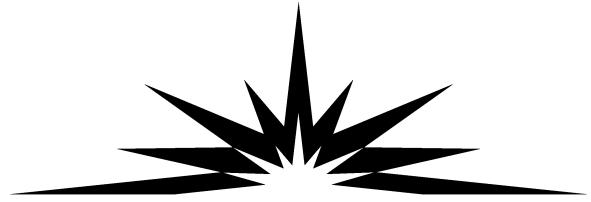

中国可持续能源项目

大卫与露茜尔·派克德基金会
威廉与佛洛拉·休利特基金会
能 源 基 金 会
项目资助号：G-1011-13556



电力行业高效清洁发展投融资 激励政策和机制研究

国家发展改革委能源研究所

2011年12月

目 录

1 研究背景	1
2 我国电力行业高效和清洁发展现状及趋势分析	2
2.1 高效和清洁电源现状和发展趋势.....	2
2.2 高效智能电网的现状与发展趋势.....	11
2.3 电力需求侧管理实施现状.....	16
3 我国电力行业高效和清洁发展投融资需求预测	22
3.1“十二五”清洁高效电源投融资需求分析	22
3.2 高效智能电网投融资需求.....	26
3.3“十二五”电网企业 DSM 投融资需求分析	28
4 我国电力行业高效和清洁发展投融资激励政策与机制的问题分析	32
4.1 国外绿色电力融资和激励政策分析.....	32
4.2 绿色电力行业发展的投融资问题分析.....	48
4.3 高效清洁电源发展的投融资激励政策分析.....	52
4.4 高效智能电网发展的投融资问题分析.....	58
4.5 电网企业 DSM 投融资激励政策现状及问题.....	66
5 推进中国电力行业高效和清洁发展投融资激励政策和机制的具体建议.....	76
5.1 推进高效和清洁电源投融资激励政策和机制的建议.....	76
5.2 推进高效智能电网投融资激励政策和机制的建议.....	77
5.3 推进 DSM 投融资激励政策和机制的建议	79
参考文献	81

1 研究背景

随着我国国民经济持续快速发展，电力工业近年来实现了跨越式发展。“十一五”时期，全国发电装机容量净增 4.5 亿千瓦，年发电量从 2005 年的 2.5 万亿千瓦时增加到 4.2 万亿千瓦时；全国 220 千伏及以上输电线路回路长度和变电容量分别增长 75.66%和 135.99%。

建设资源节约型和环境友好型社会、积极应对气候变化，是中国国家发展战略的突出内容和长期战略任务。中国电力行业是最大的能源消费部门，同时也是二氧化硫、二氧化碳的最大排放源。在上述背景下，未来中国电力行业的高效、清洁发展既是顺应时代发展的要求，同时面临着巨大挑战。要实现高效和清洁发展，未来中国电力行业需要在以下方面付出巨大而持续的努力：加快高效、清洁能源（超超临界火力发电、水电、核电、风电、太阳能光伏发电等）的建设，努力提高高效、清洁能源的比重；着力建设高效、智能的电力输送网络；帮助和推动电力终端用户节能减排和低碳发展。未来十年里，中国电力行业高效和清洁发展的投融资需求将是巨大的，估计年资金需求规模为上万亿元。能否满足这一巨大的投融资需求，对未来中国电力行业的高效和清洁发展将十分关键。

近年里，虽然中国电力投融资体制改革取得了积极进展，但仍然存在不少问题。有利于电力行业高效、清洁发展的投融资激励政策和机制缺乏，是未来中国电力行业高效、清洁发展面临的重大障碍。本研究在对我国绿色电力及其投融资发展现状整体把握的基础上，找出影响电力行业高效清洁发展的问题所在，并探讨相应的解决方案和政策建议。

2 我国电力行业高效和清洁发展现状及趋势分析

“十一五”时期，在各级政府、企业、居民的共同努力下，我国节能减排工作取得了显著成效。国家统计局公布的数据表明：2010年单位GDP能耗与2005年相比降低了19.1%，完成了国家“十一五”规划中确定的约束性节能目标。这一时期里，我国以能源消费年均6.6%的增速支持了国民经济年均11.2%的增速，能源消费弹性系数由“十五”时期的1.04下降到0.59，扭转了工业化、城镇化加快发展阶段能源消耗强度大幅上升的势头，为保持经济平稳较快发展提供了有力支撑，为应对全球气候变化做出了重要贡献。

“十一五”时期电力工业实现了跨越式发展，支撑经济社会发展的能力日益增强。五年间，全国发电装机容量净增4.5亿千瓦，为“十五”末发电装机容量的86.86%；全国220千伏及以上输电线路回路长度和变电容量分别比“十五”末增长75.66%和135.99%，实现了电力供需的总体平衡。2010年全国共关停小火电机组1690万千瓦，超过关停目标690万千瓦。2010年，全国6000千瓦及以上火电机组供电标准煤耗每千瓦时333克，较上年降低7克；全国线损率为6.53%，比上年下降0.19个百分点；全国发电厂用电率5.43%，比上年下降0.33个百分点。电力工业为保障社会经济高速发展，加快推动资源节约型、环境友好型社会建设做出了重大贡献。

2.1 高效和清洁能源现状和发展趋势

当前，全球电力生产所消耗的化石燃料占总量的32%，排放的CO₂占能源消费相关CO₂排放总量的41%，因此电力供应部门的技术进步和结构优化对于全球的气候和环境改善具有至关重要的作用。中国长期以来能源结构以煤为主，是造成能源效率低下，环境污染严重的重要原因。能源结构的优质化是社会经济发展的必然趋势。2010年全国新增发电装机9127万千瓦，其中，水电1661万千瓦，火电5872万千瓦，核电174万千瓦，风电1399万千瓦。截至2010年底，全国发电装机累计达到96641万千瓦，其中，水电21606万千瓦，火电70967万千瓦，核电1082万千瓦，并网风电2958万千瓦。光伏发电装机规模由2005年的不到10万千瓦增加到2010年的60万千瓦。到2010年底，生物质发电装机约500万千瓦，沼气年利用量约140亿立方米，全国户用沼气达到4000万户左右，成型燃料约100万吨。全年累计发电量42278亿千瓦时，比上年增长14.85%。其中，水电6867亿千瓦时，比上年增长20.13%；火电34166亿千瓦时，比上年

增长 13.45%；核电 747 亿千瓦时，比上年增长 6.70%；并网风电发电量 494 亿千瓦时，比上年增长 78.89%。

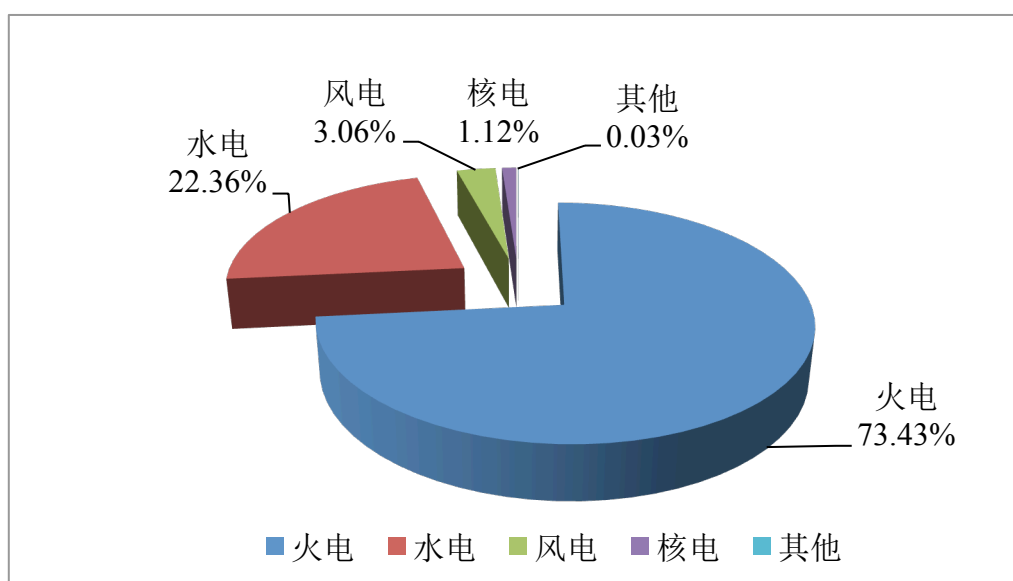


图 2-1 中国发电装机结构（2010 年）

“十一五”期间，火电发电量所占比重从 2005 年的 81.83% 上升到 2007 年的 83.34% 后下降到 2010 年的 80.81%；风电发电量所占比重从 2005 年的 0.07% 上升到 2010 年的 1.17%。无论在清洁煤转化技术方面，还是在非化石能源发电技术方面，中国都还具有很大的发展空间。

截至 2010 年底，全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备容量 93412 万千瓦，分类型情况见表 2-1。

表 2-1 全国 6000 千瓦及以上电厂发电设备容量结构

类型		装机容量（万千瓦）
全国		93412
水电		18958
火电		70391
其中	燃煤发电	64661
	燃气发电	2642
	燃油发电	878
	煤矸石发电	837
	余热余压发电	1007
	秸秆发电	171
	垃圾发电	170

核电	1082
风电	2956
其他（主要为光伏发电）	23

2.1.1 高效化石燃料发电

当前中国电力生产的约 80%来自煤炭，而且以煤炭为主能源结构仍将在未来相当长一段时间内保持其主导地位，因此积极采用先进的清洁煤发电技术、提高发电效率、降低单位发电量的供电煤耗，对降低 CO₂ 及其他相关污染物的排放将发挥重要作用。

一、超临界和超超临界发电

超临界和超超临界机组技术是较为成熟的高效发电技术。目前，超临界技术已在 OECD 国家得到广泛应用，并取得了显著的节能减排效果，因此成为中国新建燃煤电厂的优先技术选择。中国的超（超）临界火电机组设备已逐渐实现国产化，进入了大规模应用阶段。截至 2010 年底，中国在运百万千瓦超超临界机组 31 台，是世界上拥有百万千瓦超超临界机组最多的国家。

超（超）临界技术可通过不断提高蒸汽的温度及压力、改进热力循环来提高机组的热效率。目前亚临界机组的供电效率一般在 37%~38%，超临界机组为 41%~42%，超超临界机组可达 43%以上，下一代先进的超 700 超超临界发电机组的效率可达 46%~48%以上。

同时，由于超（超）临界发电技术已基本成熟，因此其成本也具备与常规亚临界发电技术成本相竞争的能力。通常，超（超）临界的发电成本比常规亚临界的发电成本低 13~15%左右。大规模应用超临界和超超临界发电技术将是我国未来燃煤电厂发展的主流方向，是我国未来建设大容量燃煤机组的主力技术。但未来超临界和超超临界发电技术的发展仍面临着许多障碍，其中最大的障碍在于原材料性能提高（发明和制造抗高温、耐水蒸气腐蚀的钢材作为锅炉材料）和控制系统升级（开发灵活性的控制系统）。

进入新世纪以来，中国政府高度重视发展清洁煤电技术，并为此出台了一系列政策措施，鼓励和支持超超临界发电技术的发展，促进电力工业的可持续发展。2002 年中国把开发超超临界锅炉列为国家 863 重大项目攻关计划。2003 年原国家经贸委和科技部都把超超临界锅炉列入国家重大技术装备研制计划。2004 年出台的《节能中长期专项规划》和 2005 年制定的《产业结构调整指导目录》中均强调要鼓励发展单机 60 万千瓦及以上超临界、超超临界机组。2006 年颁布的

“十一五”规划纲要中也提出“以大型高效环保机组为重点优化发展火电，建设大型超超临界电站和大型空冷电站，启动整体煤气化燃气——蒸汽联合循环电站工程。”2007年6月发布的《应对气候变化国家方案》中明确指出“重点研究开发高参数超（超）临界机组”是中国发展清洁煤发电技术、控制温室气体排放的一种重要选择。2010年，世界首台百万千瓦超超临界空冷发电机组宁夏灵武电厂二期工程百万千瓦机组建成投产。该机组节水率高达80%，设计发电煤耗居世界先进水平。

二、整体煤气化联合循环

整体煤气化联合循环（IGCC）技术是最清洁、高效的煤电技术之一，其原理是把煤气化和燃气—蒸汽联合循环发电系统有机集成的一种洁净煤发电技术。目前，该系统效率为40~47%（预计其最高效率可达50%左右），适用于煤炭、石油、焦炭、生物质及城市固体废弃物等所有含碳原料，且具有污染物（包括硫化物、氮氧化物等）排放量低、效率提高潜力大、能有效控制二氧化碳排放等优点。

从经济性的角度分析，目前IGCC技术的投资成本仍远高于常规火电技术（比亚临界发电技术成本高出近50%）和超临界机组，但通过进一步的技术研发和示范，有望会与超临界电站发电成本基本相当。

由于受到高成本和技术发展阶段的限制，IGCC发电系统距离真正意义上商业化运行还有较长的时间，但由于其具有清洁高效的优势，因此成为我国中长期实现煤炭综合高效清洁利用的最优技术选择之一，而且在与CO₂捕集和封存技术结合方面较煤粉炉发电技术有效率和经济优势。

IGCC发电系统面临着初始投资成本高，技术成熟度较低的障碍，其系统运行可靠性还有待于进一步工程检验。而且，中国目前尚未完全掌握IGCC系统的核心技术，特别是尚未掌握燃用低热值富氢燃料的燃气轮机的设计和制造技术。

我国在20世纪60年代曾经提出对该技术的开发，但很快就被否定了。到了90年代，当时的国家科委和国家计委成立了IGCC办公室和专家组，面向国外进行谈判招标，并落实了投资费用以及建设地点。但由于之后的国家体制改革中撤销了电力部，这个项目未能继续实施。2005年，伴随着世界范围内IGCC的第二次热潮，IGCC技术在我国的研究再次被提上日程。当前我国已经具备了发展IGCC的客观条件，在气化炉、燃气轮机、煤气净化、制氧等IGCC的四个关键技术上都已取得了重大进展。在IGCC技术上，同国际上已有的三家企业相比，目前我国的主要差距是在燃气轮机和低热值煤气与富氢燃料的燃烧问题上。虽然我国的燃气轮机技术同以前相比有所提高，但真正能够适应今后IGCC的发展和捕集二氧化碳要求的高温高压高效率燃气轮机的设计和制造技术以及低热值煤

气与富氢燃料的燃烧技术，由于实验设备尚未建立仍需与外国公司合作解决。

目前，在我国政府的支持下，由华能集团联合国内五大电力公司、两大煤炭公司和国家开发投资公司，在天津共同开展了一个 IGCC 项目的试点建设工程，此项目也是国家发改委能源局批准的第一个 IGCC 项目。项目的实施计划共分三个阶段：第一步，建设一座 250 兆瓦的 IGCC 示范电站；第二步，在此基础上进行燃烧前二氧化碳的捕集，其中包括 CO₂ 与氢气的分离以及富氢气体的燃烧实验；第三步，建立一个 IGCC 加 CCS 的示范工程。目前，上海市政府也在着手推进 IGCC 技术的研发工作。

2.1.2 核电

核电是一种可以大规模替代化石能源的高效发电技术，而且也是一种几乎不会产生任何污染（SO₂、NO_x、烟尘和 CO₂）的清洁能源。核电技术的发展大致可划分为四代，其中第一代核电技术现已基本关闭；第二代核电技术则是当前运行核电站的主力技术；新核能技术（第三代创新型和第四代核电技术）是未来核能发展主要技术。截至 2010 年底，中国秦山、大亚湾、岭澳和田湾核电站已投入商业运行，总装机容量约 10.8GWe，占我国总发电量的 2.1%，但远低于世界核电平均占发电总量 16%的水平。

近年来我国不断调高核电发展的目标。根据 2007 年通过的国家核电中长期规划，到 2020 年核电运行装机容量争取达到 4000 万千瓦。后来，由于“十二五”规划提出 2015 年核电运行装机容量要达到 4000 万千瓦，上述中长期规划不得不进行修改。根据 2011 年全国能源会议的决定，2020 年全国核电运行装机容量要达到 8600 万千瓦。这一规划目标已经以文件的形式下发到中国核能行业协会等部门。

但受日本核电站危机影响，刚刚在全国两会上获得通过的“十二五”规划中的核能规划部分可能重新修改；不久前刚确定的到 2020 年全国核电装机达到 8600 万千瓦的中长期目标，现在可能下调；“积极发展”的方针被“安全第一”所取代。

我国第三代核电（AP1000）自主化依托项目——山东海阳核电和浙江三门核电建设的世界上首批 4 台 AP1000 核电机组全面进入主体工程建设阶段，这表明我国已掌握核岛筏基混凝土一次性整体浇注、钢制安全壳成套工艺、大型锻件国产化等第三代核电的核心关键技术。

2.1.3 可再生能源发电

一、风电

自 20 世纪 80 年代以来, 风机规模有较大幅度增长, 以每 5 年翻一番的速度发展, 单机装机容量已达到 5~6MW, 风机转子直径达到 126 米, 风电技术快速发展 (IEA, 2008)。受到政策的支持, 中国企业进步迅速, 已基本掌握 MW 级风机制造技术, 1.5~2MW 风机已成为我国的主力机型。

从成本方面分析, 陆地风电的成本在过去十年中呈现出大幅下降的趋势, 根据世界风能理事会最近对风力发电成本下降进行的研究表明, 风力发电成本下降中的 60% 依赖于规模化发展, 40% 依赖于技术进步。目前, 中国风电机组价格为 5500 元/kW~5500 元/kW, 风电场建设投资为 9000 元/kW~1100 元/kW, 年等效满负荷小时数 1600~2800, 上网电价 0.5 元/kWh~0.6 元/kWh。

中国幅员辽阔, 风能资源丰富, 风能资源总的技术可开发量 28.6 亿 kW。考虑到实际可利用的土地面积等因素, 可利用的陆地上风能储量约 80GW (8 亿 kW), 近海可利用的风能储量有 15GW, 共计约 95GW。如果陆上风电年上网电量按等效满负荷 2000h 计, 则每年可提供 1.6 万亿 kWh 的电量, 近海风电年上网电量按等效满负荷 2,500h 计, 每年可提供 3750 亿 kWh 的电量, 合计约 2 万亿 kWh 的电量, 相当于 2004 年全国用电量。

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, 实现风电设备制造自主化, 尽快使风电具有市场竞争力。在经济发达的沿海地区, 发挥其经济优势, 在“三北”(西北、华北北部和东北) 地区发挥其资源优势, 建设大型和特大型风电场, 在其他地区, 因地制宜地发展中小型风电场, 充分利用各地的风能资源。主要发展目标为: (1) 到 2010 年, 全国风电总装机容量达到 500 万千瓦。重点在东部沿海和“三北”地区, 建设 30 个左右 10 万千瓦等级的大型风电项目, 形成江苏、河北、内蒙古 3 个 100 万千瓦级的风电基地。建成 1~2 个 10 万千瓦级海上风电试点项目; (2) 到 2020 年, 全国风电总装机容量达到 3000 万千瓦。在广东、福建、江苏、山东、河北、内蒙古、辽宁和吉林等具备规模化开发条件的地区, 进行集中连片开发, 建成若干个总装机容量 200 万千瓦以上的风电大省。建成新疆达坂城、甘肃玉门、苏沪沿海、内蒙古辉腾锡勒、河北张北和吉林白城等 6 个百万千瓦级大型风电基地, 并建成 100 万千瓦海上风电。近年来, 风电规模成倍增长, 2010 年总装机容量超过 3100 万千瓦, 当年新增容量占世界首位, 远超过风电原有规划。

2010 年 10 月, 首轮海上风电特许权项目招标完成, 标志着海上风电进入规模化开发、商业化推广阶段。

二、太阳能发电

太阳能利用方式主要有：太阳能热用于直接向居民和工业生产过程提供热能，聚光太阳能发电（CSP, concentrated solar power）和太阳能光伏发电（PV, photovoltaic），以及太阳能制氢燃料，但是由于太阳能密度低且具有间断性，导致其难以大规模开发利用，且利用成本较高，因此目前太阳能提供的能源量不足全球商业能源总量的 1%。

中国太阳能资源丰富，太阳年总辐照量平均为 1050~2450kWh/m² 之间，大于 1050 kWh/m² 的地区占国土总面积的 96%以上，中国陆地表面每年接受的太阳年辐射相当于 1.7 万亿吨标准煤，主要分布在西藏、新疆以及青海、甘肃和内蒙古西部。

1、光伏发电

晶体硅和膜技术是太阳能光伏发电系统中的两类主要技术，其中晶体硅技术已基本成熟，占据着绝对的市场份额（90%以上）的太阳能光伏模块都是以晶体硅为原料基础，且其主体地位可持续到 2020 年。薄膜技术是近期开发的新技术，其优点在于可以用较少的原材料获得更高的自动控制性能和资源生产效率，同时可以实现光伏电池与建筑物的结合，其缺点在于发电效率较低及缺乏示范经验。

并网光伏系统的发电成本仍高于传统发电技术，主要包括光伏电池、并网逆变器、配电测量及电缆、设备运输、安装调试等项，同时受当地的太阳辐射强度、系统寿命和折现率影响。2008 年底，中国并网光伏系统的总成本约为 30~50 元/Wp，其中光伏电池成本约占系统总成本的 60%左右，对光伏系统的总成本具有重大的影响。

综合我国太阳能资源和技术发展状况，到 2020 年，通过在大中型城市推广光伏屋顶系统，并建设一定规模的大型示范并网太阳能电站，我国太阳能光伏发电装机容量有可能达到 2000 万 kWp。

2、聚光太阳能发电

聚光太阳能发电技术直接利用太阳光，将其数倍聚焦后，形成高能密度和高温，其产生的热量可用于驱动传统发电系统发电，此外还可以应用为工业过程和建筑供热和供冷、海水淡化，及制氢等方面。该技术适用于太阳能直接辐射程度较高的地区，因此受到地域限制，一般来讲 2000kW/平方米的太阳辐射强度是应用 CSP 技术的最低资源要求。

CSP 技术主要有三种类型：槽式、碟式和塔式，其各自的太阳能聚光倍数分别为 30-100、500-1000 和 1000-10000。槽式 CSP 技术采用矿物油、熔盐和水/蒸汽等物质作为热传导介质，可应用于混合动力发电厂，目前该技术已基本成熟，是几乎所有国家和地区的已建和计划项目的首选技术，其系统的最大聚焦能力为

200 倍，最高温度为 400°C，太阳能热效率可达到 60%，发电效率为 12%。塔式 CSP 系统的原理是采用双轴跟踪器和二次反射技术以获得更好的聚光效果，其系统设计根据其所采用热传导介质的不同而有所变化（熔盐仍然是被广泛应用的热传导介质），目前尚处于示范阶段。碟式 CSP 系统目前在少数地区运行，其装机容量约为 10kW。

有研究表明，未来槽式 CSP 技术的成本将下降到 4.3-6.2 美分/kWh；塔式 CSP 系统的成本将下降到 3.5-5.5 美分/kWh。通过增加产量、扩大发电规模和促进技术进步等方式可使槽式 CSP 系统的装机容量增加到 2.8GW，塔式 CSP 系统增加到 2.6GW；通过 R&D 能力的进一步改进，可使槽式 CSP 系统装机容量增加到 4.9GW，塔式系统增加到 8.7GW。

近几年，中国光伏产业在世界光伏市场的拉动下发展迅速。2007 年，中国光伏电池产量超过德国和日本，居世界第一位。2008 年产量继续提高，年底已达到 2500MWp。但相比于我国光伏产业的迅猛发展，国内光伏市场发展步伐缓慢。2007 年光伏系统安装量约 20MWp，只占当年太阳能电池生产量的 1.84%，到 2010 年底，我国累计光伏发电容量为 600MWp，其中 40%为独立光伏发电系统。

三、水电

水电技术是一项成熟的可再生能源发电技术，已经在世界范围内被广泛应用，也是中国最重要的可再生能源资源之一。水电是目前成本最低的发电技术之一，大多数水电系统运行期都较长，并已收回了成本投资。在 OECD 国家，新建大型水电系统的资本成本为 2400 美元/kW，运行成本为 3~4 美分/kWh；在发展中国家，水电的投资成本不高于 1000 美元/kW，小水电的运行成本通常为 2~6 美分/kWh，这类水电系统通常可以在不需要重置成本的情况下运行 50 年甚至更长时间。相比之下，中国的大水电发电成本平均在 0.2~0.25 元/kWh，小水电发电成本为 0.25~0.28 元/kWh 左右。

根据 2003 年全国水能资源复查成果，全国水能资源技术可开发装机容量为 5.42 亿千瓦，年发电量 2.47 万亿千瓦时；经济可开发装机容量为 4 亿千瓦，年发电量 1.75 万亿千瓦时。水能资源分布广泛，从地域上看主要分布在西部地区，约 70%在西南地区，并主要集中在长江、金沙江、雅砻江、大渡河、乌江、红水河、澜沧江、黄河和怒江等大江大河的干流上，总装机容量约占全国经济可开发量的 60%，具有集中开发和规模外送的良好条件。

中国将继续积极推进水电路域梯级综合开发，在做好环境保护和移民安置工作的前提下，加快大型水电建设。同时，在水能资源丰富地区，结合农村电气化县建设和实施“小水电代燃料”工程需要，加快开发小水电资源。到 2010 年，全国水电装机容量达到 1.9 亿千瓦，其中大中型水电 1.4 亿千瓦，小水电 5000

万千瓦；到 2020 年，全国水电装机容量达到 3 亿千瓦，其中大中型水电 2.25 亿千瓦，小水电 7500 万千瓦。截至 2010 年底，中国水电装机容量达到 2.1 亿千瓦，居世界第一位，其中 2006 年、2007 年、2008 年、2009 年四年平均新增装机 2600 万千瓦，年均增长 12%。

同其他能源技术一样，水电技术也需要在提高效率、降低成本和改善可靠性方面做出突破。对于大型水电系统，要关注其与其他可再生能源的整合，开发混合发电系统，并开发新技术，以将其对环境的影响降到最低。对于小型水电系统，需要进一步通过研发工作改进设备的设计、研究不同材料的差异、改善控制系统、将优化生产过程纳入到水资源综合管理系统中来，积极发展风—水混合发电系统和氢能辅助水电系统。

四、生物质能发电

生物质发电通常采用直接燃烧发电、混烧发电和气化发电等技术路径，是现代生物质能利用技术中最成熟和发展规模最大的领域。

1、直燃发电

生物质直燃发电技术单位投资成本较高，需要进行规模生产，而且对资源供给量也有较高要求，因此在大型农场、林场或农林业集中地区，直燃发电已成为大规模处理利用农林废弃物的主要方式，并已进入推广应用阶段。我国近几年生物质直燃发电产业发展迅速，但由于项目造价水平普遍高于常规燃煤电厂，而且在秸秆配套预处理工艺设备和秸秆锅炉积灰、结渣和腐蚀等方面仍然存在技术难点，因此目前建成的项目多处于示范阶段。

城市生活垃圾发电是生物质直接燃烧发电的另外一种主要形势，目前我国在引进国外垃圾焚烧发电技术和设备的基础上，已基本具备制造垃圾焚烧发电设备的能力，但总体来看，我国在生物质发电的原料收集、净化处理、燃烧设备制造等方面与国际先进水平还有一定的差距。

2、混燃发电

生物质混燃发电技术简单，对原有设备改造的工作量小，投资小、而且掺混量可以调节，对原料价格有较强的调控能力，抗风险能力强，因此是生物质利用最经济的技术。我国目前尚未对生物质混燃发电有明确的政策优惠，所以混燃技术的使用仅属示范阶段。

3、气化发电

气化发电是指以生物质为原料，以空气，水蒸气等为气化介质，在高温条件下通过热化学反应将生物质转化为可燃气体，净化后燃烧，驱动内燃机或燃气轮机，带动发电机发电。生物质气化发电系统从发电规模可分为小规模、中等规模和大规模三种。从国际上来看，小规模生物质气化发电已进入商业示范阶段，

比较适合于生物质分散利用，投资较少，发电成本也低；大规模的生物质气化发电一般采用煤气化联合循环发电技术，适合于大规模开发利用生物质资源，发电效率也较高，已进入示范和研究阶段，是今后生物质工业化应用的主要方式。

综合考虑各方面的因素和目前中国生物质资源的特点，我国生物质发电应以规模化利用秸秆和林业三剩物等非种植类生物质资源为主，其原因是这些废弃生物质资源能量密度较低，生物质发电成本受原料收集成本的影响很大。

从成本方面分析，通过技术学习和规模经济效应，生物质发电成本在未来将有一定的降低，可能从目前约 62~185 美元/MWh 降到 2050 年的约 49~123 美元/MWh，而循环流化床（CFB）技术和 100MW 装机容量以上混燃发电技术的单位发电成本有可能降到 60~80 美元/MWh，在价格上具有很强的竞争优势。

2.2 高效智能电网的现状与发展趋势

2.2.1 全国电网发展现状

一、电网与联网建设

目前，全国已形成以超高压输电为主网架的六大区域电网。回顾发展历程，20世纪50年代我国实现了浙江与上海电网的互联，为整个华东电网奠定了基础；60年代实现了湖北与河南电网的互联；70年代初逐步形成了“陕甘青宁”电网；1981年开辟了我国500千伏超高压电网建设的新阶段，华中、东北、华北、华东的500千伏跨省电网相继得到了大发展；90年代初促成了南方联营电网；2001年华东电网与福建电网通过500千伏交流线路联网；2002年实现了川渝与华中电网互联；2005年山东电网联入华北电网。近年来，伴随着中国电力发展步伐不断加快，全国形成了东北电网、华北电网、华中电网、华东电网、西北电网和南方电网6个跨省的大型区域电网。其中西北电网以330kV和750kV为主网架，而其他五大电网以500kV输电线路为主网架，以超高压输电为主网架的完整的区域电网系统已经成型。

全国六大区域电网间的互联随着电网的发展逐步形成。通过直流输电或背靠背方式互联的有：华中电网和华东电网，通过葛上直流工程、三上两回直流联网；华中电网和南方电网通过三广直流工程联网；华中电网和西北电网通过灵宝背靠背直流、宝德直流工程联网；华北电网和东北电网通过高岭背靠背直流联网。通过交流互联的是华北电网和华中电网，两网通过1000kV特高压交流输电线路互联。1989年葛洲坝—上海南桥1500kV直流输电工程建成投运，实现了华中、华东两大区域电网通过直流输电线互联；2004年华中电网通过三峡—广东直流输电工程

与南方电网相连；2005年华中、西北电网通过直流背靠背相连。2001年华北与东北电网实现了第一个跨大区交流同步联网；2006年华中电网与华北电网实现500kV交流联网。随着东北、华北、华中、川渝电网互联，形成了从伊敏到川渝的绵延四千余千米的长链式交流同步电网，低频和超低频振荡问题成为制约区域电网间功率送受的决定因素。2008年华北与东北电网间改成直流背靠背联网。至此，六大区域电网间五处联网中有四个是直流联网，全国区域电网间以直流输电或背靠背方式为主的互联格局逐步形成。

尽管近几年我国各大区电网中电源和负荷都超过两位数增长，但是以500kV作为主网架的区域电网很好地承担了电源的发展和负荷的高速增长。现在全国500千伏输电线路长度已达到107993km，500kV变压器容量达到52581千伏安；其中跨区域输电线路12608km、变压器容量2934万千伏安。

二、特高压电网建设

面对我国电网网架薄弱、电力需求增长强劲、以及能源生产与消费的逆向分布等现实情况，决定了我国电网必须建设以特高压为骨干网架、各级电网协调发展的坚强智能电网，以实现能源资源的远距离输送和清洁能源的大范围消纳。过去几年，国家电网公司在世界上率先全面突破特高压输电技术，占领了制高点，建成并投运了世界上首条交直流特高压输电工程，实现了从追赶者向领跑者的历史性角色转换，也令我国电网发展方式发生了根本性的转变。1000 千伏特高压交流试验示范工程投运以来，已连续安全稳定运行 2 年多，累计送电超过 228 亿千瓦时。2009 年南网的亚洲第一、世界第二的超高压、长距离、大容量的跨海电力联网工程—500 千伏海南联网工程成功投产，结束了海南省长期“电力孤岛”运行的历史。从广东到海南的 500 千伏福山变电站，输电线路总长 171.9 千米，其中有 32 千米的海底电缆。

三、智能电网建设

智能电网是推动清洁能源发展的重要载体，关系到国家能源安全和能源可持续发展。智能电网建设连续两年写入政府工作报告，并且被写进国民经济和社会发展“十二五”规划纲要草案，意味着该项发展计划很有可能在相关法律、财税政策、资金和电价等方面获得国家政策支持。2009-2010年全国的坚强智能电网建设有很大进展。是中国坚强智能电网建设理论创新和工程实践取得重要突破的阶段。在智能电网建设方面，国家电网公司的各项工作高效有序推进，如智能电网工作体系基本建立；电网智能化规划编制完成；率先发布世界上首个智能电网技术标准体系；关键设备研制达到国际领先水平。建成了世界范围内建设规模最大、覆盖领域最全、推进速度最快的智能电网试点工程。为“十二五”基本建成坚强智能电网奠定了坚实的基础。在这一阶段，国家电网全面推进智能电网试点工程建

设，全面启动了21类228项试点工程，在智能变电站、配电自动化、用电信息采集系统、电动汽车充换电设施、智能电网调度技术支持系统、电力光纤到户等六个领域取得了重要突破。目前国家电网制定了15项智能变电站标准，形成了世界上首个智能变电站系列技术标准。已经建成陕西750千伏、延安、江苏220千伏等8个智能变电站。在智能变电站关键设备研制与技术标准体系构建方面，国家电网公司不断填补国内空白，国内主要的设备制造企业，在智能化设备研制方面已达到或超过了同行跨国公司水平。在智能化高压设备、变电站信息一体化平台、智能电网调度技术支持系统等方面走在了世界前列，占领了世界智能电网技术的制高点。目前，国家电网制定了15项智能变电站标准，形成了世界首个智能变电站系列技术标准。申请专利126项，整体技术水平国际领先。截至目前，我国已经建成陕西750千伏延安、江苏220千伏西泾等8个智能变电站，成为引领世界变电站技术发展的中坚力量。智能电网既要解决保障电力供应问题，又要最大限度地接纳清洁能源，同时还要提高电能的使用效率。

2.2.2 清洁高效电网发展趋势

一、国家电网和南方电网的“十二五”发展规划

国家电网公司在2009年提出了“坚强智能电网”的发展规划。规划提出分三个阶段推进坚强智能电网建设：2009-2010年为规划试点阶段，重点开展规划、制定技术和管理标准、开展关键技术研发和设备研制，以及各环节试点工作；2011-2015年为全面建设阶段，加快特高压电网和城乡配电网建设；2016-2020年建成统一的坚强智能电网。国网在主网架、特高压和配电网等方面的规划如下。

主网架规划：“十二五”国家电网建成“三华”同步电网，形成以“三华”为受端、以西北750千伏、东北500千伏电网为坚强送端的三大同步电网。东北电网通过高岭直流背靠背和2条正负800千伏直流与“三华”电网实现异步联网。西北电网加大电力外送，通过8项直流工程与“三华”电网实现异步联网。

特高压电网规划：到2015年，“三华”特高压同步电网将建成“三纵三横”网架结构。建成投产13条直流输电工程。到2020年，“三华”特高压同步电网形成“五纵六横”主网架，满足大煤电、大水电、大核电和可再生能源基地电力输送，为中东部负荷中心大规模接受电力构筑坚强的网络平台。特高压及跨区、跨国输送容量达到4.2千瓦。

配电网规划重点：1)满足用电增长需求：加强配电网建设，增加供电能力，确保“配得下、用得上”，满足快速增长的用电需求。2)提高供电可靠性：增加10千伏线路联络，提高互供能力；县域电网建成两条及以上线路与系统联络；保

障重要用户至少双回路供电。3) 解决“卡脖子”问题：通过增加布点、电网切改、增大导线截面等措施，解决变压器和线路重载和过载问题。4) 基本解决农村“低电压”问题：通过缩短供电半径、加强无功配置等措施提高供电质量，基本解决农村用户“低电压”问题。5) 解决无电户用电问题：通过电网延伸等措施，基本解决西藏12县及新疆、四川、青海因管理体制、供电区域调整新增的无电户用电问题。6) 降低电网损耗：更换27万台S7（S8）及以下高损配变，合理配置无功补偿容量，提升电网经济运行水平。

南方电网“十二五”及中长期电力发展规划研究提出，2020年西电送广东电力将达到4100万kW以上，2030年可达到5600万kW以上。2010年后西电送广东的电源主要是云南西北部的水电。编制《南方区域新能源发电开发利用及规划情况》，制定了《南方电网公司支持新能源发展若干意见》。

二、国家电网智能化规划

国家电网公司于2010年3月发布了《国家电网智能化规划》，又于2010年6月在京发布智能电网的《智能电网关键设备(系统)研制规划》和《智能电网技术标准体系规划》两个子规划。作为《国家电网智能化规划》的重要子规划，这两个子规划是推动我国智能电网建设的重大举措。

《国家电网智能化规划》提出了我国坚强智能电网的总体发展目标，即建成以特高压电网为骨干网架、各级电网协调发展的坚强电网为基础，以信息化、自动化、互动化为特征的自主创新、国际领先的现代电网。电网智能化规划将分两个阶段稳步推进电网智能化建设。规划试点阶段（2009-2010年）的主要目标是：基于坚强智能电网战略、政策及机制的研究，制定国家电网智能化规划。开展智能电网综合示范工程试点建设，完成技术标准制定和关键设备研制任务，广泛开展覆盖智能电网各环节的试点工作。包括风光储输联合示范工程、输变电设备状态监测系统、智能变电站、配电自动化、用户用电信息采集系统、电动汽车配套基础设施、电力光纤到户、智能用电小区、智能电网调度技术支持系统等覆盖智能电网各个环节的试点工程。结合试点工程建设的需要，完成配套通信和信息平台的建设工作和试点应用。结合试点工程的全面开展，逐步建立起较为系统和全面的电网智能化技术标准体系，促进关键设备（系统）的研制和完善。全面建设阶段（2011-2015年）的主要目标是：修订完善电网智能化规划和建设标准，全面推进坚强智能电网建设，实现电网各环节智能化建设的协调有序快速推进；技术标准体系基本完善，基础能力实现大幅度提升，在关键技术和设备上实现重大突破和广泛应用，电网运行和管理体制基本满足智能电网大规模建设和运行的需要，“十二五”末电网智能化达到较高水平。引领提升阶段（2015-2020年）的主要目标是：进一步完善和提升智能电网的综合水平，清洁能源并网与协调控制技

术进一步完善和提高，大容量储能技术实现突破并得到大规模应用，电网接纳可再生能源发电的能力大幅度提高，到2020年基本建成坚强智能电网，国家电网智能化水平达到国际领先。到2020年实现全国电网接入风电规模超过1亿kW、光伏发电2000万kW，电网优化配置资源能力超过4亿kW。

《国家电网智能化规划》对电网输电、变电和配电各环节也制定了具体的规划目标和重点项目。1) 在输电环节的智能化规划目标是：基于坚强电网基础，实现勘测数字化、设计模块化、运行状态化、信息标准化和应用网络化。建设输电设备状态监测系统，实现对需要线路段的集中实时监测和灾害预警。在电网交流输电技术和装备方面全面达到国际领先水平。重点项目包括：FACTS技术应用、输电线路状态监测、输电线路智能化巡检、输电线路状态评估和状态检修等。2) 在变电环节的智能化规划目标是：实现电网运行数据的实时控制、智能调节和各类高级应用。实现变电设备与电力调度全面互动。实现全站信息数字化、通信平台网络化、信息共享标准化、高级应用互动化。重点项目包括：智能变电站新建和改造、变电设备状态监测、智能变电站运行维护集约化。3) 在配电环节的智能化规划目标是：实现配电自动化和配网调控一体化智能技术支持系统的全面建设。完成配电生产指挥与运维管理的信息化系统建设。提高配电网对分布式发电/储能与微网的接纳能力。重点项目包括：配电自动化与配网调控一体化智能技术支持系统建设、配电信息化系统建设和分布式发电/储能及微网的接入与协调控制。4) 在调度环节的智能化规划目标是：形成一体化的智能调度体系。构建涵盖电网年月方式分析、日前计划校核、实时调度运行等三大环节的调度安全防线。重点项目包括：智能电网调度技术支持系统推广建设、大电网智能分析、水电及新能源优化及智能化调度和控制能力建设和国家电网备用调度体系建设。

三、智能电网关键设备(系统)研制规划

目前我国现有的电网设备(系统)对智能电网建设的支撑能力弱，通过电网关键设备研制规划的实施，可有效指导智能电网规划、设计、建设、运行、设备制造等领域的工作开展，促进智能电网和相关新兴产业有序、健康发展。《智能电网关键设备(系统)研制规划》提出的总体目标是：第一阶段(2009-2010年)"保障试点工程"，完成试点工程所需关键设备的研制，保障试点工程建设如期完成。第二阶段(2011-2015年)"支撑全面建设"，已有关键设备进一步完善和提升，全面完成规划中关键设备的研制，支撑智能电网全面建设；第三阶段

(2016-2020年)"力争国际领先"，全面提升设备性能指标，主要领域装备位居世界前列水平，保障坚强智能电网国际领先。根据总体目标，规划还提出了智能电网发电环节、输电环节、变电环节、配电环节、用电环节、调度环节及通信信息平台7个技术领域、28个技术专题和137项关键设备的研制规划。该规划提出了

明确的工作策略，制定了每一类设备的研制内容、研制目标和研制计划。

四、智能电网技术标准体系规划

根据智能电网发展战略目标、总体工作部署及建设实施方案，智能电网技术标准制定的阶段划分及阶段性目标为：第一阶段（2009-2010年）“建立体系框架、保障试点工程”。完成智能电网技术标准制定规划，初步形成智能电网技术标准体系框架；重点制定和修订试点工程亟需的关键技术标准，保障试点工程建设如期完成。第二阶段（2011-2015年）“健全标准体系、支撑全面建设”。滚动修订已有标准，补充制定所需标准，基本建成智能电网技术标准体系，重点推进优势领域智能电网标准国际化，支撑智能电网全面建设。第三阶段（2016-2020年）“完善标准体系、保障国际先进”。优化完善智能电网技术标准体系，全面推进智能电网技术标准的国际化。该规划在中国首次系统地提出了包括综合与规划、智能发电、智能输电、智能变电、智能配电、智能用电、智能调度、通信信息 8 个专业分支、26 个技术领域、92 个标准系列的智能电网技术标准体系。

2.3 电力需求侧管理实施现状

电力需求侧管理是指由政府主导，旨在以经济激励为主要手段，引导和刺激广大电力用户优化用电方式，提高终端用电效率，实现重大电力电量节约的用电管理系统工程。国内外实践表明，电力需求侧管理是一项一举多得的措施，既可以减少电力消耗和污染物排放，缓解电力供需矛盾，又可以提高用户技术水平，降低用电成本，还可以提高发输电设备利用率，降低发输电成本，减少电力建设投资。“十一五”期间，我国电力需求侧管理工作取得了积极进展，在政府经济运行部门的有力协调下，在电力企业、电力用户等的积极参与和配合下，通过采取多种需求侧管理措施，转移高峰负荷，减少电力需求，有效缓解了电力供需矛盾，最大限度地保证了居民生活、农业生产和重点单位的用电需要，对维系经济平稳运行发挥了重大作用，对支持实现“十一五”节能目标做出了重要贡献。

节约资源、保护环境是中国的两大基本国策；建设资源节约型、环境友好型社会是中国的长期战略任务。中央企业历来是中国政府节能减排管理的重点；为督促中央企业落实节能减排社会责任，建设资源节约型和环境友好型企业，国资委于 2010 年公布了《中央企业节能减排监督管理暂行办法》，对中央企业节能减排工作基本要求、节能减排统计监测与报告、节能减排考核与奖罚做出了明确要求与规定。该《办法》将中央企业分为重点类企业、关注类企业、一般类企业，并将电网企业归于节能减排监督管理重点类企业范畴。2010 年，国家发改委等六部委联合发布了《电力需求侧管理办法》；该《办法》指出电网企业是 DSM

重要实施主体，并对电网企业明确提出了年节约电量 0.3%、年节约电力 0.3%的 DSM 工作目标。2011 年，国家发改委等部委联合制定并颁布了《电网企业 DSM 工作目标责任考核方案》。上述表明：大力开展 DSM、助推电力用户和社会节约电力和电量，是时代发展对电网企业新的约束性要求，是电网企业绿色发展的重要新方向。

近年里，国网、南网两大电网企业在 DSM 方面主要地开展了以下工作。

一、明确将开展 DSM 纳入公司的战略规划。

2010 年，国网发布了我国首个企业绿色发展白皮书，率先提出了绿色发展战略，明确提出通过加快建设坚强智能电网，打造推动电力资源高效节约利用的绿色平台，提升电力系统和全社会的电能利用效率，节约电力装机容量。南网在其发布的年度社会责任报告中明确宣示：绿色环保、推动全社会节能减排是公司的四大社会责任之一；制定了《南方电网“十二五”节能减排规划》，将 DSM 列为该公司节能减排工作的重点领域和重点任务。

二、建立 DSM 长效工作机制。

国网不断完善组织管理，强化组织机构保障，成立了公司总部、网省公司和地市公司三级管理工作体系，确保电力需求侧管理工作的顺利开展。国网先后制定了《国家电网公司电力需求侧管理实施办法》、《国家电网公司电力销售市场工作管理办法（试行）》、《国家电网公司电力需求侧管理示范项目管理办法》等一系列管理制度、规范和要求，建立了公司系统较为完备的管理制度体系，有效指导、规范了公司系统电力需求侧管理工作。在国网能源院、中国电科院分别设立专门部门长期开展电力需求侧管理政策及关键技术研究和应用。国网每年投入专项资金实施热泵、蓄能、绿色照明等需求侧管理示范项目并推广，编制《国家电网公司有序用电方案》。总的来看，国网基本形成了组织、制度、技术、资金四位一体、协调运作的电力需求侧管理常态工作机制。

南网与其经营区域内的五省区政府签订了《关于建立电力需求侧管理长效机制推进节能减排工作备忘录》，探索建立以政府为主导、以电网企业为实施主体、以电力客户和能源中介机构等各方共同参与的 DSM 长效机制。

三、建立节能服务专业机构和网络。

这是两大电网企业实施 DSM 的新近重大举措。在南网内部，云南、贵州等省公司及多个地市供电局成立了科学用电指导中心或其他形式的节能服务组织机构。其中，云南科学用电指导中心按照国有分支机构（非法人）性质完成了工商注册、机构代码注册、税务登记、银行开户等一系列工作，同时获得了政府认可的节能服务资质，为电网公司在新的市场条件下开展客户节能服务工作开拓了思路。2010 年，南网组建了“南方电网综合能源有限公司”，新公司股东包括

南方电网公司、广东省粤电集团有限公司、广东电网公司、广东省广业资产经营有限公司、广西电网公司、云南电网公司、贵州电网公司、海南电网公司，注册资本金达 3.5 亿元；该公司的主营业务是：节能减排相关咨询诊断、检测评估、技术改造、中介和信息服务。

国网下发了《关于加快国家电网公司节能服务体系建设的通知》，要求公司系统加快节能服务体系建设的，组建市场化运营的节能服务公司，组建第三方性质的能效测评机构，构建覆盖广泛的能效服务网络。目前，国网旗下新成立了北京华商能源管理有限公司、江苏电力节能服务有限公司等多家节能服务公司，为用能企业提供节能诊断、设计、融资、工程、维护一条龙节能服务。

四、组织开展 DSM 重大行动。

近年里，南网连续组织开展了“绿色行动”，以解决客户实际困难为根本目的，积极推进客户节能服务工作，协助客户累计节约电量数十亿千瓦时。。这主要包括：一是广泛开展赠送节电合理化建议工作。全网累计提供各种合理化建议 11 万余条，开展各种形式的节能诊断 2.6 万次。二是大力推广节能产品和技术。广东电网指导、帮助企业客户更换节能变压器共约 6346 台，容量共约 213 万千伏安；对约 12912 户报装容量在 315 千伏安及以上的新增用电项目开展了能效审查。广西电网积极引导用户采用蓄冷、蓄热等负荷转移技术，共有 118 家用户安装电蓄能设备，总装机容量 16.2 万千伏安。三是积极推进节电示范项目。公司出台了《节电示范项目建设管理办法》，目前全网建成各种形式的示范点 67 个。四是稳步推进合同能源管理。广东电网公司制定了《广东电网公司开展合同能源管理节能服务活动实施方案》，目前已组织客户开展合同能源管理节能服务项目共 115 项，已建成或初步建成合同能源管理项目约 72 项。云南电网公司通过与政府合作，充分利用电力需求侧管理资金、节能减排财政资金等多渠道筹集节电资金 1000 万元，以合同能源管理模式为企业进行节电改造，并滚动使用，效果比较明显，合同能源管理的市场化运作模式初步建立并逐步推广。

国网则把示范项目建设作为电力需求侧管理工作的切入点和重要抓手，每年下达示范项目工程计划，年底进行考核评比。各网省公司制定具体实施方案，建立示范项目管理库，对示范项目实行分阶段、全过程管理，确保项目建设进度和示范效果。积极推行峰谷电价，大力推广热泵等节能技术，实施能源替代项目，引导用户科学用能，节约用能。“十一五”以来，国网累计新增热泵供热(冷)面积 7550 万平米，推广节能变压器、无功补偿设备、绿色照明、高效电动机等项目 22.1 万个，开展电采暖、农业电力灌溉、陶瓷窑炉电加热和金属电热处理等能源替代技术项目 1.58 万项，电蓄热(冷)空调容量新增约 492 万千瓦，实施能效电厂项目三批共计 661 个。通过实施需求侧管理，累计节约电量 435 亿千瓦

时，节约标煤约 1500 万吨，减排二氧化碳 3700 万吨。

五、电力负荷管理系统建设。

近年里，两大电网公司在电力负荷管理系统建设上不断取得新的进展。目前，全国电力负荷管理系统可监测的用电负荷超过 3 亿千瓦，约占最大用电负荷的 50%，为实施有序用电提供了有力的技术支撑。

近几年，南网不断加强并完善负荷管理系统，努力扩大覆盖范围。截止目前，全网共安装负荷管理终端 35 万台，负荷管理系统监测负荷近 6000 万千瓦以上，检测面达到 80%左右。各省区中，广东电网已安装负荷管理终端 30 万台，基本实现覆盖所有专变用户；广西、云南基本实现负荷管理系统覆盖所有的 100kVA 及以上专变用户，贵州、海南也分别实现对 315kVA、200kVA 及以上专变客户 100%覆盖。与此同时，各单位不断完善负荷管理功能，特别是在当前经济形势复杂的情况，充分发挥其对行业用电的分析预测作用。同时，负荷管理系统在客户错峰管理、差异化服务、效益分析、营业抄表、计量监测、用电检查、节能降耗及供电优质服务等方面发挥了积极作用。其中：广东电网利用负荷管理系统筛选出 17432 户功率因数低于考核指标 10 个百分点以上的客户、8173 户平均负载率低于 30%的客户，通过促使客户整改，提高了用电管理水平和电能利用效率。

六、规范有序用电专业管理。

针对近年来电力供需呈现总体缓和，但受电煤供应不足和恶劣天气等因素影响，局部性、季节性、时段性严重缺电局面频繁发生的特点，国网按照专业化、标准化、规范化的要求不断深化有序用电管理；制定下发了《国家电网公司有序用电管理办法》，编制了《有序用电方案编制模板》，在时间上、要求上和内容上统一了有序用电方案的编制工作。按照要求，无论是否出现电力缺口，各网省公司每年都要按照能够应对预测最大用电负荷 20%的电力缺口落实限电负荷，编制年度有序用电方案，做到未雨绸缪。在有序用电方案实施过程中，要求各网省公司要按照“限电不拉闸”的要求，在各级政府领导下规范执行有序用电方案。

2008 年初的历史罕见冰冻灾害期间，湖南、江西电网因受灾损失巨大，最严重时供电能力只有灾前正常水平的 50%左右，湖南、江西公司迅速启动事先编制的有序用电方案，着力压限“两高”企业的用电需求，在分别组织 373 万千瓦和 232 万千瓦工业负荷提前停产基础上，组织继续生产的客户限电 27505 户次和 4108 户次，进一步压限工业负荷 397 万千瓦和 238 万千，有效保障了灾害期间社会有序用电，为抗灾抢险和促进灾后恢复重建创造了稳定、和谐的社会环境，支持了地方经济发展。

针对近年来西藏藏中电网枯水期季节性缺电形势日益严重的局面，国家电网公司加强指导和管理，使西藏公司有序用电管理从无到有。通过实施有序用电，

控制工业企业用电需求，有效保障了重要用户和居民生活用电。09 年冬季，西藏藏中电网最大电力缺口达到 10.93 万千瓦，是近年来缺电最严重的一年，西藏地区通过实施有序用电，确保了西藏民众度过了一个欢乐祥和的春节和藏历年，彻底改变了以往严重拉路限电的局面，促进了地区的和谐稳定。

七、DSM 宣传培训。

国网属下的国家电网公司电力需求侧管理指导中心，专门交流、传播电力需求侧管理理论和技术，创办发行全国唯一的《电力需求侧管理》杂志，每年发行量超过 30 万册。公司系统各网省公司投入专项资金在发达城市的繁华地段建设免费向社会开放的电力需求侧管理展示厅，定期组织中小學生、社区居民到展厅参与互动活动，使需求侧管理深入人们的日常生活，形成社会共鸣。会同国家发改委、电监会在《光明日报》开展“电力需求侧管理在中国”大型主体宣传活动，向社会普及宣传电力需求侧管理的方针政策、技术措施和国外经验等，将电力需求侧管理理念植入民心。受国家发改委委托，组织开展电力需求侧管理国际论坛，总结我国电力需求侧管理工作成果，学习国际先进经验，促进电力需求侧管理与国际接轨。组织行业专家编撰《电力需求侧管理工作指南》和《电力需求侧管理项目实施手册（工业篇）》，指导电力需求侧管理具体实践，提高了专业人员需求侧管理项目运作水平。配合国家发改委组织开展全国需求侧管理专业培训，通过交流会、培训班等多种形式组织公司系统内专业人员开展需求侧管理培训，累计培训近 30 万人次，为深化电力需求侧管理培养了业务骨干。抓住每年节能宣传周有利契机，大张旗鼓宣传节电知识、节电方法和技巧等，分发宣传资料，利用互联网站、电台、电视台、报纸等媒体，以及街道灯箱广告、营业厅等开展宣传，收到较好的社会效应。

南网积极开展节能宣传工作，通过实施“百、千、万”工程，累计开展各种形式的培训班 650 期，共 4.2 万家企业、9.6 万人参加了培训；全网共建成各种类型的节能展示中心 52 个，累计组织了 13 万名中小學生参观；各单位免费发放包括《家居节电金电子》、《企业节电金电子》在内的各类宣传资料 280 余万份，发放包括节能灯具在内的各类宣传小礼品 90 余万份。

八、开展 DSM 国际合作。

2009 年，国网主动承担了中德两国政府合作框架下的“能效管理与技术应用”项目。项目主要任务是为用电客户提供能效咨询服务，建立能效管理交流服务平台，促进中国能效服务队伍建设。项目实施过程中，国网围绕国家节能减排各项工作部署和要求，积极推进项目实施。目前，国网完成了第一批 3 个示范企业的能效审计工作，在三个企业已经采取大量节能措施基础上，又挖掘出显著的新增节能潜力，得到了企业的肯定。借鉴德国的相关经验，2010 年 4 月，国网

在江苏省常州市成立了首个地市级能效服务活动小组。该小组成立后将致力于服务企业节能工作，寻求企业节能的最佳途径和方法，探索电网企业组建节能服务网络，开展节能服务的新模式。

九、分解落实 DSM 工作目标责任。

目前。两大电网公司正在将国家下达的年节约电量 0.3%、年节约电力 0.3% 的 DSM 工作目标分解、落实到其下属电网企业，研究制定 DSM 工作目标责任完成情况内部考核方案。

尽管“十一五”电力需求侧管理工作取得了明显进展和成效，但我国电力需求侧管理资源潜力仍然巨大。目前我国单位 GDP 电耗是发达国家的 2-4 倍；国内主要工业产品单位电耗比国外平均高出约 40%；电机系统运行效率比国际先进水平低 10 多个百分点。这意味着我国存在巨大的电量节约潜力。有关机构的研究结果表明：“十二五”我国电量节约潜力约为 6000 亿 kWh；如果这一潜力能得到及时、有效和深入挖掘,对实现“十二五”节能目标的潜在贡献率在 20 左右。另一方面，我国幅员广阔，气候等自然条件以及产业结构不同，导致各地电网负荷特性差异很大。例如，南方电网中的广东省日最高负荷一般出现在晚 19 点左右，而云南、贵州西部省份最高负荷要推迟一个小时左右，错峰潜力明显。近年里，随着经济发展和人民生活条件的不断改善，夏季空调用电持续攀升，北京、上海等大城市的空调负荷已占当地总负荷的 40%-50%，电网短时间的尖峰负荷越来越大。这意味着我国削峰填谷、电力节约的潜力空间极大。总而言之，“十二五”期间我国电力需求侧管理工作大有可为，具有较好的推广应用前景。

3 我国电力行业高效和清洁发展投融资需求预测

3.1“十二五”清洁高效电源投融资需求分析

3.1.1 清洁高效电源装机成本分析

衡量电站工程经济性的方法主要包括成本分析和现金流分析。前一个方法侧重于项目的单位成本，常用的指标是隔夜成本（overnight cost），该指标量化了除融资成本（主要是贷款利息）之外的所有建造成本，反映了工程建造的平均成本，可以用来衡量项目的经济效益；后一个方法侧重于项目的现金流，常用的指标是最大现金流，该指标量化了项目进行过程中的现金流状况，反映了项目某一时刻对现金流的最高要求，可以用来衡量项目对融资能力的需求。

一、均一化发电成本国际研究

均一化发电成本（LCOE）是比较各类技术经济寿命期内单位成本的便捷工具，在假设生产成本和电价稳定的情况下等同于投资成本。换言之，计算 LCOE 时的折现率反映了无特定市场或技术风险时的投资回报。在计划电价和贷款担保的计划垄断市场下，LCOE 也因此更接近电力生产的真实成本。而在价格竞争市场下，一系列技术和结构性因素，如电力无法存储、电力供需季节性变化、电价尤其是现货价格等的变动必然导致成本大幅波动。

表 3-1 对近年来国际上对不同发电技术的 LCOE 研究进行了归纳，主要有：美国麻省理工学院（2003）“核电的未来”（即 MIT2003）；加拿大能源研究所（2004）“安大略省基荷发电技术 LCOE”（即 CER2004）；英国皇家工程院（2004）“发电成本”（即 RAE2004）；美国芝加哥大学（2004）“核电的经济未来”（即芝加哥大学 2004）；IEA/NEA（2005）“发电成本预测”（即 IEA/NEA2005）；英国贸工局（2006）“能源的挑战”（即 DTI2006）；美国麻省理工学院（2007）“煤炭的未来”（即 MIT2007）；美国国会预算办公室（2008）“核电在电力中的角色”（即 CBO2008）；美国电力研究所（2008）“技术创新计划：发电技术选择”（即 EPRI2008）；欧委会（2008）“发电、供热和交通的能源、生产成本和技术”（即欧委会 2008）；英国上院（2008）“可再生能源经济学”（即英国上院 2008）；美国麻省理工学院（2009）“核电成本更新”（即 MIT2009），以及 IEA/NEA（2010）“发电成本预测”（即 IEA/NEA2010）。

表 3-1a 不同研究 LCOE 结果比较（核电、IGCC、生物质发电）

		MIT 2003	CERI 2004	RAE 2004	芝加哥大 学 2004	IEA/NEA 2005	DTI 2006	MIT 2007	CBD 2008	欧委会 2008	EPRI 2008	英国上 院 2008	MIT 2009	IEA/NEA 2010
核电														
隔夜成本	\$ /kW	2208	1778-2520	2233	1299-1948	1179-2717	2644		2405	2552-4378	3980	3000	4000	4101.51
燃料循环成本	\$ /MWh	6.5	2.8-4.1	7.8	5.8	3-12.7	7.5		9	10.5	8.2	8.8	8	9.33
负载系数		85%	90%	>90%	85%	85%	85%		90%	85%	90%	77%	85%	85%
LCOE	\$ /MWh	74	56-67	44	51-77	33-74	71		73	65-110	73	90	84	98.75
IGCC														
隔夜成本	\$ /kW			1942	1448	1479-2096	1725-1935	1487.8		1813-2137	2900			1068.97
燃料价格	\$ /MWh			2.3		1.4-2.8	2	1.5		2.8	1.7			61.12
负载系数				>90%		85%	90%	85%		85%	80%			85%
LCOE	\$ /MWh			62		41-58	53-60	53		58-71	70			92.11
生物质发电														
隔夜成本	\$ /kW			3573		1840-2358				2617-6580	3235	3674		
燃料价格	\$ /MWh			1.3						2.8-5	1.16-2.1	26		
负载系数						85%				85%	80%	80%		
LCOE	\$ /MWh			131		54-109				104-253	73-86	180		

表 3-1b 不同研究 LCOE 结果比较（风电、水电、太阳能光伏）

		RAE 2004	IEA/NEA 2005	DTI 2006	欧委会 2008	英国上 院 2008	EPR 2008	IEA/NEA 2010
陆上风电								
隔夜成本	\$/kW	1437	1056-1769	1539	1295-1775	2222	1995	2348.64
负载系数		35%	17-38%	33%	23%	27%	33%	26%
LCOE	\$/MWh	104	50-156	154	97-142	146	91	137.16
海上风电								
隔夜成本	\$/kW	1787	1772-2838	2878	2267-3562	3148	1995	
负载系数		35%	40-45%	33%	39%	37%	33%	
LCOE	\$/MWh	140	71-134	101	110-181	162	91	
水电								
隔夜成本	\$/kW		1734-7561		1166-8549			
负载系数			50%		50-575			
LCOE	\$/MWh		69-202		46-240			
太阳能光伏								
隔夜成本	\$/kW		3640-11002		5311-8938			6005.79
负载系数			9-24%		11%			13%
LCOE	\$/MWh		292		674-1140			616.55

此外，IEA/NEA 根据选取的几十个中国电站案例，对中国的发电成本进行了估算，结果如表 3-2 所示：

表 3-2 IEA/NEA 中国案例 LCOE 结果

		核电		IGCC	超超临 界	陆上风电	水电	太阳能光伏
		CPR1000	AP1000					
LCOE (\$)	折现率 5%	29.90	36.31	35.63	29.79	50.95-80.02	11.49-29.09	122.86-186.33
	折现率 10%	43.86	54.61	39.46	33.84	72.01-125.80	23.28-51.50	186.54-282.92

二、我国发电工程单位造价

根据中电联《中国电力行业年度发展报告 2011》，2010 年不同容量等级燃煤发电新建工程造价水平与上年比较基本平稳，2009 年、2010 年超超临界与 IGCC

发电工程单位造价变化情况见表 3-3。

表 3-3 2009 年、2010 年超超临界、IGCC 发电工程单位造价变化情况

机组容量和种类	单位造价（元/千瓦）		2010 年与上年比变化率（%）
	2009	2010	
2×100 万千瓦超超临界	3591	3540	-1.42
2×30 万千瓦，9F 级，GE	3332	3282	-1.5
2×30 万千瓦，9F 级，三菱	3166	3117	-1.55
2×18 万千瓦，9E 级	3116	3083	-1.06

近年来，随着水电资源开发困难的逐渐加大，移民安置费用的逐步提升以及社会物价水平的不断提高，水电工程单位造价呈现逐年上涨之势。2010 年我国水电工程整体造价每千瓦约 9000 元。但由于水电工程项目规模、地理条件等相差较大，其单位工程造价数据离散性较大，不同地区、不同容量等级的水电工程单位造价有较大差异，其中小水电及地势险峻、移民规模大的工程造价较高。

2005 年以来，我国风电开发的规模逐年加大，与此同时，风电工程单位造价水平不断降低。2010 年风电工程单位造价约每千瓦 7500 元，比 2005 年的每千瓦约 10000 元降低了约 2500 元。风电工程单位造价降低的主要原因是占工程约 55%的设备装置价格逐年下降。目前我国风力发电工程主要以 1.5 兆瓦和 2 兆瓦机型为主，随着我国风电技术的不断进步和风机制造产业的快速发展，1.5 兆瓦和 2 兆瓦机型通过吸收消化国外技术，已逐渐实现设备制造的自主化，具有较强的市场竞争力，从而导致全国主力风电设备价格降低。

2010 年我国核准的核电站为二代加改进堆型，其核定单位造价约为每千瓦 10500 元。

我国目前投产的太阳能发电及生物质发电工程较少，工程差异性较大，因此工程单位造价的短期规律性不强。其中，太阳能发电根据工程实际情况不同，单位造价每千瓦从 2.5 万元到 5 万元不等。

3.1.2 清洁高效电源投融资需求估算

近期国家能源局透露出一系列可再生能源“十二五”规划目标，到 2015 年风电装机容量将达 1 亿千瓦，年发电量 1900 亿千瓦时，其中海上风电 500 万千瓦；太阳能发电将达 1500 万千瓦，年发电量 200 亿千瓦时；水电装机 2.6 亿千

瓦；加上生物质能、太阳能热利用以及核电等，2015 年非化石能源开发总量将达到 4.8 亿吨标准煤。

表 3-4 十二五期间绿色电源投资估算

	装机容量（万千瓦）		新增装机容量（万千瓦）	装机成本（万元/千瓦）	投资（亿元）
	2010	2015			
风电	2958	10000	7040	0.75	5280
水电	21606	26000	4400	0.9	3960
太阳能光伏	60	1500	1440	2.5-5	3600-7200
核电	1082	4000（估计）	2920	1.05	3066
超超临界	3300（估计）	6600（估计）	3300	0.354	1168
合计					17074-20674

据此估算，十二五期间绿色电源投资平均为 1.9 万亿元左右，即使考虑到技术进步的因素（主要是光伏发电和超超临界成本继续降低），绿色电源投资预期也不会低于 1.8 万亿元。

3.2 高效智能电网投融资需求

国家电网公司在国家电网智能化规划总报告中对我国电网未来建设的投资进行了预测，投资预测中重点对电网智能化的投资进行了详细分析，清晰了我国未来电网智能化建设按各区域电网划分的投资需求和按电网分环节划分的投资需求（见表 3-5a 和 b）。

表 3-5a 全国电网总投资与智能化投资（亿元）

	第一阶段 (09-10)	第二阶段 (2011-2015)	第三阶段 (2016-2020)	总和
电网总投资	5510	15000	14000	34510
年均电网投资	2755	3000	2800	2900
智能化投资	431.2	1750	1750	3841.2
年均智能化投资	215.6	583	350	393.1
智能化投资占电网 总投资比例%	6.19	11.67	12.5	11.13

注：第一阶段投资数据来源于 2009 年实际投资和 2010 年综合计划；第二、第三阶段投资数据依据各网省公司智能化规划分报告，综合考虑公司投资经营能力得出。

来源：国网智能电网部，2010。

表 3-5b 分环节智能化投资（单位：亿元）

各环节分析：	第一阶段	09-10	第二阶段	11-15	第三阶段	16-20	总计	09-20
	投资额	比例	投资额	比例	投资额	比例	投资额	比例

发电环节	6.4	1.90%	28.1	1.60%	25.5	1.50%	59.93238	1.60%
输电环节	22.4	6.6	91.2	5.2	125.2	7.2	238.75	6.2
变电环节	17.2	5	364.9	20.9	366	20.9	748.07	19.5
配电环节	56	16.4	380.4	21.7	455.7	26	892.15	23.2
用电环节	100.8	29.5	579	33.1	504.9	28.9	1184.73	30.8
调度环节	32.8	9.6	62	3.5	51.6	2.9	146.32	3.8
通信信息平台	105.6	30.9	244.4	14	221.2	12.6	571.25	14.9
合计	341.2	100	1750	100	1750	100	3841.2	100

来源：国网智能电网部，2010。

在电网智能化投资中，配电环节和变电环节占总投资的比重较大，分别达到23.2%和19.5%，主要由于配电自动化、智能变电站新建和改造等项目的建设规模较大。

表3-6 分区域智能化投资（单位：亿元）

区域	第一阶段 2009-2010			第二阶段 2011-2015			第三阶段 2016-2020		
	总投资	智能化投资	智能投资比例%	总投资	智能化投资	智能投资比例%	总投资	智能化投资	智能投资比例%
总计	5510	341	6.2	15000	1750	22.5	14000	1750	21.4
华北	1285	73	5.7	3296.7	445	26	3249.2	400	21.1
华东	2128	78	3.6	4517.7	606	25.9	3629	604	28.5
华中	1362	103	7.6	3832.4	452	22.7	3791	487	22
东北	942	39	4.1	2061.6	134	12.5	1820	151	14.2
西北	848	49	5.7	1291.5	113	16.8	1510	107	12.1

来源：国网智能电网部，2010。

在电网智能化投资中，华东、华中、华北智能化投资占电网总投资的比例较高，“十二五”期间超过22%，东北、西北的智能化投资分别为12.5%和16.8%。其中华北、华东、华中智能化投资占公司智能化投资80%以上。

国家电网公司表示，2011年我国坚强智能电网进入全面建设阶段，将在示范工程、电动汽车充换电设施、新能源接纳、居民智能用电等方面大力推进。规划中将推广建设11类智能电网试点工程。建成智能变电站67座；在19个城市核心区建成配电自动化系统；推广应用5000万具智能电表；新建173座电动汽车充换电站和9211个充电桩；完成25个智能小区/楼宇建设；推广建设6.2万户电力光纤到户；完成中新天津生态城智能电网综合示范工程建设；接纳风电容量2000万千瓦；制定智能电网标准88项。

2016年至2020年为引领提升阶段，全面建成统一的“坚强智能电网”，技术和装备全面达到国际先进水平。届时，国家电网优化配置资源能力将大幅提升，清洁能源装机比例达到35%，分布式电源实现“即插即用”，智能电表普及

应用。由于国情、发展阶段及资源分布的不同，中国的智能电网和美国的智能电网在内涵及发展的方向、重点等诸多方面有着显而易见的“区别”。美国发展智能电网重点在配电和用电侧，推动可再生能源发展，注重商业模式的创新和用户服务的提升。中国的智能电网包含电力系统的发电、输电、变电、配电、用电和调度共六个环节，具有信息化、数字化、自动化、互动化的“智能”技术特征。

3.3 “十二五”电网企业 DSM 投融资需求分析

3.3.1 电网企业电量电力节约量计算方法

根据《电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核方案（试行）》，电网企业电量电力节约量计算方法如下。

一、电量节约量的统计计算

- 电网企业通过实施电网改造、加强运行管理等节能降损措施实现的节电量，包括发、输、变、配等环节以及办公和生产辅助设施的节电量等，记为 A_a ，单位 kWh。
- 电网企业通过所属节能服务机构实施的电力用户节能服务项目节约的电量，记为 B_b ，单位 kWh。
- 电网企业通过交易方式购买获得的节电量指标，记为 C_c ，单位 kWh；该部分电量暂不得超过总节电量的 40%。
- 电网企业推动电力用户实现的节电量，记为 D_d ，单位 kWh；通过一定的折算系数进行折算，该系数记为 λ ， λ 暂定为 0.1；该部分电量暂不得超过总节电量的 5%。
- 电网企业通过其他方式实现的节电量，记为 E_e ，单位 kWh。
- 项目节约的电力电量经过第三方节能量审核机构审核或实现在线监测时，折算系数 $k=1$ ；项目节约的电力电量未经审核或未实现在线监测时，折算系数 $k=0.8$ ；下同。
- 上述节电量不得重复统计计算。

年度电量节约量 Q 统计公式如下：

$$Q = \sum_{a=1}^m k_a \cdot A_a + \sum_{b=1}^n k_b \cdot B_b + \sum_{c=1}^p C_c + \lambda \cdot \sum_{d=1}^q k_d \cdot D_d + \sum_{e=1}^l k_e \cdot E_e ,$$

($m, n, p, q, l = 1, 2, \dots, i$) (1)

二、电力节约量的统计计算

第 i 个省级电网企业节约电力 W_i 的统计计算公式为：

$$W_i = \frac{Q_i}{H_i} + \sum_{f=1}^n k_f \cdot F_f, (i, n = 1, 2, \dots, m) \dots \dots \dots (2)$$

其中：

W_i ——年度电力节约量；

Q_i ——第 i 个省级电网企业实现的年度节电量(不含其他能源折算部分)；

H_i ——第 i 个省级电网企业统调发电设备年平均利用小时数；

F_f ——通过各项激励措施引导用户合理安排生产以及应用调荷新技术、新设备（如热泵、双蓄空调等）所降低的电力负荷需求。

电网企业节约电力 W 的统计计算如下：

$$W = \sum_{i=1}^l W_i, (l = 1, 2, \dots, m) \dots \dots \dots (3)$$

其中：

W_i ——第 i 个省级电网企业实现的电力节约量。

3.3.2 “十二五” 电网企业电量电力节约量目标值测算

《电力需求侧管理办法》中规定的电网企业年节约电量 0.3%、年节约电力 0.3%这两个指标是相对量。电网企业每年需要完成的电量、电力节约绝对量目标值取决于多个因素，包括：经济发展速度和内涵；上年售电量；上年最大用电负荷等。

为了测算“十二五”电网企业电量电力节约量目标值，需要合理设定有关参数。综合分析判断“十二五”经济发展和电力需求增长趋势，假设：

- “十二五”年均 GDP 增长速度为 9%；

- “十二五”年均电力消费弹性系数为 1；
- “十二五”各年度全国售电量占当年全社会用电量的比重为 84%；
- “十二五”全国最高统调用电负荷年均增长率 15%。

基于上述假定的测算表明：“十二五”期间，电网企业需要通过自身 DSM 努力工作而实现的累计电量节约量、电力节约量分别为 632 亿 kWh、1186 万 kW。

表 3-7 “十二五”电网企业电量电力节约目标值测算

年 份	全社会用电量, 亿 kWh	GDP 年均增长率, %	电力消费弹性系数	全国售电量, 亿 kWh	电网企业年电量节约目标, 亿 kWh	全国最高统调用电负荷, 万 kW	电网企业年电力节约目标, 万 kW
2010	41,923			35,289		58,640	
2011	45,696	9	1	38,385	106	67,436	176
2012	49,809	9	1	41,839	115	77,551	202
2013	54,292	9	1	45,605	126	89,184	233
2014	59,178	9	1	49,709	137	102,562	268
2015	64,504	9	1	54,183	149	117,946	308

3.3.3 电网企业 DSM 投融资需求估算

对 25 个典型节电项目的分析结果表明：单个项目投资少至数十万元，多则上千万元；单个项目形成 1 吨标准煤年节电能力的投资从 901 元/tce 到 6703 元不等；25 个项目形成 1 吨标准煤年节电能力的平均投资为 2453 元/tce。。按形成 1 吨标准煤年节电能力的平均投资为 2000~3000 元/tce 估算，电网企业为了完成“十二五”累计电量节约量 632 亿 kWh 的目标，相应的投融资需求估计为 421~632 亿元。

电网企业开展 DSM 工作实现的电力节约量包括两个方面：一是实施节电项目不仅可以实现可观的电量节约，还可实现相应的电力节约；二是通过实施移峰填谷项目实现的电力节约。根据《电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核方案（试行）》，电网企业实施 DSM 项目过程中实现的非电能源节约量，可以按照每年国家统计局公布的折标煤系数折算为相应的节电量，但这部分折算节电量一般不能形成电力节约。根据前述测算，“十二五”电网企业需要实现电力节约量 1186 万 kW；大体的估计是，这 1186 万 kW 电力节约量中，其中的约 50%、即

600 万 kW 电力节约量需要电网企业通过实施移峰填谷项目来直接实现。按形成 1kW 高峰电力负荷转移能力的平均投资为 2000~3000 元/kW 估算，电网企业为了实现这 600 万 kW 的电力节约，相应的投融资需求估计为 120~180 亿元。

表 3-8 典型节电项目单位节电能力投资

序号	项 目	投资, 万元	年节电量, 万 kWh	单位节电能力投资, 元 /kWh	单位节电能力投资, 元 /tce
1	配电系统节电改造	780	788.5	0.99	2,971
2	生料磨风机变频改造	126	91.44	1.38	4,138
3	变压器节电改造	321.91	202.1	1.59	4,783
4	机泵变频调速	265.5	531	0.50	1,502
5	中央空调系统节电改造	600	425.3	1.41	4,237
6	路灯节电改造	276.2	570.57	0.48	1,454
7	永磁电机替代低效电机	8.4	4.9418	1.70	5,104
8	冷却塔风机动力改水轮机	30	23.302	1.29	3,866
9	化工厂电解槽改造	1710.9	2028	0.84	2,533
10	热电厂给水泵变频改造	80	76	1.05	3,161
11	压缩空气系统变频改造	26.3	31.1	0.85	2,540
12	压缩空气系统优化	40	96	0.42	1,251
13	一次风机高压变频改造	150	370	0.41	1,217
14	转炉除尘风机高压变频	150	272.25	0.55	1,655
15	电弧炉除尘风机高压变频	178	593	0.30	901
16	水泥厂风机高压变频	110	301.104	0.37	1,097
17	水厂水泵高压变频	240	185.493	1.29	3,885
18	钢厂电机变频改造	861.5	735.8	1.17	3,516
19	工厂照明节电改造	142	259	0.55	1,646
20	变压器节电改造	240	115.2	2.08	6,256
21	更换高效电机	100	84.9	1.18	3,537
22	工厂照明节电改造	35.8611	101.6265	0.35	1,060
23	酒店照明节电	34.51	67.47	0.51	1,536
24	变压器节电改造	240	329.4	0.73	2,188
25	工厂空调节电	28.86	12.93	2.23	6,703

基于上述分析，“十二五”期间电网企业为了实现累计电量节约量为 632 亿 kWh、电力节约量 1186 万 kW 的目标，相应的直接投融资需求为 541~812 亿元。此外，为了实现电量、电力节约目标，电网企业需要加强 DSM 实施能力建设（负荷管理系统建设、DSM 平台建设、DSM 培训等），这方面的资金投入需求也不是一个小数目。

4 我国电力行业高效和清洁发展投融资激励政策与机制的问题分析

4.1 国外绿色电力融资和激励政策分析

4.1.1 国外绿色电力投融资激励政策类别研究

一、财税与价格激励政策

1、财政补贴

按国际惯例，多数国家对绿色电力的财政补贴政策主要有对绿色电力项目开发建设提供直接补贴和提供项目低息贷款的信贷扶持政策。如西班牙对光伏发电项目提供 40% 的投资补贴；加拿大为每千瓦时风电提供相当于风力发电成本与常规发电成本差额一半的产品补贴；意大利对屋顶光伏系统提供相当于项目投资 85% 的免息贷款；瑞典从 1997 年至 2002 年，对生物质能热电联产项目提供 25% 的投资补贴；英国在生物质能发电发展初期，对初始设备投资提供 40% 的资助，以推动农林废弃物的综合利用。

2、税收优惠

国外对绿色电力发展的税收优惠包括主要激励性的税收减免，或对非绿色电力项目实施强制性课税政策。实行正向型税收减免优惠政策的国家较多，例如：美国现在实行包括绿色电力在内的可再生能源生产税制度，为生物质发电提供了每千瓦时 1.8 美分的税收减免，同时美国联邦还为地方性和农村地区建设的生物质发电提供每千瓦时 1.5 美分的税收优惠；加拿大对可再生能源发电设备实施每年 30% 的加速折旧，以减少固定资产税；欧洲多个国家对个人投资包括绿色电力在内的可再生能源项目免征所得税。实现逆向型的强制课税政策的国家，如瑞典和英国，对非可再生能源发电征收电力税，以提高可再生能源发电的市场竞争力。

3、价格激励

为鼓励发展绿色电力，促进绿色电力上网，在绿色电力上网激励机制方面各国采取了不同形式的价格政策，主要有固定电价、溢价电价、招标电价、市场

电价和绿色电价等，从实施效果看，德国、丹麦、西班牙和美国等采用固定电价和溢价电价的机制发展较好。

1) 固定电价

固定电价的核心是免除与常规发电的市场竞争，而是按照“成本加合理利润”的原则，针对不同资源条件、不同装机规模以及各个发电项目的具体情况计算确定较高的长期固定收购电价。1991 年德国颁布了可再生能源发电法，规定了电力公司必须支付给可再生能源所发电力的价格，其中：风电的购买价被确定为电网平均售电电价的 90%，该电价由州统计署每年核定一次，其依据是前两年的电价。2000 年和 2004 年又制定完善了可再生能源法，对各种可再生能源设备发电电价做了规定，支付风电机组所发电量的费用应至少每千瓦时 5.5 欧分。2008 年以来，德国等国还针对海上风电项目设定了更高的固定上网电价，德国还规定，2009 年以后新建光伏发电系统上网电价将每年下降 8~10%：小于 500 千瓦的为每千瓦时 10.1 欧分，500 千瓦至 5000 千瓦为每千瓦时 8.9 欧分，5000 千瓦以上的每千瓦时 8.4 欧分，从而支持和鼓励了中小规模生物质发电项目装置。

2) 溢价电价（竞争加补贴电价）

溢价方式要求风力发电企业按照电力市场竞争规则与其他电力一样竞价上网，但政府额外为上网风电电力提供溢价，即政府补贴电价，因此电价水平为“溢价（政府补贴电价）+ 电力市场竞价”。其中，政府补贴电价为平均参考销售电价的 40% 或 50%。在具备较为完善的竞争性电力市场的国家，溢价电价方式可以作为现今可再生能源电力发展初期和未来可再生能源电力实现商业化发展、完全参与电力市场竞争之间的一个有效的过渡方式。为了鼓励可再生能源发电企业积极参与电力市场竞争，2004 年西班牙对可再生能源电价政策又进行了调整，颁布了《2004 / 436 号皇家法令》，规定可再生能源电价实行“双轨制”，即固定电价和溢价（竞争加补贴电价）相结合的方式。2007 年，西班牙风电装机容量达到 1471 万千瓦，占全国总装机容量的 17.9%，人均电力装机容量 1842W，人均风电装机容量 179W。

二、上网优先政策

1、市场配额制度

可再生能源配额制 RPS 制度(Renewable Portfolio Standard)，即是要求电力公司在销售电力时，必须保证一定比例的电量来自清洁能源发电，是美国一些州政府在新形势下为了支持可再生能源的发展和绿色电力而提出的一种特殊政策，成为美国风电快速发展的最新推动力。截止到 2007 年底，RPS 制度的应用范围已

经扩展到美国 25 个州（占全美电力供应和消费的 46%），推动新建了 890 万 kW 非水电可再生能源发电项目，其中 93%为风力发电。到 2007 年底，美国风电装机容量 1688 万千瓦，占全国总装机容量的 1.7%，人均电力装机容量 3249W，人均风电装机容量 56W；日本、澳大利亚、英国等国目前都实行了可再生能源配额制度，丹麦、荷兰等国还规定，每收购一定比例的可再生能源电量，就可获得政府颁发的“绿色证书”，该证书可以在市场上进行交易。

2、强制上网制度

强制上网制度，是指电力公司必须优先收购绿色电力，随着风电等间歇性绿色电力规模的扩大，部分国家开始实施有条件的“全额收购”政策。如德国在其 2009 年修订的可再生能源法中规定，在危及电网运行时，电网运营商可以限制 100 kW 以上的绿色电能发电机组出力；电网运营商可以选择与绿色电力供应商签订购电合同，通过对未能收购的电量给予合理补偿的方式实现“全额收购”。

3、设备检测认证制度

各国普遍通过严格的设备检测认证制度来保证并网绿色发电设备的质量。如丹麦实行了强制性的风电设备检测认证制度，英国、希腊等国虽然不属于强制认证，但风电场投资者在购买设备时也都会提出认证要求。

4、“对等义务”规范原则

“对等义务”原则，是指电网有义务收购绿色电力，发电商也有义务保证尽量减少对电网造成的冲击。如西班牙在电网有义务收购绿色电力的同时，也规定发电商有义务提前通知电网将会供应多少可再生能源发电量，如果实际供应量与预测量偏差超过允许范围，发电商要向电网缴纳罚款。

5、“净用电量计量法”

日本自 1997 年，在后续的“居民光伏系统推广计划”引入了“净电量计量法（net-metering）”政策，允许系统所有者向电网销售多余电力，以大规模推广居民户用光伏系统；目前美国有 42 多个州都实施净电量计量法，允许居民的建筑光伏系统上网售电。

三、消费鼓励政策

在绿色电力消费环节，各国对消费者的鼓励政策主要是用户补贴和绿电消费政策。

1、用户补贴

用户补贴主要是对消费者进行直接补贴。如日本对家庭光伏发电产品的补贴额度最高达到 40%。

2、绿电消费

绿色电价政策是指通过宣传教育等手段，倡导用户以高出常规能源的价格购买绿色电力，如荷兰政府规定用户有购买最低限量清洁能源电能的义务，美国部分州也提倡居民用户自愿以高出正常电价 10% 的价格购买绿色电能。

四、 研发支持政策

各国政府主要通过分担研发费用、利用政府贷款等方式帮助绿色电力技术开拓市场的政策，推动绿色电力技术和装备的发展。各国在绿色电力技术研发阶段采取由政府分担研发费用的方式降低私人投资者风险，鼓励技术研发。如德国早期风力发电研发几乎完全由政府提供资金支持，美国政府在绿色电力项目可行性研究阶段给予 100% 资金补助，在研发和试验阶段给予 50%~80% 的资金补助。

在绿色电力技术市场开拓方面，各国政府也利用各种方式帮助企业迅速形成规模生产。如丹麦、荷兰等国通过提供政府贷款的方式推动风电产品出口，日本也利用政府援助渠道推动其太阳能发电设备的海外出口。

4.1.2 国外绿色电力投融资激励政策国别研究

一、 欧盟

早在 1997 年欧盟就发表了《可再生能源白皮书》，提出到 2010 年可再生能源在能源消费量中所占比例提高到 12%；可再生能源电力占电力消费总量的 22%；生物燃料占燃料消费总量的 5.75%；可再生能源逐步发展成为替代能源而不是补充能源。同时将上述目标分解至欧盟 15 个成员国，要求各国制定相应的政策和措施保证该目标的实现。为确保实现该目标，欧盟还相继出台了《可再生能源发电促进法则》、《生物质燃料促进法则》和《促进可再生能源使用的欧洲议会和理事会指令议案》等，旨在加快可再生能源产业的发展。

欧盟各成员国可再生能源的自然条件存在较大的差异，因此绿色电力发展的情况也大相径庭。除了丹麦，各国都充分利用自然条件发展绿色电力。例如奥地利、瑞典、葡萄牙、芬兰等利用雨量充沛的条件大力发展小水电。

英国、荷兰由于天然气和石油储量丰富，绿色电力发展缓慢。但是可再生能源分布的差异并不是欧盟绿色电力发展水平参差不齐的主要原因，例如法国、英

国和冰岛是发展风力发电自然条件最好的国家，但 2002 年德国风力发电总量是三国总和的 12 倍，国家采用的产业政策会直接或间接影响绿色电力的发展。

国际职责的差异直接影响了欧盟各国绿色电力产业政策的制定和实施。欧盟指令规定了从 1997 年到 2010 年欧盟各国绿色电力增加比例的参考值，其中丹麦 2010 年的绿色电力所占的份额较 1997 年增加了 20.3%，希腊增加了 11.5%，瑞典增加了 10.5%。

欧盟国家在发展绿色电力产业的过程中，多数采用激励性的管理手段。德国、西班牙等国采用的供电收费制规定具有资格的电力生产企业向输电网提供绿色电力会获得一定补偿。这种政策采用了固定价格和转移支付的形式向投资者做出长期承诺，从而有效地激励了电力企业利用可再生能源发电。

欧盟最新关于可再生能源的规划是 2008 年 12 月欧盟首脑会议通过的《气候行动和可再生能源一揽子计划》，其中设定 2020 年可再生能源在总能源消费中的比例提高到 20% 的约束性目标（生物质燃料占总燃料消费的比例不低于 10%）。该目标也分解到各成员国，由各国制定“国家行动计划”以确保实现目标。目标并没有专门针对可再生能源发电做出规定，但欧盟委员会估计为达到 20% 的总体目标，来自可再生能源的发电量需要达到 33% 以上，一些工业组织甚至估计这一比例需要达到 40%。

目前，绝大多数欧盟国家使用固定电价政策和补贴来支持可再生能源发展，针对不同的技术制定不同的上网电价；也有部分国家使用“绿色证书”制度（波兰、瑞典、英国、意大利和比利时）和招标的方式。

二、日本

日本于 1997 年 4 月制定了《促进新能源利用特别措施法》，大力推进风力、太阳能、地热、垃圾发电和燃料电池发电等新能源与可再生能源的发展。此后，该法于 1999 年、2001 年、2002 年、2009 年等先后进行了修订。为贯彻实施该法，1997 年 6 月又制定了《促进新能源利用特别措施法施行令》。2002 年，日本制定了《电力事业者利用新能源的特别措施法》，该法明确规定电力事业者应当在每年的 6 月 1 日前按照经济产业省令的规定将该年度 4 月 1 日起至次年 3 月 31 日一年期间预计利用的新能源电力的基准利用量向经济产业大臣备案；并且，电力事业者应当在每年度按照经济产业省令的规定，利用超过基准利用量的新能源电力。对于违反规定，在受到经济产业大臣的劝告、命令后，依然不履行法定义务者，规定处以 100 万日元以下的罚款。

2003 年，日本开始实施“可再生能源配额标准”，这一制度将延续至 2014

年，目标是通过太阳能、风电、生物质、小水电或地热能生产 16TWh 的电量。“绿色证书”是实现这一目标的主要机制。2010 年 7 月，日本经济产业省建议用固定电价制度代替“可再生能源配额标准”制度来促进可再生能源的发展。固定电价制度将覆盖光伏发电、风电（包括小规模风电场）、小水电（不超过 30 兆瓦）、地热和生物质。其中风电、水电、地热和生物质发电采用 15~20 日元/KWh 的统一上网电价，政策持续期为 15~20 年，光伏发电上网电价略高一些，但持续期只有 10 年。

2011 年福岛核事故将为日本加强推行可再生能源各项政策措施提供契机。

三、澳大利亚

2000 年，澳大利亚联邦议会通过了《可再生能源（电力）法案》，制定“强制性可再生能源目标”，要求 2010 年可再生能源新增 9500GWh，同时建立“可再生能源证书”制度促进目标的实现。2009 年 8 月，澳大利亚政府立法颁布了新的可再生能源目标，即 2020 年实现电力供应的 20%来自可再生能源，约 45000 GWh，是 2010 年“强制性可再生能源目标”的 5 倍。2010 年 7 月，新总理吉拉德宣布为应对气候变化澳大利亚将在今后 10 年内投入 10 亿澳元（约合 8.5 亿美元）创建全国可再生能源市场，同时投入 1 亿澳元（约合 0.85 亿美元）资助可再生能源技术的研发。

澳大利亚昆士兰州采用了固定电价制度，并将逐步转向配额制来促进可再生能源发展；新南威尔士州采用了投资补贴、低息贷款、拨款等措施；维多利亚州颁布了《四星或五星房屋能源评级标准法令》，采取了“绿色证书”交易机制。此外，澳大利亚政府还实施了太阳能城市项目、可再生能源和能效合作伙伴计划、绿色电力机制、可再生能源基金等。

2011 年 11 月 8 日澳大利亚国会参议院经过 26 小时的辩论通过了碳税法。这是一项促进节能减排、惩治污染企业的历史性立法，是当今世界代价最高的碳税法，也是吉拉德政府执政以来的第一块里程碑。

按照碳税法，澳大利亚政府将从 2012 年 7 月 1 日起，对全国 500 家最大污染企业强制性征收碳排放税。征税标准是：2012~13 年度为每吨 23 澳元；2013~14 年度为每吨 24.15 澳元；2014~15 年度为每吨 24.50 澳元。基本上是，加上通货膨胀因素，每年递增 2.5%。

四、俄罗斯

2005 年俄罗斯在全球环境基金基金的支持下开展了发展可再生能源的联邦

级项目；2006 年得到欧洲复兴与开发银行 1.85 亿欧元的贷款用于 9 个水电项目；2009 年通过了《促进可再生能源发电比例的州级政策指南》，规定 2010 年可再生能源发电（不包括水电）比例达到 1.5%，2015 年达到 2.5%，2020 年达到 4.5%。为使可再生能源发电更具竞争力，指南还规定将建立可再生能源发电补贴、强制电网购买一定比例的可再生能源电量等。

五、印度

2003 年印度出台《电力法》，旨在提供一个综合性的电力发展框架，主要目标包括整合电力行业相关法律、促进电力行业竞争以及倡导有效的和环境友好的政策。该法确认了可再生能源在国家电力发展中的地位，与可再生能源有关的条款包括：为了优化使用煤、天然气、核原料、水电和可再生能源，研究制定国家能源政策和税收政策；由各邦电力委员会制定税收条款以促进可再生能源发电和发热发电；规定购买一定百分比的可再生能源发电。2008 年印度制定“国家太阳能计划”，该计划包含在印度城市地区、工业和商业领域使用太阳能热利用技术，目标为每年增加 1000MW 光伏发电，推广至少 1000 MW 的太阳能热发电，以期未来能与化石能源抗衡。还规定了建立太阳能研究中心，增加技术开发的国际合作，加强国内制造能力，加大政府拨款投入和国际支持。2010 年 1 月，印度政府发起了《贾瓦哈拉尔尼赫鲁国家太阳能计划》，计划在 2022 年前安装 20GW 的太阳能发电设备。

2004 年，非常规能源部宣布为沼气厂的发展提供财政支持。2009 年印度开始实施固定电价政策以支持各种可再生能源技术，同时也在考虑引入“可再生能源证书”。在缺乏激励政策的情况下，29 个州中已有 18 个州实施了可再生能源配额制和优惠电价政策。

六、巴西

2002 年，巴西国会通过了“可替代电力资源刺激计划”，计划分两阶段实施。第一阶段在 2007 年底结束，主要通过补贴和刺激政策开发 3300MW 可再生能源（风能、生物质和小水电）。资金来源于通过提高终端用户用电费用而获得资金的“能源发展帐户”，低收入家庭可豁免。第二阶段的目标是将风能、生物质和小水电的发电比例在 2020 年提升到 10%。2008 年通过的巴西《国家气候变化规划》中，计划增加风电和蔗渣发电的比例，增加一批水电上网项目，扩大太阳能光伏发电产业并为农村电力化服务。规划提出 2030 年前热电联产产生的电量（主要来自于蔗渣发电）将占整个电力供给的 11.4%。在住宅领域，计划也希望促进太阳能热水器的使用和研究如何促进利用固体废弃物的能源生产。

在 2002 年开始的“可替代电力资源刺激计划”中，巴西政府采用的措施包括“可再生能源证书”和来自可再生能源基金的补贴和刺激政策。现在，装机招标已经替代了“可替代电力资源刺激计划”用以支持可再生能源的发展（不包括大型水电）。根据巴西 2004 年制定的“新模式”管理结构，大部分新发电项目和所有电网公司都需要参加长期电力购买协议的拍卖活动。2008 年巴西组织了两次分别针对生物质发电和风电的拍卖。生物质发电拍卖成交总量为来自 31 个生物质发电厂的 2379MW，平均价格为 58.84 巴西雷亚尔/MWh，合同从 2009 年开始，持续 15 年。风电拍卖成交总量为 71 个项目的 1805MW，合同从 2012 年开始，持续 20 年，平均价格为 85 巴西雷亚尔/MWh。

七、南非

2003 年南非发布了《可再生能源白皮书》，旨在提高可再生能源消费比例，目标是在现有可再生能源消费量（11278GWh/年）的基础上，到 2013 年实现新增 10000GWh 或 80 万吨标油的可再生能源消费量，其中 60%来自电力，其余部分来自太阳能热水器。用于支持该目标的资金来源于国家财政和国际捐助。战略政策领域包括五个方面：一是继续开发适合的金融财政支持手段，包括国家资源/投资的重新定向和制定可再生能源技术和财政奖励办法；二是立法规范定价和发电上网，具体措施包括颁布关于定价的法规，以及将独立电力生产商整合到电力系统中；三是加强研发；四是提高公众意识；五是建立技术支持中心。

2005 年，南非矿产和能源部宣布给一定规模以上产量的可再生能源项目提供补贴，具体形式包括对可行性研究报告提供资助，长期或短期的资助，出口信贷和优惠贷款，购买碳减排量等。2009 年，南非国家能源局通过了“可再生能源固定电价”计划。该计划要求南非公共机构 Eskom 必须从具有资质的可再生能源发电厂购买电力，购买价格基于发电征税后的成本。具有资质的可再生能源发电厂除了可卖电给 Eskom 外，也可以卖给其它买家。上网电价成本全部转移给电力消费者。计划第一阶段包括风电、小水电、垃圾填埋气和聚光光热太阳能(CSP)四种技术，上网电价分别为 1.25 兰特/kWh、0.94 兰特/kWh、0.90 兰特/kWh 和 2.10 兰特/kWh。2009 年 11 月计划进入第二阶段，新增了 6 种技术。该计划将持续 20 年，每年根据通胀情况进行价格调整。2010 年初，南非发布可再生能源税收优惠减免政策，将重点开发风能产业。

表 4-1 绿色电力激励政策及应用国家分类汇总

	政策	应用该政策的国家
基于价格的	固定价格政策 (feed-in	绝大部分欧盟国家、美国一些州和城市、日本（仅对于家

政策	tariff)	庭)、南非、巴西、澳大利亚(部分省)、印度(部分州)
	补贴 (premiums)	丹麦、西班牙: 可以选择固定电价或者补贴
基于发电量的政策	绿色证书	美国(州一级)、英国、意大利、日本、印度(2010年10月开始)、澳大利亚
	配额制	欧盟、美国(一半以上州和华盛顿市)、日本、印度、澳大利亚、南非、巴西
基于税收的政策	财政激励	欧盟、美国、日本、印度、澳大利亚、南非、巴西
	投资激励	欧盟、美国、日本、印度、澳大利亚、南非、巴西
其他	贷款	欧盟、美国、巴西、加拿大、韩国

资料来源: IEA, 《世界能源展望2010》

4.1.3 美国绿色电力财税激励政策

一、联邦财税政策

近几年, 美国绿色电力开发的主要联邦推动政策包括: 生产退税 (PTC)、投资退税 (ITC)、国家财政补贴计划以及税收加速折旧。

1、生产退税 (PTC)

根据 1992 年《能源政策法案》及其修正案, 联邦政府为部分可再生能源发电项目提供了通胀调整生产退税 (PTC), 其中包括风能、生物质能、地热、垃圾填埋气、城市固体垃圾、符合条件的水力发电、以及海洋和流体动力发电等。2010 年, 风能、闭环生物质能和地热发电的通胀调整退税额达 2.2 美分/千瓦时; 其他符合条件的技术所获得的退税额为风力发电项目 PTC 退税额的 50% (2010 年为 1.1 美分/千瓦时)。在 2012 年年底之前投入运营的风力发电项目目前可获得 10 年 PTC, 其他可再生能源技术的投产日期可延后一年(即 2013 年底之前)。在 PTC 取消的三个年份(分别是 2000 年、2002 年和 2004 年), 风力发电装机容量的增长速度出现明显停滞, 而在 PTC 预定期满之前的年份, 风能开发项目则出现显著增加, 由此可见 PTC 对于可再生能源发电, 尤其是风力发电行业的历史重要性。

2、投资退税 (ITC)

联邦政府为其他能源项目提供了投资退税 (ITC), 其中包括太阳能、燃料电池和小型风电项目(均可获得相当于项目立项成本 30% 的退税), 以及地热、小型燃气轮机和热电联产项目(均可获得相当于项目立项成本 10% 的退税)。目前, ITC 的受益对象为在 2016 年年底之前投产的符合条件的项目, 其中地热项目退

税未规定截止日期，而在 2016 年其他项目的退税期满后，太阳能发电项目的退税（除非进行延长）比例将调整到 10%。根据 2009 年《经济复苏法案》，有资格获得联邦 PTC 的可再生能源项目也可以（临时）选择 ITC，进而使符合 ITC 要求的技术种类在短期内有所增加。一直以来，ITC 对于美国的太阳能行业尤为重要，在推动部署户用/分布式和联网型太阳能发电技术应用方面发挥了重要作用。

3、国家财政补贴计划

尽管这两项联邦财政激励措施仍将发挥重要作用，但随着 2009 年 2 月《经济复苏法案》的颁布，在 2009 年和 2010 年，该法案第 1603 条国库财政补贴计划的作用超过了 PTC 与 ITC。鉴于 2008 年年底的金融危机之后，市场上税收股权投资者的数量明显减少，《经济复苏法案》第 1603 条取代了 PTC 或 ITC，为符合条件的可再生能源项目提供 30% 的现金补贴。与 PTC 和 ITC 相比，30% 的现金补贴可以为可再生能源项目提供大笔资金，尤其是在当前紧缩的金融环境下，通过税收激励计划刺激投资的难度很大。因此，该计划毫无意外地获得了广泛支持。自 2009 年 6 月底该计划实施以来，共发放了约 50 亿美元现金补贴。例如，2009 年美国新投产的风力发电装机容量中有超过 6,400MW，占 64% 以上的新增装机，均选择了该补贴计划。符合条件的项目必须在 2010 年底之前开始动工才能获得该项补贴；届时若联邦法律未延长该计划的期限，激励措施将恢复调整为 PTC 和 ITC。很明显，在过去两年经济状况低迷的形势下，该计划在促进美国可再生能源利用规模的持续扩大发挥了重要的作用。此外，为了获得该项补贴，大批项目在 2010 年底之前名义开工，但正式运营时间将在几年之后。

PTC、ITC 或者国库补贴等计划均未对可再生能源项目中设备的使用做出任何规定或给予任何鼓励。上述计划中涵盖了美国或非美国公司，以及在美国国内或国外生产的设备。美国国会曾对国家财政补贴计划以及其中缺少对“本国内容”的规定表示担忧，但美国政府依然未制定任何规定。唯一的“地理位置”要求是项目本身必须在美国国内（例如：即使该项目所生产的可再生电力将被输送到美国，其项目地点也不能位于加拿大和墨西哥）。

4、联邦加速折旧税收政策

通过税收加速折旧，可再生能源项目所有人可以对其大部分 5 年期资产进行税收折旧，不必在资产使用寿命估算期限内进行折旧。可享受 5 年加速折旧的可再生能源资产包括：太阳能、风能和地热。此外，对于个别生物质能设施，其折旧期限为 7 年。大多数太阳能、风能和地热资产的 5 年期折旧政策自 1986 年便

已开始执行。美国于 2008 年 2 月颁布的《经济刺激法案》规定，为 2008 年获批并投入运行的符合条件的可再生能源系统提供 50% 首年奖励折旧。该规定于 2009 年和 2010 年相继进行了修改，并新增了其他可再生能源项目财政刺激方案。尽管该政策的作用无法与联邦 PTC、ITC 和国家财政补贴计划相比，但与 15 年或 20 年折旧期相比，5 年折旧期可为风力发电厂提供 1 美分/千瓦时左右的有效激励。因此，尽管该政策并非可再生能源增长的主要刺激因素，但其依然具有重要的意义，只是未得到充分的重视。与 PTC、ITC 和国库补贴政策相同，该计划也未对可再生能源项目所用设备的供应和制造做出任何规定或给予任何鼓励。

二、洲级财税政策

绿色电力开发的主要州级推动政策包括州级 RPS 计划，以及各种州级现金激励计划。

1、州级可再生能源配额标准

在过去十年间，可再生能源配额标准（RPS）是美国州级可再生能源技术应用中最常采用的配套政策形式。尽管 RPS 的形式各不相同，但其核心均是要求零售电力供应商逐渐增多对可再生能源的购买量；大部分行政区均允许可再生能源许可证交易，以提高配额标准执行的灵活性，也便于执行的考核。

自上世纪 90 年代末以来，可再生能源配额标准开始在美国各州快速普及。截止到 2010 年 10 月，美国 29 个州以及哥伦比亚特区均确立了强制性 RPS 目标。若该目标得到充分贯彻，则其将涵盖美国 56% 的零售电力销售。同时各州均在目标中规定了在销售中应达到的可再生能源百分比。尽管各政策的形式与最终执行目标存在较大差异，但大部分 RPS 计划均规定，截止 2030 年，零售电力销售中合格的可再生能源比例应达到 15~25%。

在美国现行的所有州级政策中，RPS 被认为是最重要的一项，尤其是在与补充政策配套执行时，该政策可促进可再生能源的大规模发展。美国从 1998 年至 2009 年期间增加的 37GW 非水电可再生能源装机容量中，已执行或即将执行 RPS 执行义务的州所占比例约为 61%（23GW）。现有的州级 RPS 政策均要求截止到 2025 年，新增可再生能源装机容量需达到 73GW 左右，届时将占美国当年零售电力销售的 6%，而预计 2000 至 2025 年负荷增长率将达到 30%；若各州均提高其可再生能源目标（部分州政府已经开始提高其目标），或有更多的州开始采用 RPS 政策，则州级 RPS 政策所要求的可再生能源增加数量将会大幅提高。

截止到目前，风力发电项目受州级 RPS 政策的影响最为显著。1998 年至 2009 年期间，在 RPS 政策的推动下，美国新增的可再生能源装机容量中，风力发电

占 94%左右；剩余的 6%分别是生物质能、太阳能和地热。这是由于作为一种“市场刺激”机制，传统的 RPS 政策倾向于刺激对低成本和低风险技术的投资；在竞争过程中，通常不会选择高成本的技术。而近期，随着太阳能成本的下降，美国正在开发的联网型太阳能装机容量超过 20GW，并主要集中在加利福尼亚州和美国西南部地区。这意味着，在履行传统州级 RPS 义务方面，风能正面临太阳能带来的越来越大的挑战。

此外，州级 RPS 政策正越来越多地被（再次）用来支持更大规模的能源多样化发展，其中促进太阳能发展是 RPS 政策方案中一个普遍的目标。截止到 2010 年 10 月，在 30 个州的 RPS 政策中有 14 个包含了针对太阳能的“拨出保障计划”，其中有四个州制定了分布式发电拨出保障计划，旨在为太阳能发电提供支持。上述项目中均要求部分 RPS 总体目标需通过合格的太阳能技术或分布式发电技术来实现。

州级 RPS 政策对符合条件的可再生能源做出了不同规定，但未规定可再生能源必须使用在美国或由美国公司制造的设备进行生产。部分州鼓励（或要求）符合州级 RPS 政策要求的可再生能源发电厂必须位于该州区域内，以提高当地就业率，促进本州的经济发展。各州的政策存在较大差异，甚至存在争议；个别州的政策甚至规定位于该州的可再生能源项目可不遵守关于跨州自由贸易的联邦法律。

2、州级现金激励计划

许多州为可再生能源项目或制造企业提供现金激励，但通常仅限于位于该州区域内的项目或企业。最常见的激励类型是为户用/分布式太阳能发电设施提供预付折扣或基于发电量的补贴方式。通过配合州级净计量项目（美国大多数州所采用的形式各不相同），该计划已成为户用/分布式光伏应用的主要激励因素。例如，加利福尼亚州是美国最大的太阳能市场，而原因之一便得益于该州的户用/分布式光伏激励计划，该计划的目标是通过基于发电量的激励措施和预付折扣，在 2016 年之前部署 3000 MW 户用/分布式太阳能光伏。其他州（和公共部门）也制定了类似的或更适度的目标。目前，共有 27 个州以及哥伦比亚特区制定了针对户用/分布式可再生能源技术的各种现金折扣计划。

有限的个别州对采用本地制造设备的太阳能设施提供更高的奖励，但该类政策相对较少。该额外奖励的发放对象包括美国公司和海外公司；政策的重点在于制造的地点，而不是公司本身的所有权。除了通过折扣和基于发电量的激励外，州级计划有时会通过贷款和其他融资计划为户用/分布式太阳能应用提供支持，

或者为大型可再生能源设施与研发工作，以及州内可再生能源设备制造企业提供支持。

各州的计划形式、资金来源和融资额度各不相同。但该类计划的资金大部分各州的计划形式、资金来源和融资额度各不相同。但该类计划的资金大部分均来源于系统效益收费：即向由州政府、公共机构或指定第三方负责管理的零售电力销售征收的小笔费用或附加税。截止到 2010 年 8 月，共有 18 个州以及华盛顿特区为可再生能源设置了系统效益收费。至 2017 年，该笔费用总额预计将超过 72 亿美元。

该类计划对户用/分布式太阳能光伏的影响最大。从 1998 年至 2008 年期间，在执行该计划的 13 个州中，融资总额约为 19 亿美元，共为 2,500 MW 新增可再生能源装机容量提供了支持。在容量方面，风能吸收了最多的资金，其次分别是光伏和生物质能。而在实际资金和项目数量方面，光伏则占据首位，其次分别是风能和生物质能。

三、绿色电力设备支持计划

其他联邦级和州级计划对美国国内可再生能源设备的制造也提供相应的支持，包括联邦贷款担保计划、联邦生产退税、联邦与地方财政制造业激励计划，以及联邦与州级研发基金。

1、联邦贷款担保计划

2009 年《经济复苏法案》对 2005 年《能源政策法案》中的贷款担保计划进行了扩展。通过该计划，联邦政府可为符合条件的机构提供债务担保，降低其商业风险，并提高低成本资金的可用性。

第 1703 条规定的原计划是以开发或采用创新清洁能源技术的项目为重点。该计划特别授权美国能源部向“以避免、减少或隔离空气污染物或温室气体人为排放为宗旨，并采用最新技术，或在获得担保时，其所采用的技术比美国国内使用的商业技术有重大改进”的项目提供贷款担保。该计划还被授权为节能项目、可再生能源项目和高级输电与配电项目提供 100 亿美元贷款担保。美国能源部积极推广的三种项目类型为：（1）制造项目；（2）独立电站项目，以及（3）可根据阶段性发展方案组合多种合格的可再生能源、节能和输电技术的大型综合项目。该计划可为美国的数个太阳能、风能和其他清洁能源制造企业提供有限贷款投资支持。2009 年 7 月，根据该计划，美国能源部针对采用创新节能技术、可再生能源技术和高级输电与配电技术的项目，发布了一份征求意见稿。

《经济复苏法案》也针对采用商业化技术的项目制定了一份贷款担保姊妹计划，即第 1705 条计划。《经济复苏法案》扩大了能源部提供贷款担保的权限，并为该计划拨款 60 亿美元，但此后被削减为 25 亿美元。根据该计划，能源部可以在 2011 年 9 月 30 日之前为符合条件的项目提供担保，其中包括用于发电或生产热能的可再生能源项目，和用于制造相关组件和电力传输系统的设施，以及创新生物燃料项目。生物燃料项目的融资数额不得超过 5 亿美元。该计划对于采用更先进（当然也会有更大风险）技术的大型可再生能源项目的作用更为显著，例如太阳能热电（CSP）项目，但到目前为止仅提供很少资金承诺。2009 年 10 月，美国能源部根据该计划发布了一份征求意见稿。

截止到目前，仅有少数可再生能源项目从上述两个计划中获得贷款担保承诺，所以该计划对于可再生能源开发与生产的有效刺激并不突出。该计划未严格规定合格项目必须使用由美国公司生产的设备，因此初期贷款担保的提供对象是来自世界各地的公司。但是，任何获得贷款担保（不论是否由国内或国际企业开发）的制造设施必须位于美国境内。另外，“购买美国货”条款要求获得贷款担保支持的项目或设施必须最大程度使用产自美国境内的材料。“购买美国货”条款特别规定资金不得用于“公共建筑或公共工程的建设、修改、维护或修复等项目，除非该项目所使用的所有铁、钢和制成品均产自美国。”但部分条款提供了在个别情况下对该规定的豁免权。

2、联邦清洁能源生产退税

为增加美国绿色制造业的工作岗位，2009 年《经济复苏法案》还推出了一份一次性“先进能源制造业退税”计划，可为新清洁能源制造企业投资提供 30% 的退税。投资退税额为先进能源项目所需立项投资的 30%。该项目需用于建立、重新装备或扩建生产下列产品的制造企业：用于获取太阳能、风能、地热能或“其他”可再生能源的设备和/或技术；燃料电池、微型燃气轮机或用于电动或混合动力机动车的能量存储系统；用于提炼或混合可再生燃料的设备；以及用于开发节能技术的设备和/或技术（包括节能照明技术和智能电网技术）。

在确定投资对象时，美国财政部需考虑的项目需具有最高商业价值、可提供最多就业岗位、可最大程度减少空气污染和/或温室气体排放、拥有技术创新和商业应用的最高潜力、所生产（或存储）的能量具有最低的平准价格，或在降低能源消耗或减少温室气体排方面具有最低的平准价格，以及具有最短的项目时间。

截止到 2009 年 10 月，所提交的 500 多份申请共申请第 48C 条退税超过 80 亿美元，超出该计划 23 亿美元限额三倍以上。2010 年 1 月初，43 个州的 183 个

清洁能源制造项目获得了总计 23 亿美元的退税拨款。退税接收方没有义务推进其项目，但为了实现退税，其必须在 2013 年 2 月之前将项目投入运行。该计划为一次性机会，仅发布了一份征求意见稿，但美国政府正争取将该计划延长一年，并增加 50 亿美元。

尽管在许多情况下，该“一次性”计划仅为预先规划的制造企业提供资金支持，但是其将在鼓励在美国国内建立可再生能源制造企业方面发挥较为显著的作用。该计划不限于美国公司，实际上很大一部分获得退税的企业均为计划在美国建立制造企业的外国公司。

3、州级与地方的制造业财政激励

除上述计划外，各州、地区和城市通常也会推出各种激励计划，以吸引清洁能源制造企业。在选择位置时，制造商通常会与多个州和社区进行谈判，以获得最有吸引力的激励措施。制造商在确定生产企业厂址时要考虑其他各种因素，但目前尚不确定与其他商业因素相比，州级与地方激励措施的重要性。

各州和各社区所采用的激励措施通常存在较大差异，并非“标准化”措施，而是通过单独与制造商进行多次协商后达成。2009 年对各州计划的一份分析显示，在 19 个州共有 26 个用于吸引可再生能源公司的计划。针对公司营业税和财产税的退税是最普遍的计划，同时还有免税、折扣和减税等措施。少数州还提供补贴和贷款（包括贷款担保）。目前尚未获得关于上述激励措施绝对量的公开数据，和关于其形式和普遍程度的定期公开信息。

4、联邦级与州级研究开发基金

近十年间，美国联邦政府和部分州政府一直为可再生能源研发工作提供支持，包括为国家实验室和私人企业提供资金支持。凭借 2009 年《经济复苏法案》获得的资金，联邦级的支持活动在短期内有大幅增加，并由美国能源部根据各种目的进行拨款。为明确目前和后续的资金水平，美国能源部的可再生能源研发活动所需要的资金包括：太阳能（需要 3.2 亿美元）、风能（需要 7500 万美元）、水力（需要 3000 万美元），以及地热技术（需要 5000 万美元）。2009 年，能源部专门拨款 2.4 亿美元用于可再生能源研发工作。

长期以来，能源部的研发基金在发展科学领域、工程领域和应用领域的认知发挥了重要作用，使美国的可再生能源行业始终保持在创新的前沿。部分州也制定了针对可再生能源的长期研发计划，其中纽约州和加利福尼亚州致力于将本州打造成可再生能源创新和制造的中心。该基金中同样包括公共和私营部门在研发方面的投入。而随着各可再生能源行业的日益成熟和规模的扩大，私人基金也受

到更多关注。

4.1.4 国外绿色电力投融资经验对我国的几点启示

分析回顾国外发展绿色电力走过的历程和经验，纵观我国绿色电力发展现状及面临的挑战，得出如下几点启示：

一、政府的支持引导是绿色电力发展的重要前提

各国发展清洁能源的实践表明，政府作为市场规则的制定者和市场秩序的维护者，是清洁能源产业链中最重要的一环。清洁能源的健康有序发展离不开政府的支持和引导。在市场化条件下，清洁能源资源的评估和规划，必须在政府的牵头组织下开展；清洁能源的生产、输送和消费环节，必须在由政府制定的合理可行的市场运行机制作用下，才能协调运转；清洁能源技术的研发和装备制造，也必须依靠政府对基础研究的大量投入以及对市场的培育才能发展壮大。

二、系统完整的产业政策是保障绿色电力发展的必要措施

清洁能源发展较好的国家一般也是清洁能源发展政策支撑体系较为完整系统的国家。欧美等发达国家的清洁能源发展政策，覆盖了清洁能源管理、生产、输送、消费、研发和装备制造的各个环节。在政策的配套上，既有宏观法规政策，又有与其配套的微观操作细则，增强了政策的系统性、规范性和可操作性。如美国在联邦政府层面出台了《能源政策法》后，各州政府根据各自实际，制定了“绿色电力采购规定”、“可再生能源发电配额制”等配套政策；丹麦在制定可再生能源配额制的同时，建立了风电等可再生能源发电设备的质量认证和标准化管理体系，保证了并网发电机组的质量，促进了清洁能源生产和输送环节的协调发展。

三、从技术手段和政策规范两方面入手消除绿色电力发展的障碍

清洁能源开发利用中存在的主要障碍一是成本较高，二是清洁能源大规模开发对发电设备和电网技术要求较高。根据各国发展清洁能源的经验，消除清洁能源开发利用中存在的障碍，必须从技术手段和政策规范两方面入手。技术手段是指依靠技术进步，降低清洁能源开发利用成本，提高间歇性清洁能源发电的预测精度，加强对清洁能源发电和并网的控制能力，提升清洁能源发电设备对电网的适应性和电网对清洁能源电能的兼容性；政策规范手段是指建立清洁能源发电设备的检测认证机制，严格清洁能源发电机组入网和运行标准，必要时对间歇性清洁能源发电机组的出力进行控制。从清洁能源发展的长远角度看，加强技术控制手段，严格设备检测认证和并网制度，有利于消除清洁能源开发利用中的障碍，

推动清洁能源的可持续发展。

四、绿色电力发展离不开消费者的认同与支持

在现有技术水平条件下，清洁能源利用成本要高于传统能源。消费者在享受清洁能源发展带来的环境改善的同时，也必然要承受到能源消费成本上升带来的影响。清洁能源的发展离不开消费者的认同与支持。欧美等发达国家都比较注重对清洁能源利用的宣传和鼓励政策，利用媒体广告、清洁能源示范项目等方式提高消费者对清洁能源的接受程度。正是因为消费者对清洁能源的认同和支持，美国和欧洲一些国家的绿色电力价格等清洁能源消费市场的政策才能够得以顺利实施，对清洁能源领域的投资也能够得到社会大众的广泛认同。

4.2 绿色电力行业发展的投融资问题分析

绿色电力行业的融资渠道一般包括财政融资和市场融资。在绿色电力行业发展的初期，资金来源基本为政府的财政融资。然而，我国各级政府对绿色电力行业的财政投入太少。而且，财政融资相比较市场融资而言，还存在融资渠道单一、融资范围狭窄问题；财政投资受部门利益、本位利益的驱动，盲目投资普遍，投资效益低下；财政融资管理体制不健全，名目众多，条块分割，各自为政，缺乏一个统筹资金、协调行动的管理机构。属财政投资融资机构的政策性银行在资金来源上过分依赖中央银行行政性摊发的金融债券，增加了债务风险，财政部门内部管理混乱，缺乏严格的计划和法制管理。

随着绿色电力行业的进一步发展，部分项目已经初步具备了商业化的可能性。因此，需要法律制度的创新为市场融资创造环境和条件。市场融资相比较财政融资而言，作为社会资本的融通，其社会化拓展了融资渠道，使投入增加；而且市场融资的产权明晰有助于实现资本利用的高效率和低风险，有效地克服了财政融资的缺陷，是绿色电力行业开发利用资金来源的最佳选择。然而，我国目前绿色电力市场融资法律制度尚未建立，业主单位缺少融资能力，银行不愿意贷款。由于缺乏行之有效的市场投融资机制，导致绿色电力行业投资渠道单一，政府成了单一投资主体，财政投入难以满足行业发展对投资的渴望。这极大地阻碍了绿色电力行业的进一步发展。

4.2.1 绿色电力行业投资体制存在的问题

我国电力投资体制改革所形成的投融资新格局，对调动各级投资主体的积极

性、快速发展电力工业“功不可没”。然而，与市场经济的不适应性和体制深层次矛盾较为突出，主要包括以下几个方面：

一、电力投资的结构性和产权问题日益突出

就电力投资体制改革而言，集资电厂、中外合资电厂、外商独资电厂以及其他投资形式的电厂相继出现，电源环节出现投资多元化局面。在电源投资决策方面，存在投资冲动、投资规模膨胀的问题。电网投资主体应是管理电网的电力企业，现阶段仍是单一化主体。

电力企业应当组建“产权清晰、权责明确、政企分开、管理科学”的现代企业制度，建立与完善现代电力公司法人治理结构。但我国在国电公司控股和参股的电力项目中，股份持有者多数为地方政府或地方企业，这就产生了产权的划分归属与管理问题，进而影响到地方企业的投资决策和融资能力。

二、可再生能源的投融资激励政策不足

为支持可再生能源的发展，国家与地方政府已出台的一系列与投融资相关的激励政策。通过实施电价补贴、强制全额收购上网、财政扶持和税收优惠等政策，支持鼓励非化石能源发展。但政策激励作用明显不够，主要表现在：①中央与地方部门的补贴政策不到位；②增值税和增值税的附加税，目前只有小水电按6%征收增值税，享受了优惠政策，但是经济效益与社会效益更高的大水电与风电则不能享受这一待遇；③价格政策。当前国家出台了风力发电的还本付息政策，并且规定电网要全部收购，这一政策实质上是由新电新价政策衍生的，如不与其他政策措施配套，作用还是有限的；在生物质能开发利用方面，虽然提高了生物质发电上网电价，但生物质原料的价格飞涨某种程度上并未使项目主体的收益获得显著增加，④低息贷款政策。国家对风力发电目前有占一定投资份额的低息软贷款用以增加项目的融资能力，对于小风力发电和光伏发电有一定总额限制的贴息贷款，一般由农村能源专项贷款资金贴付。

三、电价形成机制不够合理

改革开放三十年，电价机制的改革虽然迈出了一定的步伐，取得了不小的成绩，但还存在着不少问题。最根本的问题是电价改革步伐缓慢，裹足不前，政府定价依然占主导地位，市场配置资源的基础性作用未能得到应有发挥。主要表现：①上网电价，基本上还是政府定价模式，未能实现竞价上网和市场决定价格的形成机制；②煤电价格矛盾突出，煤电价格联动机制存在不足。这种机制仍是典型的成本推进型价格上涨模式，与市场供求基本脱节，与电力市场化改革的方向相去甚远。③独立合理的输配电价缺失。受电力体制改革滞后和监管乏力的影响，

电网主辅环节多、改革进程迟缓，输配电成本费用不清晰，未能建立有效的电网输配成本约束机制，独立和合理的输配电价机制和水平难以确立。④销售电价偏于僵化，缺乏弹性，不能充分反映市场供求关系、资源稀缺程度和环境损害成本，未能与上网电价实行及时有效的市场联动，难以有效调节电力供求关系。销售电价分类不能反映用户用电特性和供电成本，居民电价偏低，工业电价偏高，各类用户交叉补贴严重，未能体现公平负担原则。

电价确定虽然引入了市场竞争机制，但是没有完全实现市场化，政府定价仍然占据主导地位。这种电价形成机制使得电力项目未来的收益(主要为电价收入)存在很大的不确定性，增加了电力项目的市场风险和政治风险，不仅影响了项目发起人和贷款人的投资收益，降低了电力项目对投资者的吸引力。

4.2.2 绿色电力项目融资存在的问题

一、项目融资相关法律法规不健全

1995年8月国家计委、电力部、交通部颁布的《关于试办外商投资特许权项目审批管理有关问题的通知》和1997年4月国家计委、国家外汇管理局颁布的《境外进行项目融资管理暂行办法》及1995年10月外经贸委颁布的《关于以BOT方式吸引外商投资有关问题的通知》，外加三资企业法、电力法等组成了我国电力行业项目融资的基本法律框架。但是，这些项目融资的规范性文件从立法层次上看，属于国务院下属部委制定的行政规章，其效力层次较低；从内容上看，主要是调整我国政府对外资的管制，且只是涉及到宏观的层面，对项目公司的设立方式、项目的审批程序以及政府保证等问题只做了原则性规定，而对于项目的审批程序、实施的指导原则、项目的收益分配、政府担保范围和界限等具体问题尚没有明确的政策法规，缺乏可操作性。同时还缺乏一个统一的专门机构对项目融资中的相关问题进行统一管理，使投资者和贷款银行得不到正确的政策信号，影响其对项目融资的兴趣和信心。

近年来，我国又相继出台了《商业银行法》、《担保法》、《保险法》、《证券法》等一系列相关法律，并适时进行了修订。这些法律法规中的部分条款涉及到了项目融资中关于项目公司的组成、借款以及担保等事宜，对规范市场经济、开展项目融资提供了必要的法律保障，积极推进了我国项目融资较快发展。但是这些相关配套法律法规条文内容过于笼统、缺乏有效的协调和配合，难以指导项目融资具体操作。

二、风险分担机制不够合理

如何处理风险的分担问题，是项目融资成败的关键。由于项目所涉及的各方(如发起人、项目公司、政府、承包商、供应商等)对各种风险的控制力不同，按照国际上的通行做法，哪一方最有能力控制的风险，哪一方就应承担该类风险。也就是说，只有当风险由最适于管理它的一方承担时，才会有效地分配风险。如：东道国政府最适合承担项目的政治风险而不愿意承担项目的商业风险，而境外投资者有能力承担商业风险而对政治风险则望而却步。对于属于各方的风险则由各方承担，通过谈判并以合同或协议的方式来解决。

目前我国项目融资运作过程中，项目融资风险的管理主要以合同的方式将各类风险具体化，以合同明确规定当事人承担多大程度的风险、用何种方式来承担并以项目合同、融资合同、担保、支持文件作为风险处理的实现形式贯穿于项目周期，彼此衔接，使风险得以规避、分担。但项目融资参与方多、风险复杂，又具有相当的不可预见性，在具体风险防范过程中难以周全，控制项目融资风险的合同仍存在漏洞和不完善之处，给项目融资风险留下了滋生的空间。

另外项目融资在我国的发展时间比较短，这方面的人才比较缺乏，在项目谈判过程中处于劣势；部分项目为了争取得到国外投资者的资金，提供给外商太多的优惠条件，并承担了项目融资过程中的大部分风险。这样就完全违背了项目融资合理分配风险的原则，不利于项目的成功运作。

三、政府过度参与

在西方发达国家，中央政府很少参与项目融资。如果有政府参与，一般是地方政府，基本上作为特许权转让主体参与项目融资活动。在项目风险管理上得益于发达的市场机制和健全的经济法规环境，政府只承担起应该承担的很少的风险。在我国为了吸引外资以弥补国内基础设施建设资金的不足，需要中央政府或其附属机构参与基础设施项目融资，或者在项目融资中发挥多方面的作用，如：制定国家宏观经济发展战略、法律法规、税收政策和金融政策等，来从整体上降低项目融资的环境风险。但由于经济发展水平和政治法律制度的限制，政府部门的角色往往会错位、缺失，不利于政府职能作用的发挥。

在吸引外资项目建设中，政府往往给予外商过多的优惠，实行了“超国民待遇”政策。以电力行业而言，一方面，政府基本上都承诺了最低购电量，政府将承担因电力市场供需波动的风险和压力。另一方面，政府还承诺上网电价。在项目融资过程中，政府做出了太多的让步，对一些本不应该承担的风险大包大揽，不利于项目融资的健康发展。中国地方政府更是缺乏运作项目融资的知识和经验，出于吸引外资的目的和对自身政绩的考虑及短期的利益，中国某些地方政府官员

可能会做出与中央政策与长远利益不相符的决策，给项目的外商做出过多的承诺，这一方面加大了政府自身的风险；另一方面必然导致政府巨大的履约成本。由于中国还处于经济转型期，国情以及政治体制比较特殊，而外商对这些特殊性可能不太了解，在这种情况下签订项目特许权协议并得到地方政府或某些官员的承诺与保证，一旦中央发现或地方政府换届，则此类项目必然属于清理的对象，政治或信用风险极大。

4.3 高效清洁能源发展的投融资激励政策分析

高效和清洁能源的发展不能重走常规能源的老路，必须积极引入市场竞争机制。但是，高效和清洁能源相比较常规能源而言，由于起步较晚，再加上我国现有体制的束缚等因素，存在着技术、成本、政策和体制等障碍，这直接影响到当前对该领域的投融资，因而难以和常规能源相抗衡。

4.3.1 高效和清洁能源发展投融资激励政策现状

从整个世界来看，目前高效和清洁能源发展都存在着成本、技术等诸多障碍，相比较常规能源而言还不具有较大发展优势。相对于发达国家，我国高效和清洁能源发展还面临着明显的市场障碍。我国已针对性地出台了一些鼓励高效和清洁能源发展的财税激励政策。

《可再生能源法》中规定了电价政策制定的原则并建立了费用分摊制度。电价应当根据不同类型可再生能源发电的特点和不同地区的情况，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，并根据技术的发展适时调整。费用分摊制度是电网企业根据规定的上网电价收购可再生能源电量所发生的额外费用，通过在全国范围内征收的可再生能源电价附加予以补偿。国家目前针对不同种类、不同发展阶段的可再生能源，采取了不同的电价政策，以促进可再生能源应用并鼓励技术进步。

➤ 可再生能源发电价格和费用分摊管理

为促进可再生能源的开发利用，根据《可再生能源法》，国家发展改革委于2006年1月研究制定了《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》，规定了可再生能源（除水电外）发电价格实行政府定价和政府指导价两种形式，政府指导价即通过招标确定的中标价格。该办法电价制定及费用支付和分摊进行了明确。

-
- 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。
 - 生物质发电项目上网电价实行政府定价的，由国务院价格主管部门分地区制定标杆电价；通过招标确定投资人的生物质发电项目，上网电价实行政府指导价，即按中标确定的价格执行，但不得高于所在地区的标杆电价。
 - 太阳能发电项目上网电价实行政府定价，其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。
 - 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。
 - 可再生能源电价附加向省级及以上电网企业服务范围内的电力用户（包括省网公司的趸售对象、自备电厂用户、向发电厂直接购电的大用户）收取。

➤ 可再生能源电价附加收入调配

为进一步促进可再生能源发电产业的发展，保证可再生能源电价附加的合理分配，国家发展改革委 2007 年 1 月颁布了《可再生能源电价附加收入调配暂行办法》，对可再生能源配额做出了规定。

- 省级电网企业收取的可再生能源电价附加金额小于本省应支付可再生能源电价补贴金额的，差额部分作为可再生能源电价附加配额对外出售；若前者大于后者，则余额用于购买可再生能源电价附加配额。
- 电价附加配额交易每月进行一次，省级电网企业根据配额交易方案，在配额交易方案下达后 10 日内完成配额交易，在配额交易完成后 5 日内结清补贴。持有可再生能源电价附加配额证的省级电网企业向其他省级电网企业出售配额证，出售收入计入电网企业销售收入。

根据上述两个文件的精神，国家发展和改革委员会定期就电价附加补贴的项目和金额、配额交易与电费结算等发布通知。

一、风电激励政策

中国风电价格政策主要经历了四个阶段：审批电价阶段、招标与审批电价阶

段、招标加核准电价阶段、固定电价阶段。目前风电执行的是 2009 年出台的风电标杆上网电价，此标杆价格比特许权招标的价格高出 10%左右，比脱硫燃煤发电的价格高出 30%左右。

根据《可再生能源法》、《国务院关于加快振兴装备制造业的若干意见》(国发[2006]8 号)和《可再生能源发展专项资金管理办法》(财建 2006[237]号)，中央财政安排专项资金支持风力发电设备产业化。为加强财政资金管理，提高资金使用效益，于 2008 年 8 月制定颁布了《风力发电设备产业化专项资金管理暂行办法》，对支持对象和方式、支持条件、补助标准和资金使用范围，以及资金的申报、下达、监督管理均予以明确规定。

- 产业化资金支持对象为中国境内从事风力发电设备(包括整机和叶片、齿轮箱、发电机、变流器及轴承等零部件)生产制造的中资及中资控股企业。
- 产业化资金主要是对企业新开发并实现产业化的首 50 台兆瓦级风电机组整机及配套零部件给予补助，补助金额按装机容量和规定的标准确定。
- 申请产业化资金的风力发电设备制造企业必须在自主知识产权、单机容量、认证、设备制造等方面符合一定条件。
- 对满足支持条件企业的首 50 台风电机组，按 600 元/千瓦的标准予以补助,其中整机制造企业和关键零部件制造企业各占 50%，各关键零部件制造企业补助金额原则上按照成本比例确定，重点向变流器和轴承企业倾斜。

2009 年 7 月，为规范风电价格管理，促进风力发电产业健康持续发展，依据《可再生能源法》，国家发展改革委决定进一步完善《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)有关规定，发布《关于完善风力发电上网电价政策的通知》。

- 分资源区制定陆上风电标杆上网电价。按风能资源状况和工程建设条件，决定将全国分为四类风能资源区，相应制定风电标杆上网电价。
- 风电上网电价在当地脱硫燃煤机组标杆上网电价以内的部分，由当地省级电网负担；高出部分，通过全国征收的可再生能源电价附加分摊解决。脱硫燃煤机组标杆上网电价调整后，风电上网电价中由当地电网负担的部分要相应调整。

标杆电价的出台改变了风电价格机制不统一的局面，使项目投资方有了明确的预期，并鼓励项目方降低成本。

2011 年年初，国家能源局多次召集电网企业、风电开发商、设备厂家和科研院所等单位研究讨论分布式风电的开发，2011 年 7 月下发了《关于分散式接入风电开发的通知》（国能新能【2011】226 号）。11 月，正式下发《分散式接入风电项目开发建设指导意见》（国能新能【2011】374 号）。《指导意见》对分散式接入风电项目的定义、接入电压等级、项目规模、核准审批等都做了严格的界定，明确了项目开发建设的前期工作内容，对如何选址、开工建设、项目验收以及项目接入系统技术要求和运行管理等各方面进行了明确要求和定义，规范了分散式风电项目的有序开发建设。

二、光伏发电激励政策

中国光伏发电目前已经出台了固定电价政策。此前中国光伏市场扶持政策主要有三种：特许权招标、金太阳工程（《金太阳示范工程财政补助资金管理暂行办法》）、光伏建筑应用示范工程（《太阳能光电建筑应用财政补助资金管理暂行办法》）。

根据近日下发的《2012 年度太阳能光电建筑应用示范项目的通知》，对建材型等与建筑物高度紧密结合的光电一体化项目，今年的补助标准暂定为 9 元/瓦，比去年提高 3 元；对与建筑一般结合的利用形式，补助标准暂定为 7.5 元/瓦。值得注意的是，《通知》特别强调光电一体化示范项目采购组件的条件，并对其制定了具体的指导数据，要求开展项目要采用性能先进的光伏组件产品。如晶体硅光伏组件全光照面积的光电转换效率（以含组件边框面积计算转换效率）不得低于 14%，输出功率衰减率 2 年内不高于 5%、10 年内不高于 10%、25 年内不高于 15%；非晶硅组件全光照面积的光电转换效率（以含组件边框面积计算转换效率）不得低于 6%，输出功率衰减率两年内不高于 4%、10 年内不高于 10%、25 年内不高于 20%。进一步表明国家优先鼓励项目中采用性能先进的光伏组件产品，增强光伏发电对现有电网条件的适应能力。

由于光伏发电相对于风电来说，成本较高且变化较快，光伏发电价格政策一直进展缓慢，直到 2011 年 7 月国家发展改革委才出台《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》，全国统一光伏标杆上网电价，同时提出今后将根据投资成本变化、技术进步情况等因素适时调整标杆电价。

- 按照社会平均投资和运营成本，参考太阳能光伏电站招标价格，以及我国太阳能资源状况，对非招标太阳能光伏发电项目实行全国统一的标杆上网电价。
- 2011 年 7 月 1 日以前核准建设、2011 年 12 月 31 日建成投产、我委尚

未核定价格的太阳能光伏发电项目，上网电价统一核定为每千瓦时 1.15 元（含税，下同）。

- 2011 年 7 月 1 日及以后核准的太阳能光伏发电项目，以及 2011 年 7 月 1 日之前核准但截至 2011 年 12 月 31 日仍未建成投产的太阳能光伏发电项目，除西藏仍执行每千瓦时 1.15 元的上网电价外，其余省（区、市）上网电价均按每千瓦时 1 元执行。
- 通过特许权招标确定业主的太阳能光伏发电项目，其上网电价按中标价格执行，中标价格不得高于太阳能光伏发电标杆电价。
- 对享受中央财政资金补贴的太阳能光伏发电项目，其上网电量按当地脱硫燃煤机组标杆上网电价执行。

光伏标杆电价的出台为光伏产业和市场提供了明确的投资回报预期，也及时刹住了招标价格越招越低、恶性竞争的形势。补贴来源于电力终端消费者，并将在未来根据光伏发电成本变化等因素适时调整，其模式基本与德国一致，无论涵盖区域还是补贴方式都远远强于之前所有政策。按照目前给予的标杆价格，西部光资源丰富地区项目在保证其所发电量全部上网的前提下可达到 10% 的收益率。

三、生物质发电激励政策

生物质发电项目上网电价实行政府指导价，电价标准由各省 2005 年脱硫燃煤机组标杆上网电价加补贴电价组成，补贴电价标准为 0.25 元/kWh，秸秆直燃发电项目还可以得到 0.1 元/kWh 的临时补贴。生物质发电价格政策的问题在于补贴标准过于统一，应根据不同种类的生物质发电技术细化不同的补贴标准。另外，以 2005 年煤电价格为基数不仅无法体现生物质发电电价与煤电联动的关系，还使西部区域的生物质发电价格过低，不能很好地促进生物质发电的发展。因此，2010 年 7 月国家出台农林生物质发电项目固定电价政策，固定电价 0.75 元/kWh。此外，国内一些专家认为，混燃发电项目也应该得到价格政策的支持，但是由于计量等问题比较复杂，关于混燃发电的价格政策一直没有出台。

近年来，我国政府相继组织编制了《关于加快推进农作物秸秆综合利用的意见》、《秸秆能源化利用补助资金管理暂行办法》，并出台秸秆综合利用试点工作方案。财政部、农业部和能源局等多部门合力推进绿色能源示范县工作。按计划，“十二五”期间将兴建 200 个绿色能源示范县。11 月初，财政部下发了《关于开展第一批绿色低碳重点小城镇试点示范工作的通知》，并配有《推广应用可再生能源和新能源专项实施方案》。

4.3.2 高效和清洁能源发展投融资激励政策存在的问题

由上节可知,我国已针对性地出台了一些鼓励高效和清洁能源发展的财税激励政策,如税收优惠政策、财政贴息政策和研究开发政策等,但存在以下几方面的问题:

一、激励政策的协调性和力度不足。

在现有技术水平和政策环境下,除了水电和太阳能热水器有能力参与市场竞争外,大多数高效和清洁能源开发利用成本较高,再加上资源分散、规模小、生产不连续等特点,缺乏竞争力,需要政策扶持和激励。但目前政策体系及其相应的产业政策法律体系不够完善,经济激励力度不够,相关政策缺乏协调,政策的稳定性差,没有形成支持高效和清洁能源持续发展的长效机制。由于缺乏目标机制,难以制定长期稳定的发展规划及其政策,制约了开发商的投资信心;缺乏竞争机制,使目前可再生能源价格的降低缺乏压力,开发商与电网之间难以就电力的供应达成协议。

二、缺乏对投融资向绿色电源倾斜的引导

多数新能源和可再生能源技术发电成本过高和市场容量相对狭小,构成了中国可再生能源发展中难以克服的症结。目前,除了小水电外,我国其他高效和清洁能源发电成本远高于常规能源发电成本。高效和清洁能源发电成本大大高于常规发电的主要原因在于:常规电力发展对人类健康的危害、农业产量的降低、温室气体排放等方面的“外部成本”转移给了社会,使常规电力成本低于实际水平,没有在其电力消费价格中反映出来;特别是在当前全球应对气候变化的背景下,很多发达国家已将二氧化碳排放纳入传统化石能源发电的成本中,从而缩小清洁能源与传统电源间的成本差,利于清洁能源吸引投融资。其影响除了使新能源和可再生能源价格大大高于常规电力外,还造成了高效和清洁能源电力上网存在的障碍,清洁能源竞争力不足和技术的研发和产业发展受到限制。显然,由于成本过高,最终会限制新能源和可再生能源市场容量的扩大。反之,狭小的市场容量又会给新能源和可再生能源的成本降低造成障碍,形成恶性循环,使高效和清洁能源产业的发展陷入举步维艰的境地,给政府、银行和私营企业对投资新能源和可再生能源发展前景的信心产生不良影响。

三、标杆电价政策对区域性特点考虑不足

按照风电标杆电价,西部风资源较好地区风电项目理论上能保证10%的内部收益率,但由于目前不能保证全部电量上网,实际收益率较低。未来4类资源区

的划分将无法的需要。

光伏标杆电价的出台对开启中国的光伏应用市场起到了巨大的推动作用。但全国统一性标杆电价会使得光伏装机集中在光照资源好的西部地区，但目前西部地区的电网支持较弱，需要及时解决好并网问题。最后，光伏发电标杆上网电价政策并未明确未来调整标杆电价的时间和补贴年限，全国统一性标杆价格也未考虑到地区资源差别。

4.4 高效智能电网发展的投融资问题分析

4.4.1 高效智能电网建设面临的问题

一、电网发展问题

电网与电源发展不协调。全国发电新增装机容量逐年快速增长，给电网规划、电网建设、运行调度、生产经营等带来很大压力，由于电网发展的相对滞后，导致出现窝电和缺电并存现象。上述状况反映出我国还未实现电网和电源的协调发展，给电力系统的安全稳定运行带来较大的隐患，使资源配置目标难以实现。

配电网问题十分突出。北京等大城市几年前实施的城网改造工程已不能满足用电需求的增长，线路、变压器超负荷运行时有发生。中西部地区的农村电网建设和改造滞后，不能满足新农村建设的需要。配电网的陈旧落后，配电设备超期服役和超负荷运转导致的问题是：一是送电可靠性低，在缺乏富余电量和备用线路状况下，一旦发生故障，就会造成较大损失。二是送电质量差，电压达不到要求，造成用户电器损坏，甚至财产损失。三是输电损耗大，造成大量浪费。

二、智能电网发展问题

大规模风电接入电网是目前智能电网面临的重大问题。由于我国风能资源主要分布于西北部，但是西北部的电力消费能力不足，大量集中开发的风电需要通过电网进行远距离外送。因此，智能电网专家认为，如何将大容量、间歇性风电并入电网成为当前电网公司面临的重大问题，这也是智能电网建设的重点问题。

智能电网的关键技术问题。无论电网技术还是基础材料技术，目前还不能完全达到智能电网的要求，甚至有些技术的安全性还有待论证。中国采用的特高压输电，尽管可以减少输电过程中的损失，还能降低导线成本，但由于电压等级高，电流大，这种电网极易受到强恶劣气候的影响。智能电网在建设过程中也面临种种难题。目前的智能电网在许多环节上仍处于构想阶段，某些关键性技术还没有完全解决。智能输变电、智能调度与厂网协调、智能配电与用电、智能电网的信

息传输与信息安全等环节都面临技术和经济上的挑战。

智能电网运行的商业模式问题。智能电网建成后所采取的商业运营模式也是一个棘手的难题。在国外一些国家，智能电网的运营模式，有的是采取政府统一运营，也有的是靠企业管理运营，还有的是政府与企业联手运营。智能电网运营模式的确定既取决于其前期投资方式，又要具体分析市场环境状况。因此，智能电网的运行模式需要通过各种不同的示范项目和工程来探索可行的操作模式。

智能电网建设的标准问题。智能电网具有全球化特征，因此其应该拥有一套国际化的标准。但是，目前不同的国家对于智能电网标准的制定存在诸多分歧，而且智能电网涉及许多电气产品和技术、供应商的利益，不同产品供应商会采用不同的技术、标准，选用某种产品有时会出现不同的发展方向和走势。为此，中国与美国在积极联合，致力于制定一项国际化的智能电网技术标准。

有关智能电网的政策和法规框架尚未有效建立。国外发达国家主要是采用政府为主导的推进方式促进智能电网建设，部分国家已经形成了较为系统的政策和法规框架，并通过政府投资和补助等方式激励有关行业积极参与智能电网建设。截至 2009 年底，我国以政府为主导的智能电网推进方式尚未形成，有关政策和法规框架尚未有效建立，对有关行业参与智能电网建设的激励政策和配套措施尚未出台。

4.4.2 高效智能电网建设的投融资问题

一、电网投融资问题

电网企业内部融资能力弱。表现之一是可用于电网建设的折旧来源大幅减少。厂网分开后，电网提取的折旧，在还贷后可用于再投资的部分，从数量上、还是时间调剂余缺上，都不能满足项目建设的需求。表现之二是可用于电网建设的利润来源大幅减少。目前，现行电价体系中缺乏独立的输配电价，上网电价存在着提升的压力，而销售电价调整难度较大。从输配电和发电在零售价中的比例看，美国为53:47，而中国约为30:70，由此可见，电网企业自身的投资能力薄弱。

国家对电网输配电价形成机制的政策滞后。从近年电网项目建设的投融资情况看，存在的主要是电网建设自有资金严重不足、融资渠道狭窄、资金短缺及运用不合理等。这些问题阻碍了社会对电网的投融资热情，制约了电网建设的持续投入，使电网建设严重滞后于电源建设。其原因是，我国电力体制改革实行厂网分开后，投入电网项目的资金只有电网企业自行筹资和国家资金注入这两项来源，这种筹资方式强化了国有资产在电网企业的绝对主导地位，同时也带来投资渠道和投资主体趋于单一的弊端。随着电力体制改革的推进，国家政策对电源项目的

投资能力大为增强，相比而言，对电网的输配电价形成机制以及电网项目还本付息的电价机制却明显滞后，这在很大程度上压缩了电网企业的利润空间，制约了多元投资主体参与投资电网建设的积极性，也削弱了电网企业和项目在资本市场上融资能力。

社会资本投资电网建设的动力缺乏。资本市场不健全、融资渠道单一，过分依赖银行贷款。尽管随着我国社会主义市场经济的进一步完善，我国电网企业在国内外资本市场上通过发行债券、股票等方式筹集到了大量急需的资金，形成了多种融资方式并存的融资体系。但有这些融资方式刚刚发育和被应用，社会资本投资电网建设的动力仍然很缺乏。金融机构的贷款仍占主导地位，是电力建设资金供应的主要渠道，电力企业融资的手段和渠道都较为单一，过分依赖于银行间接融资。

煤电矛盾加大电网运营成本。去年下半年以来，发改委在将火力发电企业的上网电价平均提高2.5分钱后，对电网企业的销售电价没有做相应调整，使电网企业为发电企业背负着2.5分电价上调的成本。但是，目前对于电网企业的加价问题比较复杂，输配电还没有分开，改革没有到位，成本计算很模糊，而且各个省市经济状况差别很大，给电网加价造成种种难度。国家需要逐步完善对上网、输配和销售电价的形成机制，适时理顺煤电价格，避免对电网企业带来投融资压力。

二、智能电网的投融资问题

智能电网建设面临较大的资金缺口。电网企业的自有资金不足，难以满足智能电网建设的大量资金要求。电网企业稳定的自有资金来源主要靠净利润和折旧资金。受金融危机及国家电价政策等因素的影响，2009年电网企业的净利润已经无法形成对电网建设的资金支持，每年近3000亿元的投资规模，其折旧资金也难以满足电网建设资本金的要求。电网智能化建设的资金需求将进一步加大电网企业资本金不足与电网建设要求之间的矛盾，突出反映了电网企业需要通过有效途径充实资本金的必要性。

智能电网的投融资方式存在问题。智能电网既牵涉到原有电路网络的改造与升级，又必须对新的设备进行投入，是一项耗资巨大、耗时长久的工程。鉴于所需要资本的庞大和回报周期漫长，传统的投融资方式完全不能满足需求，即由企业投资的可能性不大，由政府单方面投入也会受到财政资金的制约。智能电网所需的巨大资本给投融资带来很大压力，急需探索和开拓新的投融资模式。

缺乏财政支持及税收优惠政策。目前，国家还没有出台财政支持及税收优惠

政策，来支持智能电网发展。智能电网建设需要投入大量的资金，完全依靠现有的电网建设投融资模式，远远不能解决智能电网建设资金问题，亟需要国家出台相关的资金扶持政策，并创新投融资模式。

4.4.3 高效智能电网投融资方式分析

电力行业的投融资体制对电力行业的发展至关重要。投融资体制指的是国家组织、领导和管理投融资经济活动所采取的基本制度和主要方式、方法。经过多年改革与实践，我国电力行业投融资体制建设取得了巨大成就，形成了投资主体多元化、融资渠道多源化、投资方式多元化以及投资构成差异化等特点，同时也存在着投融资行为不规范、产权关系不明晰、风险约束机制没有建立等弊端。

电力行业融资方式是电力行业投融资体制的重要组成部分，融资方式多样化对电力行业这样的资金密集型行业尤为重要。各种融资方式有不同特点，如银行贷款程序简单、筹资成本低，但还息压力大；外资方面如世界银行和亚洲开发银行等一般有低息贷款，但往往有附加条件，债券融资规模大、期限长，企业控制权不受影响，但有集中兑付的压力，股票融资不需归还、无固定股利负担，但融资成本高、会分散控制权，等等。除了以上融资方式外，电力行业还可发展资产支持证券化融资、商业票据融资、组建电力产业投资基金、融资租赁等创新融资方式。

除了多样化的融资方式，电力行业投融资体制的改革完善还包括其他很多方面。首先，在投资决策方面要改革电力项目审批制度，要尽快由审批制过渡到核准制，并最终建立政府调控下的备案制，同时要提高政府的科学决策水平，在制定电力行业发展规划时要有一定的前瞻性，防止投资过热与不足。其次，在投资管理方面要建立健全各项规章制度和制度，完善各种配套服务体系，要加强资本市场建设，大力发展投资中介机构，为新形势下不同投资主体营造公平完备的投资环境，吸引社会资金投资电力行业；要重视对民间投资的利用，以特许权经营方式吸纳民间投资参与电力行业建设与发展。现阶段还要结合电价改革及区域电力市场试点等正在实施的市场化改革举措，探索高效合理的电力市场竞争机制。在电力定价模式上要尽可能地引入市场机制，建立行之有效的市场运作方式，通过投资市场和交易市场的共同作用促进投融资体制的市场化。总之必须通过多手段、多方位的改革举措，才能真正形成健全合理的电力行业投融资体制。

一、传统电网融资模式

多元电网建设的融资渠道和模式包括传统融资模式和新型融资模式。传统电网融资模式指通过银行贷款、企业债券和企业上市方式进行电网建设的融资。其

各自的特点表现为:1) 银行贷款:目前,电网建设主要还是采用传统的融资渠道。从近年新的电网项目建设的投融资实践来看,由于银行资金较为宽裕,只要电网企业的资产负债率在一个合理的范围内,取得银行贷款并不难。但是,银行贷款需要至少20%的项目建设自有资金先行到位,并且目前我国正处于加息通道中,未来较长一段时期内银行贷款将为电网企业带来较为沉重的财务成本负担。2) 企业债券:企业债券是企业依照法定程序发行并约定在一定期限内还本付息的债券。电网企业由于收益稳定,偿债能力可靠,具备以企业债券方式筹集资金的良好属性。国家电网公司于2003年和2005年分别成功发行了50亿元10年期和40亿元10年期企业债券,为全国的重点电网项目建设起到了重要作用。企业债券属有价证券,可以自由转让,流通性较强,融资成本也较银行贷款低。3) 企业上市:在资本市场上发行股票是实现资本聚集最常用和最有效的方式。对电网公司进行股份制改造并上市,是权益融资的一种特殊形式。企业上市的融资方式筹备时间长、成本较高且基础工作繁杂,但却能在资本市场上筹措到较大规模的权益性资金,且电网公司仍以控股方式经营,不会影响到电网的安全稳定运行和资源优化配置。

二、新型电网融资模式

新型电网融资模式包括了信托计划、产业投资基金、资产证券化、项目融资等融资模式。其各自的特点表现为:

1、信托计划。电网建设贷款信托计划是通过具备资质的金融机构向电网项目建设的企业定向发放贷款。同发行企业债券或股票等传统融资方式相比,信托计划有业务操作过程相对透明、融资限制条件少、操作时间短的特点,目前在我国的金融环境下完全有实施的可能。如:2005年英大信托公司就曾尝试发行山东电网建设贷款信托计划,融资金额共达51 525万元。资金信托计划可以作为电网项目投资主体多元化的有效实现方式之一。

2、产业投资基金。产业投资基金属于基础设施类投资基金,投资风险较小,以追求长期资本利益为目标,较适合具有中度风险承受能力的机构和个人。电网产业投资基金主要用于投资未上市的电网公司,其资产透明度稍低于上市公司。受产业投资基金交易机制的限制,该金融工具的退出通道相对较少,流动性不强。由于产业投资基金是投资人以股权投资方式投入资金的,因此可以减轻电网企业的债务负担,降低资产负债率,提高企业的融资能力,同时有利于建立产权约束机制,促进电网企业改善治理结构。

3、资产证券化。资产证券化是指将企业或金融机构所持有的缺乏流动性、但能够产生可预见现金流量收入的资产,通过一定的结构性安排,转换成为在资本

市场上可以出售和流通的证券。在电网公司的资产中有相当一部分资产处于闲置状态或运营效率不高，如果对这部分资产实现证券化将有利于盘活存量资产，从而将流动性较差的应收账款置换成流动性强的资产。资产证券化不涉及电网企业的产权变动，融资成本也较债券低。但目前该融资产品在国内的实践经验欠缺，操作程序专业复杂，各项法律文本的准备工作相当繁复，前期基础工作投入费用较高。

4、项目融资。项目融资是为一个特定经济实体所安排的融资，其贷款人在最初考虑安排贷款时，满足于使用该经济实体的现金流量和收益作为偿还贷款的资金来源，并且满足于使用该经济实体的资产作为贷款的安全保障（王剑辉，2004）。项目融资具有许多传统融资所没有的优点，其最大的特点是以项目为导向，最大的作用是可以为超过投资者自身筹资能力的大型项目进行融资。项目融资方式可以安排优先追索贷款，为投资者规避投资风险提供了可能；还可以为国家和政府建设项目提供形式灵活多样的融资；还可以以提供直接担保和间接担保方式，把与项目有关的各个方面的利益有机地结合，增强项目的经济强度，提高项目的融资能力，减少项目股本资金的投入，进而提高项目股本资金的投资收益率。

5、“设施使用协议”的电网项目融资。该融资模式是指设施的提供者和设施的使用者之间达成具有“无论提货与否均需付款”性质的协议，利用“设施使用协议”安排项目融资。关键的是，设施使用者要提供一个强有力的具有“无论提货与否均需付款”性质的承诺，这个承诺要求项目设施使用者在融资期间定期向设施建设者支付一定数量的预先确定下来的项目设备使用费。这种承诺是无条件的，不管项目设施的使用者是否真正利用了项目设施所提供的服务。对于配电公司和电源公司来说，这种融资结构比直接参与电网建设的扩容投资能节省大量的资金，只是承诺了使用该输电线路的义务，可以将项目风险分散给了与项目有关的工程公司及其他投资者，保证了长期供电的可靠性。

我国电力投资是较为市场化的，但从电网企业和电源企业来说，具有非常明显的差别。2008年，电源企业银行贷款约为70%，债券等其他融资渠道不足10%；电网企业银行贷款比例不足45%，债券等其他融资渠道约为25%。造成这样差别的原因主要是由于发电企业在一定程度上具有竞争性，而电网企业存在垄断性，二者融资渠道不一样，但均呈现市场化，而且这种变化仍在不断深化。

三、电网扩宽融资模式的探索与实践

产业投资基金和资产证券化

随着经济社会的发展，电网建设和电网改造不断加快，融资的压力日益增大。

政策的完善，竞争的加剧带来的创新冲动，不断地拓宽电网建设新的融资模式和渠道。经过多年的理论探索和酝酿，目前产业投资基金和资产证券化等融资创新工具在我国产生的条件也日趋成熟，它们将很快作为一种新的融资方式出现在经济生活中。组建电网产业投资基金，可以把大量社会零散资金通过一定的方式汇集起来，形成一个相当可观的资金数额，从而能够适应资金密集的电网建设需要，为民间资本开辟一条风险适中、收益相对稳定的投资渠道。资产证券化是将未来可产生现金流的资产，经过一定的汇集组合，配以适当的信用增级手段，在资本市场发行证券进行融资。在目前的市场环境下，信托业作为唯一具有连接资本市场、货币市场和产业市场的金融企业，电网企业也可以利用信托业提供的平台，开展包括股权投资信托、债权投资信托、证券投资信托、年金信托、资产证券化、不动产信托等多层次的电网建设融资，实现电网建设融资的多元化。

企业债券

电网企业具有收益稳、风险低的特点，具有可靠的偿债能力，具备以企业债券方式筹集资金的良好属性。适当地提高企业的负债率并不会加大企业的财务风险。与银行贷款相比，债券融资的成本更低，而且能够规避利率风险。纵观市场经济较发达的国家，电力企业都通过发行企业债券筹措到了大量资金，电网企业通过发行公司债券以及增发募集资金，可以降低运营成本，改善公司的负债结构。

投资基金

组建电网产业的投资基金。投资基金也是一种很有效的融资方式。投资基金是一种大众化的信托投资工具，目前电力行业组建产业投资基金的时机已基本成熟，根据我国市场经济的进程和投融资改革的趋势，产业投资基金将很快作为一种新的投资方式出现在经济生活中。

设施使用协议

在电力市场改革的初级阶段，电网公司集输配电功能于一身，既承担着输电功能，又是发电公司发电出力的购买者。所以，可以由电网公司和发电公司之间签订一个“设施使用协议”形式的合同，并以此协议为基础组成一个电网建设经营公司，并以这个公司的名义来进行融资，吸纳政府及其他投资者的资金，甚至上市发行股票。这个公司组成之后可以负责其所建设的区域间输电线路的维护、管理工作，并可以在电网规划的范围内申请线路的扩容和扩建。以“设施使用协议”为基础的项目融资方式特别适合电力市场远距离、大规模输电线路的建设。这种线路往往投资额十分巨大，只靠一个省网公司无法满足其资金需要。而采用这种融资方式，恰好可以解决此类问题。以“设施使用协议”为基础进行融资建设的输电线路，其产权可能多元化，国有资本可能并不占主要比例。但这丝毫不会影响

电网运行的安全可靠。无论输电线路的产权性质怎样，其线路的运营归根到底要由电网的运行调度人员来控制，输电线路公司只是按照协议中规定的计算方法收取过往费而已。在这种方式的融资中，首先要有一个完善的协议来支撑，这个协议要对购售电双方的权利义务做出明确的规定。不能由他们私自撕毁协议，必须依据协议的规定来使用该输电线路。同时，要建立一个强有力的市场监管部门，建立相应的奖惩机制。对输电线路公司的业绩进行考核，如果该输电线路公司故意损坏线路或者对输电线路维护不周，导致输电阻塞等严重事故发生，要依照协议中相关的条文进行惩罚，必要时要对其进行法律上的制裁。

BOT 融资

BOT 融资是近年来项目融资发展的一个新方向。从世界各国开展BOT模式融资的项目都属于火电项目，成功进行电网建设项目的BOT 融资模式很少。BOT 模式的确不失为一种电网建设融资的好模式。以“BOT”模式为基础的电网建设项目融资可以通过以下几个步骤来进行。第一，输电线路经营公司、建设工程公司、输电设备供应公司以及其它投资者，共同组建一个项目公司，从项目所在国政府获得“特许权协议”作为输电线路建设开发和安排融资的基础。第二，项目公司以特许权协议为基础安排融资。第三，输电线路的建设阶段，工程承包集团以承包合同的形式建造项目。(4) 项目进入经营阶段之后，经营公司根据经营协议负责输电线路的运行、保养和维修，支付项目贷款本息并为投资财团获得投资利润。最后，保证在BOT模式结束时将一个运转良好的输电线路交给项目所在国政府和其他所属机构。鉴于电网建设的特殊性，电网建设项目的发起人可以是政府或者电网公司，由他们来为这个项目做担保。同时由于输电线路运营和维护的专业性，其输电线路的正常运营既可以由该项目公司来承担，也可以是使用该线路的电网公司承担。但应保证该项目的投资者一定的投资收益。在BOT模式的项目融资中，输电线路的控制权问题往往是对电网建设项目采用BOT形式融资争论的焦点。在BOT 形式的融资中，在项目的运营期间内输电线路的产权、控制权都属于项目公司所有。但对于电网输电线路这种特殊的建设项目而言，输电线路的维护管理要受到所在国政府的严密监督，可以通过协议规定，项目公司不得故意在项目即将移交给所在国政府时故意损坏线路，或者维护不力。在项目的经营期间内，也不能违背系统调度员的调度。甚至可以在协议中规定，在输电线路建成之后，输电线路的维护、管理都交给所在国政府，由所在国政府委托当地的电网公司予以管理、维护，而项目的投资方收取一定投资回报。

4.5 电网企业 DSM 投融资激励政策现状及问题

4.5.1 电网企业 DSM 投融资激励政策现状

“十一五”以来，顺应支持实现国家和地方节能减排目标的现实需要，中央和地方政府陆续出台了一系列节能减排投融资激励政策。这些政策的施行，对电网企业 DSM 投融资形成了多方面的支持。

一、财政激励

(1) 节能技改项目财政奖励

从 2007 年起，中央财政设立了节能技改项目财政奖励专项资金，采取“以奖代补”新机制，对重大节能技改项目予适当支持和奖励，奖励金额按项目技术改造完成后实际取得的节能量和规定的标准确定；财政奖励的节能技术改造项目是指《“十一五”十大重点节能工程实施意见》(发改环资[2006]1457 号)中确定的燃煤工业锅炉(窑炉)改造、余热余压利用、节约和替代石油、电机系统节能和能量系统优化等项目；财政奖励对象主要是实施节能技术改造项目的重点耗能企业。

2011 年，财政部对该项政策进行了调整。根据调整后的政策，申请奖励资金支持的节能技术改造项目必须符合下述条件：

- 按照有关规定完成审批、核准或备案；
- 改造主体符合国家产业政策，且运行时间 3 年以上；
- 节能量在 5000 吨（含）标准煤以上；
- 项目单位改造前年综合能源消费量在 2 万吨标准煤以上；
- 项目单位具有完善的能源计量、统计和管理措施，项目形成的节能量可监测、可核实。

现行的奖励标准为：东部地区节能技术改造项目根据项目完工后实现的年节能量按 240 元/吨标准煤给予一次性奖励，中西部地区按 300 元/吨标准煤给予一次性奖励。

电网企业自身实施的重大节电技改项目，可以申请该项财政奖励。

(2) 合同能源管理项目财政奖励

2010 年 4 月，国家发改委、财政部等联合发布了《关于加快推行合同能源管理促进节能服务产业发展的指导意见》，明确提出了促进节能服务产业发展的

一揽子政策措施，包括加大资金支持力度，将合同能源管理项目纳入中央预算内投资和中央财政节能减排专项资金支持范围，对节能服务公司采用合同能源管理方式实施的节能改造项目，符合相关规定的，给予资金补助或奖励。有条件的地方也要安排一定资金，支持和引导节能服务产业发展。

根据上述《指导意见》的精神，中央财政专项安排了合同能源管理项目财政奖励资金，支持推行合同能源管理，促进节能服务产业发展。为了规范财政资金管理，提高资金使用效益，2010年6月，财政部、国家发改委联合制定并发布了《合同能源管理项目财政奖励资金管理暂行办法》（财建[2010]249号）。《办法》明确规定了该奖励资金的支持对象和范围、支持条件、支持方式和标准等。

- 支持对象。财政奖励资金支持的对象是实施节能效益分享型合同能源管理项目的节能服务公司。
- 支持范围。财政奖励资金用于支持采用合同能源管理方式实施的工业、建筑、交通等领域以及公共机构节能改造项目。已享受国家其他相关补助政策的合同能源管理项目，不纳入本办法支持范围。符合支持条件的节能服务公司实行审核备案、动态管理制度。节能服务公司向公司注册所在地省级节能主管部门提出申请，省级节能主管部门会同财政部门进行初审，汇总上报国家发展改革委、财政部。国家发展改革委会同财政部组织专家评审后，对外公布节能服务公司名单及业务范围。
- 支持条件（项目资格）。申请财政奖励资金的合同能源管理项目须符合下述条件：①节能服务公司投资70%以上，并在合同中约定节能效益分享方式。②单个项目年节能量（指节能能力）在10000吨标准煤以下、100吨标准煤以上（含），其中工业项目年节能量在500吨标准煤以上（含）。③用能计量装置齐备，具备完善的能源统计和管理制度，节能量可计量、可监测、可核查。
- 支持条件（公司资格）。申请财政奖励资金的节能服务公司须符合下述条件：①具有独立法人资格，以节能诊断、设计、改造、运营等节能服务为主营业务，并通过国家发展改革委、财政部审核备案。②注册资金500万元以上（含），具有较强的融资能力。③经营状况和信用记录良好，财务管理制度健全。④拥有匹配的专职技术人员和合同能源管理人才，具有保障项目顺利实施和稳定运行的能力。
- 支持方式。财政对合同能源管理项目按年节能量和规定标准给予一次性奖励。奖励资金主要用于合同能源管理项目及节能服务产业发展相关支出。

-
- 奖励标准及负担办法。奖励资金由中央财政和省级财政共同负担，其中：中央财政奖励标准为 240 元/吨标准煤，省级财政奖励标准不低于 60 元/吨标准煤。有条件的地方，可视情况适当提高奖励标准。
 - 资金申请和拨付。财政部会同国家发展改革委综合考虑各地节能潜力、合同能源管理项目实施情况、资金需求以及中央财政预算规模等因素，统筹核定各省（区、市）财政奖励资金年度规模。财政部将中央财政应负担的奖励资金按一定比例下达给地方。合同能源管理项目完工后，节能服务公司向项目所在地省级财政部门、节能主管部门提出财政奖励资金申请。具体申报格式及要求由地方确定。省级节能主管部门会同财政部门组织对申报项目和合同进行审核，并确认项目年节能量。省级财政部门根据审核结果，据实将中央财政奖励资金和省级财政配套奖励资金拨付给节能服务公司。

电网企业下属的节能服务公司实施合同能源管理项目，可以该项财政奖励。

(3) 高效照明产品推广财政补贴

2008 年 1 月，财政部和发改委联合发布了《高效照明产品推广财政补贴资金管理暂行办法》（财建[2007]1027 号）。该《办法》规定：中央财政安排专项补贴资金，用于支持采用高效照明产品替代白炽灯和其他低效照明产品；补贴资金采取间接补贴方式，由财政补贴给中标企业，再由中标企业按中标协议供货价格减去财政补贴资金后的价格销售给终端用户；财政补贴的受益对象包括大宗用户和城乡居民用户。

电网企业下属的节能服务公司可视为大宗用户。大宗用户采用合同能源管理推广高效照明产品，对每只高效照明产品，中央财政按中标协议供货价格的 30% 给予补贴。

(4) 半导体照明产品应用示范财政资助

2010 年 8 月，为了促进半导体照明节能产业健康有序发展，国家发展改革委、住房城乡建设部、交通运输部联合了关于组织开展半导体照明产品应用示范工程的通知：在不同气候条件的地区，选择 20 个半导体室内照明应用项目、15 个半导体路灯应用项目和 15 个半导体隧道灯应用项目开展示范，并且制定了《半导体照明产品应用示范工程实施方案》。该《方案》明确规定：

- 半导体照明产品应用示范项目通过合同能源管理模式组织实施的，可按有关规定享受国家有关合同能源管理的优惠政策。
- 半导体照明产品应用示范项目可根据有关程序，申请国家发展改革委中

央预算内投资项目资金补助。

同时，该《方案》对申报示范项目提出了以下基本要求：

- 应用 5000 盏以上 LED 室内照明产品进行建筑照明设施新建、改造项目；应用 500 盏以上 LED 路灯、隧道灯进行次干道、支路或隧道照明设施新建、改造项目。
- 拟建设项目的环境光干扰较少。
- 设计方案优于或满足现行照明设计国家有关标准和《半导体照明产品技术要求（2010 版）》

电网企业下属的节能服务公司通过能源管理模式组织实施半导体照明产品应用示范项目，可申请该项财政资助。

(5) 地方政府节能财政资助

目前，各省基本都设立了省级节能专项资金。不少市也设立了市级节能专项资金。省/市节能专项资金的资金来源主要地是财政资金。地方政府在节能专项资金的使用上，采用补助、奖励、贴息等方式，支持节能重点工程、高效节能产品和节能新机制推广，淘汰落后的高能耗设备，支持节能管理能力建设等。一些省市在节能专项资金的使用方向上，明确规定资助节能服务公司、扶持节能服务产业发展。此外，河北、山西、江西、宁夏等近 10 个省份设立了 DSM 专项资金。

电网企业及其下属的节能服务公司实施 DSM 项目等，可申请地方政府节能/DSM 专项资金的资助。

二、税收优惠

2010 年，财政部、国家税务总局联合发布了《关于促进节能服务产业发展增值税、营业税和企业所得税政策问题的通知》（财税[2010]110 号）。该《通知》明确规定：

- 对符合条件的节能服务公司实施合同能源管理项目，取得的营业税应税收入，暂免征收营业税。
- 节能服务公司实施符合条件的合同能源管理项目，将项目中的增值税应税货物转让给用能企业，暂免征收增值税。
- 对符合条件的节能服务公司实施合同能源管理项目，符合企业所得税税法有关规定的，自项目取得第一笔生产经营收入所属纳税年度起，第一

年至第三年免征企业所得税，第四年至第六年按照 25% 的法定税率减半征收企业所得税。

- 对符合条件的节能服务公司，以及与其签订节能效益分享型合同的用能企业，实施合同能源管理项目有关资产的企业所得税税务处理按以下规定执行：①用能企业按照能源管理合同实际支付给节能服务公司的合理支出，均可以在计算当期应纳税所得额时扣除，不再区分服务费用和资产价款进行税务处理；②能源管理合同期满后，节能服务公司转让给用能企业的因实施合同能源管理项目形成的资产，按折旧或摊销期满的资产进行税务处理，用能企业从节能服务公司接受有关资产的计税基础也应按折旧或摊销期满的资产进行税务处理；③能源管理合同期满后，节能服务公司与用能企业办理有关资产的权属转移时，用能企业已支付的资产价款，不再另行计入节能服务公司的收入。

电网企业下属的节能服务公司，可以依据上述《通知》的规定，向税务部门申请享受营业税、增值税、所得税优惠。

三、电价支持政策

电价政策方面，目前 20 多个省份施行了峰谷电价、季节性电价、尖峰电价、丰枯电价，鼓励电力用户合理调整用电负荷，采取 DSM 措施。一些省份的峰谷电价比达到了 4:1，甚至更高。

多年以来，政府价格部门一直坚持对钢铁、有色金属、建材、化工和其他主要耗能行业的企业，分淘汰、限制、允许和鼓励类实行差别电价政策。2010 年，政府价格部门进一步加大了差别电价政策执行力度，对电解铝、铁合金、电石、烧碱、水泥、钢铁、黄磷、锌冶炼 8 个行业实行差别电价政策，并进一步提高差别电价加价标准，自 2010 年 6 月 1 日起，将限制类企业执行的电价加价标准由现行每千瓦时 0.05 元提高到 0.10 元，淘汰类企业执行的电价加价标准由现行每千瓦时 0.20 元提高到 0.30 元。在此基础上，各地可根据需要，进一步提高对淘汰类和限制类企业的加价标准。

此外，政府价格部门还对能源消耗超过国家和地方规定的单位产品能耗（电耗）限额标准的，实行惩罚性电价。超过限额标准一倍以上的，比照淘汰类电价加价标准执行；超过限额标准一倍以内的，由省级价格主管部门会同电力监管机构制定加价标准。

峰谷电价、差别电价、超能耗限额惩罚性电价等的施行，对电力用户实施 DSM 措施形成了直接有力的价格激励，同时也从创造有效市场需求的角度对电网企业及其下属节能服务公司实施 DSM、开展合同能源管理项目提供了间

接支持。

此外，《电力需求侧管理办法》规定：电网企业开展 DSM 工作的合理支出，可计入供电成本。

四、投融资扶持政策

国务院发布的《“十二五”节能减排综合性工作方案》中明确提出：要强化对节能减排的金融支持力度，要求各类金融机构加大对节能减排项目的信贷支持力度，鼓励金融机构创新适合节能减排项目特点的信贷管理模式；引导各类创业投资企业、股权投资企业、社会捐赠资金和国际援助资金增加对节能减排领域的投入。此外，该《方案》中还提出要建立银行绿色评级制度，将绿色信贷成效与银行机构高管人员履职评价、机构准入、业务发展相挂钩。

2010 年，国家发展改革委、中国人民银行、中国银监会、中国证监会联合发布了《关于支持循环经济发展的投融资政策措施意见的通知》，对信贷支持循环经济发展提出了以下措施：

- 对列入国家、省级的循环经济示范试点园区（示范基地）、企业，和重大循环经济项目，银行业金融机构要积极给予包括信用贷款在内的多元化信贷支持。
- 对由国家、省级政府支持的节能、节水、节材、综合利用等减量化项目，银行业金融机构要重点给予信贷支持。
- 三是对示范市、县园区（示范基地）的循环基础设施、相关公共技术服务平台、公共网络信息服务平台的建设和运营，银行业金融机构也应给予相应的信贷支持。
- 四是积极创新金融产品和服务方式，拓宽抵押担保范围，创新担保方式，研究推动应收账款、收费权质押以及包括专有知识技术、许可专利及版权在内的无形资产质押等贷款业务。

此外，该《通知》还就拓展促进循环经济发展的直接融资渠道提出了以下支持措施：

- 一是支持符合条件的国家、省级循环经济试点园区（示范基地）、企业发行企业（公司）债券、可转换债券和短期融资券、中期票据等直接融资工具，探索循环经济示范试点园区（示范基地）内的中小企业发行集合债券。
- 二是鼓励股权投资基金投资于资源循环利用企业和项目，鼓励社会资金

通过参股或债权等多种方式投资资源循环利用产业，引导社会资金设立主要投资于资源循环再利用企业和项目的创业投资企业。

- 三是鼓励、支持符合条件的资源循环利用企业在境内外上市和再融资，鼓励企业将通过股票市场的募集资金积极投向循环经济项目。
- 此外，支持符合条件的循环经济项目申请使用国际金融组织贷款和外国政府贷款，支持鼓励循环经济项目申请清洁发展机制项目（CDM）。

上述《方案》、《通知》的发布、以及其中提到的投融资支持政策措施的逐步落实，无疑为电网企业及其下属的节能服务公司实施 DSM、开展合同能源管理项目创造了较好的投融资政策环境。

4.5.2 存在的问题

从上述可知，目前在财政激励、税收优惠、价格支持、投融资扶持等方面已有多项政策对电网企业 DSM 投融资形成了支持。然而，现有的政策与电网企业实现“十二五”电量、电力节约目标对投融资激励政策的支持需求相比，现有的电网企业 DSM 投融资政策尚嫌不足，政策的调整和完善还有相当的空间。概括起来，当前电网企业 DSM 投融资激励政策存在的问题与不足主要体现为以下几个方面。

一、电网企业电量电力节约目标的性质问题

写入国家“十二五”规划中的节能 16%目标、CO₂ 减排 17%目标、以及二氧化硫等四类污染物减排目标，是具有法律约束力的指标。国务院每年将组织对地方政府节能目标责任完成情况进行评价考核，考核结果纳入地方政府官员政绩考核。换句话说，上述节能减排目标是约束性的硬指标。相比之下，根据《电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核方案（试行）》，虽然每年国家发展改革委将会同有关部门对电网企业电量电力节约目标完成情况进行评价考核，对评价考核结果为优秀的电网企业予以表彰，对评价考核结果为不合格的却不过是予以通报批评。与节能 16%等相比，《电力需求侧管理办法》中针对电网企业规定的电量电力节约目标的约束力不是那么硬性；对电网企业电量电力节约目标年度完成情况的考核结果也没有纳入对电网企业高管的绩效考核。这一指标属性问题，不利于调动电网企业 DSM 投融资的积极主动性。

二、对电网企业的 DSM 电价激励需要细化

电网企业实施 DSM 是一项系统工程，涉及的工作内容十分庞杂，包括：电力负荷管理系统（指用于对电力用户用电信息采集、分析及对电力负荷进行控制

的软硬件平台和开展 DSM 的信息技术辅助系统)建设、运行和维护,实施 DSM 试点、示范和重点项目,实施有序用电,DSM 培训、评估、宣传等。这些工作都需要电网企业投入资金。电网企业对 DSM 工作的资金投入,有的具有较大的电力电量节约成本效益比;有的投入的电力电量节约成本效益比则较差;有的则不直接产生电力电量节约、或者电力电量节约效果难以量化;有的虽然产生电力节约效果,但却可能增加电量消耗。

《电力需求侧管理办法》规定:电网企业开展 DSM 工作的合理支出,可以计入供电成本。但这一规定是原则性的,不具有可操作性。电网企业开展 DSM 工作的支出哪些算是合理的,哪些不算,需要政府 DSM 主管部门、价格管理部门、电力监管部门等共同研究,进一步明确和细化。

三、电网企业 DSM 财政激励需要加强

尽管《电力需求侧管理办法》规定电网企业开展 DSM 工作的合理支出,可以计入供电成本,但电网企业却无法因此获得有吸引力的经济回报。电网企业开展 DSM 除了直接投入外,还有其它隐性成本,交易成本相对较高,并且 DSM 工作远比售电业务繁杂。除非有强有力的财政激励措施,使电网企业开展 DSM 的经济回报高于售电业务的经济回报,否则仅有 DSM 工作的合理支出可以计入供电成本这一成本补偿性政策,难以期望电网企业真正将 DSM 业务置于企业经营业务的优先地位。

在目前 CPI 居高不下、抗通胀成为经济工作的主要任务之一的经济环境下,为了调动电网企业 DSM 投融资的积极性,除了细化电网企业 DSM 工作的合理支出、将其计入供电成本外,不宜再从电价上考虑让电网企业获得 DSM 成本补偿之外的经济回报,而应考虑加强和完善对电网企业 DSM 工作的财政激励政策。

《电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核方案(试行)》规定:电网企业电力电量节约量包括电网企业自身、所属节能服务公司实施节电项目、购买社会节电服务和推动社会节电所节约的电力电量四部分。对电网企业自身电量节约量、所属节能服务公司实施节电项目的电量节约量,目前已经分别有节能技改项目财政奖励资金、合同能源管理项目财政奖励资金对电网企业和其下属的节能服务公司进行财政激励。但对于电网企业推动社会节电实现的电量节约量,目前尚没有适用于电网企业的财政激励政策。

另一方面,对电网企业通过各种方式实现的电力节约量的财政激励存在政策缺失问题。从直接效果看,电力节约措施实现的电量节约效果可能不明显、或者增加了电量消耗。但事实上,电力节约措施不仅可有效转移高峰用电负荷、减少电力装机需求,而且可相应地节地、节水、节材,还可以通过填谷来提高发电侧

机组负荷率、降低发电和供电煤耗，具有多重节约、经济、环境和社会效益。但目前节能财政政策的设计，过分专注于财政投入与直接节能挂钩，致使对电网企业电力节约的财政激励一直缺失。为了鼓励和支持电网企业实现电力节约量目标，亟需考虑针对电网企业制定有吸引力的电力节约财政激励政策。

四、对电力用户的 DSM 电价激励政策需要进一步加强和完善

如前所述，目前大多数省份施行了峰谷电价、季节性电价、尖峰电价、丰枯电价，鼓励电力用户合理调整用电负荷，采取 DSM 措施。此外，对高耗能行业实行了差别电价；对能源消耗超过国家和地方规定的单位产品能耗（电耗）限额标准的，实行了惩罚性电价。这些电价政策无疑都不同程度地起到了激励电力用户实施 DSM 的作用，同时也为电网企业创造了 DSM 投资市场空间。但一些省份的峰谷电价比相对较小；只有少数省份实行了尖峰电价；高可靠性电价、可中断负荷电价还停留在研究层面；等等。从加大对电力用户实施 DSM 的激励力度、同时为电网企业创造更大的 DSM 投资市场空间的角度考虑，需要进一步加强和完善对电力用户的 DSM 电价激励政策。

五、尚未建立电网企业收入与售电量脱钩机制

早在上世纪 90 年代初，在英国电力工业重组过程中，英国政府电力监管办公室（OFFER）为了激励重组后的地方电力公司（RECs，从事配电和供电业务）实施 DSM，设计并实施了电力公司收入与售电量脱钩机制。具体做法是：，OFFER 修订了电价计算公式，使供电价格和配电价格与售电量部分脱钩。按照新的电价计算公式，RECs 的供电收入中，只有 25% 基于售电量，而 75% 基于 RECs 所服务的居民用户和小型工商业用户的数目；RECs 的配电收入中，只有 50% 基于售电量。

除英国外，目前美国的多个州政府也采用了脱钩机制，使电力公司的收入和利润不再与售电量挂钩。与脱钩前相比，电力公司成本定期审查程序（或“定价程序”）保持不变，包括确定电力公司的允许收入。但是，销售电价将根据审查结果上下调整，使电力公司的收入刚好覆盖其固定成本——不多、不少。从实施效果看，脱钩机制的施行，以及其与其它财政激励措施的配合作用，比较有效地消除了电力公司投资 DSM 的抑制因素，调动了电力公司投资 DSM 的积极性。

然而，我国电力市场化改革进展缓慢，尚未建立科学合理的、有利于调动电网企业投资 DSM 的电价机制，如电网企业收入与售电量脱钩机制。在现行的电价机制下，电网企业收入与售电量直接挂钩；电网企业实施 DSM 将造成售电量的减少，并将相应地造成收入和利润的减少。这是有悖于电网企业的经营目标的，并使得电网企业对投资 DSM 本能地持消极态度。



5 推进中国电力行业高效和清洁发展投融资激励政策和机制的具体建议

稳定的电力生产和供应是支持中国经济社会可持续发展的重要保障，而国际环境对应对气候变化的诉求相应要求包括中国在内的所有国家进一步加快和加强对清洁能源的利用。如果未来电力行业仍然依赖化石能源，中国的发展前景将面临艰难的境地。未来一段时间内，中国的发展还需要更多的能源供给，既要合理控制或减少化石能源的消费总量，又要保障能源供给，唯一出路是将目前的传统能源生产和供应体系向清洁低碳能源体系转型。

5.1 推进高效和清洁能源投融资激励政策和机制的建议

一、进一步加大和完善财税优惠政策并重视落实

虽然财政补贴政策也存在一些缺陷，但它仍是一项行之有效的政策，是政府培育新能源与可再生能源发展的重要手段。为了加快新能源与可再生能源的发展，我国应当调整和完善国家财政补贴政策，创新各种财政补贴手段；继续实施用户补贴，以扩大市场规模；完善投资补贴办法，将投资补贴与新能源和可再生能源企业经营状况相结合；拓宽补贴资金渠道，可以考虑将未来征收碳税或生态建设税等作为新能源与可再生能源的一个重要来源。

二、建立绿色电力政府采购制度

所谓政府采购，是指政府为了公共产品的供给，运用财政性资金，购买货物、工程和服务的行为。为了新能源与可再生能源的发展，实现社会可持续发展和能源安全需要，政府采购政策已经被许多国家作为培育新能源与可再生能源发展的一项重要政策。我国应当进一步完善新能源与可再生能源中的政府采购制度，把“绿色”标准纳入政府采购法律法规当中。我国可以借鉴发达国家经验，实施高价收购政策，要求政府承担购买新能源与可再生能源产品的任务。

三、制定清洁能源发电配额和电网保障性收购制度并尽快实施

保障清洁电源的规模化发展，逐步建立清洁电源市场竞争机制，需要国家强制性的法律法规。政府应依据国家清洁能源发电总量目标，规定电网企业的规划期内收购清洁能源发电量指标，制定发电企业的清洁能源发电比例指标，以及各

地利用清洁能源发电的目标。电网企业、发电企业和地方政府应当按照指标要求制定包括跨区域调度内容的实施方案并尽早落实。

四、标杆电价应充分考虑地域性和资源性差别

政府近期出台的光伏上网标杆电价政策结束了特许权招标引发的一系列问题，和金太阳和光伏建筑示范工程不同的是明确给予了企业的利润期望，对于推动光伏发电市场的形成有着及其重大且深远的意义。此次所给出每度 1.15 元和 1 元的电价恰好是东部和西部光伏发电成本的折中价，这个价格可推动实现价格背后资源的优化配置。对于西部地区发展大型地面光伏电站更为合算，便可将此作为鼓励发展方向；而对于东部地区大规模光伏电站模式并不合算，因此应将更适合在当地发展的小规模、分布式的光伏发电模式作为鼓励方向。同时值得重视的是，借鉴风电脱网事故的教训，光伏标杆电价的出台要在鼓励项目建设和成本降低的同时，保证产品质量和技术的提高。

五、加大对分布式清洁能源开发和利用的政策扶持

我国的风能资源分布与德国、丹麦有所差异，资源主要集中在距离负荷较远、电网条件较弱的偏远地区，需要按照集中建设的开发方式、通过远距离传输风电电力。不过，在建设千万千瓦等大型风电基地的同时，也应同时积极引导和鼓励在地形状况较差或不具备建设大型风电场条件的地区（如山区、河谷、沿海岛屿等）建设小型风电场，并考虑就地消化风电如供热等方案的可行性，从而充分发挥分布式电源开发的灵活优势，加快有条件地区风电资源的开发进程。在太阳能发电上，也要兼顾城市建筑光伏和荒漠电站的协调发展。

六、加强对储能技术的研发投入

风电、太阳能发电出力的随机性特点是无法根本改变的。通过发展储能等新能源技术，将间歇性的能源储存，再可灵活调节的满足各种能源需求（如驱动电动汽车），将是未来新兴能源技术发展的主要方向。当前这些新能源技术在全球范围内还属于前沿性研究领域，我国应在发展现有技术的同时，重视研发，夯实基础，循序渐进，持之以恒，进行长期的技术和人才积累，争取早日实现技术的突破。

5.2 推进高效智能电网投融资激励政策和机制的建议

为促进我国高效智能电网建设，在我国当前的金融结构背景下，政府的重要作用在于完善电网建设的投融资体制，推动电价形成机制，有利于提高智能电网

的投资能力，促进电网的投融资制度创新，为智能电网相关企业进行科技创新创造多种投融资渠道，以及为规避和化解创新风险提供金融工具和金融制度安排。

一、完善电网建设投融资体制

建立健全我国电网投资的宏观调控体系，改进调控方式，完善调控手段。最终建立起市场引导投资、企业自主决策、银行独立审贷、融资方式多样、中介服务规范、宏观调控有效的新型投资体制。

促进多元化投融资体制建设。国家制定和落实支持智能电网发展的投融资政策，鼓励金融机构加大对智能电网相关企业的金融支持力度，激励金融机构拓展适合智能电网发展的融资方式和配套金融服务，提高金融服务的效率和质量。

智能电网的建设需要大量的资金和技术，并且存在一定的不确定因素，在其发展初期，需要中央与各级政府需进一步加大财政资金支出和补贴力度，支持智能电网相关技术创新、电力基础设施建设。尤其是对于处于建设起步阶段的智能电网企业，更应该采取直接补贴的形式，为其发展提供必要的财政支持。

建立电网项目的投融资风险责任制。目前我国在投融资风险理论方面的研究还缺乏系统、科学的研究方法。特别是我国电力行业的大多数投融资项目的可行性研究中，对风险问题尚缺乏完善的定量分析方法，通常仅停留在定性分析和敏感性分析方面。因此，建立电网投融资风险的约束机制十分必要。要遵守国家和银行制定的各项投资融资政策和法律、法规，加强政府投资管理，建立电网项目的投融资风险责任制。

二、推动电价形成机制改革

电网企业投资电网的收入来源主要是从电网电价获得，国家核定的输配电价和销售电价是电网企业回收投资和获取投资收益的方式。智能电网在用电侧发挥的削峰填谷、减少用户电费支出等功能的鼓励措施，在很大程度上也依赖于电价政策。由此可见，电价政策是促进智能电网投融资的客观需要。建议政府部门应进一步明确我国电价改革的总体思路，建立规范、清晰的电价定价机制。政府价格主管部门要尽快出台“合理成本、合理盈利、公平负担”的输配售电价，促进电网企业降低造价、使成本管理的努力能在效益上得以体现，从而获得更多的商业利润。在市场供求关系作用下，循序渐进地推进峰谷分时电价；在条件成熟时，逐步实现实时电价。完善电价审批制度，建立规范、高效、透明的电价监管制度。

三、促进智能电网建设的投融资制度创新

促进智能电网建设的投融资制度创新，主要是在传统投融资制度基础上探索

和开发一些非常规的投融资模式，以利于拓宽投融资渠道。一些投融资制度创新的形式包括：

1) 开拓多种资本市场，拓宽直接融资渠道。建立和完善多种股票市场体系，为智能电网相关企业提供直接融资渠道，促进不同规模的相关企业能够上市融资。积极研究中期票据、信托计划等各种适合科技型中小企业的债券融资方式，为智能电网建设提供资金支持。

2) 完善银行融资服务体系。实行商业银行的“绿色通道”政策，对于国家明确支持和鼓励的智能电网工程和项目开辟信贷服务“绿色通道”。建立健全以政府为主体的信用担保体系、商业性担保体系，为智能电网相关融资提供保障。引导政策性银行对智能电网相关科技成果转化项目提供贷款支持，对于这些企业在研发和生产过程中所需的核心技术和关键设备的进口提供融资服务。

3) 设立智能电网产业发展基金。基金支持的重点将是智能电网企业自主创新、科技攻关、科技成果转化、两化融合以及产学研合作平台、产业创新平台和公共服务平台的建设。

5.3 推进 DSM 投融资激励政策和机制的建议

一、提升对电网企业电量电力节约目标完成情况考核的权威性和约束力

根据《电网企业实施电力需求侧管理目标责任考核方案（试行）》，国家发改委将会同有关部门对电网企业电量电力节约目标完成情况进行年度考核。建议国家发改委经济运行主管部门与节能减排主管部门沟通和协调、并报请国务院，将对电网企业电量电力节约目标完成情况进行年度考核，统筹纳入到国务院组织的地方政府节能目标责任完成情况年度考核。同时，国家发改委电力运行主管部门与国资委协商，将对电网企业电量电力节约目标完成情况的考核纳入对电网企业高管的绩效考核。通过这两项措施，提升对电网企业电量电力节约目标完成情况考核的权威性和约束力，调动电网企业及其管理层对 DSM 投融资的积极性。

二、细化和明确对电网企业的 DSM 电价激励

建议国家发改委经济运行主管部门和价格主管部门等协商，尽快研究落实《电力需求侧管理办法》中关于电网企业开展 DSM 工作的合理支出可计入供电成本的规定，明确和细化电网企业开展 DSM 工作的合理支出范畴，并落实将这些合理支出纳入电网公司的供电成本，确保电网公司 DSM 投融资能得到基本的成本补偿，消除电网公司 DSM 投融资的财务顾虑。

三、对电网企业推动社会节电实现的电量节约给予有吸引力的财政奖励

建议国家发改委经济运行主管部门和国家财政部门协商，调整现有节能财政资金的支出用途，将电网企业推动社会节电而实现电量节约列为中央节能财政资金的支持方向，并统筹考虑电量节约效果、电网企业的资金投入等，对电网企业推动社会节电实现的电量节约给予有吸引力的财政奖励。具体奖励标准，原则上建议要高于电网企业售电业务的经济回报、不低于对节能服务公司开展合同能源管理项目的财政奖励水平，从而有效调动电网企业为推动社会节电而进行投融资的主动性和积极性。

四、对电网企业实现的电力节约给予专项财政奖励

建议国家发改委经济运行主管部门和国家财政部门协商，适当调整目前财政投入与节能量简单挂钩的政策设计思路，考量财政投入与系统性节约效益挂钩，即不仅考虑电力节约，同时考虑电力节约措施带来的节地、节水、节材、提高发电侧机组负荷率、降低发电和供电煤耗等多重节约效果，安排财政资金对电网企业通过 DSM 措施实现的电力节约给予专项奖励，激励电网企业加大对移峰填谷措施的资金投入。

五、加强和完善对电力用户的 DSM 电价激励政策

建议政府价格主管部门进一步加强峰谷电价、尖峰电价、差别电价、惩罚性电价等政策，包括考虑适当加大峰谷电价比、推广尖峰电价的应用、提高差别电价、惩罚性电价的加价力度和惩罚力度等。同时，加快研究和出台高可靠性电价、可中断负荷电价等。通过加强和完善对电力用户的 DSM 电价激励，为电网企业创造更大的 DSM 投资市场空间，引导电网企业加大对 DSM 工作的投融资力度。

六、探索建立电网企业收入与售电量脱钩机制

积极推进电力市场化改革，借鉴国外相关经验，探索建立科学合理的、有利于调动电网企业投资 DSM 的电价机制，如电网企业收入与售电量脱钩机制，引导和推动电网企业从简单的售电服务向为电力用户提供精细化节电服务的转变，建立电网企业 DSM 投融资的长效激励机制。

参考文献

1. Forrest Small, Lisa Frantzis , The 21st Century Electric Utility Positioning for a Low-Carbon Future, Navigant Consulting July 2010
2. Energy Market and Economic Impacts of the American Power Act of 2010
3. World Energy Outlook 2010, IEA
4. U. S. Energy Information Administration Office of Integrated Analysis and Forecasting U.S. Department of Energy Washington, July 2010
5. Corinna Klessmann , Christian Nabe, Karsten Burges, Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks
6. A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK, Energy Policy 36 (2008) 3646~3661
7. Joseph T.Kellier 美国的电力监管政策，联邦能源监管委员会
8. The Regulatory Assistance Project, Power Sector Reform in China: Next Steps DRAFT March 2011
9. Canadian Renewable Energy Alliance, Energy Efficiency and Conservation: The Cornerstone of a Sustainable Energy Future, August 2006
10. Ryan Wisser and Steven Pickle, Financing Investments in Renewable
11. Energy: The Role of Policy Design and Restructuring, Environmental Energy Technologies Division, Ernest Orlando Lawrence BNL University of California
12. Berkeley, California .March 1997
13. Norbert Wohlgemuth, Reinhard Madlener, Proceedings of the Norwegian Association for Energy Economics (NAEE) Conference “Towards an Integrated European Energy Market”, Bergen/Norway, 31 Aug – 2 Sep 2000.
14. The United States 2007 Review, Energy Policies of IEA Countries
15. A.J. Seebregts , H. Groenenberg , P. A. Boot , H.J.M. Snoep Policy instruments for advancing CCS in Dutch power generation, European Climate Foundation (ECF). December 2010
16. MIT (2003), Future of Nuclear Power, Cambridge, United States.
17. CERI (2004), Levelized Unit Electricity Cost Comparison of Alternate Technologies for Baseload Generation in Ontario, Canadian Energy Research Institute, Calgary, Canada.
18. RAE (2004), The Cost of Generating Electricity, Royal Academy of Engineering, London, United Kingdom.
19. University of Chicago (2004), The Economic Future of Nuclear Power, Chicago,

-
- United States.
20. IEA/NEA (2005), Projected Costs of Generating Electricity, OECD, Paris, France.
 21. UK DTI (2006), The Energy Challenge, United Kingdom Department of Trade and Industry, London, United Kingdom.
 22. MIT (2007), Future of Coal, Cambridge, United States.
 23. CBO (2008), Nuclear Power's Role in Generating Electricity, Congressional Budget Office, Washington, DC, United States.
 24. EPRI (2008), Program on Technology Innovation: Power Generation (Central Station) Technology Options –Executive Summary, Electric Power Research Institute, Palo Alto, United States.
 25. EC (2008), Energy Sources, Production Costs and Performance of Technologies for Power Generation, Heating and Transport, European Commission, COM(2008)744, Brussels, Belgium.
 26. House of the Lords (2008), The Economics of Renewable Energy, 4th Report of Session 2007-08, Vol. I: Report, Select Committee on Economic Affairs, London, United Kingdom.
 27. MIT (2009), Update on the Cost of Nuclear Power, Cambridge, United States.
 28. IEA/NEA (2010), Projected Costs of Generating Electricity, OECD, Paris, France.
 29. 王骏, 《新能源发展探讨》, 中国能源报, 2011年11月21日
 30. 国家发展改革委能源研究所等, 《中国光伏发电平价上网路线图》, 2011年4月
 31. 中国能源中长期发展战略研究项目组, 《中国能源中长期(2030、2050)发展战略研究—电力、油气、核能、环境卷》, 科学出版社, 2011年2月。
 32. 国网公司, 国家电网智能化规划总报告, 2010年3月。
 33. 滕帅, 电网建设项目投融资现状和模式探讨, 华东电力, 2007年第7期第35卷(华东电网有限公司发展计划部。(滕帅, 2007)
 34. 5000亿特高压投资一触即发 23专家上书温总理, 财新网, 2011/04/28。(财新网, 2011)
 35. 国家电网今年年初做出的1700亿的融资申请开始胎动。
 36. 文秀英, 我国电力企业投融资发展问题探析, 经济论坛, 2008·22。(文秀英, 2008)
 37. 姚崇毅, 电力建设投融资研究, 沿海企业与科技, 2009年第09期(总第112期)

-
- (姚崇毅,2009)
38. 许德平,我国电力企业投融资问题与政策建议, 现代企业教育,2009 年·2 月·下期.(许德平,2009)
 39. 王剑辉, 电力市场环境下电网建设投融资体制的创新, 电力建设, 2004 年 12 月, 第25 卷第12 期(华北电力大学) (王剑辉, 2004)
 40. 严敬, 我国电力行业投融资体制研究, 四川大学经济学院硕士论文, 2004 年 10 月。(严敬, 2004)
 41. 中国智能电网发展提速, 问题重重叠叠 2011-06-22。网站: 武汉中洋博宇有限公司。
 42. 戚峰, 我国电网建设融资模式的多元化, 20080412 (山东大学硕士论文) (戚峰, 2011)
 43. 彭文兵,《电力发展与投融资》, 上海财经大学出版社优先公司, 2009 年。
 44. 王亚霆,李文兴,电力行业投融资风险分析与评估, 管理现代化, 2008 年第 3 期.(王亚霆,李文兴,2008)
 45. 张刚, 促进我国智能电网发展的政策体系研究,《国家电网》杂志 2011-05-17。
(作者 财政部财政科学研究所)
 46. 许继电气, 中国已成为世界智能电网建设的先行者和引导者, 2011-3-16。
 47. 南网 2009 企业社会责任报告。
 48. 中国智能电网发展提速, 问题重重叠叠 2011-06-22。
 49. 江金骥, 国家电网1700亿融资开启第一单, 华夏时报。
 50. 汪海“项目融资及其在电力行业中的运用”西南财经大学硕士学位论文, 2005 年 3 月
 51. 巴基斯坦的 BOT 电力项目融资政策 <http://rztong.com.cn/newshtml/2007719>
 52. “美国、欧盟、中国绿色电力产业政策比较” 中国经济信息网 2008-09-11
 53. 赵家荣主编《中国可再生能源经济激励政策研究》中国环境科学出版社 1998 年
 54. 张正敏主编, 《中国风力发电经济激励政策研究》中国环境科学出版社 2002 年
 55. 中国电力企业联合会, 《中国电力行业年度发展报告》, 2011 年