

# 中国电力行业应对气候变化政策的现状与国际经验

(讨论稿)

长策智库

2008年11月

作为履行《联合国气候变化框架公约》的一项重要义务，2007年6月4日，中国政府发布了《中国应对气候变化国家方案》。该方案明确了到2010年中国应对气候变化的具体目标、基本原则、重点领域及其政策措施。这是中国第一部应对气候变化的政策性文件。为应对气候变化，促进可持续发展，中国政府通过实施调整经济结构、提高能源效率、开发利用水电和其他可再生能源、加强生态建设以及实行计划生育等方面的政策和措施来为减缓气候变化做出自己的贡献。

中国是世界上少数几个以煤为主的国家，在2007年全球一次能源消费构成中，煤炭仅占28.6%，而中国高达70.4%。这种能源资源禀赋与能源消费结构特点使我国减少温室气体排放方面面临极大的压力。因为与石油、天然气等燃料相比，单位热量燃煤引起的二氧化碳排放比使用石油、天然气分别高出约36%和61%。

电力行业是我国煤炭消耗的主要工业部门。2007年，我国煤炭消费量达到25.8亿吨，其中电力工业消耗了14.16亿吨，占全国煤炭消耗总量的54.9%。因此，电力工业减少温室气体的政策举措对于我国节能减排目标的实现有着至关重要的影响。

## 1. 中国电力行业减少温室气体排放政策的现状

目前，中国电力部门还没有针对减少温室气体排放的专门政策，但在节能减排成为我国经济发展基本国策的大背景下，电力部门为节能减排而制定的一些列政策措施在不同程度上具有减少温室气体排放的效果，因而可以视为电力部门应对气候变化政策的一部分，或者可以作为进一步扩展为减少温室气体排放政策的基础。

### 1.1 电力产业规划

#### 基本内容

根据我国经济社会发展目标和国家能源战略，结合电力工业本身的规律和特点，国家制定了能源和电力发展规划，从资源保护、结构调整、环境保护、技术进步、效益提高、资金需求、设备制造、电能节约等多方面进行规划，统筹解决好电力工业发展中的问题，实现电力的安全、稳定、可靠供应。其中，资源节约及节约优先的原则得到了规划的确定。

2007年4月我国公布的《能源发展“十一五”规划》中有关电力工业发展基本方向是：

积极开发水电，优化发展火电，推进核电建设；大力发展可再生能源。在《国民经济和社会发展规划第十一个五年规划纲要》中又进一步精确表述为“以大型高效环保机组为重点优化发展火电；在保护生态基础上有序开发水电；积极推进核电建设；大力发展可再生能源”。2007年6月7日，国务院常务会议审议并原则通过《可再生能源中长期发展规划》，明确提高可再生能源在能源结构中的比重，推进可再生能源技术的产业化发展。2007年11月获得国务院批准《核电中长期发展规划（2005-2020年）》明确提出要积极推进核电建设，努力实现核电技术的跨越式发展。这些规划的制定与实施，对我国电力生产和消费结构向低碳清洁化方向发展将起着重要的推动作用。

### 效果

根据规划，我国将在保护生态基础上有序开发水电，把发展水电作为促进中国能源结构向清洁低碳化方向发展的重要措施。在做好环境保护和移民安置工作的前提下，合理开发和利用丰富的水力资源，加快水电开发步伐，重点加快西部水电建设，因地制宜开发小水电资源。2010年水电装机容量达到1.9亿KW。通过上述措施，预计2010年可减少二氧化碳排放约5亿吨。<sup>①</sup>

逐步提高核电在中国一次能源供应总量中的比重，加快经济发达、电力负荷集中的沿海地区的核电建设；坚持以我为主、中外合作、引进技术、推进自主化的核电建设方针，统一技术路线，采用先进技术，实现大型核电机组建设的自主化和本地化，提高核电产业的整体能力。2010年，核电装机容量达到2000万KW。通过上述措施，预计2010年可减少二氧化碳排放约0.5亿吨。

优化火电结构，加快淘汰落后的小火电机组。十一五时期关闭小火电机组5000万KW。适当发展以天然气、煤层气为燃料的小型分散电源；大力发展单机60万千瓦及以上超（超）临界机组、大型联合循环机组等高效、洁净发电技术；发展热电联产、热电冷联产和热电煤气多联供技术；加强电网建设，采用先进的输、变、配电技术和设备，降低输、变、配电损耗。到2010年火电供电标准煤耗下降到355g/kwh，厂用电率由5.9%下降到4.5%；城市集中供热普及率由30%提高到40%，新增供暖热电联产机组超过4000万kw；电网线损率下降到7%左右。预计通过上述措施2010年可减少二氧化碳排放约1.1亿吨。

生物质能源发展以生物质发电、沼气、生物质固体成型燃料和液体燃料为重点，大力推进生物质能源的开发和利用。在粮食主产区等生物质能源资源较丰富地区，建设和改造以秸秆为燃料的发电厂和中小型锅炉。在经济发达、土地资源稀缺地区建设垃圾焚烧发电厂。在规模化畜禽养殖场、城市生活垃圾处理场等建设沼气工程，合理配套安装沼气发电设施。2010年，生物质能发电装机容量达到550万KW。预计通过上述措施2010年可减少温室气体排放约0.3亿吨二氧化碳当量。

积极扶持风能、太阳能等的开发和利用。通过大规模的风电开发和建设，促进风电技术进步和产业发展，实现风电设备国产化，大幅降低成本，尽快使风电具有市场竞争能力；积极发展太阳能发电和太阳能热利用，在偏远地区推广户用光伏发电系统或建设小型光伏电站，在城市推广普及太阳能一体化建筑、太阳能集中供热水工程，建设太阳能采暖和制冷示范工程，在农村和小城镇推广户用太阳能热水器、太阳房和太阳灶等。2010年风电装机容量达到1000万KW，太阳能光伏发电装机达到30万KW。通过上述措施，预计2010年可减少二氧化碳排放约0.6亿吨。

---

<sup>①</sup> 这里及下面的二氧化碳减排估计数均来自国家发展改革委2007年发布的《中国应对气候变化国家方案》。

## 1.2 电力节能调度规则

### 基本内容与减排效果

2007年8月,国家发展改革委、环保总局、电监会、能源办联合发布《节能发电调度办法(试行)》,提出了节能发电调度规则。2007年12月,国家发展改革委、国家环境保护总局、国家电力监管委员会、国家能源领导小组办公室联合以发改能源[2007]3523号文,印发了《节能发电调度试点工作方案》和《节能发电调度办法实施细则(试行)》,并在全国确定了贵州、四川、广东、江苏和河南5个省份开展节能发电调度试点。

节能发电调度是指在保障电力可靠供应的前提下,按照节能、经济的原则,优先调度可再生发电资源按机组能耗和污染物排放水平由低到高排序,依次调用化石类发电资源,最大限度地减少能源、资源消耗和污染物排放。节能调度规则按发电资源的种类对电力调度的先后顺序进行了排列。排在第一位的是风能、太阳能、海洋能、水能等可再生能源发电机组;第二位是水能、生物质能、地热能等可再生能源发电机组和满足环保要求的垃圾发电机组;第三位是核能发电机组;燃煤热电联产机组和煤矸石等资源综合利用发电机组排第四;天然气、煤气化发电机组排第五;其他燃煤发电机组排第六,燃油发电机组排在最后。

根据节能发电调度办法的规定,同类型火力发电机组按照能耗水平由低到高排序,节能优先;能耗水平相同时,按照污染物排放水平由低到高排序。机组运行能耗水平近期暂依照设备制造厂商提供的机组能耗参数排序,逐步过渡到按照实测数值排序,对因环保和节水设施运行引起的煤耗实测数值增加要做适当调整。污染物排放水平以省级环保部门最新测定的数值为准。

节能发电调度就是针对我国旧有的平均发电调度方式不利于节约资源和能耗降低的弊端提出的。在现有竞价上网的机制下,部分高污染、高能耗小火电机组因已消化固定资产折旧,能以低价竞争上网,而投资大、成本高的高效环保大火电机组因发电价格较高,其发电能力无法充分发挥,甚至有的水电、核电机组因“调度计划”的限制而不能上网发电,造成能源资源浪费。

新的节能发电调度规则有利于低碳和热效率机组,低碳、低能耗、高效率机组发电优先上网,耗煤高、效率低的小火电机组少发电,甚至发不出电。这将激励企业主动将引导资金投向这些领域,有利于电力工业结构调整。而且节能减排效果十分显著。据有关专家估算,节能发电调度若能全面推行,每年将节约发电用原煤1亿吨以上,由此初步推算,还能减排烟尘约30万吨、二氧化硫约90万吨、氮氧化物约50万吨、二氧化碳约1.6亿吨。这一效果显然是以往调度方式下的节能措施无论如何难以做到的。问题还在于它在直接降低发电用煤及相应污染物排放的同时,还能间接地减少煤炭开采对环境的破坏和煤炭运输对环境的污染,其社会效益与经济效益十分巨大。<sup>①</sup>

### 问题

当然,新的电力调度规则实施将会面临一些需要进一步完善的技术性问题,、这些问题至少包括:部分地区电网的安全稳定运行,部分地区电网的正常供电、调度权限、电网经济性、地区电源结构、机组排序范围、调峰与备用容量及其补偿、地方小机组、天然气“照付不议”供应、热电联产和综合利用机组,调度规则变化后电网企业购电成本上升,等等问题。

这些问题,有的在节能发电调度试点中正在探索解决,有的还没有提上日程。比如,贵州电网公司为保证节能发电调度工作顺利开展,积极开展节能发电调度技术系统建设,包括与大连理工大学、重庆大学等大专院校和科研机构合作,建设贵州电网节能发电调度系统集

<sup>①</sup> 谢进:《节能调度:电力市场建设的有效手段》,2007年12月18日。来源:国家能源领导小组网站:<http://www.chinaenergy.gov.cn/news.php?id=22073&highlight=%E8%B0%83%E5%BA%A6>

成。该系统集成实现的功能是以机组煤耗排序表进行发电机组排序组合；以全网燃煤机组等微增率为原则分配机组负荷，同时考虑网损修正，得出日发电计划曲线，以全网能耗最小为目标安排发电方式，从而在保证电网安全稳定的前提下，优先考虑可再生的水电，加大煤耗低、排污量小的燃煤火电机组发电量。完成了并网的 12 座火电厂共 910 万千瓦机组脱硫信息监测系统的建设工作，为以污染物排放水平确定机组发电排序提供依据，切实保障环保优先规则的实施。脱硫信息监测系统可以监视火电厂脱硫情况及污染物排放数据；监视火电厂脱硫装置运行状态，并对脱硫装置运行时间和脱硫减排效果进行跟踪统计分析等。与重庆大学合作开发了网损修正系统，该系统分析贵州电网参数、拓扑结构，建立相应的负荷模型及电网模型，确定电网安全约束，考虑能耗最小目标下的机组发电排序方式，研究以降低网络损耗及全网总煤耗最小为目标的节能发电调度。

### 1.3 关停小电厂政策

十五期间我国就大力推行关闭小火电厂的政策，但实施效果并不理想。2007 年 1 月 20 日，国务院批转了由国家发改委、能源办《关于加快关停小火电机组的若干意见》（国发 2 号文），标志着十五期间徘徊不前的关停小火电工作重新启动并加快进程。

该文件规定，“十一五”期间，在大电网覆盖范围内逐步关停以下燃煤（油）机组（含企业自备电厂机组和趸售电网机组）：一是单机容量 5 万千瓦以下的常规火电机组；二是运行满 20 年、单机 10 万千瓦级以下的常规火电机组；三是按照设计寿命服役期满、单机 20 万千瓦以下的各类机组；四是供电标准煤耗高出 2005 年本省（区、市）平均水平 10%或全国平均水平 15%的各类燃煤机组；五是未达到环保排放标准的各类机组以及其他按照有关法律、法规应予关停或国务院有关部门明确要求关停的机组。对于在役的热电联产和资源综合利用机组，要实施在线监测，由省级人民政府组织对其开展认定和定期复核工作。不符合国家规定的，责令其限期整改；逾期不改或整改后仍达不到要求的，予以关停。这一政策力图在“十一五”期间实现如下三个目标：一是确保全国关停小燃煤火电机组 5000 万千瓦以上，包括关停燃油机组 700 万~1000 万千瓦，及各地应根据实际情况力争超额完成；二是通过关停小火电机组，要形成节约能源 5000 万吨标准煤以上、减少二氧化硫排放 160 万吨以上的能力；三是建成一批大型高效环保机组和其它清洁能源、可再生能源发电机组。

为了确保上述目标的实现，本次关闭小火电机组政策还推出了三项配套措施：

（1）多部门配合关闭小火电机组。对到期应实施关停的机组，电力监管机构要及时撤销其电力业务许可证，电网企业及相关单位应将其解网，不得再收购其发电，电力调度机构不得调度其发电，银行等金融机构要停止对其发放贷款。

（2）“上大”与“关小”相结合的激励制度安排。发改委在审批政策上将项目新建与关停联系在一起，即关停 24 万千瓦小机组可建设 30 万千瓦机组，关停 42 万千瓦小机组可建设 60 万千瓦机组，关停 60 万千瓦小机组可建设 100 万千瓦机组。

（3）降低小火电机组上网电价，推行小机组发电权转让。通过降低小火电机组上网电价，加强电厂排污监督检查，对自备电厂自发自用电量征收国家规定的基金和附加费等措施促进关停小火电机组。对提前关停或按期关停的小火电机组，允许按不高于降价前的上网电价，向大机组转让发电量指标。

2007 年 12 月底，全国关停小火电机组 1438 万千瓦、计 553 台，关停机组平均单机容量 2.6 万千瓦。其中，五大发电公司、地方投资公司和地方国有企业关停小火电机组 256 台，关停容量 1052 万千瓦，占关停总量的 73.1%；民营及其它企业关停小火电机组 297 台，关停容量 386 万千瓦，占关停总量的 26.9%。这些机组关停后，同等电量都转由大机组发，

每年将减少原煤消耗 1880 万吨，减少二氧化硫排放 29 万吨，减少二氧化碳排放 3760 万吨。<sup>①</sup>

## 1.4 节能减排电价政策

目前处于从原来计划体制下政府管理向市场化竞价上网改革的过渡阶段。电价结构组成中，终端售电价格是由发电、输电、配电、销售四个环节的价格相加组成，各个环节均由政府制定，在电价结构当中绝大部分是由发电环节构成。2004 年以来，我国实施了一系列有利于节能减排的电价政策。

### 1.3.1 脱硫电价

脱硫电价政策始于 2004 年。2004 年 6 月，国家发展改革委下发了《关于进一步疏导电价矛盾规范电价管理的通知》，对电价进行了调整和规范。其中规定，国家发展改革委对各省（区、市）电网统一调度范围的新投产燃煤机组不再单独审批电价，而是事先制定并公布统一的上网电价，称为燃煤机组标杆上网电价。安装脱硫设施的燃煤机组上网电价比未安装脱硫设施的机组每千瓦时高出 1.5 分钱，以鼓励燃煤电厂安装脱硫设施。

脱硫电价政策的实施对燃煤电厂安装脱硫设施起到积极的推动作用，但实践中也暴露了一些问题：一是现有燃煤电厂仍有一半左右没有安装脱硫设施；二是由于缺少系统、有效的监管办法和手段，已安装脱硫设施的燃煤电厂存在闲置或故意不运行脱硫设施的现象。

2007 年，国家发展改革委、国家环保总局联合印发了《燃煤发电机组脱硫电价及脱硫设施运行管理办法》（试行）（发改价格[2007]1176 号），在完善脱硫加价政策的同时，强化、明确了监管责任和相应的处罚办法。该规定：新扩建燃煤机组必须同步建设脱硫设施，其上网电量执行燃煤机组脱硫上网电价；现有燃煤机组应按照有关规划要求进行脱硫改造。安装脱硫设施后，其上网电量执行在现行上网电价基础上每千瓦时加价 1.5 分钱的脱硫加价政策。

同时，该办法还提出了对脱硫设施投运率达不到规定标准的惩罚措施。对脱硫设施投产运营率在 90% 以上的电厂，国家将扣减脱硫设备停运时间所发电量的脱硫电价款；投运率在 80%—90% 的，扣减停运时间所发电量的脱硫电价款并处 1 倍罚款；投运率低于 80% 的，扣减停运时间所发电量的脱硫电价款并处 5 倍罚款。

脱硫电价政策的实施调动了发电企业安装脱硫设施的积极性，有效减少了二氧化硫排放。2007 年我国电力企业二氧化硫排放量为 1227 万吨，比 2006 年减少 123 万吨左右，下降 9.1%，其中华能、大唐、华电、国电、中电投五大发电集团二氧化硫排放量下降 13.2%。

### 1.3.2 差别电价

为了促进经济增长方式转变，推动产业结构调整，2004 年我国开始对高耗能企业实行差别销售电价政策。2004 年 6 月，国家发展改革委、电监会等对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁 6 个高耗能行业区分淘汰类、限制类、允许和鼓励类企业试行了差别电价政策。对允许和鼓励类企业，电价随各地工业电价统一调整；对限制类和淘汰类企业，电价在以上基础上再分别提高 2 分钱和 5 分钱。当年 9 月，国家发展改革委、电监会下发了《关于进一步落实差别电价及自备电厂收费政策有关问题的通知》，对差别电价政策作了进一步完善。2005 年 11 月，国家发展改革委又下发了《关于继续实行差别电价政策有关问题的通知》，要求各省（市、区）继续深化和推进实施差别电价政策。

<sup>①</sup> 国家发展改革委副主任张晓强在全国电力工业上大压小工作会议上的讲话《总结经验、再接再厉，坚决完成 2008 年关停任务》，2008 年 1 月 29 日。

2006年9月，国务院办公厅转发国家发展改革委《关于完善差别电价政策的意见》（国办发[2006]77号），增加了黄磷、锌冶炼2个行业，将限制类和淘汰类加价标准在3年内逐步提高到每千瓦时5分与2角。同时要求各地禁止自行出台优惠电价措施，已出台的要立即停止执行。2007年9月，国家发展改革委、财政部、国家电监会印发《关于进一步贯彻落实差别电价政策有关问题的通知》（发改价格[2007]2655号），提出将执行差别电价增加的电费收入由上缴中央改为全额上缴地方国库，取消对高耗能企业的优惠电价政策。2007年12月，国家发展改革委、国家电监会再次发文，公布取消电解铝等企业用电价格优惠的具体措施。

差别电价政策的实施有效遏制了高耗能行业盲目发展，对于促进结构调整和产业升级，提高能源利用效率起到了积极作用。实施差别电价政策以来，先后有2000家左右的高耗能企业关停或转产，其中70%以上为淘汰类企业。国家电监会公布的最新数据显示，2007年，我国共有2204家高耗能企业执行差别电价，其中淘汰类1769家，限制类435家；征收差别电价的电量为93.57亿千瓦时，其中淘汰类41.56亿千瓦时，限制类52.01亿千瓦时；这些企业共交纳差别电价加价电费6.52亿元，其中淘汰类5.55亿元，限制类0.97亿元。

### 1.3.3. 可再生能源电价

为促进可再生能源发展，国家颁布了《可再生能源法》、《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7号）、《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（发改价格[2007]44号）等一系列法律法规，明确了可再生能源的有关电价政策。

关于可再生能源的上网价格，《可再生能源法》规定，上网电价应当按照合理成本加合理利润的原则确定（第19条）；高于常规能源发电平均上网电价的差额，附加在销售电价中分摊（第20条）。国家发改委2006年1月发布实施的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》（发改价格[2006]7号）则进一步规定不同新能源发电分类定价原则：风力发电项目的上网电价实行政府指导价，电价标准由国务院价格主管部门按照招标形成的价格确定；太阳能发电、海洋能发电和地热能发电项目上网电价实行政府定价，电价标准由国务院价格主管部门按照合理成本加合理利润的原则制定。在2008年8月，国家发改委新核定了一批风电和光伏太阳能发电项目的上网电价，其中黑龙江马鞍山、辽宁阜新一期和河北满井三期等风力发电项目电价水平为0.61元/千瓦时，同时还核定内蒙古鄂尔多斯伊泰集团205千瓦太阳能聚光光伏电站和上海崇明前卫村太阳能光伏电站含税上网电价为每千瓦时4元。

费用分摊方面，《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》规定：可再生能源发电项目上网电价高于当地脱硫燃煤机组标杆上网电价的部分、国家投资或补贴建设的公共可再生能源独立电力系统运行维护费用高于当地省级电网平均销售电价的部分，以及可再生能源发电项目接网费用等，通过向电力用户征收电价附加的方式解决。

至于电价附加征收的标准和范围，则在《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》（发改价格[2007]44号）中进行了详细说明。同时，该办法还对于可再生能源电价附加收入分配和平衡方案，以及可再生能源电价补贴申请过程，电价结算以及电价附加配额交易方案都已经做了明确的规定。2006年全国疏导电价矛盾时，我国已在销售电价中征收了1厘钱电价附加，用于补贴可再生能源发电企业。而在国家发改委2008年7月公布的电价上调方案中，可再生能源附加从原先的1厘增加为2厘，即电价上调的2.5分中，包括2厘可再生能源附加。这将使每年对电网的补贴增加30亿元，基本上能够补足电网承担的可再生能源发电上网成本。

可再生能源电价附加政策的实施促进了我国可再生能源的发展。以风电为例，2007年我国新增风电装机容量331万千瓦，占2007年全国新增装机容量的3.6%，占2007年全球新增风电装机容量的16.3%；风电装机容量在我国发电装机容量的比重从2005年的0.25%

提高到 2007 年的 0.8%。

### 1.3.4 降低小火电机组上网电价

为了配合关停小火电机组工作的开展，国家发展改革委会同国家电监会出台了《关于降低小火电机组上网电价促进小火电机组关停工作的通知》（发改价格[2007]703 号），主要内容：一是规范降低小火电上网电价的范围。二是明确降低小火电机组上网电价的具体要求。2004 年及以后投产的小火电机组，其上网电价高于燃煤机组标杆上网电价的，一律降低到标杆上网电价水平；2004 年以前投产的小火电机组，上网电价高于标杆电价，价差在 0.05 元/千瓦时以内的，分两年降低到标杆电价；价差为 0.05-0.1 元/千瓦时的，分三年降低到标杆电价；价差在 0.1 元/千瓦时以上的，分四年降低到标杆电价。三是鼓励小火电机组向高效率机组转让发电量指标，已转让发电量指标并确保关停的小火电机组不再降价。

根据国家电监会《2007 年度电价执行情况监管报告》显示，2007 年，我国执行降低小火电机组上网电价政策的上网电量为 86.88 亿千瓦时，结算价格平均降低 10.96 元/千千瓦时，向高效率机组转让上网电量 224.89 亿千瓦时。

## 1.5 可再生能源发电配额制

可再生能源配额制（Renewable Portfolio Standard，简称 RPS）是指一个国家或地区用法律的形式对可再生能源发电在电力供给总量中所占的份额进行强制性规定，电价由市场决定，以推动可再生能源发展的制度。英国和美国（以得克萨斯州为代表）是实行配额制的主要国家。

近几年来，可再生能源一直是我国能源政策发展的重点。1995 年颁布的《中华人民共和国电力法》明确提出国家鼓励和支持利用可再生能源和清洁能源发电，鼓励和支持农村利用太阳能、风能、地热能、生物质能和其他能源进行农村电源建设，增加农村电力供应。八届全国人大四次会议批准的中国“国民经济和社会发展“九五”计划和 2010 年远景目标纲要”确立了“以电力为中心，以煤炭为基础，加强石油、天然气资源的勘探开发，积极发展新能源，改善能源结构”的能源发展战略，并在电力发展一节和论述农村能源时，都强调了因地制宜地发展小水电、风能、太阳能、地热能和生物质能的必要性。

2007 年国家发改委发布的《可再生能源中长期发展规划》提出，力争到 2010 年使可再生能源消费量达到能源消费总量的 10%，到 2020 年达到 15%。根据这一规划，各种可再生能源发电的强制配额如下：

**水电：**到 2010 年，全国水电装机容量达到 1.9 亿千瓦，到 2020 年，全国水电装机容量达到 3 亿千瓦

**生物质发电：**到 2010 年，生物质发电总装机容量达到 550 万千瓦，到 2020 年，生物质发电总装机容量达到 3000 万千瓦。

**风电：**到 2010 年，全国风电总装机容量达到 500 万千瓦。到 2020 年，全国风电总装机容量达到 3000 万千瓦。

**太阳能发电：**到 2010 年，太阳能发电总容量达到 30 万千瓦，到 2020 年达到 180 万千瓦。

2005 年初通过并于 2006 年 1 月 1 日实施的《可再生能源法》正式以法律形式确立了可再生能源总量目标制度：国家将通过制定可再生能源开发利用总量目标和采取相应措施，推动可再生能源市场的建立。一定的总量目标，相当于一定规模的市场保障，采用总量目标制度，可以给市场一个明确的信号，国家在什么时期支持什么、鼓励什么、限制什么，可以起

到引导投资方向的作用。除此之外,《可再生能源法》还规定了其它四项制度:

(1) 强制上网制度: 电网企业应全额收购其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量, 并提供上网服务。

(2) 分类电价制度: 可再生能源发电项目的上网电价由国务院价格主管部门按照有利于促进可再生能源开发利用和经济合理的原则确定。

(3) 费用分摊制度: 电网企业收购可再生能源电力高于常规电力的差额, 附加在销售电价中分摊。为可再生能源而支付的合理的接网费用, 计入电网企业成本

(4) 专项资金制度: 缺乏有效和足够的资金支持一直是可再生能源开发利用中的一大障碍。费用分摊制度的建立主要解决了可再生能源发电的额外成本问题, 其它可再生能源开发利用的资金瓶颈仍需要专门的渠道解决, 因此法律中提出设立可再生能源专项资金, 专门用于费用分摊制度无法涵盖的可再生能源开发利用项目的补贴、补助和其他形式的资金支持。

在这五项制度下, 我国支持新能源与可再生能源发展的政策框架基本形成。

## 1.6 能效电厂与需求侧管理

### 概念及优点

能效电厂 (Efficiency Power Plant or EPP), 是一种虚拟的电厂, 即通过实施一揽子节电计划, 减少电力用户的电力消耗需求, 从而达到与扩建电力供应系统相同的目的。与常规电厂相比, 能效电厂具有建设周期短、运营成本低、零污染等显著优势; 与分散管理的一般节电措施相比, 能效电厂完全采用市场化模式较大规模地进行投资和运营, 其投资回收和盈利主要来源于电价附加, 无须政府全额补贴。

以装机容量 30 万 kW、年运行时间约 6000 h 的中国传统火电厂 (CPP) 为例, 每产生 1 kWh 电力 EPP 相对于 CPP 有极大的环境效益和成本优势。如下表。

CPP 与 EPP 燃料消耗、污染排放与成本比较

| 项 目                            | CPP   | EPP |
|--------------------------------|-------|-----|
| 装机容量/万 kW                      | 30    | 30  |
| 每年生产或节约的电力/亿 kWh               | 15    | 15  |
| 燃料消耗量/(gce.kWh <sup>-1</sup> ) | 340   | 0   |
| 二氧化硫排放量/(g.kWh <sup>-1</sup> ) | 4     | 0   |
| 平均成本/(美分.kWh <sup>-1</sup> )   | 35~40 | 15  |

注: 表中燃料消耗数据为 2005 年的数值

数据来源: David Moskovitz 等 (2007)

2005 年, 亚行分别为江苏、上海设计了能效电厂方案。江苏项目预设节电能力为 58 万千瓦, 包括商业及民用建筑中制冷和照明设备项目、工业电机项目、改进家用器具和设备能效项目三大块。亚行预计江苏能效电厂项目的度电成本只有 0.12 元, 仅相当于发输配度电成本的三分之一。如果按两年、58 万千瓦测算, 该项目的总投资为 17 亿元, 可产生节电效益 53 亿元, 收益与成本比为 3.64: 1。<sup>①</sup>

### 问题

我国的节电潜力巨大, 完全具备推广能效电厂的资源条件。目前能效电厂在我国处于小范围试点阶段, 大规模推广还存在一系列政策体制障碍, 主要问题表现: 一是政策支持力度

<sup>①</sup> 亚洲开发银行中国代表处: 《发展能效电厂、缓解电力供求》, 《观察与建议》, 2005 年 5 月 20 日。

不够。能效电厂的投资、建设和运营，涉及到政府、电力企业和电力终端用户等多方面的经济利益和行为规范，政府需要在电价政策、贷款发放、税收优惠、产业政策等方面制定统一协调的支持政策。二是电网企业的积极性不高。电力体制改革后，电网企业不再明确承担公共职能。由于缺乏相应的激励机制，电力企业很难从节电项目中获得应有的利益，对节电积极性不高。配套措施不健全。目前，中国还没有全面推行电机电器能效标识系统，节能认证体系也还有待发展，节电服务公司或能源服务公司的力量还不够强。上述政策制度障碍导致节电项目（包括能效电厂）融资难度大，很难获得银行和投资人的支持。<sup>①</sup>

因此，要把巨大的节电潜力转化现实，并把节电变为电力用户的自觉自愿行为，关键是要开发出一种可以调动所有参与方积极性的长效节电措施。能效电厂不仅可以简化需求侧管理的复杂性，降低节电成本，而且可以使所有参与方都从节电行为中受益。更为重要的是，这种能效电厂完全可以通过市场机制进行投资、建设和运营，其建设周期也比常规电厂短得多。

## 2. 电力行业应对气候变化政策的国际经验

### 2.1 综合资源规划与需求侧管理 ( IRP/DSM )

综合资源规划(英文是 Integrated Resources, 简称 IRP)或称作最小成本计划, 是 20 世纪 70 年代末首先在美国和西欧工业化国家兴起的一种用于电力工业的新的计划规划模式。IRP 的关键是需求侧管理(英文是 Demand-Side Management,简称 DSM),OSM 是指通过法律的、技术的手段来提高用电效率。

综合资源规划 (IRP) 是将供应侧和需求侧各种形式的资源, 作为一个整体进行综合规划, 其基本思路是: 除供应侧资源外, 也把需求侧提高利用效率节约的资源视为一种资源进行成本效益分析, 从中选择出技术上合理、经济上可行且能满足同样能源服务的综合规划方案。通过需求侧管理, 能更合理有效地利用能源资源, 控制环境质量, 减少投资, 为用户提供最低成本的能源服务。因此, DSM 是实现综合资源规划的关键环节。

在过去 20 年, 美国的很多州采用综合资源规划方法 (IRP), 来比较 DSM 的效益, 成本以及附加发生的成本。IRP 包括: 中长期能源需求预测; 供应侧与需求侧的所有资源的全面评估; 公共舆论与法规方面的分析等。

这些 IRP 项目可使各州制定一个公共的 DSM 项目, 该项目可减少总共约 100 个 300MW 的电厂。提高能源效率的平均成本是新建电厂的成本的一半以下。电力公司的报告指出所有节能项目实施的平均成本是 2 美分/kWh。比较之下, 现有电厂单位 kWh 发电量的成本是 5 美分以上。而核电厂的成本是 20 美分/kWh。<sup>②</sup>

1982~1984 年, 美国电力研究院(EPRI)开始了 DSM 项目的研究和开发, 证明了在能源短缺或新能源布点困难的情况下, 实施 DSM 和 IRP 的有效性。1985-1995 年的十年间, 美国 500 多个电力公司引入 DSM 项目, 削减峰荷 29GW。到上世纪九十年代中期, 美国电力公司在 DSM 方面的投资从 1990 年 9 亿美元增长到 1994 年的 27 亿美元, 占销售收入的比

<sup>①</sup> David Moskovitz, Frederick Weston, 周伏秋, 郁聪, 胡兆光, 刘树杰, 林江:《大力推行能效电厂, 支持实现国家节能减排目标》,《电力需求侧管理》, 2007 年第 4 期。

<sup>②</sup> Lovins, A. and Lovins, H. "Mobilizing Energy Solutions." *The American Prospect* 13 (2): (2002): 18-21. 转引自: 胡兆光:《我国电力可持续发展战略思考》, 2001 年美国能源基金会资助项目报告。

重从 0.7%增长到 1%。

加州在 2001 年通过实施 DSM，峰荷总消减量 5.57GW，减少二氧化碳排放量近 800 万吨，减少雾状氮氧化物排放量 2700 吨。加州公用事业委员会经过初步分析，认为通过实施 DSM 和可再生资源的利用，就能满足加州未来 10 年的能源需求增长。<sup>①</sup>

我国自上个世纪 80 年代就开始强调能源开发与节约并重，政府也一直在要求能源、环境与经济能够协调发展。进入本世纪以来，在继续坚持开发与节约并重的同时，政府还特别指出，“近期以节约优先”的能源战略方针。但是实际情况却是，政府和电力企业自身始终注重的都是电力供应侧不断扩大规模，基本上是靠这种不断扩大装机容量规模的做法来满足经济和社会发展对电能的需求。电力企业，不论是发电企业，还是电网企业，都有着强烈的内在激励扩大容量投资规模，而没有激励对于那些能够提高用户用电效率和改善用户用电方式（例如通过实施需求侧管理）的项目进行投资。<sup>②</sup>需求侧管理要在中国真正扎根，还需要进一步的体制变革和政策完善。

我国目前没有采用综合资源规划，一个重要原因是能源监管机构权利过于分散，而且管理职能在不同监管机构之间的配置不尽合理，先进的管理理念和方法，比如 IPR，难以在电力行业得到推广。

## 2.2 电力部门碳捕捉

### 基本内容

二氧化碳捕获与封存（Carbon Capture and Storage，简称 CCS），是把能源利用、工业生产等过程中产生的二氧化碳捕集并封存到合适的地质构造中，使二氧化碳几乎不被排放到大气中。该技术要求首先对燃煤发电中产生的二氧化碳进行捕捉和收集。

捕捉二氧化碳首先要将其从燃烧或工业流程中产生的各类气体中分离出来。对发电厂而言有三个体系可用：后燃烧系统、预燃烧系统和含氧燃料燃烧系统。收集到的二氧化碳必须运送到一个合适的场所进行封存。在技术层面上，使用管线或者船舶就可以运送二氧化碳，而二氧化碳在 30℃ 和 5 个大气压条件下就可以保持液态。

二氧化碳存储方式又分成 4 种：一是通过化学反应将二氧化碳转化成固体无机碳酸盐；二是工业直接应用，或作为多种含碳化学品的生产原料；三是注入海洋 1000 米深处以下；四是注入地下岩层。第四种方式最具潜力，向地层深处注入二氧化碳的技术，在很多方面与油气工业已开发成功的技术相同，有些技术从上世纪 80 年代末就开始使用了。

适宜封存二氧化碳的地层有 3 种：不可开采的煤层裂缝、衰竭的油气层和深盐水层。向衰竭或将要衰竭的油气层注入二氧化碳是最有吸引力的选择，因为它可将 CCS 和提高采收率技术联系在一起。研究表明，我们生存的地球可封存不少于 2 万亿吨的二氧化碳，地下封存可能出现的危险，包括二氧化碳的突然爆发和逐渐渗透。

### 发展现状

这项技术被认为具有减排温室气体和减缓气候变化的巨大潜力，因而被广泛地认为是一种潜在的、可供选择的 CO<sub>2</sub> 减排方案，以稳定大气中 CO<sub>2</sub> 浓度、减缓气候变化。近年来，英国、美国、加拿大、澳大利亚和日本等纷纷开展了碳捕获与封存技术的研发和示范工程建设活动。

从 2005 年开始，英国 BP 公司开始计划研制和建造世界上第一套工业化规模的“燃烧前

<sup>①</sup> 陈健：《提高能效，推进电力需求侧管理》，2004 年 8 月。www.gdecc.cn

<sup>②</sup> 曾鸣：《实施电力综合资源规划——谈电力工业如何落实科学发展观》，中国电力新闻网：<http://www.chinapower.com.cn/article/1101/art1101327.asp>

捕集”电力生产集成系统。该系统以现有的天然气为燃料生产电力，但过程中所产生的 90% 的 CO<sub>2</sub> 被注入老化的油田中，一方面提高了石油采收率，另一方面永久性地埋藏了 CO<sub>2</sub>。

这座“无碳”电力系统位于英国北海附近的苏格兰阿伯丁郡。该系统将北海气井中采集到的天然气（CH<sub>4</sub>）通过管道送到岸上的分离装置中，天然气接着被分离成氢气和 CO<sub>2</sub>；通过不同的管线，氢气作为燃料被送往彼德海德发电厂，CO<sub>2</sub> 被运送并注射到附近的米勒油田中。米勒油田位于北海海底 3000 米深处，CO<sub>2</sub> 的注入有望将油田的寿命增加 20 年，产出约 4000 万桶目前技术尚无法采集的石油。

该系统计划于 2009 年前投入运行，一旦建成，可生产 350 兆瓦特的“无碳”电力，供 25 万户家庭使用；永久性埋藏 130 万吨的 CO<sub>2</sub>，相当于路面上少了 30 万辆小汽车。

BP 公司估计，在 2050 年前，如果将“无碳”电力应用于世界 5% 的电力生产，那么有可能每年减少 10 亿吨左右的 CO<sub>2</sub> 排放量。

美国、加拿大、中国等国也在积极开展 CCS 的试点项目。比如，利用二氧化碳提高采油技术已广泛应用于美国二叠纪盆地、加拿大的韦伯恩油田和挪威的斯雷普纳等油田。国内的华能北京热电有限责任公司正在建设国内第一个 4×830 吨/小时燃煤锅炉的 CCS 示范项目。这项由华能控股的西安热工研究院设计完成的华能北京热电厂二氧化碳捕集示范工程，坐落于北京郊区，是中国首个燃煤电厂烟气二氧化碳捕集示范工程，预计其年回收二氧化碳能力可达为 3000 吨。烟气二氧化碳捕集技术（PCC）工作原理，就是让电厂排放出来的气体通过可以吸收二氧化碳气体的化学物质，对烟气中二氧化碳进行捕获。

### 前景

许多专家认为 CCS 方法对于减少大气中工业 CO<sub>2</sub> 的含量十分可行，但一些环境专家认为开发可再生能源和提高能源利用率才是最佳途径。但是，即使是认同 CCS 的专家，对其近期的商业化前景也不乐观。由于成本原因，还没有各类环保公司有意向在（碳捕捉）CCS 技术上投资，美国麻省理工学院去年的一项研究提出碳捕捉（CSS）处理二氧化碳的成本约 30 美元（19 欧元）每公吨。这就要求要么提高碳税抵消排放成本，采取碳排放限定及交易许可来取得税金，或者直接采用大量的政府补贴。

联合国环境规划署 2008 年 2 月 20 日全球部长级环境会议政策选择文件指出，碳捕捉与储存目前只是在特定的条件及能源和工业工序中存在技术上经济上的可行性，仍处于研究和示范阶段。一个较为广泛国际共识是 CCS 项目要到 2015 年至 2025 年具有经济上的可行。

根据英国专家估计，如果在现有电厂设备的基础上，增加碳捕集和储存设备，将增加 30%~40% 的发电成本。这不利于 CCS 技术在电厂推广，尤其是在中国，控制电力价格常常被看作是减少通货膨胀的重要措施。

因此，中国近期对于 CCS 的主要态度是，一方面积极跟踪 CCS 的技术进展，特别是推动碳捕捉及封存和整体煤气化联合循环技术（CCS—IGCC）及二者的结合方面的技术研发。IGCC 是将煤气化与净化技术和高效联合循环发电相结合，是利用物理—化学方法达到煤的高效清洁利用的途径。CCS 与 IGCC 的结合，不仅能实现二氧化碳的零排放，还能实现二氧化硫的超低浓度排放，同时大大提高燃煤效率，被认为是最有潜力的技术。<sup>①</sup>

另一方面积极开展国际交流合作，利用发达国家的先进技术和资金开展 CCS 项目的试点。2005 年 9 月，“英国—欧盟—中国燃煤近零排放项目”计划提出，2014 年前，计划在中国建成一座拥有碳捕集和储存技术的燃煤发电厂，英国将在项目执行的第一阶段提供 350 万英镑的资金。2007 年 11 月 20 日，“英国—中国清洁煤计划”在北京正式启动。

<sup>①</sup> 杜祥琬：《我国应该发展三种概念的绿色能源》，第九届中国西部科技论坛发言稿。

## 2.3 气候变化征税

为了减少碳排放，实现《京都议定书》规定的排放削减目标，英国政府于 2001 年 4 月起开始征收气候变化税。气候变化税征收很简单：凡是“非民用能源用户”每消耗一千瓦小时（1 度）电需上缴 0.6 便士（1 英镑=100 便士）税金。仅此一项英国每年可以征收 10 亿英镑左右。这一政策有如下几个基本要素：

(1) 征收对象：气候变化税针对非民用部门，即工业、商业和公共部门，但不包括民用部门、交通部门、非商业用户（如慈善团体）、国外用户、能源转换和输配部门，以及消耗能源产品用于非燃料用途的部门（如化学工业）。税收对象是为这些部门提供能源产品的供应商。一般每 3 个月申报和交纳一次。应税的能源产品包括：电力、天然气、液化石油气、煤炭、焦炭、煤焦油，石油不在应税能源产品之列，因为另有专门税种。当然，供应商会将气候变化税加在产品价格中，最终还是要由消耗能源的企业消费者来承担。

(2) 对特定技术的税收豁免：为了鼓励企业提高能源效率，气候变化税规定，对英国环境、食品与农村事务部（Defra）实施的“热电联产质量保证项目”（CHPQA）下的热电联产（CHP）项目以及可再生能源发电项目（风能、太阳能等但不包括大水电和一些废弃物发电项目）可以享受税收豁免。

(3) 对特定部门的税收减免：考虑到一些特定部门的能源消费特点和在国际竞争中面临的压力，英国政府为农艺部门和能源密集型工业两个部门制定了特殊的税收减免政策。对农艺部门，包括水果、部分蔬菜、花卉、树苗、树木以及部分种籽的生产商，英国政府决定在最长 5 年的过渡期内暂时减免 50% 的气候变化税，但同时也采取了一系列促进减排政策，如利用能源效率基金为其提供实地调查和节能咨询服务，将节能作物温室技术纳入强化投资补贴项目的技术目录等。

对能源密集型工业部门，因能源消耗量大受气候变化税的影响也最大。英国政府为了保护该产业在国际市场上的竞争力，在引入气候变化税的同时推出政府与企业之间自愿的气候变化协议（CCA）。如果企业达到协议规定的能效或减排目标就可以享受减免最高 80% 的气候变化税。气候变化协议参加者包括约 6000 家工业、商业组织。但是如果企业不能实现减排目标，其将失去气候变化税的完整折扣。

(4) 税收收入循环：为了获得民众的支持，西方国家的政府在引入环境税时，普遍采用税收收入循环的方法进行返还，力求在整体上不增加企业的负担，政府也不以增加收入为目的，实现所谓保护环境与鼓励经济活动的“双倍红利”。英国气候变化税的设计除针对特定技术和部门的税收豁免或减免政策之外，还通过三个途径进行税收返还。一是降低国民保险金（NIC），即将所有企业为雇员缴纳的国民保险金调低 0.3 个百分点；二是强化投资补贴项目（ECA）：企业投资新的技术或设备，如果符合政府制定的节能技术清单和能源效率标准，可以在应缴税额中扣除第一年的全部投资额；三是设立碳基金及其他节能和可再生能源的资助项目，帮助企业提高能源效率和减排温室气体的排放。<sup>①</sup>碳信托基金是政府在 2001 年设立的非赢利机构，碳信托基金年筹资数目中，每年大约 5 千万英镑，其中部分来自政府赠款，部分来自气候变化税费。

英国实施气候变化税、设立碳基金以及签订气候变化协议等加强碳管理、控制温室气体排放的激励机制越来越对企业行为产生了积极的影响。英国的一些著名企业已把控制温室气体排放作为企业的社会责任，显示出英国气候政策的效果。

当然，并不是所有的机构或企业都持赞成态度。英国塑料联合会（BPF）2006 年曾向政府呼吁停止气候变化税的征收，以减轻企业来自不断增加的能源使用量方面的压力。该机构

<sup>①</sup> 陈迎：《英国的气候变化税》，《中国气象报》2006 年 3 月 21 日第三版。

在给能源部长 Malcolm Wicks 的一封信中指出，从对 BPF 成员的调查表明，由于高能源花费的压力，约有 7000 份工作职位丧失，投资发生实质性减少。

## 2.4 碳税

碳税被认为是改变行为，应对气候变化的一种手段。碳税是一种污染税。它是根据化石燃料燃烧后排放碳量的多少，针对化石燃料的生产、分配或使用来征收税费的。政府部门先为每吨碳排放量确定一个价格，然后通过这个价格换算出对电力、天然气或石油的税费。因为征税使得污染性燃料的使用成本变高，这会促使公共事业机构、商业组织及个人减少燃料消耗并提高能源使用效率。另外，碳税能提高替代能源的成本竞争力，使它们能与价格低廉的污染燃料相抗衡（如：煤、天然气和石油）。

为了抑制二氧化碳的排放量，在 1990 年前后，北欧国家率先开征了二氧化碳税（简称为碳税），其目的是将 2000 年时的二氧化碳排放量保持在 90 年代初期的水平。1990 年，芬兰开征了二氧化碳税，征税范围为所有矿物燃料，并根据不同燃料的含碳量确定计税标准。瑞典在 1991 年税制改革中也引入了二氧化碳税，征税范围为所有种类的燃料油，但对电力部门使用的部分予以豁免。税收也是根据不同燃料的含碳量不同而有所区别的，纳税人为进口者、生产者和贮存者，为避免对瑞典工业的国际竞争力产生影响，工业部门的税率低于私人家庭，对于一些能源密集型产业进一步给予减免。

丹麦在 1992 年引入了二氧化碳税，对汽油、天然气和生物燃料以外的所有二氧化碳排放都征收二氧化碳税，税收以每种燃料燃烧时排放的二氧化碳量为基础，税率为 100 丹麦克朗 / 吨二氧化碳。

挪威从 1991 年开始对汽油、矿物油和天然气征收二氧化碳税，1992 年二氧化碳税扩展到煤和焦炭，并且汽油税根据含碳量不同有所差别，但对航空和海上运输部门、电力部门（因采用水力发电）是免税的，对于造纸等产业实行低税率（实际税率仅为规定税率的 50%）。

目前，二氧化碳税已成为欧盟国家中普遍实行的税种，且都采取国家碳税模式，在税率设计上多采取复合税率。一部分根据燃料的含碳量征收，每吨碳的碳税率为 10 欧元左右；另一部分根据燃料的发热量征收，每标准能源单位税率是 0.2 欧元左右。征税时，首先根据含碳量和所含能源单位确定总体税率，再计算征收二氧化碳税。加拿大、澳大利亚、日本等国家也在酝酿针对控制和减少二氧化碳排放的税收制度。<sup>①</sup>

总体来看，二氧化碳税的征税范围比较广泛，但多数国家出于对本国经济国际竞争力影响的考虑，对一些行业给予豁免或特殊优惠。各国在税率水平上差异较大。在税收的用途上，多数国家将二氧化碳税作为一般财政收入。

发达国家希望能够采用碳税作为一种排放约束机制来代替原来的碳排放量交易。2006 年 10 月，一个专门为欧盟委员会高层讨论小组撰写的报告草案建议，对来自未采取减排行动国家的能源密集型进口产品征税。同年 11 月 13 日，在可持续发展部际委员会会议上，时任法国总理德维尔潘强调“欧洲应该竭尽全力反对环境倾销”，并表示准备与其他欧盟国家协商，自 2012 年起对来自非《京都议定书》缔约国的进口工业产品征收二氧化碳排放税。而中国等发展中国家则对碳排放税的潜在贸易壁垒性质日益担心。

魏涛远、格罗姆斯洛德的研究表明，虽然开征碳税能够显著降低我国温室气体排放量，但是短期看对我国经济的冲击很大。与不征税时比较，征税后国内生产总值分别下降了 0.4

<sup>①</sup> 魏陆《我国应对全球气候变暖的税制绿化分析》，中国节能信息网：  
<http://www.secidc.org.cn/newscontent.asp?id=918>

%和0.9%；劳动力需求（就业）将下降，征税后下降了0.4%和0.8%，大约为240万和460万失业工人；总能源消费也大幅度减少。从整体上看，征收碳税将导致CO<sub>2</sub>排放量显著下降，但征收碳税的短期成本相当高。长期内，资本的积累逐步提高了生产率，从而几乎全部抵消了征税导致的较高能源成本的负面影响。征税后2020年的GDP仅比不征税时下降了约0.1%。<sup>①</sup>

我国目前没有针对温室气体排放的碳税制度，开征二氧化碳税的条件也还不成熟。近期内中国减排将主要通过有关能效、可再生能源发展、核能发展的国内政策，以及国内可持续发展和能源安全计划得到实施。

### 3. 中国电力行业应对气候变化政策实施重点

近几年来，中国电力工业正在实施的与减少温室气体排放有关政策措施主要有电力规划、节能发电调度、关闭小火电、节能减排电价、可再生能源发电强制配额等，计划推广实施的手段有能效电厂等。这些政策的主导方向是改善电力供应结构、节能和提高能源效率，温室气体排放减少是上述政策作用的结果。而国际经验的分析表明，综合资源规划、碳捕捉、气候变化税和碳税是主要发达国家青睐的主要政策和技术手段。其中燃煤电厂的碳捕捉技术与碳税近年来被越来越多的发达国家所推崇，尽管碳捕捉目前基本处于试点极端，碳税也只有少数国家真正全面地推行。这些政策，除了综合资源规划/需求侧管理外，其余的三项政策都是直接以减少“碳排放”为导向的。

这种政策视角的差异，并不表明中国不重视“碳排放”问题，而是中国与发达工业化国家电力工业一系列重要的结构与制度差距的反映。这些差距的存在，决定了中国电力工业在应对气候变化过程中的政策方向与重点与发达工业国家不同，但这种政策选择对中国而言成本相对较小，同时温室气体减排的效果并不小。

因此，通过结构调整、政策完善和体制改革等方式实现煤炭消耗速率下降、能源效率底稿、能耗减低和主要污染物排放减少，最终实现温室气体排放下降应当成为我国近期电力工业应对气候变化政策的实施重点。

#### 3.1 降低煤电比重、大力发展核电与可再生能源发电

电力工业通过高效和清洁地利用化石燃料，大大减少了化石燃料直接燃烧使用而排放的温室气体。因此，从全社会用能角度看，努力提高电力在总能源消费中的比重，是减少温室气体排放的一个长期战略方针。从电力工业内部看，调整发电能源结构，大力发展核电和可再生能源发电，是电力工业减少温室气体排放的最为有效的长期政策。

有关生命周期分析方法研究结果表明，大型水电是减排温室气体的最佳技术。对于寒冷地区的大型水电站，温室气体的排放比相应的化石燃料发电场低30~60倍，这一结果已经考虑了水库中生物腐烂所产生的甲烷。核电整个生命周期的二氧化碳甚至大大低于大多数新能源发电的二氧化碳排放量。据有关分析，核电生命周期的二氧化碳排放量比燃油电厂低35倍，比风能和太阳能发电低6倍。<sup>②</sup>

<sup>①</sup> 魏涛远 格罗姆斯洛德：《征收碳税对中国经济与温室气体排放的影响》，《世界经济与政治》，2002年第8期。

<sup>②</sup> 胡秀莲、姜克隽等著：《中国温室气体减排技术选择及对策评价》，北京：中国环境科学出版社，2001年。

与欧美等发达工业化国家相比，煤电比重过高，而低碳、无碳的核电与可再生能源发电比重过低的电力供应结构是我国电力工业温室气体排放居高不下的最基本原因。2006年，我国煤电在发电装量比重高达83.3%，但核电比重仅为1.9%，不包括水电在内的可再生能源发电装机（风能、太阳能、生物质能等）为0.2%。美国的煤电发电量比重为51.8%，比中国煤电比重低31.5%；核电发电比重为21.1%，可再生能源发电比重（不含水电）1.5%，分别是中国的11.1倍和7.5倍。相比之下，中国的核电和可再生能源发电都还有很大的发展空间。水电比重虽然已经接近15%，但2007年开发率仅为36.8%，进一步开发潜力很大。降低煤电比重、大力发展核电与可再生能源是降低我国电力工业温室气体排放的最为有效手段，应该成为我国电力工业应对气候变化政策主攻方向。

2006年中国与美国发电量结构

|    | 煤电    | 核电    | 水电    | 除水电外的可再<br>生能源发电 | 天然气发电 |
|----|-------|-------|-------|------------------|-------|
| 中国 | 83.3% | 1.9%  | 14.6% | 0.2%             | -     |
| 美国 | 51.8% | 21.1% | 7.7   | 1.5%             | 16.3% |

因此，目前电力工业增加核电与可再生能源发电量比例对减少CO<sub>2</sub>的排放有明显效果，根据本课题组的测算，如果2010年我国非化石燃料发电比例调整为17.9%（比2007年增加1.2%），则电力工业CO<sub>2</sub>排放强度Euco<sub>2</sub>可下降6.5%；与不进行电力供应结构调整相比，一年可减少CO<sub>2</sub>排放2.45亿吨。2030年若非化石燃料发电比例调整为28.9~34.8%，则电力工业的CO<sub>2</sub>排放强度Euco<sub>2</sub>就可下降14.7~21.8%，与不进行能源结构调整相比，一年可减少CO<sub>2</sub>排放12.34~15.19亿吨。

《可再生能源法》颁布实施，以及随后一系列配套政策的推出，我国鼓励可再生能源发电政策框架基本确立。总体上看，大力发展可再生能源发展的政策大环境已经具备，而且可再生能源发电的成本也在呈不断下降趋势。如果我国可再生能源发电政策，特别是上网电价政策能够在近1年内进一步完善，可再生能源发电比重完全可能大幅超过上述假定。

### 3.2 提高电力工业能源利用效率

煤炭燃烧带来的环境问题在经济和技术上是可以得到治理的，而产生的二氧化碳问题却只能通过提高能源利用效率等措施来减少。2000年以来，我国电力工业能源利用效率有了很大提高。电厂供电煤耗从392克/千瓦时下降到2006年的367克/千瓦时，能效提高了6.38%。线损率从7.7下降到2006年7.04，能效提高8.18%。电厂热效率从34.81%上升到2006年的36.63%，提高了5.23%。

但是，与发达国家相比，我国电力工业能源利用效率仍有较大的改进空间。比如，与美国相比，除供电煤耗比同期美国煤耗水平低9克/千瓦时外，线损率和电厂热效率仍有较大差距：2006年线损率比美国高20.3%，电厂热效率比美国低12.4%。<sup>①</sup>因此，通过进一步降低线损率，提高电厂热效率，温室气体减排仍有较大潜力。

另一方面，我国供电煤耗虽然比美国还低，但从火电机组装机容量结构看，仍有相当的提升空间。

<sup>①</sup> 数据来自本课题组研究报告《中国电力工业减少温室气体排放的潜力与政策措施》

2006 年中美燃煤发电机组容量份额 (%)

|    | 10 万千瓦<br>以下 | 10~20 万<br>万千瓦 | 20~30<br>万千瓦 | 30~60 万<br>千瓦 | 60 万千瓦<br>及以上 | 合计  |
|----|--------------|----------------|--------------|---------------|---------------|-----|
| 中国 | 18.77        | 15.45          | 11.1         | 36.25         | 18.42         | 100 |
| 美国 | 6.6          | 12.5           | 9.5          | 30.1          | 41.3          | 100 |

我国燃煤发电机组中, 高效率的、60 万千瓦及以上机组占总容量的 19.5%; 而美国达到 41.3%。同时, 我国燃煤发电机组中仍有 8235 万千瓦的低效的、单机容量小于 10 万千瓦的机组, 占总容量的比例为 17.2%; 美国则只占 6.6%。因此, “关停小火电”、发展高效大机组等政策手段将有效地降低我国电力工业能耗, 进一步减少温室气体的排放。

根据课题组的测算, 假定 2010 年和 2030 年我国发电煤耗分别达到 321 克/千瓦时和 280 克/千瓦时, 则 2010 年可减少 CO<sub>2</sub> 排放 3.9%, 2030 年可减少 CO<sub>2</sub> 排放 16.2%; 假定 2010 年和 2030 年我国电力工业线损率分别降低到 6.85%和 6%, 则 2010 年可减少 CO<sub>2</sub> 排放 17%, 2030 年可减少 CO<sub>2</sub> 排放 13.9%。

### 3.3 完善需求侧管理的相关政策

目前我国终端用电的主要设备大多能效较低, 转变供等设备也都消耗大量电能。鉴于需求侧管理 (DSM) 能够把节能节电导入潜力巨大的能效市场, 显著地提高社会效益和群体效益, 国家经贸委和国家计委将 DSM 以法规形式纳入了 2000 年 12 月 29 日发布的, 《节约用电管理办法》。据有关专家测算, 2003—2005 年, 中国通过强化电力需求侧管理, 节约了 800 亿千瓦时电量, 相当于节约原煤 4000 万吨, 减少二氧化硫排放 100 万吨, 减少二氧化碳排放 9000 万吨, 减少烟尘排放 30 万吨。同时, 还解决了电力供需紧张时期约 70% 的供电缺口, 减少了大量被动性拉闸限电。<sup>①</sup>

虽然电力需求侧管理具有良好的综合效益, 但是具体的电力需求侧管理项目对于各参与方的成本与效益各有不同, 因此还存在着不少问题和难点: 峰谷电价仅针对了大工业用户, 削峰填谷的效果不理想; 对蓄热电锅炉、蓄能空调等节能设备用电缺少政策, 更没有任何强制性措施, 导致参与者与非参与者之间不公平; 供电企业内部因认识不足等原因缺乏专业管理机构; 而用户又没有积极性; 政府相关政策不配套、不完善, 缺乏有效的监督手段; 电网公司的执行分时电价造成的效益损如何补偿? DSM 要高电力使用效率, 让用户减少电力的使用量, 这必然会影响到电力企业的收益, 等等。

厂网分开之后, 电网公司是需求侧管理的实施主体。但是由于缺少政策激励和制度约束, 电网企业既没有内在动力、也没有外在压力去实施 DSM。目前要解决的关键问题是, 如何通过政策的激励来改变电网公司多售电的内在激励, 使电网公司变成有内在激励实施 DSM, 而不是多卖电。因此, 需要完善 DSM 实施的相关激励政策与运行机制。主要包括: DSM 项目投资成本的回收机制与政策; 分享节电效益机制与政策; 社会节能与用电服务机制; 电网公司售电收入与自有利润脱离机制、财务制度与政策; DSM 项目评估方法与评估机制等。<sup>②</sup>

<sup>①</sup> 国家发展与改革委员会主任欧新黔在“2007 年中国电力需求侧管理国际论坛”上的主题发言:《加强需求侧管理, 促进节能减排取得新成效》, 国家发展和改革委员会网站。

<sup>②</sup> 曾鸣:《实施电力综合资源规划——谈电力工业如何落实科学发展观》, 中国电力新闻网。

### 3.4 理顺电力价格，实现电力外部成本内部化

电力政策在着眼于改善电源结构，提高电力生产和输送环节的能源利用效率，需求侧的电力使用效率的同时，还需要推动电力市场改革的基础工作，那就是理顺电力价格，实现电力外部成本内部化。电力外部成本内部化是提高我国电力配置效率的基础条件。因此煤电价格不包含环境外部成本，使煤电价格的名义价格很便宜，太阳能发电和风电等可再生能源发电和核电的发展。

电力的外部成本，主要表现为发电过程中的环境污染，其中主要是煤炭发电的环境污染。目前，我国电力价格中没有包含这部分外部成本。同时，由于煤炭价格也没有完全包括其在开采环节的环境外部成本，比如对水资源的破坏，对地表塌陷的处理等，因此，煤电价格的没有包括的外部成本实际上涉及到煤炭开采、运输、和利用环节的外部成本。如果把上述外部成本内部化，电力价格将会出现明显的上涨。

最近绿色和平、能源基金会与世界自然基金会联合资助的一个项目以 2005 年数据为基础对煤炭的真是成本进行了全面的分析。<sup>①</sup>根据课题组的研究，我国煤炭在开采阶段的环境外部成本为 69.47 元/吨，目前还没有被内部化的部分为 6.84 元/吨。煤炭利用阶段环境外部成本为 91.7 元/吨，目前还没有被内部化的部分为 79.1 元/吨。运输阶段环境外部成本目前还没有被内部化的部分为 43.3 元/吨。上述环境外部成本完全内部化后对煤炭价格的影响为 5.37%。

除此之外，我国还存在煤炭管制导致价格扭曲的成本是由于现有制度缺陷所导致的煤炭“外部性成本”，包括电价管制对煤价的抑制、煤矿安全投入偏低、要素价格形成机制扭曲导致的土地成本低估和煤炭资源价值低估、企业办社会等。根据课题组的计算，这些外部性内部化后对煤炭价格的影响为 17.14%。环境外部性与征服管制成本与价格扭曲的外部性两者相加对煤炭价格的影响为 23.1%。

2007 年，我国火电发电企业平均上网电价为 0.346 元/千瓦时。<sup>②</sup>假定这些影响同比例传递到电价上（23.1%），则火电平均上网电价每千瓦时将上涨约 0.08 元，达到 0.426 元/千瓦时。这一价格已经接近我国部分地区核电和风电上网价格。2007 年，我国核电平均上网价格为 0.436 元/千瓦时。内蒙古风电上网价格已经达到了 0.44 元/千瓦时，以及低于部分地区，如广东省，火电发电价格。目前广东省煤炭发电价格为 0.51 元/千瓦时。

因此，电力外部成本的内部化，不仅有利于提高核电和除水电以外的其他可再生能源发电的竞争力，改善电力电源结构，而且还可以提高火电生产和使用过程中的利用效率，从而有效地促进节能减排。

## 4. 政策改善建议

规划、节能调度、关闭小火电，节能减排电价，可再生能源配额制、能效电厂

---

<http://www.chinapower.com.cn/article/1101/art1101327.asp>

<sup>①</sup> 茅于軾、盛洪、杨富强等著：《煤炭的真实成本》，北京：煤炭工业出版社，2008 年。

<sup>②</sup> 国家电力监管委员会：《2007 年度电价执行情况监管报告》，2008 年 9 月。

## 4.1 整合电力管理职能，推进电力综合资源规划

综合资源规划（IRP）是一个开发、节能、效益、运营一体化的资源规划，它改变了单纯注重以增加资源供应来满足需求增长的传统思维模式，建立了以提高需求方终端用电效率所节约的资源同样可以作为供应方替代资源这样一个新概念，使可供利用的资源显著增加，也为供需双方提供了更多的择优机会，能够以最低的社会成本和最好的群体效益达到经济高效配置资源的目的。

实施电力综合资源规划，要求电力供应侧与电力需求侧形成一个整体，用一个统一的标准来分析、评价、排列所有的备选资源，并确定和实施资源优化组合计划，以使得电力的发展达到最好的投入产出效果。然而，我国目前的电力管理体制无法实现供需两侧资源整体排序和组合优化。我国供应侧发输电项目的规划、立项、投资（价格）等环节的审批，需求侧的节能节电项目或需求侧管理项目的规划、立项、投资等环节的审批，分别由不同的政府管理部门实施审批或“核准”。<sup>①</sup>因此，有必要对这些电力管理职能进行整合，以有利于综合资源规划的制定与实施。其中主要是将涉及到原先分属于不同机构，或者同一机构中不同部门的供需两侧的有关电力规划、项目立项、价格、节电、系统安全与经济运行、需求侧管理的职能集中到国家能源局的专门机构，以消除妨碍综合资源规划实施的体制障碍。

## 4.2 协调节能发电调度与竞价上网制度的关系

竞价上网制度是我国电力体制改革的重要内容，但目前竞价上网模式不能有效地发挥促进节能减排的作用。因为我国发电企业的资源与环境成本尚未完全内部化，高效低排机组的节能环保优势无法“用价格说话”，投资成本已经基本收回的低效高排老小机组在竞价中反而有优势。

而且，原来采用的分配发电量指标的计划调度方式，虽然保证了高效清洁机组的基本发电量，但也在一定程度上抑制了清洁高效机组的发电能力。目前能耗高的小机组不少属于市调甚至县调调度，有的还是企业自备电厂，在已开展或筹备的“竞价上网”市场规则中，这些机组并不参与市场竞争，进而影响了整体节能减排效果。

节能发电调度制度取代计划调度方式，优先调度低碳低耗能的可再生能源发电机组，最后调度能耗高的发电机组。在我国发电外部成本没有内部化之前，这是电力行业节能减排政策关键的政策措施。在此情况下，竞价上网政策只限于同类型机组相同能耗情况下发挥所用（价格低者先上网）。当我国电力价格完全反映了相关的外部成本后，竞价上网制度将会有效发挥其对于节能减排的积极作用，并成为节能减排政策的核心制度。当然，如果到那时，某些可再生能源发电，比如太阳能光伏发电，仍然难有价格竞争力，而政府有打算继续鼓励其发展，那也只需要相关政策个案处理了。

节能调度规则推出后，产业界和理论界的主流看法是，节能发电调度用行政权利确立调度序列，长期看与电力市场化改革有一定冲突。<sup>②</sup>换句话说，节能发电调度规则只是降低能

<sup>①</sup> 曾鸣：《实施电力综合资源规划——谈电力工业如何落实科学发展观》，中国电力新闻网：

<http://www.chinapower.com.cn/article/1101/art1101327.asp>

<sup>②</sup> 比如，厦门大学中国能源经济研究中心主任林伯强教授认为，能源法规定，能源发展要市场为主，行政为辅。节能调度办法来自于行政干预，它与电力市场化是否属于同一路径，尚不得而知。华能集团经济技术研究院副院长谢进教授在一篇文章中提到，节能发电调度并不是“计划调度”的概念，而是市场竞争的另一种表现形式，在本质上与竞价上网有一定的相通性，只不过是“以能耗”取代“价格”作为排序调度的依据。如果说“竞价上网”是按竞争主体所报上网价格高低排序调度，那么，以“按能耗高低排序”为主要内容的节能发电调度，则可称之为“竞耗上网”。

耗、减少温室气体和污染物排放的一种短期手段。也有的专家认为节能发电调度是市场竞争的另一种形式。

我们认为，节能发电调度排序的确是一种行政干预，但它是为了电力行业实现新的政策目标而必要的行政干预。不同类型的机组之间的调度序列不是通过“能耗”竞争而来，而是事前规定的，尽管能耗指标也是这一排序规则的参考指标。因为不同类型的机组之间，比如火力发电机组与风能发电机组“能耗”根本没有办法竞争，不用“争”就有结果了。而可再生能源除了水电外，其他发电也无法进入现有的电力市场参与竞争（成本竞争）。所以，必须利用行政手段在一定程度上修正原来的调度排序规则推动新的政策目标的实现。

事实上，即使在电力价格反映了环境外部成本的欧洲国家，当太阳能光伏发电也难以与煤电竞争时，也是采取行政与法律的手段规定了太阳能光伏发电强制上网或优先上网政策。而不是低价上网的规则。

因此，我们认为，当前的主要任务是，围绕节能发电调度规则，尽快完善相关技术支持系统的建设，建快电力部门相关制度改革与完善，使节能发电调度规则成为电力工业降低能耗和温室气体、污染物排放的支柱政策之一。

### 4.3 制定和落实因节能减排而发生的成本补偿政策

节能减排政策的实施并不总是降低成本的。相反，在很多情况下，推行节能减排措施会导致成本的增加。新的调度方式制定后，利益格局发生很大改变，建立相应利益补偿机制是必备条件。一般情况下，中小燃煤火电机组上网电价较低（这也是小机组实际利用小时数偏高的原因之一），火电厂中节能环保机组多为相对新投产的大容量机组，这些机组执行的标杆电价相对较高。以火电为主的省（市、区）实施节能调度规则，全国将出现普遍性的平均上网电价提高。再比如，优先调度低碳低能耗的可再生能源机组，其中风电和太阳能光伏发电成本高出火电成本很多，上网价格必然要上升，从而电网企业的成本会增加。

对入围机组中的调频调峰备用机组的补偿问题是节能发电调度最大的挑战。过去不考虑补偿，是因为所有机组都有着大致平均的计划发电量，当然也都有参与调频调峰的义务。但是节能发电调度办法取消了计划电量，必然带来调峰调频备用的补偿问题。

此外，关闭小火电机组，改为大火电机组发电，在目前的定价规则下上网价格也要上升。发电企业安装脱硫设备减少 SO<sub>2</sub> 排放，成本也要上升。这些增加的成本能否得到及时的补偿是节能减排政策实施效果的关键。

但是，目前的情况是，尽管相关政策对大多增加的成本已经有了具体规定。包括可再生能源上网价格高于当地上网电价标杆价的差额的补偿，脱硫设备成本的补偿规定等。但政府出于对终端电价上涨的担心，规定的补偿标准往往是不足额的，而且这些补偿往往也难以及时地返还。这无疑阻碍了已经制定并推行的节能减排政策的实施效果的发挥。这一局面必须尽快加以改变。

### 4.4 尝试关闭小火电与建设风电等可再生能源发电挂钩

为了鼓励企业和地方政府关闭小火电的积极性，国家发改委采取“上大”与“压小”挂钩政策，即在审批政策上将项目新建与关停联系在一起。具体做法是：关停 24 万千瓦小机组可建设 30 万千瓦机组，关停 42 万千瓦小机组可建设 60 万千瓦机组，关停 60 万千瓦小机组可建设 100 万千瓦机组。按照这一规定，假定新建大机组都是 60 万千瓦机组的话，那么，十一五期间，因关闭 5000 万千瓦小火电机组而新建的大机组装机将达到 7142 万千瓦。

但是，随着国际金融危机的蔓延，加上近几年我国电力装机增速过快，2008 年以后，我国电力需求下滑，电力供应过剩的风险加大。根据国家电监会日前发布的《2008 年全国电力工业 1-9 月份统计月报》表明，1-9 月份全国全社会用电量同比增长 9.67%，增长率较去年同期下降 5.45%，9 月份用电需求增幅首次出现低于 GDP 增幅现象，预计电力需求进一步大幅度下降的趋势仍将持续；今年“十一”之后，已经有 10 个省份发电量增幅迅速下降到 2%左右，往年这个时候各省的发电量增幅应该是在 10%~13%。发电设备利用小时到年底预计会跌破 5000 小时，接近 1998 年亚洲金融危机最低点 4800 小时。

与此同时，新的发电项目还在上马。今年新增生产能力 5648 万千瓦，预计年底或明年初中国电力装机容量将达 8 亿千瓦。新增生产能力中绝大部分项目是优选项目，与“压小”无关。因此，在电力供应过剩风险日益加大的情况下，要继续通过上大压小的方式来推动关闭小火电工作，实现节能减排的政策目标，有必要对该政策做一些微调。

一是要减少上大压小意外的火电项目。由于上大压小火电项目必须保证，而同时通过优选方式批准建设的火电项目数量又不加以严格控制的话，仍会导致火电装机快速增长。大的煤电机组虽然比小机组节能环保性好，但能耗和碳排放仍要高于非化石能源发电。而且在电力过剩风险加大的情况下，大的燃煤火电机组在节能调度序列中也是靠后的，不一定能确保满发满送。

二是可以考虑把关闭小火电与建设可再生能源发电项目挂钩，而不是火电项目挂钩。对于水电、风能和太阳能光伏、生物质能发电等可再生能源丰富的地区，鼓励用可再生能源发电项目替代关闭的小火电。由于节能调度规则中，可再生能源能有优先调度发电，且上网价格高，对地方政府和企业应该有吸引力。但问题的关键是节能调度规则和可再生能源发电全额收购和优先上网的政策得到切实实施。这一政策的实施将有利于实现更高的节能减排目标，特别是碳排放将会有明显的减少。