

新形势下新能源消纳机制研究

国网能源研究院

2016 年 01 月

摘要

近年来，我国新能源发展步伐加快，风电、太阳能光伏新增装机量均位列世界第一。随着我国新能源装机规模的持续快速增长，新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”地区新能源发展迅猛、装机增速远高于负荷增速，部分地区弃风问题较为严重。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》提出完善并网运行服务，支持新能源、节能降耗和资源综合利用机组上网，积极推进新能源发电与其他电源、电网的有效衔接，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、无障碍上网问题的几点要求。因此，结合我国当前电力体制改革背景，如何通过机制建设缓解新能源并网消纳矛盾是当前亟需研究的重点问题。

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，解读出台的电力体制改革文件，深入分析新形势下我国新能源消纳可能面临的问题，并研究美国、德国等典型国家在促进新能源消纳的电力市场机制设计方面的经验。再次，在分析我国新能源优先消纳创新机制相关实践及拟开展试点的基础上，研究新形势下我国新能源消纳机制，并基于电力生产模拟开展新能源消纳机制案例研究。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。

课题主要研究成果包括如下五个方面：

（一）分析我国电力体制改革新形势及对新能源消纳的要求

2015年3月，国务院下发中央文件〔2015〕9号《关于进一步深

化电力体制改革的若干意见》(以下简称“中发 9 号文”)。按照文件精神,此轮电力改革的重点和路径是“三放开一独立三强化”,即:有序放开输配以外的竞争性环节电价,有序向社会资本放开配售电业务,有序放开公益性和调节性以外的发用电计划;推进交易机构相对独立;进一步强化政府监管,进一步强化电力统筹规划,进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。目前,国家已经开始推进输配电价改革试点工作,先后确定深圳、蒙西、湖北、安徽、宁夏、云南、贵州等七个省区进行试点,其中深圳、蒙西、宁夏的改革方案已经获批。目前,国家已经出台 6 份改革配套文件,分别涉及电力市场建设、交易体制改革、发用电计划改革、输配电价改革、售电侧体制改革以及燃煤自备电厂监督管理。

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。2015 年 3 月下发的《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》(发改运行[2015]518 号)已经从统筹年度电力电量平衡,积极促进清洁能源消纳,加强日常运行调节,充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间,加强电力需求侧管理,通过移峰填谷为清洁能源多发满发创造有利条件等方面对促进新能源消纳提出指导意见。同时,出台的电力市场建设、交易体制改革、发用电计划改革等多份电力体制改革配套文件中也对新能源消纳有重要论述。

(二) 深入解读出台的电力体制改革配套文件对新能源消纳的提法,提出新形势下我国新能源消纳可能面临的问题

综合考虑我国新能源发展阶段、外部体制机制环境以及电力系统运行管理特点,改革形势下我国新能源运行消纳存在两种模式:

在非试点地区，新能源不直接参与电力市场，以优先发电的形式，继续保留在发用电计划中，同时也鼓励其参与直接交易，进入市场；在试点地区，新能源作为优先发电签订年度电能量交易合同，根据分散式市场或集中式市场等不同市场类型，按实物合同或差价合同执行。

未来电力体制改革形势下，新能源消纳可能存在以下问题：一是在法律规定的全额保障性收购条件下，优先发电交易如何操作需要进一步明确。二是非试点地区缺乏常规机组中长期交易电量与调峰调频容量的协调机制，在调峰调频补偿机制缺失或激励不足的情况下，可能造成常规电源通过中长期交易锁定大量发电量，而调峰调频能力不足，影响实时新能源消纳。三是试点地区缺乏有利于新能源消纳的中长期合约与现货市场有效协调机制，分散式市场中可能出现现货市场调峰能力不足，影响新能源消纳。四是试点地区交易与调度缺乏有效协调机制，日前市场的交易和调度分工界面不完全明晰。五是尚缺乏调动系统灵活性、保障系统安全运行的具体市场架构和规则设计。

（三）系统分析国外适应大规模新能源接入的电力市场机制，提出对我国市场建设的启示

目前国际上由于新能源发电成本、市场模式等情况有别，新能源消纳模式主要有三种：一是新能源不参与竞价交易的模式；二是有溢价补贴的新能源直接参与电力市场模式；三是无补贴的新能源直接参与电力市场模式。固定上网电价+全额收购，是对新能源产业发展最直接有效的激励机制之一，操作简单、实施效果好，适用于新能源发展初期，促进新能源发展。但随着新能源发电规模增加，电网消纳新能源的压力将大大增加。有溢价补贴的新能源直接参与电力市场模式，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，但在市场中仍相对弱势阶段。无补贴的新能源直接参与电力市场模式，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，代表未来新能源参与电力市场的发展方向。国外协调风火利益矛盾、适应大规模新能源接入的电力市场解决策略包括：推动可再生能源发电由享受带补贴的优先发电向完全市场化逐步演变；采用抬高电量市场允许竞标价、给予补全支付等机制，保证常规电源在电量市场上的盈利；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；加强风电提供辅助服务管理，增加系统调峰资源；逐步扩大市场范围，在更大范围中消纳新能源。

（四）基于电力生产模拟模型量化分析新能源消纳机制效果

基于案例系统重点分析改变发电计划安排方式、常规机组深度调峰等在促进新能源消纳方面的效果。案例仿真结果表明在现有系统发电计划制定方式下，随着常规机组深度调峰能力增加，系统弃风率降低。风电接入水平越高，常规机组深度调峰对缓解系统弃风的贡献也越大。案例系统风电装机 3000MW 情况下(系统峰值负荷 8844MW)，常规机组调峰深度降低一个百分点，系统弃风量降低约 0.6%。风电接入 6000MW 时，常规机组调峰深度增加 1 个百分点时，系统弃风率约降低 1%。随着调峰深度增加，深度调峰每降低一个百分点时，系统弃风率降低幅度减小，说明深度调峰每降低一个百分点对系统弃风率降低的贡献减弱。在常规机组保持现有调峰深度不变的情况下，

改进机组组合策略，考虑风电功率预测信息，并根据机组启停特性安排机组运行方式可以有效降低系统弃风比例。短期来看，在现有机组组合方式不变的情况下，常规机组深度调峰可以缓解系统弃风限电，促进新能源消纳。但对于未来高比例可再生能源系统，改变发电计划制定方式，是促进新能源消纳的更有效方式。案例系统风电装机3000MW情况时，不改变现有机组组合方式下常规机组深度调峰增加5个百分点左右与改进机组组合策略的效果类似。但随着风电接入水平的增加，如果仍然采用机组组合基础场景，即不改变现有机组组合方式，则需要常规机组调峰深度需增加15~20个百分点才能达到与采用改进机组组合策略类似的效果。

（五）提出新形势下促进我国新能源消纳的政策建议

新形势下促进我国新能源消纳的政策建议：近期，以加强和改进电力规划、电力运行、价格政策为重点推进机制创新和综合试点。具体包括：一是探索推进清洁能源消纳机制创新。推动建立不同电源之间利益补偿机制，继续尝试电力辅助服务；完善需求响应机制，推进电能替代，拓展清洁能源富集地区本地消纳；及早解决供热电厂盈利模式问题，释放热电厂灵活性。二是完善适应清洁能源发展需要的电力运行机制。完善支持清洁能源优先消纳的运行调节手段，调整发电和送受电计划安排原则，在保障电网安全运行、电力可靠供应的前提下，放开对清洁能源优先调度的机制束缚；提高清洁能源优先调度的运行控制水平，定量评估各地区电网清洁能源消纳能力，精细化开展机组组合、经济调度、备用安排和实时控制。三是扩大运行机制综合改革试点。在新增用电需求难以满足消纳新增清洁能源发电需要的清洁能源消纳困难地区，开展在存量中为清洁

能源发电争取市场空间的方式和机制的探索，并在全国范围推广实施清洁能源优先调度。中长期，以参与市场化改革和健全管理体系为重点推进可再生能源升级转型。具体包括：一是强化总体能源战略、公平竞争环境和系统转型升级。建立优先发展清洁能源的总体能源战略，明确 2030、2050 年战略目标；推进资源环境税和碳市场体系建设，形成促进清洁能源发展的公平竞争环境和长效资金支持机制；推动电力系统转型升级，煤电、天然气发电等常规电源的逐步成为调峰电源甚至备用电源，电网更加注重公益性、服务性功能，建设发展智能电网。二是全面推进电力市场化改革。推进竞争性电力市场建设，在竞价市场上发挥清洁能源发电边际成本低的优势，实现清洁能源优先调度；在竞价上网的基础上对清洁能源发电提供补贴，实现市场竞争机制与扶持政策的结合，引导清洁能源发电根据电力供需优化布局和运行方式；建立相互开放的、跨省区的电力交易市场，促进跨省区资源优化配置和电力消纳；探索引入容量市场和辅助服务市场，促进灵活电源建设和辅助服务。

Abstract

There has been fast development of renewable energy in China in recent years. The newly installed capacity of wind power, solar photovoltaic both rank first in the world. At the same time, with the rapid expansion of renewable energy generation capacity, the contradiction between existing power system operation mechanism and renewable energy integration become increasingly prominent. Wind curtailment in some areas is a serious problem. If these problems are not given attention and solved as soon as possible, the renewable energy integration situation will become more critical. China is now in the process of kicking off a new round of electricity market reform. One of the basic principles of the new electricity reform is to promote the increase of renewable generation and distributed energy systems in electricity supply. Therefore, based on the latest power sector reform, how to solve the renewable energy integration problem with mechanism construction is a critical research issue.

This study first analyzes the current situation of renewable energy development in China, its integration problems, as well as the requirement of the new power sector reform on renewable energy integration. Secondly, the power sector reform documents, which are expected to be published soon, are analyzed and the challenges of renewable energy integration may face in the process of power sector reform are studied. The experience of market design in the US and Germany are also studied. Thirdly, the current practice of renewable

energy integration mechanisms in China are summarized and the renewable energy integration pilot projects, which will be conducted soon, are analyzed. The renewable energy integration mechanisms in the context of the new power sector reform are then studied. Case studies are conducted based on power production simulations. Finally, suggestions on renewable energy mechanisms to facilitate renewable energy integration are proposed, which provide reference for decision-making of renewable energy integration in the context of the new power sector reform.

Main outputs of the study include the following five parts:

(1) Requirement of the new power sector reform on renewable energy integration are analyzed

According to the Opinions Regarding the Deepening of the Power Sector's Reform issued by State Council in March 2015, the key points and roadmap for this new round of electric power system reform are “three deregulations, one independent, and three strengthening”. The three deregulations are respectively the deregulation of electricity prices in all the competitive segments of power systems excluding transmission and distribution; the deregulation of electricity retail services and opening for private capital; and the deregulation of generation schedules except ones related to public welfare and power regulation. The one independent refers to promoting the independence of power trading organization. The three strengthening respectively refer to the strengthening of government supervision; the strengthening of coordinated planning of the power

sector; and the strengthening of secure and efficient system operation for a more reliable power supply. Approved by the central government at the beginning of 2015, Shenzhen was chosen as the first pilot for the reform of transmission and distribution pricing. West Inner Mongolia was approved as the second one recently in June 2015. Anhui, Hubei, Ningxia and Yunnan are listed as the pilots for the provincial transmission and distribution pricing. Reform schemes for other key areas such as deregulation of electricity retail services and the independence of the power exchange agency are under study and drafting. They are expected to be issued by the authority before the end of 2015. One of the basic principles of the new electricity reform is to promote the increase of renewable generation and distributed energy systems in electricity supply. Therefore, facilitating the integration of renewable generation will be an important part included in the general framework and related pilot projects of this round of reform.

(2) Mechanism of renewable energy integration proposed in the to-be-published power sector reform supportive documents are analyzed and challenges of renewable energy integration in the new context are proposed

There will be two ways in which renewable energy participate in system operation. One is renewable energy do not participate in electricity market and is eligible for priority generation right. The other is that renewable energy participate in an electricity market with forward market being the main part and spot market being supplemental.

Concerns with renewable energy integration in the new round of reform include: What is priority generation rights trading and how to implement it? How to coordinate long term bilateral trading and requirement on regulation/load following generation in the short term so that renewable energy integration are not impacted? How to coordinate forward contracts and spot market? How to coordinate power exchange and power dispatch? How to design a more versatile market structure which may include ancillary service market or capacity market that help renewable energy integration into power systems? How to incentivize trans-provincial and trans-regional integration of renewable energy?

(3) Market design experience of other countries are analyzed and its implication on market design in China are proposed

Generally there are three ways in terms of how renewable energy participates in power system operation. The first one is renewable energy do not participate in the competitive market and are sold directly to system operators. The second one is renewable energy participate in electricity market with a market premium. The third one is renewable energy participate in electricity market with no market premium. The first one is a better choice when there are not much renewable energy in the system and renewable energy development are just initiated and the main goal of the system is to encourage fast development of renewable energy. The second one will become a more suitable choice when there is a fair amount of renewable energy in the system, and their impact on system operation is becoming increasingly critical. The third option is where all

types of generation, including renewable energy, participate in electricity market with equal status. Strategies of other countries in facilitating renewable energy integration includes: promote the transition from direct marketing of renewable energy with market premium to direct marketing with no premium; increase the bidding cap of energy market and provide make-whole payments so as to ensure the necessary profit of conventional generation; improve wind power forecast and penalizes wind power deviation to schedules; Require wind power to provide ancillary services and increase load following and regulation resources; enlarge power market and integrate renewable energy in a larger area.

(4) The impact of renewable energy integration mechanism are quantified with a power production simulation model

Quantitative analysis are conducted on the impacts of different generation scheduling strategies and different capabilities of conventional generation in downward dispatch on renewable energy integration. Simulation results show that with the current generation scheduling approach, when the capabilities of conventional generation in downward dispatch are improved, wind curtailment in the system will decrease. The higher the wind penetration, the bigger the contribution of better capabilities of conventional generation in downward dispatch in reducing wind curtailment. Case studies show that when wind capacity is 3000MW (system peak load 8844MW), if the minimum output of coal-fired generators is decreased by 1 percentage point, the reduced wind curtailment would be around 0.6%. When wind capacity is 6000MW, if

the minimum output of coal-fired generators is decreased by 1 percentage point, the reduced wind curtailment would be around 1%. When the minimum output of coal-fired generators is further decreased, its contribution on reducing wind curtailment will also decrease. When the capabilities of conventional generation in downward dispatch (its minimum output not changed), improvement of generation scheduling strategies such as considering wind power forecast in unit commitment, will effectively reduce system wind curtailment. In the short run, decreasing the minimum output of conventional generation can help reduce wind curtailment. But in the long run, with a high renewable energy penetration power system, improving generation scheduling of the system is a more effective approach in facilitating renewable energy integration.

(5) Suggestion on facilitating renewable energy integration are proposed

In the short run (i.e. before 2020), focus on the improvement of power system operation and price mechanism to promote renewable energy priority dispatch and renewable energy integration pilots.

- ✓ Establish the priority generation rights for renewable energy and design schemes for its implementation, which includes: give priority generation rights to planned wind, solar and biomass; fully arrange priority generation in generation scheduling; design schemes of generation replacement and methods of priority generation rights trading.

- ✓ Improve the capability and motivation of conventional generation in facilitating renewable energy integration, which includes: revise the operation and retrofit standards for conventional generators and re-evaluate its minimum output; improve the controllability of CHP units; encourage self-generation power plants and CHP units to participate in regulation and load following; incentivize thermal generators to further decrease its minimum output level; make better use of pumped hydro.
- ✓ Establish compensation mechanism for different types of generation and further explore ancillary service market, which includes: further explore ancillary service market based on the pilot project in Northeast China; establish compensation mechanism for conventional generators, which includes: explore the potential of demand side management in facilitating renewable energy integration; price mechanisms: time of use retail electricity price, peak and valley wholesale electricity; detailed survey on the potential of different types of electricity consumers; explore new methods to increase electricity consumptions, besides electric boilers, heat pumps, etc.
- ✓ Initiating pilot projects of renewable energy integration with the new mechanism proposed. Consider areas with critical renewable energy integration problems such as Inner Mongolia, Gansu, the Northeast China as possible pilots, and try out the new mechanisms.

In the long run (i.e. after 2020), focus on market reform and implement marginal cost based economic dispatch.

- ✓ Promote power system transformation. Gradually change the status of conventional generation such as coal and natural gas from base load to peak load and reserve power. Speed up the construction of smart grid, such as smart equipment, smart dispatch, interactive electricity retailing, and distributed storage.
- ✓ Renewable energy participates in the electricity market based on their marginal costs so that they are dispatched with priority automatically. Change the way power is dispatched to economic dispatch. Participation of renewables in the electricity market with its marginal cost. Replace benchmarking generation price and energy scheduling by market price and energy saving dispatch.

目 录

| | | |
|----------|--------------------------------------|-----------|
| 1 | 我国新能源消纳现状与存在的机制问题 | 1 |
| 1.1 | 我国新能源发展现状及形势 | 1 |
| 1.1.1 | 我国新能源发展现状 | 1 |
| 1.1.2 | 我国新能源发展形势 | 5 |
| 1.2 | 我国新能源消纳矛盾及存在的机制问题 | 6 |
| 1.2.1 | 我国新能源消纳矛盾 | 7 |
| 1.2.2 | 我国新能源消纳面临的机制问题 | 7 |
| 2 | 我国电力体制改革新形势及新能源消纳面临的新问题 | 12 |
| 2.1 | 我国电力体制改革新形势 | 12 |
| 2.2 | 我国电力体制改革新形势对新能源消纳的要求 | 13 |
| 2.3 | 我国电力体制改革形势下新能源消纳可能面临的问题 | 17 |
| 3 | 国外新能源消纳的市场机制及经验启示 | 21 |
| 3.1 | 国外新能源消纳模式 | 21 |
| 3.2 | 典型国家新能源消纳经验 | 25 |
| 3.2.1 | 美国 | 26 |
| 3.2.2 | 德国 | 32 |
| 3.2.3 | 经验与启示 | 46 |
| 3.3 | 国外新能源消纳出现的问题及解决思路 | 49 |
| 3.3.1 | 电力市场中新能源消纳出现的问题 | 50 |
| 3.3.2 | 适应大规模新能源消纳的解决策略 | 51 |
| 4 | 新形势下我国新能源消纳机制及案例分析 | 54 |
| 4.1 | 我国新能源优先消纳机制探索及拟开展试点 | 54 |
| 4.1.1 | 新能源消纳机制探索及相关实践 | 54 |
| 4.1.2 | 拟开展的新能源消纳机制试点 | 57 |

| | | |
|-------|----------------------------|----|
| 4.2 | 新形势下促进我国新能源消纳机制 | 59 |
| 4.3 | 基于电力生产模拟的新能源消纳机制案例研究 | 64 |
| 4.3.1 | 案例系统 | 64 |
| 4.3.2 | 分析模型与场景 | 66 |
| 4.3.3 | 结果分析 | 75 |
| 5 | 结论和建议 | 81 |
| 5.1 | 主要结论 | 81 |
| 5.2 | 主要建议 | 85 |
| | 参考文献 | 87 |

1 我国新能源消纳现状与存在的机制问题

1.1 我国新能源发展现状及形势

1.1.1 我国新能源发展现状

截至 2014 年底，全国新能源发电装机容量约 13163 万千瓦，同比增长 28%，占全部发电装机容量的 9.7%。风电、光伏发电合计并网装机容量突破 1 亿千瓦，占全国新能源装机的比例达到 93%。

2014 年，我国新能源发电量约 2252 亿千瓦时，同比增长 22%，占全部发电量的 4.1%。其中，风电、光伏发电量合计近 1800 亿千瓦时，相当于一个中等发达省份的全年用电量。

（1）风电

风电装机规模全球第一。2012 年，我国风电装机容量超过美国，成为世界第一。截至 2014 年底，风电并网装机容量达到 9581 万千瓦，同比增长 26%，占全球的 27%。其中，国家电网调度范围风电并网装机容量达到 8790 万千瓦，占全国的 92%，是全球接入风电规模最大电网。2014 年风电发电量 1563 亿千瓦时，占总发电量的 2.8%。2006-2014 年年均增长 65%，继续保持继火电、水电之后，我国发电量第三大电源。

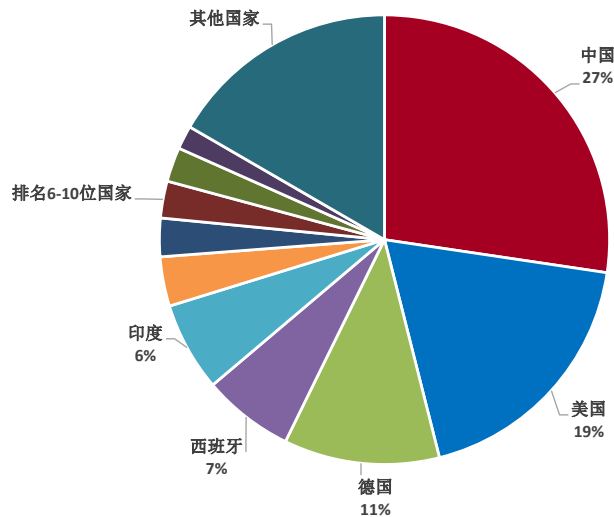


图 1-1 2014 年全球主要国家风电装机容量占比

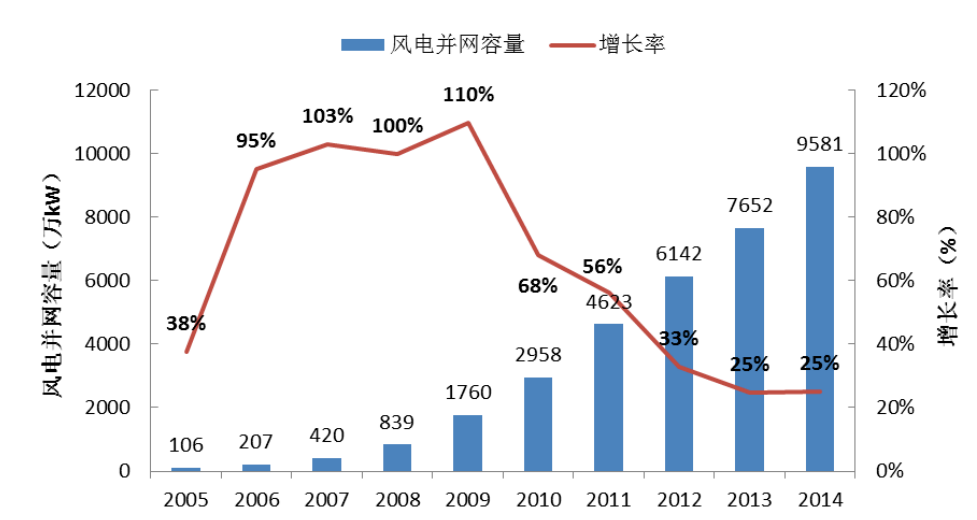


图 1-2 2005 年以来风电逐年累计装机容量及增速

风电装机主要集中在“三北”地区，局部地区风电装机达到较高水平。截至 2014 年底，华北、东北、西北、华东、华中、南方电网风电并网容量分别为 3360、2230、2346、644、266、735 万千瓦，其中“三北”合计约占全国并网总量的 83%。蒙西、蒙东、天津、河北、山东、山西、辽宁、黑龙江、上海、江苏、宁夏、新疆等 12 个省级电网的风电已成为装机第二大电源。

风电得到较好利用，全年发电量超过 18 个省份的本省用电量，发电利用小时达到 2000 小时左右。2014 年，全国风电发电量 1563 亿千瓦时，占总发电量的 2.8%，超过安徽、云南、新疆等 18 个省份的本省用电量。2009-2014 年，全国平均风电利用小时数达到 1976 小时。

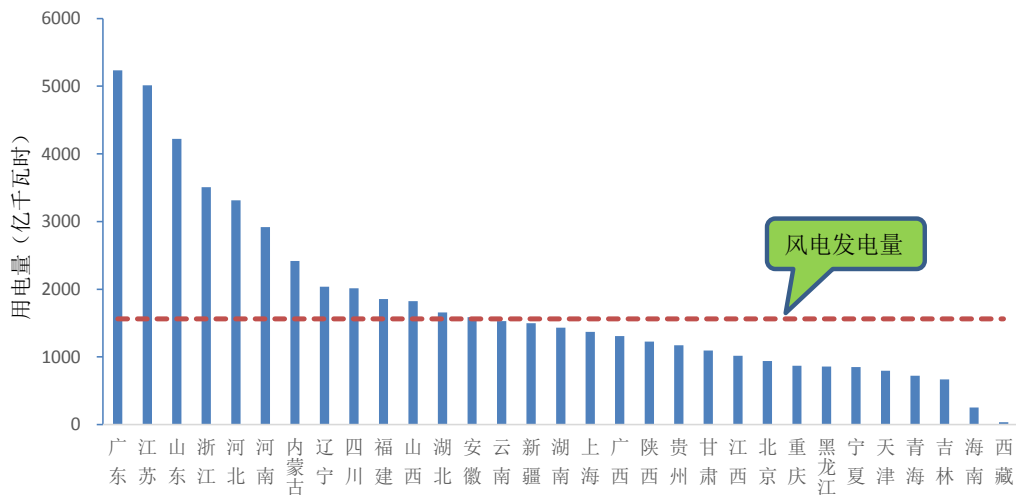


图 1-3 2014 年全国各省份用电量与风电发电量比较

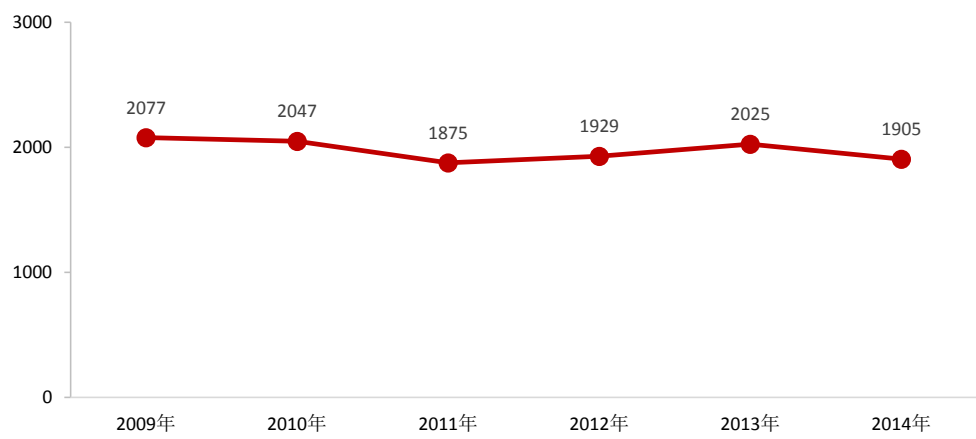


图 1-4 全国逐年风电发电利用小时数

截至 2015 年 9 月底，全国累计并网风电装机容量 10885 万千瓦，同比增长 28.3%，国家电网区域风电并网容量 9997 万千瓦，同比增长 28%。“三北”地区风电并网容量 8773 万千瓦（占全部风电并网容

量的 88%), 同比增长 26%。

(2) 光伏发电

光伏发电增长速度全球最快，装机容量位居世界第二。2010~2014 年，光伏发电装机容量年均增速 219%（美国 46%、意大利 52%、德国 22%）；2013、2014 年连续两年新增光伏发电装机容量突破 1000 万千瓦，约占全球同期新增装机容量的 1/3。截至 2014 年底，全国光伏发电并网容量达到 2652 万千瓦，仅次于德国位居世界第二。国家电网公司调度范围光伏发电并网容量 2445 万千瓦，占全国的 92%。

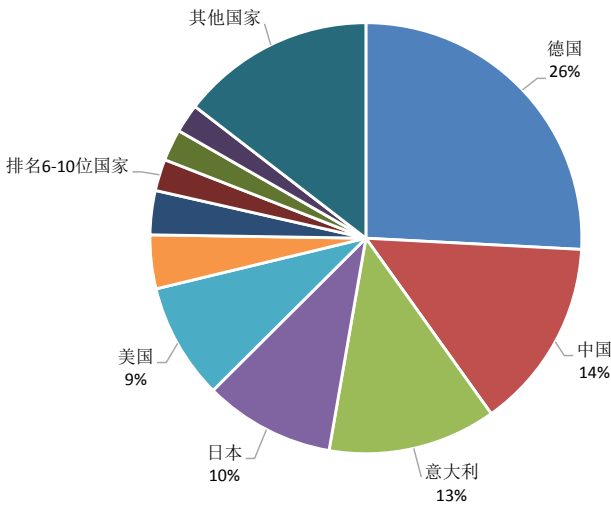


图 1-5 2014 年全球主要国家光伏发电装机容量占比

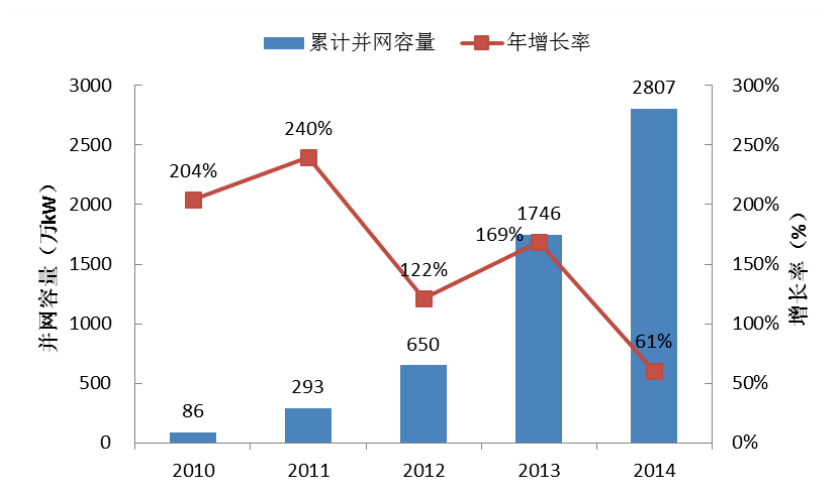


图 1-6 2010 年以来太阳能发电逐年累计装机容量及增速

建成百万千瓦级光伏电站，主要集中分布在西北地区。2012 年青海建成我国第一个百万千瓦光伏发电基地，2013 年甘肃、新疆建成百万千瓦光伏发电基地。截至 2014 年底，甘肃、青海、新疆光伏发电装机容量达到 517 万、411 万、376 万千瓦。

2014 年全年光伏发电量约 231 亿千瓦时，2010 年~2014 年年均增长 161%，其中，国家电网调度范围光伏发电量 227 亿千瓦时。2014 年，国家电网公司调度范围光伏发电设备平均利用小时数为 1255 小时。青海、宁夏、蒙东、辽宁分别为 1589、1579、1571、1464 小时。

截至 2015 年 9 月底，全国累计光伏发电装机容量 3795 万千瓦，其中光伏电站 3170 万千，分布式光伏 625 万千瓦。国家电网区域光伏并网容量 3282 万千瓦，同比增长 67%。其中，西北地区光伏并网容量 1862 万千瓦，占累计并网容量的 57%。

1.1.2 我国新能源发展形势

通过持续不懈的能力，我国的非化石能源占一次能源消费的比重，已从 2008 年的 8.4%，提高到 2014 年 11.1%。但我国已向世界承诺，将非化石能源消费占比于 2020 年提高到 15%左右、于 2030

年提高到 20%左右，并使二氧化碳排放在 2030 年左右或更早时间达到峰值。国家规划实现上述目标的主要措施是大力发展清洁能源，在继续大规模投资建设可再生能源发电装机的同时，还要提高消纳水平和发电量占比。

发展新能源是中国的基本国策。在已经做出到 2020 年非化石能源占一次能源消费总量的比重达到 15%、碳排放强度比 2005 年降低 40%-45%的基础上，2014 年 11 月《中美气候变化联合声明》中，进一步承诺 2030 年非化石能源占比达到 20%、二氧化碳排放在 2030 年左右达到峰值，表明中国政府能源转型、低碳发展的巨大决心，也为新能源提供了发展机遇。

我国《可再生能源发展“十二五”规划》和《风电发展“十二五”规划》提出，到 2020 年全国风电装机规模达到 2 亿千瓦，风电发电量达到 3800 亿千瓦时。根据风电“十三五”规划调整思路，2020 年风电发展目标预计将增加到 2.5 亿千瓦。

我国《太阳能发电发展“十二五”规划》提出，到 2015 年底，全国太阳能发电装机容量达到 2100 万千瓦以上。2013 年 7 月出台的《国务院关于促进光伏产业健康发展的若干意见》中明确提出，2013 年至 2015 年，我国年平均新增光伏发电装机 1000 万千瓦左右，到 2015 年总装机容量达到 3500 万千瓦以上。根据各地区太阳能发电发展规划以及目前太阳能发电开发建设进度，预计 2015 年全国太阳能发电开发规模有望达到 5000 万千瓦。2020 年全国太阳能发电总装机将达到 1.5 亿千瓦。

1.2 我国新能源消纳矛盾及存在的机制问题

1.2.1 我国新能源消纳矛盾

“十二五”以来，随着新能源快速发展，“三北”地区出现的弃风、弃光问题一直未得到有效解决。2014 年，国家电网公司调度范围内弃风 97 亿千瓦时，弃光 24.5 亿千瓦时。2015 年，新能源并网规模继续呈快速增长态势，按照电源、电网建设项目安排，预计 2015 年“三北”地区弃风问题仍然得不到根本改善，全年风电弃风电量将达到 400 亿千瓦时，新能源消纳形势进一步恶化。这一问题既与我国新能源资源禀赋、电源结构特点高度相关，也与我国新能源富集地区集中开发规模过大、局部增长过快等因素有关，加之近两年用电市场出现较大变化，电网建设和新能源配套政策相对滞后，如果不予以重视并尽快解决，下一步矛盾将更加突出。

表 1-1 2015 年 1-8 月风电运行受限情况

| 地区 | 年累计弃风电量 (亿千瓦时) | 年累计弃风比例 (%) |
|-----|-------------------|----------------|
| 冀北 | 14.98 | 13.1 |
| 蒙东 | 13.75 | 11.9 |
| 辽宁 | 12.53 | 14.7 |
| 吉林 | 23.45 | 37.8 |
| 黑龙江 | 12.04 | 19.8 |
| 甘肃 | 47.99 | 35.0 |
| 新疆 | 41.12 | 27.7 |

1.2.2 我国新能源消纳面临的机制问题

市场化机制缺失是影响我国可再生能源消纳的主要原因之

一，也是当前破解我国可再生能源消纳难度迫切需要解决的问题。主要表现在以下方面：

各地在年度计划中为清洁能源预留了电量空间，但最后预留空间往往发不到，可再生能源全额保障性收购政策落实困难。由于火电等常规电源发电出力具有可调节性，为保证电网安全运行，平衡各方利益，长期以来我国电力运行一直采用年度、月度和日前发电计划管理的方式，各类电厂发电量主要依靠发电计划来落实。但是风电、光伏发电等发电出力随机性、间歇性等特点，发电量和实时的发电出力很难预测，在现行管理方式下很难准确充分安排计划电量。计划电量安排多了，很可能由于发不到而影响电力供需平衡，安排少了又很难做到清洁能源的多发满发。“全额保障性收购可再生能源发电”很难落实。

火电机组受技术特性限制，需提前数日安排机组启停、检修计划，而目前风电、光伏发电有效预测结果不超过 3 天，难以纳入电力平衡有效消纳。长期以来，我国电源结构以煤电为主，由于燃煤机组启动时间长，从冷启动到并网运行，一般需要 10~14 小时，同时，燃煤机组启动过程需要大量投油，启动成本高，一般很少用于启停调峰。基于煤电运行特性，现行电网运行方式一般是提前一个月制定机组启停、检修和发电组合计划。但是，从风电、光电等清洁能源来看，目前风电、光伏发电有效预测结果不超过 3 天，预测精度还不高，还不能完全纳入机组组合，只能纳入短期电力电量平衡，这样，从运行方式安排上制约了清洁能源的多发、满发。

我国企业自备电厂装机上亿千瓦，这些自备电厂基本不参与电网调峰，甚至加大系统调峰压力，挤占了清洁能源消纳空

间。由于历史原因，我国自备电厂不参与系统调峰。受利益驱使，在目前全国大部分地区电力供应相对富余的形势下，企业自备电厂规模仍在继续扩大，一些地区还将公用电厂转为自备电厂。这些自备电厂在煤炭价格上涨较快时，大量机组停发，从电网购电；在煤炭价格下降较多时，启动自备电站满发，自发自用，大幅减少从电网购电，导致煤价下行时自备电厂利用小时普遍高于公用机组，挤占了清洁能源市场空间。我国“三北”地区的新疆、内蒙古等地区建设了大量燃煤自备电厂，近年来这些地区还出现了一些公共电厂转为自备电厂现象，使得自备电厂占比较高，而这些自备电厂机组在运行过程中并不承担系统的调峰任务，增加系统调峰压力，挤占清洁能源消纳空间。如新疆自备电厂装机总容量约 1800 万千瓦（含兵团），约占全网总装机的 40%，由于缺乏相关管理规范，自备不参与系统调峰，严重影响了新疆电网整体的调节性能和消纳风电的能力。

风电、光伏发电大规模消纳需要火电、水电等常规机组提供大量调峰、调压、备用等辅助服务。但目前尚未建立合理的辅助服务分担、补偿机制，常规电源参与系统调峰积极性不足。风电、光伏发电大规模并网消纳，必须依靠电力系统所有环节的深度参与和协作。目前没有建立调峰补偿机制，备用容量的裕度还不能完全适应清洁能源电力满发多发的需要，必须采用市场机制提高各方提供辅助服务的积极性。由于风电属于波动性电源，其大规模接入电网对电力系统调峰、调频、调压和旋转备用等辅助服务提出了更高要求，火电、水电等其他发电机组必须承担大量的调峰、备用等辅助服务迫切需要建立辅助服务市场机制，提高各方提供辅助服务的积极性。

我国电力用户参与需求响应仍处于试点阶段，改善电网负

荷特性、增加负荷侧调峰能力的市场潜力还没有得到挖掘，支持清洁能源并网消纳的灵活负荷利用基本空白，迫切需要建立需求响应激励机制。欧美等发达国家经验表明，通过加强电力需求侧管理，运用电价政策改善用电负荷特性，可有效促进清洁能源多发满发。目前我国风电消纳困难的“三北”地区还没有出台用户侧峰谷电价、分时电价等有利于低谷风电消纳的需求响应激励机制，利用价格政策改善电网负荷特性、增加负荷侧调峰能力的市场潜力没有得到挖掘。我国电力用户的负荷响应管理方式仍处于试点阶段，没有形成规模化利用及大范围推广。吉林、内蒙古等地虽然建设了清洁能源供热示范项目，但由于缺乏配套供热价格机制，相关经验难以实质性推广。总体来看，我国支持清洁能源并网消纳的需求响应机制目前仍基本空白。

现行电价政策不灵活，影响清洁能源扩大大本地消纳和跨省区交易。从风电、光伏发电来看，跨省区消纳时，由于现行电价政策过死，出现受端省份购入清洁能源电力的价格高于本地区购电价，导致受端省份缺乏消纳清洁能源的意愿，阻碍了清洁能源的大范围消纳。

单一电量价格机制不能反映不同能源发电的技术优势、环境价值和容量价值。在目前的单一电量价格机制下，发电企业主要依靠发电量获得收入，没有容量价格，煤电为具有季节性、随机性、波动性的水电、风电、光伏等清洁能源电力满发多发提供的备用价值无法体现，煤电服务水电、风电、光伏等清洁能源电力满发多发的潜力难以充分发挥。这种机制导致发电主体依赖规模和发电小时数来保障收益和投资回报，从而制约可调节电源提供容量服务、辅助服务的

积极性。

可再生能源电力配额政策还没有建立，各地区特别是用电大省尚未充分履行生产、消纳清洁能源的责任义务。除了固定电价机制（FIT），可再生能源配额制政策是国际上通行的促进可再生能源发展的政策之一，通过强制建立市场需求拉动可再生能源发展，促进本国可再生能源发展目标的实现。

2 我国电力体制改革新形势及新能源消纳面临的新问题

2.1 我国电力体制改革新形势

中国目前正处于新一轮电力市场化改革重启时期。根据党的十八大和十八届三中、四中全会精神以及中央财经领导小组第六次会议、国家能源委员会第一次会议精神，我国将通过改革，使市场在资源配置中发挥决定性作用，同时更好地发挥政府作用，通过政策体系和制度建设的统筹设计，为新能源政策环境提供巨大改善空间。2015年3月，国务院下发中央文件〔2015〕9号《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（以下简称“中发9号文”）。按照文件精神，本轮电力改革的重点和路径是“三放开一独立三强化”，即：有序放开输配以外的竞争性环节电价，有序向社会资本放开配售电业务，有序放开公益性和调节性以外的发用电计划；推进交易机构相对独立；进一步强化政府监管，进一步强化电力统筹规划，进一步强化电力安全高效运行和可靠供应。

目前，国家已经开始推进输配电价改革试点工作，先后确定深圳、蒙西、湖北、安徽、宁夏、云南、贵州等七个省区进行试点，其中深圳、蒙西、宁夏的改革方案已经获批。2014年10月，国家发展改革委下发《关于深圳市开展输配电价改革试点的通知》，正式启动我国新一轮输配电价改革试点。试点方案将现行电网企业依靠买电、卖电获取购销差价收入的盈利模式，改为对电网企业实行总收入监管。政府以电网有效资产为基础，核定准许成本和准许收益，固定电网的总收入，并公布独立的输配电价。同时，明确了输配电准许成本核定办法，建立对电网企业的成本约束和激励

机制。新电价机制自 2015 年 1 月 1 日起运行。**2015 年 4 月 13 日**，国家发改委印发《关于贯彻中发[2015]9 号文件精神 加快推进输配电价改革的通知》（发改价格[2015]742 号），**部署扩大输配电价改革试点范围，加快推进输配电价改革**。通知规定，在深圳市、内蒙古西部率先开展输配电价改革试点的基础上，将安徽、湖北、宁夏、云南省（区）列入先期输配电价改革试点范围，按“准许成本加合理收益”原则单独核定输配电价。鼓励具备条件的其他地区开展改革试点。6 月 5 日，发改委将贵州省列入输配电价改革试点范围，按“准许成本加合理收益”原则核定电网企业准许收入和输配电价。**6 月 9 日**，国家发改委下发《关于内蒙古西部电网输配电价改革试点方案的批复》，**同意在内蒙古西部电网实施输配电价改革试点方案**。**9 月 8 日**，发改委又批复了宁夏输配电改革试点方案，这也是省级第二个获得批复的试点方案。

在其他配套改革方面，2015 年 3 月 23 日，国家发改委、国家能源局联合发布《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》。4 月 9 日，国家发改委、财政部联合发布第二个配套文件——《关于完善电力应急机制做好电力需求侧管理城市综合试点工作的通知》。目前，国家已经发布 6 份改革配套文件，分别涉及电力市场建设、交易体制改革、发用电计划改革、输配电价改革、售电侧体制改革以及燃煤自备电厂监督管理。

2.2 我国电力体制改革新形势对新能源消纳的要求

“提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例”是本次深化电力体制改革的基本原则之一。中发 9 号

文所指出，我国“可再生能源发电保障性收购制度没有完全落实，新能源和可再生能源发电无歧视、无障碍上网问题未得到有效解决”，“弃水、弃风、弃光现象时有发生”。按照中发 9 号文件要求，在深化电力体制改革的过程中，要有序放开公益性和调节性以外的发用电计划，逐步建立有效竞争的电力市场结构和体系。坚持节能减排是深化电力体制改革的原则之一，中发 9 号文件明确要求，要“从实施国家战略全局出发”，“推动电力行业发展方式转变和能源结构优化，提高发展质量和效率，提高可再生能源发电和分布式能源系统发电在电力供应中的比例。”

促进新能源并网消纳将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。2015 年 3 月下发的《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》（发改运行[2015]518 号）已经从统筹年度电力电量平衡，积极促进清洁能源消纳，加强日常运行调节，充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间，加强电力需求侧管理，通过移峰填谷为清洁能源多发满发创造有利条件等方面对促进新能源消纳提出指导意见。同时，2015 年 12 月 1 日我国出台的电力市场建设、交易体制改革、发用电计划改革等多份电力体制改革配套文件中也对新能源消纳有重要论述。除输配电价改革试点外，新能源消纳试点也将成为下一步电力体制改革试点的重要方向。

目前，国家出台的 6 份改革配套文件中与新能源消纳关系最密切的配套文件主要有 2 份，分别是《关于有序放开发用电计划的实施意见》（以下简称《市场建设意见》）与《关于推进电力市场建设的实施意见》（以下简称《计划放开意见》）。《市场建设意见》提出，选择具备条件地区开展试点，建成包括中长期和现货市场

等较为完整的电力市场，在非试点地区按照《计划放开意见》开展市场化交易。

（1）对试点地区，《市场建设意见》提出：

a. 逐步建立以中长期交易为主、现货交易为补充的市场化电力电量平衡机制，并逐步建立以中长期交易规避风险，以现货市场发现价格，交易品种齐全、功能完善的电力市场。

b. 电力市场模式主要分为分散式和集中式两种。分散式市场主要以中长期实物合同为基础，发用双方在日前自行确定日发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节。集中式市场，主要以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价。不同电力市场模式下，在保证安全、高效、环保的基础上，按成本最小原则建立现货交易机制。

c. 按照“谁受益，谁承担”的原则，建立电力用户参与的辅助服务分担共享机制。在现货市场开展备用、调频等辅助服务交易，中长期市场开展可中断负荷、调压、黑启动等辅助服务交易。

d. 保障公益性、调节性发电优先发电，坚持清洁能源优先上网。优先发电视为年度电能量交易签订合同。规划内的可再生能源享有优先发电权，优先发电合同可转让，鼓励可再生能源参与电力市场，鼓励跨省跨区消纳可再生能源。

（2）对非试点地区，《计划放开意见》提出：

a. 通过建立优先发电制度保障清洁能源发电、调节性电源发电优先上网，通过直接交易、电力市场等市场化交易方式，逐步放开其他的发用电计划，实现电力电量平衡从以计划手段为主平稳过渡到以市场手段为主。

b. 优先发电是指按照政府定价或同等优先原则，优先出售电力电量。优先发电容量通过充分安排发电量计划并严格执行予以保障。纳入规划的风能、太阳能等可再生能源发电、调峰调频电量、采暖期热电联产机组“以热定电”等优先发电。通过留足计划空间、加强电力外送和消纳、统一预测出力、组织实施替代等措施保障优先发电。

c. 预留计划空间时，风电、太阳能发电等，按照资源条件全额安排发电。鼓励风电、太阳能发电尝试参与直接交易，上网电价由市场形成。计划电量和直接交易电量均可按照有关规定实施替代发电。

d. 所有统调发电机组均承担电力平衡和调峰调频任务，对应的电量为调峰调频电量，计入计划电量，原调度方式不变。目前保留各类优先发电，鼓励优先发电的企业和用户自愿进入市场。具备条件时，调峰调频电量、供热发电、核电、余热余压余气发电等优先发电尽可能进入电力市场。

对改革文件中关于新能源消纳的提法进行归纳，可以看出，电力体制改革形势下我国新能源运行消纳存在两种方式：

一是在非试点地区，新能源不直接参与电力市场，以优先发电的形式，继续保留在发用电计划中，同时也鼓励其参与直接交易，进入市场。发电企业功率预测的基础上，统一组织调度范围内新能源发电功率预测。次日的常规电源开机方式和发电计划，将在日前负荷预测和短期新能源发电功率预测的基础上，结合直接交易、市场化交易结果形成。日内运行中，则将根据实时负荷预测和超短期新能源发电功率预测，优先调度新能源发电，并根据偏差和变化调整各类电源发电出力，保障电网安全稳定和优先购（发）电权的落实。此外，为保障新能源优先发电权的落实，电力调度机构还将协助

相关部门在放开年度发用电计划时，为新能源消纳及配合新能源运行的调峰调频电源留足电量空间，并对直接交易进行安全校核。

二是在试点地区，新能源作为优先发电签订年度电能量交易合同，根据分散式市场或集中式市场等不同市场类型，按实物合同或差价合同执行。按照《市场建设意见》，为保障系统电力电量平衡，采用分散式市场模式的地区，需要在现货市场中根据日前、实时预测为平衡中长期（物理）合同的偏差电量进行竞价交易；采用集中式市场模式的地区，需要在现货市场中根据日前、实时预测对全部用电量进行竞价交易。新能源电站以优先发电权形式形成的年度电能量交易合同，是其依据对年发电量的估算，在中长期市场签订的电量合同。为有效保障新能源的充分消纳，须在现货市场开展以日前（短期）、实时（超短期）的负荷预测和新能源发电功率预测为基础的竞价交易和安全校核。此外，对于新能源电量的中长期合同，无论是物理合同还是差价合同，都需要根据相关电网清洁能源中长期消纳能力评价结果进行校核，以免偏差过大，后期需作较大比例的调整。

2.3 我国电力体制改革形势下新能源消纳可能面临的问题

未来电力体制改革形势下，新能源消纳可能存在以下问题：

一是在法律规定的全额保障性收购条件下，优先发电交易如何操作有待进一步明确。根据《计划放开意见》，纳入规划的风能、太阳能、生物质能等可再生能源优先发电，各地安排年度发电计划时，风电、太阳能发电、生物质能发电等按照资源条件全额安排发电。同时，优先发电可交易。我国《可再生能源法》规定了可再生能源的全额保障性收购制度。在《可再生能源法》制定的可再生能源发

电全额保障性收购制度条件下，优先发电交易如何实施有待进一步明确。例如，优先发电交易是否指可再生能源消纳困难时段，通过交易手段将优先发电转让给其他类型电源，以使可再生能源发电按交易价格获得部分限电补偿。与之矛盾的是，如果优先发电已经确定了可再生能源发电的优先地位，其他类型电源是否就应该自动让出发电空间给可再生能源发电。此外，风能、太阳能发电具有显著的年度、月度、日、小时等出力波动特性，可再生能源发电运行消纳与电网调峰资源、输电线路约束、运行时段等系统因素密切相关，优先发电交易通过何种方式落实也有待进一步明确。

二是非试点地区缺乏常规机组中长期交易电量与调峰调频容量的协调机制，在调峰调频补偿机制缺失或激励不足的情况下，可能造成常规电源通过中长期交易锁定大量发电量，而调峰调频能力不足，影响实时新能源消纳。根据《计划放开意见》，允许符合条件的发电企业、售电企业和用户资源参与直接交易，发电机组参与直接交易的容量应保持合理比例，以便保持调峰调频能力，避免影响供需平衡。实际操作中，由于当前火电机组发电能力过剩、利用小时数持续走低，火电机组很可能通过中长期交易锁定大量发电量。虽然文件原则性指出了机组直接交易容量与调峰调频能力应保持合理比例，但在火电机组调峰调频补偿机制尚不明确或激励不够的情况下，难以保证火电机组在直接交易容量与调峰调频能力之间保持合理的比例。如果火电机组直接交易容量过大，调峰调频能力偏小，调度机构实时消纳新能源发电的可调节资源将受限，影响新能源消纳。同时，调峰调频容量受多种因素影响，如负荷波动与负荷预测误差，新能源发电波动与预测误差，机组或线路故障等，如何量化、由谁量

化和认定系统调峰调频容量尚不明确。

三是试点地区缺乏有利于新能源消纳的中长期合约与现货市场有效协调机制，分散式市场中可能出现现货市场调峰能力不足，影响新能源消纳。根据《市场建设意见》，分散式市场主要以中长期实物合同为基础，发用双方在日前阶段自行确定日发用电曲线，偏差电量通过日前、实时平衡交易进行调节；集中式市场主要以中长期差价合同管理市场风险，配合现货交易采用全电量集中竞价。改革后必将有相当一部分常规电源电量要通过中长期交易完成，在分散式市场中，中长期交易是相对刚性的实物合同，在中长期交易与现货交易缺乏有效协调的情况下，大量用电需求空间可能被常规电源中长期交易锁定，考虑新能源中长期发电量难以准确预测，且年际和年内变化大，如果事前对常规电源中长期交易不能予以相对精准的总量控制、事中无法开展相对灵活的个案调整，则可能造成现货市场新能源电量空间不足，难以保障新能源完全消纳。

四是试点地区交易与调度缺乏有效协调机制，日前市场的交易和调度分工界面有待进一步明确。考虑新能源出力具有一定的年和季节特性，且日出力变化更大，在年、月、周等中长期交易未对新能源各尺度出力特性充分考虑的情况下，日前市场和实时市场消纳新能源的可调节资源可能有限。根据《关于电力交易机构组建和规范运行的实施意见》，交易机构主要负责市场交易组织，调度机构主要负责实时平衡和系统安全。日内即时交易和实时平衡由调度机构负责，日前交易区别不同情形，根据实践运行情况和经验，逐步明确、规范交易机构和调度机构的职能边界。一方面，新能源出力具有一定的年际变化和季节特性，如“大风年”与“小风年”

的年际间风能资源差别接近 2 成，有些地区风电冬春两季大，夏秋两季小，而另一些地区风电春夏两季大，秋冬两季小。如果交易机构对新能源中长期发电能力和日出力变化的预估和预测不到位，对系统年、月、周运行方式安排不合理，如风电大发季节常规机组开机方式较大，考虑我国新能源富集地区常规电源以煤电为主，启停时间较长，调度机构在日内和实时市场只能通过已开常规机组出力调节进行平衡，可调节资源有限，新能源消纳难度加大。另一方面，新能源日出力波动较大，国家电网公司经营区各地区风电最大日波动幅度都在 70%以上，有的甚至达到 99%。日前交易是影响新能源实时消纳、保障系统运行安全的重要环节，在现有配套文件中，根据何种情形确定日前交易的责任方、调度机构和交易机构如何进行角色定位尚不完全明晰。

五是大规模新能源消纳既需要大量的灵活性资源适应新能源出力波动，也需要一定比例出力稳定可控的常规电源保证系统可靠性，如果没有很好的辅助服务等激励机制以及保障常规电源利益的补偿机制，当前弃风弃光问题可能仍不能得到有效解决，也可能影响系统安全。短期来看，系统灵活性电源不足、火电机组调峰能力有限是制约当前新能源消纳的主要因素之一。如果不能建立良好的辅助服务机制，深度挖掘火电调峰能力，或激励灵活电源的投资建设，当前弃风弃光问题就难以有效缓解；长期来看，大量新能源以低边际成本和政府补贴参与市场将挤占常规电源电量空间，造成常规电源盈利下降，如果不能建立合理的常规电源利益补偿机制，常规电源投资建设意愿下降，从而系统发电充裕度降低，影响系统安全。从《市场建设意见》、《计划放开意见》等配套文件来看，尚

缺乏调动系统灵活性、保障系统安全运行的具体市场架构和规则设计，配套文件实施后，短期来看，仍无法解决当前新能源消纳矛盾。

3 国外新能源消纳的市场机制及经验启示

3.1 国外新能源消纳模式

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。总结国外新能源消纳的经验与教训，对我国电力体制改革形势下更好的进行顶层设计，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。

总体而言，不同国家由于新能源发电成本、市场模式等情况有别，新能源消纳方式也不同，主要的方式有以下三种：

（1）新能源不参与竞价交易

该模式下，新能源发电以政府规定的固定电价上网，不参与竞价交易，电网企业按照法律规定的新能源优先收购政策，以固定电价收购新能源发电。基于固定上网电价和全额收购的新能源消纳模式中，新能源发电商无需承担调峰、备用容量费用支付等责任，可大大减轻新能源发电商的负担，促进新能源发展。

以德国为例，为激励新能源发电投资，促进新能源发展，在 2012 年之前，主要采用基于固定上网电价的电网消纳新能源模式。该模式下各主体之间的简要关系如图 3-1 所示。新能源发电无

需承担常规发电承担的调峰、备用容量费用支付等责任，而是由各配电网运营商管理，最终集成后由输电网运营商统一在实时电力市场上进行售卖。根据市场运营的透明性原则，输电网运营商必须发布其售卖的新能源发电的预测值和实际值。为了在日前市场中考虑这部分采用固定上网电价的新能源发电量，以便对输电网运营商在实时市场出售的新能源发电量有所预期，更加合理的安排发电计划，许多常规发电商和预测服务提供商都会自行对这部分新能源发电量进行预测。

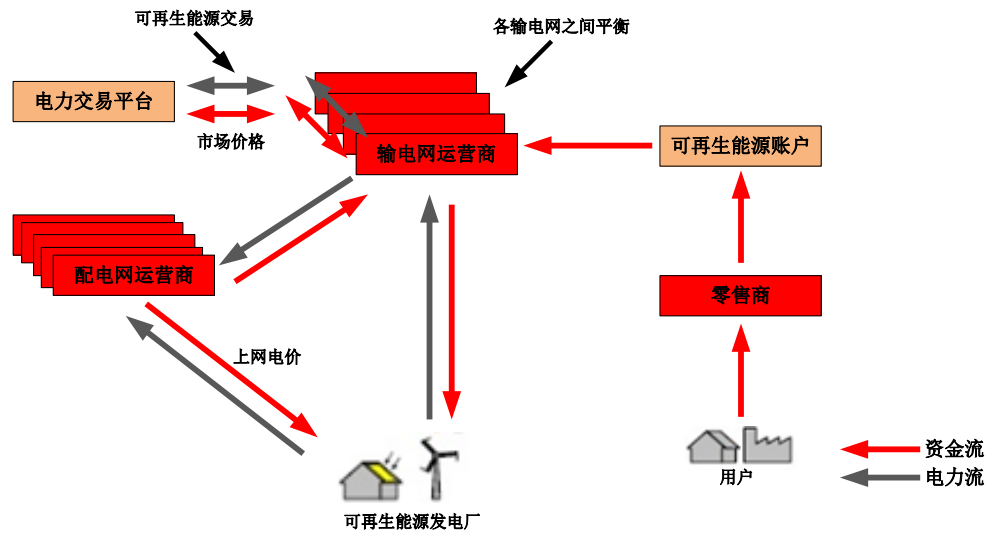


图 3-1 德国采用固定上网电价机制的新能源发电在电力市场中的调度关系

固定上网电价+全额收购，是对新能源产业发展最直接有效的激励机制之一，操作简单、实施效果好，适用于新能源发展初期，促进新能源发展。但随着新能源发电规模增加，电网消纳新能源的压力将大大增加。

（2）有溢价补贴的新能源直接参与电力市场

该模式下，新能源发电直接参与电力市场，在市场价格基础上获得一部分额外的补贴，且承担类似于常规电源的电力系统平衡义务。随着新能源发展规模的快速增加，新能源发电的波动

性导致了电网运行压力持续增大，基于固定上网电价的新能源补贴额度也持续攀升，一些国家的新能源政策逐步转为对新能源提供溢价补贴方式，推动新能源参与市场交易。

以德国为例，为控制新能源发电补贴成本上升及由此带来的居民电价大幅上涨，缓解大规模新能源并网条件下的电网运行压力，自 2012 年引入有溢价补贴的新能源直接参与电力市场模式。该模式下，新能源直接参与市场，在电力市场价格的基础上，得到一部分额外补贴。采用市场溢价机制的新能源发电机组，必须参与类似于常规电源的调度平衡组¹，在调度的日前市场关闭前，由调度平衡组基于天气预报对新能源出力进行预测，将新能源发电纳入调度平衡组的电力电量平衡。对于由新能源发电波动等不平衡功率造成的辅助服务成本由调度平衡组支付。

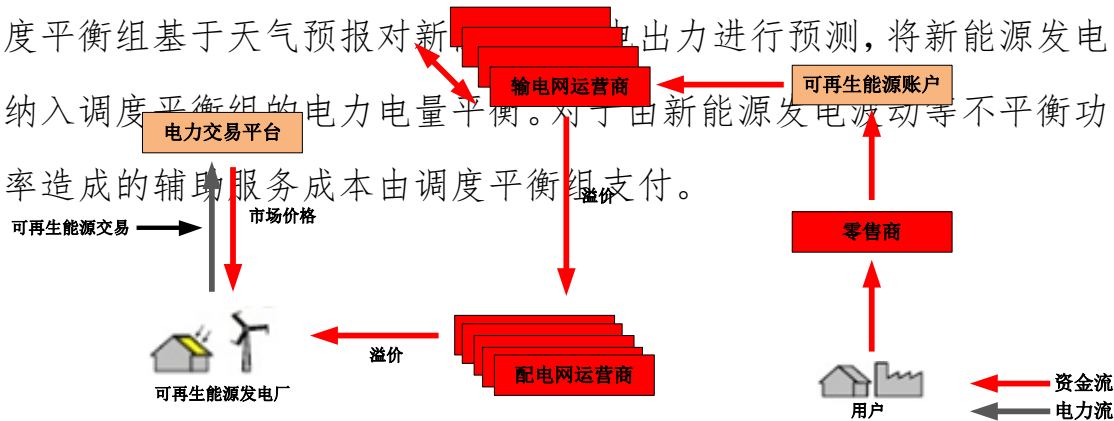


图 3-2 德国采用市场溢价机制的可再生能源发电在电力市场中的调度关系

以西班牙为例，按照该国 1997 年的《电力法》规定，风电场上网电价可以在固定电价和溢价两种方式中选择其一，每年有一次选择权。其中，固定电价方式中，风电电价水平固定，为

¹调度平衡组（Balance responsible parties，BRPs）是有责任调节发电和（或）负荷组合的市场实体，其可以是公共事业单位、售电公司或工业用户。每个物理电网连接点被分配给一个 BRP，而且通常一个 BRP 有几个物理电网连接点。BRPs 通常提前一天向系统运营商提供有约束力的发电和负荷计划。

电力平均参考销售电价的 90%，电网企业须按此价格水平收购风电，超过平均上网价格部分由国家补贴。溢价方式中，风电企业需按照电力市场竞争规则与其他电力一样竞价上网，但政府额外为上网风电提供溢价补贴，风电电价水平为“溢价补贴+电力市场价格”。风电溢价为平均参考销售电价的 50%。西班牙鼓励风电场参与电力市场竞争，2005 之后，由于全球能源价格的上涨，西班牙的电力销售电价以及电力上网价格也持续上涨，90%以上的风电企业选择溢价方式。

有溢价补贴的新能源直接参与电力市场模式，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。

（3）无补贴的新能源直接参与电力市场

该模式下，新能源发电直接参与电力市场，且承担类似于常规电源的电力系统平衡义务，没有额外的补贴。该模式直接将新能源和常规电源一样看待，作为商品在市场中买卖，承担类似于常规电源的电力系统平衡义务，没有任何额外的补贴和优待。在目前新能源发电成本较高的情况下，完全没有补贴的新能源发电直接参与市场方式较少。

以美国为例，美国大部分州在可再生能源配额制的激励下，采用新能源完全自由参与市场模式。该模式的施行主要有以下场

景：一是在美国有可再生能源配额制的框架约束，电力公司有义务购入一定比例的新能源发电。一般而言，电力公司与风电场开发商签订长期合约，电力公司以合约约定的价格支付风电开发商，保障风电项目收益。而电力公司再将这部分风电电量在市场上售卖，风电自由参与市场竞争。二是没有长期合约可签的风电场则直接参与电力市场，收益存在一定的不确定性。三是美国风资源条件好，部分地区风电成本与燃气及其他常规电源成本具有可比性，同时考虑未来燃料价格上涨等风险，电力公司有意愿购入新能源发电，并在电力市场中售卖。在美国德克萨斯州批发电力市场中，风电场与其它常规电厂一样，可通过双边合同协议、日前市场和实时市场参与市场交易，并承担相应的财务责任。同时，考虑风电自身特点，风电场不参与日前市场和补充辅助服务市场中的辅助服务竞卖。德克萨斯州电网运营商 ERCOT 统一负责由风电波动和预测误差等带来的系统平衡，通过开启可快速启动的燃气机组，调用非旋转备用和旋转备用辅助服务以及执行紧急电力消减计划来应对新能源带来的系统紧急事件。

无补贴的新能源直接参与电力市场模式，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，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，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。

3.2 典型国家新能源消纳经验

课题选取美国与德国作为国外新能源消纳的典型国家进行研究。美国是自由市场的典型代表，在配额制激励下推动可再生能源发电自由参与市场。美国可再生能源发展模式是未来可再生能源发电完全参与市场竞争的代表模式。同时，随着可再生能源并网规模的增加，美国电力市场架构和规则也在不断调整试验中。我国正处于电力市场建设时期，借鉴美国市场建设经验对我国电力市场建设具有重要借鉴意义。德国是目前光伏发展规模最大的国家。德国采用了固定上网电价制度，成功激励了可再生能源的发展。随着并网可再生能源发电规模的增加，德国逐渐推动可再生能源发电参与市场化，现阶段是基于固定补贴的市场化，将来将逐渐转为完全市场化。我国的可再生能源发展借鉴了德国的固定上网电价制度，同时，德国电网运营商兼系统调度的职能设置也与我国类似，随着可再生能源规模增加，我国也面临类似德国的一些问题，如电网平衡压力增加，补贴压力大等，德国可再生能源发展政策演变以及可再生能源参与市场的思路对我国可再生能源发展具有重要借鉴意义。

3.2.1 美国

3.2.1.1 市场组织

（1）基本情况

1998 年美国开始进行电力市场的试点改革，改革初期各独立系统操作组织(independent system operator, ISO)可以按各自的理解设计电力市场。加州 ISO 认为参加竞价的电量愈多愈好，有利于公平竞争，但由于其对电网运行可靠性重视不够，因此在 2000-2001 年出现了能源危机，造成了较大损失。美国东部的几个 ISO 则比较谨慎，只拿出

少量电量(20%左右)参与竞价，其余大部分电量都用于满足长期双边合同的要求以保证可靠供电，该做法比较成功。鉴于以上原因，美国联邦能源监管委员会(Federal Energy Regulation Commission, FERC)于2002年7月制订了以PJM—ISO(宾州—新泽西州—马利兰州ISO)为蓝本的标准市场设计(standard market design, SMD)，向全国推广PJM电力市场的经验。SMD主要在输电服务、输电定价、输电阻塞管理、市场体系等方面分别提出了标准化的设计思想。由于FERC认为提供公平、开放的输电服务，是决定电力市场能否成功运行的关键，因此SMD将输电服务和输电定价作为其研究核心，并在此基础上结合电力系统的运行特点，提供了一个电力市场的标准市场结构，在保证电力系统运行稳定性和实时平衡特性的前提上，为交易者提供尽可能灵活的交易方式。

SMD建议各分散的私营输电公司自愿联合成为大的区域输电组织(Regional Transmission Organization, RTO)。到目前为止，美国已批准成立了约5个RTO或ISO(规模较大的为RTO，较小的为ISO)。这些RTO/ISO一般都按SMD执行，具体内容包括：

- 1) RTO是全区域唯一的批发电力市场。
- 2) 双边合同电量约占其全部电量的70%-80%，其余电量参与日前和实时市场交易。
- 3) 各市场成员在日前市场和辅助服务市场上同时报价，SMD推荐采用基于混合整数规划(mixed integer programming, MIP)法的安全约束机组组合程序(security constrained unit commitment, SCUC)编制发电计划，个别电网(如德州电力市场)采用线性规划法。
- 4) 采用SCUC进行初步规划后，各时段都要用安全校核程序校

验有无线路阻塞。如无线路阻塞则各节点的电价都相同；如有线路阻塞则采用基于状态估计的分区边际电价(locational marginal price, LMP)来消除阻塞，并出售金融输电权(financial transmission right, FTR)以减小双边合同持有者的风险。

5) 当系统内没有阻塞线路时，各节点的电价都相等。当系统内存在阻塞线路时，就要采用分区边际电价算法(locational marginal price algorithm, LPA)进行计算，调整各发电机出力以消除阻塞。此时的计算结果将偏离原来经济调度的计算结果，使全网购电价抬高，抬高的部分称为阻塞费用，应采用求各节点对阻塞线路的灵敏系数的方法对其进行合理分摊。

6) LPA 采用线性规法求出调整量最小的各发电机出力，再按照 LMP 将其分摊到各节点。由于节点数太多，就将电价相近的各节点简化成 1 个区，故称其为分区边际电价法。

PJM 电力市场是公认的联营市场成功典型，而我国目前正处于电力体制改革期，中长期市场、现货市场等市场架构以及交易规则等正在设计。**PJM** 市场及其在消纳新能源方面的经验对我国新形势下的风火联合运行机制设计方面具有重要参考意义。

1) 市场架构

PJM 运行日前市场、实时市场、容量市场、调频市场、旋转备用市场和金融输电权拍卖市场。

日前电力市场：市场成员在每天 8:00~12:00 向 **PJM-OI** (市场运行部 Office of the interconnection) 提交第二天的投标计划。**PJM-OI** 在每天 12:00~14:00 结合系统有关信息对各成员的投标

计划进行评估，系统信息包括预期用户需求、气候条件、输电线路、发电机组等，评估完成后，选择最有效、最经济的运行方式。PJM-OI 在每天 14:00~16:00 之间，向各成员通报评估结果，在 16:00 至第二天 8:00，PJM 还可根据系统经济性、可靠性等方面的要求做一定调整。

期货市场：期货市场分长、中、短期。一年或一年以上为长期，一个月至一年之内为中期，一天至一个月以内为短期。期货交易是按实时节点边际电价结算，中长期期权可转让。

实时市场：实时市场实际上是一个平衡市场，它是为解决系统突发事件、网络阻塞、市场结算困难而设立的。市场出清价每 5 分钟计算一次。

调频市场：PJM 调节和频率响应服务的最大特点是不单独设立调频电厂，而将调频义务分配到每个负荷服务企业 LSE。LSE 可以利用自己的发电资源或通过与第三方签订合同来满足自己的调频义务，也可以从 PJM 购买这个服务。PJM 调频市场给市场参与者提供了基于市场买卖调频辅助服务的机会。PJM 使用 UDS (Unit Dispatch System) 计算出来的预测 LMP 和机组计划来估计每台机组如果在运营日提供调频将导致的机会成本。发电机为提供调频服务提交报价，每台机组的机会成本加上机组报价将得到它的最优排序价格 (merit order price)。将所有的提供调频服务的机组按照最优排序价格进行排序，从而可以得到最优的 (总成本最小) 的提供 AGC 服务的机组组合。其中中标机组中最高价格即为调频出清价格 RMCP (Regulation Market Clearing Price)。发电机也可以自调度机组，这时的机组最优顺序价格设为 0。在事后结算时，任何自调度提供调频的机组以

RMCP 得到补偿，被 PJM 选中提供调频的机组用 RMCP 或报价加实时机会成本结算。需要购买调频服务的 LSE 的收费为：RMCP+应该承担的机会成本（RMCP 没包括的）+由于开动新机组提供调频所带来的未收回成本。

容量市场：为了配合 Pennsylvania 州电力零售市场的开放，PJM 在 1998 年设立了容量市场，主要从事容量信用的交易。容量信用是指完全可用的发电能力。容量信用市场分为日市场和月市场。每天上午 7 点到 10 点，PJM 的容量市场开放交易，各市场成员可以根据自己第二天容量义务的大小进行容量信用的买卖。在市场成员分别投出买标和卖标后，市场根据投标价格，从价格最低的卖标开始进行交易匹配。最后匹配成功的卖标价格确定为市场出清价，所有交易成功的容量信用都按这个价格支付费用。容量市场最终的交易结果在中午公布。没有在容量市场达成交易的市场成员可以在中午到午夜这段时间继续通过 eCapacity 进行双边交易。但是在午夜前，所有负荷服务企业都必须获得足够的容量信用来满足第二天自身的容量义务。

2) 结算机制

PJM 采用双结算系统（Two-settlement system）。PJM 双结算系统按日前市场和实时平衡市场分开结算，即

$$S_{DA} = P_{DA} \times q_{DA}$$
$$S_{BAL} = (P_{BAL} - P_{DA}) \times q_{BAL}$$

其中 S_{DA} 为发电机组的日前市场结算收益， S_{BAL} 为发电机组的实时平衡市场结算收益（可以为负）， P_{DA} 为发电机组日前发电计划， q_{DA} 为日前市场出清价， P_{BAL} 为发电机组实时发电， q_{BAL} 为实时市场出清价。

下面举例说明两结算系统的结算过程：某发电机在日前市场上竞标得到 20 万千瓦的发电功率，该发电机所在节点 LMP 为每 1000 千瓦 20 美元，则在日前市场，该发电机可以获得 4000 美元的收入。在实时市场，如果该发电机通过竞价，获取发出 30 万千瓦电能的机会，所在节点 LMP 为每 1000 千瓦 22 美元，多发的 10 万千瓦电能应按照实时电价结算，此时，发电机可以获得 $PJM\ 100 \times 22 = 2200$ 美元的收入，总的收入为 6200 美元。但是如果由于发电机故障，发电机只能发出 10 万千瓦的电能，它必须退还在日前市场多得到的 10 万千瓦功率的收益，这部分收益用实时市场的 LMP 结算，因此它在实时市场应该支付给 $PJM\ 100 \times 22 = 2200$ 美元的费用。最后，该发电机实际发电为 10 万千瓦，得到 $4000 - 2200 = 1800$ 美元的收入。

3.2.1.2 新能源参与电力市场方式

大部分风电由独立发电商投资建设（占美国累计风电装机的 83%），少部分由电力公司投资（占美国累计风电装机的 15%）。2013 年，美国新增装机容量的 95% 由独立发电商拥有。电力公司所有的风电机组比例持续降低，新增风机容量中，投资者所有的电力公司占比为 4%，公共所有的电力公司占比为 0.2%，剩下 1% 的新增风电装机由城镇、大学、商业用户、农民等非独立发电商、非电力公司拥有。从累计装机来看，独立发电商拥有 83% 的风机份额，电力公司拥有 15%，其余主体拥有 2%。

在美国有可再生能源配额制的框架约束，电力公司有义务购入一定比例的新能源发电。通过签订长期合约将风电卖给电力公司是美国最主要的风电业主售电方式。直接参与市场的售电

形式（merchant project）也正逐渐增多，尤其是德州。2013 年新增装机的 74%由电力公司拥有（4%）或买入（70%）。从累计风电装机来看，电力公司拥有（15%）或买入（54%）的风电占全美风电总装机的 69%。商业化或准商业化风电项目占 2013 年所有新增容量的 25%，占全部风电装机的 23%。商业化或准商业化风电项目是指售电收入与短期合约和/或电力批发市场价格相关（最终的价格风险一般在 10-12 年内对冲），而非通过长期 PPA 的形式锁定。由于风电价格下降，在部分地区的电力批发市场中具有竞争力（如德州），且风电 PPA 供应不足，未来商业化或者准商业化的风电项目将增多。

这里同样以 PJM 为例分析风电参与电力市场的情况。基本情况如下：

允许风电参与日前市场竞价，可以参与确定市场出清价。如果实时出力与日前计划偏离，则偏离部分按实时电价结算。此外，如果风电以及其他发电资源的前日与实时发电偏离量超过 5%或者 5MW（两者取其大），则发电机组需要支付偏差费用。PJM 的调节和备用在日前市场和实时市场中一并考虑。风电在满足一定条件下可以参与提供辅助服务。PJM 正在考虑使基于逆变器接口的发电机组具有提供有功控制、无功功率、限制爬坡以及电压和频率穿越等的能力。

3.2.2 德国

德国的电力交易市场机制主要分为三个部分：**现货市场、电力备用市场和电力衍生品交易市场**。三个市场分别实现这不同的交易内容，满足这不同的交易需求。

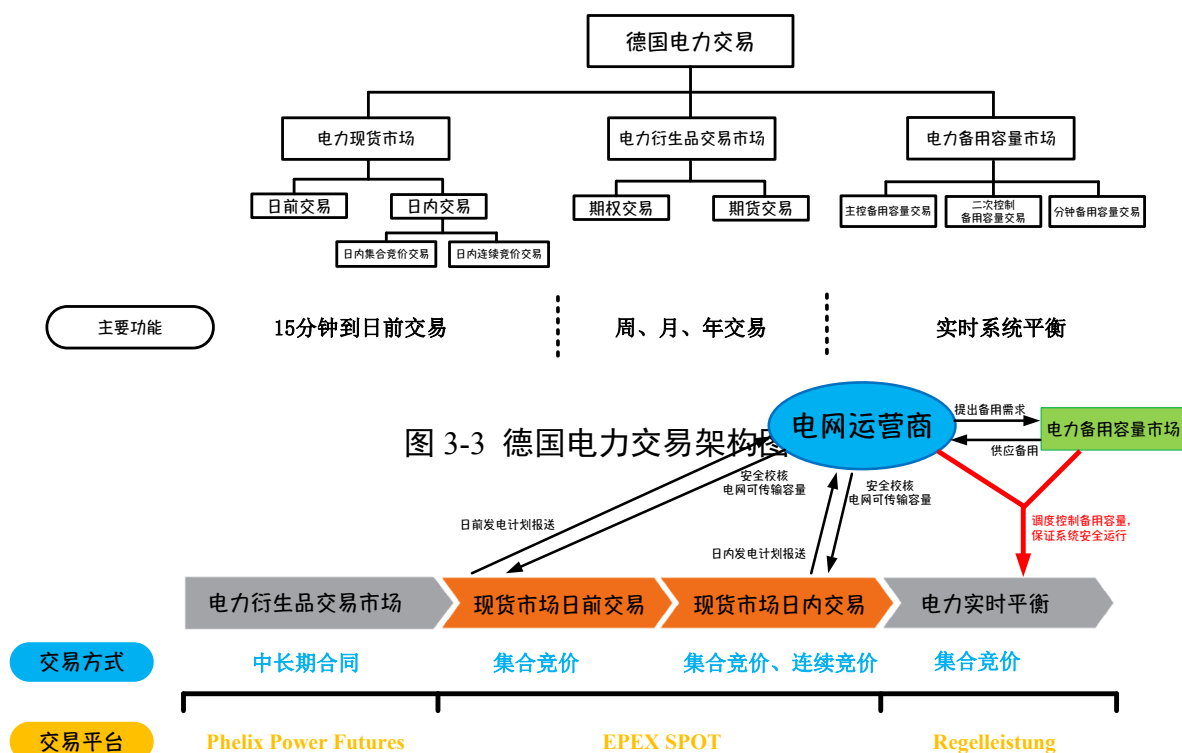


图 3-4 德国电力交易机制运行图

3.2.2.1 市场组织

（1）现货市场机制

德国的现货市场交易主要在 **EPEX SPOT** 交易平台进行。**EPEX SPOT** 是欧洲最主要的一个交易平台，总部设在法国巴黎，经营着德国、法国、奥地利、瑞士和卢森堡的电力现货交易。2015 年 5 月，**EPEX SPOT** 进一步 100%收购了 **APX Group** 的拥有权，将业务拓展到了比利时、荷兰和英国等地电力期货交易。

德国的现货市场构架，又进一步分为了日前交易、日内交易。2 个市场各有其不同的功能定位，相互协作、有序协调。日前交易是现货市场中主要的交易平台，以一天作为一个合适的时间

提前量组织市场，使得市场成员能够比较准确地预测自身的发电能力或用电需求，从而形成与系统运行情况相适应的、可执行的交易计划。日前交易往往采用集合竞价的交易方式，有利于充分发挥市场机制的价格形成功能。同时，有利于促进新能源根据自身的功率预测充分的参与市场竞争，能够保障新能源参与市场竞争下的自身收益，降低实施平衡市场对于新能源波动性的系统平衡调节压力，促进新能源消纳。

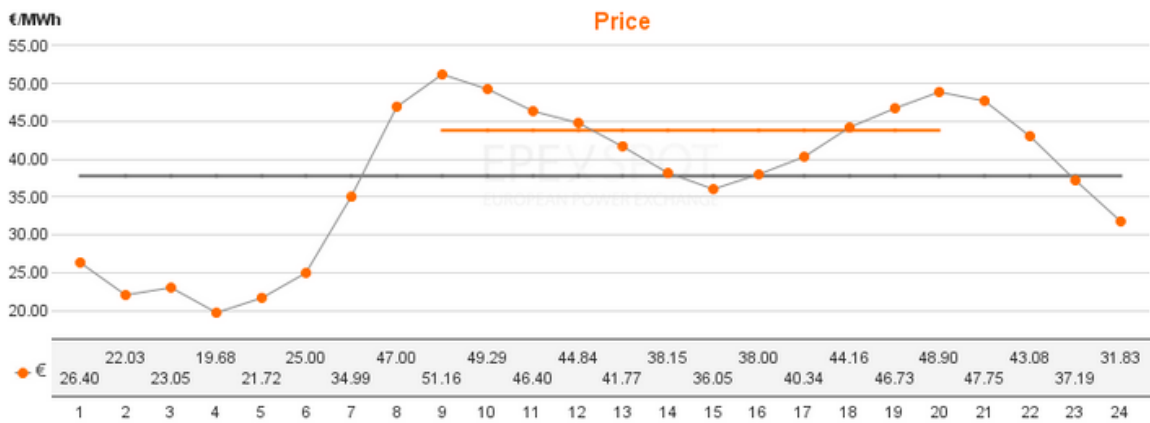


图 3-5 现货交易市场 EPEX SPOT 在 2015 年 9 月 18 日的日前市场交易价格

日内市场的主要作用在于为市场成员提供一个在日前市场关闭后对其发用电计划进行电量交易的交易平台，以应对日内的各种预测偏差及非计划状况，其交易规模相对较小。德国日内市场的交易，有两种交易形式：日内连续竞价、日内集合竞价。德国电力市场的日内连续竞价，开始于 2011 年 12 月，交易者可以在前一天的下午 2:30 开始进行交易，时间一直持续到电力产品交货前约 30 分钟。在段时间内，交易双方的竞价能够匹配，交易就立即达成，等到约定的交货时间进行电量交货。随着更多间歇性新能源的大量接入，其在日内发电出力的不确定性会大大增强。日内交易的连

续竞价模式，使得市场能够在很快的时间内（目前最短可达到 30 分钟）对新能源发电的波动性做出反应，为新能源参与市场竞争提供机制上的支持。德国日内交易市场的集合竞价模式，开始于 2014 年 12 月，其设立的主要目的是为次日的日内市场提供 15 分钟可靠的价格信号。参与者可以在前一日的下午 3 点参加集合竞价，确定次日每 15 分钟间隔的日内市场价格。日内市场的集合竞价模式的引入，为日内市场提供了可靠的价格信号，保障了日内交易连续竞价模式的价格稳定，减少了新能源参与日内市场时所面临的价格不确定性，从而促进了新能源的消纳。

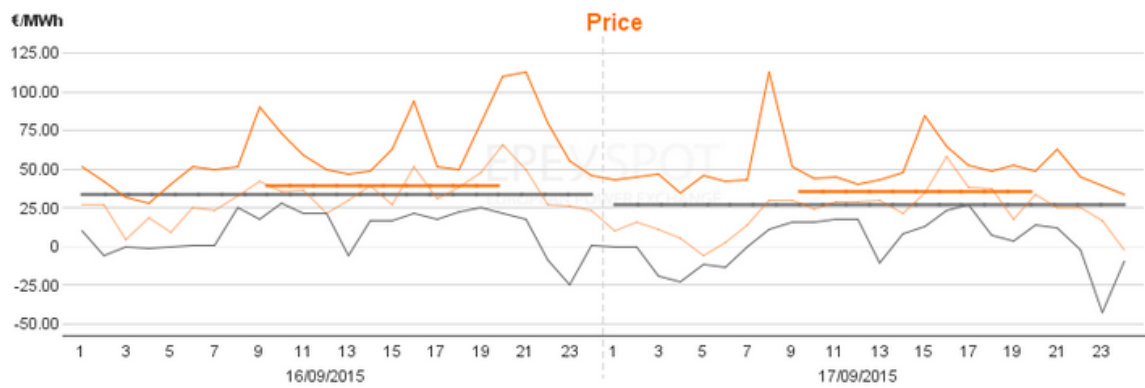


图 3-6 现货交易市场 EPEX SPOT 在 2015 年 9 月 17 日的日内连续竞价交易价格

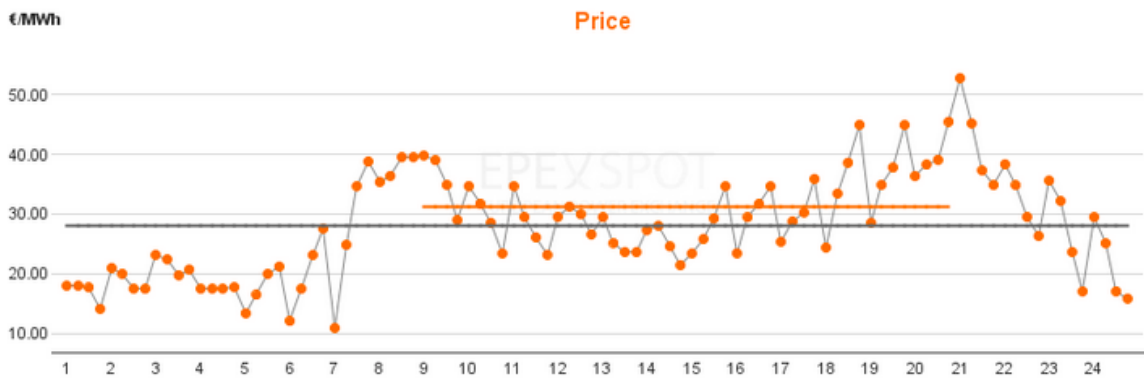


图 3-7 现货交易市场 EPEX SPOT 在 2015 年 9 月 17 日的日内集合竞价交易价格

综上所述，在德国的电力期货市场交易中，各个细分的自交易市场，有着不同的功能定位，它们之间相互协作、有序协调。它的交易时间为实时交货时间之前的数个小时乃至一日，其运行的时间流程图如图 3-8 所示。



图 3-8 EPEX SPOT 电力现货市场运行的时间流程图

在日前市场中，交易的关闭时间在电力交货发生的前一日的 12 点，根据各参与者实现所报送的竞价进行集合竞价交易，确定第二日的日前市场定价，而这定价的每个间隔为小时级，最终定价结果大约 12:55 对外公布。参与现货市场的交易者，在日前市场关闭之后，还能够继续的参加两小时之后 2:30 开始的日内市场的交易。首先开始的是为下午 3 点的集合竞价，确定日内市场结合竞价的价格。到了下午 4 点，日内市场连续竞价交易开启，此时开始的交易不需要在等待到竞拍时间进行交易，而只需报价匹配就完成交易，然后在约定的交货时间进行具体交货。德国电力日内市场的连续竞价可以一直持续到交货时间点前的 45 分钟，并且 2015 年 6 月 16 日之后，这一前置时间（lead time）进一步降低到了 30 分钟。这一时间的缩短，一方面能够适应日益增加的日内连续交易的需求；另一方面，能够提高市场对新能源波动性的反应性，利用更为实时的市场的价格

引导市场资源，从而保障新能源发电在市场中的收益，并促进市场对新能源的消纳。

（2）电力中长期合同与现货市场协调机制

德国电力中长期合同，主要在电力衍生品市场中进行交易，交易的平台为欧洲能源交易所（EEX）。欧洲能源交易所是德国最主要的能源交易平台，总部设在德国莱比锡，它同时也是现货交易平台 EPEX SPOT 的最大股东（51%）。

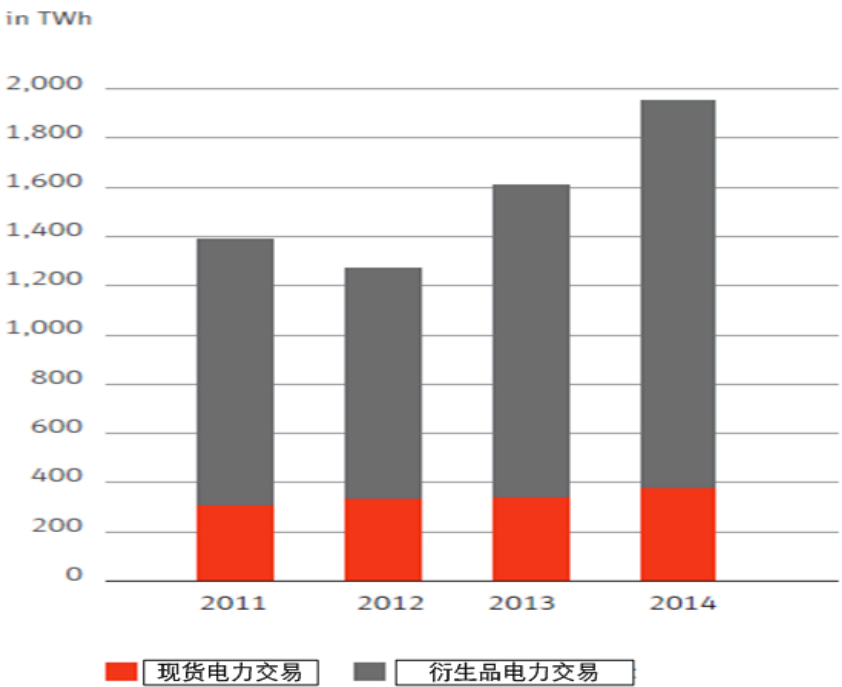


图 3-9 2011 年-2014 年德国电力交易构成图

德国 2014 年的电力交易中，有约 80%电量的交易发生在衍生品市场中，以中长期合同的形式进行交易交割。这些中长期合同根据较长的时间次度，有具体的分为：

- 按日或按周末合同
- 按周合同
- 按月合同

➤ 按季度合同

➤ 按年合同

德国电力衍生品市场中的交易合同，多为中长期合同或在未来才进行实物交割的合同，这些合同在实际的操作中，存在着与现货市场的协调运行的问题。德国电力衍生品市场的中长期合同与现货市场配合，存在着以下几个方面特点：

1. 中长期合同**按需求**纳入月执行计划。
2. 中长期合同所形成的月计划，需在交货当月之前的**2**个工作日，将交易信息提交值交易所，只提交一次，不在现货市场中再次竞价。
3. 中长期合同以“**独立价格订单**”纳入现货市场。“独立价格订单”，固定了交易价格，中长期合同的交易价格不受到现货市场价格影响。
4. 中长期合同的**金融风险低**，但存在技术和行政风险。中长期合同的价格固定，不受到现货市场价格波动的影响，但是存在无法交货的风险和反垄断的风险。
5. 未来的电力衍生品市场中，将可能进一步增加小时级和新能源方面的交易产品。

第一点，中长期合同按需求纳入月执行计划。

在中长期合同的制定后，按季度合同和按年合同可以根据需求划分到月度的发电计划和交货计划中，但是每周和每日的交货计划可以由交易的各方根据自身的需求进行现货的交割。

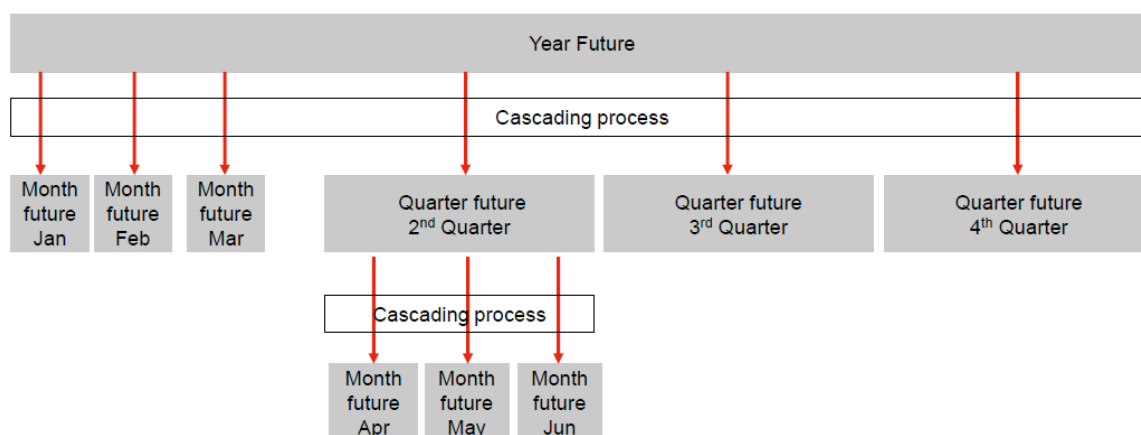


图 3-10 按季度和按年合同划分为月执行计划

第二点，中长期合同的月执行计划，不再参与现货市场竞价。

衍生品市场中的中长期合同，分为**期权合同**和**期货合同**两种。

期货合同 (Futures Contract)，简称**期货 (Futures)**，是指必须通过交易所进行买卖的契约，契约规定买卖双方将按特定的价格，于未来的某一特定的时间，对数量标准化的电量进行交货和付款。

期权合约，是期货合约的一个发展，它与期货合约的区别在于期权合约的买方有权利而没有义务一定要履行合约。如果所约定的电力交易未能最终达成，只需支付权利金。

由中长期合同所约定的期权和期货交易，需在交货当月之前的 2 个工作日之前，形成月执行计划并将交货时间和执行价格报送给现货交易市场。

第三点，中长期合同以“独立价格订单”，纳入现货市场。

中长期合同以“独立价格订单”纳入现货市场，不再次参与次月的现货市场竞价。“独立价格订单”，固定了交易价格，中长期合同的交易价格不受到现货市场价格影响。“独立价格订单”，根据合同所约定

的执行时间，在执行日所对应的日前市场中进行交割。

第四点，中长期合同金融风险低，但存在技术和行政风险。

中长期合同无现货市场价格波动的金融风险，但是存在电网运行的技术风险，即有可能由于系统的阻塞，交易的内容由于不满足调度安全校验而无法完成。交易无法完成所造成的损失，由交易双方根据合同约定的条款进行赔偿。由于中长期合同所形成的执行计划，在执行月之前就已经约定，并且在执行月前的2个工作日就已经提交给交易机构，市场的参与者无法根据最新的讯息修改执行计划。因此过多的中长期合同，将增加参与者的交易风险和违约风险。

此外，长期合同的制定，受德国联邦网络管理局、欧盟反垄断法及能源宪章的约束。大量的签订长期合同，有可能阻碍市场的充分竞争，造成寡头垄断，违反德国监管部门的反垄断法规和欧洲能源宪章的自由竞争的相关章程。

第五点，未来的电力衍生品市场中，将可能进一步增加小时级和新能源方面的交易产品。

当前的中长期合同中，细化到每日的时间尺度，只划分了三个时间尺度：非峰荷1（1点-8点）、峰荷（9点-20点）、非峰荷2（21点-24点）。这样的交易内容，已经无法满足新能源发展所带来的小时级的交易需求，从而使得电力交易的期货期权无法很好反映市场中新能源波动所造成的价格影响。未来的电力衍生品市场，有可能加入小时级的期权合同，以满足小时级的期货期权交易需求。

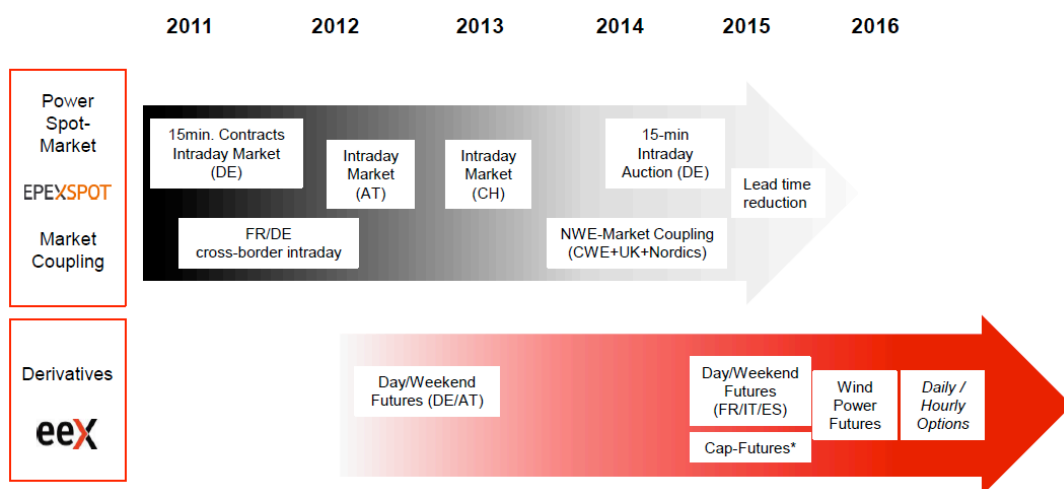


图 3-11 德国电力现货市场和衍生品市场的新增交易产品

(3) 电力备用容量市场的实时系统平衡机制

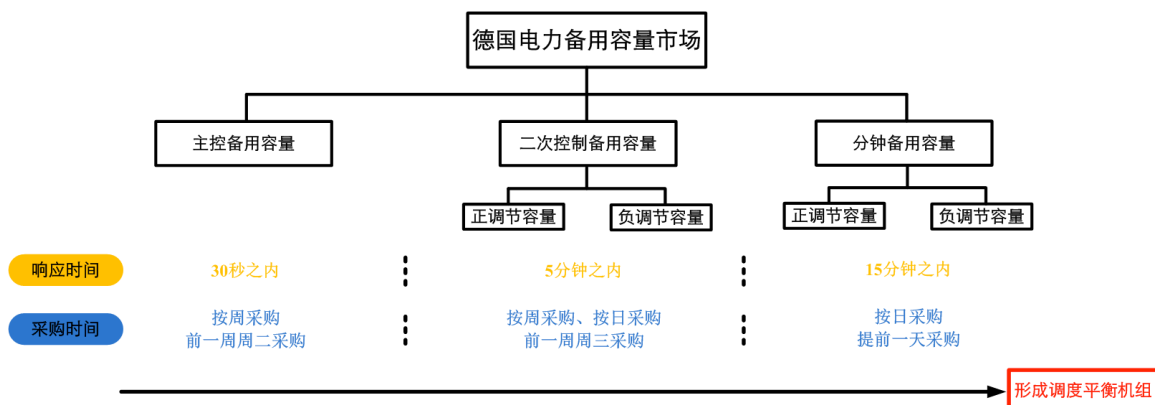


图 3-12 德国电力备用容量市场架构图

德国的输电网主要由四个输电网运营商 50Hertz、Amprion、Tennet 和 TransnetBW 分区运营。在 2001 年之前，4 个输电网运营商（TSO）分别各自的辖区内，采用双边合同的形式，向电力备用服务的供应商购置系统所需要的备用容量。2001 年，德国联邦企业联合办公室引入了竞拍采购的机制以取代原先的双边合同，4 个 TSO 各自采用竞拍采购的形式购买备用容量。但是，由于 4 个 TSO 对备用容量是各自采购，无法保证备用容量在德国全境范围内的有效利用；另一方面，由于一些电力备用服务的供应商的垄断行为，使得电力备用

服务市场的机制运转不畅，市场内的竞争度不够。为了确保电力备用服务市场内的足够的竞争度，以及容量产品定价机制的透明，2006 年之后，德国引入统一的交易平台 **Regelleistung**，所有辅助服务市场的相应产品在这个平台进行采购和交易。

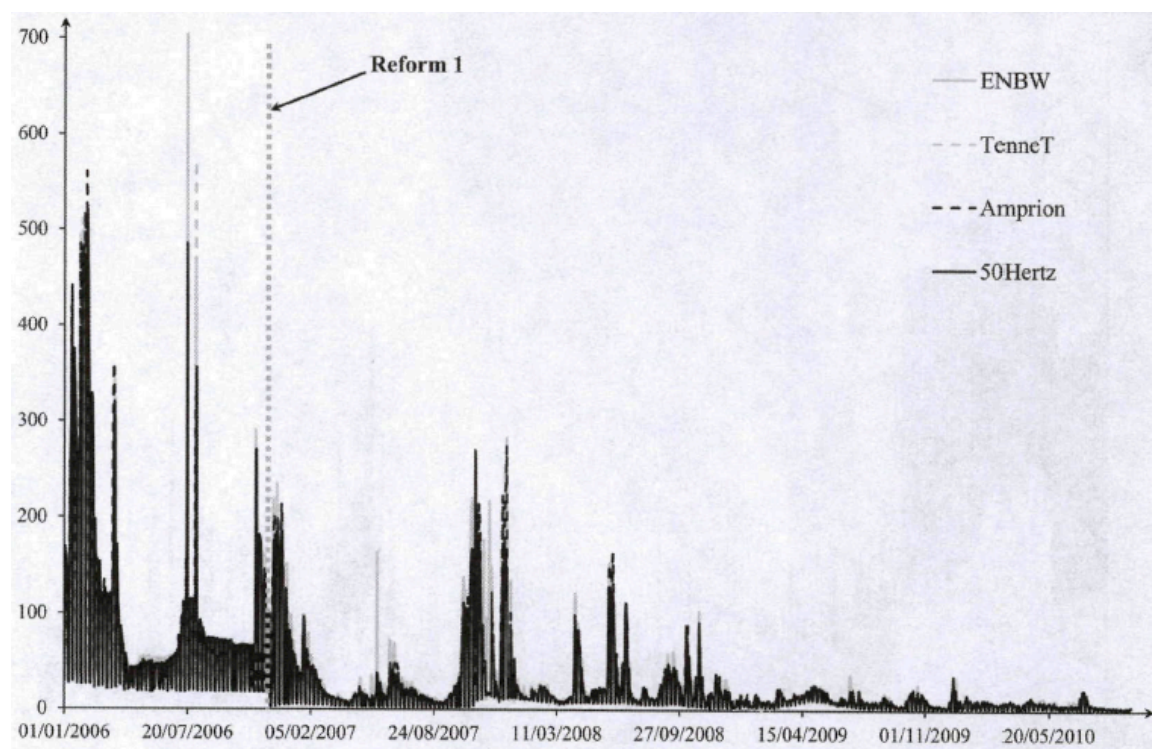


图 3-13 德国电力备用容量市场中分钟备用容量价格走向

德国的电力备用市场中，定义了有三种类型的备用容量：主控备用容量（Primary Control Power, PCP）、二次控制备用容量（Secondary Control Power, SCP）、分钟备用容量（Minute Reserve Power, MRP）。

通过对电力备用容量产品的区分以及其电力商品属性的还原，引入市场机制，使得电力备用服务的供应商在透明的同一平台上参与竞价，大大降低了德国电力备用容量的配置成本（如图 3-13 所示）。

根据欧洲输电输电联盟（ENTSO-E）对于欧洲电网的技术规定，德国电网中的频率要求维持在 **50Hz**，频率偏差一旦超过 **±10mHZ**，电网调度就需要采取措施触发备用容量，使频率维持在这个偏差区间之内。

备用响应时间。在触发响应时间方面，三种备用容量有着不同的要求。主控备用容量要求能够在 **30 秒**之内响应，二次控制备用容量要求能够在 **5 分钟**内响应，分钟备用容量需要能够在 **15 分钟**内进行响应。

正负双向调节需求。电力系统的频率特性存在着两个方向调节需求（上升和下降）：①当系统的负荷大于电力生产的时候，发电机的电磁转矩大于机械转矩，系统的频率下降；②当系统的负荷小于电力生产的时候，发电机的电磁转矩小于机械转矩，系统的频率上升。鉴于这种调节需求，德国的电力备用市场服务市场中区分了两种容量品种：正调节容量和负调节容量。正调节容量用于满足负荷大于电力生产的调节需求。负调节容量用于满足负荷小于电力生产的调节需求。二次控制备用容量和分钟备用容量，在市场中的产品，区分了正调节容量和负调节容量。但是，主控备用容量的并不做这方面的区分。

备用产品价格。德国电力备用服务市场中的产品价格，包含了两个部分：容量价格（欧元每兆瓦）和电量价格（欧元每千瓦时）。**容量价格**，体现的是容量提供者愿意在合同规定的时间范围内，不将规定数量备用容量用作它用，将这部分的调节能力作为系统运行的备用。这部分的价格，不论这些调节能力在最终的系统运行中是否使用，都必须支付。**电量价格**，只有当这部分备用的容量在实际运行中使用了，才进行支付。该电量的价格，并不由电力现货市场的电量

价格决定，而是在事先制定的合同中进行确定。

电力备用容量市场产品的采购时间以及配置时间。德国的电力备用市场中的交易产品，总体上分为按周产品和按日产品两种。按周产品，指的是该备用容量的持续时间以一周为单位采购。按日产品，指的是该备用容量的持续时间仅仅局限于特定的某一天之内。

主控备用容量的产品，为按周产品。采购时间为，实际交付时间的前一周。德国电力备用市场中的主控备用容量的产品，采购时间一般为之前一周的周二完成，如遇到节假日时间则将事先进行相应调整。

二次控制备用容量的产品，分为按周产品和按日产品，其中按日产品还进一步细分为 HT（8:00-20:00）和 NT（20:00-08:00）两种。HT 产品，指的是早上 8 点到晚上 8 点这个时间段的容量产品。NT 指的是晚上 8 点到次日早上 8 点的容量产品。二次控制备用容量的产品的采购时间，一般为之前一周的周三完成，如遇到节假日时间则将事先进行相应调整。值得注意的是，按周产品提前一周都会配置；但是按日产品则为按需配置，并非所有天数都有配置。

分钟备用容量产品，为按日产品，并且从 00:00 到 24:00 每 4 个小时为间隔细分为 6 个品种。采购时间，一般为提前一天完成，如遇到节假日时间则将事先进行相应调整。

3.2.2.2 新能源参与电力市场方式

（1）概况

光伏是德国电力总装机中占比最大的电源。截至 2014 年底，德国已连续第 9 年保持世界光伏发电第一大国，也是世界工业

化大国中唯一的光伏发电装机容量超过风电的国家。2014 年底，德国电力总装机容量约为 1.8 亿千瓦，峰值负荷约 8000 万千瓦。电源结构中，光伏发电装机容量约为 3820 万千瓦，占比最大，为 21.5%，其他依次是风电 20.1%、气电 16.1%、硬煤发电 15.7%、褐煤发电 12.0%、核电 6.8%、水电 3.2%。

在德国，新能源参与电力市场交易，主要有两种模式：

- 一种是采用基于固定上网电价的电网消纳新能源模式。新能源发电，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。
- 一种是新能源在补贴下参与电力市场竞价交易。新能源发电，自由的参与现货市场的交易，可以选择参加日前交易，也可以选择参加日内交易。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。

例如，在德国电力现货市场中，15 分钟日内产品交易是 EPEX SPOT 为了满足新能源接入后所市场对超短期交易需求，在 2011 年所引入的一种新的日内交易产品。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 3-14 与图 3-15 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。

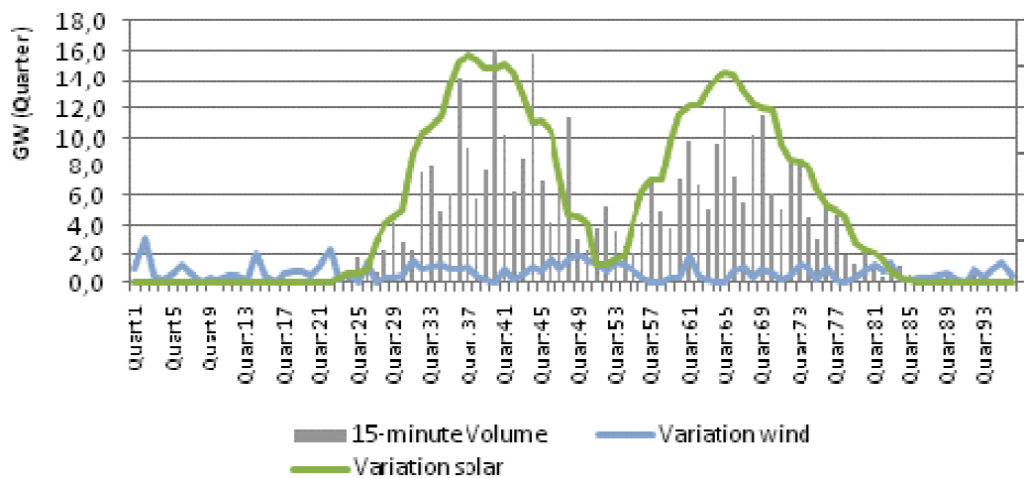


图 3-14 某日德国光伏发电与 15 分钟日内交易交易量对比图

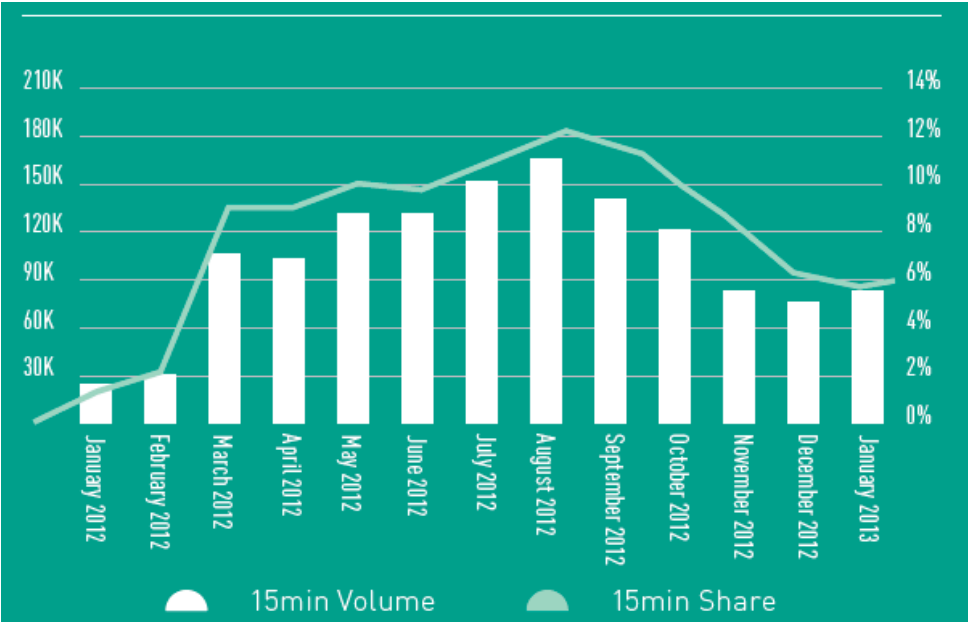


图 3-15 2012 年德国现货市场日内交易 15 分钟产品占比图

3.2.3 经验与启示

综上所述，国外在促进新能源消纳的方面的经验可以归纳为以下几点：

一是推动可再生能源发电由享受带补贴的优先发电向完全

市场化逐步演变。2000 年，德国政府通过了《可再生能源法》（EEG-2000），该法案替代了 1991 年开始实施的《电力上网法》（StrEG），成为推动德国可再生能源发展的重要法律基础。EEG-2000 对输电网的义务做出规定，包括风电的强制入网以及优先购买，输电商有义务购买可再生能源生产商生产的全部电量。同时，还对新能源发电的上网电价进行了规定，风电上网实行固定电价，输电商有义务根据《可再生能源法》规定的价格向可再生能源发电商支付固定电费。EEG-2000 此后共经历了 2004 年（EEG-2004）、2008 年（EEG-2009）、2011（EEG-2012）年及 2014（EEG-2014）年的四次修订，主要以削减可再生能源上网电价，推动可再生能源参与市场为要点。2014 年修订的可再生能源法（EEG-2014）中规定，可再生能源全面引入市场机制，反映在两个方面：一是 2014 年 8 月 1 日起所有 500 千瓦以上的新建设备，以及自 2016 年 1 月 1 日起所有 100 千瓦以上的新建设备，都必须采用直接市场竞价销售模式；二是引入招标机制，通过招标确定补贴额度，确定最低成本的可再生能源项目。对于采用参与市场的可再生能源发电，可再生能源发电商必须参与类似于常规电源的调度平衡组，从而在电力批发市场上售电，这将有助于缓解电网运行商的系统平衡压力，并激励可再生能源发电提供自身控制水平，更多的从市场中获利。

二是完备的现货市场是国外市场成功运营的关键。现货市场主要开展日前、日内、实时的电能量交易和备用、调频等辅助服务交易，现货市场所产生的价格信号可以为资源优化配置、规划投资、中长期电力交易、电力金融市场提供一个有效的量化参考依据。一方面，现货市场是对所形成的中长期交易计划进行实物交割和结算的重要

构成。另一方面，大规模新能源边际成本低，正是通过现货市场发挥优势的。在现货市场的作用下，新能源通过低边际成本自动实现优先调度，并且中长期交易通过现货市场交割，同时通过现货市场的价格信号引导发电主动调峰，优化统筹全网调节资源，有效促进新能源消纳。

三是采用集中式市场交易模式，可以很好的协调中长期交易与现货交易，增强了系统运行的灵活性。很多电力市场中，80%或更多的电力交易数量是在实时电力传输之前，通过远期合同确定的。剩余的电量在现货市场进行交易。在集中式市场模式中，交易商之间的合同是金融性质的，提供价格风险管理，不干涉系统运行。合同约定的数量与实际生产、消耗量会有偏差，不管是什么原因造成的，都是以实时市场价格进行结算。集中式市场交易模式下系统运行方式与我国现有系统运行方式类似，无需采用新的运行方法调整合同交易，增加了系统运行的灵活性。

四是采用双结算机制有效协调日前市场与实时平衡市场，有利于引导风电等新能源发电出力重视日前交易风险，降低系统平衡压力。美国 PJM 日前市场为发电商、零售商等提供了金融激励，使他们能够提交负荷其交易日实际期望的日前计划。实时平衡市场为出力不平衡电量和阻塞问题提供了一种激励机制。由于来风不确定性大，风电场的实际发电量与日前交易电量必然存在一定的偏差，而偏差的电量以实时电价结算，所以风电场非常重视评估日前交易的风险。

五是将辅助服务市场与日前市场和实时平衡相结合，采用补全支付、偏差惩罚等各类激励手段，调动各类机组参与实时

平衡市场调节由风电等新能源波动带来系统不平衡的积极性。PJM 将辅助服务市场与日前市场和实时平衡相结合，设计补全支付（make whole payment）、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，降低实时运行偏差，减轻系统平衡压力。例如，若风电以及其他发电资源的日前与实时发电偏离量超过 5%或者 5MW（两者取其大），则发电机组需要支付偏差费用。

六是灵活的日内交易产品设计，是保证新能源发电参与电力市场交易的关键。德国电力现货中，日内交易 15 分钟产品的引入，保证了新能源在实时出力与日前预测出现偏差的情况下，能够迅速的做出反应，参与日内市场交易，提升了新能源发电参与电力市场的意愿，保障了新能源在市场中的收益。随着更多间歇性新能源的大量接入，其在日内发电出力的不确定性会大大增强。日内市场的连续竞价模式，使得市场能够在很快的时间内（目前最短可达到 30 分钟）对新能源发电的波动性做出反应，为新能源参与市场竞争提供机制上的支持。

七是统一的透明的电力备用容量交易平台的建立，还原备用容量的商品属性，降低了新能源接入后的系统平衡成本。德国的电力备用市场中，将电力备用容量产品区分为主控备用容量二次控制备用容量、分钟备用容量，还原了备用容量的商品属性，使得不同的电力备用服务的供应商能够根据自身的调节能力，参与不同的备用容量产品的交易和竞争之中，降低了系统备用容量的配置成本和新能源接入后的系统平衡成本。

3.3 国外新能源消纳出现的问题及解决思路

3.3.1 电力市场中新能源消纳出现的问题

（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。

3.3.2 适应大规模新能源消纳的解决策略

一是采用抬高电量市场允许竞标价、给予补全支付等机制，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。另外，在实时市场中加入运行备用需求曲线，将影响系统可靠性的备用需求反映到电量市场价格中。ERCOT 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。此外，美国一些 ISO 还引入补全支付（make-whole payment）机制，补偿发电提供商的市场收入不足以弥补其成本的差异，保障发电商参与市场时按照市场运行人员指令运行不会造成收入损失。

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。引入爬坡预测的预测信息。除新能源出力预测

外，ERCOT 还引入了单独的爬坡预测，称为 ERCOT 大幅爬坡预警系统(ELRAS)，以预测某一幅度和持续时间的概率爬坡事件。ELRAS 生成未来 6 小时的 15min 地区级和系统级预测。目前，ELRAS 爬坡预测仅用于 ERCOT 运行人员的情景提示。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。

三是加强风电提供辅助服务管理，增加系统调峰资源。美国德克萨斯州电力可靠性委员会 ERCOT 已经要求 2010 年 1 月 1 日后签订标准并网协议的风电需要提供一次频率响应，但目前 ERCOT 市场尚不支付提供频率或转动惯量响应的发电资源。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。

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。

4 新形势下我国新能源消纳机制及案例分析

4.1 我国新能源优先消纳机制探索及拟开展试点

4.1.1 新能源消纳机制探索及相关实践

（1）东北电力调峰辅助服务市场

基本思路：引入了市场价格机制，根据火电机组调峰深度的不同，引入“阶梯式”浮动报价及分摊机制，火电企业可在不同档内自由报价，依照报价由低到高依次调用，最终按照各档实际出清价格进行结算。按照“多减多得、少减多摊”的原则，进一步提高了奖罚力度，以更高的补偿价格激励火电企业增加调峰深度。改变了只在火电机组内部进行补偿和分摊的模式，将风电、核电作为重要市场主体纳入调峰机制，实现风火、核火之间的互补互济。

相关案例：以蒙东电力调峰辅助服务市场为例，以机组负荷率52%为补偿临界点，根据2013年历史数据，对蒙东地区的预期执行效果进行了测算。蒙东地区火电厂分摊3902.6万元，平均分摊金额390万元，最高分摊金额1147万元；风电场分摊3196.8万元，平均分摊金额55万元，最高分摊金额167万元。2013年蒙东全网风电受益电量为8.1亿千瓦时，折合风电每度受益电量分摊的有偿调峰辅助服务费用为0.04元。

（2）新能源代替企业自备火电厂发电（风火发电权交易）

基本思路：风火发电权交易是指当电网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在最小方式基础上进一步减少发电，为风电让路，由风电企业替代火电发电，同时给予火电企业一定经济补偿，补偿价格由风火双方自行商定。新能源替代自备电厂发

电是风火发电权交易的一种实施方式，该情况下，自备电厂根据系统调度指令，在风电出力较大时段，降出力运行，根据计量关口统计的下网电量，由风电企业给予自备电厂一定经济补偿。

相关案例：甘肃新能源企业替代自备电厂发电：中国铝业兰州分公司自备电厂(3×30 万火电机组)拿出 6 亿千瓦时电量，与甘肃新能源企业做发电权交易，近百家风电场及光伏电站参与其中。部分新能源企业给出的报价超出甘肃的火电标杆电价（0.325 元/千瓦时），6 月的最高度电成交价达 0.3556 元。

（3）新能源参与大用户直购电

基本思路：以优惠的电价来吸引用电量大的工业企业使用新能源，交易价格、交易量由双方协商确定。

相关案例：甘肃省金昌市的 7 家光伏发电企业与 6 家大工业企业签订直接交易新能源消纳合同，计划新增消纳电量约 2.4 亿度。

（4）同一发电主体的风火打捆优化运行

基本思路：同一发电主体投资的风电与火电共同为一定区域范围内的负荷供电，该发电主体的火电为自己的风电进行出力调节，促进风电消纳，同时保证供电稳定可靠。

相关案例：中电投内蒙古通辽霍林河循环经济示范项目：获国家“863”重大科技项目支持，利用霍林河地区丰富的风能、太阳能资源，形成了褐煤就地发电转化为主，大比例消纳风电的“煤—电—铝”产业链。整个循环经济项目火电 180 万，风电 80 万，负荷 139 万，孤网运行，和主网有联络线备用。基本不弃风。

（5）新能源微电网

基本思路：根据风电、光伏及光热不同品种可再生能源电源出

力的差异性，利用相互之间的互补性，合理配置规模，并合理配置和使用储能设施，使可再生能源集群式电源出力相对持续、稳定、可控。

相关案例：二连浩特新能源微电网示范项目初步规划区域拟涵盖锡盟的“一市五旗”即二连浩特市、苏尼特右旗、苏尼特左旗、镶黄旗、正镶白旗及阿巴嘎旗。规划共计 7 个集群式电源项目。规划目标年度为 2020 年，装机总规模 253.5 万千瓦，其中，风电规模 182 万千瓦，光伏 56.5 万千瓦，光热 15 万千瓦，配套储能设施 16 万千瓦。

（6）清洁能源供暖、风电制氢等

基本思路：为缓解北方地区风电消纳困难，利用弃风电量替代直燃煤采暖，促进大气污染治理，或利用弃风电量通过电解等方式将电力转换为气体能源，如氢气（H₂）、甲烷（CH₄）等。

开展现状：

①风电清洁供暖：目前，我国已投运的风电清洁供暖示范试点项目 12 项，其中吉林 2 项、蒙东 6 项、蒙西 2 项，北京 2 项。目前风电供热试点主要采用两种模式：一是“供暖负荷-弃风消纳”的配对建设运营模式，如吉林、蒙东、蒙西试点；二是直接交易模式，如北京房山区韩村河、石景山区莲花河集中电采暖试点。

2015 年 4 月 29 日，国家能源局发布了《关于在北京开展可再生能源清洁供热示范有关要求的通知》，提出利用张家口风能资源在北京开展清洁能源供热示范，以延庆县作为先行试点地区。2015 年 6 月，国家能源局进一步下发《关于做好风电清洁供暖工作的通知》，提出按照 1 万千瓦风电配套 2 万平方米建筑供暖需求，因地制宜推广风电清洁供暖项目。

②**风电制氢**：我国电制气刚刚起步，河北建投新能源公司在张北开工建设风电制氢示范项目，配套风电装机容量达到 20 万千瓦，电解设备 1 万千瓦，建成后将成为全球规模最大的新能源制氢项目。

相关案例：吉林已投运风电供暖示范项目 2 项，分别为大唐新能源公司在白城洮南，以及中广核风力发电有限公司在白城安广建设的风电供暖项目。白城洮南项目电锅炉建设规模 2 万千瓦，供热面积 16.7 万平方米，配套大唐向阳一期 20 万千瓦风电场，2011 年供暖期投入运行，2013 年供暖用电量 1748 万千瓦时，供暖捆绑风电场增发电量 3640 万千瓦时。白城安广风电供暖项目电锅炉建设规模 3 万千瓦，供热面积 20 万平方米，2014 年供暖期投入运行，配套大安中广核风电场。风电企业出资建设供暖站、电网企业出资建设配套电网。供暖站绑定风电企业经营的特定风电场，形成“供暖负荷-弃风消纳”的配对建设运营模式，绑定的风电场享受额外的发电量指标作为项目建设投资补偿。电网企业按照现行电价标准，与风电企业、供暖站分别独立结算上网电费和供暖用电费用。

在当前电价政策不落实、利益补偿力度不够等情况下，取得的成效有限。例如东北电力调峰辅助服务市场引入了市场价格机制，激励火电企业增加调峰深度，但在风电消纳矛盾突出的供热期，保供热问题依然导致供热机组参与辅助服务的意愿不强。此外，风火发电权交易的合法性受到诟病，风火发电权交易条件及其可推广性缺乏国家政策支持。

4.1.2 拟开展的新能源消纳机制试点

2015 年 10 月，国家发改委办公厅印发《关于开展可再生能源就

近消纳试点的通知》，首次提出在可再生能源富集的甘肃省、内蒙古自治区率先开展可再生能源就近消纳试点，为其他地区规划内的可再生能源全额保障性收购积累经验。这是我国新能源消纳形势日益严峻形势下，结合新一轮电力体制改革精神，从推动可再生能源优先调度的机制创新角度进行的尝试。文件提出在加强电力外送、扩大消纳范围的同时开展就近消纳试点，努力解决弃风、弃光问题。包括四方面试点内容：

一是可再生能源在局域电网就近消纳。在可再生能源富集地区，一方面积极加强输电通道和配电网建设，促进可再生能源外送，扩大消纳范围；另一方面以可再生能源为主、传统能源调峰配合形成局域电网，减少外送线路建设需求，探索在试点地区局域电网内考虑输电距离因素测算确定输配电价，积极承接东部产业转移，促进可再生能源积极消纳的良性循环。通过企业自备燃煤火电机组公平承担社会责任，履行调峰义务，参与交易，提高调峰能力，加大可再生能源就近消纳力度。

二是可再生能源直接交易。结合电力体制改革的推进，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，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。

三是可再生能源优先发电权。通过建立优先发电权，提出可再生能源发电的年度安排原则，实施优先发电权交易，并在调度中落实，努力实现规划内的可再生能源全额保障性收购。建立利益补偿机制，鼓励燃煤发电对可再生能源发电进行调节。

四是其他鼓励可再生能源消纳的运行机制。鼓励对燃煤机组进行技术改造、对热电联产机组加装蓄热器，实施深度调峰，提高电网可再生能源消纳能力。充分发挥抽水蓄能机组和储能设备的快速调峰能力，实施风光水储联合运行。建立有利于可再生能源消纳的风电、太阳能发电出力预测机制。建立提高可再生能源消纳的需求响应激励机制。

4.2 新形势下促进我国新能源消纳机制

考虑我国市场化建设阶段与推进速度，初步判断，“十三五”期间，我国新能源消纳将以加强和改进电力运行、价格政策为重点推进机制创新和综合试点，“十三五”之后，随着电力市场的基本建立，我国新能源消纳将以参与电力市场为重点，推进整个电力系统的升级转型。

（一）近期（2020年前）：以加强和改进电力运行、价格政策为重点推进机制创新和综合试点。

（1）提高清洁能源优先调度的运行控制水平，精细化开展机组组合、经济调度、备用安排和实时控制。

优化发电计划制定。基于我国风电富集地区以煤为主的电源结构特点，充分考虑燃煤机组启停、出力调节等特性以及风电、光伏发电功率预测特点（如随着预测时间尺度的缩短，预测精度不断改善），优化发电计划制定的时间尺度和方式方法。在年度和月度发电计划制定中为风电、光伏发电预留足够的电量空间；在日前发电计划中，合理确定机组开机方式和调峰次序，确保最大限度消纳风电、光伏发电；在实时发电计划制定中，参考超短期风电、光伏发电功率预测信息，

滚动调整发电计划，最大发挥系统消纳风电、光伏发电的潜力，并促进风电、光伏发电主动参与系统平衡。

优化系统备用容量配置方法。在考虑风电功率预测误差的基础上，尽可能为风电留出足够的消纳空间。目前我国电力运行中，从安全考虑，一般按最大负荷的 2%-5%配置负荷备用容量，按最大负荷的 10%但不小于系统中最大单机的容量配置事故备用容量。随着系统接入风电规模的增加，将风电纳入发电计划制定后，风电容量可信度和风电功率预测误差对原有备用容量配置的影响不容忽视。应全面分析风电容量可信度和出力预测误差特性，探索科学合理同时在实践中简单易行的备用容量配置方法，在保证系统运行安全性的同时为消纳风电预留足够空间。

在保障规则、条件透明的前提下允许小比例弃风、弃光。当系统内风电、光伏发电达到一定比重时，绝对意义上的 100%全额收购风电、光伏发电会降低火电机组的负荷率或增加启停次数，导致整个系统发电成本上升、安全性下降、排放增加，并不是最优方案。如果允许少量弃风、弃光，以提高常规机组负荷率、减少启停次数，可能比全额接纳风电、光伏发电更安全、更经济、更环保。因此，欧洲一些国家认为，风电弃风比例可维持在 1-5%。例如，美国、德国一些地区，通过将弃风相关条款纳入并网协议或购电合同等管理手段和市场规则，使得风电发电企业、电网公司等相关方接受透明条件下的一定合理弃风。

（2）立足当前电源结构，提高常规电源配合清洁能源运行的能力与积极性。

修订火电机组运行和改造技术标准，重新核定火电（含热电）机

组的最小技术出力、热电联产特性曲线和开机方式。对于供热机组，加强供热在线监测、提高热电控制水平，建立供热机组发电出力与供热负荷动态联动运行管理机制，同时建立健全对常规电源的利益补偿机制，为以煤为主的电力系统注入更多的调节能力。采取有效措施充分挖掘电力系统现有的调峰潜力，当务之急是解决自备电厂和冬季供暖期供热机组参与调峰的问题，根据清洁能源优先的原则修订相关的技术管理规范并监督实施，要核查并深挖火电机组调峰深度，并深挖常规机组调峰能力，充分调动和利用抽水蓄能机组的快速和深度调峰能力。

（3）推动建立不同电源之间利益补偿机制，继续尝试电力辅助服务。

推进东北电力调峰辅助服务市场的建设试点。坚持清洁能源优先并网消纳的原则和法定权益，在科学、公平、透明确定机组灵活调峰能力和技术标准的基础上，建立辅助服务分担和市场化补偿机制，扩大跨省补偿交易范围，通过市场手段挖掘常规电源调峰潜力。

（4）完善需求响应机制，推进电能替代，拓展清洁能源富集地区本地消纳。

面对日益拉大的峰谷差，要更加注重运用峰谷电价、季节电价、可中断负荷电价、高可靠性电价等需求侧管理措施，引导用户调整用电方式，调整负荷特性，提高清洁能源消纳能力。建立灵活的价格机制，在具备条件的省区开展用户侧管理的示范工作，最大限度的挖掘本地电网消纳风电的潜力。据统计，工业、商业用户一般约有 15% 和 10% 的非连续性负荷，具有短时调峰的潜力，每年最大负荷中 95% 以上的部分持续时间也只有 100 小时左右。如果通过电力需求侧管理

将这部分高峰负荷转移到其他时段可以提升调峰能力。蓄热电锅炉、蓄热式电热器、热泵供热等利用低谷风电的“以电代煤”供热也是通过需求侧管理增加风电消纳能力的重要途径，国家已经在风电供热等方面进行了尝试，需要进一步挖掘促进风电消纳的其他需求侧管理方式。

（5）及早解决供热电厂盈利模式问题，释放热电厂灵活性。

针对北方地区热电厂供热业务无法盈利、必须依赖发电保障收入的问题，推进热电厂盈利模式改革创新，释放热电厂灵活性。区分经营性用热和居民用热，实行不同的制度设计。居民用热要逐步探索阶梯热价的办法，经营性用热价格逐步放开，完全市场化定价。分户计量。居民用热要实行阶梯热价，就要加快“一户一表”改造，将来实现暗补改明补。创新机制。尝试打破长期实行的热源、热网分段经营体制，鼓励和支持“厂（站）网一体，直管到户”的一体化经营模式，减少供热中间环节。

（6）结合电力改革试点工作，在清洁能源消纳压力大的地区建设清洁能源并网技术和运行机制创新示范区。

一是在内蒙古、新疆、甘肃以及东北三省等地区，针对新增用电需求难以满足消纳新增清洁能源发电需要的问题，探索在存量市场空间中为清洁能源发电争取市场空间的方式和机制。二是在新增和现有输电通道规划、设计、计划和调度中，优先考虑保障输送水电、风电和太阳能发电。

（二）中长期：以参与市场化改革为重点推进可再生能源升级转型。

（1）推动电力系统转型升级，煤电、天然气发电等常规电

源的逐步成为调峰电源甚至备用电源，建设发展智能电网。

一是构造新型电力系统功能结构。随着未来清洁能源的发展，风电、太阳能发电等清洁能源的比重将显著上升成为主力电源，分布式清洁能源发电也实现普遍应用，而煤电、天然气发电等常规电源的比重将下降成为调峰电源甚至备用电源，电网更加注重公益性、服务性功能。二是加快智能电网建设。随着风电和光伏发电接入比例的不断提高，给电网的安全运行带来新的挑战，必须加快建设智能电网，解决一次设备智能化、调度技术支持体系、柔性输电、互动营销、分布式储能等关键技术问题，最大限度地接纳风电和太阳能发电等清洁能源发电，并为其产业发展提供全方位技术支撑。适应用户日益增加的多样性需求，提高电网的可靠性和整体效率。

（2）推进竞争性电力市场建设，在竞价市场上发挥清洁能源发电边际成本低的优势，实现清洁能源优先调度。

电力运行调度方式改革必须与电力市场机制、特别是电价形成机制改革相结合，形成由市场供需和边际成本决定市场价格的机制，通过竞争方式安排各类机组的发电次序，取消发电量计划管理制度。风电、太阳能发电等清洁能源发电的边际发电成本基本为零，可通过低报价确保优先上网，实现经济调度和节能调度的统一。以市场价格和节能调度代替标杆电价和发电量计划，也将改变传统火电行业的规模扩张驱动和发展模式。

（3）探索引入容量市场和辅助服务市场，促进灵活电源建设和辅助服务。

探索引入容量和辅助服务价格机制（市场机制），激励传统火电厂等逐步转向提供容量和辅助服务。从国内现状和最新国际趋势来

看，随着清洁能源发电比重持续增加、煤电逐步转为提供调峰、备用服务，我国现行的一部制电价制度的局限性日益凸显，必须尽早考虑探索建立多部制电价机制（或其它形式的容量和辅助服务市场机制），在建立基于竞价和合约价格的电量价格同时，引入容量电价和辅助服务价格，既有助于改变传统火电行业的规模扩张驱动和发展模式，更加注重提高电力灵活性，也将促进包括传统电源和清洁能源在内各个方面通过应用新技术提高发电控制能力、提供辅助服务，缓解风光水火矛盾。

（4）建立相互开放的、跨省区的电力交易市场，促进跨省区资源优化配置和电力消纳。

促进风能、太阳能等清洁能源开发利用，必须建立相互开放的、跨省区的全国性电力市场。以跨省跨区交易平台为突破口，以放松价格管制为前提，大力推进市场交易机制建立，涉及省份的发电、用户等市场主体直接进入平台开展报价的自主交易，打破以邻为壑，有序推进跨省区交易。在此基础上，随着包括跨省区骨干电网、省内网架和低压配电网、微电网的多层次电网体系的建成，逐步实现各省区电力交易的开放与融合，形成覆盖更大范围的多层次电力交易平台，支撑电力资源的宏观优化配置和微观市场主体自主交易。

4.3 基于电力生产模拟的新能源消纳机制案例研究

本节分析不同电力运行机制对新能源消纳的影响，基于案例系统重点分析改变发电计划安排方式、常规机组深度调峰等在促进新能源消纳方面的效果。

4.3.1 案例系统

课题通过构建案例系统对常规电源深度调峰开展量化分析。采用我国某风能资源富集省份的电源和负荷数据，风电数据采用美国德克萨斯州的风电历史数据。

（1）电源结构

案例分析中，参照选取的风电富集省份 2011 年电源结构，仅考虑 100MW 及以上火电机组，暂不考虑水电机组和生物质发电等，构建案例系统的常规电源。系统常规电源装机总容量为 12900MW，各机组类型、台数等信息如表 4-1 所示。除了 600MW 机组外，其他类型机组均为热电联产机组（CHP）。

表 4-1 案例系统常规机组类型

| 机组类型 | 单机容量(MW) | 机组台数 | 是否 CHP 机组 |
|---------|----------|------|-----------|
| Coal-XL | 600 | 5 | 否 |
| Coal-M1 | 300 | 5 | 是 |
| Coal-M2 | 300 | 10 | 是 |
| Coal-M3 | 300 | 4 | 是 |
| Coal-S1 | 200 | 6 | 是 |
| Coal-S2 | 200 | 11 | 是 |
| Coal-XS | 100 | 8 | 是 |

冬季供暖期供热机组运行方式是影响风电运行消纳的一个重要因素。案例系统参照案例省份的火电厂最小运行方式有关规定，设定模型中供热机组在供暖期的最小出力值，并结合课题火电机组装机情况对最小运行方式进行微调。各类型机组供暖期与非供暖器最小出力值如下表所示。

表 4-2 案例系统常规机组最小技术出力

| 机组类型 | 单机容量(MW) | 非供暖期最小出力(额定容量的百分比) | 供暖期最小出力(额定容量的百分比) |
|---------|----------|--------------------|-------------------|
| Coal-XL | 600 | 40% | 40% |
| Coal-M1 | 300 | 65% | 80% |
| Coal-M2 | 300 | 50% | 70% |

| | | | |
|---------|-----|-----|-----|
| Coal-M3 | 300 | 40% | 70% |
| Coal-S1 | 200 | 68% | 70% |
| Coal-S2 | 200 | 60% | 70% |
| Coal-XS | 100 | 70% | 80% |

各类型机组发电成本参数如表 4-3 所示。其中，机组固定成本和满负荷平均发电成本由燃料成本组成。

表 4-3 案例系统常规机组发电成本参数

| 机组类型 | 单机容量(MW) | 启动成本(元) | 运行固定成本(元/小时) | 满负荷平均发电成本(元/小时) | 度电燃料成本(元/千瓦时) |
|---------|----------|---------|--------------|-----------------|---------------|
| Coal-XL | 600 | 600000 | 20202 | 93797 | 0.16 |
| Coal-M1 | 300 | 300000 | 10633 | 49367 | 0.17 |
| Coal-M2 | 300 | 300000 | 10633 | 49367 | 0.17 |
| Coal-M3 | 300 | 300000 | 10633 | 49367 | 0.17 |
| Coal-S1 | 200 | 200000 | 7482 | 34740 | 0.18 |
| Coal-S2 | 200 | 200000 | 7482 | 34740 | 0.18 |
| Coal-XS | 100 | 100000 | 3961 | 18392 | 0.19 |

4.3.2 分析模型与场景

(1) 分析模型

采用基于两阶段机组组合的电力生产模拟模型进行仿真分析。两阶段机组组合实施思路如下：

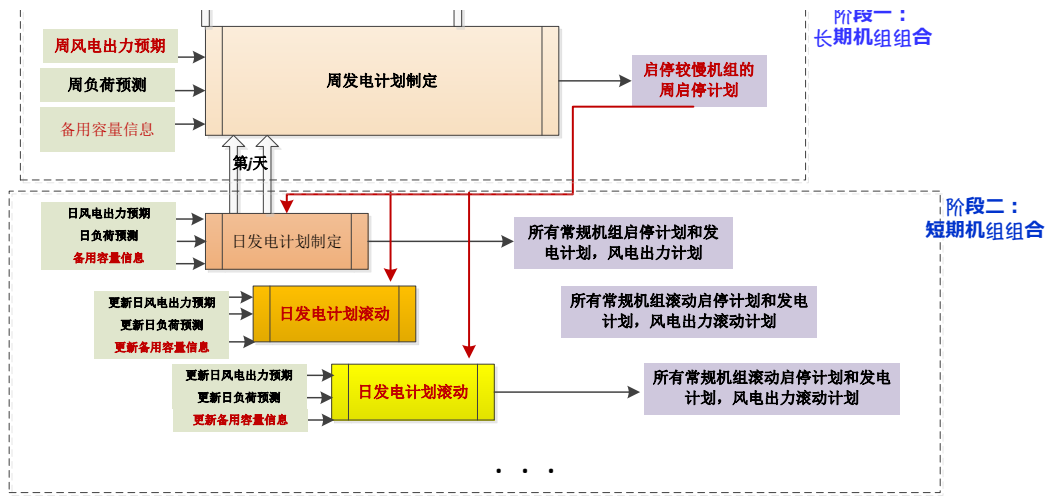


图 4-1 基于两阶段机组组合的电力生产模拟思路

阶段一：长期机组组合模型（Long Range Unit Commitment）

长期机组组合模型充分考虑燃煤机组启停时间长的特点，为减少机组频繁启停，保证系统运行安全，以 7 天为优化周期，旨在确定未来 5 天启动时间较长机组的发电计划（包括启停计划和发电出力计划），并提前计划下一阶段优化周期（如第 6 天~第 12 天）前两天的发电计划，保障下一阶段发电计划的连续、可行。模型中以风电历史出力容量系数作为优化周期中对风电出力的预期，并考虑基于该出力预期的风电出力不确定性，安排合适的系统备用容量。

目标函数：

$$f_{obj} = \sum_{t \in T} C_{Gen}(t) + \sum_{t \in T} C_{LC}(t) \quad (4-1)$$

其中， $C_{Gen}(t)$ 为时刻 t 的发电成本， $C_{LC}(t)$ 为时刻 t 系统切负荷成本， T 为机组组合时间尺度，如 8760 小时。

发电成本 $C_{Gen}(t)$ 如下式表示，由机组启停成本、固定运行成本

以及增量运行成本三部分组成。各运行成本中包括机组燃料成本和CO₂排放成本两部分。

$$C_{Gen}(t) = \sum_{u_N \in U_N} \left(c_{start}(u_N) \cdot V_{start}(u_N, t) + c_{noload}(u_N) \cdot V_{online}(u_N, t) + c_{incr}(u_{in}) \cdot V_{gen}(u_N, t) \right)$$

其中， U_N 为所有机组类型， u_N 为机组子类型。 $c_{start}(u_N)$ 、 $c_{noload}(u_N)$ 、 $c_{incr}(u_{in})$ 分别为机组类型的单个机组启停成本（元/兆瓦时）、固定运行成本（元/兆瓦时）以及增量运行成本（元/兆瓦时）。 $V_{start}(u_N, t)$ 为机组启停次数， $V_{online}(u_N, t)$ 为在线机组台数， $V_{gen}(u_N, t)$ 为机组发电出力（兆瓦时）。

切负荷成本 $C_{LC}(t)$ 如下式表示,是由系统发电不足引起切负荷后引起的系统成本。

$$C_{LC}(t) = c_{voll} \cdot V_{loadcurt}(t)$$

其中， c_{voll} 为损失负荷价值（Value of Lost Load，元/千瓦时）， $V_{loadcurt}(t)$ 为切负荷量（兆瓦时）。

约束条件：

（1）功率平衡约束

$$\sum_{u_N \in U_N} V_{gen}(u_N, t) + P_{wind}(t) - V_{windcurt}(t) + V_{loadcurt}(t) = P_{dem}(t), \forall t \quad (4-2)$$

其中， $P_{wind}(t)$ 为时刻t的风电出力（预期或预测值）， $V_{windcurt}(t)$ 为时刻t的弃风出力， $V_{loadcurt}(t)$ 为时刻t的切负荷量， $P_{dem}(t)$ 为时刻t的负荷值。

（2）备用容量约束

$$P_{res_up}(t) \leq \sum_{u_N \in U_N} (V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\max}(u_N)) - \sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) + V_{windcurt}(t), \forall t \quad (4-3)$$

$$P_{res_dn}(t) \leq \sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) - \sum_{u_N \in U_N} (V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\min}(u_N)) + P_{wind}(t), \forall t \quad (4-4)$$

其中，式（4-12）为上调备用约束，式（4-13）为下调备用约束。

$P_{res_up}(t)$ 为上调备用需求量（兆瓦）； $P_{res_dn}(t)$ 为下调备用需求量（兆瓦）； $P_{\max}(u_N)$ 、 $P_{\min}(u_N)$ 分别为类型 u_N 机组的单机最大出力和最小出力。

（3）最大、最小出力限制

$$\sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) \leq P_{\max}(u_N) \cdot N(u_N), \forall t \quad (4-5)$$

$$\sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) \geq P_{\min}(u_N) \cdot N(u_N), \forall t \quad (4-6)$$

$$V_{gen}(u_N, t) \geq V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\min}(u_N), \forall t, u_N \quad (4-7)$$

$$V_{gen}(u_N, t) \leq V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\max}(u_N), \forall t, u_N \quad (4-8)$$

其中， $N(u_N)$ 为类型 u_N 机组的机组台数。

（4）常规机组启停约束

$$V_{start}(u_N, t) \geq V_{online}(u_N, t) - V_{online}(u_N, t-1), \forall t, u_N \quad (4-9)$$

（5）弃风量限制

$$V_{windcurt}(t) \leq P_{wind}(t), \forall t \quad (4-10)$$

（6）切负荷量限制

$$V_{loadcurt}(t) \leq P_{dem}(t), \forall t \quad (4-11)$$

阶段二：短期机组组合模型 (Short Range Unit Commitment)

短期机组组合模型充分考虑风电功率预测随着预测时间尺度的缩短，预测精度不断改善的特点，并考虑系统中存在小型燃煤、燃气等启停速度较快机组的可能性，以 24 小时为优化周期，以 4 小时为滚动修正步长，改进长期机组组合发电计划，最大限度提高风电消纳空间。模型中以风电功率预测值作为优化周期中对风电出力的预期，并考虑基于该出力预期的风电出力不确定性，安排合适的系统备用容量。

目标函数：

$$f_{obj} = \sum_{t \in T} C_{Gen}(t) + \sum_{t \in T} C_{LC}(t) \quad (4-12)$$

其中， $C_{Gen}(t)$ 为时刻 t 的发电成本， $C_{LC}(t)$ 为时刻 t 系统切负荷成本， T 为机组组合时间尺度，如 8760 小时。

发电成本 $C_{Gen}(t)$ 如下式表示，由机组启停成本、固定运行成本以及增量运行成本三部分组成。各运行成本中包括机组燃料成本和 CO₂ 排放成本两部分。

$$C_{Gen}(t) = \sum_{u_N \in U_N} \left(c_{start}(u_N) \cdot V_{start}(u_N, t) + c_{noload}(u_N) \cdot V_{online}(u_N, t) + c_{incr}(u_{in}) \cdot V_{gen}(u_N, t) \right)$$

其中， U_N 为所有机组类型， u_N 为机组子类型。 $c_{start}(u_N)$ 、 $c_{noload}(u_N)$ 、 $c_{incr}(u_{in})$ 分别为机组类型的单个机组启停成本（元/兆瓦时）、固定运行成本（元/兆瓦时）以及增量运行成本（元/兆瓦时）。 $V_{start}(u_N, t)$ 为机组启停次数， $V_{online}(u_N, t)$ 为在线机组台数， $V_{gen}(u_N, t)$ 为机组发电出力（兆瓦时）。

切负荷成本 $C_{LC}(t)$ 如下式表示,是由系统发电不足引起切负荷后引起的系统成本。

$$C_{LC}(t) = c_{voll} \cdot V_{loadcurt}(t)$$

其中, c_{voll} 为损失负荷价值 (Value of Lost Load, 元/千瓦时), $V_{loadcurt}(t)$ 为切负荷量 (兆瓦时)。

约束条件:

(1) 功率平衡约束

$$\sum_{u_N \in U_N} V_{gen}(u_N, t) + P_{wind}(t) - V_{windcurt}(t) + V_{loadcurt}(t) = P_{dem}(t), \forall t \quad (4-13)$$

其中, $P_{wind}(t)$ 为时刻 t 的风电出力 (预期或预测值), $V_{windcurt}(t)$ 为时刻 t 的弃风出力, $V_{loadcurt}(t)$ 为时刻 t 的切负荷量, $P_{dem}(t)$ 为时刻 t 的负荷值。

(2) 备用容量约束

$$P_{res_up}(t) \leq \sum_{u_N \in U_N} (V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\max}(u_N)) - \sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) + V_{windcurt}(t), \forall t \quad (4-14)$$

$$P_{res_dn}(t) \leq \sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) - \sum_{u_N \in U_N} (V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\min}(u_N)) + P_{wind}(t), \forall t \quad (4-15)$$

其中, 式 (4-14) 为上调备用约束, 式 (4-15) 为下调备用约束。
 $P_{res_up}(t)$ 为上调备用需求量 (兆瓦); $P_{res_dn}(t)$ 为下调备用需求量 (兆瓦); $P_{\max}(u_N)$ 、 $P_{\min}(u_N)$ 分别为类型 u_N 机组的单机最大出力和最小出力。

(3) 最大、最小出力限制

$$\sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) \leq P_{\max}(u_N) \cdot N(u_N), \forall t \quad (4-16)$$

$$\sum_{u_N \in U_N} (V_{gen}(u_N, t)) \geq P_{\min}(u_N) \cdot N(u_N), \forall t \quad (4-17)$$

$$V_{gen}(u_N, t) \geq V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\min}(u_N), \forall t, u_N \quad (4-18)$$

$$V_{gen}(u_N, t) \leq V_{online}(u_N, t) \cdot P_{\max}(u_N), \forall t, u_N \quad (4-19)$$

其中，类型 u_N 机组的机组台数。

(4) 常规机组启停约束

$$V_{start}(u_N, t) \geq V_{online}(u_N, t) - V_{online}(u_N, t-1), \forall t, u_N \quad (4-20)$$

(5) 弃风量限制

$$V_{windcurt}(t) \leq P_{wind}(t), \forall t \quad (4-21)$$

(6) 切负荷量限制

$$V_{loadcurt}(t) \leq P_{dem}(t), \forall t \quad (4-22)$$

(2) 算例场景

机组组合方式与常规机组调峰深度都是影响新能源消纳的重要因素。仿真中，首先在基础机组组合方式下，模拟分析常规机组不同调峰深度对新能源消纳的影响。其次，改进机组组合策略，模拟分析不同机组组合策略对新能源消纳的影响。进而分析改进机组组合方式下，常规机组不同调峰深度对新能源消纳的影响。

1) 不同机组组合方式

分析不同机组组合方式情况下，系统风电消纳情况。

表 4-4 不同机组组合场景

| 场景 | 优化时长 | 滚动时长 | 场景描述 |
|----------|------|------|--|
| 机组组合基础场景 | 168 | 120 | 不考虑风电功率预测，采用确定性备用容量方法，优化时间尺度为 168 小时(7 天)，每隔 120 小时(5 天)滚动修正发电计划 |
| 机组组合策略 1 | 168 | 120 | 考虑风电功率预测，仅采用长期机组组合方案，优化时间尺度为 168 小时(7 天)、 |

| | | | |
|----------|--------|-------|---|
| | | | 发电计划滚动周期为 5 天 |
| 机组组合策略 2 | 168/24 | 120/4 | 在机组组合策略 1 的基础上，根据最新的风电功率预测信息，重新制定每日（24 小时）发电计划，并且每 4 小时对发电计划进行滚动修正。 |

2) 常规机组深度调峰

分析各常规发电机组最小技术出力逐步降低 1 个百分点至 10 个百分点（即 1 个百分点~10 个百分点）、15 个百分点、20 个百分点情况下，系统风电消纳情况。

表 4-5 常规机组深度调峰场景

| 场景 | 场景描述 |
|-----------|-------------------------|
| 基础场景 | 基础场景，各常规发电机组最小技术出力不变 |
| 降 1 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 1 个百分点 |
| 降 2 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 2 个百分点 |
| 降 3 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 3 个百分点 |
| 降 4 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 4 个百分点 |
| 降 5 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 5 个百分点 |
| 降 6 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 6 个百分点 |
| 降 7 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 7 个百分点 |
| 降 8 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 8 个百分点 |
| 降 9 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 9 个百分点 |
| 降 10 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 10 个百分点 |
| 降 15 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 15 个百分点 |
| 降 20 个百分点 | 各常规发电机组最小技术出力降低 20 个百分点 |

3) 仿真用算例场景

- 类 I：分析不同常规机组调峰深度对新能源消纳的影响

| 算例场景 | 机组组合场景 | 深度调峰场景 |
|------|--|----------|
| S1 | 机组组合基础场景 (不考虑风电功率预测，采用确定性备用容量方法，优化时间尺度为 168 小时（7 天），每隔 120 小时（5 天）滚动修正发电计划) | 基础场景 |
| S2 | | 降 1 个百分点 |
| S3 | | 降 2 个百分点 |
| S4 | | 降 3 个百分点 |
| S5 | | 降 4 个百分点 |
| S6 | | 降 5 个百分点 |
| S7 | | 降 6 个百分点 |

| | | |
|-----|--|-----------|
| S8 | | 降 7 个百分点 |
| S9 | | 降 8 个百分点 |
| S10 | | 降 9 个百分点 |
| S11 | | 降 10 个百分点 |
| S12 | | 降 15 个百分点 |
| S13 | | 降 20 个百分点 |

该分析中，以机组组合基础场景近似模拟我国当前发电计划制定方式，研究基础机组组合方式下，常规机组深度调峰对新能源消纳的影响。分析结果对我国现阶段实施常规机组深度调峰的效果有参考意义。

• 类 II：分析不同机组组合方式对新能源消纳的影响

| 算例场景 | 机组组合场景 | 深度调峰场景 |
|------|---|-----------|
| U1 | 基础场景 (不考虑风电功率预测，采用确定性备用容量方法，优化时间尺度为 168 小时（7 天），每隔 120 小时（5 天）滚动修正发电计划) | 基础场景 |
| U2 | | 降 5 个百分点 |
| U3 | | 降 10 个百分点 |
| U4 | | 降 15 个百分点 |
| U5 | | 降 20 个百分点 |
| U6 | 机组组合策略 1 (考虑风电功率预测，仅采用长期机组组合方案，优化时间尺度为 168 小时(7 天)、发电计划滚动周期为 5 天) | 基础场景 |
| U7 | | 降 5 个百分点 |
| U8 | | 降 10 个百分点 |
| U9 | | 降 15 个百分点 |
| U10 | | 降 20 个百分点 |
| U11 | 机组组合策略 2 (在机组组合策略 1 的基础上，根据最新的风电功率预测信息，重新制定每日（24 小时）发电计划，并且每 4 小时对发电计划进行滚动修正) | 基础场景 |
| U12 | | 降 5 个百分点 |
| U13 | | 降 10 个百分点 |
| U14 | | 降 15 个百分点 |
| U15 | | 降 20 个百分点 |

这部分分析包括两方面内容：**一**是在常规机组保持现有调峰深度不变的情况下（即深度调峰基础场景），分析不同机组组合策略对新能源消纳的影响。**二**是分析在机组组合策略调整情况下，常规机组进行深度调峰对新能源消纳的影响。

以上各机组组合策略的差异在于：机组组合策略 1 和机组组合策略 2 都在制定常规发电机组开机计划时考虑了风电功率预测信息，而机组组合基础场景在制定常规发电机组开机计划时不考虑风电功率预测信息。机组组合策略 1 优化时间尺度为 168 小时（7 天）、发电计划滚动周期为 5 天；机组组合策略 2 在机组组合策略 1 的基础上，根据最新的风电功率预测信息，重新制定每日（24 小时）发电计划，并且每 4 小时对发电计划进行滚动修正。因此机组组合策略 2 的方案比机组组合策略 1 更加精细，能够利用最新的风电功率预测信息，修正机组发电计划。

4.3.3 结果分析

（1）不同常规机组调峰深度对新能源消纳的影响

基础机组组合方式下，当风电装机为 3000MW 时，常规机组深度调峰对系统弃风率的影响如图 4-2 所示。不同调峰深度对系统弃风率的降低幅度如图 4-3 所示。

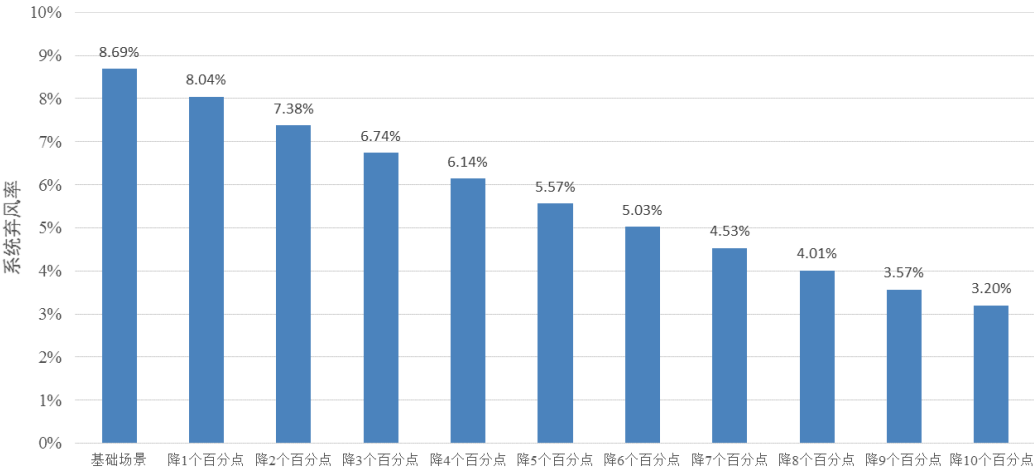


图 4-2 常规机组深度调峰对系统弃风率的影响（风电装机 3000MW）

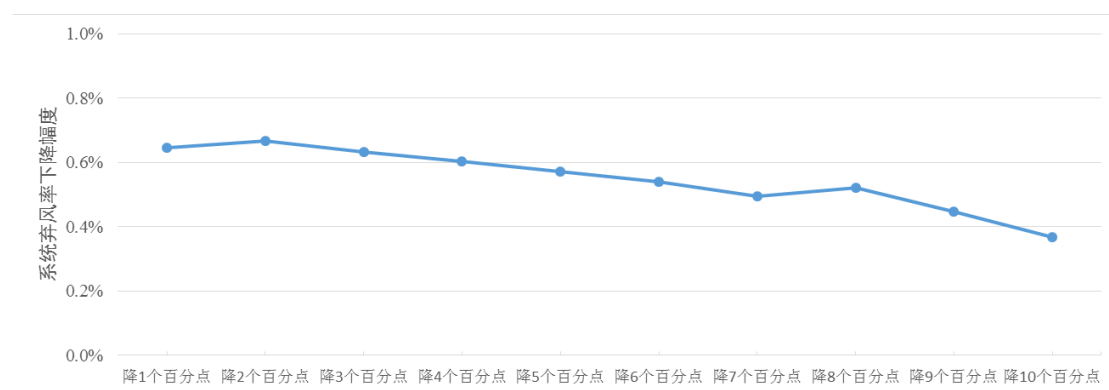


图 4-3 常规电源不同调峰深度下调峰深度每降低 1 个百分点时系统弃风率的降低幅度（风电装机 3000MW）

可见，随着常规机组调峰深度增加，系统弃风率持续下降，表明了常规机组深度调峰对缓解弃风问题的有效性。同时，风电装机 3000MW 情况下，常规机组调峰深度降低一个百分点，系统弃风量降低约 0.6%，随着调峰深度增加，深度调峰每降低一个百分点时，系统弃风率降低幅度减小，说明随着调峰深度增加，深度调峰每降低一个百分点对系统弃风率降低的贡献减弱。

不同风电装机水平下，常规机组深度调峰对系统弃风率的影响，以及不同调峰深度对系统弃风量的降低幅度如下。不同风电装机下，随着常规机组深度调峰能力增加，系统弃风率均持续降低。风电装机越多，常规机组深度调峰对系统弃风率的降低效果越明显，也就是常规机组深度调峰对缓解系统弃风的贡献越大。案例系统风电接入 6000MW 时，常规机组调峰深度增加 1 个百分点时，系统弃风率约降低 1%。

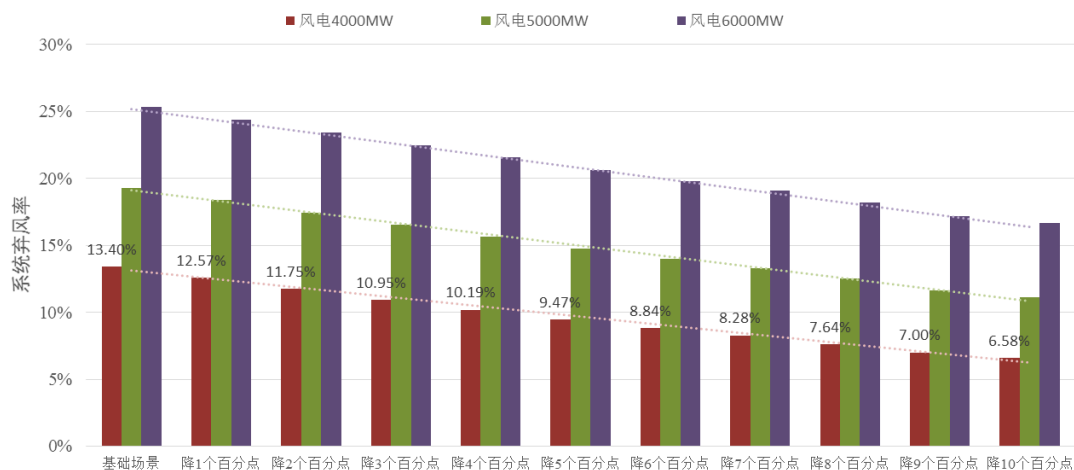


图 4-4 常规机组深度调峰对系统弃风率的影响（不同风电装机）

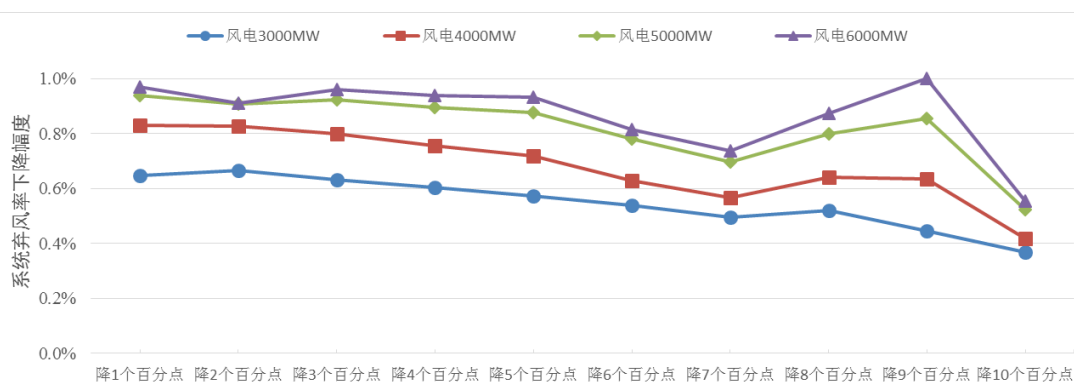


图 4-5 常规电源不同调峰深度下调峰深度每降低 1 个百分点时系统弃风率的降低幅度（不同风电装机）

（2）不同机组组合方式下新能源消纳情况

在常规机组保持现有调峰深度不变的情况下（即深度调峰基础场景），改进机组组合策略，考虑风电功率预测信息，并根据机组启停特性安排机组运行方式可以有效降低系统弃风比例。长期机组组合场景以及长期机组组合与短期机组组合相结合的场景的弃风比例均比基础场景有效降低，体现了长期机组组合策略的有效性。长期机组组合与短期机组组合相结合有助于提高系统可靠性，在消纳风电方面与仅考虑长期机组组合相近。这也说明了在制定火电机组周发电计划

时，考虑风电功率预测信息对消纳风电的重要性。

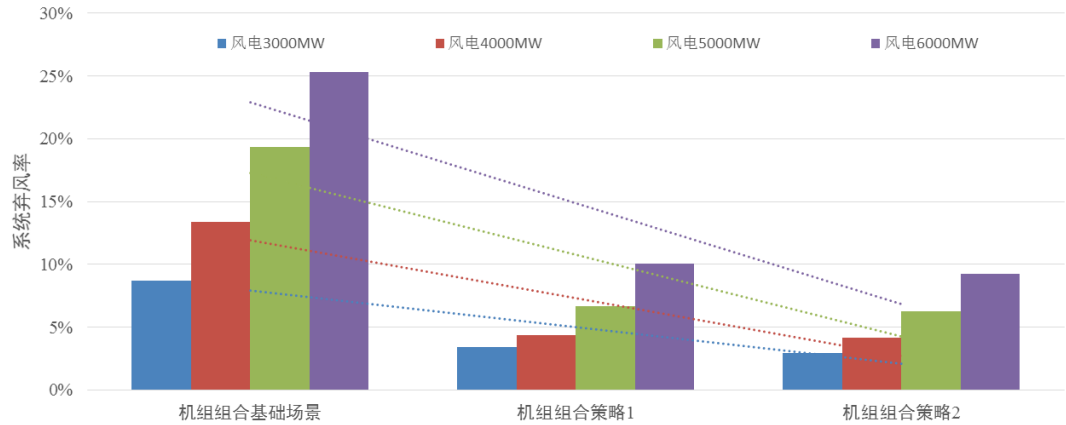


图 4-6 不同机组组合策略下系统弃风率

当风电接入水平较低（风电装机容量较小）时，采用机组组合基础场景情况下常规机组深度调峰增加 5 个百分点左右与采用机组组合策略 1 的效果类似。但随着风电接入水平的增加，如果仍然采用机组组合基础场景，即不改变现有机组组合方式，则需要常规机组具有很好的深度调峰能力才能达到采用机组组合策略 1 对促进新能源消纳的效果。这说明短期来看，在现有机组组合方式不变的情况下，常规机组深度调峰可以缓解系统弃风限电，促进新能源消纳。但中长期来看，尤其对于未来高比例可再生能源系统，改变发电计划制定方式，是促进新能源消纳的更有效方式。

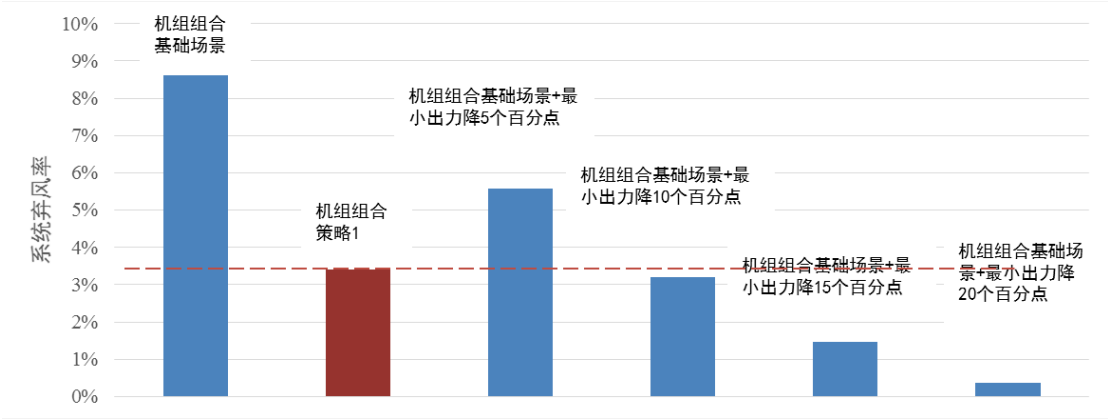


图 4-7 不同策略下系统弃风率对比（风电装机 3000MW）

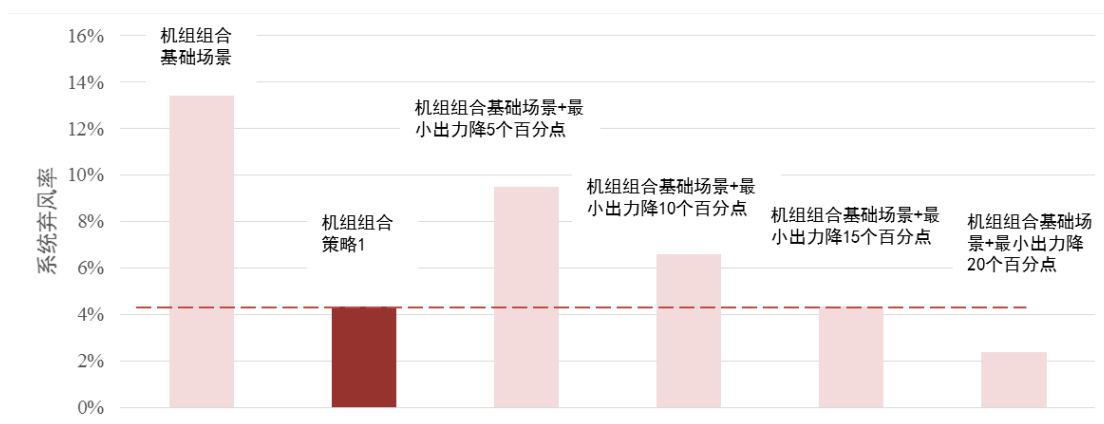


图 4-8 不同策略下系统弃风率对比（风电装机 4000MW）

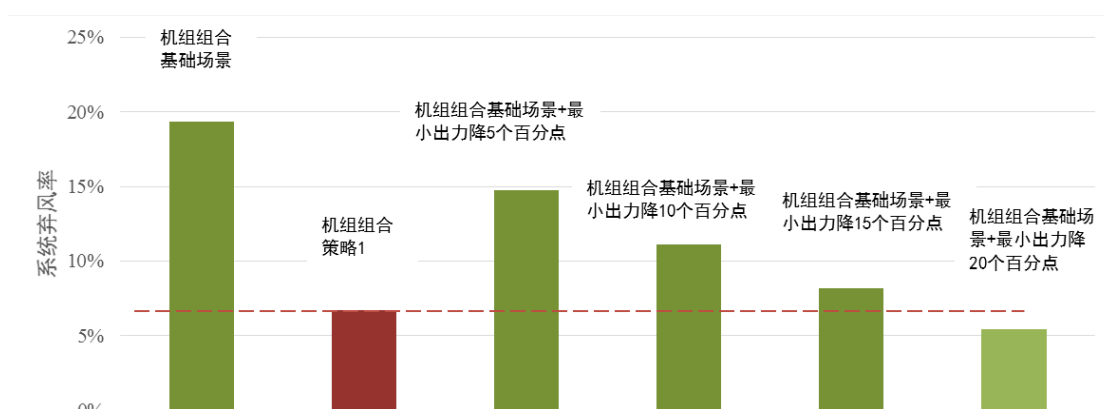


图 4-9 不同策略下系统弃风率对比（风电装机 5000MW）

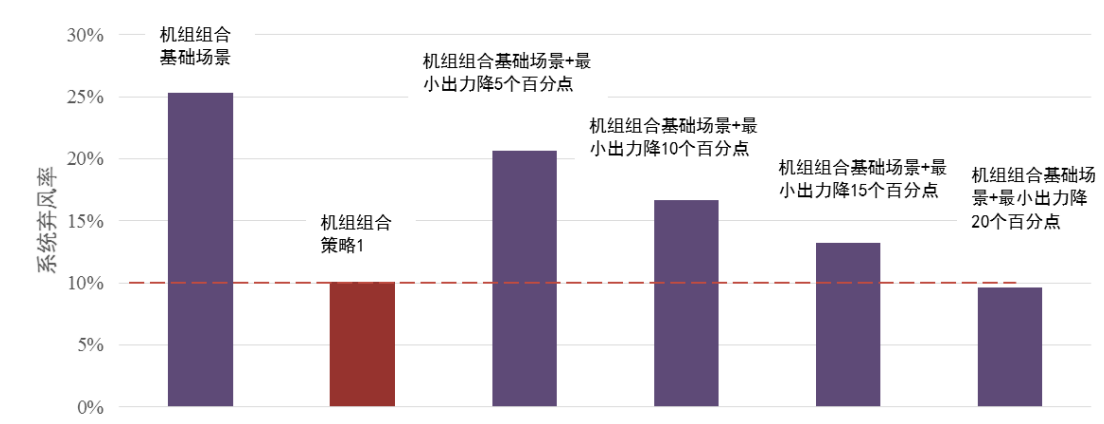


图 4-10 不同策略下系统弃风率对比（风电装机 6000MW）

采用机组组合策略优化后，常规电源深度调峰仍对促进系统新能源消纳有积极作用，但贡献减弱。案例系统采用机组组合策略 1 后，系统常规发电机组最小出力降低 5 个百分点时，系统弃风率降低约

1%。而机组组合基础场景情况下，系统常规发电机组最小出力降低 5 个百分点时，系统弃风率降低约 5%。

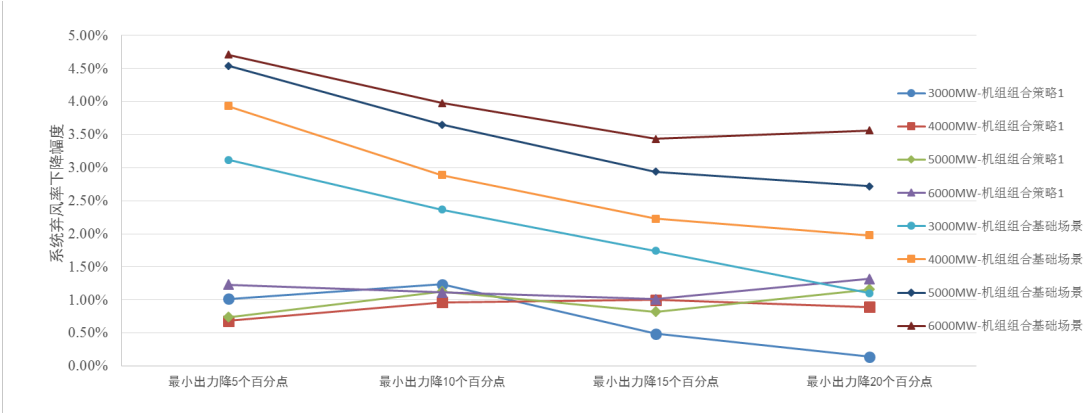


图 4-11 常规电源不同调峰深度下调峰深度每降低 5 个百分点时系统弃风率的降低幅度

5 结论和建议

5.1 主要结论

我国当前新能源消纳矛盾突出，市场化机制缺失是影响我国可再生能源消纳的主要原因之一，也是当前破解我国可再生能源消纳难度迫切需要解决的问题。“十二五”以来，随着新能源快速发展，我国“三北”地区出现的弃风、弃光问题一直未得到有效解决。2014 年，全国弃风损失电量 149 亿千瓦时，全国平均弃风率 8%。2015 年，风电、光伏并网规模继续呈快速增长态势，按照电源、电网建设项目安排，预计 2015 年“三北”地区可再生能源消纳形势将进一步恶化，可能达到 400 亿千瓦时。市场化机制缺失是影响我国可再生能源消纳的主要原因之一。例如火电机组受技术特性限制，需提前数日安排机组启停、检修计划，而目前风电、光伏发电有效预测结果不超过 3 天，难以纳入电力平衡有效消纳；我国企业自备电厂装机上亿千瓦，这些自备电厂基本不参与电网调峰，甚至加大系统调峰压力，挤占了清洁能源消纳空间；尚未建立合理的辅助服务分担、补偿机制，常规电源参与系统调峰积极性不足等。

新一轮电力体制改革为促进我国新能源消纳提供机遇，综合考虑我国新能源发展阶段、外部体制机制环境以及电力系统运行管理特点，改革形势下我国新能源运行消纳存在两种模式。2015 年 3 月下发的《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》(发改运行[2015]518 号)已经从统筹年度电力电量平衡，积极促进清洁能源消纳，加强日常运行调节，充分运用利益补偿机制为清洁能源开拓市场空间，加强电力需求侧管理，通过移峰填谷为清

清洁能源多发满发创造有利条件等方面对促进新能源消纳提出指导意见。同时，即将出台的电力市场建设、交易体制改革、发用电计划改革等多份电力体制改革配套文件中也对新能源消纳有重要论述。改革形势下我国新能源运行消纳存在两种模式分别是：在非试点地区，新能源不直接参与电力市场，以优先发电的形式，继续保留在发用电计划中，同时也鼓励其参与直接交易，进入市场；在试点地区，新能源作为优先发电签订年度电能量交易合同，根据分散式市场或集中式市场等不同市场类型，按实物合同或差价合同执行。

新一轮电力体制改革虽然确定了未来我国新能源消纳的基本思路，但如果机制设计不完善，可能仍然无法解决我国新能源消纳难题，需要重点关注常规机组中长期交易电量与调峰调频容量的协调、中长期合约与现货市场协调、交易与调度协调、辅助服务等机制设计。未来电力体制改革形势下，新能源消纳可能存在以下问题：一是在法律规定的全额保障性收购条件下，优先发电交易如何操作有待进一步明确。二是非试点地区缺乏常规机组中长期交易电量与调峰调频容量的协调机制，在调峰调频补偿机制缺失或激励不足的情况下，可能造成常规电源通过中长期交易锁定大量发电量，而调峰调频能力不足，影响实时新能源消纳。三是试点地区缺乏有利于新能源消纳的中长期合约与现货市场有效协调机制，分散式市场中可能出现现货市场调峰能力不足，影响新能源消纳。四是试点地区交易与调度缺乏有效协调机制，日前市场的交易和调度分工界面需要进一步明确。五是尚缺乏调动系统灵活性、保障系统安全运行的具体市场架构和规则设计。

国外电力市场已经建立日前市场与实时市场双结算、中长

期与现货市场协调、实时系统平衡等机制，为新能源消纳提供了良好基础，但大规模新能源接入造成的市场出清价降低也对电量市场的其他利益主体乃至电力系统可靠性造成一定影响，需要重新考虑电量、容量等市场架构和灵活性产品设计。我国可借鉴国外市场的架构设计、规则设计等经验推动市场机制建设。推动可再生能源发电由享受带补贴的优先发电向完全市场化逐步演变是国外新能源消纳的主要方式。国外具有促进新能源消纳的市场基础。例如美国 PJM 日前市场为发电商、零售商等提供了金融激励，使他们能够提交负荷其交易日实际期望的日前计划，实时平衡市场为出力不平衡电量和阻塞问题提供了一种激励机制。由于来风不确定性大，风电场的实际发电量与日前交易电量必然存在一定的偏差，而偏差的电量以实时电价结算，所以风电场非常重视评估日前交易的风险。德国具有统一的电力平衡市场平台，将电力备用容量产品区分为一次备用容量、二次控制备用容量、分钟备用容量，使得不同的电力备用服务的供应商能够根据自身的调节能力，参与不同的备用容量产品交易和竞争，为平衡市场中新能源波动提供了有力的手段。随着大规模新能源接入，新能源也对国外电力市场造成一定冲击，如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，影响靠电量市场收益的火电电源获益。国外正在积极探索采用抬高电量市场允许竞标价、给予补全支付等机制，完善市场设计，保证常规电源在电量市场上的盈利，也促进新能源消纳。

我国部分地区正在采取措施破解弃风及可再生能源消纳难题，但鉴于现行管理机制制约且缺乏顶层设计支持，效果不理

想。我国即将在甘肃、内蒙等地开展的新能源就近消纳试点将进一步在新能源与常规电源调峰、新能源直接交易、新能源优先发电权交易等机制方面开展探索。当前破解可再生能源消纳难题的尝试包括：东北电力调峰辅助服务市场，风火发电权交易（如甘肃，新能源替代企业自备火电厂发电），同一发电主体的风火打捆优化运行（如中电投内蒙古通辽霍林河循环经济示范项目），清洁能源供暖（如吉林洮南风电供暖示范项目），及风电制氢（如河北建投新能源公司张北风电制氢示范项目）等。在当前电价政策不落实、利益补偿力度不够等情况下，取得的成效有限。例如东北电力调峰辅助服务市场引入了市场价格机制，激励火电企业增加调峰深度，但在风电消纳矛盾突出的供热期，保供热问题依然导致供热机组参与辅助服务的意愿不强。此外，风火发电权交易的合法性受到诟病，风火发电权交易条件及其可推广性缺乏国家政策支持。我国将在可再生能源富集的甘肃省、内蒙古自治区率先开展可再生能源就近消纳试点，为其他地区规划内的可再生能源全额保障性收购积累经验。试点内容包括四大方面：可再生能源在局域电网就近消纳（以可再生能源为主、传统能源调峰配合形成局域电网）、可再生能源直接交易（可再生能源供热、电能替代）、可再生能源优先发电权（优先发电权交易、利益补偿机制），以及其他鼓励可再生能源消纳的运行机制（如燃煤机组技术改造、需求侧响应）。

我国新能源消纳机制建设应远近结合，循序渐进，逐步完善。近期，加强鼓励常规电源增加调峰深度的机制建设是促进我国新能源消纳的有效手段。进而应逐步建立新的、基于电源的波动和用电负荷波动的电力系统平衡的电力运行机制。中远

期，推动新能源全面参与电力市场，实行基于边际成本的经济调度。案例仿真结果表明在现有系统发电计划制定方式下，随着常规机组深度调峰能力增加，系统弃风率降低。风电接入水平越高，常规机组深度调峰对缓解系统弃风的贡献也越大。案例系统风电装机 3000MW 情况下（系统峰值负荷 8844MW），常规机组调峰深度降低一个百分点，系统弃风量降低约 0.6%。风电接入 6000MW 时，常规机组调峰深度增加 1 个百分点时，系统弃风率约降低 1%。随着调峰深度增加，深度调峰每降低一个百分点时，系统弃风率降低幅度减小，说明深度调峰每降低一个百分点对系统弃风率降低的贡献减弱。在常规机组保持现有调峰深度不变的情况下，改进机组组合策略，考虑风电功率预测信息，并根据机组启停特性安排机组运行方式可以有效降低系统弃风比例。短期来看，在现有机组组合方式不变的情况下，常规机组深度调峰可以缓解系统弃风限电，促进新能源消纳。但对于未来高比例可再生能源系统，改变发电计划制定方式，是促进新能源消纳的更有效方式。案例系统风电装机 3000MW 情况时，不改变现有机组组合方式下常规机组深度调峰增加 5 个百分点左右与改进机组组合策略的效果类似。但随着风电接入水平的增加，如果仍然采用机组组合基础场景，即不改变现有机组组合方式，则需要常规机组调峰深度需增加 15~20 个百分点才能达到与采用改进机组组合策略类似的效果。

5.2 主要建议

一是探索和完善提高系统灵活性的价格机制创新，包括市场化辅助服务补偿机制、用户侧分时电价、上网侧峰谷电价等。

继续尝试电力辅助服务，完善东北电力调峰辅助服务市场，通过市场化辅助服务补偿机制，调动常规电源参与深度调峰的积极性；探索用户侧分时电价和上网侧峰谷电价，完善需求响应机制，推进电能替代，拓展清洁能源富集地区本地消纳；及早解决供热电厂盈利模式问题，释放热电厂灵活性。

二是完善适应清洁能源发展需要的电力运行机制。完善支持清洁能源优先消纳的运行调节手段，调整发电和送受电计划安排原则，在保障电网安全运行、电力可靠供应的前提下，放开对清洁能源优先调度的机制束缚；提高清洁能源优先调度的运行控制水平，定量评估各地区电网清洁能源消纳能力，精细化开展机组组合、经济调度、备用安排和实时控制。

三是尽快解决供热电厂盈利模式问题，释放热电厂灵活性。为满足供热需求，供热机组在冬季风电大发期开机方式大是影响新能源消纳的一个重要因素。优化系统机组组合方式的一个重要前提是解决供热与发电矛盾，实现热电解耦。因此针对北方地区热电厂供热业务无法盈利、必须依赖发电保障收入的问题，要加快推进热电厂盈利模式改革创新，释放热电厂灵活性。

四是扩大运行机制综合改革试点。在新增用电需求难以满足消纳新增清洁能源发电需要的清洁能源消纳困难地区，开展在存量中为清洁能源发电争取市场空间的方式和机制的探索，并在全国范围推广实施清洁能源优先调度。

五是探索建立包含电量市场、辅助服务市场、跨省跨区交易市场等在内的多元化市场架构。在市场架构设计中，探索建立包括竞争性电量市场、跨省区的电力交易市场、辅助服务市场、容量

市场等多元化的市场架构,为新能源和常规电源盈利提供充足的市场选择与空间,促进高比例新能源接入条件下的电力转型。在具体市场规则设计中,充分考虑新能源发电的波动性、不确定性、边际成本等特点,一方面通过合理的投资保障机制,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;另一方面,通过运行阶段规则设计,如日前市场竞价、结算,日前市场与日内市场衔接、实时市场奖惩措施等,充分调动灵活性资源潜力。

参考文献

- [1] 中国电力企业联合会. 2014年电力工业统计快报[R]. 北京, 2015.
- [2] 中国光伏产业联盟. 2014年中国光伏产业发展报告[R]. 北京, 2015.
- [3] 国家电网公司发展策划部, 国网能源研究院. 国际能源与电力统计手册(2014版)[R]. 北京, 2014.
- [4] 水电水利规划设计总院国家风电信息管理中心. 2014年度中国风电建设统计评价报告[R]. 北京, 2015.
- [5] 水电水利规划设计总院. 2014年度中国太阳能发电建设成果统计报告[R]. 北京, 2015.
- [6] E. Ela, M. Milligan, A. Bloom, A. Botterud, A. Townsend, and T. Levin. Evolution of Wholesale Electricity Market Design with Increasing Levels of Renewable Generation[R]. NREL/TP-5D00-61765 September 2014.
- [7] 张钦, 辛颂旭, 白建华, 林祺蔚. 西北地区促进风电消纳的辅助服务市场机制研究. 中国电力, 2013, 46(7): 111-115.
- [8] 王玫. 促进风电利用的调峰辅助服务补偿及交易机制研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2013.
- [9] 李丰, 张粒子. 大规模风电跨省消纳与交易机制的研究[J]. 电力自动化设备. 2013, 33(8): 119-124.
- [10] 李伟, 杨强华, 张宏图, 王群锋. 基于合作博弈的区域电力市场中消纳弃风激励机制研究[J]. 可再生能源. 2014, 32(4): 475-480.
- [11] 王雨薇. 面向调峰激励的发电侧两部制峰谷电价研究[D]. 大连理工大学, 2013.

[12] 国务院.《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》. 2015.

[13] 国家发改委, 国家能源局.《关于改善电力运行调节促进清洁能源多发满发的指导意见》, 2015.

[14] 国家发改委办公厅.《关于开展可再生能源就近消纳试点的通知》. 2015.