



中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

适应新能源发展的西北区域 电力辅助服务市场机制研究

中国电力圆桌项目课题组

2020 年 7 月

中国电力圆桌项目

中国电力可持续发展圆桌（简称电力圆桌）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目研究报告系列

- 《推动中国竞争性电力市场建设的整体性研究》中国宏观经济研究院市场与价格研究所，2018 年 10 月
- 《西北区域电力现货市场及监管机制研究》西安交通大学，2019 年 4 月
- 《满足建设美丽中国的电力中长期可持续发展研究》中国能源研究会，2019 年 5 月
- 《基于园区增量配电网的综合能源服务业态研究》电力规划设计总院，2019 年 12 月
- 《多元融合高弹性电网需求侧资源潜力挖掘——以长三角中心城市湖州为例》国家发改委能源研究所，国网湖州供电公司，国瑞沃德（北京）低碳经济技术中心，2020 年 4 月
- 《适应新能源发展的西北区域电力辅助服务市场机制研究》西安交通大学，2020 年 5 月

项目课题组



西安交通大学是“七五”“八五”重点建设单位，首批进入国家“211”和“985”工程建设学校。2017 年入选国家“双一流”建设名单 A 类建设高校，8 个学科入选一流建设学科。西安交通大学电气工程学科是国家一级重点学科，电力系统及其自动化学科是国家二级重点学科。参与团队长期从事电力系统规划与可靠性，电力市场等相关研究，在新能源电力系统建模、可靠性评估、用户灵活互动用电、需求侧响应及电力市场等方面具有良好的研究基础。



NRDC 自上个世纪九十年代起在中国开展环保工作，在北京设有办公室，现有成员 30 多名。作为先进理念的倡导者、实用解决方案的推介者和值得信赖的专业合作伙伴，NRDC 主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC 在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。更多信息，请访问：www.nrdc.cn。

适应新能源发展的西北区域 电力辅助服务市场机制研究

Regional Ancillary Service Market Mechanism
for the Development of Renewable Energy in
Northwest China

报告撰写单位

西安交通大学电气工程学院

2020 年 7 月

目 录

摘要	iv
1. 课题研究背景及基本理论	1
1.1 研究背景	1
1.2 辅助服务的基本原理	3
1.2.1 辅助服务的定义及作用	3
1.2.2 辅助服务的分类	3
1.2.3 辅助服务的定价方式	6
1.3 国内外典型电力辅助服务市场情况	6
1.3.1 国外电力辅助服务市场建设现状	6
1.3.2 国内电力辅助服务市场建设现状	8
1.4 西北区域电力辅助服务市场建设现状及问题	12
1.4.1 西北区域电力辅助服务市场建设现状及特点	13
1.4.2 西北区域电力辅助服务市场存在的问题	13
1.4.3 高比例新能源对西北区域电力辅助服务市场需求的影响	14
2. 西北区域电力辅助服务市场体系设计	16
2.1 建设目标	16
2.2 建设模式	16
3. 西北区域电力辅助服务市场机制设计	18

3.1 交易品种	18
3.2 市场成员	18
3.3 交易机制	19
3.3.1 出清机制	19
3.3.2 价格机制	21
3.3.3 用户侧的参与方式	22
3.4 分摊机制	23
3.4.1 发电侧辅助服务费用分摊	24
3.4.2 用户侧辅助服务费用分摊	24
3.5 惩罚机制	25
4 西北区域电力辅助服务市场与其他市场的衔接	27
4.1 西北区域电力辅助服务市场与电能量市场的衔接	27
4.1.1 两种电力市场模式的比较	27
4.1.2 西北区域电力辅助服务市场与电能量市场的联合出清	28
4.1.3 西北区域电力辅助服务市场与电能量市场联合出清的模型	32
4.2 西北区域电力辅助服务市场与省内市场的衔接	34
4.2.1 当前市场开展模式	34
4.2.2 区域市场与省内市场衔接模式	35
4.3 区域市场与跨区市场的衔接	37
4.4 容量市场与电能量市场的衔接	38
5 西北区域电力辅助服务市场评价体系	41
5.1 西北区域电力辅助服务市场评价指标体系的构建	42
5.1.1 辅助服务市场评价指标体系的构建原则	42
5.1.2 西北区域电力辅助服务市场评价指标体系的建立	43
5.2 综合评价模型的构建	48
5.2.1 综合评价方法的选择	49
5.2.2 层次分析法	49
5.2.3 多层次模糊综合评价模型	49

5.3 基于评价主题对西北区域电力辅助服务市场的评价 52

6. 研究发现及建议 54

6.1 研究发现 54

6.2 政策建议 56

6.3 下一步工作建议 59

参考文献 61

摘要

目前我国正处于能源转型的关键时期，实现电力的清洁化供应对于推进能源清洁转型有着至关重要的意义。风电（装机占比 19.3%）和光伏（装机占比 16.0%）¹ 已经成为西北电网第二、第三大电源类型。西北电网多项措施并举，已经成功实现了新能源发展的“双升双降”，但受制于用电量增长缓慢、火电灵活性改造滞后、供热机组与自备电厂占比大、新能源与传统能源利益协调机制有待完善等原因，目前西北新能源消纳形势依然严峻。为了进一步增加新能源的消纳空间，提高电网的灵活性，亟需建立与电能量市场发展相适应的西北区域电力辅助服务市场，在实现电力清洁化的同时维持系统的安全稳定运行。

本课题由西北能源监管局牵头，自然资源保护协会提供支持，西安交通大学为主要承担单位，国家电网公司西北分部参与，旨在通过对国内外市场建设的研究，结合西北地区发展情况，设计一套具有西北特色的电力辅助服务市场机制，进一步促进新能源消纳，推动西北区域能源转型的同时，为我国建设环境友好型和资源节约型社会做出贡献。

研究发现

（1）建设和完善区域电力辅助服务市场，能够激励传统机组综合改造，协调传统机组与新能源机组之间的利益分配，提升电网的调节能力，在确保电力系统运行可靠性的同时，实现资源的大规模优化配置，从而进一步促进新能源消纳，推动能源转型。

（2）西北电网受本地需求不足、火电灵活性改造滞后、供热机组与自备电厂占比大、

1. 截至 2019 年 6 月底

新能源与传统能源利益协调机制有待完善等因素制约，新能源弃电现象有待进一步改善。亟需通过完善健全辅助服务市场交易机制，推动西北电力市场体系的建设，以市场化手段解决制约西北新能源发展的问题。

(3) 随着西北区域电力辅助服务市场建设的逐渐起步，在构建西北区域电力辅助服务市场体系时，还应着重考虑高比例新能源的波动性、间歇性、不确定性对辅助服务需求的影响，着重建设调峰、调频、备用辅助服务的具体市场机制。

(4) 辅助服务作为电能量的重要支撑，其市场建设要与电能量市场的运作方式相适应，同时考虑西北区域亟需解决的问题。在现行“计划调度+市场竞价”双轨制下，西北区域电力市场发展仍不成熟，应从调峰辅助服务市场建设起步，逐步扩大辅助服务市场化交易范围，分段建设辅助服务核心产品与发展模式。

(5) 西北区域电力辅助服务市场尚处于探索阶段，市场机制需要不断发展完善，以进一步挖掘优质辅助服务供应潜力，促进资源在更大范围内优化配置。亟需建立较为全面合理的评价体系在市场运行过程中对市场运营效果和市场机制进行及时的评价分析，进而研究措施改善，从而形成市场运行、评价分析、反馈改善的良性循环发展。

(6) 区域与省内辅助服务市场的开展遵循“先区域，后省内”的模式具有更大优势。“先区域，后省内”的市场模式下，优先调用省间较低成本的调峰资源，不仅可以降低省内新能源企业调峰费用的分摊压力，还能实现系统运行成本的最小化，为进一步统一区域和省内辅助服务市场奠定基础。

研究建议

(1) **分阶段建设与电力市场发展相适应的辅助服务市场。**市场初期优先推进调峰辅助服务市场建设，调峰辅助服务与现货同步开展，其余辅助服务优先在中长期市场开展。市场成熟后，推动区域调峰辅助服务与现货市场融合，备用、调频辅助服务与现货电能量市场联合出清，避免因分开出清造成的容量冗余。

(2) **完善统一定义、统一要求的辅助服务产品设计。**坚持一个区域一套规则、具体省份参数可略有差异的原则，对西北区域电力辅助服务市场辅助服务交易品种进行统一的定义与要求，并结合实际情况在省级市场中精细化辅助服务产品。

(3) **明确用户参与辅助服务市场的定位。**建议将用户侧主体纳入区域统一辅助服务

市场体系，明确可调节负荷等作为市场主体的地位。在初级阶段，采用中长期双边协商手段进行调峰、备用、调频辅助服务的交易；在成熟阶段，用户通过响应分时电价，及时调整自身的负荷变化以控制用电成本。

(4) 建立全面合理反映西北区域电力辅助服务市场运营效果的评价体系。依据市场建设阶段特点合理更新评价主题，从市场六个方面设置十八个二级指标初步形成评价指标体系，并选取分层次模糊法对市场进行综合评价。

(5) 区域与省内市场的开展遵循“先区域，后省内”的模式。优先以价格为导向提前进行跨省区域调峰，然后以市场为导向进行省内调峰，降低省内新能源企业调峰费用的分摊压力，实现系统运行成本的最优。

Summary

China is at a critical juncture in its energy transition, with the decarbonization of power supply mix being more important than ever. Wind power (at 19.3% of installed capacity) and photovoltaic (at 16.0% of installed capacity)² have become the second and third largest power supply sources in the Northwest Power Grid. The Northwest Power Grid has taken multiple measures to achieve its “double rise” (i.e. increase in both capacity and generation volume) and “double decline” (i.e. reduction in both curtailment volume and rate) goal for wind and solar energy development. However, renewable energy integration remains a challenge due to a combination of factors including a slow electricity consumption growth, lag in thermal power flexibility retrofit, the large proportion of heating units and captive power plants, and the need to further address conflicting interests between renewable and traditional energy. To further integrate renewable energy and improve the flexibility of power grid, the construction of a northwest regional ancillary service market that is compatible with the development of the electricity energy market is urgently needed, so as to ensure the safe and stable operation of the power system while decarbonizing the power grid.

This project is implemented under the leadership of the Northwest Energy Regulatory by Xi'an Jiaotong University (XJTU) with the participation of the Northwest Branch of the State Grid Corporation of China and supported by the Natural Resources Defense Council (NRDC). The purpose of this research project is to design a set of electric power ancillary service market mechanism that takes into account the characteristics of Northwest China, to further promote the integration of new energy and the transition of energy in the northwest region, while contributing to the construction of an environment-friendly and resource-saving society in China.

Research Findings:

(1) The construction and improvement of the regional ancillary service market can promote

2. By end of June 2019.

the comprehensive retrofit of traditional units, coordinate the distribution of benefits between traditional units and renewable energy units, improve the flexibility of the power grid, and optimize large-scale resource allocation, thereby ensuring the reliability of the power system while further promoting renewable energy integration and energy transition.

- (2) The Northwest Power Grid is constrained by factors such as insufficient local demand, lagging thermal power flexibility retrofit, a large proportion of heating units and captive power plants, and mechanisms needed to address the conflicting interests between renewable energy and traditional energy, and renewable energy curtailment needs to be further reduced. There is an urgent need to advance the construction of the northwest power market system by improving and developing a robust ancillary services market, so as to solve the problems that impede the development of renewable energy in Northwest China by means of market mechanisms.
- (3) With the gradual construction of the northwest regional ancillary service market is gradually constructed, key considerations should be given to the impact of the volatility, intermittency, and uncertainty of high proportion of renewable energy on the demand for ancillary services, with particular focus on developing market mechanisms for peak shaving, frequency regulation, and reserve ancillary services.
- (4) Ancillary services provide critical support for electricity operation, and the ancillary services market must be compatible with the operation of the energy market as well as address the urgent problems to be solved in the northwest region. Under the current “planned dispatch + market bidding” dual-track system, the northwest regional power market has much room for growth. In particular, the step-by-step construction of ancillary services market core products and development mode should start with the construction of a peak load regulation ancillary service market and be gradually expanded to include other types of ancillary service market transactions.
- (5) The ancillary service market in the northwest region is still in the exploration stage and requires continuous improvement to further tap the potential of high-quality ancillary service supply and optimize the allocation of resources in a larger geographic region. To that end, a more comprehensive and reasonable evaluation system is urgently needed to first conduct timely evaluation and analysis of market operation effects and market mechanisms, and then explore the improvement measures, thereby forming a continuous cycle of market operation, evaluation analysis, and feedback improvement.
- (6) Following a “region first” principle in the development of regional and provincial ancillary service markets will yield greater benefits. Under this market model, giving priority to lower-cost peak load regulation resources among provinces will not only reduce the peak load

regulation cost sharing burden for provincial renewable energy companies but also minimize system operating costs, thus laying the foundation for further unifying the regional and provincial ancillary service market.

Policy Recommendations:

- (1) **Build an ancillary service market that is compatible with the development of the electric energy market step-by-step.** In the early stages, priority should be given to the construction of peak load regulation ancillary services market, which should in turn be carried out simultaneously with the spot market. The remaining types of ancillary services should be traded in the medium and long-term market. As the market matures, the regional peak load regulation services should be integrated with the spot market, with the reserves and frequency regulation services to be jointly cleared with the spot market to avoid capacity redundancy caused by separate clearing.
- (2) **Improve the design of ancillary service products with unified definitions and requirements.** The principle of adhering to one set of rules for the region while allowing for slight differences in province-specific parameters should be stipulated. The ancillary service transaction products in the northwest region should have unified definitions and requirements and be refined based on actual conditions in the provincial markets.
- (3) **Clarify the role of end users in the ancillary service market.** The end user-side entities are recommended to be included in the regional unified ancillary service market, and the participation of adjustable loads in the market should be affirmed. In the initial stage, mid- and long-term bilateral contracts can be used to trade ancillary services including peak load regulation, reserve, and frequency regulation. As the market matures, users can respond to time-of-use electricity prices and adjust their own loads in a timely manner to control electricity costs.
- (4) **Establish a comprehensive evaluation system that reasonably reflects the operation effect of the ancillary service market in the northwest region.** According to the characteristics of the market construction stage, the evaluation should be reasonably updated to reflect the specific characteristics at different stages of market construction. reduce the peak load regulation cost sharing burden for provincial renewable energy companies but also minimize system operating costs,
- (5) **Construct the regional and provincial markets following the “regional before provincial” principle.** Price-based cross-provincial regional peak load regulation services should be prioritized in advance, followed by market-based peak load regulation within the province, so as to reduce the cost sharing burden for provincial renewable energy companies and achieve optimal system operating costs.

课题研究背景及基本理论

1.1 研究背景

目前我国正处于能源转型的关键时期，十九大提出的“构建清洁低碳、安全高效的现代化能源体系”是我国能源发展的重要目标，预计到 2050 年，我国能源发展将出现“两个 50%”：非化石能源占一次能源比重超过 50%，电能占终端能源消费比重超过 50%。电力作为能源利用的重要终端环节，实现电力的清洁化供应对于推进能源清洁转型有着至关重要的意义。然而，新能源的快速发展在推动电力转型的同时，其波动性、间歇性、不确定性也为电网的调度与运行带来了一系列问题，弃风弃光现象仍然普遍存在。现有的电力运行机制无法很好地适应新时代能源结构的变化，为了进一步增加新能源的消纳空间，提高电网的灵活性，亟需建立与电能量市场发展相适应的辅助服务市场，在电力清洁化的同时维持系统的安全稳定运行。

2015 年 3 月，《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》（简称“9 号文”）提出了以市场化原则“建立辅助服务分摊共享新机制”以及“完善并网发电企业辅助服务考核机制和补偿机制”的顶层设计，各地的辅助服务市场建设迅速启动，西北区域电力辅助服务市场也于 2018 年 11 月 28 日进入试运行。

西北电网包括陕西、甘肃、青海、宁夏、新疆五省（区）电网，作为我国供电面积最大（311 万平方公里）、主网电压等级（750 千伏）最高的区域电网，截至 2019 年 6

月底，西北电网调度口径总装机达到 2.54 亿千瓦，风电（装机占比 19.3%）和光伏（装机占比 16.0%）已经成为西北电网第二、第三大电源类型。在西北电网的实际运行中，暴露出了以下问题：**一是受本地需求不足、调峰能力有限等因素制约，新能源弃电现象有待进一步改善。**2019 年上半年，全国超过 60% 的新能源弃电量都来自西北。制约新能源消纳的核心因素包括：用电量增长缓慢，本地消纳空间有限；火电灵活性改造滞后，供热机组与自备电厂占比大，汛期水电调峰资源紧张，系统调峰能力存在短板，电网灵活性不足；高比例的新能源加大了电网的控制难度，电网建设难以完全满足新能源的送出需求。**二是火电企业诉求强烈，新能源与传统能源的利益协调机制有待完善。**受用电量增长缓慢、新能源电量消纳、市场机制不完善等因素影响，火电企业的发电空间进一步压缩，合理收益得不到保障。**三是电网建设与电力发展不匹配，源网规划有待进一步协调。**电网项目的发展相对于电源的快速发展存在一定的滞后，尤其是新能源较为集中的新疆北疆地区、甘肃河西地区等受外送通道的输送能力限制，局部电网存在“卡脖子”的现象，影响了电力的送出。**四是电力市场交易机制不健全，大范围配置资源能力有待进一步挖掘。**跨省跨区交易机制不完善、辅助服务分摊机制不合理、市场衔接不明确等问题制约了西北电力市场的进一步发展，市场主体竞争意识与参与度有待进一步深化。

西北电网拥有统一运行的优良传统与省间互补的良好资源特性，跨省输送能力较强，在电网安全风险防控、市场机制建设多个方面实现创新突破，具有建设区域辅助服务市场的良好基础。目前西北区域现有的辅助服务市场尚处于起步阶段，面对高比例的新能源装机，亟需进一步完善西北区域现有的辅助服务市场化机制，通过市场化手段促进传统机组参与辅助服务，在保障新能源消纳的同时给予市场主体合理补偿，保障电网安全。

本课题由西北能源监管局牵头，自然资源保护协会提供支持，西安交通大学为主要承担单位，国家电网公司西北分部参与，旨在通过对国内外市场建设的研究，结合西北地区发展情况，设计一套具有西北特色的电力辅助服务市场机制，进一步促进新能源消纳，推动西北区域能源转型的同时，为我国建设环境友好型和资源节约型社会做出贡献。

1.2 辅助服务的基本原理

1.2.1 辅助服务的定义及作用

根据政府发布的《并网发电厂辅助服务》，辅助服务是指为了保证电力系统的安全稳定运行和电能质量，除了正常的电能生产、输送、使用外，由发电企业、电网经营企业、电力用户及第三方独立主体提供的服务。通过建立和完善辅助服务市场，可以实现：

- (1) 激励传统机组综合改造，提升电网的调节能力，确保电力系统运行可靠性。
- (2) 协调传统机组与新能源机组之间的利益分配，部分传统机组由电能提供主体转向辅助服务提供主体并获得合理的收益，从而促进新能源消纳。
- (3) 通过完成辅助服务市场的整体设计，推动电力市场体系的进一步完善。

1.2.2 辅助服务的分类

基于国内发布的相关政策文件和实施办法，辅助服务分为基本辅助服务和有偿辅助服务两大类。其中，基本辅助服务是指为了保障电力系统安全稳定运行，保证电能质量，发电机组必须提供的辅助服务，包括一次调频、基本调峰、基本无功调节等，这部分作为发电机组承担的义务，不进行经济补偿；有偿辅助服务是指并网发电厂在基本辅助服务之外所提供的辅助服务，包括自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动等，这部分通过市场化的方式给予机组基于成本的合理补偿^[1]。

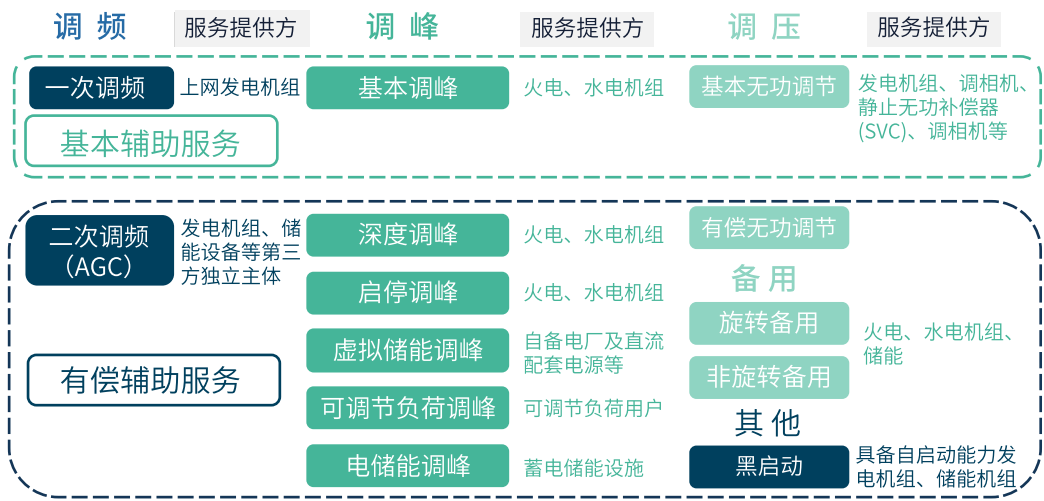


图 1 辅助服务分类图

图 1 展示了西北区域电力辅助服务品种的总览。其中辅助服务市场交易品种如下：

(1) 调峰辅助服务

调峰辅助服务是指并网发电机组、可调节负荷或电储能装置等，按照电网调峰需求，平滑、稳定调整机组出力或改变机组运行状态或调节负荷所提供的服务，是现行“计划调度 + 市场竞价”双轨制下我国电力市场现阶段特有的辅助服务品种，主要用以平抑新能源的波动性带来的问题，**挖掘传统机组的下调空间，促进新能源消纳。**

调峰辅助服务市场中的交易品种（即有偿调峰）包括深度调峰、启停调峰、虚拟储能调峰、可调节负荷调峰、电储能调峰等。

其中深度调峰可以进一步分为火电深度调峰和水电深度调峰，调峰资源不足时，火电深度调峰是指调峰资源富余的火电机组主动参与市场，并将有功出力压至基本调峰范围以外提供的调峰服务；水电深度调峰是指调峰资源不足时，水电机组主动以“群”模式参与市场提供的调峰服务。

启停调峰是指有启停调峰能力的水电、火电机组在调峰资源不足时通过机组短暂启停，从而提供调峰服务。

虚拟储能是指虚拟储能服务提供商（自备电厂及直流配套电源等）在调峰资源不足时，利用储存电能的能力提供调峰辅助服务。

可调节负荷调峰是指电力用户在高峰暂时减少或中断用电负荷，在低谷或弃风弃光时段增加负荷的投入，从而提供调峰服务。

电储能调峰是指蓄电储能设施通过在低谷或弃风弃光时段吸收电力，在其他时段释放电力，从而提供调峰辅助服务。

(2) 调频辅助服务

辅助服务市场中的调频辅助服务是指发电机组或储能设备、电站等第三方调频辅助服务提供者能够通过自动发电控制装置（AGC）自动响应区域控制偏差（ACE），在允许的调节偏差下按照一定调节速率实时调整发电出力，以满足系统频率和联络线功率控制要求。调频辅助服务主要用于调整**秒级**的小幅偏差。

(3) 备用

备用辅助服务是指为了保证可靠用电，能够提供备用服务的发电机组（燃煤、燃气、水电等）或需求侧资源等，为将来电力系统中负荷的变动而预留的一些调节容量，以应

对由于预测的误差而可能发生的负荷不确定性波动、输电线路和电源可能出现的问题，并将其引发的出力缺额或者超额转让给有备用容量的发电机组或需求侧资源来承担，从而维持电力系统总的出力和负荷的平衡。

在辅助服务市场初期根据备用特性将其分为与电网同步运行的旋转备用与非旋转备用。为了解决大规模新能源并网下可能出现的出力波动，备用考虑正负两个方向，确保机组组合预留向上与向下调整容量。**随着市场发展的成熟，为优化备用辅助服务的调用效果，促进辅助服务成本的合理回收，应逐步细化备用的品种。**可根据响应时间和持续服务时间将旋转备用机组进一步划分为 10 分钟内能提供的一级备用与 10-30 分钟内能提供的二级备用，市场上响应时间较短的一级备用具有更高的价格并对二级备用有替代性。

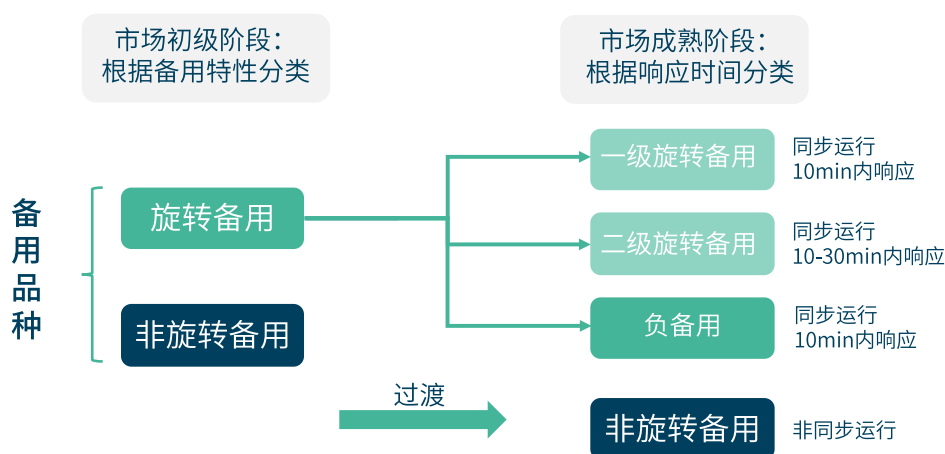


图 2 备用品种分类图

(4) 有偿无功调节

有偿无功调节指为维持系统正常运行时节点电压在允许范围内，以及在电力系统故障后提供足够的无功支持以防止系统电压崩溃，发电机组在电力调度交易机构要求下，超过规定的功率因数范围向电力系统注入或吸收无功功率所提供的服务。

(5) 黑启动

黑启动是指电力系统区域出现较大范围停电后，在没有任何外界电源帮助的状态下，由具备自启动、自维持或快速切负荷（FCB）能力的发电机组所提供的恢复系统供电的服务。储能系统也具备实现黑启动的潜力，随着储能技术的逐步发展，成熟阶段可考虑将部分储能也纳入黑启动的提供主体中。

1.2.3 辅助服务的定价方式

(1) 不付费。辅助服务为强制性提供的服务，不进行补偿，常见于垂直垄断结构的电力工业中。

(2) 基于成本的补偿方式。根据测算的辅助服务成本对辅助服务提供者进行合理补偿。常见于电力工业管制逐步减除的时期。

(3) 价值核算方式。以核算的辅助服务能够创造的价值为基础进行补偿，往往会明显超过其成本。

(4) 双边协商方式。辅助服务供需双方通过签订双边合约的形式确定提供的辅助服务，操作简单，价格不够透明。

(5) 长期市场竞标模式。供应方申报辅助服务价格，需求方按照价格从低到高选取相应的供应方交易，签订长期合同（3-5 年），合同约定辅助服务的价格固定不变。适用于容易出现短期区域性垄断的辅助服务品种。

(6) 实时市场定价。通过组织日及日以内的辅助服务市场确定辅助服务价格，从而体现辅助服务的真实价值。

1.3 国内外典型电力辅助服务市场情况

1.3.1 国外电力辅助服务市场建设现状

随着我国电力体制改革的加速进行，各地相继启动了电力辅助服务市场的建设。国外辅助服务市场建设较早、相对成熟，通过分析英国、美国、澳大利亚、北欧等国家和地区的先进经验，能够为西北区域电力辅助服务市场的建设提供一些参考，以便更好地形成具有西北特色的、行之有效的区域电力辅助服务市场体系。

由于国外的市场发展较为成熟，现货市场等相关市场建设较为完善，调峰一般不作为辅助服务品种出现，而是通过现货市场或者平衡机制来实现短时电力平衡。

英国的发电资源以天然气与核能为主，电网结构坚强，阻塞较轻，采取**分散式电力市场的模式**，大部分电量以中长期物理合同的形式成交，只有少部分电量参与现货市场竞争。英国电力市场中不存在调峰辅助服务，短时的平衡管理通过实时平衡机制与辅助服务实现，相关市场均由调度机构负责运营。实时平衡机制中，市场主体在日前市场结束后申报发电出力与负荷需求的上调及下调报价，系统按照报价调用以平衡电力供需。

英国的辅助服务市场独立于电能量市场运行，交易产品繁多，可分为频率响应、备用、无功服务、黑启动四大类，**主要通过招标和签订双边合同的方式获取，并以中长期的双边合同为主**，而辅助服务提供者的容量与被调用费用将通过不平衡电量结算回收。**辅助服务费用全部分摊给用户**，英国国家电网首先通过系统平衡使用费（BSUoS）回收调用平衡机制和辅助服务产生的成本，然后根据每一个市场成员的相对合同约定电力曲线的偏差对整个系统带来的影响向其收费。

美国 PJM 资源与负荷分布相对较为均衡和分散，气电等灵活调节电源比例较高，调峰问题不显著，是一个典型的区域统一平衡的**集中式市场**，也是目前改革最先进的电力市场，市场组成包括电力现货市场（日前、实时）、容量市场、金融输电权市场及各种辅助服务市场等^[2]。PJM 的辅助服务品种包括电网调度服务、无功电压控制、调频、备用、黑启动，其中无功补偿与黑启动通过签订合同或协议进行交易，调频与备用服务与现货电能量市场联合出清，日前市场中电能与备用联合出清，实时市场中电能、备用与调频联合出清。PJM 将调频、备用辅助服务义务按照实际负荷量比例分配给负荷服务商（LSE），将辅助服务费用完全传导给终端用户。

澳大利亚电力市场是一个强监管的**集中式**电力市场，交易体系由现货市场（实时市场）和期货市场组成。澳大利亚电力市场分为国家电力市场（NEM）和批发电力市场（WEM），NEM 的辅助服务交易品种包括调频、网络支持、黑启动，其中调频与现货电能量市场联合出清，网络支持与黑启动通过签订长期协议进行交易；WEM 的交易品种包括负荷跟踪、备用、黑启动、调度支持辅助服务，在平衡市场中通过集中竞价与双边合约的方式进行确定^[1]。**澳大利亚辅助服务市场是目前唯一一个将辅助服务费用共同分摊给电力用户和发电企业的市场，调频费用由发电企业和电力用户按照一定比例来分摊。**

北欧四国（瑞典、挪威、丹麦、芬兰）资源、负荷分布互补，已实现电网互联，形成了现货市场为基础，辅助服务市场和金融市场为补充的统一运行的区域电力市场^[3]。北欧电力市场已由分散式逐渐过渡到**集中式的市场模式**，中长期采用金融合同规避风险^[4]。辅助服务的交易形式包括集中竞价（日前市场，小时市场，年市场等）与双边协商。辅助服务产品主要包括调频、调压、备用、黑启动等，其中调频和备用市场最为成熟，旋转备用（响应时间 15 min）、调频辅助服务分别通过周前和日前的备用容量市场及调频市场竞价获得，黑启动、无功补偿等辅助服务通过双边协商或公开竞标以长期合同的方式

交易。为保证平衡调节市场容量的充裕性，在备用容量市场中中标的发电商必须在平衡调节市场中报价，中标机组除容量费用之外还可获得上调/下调边际价格结算的电能费用。
辅助服务产生的费用均在用户侧分摊。

表 1 世界主要国家及地区电力辅助服务市场的比较

	美国 PJM	澳大利亚	英国	北欧
市场形式	集中式市场	集中式市场	分散式市场	集中式市场
交易品种	电网调度服务、无功电压控制、调频、备用、黑启动	NEM：调频、网络支持、黑启动；WEM：负荷跟踪、备用、黑启动、调度支持	频率响应、备用、无功服务、黑启动	调频、调压、备用、黑启动
组织模式	辅助服务与电能量联合优化	辅助服务与电能量联合优化	辅助服务与电能量分开出清	辅助服务与电能量分开出清
分摊机制	分摊给用户	用户与发电企业按比例分摊	分摊给用户	分摊给用户
辅助服务获得方式	集中竞价（调频、备用）；双边协商（无功、黑启动）	集中竞价、双边合约	招标和双边合同（主要）	集中竞价（调频、备用）；双边协商（无功、黑启动）

1.3.2 国内电力辅助服务市场建设现状

我国电力辅助服务包括调频、调峰、无功调节、备用、黑启动服务等多个品种，但目前在市场建设初期，各地主要围绕调峰、部分地区辅以调频开展辅助服务市场建设。自 2017 年年至今，我国已在东北、华北、华东、西北开展区域电力辅助服务市场建设试点，取得了一定成效，积累了一些经验。

东北电力辅助服务市场是我国开展的第一个电力辅助服务专项改革试点，于 2017 年 1 月 1 日零点如期启动。自 2014 年起，东北电网最紧迫的问题便是低谷调峰，集中表现为热电之间矛盾爆发，风电上网大量受限，同时近几年光伏发展迅猛。电力辅助服务市场的试运行初步打破了东北的调峰困局，缓解了热点矛盾，促进了新能源消纳。

东北电力辅助服务市场的交易品种主要是有偿调峰辅助服务，包括实时深度调峰、可中断负荷调峰、电储能调峰、火电停机备用调峰、火电应急启停调峰、跨省调峰等。2019 年增设旋转备用交易品种，实现辅助服务市场“压低谷、顶尖峰”全覆盖。其价格机制可以概括为“分档报价、统一出清、实时记账、以支定收、阶梯分摊”，将机组日

前报价排序作为调峰调用原则，使低谷调峰有序进行；并设立了跨省调峰交易机制，以价格信号推动跨省调峰积极性；此外，借鉴了电能量市场的交易模式，将电储能和可中断负荷纳入调峰交易市场。“阶梯分摊”机制是火电机组按照实际负荷率的不同，分三档依次加大分摊比重，2019 年将非供热期实时深度调峰费用减半处理，同时将供热期风电、核电电量按照两倍计算分摊费用，准确体现出东北供热期调峰资源稀缺程度，使新能源受益与分摊的费用更加对等^[5]。

华北电网新能源装机容量大，且供热机组多，水电机组少，基本没有快速调节资源。新能源消纳整体形势严峻，热电矛盾突出，调峰资源时空分布不均，机组参与省间调峰积极性不足。自 2018 年底华北调峰辅助服务市场启动时运行以来，市场运行平稳有序，市场机制能够激励火电企业主动释放调峰能力，充分释放了调峰空间，消纳新能源成效显著。

华北调峰辅助服务市场包括日前市场和日内市场，按照集中报价、市场统一边际出清的方式开展，在省网下备用不足时，由需求省网提出购买需求，向调峰资源充足省网购买调峰辅助服务，通过省间联络线计划调整的方式实现。其中火电机组全容量报价、分档限价并以每 15 分钟火电机组“平均负荷率”作为动态标尺开展出清，充分挖掘火电机组特别是供热机组现有 70% ~ 50% 容量区间调峰能力。此外，华北电网在全国率先实现以满足电网安全约束为基础，调峰成本最小化为优化目标，实时出清、自动安全校验的调峰市场^[6]。

基于现阶段调峰辅助服务市场的建设情况，华北地区提出了进一步完善思路，例如不断丰富辅助服务交易品种，将调频、备用等多种辅助服务纳入市场；加强需求侧管理，积极研究市场用户参与辅助服务市场的机制；在省间市场引入双边报价机制，给予新能源车企业充分自主权。

华东电网近年来最高负荷屡创新高，但是春秋季节轻负荷时段负荷增长缓慢，春秋汛期区外水电大发，且用电峰谷差逐年增加。此外区内核电、风电、光伏发电装机激增，加重了调峰困难。2017 年以来，华东电网着手建立由中长期双边置换合约机制、日前调峰辅助服务市场、实时调度应急处理机制组成的电网调峰资源优化调用体系，在确保安全可靠，有利于平稳过渡的前提下，引导电厂提升自身调峰能力，缓解调峰困难。

华东调峰辅助服务市场定位为省际日内市场，和“省为实体”管理体制下的省级电

力市场或辅助服务市场衔接，实现调峰资源的全网配置。华东电网通过时序保障机制，做好日前调峰资源余缺预测，全网调峰辅助服务市场统一出清，加速了调峰资源的价格发现过程，提高了调峰资源的市场流动。分摊机制上，华东电力调峰辅助服务市场创造性地提出跨省跨区电源品种的发电利用率水平计算方法，根据各调峰服务受益主体发电利用率与消纳省市电网平均发电利用率间的差异，精准确定调峰义务的分摊比例。市场监管方面，在供给侧通过“差价购电”并扣减相应年度计划基数的模式，促使调峰资源卖方电厂准确估计调峰成本，合理报价；同时，采用市场限价、有偿直接调用等市场干预手段，最大程度保障电网安全稳定运行和市场健康运行^[7]。

省内市场中，山西电力辅助服务市场于 2017 年 10 月 24 日正式启动试运行。山西省内辅助服务交易品种包括风火深度调峰服务和调频服务。依据《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》，当预计次日山西电网调峰能力不足、新能源消纳困难时，参与日前跨省调峰市场。当预计次日山西电网调峰能力满足新能源消纳需求时，省内火电企业可自主选择参与华北跨省调峰市场。在市场协调方面，风火深度调峰市场与现货市场联合优化、一体出清。日前现货市场出清计算后，若存在弃风、弃光电量，启动风火深度调峰市场，调频市场在机组组合确定后单独开展。

山东辅助服务市场于 2018 年 3 月启动带结算试运行，市场交易品种包括 AGC 调频和调峰，采用集中竞价、统一出清、按日清算、按月结算的交易机制。补偿资金随需求浮动的市场化机制有效激发了火电企业积极性，显著缓解了可再生能源弃发压力，实现了市场设计之初“激发企业积极性、反映需求变化趋势、发现调峰调频价格”的预期目标。但是进入供热季后，全网调峰需求始终维持高位，调峰和 AGC 出清价格走势明显向高，出清价长时间维持于上限在客观上减弱了市场交易发现价格的作用。2019 年 3 月，山东能源监管办决定对调峰、AGC 交易的出清价格上限进行调整，以进一步激发火电企业在春季风电光伏大发期间提供调峰调频辅助服务的积极性、促进可再生能源消纳^[8]。

甘肃省受新能源出力的随机性、波动性特征和调峰能力不足、就地消纳困难等因素制约，省内弃风弃光率处于较高的水平。2018 年 4 月 1 日，甘肃电力辅助服务市场正式启动运行。甘肃电力辅助服务市场交易品种包含调峰辅助服务（实时深度调峰、火电调停备用、需求侧资源、电储能）和调频辅助服务，采用日前报价、日内出清的交易模式。调峰市场辅助服务中火电机组采用“阶梯式”分摊方式，调频市场辅助服务中按全网当

月运行机组发电量进行分摊，按月统计和结算。此外，采用市场限价等方式保障市场安全稳定运行^[9]。甘肃电力辅助服务市场初步促进了新能源的消纳，增加了火电企业的收入，减少了污染物的排放，且通过市场化的手段，实现了“双升双降”的指标，但仍需强化电力企业市场化意识，进一步完善辅助服务市场规则，加强市场主体参与市场的竞争力。

新疆辅助服务市场的交易品种包括基本调峰服务和有偿调峰服务。有偿调峰服务包含实时深度调峰交易、调停备用交易、可中断负荷交易、电储能交易。新疆辅助服务市场的市场主体比较广泛，自备电厂、电储能等市场主体均可参与，除水电站暂时仅参与调停备用交易，其余发电机组基本都进入范围；调峰幅度因各厂工艺不同而不同，随着市场条件成熟将逐步参与其他辅助服务交易；跨省调峰服务暂不开展，维持现有省间交易机制，待市场条件成熟后逐步实施；鼓励发电企业、售电企业、电力用户、独立辅助服务提供商等投资建设电储能设施^[10]。

截至目前，国内已有东北、华北、华东、西北四个区域以及福建、山西、山东、新疆、宁夏、广东、甘肃、重庆、江苏、蒙西十个地区启动了电力辅助服务市场，四川、上海、安徽、广西、河南等省份已发布辅助服务市场交易规则或者部署辅助服务市场试运行准备工作。我国目前正在运行的辅助服务市场基本沿用了“两个细则”，主要有以下几个特点：

- 不再设定统一的补偿价格，加大调峰补偿力度，允许机组自主报价，大幅提高价格上限，有利于激发火电调峰积极性；
- 结合系统运行特点，扩展了调峰参与主体，除了火电、水电等具有灵活调节能力的常规电源，部分省市还纳入了需求侧资源、储能、光伏等；
- 交易方式以“集中竞价、边际出清、共同分摊”为主；
- 市场交易品种逐渐由单一化转变为多元化，从 2018 年大部分地区电力辅助服务市场试运行开始到 2019 年上半年，多数调峰辅助服务交易主要集中在深度调峰及启停调峰两个品种，到目前为止，各地区辅助服务市场开始纳入虚拟储能、电储能、可中断负荷等交易品种。

市场建设的核心在于火电为新能源让路，深度调峰鼓励火电低负荷运行，加大高负荷运行惩罚力度，AGC 调频关注调节速率、调节精度、可调容量和响应时间，新能源费用分摊与保障性收购小时数挂钩，降低限风限光机组分摊负担。

由于各地区电网结构、供需形势以及市场化程度存在差异性，**区域电力辅助服务市场**需要与省级市场相适应，需要与电能量市场相配合，所以辅助服务市场的建设与推进应该考虑全局优化，完善顶层设计；考虑市场结构，优化市场衔接；考虑区域特点，解决地区问题，以达到缓解热电矛盾，优化资源配置，促进新能源消纳的目的。

表 2 我国部分区域（省级）电力调峰辅助服务市场的比较

	东北调峰辅助服务市场	华北调峰辅助服务市场	宁夏调峰辅助服务市场	山西调峰辅助服务市场
市场类型	区域与省级辅助服务市场		省级辅助服务市场	省级辅助服务市场
交易品种	实时深度调峰、可中断负荷调峰、电储能调峰、火电停机备用调峰、火电应急启停调峰、跨省调峰	有偿调峰	实时深度调峰交易、调停备用交易、可调节负荷交易和电储能交易	实时深度调峰、需求侧响应调峰、售电企业移峰调峰（可调节用户）、机组停机备用调峰、应急启停调峰、跨省跨区调峰
交易机制	阶梯报价，单边集中竞价，统一出清			双向报价、集中竞争、滚动出清、统一价格结算
分摊机制	负荷率高于深度调峰标准的火电厂（分三档修正全部发电量）、新能源机组、核电机组参与分摊	新能源机组按照修正后电量分摊，春节前后负荷率高于平均发电负荷率的火电机组也参与分摊	负荷率高于有偿调峰标准的火电厂（超出部分分三档修正）、新能源机组参与分摊	购买深度调峰辅助服务的可再生能源发电机组按照单位统计周期内的市场出清价格支付费用
特点	1、将非供热期实时深度调峰费用减半处理，同时将供热期风电、核电电量按照两倍计算分摊费用2、对市场主体承担的省内与跨省调峰费用之和设置了上限	1、将动态的系统平均负荷率作为火电机组获得调峰服务费用的标准 2、第三方独立辅助服务主体可参与调峰	市场主体考虑经市场准入的电储能和可调节负荷电力用户，无水电	双向报价的模式使得市场价格更能合理反映供需关系

1.4 西北区域电力辅助服务市场建设现状及问题

针对西北较为突出的新能源弃风弃光问题，西北区域电力辅助服务市场建设根据问题导向，以调峰辅助服务市场为起步。自 2017 年西北电网开展调峰市场建设起，目前西

北已建成一个区域调峰市场及五个省内调峰市场（甘肃、青海、宁夏、新疆、陕西），辅助服务市场的体系初步形成。

1.4.1 西北区域电力辅助服务市场建设现状及特点

试运营期间，西北区域调峰市场显现出以下特点：

(1) 市场规模持续扩大。截止 2019 年 8 月 31 日，累计调峰 4277 笔，调峰电量 27.88 亿千瓦时，调峰收益 3.25 亿元（每度电平均费用 0.117 元）。调峰电量月均增长率超过 10%，月均调峰电量已位居区域市场之首。

(2) 市场品种逐步丰富。除了常规统调火电以外，西北电网根据黄河上中游大型水库运行特点，将水电纳入市场主体范围，并相应设计了“水电丰枯双向参与”方式，使其更好地参与调峰市场。此外，结合西北自备电厂高占比的特点，建立虚拟储能模式，以市场化手段激励自备电厂和配套电源参与调峰。

(3) 市场功能逐步体现。随着区域调峰市场的逐步开展，各市场主体积极优化报价策略，以寻求最大量调用调峰资源，实现利益最大化。随着提供服务方的报价更加符合市场规律，成交价格更加凸显供求关系，市场发现价格的功能进一步体现。

(4) 市场效益逐渐凸显。西北电网调峰辅助服务市场自试运行以来，运行情况良好，截至 2019 年 8 月底，新能源累计减弃增发 60.23 亿千瓦时，常规能源机组累计获得合理调峰收益 14.19 亿元。通过区域调峰市场的建立，新能源的消纳空间进一步扩大，常规机组获得市场化的合理收益，资源得到了进一步的优化配置。

1.4.2 西北区域电力辅助服务市场存在的问题

随着西北区域调峰辅助服务市场逐渐起步，市场红利逐步释放，但目前仍存在以下问题亟待解决：

(1) 新能源受阻时空分布不均，区域调峰能力有待进一步提升。受新能源大规模装机、通道输送能力有限等因素影响，新能源受阻主要集中在河西以西电网（主要包含新疆电网及甘肃西部电网），受阻电量占总受阻电量的九成以上，其中受阻电量最大的三个区域为新疆中东部（含天中直流配套）、甘肃河西及新疆北疆地区，调峰资源未能大规模配置，新能源送出受限。在弃电的同时，部分机组的调峰能力不能通过市场化手段充分调用。

(2) 市场主体利益协调不足，火电机组调峰能力有待进一步深挖。目前，区域调峰

市场中的分摊细则基本沿用省内调峰市场规则，现有分摊机制对火电机组考核力度较小。宽松的考核标准使得火电机组灵活性改造积极性不高，调峰潜力没有充分挖掘。同时，市场规则有待进一步优化保障火电机组的调峰收益，激励其参与辅助服务市场。

(3) 市场主体不丰富，市场份额有待进一步扩大。西北地区现有的市场主体主要集中在发电侧，包括统调火电、水电、风电、光伏、虚拟储能服务提供商等，用户侧市场主体有待引入，进一步提高系统调峰能力。其中，虚拟储能作为优质的调峰资源，能够大幅降低市场成本，然而试运行期间虚拟储能调峰电量远低于预期，市场份额不到 0.2%，调峰空间未能得到充分释放。

(4) 市场体系建设不完善，市场活力有待进一步激活。目前西北区域电力辅助服务市场与其他市场之间的联动衔接机制尚未完全完善，不利于降低调峰成本和实现新能源企业利益最大化，区域辅助服务市场与省内辅助服务市场、电能量市场等衔接有待进一步明确。同时，辅助服务市场评价体系尚未建立，致使市场分析能力不足，市场运营结果不能有效评估优化。

1.4.3 高比例新能源对西北区域电力辅助服务市场需求的影响

西北区域风电、光伏资源丰富，新能源发展迅速，已成为区内第二大电源，因而在建立区域电力辅助服务市场时需要着重考虑新能源高速发展带来的影响。

新能源不同于常规能源，具有波动性、间歇性、不确定性等特征，大规模新能源的接入对辅助服务提出了更高的要求以满足电网的支撑作用，尤其是对调峰、调频、备用等辅助服务提出了挑战^[11]。

(1) 调峰

风电的出力具有波动性，并有一定的反调峰特征，这使得一般情况下风电在半夜负荷需求较小的时候出力较大，而在负荷需求较大的时候出力较小。风电相当于“负”的负荷，进一步加剧了负荷的峰谷差，增加了调峰需求。由于电力供需要求实时平衡，在新能源大规模利用的背景下，必须由其他主体在相应时段增减出力，以平抑风电出力的波动。由此，增加了系统对调峰辅助服务的需求。

光伏发电主要在光照充足的白天，根据光辐射强度变化出力，白天负荷相对需求较大，因而光伏发电对系统调峰的影响相对较小。

(2) 调频

由于负荷、机组的实际出力存在波动带来的微小偏差，负荷曲线与机组的发电曲线并不完全一致，从而带来了频率的波动，因而需要调频辅助服务迅速校正系统频率偏差，将系统频率恢复到可接受的范围内，以防止事故发生。而风电、光伏短期出力都存在波动性，尤其是光伏发电在短期变化极其剧烈，增加了系统对 AGC 的需求量。

(3) 备用

新能源具有不确定性，预测与实际存在较大偏差。风电在时间尺度较小时波动性较小，一般风电出力在 AGC 调整的时间尺度上（秒或分钟）变化不大，对 AGC 需求影响较小。但随着时间尺度的增加，风电的不确定性进一步增强，在 15 min~1 h 的时间尺度上出力变化显著增强，对系统备用容量需求影响较大。而对光伏发电而言，在秒级别就已具有较大的不确定性，随着时间尺度的增加，对系统备用的要求更高。

2 西北区域电力 辅助服务市场体系设计

2.1 建设目标

在新能源高比例并网的背景下，结合国内外先进经验，立足西北区域电力工业运行特点，坚持一个区域一套规则、具体省份参数可略有差异的原则，构建一套交易品种齐全、交易机制完善、市场监管到位、评价反馈及时的具有西北特色的区域电力辅助服务市场机制，充分体现辅助服务公共商品属性，充分发挥市场在辅助服务资源大范围配置的作用，在促进新能源进一步消纳的同时，保障电网的安全、稳定、优质、经济运行。

2.2 建设模式

为了与西北区域电力市场的发展形势相适应，西北区域电力辅助服务市场在充分考虑现有电力市场体系的情况下，采取与现货市场建设相适应的分段建设模式。

(1) 初级阶段：以调峰辅助服务为核心，释放新能源消纳空间

西北电网正面临着新能源消纳形势严峻，调峰资源需求迫切的困境，考虑到目前电力市场的发展仍不成熟，只有部分电量参与现货市场，在市场初期优先推进调峰辅助服务市场建设，激活火电灵活性改造的动力，促进区域内调峰资源的优化配置，实现新能源的“减弃增发”。调峰辅助服务市场与现货市场同步开展，并与电能量联合出清，调频辅助服务根据后期需要可在日前机组组合确定后开展，备用、无功调节、黑启动等辅助服务优先在中长期市场开展。其中备用采用集中竞价的方式招标，无功调节与黑启动采取双边协商的方式获取^[12]。由于在较长时间尺度上新能源预测精度较低，签订的中长

期合同需要进一步细化合同内容，细化峰谷时段等不同情况的交易信息。

为了与现货市场更好衔接，调峰辅助服务市场采取单边报价模式起步，调峰辅助服务提供方报量报价，调峰需求量则根据日前发电预计划产生的弃风弃光结果确定。

(2) 成熟阶段：促进调峰与现货市场融合，优化交易品种

调峰辅助服务本质上是对电能量的调节，在电力市场份额不断扩大，现货市场逐步成熟（现货市场为全电量竞争的集中式模式），火电机组灵活性改造全面完成时，推动区域调峰辅助服务市场与区域现货市场融合，调峰辅助服务逐渐退出，利用实时电能量价格引导机组参与深度调峰，实现电力电量的平衡。并将需求侧资源逐步纳入辅助服务市场，激励用户侧优化负荷曲线。

建立备用、调频辅助服务与现货电能量市场联合出清机制，避免因分开出清造成的调频、备用容量的冗余。调峰辅助服务的作用由实时电能量市场实现，通过实时电价变化引导发电企业主动参与调峰，并由备用、调频机组平抑新能源的波动性，调整偏差，将系统频率维持在合理的范围之内，保障电力系统安全可靠运行。由于大量波动性新能源的存在，备用的设置包含上调节与下调节两个方向，以保障负荷峰谷时段的电网调节能力。

同时，随着辅助服务市场的逐步成熟，对各类辅助服务资源性能差异实施分等级管理，根据参数细分调频、备用等辅助服务，凸显优质资源的稀缺性。

在市场运行结束以后，定期开展辅助服务市场运行情况评价，从市场结构、市场供需、市场发展、市场风险、市场表现、市场行为六大板块综合考察市场运行。

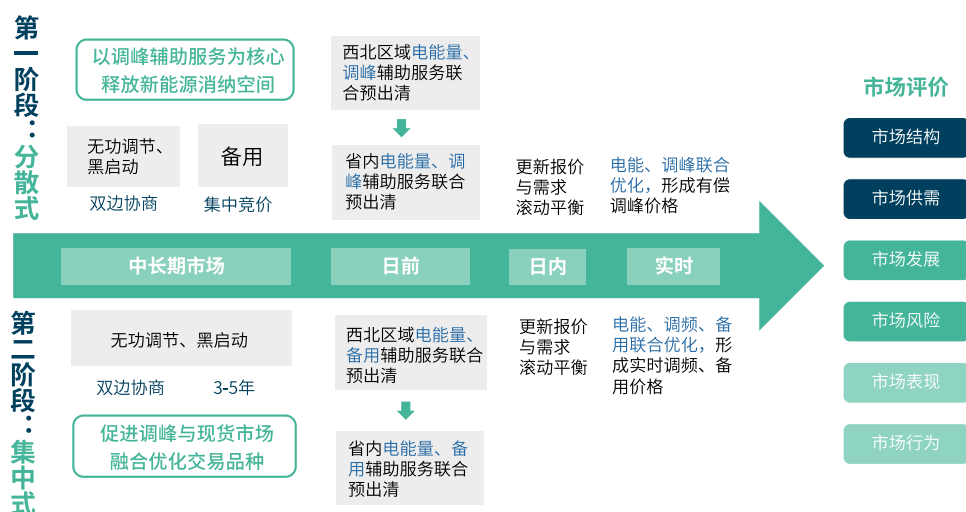


图3 西北区域电力辅助服务市场建设阶段图

3 西北区域电力辅助服务市场机制设计

3.1 交易品种

西北区域电力辅助服务市场作为一个统一运行的区域市场，需对辅助服务交易品种进行统一的定义与要求，方便各省在统一的市场体系下进行交易，促进跨省辅助服务资源的优化配置，打破省间壁垒。结合我国国情及国内外市场发展趋势，将自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动纳入西北区域电力辅助服务市场体系。

将有偿调峰进一步细分为深度调峰、启停调峰、虚拟储能调峰、可调节负荷调峰、电储能调峰等，并按交易对象划分省内调峰与跨省调峰，均以市场化方式进行补偿。

将备用划分为旋转备用与非旋转备用，并将旋转备用进一步细分为 10 分钟内能提供的一级备用、10-30 分钟内能提供的二级备用以及负备用，市场上响应时间较短的一级备用具有更高的价格并对二级备用有替代性。

3.2 市场成员

西北区域电力辅助服务市场成员包括市场运营机构和市场主体。

市场运营机构包括西北电力调控、交易中心及西北区域内各省级调控、交易中心。电力调度中心主要负责组织和运营日前及日以内的辅助服务市场，电力交易中心负责组织和运营中长期电力辅助服务市场及市场主体的注册、事后结算等工作。

市场主体包括：

(1) 发电企业

符合市场准入门槛的并网发电企业，包括火电、水电、光伏、风电企业等。
拥有自备电厂的企业。

(2) 电力用户

电力用户在支付电能量费用外还要参与辅助服务费用的分摊。

(3) 售电公司

代理用户参与辅助服务市场。

(4) 独立辅助服务提供者

独立辅助服务提供者单独参与辅助服务交易，而非先参与电能量市场，再利用剩余可调容量参与辅助服务交易，包括电储能、虚拟储能、可调节负荷等。

可调节负荷属于需求响应的一种，可提供调峰、调频（初期以双边合同协商确定频率要求）、备用等辅助服务。**可调节负荷用户需将实时用电信息上传至电力调度机构，以供实时调度。**

电储能指能够储存电能的蓄电设施，作为市场主体其充放电状态接受统一调度指挥，**可提供调峰、调频、备用等辅助服务。**

虚拟储能服务提供商通过调整机组出力或负荷，进行清洁能源电能的储存和支取，为清洁能源提供辅助服务并获得收益，**可提供调峰辅助服务。**

3.3 交易机制

辅助服务的主要交易机制包括中长期的双边交易和集中竞价及现货交易中的集中竞价，实际运营中根据各类辅助服务特性及市场发展阶段的不同选择相应的交易机制。

3.3.1 出清机制

(1) 调峰辅助服务

调峰辅助服务市场采用集中竞价、统一边际价格出清的方式，日前报价，日内修正，实时运行根据“按需调用、按序调用”的原则，优先调用低价的调峰服务。

在日前市场组织中，电力调度中心上报系统负荷预测、清洁能源预测，火电厂、虚拟储能、水电厂等调峰辅助服务供给方按容量分段申报次日的调峰服务供给曲线及价格，调峰辅助服务市场考虑相关约束后，采用统一边际价格进行出清。供应方申报的调峰辅助服务价格不得超过设定的价格上下限，价格上下限的设置应根据历史数据充分考虑供

应方自身的能耗成本以及因参与辅助服务市场减少发电量产生的机会成本（现货市场中的分区电价与电能量报价之差）。

在日内市场组织中，每个运行时段开始前一定时限内，组织需求方和供应方申报更接近下一运行时段实际情况的需求调峰量和供给调峰容量，进行统一边际价格出清，结算以实际调用情况和日内运行时段出清结果为准。出清时，调度中心以电能量与辅助服务总费用最低为目标函数，对调峰服务提供方机组依次调用，直至满足需求调峰量。

根据日前和日内调峰市场不同的组织流程，运行日按 15 分钟间隔分为 96 个时段，日前调峰市场对运行日 96 时段进行预出清，日内调峰市场在每个运行时间点前组织调峰的需求和供给曲线申报并得到出清结果。关于辅助服务市场与电能量市场采用同时报价，联合优化出清，计算得到运行日的 96 点机组开机组合和辅助服务市场的前日出清结果，详见 4.1 节。

(2) 调频、备用辅助服务

在市场初期，备用辅助服务在中长期市场中通过集中竞价的方式获取。市场主体申报容量及价格信息，交易中心根据电力系统的备用预测情况，按申报价格出清市场直至满足系统需求。中标机组必须在协议约定的周期内留有机组足够的备用容量，随时响应调度中心的指令，保证系统购买的调频能力。

市场成熟后，调频与备用采取竞争投标的市场化方式，在现货市场中日前报价，与电能量联合边际出清，交易结算周期以 15 分钟为一个单位统计周期。电力调度机构根据系统实际运行情况，每日组织发布调频、备用容量需求信息（按照系统开机容量的比例，及新能源的参与情况初步确定，实时运行中可修改），参与调频、备用辅助服务的机组在日前向电力调度机构提交投标的信息^[13]，申报报价（包括电量报价与容量报价）及性能参数（包括调节速率、调节范围、调节精度等），报价信息封存到实际运行日。实际运行日每小时出清一次，按升序排名价格对所有可用资源进行排名，同时确定为运行时刻提供能量、调频和备用所需的最便宜资源集合，进行统一出清。考虑到不同等级调频备用资源所需的容量不同，电网的调频、备用需求容量为按照性能指标修正过后的容量，从而保证响应更快、性能更优的调频、备用辅助服务提供者能够在市场竞争中更有优势。在无法同时满足调频和备用要求时，调频拥有更高的优先级。在满足调频容量约束的情况下，按最后分配的资源排名价格设定调频市场出清价格。



图 4 调频、备用辅助服务在现货市场中的出清流程

(3) 有偿无功调节与黑启动辅助服务

无功调节与黑启动辅助服务都对机组有一定特殊能力的要求且具有明显的地域特征，易于出现短期区域性垄断。其中，无功传输的不经济性决定了其需要就近平衡，在一定地区范围内竞争主体有限；黑启动服务的市场需求变化较为平稳，需求量有限，具有本地化特征。

因而采取中长期双边合约的方式进行交易，合同协商的价格可以以测算的使用成本为基础。在交易中心供需双方双边协商完成后，由系统调度运行机构复核，最终确定辅助服务提供商并执行长期合约。

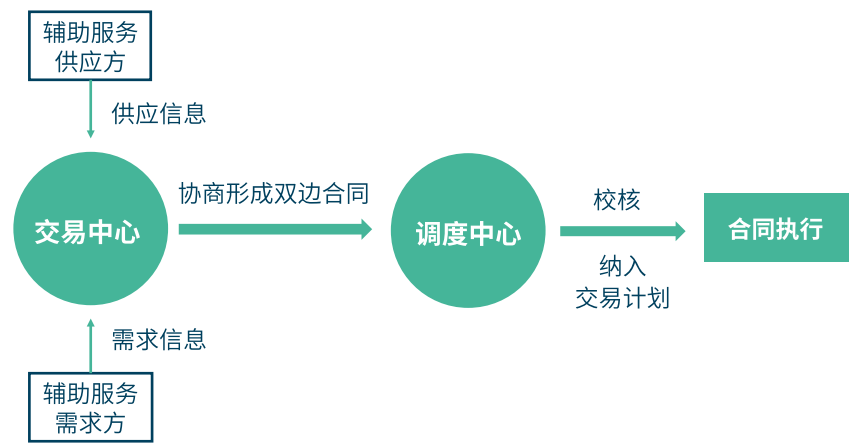


图 5 有偿无功调节与黑启动服务双边协商流程图

3.3.2 价格机制

根据不同辅助服务的特性，价格机制考虑按容量定价、按电量定价、按调用次数定价等^[14]。

(1) 调峰辅助服务

调峰辅助服务市场中报价采用“阶梯报价”模式，区段申报价格随着下调容量比率增加而逐步增加，出清模式采用统一边际价格出清机制。市场统一出清的价格是指发电厂商在日前对所提供辅助服务的进行价格申报和集中竞价，电网调度中心根据实时排序后的调峰辅助服务按低价调用，满足市场需求的最后一位中标供应商的报价作为统一的市场出清边际价格。调峰辅助服务主要根据电量定价，其中启停调峰按照启停次数定价。

(2) 调频辅助服务

调频辅助服务按容量与电量定价。调频价格包括电量价格与容量价格，按照按性能调整后的报价进行调用，均采用统一边际价格出清，其中容量价格反映了调频机组损失的机会成本。

(3) 备用辅助服务

备用辅助服务按容量和电量定价，费用由两部分组成：容量费用与能量费用。备用辅助服务申报电量与容量报价后基于综合购买成本最小化的原则形成市场统一出清边际价格。中标的备用机组获得容量费用，若在现货市场中被实际调用，则再获得能量费用。

(4) 有偿无功调节、黑启动辅助服务

有偿无功调节与黑启动按照双边合同约定的价格进行结算。有偿无功调节使用时按照电量定价，黑启动按照容量及使用次数定价。

3.3.3 用户侧的参与方式

由于需求侧辅助服务的成本较低，因而需求侧参与辅助服务市场的积极性较高，通过将可调节负荷等用户侧资源纳入，可以在缓解新能源的波动性的同时让利给用户侧，提高电力系统的经济性。

在初级阶段，需求侧响应用户和售电企业可与购买方开展中长期双边协商交易进行调峰、备用、调频辅助服务的交易。双边协商交易双方需向市场运营机构提交包含交易时段、每 15 分钟一点的用电功率曲线、频率要求、交易价格等内容的交易意向，由电力调度机构进行安全校核后确认。

在成熟阶段，用户通过响应分时电价，及时调整自身的负荷变化以控制用电成本。在用电负荷较少、用电价格较低时相应增加负荷，在用电负荷较多、用电价格较高时相

应减少负荷，从而实现了“削峰填谷”的作用。而在调频、备用辅助服务市场中，用户侧与发电侧资源分别根据总需求参与报量报价，汇总之后进行出清。

3.4 分摊机制

调峰、调频等辅助服务对于平抑系统波动，减少不平衡量起着关键作用，根据辅助服务的公共商品属性，这部分辅助服务费用应由所有市场主体共同承担。目前我国辅助服务费用的分摊主要集中在发电侧，新能源电厂承担了较大的辅助服务成本，辅助服务的义务不能传导到用户侧，不利于提升用户自身负荷预测水平及提高市场主体提供辅助服务的积极性^[15]。

将用户侧纳入辅助服务费用分摊符合国家能源局下发的《完善电力辅助服务补偿（市场）机制工作方案》中“建立电力用户参与的电力辅助服务分担共享机制”的要求，能够规范用户行为，减轻西北新能源企业的分摊负担。在根据出清结果计算出当日的调峰总费用后，按照比例分摊给发电企业和用户。考虑到市场初期用户侧尚不成熟，可由发电企业分摊较大比例，剩余部分分摊到用户侧。随着市场主体意识的成熟，逐步增大用户分摊的比例，将辅助服务成本精准传导至用户侧。以调峰辅助服务费用为例说明辅助服务分摊的流程。

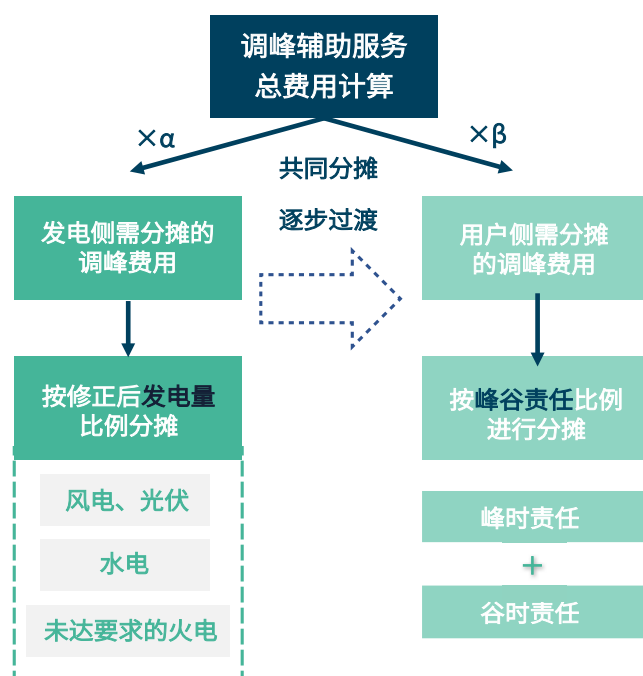


图6 调峰辅助服务分摊计算示意图

3.4.1 发电侧辅助服务费用分摊

发电侧的分摊主体包括风电、光伏、水电及出力未减到有偿调峰基准的火电机组等。跨省跨区消纳的新能源及未达到曲线要求的电源同样承担受端省份的辅助服务费用分摊责任，而跨省跨区电源提供了符合要求的辅助服务时，可以获得与受端电网内电源相同标准的辅助服务补偿。

发电企业需分摊的调峰费用 = 调峰总费用 * 发电侧辅助服务分摊比 * 发电企业修正发电量 / 参与分摊机组的总修正发电量

考虑到西北供热机组较多，供暖季电热矛盾问题突出，有偿调峰基准值的设定根据供热期及机组类型进行差异化设定，以体现调峰资源的稀缺程度^[16]。火电厂按照高于有偿调峰基准值的电量部分参与分摊，并根据实际负荷率不同进行“阶梯式”修正，负荷率越高分摊比重依次增大。为了进一步激励火电机组进行灵活性改造，提高调节能力，非供热期设置机组最大可调出力的 50% 为有偿调峰基准，并缩窄分摊区间至 5%，分摊系数阶梯递增。火电机组的修正发电量为各分摊区间的实际发电量与分摊系数的乘积之和。

表 3 西北区域火电机组有偿调峰基准值及分摊区间设置

时期	火电机组类型	有偿调峰基准值	分摊区间一	分摊区间二	分摊区间三
非供热期	纯凝火电机组	50%	50%-55%	55%-60%	60% 以上
	热电机组				
供热期	纯凝火电机组	50%	50%-55%	55%-60%	60% 以上
	热电机组	55%	55%-60%	60%-65%	65% 以上

水电机组在汛期作为接受服务方，其余时期作为提供服务方参与市场。参与分摊的机组按照实际发电量进行分摊，并根据是否处于供暖期进行电量比例的修正，在供热期加大分摊系数，在非供热期减少分摊系数，为供暖期的调峰提供保证。

新能源机组按照实际发电量进行分摊，并根据保障性收购利用小时数或平均发电小时数修正电量比例。

3.4.2 用户侧辅助服务费用分摊

用户侧主体根据其在峰谷时段偏离平均负荷曲线的情况确定分摊责任，按照责任大小分摊调峰费用。分摊责任包括峰时责任与谷时责任两部分，当用户的用电习惯不加剧

负荷峰谷差时，不参与费用分摊。

电力用户需分摊的调峰费用 = 调峰总费用 * 用户侧辅助服务分摊比 * 该电力用户分摊责任占有所有用户分摊责任的比例

其中，峰时责任为电力用户日负荷曲线相对于日负荷平均值的向上偏移量在高峰时段对时间的积分，责任为正时表明电力用户加剧了高峰的形成；谷时责任为电力用户日负荷曲线相对于日负荷平均值的向下偏移量在低谷时段对时间的积分，责任为正时表明电力用户加剧了低谷的形成。

3.5 惩罚机制

由于辅助服务对保障电网安全起着至关重要的作用，其供应的偏差比单纯的电量偏差影响要大，因而违约惩罚应比电量偏差更为严格。通过制定针对不同辅助服务的惩罚机制，促使各市场主体积极承担责任，保障辅助服务供应。

(1) 调峰辅助服务

对于参与深度调峰、虚拟储能调峰、电储能调峰、可调节负荷调峰的市场主体，对其提供的调峰电量进行偏差考核。对于已出清但在实际运行中无法提供相应调峰服务的主体，根据计费周期内机组的调峰中标电量和实际调峰电量计算电量偏差。未超过偏差允许范围时，按照实际调峰电量与中标电价结算，不收取违约金，超过偏差允许范围时需额外收取违约金。

其中：

电量偏差 = | 调峰中标电量 - 实际调峰电量 |

违约金 = 电量偏差 × 市场出清价格 × 惩罚系数（惩罚系数大于 1）

对于参与启停调峰的机组，若机组实际解列时间与电力调度机构下令的正式解列时间偏差每超过 30 分钟，则扣减 50% 的启停调峰交易费用，直至扣减为零；若机组实际并网时间与电力调度机构下令的正式并网时间偏差每超过 30 分钟，则扣减 20% 的启停调峰交易费用，直至扣减为零。

(2) 调频辅助服务

对于参与调频的机组，因自身原因退出或中标时段内 AGC 综合调频性能（调节速率、响应时间、调节精度的综合表现）达不到要求的取消调频容量与能量费用补偿。

(3) 备用辅助服务

对于提供备用的机组，若备用容量达不到预期要求或不能在规定时间内（相应备用种类所对应的响应时间）内及时响应，则需支付缺额容量部分调用其他备用机组的费用，并对其进行相应处罚。

(4) 黑启动与有偿无功调节

对于提供黑启动与有偿无功补偿的机组，未能按照规定提供的，取消购买费用，并根据合同约定额外缴纳考核费用。

4 西北区域电力辅助服务市场与其他市场的衔接

4.1 西北区域电力辅助服务市场与电能量市场的衔接

辅助服务在维持电力系统的安全可靠、提高系统运行质量以及促进新能源消纳等方面具有重要的作用，调峰辅助服务本质上是对发电机组出力的调节，与现货电能量市场紧密耦合。在电力市场的背景下，辅助服务不再局限于电网调度问题，还涉及辅助服务市场中各市场主体共同参与的经济问题。在电能量市场中，为了保证主能量顺利传输与交易并保证系统的安全稳定，往往需要辅助服务市场配合电能量市场。辅助服务的提供方可作为电能量市场的竞争主体，将电能量市场与辅助服务市场耦合，所有产品**协同出清**，能够提高市场运行效率，提升各发电厂商提供辅助服务的积极性^[17]。通过推动西北区域调峰市场和现货电能量市场的耦合，并逐步加入调频、备用市场，利用实时市场价格信号引导火电机组参与深度调峰，不断优化市场运行效益，促进西北区域新能源的消纳。

4.1.1 两种电力市场模式的比较

由于部分电力辅助服务与电能量具有较强的耦合性，需要考虑辅助服务市场和电能量市场的关系，两者的运作方式在一定程度上取决于所采用的电力市场模式。常见的电力市场模式有分散式电力市场和集中式电力市场，辅助服务市场和电能量市场之间的运作方式根据电力市场模式的不同可分为独立交易方式和联合优化方式^[1]。

独立交易方式即辅助服务市场独立于电能量市场运行，常见于欧洲分散式电力市场，

其电能量市场的日前、日内现货市场主要由电力交易机构负责运营，而其辅助服务市场主要由系统调度运营机构负责运行，辅助服务市场和电能量市场是完全分开运行的^[18]。

独立交易模式下，市场运行难度较小，便于开展，但市场主体策略性报价的可能性增大。

若先开展辅助服务市场，再开展电能量市场，则部分机组会策略性地在辅助服务市场中优先报高价，未中标部分再参与电能量市场，不利于降低市场的整体成本；若先开展电能量市场，再开展辅助服务市场，则在确定了机组的出力曲线后，剩余机组可提供的容量可能不足以满足辅助服务需求，市场结果需要重新计算，不利于提高市场运行的效率。

联合优化方式即辅助服务市场和电能量市场**联合交易出清**，常见于美国、澳大利亚等集中式电力市场，**该方式将各类辅助服务市场与电能量市场的决策过程统一进行，不仅实现了购买成本的最小化，而且在优化过程中加入了机组运行参数等实际约束条件，极大地提升了市场效率。**在该模式下，交易结果直接决定了调度的运行过程，所以交易结果必须符合电力系统运行要求，同时对调度过程的安全校核、阻塞分析等也提出了更高的要求^[12]。

辅助服务市场和电能量市场的运作方式要与电力市场的模式相适应，为了保证市场平稳有序起步，在电力市场起步阶段，其运作方式可以采用独立的交易方式，随着电力市场的发展，应尽快采用联合优化的方式，增强两个市场之间的耦合度，有利于保证电网稳定、经济运行，促进电力市场的公平。

4.1.2 西北区域电力辅助服务市场与电能量市场的联合出清

随着电力市场交易规模不断扩大，电力现货市场试点逐步推开，需要适应电力现货市场的建设对电力辅助服务市场进行配套设计。目前西北区域电力辅助服务市场处于初级阶段，与外部市场联动衔接机制不完善，现有机制下不仅不利于降低调峰成本，也不利于新能源企业实现利益最大化，故**西北区域电力辅助服务市场与电能量市场需要更好的衔接。**

电能量市场与辅助服务市场的关系如图 7 所示，**辅助服务应该贯穿于电能量市场的各个交易时段**，与电能量同步报价、联合优化、同步出清，联合优化结果决定每台发电机在电能量市场和调峰辅助服务市场中的出清量，以电能量市场交易为基础，匹配电能量市场中所需求的电能质量，保障电网的安全运行^[19]。调峰辅助服务和电能量市场协同

出清时，不仅需要考虑时间尺度的问题，还需要在约束条件中考虑每台机组提供的主能量和调峰辅助服务容量的总和不超过它的最大容量。

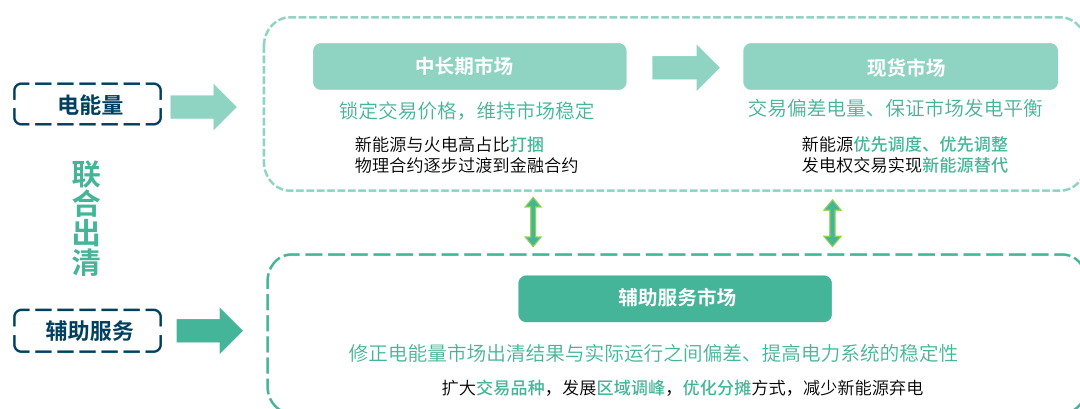


图 7 电能量市场与辅助服务市场的关系

调峰辅助服务市场采取集中竞价、同电能量市场联合出清的组织方式，深度调峰市场与现货市场联合优化、一体出清，市场出清分为日前出清和实时出清，各个价区主辅市场电力价格在市场出清时同步公布。如果在日前现货市场出清计算后若新能源弃风、弃光电量不满足要求，则**启动调峰辅助服务市场**，根据已有的发电机组深度调峰报价和发电机组的电量报价，考虑调峰服务约束和机组电量约束，以电能量和提供辅助服务的**社会效益最大化**为目标函数进行调峰辅助服务和日前现货市场的联合出清，依据集中竞价交易结果，安排中标机组依次深调或启停，同时新能源机组等比例增发，形成考虑调峰交易的日前发电计划曲线。在实时出清时，实时现货市场与调峰辅助服务市场的协调方式与日前保持一致，构建日内调峰服务与电能量协调优化的安全经济调度模型，通过对该模型求解制定日内调度计划进行日内滚动。在执行日后，依据中标机组的实时深调电量及实时深度调峰市场的边际价格或启停调峰次数及边际价格进行结算^[20]（对于日前预计划需要停机的机组按照现货市场启停费用结算，对于日前预计划不需要停机，因参与调峰而停机的机组按照启停调峰结算。）交易机构根据电能量市场交易情况计算和修正参与主体的机会成本，据此形成调峰服务参与日前和实时市场的联合优化报价，市场在运行前的 1h、前 30min 和前 15min 分别采用辅助服务优化程序、经济调度程序与实时电能进行联合优化，并且每 5min 执行一次边际价格计算，以确定实时节点边际电价

和辅助服务的出清价格。具体交易流程如下：

(1) 竞价日 13:00 前，参与区域市场的发电机组分别上报次日有偿调峰计划和发电计划曲线以及报价信息，各省向分中心申报次日调峰容量需求和用电需求曲线，分中心向各省调控中心下发次日跨省联络线计划。

(2) 竞价日 15:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件进行日前现货市场出清计算，如果发现存在新能源弃风、弃光电量，则考虑深度调峰重新计算日前出清计划。

(3) 竞价日 17:30 前，电力调度机构基于市场成员申报信息以及运行日的电网运行边界条件，以电能量和提供辅助服务的社会效益最大化为目标函数进行调峰辅助服务和日前现货市场的联合出清，形成考虑深度调峰交易的日前发电计划曲线，得到分区域电价；并对运行日的机组开机组合、机组出力曲线进行交流潮流安全校核，若不满足安全约束，则在计算模型中添加相应约束条件，重新进行上述计算过程，直至满足约束，得到预出清结果。

(4) 在日内市场实时出清时，实时现货市场与调峰市场的协调方式与日前保持一致，联合出清后形成考虑深度调峰与启停调峰交易的实时发电计划。

(5) 完成交易之后依据发电机组的实时深调电量和实时深度调峰市场的边际价格、启停调峰次数和启停调峰市场的边际价格进行结算。

现货市场框架下调峰辅助服务和电能量市场的联合优化，可进一步提高资源优化配置水平，将调峰容量和电能量在日前现货市场联合出清以确定发电计划以及对应的统一边际出清价。日前现货市场的主辅联合出清流程图如图 8 所示。



图 8 日前市场出清流程

调峰辅助服务的提供方大多可作为主能量市场中的竞争主体，将主能量市场与辅助服务市场耦合，所有能量协同出清能促进资源提供辅助服务的积极性。相较于电能量与辅助服务独立运行，两者联合优化、统一出清的市场可实现在同时满足能量平衡和备用要求的前提下，以最小的发电与辅助服务成本实现电量平衡。一方面可以修正现货市场出清结果与实际运行之间的偏差，提高电力系统运行质量，为电力用户节省用电成本；另一方面，联合优化可以经济合理地发挥各类发电机组的特长，使机组得到更为有效利用，有利于新能源和传统能源发电企业之间的利益均衡，保证市场的有序健康发展。

除了调峰辅助服务，调频、运行备用等辅助服务也是约束电能量交易的重要条件，在电力现货市场中，日前市场中需考虑电能与备用的耦合特性，而在实时市场中需考虑电能与调频、备用辅助服务的耦合关系。国外针对这些与系统运行密切相关的辅助服务资源往往采用双边协商、集中竞价的方式组织市场主体参与交易。美国 PJM 市场在现货市场框架下实现了调频、运行备用辅助服务与电能量市场的联合出清，英国辅助服务市场中的调频、备用、无功等辅助服务主要在平衡机制中完成调配。与国外成熟的市场相比，我国的辅助服务交易品种相对单一，且缺少辅助服务与电能量协同优化的机制。当前我国新能源发展迅速，风电、光伏等新能源装机规模呈快速增长趋势，调频、备用辅助服务与电能量市场联合出清更有利于风电等清洁能源的消纳。现货市场框架下调频、备用容量和电能量进行联合优化可进一步提高资源优化配置水平，故可将调频容量、运行备用与电能量在日前现货市场中联合出清，进而确定发电计划、调频和运行备用计划^[21]。

调频、备用等辅助服务在与电能量市场联合出清时，这些辅助服务将在实时运行过程中以集中竞价的模式获取，调度机构根据电网的实际运行情况确定调频、备用容量需求，市场成员则根据自身的运行情况参与竞价，最后根据价格高低确定实际的调频、备用等辅助服务提供商。调频市场、备用市场和电能量市场联合出清时，实时联合优化市场的出清计算过程与日前联合优化出清的计算过程相似，只是优化的时间窗口和日前的有所不同，在日前联合优化出清的计算过程中，首先采用安全约束机组组合程序（SCUC）计算运行日 96 点机组开机组合，然后采用安全约束经济调度程序（SCED）计算机组出力曲线、分时节点电价、机组备用和调频计划、调频出清价格、一级备用以及二级备用的出清价格，最后对运行日的机组开机组合、机组出力曲线、调频和备用计划进行潮流安全校核，若不满足潮流安全约束，则添加相应的约束条件重新计算，直到满足安全约束

得到联合优化市场的出清结果。调频、备用与电能量联合优化市场的出清计算过程如图 9 所示。

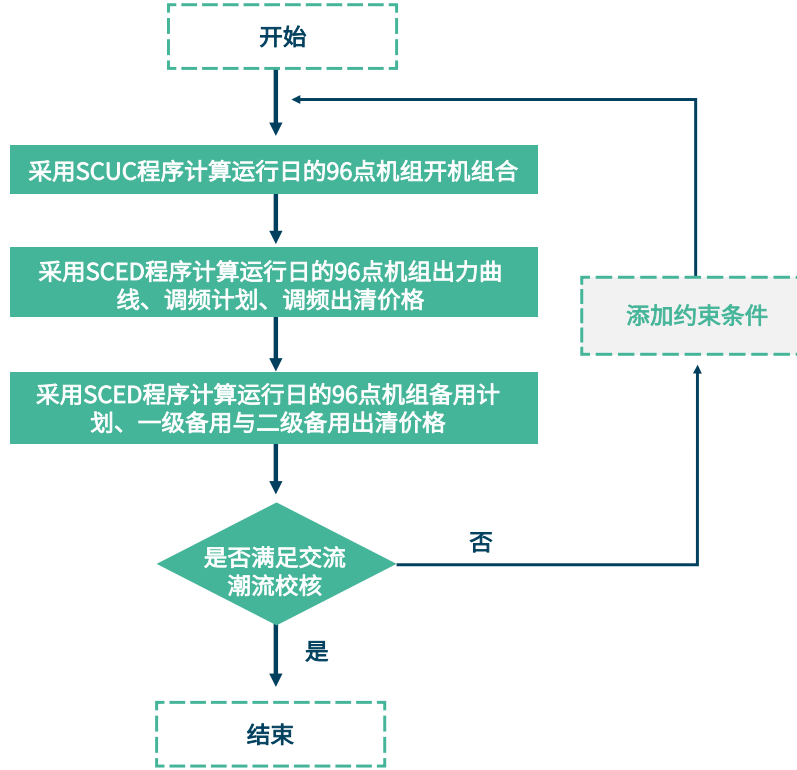


图 9 调频、备用与电能量联合优化市场的出清计算过程

4.1.3 西北区域电力辅助服务市场与电能量市场联合出清的模型

目前，西北区域对调峰辅助服务的需求较为迫切，故以调峰辅助服务为例为例，建立联合出清模型，说明联合出清机制的思路与运行流程。

调峰辅助服务与电能量联合出清模型的目标函数是使调峰辅助服务费用和现货市场中发电费用最小化，即

$$\min \left\{ \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N (C'_{i,t}(P_{i,t}) + C_{i,t} + C_{i,t}^U + C_{i,t}^D) + \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{NL} M(SL_t^+ + SL_t^-) + \sum_{t=1}^T \sum_{s=1}^{NS} M(SL_s^+ + SL_s^-) \right\}$$

其中 N 表示机组的总台数； T 表示总时段数，此处为 96； $P_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 调峰前的原有有功出力； $C'_{i,t}(P_{i,t})$ 表示机组 i 在时段 t 的现货电能量费用； $C_{i,t}$ 表示机组 i 在时段 t 的调峰服务费用； $C_{i,t}^U$ 表示时段 t 时，常规发电机组 i 的启动费用； $C_{i,t}^D$ 表示时段 t 时，

常规发电机组 i 的停机费用, 包含参与现货市场的机组与参与启停调峰的机组; M 是网络潮流约束松弛因子, M 的大小应该显著大于发电费用的大小, 而且 M 越重, 松弛优先级就越低; SL_l^+ 、 SL_l^- 分别为线路 l 的正、反向潮流松弛变量; SL_s^+ 、 SL_s^- 分别为断面 s 的正、反向潮流松弛变量。

目标函数中的调峰辅助服务费用 $C_{i,t}$ 的表达式为:

$$C_{i,t} = \frac{1}{4} \sum_{k=1}^K c_{i,k} \varepsilon_{i,t,k}$$

其中, $C_{i,k}$ 表示机组 i 在第 k 段深度调峰所对应的费用斜率; $\varepsilon_{i,t,k}$ 表示机组 i 在时段 t 的第 k 段深度调峰功率。

约束条件为:

(1) 调峰约束, 即

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^M P'_{i,t} + \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^K P''_{i,t} \geq C$$

其中, M 为新能源机组台数; K 为调峰机组台数; $P'_{i,t}$ 表示新能源机组 i 在时段 t 的有功出力; $P''_{i,t}$ 表示调峰机组 i 在时段 t 的有功出力; C 表示新能源最低消纳量, 根据最低弃风、弃光率确定。

(2) 负荷平衡约束, 即

$$\sum_{i=1}^N P_{i,t} = D_t$$

其中 D_t 表示系统在时段 t 的负荷。

(3) 机组电量约束, 即

$$\begin{aligned} \frac{1}{4} \sum_{t=1}^T (P_{i,t} - P'_{i,t}) - d_{1i} &\leq Q_i^{\max} \\ \frac{1}{4} \sum_{t=1}^T (P_{i,t} - P'_{i,t}) + d_{2i} &\leq Q_i^{\min} \end{aligned}$$

其中, $Q_i^{\max}$ 、 $Q_i^{\min}$ 分别为机组 i 可发电量的上下限; d_{1i} 为上限偏差, 若其不为 0 则说明优化结果电量高于电量上界, 将受到惩罚, d_{2i} 为下限偏差, 若其不为 0 则说明优化结果电量低于电量下界, 同样要受到惩罚。

(4) 机组出力上下限约束, 即

$$\alpha_{i,t} P_{i,t}^{\min} \leq P_{i,t} - P'_{i,t} \leq \alpha_{i,t} P_{i,t}^{\max}$$

其中, $\alpha_{i,t}$ 表示常规发电机的启停状态, 开机时为 1, 停机时为 0; $P_{i,t}^{max}$ 、 $P_{i,t}^{min}$ 分别表示机组 i 在时段 t 的有功出力的上界和下界。

(5) 机组爬坡约束, 即

$$\begin{aligned} (P_{i,t} - P'_{i,t}) - (P_{i,t-1} - P'_{i,t-1}) &\leq r_{i,t}^{max} \alpha_{i,t-1} + P_{i,t}^{min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{max} (1 - \alpha_{i,t}) \\ (P_{i,t-1} - P'_{i,t-1}) - (P_{i,t} - P'_{i,t}) &\leq r_{i,t}^{min} \alpha_{i,t} - P_{i,t}^{min} (\alpha_{i,t} - \alpha_{i,t-1}) + P_{i,t}^{max} (1 - \alpha_{i,t-1}) \end{aligned}$$

其中, $r_{i,t}^{max}$ 、 $r_{i,t}^{min}$ 分别表示机组 i 在时段 t 的爬坡速率的上界与下界。

(6) 电网安全约束, 即

$$-H_l^{min} \leq \sum_{i=1}^N (P_{i,t} - P'_{i,t}) G_{l-i} - \sum_{j=1}^B D_{j,t} G_{l-j} \leq H_l^{max}$$

其中, G_{l-i} 表示机组 i 对线路 l 的发电机转移分布因子; G_{l-j} 表示负荷节点 j 对线路 l 的节点转移分布因子; $D_{j,t}$ 表示节点 j 在时段 t 的负荷; H_l^{max} 和 H_l^{min} 分别表示线路 l 有功潮流的上界和下界。

4.2 西北区域电力辅助服务市场与省内市场的衔接

在能源监管机构的领导下, 西北电力调控中心指导甘肃、青海、宁夏、新疆、陕西五省(区)开展了省内调峰辅助服务市场建设, 并在此基础上进一步配合推进西北区域省间调峰辅助服务市场的建设。截止目前, 西北区域已经建成“1+5”(区域市场+甘青宁新陕省内市场)市场格局。西北区域电力辅助服务市场试运行以来, 分中心、各省(区)调控、交易部门充分沟通、密切配合, 各市场主体主动竞价、积极参与, 市场整体运行平稳、有序。区域调峰市场的分摊细则由各省(区)负责编制并实施, 基本沿用省内调峰辅助服务市场的分摊规则。虽然西北区域调峰辅助服务市场有利的提升了区域内新能源消纳能力、实现了资源在更大范围内的优化配置, 但是区域调峰市场及省内调峰辅助服务市场与现货市场**存在对场内资源的重复调用**, 各市场在交易时序和交易空间上的衔接存在一定的困难, 故需要**将省内调峰辅助服务市场逐步整合至区域乃至全国范围内的调峰市场**, 使区域调峰市场和省内调峰辅助服务市场**有序衔接**, 在更大范围内实现调峰资源共享的同时, 提高市场的运行效率^[22]。

4.2.1 当前市场开展模式

根据中国电力系统调度规程, 电网采取“统一调度, 分级管理”的运行模式, 省级

电网为了维护本省电网的安全、优质、经济运行，并考虑到电网运营主体、调度管辖范围以及安全职责等因素，确定“优先使用省内调峰资源”的基本原则，机组优先满足省内的调峰需求以保障市场稳定，多余的调峰资源参与区域市场实现资源的统筹兼顾，故目前区域市场与省内市场开展的模式遵从“先省内，后区域”的时序进行调峰。

区域市场与省内市场开展遵从“先省内，后区域”的时序虽然能够保障省内的调峰资源优先调用、锁住深度调峰的收益，并能够保障省内火电灵活性改造积极性不受影响，但是这种时序原则存在诸多的弊端。比较新能源企业在区域市场和省内市场的增发成本(如图 10)，可以看出新能源企业在区域市场的增发成本明显低于在省内市场的增发成本，故采用“先省内，后区域”的时序原则会使新能源企业的增发成本升高，不利于新能源企业利益的最大化。而且省内电价要比跨省电价贵，采用“先省内，后区域”的时序原则会使电力系统的运行成本增加，不利于降低调峰成本^[23]。

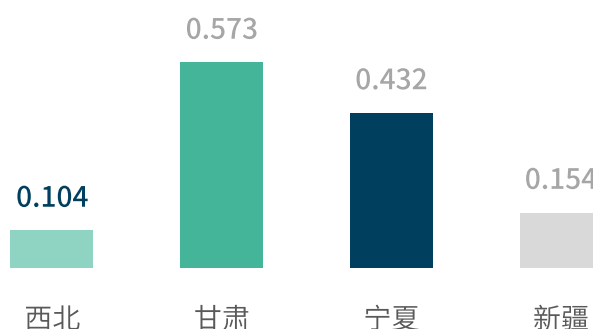


图 10 新能源企业在区域 / 省内市场的增发成本 (元 / 千瓦时)

4.2.2 区域市场与省内市场衔接模式

考虑到跨省电价便宜、系统运行成本比较低，可以以价格为导向提前进行跨省区域调峰，然后以市场为导向进行省内调峰。在中长期交易中省间交易应该早于省内交易，省间交易形成的量、价等结果作为省内交易的边界，省内交易在此基础上开展。辅助服务市场发展的过程中，结合实际情况在省级市场中精化辅助服务产品，可将省级市场作为二级市场，根据不同省份资源类型以及电网特性，不断细化辅助服务产品种类，将区域市场作为一级市场，对辅助服务产品进行统一要求与定义，并着重解决省间壁垒以及阻塞等跨省交易中出现的问题，构建促进新能源消纳以及能源有效利用的统一辅助服务市场^[24]。

火电调峰根据调峰深度分为三档，省间一档火电调峰资源和虚拟储能价格较低可优先调用，当其调峰需求未满足时由其省内调峰服务平台调用省内调峰资源，如果其调峰需求仍未满足，此时由区域调峰辅助服务平台调用省间二档、三档火电调峰资源。

西北省内调峰市场和西北区域调峰市场的衔接主要由西北省内调峰辅助服务平台和西北跨省区域调峰辅助服务平台协同合作完成。西北省内调控中心向西北跨省区域调峰辅助服务交易机构申报调峰需求，同时调峰服务提供方向其申报调峰容量和价格，西北跨省区域调峰辅助服务平台**优先调用省间一档火电调峰资源和虚拟储能**来满足西北省内的调峰需求，在西北省内的调峰需求达不到要求的情况下，其未满足的部分由西北省内调峰辅助服务平台调用西北省内的调峰资源来满足其需求，此时如果西北省内的调峰需求还未满足时，其未被满足的部分继续由西北跨省区域调峰辅助服务平台调用省间二档、三档火电调峰资源来满足其需求。

青海省水电和新能源发电占比较多，其电源结构决定了其调峰需求大，可提供的资源少，需参与区域市场，而且青海省火电机组比较少，如果优先调用省间低档的调峰资源，对省内火电企业的影响不明显，利于跨省区域调峰的开展。目前，青海省调峰市场刚刚起步，处于初级阶段，更易于实现省内市场和区域市场的衔接，因此在区域市场和省内市场衔接的初级阶段可以选取青海作为试点，探索两级市场衔接的有效模式，逐步建立“以价格为导向”的市场建设宗旨。青海省调峰辅助服务市场于西北区域电力辅助服务市场的衔接图如图 11 所示。

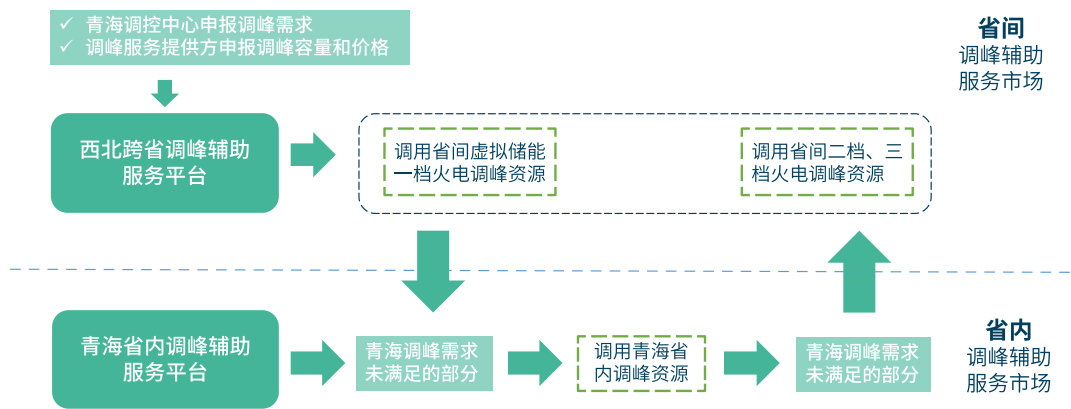


图 11 省间和省内调峰辅助服务市场的衔接运行

“先区域，后省内”的市场模式下，优先调用省间较低成本的调峰资源，不仅降低了省内新能源企业调峰费用的分摊压力，还实现了系统运行成本的最小化，为进一步统一区域辅助服务市场和省内辅助服务平台奠定了基础。

4.3 区域市场与跨区市场的衔接

为了进一步促进西北新能源消纳，加强资源优化配置，需要建立西北区域电力调峰辅助服务与跨区市场的衔接，建立由跨区市场、区域市场和省内市场三层模式的区域性市场结构，跨区市场主要组织各区域、各省调峰资源的优化配置，建立各区域、各省市调峰资源之间的联系。在跨区辅助服务交易市场中，西北各省市首先在区域辅助服务市场中交易，如果区域辅助服务市场无法满足各省市的辅助服务需求，再在跨区辅助服务平台通过集中竞价、双边协商等多种方式参与跨省跨区交易，减少西北区域的弃风、弃光电量，促进新能源的消纳。跨区辅助服务平台根据其他省市申报的可调资源容量以及价格调用最经济的资源给各省市，在满足其需求的同时实现经济最低，降低新能源企业的分摊压力，促进调峰资源的优化配置。区域电力辅助服务市场统一规划管理，将省级调度中心作为区域总电力调度中心的分支，受区域交易中心的统一领导和共同管理，充分调动各省电力公司的活力，兼顾打破省间壁垒和资源优化配置的目的。省间交易定位于落实国家能源战略，促进可再生能源优化配置，建立资源配置型市场；省内交易定位于优化省内资源配置，确保电力供需平衡和电网安全稳定运行，建立电力平衡型市场。区域电力辅助服务市场和跨区辅助服务市场的衔接运行如图 12 所示。

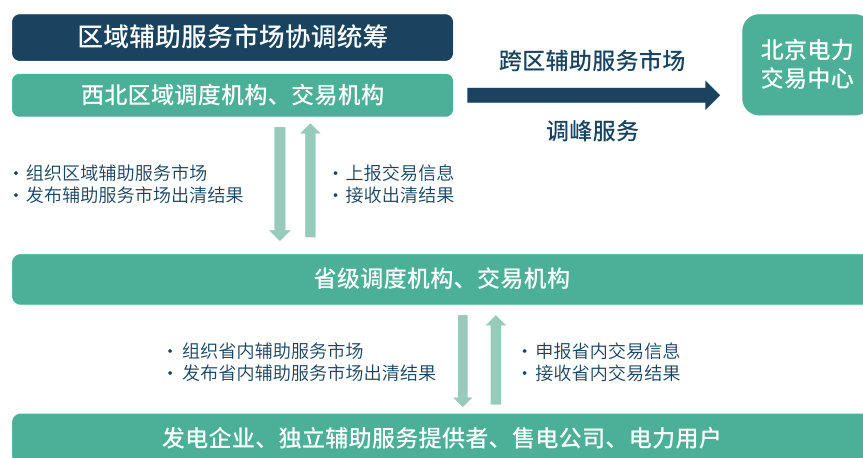


图 12 区域辅助服务市场和跨区辅助服务市场的衔接运行

在区域辅助服务市场和跨区辅助服务市场衔接运行的过程中，交易中心主要负责中长期交易以及与市场交易密切相关的环节，交易平台作为对市场主体服务的平台，在市场注册、交易申报、交易结算、信息发布等环节为市场主体提供相关的服务。调控中心主要负责与电网运行密切相关的环节，负责安全校核、辅助服务交易组织等工作。电网企业以及其他企业负责年度电力电量平衡预测、计量数据采集传输、电费结算等工作。

跨区市场可以打破省间壁垒、优化配置、促进电力工业的发展，但是这种市场模式的要求较高，电网结构、电价水平等都需要长期的积累和改变，因此要综合分析客观评价实际情况是否符合要求，保证改革平稳进行，保障电力系统安全稳定运行^[25]。

4.4 容量市场与电能量市场的衔接

随着新能源发电机组装机容量和发电量所占比例的不断上升，如何满足用户的尖峰负荷需求从而保证供电的可靠性，用于调节电力供求的调节电源显得尤为重要，作为促进调节电源发展的方法之一，“容量市场”的概念应运而生。在西北区域乃至全国，未来一段时期随着碳减排压力的增大，需要大规模的低碳电力投资，而低碳电力投资所面临的不确定性高，投资的经济性和可持续性令人堪忧，现役火电机组的关停和可再生能源发电规模的扩大给未来电能安全供应带来了很大的威胁，随着老旧燃煤机组的关停，整个西北区域的发电能力降低，而电力需求是大幅度增长的，可再生能源机组间歇性强以及调度灵活性较差的特点对系统的备用容量提出了较高的要求，面对这些情形西北区域要及早筹备建立容量市场，以预防未来出现备用容量不足的可能。容量市场本身并不是极具竞争性的市场，而且对竞争性的电能量市场和辅助服务市场的依赖程度很低，这说明在西北区域未完成电力市场化改革、没有成熟的电力市场前建立独立的容量市场或者在进行电力市场化改革、建设电能量市场和辅助服务市场的同时建立简单的容量市场是有可能的。容量市场是一种经济激励机制，使发电机组或者需求侧响应能够获得在不确定性较高的电能量市场和辅助服务市场以外的稳定经济收入，鼓励机组建设使电力系统在面对高峰负荷时有足够的发电容量冗余。从电网安全和技术稳定的角度来看，容量市场对国家的能源安全和电网的技术性能都有非常正面的作用，随着新能源装机容量不断提高，传统电厂的发电比例日益下降，而易受天气影响产生波动的新能源电站对电网调控尤其是调峰调频容量带来更多和更高的需求，而且对于经济效益下降的传统电厂来

讲，在电能量市场上无法与边际成本几乎为零的新能源竞争，也可从容量市场上获得一些利益补偿。容量市场中，各种电厂尤其是传统电厂除了在能量市场里履行一般性的电力交易和供电义务外，还必须提供并履行一定的容量备用义务，强制性和预先性的满足一定的电力工业长期性和临时性的责任，以确保长期电力供应安全，提供这一部分容量供应的电厂可以获得一部分补贴，因此可以吸引一些新的电力投资引导资源配置，同时也可避免短时间的容量紧张以导致电力交易市场极端价格的形成。



图 13 容量市场类别

容量市场是通过一个集中的方式并且基于提前几年的系统高峰用电负荷的预测结果来确定系统所需要的可靠性容量数量，主要包括一级市场和二级市场。一级容量市场是容量首先被分配的市场，二级容量市场是当一级容量市场将容量资源分配完毕之后可以重新交易的市场，我国的二级市场可以参考美国容量市场的二级市场方案（多重市场），以灵活的应对低碳能源间歇特性，更好地推进今后低碳化改革的发展^[26]。

容量市场是电能量市场的有力补充，但容量市场的设计很大程度上受整个电力市场及能量市场设计的制约和影响。在电能量市场中，由于价格上限的管制等诸多因素仅仅依靠电能价格不足以吸引足够多的投资来保证峰荷时期的用电安全，同时老旧机组的淘汰以及间歇能源的大规模并网为电力系统的可靠性带来了严峻的挑战，容量市场作为政府设立的中长期规划市场，辅助电能量市场的完善运行发挥着重要的作用，容量市场、电能量市场与辅助服务市场关系如图 14 所示。

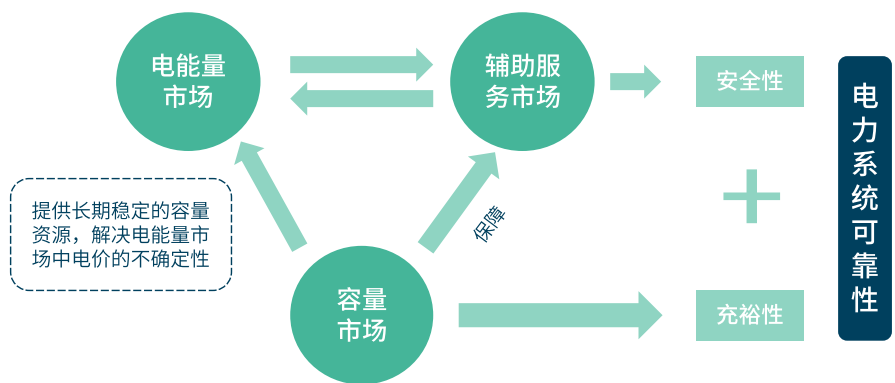


图 14 容量市场、电能量市场与辅助服务市场关系图

容量市场所提供的容量资源应该具有长期稳定性，才能解决电能量市场中电价的不确定性，从而使用户获益。容量市场通过集中式决策方式来确定每年所需要的容量水平和不同用电可靠性水平所产生的成本。容量市场机制的建立有利于将备用容量的建设与电网的发展紧密的联系起来，有利于促进需求侧响应，为系统提供备用容量服务，从长远来看，容量市场模式更加经济高效，通过容量市场机制进行电力市场改革更有助于我国低碳电力系统的建立。

5 西北区域电力辅助服务市场评价体系

电力市场及辅助服务市场的运行效果及市场规则制定的有效性需要经过一套科学、合理的定量和定性相结合的市场评价体系来进行分析，分析结果可提供给市场运营者或市场规则制定者作为依据对市场运营规则进行及时有效地评价和改善，以便形成积极的反馈，同时也提供给市场监管者作为监管的依据。建立电力辅助服务市场评价体系，对辅助服务进行全方位多角度的综合评价有利于其优化运行，有利于电网的安全、稳定和经济运行，同时为建设坚强的智能电网提供支持，并能为节能减排和发展低碳经济做出一定贡献。

我国的电力工业市场化改革处于起步阶段，在整个市场建设过程中存在很多挑战，而电力市场评价体系的相关研究也是一个较新的课题^[27]。而对于辅助服务市场，特别是调峰辅助服务市场的评价体系方面，大多借鉴相关电力市场的指标，一方面较为零散缺乏系统性，另一方面缺乏针对性，尚未提出一套完整的较为完善的评价体系。所以这里针对西北区域电力辅助服务市场面临的一系列挑战，诸如利用市场化手段促进西北新能源消纳，进一步优化省内和区域的资源配置使市场起决定性手段，等等，以问题为导向，设计一套评价指标体系并选取合适的综合评价方法，以便对西北区域电力辅助服务市场的运行效果和市场运营规则和机制进行较全面客观地评价，并作为依据来促进市场机制的优化以更好地解决问题。

5.1 西北区域电力辅助服务市场评价指标体系的构建

辅助服务市场评价指标体系是通过一系列指标的计算来定量分析和评价辅助服务的科学方法体系。它有助于市场参与者、市场运营者、市场监管者等相关各方了解辅助服务的运营状况、存在的问题和变化趋势，是进行市场分析、管理决策所需的有力工具，对辅助服务的科学管理和健康发展具有重要作用^[28]。

5.1.1 辅助服务市场评价指标体系的构建原则

电力市场评价指标的选取首先要明确根本目的，即对市场运行效果和市场规则机制的有效性、合理性进行评价，规范市场行为；同时要注意评价指标的全面性与实用性即所需市场数据的可获得性；然后要考虑到市场是否具有良性发展态势，设置相应的指标或评价主题，引导市场健康、可持续发展。除了一般电力市场评价指标选取的通用规则，西北区域电力辅助服务市场的评价指标体系还应根据西北区域电力辅助服务的特点，依据当前和未来面临的问题与挑战来选取指标和主题。

具体来说，应遵循几条主要原则，如图 15。相关性原则：相关性是指指标的选取应符合并能体现西北区域电力辅助服务市场的发展目标，协调性是指各指标之间应有机结合，形成符合市场特点的层次体系，具体选取指标进行综合评价时应避免重复或矛盾；全面性原则：指标体系应能系统、全面、联系地体现市场运行效果和市场运营机制规则的有效合理性，在抓住主要因素的前提下应能涵盖辅助服务市场的各个方面；实用性：实用性原则有两层意思，一是形成指标所需的市場数据的可获得性，不能只具有理论意义而无法实际应用，二是指标体系不应太过复杂和庞大，使得操作困难，而是要突出重点，反映主要方面的主要因素，选取简洁、易于理解和执行的指标构建指标体系；具体性：根据具体的评价对象即西北区域（调峰）辅助服务市场，根据当前的工作阶段设计评价指标体系，并不是通用的，也不是一成不变的。

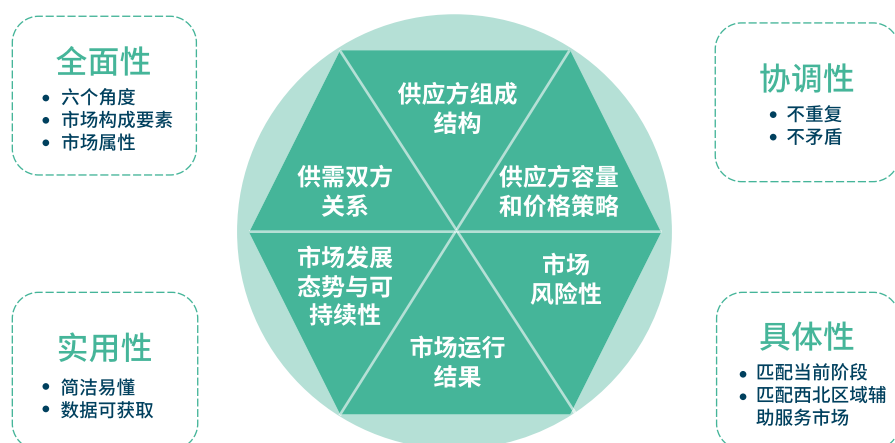


图 15 指标体系构建原则

5.1.2 西北区域电力辅助服务市场评价指标体系的建立

在遵循西北区域电力辅助服务市场评价指标体系构建的基本原则的前提下，为充分发挥后续综合评价模型的多层次分析的优点，建立两层评价指标体系，从涵盖市场运行表现和市场运营机制的六个方面即市场结构、市场供需、市场发展、市场行为、市场表现和市场风险来选取制定具体的一系列指标对市场进行评价^[29-31]。总体指标体系如图 16。

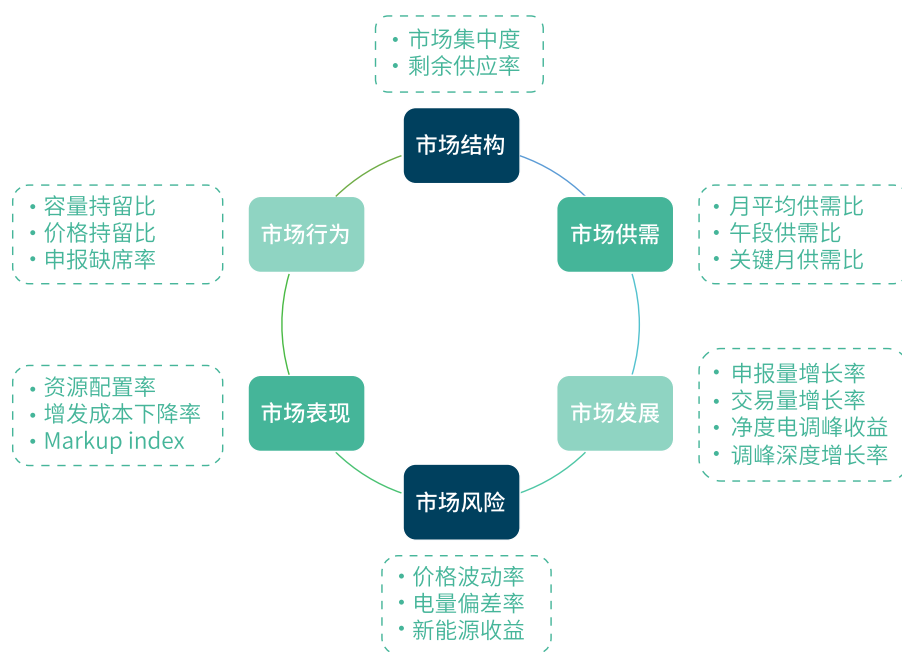


图 16 西北区域调峰市场评价指标体系

(1) 市场结构类指标

市场结构类指标主要通过辅助服务市场参与者的容量份额构成的相对关系来描述参与者个体在市场中的地位与市场力存在的可能性，通过**参与者容量份额的总体关系来描述市场总体结构和竞争充分性**，由于中国电力市场和辅助服务市场处于起步阶段，需求方以报量不报价的方式通过电力调度机构形成统一买方来参与市场，故这里只考虑供应方对市场结构的影响。具体指标如下。

1) 市场集中度 (HHI)

一般采用各国电力市场和辅助服务市场分析评价中最常用的 HHI 指标来量化辅助服务市场中辅助服务生产能力的集中程度，其含义为所有供应方份额平方和，表现**市场整体结构**。

$$I_{HHI} = 10000 \sum_{i=1}^n o_i^2$$

其中 O_i 为参与西北区域调峰市场的第 i 个供应方的市场份额， n 为参与辅助服务市场的供应方总数。市场集中度指标取值 0 到 10000，分别对应完全竞争市场和完全垄断市场。参考美国司法局和联邦贸易委员会标准， $I_{HHI} < 1000$ 为非集中市场， $1000 \leq I_{HHI} \leq 1800$ 为中度集中市场， $I_{HHI} > 1800$ 为高度集中市场。

2) 剩余供应率 (RSI)

其含义为，以参与西北区域调峰市场的最大调峰供应方 i 作为分析对象，该供应方不参与市场时市场内其他参与供应方的供应总量与市场总需求量的比值，表现供应方个体地位。

$$I_{RSIi} = \frac{\sum_{j=1, j \neq i}^N q_j}{Q_D}$$

式中 N 为参与市场供应方总数， q_j 为第 j 个参与市场的供应方提供的供应量， Q_D 为市场总需求量。剩余供应率指数表征单个供应者地位和市场力，以 100% 为临界，高于 100% 时该供应者不具备绝对市场力，市场竞争性较充分，低于 100% 则该供应者具有控制价格能力。

(2) 市场供需类指标

市场供需类指标主要对市场供应量和需求量的相关数据进行处理，以描述市场**供应方和需求侧之间的关系**，并通过供需关系表现市场竞争充分性和市场力存在可能性。

1) 月平均供需比

含义为西北区域调峰市场月平均需求量与月平均供应量的比值，供应充足时在 0 到 1 之间，接近于 1 则市场竞争性较差，接近垄断市场，市场力强；接近于 0 则市场竞争性充分，接近于完全竞争市场。该指标表现整体市场供需情况。

2) 午段供需比

将调峰情况投影到 24 小时分析，**午段（9-16 点）为新能源（主要为光伏）大发时段，调峰需求高**，故午段供需比可反映与新能源更加密切相关的调峰需求的满足程度。

3) 关键月供需比

考虑**新能源资源丰富月份 4-5 月**（新能源大发，调峰需求增大）、**汛期月份 6-7 月**（水电调峰资源大幅减少）、**供热期月份 11 月**（供热开机方式大，调峰资源减少）为关键月，因各种原因可能导致调峰供需紧张，故有必要单独计算关键月供需比进行分析。

(3) 市场发展类指标

从供应方积极性、市场发展规模、火电调峰收益、促进火电灵活性改造四方面来描述市场的可持续性和发展态势。

1) 月度申报量增长率

反映供应方参与市场积极性。

2) 月度交易量增长率

反映市场规模的发展态势。

3) 火电厂月度净度电调峰收益

调峰市场火电厂净度电收益高，利于市场可持续性发展。

4) 火电厂调峰深度增长率

反映市场对火电厂灵活性改造的激励与引导作用。

(4) 市场行为类指标

市场行为类指标选取市场参与者的**容量持留策略和报价策略**的相关数据进行处理，描述市场参与者（这里指供应方）的市场行为，可作为判断是否存在行使市场力和扰乱市场秩序以牟取高利润的市场行为的依据。

1) 容量持留比

含义为持留的未参与市场的可用辅助服务供应量与总的可提供辅助服务供应量的比

值，描述了供应方的**容量策略**，一般来说在**供应量较为紧张时**采取持留容量的策略以企图行使市场力，抬高价格获取高利润的行为，需重点注意并采取合适的管制措施以维持市场秩序和价格对供需关系的合理表现。

$$I_H = (c - q)/c$$

式中， C 理论上为辅助服务的最大生产能力，实际应用中可取月最大申报量； q 可取月平均实际申报量； I_H 为持留比率。持留比率越高，反映存在越高的操控辅助服务供应量的能力。

2) 价格持留比

形式与含义与容量持留比相似，可取月最低报价为基本报价，取月平均报价为策略性报价，取两者差价占基本报价的百分比为价格持留比。

3) 申报缺席率

参与西北区域调峰市场的调峰服务提供方的缺席率。

(5) 市场表现类指标

市场表现类指标选取市场博弈结果的各类数据，形成交易后评价市场运行状况和表现的综合指标，主要从市场资源配置作用、价格导向、价值规律作用、竞争充分性等方面来表现**市场运行效率**。

1) 资源配置率

针对西北区域电力辅助服务市场目前存在的省间壁垒问题以及**区域和省级市场的衔接**问题，通过跨省交易量与省级市场交易量比值来表现**市场机制优化资源配置**的作用，当此指标值较高时，说明省间优质资源在市场内被优先调用，市场效率较高，同时还能通过市场机制促进火电机组灵活性改造提高效率。

2) 增发成本下降率

调用**跨省调峰资源**比省内调峰所带来的**新能源增发成本下降率**，表现了区域调峰市场优化资源配置、促进新能源消纳的作用。

3) MI (markup index)

通过市场边际价格与最高限价的比较反映市场**竞争带来的价格下降**，表现市场竞争充分性，市场越活跃、竞争性越好，越有利于辅助服务成本的降低和市场效率的提高。

$$I_{MI} = \frac{P_{Cap} - P}{P_{Cap}}$$

式中 P_{Cap} 为市场限价。

(6) 市场风险类指标

市场风险类指标主要从市场价格波动性、市场违约风险性和新能源参与积极性三个方面表现市场的风险性。

1) 价格波动率

含义为市场月度最高出清价格与最低出清价格的差值与月度平均价格的比值，即通过出清价格的最大波动范围来表现价格波动性，从而表现市场风险性。

$$I_{FR} = (P_H - P_L)/P$$

式中， P_H 为辅助服务市场最高边际电价； P_L 为最低边际电价； P 为月平均电价。

2) 电量偏差率

月度偏差电量占交易出清电量的比率为电量偏差率，一定程度上反映了市场**考核与惩罚机制的合理性**。

3) 新能源收益

新能源补贴逐步退坡会压缩新能源收益，进而影响调峰积极性。由新能源并网电价减去发电成本和调峰成本，描述新能源通过购买调峰服务获得发电量的收益，进而表现新能源参与调峰市场的积极性。

总体评价指标体系及计算式如表 4。

表 4 西北区域调峰市场评价指标体系表

一级	二级	说明
I_1 市场结构	I_{11} 市场集中度 (HHI)	$I_{11}=10000 \sum_{i=1}^n (第 i 个供应方市场份额)^2$
	I_{12} 剩余供应率 (RSI)	$I_{12} = \frac{除最大供应方外的总供应}{总需求}$
I_2 市场供需	I_{21} 月平均供需	$I_{21} = \frac{月平均供应}{月平均需求}$
	I_{22} 午段供需比	$I_{21} = \frac{午段供应}{午段需求}$

	I_{23} 关键月供需比	$I_{23} = \frac{\text{关键月供应}}{\text{关键月需求}}$
I_3 市场行为	I_{31} 容量持留比	$I_{31} = \frac{\text{最大调峰量} - \text{调峰申报量}}{\text{最大调峰量}}$
	I_{32} 价格持留比	$I_{32} = \frac{\text{月平均报价} - \text{月最低报价}}{\text{月平均报价}}$
	I_{33} 申报缺席率	$I_{33} = \frac{\text{最申报缺席天数}}{\text{一个月天数}}$
I_4 市场表现	I_{41} 资源配置率	$I_{41} = \frac{\text{区域调峰量}}{\text{省级调峰量}}$
	I_{42} 增发成本下降率	$I_{42} = \frac{\text{省级调峰度电费} - \text{区域调峰度电费}}{\text{省级调峰度电费}}$
	$I_{43}MI$	$I_{43} = \frac{\text{限价一月平均出清电价}}{\text{现价}}$
I_5 市场发展	I_{51} 申报量增长率	$I_{51} = \frac{\text{月调峰申报量增量}}{\text{月调峰申报量}}$
	I_{52} 交易量增长率	$I_{51} = \frac{\text{月调峰交易量增量}}{\text{月调峰交易量}}$
	I_{53} 净度电调峰收益	$I_{53} = \text{调峰度电收益} - \text{发电度电收益}$
	I_{54} 调峰深度增长率	$I_{54} = \frac{\text{平均调峰深度增量}}{\text{调峰深度}}$
I_6 市场风险	I_{61} 价格波动率	$I_{61} = \frac{\text{月最大出清价} - \text{月最小出清价}}{\text{月平均出清价}}$
	I_{62} 电量偏差率	$I_{62} = \frac{\text{偏差量}(\text{依据出清结果的少调峰量})}{\text{出清调峰}}$
	I_{63} 新能源收益	$I_{63} = \text{新能源并网电价} - \text{发电成本} - \text{调峰成本}$

5.2 综合评价模型的构建

指标体系构建后，即可从各个方面选取数据形成底层指标以描述市场状态，然后应依据特定市场特点选取相应综合方法将指标按层次进行综合处理，即构建综合评价模型，将各方面底层指标合理设置权重并综合形成对市场的总体评价，作为市场规则制定者和市场运营者对于市场运行和改善的依据。

5.2.1 综合评价方法的选择

西北区域电力辅助服务市场指标体系具有多层次多方面的结构特点，针对这一特点选择层次分析法（AHP）以确定下层指标对于其隶属的上层指标的权重，并将下层指标按权重综合得到上层指标的相应值，由此层层递进将指标综合到顶层市场对象。对电力市场的评价指标体系涉及到部分具有模糊性或定性的指标，所谓模糊性是指客观事物中的不分明性和不确定性，其根源在于客观事物的差异不明显，具有中介过渡，则需要以模糊变量的描述方法来对其进行描述以反映符合人脑观察思考乃至评价特点的模糊性，因此选择模糊综合评价方法对指标进行综合并形成对市场的综合评价。综上，将层次分析法与模糊综合评价相结合，构建多层次模糊综合评价模型对市场进行综合评价^[32]。

5.2.2 层次分析法

层次分析法 (Analytic Hierarchy Process, AHP) 是一种定性与定量相结合的、系统的、层次化的分析方法。其核心思想是，将低层的各对象对于其隶属的高层对象的相对重要程度量化为比较矩阵，并处理得到各底层对象对于高层的权重。

运用层次分析法构造系统模型以获得权重大体可分为三个步骤：建立层次结构模型，构造比较矩阵并获得权重，一致性检验。

5.2.3 多层次模糊综合评价模型

总体流程图如图 17。

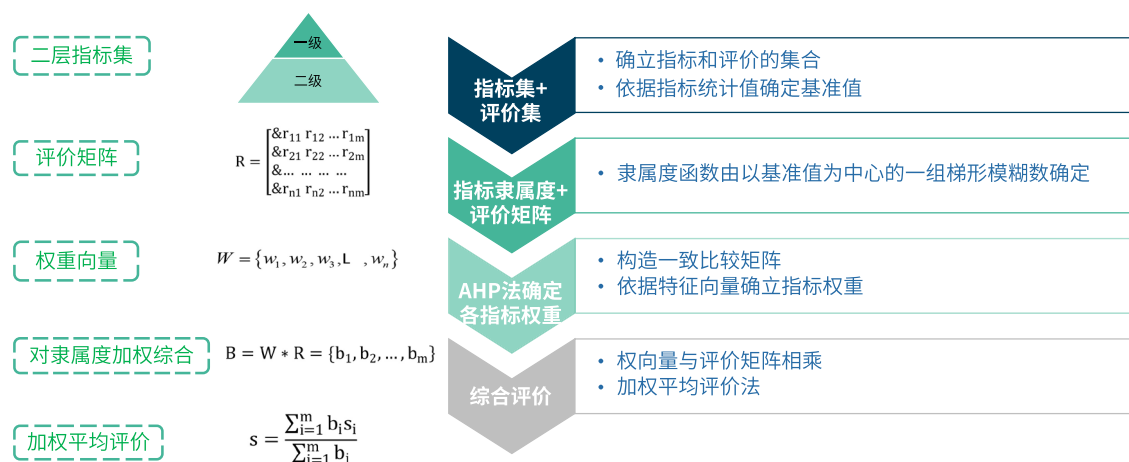


图 17 多层次模糊综合评价模型流程图

(1) 确立指标集和评价集

指标集即为下一层次中所选取的指标， $U = \{u_1, u_2, u_3, \dots, u_n\}$ ，对于辅助服务市场评价指标体系而言，二级指标集为各一级指标对应的底层指标。

评价集是由低到高的评价结果或评价等级的集合， $V = \{v_1, v_2, v_3, \dots, v_m\}$ ，各元素为不同的评价结果或评级等级，具体到西北区域电力辅助服务市场，根据以往的评价习惯和经验，取评语集为{差，一般，良，优}，其中差表示大部分市场目标未能达到，市场运营效果不佳，需要重新建立市场规则以重启市场；一般则表示市场作用不突出，可以重新建立规则或在原市场规则基础上大力度改善；良表示市场现阶段目标基本达标，市场作用比较显著，可依据细化的评价结果定位短板，加以完善；优表示市场目标达标甚至超额达标，市场效果显著，运营理想，可保持态势，并依据市场建设成熟度的发展情况，制定下一步深入发展目标，更新评价主题。对于待评价的各指标，应设置其对应于评价集中不同评价等级的基准值，其中大多指标未形成公认的基准值，则可根据对以往采集的市场数据进行统计分析，根据其变化范围、期望、方差等设置基准值，得到各指标对于各评价等级的基准值体系。

(2) 计算各指标隶属度

一般某一评价等级的隶属函数选取一组梯形模糊数(a,b,c,d)来表示，其表达式如下：

$$v = \begin{cases} 0, & 0 \leq u \leq a \\ \frac{u-a}{b-a}, & a \leq u \leq b \\ 1, & b \leq u \leq c \\ 1 - \frac{u-c}{d-c}, & c \leq u \leq d \end{cases}$$

其中 v 为某指标对于某一评价等级的隶属度， u 为指标值，该组模糊数(a,b,c,d)依据该指标的基准值体系确定。

(3) 构建评价矩阵

依据指标值、基准值体系和隶属函数确定指标对各评价等级的隶属度，则形成 $n \times m$ 阶的模糊评价矩阵：

$$R = \begin{bmatrix} r_{11} & r_{12} & \dots & r_{1m} \\ r_{21} & r_{22} & \dots & r_{2m} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ r_{n1} & r_{n2} & \dots & r_{nm} \end{bmatrix}$$

其中 r_{ij} 为第 i 个指标对于第 j 个评价等级的隶属度。

(4) 确立各指标权重

利用层次分析法 (AHP) 确立各指标权重。具体到西北区域电力辅助服务市场, 需要组织专家进行研究分析, 通过专家咨询来建立评价矩阵并进行一致性检验, 进而归一化处理等以确立各指标权重。其中专家团结构应注重评价专家和电力市场专家相结合, 以及符合西北区域特点以因地制宜和借鉴其他省区经验相结合。

(5) 综合评价

由权向量 W 与低层的模糊评价矩阵 R 进行矩阵相乘得到高层对象隶属度向量:

$$B = W * R = \{b_1, b_2, \dots, b_m\}$$

由多个高层隶属度向量则组成高层的模糊评价矩阵, 再由层次分析法得到高层的权重向量, 即以相同步骤向上综合。

最后综合得到顶层对象的隶属度向量 B , 需进行一定的处理而获得最终的对整体的模糊评价, 此处采用常见的两种处理方法。

一是最大隶属度评价法。其内容是选取隶属度向量 B 中隶属度最大的评价等级来作为对顶层对象的最终模糊评价结果。其优点是简单明了, 而缺点是只利用了隶属度向量中的最大值, 没有充分利用隶属度向量的其他等级隶属度信息, 有时会导致一定偏差。

二是加权平均评价法。其内容是, 首先将模糊评价集量化, 即为每个评价等级设置标准分数, 即得到标准分数集 $S = \{s_1, s_2, \dots, s_m\}$, 然后以隶属度为权值对标准分数进行加权平均求得顶层评价对象的最终分数 s 作为评价结果。

$$s = \frac{\sum_{i=1}^m b_i s_i}{\sum_{i=1}^m b_i}$$

此方法优点在于充分利用了隶属度向量的信息, 其缺点或难点在于对标准分数集的取值缺乏可靠的理论依据, 所以也会存在偏差。

5.3 基于评价主题对西北区域电力辅助服务市场的评价

基于不同评价主题，西北区域电力辅助服务市场运营效果总体良好：与省内调峰市场相比，在更大的区域范围内实现资源的优化配置，降低了调峰成本，即降低了新能源增发成本；市场规模逐步增大，调峰电量在已有区域调峰市场中最大，助力新能源减弃增发，提高新能源利用率，促进新能源消纳效果明显；首次提出自备电厂以虚拟储能模式参与调峰市场，火电中自备电厂占比很高，可进一步推广虚拟储能模式以挖掘调峰潜力，首次将水电纳入调峰市场主体，水电丰枯双向参与，符合西北水电特点；发挥市场正向激励作用，促进火电灵活性改造效果显著；火电通过区域市场获得合理调峰收益，参与调峰积极性高涨，区域调峰市场为企业提供“发电+调峰”盈利新模式。评价如表 5。

表 5 西北区域调峰辅助市场评价

	西北区域 调峰辅助	华北调峰 辅助服务市场	东北调峰 辅助服务市场	省内调峰 辅助服务市场
资源优化配置，降低调峰成本	扩大范围资源优化配置，市场发现价格功效明显。火电有偿调峰均价度电 0.164 元，总体平均度电调峰费用 0.125 元， 远低于省内调峰市场 。有效降低新能源增发成本。	在区域范围内优化资源配置，调峰成本低于省级调峰市场。	在区域范围内优化资源配置，调峰成本低于省级调峰市场。	新能源在甘肃、宁夏、新疆省内增发成本分别为度电 0.595、0.495 和 0.141 元， 高于西北区域调峰市场
调峰促进清洁能源消纳	通过区域省间市场，新能源增发减弃 40.81 亿千瓦时。甘肃弃电率下降 6.22%，宁夏下降 3.6%，青海下降 1.38%。提升全网 新能源利用率 2.39%	市场年度调峰电量 8.05 亿千瓦时，月均调峰电量 1.61 亿千瓦时，提高了新能源利用率	市场年度调峰电量 21.07 亿千瓦时，月均调峰电量 1.76 亿千瓦时，主要促进了风电消纳	甘 肃 省 内 调 峰 16.91 亿 千 瓦 时，宁夏 5.81 亿 千 瓦 时，新疆 15.72 亿 千 瓦 时
丰富交易品种，挖掘调峰资源	特色 首建虚拟储能模式 ，鼓励 占比较高的自备电厂 走进调峰市场，作为低价优质调峰资源，度电费用 0.05 元；首次将 水电 作为 主体 纳入调峰市场， 水电丰枯双向参与	以火电深调为主，调峰品种还有可中断负荷调峰等	以火电有偿调峰为主	以火电深调为主，调峰品种还有需求侧响应调峰等

市场正向激励作用，促进火电灵活性改造	为获取更高调峰收益， 火电机组灵活性改造 由被动变为主动，深调能力加强，西北分中心直调火电机组 平均可深调至 35% 额定容量 ，累计释放深调能力 335 万千瓦，市场参与积极性高涨	市场化引导火电机组灵活性改造。挖掘火电机组特别是供热机组 70% 到 50% 容量区间调峰潜力	市场发挥一定正向激励作用，促进火电灵活性改造	市场发挥一定正向激励作用，促进火电灵活性改造
各方主体实现共赢	17 家发电企业通过市场获得合理收益，共 5.1 亿元，助力发电企业 减亏甚至转亏为盈 ，提供企业 盈利新模式，发电 + 调峰	发电企业积极参与，通过调峰市场协调好绿色发展和火电利益	发电企业积极参与，通过调峰市场协调好绿色发展和火电利益	发电企业依靠在省內调峰市场共获得调峰收益 5.67 亿元

6 研究发现及建议

6.1 研究发现

(1) 建设和完善区域电力辅助服务市场，能够激励传统机组综合改造，协调传统机组与新能源机组之间的利益分配，提升电网的调节能力，确保电力系统运行可靠性，并推动电力市场体系的进一步发展完善。

调峰作为我国电力市场现阶段特有的辅助服务品种，主要用以平抑新能源的波动性带来的问题，挖掘传统机组的下调空间，促进新能源消纳。

辅助服务的定价方式包括不付费、基于成本的补偿方式、价值核算方式、双边协商方式、长期市场竞标模式、实时市场定价等六种。在辅助服务市场体系下双边协商、长期市场竞标、实时市场定价应用较为广泛。

通过建立区域电力辅助服务市场能够实现资源的大规模优化配置，在进一步促进新能源消纳的同时，推动能源转型。

(2) 西北电网受本地需求不足、调峰能力有限等因素制约，新能源弃电现象有待进一步改善。制约新能源消纳的核心因素包括：用电量增长缓慢，本地消纳空间有限；火电灵活性改造滞后，供热机组与自备电厂占比大，汛期水电调峰资源紧张，系统调峰能力存在短板，电网灵活性不足；高比例的新能源加大了电网的控制难度，电网建设难以完全满足新能源的送出需求。同时，火电企业诉求强烈，新能源与传统能源的利益协调

机制有待完善。亟需通过完善健全电力市场交易机制，尤其是跨省跨区交易机制、辅助服务分摊机制、市场衔接机制等，推动西北电力市场体系的建设，进一步深化市场主体竞争意识与参与度，以市场化手段解决制约西北新能源发展的问题。

(3) 西北区域电力辅助服务市场的建设逐渐起步，市场红利也逐渐释放，但仍存在着新能源送出受阻、市场主体不丰富、利益协调不足、市场体系建设不完善等问题。在构建西北区域电力辅助服务市场体系时，还应着重考虑高比例新能源的波动性、间歇性、不确定性对辅助服务需求的影响，着重建设调峰、调频、备用辅助服务的具体市场机制。

(4) 辅助服务作为电能量的重要支撑，辅助服务市场要与电能量市场的运作方式相适应，同时考虑西北区域亟需解决的问题。在现行“计划调度+市场竞价”双轨制下，目前西北区域现货市场的发展仍不成熟，只有部分电量参与现货市场，而新能源消纳形势严峻。应从调峰辅助服务市场建设起步，逐步扩大辅助服务市场化交易范围，分段建设不同种类的核心辅助服务产品与发展模式，逐步培养市场主体的竞争意识，最终构建一套交易品种齐全、交易机制完善、市场监管到位、评价反馈及时的具有西北特色的区域电力辅助服务市场机制。

(5) 西北区域电力辅助服务市场处于探索阶段，其市场机制还有一些不成熟的地方，使得在诸如利用市场手段促进辅助服务资源在更大范围内优化配置、进一步挖掘优质辅助服务供应潜力和提高辅助服务市场成员参与积极性等方面还有可进一步探索改善的空间。所以需要建立较为全面合理的评价体系在市场运行过程中对市场运营效果和市场机制进行及时的评价分析，根据评价分析结果找出现有市场机制表现不够完善的部分，研究并采取措施进行改善，从而形成市场运行、评价分析、反馈改善的良性循环发展。

(6) 区域与省内辅助服务市场的开展遵循“先区域，后省内”的模式具有更大优势。区域市场与省内市场开展遵从“先省内，后区域”的时序虽然能够保障省内的调峰资源优先调用、锁住深度调峰的收益，但新能源企业在区域市场的增发成本明显低于在省内的增发成本，采用“先省内，后区域”的时序原则会使新能源企业的增发成本升高，电力系统的运行成本增加，不利于降低调峰成本。

“先区域，后省内”的市场模式下，优先调用省间较低成本的调峰资源，不仅可以降低省内新能源企业调峰费用的分摊压力，还能实现系统运行成本的最小化，为进一步统一区域辅助服务市场和省内辅助服务市场奠定了基础。

6.2 政策建议

(1) 分阶段建设与电力市场发展相适应的辅助服务市场

在市场初期优先推进调峰辅助服务市场建设，激活火电灵活性改造的动力，促进区域内调峰资源的优化配置，实现新能源的“减弃增发”。调峰辅助服务市场与现货市场同步开展，并与电能量联合出清，调频辅助服务根据后期需要可在日前机组组合确定后开展，备用、无功调节、黑启动等辅助服务优先在中长期市场开展。由于在较长时间尺度上新能源预测精度较低，签订的中长期合同需要进一步细化合同内容，细化峰谷时段等不同情况的交易信息。在市场运行稳定后，调峰辅助服务市场由单边报价过渡到双边竞价模式，新能源企业根据日前发电预计划产生的弃风弃光结果在申报调峰需求量的同时进行报价，保证市场的健康运作。

在电力市场份额不断扩大，现货市场逐步成熟（市场模式为集中式电力市场），火电机组灵活性改造全面完成时，推动区域调峰辅助服务与区域现货市场融合，调峰辅助服务逐渐退出，利用实时电能量价格引导机组参与深度调峰，实现电力电量的平衡。建立备用、调频辅助服务与现货电能量市场联合出清机制，避免因分开出清造成的调频、备用容量的冗余。

(2) 完善统一定义、统一要求的辅助服务产品设计

西北区域电力辅助服务市场作为一个统一运行的区域市场，需对辅助服务交易品种进行统一的定义与要求，方便各省在统一的市场体系下进行交易，促进跨省辅助服务资源的优化配置，打破省间壁垒，发展的过程中，并结合实际情况在省级市场中精化辅助服务产品，可将省级市场作为二级市场，根据不同省份资源类型以及电网特性，不断细化辅助服务产品种类。结合我国国情及国内外市场发展趋势，将自动发电控制（AGC）、有偿调峰、备用、有偿无功调节、黑启动纳入西北区域电力辅助服务市场体系。

并将将有偿调峰进一步细分为深度调峰、启停调峰、虚拟储能调峰、可调节负荷调峰、电储能调峰等，按交易对象划分省内调峰与跨省调峰，均以市场化方式进行补偿。

将备用划分为旋转备用与非旋转备用，并将旋转备用进一步细分为 10 分钟内能提供的一级备用、10-30 分钟内能提供的二级备用以及负备用，市场上响应时间较短的一级

备用具有更高的价格并对二级备用有替代性，以优化备用辅助服务的调用效果，促进辅助服务成本的合理回收。

(3) 根据不同辅助服务品种特点，选择适应市场发展阶段的交易机制

调峰辅助服务市场采用集中竞价、统一边际价格出清的方式，日前报价，实时运行根据“按需调用、按序调用”的原则，优先调用低价的调峰服务。

在市场初期，备用辅助服务在中长期市场中通过集中竞价的方式获取。中标机组必须在协议约定的周期内留有机组足够的备用容量，随时响应调度中心的指令，保证系统购买的调频能力。市场成熟后，调频与备用采取竞争投标的市场化方式，在现货市场中日前报价，与电能量联合边际出清，根据按性能调整后的报价进行调用，交易结算周期以 15 分钟为一个单位统计周期。

无功调节与黑启动辅助服务都对机组有一定特殊能力的要求且具有明显的地域特征，易于出现短期区域性垄断。均采用签订中长期双边合约的方式进行交易。

(4) 明确用户参与辅助服务市场的定位

用户侧主体可提供调峰、调频、备用等辅助服务。建议将用户侧主体纳入区域统一辅助服务市场体系，明确可调节负荷等作为市场主体的地位。

在初级阶段，需求侧响应用户和售电企业可与购买方开展中长期双边协商交易进行调峰、备用、调频辅助服务的交易。双边协商交易双方需向市场运营机构提交包含交易时段、每 15 分钟一点的用电功率曲线、频率要求、交易价格等内容的交易意向，由电力调度机构进行安全校核后确认。

在成熟阶段，用户通过响应分时电价，及时调整自身的负荷变化以控制用电成本。在用电负荷较少、用电价格较低时相应增加负荷，在用电负荷较多、用电价格较高时相应减少负荷，从而实现了“削峰填谷”的作用。而在调频、备用辅助服务市场中，用户侧与发电侧资源分别根据总需求参与报量报价，汇总之后进行出清。

(5) 公平分摊辅助服务费用

在根据出清结果计算出当日的调峰总费用后，按照比例分摊给发电企业和用户。考虑到市场初期用户侧尚不成熟，可由发电企业分摊较大比例，剩余部分分摊到用户侧。

随着市场主体意识的成熟，逐步增大用户分摊的比例，将辅助服务成本精准传导至用户侧。

发电侧的分摊主体包括风电、光伏、水电及出力未减到有偿调峰基准的火电机组等，发电侧主体根据修正后的发电量进行分摊，其中火电机组根据实际负荷率、机组类型不同及是否处于供暖期进行“阶梯式”修正。用户侧主体根据其在峰谷时段偏离平均负荷曲线的情况确定分摊责任，按照责任大小分摊调峰费用。分摊责任包括峰时责任与谷时责任两部分，当用户的用电习惯不加剧负荷峰谷差时，不参与费用分摊。

(6) 优化辅助服务市场和电能量市场的衔接

现货市场框架下调峰辅助服务和电能量市场的联合优化，可进一步提高资源优化配置水平。

调峰辅助服务市场采取集中竞价、同电能量市场联合出清的组织方式，调峰辅助服务市场与现货市场联合优化、一体出清。在日前现货市场出清计算后存在新能源弃风、弃光电量，启动调峰辅助服务市场，以电能量和提供辅助服务的社会效益最大化为目标函数进行调峰辅助服务和日前现货市场的联合出清，在实时出清时，实时现货市场与调峰辅助服务市场的协调方式与日前保持一致，在执行日后，依据中标机组的实时深调电量及实时深度调峰市场的边际价格或启停调峰次数及边际价格进行结算。

调频、备用等辅助服务在与电能量市场联合出清时，这些辅助服务将在实时运行过程中以集中竞价的模式获取。调频市场、备用市场和电能量市场联合出清时，实时联合优化市场的出清计算过程与日前联合优化出清的计算过程相似，只是优化的时间窗口和日前的有所不同，在日前联合优化出清的计算过程中，首先采用安全约束机组组合程序（SCUC）计算运行日 96 点机组开机组合，然后采用安全约束经济调度程序（SCED）计算机组出力曲线、分时节点电价、机组备用和调频计划、调频出清价格、一级备用以及二级备用的出清价格，最后对运行日的机组开机组合、机组出力曲线、调频和备用计划进行潮流安全校核。

(7) 优先以价格为导向提前进行跨省区域调峰，然后以市场为导向进行省内调峰

考虑到跨省电价便宜、系统运行成本比较低，可以以价格为导向提前进行跨省区域调峰，然后以市场为导向进行省内调峰。在中长期交易中省间交易应该早于省内交易，

省间交易形成的量、价等结果作为省内交易的边界，省内交易在此基础上开展。

西北省内调峰市场和西北区域调峰市场的衔接主要由西北省内调峰辅助服务平台和西北跨省区域调峰辅助服务平台协同合作完成。省内调控中心向区域交易机构申报调峰需求，同时调峰服务提供方向其申报调峰容量和价格，区域交易机构优先调用省间一档火电调峰资源和虚拟储能来满足省内的调峰需求，在省内的调峰需求未得到满足时，由省内调峰辅助服务平台调用省内的调峰资源来满足其需求。

(8) 建立全面合理反映辅助服务市场运营效果的评价体系

建立西北区域电力辅助服务市场评价体系，首先确立符合辅助服务市场当前要求和发展目标的评价主题作为评价的角度：辅助服务市场与电能量市场相配合，保障电力系统安全稳定经济运行和电力持续可靠供应；顺应国家环保节能发展战略，利用市场手段促进新能源消纳；保持竞争充分性，减小市场力，防止市场主体操纵市场交易价格、损害其他主体利益；保障市场公平有效运行；打破省间壁垒，促进资源在更大的区域范围内优化配置；促进市场成员参与市场积极性以保持市场良好发展态势等。

建议建立包括评价指标体系和综合评价方法两部分的科学合理的评价体系。建立评价指标体系时，根据全面性、协调性、实用性和具体性原则，融合评价主题，以市场结构、供需、行为、表现、风险和发展六个方面作为六大类一级指标，每类选取二到四个二级指标，共十八个二级指标，构建评价指标体系；然后根据指标体系的层次特点和权重不同以及电力辅助服务市场的特点，选用分层次模糊综合评价法作为综合评价方法，即利用 AHP 法确立权重，用模糊评价法确立隶属度，由底层指标向上层进行综合评价。

加强对评价结果的运用，按不同层次、不同方面的评价结果来分析市场效果，定位市场机制短板，研究改善措施，形成市场运行、评价、反馈的良性循环发展。

6.3 下一步工作建议

(1) 完善并细化跨区辅助服务的公平交易形式

相比于电能量市场，辅助服务市场对参与主体要求更高，建设跨区辅助服务市场的难度更大。2020 年 4 月 3 日，国家能源局召开跨省跨区电力辅助服务市场（补偿）机制研讨会，进一步推进跨省跨区电力辅助服务市场的建设。西北作为一个大送端市场，在

跨区直流通道相继投运之后，需要更加完善细化的跨区交易机制，在保障区内机组利益的同时，积极参与跨区辅助服务市场。

(2) 利用评价体系对西北辅助服务市场运营效果进行具体分析

目前区域市场与省内市场开展的模式遵从“先省内，后区域”的时序进行调峰，会在一定程度上使新能源企业的增发成本升高，不利于新能源企业利益的最大化。而采用“先区域，后省内”的模式，则可以以价格为导向，促进区域范围内资源的优化配置。根据实际运行的数据，结合课题中的评价模型，选取并测算几个典型指标，量化比较两种模式下的市场运行情况。例如，计算午段供需比等指标，比较两种模式下的市场竞争充分性；计算增发成本下降率、资源配置率等指标，比较两种模式下的市场运行效率；计算净度电调峰收益、调峰深度增长率等指标，比较两种模式下的市场可持续性和发展态势。

(3) 探索比较西北本地及跨区需求侧资源的辅助服务潜力及经济性

需求侧资源相比于发电侧电源而言，提供辅助服务的调节成本更低，随着市场的进一步发展，可调节负荷、电动汽车等可以随着新能源的波动相应调整负荷的大小并获得合理的市场化收益。通过推动需求侧参与辅助服务市场，可以进一步提高电力系统的经济性。

一方面，西北地区新能源装机已超过最大负荷，随着需求侧响应的起步，未来用户侧提供辅助服务具有较大潜力，尤其对于铁合金、碳化硅等相关高耗能大用户，其生产不具有连续性，可以参与错峰用电。另一方面，相较于高速发展的新能源，本地需求侧资源仍然存在一定局限性。例如，对于电动汽车等新兴需求侧资源，西北区域内的储备相较于东部发达地区较为有限。因此，需要对区内及跨区需求侧资源提供辅助服务的潜力进行评估，并进一步测算比较两者的经济性，确定需求侧资源的发展路径。

主要参考文献

- [1] 何永秀,陈倩,费云志,等.国外典型辅助服务市场产品研究及对中国的启示[J].电网技术,2018,42(09):2915-2922.
- [2] PJM: 2018 PJM Annual Report [EB/OL]. (2019-04-20) [2020-04-10]. <https://www.pjm.com/about-pjm/who-we-are/annual-report.aspx>
- [3] 包铭磊,丁一,邵常政,等.北欧电力市场评述及对我国的经验借鉴[J].中国电机工程学报,2017,37(17):4881-4892+5207.
- [4] Nordic Energy Regulators. About NordREG 2019[EB/OL]. [2020-04-10].<http://www.nordicenergyregulators.org/>
- [5] 东北能源监管局:东北能源监管局调整完善电力辅助服务市场运营规则[EB/OL]. 2017-10-27 [2020-04-10]. http://www.nea.gov.cn/2017-10/27/c_136710033.htm
- [6] 国家能源局华北监管局:华北能源监管局关于印发《华北电力调峰辅助服务市场运营规则》(2019年修订版)的通知[EB/OL] 2019-09-29 [2020-04-10]. <http://hbj.nea.gov.cn/adminContent/initViewContent.do?pk=e9bf9900-d3eb-4b72-88fb-49e829f891c8>
- [7] 国家能源局华东监管局:关于印发《华东电力调峰辅助服务市场试点方案》和《华东电力调峰辅助服务市场运营规则(试行)》的通知[EB/OL] 2018-09-27 [2020-04-10]. <http://news.bjx.com.cn/html/20180927/930889.shtml>
- [8] 国家能源局山东监管办公室:关于修订山东电力辅助服务市场运营规则(试行)的通知[EB/OL] 2019-03-20 [2020-04-10]. <http://sdb.nea.gov.cn/new/2019-3/2019320121522.htm>
- [9] 甘肃能源监管办:关于印发《甘肃省电力辅助服务市场运营规则(暂行)》的通知[EB/OL] 2019-09-25 [2020-04-10]. <http://www.pvnews.cn/a/news/guonei/5326.html>
- [10] 国家能源局新疆监管办:新疆监管办印发《〈新疆电力辅助服务市场运营规则(试行)〉的说明》[EB/OL] 2019-01-28 [2020-04-10]. <http://guangfu.bjx.com.cn/news/20190128/959710.shtml>
- [11] 白兴忠,江国琪,王建学,陈晨.风电接入对西北电网辅助服务的影响[J].中国电力,2009,42(12):73-76.

- [12] 喻洁, 刘云仁, 杨家琪, 等. 美国加州辅助服务市场发展解析及其对我国电力市场的启示 [J]. 电网技术, 2019(8):2711-2717.
- [13] 董力. 适合我国电力市场发展不同阶段的调频备用市场设计 [D]. 东南大学, 2018.
- [14] 张维静, 刘秉祺, 汪洋, 等. 国内外辅助服务定价机制综述 [J]. 企业技术开发 (学术版), 2018(5):13-15, 27.
- [15] 王玉萍, 刘磊, 李小璐, 等. 调峰辅助服务费用分摊机制 [J]. 广东电力, 2019, 32(02):1-7.
- [16] 李建林, 郭威, 牛萌, 修晓青. 我国电力系统辅助服务市场政策分析与思考 [J]. 电气应用, 2019, 38(10):22-27+35.
- [17] 刘永奇, 张弘鹏, 李群, 等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(10):148-154.
- [18] 朱继忠, 叶秋子, 邹金. 英国电力辅助服务市场短期运行备用服务机制及启示 [J]. 电力系统自动化, 2018(17):1-8.
- [19] 杨光. 电能量主市场与辅助服务市场联合优化决策研究 [D]. 上海交通大学, 2011.
- [20] 李岩春, 张化清, 林伟, 等. 调峰辅助服务与电量协调优化的日内安全约束经济调度 [J]. 中国电力, 2018, 51(10):100-107.
- [21] 胡朝阳, 毕晓亮, 王珂. 促进负备用跨省调剂的华东电力调峰辅助服务市场设计 [J]. 电力系统自动化, 2019, 43(05):492-499.
- [22] 朱宏普. 区域电力市场的运营模式研究 [D]. 华北电力大学, 2013.
- [23] 徐帆, 葛朝强, 吴鑫, 等. 区域电网省间调峰辅助服务的市场机制与出清模型 [J]. 电力系统自动化, 2019(16).
- [24] 张弘鹏, 高德宾, 张健男, 等. 东北电力调峰辅助服务市场的发展之路 [J]. 中国电力企业管理, 2018, 541(28):26-29.
- [25] 宋栋. 新电改下我国辅助服务市场机制设计研究 [D]. 2018.
- [26] 曾鸣, 向红伟, 刘晓立. 英国电力容量机制改革思路及其启示 [J]. 华东电力, 2013(09):163-166.
- [27] 石雪. 电力市场运营规则评价指标体系及综合评价方法研究 [D]. 华北电力大学 (北京), 2009: 1.
- [28] 李韩房. 中国电力市场绩效评价指标体系及评价模型研究 [D]. 华北电力大学; 华北电力大学 (北京), 2008:25.
- [29] 刘敦楠, 李瑞庆, 陈雪青, 等. 电力市场监管指标及市场评价体系 [J]. 电力系统自动化, 2004, 28(9):16-21.
- [30] 王钦, 文福拴, 刘敏, 等. 电力市场评价指标体系的构建 [J]. 电力技术经济, 2008, 20(5):21-26.
- [31] GUO LEI, XUE SONG. Provincial electricity market orderly operating evaluation model adapting to the new round of electricity reform requirements[C]. CIGRE2016, 2016.
- [32] 王帮灿, 张茂林, 徐俊杰等. 电力市场交易机制综合评价模型研究 [J]. 云南电力技术, 2019, 第 47 卷 (1):80-84, 88.



自然资源保护协会 (NRDC)
中国北京市朝阳区东三环北路 38 号泰康金融大厦 1706
邮编: 100026
电话: + 86-10-5927 0688
www.nrdc.cn