



能源基金会支持项目 G1310-19239

促进可再生能源发电 长期发展资金支持体系研究

国家发展和改革委员会能源研究所

2015年1月4日



目 录

前言.....	1
一、 可再生能源发电资金支持政策.....	2
(一) 标杆电价政策	2
(二) 费用分摊政策	2
(三) 面临的挑战	3
二、 可再生能源发电自身成本变化趋势分析.....	4
(一) 风电	4
1、成本影响因素和变化趋势	4
2、陆上风电价格需求变化趋势.....	6
2、近海风电价格需求变化趋势.....	7
(二) 光伏发电	8
1、成本影响因素和变化趋势.....	8
2、价格需求变化趋势.....	9
(三) 生物质能发电	10
1、成本影响因素和变化趋势.....	10
2、价格需求变化趋势.....	10
三、 燃煤标杆电价变化趋势分析.....	11
(一) 燃煤标杆电价价格机制.....	11
(二) 煤炭价格变化情况和趋势分析.....	12
1、已形成市场化定价机制	12
2、价格影响因素众多且各因素变化剧烈	12
3、未来价格变化情况预测难度大.....	13
(三) 燃煤标杆电价变化情况.....	15
(四) 燃煤标杆电价趋势分析.....	16
(五) 能源环境税收对燃煤标杆电价的影响.....	17
1、我国现有能源环境税收体系	17
2、国外能源环境税收经验	19
四、 可再生能源电价补贴需求分析.....	23
(一) 电价补贴测算边界条件.....	23

1、	增值税对资金需求的影响	23
2、	新增装机发电量测算	24
3、	接网补贴标准	24
4、	电价政策执行时限	24
	(二) 近期电价补贴需求测算	24
1、	装机容量	24
2、	发电量	25
3、	补贴资金测算结果	26
五、	可再生能源电价附加征收规模分析	29
	(一) 测算边界条件	29
	(二) 电价附加征收标准	29
	(三) 电价附加征收预期	30
六、	支持可再生能源发电发展的资金支持政策建议	31
	(一) 应收尽收可再生能源电价附加	31
	(二) 适时适度提高可再生能源电价附加征收标准	31
	(三) 拓宽支持可再生能源发电的财政渠道，加大支持力度	32
	(四) 建立和推进反映化石能源外部成本的绿色财税机制	32

前言

2006 年《可再生能源法》实施后，我国逐步建立了较为完善的可再生能源发展的资金支持和费用分摊机制，有效促进了可再生能源发电市场的规模化发展。目前陆上风电、光伏发电、生物质发电项目可享受高于脱硫燃煤上网电价的固定电价，在全国范围内征收可再生能源电价附加，附加资金用于可再生能源电价和接网费用以及独立可再生能源运行费用补贴。可再生能源发电市场规模的扩大，一方面有效推动了风电、光伏等可再生能源发电成本的下降，另一方面，补贴资金需求也在不断增加，电价附加的征收标准经过 4 次调整，从 2006 年的 1 厘/千瓦时增加为目前的 1.5 分/千瓦时。2014 年可再生能源电价补贴的资金需求也预期超过 500 亿元。

为保证可再生能源的健康持续发展，近期（2020 年前），可再生能源发电仍需要有资金的持续投入支持。我国在 2011 年底设立了可再生能源发展基金，但到目前为止，可再生能源电价附加仍是可再生能源发电电价补贴的唯一渠道。随着规模的不断增加，可再生能源发电发展面临资金保障度、可持续性方面的挑战，迫切需要探索新的机制，加强政策实施力度，拓宽资金支持渠道，建立支持可再生能源发展的长效机制。

本项目针对上述问题开展相关研究，包括以下几个部分内容，第一章回顾了我国可再生能源发电资金支持政策，评价现有政策实施情况，分析面临的挑战；第二章至第五章是近期可再生能源发电资金补贴需求分析，重点 2020 年前风电、光伏、生物质发电和接网补贴需求变化趋势，以及可再生能源电价附加征收情况，主要从三个方面进行阐述，其一是可再生能源发电自身的技术进步和规模扩大带来的成本变化，其二是考虑环境成本的燃煤脱硫标杆电价的成本变化，其三是碳税等外部性因素对煤电价格的影响，并依此测算可再生能源电价补贴需求、可再生能源电价附加可能征收的幅度以及相应的缺口；第六章则提出我国支持可再生能源发电发展的资金支持政策建议。

项目由国家发展改革委能源所可再生能源发展中心课题组完成，研究过程中得到国家能源局新能源司、国家发展改革委价格司的指导，能源基金会为项目提供资金。

一、可再生能源发电资金支持政策

2006 年我国开始实施《可再生能源法》，确立通过固定电价和费用分摊制度支持可再生能源发电发展的机制。其后，陆续颁布了陆上风电、光伏发电、生物质发电（农林废弃物发电、垃圾发电、沼气发电）、海上风电标杆电价，并依据各类可再生能源技术发展形势进行相应的调整，有效促进可再生能源发电市场的规模化发展。到 2013 年底，我国风电、光伏、生物质量发电并网累计装机分别超过 7500 万、1900 万和 800 万千瓦，2013 年当年风电发电量超过 140 亿千瓦时，占当年全社会用电量的 2.6%，可再生能源发电已成为新增电源和电量中不可忽视的组成部分。

（一）标杆电价政策

目前我国对主要可再生能源发电实施固定电价政策，各类技术的电价水平和实施时间点见图 1-1，可以看出，在目前尚未将化石能源的外部环境成本纳入电价体系的情况，可再生能源发电成本和电价水平普遍高于煤电电价。



图 1-1 部分电源电价水平

（二）费用分摊政策

根据现有政策，可再生能源标杆电价与各地燃煤脱硫标杆电价之差由可再生能源基金提供电价补贴。可再生能源单位电量电价补贴的数值，一是主要取决于可再生能源固定电价水平，二是受当地脱硫燃煤标杆电价水平变动的影 响。此外，可再生能源开 发布局也会对全国单位电量平均补贴水平产生影响。

目前可再生能源基金提供的电价补贴仅有一项来源渠道，即在全国范围内征

收可再生能源电价附加。可再生能源电价附加从 2006 年 6 月底开始征收，最初为 1 厘/千瓦时，其后随着可再生能源发电发展规模不断扩大，电价附加水平也相应提升，经过四次调整，目前为 1.5 分/千瓦时，对居民用户电价附加水平为 0-4 厘/千瓦时，各省市执行标准不同，对农业生产用电和西藏用电予以免收。

2006-2012 年，国家发改委和财政部共发放 10 期补贴（2012 年的 2 期通过可再生能源发展基金发放），累计补贴资金 573 亿元（见图 1-2）。2013 年，财政部通过可再生能源基金又发放可再生能源电价补贴资金 240 多亿元。

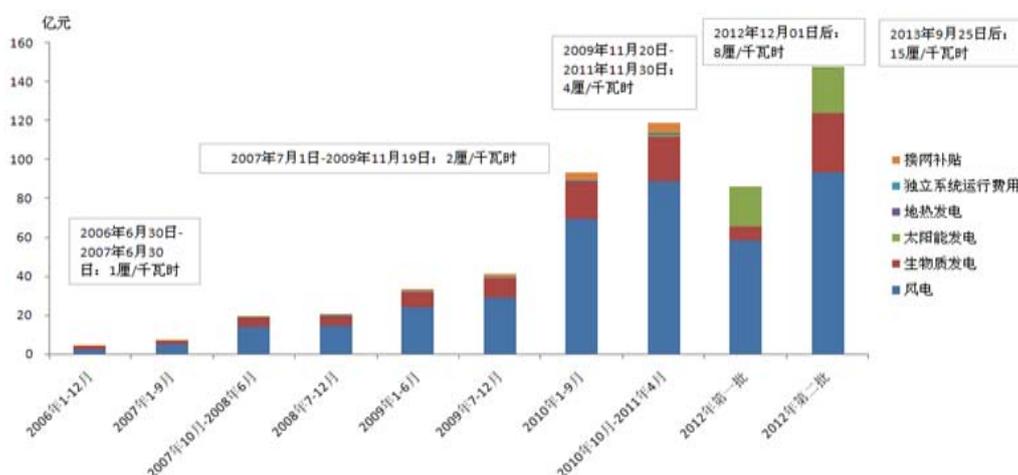


图 1 可再生能源电价附加标准调整以及补贴发放情况

（三）面临的挑战

尽管可再生能源电价附加征收标准不断调整，但由于可再生能源发展规模超过规划预期，可再生能源电价补贴资金仍出现一定的缺口，造成电价补贴延迟发放的情况，从而增加了可再生能源开发运营企业的财务成本，影响其自身的营利性，对整个可再生能源发电行业发展产生了一定的负面影响。总体上，2006-2011 年，可再生能源电价附加征收总量与补贴需求之间累计存在 107 亿元的资金缺口，造成全国范围内 2011 年 5-12 月的电价补贴直至 2014 年中仍未发放。

2013 年，可再生能源电价附加征收约 300 亿元，这一数字高于当年发放的电价补贴数额，但低于 2013 年全国可再生能源电价补贴的实际需求，主要原因是 2013 年并网发电的项目在 2014 年中时仍为进入国家可再生能源补贴目录，因此不具备申请电价补贴的资格。但在考虑可再生能源电价补贴需求和资金可用量之

间的平衡时，需要以实际需求量来测算，因此，2013 年当年实际还会存在一定的资金缺口。

2013 年 9 月，国家发改委将可再生能源电价附加的征收标准从之前的 8 厘/千瓦时调整为 1.5 分/千瓦时，因此，预期 2014 年可再生能源电价附加征收总额将达到 2012 年的 2 倍，基本可以满足“十二五”期间可再生能源电价补贴的需要。但长期看来，可再生能源发电规模和发电成本、煤电发电成本和价格的变化都将极大影响可再生能源电价补贴需求，“十三五”期间如何继续通过固定电价和费用分摊政策保证我国可再生能源发电持续健康发展，需要经过深入研究和探讨，探索新的机制，加强政策实施力度，拓宽资金支持渠道，建立支持可再生能源发展的长效机制。

二、可再生能源发电自身成本变化趋势分析

本章主要分析从当前到 2020 年我国风电、光伏发电、生物质发电可能的变化趋势。

（一）风电

1、成本影响因素和变化趋势

2009 年 8 月后，我国对风电实施的是分区域固定电价政策，电价水平为 0.51、0.54、0.58、0.61 元/千瓦时，该政策为至 2009 年开始实施，其后几年间风电成本已经实现了显著的下降（兆瓦级机组单位价格从 2009 年的 5500 元/千瓦下降到 2013 年的 4000 元/千瓦左右，风电场投资从 1 万元/千瓦下降到 2013 年的 8000-9000 元/千瓦），但由于风资源下降、弃风限电等问题，实际风电场运行小时数大幅低于设计水平，使各类资源区的电价需求目前仍基本维持在四类电价的水平。如果按照全国风电利用小时数为 2000 小时左右考虑，目前水平下，电价水平需要在 0.54-0.61 元/千瓦时（对应投资“三北”地区为 8000 元/千瓦左右，其他地区为 9000 元/千瓦左右）。

预期“十二五”后两年和“十三五”期间，风电场工程项目造价将维持在较为稳定的波动范围，具备一定的下降空间。除风电机组设备价格整体外，其他工

程建设费用也略有下降。预计 2015 年风电场投资可在 2013 年的基础上下降 200-300 元/千瓦，2020 年在 2015 年的基础上再下降 700-1000 元/千瓦。

风电投资影响因素具体分析如下：

(1) 机组价格短期内不具备大幅下降的空间

在保证质量的前提下逐步降低风电成本是风电制造业始终追求的目标，过去数年间，国内风电产业发展迅速，各机组制造商都将价格竞争作为获取市场份额的主要竞争方式。2008 年至 2011 年间，风电机组价格呈现快步下降趋势，并在 2011 年达到最低，此阶段的机组价格已使风电机组制造商处于盈亏平衡点、甚至是亏损状态。但从目前来看，长期扩张式发展及激烈的机组设备价格竞争，造成风电制造行业在研发、质量控制、建设投入等领域整体欠账过多，我国风机制造业已经处于需要突破发展瓶颈的关键阶段。当前，风电制造业最为紧迫的任务是要根据市场发展，在管理、质量等方面加大投入。在目前阶段，对于风机制造业，成本下降的部分需要弥补到质量控制、研发的持续投入、员工技能培训等方面，保障今后产业得以稳健发展。经历了前两年的调整洗牌，风电行业的毛利率仍然维持较低水平，如果一再单纯从下游行业向上游行业来进行成本传递，必将损害风电产业链的健康发展，使得上游产业不得不从原材料、设计等方面入手压缩成本，造成今后的产品质量隐患，并将迫使上游企业降低研发投入，破坏我国风电产业的长期稳定发展。

短期内风电制造也较低利润水平的状况难以改变。风电机组售价已经与成本相差无几，降低成本，需要从风力发电企业日常成本管控入手。展望“十三五”后期，在风电规模扩大和技术更为成熟后，陆上风电场投资具备一定的下降空间。即便考虑今后钢材等原材料上涨带来的成本上升以及其他价格上涨因素，风电机组价格仍有可能存在 400 元/千瓦至 500 元/千瓦的下降幅度。

(2) 技术标准影响风电场建设成本

随着我国风电产业的发展，风电机组和风电场建设运行的技术标准体系不断完善，规范要求逐步增加。尤其是 2010 年后，为避免大规模风电机组脱网事故的发生，提升风电场运行可靠性，促进风电和电网协调发展，国家能源局、电监会、电网公司陆续出台了各项风电管理办法和规定，对风电场中涉及电网安全的

主要设备技术性能也做出了严格要求。这些技术标准和规定在一定程度上提高了新建风电场的初始投资，增加了风电场的运行成本。综合考虑风电机组低电压穿越能力以及电压、频率适应性，风电场无功补偿装置，风电场功率预测预报系统，风电场并网检测费用，风电场有功控制系统改造，风电场继电保护、安全自动装置、电力数据网改造等因素，因技术标准提升及其他情况的影响，新建风电场投资将增加部分投资。

(3) 单位投资呈现逐步下降趋势

风电机组投资是影响风电场单位投资的最重要因素，风电场所处的地理位置、地形建设的制约条件也在一定程度上影响风电场单位造价。“十三五”期间，风电场工程项目造价将维持在较为稳定的波动范围，下降空间有限。除风电机组设备价格整体下降空间有限外，其他工程建设费用中的设备安装、工程建设、项目设计等价格基本稳定，但也存在由于建设条件差异和政策调整等引起的费用上升的可能。考虑到近年来人工成本逐年增加以及管理成本费用的投入，预计今后一段时期内风电场工程整体造价变化幅度有限，总体上风电场单位投资较为稳定，呈缓慢下降趋势，预计 2015 年风电场投资可在目前的基础上下降 200-300 元/千瓦，2020 年在 2015 年的基础上再下降 700-1000 元/千瓦。



图 2-1 近年来风电初始投资变化情况

2、陆上风电价格需求变化趋势

如果考虑弃风限电水平可以有较大规模的缓解，即 2015 年 I、II、III 类资源区弃风限电可以控制在 10% 以内，2020 年可控制在 5% 以内，则依据风电自身成本变化趋势，风电四类资源区对应的电价在 2015 年至 2020 年间分别在 2015、

2017、2019 年进行三次调整。2015 年电价水平为 0.46、0.49、0.53、0.58 元/千瓦时；2017 年电价水平为 0.39、0.43、0.47、0.51；2019 年电价水平为：0.36、0.4、0.43、0.48 元/千瓦时，较目前风电标杆电价可分别下降 0.15 元/千瓦时、0.14 元/千瓦时、0.15 元/千瓦时、0.13 元/千瓦时。

表 2-1 风电电价需求预期（元/千瓦时）

电价需求/年份	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
I 类资源区	0.5	0.46	0.46	0.39	0.39	0.36	0.36
II 类资源区	0.54	0.49	0.49	0.43	0.43	0.40	0.40
III 类资源区	0.58	0.53	0.53	0.47	0.47	0.43	0.43
IV 类资源区	0.61	0.58	0.58	0.51	0.51	0.48	0.48

考虑脱硫燃煤标杆电价成本可能的变化趋势（见本报告第五章），到 2020 年新增风电装机将在目前的 II 类、III 和 IV 类风资源区总体实现“发电侧平价上网”，暨上述区域的大部分区域陆上风电固定电价低于当地脱硫燃煤标杆电价。I 类风资源区陆上风电度电补贴强度下降明显，如配合适当化石能源及环境税费政策，则到 2020 年也可实现“发电侧平价上网”。按照目前风电电价需求预期，2020 年陆上风电实现“零”补贴的省份为河北、吉林、黑龙江、上海、江苏、浙江、福建、江西、山东、河南、湖北、湖南、广东、广西、海南、重庆、四川等 17 省（区），其余省（区、市）度电补贴额度在 2 分/千瓦时至 11 分/千瓦时。

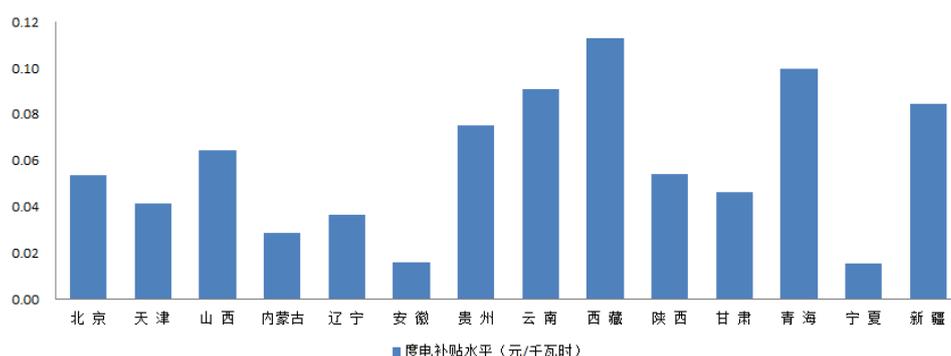


图 2-2 2020 年风电度电补贴需求预期（元/千瓦时）

2、近海风电价格需求变化趋势

考虑近海海上风电和潮间带风电场综合开发建设情况以及海上风电电价制定水平，潮间带风电场电价标准为 0.75 元/千瓦时，近海风电场电价标准为 0.85

元/千瓦时，近期海上风电电价需求水平为 0.75-0.85 元/千瓦时。依据海上风电自身成本变化趋势，海上风电对应的电价在 2015 年至 2020 年间分别在 2017 和 2019 年进行两次调整。2017 年电价水平为 0.69 元/千瓦时；2019 年电价水平为 0.58 元/千瓦时。

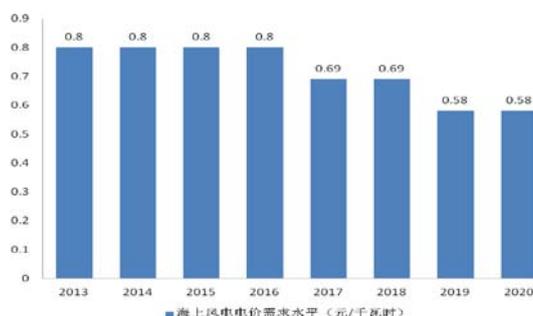


图 2-3 海上风电电价需求预期 (元/千瓦时)

(二) 光伏发电

1、成本影响因素和变化趋势

光伏发电是近年来成本和价格下降最为显著的可再生能源技术。光伏电池组件价格已从 2006 年前后每瓦 30-35 元，降到 2013 年 4-5 元/瓦，大型光伏电站单位投资从 5-6 万元/千瓦，降至 2013 年的 1 万元/千瓦左右，2013 年的实际发电成本与 2011 年相比，降幅约 30%。从电价水平上看，2008-2010 年，光伏电价水平为 4 元/千瓦时。2011 年为 1.15 元/千瓦时，2012 年-2013 年为 1 元/千瓦时，其后执行了分三类资源区的 0.9、0.95、1 元/千瓦时的标杆电价。

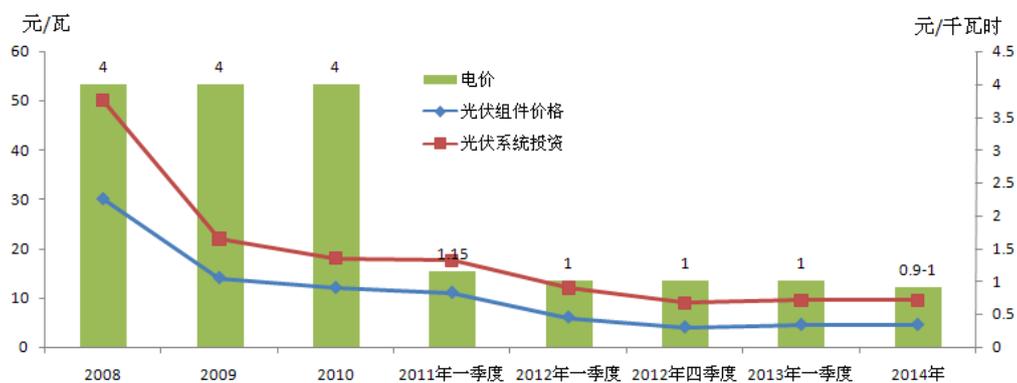


图 2-4 光伏发电投资和电价水平变化情况

光伏发电技术的核心是提高电池转换效率，进而降低整体发电成本。“十三

五”期间降低光伏发电成本一般从以下几个方面着手：（1）基于低材料消耗、更高效的生产过程和新的电池概念提高转换效率，降低电池成本；（2）通过提高电池效率和更先进的封装技术来减少光伏组件成本，提高组件的使用寿命；（3）通过提高组件的效率和改进电子系统减少光伏系统整体成本。第一代晶体硅太阳能电池仍是主流技术，商业化电池效率在 20% 左右，随着技术进步和制造规模的扩大，成本正在迅速下滑，晶硅组件价格从 2006 年每瓦约 4 美元降至 2012 年 1 美元以下，仅 2012 年组件平均价格就下降了 30% 以上，未来晶硅电池将继续向高效率 and 薄片化方向发展。到 2015 年和 2020 年晶体硅转换效率分别达到 18%-21% 和 21%-23%，组件用硅量达到 5-7 克和 3-5 克。随着技术的不断进步，预期“十二五”后两年和“十三五”期间，光伏组件价格和光伏发电单位投资仍会有较大的下降空间。预计 2015 年大型光伏电站和分布式光伏发电的投资都可以降低到 9000 元/千瓦左右，2020 年可以降低到 7000-8000 元/千瓦。

2、价格需求变化趋势

依据光伏自身成本变化趋势，光伏三类资源区对应的电价在 2015 年至 2020 年间分别在 2015、2017、2019 年进行三次调整。2015 年电价水平为 0.80、0.86、0.97 元/千瓦时；2017 年电价水平为 0.67、0.76、0.86；2019 年电价水平为 0.57、0.65、0.73 元/千瓦时，分别较目前的光伏标杆电价水平下降 0.33、0.3、0.27 元/千瓦时。分布式光伏对应的补贴水平分别在 2015 年至 2020 年间分别在 2016 和 2019 年分别进行两次调整。2016 年及 2019 年分布式光伏补贴需求分别为 0.35 元/千瓦时和 0.25 元/千瓦时。

表 2-2 光伏电价需求预期（元/千瓦时）

电价需求/年份	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
I 类资源区	0.90	0.80	0.80	0.67	0.67	0.57	0.57
II 类资源区	0.95	0.86	0.86	0.76	0.76	0.65	0.65
III 类资源区	1.00	0.97	0.97	0.86	0.86	0.73	0.73

预计 2020 年光伏发电将在总体上实现电网平价——即与商业和工业零售电价相当。

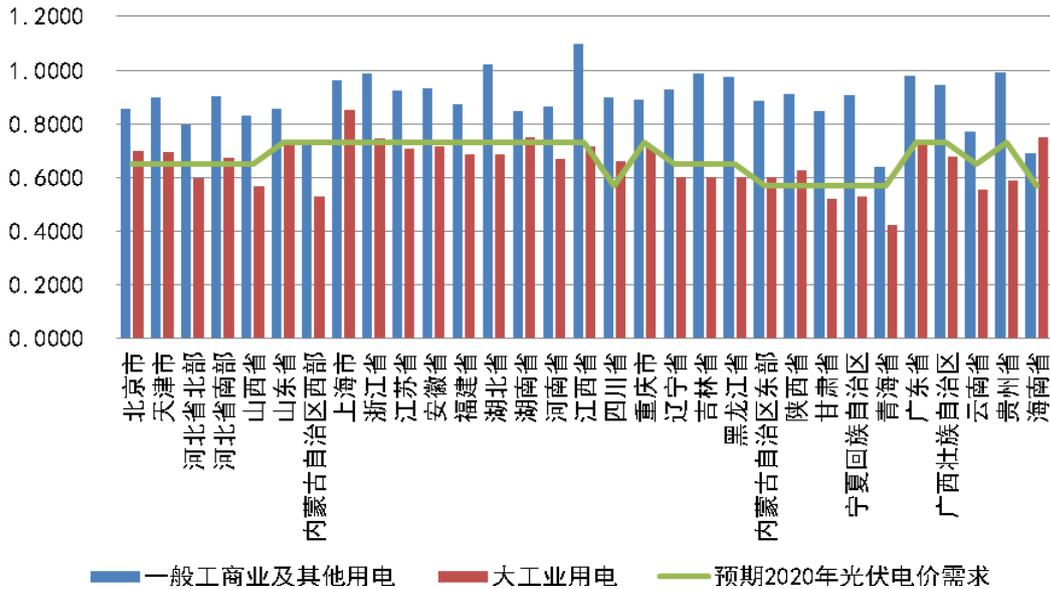


图 2-5 各地区一般工商业及大工业用电销售电价情况

(三) 生物质能发电

1、成本影响因素和变化趋势

2006 年后，我国对各类生物质发电实施了固定电价政策，其后也根据实际情况，电价水平进行了相应的调整。目前，农林废弃物执行的是 2010 年颁布的 0.75 元/千瓦时的统一标杆电价政策，垃圾焚烧发电执行的是 2012 年颁布的 0.65 元/千瓦时的统一标杆电价政策，其他沼气、垃圾填埋气发电等生物质发电执行 2006 年颁布的分省固定电价政策（0.485-0.689 元/千瓦时）。

根据既往已经建设运行的各类生物质发电项目看，生物质发电电价需求主要受原材料价格、设备投资影响。目前生物质能发电技术较为成熟，未来单位投资下降空间有限。农林废弃物原料价格将有可能随着农村地区劳动力价格的上涨而上升；垃圾焚烧发电的垃圾处理费，作为负成本的原料价格也可能上升，但垃圾处理费水平各地差异很大（50~200 元/吨）；沼气等价格可能出现波动。总体上，生物质发电的电价需求难以像风电、光伏发电那样有成本下降空间，由于资源的有限性，部分技术发电成本可能还会呈现上升的情况。

2、价格需求变化趋势

大多数生物质发电技术均依托于成熟的火电技术，总体利用技术相对成熟

的，至 2020 年，预计的市场增长会带来直燃、流化床、循环流化床锅炉技术的单位投资下降 10%-20%。但是由于考虑到未来建设及管理成本的上升，至 2020 年，直燃、循环流化床等成熟的生物质发电技术的投资成本大幅下降的潜力不大。

成本分析预测考虑各发电技术的技术成熟度，技术障碍影响度和自主知识产权等因素，主要包括生产效率变化、固定投资变化和人员工资变化。量化指标为单位成本。分别对农林剩余物资源化利用、畜禽粪便资源化利用技术、生活垃圾利用技术的成本进行计算和预测。结果表明，生物质直燃、混燃和垃圾焚烧发电的成本基本呈稳定或略有上升状态。2015 年和 2020 年，生物质直燃发电成本分别为 0.52 元/千瓦时和 0.61 元/千瓦时，相应地电价需求需要在 0.65 和 0.76 元/千瓦时。垃圾发电受益于技术和装备水平的提高，发电系统的效率的提高，产业规模的扩大，在垃圾处理费不变的情况下，成本得到一定程度的下降，预计 2020 年的电价需求下降幅度可以达到 0.05 元/千瓦时左右。

总体上，预计 2020 年前各类可再生能源发电电价需求仍维持目前水平。

三、燃煤标杆电价变化趋势分析

（一）燃煤标杆电价价格机制

根据现有政策，可再生能源基金支付各类可再生能源标杆电价与脱硫燃煤标杆电价之间的差额，因此，脱硫燃煤标杆电价是可再生能源电价补贴的基数，其变化将对可再生能源度电补贴水平和总补贴资金产生较大的影响。如 2013 年 10 月全国脱硫燃煤标杆电价的调整，就将使 2014 年风电补贴资金需求总额上升近 30 亿元。

我国对燃煤火电实施标杆电价政策，电价水平是基于新建电站的投资和运维成本等具体情况，电煤成本对燃煤发电成本影响很大。我国在 2004 年即制定了煤电联动机制，以不少于 6 个月为一个周期，当周期内平均电煤价格较上一个周期波动幅度达到或超过 5%，燃煤火电上网电价就应出现相应调整。但在具体实施上，考虑 CPI、经济调控等因素，存在满足联动条件但没有调整燃煤电价的情况，也存在联动幅度不到位（上涨或下调没有达到联动的标准）的情况。但总

体上，煤电联动仍将是未来电价调整的方式和依据。

2006年-2014年9月，可再生能源电价补贴是基于脱硫燃煤标杆电价，2014年9月以后，政策规定，可再生能源电价补贴基于脱硫、脱硝、除尘电价，扩大的环保电价的范围，缩小了可再生能源电价与燃煤标杆电价的差距，有益于降低可再生能源发电的单位补贴。

本部分将分析近年来煤炭价格变化情况以及煤电价格变化情况。

(二) 煤炭价格变化情况和趋势分析

1、已形成市场化定价机制

多年来，我国煤炭定价采用“双轨制”，分为重点电煤合同价格和市场煤价格。煤炭价格“双轨制”造成“重点电煤”和“非重点电煤”价格即“计划煤”和“市场煤”的巨大悬殊。重点合同煤价明显低于市场煤价，在煤价直线上涨的时期，重点合同煤的存在极大地保护了多数发电企业的利益。

2012年12月，国务院发布了《关于深化电煤市场化改革的指导意见》，提出以取消重点电煤合同、实施电煤价格并轨的电煤市场化改革核心，并确立了改革的主要任务和方向。这意味着，历时16年的煤炭价格双轨制从2013年正式退出历史舞台，煤炭价格全面实现市场化。电煤价格彻底并轨，由原来的“重点（合同）煤”和“市场（交易）煤”合二为一，都并到“市场煤”轨道上，变成“市场煤”进行交易，这是煤炭价格彻底市场化的一个重要标志。

2、价格影响因素众多且各因素变化剧烈

煤炭价格受到诸多因素的影响：一是煤炭产能。煤炭产能决定有效供给的上限，从而成为影响我国煤炭价格的最基本因素。二是运输成本。从煤炭价格结构来看，煤炭价格主要由生产成本、运输成本以及各涉及部门的利润构成。现阶段我国煤炭的生产成本仅占到最后消费价格的百分之十几，中间环节的费用则占有很大比重，尤其是运输问题对煤炭价格的影响举足轻重，是影响煤炭市场的主要因素之一。三是消费状况。宏观经济是影响煤炭市场的决定性因素，煤炭消费需求主要取决于以下几个因素：第一，国民经济的增长速度。近年来，中国国民经

济仍将保持相对稳定的增长速度,但在未来一段时间内也承受着经济增速下行的不确定因素。第二,电力、冶金、建材、化工等煤炭消费集中行业的需求。一方面,随着经济发展,这四大行业正保持与经济增长相协调的稳步发展,煤炭用量稳步增加;另一方面,随着宏观调控的逐步显现,加之能源和经济发展方式的变革,限制高耗能、重污染行业发展措施的实施,我国单位 GDP 能耗逐年降低,从而放缓四大行业对煤炭需求的增长速度。第三,适合城镇集中供暖锅炉的烟煤和灰分低、发热量大的优质煤终端需求增势强劲。因此,今后一段时期煤炭的社会需求总量将保持一定增长。

从当下影响国内煤炭价格的具体因素包括:一是国家政策。虽然国家放开了对煤炭价格的管制,但政策对煤价的影响仍在持续。二是下游产品供求情况。对于煤炭而言,其价格主要受下游产品的影响,主要耗煤行业特别是电力、建材和化工等行业的生产和需求状况是影响煤炭市场的最重要因素,决定煤炭价格的走势。三是国际市场煤价。随着市场的进一步放开,国际市场煤价对国内市场的影响将日益加剧,国内外煤炭价格的联动性将进一步增强。四是其他能源价格。煤炭和石油是最基本的能源,石油价格大幅上扬对煤炭价格的上涨也起到了推波助澜的作用。石油价格对煤炭价格的影响体现在:一方面比价关系促使煤价上涨,另一方面通过相关产品和行业对两种能源品的需求转换促使煤价上涨。五是煤炭库存。煤炭库存是煤炭生产、运输、消费等多种因素综合作用的结果,与价格形成的因素基本相同,对煤炭价格变动具有先导作用。近年来,秦皇岛煤炭库存已经成为煤炭价格变化的风向标。六是煤炭进出口量。煤炭进出口量直接影响到国内煤炭市场的供求情况,进而影响到煤炭价格,当国内供应不变,进口增加时,如果需求量不变,供应增加必将使得原本平衡的市场出现供给过剩,价格下跌。同样,出口煤炭会减少国内的供应,必然也会影响到煤炭的供求关系,进而影响到价格。

3、未来价格变化情况预测难度大

我国煤炭价格既往几年波动剧烈,未来煤炭价格变化情况预测难度大。2011年以来,受上游需求不振、市场动力不足等因素影响,国际动力煤市场延续前期跌势,全线小幅下滑。根据各方对于 2014 年以及近期市场预期,短期内国际动

力煤市场的供需格局难以发生根本性扭转。国内动力煤市场以弱势震荡为主，后市需求有所转好，但由于煤炭产能扩张迅速，电煤需求偏弱的局面难有改观，国内动力煤煤价仍将以下跌为主。由于下游钢厂和焦化厂的双重施压，国内炼焦煤市场整体弱稳下行，后市仍将延续前期的波动下行的局面。

如考虑“十三五”期间的情况，由于煤炭价格影响因素众多且受国民经济水平和布局、煤电需求形势、煤炭国内外供应等多种不确定性因素影响大，煤炭价格有可能存在波动剧烈的情况，但做预期的难度大。

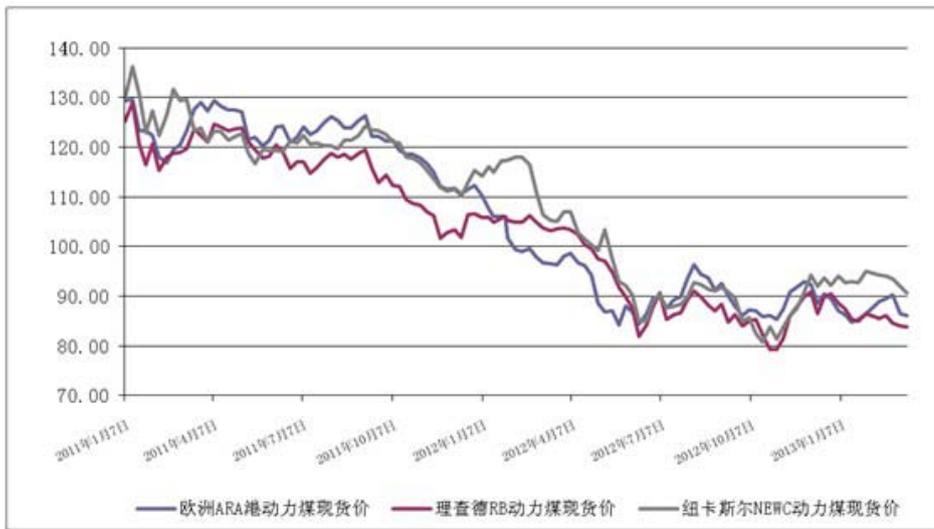


图 3-1 国际三大港口动力煤价格指数走势



图 3-2 环渤海动力煤价格历史趋势

（三）燃煤标杆电价变化情况

长期以来我国对于各类型电源的上网电价普遍采用的是经营期电价，各电源电价可以根据新建电站的投资和运维成本等具体情况进行不定期的调整，并相应建立了煤电标杆电价制度。2007年-2013年，国家对脱硫燃煤标杆电价进行了五次调整（2008年6月，2009年11月，2011年4-6月，2011年12月，2013年9月），每次涉及调整的省市区数量在20个以上。五次调价中，三次为普遍调高煤炭标杆上网电价，一次为普遍调低煤炭标杆上网电价，一次为有涨有降。其中经过2008年、2009年、2011年4-6月的三次调整后，全国各省市区煤电电价平均上涨了4.2分/千瓦时（各省电价水平调整的直接平均值，非电量加权平均值，以下同），约为煤电电价的10%。2011年12月则上涨较多，大部分省份上调2-4分/千瓦时，平均上涨2.7分/千瓦时。2013年9月煤炭标杆电价普遍下调，大部分省市下调1-2.5分/千瓦时，平均下降1.4分/千瓦时。

2013年9月调价后，全国脱硫燃煤标杆电价为最低0.25元/千瓦时（新疆），最高0.502元/千瓦时（广东），平均为0.44元/千瓦时。

2014年，国家发改委又对燃煤电价水平进行了相应的调整，规定自9月1日起，电价水平普遍下调，30个省市区直接降低平均值为0.86分/千瓦时，同时又规定，可再生能源电价补贴的起点为燃煤标杆电价（含脱硫、脱硝、除尘等环保电价），脱硫、脱硝、除尘环保电价的标准分别为1.5分、1.0分、0.2分/千瓦时，从可再生能源度电补贴水平考虑，平均度电补贴水平略有下降。

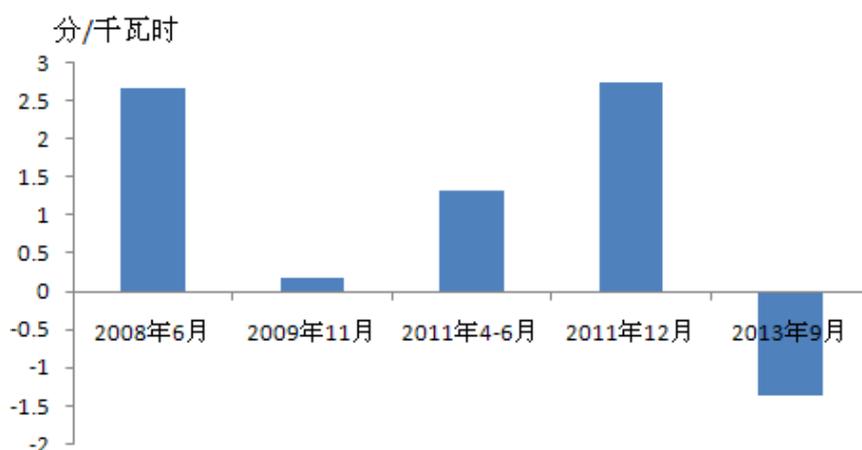


图 3-3 2007-2013 年燃煤脱硫标杆电价变化情况（30 个省市区直接平均值）

（四）燃煤标杆电价趋势分析

从长期总体来看，近年来我国煤炭价格呈现了较大幅度的波动，虽然2013-2014年煤电电价实现了两连降，但考虑5-10年的情况，燃煤标杆电价仍主要呈现上涨态势。伴随着经济、社会的发展，“十三五”期间脱硫燃煤标杆电价继续出现总体上涨的情况将是大概率事件，但是考虑到当前我国能源及煤炭消费总量控制、能源及经济转型、大气污染防治和经济发展不确定性等宏观背景因素，当前难以明确判断脱硫燃煤标杆的调整幅度及时间节点。

如果按照2008-2013年的情况（不考虑2008年当年调整的情况），脱硫燃煤标杆电价上涨了2.9分/千瓦时，按照这一水平简单外推，2014-2020年间脱硫燃煤标杆电价可上涨3分/千瓦时左右。

表 3-1 各省区燃煤标杆电价（元/千千瓦时）

区域	省份	2013年9月后脱硫燃煤标杆电价	2014年9月后燃煤标杆电价（含环保电价）
华北电网	北京	386.70	392.4
	天津	397.80	404.9
	河北北部地区	410.8	414.1
	河北南部地区	419.6	423.4
	山东	435.2	439.6
	山西	376.7	377.2
	内蒙古西部地区	300.4	300.4
华东电网	上海	452.30	459.3
	浙江	467.00	458.0
	江苏	430.00	431.0
	安徽	421.10	428.4
	福建	430.40	437.9
华中电网	湖北	458.20	459.2
	湖南	427.90	494.0
	河南	426.20	419.1
	江西	475.20	455.5
	四川	448.70	455.3
	重庆	428.10	438.3
西北电网	陕西	386.40	389.4
	甘肃	320.90	328.9
	青海	345.00	354.0
	宁夏	276.10	279.1

	新疆	250.00	250.0
东北电网	辽宁	402.42	404.4
	吉林	397.40	401.4
	黑龙江	398.90	406.4
	内蒙古东部地区	346.7	310.4
南方电网	广东	502.00	502.0
	广西	455.20	457.4
	云南	352.90	372.6
	贵州	367.10	381.3
	海南	476.80	477.8

从长期总体来看，近年来我国煤炭价格呈现了较大幅度的波动，但是，脱硫燃煤标杆电价仍主要呈现单边上涨态势。伴随着经济、社会的发展，“十三五”期间脱硫燃煤标杆电价将继续出现总体上涨。如果按照 2008 年-2014 年 6 月的情况，脱硫燃煤标杆电价上涨了 3 分/千瓦时，按照这一趋势水平外推，2014-2020 年间脱硫燃煤标杆电价分别在 2016 和 2019 年进行两次上浮调整，增长幅度为 5%，各省脱硫燃煤标杆电价上涨 2.6 分至 5.1 分/千瓦时。

（五）能源环境税收对燃煤标杆电价的影响

当前，我国正在积极研讨通过征收化石能源税、环境保护税、碳税、资源税改革等政策纠正未考虑环境外部成本和资源稀缺性的化石能源敞口供应现状，调整能源结构。相关税种的开征必然提高煤电生产成本，燃煤标杆电价可能逐步上升，从而以可再生能源固定电价和燃煤标杆电价之差作为度电补贴所需资金可能降低，补贴总额大幅降低。

1、我国现有能源环境税收体系

我国目前尚未建立专门的能源税或环境税。涉及能源活动的税收科目在增值税、企业所得税、消费税、资源税、关税中分别体现；对环境污染排放的规制主要通过排污收费来进行。目前，正在制定《环境保护税法》，煤炭资源税改革也可能在十二五期内出台。

（1）能源生产和消费涉及的税种和税率

能源生产、消费、进出口三个环节中分别涉及增值税、企业所得税、资源税、

关税等税种。煤炭、原油生产行业增值税税率为 17%；煤气、石油、液化气、天然气、沼气、居民用煤炭制品为 13%；电力产品分发电和供电两个环节，发电税为 4 元/兆瓦时，供电增值税为增值额的 1%-3%。企业所得税税率为 25%，优惠税率包括 20%、15%等。在煤炭、原油、天然气等能源开采环节征收资源税，根据极差调节执行 0.3-30 元/吨税额不等。通过消费税、燃油税¹、车辆购置税和车船使用税等对能源消费行为进行引导和调节。通过关税和进出口退税对能源进出口进行调控。

表 3-2 能源相关税收总结

大类	税种	政策措施	涉及能源品种及活动
能源生产税方面	增值税	增值税	煤炭、原油、煤气、石油、液化气、天然气、沼气、居民用煤炭制品
		增值税优惠	节能产品、垃圾发电、风力发电
	资源税	从量征收,极差调节	原油、天然气、煤炭
	企业所得税	企业所得税减免	能源基础设施建设,环境保护,节能节水,资源综合运用
		税额抵免	环境保护、节能节水、安全生产
		减计收入	资源综合利用
能源消费税方面	消费税	消费税	成品油、汽车、摩托车
		消费税免征	生物柴油
	“燃油税”	以消费税的形式征收	成品油
	车辆购置税	车辆购置税	车辆
		车辆购置税优惠	节能汽车
关税	进出口税	进口税、出口税	煤炭、原油
		取消或降低进出口退税	煤炭、原油

(2) 对可再生能源生产和利用实施税收优惠政策

以 13%档或更低的优惠税率减征增值税，其中对风电实行增值税即征即退

¹目前，我国以增加现行成品油消费税单位税额的方式来实现燃油税的征税目的。

50%和资产加速折旧。对利用可再生能源技术生产企业广泛实施按 15%优惠税率征收企业所得税，其中对新建风力发电项目实行三免三减半。另外还对生物柴油实行免征消费税、进口风电设备免征关税和进口环节增值税等。

当前，化石能源生产和消费导致的地质灾害、空气污染、温室气体排放等危害十分突出。而我国现行与能源相关的增值税、企业所得税、关税主要目的是增加财政收入。资源税的理论基础是能源资源的稀缺性，但还未形成完善的能源税收体系，出台针对化石能源外部性的专门税种迫在眉睫。2013 年 3 月，由财政部、国家税务总局、环境保护部联合起草的《中华人民共和国环境保护税法（送审稿）》报送国务院审议，包括碳税在内的环境税收制度进入立法初步阶段，讨论已久的煤炭资源税从价计征改革也很有可能在十二五期内出台。

2、国外能源环境税收经验

国际上对能源环境税收理论进行了大量研究，并通过多年实践，取得了一些成功经验。目前，OECD 成员国等经济比较发达的国家，通过开征能源环境税收，运用税收手段抑制污染物和二氧化碳排放取得了明显效果。截至 2010 年底，OECD34 个成员国中，对二氧化硫、氮氧化物排放同时征税的有 8 个国家；对二氧化碳排放征税的有 10 个国家，另外，有 28 个国家征收成品油消费税、资源税等能源税。

丹麦 1977 年开始征收能源税，1992 年开征二氧化碳税，目前二氧化碳税水平约是 100 丹麦克朗/吨CO₂。瑞典 1991 年引入碳税，当时税率为 27 欧元/吨CO₂，2009 年提高到 114 欧元，是碳税水平最高的国家之一²。

国外征收能源环境税收的经验主要包括：第一，健全的市场机制能使税收变化通过价格波动将信息传递给经济个体，实现调控作用。第二，多数发达国家将环境税收定位为一种行为调节税，刺激纳税人减少污染行为，而不是单纯的筹集资金。第三，各国税目和税率具有很大差异，视市场环境和征税目标而定，如瑞典氮氧化物税率是意大利的 43 倍，法国的 200 倍。第四，由于计量和操作难度，以能量计的化石能源税逐步由二氧化碳税替代。

² 杨姝影等. 国际碳税研究. 化学工业出版社. 2011.

3、近中期能源环境税收改革的可能选择

根据征收对象和方式不同,可以选择的能源环境税收政策种类有化石能源税(资源税)、环境污染税、碳税等。

我国从 1994 年《资源税暂行条例》以来长期对煤炭、石油、天然气等实行从量计征,2010 年,经过新疆试点,石油、天然气资源税从价计征改革推广到 12 个省份,煤炭资源税改革呼声越来越强烈。在 2014 年 3 月闭幕的两会上煤炭从价计征资源税改革成为讨论的热点,预计将在“十二五”期内完成,改革进一步的方向是三个方面:一是加快从价计征改革,二是清费立税,三是逐步扩大征税范围。

环境污染税讨论时间最长,且以实施多年的排污收费制度为基础,已具备成熟的政策环境,预计在“十二五”末或“十三五”初立法实施。在已经形成送审稿的《环境保护税法》中以环境污染税取代排污收费为主,并计划包括碳税,但征求意见过程中由于碳税涉及面广,仍存在不确定性,可能在其他污染物税收之后单独颁布,审议稿也指出将“择机对二氧化碳排放征税”。

另外,碳税和碳交易政策具有替代关系,根据国际经验和国内研究讨论,碳税税率也应参考当前碳交易价格。我国已经在深圳、上海、北京、天津、广州开展碳交易试点,纳入碳交易的企业已通过购买碳排放权进行了支付,将不在碳税征收范围之内。

4、能源环境税收对燃煤标杆电价的影响分析

如上所述,我国在“十二五”末和“十三五”期间,拟实行或具有较大可能性将实行的相关政策是:煤炭资源税从价计征改革、环境污染税、二氧化碳税,以下对不同政策情景下对燃煤电价的影响进行了分析。

(1) 煤炭资源税从价计征改革的影响

按照此前山西、新疆等多地上报的资源税从价计征改革方案显示,拟征税率区间为 2%~10%,煤炭从价计征税率或将按照 2011 年油气资源税改革经验,按 5%征收。以无烟煤为例,目前市场含税价格约为 400 元/吨,如果从价计征资源税是 20 元/吨,是目前从量计征水平是 3.2 元/吨的 6.25 倍。但资源税改革的另一

方面是“清费立税”，目前部分复杂的地方收费可能被取代³，因此总体而言，即使改征 5%资源税率，除去被替代的从量计征税率和部分不合理收费，对煤炭生产成本的上升影响不大，可暂不考虑其对燃煤电价的影响。

（2）大气污染控制要求的影响

《环境污染税法（审议稿）》中对二氧化硫、氮氧化物、烟尘等提出了明确的排污税收标准，实施之后将替代目前的排污收费。燃煤发电企业按照规定安装运行脱硫、脱硝、除尘设备，符合排放要求可获得脱硫、脱硝、除尘电价补贴。目前我国大部分电厂已经安装运行脱硫设施，执行脱硫标杆电价（见表 3-4 脱硫标杆电价）；2013 年 9 月，《国家发展改革委关于调整发电企业上网电价有关事项的通知》（发改价格[2013]1942 号）明确了脱硝和除尘电价：“对脱硝达标并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，上网电价每千瓦时提高 1 分钱；对采用新技术进行除尘、烟尘排放浓度低于 30mg/m³（重点地区低于 20mg/m³），并经环保部门验收合格的燃煤发电企业，上网电价每千瓦时提高 0.2 分钱。”因此“十三五”内，脱硝和除尘将总共提高电价 1.2 分钱/千瓦时。到 2020 年全面执行脱硝和除尘标杆电价，增加 1.2 分/千瓦时（见表 3-4 脱硫脱硝除尘标杆电价）。

目前我国可再生能源电价补贴是以脱硫燃煤标杆电价为补贴基数，其背景是 2006 年可再生能源电价政策制定之初，脱硫燃煤标杆电价开始推行，而脱硝、除尘电价政策实施时间较晚，自 2013 年脱硝电价政策才由 14 个省市试点推广到全国所有省市。因此，在脱硝、除尘电价全面实行后，应调整可再生能源电价补贴政策，即以脱硫脱硝除尘燃煤电价作为补贴基数。因此，上述 2020 年的 1.2 分/千瓦时脱硝除尘电价可以作为影响可再生能源电价补贴水平的因素。

（3）碳税影响

对碳税税率的确定存在较大争议，基本的原则是综合考虑以下原则：最大限度反映减排二氧化碳的边际成本；对宏观经济和产业竞争力的影响；对煤炭、天然气和成品油等不同化石能源实行差别税率；与其他税种的衔接和平衡；与国际和国内碳交易价格向比较等。财政部财科所等主要观点认为范围应在 10~100

³ 据估计山西、内蒙吨煤附件的各种税费基金在 100-130 元/吨

元/吨二氧化碳水平⁴，《环境保护税法（审议稿）》中提出以较低水平10元/吨二氧化碳起步。目前我国碳交易市场价格大概在40元/吨二氧化碳（上海）~80元/吨二氧化碳（深圳）水平。因此考虑如果2015年左右推出碳税政策，较低水平按10元/吨（审议稿意见），较高水平按40元/吨（目前碳交易市场较低价格）；到2020年逐步上升，较低水平按60元/吨（碳交易市场平均价格），较高水平按100元/吨（与丹麦目前碳税价格基本相当）。

表3-3计算了2020年高低税率折合到燃煤电价中的水平，2020年单位发电量煤耗以290g标准煤/千瓦时计算⁵，在征收60元~100元/吨二氧化碳水平碳税情况下，2020年燃煤标杆电价上升4.3分~7.1分千瓦时（表3-4）。

表3-3 碳税均摊到燃煤标杆电价中的水平

	耗煤 (gce/kWh)	排放因子 (gCO ₂ /gce) ⁶	CO ₂ 排放 量 (gCO ₂)	碳税 (元/t tCO ₂)	电价上升 (元/kWh)
2020年	290	2.4567	712.4	60 (低)	0.043
				100 (高)	0.071

表3-4 能源环境税等条件影响下的各省燃煤标杆电价（元/千瓦时）

区域	省份	未考虑碳税		低碳税	高碳税
		脱硫标杆电 价	脱硫脱硝除 尘标杆电价	脱硫脱硝除 尘碳税标杆 电价	脱硫脱硝除 尘碳税标杆 电价
		当前	2020年	2020年	2020年
华北电网	北京	0.387	0.399	0.442	0.470
	天津	0.398	0.410	0.453	0.481
	河北北部地区	0.411	0.423	0.466	0.494
	河北南部地区	0.420	0.432	0.475	0.503
	山东	0.435	0.447	0.490	0.518
	山西	0.377	0.389	0.432	0.460
	内蒙古西部地 区	0.300	0.312	0.355	0.383
华东电网	上海	0.452	0.464	0.507	0.535
	浙江	0.467	0.479	0.522	0.550
	江苏	0.430	0.442	0.485	0.513

⁴ 苏明等. 中国开征碳税理论与政策. 中国环境科学出版社. 2013.

⁵ 2012年发电煤耗为305g标准煤/千瓦时

⁶ 国家发改委推荐我国燃煤发电二氧化碳排放因子 (IPCC)

	安徽	0.421	0.433	0.476	0.504
	福建	0.430	0.442	0.485	0.513
华中电网	湖北	0.458	0.470	0.513	0.541
	湖南	0.428	0.440	0.483	0.511
	河南	0.426	0.438	0.481	0.509
	江西	0.475	0.487	0.530	0.558
	四川	0.449	0.461	0.504	0.532
	重庆	0.428	0.440	0.483	0.511
	西北电网	陕西	0.386	0.398	0.441
甘肃		0.321	0.333	0.376	0.404
青海		0.345	0.357	0.400	0.428
宁夏		0.376	0.388	0.431	0.459
新疆		0.250	0.262	0.305	0.333
东北电网	辽宁	0.402	0.414	0.457	0.485
	吉林	0.397	0.409	0.452	0.480
	黑龙江	0.399	0.411	0.454	0.482
	内蒙古东部地区	0.347	0.359	0.402	0.430
南方电网	广东	0.502	0.514	0.557	0.585
	广西	0.455	0.467	0.510	0.538
	云南	0.353	0.365	0.408	0.436
	贵州	0.367	0.379	0.422	0.450
	海南	0.477	0.489	0.532	0.560

注：未考虑煤电自身成本的变化

四、可再生能源电价补贴需求分析

（一）电价补贴测算边界条件

1、增值税对资金需求的影响

增值税是以商品（含应税劳务）在流通过程中产生的增值额作为计税依据而征收的一种流转税。目前各项可再生能源发电项目均按照 17% 计算销项税。在可再生能源基金电价补贴资金发放环节，根据现有文件规定以及国家电网实际执行情况，可再生能源基金定期向电网预拨可再生能源电价补贴资金，由电网转拨可再生能源发电企业。基金拨付资金不含税，因此，实际执行中，财政部按不含税的电价和补贴标准发放给电网企业。

2、新增装机发电量测算

选取若干当年新并网典型可再生能源项目分析其实际运行情况，本报告针对测算年当年新并网陆上及海上风电项目按照铭牌装机容量全年满发利用小时数40%测算当年发电量。新增太阳能发电和生物质发电按照铭牌装机容量全年满发利用小时数20%测算当年发电量。

3、接网补贴标准

可再生能源接网补贴标准依据不同接网线路长度，分别为无补贴、1分/千瓦时、2分/千瓦时、3分/千瓦时。本报告基于当年陆上风电及地面光伏电站发电量数据测算接网补贴需求，通过分析历次实际接网补贴发放情况，接网补贴平均测算水平为0.08分/千瓦时。

4、电价政策执行时限

可再生能源发电项目按照投产之日该技术电价政策水平执行，执行期不少于15年，如运行期间该发电技术电价政策发生调整，则该技术仍执行原有电价政策，暨“老项目老办法，新项目新办法”。

(二) 近期电价补贴需求测算

根据国家“十二五”可再生能源规划中期评估、“十二五”风电核准计划、重点省份（地区）可再生能源资源开发建设规划，预测“十二五”及“十三五”期间各类可再生能源发电规模。综合考虑燃煤脱硫标杆电价政策和可再生能源电价政策调整情况，测算各项可再生能源发电电价补贴需求。

1、装机容量

2015年全国风电、光伏发电、生物质发电装机容量分别为1.05亿千瓦、3800万千瓦、1000万千瓦；2020年全国风电、光伏发电、生物质发电装机容量分别为2亿千瓦、1亿千瓦、1700万千瓦。

表 4-1 可再生能源发电装机目标

发电技术		2015 年 (万千瓦)	2020 年 (万千瓦)
风电	陆上	10200	18000
	海上	300	2000
	合计	10500	20000
太阳能发电	地面电站	2700	6260
	分布式	800	3440
	金太阳工程	310	310
	合计	3800	10000
生物质发电	垃圾	412	700
	秸秆	543	900
	沼气	46	100
	合计	1000	1700

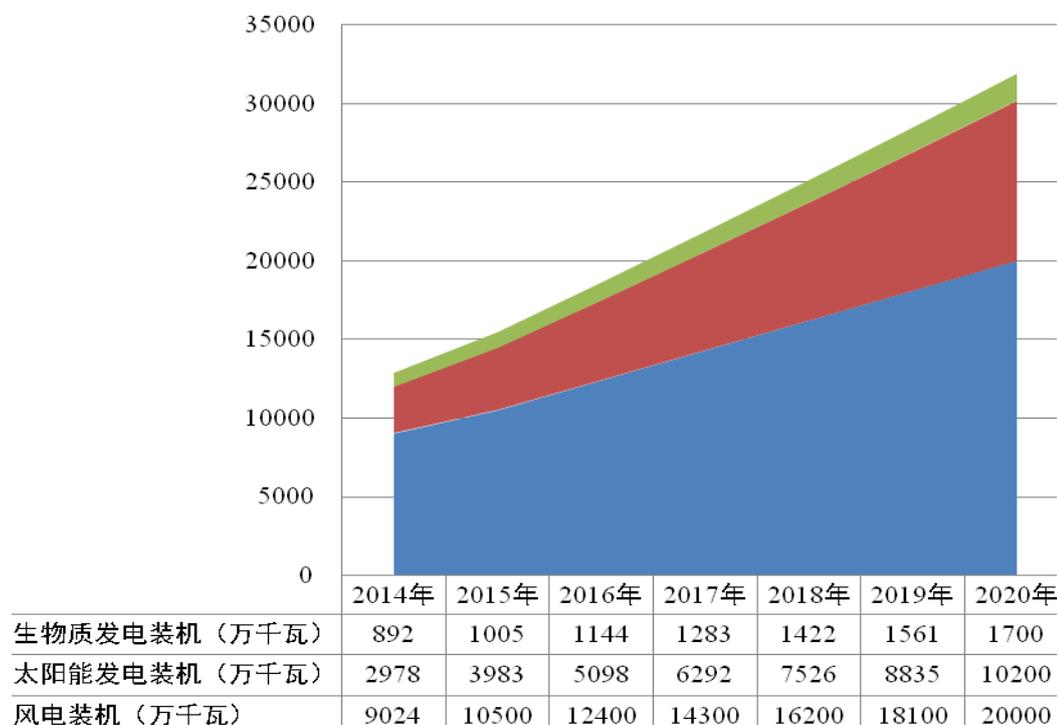


图 4-1 历年可再生能源发电装机容量

2、发电量

2015 年全国风电、光伏发电、生物质发电量分别为 1963 亿千瓦时、351 亿千瓦时、431 亿千瓦时；2020 年全国风电、光伏发电、生物质发电量分别为 3909 亿千瓦时、1000 亿千瓦时、752 亿千瓦时。

表 4-2 可再生能源发电量

发电技术		2015 年 (亿千瓦时)	2020 年 (亿千瓦时)
风电	陆上	1916	3462
	海上	47	446
	合计	1963	3909
太阳能发电	地面电站	305	716
	分布式	46	284
	金太阳工程	29	29
	合计	351	1000
生物质发电	垃圾	215	360
	秸秆	196	337
	沼气	21	55
	合计	431	752

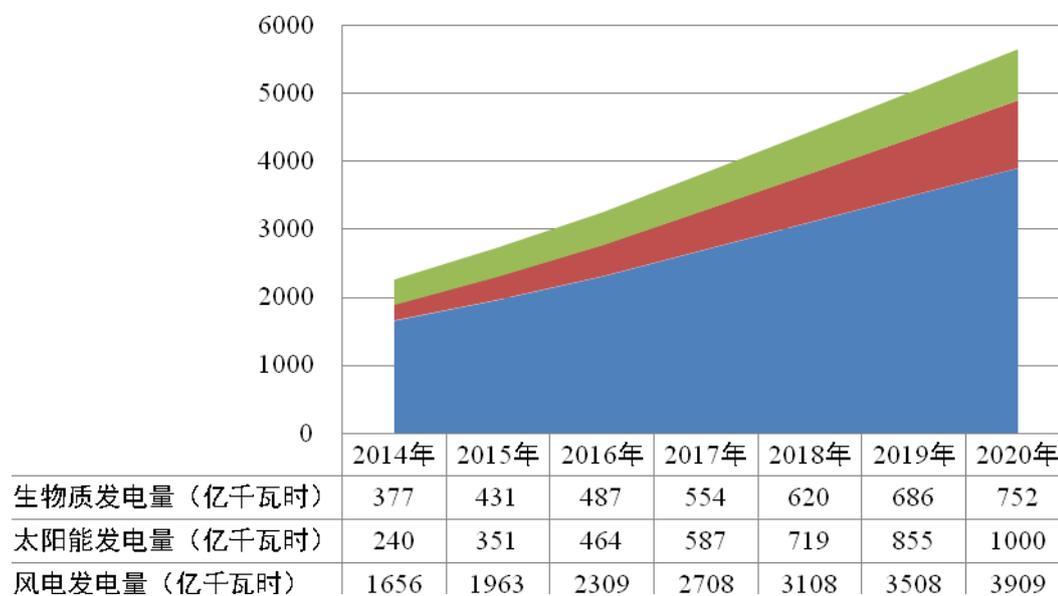


图 4-2 历年可再生能源发电量

3、补贴资金测算结果

(1) 含税补贴资金需求

2015 年全国风电、光伏发电、生物质发电、接网补贴资金需求 (含税) 分别为 393 亿元、231 亿元、95 亿元、18 亿元；2020 年全国风电、光伏发电、生物质发电、接网补贴资金需求分别为 600 亿元、487 亿元、131 亿元、38 亿元。

表 4-3 可再生能源发电补贴资金需求（含税）

发电技术		2015 年 (亿元)	2020 年 (亿元)
风电	陆上	367.7	408.8
	海上	17	94
	合计	384.7	502.8
太阳能发电	地面电站	194.5	322.7
	分布式	19	91.7
	金太阳工程	0	0
	合计	213.6	414.2
生物质发电	垃圾	23.4	23
	秸秆	63.9	95.7
	沼气	4.4	8.9
	合计	91.6	128
接网补贴		18	37
合计		708.2	1082.4

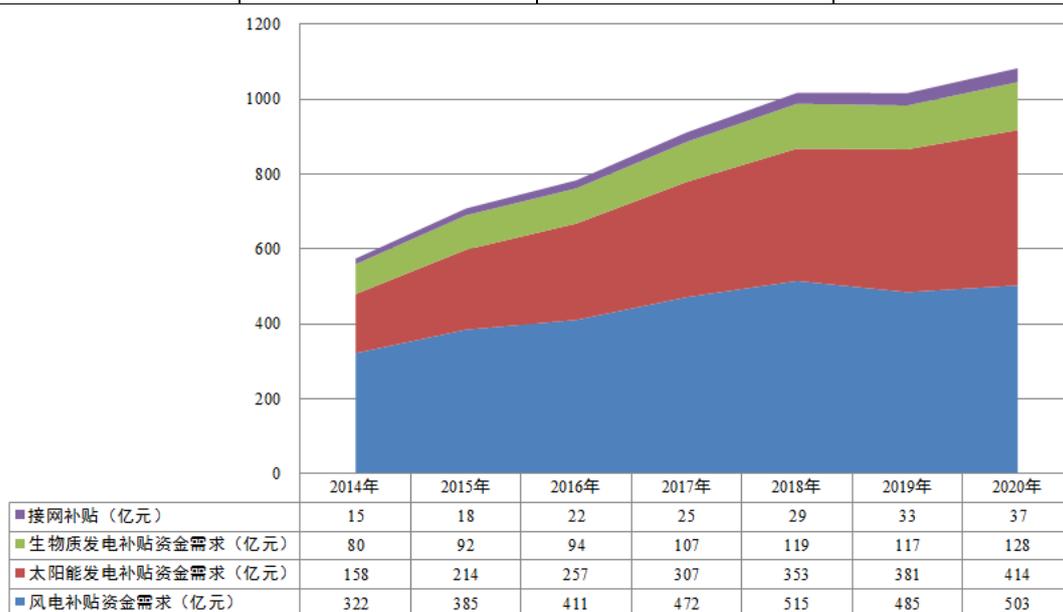


图 4-3 历年可再生能源发电补贴资金需求（含税）

(2) 不含税基金需求规模

根据现有文件规定以及国家电网实际执行情况，可再生能源基金定期向电网预拨可再生能源电价补贴资金，由电网转拨可再生能源发电企业，基金转拨资金不含税。因此对于国家可再生能源基金资金需求规模的测算应按照不含税电价和补贴标准情景进行测算，扣除增值税影响（17%税率）。

据此测算 2015 年全国风电、光伏发电、生物质发电、接网补贴资金需求（不含税）分别为 329 亿元、182 亿元、78 亿元、16 亿元；2020 年全国风电、光伏发电、生物质发电、接网补贴资金需求分别为 430 亿元、354 亿元、109.4 亿元、31.6 亿元。

表 4-4 可再生能源发电补贴资金需求（不含税）

发电技术		2015 年 (亿元)	2020 年 (亿元)
风电	陆上	314	349.4
	海上	14.51	80.3
	合计	328.84	430
太阳能发电	地面电站	166.2	275.8
	分布式	16.2	78.4
	金太阳工程	0	0
	合计	182.4	354
生物质发电	垃圾	20	19.6
	秸秆	54.6	81.8
	沼气	3.8	7.6
	合计	78.3	109.4
接网补贴		15.5	31.6
合计		605	925

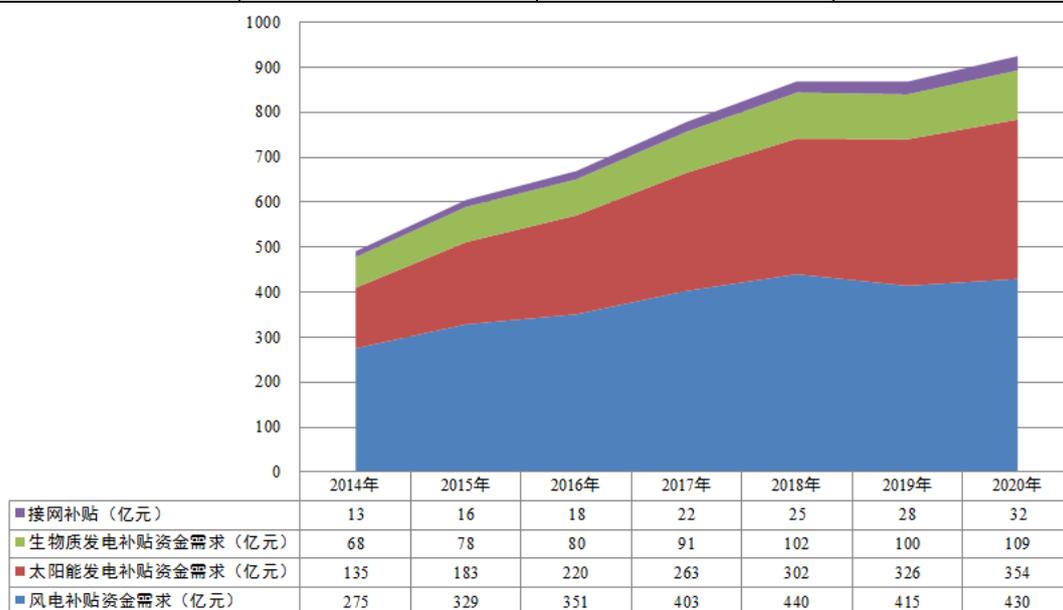


图 4-4 历年可再生能源发电补贴资金需求（不含税）

五、可再生能源电价附加征收规模分析

（一）测算边界条件

- **全社会用电量：**分别按照 2015 年 6 万亿千瓦时和 2020 年 8 万亿千瓦时测算。
- **销售电量（含自备电厂）占全社会用电量比重：**2013 年按照 6.67% 的线损率以及考虑 8.83% 的厂用电率，以后每年线损和厂用电率总计下降 0.1 个百分点；
- **居民用电占全社会用电量比重：**2013 年居民用电率占全社会用电量比例为 12.5%，以后逐年增加 0.2 个百分点；
- **农业用电占全社会用电量比重：**采用 2012 年农业用电比例数据且农业用电比例无变化；
- **电价附加征收率：**自备电厂电量占比 8%，2013 年按照自备电厂征收上来其中的 3/8、尚有 5/8 没有征收上来考虑，其他用电征收率为 92% 考虑；2020 年按照自备电厂 70% 征收，其他用电征收率为 100%。即每年增加 1 个百分点；
- **增值税对附加征收的影响：**可再生能源电价附加在电力销价中由电网企业代收，采取的是扣税上缴的方式，增值税部分（17% 税率）由电网企业统一上缴国家财政，扣税后的附加资金纳入可再生能源基金。为降低扣税对可再生能源基金征税规模缩减的影响，在实际执行中，对于纳入中央财政（国税）的增值税部分（75%）也以返还的形式重新纳入可再生能源基金。

（二）电价附加征收标准

- 2013 年除居民用电外的加权附加标准：0.0099 元/千瓦时；
- 其余年份除居民用电外的电价附加标准：0.15 元/千瓦时；

- 新疆除居民用电外的附加征收标准：0.002 元/千瓦时；
- 居民附加征收标准：0.001 元/千瓦时；
- 甘肃居民附加征收标准：0.004 元/千瓦时；
- 北京、广东、广西、贵州、陕西居民用电的附加标准
- 按照文件，上海、江苏、宁夏、新疆不收可再生能源电价附加；此外，来自新能源司信息，安徽、江西也免收；此 6 省的情况有待核实，目前仍按照 0.001 元/千瓦的附加征收水平测算；

（三）电价附加征收预期

按照现行可再生能源电价附加征收标准，在扣除增值税对附加征收规模影响后，2015 年和 2020 年全国可再生能源电价附加资金规模分别达到 567 亿元和 784 亿元。

根据上述定量测算可以看出，我国可再生能源电价补贴资金在近期收支平衡，但中长期缺口加大。在考虑“十二五”末和“十三五”期间燃煤脱硫标杆电价和可再生能源电价政策变动等因素条件下，2014 年至 2020 年间可再生能源发电补贴资金（不含税）需求在 491 亿元至 925 亿元之间。因此，按照目前附加征收标准，中远期可征收附加资金已无法满足可再生能源补贴资金需求，2015 年和 2020 年补贴资金缺口分别达到 38 亿元和 141 亿元，期间补贴资金缺口峰值出现在 2018 年。

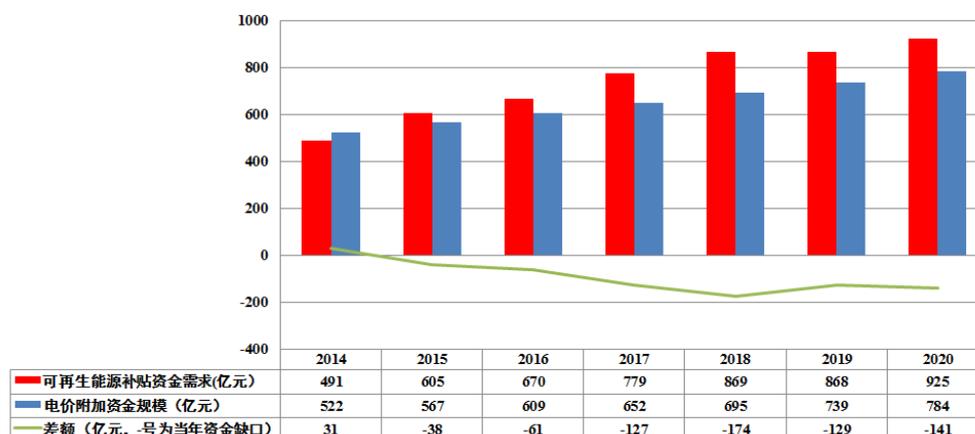


图 5-1 可再生能源补贴资金缺额情况

六、支持可再生能源发电发展的资金支持政策建议

在目前的价格财税体制下，化石能源的外部性成本没有体现在价格中，并且在近期也难以通过税费在价格中得以充分反映，因此近期内对可再生能源发电进行持续的足额的资金投入是必须的。根据前几章的分析，今后我国可再生能源电价补贴资金仍将存在较大的缺口，并且从可再生能源的长远发展出发，需要建立长效的资金机制。提出以下政策建议。

（一）应收尽收可再生能源电价附加

对自备电厂电量和直供电量应严格执行电价附加的征收，保障可再生能源电价附加征收和可再生能源发展基金的总额不打折扣。

（二）适时适度提高可再生能源电价附加征收标准

如果保持现有电价附加征收 1.5 分/千瓦时电水平，补贴资金来源和支出需求差距较大。如继续将可再生能源电价附加作为可再生能源基金的主要来源，在采用电价附加资金滚动累计使用的方式下，如需做到 2014 年至 2020 年补贴资金平衡，电价附加标准应尽快做出调整。但是考虑到电价附加在 2013 年刚刚进行调整，因此建议在 2017 年再对其进行新一轮调整，如附件水平调整至 0.018 元/千瓦时，基本能够在 2020 年前保持总体收支平衡。

表 6-1 可再生能源电价附加调整情景

	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2014 至 2020 合计
可再生能源补贴资金需求	491	605	670	779	869	866	918	5207
2017 年电价附加标准调整为 0.018 元	522	567	609	782	834	887	940	5141

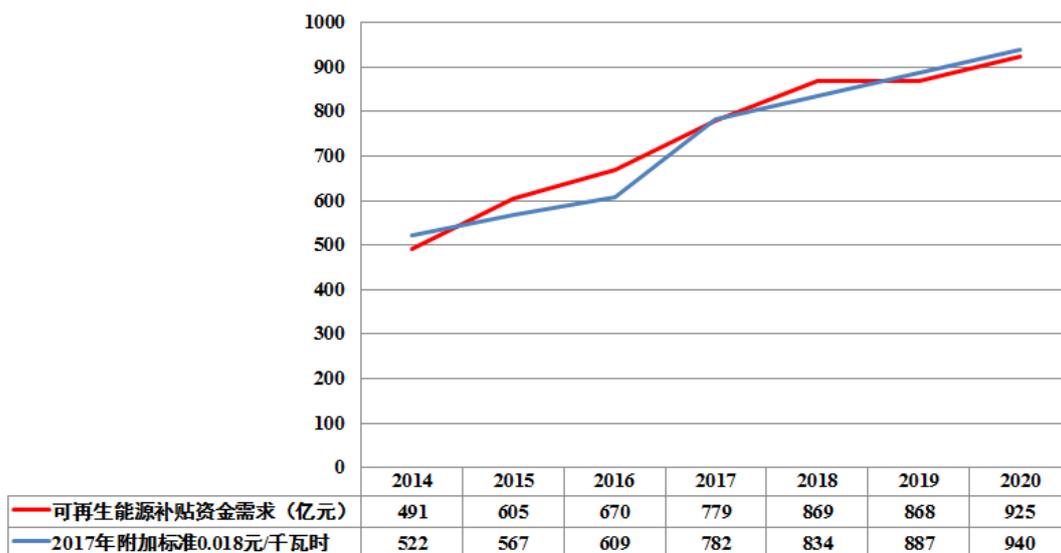


图 6-1 可再生能源电价补贴平衡情况

（三）拓宽支持可再生能源发电的财政渠道，加大支持力度

近期，考虑新能源发展的实际资金需要以及绿色财税机制在短期内难以充分反映化石能源的为外部成本，必须尽快拓宽支持新能源发电的财政渠道，并加大支持力度。需要建立通过财政预算和专项资金支持新能源发电的机制，即新能源电价补贴来源从可再生能源电价附加的单一制扩展为可再生能源电价附加和财政专项的双轨制，财政资金来源近期可以为财政专项，中远期可以考虑利用环境税、碳税等部分资金。从操作层面，需要不断完善可再生能源电价补贴管理的具体机制和流程，提高资金保障能力和补贴效率。

（四）建立和推进反映化石能源外部成本的绿色财税机制

绿色税制转型与新能源发电发展的在未来总体目标上存在一致性。税制绿色转型对新能源的促进作用将表现在多个方面，其一是间接激励作用，通过建立资源税、能源税、环境税、碳税等能源环境税制，实现化石能源资源和环境外部成本的内部化，提高化石能源的使用成本，缩小化石能源与新能源之间的成本差距，从而间接促进新能源的发展；其二是直接激励作用，可以考虑对新能源给予增值税、所得税优惠以及免除能源税等，直接降低新能源发电成本；其三是保障作用，征收的资源税、环境税、碳税等能源环境税收收入，在实现对化石能源调控作用的同时，建议部分税收收入用于支持新能源发展，加法财政投入力度。

因此，建议尽快制定绿色税收机制实施时间表，逐步建立针对化石能源的约束性能源环境财税机制和针对新能源的激励性能源环境财税政策，构建支持新能源发电发展的长效机制，促进新能源的健康有序发展。