

能源基金会

The Energy Foundation

项目成果

Research Report



**促进可再生能源发电的关键体制机制研究**  
**Study on the Institutional Issues and Solutions**  
**to Promote Renewable Energy Development**

华北电力大学

国务院发展研究中心

中科院数学与系统科学研究院

2015年1月

# 项目信息

项目资助号: G-1306-18458

**Grant Number:** G-1306-18458

项目期: 2013年9月—2014年9月

**Grant period:** Sep.2013—Sep.2014

所属领域: 可再生能源

**Sector:** Renewable Energy

**项目概述:** 本项目主要从体制和机制两个方面研究了如何促进可再生能源发电的问题。研究认为, 制度是影响中国可再生能源发电的关键因素之一。其中, 对电网公司监管体制的改革又是促进可再生能源发电的重要基础。要促进可再生能源发电规模的进一步增长, 须从改变电网公司的业务定位与收入模式角度进行改革。应突出电网公司的公共服务功能, 应该将履行可再生能源发展的责任纳入到对电网公司责任体系中。本项目针对电力市场不同改革情形, 提出了对电网公司所有权监管和行业监管的改革设想, 并构建了促进可再生能源发电的电网公司的考核体系。同时, 在对影响可再生能源发电的相关机制问题进行分析的基础上, 借鉴国际经验, 提出了中国促进可再生能源发电的电价机制, 战略规划协调机制, 电力系统运行机制, 以及财税机制完善等方面的改革问题。

**Project Discription:** This project studies the issue of how to promote renewable energy generation from the perspectives of system and mechanism reforms. It suggests that institution is one of the key factors that influence the renewable energy generation of China. Among them, the reform of regulation on grid companies is a critical issue. That is, in order to promote further renewable energy generation, the position and revenue mode of grid companies should be reconsidered. The task of providing public service by grid companies should be strengthened; and the task of promoting renewable energy by grid companies should be one of the responsibilities evaluated. This study conducts various reform models of regulation on grid companies in different power market reform contexts. Meanwhile, we explore the reforms of power pricing mechanism, planning coordination mechanism, power operation mechanism and fiscal and taxation mechanism on the basis of analyzing international experiences.

## 项目成员:

### 组长:

赵晓丽 华北电力大学低碳经济与贸易研究所, 所长, 教授, 博士  
负责第一章、第七章

张政军 国务院发展研究中心, 研究员  
中国诚通控股集团公司挂职董办主任, 负责第八章

### 副组长:

杨晓光 中科院系统科学研究所, 副所长, 研究员  
中科院管理决策与信息系统重点实验室, 主任  
中国石油大学工商管理学院, 院长

### 成员:

张永伟 国务院发展研究中心, 研究员, 负责第四章

张素芳 华北电力大学低碳经济与贸易研究所, 教授, 负责第二章

刘秀丽 中国科学院数学与系统科学研究院, 副研究员, 负责第三章

袁家海 华北电力大学低碳经济与贸易研究所副所长, 副教授, 负责第六章

王君卫 君百略管理咨询公司, 高级咨询顾问, 负责第五章

鲍勤 中国科学院数学与系统科学研究院, 助理研究员, 参与第三、六章

杨睿 华北电力大学经济与管理学院硕士研究生, 参与第二章

王顺昊 华北电力大学经济与管理学院硕士研究生, 参与第六章

王颖 华北电力大学经济与管理学院硕士研究生, 参与第四章

林卫 华北电力大学经济与管理学院硕士研究生, 参与第七章

## Project team:

Zhao Xiaoli, Zhang Zhengjun, Yang Xiaoguang, Zhang Yongwei, Zhang Sufang,  
Liu Xiuli, Wang Junwei, Yuan Jiahai, Bao Qin, Yang Rui, Wang Shunhao, Wang Ying

**关键词:** 可再生能源发电, 体制机制, 电网公司监管

**Key Word:** Renewable energy generation; System and mechanism; Regulation on grid companies

## 摘要

以煤为主的能源结构以及能源需求的快速增长,使中国成为世界能源消费和二氧化碳排放第一大国。随着近年来国际气候谈判和碳减排压力不断增大,以及城市空气质量严重恶化,节能减排、优化能源结构是中国可持续发展战略的必然选择;其中,加快发展清洁、低碳的可再生能源是实现这一战略的重要保证。

2005年可再生能源法颁布以后,中国可再生能源发电快速增长,但同时却存在着比较严重的弃风问题。产生弃风问题的原因很多,包括电源结构缺乏灵活性,可再生能源增长速度超出电网建设速度,风电资源集中地区负荷增长相对缓慢,等等。目前大量可再生能源电力不能被调度的主要原因有经济技术问题,也有制度问题。其中,制度创新的作用相对更大,因为通过制度创新可以推进技术进步,并促进综合成本(可再生能源发电成本、系统成本、使用成本等等)的降低。

现存的以传统化石能源发电为主导的能源系统结构已经非常完善,这一被认为是具有技术——制度综合特征的能源系统在其物理技术特征和社会组织和制度特征方面适应的是传统的化石能源发电模式。在可再生能源发电达到一定规模以后,必须有新的制度变迁与其相适应。但是,已经形成的技术——制度综合体使得即使是具有很好发展前景的可再生能源技术进入到这样的系统中也将面临重大挑战,并导致在旧制度变迁到新制度,以及新制度的不断完善过程中,每一环节都会面临来自既得利益者的阻碍,从而影响到它的发展。因此,体制和机制的变革是提高可再生能源的利用率,促进可再生能源发电大规模增长的关键问题。

电力行业输电环节具有自然垄断性特征,因此,与可再生能源发电相关的监管体制改革是研究重点。其中,对电网公司的监管体制改革是本课题研究的核心内容。此外,本课题还研究了促进可再生能源发电的主要机制,包括:电价机制,电力交易机制,规划协调机制,运行机制,财税机制。

本课题的研究内容主要包括:第一,分析了体制机制对可再生能源发电的影响。首先,通过分析影响可再生能源发电的自然因素、经济因素、技术因素、制度因素,提出制度性障碍是影响可再生能源发电的主要因素。其次,进一步量化分析了价格政策与非价格政策对可再生能源发电的影响,验证了政策机制的构建对可再生能源发电的促进作用。最后,分析了影响可再生能源发电的现有体制机制中存在的问题。研究认为,要实现可再生能源的更快发展,须从改变电网公司的业务定位与收入模式角度进行改革。

第二,分析了可再生能源并网发电的国际经验。分别从监管体制、电价机制、财税机制、调度机制、电力平衡机制、发电预测机制、可再生能源证书交易机制、等几个方面进行了阐述,在此基础上提出了中国可借鉴的经验。研究指出,加强对电网公司的监管是促进可再生能源发电的关键问题。其中,形成有效的电力市场结

构,建立独立的综合能源监管部门,实现第三方的有效参与,保证信息的高度透明,以及将公共服务业务与竞争性业务分离等监管制度的改革对促进可再生能源发电具有重要意义。

第三,分析了电网公司的定位与可再生能源发电的关系。重点阐述了电力体制改革背景下电网公司业务结构与收入模式重新定位问题;并结合电力体制改革和国有资产体制改革背景,分析了电网公司功能与经营责任的重新定位,构建了新定位下电网公司的责任体系;在此基础上提出了建立公共服务责任的履行机制。

第四,分析了电网公司的所有权监管和行业监管的内容、权责边界以及彼此关系,并对可再生能源发展责任在所有权监管和行业监管中的体现进行了研究,分别阐述了当前电力体制和电力体制改革背景下电力监管优化方案,及如何在监管体制的设计中体现电网公司公司发展可再生能源的责任。

第五,对促进可再生能源发电的电网公司的考核机制进行了设计,分两种情景研究了如何将可再生能源发展责任落实到对电网公司的考核体系中。对考核指标体系、出资人机构和行业部门在考核中的作用、不同阶段的考核方式给出了具体方案。主要包括,促进可再生能源发电的电网公司监管机制、流程和重点内容改革、出资人机构对电网公司考核指标体系的构建:指标、权重和标准值确定原则、出资人机构和行业监管部门在电网公司考核中的作用、关系以及有关流程、考核目标的分阶段实施及路径设计等。

本课题主要贡献体现在以下五个方面:第一,从定性和定量两个角度研究了影响可再生能源发电的因素,揭示了体制机制是影响中国可再生能源发电的主要障碍;第二,系统阐述了影响可再生能源发电的主要体制、机制问题,并通过分析国际经验提出了电力监管体制、尤其是对电网公司的监管体制的改革,是促进可再生能源发电的关键因素。第三,明确了可再生能源快速发展背景下,对电网公司的重新定位,给出了新定位下电网公司对可再生能源发电的责任体系以及履行机制;第四,分析了对电网公司的所有权监管和行业监管各自的内容、权责边界和彼此关系,阐述了如何优化对电网公司的监管制度,以提高其发展可再生能源的积极性和责任意识;第五,提出了促进可再生能源发电的电网公司考核制度和路径,建立了促进可再生能源发电的电网公司考核体系。

# 目 录

<b>第一章 绪 论</b> .....	1
一、问题的提出 .....	1
二、中国可再生能源发电现状分析 .....	3
(一) 中国风电发展现状分析 .....	3
(二) 光伏和生物质发电现状分析 .....	7
三、国内外研究现状分析 .....	9
(一) 可再生能源发电影响因素研究现状分析 .....	9
(二) 可再生能源发电政策效果评价研究现状分析 .....	11
四、本课题研究的主要内容和贡献 .....	12
(一) 研究内容 .....	12
(二) 主要贡献 .....	13
<b>第二章 中国可再生能源发电的体制机制问题</b> .....	14
一、体制机制对促进中国可再生能源发电的作用 .....	14
(一) 中国可再生能源发电影响因素的定性分析 .....	14
(二) 中国可再生能源发电影响因素的定量分析 .....	20
(三) 体制机制是影响中国可再生能源发电的主要障碍 .....	27
二、中国可再生能源发电中的主要体制问题 .....	37
(一) 体制的内涵 .....	37
(二) 电力体制改革对可再生能源发电的影响 .....	37
(三) 电力行业监管体制与可再生能源发电 .....	39
(四) 对电网公司业绩考核现状及存在问题分析 .....	42
三、中国可再生能源发电的主要机制问题 .....	52
(一) 机制的内涵 .....	52
(二) 电价机制 .....	53
(三) 电力交易机制 .....	59
(四) 运行机制 .....	60
(五) 规划协调机制 .....	62
(六) 财税机制 .....	65
本章小结 .....	66
<b>第三章 促进可再生能源发电的国际经验</b> .....	68
一、国际可再生能源发电的发展状况 .....	68
(一) 国际可再生能源发电快速增长 .....	68
(二) 欧洲可再生能源发电现状 .....	68

(三) 美国可再生能源发电现状 .....	72
(四) 发展可再生能源的战略规划 .....	74
二、监管体制国际经验 .....	76
(一) 法律法规作为监管保障 .....	76
(二) 监管制度完善 .....	77
(三) 监管职能明确 .....	80
(四) 对电网公司监管是电力监管的核心 .....	84
(五) 独立的综合能源监管部门 .....	86
(六) 监管信息透明 .....	87
(七) 执行和处罚有力 .....	87
(八) 对中国的启示 .....	88
三、电价机制的国际经验 .....	90
(一) 德国适时调整的固定电价机制 .....	90
(二) 西班牙溢价电价机制 .....	93
(三) 英国招标电价机制 .....	94
(四) 荷兰绿色能源电价经验及效果分析 .....	95
(五) 对中国的启示 .....	95
四、财税机制的国际经验 .....	95
(一) 美国经验 .....	95
(二) 欧盟经验 .....	97
(三) 对中国的启示 .....	98
五、调度机制的国际经验 .....	99
(一) 在更大区域内调度是减小电网影响和接入成本的优化选择 .....	99
(二) 成立可再生能源电力控制中心 .....	100
(三) 更多利用市场机制决定风电上网电量 .....	100
(四) 对中国的启示 .....	101
六、电力系统平衡机制的国际经验 .....	101
(一) 西班牙经验 .....	101
(二) 国际能源署(IEA)总结的经验 .....	103
(三) 对中国的启示 .....	105
七、发电预测机制的国际经验 .....	106
(一) 欧美国家风电预测预报机制 .....	106
(二) 对中国的启示 .....	109
八、可再生能源证书交易机制 .....	110
(一) 美国经验 .....	110

(二) 英国经验 .....	111
(三) 对中国的启示 .....	112
本章小结 .....	113
<b>第四章 电网公司新定位与其发展可再生能源的责任 .....</b>	<b>115</b>
一、电力体制改革背景下电网公司业务结构与收入模式重新定位 .....	115
(一) 电力行业改革先行的可能性评估 .....	115
(二) 电力体制改革的思路与内容 .....	116
(三) 电网公司的基本定位 .....	117
二、电力体制改革情景分析 .....	117
(一) 电力体制改革路径中的几种模式 .....	117
(二) 不同类型电网公司责任 .....	120
三、国资体制改革背景下电网公司功能与经营责任的重新定位 .....	121
(一) 对电网公司功能进行重新定位, 突出其公共服务功能 .....	121
(二) 建立适应电网公共服务要求的考核体系 .....	121
(三) 可再生能源电力传输业务纳入电网公司公共性业务考核范围 ...	121
四、新定位下电网公司的责任体系 .....	122
(一) 欧洲一些国家电网的责任体系与责任机制的借鉴 .....	122
(二) 电网公司责任体系的重新设计 .....	122
五、建立公共服务责任的履行机制 .....	124
(一) 制定《公共服务合同》 .....	124
(二) 合同的执行与跟踪 .....	124
(三) 建立公共服务的成本补偿机制 .....	124
本章小结 .....	124
<b>第五章 电网公司的所有权监管和行业监管 .....</b>	<b>126</b>
一、电力监管的理论分析 .....	126
(一) 电力监管的目标与原则 .....	126
(二) 有效电力监管体系的构成 .....	126
(三) 对电网公司监管是电力监管重点 .....	128
(四) 对电网公司发展可再生能源发电责任的监管 .....	129
二、当前电力体制下的电网公司监管制度完善 .....	130
(一) 明确可再生能源发展责任在电网公司监管中的重要地位 .....	130
(二) 确立电力监管顶层目标并建立一体化的综合协调机制 .....	132
(三) 优化监管主体的职权配置与专业能力 .....	133
(四) 优化监管程序与提高监管透明度 .....	135
(五) 协调行业监管与所有权监管 .....	136



三、当前电力体制下电网公司监管内容完善 .....	138
(一) 电网公司促进可再生能源发电责任在行业监管中的体现 .....	138
(二) 电网公司促进可再生能源发电责任在所有权监管中的体现 .....	140
(三) 加强电网公司信息披露 .....	141
(四) 完善许可证监管 .....	142
(五) 对电网规划与投资建设加强监管 .....	143
(六) 电网无歧视开放 .....	143
(七) 电网公司财务监管 .....	143
(八) 电力调度监管 .....	144
四、电力体制改革情景下电网公司监管改革 .....	144
(一) 行业监管的主要内容 .....	144
(二) 所有权监管的主要内容 .....	147
(三) 电网公司发展可再生能源发电责任在行业监管中的体现 .....	147
本章小结 .....	149
<b>第六章 促进可再生能源发电的电网公司考核制度 .....</b>	<b>151</b>
一、考核制度设计的基本思路和总体原则 .....	151
二、对电网公司促进可再生能源发电考核的理论基础 .....	152
(一) 基本思路 .....	152
(二) 模型构建 .....	153
(三) 模型求解 .....	154
(四) 结果分析 .....	160
三、电力体制改革和国资监管方式改革对电网公司考核的影响 .....	161
(一) 电力体制改革对电网公司绩效考核的影响 .....	161
(二) 国资监管改革对电网公司考核的影响 .....	162
四、电网公司绩效监管体系改革方案设计 .....	162
(一) 改革阶段划分与总体目标模式分析 .....	162
(二) 不同改革进程下电网公司绩效考核机制设计 .....	163
五、改革方案的分阶段实施计划与配套措施 .....	172
(一) 改革过渡期电网公司考核实施计划与配套措施 .....	172
(二) 改革完成期电网公司考核实施计划与配套措施 .....	173
本章小结 .....	174
<b>第七章 促进可再生能源发电的机制研究 .....</b>	<b>176</b>
一、电价机制的完善 .....	176
(一) 电价形成机制改进建议 .....	176
(二) 可再生能源跨省交易电价机制 .....	177

(三) 辅助服务电价机制 .....	178
(四) 需求侧响应电价机制 .....	179
二、电力交易机制的完善 .....	181
(一) 扩大电力交易范围 .....	181
(二) 建立辅助服务电力交易市场 .....	182
(三) 鼓励可再生能源跨省/区交易 .....	183
三、电力运行机制的完善 .....	181
(一) 年度发电计划机制的完善 .....	181
(二) 电力调度机制的完善 .....	182
(三) 电力系统备用机制的完善 .....	183
(四) 机组组合模式的完善 .....	185
四、电力规划协调机制的完善 .....	186
(一) 电力系统综合资源规划缺乏的原因 .....	186
(二) 电力系统综合资源规划国际经验借鉴 .....	187
(三) 促进可再生能源发电的电力系统综合资源规划建议 .....	187
五、财税机制的完善 .....	188
(一) 财税机制中应体现环境外部成本 .....	188
(二) 应扩大财政补贴的激励范围 .....	188
(三) 应该注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合 ...	189
本章小结 .....	189
<b>第八章 结论和政策建议 .....</b>	<b>191</b>
一、主要结论 .....	191
(一) 体制机制是影响可再生能源发电的主要因素 .....	191
(二) 国际经验表明监管体制完善是促进可再生能源发电的关键措施 .	192
(三) 欧美在促进可再生能源发电的机制建设方面的经验借鉴 .....	193
(四) 电网公司业务结构、收入模式与责任体系应重新定位和设计 ...	193
(五) 电网公司监管制度和内容需要进一步完善 .....	194
(六) 对电网公司考核制度科学设计有利于促进可再生能源并网发电 .	195
(七) 改革过渡期应注重平衡电网公司的资产经营责任和公共责任 ...	195
(八) 电力体制改革完成后, 应该突出对电网公司公共责任的考核 ...	196
(九) 促进可再生能源发电的关键机制改革主要包括四个方面内容 ...	196
二、政策建议 .....	197
(一) 优化促进可再生能源发电的监管体制 .....	197
(二) 界定电网公司国有企业功能定位与其发展可再生能源的责任 ...	197
(三) 分阶段改革并建立电网公司新型业绩考核体系 .....	198

(四) 进一步完善促进可再生能源发电的相关机制 .....	199
参考文献 .....	200

# 第一章 绪论

## 一、问题的提出

IPCC 第五次评估报告显示, 2011 年全球 CO<sub>2</sub> 排放量为 348.65 亿吨。2012 年中国 CO<sub>2</sub> 排放量已占全球总排放量的 28%<sup>1</sup>。为在本世纪内将全球平均气温上升幅度控制在 2 摄氏度以内, 到 2020 年每年 CO<sub>2</sub> 的允许排放量约为 290.4 亿吨<sup>2</sup>。2014 年 11 月, 中美气候变化和清洁能源合作的联合声明中, 中国提出温室气体排放峰值将于 2030 年左右到来。非化石能源占一次能源消费比例 2020 年为 15%, 2030 年为 20% 左右。因此减少 CO<sub>2</sub> 排放是世界及中国面临的一项紧迫任务。促进可再生能源发电, 是实现中国 CO<sub>2</sub> 减排目标的重要手段之一。

近年来, 中国可再生能源发展迅速, 装机容量从 2000 年的 7837 万千瓦提高到 2012 年的 3.2 亿千瓦, 增长了 311.9%, 年均增长 9.9%; 发电量从 2000 年的 2250 亿千瓦时飞速增长为 2012 年的 10065 亿千瓦时, 增长了 347.33%, 年均增长 10.9%<sup>3</sup>。虽然可再生能源增长速度较快, 但在整体发电结构中仍占较小的比例 (图 1-1)。

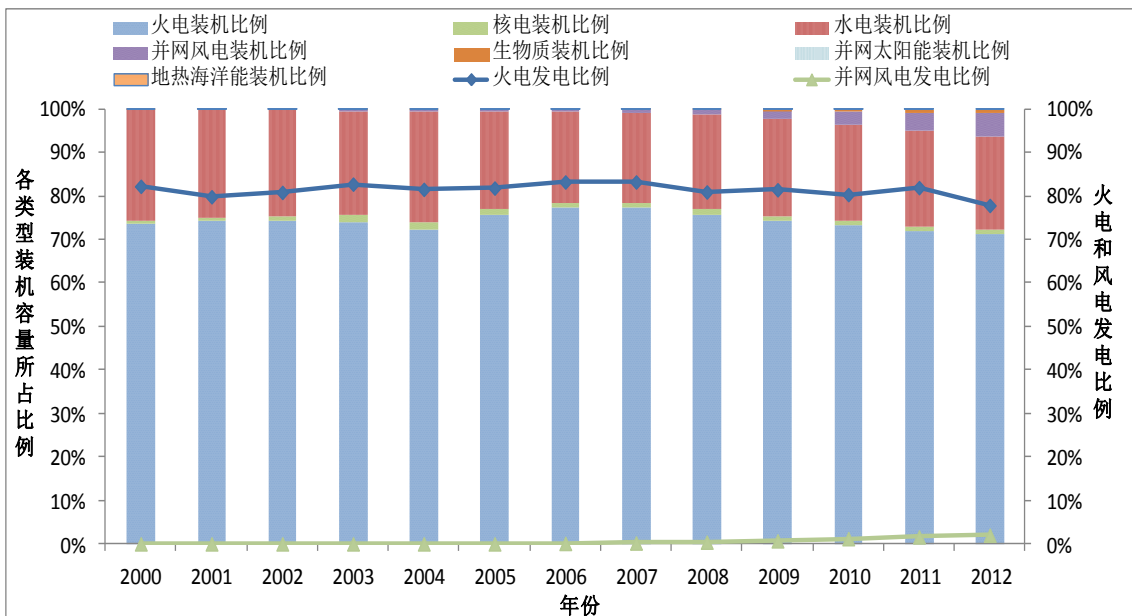


图 1-1 中国各类型发电装机容量比例和火电、风电发电量比例

数据来源: Wang Wei, 中国能源和发电结构图表, 2013, 4, 17.

<http://www.cnrec.org.cn/cbw/zh/2013-04-17-381.html>

<sup>1</sup> 欧委会《Trends in Global CO<sub>2</sub> Emissions: 2013 Report》

<sup>2</sup> 联合国环境署, 《The Emissions Gap Report 2013》

<sup>3</sup> 数据来源: Wang Wei, 中国能源和发电结构图表, 2013, 4, 17.

<http://www.cnrec.org.cn/cbw/zh/2013-04-17-381.html>

截至 2012 年中国并网太阳能发电装机容量为 328 万千瓦，生物质发电装机容量为 800 万千瓦，并网风电装机容量为 6266 万千瓦，水电装机容量 24890 万千瓦，四者分别占全国总装机容量的 0.28%、0.69%、5.42% 和 21.54%（图 1-2）。可再生能源利用方面，2012 年全国并网太阳能发电量为 35 亿千瓦时，生物质发电量达 380 亿千瓦时，并网风电发电量为 1008 亿千瓦时，水电发电量达 8641 亿千瓦时，分别占全国发电量的 0.07%、0.76%、2.02%、17.35%（图 1-2）。2013 年，中国风电累计装机容量已超过 9000 万千瓦，并网容量达到 7758 万千瓦，占全世界风电的 28.7%<sup>4</sup>。

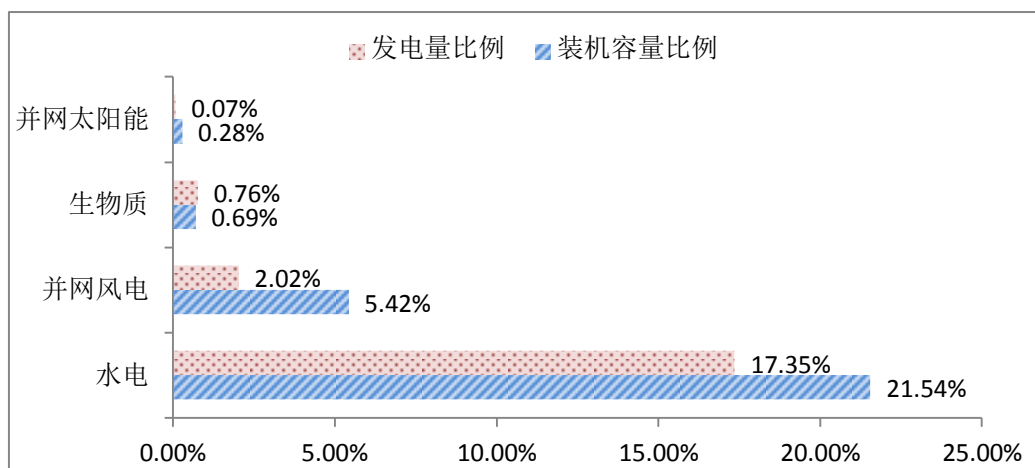


图 1-2 中国可再生能源装机容量与发电量比例

数据来源：Wang Wei.中国能源和发电结构图表，2013

<http://www.cnrec.org.cn/cbw/zh/2013-04-17-381.html>.

目前可再生能源进一步发展遇到了较多瓶颈，例如，电网发展滞后于可再生能源开发，调峰电源缺乏，此外，电力系统运行规则、电价机制等不适应波动性可再生能源大规模发展的要求，可再生能源发电上网难的问题越来越突出。2011 年 40% 以上的风电产能处于闲置状态。2012 年全国弃风电量约 200 亿千瓦时，是 2011 年的两倍，弃风损失 100 亿元以上<sup>5</sup>。2013 年，中国风力发电上网电量约 1350 亿千瓦时，其中，弃风电量为 162 亿千瓦时，约占风力发电总量的 10%<sup>6</sup>。

一方面是清洁能源的大量浪费，另一面却是中国环境污染的不断加剧，因此研究如何促进可再生能源发电，促进中国电力供应结构的优化，实现电力工业的环境友好型发展，已成为学术界和政策制定者关注的热点问题。其中一个重点问题是：从体制和机制的角度研究如何促进可再生能源的发展，包括电价机制、调度机制、

<sup>4</sup> 资料来源：国家可再生能源信息管理中心 2014 年 1 月 2 日发布《2013 年度全国风电建设快报》；《2013 年全球风电统计数据》，2014 年 4 月。

<sup>5</sup> 王秀强，“去年全国弃风电损失超 100 亿，能源局连发文”，《21 世纪经济报道》2013 年 3 月 22 日。

<sup>6</sup> 资料来源：能源局拟解决弃风限电难题 光伏发电与电网售价相当。每日经济新闻，2014，8，6。

交易机制的改革等。但是，在促进可再生能源发电的关键体制和机制中有一项重要内容是：如何通过监管制度的改革，尤其是对电网公司监管制度的改革促进可再生能源发电比例的提高。对这一问题的系统研究还比较缺乏。

电网公司在促进可再生能源发电中具有重要作用，德国、丹麦、西班牙、法国、美国、英国在促进可再生能源发电方面，都对电网公司应该承担的责任进行了详细说明，并对其责任承担的完成情况实施严格监管。中国 2009 年颁布的《可再生能源法修正案》对电网公司促进可再生能源发电方面也规定电网公司应当全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量；并进一步规定，电网公司应当加强电网建设，扩大可再生能源电力配置范围，发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理，提高吸纳可再生能源电力的能力，为可再生能源发电提供上网服务。但是目前看，上述规定没有得到完全有效执行；而且目前对电网公司监管考核机制中，体现促进可再生能源发电的监管制度的规定比较少，对电网公司促进可再生能源发电责任的履行情况缺乏有效监管。

因此，本课题研究中在对促进可再生能源发电的几种主要关键体制机制进行分析的同时，将重点分析对电网公司监管制度的改革问题。研究中将结合中国可再生能源快速发展的背景下电网公司的新定位和相应承担的新的责任，在借鉴其他国家经验的基础上，分析对电网公司的所有权监管和行业监管的改革问题。通过本课题的研究，拟为相关政策的制定提供借鉴。

## 二、中国可再生能源发电现状分析

### （一）中国风电发展现状分析

#### 1、总体概况

中国风电发展，一个重要特点，是区域差异非常大。图 1-3 显示，东北（不含蒙东）、华北（含内蒙古）、西北地区风电装机规模较大；南方地区（广东、广西、海南、贵州、云南）近年海上风电快速发展，2013 年新增风电装机规模已超过东北地区。

总体上看，中国风电新增装机容量近几年保持在一个较高水平，总装机容量稳定递增（图 1-4），但是存在总量增加、增量减少的问题。然而装机容量增长的同时却存在严重的弃风问题，据中电联统计，2006-2013 年全国风电平均利用小时数分别为 1917 小时、2015 小时、2046 小时、2077 小时、2047 小时和 1875 小时，1893 小时和 2074 小时（图 1-5），其中，2009 年达到 2006 年以来最高值，2010 年和 2011 年连续下降，2012 年略有回升，达到 1893 小时，但仍低于 1900-2000 小时的风力发电“盈亏平衡点”。其中，东北电网最低，平均利用小时数只有 1490 小时，蒙东的利用小时数为 1499 小时，吉林省利用小时数已经降至 1420 小时。2013 年由于采取了一些积极措施，我国严重的弃风限电问题得到一定程度缓解，风电平均利用

小时数达到 2074 小时，为 2010 年以来的最高值，但是，东北电网的平均利用小时数仅为 1915 小时，吉林省低至 1600 小时。

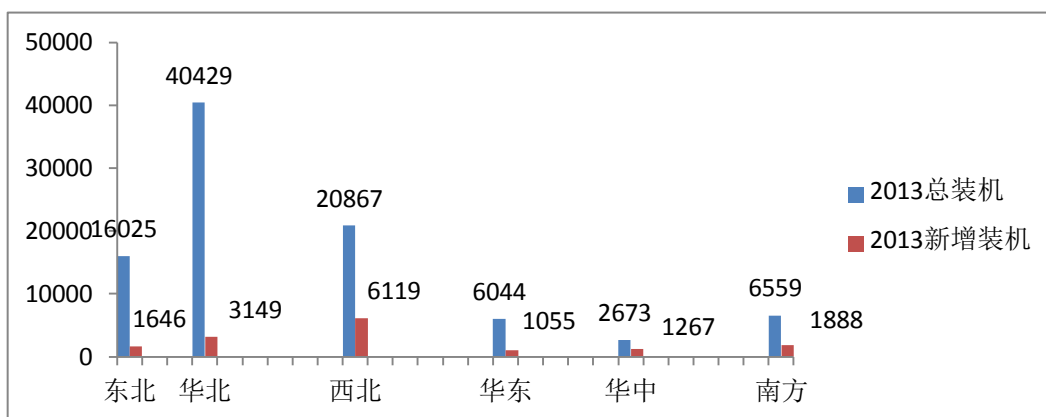


图 1-3: 中国分地区风电装机情况 (单位: MW)

资料来源: 2013 年中国风电装机统计, 中国风能协会. <http://www.sxcoal.com> 2014, 3, 20

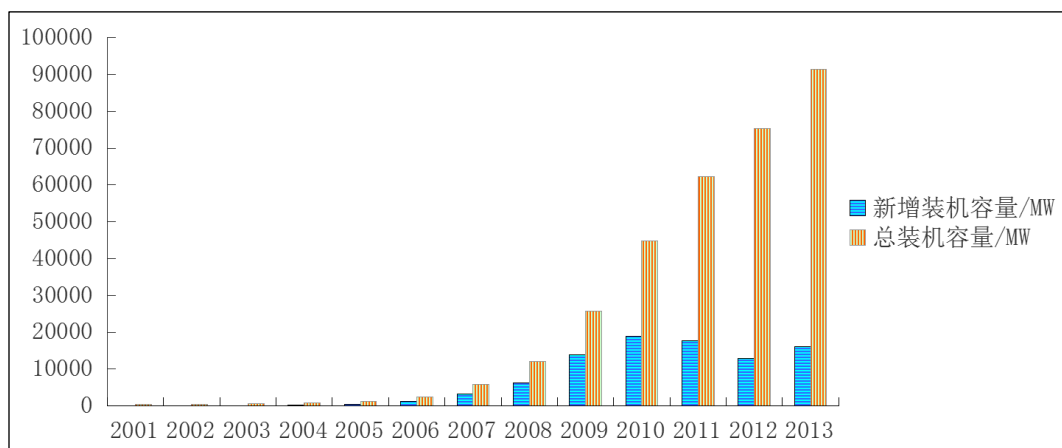


图 1-4 2001 至 2013 年中国风电新增装机和总装机容量

数据来源: <http://news.bjx.com.cn/html/20140328/500349.shtml>

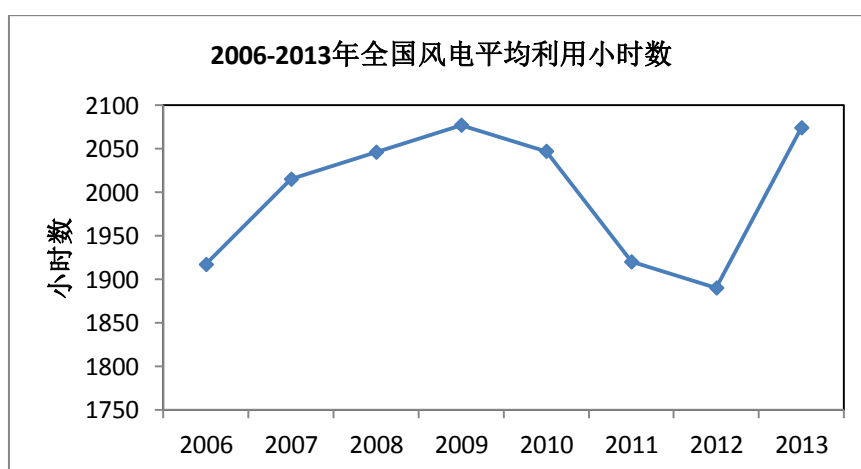


图 1-5 2006-2013 年全国风电平均利用小时数

资料来源: 中电联网站

中国出现明显弃风限电始于 2010 年<sup>7</sup>，表 1-1 反映了近三年来中国风电发电量和弃风量情况。可以看到，中国风电自 2011 年以来，一直保持了很高的弃风比例。

表 1-1 2011 年至 2013 年中国风电情况

单位：亿千瓦时	弃风量	发电量
2011 年	123	800
2012 年	206	1008
2013 年	162	1400

数据来源：

[http://www.chinastock.com.cn/yhwz\\_about.do?methodCall=getDetailInfo&docId=4023070](http://www.chinastock.com.cn/yhwz_about.do?methodCall=getDetailInfo&docId=4023070)

从弃风率和弃风电量来看，原国家电监会 2012 年 7 月发布的《重点区域风电消纳监管报告》显示，2011 年东北、华北、西北地区（“三北”地区）弃风率均超过 13%，甘肃和蒙东地区弃风率超过 25%，“三北”地区平均弃风率为 16.23%（图 5），全国平均弃风率约为 16%。2012 年达 20%，其中，东北电网的蒙东、吉林、黑龙江及辽宁的弃风率分别为 34.30%，32.23%，17.40%和 12.54%，西北电网的甘肃和河北的弃风率分别为 30.24%和 17.65%（《2013 年中国风电发展报告》），2013 年下降为 10.74%。2011 年全国弃风电量达 123 亿千瓦时，对应电费损失约 66 亿元，折合火电标煤耗 384 万吨，折合二氧化碳减排量 760 万吨；2012 年全国弃风电量约 200 亿千瓦时，与 2011 年相比几乎翻番，占 2012 年风电实际全部发电量的 20%，折合火电标煤耗超过 678 万吨，直接经济损失超过 100 亿元。限制风电出力最严重的地区仍集中在风能资源富集的“三北”地区，蒙东、吉林限电最为突出，冬季供暖期限电比例已经超过 50%；蒙西、甘肃酒泉、张家口坝上地区电网运行限电比例达 20%以上，黑龙江、辽宁风电运行限电比例达到 10%以上。据国家能源局发布的消息，虽然 2013 年弃风限电明显好转，但是，全国弃风电量仍达 162 亿千瓦时，形势依然严峻。河北、蒙西、蒙东、吉林、甘肃五地弃风电量最多，甘肃省弃风率高达 20.65%，居全国首位，风电消纳问题仍集中在“三北”地区，东北、西北和华北地区弃风率分别为 15.45%，11.86%和 10.51%。

## 2、海上风电概况

中国海上风电起步较晚，2006年开始海上测风，2008年投资236亿元建设了中国第一座大型海上风电项目——上海东海大桥海上风电项目，该项目安装了34台国产单机容量3MW的离岸型风电机组，总装机容量102 MW。中国拥有十分丰富的近海风资源，有数据显示，中国近海10m水深的风能资源约1亿 KW，近海20m水深的风能资源约3亿 KW，近海30m水深的风能资源约4.9亿 KW（周艳荣等，2011）。图1-6显示，截至2013年年底，中国已建成的海上风电项目共计428.6MW，其中潮

<sup>7</sup> [http://news.xinhuanet.com/energy/2013-04/04/c\\_124539674.htm](http://news.xinhuanet.com/energy/2013-04/04/c_124539674.htm)



间带风电装机容量达到300.5MW，近海风电装机容量为128.1MW。

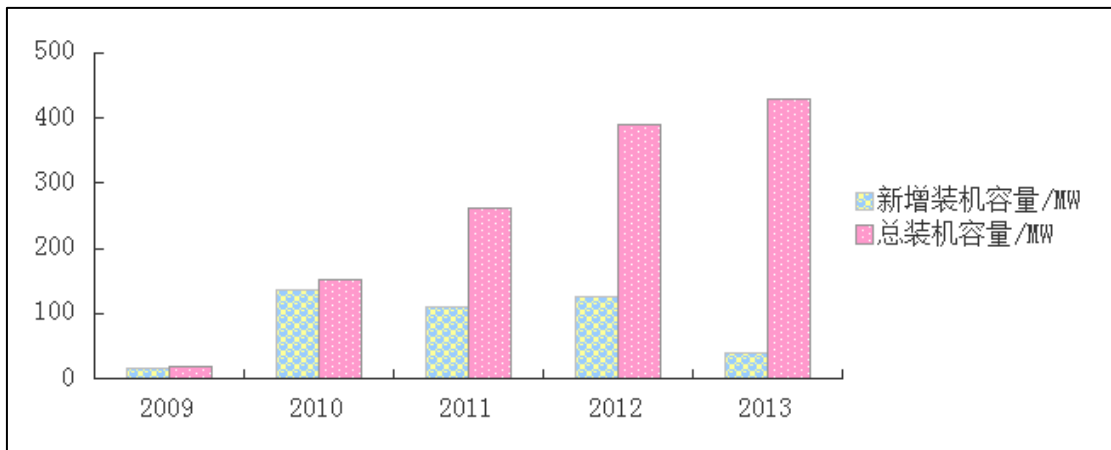


图 1-6 2009 至 2013 年中国海上风电装机情况

数据来源：北极星电力网

相对于三北（东北、西北、华北）风电而言，近年海上风电发展迅速，主要原因是：第一，价区划分因素。三北地区多一二三类价区平均低于0.61元，而南方基本全部为四类价区足额享受到0.61元的电价。第二，弃风因素。三北地区由于负荷增长相对不足，尤其体现在东北、西北地区，以及网架送出因素等问题，弃风比例比较高，影响了三北地区风电的进一步发展。第三，微观选址因素。价区按照一个省的平均资源水平划分，但具体到每一个风场，微观选址差异巨大，特别是南方沿海一些峡湾半岛等特殊地形，其风资源质量甚至超出三北地区的一般水平，福建一些风场年小时数可达3000以上。

总之，海上风电发展的最主要优势在于距离负荷中心近，中国沿海地区经济发达而能源资源不足，从这一点上看，海上风电具有更大优势。但是，另一方面，从发展趋势看，虽然海上风电保持着持续增长的趋势，但是由于各种因素的影响，例如，海洋资源竞争问题，海洋多头管制问题，技术问题，和成本问题等，海上风电装机容量增长是放缓的。北极星电力网的数据显示，2013年中国海上风电进展缓慢，仅有东汽、远景和联合动力3家企业在潮间带项目上有装机，2013年新增装机容量仅39MW，同比降低 69%。中国提出“十二五”期间海上风电建设500万千瓦的目标，但受技术、政策、管理等方面因素的影响，要完成“十二五”目标难度较大。

### 3、陆上风电概况

中国风资源主要分布在东北、华北、西北等三北地区以及江苏省、山东省等东南沿海地区。其中，三北地区 2012 年风电装机容量占风电总装机容量比例超过了 77%<sup>8</sup>。但是，由于陆上风电集中地区经济发展相对滞后，故弃风比例比较高。图 1-7 反映了 2005 年至 2012 年三北地区的风电装机容量和发电量情况，可以看出，三北地区的风电装机容量和发电量在过去的几年内一直保持快速增长趋势。

<sup>8</sup>资料来源：2013 年电力工业统计资料汇编

然而三北地区风电在快速发展的同时，却存在着严重的弃风问题（表 1-1）。《中国风电发展报告 2013》显示，2012 年全国限制风电出力的弃风电量约 200 亿千瓦时，比 2011 年的弃风电量翻了一番，占 2012 年实际风电全部发电量的 20%。限制风电出力最严重的地区仍集中在风能资源富集的“三北”地区，从目前风电运行情况看，蒙东、吉林限电问题最为突出，冬季供暖期限电比例已经超过 50%；蒙西、甘肃酒泉、张家口坝上地区电网运行限电比例达 20% 以上，黑龙江、辽宁风电运行限电比例达 10% 以上，吉林和蒙东的风电利用小时数甚至已经低于 1500 小时，大大超过了行业的心理可接受程度，蒙东、吉林、黑龙江几个区域限电量占全国限电量的一半左右<sup>9</sup>。

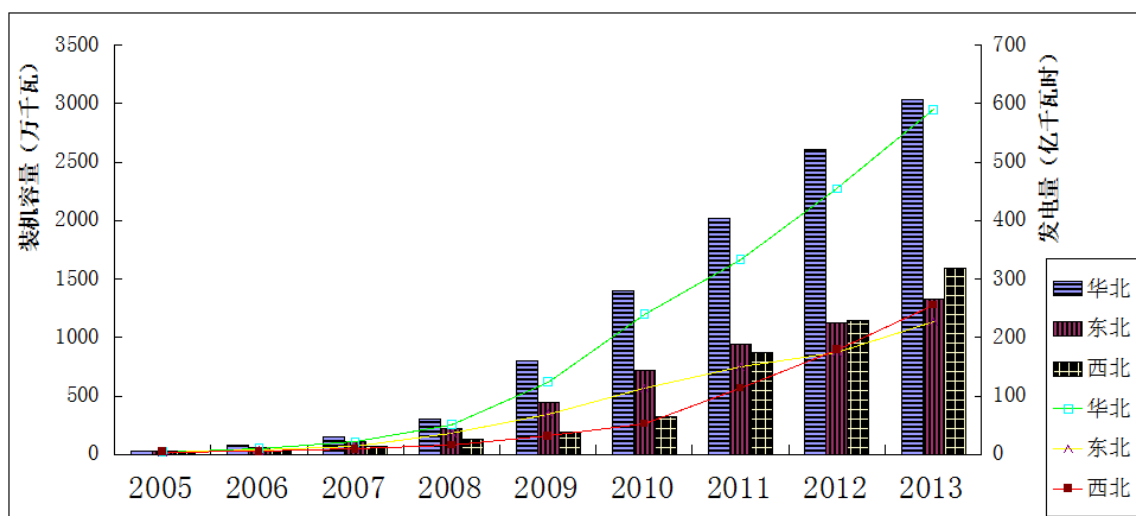


图 1-7 2005 年至 2013 年三北地区风电装机容量及发电量

数据来源：2013 年电力工业统计资料汇编

## （二）光伏和生物质发电现状分析

### 1、中国光伏发电发展现状分析

从图 1-8 可以看到，近几年中国光伏发电发展迅猛，在 2012 年并网发电量达到了 35 亿千瓦时，累计并网装机容量为 328 万千瓦，取得了跨越式的发展。根据国家能源局最新数据，2013 年中国光伏发电进一步发展，新增光伏发电装机容量 1292 万千瓦，其中光伏电站 1212 万千瓦，分布式光伏 80 万千瓦，实现了爆发性的增长。截至 2013 年年底，全国累计并网运行光伏发电装机容量 1942 万千瓦，其中光伏电站 1632 万千瓦，分布式光伏 310 万千瓦，全年累计发电量 90 亿千瓦时。其中，2013 年光伏发电装机容量同比增长 335.1%，占总装机容量比为 1.55%，较 2012 年的 0.568% 有显著增长。

<sup>9</sup> 资料来源：<http://news.bjx.com.cn/html/20140121/487857.shtml>

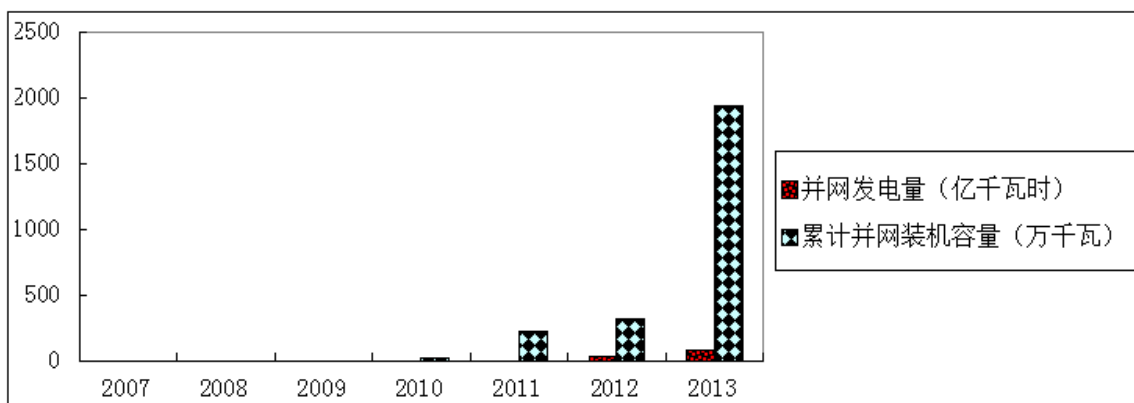


图 1-8 2007 至 2013 年中国光伏发电装机容量及发电量

数据来源：<http://www.cnrec.org.cn/cbw/zh/2013-03-02-370.html>;

<http://gb.cri.cn/45591/2014/05/04/7631s4527418.htm>

光伏电站分布方面，截至 2013 年年底，全国 22 个主要省（自治区、直辖市）已累计并网 741 个大型光伏发电项目，主要分布在中国西北地区。中国累计装机容量排名前三的省份分别为甘肃、青海和新疆，分别达到 432 万千瓦、310 万千瓦和 257 万千瓦，三省（区）之和超过全国光伏电站总量的 60%。

光伏发电也同样存在着调峰问题。例如，甘肃全省最大负荷只有 1500 万千瓦，其中新能源已经超过了 1100 万千瓦<sup>10</sup>。在经过 2013 年的抢装潮后，其光伏发电装机容量已接近 4GW。但受其整体经济体量限制，当地电力本就已经供大于求，因而光伏发电在甘肃的消纳也面临着比较大的挑战。

## 2、中国生物质发电发展现状分析

从生物质能发电装机容量来看，国家可再生能源信息管理中心发布的《2013 中国生物质发电建设统计报告》显示，截至 2013 年底，全国累计核准容量达到 1222.6 万千瓦，其中并网容量 779 万千瓦，占核准容量的 63.72%。按照投资企业类型来看，截至 2013 年底，我国生物质发电项目的建设投资主体中，国有企业并网容量达 278 万千瓦、民营企业为 412 万千瓦、外资企业为 49 万千瓦、中外合资企业为 40 万千瓦。图 1-9 显示，近几年来，生物质能发电装机容量和发电量一直保持在一个稳定的增长水平。但是由于生物质能发电还处在初级阶段，其装机容量占新能源发电比例目前还不足 10%<sup>11</sup>，生物质能发电规模还比较小。从发电量来看，生物质发电已形成一定规模，国家发展改革委发布的《中国资源综合利用年度报告（2014）》显示，生物质年发电量已达 370 亿千瓦时。

<sup>10</sup> 资料来源：<http://www.escn.com.cn/news/show-129156.html>

<sup>11</sup> 数据来源：[http://www.npc.gov.cn/npc/zt/qt/2013zhhsbjx/2013-10/21/content\\_1812561.htm](http://www.npc.gov.cn/npc/zt/qt/2013zhhsbjx/2013-10/21/content_1812561.htm)

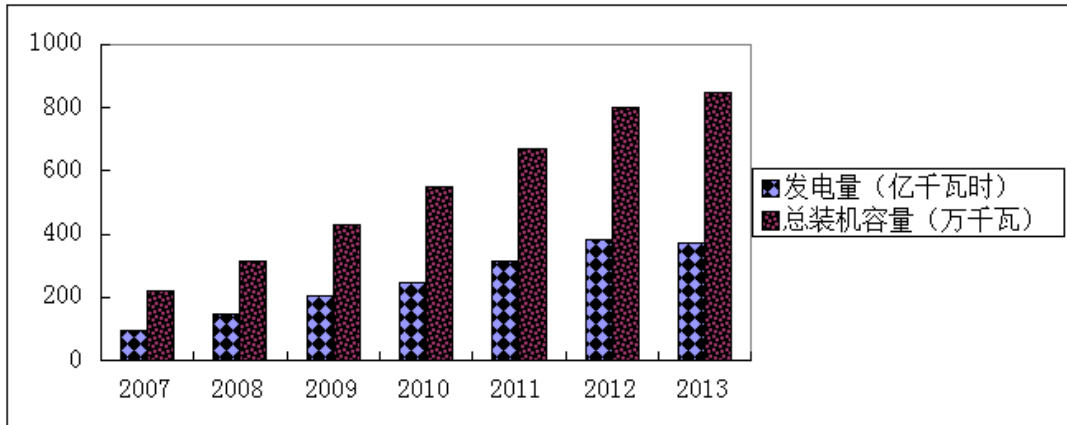


图 1-9 2007 年至 2013 年生物质能发电装机容量及装机量

数据来源: <http://www.cnrec.org.cn/cbw/zh/2013-03-02-370.html>.

[http://www.cpn.com.cn/zdyw/201410/t20141014\\_747353.html](http://www.cpn.com.cn/zdyw/201410/t20141014_747353.html)

中国生物质能发电所面临的挑战和难题主要是生物质能发电建设及运行成本较高,生物质电厂单位造价为 1~1.5 万元/kW h, 燃烧设备的费用高昂(谢家敏, 2013)。生物质能发电项目建设规模小, 单位造价比价却很高, 特别是基建投入较大。与同等装机容量的燃煤电厂相比, 生物质能发电厂的投資要高出 3 倍多<sup>12</sup>, 并且后期的改造费用也很多。在高额建设成本之下, 生物质能电厂的发电成本必然居高不下, 因而缺乏竞争力。此外, 中国生物质能发电还处在初级阶段, 项目从立项、建设、验收到发电上网, 缺乏专门的管理办法, 按照目前的制度, 生物质电站面临一系列繁琐的立项、建设和验收手续, 这就影响了投资者的热情(贾小黎等, 2006)。

### 三、国内外研究现状分析

#### (一) 可再生能源发电影响因素研究现状分析

对可再生能源发电影响因素的研究主要包括四个方面, 即技术、经济、社会和制度因素。

技术因素方面, 主要的影响因素包括研发能力、电网问题和技术标准等方面。一些文献对于研发能力进行了讨论, 提出人才技术水平和培训(邱柳青, 曾鸣, 2011; Painuly, 2001; Ansari, et al. 2013)、自主创新能力不足(任东明, 2013; Wang, et al, 2012)等造成了可再生能源研发能力薄弱。其中, Ansari, et al. (2013) 进一步发现培训人员和培训机构不足这一因素具有关联性作用和很强的影响力, 任何与其相关的活动都将影响着所有障碍因素。同时, 电网技术和储能技术也对可再生能源发电具有重要影响。一些文献表明电网连接问题和有限的电网容量导致可再生能源

<sup>12</sup> 资料来源: 成本高是制约生物质发电的主要因素. 2010, 8,14.

<http://stock.hexun.com/2010-08-14/124594736.html>

开发受限 (Wang, et al, 2012; Mirza, et al. 2009; Martin and Rice, 2012)。但是, Swider et al. (2008) 则认为电网连接问题很大程度上是成本而非技术的原因造成。另外, 储能对可再生能源并网具有重要的影响作用。很多文献认为储能的应用能够解决可再生能源资源地处偏远和间断性的问题, 有利于提高电能质量和可再生能源发电的吸引力 (Ansari, et al. 2013; Martin and Rice, 2012; 李强等, 2010; Richards, et al. 2012)。薄弱的储能技术将不利于风电这样的可再生能源发电保持供需平衡 (Oikonomou, et al. 2009)。

经济因素方面, 有文献指出经济因素对可再生能源发电同样有着非常重要的影响 (Martin and Rice, 2008; Valentine, 2010)。首先, 较高的可再生能源成本 (徐政, 2013; 王云, 2007; 陈艳, 朱雅丽, 2012)、较低的利用效率 (Ansari, et al. 2013; Ranjan, et al. 2008; Kalogirou, 2004; Wee, et al, 2012) 和较长的投资回收期 (Painuly, 2001; Ansari, et al. 2013; Mirza, et al. 2009) 是其发展面临的主要瓶颈。同时, Masini and Menichetti (2012) 指出缺乏合理的融资以及对可再生能源投资意愿不足, 会导致可再生能源发展受限。其次, Mirza, et al. (2009), Valentine (2010) 表示对其它类型能源的财政补贴与它们自身的竞争优势影响着可再生能源发电。化石能源价格和对其补贴直接影响可再生能源的价格和消费 (Mirza, et al. 2009; Wee, et al. 2012)。而风电自身不完善的税收机制又阻碍了其发展 (Zeng, et al. 2014)。另外, 一些文献在分析阻碍可再生能源发电的影响因素时都提到了目前较高的可再生能源交易成本问题 (Ansari, et al. 2013; Mirza, et al. 2009; Mondol and Koumpetsos, 2013)。

社会因素方面, 一些文献提到了社会对可再生能源认识程度影响着可再生能源的发展 (Lüthia and Prüsslerb, 2011; Wüstenhagen, et al. 2007; Reddy and Painuly, 2004)。Ansari, et al. (2013), Mirza, et al. (2009) 分别指出对可再生能源的认知程度不足将对消费者和融资机构造成行为上的影响, 使他们对可再生能源的选择与支持较弱。Martin and Rice (2012) 发现缺乏可再生能源信息服务和目标教育以及宣传工作制约了可再生能源的进一步发展。而可再生能源发电利用发展较好的北欧地区已尝试提高不同阶层市民对可再生能源的了解和认知 (Aslani, et al. 2013)。

除了以上因素, 制度因素对可再生能源发电利用起着至关重要的作用, 这些因素包括政策管制体系、财政激励力度、相关规划、外部成本和电力市场模式等方面。第一, 有文献认为政策和法律框架的完善程度以及政策的稳定性、明确性是可再生能源发电的影响因素之一 (Ansari, et al. 2013; Lüthia and Prüsslerb, 2011; Urmee, et al. 2008; Leete, et al. 2013)。还有文献认为审批程序过多或不合理也制约了可再生能源发电利用的发展 (Lüthia and Prüsslerb, 2011; Byrnes, et al. 2013)。第二, 税收减免和补贴政策影响可再生能源的竞争力和投资吸引力 (Martin and Rice, 2012; Aslani, et al. 2013)。第三, 有文献指出电源的配比不合理 (邱柳青, 曾鸣, 2011; 白建华等, 2009)、电网规划不协调 (白建华等, 2009; 魏晓霞, 2010; 郭立伟, 沈满洪,

2012) 以及并网与调度困难 (Cherni and Kentish, 2007) 也制约了可再生能源的发展。第四, 可再生能源价格机制和水平直接影响可再生能源发电的开发利用 (Martin and Rice, 2012)。同时, 也有文献认为缺乏碳排放权交易机制, 即不考虑火电发展中的环境外部成本问题, 也给可再生能源发展带来了不利影响 (Valentine, 2010; Owen, 2006)。

## (二) 可再生能源发电政策效果评价研究现状分析

可再生能源发电具有正外部性特征, 为更好地发挥其正的外部性特征, 离不开相关政策的支持。Lyon and Yin (2010) 指出在没有政府管制的情况下, 企业在做生产决策时将没有承担社会负外部成本的积极性。由于世界各国已颁布了不同种类的促进可再生能源发电的政策, 很多学者也很注重对可再生能源政策实施效果评价的研究 (Ragwitz, et al. 2006; Schmid, 2012; Prasad and Munch, 2012; Sovacool, 2010), 主要研究方法可分为理论分析和实证分析两种。

理论分析方面, 有学者通过建立评价体系等方式进行研究。例如, Sovacool, (2010) 基于对利益相关者的寻访调查, 构建了多指标的分析评估框架, 从效力、成本效益、动态效率、公平和财政责任五个方面评价了东南亚的 8 种可再生能源政策。Menanteau, et al. (2003) 运用经济理论和图表的方式研究了可再生能源资源发展的不同激励机制的效率, 指出固定电价比招投标制更加有效, 但是也提出, 与其他政策工具相比, 以配额为主的绿色政策交易体系对促进可再生能源发电利用更加有效。

实证研究方面, 很多针对可再生能源发电相关政策的研究都基于州级数据建立面板模型。Menz and Vachon (2006) 基于 1998 年-2003 年美国 39 个州的数据, 建立包括技术潜力作为控制变量和政策实施及实施经验作为解释变量的面板数据模型进行估计, 结果显示风电装机容量的发展不仅依赖于各州的风电资源条件还依赖于各州推动风电发展的政策, 可再生能源配额制 (RPS) 是促进风电装机容量发展的最有效措施。Carley (2009) 则研究了政策对可再生能源发电绝对量和相对量的影响, 使用 1998-2006 年的美国州级数据建立了因变量为可再生能源发电比例和可再生能源发电总量的 FEVD (a variant of a standard fixed effects model) 模型, 结果显示实施 RPS 政策的州, 虽然其可再生能源发电总量是增长的, 但与可再生能源比例没有显著关系。Shrimali and Kniefel (2011) 则进一步扩大了数据范围, 使用 1991-2007 年美国 50 个州的数据, 运用州级固定效应模型估计州政策对于各种新兴的可再生电力资源消纳的影响, 结果显示对于容量或销售具有要求的 RPS 对所有类型的可再生能源消纳都具有显著影响, 但是这种影响随可再生能源类型变动, 例如对于风能和生物质有负影响, 而对地热和太阳能有正的影响, 而自愿的 RPS 和州绿色购买项目对于任何类型的可再生能源消纳都不具有显著影响。Sovacool (2010) 也指出自愿绿色电力市场具有不强制消费者购买的特点, 但是并不能为新

项目的建立和可再生能源发展提供保障和激励作用。除了自愿手段，美国还实行以市场为导向的强制性的绿色电力选项（MGPO）政策，Delmas and Montes-Sancho（2011）使用两阶段模型对 RPS 政策和 MGPO 政策进行了分析，在控制自然、社会等因素下衡量政策的真实效果，其结果表明 RPS 对可再生能源的投资发挥负面影响，但 MGPO 对可再生能源装机容量的影响是正的且显著。

可见，很多研究对 RPS 的评价结论不一致，除了对 RPS 政策的分析外，有文献也表示固定电价政策促进了研究范围内的可再生能源发电容量的大幅度增长。Schmid（2012）同样针对可再生能源发电比例建立固定效应模型，实证研究了 2001-2009 年期间印度 9 个州的电力法和电价政策、固定电价和清洁电力采购最小配额对可再生能源并网发展的影响，结果表明这 9 个样本中电价政策、州级政策、基于数量的手段和私有部门的大范围参与对促进可再生能源的装机容量起着关键作用。张粒子等（2006）认为配额制需要成熟的电力市场，而固定电价制度则具有较低的执行成本，比配额制更适合初期的电力市场。时璟丽（2008）提出固定电价体系比较适合于中国可再生能源发展现状，而配额制政策的实施需要一定规模的、可交易的可再生能源电力和完善的竞争化市场。俞萍萍（2011）也提出固定上网电价政策更适用于发电技术成长期的市场。可以发现，固定电价政策更适用于发展初期的市场，效果更为直接和有效。

综上，对于可再生能源发电影响因素的研究中，从监管制度的角度，尤其从强化对电网公司监管制度的角度研究促进可再生能源发电的文献还比较少。在对可再生能源发电政策效果评价的研究中，针对中国的实证分析还比较少。因此，本课题在从定性和定量两个角度分析中国可再生能源发电影响因素的基础上，将进一步探讨促进可再生能源发电的关键体制机制问题，并将重点阐述可再生能源快速发展背景下，对电网公司的重新定位问题和电网公司应具备的新的责任体系，以及对电网公司的所有权监管和行业监管问题。

## 四、本课题研究的主要内容和贡献

### （一）研究内容

本课题主要包括八部分内容，第一部分是绪论，主要介绍本课题研究的北京和意义意义国内外研究现状的分析等内容；第二部分至第七部分是课题的主体内容，它又分为两个层次：第一个层次是促进可再生能源发电的关键体制分析，这是本课题研究的核心内容，重点研究的是可再生能源快速发展背景下，对电网公司的监管制度的改革问题。这一层次又包括四大部分内容：（1）相关国际经验分析。（2）电网公司新定位与其发展可再生能源的责任分析。主要包括：电力体制改革背景下以及国资体制改革背景下，对电网公司重新定位问题及其促进可再生能源发电的责任分析；以及新定位下电网公司的责任体系及履行机制。（3）促进可再生能源发电的



电网公司所有权监管和行业监管问题分析。主要包括：当前电力体制下电网公司监管体制和内容的完善；以及电力体制改革情景下电网公司监管制度改革问题。（4）促进可再生能源发电的电网公司考核制度设计。主要包括：电力体制改革和国资监管改革对电网公司考核的影响，电网公司业绩考核制度改革方案设计，以及改革方案的分阶段实施计划与配套措施。

第二个层次是促进可再生能源发电的关键机制分析，这一部分不是本课题研究的重点，因此与这一层次相关的分析只有两大部分内容：（1）相关国际经验分析；（2）促进可再生能源发电的机制研究。主要包括：电价机制、运行机制、财税机制等。

## （二）主要贡献

本课题的主要贡献体现在以下五个方面：

第一，从定性和定量两个角度分析影响促进可再生能源发电的因素，研究促进中国可再生能源发电政策实施的实证效果。

第二，明确了可再生能源快速发展背景下，对电网公司的重新定位，以及分析论证电网公司对可再生能源发电的责任。

第三，明确对电网公司的所有权监管和行业监管各自的内容、权责边界和彼此关系。

第四，提出促进可再生能源发电的电网公司考核制度的设计，路径和政策建议。

第五，建立促进可再生能源发电的电网公司考核体系，突现可操作性，发挥课题成果的政策影响力。



## 第二章 中国可再生能源发电的体制机制问题

### 一、体制机制对促进中国可再生能源发电的作用

诺贝尔经济学奖获得者，制度经济学代表学者之一埃莉诺·奥斯特罗姆（Elinor Ostrom）指出，制度是一种人们用以组织各种活动的具有重复性和结构性特征的相互联系的方式（prescriptions），包括规则，标准，允许做什么，不允许做什么等。制度一般以下列两种形式体现：一是体制，指机构设置和管理权限划分及其相应关系的制度，其体现的是一种权限的静态分配状态。二是机制，指规则的运作原理或组织的内在工作方式，包括规则或组织内部各部分的相互关系以及各种变化的相互联系，它强调的是权限产生的程序及其动态变化规律。

为了更好地阐述体制机制对促进可再生能源发电的作用，需要同时分析其他因素，例如自然因素、经济因素，技术因素等对可再生能源发电的影响。对上述因素影响作用的分析分别从定性分析和定量分析两个角度展开。

#### （一）中国可再生能源发电影响因素的定性分析

##### 1、影响可再生能源发电的自然因素

可再生能源资源潜力水平决定了可供开发利用的可再生能源发电装机容量和未来的发电量。中国拥有丰富的可再生能源资源，开发潜力巨大。第一，中国拥有丰富的风能资源。从 20 世纪 70 年代末到现在，中国已进行了多次风能资源评估。由于风机轮毂高度大部分在 50m-70m 之间，2007 年底，基于专业化风能资源观测和数值模拟评估技术，发现中国离地面 70m 高度、风能功率密度大于等于 300W/m<sup>2</sup> 的风能资源技术开发量为 26 亿千瓦（见表 2-1）。同时，海上（水深 5-50 米，100 米高度）的潜在开发量达 5 亿千瓦。在现有的技术条件下，中国风能资源足够支撑 10 亿千瓦以上风电装机<sup>13</sup>。

表 2-1 中国陆地风能资源技术开发量（亿千瓦）

离地面高度	4 级及以上（风功率密度 ≥ 400 瓦/平方米）	3 级及以上（风功率密度 ≥ 300 瓦/平方米）	2 级及以上（风功率密 度 ≥ 200 瓦/平方米）
50 米	8	20	29
70 米	10	26	36
100 米	15	34	40

资料来源：国家发展和改革委员会能源研究所，国际能源署.中国风电发展路线图 2050，2011

第二，中国幅员辽阔，由于地理位置和地形优越，拥有丰富的太阳能资源。《太阳能发电发展“十二五”规划》指出太阳能资源丰富的青藏高原等地区面积广阔，占

<sup>13</sup>国家发展和改革委员会能源研究所 and IEA, 中国风电发展路线图 2050, 2011 年 10 月。

中国陆地国土面积的三分之二，具有大规模开发太阳能资源的潜力。据《中国可再生能源“十二五”规划概览》，全国太阳能年辐射量达  $5 \times 10^{22} \text{J}$ ，年可利用量为 22 亿千瓦，比 2012 年全国总装机容量还要多 1 倍。

第三，中国生物质资源丰富且多样。包括农业废弃物、林业废弃物、生活垃圾、工业有机废弃物、畜禽养殖剩余物等。表 2-2 显示中国生物质资源可利用量高达 4.6 亿吨标准煤，相当于 2011 年能源消费总量的 13.2%。根据《生物质能发展“十二五”规划》，中国已利用相当于 2200 万吨的标准煤量，仍有约 95% 的生物质资源未被开发利用，因此，生物质资源具有相当大的开发潜力（图 2-1）。

表 2-2 中国生物质资源可利用资源量

类型	实物量（万吨）	折合标煤量（万吨）
农作物秸秆	34000	17000
农产品加工剩余物	6000	3000
林业木质剩余物	35000	20000
畜禽粪便	84000	2800
城市生活垃圾	7500	1200
有机废水	435000	1600
有机废渣	95000	400
合计		46000

资料来源：国家能源局，生物质能发展“十二五”规划，2012

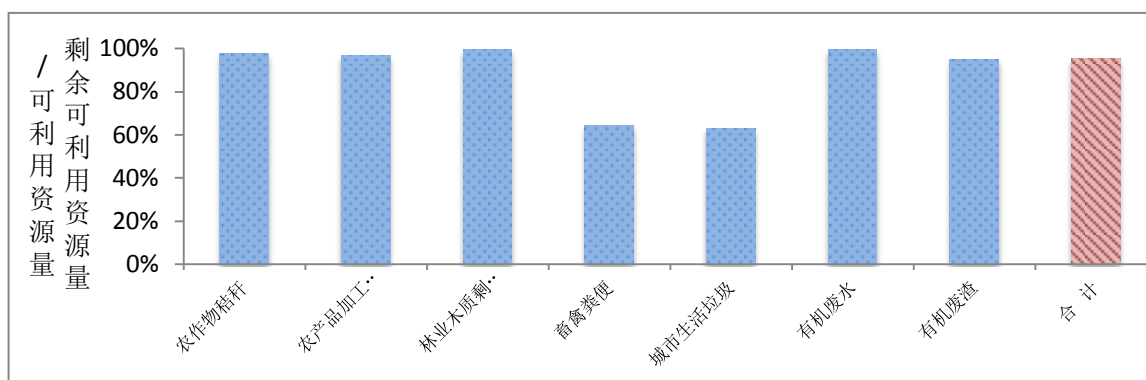


图 2-1 中国生物质可利用资源量

资料来源：国家能源局.生物质能发展“十二五”规划，2012

综上，中国可再生能源资源丰富，从自然因素的角度，中国可再生能源发电增长具有很大空间。

## 2、影响可再生能源发电的经济因素

影响可再生能源发电的经济因素主要包括：（1）经济发展水平。首先，经济发展水平决定了生态环境价值，越富裕的地方，越追求良好环境，可再生能源就越被

看中。其次，经济发展水平决定了补贴与价格水平，政府有能力实施保障可再生能源投资回报的政策，社会有能力接受高价格。最终，经济发展水平决定了在世界范围吸引投资的能力，只要能够保障投资者的回报水平，就有更高概率获得更好发展。

(2) 融资渠道。多元化的融资渠道对促进可再生能源发电的增长十分重要。随着可再生能源开发市场的日趋壮大，单纯依靠政府支持并不是长久之计，也难以满足投资需求，广泛的融资渠道将促进可再生能源的大规模开发利用。2013 中国低碳发展报告（《低碳发展蓝皮书》）预计“十二五”时期中国可再生能源投资需求将比“十一五”时期增加 37.5%，约达 1.8 万亿元人民币。因此，多元化的融资渠道对促进可再生能源发电的增长十分重要。中国政治稳定，市场规模大，对吸引外资流入具有较多优势；同时，中国私人资本也越来越充足，融资多元化问题也不难实现。

(3) 投资收益。可再生能源发电成本对投资收益具有较大影响。图 2-2 显示了风电、太阳能光伏、生物质发电成本结构与煤电发电成本结构的对比情况，可以发现，风电、太阳能光伏发电的建设成本比例很高，可达全部成本的 95%和 99%，生物质发电的建设成本比例也比较高。因此，在满足可再生能源发电站初始投资成本以后，其运营期将产生相对较高的投资回报率。此外，风力发电成本目前已经比较接近于燃煤成本：在不考虑环境外部性的情况下，燃煤发电成本为 0.37 元/kwh；风力发电的总成本为 0.44 元/kwh（赵晓丽，王顺昊，2014）。而目前的风电并网电价水平在 0.51 元/kwh 至 0.61 元/kwh 之间，这一电价水平基本能够保证风电的投资收益。但是，除了发电成本、电价水平以外，发电机组利用效率也对可再生能源项目的投资收益具有重要影响。目前中国弃风、弃光情况比较严重，这在很大程度上降低了可再生能源发电的收益。

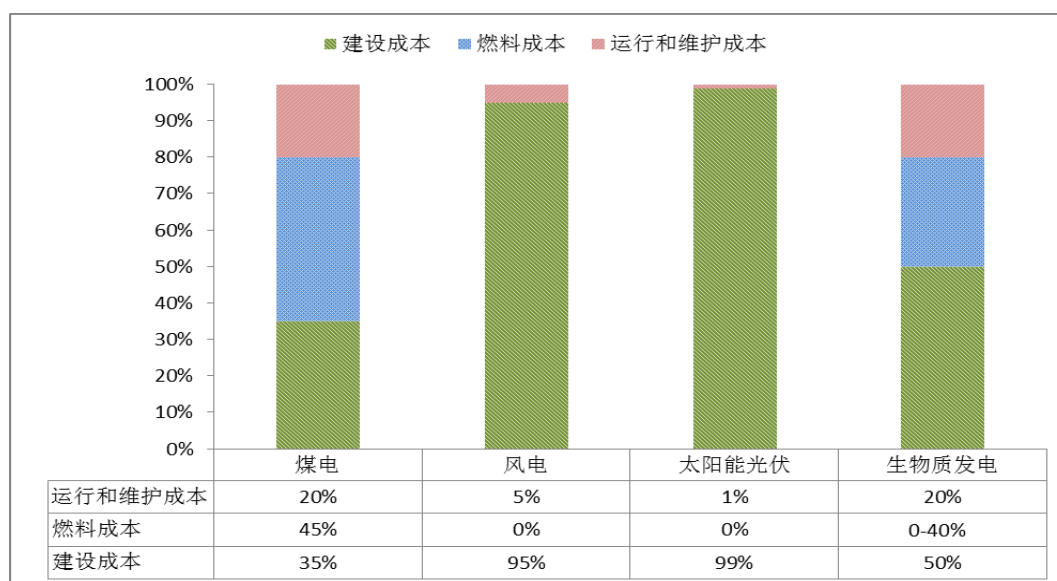


图 2-2 贴现为 5% 时主要化石燃料发电与可再生能源发电类型的成本结构对比(%)

资料来源：陈艳，朱雅丽.可再生能源产业发展路径:基于制度变迁的视角.资源科学，2012，34

(1): 50-57

### 3、影响可再生能源发电的技术因素

影响可再生能源发电的技术因素主要包括五个方面：(1)数据获取和预测技术。准确的可再生能源资源数据可以帮助开发商准确判断项目建设价值并作出最佳开发决策。数据不足或不准确将导致项目开发受阻以及评估有误。此外，充足的可再生能源变化数据可以更加准确地预测来风或来光时间，预测可再生能源出力情况，有效减少弃风、弃光比例；同时，通过准确预测可再生能源出力，可以减少可再生能源发电波动对电力系统的影响。因此，资源数据和预测技术情况将对可再生能源开发及利用带来影响。

(2)有功功率和电压控制技术。有功功率控制技术包括三个方面：一是风力发电机组的有功功率控制，主要通过两种方式进行控制：调整风力机的叶尖速比；调整风力机的桨距角（鲁志平，王东，2013）。二是风电场的有功功率控制。例如，针对风电脱网事故研发的酒泉大型集群风电有功智能控制系统已于2012年10月投入运行，利用该系统自动地申请加减出力，实现功率控制的自动化。该系统使用后可使酒泉地区各风电场发电能力平均提高10%以上<sup>14</sup>。三是从调度管理技术角度，提高对风电有功功率的控制。例如新疆省调公司自动化机房设专门的风电管理服务服务器，采用Linux操作系统，具备人机交互画面，与风电场能量管理系统通过光纤通信专网进行数据交换。省调中心风电监控系统已嵌入到SCADA实时系统中的AGC模块，并有风电监控专项；风电场端具有风电场状态估计程序，能对SCADA数据进行分析，同时场端也具有风功率预测软件，且能与省调软件相匹配，数据兼容。风电有功功率控制系统已在新疆电网个别风电场试运行，取得了良好的效果。

电压控制技术主要包括两个方面：第一，风电机组无功功率控制技术。随着风电技术的发展，风电机组从原来的不具有无功控制能力发展到能够输出一定的无功。例如，双馈式异步风力发电机组通过控制实现有功/无功的解耦，具备一定的动态调节无功输出的能力；而永磁直驱风力发电机组则能够灵活地对无功进行控制。即目前这两种常用的风力发电机组都具备以恒电压模式工作的能力，可以在一定程度上实现对无功和电压的控制。第二，风电场电压控制技术。通过在风电场安装无功补偿控制装置，对电压实施有效控制。为适应不同场合的需要，适用风电场的无功补偿装置已发展出多种类型，包括并联电容器，有载调压变压器，静止无功补偿器，静止同步补偿器等。2014年2月18日，由国网冀北电力有限公司牵头完成的科技项目“千万千瓦级风电汇集系统无功电压管控技术研究及应用”通过中国电机工程学会组织的成果鉴定。这显示中国千万千瓦级风电汇集系统无功电压管控关键技术已经获得突破，并表明通过科学的前期规划、高性能设备及运行状态的实时监测分析，可有力保障千万千瓦级风电汇集系统的安全可靠运行（李岚峰，2014）。此外，GE

---

<sup>14</sup> 资料来源：李明娟，酒泉风电添新装备实现功率控制自动化。甘肃经济日报/2012年/10月/26日/第001版。

风能已经研发出一种闭环风电场电压控制，称之为“动态无功控制”（WindVAR）。动态无功控制可以向电网提供无功并稳定电压。带有动态无功控制的风机，电压的控制和调节都是通过安装于风机上的电力电子装置来实现进行的<sup>15</sup>。

（3）储能技术。可再生能源的地域性和间断性决定了其对储能和备用设备的依赖。蓄电池储能技术（BESS）历时悠久，近年来在独立运行的风力或太阳能电站中蓄电池储能已成为基本的装备（McDowall, 2000）。目前，美国、日本、德国、台湾等多个国家或地区已运用蓄电池储能技术建立了储能系统；德国的储能系统已于1987年投入商业运行，用于电力系统尖峰负荷转移及频率控制（伍婵娟，2010）。此外，全球最大规模的5MW/10MWh全钒液流电池储能系统在2013年2月并网，经过严格考核，已全面投入运行，此技术可有效推进中国可再生能源的普及应用<sup>16</sup>。中国储能技术也已实现多项技术创新与应用突破（钱伯章，2014）。比如应用方面，包括正在运行中的国网张北项目（20MW），张北风光储输工程二期已于2013年6月开始建设，其中包括化学储能装置50MW<sup>17</sup>；以及南网储能示范项目（10MW），深圳宝清电池储能站（4MW×4h）<sup>18</sup>。总之，储能技术也不会实质上影响中国可再生能源发电的增长。

（4）智能电网技术。智能电网可以方便可再生能源的接入，对促进分布式可再生能源发电的增长具有重要作用。智能电网技术主要包括传感量测技术，信息通信技术，分析决策技术，自动控制技术等。智能电网下，电力负荷侧用户还可以随时了解电力供给信息，并通过调整自身需求变化，即通过电力需求侧响应，实现电力供需平衡，以有效减少弃风/弃光电量。智能电网技术的不断发展，也将促进可再生能源发电的进一步增长。

（5）柔性输电技术。柔性输电技术是针对风电和太阳能发电等可再生能源具有的不确定性特征而发展起来的输电技术，例如，低电压穿越技术，全控型器件（如GTO和IGBT等）组成的电压源换流器进行换流的技术，柔性输电技术的主要特征是通过变压器等技术革新，对有功功率和无功功率可以实施更加有效的控制，从而增强输入电力的稳定性，减少对电网的不利影响。柔性输电技术是在可再生能源快速增长背景下，发展起来的新型技术，这类技术的发展及应用也将进一步推动可再生能源发电规模的增长。

综上所述可以看出，影响可再生能源发电的技术进步，不断取得新的研究和应用上的突破，技术因素不是影响可再生能源发电增长的重要障碍。

---

<sup>15</sup> 资料来源：风电并网技术：风电场无功电压控制的发展。硅谷，2011，6，117-118.

<sup>16</sup> 资料来源：全钒液流电池：储能系统“黑马”[N]. 中国科学报，2013-06-19.

<sup>17</sup> 资料来源：张北风光储：前景光明的“试验田”[N]. 中国能源报，2013-09-04.

<sup>18</sup> 资料来源：全国工商联新能源商会储能专业委员会. 2011 储能产业研究白皮书 [EB/OL]. 2011-03[2013-03-30]. <http://www.chinasmartgrid.com.cn/news/20120627/369494.shtml>.

#### 4、影响可再生能源发电的制度因素

影响可再生能源发电的制度因素主要包括以下四个方面：

##### (1) 监管制度

电力行业中的输电环节具有自然垄断特征(由单一的公司提供产品或服务成本更低)，为了避免输电电价过高，保障输电企业提供高效的服务，需要对电网公司进行监管。因此，电力行业监管制度的核心问题之一就是电网公司的监管。传统的对电网公司的监管主要集中于保证安全稳定供电、公开公平公正调度等方面。在可再生能源快速发展背景下，要求电网公司承担促进可再生能源发电增长的社会责任的呼声越来越高，这是由于电网公司的积极作为与促进可再生能源发电的增长密切相关。但是，目前的监管制度中还比较缺乏对电网公司在促进可再生能源发电方面应承担的具体义务，及其对义务的履行情况如何实施监督的规定。对电网公司促进可再生能源发电方面监管制度的缺乏是可再生能源发电规模进一步增长的主要障碍之一。因此，这一问题将是本课题研究的核心内容。

监管制度也体现为体制和机制两个方面。本课题对电网公司促进可再生能源发电增长的监管制度的研究，主要从体制角度的分析进行，即重点强调对电网公司应该承担的促进可再生能源发电的责任体系，对电网公司行业监管和所有权监管的权限配置，以及对电网公司的具体考核指标的规定等方面研究对电网公司的监管制度的构建。

##### (2) 电价制度

很多研究都指出，电价政策是促进可再生能源发电增长的重要影响因素 (Menanteau, et al. 2003; Schmid, 2012; Sovacool, 2010; Meyer, 2003; Rowlands, 2005; 张粒子等, 2006; 时璟丽, 2008; 俞萍萍, 2001)。例如，Sovacool (2010) 指出，在东南亚促进可再生能源发电的各种政策中，固定电价制度是最受受访者青睐且是唯一一个能满足所有评价标准的政策。张粒子等 (2006)，时璟丽 (2008) 均指出，配额制可能需要相对更加成熟的电力市场，而固定电价制度则具有较低的执行成本，比配额制更适合初期的电力市场。Meyer (2003)，Rowlands (2005) 研究认为固定电价政策确实促进了可再生能源发电量的大幅度增长。

从本质上讲，电价制度也是监管制度中的一项重要内容，但是鉴于以下两个方面的因素，本课题研究中将电价制度单独列出进行研究：第一，本课题中的监管制度重点强调的是对电网公司的监管，这样可以使研究的问题更加集中；第二，电价制度不仅包括上网电价制度，还包括辅助服务电价制度，需求侧响应电价制度等内容，为了对电价制度进行相对更全面系统地讨论，我们对其进行单独研究。

电价制度，更多体现的是市场机制的作用原理，即应该根据供需形势的变化，对电价及时进行调整，它更强调的是一种动态的变化关系。因此，本课题研究中，更多强调的是对电价机制的分析。

### （3）电力运行制度

电力运行制度，主要包括年度发电计划的安排，电力调度计划的安排，系统备用的安排，以及电力交易制度的安排等，这些因素均与可再生能源发电规模的扩大具有密切关系。传统的电力运行制度已不能满足可再生能源快速发展的需要，例如，传统的主要针对于火电机组的年度发电计划的制定中，主要考虑的因素是 GDP 的增长、火电机组上一年度的发电量情况等，没有考虑风电等可再生能源的并网增长情况，也没有考虑火电机组由于为可再生能源调峰减少的发电量如何补偿等问题。同时，目前的电力交易制度也已计划分配为主导，其计划分配的各省区间交换电量的依据，以东北电网为例，还是在 1973 年制定的。即传统的电力系统的运行制度已经与可再生能源快速发展背景下的新运行制度的需求有很多相冲突之处，需要进行改革。

与电价制度相似，电力运行制度更多体现的也是一种动态环境下的运作规则的变化关系，因此，本课题中将着重从电力运行机制的角度进行研究。

### （4）财税制度

财税政策也是促进可再生能源发电增长的一项重要因素。中国已经颁布的促进风电发展的财税优惠政策主要包括：2006 年财政部颁发的《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》，为可再生能源开发利用项目提供无偿资助和贷款优惠；2011 年颁布的《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，为可再生能源发电的电价补贴资金来源进行了规定；企业所得税方面，风电企业、大型荒漠电站项目可享受所得税三免三减半的优惠<sup>19</sup>；增值税方面，根据 2008 年 12 月 9 日颁发的《财政部、国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》，规定了风电实行增值税即征即退 50% 的政策；等等。上述规定比较有效地促进了中国可再生能源发电的增长。但是，另一方面，这些规定仍然没有完全体现风电等可再生能源发电的环境价值，同时，财政补贴负担的不断加重以及财政补贴发放的不及时不到位等问题，也使得目前的财税制度面临一定的挑战。如何通过征收环境税或能源税体现可再生能源发电的优势，降低其他财政补贴的负担；以及如何实施激励电网公司促进可再生能源发电的财税政策等，应该成为未来相关财税制度改革的重点问题。

财税制度也更多体现市场机制的作用规律，强调的是相关利益主体的相互关系以及各种变化的相互联系。因此，本课题也将重点探讨的是财税机制问题。

## （二）中国可再生能源发电影响因素的定量分析

为了进一步验证中国促进可再生能源发电增长的管制政策的实际效果，本部分以 2001 年至 2011 年 25 个省份的数据为基础，定量化分析了不同类型政策对中国

---

<sup>19</sup> 企业所得税三免三减半政策即自项目取得生产经营收入的第一个纳税年度起，前三年免征企业所得税，第四年至第六年减半征收企业所得税。



风电发展影响的差异。

### 1、变量确定与数据来源

#### (1) 被解释变量的选取

目前,对模型中可再生能源政策效果的评价指标主要集中于可再生能源装机容量和发电量(Menz and Vachon, 2006; Carley, 2009; Delmas and Montes-Sancho, 2011; Bird, et al. 2005; Zarnikau, 2003; Yin and Powers, 2010)。例如, Delmas and Montes-Sancho (2011) 选用可再生能源装机容量, Schmid (2012) 则选择可再生能源比重; Carley (2009) 同时选用可再生能源发电比例和可再生能源的发电量作为被解释变量; Menz and Vachon (2006) 则同时选用可再生能源装机容量和发电量作为被解释变量。

中国目前仍处于风电发展的初期阶段,风电并网发电比例还很低,省级统计数据有限。因此,本文选取的政策效果评价指标为装机容量而不是发电量。为研究风电装机容量在增量上的变化情况,本文选取的被解释变量为各省每年的新增装机容量,即  $AWC_{it}$ 。为使数据更加平稳,模型中除虚拟变量以外,其他变量均取对数形式。各省每年新增风电装机容量数据来源于历年《中国风电装机容量统计》和《中国风电场装机容量统计》。

#### (2) 管制政策变量的选取

可再生能源发电的管制政策分为两大类,一类是价格管制政策,主要包括《关于完善风力发电上网电价政策的通知》、《国家发展改革委关于完善农林生物质发电价格政策的通知》和《国家发展和改革委员会关于完善太阳能光伏上网电价政策的通知》等,这些政策的实施代表着可再生能源上网电价开始进入到标杆电价时代。因为本章研究的是政策对风电发展的影响,因此,选择研究的价格管制政策为 2009 年实施的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》。另一类是非价格管制政策,以 2006 年 1 月开始执行的《可再生能源法》(2005 年 2 月颁布)为代表,同年实施的一系列政策在全额收购、财政等方面为可再生能源发电提供支持。本文选取的非价格管制政策即为 2006 年实施的《可再生能源法》等同年颁布的一系列政策。本文使用  $D_{it}$  和  $D'_{it}$  代表各省每年文中选取的价格管制政策和非价格管制政策的实施状态。

#### (3) 控制变量的选取

##### 1) 需求因素

电力需求可在一定程度上反映经济发展水平,更重要的是反映了地区电力消纳能力。较高的电力需求可为可再生能源发电提供较大的上网空间。同时,电力需求增长较快也可使可再生能源发电有机会得到更多的电力供应份额。本文使用电力消费量代表电力需求,即  $CON_{it}$ 。各省每年电力消费量来自于中国统计年鉴。

##### 2) 能源替代因素

中国的电源结构以火电为主,火电装机占全部装机容量比例较高。煤炭产量状



况将影响是否选择利用可再生能源发电的决定。如果煤炭产量较高，供应较大，将有利于火电厂发展；而当煤炭产量下降时，供应较少，价格有可能升高，则更有可能发展可再生能源发电。本文使用各省每年的煤炭产量代表能源替代因素对风电发展的影响，即  $COAL_{it}$ 。各省每年的煤炭产量来自于《中国能源统计年鉴》。

### 3) 资源差异

在中国，不同地区的风资源潜力存在明显差异，例如，中国的内蒙古、新疆、黑龙江和甘肃等地风能资源较为丰富。风能资源的差异将决定各地区对于风电的开发和利用情况。图 2-3 表示了中国根据各省风能资源情况可分为三个等级，但为突出丰富区对风电发展的影响作用，本研究在模型估计中，将中国风能资源等级分为两类（见表 2-3），一为丰富区，二为除丰富区以外的其他所有省份，命名为非丰富区（即图 2-3 中的较为丰富区和贫乏区）。本文选取代表各省是否为丰富区的虚拟变量作为各地区资源因素的指标，即  $H_i$ 。资源区域数据来源于《中国能源分区情景分析及可持续发展功能定位》。

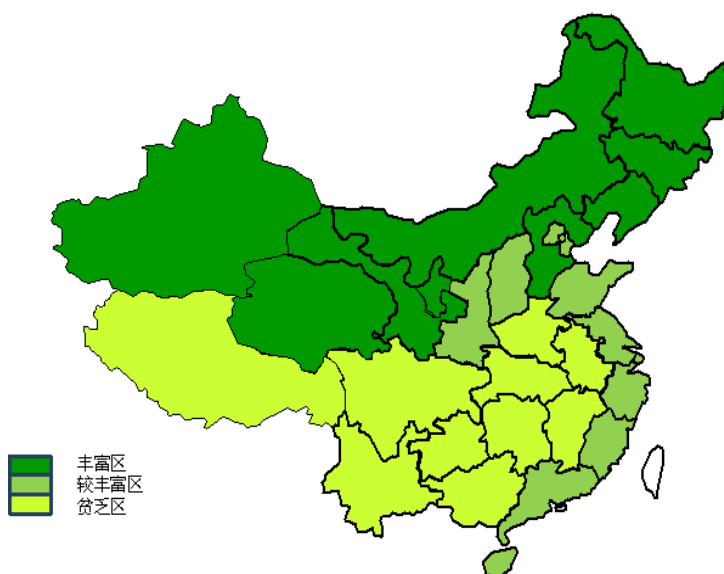


图 2-3 省级风能资源等级图（不含港澳台）

数据来源：刘立涛，沈镭.中国能源分区情景分析及可持续发展功能定位，自然资源学报，2011（09）：1484-1495

表 2-3 风能资源分类

丰富区		非丰富区				
河北	甘肃	安徽	江苏	广东	陕西	海南
内蒙古	黑龙江	云南	青海	湖南	福建	广西
辽宁	新疆	河南	四川	山西	山东	
吉林		浙江	贵州	天津	上海	

注：以上省份仅为本文选取的研究对象。

除以上因素，本文最初还考虑了经济水平和电力行业碳排放情况对风电发展的影响，但通过计算发现经济水平和电力行业碳排放与用电量的相关系数较高，所以，本文选取了代表电力需求的用电量，不再添加代表经济水平和碳排放情况的变量。

综上，在进行政策效果评价时，除设定政策虚拟变量外，还将选取需求、能源替代、资源三个因素作为控制变量。由于受到数据可得性和特殊性因素的限制，本文最终选取的研究对象为中国大陆除某些变量数据缺失的省份（西藏、宁夏）和2011年风电装机容量在全国占比较少的省份（重庆、湖北、江西、北京）以外的25个省级区域，研究时间范围从2001年到2011年。表2-4给出了模型中选取变量的定义和来源。表2-5为25个省份新增风电装机容量、用电量和煤炭产量取对数后的描述性统计结果，结果显示，自2001年到2011年，中国平均新增风电装机容量、电力消费量整体呈增长态势，而煤炭产量则波动增长。

表 2-4 主要变量描述及来源

	变量选取	变量描述	数据来源
被解释变量	风电投资	各省每年新增风电装机容量	《中国风电装机容量统计》和《中国风电场装机容量统计》
解释变量	政策因素		
控制变量	需求因素	各省每年电力消费量	《中国统计年鉴》
	替代因素	各省每年的煤炭产量	历年《中国能源统计年鉴》
	资源因素	各省风资源等级	刘立涛等，中国能源分区情景分析及可持续发展功能定，自然资源学报

表 2-5 变量统计描述

	WC(10MW)			CON(100 GWh)			COAL(10 Thousand tons)		
	均值	中值	方差	均值	中值	方差	均值	中值	方差
2001	0.44	0.00	1.10	534.43	439.49	348.52	4444.26	3246.48	5770.18
2002	0.28	0.00	0.84	597.93	472.97	403.34	5381.51	3299.34	7609.80
2003	0.37	0.00	0.68	701.81	549.01	475.93	36659.25	4179.89	14698.87
2004	0.63	0.00	1.30	818.68	622.94	570.92	7730.22	4401.51	10738.80
2005	1.85	0.00	2.76	910.22	671.08	659.09	8782.49	6551.35	11903.76
2006	5.35	0.00	8.51	1044.07	817.81	759.73	9297.65	6904.23	12678.65
2007	12.72	0.96	22.64	1200.55	945.46	868.85	9833.88	6897.76	13498.39
2008	25.62	7.91	45.95	1265.10	989.25	903.99	11116.30	6629.27	15800.59
2009	55.03	16.55	113.65	1343.37	1072.75	954.22	12038.40	7687.29	16731.45
2010	76.46	28.81	120.46	1540.46	1233.89	1082.42	14046.18	8575.42	20945.90
2011	66.12	36.71	86.66	1722.53	1316.53	1181.51	15722.84	8895.97	25394.91

#### (4) 数据平稳性检验

为避免伪回归，本文对数据进行单位根检验从而判断数据的平稳性。面板单位根检验目前有很多方法并未统一，不同的检验方法可以克服不同的问题，主要有 LLC 检验、Breitung 检验、Hadri 检验、IPS 检验和 Fisher-ADF 检验，其中前三种方法是适用于相同根的情形，而 IPS 检验和 Fisher-ADF 检验，可以在不同单位根情形下进行检验。本研究采用适用于相同根的 LLC 检验以及适用于不同单位根的 Fisher-ADF 两种检验方法对各变量进行单位根检验。各个变量的单位根检验结果如表 2-6 所示。

两种面板单位根检验方法下，变量  $\ln AWC$ 、 $\ln CON$  和  $\ln COAL$  均在 5% 的显著水平下是零阶平稳的。而由于资源变量和政策变量为虚拟变量，因此，资源和政策变量不进行单位根检验。以上检验结果表明数据具有平稳性，由于检验结果为零阶单整，所以直接进行回归分析。

表2-6 面板单位根检验结果

变量	LLC	ADF Fisher Chi-square
$\ln AWC$	-5.87024 (0.0000)	55.8463 (0.0309)
$\ln CON$	-8.46991 (0.0000)	72.4775 (0.0205)
$\ln COAL$	-8.10155 (0.0000)	63.6225 (0.0280)

## 2、模型构建

### (1) 政策对风电发展的影响效果

为控制各省在资源、文化等方面的差异，本文选择建立变截距模型，且 F 统计量的计算结果也证实各个体应具有不同的截距项。通过截距项控制各个省份的差异之后，本文使用 Hausman 检验方法判断建立变截距模型的类型，即在固定效应模型和随机效应模型之间做出选择。Hausman 检验结果如表 2-7 所示，p 值大于 0.05，应建立随机效应模型。

表 2-7 Hausman 检验结果

Test Summary	Chi-Sq. Statistic	Chi-Sq. d.f.	Prob.
Cross-section random	6.536934	4	0.1625

因此，建立的变截距随机效应模型具体如下：

$$\ln AWC_{it} = \alpha_i + \beta_1 \ln CON_{it-1} + \beta_2 \ln COAL_{it-1} + \beta_3 D_{t-1} + \beta_4 D'_{t-1} + \varepsilon_{it} \quad (2-1)$$

其中， $i$  代表省份， $i=1,2,\dots,25$ ； $t$  代表年份， $t=1,2,\dots,11$ 。 $AWC_{it-1}$  是第  $i$  省第

$t-1$  年的新增风电装机容量； $CON_{it-1}$  代表第  $i$  省第  $t-1$  年的电力消费量； $COAL_{it-1}$  代表第  $i$  省第  $t-1$  年的煤炭产量； $D_t$  代表价格管制政策是否实施的状态，其中当  $D_t=1$ ，代表价格管制政策的实施（2009-2011 年）； $D'_t$  代表非价格管制政策是否实施的状态，当  $D'_t=1$ ，代表非价格管制政策的实施（2006-2011 年）。

(2) 政策在不同资源区的影响效果差异

为研究政策对不同风资源区域的影响效果差异，模型 (2-2) 在模型 (2-1) 的基础上添加了代表风能资源的虚拟变量和其与政策变量的交叉项，并通过 Hausman 检验判断变截距模型的具体类型。Hausman 检验的结果如表 2-8 所示， $p$  值大于 0.05，因此，建立随机效应模型。

表 2-8 Hausman 检验结果

Test Summary	Chi-Sq. Statistic	Chi-Sq. d.f.	Prob.
Cross-section random	5.658424	6	0.4625

具体模型如下：

$$\ln AWC_{it} = \alpha_i + \beta_1 \ln CON_{it-1} + \beta_2 \ln COAL_{it-1} + \beta_3 H_i + \beta_4 D_{t-1} + \beta_5 D'_{t-1} + \beta_6 H_i * D_{t-1} + \beta_7 H_i * D'_{t-1} + \varepsilon_{it} \quad (2-2)$$

模型 (2-2) 在模型 (2-1) 基础上增加了变量  $H_i$ 、 $H_i * D_{t-1}$  和  $H_i * D'_{t-1}$ 。 $H_i$  代表第  $i$  省是否为丰富区，丰富区： $H_i=1$ ；非丰富区： $H_i=0$ 。 $H_i * D_{t-1}$  是资源分区与价格管制政策变量的交叉项； $H_i * D'_{t-1}$  是资源分区与非价格管制政策变量的交叉项。

3、结果及分析

(1) 影响风电装机容量增长的非政策性因素

从模型 (2-1) 和模型 (2-2) 的估计结果 (表 2-9) 可以发现：第一，电力消费量与新增风电装机容量的增长呈显著正关系，即电力消费量的提高是促进中国风电装机容量快速增长的一个重要原因。电力消费量越高，代表电力需求越大、消纳能力越强，风电的并网空间越大，更能促进风电的发展。第二，风能资源情况对新增风电装机容量影响显著，且为正关系，这是因为在风资源越丰富的地区，企业投资的收益预期一般会越好。中国三北地区陆上风资源好，开发成本低，因此发展时间相对较早；但 2012 年之后随着三北地区大量优质的风电资源已被开发，并且由于这些地区弃风比例不断上升，风电企业开始提出“南下战略”，转向风电资源比较丰富的沿海地区投资建场。第三，煤炭产量的变化对新增风电装机容量影响不显著，这表明在省内范围内，煤炭产量对风电发展的影响作用不明显。这一结果的主要原因应该是煤炭跨省间的交易量比较大。从电厂投资结构的变化上看，2005 年中国火电投资占全部发电能力投资之比为 70%，2013 年已下降到 30% 左右 (吴疆，2014)；与此同时，风电、太阳能光伏发电等领域的投资却在快速增长。在投资替代方面，可再生能源电力替代火电的态势已经比较显著。

(2) 价格管制政策与非价格管制政策的影响作用

表 2-9 显示，价格管制政策的实施对风电发展具有重要的促进作用。2009 年的风电上网标杆电价的确定，对风电的发展发挥了比较重要的促进作用。风电上网标杆电价对风电发展的促进作用主要体现在两个方面：第一，固定电价制可以保障企业的投资回报。第二，风电资源相同的区域实施相同的电价政策，有利于鼓励企业竞争，降低成本，提高效率。此外，表 2-9 还显示以《可再生能源法》为代表的一系列非价格管制政策对风电的发展也起到了明显的促进作用。

表 2-9 模型估计结果

Variable	Model 4-1		Model 4-2	
	Coefficient	Prob.	Coefficient	Prob.
C	-9.883071***	0.0000	-10.82717***	0.0000
lnCON	1.303168***	0.0002	1.431549***	0.0000
lnCOAL	0.064631	0.3112	-0.022901	0.6617
H	-	-	2.289623***	0.0000
D	1.716944***	0.0000	2.095355***	0.0000
D'	1.645538***	0.0000	1.127020***	0.0001
H*D	-	-	-1.273662**	0.0160
H*D'	-	-	1.444754***	0.0007

注：\*\*\*、\*\* 分别表明在 1%、5% 的显著性水平下显著

(3) 考虑风资源情况的政策效果差异

表 2-9 显示，风能资源虚拟变量和其与政策虚拟变量的交叉项均显著，这说明价格管制政策和非价格管制政策的实施对于不同风电资源区具有不同的影响程度。

就丰富区而言，保持其他变量不变的情况下，价格管制政策和非价格管制政策实施前后，新增装机容量的变化分别如等式 (2-3)、(2-4) 所示：

$$\ln AWC_{D=1} - \ln AWC_{D=0} = \beta_4(D_1 - D_0) + \beta_6 H * (D_1 - D_0) = \beta_4 + \beta_6 \quad (2-3)$$

$$\ln AWC_{D'=1} - \ln AWC_{D'=0} = \beta_5(D'_1 - D'_0) + \beta_7 H * (D'_1 - D'_0) = \beta_5 + \beta_7 \quad (2-4)$$

就非丰富区而言，保持其他变量不变的情况下，价格管制政策和非价格管制政策实施前后，新增装机容量的变化分别如等式 (2-5)、(2-6) 所示：

$$\ln AWC_{D=1} - \ln AWC_{D=0} = \beta_4(D_1 - D_0) = \beta_4 \quad (2-5)$$

$$\ln AWC_{D'=1} - \ln AWC_{D'=0} = \beta_5(D'_1 - D'_0) = \beta_5 \quad (2-6)$$

其中变量下角标  $D=0$  和  $0, D=1$  和  $1$  分别代表价格管制政策实施前后的状态；下角标  $D'=0$  和  $0, D'=1$  和  $1$  分别代表非价格管制政策实施前后的状态。根据以上等式和模型系数估计结果，得出风能资源丰富区和非丰富区在两个管制政策实施后，其新增风电装机容量的变化情况（见表 2-10）。

表 2-10 政策实施后新增风电装机容量的变化情况（%）

实施后与实施前的差值	丰富区	非丰富区
价格管制政策	+0.82	+2.10
非价格管制政策	+2.57	+1.13

表 2-10 表明，价格管制政策和非价格管制在两个不同资源区的影响程度存在差异。价格管制政策在风电资源非丰富区的效果更显著。非价格管制政策则在风电资源丰富区效果更显著。主要原因是在风电资源丰富区，促进风电发展的政策信号的导向作用对投资者吸引力可能更大；而在风电资源非丰富区，保障收益、减少投资风险可能更重要，因此，固定价格政策（FIT）对促进风电发展的作用相对更大。

综上所述，中国促进可再生能源发电的政策在实际中起到了对风电发展的促进作用；不同资源区下不同政策存在效果差异。因此，在未来制定或完善促进可再生能源发电的政策时，应考虑可再生能源资源情况差异对政策的不同反应，因地制宜制订相应政策，应体现政策的层次性和差异性。

### （三）体制机制是影响中国可再生能源发电的主要障碍

前面的分析显示，中国具有丰富的可再生资源，比较充裕的投资资金和财政补贴资金，技术领域也不断取得新的进展；中国政府也已实施了一系列促进可再生能源发电的政策措施，研究证明这些措施对促进可再生能源发电的增长发挥了重要作用。但是，另一方面，中国却存在着较高比例的弃风量，尤其是风电资源集中地区，弃风现象更为严重。这说明还存在着一些阻碍中国可再生能源发电快速增长的因素，这些因素主要体现为体制机制障碍。

#### 1、充足的旋转备用容量没有被有效利用，影响了可再生能源发电比例提高

旋转备用容量是指在线运行的火电机组额定出力与实际出力的差值，这部分容量可以随时增加出力至额定容量。有观点认为由于风电出力预测准确性较低，出力不稳定，如果安排更多风电并网发电，一旦预测的风电出力不能满足负荷需求，将难以保证电力系统安全稳定运行。但是，如果电力系统存在比较充足的旋转备用水平，即使在风电出力难以满足预测值时，也不会影响到电力系统的安全稳定运行，因为有大量的旋转备用出力的存在。表 2-11 显示，即使在供热需求最多的时期（供热中期）东北电网的旋转备用水平仍然可以达到 1545 万 kw，这一备用资源大于东北电网风电的最大可能发电容量。并且，以各省为单位进行分析的结果也显示，各省（除了蒙东地区）的火电厂最小出力下的备用资源也和各省最大可能风电并网发

电容量基本一致，这说明东北电网具有充足的旋转备用容量，可以吸纳更多风电并网发电。但是，这些备用资源没有得到有效利用，影响了可再生能源发电比例提高。

表 2-11：在最小运行方式下（供热中期），东北电网旋转备用资源（万千瓦）

	火电厂最小出力	火电厂最小出力对应的装机容量	火电厂最小出力下备用资源	最大可能风电并网发电容量*	风电装机容量
辽宁	862.5	1332	469.5	402.33	402.33
吉林	563	949	386	285.38	285.38
黑龙江	475	720	245	255.28	255.28
蒙东	544.5	901	356.5	75.5	567.07
其他机组	92	180	88		
合计	2537	4082	1545	1458.90	1510.06

资料来源：东北电监局，2012年8月。\* 计算方法：风电装机容量与火电厂最小运行方式下风电的发电空间（风电的发电空间=电力负荷-最小运行方式下的火电发电量）二者取最小值。

## 2、现有电力交易机制不完善阻碍了可再生能源发展

目前，中国大量弃风存在的一个重要原因是在冬季取暖期，热电联产机组为满足供热需求，向下压低出力空间十分有限，这样在用电负荷较低情况下，电网对风电并网发电的消纳能力将大大降低。表 2-12 显示，如果不存在省间电力交换，完全实施省内自我平衡的调度模式，2011 年吉林、黑龙江、蒙东地区都将产生非常高的弃风。如果可以实行风电的跨省区调配，则可以从东北全网的范围内消纳风电。2011 年东北电网冬季最低负荷 3189 万千瓦，热电机组最小出力 1823.5 万千瓦，则风电出力空间为 1365.5 万千瓦；而东北电网的风电装机为 1510 万千瓦。因此，如果风电由东北电网统一消纳，在不考虑其他约束条件的情况下，则弃风比例为 9.57%（2011 年东北电网实际弃风率为 17.55%）。但是，目前各省/区间缺乏真正的电力交易市场，不利于可再生能源在更大范围内进行平衡。

表 2-12 2011 年东北电网风电并网发电空间（单位：万千瓦）

	冬季最低负荷	热电机组最小出力	风电并网发电空间	风电装机容量	冬季最低负荷时弃风比率(%)*
辽宁	1688	678	1010	402	0
吉林	507	459	48	285	83.18
黑龙江	527	420	107	255	58.09
蒙东	254	266.5	0	567	100
东北电网	3189	1823.5	1365.5	1510	9.57

资料来源：国家电网公司，东北电监局，2012，8。

冬季最低负荷时弃风比率=（风电装机容量-风电并网发电空间）/风电装机容量

### 3、电源间规划协调机制缺乏是火电机组利用小时降低及弃风率高的主要原因

中国风电虽然发展速度较快，但目前与火电发电量相比，风电发电比例仍然非常低。该种情况下，风电优先调度对火电机组利用小时及发电量影响相对不大。表 2-13 显示，在全国范围内，2011 年风电发电量占火力发电量比例仅为 1.88%，在东北电网这一比例稍高些，但也仅为 7.10%。若 2011 年全国风电弃风比例降低 10%，火电发电量也只是下降了 0.23%。东北电网在风电弃风比例降低 10%的情况下，对火电发电量的影响也仅为 0.90%。吉林省减少弃风量对火电发电量影响相对最大，但是，在降低 10%弃风比例情况下，对火电企业电量的影响也只有 0.97%（蒙东的风电由东北电网直调，其实际弃风比例低于吉林）。因此，在风电并网发电比例较低的情况下，其对火电企业的发电量产生的不利影响相对较小。近年来东北、西北等地区火电机组利用小时下降的主要原因是相对于负荷增长而言，火电装机增长过快，不同类型发电机组建设缺少规划协调机制。这一问题将在“三（五）”中进行详细分析。

表 2-13：风电优先调度对火电企业的影响（数据截止至 2011 年底）

	全国	东北电网	辽宁	吉林	黑龙江	蒙东
发电量（亿千瓦时）	47217	3718.74	1423.33	705.37	834.41	703.84
风电发电量（亿千瓦时）	732	237.37	66.06	39.87	43.94	87.50
火电发电量（亿千瓦时）	38975	3341.63	1315.79	591.49	774.77	607.79
风电发电量占火电比例（%）	1.88	7.10	5.02	6.74	5.67	14.40
风电并网装机容量（万千瓦）	4505	1510.06	402.33	285.38	255.28	567.07
风电可发电量*（亿千瓦时）	901.02	302.01	80.47	57.08	51.06	113.41
弃风电量（亿千瓦时）**	169.02	64.64	14.41	17.21	7.12	25.91
弃风电量比例（%）	18.76	21.40	17.90	30.15	13.94	22.85
风电可发电量占火电比例（%）	2.31	9.04	6.12	9.65	6.59	18.66
风电弃风电量减少 10%所增发的电量占火电发电比例（%）	0.23	0.90	0.61	0.97	0.66	1.87

资料来源：电力监管年度报告，2011，中国电监会；东北电网公司，2012，8；经过计算得到。

\*风电可发电量（按照年利用 2000 小时计）；\*\* 弃风电量= 风电可发电量-风电发电量。

### 4、风电并网发电对电网公司利益影响较大，但缺乏对电网公司的激励机制

#### （1）增加了电网公司的工作量和责任风险

风电并网发电规模的不断增大，对电网公司的传统管理模式提出挑战。传统上电网公司最主要的核心任务是保障电力供应和电力系统安全稳定运行。但是，风电出力的间歇性和难以预测性等特征，使电网公司接纳越多的风电，其为保证电力系统安全稳定运行，而增加的工作量和风险责任越大。主要体现为：第一，需要对火电机组频繁下达调度指令，改变其他火电机组的出力状况，这不仅增加了工作量，



而且增大了电力系统运行风险。第二，在电力负荷增长缓慢地区，例如东北电网，为实现风电优先调度，需要火电机组进行深度调峰。同一类型的火电机组由于煤质、使用年限等原因，深度调峰能力存在差异，而电网公司对机组性能掌握信息不全面，难以判断各机组深度调峰的安全警戒线，因此，电网公司面临着由于其调度指令不当引起的机组运行事故，以及由此可能给电网运行造成的事故隐患的责任风险。第三，为了实现风电优先调度，电网公司需要对风电出力进行预测，需要重新安排火电机组的开机方式，需要对火电机组的深度调峰进行补偿统计，这些都加重了电网公司的工作负担，而且电网公司还将由此承担风电出力预测不准、火电机组开机方式不当、火电机组深度补偿执行不好等方面的工作责任和风险。

## (2) 增加了电网公司的投资成本，降低了盈利能力

电网公司传统上的盈利模式从火电厂等出力稳定的电源企业中购电，然后再以更高的价格售电，获得差价利润。风电并网发电后，电网公司购电电价和销售电价均不变，但是，电网公司的其他投资和电网运行成本却将相应增加（电网建设投资将增大，对中枢点电压合格率、责任频率合格率，架空线路非计划停运时间等指标的要求更高等）。例如，2012年吉林省电网公司为满足风电送出要求的投资为4.53亿元，占总电网投资计划的8.08%<sup>20</sup>。2007年至2009年，辽沈地区500千伏电网新建扩建投资23.8亿元，可以将黑龙江、吉林、内蒙古东部大量的风电电源输送至辽宁及华北地区<sup>21</sup>。蒙东公司也对兴安电网建设投资逐年加大，累计投资额已达25.7亿元<sup>22</sup>；截至2013年3月，蒙东电力公司已完成电网投资235亿元<sup>23</sup>。上述电网建设投资促进了风电的外送能力，促进了风电的消纳；但是单纯是为了满足风电送出的电网建设的投资项目，一般投资回报率相对较低，因为风电场一般均位于距负荷中心较远的地方，风电的年利用小时也比较低，这样的输电线路经济效益不是很好，电网公司对这样的投资相对热情不高。因此，与风电的发展速度相比，电网建设速度仍然相对滞后。

综上，风电并网发电规模增大对电网公司产生了较大的不利影响，因此“电网公司不欢迎风电”（Cyranoski, 2009）。改变这种状况，需要对电网公司实施新的考核激励制度。例如，在对电网公司业绩进行考核的指标中，除了强调电网的安全稳定运行等指标以外，还应增加其促进可再生能源发电的相关指标的考核；即要从监

---

<sup>20</sup> 资料来源：吉林投资56.04亿 全面实施配网提升工程. 2012.03.21.

[http://www.cpnn.com.cn/cpnn\\_zt/2012gsghtz/wjdw/db2/201203/t20120329\\_403988.htm](http://www.cpnn.com.cn/cpnn_zt/2012gsghtz/wjdw/db2/201203/t20120329_403988.htm)

<sup>21</sup> 资料来源：沈阳超高压局加快智能电网建设, 2010,12, 06.

[http://www.cpnn.com.cn/dw/201012/t20101203\\_337639.htm](http://www.cpnn.com.cn/dw/201012/t20101203_337639.htm)

<sup>22</sup> 资料来源：2012年蒙东电力公司9.3亿元投资建设兴安电网.

[http://www.askci.com/news/201207/18/104954\\_01.shtml](http://www.askci.com/news/201207/18/104954_01.shtml)

<sup>23</sup> 资料来源：蒙东电力3年完成电网投资235亿元, 2013, 3, 4.

[http://szb.northnews.cn/nmgrb/html/2013-03/04/content\\_1004648.htm](http://szb.northnews.cn/nmgrb/html/2013-03/04/content_1004648.htm)

管制制度的完善高度研究如何激励电网公司在促进可再生能源发电方面更积极地作为。

5、更多风电并网发电对地方政府利益影响最大，需要改变对政府的考核机制  
本部分研究中，将以吉林省为例分别分析风电投资和火电投资对吉林省税收和经济增长的影响。

(1) 对政府税收的影响

1) 风电项目对税收的影响

风电的增值税计算公式为：

$$T_z = Q_E * P_E * 17\% * 1/2 - T_j \quad (2-1)$$

其中， $T_z$ —增值税额； $Q_E$ —发电量； $P_E$ —上网电价；

$T_j$ —未抵扣的固定资产投资进项增值税额

由于风电场一般都处于农村地区，故城市维护建设税税率为 1%，教育费附加的费率为 3%，故城市维护建设税和教育费附加的计算公式为：

$$T_c = T_z * 4\% \quad (2-2)$$

$T_c$ —城市维护建设税额和教育费附加

企业所得税税率按国家规定为 25%，故所得税额计算公式为：

$$\begin{aligned} T_s &= \pi * 25\% \\ \pi &= TY - TC \end{aligned} \quad (2-3)$$

$$TY = Q_E * P_E$$

$$TC = C_z + C_w + C_r + C_l + C_g$$

其中， $T_s$ —所得税额； $\pi$ —利润额； $TY$ -销售收入； $TC$ -总运行成本；

$C_z$ -折旧费用； $C_w$ -维修费用； $C_r$ -人工费用； $C_l$ -利息费用； $C_g$ -管理费用。

风电企业售电给电网公司需签订售电合同，售电合同属于购销合同，而购销合同的印花税率为 0.3‰，故印花税额的计算公式为：

$$T_y = Q * P_E * 0.3\text{‰} \quad (2-4)$$

$T_y$ —印花税额

由上，可以计算得到风电场的总纳税额  $T$ ：

$$T = T_z + T_c + T_s + T_y \quad (2-5)$$

根据 2011 年《电力工业统计资料汇编》，2011 年吉林省 37 个风力发电场年平

均利用小时数为 1611 小时，风能利用率较低，这是由于该年各风电场弃风现象严重所致。为使所研究风电场具有一定的代表性，故设定比较正常的年利用小时数，即为 2000 小时。假定风力发电机组的经济寿命寿命为 20 年，其初始投资为 9100 元/kW，其中 20%是自有资金，80%是国内商业贷款，利率为 7.05%，偿还期为 15 年；风力发电机的折旧为 20 年，残值按设备投资额的 5%计。以 200MW 风电场为例，投资额为 18.2 亿元，其中设备投资约占 70%，为 12.74 亿元；运行期间，维修费用在前两年按照不含增值税的投资额的 0.5%计；第 3 至 8 年，按照不含增值税的投资额的 1%计；9-14 年按照 1.5%计；15-20 年按照 2%计。200MW 风电场的人工定额为 48 人，人均年工资为 7 万元，福利费为人均年工资的 70%。管理费用按每年 90 元每千瓦计。按照国家发展改革委员会 2009 年颁布的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》，东北地区风电的上网电价按照三类资源区和四类资源区计价，东北地区风电资源集中地区，例如，吉林省白城、松原；黑龙江省鸡西、双鸭山等地均属于三类资源区。因此，本文按照三类资源区定价标准计算，即风电上网电价为 0.58 元/kwh。

要计算该风电场在运行期内所缴纳的税额，需做出如下基本假设：

1) 每年的上网电量基本一致，且上网电价不发生变化；2) 年运行费用保持不变；3) 在风电场生命期内，有关风电的税收税率不变。在以上三个假设的基础上，便可得出风电企业在其寿命期内的年度纳税额，如图 2-4 所示。

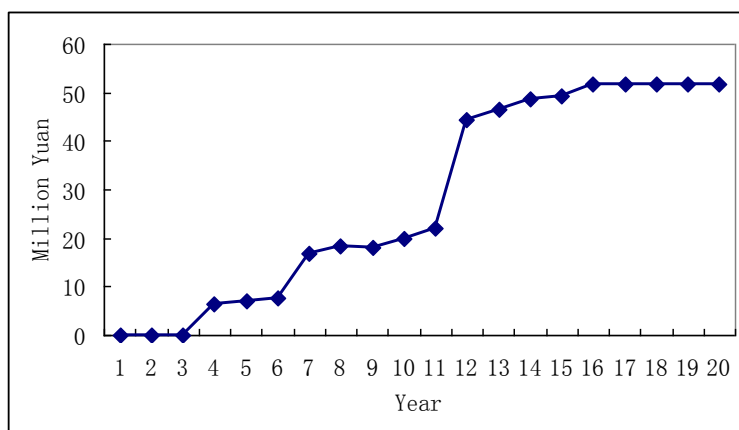


图 2-4: 200MW 风电机组纳税额曲线图

## 2) 火电项目对税收的影响

按照规定，火电企业在缴纳增值税时可以抵扣购入煤炭的进项税额，所以火力发电的增值税计算公式为：

$$T_z = Q_E * P_E * 17\% - Q_C * P_C * 13\% - T_j \quad (2-6)$$

其中， $Q_C$ —用煤量； $P_C$ —煤炭价格

火电厂一般远离市区，多位于县区，故城市维护建设税税率为 5%，城市维护

建设税和教育费附加的计算公式为：

$$T_C = T_Z * (5\% + 3\%) \quad (2-7)$$

企业所得税税率按国家规定为 25%，故所得税额计算公式为：

$$T_S = \pi * 25\% \quad (2-8)$$

火电企业与煤炭公司签订的购煤合同，以及与电网公司签订的售电合同，均属于购销合同，其印花税率为 0.3‰，故印花税额的计算公式为：

$$T_Y = (Q_E * P_E + Q_C * P_C) * 0.3\text{‰} \quad (2-9)$$

由上可知，火电企业的总纳税额  $T$  为：

$$T = T_Z + T_C + T_S + T_Y \quad (2-10)$$

国产 200MW 火电机组的静态总投资额为 8.424 亿元，单位投资 4212 元/kwh，其中设备费占总投资额的 50.67%（段利东，2009）。总投资中自有资金 20%，商业银行贷款 80%，贷款利率为 7.05%，还款期限为 18 年。火电机组的使用寿命为 30 年，折旧期限为 20 年。运行期费用主要包括燃料费、水费、人工费、检修费等，其中燃料费占总费用约 80%<sup>24</sup>。根据 2011 年《电力工业统计资料汇编》数据，2011 年吉林省 200MW 燃煤机组的供电煤耗率平均为 343g/kwh，东北地区燃烧值为 5800KJ/kg 的煤价格约为 780 元/t<sup>25</sup>。东北地区的火电上网电价约为 0.4057 元/kwh。

计算该火电厂在运行期内所缴纳的税额，需做出如下基本假设：a 每年的上网电量基本一致，且上网电价不发生变化；b 年运行费用保持不变（煤炭价格不发生较大的变化）。根据以上数据可计算出东北地区 200MW 火电机组在其整个运行期内所要缴纳的增值税额和所得税额如图 2-5 所示。

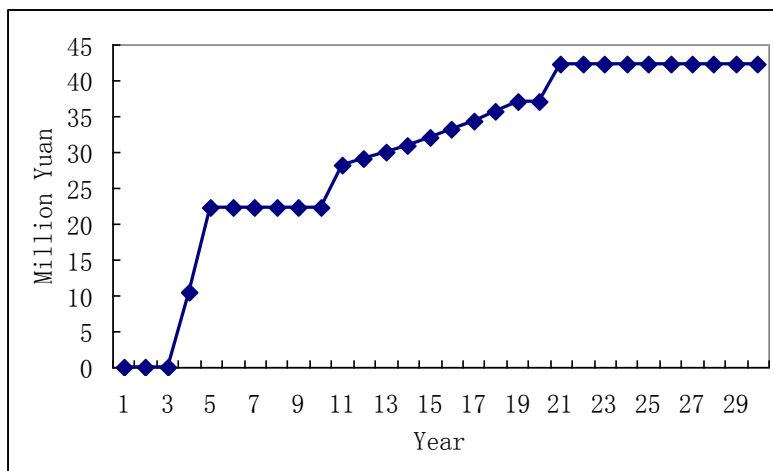


图 2-5: 200MW 火电机组纳税额曲线

<sup>24</sup> 资料来源：中国电力新闻网 [http://www.cpn.com.cn/gl/201201/t20120109\\_392143.html](http://www.cpn.com.cn/gl/201201/t20120109_392143.html)

<sup>25</sup> 资料来源：东北亚煤炭交易网 <http://www.nacec.com.cn/nacecweb/admin/websj.do>

由图 2-4 和 2-5 可以发现，火电项目从第五年开始便可以向地方政府缴纳大量税额，而风电项目要等到第七年才能够向地方政府缴纳较多的税额。此外，20 万千瓦（200MW）的火电机组在整个运营期的纳税额要比同样规模的风电机组整个运营期的纳税额高出约 3.3 亿元人民币；每一年的纳税额火电机组也高于风电机组（表 2-14）。

表 2-14 20 万 kw 的火电机组与风电机组纳税额对比

	风电机组 (20 年生命周期)	火电机组 (30 年生命周期)
机组容量 (MW)	200	200
纳税总额 (百万元)	564.87	895.51
平均每年纳税额 (百万元)	28.24	29.85

## (2) 对经济增长的影响

采用投入产出分析法，分析吉林省火电行业和风电行业对该省的经济增长贡献的影响。研究中主要依据以下四个公式：

直接消耗系数计算公式：

$$a_{ij} = \frac{x_{ij}}{x_j} \quad (i, j = 1, 2, \dots, n) \quad (2-11)$$

其中， $a_{ij}$  为直接消耗系数，也称为投入系数，是指某一产品部门（如  $j$  部门）在生产经营过程中单位总产出  $x_j$  直接消耗的各产品部门（如  $i$  部门）的产品或服务的数量  $x_{ij}$ 。

完全消耗系数计算公式：

$$b_{ij} = a_{ij} + \sum_{k=1}^n b_{ik} \cdot a_{kj} \quad (i, j = 1, 2, \dots, n) \quad (2-12)$$

其中， $b_{ij}$  为完全消耗系数，反映的是  $j$  部门对  $i$  部门的完全消耗关系。

$a_{ij}$  是  $j$  部门对  $i$  部门的直接消耗系数； $\sum_{k=1}^n b_{ik} \cdot a_{kj}$  是  $j$  部门对  $i$  部门的全部间接消耗系数之和。

完全消耗系数用矩阵形式表示：

$$B = (I - A)^{-1} - I$$

其中， $A$  为直接消耗系数矩阵； $B$  为完全消耗系数矩阵； $I$  为单位矩阵。

里昂惕夫逆矩阵计算公式：

$$C = (C_{ij})_{m \times n} = (I - A)^{-1} \quad (2-13)$$

其中，里昂惕夫逆矩阵的元素  $C_{ij} (i, j = 1, 2, 3 \dots n)$  称为列里昂惕夫逆系数。它表明第  $j$  个部门的生产发生了一个单位变化时，导致  $i$  部门由此引发的直接的和间接地使产出水平发生变化的总和。

某一部门的产出增加时，通过产业间的关联关系对其他部门产出增加产生的影响计算公式：

$$\Delta Y = (I - A)^{-1} \cdot \Delta X \quad (2-14)$$

其中： $\Delta Y$  为各部门总产出增加总量； $\Delta X$  为某一部门的产出增加量； $(I - A)^{-1}$  为里昂惕夫逆矩阵。

基于上述公式，本部分研究分别计算 20 万 kw 的风电项目和火电项目投资对吉林省 GDP 的带动作用。

#### 1) 风电项目对经济增长的影响

基于投入产出法计算风电项目对经济增长的影响，需要构建吉林省 2011 年含风电部门的投入产出表。投入产出流量表一般五年编制因此，本文计算时吉林省最近的投入产出表为 2007 年。假设短期内投入产出关系保持稳定，即基于 2007 年得到的各部门间的投入产出系数关系也适用于 2011 年。为了计算简单，本研究利用吉林省 2007 年 42 个部门的投入产出流量表，以及 2011 年吉林省风电产出及相关数据构建吉林省 4 部门的投入产出表。

吉林省的风力发电量为 40 亿千瓦时<sup>26</sup>，吉林省风电上网电价按照三类资源区的上网电价为 0.58 元/kw.h 计算，因此风电部门总产出为 23.2 亿元。增加值部分包括劳动者报酬、生产净税额、固定资产折旧和营业盈余，这四部分占总产出的 68.2% (Zhao, et al. 2013)，故增加值合计为 15.8 亿，中间投入部分为 7.4 亿。风电产业的投入包括设备投入、塔架、日常维护和修理等，其中设备投入占 80%，即为 5.92 亿元，归入第二产业投入部分；建设费和日常维修等费用占 20%，为 1.48 亿元，归入第三产业投入部分，第一产业对风电产业的投入为 0。产出部分主要指电量，而各个部门对电量的消耗比例与电源种类无关，因此风电产出在各个部门之间的分配比例与火电相同，据此就可以构造出如下包含风电部门的四部门投入产出表（表 2-15）。

根据吉林省 2011 年风电产业总产出值（23.2 亿元人民币），并基于公式（2-11）至（2-14），以及表 2-15 中的数据，可以计算得到 2011 年吉林省由于风电产出所带动的全省的经济增加值为 18.4 亿元人民币，即每万元风电产出对经济的拉动作用为 7929 元。

<sup>26</sup> 资料来源：电力统计资料汇编（2011）. 中国电力企业联合会，2012.

表 2-15: 含风电行业的吉林省 4 部门投入产出表 (单位: 百万元)

	第一产业	第二产业	风电产业	第三产业	中间使用合计	最终使用合计	流入	总产出
第一产业								
第二产业	53802	77102	0	14541	130904	148157	47815	231246
风电产业	46189	835685	589	175080	105754	1743489	1247038	1554542
第三产业	55	959	0	602	1616	704	0	2320
中间投入								
合计	3459	81373	147	92495	177474	534219	63801	647929
增加值合								
计	103506	995118	736	282718	1382078			
总投入	127740	559424	1584	365211	1053959			
第一产业	231246	1554542	2320	647929	2436037			

## 2) 火电项目对经济增长的影响

利用吉林省 2007 年 42 个部门的投入产出流量表构建吉林省 4 部门的投入产出表 (同样假设短期内投入产出关系保持稳定, 即基于 2007 年得到的各部门间的投入产出系数关系也适用于 2011 年)。根据行业分类标准将 42 个行业分为第一产业、第二产业和第三产业。为研究火电部门与其他部门之间的经济关系, 遂将其从第二产业中分离出来, 成为独立的产业部门。由于 42 部门中并没有火电部门, 但是有电力部门, 吉林省火电部门占电力部门产出比例约为 90%, 于是可以用电力部门近似地替代火电部门, 得出如下的包含四部门的投入产出表 (表 2-16)。

根据吉林省 2011 年统计局数据, 火电总产出为 592 亿元。基于公式 (2-11) 至 (2-14) 以及表 2-16 数据, 计算得到 2011 年吉林省由于火电产出所带动全省的经济增加值为 777.5 亿元人民币。即每万元火电产出对经济的拉动作用为 13134 元。

表 2-16 含火电行业的吉林省 4 部门投入产出表 (单位: 百万元)

	第一产业	第二产业	火电产业	第三产业	中间使用合计	最终使用合计	流入	总产出
第一产业	53802	71233	0	8065	133100	145961	47815	231246
第二产业	43502	772077	10614	153030	979223	1767844	1226559	1520507
火电产业	2743	52763	12443	24720	92668	2639	58953	36354
第三产业	3459	75179	2433	96904	177974	530483	60529	647929
中间投入合								
计	103506	971252	25490	282718	1382965			
增加值合计	127740	549256	10864	365211	1053071			
总投入	231246	1520507	36354	647929	2436036			

综上，单位（万元）火电产出对地方经济的拉动作用比单位风电产出对地方经济的拉动作用高出 5205 元，即火电对地方经济的带动作用明显高于风电。因此，从促进经济增长的角度看，地方政府更喜欢火电。

此外，虽然风电的跨省交易有利于促进风电消纳，但是从对地方经济影响的角度看，接受其他省份（地区）的风电不利于本省的 GDP 增长。这主要是由于以下两个方面的因素所导致：第一，购买其他省份风电，会降低本省发电量，不利于本省 GDP 增长；第二，购买其他省份风电，相当于鼓励其他省份的电力投资增长，不利于吸引本省的电力投资。因此，需要改变现有对地方政府的考核机制，适当减轻对地方政府 GDP 增长的考核，增加对环境指标的考核。

## 二、中国可再生能源发电中的主要体制问题

### （一）体制的内涵

体制，是指机构设置和管理权限划分及其相应关系的制度，它强调的是一种权限的静态分配状态。中国与可再生能源发电相关的体制主要包括电力体制和监管体制。电力体制是电力产业最高层的制度设计，它决定着电力产业内部基本的权限和责任的划分。由于电力产业中的输电环节具有自然垄断特征，因此，对输电环节的管制，即对电网公司的监管是电力行业监管体制的核心问题。这一问题从体制角度进行分析的目的，是为了强调对电网公司应该承担的促进可再生能源发电的责任体系的确定。

### （二）电力体制改革对可再生能源发电的影响

中国的电力体制大致经历了“政企合一、国家垄断经营”阶段(1949—1985 年)、“政企合一、发电市场逐步放开”阶段(1985—1997 年)、“政企分开、部分省市市场化改革试点”阶段(1998—2002 年)、“独立监管、电力市场化改革全面推进”阶段(2002 年—至今)等四个阶段（李虹，2004）。目前，中国正处于第二次改革历程（图 2-6）。

在当前的电力体制下，形成了一种特殊的电力市场结构，在该市场结构下，发电环节独立，输配售环节一体化（如图 2-7）。多家发电厂将电卖给两大电网公司，两大电网公司再通过地方供电局将电能分配给电力用户，电网公司在发电侧市场是垄断买方，在售电侧市场是垄断卖方，在整个电力纵向产业链上，两大电网公司有绝对的市场控制力。

中国的电力体制经历了两次里程碑式的改革：第一次是 1997 年，电力部解体，成立了国家电力公司，打破了电力行业长期以来实行的行政性管理体制；第二次是 2002 年，国家电力公司解体，成立了两家电网公司和五家电源集团公司，这标志着电力产业垂直一体化的模式被打破。这两次电力体制改革对可再生能源发电的影



响主要体现在以下三个方面：

1、有利于更多投资主体进入可再生能源发电领域

电力产业在打破行政性管理体制及垂直一体化垄断体制之后，电网公司和发电企业业务分离，这样更有利于实现电网公司对各发电主体发电出力的公平调度，从而有利于吸纳更多主体投资于可再生能源发电领域。

2、有利于提高可再生能源发电企业的经营效率

中国的电力体制改革主要成效之一是在发电侧市场引入了竞争，在实施标杆性上网电价电价的情况下，发电企业，包括可再生能源发电企业只有通过改进管理水平，提高技术进步能力，才能扩大企业利润。即中国电力体制的改革有利于促进可再生能源发电企业的经营效率。

3、有利于加强对电网公司吸纳可再生能源发电的监管

可再生能源发电相对于传统化石能源发电，出力不够稳定，因此，在同样的并网电价情形下，电网公司不愿意调度可再生能源。如果电力产业没有实施打破垂直一体化垄断体制的改革，则电网公司是否优先调度可再生能源，这属于公司内部业务，很难对其进行监管；而在垂直一体化的垄断体制打破之后，才有可能成立社会监管机构，才能对电网公司是否有效实施了对可再生能源发电出力进行监管。

综上，可以认为，电力体制改革总体上促进了可再生能源发电的增长。

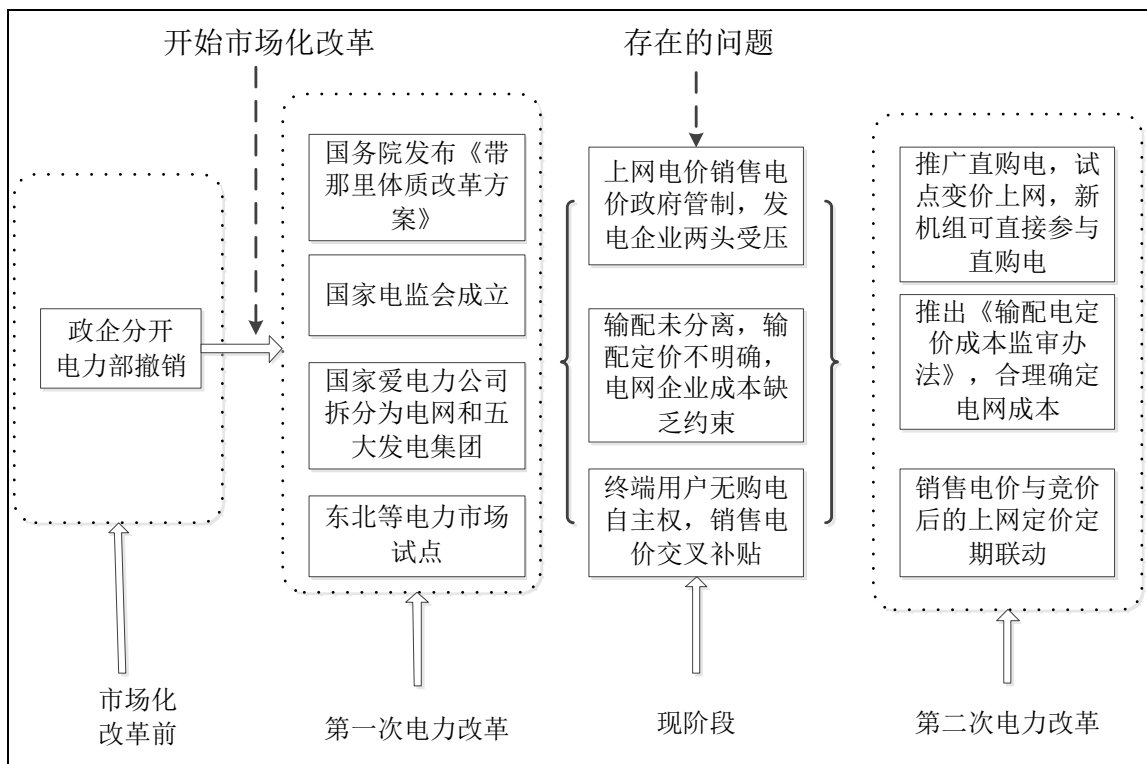


图 2-6 中国电力体制改革历程

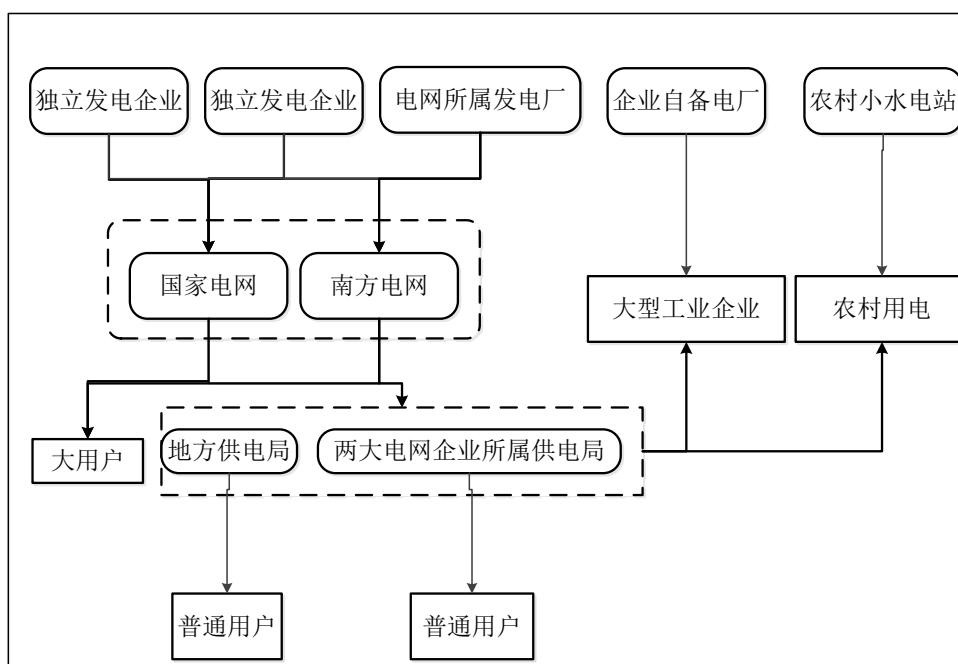


图 2-7 中国电力市场结构组成主体

注：中国输电企业主要由国家电网和南方电网构成，内蒙古电力集团有限责任公司为地方国有输电企业，主要负责内蒙古西部地域输电业务。

### （三）电力行业监管体制与可再生能源发电

监管体制对可再生能源发电影响中存在的问题主要体现在电网公司现有定位对发展可再生能源发电的阻碍作用。影响可再生能源进一步发展的因素众多，中国在自然因素和经济因素两方面都具有优势，在技术因素方面也不存在主要障碍，而最大的障碍来自于制度因素。从电网侧来讲，影响可再生能源发展的制度障碍主要体现在电网公司的现有定位与发展可再生能源之间具有很大的冲突。要实现可再生能源的更快发展，也须从改变电网公司的业务定位与收入模式角度进行改革。当然，电网公司定位的改变并不仅是考虑如何支持可再生能源的发展，其改革应是基于综合性的设计。

#### 1、电网公司业务性质的定位与促进发展可再生能源发电之间存在冲突

电力行业 5 号文的初步执行使得原有的国家电力公司被拆分为两大电网公司、五大发电公司和四大辅业公司。在这一新的电力格局中，国家电网公司集输电、配电、售电三项职能于一身，对其业务性质的定位是通过销售电价和上网电价的差值获取利润。而相对于技术水平成熟的火力发电，可再生能源发电行业的发展时间短，技术水平低，初始投资大，市场份额小，根据表 2-17 中数据，可再生能源发电成本比化石能源的发电成本要高出很多，因此，可再生能源的上网成本要普遍高于火电的上网成本。在销售电价和终端用电需求量相同的情况下，如果提高可再生能源

的上网比例，电网的利益就会受到损失。

表 2-17 常规能源与可再生能源发电成本对比

发电类型	单位千瓦时静态投（元）	发电时间/h	含税电价/元(kwh)-1
常规火电	4000	5000	0.3-0.4
风力发电	8000	2000-3000	0.4-0.7
光伏发电	50000	1000-2000	>5
林木生物质	8000	>7000	>0.85
秸秆直燃	12000	5000	0.75

## 2、监管主体缺少社会和公众监督

电力属于能源产业的重要部分，属于国家的基础工业部门，也是关系国家经济命脉与人民福祉的重要产业。因此，目前存在着众多的监管主体，职权配置也较为复杂，涉及国家经济宏观调控与市场监管的各个方面（图 2-8）。

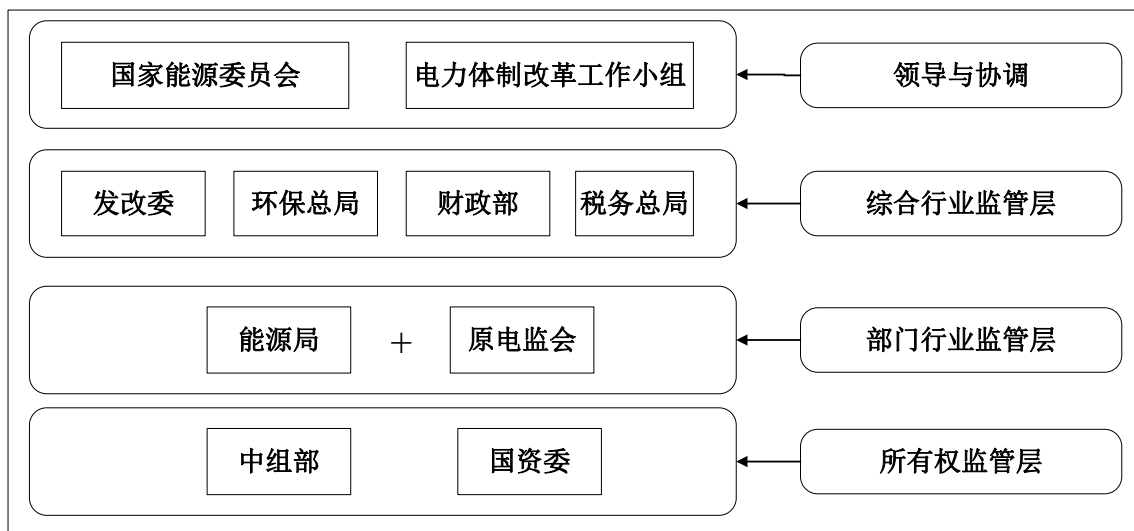


图 2-8 电力监管主体

现有电网公司监管主体及其权限安排体现在以下几个方面：

第一，领导与协调层。电力体制改革工作小组与国家能源委员会。其职能主要应该包括三个方面：一是协调中国电力改革的进程；二权衡电力监管中的多个目标，尤其经济性目标与环境目标及其它社会性目标的关系；三是协调各监管、政策部门之间可能存在的冲突。

第二，综合行业管理层。发改委、环保总局、财政部、国家质检总局、税务总局等，都是与电力监管密切相关的政府综合管理部门。这些部门主要的职责就是制定与电力行业相关的能源政策（发改委）、产业规划（发改委）、环境保护（环保总局）、标准（质检总局）、财政（财政部）及税收政策（税务总局）等。

第三，部门行业监管层。行业监管层包括国家能源局和原电监会，贯彻和执行电力行业的监管政策。2013年，国家能源局重组，原电监会被撤销，其职能并入新的能源局，开启了大能源综合监管时期。

第四，所有权监管层。国资委对中国电力企业负有监管职能。中国电力行业90%的企业是国有企业，所有权监管主要由国资委实施。

综上，电网公司现有监管主体虽然比较复杂，但却缺少公众、社会监督权力的设计，没有体现促进可再生能源发电的激励。

### 3、对电网公司的行业监管现状

所谓行业监管就是法律授权的监管机构在公开、公平、公正原则下，以法律法规和制度进行规范和约束，通过督查、检查、抽查、巡查和审核审计等方法，从实体和程序两方面对进入行业的事业体和事件进行监督管理，以保证行业管理目标得以实现。行业监管的特点是：在现有体制环境下的实现社会效益最大化、否定性因素、深入到业务运营层面。

电网公司1995年颁布了《电力法》，确立了电力适当超前发展和多家办电原则；确认了电力体制改革中的政企分开；确认了电价形成机制和将来的电力发展方向；强调了电力发展过程中的环境保护。2005年和2009年分别颁布了《中华人民共和国可再生能源法》及其修正版，该法律对鼓励支持可再生能源发电企业，以及电网公司在可再生能源发电中的责任作出了较为明确的规定。

电力行政法规主要包括《电力设施保护条例》(1987年)，《电网调度管理条例》(1993年)，《核电厂核事故应急管理条例》(1993年)，《电力供应与使用条例》(1996年)，《电力监管条例》(2005年)。在《电网调度管理条例实施办法》中规定“调度机构分为五级，电网运行实行统一调度、分级管理的原则”，确定了中国电力调度的基本准则。

国家相关主管部门制定的涉及电力领域的部门规章较多，内容涉及电力市场、电价与电费、电力监管等各个方面，基本覆盖了电力领域各类业务活动。此外，中国许多省、市还发布了一系列涉及电力领域的地方性法规、规章。相关部门还发布了许多规范电力工业的技术经济规程和规则，如《电业生产事故调查规程》、《电业安全工作规程》、《农村低压电力技术规程》、《电热辐射供暖技术规程》。

### 4、对电网公司的所有权监管现状

所有权监管一般是指，从国家所有权政策出发，由国家股权机构依法对企业履行出资人职责，包括国有资本目标、经营绩效、财务风险、任免、考核等内容。所有权监管特点有：在合规前提下实现国有资本目标，包括经济效益和社会效益，采取的方式主要是激励性因素，包括考核、薪酬和任免等。

中国目前针对国家电网公司的绩效考核主要是出资人考核，即国资委对国家电网公司的经营业绩进行考核，考核依据主要是《中央企业综合绩效评价实施细则》，

其中针对国家电网公司的考核主要还是针对国家电网公司保值增值能力的考核。所以，在现有的考核方式下，提高可再生能源上网比例会对电网公司的经营业绩带来一定的影响，从财务的角度考虑，电网公司更倾向于压制可再生能源的上网电量。

#### 5、对电网公司所有权监管和行业监管中存在的问题

第一，在监管职权配置方面，权力比较分散。综合行政管理、行业监管、所有权监管，除了所有权监管集中在国有资产监管部门外，职权分散，行政管理与行业监管职能的划分难以从定位上界定，即模糊了行政管理与行业监管职能。

在地方，省（自治区、直辖市）具有电力监管职能的部门有：经济与信息化委员会（有的省由经委履行这一职能）、发展与改革委员会、国资委、国家能源局派出机构、物价局等，也同样存在着监管权力比较分散的特点。

第二，监管主体的配置和地方政府层级结构不相适应。目前的能源监管机构设置延续了原来中国电力监管组织结构，即三级纵向垂直监管体系：国家能源局、大区域能源局、有关城市的能源监管专员办公室，而中国行政体系，地方是以省（市）为核心。这种差异性在一定程度上增加了监管的难度。

第三，行业监管职权缺乏独立性。部分关键的应属于国家能源局电力监管的职能被设置在国家发改委，与国际上成熟的监管模式存在差距，既缺乏独立性，也造成了公共政策职能与行业监管职能的混淆，不利于分清政府与市场的关系。例如，电价的定价监管权被认为是电力监管最核心的工具之一，大多数发达国家和发展中国家的电力监管机构拥有电价批准和制定权，但是这一项权力在中国由国家的公共政策部门——国家发展与改革委员会行使，不利于形成有序的电力市场，使价格机制充分作用。要彻底解决电价监管权问题，关键是要加快《电力法》和《价格法》的修订，改变过去只有对国务院价格主管部门的电价管理权限的规定，而没有关于电力监管机构的电价管理权限的规定的缺陷。

### （四）对电网公司业绩考核现状及存在问题分析

#### 1、对央企业绩考核现状分析

##### （1）对央企业绩考核体系沿革

对央企业绩考核体系从时间上划分可分为三个阶段：第一，计划经济阶段。1978年以前，中国国内广泛实行计划经济体制，企业处于行政部门的附属物的地位。行政权力支撑下的计划经济体制考核主要采用实物产量的考核办法，其核心是评价企业是否按照国家计划完成了生产指标，完成了生产指标就意味着绩效考核合格，不能完成生产指标就会受到相应的处分。因而这一阶段的绩效考核指标并不能有效促进经济的发展，只是为了完成国家的生产计划。

第二，工业经济责任制阶段。1978年至1988年期间，中国改革的重点从农业改革转向工业生产，经济体制改革的中心由农村转向城市，主要以国营企业为改革的中心环节，通过放权、让利、利改税等措施，推动国营企业的现代化改革。为了

更有利的推动国营企业的发展，国家对于国营企业的产值、利润等指标多加重视，以产值为中心指标对国营企业进行绩效考核，并根据绩效考核的结果进行调整以促进国营企业的责、权、利相统一。这一时期针对国营企业的绩效考核主要采用产品产量、品种、资金占用、原材料消耗、产品质量、成本、劳动生产率、利润等八个指标，其中利润率指标是考核的核心指标，因而这一时期的考核主要是针对国营企业的利润。

第三，对国有企业保值增值情况的监管阶段。1988年，国有资产管理局成立，自此以来，特别是1992年以后，中国经济体制改革的方向明确为“市场经济道路”，中国正式拉开了市场化改革的序幕。1993年十四届三中全会通过了《中共中央关于建立社会主义市场经济体制若干问题的决定》，要求建立现代企业制度，进一步转换国有企业经营机制，建立适应市场经济要求，产权清晰、权责明确、政企分开、管理科学的现代企业制度；对国有资产实行“国家统一所有、政府分级监管、企业自主经营”的体制，确立了国有企业依法自主经营，自负盈亏，照章纳税的义务和对出资者承担资产保值增值的责任；要求有关部门对其分工监管的国有企业的国有资产负有监管职责，对企业的国有资产保值增值情况实行监管。

这一时期，国有企业的绩效考核转变为以提高经济效益为中心，总资产报酬率、净资产收益率等财务指标成为出资人对国有企业绩效考核的核心指标。

1993年财政部颁布了《企业财务通则》和《企业会计准则》，分别从企业偿债能力、营运能力和盈利能力三个方面对国有企业的财务状况、经营成果进行绩效考核。1999年6月财政部颁发了《国有资本金绩效评价规则》，从财务效益状况、资产营运状况、偿债能力状况、发展能力状况四个方面对国有企业的经营状况进行评估，主要考核企业的经济收益情况，考核国有企业的保值增值能力。2002年财政部进一步颁发了《企业绩效评价操作细则（修订）》，进一步完善国有企业绩效评价体系。

但是这一阶段国有资产监管职能较为分散，多部门对国有资产分别进行监管，中央企业工委、国资委、建设部、农业部、中组部等部门对于国有企业都有监管职能，权利、义务和责任不统一，管资产和管人、管事相脱节，国有资产缺乏明确的责任主体，国有资产保值增值的目标难以实现。

第四，EVA与对标并行阶段。为了缓解“五龙治水”的混乱局面，2003年国有资产监督管理委员会成立。对国有资产的保值增值情况进行监管，通过法定的程序对国有企业负责人进行任免、考核并根据其经营业绩进行奖惩，建立和完善国有资产保值增值指标体系，拟定考核标准；维护国有资产出资人的权益，国资委自成立以来先后制定了涉及投资规划、企业改制、产权转让、资产评估、业绩考核、财务监督、资本预算等方面的规章达26件。

2009年《中华人民共和国企业国有资产法》开始实施，规定国务院国有资产

监督管理机构和地方人民政府按照国务院的规定设立的国有资产监督管理机构，根据本级人民政府的授权，代表本级人民政府对国家出资企业履行出资人职责，成为目前各级国有资产监管机构进行国资监管的主要依据。

《企业国有资产监督管理暂行条例》规定“各级人民政府应当严格执行国有资产管理法律、法规，坚持政府的社会公共管理职能与国有资产出资人职能分开，坚持政企分开，实行所有权与经营权分离”，明确政企分开以及国有资产监督所有权和经营权的分离。

《中央企业负责人经营业绩考核暂行办法》将 EVA 考核办法和对标考核办法引入国有资产的监督考核办法中，改变了以往没有严格考核办法、缺乏严格奖惩措施的局面，使得国企考核的重点转向了对于经营业绩的考核。同时明确中央企业负责人的绩效考核办法分为年度经营业绩考核和任期经营业绩考核。现行考核办法采用基本指标和分类指标结合，结果考核与过程评价相统一，考核结果与奖惩相挂钩的考核制度，在考核过程中引入目标责任制，按照“同一行业、同一尺度”原则，结合宏观经济形势、企业所处行业发展周期、企业实际经营状况，同时对照同行业国际国内先进水平设定考核目标值，引入对标考核的思想。

## （2）当前对央企业的业绩考核体系

当前对央企业的业绩考核体系主要包括年度经营业绩考核，任期经营业绩考核，考核奖惩措施，以及出资人考核指标的补充。

第一，年度经营业绩考核。年度经营业绩考核指标采用两个基本指标与两个分类指标相结合的考核方式，基本指标包括利润总额指标和经济增加值指标，利润总额是指经核定的企业合并报表利润总额，经济增加值是指经核定的企业税后营业利润减去资本成本后的余额。基本指标对于所有受国资委监管的中央企业统一适用，分类指标由国资委根据各中央企业短板，综合考虑企业管理水平、技术创新投入及风险控制能力等因素确定。

考核分数计算方式为年度经营企业考核综合得分=(利润总额指标得分+经济增加值指标得分+分类指标得分)\*经营难度系数+奖励分-考核扣分。另外在指标计分的过程中引入了差异考核的思想，根据不同行业的特点设定不同的基本分，其中军工、储备、科研、电力、石油等行业例如总额指标的基本分为 30 分，其他企业利润总额指标基本分为 20 分，按照目标值完成的实际情况核算加分或者扣分的分值；军工、储备和科研企业经济增加值指标基本分为 30 分，电力、石油化工企业经济增加值指标基本分为 40 分，其他企业经济增加值指标基本分为 50 分，同样按照目标完成情况核算实际加分或者减分。

无论是利润总额指标还是经济增加值指标，均形成了以上年实际完成值和前三年实际完成值平均值中的较低者作为基准值的核算标准。分类指标加分和扣分的上限和下限为该项指标的 20%，根据企业的实际完成情况核算分类指标的加分或者减

分分值。另外在考核指标之外设置加分项和扣分项，对于经济因素外的其他因素进行考核。

每年2月底以前，国资委要求各中央企业报送相应年份的目标建议值报告，报告内容包括：（1）《中央企业负责人经营业绩考核目标建议值报告》（已获得国资委授权考核高级管理人员的董事会试点企业报送相应年份的《董事会企业测试评价目标建议值报告》），报告内容会综合考虑中央企业相应年份的经济运行情况和特点（包括主要产品生产、销售、库存、价格、投资、效益、节能减排等指标完成情况，重大政策调整和市场环境变化情况）；企业相应年份的市场环境分析与判断；企业目标建议值测算情况（包括确定目标值的政策环境、战略规划分解要求、价格基准、汇率水平、会计政策和会计估计变更及对标情况）；相应年份企业科技投入、节能减排及安全生产投入预算安排情况说明；需要国资委考虑的重大因素及相关政策依据和测算口径；完成相应年份考核目标建议值拟采取的主要措施；政策性业务梳理及考核建议等内容。（2）《中央企业经济增加值（EVA）考核目标建议值明细表》，董事会企业填报《董事会企业经济增加值（EVA）测试评价目标建议值明细表》。

每年4月20日前，国资委要求各中央企业报送之前一年的《中央企业负责人经营业绩考核完成情况总结分析报告》，董事会企业报送《董事会企业测试评价总结分析报告》，内容包括年度经营业绩考核指标完成情况；年度企业主要生产经营活动完成情况（包括生产、销售、价格、库存、投资等），经济运行中存在的主要矛盾、问题及采取的主要工作措施；需要国资委考虑的重大因素及相关政策依据和测算口径；年度科技创新成果获奖情况；年度企业发生的重大决策失误、重大安全与质量责任事故、重大环境污染事故、重大违纪和法律纠纷案件，并说明有关经过、级次、原因、后果及处理意见；年度企业全员考核制度建设和对公司副职业绩考核情况；参加对标考核试点的企业对标指标完成情况。

每年7月下旬以前国资委要求中央企业报送《上半年业绩考核指标执行情况报告》，董事会企业报送《上半年董事会企业测试评价目标执行情况报告》，报告内容包括上半年考核指标和主要生产经营活动完成情况及存在的突出矛盾、问题；下半年生产经营走势分析、考核指标全年完成情况预计、主要工作措施和政策建议。

国资委根据各中央企业报送的目标建议值和本年度考核指标及目标的完成情况给各考核指标进行打分，最终得出中央企业相应年份的考核结果。

第二，任期经营业绩考核。任期经营业绩考核采用基本指标和分类指标相结合的考核方式，其中基本指标包括国有资本保值增值率指标和总资产周转率（前三任期考核中使用主营业务收入增长率，从第四任期考试更换为总资产周转率）指标。分类指标的制定由国资委根据不同行业的特点单独制定。

考核分数计算方式为任期经营业绩考核综合得分=（国有资本保值增值率指标得分+总资产周转率指标得分+分类指标得分）×业绩考核系数+任期内三年的年



度经营业绩考核结果指标得分—考核扣分。

任期经营业绩考核各指标基本分设定不再按照行业进行区分，基本分值对于所有中央企业统一适用，其中国有资产保值增值率指标的基本分 40 分，主营业务收入平均增长率指标基本为 20 分。经营目标的制定和企业政策性业务的完成情况考核采用与年度经营企业考核相同的模式，只是在目标值制定的原则发生了变化，即不能低于前一任期的考核指标实际完成值或者不低于目标值与实际完成值的平均值。另外对于基本指标的基准值制定原则进行了调整，任期经营业绩考核中以前一任期实际完成值和前一任期考核目标值与实际完成值平均值中的较低者作为基准值计算加分或者扣分。

另外在任期考核中单独设置包括业绩优秀企业奖、科技创新企业奖、管理进步企业奖和节能减排优秀企业奖等的任期特别奖。根据考核的结果确定奖惩措施，将年度经营业绩考核结果分为 A、B、C、D、E 五个级别，对于不同级别的考核结果分别设置绩效薪金。绩效薪金不仅适用于企业的主要负责人，同时适用于企业领导班子，使考核结果直接与中央企业负责人的个人利益挂钩，更加激励了中央企业负责人的努力程度。

同时在奖惩措施制定时将年度考核奖惩与任期经营业绩考核奖惩相结合，绩效薪金的 60% 在年度考核结束后当期兑现，其余 40% 根据任期考核结果等因素，延期到任期考核结束时予以兑现，一旦任期考核结果较差，则会相应扣减延期绩效薪金。这也迫使中央企业负责人关注企业的长远利益，而不会只注重短期利益，防止企业负责人以牺牲企业长期利益的方式换取个人较高的薪资报酬。

任期考核第一年的 2 月底以前，国资委要求中央企业提交任期考核目标建议值，任期考核目标建议值包括两部分，一部分是任期经营业绩考核目标建议值，一部分是任期节能减排目标建议值。

《任期中央企业负责人经营业绩考核目标建议值报告》，报告内容包括：（1）企业上一年度主要经营指标完成情况及在国际国内同行业所处地位；（2）企业任期考核年内所在行业生产经营环境分析与判断；（3）企业发展规划的主要内容和主要经济指标；（4）企业目标建议值测算依据，包括确定目标值的政策环境，价格和汇率水平及对标情况；（5）完成任期考核目标值拟采取的主要措施。

《任期中央企业节能减排考核目标建议值表》：原则上重点类企业应根据自身情况和行业特点确定 2-6 个节能减排指标，可供选择的节能减排指标包括万元产值综合能耗、万元增加值综合能耗、万元营业收入综合能耗、吨钢综合能耗、吨氧化铝综合能耗、吨矿处理量综合能耗、供电煤耗、线损率、综合采区回采率、千吨海里能耗、二氧化硫、化学需氧量、氨氮、氮氧化物排放量等；关注类企业可根据自身情况和行业特点确定 2-4 个节能减排指标；一般类企业可以根据行业特点自行确定定量或定性指标。需要中央企业填报的内容包括：（1）企业节能减排现状及在国

际国内同行业所处的总体水平；（2）企业产业结构调整思路和主要内容，节能减排资金投入情况；（3）企业期间节能减排目标确定情况及涉及的主要指标；（4）实现任期节能减排考核目标拟采取的主要措施。

任期考核第一年的4月底以前，国资委要求中央企业就上一任期目标完成情况进行报告，需要提交的报表包括《任期中央企业负责人经营业绩考核完成情况总结分析报告》和《任期中央企业节能减排考核目标完成情况表》。

《任期中央企业负责人经营业绩考核完成情况总结分析报告》中要求报告的内容包括：（1）任职期间企业战略总体执行情况和主要特点；（2）任职期间主要生产经营活动技术指标变化情况；（3）任职任期考核目标完成情况；（4）考核期内，对企业生产经营产生重大影响的主客观因素及对考核指标的影响额度；（5）考核期内，科技创新成果获奖情况。

《任期中央企业节能减排考核目标完成情况表》中要求报告的内容包括：（1）任期节能减排指标完成情况。如果某项指标不能完成考核目标，详细说明原因；（2）任期内发生的环境污染事故及责任认定情况；（3）被国家节能减排各级主管部门通报，造成较大负面影响的情况；（4）任期采取的节能减排措施及取得的主要成效；（5）节能减排工作存在的主要问题。

国资委根据各中央企业报送的考核目标建议值和目标完成的实际值，对各考核指标进行打分，得出中央企业考核结果。

第三，考核奖惩措施。从经营业绩考核指标中可以看出，国资委对于中央企业的考核重点完全放在了经济效益的考核上，部分企业考虑了政策的完成情况，但是并未涉及中央企业公共责任（社会责任）的考核。中央企业存在的目的按照企业性质的不同而存在较大的区别，国资委考核过程中将所有中央企业一概而论必然会导致考核的不公平性。对于提供基础公共服务的企业，政府应该通过国家权力和公共资源的投入，为公民及其组织提供生产、生活、发展和娱乐等活动需要的基础性服务。因此对于公共服务类中央企业而讲，过分追求经济效益会导致中央企业忽视其在公共服务上的责任，忽视企业的社会责任。

尽管在经济增加值考核中国资委对于部分企业的资本成本率进行了适当的调整，以区分不同中央企业的性质，但是调整后的指标并没有脱离经济效益考核这一中心，调整后的资本成本率在促进中央企业将部分关注重点转向企业社会责任的履行的作用大小依旧难以确定。引入对标考核视乎可为中央企业提供一个合适的目标值，但是由于中央企业在业务上的高度垄断状况，大部分中央企业所处的行业具有一个行业一家企业或者一家独大的特征，在进行对标考核时很难找到合适的对比对象，对标考核的作用有限。

第四，出资人考核指标的补充。2006年《中央企业综合绩效评价实施细则》颁布，综合采用财务绩效指标和管理绩效指标，其中财务绩效指标包括4项综合指

标，8项基本指标和14项修正指标，财务绩效指标占到70%的考核权重，管理绩效包括战略管理、发展创新、经营决策、风险控制、基础管理、人力资源、行业影响和社会贡献8项指标，管理绩效指标占到30%的考核权重。《细则》中详细描述了考核办法，但是并未设定考核奖惩办法，即考核结果与奖惩办法未能建立相互对应的联系。

## 2、当前国资委对电网公司业绩考核体系分析

### (1) 当前国资委对电网公司业绩考核体系现状及其实施情况

#### 1) 年度经营业绩考核

对于国家电网公司考核的年度指标包括两个基本指标和两个分类指标（见图2-9），基本指标对于其他中央企业统一适用，包括经济增加值指标和利润总额指标；分类指标包括流动资产平均周转率和成本收入比（成本费用总额占主营业务收入比重），分类指标是由国资委根据电力行业的特点单独制定的，体现出了差异考核的思想。其中基本指标基本分为70分，利润总额指标基本分为30分（军工、电力、储备、科研、石化企业利润总额指标基本分为30分，区别与一般企业的20分），利润总额的基准值根据上年实际完成值和前三年实际完成值的较低值确定；经济增加值指标基本分为40分（军工、储备和科研企业经济增加值指标基本分为30分，电力、石油化工企业基本分为40分，其他类企业为50分）；分类指标基本分为30分，年度分类指标基准值同样根据上年或前三年实际完成值平均值确定。另外在对于资本成本率的确定上，电网公司受到了一定的优待，国资委按照资产通用性设定中央企业平均资本成本率，资产通用性较差的企业资本成本率按照4.1%计算，其他企业按照5.5%计算；对于资产负债率在75%以上的工业企业和80%以上的非工业企业，资本成本率上浮0.5个百分点，即分别为4.6%和6%计算。国资委在制定资本成本率时，将国家电网公司列在了资产通用性较差的中央企业行列，相应的资本成本率设定为4.1%。

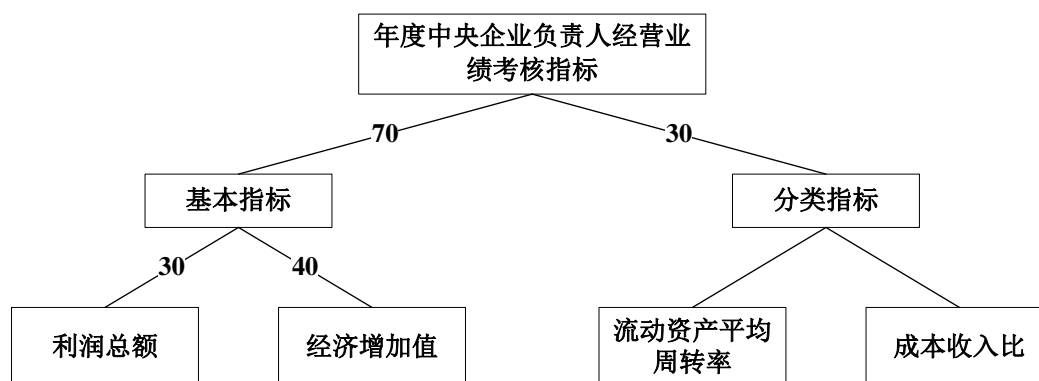


图 2-9 年度中央企业负责人经营业绩考核指标

#### 2) 任期经营业绩考核

任期经营业绩考核指标主要包括两个基本指标和两个分类指标（见图 2-10），两个基本指标分别为资产保值增值和总资产周转率（前三任期考核中采用主营业务收入增长率指标，2013 年第四任期考核中改为总资产周转率），分类指标包括全员劳动生产率和一个否定性指标，否定性指标考核主要通过对于国家电网安全责任的考核以及国家电网节能减排情况的考核，其中节能减排考核指标又可以细分成线损率、万元产值综合能耗、节电节能评价指标。否定性指标在运用上采用按等级扣分的方式，从其他考核指标所考核分数中扣除相应分数作为考核得分。任期考核基本指标基本分为 60 分，其中国有资本保值增值率指标基本分为 40 分，总资产周转率指标基本分为 20 分；分类指标基本分为 40 分。在任期考核中，如果国家电网公司未能完成节能减排考核目标，将视情况扣减 0.1—2 分。另外在任期考核中特别加入节能减排特别奖，对于企业节能减排成绩较好的中央企业的荣誉性奖励。

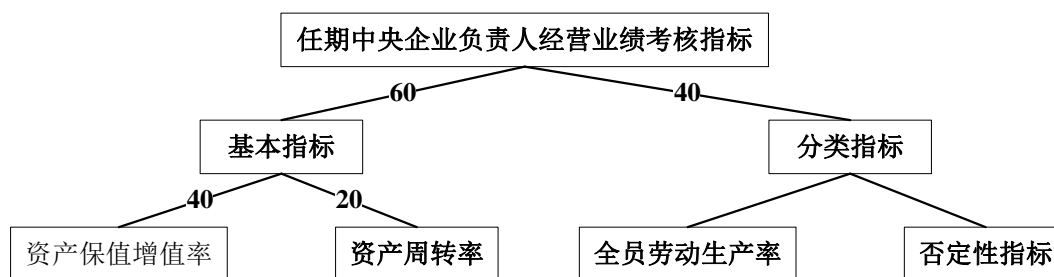


图 2-10 任期中央企业负责人经营业绩考核指标

### 3) 科研投入的考核

现行考核指标为企业谋求长期利益、加大科研投入创造了条件。电网公司，促进新能源发电上网需要进行大量的研发工作，比如特高压技术、调峰技术、柔性输电技术、智能电网技术、储能技术、分布式电力生产和应用技术等，需要较大的成本投入，且投资回收期较长。因此业绩考核时对于电网公司在科研成果取得较大突破时应给予肯定。目前国资委考核中对于电网公司在这方面的努力给予了加分奖励，在未能取得突破但投入较大时可以根据有关规定加 1-2 分，已取得重大研究成果的可以加 3-5 分。

从考核指标中可以看出，经济增加值的考核思想已经深入国资委的考核指标体系，考核指标在吸收经济增加值考核思想的种种优势，通过考核指标权重的调整，在一定程度上体现出了电网公司的特殊性。

#### (2) 电网公司业绩考核与电网所承担促进新能源发展的责任相冲突

##### 1) 考核目标与新能源发展目标相悖

经济增加值的考核思想把全部的政策着力点放在对于企业盈利能力的评价上，这与新能源发展的要求是相悖的，新能源发电行业在目前来看还不具有成本优势，其发展在很大程度上还依赖于国家的政策促进。

电网公司投资于现有火力发电电量的输送设施，由于稳定的出力和电量，输电

资产可以在较短的时间内投资收回成本，收到较大的经济效益。而诸如风力发电、太阳能发电之类的可再生能源发电接入项目，则接入电网输电设备的利用率低、投资回收期较长，经济效益较差，投资该类项目比重高会导致电网公司的经济增加值考核结果在短期内出现下滑。中央企业作为理性的“经济人”，首先会考虑个人和本企业的经济业绩考核结果，而不会为了提高可再生能源并网发电量就大量收购可再生能源。在电网公司经营业绩预期不佳的年份，必然会减少对于可再生能源电力输送基础设施建设的投资，只有在经营业绩预期较好的年份，才可能会增加对于可再生能源外送设施的投资。

## 2) 差异考核无从体现

经济增加值指标没有区分不同企业性质在绩效评估方面的差异性，不能突出竞争类中央企业和公共服务类中央企业在企业性质上的差异。电网公司作为典型的公共服务类企业，其根本性质是保障全国的电力供应，为居民生产生活提供稳定可靠的电力供应。对于该类企业应用无差异的经济增加值考核指标，电网公司在加快普遍供电设施建设、灾区保电和政策性保电上所做的努力得不到、应有的认可，必然会导致考核的结果缺乏公平性。

在现行的经济增加值考核指标体系下，电网公司在促进可再生能源发展上的投入也缺乏相应的考核指标，即使电网公司在促进新能源并网发电上做出较大的努力也难以在考核结果中得到体现，这必然会降低电网公司在促进新能源发电并网上的积极性。尽管在经济增加值的考核过程中，国资委对于电网公司适用了与军工企业相同的较低的资本成本率标准，但是降低的资本成本率能否有效转化为电网公司对于社会责任履行的激励是很难确定的。另外由于基本考核中要求电网公司的经济增加值考核结果必须要好于上年或者前三年的结果，必然会导致电网公司不断追求自身的经济效益，忽略对于促进新能源发电并网责任的履行。

## 3) 电网公司的社会责任无从体现

国资委考核的重点是国家电网公司的资产保值增值能力，而没有考虑电网公司在社会责任履行上所做的贡献，从这方面看现行考核体系对于电网公司欠缺公平性。例如，从国家电网公司发布的 2011 年社会责任报告中可以看出，国家电网公司一直致力于履行社会责任，推进可持续发展，最求经济、社会、环境综合价值最大化。“电力天路”青藏联网工程提前一年建成。解决了西藏缺点问题，实现全国除台湾以外的全面互联；实施新的无电地区通电工程，为 207.5 万无电人口解决用电问题。国家电网在完成社会责任方面的此类努力，在目前的考核体系中无从体现。另外在促进新能源发电并网方面，2011 年，国家电网公司实施了 287 项智能电网试点项目，建成国家风光储输联合示范工程，同时完了国家能源大型风电并网系统研发中心和国家能源太阳能发电研发中心，在目前的考核体系中同样是无从体现的。对于国家电网公司来讲，履行社会责任是作为公共服务类企业的基本职责，但是如果考

核指标只重视经营业绩的考核，很可能导致国家电网公司减少在社会履行上的努力，将工作的重点放在实现经济效益的增长上。

#### 4) 对标考核难以实现

尽管在目前的考核指标体系中，国资委试图引入对标考核的思想，但是对标考核的实施效果却不令人乐观。目前中国国内在电力输配售上是国家电网公司一家独大，南方电网公司仅负责南方五省，所占份额较小。因而目前国内输配售环节，依旧是一个行业一个企业，对标考核无从实施。另外与国外电网公司相比，国家电网公司在业务，组织结构等方面也存在巨大差异，缺乏可比性。因而目前来看，对标考核在电力行业无从体现。

### 3、各部门对电网公司监管责任存在冲突

2002年国务院下发《关于印发《电力体制改革方案》的通知》，决定改革电力工业管理体制，设立专门的电力监管机构—国家电力监管委员会。2013年电监会并入国家能源局，形成市场监管司。现有的电力监管体制，如表 2-19 所示。表 2-19 显示，已经完成的电力改革没能克服传统电力体制分散管理的弊端，而是迁就了原有部门利益格局，沿袭了分散监管的体制。

#### (1) 监管错位，责任混乱

目前涉及电力监管的部门众多，表 2-19 显示，涉及到电力监管的部门达到 9 个之多，相关部委达到 4 个，这种监管格局割裂了本应完整的电力监管工作，造成电力监管的责任错位，影响了电力监管的有效性。电力生产具有发电、输电、供电、用电几个环同时完成，每个企业都是电力系统的一个有机的组成部分，任一环节生产者的效率和安全决定了或依赖于整个电力系统的效率和安全。电力行业这种紧密的内在联系，决定了电力监管必须职能统一。目前国内这种监管职能分散、交叉、多头管理的形式，导致管电价的管不了成本及服务质量，管市场的管不了电价，出现问题就会相互推脱，各监管部门间职能重叠，效率低下。

#### (2) 监管职能分散，监管力度被削弱

监管职能分散，极易导致监管力度被削弱，各部门监管都难以起到较大的成效。对于能源局市场监管司而言，根据电网公司输电服务的优劣程度以及各项政策指标的完成程度去进行有效的价格收益调节，才能有效发挥监管的职能，但是目前电力定价的权利在发改委价格司，导致市场监管司监管力度的减弱。市场监管的形式主要还集中于对于电网公司未能完成某些政策目标或者监管目标时给予一定的处罚，但是处罚力度又是难以准确衡量的，这种处罚不能真正触及电网公司的深层利益，不能充分调动电网公司的积极性，导致监管机构权利不足，监管行为的约束力受到极大影响，极易使监管流于形式，监管机构难以有所作为。另外在现行的电力监管体系中，原电监会派出机构依旧起作用，而派出机构的设立是基于将国内电网划分为华北电网、华中电网、东北电网、西北电网、南方电网、华东电网的基本设想中

的，但是在实际电力输送中，省级地方政府往往会考虑本地区的经济利益，导致区域电网的力度被削弱，同时也会导致监管的力度被削弱。

表 2-19 现有电力监管部门及职能

监管部门	主要监管职能
能源局市场监管司	组织拟订电力市场发展规划和区域电力市场设置方案，监管电力市场运行，监管输电、供电和非竞争性发电，处理电力市场纠纷，提出调整电价建议，监督检查有关电价和各项辅助服务收费标准，提出电力普遍服务政策建议并监督实施，监管油气管网设施的公平开放。电力市场准入。投资准入。
发改委价格司	价格监管
国资委	国有资产监督管理
发改委经济运行调节局	(1) 承担煤电油气运保障工作部际协调机制办事机构（办公室）的工作职责。(2) 组织拟订、修订电力经济运行调节相关法规草案和规章；负责电力电量年度供需平衡、跨区交易和紧急调度，组织全国电力迎峰度夏(冬)；负责电力需求侧管理工作；指导供电营业区划分和管理相关行政许可事项。
能源局电力司	拟订火电和电网有关发展规划、计划和政策并组织实施，承担电力体制改革有关工作，衔接电力供需平衡
能源局发展规划司	研究提出能源发展战略建议，组织拟订能源发展规划、年度计划和产业政策，参与研究全国能源消费总量控制工作方案，指导、监督能源消费总量控制有关工作，承担能源综合业务
能源局新能源司	指导协调新能源、可再生能源和农村能源发展，组织拟订新能源、水能、生物质能和其他可再生能源发展规划、计划和政策并组织实施
能源局安全司	组织拟订除核安全外的电力运行安全、电力建设工程施工安全等监督管理办法并监督实施，承担电力安全生产监督管理等工作，依法组织或参与电力生产安全事故调查处理

### (3) 各部门之间缺乏有效的协调机制

目前的监管体系下，不同部门负责不同的监管内容，各部门之间缺乏有效的沟通机制，以国资委为例，国资委在对国家电网公司进行绩效考核时采用经济增加值指标，而指标的权重和指标的计分方式则与其他类型的国有企业一致，不能真实反应电网公司的盈利能力，但是国资委又没有能力去准确衡量电网公司的盈利能力，电力定价的权利在发改委价格司，因而这种监管的多头性会导致监管的错乱。

## 三、中国可再生能源发电的主要机制问题

### (一) 机制的内涵

机制，是指规则的运作原理或组织的内在工作方式，强调的是权限产生的程序

及其动态变化规律。本部分讨论的机制主要包括电价机制，电力交易机制，有关可再生能源发电的协调规划机制，电力系统运行机制，以及财税机制。这些问题更多体现的是一种动态环境下的运作规则的变化关系，因此，对其主要从机制的角度进行分析。

## （二）电价机制

电价机制在促进可再生能源发电中起着重要作用，是最为直接、灵敏、有效的手段之一，实证研究结果表明，电价机制是目前作用最为明显的一种机制。中国有关可再生能源电价机制的法律及规范性文件主要有：**（1）一部法律**。《中华人民共和国可再生能源法》（简称《可再生能源法》）。全国人大2005年2月颁布并于2006年1月1日实施的《可再生能源法》，对可再生能源发电价格的制定、费用分摊、监管等作了原则性规定。2009年底通过，2010年4月日实施的《可再生能源法》修正案，做了两项重要规定，一是确定了可再生能源全额保障性收购制度；二是由国家财政设立可再生能源发展基金，资金来源包括国家财政年度安排的专向资金和依法征收的可再生能源电价附加收入。**（2）三个办法**。《可再生能源法》出台后不久，国家发改委等部门陆续出台了一些实施办法，主要有：1）国家发改委2006年1月颁布的《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》。该办法对上网电价确定的原则、价格形式、具体价格和电价附加的构成、征收及监管等作了具体规定；2）国家发改委2007年1月颁布的《可再生能源附加收入调配暂行办法》。该办法对电网接网费标准、附加收入的财务处理、配额交易、电费结算和监管等作出了规定；3）国家发改委和国家能源局2011年联合颁布的《可再生能源发展基金征收使用管理办法》。该办法明确了可再生能源发展基金包括国家财政公共预算安排的专项资金和依法向电力用户征收的可再生能源电价附加收入等。**（3）若干个规范性和操作性文件**。主要有：1）国家发改委2009年7月颁布的对风电价格调整规范的《关于完善风力发电上网电价政策的通知》。该文件主要确定了全国风电标杆上网电价表；2）国家发改委2013年8月颁布的《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》。该文件主要规定了全国光伏电站标杆上网电价、分布式光伏发电价格及补贴办法。

由于目前中国可再生能源发电以风电和太阳能光伏发电为主，因此，本部分主要介绍中国风电和太阳能光伏发电上网电价机制的主要内容。中国可再生能源发电电价形成机制包括可再生能源上网电价部分，以及可再生能源电价附加及补贴制度部分。

### 1、上网电价机制

#### （1）风电上网电价机制

近三十年来，中国一直重点发展陆上风电，海上风电在最近几年才开始发展。自1986年以来，中国陆上风电电价机制经历了政府审批制（1986年-2002年）、招



标定价制与政府审批制并行制(2003年-2009年7月31日),以及固定电价制(2009年8月1日至今)三种定价方式。海上风电于2014年6月19日才明确了标杆电价。

中国海上风电发展一直异常缓慢,步履艰难。截止2013年,中国海上总装机容量仅为428.6兆瓦,占全国风电装机容量仅约为0.5%。造成中国海上风电发展缓慢的原因,除了海上项目审批慢,运营难之外,最主要原因是中国一直没有明确的海上风电上网电价政策。而海上风电技术要求高,建设条件复杂,投资需求大,开发成本高,没有明确的电价政策,投资者很难对项目建设进行评估和决策。2014年6月19日国家发改委发布了《关于海上风电上网电价政策的通知》,明确了国内海上风电的标杆电价:2017年以前投运的近海风电项目上网电价0.85元/千瓦时(含税),潮间带风电项目上网电价为0.75元/千瓦时(含税)。2017年及以后投运的海上风电项目,将根据海上风电技术进步和项目建设成本变化,结合特许招标情况,另行制定上网电价政策。通过特许招标确定业主的海上风电项目,其上网电价按照中标价格执行,但不得高于同类项目政府定价水平。

海上风电上网电价的出台,为海上风电市场提供了较为稳定的盈利预期,上千亿元的海上风电市场有望加速启动。不过,按照当前海上风电16-20元/瓦的造价测算,0.75-0.85元/千瓦时对应的项目内部收益率在8%-10%之间,虽然足以保证开发商盈利,但难以对开发商有足够吸引力,这是因为当前海上风电运营成本较高,开发商缺乏实际操作经验。此外,包括特许权招标在内的项目并不能享受这项利好,因此,在缺乏其他优惠政策的情况下,海上风电大规模发展可能仍然需要一段时间。

## (2) 太阳能光伏发电上网电价机制

类似陆上风电上网电价机制,我国太阳能发电项目上网电价机制也经历了三个阶段:第一阶段:政府审批制。2008年和2009年国家发改委分两次分别核准了上海两个项目、内蒙古和宁夏各一个太阳能光伏发电项目的上网电价为4元/千瓦时。2010年4月核准宁夏4个项目的临时上网电价为1.15元/千瓦时。第二阶段:特许招标电价制。2009年太阳能发电项目引入特许权招标制。2009年6月,甘肃敦煌1万千瓦荒漠太阳能电站特许权招标中标电价为1.09元/千瓦时,2010年9月,西北六省区13个项目28万千瓦中标电价为0.7288-0.9907元/千瓦时。第三阶段:固定电价制。2011年7月24日国家发改委下发的《关于完善太阳能光伏发电上网电价政策的通知》规定,2011年7月1日以前核准建设、2011年12月31日建设投产、尚未经发改委核定价格的太阳能光伏发电项目,上网电价统一核定为1.15元/千瓦时;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1.15元/千瓦时的上网电价外,其余省(区、市)上网电价均按1元/千瓦时执行。2013年8月30日,国家发改委发布了《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》。通知规定对2013年9月1日后备案(核准),以及2013年9月1日前备案(核准)但于2014年1月1日及以后投运的光伏电站项目实行新的上

网电价政策。新政策根据各地太阳能资源条件和建设成本，将全国分为三类太阳能资源区，相应制定了光伏电站标杆上网电价标准。光伏电站标杆上网电价高出当地燃煤机组标杆上网电价（含脱硫等环保电价）的部分，通过可再生能源发展基金予以补贴。

自 2011 年 7 月光伏发电上网电价机制实施以来，中国光伏发电出现了爆发式增长。2012 年新增光伏装机容量 350 万千瓦，累计装机容量为 700 万千瓦。2013 年新增光伏发电装机容量 1292 万千瓦，其中光伏电站 1212 万千瓦，分布式光伏 80 万千瓦。截至 2013 年底，全国累计并网运行光伏发电装机容量达到 1942 万千瓦，其中光伏电站 1632 万千瓦，分布式光伏 310 万千瓦。全国 22 个主要省（自治区、直辖市）已累计并网 741 个大型光伏发电项目，主要分布在中国西北地区。与此同时，光伏发电量由 2012 年的 36 亿千瓦时增至 2013 年的 90 亿千瓦时，光伏发电量在总发电量中的占比由 2012 年的 0.072% 增至 2013 年的 0.17%<sup>27</sup>。

### （3）现行上网电价机制存在的不足

虽然严重的弃风限电问题是多种原因造成，包括：风电开发高度集中于“三北”地区，风电场建设与电网建设不同步，当地负荷水平低，灵活调节电源少、跨省跨区电力市场不成熟等，但是，现行可再生能源上网电价机制存在的不足也对此也产生了不利影响。主要体现在可再生能源价格形成机制缺乏灵活性，没有考虑价格信号的作用。目前可再生能源上网采用的是完全固定的电价机制，这对保障可再生能源企业的投资收益是有利的。但是，另一方面，这样的价格机制难以反映出市场需求对可再生能源发展的引导作用，容易造成可再生能源发展速度短期内相对过快，或者影响可再生能源灵活性消纳途径的选择（例如，可再生能源供热问题中固定电价机制的阻碍）。

## 2、跨省跨区电力交易价格机制

### （1）计划下的“挂牌”交易价格机制影响风电跨省跨区交易

在计划形成的电量交易占主导地位的情况下，跨省跨区最常见的交易机制主要由省级电网公司或者区域电网公司组织的“挂牌”交易机制，即由电网公司标定电价电量，由省内的发电企业或者区域内符合一定条件的发电企业竞价，竞价价格不得高于电网公司限定的“挂牌”电价，报价低的发电企业获得该部分“额外”的发电机会。由于风电实行的是固定电价，价格偏高，在竞价中完全没有价格优势，因而无法参与跨省跨区交易。

### （2）现有市场化交易方式下，价格很难做到公平合理

现有市场化的交易方式主要分为集中撮合方式和双边协商方式，当购电主体为省级电网公司时，跨省跨区电能交易原则上以集中撮合方式为主，双边协商方式为

---

<sup>27</sup> 赵会茹等人利用协整检验方法，对我国风电电价有效性的研究表明，当风电电价补贴增加1%时，风电发电量在总发电量中份额的增长率为0.0738%（赵会茹，戴杰超，2013）。

辅。一些由电网企业和发电企业协商确定的跨省跨区电力交易价格，由于政策不完善，交易双方市场地位不对等，信息不对称和不透明，监管不到位等原因，很难做到公平合理。

### (3) 跨省跨区输电价格偏高

可再生能源电力跨省跨区交易的输电价包括送出省电网企业采购可再生能源电力的价格(即送端省级电网企业与可再生能源发电企业的结算价格)与跨省跨区域输电价格及输电损耗以及受电地输电价之和。

中国跨省跨区计划电量交易中，电网输送环节的输电价格有两种形成机制：

第一，政府核定制。即输电价格由国家政府价格主管部门或地方政府批复确定。其中，对于送电价格，三峡、阳城、锦界、府谷电厂发电量，黑龙江送辽宁电量，安徽“皖电东送”电量，云南、贵州送广东的“西电东送”电量等，上网电价执行国家有关部门批复的价格，相应的输电价也由国家政府价格主管部门或地方政府批复。

第二，协商确定制。即由输电方与送、受电方按照有利于跨地区电能交易的原则，协商确定输电价格，计划外电量交易的价格一般由电厂、输电方和受电方等各方协商确定或竞争形成，竞争形成主要在送、受端价格中有少量挂牌、撮合等价格形式，输电损耗一般由国家核定。

刘瑞丰等(2014)对新疆可再生能源跨区外送华北电网各省(市)的经济性问题进行了评价。新疆跨省跨区外送华北电网输电价如表 2-20 所示。评价方法是比较新疆可再生能源跨区外送华北电网各省(市)的落地价和华北电网受电省(市)的上网电价之差。经济性判断标准是：电价差>60 元/MW h，为很高；电价差 40-60 元/MW h，为高；电价差 20-40 元/MW h，为一般；电价差 0-20 元/MW h，为低，电价差<0 元/MW h，为无。

表 2-20 新疆跨省跨区外送华北电网输电价及落地价

	输电价 (元/MW h)	收费方
新疆本省结算价	250	新疆电网公司
输出省输电费	60	新疆电网公司
西北电网跨省输电费	12	西北电网公司
西北与华北电网联网输电费	60	国网公司
7%输电损耗	4.20	国网公司
受电端跨省输电费	30	华北电网
合计(落地价)	416.20	

资料来源：刘瑞丰等，基于配额制的西北可再生能源跨省跨区电力交易经济性评价，电网与清洁能源，2014，30 (1)。

由表 2-21 可见，新疆可再生能源电力跨区外送到华北各省(市)，除山东省之

外，其他各省（市）的经济性都较差。新疆电网公司与可再生能源发电企业上网结算价格在西北地区处于最低水平尚且如此，西北电网其他省如甘肃、青海的省级电网公司与可再生能源发电企业结算价格更高，其跨区送到华北各省的经济性就更差。而造成经济性差的主要原因是跨省跨区输电价格偏高，因此影响了可再生能源跨省跨区输送。

表 2-21 新疆可再生能源跨区外送华北各省（市）的经济性

受电省	受电价 (元/MW h)	受电省上网价 (元/MW h)	价差 (元/MW h)	经济性
北京	416.20	400.20	-16.00	无
天津	416.20	411.80	-4.40	无
河北北部	416.20	424.30	8.10	低
河北南部	416.20	430.30	13.80	低
山东	416.20	446.90	30.70	一般
山西	416.20	385.70	-30.50	无

资料来源：刘瑞丰等，基于配额制的西北可再生能源跨省跨区电力交易经济性评价，电网与清洁能源，2014，30（1）。

### 3、辅助服务补偿电价机制

辅助服务是电力系统安全运行的基本保障，没有调频、调压等辅助服务，电力系统的安全就无从谈起。而无偿提供辅助服务的模式很难从机制上确保系统得到充足的辅助服务。可再生能源的随机性、不稳定性、不可控性等运行特性引发了不同于常规机组的辅助服务需求，主要包括调峰、备用、调频以及无功需求，这就意味着需要其他机组提供更多的辅助服务。但是，对于大多数机组而言，提供辅助服务意味着增加额外成本（通常常规火电机组在额定功率 70% 以下工况运行时，其发电能耗将增加 20% 以上，水电机组在额定功率 50% 以下工况运行时，其发电效率将降低 20% 左右）。因此，需要制定辅助服务补偿电价机制对调峰成本予以补偿。

此外，中国电力结构主要以煤电为主，电源调峰能力严重不足。截至 2012 年底，全国 11.44 亿千瓦的发电总装机中，灵活性最好的燃气发电和抽水蓄能电站装机仅分别为 3800 万千瓦和 2030 万千瓦，比重分别仅为 3.3% 和 1.7%，远远低于欧美国家 30%-40% 的比例。我国电力体制改革在厂网分开后，于 2004 年按区域电网分别制定了水电和火电统一的上网电价，在 2004 年后新建的水电、火电项目的上网电价按区域或省的平均成本统一定价，并将这种按平均成本定价的方式定义为“标杆电价”，标杆电价改变了以往按个别成本定价的“一厂一价”的方式，可有效促进新建电源项目提高效率，降低造价。这种电价本质上是一种多时段平均电价却不利于传统发电企业主动参与调峰任务，因为这些企业的效益与其发电量正相关，发电量越多，电厂的效益就越大，而不愿承担调峰任务；另一方面，不分时段的标杆电价无法引导电源结构优化。这是因为调峰能力好、适合提供备用的电厂，如抽水

蓄能电厂、燃气轮机及机组，受发电量的制约，无法获得最大利润，造成传统能源发电企业缺乏投资这类电源建设的积极性，而只愿建设大型高效的火电机组，造成电源结构单一，调峰电源不足。

原国家电监会于 2009 年 1 月出台了《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》和《发电厂并网运行管理规定》（简称“两个细则”）。此后，西北、华北、东北、南方、华东和华中大部分地区“两个细则”陆续得到批复并进入模拟运行和试运行。但是，辅助服务管理办法中的辅助服务补偿只是基于火电和水电为主的电源结构，尚未将风电等可再生能源发电纳入辅助服务管理范畴，没有解决可再生能源发电如何合理补偿其他辅助服务提供者相关成本，例如，火电机组备用服务增加导致的利用小时数减少，常规机组为风电而非负荷调峰、调频导致的燃料成本上升和设备折旧加速及检修费用增加等等问题。利益补偿机制的缺失，导致机组发挥调峰作用的积极性不高。

#### 4、需求侧响应电价机制

需求侧响应是指电力用户对市场价格信号或控制指令作出响应，并改变常规电力消费模式的市场参与行为。它强调电力用户根据调度指令或市场信号，主动进行负荷调整，从而作为一种资源，对市场的稳定和电网的可靠性起到促进作用。需求侧响应与可再生能源之间具有良好的互补特性，需求侧资源的参与对提高系统消纳可再生能源的重要性日益凸显，有望成为调整负荷适应电网发展的新途径。

随着风功率预测技术的进步，在风电大规模并网条件下，引入需求侧响应一方面可以使电网调度机构综合利用供需两侧资源，有效应对风电出力波动给电网安全可靠运行带来的影响，提高系统可靠性；另一方面可以减少供应侧备用电源

提高传统机组利用小时数，有效降低供应侧系统运营成本，提高系统运行经济性。美国劳伦斯伯克利国家实验室开展的试点结果证明：自动需求响应能够有效缓解由于间歇性可再生能源接入带来的电力供需矛盾，成本约为使用储能装置的 10%。

电价机制是需求侧响应的主要实施手段。需求侧电价主要有分时电价（Time-of-Use Price, TOU），关键峰荷电价（Critical Peaking Price, CPP）和实时电价（Real time Price, RTP）。①**分时电价**。这是按照时段设置，反映了不同时段供应侧购电成本的零售电价。分时电价可以分为季节电价、节假日电价、峰谷电价等。如果用户侧的电计量终端的计量精度允许，还可以根据需要进行更细致的划分；②**关键峰荷电价**。这是在普通电价或分时电价基础上设置的特别高的，并反映关键负荷时段供应侧购电成本的零售电价。与分时电价确定的峰荷时段不同，关键峰荷电价的峰荷时段是不确定的，一般是在即将出现峰荷期前的一定时间内临时确定，或者在事后追溯，每年只有几天或几个时段；③**实时电价**。这是与批发市场电价联动，直接反映日前或实时市场购电成本的零售电价，是最理想的动态电价。实时电价需要划分为更细致的时段，对实时通信系统和电计量终端的要求更高。实时电价按联动批发电价分为日前实时电价和日中实时电价；按用户侧的实施时间分为一

部制实时电价和两部制实时电价。实时电价机制和前面所述的分时电价及关键峰荷电价机制不同，其电价不是提前设定的，而是每天持续波动，这样一种将批发市场价格和零售价格直接联系起来的机制，起到了将价格响应性直接引入到零售市场，将个市场联动起来的作用。

分时电价和关键负荷电价在中国部分城市已经有试点实施工作，并已取得一定成效，但未广泛推行，由于中国电网行业地位垄断和政府监管力度不足，再加上通信系统和电能表计达不到要求，实时电价未能实现。总之，需求侧响应电价机制尚未能发挥其在促进中国可再生能源发展中的作用。

### （三）电力交易机制

#### 1、中国跨省跨区电力交易组织情况分析

中国跨省跨区电力交易在相应的电力市场交易平台进行，交易需求、交易组织方式、电能流向、输电通道和输电价格及输电费用等内容，由国家有关电力监管机构组织审议并确定。例如，中国跨区电力交易由国家电网公司总部设在国家电力市场交易平台进行，交易主体主要是国家电网公司下属区域电网公司、南方电网公司以及有关省级电网公司(或发电公司)，和国家电网公司的各直调电厂。跨区电能交易由国家电网公司、南方电网公司商有关方面提出电能交易需求、组织方式、输电通道、电能流向、输电价格和输电费用等内容，这些内容由国家电监会组织审议。目前，中国主要的跨省跨区电能交易类别和电价电量形成方式见表 2-22。

目前，计划形成的交易电量占绝大部分。中国跨省跨区电力交易以有计划形成的交易为主。例如，根据国家电监会 2012 年发布的《电力监管年度报告（2011）》，2011 年全国共完成跨省区电能交易电量合计 6240.20 亿千瓦时，其中，计划形成的交易中，国家指令性分配电量或审批核准交易 3587.73 亿千瓦时，占 57.49%，地方政府主导的南网西电东送 818.58 亿千瓦时，占 13.12% 电网公司计划形成的交易 1093.08 亿千瓦时，占 17.52%。计划形成的交易合计占 88.13%；具有市场化特征的交易主要有东北跨区外送，西北与华中交易，华东、华中、东北区域省间交易，西北区域李家峡核价外的跨省交易，南网计划外交易共计 741.13 亿千瓦时，占 11.87%。近些年，虽然中国跨省跨区交易的市场化程度有所提高，但计划安排仍是主要交易方式，省间电力交易基本按计划分配进行。

#### 2、电力交易机制对可再生能源发电的制约

现有电力交易机制对可再生能源发电的制约主要体现在送出电量受计划控制。跨省跨区电力交易是指电力企业(发电企业、区域电网公司和省电力公司)与本省、本区域以外的电力企业开展的电力交易。根据 2012 年原国家电监会发布的《跨省跨区电能交易基本规则（试行）》的规定，跨省跨区电能交易市场主体分为售电主体、输电主体和购电主体。售电主体主要为发电企业，以及受发电企业委托的电网企业；输电主体为电网企业；购电主体为省级电网企业，以及符合条件的独立配售

电企业和电力用户。中国跨省跨区电力交易在相应的电力市场交易平台上进行，交易需求、交易组织方式、电能流向、输电通道和输电价格及输电费用等内容，由国家电力监管机构组织审议并确定。例如，跨区电力交易在设在国家电网公司总部的国家电力市场交易平台进行，交易主体主要是国家电网公司下属区域电网公司、南方电网公司、省级电网公司（或发电公司）及国家电网公司的各直调电厂。

以计划为主导的电力交易方式不利于促进可再生能源发电的增加。例如，在东北电网，省间联络线调电计划下达之后，网省两级调度必须严格执行，网调负责对各省调的联络线计划执行情况进行考核。虽然允许各省之间实施紧急情况下的电力支援，但是，为了完成联络线计划的考核，省间电力支援就必须在非紧急情况下归还，这意味着这种省间电力交易只是暂时借用，并非真正意义上的电力交易，影响了风力富裕的吉林省向电力负荷大的辽宁省的电力交易。

表 2-22 全国跨省跨区电能交易类别和电价电量形成方式

类别	输送方式	电价电量形成方式
计划 电量或审批核准 的交易 的 地方 政府 主导 交 易 成 的 交 易 具 有 市 场 化 特 征 的 交 易	国家指令性分配	国家或地方政府确定交易电价或交易电量
	东北所有跨区跨省交易，西北李家峡核价内送出交易，葛洲坝送华中四省，华东、四川送重庆和二滩送重庆交易，川电东送，三峡外送、皖电东送等。	
	电网公司计划形成的交易	南方区域西电东送 特高压南送华中，安徽送出(非皖电东送部分)
部分市场化交易	西北区域李家峡核价外的所有跨区跨省。华中除水电应急交易和国家指令性分配计划外的所有电量。华东除月度竞价、皖电东送、安徽送出外的交易。华北除特高压、点对点网受入、蒙电东送外的所有电量。	网网之间交易电量电价，由国网下达计划确定或网网之间协商。电量通过组织电厂竞价、挂牌、统购包销等方式形成
	市场化交易	华东月度竞价，华中水电应急交易，云南水电送广东超西电东送计划的部分。

资料来源：常建平等，对跨省（区）长期电能交易合同“灵活”调整机制的几点思考，2010-09-06, [http://www.serc.gov.cn/jgyj/ztbg/201009/t20100906\\_13517.htm](http://www.serc.gov.cn/jgyj/ztbg/201009/t20100906_13517.htm)

#### （四）运行机制

可再生能源发电的运行问题主要体现在以下四个方面：第一，年度发电计划的安排；第二，开机方式及调度模式的安排；第三，备用容量安排；第四，风电预测

问题。

## 1、目前年度发电计划的安排模式不利于接纳更多可再生能源并网发电

目前的年度发电计划更多考虑的是火电机组的发电计划，火电机组发电量的年度计划由省电网公司上报方案，地方政府最终审批。年度发电计划制定中的影响因素主要包括四个方面：第一，火电项目批准时的年发电小时计划数；第二，上一年的发电量；第三，GDP 的增长目标和负荷需求情况；第四，火电企业的游说能力。目前年度发电计划的安排模式对可再生能源并网发电规模扩大的不利影响主要体现在以下三个方面：

(1) 目前的年度发电计划很少考虑可再生能源电力的出力计划，而在负荷较低的情况下若满足火电机组发电计划，可再生能源发电空间将变得非常有限。

(2) 电网公司经常以满足火电机组年度发电计划的目标为籍口，在不影响电力系统运行安全、可以降低火电机组发电的情况下，仍然让火电机组发电，造成大量可再生能源电力的浪费。

(3) 年度发电计划安排中火电机组发电量确定的依据之一是该机组上一年度的发电量，这种机制相当于鼓励了火电机组多发电，从而不利于可再生能源发电规模的增加；因为在负荷一定的情况下，只有在火电机组少发电（降低出力，为风电机组调峰）的情况下，才有利于更多可再生能源并网发电。

## 2、调度模式安排中存在着不利于可再生能源并网发电的因素

调度模式首先体现为火电机组的开机方式。火电机组开机方式偏大的问题比较普遍，火电机组开机方式偏大是指正在运行的火电机组数量多于应该运行的火电机组数量，以及/或正在运行的火电机组的出力情况大于其应该出力的情况。火电机组开机偏大对可再生能源并网发电的不利影响主要体现在两个方面：

(1) 火电机组开机方式偏大意味着火电出力多，在负荷一定的情况下，可再生能源发电空间将变得比较有限。

(2) 火电开机方式偏大增大了火电机组向下调峰的难度，从而在负荷降低或风电出力增加的情况，火电机组难以压低出力为风电并网发电让出更多的空间。

造成火电机组开机方式偏大的主要原因是：第一，在需要增加火电机组出力的情况下，在线运行的火电机组会优先得到调度，因此，为了尽可能多发电，火电企业千方百计要求机组能够在线运行。第二，地方政府在火电企业的游说下常常帮助其争取在线运行并尽可能多出力的机会。第三，风电出力预测不准也是造成火电机组开机方式偏大的原因之一。目前由于风电预测准确性相对不高，为防止风电出力预测结果远大于实际可出力结果，在开机方式的确定中，电网公司往往倾向于留出更多的火电备用容量，以保证电力系统的安全稳定运营。

调度模式安排中存在的问题还体现在：大部分省级电力公司目前的调度模式仍然沿用传统的以火电为核心的调度方法，针对大规模可再生能源发电背景下调度模



式的改革和实践比较缺乏。

### 3、备用容量安排中的问题

在可再生能源发电快速增长的背景下，需要研究为满足可再生能源接入比例不断提高所需的额外的备用容量及相应成本分摊问题。研究中需要考虑风电与负荷的波动性及预测误差，以及系统可能增加的最大波动情况。黄少中等（2012）分情景计算了 2015 年至 2020 年无风电接入和有风电接入时的备用总成本，以及由风电所导致的备用成本增加如果完全由风电场承担的成本情况。但是，目前在不同风电并网比例下，针对不同地区电力系统特征和风资源出力波动特征，对一次备用、二次备用、三次备用的容量应该分别为多少还缺乏具体规定，造成备用容量安排不合理。Holttinern (2009) 研究表明：当风电比例为总需求量的 10% 时，备用容量为风电装机容量容量的 1%~15%；当风电比例为 20% 时，备用容量为风电装机容量容量的 4%~18%。

但是，中国目前在风电资源丰富而负荷又相对较低的地区，在火电企业不断施压的情况下，调度机构往往以电网安全为由，过大预留系统旋转备用。例如，西北电网有的地区预留容量达标准预留量的 4 倍以上，有的发电企业为了完成电量计划勉强维持开机数量，而导致旋转备用过度富余，以上现象不仅不利于风电的并网发电，而且也不利于火电机组的高效运行和节能减排，造成社会资源不必要浪费。

### 4、机组组合模式中存在的问题

目前的机组组合模式中没有优先考虑可再生能源的发电出力问题。即应该将可再生能源出力纳入调度的电力平衡计划中。做到这一点，需要对可再生能源出力进行预测。以风电为例，风电预测包括风电场对风电的出力预测，以及电网公司（调度中心）对风电的出力预测。目前，中国关于风电场对风电出力预测的义务有两项规定：在《风电场接入电力系统技术规定》中规定“风电场应配置风电功率预测系统，系统具有 0~72h 短期风电功率预测以及 15min~4h 超短期风电功率预测功能。”并进一步规定，“风电场每 15min 自动向电力系统调度机构滚动上报未来 15min~4h 的风电场发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。风电场每天按照电力系统调度机构规定的时间上报次日 0~24 时风电场发电功率预测曲线，预测值的时间分辨率为 15min。”在《大型风电场并网设计技术规范》中规定，“风电场应具有有功功率预测能力，可提供 0~84h 短期以及 15min~4h 超短期风功率预测值，预测值的时间分辨率为 15min。”

虽然相关法规对风电场的风电出力义务进行了规定，但是目前还缺少对电网公司（调度中心）就风电出力进行预测的相关义务的具体规定；同时中国风电等可再生能源电力的出力预测准确性也有待于进一步提高。总之，应提高对可再生能源出力预测的要求，并优化机组组和模式。

## （五）规划协调机制

### 1、可再生能源规划和电网建设规划不协调增大了风电并网发电的难度

以风电为例，目前缺少风电开发和电网建设的统一规划机制。政府在进行风电开发规划时，主要依照当地风能资源情况确定风电的开发规模和建设时序，并没有考虑电网输电能力，因此造成了风电规划与电网规划脱节，风电与电网发展不协调。例如，陕西地区规划在 2012 年风电装机达到 101 万千瓦，2015 年达到 180 万千瓦，2020 年达到 360 万千瓦<sup>28</sup>。但是，陕西省却缺乏相应的电网建设规划，现有的电网难以消纳如此大的装机容量，因此，风电规划和电力规划的不协调将会限制陕西省风电消纳。

## 2、规划执行力缺乏阻碍了可再生能源发电的消纳

现有的电力系统综合资源规划机制面临的困难是缺乏执行力，政府对实施规划没有具体的保障措施，难以保障规划的权威性和统一性（曾鸣等，2009 年）。以风电为例，风电项目建设规模远远超出规划，这也是风电弃风率较高的主要原因之一。表 2-23 显示，2010 年中国风电的规划目标是 1000 万千瓦，而实际完成情况是 4473 万千瓦，是原规划目标的约 4.5 倍。2015 年的装机容量目标是 10000 万千瓦，但在 2013 年底中国风电总装机容量就已经达到了 9141 万千瓦，按照中国目前风电装机每年约 1000 万千瓦的增长速度，2015 年实际装机必将超出规划目标。

表 2-23 近几年中国风电装机容量规划目标与实际情况

单位：万千瓦	规划目标	实际情况
2005年	120	126
2010年	1000	4473
2015年	10000	9141（截止2013年底）

资料来源：可再生能源发展“十一五”规划，可再生能源“十二五”规划，北极星电力网，2013 年中国风电装机容量统计（完整版），<http://news.bjx.com.cn/html/20140328/500349.shtml>

再以河北省为例，河北地区由于风电建设投资方和地方政府对风电发展比较积极，目前已投产、核准和取得路条文件的风电装机容量已达到 1490 万千瓦<sup>29</sup>，远远超过原《河北省风电发展规划》中 2015 年达到 1013 万千瓦装机容量的目标，特别是承德丰宁地区原《规划》仅 60 万千瓦，但已开展及拟开展前期工作的风电场已近 200 万千瓦，装机容量远超规划，而原有输电规划将远远不能满足目前风电发展需求，导致了河北省风电的并网和消纳产生困难。

不仅是风电的实际发展速度超出规划，其他电源项目的建设也超出规划，表 2-24 表明除了生物质能，其余电源建设均超出了规划目标。表 2-25 显示的是东北电网电力装机规划及实际建设情况。除抽水蓄能电站和核电以外，其余类型的电源建设项目均超出了规划目标。

<sup>28</sup> 资料来源：《重点区域风电消纳监管报告》。百度文库，最近登陆时间：2014，6。

<sup>29</sup> 数据来源：《重点区域风电消纳监管报告》。百度文库，最近登陆时间：2014，6。

表 2-24 除风电以外的电源项目的规划目标及截至 2013 年年底实际完成情况（单位：万千瓦）

	规划目标				实际完成			
	火电	水电	太阳能	生物质	火电	水电	太阳能	生物质
2005	28600	10000	5.3	无	39138	11000	7	200
2010	59300	19000	30	550	70967	21605	80	550
2015	96300	26000	2100	1300	86238	28000	1942	1223

数据来源：《可再生能源发展“十一五”规划》，《可再生能源“十二五”规划》，《2013 年中国生物质能发电建设统计报告》，[http://blog.sina.com.cn/s/blog\\_5d55fe3e0102ezvm.html](http://blog.sina.com.cn/s/blog_5d55fe3e0102ezvm.html).

表 2-25 东北电网电力装机规划及实际建设情况（万千瓦）

项目	2010 年规划	2020 年规划	2010 年实际	2012 年实际
火电	5293	8433	7146	7961
蓄能	90	350	30	150
水电	659	684	700	844
核电	0	400	0	0
风电	820	990	1058	1832

资料来源：《东北电网“十一五”规划及 2020 年远景目标研究》；抽水蓄能以及核电数据来自于《2011 年电力工业统计资料汇编》《2012 年电力工业统计资料汇编》

2012 年其余数据来自于《东北区域年度电力监管报告（2012 年）》

2010 年其余数据来自于：胡亮，王娜，樊祥船，于珊. 东北电网建设抽水蓄能电站必要性分析. 东北水利水电. 2013, 3, 1-5.

### 3、电源建设之间规划不协调阻碍了可再生能源发电的消纳

根据中国电力新闻网的数据，截至 2012 年底，东北地区火电装机 7961 万千瓦，水电装机 844 万千瓦，风电装机 1832 万千瓦，总装机超过 1 亿千瓦，但该区域最高负荷仅为 4556 万千瓦（表 2-26）。

表 2-26 2006 至 2012 年东北地区各电源装机容量及最高负荷（万千瓦）

	水电	火电	风电	总装机容量	最高负荷
2006 年	640.24	4060.58	85.08	4785.9	3369
2007 年	645.76	4693.22	162.54	5501.52	3424
2008 年	656.03	5184.25	325.96	6166.24	3550
2009 年	661.47	5827.21	627.16	7160.84	3908
2010 年	700	6999.15	1044.32	8743.47	3941
2011 年	708.53	7692.96	1510.06	9911.55	4173
2012 年	844.43	7961.44	1831.85	10637.72	4556

数据来源：东北电监局，《电力工业统计资料汇编》。

可以看到，东北地区仅火电装机目前已经远远超过了当地负荷，因此，对可再生能源发电的消纳能力极其有限。并且，从装机容量和最高负荷的增长情况看，在负荷增长相对缓慢的情况下，传统化石能源发电和风电均呈现出快速增长的趋势，这必然给风电的消纳带来较大阻碍。

## （六）财税机制

虽然中国已经实施了一系列促进可再生能源发展的财税政策，包括 2006 年财政部颁发了《可再生能源发展专项资金管理暂行办法》，为可再生能源开发利用项目提供无偿资助和贷款优惠；2008 年 1 月颁布的《财政部关于调整大功率风力发电机组及其关键零部件、原材料进口税收政策的通知》（财关税[2008]36 号），规定自 2008 年 1 月 1 日起，对国内企业为开发、制造大功率风力发电机组而进口的关键零部件、原材料所缴纳的进口关税和进口环节增值税实行先征后退；2008 年 12 月颁发的《财政部、国家税务总局关于资源综合利用及其他产品增值税政策的通知》（财税[2008]156 号），风电实行增值税即征即退 50% 的政策；2011 年颁布的《可再生能源发展基金征收使用管理暂行办法》，规定促进可再生能源发展的资金包含国家财政公共预算安排的专项基金和征收的可再生能源电价附加收入；等等。

但是，对可再生能源发电的财税政策支持对象的范围仍相对有限。例如，Kanget al. (2012) 指出目前对电网公司的经济性激励不足，由于风电的特性将导致电网的运营成本增加，因此，仅依靠强制性的行政措施可能效果并不明显，应该增加对电网的激励性措施和财政补贴。Yang et al. (2012) 也认为，由于缺乏财政激励，电网不愿投资建立输电线路将风电接入主网，浪费了风电装机容量；另外，从备用容量角度看，作为备用容量的火电需要为风电压低出力、降低发电效率，但目前并没有一个对提供备用容量机组的合理补偿机制。

此外，目前的财税政策中没有体现可再生能源发电所具有的环境友好性的优势，即没有体现促进环境外部成本内部化的相关财税政策的规定。与传统的化石能源发电相比，可再生能源发电的环境外部成本很低。例如，基于生命周期法计算得到的火电的碳足迹和风电的碳足迹分别为 824.15g/kwh 和 12.51g/kwh，相应的 CO<sub>2</sub> 排放的环境外部成本则分别为 0.04 元/kwh 和 0.000 57 元/kwh(赵晓丽,王顺昊,2014)。即风电的 CO<sub>2</sub> 排放所产生的环境外部成本非常低。综合考虑粉尘、SO<sub>2</sub> 等污染气体排放情况下得到的火电的环境外部成本为 0.21 元/kwh (Zhao, et al. 2014)。而目前 (2012 年) 火电和风电的经济成本分别为 0.373 元/kwh 和 0.408 元/kwh，如果考虑火电的环境外部成本，风电将具有更大的竞争优势 (赵晓丽,王顺昊,2014)。因此，如何通过环境税或能源税等税收政策的完善，将环境外部成本作为企业发电成本的一部分进行考虑，从而可以相对提高可再生能源的竞争优势，可以从根本上促进可再生能源的发展。

最后，在财政补贴的收取与发放机制方面，现有的补贴机制存在附加值调整滞

后与补贴不到位的问题，导致可再生能源电价补贴缺口较大。基于历年的可再生能源发电量和电力附加的变化，本报告对电力附加标准下征收的可再生能源补贴额与实际可再生能源发电量需要发放的补贴进行了测算，其中需要补贴额度仅包括发电这一部分，还未添加电网接入补贴等。从图 2-11 可以发现，自 2007 年，电力附加这一部分征收的补贴额不能完全满足可再生能源发电所需补贴，存在较大的缺口。2013 年 9 月已经对电力附加上升到 1.5 分，但是，就 2015 的可再生能源发电目标来说，该补贴额还是不能为当时的可再生能源补贴提供完全的保障，在不计算电网接入补贴的情况下，仍然有较大的资金缺口。

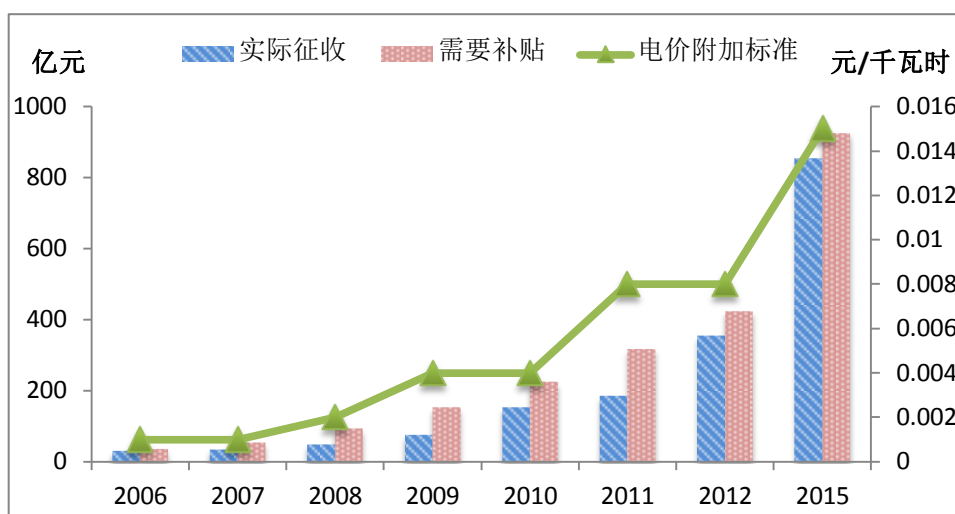


图 2-11 电力附加标准下的征收补贴与实际需要补贴差异情况

资料来源：作者基于历年的可再生能源发电量和电力附加值的变化进行计算得到

## 本章小结

本部分从分析影响可再生能源发电的因素入手，旨在论证目前影响中国可再生能源发电的关键因素是制度问题。分别从定性和定量两个角度阐述了影响中国可再生能源发电的因素。定性方面：分析了影响中国可再生能源发电的自然因素，经济因素，技术因素，以及制度因素，其中，制度因素主要包括监管制度，电价制度，运行制度，财税制度。研究认为，制度因素是影响中国可再生能源发电增长的主要障碍。定量方面：将影响可再生能源发电的管制政策分为两大类：价格政策和非价格政策，价格政策以 2009 年实行的风电上网标杆电价为代表，非价格政策以 2006 年实行的可再生能源法为代表。研究认为，无论价格政策还是非价格政策均对中国可再生能源发电装机的增长起到了明显的促进作用；总体上看，价格政策的影响作用高于非价格政策；同时，在不同风资源地区，价格政策和非价格政策的影响效果不同。因此，在未来制定或完善促进可再生能源发电的政策时，应因地制宜，体现政策的层次性和差异性。

为了进一步论证体制机制是影响中国可再生能源发电的主要障碍，研究中以东北电网为例，分别从备用容量规模、省间电力交易、对相关利益主体的影响等几个方面深入分析了可再生能源发电比例增加的主要障碍。研究显示，可再生能源发电比例增加所带来的对相关利益主体利益的影响，例如，对电网公司利益的影响，对地方政府利益的影响，是未来可再生能源发电进一步增长面临的主要问题。因此，需要通过制度完善，约束和激励相关利益主体为促进可再生能源发电增长创造有利条件。

本部分重点探讨了目前影响中国可再生能源发电制度方面存在的问题。制度有两种体现形式：一是体制，指机构设置和管理权限划分及其相应关系的制度，权限的静态分配状态。二是机制，指规则的运作原理或组织的内在工作方式，强调的是权限产生的程序及其动态变化规律。本部分在体制方面的分析中，分别探讨了电力体制和监管体制与可再生能源发电的关系，并重点分析了中国电力市场监管体制中存在的问题。在机制方面的分析中，主要分析了电价机制、电力交易机制、运行机制、规划协调机制、财税机制对可再生能源发电的影响，以及从促进可再生能源发电增长的角度讲，这些机制中存在的问题。

## 第三章 促进可再生能源发电的国际经验

### 一、国际可再生能源发电的发展状况

#### (一) 国际可再生能源发电快速增长

20 世纪的两度能源危机，在给世界特别是对发达国家经济带来沉重打击的同时，也极大地促进了可再生能源产业的发展。2013 年全球不包括水力发电的可再生能源发电量占全球发电总量的 8.5%，高于 2012 年的 7.8%。2012 年全球可再生能源累计装机超过了 1470GW，较 2011 年增长 8.5%。其中，风能的比例为 39% 左右，水能和太阳能光伏产能各占大约 26%<sup>30</sup>。太阳能光伏装机达到里程碑的 100GW，已超过生物质发电，排在水能和风能之后，成为第三大可再生能源技术。2012 年全球已有 138 个国家确定可再生能源发展目标和建立政策框架，三分之二是发展中国家。可再生能源布局的地理分布也在扩大，尤其是在发展中国家。

至 2012 年底，可再生能源产能大国已包括中国、美国、巴西、加拿大和德国。在能源供给中，可再生能源正在经历快速增长，这一点在越来越多的国家和地区得到了体现。在中国，风能发电的增长量超过了煤炭发电，并第一次超过核能发电量。在欧盟，可再生能源在 2012 年容量增加量中占将近 70% 的比例，其中绝大多数来自太阳能光伏和风电产业。在德国，可再生能源已提供了电力消耗的 22.9% (2011 年这一数字为 20.5%)，国家供暖的 10.4%，以及总能源需求的 12.6%。在西班牙，已经实现大规模可再生能源接入电网，2013 年，西班牙 21% 的用电量来自于风力发电，3.1% 来自光伏发电(PV)，1.8% 来自聚光光伏发电(CSP)<sup>31</sup>，是全球可变与间歇性可再生能源发电占比最高的国家之一，在风电并网方面居于世界领先地位。在美国，风能装机容量增加量超过了其他任何技术，所有可再生能源项目的产出约占全年总容量增加的一半。可再生能源在中东和北非地区也有大规模增长。地区投资于 2012 年达到了 290 亿美元<sup>32</sup>。

因太阳能光伏系统价格下降及欧美市场疲软，以及部分国家可再生能源补贴存在不确定性，2013 年全球可再生能源投资减少 14% 至约 2140 亿美元，但巴西、日本、乌拉圭、智利、加拿大、以色列和新西兰的可再生能源投资却逆势扩大了投资。

#### (二) 欧洲可再生能源发电现状

##### 1、总体情况

欧洲可再生能源发展起步较早，九十年代起就开始致力于可再生能源供应，国

<sup>30</sup> 资料来源：21 世纪可再生能源政策网络 ("REN21")，《2013 全球可再生能源现状报告》。

<sup>31</sup> 资料来源：<http://www.solarzoom.com/article-43100-1.html>，Solarzoom 光伏太阳能网讯

<sup>32</sup> 资料来源：《2013 全球可再生能源现状报告》。

<http://wenku.baidu.com/view/277fad192af90242a895e5a3.html>.

家层面的推进政策始于法案 Directive 2001/77/EC。2008 年 12 月，欧盟通过法案 Directive 2009/28/EC，制定了“20-20-20”战略，即到 2020 年将温室气体排放量在 1990 年基础上减少 20%；将可再生能源占总能源消费的比例在 2008 年 8.2%基础上提高 20%，其中生物液体燃料在交通能源消费中的比例达到 10%；将能源利用效率提高 20%，即能源消费者 2006 年基础上减少 13%。2009 年要求所有成员国提交“国家可再生能源行动计划”，以促进欧盟可再生能源战略目标的实现。2010 年 2 月，欧盟委员会决定成立能源总局与气候总局，促进欧盟在能源和气候变化领域的发展。

欧盟和主要国家可再生能源发展状况如图 3-1 和图 3-2 所示，可以看到，欧盟可再生能源发展很快，从 2004 年可再生能源占总最终能源消费比例的 8.1%发展到 2011 年的 13%，而其目标为 20%，其中，德国的发展速度最快，从 2004 年的 5.2%发展到 2011 年的 12.3%，丹麦和西班牙次之，分别从 14.9%和 8.3%发展到 23.1%和 15.1%，法国的相对最慢，从 9.3%发展到 11.5%。

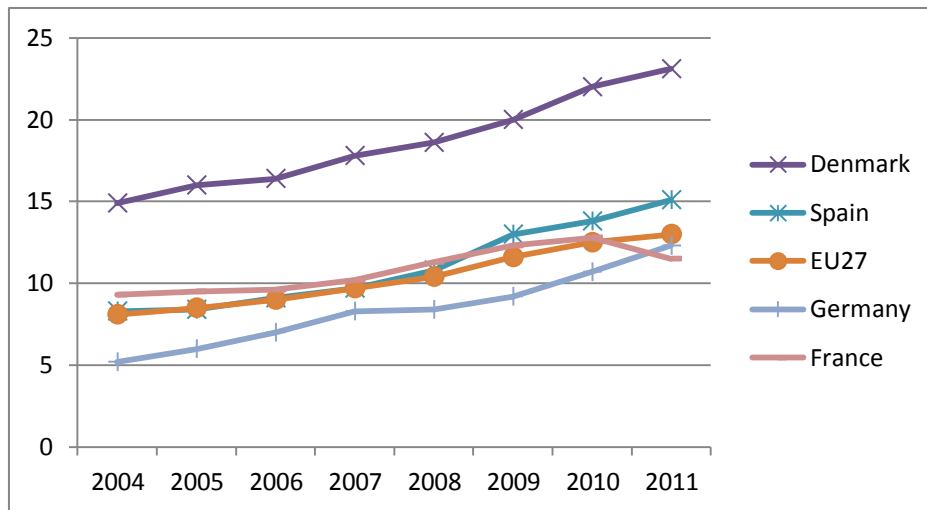


图 3-1 欧盟主要国家可再生能源占总最终能源消费比例时序图 (%)

数据来源: Eurostat

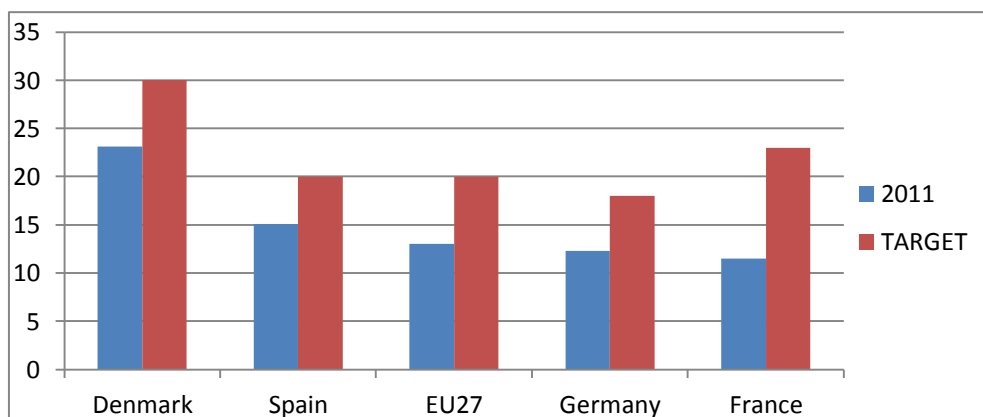


图 3-2 欧盟主要国家可再生能源占总最终能源消费比例现状及目标 (%)

数据来源: Eurostat



## 2、德国可再生能源发电现状

### (1) 德国可再生能源发展

德国的发电结构如图 3-3 所示，可以看到，从 2001 年到 2011 年，德国的发电结构中，可再生能源发电发展迅速，比例从 7% 增长到 21%。但是，总体而言，德国的火电比重仍然较高，尽管从 49% 下降至 42%，但仍然位于较高水平；可再生能源电力占比第二，其中，风电最多，占比 8%，生物质能占比 6%，其他占比 7%；占比第三的是核电，从 30% 下降至 18%；气电和油电占比从 14% 增长到 19%。

德国政府在可再生能源发展方面，制定了很严格的目标，以求将能源消费在 2020 年之前减少 20%，在 2050 年之前减少 50%，削减温室气体排放在 2020 年之前至 40%，2050 年至 80%。2010 年 6 月，德国联邦政府通过“2050 能源规划愿景”（Energiekonzept 2050），提出在 2020 年之前，将可再生能源利用比例占终端能源消费 18% 以上，在 2030 年达到 30%，在 2050 年达到 60%；可再生能源发电量在 2050 年占总发电量的 80%。2010 年 9 月，德国联邦政府重新设定目标，提出德国在 2020 年，将可再生能源发电量占所有能源发电总量的比例从 2009 年的 16.4% 提高至 35%，德国政府的具体目标如表 3-1 所示。这一目标的实现将主要依赖于风电、太阳光电、生物质能等可再生能源的发展，由于核电本身的风险问题，德国已决定在 2023 年前关停所有的商业核电站，目前占比第三的核电将被可再生能源替换。

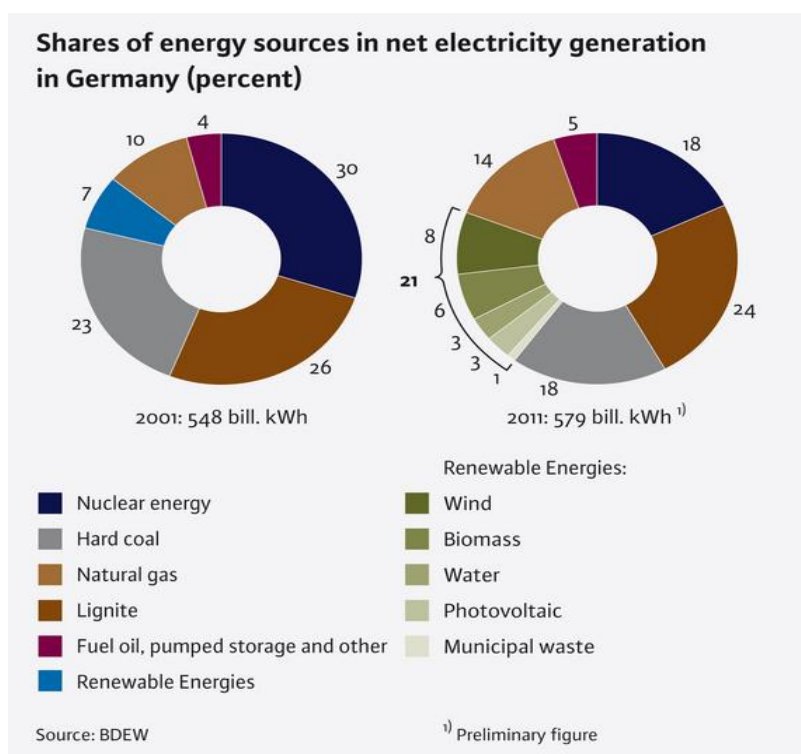


图 3-3 德国发电结构

数据来源: BDEW

表 3-1： 德国政府可再生能源发展目标

不晚于	可再生能源占电力的比例	可再生能源占总能源消费的比例
2020	至少 35%	18%
2030	至少 50%	30%
2040	至少 65%	45%
2050	至少 80%	60%

资料来源： Energiekonzept 2050

### 3、丹麦可再生能源发电现状

20 世纪 70 年代以前，丹麦的能源消费曾经 99% 依赖进口。1973-74 年第一次世界石油危机爆发后，丹麦政府审时度势，抓紧制定适合本国国情的能源发展战略，1976 年成立能源署，负责制定全国性的总体能源计划。大力调整能源供应结构，提高能源使用效率，积极开发可再生能源和清洁能源（见表 3-2）。能源自给率 1990 年即上升到 50% 左右，1997 年达到 100%，此后能源供大于求的势头有增无减，2005 年自给率更高达 156%。生物质能和风能是丹麦主要的可再生能源来源，其中，丹麦的风电一直处于世界领先水平。目前，2013 年，风电占丹麦电力供给的 30% 左右<sup>33</sup>，在 2020 年预期达到 50%，在 2050 年完全依靠可再生能源<sup>34</sup>。

表 3-2： 1980-2012 丹麦能源生产与消费情况（单位：PJ）

	1980	1990	2000	2010	2012
能源产量	40	425	1165	984	801
可再生能源	23	46	76	137	138
可再生能源产量占比	57.5%	10.8%	6.5%	13.9%	17.2%
能源消费量	814	819	839	816	785
可再生能源消费量	22	48	81	165	184
可再生能源消费占比	2.7%	5.9%	9.7%	20.2%	23.4%

资料来源：丹麦能源署

由于重视能源结构调整和可再生能源开发利用，丹麦二氧化碳等有害气体排放量逐年减少，能源生产与环境保护得到协调发展。同时，通过多年探索，丹麦在风力发电、秸秆发电、超超临界锅炉等可再生能源和清洁高效能源技术方面形成了独有的特长，丹麦不仅成为举世公认的将能源问题解决得最好的国家之一，而且对迎接未来世界能源挑战充满信心，已走上一条能源可持续发展之路。丹麦政府的长远

<sup>33</sup> [http://www.chinastock.com.cn/yhwz\\_about.do?methodCall=getDetailInfo&docId=3943756](http://www.chinastock.com.cn/yhwz_about.do?methodCall=getDetailInfo&docId=3943756)，新浪财经，2014-1-15

<sup>34</sup> [http://news.xinhuanet.com/tech/2011-11/26/c\\_122338719.htm](http://news.xinhuanet.com/tech/2011-11/26/c_122338719.htm)

目标是逐步转向完全使用电动汽车，而短期的解决方案则是增加生物燃料的使用。

#### 4、西班牙可再生能源发电现状

西班牙可再生能源技术、产业和应用在2000年后迅速发展，风电、光伏、小水电等发展效果显著。例如，风电10年的平均增长速度超过60%，占世界风电装机总容量的比例达到20%左右。三大风机制造业的市场销售额占市场总量的25%左右，建立了全球第三大风机制造产业。太阳能方面，溢价机制有效刺激了光伏屋顶系统和太阳能热电的发展，仅光伏屋顶并网装机容量就居于世界前列。大、小水电装机容量分别达到 $1700 \times 10^4 \text{kW}$  和 $180 \times 10^4 \text{kW}$ 。生物质发电装机为 $50 \times 10^4 \text{kW}$ 。风力发电比例已超过水电，成为最重要的可再生能源，2010年分别占发电总量的14.6%和11.9%，占可再生能源发电量81.7%<sup>35</sup>。由于可再生能源发展迅速，西班牙能源自给率从2009年的22.8%提高至2010年的25.9%，2010年可再生能源占发电量的32.3%，提高了7%<sup>36</sup>。2013年以来，西班牙政府大力发展可再生能源建设。可再生能源现已能满足西班牙国内42.4%的用电需求，该比例同比增长10.5%。2013年风力发电首次成为西班牙国内主要电力来源，可满足全国21.1%的用电需要<sup>37</sup>。

近年来，西班牙尤其注重光伏发电的发展，2013年，西班牙3.1%的耗电量来自光伏发电(PV)，1.8%的耗电量来自聚光光伏发电(CSP)。相比于2012年，来自PV与CSP的发电量同比增长4.3%。西班牙是全球CSP发电量占总用电量比例最高的国家，PV发电量占比居于德国意大利之后，位列全球第三。此外，风电、水电以及其它可再生能源的发电量亦有所增加，满足西班牙超42%的用电需求<sup>38</sup>。

#### (三) 美国可再生能源发电现状

据美国能源情报署预计，到2030年美国电力供应量约40%将来自于可再生能源发电。表3-3列出到2030年可再生能源技术对美国电力的潜在贡献。此项研究不包括海上风能。包括太阳能热水利用，但不包括太阳能其他热利用（如工业过程用热），也不包括光伏发电和风能发电的电力贮存。

美国能源情报署(EIA)于2010年8月20日公布其2009年度能源评论报告，报告指出，从2008年到2009年，美国来自能源消费的二氧化碳(CO<sub>2</sub>)排放量下降7%，主要贡献在于煤炭和石油消费下降。表3-4、3-5列出2009年、2012年12月美国EIA统计的美国各种可再生能源所占比例。2009年，总的可再生能源占总

---

<sup>35</sup> 资料来源：<http://www.in-en.com/newenergy/html/newenergy-1542154214972131.html>，商务部网站，2011-3-30

<sup>36</sup> 资料来源：<http://www.mofcom.gov.cn/aarticle/i/dx/wj/yd/201103/20110307472401.html>，驻西班牙使馆经商参处，2011-3-30

<sup>37</sup>资料来源：<http://news.bjx.com.cn/html/20131224/482099.shtml>，北极星电力网新闻中心 2013/12/24

<sup>38</sup>资料来源：<http://www.solarzoom.com/article-43100-1.html>，Scholarzoom，2013-12-27

发电量的比例为 8.49%，2012 年，该比例提高了 3.72%。其间风能发展迅速，占总的可再生能源的比例从 9.77% 提高到了 28.47%。

表 3-3 到 2030 年可再生能源技术对美国电力的潜在贡献

技术	2030 年可再生能源年发电量 TWh	2030 年占电网能量(%)
集约化太阳能发电	301	7
光伏发电	298	7
风能	860	20
生物质能	355	8.3
地热能利用	394	9.2
合计	2208	51.3

资料来源：美国能源情报署（EIA）

表 3-4 2009 年 12 月统计的美国各种可再生能源所占比例 (%)

可再生能源	占总发电量	占总的可再生能源	发电量 MWh
生物质	1.34	15.74	55538579
地热	0.35	4.15	14637213
大型太阳能	0.01	0.17	611793
风能	0.83	9.77	34449927
非水力可再生能源小计	2.53	29.83	1.05E+08
水力发电	5.95	70.17	2.48E+08
总的可再生能源	8.49	100	3.53E+08

资料来源：美国能源情报署（EIA）

表 3-5 2012 年美国各种可再生能源所占比例 (%)

可再生能源	占总发电量的比例	占总的可再生能源发电量的比例	发电量 MWh
水力发电	6.82	55.85	2.76E+08
风能	3.48	28.47	1.41E+08
地热	0.38	3.15	1.56E+07
大型太阳能	0.11	0.88	4.33E+06
生物质	1.42	11.65	5.76E+07
非水力可再生能源	5.39	44.15	2.18E+08
总的可再生能源	12.21	100	4.95E+08

资料来源：美国能源情报署（EIA）

美国加利福尼亚州空气资源局（ARB）于 2010 年 9 月 23 日立法要求 2020 年

达 33% 可再生电力标准，按照这项法律，2020 年该州销售电力的 1/3 必须来自于可再生能源。分阶段目标对使用可再生能源的比例是：2012-2014 年 20%，2015-2017 年 24%，2018-2019 年 28%，2020 年 33%。

#### （四）发展可再生能源的战略规划

##### 1、欧盟的战略规划

早在 2001 年，欧盟就通过立法 Directive 2001/77/EC，推广可再生能源发电。2008 年 12 月，欧盟通过法案 Directive 2009/28/EC，制定了“20-20-20”战略，将可再生能源占总能源消费的比例在 2008 年 8.2% 的基础上提高到 20%，其中生物液体燃料在交通能源消费中的比例达到 10%。2009 年要求所有成员国提交“国家可再生能源行动计划”(National Renewable Energy Action Plans)，把扩大可再生能源使用的总目标分配到各成员国头上，以切实促进欧盟可再生能源战略目标的实现。截至 2012 年的数据显示，欧盟 28 个国家最终能源消耗中可再生能源所占比重达到 14.1%，比 2011 年提高了 1.1%，而 2004 年这个数字还仅为 8.3%。2012 年已经有 3 个欧盟成员国达到了 2020 年的目标，其中爱沙尼亚已经在 2011 年达到了 25% 的目标，保加利亚和瑞典在 2012 年达到目标，这两国 2020 年的目标分别是 16% 和 49%<sup>39</sup>。

2011 年欧盟进一步提出了《2050 能源路线图》，明确 2050 年可再生能源占比 55% 的战略目标。从具体国家来看，2010 年 6 月，德国联邦政府通过“2050 能源规划愿景”(Energiekonzept 2050)，提出在 2020 年之前，将可再生能源利用比例占终端能源消费 18% 以上，在 2030 年达到 30%，在 2050 年达到 60%；可再生能源发电量在 2050 年占总发电量的 80%。2010 年 9 月，德国联邦政府重新设定目标，提出德国在 2020 年，将可再生能源发电量占有所有能源发电总量的比例从 2009 年的 16.4% 提高至 35%。2011 年，德国重新调整目标，提出到 2020 年可再生能源电力占比 55%，到 2050 年可再生能源在能源和电力中的占比分别达到 60% 和 80% (表 3-1)。

##### 2、美国的战略规划

为扩大可再生能源的使用并提高燃油效率，降低美国对其他国家的能源依赖，美国在连续出台的多个能源法案中，都有专门针对可再生能源发展的战略规划。

《2005 年能源政策法案》规定了可再生能源标准，要求每年美国的能源生产中可再生能源要占一定的份额，确定的可再生燃料用量将为：2006 年 40 亿加仑/年，2007 年 47 亿加仑/年，2008 年 54 亿加仑/年，2009 年 61 亿加仑/年，2010 年 68 亿加仑/年，2011 年 74 亿加仑/年，2012 年 75 亿加仑/年。在 2012 年之后，可再生能源产量的增长速率至少要达到汽油产量的增长速率。可再生燃料包括由谷物、纤维素生产的乙醇，以及生物柴油。可再生燃料标准 RFS 要求到 2013 年生产纤维素乙醇 2.5 亿加仑/年，2012 年 RFS 目标为生产乙醇 70 亿加仑/年。该法案还规定到 2013 年美国电力消费中至少要有 7.5% 的电力份额来自可再生能源。

<sup>39</sup>资料来源：<http://www.ccin.com.cn/ccin/news/2014/03/24/290902.shtml>，中国化工报，2014-03-24

2007 年美国通过《能源独立和安全法案》，与推广可再生能源相关的规定是，至 2022 年美国年产可再生燃料将达到 360\*108gal，这将是现有乙醇燃料产量的 5 倍，且其中大部分将是高级生物燃料。生物燃料使用将取代现有汽车燃料的 20%，这将减少美国对石油进口依赖。2009 年美国众议院通过《2009 年美国清洁能源与安全法案》，该法案规定，从 2012 年开始，年发电量在 100 万 MW h 以上的电力供应商每年 6% 的电力供应来自可再生能源，之后逐年增加，到 2020 年达到 20%；2020 年，各州电力供应中 15% 以上必须来自可再生能源。2012 年，美国总统制定了一个目标，到年底允许 10 亿瓦的可再生能源的产电量。同时美国海军还制定目标，到 2015 年将确保目前约 6000 辆车辆的石油使用量减半，到 2020 年使港口等设施使用能源的一半来自太阳能发电和风力发电。

美国各州通过立法制定可再生能源发展规划目标。加利福尼亚州空气资源局 (ARB) 于 2010 年 9 月立法要求 2020 年达 33% 可再生电力标准，按照该法律，2020 年该州销售电力的 1/3 须来自于可再生能源。可再生能源使用比例分阶段目标是：2012-2014 年 20%，2015-2017 年 24%，2018-2019 年 28%，2020 年 33%。在这些法案与政策的作用下，1970-2011 年美国可再生能源项目飞速发展（图 3-4，3-5）。



图 3-4：1970 年美国可再生能源已建和计划建设项目

资料来源：EP 环保网 <http://news.qq.com/a/20111208/000587.htm>.

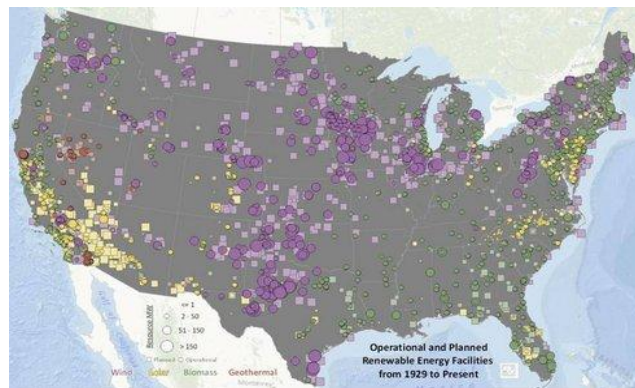


图 3-5：2011 年美国可再生能源已建和计划建设项目

资料来源：EP 环保网 <http://news.qq.com/a/20111208/000587.htm>.

### 3、各国比较

各国可再生能源发电现状和规划目标见表 3-6，当前不同国家可再生能源在最终能源消费中的比例存在差异，除了美国，基本都在 10% 以上，高于中国水平。各国 2020 年可再生能源消费比例目标均高于中国。对于可再生能源发电占比，已做出规划的美国、德国、欧盟和美国加州的目标都较高。

表 3-6：各国可再生能源发电现状和规划目标

	美国	加州	德国	丹麦	西班牙	法国	欧盟
2011 RCP	9.4%	20.6%	12.3%	23.1%	15.1%	11.5%	13%
2020 TRCP	20%	30%	18%	30%	20%	23%	20%
2025 TRCP	25%	N/A	30%(2030)	N/A	N/A	N/A	N/A
2050 TRCP	N/A	N/A	60%	N/A	N/A	N/A	55%
2020 REP	20%	33%	55%	N/A	N/A	N/A	30%
2050 REP	80%	N/A	80%	100%	N/A	N/A	N/A

注：RCP 是指可再生能源占总最终能源消费比例；TRCP 是指可再生能源占总最终能源消费比例的规划目标；REP 是指可再生能源发电量占全部发电量的比例。

数据来源：美国数据来自 EIA，加州数据来自美国加利福尼亚州空气资源局（ARB），德国数据来自 Energiekonzept 2050，欧盟及其他各国数据来自 Eurostat

## 二、监管体制国际经验

### （一）法律法规作为监管保障

#### 1、英国电力监管法规

英国的电力法律法规如表 3-7 所示，这些法律法规确立了英国电力体制与参与各方的权利义务，也直接规范了电力行业的市场主体责任。英国的电力法律法规主要体现了电力市场化改革的思想。

表 3-7：英国电力监管法规

时间	颁布的法规及内容
1988 年	《电力私营化法案》，公布电力工业改革的基本框架和具体要求。
1989 年	新《电气法》，电力市场改革全面启动，成立英国电力监管办公室。
1990 年	《电力库及结算合约》，建立电力库市场模式。
1999 年	天然气和电力市场办公室提出“Ofgem 新电力交易制度”。
2002 年	《可再生能源义务法令》（2009 年、2010 两次修订），规定了电力供应商有义务供应一定比例的可再生能源电力。
2003 年	颁布电力交易及输电安排规则
2004 年	《能源法》，拟在英格兰、威尔士和苏格兰建立一个统一的电力批发市场。

## 2、美国电力监管法规

美国是最早确立监管型的市场经济国家，在电力监管立法方面历史悠久，颁布了众多的法律或法案，为构建美国的监管体系建立了法律基础。具体情况如表 3-8。

表 3-8：美国电力监管法规

时间	颁布的法规及内容
1935 年	《联邦电力法》，成立联邦电力监管委员会。
1977 年	《能源组织机构法案》，成立了美国能源部，并将联邦电力监管委员会更名为联邦能源监管委员会 (Federal Energy Regulatory Commission, FERC)。
1978 年	《公用事业监管政策法案》，要求公用电力公司必须收购独立发电商和合格电力设施生产者(通常指垃圾等清洁发电、热电联产、余热发电等)所生产的电力，必须为在其专营区域以外的用户及供电公司提供无歧视的输电服务，并授权 FERC 负责监管。
1992 年	《能源政策法案》，规定所有的电力公司必须提供输电服务，并赋予 FERC 对电力趸售的监管权。
1996 年	FERC 先后颁布了 888、889、592、2000 号监管命令，规定了电网开放的详细程序，要求调度交易机构必须与电网进行分离，积极推动成立区域输电组织 (Regional Transmission Organization, RTO)。
2002 年	《标准市场设计》。
2005 年	颁布了《能源政策法》，赋予 FERC 对全美电力可靠性标准、对企业的市场行为进行更为广泛的监管职能，同时赋予 FERC 一系列重要的执法权力。

## 3、德国电力监管法规

德国电力监管法规如表 3-9 所示。其中，与可再生能源发电直接相关的《可再生能源优先法》自 2000 年颁布以后进行了多次修订，保障了可再生能源优先并网发电的权利。

表 3-9：德国电力监管法规

时间	颁布的法规及内容
1991 年	《可再生能源发电向电网供电法》(又称《电力输送法》)，强制要求公用电力公司购买可再生能源电力。
1998 年	《能源经济法》打破了传统的能源工业垄断结构，引入了竞争机制，并由此启动了德国的电力市场化改革。于 2003、2005 年两次修改，强调了保障每个用户不受歧视地使用能源网络的原则。
2000 年	《可再生能源优先法》(EEG)其核心是建立可再生能源发电的固定上网电价 (Feed-in Tariff) 制度，以及可再生能源发电的成本分摊制度。
2004 年	修订 EEG，对电网发展可再生能源发电责任作出了规定。



续表 3-9: 德国电力监管法规

时间	颁布的法规及内容
2005 年	《电网使用费条例》(Strom NEV)、《电力供应网络接入条例》
2008 年	修订 EEG, 进一步明确了电网运营商和发电商在可再生能源电力生产和入网中各自的权利和义务。
2012 年	德国再次修改 EEG, 提出到 2020 年, 35% 以上的电力消费必须来自可再生能源, 到 2030 年 50% 以上的电力消费必须来自可再生能源, 到 2050 年 80% 以上的电力消费必须来自可再生能源

## (二) 监管制度完善

### 1、美国经验

#### (1) 举报投诉制度

无论是美国联邦能源监管委员会, 还是各州公用事业监管委员会, 其对可再生能源发电并网的监管都是通过建立一系列的规章制度、颁布法案实现的。这些规则既是被监管对象行为规范的基本准则, 也是监管机构行使监管职能的主要依据。任何团体和个人均可以依据这些规则举报、投诉电力市场违法违规行为, 维护自身的合法权益。

对于电力市场违法违规行为, 例如电网企业收取过高的可再生能源过网费, 受到损害的电力企业通常要向 FERC 进行举报, FERC 接到举报后, 将展开核实和调查。在美国, 绝大多数市场违规行为都是通过利益相关方的举报而被发现的。

在处理举报投诉的业务中, 要求监管机构对纠纷进行裁决, 或者消费者要求相关的电力公司进行赔偿等事项, 都需要向监管机构提交文字申请材料。监管机构接到申请材料后, 档案室负责进行编号和登记。登记后的申请材料变成一个个的提案, 由各监管机构的秘书处按提案的性质进行初步分类, 一般分成三类: 一是有关申诉、纠纷等需要执行的裁决类提案; 二是有关要求核定和调整价格的价格核定和调整类提案; 三是有关要求修改或制定新的规则的准立法类提案。分类后的申请提案由委员会主席和首席律师分派给特定的委员和部门进行处理。对这些提案办理的责任、时限、程序、处理结果等, 监管条例中都有详细规定。

#### (2) 无歧视输电服务制度

联邦能源监管委员会的规则全部收录在公开发行的《联邦电力监管规定》中, 各州公用事业监管委员会的规则全部收录在各州《公用事业法典》中。这些规则详细规定了可再生能源电力市场的准入、电网开放等各个方面。例如: 1978 年, 美国国会颁布了公用事业监管政策法案, 要求公用电力公司必须收购独立发电商和合格电力生产者所生产的电力, 必须为在其专营区域以外的用户及供电公司提供无歧视的输电服务。1992 年, 美国通过了能源政策法案, 规定公用电力公司必须给所有的电力公司提供输电服务。1996 年, 美国电力工业开始大规模市场重组, 为适

应这一新形势，FERC先后颁布了888、889、592、2000号监管命令，规定了电网开放的详细程序，要求调度交易机构必须与电网进行分离，积极推动成立区域输电组织RTO (Regional Transmission Organization)，进一步明确和细化了FERC对电力行业的监管职能，如增加了强制性开放输电网和审批电力批发市场设置的职能，从而扩展了FERC的实际监管权。

### (3) 监管部门具有执法权力

2005年，美国国会颁布了《能源政策法》，赋予FERC对全美电力可靠性标准、对企业的市场行为进行更为广泛的监管职能，同时赋予FERC一系列重要的执法权力。根据2005年颁布的《能源政策法》，联邦能源监管委员会可以对每件市场违规案件处以每天100万美元的罚款，对恶意操纵市场的企业负责人处以5年的监禁。

### (4) 分布式电源快速技术审查制度

又如美国2006年发布的《小型电源并网管理办法》明确规定，分布式电源渗透率低于15%时，可对接入系统进行快速技术审查，审查内容仅包括电能质量、短路电流等几个方面，审查过程不超过30个工作日，无需再对电源、电网和负荷等多方面因素进行详细分析<sup>40</sup>。随着分布式电源规模不断扩大和管理经验日趋丰富，美国目前正在修订《小型电源并网管理办法》，拟针对不同技术类型分布式电源，实行“更加精细的差异化”管理”。其中，考虑到光伏发电与负荷特性匹配度较好，对电网影响较小，拟将分布式光伏发电并网实行快速技术审查的条件，进一步放宽为总的分布式能源渗透率在50%以下。

## 2、欧盟经验

### (1) 绿色准入制度

在欧盟，根据2001年颁布的有关促进可再生能源发电的2001/77/EC指令，成员国必须采取适当的步骤，鼓励扩大对可再生能源的利用。该指令规定成员国有义务在2003年10月27日之前建立起相应的制度(又称“绿色准入制度”)，以确保利用可再生能源发电的工作能够顺利起步。

### (2) 绿色电力优先输送制度

各成员国的TSOs和DSOs必须保证输送绿色电力，并有义务为此优先提供输电通道。

### (3) 公共采购中优先使用新能源制度

在欧盟有关气候与能源方面的法规，还推动公共采购中优先使用新能源。

### (4) 可再生能源优先调度制度

一些国家纷纷在最新的可再生能源法令中确立了优先准入原则，如：2008年罗马尼亚《可再生能源法》规定，“可再生能源发电优先准入”；2011年保加利亚《可

<sup>40</sup>NREL,《DG Power Quality, Protection, and Reliability Case Studies Report》《DG案例研究报告》和《Report on Distributed Generation Penetration Study》《DG渗透率研究报告》。

再生能源法》则规定了“可再生能源优先调度”。德国也制定了可再生能源电力优先并网、优先调度的规则。

德国 1991 年《强制输电网法》(StrEG)便规定了电网经营者优先购买风电经营者生产的全部风电的强制义务；1998 年《能源产业法》第 13 条和第 14 条亦有类似规定；《可再生能源优先法, EEG》(2004 年、2009 年修订)规定, 凡属联邦领域包括专属经济区内利用可再生能源和矿井废气从事生产的发电厂, 优先并入公共电网。

此外, 根据欧盟“RES-Directive (2009/28/EC)”指令, 成员国须规定可再生能源发电的优先准入或保证准入电网系统。

### 3、各国之间的比较

从表3-10可以看出, 不同国家可再生能源发展没有一致的模式, 而是建立在各自文化基础与能源法规所确定的可再生能源发电发展政策模式之上的, 而且无论采用哪种模式, 不是决定可再生能源发电发展的根本因素, 而是各国法律法规所确定的政策能够得到不折不扣的执行, 例如, 电网无歧视开放, 强制上网电价, 绿色证书机制等等, 专业有力的监管在其中起的作用很大。

表 3-10: 不同国家可再生能源发展的因素对比

	丹麦	德国	英国	美国
电网结构	一家TSO, 集中 北欧电力市场	四大TSO 较为集中	一家TSO, 集中 NATIONAL GRID	分散, 各州相对 独立的输电企业
能源政策	强制上网电价(FIT→ 可交易绿色证书 (TGC)	强制上网电价 (FIT)	比例配额ROC制度 小型装机采用(FIT)	配额制, 生产税 收信贷(PTC)
监管	独立监管 DERA	综合监管	独立统一监管	独立分级监管
公众参与	合作社(电力生产)	智能测量系统, 消费信息披露	电力消费者委员会	听证会
文化背景	斯堪的纳维亚半岛的 积极公共政策	基于民生福利的 经济稳定发展	新自由主义	盎格鲁-撒克逊自 由市场经济

资料来源: 课题组收集整理

## (三) 监管职能明确

### 1、美国经验

美国可再生能源发电实行联邦和州两级监管体制。在联邦一级, 负责可再生能源行业经济性监管的机构主要是联邦能源监管委员会(FERC)。美国联邦能源监管委员会(FERC)对可再生能源电力监管的职能主要有: 监督跨州(可再生能源)输电价格和服务; 监督电力市场, 包括价格、服务和输电网的开放; 监管(可再生能源)电力企业的兼并、重组、转让和证券发行; 监管(可再生能源)电力企业会计标准和电网

可靠性标准；发放非联邦政府拥有的水电项目许可证，监管水电站大坝的安全；负责组织实施联邦电力法、联邦天然气法和相关(可再生能源)能源政策法案。管理 1700 多个水力发电设施的许可证管理以及由约 1000 个电力销售商组成的电力销售市场和约 200 家电力公司的高压输电线路。

随着能源市场的变化，FERC 已经开始广泛地延伸其监管权。2000 年以前，FERC 监管的名单主要是杜克能源公司、南方电力公司、美国电力公司之类的发电商。如今很多这样的公司已经重返电力零售老本行。FERC 的监管范围扩大到电力市场的投资银行和对冲基金等做市商，例如高盛的子公司 J.Aron、Citadel 投资集团，对冲基金 D.E.Shaw，以及美林、摩根士丹利等。实际上，已经有超过 50 家金融服务公司获得 FERC 的授权成为电力做市商，并受 FERC 重点监管<sup>41</sup>。

在州一级，以加州为例，负责电力监管的机构主要是加州公用事业监管委员会(CPUC)。CPUC 的电力监管职能主要有：监管配电业务及(可再生能源)电力零售市场的价格及服务；颁发输电设施建设许可证；监管(可再生能源)购售电合同；监管(可再生能源)电力普遍服务；监管可再生电力的收购；监管加州能源(可再生能源)法案及能源政策的实施；组织实施能源(可再生能源)效率和需求侧管理项目。

尽管美国联邦和州两级监管机构的监管职能有明确划分，但在实际操作过程中，也存在一些交叉重复。通常联邦监管机构只有在州监管机构不作为时才具体介入(例如输电许可证的颁发)。当联邦和州监管机构对某个问题发生意见分歧时，联邦政府具有管理优先权。实际上，FERC 与 CPUC 常就一些电力政策问题产生矛盾，比如对电力批发市场建设就有不同看法。但最后，基本上是联邦政府的意见占据主导地位。

协调联邦能源监管委员会与州公用事业监管委员会意见的具体办法通常包括两个：第一是划清联邦和州的管理界限，明确分工；第二是请求法院就某个具体有分歧的事务进行听证和判决。

美国监管机构的监管职能具体如表 3-11 所示。其中，6 项主要监管内容中有 5 项是和电网公司相关，分别是所有供电商无歧视入网，输电系统的信息透明化，建立区域输电组织(RTO)，遏制市场权力的滥用，输配电成本监管。由此可以看出，电网公司是电力监管机构的主要监管对象。

---

<sup>41</sup>中美电力监管模式的比较，<http://www.docin.com/p-121747472.html>

表 3-11：美国电力机构的监管职能

监管内容	具体规定
所有供电商无歧视入网	1、FERC 有权命令拥有输电设施的公用电力公司为其他供电商输电；2、输电公司向自己和其他输电用户提供的服务必须一致；3、要求拥有输电设施的公司将其发电和输电功能分离，发电、输电和辅助服务收费分离，收费标准一致。
输电系统的信息透明化	要求所有独立公用(可再生能源)电力公司加入实时信息系统(OSIS)，向所有市场成员公布市场信息，如实时节点边际电价、负荷预测、可用输电容量等。
建立区域输电组织(RTO)	1、消除入网歧视；2、提高可用输电容量的测算水平；3、提高并行传输管理水平 and 系统可靠性；4、改善输电拥塞管理；5、提高电网可靠性
建立集中的电力交易中心	(可再生能源)供电商向区域电力市场报价，市场操作员对报价进行分析后选择最低的报价购买电力，以满足本地的电力需求。
遏制市场权力的滥用	要求独立的集中电力市场和区域输电组织严密监视电力市场以防止市场权力的滥用，并及时发现市场设计缺陷，向管委会和其他监管机构报告
输配电成本监管	$TR=E+D+T+r*I$ 。其中 TR 为输配收入，E 为运行维护费用，D 为年度折旧，T 为税收成本，r 为合理利润率，I 为固定资产净投资。

资料来源：课题组整理

## 2、德国经验

德国于 2005 年成立联邦网络管理局(FNA)。FNA 是一个独立的高级管理机构，旨在确保电信和邮政(1998 年)、电力(2005 年)、煤气(2005 年)、和铁路(2006 年)等行业传输网的充分竞争，总部位于波恩。在电力监管方面，FNA 的主要任务是确保电力的安全、低成本、高效、便民和可持续发展，保证电力长期高效稳定供给以及欧盟法律的顺利执行。FNA 的主要监管职责是确保无歧视的第三方接入和过网费的管理。德国监管机构通过职责的清晰划分、工作的透明性来保持其独立性，保证监管机构的市场参与者地位和政府影响，保持监管者中立。

德国可再生能源发电并网的发展需要多个部门的协调负责，例如，环境部负责相关数据的及时有效的统计和发布，以确保信息的透明性。此外，需要负责报告的公布，并估算相应的成本。而为了解决并网中的分歧，在环境部下面，设置了一个独立的中心负责协调(Cleaningstelle)，当出现分歧时，通过所设立的调节中心解决分歧。

## 3、法国经验

法国能源监管委员会是法国电力市场的主要监管者，其他政府部门也不同程度参与部分监管活动。能源监管委员会是独立监管机构，同时负责电力和燃气的监管，其他政府部门参与监管主要表现在形成跟踪委员会上。能源监管委员会主要的使命包括：(1) 网络方面监管，包括公共网络的公平接入、网络设施的安全运行、系统

运行的独立性等三个方面；（2）市场方面的监管，包括公共服务、发电市场准入、消费者利益等三个方面。主要监管活动包括价格监管、服务质量监管、市场行为监管、一体化公司的监管等内容。

为了增加电力公司公共服务的职责，法国电力采取了由企业与国家签订公共服务合同的形式予以保障。法国电力公司在 2005 年改革上市前，与法国政府签订了相应的公共服务合同，明确规定了法国电力公司应履行的各项公共服务义务和服务资金的来源。为了对法国电力公司合约执行情况进行跟踪，由法国经济财政与工业部牵头，多个国家机构代表组成了跟踪委员会，对法国电力公司的合同执行情况进行跟踪。跟踪委员会与法国电力公司每三年编制的合同执行总结报告要呈交法国国民议会。国民议会根据合同执行情况对法国电力公司的努力程度进行判断，其结果会直接影响法国电力公司的股票价格。

此外，输电公司在管理上独立于法国电力公司。输电公司的负责人由能源部协商监管机构后任命，任期 6 年。法国电力公司充分授权于输电公司负责人，保证输电公司负责人有足够能力完成职责。输电公司负责人只向监管机构汇报工作。输电公司负责人不能来自法国电力公司的董事会成员。

#### 4、英国经验

电力市场改革形成的天然气电力市场办公室，负责英国电力市场的监管。英国电力市场的管制主要是通过许可证制度来实施的，各公司按许可证的规定经营，每个公司都有自己的许可证，详细列明了各自的权利和义务。英国电力市场管制的另一个有力措施是管制机构对垄断的输电和配电价格的管制。

2010 年 10 月英国天然气和电力市场监管办公室发布了针对价格管制模型（OfgemRIIO 模型）的指导手册。该手册中规定了对电网公司的监管程序。例如，Ofgem 根据实际情况对各电网公司进行分类，分类时主要考虑的指标包括商业计划的质量，电网公司过去的表现，以及标准的商业计划三个方面，在同时考虑商业计划的情况和利益相关者的意见之后，将电网公司分为 A、B、C 三个类别，在制定价格管制策略时会对不同类别的电网公司分别设定监管强度和监管方法。

为了有效的衡量电网公司在完成相关目标上的努力程度，考核中设计了一系列的一级指标和二级指标，一级指标即 Ofgem 希望电网公司在提供电网服务上需要满足的指标包括：（1）客户满意度；（2）安全性；（3）可靠性和可获得性；（4）并网的条件；（5）环境的影响；（6）社会责任。二级指标主要是用来反映一级指标的完成程度，二级指标会根据不同公司的情况分别进行设定，模型中给出了两个例子：（1）客户断连数以及客户分钟内的损失数；（2）安全责任的完成程度。通过一级指标和二级指标的设定以及考核，Ofgem 可以对电网公司在绩效目标完成上的努力程度进行评估。

#### （四）对电网公司监管是电力监管的核心

输电环节及属于自然垄断的电网公司都是电力监管的核心部分。因为该环节无法通过竞争的方式实现资源的优化配置，提供效率与改进技术，只能用监管来替代市场竞争。

##### 1、监管理念

###### （1）彻底市场化电力体制与独立监管

英国的电力体制市场化改革进行的最早，市场化程度也很高，电力产业的各个环节实现了拆分独立运行，除了自然垄断环节的输电网络外，其他均引入了竞争。英国坚持独立监管理念，以“促竞争、提效率”为目标，以维护电力市场竞争，市场的公平准入，对处于自然垄断的输电环节的电网公司实施严格的监管。

###### （2）弱市场化电力体制与综合强监管

践行这种监管理念主要是德国，在欧盟的电力市场改革初期立法是要求全面拆分，以“各环节独立”实现市场化。这一做法遭到了以法、德两国为首的“反全面拆分联盟”的反对，2008年6月欧盟能源部长会议同意引入“独立输送运营商”(Independent Transmission Operator, ITO) 方案，即允许垂直一体化电力企业保留输电、输气系统所有权，但是输电、输气系统交由独立输送运营商进行管理，该运营商可以从属于同一个母公司。

但是，德国并没有回避电力行业的自然垄断属性，走的是一条强监管与弱市场相结合的理念：德国只有四家按照地域平行划分的高压输电网公司：50Hertz、Tennet、Amprion、TransnetBW，都是2010年后依法从四大传统能源集团Vattenfall、E.ON、RWE和EnBW中剥离出来的。这些电网公司的运营都要受到严格的监管，每天的发电、负荷和调度数据都要进行披露，公开放到互联网上以供查询。同时，针对电网公司在各自区域内依然是垄断的现实，德国引入了内网竞争的概念：几家电网公司，每年按照经济效益排名，第一名得到奖金，第二名不赢不输，第三第四名各自一半出钱奖励第一名。

##### 2、监管内容与手段

###### （1）投资监管

是指对输电网络的投资监管，包括对输电和配电网投资监管。这些国家一般的做法是，针对维护公共利益所必需的新设备，系统运行机构或网络所有者（常常和监管者一起）拟定一套鉴别、评估、建设和收费的规则。在英国，对输电企业实行输电规划标准，这些标准所要求的投资计划在价格监管中得到确认。在阿根廷，私人投资者可以建设输电线路；在美国，有几条已经提出建议书，一条已经实际建成，但私人建设输电线路不是主流趋势。在这两个国家，监管者都需要很高程度地参与扩建计划和价格制定。美国的州公用事业监管委员会（Public Utility Commission, 简称PUC）也会每三年对电网投资者的状况进行摸底更新，以保证将利润限定在

约 10%，这一较高且固定的区间，以此使电网既有良性运行与进一步投资的动力，又不会有滥用垄断地位的需要与可能。在欧盟，政府提出电网规划，由企业实施，作为电网的一项义务。

### （2）许可证

在输电与配电领域均实施许可证监管。输电许可证与发电许可有显著区别，因为：①输电许可证有可能仅颁发给既存企业；②应该有很严格的监管控制，包括价格和质量方面的条件。

### （3）价格监管

主要是针对输电价格与配电价格进行监管，上网电价由市场价值形成，电网不是电力的购买者。在输电价格方面，发电企业可以自由接入输电系统，使用输电系统就并支付单独的输电价格。

### （4）电网公平接入监管

电网公平接入监管，也是保证电力市场公平竞争的重要手段。无论是在欧盟，还是在美国，法律均规定了电网公司有公平接入发电企业的责任与义务。

在欧盟，分别于 1996 年、2003 年和 2009 年先后颁布了三个电力（能源）改革法案（指令），一项基本原则是，必须实现输电系统的公平无歧视开放。新的电力指令进一步规定所有成员国都必须强制性要求电网按公开价格接受合格用户和发电设施使用电网。欧盟指令要求电网对电厂、配电企业和用户必须无歧视公平开放。各有关监管机构对上网条件、过网费、系统服务等实行事前监管；对线路阻塞管理、互联、新电厂入网、避免交叉补贴等事项实行事后监管。输电系统的入网条件必须是客观、透明和非歧视性的。

### （5）调度（市场平衡）监管

调度、交易、输电（电网），是各国电力市场化改革的起点，即从三者合一走向不同程度的分离，实现公共职能非企业化。目前，在英、德、法等欧洲国家的 T S O 模式（交易机构单独分离，调度、输电保持一体）。在欧盟发布的第三级内部能源市场指令包中，确定了独立输电运行机构(ITO)方案，调、输、购可以从属于同一母公司，但必须独立运作并通过加强监管来保证电网的公平、无歧视接入；跨国层面的独立调度，最终将形成调度、交易、输电三者分开。

### （6）电网可靠性监管

电网可靠性监管在电力市场化改革后越来越受到重视，加强可靠性监管不仅能够保障电力市场有效运行，而且为提升电力行业系统安全性有重要作用，特别是在面对可再生能源发电代来的电源结构和分布的巨大变革，尤为重要。

### （7）可再生能源发电发展责任监管

对电网公司促进可再生能源发电责任的监管，也是各国法律法规对电网公司责任监管中的一个重点。不同的可再生能源发电发展的政策模式下，电网责任存在着



差异。随着可再生能源发电发展的实践推进，各国的政策正在走向融合，即针对不同类型的可再生能源发电（电源形式、装机容量不同特点）实施不同的政策模式。在这些政策模式下，电网公司的责任都是具体明确的，有严格监管措施。对于这一问题本报告将在第五章“一（四）”中进一步详细说明。

### 3、对电网公司的所有权监管

目前，在法国，芬兰等国家的电网公司均为上市公司，同时，国家是其股东之一，并行使所有权监管权力。以芬兰为例，2011年11月，该国公布了《所有权监管的指导政策》政府决议<sup>42</sup>，概述了国家所有权监管的主要原则和操作指南。芬兰政府所有权监管，是建立在对其所有的企业分类基础之上实施针对性的监管，芬兰国家电网属于承担国家特定任务的国有控股公司，国有资本以实现社会目标为主，促进企业的履行法律规定的相关责任，同时要求公司保持财务的稳健。所有权监管的主要方式包括董事会任命；关注管理资源和执行承诺，促进健全的公司治理；独立公司评估；通过充分考虑企业社会责任制定所有权战略。具体主要包括薪酬政策、董事会委任及企业社会责任三个方面进行所有权监督。

总体来看，所有权监管是建立在公司所有权监管政策目标之上，与行业监管之间有着清晰的界限，同时在国有资本目标与行业监管目标有着一定的协调关系，但不完全相同，国有资本目标是在遵循行业监管政策基础上实现的。

## （五）独立的综合能源监管部门

### 1、欧盟经验

形成相对独立的综合能源监管部门是有效监管的关键。欧盟国家一向强调监管机构的独立性并对结构类似、密切相关的能源产业实行统一监管，其中英国的 OFGEM 独立于政府只对议会负责，监管天然气和(可再生能源)电力两个市场；法国的 CRE 同时对政府和议会负责，其主席直接由总统任命，负责天然气和(可再生能源)电力的监管工作；德国的 FNA 是负责保证(可再生能源)电力、煤气、电信、邮政和铁路等行业传输网络的充分竞争性，工作不受政府影响。近期，欧盟又在筹建(可再生能源)能源监管合作机构(ACER)。以在欧盟层面上更有效地协调各国的监管行为。

### 2、美国经验

美国电力监管模式是独立设置监管机构的典型代表。通过设立专业、独立的监管机构，进行集中监管职能，保证监管的有效性。独立监管包括两方面内容：一是独立于政府。以减少政府为达到短期政治目的而行使自由裁决所造成的风险，同时使该机构具有相当的稳定性，不因政府的更迭而发生巨大的变化。二是独立于监管对象。即私人投资者、企业和消费者，以保证其公正性与中立性。作为独立的监管

---

<sup>42</sup>资料来源：Government Resource on State Ownership Policy, 3 November, 2011.

机构，在改革初期也许会作为消费者的代表与企业进行博弈，但当市场成熟后，监管机构就应当成为真正意义上的市场外的第三者，对监管对象进行规范与控制，保证市场竞争与公正。因为独立的建立监管既减少了被企业所俘获的可能，同时也解决了监管机构既是政策制定者，又是执行者的弊端，适应了电力市场化改革发展的需要，有助于约束监管机构的权利和减少决策失误。

从监管的能源类型看，美国一直采取综合能源监管的模式。综合能源监管可以从整个能源产业的高度进行监管，尤其是当各能源品种关联性和替代性日益增强时，可以协调不同能源间的监管政策。具体来说，将电力、煤炭、油气和可再生能源等行业监管职能放在一起，更有助于从整体上宏观组织实施能源发展战略、规划和政策等，也可以避免对能源投资造成障碍和扭曲。美国联邦能源监管委员会是美国能源部内最重要的组织，是美国电力、天然气和石油等能源市场的综合监管机构，对美国能源市场的有效运转起到了很大的作用。

## （六）监管信息透明

信息的透明性可以保证监管的有效实行，在信息严重不对称的环境下很难产生有效的监管。欧美国家电力产业监管透明度的实现主要表现在：清晰地描绘监管机构的作用范围；公开其决策机制；明确的制定监管规则和仲裁争议的程序；公布其决定以及做出决定的理由；将监管机构的行为和被监管者的履行行为定期向公众报告；规定有效的申诉机制；将监管机构的行为和工作效率报告提交给外部检查人员进行详细地审查。

英国的燃气电力监管机构 **Ofgem** 在信息的透明性方面有明确的管辖范围、决策机制、监管规则和仲裁争议的程序，在公布其决定时给出理由，**Ofgem** 的行为和受监管者的履行行为会定期向公众报告。在可预期方面，**Ofgem** 对工作任务做出远期规划，并向社会公布(李洪东,郭玲丽, 2013)。法国要求法国电力公司必须按照透明的会计规则，分别保留发电、输电、配电和其他经营活动的财务信息。美国的可再生能源监管也很注重信息的高度透明，如它的可再生能源资费表是公开透明的，根据联邦电力法的规定，任何电力公司在提供服务前 120 天，必须向 **FERC** 提交资费表并告知公众。当 **FERC** 认为资费表不符合公众利益时，有权对电力公司的资费表进行调整和修改。未获批准的资费表一律不合法，获得批准的资费表不得擅自改动，纳入资费表管制的业务不得擅自取消。得到批准的资费表，既是可再生能源电力业务的价格公告，也是对电力公司进行价格监管的主要依据，还是电力公司与用户之间的买卖合同。

## （七）执行和处罚有力

### 1、美国经验

监管的有效性以强有力的执行和处罚手段为依托。美国联邦能源监管委员会和各州公用事业监管委员会，除了拥有市场准入的审批权和定价权以外，还拥有强大

的执法队伍和行政处罚权力。联邦能源监管委员会的执行局有 140 多人，加州公用事业监管委员会的执法部门(CSPD)有 190 多人，这些人员统称为调查人员，具有警察身份，类似于中国的森林警察和铁路警察。此外，监管机构还有一大批专门从事行政裁决的行政法官，FERC 的行政法官办公室有 46 名行政法官，加州 PUC 有 79 名行政法官。根据 2005 年颁布的《能源政策法》，联邦能源监管委员会可以对每件市场违规案件处以每天 100 万美元的罚款，对恶意操纵市场的企业负责人处以 5 年的监禁。

## 2、英国经验

英国对于输电过程中的科技创新给予了明确的奖励措施，同时还提供融资的便利以促进英国电力公司积极进行科技创新，寻求更低的输电成本；对于未能按照计划完成任务的电力公司，英国天然气与电力监管办公室将提出警告，如果电力公司不进行改进，则会面临吊销经营许可证的风险；英国电力价格管制过程中，电力公司表现的好坏直接与下期的电力价格相关，直接涉及电网公司的利益，因而具有较好的监管效果。

### （八）对中国的启示

#### 1、形成有效的电力市场结构是实现有效监管的前提

##### 1) 有效的电力市场拆分

英国和法国电力市场改革的过程中对于原有一体化电力公司的处置方式是不同的。原有英国中央电力生产局负责电力生产和大批量输送，并控制整个产业的大部分投资，电力集中管理体制与目前中国的电力管理体制类似。早在 1988 年，英国就开始对电力行业进行改革，形成了发电、输电、配电和售电业务的有效分离，原中央电力生产局分解为国家电网公司、国家发电公司、国家电力公司和核电公司，原有 12 个地方电力局改组为 12 个地方电力公司，国家电网公司的所有权转到了 12 个地方电力公司。原法国电力公司是一体化的经营的垄断电力企业，1999 年法国电力公司控制法国 91% 的发电量、全部的输电业务和 96% 的供电业务，2000 年法国电力体制改革后法国电力公司并没有进行拆分，而是将输电和调度业务单独设立部门，与其他业务进行了剥离，以保证输电网络的公平接入和透明，法国电力公司内部设立了独立的部门 RTF，在财务、管理、融资上完全独立。英国和法国的实践表明，发、输、售、配的有效独立可以提高电力市场运行的效率，限制一体化电力公司的高度垄断。

##### 2) 清晰的价格区分办法

法国电力一个关键的内容就是开放了用户选择权，根据电量制定了开放门槛，用户可以自由选择电力供应商。英国则将电力用户分为基本居民电力用户，有选择权的电力用户和不具有选择权的电力用户，基本居民电力用户和不具有选择权的电力用户适用统一的电力指导价格，而具有选择权的电力用户则可以自行选择电力供

应公司以及商定电力供应价格。有效的用户识别可以在电力供给上带来竞争，目前中国国内正在探索大用户直供电的电力改革模式，这也是在探索对于不同用户进行有效区分。

## 2、形成独立的综合能源监管部门是有效监管的关键

电力改革完成后，欧盟整体的电力监管格局都发生了较大的变化，96年以前，欧盟对于电力监管的指令是依靠政府部门对电力市场进行监管，96年到03年之间，欧盟对于电力市场监管的责任主体没有进行强制要求，03年开始，欧盟发出电力市场改革指令，要求建立独立的综合能源监管部门。英国和法国的电力改革过程都强调了独立的综合能源监管部门的重要性，法国在电力市场改革过程中创建了能源监管委员会（CRE）负责法国电力和燃气的市场监管，英国则在1989年颁布《电力法》就提出了电力行业建立新的政府管制框架，1996年独立于政府的组织英国天然气和电力市场办公室（Ofgem）成立，Ofgem独立负责英国的电力和天然气市场的监管。英国和法国的实践表明，只有独立的综合的能源监管机构才能充分发挥市场监管的作用。

## 3、第三方的有效参与是有效监管的重要措施

法国和英国的电力市场改革都强调了第三方的有效参与，在法国电力市场中独立的发电商、交易商和用户都可以使用电网进行交易，而在英国模式中，第三方在监管政策制定过程中可以提出独立的建议，同时在监管政策执行过程中对于电力公司对于计划的执行情况充分的知情权。第三方的参与可以有效破除电力市场中信息的不透明性以及电力市场的垄断性，对于中国下一步进行的电力市场改革具有指导作用。

## 4、信息的高度透明是有效监管的重要方面

法国要求法国电力公司必须按照透明的会计规则，分别保留发电、输电、配电和其他经营活动好的财务信息。英国则要求电力公司必须就原有计划的执行情况向Ofgem和第三方组织给予明确的说明。信息的透明性可以保证监管的有效实行，在信息严重不对称的环境下很难产生有效的监管。

## 5、将公共服务业务与竞争性业务分离，并采取不同的监管方式

将公共服务在法律上从竞争性业务中分离出来，可以保证公共服务的有效提供，避免业务间的利益转移，保证企业间竞争的公正性，同时也可以确保公共服务提供企业在竞争性领域有竞争力。

公共服务业务与竞争性业务的目标不同，其管制方式、考核方式等监管机制也应不同。公共服务的监督重点在于成本是否透明合理、服务是否高效、服务事项是否完备和执行，因此在与企业签订公共服务合同时，务必要强调服务合同的经济性和透明性，同时要建立合同执行跟踪机制以保证公共服务效率。

### 三、电价机制的国际经验

#### (一) 德国适时调整的固定电价机制

德国是当前 40 多个实施固定电价机制的国家（包括 27 个发达国家和 13 个发展中国家）之一，综合来看，德国固定电价制度的实施效果较好，其主要特征是根据实际情况，可再生能源上网的固定电价能够适时地进行调整。

1990 年，德国开始逐步建立促进可再生能源电力发展的固定电价政策，其政策基本原则是：无论常规电力上网水平如何，根据可再生能源电力技术水平、资源条件，分类制定相应电价标准。并根据电力成本差异和市场化程度，每隔两年可修改一次购电价格。固定电价形成机制的发展历程如表 3-12 所示。

德国在 1991 年的《电力入网法》中，就制定了可再生能源的费率，但是，由于所制定的费率较低，对可再生能源发展的吸引力不足。在 Renewable Energy Act 2000 (EEG2000)中，大幅提高了这一固定电价，针对可再生能源特点制定不同固定电价，从而极大地促进了可再生能源的发展。

表 3-12：德国固定电价形成机制发展一览

发展阶段	典型政策	机制目的	机制特点	备注
1991-1999	Feedin-tarrif	解决已建成中小型水电上网难和合理电价问题，扩大其他可再生能源应用规模	明确“强制入网”、“全部收购”、“规定电价”三原则；风电、水电上网价格为电力销售价格的 90%	
2000-2003	Renewable Energies Act 2000	平衡电网公司与发电企业利益分配	针对可再生能源特点制定不同固定电价；明确固定电价降低时间表；降低可再生能源发电企业并网设施费用。	发电企业支付联网费用，电网扩建费用由电网公司承担。
2004-2008	Renewable Energies Act 2004	实现2010年占电力供应12.5%，2020年达到20%的目标	取消具备电力成本竞争能力可再生能源的价格优惠；规定“安装确定输入和接收电力测量设备产生的必要费用由发电商承担”	新建风电项目年电价递减速度从2000年法律规定的1.5%修改为2%；生物质电价提高了2欧分 / kWh,光伏取得高电价水平。

续表 3-12: 德国固定电价形成机制发展一览

发展阶段	典型政策	机制目的	机制特点	备注
2008-至今	Renewable Energies Act 2009	继续实现可再生 能源发展目标, 重点发展风能、 太阳能	可再生能源电力上网 由无条件全额收购变 为有条件优先收购; 结 合能源机构监管, 电网 运营商公布来年附加 电价; 联邦网络署联合 联邦政府每4年向议会 提交1次机制实施的 “经验报告”, 并定期滚 动修订评估机制。	陆上风电初始上网电 价提高到9.20欧分 / kWh, 年递减率由2% 降到1%; 海上风电提 高到15欧分 / kWh, 年递减率由2% 提高 到5%; 太阳能光伏发 电从45.70欧分/KWh 降低到31.94欧分 / kwh 递减率逐年变 化, 2010年10%, 2011 年起 9%。

同时在 EEG2008 中对可再生能源上网电价地规定又进行了大量的细化和改进: 首先按装机容量, 然后按装机时间, 最后按发电量, 制定了“固定初始上网电价+逐年递减额”的模式。政府规定了每种可再生能源电量的上网电价, 上网电价的高低取决于所采用的发电技术以及装机容量, 然后按照一定的百分比逐年递减, 固定上网电价有效期为 20 年。这一机制主要有三个方面的内容:

第一, 固定电价的维持期限: 在《电力输送法》没有明确规定收购可再生能源电力的期间, 在 EEG2000 中就提出 20 年的期限, 从而有利于投资者做出长期规划, 让投资者在 20 年的时间里, 从设备生产的电力中获得利润, 确保利润空间。

第二, 固定电价的下调: 考虑到技术进步导致成本下降, 固定电价按一定比例逐年下降, 以此鼓励创新, 形成成本压力, 促进可再生能源发电的成本降低, 从而确保可再生能源设备具有更高的效能, 直到在没有政府补助的情况下也能够市场上具有竞争力。

第三, 差别化的固定电价: 在 EEG2000 到 EEG2012 中, 针对不同可再生能源类别分别制定了固定电价及其调整政策。有关风电的固定电价及其调整政策如表 3-13 所示。

表 3-13: 风电初始上网价格(欧分/KWh)

	EEG2000	EEG2004	EEG2008
陆上风电	9.10	8.70	9.20
海上风电	9.10	9.10	13.00

资料来源: EEG2000、EEG2004、EEG2008

对于太阳光电，由于 2009 年太阳电板的价格大幅下降，因此，2010 年开始，大幅下调固定电费，同年 7 月和 10 月，又两次下调电价，自 2004 年以来的太阳光电电价如表 3-14 所示，而 2012 年 EEG 的调整和对后期安装的太阳能设备按月递减减少资助，如表 3-15 和 3-16 所示。根据这一资助削减计划，每年仅有一定数量的电力可享受资助：对 10KW 以下的屋顶设备，最多对年电产量的 85% 给予报酬；对高于 10KW 的设备和平地设备，最多对年电产量的 90% 给予报酬；剩余的电量由设备经营人自己使用或以市场价格并入电网；对已经并入电网的所有设备，仍给予存续保护，其仍然享受安装时适用的报酬率。

表 3-14：2004-2011 年固定电价-以安装在建筑物上的太阳电板为例 (欧分/KWh)

安 装 类 型(KW)	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
<30	57.4	54.53	51.80	49.21	46.75	43.01	39.14	28.74
30-100	54.6	51.87	49.28	46.82	44.48	40.91	37.23	27.34
100-1000	54.0	51.30	48.74	46.30	43.99	39.58	35.23	25.87
>1000	54.0	51.30	48.74	46.30	43.99	33.00	29.37	21.57

资料来源：刘明德、徐玉珍. 台湾亟需有远见的再生能源政策与做法——德国经验的启示. 公共行政学报, 2012, 43, 127-150.

可以看出，德国的可再生能源电价形成机制根据发展需要和实际情况进行了系列调整，也取得了相应成果，成为一些欧洲国家发展该类电力的样本。同时，由于可再生能源资源分布的不平衡，各个电力公司负担不同。因此，德国法律规定各大电网公司平均承担可再生能源高电价的额外费用，并提出具体实施办法。

表 3-15：太阳能电源购入价格发展变化概况(欧分/KWh)

现行法规，2012 年 1 月 1 日启动运行				新法规，2012 年 4 月 1 日启动运行			
屋顶太阳能设备		平地太阳能设备		屋顶太阳能设备		平地太阳能设备	
不超过 30KW	24.43	转换地	18.76	不超过 30KW	19.5	不超过 10GW	13.5
不超过 100 KW	23.23	其他平地	17.94	不超过 1GW	16.5		
不超过 1GW	21.98			不超过 10GW	13.5		
超过 1GW	18.33						

资料来源：雷振东. 德国政府计划修改《可再生能源法》，TaylorWessing Newsletter, [http://www.taylorwessing.com.cn/taylorwessing/view\\_newsletter\\_body/20120504](http://www.taylorwessing.com.cn/taylorwessing/view_newsletter_body/20120504).

表 3-16 太阳能电源购入价格变化(欧分/KWh)

启动运行时间	屋顶太阳能设备			平地太阳能设备
	不超过 10KW	不超过 1GW	不超过 10GW	不超过 10GW
2012 年 4 月 1 日起	19.5	16.5	13.5	13.5
2012 年 5 月 1 日起	19.35	16.35	13.35	13.35
2012 年 6 月 1 日起	19.2	16.2	13.2	13.2
2012 年 7 月 1 日起	19.05	16.05	13.05	13.05
2012 年 8 月 1 日起	18.9	15.9	12.9	12.9
2012 年 9 月 1 日起	18.75	15.75	12.75	12.75
2012 年 10 月 1 日起	18.6	15.6	12.6	12.6
2012 年 11 月 1 日起	18.45	15.45	12.45	12.45
2012 年 12 月 1 日起	18.3	15.3	12.3	12.3
2013 年 1 月 1 日起	18.15	15.15	12.15	12.15

资料来源：雷振东. 德国政府计划修改《可再生能源法》，TaylorWessing Newsletter, [http://www.taylorwessing.com.cn/taylorwessing/view\\_newsletter\\_body/20120504](http://www.taylorwessing.com.cn/taylorwessing/view_newsletter_body/20120504).

## （二）西班牙溢价电价机制

西班牙采用了溢价电价的价格机制，从这种电价制度的实施效果来看，最受西班牙可再生能源电力企业的欢迎。同样，该政策体系也经历了三次修订和完善，其经验可概括为：溢价电价方式更适合电力市场化程度高的国家。西班牙在可再生能源发展初期，使用固定电价能支持其快速发展；以后实行“双轨制”，即实行固定电价和市场电价两种形式。“双轨制”电价推动了发电企业降低成本、升级技术。溢价电价制度是可再生能源电力发展初期和商业化发展时期的有效过渡方式，详细发展过程如表3-17所示。

目前，该价格形成机制仍存在问题：常规能源价格不断上涨带动政府补贴电价和电力市场竞价上网的电价上涨；可再生能源发电企业的年发电成本下降的同时电价却上升。但是，从促进可再生能源电力发展和鼓励融资的角度来看，这类电价政策较为有效。

表 3-17： 西班牙溢价电价形成机制发展一览

发展阶段	典型政策	机制目的	机制特点	备注
1997-1998	《1997/54 电力法》	建立自由竞争的电力市场和电力库，推动可再生能源发展	保证可再生能源电力并网，直接向国家电力库售电，不参与电力竞价，确保投资者利益	该机制确立了可再生能源发展总量目标：到 2010 年，占总能源消费总量的 12.2%



续表 3-17: 西班牙溢价电价形成机制发展一览

发展阶段	典型政策	机制目的	机制特点	备注
1998-2004	2818 号皇家法令	完善电力法, 细化可再生能源发展细则	保证发电企业定量利润, 在销售电价的80-90% 范围浮动(光伏电价可以不受该限制); 设定两种可再生能源上网电价: 国家电力库系统电价附加额外的浮动电价; 可再生能源固定电价, 可根据电力成本进行调整	发电企业和供电企业协商确定每年电价水平; 针对不同电力技术, 电价不同; 但对于同一电力技术, 无论项目资源条件好坏, 电价均相同。
2004-至今	2004/436 号皇家令	简化可再生能源上网电价计算方式, 提高投资商积极性	规定可再生能源电价实行固定电价和溢价(竞争加补贴电价)相结合的“双轨制”, 发电企业可在上年年底任选一种, 持续一年; 固定电价: 电价水平为平均参考销售电价的80%或90%, 太阳能发电电价为平均参考销售电价的300%及以上; 溢价电价: 可再生电力竞价上网, 政府提供补贴电价, 电价水平为“溢价(政府补贴电价)+电力市场竞价”。	电网公司必须按此价格水平收购电力, 超过电网平均上网电价部分由国家补贴; 政府补贴电价为平均参考销售电价的40%或50%, 太阳能发电为260%

### (三) 英国招标电价机制

1989年, 英国公布了《1989电力行动方案》, 形成完全竞争的电力市场。为保证发电成本较高的可再生能源电力能够在完全竞争的电力市场发展, 英国建立了“非化石燃料公约”制度, 主要内容是: 英国地区的电力公司有义务或责任, 保证所供应电力中, 有一部分来自非化石能源。机制内容为: 政府发布公约, 通过招投标选择可再生能源项目开发商, 竞价成功者与项目所在地的电网公司按照中标价格签订合同, 合同期限在每次“非化石燃料公约”中都有明确规定。电网公司承担的附加高成本, 即中标合同电价和平均电力交易市场的电价之差, 通过政府征收“化石燃料税”补贴。

在实施招标电价制度过程中, 英国可再生能源电力从无到有, 发电成本也大幅下降, 最低竞价为1996年的生物质流化床燃烧发电电价: 2.66便士 / kWh, 接近英国当年电力市场交易的平均价格: 2.5便士 / kWh。但也产生一些问题, 主要体现在竞标价过低使得合同履行率过低, 许多投资商不能按要求完成项目。例如, 到目

前为止，英国共发布过5轮招标，招标成功115×10 kw 的风电项目，最终仅有15.1×10kW 项目建成发电，建成率仅为13%。主要原因在于最低价格中标制度导致部分不具备项目建设能力的开发商中标，项目融资难，技术难以支持。另外，招标机制也增加了项目准备费，提高了该项费用占总投资的比例，投资者积极性可能在招标过程中被挫伤。由于可再生能源电力发展速度与预期相差太远，招标电价过低，可再生能源制造业并没有发展起来，招标制度产生了一定的负面影响。

#### （四）荷兰绿色能源电价经验及效果分析

1998年荷兰颁布新电力法，对电力生产、运输和供给制定了一系列标准，规定实施绿色证书计划，具体到用户有购买最低限量绿色电力的义务。到2004年，荷兰绿色电力用户已达到了30%，自愿以8-9欧分 / kwh的价格认购，可再生能源发电企业可以获得这样的优惠电价，用户可以获得“绿色证书”。

综上所述，可再生能源价格形成机制是比较有效的激励措施。只要应用得当，就可以达到推动技术进步、降低成本、推广应用范围等作用。从实施效果来看，固定电价和溢价电价机制对可再生能源电力的发展刺激最强烈，最有效。

#### （五）对中国的启示

结合中国国情，固定电价和溢价机制具有易操作、实施效果明显等特点，适合于中国可再生能源电力的初期建设阶段；招标制度尽管在中国部分地方、项目有所实行，但鉴于其在英国实施中所暴露出来的“合同履约率低”、“不利于产业发展”等问题，应当慎重研究。配额制等市场电价机制，是以完善的电力市场为前提，需要可交易的可再生能源电力发展到一定规模，才能使证书和交易运行成本降到合理范围，体现出实行配额制的意义。绿色能源电价则要在社会公众环保意识上升到新台阶后才能推广，从上海等试点城市的实施效果来看并不理想，仍需要长期的发展。

总体而言，不同的价格机制适合于中国不同的发展阶段。只有在理清各类价格机制的适用范围和前提的基础上，结合可再生能源技术水平、发电成本、产业状况、市场环境等，选择合理有效机制并根据实际情况进行相应调整，才能推动中国可再生能源电力事业的良性发展。

## 四、财税机制的国际经验

### （一）美国经验

经过多年探索实践，美国在支持可再生能源发展方面已形成完善、系统的财税激励政策，包括税收抵免、直接补贴、贷款担保等。这些政策激励力度大，较好地调动了各方投资和应用可再生能源的积极性，促进了美国可再生能源迅速发展。

#### 1、税收抵免政策

税收抵免是联邦政府促进可再生能源发展最主要的财税措施，联邦政府根据可再生能源发展的实际情况对税收抵免的覆盖范围、抵免额度不断予以调整。

一是投资税抵免。美国对可再生能源的投资税抵免有两个突出特点：第一，享受投资税抵免的可再生能源范围不断扩大，额度不断增加，但对申请者的资质要求越来越严，目前美国已经开始将全生命周期评价法作为评价一个项目是否值得联邦政府支持的标准。第二，税收抵免的灵活性有所增强，《2009 美国复苏和再投资法案》允许纳税人对新建装置可在可再生电力生产税抵免、投资税抵免以及联邦基金之间任选其一；对符合条件的用于可再生能源设备制造、研发设备安装、设备重置和产能扩大项目的投资，都可按照设备费用的 30% 给予投资税抵免。

二是生产税和生产所得税抵免。生产税抵免可以追溯到《1992 能源政策法案》，法案对可再生电力生产给予生产税抵免，该政策此后几度调整，目前根据不同的可再生能源类型规定了相应的抵免额度及优惠时效。生产所得税抵免可以追溯到《2005 能源政策法案》，主要集中在生物燃料领域。法案规定，生产能力小于 6000 万加仑的小型燃料乙醇生产商和生产能力小于 1500 万加仑的小型生物柴油生产商，可以享受每加仑 0.1 美元的生产所得税减免。

三是消费税抵免。主要集中在生物燃料领域，其中燃料乙醇的消费税减免可以追溯到 1978 年的联邦《能源税收法案》中，当时美国政府为鼓励乙醇汽油的使用，免除乙醇汽油每加仑 4 美分的消费税。此后，联邦政府对乙醇汽油的消费税减免一直在每加仑 4 美分到 6 美分之间浮动，目前燃料乙醇的消费税减免标准为每加仑 0.51 美元，对以农业原料生产的生物柴油，消费税减免额度为每加仑 1 美元，对使用非农业原料，如动物油脂生产的生物柴油，消费税减免额度为每加仑 0.5 美元。

## 2、对生产侧和消费侧直接补贴政策

基于《2009 美国复苏和再投资法案》的拨款，美国财政部和能源部采取直接付款而非税收减免形式，对 5000 个生物质能、太阳能、风能和其他可再生能源项目设施进行补贴。加州政府出台奖励政策，对获得新型储能系统资格(AES)的供应商提供每瓦 2 美元的补助。为鼓励使用新能源汽车，在税收抵免的基础上，美国能源部还专门建立了一个短期资助项目，对部分购车者直接进行资助。

## 3、加速折旧政策

为使可再生能源的投资人加快回收投资成本，美国政府非常重视运用折旧政策。《1979 能源税法法案》提出，可再生能源利用项目可以根据联邦加速折旧成本回收制度享受加速折旧优惠。该政策在此后的《1986 年国内税收法案》、《2005 联邦能源安全法案》、《2008 能源改进和延长法案》和《2009 美国复苏和再投资法案》等法案中有所调整，一些商业化时机已经成熟的可再生能源技术，如风能、太阳能、地热能、燃料电池、微型燃气轮机、地源热泵、热电联产和小型风电等，也被纳入到加速折旧的范围内。《2008 联邦经济刺激法案》还提出对一些符合条件的可再生

能源项目给予 50% 的额外折旧，可以一次性将相关费用的 50% 予以折旧，其余部分的折旧按照正常折旧程序操作。

#### 4、基金支持政策

联邦政府专门设立基金用于扶持可再生能源发展和推进能效改进，包括美国能源部能源基金、财政部可再生能源基金以及农业部美国农村能源基金。其中，可再生能源基金由《2009 美国复苏和再投资方案》授权，对 2009 年、2010 年投运的或者 2009 年、2010 年开始安装且在联邦政府规定的税务减免截止日之前投运的可再生能源利用项目的设备投资给予一定额度的补助。基金项目由纳税主体申请，不纳入获益者的应税收入。

#### 5、债券和贷款担保政策

目前主要的债券有可再生可再生能源债券和节能债券。债券发行人只需支付本金，债券持有人可以根据联邦政府的规定享受税收抵免，调整后的税收抵免额度为联邦政府公布的传统债券利率的 70%。如果抵免额度超过纳税义务，相应部分可以延期到下一个年度。贷款担保项目主要有能效抵押贷款担保、能源部贷款担保、农业部美国农村能源贷款担保。能效抵押贷款担保主要用于推进可再生能源在住宅的应用，私房房主可以利用联邦能效抵押贷款进行已有住宅或者新住宅的能效改进和可再生能源利用。能源部贷款担保主要用于可再生能源、能效改进、先进输配电技术和分布式能源系统等领域先进技术的开发，农村能源贷款担保项目和农村能源基金项目的用途基本类似。

可再生能源产业是新兴产业，尤其需要在战略上提前谋划，否则很容易出现科技与产业脱节、生产与应用脱节等传统产业发展中常见的问题。美国政府在发展可再生能源方面已经形成了较成熟的战略思路，因此其政策具有一贯性，政策发出的信号也更加科学和有引导力。同时，联邦政府的政策与地方政府的政策也互相补充，互为一体。联邦政策侧重于全局性的有共性的一些内容，地方政策则充分考虑当地的资源禀赋和经济发展水平，具有一定的灵活性和较强的针对性。此外，美国绝大部分可再生能源政策以及为政府决策服务的咨询意见和研究成果都向公众公开，使每一位关心该问题的公民都可以在报刊或者网上看到，公众参与度很高。

### （二）欧盟经验

欧盟 27 个成员国都发布了一揽子可再生能源支持方案，目的是为了 2020 年温室气体排放量较 1990 年的基础上减少 20%。这一揽子支持方案包括投资支持、保护性电价、可交易绿色证书、财政和金融措施。其中，投资支持包含财政向可再生能源体系的直接投资。欧盟成员国中有 13 个国家采取财政和金融措施来促进可再生能源的发展，这些措施主要包括以下几个方面。

#### 1、财政补贴

投资补贴方面，瑞典对所有可再生能源项目提供投资额 10%-25% 的补贴。荷兰

在绿色能源电价的基础上，对个人投资风电提供20%的补贴，西班牙对光伏发电提供40%的补贴。

信贷扶持方面，德国开发银行(KfW)、欧洲银行等设立了可再生能源投资专项或额度，意大利对从2001年起安装屋顶光伏系统(5-50kw)的项目投资提供85%的免息贷款等。

产品补贴方面，瑞典从1997年实行电价补贴制度，政府对生物质发电给予0.9欧分/千瓦时的补贴。

用户补贴方面，欧洲大部分国家对安装太阳能热水器的用户提供20%-60%的补贴，澳大利亚则直接提供每套500澳元的补贴。这种补贴随着市场和技术的进步而变化，日本起初对光伏发电产品的补贴为40%，现在逐步降到10%以下，并准备在适当时候取消补贴。

## 2、税收优惠

可再生能源税收优惠方面，丹麦、葡萄牙、比利时、爱尔兰等国对个人投资可再生能源项目均免征所得税；爱尔兰对一般企业投资风能、生物质能等项目资金免征企业所得税。在意大利，可再生能源系统的增值税从20%减至10%，市民的建筑如装配有可再生能源系统将给予财产税减免，减免程度依赖于财产价值和个人情况。

## 3、行政干预

行政干预方面，英国、澳大利亚、美国部分州政府实施强制配额制度，要求垄断性能源企业(主要是电网公司)，必须按照国家规定的价格或价格计算规则，收购可再生能源产品；西班牙部分省市，强制要求开发商在新建和既有建筑上安装太阳能热水器。

## 4、环境税

瑞典从20世纪70年代开始实行能源税，90年代初期对能源税制度进行改革，加大了对环境保护的促进作用，旨在提高能源使用效率，减少化石能源消耗，鼓励使用生物燃料；同时，瑞典还开征了多种专门的环境税，以不同能源的污染物含量和排放量为计税依据。瑞典和英国对非可再生能源电力征收电力税的水平分别为1.99欧分 / kWh，0.63欧分 / kWh<sup>43</sup>。德国对动力燃料征收较高的矿物油税，每升汽油的矿物油税高达65.4欧分，每升柴油的矿物油税为47欧分；为鼓励人们使用生物动力燃料，德国对生物动力燃料免征矿物油税，该优惠措施持续至2009年。在荷兰，电力消耗需要缴纳环境保护税，缴纳总额依据能源消耗总量和阶段性确定。

### (三) 对中国的启示

#### 1、政府支持是可再生能源产业大规模走向市场的重要因素

---

<sup>43</sup>资料来源：简述国内外可再生能源发展的相关政策，决策支持网，

[http://www.dss.gov.cn/Article\\_Print.asp?ArticleID=237227](http://www.dss.gov.cn/Article_Print.asp?ArticleID=237227).

可再生能源产业一般具有较高的技术含量，研发费用大，成本较高。为了促进可再生能源技术商业化、提高市场渗透力和经济竞争力，美国、日本和欧盟等国普遍采取了多种激励政策，其中财税政策便是其中很重要的激励手段。日本于1997-2004年间对太阳能电池安装进行财政补贴，补贴幅度高达50%，光伏发电成本足以和传统发电成本相竞争，从而促进光伏发电产业连续八年位居全球首位。2005年日本取消了相关补贴制度后，本土的太阳能发电产业呈下降趋势，并被实施财税政策优惠的德国反超，这足以说明政府支持对可再生能源产业发展尤其是产业商业化的初级阶段有非常重要的促进作用。

## 2、财税政策多样化有利于支持新能源产业链的整体发展

美国、日本和欧盟等国支持可再生能源产业发展的财税政策包括财政补贴、政府采购、税收激励和税收惩罚等，支持手段多样化。财政补贴包括生产补贴、投资补贴和消费补贴，税收激励主要体现在新能源产品的税收优惠措施，包括降低税率、加速折旧、投资抵免、免税期、亏损弥补等。相对应的，税收惩罚一般是对传统能源征税。从支持重点来看，财税政策支持可再生能源产业链的整体发展。从可再生能源技术研发到产业化投入，从再生能源产品消费到产品转化推广等，可再生能源产业发展的每一步都有财税政策支持。

## 3、注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合

鼓励新能源发展的政策除了财税政策之外，发达国家还非常注重综合运用其他经济政策、行政政策和法律政策等，主要体现在价格激励、信贷扶持、出口鼓励、科研和产业化促进等方面，采取一揽子政策促进再生能源产业的发展。

# 五、调度机制的国际经验

## （一）在更大区域内调度是减小电网影响和接入成本的优化选择

在更大或的区域或市场内进行风电调度有利于提高全国电力市场消纳风电的综合能力。首先，更大的平衡区域有更多的能力接受风电，因为它可以有更多的发电资源提供辅助服务。另外，更大的平衡区域有地理分散的优势，可以平滑风电出力的变化。据欧洲风能理事会(EWEA,2009)2009年2月公布的风电交易研究项目(Trade Wind)研究报告<sup>44</sup>，在整个欧盟范围内跨国调度和交易风电将显著提高总体风电消纳能力。该报告对2020年欧盟2亿风电装机情景的风电出力概率分析显示，如果在欧盟范围内通过跨国电网进行大范围风电调度，可以使平均风电容量可信度(capacity credit)从各国独立调度消纳风电时的7%增加到14%。现在美国大约有140个平衡区域。每个平衡区域在区域内自己调节负荷和发电的平衡，并满足NERC 的

---

<sup>44</sup>资料来源：EWEA. Integrating Wind: Developing Europe's power market for the large-scale integration of wind power. TradeWind Project. 2009.02

要求。在2004年，明尼苏达州最大的电力公司 XcelEnergy 研究了15%的风电渗透率(相当于12%的电量)，对于单个控制区域，估计风电的接入成本为 \$4.60/MWh；2006年在该州所有的控制区域内进行接入研究，风电的渗透率相当于25%的电量，接入成本却是\$4.41/MWh。2006年纽约州的独立分析也表明，在单个平衡区域比在州内平衡，1小时的、5分钟的和6秒的变动都更大<sup>45</sup>。

## （二）成立可再生能源电力控制中心

为了实现最大程度吸纳风电的同时，确保电力系统的安全稳定运行，2006年6月西班牙电网公司 REE 在其调度控制中心下专门成立了世界上第一个可再生能源电力控制中心(CECRE)，负责对全国可再生能源发电进行调度控制。西班牙法律要求风力发电公司必须成立实时控制中心，所有装机容量在1万千瓦以上的风电场的实时控制中心必须与 CECRE 直接互联。这些控制中心负责每12秒向 CECRE 上报有功功率、无功功率、电压、温度、风速等风电场运行数据，并根据 CECRE 的调度指令，调节风电出力，在15分钟内达到相关要求。为了维持系统稳定，在某些特定情况下，有权切除部分风电或要求风电场降出力运行。

CECRE 的关键部分是风力发电预测系统。该预测系统由三部分组成：风电场数据库、基于自适应时间序列的预测算法、预测组合模块。西班牙电力法规定，风电场必须对其发电量做出预测，并上报电网公司。当预测与实际所发电力相差超过20%时，风电场要向电网公司缴纳罚款，相差越大则罚款数目也越大。目前，西班牙已经能够将48小时内的预测误差控制在30%以内(平均误差不超过20%)、24小时内预测误差控制在15%以内(平均误差不超过10%)，在该领域处于世界领先地位。

## （三）更多利用市场机制决定风电上网电量

近年来，在实现风电的初步规模化发展后，一些国家(特别是风能资源潜力大且分布集中的欧美国家)开始探讨利用更多市场机制解决大规模风电进入电力系统之后与电力调度相关的问题。优惠政策并不意味着风电企业必须免于电力市场竞争。例如，加拿大阿尔伯特省电力运行机构(AESO)于2007年9月开始在风电领域引入市场运行框架；在该市场运行框架下，政府不再直接规定风电装机上限(90万千瓦)，而是把风电纳入自由竞争电力市场，对风电上网电量和价格申报 (offer)进行相对经济性评价、负荷分配和出力管理(限制出力或出力变化率，甚至要求完全弃风)，更多利用市场机制决定风电上网电量 (罗旭，马克，2011)。

北欧电力市场与风电比较相关的是现货市场、日内市场与平衡市场。日内市场的目标是为发电商和配电商建立一个可以在尽可能接近电力传输时段的时间段内交易的市场，允许市场参与者在现货市场成交结果公布后，可以交易每小时的电力合

---

<sup>45</sup> 资料来源：国家发改委能源研究所，中国大规模可再生能源发电并网的保障政策研究报告，2010.10，46.

同。北欧电力市场中，风电已参与丹麦现货市场交易，风电企业收益由现货市场价格确定。此外，风电企业还可以在日内市场上交易超过或低于预测值的电能。

新西兰电力市场包括现货市场、双边合同交易、备用市场。风电可直接参与电力市场与其他类型机组竞争，主要是参与市场基荷电量竞争。报价截止前2h还可变更申报数据，因此风电机组可以根据最新的预测结果变更申报的出力数据，称为“2h规则”（徐玮等，2010）。上述市场机制有利地促进了这些国家可再生能源的增长。

#### （四）对中国的启示

中国可再生能源分布不均衡，可再生能源集中地区往往电力负荷相对较低（例如，东北地区、西北地区），因此，实现可再生能源在更大区域内的调度有利于对于提高全国可再生能源的消纳能力具有重要意义。国际经验也表明在更大的平衡区域进行电力调度可以增加电网接纳可再生能源电力的能力，因为这样可以提高辅助服务的充裕度，还可以平滑可再生能源出力的变化。

同时国际经验还表明，成立可再生能源电力控制中心，对于加强市政与可再生能源领域的交流、实现最大程度吸纳可再生能源也具有重要促进作用。此外，中国普遍使用的电量计划的行政调控方式几乎不反映供求关系，也与电力市场中优胜劣汰、能者多劳的规律相违背。建立适应市场竞争与可再生能源大力发展形势的市场机制，对有效解决计划电量的刚性约束与促进可再生能源发电等发展系统灵活性需求之间的矛盾，以及电力系统内各类不同的发电资源之间的利益冲突具有重要作用。

## 六、电力系统平衡机制的国际经验

### （一）西班牙经验

西班牙的风能资源具有高度的波动性。例如，2010年2月24日，最大出力是1291.6万千瓦，2009年6月3日，最小出力是16.4万千瓦。通常情况下，风电出力的高峰在夜间，所以在夏季的早晨需要增加常规电源的出力。

由于电压骤降，西班牙供电公司 Red Electrica de Etitlea(REE) 发生过风电大面积脱网事故。因此，从2005年开始，REE一直在对电压和风机状态进行监测。西班牙建立起了一套运行程序，将其作为西班牙电网导则的一部分，规定了在哪些条件下风机必须保持联网，在电网出现事故时能够成功穿越。从2008年1月1日开始，所有新建风力发电设备必须满足这项规定。现有风电场已经经过必要的技术改造达到了要求，目前只剩下100-150万千瓦的风电装机有待改造。这些举措使得电网公司有能力采取措施防止发电设备大面积脱网。

常规电源的电压控制通常在变电站，但这不能满足大规模可再生能源并网的需要。REE建立了一项制度，激励可再生能源发电提供无功功率。REE按照功率因数，制定了奖励或惩罚方法。电网运营商可以发布说明，修改功率因数设置。从



2009年4月1日开始，发电机组的功率因数要求设置在0.98到0.99之间，以消除电压的突然波动并避免高电压。REE认为最终的解决方案是所有超过1万千瓦的发电机组都需要具备电力控制能力。REE要求所有装机超过1万千瓦的机组，具有实时远距离测量和电力控制能力，并能够接收指令，按指令采取行动后及时反馈。

此外，西班牙拥有过剩的发电能力来平衡风电等的波动性，主要是采用联合循环燃气机组。联合循环燃气机组主要是从2001年以后发展起来的，1984-1997年，西班牙共建成9个燃气电厂，总装机400万千瓦。西班牙的市场自由化、备用容量紧张、需求强劲增长以及有吸引力的天然气价格使得从2001年开始，联合循环燃气电厂投资力度加大。他们希望用这些联合循环燃气机组大量取代燃油调峰电源和煤炭发电机组。联合循环机组具有较低的投资成本，审批程序简单，并且燃料与煤炭相比更具竞争力。然而，煤炭并没有被完全取代，主要原因是天然气价格上升，使煤炭维持竞争力。2009年，新的天然气产能大幅增长，低廉的天然气价格使得联合循环燃气机组恢复竞争力。

2010年，西班牙有400万千瓦的抽水蓄能电站，但没有其他的电力储能设施或需求侧响应方案，以平衡风电和太阳能的波动性。因此，除了抽水蓄能，西班牙必须调节水电出力或迫使部分火电处于旋转备用状态(主要是联合循环燃气机组)。这是非常高效的调峰方法。例如，在2010年3月3日，高峰时段有27台联合循环机组在运行，低谷时段只有1台在运行。

此外，西班牙光伏发电、风电、水电以及其它可再生能源的发电量都有所增加，满足西班牙超42%的用电需求<sup>46</sup>。太阳能光热发电与夏季用电高峰具有正相关性。在冬季，熔融盐储能(或与天然气发电联合运行)将能满足高峰负荷需求。多种不同波动特性的可再生能源相互匹配有助于电力系统的平衡(图3-6)。

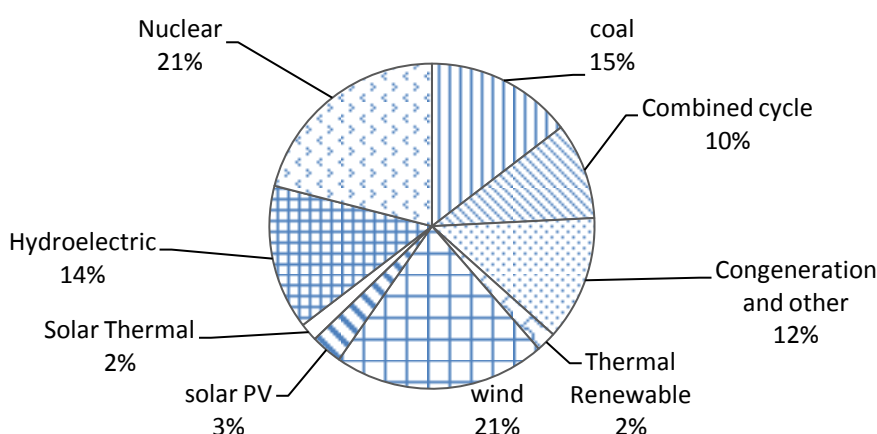


图 3-6: 2013 年西班牙电源结构

资料来源: <http://www.solarzoom.com/article-43100-1.html>

<sup>46</sup> 资料来源: 报告: 2013 年西班牙 PV 与 CSP 占总发电量比例 4.9%, 2013, 12, 27.

<http://www.solarzoom.com/article-43100-1.html>

## （二）国际能源署(IEA)总结的经验

2011年5月，国际能源署(IEA)发布了《波动性可再生能源管理(Harnessing Variable Renewables: a Guide to the Balancing Challenge)》研究报告。该报告深入探讨了大规模波动性电源接入系统后电力系统的平衡问题。该报告介绍了如何评估基于目前配置的电力系统接纳波动性可再生能源的潜力的灵活性评估(FAST)方法，并运用灵活性评估方法分析8个不同案例，8个领域都具有平衡大规模波动可再生能源并网的技术能力。日本波动性可再生能源潜在利用比例最低，为19%，丹麦最高，为63%，其他包括英伦三岛(英国和爱尔兰)为31%，伊比利亚半岛(西班牙和葡萄牙)为27%，墨西哥为29%，北欧电力市场(丹麦、芬兰、挪威和瑞典)为48%，美国西部互联为45%，以及加拿大东部地区新不伦瑞克电网运营商(NBSO)为37%。

通过案例分析，该报告给出如下大规模可再生能源的电力系统平衡机制方面的国际经验。

### 1、用于平衡系统的灵活资源的可用性受限于电力系统属性

案例分析表明，次优的电网强度和市場设计是影响波动性可再生能源潜在利用比例最重要的因素(电网运行技术和许多其他具体因素也是影响因素)。

### 2、部分现有输电网的弱点可能导致需求侧和波动性可再生能源灵活性的暂时不匹配

这些弱点可能存在多种原因，但经常出现在大型电力系统不同平衡区的边界。此外，波动性可再生能源电厂，特别是陆上风电，可能远离负荷中心，风电场所在地风能资源丰富，但电网相对薄弱。研究表明，应当立即对这些薄弱的电网进行改造。电网改造时间可能很长，特别是如果需要新建输电线路，可能遭到来自当地社区的反对。如果对环境的影响可以忽略，可通过先进电网技术和运行技术来加强电网薄弱部分的输送容量。

### 3、市场规则应进行适当调整，以便充分灵活的电源能够及时做出反应，协助实现系统平衡

电力市场应建立机制，使供应侧和需求侧的灵活资源充分反应。电力交易通常是通过长期双边合同和日常交易相结合的模式。如果市场严重依赖于长期双边合同，将更难平衡波动性和不确定性，因为合同有效地“锁定”(有时提前个月)潜在资源应对动态变化的波动性需求。与此相反，交易时间和运营时间越接近(指电力生产和消费的时间)，灵活电源就越能自由地应对波动性需求。

### 4、市场上的经济激励程度将决定实际响应的灵活电源的比例

灵活电源运营商，特别是中等灵活电源或基荷电源运营商，还需要浮动电价之外的额外激励，以全面提高其供应市场的灵活性。虽然联合循环燃气电站(CCGT)在技术上能够向下调节5万千瓦，但在实际中未必会这样做，因为更频繁的启停和

调节增加了电站的损耗，额外的维护成本，并可能对收益产生负面影响。同样，如果电站提供的辅助服务的代价超过其获得的补偿，需求侧响应也难以发挥作用。

目前，一些电力市场为灵活电源提供了激励措施。采用平衡市场机制，例如在北欧和伊比利亚电力市场，更灵活的发电厂如果参与调峰，则可以获得比现货市场更高的价格。电网运营商也可以和电厂签订合同提供(通常是小时内或小时级)备用容量，应对不确定的平衡需求。

5、波动性可再生能源出力的准确预测、更加活跃的电力交易和电网运营规划，能够更高效利用灵活电源

波动性可再生能源出力的定期预测是市场确定灵活性需求的重要依据。在“关闸”时(即投标和电力市场关闭时)，发电商致力于提供固定量的电力。在此之后，电网运营商来平衡承诺交付的和实际传输的灵活电源，灵活电源作为备用正是这个目的。在许多市场，“关闸”发生在实际传输前一天(可能意味着 36 小时或更多时间)。然而，如果关闸仅提前 1 小时，甚至在 1 小时内，发电商能够根据最新预测更新日前供应。电网运营商应使用最好的预测工具预测波动可再生能源出力，并在系统运行规划中考虑这些预测结果。

6、要增加电网容纳风电的能力，精确的功率预测是有效手段

电力系统必须随时保持有功功率的平衡，风电的波动只能通过常规发电机组的功率调节来平衡，而风电功率预测是目前降低风电波动对电力系统功率平衡影响的最有效手段。随着接入电网风电容量的增加，目前在欧洲、美国和加拿大风电功率预测系统已成为电力系统的一个组成部分，它对于电力系统的调度运行、电网安全稳定、提高电网接纳风电的能力具有重要的意义。系统内风电功率预测的不确定性(预测误差)增加了系统应增加的调峰容量需求，因此提高风电功率预测系统的预测精度可以有效地减少由于风电接入对系统调峰机组容量的增量需求，具有重大的经济意义，风电功率预测是解决风电接入后电网调峰问题的首选技术手段。

西班牙实现大规模风电接入的经验表明，精确风电功率预测可以有效增加电网容纳风电能力。西班牙目前已经能够达到提前48小时误差控制在30%以内(平均误差不超过20%)、提前24小时误差控制在15%以内(平均误差不超过10%)的水平。

7、政策制定者应当采取行动消除限制灵活电源波动性的(不必要)障碍

日前波动性可再生能源的监管措施可能限制用于平衡的特定灵活电源的使用。例如，核电站虽然在技术上具有一定的调节能力，但由于历史和体制的原因(以及经济的)，不能够实际担任此项任务。常规水电站由于季节限制可能不可用。政策制定者应当评估是否能够改革监管机制，以在不对原有目标产生负面影响的情况下促进平衡。

8、在更大电力市场和广泛分布的波动性可再生能源对灵活性有更低要求

波动性可再生能源电厂不在同一刻启停，在一段时间内出力上下变化。尽管如此，极端情况例如风暴确有可能发生，所以有合适的灵活电源来满足极端情况是至关重要的。

9、波动性可再生能源在较大范围的分散分布能够增加互补性，其出力比集中分布的电厂更平滑

如果是不同的波动性可再生能源类型(如太阳能和风能)，互补性将更强，平滑效果将更明显。更广泛的地理分布也将降低预测的不确定性。这样就增加了基荷电厂的价值，其较慢的调节速度将不再成为辅助服务的障碍。

10、通过扩大地理分布和提高灵活电源比例可以平滑平衡区出力

电力系统单个平衡区的独立运营以及邻近电力系统的独立运营不利于优化灵活电源使用。如果邻近地区分别平衡，在一个地区波动可再生能源出力可能增加，而另一个地区则降低。如果在平衡时间框架中进行区域合作，相反或滞后的出力变化将互补，从而平滑波动性可再生能源整体出力。如果合并区域的灵活电源超过需求，波动性可再生能源潜在利用比例将会增加。

11、在优化现有灵活电源可用性的情况下，昂贵的新增灵活电源装机是最后才应考虑的手段

系统规划人员首先应确定基于现有灵活电源的波动性可再生能源潜在利用比例。如果这一比例低于波动性可再生能源的发展目标，则必须规划新的灵活电源部署。增加四类灵活资源的具体成本应被仔细评估：增加需求侧响应可能比新增电厂更具成本效益。新建可调度电厂以应对需求增长或替代退役电厂，可能更有助于提供灵活服务。我们需要的是增加灵活电源装机比例，而不是增加装机容量本身。

### (三) 对中国的启示

1、波动性可再生能源的平衡挑战不是不可逾越的

灵活电源的可用性取决于两个关键因素：一是及时有效的电网建设和智能化投资，二是充分体现辅助服务价值和具有良好预测性的市场机制。因此，目前应该尤其注重电网建设，并尽快建立电力辅助服务市场，这样，即使是短期内，中国更多可再生能源并网发电也是有可能实现的。

2、市场设计需要反映系统对用于平衡的电厂的持续需求

目前，拥有较大波动性可再生能源装机比例的区域(如北欧电力市场)，当风电发电量较大时，电力价格较低，因为这种低成本电力代替了(高成本)化石能源电厂。除非给予补偿，否则化石能源电厂将减少收益，因为其以低于规划的时间运行。此外，为应对波动的净负荷增加而对化石能源电厂采取启停，这使得机组损耗加大，经济性降低，并且可能提前退役。市场设计需要反映系统对用于平衡的电厂的持续需求。需要研究市场机制设计，使现有的中等灵活电厂的运营保持经济性，以防止波动性可再生能源比例增加后灵活电源的潜在短缺。

### 3、足够的经济激励必须体现在增加电力系统灵活性的投资上

国际经验表明,为了保障可再生能源出力水平不断增加情形下的电力系统平衡能力,应该在增加电力系统灵活性方面增加投资。主要包括:增加抽水蓄能电站的建设;增加燃气机组发电比例;调整市场规则或调度规则,能够及时地应对可再生能源出力变化情况;增加电力交易和电网运营规划的灵活性;通过电力需求侧管理方面的投资进一步增加电力系统的灵活性。

### 4、提高风电场的技术进步水平

提高风电场的技术进步水平对保证电力系统平衡具有重要意义。提高风电场的技术进步水平主要包括:风机在特殊条件下必须保持联网,以及在电网出现事故时能够成功穿越;一定规模以上的发电机组应该具备电力控制能力,并能够接收调度中心指令,按指令采取行动后及时反馈等。

## 七、发电预测机制的国际经验

### (一) 欧美国家风电预测预报机制

20世纪90年代初期,欧洲国家就已经开始研发风能预测预报系统并应用于预报服务。预报技术多采用中期天气预报模式嵌套高分辨率有限区域模式(或嵌套更高分辨率的局部区域模式)和发电量模式对风电场发电量进行预报,如丹麦Risoe实验室开发的Prediktor预报系统已应用于丹麦、西班牙、爱尔兰和德国的短期风能预报业务,同时丹麦技术大学开发的WPPT(wind power prediction tool)也用于欧洲地区的风能预报。

90年代中期以后,美国True Wind Solution公司研发的风能预报软件eWind是由高分辨率的中尺度气象数值模型和统计模型构成的预测预报系统,eWind和Prediktor已用于美国加州大型风电场的预报。加拿大风能资源数值评估预报软件West是将中尺度气象模式MC2(mesoscale compressible community)和WAsP(wind atlas analysis and application program)相结合的分辨率为100~200 m的风能图谱并进行预报。目前用于风能预报业务的系统还有德国的Previento和WPMS(wind power management system)等。2002年10月,欧盟委员会资助启动了“为陆地和海上大规模风电场的建设开发下一代风资源预报系统”计划,目标是开发优于现有方法的先进预报模型,重点强调复杂地形和极端气象条件下的预报,同时也发展近海风能预报。

#### 1、风电预测预报的实施模式

风电预测预报的实施模式原则上由风电预测部门决定,随着越来越多的电网或者电力市场采用风电预测预报,目前两类不同的风电预测预报实施模式被广泛采用。

(1) 集中预测。由系统或者市场运营商集中预测所属区域的风电场总出力,而不管是否有风电场的积极参与。这种模式的关键是只使用1个集中的风电预测预报系统,这意味着系统或者市场运营商是预测预报积极的参与者,从而关心预测模

型的使用情况。

(2) 分散预测。要求或者激励风电场预测自身出力，且不规定具体的预测方法。这意味着多个不同的风电预测服务商可以通过竞争为多个风电场客户提供预测服务。理论上，系统或者市场运营商不需了解具体预测方法，可以依靠市场的力量保证预测精度。实际中也存在位于这两种模式之间的变体，比如可以要求分散预测系统具有某些共同的技术参数，或者1个集中预测系统使用多个不同时间尺度或覆盖区域的预测模型。这两种模式也可以同时实行，比如系统或市场运营商既要求风电场进行分散预测，也同时进行自己的集中预测。

## 2、风电预测实施模式的关键特征

表3-18总结了一些国家风电预测实施模式的关键特征，包括：预测实施是市场驱动还是电网要求；预测模式是集中预测还是分散预测；预测模型的选择方式是基于试验还是基于共同研究。

表 3-18： 风电预测实施模式的对比

项目	实施模式		实施驱动		预测模型选择方式
	集中	分散	市场	电网	
美国加州电网	是	-	是	-	竞争性实验
丹麦Elantra 电网	是	-	是	是	共同研究
德国E.ON电网	是	有限	是	有限	共同研究
德国EnBW电网	是	有限	是	-	非正式评估
德国RWE电网	是	有限	是	否	非正式评估
西班牙电网	是	是	是	是	<b>REE</b> : 共同研究 风电场: 招标和实验
爱尔兰电网	是	有限	有限	是	<b>ESBNG</b> : 共同研究 风电场: 招标
英国电网	-	有限	有限	-	招标

## 3、典型的风电预测预报机制

按照是否要求风电场提供风电预测预报，可以将风电预测预报机制分为风电场强制预测预报、风电场自愿预测预报和风电场无要求预测预报三类。

### (1) 风电场强制预测预报

风电场强制预测预报主要以爱尔兰、西班牙、美国新墨西哥PNM电网和德州ERCOT电网为代表。目前，爱尔兰电网总装机容量为7 000 MW，与外界互联容量仅为450 MW，而风电装机达700 MW，即风电在整个电网的比重为10%，风电对爱尔兰电网安全、稳定运行影响很大。爱尔兰积极参与欧盟的风电预测预报研究工作，安装了欧洲的MoreCare 预测预报系统，并主持了Anemos风电预测项目。爱尔兰最新的风电并网规程要求超过30 MW的风电场必须提供预测预报。2007年实施的市场

交易规则为风电上网提供两种选择，按照一般的市场价格享受优先调度权或者参与市场竞价，前者免除预测误差过大导致的罚款，后者承受罚款。

从2004年3月起，西班牙颁布新的皇家法令为风电提供了两种电价机制：①以固定电价将风电卖给配电公司；②通过电力市场代理商在电力市场出售风电。这两种电价机制对应风电场不同的预测责任：①选择固定电价的风电场要求从2005年1月开始至少提前30 h预测自身每小时的风电出力，并将预测结果发送给配电公司，预测结果可以不断进行调整直到日内市场关闭前1 h；②对参与电力市场的风电场，由于市场代理商必须在10点前提交最终的发电计划，因此目前风电预测要求在每天的早上10点前完成，预测的具体要求可以与市场代理商沟通。不管选择哪种电价机制，如果没有遵守发电计划，所有装机容量大于10 MW的风电场将被罚款。对于选择固定电价机制的风电场，如果预测偏差超过20%，将会被罚款；对于参与电力市场的风电场，预测偏差的罚款将在每个购电协议中考虑，或者通过市场代理商进行总体协商。

美国新墨西哥PNM电网在购电协议中要求风电场必须提供日前每小时预测结果和超短期预测结果；德州ERCOT 电网根据合格调度实体(qualified scheduling entities, QSE)的规定，通过并网协议或者购电协议要求风电场提供日前预测结果。如果预测误差超过发电计划的50%，风电场按照边际出清价格接受罚款。

## (2) 风电场自愿预测预报

美国加州电力系统运营商CAISO是美国首个使用风电预测系统的系统运营商，CAISO 在2004年将风电场自愿预测预报作为间歇能源参与计划的一部分引入了加州电网。CAISO区域内的风电可以选择两种上网发电模式，CAISO可以可避免成本收购风电或者风电参与电力市场竞价。由于可避免成本定价在未来存在很大的不确定性，因此越来越多的风电场运营商倾向参与电力市场竞价，而风电的属性不适合电力交易机制对发电计划准确性的严格要求。为了解决这个问题，CAISO实施了基于风电场自愿参加基础上的间歇性能源参与项目，为风电场提供集中预测预报服务。

经过严格的对比试验，CAISO选择TrueWind 公司作为风电预测服务的供应商。如果风电业主愿意向CAISO缴纳少量的年费(2005年的费用标准为0.1美元/(MW h))加入该集中风电预测计划，那么风电场的风电功率预测信息将由CAISO提供，并且允许较高的风电预测误差；否则，风电业主只能自己进行风电预测，并且被允许较小的风电预测误差(不加入间歇资源参与计划的风电场按每10 min的不平衡电量结算；而加入计划的风电场按月度不平衡电力结算，大部分预测误差都可以在1个月内相互抵消)。为了激励风电预测服务供应商不断努力提高预测精度，CAISO与TrueWind公司签署了处罚和奖励协议。协议规定：如果每月的平均绝对误差(mean absolute error, MAE)大于风电装机容量的12%，或者每月电力生产偏差大于实际产量的0.6%，TrueWind公司将被处以罚款；如果MAE小于风电装机容量的10%，或

者每月电力生产偏差小于实际产量的0.1%，TrueWind 公司将被给予奖励。有关报告显示，风电场向CAISO缴纳的年费过少，致使这些年费不能完全抵消购买预测服务的费用，新的计费办法将会出台。

### (3) 风电场无要求预测预报

德国、丹麦等国家目前的可再生能源法赋予风电优先上网权，系统运营商没有在并网协议和购电协议中规定风电场的预测预报义务，并且没有安排风电参与市场竞争，因此风电预测主要由系统运营商承担，风电场业主不需要进行风电预测。这些国家的风电需要在更大的范围内跨境消纳，大规模的风电交易促使这些国家的系统运营商致力于风电预测预报性能的提升。

## (二) 对中国的启示

### 1、风电预测模式

中国风电资源比较集中，因此具备集中预测的条件。同时，中国的电力调度网络是世界上最先进的调度网络之一，风电场与电网调度部门之间通讯设施同样处于世界领先地位。因此，硬件设施不是阻碍中国进行风电预测预报的障碍，反而电网公司具有很好的条件进行集中预测预报。

另一方面，中国风电也具备进行分散预测的特点。中国大部分新建风电场规模较大，接入电压等级较高，而规划的7个10GW级风电基地最大化地体现了这种集群化开发的思路。风电场装机容量大意味着分散预测预报的单位容量成本很低，风电场接入电压等级高意味着风电场数据采集与监控系统安装的必要性强，因此，以风电场为单位的分散预测对于新建的大型风电场也比较适用。但是，中国进行分散预测预报的弱点也很明显，风电预测预报技术的落后和预测预报服务供应商的缺乏使得风电预测预报服务没有形成可供风电场广泛选择的预测服务供应市场。这在一定程度上也限制了中国风电场直接从市场上购买风电预测预报服务的可行性。

### 2、技术准备

随着电力市场改革的不断推进，风电可能面临着不得不进入市场竞争的处境，履行供电合同的压力将对风电预测的精度提出更高的要求。因此，应提早进行风电预测预报的相关技术准备工作。甘肃省气象局气象服务中心已于2012年6月正式启动该省风电天气预报，并在全国气象部门研发并投用了第一套为风电企业服务的风功率预测预报集约化系统。截至2013年3月，这一预报系统已在风电场取得良好效果，并受到风力发电企业好评，目前该预报服务，已经覆盖该省主要风电场发电、并网需要<sup>47</sup>。

---

<sup>47</sup>甘肃开展风电天气预报，研发系统为全国首套，中电新闻网，2013-03-26.



## 八、可再生能源证书交易机制

可再生能源证书是一种可以在市场上交易的能源商品，由专门的认证机构给可再生能源产生的每 1000kWh 电力颁发一个专有的号码证明其有效性，代表了使用可再生能源发电对环境的价值，因此，证书可以与其产生的电力本身分开交易。

### （一）美国经验

到目前为止，美国绝大多数实行配额制政策的州均建立了可再生能源证书(REC)交易系统，保证了资源贫乏地区的公用事业单位可通过购买可再生能源资源丰富地区提供的绿色证书来履行可再生能源配额义务。本文以德克萨斯州(以下称德州)为例来总结美国绿色证书交易系统。

#### 1、证书认证

发电商每生产1MWh的可再生能源电力相当于1个REC，每一季度通过项目管理员对证书进行认证，认证工作主要是检查证书标识的内容是否符合实际情况。德州绿色证书的设计非常简洁，主要标识以下内容：发电设备、用来发电的可再生能源类型、发电年份和季度、该发电设备以MWh为单位的发电量等。

#### 2、证书交易

发电商生产的可再生能源电力可通过可再生能源证书进行交易，交易范围可在全州范围内进行。证书的上限价格由德州公用事业委员会(The Public Utility Commission of Texas, PUCT)设定。如零售商未能到期供应规定的可再生能源电量，将受到50美元 / MWh的处罚。为鼓励除风电以外的可再生能源的发展，还规定1MWh非风电的可再生能源电力相当于两个RECs。

#### 3、监管机构

德州电力可靠性协会(ERCOT)作为REC管理者，负责对证书交易进行全过程监管，包括参与方的登记认证、REC的分配和管理、记录REC的生产、销售、转让、购买和到期情况，发表项目年度报告等。电力零售商和发电商需定期向项目管理员汇报其可再生能源发电量，所有的证书交易都必须通过ERCOT登记才能生效。

#### 4、证书弹性机制

德州的证书弹性机制包括：规定义务补足或者调和期，时间一般为三个月。凡在这段时期内未达到配额义务的义务承担者可购买证书。已完成配额义务并还有证书剩余的可以出售。允许进行证书储蓄(即通过允许有效期延后一至两年来降低零售商风险和提高规模经济性)和赤字储蓄(即允许零售商弥补其证书亏空的时间延后一至数年)。弹性机制保证了义务承担主体能有机会选择以较低成本方式来完成义务。

#### 5、管理考核

德州公用事业监管法规定，对未完成配额义务的义务主体进行严厉的行政处罚，

即每千瓦时将处以不高于5美分或者在义务期内可再生能源证书交易平均价格200%的罚款，允许义务承担主体选择其中价格较低的处罚措施。一般来说，上缴的罚款都远远高于正常履行义务付出的成本。

## 6、效果评估

对德州证书交易系统的效果评价存在差异。一些评论认为，由于德州风力发电量规模较大，使该州一直超前完成目标，2005年就已完成了2009年的目标，2007年超额完成了2015年的目标，在2009年达到了2025年1000万kW的目标，使得德州成为美国风力发电装机容量最多的州，其占全国风电装机总量的8%。但也有分析认为，REC其实并未对德州可再生能源的发展起到太多促进作用，其价格也从未超过1美元/MWh，反而是联邦推行的可再生能源生产税抵扣政策成为可再生能源投资的主要推动力。同时，德州的证书交易系统也未能解决可再生能源发电上网消纳的问题。虽然风力发电在德州发展异常迅猛，但是电力传输问题一直是德州进一步开发可再生能源的主要瓶颈。由于部分地区生产的风电已高于电网的传输能力，ERCOT不得不缩减风电装机容量。但无论如何，绿色证书在德州可再生能源发展中发挥的作用是不容否定的。

## （二）英国经验

为实现国家可再生能源的发展目标，英国从2002年开始实施可再生能源义务(The Renewable Obligation, RO)制度，同时引入了绿色证书交易机制，旨在通过建立绿色证书交易系统来提高市场分配效率，降低可再生能源生产成本。

### 1、证书发放

自2009年4月1日起，英国开始根据不同技术的成本差异分别发放不同数量的可再生能源义务证书，在一定程度上促进了个别尚未成熟技术的发展。2011年，英国燃气和电力市场监管办公室(OFGEM)公布了《可再生能源义务：发电商指南》，明确规定陆上风力发电企业每提供1MWh电力将得到1张可再生能源义务证书(ROC)。同等条件下，海上风力发电企业可得到2张ROCs，农作物发电企业可得到2张ROCS，沼气发电企业可得到0.5张ROCS，垃圾填埋气体发电企业可得到0.25张ROCS。所有微型发电商(申报净容量在50kW以下)无论采用何种技术，每生产1MWh电力都可得到2张ROCs。

### 2、证书交易

发电商每发出1MWh的可再生能源电力，监管机构将发给其相应数量的ROC。发电商将生产的可再生能源电力出售给供电商的同时，也提供同等数量的ROC。最后，供电商按照规定设立年度可再生能源比例，把规定数量的ROC交回到OFGEM，从而完成ROC的整个循环。为促进供电商制定更高的可再生能源发电目标，ROC证书制度规定，证书的有效期为两年，即第一年多余的ROC可以用于下一年度继续使用。

### 3、考核与监管

供电商在每年9月1日前上交规定比例的ROC,如未能达到电力监管机构的规定,则会受到相应数额的罚款。未完成ROC制度规定的供电商可以在9月1日至10月31日期间补交ROC或按照买断价格支付罚款,但需缴纳滞纳金。如年度发电商的ROC仍有剩余,表明可再生能源电力市场处于卖方市场,OFGEM可以收购剩余的ROC,收购价为30英镑/ROC(2002年),这实际上相当于政府为可再生能源证书确定了一个最低价格水平。

英国燃气和电力市场监管办公室(OFGEM)是英国能源领域独立的监管部门,负责整个ROC交易体系的运行和监管,包括ROC的注册、核算、交易,年度目标的确立,供应商完成RO的审核,年度RO资金的分配及对未完成RO供电商的惩罚等。

### 4、效果评估

从2002年到2011年,英国实施可再生能源义务制度以来,各年度义务证书所占供应比例和价格都在提高,为可再生能源配额义务的完成发挥了重要作用。具体情况见表3-19。

表 3-19: 可再生能源义务证书(ROC)所占比例和价格情况

执行时间	供应比例(%)	价格(£/Mwh)	单位有效价格(p/kwh)
2002.4.1-2003.3.31	3.0	30.00	0.09
2003.4.1-2004.3.31	4.3	30.51	0.13
2004.4.1-2005.3.31	4.9	31.39	0.15
2005.4.1-2006.3.31	5.5	32.33	0.18
2006.4.1-2007.3.31	6.7	33.24	0.22
2007.4.1-2008.3.31	7.9	34.30	0.29
2008.4.1-2009.3.31	9.1	35.76	0.33
2009.4.1-2010.3.31	9.7	37.19	0.36
2010.4.1-2011.3.31	11.1	36.99	0.41
2011.4.1-2012.3.31	-	38.69	-

资料来源: [http://en.wikipedia.org/wiki/Renewables\\_Obligation](http://en.wikipedia.org/wiki/Renewables_Obligation)

然而,绿色证书的交易市场也存在较大不稳定性,如果运行不当,可能造成绿色证书的炒作,这与最初降低可再生能源电力生产成本的初衷相悖。可以说,英国RO的不确定性和ROC市场的不稳定性已对可再生能源义务目标的完成效果产生了负面影响,使英国RO的完成率一度在60%左右徘徊。另外,英国能源和气候变化部对燃气与电力市场监管办公室的管理约束力不够,使其职能过多,管理效率不佳。

### (三) 对中国的启示

1、绿色证书系统往往作为配额制政策的重要组成部分。在可再生能源配额制

政策框架下，政府监管部门、电力零售商和可再生能源发电商都是主要的参与方。政府监管部门发布年度可再生能源电力比例，监管制度的运行。电力零售商作为义务主体购买并向政府监管部门提交满足配额要求的绿色证书。合格的可再生能源发电商根据发电量申请并出售绿色证书，同时获得收益。

2、绿色证书交易系统一般都建立在成熟的电力市场基础之上。在成熟的电力市场机制下，上游发电企业和下游的售电企业成为市场化竞争主体，电力调度中心划归政府下属的非盈利机构管理。通过引入绿色证书交易机制，可再生能源发电商除在电力市场上出售电力外，同时还能出售以绿色证书形式表现的环境外部效益，从而为发电企业带来额外的收益。

3、由于国家政体、立法制度、市场条件不同，不同国家在绿色证书交易系统设计上也有所差异。例如美国没有联邦层面的配额政策，因此不同州的绿色证书交易机制在具体操作细节上也有不同，而且证书交易一般仅限于本州的范围之内。英国则采取了义务分级制度。

目前，中国的电力市场和电力管理体制还不能完全适应建立完整意义上的证书交易系统的要求，中国配额制政策的实施还面临与当前实施的电价补贴政策相互协调问题。因此，在中国进行绿色证书交易系统设计时不能简单套用国外的配额交易系统的设计模式。引入绿色证书交易机制应分阶段进行。中国绿色证书交易系统应分绿色证书有限交易和绿色证书自由交易两个阶段，相应地采用有限的绿色证书交易系统运行模式和全面的绿色证书自由交易系统运行模式（任东明，陶冶，2003）。

4、应注重对绿色证书交易系统的管理和评估。

就英国的经验来看，配额制实施中的配套政策也要有相应部门进行有效监管，政府部门、管理机构以及电力公司都要明确自己的职责。例如，政府部门要明确配额制的持续时间、符合条件的能源种类及配额比例、证书最高价格的制定以及管理机构职责的分配，而管理机构应负责制定实现目标的认证规定、奖惩条例、定期汇报配额制实施情况等，电力公司的责任则为完成配额、完成证书交易。需要注意的是，政府制定的各项政策以及监管机构制定的各项条例既要实现协调统一，也要照顾到电力公司的利益诉求。只有各机构之间相互协同作用，不忽视任何一方的职责，才能更好地完成配额制。

## 本章小结

加快开发利用可再生能源已成为国际共识，中国可再生能源产业已进入新的发展阶段，面临更深层次的矛盾和体制机制束缚，必须借鉴国际经验，加强政策引导，创新体制机制，破解产业发展面临的难题，推动可再生能源产业持续健康发展。目前，全球已有 138 个国家制定了相应的政策措施支持可再生能源发展，许多发达国家在政策制定、发展模式等方面积累了丰富的经验。本章首先分析了国际上可再生

能源发展位居前列的一些国家，如美国、欧盟（丹麦、西班牙、荷兰、德国、英国等）、日本、加拿大可再生能源发展的历程和成功经验及失误教训，针对第一和第二章研究发现的中国可再生能源发电中存在的主要体制和机制问题，分别给出这些国家对应的成功经验（也包含一些失误教训），冀望为中国可再生能源发电并网的体制和机制设计提供国际经验借鉴。

本章在机制方面，重点分析了价格机制、财税机制、调度机制、电力系统平衡机制、发电预测机制、可再生能源证书交易机制等六个方面的国际经验。在体制方面，重点分析了监管体制方面的国际经验及对中国的启示。如在电价机制方面，归纳比较了德国固定电价机制、西班牙溢价电价机制、英国招标电价机制、荷兰绿色能源电价的适用范围、实施前提和实施效果，发现不同的价格机制适合于中国不同的发展阶段。固定电价和溢价机制具有易操作、实施效果明显等特点，适合于中国可再生能源电力的初期建设阶段。在调度机制方面的国际经验表明，在更大区域内调度是减小电网影响和接入成本的优化选择；成立可再生能源电力控制中心，负责对全国可再生能源发电进行调度控制，有利于最大程度吸纳风电，并确保电力系统的安全稳定运行等。在监管体制方面，总结国际经验发现，形成有效的电力市场结构是实现有效监管的前提，形成独立的综合能源监管部门是有效监管的关键，第三方的有效参与是有效监管的重要措施，信息的高度透明是有效监管的重要方面，将公共服务业务与竞争性业务分离是有效监管的保障。

## 第四章 电网公司新定位与其发展可再生能源的责任

### 一、电力体制改革背景下电网公司业务结构与收入模式重新定位

#### （一）电力行业改革先行的可能性评估

十八届三中全会确定了全面改革的基本路线，其中很多内容涉及能源领域的改革，当然也包括电力体制改革。虽然没有专门提出电力体制如何改革，但在不同方面对电力体制改革都有所规定。从目前的态势看，电力体制改革有可能率先推进。主要是基于三点考虑。

一是三中全会的论述基本确定了电力体制改革的方向，缺的只是方案。如提出价格改革，“推进水、石油、天然气、电力、交通、电信等领域价格改革，放开竞争性环节价格。政府定价范围主要限定在重要公益事业、公益性服务、网络型自然垄断环节，提高透明度，接受社会监督。”提出结构性改革，“国有资本继续控股经营的自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革，根据不同行业的特点实行网运分开、放开竞争性业务推进公共资源配置市场化”。按这些规定来考虑电力体制改革就很容易达成共识。

二是电力体制改革的条件相对成熟。相比油气领域来讲，电力体制改革有两个比较好的基础性条件，其一是行业已经完成了厂网分开改革，国家在 2002 年制定并部分实施的电力体制改革方案是可行的，如果要推进电力改革，不需要再单搞一套，可在现有方案的基础上调整完善即可，这方面的研究力量也比较强，可很快组织人员进行深入讨论。其二是电力方面的监管也进行了多年探索，比油气早。尽管还有很多制度性因素制约着电力电监管体制的建立，如部门之间的权责安排等，但电力监管方面存在的问题相对明确，我们在多年来还积累了一支有经验的电力领域的监管队伍，在电力行业尽快地实现监管改革是有条件的。

三是电力体制改革可能要推进的一些关键性政策、措施在国际上都有可借鉴的，我们可以在政策和措施层面上也能少走弯路。如对电网公司的收入控制，一些国家提出了成本加成基础上的稳定收益模式，不去控制电价，而是控制收益；一些国家提出了价格控制模式，通过电价的直接控制来控制收益等，我们都可进行考虑参照。关于调度中立，一些国家已组建了独立的调度、交易和财务结构体制，这对我们也有很好的参考价值。关于输配电价的核定，在很多国家都有多年的实践，如要下决心实行输配分开或输配财务独立，核算其成本，制定真实意义上的过网电价并不是很难的事情。

四是对电力体制改革涉及的一些重点问题，各界又有了较新的认识和理解。如关于输配分开的问题，现在看来，输配在结构上实现资产性分离并不是最迫切的改革事项，只要在财务上实现二者的实质性单独核算，就可以达到“核算和控制输配

成本、让售电实现一定程度可竞争、让电网收入模式向特许收入转型”的等多个目的，可等条件成熟时再实现结构性分离。如关于改革的优先项，大家更多地认为电网公司主辅分离、主多分离应尽快启动并能够在较短的时间内实现实质性地改革。这方面改革的滞后导致社会上很多意见，如认为，这是电网公司存在利益转移的主要环节，电网公司向制造等环节无限制地延伸业务链，破坏了公平竞争。关于建立竞争性发电市场，一个可行的办法是从区域开始，这个可在区域性电网公司范围内实现，并可做到互联互通，跨网交易。目前发电侧不存在竞争上网的障碍，电网侧如果其收入模式转过来，竞争上网就容易做到了。要转电网的收入模式，关键是政府要通过规则的调整明确不让电网在售电中获利。

## （二）电力体制改革的思路与内容

中国电力体制改革的总体目标是打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展。构建政府监管下的政企分开、公平竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。电力体制改革的方向可以归纳为厂网分离，主辅分开，输配分开，竞价上网，竞价竞争，公平调度，完善监管。根据三中全会的有关精神，电力体制改革方案可包括以下内容：

（1）建立实时竞争的发电市场，开展竞价上网。电力体制改革进行了十年，至今只是把电厂和电网分开了，但对于发电企业来讲，在上网电价被国家管住的情况下，与电网进行博弈从而得到合理的价格是比较困难的。按照竞价上网的思路，上网电价不再由政府决定，而是主要由数量足够多的发电企业和大用户通过双边合同确定，并在低份额的电量交易中以实时定价的方式相辅助，形成发电市场的竞价上网机制。

（2）推进主辅分离、主多分离。电网公司拥有的输变电业务以外的资产要全部从电网剥离。这有利于电网的专业化运营与管理，也有利于发展电网外的服务市场，有利于营造公平竞争的发展环境。两个分离的推进可与国有企业改革政策的出台相配合，政府和电网要承担更多的改革成本，以减少不良影响，保障社会稳定。

（3）实行输配电和售电的有效分开，将竞争性业务分离出去。现阶段电网公司的可竞争性业务主要在于售电环节，根据三中全会有关电网改革的内容，电网公司下一阶段改革目标包括打破垄断，逐渐放开竞争性业务，完善主要由市场决定价格的机制。这样，与分离发电环节类似，也将售电环节从电网公司的业务中分离出去，而对具有自然垄断特点的输配电网环节实施有效监管，“放开两头，管住中间”，实现电网公司主体“只负责传输电力，不参与买卖电力”的业务模式。

（4）先进行输配业务重组的区域性分离，再进行输配业务的结构性分离。实行区域电网公司模式，在全国划分区域性电力市场。区域电网公司与国家电网公司在资产和业务上分离，国家电网公司拥有全国性的特高压输变电资产，区域电网公司则拥有除此之外的高电压等级的输变电资产，区域性电网公司可包括若干省级电

网公司。这种区域性输配一体的架构可作为过渡性结构安排，在过渡阶段，要尽快实行输配电资产的财务独立核算。在条件成熟时可再进行输配业务的结构性分离。

(5) 推进电价改革，形成由市场主导的电价决定形式。按照电力体制改革的要求，采用分环节电价的方式，实行“三段式电价”。除了在发电环节开展竞价上网之外，在售电环节，对居民和中小工商业者仍实行政府指导价格，引入峰谷电价甚至实时电价，以引导与合理化电力用户的用电行为，待电力体制改革进一步完善后，逐步转向市场定价；在输配电环节，实行政府管制，根据电网公司经营的资产量、输电量、运营成本和提供公共服务以及普遍服务的需要，单独核定其准许收入总量，然后摊入年度输电量，形成直接反映电网公司效率和真实成本的独立输配电价，并对电价采取“成本加成”的监管办法，待条件成熟时采取“价格上限”的监管办法。

(6) 推进主多分离、主辅分离改革。要在已有改革的基础上，进一步推进电网公司的非主业资产的分离改革，要由政府界定电网的业务范围，控制电网公司对非电网业务的投资。实行这项改革的目标，除了让电网业务归位之外，还有助于厘清输配电价。根据国家能源局王俊同志的建议，电网公司的输配电价(度电过网费)中，不应包括可实行市场化竞争性经营机制的设计、施工、修造、设备材料制造等辅业和“三产及多种经营”的成本因素。要控制电网公司与其所属公司之间的不正当利益转移。

### (三) 电网公司的基本定位

根据以上的改革思路，电网公司的业务结构、资产结构、收入模式将发生重大变化，新的电网公司将集中于输电业务和依靠输电获得收入。

(1) 业务结构：先实行主多分离，主辅分离；再实行输配财务独立核算；最后实行输配业务实质性分开。

(2) 资产结构：经营配电、售电业务的公司将逐步从国家电网公司剥离，电网只拥有全国范围内的特高压输变电资产，成立若干区域性电网公司和省级电网公司，分别拥有不同电压等级的输变电资产。国家电网公司可控股区域电网公司。

(3) 收入模式：由购售电价差模式转为准许收入模式，电网不再靠销售电价与上多电价的价差获得收益，而是通过由政府核定的过网费来获得稳定但水平受控的收入。

## 二、电力体制改革情景分析

### (一) 电力体制改革路径中的几种模式

如前文所述，十八届三中全会《决定》的论述基本确定了电力体制改革的方向，缺的只是方案。按照其基本思路，我国电力体制改革将分步推进，最终实现“输、配、售分离”的改革目标模式。在前述改革的基本的路径中，当前有三种可选改革



路径方案，通过逐步推进，最终实现电力体制改革的目标模式。我们认识到，三种不同的改革路径，会形成三种不同的阶段性电力体制环境，对本课题电力所要明确的可再生能源发电发展电网公司责任问题很大影响，因此，在此进行分析。这三种改革的路径方案分别是：一是“网售分开，全国输配一体”；二是“电网分拆，区域输配售一体”；三是“输配分开，省级配售一体”，如图 4-1、4-2、4-3。

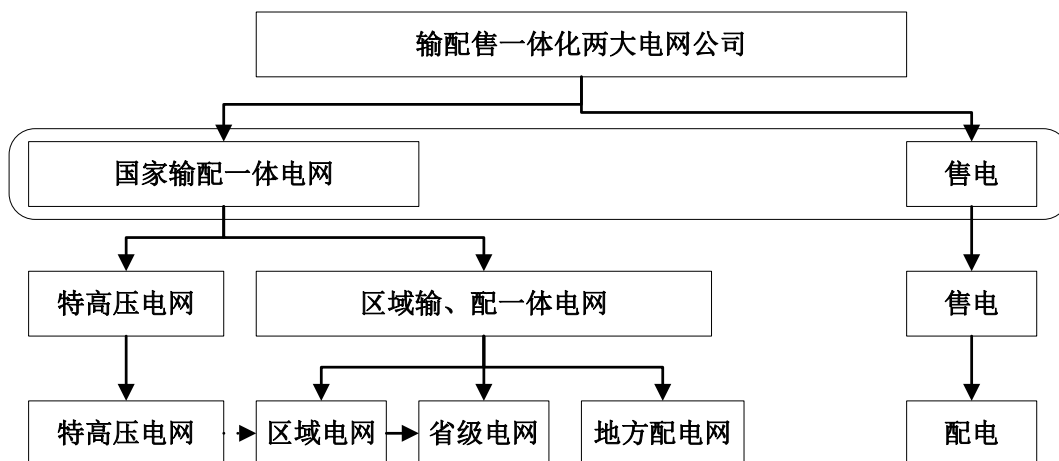


图 4-1 输配售分开电力体制改革路径一：网售分开、输配一体

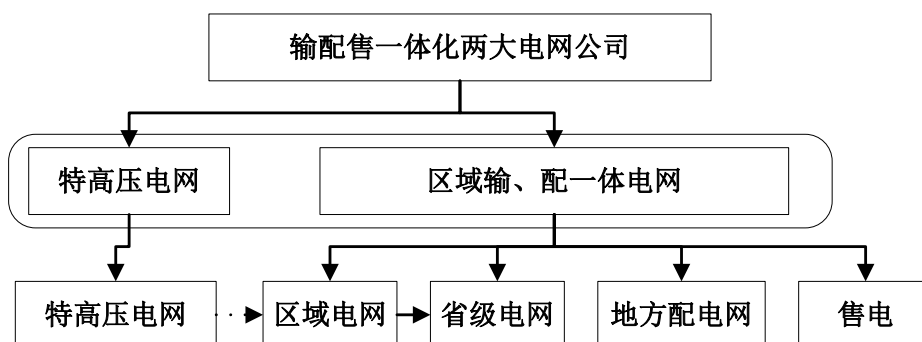


图 4-2 输配售分开电力体制改革路径二：电网分拆，区域输配售一体

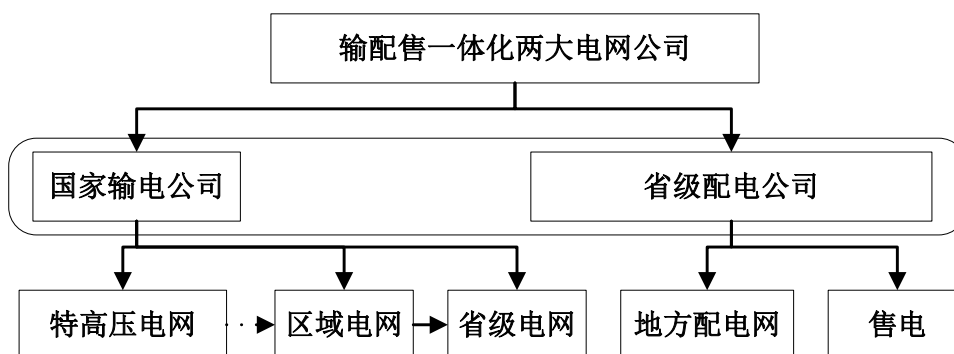


图 4-3 输配售分开电力体制改革路径三：输配分开，省级配售一体

三种不同的改革路径方案，形成了三种阶段性的电力体制模式，在改革的步骤及其具体内容上有着明显的不同，涉及到网售是否分开、输配是否分开、电网是否

拆分，见表 4-2。

表 4-2 电力体制可能模式改革内容比较

改革路径	改革方案	改革内容
1	网售分开	1. 输配电网资产保留在同一电网公司；
	全国输配一体	2. 将售电业务从电网剥离，以区域、省为建制组建独立售电公司，专门负责售电业务，承担普遍服务义务。
2	拆分电网	1. 以跨区输电资产与功能分离出来组建独立的国家输电公司，专门负责
	区域输配售一体	跨区电能输送业务； 2. 参照南方电网公司，组建独立的华东、华中、华北、西北、东北区域电网公司，各省电网资产成为相应区域公司的分/子公司，负责区域内电能输送，承担普遍服务义务。
3	输配分开	1. 重组跨区（省）及省输电资产和功能，组建独立的国家输电公司，负责
	省级配售一体	跨区（省）及省电能输送业务； 2. 以省为单位成立独立配电公司，省政府控股、其他社会资本参股，负责区域内售电业务，可代理从事电能买卖业务，承担普遍服务义务。

除了改革内容区别外，不同改革路径所形成的阶段性电力体制，在运行模式上也有差别。我们也从主观角度评估了不同电力体制模式的改革的效果、成本以及风险，见表 4-3。

表 4-3 电力体制改革可能模式效果、成本和风险比较

阶段性模式	网售分开 全国输配一体	输配分开 省级配售一体	电网分拆 区域输配售一体
市场	独立交易中心	独立交易中心	独立交易中心
调度	调度机构保留在电网，调度管理体系不变	国家输电公司保留区域间、省间调度，省配电公司保留省内调度	国家输电公司负责区域间调度，区域电网公司负责区域内调度
收入	电网收入=输配电价×过网电量 售电收入=购销差价×输送电量	电网收入=输电价格×输送电量 配电收入=大用户直购电（输、配电价×输送电量）+普通用户（=购销差价×输送电量）	国家输电网收入=输电价格×输送电量 区域电网收入=大用户直购电（输、配电价×输送电量）+普通用户（=购销差价×输送电量）
监管	综合监管：行业管理和专业监管职能合一	独立监管：行业管理与专业监管分设	保持现状：调整协调能源管理职能。明确中央和地方的事权

续表 4-3 电力体制改革可能模式效果、成本和风险比较

阶段性的模式	网售分开 全国输配一体	输配分开 省级配售一体	电网分拆 区域输配售一体
效果	中	大	中
成本	中	高	高
风险	小	中	中

## (二) 不同类型电网公司责任

在网售分开、输配分开电力体制下电网公司的可再生能源发电发展责任，电网会不同程度的分开，出现三类电网公司，虽然其都是承担输电功能，但在具体责任上还是存在差别，特别是在发展可再生能源发电责任上区别，具体见表 4-4。

表 4-4 不同类型电网公司承担可再生能源发电发展责任

	国家电网（特高压电网）	区域性及省级输电网	地方性的配电网
一般责任	保障电力供应和设施安全。 加强国内输配电网投资。 履行可再生能源发展的责任 履行环保和节能的职责 普遍服务义务 提供便利的公共服务	区域性电网公司是国家电网的子公司，对辖区内的输变电资产的运营责任。 同时履行国家电网的责任。	除履行上层电网的责任要求外，更直接的责任是辖区内的保供电。
电力规划	根据政府要求，提交全国性的规划，并最终由政府审批发布。	规划的执行单元	规划的执行单元
及时并网	对可再生能源只收过网费	收取过网费，并保障及时并网	更多地分布式并网、离网应用的支持
全额保障性收购	执行国家政策	执行国家政策	执行国家政策
电力调度及辅助服务	支持政府建立电力辅助服务市场	在区域电网公司经营范围内建设独立的电力调度、交易的财务结算机构。	执行单元
电网输电容量建设	保障投资	保障投资	保障投资

目前，电力体制改革不是方案选项的问题，而是改革步骤的问题，因为改革方案基本达成共识。鉴于当前可再生能源发电发展的问题，以及十八届三中全会《决定》执行进展，在电力的“售电侧”实现突破成为可能，可以认为“网售分离，配售

一体”的模式可以作为最近最有可能的电力体制改革情景。

### 三、国资体制改革背景下电网公司功能与经营责任的重新定位

十八届三中全会《决定》提出“完善国有资产管理体制，以管资本为主加强国有资产监管...”；“以规范经营决策、资产保值增值、公平参与竞争、提高企业效率、增强企业活力、承担社会责任为重点，进一步深化国有企业改革”；“准确界定不同国有企业功能...国有资本继续控股经营的自然垄断行业，实行以政企分开、政资分开、特许经营、政府监管为主要内容的改革，根据不同行业特点实行网运分开、放开竞争性业务，推进公共资源配置市场化”；“探索推进国有企业财务预算等重大信息公开”；“完善发展成果考核评价体系，纠正单纯以经济增长速度评定政绩的偏向，加大资源消耗、环境损害、生态效益、产能过剩、科技创新、安全生产、新增债务等指标的权重，更加重视劳动就业、居民收入、社会保障、人民健康状况。”

从上述可以看出，国有资产管理体制改革中有关电网公司的重点在于从“以管企业为主”转向“以管资本为主”，要重新明确电网公司的功能。

#### （一）对电网公司功能进行重新定位，突出其公共服务功能

电网公司作为以提供公共服务为主要任务的国有企业，其资产具有公益性，其功能应当有别于竞争性的国有企业，电网公司应以公共服务为重点，以保障电力供应为基本任务。与公共服务功能不相关的功能与业务，应从电网公司中剥离，也就是要进行公共服务类和竞争类业务的分离，以及主多分离、主辅分离改革

#### （二）建立适应电网公共服务要求的考核体系

将对竞争类企业的考核与对公共服务类企业的考核分开。竞争类企业的考核可基本沿用现有的以保值增值为核心的经济性考核，公共服务类企业的考核由于其资产具有公益性、业务目标公共服务导向，其收入多是受政府控制，收入模式相对单一，对其考核应以其是否完成相应的公益责任为核心。由于不同领域的公共类企业的业务特征、责任与任务差别较大，因此，很难象对竞争性企业那样制定统一的公共类企业考核指标，而更多是一企一制度。对电网的考核更多侧重其在保障供电、成本控制、执行国家能源政策等方面的绩效。

#### （三）可再生能源电力传输业务纳入电网公司公共性业务考核范围

可再生能源电力传输业务具有显著的公共属性，应纳入对电网公司公共性业务考核的范围内。可再生能源发电对环境污染小，有利于经济社会的可持续发展，是国家能源政策调整的重要内容，也是未来世界各国能源发展的新方向，这是其外部性特征，这种外部性收益应由政府买单。同时新能源电力具有能量密度低、带有随机性和间歇性、尚不能商业化储存的特性，这就需要在早期甚至较长的一段时间内，

对新能源电力提供政策支持，特别是财政补贴。由于电网是公共类企业，政府完全可将由政府承担的发展新能源的责任部分地交与电网公司分担，这是由其公共类的功能定位决定的。电网在发展新能源上就不能完全算经济帐。

## 四、新定位下电网公司的责任体系

### （一）欧洲一些国家电网的责任体系与责任机制的借鉴

欧洲可再生能源发电增长速度较快，这与相关的政策和制度密不可分。总体而言，欧洲可再生能源发电很早就开始实现“强制入网、优先购买”等政策，通过制度保障可再生能源发电的实施，明确规定了电网公司的责任与义务。此外，通过对可再生能源发电的补贴政策，确保其经济效果，使得技术层面和经济层面的发展相吻合，从经济激励角度更好地促进可再生能源的发展。

在欧洲可再生能源发电并网的制度安排中，所有的经济主体都承担了相应的责任，政府的责任包括可再生能源发电并网整体制度的设计、实施、平衡、监管，电网公司的责任包括可再生能源电力的接入、购买、输配，可再生能源发电企业的责任包括可再生能源电力的生产、预测、销售等，民众的责任则包括对可再生能源电力的使用和相关成本的支付等。

以公共服务合同以及法律的形式规定电网的责任。根据市场开放和资本开放下政府对公共服务的重新认识，法国在 2003 年专家组呈交经济部的《关于国家股东和国营企业的治理》报告中，明确指出了法国电力的公共服务责任，将执行国家能源政策和履行环保和节能的职责作为其中的两大重要板块，并提出通过与企业签订的严格的公共服务合同完成，确保公共服务事业内容的透明度、活动所需条件以及所提供的公共服务的经济保障。德国政府在 1991 年通过了《电力入网法》，强制要求公共电力公司购买可再生能源发电，电网经营者具有优先购买风电经营者生产的全部风电并给予其合理的价格补偿的义务；在 2000 年颁布的第一部《可再生能源法》中，规定了输电网的义务，包括强制入网义务、就近上网义务、优先购买义务和固定支付电价义务。而英国的电力市场改革将英国电力行业私有化，形成了现在发电、输电、配电、售电完全分开的形式。目前英国国家电网公司只负责电力输送，在电力传输过程中只收取相应的过网费用。

### （二）电网公司责任体系的重新设计

根据国家电网公司的公司章程，目前国家电网公司的职责包含几下 9 个部分：  
（1）执行国家法律、法规和产业政策，在国家宏观调控和行业监管下，以市场需求为导向，依法自主经营。（2）对有关企业的有关国有资产行使出资人权利，对有关企业中由国家投资形成并由国家电网公司拥有的国有资产依法经营、管理和监督，并相应承担保值增值责任。（3）根据国民经济中长期发展规划、国家产业政策、电

力工业发展规划和市场需求，制定并组织实施国家电网公司的发展战略、中长期发展规划、年度计划和重大生产经营决策。受国家有关部门委托，协助制定全国电网发展规划，提出全国电力工业发展规划的建议。(4) 参与投资、建设和经营相关的跨区域输变电和联网工程，近期负责三峡输变电网络工程的建设管理。(5) 负责所辖各区域电网之间的电力交易和调度，处理区域电网公司日常生产中的网间协调问题，实现安全、优质、高效运行。(6) 根据国家法律、法规和有关政策，优化配置生产要素，组织实施重大投资活动，对投入产出效果负责。加快技术创新和科技进步，增强企业竞争力，促进电力工业持续、快速、健康发展。(7) 深化企业改革，加快结构调整，转换企业经营机制，强化内部管理，妥善做好企业重组、精简机构和富余人员分流与再就业工作，维护企业和社会稳定。(8) 指导和加强国家电网公司有关企业思想政治工作和精神文明建设，统一管理国家电网公司的名称、商标、商誉等无形资产，搞好国家电网公司企业文化建设。(9) 承担国务院及有关部门委托的其他工作。

以上 9 个部分的职责体现了国家电网公司“服务党和国家工作大局、服务电力客户、服务发电企业和服务经济社会发展”的宗旨，但是在电力体制改革和国资委改革的条件下，该职责并没有很好地体现出电网公司业务内容和资产职能的全新定位，也没有清楚地表明电网公司对可再生能源电力传输的公共属性。应对电网公司的责任体系进行重新界定。

电网公司更多地强调政治责任、社会责任，这是在现有国资管理体制下作为央企一种很常见，也是可以理解的一种带有表态性的责任承诺。**最大的问题是不能细化，更不能追责。我们需要做的是把虚的承诺明确化、具体化，可考核，可追责。**

新定位下电网公司的责任体系及发展可再生能源的责任包括：

(1) 保障市场竞争环境下的电力供应和电力设施安全。正常情况下，为避免因电力生产设施的问题而影响电网安全，输电网公司必须与其他电力公司保持密切联系，以实现优化检修和保证生产设施的可利用性的目标。应急状态下，国家要求电力系统各单位，特别是电网公司动员本部人员和技术力量，协同配合，组织好应急工作。在政府部门的领导下，各单位的人力物力由应急指挥中心统一调配。

(2) 加强国内输配电网投资。国家制定电力规划，规划中要有电网规划。依据规划，电网公司应确保规划所需的投资。电网公司应定期向国家汇报全国建设计划，协助编制生产多年投资规划。

(3) 执行国家能源政策，履行可再生能源发展的责任。电网公司要通过多项措施（购买可再生电力、参加国家补偿供求平衡的招标项目、促进研究与开发）促进实施国家能源政策的各项目标。对国家确定的可再生能源发展的目标、上网要求等，电网公司应确保实现。由此产生的投资与成本，国家可制定相应的经济补偿政策。

(4) 履行环保和节能的职责。电网公司应承诺将二氧化碳成本及二氧化硫和氮氧化物减排的要求列入生产手段优化与投资计划。有义务帮助客户控制电力需求。开展节能宣传。

(5) 普遍服务义务。国家应具体规定电网应承担的普遍服务义务，如边远地区供电、农业用电优惠、向困难用户提供支持等。

(6) 提供便利的公共服务。为用户提供便利的公共服务包括就近设立公众服务点，保证用户的服务质量等内容。服务方式应多样化，应适应时代的变化，使用户的要求、地方当局的需要与技术进步、经济效率目标同步发展。

## 五、建立公共服务责任的履行机制

### (一) 制定《公共服务合同》

由多个部门联合，共同制定合同。在合同中不仅要有资产及经济方面的要求，更多地要体现如上 6 个方面所规定的公共服务责任。

### (二) 合同的执行与跟踪

可由国家能源局牵头，多个国家机构代表组成的监督委员会，对电网公司的合同执行情况进行跟踪和评价。监督委员会要将结果向国务院报告。

### (三) 建立公共服务的成本补偿机制

履行公共服务的成本从加收税费（公共电力服务税）、管制性售电价和过网费中提取。不同的公共服务项目有不同的补偿机制。

## 本章小结

无论是从电网公司的业务性质定位还是从国资委对电网公司的管理体制上来说，其与可再生能源的发展之间都存在较大的冲突，同时也违背了十八届三中全会《中共中央关于全面深化改革若干重大问题的决定》和《可再生能源法》中的相关规定。在新定位下，电网公司的重新定位应更多地强调其公共服务的属性，体现促进可再生能源发电的责任。

中国电力体制改革的总体目标是打破垄断，引入竞争，提高效率，降低成本，健全电价机制，优化资源配置，促进电力发展。构建政府监管下的政企分开、公开竞争、开放有序、健康发展的电力市场体系。在电力体制改革背景下，应该从三个方面对电网公司进行重新定位：在业务结构上，先实行主多分离，主辅分离，再实行输配财务独立核算，最后实行输配业务实质性分开；在资产结构上，经营配电、售电业务的公司将逐步从国家电网公司剥离，电网只拥有全国范围内的特高压输变电资产，成立若干区域性电网公司和省级电网公司，分别拥有不同电压等级的输变

电资产，国家电网公司控股区域电网公司；在收入模式上，由购售电价差模式转为准许收入模式，电网不再靠销售电价与上多电价的价差获得收益，而是通过由政府核定的过网费来获得稳定但水平受控的收入。

在对电力改革路径模式进行分析与比较的基础上，鉴于当前可再生能源发电发展的问题，以及十八届三中全会《决定》执行进展，在电力的“售电侧”实现突破成为可能，可以认为“网售分开，全国输配一体”的模式可以作为最近最有可能的电力体制改革情景。

在国资委改革背景下，应该将电网公司的可竞争性也无分离出去，突出电网公司的公共服务功能。建立适应电网公共服务要求的考核体系，对电网的考核更多侧重其在保障供电、成本控制、执行国家能源政策等方面的绩效，将可再生能源消纳纳入电网公司公共性业务考核范围

根据电网公司的新定位，将电网公司的责任体系及发展可再生能源的责任明确化和具体化，并使其实现可考核和可追责。新的责任体系包括保障市场竞争环境下的电力供应和电力设施安全；加强国内输配电网投资；执行国家能源政策，履行可再生能源发展的责任；普遍服务义务；提供便利的公共服务等六项责任。

以《公共服务合同》的形式促进电网公司公共服务责任的履行，合同中应体现电网公司在新定位下的六项责任，并由多个国家机构代表组成的监督委员会对电网公司的合同执行情况进行跟踪和评价，并将结果上报国务院。

建立公共服务的成本补偿机制。履行公共服务的成本从加收税费（公共电力服务税）、管制性售电价格和过网费中提取。不同的公共服务项目有不同的补偿机制。



## 第五章 电网公司的所有权监管和行业监管

### 一、电力监管的理论分析

#### （一）电力监管的目标与原则

电力监管的目标与原则是建立在国家政治经济理念基础上的，电力行业作为基础的公用事业行业，更能体现这一点。在西方国家，一般高层政策普遍以公众利益最大化为目标，避免因自然垄断而导致的效率损失和社会福利的降低。从电力行业来看，一般的做法是，在维持行业投资者一定水平的投资回报前提下，保障消费者利益与实现政府的政策目标，即平衡各方利益。

##### 1、消费者利益

消费者的主要利益就是以最小成本获得稳定可靠的电力服务。一般强调的是低价和优质（包括服务质量），但同时也要考虑用户的长期利益，例如过于强调消费者短期低廉的电价会损害电力投资者积极性导致电力供应缺乏长期的稳定性，消费者利益是建立在平衡利益基础上的。

##### 2、投资者权益

投资者权益包括追求利润最大化与公平参与电力市场。监管者的目标是要在投资者追求最大利润和用户追求最低价格之间进行平衡，保护投资者公平参与市场与社会公众总福利的最大化之间的平衡。对于电力行业投资者，除了追求最大利润外，而且还要求保障投资者收入的稳定性和确定性，维护投资者信心。

##### 3、政府政策目标

电力行业作为最为重要的基础公用事业之一，政府必然会有其合法的政策利益，以及可能追求一些具体的政策目标，如降低碳排放、保证电力普遍服务等。监管者的任务之一就是要保证政府能够达到其政策目标，同时又不会对其他各方利益产生不公平的损害。电力监管的目标总的来说，是实现政府在电力行业的长期政策目标，无论是保护消费者利益还是投资者利益。随着经济、社会、科技与环境的改变，政府也会调整政策目标，以在平衡各方利益的原则下，实现各方的利益诉求。

#### （二）有效电力监管体系的构成

##### 1、制定明确的监管原则与政策目标

一个有效的监管体系，除了有法律法规、电力体制与电力市场的基础条件外，还需要有明确的监管原则与高层政策目标的配合。一方面，提高监管体系的权威性，另外一方面是明确监管机构的体制框架，包括监管机构的职责、目标、独立性、可问责性等原则性问题。最重要的原则之一，是代表性国家比较关注监管机构的独立性，要能够公正地依法平衡电力市场主体的利益。英国的法律对电力和天然气监管机构（OFGEM）和相应政府部门的职能有非常严格的界定，从而监管机构可以很

好地抵制来自政府部门的各种压力或者直接干涉。在美国，尽管联邦能源监管委员会（FERC）是能源部的一部分，但它的职能是依法明确界定的。FERC 通过对垄断环节价格进行控制或对竞争环节的市场价格进行监督，确保电力行业的价格是合理和公正的；能源部从不干涉 FERC 的程序或决定。

## 2、监管权限划分

监管权限的划分包括监管权限的纵向划分与横向划分，在高层设计的原则与政策目标下，明确划分监管权限，才能有效实现监管。

在中央与地方权限划分上，取决于一国的政治体制与地域面积。在英国，其电力监管机构仅设国家一级，没有垂直方向的监管权力分配，采用的是集中监管方式。在美国，在联邦和地方层面都设有监管机构。在电力监管的具体职权都主要由地方监管机构行使，联邦一级监管机构主要负责跨地区事务，或者负责制定政策或提出有关监管的一般方法。

在横向监管权限划分上，绝大多数情况下，电力监管机构都对电力行业行使全面的监管权力。电力监管机构有内设于政府相关部门的，也有独立设置的，还有与能源或其他公用事业监管机构和在一起设置的。这主要与各国政体、国土面积、文化传统及电力体制改革进展等因素有关。但共同点是：电力监管的主要职能由同一机构承担，而不是分散在各个政府部门，但存在与其他部门的协调。

## 3、监管机构设置

在代表性国家，电力监管机构的设置模式取与各自的电力市场模式、引入竞争的范围和程度、电力行业结构和特点有很大关系。另外一点，还受国家的政治体制、法律制度、地域面积等的影响。监管机构设置主要有两种典型的模式：独立模式与综合监管模式。

独立模式，以英美为代表。这种模式下监管机构集电力监管的各种职能于一体，监管机构独立于政府部门，采用委员会制，有较强的权威性和中立性，目前的发展趋势是，由专门单一的电力监管逐渐与天然气及其他能源监管机构合并，实行能源的统一监管，以节省监管成本、提高监管效率。

另外一种综合监管模式，也称政监合一模式。欧洲大陆法系国家（如法国、德国等）总体上采取这种机构设置方式，监管机构设置在政府部门。无论哪种模式，电力监管逐渐向独立、专业化的方向发展。

## 4、监管相关程序

为了提高电力监管的独立性与专业化，代表性国家都注重建设程序的设计与救济方式安排。决策过程和被监管主体的上诉权利方面，这些国家的监管体系有如下特征：对监管程序很少有特别限制。尽管有些国家确定了一些基本原则或一般的行政程序，监管机构有权设置自己的程序和规则。另外，被监管者可以通过明确的正式途径对监管机构的决定进行上诉，有些是上诉到法庭，有些是上诉到部长，有些

是上诉到指定的调解委员会。

### 5、监管对象

电力行业的电力企业都是监管的对象，研究发现，这些国家的监管机构都负责电力行业所有环节的监管，即：（1）输电；（2）系统运行；（3）市场运营；（4）配电；（5）零售供电；（6）发电。同时，在不同的环节监管的目标会有所区别。

### 6、监管机构主要职责

一般来说，监管机构主要职责主要有以下几个方面：（1）有广泛的价格监管权力，尽管在有些国家中这项权力被联邦监管机构和地方监管机构共同分享；（2）拥有对投资的间接监管权力，但主要是配合控制价格和质量，而不把干预某个项目的投资决策作为主要目的；（3）拥有质量监管权。

### 7、监管产业范围

各国电力监管的经验表明，监管部门实行能源领域的统一监管，是网络型产业监管的共同特征，实行统一监管有利于提高监管效率。对网络型产业或公用事业的监管，存在多部门统一监管和单部门分别监管的不同模式。考虑到能源监管在所监管领域公用事业或网络性质、技术手段等方面的一些共性特征，许多国家的能源监管机构同时负责监管电力、天然气，甚至石油、热力等产业，这样能够发挥监管的协同效应和监管知识与技能的共享。从历史的演进看，英国在 1990 年代实行国有企业民营化改革时，设立单独的监管机构分别负责电力和天然气的监管，在 2000 年后，电力监管机构和天然气监管机构合并为综合的能源监管机构——天然气和电力市场监管办公室（OFGEM）。

## （三）对电网公司监管是电力监管重点

对代表性国家研究发现，无论采取哪种电力体制模式，输电环节，即处于自然垄断的电网公司都是电力监管重点。在电网领域，针对输电网与配电网，各国根据不同的国情采用不同的模式，有的国家是维持原有的全国统一的输电电网结构，在配电网领域引入竞争，如英国，芬兰等；有的国家是全国形成几大区域性的输电网络，配电网有众多竞争，如德国，美国。无论是那种电网结构，这些国家都将对电网的监管作为电力监管重点和核心。例如，欧盟电力监管规定对电网公司的责任规定主要包括：（1）引进智能测量系统。即消费者有权通过获得客观透明的消费数据来获得他们的消费数额和价格以及相应的服务成本，以此引导消费者行为。（2）透明度规则。从输送网络的可用容量的透明度延伸到其他方面：配电/配气系统运营商负有尊重系统使用者、保证透明度，以及向使用者提供信息的责任；电力企业必须对其所有供电、输送和配电行为采用独立的账户，监管机构有权检查；ENTSO 有义务发展数据交换、技术运营与交流以及透明度等方面的规则。（3）网络拥堵管理。TSO 须设立信息交换机制来保证网络在拥堵管理情况下的安全；基础设施运营商须实行和公布非歧视和透明的拥堵管理程序，便于在非歧视的基础上进行跨境交

易；网络拥堵问题须考虑建立在市场基础上的非歧视性解决方法；新的网络线路在一定期限内，免受拥堵管理的一般条款限制的条件。

#### （四）对电网公司发展可再生能源发电责任的监管

在电网公司对可再生能源发电责任的监管，取决于法律法规对电网公司责任的明确规定。不同的可再生能源发电发展的政策模式下，电网责任存在着差异。随着可再生能源发电发展的实践推进，各国的政策正相互借鉴，并在走向融合，即针对不同类型的可再生能源发电（电源形式、装机容量不同特点）实施不同的政策模式，而不是只实施单一的政策模式。在这些政策模式下，电网公司的责任都是具体明确的，有严格监管措施。主要有以下几个方面：

##### 1、优先准入

在欧盟，根据 2001 年颁布的有关促进可再生能源发电的 2001/77/EC 指令，成员国必须采取适当的步骤，鼓励扩大对可再生能源的利用。该指令规定成员国有义务在 2003 年 10 月 27 日之前建立起相应的制度（又称“绿色准入制度”），以确保利用可再生能源发电的工作能够顺利起步。各成员国的 TSOs 和 DSOs 必须保证输送绿色电力，并有义务为此优先提供输电通道。此外，在欧盟有关气候与能源方面的法规，还推动公共采购中优先使用新能源。一些国家纷纷在最新的可再生能源法令中确立了优先准入原则，如：2008 年罗马尼亚《可再生能源法》规定，“可再生能源发电优先准入”。

##### 2、强制入网

在德国，以法律手段赋予风力发电商强制入网、优先出售和获取固定电价的权利，德国规定发电商有义务支付联网费用，而电网扩建费由电网公司承担，政府在此过程中提供补贴。最近，德国《可再生能源法2012》规定，电网公司要以“经济的方式”满足光伏发电系统并网要求。德国联邦法院将“经济的方式”定义为：如果配套电网改造投资超过了分布式电源项目本体投资额的25%，则认为是不经济的，电网可拒绝该项目的并网申请，要求光伏发电项目业主在规划建设项目时，关注现有电网接纳能力，科学选择项目容量和接入位置。

##### 3、设定并网容量水平

在美国，《小型电源并网管理办法》(2006年发布)明确规定，分布式电源渗透率低于15%时，可对接入系统进行快速技术审查，审查内容仅包括电能质量、短路电流等几个方面，审查过程不超过30个工作日，无需再对电源、电网和负荷等多方面因素进行详细分析，因为，而当分布式电源渗透率超过30%时，可能会对现有配电网运行、安全和可靠性产生显著影响，特别是在一些故障情况下，分布式电源的集中启停对大电网稳定运行带来重大风险，在其极端情况下甚至会导致电网崩溃<sup>48</sup>。

---

<sup>48</sup> 资料来源：NREL, 《DG Power Quality, Protection, and Reliability Case Studies Report》，《DG 案例研究报告》和《Report on Distributed Generation Penetration Study》，《DG 渗透率研究报告》。

#### 4、优先并网与调度的规则

德国，1991年《强制输电法》（StrEG）便规定了电网经营者优先购买风电经营者生产的全部风电的强制义务；1998年《能源产业法》第13条和第14条亦有类似规定；《可再生能源优先法，EEG》（2004年、2009年修订）规定，凡属联邦领域包括专属经济区内利用可再生能源和矿井废气从事生产的发电厂，优先并入公共电网。欧共体法院曾在“PreussenElektra Vs Schlesuag AG”案中裁定，以优先准入原则为核心的“强制入网法”（Feed-in Law）是符合其电力市场规则；根据欧盟“RES-Directive (2009/28/EC)”指令，成员国须规定可再生能源发电的优先准入或保证准入电网系统；在美国，在2008年《加利福尼亚州可再生能源法》便规定了可再生能源发电的优先准入和优先购买原则，使之成为公用电力企业的强制性义务<sup>49</sup>；而多数发展中国家和转型经济体则采取类似于“平等（无歧视）准入”加优惠政策的做法。多数推行优先准入原则的国家，均规定了对这一权利进行限制的条件：根据德国《可再生能源优先法》，对优先准入的限制只能基于“有关电网可靠性和安全维护的标准”；罗马尼亚《可再生能源法规定》，对优先准入的适用条件是这样的：优先不会影响国家能源系统的安全稳定”；保加利亚《可再生能源法》则将优先准入原则的前提设立为“电力系统管理和电网系统管理的规则”。可见，法定的电网标准和规则在优先准入的权利行使上十分关键

不同国家可再生能源发展没有一致的模式，而是建立在各自文化基础与能源法规所确定的可再生能源发电发展政策模式之上。无论采用哪种模式，不是决定可再生能源发电发展的根本因素，而是各国法律法规所确定的政策能够得到不折不扣的执行，例如，电网无歧视开放，强制上网电价，绿色证书机制等等，专业有力的监管在其中起的作用很大。

## 二、当前电力体制下的电网公司监管制度完善

### （一）明确可再生能源发展责任在电网公司监管中的重要地位

经验表明，只有明确了电网公司的可再生能源发展责任，使之具体化，在监管实践中才能设计出有效的机制和明确的监管目标。《可再生能源法》在制定过程中就意识到了这一点，但在具体的立法后，相关的配套法规没有与之衔接，使电网公司在可再生能源发电发展中的重要责任没有得到有效履行。

对电网公司在可再生能源发展中责任的监管，在整个电网公司的监管未来将处于重要地位。对电网公司可再生能源发电责任的监管有三个重要的特点：首先，打破了原来在传统的电源结构中建立起来的电力市场运行机制，因而是对过去形成的监管体系的一种新挑战；其次，可再生能源发电目前尚未形成完全市场化机制，其

---

<sup>49</sup>优先准入原则 [http://article.chinalawinfo.com/Article\\_Detail.asp?ArticleID=68428](http://article.chinalawinfo.com/Article_Detail.asp?ArticleID=68428)

发展依靠政策支持，其监管的内容具有很多政策性目标，甚至是转变经济发展方式的手段之一，面临的监管压力大，普遍受社会舆论关注，例如能源结构调整与环境污染、雾霾等问题；最后，监管目标的实现，需要多个主体的协调配合，例如电网发展规划，电源建设规划，电价等问题。因此，只有对电网公司做出了明确、可操作的发展可再生能源发电责任，才能推动整个电网公司的变革，适应新的能源革命。在明确电网公司责任方面，可以优先解决以下几个问题：

根据当前电力体制下电网所处的市场地位，电网公司在可再生能源发展中处于关键环节，是可再生能源发电责任重要主题。一般来说，应当以法律法规的形式确定在不同市场化程度的电力体制的条件下，电力市场不同主体发展可再生能源的责任，特别应当强调，在输配售一体化电力体制下，对电网公司责任的描述应当作为一个整体，而不仅仅分别描述各个环节责任，防止形成监管真空。《可再生能源法》对电网在发展可再生能源的责任作出了明确的规定，见专栏 5-1。

专栏 5-1 有关电网对发展可再生能源发电责任的规定

**第十四条**

电网企业应当与按照可再生能源开发利用规划建设，依法取得行政许可或者报送备案的可再生能源发电企业签订并网协议，全额收购其电网覆盖范围内符合并网技术标准的可再生能源并网发电项目的上网电量。

电网企业应当加强电网建设，扩大可再生能源电力配置范围，发展和应用智能电网、储能等技术，完善电网运行管理，提高吸纳可再生能源电力的能力，为可再生能源发电提供上网服务。

**第二十条**

电网企业依照本法第十九条规定确定的上网电价收购可再生能源电量所发生的费用，高于按照常规能源发电平均上网电价计算所发生费用之间的差额，由在全国范围对销售电量征收可再生能源电价附加补偿。

**第二十一条**

电网企业为收购可再生能源电量而支付的合理的接网费用以及其他合理的相关费用，可以计入电网企业输电成本，并从销售电价中回收。

**第二十九条**

违反本法第十四条规定，电网企业未按照规定完成收购可再生能源电量，造成可再生能源发电企业经济损失的，应当承担赔偿责任，并由国家电力监管机构责令限期改正；拒不改正的，处以可再生能源发电企业经济损失额一倍以下的罚款。

摘自：《中华人民共和国可再生能源法》（2009）

《可再生能源法》对电网公司承担的成本也安排了相应的经济机制，对电网公司未履行责任也制定了罚则。然而，在现实中却未能达到制定法律的目标要求，原因之一在于缺乏相应的配套措施，电网公司对自己应当承担的责任作出了不同的解读。虽然原电监会制定了《电网公司全额收购可再生能源电量监管办法》，但由于缺乏全额保障性收购制度的具体办法，其监管难以落到实处。

对《可再生能源法》规定的电网公司提高“全额保障性收购”能力相应的配套建

设责任，缺乏相应的约束性指标，过于原则的责任规定，使得在监管实践中的操作难度。

## （二）确立电力监管顶层目标并建立一体化的综合协调机制

### 1、确立明确的电力监管顶层目标

代表性国家电力体制市场化改革的经验表明，明确的顶层目标，有利建立有效的监管体系。例如，在英国，2014 年将实施新一轮电力改革方案不再以“促竞争、提效率”为目标，而是以“保障安全供电、促进低碳发展和用户负担最小为目标。”，那么电力监管目标也将进行调整，以适应新的政策目标的要求。中国经济社会目前正处于大变革阶段，为了使得电力监管适应未来的社会经济发展，就必须要在顶层目标上与国家改革发展顶层设计相一致，与时俱进。中国电力监管的顶层目标，应该是建立在平衡国家、消费者（公众）与投资者利益基础上，平衡经济发展责任和公共责任，服务国家能源战略调整，推动能源生产和消费革命。对确立明确的电力监管顶层目标主要需要考虑以下几个方面：

#### （1）经济性目标

无论是电力市场化体制改革还是电力监管的目标，不是价格最低，而是让市场机制决定资源的市场价格，在电力行业的竞争环节，在保障公平竞争的前提下，由市场主体自由定价，价格有市场供需决定；在输电的环节，电网公司属于自然垄断，用监管的方式替代竞争，加强监管，避免自然垄断的负面效应，导致低效率以及社会生产资源的浪费和福利损失。

#### （2）社会性目标

电力产业作为国民经济的基础性行业，除保证电力供应外，还需要承担节能减排，推动能源革命的社会责任。为此，需要更多的社会性监管，包括对社会性公共服务，处理外部不经济、信息不对称等问题，对物品和服务的质量以及伴随着提供它们而产生的各种活动制定一定标准，并禁止、限制特定行为的一系列监管，有安全性监管、健康卫生监管和环境监管几类（表 5-1）。

表 5-1 电力社会性监管主要内容

监管项目	具体内容
能源安全	电力系统安全、供电可靠性、能源战略储备、能源结构、能源效率等
消费者权益	电力质量、电力计量与收费行为、及时响应客户需求、争议处理
生态环境	有害气体排放、大气污染、水资源利用、环境信息披露
普遍服务	任何用户都能以合理的价格通过某种可行方式享受到具有一定质量保证的非歧视性的基本电力服务
社会责任	绿色发展、服务国家大局、服务经济社会发展

### （3）经济性目标与社会性目标的平衡

在电力监管顶层目标的设计中，既要适应经济发展水平，促进社会性目标的实现，又要注意经济与绿色发展的协调关系。

#### 2、提高电力法律法规及配套制度的“可操作性”

电力监管属于专业性很强的复杂监管领域，既有电力行业的特殊性，又涉及自然垄断领域的监管。目前中国电力行业法律不仅在内容上过于原则性，更是相对于落后电力行业发展现实。法律的生命在于执行，而可操作性也决定了法律执行，一步没有执行可操作性的法律也不会形成权威性。

提高可操作性性，一方面是在立法时就要考虑如何执行，进行立法分析评估。从立法对各个利益相关者的影响、对环境的影响、执法成本、监管成本等进行综合评估。另外，就是对法律提出的各个原则和规定，进一步的具体化、制度化和细节的内容，使监管具有可操作性，2005年美国通过《能源政策法 2005》，多达 1840 多条，法律对各方权利义务，以及政策目标都有详细明确的规定。

目前，在中国，可以通过修订法律并颁布新的规章制度，提高监管可操作性。一是进一步监管对象信息义务，明确披露规则；扩大监管主体主动获取监管对象相关信息的权力，并明确相关部门的配合义务；二是明确监管目标、与监管内容，同时对监管对象的责任义务明确细化；三是丰富处罚手段，提高可问责性。中国电力行业主要是国有企业的特点，可以选择除了加大经济性处罚以外的声誉、行政处罚以及其他处罚措施。四是加强对监管部门自身的监管，完善追责机制。

#### 3、建立一体化的综合协调能源监管机制

一体化的综合协调能源监管机制，是内部闭环运行，外部纵横联动的协同监管机制，是指监管职能在横向主体之间，纵向主体之间以及能源行业部门监管机构内部实现综合协调，无缝对接，形成监管网络结构，各个部门共同履责，齐抓共管，实现监管成本最小，监管效果最优。同时，创新能源监管工作机制，要实现协调综合监管机制“制度化”。

### （三）优化监管主体的职权配置与专业能力

#### 1、优化监管主体的职权配置

一般认为，中国的电力监管主体众多，职权分散，即使建立了独立的监管机构——电监会，也没有能实现监管职能的集中化。目前，随着电监会的撤销，电力监管的职能整合到新组建的国家能源局，一方面有利于填补能源监管的真空，重建监管格局，另外一方面有利于降低原电监会在监管中与发改委之间的沟通协调难度，为提高监管的效率与效果打下了基础。同时，中国电力运行模式，也需要与之相适应的监管机构组织体系建设。例如，中国电力系统运行方式为统一调度和分级管理相结合模式，目前国内调度运行实行五级调度管理系统，包括国家电力调度数据一级网、区域二级网、省级三级网、地市四级网和县级五级网，调度不仅仅是一种电



力物理上的流动，本质上是反映的一种电力的交易行为，没有相应的监管机构设置，很难对电力市场主体进行监管。在职权的横向配置与纵向配置有以下内容可完善。

在横向职权配置，当前最为关键是，如何发挥新组建的国家能源局发挥好能源综合监管和与发改委高效协调的优势。应当建立各种监管职能的“闭环运行模式”，如图 5-1，不留真空，不脱节，高效协调配合。

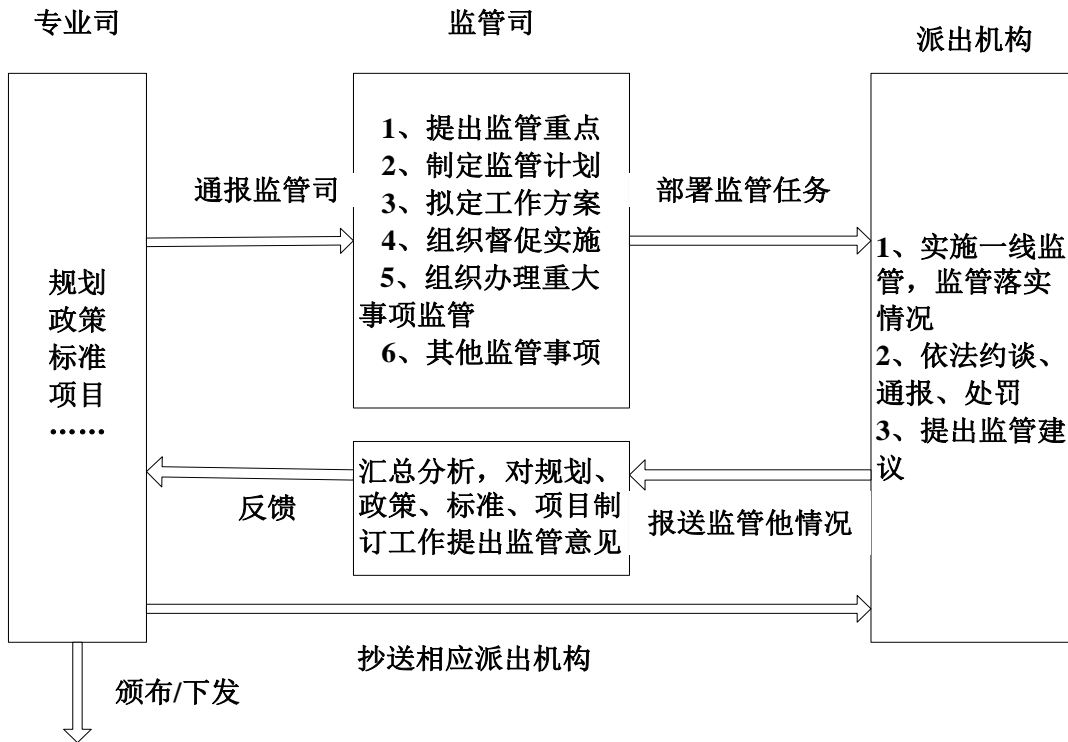


图 5-1 国家能源局闭环监管工作流程图

资料来源：课题组收集

在派出机构建设方面，应该在综合能源监管改革基础上，进一步加强监管主体建设，打造“强监管”的组织基础。中国地域辽阔，电力产业规模庞大，监管面临的问题复杂，电力体制市场化建设必然要坚持稳妥推进，长期一段时间内，中国建立的电力市场，很可能是类似德国、法国的“弱市场”模式，即不会将发、输、配、售、调各个环节全部拆分，引入竞争，加州电力市场过于自由化的改革风险太大。在“弱市场”模式下的电力体制，必须要有强有力的监管，建立适应当前电力体制监管组织，特别是派出机构，构建四个层级：国家能源局、区域监管局、省监管局、市(地、县)监管机构。四个层级中的国家、省、市与中央与地方的政府部门相对应，区域监管机构作为能源监管的特殊构成，主要负责建立区域电力市场，市级监管机构主要负责能源现场执法。

另外，在监管职权上，监管主体应当有强大的执法队伍和行政处罚权力，特别是对处于一线的监管机构。例如，可设立调查人员，具有警察身份，可以考虑设立“能源警察”，类似于中国的森林警察和铁路警察。

## 2、提高对电网公司监管的专业能力

第一，针对目前电网公司的市场地位，要达到良好的监管效果，完成监管目标，监管主体必须具备以下领域的专业能力：①规划能力，电网发展规划评估能力；②专业技术能力，包括电力调度、传输、电网可靠性等相关技术评估能力；③财务能力，电网投资、财务成本核算专业能力；④执法能力，电网监管执法专业法律裁判能力。

第二，监管机构需要大力配置专业型人才，实施“能源监管中长期人才发展规划”，加强人才队伍建设，形成专业监管能力。包括电力、电网监管在内的能源监管工作，政策性、专业性、技术性强，建设一支高素质、专业化的带心里监管人才队伍是提升监管能力和水平、保障监管目标实现的重要基础。

第三，提高监管手段的专业化水平。国际上有着很多针对电力行业以及自然垄断环节的监管手段（工具），值得借鉴，在充分结合中国电力体制环境基础上，将国际上通用的监管手段进行本土化，以期更加专业地作用于电网监管。从国际经验来看，对电力监管，各国采用的电力市场的监管手段有：①信息披露；②罚款；③调整价格；④修改市场规则和参数；⑤诉讼（在有《反垄断法》或《反不正当竞争法》等规范竞争的法律的国家和地区）。

第四，对电力行业、电网公司监管的内容，制度化、法制化。建立各种操作性强，针对性强的规章制度，制定有关电网公司监管的规则，例如，可以尝试社会评价监管制度，一般来说，法律的完善相对滞后，现实中存在着“合理不合法”、“合法不合理”等情况，监管机构可以与社会一道，站在改革和发展的高度，进行理性、客观的分析和论证，开展社会性评价性监管。

### （四）优化监管程序与提高监管透明度

监管程序中加强各方参与，提高透明度防止“监管俘获”，发挥社会舆论监督作用。市场监管的监管程序应当保护发电企业免受报复，激励发电企业自我监管。价格监管应做到输配电价确定程序透明公开，接受利益相关者监管，供电电价监管接受公众监管。为价格监管设定必要的参与程序与信息披露机制。例如，德国最新版的《可再生能源法》(EEG-2012)就设计了一些保障机制以更好地推动法律的实施，其中重要的保障机制有信息通报与公开机制、追踪评估机制。

信息公开制度应该要求可再生能源发电商、电网调度部门等按规定的详细内容和时间节点相互通报信息；也可要求电网调度部门向电力监管部门按时提供其对可再生能源收购、输配的详细信息等。

可考虑借鉴德国的追踪评估机制，对相关监管规定的执行情况进行评估，并定期向能源监管部门提交相关的进展报告。此外，还应该增加监测报告制度，要求相关部门每年向政府提交有关可再生能源发展现状、可再生能源目标实现情况、面临的挑战等问题的报告，从而加大对于可再生能源发展的追踪评估力度。

通过信息通报与公开机制、追踪评估制度不仅提高了监管的透明度，也有利于高层政策目标的落实，提高监管的效果。

### （五）协调行业监管与所有权监管

正如前文所述，对电网公司的所有权监管与行业监管是两种不同性质的监管，不仅监管主体不同，而且其各自的监管的依据、目标、内容、手段也是不同的。所有权监管是股东对其投资依法行使权利，而行业监管则是行业监管机构对行业依法进行监管，以维护行业健康发展与社会公共利益。例如，在财务监管上，国资委对电网公司的财务监管是为了维护出资人权益，确保国有电力资产的保值增值。而国家能源局对电网的财务监管是从保证电力市场安全运行、公平、有效角度出发，使电网公司维持具有持续经营的财务能力，又防止电网公司获取超出社会平均水平的垄断利润，维护电力市场秩序，保护电力投资者、经营者、使用者的合法权益。

由此可见，需要明确电网公司的所有权监管和行业监管的权责边界和彼此关系，协调行业监管与所有权监管，避免政策与实践中的冲突，从而提高监管效率，实现监管的顶层目标。

#### 1、明确权责边界和彼此关系

##### （1）明确所有权监管和行业监管的权责边界

所有权监管与行业监管的权责不同，明确各自的权责界限，是建立协调监管的基础，在出现“监管失灵”问题时进行问责。两者之间的权责边界具体如表 5-2。

目前，电网公司的所有权监管与行业监管的权责边界由法律明确规定，与有些国家不同，中国所有权与行业监管分别属于不同的政府部门，因此，在明确各自的权责边界外，还需要明确相互之间的关系，才能实现行业监管与所有权监管的协调，确保高层目标的实现。

表 5-2 电网公司所有权监管与行业监管权责边界

	所有权监管	行业监管
监管职责	在当前国有资产监管体制下，所有权监管的主要职责是在保障电网公司的国有资产保障增值，确保电网运营的安全。	当前电力体制下行业监管主要是保障电网系统安全、电力供应稳定可靠，对电力企业遵守行业法律法规、标准进行监管，确保电网遵守电力市场运行的规则。
监管职权	所有权监管的职权包括制定所有权监管的政策，以出资人身份行使权力，同时依照法律规定行使社会性监管职能例如电网安全供应。	而行业监管是根据法律的授权，制定有关电网公司经营的有关规范，对电网公司行使电网规划与投资审批、核定上网电价与销售电价、进行财务监管、对电网公司违法行为进行处罚、督促整改。

#### 2、明确所有权监管和行业监管的相互关系

所有权监管与行业监管在权责上有明显的界限，性质不同，但是在监管目标（任

务)、监管内容、监管手段上存在了密切的联系(表 5-3)。

表 5-3 所有权监管与行业监管的关系

项目	相互关系
监管目标	两者之间监管的具体目标是不同的,即各自承担监管职责是不同的,但是双方的监管目标是为了实现更高层次的目标。电网公司的所有权与行业监管的具体目标,应当是服从于更高层的政策目标。即,两者监管目标并非是相互冲突的,而是相辅相成。例如,电网公司只有资产实现保值增值,才能更好地满足电网的投资与技术进步,为电力市场参与主体提供更好的服务,提高系统安全性与可靠性。
监管内容	两者在监管内容有一部分是相同的,例如,在财务监管上,两者都要求电网公司提供财务数据;在电网的规划与投资上,所有权机构有重大决策权,行业监管机构有审批权。但是行业监管的内容更为广泛,具体到企业的具体经营行为,例如电力调度,电力定价等。
监管手段	所有权监管主要是通过建立国有资产保值增值指标体系与考核标准;负责国有资本经营预决算编制和执行;建设现代企业制度,完善公司治理结构;建立选人、用人机制及经营者激励和约束制度,具体实施有一部分需要通过委托董事会行使,具有间接性;而行业监管主要是行政手段直接干预电网公司的经营行为。

当前,所有权监管与行业监管在权责上需要有法律的进一步明确规定;在监管目标上需要高层的目标协调;在监管内容方面,行业监管内容要更丰富,更加深入到企业的经营层面与市场行为上;在监管手段上,目前都注重通过建立制度来约束企业行为,但是所有权监管更是一种间接监管,需要委托董事会形式,行业监管手段更为丰富。

### 3、建立协调监管机制

建立对电力企业(特别是电网公司)所有权监管与行业监管协调机制,应主要从以下几个方面入手(表 5-4)。

一是监管主体之间建立信息共享机制,包括财务信息、企业发展战略、投资并购、重大交易等。在此基础上,尽量降低监管者与电网公司之间的信息不对称问题,提高监管的效率;

二是建立监管目标的协调机制,本质上是企业股东利益、行业利益与社会利益实现平衡统一,结合电网公司作为国有企业的特点,准确定位其国有企业的功能,需要突出其作为公用事业,维护社会公众利益的功能;

三是共建激励考核机制,在协调监管目标的基础上,所有权监管主体与行业监管主体应当建立方向一致的激励考核机制,并实现两种不同性质的激励考核协调配合,形成同向合力,共同作用于监管对象。

总之，应通过所有权监管与行业监管的协调，实现“1+1>2”的监管效果，并实现“弱市场”下的强监管。

表 5-4 建立协调监管机制

项目	主要内容
监管信息共享	建立信息相互通报、实施共同专项监管行动
监管目标协调	要统一于监管的最高层目标之下，建议由国家能源委员会确定目标
激励考核共建	将行业监管的处罚与奖励等遵守行业监管规则的情况作为对企业董 事会及企业负责人奖惩的重要因素

### 三、当前电力体制下电网公司监管内容完善

当前体制下，中国可再生能源发电的发展模式是建立在电网公司有效履行法律责任基础之上的。如果监管不到位，电网公司难以有效履行责任，那么就无法实现促进可再生能源发展，无法实现可再生能源发展目标。如果不实现对电网公司各个环节的监管，就会使得整个链条断裂，各种机制也无法有效运行。

当然，一个有效的监管体系对电网公司承担可再生能源发电责任的监管起着保障性作用，如果没有有效的监管体系，即使电网公司的责任再明确，最终的监管效果也会大打折扣。在监管实践中，电网公司往往提倡用市场机制去解决可再生能源发电发展的问题，从理论上说是没有的问题，但是通过前文所述，电力市场的建设本身就是电网公司的一项责任，在没有有效的电力市场的情况下，市场机制如何有效发挥作用呢？因而，在当前的“弱市场”的情况，用“强监管”来弥补“市场失灵”，是电力体制转型时期的必然选择。

#### （一）电网公司促进可再生能源发电责任在行业监管中的体现

##### 1、电网规划与投资方面的责任

可再生能源发电的电源建设与传统发电的电源建设有着明显的不同，电网规划与投资环节必须加强其与电源建设的规划的协调。必须改变传统的“轻规划管理、重项目审批”、“企业制定规划、政府审批项目”的电网规划与投资体制机制，应将规划作为监管着力点，转变监管职能到“重规划管理、减少项目审批”上来。

中国未来很长一段时期内，可再生能源发电电源建设是集中式与分布式并举，重点向分布式光伏发电倾斜的发展，电网规划与投资应该与之相协调，借鉴国际经验，明确电网针对可再生能源发电的电网规划与投资规则。例如，德国《可再生能源法 2012》规定，电网公司要以“经济的方式”满足光伏发电系统并网要求。德国联邦法院将“经济的方式”定义为：如果配套电网改造投资超过了分布式电源项目本体投资额的 25%，则认为是不经济的，电网公司可拒绝该项目的并网申请。同时，也

应当要求可再生能源发电项目业主在规划建设项目时，关注现有电网接纳能力，科学选择项目容量和接入位置。

在未来的电网规划监管中，监管部门应创建包括可再生能源电源与其他电源主体在电源建设中的沟通协调机制，让利益相关方通过听证会等方式参与规划，实现利益平衡与充分沟通。

## 2、输电环节的责任

在输电环节电网公司的责任，主要是依法为可再生能源发电提供并网服务。电网公司作为自然垄断的输电环节，在为发电企业提供服务时必须严格遵守法律的规定公平无歧视的提供服务。《可再生能源法》对电网公司针对可再生能源发电并网等内容，2013年，国家能源局发布了有效期为3年的《光伏发电运营监管暂行办法》（以下简称：《光伏监管办法》），对并网做出了详细的规定。《光伏监管办法》规定，接入公共电网的光伏发电项目、接入系统工程以及接入引起的公共电网改造部分，由电网公司投资建设。接入用户侧的光伏发电项目，接入系统工程由项目运营主体投资建设，接入引起的公共电网改造部分由电网公司投资建设。另外，电网公司还应当负责对分布式光伏发电项目的全部发电量、上网电量分布计量、免费提供并安装电能计量表，不向项目单位收取系统备用容量费。电网公司在有关并网接入和运行等所有环节提供服务均不向项目单位收取费用。

## 3、通过全额保障性收购实现促进可再生能源发电责任

目前，已经制定了较为完善的收购监管办法，实践中的执行效果有待提高。《可再生能源法》对中国可再生能源发电确立了“固定电价上网+全额收购”的法律模式；在2007年，原电监会制定了《电网公司全额收购可再生能源电量监管办法》（2007）（简称：《全额收购监管办法》），在法律上，已经明确了电网公司的责任，同时也建立了监管规则，但是在实践中，出现了大量的弃风弃电问题。因此，对全额保障性收购的监管，应既包括对电量收购是否依法完成外，还需要对电量全额收购的条件进行检查，包括对上网电量、电费结算工作，严格执行国家价格政策等方面进行严格监管。

## 4、电力调度方面的责任

在确保可再生能源发电能上网之后，还需要调度的配合，才能实现可再生能源发电的最终消纳，可以说全额保障收购与调度是一个硬币的两面，没有对可再生能源发电调度的监管，就无法实现可再生能源发电全额保障性收购的目的。调度与电网运营是一体化的，因此，调度也成为对电网公司可再生能源发电责任监管的重要内容，应当建立与《全额收购监管办法》相配套的可再生能源发电调度规则，才能实现监管无真空地带。

早在2007年，中国就出台了而能够做到“全额保障性收购”的《节能发电调度办法》，针对光伏发电，前文提到的《光伏监管办法》进一步明确电力调度机构应

当按照国家有关可再生能源发电上网规定，编制发电调度计划并组织实施，电力调度机构除因不可抗力或者有危及电网安全稳定的情形外，不得限制光伏发电出力。但与传统的电力调度规则以及原有的“发电配额制”等一系列旧体制机制，有一定的冲突，在实施的实践中困难很多。

因此，建议出台《可再生能源发电调度监管办法》的同时，建立与“发电配额制”的协调机制，即在地方在制定发电量计划的时候，必须考虑一定比例的可再生能源发电量，作为当前电力体制下一种过渡性安排。这种安排，为电网为实施可再生能源发电的全额保障性收购创造了条件，实践中，发电量计划由电网公司编制上报给当地主管部门，本质上是要求电网公司履行可再生能源发电全额保障收购的责任一种机制安排。在售电侧没有实现市场化，电网公司统购统销的一体化垄断的“弱市场”情况下，采取这种机制是效果最明显的。具体如何确定发电配额制中可再生能源发电的额度问题，可以根据当地 GDP 能耗与碳排放水平确定，因为节能减排是每个公民的义务，享受绿色电力也是每个公民的权利。

#### 5、供电环节的责任

目前中国是输配售一体化体制，可再生能源发电的责任以整个电网公司的形式承担，而实际上供电环节连接着消费者，应当承担促进用户智能灵活的用电的责任。这种用户侧的改进提升，能够更好的适用未来可再生能源发电的发展，实现电网与用户能量流、信息流、业务流的灵活互动。监管机构应当在这些领域制定相应的规则，并实施监管，实现电网系统灵活性，促进可再生能源发电发展。

### （二）电网公司促进可再生能源发电责任在所有权监管中的体现

可再生能源发电是改变中国能源消费结构，实现能源转型战略的重要能容。十八届三中全会提出：国有资本要“服务于国家战略目标，更多投向关系国家安全、国民经济命脉的重要行业和关键领域，重点提供公共服务、发展重要前瞻性战略性新兴产业、保护生态环境、支持科技进步、保障国家安全”，促进可再生能源发电发展是国有资本的责任之一。

因此，除了国有资本要实现保值增值外，还需要履行其与私人资本不同的责任。电网公司作为中央直属国有企业，国资委作为其监管主体，应当从以下几个方面在监管中体现电网公司发展可再生能源发电的责任。

#### 1、准确界定电网公司的功能

目前电力体制下，电网公司既有处于自然垄断的输配电环节，又垄断着售电环节，还负责电力调度，很难科学地对其功能进行单一的定位，需要综合来看。首先，电网公司的电网的输电环节，具有关系到国家安全和国民经济命脉基本属性，国务院《关于推进国有资本调整和国有企业重组的指导意见》指出，电网是国家实施宏观调控的有力手段和优化调整产业结构、促进经济增长方式转变的重要载体，实践着国家的安全和能源战略，是创造社会和谐的物质基础；其次，电力调度环节，电

力调度机构负责组织、指挥、指导和协调电力系统运行，在保障电力系统安全稳定运行和可靠供电方面，具有不可替代的作用，电力调度职能具有公共属性，隶属于电网公司的电力调度机构，自觉或不自觉地成为电网公司实现经营战略目标的工具。最后，电力销售具有可竞争的商业性与公共产品的属性。在这三重不同属性的环节结合在一起的电网公司，应当建立多层次的功能定位体系，才能有效解决当前电网定位的难题。

## 2、建立多层次的考核指标体系

在界定了电网的多层次功能体系后，所有权监管应建立多层次的考核指标体系，并将可再生能源发电发展的责任纳入考核体系之中，形成清晰明确的考核目标。对可再生能源发电发展中电网责任的考核，法律已经明确的由行业监管监督执行；法律还没有规定或者法律规定不完善导致缺乏可操作的，所有权监管部门应当通过考核来补充，如表 5-5 所示。

表 5-5 在多层次的电网公司考核体系中体现可再生能源发展责任

考核环节	涉及可再生能源发电责任的关键内容
电网规划与投资	可再生能源电网规划与电源规划协同情况
输电环节	可再生能源发电并网速度、并网服务质量评价、全额收购完成情况
电力调度	可再生能源优先调度执行情况
售电环节	灵活的用户用电信息互动情况

## 3、披露可再生能源发电责任履行专项报告

电网公司作为中央国有企业，所有权监管部门要求董事会披露可再生能源发电责任履行专项报告，作为国家所有权执行的监督的重要内容。

### （三）加强电网公司信息披露

信息披露是国外对电网公司监管的重要内容与也是监管的重要手段，在中国当前输配售一体化的电力体制下，应当更加重视对电网公司信息披露的监管。

在国外，很多电网公司都是上市公司，例如英国国家电网，如果监管机构认为某个公司有违反市场规则的行为，监管机构向社会公布调查意见和处理意见后，一般通过新闻媒体的传播，很快为公众所知晓，属于负面消息，公司的违规行为一般将导致股价下跌，这将损害股东的利益，尤其是损害对公司有重大决策权的大股东的利益。因此，相关的责任人员将受到惩罚。信息披露对市场成员的约束力和震慑比较大，因此信息披露是国外电力市场最基本的监管手段和之一（专栏 5-2）。



### 专栏 5-2 电网企业应当披露的信息举例

#### 一、评估电网规划建设合理性，应提交的信息：

1. 下一年度计划改扩建的线路；
2. 上一年度各主要输电断面的阻塞情况（阻塞次数、受阻电量、平均阻塞容量、阻塞累计时段数）；
3. 改扩建线路两端的电源构成、供需情况，线路改扩建的效益分析；
4. 线路改扩建的成本（输电走廊、设备、施工成本等）；
5. 线路改扩建的工程难度与实施时间等。

#### 二、评估电网互联通道，电网企业应提交的信息整理如下：

1. 输电走廊的基本信息（起点、终点、电压等级、线路材质、布线方式、经过地区的气候条件等）；
2. 输电走廊传输容量受到的约束条件；
3. 在计算输电走廊传输极限时使用的稳定计算模型；
4. 输配电企业计算出的稳定极限，以及在实际运行中保留的裕度等。

#### 三、在发生电网阻塞时，电网企业应提交的信息：

阻塞线路的极限传输容量、发生阻塞的时段、各阻塞时段的实际潮流与受阻容量、发生阻塞当天传输的总电量、同一断面其他线路的传输容量和实际潮流等。

#### 四、评估输电线路检修计划的合理性应提交的信息：

检修线路在检修前的运行状态、检修的原因、检修计划持续时间与实际持续时间、检修线路同一断面其他线路的运行情况、线路检修是否导致或者加重阻塞。

资料来源：课题组收集

在中国对于电力市场的信息披露，监管机构应根据中国的实际情况，结合中国电网公司为国有企业的实际情况，整合行业监管与所有权监管的信息披露手段，合理地界定电网公司商业机密的范围和密级，在维护公众利益的同时保护市场成员的商业机密，促进市场健康发展。

强化信息披露的内容上，需要扩大并明确范围。主要是以下几个方面：电网规划与投资情况、电力市场建设情况、电网无歧视开放、电网公司财务信息、电力调度信息、电网可靠性信息等。监管机构通过建立信息披露的规则，让电网公司定期不定期向社会或监管部门报送相关信息。

明确信息披露的范围与方式，提高威慑力。对于发现、检查出来的电网公司的问题，要不仅限于内部通报的处理，而是采取更广泛的社会性公开通报、综合评价排名社会公布、有影响力的行政处罚等措施进行处理，以此不断提升对电网公司的信息披露监管力度。

促进电网公司履行可再生能源发电发展，信息披露机制可借鉴前文所述德国的经验，建立有关信息通报与公开机制、追踪评估机制。

#### （四）完善许可证监管

许可证是国际上对电网公司监管的重要手段，但是在中国，目前这一手段没有

发挥好其应有的作用。首先，要将许可证制度做实，而不应成为一种形式。应当完善许可证的内容，明确发放许可证的条件与义务；其次，在明确了发放电力许可证的条件与义务后，应当加强对电网企业发证后的监管。目前，对于电网公司的监管，目前只能依据《电力业务许可证（输电类、供电类）监督管理办法（试行）》对企业开展年检，亟需寻找更加有效的办法。

一方面，可以修订许可证的颁发条件，将履性可再生能源发电保障性收购法律责任纳入其中；另外一方面可以在许可证中建立与“业绩合同”衔接的机制，作为许可证监管的基础内容。

### （五）对电网规划与投资建设加强监管

对电网规划与投资建设的监管，主要包括两方面，A-J 效应和消极规划，国际上主要的手段是对电网规划和投资进行后评估，或者在电网建设中引入市场竞争。电网规划评估的关键内容是电网主要设备的利用率，如容载比。

在电网公司消极规划与投资方面加强监管。一般来说，电网必须适度超前建设，以应对输电需求的不确定性增长，然而这种投资是根据预测做出，因此，时常会导致规划与投资风险，电网公司可能为了规避这些投资风险，进行消极的规划和投资，使得造成输电网投资不足、规划与电力输送供应与需求脱节，最终使公共利益受损。

输配电监管还要防止另外一种倾向，即盲目扩大投资（A-J 效应）。A-J 效应是指被管制企业的回报率受到管制时，一旦被管制的回报率高于社会平均投资回报率，企业将具有盲目扩大投资的倾向。从美国、英国、欧盟等国家和地区电力市场化改革的地区实践来看，过度投资的情况较少，这可能与所有权私有化有关，作为私人产权的电网，通过过度投资来降低回报率的做法比直接通过关联交易或者交叉补贴等方式风险要大的多。

中国目前对电网规划与投资建设的监管重点应该是在促进可再生能源发电方面的电网建设规划和投资是否存在不足，是否具有超前建设规划等。同时，应增强电网的规划的强制性、协调性与经济性，并建立各种电源规划、电力消纳以及电网规划协调的机制，增强规划的权威性与强制性。

### （六）电网无歧视开放

电网的无歧视公平开放，是电网公司监管的中心任务，其他国家的经验表明，没有电网的公平开放，就没有统一的电力市场。应该加强对公平开放的监管执法力度，建立电网无歧视公平开放的运行规范。

### （七）电网公司财务监管

一是市场行为监管。加强对电力企业之间价格行为（上网电价、输配电价）的监督检查，定期发布电价监管报告。结合区域电力市场建设，研究出台辅助服务标准和收费管理办法。实施《输配电成本核算办法（试行）》，对电网公司输配电成本

核算行为进行监管，真实完整掌握电网公司输配电成本信息。加强对电力交易财务结算、电费清算行为的监管，维护市场主体的合法权益和交易结算的正常秩序。二是对电网公司内部财务情况进行监管，并要求电网公司进行充分的财务信息披露。

#### **（八）电力调度监管**

加强电力调度的监管，一方面，对电网公司是否实行了公开、公平、公正的调度秩序，切实维护各市场主体的合法权益进行监管；另外一方面，在保障电网安全、稳定运行前提下，对其是否对可再生能源发电实施了优先调度进行监管。并对电力调度机构是否按照有关规定及时报送和披露调度信息，并保证信息的真实性、完整性和准确性进行监管。

对电力调度的有效监管，有利于督促电网加强统筹协调系统内调峰电源配置，严格执行风电、光伏发电等清洁能源与传统化石能源发电之间的调度次序的有关规定，深入挖掘系统调峰潜力，确保风电等清洁能源优先上网和电网公司履行全额收购可再生能源的法律义务。

### **四、电力体制改革情景下电网公司监管改革**

我们认为，“网售分开、输配一体”的方案（简称：“网售分开”），即在前文《电网公司新定位与其发展可再生能源的责任》提到的第一种改革路径，其第一阶段方案。该方案在综合考虑改革的风险、成本、效果的约束下，能确保推进改革对电力系统运营与企业管理的影响风险最小，适合中国国情的。另外，从国际经验来看，德国、法国的电网并未进行彻底分拆，也形成了有效运转的电力市场，彻底分拆并非电力市场的必要条件。

在“网售分开、输配一体”的电力体制改革情景下，因电网公司的市场地位与功能定位会发生变化，重点提供“公共服务”，成为将集中于输电业务和依靠输电获得收入的公益性企业，其行业监管与所有权监管将会发生较大的变化。在行业监管方面，针对电网公司监管的内容会减少，主要将集中在电网规划、输配电价、信息披露、调度等方面，监管的方式也会做出适当的调整，采取激励性监管措施，协同监管；在所有权监管方面，主要是对电网公司履行公共服务责任的监管，并根据行业监管情况进行考核。

#### **（一）行业监管的主要内容**

在“网售分开”的电力体制下，电力产业结构将发生根本性改变，当前电网公司“独买独卖”的垄断市场结构将被打破，对电网公司的监管将更加着眼于解决其自然垄断性与市场及社会公众利益的关系，并通过相应的机制建设防止监管失效，形成有效运转的电力市场体系。英国电力市场化改革较早，但在可再生能源发电的环境下，其电力实施了新的改革，主要目标是保障未来的电力供应安全、推动电源的去

碳化、电力用户成本的最小化。这次改革集中解决促进可再生能源发电的各种体制机制障碍，具体在监管方面，监管机构通过该加强市场监管，增强市场的流动性，改建对电网公司的监管方式，激励智能配电网、跨国互联输电网等方面的建设，颁布新的电网投资与价格监管体系（RIIO），促进电网长期投资和技术进步。

### 1、监管目标

监管目标需要适应监管转型。当下电力系统发展所面临的外部环境相比于 12 年前已大不相同，原有的电力体制改革方案确定的目标，已无法满足当前电力低碳化发展的需要。未来电力监管要促进而不是削弱低碳电力系统的建立与高效运作。同时，还要兼顾传统电力产业系统的持续维护，通过对输电环节的电网公司进行监管，保证电网系统运行安全，维护电力市场的公平竞争，保护公共利益，促进电力产业健康发展。

### 2、监管主体及职权

以国家能源局为主体，整合其他部委相关职能，成立行业管理和专业监管职能合一的独立综合能源监管机构，负责能源行业发展战略、产业规划、产业政策，以及市场准入、市场规范、技术标准、电价检查、行政执法等行业内所有监管事项。对电网公司的监管应当实行监管职权的集中化，包括规划、许可、价格控制、财务审计、制定市场规则以及信息披露，并统一由国家能源局行使。适时引入第三方机构参与监管，第三方机构在综合能源监管过程中提供监管建议。

### 3、监管范围

在“网售分开”的电力市场结构中，电网公司不参与直接的电力交易，发电侧与用户侧都实现了市场主体的多样化。在发电侧，目前中国已经形成了以国有资本为主体的五大发电集团以及其他民营发电企业；在用户侧，有大用户直购电的主体，还要其他普通用户。值得一提的是，在发电侧，随着可再生能源发电的发展，分布式可再生能源电源将大大增加。

在这样的电力体制下，监管的主要对象是输电和配电电价，以及市场行为，包括缔约行为的监管。从对电网公司的监管作用来看，主要包括以下几个维度：①为输电和配电垄断业务制定合理的价格。②电网系统公平使用，保障电力市场依法有效运作，以控制发电成本。③透明的电网公司信息披露，包括投资、负荷预测、调度、电网阻塞等。④确保电网公司的投资水平与电力输送服务需求平衡。⑤保障电力在全网范围内的系统平衡，促进电力市场的发展。⑥监督电网公司的服务质量，包括并网、调度等。

### 4、监管内容

#### （1）无歧视公平接入电网

“网售分开”的电网公司，其定位为输电系统运营商，确保非歧视性输电和配电网使用条件，是建立竞争性电力市场的基础条件。确保无歧视公平介入电网，不

仅是发电企业，还要包括电力用户和售电企业公平无歧视使用电网系统。

监管的主要内容包括：①制定发电企业并网和系统接入规则。②制定系统维护和运行的监管规则，确保发电企业不会受到歧视。③建立输电和配电公司的成本会计制度，尤其是要确立财务分离，确保输电和配电之间不存在交叉补贴。④对投诉进行调查。⑤加强对输电企业公平开放电网情况的监管，制定具体监管指标，定期发布输电监管报告，保证电网接入的公平公正。

### （2）制定输配电价

在这种体制下，电网公司直接取得收入的方式是收取过网费，应由能源监管机构行使价格监管职能，制定输配电价。输配电价格的结构随国家的不同而不同，因为运用了不同方法来反映各国市场类型的不同及该国的其他特殊环境。另一方面，根据运行成本和资本成本来确定允许收入的基本方法已经得到越来越多的认同。国与国的区别在于是进行回报率监管，或者制定价格上限。在中国电网公司规模大，信息不对称问题较为严重的情况下，采取激励性监管措施，借鉴其他国家采取最高限价，并制定调整规则，定期进行调整的方式进行监管。

### （3）电力市场运行监管

加强市场运行监管，包括并网与调度以及交易的执行情况。具体的做法针对具体事项而定，例如，进一步推行和完善《购电合同（示范文本）》和《并网调度协议（示范文本）》，建立合同、协议备案制度。加强电网公司的调度监管工作，定期公布调度监管报告。规范厂网协调、协商制度。加强对市场运行情况的跟踪和分析，定期发布市场运行监管报告。

### （4）电网规划与投资

“网售分开”的电力体制下，在一定程度上降低了电网公司的财务能力，原来的运营售电补贴电网建设的条件已经不存在，电网公司在考核下面临着各种财务的压力。需要监管电网公司根据输电需求规划电网，并且提前公布计划。针对财务困难，可以考虑采用激励性措施，例如对电网建设投资引进社会资本，电网公司负责运营的模式。另外，监管部门制定相应的电网公司电网规划投资标准和责任的规则也十分重要。

### （5）电网公司信息披露

电网公司信息披露不仅是面向监管者，还需建立面向所有市场参与主体。借鉴欧盟统一电力市场监管的经验，将这种信息披露的责任从输送网络的可用容量的透明度延伸到其他方面，包括：配电系统运营商负有尊重系统使用者、保证透明度，以及向使用者提供信息的信息的责任；规定电网公司有义务发展数据交换、技术运营与交流以及透明度等方面的规则。特别是在大数据时代，电力用户侧的信息对于发电企业投资决策以及售电上如何建立灵活的价格机制，更好地提高电网效率和电力供应的灵活性有着重要的意义。

## （二）所有权监管的主要内容

在“网售分开”体制下，电网公司分别拥有不同电压等级的输变电资产，其收入模式是依靠过网费来获得稳定的收入，企业功能转变为以提供公共产品为主的企业，因此，所有权监管，应当建立适应提供公共产品与相应收入模式的公司治理模式与激励考核体系。应当注意以下几个问题：

首先，电网公司作为提供公共产品的国有企业，其公司治理模式也应当适应其属性，比如董事会成员选任、企业负责人的任命、绩效考核、薪酬决定等。

其次，电网公司的收入是按行业监管主体设定的规则来取得的，收入规模和利润是受控的，那么国有资本的目标也应当调整。如果行业监管部门是采取的激励性监管措施，那么所有权监管部门也应当采取同样的考核方向，即以行业监管为基础，而不是单独采取其他手段，以避免与行业监管重头，但是所有权监管与行业监管效果抵消。

第三，在具体的激励方式与考核内容上要符合国有资本目标。在手段上，需要市场化与其他手段相结合；在考核内容上，核心在于提供公共产品的经济效率、以及社会评价。

## （三）电网公司发展可再生能源发电责任在行业监管中的体现

在“网售分开、输配一体”电力体制下电网公司发展可再生能源发电的责任主要体现在以下几个方面：①保障电网的输电容量：适度的电网规划与建设投资；②提高电网灵活性：对可再生能源发电并网消纳友好；③促进可再生能源发电电源规划建设与电网规划建设协调；④提供可再生能源发电电站投产与电网并网服务；⑤履行全额保障性收购可再生能源发电电量的责任；⑥购买为调度可再生能源发电系统平衡责任的辅助服务。

从上文可以看出，“网售分开”电力体制下，电网公司发展可再生能源发电责任与当前电力体制下相比，在责任的内容上，变化不大，但是电网公司其功能定位更为单纯，收入来源发生根本性变化，使其“公用事业”属性回归，即提供输电服务。因此，因由独立的综合能源监管主体实施专业化的监管。其监管重点主要体现在以下六个方面。

### 1、加强电网规划与投资监管

电网的规划与可再生能源发电电源规划要协调，明确电网拥有充足输电容量的责任，电网投资与可再生能源发电电源投资实现协调。监管机构协调出台全国电网发展规划，加强配套电网和跨省区输出通道建设，提高可再生能源电力消纳、输送能力。强化规划权威性和宏观调控作用，统筹国家和地方可再生能源规划，确保各级规划的协调一致，发展目标、发展任务和保障措施相互配套。

### 2、开展可再生能源发电并网专项监管

可再生能源发电的并网，是电网公司责任的一个重要方面，只要完成了并网，

可再生能源发电的电力才能进入电力市场进行交易；并网效率的高低，直接影响着可再生能源发电的发电量，也影响投资者的效益。应该设立相应的机制，如，优先并网可在能源发电，即电网有义务按照法律明确规定的具体程序和时间节点处理并网要求，并将可再生能源发电设施优先接入电压等级适合的电网接入点。监管部门应重点针对以下问题进行检查：一是已核准建成风电项目并网情况；二是风电项目办理接入电网业务全过程的管理情况；三是风电场及配套送出工程的协调建设情况；四是风电消纳及相关政策的执行情况；五是分布式光伏发电项目并网业务流程，办理接入服务、时限等情况；六是电网公司针对分布式光伏发电项目提供并网咨询和相关查询服务等情况。

### 3、可再生能源发电全额保障性收购责任监管

可再生能源发电全额保障性收购责任监管的主要内容是，在依法进行开展对电源的并网工作之外，电网公司的发电调度运行以及发电费用结算等方面也应当及时配合，最终保障可再生能源发电的被市场消纳。

在电力体制改革后实现供电环节市场化竞争后，其销售的电力中应当承担一部分比例的可再生能源电力。例如，英国《可再生能源义务令》规定供电商在其所提供的电力中，必须有一定比例的可再生能源电力，可再生能源电力的比例由政府每年根据可再生能源的发展目标和市场情况等来确定。

### 4、优先调度可再生能源发电

首先是对落实相关法律要求，协同其他部门开展监督检查。2007年8月起实施的《节能发电调度办法》规定，优先调度可再生发电电源，即，电力调度第一顺序是可再生能源(包括水电、风电、光电、生物质能发电以及垃圾发电)，但在实践中，长期处于试点阶段，没有在全国范围推开，监管部门应推动并制订可再生能源并网运行和优先调度管理办法，使可再生能源发电实现全国范围的优先调度。

### 5、智能电网与电网灵活性监管

智能电网问题的提出，就是随着电力能源革命发展而来的，在未来的电源结构中，可再生能源发电将占据很大的比例，而这类电源产生的电力与传统的电源有着巨大的差异，需要电网的灵活性提高，才能满足需要。智能电网的发展不仅仅是一个技术问题,其涉及电力系统的整体变革,涉及巨额投资,涉及国家的能源战略、技术标准、电力市场和电价政策、电力监管、多行业协同等诸多问题，因此应当将此纳入监管范围，开展专项监管，协调智能电网与可再生能源发电发展。

### 6、输配电价监管

在“网售分开”的电力体制下，电网公司收入来源主要是向电力市场主体收入过网费，即“输配电价”。在传统的电力产业中，其增长方式是渐进式的，即整个社会的用电量需求与经济增长同步的。以清洁能源开发利用为特征的新一轮能源革命正在兴起，打破了传统电力产业发展的节奏，能源结构正发生剧烈的变化，电网的投

资需求大大增加，因此，在输配电价的监管上应当将可再生能源发电发展的因素加以考虑，制定出合理的输配电价水平，建议采取激励性监管措施，综合评估电力产业与社会对电价的承受度，分摊投资。

#### （四）电网公司发展可再生能源发电责任在所有权监管中的体现

在“网售分开”电力体制下，电网公司功能定位清晰明确，即在自然垄断领域提供公共产品的输电企业。建立符合其功能特点的考核、评价体系并与强化行业监管的协调是重点内容。提供公共产品的国有企业需要实现的监管目标是公益性和运营效率的均衡，但是如何建立一整套基于公益性和运营效率的价值传导机制是一个重要挑战。其中，以下几个方面是电网公司发展可再生能源发电责任在所有权监管中的重点。

第一，所有权监管需要以行业监管报告(年度监管报告)和长期监管报告(五年期监管报告)为基础，重点关注的内容包括电网公司的经济发展责任监管评价、公共责任履行情况监管评价、价格监管评价、公共服务监管评价等，可再生能源发电发展责任，也是重要方面。另外，在董事会运足，考核方式也有相应的调整。

第二，电网公司董事会构成与运作，需要改革调整。当前国资管理体制下，董事会决策机制和效率受到影响，行业监管手段比董事会决策更有效率，可在董事会中引入具有行业监管专业背景的董事成员，以让董事会充分理解行业监管要求，作出有效决策。同时，应该建立一个具有洞察未来可再生能源发展趋势的董事会，为电网建设提供战略指导，从而间接协调行业监管与所有权监管；

第三，在考核方式上，新的电力体制下的电网公司具有固定收益资产特征，利润维持在相对较低的水平才能体现社会福利最大化。当前的国资 EVA 考核，其作为业绩考核指标未必完全适用这一领域的企业。在考核中，电网公司作为公共服务产品提供者，应该引入社会评价机制，包括第三方评估组织，针对电网公司绿色发展责任进行评估，所有权机构进行考核时，充分参考第三方评估意见。

### 本章小结

本章析了电网公司的市场地位与责任。在此基础上提出了在当前电力市场体制与电力体制改革情景下的如何在电网监管中体现其发展可再生能源发电的责任，并提出如何优化整个电网监管机制与监管内容的具体措施。

国际经验表明，电网监管与促进可再生能源发电发展的一般规律有：一是有效监管的电力监管体系是以对电网监管为核心，监管主体职能明确、具备专业监管能力、有明确的与电力行业发展相适应的监管目标；二是市场化的电力市场体制是有效监管的重要基础。在非市场化的电力体制下，促进可再生能源发电发展的各种机制的效果将难以发挥作用，必须加大监管才能弥补机制的缺陷；三是，电网公司监



管在促进可再生能源发电发展中发挥重要作用。电力监管能够为可再生能源发电发展制定的价格机制、市场机制以及电网运行机制的有效运作提供保障，通过监管介入，弥补市场机制的失灵。针对中国电力监管，为促进可再生能源发电发展，可在以下几方面进行优化：

第一，需要对现行的促进可再生能源发展的政策与法律法规进行优化，主要完善法律的相关配套法规，形成能够在实践中运行的行为准则，以提高监管规则的可操作性与目的性，让监管更有效。

第二，政府公共政策职能运行机制需要与促进可再生能源发展机制相协调，避免与监管目标的冲突，例如，完善综合能源发展规划制度，建立电网规划与能源规划有效协调。

第三，加强综合能源监管体系中的电力监管建设。明确监管目标、优化监管主体及其职能配置、提升监管能力（执法水平）、创新监管方式与机制（解决监管信息不对称的激励性监管机制）。

第四，发挥电网监管的核心作用，明确不同电力体制下的电网责任，解决电网公司零售环节依托电网实现对电厂和用户的双重垄断或者对用户的垄断问题，协调行业监管与所有权监管，改进对电网公司的考核激励机制，体现电网公司的可再生能源发电发展责任。

第五，在电力体制改革与国资体制改革背景下，协调电网公司的行业监管与所有权监管，在监管目标、内容与手段上协调配合，对电网公司的垄断环节加大监管力度，增进社会的总体效益，促进经济平稳增长与发展。

第六，完善信息披露机制，提高监管透明度与公众参与度。建立监管机构、行业协会、公众、监察和审计机构等多种主体参与的社会监管体系。

## 第六章 促进可再生能源发电的电网公司考核制度

### 一、考核制度设计的基本思路和总体原则

对中央企业实施经营业绩考核是国有资产监督与管理委员会落实中央企业国有资产保值增值责任、保障国有资产在国民经济中统领地位的关键机制设计。随着国有资产监督管理体制的改革，国有企业的公共责任将逐步成为央企责任体系的关键组成部分。因此，央企绩效考核机制必须与国资监管方式变革同步作出调整，以促进国有企业公共责任的落实。

电网公司是典型的提供“公共服务”的国有企业。但是在当前“中枢能源服务公司”的定位下，特别是未形成受政府管制的独立输配电价机制的政策环境下，电网公司的逐利属性被人为放大，而其公共服务责任未能得以充分彰显。随着电力体制改革的深入和电网公司“公用事业”属性的回归，对电网公司的业绩考核机制也应相应做出调整，以适应和强化电网公司公共服务责任的落实。

节能减排与绿色低碳发展是中国的基本国策，是中国应对能源经济环境可持续发展和全球气候治理议题的必然选择。大力发展可再生能源、促进能源结构持续优化、降低对化石能源的过度依赖，是中国低碳发展战略的关键环节之一。中央企业作为国家战略落地的主要载体和执行工具，践行与落实绿色低碳发展，使命所归，责无旁贷。

本章“促进可再生能源发电并网的电网公司绩效考核机制设计”问题，正是在这样的背景下，以电网公司的清洁发展责任为突破口，进行经济责任与公共责任平衡一致的电网公司绩效考核新机制构建的思路设计。

本章研究的基本构架如下：第一，分析对电网公司促进可再生能源发电考核的理论基础。第二，分析电力体制改革和国资监管方式改革对电网公司绩效考核机制的影响，明确电网公司绩效考核机制的改革方向；第三，以电力体制改革的进程为阶段划分标准，构建电力体制改革过渡期、电力体制改革期情境下的电网公司业绩考核机制，明确业绩指标体系的导向定位和业绩考核的实施程序；第四，为电网公司业绩考核机制的平稳改革与落地提出实施计划，设计关键保障措施。

电网公司绩效考核机制设计应遵循的基本原则，阐述如下：

在电网公司绩效考核指标与目标体系的设计上，坚持“资产经营责任与公共责任”平衡一致原则。具体来说，一是要在当前的单一资产经营维度的业绩指标体系中加入体现公共责任维度的关键指标，并逐步加大其权重，最终达到“资产经营与公共责任”相平衡的状态；二是在加入公共责任指标后，要统筹考虑电网公司履行与承担公共责任指标对其资产经营指标的影响，保证两维度指标的考核“逻辑一致、公平有效”。

在电网公司绩效考核方案改革的总体路径上，坚持与“电力体制改革和国资监管改革”协调一致原则。国资监管对中央企业定位的明晰与差异化分类管理，电力体制改革对电力产业结构和电网公司功能的重新调整，是电网公司业绩考核机制设计的“制度背景”。因此，对电网公司业绩考核机制的研究，必须与电力体制改革和国资监管改革路径协调一致。唯此，才能保证方案设计的科学性和可操作性。

在电网公司业绩考核方案实施程序的设计上，坚持“与国家治理体系改革一脉相承”、“行业监管与国资监管”统筹一致的原则。党的十八大报告“五位一体”的总体布局，呼唤国家治理体系的深刻改革。体现在电网公司业绩考核方案的实施程序上，具体表现为必须坚持“行业监管与国资监管”统筹一致的原则。行业监管体现的是能源监管部门对电网公司履职和经营行为的基本要求和规范，而国资监管则体现的是国资监管部门对电网公司在国有资产保值增值方面的要求，因此行业监管是基础、是底线，国资监管是要求、是目标。这就要求在电网公司业绩考核的实施程序设计上，要根据行业监管和国资监管的功能定位科学配置行业监管部门和国资监管部门的职责分工和管理管理界面，确保二者有效衔接，在业绩考核中实现“行业监管与国资监管”的有机融合。

## 二、对电网公司促进可再生能源发电考核的理论基础

对电网公司的考核和激励政策在多大程度上可以促进可再生能源发电的增长？以及对电网公司应该实施怎样的考核和激励才能更有效地促进可再生能源发电的增长？本部分研究中通过建立电网公司输配可再生能源电力的行为选择模型，研究政府如何通过考核目标的设定和监管规则的设定，更好地促进电网公司输配可再生能源电力。

### （一）基本思路

模型是对现实经济的合理抽象和假设，我们将可再生能源发电这一过程中主要涉及的经济个体分为以下几类：（1）政府。政府是可再生能源发电发展过程中的规则制定者，也是监管者和考核者。（2）电网公司。发电企业可以选择使用传统化石能源发电或者使用可再生能源发电，发电企业的行为包括投资、价格和技术更新。电网公司负责电力的输、配。售电企业负责电力的销售。对于中国而言，在目前的电力体制下，发电行业具有较高的行业集中度，而输配电和售电基本由国家电网和南方电网垄断，因此本模型中仅考虑发电企业和电网公司。电力行业的销售价格除少部分通过大用户直购电等协议，大多执行由国家发改委制定的固定销售价格，因此，电网公司很难直接决定电力的销售价格，但电力的成本变动会影响企业的利润。（3）终端用户。根据需求类型，终端用户又可以分为工业、交通、建筑和居民等。在经济中，这几类经济个体根据各自的约束和目标函数优化各自的行为，他们的决

策共同决定了经济现象的结果。对于可再生能源发电并网这一问题而言，在电力的销售环节，终端用户（暂不考虑分布式发电下可以同时作为发电、售电和购电的终端用户）难以直接区分同质化的电力产品（假设电力并非差异化产品，不同生产来源的电力难以区分，这里不考虑直流电和交流电的差别），因此，促进可再生能源发电并网主要涉前两类经济个体之间的互动，即政府和电网公司如何互动，以更好地促进可再生能源的生产和输配。所以，在本模型中，终端用户并不进入模型，假设经济体对于电力的总需求外生决定。

## （二）模型构建

由于国外可再生能源发展起步较早，因此，关于促进可再生能源发电的关键体制机制相关的研究，有着较为丰富的经验模型和实证研究，但是，考虑到中国可再生能源发电起步较晚，缺乏长期的数据和较为稳定的经济结构来进行实证，因此，基于行为选择的优化模型研究这其中的关键体制机制的作用。在模型中包括了电网公司和政府两类经济主体，研究政府的政策制定和执行情况对于可再生能源发电的影响。

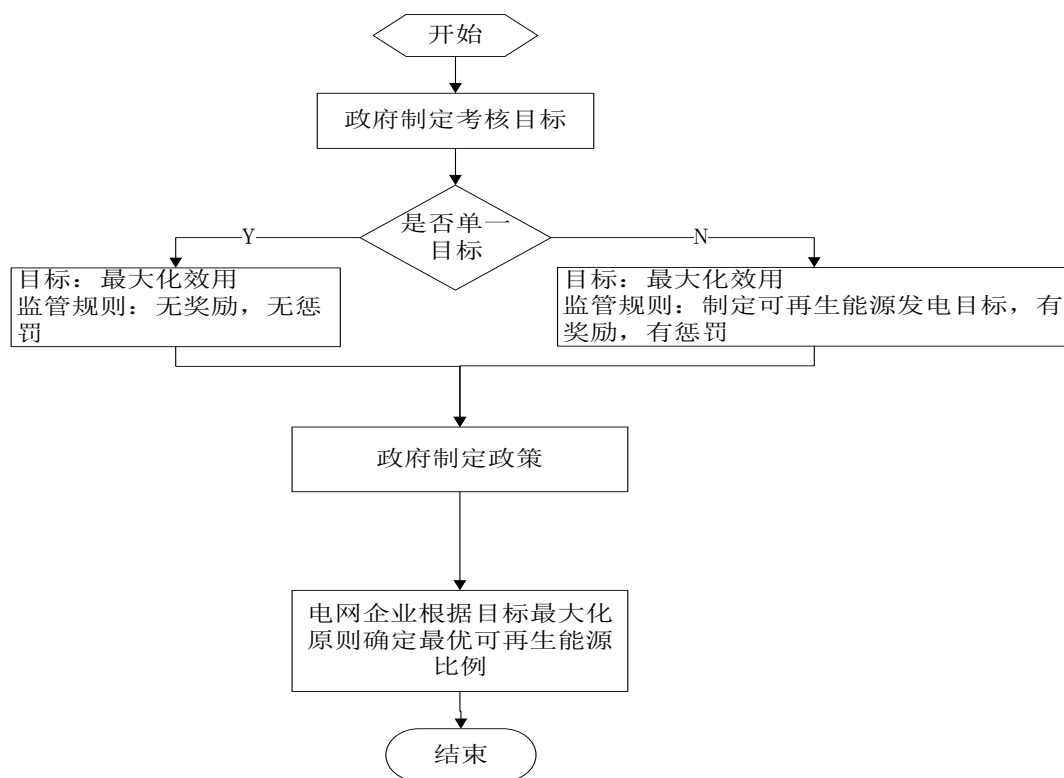


图 6-1 可再生能源发电模型流程图

可再生能源发电模型的流程如图 6-1 所示，根据流程，分别设定各经济主体的行为方程如下：

### 1、政府

在政府的目标函数中，需要兼顾电网公司的收益和因为传统火电的碳排放导致

的环境污染和损失，假设当政府使用非单一目标时，会通过设定可再生能源电力占总电力的目标比重 $\lambda$ 来进行调节，政府的效用函数为 $U = \pi t - \frac{1}{2}\varepsilon E^2$ ，其中， $\pi t$ 表示政府得自电网公司总收入的红利， $\pi$ 表示电网公司总利润， $t$ 表示税率， $\frac{1}{2}\varepsilon E^2$ 表示由于碳排放导致的损失，假设碳排放导致的损失函数为二次函数， $E$ 表示碳排放， $\varepsilon$ 为损失参数。在模型中，假设碳排放由传统火电导致，假设总电力需求为 $Q$ ，电网公司实际完成的可再生能源电力占总电力的比重为 $\beta$ ，单位传统火电的排放参数为 $a$ ，则碳排放 $E = a(1 - \beta)Q$ 。

为实现政府的目标，政府将根据目标的完成情况，对企业进行监管，并进行奖励和惩罚。不妨合理地假设，当企业的实际完成目标 $\beta$ 偏离政府目标 $\lambda$ 一个小的区间 $\delta$ 后，政府才会对企业实施奖励或者惩罚，即当时，政府将对企业给予奖励，奖励函数为，其中， $R$ 表示奖励系数；当时，政府将对企业给予惩罚，惩罚函数为，其中， $C$ 表示惩罚系数。

无论政府是否采用单一目标，政府的决策准则均为最大化政府的效用函数，即有：

$$\max_{\lambda} U = \pi t - \frac{1}{2}\varepsilon E^2 = \pi t - \frac{1}{2}\varepsilon(a(1 - \beta)Q)^2$$

## 2、电网公司

电网公司的净收入 $\Pi$ 由售电收益和政府的奖励或惩罚共同决定：

$$\Pi = \begin{cases} Q(P_S - P_B - \beta\Delta) + \frac{1}{2}R(\beta - (\lambda + \delta))^2, & (\text{当 } \beta > \lambda + \delta \text{ 时}) \\ Q(P_S - P_B - \beta\Delta) & , (\text{当 } \lambda - \delta \leq \beta \leq \lambda + \delta \text{ 时}) \\ Q(P_S - P_B - \beta\Delta) - \frac{1}{2}C((\lambda - \delta) - \beta)^2, & (\text{当 } \beta < \lambda - \delta \text{ 时}) \end{cases}$$

其中， $P_S$ 表示单位电力的销售价格， $P_B$ 表示单位电力的上网价格， $\Delta$ 表示单位可再生能源发电上网导致的额外的成本，包括上网电价和因为可再生能源电力入网带来的其他费用（如电网建设、电力不稳定导致的风险和损失等等）， $\beta$ 为电网公司输配电比例中可再生能源电力的比重，为合理假设，不妨假设电网公司输配的可再生能源电力比例存在上限 $\bar{\beta}$ 。

电网公司根据收入最大化原则确定可再生能源电力的比重，即有：

$$\max_{\beta} \Pi = \begin{cases} Q(P_S - P_B - \beta\Delta) + \frac{1}{2}R(\beta - (\lambda + \delta))^2, & (\text{当 } \beta > \lambda + \delta \text{ 时}) \\ Q(P_S - P_B - \beta\Delta) & , (\text{当 } \lambda - \delta \leq \beta \leq \lambda + \delta \text{ 时}) \\ Q(P_S - P_B - \beta\Delta) - \frac{1}{2}C((\lambda - \delta) - \beta)^2, & (\text{当 } \beta < \lambda - \delta \text{ 时}) \end{cases}$$

### （三）模型求解

### 1、电网公司的最优决策

根据电网公司的决策函数，可以得到：

(1) 当  $\beta > \lambda + \delta$  时，此时电网公司的净收入存在局部极小值，满足：  
 $\frac{\partial \Pi}{\partial \beta} = -Q\Delta + R(\beta - (\lambda + \delta)) = 0$ ，则可以得到： $\beta = \lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R}$  时，电网公司的净收入最低，不妨假设电网公司输配可再生能源电力的上限  $\bar{\beta} > \lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R}$ 。当  $\lambda + \delta < \beta < \lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R}$  时，电网公司的净收入随  $\beta$  的提高而下降；当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} < \beta \leq \bar{\beta}$  时，电网公司的净收入随  $\beta$  的提高而增加。

(2) 当  $\lambda - \delta \leq \beta \leq \lambda + \delta$  时， $\frac{\partial \Pi}{\partial \beta} = -Q\Delta < 0$ ，此时电网公司的净收入随着  $\beta$  的提高而下降。

(3) 当  $\beta < \lambda - \delta$  时，此时电网公司的净收入存在局部极大值，满足：  
 $\frac{\partial \Pi}{\partial \beta} = -Q\Delta + C((\lambda - \delta) - \beta) = 0$ ，则可以得到： $\beta = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  时，电网公司的净收入最高。当  $0 \leq \beta < \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  时，电网公司的净收入随  $\beta$  的提高而增加；当  $\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C} < \beta < \lambda - \delta$  时，电网公司的净收入随  $\beta$  的提高而下降。

于是，可以得到电网公司净收入  $\Pi$  和其决策参数  $\beta$  之间的关系，如图 6-2 所示：

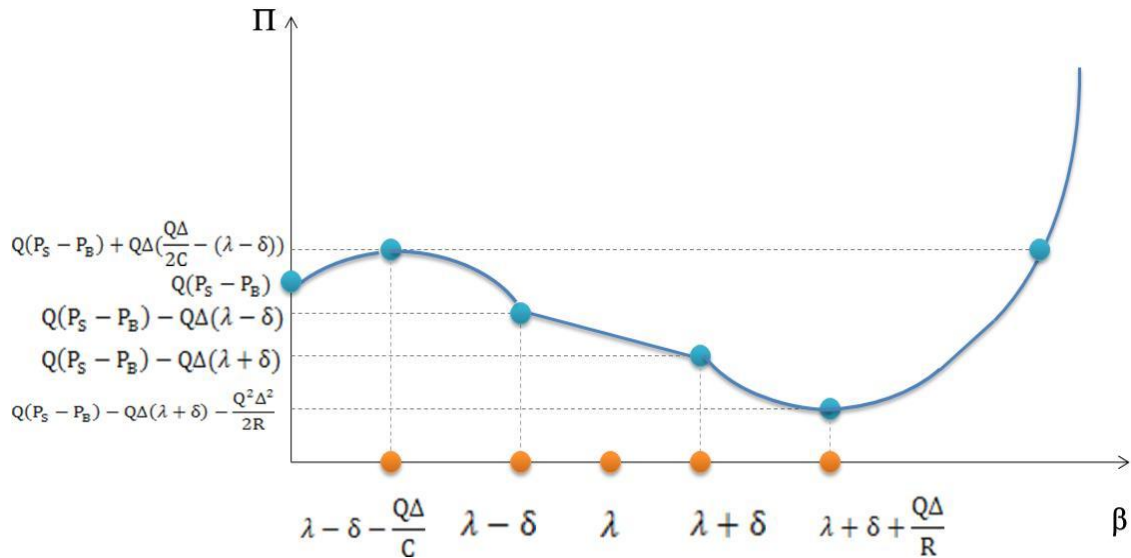


图 6-2 电网公司净收入和决策参数

由于  $0 < \beta < \bar{\beta}$ ，为了得到电网公司的最优决策，下面进行分情况的讨论：

(1) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} > 1$  时，即  $\lambda > 1 - \delta - \frac{Q\Delta}{R}$  时：

◆ 若  $\lambda \geq \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ ，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$ ，则电网公司的收入  $\pi = Q(P_S - P_B - (\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C})\Delta)$ ，净收入为  $\Pi = Q(P_S - P_B) + Q\Delta(\frac{Q\Delta}{2C} - (\lambda - \delta))$ 。

◆ 若  $\lambda < \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ ，电网公司的最优决策为  $\beta^* = 0$ ，则电网公司的收入

$\pi = Q(P_S - P_B)$ , 净收入为  $\Pi = Q(P_S - P_B) - \frac{1}{2}C(\lambda - \delta)^2$ 。

(2) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} \leq 1$  时, 即  $\lambda \leq 1 - \delta - \frac{Q\Delta}{R}$  时

若  $\lambda \geq \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ , 则需要比较在  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} < \beta \leq \bar{\beta}$  时, 电网公司的净收入是否高于  $\beta = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  时电网公司的净收入。不妨假设当  $\beta = \lambda + \delta + x$  时, 电网公司的净收入等于  $\beta = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  时电网公司的净收入, 容易知道:  $x > \frac{Q\Delta}{R}$ 。于是, 有:

$$\begin{aligned} Q(P_S - P_B - (\lambda + \delta + x)\Delta) + \frac{1}{2}R((\lambda + \delta + x) - (\lambda + \delta))^2 \\ = Q\left(P_S - P_B - (\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C})\Delta\right) - \frac{1}{2}C((\lambda - \delta) - (\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}))^2 \end{aligned}$$

从而, 有:

$$-Q\Delta(\lambda + \delta + x) + \frac{1}{2}Rx^2 = -Q\Delta(\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}) - \frac{1}{2}C(\frac{Q\Delta}{C})^2$$

$$\text{即: } RCx^2 - 2Q\Delta Cx - 4Q\Delta C\delta - (Q\Delta)^2 = 0$$

由此可以求解:  $x = \frac{2Q\Delta C \pm \sqrt{(2Q\Delta C)^2 + 4RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{2RC}$ , 考虑到  $x > \frac{Q\Delta}{R}$ , 可以求得,

当  $x = \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta C)^2 + RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{RC}$  时, 即  $\beta = \lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta C)^2 + RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{RC}$  时,

电网公司的净收入等于  $\beta = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  时电网公司的净收入。因此可以知道, 电网公司的最优决策需要分情况讨论:

a) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta C)^2 + RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{RC} > \bar{\beta}$  时, 电网公司的最优决策为  $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$ ;

b) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta C)^2 + RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{RC} = \bar{\beta}$  时, 电网公司的最优决策为  $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  或者  $\beta^* = \bar{\beta}$ ;

c) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta C)^2 + RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{RC} < \bar{\beta}$  时, 电网公司的最优决策为  $\beta^* = \bar{\beta}$ 。

◆ 若  $\lambda < \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ , 则需要比较在  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} < \beta \leq \bar{\beta}$  时, 电网公司的净收入是否高于  $\beta = 0$  时电网公司的净收入。不妨假设当  $\beta = \lambda + \delta + x$  时, 电网公司的净收入等于  $\beta = 0$  时电网公司的净收入, 容易知道:  $x > \frac{Q\Delta}{R}$ 。于是, 有:

$$\begin{aligned} Q(P_S - P_B - (\lambda + \delta + x)\Delta) + \frac{1}{2}R((\lambda + \delta + x) - (\lambda + \delta))^2 \\ = Q(P_S - P_B) - \frac{1}{2}C(\lambda - \delta)^2 \end{aligned}$$

$$\text{从而有: } -Q\Delta(\lambda + \delta + x) + \frac{1}{2}Rx^2 = -\frac{1}{2}C(\lambda - \delta)^2$$

$$\text{即: } Rx^2 - 2Q\Delta x - 2Q\Delta(\lambda + \delta) + C(\lambda - \delta)^2 = 0$$

由此可以求解： $x = \frac{Q\Delta \pm \sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R}$ ，考虑到  $x > \frac{Q\Delta}{R}$ ，可以求得，  
当  $x = \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R}$  时，

即  $\beta = \lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R}$  时，电网公司的净收入等于  $\beta = 0$  时电网公司的净收入。因此可以知道，电网公司的最优决策需要分情况讨论：

a) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R} > \bar{\beta}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = 0$ ；

b) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R} = \bar{\beta}$  时，电企业的最优决策为  $\beta^* = 0$  或者  $\beta^* = \bar{\beta}$ ；

c) 当  $\lambda + \delta + \frac{Q\Delta}{R} + \frac{\sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R} < \bar{\beta}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \bar{\beta}$ 。

综上所述可以看到，电网公司的最优决策有： $\beta^* = 0$ ， $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$  或者  $\beta^* = \bar{\beta}$ 。

不妨令  $x_1 = \frac{\sqrt{(Q\Delta C)^2 + RC(4Q\Delta C\delta + (Q\Delta)^2)}}{RC}$ ， $x_2 = \frac{\sqrt{(Q\Delta)^2 + R(2Q\Delta(\lambda + \delta) - C(\lambda - \delta)^2)}}{R}$ ，容易知道，  
 $x_1 > x_2$ ，于是，电网公司的最优决策可以分情况讨论如下：

(1)  $\bar{\beta} - 2\delta > \frac{Q\Delta}{R} + \frac{Q\Delta}{C} + x_2$  时：

◆ 当  $\lambda > \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$  时， $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$

◆ 当  $\lambda < \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$  时， $\beta^* = \bar{\beta}$

(2)  $\bar{\beta} - 2\delta < \frac{Q\Delta}{R} + \frac{Q\Delta}{C} + x_2$  时：

◆ 当  $\lambda > \delta + \frac{Q\Delta}{C}$  时， $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$

◆ 当  $\bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2 < \lambda < \delta + \frac{Q\Delta}{C}$  时， $\beta^* = 0$

◆ 当  $\lambda < \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2$  时， $\beta^* = \bar{\beta}$

因此可以看到，电网公司的最优决策与政府制定的可再生能源电力目标  $\lambda$  以及政府的惩罚和奖励函数参数  $\delta$ 、 $R$  和  $C$  相关，还与电力需求  $Q$  以及可再生能源电力与传统火电的单位综合成本差  $\Delta$  相关。总体而言，在其他条件不变时，当  $\lambda$  更高或者  $\delta$  更大时，电网公司会更倾向于选择低于目标的  $\beta$ ；而当奖励函数参数  $R$  更高时，电网公司会更倾向于选择全部使用可再生能源；当可再生能源综合成本差  $Q\Delta$  更高时，电网公司会更倾向于选择低于目标的  $\beta$ 。

## 2、政府的最优决策

政府的最优决策为最大化其效用：



$$\max_{\lambda} U = \pi t - \frac{1}{2} \varepsilon (a(1 - \beta)Q)^2 = Qt(P_S - P_B - \beta\Delta) - \frac{1}{2} \varepsilon (a(1 - \beta)Q)^2$$

其中， $\beta$ 为电网公司实际完成的可再生能源电力占总电力的比重，根据上面的讨论可知 $\beta$ 的最优取值和政府政策相关。

根据 $\frac{\partial U}{\partial \beta} = -Qt\Delta + \varepsilon(aQ)^2(1 - \beta) = 0$ ，由此可以得到，当 $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ 时，政府的效用存在局部极大值，考虑到 $0 \leq \beta \leq \bar{\beta}$ ，因此，仅当 $\frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2} \leq 1$ 时，在 $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ 时，政府效用最大；当 $\frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2} > 1$ 时，在 $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ 时，政府的效用函数在 $0 \leq \beta \leq \bar{\beta}$ 的区间上呈现单调递减，在 $\beta = 0$ 时，政府的效用最大，由于 $\varepsilon Qa^2$ 的经济含义是单位发电量带来的碳排导致的边际损失量，因此，这意味着如果可再生能源电力的单位综合成本高于其单位综合收益(减少的边际损失)时，不发展可再生能源是最优决策。

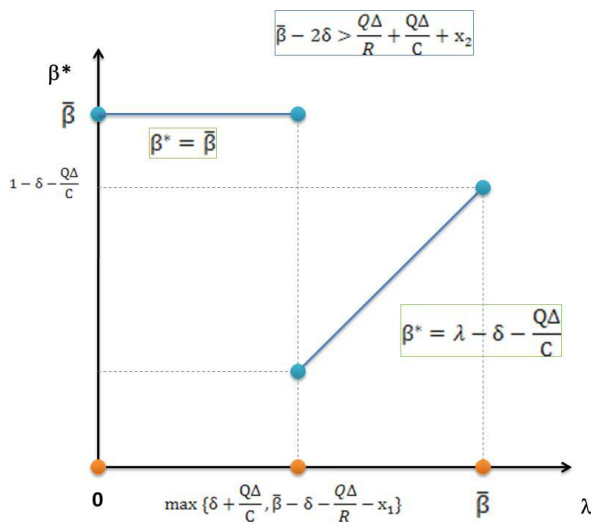
下面分情况讨论：

(1) 当 $t\Delta > \varepsilon Qa^2$ 时，当 $\beta = 0$ 时，政府的效用最大。

(2) 当 $t\Delta \leq \varepsilon Qa^2$ 时，当 $\beta = 1 - \frac{\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ 时，政府的效用最大

### 3、最优决策分析

根据上面的分析可以看到，电网公司的决策变量 $\beta$ 和政府的决策变量之间存在着密切的关联，假设其他参数不变， $\beta$ 和 $\lambda$ 的关系如图 6-3 所示：



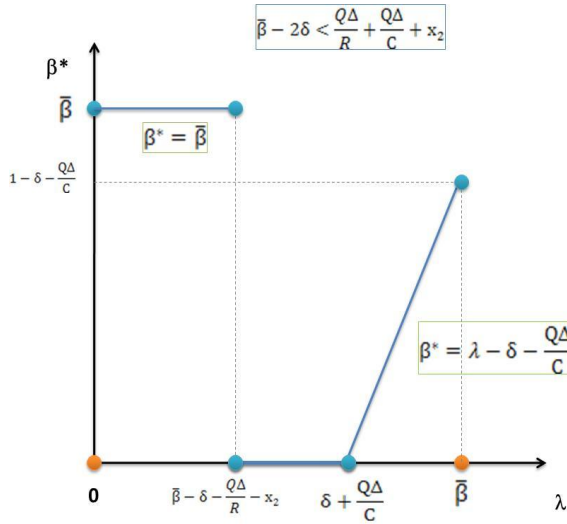


图 6-3 电网公司决策和政府决策之间的关系

由此可见：

(1) 当  $t\Delta > \varepsilon Qa^2$  时， $\beta = 0$  时，政府的效用最大

当  $\bar{\beta} - 2\delta > \frac{Q\Delta}{R} + \frac{Q\Delta}{C} + x_2$  时：在  $0 < \lambda < \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \bar{\beta}$ ，此时，政府无法实现自己的最大效用，政府的效用  $U_1 = Qt(P_S - P_B - \Delta)$ ；在  $\lambda > \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$ ，此时，政府也无法实现自己的最大效用，政府的效用为  $U_2 = Qt(P_S - P_B - (\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C})\Delta) - \frac{1}{2}\varepsilon(a(\bar{\beta} - (\lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}))Q)^2$ ，容易知道  $U_1 < U_2$ ，所以，政府会选择制定政策，使得  $\lambda > \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$ 。

当  $\bar{\beta} - 2\delta < \frac{Q\Delta}{R} + \frac{Q\Delta}{C} + x_2$  时：在  $\lambda > \delta + \frac{Q\Delta}{C}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$ ；在  $\bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2 < \lambda < \delta + \frac{Q\Delta}{C}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = 0$ ，此时政府可以实现最大效用；当  $\lambda < \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \bar{\beta}$ 。因此，政府会选择制定政策，使得  $\bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2 < \lambda < \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ 。

(2) 当  $t\Delta \leq \varepsilon Qa^2$  时，当  $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$  时，政府的效用最大

当  $\bar{\beta} - 2\delta > \frac{Q\Delta}{R} + \frac{Q\Delta}{C} + x_2$  时：在  $0 < \lambda < \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \bar{\beta}$ ，此时，政府无法实现自己的最大效用；在  $\lambda > \max\{\delta + \frac{Q\Delta}{C}, \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_1\}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$ ，此时，为实现政府的最大效用，需要满足  $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ ，因此可以得到， $\lambda = \bar{\beta} + \delta + \frac{Q\Delta}{C} - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ ；

当  $\bar{\beta} - 2\delta < \frac{Q\Delta}{R} + \frac{Q\Delta}{C} + x_2$  时：在  $\bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2 < \lambda < \delta + \frac{Q\Delta}{C}$  时，电网公司的最优决策为  $\beta^* = 0$ ，此时政府无法实现最大效用；当  $\lambda < \bar{\beta} - \delta - \frac{Q\Delta}{R} - x_2$  时，电网公

司的最优决策为 $\beta^* = \bar{\beta}$ ，此时政府无法实现最大效用；在 $\lambda > \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ 时，电网公司的最优决策为 $\beta^* = \lambda - \delta - \frac{Q\Delta}{C}$ ，此时，为实现政府的最大效用，需要满足 $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ ，因此可以得到， $\lambda = \bar{\beta} + \delta + \frac{Q\Delta}{C} - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ 。

#### （四）结果分析

综上，可以看到，政府和电网公司在可再生能源发电并网的最优决策取决于多方面因素的影响：

（1）当 $t\Delta > \varepsilon Qa^2$ 时，即单位可再生能源电力发电导致的额外的成本过高，高于单位发电量带来的碳排导致的边际损失量时，对于政府而言，最优的决策是不鼓励可再生能源的发展。

（2）当 $t\Delta \leq \varepsilon Qa^2$ 时，即单位发电量带来的碳排导致的边际损失量过高，高于单位可再生能源电力发电导致的额外的成本时，对于政府而言，最优决策是鼓励可再生能源的发展，并且，对政府而言的最优可再生能源发电比例为 $\beta = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ ，即这一比例可以实现对政府而言，可再生能源发电的边际成本和边际收益的相等。可以看到，随着单位可再生能源电力发电导致的额外成本 $\Delta$ 的下降，对政府而言最优可再生能源发电比例会不断提高。

（3）当 $t\Delta \leq \varepsilon Qa^2$ 时，电网公司的最优决策为 $\beta^* = 1 - \frac{t\Delta}{\varepsilon Qa^2}$ 。政府的最优目标是 $\lambda^* = \beta^* + \delta + \frac{Q\Delta}{C}$ ，这意味着，对于政府而言，最优的目标需要比电网公司的最优决策制定的略高。而对于电网公司而言，在这样的目标下，最优的决策都是会接受惩罚，惩罚的大小和电网公司承担的成本相关，即若可再生能源额外成本更高，则需要更高的惩罚参数。

综上，可以得到如下结论：

结论 1：在规定电网公司必须调度的可再生能源比例较低的情况下，需要配以较高的奖励政策，才可以激励电网公司更多调度可再生能源。

结论 2：在规定电网公司必须调度的可再生能源比例较高的情况下，需要配以较高的惩罚措施，才可以激励电网公司更多调度可再生能源。

结论 3：在规定电网公司必须调度的可再生能源比例较高的情况下，如果与之配套的惩罚措施力度不够，则这种较高比例的规定不会起到激励电网公司更多调度可再生能源发电的作用。

以上研究结果显示，对电网公司实施适当的考核和激励政策，将对可再生能源发电的增长发挥十分重要的促进作用。同时，中国正处于电力体制改革和国资监管方式改革阶段，这些正在进行的改革也将对电网公司促进可再生能源发电的考核产生影响，以下内容将对此进行详细讨论。

### 三、电力体制改革和国资监管方式改革对电网公司考核的影响

#### （一）电力体制改革对电网公司绩效考核的影响

##### 1、剥离竞争性业务对电网公司绩效考核的影响

电力体制改革的主要方向之一便是剥离竞争性业务，即实现电力体制中的输配电与售电的有效分离。这意味着将电网公司重新定位成“只负责电力传输，不参与买卖电力”的企业主体。

在这种情况下，针对电网公司的绩效考核必然要出现相应的变化，考核指标必须对电网公司公共责任的履行给予充分倾斜；如果继续对电网公司施行以经营业绩考核为主的绩效考核方案，必然强化电网公司重视经济利益、而忽视社会责任的履行。在现有情境下，包含售电业务的电网公司可以获得较高的经济收益，而一旦输电业务被剥离，电网公司的收益的主要来源于输配电服务，而输配电价格将受到国家的严格监管与核准。如果继续施行单一的经营业绩考核，电网公司将缺乏对于农村电网项目进行投资的积极性。农村电网相对于城市电网而言，其成本收入比相对偏高，加大对于农村电网的投资必然会降低电网公司的经济效益和考核成绩等级。同时电网公司投资于新能源发电并网项目的积极性也会大大降低，新能源发电项目一般远离负荷区，电网架设的成本相对更高，而新能源发电受不确定性出力的影响，一般年利用小时数较低，导致接入新能源发电的输电资产利用率偏低，必然会降低电网公司的经济效益。再者，电网公司在偏远地区的电网建设投资积极性也会大大降低，偏远地区的经济发展水平一般较低，投资于该类地区往往会拉长电网公司的投资回收期，更有甚者会导致电网公司在该类地区的投资入不敷出。结合以上分析，一旦电网公司的竞争性业务被剥离，针对电网公司的绩效考核方案必须向其公共责任履行情况作出更大的倾斜。

##### 2、电价制定机制改革对电网公司绩效考核的影响

电力体制改革的另一重点是实现电网公司输配电价格的独立，电网公司进行电力传输只收取一定的过网费，不再是“双边垄断、统购统销”的独家电力供应。在这样的环境下，输配电价水平一经确定，电网公司的营业利润将主要取决于上网电量的大小和服务成本的高低，继续对电网公司进行利润导向的经营业绩考核的意义将大打折扣。另外，由于实现了独立的输配电价机制，输配电价成为监管机构对于电网公司进行激励的一项重要举措。电价机制改革必然会涉及到如何确定合适的奖惩电价才能体现出监管层对于电网公司发展新能源、提高普遍服务水平等公共服务职能的激励导向作用，这也将是下一步电价机制改革以及监管机制改革的重点问题。

##### 3、完善电力行业法律规范对电网公司绩效考核的影响

伴随着电力改革的逐渐完善，电力行业各部门的权力与义务逐渐明晰，为了明确规范各部门的职责，相应的法律法规必须予以明确。因而可以认为伴随着电力体制改革的深入，电力监管立法必须不断加强，监管原则也须得到进一步明确。

#### 4、调度机构职责的明确对电网公司绩效考核的影响

在电力体制改革完成后，调度机构的权责与归属权问题都得到了明确，中长期电力、电量平衡主要是通过市场机制来调节，而电网调度机构只对电力的实时平衡进行微调。与此相对应，针对调度机构的绩效考核原则也将作出相应调整。

### （二）国资监管改革对电网公司考核的影响

#### 1、组建资本运营公司的影响

党的十八大报告指明了下一步国有资产管理改革的方向是：“完善国有资产管理体制，以管资本为主加强国有资产监管，改革国有资本授权经营体制，组建若干国有资本运营公司，支持有条件的国有企业改组为国有资本投资公司。”在这种改革方案下，电网公司可能会被改组成为国有资本运营公司，下辖输配电运营商。此时，针对电网公司的国资监管将成为以管资本为主完善国有资本管理体制。

#### 2、加大国有资本在公共服务职能的影响

“国有资本投资运营要服务于国家战略目标，更多投向关系国家安全、国民经济命脉的重要行业和关键领域，重点提供公共服务、发展重要前瞻性战略产业、保护生态环境、支持科技进步、保障国家安全。”未来，国有企业的功能将进一步明确。“国有资本加大对公益性企业的投入，在提供公共服务方面做出更大贡献。”在这种情景下，更有利于电网公司被定义为提供公共服务的国有企业，有利于对电网公司监管考核制度改革目标的实现。

#### 3、健全职业经理人制度的影响

十八大报告对于国有企业经理人的选聘也给出了具体指导意见。“健全协调运转、有效制衡的公司法人治理结构。建立职业经理人制度，更好发挥企业家作用。深化企业内部管理人员能上能下、员工能进能出、收入能增能减的制度改革。建立长效激励约束机制，强化国有企业经营投资责任追究。探索推进国有企业财务预算等重大信息公开”。在职业经理人制度得到完善的情况下，针对电网公司的任期监管绩效考核结果如果能直接反应职业经理人履行公共责任及可再生能源发电责任的履行情况，将对电网公司的行为形成更加有效的激励。

## 四、电网公司绩效监管体系改革方案设计

### （一）改革阶段划分与总体目标模式分析

与电力改革和国资监管改革进程相对应，针对电网公司的绩效考核监管模式也需要进行同步改革，图 6-4 展示了与电力体制改革进程相对应的电网公司监管体制改革方案。改革过程可以划分为两个主要阶段：第一，电力体制改过渡期内的电网公司监管体制改革；第二，电力体制改革完成期的电网公司绩效考核体系设计。

阶段一：电力改革过渡期对电网公司 监管模式	阶段二：电力体制改革完成后对电网公司 监管模式
国资委负责针对电网公司的国资监管 并进行经营业绩考核 国家能源局负责针对电网公司的行业 监管并进行绩效考核 国家发改委负责电价决策	形成统一独立的综合能源监管机构 负责针对电网公司的综合监管 制定监管计划并进行综合业绩考核以 及电价制定与决策
国资委负责制定针对电网公司经营业 绩的考核指标 国家能源局负责制定针对电网公司公 共服务的绩效考核指标	由第三方组织提出参考意见，由独立 的能源监管机构制定并最终决定公共 服务考核指标

图 6-4 改革阶段划分与总体目标模式

### 1、电力体制改革过渡期电网公司绩效考核体系设计的总体目标

在电力体制改革过渡期，电网公司将被重新定义为提供公共服务的国有企业，因而在该阶段，针对电网公司的绩效考核体系改革的总体目标是平衡电网公司的资产经营责任和公共责任。

在本阶段，电网公司的业绩考核将向多部门协同治理的方式转变。其中，国资委主要负责对于电网公司资产保值增值情况的考核，出具最终考核意见；发改委主要负责电力价格政策的制定和电价水平调整；能源局负责针对电网公司的行业监管，主要针对电网公司的公共责任履职考核；各监管责任主体之间需进行有效的沟通协调，国资委、发改委、能源局三部门间有效的信息交流，可以使针对电网公司的业绩考核更加有效。

其中，国资委现有的国资经营考核指标不发生变化，重点以及目标依旧是电网公司对于所持国有资产的保值增值能力，该部分指标的设定与考核模式与其他中央企业相同；国家能源局负责针对电网公司的行业监管，监管内容包括供电安全监管、服务质量监管、社会责任监管、行业影响监管、环境影响监管、价格监管、准入条件监管等内容，其中环境影响监管作为一级考核指标，下设新能源发电上网电量所占比例等反应电网公司在促进新能源发展责任的履行情况的二级指标；国家发改委对于国家能源局所提出的电价调整建议保留最终决策权。

### 2、电力体制改革完成期的电网公司绩效考核体系设计的总体目标

随着电力体制改革力度的不断加强，电力体制趋于完善，电网公司被重新定位为负责电力传输与配送的纯公用事业单位，原售电业务被剥离，只负责进行输电与配电活动，收取监管机构核准的过网费。同时国资管理方式改革业已完成，成立独立的综合能源监管机构，负责对电网公司的综合监管，包括电网公司的财务监管、价格监管、准入条件监管、公共服务监管、社会责任监管等内容。综合能源监管部门内设立独立财务监管部门，履行电网公司的资产经营责任监管，其他监管内容由

综合能源监管机构的行业监管部门负责。综合能源监管机构负责出具电网公司短期监管报告(年度监管报告)和长期监管报告(五年期监管报告)，监管报告内容涉及资产经营责任监管评价、公共责任履行情况监管评价、价格监管评价、公共服务监管评价等内容。该监管报告在出具时具有独立性和约束性，即能源监管报告的出具不再受政府有关行政部门的干预；报告一经出具对于电网公司具有约束力，可据此对电网公司负责人进行任免和绩效奖惩，对电网公司的输配电价水平进行调整。指标体系的权重设定应反映出电网公司特性，突出公共责任，以提升电网公司在履行公共责任上的积极性和参与度。

## (二) 不同改革进程下电网公司绩效考核机制设计

### 1、电力体制改革过渡期电网公司绩效考核机制设计

与现有国资委经营业绩考核流程不同，该情景下的考核主体及考核机制可以用图 6-5 表示，图 6-5 显示，在新的绩效考核模式下，国家能源局、发改委、国资委三者对于电网公司的绩效进行协同监管。

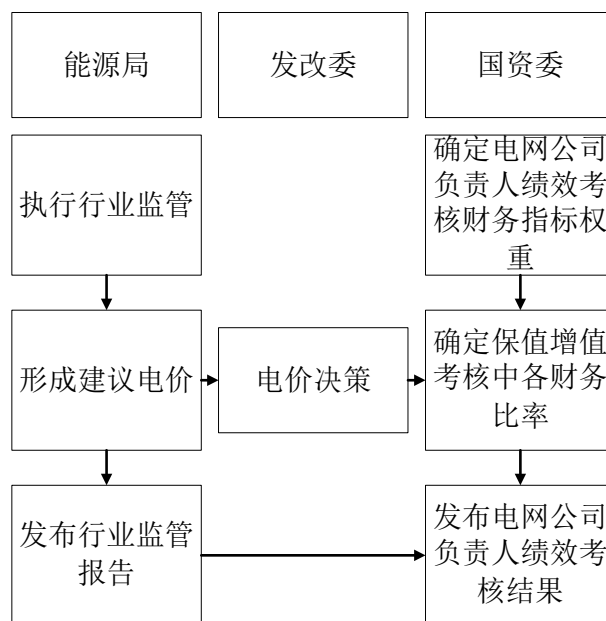


图 6-5 电力改革过渡期考核主体及考核机制设计

国家发改委主要负责电价的制定与最终决策，原有电力行业价格长期固定的形式将会改变，电力价格会在综合考虑市场监管的结果和上一年经营业绩考核的结果的基础上进行调整。建议的电价政策包括至少两部分，一部分是基础电价，由国家发改委根据电网公司运营成本与合理收益进行核算；另一部分是在综合考虑上一年的行业监管和绩效考核结果的基础上形成的奖惩电价。奖惩电价的制定由国家能源局根据电网公司的行业考核结果给出建议，由国家发改委做最后决策。

国资委主要负责针对电网公司的经营业绩考核。在制定各项经营业绩考核指标的目标值时，要综合考虑电价水平和公共责任履行对经济效益的影响，合理制定经营业绩考核的目标值。能源局负责对电网公司的公共责任考核。考核指标包括消费

者满意度指标、供电安全性指标、电网建设、信息披露、绿色发展责任指标、普遍服务指标以及无歧视接入指标等可以反映电网公司履行公共服务责任努力程度的指标。能源局对电网公司的公共责任绩效监管结果用途有二：一是直接体现在国资委央企负责人绩效考核结果中的公共责任绩效结果部分，二是为发改委确定奖惩电价提供依据。

在该情景下，针对电网公司的绩效考核办法依旧实行年度绩效考核和任期绩效考核相结合的形式，二者均采用由国资委主任或者其授权代表与电网公司签订经营业绩责任书、由国家能源局负责人或者其授权代表与电网公司签订行业绩效评价责任书的方式进行。原有国资委经营业绩考核的权责不发生变化，赋予国家能源局对电网公司进行行业绩效考核的职权。

### 1) 年度绩效考核

年度绩效考核指标可以进一步划分为经营业绩考核指标和公共绩效考核指标，均采用签订考核责任书的方式进行。

该阶段年度绩效考核责任书按照如图 6-6 程序签订：

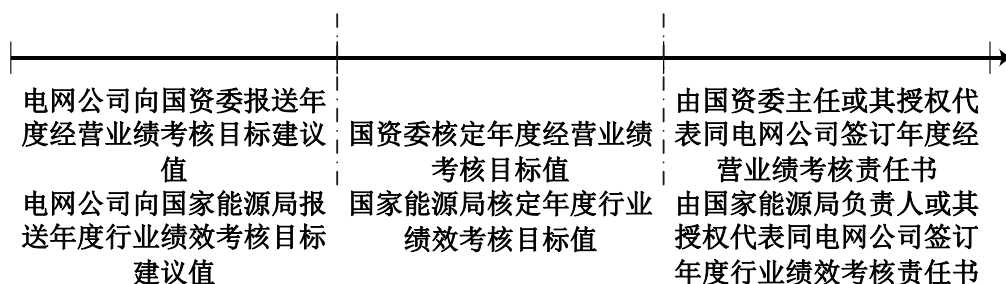


图 6-6 电力改革过渡期国家电网公司年度绩效考核责任书签订程序

第一，电网公司向国资委报送年度经营业绩考核目标建议值，向国家能源局报送年度行业绩效考核目标建议值。考核期初，电网公司按照国资委本年经营业绩考核要求、国家能源局行业绩效考核要求和电网公司发展规划和经营状况、可再生能源发展状况，对照同行业国际国内先进水平，提出本年度拟完成的年度经营业绩考核目标建议值、年度行业绩效考核目标建议值，并将考核目标建议值和必要的说明材料报送国资委和国家能源局。

第二，核定年度经营业绩考核目标值和年度行业绩效考核目标值。国资委和国家能源局按照“同一行业、同一尺度”的原则，结合宏观经济形势、电力行业发展周期、电网公司实际经营状况、国内可再生能源发展状况、国内新能源资源富裕度、国际相关行业考核指标等级等，对企业负责人的年度经营业绩考核目标建议值和行业绩效考核年度目标建议值进行审核，并就考核目标值和有关内容同企业沟通后予以确定。原则上，行业考核指标等级不得低于上年实际完成值和前三年企业实际完成值的平均值的较低值。

第三，由国资委主任或者其授权代表、国家能源局负责人或者其授权代表同电



网公司负责人签订年度经营业绩责任书和年度行业绩效考核责任书。

该情境下，年度经营业绩考核责任书和年度行业绩效考核责任书完成情况按照下列程序进行考核：

第一，电网公司负责人依据经审计的企业财务决算数据、经审核的行业指标执行情况统计数据，对上年度经营业绩考核目标的完成情况进行总结分析，并将本年度总结分析报告报送国资委和国家能源局，同时抄送电网公司的监事会。

第二，国资委依据经审计或者审核的企业财务决算报告和经审查的统计数据，结合本年度总结分析报告听取监事会意见，对企业负责人年度经营业绩考核目标的完成情况进行考核；国家能源局依照经审核的行业绩效考核指标完成情况的统计数据，结合本年度国内可再生能源资源禀赋和国内实际情况、本年度总结分析报告，听取监事会意见，对企业负责人行业绩效考核目标的完成情况进行考核，形成行业绩效考核报告与奖惩意见，报送国资委；国资委结合年度经营业绩考核结果和国家能源局报送的行业绩效考核评价结果，形成统一的电网公司年度绩效考核指标评价结果与奖惩意见。

第三，国资委最终确认的电网公司负责人年度绩效考核结果与奖惩意见反馈电网公司及其负责人及国家能源局，如果电网公司及其负责人对考核与奖惩意见有异议的，可及时向国资委反映。

第四，国家能源局根据电网公司本年度的年度绩效考核评价结果制定建议电价并报送国家发改委，国家发改委根据国家能源局的建议电价制定下一年度的电价，并反馈给国家能源局和国资委。

在该情景下，针对中央企业的绩效考核方案不再单纯采用 EVA 考核评价办法，而是根据不同中央企业的实际情况分别设定不同的考核方案。国资考核不再单纯局限于对企业经营业绩的考核，应进一步增加针对企业公共责任等内容的考核指标。在这一阶段的中央企业绩效考核指标体系中，绩效考核方案按照考核期限划分为年度绩效考核与任期绩效考核，二者均采用经营业绩考核指标体系和行业绩效考核指标体系相结合的形式。经营业绩考核指标体系主要反映中央企业对于国有资产的保值增值能力，行业考核指标主要反映中央企业社会责任履行情况，二者权重相当，可以充分体现出绩效考核对于企业非经济价值，即企业公共责任的重视。在新的考核指标体系下，年度经营业绩考核指标体系所包含的国资考核指标体系不发生变化，公共责任考核所要监管的内容包括无歧视接入情况监管、电力市场运行监管、电网规划与投资监管、电网公司信息披露情况、电网公司发展可再生能源发电责任的履行情况等内容。据此制定针对电网公司考核的一级考核指标体系，包括无歧视接入执行情况指标、消费者满意度指标、普遍服务责任履行情况指标、供电安全性指标、电网建设情况指标、信息披露情况指标、绿色发展责任履行情况指标。公共责任考核指标体系一级指标的设定将消费者作为电网公司行业监管考核的参与方加入进

来，从消费者的角度评价电网公司社会责任的履行情况；供电安全性、电网建设、无歧视接入和普遍服务的指标设定可以有效反映能源局的主体监管责任；绿色发展责任履行情况指标不再单独考察电网建设和运行对于环境的影响，同时还会加入电网公司的调度体系导致的可再生能源发电上网比例变化对于环境的影响评价；信息披露指标是反映电网公司对于信息的披露程度的指标。

该阶段年度绩效考核指标体系设计如图 6-7 所示。

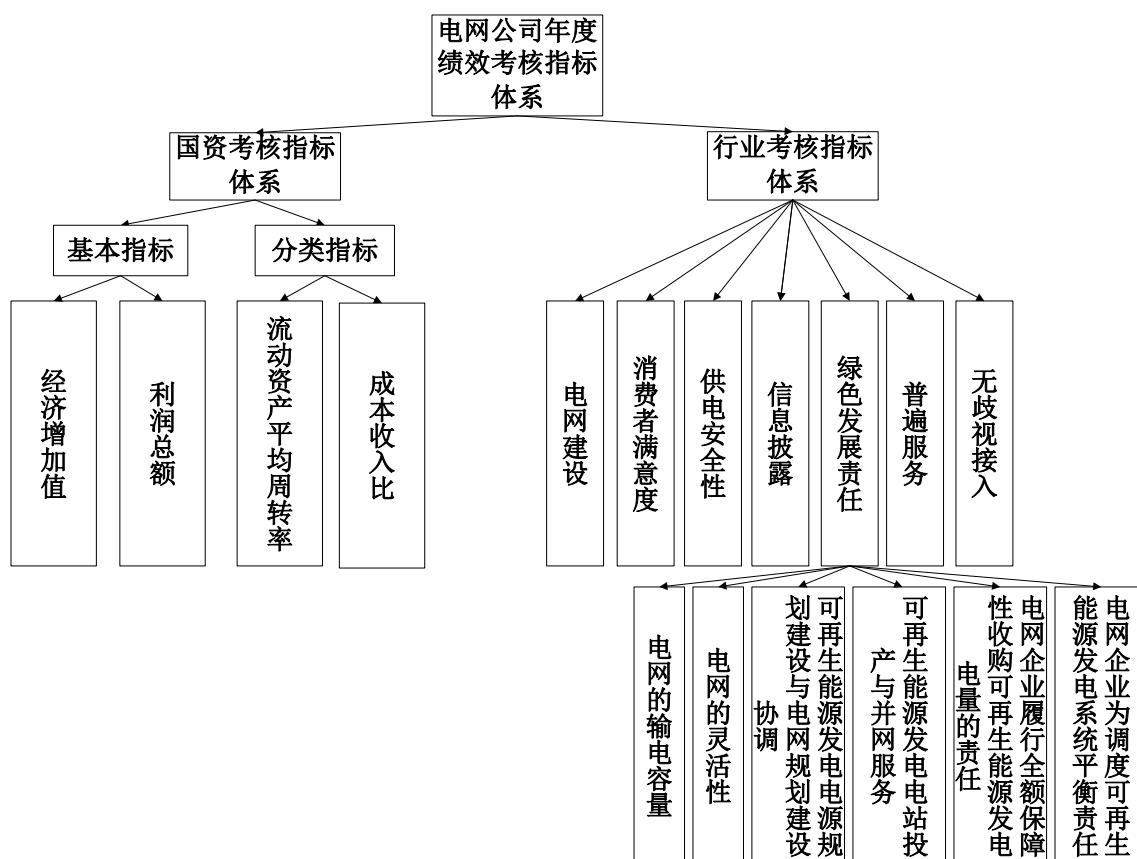


图 6-7 电力改革过渡期电网公司年度绩效考核指标体系

## 2) 任期绩效考核

任期绩效考核指标包括任期经营业绩考核指标和任期行业绩效考核指标。任期经营业绩考核指标体系由国资委负责制定并进行考核，行业绩效考核指标体系由国家能源局负责制定并进行考核。该情景下任期绩效考核责任书按照如图 6-8 所示的程序签订。

任期绩效考核的主要程序是：

第一，电网公司向国资委报送任期经营业绩考核目标建议值，向国家能源局报送任期行业绩效考核目标建议值。考核期初，电网公司按照国资委本任期经营业绩考核要求、国家能源局行业绩效考核要求和电网公司发展规划、国家能源发展规划，对照同行业国际国内先进标准，提出任期经营业绩考核和任期行业绩效考核目标建

议值，并将考核目标建议值和必要的说明材料报送国资委和国家能源局。

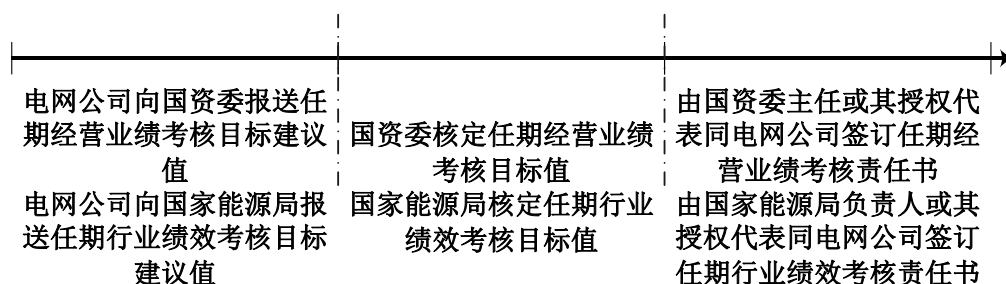


图 6-8 电力改革过渡期任期绩效考核责任书签订程序

第二，核定任期经营业绩考核目标值和任期行业绩效考核目标值。国资委和国家能源局按照“同一行业，同一尺度”原则，结合宏观经济形势、电力行业发展周期、电网公司实际经营状况、国内可再生能源发展状况、国内新能源资源富裕度、国际相关行业考核指标等级等，对企业负责人任期经营业绩考核目标建议值和行业绩效考核任期目标建议值进行审核，并就考核目标值和有关内容同企业沟通后予以确定。

第三，由国资委主任或者其授权代表、国家能源局负责人或者其授权代表同电网公司负责人签订任期经营业绩责任书和任期行业绩效考核责任书。

该情境下任期经营业绩考核责任书和任期行业绩效考核责任书完成情况按照下列程序进行考核：

第一，电网公司负责人依据经审计的企业财务决算数据、经审核的行业指标执行情况统计数据，对上一任期经营业绩考核目标的完成情况进行总结分析，并将本年度总结分析报告报送国资委和国家能源局，同时抄送电网公司的监事会。

第二，国资委依据经审计或者审核的企业财务决算报告和经审查的统计数据，结合本任期总结分析报告听取监事会意见，对企业负责人任期经营业绩考核目标的完成情况进行考核；国家能源局依照经审核的行业绩效考核指标完成情况的统计数据，结合本任期内国内可再生能源资源禀赋和国内实际情况、任期内总结分析报告，听取监事会意见，对企业负责人行业绩效考核目标的完成情况进行考核，形成行业绩效考核报告与奖惩意见，报送国资委；国资委结合任期经营业绩考核结果和国家能源局报送的行业绩效考核评价结果，形成统一的电网公司任期绩效考核指标评价结果与奖惩意见。

第三，国资委最终确认的电网公司负责人任期绩效考核结果与奖惩意见反馈电网公司及其负责人及国家能源局，如果电网公司及其负责人对考核与奖惩意见有异议的，可及时向国资委反映。

该阶段任期绩效考核指标如图 6-9 所示。

## 2、电力体制改革完成期的电网公司绩效考核机制设计

在电力体制改革完成的情景下，电网公司进行了有效的拆分，供电业务被有效

剥离，电网公司只负责电力的传输和配送，收取一定的过网费。国资监管方式改革业已完成，统一的综合能源监管部门得以成立，承担对于电力服务的综合监管。

在新的监管体系下，针对电网公司的绩效考核依旧采取年度考核与任期绩效考核相结合的形式，以任期考核为主，并使考核周期与国家整体发展规划的制定周期同步。基于新的考核周期的任期绩效考核流程如图 6-10。

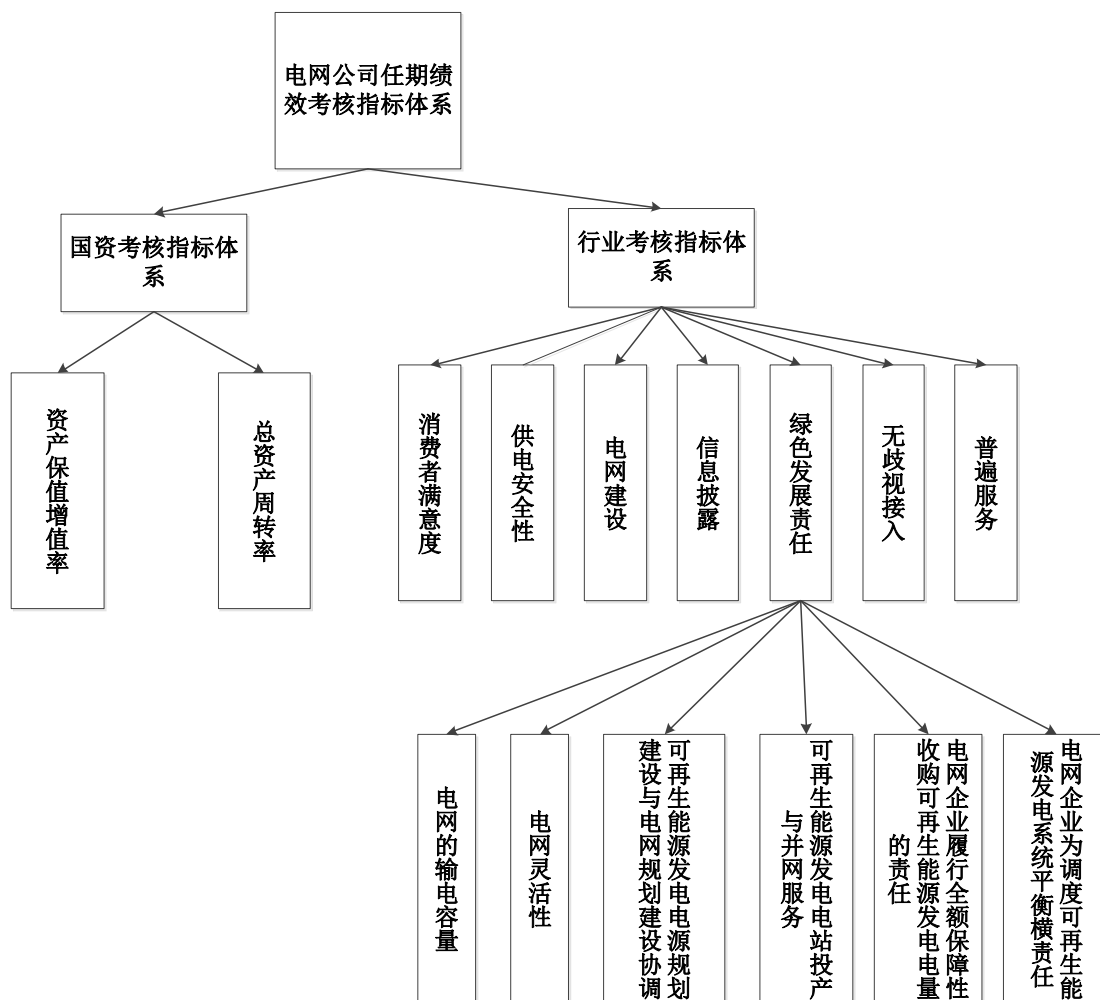


图 6-9 电力改革过渡期电网公司任期绩效考核指标体系

第一，商业计划以及监管计划制定。在任期绩效考核期初，独立能源监管机构会根据上一任期电网公司的表现制定最初的监管计划，同时要求电网公司根据国家的整体发展规划制定合理的商业计划，在商业计划的制定过程中必须充分考虑第三方组织的意见。独立能源监管机构会对电网公司提交的商业计划进行评估，对于评估合格的商业计划要求电网公司有效实施，监管部门会根据合格的商业计划制定最终的针对电网公司的综合绩效监管策略；对于评估结果不满意的商业计划要求电网公司修改，直至满足发展要求为止。

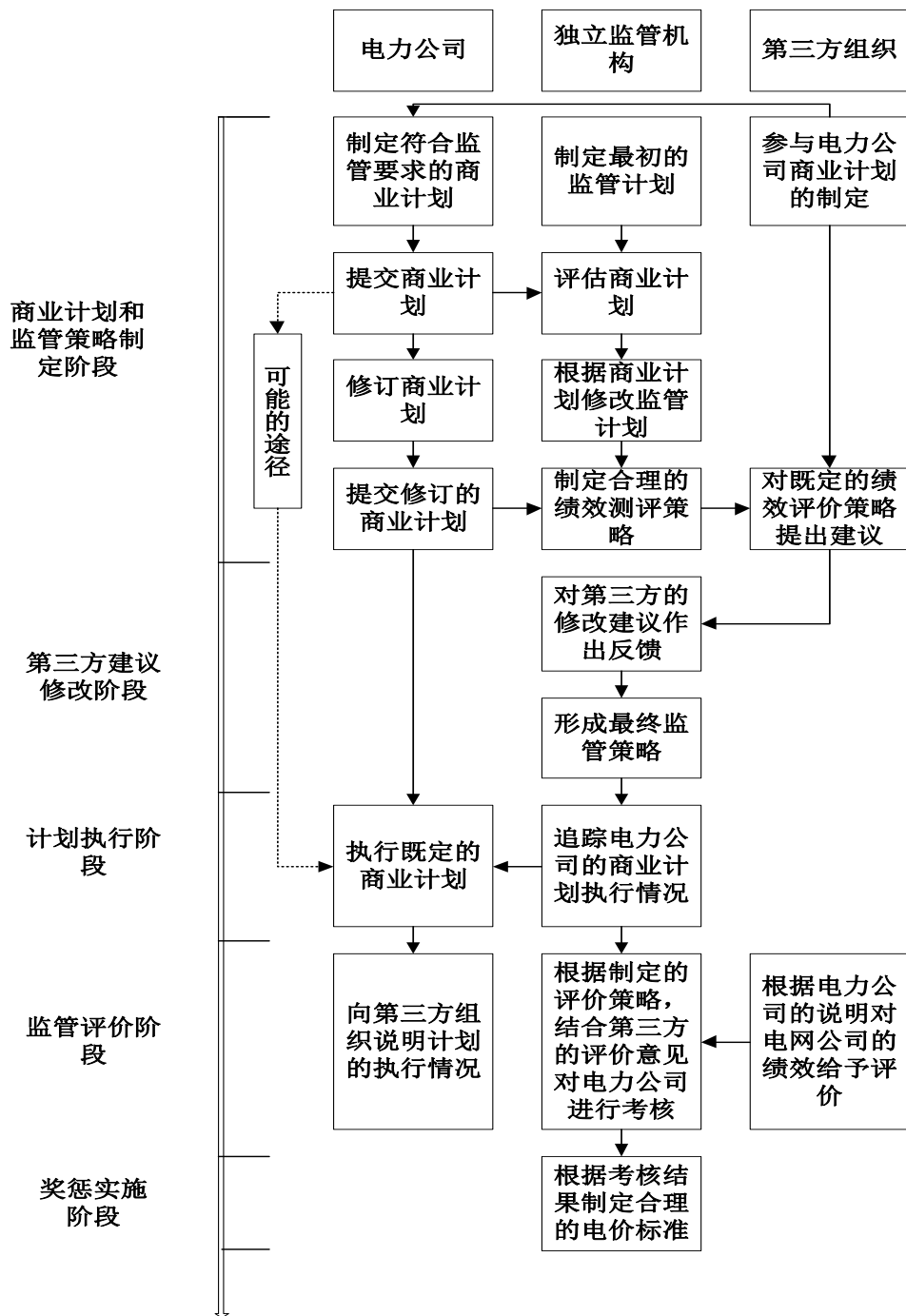


图 6-10 电改完成后电网公司监管体系与考核体系

第二，修订监管计划。独立能源监管部门就既定的监管计划向第三方组织寻求建议，认为第三方组织提出的建议具有其合理性，则会予以有效采纳，如果认为第三方组织的建议缺乏其合理性，则由独立能源监管部门向有关部门进行咨询，根据咨询意见决定采纳与否。

第三，确定监管计划。监管部门会根据第三方组织的意见对既定的监管方案进行修订，而后根据修改完成的监管方案对电网公司的计划履行情况进行实时跟踪。在监管周期的后期，电网公司必须向第三方组织说明其计划的履行情况，第三方组

织要根据电网公司的说明给予评价意见，监管部门要根据实时的跟踪结果以及第三方组织的评价意见确定合理的绩效考核评价结果。绩效考核结果较好的，独立能源监管部门会在基本输电价格的基础上给予一定的激励价格；相反较差的，则会设定较高强度的惩罚价格，电价调节结果会反映在下一期的电力监管过程中，对电网公司下一经营周期的营业收入和员工收入水平增长产生直接影响。这一机制设计的逻辑在于，报告理论模型定量评估证据显示，在电网公司承担的可再生能源发展目标较高的阶段，为保证绩效目标的实现，监管的导向是以“完不成目标给予较高强度的惩罚为约束力”。

在电力改革完成后的任期绩效考核流程如图 6-11 所示：

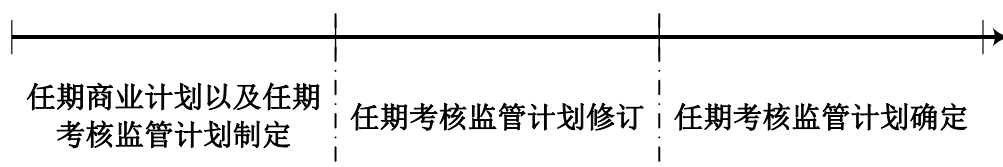


图 6-11 电改完成后任期考核监管计划制定流程

在电力改革完成后，年度绩效考核成为任期考核的补充。设定年度绩效考核的目的是对电网公司任期的商业计划进行年度分解和跟踪评估。年度绩效考核与任期考核的关系如图 6-12 所示。

第一，商业计划以及监管计划制定。在年度绩效考核考核期初，独立的综合能源监管机构将根据上一年电网公司的表现制定最初的监管计划，同时要求电网公司根据任期总体的商业计划和已完成考核年份的目标完成情况制定合理的商业计划，在商业计划的制定过程中必须充分考虑第三方组织的意见。独立的综合能源监管机构会对电网公司提交的商业计划进行评估，对于评估合格的商业计划会直接要求电网公司予以实施，监管部门会根据合格的商业计划制定最终的针对电网公司的综合绩效监管策略；对于评估结果较差的商业计划会要求电网公司进行修改，直至满足发展要求为止。

第二，修订监管计划。独立能源监管部门会就既定的监管计划向第三方组织寻求建议，认为第三方组织提出的建议具有其合理性，则会予以采纳，如果认为第三方组织的建议缺乏其合理性，则由独立能源监管部门向有关部门进行咨询，根据咨询意见确定采纳与否。

第三，确定监管计划。监管部门会根据第三方组织的意见对既定的监管方案进行修订，而后根据修改完成的监管方案对电网公司的计划履行情况进行实时跟踪。在年度绩效考核周期的后期，电网公司必须向第三方组织说明其计划的履行情况，第三方组织要根据电网公司的说明给予评价意见，监管部门要根据实时的跟踪结果、任期商业计划完成情况以及第三方组织的评价意见确定合理的绩效考核评价结果。绩效考核结果较好的，独立能源监管部门会在基本输电价格的基础上给予一定的激

励价格，相反较差的，则会设定一定的惩罚价格，有关价格的调节结果会反映在下一年度的电力监管过程中。由于电力体制改革尚未有效进行，电网公司明确的定位和改革方案还未明确，因而本文中不会明确提出适用于改革完成期的电网公司绩效考核指标，而是根据现有文献的研究结果，我们提出如表 6-1 所示的电改完成后针对电网公司的绩效考核指标库，监管部门可从指标库中选取适当的考核指标作为电力体制改革完成期的电网公司绩效考核指标。

“十X五”计划开始年						“十X五”计划结束年	
任期考核开始年						任期考核结束年	
1监管部门对上一任期电网公司的绩效进行考核并给出考核评价结果和奖惩建议							1监管部门对上一任期电网公司的绩效进行考核并给出考核评价结果和奖惩建议
2电网公司制定任期商业计划							2电网公司制定任期商业计划
3监管部门制定任期监管计划							3监管部门制定任期监管计划
1电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	1监管部门对电网公司上一年度的绩效进行考核并给出年度考核奖惩建议	1监管部门对电网公司上一年度的绩效进行考核并给出年度考核奖惩建议	1监管部门对电网公司上一年度的绩效进行考核并给出年度考核奖惩建议	1监管部门对电网公司上一年度的绩效进行考核并给出年度考核奖惩建议	1监管部门对电网公司上一年度的绩效进行考核并给出年度考核奖惩建议	1电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	1电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划
2监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	2电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	2电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	2电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	2电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	2电网公司根据任期商业计划制定年度商业计划	2监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	2监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划
	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划	3监管部门根据电网公司商业计划、任期能源监管计划和国家整体发展规划制定年度监管计划

图 6-12 电改完成后任期绩效考核与年度绩效考核的关系

相应的年度绩效考核流程如图 6-13 所示：

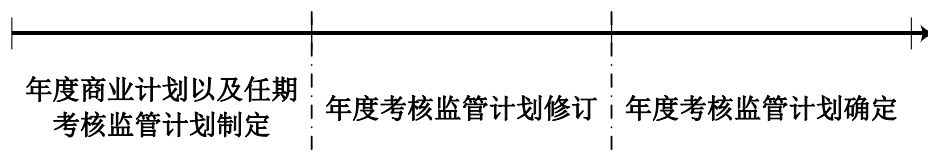


图 6-13 电改完成后年度考核监管计划制定流程

在该情景下，针对电网公司的监管不再按照经营业绩和行业考核绩效进行评估，而是由独立的综合能源监管部门按照既定的监管计划和电网公司提交的商业计划，对于电网公司的表现进行考核。在新的电力监管体系中，独立的综合能源部门具有监管电网公司各项业务和表现的权责，并能根据监管结果制定奖惩过网费和额外的奖励或者惩罚措施。

表 6-1 电改完成后针对电网公司的绩效考核指标库

电网公司责任		责任指标					
经济发展责任	资产保值增值率	总资产周转率	利润总额	经济增加值	流动资产平均周转率	成本收入比	总资产周转率
	公共服务责任	消费者满意度	供电安全性	电网建设情况	信息披露情况	绿色发展责任履行情况	无歧视普遍服务责任履行情况

## 五、改革方案的分阶段实施计划与配套措施

### （一）改革过渡期的电网公司考核实施计划与配套措施

在电力体制改革过渡期内，针对电网公司的绩效考核体系修改主要是为了平衡电网公司的经济发展责任和公共责任，不再单纯的侧重于经营业绩考核。该阶段考核的主要形式是将针对电网公司的绩效考核分为经营业绩考核和行业绩效考核，其中经营业绩考核由国资委负责，行业绩效考核由国家能源局负责。在该阶段，实现该考核方案的修改计划需要顶层的政策设计发生一定程度的变化。

首先，电网公司被定义为一类公共服务企业，而非单纯的追求经济利益的企业。这意味着电网公司的主要责任既包括实现其所持有的国有资产的保值增值，还包括履行其公共服务责任。这要求顶层政策制定者对电网公司定位进行适当程度的修改，真正实现电网公司服务社会的公司定位。

其次，由于行业绩效考核由国家能源局负责实施，这必然要求政策制定者在顶层设计时赋予国家能源局相应的权责。从现有情境来看，国家能源局与国家电网公司地位相当，不具有对于电网公司进行考核的行政级别与职权，因而下一步首先必须赋予国家能源局这种职权，使得国家能源局能够针对电网公司进行相应的行业绩效考核。

另外，在现有体制下，国资委对于电网公司的考核中既有经营业绩考核，同时又包含部分社会责任的考核，在改革过渡期内，国资委的考核导向必须进行一定程度的明确，即其只负责针对电网公司的经营业绩考核，考核不涉及针对电网公司的行业绩效考核内容。由于改革涉及责权调整，要求顶层政策制定者首先明确划分国资委的权责范围。

最后，新的监管体系要求国家发改委在制定电价时要设定部分的奖惩电价，而奖惩电价的制定要参考国家能源局对电网公司的公共责任绩效考核结果，这必然要求国家发改委和国家能源局就电价制定进行有效的协同。国资委负责出具最终年度



绩效监管报告，其中的行业绩效考核采用国家能源局的行业绩效考核结果，这必然要求国家能源局和国资委就行业绩效考核结果进行有效的协商。

## （二）改革完成期电网公司考核实施计划与配套措施

电力体制改革到位后，针对电网公司的绩效考核由独立统一的能源监管机构进行监管。因而要实现该阶段的电网公司的有效监管，首先要求独立的综合能源监管机构的设定。独立的综合能源机构负责针对电网公司的最初监管计划的制定、商业计划的评估、最终监管及计划的确定、协调第三方的监管意见、跟踪监管等内容，负责针对电网公司的经营业绩考核和行业绩效考核。

其次，在该阶段下，针对电网公司的监管计划的制定过程和电网公司自身的商业计划的制定都要求第三方组织的参与，因而在该阶段下，要实现目标的考核模式，必须首先建立由独立的自由人负责的独立的第三方组织，该组织主要代表社会大众的整体意见，收集社会公众关于电网公司发展和监管的建议，并将其反映到电网公司的监管体系中和电网公司的商业计划中。

最后，独立的能源监管机构必须拥有制定电价和奖惩电网公司的权力。在该情境下，电网公司的业务已经进行了有效的剥离，电网公司输电只收取部分的过网费用，因而此处的电价指输配电价。独立的综合能源监管机构必须对于电网公司的过网费率拥有一定程度的决策权，即电网公司的过网费率确定应有一定的弹性，包含电网回收折旧成本、电网动态运行成本、电网公司收益，其中电网公司收益部分由独立的综合能源监管机构通过设定奖惩电价来确定。

## 本章小结

随着电力体制改革和国资监管体制改革的深化，针对电网公司的绩效监管体制改革也应进一步推进。本章首先明确了对电网公司业绩考核机制设计的三个基本原则，即在电网公司业绩考核指标与目标体系的设计上，坚持“资产经营责任与公共责任”平衡一致原则；在电网公司业绩考核方案改革的总体路径上，坚持与“电力体制改革和国资监管改革”协调一致原则；在电网公司业绩考核方案实施程序的设计上，坚持“与国家治理体系改革一脉相承”、“行业监管与国资监管”统筹一致的原则。

本章的重点是按照电力体制改革和国资监管体制改革进程划分了电网公司业绩监管体制改革的“两个情境”，并展望了电网公司业绩考核机制设计的主要内容。

在电力体制改革和国资监管体制改革过渡期内，现有国资监管体制不发生变化，业绩指标体系向着平衡电网公司的公共服务责任和促进国有资产保值增值的责任转换，各监管主体之间的联系进一步加强，依靠各部门的有效协作，使电力体制监管更加高效。在电力体制改革完成期内，独立的综合能源监管机构得以成立，负责的针对电网公司的全面监管，其监管模式的制定具有充分的灵活性，可以根据电网

公司的整体商业计划制定监管策略，不拘泥于某种监管模式本身。在电力体制改革情景下，无论是电网公司还是监管主体，其责任的履行都必须考虑将第三方组织加入在内，进一步加强了社会参与。

为保障电网公司绩效监管机制充分落地，必须统筹顶层设计与技术操作要点。在现有电网公司绩效指标体系中纳入体现新能源发展责任的分类指标，必须在实际操作中明确电网公司落实新能源发展责任对其经济效益的影响，并对 EVA 和利润这样的财务绩效指标的目标值和考核标准作出相应的调整。针对电网公司的绩效考核体系主调整为电网公司的经济责任和社会责任相平衡，因此必须在顶层设计上明确电网公司的公用事业单位属性和公共服务功能，在监管程序上必须实现国资委、能源局和发改委等相关部门的高效协同。在电力体制改革到位后，电网公司绩效监管的顶层设计是形成综合能源监管机构，以闭环监管的方式对电网公司的电网规划、商业计划、资产形成与成本核定、公共服务合约与业绩目标、输配电价费率与收入核定实施统一、综合监管。

## 第七章 促进可再生能源发电的机制研究

### 一、电价机制的完善

#### (一) 电价形成机制改进建议

近五年来中国风电发展环境发生了较大变化：一是风电投资成本下降；二是补贴缺口增大；三是弃风限电现象严重。这些发展环境的变化对对可再生能源电价的形成机制提出了改进要求。

##### 1、并网电价应采取相对更为灵活的定价方式

对于风电而言，风电场投资中风电机组设备成本约占总投资的 65% 左右。2009 年以来，中国风机整机成本大幅下降（图 7-1），风电场投资成本的相应大幅下降。国家可再生能源信息管理中心《2013 年度中国风电建设统计评价报告》显示：中国风电场造价呈逐年下降趋势，2012 年决算单位造价 7958 元/千瓦。

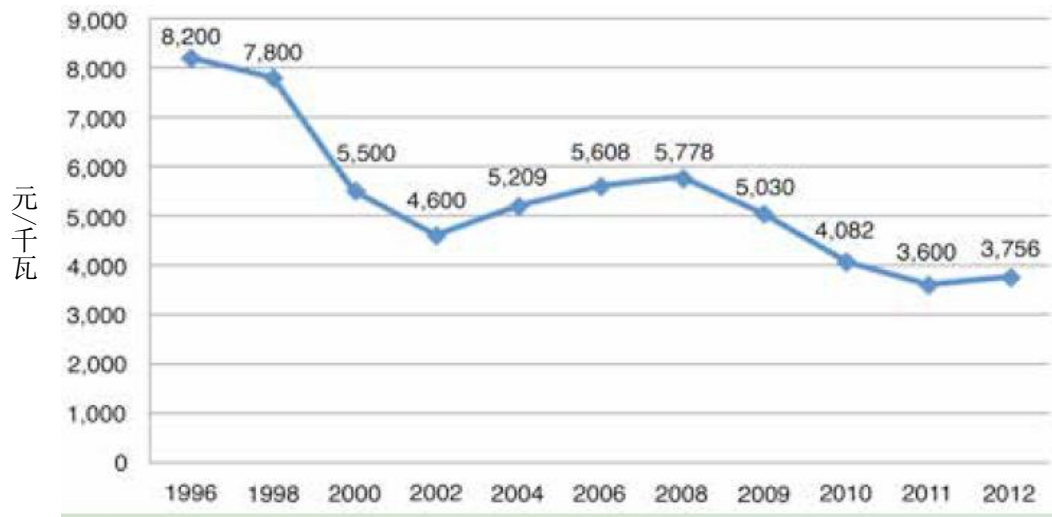


图 7-1 中国风机价格变动趋势

资料来源：IEA 2012 Wind Annual Report

在风电投资成本不断降低的情况下，适当调整其上网电价水平，不但可以降低财政补贴的巨大压力，还可以通过价格信号的引导作用，反映不同时段风电并网发电的价值。调整风电上网电价水平，目前遇到的一个问题是风电弃风比例较高，不少风电企业已处于盈亏边界点。因此，在对风电上网电价进行调整的时候，需要同时解决风电弃风比率过高的问题，以保证风电企业的投资收益。不能因为风电电价的调整，影响风电的进一步发展。

对风电并网电价的调整，还应该体现市场导向的相对灵活的定价原则。在可再生能源发展初期，完全固定的电价机制有利于促进可再生能源的成长和发展；但是，随着可再生能源发展规模的扩大，能够反映市场需求的相对灵活的电价机制更有可能促进可再生能源的大规模增长。因此，改革风电价格形成机制，反映价格信号，

通过市场机制引导可再生能源的投资和消纳，应该成为风电并网电价调整的一个主要方向。

## 2、引入两部制电价机制

随着可再生能源发电比例的提高，火电机组的利用小时有可能呈现出不断下降的趋势，为了保障火电机组的收益，可考虑引入两部制电价，即上网电价由两部分组成：容量电价和电量电价。容量电价与机组的装机容量相关，这部分电价的制定依据是保障火电机组基本的投资回报率；电量电价与火电机组的发电量相关，在计划调度模式下，主要由其变动成本决定；在未来竞争上网电价机制下，主要由边际成本决定。

## 3、拓宽可再生能源补贴资金来源，保障可再生能源电价的有效实施

近些年，可再生能源电价附加未能足额征收。首先，按规定，可再生能源电价附加除了西藏地区免收外，其他各类用电全部销售电量，包括自备电厂和向发电厂直接购电的大用户均应被收取。2011年全社会用电量4.7万千瓦时，如能全额征收，2011年当年应征收总额约200亿元，而实际仅征收了100亿元，缺口100亿元。2012年应征收总额为400亿元，实际征收200亿元左右。其次，已征收资金和实际需求之间存在较大缺口。据估算，2011年应支付补贴资金208亿元，实际需求与征收资金量之间缺口达100亿元，2012年也出现类似情况。

风电、光伏发电等发展离不开国家财政补贴，尽管可再生能源电价附加已调升到0.015元/千瓦时，但随着开发规模不断增加，现有电价附加水平将仍然不足，存在补贴金额不足风险。按照已公布的规划，2015年中国风电发电量将达到2000亿千瓦时，约需补贴400亿元；光伏发电发电量500亿千瓦时，约需补贴250亿元；生物质发电电量700亿千瓦时，需补贴280亿元；电网接入补贴需100亿元，这些补贴合计不少于1000亿元。即使在风电上网电价调整以后，财政补贴的压力仍然巨大。因此，需要拓宽可再生能源补贴资金来源，这样才能保障可再生能源电价的有效实施。

## （二）可再生能源跨省交易电价机制

风电跨省跨区送出有两种情况：一是区域内的跨省送出，即省间交易。例如，吉林送到辽宁。根据《可再生能源法》以及原国家电监会于2007年7月发布的《电网公司全额收购可再生能源电力监管办法》，电网公司必须全额收购可再生能源电量。因此，当前风电送出模式可视为统购统销，即电网公司统一收购风电场的电量，然后输送并出售给各符合区域各类电力用户。风电场业主只需与电网公司交易，无需与最终用户交易，交易模式简单、清晰。二是区域间交易。当风电无法在本区域内完全消纳时，需要外送到其他区域消纳。

为了进一步提高“三北”地区可再生能源电力跨区域外送的经济性和市场竞争力，我们提出的政策建议包括三个方面。

1、建立可再生能源电力交易市场化定价机制，充分发挥市场配置资源的作用。目前可再生能源固定上网电价机制不能反映可再生能源运营成本低的竞争优势。例如，风电依靠风力而不是燃料消耗，运行成本低是其竞争优势所在。但是，固定电价使得风电的竞争优势不能得到发挥。若能采用相对灵活的风电上网电价，并在此基础上实行相对灵活跨省/区可再生能源电力交易电价，比如，在用电低谷而风力资源最充足的夜间，风电采用较低的上网电价和跨省/区交易电价，则应有助于减少弃风现象。

#### 2、对输电环节进行价格补贴

输电环节价格偏高造成可再生能源在受电省的落地价格偏高，影响了可再生能源跨省跨区输送。国家可考虑给予输电环节一定的价格补贴，补贴资金从可再生能源发展基金中支出。这部分增加的基金支出可以来自向风电企业支付的基金减少部分。因为在扩大了跨区/省间电力交易交易的情况下，弃风将减少，从而为降低风电并网电价，降低对风电企业的补贴提供了可能。

### （三）辅助服务电价机制

#### 1、完善辅助服务成本补偿机制

对于辅助服务成本补偿，原国家电力监管委员会曾经颁布了《并网发电厂辅助服务管理暂行办法》和《发电厂并网运行管理管理规定》（被称为两个细则），这两个细则采用的是辅助服务行政考核和补偿机制，主要思想是对辅助服务提供进行考核和成本测算，然后由发电企业共同承担成本。各区域电网根据各电网的实际情况，按照补偿成本和合理收益的原则对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿，或者选择将相关考核费用按贡献量大小对提供有偿辅助服务的并网发电厂进行补偿。这种考核和补偿机制，还无法兼顾不同电厂提供辅助服务的成本差异，无法区别辅助服务质量的差异，无法有效地激励并网电厂提供辅助服务的积极性。因此，这两个细则的规定需要进一步完善。主要思想是应该根据不同电厂提供辅助服务的成本差异进行相应补偿，以提高并网电厂提供辅助服务的积极性。

#### 2、建立辅助服务市场

在英国、美国、澳大利亚和北欧等国，辅助服务与电能一样被视为一种特殊的商品，构成了电力市场的商品体系。电能市场逐渐在各国建立的同时，辅助服务市场也逐步建立起来。通过辅助服务市场形成辅助服务的电价机制，更有利于调动并网电厂提供辅助服务的积极性。

#### 3、关键性的辅助服务产品定价

电力市场中的辅助服务产品类型包括：实时功率平衡服务，无功电压调节服务，供电安全可靠服务（预防和校正控制、事故控制、备用容量、黑启动容量等）。在有关辅助服务的定价研究中，无功电压服务定价以及备用容量的获取和定价最受关注（倪以信，2002）。针对中国促进可再生能源发电的现实情况，目前最需要迫

切解决的辅助服务产品定价是指深度调峰的辅助服务定价。

深度调峰的辅助服务定价模式可以有两种：一是依据成本进行定价。这需要逐项分析不同类型的发电机组在提供深度调峰辅助服务时所发生的成本，工作量会相对复杂。二是采用基于联营体模式由中央决策的备用容量市场决定，即市场运营部门根据全网备用容量需要在备用容量市场上作为“单一买方”统一向备用容量供应商购买，再将成本分摊到用户。

鉴于中国目前辅助服务市场还没有建立，建议先采取相对简单易行的办法估算深度调峰的辅助服务价格，并逐步过渡到先进的方法。

#### （四）需求侧响应电价机制

需求侧响应电价机制的实施条件与电力市场化程度密切相关，考虑到中国电力市场目前尚处于初级阶段，以及未来电力市场的发展，计及可再生能源并网发电的需求侧响应电价机制的设计可以分三个阶段逐步推进：

##### 1、市场初级阶段：分时电价机制

在市场初级阶段，需求侧响应价格机制可采用分时电价机制。针对风电中长期和短期出力波动，可交叉实施两类分时电价：季节性分时电价和日峰谷分时电价。我国北方供暖期较长，在供暖期内，由于要保证供暖机组持续运行，供应侧调峰资源减少，风电弃风现象严重。因此，可按照“供暖期—非供暖期”的划分标准，制定季节性分时电价。在供暖期内，降低主要电力用户的销售电价水平，提高主要电力用户用电负荷，保证风电充分消纳。

在风电平衡区域内，对典型日来风情况进行总结，针对风电日内出力波动规律，制定日峰谷分时电价。在风电出力降低/提高时，相应提高/降低主要电力用户的销售电价水平，从而使终端用户负荷水平与风电出力变化情况相一致。

##### 2、市场过渡阶段：改进分时电价制同时引入关键峰荷电价制和实时电价制

在市场过渡阶段，需求侧响应电价机制是对分时电价进行改进，并引入关键峰荷电价和实时电价。

（1）分时电价。在日负荷整形方面，实时电价更为高效。因此，在市场过渡阶段，对分时电价机制进行改进，一方面逐步将日峰谷分时电价调整为日前实时电价，另一方面继续保留季节性分时电价。

（2）关键峰荷电价。在将分时电价作为基本负荷整形手段的基础上，针对风电出力骤减的特殊情况，引入关键峰荷电价。在风电出力骤减时，电网运行管理机构启动关键峰荷电价，降低用电负荷水平。关键峰荷电价分为固定期限和变动期限两种类型。在固定期限关键峰荷电价下，尖峰持续时间是事先确定的（一般提前一天通知）；变动期限关键峰荷电价实施的时点和持续时间都不是事先确定，通常需要智能响应、双向通信等技术的支持。在市场过渡阶段，由于相关智能通信技术尚不完善，实施变动期限关键峰荷电价尚有难度，可优先实施固定期限关键峰荷电价。

(3) 实时电价。实时电价是峰谷分时电价的高级形式，在负荷整形方面，其效率更高。因此，在市场过渡阶段，引入实时电价机制将有助于提高需求侧响应效果，缓解风电出力波动带来的不利影响。按照不同的划分方法，实时电价机制有多个种类，有日前的、日中的；有强制的、自愿的。在市场过渡阶段，可首先考虑引入日前实时电价，提前一天确定并通知用户第二天 24 h 的每小时电价。此外，在实时电价用户选择方面，早期选择部分大型工商业用户作为“实时电价用户群”，将实时电价作为其可选择的电价机制；后期逐步扩大“实时电价用户群”比例，逐步将实时电价作为大型工商业用户的强制电价。

### 3、市场完善阶段：改进的分时电价制、关键峰荷电价制和实时电价制

在市场完善阶段，我国电力市场体系已较为完善，各项电网运行技术已较为成熟。此时应改进实时电价、峰谷分时电价和关键峰荷电价。可取消日峰谷分时电价，继续保留“采暖期—非采暖期”季节性分时电价；进一步扩大针对风电并网的实时电价用户群比例，并基于风功率预测技术和电网智能运行控制技术，实施以小时为计算单位的日中实时电价；实施变动期限关键峰荷电价。

## 二、电力交易机制的完善

### (一) 扩大电力交易范围

国际能源署(IEA) 2011 年 5 月发布的《波动性可再生能源管理》研究报告显示的大规模可再生能源电力系统平衡机制方面的国际经验表明，在更大电力市场和广泛分布的波动性可再生能源对电力系统的不利影响会更低，因为波动性可再生能源在较大范围的分散分布能够增加互补性，其出力比集中分布的电厂更平滑。同时，通过扩大地理分布也可以平滑平衡区出力。该报告的研究显示，电力系统单个平衡区的独立运营以及邻近电力系统的独立运营不利于优化灵活电源使用，如果在平衡时间框架中进行区域合作，相反或滞后的出力变化将互补，从而平滑波动性可再生能源整体出力。

此外，欧洲风能理事会 2009 年风电交易研究项目报告，明尼苏达州最大的电力公司 XcelEnergy 2004 年的研究结果，以及纽约州的独立分析表明均表明：在更大范围内调度可再生能源是减小电网影响和接入成本的优化选择。因此，扩大电力交易范围，实现真正意义上的跨省/区电力交易市场，对促进可再生能源发电具有重要意义。

### (二) 建立辅助服务电力交易市场

随着可再生能源发电比例的扩大，需要更多的火电机组及灵活性电源，包括燃气机组，抽水蓄能电站等，为可再生能源提供备用、调峰等辅助服务。为了提高调峰机组对可再生能源发电出力进行调峰的积极性，增加灵活性电源的建设投资，扩

大调峰容量，需要建立辅助服务电力交易市场，形成辅助服务电力价格。辅助服务电力交易市场将成为未来整个电力市场的重要组成部分。

辅助服务电力交易市场的建立是一项相对比较复杂的工作，它涉及到交易机制的建立，尤其是交易价格的形成机制、交易的结算机制等；还涉及到资源配置方式的改变，以及利益关系的重新调整。资源配置方式的转变主要指以计划调度的方式转为市场决定调度的方式，这种转变具有一定的难度。而最大的难度可能在于利益关系重新调整带来的挑战。这种转变会遭到既得利益者的反对，最终结果将是多方博弈的均衡。所以，辅助服务电力交易市场的建立难以一蹴而就，需要一个渐进的过程。

### （三）鼓励可再生能源跨省/区交易

中国风资源和太阳能资源分布相对集中，而且风电场、太阳能光伏电站集中地区，往往负荷比较低，如何仅在省内进行可再生能源的消纳，将使得可再生能源的消纳面临较大障碍。因此，鼓励可再生能源的跨省区交易，对促进可再生能源发电的增长是一个必然选择。本报告第二章第一个大问题，以东北电网为案例进行的分析显示，扩大可再生能源的跨省区消纳范围，可以有效地降低弃风比例。

可再生能源的跨省/区交易，需要解决三个关键性问题：第一，跨省/区间的电力交易市场已经建立，或已经初步建立。第二，具有相对灵活的可再生能源并网电价。目前，不同地区实行严格固定的不同的可再生能源并网电价，这对可再生能源的交易产生了阻碍，即难以确定可再生能源交易中的结算电价。第三，协调好与地方政府的经济利益。可再生能源的跨省区交易会影响到电力输入（购买）省份/地区的经济利益（这一问题在其他电力跨省/区交易中同样存在）。因为，在电力供给大于需求的情况下，若购买其他省份/地区的电力，将降低本省/区的发电量，从而影响到本省/区的 GDP。因此，应设计相应激励机制鼓励相关省/区对可再生能源电力的消纳和购买。

## 三、电力运行机制的完善

### （一）年度发电计划机制的完善

目前的年度发电计划机制可以通过以下措施的完善，促进可再生能源并网发电规模的扩大。

#### 1、年度发电计划制定中优先考虑可再生能源并网发电的数量

年度发电计划制定中应该首先将可再生能源年度可能发电量纳入计划安排中。可再生能源年度可能发电量的确定应该主要由三个因素决定：第一，上一年度可再生能源的应发电量；第二，本年度可再生能源的新增装机容量；第三，本年度电网建设情况及促进可再生能源发电量增长的其他条件的改善情况。在优先安排完可再



生能源年度可能的发电量之后，根据剩余的负荷量情况再安排火发电机组的发电量。

## 2、通过年度发电计划的适当灵活调整促进更多可再生能源并网发电

年度发电计划每年在 8、9 月份要进行一次中期调整，如果在中期调整以前，火电机组发电量较少，难以完成全年的发电计划，则可以利用中期调整的机会，降低火电机组的年度发电计划指标。此外，应该淡化对年度发电计划火电机组发电量完成情况的考核火电机组的年度发电计划并不具有强制约束力。即使由于可再生能源并网发电量增加，使火电机组的年度发电计划难以完成，电网公司也不需要对此承担任何责任。只要电网公司做到公开、公平、公正调度，即在需要降低火电机组出力的情况下，注意基本同比例地降低各火电机组年度发电量即可。

## 3、降低火电发电计划与上一年度发电量的关联程度

目前，火电年度发电计划制定的依据之一是火电机组上一年度的发电量。因此，为了在年度计划安排中多争取发电量，火电机组的开机方式（主要指在线运行的火电机组数量）往往偏大，不仅使得火电机组低出力运行下燃煤效率的降低，而且造成可再生能源并网发电空间大大减少，还造成火电机组向下调峰的能力减弱，不利于实现电力系统的灵活性运行。因此，如果割断或者减少火电发电计划与上一年度火电机组发电量的关联关系，将有利于降低火电机组的开机方式，有利于促进可再生能源的并网发电。

综上，可以通过年度发电计划机制的完善促进可再生能源发电的增长，这种机制的完善应该以法律或者规章的形式进行规定，并由电力监管部门对其有效执行情况进行监督。

## （二）电力调度机制的完善

由于风电、火电等可再生能源具有间歇性、反调峰性和不稳定性特征，随着风电并网发电规模的增大，当今国内外从理论界到实践界都非常关注如何协调风电和火电等传统机组的发电调度问题，研究如何通过调度模式的改进扩大电网对可再生能源的接纳能力。关于电力调度机制的完善，主要包括以下几方面的工作。

### 1、提高调度中心实时调度的管控能力

为了提高调度中心实时调度的管控能力，调度中心应该具备以下主要功能：（1）对联络线和风电场实时状态进行监控的功能；（2）具有有功功率计算和分配的能力；（3）具有在线预警的功能，提供断面实时约束条件。

为了提高调度中心实时调度的管控能力，电力调度中心应该具备的硬件条件包括：专门的风电管理服务器，可以与风电场能量管理系统进行数据交换，同时需要风电场侧设风电场中控室，监控每台风电机组的运行状况和发电出力情况，另外，风电场还配置有气象数据采集装置，与风电场能量管理系统通过专线进行数据交换。电力调度中心应该具备的软件条件包括：数据采集系统，风电出力预测系统，以及风电监控系统等，并且风电监控系统应该可以嵌入到可视化系统（SCADA）中的

自动发电控制（AGC）模块，并有风电监控专项，对参与频率调整的 AGC 风电场进行实时监控，同时具备可视化界面。

## 2、在更大范围内实现可再生能源的统一调度

宏观层面，中国目前实行的是省为实体的调度模式，电力，包括可再生能源电力，原则上在省内自行平衡，这非常不利于可再生能源电力消纳，因此，在可再生能源的调度方面，需要打破以省为实体的调度模式，扩大可再生能源的跨省/跨区消纳。如果网调对区域内可再生能源电力拥有直调权，取消联络线关口制约，进行可再生能源电力的全网统一平衡，可以最大限度地消纳区域电网内可再生能源上网电量。由于全网统一平衡，也可最大限度控制可再生能源对系统调峰、调频的影响。在可能的情况下，甚至可以进一步实现可再生能源发电的跨区域平衡。

## 3、确定合理开机组和，挖掘火电机组深度调峰潜力

为了促进更多可再生能源并网发电，应该合理确定不同类型机组的开机组合，尽量降低火电机组的开机数量和发电量；开机机组出力曲线中应该优先考虑可再生能源预计出力情况。同时，应该进一步深入研究火电机组深度调峰情况下的最佳安全经济调峰曲线，尽可能挖掘火电机组深度调峰的潜力，为更多可再生能源并网发电提供空间。

## 4、强化灵活性调度管理

灵活性调度管理主要注重以下三方面的工作：第一，系统调度员应该时刻关注风速的变化，尤其是当风速过高或过低可能超出风机的切入风速时，应该考虑启动灵活备用（flexible reserves）。第二，要求系统内的机组进行日内的可信性评估承诺，每小时进行一次（Intra-day Reliability Assessment Commitment with hourly granularity），该制度目前已在美国实施。调度人员依据这种承诺随时调整对相关机组的调度指令。第三，同时关注电力供给方的灵活性供给以及电力负荷方的灵活性需求，对供给和需求的灵活性进行匹配。

### （三）电力系统备用机制的完善

#### 1、备用容量合理规模的确定

按照《电力系统技术导则》的定义：备用分为运行备用和检修备用，其中，运行备用按备用的用处可分为负荷备用和事故备用。负荷备用是指接于母线且立即可以带负荷的旋转备用容量，用以平衡瞬间负荷波动与负荷预计误差。事故备用是指在规定的时间内（10 分钟）内，可供调用的备用容量，其中至少有一部分是在系统频率下降时能够自动投入工作的旋转的备用发电容量。运行备用按备用的特性可分为旋转备用和非旋转备用。旋转备用容量是指已经接在母线上，随时准备带上负荷的备用发电容量。非旋转备用容量是指可以接在母线上并在规定的时间内（10 分钟）带上负荷的备用发电容量，必要时可包括在规定的时间内（10 分钟）内可切除的负荷。

备用容量的需求取决于负荷峰谷差情况，负荷波动，可再生能源发电比例，可再生能源预测准确性等因素。备用容量过低，会影响到电力系统的安全稳定运行；备用容量过高不仅会产生资源浪费，还会对可再生能源的并网发电带来不利影响。2012年6月5日西北电监局颁布的《西北电网备用容量监管办法(试行)》中规定，“西北电网旋转备用容量不低于全网最大发电负荷的5%。”并首次对电力系统的最大备用容量进行了规定：“原则上全网及各省(区)旋转备用容量不得超过对应最大发电负荷的10%。”并进一步规定，“因风电、光伏发电或直流受电等因素需要增加旋转备用容量时，应提前向西北电监局备案。”

2003年8月颁布的《中国南方电网运行备用管理规定》中明确，全网负荷备用不低于全网最大统调负荷的2%。全网事故备用为全网最大统调负荷的8%-12%。

虽然某些区域已对备用容量的规模进行了规定，但是总体上看，针对可再生能源快速发展的备用容量合理规模的确定原则和方法等问题还不够明确，这也是某些地区备用容量偏多的主要原因之一。因此，针对可再生能源发电规模不断扩大的实际情况，研究制定备用容量的合理规模是电力系统备用机制完善中的关键问题之一。

## 2、明确可再生能源发电比例与系统备用容量的关系

根据调度执行周期的长短，备用还可以分为一次备用、二次备用和三次备用。电力系统的一次备用也是一次调频，它是针对周期为几秒的小波动而调节的，它的作用时间为30s以内。一次调频结束后，会造成频率偏差和区域控制偏差(ACE)，而二次备用从10s左右开始响应，其开始发挥作用的时间与一次备用逐步失去作用的时间基本相当。三次备用调度执行周期在中国一般为15分钟。

可再生能源并网发电对一次备用容量需求影响很小，因为在秒/分时间段上，如同目前的负荷变化一样，可再生能源，例如风电，总容量出力的快速变化也是随机发生的。将负荷变化与发电变化综合考虑时，由风电引起的波动增加就非常小了。电力系统的一次备用两足以应对风电的极快变化(欧洲风能协会，2012)。

在10~30分钟的时间段内，只有风电比例高于10%时，才会对二次备用和三次备用需求产生可观的影响，且会随风电比例的增加而增加<sup>50</sup>。

关于可再生能源发电比例与系统备用容量的关系，Holtinen(2009)表明：当风电比例为总需求量的10%时，备用容量为风电装机容量的1%~15%；当风电比例为20%时，备用容量为风电装机容量的4%~18%。

中国目前针对可再生能源发电比例与系统备用容量关系的规定还不曾见到，这一关系的明确将有利于在保障电力系统安全运营的前提下，促进更大规模的可再生能源并网发电。

## 3、确定合理的备用资源采购模式

备用容量采购模式的安排也是电力系统备用机制完善中主要问题之一。如果备

<sup>50</sup> 资料来源：IEA 任务 25 “包含大量风电的电力系统”。<http://www.ieawind.org/AnnesXXV.html>

用容量由区域电网调度中心统一管理（采购），可以使各省的备用资源互相调剂和支援，提高备用资源的使用效率，减少备用容量，减少火电机组开机，从而为风电并网发电创造有利条件。

备用容量统一采购需要解决的主要问题是：第一，目前电力调度的基本原则是实行省内电力平衡为主，省间联络线计划和年度发电计划是固定的，备用容量统一管理如何与现有机制协调，值得进一步研究。第二，备用容量统一采购将对各省的利益产生影响，这种利益的调整如何完成值得进一步研究。第三，备用容量的统一采购后，通过何种方式更有效地分配给各省电力公司，计划方式？市场方式？还是计划和市场相结合的方式？

总之，备用容量的统一采购对促进可再生能源并网发电是有利的，但是如何使这种机制与现有其它政策更好地协调需要进一步研究。

#### （四）机组组合模式的完善

##### 1、机组组合模式中优先考虑可再生能源出力

目前的机组组合模式对可再生能源出力没有进行优先考虑，即没有将可再生能源出力纳入电力平衡计划中，这对更多吸纳可再生能源发电产生了较大的不利影响。因此，我们建议机组组合模式应该在优先考虑可再生能源出力的情况下进行优化。将可再生能源出力纳入电力平衡计划中的一个重要前提条件是提高可再生能源出力预测的准确性。下一个问题将对此进行讨论。

##### 2、提高可再生能源出力预测的准确性，保障机组组合模式的优化

提高可再生能源出力预测的准确性，需要注重以下几项工作：（1）明确可再生能源发电预测主体及其责任。可再生能源发电预测主体包括可再生能源运营商、可再生能源发电预测的中介服务机构，以及电力调度中心。由于电力预测的准确性很大程度上取决于可再生能源电站数据准确性及机组运行状态，即在再生能源发电预测中，可再生能源运营商具有重要作用。即可再生能源运营商应该成为风电预测准确性的责任主体，调度中心的预测起到辅助和参考作用。但是，鉴于可再生能源运营商对可再生能源发电的预测能力可能比较有限，可考虑由第三方中介组织提供预测服务，可再生能源运营商与第三方签订服务合同。（2）具体规定预测内容。可再生能源发电预测内容可包括：1）定期预测；2）关键时期预测，例如最大负荷时期、最低负荷时期等；3）重要的风电波动（变化速率）预测；4）极端天气状况预测；5）即日交易和极短期预测（提前2—4小时）。（3）规范数据获取。可再生能源发电预测数据的获取，以风电预测数据为例，包括两个层次：第一，要求风电场上报历史功率、历史风速、风电机组运行状态等数据。因此，需要风电场具备测风塔，并且能够自动采集测风塔数据，以实现超短期风电功率预测功能，提高风电预测准确率的提高。第二，建设集中预测系统。这需要对观测网络进行投资，以便提供所需气象数据和运行数据，从而对某一区域风电总体出力情况进行预测。

## 四、电力规划协调机制的完善

### （一）电力系统综合资源规划缺乏的原因

#### 1、缺乏统一的电力系统战略规划协调部门

电网建设规划由电网公司负责制订，不同类型的电源建设规划则分别由发改委能源局不同部门制定，各种电力规划在制定之初各部门之间就缺少必要的联系；在执行过程中，也缺少一个统一的部门对计划执行情况进行监督。对于超出某种类型电源规划的建设缺少惩罚措施，在受到地方政府想方设法推动本地经济增长的影响下，项目实际建设规模经常远远超出规划规模。电力建设项目分部门审批和管理的另外一个弊端是各部门之间存在着利益之争，难免会站在各自利益的角度上希望本部门负责的电源建设项目尽量多建设，因此，对超规划建设、申报资料失实（例如，某一地区的负荷分别被用于申报建设风电项目、火电项目和核电项目）等情况关注不多。如何存在一个统一的电力系统战略规划协调部门，将会统筹考虑电源建设和电网建设间的协调，不同电源建设之间的协调等问题，将会不再存在部门利益之争的问题，也将对电源建设审批过程中相关信息的审核更加准确、全面。

#### 2、各部门之间缺乏有效的沟通

目前的监管体系下，不同部门负责不同的监管内容，各部门之间缺乏有效的沟通机制。以新能源司与电力司为例，新司具体职责是指导协调可再生能源和农村能源发展，组织拟订新能源、水能、生物质能和其他可再生能源发展规划、计划和政策并组织实施。而电力司具体职责是拟订火电和电网有关发展规划、计划和政策并组织实施，承担电力体制改革有关工作，衔接电力供需平衡。可再生能源的发展需要电力司的配合，例如，可再生能源优先调度权的实现需要电力司的配合，可再生能源建设快速增长，需要更多的并网发电空间，也需要电力司的配合，双方及时有效的沟通和合作是保证可再生能源发电规模增长的主要条件之一。但是，目前双方的交流与合作比较有限。

#### 3、监管部门过多造成电力规划协调能力和执行力下降

目前涉及电力监管的部门众多，涉及到电力监管的部门达到8个，包括：能源局市场监管司，能源局电力司，能源局发展规划司，能源局新能源司，能源局安全司，发改委价格司，发改委经济运行调节局，以及国资委对国有资产监督管理的相关部门，这种监管格局人为地割裂了本应完整的电力监管工作，造成电力监管的责任错位和权威监管部门的缺乏，影响了电力系统统一资源规划执行的有效性。电力生产由发电、输电、供电、用电几个环同时完成，每个环节都是电力系统的一个有机的组成部分。电力行业这种紧密的内在联系，决定了电力监管必须保证职能统一。然而目前国内这种监管职能分散、交叉、多头管理的形式，不仅削弱了监管能力，还降低了电力规划的协调能力和执行力。

## **(二) 电力系统综合资源规划国际经验借鉴**

### **1、动态的电力规划能及时有效地解决发展建设中产生的问题**

西班牙国家电网公司通过实施滚动规划方案，加强与相关部门沟通，及时了解风电场建设进度，提前对送出通道进行规划，实现了风电建设与电网建设的协调。德国将工作重点放在对现有电网的升级与改造上，通过不断考虑大规模风电并网给现有电网及中长期电网规划带来的影响，制定相应的应对措施，有效解决了电网发展滞后的问题（李晨等，2012）。

### **2、电力规划中良好的协调机制有利于可再生能源发电的发展**

德国可再生能源发电并网的发展需要多个部门的协调负责，例如，环境部负责相关数据的及时有效的统计和发布，以确保信息的透明性。此外，需要负责报告的公布，并估算相应的成本。而为了解决并网中的分歧，在环境部下面，设置了一个独立的中心负责协调，当出现分歧时，通过所设立的调节中心解决分歧。良好的协调机制有利于可再生能源发电各环节之间的沟通，有利于建立一个良好的发电、输电、供电、用电体系，实现可再生能源发电的长远发展。

### **3、综合利用多种资源能够有效解决可再生能源发电的消纳问题**

丹麦在风电规划过程中，充分考虑了挪威的水电及西班牙光伏发电资源。在风电并网外送时，利用本国的火电资源及邻国的水电、光伏资源实现了风—火、风—水的协调外送，同时积极利用抽水蓄能电站、电动汽车等调峰资源协调电力生产与消纳。

## **(三) 促进可再生能源发电的电力系统综合资源规划建议**

### **1、改变电网建设的滞后性，提前进行电网建设规划**

提前进行电网规划，改变长久以来电网建设滞后于电力建设的局面，加强电网建设。从国外经验看，电网的提前规划和建设有利于解决可再生能源发电大规模接入和输送问题。中国可再生能源资源分布集中，与负荷中心呈逆向分布，负荷中心本地消纳能力有限，所以可再生能源发电存在着远距离输送等问题。又由于电网建设周期长，即使在电网建设和可再生能源发电站建设同时进行规划的前提下，也会出现由于电网建设速度相对滞后，可再生能源电力无法送出的问题。因此，电网建设规划应该基于对可再生能源电场建设进行预先判断基础上，先于可再生能源建设规划进行，以解决可再生能源电力及时送出的问题。

### **2、成立统一的电力系统综合资源规划部门，实施动态的电力规划管理**

成立统一的电力系统综合资源规划部门，或者将目前比较分散的电力规划权力集中到某一部门之下，对电网建设与电源建设、可再生能源建设与其他电源建设等进行统一的滚动式的综合规划，并负责战略规划协调机制的组织、运行与监督，保证规划的有效执行。

同时，也可以考虑成立可再生能源发电调度中心，更好地应对可再生能源发电

所面临的各种问题，提高电力系统的稳定性，促进可再生能源并网发电的规模。

### 3、建立各部门间的相互协调机制，促进电力战略规划的相互协调

应该建立电网建设和电源建设间，不同电源建设间的相互协调机制，定期举办相关协调会议，进行相关数据、信息和规章的互享；并设立分歧解决机制、连带责任机制等，通过一系列制度性的义务机制和激励机制的规定，促进电力系统相关部门间的及时有效沟通，实现电力战略规划的相互协调，促进可再生能源发电的大规模增长。

### 4、建立合理的奖惩机制，提高政府的宏观调控作用

为了保证中央和地方各级电力规划的协调一致，促进电力规划的有效实施，应该建立可再生能源发电的奖惩机制，增强国家规划实施的权威性和约束力。中央政府应更好地履行自己的宏观调控职责和提高宏观调控的能力，协调国家和地方可再生能源规划，确保各级规划的步伐一致，发展目标、发展任务和保障措施相互配套。此外，还需明确各部门的规划权限，即要赋予地方政府在相关规划制定中的一定权力，又要统筹各地区之间、全国范围内电力综合资源规划战略的协调发展。

## 五、财税机制的完善

### （一）财税机制中应体现环境外部成本

传统化石能源发电具有环境负外部性特征，而可再生能源发电则是环境友好性的电力供应形式。因此，财税机制的设计中应该体现出可再生能源发电与传统化石能源发电对环境影响的差异性。财税机制的设计可以通过两种方式体现这种差异性：第一，对传统化石能源发电企业征收碳税或其他形式的能源税。这种方式一般会受到来自传统化石能源发电企业的强烈反对，而且企业往往将增加的成本转移给最终用户，电价上涨的压力比较大。因此，这种方式实行起来难度较大。第二，实施碳排放权交易制度。该种制度下，传统化石能源发电企业自我选择的灵活性相对较大，既可以选择技术进步减少碳排放的方式，也可以向其他企业购买碳排放限额。因此这种方式实施难度相对较小。中国目前已有七个省市开展试点，实施该项政策。

为了更好地体现可再生能源发电的环境友好性特征，促进可再生能源的发展，在碳排放权交易制度实施下，应该在碳排放权交易制度下，也分配给可再生能源发电企业一定的碳排放配额，这样，可再生能源发电企业可以通过出售这些配额获得利润，从而提高其市场竞争优势。

### （二）应扩大财政补贴的激励范围

在可再生能源发展初期，经济性激励政策，例如政府补贴，主要作用于可再生能源自身，实施方式主要是提高可再生能源并网电价提高其投资收益，这种激励措施往往被认为是非常有效的一种促进可再生能源快速发展的经济性激励措施。但是，

随着可再生能源的快速发展，可再生能源并网发电比例不断提高将会引起相关利益主体利益的变化。例如，电网公司电网建设的投资成本会增加，这部分电网投资收益利率一般较低；再如，火电、水电等机组为可再生能源并网发电进行调风时，会产生调峰成本，还会产生减少发电量的机会成本。这些利益相关者的利益如果不能得到有效补偿，将会影响可再生能源发电比例的进一步增加。

因此，在可再生能源快速增长以后，应对对可再生能源自身进行经济激励的政策重心进行适当调整，即在考虑对可再生能源进行经济激励的同时，还应考虑对整个电力系统相关利益者的经济激励，以更好地促进可再生能源发电规模的进一步扩大。具体措施可包括：对电网企业为接纳可再生能源发电的电网投资建设给予适当补贴，以保证其投资成本的回收。同时，应进一步完善调峰辅助服务机制，对调峰机组实施更加具有经济激励性的补偿手段，激励调峰电源主动为可再生能源并网发电提供更多的调峰服务。

### （三）应该注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合

随着可再生能源发电规模的不断扩大，财政补贴压力不断增大，因此，单独依靠财政补贴政策已经难以满足进一步促进可再生能源发电增长的需要。应该借鉴国际经验，注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合，例如，应该与信贷扶持、科研和产业化促进等方面，采取一揽子政策促进再生能源发电的增长。

## 本章小结

本章主要研究了促进可再生能源发电的相关机制的完善问题，包括电价机制的完善，战略规划协调机制的完善，电力运行机制的完善，以及经济性激励机制的完善。其中，在可再生能源跨省交易电价机制方面，我们认为应该充分发挥可再生能源电力运行成本低的优势，采取相对灵活的市场定价机制，促进可再生能源的跨省/区交易。在辅助服务电价机制方面，应完善辅助服务成本补偿机制，建立辅助服务市场，并先采取相对简单易行的办法尽快估算深度调峰的辅助服务价格，并尽早实施，以后再逐步过渡到先进的计算方法。在需求侧响应电价机制方面，可再生能源并网发电的需求响应电价机制的设计可以分三个阶段逐步推进：市场初级阶段实施分时电价机制；市场过渡阶段实施改进的分时电价制，同时引入关键峰荷电价制和实时电价制；市场完善阶段实施改进的分时电价制、关键峰荷电价制和实时电价制。

电力运行机制的完善方面，分别从年度发电计划机制的完善，电力调度机制的完善，电力系统备用机制的完善，以及开机方式和机组组合方式的完善等方面进行了分析。

战略规划协调机制的完善方面，我们首先分析了电力系统综合资源规划缺乏的



原因，结合电力系统综合资源规划国际经验，提出了促进可再生能源发电的电力系统综合资源规划建议，包括：改变电网建设的滞后性，提前进行电网建设规划；建立各部门间的相互协调机制；以及建立合理的奖惩机制，提高政府的宏观调控作用。

财税机制的完善方面，主要包括三方面：第一，财税机制中应体现环境外部成本因素，例如，在碳排放权交易制度下，也应该分配给可再生能源发电企业一定的碳排放配额，可再生能源发电企业可以通过出售这些配额获得利润，提高其市场竞争优势。第二，应扩大财政补贴的激励范围。在对可再生能源产业进行补贴的同时，应兼顾利益相关者的利益，增大对利益相关中的经济激励。第三，应该注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合。

## 第八章 结论和政策建议

### 一、主要结论

#### (一) 制度变革对可再生能源发电具有重要影响

影响一国可再生能源发电的因素主要包括自然因素，经济因素，技术因素和制度因素。中国可再生能源资源丰富，从自然因素的角度，中国可再生能源发电增长具有很大空间。中国正处于经济快速增长时期，从电力需求和资金供给角度看，经济因素也不是主要障碍。影响可再生能源发电的技术进步不断取得新的研究和应用上的突破，因此，技术因素也不会影响可再生能源发电增长的根本障碍。而可再生能源的快速发展对传统利益格局形成挑战，电力系统已形成的制度体系适应于以化石能源为主导的发电模式，这种既成的制度模式不利于可再生能源的大规模发展。因此，制度变革是提高可再生能源的利用率，促进可再生能源发电大规模增长的关键要素之一。

制度因素包括两个方面：一是体制问题，强调的是权限的静态分配状态。二是机制问题，强调的是权限产生的程序及其动态变化规律。

#### 1、现有电力监管体制中存在着阻碍可再生能源发电的因素

现有电力监管体制中对可再生能源发电的阻碍作用主要体现在：(1) 电网公司业务性质的定位与促进发展可再生能源发电之间存在冲突。(2) 电网公司监管主体设计上没有体现促进可再生能源发电的激励。(3) 行业监管方面存在着监管职权设计比较分散等问题。(4) 所有权监管方面，国资委对电网公司管理体制与促进可再生能源发电之间也存在冲突。(5) 行业监管职权和所有权监管职权划分不清晰。

#### 2、目前仍存在着阻碍可再生能源发电的若干机制问题

阻碍可再生能源发电的机制问题主要体现在电价机制、电力交易机制、规划协调机制、运行机制和财税机制等方面。

(1) 电价机制方面的主要问题有：上网电价缺少一定的灵活性，限制了价格信号对可再生能源发电的引导作用；缺少辅助服务补偿电价；跨省/区电力交易电价机制，以及需求侧响应电价机制不完善等。

(2) 电力交易机制方面主要体现为以计划为主导的电力交易方式不利于促进可再生能源发电的增加。

(3) 规划协调机制方面存在的问题主要有：可再生能源规划和电网建设规划不协调；规划执行力缺乏；电源建设之间规划不协调等。

(4) 运行机制方面的问题主要有：年度发电计划的安排模式不利于接纳更多可再生能源并网发电；调度模式安排中存在着不利于可再生能源并网发电的因素；存在着过大预留系统旋转备用，从而产生调峰能力不足的问题；开机方式及机组组

合模式安排中存在着不利于实现可再生能源优先调度的问题。

(5) 财税机制方面存在的问题主要包括：对可再生能源发电的财政政策支持对象的范围仍相对有限；财税政策中没有体现可再生能源发电所具有的环境友好性的优势，即没有体现促进环境外部成本内部化的相关财税政策的规定等。

## **(二) 国际经验表明监管体制完善是促进可再生能源发电的关键措施**

欧美等国家完善的监管体制对促进可再生能源发电发挥了十分重要的作用。其中可供中国借鉴的经验主要包括七个方面。

(1) 保障绿色电力的优先调度制度。包括：保证绿色电力输送制度，要求电力调度部门为绿色电力优先提供输电通道（欧盟）；推动公共采购中优先使用新能源（欧盟）；可再生能源发电优先准入制度（德国，罗马尼亚）；可再生能源发电优先调度制度（德国，保加利亚）。

(2) 保障公开公平公正的输电服务的监管制度。主要体现在无歧视输电服务制度（美国，欧盟），举报投诉制度（美国），制定明确的监管指标，比如客户满意度，环境影响，社会责任等。

(3) 对电网公司监管是电力监管的核心。对电网公司监管内容包括：投资监管、许可证监管、价格监管、电网公平接入监管、调度（市场平衡）监管、可再生能源发电发展责任监管等。

(4) 成立独立的综合能源监管部门。欧盟、美国等十分强调监管机构的独立性，其中独立监管包括两方面内容：一是独立于政府，二是独立于监管对象。英国和法国的实践表明，只有独立的综合的能源监管机构才能充分发挥市场监管的作用。

(5) 监管信息透明。欧美国家电力产业监管透明度的实现主要表现在：清晰地描绘监管机构的作用范围；公开其决策机制；明确的制定监管规则和仲裁争议的程序；公布其决定以及做出决定的理由；将监管机构的行为和被监管者的履行行为定期向公众报告；规定有效的申诉机制；将监管机构的行为和工作效率报告提交给外部检查人员进行详细地审查。

信息的透明性可以保证监管的有效实行，在信息严重不对称的环境下很难产生有效的监管。

(6) 执行和处罚有力。美国联邦能源监管委员会和各州公用事业监管委员会，除了拥有市场准入的审批权和定价权以外，还拥有强大的执法队伍和行政处罚权力。联邦能源监管委员会的执行局有 140 多人，加州公用事业监管委员会的执法部门 (CSPD) 有 190 多人，此外，监管机构还有一大批专门从事行政裁决的行政法官。

(7) 第三方的有效参与是有效监管的重要措施。第三方的参与可以有效破除电力市场中信息的不透明性以及电力市场的垄断性，对于中国下一步进行的电力市场改革具有指导作用。

### （三）欧美在促进可再生能源发电机制建设方面的经验借鉴

欧美在促进可再生能源发电的机制建设方面可供中国借鉴的经验主要包括六个方面：

（1）电价机制方面，固定电价和溢价机制具有易操作、实施效果明显等特点，适合于中国可再生能源电力的初期建设阶段；配额制等市场电价机制，是以完善的电力市场为前提，需要可交易的可再生能源电力发展到一定规模，才能使证书和交易运行成本降到合理范围，体现出实行配额制的意义。绿色能源电价则要在社会公众环保意识上升到新台阶后才能推广。

（2）财税机制方面，政府财税政策的支持是可再生能源产业大规模走向市场的重要因素；财税政策多样化有利于支持新能源产业链的整体发展，财政补贴包括生产补贴、投资补贴和消费补贴，税收激励主要体现在新能源产品的税收优惠措施，相对应的，税收惩罚一般是对传统能源征税。同时，应该注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合，主要体现在价格激励、信贷扶持、出口鼓励、科研和产业化促进等方面，采取一揽子政策促进再生能源产业的发展。

（3）调度机制方面，应在在更大区域内实施电力调度，以减小可再生能源发电对电网的影响和接入成本，并促进更多可再生能源并网发电。应更多利用更多市场机制解决大规模风电进入电力系统后的调度问题。

（4）电力系统平衡机制方面，应该采取多种技术管理手段解决可再生能源的波动性问题；市场设计需要反映系统对用于平衡的电厂的持续需求；以及足够的经济激励必须体现在新增灵活性电厂的投资上等。

（5）发电预测机制方面，风电预测模式方面根据中国风电资源的特征，可采用集中预测和分散预测的模式。同时，应提早进行风电预测预报的相关技术准备工作。

（6）可再生能源证书交易机制方面，绿色证书系统往往作为配额制政策的重要组成部分，但一般都建立在成熟的电力市场基础之上，因此中国短期内实行可再生能源证书交易的条件还不成熟。在以后实施可再生能源证书交易系统时，应注重对绿色证书交易系统的管理和评估。

### （四）电网公司业务结构、收入模式与责任体系应重新定位和设计

根据电力市场的改革思路，电网公司的业务结构、资产结构、收入模式将发生重大变化，新的电网公司将集中于输电业务和依靠输电获得收入。对电网公司功能应该进行重新定位，突出其公共服务功能；应建立适应电网公共服务要求的考核体系；应明确可再生能源电力传输业务纳入对电网公司公共性业务考核的范围。

同时应对电网公司责任体系的重新设计。现有电网公司的职责规定中没有很好地体现出电网公司业务内容和资产职能的全新定位，也没有清楚地表明电网公司对可再生能源电力传输的公共属性。应该将履行可再生能源发展的责任纳入到对电网

公司责任体系中。并需要把电网公司的职责明确化、具体化，可考核，可追责。可考虑以公共服务合同以及法律的形式规定电网公司的责任。

### （五）电网公司监管制度和内容需要进一步完善

一个有效的监管体系对电网公司承担可再生能源发电责任的监管起着保障性作用，如果没有有效的监管体系，即使对电网公司的责任规定再明确，最终的监管效果也会大打折扣。建立有效的监管体系，需要在监管制度和监管内容上均进行完善。

#### 1、电网公司监管制度需要完善

（1）明确可再生能源发展责任在电网公司监管中的重要地位。应当以法律法规的形式确定在不同市场化程度的电力体制的条件下，电力市场不同主体发展可再生能源的责任。

（2）确立电力监管顶层目标并建立一体化的综合协调机制。中国电力监管的顶层目标，应该是建立在平衡国家、消费者（公众）与投资者利益基础上，平衡经济发展责任和公共责任，服务国家能源战略调整，推动能源生产和消费革命。在顶层目标确立的基础上，应提高电力法律法规及配套制度的可操作性。同时，建立一体化的综合协调能源监管机制，实现协调综合监管机制制度化。

（3）优化监管主体的职权配置与专业能力。在监管职权上，监管主体应当有强大的执法队伍和行政处罚权力，特别是对处于一线的监管机构。同时应该提高监管机构的监管能力，包括对电网公司等进行监管的专业技术能力，执法能力等；并应丰富电力监管手段，包括信息披露，罚款，调整价格，修改市场规则和参数，诉讼等手段。

（4）优化监管程序与提高监管透明度。监管程序中加强各方参与，发挥社会舆论监督作用。信息公开制度应该要求可再生能源发电商、电网调度部门等按规定的详细内容和时间节点相互通报信息；也应要求电网调度部门向电力监管部门按时提供其对可再生能源收购、输配的详细信息等。还应增设追踪评估制度。通过信息通报与公开机制、追踪评估制度不仅提高了监管的透明度，也有利于高层政策目标的落实，提高监管的效果。

（5）协调行业监管与所有权监管。应明确所有权监管和行业监管的权责边界，同时注意协调所有权监管和行业监管的相互关系；并建立对电力企业（特别是电网公司）所有权监管与行业监管协调机制，包括信息共享机制，监管目标的协调机制，激励考核的协调机制等。

#### 2、电网公司监管内容需要完善

（1）电网公司促进可再生能源发电责任应在行业监管中有所体现。包括：第一，电网规划与投资方面应该考虑可再生能源发电增长的需求。应加大对此项义务执行情况的监管。第二，重视对输电环节的监管。例如，对电网公司在有关可再生

能源并网接入和运行等环节是否提供了法律规定的服务等进行监管。第三，对电网公司全额保障性收购可再生能源发电情况进行监管。监管的重点是弃风弃电问题是否是必须发生的。第四，加强对电力调度的监管。可考虑建立与《全额收购监管办法》相配套的可再生能源发电调度规则。

(2) 电网公司促进可再生能源发电责任应在所有权监管中有所体现。包括：第一，对电网公司建立多层次的功能定位。电网公司具有关系到国家安全和国民经济命脉基本属性；同时，电网公司在保障电力系统安全稳定运行和可靠供电方面具有公共属性；此外，电力销售具有可竞争的商业性与公共产品的属性。对电网公司的监管，应该考虑其所具备的多种属性特征。第二，建立多层次的考核指标体系。应将可再生能源发电发展的责任纳入考核体系之中，形成清晰明确的考核目标。第三，披露可再生能源发电责任履行专项报告，并将该报告纳入到对电网公司绩效考核的评估结果中。

(3) 加强电网公司信息披露。信息披露的内容可包括：电网规划与投资情况、电力市场建设情况、电网无歧视开放、电网公司财务信息、电力调度信息、电网可靠性信息等。

(4) 保证电网的无歧视开放。

(5) 加强对电网公司的财务监管。加强对电力交易财务结算、电费清算行为的监管，要求电网公司进行充分的财务信息披露。

(6) 加强对电力调度的监管。其中重点是对公开、公平、公正的电力调度原则实施监管，以及在保障电网安全、稳定运行前提下，对其是否对可再生能源发电实施了优先调度进行监管。

#### **(六) 对电网公司考核制度科学设计有利于促进可再生能源并网发电**

基于电网公司调度可再生能源电力的行为选择的优化模型，研究了政府如何通过考核目标的设定激励电网公司更多调度可再生能源电力。研究结论包括：

(1) 在规定电网公司必须调度的可再生能源比例较低的情况下，需要配以较高的奖励政策，才可以激励电网公司更多调度可再生能源。

(2) 在规定电网公司必须调度的可再生能源比例较高的情况下，需要配以较高的惩罚措施，才可以激励电网公司更多调度可再生能源。

(3) 在规定电网公司必须调度的可再生能源比例较高的情况下，如果与之配套的惩罚措施力度不够，则这种较高比例的规定不会起到激励电网公司更多调度可再生能源发电的作用。

总之，研究认为对电网公司实施适当的考核和激励政策，将对可再生能源发电的增长发挥十分重要的促进作用。

#### **(七) 改革过渡期应注重平衡电网公司的资产经营责任和公共责任**

在当前情形下，即在电力体制改革的过渡期内，应该注重平衡电网公司的资产

经营责任和公共责任。因此，国家能源局对电网公司的行业监管内容应该包括：供电安全监管、服务质量监管、社会责任监管、行业影响监管、环境影响监管、价格监管、准入条件监管等内容，其中环境影响监管作为一级考核指标，下设新能源发电上网电量所占比例等反应电网公司在促进新能源发展责任的履行情况的二级指标。

国资考核不应单纯局限于对电网公司所经营业绩的考核，应该增加针对电网公司公共责任履行情况的考核指标，对这些指标完成情况的考核主要依据能源局出具的行业考核报告。

公共责任考核所要监管的内容包括无歧视接入情况监管、电力市场运行监管、电网规划与投资监管、电网公司信息披露情况、电网公司发展可再生能源发电责任的履行情况等内容，据此制定针对电网公司考核的一级考核指标体系，包括无歧视接入执行情况指标、消费者满意度指标、普遍服务责任履行情况指标、供电安全性指标、电网建设情况指标、信息披露情况指标、绿色发展责任履行情况指标等。公共责任考核指标体系一级指标的设定将消费者作为电网公司行业监管考核的参与方加入进来，从消费者的角度评价电网公司社会责任的履行情况。

总之，在电力体制改革过渡期，现有国资监管体制不发生变化，业绩指标体系向着平衡电网公司的公共服务责任和促进国有资产保值增值的责任转换，各监管主体之间的联系进一步加强，依靠各部门的有效协作，使电力体制监管更加高效。

#### **（八）电力体制改革完成后，应该突出对电网公司公共责任的考核**

电力体制改革完成后，电网公司的输配电业务将从其买电和售电业务中独立出来，此时，需要成立独立的综合能源监管机构，负责针对电网公司的全面监管。其监管模式的制定具有充分的灵活性，可以根据电网公司的整体商业计划制定监管策略，不拘泥于某种监管模式本身。同时在对电网公司公共责任履行情况的监管考核体系中，应考虑第三方组织的加入，通过加强社会参与，加强对被监管主体（电网公司）以及监管主体责任的履行情况的监管考核。

#### **（九）促进可再生能源发电的关键机制改革主要包括五个方面内容**

促进可再生能源发电的关键机制改革主要包括五个方面：电价机制的完善，市场机制的完善，电力运行机制的完善，战略规划协调机制的完善，财税机制的完善。

电价机制完善的主要内容包括：电价形成机制改革，跨省交易电价机制的完善，完善辅助服务电价机制，以及建立需求侧响应电价机制。电力交易机制的完善主要指应建立以市场为主导的跨省/区间的电力交易机制。同时，需要有电力市场化改革，以及明确的输配电价等配套性措施的完善。

电力运行机制需要完善的内容包括年度发电计划机制的完善，电力调度机制的完善，电力系统备用机制的完善，以及开机方式和机组组合方式的完善。

电力系统综合资源规划国际经验显示：动态的电力规划能及时有效地解决发展

建设中产生的问题，电力规划中良好的协调机制有利于可再生能源发电的发展，并且协调电源建设能够有效解决可再生能源发电的消纳问题。

财税机制的完善主要体现在三个方面：第一，财税机制中应体现环境外部成本因素。第二，应扩大财政补贴的激励范围。在对可再生能源产业进行补贴的同时，应兼顾利益相关者的利益，增大对利益相关者的经济激励。

## 二、政策建议

### （一）优化促进可再生能源发电的监管体制

第一，需要对现行的促进可再生能源发电的政策与法律法规进行完善，增加配套法规的建设，形成能够在实践中运行的行为准则，以提高监管规则的可操作性与目的性，让监管更有效。例如，应该在监管法规中补充以下内容：要求所有供电商无歧视入网，要求输电系统的信息透明化，遏制市场权力的滥用，监管输配电成本等。

第二，加强可再生能源是否被优先调度的监管。通过对电网公司的投资监管、弃风或弃光时的电网信息监管等，加强电网公司对承担可再生能源发电发展责任履行情况的监管。

第三，完善信息披露机制，提高监管透明度与公众参与度。要求被监管机构定期向监管部门以及公众披露其被监管行为的履行情况，包括对电力调度的信息，弃风/弃光的原因、电网运行维护情况等，需要定期及时予以披露。同时监管机构的行为也应该定期向公众报告，接受公众监督。应建立监管机构、行业协会、公众、监察和审计机构等多种主体参与的社会监管体系，消除电力市场中信息的不透明性以及电力市场的垄断性。

第四，在电力体制改革与国资体制改革背景下，协调电网公司的行业监管与所有权监管，在监管目标、内容与手段上协调配合，对电网公司的垄断环节加大监管力度，激励电网公司更好地履行公共责任。

第五，增加监管执行和惩罚力度。成立独立于政府和监管对象的综合能源监管部门对保障监管效果具有重要意义。此外，应该增加监管机构的监管权限，增加其执法队伍和行政处罚权力。

### （二）界定电网公司国有企业功能定位与其发展可再生能源的责任

在电力市场化改革不断推进以及国资委对国有企业改革机制改革背景下，应该将电网公司的可竞争性业务与输电业务进行分离，以突出电网公司的公共服务功能。并建立适应电网公共服务要求的考核体系，对电网的考核更多侧重其在保障供电、成本控制、执行国家能源政策等方面的绩效，同时将可再生能源消纳纳入电网公司公共性业务考核范围。



根据电网公司的新定位，应将电网公司的责任体系及发展可再生能源的责任明确化和具体化，并使其实现可考核和可追责。新的责任体系包括保障市场竞争环境下的电力供应和电力设施安全；加强国内输配电网投资；执行国家能源政策，履行可再生能源发展的责任；普遍服务义务；提供便利的公共服务等六项责任。

以《公共服务合同》的形式促进电网公司公共服务责任的履行，合同中应体现电网公司在新定位下的六项责任，并由多个国家机构代表组成的监督委员会对电网公司的合同执行情况进行跟踪和评价，并将结果上报国务院。

建立公共服务的成本补偿机制。履行公共服务的成本从加收税费（公共电力服务税）、管制性售电价格和过网费中提取。不同的公共服务项目应有不同的补偿机制。

### （三）分阶段改革并建立电网公司新型业绩考核体系

随着电力体制改革和国资监管体制改革的深化，针对电网公司的绩效监管体制改革也应进一步推进。可以按照电力体制改革和国资监管体制改革进程将电网公司业绩监管体制改革分为“三个阶段”，稳步形成新型的电网公司业绩考核机制。

“三个阶段”主要是基于电力体制改革与国资体制改革的背景而设计的。首先，在电力体制改革和国资监管体制改革过渡期内，采用在现有指标体系中加入能够反映电网公司对于促进可再生能源发电并网的努力程度的指标。其次，在电力体制改革初期，现有国资监管体制不发生变化，业绩指标体系向着平衡电网公司的公共服务责任和促进国有资产保值增值的责任转换，各监管主体之间的联系进一步加强，依靠各部门的有效协作，使电力体制监管更加高效。最后，在电力体制改革完成期内，独立的综合能源监管机构得以成立，负责的针对电网公司的全面监管，其监管模式的制定具有充分的灵活性，可以根据电网公司的整体商业计划制定监管策略，不拘泥于某种监管模式本身。在电力体制改革情景下，无论是电网公司还是监管主体，其责任的履行都必须考虑将第三方组织加入在内，进一步加强社会参与。

在新型的电网公司业绩考核体系实施过程中，为保障电网公司绩效监管机制充分落地，必须统筹顶层设计与实践操作，分阶段进行落实。在现有电网公司绩效指标体系中纳入体现新能源发展责任的分类指标，应该在实际操作中明确电网公司落实新能源发展责任对其经济效益的影响，并对经济增加值和利润这样的财务绩效指标的目标值和考核标准作出相应的调整。

在电力体制改革的过渡阶段，将针对电网公司的绩效考核体系为主的考核体系调整为重视电网公司的经济责任和社会责任相平衡。这要求在顶层设计上明确电网公司的公用事业单位属性和公共服务功能，在监管程序上应该实现国资委、能源局和发改委等相关部门的高效协同。

在电力体制改革到位后，电网公司绩效监管的顶层设计是形成综合能源监管机构，以闭环监管的方式对电网公司的电网规划、商业计划、资产形成与成本核定、

公共服务合约与业绩目标、输配电价费率与收入核定实施统一、综合监管。

#### （四）进一步完善促进可再生能源发电的相关机制

完善促进可再生能源发电的相关机制，主要包括电价机制、战略规划协调机制、电力运行机制以及经济性激励机制。

第一，在电价机制的完善中，一是应该进行电价形成机制的改革。应引入相对灵活的定价机制，注重发挥价格信号的引导作用。同时，可考虑引入两部制电价机制，这样可以在火电发电利用小时较低的情况下，仍能保证其基本收益。二是在辅助服务电价机制方面，应完善辅助服务成本补偿机制，建立辅助服务市场，并先采取相对简单易行的办法尽快估算深度调峰的辅助服务价格，并尽早实施，以后再逐步过渡到先进的计算方法。三是在需求侧响应电价机制方面，可再生能源并网发电的需求响应电价机制的设计可以分三个阶段逐步推进：市场初级阶段实施分时电价机制；市场过渡阶段实施改进的分时电价制，同时引入关键峰荷电价制和实时电价制；市场完善阶段实施改进的分时电价制、关键峰荷电价制和实时电价制。

第二，在战略规划协调机制的完善方面，基于对电力系统综合资源规划缺乏的原因分析，结合电力系统综合资源规划国际经验，应建立促进可再生能源发电的电力系统综合资源规划，包括：改变电网建设的滞后性，提前进行电网建设规划；建立各部门间的相互协调机制；以及建立合理的奖惩机制，提高政府的宏观调控作用。

第三，在电力运行机制的完善方面，应逐步改革年度发电计划机制，将可再生能源发电考虑进入传统的发电计划编制中。完善电力调度机制，修订《节能发电调度办法(试行)》，建立可再生能源优先调度的法律保障；提高调度中心实时调度的管控能力，在更大范围内实现可再生能源的统一调度；确定合理开机组和，挖掘火电机组深度调峰潜力；强化灵活性调度管理。进一步完善电力系统备用机制，确定备用容量的合理规模，明确可再生能源发电比例与系统备用容量的关系，并确定合理的备用资源采购模式。此外，应该制订合理的开机方式以及机组组合方式，保证可再生能源优先调度的实现。

第四，在财税机制的完善方面，应体现环境外部成本因素，应尽早征收环境税，并考虑对可再生能源发电企业也给予碳排放配额。同时，应扩大财政补贴的激励范围。在对可再生能源产业进行补贴的同时，应兼顾利益相关者的利益，增大对利益相关者的经济激励。此外，还应该注重财税手段和其他经济手段、行政手段等的有机结合。

## 参考文献

- Ansari M.F., Kharb R.K., Luthra S., et al. Analysis of barriers to implement solar power installations in India using interpretive structural modeling technique. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 27: 163-174.
- Anneos. Anneos Project[R/OL]. [2010-04-02]. <http://anemos.cma.fr>
- Aslani A., Naaranoja M., Wong K.V.. Strategic analysis of diffusion of renewable energy in the Nordic countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 22: 497-505
- Bird L., Bolinger M., Gagliano T., et al. Policies and market factors driving wind power development in the United States. *Energy Policy*, 2005, 33(11): 1397-1407
- BMU. Verordnung ZU System dienstleistungen durch Windenergieanlagen. 2009.
- BMU. Development of renewable energy sources in Germany 2009.
- Byrnes L., Brown C., Foster J., et al. Australian renewable energy policy: Barriers and challenges. *Renewable Energy*, 2013, 60: 711-721.
- Carley S. State renewable energy electricity policies: An empirical evaluation of effectiveness. *Energy Policy*, 2009, 37(8): 3071-3081.
- Cherni J.A., Kentish J. Renewable energy policy and electricity market reforms in China. *Energy Policy*, 2007, 35(7): 3616-3629.
- Costa A, Crespo A, Navarro J, et al. A review on the young history of the wind power short-term prediction. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2008, 12(6), 1725-1744.
- Cyranoski, D., 2009. Renewable energy: Beijing's windy bet. *Nature* 457, 372–374.
- Delmas M.A., Montes-Sancho M.J. U.S. State policies for renewable energy: context and effectiveness. *Energy Policy*, 2011, 39(5), 2273-2288.
- Dragoon K, Kirby B, Milligan M. Do wind forecasts make good generation schedules?. Cole, Colorado: NREL, 2008.
- EirGrid. EirGrid Grid Code (Version 3.3). Ireland, 2009.
- Energy Association Conference, Madrid, Spain, 2003.
- ESBNG. Wind farm connection requirements. Ireland, 2006.
- Focken U, Lange M. Wind power forecasting pilot project in Alberta. Canada: GH, 2003.
- Giebel G. The state-of-the-art in short-term prediction of wind power: A literature overview[. Danmark: risoe, 2006.
- Giebel G, Landberg L, Kariniotakis G, et al. State-of-the-art on methods and software tools for short-term prediction of wind energy production. Proceedings of the 2003

European Wind.

Holttinen, 2009. Design and operation of power systems with large amounts of wind power. Final Report IEA Wind Task 25 (2006-2008).

Kalogirou S.A.. Solar thermal collectors and applications. *Progress in Energy and Combustion Science*, 2004, 30(3): 231-295.

Leete S., Xu J.J., Wheeler D.. Investment barriers and incentives for marine renewable energy in the UK: An analysis of investor preferences. *Energy Policy*, 2013, 60: 866-875.

Lüthia S., Präslerb T. Analyzing policy support instruments and regulatory risk factors for wind energy deployment---a developers' perspective. *Energy Policy*, 2011, 39(9), 4876-4892.

Lyon T.P., Yin H. T. Why do states adopt renewable portfolio standards? An empirical investigation. *The Energy Journal*, 2010, 31(3), 131-156.

Martin N.J., Rice J.L. Developing renewable energy supply in Queensland, Australia: A study of the barriers, targets, policies and actions. *Renewable Energy*, 2012, 44, 119-127.

Masini A., Menichetti E.. The impact of behavioural factors in the renewable energy investment decision making process: Conceptual framework and empirical findings. *Energy Policy*, 2012, 40, 28-38.

McDowall. Conventional battery technologies—Present and Future. [A]//Proc. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting.2000

Menanteau P., Finon D., Lamy M. L. Price versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy*, 2003, 31(8), 799-812.

Menz F.C., Vachon S. The effectiveness of different policy regimes for promoting wind power: Experiences from the states. *Energy Policy*, 2006, 34(4), 1786-1796.

Meyer N.I. European schemes for promoting renewables in liberalized markets. *Energy Policy*, 2003, 31(7), 665-676.

Mirza U. K., Ahmad N., Harijan K., et al. Identifying and addressing barriers to renewable energy development in Pakistan. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2009, 13(4), 927-931.

Mondol J.D., Koumpetsos N.. Overview of challenges, prospects, environmental impacts and policies for renewable energy and sustainable development in Greece. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2013, 23, 431-442.

Oikonomou E.K., Kiliyas V., Goumas A., et al. Renewable energy sources (RES) projects and their barriers on a regional scale: The case study of wind parks in the Dodecanese islands, Greece. *Energy Policy*, 2009, 37(11), 4874-4883.

Owen A. D. Renewable energy: externality costs as market barriers. *Energy Policy*, 2006, 34(5), 632-642.

Painuly J.P.. Barriers to renewable energy penetration: a framework for analysis. *Renewable Energy*, 2001, 24(1), 73-89.

Prasad M., Munch S. State-level renewable electricity policies and reductions in carbon emissions. *Energy Policy*, 2012, 45, 237-242.

Ragwitz M., Held A., Resch G., et al. Monitoring and evaluation of policy instruments to support renewable electricity in EU Member States. Karlsruhe: Fraunhofer Institute, 2006

Ranjan A., Dubey S., Agarwal B., et al. Performance analysis of an existing BIPV system for Indian climatic conditions. *The Open Renewable Energy Journal*, 2008, 1, 1-10

Reddy S., Painuly J.. Diffusion of renewable energy technologies - barriers and stakeholders' perspectives. *Renewable Energy*, 2004, 29(9), 1431-1447.

Richards G., Noble B., Belcher K.. Barriers to renewable energy development: A case study of large-scale wind energy in Saskatchewan, Canada. *Energy Policy*, 2012, 42, 691-698.

Rowlands I.H. Envisaging feed-in tariffs for solar photovoltaic electricity: European lessons for Canada. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2005, 9(1), 51-68.

Schmid G. The development of renewable energy power in India: Which policies have been effective?. *Energy Policy*, 2012, 45, 317-326.

Shrimali G., Kniefel J. Are government policies effective in promoting deployment of renewable electricity resources?. *Energy Policy*, 2011, 39(9), 4726-4741.

Sovacool B. K. A comparative analysis of renewable electricity support mechanisms for Southeast Asia. *Energy*, 2010, 35(4), 1779-1793.

Spanish Renewable Energy Association. The new payment mechanism of RES-E in Spain. Spain: Spanish Renewable Energy Association, 2005.

Swider D.J., Beurskens L., Davidson S., et al. Conditions and costs for renewables electricity grid connection: examples in Europe. *Renewable Energy*, 2008, 33(8), 1832-1842.

Urmee T., Harries D., Schlapfer A.. Issues related to rural electrification using renewable energy in developing countries of Asia and Pacific. *Renewable Energy*, 2009, 34(2), 354-357.

Valentine S.V.. A STEP toward understanding wind power development policy barriers in advanced economies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2010, 14(9),

2796-2807.

Wang Z.Y., Qin H.Y., Lewis J.I.. China's wind power industry: Policy support, technological achievements, and emerging challenges. *Energy Policy*, 2012, 51, 80-88.

Wee H.M., Yang W.H., Chou C.W., et al. Renewable energy supply chains, performance, application barriers, and strategies for further development. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2012, 16(8), 5451-5465.

Wüstenhagen R., Wolsink M., Bürer M.J.. Social acceptance of renewable energy innovation: an introduction to the concept. *Energy Policy*, 2007, 35(5), 2683-2691.

Yin H.T., Powers N. Do state renewable portfolio standards promote in-state renewable generation?. *Energy Policy*, 2010, 38 (2), 1140-1149.

Zarnikau J. Consumer demand for 'green power' and energy efficiency. *Energy Policy*, 2003, 31(15), 1661-1672.

Zhao, Xiaoli, Zhang,Sufang, Zou, Yasheng, Yao, Jin. To what extent does wind power deployment affect vested interests? A case study of the Northeast China Grid. *Energy Policy*, 2013, 63, 814-822.

Zhao, X. L., Cai, Q., Hu, Y. N. Economic evaluation of environmental externalities in China's thermal power sector based on choice experiment model. Working paper, 2014.

Landberg L, Giebel G. Short-term prediction: An overview. *Wind Energy*, 2003(6), 273-280.

常建平, 杜琚琮, 杨珺, 卜红纺, 王鹏, 初源良, 刘平凡, 英法德三国电力市场建设与监管考察报告, 中国电业, 2011, 4, 22-25.

陈艳, 朱雅丽. 可再生能源产业发展路径: 基于制度变迁的视角. *资源科学*, 2012, 34(1), 50-57.

陈凯. 清洁能源发展研究. 上海: 上海财经大学出版社, 2009.

段利东. 火电厂建设项目运营初期风险评价管理研究. 硕士学位论文. 华北电力大学. 2009.

郭立伟, 沈满洪. 新能源产业发展文献述评. *经济问题探索*, 2012, 7, 123-130

黄少中等. 大规模可再生能源跨区(省)送出辅助服务成本补偿机制研究. 观公出版社, 2012, 9

李虹. 中国电力工业监管体制改革研究. *管理现代化*. 2004, 6: 21-23.

李岚峰. 大规模风电汇集系统无功电压控制技术获突破. *中国电力报*, 2014年, 2月27日, 第001版.

李强, 袁越, 谈定中. 储能技术在风电并网中的应用研究进展. *河海大学学报(自然科学版)*, 2010, 38(1), 115-122.

李晨, 韩锦瑞, 周黎莎, 曾鸣. 国外风电有序并网管理经验对我国的启示. *水电能源科学*,

2012, 09, 198-201.

李洪东, 郭玲丽, 国外电力监管经验及对我国的启示, 电力技术网, 2013-01-04

刘瑞丰等, 基于配额制的西北可再生能源跨省跨区电力交易经济性评价, 电网与清洁能源, 2014, 30 (1) .

鲁志平, 王东. 双馈风电机组的功率控制技术研究. 电气技术, 2013, 7, 11-15.

罗涛. 美国新能源和可再生能源立法模式. 中外能源, 2009(7), 19-25.

罗旭, 马克. 美国得克萨斯州电力可靠性委员会在风电调度运行管理方面的经验和启示. 电网技术, 2011, 35 (10), 140-146.

马彦宏, 汪宁渤, 刘福潮. 甘肃酒泉风电基地风电预测预报系统. 电力系统自动化, 2009, 33(16), 88-90.

倪以信. 电力市场输电服务和辅助服务及其定价. 电力系统自动化, 2002, 16, 6-7.

欧洲风能协会. 为欧洲提供动力: 风能与电网. 中国科学技术出版社. 2012, 11.

邱柳青, 曾鸣. 我国风电并网障碍及应对策略分析. 华东电力, 2011, 39(9), 1410-1413.

钱伯章. 国内储能技术应用进展. 电力与能源. 2014, 35(2), 204-207.

任东明. 我国可再生能源开发面临的问题和障碍. 太阳能, 2013, 4, 18-21.

任东明, 谢旭轩, 构建可再生能源绿色证书交易系统的国际经验, 中国能源, 2013, 35(9), 12-15, 21.

时璟丽. 关于在电力市场环境下建立和促进可再生能源发电价格体系的研究. 中国能源, 2008, 30(1), 23-27.

时璟丽, 李俊峰. 借鉴国外经验通过立法手段促进我国可再生能源发展. 国际电力, 2005(1).

沙汉英. 发达国家可再生能源发展经验及其借鉴. 国际贸易, 2006(4): 39.

王云. 我国可再生能源发展的障碍分析及政策选择. 经济问题, 2007, 6: 27-30.

王建东等, 国际风电预测预报机制初探及对中国的启示, 电力建设, 2010, 31(9), 10-13.

伍婵娟. 电力储能技术发展概述. 科技信息, 2010, 33, 772-773.

魏晓霞. 我国大规模风电接入电网面临的挑战. 中国能源, 2010, 32(2), 19-21.

徐玮, 杨玉林, 李政光, 胡殿刚, 夏天, 康重庆, 甘肃酒泉大规模风电参与电力市场模式及其消纳方案, 2010, 34 (6), 71-77.

徐政. 成本高是可再生能源发展的最大瓶颈. 中国电力报, 2013-10-29 (006)

辛欣. 英国可再生能源政策导向及其启示. 国际技术经济研究, 2005(3), 13-17.

俞萍萍. 可再生能源激励政策效果比较分析. 浙江经济, 2011, 2, 44-45.

张粒子, 李才华, 罗鑫. 促进我国可再生能源电力发展的政策框架研究. 中国电力, 2006, 39(4), 86-90

赵晓丽, 王顺昊. 基于CO<sub>2</sub>减排效益的风力发电经济性评价. 中国电力, 2014, 录

用

周原冰, 王乾坤, 方形, 张运洲, 宋卫东. 西班牙风电发展的经验与启示. 能源技术经济, 2010, 22(4), 9-14.

《波动性可再生能源管理》执行摘要, 能源观察网, 2011-07-02  
<http://www.chinaero.com.cn/zxdt/djxx/zbbg/2011/07/106397.shtml>

欧委会《Trends in Global CO2 Emissions: 2013 Report》

Wang Wei, 中国能源和发电结构图表, 2013, 4, 17.

<http://www.cnrec.org.cn/cbw/zh/2013-04-17-381.html>.

西班牙电力系统大规模可再生能源并网考察报告, 能源观察网, 2010-10-26,

<http://www.chinaero.com.cn/gjny/zlgh/10/84837.shtml>

2013年西班牙PV与CSP占总发电量比例4.9%, Solarzoom, 2013-12-27,

<http://www.solarzoom.com/article-43100-1.html>

中外太阳能行业经济激励政策的比较研究, <http://www.docin.com/p-410707994.html>