

报告二

可再生能源参与电力市场模式研究

(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： 国网能源研究院

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

摘 要

近年来,我国风电、太阳能光伏等可再生能源发展步伐加快,风电、光伏新增装机量均位列世界第一。随着我国可再生能源装机规模的持续快速增长,可再生能源规模化开发与市场消纳能力不足的矛盾日益凸显。尤其是“三北”地区可再生能源发展迅猛、装机增速远高于负荷增速,部分地区弃风、弃光问题较为严重。随着中共中央文件〔2015〕9号《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》发布,新一轮电改正式启动。促进新能源并网消纳是本次电力体制改革实施方案和试点工作中的一项重要内容。结合我国当前电力体制改革背景,研究市场过渡期促进可再生能源消纳的市场机制、探索我国可再生能源参与电力市场模式,对缓解可再生能源并网消纳矛盾具有重要意义。

课题首先在分析我国新能源发展现状和消纳问题的基础上,分析新一轮电力体制改革对新能源消纳的要求。其次,研究美国、德国等典型国家在可再生能源参与电力市场模式方面的经验。再次,重点分析了市场过渡期我国促进可再生能源消纳的交易机制,包括电力直接交易、调峰辅助服务交易、发电权交易等,并对短期市场设计进行了探索。然后,对中远期我国可再生能源参与电力市场的可能模式进行了分析。最后,提出促进我国新能源消纳的机制建议,为新形势下的新能源消纳提供决策参考。

目 录

1. 我国可再生能源发展现状及面临的改革新环境	1
1.1 我国可再生能源发展现状.....	1
1.1.1 可再生能源装机情况	1
1.1.2 可再生能源运行消纳情况	2
1.2 新一轮市场化改革对可再生能源的政策要求.....	6
1.2.1 我国新一轮电力体制改革进展	6
1.2.2 新一轮电力体制改革针对可再生能源的相关要求	11
2. 国外可再生能源参与电力市场模式分析.....	19
2.1 典型国家可再生能源参与电力市场模式.....	19
2.1.1 德国	19
2.1.2 美国	21
2.1.3 英国	24
2.2 国外可再生能源参与电力市场存在的问题及措施.....	28
2.2.1 国外可再生能源参与电力市场存在的问题	28
2.2.2 各国促进高比例可再生能源融入电力市场的措施以及启示	30
3. 市场过渡期促进可再生能源消纳的交易机制	32
3.1 电力直接交易	32
3.1.1 概念与内涵	32
3.1.2 交易机制与交易现状	32
3.1.3 实施建议	35
3.2 调峰辅助服务交易	36

3.2.1 概念与内涵	36
3.2.2 交易机制与交易现状	37
3.2.3 实施建议	45
3.3 发电权交易	46
3.3.1 概念与内涵	46
3.3.2 交易机制与交易现状	48
3.3.3 实施建议	49
3.4 短期市场	50
3.4.1 概念与内涵	50
3.4.2 短期市场设计	50
4. 中远期我国可再生能源参与电力市场模式探索	54
4.1 中远期我国电力市场形态	54
4.2 中远期我国可再生能源参与电力市场的可能路径	57
4.3 中远期可再生能源参与电力市场交易方式	63
5. 结论与建议	65
5.1 结论	65
5.2 建议	71
参考文献	73
附件	74
附表 1 我国可再生能源发电相关政策文件	74

1. 我国可再生能源发展现状及面临的改革新环境

1.1 我国可再生能源发展现状

1.1.1 可再生能源装机情况

经过近十年的艰苦努力，我国新能源发展已经走在了世界前列。2015年，我国新能源发电新增装机容量超过5000万kW，累计装机容量超过1.8亿kW，占全球新能源装机的四分之一。其中，风电装机容量连续四年世界第一，太阳能发电装机容量4848万kW，首次超越德国成为世界第一，成为我国新能源发展史上新的里程碑。

截至2015年底，我国新能源发电并网容量约18744万kW，如图1所示。其中，风电并网容量12830万kW，太阳能发电并网容量4849万kW，其他新能源发电并网容量约1065万kW，分别占新能源发电并网容量的68%、26%、6%。2015年我国新能源发电并网容量构成如图2所示。并网新能源装机容量约占我国全部发电装机容量¹的12.4%。

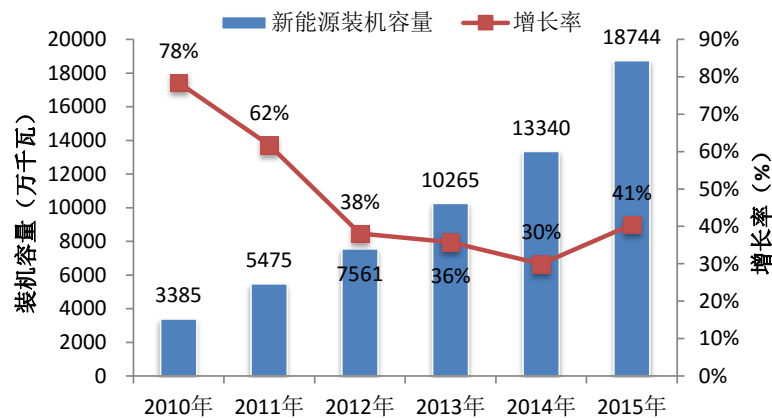


图 1-1 2010-2015 年中国新能源发电装机容量

¹ 数据来源：中国电力企业联合会，2015年全国发电装机容量为150673万kW。

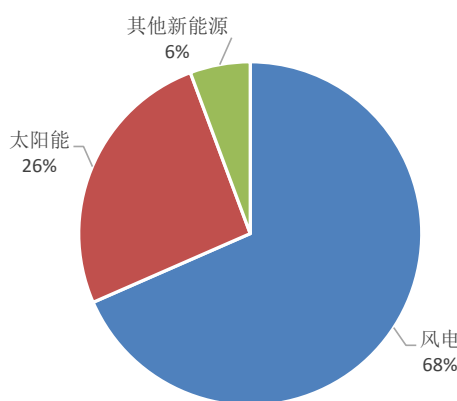


图 1-2 2015 年中国新能源发电并网容量构成

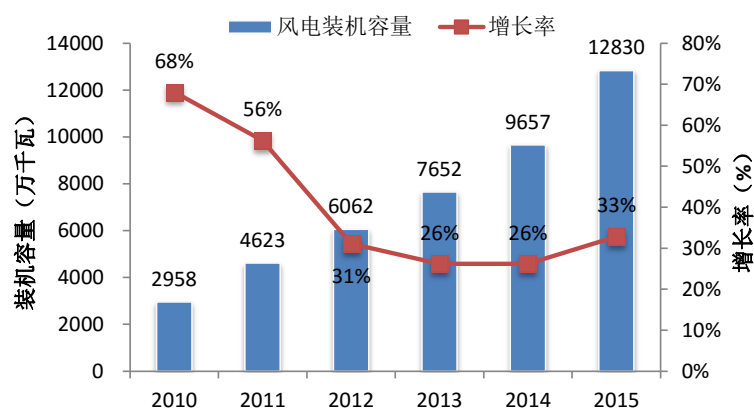


图 1-3 2010-2015 年中国风电装机容量及增速

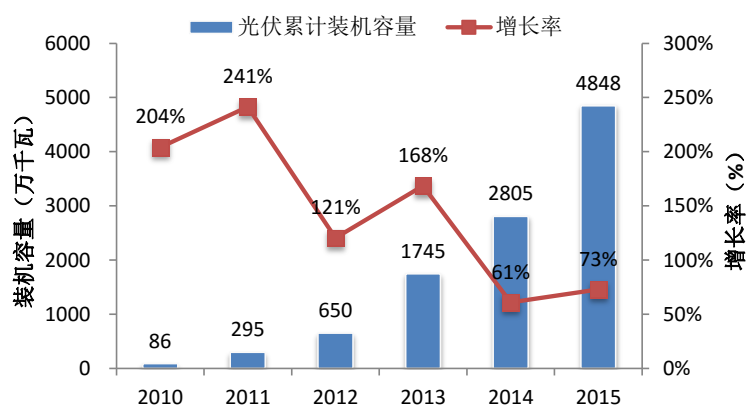


图 1-4 2010-2015 年中国光伏发电装机容量及增速

1.1.2 可再生能源运行消纳情况

2015 年，我国新能源发电量约为 2790 亿 kW·h。其中，风电发电

量 1851 亿 kW·h，太阳能发电量 420 亿 kW·h，其他新能源发电发电量约 519 亿 kW·h，分别占新能源发电发电量的 66%、15%、19%。我国新能源总发电量约占全部发电量²的 5.0%。

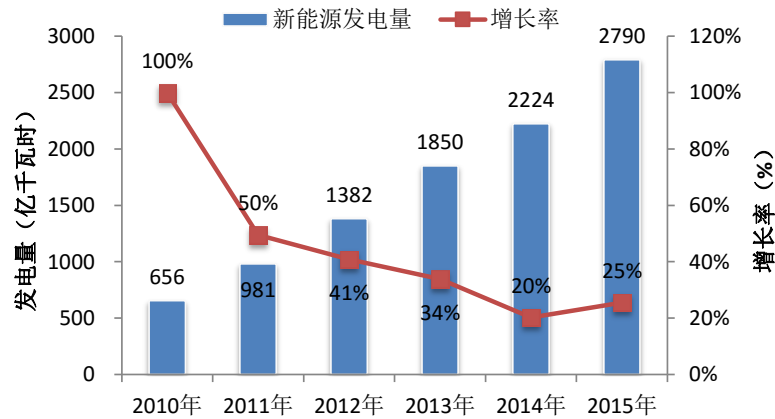


图 1-5 2010-2015 年中国新能源发电量

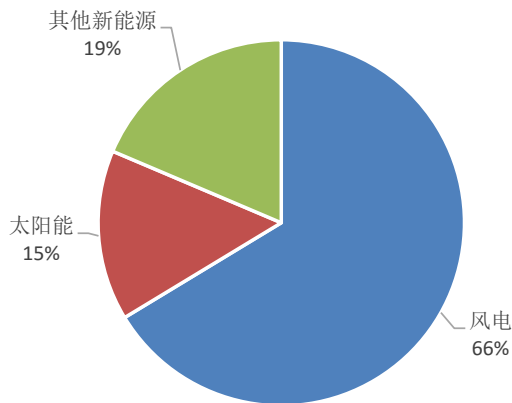


图 1-6 2015 年中国新能源发电量构成

² 数据来源：中国电力企业联合会，2015 年全国全口径发电量为 56045 亿 kW·h。

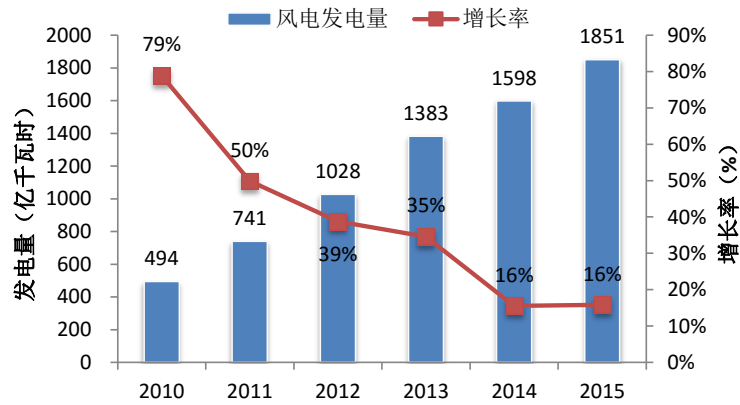


图 1-7 2010-2015 年中国风电发电量及增速

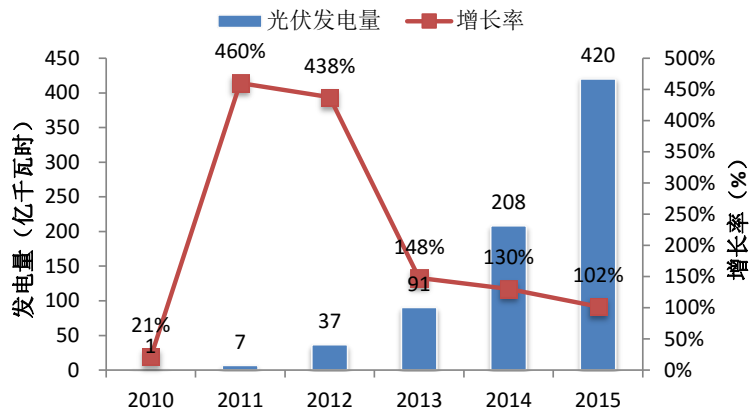


图 1-8 2010-2015 年中国光伏发电发电量及增速

2015 年，全国风电利用小时数 1728h，“十二五”期间，全国风电年均利用小时数 1891h；全国光伏发电利用小时数 1239h，“十二五”期间，全国光伏发电年均利用小时数 1330h。

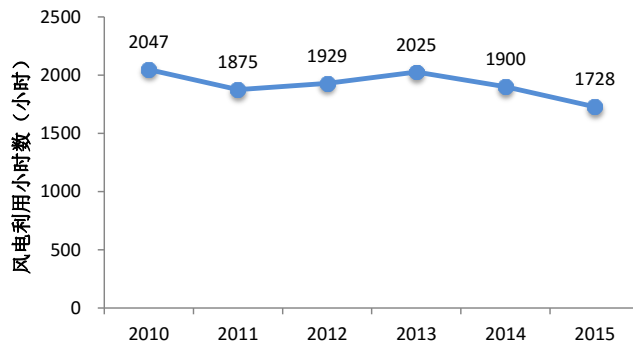


图 1-9 全国逐年风电发电利用小时数

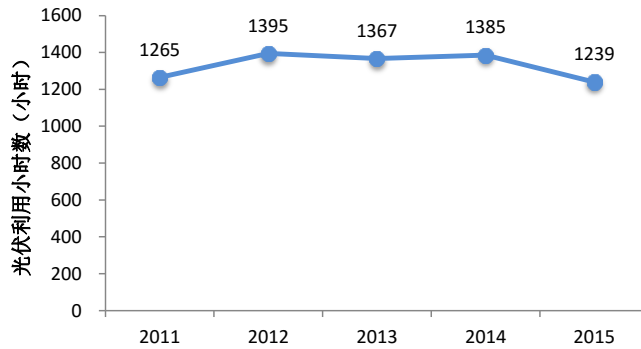


图 1-10 全国逐年光伏发电利用小时数

2015 年全国因弃风限电造成的损失电量为 339 亿 kW·h, 弃风比例 15.5%。8 个省级电网弃风比例超过 10%，甘肃、新疆、吉林弃风比例超过 30%，分别达 39%、33%、31%。“十二五”期间，弃风限电虽然在 2013-2014 年有所下降，但整体呈上升趋势。

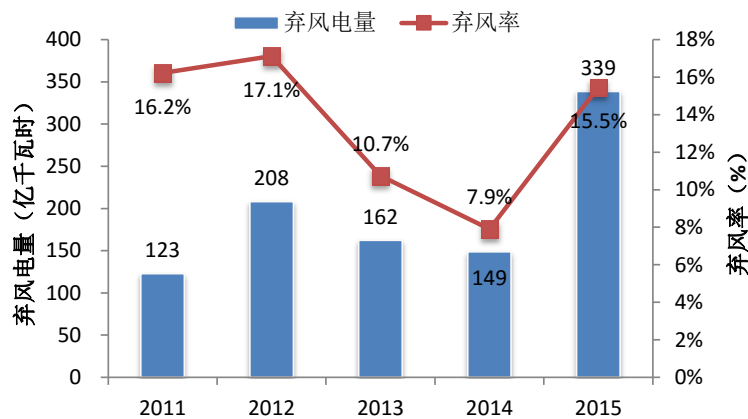


图 1-11 2011-2015 年全国弃风情况

2015 年全国因弃光限电造成的损失电量约为 48 亿 kW·h, 弃光比例 10.3%。有 5 个省级电网发生弃光，其中，甘肃、新疆弃光比例超过 20%，分别达 31%、20%。“十二五”期间，我国自 2013 年起出现弃光，弃光电量呈逐年上升趋势。

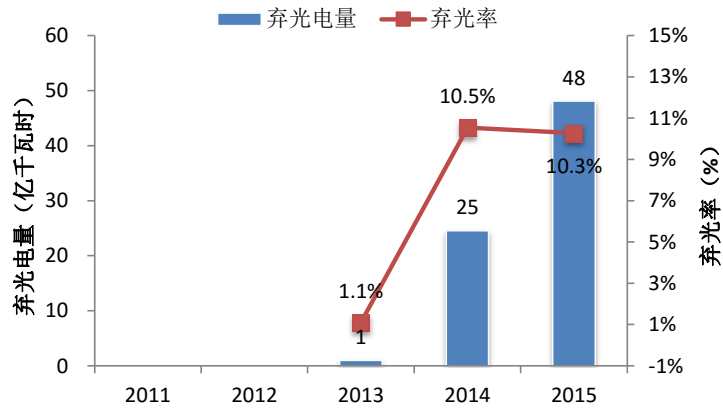


图 1-12 2011-2015 年全国弃光情况

1.2 新一轮市场化改革对可再生能源的政策要求

1.2.1 我国新一轮电力体制改革进展

(1) 新一轮电力体制改革落地速度快于预期。

2015 年 3 月，国务院下发《中共中央国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9 号文)，标志着新一轮电力市场化改革正式起步。新一轮电力体制改革的总体目标是：加快构建有效竞争的市场结构和市场体系，形成主要由市场决定能源价格的机制，转变政府对能源的监管方式。

中发〔2015〕9 号文印发后，国家发展改革委、国家能源局抓紧制定了 6 个重要配套文件，进一步细化、明确了电力体制改革的实施路径以及重点任务：按照“管住中间、放开两头”的体制架构，单独核定输配电价，有序放开发用电计划，有序放开配售电业务，建立相对独立的交易机构，进一步深化市场监管等。

2016 年以来，新电改在各方博弈中迎来突破性进展，突出表现在

多个省份试点方案集中落地，落地速度快于预期。依据本轮电改重点任务，明确了四种形式的改革试点——综合试点、售电侧改革试点、配电价改革试点以及增量配电业务试点。截至 2016 年底，综合改革试点覆盖云南、贵州等 21 个省市区，售电侧改革试点覆盖重庆、广东等 9 个省市区，输配电价试点覆盖蒙西、安徽等 18 个省级电网、综合试点省份电网以及华北区域电网。此外，2016 年 8 月 26 日，发改委以特急形式发文，计划尽快确定 100 个左右吸引社会资本投资增量配电业务的试点项目，并于 2016 年底公布延庆智能配电网增量配电业务试点等 105 增量配电业务改革试点。

表 1-1 我国电力体制改革试点批复情况

试点名称	已批复省市区
综合改革试点	云南、贵州、广西、山西、北京、甘肃、山东、海南、湖北、四川、辽宁、陕西、安徽、河南、新疆、宁夏、内蒙古、上海、湖南、天津、青海
售电侧改革试点	重庆、广东、新疆、福建、黑龙江、河北、浙江、吉林、江西
输配电价试点	蒙西、安徽、湖北、宁夏、云南、贵州、北京、天津、冀南、冀北、山西、陕西、江西、湖南、四川、重庆、广东、广西、综合试点省份电网、华北区域电网
增量配电试点	已批复 105 个

(2) 输配电价改革试点覆盖至全国 24 个省级电网和 1 个区域电网，改革全面提速。

输配电价改革本轮电力体制改革的重要任务之一，其目标是建立规则明晰、水平合理、监管有力、科学透明的独立输配电价体系，健全对电网企业的约束和激励机制，促进电网企业改进管理、降低成本、提高效率。

输配电价改革的核心内容是，政府按照“准许成本加合理收益”的原则，核定电网企业准许总收入和各电压等级输配电价，实施总收入监管和价格水平监管。电网企业将按照政府核定的输配电价收取过网费，“吃差价”的盈利模式，即不再以上网电价和销售电价价差作为主要收入来源。

自 2014 年首次在深圳市启动输配电价改革试点以来，我国逐步扩大试点范围。2015 年在内蒙古西部、安徽、湖北、宁夏、云南、贵州 6 个省级电网开展了先行试点。2016 年 3 月，国家发展改革委下发《关于扩大输配电价改革试点范围有关事项的通知》（简称“通知”），将北京、天津、冀南、冀北、山西、陕西、江西、湖南、四川、重庆、广东、广西等 12 个省级电网，以及国家电力体制改革综合试点省份的电网和华北区域电网列入输配电价改革试点范围。至此，输配电价改革试点覆盖至全国 24 个省级电网和 1 个区域电网，标志着输配电价改革全面提速。

此外，《通知》要求，未纳入 2016 年输配电价改革试点的省份，也要抓紧开展输配电成本调查，做好输配电价测算准备工作，为 2017 年全面推开输配电价改革打好基础。

（3）售电侧改革试点覆盖 9 个省市，各方参与售电市场积极性较高，各地陆续成立售电公司。

售电侧改革的目的是，向社会资本开放售电业务，多途径培育售电侧市场竞争主体。售电主体可以自主和发电企业进行交易，也可以通过电力交易中心集中交易。交易价格可以通过双方自主协商或通过撮合、市场竞价的方式确定。

售电侧市场主体包括售电公司、电网企业和用户。其中，符合条件的高新产业园区或经济技术开发区、社会资本投资、拥有分布式电源的用户或微网系统、公共服务行业和节能服务公司以及符合条件的发电企业等均可成立售电主体，从事售电业务。

2015年11月，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司批复同意重庆市、广东省开展售电侧改革试点。2016年4月，批复同意新疆生产建设兵团开展售电侧改革试点。2016年9月，批复同意福建、黑龙江开展售电侧改革试点。2016年10月，批复同意河北、浙江开展售电侧改革试点。2016年10月，批复同意吉林、江西开展售电侧改革试点。至此，售电侧改革试点覆盖至全国9个省市区。

随着电力体制改革的推进，各方参与售电市场积极性较高，各地陆续成立售电公司。2015年3月24日，首家售电公司-深圳市深电能售电有限公司注册成立，截至2016年3月，全国注册的售电公司超6400家，大部分尚未开展业务，其中全国公示列入售电公司目录的超600家。

(4) 国家发改委在全国批复105个增量配电业务试点。

中央9号文提出的“向符合条件的市场主体放开增量配电投资业务”的要求。增量配电改革不仅是本轮电改的重点任务，同时也有利于拉动社会投资，抑制社会资本投资下滑的趋势，给社会资本提供新的投资增长点。

由于中央和地方政府普遍支持、社会放开增量配电呼声高，对于增量配电改革，增量配电改革时机越来越成熟。2016年8月26日，国家发改委下发特急通知，拟在全国批复100个左右增量配电业务试点。

2016 年底，发改委公布延庆智能配电网增量配电业务试点等 105 增量配电业务改革试点。

(5) 全国已成立 32 家电力交易中心。

中发 9 号文配套文件《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》要求，各区域市场建立相对独立的交易机构，将原来由电网企业承担的交易业务和其他业务分开。电力交易机构不分级、互不隶属，同一地域内不重复设置开展现货交易的交易机构。考虑到我国电力市场建设的实际需要，对各类交易机构的设置及其职能总体考虑如下。一是北京电力交易中心、广州电力交易中心，主要职能是落实国家计划、地方政府协议。二是其他区域交易机构。主要职能是开展中长期交易、现货交易，在一定范围内实现资源优化配置。三是省（区、市）交易机构，主要职能是开展省内中长期交易，有条件的探索开展现货交易。

截至 2016 年底，全国注册成立了 32 家电力交易中心。其中，北京电力交易中心和广州电力交易中心分别由国家电网和南方电网组建，主要任务是开展两大电网内的跨区跨省电力交易，促进可再生能源大范围消纳，并逐步推进全国范围内的市场融合。截至 2016 年底，各省市自治区唯有海南省还未成立其省级电力交易中心。

表 1-2 我国电力交易中心成立情况

序号	注册时间	名称	依托电网
	2016.2.24	北京电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.3.28	贵州电力交易中心有限责任公司	南方电网
	2016.5.11	广州电力交易中心有限责任公司	国家电网
	2016.3.21	新疆电力交易中心有限公司	国家电网

可再生能源参与电力市场模式研究

	2016.4.1	宁夏电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.11	天津电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.13	吉林电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.15	江苏电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.12	内蒙古东部电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.159	黑龙江电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.25	山东电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.4	河北电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.29	河南电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.21	甘肃电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.6	四川电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.21	陕西电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.4	安徽电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.16	上海电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.17	福建电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.31	西藏电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.13	辽宁电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.23	江西电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.6.15	湖南电力交易中心	国家电网
	2016.6.28	广东电力交易中心	南方电网
	2016.6.29	广西电力交易中心	南方电网
	2016.7.14	首都电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.14	冀北电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.19	浙江电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.4.26	湖北电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.5.11	山西电力交易中心有限公司	国家电网
	2016.8.24	昆明电力交易中心	南方电网
	2016.9.1	重庆电力交易中心	国家电网

1.2.2 新一轮电力体制改革针对可再生能源的相关要求

(1) 建立优先购电、优先发电制度，坚持可再生能源优先上网。

中发9号文的两个配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》、

《关于有序放开发用电计划的实施意见》，以及《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行[2015]2554号）、《国家发展改革委关于做好2016年电力运行调节工作的通知》（发改运行[2016]413号）等文件均指出，建立优先购电、优先发电制度，保障规划内的可再生能源优先上网。

在9号文配套文件《关于有序放开发用电计划的实施意见》（以下简称《意见》）中，明确了优先发电适用范围，包括纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源发电，以及跨省跨区送受电中的国家计划、地方政府协议送电量。《意见》同时给出了优先发电保障措施，包括留足计划空间、加强电力外送和消纳、统一预测出力、组织实施替代等。

在山西、云南、甘肃、河南、新疆、山东、湖北、四川、辽宁、陕西等综合改革试点方案中均提出，要通过建立优先发电制度，促进可再生能源消纳。

（2）鼓励可再生能源发电企业参与市场直接交易。

《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行[2015]2554号）规定，在可再生能源富集地区，鼓励可再生能源发电企业形成市场主体，鼓励可再生能源发电企业参与直接交易并逐步扩大交易范围和规模，促进可再生能源就近消纳。

《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》（国能监管[2016]39号）规定，国家能源局派出机构应当会同省级能源管理部门做好可再生能源直接交易工作，鼓励可再生能源发电企业作

为市场主体积极参与市场直接交易并逐步扩大交易范围和规模，鼓励超出可再生能源保障性利用小时数的发电量参与市场交易。鼓励可再生能源发电企业通过技术进步降低成本，提高市场竞争力。

在甘肃、新疆、湖北等综合改革试点方案中均提出，要推进电力直接交易，促进可再生能源消纳。其中，甘肃省将电力直接交易作为专项改革试点工作；新疆也将探索建立和开展跨省跨区电力直接交易试点。

(3) 鼓励可再生能源供热、替代燃煤发电以及实施电能替代。

电改 9 号文配套文件《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》规定，在风、光、水等资源富集地区，采用市场化机制引导拥有燃煤自备电厂的企业减少自发自用电量，增加市场购电量，逐步实现可再生能源替代燃煤发电。

《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行[2015]2554 号）规定，在可再生能源富集地区，鼓励可再生能源供热以及实施电能替代，降低企业用电成本，扩大电力消费，促进可再生能源就近消纳。

《国家发展改革委关于改善电力运行调节促进可再生能源多发满发的指导意见》（发改运行[2015]518 号）规定，通过替代发电，实现不同类型电源的利益调节，促进可再生能源的多发满发。

在北京、甘肃、河南、湖北等综合改革试点方案中均提出，要通过替代发电方式，促进可再生能源消纳。其中，北京市提出完善发电合同转让交易机制，尽量将北京市火电机组发电量计划转让给京外的可再生能源及大容量、高参数、超低排放机组；推进可再生能源特别是低谷弃风和弃光电力在“煤改电”、热泵系统、乡镇清洁采暖、新能源汽车等

领域的使用。甘肃省提出促进扩大省内终端消费环节电能对化石能源的替代，推进新能源与自备电厂发电权交易置换，推广集中电采暖替代燃煤锅炉、“以电代油”等项目，鼓励电能替代传统能源。

(4) 鼓励跨省跨区消纳可再生能源。

中发9号文配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》提出，鼓励跨省跨区消纳可再生能源。

《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》（国能监管[2016]39号）规定，电力交易和调度机构应在保证安全和输电容量允许范围内，根据市场需求情况，按交易规则组织外送富裕的可再生能源电力，扩大消纳范围。

《国家发展改革委关于放开银东直流跨区部分送受电计划的复函》（发改运行[2016]441号）明确提出，银东直流跨区送受电计划中，可再生能源外送电量占市场交易电量比例应不低于30%，交易方式以平台集中竞价为主。

在山西、广西、新疆等综合改革试点方案中均提出，要通过跨省跨区交易，促进可再生能源消纳。其中，广西省提出制定风电等新能源发电项目送出工程规划，鼓励风电等送出工程由项目业主建设或代建，项目业主依法依规享受可再生能源接网工程补贴。新疆自治区提出探索建立和开展跨省跨区电力直接交易试点、跨省跨区发电权替代交易试点等机制。

(5) 提高辅助服务补偿力度，完善推广电力调峰市场机制。

《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》（国能监管[2016]39号）规定，针对“三北”地区电力系统灵活性不够的现状，以及风电和光伏发电随机性、波动性、间歇性的特点，国家能源局派出机构应当进一步完善“两个细则”，提高辅助服务补偿力度，完善推广电力调峰市场机制，通过深化辅助服务补偿机制挖掘当地电力系统调峰潜力。

《国家发展改革委办公厅关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》（发改办运行[2016]863号）指出，积极推进市场化进程。试点地区在方案实施过程中，积极推进市场化进程，探索建立完善辅助服务机制促进可再生能源消纳，具备条件的地区可以尝试建立备用容量市场增加火电机组调峰积极性。

《关于改善电力运行调节促进可再生能源多发满发的指导意见》（发改运行[2015]518号）指出，电力企业通过替代发电（发电权交易）、辅助服务等市场机制，实现不同类型电源的利益调节，促进可再生能源多发满发。具备条件的地区，可跨省区实施。

《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》（发改能源[2016]625号）规定，可再生能源发电企业应按有关规定参与辅助服务费用分摊。

2016年10月，国家能源局印发《关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函》（国能监[2016]292号）。2016年11月，国家能源局印发《电力发展“十三五”规划（2016-2020年）》，明确提出正式启动东北地区辅助服务市场试点，成熟后全面推广。随后，东北能源监管局按照国家能源局指示精神，连续出台《东北电力辅助服务市场

专项改革试点方案》、《东北电力辅助服务市场运营规则(试行)》，正式启动东北电力辅助服务市场专项改革试点工作。

在山西、甘肃、新疆等综合改革试点方案中均提出，要通过完善辅助服务机制，促进可再生能源消纳。其中，山西省提出，通过多种方式加大调峰补偿力度，通过双边协商或市场化招标等方式确定参与调峰交易双方，鼓励可再生能源通过电力市场购买火电、抽水蓄能、电储能、电力用户等提供的辅助服务以促进全额消纳；2016 年底前修改完善具体补偿办法，建立更加有利于可再生能源消纳的调峰补偿机制。甘肃省提出，建立有偿调峰机制，挖掘系统调峰潜力，鼓励火电机组深度调峰和热电联产、自备电厂参与调峰。

(6) 积极促进可再生能源全额保障性收购，完善可再生能源开发利用目标引导等制度。

《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》(发改能源[2016]625号)规定，可再生能源并网发电项目年发电量分为保障性收购电量部分和市场交易电量部分。其中，保障性收购电量部分通过优先安排年度发电计划、与电网公司签订优先发电合同(实物合同或差价合同)保障全额按标杆上网电价收购；市场交易电量部分由可再生能源发电企业通过参与市场竞争方式获得发电合同，电网企业按照优先调度原则执行发电合同。生物质能、地热能、海洋能发电以及分布式光伏发电项目暂时不参与市场竞争，上网电量由电网企业全额收购。保障性收购电量范围内的可再生能源优先发电合同不得主动通过市场交易转让。

《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》(国能新能〔2016〕54号)指出，建立可再生能源电力绿色证书交易

机制。2020年，除专门的非化石能源生产企业外，各发电企业非水电可再生能源发电量应达到全部发电量的9%以上。各发电企业可以通过证书交易完成非水可再生能源占比目标的要求。鼓励可再生能源电力绿色证书持有人按照相关规定参与碳减排交易和节能量交易。

在贵州、云南、甘肃、河南、山西、安徽等综合改革试点方案中均提出，要做好可再生能源全额保障性收购政策。在北京市综合改革试点方案中提出，研究建立可再生能源目标引导和考核制度，到2020年非水可再生能源电力消费占全市电力消费比重达到10%以上。在广西省综合改革试点方案中提出，推进电源项目投资体制改革，将电源项目特别是水电、风电等资源类项目的业主选择引入竞争机制，公开择优选择项目业主。改革电源项目审批制度，在国家实行火电容量审批制度的情况下，深入推进火电项目评优制度，按照排序先后审批项目。

(7) 通过完善并网运行服务，积极推进新能源和可再生能源发电与其它电源、电网的有效衔接。

中发9号文规定，完善并网运行服务。一是加快修订和完善接入电网的技术标准、工程规范和相关管理办法，支持新能源、可再生能源机组上网，积极推进新能源和可再生能源发电与其它电源、电网的有效衔接。二是依照规划认真落实可再生能源发电保障性收购制度，解决好无歧视、无障碍上网问题。三是加快制定完善可再生能源相关的国家技术标准。

在贵州、云南、河南、山东、陕西等综合改革试点方案中均提出，通过完善并网运行服务，促进可再生能源消纳。

(8) 积极发展分布式能源。

中发 9 号文规定，分布式电源主要采用“自发自用、余量上网、电网调节”的运营模式，在确保安全的前提下，积极发展融合先进储能技术、信息技术的微电网和智能电网技术，提高系统消纳能力。

在山西、北京、河南、陕西等综合改革试点方案中均提出，要积极发展分布式能源。其中，山西省提出，选择具备条件的区域或企业，开展微电网建设试点，通过区域微电网的自我调节和平衡，探索微电网技术原则和管理经验，探索微电网电能市场交易及运行机制，2016 年底研究制定微电网建设试点方案。北京市鼓励以分布式可再生能源和天然气热电冷三联供为主的分布式能源发展。陕西省提出，全面放开用户侧分布式电源市场，鼓励专业化能源服务公司与用户合作或以“合同能源管理”模式建设分布式电源。

2. 国外可再生能源参与电力市场模式分析

2.1 典型国家可再生能源参与电力市场模式

电力市场化改革是我国电力体制改革的重要方向。国外电力市场建设已经走过了 30 多年的历程，很多国家已经建立了竞争性的电力市场。随着世界范围内新能源的大规模快速发展，近年来国外电力市场在促进新能源发展和协调相关方诉求方面也进行了很多探索。总结国外新能源参与电力市场的经验与教训，对我国电力体制改革形势下进行顶层设计，更加充分地考虑含大规模波动性电源的电力系统的运行特点和要求，更好地解决弃风弃光等当前中国新能源消纳突出问题具有重要意义。

2.1.1 德国

在德国，新能源参与电力交易，主要有两种模式：

一是采用基于固定上网电价，由电网运营商购统销。在可再生能源发展初期，由于可再生能源成本高，直接参与电力市场没有价格竞争优势。为了促进可再生能源的发展，德国在 2000 年颁布了第一步《可再生能源法》。在 EEG2000 中，确定了以固定上网电价，收购可再生能源发电量的模式。这种模式下，政府依据可再生能源发电成本，确定其确定可再生能源发电商的固定上网电价。可再生能源商无需直接参与市场交易，而是由电网运营商以固定电价统购统销，以极低的价格纳入现货市场的日前交易之中，由于现货市场的日前交易为边际机组定价模式，保证了新能源的售出和优先消纳。

二是在溢价补贴下参与电力市场竞价交易，收益由现货市场价格

和市场溢价补贴决定。随着可再生能源成本不断下降，可再生能源已经具有足够竞争力，可以参与电力市场交易。为了推动可再生能源的直接市场化，在 EEG2012 中，引入了市场溢价机制，可再生能源可以选择固定上网电价机制，也可以选择溢价机制。对于选择市场溢价机制的可再生能源发电商，通过直接参与日前或日内现货市场交易出售电力。在结算上，除了售电所获得的市场价格之外，还能获得一定程度的溢价补贴。

为有效促进可再生能源参与电力市场，德国对电力市场机制进行了改进。例如，为了满足新能源接入后市场对超短期交易需求，2011 年，德国引入一种新的日内交易产品，即 15 分钟日内产品交易。它采用连续竞价交易的模式，保证了有意愿的交易双方能第一时间达成交易。15 分钟产品交易，有别于此前的所存在的小时级日内产品交易模式，其时限更短且交易更为灵活，有利于新能源发电参与电力市场的日内交易。

从图 2-1 与图 2-2 可以看出，德国日内 15 分钟产品交易最为活跃的时间，正是光伏发电发电量最大的时间，例如图 3-14 中八月份正是德国日照最为强烈的月份。日内 15 分钟产品，很好的适应了德国新能源发展所带来的，对交易时限和交易灵活度的新要求，提高了德国电力市场对新能源发电的消纳能力。

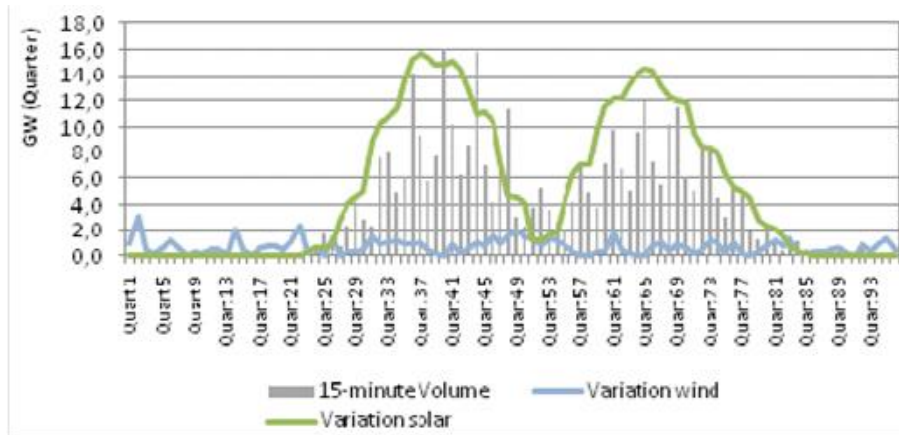


图 2-1 某日德国光伏发电与 15 分钟日内交易量对比图

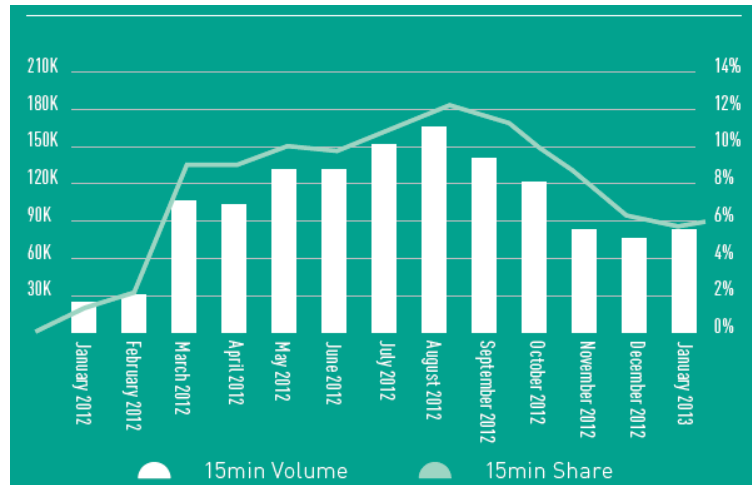


图 2-2 2012 年德国现货市场日内交易 15 分钟产品占比图

2.1.2 美国

在美国，可再生能源参与电力市场，主要有以下三种模式：

(1) 模式一：通过签订购电协议，向公用事业电力公司售电。受益于可再生能源配额制（Renewable Portfolio Standard, RPS）政策，可再生能源发电商可通过签订长期购电协议（Power Purchase Agreement, PPA），将可再生能源电力和证书，捆绑出售给公用事业电力公司。在电力批发市场中，由电力公司竞价出售可再生能源发电。事实上，除可再生能源电力和证书之外，购电协议还可以约定，将可再生能源可提供的辅助服务等其他可调度的产品出售给电力公司，由电力

公司对这些产品在电力市场中竞价出售。

在该模式下，购电协议中往往会约定弃风、弃光补偿机制，有助于调动电力公司在批发市场出售可再生能源的积极性。考虑到弃风、弃光无法完全避免，购电协议中通常协定，允许一定限额的弃风弃光。在限额内，电力公司不对可再生能源发电商进行补偿。超过规定限额时，由电力公司根据原本应发而未发的可再生能源电量，向可再生能源发电商支付补偿。为减少补偿支付，电力公司有积极性售出尽量多的可再生能源发电，因此其市场报价一般会低于购电协议价格，更接近短期边际成本。在这种情况下，可再生能源往往可获得某种意义上的优先调度权，收益稳定性得到进一步保障。

此外，购电协议中可设定分时电价，从而引导可再生能源依照价格信号安排发电。例如，在不同季节、工作日和周末分别设定电力负荷高峰和低谷时段，并通过协定适当的峰谷电价，激励可再生能源采取一定的功率调节措施，满足系统实时运行需求。该模式在一定程度上保障了市场运营效率。

该模式多存在于加州等 ISO 运营的电力批发市场。在该模式下，可再生能源的收益主要来源包括生产税抵减（PTC）、投资税体抵减（ITC）等政策补贴以及购电协议收益。

（2）模式二：基于套期保值及可再生能源证书，直接参与电力批发市场

可再生能源直接参与电力市场，并通过购买电力或天然气套期保值，以规避价格风险，提高收益稳定性。可再生能源直接参与电力批发市场竞价的模式，通过日前和实时市场信号，可有效引导可再生能源适当控制发电功率，从而实现系统优化运行。为规避现货市场的价格风险，

可再生能源发电商可以购买套期保值，在卖出电力的同时，在期货市场上买进相同数量的期货合约。如此一来，当价格变动在现货市场造成亏损时，可由期货合约交易上的盈利得到弥补甚至抵消。电力或天然气套期保值执行期限一般为十年左右，不涉及现货交割，而是独立进行。

通过出售可再生能源证书，可再生能源发电商可进一步增加收益。该模式下，符合条件的可再生能源证书，可基于实际发电情况在证书市场单独出售，有时也会将已经规划好的证书通过远期合约提前出售，以降低证书价格风险。同时，对于符合条件的可再生能源发电商，可根据实际发电量享受风能生产税抵减。

该模式多存在于德克萨斯州、纽约州以及 **PJM** 等电力批发市场。在该模式下，可再生能源的收益来源主要包括生产税抵减（PTC）、投资税抵减（ITC）等政策补贴、可再生能源电力收益和证书收益。

(3) 模式三：基于差价合约或综合/虚拟购电协议，直接参与电力批发市场

可再生能源发电商直接参与电力市场，并通过签订中期或长期差价合约或综合/虚拟购电协议，降低因价格波动带来的收入风险。在差价合约（Contracts-for-Difference, CFD）下，发电商像往常一样通过电力市场出售电力产出，然后获得电力售价与执行价(strike price)之间的差别支付(difference payment)。当电力市场价格高于执行价时，发电商需要返还电力售价与执行价之间的差别，从而避免对发电商的过度支付，降低可再生能源发电商的收益风险。对于不允许使用购电协议或者购电协议无法满足激增的可再生能源项目需求的地区，综合/虚拟购电

协议（Virtual PPA, VPPA）应运而生，成为新的融资产品。电力用户与可再生能源发电商签署虚拟购电协议，约定可再生能源电力的固定价格。当发电企业按照实际市场电价卖给售电商时，用电企业将向电力生产商支付实际市场电价与约定的固定电价之间的差价。对不同的电力用户来说，通过虚拟购电协议实现可以实现两个功能。有些用户目的是实现可再生能源电力的“虚拟”获取和对可再生能源发电企业的定向支持。此外，当市场交易价格超过约定价格，用户将从虚拟的电力购买协议获利。

与电力天然气套期保值类似，差价合约以及虚拟购电协议并不涉及电力电量的实体销售。区别是前述的套期保值一般是购买电力或天然气期货进行直接或间接套期保值，对签订合约的对象没有限制；差价合约或综合/虚拟购电协议的套期保值商品是捆绑的电力和可再生能源证书，且一般是与公用事业电力公司或者企业性质的购电商签订合同。

该模式主要存在于新英格兰地区以及其他一些 ISO 运行的电力批发市场。

2.1.3 英国

（1）可再生能源义务指令

2014 年以前，可再生能源义务³是英国政府支持集中式可再生能源项目的主要政策。可再生能源义务于 2002 年制定，其内容与美国的可

³ 资料来源：《英国电力市场改革——差价合同与电价》，英国驻华大使馆，2014。本节如无特殊标注，关于英国可再生能源政策和市场机制，均参考该报告。

再生能源配额制相似，本质是提高供电商对可再生能源的购电量。同样，与可再生能源配额制类似，可再生能源义务证书是实施可再生能源义务的重要辅助工具。可再生能源义务机制要求供电商向英国天然气与电力办公室（Office of Gas and Electricity Markets, OFGEM）证明其获得了与要求比例的可再生能源义务证书（Renewables Obligation Certificates），否则将会受到处罚。可再生能源义务证书由英国 OFGEM 根据发电量向符合规定的可再生能源发电商颁发。发电商可以向电力供应商或交易机构出售可再生能源义务证书，从而获得电力批发价格之外的补贴。

可再生能源义务指令有效推动了英国可再生能源快速发展。该制度设立以来，英国可再生能源装机容量从 2002 年的 310 万千瓦提高到了 2011 年的 1230 万千瓦。

（2）基于差价合约直接参与电力市场

1) 差价合约机制建立背景

差价合同是英国新一轮电力市场改革的重要内容。英国能源与气候变化部于 2013 年 7 月公布《有关从可再生能源义务向差价合同过渡的征求意见稿》，提出差价合约从 2014 年开始实施，并在 2014 年至 2017 年与可再生能源义务并行运行。2013 年 12 月，《电力市场改革执行计划》出台，正式明确了通过电力市场改革向差价合同机制过渡。差价合约主要针对核电、可再生能源等低碳电力。对于可再生能源采取差价合同机制，主要原因如下。

一是降低可再生能源项目的投资和收益风险，支持促进可再生能源稳定发展。可再生能源义务指令下，市场批发电价以及义务凭证价格

的不确定性，给可再生能源发电商带来了很大的收益风险。这些风险在一定程度上影响投资商对可再生能源的投资决策。为了应对气候变化，实现 2020 年 15% 的可再生能源发电量目标，英国政府需要进一步吸引可再生能源投资，并保障其发电收益稳定性。2013 年发布的《电力市场改革实施计划》中测算，差价合约可能促使英国在 2020 年实现 43GW 的可再生能源装机容量，并能够满足 30%-36% 的电力需求。

二是降低可再生能源项目融资成本和差价合约执行电价，进而遏制电价上涨。自 2011 年起，英国开始关闭大量的老旧核电站和造成严重污染的燃煤发电站，预计到 2020 年，2010 年 1/5 的发电设施将被陆续关闭。电站关闭和电力基础设施的更换升级，需要耗费约 1100 英镑的投资，进而将导致电价上涨。按照新一轮改革前的市场条件，如不采取新的市场机制，预计到 2030 年居民平均电价将上涨 60% 左右⁴。差价合约机制主要针对新增可再生能源项目，采用招标方式确定合约的执行电价和合约预算分配。通过在可再生能源之间引入竞争，可有效降低项目融资成本和执行电价，从而使供电商能够以较低批发电价购买可再生能源电力，对遏制居民电价上涨起到一定作用。

2) 差价合约机制主要内容

差价合约机制建立后，可再生能源发电商参与电力市场方式不变，依旧通过竞价的方式参与电力市场。差价合约机制下的主要变化在于，发电商可以获得市场参考电价和合约执行电价的差别支付（**difference payment**）。可再生能源发电商与政府成立的差价合约订约方（CfD

⁴ 《英国低碳化电力市场改革方案初析》，王秀丽，刘春阳，2014。

Counterparty) 签订差价合约, 并规定执行电价。当市场参考电价低于执行电价 (strike price) 时, 由政府向发电商补贴电力售价与执行价之间的差价; 当参考电价高于执行电价时, 发电商需要向政府退还差价。

市场参考电价是差价合约的重要内容, 用来反映市场电价, 从而决定可再生能源发电商可以获得的差别支付。虽然参考电价不一定与电力交易的实际价格完全吻合, 但是该价格的制定需要能够反映发电商能够获得的价格水平。可再生能源的参考电价为英国大不列颠地区日前市场各小时的区域电价。参考电价的制定, 可以在一定程度上避免可再生能源发电商无限度压低市场竞价。可再生能源发电商会尽量以接近参考电价的水平竞价, 从而获得差价合同的收益。

对于陆上风电、光伏等较为成熟的可再生能源技术, 政府通过招标机制对新增可再生能源项目分配差价合约额度, 确保合约签订一定的竞争性。为了鼓励低碳技术同时确保成本最低化, 对于较为成熟的可再生能源技术, 政府采取竞争性分配机制确定差价合约额度。目前, 政府偏向于实施“清算价格支付 (pay-as-clear)”, 即所有竞标成功的差价合约项目获得相应的执行价格。基于目前的技术成本, 政府预计垃圾与污水沼气以及配有热电联产的垃圾发电项目投标额度最低, 但这些技术可能只占差价合约预算的很小一部分。陆上风电、水电和光伏项目会竞标其余的预算。对于海上风电、潮汐能等较不成熟技术, 为确保其获得充足投资, 目前不必参与竞标, 所有项目都可以政府约定的执行价格签订差价合约。

根据《有关从可再生能源义务向差价合约过渡的征求意见稿》, 可再生能源义务与差价合约将在 2014 年至 2017 年并行运行。期间, 新

项目可以选择申请两者之一。2017年4月起可再生能源义务不再接受新申请，但是会继续为已经获得可再生能源义务证书的项目提供最多20年的支持。

根据英国《电力市场改革实施计划》中的测算，差价合约将使英国2020年可再生能源装机达到4300万千瓦。

2.2 国外可再生能源参与电力市场存在的问题及措施

2.2.1 国外可再生能源参与电力市场存在的问题

(1) 电量市场

一是由于新能源发电的边际成本低，甚至可以负电价报价，大规模新能源参与市场将降低电力市场的出清价。极端情况下，市场出清价甚至为0或者负值。这将影响靠电量市场收益的火电电源获益。同时，由于新能源发电依靠其较低的边际成本总能排到发电序列的前面优先发电，其也会减少火电的电量计划，从而影响火电获益。以德国为例，可再生能源大规模发展使得电力批发市场价格大幅下跌，常规电源处于微利甚至亏损状态，未来投资意愿降低。据统计，德国峰值负荷时的电价已经由2008年的80欧元/兆瓦时降至2013年的38欧元/兆瓦时。由于德国电力市场为单一电量市场，市场电价降低对传统电源盈利能力造成较大负面影响。德国的大型发电企业一般以经营煤电、核电、天然气发电等传统电源发电项目为主。2013年，德国能源巨头RWE公司损失28亿欧元。目前，许多传统发电厂已经向德国联邦网监局申请关停。

二是新能源发电会使市场出清价波动性更强，而且，由于新能源发电出力的不确定性，新能源发电还将使日前市场和实时市场的出清价

差异变大，从而对火电等市场参与者造成更大的收益不确定性。

(2) 辅助服务市场

一是由于新能源发电的波动性和不确定性，增加系统运行备用的需求。二是系统备用需求随时间不同，且日前市场和实时市场的备用需求不同，从而增加市场参与者备用需求和价格的不确定性。三是大规模新能源发电替代系统中同步发电机和有频率响应的发电厂，如果没有增加新能源发电频率响应的措施，新能源发电将增加市场保障充足频率响应的需求。四是由于发电组合、输电约束、爬坡约束等因素导致由新能源发电的波动性和不确定性造成的系统辅助服务需求无法满足时，新能源发电将造成极端事件发生的概率增加，如更多的价格波动，从而造成用户用电成本的增加和发电机的不合理高收益。五是新能源发电增加系统灵活性需求，如果电量市场中对灵活性激励不足，则需要增加辅助服务市场中的系统灵活性激励。

目前部分国家已经开始针对以上影响调整其市场规则。例如，西班牙规定所有电源必须留有其装机容量的 1.5% 作为电网一次调频备用，可再生能源也需要参与一次调频，通常风电场都是通过从其他常规电源处购买一次调频备用容量来满足此要求。西班牙电网公司还拥有在系统紧急情况下（系统过频，线路过载和潜在的系统稳定危险等）限风电出力的权利，并且这部分电量不给补偿。

(3) 容量市场

一是增加火电机组从容量市场获益的需求。市场出清价格和传统发电机组发电量的减少将减少火电机组从电量市场的获益。如果系统仍然需要这部分发电资源短时发挥作用，并用于保障系统长期可靠性，

这些资源就更加倾向于基于容量获益，而非基于电量获益，从而就可能需要依赖容量市场或电量市场外的其他收益在市场中存活。

二是对容量市场设计提出新的需求。新能源发电需要更多的灵活性资源保障资源的充裕性，而现有的不太灵活的火电机组可能需要通过技改等措施增加其灵活性，可能需要容量市场提供足够的激励让这些机组实施技改等措施。

2.2.2 各国促进高比例可再生能源融入电力市场的措施以及启示

一是采用抬高电量市场允许竞标价机制，保证常规电源在电量市场上的盈利。ERCOT 是单一电量市场，为解决大规模新能源发电对电量市场价格的影响，ERCOT 的主要做法包括：逐步提高发电报价上限，从而提高系统资源稀缺时段的电量价格，增加提供相应服务的发电盈利。2013 年 7 月，ERCOT 的发电报价上限为 5000 美元/千瓦时，2014 年 6 月调整至 7000 美元/千瓦时，2015 年 6 月再次调高至 9000 美元/兆瓦时。

二是完善风电功率预测机制，加强风电出力偏差考核，降低市场实时平衡压力。建立风电功率考核机制。西班牙电力法规定，西班牙风电企业有义务提前将风电上网电力通报电网运营企业，如果预测不准，风电场要向电网缴纳罚款。对于常规能源发电企业，如果实际的上网电量与预测的发电量相差超过 5%，则发电企业需要向电力库支付超过上网电价数额的罚款，相差比例越高，罚款的倍数越大。但对于风电，考虑其发电量预测的难度，规定只有当相差比例超过 20% 时，才需要支付罚款，并且罚款的额度与常规电力企业超过 5% 需支付的罚款额度相

当。风电预测和实际所发电力相差比例越高，则罚款倍数也加大。在系统实时不平衡结算中，强化对风电出力的考核。ERCOT 对顶风电出力超过其指定经济调度值的 10% 时需要支付惩罚成本。

三是通过适当的辅助服务机制，调动各类灵活性电源，调节由风电等新能源波动带来系统不平衡的积极性。目前，我国由于缺乏合适的辅助服务机制，出售电量是各类电源最主要的收益途径。在电力需求放缓、电源装机过剩的情况下，各类电源发电份额竞争激烈，矛盾突出。只有通过适当的辅助服务机制，对各类电源提供灵活性给予补偿，才能有效缓解各类电源矛盾，促进可再生能源消纳。例如，PJM 通过辅助服务市场以及偏差惩罚等激励各类发电资源积极调整系统不平衡量，同时激励发电机组提高控制水平，减轻系统平衡压力。

四是逐步扩大市场范围，在更大范围中消纳新能源。美国只有区域电力市场，尚未形成全国范围内的国家电力市场，但逐步扩大市场范围已成主要趋势。美国政府已经意识到区域市场间的协调在电网规划建设、区域市场运营等方面的重要作用，因而不断推动批发市场和 RTO 范围的扩大。与此同时，各区域电力市场之间也在逐渐加强协调与合作。其中西部 ISO 建立了 2 个 RTO 共同解决问题的联合运行协议(JOA)，实现机组停运协调、紧急事故协调、数据共享等。

3. 市场过渡期促进可再生能源消纳的交易机制

3.1 电力直接交易

3.1.1 概念与内涵

2016年3月,《国家发改委关于做好2016年电力运行调节工作的通知》(发改运行[2016]413号),文中明确坚持市场化方向,积极推进直接交易,为建立完善电力市场积累经验,并研究建立市场化的电力平衡机制。

电力用户与发电企业直接交易(以下简称“直接交易”),主要是指符合准入条件的发电企业、售电企业和电力用户等市场主体,通过自主协商和集中竞价等市场化方式进行的中长期电量交易。按照是否跨越调度区,直接交易分为省内直接交易和跨省跨区直接交易;按照交易周期可分为多年、年度和月度直接交易;按照交易方式,可分为双边协商、集中竞价和挂牌等直接交易。

3.1.2 交易机制与交易现状

3.1.2.1 交易机制

(1) 省内直接交易

直接与大用户和售电公司进行直接交易,是市场过渡期可再生能源就地消纳的重要方式。

市场主体:直接交易的市场主体包括省内符合市场准入条件的可再生能源发电企业、售电企业和电力用户。其中,电力用户可以委托符合准入条件的售电企业代理参与直接交易。

交易品种:市场过渡期,可再生能源参与省内直接交易品种主要包

括年度双边协商、年度集中竞价、月度双边协商、月度集中竞价、挂牌交易等。

交易组织大体应遵循以下步骤：

1) 确定次年全年和年度交易规模

省级地方政府电力管理部门根据市场供需平衡预测，按照相关规定和计划，核定下达次年度全年直接交易市场电量规模。

2) 依次开展年度协商、年度集中竞价、月度协商、月度集中竞价等直接交易

对于年度和月度协商交易，双边达成的交易意向需提交电力交易机构和调度机构，由省调度机构对本省调度范围达成的直接交易进行安全校核，并在必要时进行调整。只有通过校核的交易意向，方可签订交易合同并由交易机构发布。

价格机制：直接交易价格由电力用户、售电企业与发电企业通过自主协商或集中竞价确定。对于集中竞价交易，直接交易价格采取发电企业和电力用户、售电企业双向报价的形式，按照统一价差的方式出清。直接交易价格为发电侧价格，用户侧购电价由直接交易价格、输配电价（含线损和交叉补贴）、政府性基金及附加组成。

3) 调整发用电计划

市场过渡期，由于未完全放开发用电计划，可再生能源发电机组参与直接交易的发电容量，应按照一定规则确定参与直接交易的发电容量，并将其从计划电量中剔除。

4) 实施直接交易

电力交易机构在各类年度交易结束后，应汇总经安全校核后的交

易结果并发布。电力调度机构应按该交易结果合理安排电网运行方式，保障交易结果的执行。参与直接交易的可再生能源发电机组、电力用户、售电企业按要求履行直接交易合同。

(2) 跨省跨区直接交易

市场主体：市场过渡期，可再生能源跨省跨区直接交易的市场主体包括省内符合市场准入条件的可再生能源发电企业、电网企业、售电企业和电力用户。其中，具有直接交易资格的可再生能源发电企业、电力用户可以委托售电企业或者电网企业代理参与交易。因此，对于可再生能源发电企业，参与跨省跨区交易模式可分为直接参与交易和委托交易。

一是可再生能源发电企业直接参与交易。送端地区可再生能源发电企业可与受端地区电力用户、售电企业或电网企业签订直接交易合同。通过直接与外省地区交易，减少了中间环节，形成了较为合理的市场价格信号，发电资源得到优化配置。这一模式的开放程度较高，为向现货市场过渡的打下了良好的基础。

二是可再生能源发电企业委托送端地区电网企业或售电企业参与交易。通过建立委托代理机制，代理可再生能源发电企业的电网企业或售电企业，可以基于其代理的不同电源类型、用户类型的发电特性和负荷特性进行购售电统筹，并实现交易信息的充分利用，有利于电力交易的可靠性，保证送端地区的电力电量平衡。

价格机制：根据《电力中长期交易基本规则（试行）》，包括可再生能源在内的跨省跨区交易的受电落地价格由成交价格（送电价格）、输电价格（费用）和输电损耗构成。输电损耗在输电价格中已明确包含的，

不再单独或者另外收取；未明确的，暂按前三年同电压等级线路的输电损耗水平，报国家发展改革委、国家能源局备案后执行。输电损耗原则上由买方承担，经协商一致，也可以由卖方或者买卖双方共同承担。跨省跨区交易输电费用及网损按照实际计量的物理量结算。

3.1.2.2 交易现状

2016年，北京电力交易中心组织开展“三北”风电、光伏发电等新能源外送交易，全年新能源省间交易电量完成363亿千瓦时，同比增长23.5%。宁夏-山东、哈密-郑州、宁东-浙江三大外送通道完成新能源交易电量130亿千瓦时，占比36%；东北新能源省间交易电量113亿千瓦时，占新能源总发电量的25%。

3.1.3 实施建议

一是建立安全校核以及偏差考核机制。交易合同签订前，进行预安全校核；日前调度运行时，进行安全校核。涉及跨省跨区的直接交易，须提交送、受端地区调度机构共同进行安全校核。实时调度运行时，实际交易电力与提交的电力交易曲线允许有一定的偏差，但当偏差超过一定比例时，应进行合同转让交易，否则应按照偏差考核机制进行偏差惩罚。偏差惩罚费用可用于调峰辅助服务分摊。

二是适时放开跨省跨区联络线计划。市场过渡期跨省跨区直接交易可分为两个阶段。一是联络线计划阶段，联络线年度和月度计划未放开时，联络线日前和日内计划应充分考虑新能源预测，根据最新预测情况实时调整联络线计划。二是联络线计划放开阶段。年度联络线交易电量不再由电网企业确定；而是根据各省新能源、传统能源签订的跨省跨

区交易的长期合约情况决定。同时，长期合约在实际履行时不仅提交交易电量，而且应该提交交易电力曲线等信息。

3.2 调峰辅助服务交易

3.2.1 概念与内涵

由于电力负荷存在峰谷平特性，需要由并网发电机组、可中断负荷或电储能装置，按照电网需求，通过平滑稳定地调整机组出力、改变机组运行状态或调节负荷，满足具有峰谷特性的负荷，实现电力平衡。并网发电机组、可中断负荷或电储能装置提供的该类服务被称为调峰辅助服务。

调峰是我国电力系统调度运行中特有的概念，在国外电力市场中调峰不被认为是一个典型辅助服务品种，而是通过现货市场的分时电价来引导负荷高峰和低谷时段进行出力调整的。但在我国电力市场的过渡期，随着大比例可再生能源接入，调峰资源成为很多地区可再生能源消纳的主要制约因素。在未建立成熟的现货市场、未形成合理峰谷电价机制之前，建立调峰交易机制，利用市场化手段解决调峰问题、促进可再生能源消纳的一种可行选择。

建立调峰交易机制的近期目标在于通过引入市场化机制调动火电机组等自愿调峰的积极性，挖掘现有资源的调峰能力，解决低谷调峰和低谷风电消纳问题。远期目标在于引导供热机组等资源进行灵活性改造，促进灵活性资源投资。

3.2.2 交易机制与交易现状

3.2.2.1 交易机制

(1) 东北现行调峰交易机制

东北地区是调峰辅助服务交易的先行者。2014年10月，东北电力调峰辅助服务市场化交易开始启动。2016年11月，东北能源监管局按照国家能源局指示精神，连续出台《东北电力辅助服务市场专项改革试点方案》、《东北电力辅助服务市场运营规则(试行)》，标志着东北电力辅助服务市场专项改革试点工作正式启动。因此，主要以东北为例，介绍现行调峰交易机制⁵。

市场主体范围：提供调峰辅助服务的市场主体包括火电机组、生物质发电机组（100MW及以上容量）、抽水蓄能、可中断负荷、电储能设施等。调峰费用分担主体包括风电、光伏电站、核电以及不提供调峰服务的火电机组。

交易品种：主要包括实时深度调峰、跨省调峰、火电应急启停调峰、机组停机备用、可中断负荷调峰、电储能调峰、抽蓄超额使用辅助服务、黑启动等。

1) 实时深度调峰

调峰辅助服务分类：火电机组实时深度调峰可以分为基本义务调峰和有偿调峰。基本调峰辅助服务不参与补偿，有偿调峰辅助服务补偿费用原则上由未提供有偿调峰辅助服务的发电企业分摊。

⁵ 东北调峰辅助服务相关资料来源：国家电网公司新能源消纳与东北电力辅助服务市场建设运行情况调研座谈会。

基本义务调峰是指火电厂单位统计周期(15min)内平均负荷率(以下简称“负荷率”)大于有偿调峰基准时所提供的调峰辅助服务。核电负荷率参照火电计算。其中,平均负荷率=火电厂开机机组发电电力/火电厂开机机组容量×100%

有偿调峰辅助服务是指负荷率小于或等于有偿调峰补偿基准时所提供的辅助服务。

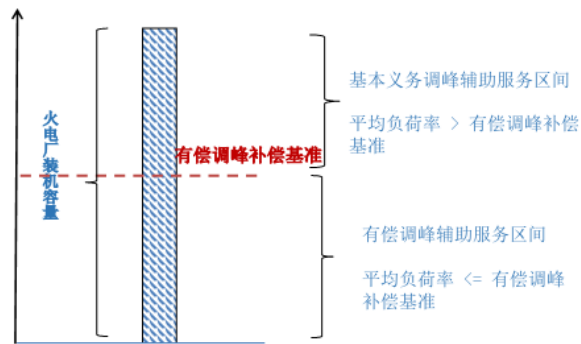


图 3-1 东北电网基本义务调峰与有偿调峰示意图

有偿调峰基准体现热电厂与纯凝火电厂、供热期与非供热期差别。

表 3-1 东北电网火电厂有偿调峰基准

时期	火电厂类型	有偿调峰补偿基准
非供热期	纯凝火电厂	负荷率 50%
	热电厂	负荷率 48%
供热期	纯凝火电厂	负荷率 48%
	热电厂	负荷率 50%

交易-调用规则: 为鼓励火电厂调峰, 有偿调峰采用“阶梯式”报价机制, 发电企业须在日前提交有偿调峰辅助服务报价, 对报价设置区间限制, 通过报价高低确定次日电厂提供的有偿调峰辅助服务的先后次序。调峰辅助服务的日内调用遵循“保证电网安全的前提下按需调用”原则。基本调峰优先于有偿调峰, 低价调峰优先于高价调峰。

表 3-2 东北电网火电厂调峰率报价档位

时期	报价档位	火电厂类型	火电厂负荷率	报价下限 (元)	报价上限 (元)
----	------	-------	--------	----------	----------

				(/kWh)	(/kWh)
非供热期	第一档	纯凝火电厂	$40% < \text{负荷率} \leq 50\%$	0	0.4
		热电厂	$40% < \text{负荷率} \leq 48\%$		
	第二档	全部火电厂	负荷率 $\leq 40\%$	0.4	1
供热期	第一档	纯凝火电厂	$40% < \text{负荷率} \leq 48\%$	0	0.4
		热电厂	$40% < \text{负荷率} \leq 50\%$		
	第二档	全部火电厂	负荷率 $\leq 40\%$	0.4	1

补偿机制： 实时深度调峰有偿辅助服务补偿费用由省内负荷率高于有偿调峰基准的火电厂、风电场、核电厂等共同分摊，支付的补偿费用按照参与分摊的发电量比例折算。

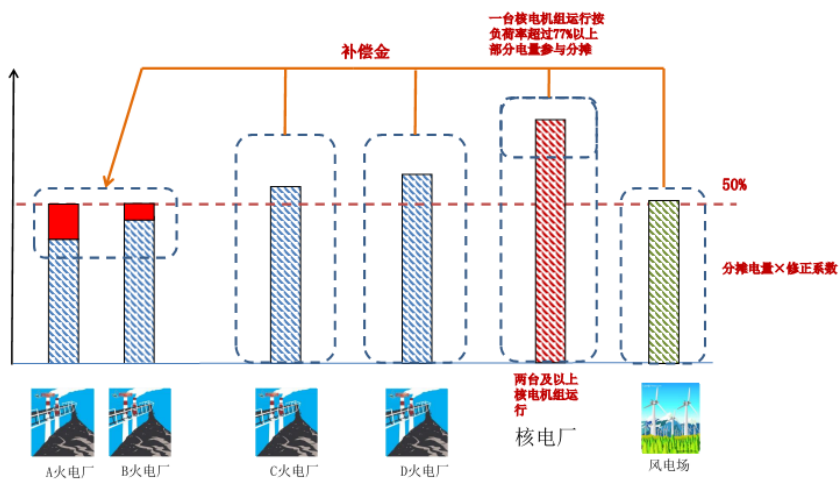


图 3-2 东北电网实施深度调峰费用分摊机制示意图

为鼓励火电厂加大调峰力度，火电厂分摊机制也采用“阶梯式”折算方法。火电厂负荷率在 80% 以上的电量承担分摊金额乘以折算系数 2.0，负荷率在 70%-80% 的电量承担分摊金额乘以折算系数 1.5，其余折算系数为 1.0。

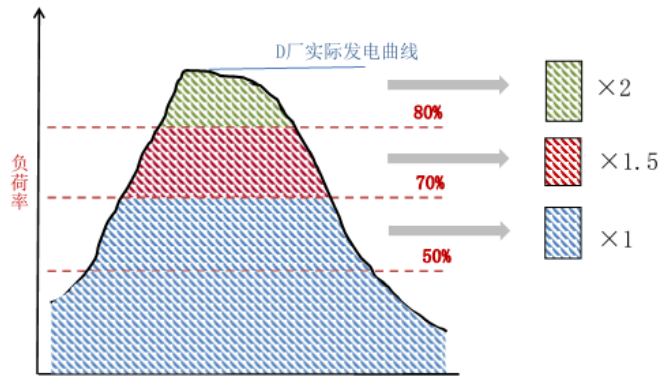


图 3-3 东北电网实时深度调峰“阶梯式”补偿机制示意图

2) 跨省调峰交易

跨省调峰交易的交易-调用规则、补偿机制与实时深度调峰类似，主要特点在于当东北地区某省区因调峰原因出现弃风时，将根据其他省区调峰情况，优先组织无偿调峰支援，再按照价格由低到高的顺序组织有偿调峰。跨省调峰辅助服务价格为各省区调峰辅助服务实际出清价格。

3) 火电应急启停调峰

火电机组应急启停调峰是指为满足调峰需求而提供的启停服务。调度会将启停原因记录在案，以区别常规启停与应急启停调峰。应急启停调峰实行一次性定额补偿，按月统计并结算。火电机组应急启停调峰补偿价格为实际出清价格。补偿费用由未提供该辅助服务的发电企业根据月度运行调峰有偿辅助服务分摊费用比例进行分摊。

表 3-3 东北电网火电应急启停调峰报价档位

机组额定容量级别（万千瓦）	日前报价上限（万元/次）
10	50
20	80
30	120
50-60	200
80-100	300

4) 火电停机备用

火电机组停机备用，是指通过火电机组停机一个月以上，将电力电量空间转让给风电和核电机组等。火电停机备用，一是将低谷时段电力空间定向转让给风电、核电机组，转让的电力功率实时对应；二是将非低谷时段发电量空间转让给其他机组，只需转让电量对应。在年度发电计划中，可将对应的出让电量取消，从而实现增大可再生能源消纳空间的目的。

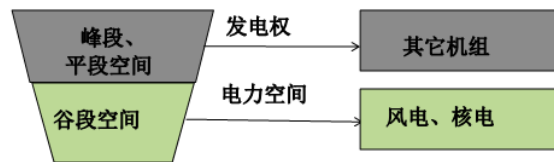


图 3-4 东北电网火电停机备用示意图

5) 可中断负荷调峰

可中断负荷调峰交易是指电蓄热设施等负荷在电网负荷低谷时段通过电热转换等手段拉动低谷用电负荷，为风电和核电创造发电空间，并从与之交易的风电和核电获得相应补偿。因此，东北地区的可中断负荷调峰本质上是一种需求侧响应。

可中断负荷调峰交易在本省（区）范围内开展，交易周期为月度及以上，交易模式分为双边交易和集中交易。其中，集中交易成交价格为匹配成交的风电企业和可中断负荷用户申报价格的平均值。

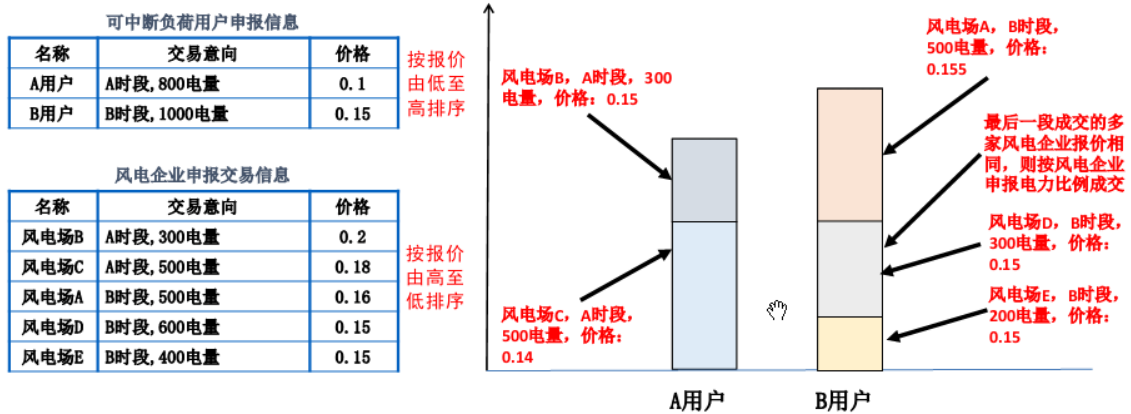


图 3-5 东北电网可中断负荷调峰交易核心规则示意图

6) 电储能交易

电储能调峰是指采用蓄电设施通过在低谷时段或弃风弃核时段吸收电力, 在其他时段释放电力, 从而起到移峰填谷的作用。要求电储能调峰主体充电功率在 1 万千瓦以上, 持续充电时间在 4 小时以上。调峰辅助服务的价格区间为 0.1-0.2 元/千瓦时。

7) 其他交易品种

抽蓄超额使用有偿辅助服务:传统上, 东北地区大部分抽蓄提供无偿辅助服务。超额使用有偿辅助服务是本次试点的最新交易品种, 对于东北抽蓄项目高一全国平均抽水电量部分, 给予一定补偿, 费用由全网电厂分摊。抽水利用小时高于全国平均抽水利用小时 0-100% 部分, 给予 0.01 元/千瓦时补偿; 100%-200% 部分, 给予 0.02 元/千瓦时补偿; 200% 以上部分, 给予 0.03 元/千瓦时补偿。

黑启动辅助服务:黑启动是指整个系统因故障停运后, 系统全部停电处于全“黑”状态, 不依赖别的网络帮助, 通过系统中具有自启动能力的发电机组启动, 带动无自启动能力的发电机组, 逐渐扩大系统恢复范围, 最终实现整个系统的恢复。黑启动辅助服务分为能力费和使用费,

能力费按水电机组 2 万元/月、火电机组 10 万元/月补偿；使用费按照每台次 500 万元补偿。

3.2.2.2 交易现状

2014 年 10 月，东北电力调峰辅助服务市场化交易开始启动。2017 年 1 月 1 日，东北电力辅助服务市场试点正式运行。东北地区自辅助服务市场运行两年来（2014 年四季度至 2016 年四季度），全网实时深度有偿调峰辅助服务 38.88 亿千瓦时，实际最高出清价格 1.000 元/千瓦时，最低出清价格 0.200 元/千瓦时。2014 年四季度至 2016 年四季度，东北全网风电受益电量⁶最大估计值 131.80 亿千瓦时。

3.2.2.3 调峰价格区间

市场过渡期，在调峰资源紧缺的地区，稳定并适当的调峰价格对于引导灵活性资源投资、提高调峰深度具有重要意义。调峰价格区间灵活，或者上下限更新机制。价格信号不仅有利于实现短期调峰资源的优化配置，而且有利于引导灵活性资源投资。对于目前调峰资源紧缺地区，考虑到深度调峰改造费用，以及由于调峰带来的发电量损失等要素，建立更为完善的调峰激励机制，确定更为合理的调峰价格，提升不同资源的参与调峰以及进行灵活性改造的积极性。

以实时深度调峰为例，假定设定两档调峰价格区间，提出合理区间上限的测算方法。大致思路如下：

1) 测算第一档调峰价格上限 X

假定已知各类型各容量火电机组燃料成本-出力关系。

⁶ 风电受益电量按照市场启动后，火电机组实际出力低于电监局规定最小出力的累计电量估计得出。该估计值可能大于实际收益电量。

- 根据最大调峰需求时段机组在线率水平，测算第一档调峰最大容量
- 根据火电机组燃料成本-出力关系和火电标杆电价，测算基本负荷率的发电收益和成本。
- 根据火电机组燃料成本-出力关系、火电标杆电价和调峰价格 X ，测算第一档负荷率下的机组发电收益、调峰收益和成本。
- 计算上述净收益相等的调峰价格 X 。

2) 测算第二档调峰价格上限 Y

估计实时深度调峰最大需求。

根据最大调峰需求时段机组在线率水平，测算第二档调峰最大容量。并判断：

情况一：当实时深度调峰最大需求大于第二档最大调峰供给，以最大调峰需求为基准，测算第二档调峰价格上限

- 根据火电机组燃料成本-出力关系以及火电标杆电价、第一档调峰电价上限，测算第一档负荷率的发电收益、调峰收益以及发电成本
- 根据火电机组燃料成本-出力关系和实时深度最大调峰需求，按照机组成本从高到低安排调峰容量，获得最优的调峰调度结果
- 根据最优调峰调度结果、火电标杆电价以及调峰价格上限 Y ，优化测算第二档负荷率下的机组发电收益、调峰收益和成本。
- 上述两种净收益相等，可得调峰价格区间上限。

情况二：当实时深度调峰最大需求大于第二档最大调峰供给，按照后者计算调峰价格上限

- 根据火电机组燃料成本-出力关系以及火电标杆电价、第一档调峰电价上限，测算第一档负荷率的发电收益、调峰收益以及发电成本
- 根据火电机组燃料成本-出力关系、火电标杆电价以及调峰价格上限 Y ，优化测算第二档负荷率下的机组发电收益、调峰收益和成本
- 上述两种净收益相等，可得调峰价格区间上限。

3.2.3 实施建议

3.2.3.1 费用分摊机制

目前调峰费用由参与分摊的机组按照某种形式的发电量比例进行分摊。这种方式简单易用，但没有体现带来系统调峰需求的机组（或负荷）应该承担的责任。为充分应对高比例可再生能源对系统调峰等灵活性等方面带来的挑战，在现货市场建立之前，未来发电侧的调峰费用分摊有以下两种可能的方式：

一是适当拉大发电侧峰谷价差，有利于应对可再生能源出力波动性。可再生能源出力具有随机性和波动性。其中，出力波动性（例如风电的反调峰特性）与电力负荷的峰谷平特性相结合，增加了系统调峰需求。实行发电侧的峰谷电价机制，并适当拉大峰谷价差，有利于优化配置不同时段的发电出力，提高系统电力平衡能力。

二是将可再生能源出力偏差作为调峰费用分摊的重要依据，有利于促进可再生能源提升功率预测准确性和可信度。可再生能源发电功率预测不仅是技术问题，更重要的是管理与机制问题。可再生能源依照

功率预测曲线提交发电计划，并有义务依照计划进行发电。如果实际发电出力与发电计划存在较大偏差，且增加了系统的调峰需求，应根据偏差电量比例分摊调峰费用。将实际出力与预测出力的偏差纳入调峰费用分摊中，使得可再生能源承担相应的平衡责任，有利于提高可再生能源对出力准确预测的积极性。

3.2.3.2 其他建议

一是建立短缺调度机制。当实时运行时，出现调峰辅助服务短缺的情况，调度机构有权紧急调用可用资源，事后按照经验报价出清结算，从而保障系统安全稳定运行。

二是探索鼓励自备电厂调峰的价格机制。自备电厂是否参与调峰，在不同地区具有争议。与其强制要求自备电厂参与调峰，不如通过市场化方式，探索鼓励自备电厂调峰的价格机制。

3.3 发电权交易

3.3.1 概念与内涵

“十一五”期间，我国计划关停 5000 万千瓦小火电，按期或提前关停的小火电机组的年度发电量指标面临如何处理的问题。同时，关停小火电期间所带来的电力缺口，需要通过可再生能源和大功率火电机组替代发电进行填补。此外，“十一五”期间，我国正在推进节能调度试点，按照能耗标准高低优先安排发电顺序，高耗能机组直接面临少发电或不发电的情况，因此节能调度原则与年度电量指标落实存在一定矛盾。在此背景下，2008 年 3 月，电监会印发《发电权交易监管暂行办法》，为高效环保机组替代低效、高污染火电机组发电提出了明晰的操作方

式。

发电权交易是指符合准入条件的发电机组、发电厂等市场主体之间以市场方式实现电量替代的交易行为，也称替代发电交易。发电权交易原则上由高效环保机组替代低效、高污染火电机组发电，由水电、核电等可再生能源发电机组替代火电机组发电。

“十二五”期间，为协调风火发电矛盾，有效促进大规模风电消纳，部分地区开始推进风火发电权交易。**风火发电权交易**是指，当系统由于调峰或网架约束等原因被迫弃风时，参与交易的火电企业（含自备火电厂，下同）减少发电，为与其交易的风电企业提供发电空间，风电企业给予火电企业一定经济补偿。例如，为破解蒙东地区风电消纳难题，2012年，东北电监局会同内蒙古自治区经信委联合印发《蒙东地区风火替代交易暂行办法》，建立了我国首个风火替代交易市场。

以风火发电权交易为主的可再生能源发电权交易，本质上一种基于权益买卖的金融交易，同时也是传统计划体制下电量分配制度的产物。在发用电计划未完全放开的情况下，传统电源仍拥有年度发电量指标，相当于保障企业收益的一种长期合约。当前我国弃风、弃光问题的主要原因之一是电源装机整体过剩，各类电源发电空间不足。发电权交易提供了一种在机组间重新调整发电份额分布的手段，既提高了可再生能源消纳水平，又使火电发电机组获得了一定的经济补偿。同时，在发电计划未完全放开的市场过渡期，发电权交易将机组的年度合同电量指标与最终所发电量进行了解绑，在一定程度上提高了执行发电计划的灵活性。

3.3.2 交易机制与交易现状

3.3.2.1 交易机制

市场主体：可再生能源发电权交易的市场主体包括符合准入条件的可再生能源发电企业、常规火电企业、自备电厂等。

市场过渡期，发电计划仍未完全放开，各类参与交易的市场主体仍存在年度基础电量指标。在这种情况下，可再生能源与常规火电企业、自备电厂的发电权交易大体遵循以下步骤：

1) 确定各类发电机组的年度合同电量

机组年度合同电量既包括国家指令性计划、政府间框架协议规定的基础电量，也包括优先发电合同、电力直接交易合同中明确的交易电量。明确机组年度合同电量是市场过渡期发电权交易的基础。

2) 组织可再生能源与常规火电机组、自备电厂，依次开展年度和月度发电权交易

发电权交易既可采用集中竞价模式，也可采用双边或挂牌模式。交易合同签订前，发电权交易主体将交易意向提交调度机构，进行预安全校核，并将安全校核结果返回发电权交易主体。安全校核通过后，方签订交易合同。

3) 实施发电权交易

按照发电权交易合同，购买发电权的可再生能源机组增发相应电量，售出发电权的火电机组为可再生能源机组让出发电空间。发电权交易实施日前，需向调度机构提交电力交易曲线进行安全校核，必要时调度机构有权对电力交易曲线进行调整，并将安全校核通过的电力交易曲线下达交易主体。同时，对于机组年度电量指标与实际调度量之间的

较大电量差异，也可以采用发电权交易的方式进行协调。

3.3.2.2 交易现状

省内：2016年，印发《国家电网公司关于加快推进燃煤自备电厂清洁替代的实施意见》，全面推进可再生能源替代燃煤自备电厂发电。宁夏、甘肃、新疆开展企业自备电厂与新能源发电企业替代交易，分别增发新能源电量 8.15 亿、24.75 亿、61.2 亿千瓦时。

省间：2016年，宁夏新能源替代上海火电机组 0.74 亿千瓦时。

3.3.3 实施建议

一是不仅要明确总交易电量，而且明确并及时向调度机构提交交易电力曲线。目前的发电权交易，原则上每年只签订一次，鼓励签订长期协议。但长期协议中规定了交易电量，交易时段和电力曲线并不明确，在实时调度时只能将长期交易电量按月分解，并进一步形成日电力曲线，缺乏灵活性的分解方式并不能有效应对风电出力的不确定性，给调度机构落实发电权交易带来了困难。为更有效促进可再生能源消纳，市场过渡期的发电权交易，不仅应确定总交易电量，而且应明确及时向调度机构提交电力交易曲线，并在日前及时更新交易曲线。

二是建立交易曲线偏差考核机制。实时调度运行时，实际交易电力与提交的电力交易曲线允许有一定的偏差，但当偏差超过一定比例时，应按照考核机制进行偏差惩罚。偏差惩罚费用可用于调峰辅助服务分摊。

三是开展灵活多样的发电权交易，例如鼓励同一发电集团内部发电权交易，促进跨省区发电权交易等。同一发电集团内部往往同时存

在火电与可再生能源机组，具有良好的发电权交易空间。从发电企业角度，集团内部替代可以规避市场风险，保障替代效益，从而激励发电权交易意愿。另外，推动自备机组、热电机组参与发电权交易，进一步扩大发电权交易的空间。我国部分地区可再生能源集中式大规模发展，造成本地消纳困难。通过跨省区发电权交易实现电力资源大范围优化配置，既能促进可再生能源跨省跨区消纳，又能有效缓解部分省环保压力。

3.4 短期市场

3.4.1 概念与内涵

目前仅靠为可再生能源预留电量空间的方式，很难有效解决“三弃”问题。提升可再生能源消纳比例，必须要为新能源提供电力空间。因此，在中长期市场之外，未来电力体制改革中，促进新能源消纳的关键在于建立与系统实时运行密切相关的短期市场。这里的短期市场主要是指日前和实时等电力交易市场，既包括电量市场又包括备用容量市场。

从国际经验来看，即使是电力市场化改革较早的欧美国家，近年来为了应对高比例可再生能源并网带来的挑战，也开始在短期市场设计上做出改变。例如，美国 PJM 市场通过在各个较小平衡区域之间增强互联，从而增加互联电网之间的协调性。欧洲改善市场设计以实现在不同国家平衡区之间的跨国电力交易。而我国在短期市场建立之初，就要考虑如何解决高比例可再生能源消纳问题，这是未来市场化改革的重要挑战之一。

3.4.2 设计原则

尽管我国短期市场设计不会与其他国家和地区模式完全相同，但

通过总结欧美国家和地区的市场设计经验，仍可以为我国短期市场设计给出如下建议。

(1) 短期市场应设计之初，便应根据电网实际情况尽量进行精细化设计。

根据市场的精细化程度，短期市场可以分为两类——“低精细度”和“高精细度”市场。精细度是指地理精细度(节点定价 VS 大型价区)、时间精细度(五分钟实时电价是现有市场中最高的精细度)等。这里重点讨论地理精细度。

对于**低精细度市场**，在市场出清过程中几乎不考虑电力系统的网络传输约束等物理特性，这些特性需要由调度运行机构在系统运行之前进行考虑(如果电网实际发生阻塞，则会在日前市场出清之后调用价格更高的发电机组进行缓解，但这不会对日前市场电价产生影响)。也就是说，市场运营和系统运行是分离的。**高精细度市场**在出清时即考虑了电网传输等约束条件，可以更好地反映电力系统运行的经济性特点，而且提高了电网运行安全性。例如，美国 PJM 等一些电力市场，采用了节点定价模式。

欧洲一些国家电力市场采用的是简单的低精细度设计，其主要原因是欧洲电网阻塞程度较低。随着可再生能源比例不断增加，可能会产生更加严重的电网阻塞，这将增加系统运行风险；或者系统运行时的调度结果明显偏离市场出清调度结果，造成市场效率的降低。为此，欧洲不得不不断引入新的市场产品，这导致市场设计变得复杂。因此，有必要在市场设计时尽量提高精细度。

我国可再生能源集中式发展特点使得我国输电网架约束较多，因

此，市场运行和调度机构统一、地理精细度较高的市场可能是短期市场设计的首选。节点定价模式可能是我国短期市场设计的方向。

(2) 实时市场应对采用统一边际电价进行出清，应尽量使发电报价反映实际成本。

一是对于所有发电机组用统一电价进行出清，有利于反映系统中发电机组的边际成本，从而释放正确的价格信号引导发电机组对发电计划进行调整。

二是发电报价应带有位置信息，反映不同位置（节点或价区）的边际发电成本。传统发电机组以及集中式可再生能源发电机组为单位进行报价，分布式电源机组根据地理位置进行报价。

三是报价应尽量反映机组的固定成本以及变动成本。例如，对于传统火电机组，既提交启动成本（固定成本），又提交单位发电成本（变动成本）。

(3) 为应对高比例可再生能源的波动性和预测误差，可在日前和实时市场中增加日内市场或者运行备用容量交易。

在发电机组非计划停运或负荷出现意外偏差的情况下，系统运营机构必须能够实现系统平衡。随着可再生能源发展，发电计划需要进行越来越频繁的调整，以补偿日内风电和太阳能发电的预测误差，即日前与实时之间的误差。因此，可以通过建立**日内价格市场**，使可再生能源与其他市场参与者及时重新安排其发电计划来满足系统电力平衡。日内市场一般是指实时运行的 2 到 6 个小时之前。

此外，也可通过合同约定**运行备用容量**应对日前计划和实时运行的偏差。运行备用容量有很多类型，例如同步备用或调频备用等，不同

市场根据所需产品对备用可以有不同的定义。由于涉及到不同时间尺度市场的协调，因此一般要对运行备用和电量进行联合优化。在接近实时运行时段，允许系统运行机构对发电机组进行直接调度。

(4) 价格信息的透明度，对于市场运行至关重要。

市场交易过程中，市场运营机构应及时披露价格信息，以使发电机组可以根据价格信号对提交的下一阶段发电计划进行调整。同时，系统运行机构得到更新的发电计划后，可以更及时的制定调度计划，以应对高比例可再生能源等带来的波动性。

4. 中远期我国可再生能源参与电力市场模式探索

4.1 中远期我国电力市场形态

根据国外电力市场建设经验以及我国国情，中远期来看，我国电力市场形态将呈现以下几个特点：

(1) 中长期市场与短期现货市场结合，实时市场功能加强

我国电力市场改革路径基本是从中长期电量交易开始的。未来电力市场成熟期，电力市场的中长期交易多采用远期（包括远期差价合同）、期货、期权等形式。远期合同能够为电力用户提供稳定的电力供应，同时为发电商带来长期稳定的需求，而且能够锁定电力价格以回避电价波动风险，因此，世界各国的电力市场均大量采用远期合同进行电力交易。

无论在传统的计划管理还是在新的电力市场体制下，电力电量平衡问题都属于电力系统运行的核心问题。电力市场成熟期，电力短期现货市场是保障电力实时平衡的市场化机制。在电力市场中，电能与其他商品最大的不同在于不便于大量存储，必须发、输、配、用电同时完成，这也是电力市场的特殊性。而大规模可再生能源发电、用电负荷又具有一定的随机性和波动性，也就是说发电和负荷预测不能达到 100% 准确，所以用户与发电企业进行直接交易不能保证发、用电的实时平衡，还必须借助公共电力交易平台上组织的日前、日内、实时等短期现货市场，才能实现实时平衡。因此，电力市场发展趋势是实时功能有所加强。未来，中长期市场和短期现货市场结合，是我国成熟期电力市场的基本形态。

(2) 电力金融交易成为重要交易品种

与其他大宗商品市场一样，完整的电力市场不仅包括电力现货市场，而且包括电力金融市场两部分。电力金融市场能够吸引大量的市场参与者，不仅包括发电商、购电商等电力行业成员，还包括金融市场的大量投资者和投机者。对比电力现货市场交易的对象是电力，**电力金融市场交易品种包括电力期货、期权、差价合约等金融性电力衍生品。**

电力金融市场是现货市场的完善与补充，能够吸引广泛的市场参与者，增强电力市场的竞争性，发现电力市场真实的电力现货价格，为电力现货交易提供可靠的风险控制。因此，电力金融交易为电力市场参与者提供了多样的市场交易方式和风险管理工具，抑止现货电价飞升，有利于电力市场的稳定。

(3) 可再生能源价格竞争力增强

目前，在一些国家和地区，可再生能源发电成本已下降到与化石燃料发电成本持平甚至更低的水平，太阳能光伏能源正在进一步拉低可再生能源发电成本。彭博新能源财经(BNEF)发布最新长期预测报告《2016 新能源展望》，预计到 2040 年每兆瓦时陆上风电和太阳能光伏发电的平准化成本将分别下降 41%和 60%。2020 至 2030 年间，这两种技术将成为许多国家最便宜的发电方式。

与此同时，电力市场按照**边际成本（边际价格）出清的方式**，可再生能源低边际成本带来的价格竞争力将进一步显现。在成熟的电力批发市场中，发电企业对每个小时发电量进行报价，然后根据购电需求进行**边际价格统一出清**。即，边际成本较低的首先竞价成功，边际成本稍高的排在第二位，以此类推。当竞价成功的电量与需求量相同时，最后

一个竞价成功的电源报价就是出清电价，所有竞价成功的电源都按照出清价格进行结算。

电源边际成本主要就是燃料成本。可再生能源发电的燃料成本为零，其边际成本接近零，因此是最优先竞价上网的电源。其他电源边际成本从低到高依次为核电、煤电、气电，这也是各类电源竞价上网顺序。正因为如此，在一些国家和地区，曾出现或者正在出现可再生能源参与市场竞价后，大幅拉低市场批发电价的现象。

(4) 引入碳排放交易市场

未来，有望在电力市场中引入排放权交易市场，作为中国未来电网实现节能减排的市场手段。污染排放最受关注的是温室气体，排放温室气体的发电机组在规定的交易时段结束时，必须有足够的温室气体排放权以覆盖其在交易时段内所排放的温室气体，否则会受到严重的处罚。排放权可以在排放权交易市场进行买卖，显然，减排成本低的发电企业倾向于采用减排技术减少温室气体排放、出售排放权以获得收益；减排成本高的发电商倾向于在排放权交易市场购买排放权。

碳交易市场可分为强制交易市场和自愿交易市场。如果一个国家或地区政府法律明确规定温室气体排放总量，并据此确定纳入减排规划中各企业的具体排放量，为了避免超额排放带来的经济处罚，那些排放配额不足的企业就需要向那些拥有多余配额的企业购买排放权，这种为了达到法律强制减排要求而产生的市场就称为强制交易市场。而基于社会责任、品牌建设、对未来环保政策变动等考虑，一些企业通过内部协议，相互约定温室气体排放量，并通过配额交易调节余缺，以达到协议要求，在这种交易基础上建立的碳市场就是自愿碳交易市场。

4.2 中远期我国可再生能源参与电力市场的可能路径

目前,我国可再生能源实行标杆上网电价政策和补贴,补贴资金在全网销售电价分摊,这一政策的实施极大地促进了可再生能源产业的发展,但也带来了一些问题。一是新能源装机规模的不断扩大,超出了电网装机需求;二是相比可再生能源装机规模,全社会用电量增速减缓,补贴资金缺口不断增加。随着可再生能源度电成本逐年降低,我国已通过降低不同资源区的标杆上网电价和补贴,从而适当调整可再生能源发展规模和布局,同时缓解补贴缺口问题。随着的深入开展,原有的标杆电价模式将很快被市场交易电价取代,原有的补贴模式失去了补贴的基础,可再生能源的盈利模式也将随之改变。

中远期来看,我国可再生能源参与电力市场并从中获取收益的可能路径有以下几种:

(1) 路径一: 市场竞价+固定补贴

可再生能源参与市场竞争,并获得一定额度补贴,形成“市场竞价+固定补贴”的盈利模式,将成为我国下一阶段支持可再生能源发展的重要路径选择。一种补贴方式是类似于德国,可再生能源可选择参与市场竞价,依照市场出清价获取卖电收益,同时单位发电量还可获得相对固定的溢价补贴(Feed-in-Premium, FIP)。另一种是采用税收抵免方式来减少投资和发电成本,从而提高可再生能源发电商的收益。相比与现行的固定上网电价政策,市场竞价和固定补贴方式的优点主要体现在以下几个方面:

一是市场价格信号对于可再生能源投资规模和产业布局起到重要的引导作用。固定电价方式下,由于市场电价信号无法发挥其调节作用,

容易造成过度投资、无序发展的情况。通过可再生能源参与市场竞价，并给予固定补贴的路径，可再生能源投资者会根据市场电价、可再生能源投资成本，通过对长期投资收益进行评估，进而对投资规模、技术类型等方面做出投资决策。因此，相比于固定电价方式，市场竞价和固定补贴方式，更有利于促进建设和发电成本有竞争力的可再生能源技术类型快速发展，从而实现资源合理配置。

二是短期现货市场价格信号对可再生能源发电行为也起到一定引导作用。短期现货市场中，电力价格变化可以在一定程度上反映系统电力供需情况。例如，负荷高峰时段电价偏高，低谷时段电价偏低，在有些允许负电价竞价的电力市场中（如德国），大规模可再生能源发电进入市场，低谷时段会出现负电价。为了最大化收益，可再生能源发电商发电计划会随着市场电价的变化而有所调整。例如，在将检修尽量安排在负荷低谷时段，负电价时段适当减少竞标电量等。

三是可再生能源往往需要承担类似于常规电源的电力系统平衡义务。选择参与电力市场竞价并获得固定补贴的可再生能源发电机组，有义务承担系统电力平衡责任。例如，如果可再生能源发电预测出现偏差，那么可再生能源发电商需要通过在日内市场买卖电量，维持电力供需平衡，否则要承担为满足供需平衡而产生的费用。

“市场竞价+固定补贴”方式，是新能源发电从全额收购逐步转为完全竞价上网的一种过渡方式，适用于新能源发电已达较大规模，发电成本已经显著下降，但其在市场中仍相对弱势阶段。通过推动新能源在有补贴的条件下参与电力市场，促进新能源提高自身技术水平，增强竞争力，并承担调峰等义务，缓解电网运行压力。但由于新能源在补贴

条件下可以以零甚至负报价参与市场竞争，将可能拉低批发市场边际电价，影响其他发电主体的盈利，需要建立完善的电力市场架构，保证各方利益，保障系统安全。

(2) 路径二：市场竞价+固定补贴+绿证交易

可再生能源参与市场竞争，获得一定额度补贴的同时，还通过绿证交易，形成“市场竞价+固定补贴+绿证交易”的盈利模式，是下一阶段我国支持可再生能源发展的又一过渡路径选择。该方式同样适用于新能源发电已达较大规模，发电成本已经显著下降，但其在市场中仍相对弱势阶段，尤其适用于致力于建立配额制但尚未健全的环境下。一方面，绿色证书交易不仅作为实施配额制的辅助手段，同时为可再生能源增加一种获利途径。另一方面，在配额制尚未健全的情况下，绿色证书交易认购强制力不足，自愿认购带来的收益并不足以支撑可再生能源发展。这种情况下，通过给予适当额度补贴，是可再生能源增强竞争力，从而实现向“市场竞价+配额制和绿色证书交易”方式的过渡。

(3) 路径三：市场竞价+配额制和绿色证书交易

通过实施可再生能源发电配额考核，配套实施绿色证书交易，形成“市场竞价+配额制和绿证交易”盈利模式，是未来支撑我国可再生能源发展的重要另一重要路径选择。可再生能源配额制（Renewable Portfolio Standards, RPS）的本质是要求提高可再生能源发电量在总发电量/售电量中的占比。配额制通常是强加给电力供应商的，为了使之更有效地履行这一义务，通常会建立绿色证书交易市场。通过向每一为满足配额进行绿色发电的机组发放证书，并进行绿证交易，可以实现以下作用：

一是追踪再生能源电力在电力市场中的流向。由于电力一旦上网，各种能源资源产生的电力将完全同质的在电网中流动和使用，无法再进行区分。通过可再生能源证书，追踪再生能源电力在电力市场中的流向，便于实现对 RPS 承担主体的考核。

二是提高执行 RPS 的灵活性。在 RPS 框架下，证书供应方是可再生能源发电商，需求方是承担配额义务的零售电商。一些零售电商，无法完全依靠购买可再生能源电力完成配额制目标，则可通过在证书市场购买一定数量的证书完成。这种方式提高了配额标准执行的灵活性，成为相关企业满足监管要求的重要手段。

三是反映可再生能源电力的环境属性以及其他社会价值。可再生能源电量的价值由两部分组成：一是电量本身的物理价值，反映为电力价格；二是因其环境效益和其他社会效益而具有的价值，反映为证书价格。通常来说，可再生能源供应商（例如风电场）每生产 1 MWh 电力，将获得一份可再生能源证书。该证书既可与电力捆绑出售，又可与电力解绑，在区域或全国范围零售市场单独出售或通过远期合同提前出售。销售可再生能源证书，为促进可再生能源发展提供了一种激励途径。

根据市场上的证书交易是否可用来满足 RPS 目标，可再生能源证书市场分为强制市场（Compliance Markets）和自愿市场（Voluntary Markets）。强制市场是用以完成配额制目标的证书交易平台。通过在强制市场进行证书交易，配额制承担主体将其作为辅助工具，满足配额制要求。自愿市场（Voluntary Markets）是为那些不受配额制约束、自愿进行证书交易的个人和企业而提供的市场。自愿市场的建立，为配额制以外的可再生能源发电提供了收益机会。可再生能源发电商获得的证

书，不能在强制市场售出的部分，可以在自愿市场交易。同时，通过自愿市场，有经济承受能力、具有环境保护意识的个人和企业，通过自愿的方式，购买可再生能源电力或证书，便于更好地履行公民和企业的社会责任。

“**市场竞价+配额制和绿证交易**”方式，消除了新能源发电的“特殊性”，回归其作为能源商品的“普遍性”，有利于激励新能源发电根据市场供需情况调整自身出力，减轻系统运行压力，同时创造公平公正的市场环境，适用于新能源发电已经具有较强市场竞争力的发展阶段，代表未来新能源参与电力市场的发展方向。同样，由于新能源发电边际成本低，将可能拉低批发市场边际电价，影响其他发电主体的盈利，因此需要建立完善的电力市场架构，保证各方利益，保障系统安全。

2017年1月，国家发展改革委、财政部、能源局发布《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》以及《绿色电力证书核发及自愿认购规则》，明确自2017年7月1日起正式开展认购工作，鼓励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。

（4）路径四：无补贴情况下的市场竞价

可再生能源在无补贴情况下参与电力市场竞争，适用于可再生能源具有强市场竞争力阶段。一方面，可再生能源发电度电成本大幅降低，与传统能源相比具有竞争力；另一方面在市场竞价过程中，可再生能源可以依靠边际成本优势获得优先发电机会。同时，在配置调节装置的情况下，可再生能源可以参与辅助服务市场。

(5) 碳交易市场以及对可再生能源消纳的影响

碳交易机制是实现节能减排的重要机制，通过买卖碳排放权来进行，本质上也是一种配额交易机制。国家通过控制碳排放权总量，并限额向企业发放碳排放权，来促使企业减少碳排放，并对超过配额的排放设定罚款。在碳交易市场中，企业可以通过直接购买碳排放权限额来抵消超额的碳排放量，从而实现最低的减排成本。

碳市场和电力市场具有密切联系。虽然碳市场和电力市场规则、品种可以独立运作，但两者联系密切。

一是两者目标相通。新一轮电改以低碳发展为目标，而碳市场本就是采用市场机制来促进低碳的排放，换言之，两者目标在本质上一致。

二是发电企业同时是碳市场和电力市场的市场主体，即发电企业既需要在碳市场中竞争，也需要参与到电力市场中来。例如，由于可再生能源为可再生能源，可再生能源发电商可以在碳市场出售碳排放权而获益。

三是价格相互影响。未来电力市场中，外部环境成本将反映在电价中，因此碳价高低会对电力现货市场价格有所影响，进而影响不同电源收益、投资和电源结构等。例如，如果政府通过干预提高碳价，则为可再生能源发电商带来更高收益，从而刺激更多可再生能源投资。

四是碳交易和绿色证书交易之间可以起到相互促进的作用，同时对发电权交易会产生影响。碳交易的开展会增加发电企业的运营成本，进而对发电权交易产生影响。

4.3 中远期可再生能源参与电力市场交易方式

中远期，我国可再生能源参与电力市场的可能交易方式可分为以下两种：

(1) 与电网公司、售电公司或大用户签订长期购电协议

为规避价格风险，可再生能源发电商签订长期购电协议长期购电协议（Power Purchase Agreement, PPA）的方式出售电力。签订长期购电协议的购电方可能是电网公司、售电公司和大用户。可再生能源发电商与电网公司签订购电协议，由电网公司进一步在现货市场中出售可再生能源发电。

在绿色证书交易机制存在的情景下，购电协议可分为捆绑购电协议（Bundled PPA）和非捆绑购电协议（Unbundled PPA）。其中，捆绑购电协议将可再生能源电力和证书捆绑交易，非捆绑购电协议只包含电能交易，不包含证书交易。通过签订长期购电协议，提前锁定交易价格，可再生能源发电商可以保证稳定的收入来源。

由于可再生能源发电具有波动性和随机性，电力系统运行也有一定的不确定性，弃风、弃光无法完全避免，从而带来一定的经济损失。为分配损失责任，避免大量弃风、弃光，此时，可在捆绑购电协议中规定响应机制。对于与电力公司签订购电协议的情况，可以约定弃风、弃光补偿机制，例如约定相应损失由电力公司承担，这样可在一定程度上提高电力公司在批发电力市场售出可再生能源电力的积极性。对于与售电公司或大用户签订购电协议的情况，可以在约定售电量的同时，约定售电曲线范围，在售电曲线范围内的弃风、弃光，本质上属于可再生能源提供了辅助服务，应按照相应辅助服务补偿或交易办法予以补偿。

(2) 直接参与竞争性电力批发市场，竞价出售可再生能源发电，并通过差价合约或其他期货、期权合同规避价格风险

这种方式适合电力市场成熟期，短期现货市场建设较为完善的阶段。可再生能源直接参与电力批发市场竞价，通过日前和实时市场信号，可有效引导可再生能源适当控制发电功率，从而实现系统优化运行。为规避现货市场的价格风险，可再生能源发电商可以签订差价合约或其他期货、期权合同，规避价格风险。

在可再生能源发电商直接参与市场模式下，由于可再生能源边际成本较低，加上证书收益或者固定补贴优惠，一般来说可再生能源发电越多，收益越大。为了获得优先发电机会，可再生能源发电商在电力批发市场中会主动压低市场报价，极端情况下甚至以负电价进行竞价。为了支持可再生能源发电，一般允许可再生能源提交负的报价。然而，大规模可再生能源的报低价行为，会降低电力市场的出清价，致使一同竞价的其它电源发电商收益受到影响。

在应对可再生能源发电商压低报价行为方面，可从国外电力批发市场总结相关经验。例如，为降低风电竞负价对传统电源盈利的影响，拥有单一电量市场的 **ERCOT** 采取以下措施。一是逐步提高发电报价上限，从而提高系统资源稀缺时段的电量价格，增加提供相应服务的发电商盈利。2013 年 7 月，**ERCOT** 的发电报价上限为 5000 美元/千瓦时，2014 年 6 月调整至 7000 美元/千瓦时，2015 年 6 月再次调高至 9000 美元/兆瓦时。二是在实时市场中加入运行备用需求曲线，根据系统实际运行备用容量与需求备用容量的差异计算一个额外的价格，作为溢价加到市场出清价的基础上，作为发电机组的额外收益。

5. 结论与建议

5.1 结论

1. 新一轮电力体制改革落地速度快于预期，针对可再生能源消纳重点提出了优先发电、直接交易、替代发电等政策机制。

(1) 建立优先购电、优先发电制度，坚持可再生能源优先上网。

(相关文件：《关于推进电力市场建设的实施意见》、《关于有序放开发用电计划的实施意见》、《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》、《国家发展改革委关于做好 2016 年电力运行调节工作的通知》以及山西、云南、甘肃、河南、新疆、山东、湖北、四川、辽宁、陕西等综合改革试点方案)

(2) 鼓励可再生能源发电企业参与市场直接交易，鼓励跨省跨区消纳新能源。(直接交易相关文件：《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》、《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》以及甘肃、新疆、湖北等综合改革试点方案)。(跨省跨区消纳相关文件：中发 9 号文配套文件《关于推进电力市场建设的实施意见》、《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》、《国家发展改革委关于放开银东直流跨区部分送受电计划的复函》以及山西、广西、新疆等综合改革试点方案)。

(3) 鼓励可再生能源供热、替代燃煤发电以及实施电能替代。(替代发电相关文件：《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》、《国家发展改革委关于改善电力运行调节促进可再生能源多发满发的指导意见》以及北京、甘肃、河南、湖北等综合改革试点方案)。

(电能相关文件:《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》以及北京、甘肃等综合改革试点方案中提出,鼓励实施电能替代)。

(4) 提高辅助服务补偿力度,完善推广电力调峰市场机制。(相关文件:《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》、《国家发展改革委办公厅关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》、《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》、山西、甘肃、新疆等综合改革试点方案)

(5) 积极促进可再生能源全额保障性收购,完善可再生能源开发利用目标引导等制度。(保障收购相关文件:《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》以及贵州、云南、甘肃、河南、山西、安徽等综合改革试点方案)。(目标引导相关文件:《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导》以及北京、广西综合改革试点方案提出,建立可再生能源目标引导和考核制度)。

2. 国外市场环境下针对可再生能源参与市场总结如下经验:

(1) 国外可再生能源参与市场的典型模式包括“市场竞价+溢价补贴”、“配额制和绿色证书+长期购电协议”、“配额制和绿证+市场竞价”、差价合约等。**一**是在溢价补贴下参与电力市场竞价交易(如德国)。**二**是在配额制下签订长期购电协议,捆绑或单独出售可再生能源证书,同时可享受税收抵减等优惠(如美国加州)。**三**是在配额制下直接参与市场竞价,同时通过出售绿色证书获得收益,并可通过金融合约规避价

格风险（如美国大部分竞争性区域市场）。四是直接参与电力市场，并签订差价合约，约定执行电价，从而提高收益稳定性（如英国）。

（2）适时完善新能源价格补贴机制，推动新能源积极参与电力市场，是我国新能源实现更大规模发展的必要选择。固定上网电价加全额收购，是新能源发展初期为推动新能源快速发展的有效激励政策，但是随着新能源规模增大，补贴额度不断增加以及对电网影响日益凸显。建立合理的可再生能源补贴机制，是多数国家的政策调整方向。

（3）现货市场能充分发挥可再生能源边际成本优势。在国外市场化环境下，可再生能源主要通过参与现货市场实现消纳。可再生能源发电借助低边际成本优势，在现货市场中自动实现优先调度，有效促进可再生能源电力消纳。借鉴国外经验，我国也需尽快建立电力现货市场，并鼓励可再生能源以适当的方式参与现货市场交易。

（4）完善辅助服务机制是市场过渡期促进可再生能源消纳的保障。在电力需求增速放缓、电源装机过剩的情况下，我国各类电源发电份额竞争激烈，矛盾突出。国外电力市场中，现货市场价格是对调动调峰资源的最有效途径。但我国目前尚未建立现货市场的情况下，只有通过适当的辅助服务机制，对各类电源提供灵活性给予补偿，一方面充分调动现有灵活性资源潜力，才能有效缓解各类电源矛盾，促进可再生能源消纳；另一方面调动各类型，尤其是灵活性较高的电源投资的积极性，保障电力系统长期的安全可靠运行。

（5）逐步扩大市场范围，在更大范围中消纳新能源。美国只有区域电力市场，尚未形成全国范围内的国家电力市场，但逐步扩大市场范围已成主要趋势。美国政府已经意识到区域市场间的协调在电网规划

建设、区域市场运营等方面的重要作用，因而不断推动批发市场和 RTO 范围的扩大。与此同时，各区域电力市场之间也在逐渐加强协调与合作。其中西部 ISO 建立了 2 个 RTO 共同解决问题的联合运行协议(JOA)，实现机组停运协调、紧急事故协调、数据共享等。

3. 市场过渡期我国促进可再生能源消纳的关键市场化机制包括直接交易、调峰辅助服务交易和发电权交易等。

(1) 直接交易。直接交易（省内和省间）包括与售电企业、大用户开展双边协商、集中竞价等交易。其中，跨省跨区直接交易模式可分为两种，一是可再生能源直接参与交易，二是委托送端地区电网企业或售电企业参与交易。直接交易实施建议如下：

一是建立安全校核以及偏差考核机制。日前调度运行前，应提交于交易曲线，用来进行安全校核。涉及跨省跨区的直接交易，须提交送、受端地区调度机构共同进行安全校核。实时调度运行时，实际交易电力与提交的电力交易曲线允许有一定的偏差，但当偏差超过一定比例时，应进行合同转让交易，否则应按照偏差考核机制进行偏差惩罚。偏差惩罚费用可用于调峰辅助服务分摊。

二是适时放开跨省跨区联络线计划。市场过渡期跨省跨区直接交易可分为两个阶段。**一是**联络线年度和月度计划未放开时，在制定联络线日前和日内计划时充分考虑新能源预测是十分困难的，只能根据最新预测情况实时调整联络线计划。**二是**联络线计划放开阶段，联络线交易电量和功率和电力根据各省新能源、传统能源签订的跨省跨区交易的合同情况决定。此时，直接交易在实际履行时不仅提交交易电量，而且提交交易电力曲线等信息。

(2) 调峰辅助服务交易

在未建立成熟的现货市场、未形成合理峰谷电价机制之前，建立调峰辅助服务市场是解决调峰问题的一种过渡手段。提供电力调峰辅助服务的市场主体为火电机组、水电机组以及电储能设施等，调峰费用由风电、核电以及不提供调峰服务的火电机组分摊。调峰辅助服务交易实施建议如下：

一是适当拉大发电侧峰谷价差，有利于应对可再生能源出力波动性。可再生能源出力具有随机性和波动性。其中，出力波动性（例如风电的反调峰特性）与电力负荷的峰谷平特性相结合，增加了系统调峰需求。实行发电侧的峰谷电价机制，并适当拉大峰谷价差，有利于优化配置不同时段的发电出力，提高系统电力平衡能力。

二是将可再生能源出力偏差作为调峰费用分摊的重要依据，有利于促进可再生能源提升功率预测准确性和可信度。可再生能源依照功率预测曲线提交发电计划，并有义务依照计划进行发电。如果实际发电出力与发电计划存在较大偏差，且增加了系统的调峰需求，应根据偏差电量比例分摊调峰费用，使得可再生能源承担相应的平衡责任，有利于提高可再生能源对出力准确预测的积极性。

三是建立短缺调度机制。当实时运行时，出现调峰辅助服务短缺的情况，调度机构有权紧急调用可用资源，事后按照经验报价出清结算，从而保障系统安全稳定运行。

四是探索鼓励自备电厂调峰的价格机制。自备电厂是否参与调峰，在不同地区具有争议。与其强制要求自备电厂参与调峰，不如通过市场化方式，探索鼓励自备电厂调峰的价格机制。

(3) 发电权交易

当前我国弃风、弃光问题的主要原因之一是电源装机整体过剩，各类电源发电空间不足。可再生能源发电权交易，通过市场化手段对可再生能源与传统电源发电份额进行调整，一定程度上提高了执行发电计划的灵活性，从而有利于促进可再生能源消纳。发电权交易实施建议如下：

一是不仅约定总交易电量，而且应及时向调度机构提交交易电力曲线。目前，发电权交易仅约定了交易电量，交易电力曲线并不明确，在实时调度时只能将长期交易电量按月分解，并进一步形成日电力曲线，缺乏灵活性的曲线制定方式并不能有效应对风电出力的不确定性，给调度机构落实发电权交易带来了困难。只有不仅约定总交易电量，同时约定及时向调度机构提交电力交易曲线，才能更有效落实发电权交易，促进可再生能源消纳。

二是建立交易曲线偏差考核机制。实时调度运行时，实际交易电力与提交的电力交易曲线允许有一定的偏差，但当偏差超过一定比例时，应按照考核机制进行偏差惩罚。偏差惩罚费用可用于调峰辅助服务分摊。

三是开展灵活多样的发电权交易，例如鼓励同一发电集团内部发电权交易，促进跨省区发电权交易等。同一发电集团内部往往同时存在火电与可再生能源机组，具有良好的发电权交易空间，集团内部替代可以规避市场风险，保障替代效益，从而激励发电权交易意愿。另外，通过跨省区发电权交易实现电力资源大范围优化配置，既能促进可再生能源跨省跨区消纳，又能有效缓解部分省环保压力。

5.2 建议

一是进一步优化电源优先发电次序，进一步放开发电计划。进一步优化核电、水电、风电、光伏等可再生能源消纳优先级。将核电、水电等低成本的电源作为优先发电机组，首先用于满足居民、公用事业用电需求；然后是风电和光伏发电。逐步降低其他常规电源的基数电量，逐步缩减发电计划电量，使其逐步通过市场化交易方式确定发电计划，扩大市场交易电量，最终实现进入电力批发市场。

二是尽快研究和完善促进可再生能源跨省跨区交易的政策机制，促进可再生能源跨省跨区消纳。根据国家能源局关于可再生能源竞价上网的有关规定，以及国家发改委关于完善跨省跨区输电价格的有关要求，研究制定可再生能源跨省跨区价格疏导机制，合理分配跨省跨区交易收益。研究建立可再生能源配额制试点的可行性，进一步打破省间壁垒，提高跨省跨区消纳可再生能源的积极性。

三是逐步放开可再生能源参与市场化交易。中发 9 号文件及配套文件提出鼓励可再生能源主动参与电力市场，但目前出台的全额保障性收购办法不允许在月度保障性收购电量未完成的情况下结算市场交易部分电量。在目前各省保障性小时数难以达到的环境下，可再生能源市场化交易将难以持续。建议尽快明确允许可再生能源自由参与市场化交易，通过市场化手段消纳可再生能源。

四是加强可再生能源功率预测管理与考核，提高预测信息可信度。可再生能源发电功率曲线对于电网运行安全和机组组合具有重要的影响。可再生能源发电功率预测不仅是技术问题，更重要的是管理与机制问题。通过建立可再生能源功率偏差考核机制，提高预测信息的可信度，

是目前可再生能源预测管理的关键问题。可再生能源发电商依照功率预测曲线提交发电计划，并有义务依照计划进行发电。对于提交的发电计划，调度机构有义务组织全额消纳，如果实际发电能力与发电计划偏差较大，应给予可再生能源发电商一定的惩罚。只有这样，可再生能源预测功率才会有足够的可信度和可用性。

五是探索现货市场组建办法及规则。市场环境下，可再生能源主要依靠现货市场的灵活优化调节功能进行消纳。目前我国市场还偏重于中长期交易，日前和日内灵活交易、增加调峰调频能力的市场机制还不完善，需要尽快探索出台现货市场组建办法以及规则，为未来通过建立现货市场实现电力平衡，促进可再生能源消纳奠定基础。

参考文献

- [1]. 英国驻华大使馆. 英国电力市场改革—差价合同与电价[R]. 北京: 2014.
- [2]. 国家电网公司. 三北” 新能源运行消纳情况调研报告[R]. 北京: 2016.
- [3]. 国家发改委 国家能源局关于印发《电力中长期交易基本规则(暂行)》的通知(发改能源[2016]2784号)[Z].
- [4]. 国家电网公司东北分部. 东北电网电力调峰辅助服务市场建设及新能源跨省消纳情况[R]. 沈阳: 2017.
- [5]. 国家能源局关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函(国能监管[2016]292号)[Z].
- [6]. IEA. Re-power markets: market design and regulation during the transition to low-carbon power systems [R], 2016.
- [7]. 康重庆, 杜尔顺, 张宁,等. 可再生能源参与电力市场:综述与展望[J]. 南方电网技术, 2016, 10(3):16-23.
- [8]. 王秀丽, 刘春阳. 英国低碳化电力市场改革方案初析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 10-17.
- [9]. 谢俊, 汪震, 杨欢,等. 对未来电力市场形态的若干思考[J]. 电力科学与技术学报, 2011, 26(4):50-56.
- [10]. 王彩霞, 李琼慧. 国外新能源消纳市场机制及对我国启示[J]. 中国能源, 2016, 38(8).
- [11]. 马莉, 范孟华, 郭磊, 等. 国外电力市场最新发展动向及其启示. 电力系统自动化, 2014, 38(13): 1-9.
- [12]. 冯天天. 绿证交易及碳交易对电力市场的耦合效应分析模型研究[D]. 华北电力大学(北京), 华北电力大学, 2016.
- [13]. 赵文会, 高姣倩, 于金龙, 等. 计及碳交易和绿色证书交易机制的发电权交易模型[J]. 可再生能源, 2016, 34(8):1129-1137.

附件

附表 1 我国可再生能源发电相关政策文件

序号	分类		日期	文件
1	电力改革类文件	中发9号文	2016.3.15	《中共中央 国务院关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发[2015]9号）
		9号文配套文件	2015.11.30	《关于推进输配电价改革的实施意见》
				《关于推进电力市场建设的实施意见》
				《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》
				《关于有序放开发用电计划的实施意见》
				《关于推进售电侧改革的实施意见》
				《关于加强和规范燃煤自备电厂监督管理的指导意见》
		9号文配套文实施细则	2016.7.13	《国家发改委 国家能源局关于有序放开发用电计划工作的通知（征求意见稿）》
			2016.10.08	《售电公司准入与退出管理办法》
				《有序放开配电网业务管理办法》
		地方改革综合试点文件	2016.1.28	《山西省电力体制改革综合试点实施方案》
			2016.4.18	《云南省进一步深化电力体制改革试点方案》
			2016.4.26	《贵州省电力体制改革综合试点方案》

可再生能源参与电力市场模式研究

序号	分类		日期	文件
			2016.5.26	《广西电力体制改革综合试点实施方案》
			2016.8.26	《海南省电力体制改革试点方案》
				《北京市电力体制改革综合试点方案》
			2016.8.29	《甘肃省电力体制改革试点方案》
			2016.8.31	《湖北省电力体制改革综合试点方案》
				《四川省电力体制改革综合试点方案》
				《辽宁省电力体制改革综合试点方案》
				《陕西省电力体制改革综合试点方案》
				《安徽省电力体制改革综合试点方案》
			2016.9.7	《河南省电力体制改革综合试点方案》
				《新疆维吾尔自治区电力体制改革综合试点方案》
				《山东省电力体制改革综合试点方案》
			2016.10.09	《宁夏回族自治区电力体制改革综合试点方案》
			2	可再生能源消纳制度类文件
保障性收购	2016.5.31	《国家发展改革委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的通知》（发改能源[2016]1150号）		
配额制	2016.2.29	《国家能源局关于建立可再生能源开发利用目标引导制度的指导意见》（国能		

可再生能源参与电力市场模式研究

序号	分类		日期	文件
				新能（2016）54号）
3	综合类文件		2015.3.23	《关于改善电力运行调节促进可再生能源多发满发的指导意见》（发改运行〔2015〕518号）
			2015.10.19	《国家发展改革委办公厅关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》（发改办运行〔2015〕2554号）
			2016.2.5	《国家能源局关于做好“三北”地区可再生能源消纳工作的通知》（国能监管〔2016〕39号）
			2016.3.8	《国家发展改革委关于做好2016年电力运行调节工作的通知》（发改运行〔2016〕413号）
			2016.4.5	《国家发展改革委办公厅关于同意甘肃省、内蒙古自治区、吉林省开展可再生能源就近消纳试点方案的复函》（发改办运行〔2016〕863号）
			2016.6.21	《国家能源局关于推动东北地区电力协调发展的实施意见》（国能电力〔2016〕179号）
4	专项类文件	跨省跨区	2015.4.20	《国家发展改革委关于完善跨省跨区电能交易价格形成机制有关问题的通知》（发改价格〔2015〕962号）
			2016.3.11	《国家发展改革委关于放开银东直流跨区部分送受电计划的复函》（发改运行〔2016〕441号）
			2016.4.4	《国家发展改革委关于规范跨省发电、供电计划和省级发电、供电计划备案核准报送审批工作的通知》（发改运行

可再生能源参与电力市场模式研究

序号	分类		日期	文件
				[2016]744号)
			2016.5.30	《国家发展改革委关于国家电网2016年跨省跨区送受电计划的复函》(发改运行[2016]1142号)
		辅助服务	2016.6.28	《国家能源局综合司关于下达火电灵活性改造试点项目的通知》
			2016.6.7	《国家能源局关于促进电储能参与“三北”地区电力辅助服务补偿(市场)机制试点工作的通知》(国能监管[2016]164号)
			2016.7.22	《国家发展改革委国家能源局关于印发<可再生能源调峰机组优先发电试行办法>的通知》(发改运行[2016]1558号)
			2016.10.28	《国家能源局关于同意开展东北区域电力辅助服务市场专项改革试点的复函》(国能监管[2016]292号)
			2016.6.3	《国家能源局关于印发<电力规划管理办法>的通知》(国能电力[2016]139号)
		规模管理	2016.6.4	《国家发展改革委国家能源局关于完善光伏发电规模管理和实行竞争方式配置项目的指导意见》(发改能源[2016]1163号)
			2016.7.18	《国家能源局关于建立监测预警机制促进风电产业持续健康发展的通知》(国能新能[2016]196号)
		电能替代	2016.5.25	《关于推进电能替代的指导意见》(发改能源[2016]1054号)

可再生能源参与电力市场模式研究

序号	分类		日期	文件
		直接交易	2016.7.27	《国家能源局综合司同意印发<京津唐电网电力用户与发电企业直接交易暂行规则>》(国能综监管[2016]472号)