008 年底，全国已配套二氧化硫烟气脱硫设施燃煤机组容量达 3.63 亿千瓦，占全国火电机组的比例由上一年的 48% 提高到 60%。其中：新建机组配套烟气脱硫设施的占 55%，在役机组占 45%；300MW 及以上机组占 85%，600MW 及以上机组占 49%。这些机组所采用的烟气脱硫技术，以湿式石灰石—石膏法脱硫技术为主，占 93%，循环流化床法烟气脱硫技术占 4%，海水烟气脱硫技术占 2%，其它方法如氨法和喷雾干燥法脱硫技术约占 1%。

由于选用的烟气脱硫技术单一，石灰石—石膏法脱硫技术产生的脱硫副产物(脱硫石膏)达 4 千多万吨，且大部分地区未能达到有效利用。影响脱硫石膏综合利用的主要原因是脱硫石膏品质不高，不能满足综合利用要求，其次是综合利用渠道不畅。并因石灰石—石膏法烟气脱硫技术受到工艺流程较长，投资费用较高，部分地区石灰石供应紧张，造成脱硫运行成本有所增长等问题，促使海水烟气脱硫技术得到发展和部分应用。

海水脱硫工艺系统简单、能耗低，不需要额外的化学吸收剂，没有副产物产出，没有结垢和堵塞问题，因此运行上可做到无人值守，运行环境优良。海水脱硫工艺的实施，在做到《火电厂大气污染物排放标准》限值的同时，可以大幅降低脱硫运行成本。在燃煤含硫量 1% 时，300MW 机组以石灰石-石膏湿法脱硫工艺平均消耗石灰石 5 t/h，排放石膏 8 t/h，排放废水 2m³/h 计，国内目前海水脱硫机组的容量年可节约石灰石吸收剂 165 万吨，减排石膏 264 万吨，减排废水 66 万吨，同时减排二氧化硫约 66 万吨，环境和经济效益可观。

海水脱硫工艺由于长期被国外公司技术垄断，国内的海水脱硫工程建设走过了依靠国外先进公司设计建设、国内与国外先进公司合作建设以及自主建设的道路。随着国家“863”研究重点课题“大型燃煤电站锅炉海水烟气脱硫技术与示范”(课题编号：2007AA061801)顺利于 2011 年 6 月通过国家科技部的验收，标志着我国具有自主知识产权的海水脱硫设计、建设能力已走向成熟。因此海水脱硫工程造价也得到了大幅降低。可以预见，随着海水脱硫工艺在我国的合理应用和健康发展，海水脱硫工艺的环境、经济和社会效益会进一步显现。