

# 报告三

## 电力体制改革框架下可再生能源 电价补贴形成机制研究

(终稿)

项目名称： 电力体制改革框架下可再生能源电价及补贴形成机制研究

项目来源： 能源基金会

项目承担单位： 国家发展改革委能源研究所  
国网能源研究院

报告完成单位： 国家发展改革委能源研究所  
国家可再生能源中心

报告完成时间： 2017 年 3 月

项目名称： 电力体制改革框架下可再生能源电价及补贴形成机制研究

项目来源： 能源基金会

项目指导单位： 国家发展改革委价格司

国家能源局新能源司

项目承担单位： 国家发展改革委能源研究所

国网能源研究院

项目负责人： 时璟丽 李琼慧

主要研究人员： 陶 冶 高 虎 袁婧婷 王红芳 樊丽娟 杭 宇 郭晓雄

王彩霞 雷雪姣 李梓仟

报告一： 可再生能源电价改革方向分析

完成单位： 国家发展改革委能源研究所，国家可再生能源中心

执笔人： 时璟丽 陶 冶 高 虎

报告二： 可再生能源参与电力市场模式研究

完成单位： 国网能源研究院新能源所

执笔人： 雷雪姣 王彩霞 李琼慧 李梓仟

报告三： 电力体制改革框架下可再生能源电价补贴形成机制研究

完成单位： 国家发展改革委能源研究所，国家可再生能源中心

执笔人： 时璟丽 高 虎 王红芳 袁婧婷 樊丽娟 杭 宇 郭晓雄

# 目 录

一、国外电力市场化机制下可再生能源补贴机制分析.....	1
(一) 电价和补贴机制特点和应用.....	1
1、固定电价机制.....	2
2、固定补贴机制.....	3
3、净电表机制.....	4
4、招标电价机制.....	4
5、配额和绿色证书机制.....	5
(二) 德国电价补贴机制转型分析.....	6
1、可再生能源固定电价机制转向市场竞争补贴机制.....	6
2、固定电价机制.....	7
3、市场溢价机制.....	9
4、发展规模和电价下降幅度挂钩机制.....	9
5、招标采购政策.....	10
6、光伏发电招标实施情况.....	12
(三) 英国电价补贴机制转型分析.....	14
1、可再生能源义务制度.....	14
2、电费征收控制框架 (LCF) .....	18
3、差价合约机制.....	18
4、机制转型比较.....	20
(四) 美国税收抵扣政策和绿色证书机制.....	20
1、生产税抵扣政策.....	21
2、投资税抵扣政策.....	22
3、可再生能源配额制和绿色电力证书制度.....	22
(五) 电价补贴机制转型趋势分析.....	23
(六) 电价补贴机制转型启示.....	24
二、可再生能源固定电价转型定额补贴机制研究.....	26
(一) 定额补贴机制涵义.....	26

(二) 与固定电价机制比较.....	27
(三) 目的和原则.....	27
(四) 框架和方式.....	27
(五) 实施路径.....	29
1、增量项目补贴水平确定方式建议.....	29
2、存量项目补贴水平确定方式建议.....	30
(六) 定额补贴水平方案.....	32
1、分资源区电价需求测算.....	32
2、分地区定额补贴需求测算.....	34
三、可再生能源招标定价机制研究.....	37
(一) 作用和可能效果.....	37
(二) 光伏领跑技术基地招标评价.....	38
(三) 实施路径.....	40
四、可再生能源绿色证书交易机制研究.....	41
(一) 概念和涵义.....	41
(二) 建立及实施的基础.....	41
(三) 框架思路.....	42
(四) 绿色证书价格测算.....	43
1、绿色证书价格测算边界条件.....	43
2、绿色证书价格测算方案和结果.....	43
(五) 实施经济性影响.....	46
1、发电企业作为配额责任主体受到的经济性影响.....	46
2、售电企业作为配额责任主体对电力用户的经济性影响.....	48
(六) 与其他机制衔接.....	48
1、与可再生能源电价补贴机制以及全额保障性收购制度的衔接.....	48
2、与碳交易制度的衔接.....	50
五、可再生能源电价补贴机制转型路径.....	54
参考文献.....	56

# 一、国外电力市场化机制下可再生能源补贴机制分析

近年来随着能源安全、气候变化问题的日益突出，各国发展可再生能源、建立可持续能源体系的意愿不断增强，以欧盟为代表的发达经济体，在本世纪头十年实现了可再生能源的规模化发展，以中国、印度、南非、巴西等国家为代表的发展中国家和新兴经济体，近几年也后来居上，成为推动可再生能源发展的新生力量。随着可再生能源技术不断进步和成本显著下降，可再生能源经济性显现，竞争力增强，应用范围和规模不断扩大，主要市场从过去的以欧美集中市场为主，扩展到大部分发达国家和数十个发展中国家。对于可再生能源电力，实践证明，诸多国家采用的多样化的电价和补贴政策是促进其发展非常有效的政策。

本章首先对国际上主流的五大类可再生能源电价机制的特点和适用性进行了比较分析，其后选择可再生能源发展程度好并且采用不同电价机制政策的典型国家（德国、英国、美国），介绍其政策机制特点和实施效果，尤其是分析了近两年这些典型国家的电价机制调整甚至变革的动因、内涵和实施情况，进而总结出国际可再生能源电价支持机制的发展趋势以及对我国的启示。

## （一）电价和补贴机制特点和应用

无论是国际经验还是国内实践，在化石能源外部性成本尚未纳入成本核算和电价形成机制的情况下，针对可再生能源实施上网电价或电价补贴政策，是促进可再生能源市场并进而带动全产业链发展的最有效的手段，是支持可再生能源电力发展的核心和基石性政策。到 2015 年底，全球有 146 个国家出台了促进可再生能源发展的政策<sup>1</sup>，有 100 多个国家对可再生能源采用不同类型的经济政策，总体看，虽然可再生能源电价和补贴政策表现形式不同，但大多数国家均考虑了以下几个原则，一是为实现可再生能源电力发展目标提供保障，二是考虑可再生能源环境和外部性效益，以不同政策体现对可再生能源电力发展的支持，三是通过政策和机制的调整促进可再生能源技术进步和成本降低，逐步增强可再生能源电力产品的竞争性。

---

<sup>1</sup>REN21, Renewable 2016 Global Status Report

从电价和补贴机制表现形式上说，不同国家采用的政策机制有所差异，但主要有五大类：固定电价(Fit-in-Tariff, 简称 FIT)、固定(溢价)补贴(Fit-in-Premium, 简称 FIP)、净电表制 (Net Metering)、招标电价 (Tendering)、市场电价即配额和绿色证书制度 (Green Certificate)，这些价格机制和政策各有特点，在各国实施中也取得了不同程度的效果。从数量上看，固定电价和固定(溢价)补贴应用最为普遍,2015 年在全球范围内实施固定电价或固定补贴政策的国家有 75 个，此外固定电价或固定补贴政策还在 6 个国家的 35 个州应用；招标定价方式应用日益普遍，2015 年有 64 个国家对可再生能源项目采用招标电价方式；净电表制在 50 余个国家和地区施行。可再生能源配额和绿色证书机制则主要在美国、英国、澳大利亚、韩国等国家实施。许多国家采用两种及以上的电价和补贴政策。

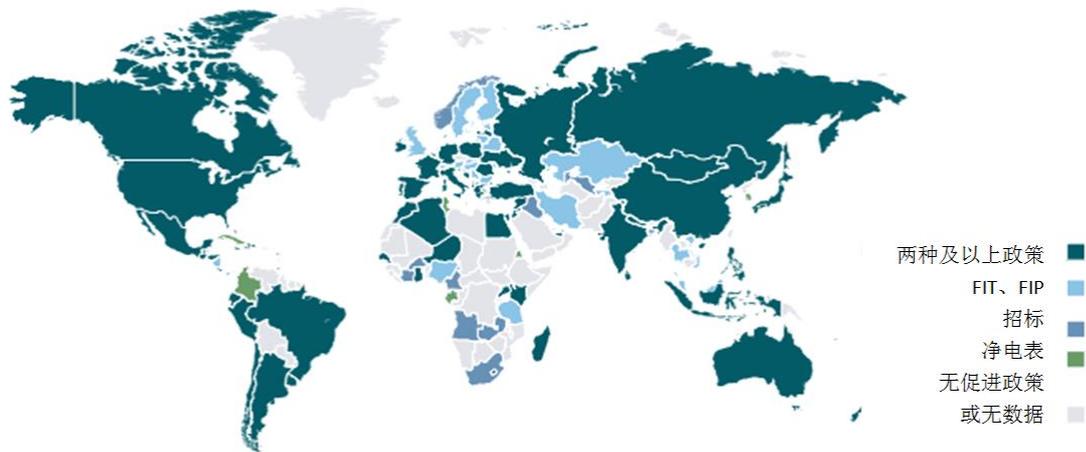


图 1-12015 年全球可再生能源发电政策及分布

（资料来源：Renewable 2016 Global Status Report）

## 1、固定电价机制

固定电价政策即按照各类可再生能源发电的标准成本，直接明确规定各类可再生能源电力的上网价格，电网企业必须按照这样的价格向可再生能源发电企业支付费用。其主要特点是能够保证可再生能源发电项目稳定的收益，有利于吸引各类社会资本进入到可再生能源领域。固定电价政策一般期限在 15-25 年，对促进可再生能源发电规模化发展起到了重要推动作用。其优势是项目的投资收益可以预期，固定电价的价格下调较为规律，投资风险可控，但相应的缺陷是在电价调整前后，会引起市场投资规模波动性变化，引发“抢装潮”、“末班车”等现象。

从市场投资者角度看，固定电价政策是对投资最为有利的一种政策。固定电价的调整也可以在一定程度上反映技术进步的水平。以德国为例，德国每年参考技术进步等其他因素公布最新的可再生能源电价，针对技术成本下降快的技术，如光伏发电，其电价调整比其他技术更频繁，从 2012 年的 20-30 欧分/千瓦时连续下调到 2015 年的 9 欧分/千瓦时左右，风电电价也略有下降，而水电、生物质能等可再生能源技术的电价水平基本没有变化。许多国家在实施固定电价政策的同时，一般同时要求电网必须优先收购可再生能源发电。

在特殊情况下，固定电价政策也可能存在一定的弊端。固定电价政策本质上是政府干预市场的行为，如果某项可再生能源技术成本在短时间内变化大，固定电价水平调整可能具有时间的滞后性，难以及时反映可再生能源技术进步和真实成本，就会给开发企业形成巨大的利益空间，造成短时间投资过热、可再生能源发展政策激励过度、可再生能源市场过快增长的情况，对电力系统运行和补贴需求等产生更大的压力。以德国为例，由于 2010-2012 年光伏发电固定电价水平调整的滞后，促使德国光伏发电市场迅速增长，年均新增装机在 750 万千瓦左右，超过政策预期（德国 2020 年光伏发电发展目标是累计装机 5170 万千瓦），也造成费用分摊水平迅速上升，迫使其后德国不断提升可再生能源电价附加标准，2013 年高达 5.28 欧分/千瓦时，2014 年涨到 6.24 欧分/千瓦时，占德国终端民用电价的四分之一左右。

## 2、固定补贴机制

固定补贴政策（溢价电价机制），既考虑了可再生能源发电的实际成本情况和价格政策需求，又与电力市场的电力竞价挂钩，是在电力市场价格的基础上给予可再生能源相应的电价补贴，市场溢价补贴水平固定不变。这种补贴方式的特点是政府补贴规模较为稳定，补贴规模可以预测并且便于统筹管理，但如果电力市场总体价格水平在较短时期内波动较大的情况下，需要对固定或溢价补贴水平做及时的调整。对于投资企业来说，固定补贴机制下，整体项目收益将受到电力市场价格波动的影响，投资风险的不可控以及对未来电力市场价格的预期会在一定程度上影响企业投资决策。

### 3、净电表机制

净电表制可以看作是一种特殊的溢价电价政策。它适用于屋顶光伏系统、中小型风电等分布式电源，而不适用于大型风电、生物质发电、大型光伏电站和光热发电等。主要是用安装可以反转的双向电流表，实现净电流计量电量的方式。例如，如果在建筑屋顶安装了光伏发电系统，白天有可能光伏发电系统所发电力超过建筑物用电，则剩余电力上网，晚上光伏发电系统无电力输出，则建筑物使用来自于电网的电力。采用净电表制，相当于按照电力最终用户的销售电价确定可再生能源电价，如果套用溢价电价政策，在这种情况下，溢价为零。如果电力系统在用户侧采用的电价是分时电价，则净电表制还可能存在隐性的由电网企业向小型发电系统和用户的收益转移。

净电表制在日本和美国一些州被普遍采用，日本在上世纪九十年代以及2005-2010年成功推广光伏发电屋顶计划，采用的就是初投资补贴和净电表制相结合的组合政策。此外，美国的一些州采用可避免成本的计算方式，确定可再生能源电价。由于可避免成本是相对常规能源确定，因此不同可再生能源技术得到的电价一样。也是溢价为零的方式。但是，可避免成本政策与净电表制也存在差别，即可避免成本方式不仅可以适用与接入配电网的中小型分布式可再生能源电源，也适用于接入输电网的大型可再生能源电源。近年来，随着分布式可再生能源系统尤其是屋顶光伏发电成本下降，分布式光伏发电在美国应用越来越普遍，电网企业为分布式光伏发电承担的费用也在增加，加州等部分州在考虑调整或废除净电表制。

### 4、招标电价机制

招标电价机制是当前不少可再生能源处于规模化发展阶段的国家电价政策改革方向。随着可再生能源规模的不断扩大，一些国家为了保障电力市场平稳的结构转型，开始调整可再生能源发电扶持政策，以降低可再生能源电价和补贴水平，从固定电价机制逐步转变为招标电价机制。2014年全球有60个国家采用了招标电价机制，2015年又新增了4个国家。可再生能源规模化发展阶段的招标电价与可再生能源市场起步示范阶段的招标电价有明显的区别，规模化发展阶段的招标电价机制有大量的实践经验和历史数据做基础，其目的主要在两个方面，

一是通过招标适度控制可再生能源发展规模，使可再生能源发电的建设和布局与配套基础设施、与电力需求和电源替代目标相匹配，实现有序发展，二是降低电价水平，通过招标方式降低可再生能源电价补贴，促进技术进步和地区间均衡发展。招标电价可以视作一种更为灵活的固定电价政策。

招标电价机制近年来逐渐在多个国家和地区开始实施，如德国、印度、智利、巴西、阿联酋等，英国的差价合约制度实质上也是招标电价。实践表明，招标电价机制可以有效降低可再生能源上网电价，保证和控制可再生能源发展规模，降低度电补贴需求，控制总体补贴资金需求。以巴西为例，2009年的风电招标电价折合人民币约0.4元/千瓦时，到2014年降到约0.27元/千瓦时，2016年巴西风电和光伏发电招标平均价格比政府预期的上网电价下降了15%。2015年，阿联酋光伏发电招标电价最低降到5.8美分/千瓦时（约合人民币0.38元/千瓦时），2016年一个光伏发电招标项目的电价更是低至2.99美分/千瓦时，具有明显的竞争优势。2016年智利的招标电价水平为，光伏发电2.91美分/千瓦时，风电3.81美分/千瓦时，光热6.3美分/千瓦时，气电、煤电、水电为4.7-6.0美分/千瓦时，光热发电6.3美分/千瓦时，地热发电6.6美分/千瓦时，光伏发电和风电已经成为最有经济竞争力的电源，水电、光热发电、地热发电等其他可再生能源发电与气电、煤电等化石能源发电的电价差距也逐渐缩小。根据既往招标结果，招标机制总是可以获得比政策预期更低的电价，从而降低补贴资金需求总量，可再生能源招标电价机制有可能成为未来电价政策的主流。

## 5、配额和绿色证书机制

配额制电价的形成过程是：通过强制配额（即要求能源企业在生产或销售常规电力的同时，必须生产或销售规定比例的可再生能源电量）和交易制度（政府按照可再生能源电量对企业核发绿色电力交易证书，绿色电力交易证书可以在能源企业间买卖，价格由市场决定），发挥市场自身的调节作用，达到提升可再生能源电力产品价格的目的。此时的可再生能源电价为上网电价与绿色电力交易证书的价格之和。对未完成强制配额的企业，政府一般会设定予以惩罚的额度。

在电网侧实施配额制电价机制的一个重要前提条件是完全市场化的充分竞争的电力市场，配额制主要在澳大利亚、英国、意大利、日本等国家以及美国的

大部分州，此外我国台湾地区实施了发电侧的配额制度。一般情况下，政府制定的对未完成强制配额的企业要求缴纳相应费用的额度，往往成为可再生能源电力交易成本的上限。例如英国实施的可再生能源义务（RO）制度，2016年要求电网企业单位兆瓦时供电需要提供0.348个可再生能源义务证书（ROC），每个ROC买断价格为44.77英镑，即电网企业每兆瓦时供电中ROC成本为15.58英镑，而对于陆上风电来说，1兆瓦时电力相当于0.9个ROC，即1兆瓦时陆上风电可以获得的最高证书收益为40.29英镑，如果再考虑实际收益为证书最高收益的90-95%，陆上风电实际出售证书的收益一般在36-39英镑/兆瓦时。

政府确定的可再生能源配额指标和实际可再生能源发展规模之间的匹配关系会直接影响绿色电力交易证书的价格。英国在其RO制度中通过设立略高于实际发展水平的义务额度指标以及合适的ROC买断价格，基本保障了ROC市场价格的相对稳定性，美国则由于部分州设立的配额指标与可再生能源实际发展水平不甚匹配，近年来可再生能源绿色电力交易证书价格迅速下降，在风电较多的地区，风电的长期电网购电合同（PPA）价格为3-5美分/千瓦时，联邦生产税返还制度可以使风电得到2.3美分/千瓦时的收益，绿色电力交易证书价格由于市场供过于求，价格从2010年前的3-5美分/千瓦时，降低至1美分/千瓦时以下。

## （二）德国电价补贴机制转型分析

德国在既往十几年来一直引领世界可再生能源的发展，尤其是在2000-2012年，其提出的以可再生能源为主的能源转型战略也使其成为欧洲乃至世界可再生能源的领跑者。德国可再生能源的持续稳定发展与其适应可再生能源不同发展阶段需求、相对持续稳定的法律、规划、经济、并网等政策密切相关，尤其是已成为全球典范的可再生能源固定电价政策，不仅促进了德国本国可再生能源的起步、成长和成熟发展，也成为世界许多国家（包括中国）发展可再生能源的样本。自2015年开始，根据可再生能源发展情况、能源转型需求以及其电力和能源系统特点，德国开始尝试变革可再生能源电价机制。

### 1、可再生能源固定电价机制转向市场竞争补贴机制

德国建立了市场化的电价机制，2000年后，为了支持可再生能源电力发展，

德国以《可再生能源法》(EEG)的形式，逐步建立了基于成熟电力市场的分类可再生能源固定电价机制，极大促进了各类可再生能源电力的发展。

随着可再生能源应用规模扩大，欧盟对其成员国提出逐步将可再生能源推向市场的要求，德国也根据可再生能源电力发展情况，不断调整可再生能源电价机制，EEG 在 2004、2009、2012、2014、2016 年经历了 5 次大的调整。在 2014 年的调整中，考虑可再生能源技术成本下降及补贴总额增加电力用户负担等因素，德国可再生能源定价机制开始由固定电价 (FIT) 向市场溢价 (Market Premium) 和可再生能源项目规模拍卖试点 (Auction) 转变。

德国在 2015 年底提出在 2016 年对 EEG 进行第 5 次改革，本次改革重点是全面推行可再生能源项目规模拍卖。2016 年 6 月，德国公布了新一轮修订的 EEG，并将于 2017 年 1 月生效实施。



图 1-2 德国可再生能源电价机制演变

(资料来源：德国国际合作机构 GIZ)

## 2、固定电价机制

2000 年开始实施的 EEG 奠定了固定电价机制作为德国推动可再生能源发展的主体激励政策的地位。在政策的有效激励下，德国风电和光伏发电累计装机量分别从 2000 年的 610 万千瓦和 7.6 万千瓦，增加到 2014 年的 3920 万千瓦和 3820 万千瓦，发电量也由 95 亿千瓦时和 6000 万千瓦时，增长到 546 亿千瓦时和 349 亿千瓦时。

考虑到可再生能源发电技术特别是光伏发电技术进步及成本下降因素以及可再生能源规模迅速扩张带来的庞大电价补贴资金需求压力，德国不断调整固定电价水平。表 1-1 列出了 2014EEG 中规定的各类可再生能源发电技术固定电价水平。

表 1-1 2014 德国《可再生能源法》规定的可再生能源发电技术固定电价水平

技术种类		固定电价（欧分/千瓦时）	下调条件说明
风电	陆上	6-9（按风场当地风资源）	2016 年开始每三个月下调 0.4%
	海上	19/15/4（按离岸距离及海水深度）	前 8 年/随后逐步降低
生物质		6-24（按技术种类）	2016 年开始每月下调 0.5%
光伏		9-13（按发电规模）	2014 年 9 月开始每月下调 0.5%
水电		4-13（按发电规模）	每年下调 0.5%

（资料来源：德国《可再生能源法》（2014 版））

由于光伏发电成本下降迅速，德国对光伏发电的电价调整频次和幅度也是最高的。相较于光伏发电，风电固定电价水平则变化很小，且在 2009 年出现调高风电固定电价的情况。以下就德国光伏发电固定电价水平调整做简要分析。

在较高水平的固定电价政策激励下，德国光伏发电市场在 2013 年之前保持全球领先，尤其突出的 2010-2012 年，年新增装机超过 700 万千瓦。2009 年后，全球光伏发电产品价格实现了大幅度下降，多晶硅组件价格从 2009 年的 4.3 美元/瓦左右直降到 2012 年 0.9 美元/瓦左右，同期德国的光伏发电电价水平也进行了大幅度调整，从 2008 年的 40-50 欧分/千瓦时降至 2012 年的 22.07 欧分/千瓦时（大型地面电站）和 21.56-28.74 欧分/千瓦时（建筑光伏系统），并增加了光伏发电电价调整频率，从 2009 之前的每二年调整一次，增加到一年调整一次，2012 年开始又增加到半年调整一次，采用了根据光伏发电发展规模确定电价下降幅度比例的政策。尽管如此，总体上，光伏发电电价降低幅度还是滞后于产业变化，使德国光伏发点装机在此期间爆发式增长。一方面新增装机量大，另一方面即使在每半年一次调整时间节点的情况下，在各时间节点也出现了明显的“抢装潮”、“末班车”现象。

自 2014 年 9 月，德国又增加了光伏发电电价调整频率，改为每月一调，装机“末班车”效应不再显现。同时新增装机自 2013 年逐年下降，但更主要的原因在于电价水平较低和项目选址难度增加。

由于新增装机低于政策预期目标，未达到每月折减标准，2015 年 9 月开始，德国光伏发电上网电价水平不再调整（保持在 8.53-12.31 欧分/千瓦时，光伏发电系统规模越大，电价水平越低），但今后如果建筑光伏发电市场规模增大，则又

可启动电价下调。地面光伏电站则全面转向招标机制。

固定电价政策作为德国可再生能源规模发展初期的主体激励政策功不可没。但是，在成熟的电力市场背景下，由于固定电价水平难以及时反映市场和发电成本情况，并且政策调整时效性和灵活性有限，使得德国开始更多地考虑电价补贴的合理性及经济性，因而转向以发挥电力市场作用为主、鼓励竞争、优化可再生能源补贴方式的新机制。

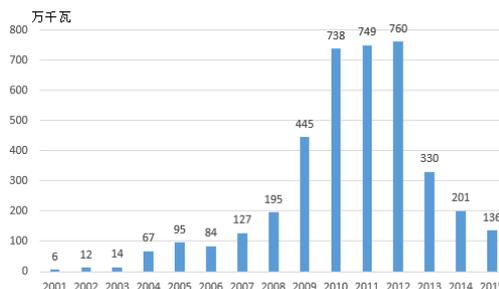


图 1-32001-2015 年德国光伏发电市场新增规模

(资料来源：国家可再生能源中心《2016 国际可再生能源发展报告》)

### 3、市场溢价机制

为了鼓励可再生能源参与电力市场，自 2012 年德国对光伏发电开始探索实施市场溢价机制。2014 年版 EEG 将市场溢价机制的适用范围进一步扩大，根据规定，2016 年前投运的 500 千瓦及以上的可再生能源发电项目、2016 年及以后投运的 100 千瓦及以上的可再生能源发电项目均适用市场溢价机制。

德国的市场溢价是指当月各类可再生能源发电技术固定电价与当月电源向电网平均售电价格之差，即可再生能源发电企业的收入包括两部分，一是在电力市场中的直接售电收入，二是市场溢价补贴。

### 4、发展规模和电价下降幅度挂钩机制

为了引导光伏发电市场以科学合理规模发展，缓解光伏发电补贴需求快速增长带来的费用分摊资金压力，2012 年版 EEG 在光伏发电领域率先引入了“规模总量控制”（deployment corridor）政策，即为每季度发展规模设定上限及下限，当实际发展规模超过设定上限时，固定电价下降幅度变大；反之，当实际发展规

模低于设定下限时，固定电价下降幅度缩小。可再生能源发展规模和与固定电价下降幅度直接挂钩。

2014 年版 EEG 将“规模总量控制”的适用范围由光伏发电扩展到全部可再生能源发电技术，具体是：陆上风电和光伏发电每年新增基本规模分别为 290 万千瓦和 250 万千瓦。

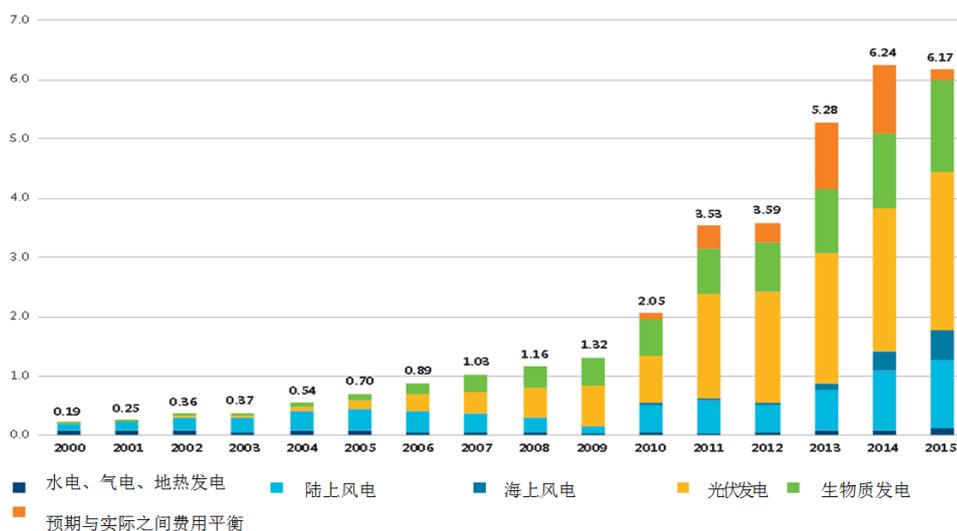


图 1-42000-2015 年德国可再生能源电价附加水平及构成

(资料来源：德国国际合作机构 GIZ)

通过实施市场溢价机制及规模总量控制政策，德国可再生能源发电尤其是光伏发电市场进入到平稳发展状态，最直观的表现是自 2013 年德国光伏发电一改 2009-2012 年井喷式发展，进入相对平稳发展阶段。从电力用户角度看，光伏发电发展增速放缓使可再生能源电价补贴资金总额增幅减小，2013 年后德国居民电价及工业电价分别维持在 29 欧分/千瓦时和 11.75 欧分/千瓦时左右，没有明显大幅上涨。

## 5、招标拍卖政策

为了顺应欧盟委员会建立以市场为基础的可再生能源支持机制目标和要求，更好地控制可再生能源发展规模并提高德国乃至欧洲电力供应安全，德国在 2016 年版 EEG 中改革固定电价政策，认为可再生能源发电已经是成熟技术，新的机制将为稳定成本和适应能源转型创造条件。结合规模总量控制原则，新的

EEG 拟全面转向可再生能源规模招标采购制度。1 兆瓦以下项目仍采取固定电价政策，以保证小型可再生能源发电项目开发企业的利益。

2014 年版 EEG 中就已经对大型地面光伏发电项目实施招标采购试点，并于 2015-2016 年完成六轮招标，效果良好。结合光伏招标试点经验，即将于 2017 年全面实施的可再生能源电价招标体系主要规定如下：

- ✓ 德国联邦网络管理局负责管理可再生能源规模招标，招标总量符合其在 2010 年公布的《能源转型方案》中提出的 2020、2030、2050 可再生能源份额目标，以及光伏发电在 2020 年达到 5170 万千瓦的目标
- ✓ 2017 年开始，每年对陆上风电和地面光伏发电项目进行 3-4 轮招标；竞标企业需缴纳一定保证金，确保竞标有效性；陆上风电项目竞标成功后获得的电价权益不得转让，光伏发电项目如转让电价权益则补贴额将相应下调
- ✓ 拍卖遵循“按报价费用”原则
- ✓ 竞标成功项目将持续享有 20 年竞标电价补贴费率

各类可再生能源技术招标方案细则见表 1-2。

根据预期，80% 以上的可再生能源电力都应该参与竞标，其中陆上风电和光伏发电是核心和主力。此外，对海上风电的激励也将通过招标机制降低成本。但是对于不同可再生能源技术类别，招标机制有所区别，如海上风电和建筑光伏发电的招标流程将有很大不同。招标面向德国全国范围，所有发电企业都有公平参与竞争的机会。

表 1-2 德国各类可再生能源招标政策情况

技术种类	光伏发电	陆上风电	海上风电	其他
适用范围	大于 1 兆瓦的全部地面及屋顶项目	通过《联邦污染物排放法案》要求的项目	2021 年开始投运的项目	生物质、水电、地热及垃圾填埋气等发电项目由于相对缺乏竞争性，不在竞标范围内
年招标轮数	3	2017 年 3 次，2018 年 4 次	2021-2024 年：2 次/年	
年总量控制规模	250 万千瓦	290 万千瓦	到 2025 年 1100 万千瓦	

年招标规模	50 万千瓦	200 万千瓦	80 万千瓦	
-------	--------	---------	--------	--

(资料来源：根据德国国际合作机构 GIZ 提供资料整理)

根据德国经济事务与能源部在 2016 年 2 月发布的《2016 可再生能源法修订要点》报告，目前德国国内对全面推行可再生能源规模招标采购制度给予高度评价，认为这一制度是完全建立在欧洲自由电力市场上的可再生能源电价补贴制度，是可借鉴的可再生能源创新激励机制。通过将可再生能源完全推向市场，一方面可更准确地反映市场需求及发电成本，另一方面减轻可再生能源补贴资金压力和负担，符合德国一贯遵循的补贴成本有效性原则。

## 6、光伏发电招标实施情况

招标机制于 2015 年率先在大型地面光伏发电领域付诸实施，效果良好。2015 年进行了三轮招标，2016 年 4 月公布了第四轮招标结果，第五轮和第六轮招标在 2016 年 8 月和 12 月完成。六轮招标竞争激烈。许多发电企业参与了招标，一些小型发电企业也成功中标。在第三轮招标中，民间团体和社会团体等非专业发电企业参与度最广，部分成功中标。

六轮招标的中标电价不断下降。2015 年 4 月的第一轮招标中，联邦网络管理局共收到 170 份标书，总装机容量 71.5 万千瓦，部分标书由于格式不符合规定被淘汰，符合要求的光伏电站总装机容量达到 68.1 万千瓦，为计划招标总量（15 万千瓦）的四倍多。最终共有 25 个项目中标，总装机容量 15.7 万千瓦。60% 以上的中标项目装机规模大于 5 兆瓦。中标项目中，最低投标价为 8.48 欧分/千瓦时，最高为 9.43 欧分/千瓦时，中标项目电价的平均值高于 EEG 规定的 2015 年光伏电站固定电价水平（9.02 欧分/千瓦时）。

由于竞争激烈，2015 年 8 月完成的第二轮招标和 2015 年 12 月进行的第三轮招标中，中标价格下降较为显著，平均约 8 欧分/千瓦时。

在 2016 年 4 月完成的第四轮招标中，德国政府部门确定了 8 欧分/千瓦时的目标价位，并且为了避免前几轮超低价投标的情况（由于规定中标企业将得到基于所有中标项目中最高中标电价的统一上网电价，不少企业报出超低电价，如第二轮中出现了 1 欧分/千瓦时的投标电价），自第四轮取消了统一的“出清”

电价政策。尽管政策调整，中标价格仍继续下行，为 6.94-7.68 欧分/千瓦时，平均 7.41 欧分/千瓦时。第四轮中标项目共 21 个，总装机 12.8 万千瓦。

2016 年 8 月和 12 月德国完成了第五轮和第六轮招标，中标电价稳步降低，平均电价分别为 7.23 欧分/千瓦时和 6.9 欧分/千瓦时，并且中标项目的电价水平相差不大，如第六轮中标的 27 个项目，最低中标电价为 6.26 欧分/千瓦时，最高电价为 7.17 欧分/千瓦时。

表 1-3 近期德国大型光伏电站电价水平

政策	招标/中标装机（万千瓦）	电价（欧分/千瓦时）
2014 年大型地面光伏电站固定电价		9.41
2015 年大型地面光伏电站固定电价		9.02（1 月）、8.53（9-12 月）
第一轮招标（2015 年 4 月）	15/15.7	8.48-9.43
第二轮招标（2015 年 8 月）	15/15.97	1-10.98
第三轮招标（2015 年 12 月）		约 8.0
第四轮（2016 年 4 月）	12.5/12.8	6.94-7.68（平均 7.41）
第五轮（2016 年 8 月）	12.5/13.0	平均 7.23
第六轮（2016 年 12 月）	15/16.2554	6.26-7.17（平均 6.90）

（资料来源：根据德国光伏发电招标资料整理）

德国研究机构分析，后续中标电价降低的主要原因是竞争过于激烈，如 2015 年的三轮招标中，首轮中标电价可能更准确地反映 2015 年当年光伏发电企业和光伏发电项目的电价需求，也表明 EEG 的光伏发电固定电价水平已经定得过低，按照这一电价水平，许多项目可能已经无法盈利。通过招标方法确定电价水平和补贴可能反映出可再生能源真实的生产成本，为更灵活地调整电价和补贴水平提供依据。

另外，从第四轮招标情况看，由于取消了统一“出清”电价政策，超低电价投标情况避免了，但企业为了得到项目，适度压低利润率情况仍可能存在，使总体投标和中标电价水平仍走低，并且第五轮和第六轮中标电价又有所下降。这也大体反映了 2016 年不同时期光伏发电企业对电价的需求，较 2015 年有一定程度的下降。

### （三）英国电价补贴机制转型分析

为促进可再生能源发展，英国最早在上世纪末实施了“非化石能源义务”（NFFO）制度，即对可再生能源项目实施招标机制，来发现项目价格需求、降低成本。由于起步早，行业发展很不成熟，最后由于昂贵的管理成本及较高的项目流标率，NFFO 制度逐渐退出。2002 年，英国开始实施“可再生能源义务”（RO）制度，通过对供电/电网企业规定每年供电量中一定的可再生能源比例，建立稳定的市场需求，并对无法完成要求的供电企业实施罚款，来达到鼓励发展可再生能源的目的。2011 年后，英国开始调整支持可再生能源电价机制，由单一的 RO 制度逐步转变为多种制度并存（包括 RO 制度、小型发电项目固定电价制度、差价合约（CfD）制度），2016 年 RO 制度逐步退出，2017 年前大型可再生能源发电项目可在 RO 和 CfD 之间任选其一，其后大型可再生能源发电项目均采用 CfD 机制。

#### 1、可再生能源义务制度

2002 年英国开始实施可再生能源义务制度。该制度规定供电/电网企业供电结构中必须有一定比例或者一定量的可再生能源电力。可再生能源发电企业按照规定的证书兑换计量方式获得可再生能源义务证书（ROC），并出售给供电/电网企业。具体程序是：首先由英国能源与气候变化部（DECC）在每年 10 月 1 日前公布下一年电力供应商的 RO 指标（即单位兆瓦时售电所需 ROC 证书数量）；英国燃气和电力监管办公室（Ofgem）再根据发电企业所发可再生能源电量，按照既定的兑换计量标准给予其一定数量 ROC 证书；发电企业在卖电给供电企业的同时出售 ROC 证书，并在批发电价的基础上获得出售 ROC 的收益<sup>2</sup>；供电企业根据其供电量以及 RO 指标呈交所需数量的 ROC 证书；无法呈交足够数量 ROC 证书的供电企业需要按照“证书买断价格”（Buyout-Price）购买差额部分。

在 RO 机制实施之初，每类可再生能源技术发出的电都能获得同样的证书，但考虑到各类技术的成熟度不同，成本也差异较大，未来发展的潜力也不一

---

<sup>2</sup>2027 年前 ROC 价格由发电企业与供电企业协商决定；2027-2037 年将由政府决定买断价格。

样，英国自 2009 年引入了“分类”政策，不同可再生能源技术发出同样数量的电，得到的证书数量是不同的，其目的是为了对技术创新、未来发展潜力大的可再生能源技术予以更大的支持，对相对成熟技术的支持力度则下降。ROC 证书兑换计量方式见表 1-4，如 2016 财年 1 兆瓦时陆上风电和地面光伏电站可分别获得 0.9 和 1.2 个 ROC，按 44.77 英镑/ROC 证书买断价格<sup>3</sup>，折合 40.29 英镑/兆瓦时和 53.72 英镑/兆瓦时。

表 1-4 英国可再生能源义务证书兑换计量<sup>4</sup>（格式第一行）

	2013 前	2013-2014	2014-2015	2015-2016	2016-2017
水电	1	0.7	0.7	0.7	0.7
建筑光伏	2	1.7	1.6	1.5	1.4
地面光伏	2	1.6	1.4	1.3	1.2
陆上风电（ROC/兆瓦时）	1	0.9	0.9	0.9	0.9
海上风电（ROC/兆瓦时）	2	2	2	1.9	1.8
地热能	2	2	2	1.9	1.8
波浪及潮汐能	2	2	2	2	2

（资料来源：英国燃气和电力监管办公室 Ofgem，）

英国单位供电量的 ROC 数量要求（相当于配额指标要求）在逐年提高，ROC 证书市场价格也随之上涨，ROC 证书买断价格也有所增加。到 2016 年，供电企业单位兆瓦时供电需要提供 0.348 个 ROC，每个 ROC 买断价格为 44.77 英镑，即电力公司每兆瓦时供电中 ROC 成本为 15.58 英镑。

表 1-5 英国单位兆瓦时发电 ROC 义务及买断价格<sup>5</sup>

时间	ROC 义务（ROCs/兆瓦时）	买断价格（英镑/ROC）
2011 年 4 月 1 日-2012 年 3 月 31 日	0.124	£38.69
2012 年 4 月 1 日-2013 年 3 月 31 日	0.158	£40.71
2013 年 4 月 1 日-2014 年 3 月 31 日	0.206	£42.02

<sup>3</sup> 2014-2015 年证书买断价格。

<sup>4</sup><https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/86998/guidanceforgenerators.pdf>

<sup>5</sup><https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/renewables-obligation-ro-buy-out-price-and-mutualisation-ceilings-2016-17>

2014年4月1日-2015年3月31日	0.244	£43.30
2015年4月1日-2016年3月31日	0.290	£44.33
2016年4月1日-2017年3月31日	0.348	£44.77

(资料来源: 英国燃气和电力监管办公室 Ofgem, )

从可再生能源项目收益看, 一方面 ROC 证书兑换计量标准下调 (除了陆上风电和海洋能外), 另一方面 ROC 证书买断价格上升, 但总体上收益呈现略有下降趋势, 如对于海上风电, 根据 2014、2015、2016 财年的买断价格, 海上风电的 ROC 收益分别为 86.6 英镑/兆瓦时、84.23 英镑/兆瓦时、80.59 英镑/兆瓦时, 2014-2016 年间下降了约 7%。一般情况下, 发电企业从供电企业获得的 ROC 收益达不到 ROC 证书买断价格的水平, 但大部分能达到证书买断价格的 90-95%。

对于 RO 机制, 确定每年合适的可再生能源证书比例要求十分重要, 这一比例与可再生能源发展实际规模之间的关系, 会直接影响 RO 的市场价格。英国采取的做法是: 根据欧盟 2009 年的能源和气候法律要求, 英国在 2020 年可再生能源在能源消费中的比重要达到 15%, 政府部门 (即 DECC) 根据这一要求估算每年电力供应量、消费量, 按可能的可再生能源供应量的 110% 及预计的电力消费量, 对所有供电/电网企业中销售的可再生能源电量比重提出量化要求, 并将这个比重每年逐步提高, 如 2002-2003 刚开始实施的时候是 3%, 到 2014-2015 年为 14.4%, 2015-2016 年为 15.4%。达不到要求的供电企业需要购买 ROC 证书满足要求。由于可再生能源电量需求量超过了可能供应量的 10%, 建立了刚性的 ROC 证书需求, 确保了 ROC 证书的市场价格不会出现过低的情况, 又通过设立 ROC 证书买断价格, 也避免了证书市场价格畸高情况的出现。

所有适用 RO 的可再生能源技术都会享受 20 年不变的政策。由于有着明确的收益预期, 在 RO 制度支持下, 英国可再生能源获得了极大发展。如可再生能源发电量在 2009 年的占比仅 7% 左右, 但到 2015 年已经达到 25% 左右, 提高了十几个百分点。

在 RO 机制实施的监管方面, 英国作为联邦制国家, 有三个 RO 系统, 分别

是英格兰和威尔士 RO、苏格兰 RO、北爱尔兰 RO，这三个系统分别由各自地方政府来实施。为确保供电企业履行政府确定的 RO 义务，Ofgem 负责监管所有供电企业是否满足了政府要求。Ofgem 建立了信息管理系统，用于统计和管理 ROC 证书。所有证书都是电子化，由发电企业向 Ofgem 提交发电量信息，Ofgem 负责核定合格发电企业的电力证书，发电企业向供电企业出售证书，供电企业向 Ofgem 申报 RO 完成情况，完成不了需要缴纳罚款，罚款按照 ROC 证书买断价格。这部分罚款再重新分配至已完成义务要求的供电企业，并再转付给发电企业。因而发电企业的实际收入为“电力市场批发价格+ROC 证书价格+再分配的罚款收入”。由于供电企业的履约情况不断提升，近年来缴纳罚款的供电企业比重越来越低，如 2002 年刚开始实行时，只有 59% 的供电企业能完成 RO 要求，但到了 2014 年约 99% 的供电企业满足了 RO 义务要求。这都得益于政策机制的合理性以及政府有效的监管机制。

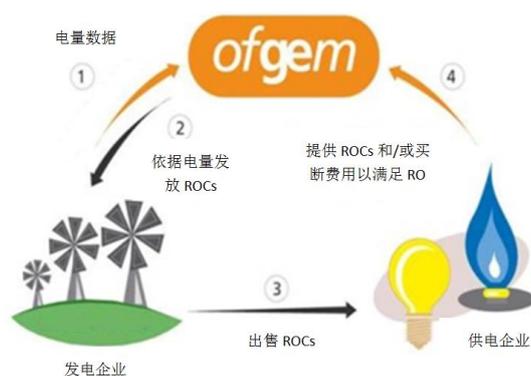


图 1-5 英国绿色证书的流通图

（资料来源：英国燃气和电力监管办公室 Ofgem，）

自 2015 年，英国政府陆续停止光伏发电及陆上风电 RO 政策，2015 年 4 月 1 日停止新建大型光伏电站（5 兆瓦以上）的 RO 政策；2016 年 4 月 1 日停止全部新建光伏发电 RO 政策；2016 年 5 月开始，停止陆上风电 RO 政策（已建风电和光伏发电项目不受影响，且符合要求的发电企业可申请 RO 延期）；到 2017 年 3 月停止全部新建发电项目的 RO 政策<sup>6</sup>。对于已建项目，由于 RO 政策适用期为 20 年，因而最迟到 2037 年，英国消费者的电费单中，将不再包括有 RO 项目的电费支出。RO 机制的退出表明英国对可再生能源发电支持机制全

<sup>6</sup><https://www.ofgem.gov.uk/environmental-programmes/renewables-obligation-ro/information-generators/closure-renewables-obligation-ro>

面转型。

## 2、电费征收控制框架（LCF）

在 RO 制度支持下，包括可再生能源在内的低碳技术应用规模不断扩大，英国电力消费者的电价负担水平日益上升。为进一步控制消费者的总电费支出，英国政府 2011 年制定了电费征收控制框架（Levy control framework），将包括碳捕获与封存（CCS）、RO、固定电价支持的小型可再生能源技术所需要的支持资金都纳入了一个统一的预算体系。该预算并非由政府财政负担，而是考虑到电力批发市场价格之外需要电力消费者支付的额外费用。DECC 主要依据发电装机计划、发电机组容量因子、机组投产时间，并统筹考虑电力批发市场价格、通胀率后，做出每年的 LCF 预算，如 2015 年为 43 亿英镑，2020 年约为 76 亿英镑。

英国在 2014 年经过详细讨论，做出了逐步退出 RO 机制的决定，并逐步进入以招标确定价格、依据市场价格灵活调整电价补贴总需求的 CfD 政策。英国的 LCF 预算也进一步详细设计了 RO 政策的退出时间和 CfD 项目的起止时间。

## 3、差价合约机制

为减少消费者的支付费用，降低可再生能源发电的补贴强度，英国政府已决定将从 2017 年开始，全面实施 CfD 机制。英国在《2011 电力系统改革白皮书》<sup>7</sup>中提出从 ROC 机制向 CfD 机制过渡的方案。在 CfD 模式下，国有结算公司与可再生能源发电企业签订长期合同确定合同价格，在交易过程中如果市场平均电价低于合同价，则向发电企业予以补贴至合同价；反之则发电企业返还高出的部分。

---

<sup>7</sup>[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/48371/5349-electricity-market-reform-policy-overview.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/48371/5349-electricity-market-reform-policy-overview.pdf)

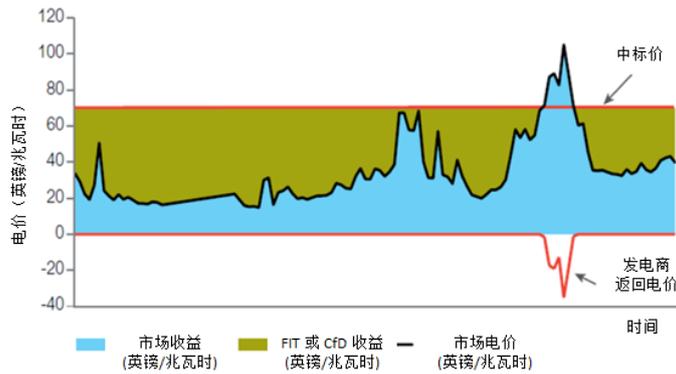


图 1-6 英国差价合约机制电费结算示意图

(资料来源：英国燃气和电力监管办公室 Ofgem, )

CfD 机制的核心是由多方竞争招标确定合同价格 (Strike price)，该价格必须低于政府指导价格。可再生能源发电由于边际成本较低，在实际电力市场中具有优先上网的优势。电力市场批发价格每日波动，但 CfD 机制确保可再生能源发电企业的收益保持不变，实际收益为中标电价。当招标价格高于电力市场批发价格时，超出的部分可再生能源企业需要返还，低于的部分，则通过向电力用户征收额外费用加以补足。

2015-2016 年，英国共完成了两轮 CfD 的招标，合计有 20 个项目签署了差价合约合同，包括 2 个海上风电项目、15 个陆上风电项目和 3 个太阳能发电项目。根据 2015 年 2 月公布的第一轮差价合约的最终竞标分配结果，共 27 项合计装机超过 200 万千瓦的可再生能源发电项目得到该轮 CfD 的资金支持<sup>8</sup>，其中陆上风电项目最多，为 15 项 (74.8 万千瓦)，海上风电项目两项 (110 万千瓦)，垃圾热电联产两项 (9.475 万千瓦)。从竞标价格看，除两项垃圾热电联产项目外，第一轮 CfD 成交价格普遍低于此前 DECC 公布的行政差价合约 (ASP) 水平 (表 1-6)，陆上风电降低 17% (达到 79 英镑/兆瓦时)，海上风电降低 18% (达到 127 英镑/兆瓦时)，光伏发电降低 34-58%。表明竞争方式大大降低了电价补贴需求和政府在可再生能源项目上的支出。

表 1-6 英国 2014-2019 行政差价合约固定电价水平 (英镑/兆瓦时)<sup>9</sup>

<sup>8</sup>[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/407059/Contracts\\_for\\_Difference\\_-\\_Auction\\_Results\\_-\\_Official\\_Statistics.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/407059/Contracts_for_Difference_-_Auction_Results_-_Official_Statistics.pdf)

<sup>9</sup>[https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment\\_data/file/263937/Final\\_Document\\_-\\_Investing\\_in\\_renewable\\_technologies\\_-\\_Cfd\\_contract\\_terms\\_and\\_strike\\_prices\\_UPDATED\\_6\\_DEC.pdf](https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/263937/Final_Document_-_Investing_in_renewable_technologies_-_Cfd_contract_terms_and_strike_prices_UPDATED_6_DEC.pdf)

时间	2014/15	2015/16	2016/17	2017/18	2018/19
陆上风电	95	95	95	90	90
海上风电	155	155	150	140	140

（资料来源：英国燃气和电力监管办公室 Ofgem，）

#### 4、机制转型比较

从两个制度的特征看，RO 对投资者而言具有更加明确的收益。这是因为 RO 系统下的惩罚机制是固定的，因而事实上 ROC 证书价格往往在长约合同中比 ROC 买断价格稍微低一些，即 ROC 证书买断价格是一种设定了最高限价的固定补贴价格，无论电力市场价格如何变动，企业都能获得相对固定的收益即 ROC 证书价格。反观 CfD 机制，由于招标机制引入了竞争，招标价格要低于政府设定的最高限价，即市场能够比政府更容易真实发现合理收益水平下的市场价格，而且在市场价格高于招标电价情况下，可再生能源发电企业要返还超额收益，这样就降低了最终电力消费者的总支付费用。CfD 机制，对于终端电力消费者而言，是比 RO 制度支付费用总额更低的一种机制。换言之，从可再生能源投资者角度，CfD 的收益水平是要低于 RO 系统的，这也符合政策制定者的意图。随着英国可再生能源发电规模不断扩大，电力消费者的支付负担逐步增加，英国政府希望逐步降低消费者的负担水平，从这一角度，CfD 的制度要优于 RO 的制度。

由于 CfD 刚刚施行，两轮招标的项目还没有最终建成，用户的电费中还没有 CfD 的费用支出，因此难以评价 CfD 的实施效果，特别是对可再生能源投资企业的投资热情的影响尚不确定。

#### （四）美国税收抵扣政策和绿色证书机制

美国近几年在可再生能源电价机制方面没有做大的调整，联邦层面主要采用生产税抵扣（PTC）和投资税抵扣（ITC）政策，州政府层面主要是可再生能源配额和绿色电力证书制度。可再生能源发电企业获得的收益主要包括三个方面，一是售电获得的直接电费收益，二是生产税抵扣或投资税抵扣额，三是绿

色电力证书收益。近年来随着可再生能源规模增加和成本下降，可再生能源发电企业与电网签订的长期购电合同价格呈现下降趋势，光伏发电尤为显著，同时绿色电力证书的价格也显著下降。

## 1、生产税抵扣政策

生产税抵扣政策作为联邦能源政策法案的一部分自 1992 年开始实施，合格的可再生能源发电项目发出并销售给电网的电力（以每千瓦时计）都可以获得生产税抵扣，抵扣期限一般为设备正式投运的前 10 年。抵扣标准最初为 1.5 美分/千瓦时，经过几次调整后，目前具备资格的风电、地热发电和“闭环”生物质发电（以特定能源作物为燃料，要求燃料是为发电项目专门种植的生物质，成本较高）项目的抵扣标准为 2.3 美分/千瓦时，其他项目如“开环”生物质发电（以农业和森林剩余物为燃料，即以非特定能源作物为燃料）、现有水电站技术效率升级和容量扩充、垃圾填埋气发电和城市固体废弃物发电等项目的抵扣标准为 1.1 美分/千瓦时。

2005 年后，生产税抵扣政策通过不同的法案进行了多次的更新和延期，如在 2009 年、2013 年、2014 年都进行了延期，由于每次都仅仅延期 1-2 年，且延期法案颁布的时间常常距离机制失效时间不足一个月甚至在失效后才颁布，美国风电装机也出现了大起大落的情况，如 2012 年新增装机 1300 万千瓦，2013 年仅新增 108 万千瓦。2015 年底，美国联邦政府将生产税抵扣和投资税抵扣政策都延期到 2020 年，这将是这两项政策保持稳定最长的时期，对促进美国可再生能源发展、稳定发展节奏有重要作用。

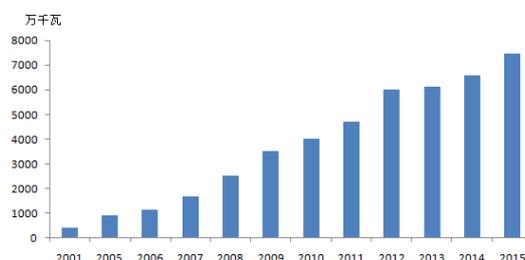


图 1-72001-2015 年美国风电累计装机

（资料来源：国家可再生能源中心《2016 国际可再生能源发展报告》）

2014 年，美国联邦税收联合委员会（JCT）估算了生产税抵扣支出情况，约

为 15 亿美元，同时 JCT 还预计 2014-2018 年间生产税抵扣支出为 164 亿美元。

## 2、投资税抵扣政策

投资税抵扣政策源于 2005 年的《能源政策法案》，规定能源开发项目投资额的一部分可通过所得税抵扣。投资税抵扣对推进户用可再生能源系统、分布式光伏发电和大型太阳能发电（光伏和光热发电）的发展都发挥了重要作用。具体规定如下：

- ✓ 投资税抵扣额为投资成本的 30%：涵盖 2016 年前建成运行的太阳能项目（没有最高额度限制，包括光伏发电和光热发电、制冷或供暖设施、太阳能过程供热设施、使用光导纤维的混合式太阳能照明系统，但被动式太阳系统和太阳能集热系统不在政策覆盖范围内）、燃料电池项目（无最高额度限制，但每 0.5 千瓦的抵扣上限为 1500 美元，装机容量需大于 0.5 千瓦，发电效率高于 30%）、小型风电（对于 2008 年 12 月 31 日之后投运的系统无最高额度限制，装机容量需小于 100 千瓦）
- ✓ 投资税抵扣额为投资成本的 10%：2016 年后商业运行的太阳能项目，地热系统，微型汽轮机，热电联产等

投资税抵扣政策降低了对可再生能源项目投资的纳税人所需缴纳的联邦所得税，可再生能源发电项目投运时，投资税收抵扣即开始生效。投资税抵扣政策有助于抵消项目的前期投资，尤其是对初始投资高、资本密集型的可再生能源技术（如光伏发电、光热发电和燃料电池），提供了针对性更强、更有效的经济激励。

## 3、可再生能源配额制和绿色电力证书制度

可再生能源配额和绿色电力证书制度自 20 世纪 90 年代在美国部分州开始实施，目前有 29 个州和华盛顿特区要求本州内的供电/电网企业按照各州的计划满足收购最低份额的可再生能源电力的要求。可再生能源技术通常包括风电、光伏发电、光热发电、地热发电、生物质发电和部分水电等。

供电/电网企业可以通过运营可再生能源发电项目达成配额指标，或者通过

购买可再生能源绿色电力证书（REC）来满足要求，也可二者结合。绿色电力证书收益是可再生能源发电企业收益的一部分。但是，由于各州制定的配额指标不同，适用的可再生能源技术不同，可再生能源发展情况差别较大，绿色电力证书价格又完全由市场定价，因此各州绿色电力证书价格也有很大差异，且不同年份间也可能差异较大，收益水平不确定性较大。近三年在美国中部和西部可再生能源发展规模较大的州，绿色电力证书的价格已经低于 1 美分/千瓦时，甚至 0.5 美分/千瓦时，仅为 2010 年前的 1/10 左右。

在适用技术方面，通常各州确定的可再生能源技术是适合本州或当地特定资源的，通过对特定可再生能源或技术适用配额制度，各州希望达到鼓励适用的可再生能源技术发展和扩大其应用的目的。一些州侧重于大型可再生能源发电，而另一些州则采取统一政策。

## （五）电价补贴机制转型趋势分析

从国际可再生能源电价补贴政策机制发展方向和趋势看，随可再生能源发展阶段、规模程度不同，国际可再生能源经济政策呈现多样化态势，激励性的政策主要有固定电价、市场溢价、差价合约、配额证书、净电表、税收抵扣或返还等。此外，随着可再生能源发展规模的扩大，一些限制性的政策也开始出现，如加速降低电价水平或停止电价补贴政策，甚至对电价或补贴的调整进行追溯（如西班牙，由于采用了可再生能源电价补贴追溯制度，2013 年及以后其可再生能源电力发展基本处于停滞状态），将可再生能源纳入电价附加或税费征收范围等。这些政策或机制的调整直接反映了各国发展可再生能源的目标和态度。

就单一国家或一定市场范围而言，在可再生能源发展的不同阶段，可再生能源电价补贴机制也在随形势变化而调整。一些可再生能源发展起步早、发展规模较大的国家，如德国、英国、日本等，已经或开始或考虑在机制层面进行“质”的变革，其他市场规模较大的国家也在具体政策层面进行“量”的调整。典型的如德国，在 2014 年启动可再生能源固定电价机制调整，逐步从单一的固定电价机制向市场机制转变，将于 2017 年全面实施市场溢价制度和招标制度（小规模发电项目除外），并且自 2015 年开始，以光伏发电为先导，启动实施招标

机制，招标水平稳步下降，基本反映成本水平，也激励了光伏发电企业降低成本。英国则停止了实施了 14 年的 RO 制度，自 2017 年开始全面实施的 CfD 制度，CfD 制度本质上是基于其电力市场机制下的溢价制度和招标制度的合体。日本计划对光伏发电等部分可再生能源发电项目采用招标制度。此外，印度、智利、南非以及中东部分国家也对一些可再生能源发电采用招标制度，并实现了电价的大幅度下降。

近期国际可再生能源电价和补贴政策的总体趋势是，技术成熟、经济竞争力相对较高的可再生能源电力以推进其参与市场为方向，且参与市场的方式也有所不同，如德国、英国是在电力市场化的环境下，单一可再生能源项目之间凭借电价或补贴水平进行竞争，智利则是对于所有发电类型（包括可再生能源发电和化石能源发电）给予同等条件的竞争平台。美国则是以稳定的税收抵扣政策和抵扣标准为基础，可再生能源直接参与电力市场和绿色电力证书市场。

因此，对于进入规模化发展阶段的可再生能源技术，需要在电价和补贴政策中体现竞争，以促进其技术进步、产业升级和成本下降。在电力市场机制下，可再生能源可以直接参与电力市场，也可以在可再生能源内部或具体技术领域内部相对独立地设计竞争机制，也可以实施独立的如固定电价这样的明确的电价和补贴政策。

在可再生能源发电市场刚刚起步的国家，以及相对前沿的可再生能源领域和小规模可再生能源民用应用领域，保障性的经济政策如固定电价或定额补贴政策目前仍是主流。

## （六）电价补贴机制转型启示

分析德国、英国等可再生能源电价和补贴制度转变的动因，与我国当前可再生能源发展面临的情况和目标非常类似。如前所述，我国当前经济形势下，通过上调可再生能源电价附加来满足可再生能源电价补贴资金需求的难度越来越大，实际过程中，可再生能源电价补贴资金拖欠的情况普遍存在，已经大大挫伤了可再生能源投资者的积极性。在电力市场改革过程中，应该更多地借鉴市场的力量去发现合适的市场价格和补贴方式。固定电价制度在可再生能源市场

发展初期，是符合发展需求且有利于市场发展的，但从另一方面，政策的保护以及电价调整与可再生能源实际发电成本变化步伐的脱节也增加了消费者的负担。对于已经进入规模化发展阶段的可再生能源发电技术，可以考虑调整机制，采用更多灵活的手段。如招标制度是更有利于发现合理市场价格的一种方式，我国自 2016 年已经开始在光伏发电领域探索采用招标方式，既符合世界趋势，也是光伏发电在当前发展阶段的适应市场化要求的可行选择。

## 二、可再生能源固定电价转型定额补贴机制研究

随着可再生能源发展规模扩大，风电、太阳能发电等可再生能源在电力和能源系统中的占比不断提升，可再生能源电价需要突破即往在其成长阶段的单纯的保障性固定电价政策，创新机制，在可再生能源经济竞争力不断增强过程中，逐步参与市场。如前所述，可再生能源参与市场的前提是初步建立电力市场，更重要的是，提供公平竞争的平台，无论采取哪种方式，需要通过政策调节，反映电力系统各个环节的真实成本，包括化石能源的外部性、灵活性电源贡献所带来的成本等。“十三五”时期，结合电力体制改革进程，尤其是输配电价和电力市场化交易形成电价的改革进程，可再生能源电价补贴也需要进行机制上的探索、试点和创新。

第二、三、四章研究提出可再生能源定额补贴机制、招标机制以及可再生能源绿色证书交易机制等创新机制，定性重点分析各机制的特点、实施可行性和可能的实施路径，量化分析绿色交易证书机制对可再生能源企业和煤电企业的影响，并就这些创新机制之间的实施衔接进行比较和分析。

### （一）定额补贴机制涵义

结合输配电改革和电力市场化交易进程，可再生能源定价机制需要逐步从目前的差价补贴机制转变为依电量的定额补贴机制，与煤电电价脱钩，逐步推进可再生能源参与电力市场，并适时合理调整差价补贴或定额补贴标准。

定额补贴机制实际是国外的溢价补贴机制，即在无其他经济政策（如配额和绿色证书）的条件下，对于可再生能源发电企业，其发电收益来源于电力市场竞价的售电收入，以及国家政策性补贴资金。本节建议实行的定额补贴机制，发电收益其一是由各种电力竞价方式形成的价格（在电改试点地区）或者是由电网企业支付的原燃煤环保标杆电价（在维持现有电价机制地区），其二是来自可再生能源发展基金的定额补贴。

## （二）与固定电价机制比较

定额补贴机制与目前的固定的标杆电价即差价补贴不同之处主要在以下几点，一是定额补贴实现了与煤电电价脱钩，即煤电标杆电价调整的影响将不会影响可再生能源度电补贴标准，同时电力市场竞争形成的短期电价也不会影响度电补贴标准，但长期看电力市场竞争价格水平会影响度电补贴标准的确定；二是可再生能源定额补贴的标准既可以部分反映可再生能源的外部效益（或者是化石能源的外部成本来确定），也可以依据可再生能源成本变化和满足覆盖其成本加合理收益的实际补贴需求来确定；三是可再生能源发展基金补贴带税问题可以一并解决，目前可再生能源标杆电价是全部含税价格，电网企业在支付的过程中也遇到税收问题，虽然目前电网企业通过变通操作方式可以解决，但如果可再生能源应用规模继续扩大，在部分地区可能出现难以操作的问题（见第一章第五节分析），定额补贴标准在确定标准之初，即可按照国家电价补贴即定额补贴部分不含税进行设计，这样可再生能源发展基金可以直接发放或者通过电网企业转移发放不带税的补贴资金。

## （三）目的和原则

定额补贴机制调整需要与目前的固定的标杆电价机制进行衔接和过渡。建议方案考虑的主要原则如下。

（1）市场为主体。定额补贴机制最主要的目的是促使进入成熟稳步发展阶段的可再生能源逐步融入电力市场，其设计要与电力市场化相匹配。

（2）反映技术变革和市场成熟度。可再生能源的成本加上合理利润仍是确定可再生能源补贴需求和水平的根本，此外与电力市场中其他电源之间的合理比价关系也需要考虑，以建立符合市场竞争原则的价格补贴机制。

## （四）框架和方式

固定价格和差价补贴机制转为定额补贴机制的框架性实施路径建议如下：

（1）分类实施。以技术和市场相对成熟的可再生能源先期实施机制变革。考

考虑目前各类可再生能源发展情况，建议以陆上风电、大型光伏电站先期实施定额补贴，并同期调整分布式光伏现有度电补贴方式（即转为补贴资金不带税）；生物质发电技术也相对成熟，未来发展规模有限，可以与陆上风电、大型光伏电站定额补贴政策同步推出，也可待定额补贴机制相对稳定成熟后推出；海上风电、光热发电仍处于技术发展阶段，建议仍以固定或标杆电价政策为主、招标电价为辅，以相对稳定的政策和收益水平支持其成长、发展。

（2）考虑存量项目政策之间的平稳衔接。虽然没有特别明确的政策规定，但我国对可再生能源项目实施固定电价大多是有明确的期限（如 2013 年 7 月国务院颁布的《促进光伏产业健康发展的指导意见》中规定，光伏发电电价或度电补贴执行期原则上为 20 年，许多风电、光伏招标项目电价执行期则为 25 年），标杆电价和差价补贴机制转为定额补贴机制必须考虑政策之间的平稳衔接问题，尤其是对于存量项目，需要考虑其在电力市场中可能的收益，以使其机制变化后全行业收益水平与原机制收益水平基本持平为原则，如果可再生能源绿色证书交易机制得以实施，则还需要考虑绿色证书收益，对增量和存量项目的定额补贴水平做相应的调整，但对存量项目，机制变化或新增后全行业收益水平与原机制收益水平相当是必须的，以保障政策的连续性和严肃性。

（3）试点先行。建议在输配电改革和电力市场化交易先行的部分省（市、区），先期确定定额补贴标准和实施定额补贴政策。这些省（市、区）一般在东中部经济发达地区，目前的可再生能源标杆电价和差价补贴机制下，对于同一种可再生能源技术，差价补贴标准一般在全国处于较低水平，是近期可再生能源发展优先地域，在这些地区探索市场化方式来促进可再生能源技术产业升级和成本下降，能起到更好的示范作用。

（4）定额补贴标准调整。近年来国内外化石能源价格维持在较低水平，促使 2013 年后煤电标杆电价连续几次下降，虽然 2016 年煤炭价格有所回升，但煤电标杆电价没有调整，因此煤电标杆电价目前处于低位水平。无论对于可再生能源存量项目还是增量项目，在考虑可再生能源成本加合理利润前提下，按照目前差价补贴标准确定定额补贴标准，可以解决政策之间衔接过渡问题，但其后在其他条件变化后（如煤电标杆电价或市场竞价形成的平均上网电价发生变化，实施可再生能源绿色证书交易机制等），定额补贴标准必须及时调整，需要建立短周期

评估和调整机制(如参考煤电联动机制,以半年为一个周期,由第三方进行评估,再由决策部门确定是否调整以及调整幅度)。

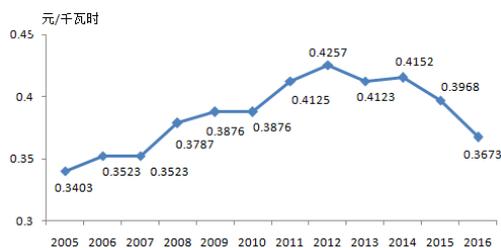


图 2-12005-2016 年煤电标杆电价变化情况

(注:采用的是历年全国 32 个省级电网煤电标杆电价的算术平均结果。2005-2011 年含脱硫电价; 2014-2015 年含脱硫、脱硝和除尘电价)

(数据来源:根据国家发展改革委公布的相关电价文件整理)

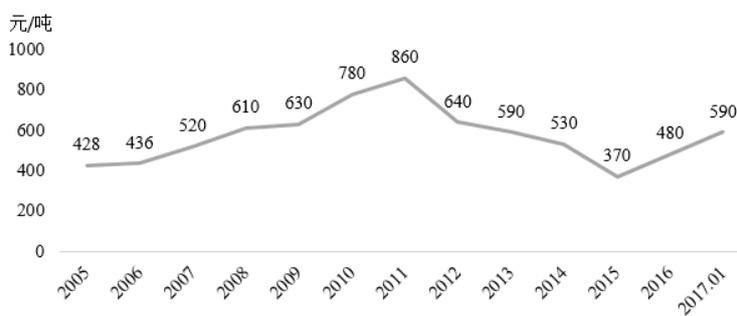


图 2-2 2005-2015 年秦皇岛港动力煤离岸价

(数据来源:秦皇岛煤炭网)

## (五) 实施路径

### 1、增量项目补贴水平确定方式建议

对于增量项目,补贴标准和水平确定方式相对简单,建议如下:

(1)考虑不同可再生能源技术在不同发展阶段的成本、发展定位和发展时空布局需求,再考虑各省(市、区)可再生能源资源条件、电力市场特点和市场价格水平,确定合适的定额补贴标准。

(2)定额补贴标准将定期调整。如果调整水平适用于定额补贴机制改革后所有增量项目,并且定额补贴标准每次调整后,也适用于所有增量项目,可再生能源发电企业在项目决策时既需要考虑电力市场形成的价格变化,也需要预期定额补贴标准调整变化对项目经济性的影响。

## 2、存量项目补贴水平确定方式建议

对于存量项目，补贴标准的确定要复杂很多，尤其是陆上风电、光伏发电项目，存量项目数量多，分布广，且即往标杆电价水平经过了多次调整，标杆电价存在大分区，而煤电标杆电价标准又一省一价，诸多因素对于存量可再生能源项目补贴机制调整 and 水平确定提出了挑战。可行的方案建议及分析如下。

### (1) 两种机制对于存量项目的无缝衔接

即按照可再生能源发电项目投运时间段确定的标杆电价，减去机制调整时间点本地区的煤电环保标杆电价，作为该时间段可再生能源发电项目的定额补贴标准，这样确定的定额补贴标准为带税定额补贴，如上一节建议，考虑可再生能源发展基金中的资金不带税，也可以扣除补贴中税收部分，确定相应的不含税度电补贴。这种方式下，对于存量项目，定额标准为若干张表格。以大型光伏发电为例，需要依据光伏电站所适用的不同时间段(2010年及以前,2011年,2012-2013,2014-2015年,2016年以后等)的标杆电价，分别计算各省(市、区)的定额补贴标准。

表 2-1 无缝衔接模式下标杆电价转为定额补贴的光伏电站度电补贴水平

区域	燃煤标杆电价	光伏发电标杆电价				光伏发电定额补贴			
	并网运行时间	2011年	2012-2013年8月/12月	2013年9月/2014年1月-2015年12月/2016年6月	2016年1月及以后/2016年7月及以后	2011年	2012-2013年8月/12月	2013年9月/2014年1月-2015年12月/2016年6月	2016年1月及以后/2016年7月及以后
北京	0.3515	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7985	0.6485	0.5985	0.5285
天津	0.3514	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7986	0.6486	0.5986	0.5286
冀北	0.3634	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7866	0.6366	0.5866	0.5166
冀南	0.3497	1.15	1.00	1.00	0.98	0.8003	0.6503	0.6503	0.6303
山西	0.3205	1.15	1.00	0.95	0.88	0.8295	0.6795	0.6295	0.5595
				1.00	0.98	0.8295	0.6795	0.6795	0.6595
山东	0.3729	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7771	0.6271	0.6271	0.6071
蒙西	0.2772	1.15	1.00	0.90	0.80	0.8728	0.7228	0.6228	0.5228
辽宁	0.3685	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7815	0.6315	0.5815	0.5115
吉林	0.3717	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7783	0.6283	0.5783	0.5083
黑龙江	0.3723	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7777	0.6277	0.5777	0.5077

蒙东	0.3035	1.15	1.00	0.95	0.88	0.8465	0.6965	0.6465	0.5765
上海	0.4048	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7452	0.5952	0.5952	0.5752
江苏	0.3780	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7720	0.6220	0.6220	0.6020
浙江	0.4153	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7347	0.5847	0.5847	0.5647
安徽	0.3693	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7807	0.6307	0.6307	0.6107
福建	0.3737	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7763	0.6263	0.6263	0.6063
湖北	0.3981	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7519	0.6019	0.6019	0.5819
湖南	0.4471	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7029	0.5529	0.5529	0.5329
河南	0.3551	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7949	0.6449	0.6449	0.6249
四川	0.4012	1.15	1.00	0.95	0.88	0.7488	0.5988	0.5488	0.4788
重庆	0.3796	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7704	0.6204	0.6204	0.6004
江西	0.3993	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7507	0.6007	0.6007	0.5807
陕西	0.3346	1.15	1.00	0.95	0.88	0.8154	0.6654	0.6154	0.5454
				1.00	0.98	0.8154	0.6654	0.6654	0.6454
甘肃	0.2978	1.15	1.00	0.90	0.80	0.8522	0.7022	0.6022	0.5022
				0.95	0.88	0.8522	0.7022	0.6522	0.5822
青海	0.3247	1.15	1.00	0.90	0.80	0.8253	0.6753	0.5753	0.4753
				0.95	0.88	0.8253	0.6753	0.6253	0.5553
宁夏	0.2595	1.15	1.00	0.90	0.80	0.8905	0.7405	0.6405	0.5405
新疆	0.2500	1.15	1.00	0.90	0.80	0.9000	0.7500	0.6500	0.5500
				0.95	0.88	0.9000	0.7500	0.7000	0.6300
广东	0.4505	1.15	1.00	1.00	0.98	0.6995	0.5495	0.5495	0.5295
广西	0.4140	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7360	0.5860	0.5860	0.5660
云南	0.3358	1.15	1.00	0.95	0.88	0.8142	0.6642	0.6142	0.5442
贵州	0.3363	1.15	1.00	1.00	0.98	0.8137	0.6637	0.6637	0.6437
海南	0.4198	1.15	1.00	1.00	0.98	0.7302	0.5802	0.5802	0.5602

注：（1）煤电电价按照 2006 年煤电标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘）；（2）光伏发电度电补贴水平为含税补贴；（3）2010 年及以前适用政府定价的光伏电站项目仅包括宁夏、内蒙、上海的 8 个光伏发电项目，电价水平均为 4 元/千瓦时，本表中没有列出；（4）表中电价单位为元/千瓦时。

当电力市场交易电价变化较大（在电力市场化地区）或者煤电标杆电价变化较大时，需要对定额补贴水平进行调整，建议按照全国统一或者分大区的方式进行相应的评估，并确定定额补贴的统一变化幅度。

需要特别考虑的是在四川、云南、湖南、湖北、青海等水电大省，由于当地煤电标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘）显著高于电网实际购电平均电价，在标杆电价和差价补贴机制下，对于可再生能源上网电量来说，煤电标杆电价与电网实际购电平均电价之间的差额费用实际由电网企业负担并通过电力销价疏导，但在实施定额补贴机制后，按照电力市场交易形成价格，电网不再负担此项费用，则按照上述方式确定定额补贴标准后，此项费用将直接转移到可再生能源发电企业，

因此，在考虑定额补贴标准时，需要考虑水电大省（市、区）非水可再生能源发电项目这一实际需求，且这一问题无论是对于存量项目还是增量项目，都是存在的，也是必须考虑的。

## （2）按照可再生能源资源分区确定相对统一的度电补贴标准

以现有可再生能源资源分区为基础，进行相应的合理化调整，重新确定风电、光伏发电等可再生能源资源分区，按照各省（市、区）可再生能源资源条件以及现行资源分区，考虑各大区电力市场供需和价格情况，以两种机制变革后平均收益率基本不变、区内差异较小为原则，确定各区内相对统一的度电补贴标准。

当电力市场交易电价变化较大（在电力市场化地区）或者煤电标杆电价变化较大时，需要对定额补贴水平进行调整，建议按照全国统一或者分资源区的方式进行相应的评估，并确定定额补贴的统一变化幅度。

## （六）定额补贴水平方案

本节以 2018 年新并网光伏发电为例，进行定额补贴水平测算。

### 1、分资源区电价需求测算

在定额补贴测算之前，先按照三类资源分区计算合理收益水平情况下 2016-2020 年光伏发电电价需求，计算采用表 2-2 中的基础参数。

表 2-2 光伏发电电价需求测算基础参数

参数	集中式光伏电站
初始投资	2016: 7500 元/千瓦; 2017: 7000 元/千瓦 2018: 6000 元/千瓦; 2020: 5500 元/千瓦
年运维成本/单位初始投资	1-2.5% (平均 2%)
经营期	20 年
资本金比例	20%
贷款条件	利率 4.9%，年限 15 年，本金利息年等额
折旧	15 年
增值税率和增值税附加税率	17%，10%

所得税率	25%，三免三减半
资本金内部收益率	8%

注：根据当前政策，增值税即征即退 50% 的政策有效期为 2018 年底，新建项目在此之前尚处于增值税抵扣期，故仍按照 17% 税率考虑

按照现行光伏发电三类电价分区的资源情况，对不同区域不同时间点的集中式光伏电站电价需求进行测算。根据国家能源局 2016 年 6 月出台的可再生能源全额保障小时数文件，光伏发电保障小时数与现行三类分区电价测算小时数基本相当（见表 2-3），即 I 类区 1500，II 类区 1300，III 类区不存在限电，按照 1100 考虑。测算出的电价需求见表 2-4。2018 年三类地区的光伏发电项目的电价需求分别为 0.52、0.60、0.71 元/千瓦时。

表 2-3 光伏发电重点地区最低保障收购年利用小时数

资源区	地区	保障性收购小时数
I 类资源区	宁夏；青海海西；甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌；新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依；内蒙除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区	1500
II 类资源区	青海除 I 类外其他地区	1450
	甘肃除 I 类外其他地区；内蒙赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔；河北承德、张家口、唐山、秦皇岛；山西大同、朔州、忻州	1400
	新疆除 I 类外其他地区	1350
	黑龙江；吉林；辽宁；陕西榆林、延安	1300

（资料来源：国家能源局《关于做好风电、光伏发电全额保障性收购管理工作通知》）

表 2-4 集中式光伏电站电价需求测算结果

年份	投资(元/千瓦)	I 类(1500)	II 类(1300)	III 类(1100)
2016	7500	0.65	0.75	0.89
2017	7000	0.61	0.70	0.83
2018	6000	0.52	0.60	0.71
2020	5500	0.48	0.56	0.67

## 2、分地区定额补贴需求测算

光伏发电电价需求与煤电标杆电价的差值，可以作为确定定额补贴需求的重要依据。作为新机制，定额补贴水平分类可以不依据原有的固定标杆机制下的资源分类，而是考虑各地区实际补贴需求情况。尤其是我国燃煤标杆电价呈现西低东高、北低南高的特点，恰好与我国太阳能资源呈现反向分布，除了重庆、贵州等部分太阳能资源较差的省（市）外，总体上“煤电标杆电价\*年等效利用小时数”的水平相差不大，因此如果采用定额补贴，除了个别资源条件最差的几个省市外，各地区间的定额补贴需求差距较原来的不同资源区标杆电价的差距可以有一定程度的减小。

除了表 2-2 中所列的参数外，影响光伏发电成本和电价需求的一大因素是太阳能资源（即各地的光伏发电峰值小时数）和光伏系统效率以及系统的可利用率，三者相乘即为光伏发电的年等效利用小时数。

对于各省（市、区）的太阳能资源、对应的光伏发电峰值小时数采用如下方法确定。原始数据来源为太阳能水平面总辐射量，采用全国 96 个气象站点连续 10 年的分月度测量数据（站点分布见表 2-5）；采用 RETscreen 模型，根据水平面总辐射量计算各气象站所在地的光伏阵列上的总辐射量，倾角采用当地纬度值，得出全国 96 个站点位置的光伏阵列上的总辐射量；再考虑光伏发电系统效率，得出各地区光伏发电年等效利用小时数，一般对于固定支架模式的集中式光伏电站，寿命期内系统效率可以达到 80%。光伏领跑技术基地要求的光伏发电系统效率为不低于 81%。

表 2-5 测算采用的气象站点在各地区分布情况

地区	站点个数	地区	站点个数	地区	站点个数
东北地区		华北地区		西北地区	
辽宁	3	北京	1	陕西	3
吉林	2	天津	1	甘肃	6
黑龙江	5	河北	1	青海	5
蒙东	4	山西	3	宁夏	2
华东地区		蒙西	4	新疆	9

上海	2	中南地区		西南地区	
江苏	3	河南	3	重庆	1
浙江	2	湖北	2	四川	6
安徽	2	湖南	3	贵州	1
福建	2	广东	2	云南	5
江西	2	广西	3	西藏	4
山东	3	海南	1		

如果利用 2015 年和 2016 年集中电站实际运行小时，由于各省（市、区）内部电站选址差异较大以及电站运行中的各种因素，集中电站实际运行小时数并不能充分反映资源情况。在无弃光情况下，集中光伏发电累计装机较大的多数省区，实际光伏发电出力与 80% 系统效率下年等效利用小时数相差较小。但一些省区尤其是东中部省份则存在较大差异。因此，测算中按照太阳能资源条件和采用 80% 系统效率下的年等效利用小时数进行电价和定额补贴需求测算。此外，对于规定了全额保障收购小时数的地区加上冀北，采用规定的全额保障收购小时数又进行了测算。测算后的电价需求以及定额补贴需求见图 2-3 和图 2-4。计算定额补贴需求时，采用表 2-1 所列的燃煤标杆电价。

从图 2-3 可以看出，四川西部定额补贴需求低于 0.1 元/千瓦时；青海和陇西介于 0.12 元/千瓦时和 0.18 元/千瓦时之间；部分地区太阳能资源相对较差，补贴需求高于 0.4 元/千瓦时，包括重庆、贵州、四川其他地区、陕南、湖南；全国大部分地区的定额补贴需求介于 0.2 元/千瓦时和 0.4 元/千瓦时之间，但这些省（市、区）之间定额补贴需求仍存在一定差异。

如果按照全额保障性收购小时数来测算定额补贴需求，青海、冀北的定额补贴需求在 0.2 元/千瓦时左右，其他省区定额补贴需求有所增加，但仍处于 0.2-0.4 元/千瓦时的范围内。

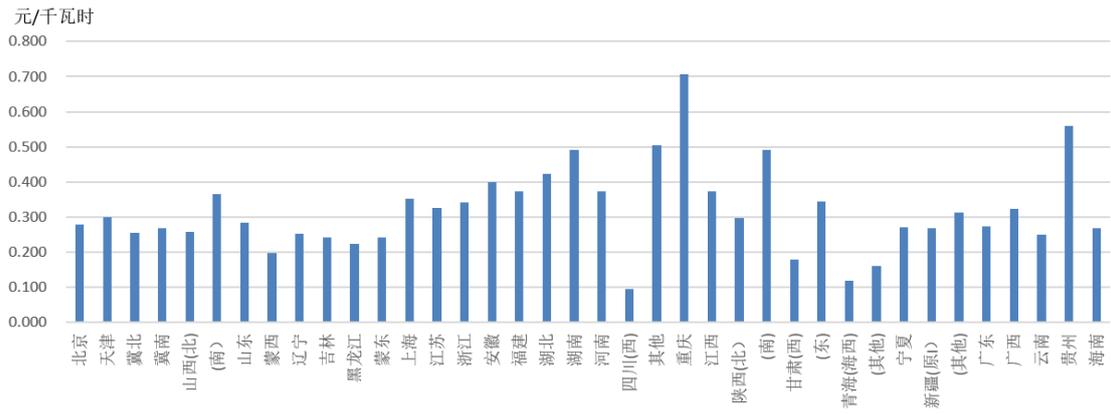


图 2-3 2018 年分地区光伏发电定额补贴需求测算结果 (80%系统效率)

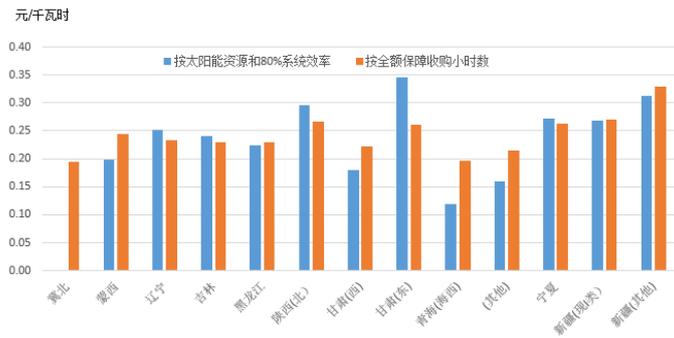


图 2-4 2018 年部分地区光伏发电定额补贴需求测算结果

## 三、可再生能源招标定价机制研究

### （一）作用和可能效果

当前许多国家对于可再生能源定价采用招标机制。招标机制主要在可再生能源发展的两个阶段采用，一是在市场起步示范阶段，我国 2003-2009 年对陆上风电、2009 年对海上风电、2010 年前后对光伏发电均采用了项目招标方式，主要原因是彼时项目数量少，采用项目定价或固定电价没有真实成本数据或接近成本数据做支撑，而招标电价机制可以作为发现成本和电价需求的一种途径。我国在 2015-2016 年启动的首批光热发电示范项目的电价也带有类似的性质。二是在可再生能源市场规模化发展的成熟阶段，如 2016 年光伏领跑技术基地电价招标，已经有大量的实践经验和历史数据做基础，主要是希望通过招标适度控制可再生能源发展规模，优化布局，实现有序发展，并且可以发现成本和价格需求，降低电价水平，提升补贴资金的利用效率。

从我国试行的规模化发展阶段的光伏发电招标情况看，招标方式定价已经在多个层面取得效果，经验和教训都值得总结。对 2016 年我国试行的光伏发电电价招标效果和经验分析如下。

（1）招标定价机制切合电力市场化方向。电力市场化可以体现在多个方面，竞争方式配置项目，体现了电源侧的合理竞争和优化配置。

（2）通过竞争发现上网电价，合理降低度电补贴强度。采用公开招投标、竞争性必选等方式，以一定的电价权重作为竞争要素，通过竞争配置可以促进可再生能源成本和上网电价的下降，尽可能减小电价调整的频度和水平很难及时跟踪实际成本和需求的影响。近两三年来，在部分地区，由于光伏发电成本降低快，以及分资源大区定价等原因，存在企业一手甚至多手转让项目的逐利空间。从理论和机制上，竞争方式可以较为及时跟踪行业发展形势，综合反映光伏发电技术情况、非技术性因素以及各地区和不同项目的差异情况，得到相对合适的上网电价，降低光伏发电度电补贴强度。但竞争配置电价的具体实施存在一定挑战，尤其是对于光伏发电普通电站项目，根据规定，2016 年光伏发电普通电站竞争的组织主体在地方政府，招标的结果表明虽然电价有所下降，但降幅空间非常有限，

如江苏、青海等省的普通光伏电站招标项目电价仅比当地光伏发电标杆电价低 0.05 元/千瓦时左右，某些省份普通光伏电站招标项目电价甚至仅比当地光伏发电标杆电价低 0.02 元/千瓦时，远远高于国家层面组织的光伏领跑技术基地项目招标电价。因此，现有招标机制尤其是地方招标机制需要尽快完善，进行系统性设计，一方面需要避免开发企业为争取项目的恶性竞争（如 2016 年国家层面的招标），另一方面也需要避免在当前地方发展光伏发电、补贴国家买单的政策环境下虚假竞争、投标、比选情况的出现（如 2016 年部分地方层面的招标）。总之，设计合适的竞争配置模式和全过程监管是关键。

（3）招标定价可建立相对公平竞争环境，有利于优势企业发展。在项目竞争性配置上，以上网电价、企业技术和投资能力、项目前期工作成熟程度、土地综合利用、对地方经济转型贡献以及企业诚信履约情况等作为竞争要素，可使在实力、经验、技术、业绩、前期工作等多个方面具有综合优势的开发企业获得项目，有利于具有光伏制造和开发优势的企业的良性发展，减少对企业不公平竞争的干扰。此外，还可以为先进技术应用提供市场和发展环境，促进技术升级和产业进步，促进成本和电价快速下降。

（4）在项目开发方面建立规范秩序，有利于结构、布局优化。对于风光资源集中的“三北”地区，采用招标方式，可在考虑当地消纳和特高压外送光伏发电的前提下，优化光伏发电时空发展规模和布局，降低技术性限电比例，提高补贴资金利用效率。

## （二）光伏领跑技术基地招标评价

我国自 2016 年开始对可再生能源以竞争方式确定开发企业和发现电价的探索，对“光伏领跑技术基地”项目和普通光伏电站项目实施招标，在 2016 年 8-10 月先后开展了山西阳泉和芮城、内蒙古包头、山东济宁和新泰、安徽两淮、内蒙乌海等第二轮“光伏领跑技术基地”项目招标工作，招标电价较同地区标杆电价水平下降显著，并出现了 I 类资源区 0.45 元/千瓦时、III 类资源区 0.61 元/千瓦时的最低报价。分析电价显著下降原因，主要在以下几点：一是由于 2016 年 6 月底光伏发电标杆电价水平调整，光伏组件价格和系统投资水平确有显著下降，如多晶硅组件价格从第二季度的 3.8-4.0 元/瓦降到第三季度的 3.0-3.2 元/瓦，10

月份又降到 2.95 元/瓦左右；二是“光伏领跑技术基地”项目的经营期和电价执行期按照 25 年考虑，而目前光伏发电项目电价测算一般按照 20 年考虑（参照 2013 年 7 月国务院颁布的《促进光伏产业健康发展的若干意见》），同等条件下，20 年和 25 年电价执行期的电价需求相差 0.05-0.065 元/千瓦时；三是 2016 年“光伏领跑技术基地”项目大多要求在 2017 年下半年建成，投标企业预期未来半年多的时间内光伏组件、平衡部件价格和系统投资水平仍有下降空间；四是部分投标企业为增加中标可能性，压低投资收益，如部分“光伏领跑技术基地”中，报出最低价的项目的资本金内部收益率低于 7%；五是“光伏领跑者计划”项目土地税费规范，前期工作相对好，接网有保障，一定程度上减少了项目前期费用和 risk，相对于同期同类型光伏电站项目单位投资水平有所下降；六是太阳能资源存在差异，如山西阳泉处于 III 类电价地区，但其实际太阳能总辐射量折合年等效利用小时数约为 1400（与 II 类电价地区太阳能资源水平相当），包头如果不考虑限电情况，年等效利用小时数在 1600 以上，许多投标企业据此作为报价依据，显著拉低了电价水平。

从效果看，“光伏领跑技术基地”招标对降低电价作用显著，尤其是招标方式可以有效解决项目路条买卖问题，挤出地方和部门加在光伏发电项目上的不规范、不合理的额外费用，从长期看，采用招标竞争方式既符合国际发展潮流和趋势，更对我国光伏产业持续健康发展有益。通过招标，初步实现了发现光伏发电成本和价格需求的目标。但招标电价如何影响固定或电价补贴，尚需要开展深入分析，建立价格联动模型，逐步建立良性的光伏发电招标电价和标杆电价或定额补贴联动机制。

表 3-1 2016 年光伏领跑技术基地招标电价情况

光伏领跑技术基地	标杆电价（元/千瓦时），小时数	实际太阳能资源（小时数）	投标电价（元/千瓦时）	平均投标电价（元/千瓦时）	平均中标电价（元/千瓦时）
山西阳泉	0.98, 1100	1400	0.61-0.88	0.84	0.75
山西芮城	0.98, 1100	1200	0.65-0.83		0.775
内蒙包头	0.80, 1500	1600	0.52-0.75	0.65	0.57
山东济宁	0.98, 1100	1150	0.83-0.95	0.842	0.83
山东新泰	0.98, 1100	1150	0.83-0.90	0.835	0.83

安徽两淮	0.98, 1100	1100	0.65-0.96	0.824	0.772
内蒙乌海	0.80, 1500	1550	0.45-0.67	0.61	0.51

注：（1）山东济宁、新泰对于投标电价设定了地板价（即不低于当地光伏发电标杆电价的15%），大部分企业投出 0.83、0.84 元/千瓦时的电价；（2）平均投标电价为去掉最高价和最低价之后的平均价

（资料来源：根据光伏领跑技术基地招标情况整理）

### （三）实施路径

在电价招标方式上，招标定价可以与各种电价机制匹配，既可以进行固定上网电价的招标，也可以进行固定补贴水平招标，因此可以与现有的固定电价政策、未来逐步转型的定额补贴政策、考虑绿色证书交易后的多种经济激励政策同期实施。

可再生能源招标定价主要是同类技术或者多种技术可再生能源项目之间的竞争，不存在与其他非可再生能源项目的竞争问题，因此设计招标定价机制时可以单纯从促进可再生能源发展、优化布局、采取合适的发展节奏等角度出发，进行相应的机制设计。

规模化发展阶段的招标机制，需要以可再生能源技术和产业市场发展达到相应阶段为前提，如“十三五”期间大型光伏电站、陆上风电等具备这样的条件，预期海上风电、光热发电等在“十四五”时期可能具备条件。

## 四、可再生能源绿色证书交易机制研究

### （一）概念和涵义

绿色电力证书（以下简称“绿色证书”）制度是在可再生能源电力强制配额基础上，通过市场机制促进可再生能源电力发展的制度。强制市场配额和绿色证书交易机制是国际上成熟应用的促进可再生能源电力发展的制度，主要涵义是，对一定规模的可再生能源发电量（通常是1兆瓦时）发放一个绿色证书，同时对电源企业或电网企业规定必须达到的可再生能源发电量或售电量占其总发电量或售电量的比重，达不到规定比重的企业需要在市场上购买绿色证书。可再生能源发电企业通过绿色证书交易可以获得相应收益。

### （二）建立及实施的基础

2016年3月，国家能源局颁布了《关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》等文件，并于2016年4月就《关于建立燃煤火电机组非水可再生能源发电配额考核制度有关要求的通知（征求意见稿）》等开始征求意见。2017年1月，国家发展改革委、财政部、国家能源局联合颁布了《关于试行可再生能源绿色电力证书核发及自愿认购交易制度的通知》，明确提出：建立可再生能源绿色电力证书自愿认购体系，自2017年7月1日起正式开展认购工作；鼓励各级政府机关、企事业单位、社会机构和个人在全国绿色电力证书核发和认购平台上自愿认购绿色电力证书，作为消费绿色电力的证明；根据市场认购情况，自2018年起适时启动可再生能源电力配额考核和绿色电力证书强制约束交易。

建立可再生能源开发利用目标引导制度的目的是建立全面的指标统计考核体系，引导地方科学制定可再生能源开发利用目标以及能源发展规划编制、实施，明确地方政府、电网企业和发电企业在发展可再生能源方面的责任，并在此基础上建立相应的监测和评价体系，从而实现更加有效的事中事后监管，进而推动能源系统朝向绿色低碳方向转型。实施可再生能源电力配额考核和绿色电力证书强制约束交易是落实目标引导制度、建立监测和评价体系的一项具体措施，也是动

员和督促能源领域各个相关方推进能源转型的一项重要抓手，应以其为先导，逐步建立全面的可再生能源指标管理和考核体系，真正落实国家提出的能源转型和非化石能源占比要求。可再生能源开发利用目标引导制度是绿色证书机制建立的基础。

### （三）框架思路

从国内需求看，需要尽快推出实施强制性的配额和绿色证书约束交易机制。从国际经验看，强制市场份额或配额制度是较成熟的机制，在美国、英国、瑞典、澳大利亚、日本、韩国等几十个国家和地区实施，是推动这些国家可再生能源发展的重要市场机制。承担强制配额的主体，有的是电网企业（如美国大部分州、英国），有的是发电企业（如韩国、我国台湾地区）。因此，配额责任主体可以在发电企业和售电（电网）企业中选择。

如果以燃煤发电企业作为配额责任主体，则配额责任和购买绿色证书是其承担社会责任的一个重要体现。长期以来，我国煤电定价机制并没有将其外部性成本考虑在内，煤电企业在排放污染物时没有承担应有的环保责任，其外部性成本被社会公众承担了。此外，碳交易等反映煤电外部性成本的市场机制还需要时间才能得以全面实施，在近期内传导到煤电成本上的作用也有限。燃煤发电企业购买绿色证书满足配额要求，是履行其社会责任的一种体现，可作为支付其外部性费用的一条途径。从对可再生能源发展的促进效果看，以燃煤发电企业作为配额责任主体，一方面可以使可再生能源发电项目增加绿色证书收益，另一方面可以使煤电企业增加体现其部分外部性的成本，从两个方面缩小可再生能源成本和化石能源成本的差距，有助于补贴退坡、平价目标的提前实现，有利于减少补贴资金需求。

如果以售电（电网）企业作为配额责任主体，则一是可以减少补贴资金需求，二是可以解决至少是缓解当前越来越严峻的可再生能源电力消纳问题，三是通过合适的配额指标要求，可为未来可再生能源发展提供稳定持续的增长空间，保障国家 2020、2030 年非化石能源发展目标的达成。

## （四）绿色证书价格测算

### 1、绿色证书价格测算边界条件

以下按照发电企业作为配额责任和绿色证书交易主体进行相应测算。

按照 2020 年实现非化石能源 15% 占比目标要求，并考虑讨论中的能源和可再生能源发展“十三五”规划目标，根据表 4-1 中的风电、太阳能发电、生物质发电规模和电量以及全社会用电量，再考虑煤电 2020 年发电量 5 万亿千瓦时，测算到 2020 年，全部非水可再生能源发电量与全部燃煤发电量之比为 15.4%。

根据国家发展改革委能源研究所和国家可再生能源中心在《风电、太阳能发电平价上网路线图研究》初步结果，保守预期，测算 2020 年新建风电加权电价将降至 0.45 元/千瓦时，光伏发电加权电价降至 0.6 元/千瓦时，煤电平均价格为 0.36 元/千瓦时（不考虑绿色证书影响）。非水可再生能源电力每生产 1 兆瓦时，记为一份绿色证书，到 2020 年全国可发放 7.75 亿份绿色证书。

初步测算绿色证书价格时考虑以下边界条件：

- ✓ 设定 2020 年发电企业的非水可再生能源发电量占该企业燃煤发电量的比重应达到全国平均值，即 15%，意味着到 2020 年，发电企业每生产约 6.5 兆瓦时的煤电，就需配一份绿色证书；若未达到，则必须购买一定的绿色证书满足占比要求
- ✓ 无论何种可再生能源电力，绿色证书份额相同，即每 1 兆瓦时电力对应 1 份绿色证书
- ✓ 绿色证书市场交易充分

### 2、绿色证书价格测算方案和结果

基于上述基本假设和边界条件，设计提出两种方案，对绿色证书价格进行测算。两种方案考虑不同的前提条件，一是以借助证书收益，2020 年新建陆上风电加权上网电价达到平价为前提，一是以保持可再生能源附加水平不变，资金全额用于可再生能源电价补贴且能满足需求为前提。

**(1) 方案一：借助证书的收益，风电到 2020 年可与煤电平价情况下绿色证书价格测算**

对于 2020 年及以前建成发电的所有可再生能源项目，通过市场行为进行绿色证书交易，各类可再生能源技术的绿色证书收益方式没有差别。由于不同技术以及不同时期建成发电的可再生能源项目成本存在差异，可通过不同的电价标准或者度电补贴标准来予以适度平衡。

按照以上边界条件，计算得出每份绿色证书(1 兆瓦时非水可再生能源电量)平均价格约为 78 元；折算到发电企业，每发 1 兆瓦时煤电，为购买证书所需增加的成本为 12 元。

表 4-1 方案一绿色证书价格设定条件及测算结果

类别	2020 年	
	平均电价 (元/千瓦时)	发电量 (亿千瓦时)
风电	0.45	5000
光伏	0.6	2000
生物质		750
水电		12000
核电		4000
煤电	0.36	50250
合计		74000
2020 年非水可再生能源在煤电电力中占比 (%)	15	
生产证书个数 (个)	775 000 000	
证书价格 (元)	78	
煤电 1 兆瓦时电力增加成本 (元)	12	
风电与煤电平价后的平均价格 (元/千瓦时)	0.372	

在对煤电发电企业的可再生能源证书占比要求不变等情况下，证书的价格对可再生能源发电量非常敏感。即使可再生能源电量较预期增加 5%，也可能导致证书价格的较大幅度下降。反之，证书价格可能会较大幅度上升。

考虑绿色证书比例要求是根据可再生能源电力发展形势以及整个电力需求情况来逐年调整的，因此如果绿色证书比例要求适宜，则证书的价格受可再生能源发电量变化的影响较小，当可再生能源电力电量增加 1000 亿千瓦时，假定的全社会发电量不变，同等煤电电量要求的配额证书增多，导致煤电 1 兆瓦时电力成本会有所增加，约为 13.5 元，此时，绿色证书的价格会有所下降，为 76 元。如果可再生能源电力电量减少 1000 亿千瓦时，绿色证书的价格会上升至 80 元，但煤电 1 兆瓦时电力成本会下降至 10 元。

以现有政策条件为前提进行测算，2015 年我国可再生能源电价补贴资金需求总量约 650 亿元，在可再生能源电价附加应收尽收情况下，可再生能源发展基金收入约 570 亿元，当年即存在近 100 亿元的资金缺口，但由于自备电厂征收率不高等因素，实际收入资金约 515 亿元，当年缺口 135 亿元。2020 年，如果考虑前述风光成本和价格需求下降情况，没有绿色证书收益情况下，当年可再生能源电价补贴资金需求总量约 1800 亿元，在可再生能源电价附加应收尽收情况下，收入资金约 900 亿元，当年存在缺口约 900 亿元。如果按照上述绿色证书价格水平，2020 年可再生能源电价补贴资金需求可以减少 700 亿元，可再生能源附加资金收支略有不足，但可以利用之前几年的累积盈余补充缺口。但如果按照当前实际征收比例，则有可能仍存在约 200 亿元的缺口。

## **(2) 方案二：可再生能源附加水平不变，资金全额用于可再生能源电价补贴且能满足需求情况下绿色证书价格测算**

绿色证书价格计算仍以 2020 年作为水平年，考虑当前 1.9 分/千瓦时能源电价附加补贴不再调整，征收的资金全部用于可再生能源电价补贴，则：

- ✓ 应收尽收情况下，测算得到每份绿色证书（1 兆瓦时非水可再生能源电量）平均价格约为 84 元；折算到发电企业，每发 1 兆瓦时煤电，为购买证书所需增加的成本为 12.9 元
- ✓ 按照当前征收率，测算得到每份绿色证书（1 兆瓦时非水可再生能源电量）平均价格约为 102 元；折算到发电企业，每发 1 兆瓦时煤电，为购买证书所需增加的成本为 15.7 元

表 4-2 方案二绿色证书价格设定条件及测算结果

类别	2015 年		2020 年	
	平均电价 (元/千瓦时)	发电量 (亿千瓦时)	平均电价 (元/千瓦时)	发电量 (亿千瓦时)
风电	0.56	1863	0.45	5000
光伏	0.92	392	0.6	2000
生物质	0.75	527(享受补贴电量为373)		750
水电				12000
核电				4000
煤电	0.36	50000	0.36	50250
合计		56045		74000
不考虑绿色证书补贴需求(亿元)		650		1800
应收尽收可再生能源附加费用(亿元)		570		950
2020 年非水可再生能源在煤电发电量中占比 (%)		15		
生产证书个数 (个)		775 000 000		
证书价格 (元)		84		
煤电 1 兆瓦时电力增加成本(元)		12.9		

## （五）实施经济性影响

绿色证书交易的实施将影响可再生能源电价需求或者度电补贴需求，这些政策之间的协调较容易实现，随着绿色证书交易的实施，可适时调整标杆电价标准和度电补贴标准。因此，对可再生能源发电企业来说，增加了一个收益渠道，但理论上收益水平不变，收益风险有所增加。

### 1、发电企业作为配额责任主体受到的经济性影响

如果以燃煤发电企业作为配额责任主体，绿色证书交易实施后，对以化石能源为主的发电企业会带来一定的经济影响，影响主要与绿色证书价格和企业内部

非水可再生能源的占比有关，特别是对纯燃煤发电企业和燃煤比例高的企业的负经济影响较大。

根据 2013 年装机超过 800 万千瓦的发电集团数据，直观定性分析来看，假如发电企业按照各自的非水可再生能源比例发展电力，未来绿色证书交易机制实施时期，广东粤电、浙能电力、国投电力、中电投、神华、华电等集团可再生能源电量比例较低，将会是绿色证书的主要购买方；而长江三峡集团煤电很少（2013 年拥有超过 200 万千瓦的非水可再生能源，未来将是绿色证书的纯卖方（受益方）；中广核、河北建投、国电、北京能源等集团非水可再生能源电量占比较高，将可能是绿色证书的纯卖方（受益方）；其它华能、大唐、华润等集团非水可再生能源电量占比较为适中，买卖绿色证书情况可能存在一定的不确定性。

表 4-3 2013 年大型发电生产企业发电装机容量及发电量

企业名称	发电装机容量（万千瓦）					发电量（亿千瓦时）					风电与煤电比
	合计	水电	煤电	核电	风电	合计	水电	煤电	核电	风电	
华能	14224	1835	11356		973	6097	699	5527		168.9	3.1
大唐	11535	1778	8767		937	4940	475	4289		171.8	4.0
华电	11276	2084	8563		538	4612	523	3992		92.9	2.3
国电	12279	1258	9227		1732	5333	404	4616		306.9	6.6
中电投	8969	1925	6209	112	471	3678	692	2846	64	62.8	2.2
广东粤电	2685	215	2446		20	1276	61	1212		3.9	0.3
三峡	4226	3949			203	1323	1292			28.8	100
神华	6562	13	6029		510	3358	6	3270		80.9	2.5
华润	3084	47	2743		294	1600	16	1530		53.8	3.5
国投	2721	1252	1409		50	1167	484	672		8.8	1.3
浙能	2452	85	2366		1.4	1179	17	1162		0.1	0.0
河北建投	861		726		135	399		370		28.9	7.8
中广核	1534	147	68	833	433	766	59	26	602	74.8	288
北京能源	1335	50	1228		165	682	15	629		35.9	5.7

（数据来源：《中国能源统计年鉴 2014》）

对于非水可再生能源占比较低的电力集团，要满足非水可再生能源配额比例，

一方面可以通过购买证书来实现非水可再生能源占比，另一方面可通过投资非水可再生能源建设，增加非水可再生能源电量来实现目标。

以拥有一个 30 万千瓦的煤电机组的发电企业为例，若煤电机组年平均利用小时数为 4500，则每年生产电量为 13.5 亿千瓦时，若该企业只有这一煤电项目且没有可再生能源发电项目，按照方案一的计算结果，每份绿色证书价格 78 元，煤电 1 兆瓦时电力增加成本 12 元，则平均每年需要购买约 22.6 万份证书，每年购买绿色证书的支出费用约 1620 万元；若按照方案二的计算结果，每份绿色证书价格 84 元，煤电 1 兆瓦时电力增加成本 12.9 元，则平均每年需要购买约 22.6 万份证书，每年购买证书的支出费用约 1900 万元。

倘若这个 30 万千瓦煤电企业选择不通过购买绿色证书但投资风电场建设来满足配额比例，若按风电年等效利用小时数 2000 计算，则需要配套 10.4 万千瓦风电场建设，若假定风电场单位投资为 7500 元/千瓦，则需要 7.8 亿元投资建设。

## 2、售电企业作为配额责任主体对电力用户的经济性影响

如果以售电（电网）企业作为配额责任主体，则根据电力体制改革方案极其配套文件，其增加的成本将直接在终端电价中体现。如果仍采用上述绿色证书价格测算参数，则 2020 年方案一情况下，将增加终端电价 0.7 分/千瓦时；在方案二情况下，将增加终端电价 0.9 分/千瓦时。

### （六）与其他机制衔接

#### 1、与可再生能源电价补贴机制以及全额保障性收购制度的衔接

绿色证书交易机制建立后，绿色证书会成为可再生能源企业的收入之一。因而，绿色证书交易制度的建立，与可再生能源电价补贴机制以及全额保障性收购制度息息相关。

从建立电力市场的设计思路看，未来将建立发电侧充分竞争的市场，在此过程中，除了要保证可再生能源优先发电外，也鼓励可再生能源企业积极参与市场竞争。由于可再生能源的初始投资成本高于常规能源，但运营成本相比而言较低，因而，以系统运行边际成本确定市场价格的“电力市场定价”模式，更能够保证可

再生能源优先上网。

在理想电力市场模式阶段，电力价格时刻发生变动，仅从补贴测算的角度而言，可再生能源发电不再可能执行固定电价机制。欧洲、美国电力市场中，大都执行溢价补贴模式，对可再生能源发电量设定固定的度电补贴水平，保证企业盈利。如丹麦给予风电约 0.24 元/千瓦时的固定补贴。在此情况下，绿色证书价格也可以作为固定补贴的另外一种来源，直接降低了财政补贴需求。由于可再生能源可通过运营成本低的优势优先上网，因而也不再存在专门的保障性收购需求，实施中即可以达到全额收购的效果。

在达到理想模式前的过渡阶段，市场存在着较高比重的计划电量，可再生能源即使会获得相当数量的计划内电量，但在当前电力需求低迷的形势下，可能仍存在着一定的限电现象，计划内电量可理解为以保障性收购小时数为准，这部分电量享受国家电价补贴，之外可能售出的电量，可以享受电价补贴，也可以不再享受电价补贴，但首先这部分电量需要通过多边或双边交易获取售电收入。这两部分电量都可获得绿色证书，能通过绿色证书交易获得证书部分的收益。因而，该阶段可再生能源发电项目的收入有三部分：一是“保障性发电量” $\times$ （市场价格+电价补贴），二是“额外发电量” $\times$ 协议价格+电价补贴（或为 0），三是“全部电量对应的证书” $\times$ 证书价格。

假设市场价格仍是煤电标杆电价，如保障性小时数低于目前的标杆电价测算对应的小时数，在保障性收购小时数、协议价格及证书价格都是未知量的情况下，难以确定可再生能源发电项目的投资收益，对投资影响巨大；如保障性收购小时数等于目前标杆电价测算对应的小时数，虽然二、三部分的收益水平难以测算，但由于增加了这两部分收益，在政策层面可按照当前实际的补贴水平，酌情逐步降低补贴额度，并逐步过渡到理想电力市场环境下的定额补贴模式。考虑到当前实际情况，在调度运行中按照资源条件落实对应的发电利用小时数也存在难度，但在定额补贴模式下，能够测算出固定的补贴水平，意味着在政策层面是可行的。

由于绿色证书交易、保障性收购、定额补贴机制都是新的政策要求，这几项政策在设计和实施之初宜统一结合，避免每个新政策在实施的时候都要与既有政策进行衔接。

## 2、与碳交易制度的衔接

碳排放权交易制度是利用市场手段实现温室气体减排的工具之一，是推进生态文明建设、加快经济发展方式转变的重要体制机制创新。其本质是政府在总量控制的前提下将排放权以配额方式发放给各企业，减排成本高的企业可通过购买其他企业富余配额或核证自愿减排量的方式，以最低成本完成减排目标。

我国政府已明确于 2017 年启动全国碳排放交易体系，将覆盖钢铁、电力、化工、建材、造纸和有色金属等重点工业行业。根据要求，纳入碳交易体系的单位包括重点排放行业中 2013-2015 年中任意一年综合能源消费总量达到 1 万吨标准煤以上的企业法人单位或独立核算企业单位，对于超过 5 万千瓦装机的燃煤发电企业而言，年能源消耗量都大于 1 万吨标准煤，都将被纳入交易体系中。

由于缺乏相关立法支持，加之我国低碳发展意识淡薄，企业碳排放历史数据统计弱，企业所有制结构多元，因而全国碳交易市场的建立过程还存在较多挑战。从“两省五市”开展的碳交易试点效果看，试点省（市）普遍存在不同地区的交易规则不一致、推广难度较大，以及企业履约率低、市场活跃度差等问题。为此，初期碳交易市场，主要在于着力建立健全碳排放权初始分配制度。国家确定各省排放配额总量，各省确定本省重点行业分配方法，并对配额实行部分免费发放和部分有偿发放方式，在初期以免费分配为主。碳排放权交易市场初期的交易产品为排放配额和国家核证自愿减排量。为了加强核查，国家要求排放单位按照企业排放核算与报告指南的要求，制定排放监测计划，履行配额清缴义务。

总的来看，全国碳排放交易与拟推出的可再生能源绿色证书交易存在相似性和相关性：

（1）全国总量目标和责任主体履约目标都是由国家确定。国家气候主管部门拟根据全国碳排放强度（总量）下降目标、各省经济社会发展阶段和主要排放部门及减排潜力，采取“自上而下”和“自下而上”相结合的方式，确定纳入全国碳交易市场的主体和配额总量。国家能源主管部门根据支撑碳强度和排放下降目标的非化石能源比重目标，设定可再生能源及非水可再生能源发电量目标，并考虑主要发电技术和企业、各省经济社会发展阶段和可再生能源开发利用条件，设定纳入可再生能源绿色证书交易的燃煤发电企业主体及非水可再生能源电力比重目标、各

省可再生能源总量及发电比重目标。这两类目标具有相关性，需要协调制定，也可通过配额指标的上下浮动，最终调节各个企业的配额履行需求，进而影响到市场价格。

(2) 履行配额要求的方式相类。对于这两种机制，企业可以选择购买配额或证书的方式履行配额要求，也可以通过减排、生产或购买绿色电力的方式履行配额要求，企业通过衡量这两种方式的成本，通过选择较低的那种方式满足要求。在此过程中，碳配额价格及可再生能源绿色证书价格，将成为左右企业行为的主要因素。

(3) 电力企业均为履约责任和交易主体。由于电力产品具有单一性，也是我国重点排放行业，7个碳交易试点和全国碳市场都把电力部门纳入涵盖范围，在一些试点省（市）和目前全国碳市场方案中同时将发电（煤电）企业和电力用户纳入。目前已确定的绿证自愿认购机制下，绿证购买方涵盖各类机构和个人，本质上是电力用户；下一步拟推出的可再生能源绿证交易和履约主体目前尚未确定，一种方式是将煤电企业或化石能源发电企业作为强制责任主体，另一种方式是结合电力体制改革的售电侧放开，将售电企业作为强制责任主体。

(4) 可再生能源项目可产生核证自愿减排量（CCER）。碳排放市场中，交易产品除了配额之外，还包括核证自愿减排量。风电、太阳能发电、生物质能发电项目，在符合“额外性”要求并经适用“方法学”论证后，发电量可作为自愿减排量抵消减排企业的排放配额。但目前碳交易试点普遍规定，CCER使用比例不超过当年配额数量的5%。

但全国碳排放交易与拟推出的可再生能源绿色证书交易这两个制度也存在着较大的区别：

(1) 核查难度存在差异。碳排放市场要求严格的核查程序和方法学。对于绿色证书交易而言，由于电量记录和核查相对容易的多，在施行过程中，起步也更加容易。

(2) 覆盖范围差异有所差别。电力是碳排放市场的重要行业之一，但目前拟推出的可再生能源绿色证书市场的履约主体只是燃煤发电企业。在碳交易市场中，电力企业可通过购买其它行业的碳配额，达到履约的目的。但在可再生能源绿色

证书交易市场,发电企业或售电企业只能购买绿色电力生产企业的证书满足要求。

(3) 市场价格形成机制不同。碳交易市场可通过拍卖形成一级交易市场价格,与二级市场供需形势共同形成二级市场价格;可再生能源绿色证书市场没有竞拍环节,以市场供需形成交易价格。政府均可以通过调整碳配额和绿色证书总量目标调控市场价格。但碳市场的初期以免费发送配额为主,如广东省 2014 年电力企业的免费配额比例为 95%,只有 5%的配额需要通过拍卖获得,这种方式极大地影响了碳市场价格,目前全国的碳市场价格徘徊在 20-50 元/吨的水平。对于可再生能源绿色证书交易制度而言,也可通过设定最低或最高限价的方式,对绿色证书价格加以约束。

(4) 增量减量差异存在本质区别。碳市场是设置“天花板”式的总量约束,再往下分配额度的机制,是确定了碳总量规模基础上的“自上而下”减量分配模式。可再生能源绿色证书机制是设置了比重指标,履约企业需要通过增加绿色证书持有量满足要求,绿色证书的总量存在持续增加的可能。

当前政策下,碳交易机制和可再生能源绿证机制是相对独立设计和实施的。不少可再生能源项目在开发端已经开发成 CDM 项目或注册成 CCER 项目,其减排量被开发企业拥有并可能出售交易;如果绿证交易制度实施,这部分电量同样可以申请绿证,而买走绿证的主体并不能用绿证来证明其降低了碳排放,否则会造成重复计算。因此未来对绿证的颁发和使用需要有更为明确的规定,并统筹考虑其价格约束的设定因素。

从长期看,如果全国碳交易市场已较为成熟,总量目标设置和分配方案合理,各地规则逐步统一,参与主体的碳排放数据较为明晰,省级及各地核查与配额清缴工作步入正轨,市场交易足够活跃,特别是可再生能源绿色电力证书可同等被视为碳减排的依据,并从企业碳排放额度中抵减,则绿色证书制度可与碳交易市场逐步并轨。但从近期看,由于碳交易市场以达到预期目标状态运行还存在着一一定不确定性,绝大部分碳配额属于免费发放,可用于抵减的“核证自愿减排量”项目需要经过较为繁复的“额外性”及指定方法学论证,总的合格数量难以满足全国规模化可再生能源电力发展需要。因而,依托于“碳交易”市场的建立,来达到“削减”国家可再生能源电力补贴的目的,在短期内难以实现。但应积极推动可再生

能源绿色证书参与碳交易市场、扩大可再生能源 CCER 项目抵消比重，并呼吁气候管理部门强化碳排放总量约束及有偿拍卖机制，提升可再生能源的经济竞争力，为可再生能源提供持续发展空间。

## 五、可再生能源电价补贴机制转型路径

综合前几章研究，建议可再生能源电价补贴机制转型路径如下。

2020年前，对技术成熟、市场规模大的可再生能源技术实施固定电价转型定额补贴政策。2020-2025年之间，除了个别示范技术外，可再生能源电力全面参与市场竞争。

- ✓ 陆上风电、光伏发电：近期对陆上风电、光伏电站实施固定电价政策，2020年前后全面转型定额补贴机制；降低固定电价或补贴水平，对新建陆上风电、光伏电站2020-2025年间补贴降为0，民用建筑分布式光伏2025年左右补贴降为0，其他分布式光伏2020-2022年补贴降为0，
- ✓ 海上风电、光热发电：2025年前或装机达到1000万千瓦之间实施相对高水平的固定电价政策，其后转型定额补贴机制，2025-2030年间补贴降为0（具体退出时间取决于技术产业发展和绿色证书市场和碳交易市场等情况，但如果届时成本较2015年水平下降不显著，不再作为支持方向）
- ✓ 生物质发电：2020年前后电价政策转为定额补贴，电价补贴水平依据绿色证书市场和碳交易市场等，会有一定水平的下降。2030年补贴降为0，垃圾发电收益为电力市场竞价+绿证及碳市场等+较目前水平提升的垃圾处理费；沼气发电或热电联产收益为电力市场竞价+绿证及碳市场等+供热费+合理的废物处置费；农林剩余物转型热电联产或混燃
- ✓ 其他可再生能源发电：规模有限，采用示范或固定电价
- ✓ 2017年建立可再生能源电力绿色证书自愿交易市场
- ✓ 2018年启动可再生能源电力强制交易市场，2020年强制交易市场完全建成，制定逐年提升的比例要求，强制市场的绿色证书价格由交易确定，确定合适的证书买断标准（如2020-2030年间为100元/兆瓦时，2030年后持续实施）

	2017	2020	2025	2030
竞争性电力市场	启动	完善		
可再生能源绿色电力证书自愿市场	启动	完善		
可再生能源绿色电力证书强制交易市场	启动	完善		
碳交易市场	启动	完善		
陆上风电	固定电价且电价退坡	转型定额补贴	补贴退坡 补贴退出	
海上风电	稳定的固定电价		达到1000万千瓦装机后转型定额补贴且补贴退坡	补贴退坡 补贴退出
光伏电站	固定电价且电价退坡	转型定额补贴	补贴退坡 补贴退出	
分布式光伏	定额补贴且补贴退坡		其他分布式光伏补贴退出 民用建筑	分布式补贴退出
光热发电	稳定的固定电价		达到1000万千瓦装机后转型定额补贴且补贴退坡	补贴退坡 补贴退出
生物质发电	固定电价	转型定额补贴且补贴退坡		补贴退出
地热、海洋能发电	示范或固定电价			补贴退坡

图 5-1 可再生能源电价补贴机制转型路线图

## 参考文献

- [1]国家可再生能源中心. 2016 国际可再生能源发展报告. 中国环境出版社. 2016 年 10 月第 1 版
- [2]国家统计局能源统计司. 中国能源统计年鉴 2014.中国统计出版社. 2015 年 8 月第 1 版
- [3]戴彦德, 康艳兵, 熊小平等. 碳交易制度研究.中国发展出版社. 2014 年 5 月第 1 版
- [4]国家发展改革委能源研究所. 可再生能源电力发展信息简报第 1-17 期. 2015,07-2016,11
- [5] Renewable Energy Net 21 Century. Renewable 2016 Global Status Report. 2016,06
- [6] BMWi. EEG2016. 2016,04