

中国可持续能源项目

化石燃料电厂发电环保折价政策 研究报告

资助单位

美国能源基金会

实施单位

中国环境规划院
中国环境科学研究院

2003年3月

资助单位	美国能源基金会 中国可持续能源项目
实施单位	中国环境规划院 中国环境科学研究院 美国电力监管援助机构(RAP)
项目管理	杨富强 博士 王万兴 博士 卢 红
项目组组长	王金南 研究员
国际专家	David Moskovitz Nancy Seidman Barbara Finemore Paul Hibbard
国内专家	王金南 研究员（中国环境规划院） 高树婷 副研究员（中国环境规划院） 曹 东 副研究员（中国环境规划院） 葛察忠 副研究员（中国环境规划院） 杨金田 研究员（中国环境规划院） 邹首民 研究员（中国环境规划院） 陈罕立 副研究员（中国环境规划院） 吴舜泽 博士（中国环境规划院） 邢 冀 工程师（中国环境规划院） 陈 亮 工程师（中国环境规划院） 周劲松 工程师（中国环境规划院） 余向勇 工程师（中国环境规划院） 孙 宁 工程师（中国环境规划院） 逯元堂 工程师（中国环境规划院） 周 颖 工程师（中国环境规划院）

前 言

中国酸雨和二氧化硫污染十分严重。近年来,虽然二氧化硫排放量有所减少,但酸雨面积并没有明显减少,局部地区酸雨还有加重的现象。电力行业是二氧化硫排放大户,是污染控制的重点行业。电力行业二氧化硫治理技术日渐成熟,但电价一直是困扰电力设施建设和运行的障碍。随着电力体制改革的推进,脱硫机组发电成本上升,在竞价上网市场中的劣势越来越明显。

2002 年国务院发布了电力体制改革方案。随后中国电力监管委员会、国家电网公司、国家南方电网公司以及各发电公司相继挂牌成立,标志着过去垂直一体的垄断局面被打破,电力市场的竞争格局正逐步形成。为了避免电力体制改革对环境产生不利影响,国务院批准的《国家电力体制改革方案》要求国家环境保护局制定化石燃料电厂环保折价标准。为此,美国能源基金会中国可持续能源项目在原国家计委的要求下,专门资助支持中国环境规划院开展化石燃料电厂发电环保折价标准的研究。

本研究报告共分 6 章。第 1 章描述环保折价政策的提出,第 2 章阐述了环保折价的理论基础和法律依据,第 3 章确定环保折价方案和具体标准,第 4 章分析了实施环保折价的若干影响,第 5 章对折价标准的实施管理进行了分析。本研究提出了火电厂排放绩效折价的三个选择方案。经测算分析,对应 3 个方案的折价资金分别为 47 亿元、66 亿元和 65 亿元。若二氧化硫收费按 0.63 元/公斤标准征收,那么折价标准实施后,加上二氧化硫排污费的总资金额分别为 87 亿元、107 亿元和 106 亿元,对发电成本的最大影响在 0.7~0.8 分/kwh 之间。本研究推荐选择第一个方案,即对二氧化硫排放绩效超过 3 克/kwh 的电厂给予折价,同时考虑“两控区”内外的差异。为了便于有关部门决策,我们还针对三个方案提出了相应的折价管理办法。

在本项目研究过程中,我们得到了国家环境保护总局、原国家计委基础司、原国家经贸委电力司、原国家电力公司、原南方电力公司、浙江省电力工业局等部门的支持。在研究过程中,许多政府官员和专家都提出了许多宝贵的意见,我们在此表示诚挚的感谢。由于时间和研究水平的限制,研究报告难免存在错误和遗漏,欢迎读者批评指正。报告所代表的只是研究小组人员的观点,而不代表任何相关政府部门的观点或意见。

项目组

2003 年 3 月

目 录

内容提要	1
第 1 章 背景与问题	1
1.1 电力体制改革	1
1.1.1 电力改革总体思路.....	1
1.1.2 电力定价机制的改革.....	2
1.1.3 竞价上网模式.....	2
1.1.4 电力改革的国际经验.....	2
1.2 电力行业污染控制	3
1.2.1 污染排放状况.....	3
1.2.2 污染控制措施.....	4
1.2.3 环境管理手段.....	5
1.3 折价标准制定的必要性	6
1.3.1 控制严重的酸雨和二氧化硫污染.....	6
1.3.2 降低竞价上网对环境的不利影响.....	6
1.3.3 提供强有力的经济刺激手段.....	7
第 2 章 理论基础与法律依据	9
2.1 发电环保折价理论分析	9
2.1.1 市场失灵与外部不经济性.....	9
2.1.2 环境外部不经济性内部化.....	9
2.1.3 市场竞争与电价.....	11
2.1.4 利用价格机制削减污染.....	12
2.1.5 绿色电价链条政策.....	13
2.2 法律和法规基础	15
2.2.1 《大气污染防治法》	15
2.2.2 《国家环境保护“十五”计划》	16
2.2.3 《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》	16
2.2.4 《国家电力体制改革方案》	17
2.2.5 正在制定的《火电厂大气污染物排放标准》	18
第 3 章 折价方案制定	19
3.1 折价标准框架	19
3.1.1 制定原则.....	19
3.1.2 技术路线.....	20
3.1.3 折价要素.....	21
3.1.4 折价范围.....	22
3.1.5 两控区调整.....	24
3.2 折价方式比较	25
3.2.1 实折下折.....	25
3.2.2 实折上折.....	26
3.2.3 部分成本竞价虚折.....	27

3.2.4 全成本竞价虚折.....	28
3.2.5 方式比较选择.....	28
3.3 折价标准制定方法.....	29
3.3.1 污染边际处理成本法.....	29
3.3.2 基于污染补偿的损失费用法.....	31
3.4 电力 SO ₂ 排放绩效评估.....	31
3.4.1 排放绩效历年变化情况.....	32
3.4.2 地区排放绩效差别.....	32
3.4.3 不同规模电厂排放绩效.....	34
3.5 电力行业 SO ₂ 削减成本分析.....	34
3.5.1 煤炭洗选及燃用低硫煤的成本分析.....	34
3.5.2 循环流化床成本估算.....	35
3.5.3 烟气脱硫成本估算.....	36
3.5.4 电厂脱硫工程实例.....	37
3.5.5 不同排放绩效下的处理成本.....	38
3.6 污染损失估算.....	40
3.7 折价方案.....	42
3.7.1 方案1：线性折价.....	42
3.7.2 方案2：分段折价.....	44
3.7.3 方案3：超标准折价.....	46
3.7.4 方案比较.....	47
第4章 实施影响分析.....	48
4.1 折价资金测算.....	48
4.2 对不同区域的影响.....	49
4.3 对不同规模电厂的影响.....	50
4.4 对新老电厂的影响.....	52
4.5 对管理机制的影响.....	52
4.6 对价格的影响.....	52
4.7 对煤炭市场的影响.....	54
第5章 实施管理.....	55
5.1 排放绩效的计量和核定.....	55
5.1.1 企业申报程序.....	55
5.1.2 绩效核定办法.....	56
5.1.3 监测设备检测.....	57
5.2 数据传输系统设计.....	57
5.3 各有关部门的职责.....	58
5.4 与其它管理制度的衔接.....	59
5.4.1 排污收费.....	59
5.4.2 排污交易.....	59
5.4.3 总量控制.....	61
5.4.4 能源政策.....	61
5.5 折价资金的使用.....	61
5.5.1 结算时段.....	62

5.5.2 折价资金使用与管理.....	62
5.6 减免与处罚	63
5.6.1 减免.....	63
5.6.2 罚则.....	63
第 6 章 结论和建议	64
6.1 主要结论	64
6.2 若干建议	66
参考文献	69
附件 I 线性折价方案	70
附件 2 分段折价方案	75
附录 3 超标准折价方案	80

内容提要

2002 年国务院发布了电力体制改革方案，总体目标是：打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。电力体制改革的核心任务是“厂网分开，竞价上网”。中国酸雨和二氧化硫污染已经十分严重，而电力行业是二氧化硫排放大户，因此，电力行业是二氧化硫控制的重点行业。为了避免电力体制改革对环境产生不利影响，在新的电力体制下建立“清洁电”与“脏电”的竞价上网公平竞争机制，促进电力行业的可持续发展，国务院批准的《国家电力体制改革方案》要求国家环境保护局制定化石燃料发电厂环保折价标准。为此，在美国能源基金会中国可持续能源项目的支持下，中国环境规划院于 2002 年 9 月开始开展了《化石燃料电厂排放绩效折价标准制定研究》。

理论、依据和原则

1、化石燃料发电环保折价是指火电厂“厂网分开，竞价上网”过程中，电网公司根据发电厂的污染排放绩效差异按不同电价结算。通常，对污染排放强度高、超过规定污染排放绩效标准或者水平的电厂，在确定结算电价或交易结算时在原来电价基础上往下折价，简称发电环保折价。由于发电环保折价的主要依据是发电厂的污染排放绩效（如每度电的二氧化硫排放量），因此，发电环保折价实质上就是发电厂的排放绩效折价。在本报告中，发电环保折价与发电排放绩效折价没有本质上的区别，是一对基本等同的概念。

2、发电环保折价的理论基础是污染者付费原则、外部不经济性内部化以及污染损害赔偿理论。在传统的生产模式下，企业使用资本、原材料等其它资源时要受市场价格或市场条件的约束，而使用环境资源由于环境资源没有价格却可以不受这种约束。企业在进行经济决策时，只考虑资本、设备、原材料和人力等生产成本，没有考虑其产生的污染成本。因此，电力企业的大气污染是电力生产的负的溢出效应，需要重新界定生产的成本，将环境成本加入到电力生产企业的成本中，以影响其生产决策。损害赔偿理论是指企业在生产过程中的排污行为破坏了环境资源，影响公众健康。企业要对这种行为负责，并且需要支付损害赔偿，而这种补偿的程度将反过来影响企业的排污行为。尽管折价标准不能全面反映补偿环境资源的价值，但这种补偿作用可使环境资源使用者改变排污行为，有效地利用越来越稀缺的环境资源。政府可以通过调节环境资源的补偿费用，让生产者或消费者在决择自身利益的时候，将环境资源的费用考虑进去，使环境问题的外部不经济性问题内部化。

3、发电环保折价政策制定的主要法律依据是全国人大常委会通过的《大气污染防治法》和国务院批复的《国家环境保护“十五”计划》、《国家电力体制改革方案》、《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》以及即将正在制定的《火电厂大气污染物排放标准》等。《国家环境保护“十五”计划》、《国家电力体制改革方案》、《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》都明确提出制

定发电环保折价政策，正在修订的《火电厂大气污染物排放标准》也在研究在新的火电厂排放绩效标准加入排放绩效标准的可行性。

4、发电环保折价标准制定要遵循公平的原则，减少不公平竞价上网的因素。环保折价要有利于促使电力行业削减污染物排放，改善大气环境质量和生态环境。建立污染排放绩效控制机制，要有利于促进电力技术进步、结构调整，电价向绿色化方向发展。同时，折价办法要简便易行，具有可操作性，与现行的环境管理制度相衔接。

折价政策框架

5、发电环保折价可以采用实折下折、实折下折、部分成本竞价虚折、全成本竞价虚折 4 种模式。根据与有关政府部门以及专家的咨询讨论，选择采用实折下折的方式，即根据电厂竞价，对竞价入网的电厂，在结算时根据 SO₂ 排放绩效水平，按每度电价直接在交易或合同收入中扣除。显然，实折下折方法主要对环境绩效差的电厂通过电价折扣，而扣除的金额也可以看作是一种环境损害的补偿。实折下折模式完全体现了国际通用的“污染者付费原则（PPP）”。

6、发电环保折价标准的实施对象主要是燃煤电厂、垃圾发电、燃油电厂、热电联产电厂、自备电厂以及目前不符合产业政策的电厂。热电联产电厂的供热折合成电一并计算。对上网的全部发电量都折价，其中还应包括自用电量部分。

7、考虑到实施问题，开始阶段，折价因子主要考虑二氧化硫，随着折价体系的逐步完善，逐步引入其它污染物（如氮氧化物、汞、一氧化碳和二氧化碳）。“两控区”是中国二氧化硫污染控制的重点区域，电力行业排放的二氧化硫 70% 以上集中在“两控区”内。“十五”期间“两控区”要求削减 20% 的 SO₂ 排放量。因此，电力行业二氧化硫治理任务艰巨，有必要加大刺激力度。根据本研究的推荐折价标准方案 1，“两控区”内化石燃料电厂的调整系数确定为 1.2。

8、污染治理成本是制定折价标准大小的最主要的依据。折价标准制定的主要目标之一是控制电力行业污染物排放量，改善环境质量，因此污染治理成本是标准值确定的重要基础。根据现有发电厂脱硫费用资料，经过统一的评价方法和指标体系处理，得出各种二氧化硫削减技术的经济成本分析结果。分析表明，中国目前火电厂的脱硫成本在 0.8~5.5 分/kwh 之间，主要取决于机组规模、燃料煤的硫份以及污染排放绩效要求等。

折价方案选择

9、**方案 1：线性折价。**烟气脱硫是电厂治理 SO₂ 污染的重要措施，但脱硫设施不可能将二氧化硫全部去除。从目前脱硫工程项目看，脱硫后的排放绩效基本在 3g/kwh 以下，许多项目在 1g/kwh 以下；此外，从公平合理的角度考虑，这些电厂已支付污染治理成本，而且缴付了二氧化硫排污费。因此，确定折价的起点在 3g/kwh 对于排放绩效低于 3g/kwh 的电厂均不折扣，对排放绩效超过 3g/kwh 的电厂，根据其排放程度，在电费中进行折扣。根据目前污染治理经济分析，SO₂ 排放绩效削减 1g/kwh，其平均治理成本 0.157 分/kw 左右，扣除所缴的二氧化硫

排污费，折价标准为每排放 1g/kwh，对其电价折扣 0.1 分/kwh。方案 1 为本研究的推荐方案，易于操作实施。

10、方案 2：分段折价。对于同一发电厂，不同脱硫效率代表着不同的二氧化硫排放绩效，而且相应的脱硫成本也有较大差异。方案 2 主要根据控制目标选择治理技术，然后确定发电环保折价标准。具体标准为：两控区外排放绩效 (g/kwh) 超过 3~7 g/kwh、7~10 g/kwh、10~15 g/kwh 和 15 g/kwh 以上的电厂，折价标准分别为 0.3 分/kwh、0.5 分/kwh、1.0 分/kwh 和 2.0 分/kwh；两控区内排放绩效 (g/kwh) 超过 3~7 g/kwh、7~10 g/kwh、10~15 g/kwh 和 15 g/kwh 以上的电厂，折价标准分别为 0.4 分/kwh、0.6 分/kwh、1.2 分/kwh 和 2.4 分/kwh。

11、方案 3：超标折价。本方案只对超过污染排放绩效标准的火电厂进行折价，对达到排放绩效标准的电厂不折价。发电排放绩效好坏主要根据实际排放的绩效与排放绩效标准之间的差距来判断。超标准的电厂污染较为严重，按湿法脱硫考虑，脱硫率需在 90% 以上，脱硫运行成本平均成本 1.5~2.0 分/kwh。考虑两控区内外的区别，具体折价标准为：两控区外发电厂为 1.5 分/kwh，两控区内发电厂为 2.0 分/kwh。

折价收入与使用

12、全国发电环保折价资金收入与不同类型发电排放绩效值有关。根据统计分析，中国各地电厂的排放绩效差异很大，中国东北地区煤炭的含硫量低，排放绩效明显好于其他地区，而西南地区，燃煤的含硫量高，二氧化硫的排放绩效值明显偏高。经测算分析，对应 3 个方案的折价资金收入分别为 47 亿元、66 亿元和 65 亿元。若二氧化硫收费按 0.63 元/公斤标准以及 80% 的征收率征收，那么发电环保折价标准实施后，加上二氧化硫排污费的总资金额分别为 87 亿元、107 亿元和 106 亿元。据初步估计，实施发电环保折价对电厂的发电成本最大影响在 0.7~0.8 分/kwh 之间。

13、折价资金的收缴、使用和管理是折价政策得到真正贯彻落实的重要方面，也是折价标准能否最终发挥作用的重要体现。折价资金的收缴必须和目前的电费结算系统相衔接，而折价资金要必须用于与环境保护有关的项目。建议排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金，任何单位和个人不得截留、挤占或者挪作他用。

14、国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等。主要用于下列项目的补助：电厂烟气脱硫设施 (FGD)；电厂烟气污染物排放自动监测装置 (CEM)；电厂污染排放跟踪系统网络建设 (ETS)；可再生能源项目 (RE)；洁净煤发电技术开发。

折价实施影响

15、发电环保折价标准实施后对企业的影响包括两个方面：一是在现行的电力价格体制下，价格的联动效果还不明显，二氧化硫的削减成本没有列入到电价中，从而会挤占企业的利润；二是在中国的电价实施改革后，发电价格由市场决定，污染的控制成本可通过价格的联动效果，将环境成本转嫁给最终用户。由于不同的行业对电力消耗强度不同，因此造成的影响也有很大的差异。根据投入产出表影响分析，折价影响主要的行业是耗电大户行业，如煤气生产和供应、金属矿采选、金属冶炼及压延业。

16、煤炭是电力依赖的资源。在实施发电环保折价标准以后，煤的含硫量将会更加明显反映在煤炭的价格中。带来的影响有两个方面，一是煤质将和脱硫成本直接联系起来，优质煤将有优质的价格，促进资源的有效配置。另一方面，优质煤的使用分配将随之调整，有可能会吸引更多的优质煤用于发电。

环境政策协调

17、核定电厂二氧化硫排放绩效的工作在目前的管理水平下就可以操作。核定是否超过绩效标准有以下两个方面的数据核定问题：一是二氧化硫排放量的核定。新的排污收费制度实施后，实际上就是二氧化硫总量收费。既然二氧化硫总量收费要核定电厂的二氧化硫排放量，而且这是一个具有法律效果的核定数据，因此，我们就完全可以用该数据作为核定是否超标的基本依据。二是电厂的发电量。对于上网电厂，入网的电量完全是确定的。发电公司和发电公司都必须以入网电量作为交易结算的依据。对于电厂本身消耗的电量可以根据相关的法规确定，而且基本上有个范围。自备电厂的发电量也可以直接核查发电厂的工况数据就可以得到。

18、排污收费制度和折价标准的理论基础都是环境的外部成本内部化。从理论上讲，如果将排污收费标准提高到二氧化硫总量控制目标下的污染治理平均边际成本，二氧化硫收费就能达到相同的目的。目前，SO₂ 收费标准很低，不足以起到刺激企业进行治理的作用。新标准实施 3 年后，也才能达到 0.63 元/公斤收费标准。因此，折价标准是对排污收费制度的补充，折价标准与排污收费共同作用，达到刺激污染治理的目标。

19、折价标准在实施环节与传统的排污收费相比，从职能分工上有了很大的转变，排污收费的主体是环境保护部门，直接与污染者行为相连。折价标准主要通过电网进行核算。实施折价标准需要环境保护部门与电网紧密配合，两套系统的衔接是实施折价标准重点要解决的问题。从管理成本而言，从征收的环节，采取折价有其更大的优势，容易足额征收，操作成本将会降低。从操作和监督执法看，折价在操作过程与环境执法和有效的监督有脱节的现象。为了使这两项政策更好的发挥作用，在制定收费费率和折价标准费率时，我们注意到了两者之间的协调关系。三个折价标准方案均考虑了排污收费对企业的影响。在标准制定过程中，在污染治理成本中将收费部分扣除。同时，方案 1 和方案 2，对于排放绩效在 3g/kwh 以下的发电量，折价标准为零。

20、排污交易也是一项环境管理的经济手段，其作用是通过交易企业间由于成本差异而产生的交易行为，实现社会污染治理成本的最小化。从排污交易和折

价标准的作用时间来看，折价标准应该是在排污交易后实施的一项管理制度，发电企业排放量和核定是在交易以后的排放量。此外，在作用范围、实施基础、管理成本和资金筹集等方面，两项管理制度还是存在着一定的差异。二氧化硫排放交易可以为企业在实施折价标准中提供更多的灵活性。

21、从 1997 年，中国就开始了电力改革的步伐，并在上海、浙江、山东、辽宁、吉林、黑龙江 6 个省开展了改革试点，一些省市已开发了电力交易技术支持系统，为折价标准的实施奠定了技术基础。从折价标准实施的技术角度来看，应加强电厂排放量的准确和发电量的计量，以及数据传输系统的开发研究。

若干实施建议

22、建议发电环保折价采用实折下折模式，在结算时根据 SO₂ 排放绩效的程度，按每度电价直接在交易或合同收入中扣除。建议选择第 1 个折价标准方案，即对二氧化硫排放绩效超过 3 克/kwh 的电厂给予折价，同时考虑“两控区”内外的差异。尤其是“两控区”内的化石燃料电厂环保折价要从严对待，但也不能差异巨大，以免产生电厂建设布局打“擦边球”。

23、有关政府部门应深刻认识到未来 20 年我国二氧化硫削减任务的艰巨性和长期性。初步预测，未来 20 年我国火电厂的装机规模还要在目前 2.5 亿千瓦的基础上再增加 2.5 亿千瓦。为此，必须找到若干个有力的经济政策来促进电力二氧化硫的削减。显然，仅仅依靠现有的排污收费政策来达到电力行业二氧化硫控制目标是不可能的。

24、电力排放折价是真正促进电力行业减排二氧化硫的一项非常好的经济政策。对于二氧化硫排放超过规定绩效标准的电厂，使用排污收费和排放折价这“两把大刀”是真正建立电力公平竞争市场的一个有效措施。排污收费与排放折价不应互相取代，而是应该相互补充，应并行实施。建议抛弃“二氧化硫收费与发电环保折价不能并行实施”的观点，充分利用二氧化硫总量收费制度来加强发电环保折价政策，如直接由环保部门核定火电厂的排放绩效。

25、建议环保部门与国家电力监管委员会以及国家发展改革委员会密切配合。作为第一步折价政策试点，可以首先在两控区试点。这与国家“十五”期间两控区内二氧化硫削减 20% 的政策目标十分吻合。而且，这也可以解决全面实施的法律依据不足问题。电力排放折价要与排放绩效或者绩效标准挂钩，不能脱离电厂二氧化硫排放绩效。

26、建议由环保部门和电网公司联合核定发电厂的污染排放绩效：用二氧化硫总量收费时环保部门核定的电厂二氧化硫排放量，作为核定排放绩效的二氧化硫排放量。用发电公司和电网公司确认的交易结算发电量作为电量依据。自备电厂的发电量直接核查发电厂的工况数据得到。

27、建议排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金。国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等。环保部门应在资金管理起主要管理作用，承担有关项目审查的职责。

28、建议加强电厂排放量的准确和发电量的计量，以及数据传输系统的开发研究。建议国家环保总局与国家电力监管委员会联合，建立二氧化硫总量收费、发电环保折价、二氧化硫排放交易、火电厂排污许可证一体化的污染源监控系统。

29、鉴于国家二氧化硫总量控制目标日趋严格，而未来 20 年中国电力行业，尤其是煤电发展非常迅猛，因此电力行业的二氧化硫控制任务越来越艰巨。建议国家制定电力行业二氧化硫中长期减排实施规划，提前把二氧化硫以及其它污染物排放总量控制指标分配给发电厂。

30、无论采用哪个折价标准方案，都与发电厂的污染排放绩效和污染物排放总量监测核定有关。建议环保部门加快制定全国发电厂污染排放连续监测装置（CEM）安装计划。为了推动 CEM 的安装和管理，建议在排污费以及折价资金中提取一定比例用于 CEM 的安装、管理和监督。

31、为了实现发电环保折价政策的动态效率，提高折价标准的动态调节作用，建议发电环保折价标准在实施一段时间（如 2006 年）以后进行调整。调整形式可以采用提高折价标准、细化折价标准、扩大折价污染物、提高发电排放绩效标准等形式。

第 1 章 背景与问题

中国的电力改革在提高电力行业效率、降低成本的同时，也给中国的电力行业环境保护提出了新的挑战。本章主要介绍中国电力改革的基本背景，同时分析了电力行业二氧化硫排放削减对控制中国酸雨和二氧化硫污染的重要性。因此，在进行电力体制改革的同时，应及时实行火电厂排放绩效折价政策，促进电力行业的可持续发展。

1.1 电力体制改革

1.1.1 电力改革总体思路

1997 年 1 月，国家电力公司挂牌成立，标志着中国的电力改革的开始。此后，提出了《实行厂网分开建立发电电力市场的实施方案框架(试行)》，在上海、浙江、山东、辽宁、黑龙江、吉林六省市进行了“厂网分开，竞价上网”试点。2000 年 11 月，国务院办公厅行发 69 号文，正式宣布由国家计委牵头成立电力体制改革工作小组。2001 年 4 月，电力体制改革工作小组向国务院上报“电力体制改革方案(征求意见稿)”，2002 年 4 月，国务院批准了《电力体制改革方案》，全国的电力体制改革全面启动。

2002 年开始的电力体制改革的总体目标是：打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展，推进全国联网，构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。主要任务是：厂网分开，重组发电和电网企业；实行竞价上网，建立电力市场运行规则和政府监管体制，初步建立竞争、开放的区域电力市场，实行新的电价机制，制定发电排放的环境折价标准，形成激励清洁能源发展的新机制；发展发电企业向大户直接供电的试点，改变电网企业独家购买电力的格局；继续推进农村电力管理体制的改革。

这次改革的一个核心是“厂网分开”。所谓“厂网分开”主要指国家电力公司管理的资产按照发电和电网两类业务划分，并分别进行资产重组。在发电方面，组成 5 个独立的发电公司，即华能集团公司、大唐电力、山东国电、国电电力和中电国际。它们将各自拥有 4000 万千瓦左右的装机容量，在各个电力市场中的份额原则上不超过 20%。这五大集团将以行政划拨方式瓜分占全国约 60% 的发电资产。在电网方面，成立国家电网公司和南方电网公司。国家电网公司作为原国家电力公司管理的电网资产出资人代表，按国有独资形式设置，在国家计划中实行单列，由国家电网公司负责组建华北(含山东)、东北(含内蒙古东部)、西北、华东(含福建)和华中(含重庆、四川)五个区域电网有限责任公司或股份有限公司。西藏电力公司由国家电网代管。南方电网公司由广东、海南和原国家电力公司在云南、贵州、广西的电网资产组成，按各方面拥有净资产比例，由控股方负责组建南方电网公司。

1.1.2 电力定价机制的改革

电力体制改革的另一个核心内容是竞价上网,降低成本,形成新的电价机制。新的电价体系将划分为上网电价,输电、配电和终端销售电价。上网电价由国家制定的容量电价和市场竞价产生的电量电价组成。对于仍处于垄断经营地位的电网公司其输、配电价,要在严格的效率原则、成本约束和激励机制的条件下,由政府确定定价原则,终端销售电价则以上述电价为基础形成,建立与上网电价联动机制。在具备条件的地区,发电企业可以通过协商方式,向大用户直接供电,执行国家规定的输、配电价,最终形成比较科学合理的销售电价。

中国目前的电价定价方式基本上是采用还本付息的方式。也就是说,把建设投资打入电厂发电成本,最终转移到消费者身上。上网电是由电厂的运营成本加上税金和利润反算出来的。这种成本加成的电价形成机制与电力垄断形成的“电力一口价”,不利于投资者降低发电成本的。竞价上网后,电价将在竞争过程中,以社会平均发电成本形成。

1.1.3 竞价上网模式

竞价上网是指这样一个过程:发电企业每天按规定时间或者间隔向电网报出自己的上网电价,由交易市场的管理者(也就是电网公司)从高价到低价排列,由电力需求的预测,从低价开始录取,录满为止,没有被录取的电厂就无法发电。也就是说,发电厂与输配电的网各自成为独立的经济法人,哪个电厂的电便宜,电网就购买哪个电厂的电。这样就有助于最大限度地降低发电企业的运行成本。电网购电便宜,那么售给消费者时,自然也会降价,这也给了发电企业公平竞争的良好环境。

1.1.4 电力改革的国际经验

电力体制改革不仅只在欧洲、北美、日本等发达国家,而且成为席卷全球的浪潮。传统的英联邦国家,如澳大利亚,新西兰已经参照英国模式走完了所有制和放松管制、引进竞争两方面的改革。阿根廷、智利也采取了与本国实际情况相适应的电力体制改革。许多发展中国家也走上了电力体制改革之路。

世界各国经济发展程度、经济发展水平、所有制形式等差异较大,电力工业管理模式也不同。国外电力体制改革的经验表明,重组中的电力系统必将影响环境。对这些环境影响很警觉的国家来说,电力重组不仅是提高经济效益,也是改善环境质量的机会。就一个对这些环境影响不了解或不警觉的国家来说,电力重组将造成对公众健康和环境不必要的影响。电力行业是造成空气污染的重要因素。因此对于竞争型的发电市场来说,制定环保措施显得比其它监管措施更为必要。污染物排放总量控制和配额交易措施以及基于产出的排放标准是两项市场机制的最佳方案。

可再生能源配额制(RPS)

RPS 的正式概念最初是由美国风能协会在加利福尼亚公共设施委员会的电力结构重组项目中提出来的。美国已有 9 个州通过了包括 RPS 条款的电力结构

重组立法。欧盟也在考虑在整个共同体范围内实行可再生能源的绿色证书交易系统。

系统效益收费

美国还设定的一项附加费，由公共事业委员会进行管理。该收费将用于支持各项公益计划，如：可再生能源¹计划、节能计划、公益研究计划（包括新型和新兴可再生能源技术）以及低收入用户计划。该法为加利福尼亚的每一主要电力及天然气公司的每一公益领域规定了资助基准。这些活动的系统效益收费从1998年起征收到2001年。可再生能源计划也是到2001年截止。

基于产出的排放标准

在美国麻萨诸塞州电力改革中，由于没有要求老电厂达到与新电厂同样严格的污染物排放标准，从而造成老的和低效的火电厂反较新设施更具有竞争优势。因此，在制定州环境政策中，对所有竞争性的电力设施一视同仁，建立相同的基于产出的发电绩效标准（GPS）。

1.2 电力行业污染控制

1.2.1 污染排放状况

电力行业是中国SO₂污染排放大户。2000年，电力行业排放量占全国SO₂排放总量的44%。随着电力行业的迅速发展，电力耗煤呈增长的趋势，SO₂排放量在全国所占比例将逐年，因此，电力行业是中国SO₂污染控制的重点行业。图1-1反映了6000千瓦以上电厂二氧化硫排放变化趋势。

¹再生电力的基本定义由PURPA规范。可再生能源包括所有普遍接受的可再生技术（生物质——沼气，城市固体垃圾，厌氧消化（废料处理），太阳能、风、地热、小水电（C30MW））。根据PURPA的规定，只有使用矿物燃料少于25%的设施才能称为合格的可再生能源生产设施。

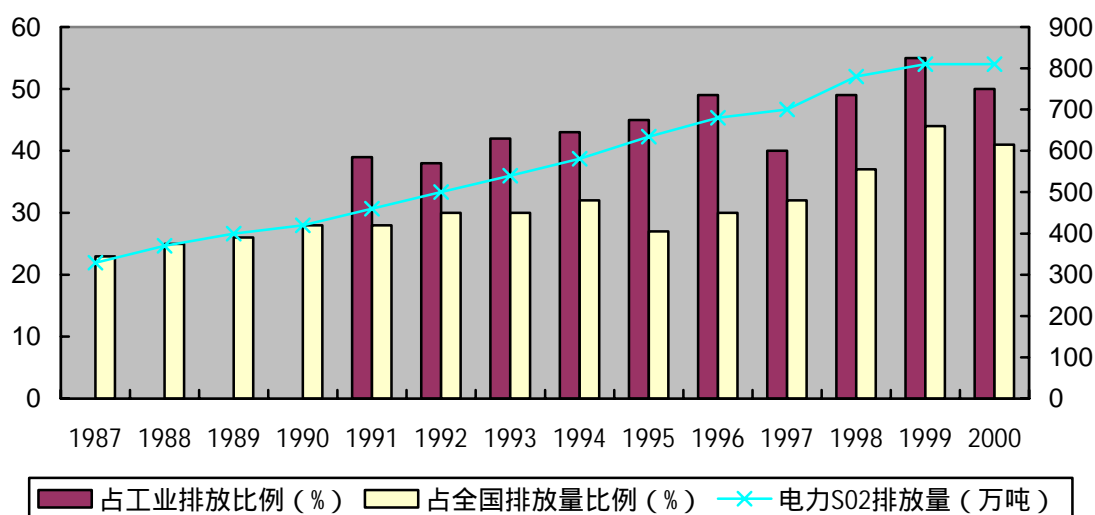


图 1-1 中国历年电力行业二氧化硫排放增长情况²

中国火电分布不均衡，主要集中在东部发达地区，西部地区由于经济发展水平较低，电力行业发展相对落后。电力行业二氧化硫排放量也是东部大于西部，与发电量的分布状况相近，排放量大的山东、河北、广东、江苏。西南地区火力发电量所占比例仅为 6%，但电力行业排放的二氧化硫占 14%，如贵州、重庆、广西电力行业二氧化硫的排放绩效。各省市电力行业 SO₂ 排放情况见图 1-2。

1.2.2 污染控制措施

为了控制火电厂二氧化硫排放，电力企业通过换烧低硫煤、关停老小机组和实施排烟脱硫等措施，使二氧化硫排放增长趋势有所减缓。2000 年火电厂每万千瓦时发电量二氧化硫排放量比 1995 下降 20%。

低硫煤的使用

通过换烧低硫煤，使燃煤电厂煤的含硫量逐年降低。1990 年全国火电厂燃煤平均含硫量为 1.2%，1991 年全国电煤平均含硫 1.17%，1995 年 1.09%，1999 年全国火电厂燃煤平均含硫量 1.05%。1996 年原电力部直属 6000 千瓦及以上火电厂燃煤含硫量为：中低硫煤（含硫量 2% 以下）约占 91.8%，其中低硫煤（含硫量 1% 以下）约占 56.4%。

在中国煤炭产量中，含硫量在 1% 以下的低硫煤约占 70%，其中含硫量小于 0.5% 的比例较低，大部分低硫煤资源分布在内蒙古西部、山西和陕西北部、新疆等地。由于受煤炭资源、运输、电厂设备和不同区域环境状况的限制，仅靠燃用低硫煤，是难以达到全面控制二氧化硫排放的目的。

烟气脱硫设施安装

²资料来源：《中国环境统计年鉴》1991~2001，《中国统计年鉴》1981~2001，《中国电力年鉴》2001，国家经济贸易委员会关于印发《火电厂烟气脱硫关键技术与设备国产化规划要点》的通知（国经贸资源[2000]156号 2000年2月21日），中国化工报 2001.02.28。

中国从 1970 年代开始研究脱硫,1980 年代中期建立了试验装置,1990 年代首次在大容量机组上安装脱硫装置。2000 年底,全国火电厂已投运脱硫机组容量约 500 万千瓦,其中约 70%为国电公司所属电厂,投运和在建脱硫工程装机总容量超过 1000 万千瓦。

淘汰落后的小机组

从 1997 年开始,电力企业按照国务院和国家经贸委的要求和统一部署,积极关停能耗高和污染严重的 5 万千瓦以下的小火电机组。到 2000 年底,全国已累计关停小火电 1000 万千瓦,其中国家电力公司系统关停 778 万千瓦,相应少耗原煤 1000 万吨,减排 40 万吨二氧化硫。到 2004 年,全国还将关停 2500 万千瓦小火电机组,其中中国电公司系统将关停 1400 万千瓦。

1.2.3 环境管理手段

监督管理

中国从 1986 年开始引进烟气 CEMS,到 1998 年 7 月底,全国有 40 个火电厂已安装或基本安装烟气 CEMS,共 50 套。据有关部门初步估计,目前有 70 余家火电厂购置了近 90 套烟气 CEMS,为环境管理提供了有力支持。二氧化硫排放量一般采用物料衡算方法计算,虽然有一些在线连续监测设备,但运行状况不佳。没有精确的监测数据,给总量控制的实施带来压力。“三同时”、排放标准、总量控制、排污收费等制度的实施都需要准确的监测结果。

法规标准

中国污染物排放总量控制工作存在三个薄弱环节:一是法规滞后,如酝酿已久的《主要污染物排放总量控制管理条例》尚未颁布;二是实施总量控制过程中,尚未健全和完善与总量控制相配套的有关制度和标准,影响着实施总量控制的效果,如排污许可证和排污交易制度;三是总量控制基数的核定、总量控制目标的制订、总量执行情况的考核与公布,还缺乏一整套规范化的办法。污染物排放标准是实现火电厂污染物排放控制的法律依据,现行标准中 SO₂ 排放限值过于宽松,缺乏明确的政策导向,不利于火电厂大气污染控制。

经济手段

排污收费是中国控制二氧化硫污染的重要经济手段,但目前标准过低,低于污染治理成本,而且没有全面开征。按照现行电价政策,现有电厂进行脱硫技术改造,其投资和运行费用不能进电价。这限制了电厂从电价中收回成本,影响了电厂安装脱硫设施的积极性。随着电力体制改革的推进,脱硫机组发电成本比不脱硫机组高,在竞价上网的市场中必处于劣势,由于没有对脱硫电量给予倾斜的保护性政策,电力企业没有安装脱硫设施的积极性。

1.3 折价标准制定的必要性

1.3.1 控制严重的酸雨和二氧化硫污染

2000年，全国酸雨出现的区域基本维持了前几年形成的格局，酸雨区面积约占国土面积的30%。降水年均pH值小于5.6的城市主要分布在长江以南、青藏高原以东的广大地区及四川盆地。华中、华南、西南及华东地区仍是酸雨污染严重的区域；北方只有局部地区出现酸雨。2000年，监测的254个城市中，降水pH值范围在4.10~7.70之间，157个城市出现过酸雨，占61.8%，其中92个城市年均pH值小于5.6，占36.2%。“酸雨控制区”中102个城市和地区降水年均pH值范围在4.10~6.90，其中95个城市出现酸雨，占93.1%；72个城市年均降水pH值小于5.6，占70.6%。汕尾、巢湖、曲靖、马鞍山、赤壁、潜江和德阳未检出酸雨。据中国环境监测总站2002年的酸雨监测表明，中国酸雨有加重的发展趋势，而城市二氧化硫污染趋势基本得到控制，其中一个主要的原因就是与电力行业高架源二氧化硫排放量没有得到有效控制密切相关。

中国酸雨分布区域广泛，成因复杂。研究表明，中国酸雨属硫酸型，形成的主要原因是燃煤产生的二氧化硫排放，各省、自治区、直辖市间存在致酸物质的远距离输送和相互影响。1995年硫沉降量及其来源分析表明，沉降量最大的是四川省，达645106.3吨/年，其次是山东省，为448413.6吨/年，最小是西藏自治区，为1553.3吨/年；四川、新疆90%以上的硫沉降量来自本地源，广东、广西、上海、山东80%以上来自本地源，吉林、安徽、青海、西藏50%以上来自外省区。非酸雨控制区省份对酸雨控制区省份硫沉降量的影响由大到小次序为山东、河南、陕西、山西、河北、天津、甘肃、辽宁、内蒙、北京、宁夏、海南、新疆、青海、吉林、黑龙江和西藏。

因此，在电价改革过程中必须考虑环境因素。折价标准正是能够保证回收供电的所有经济成本，包括环境成本，第一步要求在电价中包括发电厂的污染治理成本，在可能的情况下，在电价中包含电厂污染物排放对环境所造成的损失，使电厂造成的环境外部成本得以内部化。

1.3.2 降低竞价上网对环境的不利影响

当前电价改革的主要内容是在电力工业中具有竞争性的部门(发电部门)实行基于市场的价格，同时，在具有垄断的部门实行基于边际成本原则(对电价结构和水平)的管制价格。但是在实行电价改革过程中，可能会出现以下问题：

治理滞后

竞价上网与新的电价形成机制，使得上网电量不再是行政分配，而是按照价格高低由市场来决定，今后电力公司比拼的将是成本与费用控制。能源成本低、发电价格低的发电企业就会在竞争中胜出并占据有利地位。竞价上网必将引发电厂对成本的严格控制，电厂会采取各种可能的手段降低成本，污染控制的成本也将在削减之列。电厂脱硫将造成电力生产成本的提高，机组安装湿式FGD后的单位发电成本要增加0.02-0.03元/kwh，安装干式FGD后的单位发电成本要增加

0.01-0.02 元/kwh。污染控制设施的安装和运行必将影响到电力企业的竞争力,使其处于不利的竞争地位。为了降低成本企业将尽可能地避免安装污染控制设备或减少运行时间。

电力结构不合理

新的竞争机制使得发电公司都追逐自身利益,搞短期行为,严重影响水电、核电、新能源和洁净煤燃烧技术的发展,使电力结构愈来愈趋于不合理,资源无法优化配置,环境污染更趋严重,电力科技进步得不到超前的发展。以南澳为例,至 2001 年先后完成了 9 期风电场建设,共安装各型风力机 132 台,装机总容量 54330 千瓦,年可发电 1.4 亿千瓦时,年可创值 9000 万元。按照目前的发电能力,与火电相比,年可节约标煤 5.6 万吨,相应可减少烟尘排放量 495 吨/年,二氧化硫 1121 吨/年,减少灰渣 14017 吨。这种既为当地经济发展增加税收和就业,又有利环境保护的风能发电,却在目前竞价上网的电力改革中遭遇发展的瓶颈。国家经贸委资料显示,尽管“九五”期间风电场建设平均单位投资已由 10000 - 10500 元/千瓦下降到 8000 - 8500 元/千瓦,但上网电价(含增值税)平均水平仍在 0.6 - 0.7 元/千瓦时之间,远高于常规能源发电成本,因而在竞价上网中缺乏竞争力。

能源利用效率低

根据中国现行电价管理办法,目前发电环节平均电价 0.29 元/kwh,其中 1985 年以前建成的电网属直属厂,没有独立的上网电价,与电网的内部结算价为 0.24 元/kwh,1985 年以后建成的独立核算电厂上网电价为 0.33 元/kwh,其中 1997 年核批 62 个电厂上网电价平均为 0.41 元/kwh,1999 ~ 2000 年建立的 70 个电厂上网电价平均为 0.36 元/kwh。现行定价管理方式造成污染严重的老电厂发电利用小时高,达到排放标准的新电厂利用小时低,不利于提高能源效率,减少污染;另外新电厂在上网电价上处于劣势,不利于发电技术和污染削减技术的进步。

如果在电价中加入脱硫成本,可为燃煤电厂的脱硫创造良好的条件。运用电价机制促进电力行业的环境保护,其基本出发点有两个,一是利用价格机制促进电厂,主要是火力发电厂进行污染治理,改善其环境行为;二是为电厂的污染治理筹集部分资金,集中使用,用于补充大电厂的污染治理项目投资的不足和补偿电厂污染物排放所造成的环境资源的损失。这样,就从根本上解决了电厂脱硫的资金来源问题。折价标准实施后污染严重的电厂必须采取措施脱硫,与新电厂处于同一竞争水平或起跑线上。

因此,折价标准可以使安装污染削减措施的电厂和没有安装污染削减措施的电厂的环境成本趋于一致。这样就可以起到促进公平上网,刺激电厂安装污染治理设备的作用。

1.3.3 提供强有力的经济刺激手段

控制电力行业污染物排放的手段主要是强制性的火电厂污染物排放标准以及排污收费制度:即在两控区征收 SO₂ 排污费和对超标准电厂罚款。但是,0.2 元/公斤 SO₂ 的排污收费标准与平均 2 分/度电的脱硫成本相比,不足以刺激企业治理污染。而环保部门从二氧化硫收费中提取的 10% 的自身建设经费成为众矢

之的，致使有些电厂对治理污染产生抵触情绪。由于脱硫成本不能计入电价，导致脱硫装置利用率极低，有的已安装脱硫装置的电厂经常是为演示或应付地方环保部门的检查才开动一下。

第 2 章 理论基础与法律依据

强有力的理论基础和法律依据是制定和实施火电厂排放绩效折价政策的前提和基础。在制定火电厂排放绩效折价政策时，主要遵循环境外部成本内部化以及污染者付费原则。同时，折价政策应建立在现行的环境法律法规基础上。本章在论述制定折价政策的理论依据的同时，也对制定折价政策的法律依据进行了初步的分析。可以说，实行火电厂排放绩效折价具有理论基础和法律依据。

2.1 发电环保折价理论分析

2.1.1 市场失灵与外部不经济性

经济学家认为在市场经济条件下，企业经营决策一般都是理性的，他们均是在权衡其边际成本和边际效益后，才作出对他们有利的决策。但是，边际成本和效益的构成会改变这种权衡的结果，最终将影响其经营决策。

环境污染是企业生产的外部性，是由于市场失灵、政策失灵和计划失灵等造成的。电厂大气污染是电力生产所带来的。在传统的生产模式下，企业在进行经济决策时，只考虑资本、设备、原材料和人力等生产成本，没有考虑其产生的污染成本，或者说环境容量资源是无价的，属于上帝的恩赐³。他们使用资本、原材料等其它资源时要受市场价格或市场条件的约束，而使用环境资源由于环境资源没有价格却可以不受这种约束。因此，电力生产企业为了追求其利润最大化，把未经处理的废物排入大气和水中，不考虑这种行为产生的高昂的社会代价，电力企业的大气污染是电力生产的负的溢出效应，是由于市场失灵造成的，需要重新界定生产的成本，将环境成本加入到电力生产企业的成本中，以影响其生产决策，这就是将这种外部不经济性内部化。

2.1.2 环境外部不经济性内部化

污染者付费原则

经济合作与发展(OECD)于1970年代提出了“污染者付费原则”(简称PPP原则)。这一原则的核心就是要求所有的污染者都必须为其造成的污染直接或者间接支付费用。目前，这一原则已经成为各国乃至国际社会解决环境问题的一个基本原则。根据污染者付费原则，在其它条件一致前提下，企业边际成本将增加，最终影响企业决策。PPP原则是制定发电排放绩效折价政策的最基本的理论依据，而且排放绩效折价本身就是PPP原则的最具体的一种体现。当环境资源引入市场体系后，政府可以直接对所有利用空气、水等类似资源而产生外部费用

³ 但是随着经济发展、人口增加和城市化，环境资源已经成为一种日益稀缺的资源。而且环境是资源已经成为一种不争的事实。

的活动制定价格或收费,这将要求那些把污染物排入大气或水体而占用公共环境资源的活动支付费用。因此,发电排放绩效折价将使环境资源与市场上的其它资源一样,通过价格作用实现环境外部不经济性的内部化,从而达到环境资源的有效配置。

损害补偿理论

企业排污行为达到一定程度会破坏环境资源,影响人体健康影响。如果企业要对这种行为负责,并且需要支付补偿,那么这种补偿的程度将影响企业排污行为。尽管折价标准不能真正反映补偿环境资源的价值,但这种补偿作用可使环境资源使用者改变排污行为,有效地利用越来越稀缺的环境资源。政府可以通过调节环境资源的补偿费用,让生产者或消费者在抉择自身利益的时候,将环境资源的费用考虑进去,使环境问题的外部不经济性问题内部化。

环境成本内部化

对电力企业征收排污费、污染税或者和提高电价是电力企业环境成本内部化的方法。实际上征收排污费、污染税或者提高电价的机理都是一样的,都是改变价格信息,使得企业重新根据其边际效益和边际成本进行决策,从而达到少排污的目的。从图 2 - 1 可以看出,在完全市场条件下,电价是有总需求和总供应决定的,假设为 P_0 。由于单个企业不能完全改变市场价格⁴,因此它的销售电价也为 P_0 ,利润为 OQ_0AP_0 ,征收排污费后,企业实际得到的价格将下降到 P_1 ,其利润为 OQ_1BP_1 ,征收环保折价后,其价格将下降到 P_2 ,利润将更加减少,为 OQ_2CP_2 。因此为了减缓收费和环境折价的影响,当企业认为污染治理的成本小于其利润损失时,企业就选择污染治理。同时征收的排污费和折价收费还可以专项用于污染治理和环境保护。

⁴ 完全竞争条件下,单个电厂的发电份额在总发电量中占的比例很小,不能影响电价,而在非完全竞争条件下,个别大的电厂可能影响电价,但也具有激励的竞争。

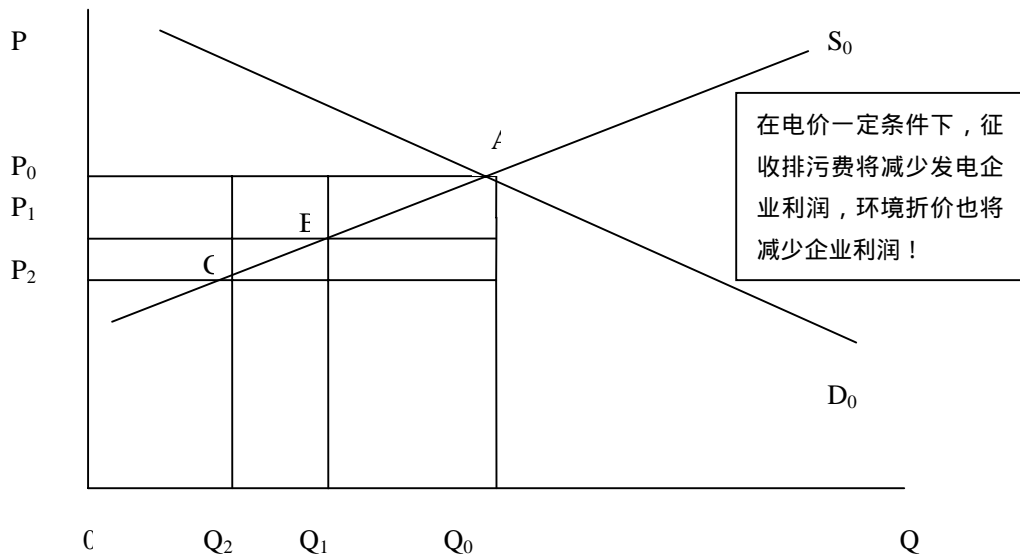


图 2 - 1 排污收费和折价机制原理比较

2.1.3 市场竞争与电价

在完全市场条件下，电力需求和供应的综合作用决定最终电价。通过竞争，资源将得到有效的配置，从而提高资源的效率。但是市场竞争不能解决公平和公正问题，需要政府进行调控。

电力属于关系的国计民生的商品，中国对终端市场还没有放开，而且在上网电价方面，竞价上网的部分还很小，因此属于非完全市场。在非完全市场条件下，终端电价是政府决定的指令性价格，而上网电价是根据成本加适当的利益逐个电厂制定的并由政府确认的。电厂之间的竞争比较弱，效率不高。但是即使在这种条件下，电价也能发挥有效的条件作用。

电价在调整电力结构方面具有特定的作用，也是一种行之有效的方法，其主要手段是通过特定的定价机制，确定合理的电价水平和结构，用价格信号调整电网和电源建设结构，调整水电、火电、核电及其它新能源的结构，以及各种电源、电网服务组合内容。

以社会平均发电成本制定最高上网电价能促进电力企业从内部挖潜力，开展技术改造、节能等措施，使企业的发电成本低于整个电力行业的社会平均发电成本，这样会提高整个电力行业的经济效率。这些技术改造和节能措施将提高发电行业原材料使用效率，减少单位电量的排污强度，有利于环境保护。

销售电价结构调整将理顺用户、发电企业、供电企业之间的关系，减少用户之间的相互补贴，消除电价构成中的不合理因素，这样做可能促进用户使用更多的电，因为从长远看，调整后销售电价将普遍降低。在电力行业逐渐呈现买方市场情况下，这种调整将有利促进电力行业的发展。但是从环境角度考虑，由于用电量的增加，在单位排污强度一样的情况下，电力行业的污染贡献率将会有所上升。

电力使用量的增加也将会改变中国能源消费结构。中国是一个以煤炭为主要能源的国家。电力作为二级能源，其使用要比煤炭更清洁。煤炭也是电力生产的主要原材料，因此将煤炭转化为电对控制国家大气污染具有重要作用，因为煤炭转化为电力，供生产和生活使用，减少煤炭燃烧对城市环境污染。发电量的增加也导致煤炭使用量的增加，但是由电力企业统一将煤炭转化为电，然后供应给用户要比用户直接使用煤炭作为燃料，更经济，对环境污染程度要轻，而且还能减少煤炭运输和流通过程中的污染。因此，电力使用量的增加导致能源结构的变化，使其朝有利于环境的一面发展。

2.1.4 利用价格机制削减污染

从电价形成机制调整措施看，最主要的改革是改变上网电价形成机制，最高上网电价是由社会平均成本决定，而非由个别成本决定，使有限的资源得到合理的配置。同时，销售电价形成机制的调整与改革理顺了电价结构。

通过前面的分析，我们知道目前电力改革极有可能出现的结果是实际电价的下降。由于目前电价没能包含环境成本，那么下降后的电价又怎样体现环境成本呢？有三种办法可以实现这个目标：（1）在电价中增加附加收费，象现在的SO₂收费（但需提高收费标准），而且收费资金上缴国家财政，用于污染治理和环境保护以及促进清洁能源和清洁生产；（2）对污染物征收污染税或对能源使用征收环境税，税收收入专项用于污染控制，环境保护和鼓励清洁能源使用；（3）制定发电绩效标准，在此基础上核定每个发电企业的排放总量并且发放排放权指标，然后建立排污权交易市场，通过这个市场来控制电力行业的污染排放。

直到今天，中国绝大部分地区的供电价格仍然是由政府有关部门审批控制，称之为“还本付息价”。在这种情形下，一个电力项目哪怕效率再低，也能通过“高进高出、一厂一价”的方式获得同样高额的利润。尽管还本付息电价在历史上发挥过积极作用，但在这种“一厂一价”甚至“一机一价”的审批制度下，全国有好几百种不同的上网电价，只能用一团乱麻来形容。而到了网上后，消费者也毫无选择余地，只能被动接受计划配给的电价。

目前，电力垄断的一个重要根源在于政府部门对电力建设的项目和价格的审批，上网电价也要由政府来定。即便是投资失误，也可以把板子打到企业身上，或通过提高电价的方式把经济损失转嫁到消费者头上。电力反垄断改革的关键首先是革新现行的行政审批制度。

在目前进行的电价改革中必须考虑环境因素。首先，电价应保证回收供电的所有经济成本，包括环境成本，第一步要求在电价中包括发电厂的污染治理成本，在可能的情况下，在电价中包含电厂污染物排放对环境所造成的损失；其次，在输配电环节制定有利于环境的价格政策，充分利用目前电力改革和重组，竞价上网的有利时机，从改善电源结构和加强污染治理的角度出发，制定有利于环境的价格政策和相关政策。

根据中国现行电价管理办法，目前发电环节平均电价0.29元/kwh，其中1985年以前建成的电网属直属厂，没有独立的上网电价，与电网的内部结算价为0.24元/kwh，1985年以后建成的独立核算电厂上网电价为0.33元/kwh，其中1997

年核批 62 个电厂上网电价平均为 0.41 元/kwh，1999 ~ 2000 年建立的 70 个电厂上网电价平均为 0.36 元/kwh。现行定价管理方式造成污染严重的老电厂发电利用小时高，达到排放标准的新电厂利用小时低，不利于提高能源效率，减少污染；另外新电厂在上网电价上处于劣势，不利于技术进步。发电排放绩效标准实施后污染严重的电厂必须采取措施，而新电厂无须治理，使各企业处于同一竞争水平。

以发电环节的 SO₂ 为例，目前中国电价中没有考虑燃煤电厂的脱硫成本，限制了电厂从电价中收回成本，影响电厂安装脱硫设施的积极性。根据测算，一台 300MW 机组，燃用含硫量约 2% 的煤炭，安装湿法高效脱硫装置时，脱硫成本为 0.03 元/ kwh。

如果在电价中加入脱硫成本，可为燃煤电厂的脱硫创造了良好的条件。运用电价机制促进电力行业的环境保护，其基本出发点有两个，一是利用价格机制促进电厂，主要是火力发电厂进行污染治理，改善其环境行为；二是为电厂的污染治理筹集部分资金，集中使用，用于补充大电厂的污染治理项目投资的不足和补偿电厂污染物排放所造成的环境资源的损失。这样就从根本上解决了电厂脱硫的资金来源问题。因此，在电价中考虑脱硫成本和环境成本是电价改革中应当予以重视和优先考虑的政策选择。

2.1.5 绿色电价链条政策

在电力价格改革中充分考虑环境因素，从根本上体现发电对环境的影响，除了在电价中考虑环境成本外，另一个重要方面就是制定一系列的绿色电价政策，形成发电、输电、配电和售电的绿色价格政策链条体系，将绿色电价政策渗透到电力生产和供应的各个环节中。

在发电环节，建立电力交易市场。发电企业原则上都要成为独立电厂，要与电网经营企业在财务、人事上完全脱钩，即“厂网分开”。所有电厂每天数次向电网报出自己所要求的上网电价，而交易市场的管理者，用电脑将各电厂的报价从低到高排列，并按所需电力负荷的预测，从低价开始录取，录满为止。未被录取的电厂就不能发电。这将促使发电厂最大限度地降低电厂造价和运行成本，而电网则取得了反映每一时刻供求关系中市场价格最低的供电资源。

为了促进发电企业进行污染治理，在录取发电企业时考虑环境因素，可以在有治理设施和环境行为达到国家环境标准的电厂所发的电加上绿色标签，同样的标签也可以用于使用清洁能源和可再生能源发的电。在竞价上网中，在考虑价格的同时，优先选择绿色电源上网。这样就可以为发电厂提供一绿色价格信号，促进电厂进行污染治理，发绿色电，以优先上网，保证利润的实现。

同样，在输变电环节，应确立大电网间市场开放、市场准入的规则，建立透明公开的输变电过网费用计算公式。一个电网可以向其它电网报价竞争，销售电力，同时也必须允许其它电网将价格更低的电力销售给自己区内的企业。本地区有电不用，而从其他地区买电，这对计划体制来说是不可思议的。而本地的电网经营企业，会由于外来电力占领市场的威胁不得不努力降低输变电成本，降低销售价格，做好服务工作，使经济杠杆更精确地实现资源的优化配置。

利用输变电环节加强环境保护，可以效仿美国的做法，规定电网中使用绿色电和清洁能源与可再生能源发电的比例（RPS），如本区电网不能满足规定的比例要求，则可以从其它地区购买。相信这一政策的实施，会有利地促进电厂污染物的减排和提高清洁能源和可再生能源发电的比例，在起到促进电源结构改善和环境保护的双重目的。

在电力的终端销售环节，要实行供电商在各供电区之间的市场准入，通过颁发供电许可证，培养更多的电力零售商，实行竞争。英国在供配电环节改革进程中，采取了根据用户变压器的容量，从大用户到小用户，在数年内逐步实行终端用户选择供电商的制度。到1998年6月，所有电压等级的电力消费者均可以自由地选择供电商。这样，供电企业只有在价格上有竞争力，在服务上尽心尽力才能取得用户的信任。

将环境保护的概念引入电力的终端销售环节，首先要求消费者能够对不同的电力供应商进行选择，在这一前提下，不同电力供应商的环境行为和其环境表现将随其所销售的电力一同为消费者所知晓。电力供应商所销售的电中，其绿色部分将以优惠价格出售，鼓励消费者购买绿色电力。

此外，电价改革的另一项可以引入和考虑的内容是参考美国的系统效益收费政策⁵，制定符合中国体制和特色的系统效益收费制度，利用电价改革的时机，实施系统效益收费。在中国，系统效益收费的政策可以和明确实施的排污收费政策相结合，将系统效益收费纳入排污收费的管理，所收取的资金专用于提高发电厂、电网和销售环节的效率，同时，集中资金用于清洁能源和可再生能源的开发和利用。

为了实施系统效益收费，要求有关部门制定相应的法规政策作为保障。系统效益收费涉及到电力生产和使用的各个环节，涉及到能源结构改善等环节，在管理方面，涉及到电力部门，环境保护部门。系统效益收费不仅涉及到政策的制定，而且与提高效率的清洁能源的开发技术等密切相关，因此，建议有关部门进行综合决策，制定符合中国特色的系统效益收费政策。

用好电价杠杆，建立绿色的电价政策，利用电价来加强环境保护是切实可行的，但在制定绿色电价过程中要有正确的观念和方法，同时，面向环境的电价政策必须和现行的政策相互配合。

此外，加强电价立法，依法管理电价，是电价在调整结构、保护环境中有作为的重要保证条件。在目前的《电力法》中，缺少如何建立发、供电部门成本约束机制的条款，更多的条款是对消费者的约束。建议在《电力法》的修改中，对发电部门的成本提出规定，加入污染治理的投资部分，将环境成本纳入电价从法律角度给予充分的保证。

⁵美国的系统效益收费政策是在销售的每度电的价格上提高一小部分，专款专用，用于提高电力供应的系统效益，促进清洁能源和可再生能源的使用。

2.2 法律和法规基础

发电排放绩效折价政策制定的主要法律依据是全国人大常委会通过的《大气污染防治法》和国务院批复的《国家环境保护“十五”计划》、《国家电力体制改革方案》、《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》以及即将颁布实施的《火电厂大气污染物排放标准》等。

2.2.1 《大气污染防治法》

2000年4月29日，九届全国人大常委会表决通过了新的《大气污染防治法》(以下简称《大气法》)，并于2000年9月1日起施行。新修订的《大气法》对电力行业二氧化硫控制提出了一些要求，这些法律要求主要体现在《大气法》的第三章《防治燃煤产生的大气污染》中。环境折价标准能够促进企业治理和使用清洁能源，因此可以被认为是有利于煤炭清洁利用的经济政策。

《大气法》第二十四条规定：国家推行煤炭洗选加工，降低煤的硫份和灰份，限制高硫份、高灰份煤炭的开采。新建的所采煤炭属于高硫份、高灰份的煤矿，必须建设配套的煤炭洗选设施，使煤炭中的含硫份、含灰份达到规定的标准。对已建成的所采煤炭属于高硫份、高灰份的煤矿，应当按照国务院批准的规划，限期建成配套的煤炭洗选设施。禁止开采含放射性和砷等有毒有害物质超过规定标准的煤炭。

《大气法》第二十六条规定：国家采取有利于煤炭清洁利用的经济、技术政策和措施，鼓励和支持使用低硫份、低灰份的优质煤炭，鼓励和支持洁净煤技术的开发和推广。

《大气法》第二十七条规定：国务院有关主管部门应当根据国家规定的锅炉大气污染物排放标准，在锅炉产品质量标准中规定相应的要求；达不到规定要求的锅炉，不得制造、销售或者进口。

《大气法》第二十八条规定：城市建设应当统筹规划，在燃煤供热地区，统一解决热源，发展集中供热。在集中供热管网覆盖的地区，不得新建燃煤供热锅炉。

《大气法》第三十条规定：新建、扩建排放二氧化硫的火电厂和其他大中型企业，超过规定的污染物排放标准或者总量控制指标的，必须建设配套脱硫、除尘装置或者采取其他控制二氧化硫排放、除尘的措施。在酸雨控制区和二氧化硫污染控制区内，属于已建企业超过规定的污染物排放标准排放大气污染物的，依照本法第四十八条的规定限期治理。国家鼓励企业采用先进的脱硫、除尘技术。企业应当对燃料燃烧过程中产生的氮氧化物采取控制措施。

2.2.2 《国家环境保护“十五”计划》

2001年12月经国务院批复的《国家环境保护“十五”计划》对电力行业“十五”期间的二氧化硫控制提出了明确的要求。电力行业“十五”期间的主要任务是：以削减二氧化硫排放量为重点。优化电源布局，促进西电东送，控制东部地区新建燃煤电厂，限制“两控区”新建燃煤电厂，禁止在大中城市市区和近郊新建、扩建燃煤电厂（热电联产除外）。调整电源结构，积极发展水电和坑口大机组火电，压缩小火电，关停和替代老旧机组，适度发展核电，鼓励热电联产和综合利用发电，因地制宜发展风力、太阳能、生物质能等新能源和可再生能源发电。新建燃煤电厂要采用低氮燃烧方式，并同步建设脱硫设施；积极推动现役火电机组脱硫。《国家环境保护“十五”计划》要求，到2005年，电力行业二氧化硫排放量比2000年削减10-20%。加强燃煤电厂环境监督管理，燃煤燃油机组必须安装烟气在线监测装置。到2005年，燃煤电厂平均供电煤耗比2000年降低15-20克/千瓦时，废水回用率达到60%，已满灰场全部复垦。

《国家环境保护“十五”计划》同时提出，要制定优惠经济政策，为燃煤电厂脱硫创造公平的竞争环境。国家在脱硫资金和政策上要给予有力支持，一是制定不同地区发电环保折价标准；二是国家对电厂脱硫项目给予资金支持；三是保证脱硫电厂优先上网；四是提高二氧化硫排污收费标准，以调动企业脱硫积极性。《国家环境保护“十五”计划》要求要加快制定有利于电厂脱硫的经济政策，促进燃煤电厂建设脱硫设施并保证正常运行。开展二氧化硫排污权交易的研究，利用市场机制降低二氧化硫污染治理成本和减少二氧化硫排放量。显而易见，《国家环境保护“十五”计划》第一次正式提出，要制定和实施不同地区的发电环保折价标准。

2.2.3 《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》

国务院于2002年10月批复了国家环保总局与有关部门共同编制的《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》。该“计划”提出，“十五”期间，将投资967亿元，结合经济结构调整，实现2005年“两控区”内二氧化硫排放量比2000年减少20%、酸雨污染有所减轻、80%以上的城市二氧化硫浓度年均值达到国家空气环境质量二级标准的目标。

两控区火电厂二氧化硫排放量已占两控区二氧化硫排放总量的50%以上，随着经济发展和电能需求增加，火电厂排放比重将继续增大，火电厂是“十五”期间两控区二氧化硫排放总量控制的重点行业。预计2005年两控区火电厂二氧化硫产生量将达到730万吨，为实现两控区二氧化硫排放总量控制目标，同时考虑“十五”期间电力工业的发展以及火电机组脱硫工程周期较长，到2005年，两控区火电厂二氧化硫排放量应在2000年基础上削减20%，形成220万吨/年的二氧化硫减排能力，将二氧化硫排放量控制在510万吨以内。

该“计划”提出要制定不同地区发电环保折价标准，保证脱硫电厂优先上网，提高二氧化硫排污收费标准，以调动企业脱硫积极性。同时，对两控区的火电厂二氧化硫削减提出了下列具体的要求。

燃用洗后动力煤和低硫煤

“十五”期间，两控区火电厂进一步增加洗后动力煤和低硫煤的使用量，减少二氧化硫的产生量。

关停污染严重的小火电机组，降低发电煤耗

严格执行国家经贸委关停小火电机组的规定。2003 年底以前，关停单机容量 50MW 及以下的高压常规燃煤、燃油机组，进一步提高火电厂能源利用率。“十五”期间，发电煤耗降低 5%。

严格控制新建火电厂二氧化硫排放

两控区内新建、扩建和改建火电机组必须同步安装烟气脱硫设施或采取其他有效措施，达到二氧化硫排放标准和总量控制指标，并采用低氮燃烧技术，配备烟气污染物在线连续监测装置。“十五”期间两控区内将投产燃煤火电厂的装机容量为 36050MW，产生二氧化硫 142 万吨/年，其中已计划脱硫的机组装机容量为 11924MW，脱硫能力 65 万吨/年。为有效控制新建火电厂的二氧化硫排放，其他燃煤含硫量大于 0.7%的 7695MW 机组也应配套脱硫设施。

有效削减现有火电厂二氧化硫排放量

现有火电机组超过二氧化硫排放标准或超过二氧化硫排放总量控制指标的，应限期治理。在燃用中高硫煤和大中城市城近郊区的现有火电机组加紧建设脱硫设施。2005 年底前，现有火电机组逐步安装烟气污染物在线连续自动监测装置。

合理布局电厂，大力发展清洁发电技术

除以热定电的热电厂外，禁止在大中城市城区和近郊区新建燃煤火电厂，重点在中西部环境容量较大的地区发展坑口火电厂，实现西电东送。逐步提高水电和核电的比例，在东部沿海和西北部边远地区等风力或太阳能资源比较丰富的地区，适度建设风力发电场或太阳能电站，促进清洁煤发电技术的应用。大力发展单机容量在 30 万千瓦及以上的高参数、高效率、低氮氧化物排放的大型超临界参数火电机组，逐步推广常规、增压循环流化床以及整体煤气化联合循环等新型火力发电技术。

2.2.4 《国家电力体制改革方案》

2002 年 4 月，国务院正式批复并公布了国家计委等部门起草的《国家电力体制改革方案》，并且作为国务院 2002 年 5 号文发布。实际上，国家在 2002 年初就已经开始启动了国家电力体制改革工作。在改革的启动方案中，明确提出：（1）请国家环保总局尽快研究实行“竞价上网”所需的化石燃料电厂发电排放折价标准和实时监控系统的方案。目前，国家环保总局已经初步提出了一个火电厂排放实时监控方案。（2）有关法律法规的修改制定，环保标准，电价机制、审批程序等方面的配套改革工作，由国务院电力体制改革领导小组根据各方面工作进度的情况，听取汇报并布置工作。国家计委曾培炎主任在 2002 年 12 月的国家电网公司成立挂牌会议上重申了推行发电环保折价政策的计划，要求尽快制定出相关的政策方案。

2.2.5 正在制定的《火电厂大气污染物排放标准》

《火电厂大气污染物排放标准》是实现火电厂污染物排放控制的法律依据，中国现行的排放标准中规定的排放限值许多是按不同煤中含硫量、灰分含量或除尘器种类而分别制定的，为鼓励和引导企业采用清洁能源和先进技术，在新的标准中将引用发电绩效指标。目前中国环境科学研究院正在制定新的火电厂大气排放标准，根据目前可以获得的方案，火电厂绩效标准是其中一部分。该标准分为四个时段，将每个时段的绩效标准值提前公布，便于企业早做准备，其标准值是根据各个时期的总量控制目标确定的，有利于实现总量控制目标。同时为了体现国家对两控区的控制政策，两控区内电厂将执行更加严格的标准(表 2 - 1)。

表 2 - 1 燃煤电厂年均单位发电二氧化硫排放量限值 (建议稿)
(单位: g/kwh)

时 限	SO ₂	
	两控区外	两控区内
2004 年 12 月 31 日以前	7	6.7
2005 年 1 月 1 日—2009 年 12 月 31 日	6.2	5.1
2010 年 1 月 1 日—2014 年 12 月 31 日	4.3	3.7
2015 年 1 月 1 日以后	3.2	

新的火电厂大气污染物排放标准可能包括氮氧化物的排放指标，但在制定本折价管理办法时将先不考虑氮氧化物。目前，对新的火电厂大气污染物排放标准中引入污染排放绩效标准存在着不同的看法，因此，最终定稿的排放标准形式可能会发生一些变化。而且，也可能最终颁布的火电厂污染物排放标准不包含排放绩效标准部分。但是，需要强调指出的是，火电厂排放绩效标准颁布对本折价办法制定和实施是一个有力支持。从火电厂排放绩效折价的角度，我们建议国家环保总局加快火电厂的排放绩效标准的制定和颁布。

第3章 折价方案制定

本章首先提出了火电厂排放绩效折价标准的框架,然后分析了四种折价模式原理、折价标准的制定方法、电力行业排放绩效现状以及电力行业二氧化硫削减成本。在选定实折下折模式后,采用边际处理成本法提出了折价的三种方案,并对三种方案进行了比较。应该说,基于排放绩效标准的折价方案是一个比较理想的首选方案。

3.1 折价标准框架

3.1.1 制定原则

原则 1: 促进电厂公平竞价上网

“公平、公正、公开”是电力市场最基本的原则,也是电力市场健康发展的必要保证。新旧电厂之间、不同燃料电厂之间,环境绩效存在很大差别。因此,厂网分离以后,各发电厂以厂为实体参与市场竞争时,必然面临竞争起点不一致的问题。低排放企业无论采取何种措施控制污染物排放,都比高排放的污染企业多投入了一定资金,使发电成本升高,处于不利的竞争地位。折价标准制定遵循公平的原则,减少不公平竞价上网的因素。

原则 2: 促进电厂削减污染排放

发电排放绩效折价的目的是为了 avoid 在电力体制改革过程中对环境造成不利影响,控制电力行业污染物排放,改善环境质量。发电排放绩效折价办法制定的目标是刺激企业采取措施削减污染物排放量,标准值应略高于污染治理的平均处理成本。折价的收益资金也应用于刺激电厂削减二氧化硫和促进可再生能源的开发。

原则 3: 促进发电企业结构调整

企业结构考虑燃料结构、规模及地域分布。以产业发展政策、能源政策为指导,促进火电结构调整,淘汰落后的小机组,电力分布更科学合理。同时,以发电排放绩效折价鼓励发展清洁能源和可再生能源。

原则 4: 促进建立绿色电价机制

发电排放绩效折价办法的制定应从三个方面考虑:一是电厂污染物排放所造成的环境损失进行一定的补偿,从而体现环境资源的价值;二是综合考虑各种污染控制措施的成本,促进电厂污染物的削减;三是以作为促进清洁能源使用,调整能源结构的工具。

原则 5: 折价办法简便易行可操作

鉴于新的电力管理体制的建立是一个过程,因此发电排放绩效折价办法的实施也是一个过程。为了能够顺利推开这项新的政策,发电排放绩效折价办法应在尽可能考虑公平和效率的前提下,尽可能简单、易懂、易行,适应不同电网公司的需要。此外,发电排放绩效折价办法应与现行的环境管理制度相衔接。

3.1.2 技术路线

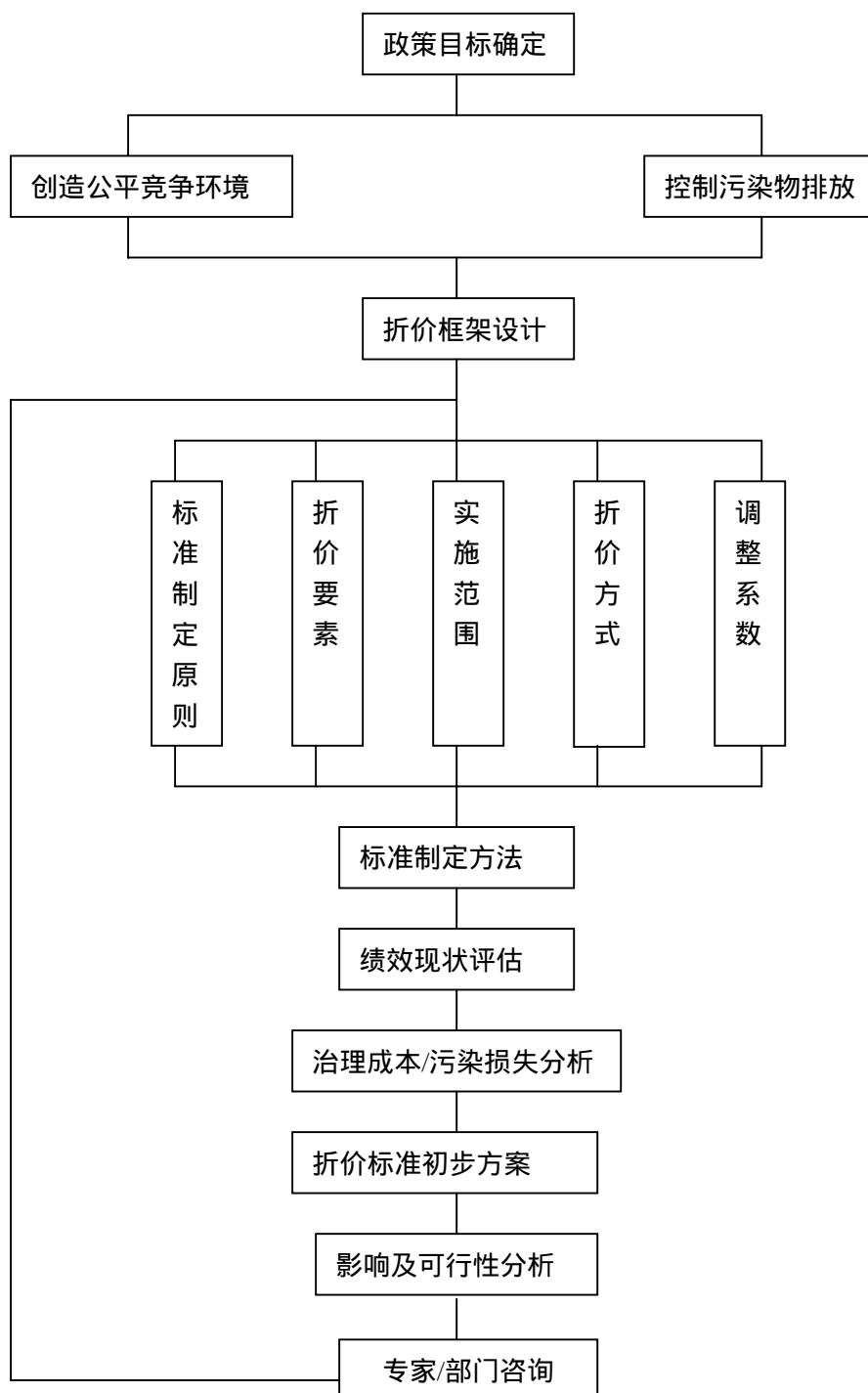


图 3-1 折价标准制定的技术路线

3.1.3 折价要素

在制定化石燃料电厂发电排放绩效折价标准时,主要参考下列 5 个方面的要素:

污染物种类

二氧化硫、氮氧化物、烟尘、一氧化碳和汞等是电力行业的主要大气污染物,SO₂、NO_x 是形成酸雨的主要污染物,目前还没有得到有效控制。电力行业在烟尘方面取得了一定进展,但是企业间还存在差距,为了体现公平原则,因此,环保折价标准考虑二氧化硫、氮氧化物、烟尘三种污染物,近期只考虑二氧化硫。电力行业汞排放也是值得重视的问题,由于中国目前还没有汞的排放标准,控制技术也不成熟,所以暂不考虑。考虑到实施问题,开始阶段主要考虑二氧化硫,随着折价体系的逐步完善,逐步引入其它污染物(如氮氧化物、汞、一氧化碳和二氧化碳)。

污染排放绩效

污染排放绩效是指电厂单位发电量所产生的污染物排放量,用克/度电表示。污染物排放绩效的大小与发电技术、发电标准煤耗、燃料种类和燃料质量以及污染治理设施等有关。排放折价标准主要的依据就是电厂的污染物排放绩效,不考虑电厂年限和燃料的历史利用情况,按照排放绩效的大小,在电价中进行折扣。其作用在于:第一,防止电力利用因机制问题造成的空气质量恶化,防止随着污染源的增多,因环境法规不协调而减少电力市场的竞争性所造成的能源污染;第二,提高空气质量,降低电力生产对公众健康和环境的负面影响;第三,促进电厂对燃料和控制技术的优化选择,最终增强经济效率。

通过这种排放绩效机制的建立,在电力体制改革的过程中,把环境和技术进步作为一个重要的因素,重点是控制污染物的排放总量,促进电力的可持续发展。

污染治理成本

治理成本是制定折价标准大小的最主要的依据。折价标准制定的主要目标之一是控制电力行业污染物排放量,改善环境质量,因此污染治理成本是标准值确定的重要基础。根据现有脱硫费用资料,经过统一的评价方法和指标体系处理,得出各技术的初步经济分析结果如表 3-1 所示(国家环境保护总局科技标准司等,1998)。后面我们将对详细分析这些技术经济合理性。

表 3-1 中国烟气脱硫技术费用分析(1995 年不变价)

脱硫工艺	石灰石石膏法	PAFP 法	LSD 法	喷钙增湿法	简易湿法
机组容量(MW)	2x360	100	200	100	200
烟气量(万 Nm ³ /hr)	2x108	45	82	45	82
SO ₂ 浓度(ppm)	3500	3000	3000	3000	3000
FGD 总投资(万 ¥)	48174	7581	9520	2122	10006
单位投资(¥/KW)	669	758	476	212	500
年均化投资(万 ¥)	5978.4	940.8	1181.4	311.5	1241.8
运行费用	5794.3	2635.5	1700.3	920.2	1351.5
年脱硫成本					
¥/tSO ₂ 脱除	856.8	1501.5	770.2	701.8	810.9
分/kwh	2.52	5.50	2.22	1.89	1.99

来源:国家环境保护总局等,1998。

上网发电量

从目前来看，竞价上网的发电量占总的发电量不超过 20%。因此，在制定和实施火电厂排放绩效折价时，折价的发电量是只考虑竞价部分的发电量，还是考虑全部的上网发电量？我们的建议是，对上网的全部发电量都折价，其中还应包括自用电量部分。

污染排放绩效标准

前面已经提到，目前《火电厂污染物排放标准》正处于制定过程，而且排放绩效标准也在考虑之中。从公平竞价上网的角度出发，实际排放绩效与排放绩效标准之间的差距越高，折价的力度应越大，发电厂为高二氧化硫排放支付较高的费用。根据后面提出的折价标准，方案之一就是采用超标折价机制，也就是说只对超过污染排放绩效标准的火电厂进行折价，对达标的电厂不折价。发电排放绩效好坏主要根据实际排放的绩效与排放绩效标准之间的差距来判断。在“零起点”折价标准方案中，也考虑超过排放绩效标准与没有超过绩效标准两种发电厂之间的差异。也就是说，没有超过排放绩效标准的电厂采用低折价，超过排放绩效标准的电厂采用高折价。

3.1.4 折价范围

折价标准的实施对象主要是燃煤电厂，在制定和实施发电排放绩效折价办法时，但也需要考虑以下一些特殊电厂的折价机制问题。

垃圾发电

垃圾发电不仅能减轻政府处理垃圾的沉重压力，降低了垃圾处理的成本，而且降低常规能源（煤炭、石油、天然气）的消耗，具有明显的经济效益和社会效益。1998 年，中国第一座现代化垃圾焚烧发电厂在深圳投产运行。1999 年底，上海浦东新区建设日垃圾焚烧量为 1000 吨的生活垃圾焚烧厂。北京市 1999 年 9 月兴建朝阳区垃圾焚烧发电厂，日焚烧垃圾 1200 吨，年发电量 1.4 亿度。珠江三角洲在建的垃圾焚烧发电厂已有十几个，短期内将形成 40 多亿元的产业规模。江苏、湖南、天津及山西等省市的垃圾发电厂也正在兴建或筹建中，垃圾发电正在兴起。然而，目前垃圾发电站的推广在中国仍然存在多种因素的制约，如垃圾发电站投资巨大，每千瓦时的投资额基本相当于火力发电站的 5~6 倍。因此需要在电量和电价上给予政策支持，在竞价上网时优先上网，或者通过购电合同优先收购垃圾发电。利用垃圾发电是缓解垃圾污染、改善城市环境质量的有效途径。垃圾电厂的主要污染物是二恶英，与燃煤电厂比较二氧化硫污染不是很重。本研究提出的方案对垃圾发电电厂不作特殊对待，视一般化石燃料电厂折价。

表 3-2 垃圾发电厂 SO₂ 和氮氧化物排放绩效

指标	浓度	排放绩效	备注
二氧化硫	36.8-56.9 mg/ Nm ³ (260 mg/ Nm ³)	0.42 g/kwh	我们调查的一个发电厂,发电功率14780-16370kw,垃圾焚烧量384-528吨/日。其SO ₂ 和氮氧化物排放情况见表3-2。
氮氧化物	90 mg/ Nm ³ (400 mg/ Nm ³)	0.87 g/kwh	

注：括号内为排放标准值。

燃油和燃气电厂

2000年全国燃油机组1930.53万千瓦,年发电量500.63亿千瓦。过去总认为燃油电厂比燃煤电厂洁净,由于中国大量燃用重油,特别是含硫量高的重油,烟尘排放严重,约为燃煤的2倍,同时NO₂的排放量也高于燃煤,至于SO₂的排放量决定于重油的含硫量。表3-3为2000年燃油电厂SO₂排放绩效情况。与燃煤电厂相比,二氧化硫的排放绩效较好,但发电成本较高,并且容易受国际燃油市场价格的影响。另外,中国油气资源相对不足,对于燃油电厂不宜过于提倡,应公平对待,将其纳入折价范围即可。

但对燃气电厂,尽管也排放氮氧化物和一氧化碳等污染物,而且燃气电厂的发电成本较高,但二氧化硫排放绩效较好。由于本折价办法只考虑二氧化硫,因此,本办法折价标准中不考虑燃气电厂,但考虑燃油电厂。

表 3-3 燃油电厂 SO₂ 排放绩效水平

燃油电厂	燃油量(万吨)	SO ₂ 排放量 (吨)	发电量 (亿 kwh)	排放绩效(g/kwh)
93 个	497	98233	216.5	4.5

注：根据 2000 年环境统计数据整理

热电联产

发展热电联产集中供热是中国电力工业产业政策的一部分。到 2000 年底,中国 6MW 及以上供热机组共 1498 台,总容量达 2990.609 万 kW,占同容量火电装机总容量的 13.25%,年供热量 120434.27 万 GJ,供热标准煤耗率 39.7kg/GJ。

热电联产在电力工业发展中越来越体现了节能和改善环境质量、改善人民生活条件的优越性。北京第一热电厂从 1973 年开始至今,年发电煤耗均在 300 g/(kw.h)以下,最好的 1986 年曾达 261 g/(kw.h),供热标煤耗为 36~37 kg/kJ。2000 年 6 MW 及以上电厂发电标准煤耗 363 g/(kw.h),供电标煤耗 392 g/(kw.h),供热标准煤耗为 39.7 kg/GJ,而热电厂能有效地节约能源,故能有效地改善环境质量。如果从热效率的角度看,热电联产的排放绩效通常要比一般电厂的好,因此,我们建议,对热电联产不需要实行折价优惠政策。在实施折价过程中,只要热电联产使用的化石燃料,就按照一般化石燃料电厂对待折价。排放绩效的计算应综合考虑供热部分,将热量折算成电量以后再核定电厂的污染排放绩效。

自备电厂

从试点改革情况看，近期内自备电厂暂不进入发电市场，不参与电价竞争，因此，排放绩效折价标准的实施对其不产生影响。但是，自备电厂大部分是燃煤的小机组发电，污染排放强度较高，因此，如何促进自备电厂改善环境，改善污染排放绩效需有相关的配套政策，以保证电力市场内外的公平。因此，本办法统一考虑自备电厂，把自备电厂作为独立发电厂（IPP）看待，统一纳入折价体系。

不符合产业政策的发电厂

主要是根据国家政策应该关停的小机组火电厂。鉴于目前许多地方火电厂是这种类型的电厂，而且预计未来 4~5 年内还不可能全部关闭。一般来说，排放绩效折价对这些电厂产生的刺激作用是最大的，因此，本研究提出的实施对象建议包括这些电厂，但对这些电厂的折价应从严对待。

3.1.5 两控区调整

根据环境经济学理论，在不同的环境条件下，排放单位污染物造成的边际损害（或单位污染所需要边际削减费用）是不同的。一般情况下，环境容量大、功能要求低的地区，排放单位污染物造成的边际损害小；而环境容量小、功能要求高的地区，其单位污染物排放造成的边际损失则相对较大。因此，对于区域环境条件差异对折价标准进行调整是非常必要的。这种调整有利于环境资源的充分使用，引导电力合理布局，使企业在选取厂址时，避开环境敏感区，向环境资源条件丰厚、功能要求低的地区发展。从经济学的观点看，这种调整能够使社会以较小的污染控制代价取得较大的社会效益和环境效益。

如图 3-2 所示，假设区域 1 和区域 2 的环境容量分别为 E_{c1} 和 E_{c2} ，而且 $E_{c1} > E_{c2}$ ，两个区域具有相同的污染边际削减费用函数 MAC，区域 1 和区域 2 的污染边际损失费用曲线分别为 MDC1 和 MDC2，根据污染市场均衡原理可以清楚地知道，区域 1 和区域 2 的最佳均衡污染排放数量分别为 $W1$ 和 $W2$ ，而相应的最佳折价标准分别为 t_1 和 t_2 。很显然，由于区域 2 的环境容量小于区域 1 的环境容量，其要求的最佳污染削减量则要大于区域 1 的污染削减量，从而要求区域 2 的折价标准 t_2 要大于区域 1 的折价标准。如果以区域 1 的折价标准为基础，那么区域 2 的折价标准调整幅度应为 $(t_2 - t_1)$ ，调整系数为：

$$K=1+ (t_2- t_1) / t_1 \quad (3-1)$$

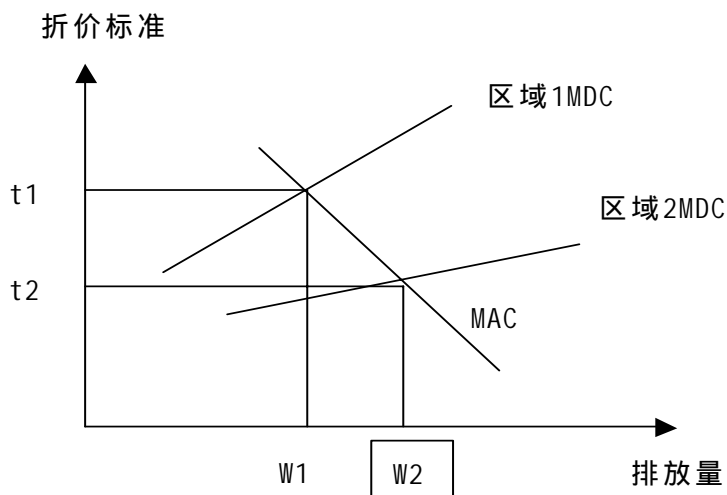


图3-2 环境容量对折价标准的影响

中国幅员辽阔，经济发展水平不平衡，环境质量的要求不同，能源分布也不平衡，如西南地区水电比例较高。国家在实现西电东送的同时，要促进西部发清洁的电，不能以牺牲西部地区的环境质量为代价。因此，最好是根据地区经济发展水平、能源结构特点以及区域的环境容量，来制定区域电网的发电环保折价标准。通常的做法是制定地区调整系数。地区调整系数主要考虑经济发展水平，在实施过程中，可以电网公司为基础，制定地区调整系数，逐步实现全国统一。

“两控区”是中国二氧化硫污染控制的重点区域，电力行业排放的二氧化硫也集中在“两控区”，2000年有637万吨集中在“两控区”内，超过整个行业排放量的70%，占“两控区”二氧化硫排放总量近50%。火电厂是“十五”期间“两控区”二氧化硫排放总量控制的重点行业，“十五”期间“两控区”要求削减20%的SO₂排放量。电力行业污染治理任务艰巨，有必要加大刺激力度。中国对于不同的环境功能区的环境质量污染物的排放均有明确的划分，以保障不同环境功能区达到相应环境质量要求。为了促进污染治理，便于操作实施，初步确定“两控区”内外两个环境调整系数，但不考虑大气环境功能分区。本研究采用直接用折价标准的形式来体现“两控区”内外发电厂折价的差异，具体见各有关方案。

3.2 折价方式比较

在确定折价方式时，我们主要考虑比较了以下4个方式：

3.2.1 实折下折

实折下折是指根据电厂竞价,对竞价入网的污染排放没有达到排放绩效标准的电厂,在结算时根据超过排放绩效标准的程度,按每度电价直接扣除交易或合同收入资金。显然,实折下折方法主要针对排放超过排放绩效标准的电厂,或者不脱硫的电厂,是对环境绩效差的电厂通过电价折扣,而扣除的金额作为一种环境损害部分补偿。

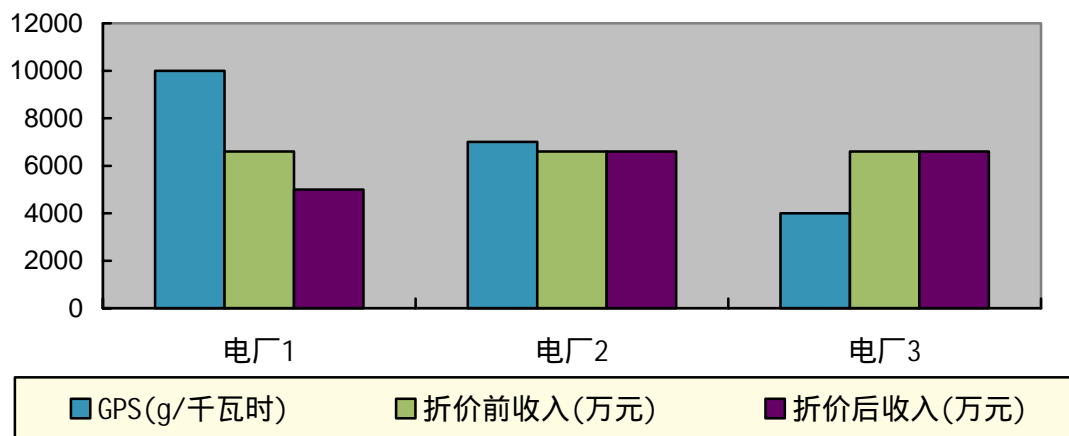


图 3-3 实折下折方式

举例来说,如图 3 - 3 中三个电厂,假设这 3 个电厂的发电量完全相同,但它们的 SO₂ 排放绩效有明显差异,每度电排放的 SO₂ 电厂 1 大于电厂 2,而电厂 2 大于电厂 1。电厂 2 的 SO₂ 排放绩效处于之间水平,假设就是 SO₂ 排放绩效标准。如果不考虑 3 个电厂的 SO₂ 排放绩效差异,它们的结算收入都相同,为绿色部分。在实折下折情况下,对超过 SO₂ 排放绩效标准的电厂 1 进行折价,而电厂 2 和电厂 3 由于没有超过 SO₂ 排放绩效标准而不需要给予折价。最后,电厂 1 折价后的结算收入由于其 SO₂ 排放绩效差,结算收入降低(为紫色部分);电厂 2 和电厂 3 在折价前后的结算收入没有变化,但是排放绩效表现最好的电厂 3 并没有从折价政策中得到经济补偿或收入。

3.2.2 实折上折

实折上折是指对已经通过竞价入网的、采取脱硫措施而污染排放已经达到或好于排放绩效标准的电厂,在结算时根据脱硫成本直接给予电价补贴的方法。实折上折实际上就是对污染排放绩效好的电厂在电价上给予补贴。这种方法目前在浙江省电力局中实施。

依然举如图 3 - 3 中三个电厂为例。假设这 3 个电厂的发电量完全相同,但它们的 SO₂ 排放绩效有明显差异,每度电排放的 SO₂ 电厂 1 大于电厂 2,而电厂 2 大于电厂 1。电厂 2 的 SO₂ 排放绩效处于之间水平,假设就是 SO₂ 排放绩效标准。如果不考虑 3 个电厂的 SO₂ 排放绩效差异,它们的结算收入都相同,为绿色部分。在实折上折情况下,对低于 SO₂ 排放绩效标准的电厂 3 给予补贴,

而电厂 1 超过 SO₂ 排放绩效标准，电厂 2 正好达到 SO₂ 排放绩效标准，因此都不能给予经济补贴。最后，电厂 3 折价后的结算收入由于其 SO₂ 排放绩效好得到补贴，其实际结算收入提高（为紫色部分）；电厂 1 和电厂 2 在折价前后的结算收入没有变化，但是排放绩效表现最差的电厂 1 并没有从折价政策中得到经济上的惩罚。

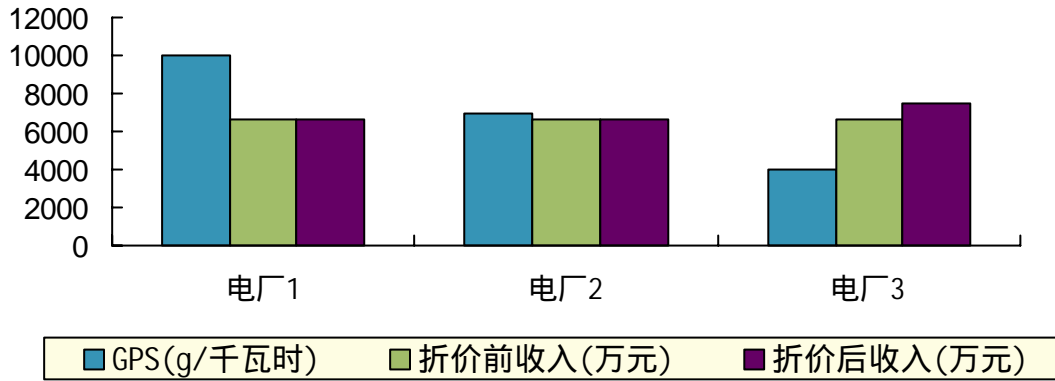


图 3-4 实折上折方式

3.2.3 部分成本竞价虚折

虚折是在电厂竞价上网过程中不实际发生资金的关系，而是在竞价过程中通过改变竞价规则，使得排放绩效差的电厂处于不利竞价地位，或者使得排放绩效好的和脱硫的电厂处于有利的竞价地位。虚折方案也有两种方法。

第一种是首先所有电厂按实际成本进行报价，开始竞价排序。然后，脱硫电厂扣除二氧化硫的削减成本，再重新报价竞价，得出竞价上网排序。在这种情况下，不脱硫或者排放绩效差的电厂在重新竞价时可能会被淘汰。还是以上述 3 个电厂为例，表 3-4 中的第 2 列是 3 个电厂包括脱硫成本的电厂实际报价，如果按照该报价竞价上网，那么电厂 3 竞价次序排在最后。现在根据“部分成本竞价”方式，减去脱硫成本后重新报价，如第 4 列所示。然后，以此重新竞价上网。在这种情况下，电厂 3 的竞价次序从原来的最后跳到了最全面第 1 位。“部分成本竞价”方式改变了竞价上网的规则，使得脱硫电厂在竞价上处于优先地位。实际上，这就是脱硫电厂优先上网的优惠政策。

表 3-4 全按不脱硫重新竞价

电厂	包括脱硫发电成本的实际报价(元/kwh)	竞价次序	减去脱硫成本后的报价(元/kwh)	重新竞价次序	备注
电厂 1	0.22	2	0.22	2	脱硫成本按 0.03 元/度计算，电厂 3 为脱硫电厂
电厂 2	0.20	1	0.20	1	
电厂 3	0.23	3	0.20	1	

3.2.4 全成本竞价虚折

第二种虚折方案是首先所有电厂按实际成本进行报价,开始竞价排序(这时,脱硫电厂竞价不利)。然后,对没有脱硫或者排放绩效差的电厂加上二氧化硫的削减成本,再重新报价竞价,得出竞价上网排序。在这种情况下,不脱硫或者排放绩效差的电厂在重新竞价时可能会被淘汰,而脱硫电厂或者排放绩效好的电厂获得竞价上网。还是以上述3个电厂为例。现在根据“全成本竞价”方式,要求所有电厂都把脱硫成本加上以后重新报价。三个电厂假设脱硫成本后的报价如表3-5的第4列所示。然后,以此重新竞价上网。在这种情况下,电厂3的竞价次序从原来的最后跳到了第2位,而电厂1的竞价次序从原来的第2位下降到列第3位。“全成本竞价”方式也改变了竞价上网的规则,使得脱硫电厂在竞价上处于优先地位。实际上,这也是脱硫电厂优先上网的优惠政策。

表 3-5 全按脱硫后重新竞价

电厂	包括脱硫发电成本的实际报价(元/kwh)	竞价次序	加上脱硫成本后的报价(元/kwh)	重新竞价次序	备注
电厂 1	0.22	2	0.25	3	脱硫成本按 0.03 元/度计算, 电厂 3 为脱硫电厂
电厂 2	0.20	1	0.20	1	
电厂 3	0.23	3	0.23	2	

3.2.5 方式比较选择

虚折是在电厂竞价上网过程中不实际发生资金的关系,而是在竞价过程中通过改变竞价规则,使得排放绩效差的电厂处于不利竞价地位,或者使得排放绩效好的和脱硫的电厂处于有利的竞价地位。也就是说通过环保折价改变竞价规则,来调节上网电价,影响竞价排序,从而淘汰排放绩效差的电厂或绩效好的电厂优先上网。虚折方案在实施过程可能会产生许多扯皮,对企业的刺激作用不明显。而且在电力供应相对紧张状况下,淘汰和优先都将失去意义。

实折上折是指对已经通过竞价入网的、采取脱硫措施而污染排放已经达到或好于排放绩效标准的电厂,在结算时根据脱硫成本直接给予电价补贴的方法。实折上折实际上就是对污染排放绩效好的电厂在电价上给予补贴。这种方法目前在浙江省电力局中实施。该方案很难解决补贴资金的来源,尤其是在“厂网分开、竞价上网”的新电力体制改革中不可能实施。此外,如何平衡火电与核电、水电、风电及太阳能电的竞争上网价格?这也是个棘手的问题。

实折下折是指根据电厂竞价,对竞价入网的污染排放没有达到排放绩效标准的电厂,在结算时根据超过排放绩效标准的程度,按每度电价直接扣除交易结算或合同结算收入资金。显然,实折下折方法主要针对排放超过排放绩效标准的电厂,或者不脱硫的电厂,对环境绩效差的电厂通过电价折扣,而扣除的金额也可以看作为一种环境损害的补偿。

根据课题专家组与有关政府部门的咨询讨论,一般都建议采用第一方案或方式。因此,我们建议采用实折下折方式。后面提出的若干折价方案都是根据第一种折价方式制定的。

3.3 折价标准制定方法

在本研究中,主要依据处理成本法,同时参考污染损失法。下面,将对这两种方法作一简要介绍。

3.3.1 污染边际处理成本法

污染边际处理成本递增规律告诉我们,在给定的污染物产生总量和其它条件不变的情况下,污染边际处理费用随着污染削减量的增大(或污染排放量的减少)而上升。由于能使每个排污者的边际处理成本最终趋于相等,即等于相应的折价标准,所以,当污染削减量或排放量的控制要求改变时,如果仍然期望通过实施环保折价来达到污染控制目标,那么折价标准(等于边际处理成本)也应作相应的改变或调整。实际上,这就是利用污染边际处理成本法制定环保折价标准的基本依据。

本研究是针对电力行业制定折价标准,因此,采用行业平均边际处理费用法和企业平均边际治理成本法较为恰当。

行业平均边际处理成本法

假设电力行业的二氧化硫产生量为 W_g , 污染物削减量为 R , 实际排放量为 W_t , 因此公式(3-2)成立:

$$W_t = W_g - R \quad (3-2)$$

假设行业污染削减费用函数为幂指数函数,则有:

$$C = f(R) = a(R)^b \quad (3-3)$$

一般情况下 $b > 1$ 。这样,我们就可以选择行业的污染物削减样本点,通过数理统计得到参数 a 和 b 值。在此,我们称式(3-3)为行业污染削减费用函数。根据式(3-2)得到行业的污染边际处理费用函数:

$$MC = a \times b(R)^{b-1} \quad (3-4)$$

根据式(3-4),我们就可以得到如图 3-5 所示的行业平均边际处理费用曲线。

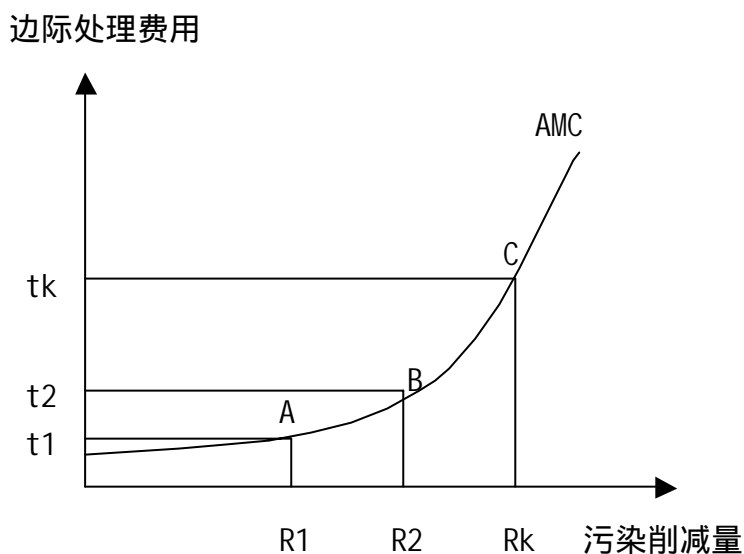


图3-5 利用行业平均边际处理费用曲线确定折价标准

从图3-5就可以知道在特定污染削减目标或污染物排放控制目标下的行业平均边际处理费用。在这种情况下，为使所有行业的污染控制费用最低，则污染物折价标准应该等于相应污染削减或排放控制目标下的行业平均边际处理费用。换言之，如果削减目标为 R_k (或 $W_k = W_g - R_k$)，则该污染物的收费标准或者是相应的折价标准应为：

$$t_k = AMC_k \quad (3-5)$$

企业平均边际处理成本法

企业平均边际处理成本法即直接选取企业污染处理设施样本，污染物削减量或排放量作为自变量，处理费用作为因变量，函数形式采用幂指数。在得到企业平均边际处理费用函数后，采用类似行业平均边际处理费用的方法，求得企业削减二氧化硫的平均边际处理费用。

当我们选择企业平均边际治理费用作为折价标准时，企业污染控制设施样本本身已经隐含着某种污染削减或排放控制目标。例如，如果我们选择的企业污染治理样本都是一些污染治理达标排放的治理设施，那么确定的折价标准相对应的是“达标排放”这种污染控制目标。换言之，当我们依据这种标准对电量折价时，由于折价标准高于“达标排放”的平均治理成本，所以，其作用结果将使排污者设法达标排放。如果大部分企业的污染治理费用高于折价标准，企业从则会选择更多地排放污染。

3.3.2 基于污染补偿的损失费用法

从理论上说,这种方法的出发点是基于,环保折价是一种对使用环境容量资源和排放污染造成损失的经济补偿,我们称这种折价标准的制定方法是基于污染补偿的损失费用法,也就是说,以污染排放造成的损失费用和环境容量的经济租金价值来确定的环保折价标准。

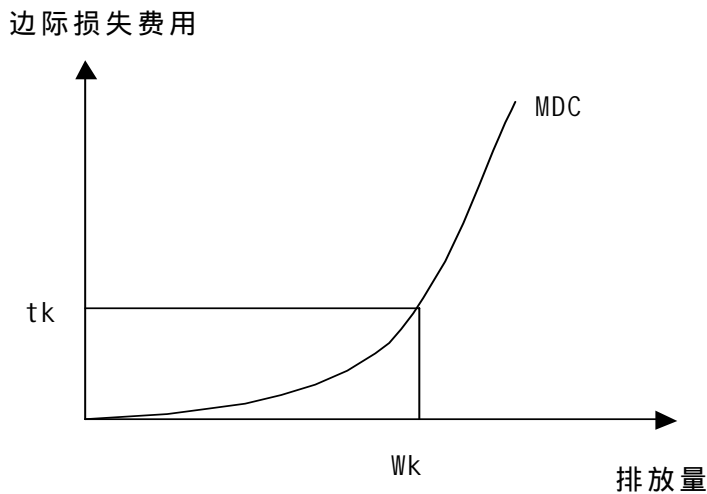


图3-6 根据污染损失费用确定折价标准

如图 3-6, 假设 MDC 为区域排放某种污染物的边际损失费用曲线, 这样, 对应不同的污染排放控制目标, 就有不等的污染边际损失费用。如果预期的污染控制目标为 W_k , 那么相应的折价标准应确定为 t_k 。不过, 需要提醒的一点是, 如果 t_k 不是该区域最佳污染排放水平下的折价标准, 那么按 t_k 标准进行折价, 实际刺激的污染排放水平将会偏离于 W_k 。当 $t_k < t_{opt}$ (最佳收费标准) 时, 刺激的实际污染排放水平将大于预期排放水平 W_k ; 反之, 实际污染排放水平将小于预期的排放水平 W_k 。

很显然, 利用这种方法制定收费标准的前提条件是, 能够通过污染损失计量经济分析得到如图 3-6 所示的污染边际损失费用函数, 或者是对应不同污染排放水平的污染损失费用。一般认为, 准确计量某种污染物排放造成的所有货币损失费用是一件极为困难的事情。在大多数情况下, 得到图 3-6 所示的污染损失费用或边际损失费用曲线几乎是不可能的。在实际中, 我们可以采用单位发电平均造成的污染损失为依据, 作为制定折价标准的参考。

3.4 电力 SO₂ 排放绩效评估

排放折价标准主要的依据就是电厂的污染物排放绩效。污染排放绩效差的电厂, 污染排放大, 电价折扣也高; 反之, 污染排放绩效好的电厂, 污染排放小, 电价折扣也小。污染排放绩效与发电技术、发电标准煤耗、燃料种类和燃料质量

以及污染治理设施等有关。中国电力企业污染物排放绩效存在明显的规模差异、地区差异。

3.4.1 排放绩效历年变化情况

排放绩效与发电技术水平发电结构有直接的关系。改革开放以来，中国电力工业发展迅速，与此同时电力行业 SO₂ 排放量也逐年增加，由于科学技术的进步和经济结构调整，发电标准煤耗逐年降低，从 1980 年的 413g/kwh 降低到 2000 年的 363g/kwh。单位发电量的 SO₂ 排放量也从 1987 年的 8.3g/kwh 降到 2000 年的 7.3g/kwh。历年电力行业 SO₂ 排放绩效见图 3-7。

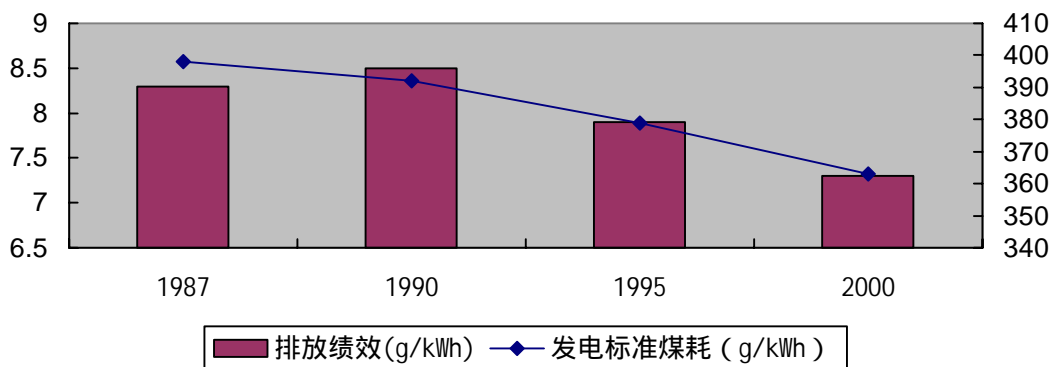


图 3-7 电力行业 SO₂ 排放绩效历年变化

3.4.2 地区排放绩效差别

区域排放绩效

中国火电分布不均衡，主要集中在东部发达地区，西部地区由于经济发展水平较低，电力行业发展相对落后。电力行业二氧化硫排放量也是东部大于西部。SO₂ 排放绩效却是东部好于西部，见表 3-6。东北地区发电煤耗与华北和华东地区差别不是很大，但是各地区排放绩效明显不同，其中原因之一是煤的含硫量差别比较大。西南地区的发电标准煤耗和排放绩效都明显高于其他地区。

表 3-6 不同区域电力行业 SO₂ 排放绩效情况

地区	装机容量 (亿千瓦)	SO ₂ 排放绩效 (g/kwh)	发电标准煤耗 (g/kwh)
全国	1.08	7.3	363
华北	0.92	7.31	361
东北	0.54	4.45	365
华东	1.12	6.47	352
中南	1.18	6.44	366
西南	2.13	17.92	392
西北	1.42	10.40	386

各省市排放绩效的情况相似，见图 3-8。黑龙江、上海、江苏等省市较好，广西、贵州、四川等地较差。

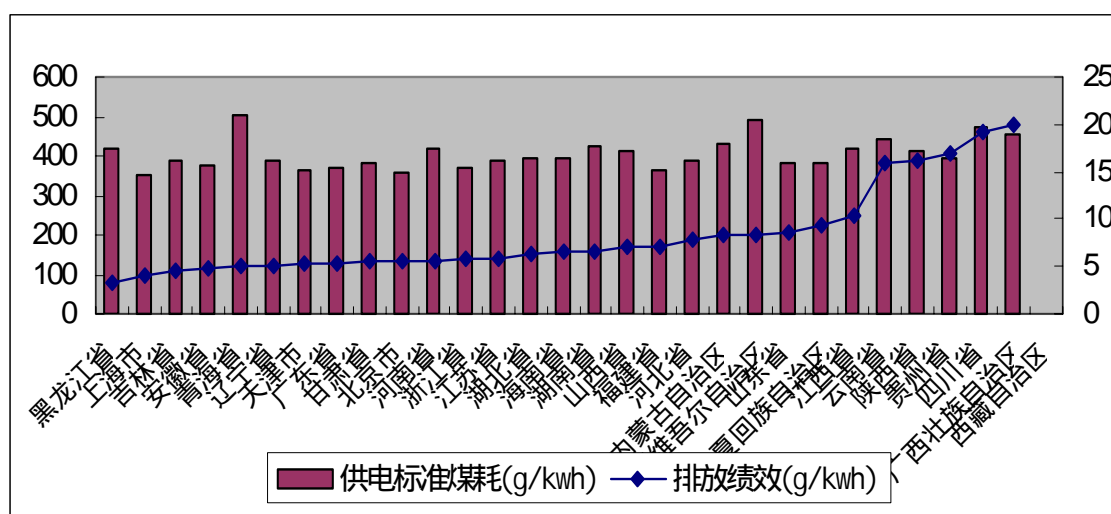


图 3-8 各省市 SO2 排放绩效情况

华能集团

华能集团公司所属电厂多为 1980~1990 年代建设，污染排放绩效较好，见表 3-7。1999 年排放绩效平均为 5.05g/kwh。

表 3-7 中国华能集团归口管理的火电厂基本环境保护治理情况

项目	1995	1996	1997	1998	1999
火电装机容量(MW)	4099	4299	4899	5175	6475
发电量(万 kwh)	1972111	2142900	2159461	2033287	2479639
燃原煤量(万吨)	876	1010	974	889	1046
燃煤平均含硫量(%)	1.17	1.25	1.34	1.07	0.63
SO ₂ 排放量(万吨)	15.93	20.13	21.65	17.82	12.51
SO ₂ 排放绩效(g/kwh)	8.08	9.39	10.03	8.76	5.05
NO _x 排放量(万吨)	17.80	19.11	17.80	14.53	17.13
NO _x 排放绩效(g/kwh)	9.03	8.92	8.24	7.15	6.91

两控区内外比较

“两控区”是中国二氧化硫污染控制的重点区域。2000 年，中国二氧化硫排放总量为 1995 万吨，其中“两控区”内二氧化硫排放量为 1316.4 万吨，约占全国二氧化硫排放总量的 66%。电力行业排放的二氧化硫也集中在“两控区”，2000 年电力行业排放的 890 万吨二氧化硫，有 637 万吨集中在“两控区”内，占整个行业排放量的 72%，占“两控区”二氧化硫排放总量近 50%。随着经济发展和电能需求增加，火电厂排放比重将继续增大，火电厂是“十五”期间乃至未来 10 年“两控区”二氧化硫排放总量控制的重点行业。

2000 年两控区内二氧化硫排放量大于 5000 吨的电厂 179 个，装机容量达 10028 万千瓦，二氧化硫排放量为 425 万吨，占“两控区”火电厂排放总量的 67%。其分布情况见表 3-9。

表 3-9 两控区火电厂重点污染源排放情况

地区	电厂数 (个)	装机容量 (万千瓦)	发电量 (万千瓦时)	二氧化硫排 放总量(吨)	排放绩效均 值(g/kwh)
两控区	179	10028	54277110	4253992	7.8
其中：排放绩效 ≥ 5.6	132	5805	32810228	3410077	10.4
全国	267	15026	78279755	5841810	7.5

3.4.3 不同规模电厂排放绩效

电厂规模对发电效率有明显的影响，小火电的能耗要比大机组能耗高 50%~100%。例如，地县属的小火电（约为 25000MW）平均供电煤耗为 514g/kwh，而乡村属的小火电（约 2500MW）平均供电煤耗为 666g/(kw·h)。由于小火电能耗高、污染严重，1995 年国家计委等 5 个部委发文要求严格控制小火电设备生产和建设，1997 年电力部又颁发了《小火电机组建设管理暂行规定》，从 1998 年国家电力公司开始实施淘汰小火电机组的计划。

不同规模电厂二氧化硫排放绩效差别明显。2000 年 100 万千瓦以上的电厂排放绩效为 5.4g/kwh，而 3 万千瓦以下的电厂排放绩效为 11.6g/kwh，为 100 万千瓦电厂的 2 倍多，见表 3-10。

表 3-10 2000 年不同装机容量的电厂二氧化硫排放情况

设备容量（万千瓦）	< 3	3~10	10~30	30~100	100
电厂个数（个）	229	110	93	83	42
设备容量（万千瓦）	348	551	1539	4387	5436
发电量（亿千瓦时）	224	344	780	2403	2696
耗原煤量（万吨）	1528	1605	3562	11167	11576
耗原油量（万吨）	26	104	172	87	75
耗天然气（万立方米）	8500	14519		45	10
发电标准煤耗(g/kwh)	650	435	375	350	332
二氧化硫排放量（吨）	26	33	69	185	145
二氧化硫排放绩效(g/kwh)	11.6	9.6	8.8	7.7	5.4

3.5 电力行业 SO₂ 削减成本分析

3.5.1 煤炭洗选及燃用低硫煤的成本分析

降低燃煤含硫量

降低煤炭含硫量是减少 SO₂ 排放最简单可靠的办法，也是世界各国在过渡期普遍采用的方法。“九五”期间在一控双达标和总量控制的要求下，各地包括电厂主要采取的是燃烧低硫煤的措施，取得了良好的效果，在全国经济高速增长的情况下，全国二氧化硫的排放总量得到了大幅度的削减，电力行业的二氧化硫

排放增长的趋势明显趋缓。1995 年全国 6MW 及以上火电厂低硫煤燃用量占总燃煤量的比例为 59.1%，2000 年达到 76% (注：国电环境保护研究所)。然而，中国特低硫煤储量和分布受到一定的限制⁶，同时而发电量的需求将持续增加，二氧化硫总量控制要求不断提高。“十五”期间仅依靠使用低硫煤要完成电力行业的二氧化硫削减目标十分困难。

目前煤炭的市场价格基本包括了经济成本，电厂燃煤的费用主要基于产地煤价和运输费用。煤炭热值以及灰分含量已在价格中有所反映，但是煤炭价格与煤中硫分基本无关。随着低硫煤需求量的增加，煤炭价格将与含硫量将逐步挂钩，并最终导致低硫煤价格上扬。

按 10 元/吨的差价计算，以 1 个 10 万千瓦的电厂为例，若将部分低硫煤换成特低硫煤，每年耗煤 23 万吨左右，需多支付 160 万元，增加发电成本 0.35 分/kwh，排放绩效可由 8.1g/kwh 降低到 5.2g/kwh。

煤炭洗选

煤炭洗选是根据用户对煤质的不同要求，运用物理、化学和微生物方法，除去或减少原煤中的硫分、灰分等杂质，实行对路供应。选煤可除去原煤中部分灰分和黄铁矿硫，还可提高燃煤设备的热效率和可靠性。目前，中国的选煤技术有 96% 为物理法，技术比较落后，发展缓慢，煤炭入选率一般在煤炭生产量的 20% 左右。目前中国的煤炭洗选能力为 4.94 亿吨，实际入选量为 3.1 亿吨，入洗比重 25%，共除去硫分 110 万吨，相当少排放了 220 万吨二氧化硫。

电力行业采用洗选煤，一方面电厂所需燃煤量仅为燃用未经洗选的煤炭的 90%，另一方面电厂支付的煤炭价格将提高 20% 左右，即电厂购买洗煤后的费用将比原来提高 8%，节省 10% 的运费。洗选后的煤具有 20%~40% 的脱硫效率，可减少 SO₂ 排放量。

3.5.2 循环流化床成本估算

流化床是通过改进发电工艺，提高燃烧效率实现减少 SO₂ 排放的目标。近年来，电厂循环流化床锅炉有很大发展，目前国外已有 240 台在运行，总容量约 10GW，最大单机容量达 250MW。目前，主要有四川内江电厂循环流化床和徐州贾旺电厂加压流化床。

由于循环流化床锅炉可以燃用劣质燃料，这就为一些地区有劣质燃料而销售困难的情况带来希望，推广循环流化床锅炉，燃用当地劣质燃料和含硫较高的煤，有利煤炭工业发展。目前，中国已有 75t/h 循环流化床锅炉近 200 台，在 126 个电厂中运行。220t/h 循环流化床锅炉也有 22 台在运行，最大的为 410t/h，正在向大型化发展。

⁶据有关部门预测，埋藏深度在 1000m 以内的煤炭资源量为 2.6 万亿吨。已探明的储量中，灰份小于 10% 的特低灰煤占 20% 以上；硫份小于 1% 的低硫煤约占 65%-70%；硫份 1%-2% 的约占 15%-20%。高硫煤主要集中在西南、中南地区。华东和华北地区上部煤层多低硫煤，下部多高硫煤。

3.5.3 烟气脱硫成本估算

与西方发达国家相比,中国火电厂脱硫工程尚处于起步阶段,建成的脱硫工程较少,上规模脱硫装置的技术都是应用国外技术。近期国内陆续成立了脱硫工程公司,这些公司基本上采用引进国外脱硫公司或与国外脱硫公司合作的经营方式。今后随着脱硫技术的引进、消化和吸收,及中外合作脱硫公司承担的脱硫项目不断增加,在中国以利用国外技术、国内总包的脱硫工程项目将成为主流,独立的国外脱硫公司由于受其价格的约束,将很难在中国独立承担脱硫工程。火电厂脱硫技术将逐步向国产化迈进,预计很快国内可借鉴国外技术,自行设计脱硫工艺,掌握脱硫设计技术。

脱硫工艺选择特点

在各种脱硫工艺中,湿法脱硫技术是一种最成熟的脱硫工艺,具有脱硫效率高、适用煤质及机组范围广、运行稳定、运行费用低、无二次污染等特点,将成为中国主要发展和应用的技术。半干法脱硫具有投资省的优点,但脱硫吸收剂要用高品位的石灰,且吸收剂的利用、脱硫率均比较低,其应用条件受到一定的限制。炉内喷钙加尾部增湿活化脱烟气脱硫

湿法脱硫技术将是中国火电厂主要应用的脱硫技术。但是中国地域宽阔,各电厂的建设条件不同,且中国属发展中国家,经济条件有限,对于具体工程项目应因地制宜,通过技术经济比较确定脱硫技术方案。由此可见,中国火电厂的脱硫工程将会出现以湿法脱硫为主,其他脱硫技术并存的局面

影响烟气脱硫技术应用的经济性因素主要有燃煤含硫量、机组容量大小、FGD 使用寿命、化学计量比、原料、烟气流量、脱硫效率、贴现率、通货膨胀率建设周期年限等。EPRI 分析表明燃煤含硫量和机组容量的影响最显著。

典型规模脱硫成本分析

根据脱硫工程实例和示范工程运行指标,分析 30 万千瓦机组在不同含硫量情况下的脱硫成本,从图中可见,燃煤含硫量对脱硫成本影响较大,单位削减成本随着含硫量增高而降低。含硫量在 3.5%时,治理成本相差不大,在 720-800 元/吨之间;含硫量在 1.5%时,治理成本相差较大,在 1200-2000 元/吨之间。同种技术,煤炭含硫量对发电成本的影响不很大。不同技术对发电成本的影响较大,在含硫量在 1.5%时,发电成本增加从 1.37-2.22 分/度,近 1 分/度;在含硫量在 3.5%时,发电成本增加从 1.3-2.52 分/度,近一倍(见图 3-8)。当然,不同技术的 SO₂ 去除率也不相同,应根据具体情况选用。

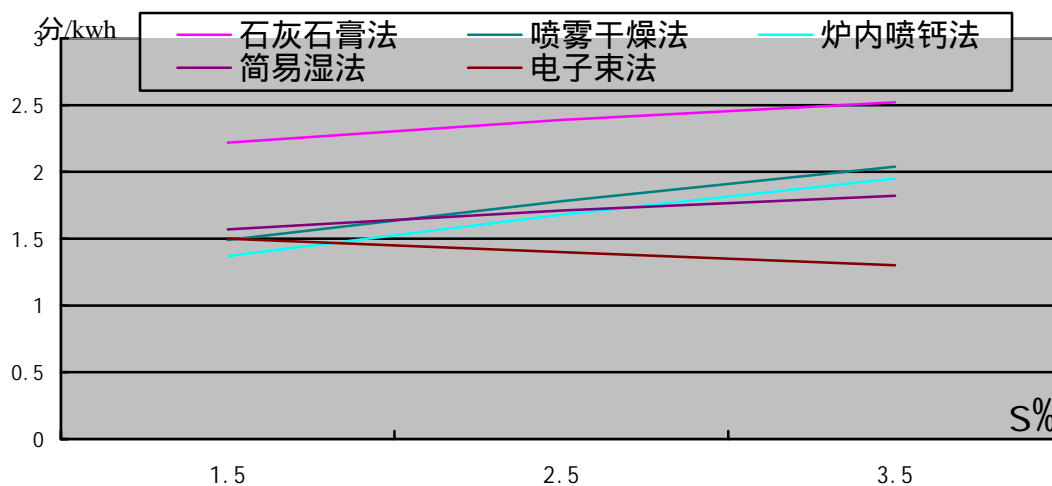


图 3-8 30 万千瓦机组脱硫装置对发电成本的影响

不同规模机组脱硫技术经济分析

燃煤含硫量在 2.5% 时，分析 10 万千瓦、20 万千瓦和 50 万千瓦机组的脱硫成本表明，机组规模对脱硫成本的影响较大，脱硫成本在 1.13-2.98 分/kwh 之间，见图 3-9。无论何种技术，10 万千瓦机组的脱硫成本都大于 30 万和 50 万千瓦的机组。10 万与 30 万机组相比，脱硫成本相差 0.4-0.6 分/kwh 不等。

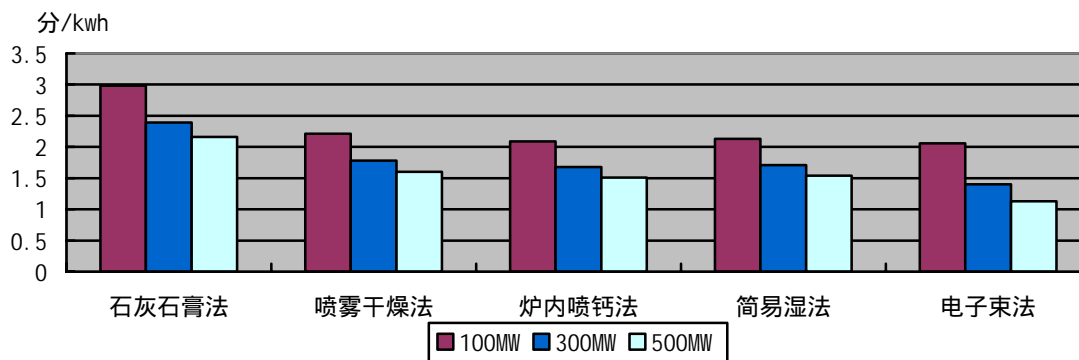


图 3-9 不同规模机组各种脱硫技术的成本

3.5.4 电厂脱硫工程实例

中国从 1970 年代开始研究烟气脱硫技术，1980 年代中期建立了实验装置，1990 年代首次在大容量机组上安装脱硫装置。至 2000 年底，全国火电厂已投运脱硫机组容量约 500 万千瓦，开展了较大规模的烟气脱硫开发研究，并先后从国外引进了各种类型的烟气脱硫技术。包括四川珞璜电厂 2×360MW 全容量 FGD 脱硫装置，山东黄岛电厂 210MW 机组处理烟气量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 旋转喷雾脱硫装置，山西太原第一热电厂处理烟气量 $60 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 简易湿法脱硫装置，四川成都

热电厂处理烟气量 $30 \times 10^4 \text{ m}^3/\text{h}$ 电子束法脱硫装置，深圳西部电厂 300MW 机组海水脱硫装置，南京下关电厂 125MW 机组炉内喷钙脱硫装置以及重庆电厂二台 200MW 机组、北京第一热电厂二台 100MW 机组、杭州半山电厂二台 125MW 机组、扬州电厂 200MW 机组、太原第二热电厂 200MW 机组等脱硫装置（见表 3-11）。到 2001 年底，全国投运和在建脱硫工程(含循环流化床)装机容量约 1300 万千瓦，其中国家电力公司系统 75%左右。

因各电厂采用的脱硫技术不同，设备容量和燃用的燃料质量存在的差异，所以增加的成本不同。脱硫增加的成本在 0.8-5.5 分/kwh 不等。

3.5.5 不同排放绩效下的处理成本

不同排放情况的电厂可采取不同脱硫技术，根据超标准程度，选择更换低硫煤、洗选煤、型煤固硫、简易脱硫及湿法、电子束法等措施削减 SO_2 排放量。污染控制技术不同，脱硫率不同，发电成本也存在一定差别。根据前面的案例和研究，按单位发电量去除的 SO_2 所增加的发电成本分析，结果见图 3-10。

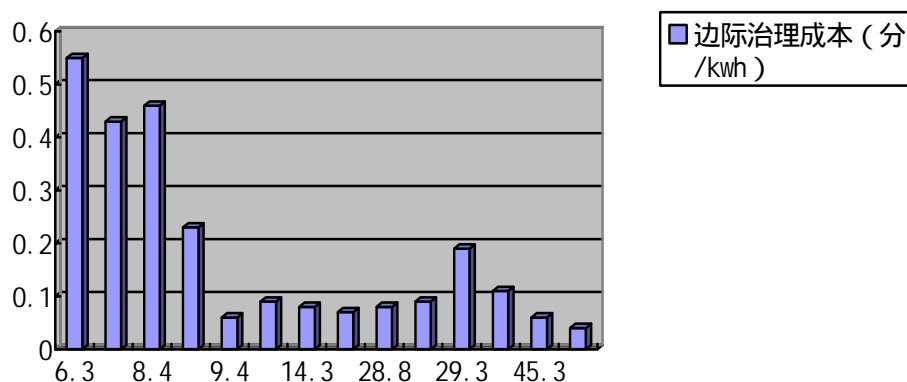


图 3-10 二氧化硫单位排放绩效削减成本

表 3-11 中国火电厂脱硫工程案例成本比较分析

电厂名称	脱硫技术	建设时间	机组容量 MW	年发电量 万度	燃煤含硫量 %	烟气量 万 m ³ /h	SO ₂ 去除量 吨/年	脱硫率 %	总投资 万元	单位投资 元/KW	运行费用 万元/年	增加发电成本 分/kwh	脱硫成本 元/kg	排放绩效 g/kwh	脱硫后排放绩效 g/kwh
黄台电厂	石灰石膏法	2000~	2*300	300000	1.6	260	38704	95		650					0.7
珞璜电厂 I 期	石灰石膏法	1988~	2*360	468000	4.02	2*1087.2	80400	95	48174	669	5794.3	2.52	0.8568	18.1	0.9
珞璜电厂 II 期	石灰石膏法		2*360						30681	511	1550				
太原第一热电厂	简易湿法	1994~1996	200	120000	1.82	60.1	16500	83.2	13000	650	1550	1.3	0.94	16.5	2.8
山东青岛电厂	喷雾干燥法	1992~1996	200	110000	1.5~2.0	30	9900	70	9520	476	1634	2.1	0.77	12.9	3.9
南京下关电厂	炉内喷钙	1993~1999	2*125	137500	0.92	55	8690	75	12352	494	1785	3.5	1.844	8.4	2.1
深圳西部电厂	海水脱硫	1996~1999	300		0.63	110		90	21500	717					
北京第一热电厂	湿法		2*410	492000				95							
抚顺电厂	炉内喷钙		120	48688		45	13112	40	2122	212	920	1.9	0.7018	67.3	2.99
四川豆坝电厂	磷氨复肥法	1999	100	60000		45	17552		7581	758	2636	5.5	1.5015		3.25
四川白马电厂	旋转喷雾法		300	76590		82	22076		9520	476	1700	2.2	0.7702		3.20
广东粤连电厂	简易石膏法		2*125	175000	2.5	2*55	25000	81	18000	360	2000	1.1	0.8	17.6	3.31
成都热电厂	电子束法	1995~1998	200	130000	2.04	30.08	7800	80	9430	1050	958	1.3	1.228	7.5	1.50
重庆电厂	湿式石膏法		2*200	240000	2.2~3.9	176	75710	95	44680		8593	3.6	1.135	33.2	1.66
柳州电厂	湿式氨法	可研	2*200	261600	2.2-3.9	176	75710	95	44680	295.05	6666	2.5	1.135	30.5	1.52
柳州电厂	电子束法	可研	2*200	200000	1.09	2*75	16850	90	35851	1063.8	7306	3.7	4.336	9.4	0.94
柳州电厂	湿式石膏	可研	2*200	200000	1.09	2*75	16850	90	44222	1312.2	7779	3.9	4.616	9.4	0.94
合山电厂	循环流化床	可研	1*100	60000	4.5	50	27184	90	17877		1590	2.7	0.585	50.3	5.03
合山电厂	简易石膏法	可研	1*100	60000	4.78	50	30636	95	18582		1262	2.1	0.41	53.7	2.69
锦江热电厂	双碱法		2*25	30000	1.09	30.27	2814	70	410	97.13	171	0.6	0.606	13.4	4.02
浙江钱清电厂	LIFAC		125						5000	654					
杭州半山电厂	湿法、空塔		2*125						49000	1960					
四川广安发电厂	湿法、空塔		2*300						19800	660					

3.6 污染损失估算

经济损失

中国从 1980 年代初开始研究环境污染造成的经济损失。1984 年过孝民、张慧勤等开展的《公元二 0 0 0 年中国环境预测与对策研究》首次对全国环境污染造成的损失进行了估算，即 1981 ~ 1985 年间平均每年为 380 亿元，占 1983 年 GNP 的 6.75%，其中大气污染造成的损失达 124 亿元。据夏光的研究，1992 年中国环境污染的损失值约为 986.1 亿元，约占当年 GDP 的 4.04%，其中大气污染损失 578.9 亿元。据中国社会科学院的研究《九十年代环境与生态问题造成的经济损失估算》，1993 年的环境污染损失值为 1029.2 亿元，占当年 GDP 的 3%。据世界银行《碧水蓝天：21 世纪中国环境》一书的估计，中国大气污染与水污染的损失约占当年 GDP 的 7.7%。

表 3-12 排放单位二氧化硫造成的经济损失

估算者	年份	污染损失 (亿元)	大气污染损 失(亿元)	二氧化硫排 放量(万吨)	单位排放经济 损失(元/吨)
过孝民 张慧勤	1981 ~ 1985	380	124	1412 (1987 年)	878
中国社科院	1993	986.1	334.6	1795	1864
夏光	1992	1029.2	578.9	1685	3436
世界银行	1997		16317		
中国环境科学研究 院：国家酸雨控制 方案	1995		1100	2370	4640

SO₂ 污染造成的经济损失没有研究，目前引用较多的是中国环境科学研究院完成的《国家酸雨控制方案》研究结果：1995 年酸雨和 SO₂ 排放造成的损失达 1100 亿元。燃煤发电是中国 SO₂ 排放的主要来源，2000 年燃煤发电年排放二氧化硫 890 万吨，占全国二氧化硫总排放量 45%。此外，国家计委宏观经济研究院能源研究所的周凤起、周大地等人的研究成果，认为 SO₂ 造成的经济损失在各地地区有所不同，在 1300-8000 元/吨之间。

表 3-13 二氧化硫排放引起的经济损失估算值

地区	华北	东北	西北	西南	华南	华东	华中
高估算值(元/吨 SO ₂)	3000	3000	1500	6000	8000	8000	6000
低估算值(元/吨 SO ₂)	2500	2800	1300	1500	3900	3300	1700

来源：周凤起、周大地等 《中国中长期能源战略》中国计划出版社 1999 年 2 月

对人体健康的影响

根据世界卫生组织资料，居民长期接触接近年平均浓度超过 100mg/m³ 的烟尘和二氧化硫，短期接触日平均浓度超过 250mg/m³ 的烟尘和二氧化硫，能促使呼吸系统疾病加重，患者病情恶化。1974 ~ 1982 年，中国有关部门对大气污染中的二氧化硫粉尘浓度和人群死亡率逐年动态变化的关系进行了调查，发现二氧

化硫浓度每增加 0.100mg/m³ (基数是 0.40mg/m³), 呼吸系统疾病死亡人数将递增约 5%。太原市 1997 年大气中总悬浮颗粒物是 1983 年的 1.03 倍, 二氧化硫增加 0.2mg/m³, 据有关部门统计, 如今太原市已成为全国肺癌高发地区⁷。

1991 年, 全国人口总死亡率为 670/10 万人, 比上年升高 0.5%。恶性肿瘤是城市地区居民的首位死亡原因, 大城市恶性肿瘤死亡率为 129.9/10 万人, 中小城市为 104/10 万人。在恶性肿瘤中, 肺癌死亡率最高, 大城市为 35.2/10 万人, 中小城市为 23.7/10 万人, 分别占恶性肿瘤死亡的 27.1% 和 22.1%, 近年来呈明显上升趋势。在农村地区, 恶性肿瘤死亡率占总死亡率的比重逐年增加。呼吸系统疾病是农村地区居民的首位死亡原因, 大气污染是呼吸系统疾病, 尤其是慢性支气管炎肺炎的主要诱因之一。

世界银行根据目前发展趋势预计, 2020 年中国燃煤污染导致的疾病需付出经济代价达 3900 亿美元, 占国内生产总值的 13%。

单位发电损失

综合上述有关部门污染损失的估算, 二氧化硫排放造成的污染损失按 5000 元/吨计算, 2000 年电力行业 SO₂ 污染造成的经济损失约为 445 亿元。2000 年火力发电量为 11079.36 亿千瓦时, 相当于 4.02 分/kwh。

另据世界银行和 GEF《中国可再生能源发展项目》估算⁸, 各地区经济发展水平和人口密度及污染排放差异, 发电大气污染造成的经济损失不同, 2010 年发电污染损失从到 1-8 分/kwh 不等, 见图 3 - 11。如社会经济发展水平较高、酸雨污染较为严重的江苏、山东、重庆等, 二氧化硫造成的经济损失较大。

⁷ 资料来源: 庄国绅教授级高工, 山西省老科技工作者协会顾问, 太原市委经济发展战略咨询组成员
http://ns.sxinfo.gov.cn/sxinfo/ejournal/stide/stid1999/magn2/ic1_1.htm

⁸ 中国许多专家对该研究提出的火电厂排放环境成本估算提出了质疑, 认为其估算方法有严重问题。在此也仅供参考。

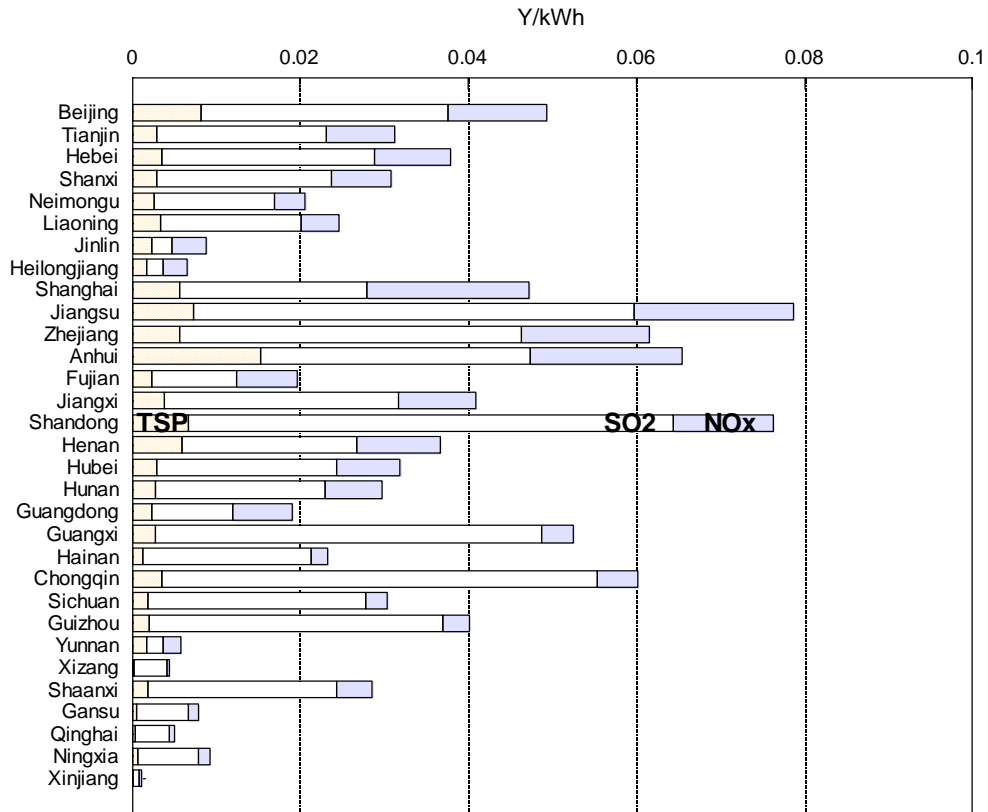


图 3-11 各省市电力行业单位发电量排放的污染物造成的损失(2010 年)

3.7 折价方案

本研究根据前面分析得出的实折下折方式，提出 3 个折价方案，具体如下。

3.7.1 方案 1：线性折价

本方案主要考虑在电力体制改革中，从环境保护角度，为各发电企业创造一个公平竞争的平台。在电价中扣除污染企业应负担的治理费用（或污染损失），使“清洁”电与“脏”电处于同一起跑线，促进公平竞争上网。

折价起点

烟气脱硫是治理 SO₂ 污染的重要措施，但脱硫设施不可能将硫全部去除。从目前脱硫工程项目看，脱硫后的排放绩效基本在 3g/kwh 以下，许多项目在 1g/kwh 以下。因此，确定折价的起点在 3g/kwh，对排放绩效超过 3g/kwh 的电厂，根据其排放程度，在电费中进行折扣。此外，限制高硫煤开采是控制酸雨和 SO₂ 污染的一项重要措施，新建电厂燃用含硫大于 1%的煤炭，必须安装脱硫装置，因此，确定含硫量在 1~3%的情况下，不同发电水平所需的脱硫率，见表 3-14。

表 3-14 不同规模及燃煤含硫率情况下所要求的脱硫率 (单位: %)

标准煤耗 (g/kwh) \ 含硫量 (%)	1	1.5	2	2.5	3
300	58	72	79	83	86
350	64	76	82	86	88
400	67	79	83	88	90
500	77	84	88	91	92
600	79	86	90	92	93

平均脱硫成本确定

重庆珞璜电厂二期脱硫工程的建设方式与今后脱硫工程建设有许多相似之处,其造价有一定的参考价值。设备国产化率按台数计为 70%。按此条件匡算,其造价可控制在 600 元/kw 左右(包括设备、安装、建筑和费用),每度电增加运行成本 1.5~2.0 分左右。加上设备折旧,每度电增加运行成本 2.0~3.0 分左右。

根据前面分析研究,SO₂ 排放绩效削减 1g/kwh,其平均治理成本 0.157 分/kw 左右。

折价标准

从公平合理的角度考虑,对于排放绩效低于 3 g/kwh 的电厂均不折扣,因为脱硫电厂已支付污染治理成本,而且缴付了排污费。对于排放绩效大于 3g/kwh,扣除所缴的排污费,因此,折价标准为每排放 1g/kwh,对其电价折扣 0.1 分/kwh。

$$M=K*A*(P-3)*G/100 \quad (3-6)$$

式中:

M----折扣的资金,元;

K----两控区调整系数。两控区内电厂 K 取值 1.2;

A----折价标准,0.1 分/kwh;

P----排放绩效,g/kwh;

G---企业发电量,度。

资金估算

采用方案 1 时,预计折价资金收入为 47 亿元。如果 SO₂ 排污收费按 0.63 元/公斤(当征收率为 80%情况下)征收,二氧化硫收费预计为 41 亿元。加上二氧化硫排污费,预计共征收 88 亿元。如果全部转移到价格上,每度电的发电成本将增加 0.006 元。

表 3-15 方案 1 下各区域折价资金估算

区域	折价资金 (万元)	SO ₂ 收费 (万元)	合计 (万元)	总发电量(亿 万 kwh)	增加成本 (分/kwh)
华北	98043	83770	181813	2309.9	0.8
东北	18740	28980	47720	1373.8	0.3
华东	132904	124982	257886	4201.94	0.6
中南	79554	75318	154872	3321.77	0.5
西南	90600	58116	148716	1364.55	1.1
西北	52985	37523	90508	1017.07	0.9
全国	472826	408689	881515	13684.82	0.6

3.7.2 方案 2：分段折价

不同脱硫率对脱硫成本有较大影响，根据控制目标选择治理技术。表 3-17 为不同排放水平下对脱硫率的要求，表 3-16 为各种技术的经济成本差别。

表 3-16 若干种 FDG 工艺经济性能比较

工艺流程	湿式石灰石-石膏法	喷雾干燥法	LIF AC 法	CDSI 法
适用煤种含硫量(%)	> 1.5	1-3	< 2	< 2
Ca/S	1.1	1.5	2.0	1.5
钙的利用率(%)	> 90	40-45	35-40	4-45
脱硫效率(%)	> 90	80-85	70-75	60-70
投资占电厂投资比例(%)	13-19	8-12	3-5	2-4
脱硫费用(元/tSO ₂ 脱除)	900-1250	750-1050	600-900	600-800
增加脱硫成本(元/kw)	0.01~0.03	0.01~0.02	0.01~0.02	
设备占地面积	大	中	小	极小
灰渣状态	湿	干	干	干
烟气再热	需	无需	无需	无需

表 3-17 标准煤耗 300 克/度情况下，达到各时期排放标准所要求的脱硫率

脱硫率(%)	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1	1.1	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8	1.9	2	2.1	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	2.7	2.8	2.9	3
0	0.71	1.43	2.14	2.86	3.57	4.28	5.00	5.71	6.43	7.14	7.85	8.57	9.28	10.00	10.71	11.42	12.14	12.85	13.57	14.28	14.99	15.71	16.42	17.14	17.85	18.56	19.28	19.99	20.71	21.42
10%	0.64	1.29	1.93	2.57	3.21	3.86	4.50	5.14	5.78	6.43	7.07	7.71	8.35	9.00	9.64	10.28	10.92	11.57	12.21	12.85	13.49	14.14	14.78	15.42	16.06	16.71	17.35	17.99	18.64	19.28
15%	0.61	1.21	1.82	2.43	3.03	3.64	4.25	4.86	5.46	6.07	6.68	7.28	7.89	8.50	9.10	9.71	10.32	10.92	11.53	12.14	12.74	13.35	13.96	14.57	15.17	15.78	16.39	16.99	17.60	18.21
20%	0.57	1.14	1.71	2.28	2.86	3.43	4.00	4.57	5.14	5.71	6.28	6.85	7.43	8.00	8.57	9.14	9.71	10.28	10.85	11.42	11.99	12.57	13.14	13.71	14.28	14.85	15.42	15.99	16.56	17.14
25%	0.54	1.07	1.61	2.14	2.68	3.21	3.75	4.28	4.82	5.35	5.89	6.43	6.96	7.50	8.03	8.57	9.10	9.64	10.17	10.71	11.25	11.78	12.32	12.85	13.39	13.92	14.46	14.99	15.53	16.06
30%	0.50	1.00	1.50	2.00	2.50	3.00	3.50	4.00	4.50	5.00	5.50	6.00	6.50	7.00	7.50	8.00	8.50	9.00	9.50	10.00	10.50	11.00	11.50	11.99	12.49	12.99	13.49	13.99	14.49	14.99
35%	0.46	0.93	1.39	1.86	2.32	2.78	3.25	3.71	4.18	4.64	5.10	5.57	6.03	6.50	6.96	7.43	7.89	8.35	8.82	9.28	9.75	10.21	10.67	11.14	11.60	12.07	12.53	12.99	13.46	13.92
40%	0.43	0.86	1.29	1.71	2.14	2.57	3.00	3.43	3.86	4.28	4.71	5.14	5.57	6.00	6.43	6.85	7.28	7.71	8.14	8.57	9.00	9.42	9.85	10.28	10.71	11.14	11.57	11.99	12.42	12.85
45%	0.39	0.79	1.18	1.57	1.96	2.36	2.75	3.14	3.53	3.93	4.32	4.71	5.10	5.50	5.89	6.28	6.68	7.07	7.46	7.85	8.25	8.64	9.03	9.42	9.82	10.21	10.60	11.00	11.39	11.78
50%	0.36	0.71	1.07	1.43	1.78	2.14	2.50	2.86	3.21	3.57	3.93	4.28	4.64	5.00	5.35	5.71	6.07	6.43	6.78	7.14	7.50	7.85	8.21	8.57	8.92	9.28	9.64	10.00	10.35	10.71
55%	0.32	0.64	0.96	1.29	1.61	1.93	2.25	2.57	2.89	3.00	3.53	3.86	4.18	4.50	4.82	5.14	5.46	5.78	6.10	6.43	6.75	7.07	7.39	7.71	8.03	8.35	8.67	9.00	9.32	9.64
60%	0.29	0.57	0.86	1.14	1.43	1.71	2.00	2.28	2.57	2.86	3.14	3.43	3.71	4.00	4.28	4.57	4.86	5.14	5.43	5.71	6.00	6.28	6.57	6.85	7.14	7.43	7.71	8.00	8.28	8.57
65%	0.25	0.50	0.75	1.00	1.25	1.50	1.75	2.00	2.25	2.50	2.75	3.00	3.25	3.50	3.75	4.00	4.25	4.50	4.75	5.00	5.25	5.50	5.75	6.00	6.25	6.50	6.75	7.00	7.25	7.50
70%	0.21	0.43	0.64	0.86	1.07	1.29	1.50	1.71	1.93	2.14	2.36	2.57	2.78	3.00	3.00	3.43	3.64	3.86	4.07	4.28	4.50	4.71	4.93	5.14	5.35	5.57	5.78	6.00	6.21	6.43
75%	0.18	0.36	0.54	0.71	0.89	1.07	1.25	1.43	1.61	1.78	1.96	2.14	2.32	2.50	2.68	2.86	3.03	3.21	3.39	3.57	3.75	3.93	4.11	4.28	4.46	4.64	4.82	5.00	5.18	5.35
80%	0.14	0.29	0.43	0.57	0.71	0.86	1.00	1.14	1.29	1.43	1.57	1.71	1.86	2.00	2.14	2.28	2.43	2.57	2.71	3.00	3.00	3.14	3.28	3.43	3.57	3.71	3.86	4.00	4.14	4.28
85%	0.11	0.21	0.32	0.43	0.54	0.64	0.75	0.86	0.96	1.07	1.18	1.29	1.39	1.50	1.61	1.71	1.82	1.93	2.03	2.14	2.25	2.36	2.46	2.57	3.03	2.78	2.89	3.00	3.11	3.00
90%	0.07	0.14	0.21	0.29	0.36	0.43	0.50	0.57	0.64	0.71	0.79	0.86	0.93	1.00	1.07	1.14	1.21	1.29	1.36	1.43	1.50	1.57	1.64	1.71	1.78	1.86	1.93	2.00	2.07	2.14
95%	0.04	0.07	0.11	0.14	0.18	0.21	0.25	0.29	0.32	0.36	0.39	0.43	0.46	0.50	0.54	0.57	0.61	0.64	0.68	0.71	0.75	0.79	0.82	0.86	0.89	0.93	0.96	1.00	1.04	1.07

折价标准

根据前面的分析，确定不同绩效水平的折价标准，见表 3-18。

表 3-18 不同绩效水平的折价标准

排放绩效 (g/kwh)		3~7	7~10	10~15	15 以上
脱硫率 (%)		45% 以下	45~70	70~80	80 以上
适用技术		洗选煤、固硫剂等	简易脱硫	干法/半干法	湿法、电子束等
脱硫成本(分/kwh)		0.3~0.9	1.0~1.5	1.0~2.0	2.0~3.0
折价标准(分/kwh)	两控区外	0.3	0.5	1.0	2.0
	两控区内	0.4	0.6	1.2	2.4

资金估算

根据上述折价标准，估算不同地区的折价金额及其对发电成本的影响，具体如表 3 - 19 所示。如果实施方案 2，预计全国折价金额 66 亿元。

表 3-19 方案 2 下不同区域环保折价资金估算

区域	折价金额 (万元)	SO2 收费 (万元)	合计 (万元)	总发电量 (万 kwh)	增加成本 (分/kwh)
华北	145793	83770	229562	2309.9	1.0
东北	29599	28980	58579	1373.8	0.4
华东	192738	124982	317720	4201.94	0.8
中南	112908	75318	188226	3321.77	0.6
西南	102648	58116	160764	1364.55	1.2
西北	67549	37523	105072	1017.07	1.0
全国	663608	408689	1072297	13684.82	0.8

3.7.3 方案 3：超标准折价

排放绩效标准

排放绩效标准如第 2 章所述，按 2000 年平均发电标准煤耗 363 克/kwh 计算，达到不同时期排放标准所需的脱硫率如表 3 - 20 示。

表 3-20 达到不同阶段排放绩效标准所要求的脱硫率 (单位：%)

年份	标准值(g/kwh)	0.5	1	1.5	2	2.5	3
2005 年以前	7	0	19	46	60	68	73
2005 年~2009 年	6.2	0	29	53	65	72	77
2010 年~2014 年	4.3	1	51	70	76	81	84
2015 年 1 月 1 日之后	3.2	26	63	76	82	86	88

标准确定

折价范围是污染物超标的电厂，按湿法脱硫考虑，脱硫率需在 90% 以上，脱硫成本平均成本 1.5~2.0 分/kwh。考虑两控区内外的区别，折价标准如下：

表 3-21 超标折价标准

地区	两控区外	两控区内
折价标准 (分/kwh)	1.5	2.0

资金估算

分地区折价资金见表 3-22。如果实施方案 3 ,预计全国折价资金每年 66 亿元。

表 3-22 方案 3 下各区域折价资金估算

区域	折价金额 (万元)	SO ₂ 收费 (万元)	合计 (万元)	总发电量 (万 kwh)	对电价影响 (分/kwh)
华北	154466	83770	238235	2309.9	1.0
东北	14147	28980	43127	1373.8	0.3
华东	209491	124982	334472	4201.94	0.8
中南	91011	75318	166329	3321.77	0.5
西南	97119	58116	155235	1364.55	1.1
西北	767942	37523	114316	1017.07	0.8
全国	658759	408689	1067448	13684.82	0.8

3.7.4 方案比较

从上述三个方案看,折价资金每年在 47~66 亿元之间,排污收费按 3 年到位 0.63 元/kg 计算,电力行业为 SO₂ 污染所付总费用为 87~107 亿元之间,如全部转嫁到电价上,电价上涨 0.7~0.8 分/kwh。受影响最大的为西南地区,东北地区最小。各方案比较见表 2-23。

表 3-23 折价方案比较

项目	方案 1	方案 2	方案 3
刺激对象	大多数电厂	大多数电厂	少数电厂
实施条件			绩效排放标准
折价资金 (亿元)	47	66	65
建议实施顺序	1	3	2

注:方案 2、3 按重点污染源计算,因此折价金额偏高。

第 4 章 实施影响分析

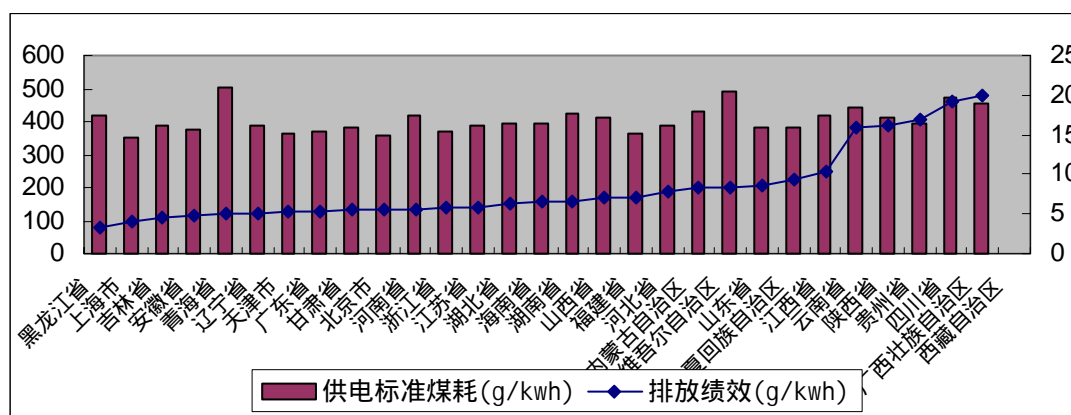
发电环保折价的重要作用在于建立公平的竞争机制,使环境绩效好的电厂与环境排放绩效差的电厂在相同的环境成本下进行竞争。这种机制的建立一方面保证了在电力体制改革和重组的过程中,不会造成环境质量的下降,同时促进清洁电力的发展,促进电厂脱硫技术的开发。作为电力行业环境经济政策的一项重大改革,除了对环境有积极影响外,在政策实施的初期,将对一些企业和地区产生一定的影响。本章主要对实施发电环保折价政策的影响作一初步分析。

4.1 折价资金测算

折价对电力企业和对社会的影响,取决于折价标准的设计形式,折价标准的高低,能否体现公平性和区域特性。

按照推荐的折价方案,折价标准将根据企业排放绩效情况进行折价,且采取线性折价的方式,排放绩效值高的企业折价金额高,排放绩效好的企业,折价金额低。

全国发电环保折价总额与不同类型发电排放绩效值有关。根据统计,中国各地电厂的排放绩效差异很大,中国东北地区煤炭的含硫量低,排放绩效明显好于其他地区,而西南地区,燃煤的含硫量高,二氧化硫的排放绩效值明显偏高。图 4-1 反映的是全国各省电力行业二氧化硫排放绩效现状平均情况。



资料来源：根据环境统计和电力统计资料整理。

图 4-1 各省市供电标准煤耗和 SO₂ 排放绩效比较

根据全国各省二氧化硫排放绩效的现状情况和各省发电量统计数据,对全国电力行业总的折价金额和各省单位发电的折价水平进行了测算。按照 2000 年的排放绩效水平和 2000 年的发电量,全国电力行业总量折价金额为 47 亿元。其中,单位折价金额较大的省有四川省、贵州省、陕西省、云南省,详见表 4-1。

表 4-1 全国电力行业环保折价测算表

省份	发电量 (万度)	平均排放绩效 (g/kwh)	折价绩效 (g/kwh)	折价金额 (万元)	度电折价金额 (分)
北京	1794885	5.49	2.49	4469	0.249
天津	2162104	5.35	2.35	5081	0.235
河北	8395328	7.91	4.91	41221	0.491
山西	6047466	7.06	4.06	24553	0.406
内蒙古	4327510	8.25	5.25	22719	0.525
辽宁	6301040	5.15	2.15	13547	0.215
吉林	2436320	4.53	1.53	3728	0.153
黑龙江	4186274	3.35	0.35	1465	0.035
上海	5582714	4.09	1.09	6085	0.109
江苏	9718511	5.93	2.93	28475	0.293
浙江	5864854	5.89	2.89	16949	0.289
安徽	3608436	4.7	1.7	6134	0.170
福建	2084552	7.18	4.18	8713	0.418
江西	1488115	10.47	7.47	11116	0.747
山东	10005410	8.54	5.54	55430	0.554
河南	6799895	5.65	2.65	18020	0.265
湖北	2777277	6.33	3.33	9248	0.333
湖南	1657442	6.57	3.57	5917	0.357
广东	10493540	5.38	2.38	24975	0.238
广西	1202142	20.00	17.00	20436	1.700
海南	268389	6.57	3.57	958	0.357
重庆	1296825	18.38	15.38	19945	1.538
四川	1873281	16.96	13.96	26151	1.396
贵州	2250280	16.97	13.97	31436	1.397
云南	1013784	15.89	12.89	13068	1.289
陕西	2470000	16.25	13.25	32728	1.325
甘肃	1659049	5.46	2.46	4081	0.246
青海	290946	4.98	1.98	576	0.198
宁夏	1229645	9.24	6.24	7673	0.624
新疆	1507147	8.26	5.26	7928	0.526
合计/平均	110793161	8.28	5.38	472825	0.538

4.2 对不同区域的影响

由于技术条件和资源条件的差异，电力行业排放绩效差别较大，如果全国采用统一的折价标准，将对排放绩效值高的地区产生一定的影响。由图 4-1 可知，全国各省火电厂二氧化硫排放绩效主要受经济发展水平和地区煤炭含硫量两个因素的影响。

从技术状况看，东部和西部没有大的差异，但东部和西部地区先进机组所占的比重有一定的差异（见图 4-2），东部高效的大机组比重明显高于西部。从燃料含硫状况看，地区性的差异达 2-3 倍。华东地区发达，环境管理和环境质量要求较高，许多电厂购买低硫煤以达到环境保护要求。东北地区煤炭含硫量较低，排放绩效值低，西南部电厂燃煤含硫明显偏高。在引入环境折价后，近期西部在环境方面要支付较高的费用。

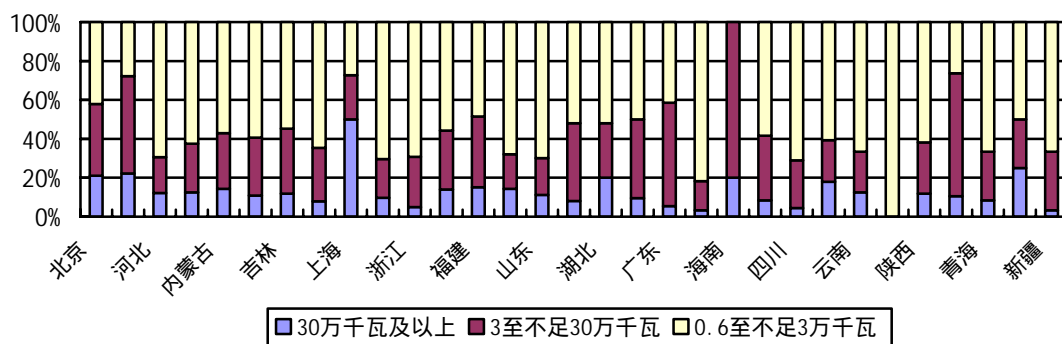


图 4-2 不同规模发电厂分布情况 (1999 年)

4.3 对不同规模电厂的影响

规模直接影响着电厂的效率，表现在环境上，排放绩效差异明显。根据中国环境规划院的统计分析，大规模的机组其排放绩效要比小机组的排放绩效好的多，折价标准的实施，将对小机组有较大影响。从环境保护和促进电力行业可持续发展而言，这种影响有利于促进大机组的建设，促进和加速小机组的淘汰。

根据统计，小火电的能耗要比大机组能耗高 50% ~ 100%。例如，地县属的小火电（约为 25000 MW）平均供电煤耗为 514 g/(kw.h)，而乡村属的小火电（约 2500 MW）平均供电煤耗为 666 g/(kw.h)。由于小火电能耗高、污染严重，1995 年国家计委等 5 个部委发文要求严格控制小火电设备生产和建设，1997 年电力部又颁发了《小火电机组建设管理暂行规定》，从 1998 年国家电力公司开始实施淘汰小火电机组的计划。

从电力行业二氧化硫排放绩效现状看，小机组明显高于大机组。图 4-3 是部分机组排放绩效统计结果。

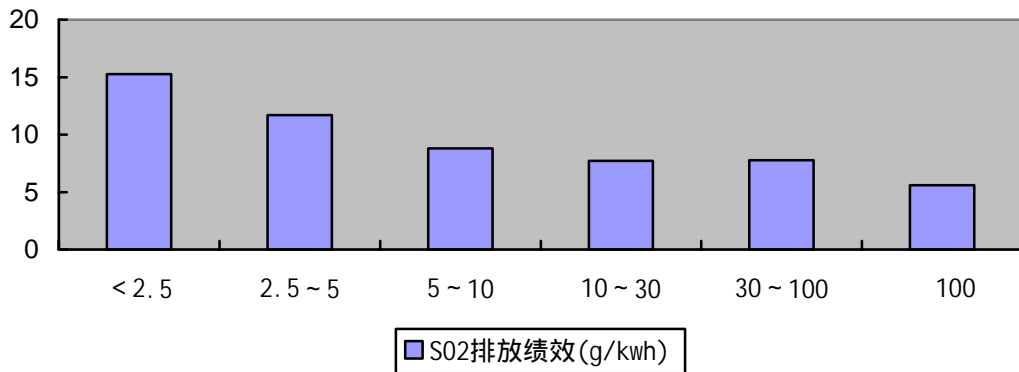


图 4-3 不同规模机组的排放绩效 (单位：万千瓦)

由图 4 - 3 可知，2000 年 100 万千瓦以上的电厂排放绩效为 5.4g/kwh，而 3 万千瓦以下的电厂排放绩效为 11.6g/kwh，为 100 万千瓦电厂的 2 倍多，详见表 4-2。

表 4-2 2000 年不同装机容量的电厂二氧化硫排放情况

设备容量 (万千瓦)	< 3	3 ~ 10	10 ~ 30	30 ~ 100	100
电厂个数 (个)	229	110	93	83	42
设备容量 (万千瓦)	348	551	1539	4387	5436
发电量 (亿千瓦时)	224	344	780	2403	2696
耗原煤量 (万吨)	1528	1605	3562	11167	11576
耗原油量 (万吨)	26	104	172	87	75
耗天然气 (万立方米)	8500	14519		45	10
发电标准煤耗(g/kwh)	650	435	375	350	332
二氧化硫排放量 (吨)	26	33	69	185	145
二氧化硫排放绩效(g/kwh)	11.6	9.6	8.8	7.7	5.4

中国小火电在数量上仍占较大的比重，2000 年 6000 千瓦以上火电厂共有 1978 个，其中 30 万千瓦以上 204 个，发电量占 69%；3 万千瓦以下 1205 个，发电量占 7.6%。

按照折价标准推荐方案，根据电力行业的统计数据，测算的不同规模电厂的折价金额和单位发电力量折价强度分别为：小于 3 万千瓦的机组，折价金额为 3.3 亿元；3-10 万千瓦的机组，3.9 亿元；10-30 万千瓦的机组，7.8 亿元；30-100 万千瓦的机组，19.4 亿元；大于 100 万千瓦的机组，11.1 亿元。小机组的折价强度几乎是大机组 3 倍，但小机组折价金额占的比例较低。

由此可见，折价标准的实施对小规模机组影响明显，可促进小机组的淘汰和促进环境质量的改善。

表 4-3 不同规模机组的环保折价强度

机组规模 (万千瓦)	平均排放 绩效 (g/kwh)	发电量 (万度)	折价绩效 值(g/kwh)	折价金额 (万元)	每度电折 价(元/kwh)
<3	11.6	3862068.966	8.6	33213.79	0.0086
3-10	9.6	5931034.483	6.6	39144.83	0.0066
10-30	8.8	13448275.86	5.8	78000	0.0058
30-100	7.7	41431034.48	4.7	194725.9	0.0047
>100	5.4	46482758.62	2.4	111558.6	0.0024

4.4 对新老电厂的影响

按照折价标准的基本设计思路，不应区分新老电厂，以支付的环境成本为依据。然而，现行的管理要求和新老电厂所具备的基本条件看，两者之间影响的差异很大。

按照现行的排放标准和管理要求，严格控制新的污染源。按照公平竞价上网运行规则，新老电厂应该是公平的。在过度时期，特别是电价改革没有完全到位的情况下，如果单纯从折价角度看，发电环保折价机制会对老电厂的影响要比新电厂大的多。

4.5 对管理机制的影响

折价标准在实施环节与传统的排污收费相比，从职能分工上有了很大的转变，排污收费的主体是环境保护部门，排污收费直接与污染者行为相连。折价标准主要通过环保部门和电网公司进行核算。

在管理环节上，也发生一系列的变化。实施折价标准需要环境保护部门与电网紧密配合，两套系统的衔接是实施折价标准重点要解决的问题。

另外，折价所得的费用如何有效的使用，使其发挥更大的作用，是机制协调和管理方面的第三个问题。

从管理成本而言，从征收的环节，采取折价有其更大的优势，容易足额征收，操作成本将会降低。

从操作和监督执法看，折价在操作过程与环境执法和有效的监督有脱节的现象。

4.6 对价格的影响

电力行业二氧化硫的减排，实际上是企业在生产内涵上的扩大，二氧化硫减排的投入和运行是生产的一个重要组成部分。由于历史的原因这部分设施没有配套，从而造成了电力行业高速发展的同时产生了严重的污染。为实现环境保护的

目标，在今后相当长的一个时期，电力行业不仅要偿还企业的环境欠账，同时要严格控制老污染源，这在一定程度上都增加了企业产品的生产成本，削减了利润，肯定会对企业产生影响。

表 4-4 电价上升对不同行业生产成本的影响

行业名称	折价成本分摊（单位：万元）
农 业	3229
煤炭采选业	10504
石油和天然气开采业	6094
金属矿采选业	17218
非金属矿采选业	10121
食品制造及烟草加工业	4170
纺织业	5171
服装皮革羽绒及其他纤维制品制造业	4173
木材加工及家具制造业	7059
造纸印刷及文教用品制造业	8216
石油加工及炼焦业	7853
化学工业	11522
非金属矿物制品业	11933
金属冶炼及压延加工业	16109
金属制品业	13674
机械工业	8832
交通运输设备制造业	8363
电气机械及器材制造业	9809
电子及通信设备制造业	6811
仪器仪表及文化办公用机械制造业	7299
机械设备修理业	6860
其他制造业	6833
废品及废料	9171
电力及蒸汽热水生产和供应业	13492
煤气生产和供应业	30867
自来水的生产和供应业	8314
建筑业	5156
货物运输及仓储业	6508
邮电业	4233
商 业	3652
饮食业	4464
旅客运输业	2795
金融保险业	2347
房地产业	5774
社会服务业	8241
卫生体育和社会福利业	6947
教育文化艺术及广播电影电视业	6549
科学研究事业	4108
综合技术服务业	5530
合计	320001

折价标准实施后对企业的影响包括两个方面，在现行的电力价格体制下，价格的联动效果还不明显，二氧化硫的削减成本没有列入到电价中，从而会挤占企业的利润；在中国的电价实施改革后，发电价格由市场决定，污染的控制成本可通过价格的联动效果，将环境成本转嫁给最终用户。由于不同的行业对电力消耗量不同，因此造成的影响有很大的差异。利用国家统计局编制的投入产出表，分析了折价费用的分担情况，测算结果见表 4-4。

4.7 对煤炭市场的影响

折价标准的直接影响是电力，间接影响是电力依赖的煤炭资源。煤质，特别是煤的含硫量，将会更加明显反映在煤炭的价格中。带来的影响有两个方面，一是煤质将和脱硫成本直接联系起来，优质煤将有优质的价格，促进资源的有效配置。另一方面，折价标准实施后，优质煤的使用分配将随之调整。实施折价，也可能会吸引更多的优质煤用于发电。

第 5 章 实施管理

电力行业折价标准的实施和管理是该办法得以有效发挥作用的基础和保证。从折价标准实施的技术角度来看,实施管理主要是电厂排放量和发电量的计量问题;而从标准实施的管理角度来看,主要是要明确各有关部门的职责和折价标准与现行的其他环境管理制度的关系问题。图 5 - 1 反映了电力行业折价标准实施的简要过程。

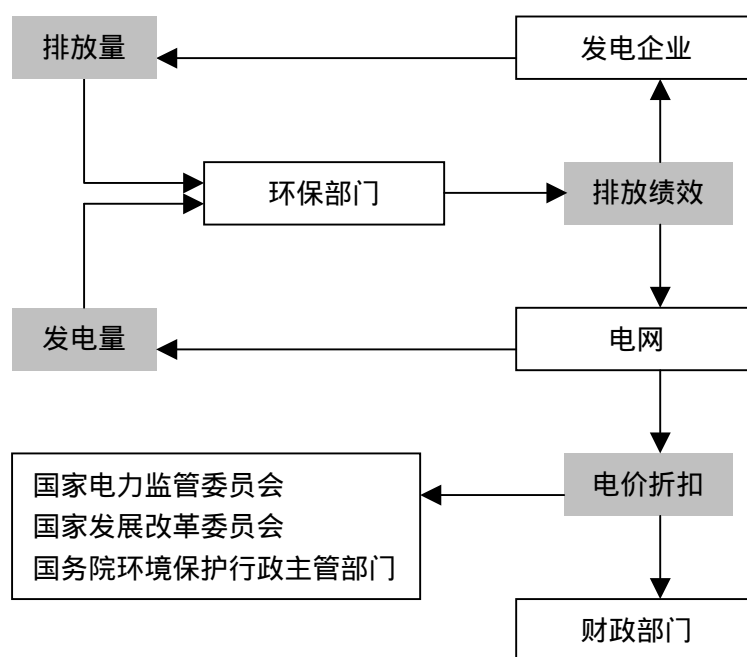


图 5 - 1 发电环保折价实施过程

5.1 排放绩效的计量和核定

发电企业排放绩效的计量和核定主要内容是确定企业的发电量和污染物排放量。对于安装了污染物连续排放监测装置的企业,其排放量的核定可以根据连续在线监测仪确定,对于未安装连续在线监测装置的企业,其排放量的核定可以采取企业申报的形式,由环保主管部门对其排放绩效进行核定。企业发电量的核定则可以沿用目前电网对企业发电量的核定方法。

5.1.1 企业申报程序

发电企业每季度第 1 个月前 15 天内向地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告前季度的二氧化硫和烟尘排放总量以及相应的发电总量,并提供有关监测数据。没有污染物排放连续监测数据的发电电厂,发电企业应提交物

料衡算报告以及相应的污染物排放量。对于没有安装连续在线监测装置的企业，环保主管部门应按照国家 and 地方的有关要求和规定对其污染物排放情况进行监测和检查。

地市级以上人民政府环境保护行政主管部门在每季度第 1 个月后 15 天内，根据发电企业提供的上述报告、电网公司的交易结算电量以及环境保护行政主管部门(或者委托单位)的污染物排放监测，对发电企业的污染排放绩效进行核定，出具发电企业污染物排放绩效评估报告，并将评估报告书面通知发电企业。

发电企业对环境保护行政主管部门(或者委托单位)排放绩效评估报告结果有异议的，自接到通知之日起 7 日内，可以向发出通知的环境保护行政主管部门申请复核，地市级以上人民政府环境保护行政主管部门(或者委托单位)应当自接到复核申请之日起 10 日内做出复核决定，并提出重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告。

地市级以上人民政府环境保护行政主管部门(或者委托单位)将重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告报送发电企业交易结算的电网公司，同时报送省级人民政府环境保护行政主管部门和国务院环境保护行政主管部门备案。

5.1.2 绩效核定办法

企业已经安装污染物排放连续监测装置并经过地市级以上人民政府环境保护行政主管部门认定的，其监测数据作为核定二氧化硫排放量的依据；未安装污染物排放连续监测装置的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门的环境监测部门或者认定的环境监测单位，按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定。

新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂在送交地市级以上人民政府环境保护行政主管部门审查的环境影响评价报告中，应包括新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂的污染物排放绩效评估内容。

在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，如果发电企业在使用化石燃料发电的同时使用其它燃料(如天然气)发电或者其它发电(如水电、风能发电、太阳能发电、潮汐发电等)，则应相应扣除这一部分的发电量。在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，发电企业自身用电部分不应扣除。

在核定发电企业污染排放绩效的二氧化硫排放量时，如果发电企业向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额，则在评价发电企业是否达到污染排放绩效标准时应扣除购买的二氧化硫配额。反之，如果发电企业出售二氧化硫排放剩余配额，则在评价该发电企业是否达到污染排放绩效标准时应加上出售的二氧化硫剩余配额部分。

5.1.3 监测设备检测

监测设备的检测是保证电厂排放绩效数据真实有效的重要手段。在排放量监测方面，国家有明确的有关设备检测的规定。对于已经安装连续在线监测设备的电厂，环境保护行政主管部门协同技术监督部门，要按照国家有关计量方面的规定对企业的监测设备进行定期的校核和测定，以保证连续在线监测设备的正常运转。对于未安装连续在线监测设备的企业，地方环保局下属的环境监测部门按照有关规定，定期对污染排放企业进行排放监测，包括污染物的排放浓度，排放速率，排放时间，燃煤电厂的煤质情况，污染治理设施的运行情况等，环境监测部门都是取得国家监测和计量资质的专门技术部门，其监测行为也是严格按照国家有关监测规范进行的，因此监测数据是有质量保证的。

保证企业排放数据真实可靠的另一方面是环境监理单位对企业进行不定期的抽测和检查。主要是检查企业的污染治理设施是否正常运转，排放方式和等有无变化。如果发现企业有违规现象，要按照有关规定，对其进行必要的处罚。

在企业发电量的数据保证方面，一方面，企业在上报的文书中，要申报其生产情况和产品情况，如有弄虚作假，按照有关规定，要对其进行处罚。另一方面，目前中国已经建立了一整套完善的电力企业生产监督和核定体系，电网对发电企业发电量有着实时的监控，因此，企业发电量的数据质量是有充分保证的。

5.2 数据传输系统设计

实施电厂环境折价需要有坚实的数据支持系统作为保证。根据排放折价的特点和要求，保证排放折价能够正常运转的数据传输系统应该包括以下五个子系统，即：电厂污染物排放数据处理系统、电厂发电量数据处理系统、电厂排放绩效核算系统、电厂电价折扣处理系统和电价折扣资金管理系统。排放折价的数据传输系统设计如图 5 - 2 所示。

在该系统中，电厂污染物排放数据处理系统主要由环保局负责，收集和处理的的信息主要包括企业连续在线监测信息、环保部门的监测信息和企业物料衡算的信息，其最终输出数据是企业污染物的排放量。电厂发电量数据处理系统主要由电网管理部门负责，收集和处理的的主要是企业申报的发电量信息和电网系统跟踪的企业发电量信息，其最终输出是企业发电量信息。电厂排放绩效核算处理系统主要由环保部门协同电网管理部门负责，主要职能是通过企业排放量和发电量的信息计算和核实企业的排放绩效，为实施电价折扣奠定基础。在得到企业的排放绩效后，就进入电厂电价折扣处理系统，该系统由电网管理部门负责，根据企业的发电排放绩效，按照规定，对企业的电价实施折扣计算，该系统将和目前电力部门实施的电力交易系统相结合。电价折扣的资金管理由电价折扣资金管理系统来完成，该系统由电网管理和财政部门共同负责，主要职能是核实电价折扣资金，并对资金的来源、流向和使用实施管理。

在进行系统开发设计时，一方面，各子系统分别是独立的数据处理系统，可以单独开发，但各子系统同时又都是总系统的一部分，因此要注重各系统间的接

口，数据输入和输出要规范化；另一方面，电价折扣系统乃至整个数据管理系统必须与现行的电力交易系统等软件有机结合，以保证系统的兼容性和可操作性。

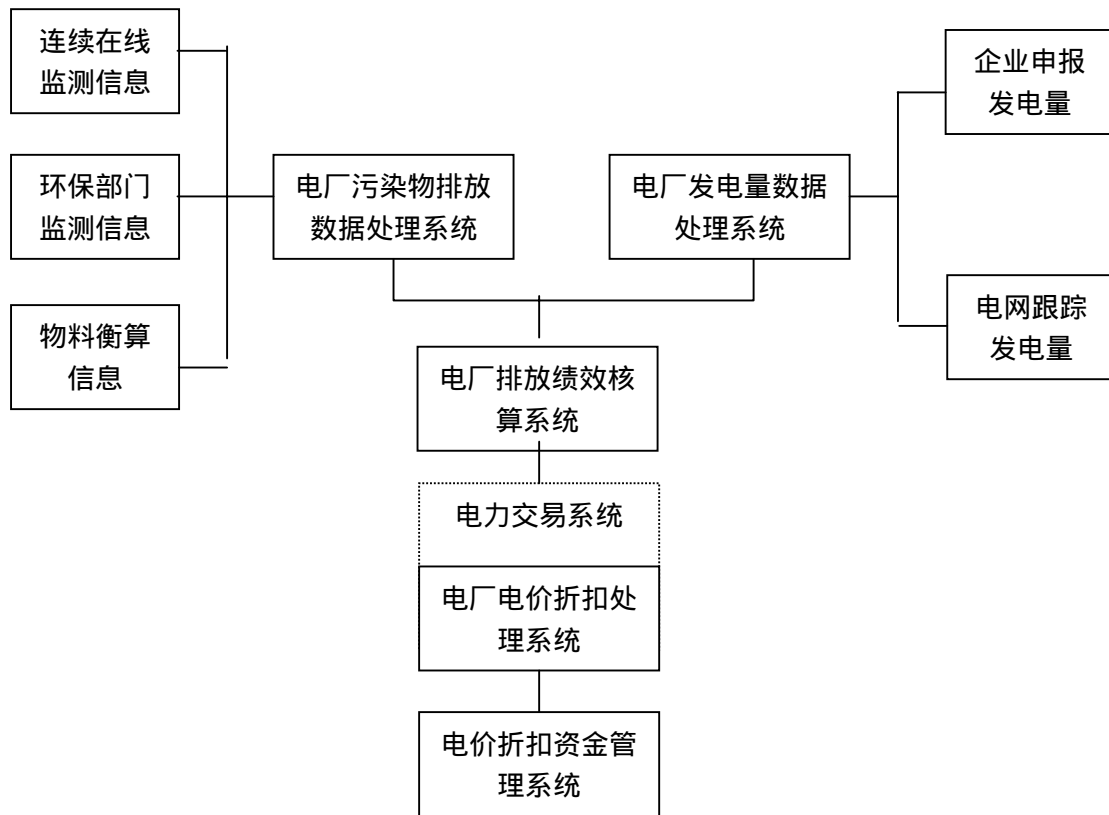


图 5 - 2 发电环保折价数据管理系统概念设计

5.3 各有关部门的职责

折价标准实施涉及各级环境保护部门、电力监管委员会、电网公司、发电公司各部门的职责分工如下：

电力监管委员会：负责实施折价标准体系，协调有关部门的关系。

电网公司：核定电厂发电量和排放绩效把折价机制纳入竞价上网的交易系统中。

发电公司：安装污染排放连续监测系统，如实提供发电污染排放绩效有关数据，配合环保部门的核定。

国家环保总局：统一制定折价标准，与地方环保局核定电厂的污染物排放量和排放绩效，电网公司一同判定企业是否达标排放。

地方环保局：发放电厂排污许可证，对当地火电厂的排放绩效审核，裁定电厂排放是否达标。

财政部门：负责电厂折价资金的管理，保证折价资金用于制定的范围和项目。

5.4 与其它管理制度的衔接

电价折扣是一项新的环境管理制度,存在与现行管理制度和有关政策的衔接问题。因此,明确各项管理制度的作用范围和管理重点,是确保各项制度充分发挥效能的前提。

5.4.1 排污收费

折价标准实施最大的障碍是排污收费,排污收费制度和折价标准的理论基础都是将环境的外部成本内部化,从理论上讲如果将排污收费标准提高到污染治理的平均边际成本,即能达到刺激治理的目的。目前 SO₂ 收费标准很低不足以起到刺激企业进行治理的作用,因此折价标准是对排污收费制度的补充,折价标准与排污收费共同作用,达到刺激污染治理的目标。

为了使这两项政策更好的发挥作用,应在制定收费费率和折价标准费率要注意两者之间的协调。

首先,三个方案均考虑了排污收费对企业的影响,在标准制定过程中,在污染治理成本中将收费部分扣除。同时方案 1 和方案 2,对于排放绩效在 3g/kwh 以下的发电量,折价标准为零。

第二,与排污收费相比,折价具有更强的操作性和刺激功能。主要问题是排污收费制度在中国已实施多年,并取得了良好的效果。根据 2000 年 4 月 29 日第九届全国人民代表大会常务委员会通过的《中华人民共和国大气污染防治法》,明确要求按污染物排放总量征收收费。排污收费条例即将颁布,收费标准也在调整。从政策的连续性考虑,不宜全面替代排污收费标准。

第三,超标准折价。调整后的收费标准按 0.2 元/kg、0.4 元/kg 和 0.6 元/kg 分 3 年实施,但仍不能达到刺激削减的目的。折价标准设计为对超过排放绩效标准的电厂实施折价,其作用在于加强排污收费的功能,刺激污染严重的电厂进行治理,为企业在电力改革中创造公平的竞争环境。但是绩效标准的颁布至今还是一未知数。

第四,提高收费标准。收费标准低,一方面,给污染严重的企业以可乘之机,放慢治理的步伐;另一方面,挫伤了企业治理污染的积极性,同时使其对总量收费标准感觉有失公平。相对来说,总量收费增加了先进企业的负担,而没有惩治污染大户。如果将收费标准提高,加强执法力度,同样也能达到使污染治理成本内部化,创造公平竞争条件,刺激污染削减的目的。

5.4.2 排污交易

排污交易也是一项环境管理的经济手段,其作用是通过交易企业间由于成本差异而产生的交易行为,实现社会污染治理成本的最小化。从排污交易和折价标准的作用时间来看,折价标准应该是在排污交易后实施的一项管理制度,发电企

业排放量和核定是在交易以后的排放量。此外，在作用范围、实施基础、管理成本和资金筹集等方面，两项管理制度还是存在着一定的差异。

为了更好地说明折价标准与排污收费和排放交易之间的差别，表 5 - 1 给出了三者的比较。

表 5 - 1 二氧化硫排污交易与排污收费手段的比较

	排污收费	排污交易	折价标准
理论基础	以较低的社会总费用实现规定的环境保护的目标（总量控制目标）		
目的	促进不同边际处理费用的污染源达到社会平均边际处理费用，实现社会污染削减费用的最小化。		
适用范围	所有二氧化硫排放源。其中对小型的污染源包括低架源和面源，排污收费比排污交易有效。	主要适用于管理较为规范的高架源，高架源与低架源应分别进行交易	所有电厂。
作用	刺激边际处理成本低于收费标准/交易价格的源进行污染削减，边际处理成本高于收费标准/交易价格的源缴纳排污费/购买排放权；	促进清洁能源的使用和结构调整；	
	为污染控制筹集部分资金，进行二氧化硫综合治理工程。	1. 一般不具备筹资功能，拍卖配额所得有限。 2. 可提高治理责任分配的费用有效性，降低管理成本。 3. 可刺激企业在达标后继续提高自身的排污能力。	与排污收费相同，但强度大，具有一定的强制性。
管理成本	管理成本较高，政府强制征收，需要一定的人力投入。	管理成本较低。政府制定出相应的法规和操作规范，并进行必要的监督，交易过程完全靠市场运作。	
确定标准	收费标准是政府根据污染处理的边际成本和环境保护目标确定的，是一个动态的标准，确定的难度大。	排污交易的总量控制的目标和初始量的分配由政府确定，交易的价格是由市场决定的。	折价标准根据污染处理成本和污染损失确定。
实施条件	污染源排放监测；制定排污收费标准。	总量控制目标和污染源排污许可证；污染源排放监测；市场发育得较好。	污染源排放监测和折价标准。
实施基础	各级环保部门建立了遍及全国的环境监理机构。		
	1. 已经形成了一整套完善的法规； 2. 已积累了一定的经验，初步形成了一套收费、投资管理机制。	1. 尚待立法和建立规章，有一定难度； 2. 总量控制、排污许可证尚待完善，实施监督的难度较大，目前的市场尚不健全和完善。	电网公司电量交易系统电力改革方案

5.4.3 总量控制

自“九五”计划以来实施的总量控制制度是一项行之有效的环境管理措施，对于控制中国的污染物排放总量，改善环境质量都起到了积极的促进作用。折价标准的实施，其根本目的是鼓励发电企业进行污染治理和技术改造，减少单位发电量的污染物排放，提高其排放绩效水平，因此，二者的出发点和目的是完全一致的。折价有利于电力二氧化硫排放总量的控制。

从实施过程来看，折价标准是实施总量控制的有力手段之一，而总量控制又强化了折价标准的贯彻和执行。实施折价标准后，污染企业为污染物排放所付出的代价将更接近于其污染治理成本，企业会从自身利益出发，采取积极的措施削减污染，一方面可以降低排放绩效，减少电价折扣甚至不折扣，另一方面，也实现了污染物排放总量削减的目的。如果没有总量控制制度，企业可以通过提高发电效率等技术改进措施在污染物排放总量不变的前提下来降低排放绩效，达到免于折扣的目的，但是，在总量控制和许可证制度下，无论企业的排放绩效如何，企业都必须进行污染物总量的削减，因此，总量控制制度的实施，达到了单纯实施折价标准所不能够实现的目的，弥补了折价标准的不足，强化的折价标准的实施力度。

5.4.4 能源政策

中国的能源结构决定了煤炭将是中国长期的主要能源，但是，大量低效燃烧设备的使用，不仅浪费了大量的资源，而且煤炭的大量使用已经成为中国环境污染的主要原因。因此，节能和提高燃烧效率是中国在能源领域所必须面对的问题。而电力行业折价标准的实施，可以有力促进上述能源政策的实施。

发电企业是否要进行折价、如何折价、折价多少都是和企业的污染物排放绩效紧密相连的。火力发电企业要降低其排放绩效，必须提高单位能源消耗的产出，减少单位能耗的排放。企业只有在提高发电能效，减少单位产出的能耗的情况下，才能够实现排放绩效的下降。另一方面，企业为了降低排放绩效，会选择品质高的煤炭用于发电，为中国洁净煤的开发的利用提供了市场，可以促进煤炭的深加工和高效利用。

5.5 折价资金的使用

折价资金的收缴、使用和管理是折价政策得到真正贯彻落实的重要方面，也是折价标准能否最终发挥作用的重要体现。折价资金的收缴必须和目前的电费结算系统相衔接，而折价资金的使用必须用于与环境有关的项目。

5.5.1 结算时段

折价资金的管理是折价标准实施的关键内容之一。折价资金结算时段的选择应与目前电费的结算同步进行，在电费结算时，扣除折价部门的电费。因此，需要折价系统和目前的电费结算系统紧密相连。在电价折价信息系统的开发过程中，电价折扣的资金结算部分应与电费结算相吻合，按照电费结算的时段设计和计算折扣电量和费用。如果按照目前电费结算的时间段，折扣电价也应是每月一结算。

电量计费系统是电力市场运行的一个基础工具系统，十分重要而且复杂，目前国内地区级的电量计费系统还处于试点摸索阶段，因此，折价信息系统的开发对于电费计费系统的完善也是一个有力的促进。在地方一级折扣系统和电费系统的同步开发过程中，完全可以确保折扣结算时段和电费结算时段的统一，确保折扣标准的顺利实施。

5.5.2 折价资金使用与管理

排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金，任何单位和个人不得截留、挤占或者挪作他用。

国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等，主要用于下列项目的补助：

- (1) 电厂烟气脱硫设施 (FGD)；
- (2) 电厂烟气污染物排放自动监测装置 (CEM)；
- (3) 电厂污染排放跟踪系统网络建设 (ETS)；
- (4) 可再生能源项目 (RE)；
- (5) 洁净煤发电技术开发。

发电企业在使用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金时，应编制相应的项目建议书和可行性研究报告，由上级发电集团公司批准后统一报送国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构批准。

有关国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的具体办法由国务院财政主管部门、国家发展改革委员会会同国家环境保护行政主管部门另行制定。

国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构每年第一季度向国家电力监管委员会、国家发展改革委员会、财政部和国务院环境保护行政主管部门报告上一年度国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的使用和管理情况。

审计机关应当加强对国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金使用和管理的审计监督。

5.6 减免与处罚

5.6.1 减免

发电企业因不可抗力遭受重大经济损失的,可以申请排放绩效折价减半或者全部不折价。没有采取措施削减二氧化硫和烟尘的发电企业,不能申请排放绩效折价减半或者全部不折价。

排放绩效折价减半或者全部不折价的具体办法由国家电力监管委员会会同国家环境保护行政主管部门、国家发展和改革委员会和财政部制定。

批准排放绩效折价减半或者全部不折价的发电企业名单由受理申请的国家电网公司和国家南方电网公司会同国务院环境保护行政主管部门予以公告,公告应当注明批准折价减半或者全部不折价的主要理由。

5.6.2 罚则

发电企业在提交污染排放监测报告、污染排放绩效评估报告以及申请折价减半或者全部不折价中弄虚作假的,由地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门依据职权责令限期更正,并处以 10 万元以内的罚款。

由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门委托的单位在编制污染排放评估绩效评估报告中未按照规定编制评估报告或者弄虚作假的,由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销委托单位的评估资格,并处以 10 万元以内的罚款。

由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门环境监测部门或者认定委托的环境监测单位,未按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定发电企业排放绩效的,或者在监测过程中弄虚作假的,由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销监测单位的监测核定资格,并处以 10 万元以内的罚款。

国家电力机构委员会、国家电网公司、国家南方电网公司、环境保护行政主管部门、财政部门、价格主管部门的工作人员有下列行为之一的,依照刑法关于滥用职权罪、玩忽职守罪或者挪用公款罪的规定,依法追究刑事责任;尚不够刑事处罚的,依法给予行政处分。(1)在审核污染排放监测和排放绩效评估报告时弄虚作假的;(2)违反规定和标准批准排放绩效折价减半或者全部不折价的;(3)截留、挤占或挪用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金的;(4)不按照本办法规定履行监督管理职责,对违法行为不予查处,造成严重后果的。

第 6 章 结论和建议

中国酸雨和 SO₂ 污染非常严重，电力行业是 SO₂ 排放大户，是二氧化硫污染控制的重点行业。为了避免电力体制改革对环境产生不利影响，国务院批准的《国家电力体制改革方案》要求国家环境保护局制定化石燃料电厂环保折价标准。因此，开展《化石燃料电厂排放绩效折价标准制定研究》是非常必要和及时的。本项目的研究结论和建议总结如下。

6.1 主要结论

1、发电环保折价的理论基础是污染者付费原则、外部不经济性内部化和污染损害赔偿理论。政府可以通过调节环境资源的补偿费用，让生产者或消费者在抉择自身利益的时候，将环境资源费用考虑进去，使环境问题的外部不经济性问题内部化。而发电环保折价就是实现电力行业环境成本内部化的重要政策。

2、发电排放绩效折价政策制定的主要法律依据是《大气污染防治法》和《国家环境保护“十五”计划》、《国家电力体制改革方案》、《两控区酸雨和二氧化硫污染防治“十五”计划》等。这些法规政策都明确提出制定发电排放绩效折价政策，正在修订的《火电厂大气污染物排放标准》也考虑制定火电厂排放绩效标准。

3、环保折价标准制定遵循公平的原则，减少不公平竞价上网的因素。环保折价要有利于促使电力行业削减污染物排放，改善环境质量。建立污染排放绩效控制机制，促进电力技术进步、结构调整，电价向绿色化方向发展。同时，折价办法要简便易行，具有可操作性，与现行的环境管理制度相衔接。

4、发电环保折价可以采用实折下折、实折下折、部分成本竞价、全成本竞价 4 种模式。根据与有关政府部门的咨询讨论，选择采用实折下折的方式，即根据电厂竞价，对竞价入网的电厂，在结算时根据 SO₂ 排放绩效的程度，按每度电价直接扣除交易或合同收入资金。显然，实折下折方法主要对环境绩效差的电厂通过电价折扣，而扣除的金额也可以看作是一种环境损害的补偿。

5、排放折价标准按照排放绩效的大小，在电价中进行折扣。折价标准的实施对象主要是燃煤电厂，垃圾发电、燃油电厂和热电联产电厂以及自备电厂、不符合政策的电厂。热电联产电厂的供热折合成电一并计算。对上网的全部发电量都折价，其中还应包括自用电量部分。

6、考虑到实施问题，开始阶段，折价因子主要考虑二氧化硫，随着折价体系的逐步完善，逐步引入其它污染物（如氮氧化物、汞、一氧化碳和二氧化碳）。“两控区”是中国二氧化硫污染控制的重点区域，电力行业排放的二氧化硫 70% 以上集中在“两控区”内。“十五”期间“两控区”要求削减 20% 的 SO₂ 排放量。初步确定推荐方案 1 下，“两控区”化石燃料电厂的调整系数为 1.2。

7、污染治理成本是制定折价标准大小的最主要的依据。根据现有发电厂脱硫费用资料，经过统一的评价方法和指标体系处理，得出各技术的初步经济分析

结果。分析表明，中国目前火电厂的脱硫成本在 0.8~5.5 分/kwh 之间，主要取决于机组规模、燃料煤的硫份以及污染排放绩效要求等。

8、本研究提出了火电厂排放绩效折价的三个选择方案。推荐选择第 1 个方案，即对二氧化硫排放绩效超过 3 克/kwh 的电厂给予折价，同时考虑“两控区”内外的差异。从目前脱硫工程项目看，脱硫后的排放绩效基本在 3g/kwh 以下，许多项目在 1g/kwh 以下；此外，从公平合理的角度考虑，这些电厂已支付污染治理成本，而且缴付了二氧化硫排污费。因此，确定折价的起点在 3g/kwh，对于排放绩效低于 3g/kwh 的电厂均不折扣，对排放绩效超过 3g/kwh 的电厂，根据其排放程度，在电费中进行折扣。根据目前污染治理经济分析，SO₂ 排放绩效削减 1g/kwh，其平均治理成本 0.157 分/kw 左右，扣除所缴的二氧化硫排污费，折价标准为每排放 1g/kwh，对其电价折扣 0.1 分/kwh。方案 1 为本研究的首选推荐方案，易于操作实施。

9、方案 2 为分段折价方案。对于同一发电厂，不同脱硫效率代表着不同的二氧化硫排放绩效，而且相应的脱硫成本也有较大差异。方案 2 主要根据控制目标选择治理技术，然后确定发电环保折价标准。具体标准为：两控区外排放绩效 (g/kwh) 超过 3~7 g/kwh、7~10 g/kwh、10~15 g/kwh 和 15 g/kwh 以上的电厂，折价标准分别为 0.3 分/kwh、0.5 分/kwh、1.0 分/kwh 和 2.0 分/kwh；两控区内排放绩效 (g/kwh) 超过 3~7 g/kwh、7~10 g/kwh、10~15 g/kwh 和 15 g/kwh 以上的电厂，折价标准分别为 0.4 分/kwh、0.6 分/kwh、1.2 分/kwh 和 2.4 分/kwh。

10、方案 3 为超标折价方案。本方案只对超过污染排放绩效标准的火电厂进行折价，对达标的电厂不折价。考虑两控区内外的区别，具体折价标准为：两控区外 1.5 分/kwh，两控区内为 2.0 分/kwh。

11、经测算分析，对应 3 个折价标准方案的折价资金收入分别为 47 亿元、66 亿元和 65 亿元。若二氧化硫收费按 0.63 元/公斤标准以及 80% 的征收率征收，那么在折价标准实施后，加上二氧化硫排污费的总资金额分别为 87 亿元、107 亿元和 106 亿元。据初步估计，实施发电环保折价对电厂的发电成本最大影响在 0.7~0.8 分/kwh 之间。

12、折价资金的收缴、使用和管理是折价政策得到真正贯彻落实的重要方面，也是折价标准能否最终发挥作用的重要体现。折价资金的收缴必须和目前的电费结算系统相衔接，而折价资金要必须用于与环境有关的项目。

13、核定电厂二氧化硫排放绩效的工作在目前的管理水平下就可以操作。核定是否超过绩效标准有以下两个方面的数据核定问题：一是二氧化硫排放量的核定。新的排污收费制度实施后，实际上就是二氧化硫总量收费。既然二氧化硫总量收费要核定电厂的二氧化硫排放量，而且这是一个具有法律效果的核定数据，因此，我们就完全可以用该数据作为核定是否超标的基本依据。二是电厂的发电量。对于上网电厂，入网的电量完全是确定的。发电公司和发电公司都必须以入网电量作为交易结算的依据。对于电厂本身消耗的电量可以根据相关的法规确定，而且基本上有个范围。自备电厂的发电量也可以直接核查发电厂的工况数据就可以得到。

14、折价标准的实施对西北和西南地区影响较大。对小规模机组影响明显，小机组的折价强度几乎是大机组 3 倍，但小机组折价金额占的比例较低。折价标准实施后对企业的影响包括两个方面：一是在现行的电力价格体制下，价格的联动效果还不明显，二氧化硫的削减成本没有列入到电价中，从而会挤占企业的利润；二是在中国的电价实施改革后，发电价格由市场决定，污染的控制成本可通过价格的联动效果，将环境成本转嫁给最终用户。根据投入产出表影响分析，折价影响主要的行业是耗电大户，如煤气生产和供应、金属矿采选、金属冶炼及压延业。

15、煤炭是电力依赖的资源。在实施发电环保折价标准以后，煤的含硫量将会更加明显反映在煤炭的价格中。带来的影响有两个方面，一是煤质将和脱硫成本直接联系起来，优质煤将有优质的价格，促进资源的有效配置。另一方面，优质煤的使用分配将随之调整，有可能会吸引更多的优质煤用于发电。

16、排污收费制度和折价标准的理论基础都是环境的外部成本内部化。从理论上讲，如果将排污收费标准提高到二氧化硫总量控制目标下的污染治理平均边际成本，二氧化硫收费就能达到相同的目的。目前，SO₂ 收费标准很低，不足以起到刺激企业进行治理的作用。新标准实施 3 年后，也才能达到 0.63 元/公斤收费标准。因此，折价标准是对排污收费制度的补充，折价标准与排污收费共同作用，达到刺激污染治理的目标。

17、折价标准在实施环节与传统的排污收费相比，从职能分工上有了很大的转变，排污收费的主体是环境保护部门，直接与污染者行为相连。折价标准主要通过电网进行核算。实施折价标准需要环境保护部门与电网紧密配合，两套系统的衔接是实施折价标准重点要解决的问题。从管理成本而言，从征收的环节，采取折价有其更大的优势，容易足额征收，操作成本将会降低。从操作和监督执法看，折价在操作过程与环境执法和有效的监督有脱节的现象。为了使这两项政策更好的发挥作用，在制定收费费率和折价标准费率时，我们注意到了两者之间的协调关系。三个折价标准方案均考虑了排污收费对企业的影响。在标准制定过程中，在污染治理成本中将收费部分扣除。同时，方案 1 和方案 2，对于排放绩效在 3g/kwh 以下的发电量，折价标准为零。

18、排污交易也是一项环境管理的经济手段，其作用是通过交易企业间由于成本差异而产生的交易行为，实现社会污染治理成本的最小化。从排污交易和折价标准的作用时间来看，折价标准应该是在排污交易后实施的一项管理制度，发电企业排放量和核定是在交易以后的排放量。此外，在作用范围、实施基础、管理成本和资金筹集等方面，两项管理制度还是存在着一定的差异。二氧化硫排放交易可以为企业在实施折价标准中提供更多的灵活性。

6.2 若干建议

1、建议发电环保折价采用实折下折模式，在结算时根据 SO₂ 排放绩效的程度，按每度电价直接在交易或合同收入中扣除。折价标准的实施对象主要是燃煤电厂、垃圾发电、燃油电厂、热电联产电厂、自备电厂以及不符合国家产业政策

的电厂。热电联产电厂的供热折合成电一并计算。对上网的全部发电量都折价，其中还应包括自用电量部分。

2、考虑到实施问题，开始阶段，建议折价因子主要考虑二氧化硫，随着折价体系的逐步完善，逐步引入其它污染物。建议对“两控区”内外的发电厂在折价时区别对待。尤其是“两控区”内的化石燃料电厂环保折价要从严对待，但也不能差异巨大，以免产生电厂建设布局打“擦边球”。

3、建议选择第1个折价标准方案，即对二氧化硫排放绩效超过3克/kwh的电厂给予折价，同时考虑“两控区”内外的差异。第3方案为第二选择，作为第1方案的补充方案，但前提条件是颁布实施基于二氧化硫排放绩效的火电厂污染物排放标准。

4、建议由环保部门和电网公司联合核定发电厂的污染排放绩效：用二氧化硫总量收费时环保部门核定的电厂二氧化硫排放量，作为核定排放绩效的二氧化硫排放量。用发电公司和电网公司确认的交易结算发电量作为电量依据。自备电厂的发电量直接核查发电厂的工况数据得到。

5、有关政府部门应深刻认识到未来20年我国二氧化硫削减任务的艰巨性和长期性。初步预测，未来20年我国火电厂的装机规模还要在目前2.5亿千瓦的基础上再增加2.5亿千瓦。为此，必须找到若干个有力的经济政策来促进电力二氧化硫的削减。显然，仅仅依靠现有的排污收费政策来刺激削减电厂二氧化硫是不可能的。

6、电力排放折价是真正促进电力行业减排二氧化硫的一项非常好的经济政策。对于二氧化硫排放超过规定绩效标准的电厂，使用排污收费和排放折价这“两把大刀”是真正建立电力公平竞争市场的一个有效措施。

7、排污收费与排放折价不应互相取代，而是应该相互补充，可以并行实施。建议抛弃“二氧化硫收费与发电环保折价不能并行实施”的观点，而是应该利用二氧化硫总量收费制度来加强发电环保折价政策，如直接由环保部门核定火电厂的排放绩效。

8、建议环保部门与国家电力监管委员会以及国家发展改革委员会密切配合。作为第一步折价政策试点，可以首先在两控区试点。这与国家“十五”期间两控区内二氧化硫削减20%的政策目标十分吻合。而且，这也可以解决全面实施的法律依据不足问题。电力排放折价要与排放绩效或者绩效标准挂钩，不能脱离电厂二氧化硫排放绩效。

9、建议排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金。国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等，主要用于下列项目的补助：电厂烟气脱硫设施；电厂烟气污染物排放自动监测装置；电厂污染排放跟踪系统网络建设；可再生能源项目；洁净煤发电技术开发。规定电厂脱硫补贴资金占总投资资金的比例最高不超过50%。环保部门应在资金管理中起主要管理作用，承担项目审查的职责。

10、中国的电力体制改革已经在上海、浙江、山东、辽宁、吉林、黑龙江6个省取得来一些试点经验，一些省市已开发了电力交易技术支持系统，为折价标

准的实施奠定了技术基础。从折价标准实施的技术角度来看，建议加强电厂排放量的准确和发电量的计量，以及数据传输系统的开发研究。建议国家环保总局与国家电力监管委员会联合，建立二氧化硫总量收费、发电环保折价、二氧化硫排放交易、火电厂排污许可证一体化的污染源监控系统。

11、鉴于国家二氧化硫总量控制目标日趋严格，而未来 20 年中国电力行业，尤其是煤电发展非常迅猛，因此电力行业的二氧化硫控制任务越来越艰巨。建议国家制定电力行业二氧化硫中长期减排实施规划，提前把二氧化硫以及其它污染物排放总量控制指标分配给发电厂。

12、无论采用哪个折价标准方案，都与发电厂的污染排放绩效和污染物排放总量监测核定有关。建议环保部门加快制定全国发电厂污染排放连续监测装置（CEM）安装计划。为了推动 CEM 的安装和管理，建议在排污费以及折价资金中提取一定比例用于 CEM 的安装、管理和监督。

13、为了实现发电环保折价政策的动态效率，提高折价标准的动态调节作用，建议发电环保折价标准在实施一段时间（如 2006 年）以后进行调整。调整形式可以采用提高折价标准、细化折价标准、扩大折价污染物、提高发电排放绩效标准等形式。

参考文献

1. 王金南. 排污收费理论学. 中国环境科学出版社. 1997
2. 郝吉明等. 燃煤二氧化硫污染控制技术手册. 化学工业出版社. 2001
3. 王金南等. 二氧化硫排污交易：中国的可行性. 中国环境科学出版社. 2002
4. 武文江. 黄台电厂烟气工程简介. 山东电力技术. Vol.125 No.3
5. 王小明等. 国内外烟气脱硫技术的发展与现状 . 电力环境保护. Vol.16 No.1
6. 赵敏. 目前我国火电厂烟气脱硫工程概况及其建设特点. 电力建设. Vol.23 No.1
7. 韦定强. 循环流化床锅炉脱硫技术与烟气脱硫技术经济分析. 电力环境保护. Vol.16 No.1
8. 陈善能等. 太原第一热电厂简易湿法脱硫技术及经济分析. 电力环境保护. Vol.15 No.3
9. 《中国能源发展报告》编辑委员会. 中国能源发展报告(2001). 中国计量出版社. 2001年
10. 《中国电力年鉴》编辑部. 中国电力年鉴 2001. 中国计量出版社. 2001
11. 《中国环境年鉴》编辑委员会. 中国环境年鉴 2001. 中国环境年鉴社. 2001
12. 国电环境保护研究所. 火电厂 SO₂ 减排主要技术措施及经济性分析. 2002
13. 中国环境科学研究院. 利用排放绩效标准控制电力行业污染控制. 2001
14. 中国环境科学研究院. 电力行业二氧化硫中长期减排规划研究. 2002

附件 I 线性折价方案

化石燃料发电厂污染排放绩效折价实施办法

总 则

- 第1条 为了加快化石燃料发电电厂的污染控制，建立“厂网分开、竞价上网”电力市场公平竞争机制，促进电力行业的结构调整和可再生能源的发展，实现电力行业长期的可持续发展，特制定本办法。
- 第2条 本办法在全国（除香港、澳门和台湾之外）范围内实施，实施对象为所有排放二氧化硫、入网的、自备的、独立的（IPP）化石燃料发电企业（以下简称发电企业），包括燃煤发电厂、燃油发电厂、热电联产电厂和垃圾发电电厂。本管理办法实施对象不包括天然气发电电厂。
- 第3条 国家电力监管委员会和国务院环境保护行政主管部门负责化石燃料发电电厂污染排放绩效折价的实施。国家发展改革委员会、财政部、国家电网公司、国家南方电网公司和地市级以上人民政府环境保护行政主管部门，应按照各自的职责，加强化石燃料发电电厂污染的实施、管理和监督。
- 第4条 本办法所指的污染排放绩效标准（EPS）是指以发电电厂单位发电量允许排放的污染物数量，通常以克/度电或者克/千瓦时表示。排放绩效标准习惯上也称发电绩效标准（GPS）。
- 第5条 本办法所指的污染排放绩效是指发电电厂单位发电量实际所产生的污染物排放量，通常用克/度电或者克/千瓦时表示。污染排放绩效与发电技术、发电机组规模、发电标准煤耗、燃料种类和燃料质量以及污染治理设施等有关。发电企业可以采用多种方案达到排放绩效标准，如安装脱硫装置、使用低硫煤、改变发电结构（如增加水电和燃气发电等），也可以通过向有二氧化硫排放富裕指标的企业购买指标来达到排放绩效标准。
- 第6条 本办法所指的电厂污染物排放标准是指2003年 月 日国家环境保护总局和国家技术质量检验检疫总局联合颁布的GB××××《火电厂大气污染物排放标准》。

发电企业污染排放绩效核定

- 第7条 发电企业每季度第1个月前15天内向地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告前一周度的二氧化硫和烟尘排放总量以及相应的发电总量，并提供有关监测数据。没有污染物排放连续监测数据的发电电厂，发电企业应提交物料衡算报告以及相应的污染物排放量。

- 第8条 地市级以上人民政府环境保护行政主管部门在每季度第1个月后15天内，根据发电企业提供的上述报告、电网公司的交易结算电量以及环境保护行政主管部门（或者委托单位）的污染物排放监测，对发电企业的污染排放绩效进行核定，出具发电企业污染物排放绩效评估报告，并将评估报告书面通知发电企业。
- 第9条 发电企业对环境保护行政主管部门（或者委托单位）排放绩效评估报告结果有异议的，自接到通知之日起7日内，可以向发出通知的环境保护行政主管部门申请复核，地市级以上人民政府环境保护行政主管部门（或者委托单位）应当自接到复核申请之日起10日内做出复核决定，并提出重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告。
- 第10条 地市级以上人民政府环境保护行政主管部门（或者委托单位）将重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告报送发电企业交易结算的电网公司，同时报送省级人民政府环境保护行政主管部门和国务院环境保护行政主管部门备案。
- 第11条 电厂力企业安装污染物排放连续监测装置并经过地市级以上人民政府环境保护行政主管部门认定的，其监测数据作为核定二氧化硫排放量的依据；未安装污染物排放连续监测装置的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门的环境监测部门或者认定的环境监测单位，按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定。
- 第12条 新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂在送交地市级以上人民政府环境保护行政主管部门审查的环境影响评价报告中，应包括新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂的污染物排放绩效评估内容。
- 第13条 在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，如果发电企业在使用化石燃料发电的同时使用其它燃料（如天然气）发电或者其它发电（如水电、风能发电、太阳能发电、潮汐发电等），则应相应扣除这一部分的发电量。
- 第14条 在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，发电企业自身用电部分不应扣除。
- 第15条 在核定发电企业污染排放绩效的二氧化硫排放量时，如果发电企业向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额，则在评价发电企业是否达到污染排放绩效标准时应扣除购买的二氧化硫配额。反之，如果发电企业出售二氧化硫排放剩余配额，则在评价该发电企业是否达到污染排放绩效标准时应加上出售的二氧化硫剩余配额部分。

发电污染排放绩效折价资金结算

- 第16条 当发电企业的二氧化硫排放绩效超过3g/kwh的，都应依照本办法的规定标准在交易结算电价中根据二氧化硫排放绩效进行扣除。
- 第17条 当发电企业的二氧化硫排放绩效超过《火电厂污染物排放标准》规定

的污染排放绩效标准时，按如下标准执行：

$$M=K*A*(P-3)*G$$

式中：

- M----折扣的资金，元；
- K----两控区调整系数，1.2；
- A----折价标准，0.001 元/kwh；
- P----排放绩效，g/kwh；
- G---企业发电量，度。

- 第18条 当发电企业通过向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额时，其购买的配额不计入二氧化硫排放绩效水平，此部分不进行折价。对出售配额的企业，按实际排放绩效计量。
- 第19条 国家电网公司、国家南方电网公司或者下属的分电网公司对所有入网的化石燃料发电企业、自备电厂以及独立发电电厂（IPP），在每季度第 2 个月完成上一季度的折价结算。有条件的电网公司，排放绩效折价结算可与电力交易结算同步进行。
- 第20条 国家电网公司和国家南方电网公司每季度第 2 月内将发电企业的排放绩效折价资金上缴财政部，并将结果报送国家电力监管委员会、国家发展改革委员会和国务院环境保护行政主管部门备案。

折价资金的使用管理

- 第21条 排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金，任何单位和个人不得截留、挤占或者挪作他用。
- 第22条 国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等，主要用于下列项目的补助：
- （1） 电厂烟气脱硫设施（FGD）；
 - （2） 电厂烟气污染物排放自动监测装置（CEM）；
 - （3） 电厂污染排放跟踪系统网络建设（ETS）；
 - （4） 可再生能源项目（RE）；
 - （5） 洁净煤发电技术开发。
- 第23条 发电企业在使用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金时，应编制相应的项目建议书和可行性研究报告，由上级发电集团公司批准后统一报送国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构的批准。
- 第24条 有关国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的具体办法由国务院行政主管部门、国家发展改革委员会会同国家环境保护行政主管部门另行制定。

第25条 国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构每年第一季度向国家电力监管委员会、国家发展改革委员会、财政部和国务院环境保护行政主管部门报告上一年度国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的使用和管理情况。

第26条 审计机关应当加强对国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金使用和管理的审计监督。

减 免

第27条 发电企业因不可抗力遭受重大经济损失的，可以申请排放绩效折价减半或者全部不折价。没有采取措施削减二氧化硫和烟尘的发电企业，不能申请排放绩效折价减半或者全部不折价。

第28条 排放绩效折价减半或者全部不折价的具体办法由国家电力监管委员会会同国家环境保护行政主管部门、国家发展改革委员会和财政部制定。

第29条 批准排放绩效折价减半或者全部不折价的发电企业名单由受理申请的国家电网公司和国家南方电网公司会同国务院环境保护行政主管部门予以公告，公告应当注明批准折价减半或者全部不折价的主要理由。

罚 则

第30条 发电企业在提交污染排放监测报告、污染排放绩效评估报告以及申请折价减半或者全部不折价中弄虚作假的，由地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门依据职权责令限期更正，并处以 10 万元以内的罚款。

第31条 由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门委托的单位在编制污染排放评估绩效评估报告中未按照规定编制评估报告或者弄虚作假的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销委托单位的评估资格，并处以 10 万元以内的罚款。

第32条 由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门环境监测部门或者认定委托的环境监测单位，未按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定发电企业排放绩效的，或者在监测过程中弄虚作假的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销监测单位的监测核定资格，并处以 10 万元以内的罚款。

第33条 国家电力机构委员会、国家电网公司、国家南方电网公司、环境保护行政主管部门、财政部门、价格主管部门的工作人员有下列行为之一的，依照刑法关于滥用职权罪、玩忽职守罪或者挪用公款罪的规定，依法追究刑事责任；尚不够刑事处罚的，依法给予行政处分。

(1) 在审核污染排放监测和排放绩效评估报告时弄虚作假的；

(2) 违反规定和标准批准排放绩效折价减半或者全部不折价的；

(3) 截留、挤占或挪用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金的；

(4) 不按照本办法规定履行监督管理职责，对违法行为不予查处，造成严重后果的。

第34条 本办法由国家电力监管委员会、国务院环境保护行政主管部门和国家发展改革委员会负责解释。

第35条 本办法自 2003 年 月 日实施。

附件 2 分段折价方案

化石燃料发电厂污染排放绩效折价实施办法

总 则

- 第1条 为了加快化石燃料发电电厂的污染控制，建立“厂网分开、竞价上网”电力市场公平竞争机制，促进电力行业的结构调整和可再生能源的发展，实现电力行业长期的可持续发展，特制定本办法。
- 第2条 本办法在全国（除香港、澳门和台湾之外）范围内实施，实施对象为所有排放二氧化硫、入网的、自备的、独立的（IPP）化石燃料发电企业（以下简称发电企业），包括燃煤发电厂、燃油发电厂、热电联产电厂和垃圾发电电厂。本管理办法实施对象不包括天然气发电电厂。
- 第3条 国家电力监管委员会和国务院环境保护行政主管部门负责化石燃料发电电厂污染排放绩效折价的实施。国家发展改革委员会、财政部、国家电网公司、国家南方电网公司和地市级以上人民政府环境保护行政主管部门，应按照各自的职责，加强化石燃料发电电厂污染的实施、管理和监督。
- 第4条 本办法所指的污染排放绩效标准（EPS）是指以发电电厂单位发电量允许排放的污染物数量，通常以克/度电或者克/千瓦时表示。排放绩效标准习惯上也称发电绩效标准（GPS）。
- 第5条 本办法所指的污染排放绩效是指发电电厂单位发电量实际所产生的污染物排放量，通常用克/度电或者克/千瓦时表示。污染排放绩效与发电技术、发电机组规模、发电标准煤耗、燃料种类和燃料质量以及污染治理设施等有关。发电企业可以采用多种方案达到排放绩效标准，如安装脱硫装置、使用低硫煤、改变发电结构（如增加水电和燃气发电等），也可以通过向有二氧化硫排放富裕指标的企业购买指标来达到排放绩效标准。
- 第6条 本办法所指的电厂污染物排放标准是指2003年 月 日国家环境保护总局和国家技术质量检验检疫总局联合颁布的GB××××《火电厂大气污染物排放标准》。

发电企业污染排放绩效核定

- 第7条 发电企业每季度第1个月前15天内向地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告前一周度的二氧化硫和烟尘排放总量以及相应的发电总量，并提供有关监测数据。没有污染物排放连续监测数据的发电电厂，发电企业应提交物料衡算报告以及相应的污染物排放量。

- 第8条 地市级以上人民政府环境保护行政主管部门在每季度第1个月后15天内，根据发电企业提供的上述报告、电网公司的交易结算电量以及环境保护行政主管部门（或者委托单位）的污染物排放监测，对发电企业的污染排放绩效进行核定，出具发电企业污染物排放绩效评估报告，并将评估报告书面通知发电企业。
- 第9条 发电企业对环境保护行政主管部门（或者委托单位）排放绩效评估报告结果有异议的，自接到通知之日起7日内，可以向发出通知的环境保护行政主管部门申请复核，地市级以上人民政府环境保护行政主管部门（或者委托单位）应当自接到复核申请之日起10日内做出复核决定，并提出重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告。
- 第10条 地市级以上人民政府环境保护行政主管部门（或者委托单位）将重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告报送发电企业交易结算的电网公司，同时报送省级人民政府环境保护行政主管部门和国务院环境保护行政主管部门备案。
- 第11条 电厂力企业安装污染物排放连续监测装置并经过地市级以上人民政府环境保护行政主管部门认定的，其监测数据作为核定二氧化硫排放量的依据；未安装污染物排放连续监测装置的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门的环境监测部门或者认定的环境监测单位，按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定。
- 第12条 新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂在送交地市级以上人民政府环境保护行政主管部门审查的环境影响评价报告中，应包括新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂的污染物排放绩效评估内容。
- 第13条 在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，如果发电企业在使用化石燃料发电的同时使用其它燃料（如天然气）发电或者其它发电（如水电、风能发电、太阳能发电、潮汐发电等），则应相应扣除这一部分的发电量。
- 第14条 在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，发电企业自身用电部分不应扣除。
- 第15条 在核定发电企业污染排放绩效的二氧化硫排放量时，如果发电企业向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额，则在评价发电企业是否达到污染排放绩效标准时应扣除购买的二氧化硫配额。反之，如果发电企业出售二氧化硫排放剩余配额，则在评价该发电企业是否达到污染排放绩效标准时应加上出售的二氧化硫剩余配额部分。

发电污染排放绩效折价资金结算

- 第16条 当发电企业的二氧化硫排放绩效超过3g/kwh的，都应依照本办法的规定标准在交易结算电价中根据二氧化硫排放绩效进行扣除。
- 第17条 当发电企业的二氧化硫排放绩效超过《火电厂污染物排放标准》规定

的污染排放绩效标准时，按如下标准执行：

电力行业 SO₂ 排放折价标准

排放绩效 (g/kwh)		3~7	7~10	10~15	15 以上
折价标准(分/kwh)	两控区外	0.3	0.5	1.0	2.0
	两控区内	0.4	0.6	1.2	2.4

第18条 当发电企业通过向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额时，其购买的配额不计入二氧化硫排放绩效水平，此部分不进行折价。在对出售配额的企业，按实际排放绩效计量。

第19条 国家电网公司、国家南方电网公司或者下属的分电网公司对所有入网的化石燃料发电企业、自备电厂以及独立发电电厂（IPP），在每季度第 2 个月完成上一季度的折价结算。有条件的电网公司，排放绩效折价结算可与电力交易结算同步进行。

第20条 国家电网公司和国家南方电网公司每季度第 2 月内将发电企业的排放绩效折价资金上缴财政部，并将结果报送国家电力监管委员会、国家发展改革委员会和国务院环境保护行政主管部门备案。

折价资金的使用管理

第21条 排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金，任何单位和个人不得截留、挤占或者挪作他用。

第22条 国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等，主要用于下列项目的补助：

- (1) 电厂烟气脱硫设施（FGD）；
- (2) 电厂烟气污染物排放自动监测装置（CEM）；
- (3) 电厂污染排放跟踪系统网络建设（ETS）；
- (4) 可再生能源项目（RE）；
- (5) 洁净煤发电技术开发。

第23条 发电企业在使用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金时，应编制相应的项目建议书和可行性研究报告，由上级发电集团公司批准后统一报送国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构批准。

第24条 有关国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的具体办法由国务院财政主管部门、国家发展改革委员会会同国家环境保护行政主管部门另行制定。

第25条 国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构每年第一季度向国家电力监管委员会、国家发展改革委员会、财政部和国务院环境保护行政主管部门报告上一年度国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金

的使用和管理情况。

第26条 审计机关应当加强对国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金使用和管理的审计监督。

减 免

第27条 发电企业因不可抗力遭受重大经济损失的，可以申请排放绩效折价减半或者全部不折价。没有采取措施削减二氧化硫和烟尘的发电企业，不能申请排放绩效折价减半或者全部不折价。

第28条 排放绩效折价减半或者全部不折价的具体办法由国家电力监管委员会会同国家环境保护行政主管部门、国家发展和改革委员会和财政部制定。

第29条 批准排放绩效折价减半或者全部不折价的发电企业名单由受理申请的国家电网公司和国家南方电网公司会同国务院环境保护行政主管部门予以公告，公告应当注明批准折价减半或者全部不折价的主要理由。

罚 则

第30条 发电企业在提交污染排放监测报告、污染排放绩效评估报告以及申请折价减半或者全部不折价中弄虚作假的，由地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门依据职权责令限期更正，并处以 10 万元以内的罚款。

第31条 由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门委托的单位在编制污染排放评估绩效评估报告中未按照规定编制评估报告或者弄虚作假的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销委托单位的评估资格，并处以 10 万元以内的罚款。

第32条 由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门环境监测部门或者认定委托的环境监测单位，未按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定发电企业排放绩效的，或者在监测过程中弄虚作假的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销监测单位的监测核定资格，并处以 10 万元以内的罚款。

第33条 国家电力机构委员会、国家电网公司、国家南方电网公司、环境保护行政主管部门、财政部门、价格主管部门的工作人员有下列行为之一的，依照刑法关于滥用职权罪、玩忽职守罪或者挪用公款罪的规定，依法追究刑事责任；尚不够刑事处罚的，依法给予行政处分。

(1) 在审核污染排放监测和排放绩效评估报告时弄虚作假的；

(2) 违反规定和标准批准排放绩效折价减半或者全部不折价的；

(3) 截留、挤占或挪用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项

基金资金的；

(4) 不按照本办法规定履行监督管理职责，对违法行为不予查处，造成严重后果的。

第34条 本办法由国家电力监管委员会、国务院环境保护行政主管部门和国家发展改革委员会负责解释。

第35条 本办法自 2003 年 月 日实施。

附录3 超标准折价方案

化石燃料发电电厂污染排放绩效折价实施办法

总 则

- 第1条 为了加快化石燃料发电电厂的污染控制，建立“厂网分开、竞价上网”电力市场公平竞争机制，促进电力行业的结构调整和可再生能源的发展，实现电力行业长期的可持续发展，特制定本办法。
- 第2条 本办法在全国（除香港、澳门和台湾之外）范围内实施，实施对象为所有排放二氧化硫、入网的、自备的、独立的（IPP）化石燃料发电企业（以下简称发电企业），包括燃煤发电厂、燃油发电厂、热电联产电厂和垃圾发电电厂。本管理办法实施对象不包括天然气发电电厂。
- 第3条 国家电力监管委员会和国务院环境保护行政主管部门负责化石燃料发电电厂污染排放绩效折价的实施。国家发展改革委员会、财政部、国家电网公司、国家南方电网公司和地市级以上人民政府环境保护行政主管部门，应按照各自的职责，加强化石燃料发电电厂污染的实施、管理和监督。
- 第4条 本办法所指的污染排放绩效标准（EPS）是指以发电电厂单位发电量允许排放的污染物数量，通常以克/度电或者克/千瓦时表示。排放绩效标准习惯上也称发电绩效标准（GPS）。
- 第5条 本办法所指的污染排放绩效是指发电电厂单位发电量实际所产生的污染物排放量，通常用克/度电或者克/千瓦时表示。污染排放绩效与发电技术、发电机组规模、发电标准煤耗、燃料种类和燃料质量以及污染治理设施等有关。发电企业可以采用多种方案达到排放绩效标准，如安装脱硫装置、使用低硫煤、改变发电结构（如增加水电和燃气发电等），也可以通过向有二氧化硫排放富裕指标的企业购买指标来达到排放绩效标准。
- 第6条 本办法所指的电厂污染物排放标准是指2003年 月 日国家环境保护总局和国家技术质量检验检疫总局联合颁布的GB××××《火电厂大气污染物排放标准》。

发电企业污染排放绩效核定

- 第7条 发电企业每季度第1个月前15天内向地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门报告前一周的二氧化硫和烟尘排放总量以及相应的发电总量，并提供有关监测数据。没有污染物排放连续监测数据的发电电厂，发电企业应提交物料衡算报告以及相应的污染物排放量。

- 第8条 地市级以上人民政府环境保护行政主管部门在每季度第1个月后15天内，根据发电企业提供的上述报告、电网公司的交易结算电量以及环境保护行政主管部门（或者委托单位）的污染物排放监测，对发电企业的污染排放绩效进行核定，出具发电企业污染物排放绩效评估报告，并将评估报告书面通知发电企业。
- 第9条 发电企业对环境保护行政主管部门（或者委托单位）排放绩效评估报告结果有异议的，自接到通知之日起7日内，可以向发出通知的环境保护行政主管部门申请复核，地市级以上人民政府环境保护行政主管部门（或者委托单位）应当自接到复核申请之日起10日内做出复核决定，并提出重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告。
- 第10条 地市级以上人民政府环境保护行政主管部门（或者委托单位）将重新复核后的发电企业污染物排放绩效评估报告报送发电企业交易结算的电网公司，同时报送省级人民政府环境保护行政主管部门和国务院环境保护行政主管部门备案。
- 第11条 电厂力企业安装污染物排放连续监测装置并经过地市级以上人民政府环境保护行政主管部门认定的，其监测数据作为核定二氧化硫排放量的依据；未安装污染物排放连续监测装置的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门的环境监测部门或者认定的环境监测单位，按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定。
- 第12条 新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂在送交地市级以上人民政府环境保护行政主管部门审查的环境影响评价报告中，应包括新建、扩建和改建的化石燃料发电电厂的污染物排放绩效评估内容。
- 第13条 在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，如果发电企业在使用化石燃料发电的同时使用其它燃料（如天然气）发电或者其它发电（如水电、风能发电、太阳能发电、潮汐发电等），则应相应扣除这一部分的发电量。
- 第14条 在核定发电企业污染排放绩效的发电量时，发电企业自身用电部分不应扣除。
- 第15条 在核定发电企业污染排放绩效的二氧化硫排放量时，如果发电企业向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额，则在评价发电企业是否达到污染排放绩效标准时应扣除购买的二氧化硫配额。反之，如果发电企业出售二氧化硫排放剩余配额，则在评价该发电企业是否达到污染排放绩效标准时应加上出售的二氧化硫剩余配额部分。

发电污染排放绩效折价资金结算

- 第16条 当发电企业的二氧化硫排放绩效超过《火电厂污染物排放标准》规定的污染排放绩效标准时，都应依照本办法的规定标准在交易结算电价中按二氧化硫进行扣除。

- 第17条 当发电企业的二氧化硫排放绩效超过《火电厂污染物排放标准》规定的污染排放绩效标准时，每发1度电折价0.015元。
- 第18条 当发电企业位于国务院划定的“酸雨控制区和二氧化硫控制区”（以下简称“两控区”）时，第17条中的二氧化硫排放绩效折价标准为每发1度折0.02元。
- 第19条 当发电企业通过向有二氧化硫排放剩余配额的企业购买配额来达到二氧化硫排放绩效标准时，则不对该电厂企业实行污染排放绩效折价。出售配额企业按实际排放绩效计算。
- 第20条 国家电网公司、国家南方电网公司或者下属的分电网公司对所有入网的化石燃料发电企业、自备电厂以及独立发电电厂（IPP），在每季度第2个月完成上一季度的折价结算。有条件的电网公司，排放绩效折价结算可与电力交易结算同步进行。
- 第21条 国家电网公司和国家南方电网公司每季度第2月内将发电企业的排放绩效折价资金上缴财政部，并将结果报送国家电力监管委员会、国家发展改革委员会和国务院环境保护行政主管部门备案。

折价资金的使用管理

- 第22条 排放绩效折价的资金转入国家财政专户，建立国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金，任何单位和个人不得截留、挤占或者挪作他用。
- 第23条 国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金主要以拨款补助或者贷款贴息的方式用于电厂污染控制和支持可再生能源发展等，主要用于下列项目的补助：
- a) 电厂烟气脱硫设施（FGD）；
 - b) 电厂烟气污染物排放自动监测装置（CEM）；
 - c) 电厂污染排放跟踪系统网络建设（ETS）；
 - d) 可再生能源项目（RE）；
 - e) 洁净煤发电技术开发。
- 第24条 发电企业在使用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金时，应编制相应的项目建议书和可行性研究报告，由上级发电集团公司批准后统一报送国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构批准。
- 第25条 有关国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的具体办法由国务院财政主管部门、国家发展改革委员会会同国家环境保护行政主管部门另行制定。
- 第26条 国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金管理机构每年第一季度向国家电力监管委员会、国家发展改革委员会、财政部和国务院环境保护行政主管部门报告上一年度国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金的使用和管理情况。
- 第27条 审计机关应当加强对国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金使

用和管理的审计监督。

减 免

- 第28条 发电企业因不可抗力遭受重大经济损失的，可以申请排放绩效折价减半或者全部不折价。没有采取措施削减二氧化硫和烟尘的发电企业，不能申请排放绩效折价减半或者全部不折价。
- 第29条 排放绩效折价减半或者全部不折价的具体办法由国家电力监管委员会会同国家环境保护行政主管部门、国家发展改革委员会和财政部制定。
- 第30条 批准排放绩效折价减半或者全部不折价的发电企业名单由受理申请的国家电网公司和国家南方电网公司会同国务院环境保护行政主管部门予以公告，公告应当注明批准折价减半或者全部不折价的主要理由。

罚 则

- 第31条 发电企业在提交污染排放监测报告、污染排放绩效评估报告以及申请折价减半或者全部不折价中弄虚作假的，由地市级以上地方人民政府环境保护行政主管部门依据职权责令限期更正，并处以 10 万元以内的罚款。
- 第32条 由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门委托的单位在编制污染排放评估绩效评估报告中未按照规定编制评估报告或者弄虚作假的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销委托单位的评估资格，并处以 10 万元以内的罚款。
- 第33条 由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门环境监测部门或者认定委托的环境监测单位，未按照国家规定的污染源排放监测方法进行核定或者根据国家规定的物料衡算方法计算确定发电企业排放绩效的，或者在监测过程中弄虚作假的，由地市级以上人民政府环境保护行政主管部门吊销监测单位的监测核定资格，并处以 10 万元以内的罚款。
- 第34条 国家电力机构委员会、国家电网公司、国家南方电网公司、环境保护行政主管部门、财政部门、价格主管部门的工作人员有下列行为之一的，依照刑法关于滥用职权罪、玩忽职守罪或者挪用公款罪的规定，依法追究刑事责任；尚不够刑事处罚的，依法给予行政处分。
1. 在审核污染排放监测和排放绩效评估报告时弄虚作假的；
 2. 违反规定和标准批准排放绩效折价减半或者全部不折价的；
 3. 截留、挤占或挪用国家电厂脱硫和可再生能源发展专项基金资金的；
 4. 不按照本办法规定履行监督管理职责，对违法行为不予查处，造成严重后果的。
- 第35条 本办法由国家电力监管委员会、国务院环境保护行政主管部门和国家

发展改革委员会负责解释。

第36条 本办法自 2003 年 月 日实施。