



中国电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

建设多层次市场机制 促进西北新能源高比例发展

中国电力圆桌项目课题组

2022年8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。

项目课题组



中国能源研究会于1981年1月成立,是由从事能源科学技术的相关企事业单位、社会团体和科技工作者自愿结成的全国性、学术性、非营利性社会组织。接受业务主管单位中国科学技术协会、社团登记管理机关民政部的业务指导和监督管理。中国能源研究会坚持“研究、咨询、交流、服务”的宗旨,团结能源领域的科技工作者,发挥能源科技高端智库的作用,服务能源科技进步和体制机制创新,积极开展能源领域的决策咨询服务和重大政策与课题研究,以及能源科技评估、团体标准制定、科学普及等工作,推动国内外的学术交流与合作,成为国家能源管理部门与企业联系的桥梁和纽带,是中国能源领域最具影响力的学术团体之一。中国能源研究会是国家能源局首批16家研究咨询基地之一,为政府决策、部署能源工作发挥了积极作用。



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。



自然资源保护协会(NRDC)是一家国际公益环保组织,成立于1970年。NRDC拥有700多名员工,以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代起在中国开展环保工作,中国项目现有成员40多名。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。

建设多层次市场机制 促进西北新能源高比例发展

Market Mechanisms for Expediting Renewable
Energy Development in Northwest China

课题负责人

中国能源研究会 黄少中

报告撰写人

西安交通大学 李更丰 谢海鹏 王昀 王子桐

2022 年 8 月

目 录

- 执行摘要 3
- 1. 西北地区新能源发展的情况 7
 - 1.1 西北地区新能源发展现状 7
 - 1.2 双碳目标下西北地区新能源发展前景 9
- 2. 西北地区新能源消纳的实践 11
 - 2.1 西北地区新能源消纳的现状 11
 - 2.2 西北地区电网的运行特点 13
 - 2.3 西北区域促进新能源消纳的手段 14
 - 2.4 高比例新能源接入下西北地区面临的新挑战 15
- 3. 西北地区高比例新能源的电力市场机制设计 17
 - 3.1 现货市场机制设计 17
 - 3.1.1 现货市场在促进新能源消纳方面的作用 17
 - 3.1.2 西北地区现有现货市场的建设情况 18
 - 3.1.3 区域现货市场两阶段建设路线 18
 - 3.1.4 市场监管机制及配套措施 21
 - 3.1.5 小结与建议 21
 - 3.2 辅助服务市场机制设计 22

3.2.1 辅助服务市场在促进新能源消纳方面的作用	22
3.2.2 西北地区辅助服务市场建设情况	22
3.2.3 辅助服务市场两阶段建设路线	22
3.2.4 辅助服务市场评价体系	24
3.2.5 小结与建议	25
3.3 容量市场机制设计	26
3.3.1 容量市场在促进新能源消纳方面的作用	26
3.3.2 西北地区容量市场建设情况	26
3.3.3 “可靠性 + 灵活性” 双轨运行制容量市场建设路线	27
3.3.4 小结与建议	29
4. 建设全方位、多层次的电力市场	31
4.1 加快完善 “全国 - 区域 - 省级” 电力市场衔接方式	31
4.2 发展现货电能量市场与辅助服务市场联合出清	32
4.3 丰富电力市场主体的多样性	33
5. 研究发现与政策建议	35
5.1 研究发现	35
5.2 政策建议	36
参考文献	38

执行摘要

截止 2021 年底，西北电网新能源装机 1.43 亿千瓦，占总装机的 42%^[1]，新能源发电量 2276.2 亿千瓦时，占全年总发电量的 21.18%^[2]，装机与发电量均走在全国前列。随着“双碳”目标的提出，西北地区的风光等新能源占比将进一步提高：预计 2025 年，西北电网的新能源装机将达到 2 亿千瓦^[3]，占比将超过 50%，电力系统先于社会面实现碳达峰目标；2030 年西北新能源装机将超过 3.5 亿千瓦^[4]。同时根据现有增速推测，西北地区新能源发电量占比预计将于 2025 年超过 1/4，于 2030 年超过 1/3，并于 2045 年达到 50%，实现发电量占比“三步走”发展路径。根据国际能源署（IEA）提出的可变可再生能源发展阶段，目前西北地区已进入“需要更先进技术保障新能源消纳”的第四阶段，并预计于 2025 年进入“新能源出力超过需求”的第五阶段，于 2045 年进入“新能源导致月度甚至季度过剩与短缺”的第六阶段。西北区域电网的新能源优势与挑战将进一步体现并逐步放大，研究西北电网新能源消纳问题势在必行。

在各方的努力下，西北地区已实现了弃风弃光率的持续下降，取得了新能源消纳的阶段性胜利。根据全国新能源消纳监测预警中心分析，2021 年西北地区弃风率为 5.45%，弃光率为 5.10%^[5]，相比 2016 年的 33.34% 与 19.81% 实现“五连降”^[6]。随着新能源更大规模的接入电网、渗透率的进一步增加，系统消纳新能源面对着巨大挑战。**预计 2022 年将打破 2016 年以来西北地区新能源利用率“五连升”的情况。**预计 2022 年新能源利用率为 92.5%，与 2021 年相比下降 2.12%。新能源项目集中度增大，西部和北部部分地区消纳压力持续增大。

西北地区新能源的发展实践，其本质就是探索以新能源为主体的新型电力系统市场机制发展路径。因此，对西北新能源发展实践进行总结分析，将给我国其他地区和全国层面的新能源发展提供重要参考。自 2018 年以来，课题组聚焦西北地区的电力现货市场、辅助服务市场和新能源消纳的市场机制，先后开展了“西北区域电力现货市场及监管机制研究”、“适应新能源发展的西北区域电力辅助服务市场研究”和“‘双碳’背景下西北电网新能源消纳的市场化机制研究”，逐渐形成了建设全方位、多层次市场机制，支撑西北新能源高比例发展的基本设想。

一、研究发现

（1）西北新能源装机比例较大，系统同时面临保供与消纳压力

西北新能源装机预计在 2022 年达到 1.8 亿千瓦，装机比例达到 47%，超过火电成为全国首个新能源装机第一大电源的电力系统^[7]。在高比例新能源接入的背景下，系统同时面临腰荷时段的消纳与晚高峰的保供压力。考虑到系统保供的要求，系统运行的首要策略为保证高峰负荷需求。新能源消纳同时面对断面受阻与调峰受阻的挑战，系统消纳新能源的能力不足。系统调峰能力远小于实际需求，午间弃电比例逐年增加。

（2）西北地区市场主体组成形式复杂，亟待通过市场手段厘清运行关系

西北地区具有较多的市场主体，既有新能源机组、火电机组等传统电力系统中的市场主体；又有诸如独立储能、需求侧响应、整县光伏等新兴市场主体；还有自备电厂、电厂自备储能等市场主体地位尚不明确的市场参与形式；市场主体构成呈现多元化、复杂化的趋势，各类市场主体利益错综交织，“搭便车”现象明显，为电力市场的有序健康发展带来巨大挑战。

（3）“大送端”电网特性日益凸显，外送对消纳的影响越发重要

截至 2021 年底，西北电网已投运 11 条直流线路，直流总外送容量达到 7000 万千瓦^[8]，最大外送功率超过 4000 万千瓦^[9]，跨区外送电量相当于全网用电需求的 37%，西北电网

作为大送端的特性日益凸显，并在全国电力资源配置中起到越发重要的作用。直流外送成为扩大电量平衡范围、促进新能源深度消纳的主要手段，外送交易的发展对西北地区的新能源消纳起到了越发关键的作用。

二、政策建议

(1) 建议分阶段完善西北电力市场架构

以促进新能源消纳和资源优化配置为核心，建立全时间尺度、全市场形式的市场机制。拓展现有的以电能量市场为主，辅助服务市场为辅的单一市场模式。首先针对电力市场基础与核心的现货电能量市场，提出采用两阶段的市场发展路线；其次针对与现货市场具有极强相关性的辅助服务市场，提出了以现货市场发展为基点与参照的两阶段发展路径；最后通过容量市场政策提供现货与辅助服务市场的市场资源保障，从而充分形成市场合力，形成面向新型电力系统的电力市场机制。通过市场之间的配合充分发挥新能源消纳能力，形成竞争充分、开放有序、高效运行、健康发展的市场体系，更好地反映电力商品的物理属性和时间、空间价值，促进资源优化配置，最大程度提升西北地区新能源消纳水平。

(2) 建议完善新型主体参与电力市场的方式机制

丰富以新能源为核心的多种市场主体参与电力市场的方式机制，充分推进新兴市场主体参与电力市场，提升电力系统的灵活调节能力。通过电源侧、电网侧、需求侧、储能侧等方面来推动电力系统的灵活调节能力提升，适应大规模新能源并网后的要求。推动源网荷储的互动融合，提升系统运行效率，充分发挥源荷储侧的消纳能力与调节能力，推广多方共赢的需求响应与可再生能源电力消纳协同模式，促进新能源就地消纳、应消尽消。应通过市场规则明确独立储能、需求响应、分布式光伏等新兴主体的进入市场方式与独立市场主体地位，通过价格机制合理有效疏导消纳成本，促进新型市场主体充分发展；并不断提高系统调度与控制水平，以面对大范围新兴主体接入导致的小范围双向潮流问题。

(3) 建议完善新能源外送机制，促进新能源在更大范围内消纳

构建以电网安全为基础、以新能源发展为原则、以电能供需为导向、以互补互济为手段、实现配套电源和富余电能相辅相成的西北外送交易体系。通过送受端签订相应合约等方式，建立与受端火电利用小时、上网电价相当的长期交易机制。在富余电能外送环节，应以新能源消纳为重点，充分利用省间输电通道，推进清洁替代，开展灵活调节交易。在满足系统安全稳定的前提下，逐步增加传输通道的新能源占比，逐步挖掘火电配套电源参与系统调峰的能力，通过各省多送端合作互补互济有效平抑配套新能源的随机性和波动性。

(4) 建议充分参与全国统一电力市场建设，进一步打破消纳壁垒

充分发挥全国统一电力市场在统一规划、统一调度、统一管理方面的优势，完善区域市场与全国、省级市场的衔接机制。可以适时向中央提出建议，尽快出台全国统一电力市场建设细则，利用全国统一电力市场来打破“省为实体”的消纳壁垒，扩大电量平衡范围。利用各大区负荷曲线与能源禀赋的差异性，进一步扩大各大区之间的互济能力，提升直流外送通道的坚强性，有效实现外送通道传输功率的动态变化与实时翻转。充分促进西北地区富裕新能源资源在区域间或全国范围内实现优化配置，实现新能源的进一步消纳。

西北地区新能源发展的情况

西北电网是一个新能源大规模、高比例装机并网的同步电网。近年来，西北风电、光伏等新能源呈现跨越式发展的新局面。随着新能源装机与发电量不断增加，在为优化能源结构、促进绿色发展、改善生态环境打下基础的同时，也带来了新能源电量消纳困难、安全运行风险增加等问题，导致弃电量与弃电率的不断增加。

1.1 西北地区新能源发展现状

近年来，西北地区新能源装机呈现跨越式增长的新局面。图 1 展示了西北区域近五年的新能源装机占比变化趋势，2019 年以来西北区域新能源装机占比保持约 4% 的年均增速。2021 年，西北地区新能源装机规模达到 1.43 亿千瓦，装机占比达到 42%^[1]，其中风电 7634 万千瓦，光伏 6640 万千瓦，风电与光伏发电成为西北电网第二、三大电源类型^[5]；据推测，2022 年西北电网新能源总装机规模为 1.8 亿千瓦，新能源将超过火电，成为西北全网第一大电源。

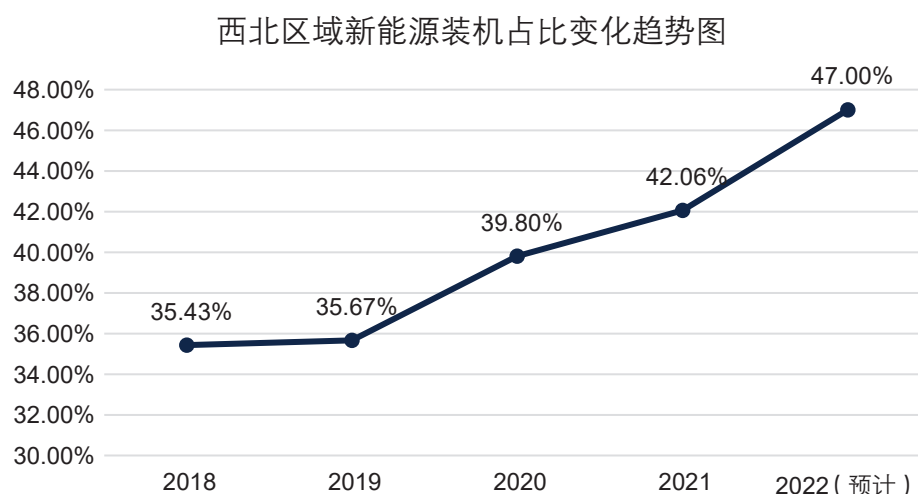


图 1 西北区域近五年新能源装机占比变化趋势

除装机规模外，新能源总发电量与峰值出力也均同步提升。如图 2 与图 3 所示，发电量方面，2021 年新能源年发电量 2276.2 亿千瓦时，同比增长 34.5%；新能源发电量占比达到 21.18%，已超过欧盟同期水平；峰值出力方面，截至 2022 年 3 月，西北电网新能源日发电量最大值已突破 10 亿千瓦时，达 10.7 亿千瓦时，占比 35.1%；新能源最大发电出力 6370 万千瓦、电力占比 48.0%。其中，风电日发电量 7.84 亿千瓦时、占比 25.7%，风电最大发电出力 3943 万千瓦、占比 29.7%^[10]。

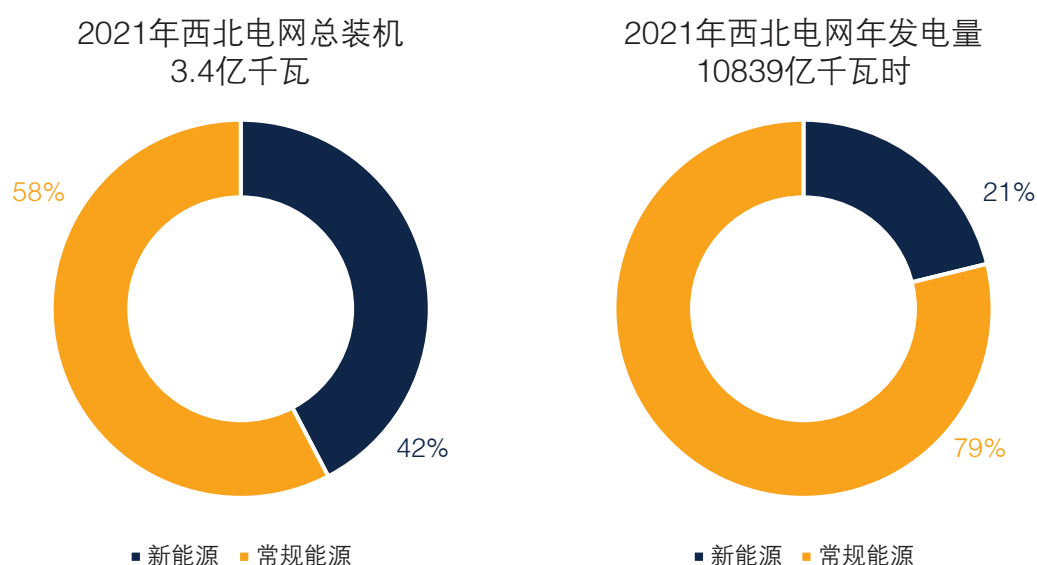


图 2 2021 年西北电网新能源装机占比及新能源发电量占比

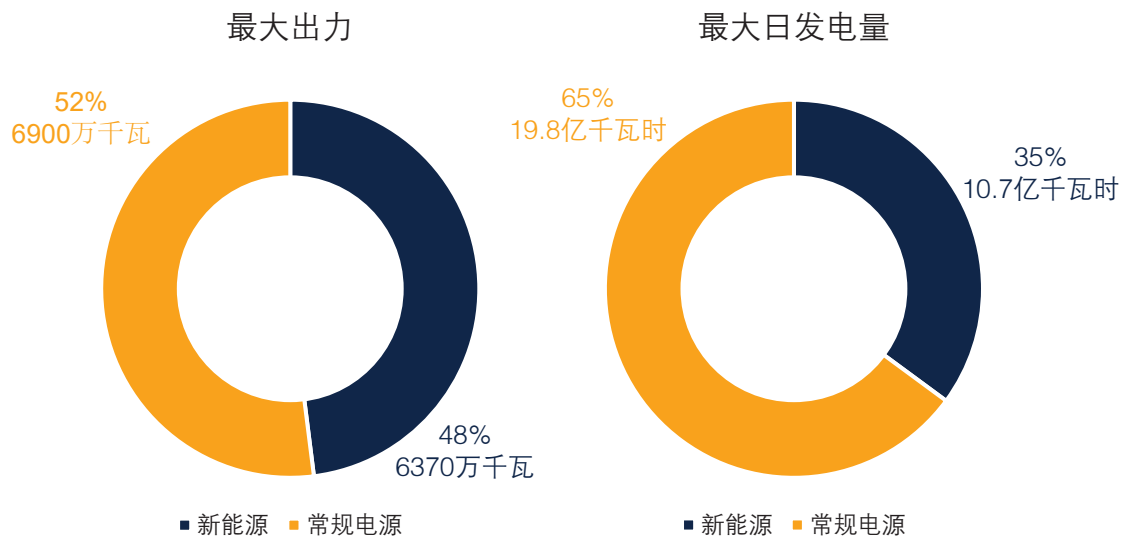


图3 西北电网新能源最大出力情况及最大日发电量情况（截止 2022 年 3 月）

1.2 双碳目标下西北地区新能源发展前景

国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》^[11] 提出，2030 年风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。西北地区风能资源可开发量占全国陆上风能的 1/3，太阳能资源可开发量占全国的 59%，新能源可开发量高达 19 亿千瓦^[12]。在国家“双碳”目标的指引与要求下，西北地区新能源将进入大规模快速发展和高比例并网阶段。图 4 展示了西北未来逐年新能源装机占比变化趋势。

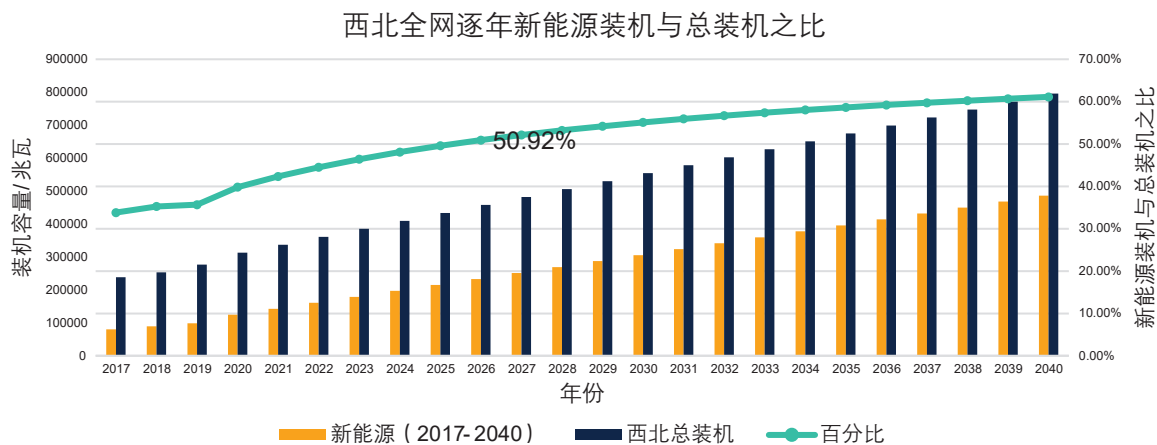


图4 西北逐年新能源装机占比变化趋势

预计至 2025 年，西北电网的新能源装机将达到 2 亿千瓦，占比将超过 50%，电力系统先于社会面实现碳达峰目标；2030 年西北新能源装机将超过 3.5 亿千瓦。同时根据现有增速推测，西北地区新能源发电量占比预计将于 2025 年超过 1/4，于 2030 年超过 1/3，并于 2045 年达到 50%，实现发电量占比“三步走”发展路径。根据 IEA 提出的可变可再生能源发展阶段，目前西北地区已进入“需要更先进技术方案保障新能源消纳”的第四阶段，并在河西、新疆与海西等地及正午光伏大发时段呈现“新能源出力超过需求”的第五阶段特征；于 2045 年进入“新能源导致月度甚至季度过剩与短缺”的第六阶段。西北区域电网的新能源优势与挑战将进一步体现并逐步放大，研究西北电网新能源消纳问题势在必行。

2 西北地区新能源消纳的实践

2.1 西北地区新能源消纳的现状

随着新能源大规模接入电网，系统新能源消纳面对巨大挑战。2021 年新能源发电量 2276.2 亿千瓦时，同比增长 34.5%，占总发电量比例为 21.18%。新能源弃电量 129 亿千瓦时，同比增加 24%；新能源利用率 94.6%，基本与 2020 年保持持平^[5]。其中，弃风率为 5.5%，弃光率为 5.1%，相比 2016 年至今实现弃风弃光“五连降”，新能源利用率“五连升”的消纳局面。

2016-2021年西北地区弃风、弃光率

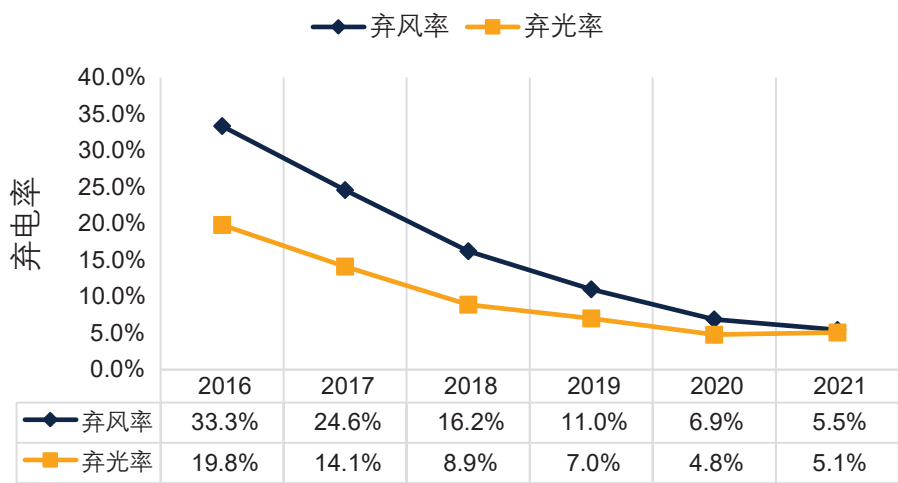


图 5 新能源弃风弃光率变化情况（2016-2022）

而随着规模超 1 亿千瓦的以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目的落地与投产，西北新能源消纳压力越发增大。**预计 2022 年将打破 2016 年以来西北地区新能源利用率“五连升”的情况。**预计 2022 年新能源弃电量将达到 205 亿千瓦时，同比增加 58.4%，对比 2020 年弃电量翻一番；新能源利用率预计为 92.5%，与 2021 年相比下降 2.1%。新能源项目集中度增大，西部和北部部分地区消纳压力持续增大。

制约西北电网新能源消纳的因素较为复杂，其中主要因素为电力电量平衡受阻与安全稳定受阻，**分别体现为断面受阻和调峰受阻。**

断面受阻方面，主要是指输送通道容量有限。西北电网内部网架结构为东西走向长链型结构，发电与负荷中心地理上分布不均，新疆、河西等西部新能源电能需通过交流线路输送至陕西等东部负荷中心，但西部电网网架薄弱、网架与新能源发展不匹配，造成了西部至东部的断面潮流输送过载问题。而交直流耦合特性与新能源大量接入导致断面受阻问题愈发严重。

调峰受阻方面，主要是指系统调峰容量有限。近年来的数据显示西北电网晚高峰电力缺口在持续增大，日间调峰能力严重不足。以陕西为例，新能源调峰受阻时段主要在午间，2021 年陕西新能源调峰受阻约 150 万千瓦，预计 2023-2025 年陕西新能源最大调峰受阻

容量将继续增长，达到约 700 万千瓦。而目前，西北地区总体调峰仍大量依靠火电机组，在电力部门低碳化的背景下，电力系统的调峰能力将亟需加强。

2.2 西北地区电网的运行特点

总体来看，西北电网具有以下几个特点：

一是省间联系密切，区域统一运行。西北电网长期以来统一调度、统一运行，省际联络线输送能力强，各省对区域协调运行意识较好。截至 2022 年 5 月，西北地区跨省交易电量达到 300 亿千瓦时，且均为新能源电量，减排二氧化碳 4795.45 万吨^[13]。

二是电力供大于求，外送特点突出。目前全网最大用电负荷仅为 1.1 亿千瓦^[14]，低于新能源装机的 1.43 亿千瓦。西北电网共建成灵宝、德宝、银东、青藏，特高压天中、灵绍、祁韶、昭沂、吉泉、青豫、陕武 11 个直流外送通道。目前，西北电网是承运直流最多、电力外送身份最多的区域级电网，也是我国第一大电力资源输出区域级电网，承担着保障多回跨区直流安全输送、多个新能源基地的安全送出、电力跨省交换和远距离输送的重要任务。

三是用电结构单一，工业占比较高。全区第二产业用电量占比高，社会用电的重工业化特征突出，工业占比较低的陕西、新疆峰谷差大，工业占比高的宁夏、青海等高载能用电占比大，用电负荷平坦。

四是资源与需求逆向分布。由于西北电网管辖地区幅员辽阔、各地区能源储量、经济发展不均衡，负荷中心与发电中心的地理差异很大。西北电网的负荷中心主要集中在陕西关中地区、甘肃兰州白银地区、新疆乌北与宁夏北部地区；常规能源的发电中心呈现水电在西（青海甘肃）火电在东（陕西宁夏），发电资源全网分布不均。而随着新能源、特高压直流的大力建设，西北电网自身负荷中心与发电中心（新能源装机主要分布在西部地区）呈现逆向分布特征、负荷与发电地理位置上的不匹配问题愈发突出。

2.3 西北区域促进新能源消纳的手段

随着新能源的迅猛发展，西北地区电源结构、电网结构发生重大变化。新能源大规模集中并网增加了电网的调峰、调频难度，局部地区系统调峰、供暖季电热矛盾等问题突出，电力辅助服务利益关系日趋复杂。为应对西北区域新能源消纳的现状，西北电网采取多种方式促进新能源消纳。

一是通过系统负备用提高本地消纳能力。西北电力系统已尝试将新能源纳入系统平衡中，并且除新能源外系统常年处于负备用状态^[15]，即开机常规机组最大容量常年小于负荷最大值。通过精准合理安排全网备用情况，利用电力电量平衡手段为新能源预留发电空间。2021 年全年，西北电网平均负备用 -885 万千瓦，最低负备用达 -2148 万千瓦，西北电网负备用成为新能源消纳实现新突破的决定性因素。

二是通过跨省调峰增加区域互济空间。从负荷特性分析来看，宁夏、甘肃、青海最高负荷出现在冬季，陕西最高负荷出现在夏季^[16]，各省之间在季节时间尺度上存在互补特性。西北电网各省资源互补、负荷特性的差异给实现跨省调峰提供了基础。西北调峰市场的基本理念为在利用省间调峰资源互补的基础上，调节调峰供求双方经济效益分配，给予调峰机组合理补偿，从而实现西北电网新能源积极消纳与调峰市场健康持续运行。

三是进一步提高系统外送能力。截至 2021 年底，西北电网已有 11 条直流投运，跨区外送电量共 2877 亿千瓦时，西北地区直流总最大外送容量达到 7000 万千瓦。目前，西北电网既是直流落点和外送省份最多的区域级电网，也是我国的第一大送端和电力资源输出区域级电网。2021 年西北全网可发电量 11813 亿千瓦时^[17]，而网内用电需求为 7982 亿千瓦时^[18]，有近三成的电量送至区外^[19]。

四是市场消纳手段逐渐发展。西北地区通过市场手段，激活了辅助服务市场的交易规模，进一步促进了新能源的消纳。市场自运行以来，平均每年提升西北电网新能源利用率达到 4.06%^[20]。截至 2022 年 5 月 22 日，西北区域调峰辅助服务市场交易电量规模达 300.05 亿千瓦时，且均为新能源电量，约占全社会用电量的比重的 5%。

2.4 高比例新能源接入下西北地区面临的新挑战

近年来，随着新能源占比的不断提高，电力系统的不确定性大幅上升，进而导致其平衡和安全稳定问题更加突出，对新能源、储能等并网设备的调节和支撑能力提出了更高的要求。另一方面，电力市场结构与市场机制依旧不完善，以储能、自备电厂等新型市场为主体参与的交易架构更加复杂，主要挑战包括以下五点。

一是系统同时面临上平衡与下调峰问题。中长期角度来看，冬夏两季新能源资源小、负荷大，且冬季火电需要大发以保证供热，故冬夏两季存在向上备用不足问题，导致电力供应紧张；日内角度来看，中午时分光伏出力大，超过低谷时段负荷增长与直流调峰之和，而系统向下备用不足，导致新能源弃电严重；晚高峰光伏小发时段出力不足，向上备用不足问题凸显，需要依靠跨区互济、调整直流出力等手段。同时，各省在不同季节、不同运行方式下也会存在其它备用配置问题。此外，西北电网水电占比较大，汛期水电基本退出调峰，此时全网存在调峰困难的情况。

二是新能源发电不确定性上升。到 2035 年，西北地区预测新能源装机规模将比西北电网最大负荷高出约 4.4 亿千瓦，即使考虑外送通道送电负荷，在新能源大发时刻，新能源出力仍要远大于负荷需求。经统计，尽管在 90%-95% 的情况下新能源出力波动在 10% 以内，但当新能源规模达到千万千瓦级乃至亿千瓦级时，即使考虑区域间新能源具备自然互补的特征，其波动百分比虽减小，但波动绝对值增大，其发电出力波动将达到百万千瓦至千万千瓦，且出力波动速率快，往往在数分钟乃至分钟级内完成装机容量 10% 左右的出力波动，对系统安全稳定运行造成巨大挑战。

三是市场结果后与市场机制不完善。西北地区近几年交易机制尚不完善，交易模式基本采用无法精确分割的物理电量交易，中长期交易的安全校核机制有待完善与提高，导致合同执行与安全运行的矛盾突显。合同的执行偏差损害发电企业利益，亟需完善和优化交易机制来对全局资源进行最优化配置，从而充分发挥电力市场的灵活性。

四是交易主体架构复杂，互有包含。西北地区具有较多的市场主体，既有以新能源机组、火电机组为代表的传统市场主体，又有诸如需求侧响应、储能、自备电网等新型主体参与电力市场，市场主体呈现多元化，为西北电力市场的建设带来巨大挑战。

五是外送交易发展较为缓慢。从西北在运的直流通道实际情况看，跨区输电通道的运营效率效益有待进一步提高。运行效率方面，受多种技术因素制约，2021 年，西北地区直流外送量为 2815 亿千瓦时，而直流通道外送能力为 7071 万千瓦，全年直流通道利用小时数（全年外送量 / 外送能力）仅约为 3981.05 小时。

3 西北地区高比例新能源的电力市场机制设计

“双碳”目标下，预计至 2030 年，西北新能源装机将达到 3.5 亿千瓦，相当于现有新能源机组的三倍，西北地区将面临前所未有的消纳压力。电力市场的运行方式将成为解决新能源消纳问题的关键。亟需根据西北地区的地域特点与新能源特征，因地制宜地对现有的电力市场机制进行升级与优化，构造一套面向高比例新能源的电力市场机制。通过“现货 + 辅助服务 + 容量”的系统性市场结构，形成以现货市场为基础，辅助服务市场为支撑，容量市场为保障的市场合力，通过市场化手段解决西北电网新能源消纳难题。

3.1 现货市场机制设计

3.1.1 现货市场在促进新能源消纳方面的作用

现货市场是电力市场体系的重要环节，对于电力市场的开放、竞争、有序运行起到了基础性的支撑作用，也是协调市场交易与保障系统安全的关键所在。电力现货市场是通过交易平台在日前及更短时间内集中开展的日前、日内至实时调度之前电力交易活动的总称，交易标的物包括电能量、辅助服务、发电权等。现货市场可以以集中出清的手段促进电量交易的充分竞争，实现电力资源的高效、优化配置；并发挥新能源边际成本低的优势和灵活的特点，促进新能源消纳。现货市场还能够为市场成员提供修正其中长

期发电计划的交易平台，减少系统安全风险与交易的金融风险；为电力系统的阻塞管理和辅助服务提供调节手段与经济信号。现货市场可以反映电能在时间尺度和空间尺度的稀缺性，以市场化手段推进需求侧响应，有效引导电网投资。**区域现货市场有利于促进电量交易充分竞争，实现能源在更大空间内进行地域性互补与资源优化配置，促进新能源充分消纳。**

3.1.2 西北地区现有现货市场的建设情况

西北区域具备一定的市场经验与市场基础。西北区域五省资源禀赋各异，互补性较强，在跨区域电力交易、区域内跨省交易、区域内省间互济交换、省内大用户直接交易等电力交易方面一定的经验。然而，西北区域电力市场仍处于初级发展阶段，市场主体参与意识还有待提高，市场的支撑技术和制度尚不成熟，因此**尚未开展现货电力市场的相关交易。**

3.1.3 区域现货市场两阶段建设路线

考虑到西北地区现有的电力市场发展阶段与发展基础，直接建设全电量竞争的电力市场难以调动市场主体参与竞争的积极性，预期效果有限。**为降低现货市场机制尚不完善时出现的价格波动、电网安全运行和用户用电安全的风险，在确保电力供需平衡和电网安全运行的基础上，报告认为西北地区应当分两阶段稳定、有序、有效地开展现货市场建设。**

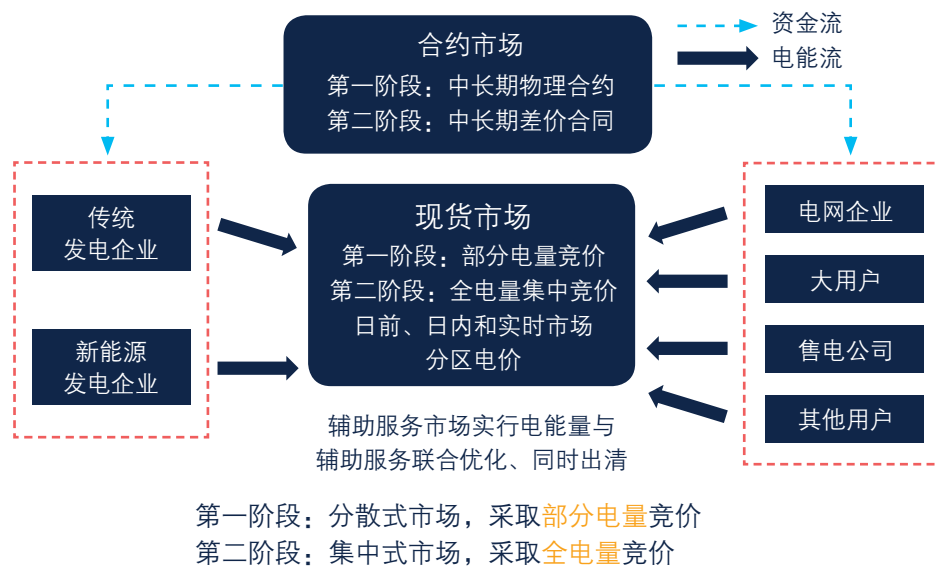


图6 西北现货市场组织模式及阶段路线图

第一阶段：部分电量竞价的分散式市场。在中长期交易市场中，以双边协商、挂牌、集中竞价的形式开展交易，签订物理合约，偏差电量通过现货市场的日前、日内和实时交易进行调节。初步开展分区电价机制，建立与现货市场相协调的中长期交易机制、调峰辅助服务市场机制，实现与全国统一电力市场的有效衔接。建立区域调度与交易机构的协调运作机制，完善监管和配套机制。

第二阶段：全电量竞价的集中式市场。中长期以金融合同（差价合约）为基础，现货市场实现全电量竞价；健全中长期交易、辅助服务等市场机制，逐步探索开展金融输电权、电力期货和衍生品等交易；完善辅助服务交易品种，开展有偿调峰、有偿调频、黑启动、有偿无功补偿等，适时开展容量市场建设。进一步完善分区电价机制和阻塞管理机制，推动形成完善市场监管配套机制。

表 1 两阶段市场的组织模式与参与方式

	第一阶段	第二阶段
市场模式	分散式	集中式
市场主体	发电企业、电网企业、售电公司	发电企业、电网企业、售电公司、符合条件的工商业大用户
现货市场	由日前、日内、实时市场组成	
	部分电量竞价	全电量竞价
中长期交易市场	物理合约	金融合约 开展金融输电权、电力期货和衍生品等交易
辅助服务市场	调峰辅助服务市场	完善辅助服务交易品种,开展有偿调峰、有偿调频、黑启动、有偿无功补偿等辅助服务
新能源交易机制	参与现货市场竞争,考虑配额制等激励保障机制	
电价机制	发电侧分区电价,售电侧统一电价	
出清方式	电能量市场、辅助服务市场联合优化、集中竞价,边际统一出清	

在机制设计方面，西北新能源装机比重大，发用侧市场主体类型多，通过在电能量市场优先调度新能源、新能源与火电机组发电权交易、新能源与大用户直接交易等方式，增加消纳空间；开展调峰辅助服务，激励火电机组灵活性改造，提高常规机组参与现货市场的积极性。

西北区域电能量现货交易包括日前、日内和实时三个阶段，以中长期分解计划交易为边界条件。日前市场形成日前交易计划，新能源和传统机组集中竞价、边际出清；日内市场滚动修正，优先新能源企业调整报价方案；实时市场保障实时电力平衡，根据电量偏差优先新能源上调出力、火电机组下调出力。此外，还要开展新能源与常规能源、自备电厂的发电权替代交易，以更清洁、低成本机组替代次清洁、高成本机组。火电机组为出让方，新能源机组为受让方，双方集中报价、撮合交易，按高低匹配进行市场出清。

3.1.4 市场监管机制及配套措施

考虑西北地区发电侧产业集中度较高，并且市场意识较差，对现货市场的建设提出了挑战，因此需要建立西北区域电力现货市场监管机制，对市场主体、电网企业和市场运营机构进行监管。

在组织体系方面，需要建立分级分层监管的组织体系，包括国家监管机构、区域监管机构、省级监管机构、省以下监管机构四个层次，明确各自职能，加强合作，避免职能重复和缺失。

在监管机制方面，需要建立包括市场力管理机制、信用管理机制以及信息披露机制在内的完整市场化行为监管机制。通过市场力管理机制，监测不正当竞争行为，完善事前、事中、事后监管机制；通过信用管理机制，监督交易中心对各市场成员进行信用评分评级；通过信息披露机制，对辖区内全部市场成员的信息披露情况进行监督，并对违规信息进行处理。

此外，还需要开展常规监管，包括电能质量监管、调度交易监管、安全监管以及针对市场干预和应急处理的监管和协助工作。建立市场干预机制，评估干预效果，对市场稳定性做出评价；建立应急处理机制，协助交易中心对交易进行有序削减，按照优先用电原则保障相关用户用电。

3.1.5 小结与建议

本节围绕促进新能源消纳的核心目标，对西北区域现货市场和监管机制提出了“分段建设、有序发展、促进消纳、规范监管”的总体思路。具体建议如下：

- 从分散式市场逐步过渡到集中式市场的分段路径；
- 建立全国统一电力市场下的西北电力现货市场，实现现货市场与辅助服务市场的有效衔接；
- 建设新能源参与的特色交易运营机制，在交易标的、市场构成、电价机制、出清机制方面促进新能源消纳；
- 建立完善的市场监管机制及配套机制。

3.2 辅助服务市场机制设计

3.2.1 辅助服务市场在促进新能源消纳方面的作用

辅助服务是指为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。通过建设和完善辅助服务市场，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完善。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、黑启动等多种服务品种。其中调峰辅助服务作为我国特有且主要需求的辅助服务品种，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^[21]。

3.2.2 西北地区辅助服务市场建设情况

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。市场规模持续扩大，市场效益逐渐凸显；截至 2022 年 5 月 22 日，西北区域调峰辅助服务市场交易电量规模达 300.05 亿千瓦时，且均为新能源电量，减排二氧化碳 4795.45 万吨、二氧化硫 2.58 万吨、氮氧化物 2.36 万吨。然而，目前仍存在新能源受阻主要集中在河西以西电网及午间大发阶段，新能源受阻时空分布不均；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；市场主体不丰富，市场份额有待进一步扩大；市场体系建设不完善，市场活力有待进一步激活等诸多亟待解决的问题^[21]。

3.2.3 辅助服务市场两阶段建设路线

为与西北区域电力市场的发展形势相适应，尤其是考虑到辅助服务市场与现货电力市场极强的相关性，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，应采取与现货市场建设相适应的建设模式，在确保电力供需平衡和电网安全运行的基础上，分两阶段开展辅助服务市场建设。

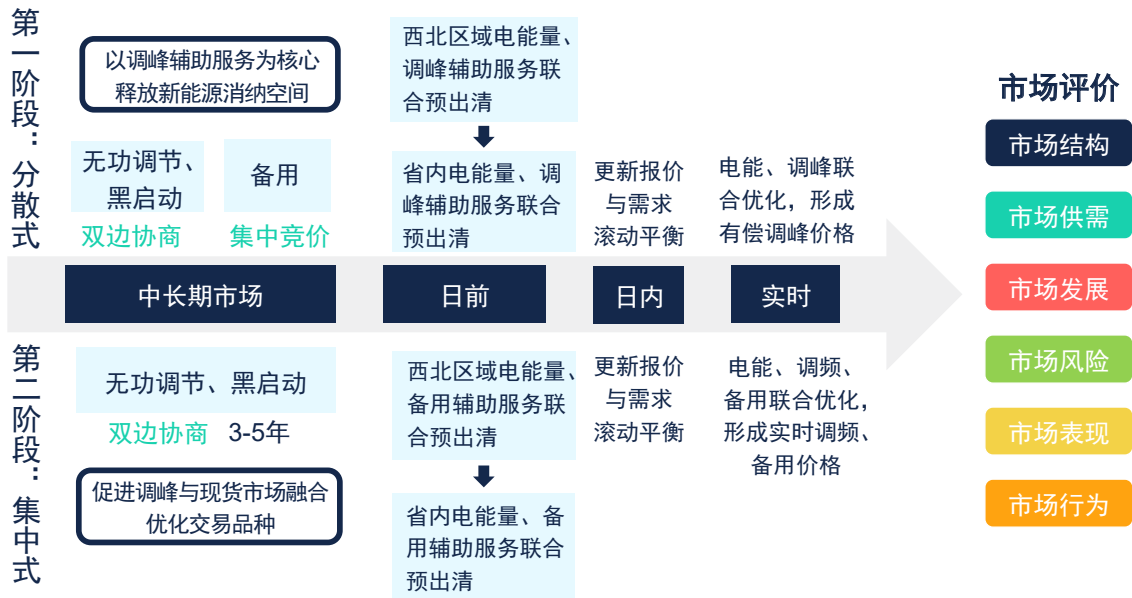


图7 西北区域电力辅助服务市场建设阶段图

（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，在市场初期应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^{[22][23]}，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。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（现货市场建设进入“全电量竞价的集中市场”建设的第二阶段），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。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。

3.2.4 辅助服务市场评价体系

判断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，需要一套科学、合理的定量和定性相结合的市场评价体系。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贡献。

首先，需要根据现阶段市场建设情况和进一步建设目标确立评价主题。评价主题是希望市场能达到的目标。评价主题可以指导市场规则制定和检验评价市场运营效果进而改进规则来形成闭环，同时指导指标体系的建立。依据西北区域电力辅助服务市场的现阶段建设情况，初步确立评价主题：西北区域电力辅助服务市场可显著促进新能源的消纳，提高新能源利用水平；与省级市场相比，在更大范围内实现资源优化配置，以价格反映供需关系，形成良好竞争性，有利于降低调峰成本，进一步降低新能源增发成本。

其次，需要依据科学原则建立评价指标体系。选取指标，要保证全面性，涵盖市场运营效果的各个方面^[24]，由此一级指标设置为市场结构、市场供需、市场表现、市场行为、市场发展和市场风险六个方面；保证协调性和实用性，每个方面先借鉴国内外电力市场常用指标，并结合市场数据和评价主题设置相关指标，构建指标素材和框架，再依据现阶段西北区域电力辅助服务市场的发展情况，设置特色指标以体现跨省资源配置、促进新能源消纳、细化供需关系、促火电灵活改造等评价主题。现阶段指标体系如下图。

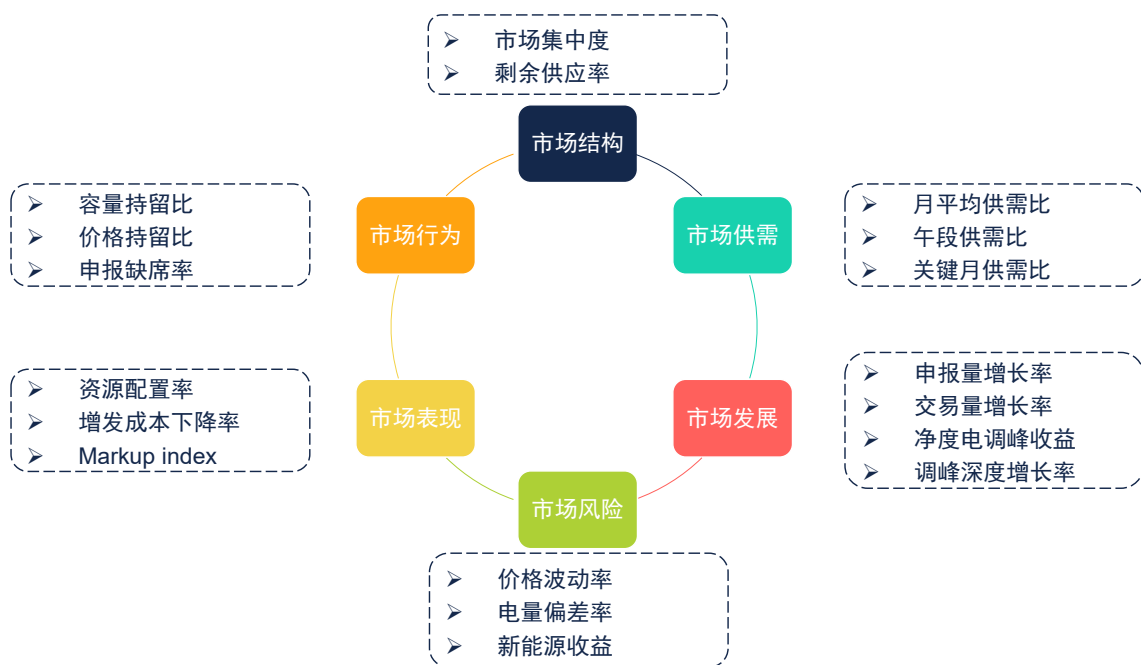


图 8 西北区域调峰市场评价指标体系

最后，依据指标体系特点和区域电力辅助服务市场这一评价对象特点确立综合评价方法。指标体系具有多层次多方面的结构特点，选择层次分析法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^[25]，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。

3.2.5 小结与建议

本节面向高比例新能源接入背景与新能源消纳目标，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、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。具体建议如下：

- 辅助服务市场应与电力市场发展相适应，分阶段进行、遵循“先区域，后省内”的模式；
- 明确用户参与辅助服务市场的定位，同时合理分摊辅助服务费用，将辅助服务成

本由发电侧有序传导到用户侧；

- ▶ 构架全国统一电力市场下的西北区域辅助服务市场，实现区域与省级、辅助服务市场与电能量市场的良好衔接；
- ▶ 完善辅助服务市场评价体系，全面合理反映市场运营效果

3.3 容量市场机制设计

3.3.1 容量市场在促进新能源消纳方面的作用

容量市场旨在为中长期内保障电力市场资源充裕度。通过容量市场供需竞争，发现可靠性容量、灵活性容量的市场价值，找到电力市场运行的均衡点，合理引导发电容量投资，实现新能源、传统火电与灵活调节资源协调发展。避免新能源机组的“搭车”现象，厘清新能源出力不确定性对电力系统运行造成的负面作用，理顺传统火电机组在保障电力系统供电可靠性的贡献，并通过灵活性容量市场理顺灵活性调节资源的市场价值，保障其收益与价值匹配，化解灵活性资源建设自主性不足的难题。由于当前西北地区的新能源装机容量已超过年最大负荷，因此**新能源高效消纳受制于系统灵活性的不足。由灵活性容量市场激励传统机组的灵活性改造以及灵活性资源的投资建设，可以起到提升西北区域新能源消纳能力的作用。**

3.3.2 西北地区容量市场建设情况

西北电网近年来风电、光伏等新能源快速发展，以 2021 年度数据为例，区域内新能源装机已达 1.43 亿千瓦，超过当年最大负荷 1.11 亿千瓦。然而新能源发电出力的波动性导致电力系统急需可靠性及灵活性资源。考虑到导致西北地区新能源消纳困境的两大因素分别为断面受阻与调峰受阻，其中断面受阻可以通过可靠性容量市场合理规划新能源的建设速度，调峰受阻可以通过灵活性容量市场提升系统灵活性，容量市场有望极大地缓解甚至解决西北地区的新能源消纳难题。但目前**西北地区暂未开启容量市场的相关建设。**

3.3.3 “可靠性 + 灵活性”双轨运行制容量市场建设路线

考虑到西北地区电力市场的现有建设基础，应当分阶段逐步完善具有西北特色的“可靠性 + 灵活性”双轨运行制容量市场。可靠性容量市场会对运行可靠性高的火电机组提供适量的补贴，在面向“双碳”的电力系统建设中，维持电力系统的安全稳定，使得系统平稳转型^[26]。同时，灵活性容量市场将激励高灵活性的资源投资建设^[27]，主要包括燃气机组、需求响应、储能等。

在容量市场建设的初级阶段，应当对符合系统标准的高可靠性机组和高灵活性机组提供固定容量补贴，以初步建立容量市场制度，并激励投资主体进行高可靠性机组和高灵活性机组的投资建设。同时，由于固定容量补贴机制实施简单，因此适合在市场建设初期推行。

在容量市场建设的成熟阶段，针对电力系统电力供应的可靠性需求，设立可靠性容量市场，保障用电高峰时段的可靠发电容量充裕度；针对电力系统爬坡能力的灵活性需求，设立灵活性容量市场，保障高灵活性需求时段的可靠爬坡能力充裕度。可靠性容量市场以及灵活性容量市场的市场机制如下：

（1）可靠性容量市场：

市场组织者根据未来 3-5 年西北区域年最大负荷的预测值、年最小负荷预测值、各可靠性等级的负荷预测值、可靠性容量价格帽、系统最低可靠性要求构建可靠性需求曲线，曲线形状如下图中红线所示。此外，市场组织者根据各机组运行参数，按照系统可靠性要求将各机组容量折算为等效带负荷能力，按照机组性能核定上报容量。将报价由低到高累积，形成可靠性容量报价曲线，如图中蓝线所示^[28]。

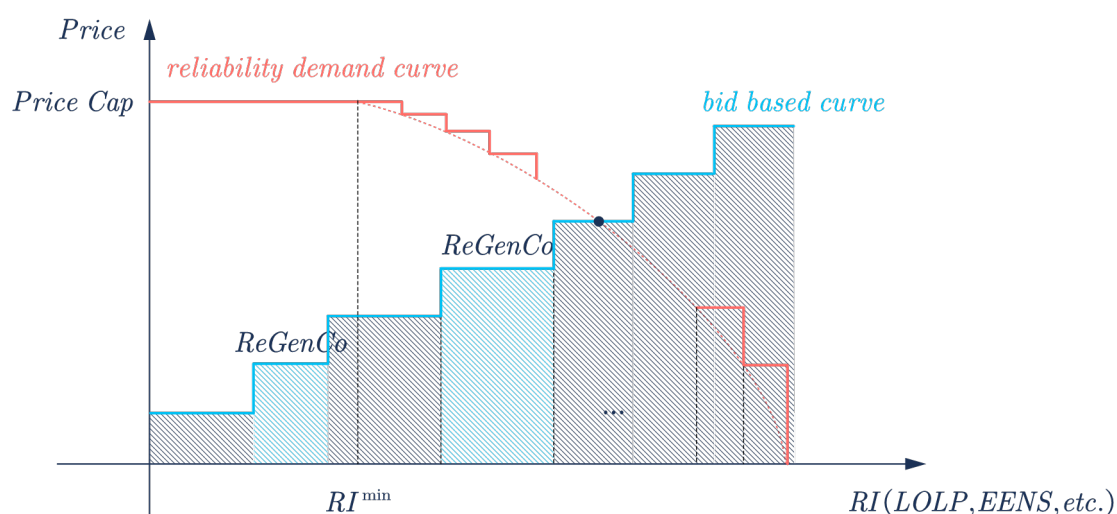


图 9 可靠性需求曲线与可靠性容量报价曲线

市场组织者在 3-5 年前组织容量市场统一拍卖，集中出清，以报价曲线与可靠性容量需求曲线的交点做为可靠性容量市场均衡点，并以此为可靠性容量市场边际价格进行结算，同时核算各发电机组中标容量。

(2) 灵活性容量市场

灵活性容量市场与可靠性容量市场中的商品有所不同。可靠性容量市场中的商品为发电容量，而灵活性容量市场中的“容量”指的是不是发电容量，而是发电资源的调节能力，即爬坡能力。因此，在进行市场主体灵活性容量核定时，将采用与可靠性容量核定不同的方法。

在灵活性容量市场主体容量核定过程中，针对预测的典型系统爬坡情景，进行连续时段出清，并从上爬坡能力、下爬坡能力、调节速率等多个维度核定各机组市场中灵活性调节资源（包括燃气机组、储能、需求响应等）的灵活性调节能力占比^[29]，进而确定灵活性容量市场中报价主体的灵活性容量。此种核定方法可综合考虑灵活性调节资源的基本运行成本、调节成本以及机会成本损失，进而在灵活性容量市场中进行补偿，使市场机制满足“激励相容”原理^[30]。

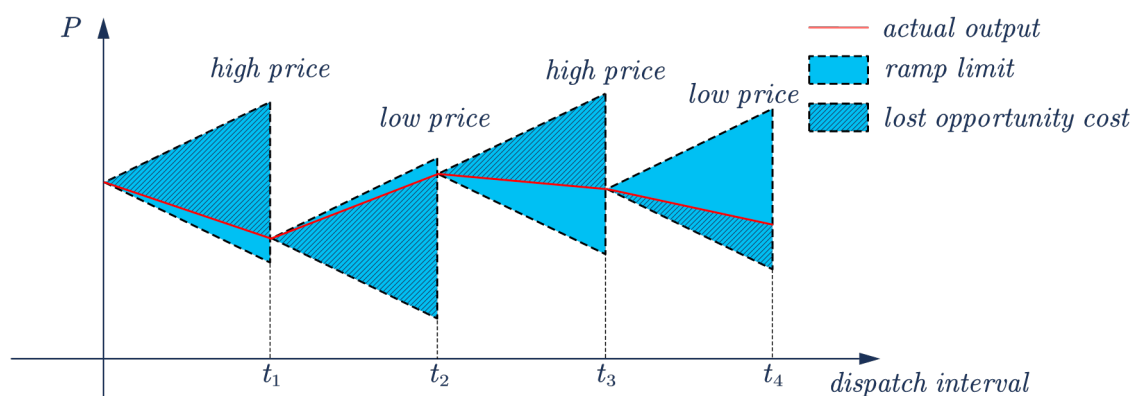


图 10 灵活性调节资源接受市场组织者调度时潜在的机会成本损失

相比较于现今 5 年以上的传统容量市场，由于系统的灵活性容量需求变化较快，建议灵活性容量市场以短周期开展，如以 1 年为评估周期，由市场组织者组织统一拍卖，集中出清。与可靠性容量市场的“保险”作用不同，灵活性容量市场更加强化其在收益补贴方面的作用，也即对灵活性调节资源的机会成本损失的补偿作用。针对灵活性调节资源的机会成本损失，美国电力系统运营商 ISO New England (ISO-NE) 在实时电力市场中采用考虑时间窗前后边界的多时段滚动出清技术，以求达到在实时电价中对灵活性调节资源的补贴。然而，西北电力市场尚处于建设初期，不适应这种复杂的实时电力市场出清方式。因此，采用灵活性容量市场完成补贴，即达到在不增加日前、实时电力市场出清计算压力的情况下，以灵活性容量市场完成对灵活性调节资源的补贴，接近或达到多时段前瞻滚动出清所能达到的效果。

3.3.4 小结与建议

本节面向西北电网保供与消纳的双重压力，提高系统可靠性与灵活性，充分指导电源规划，推动电力系统平稳转型，提出建立“可靠性 + 灵活性”双轨运行制容量市场。具体建议如下：

- 应同步建立可靠性容量市场与灵活性容量市场，保障系统容量充裕度与灵活性需求；
- 容量市场应与现货电力市场及辅助服务市场发展相适应，分阶段平稳过渡推进，

可采用固定容量补贴机制作为过渡方案；

- 市场组织者应提前规划并合理预计未来 3-5 年内的系统可靠性容量需求，保证可靠性容量市场的合理运行；
- 应将系统中多类灵活性资源加入市场分析中，并从多维度核定机组的灵活性调节能力；

4 建设全方位、多层次的电力市场

为在高比例新能源接入的背景下实现深度新能源消纳，除了传统的市场机制设计以外，更需**注重各市场之间的联系，充分把握政策合力，建设“纵向贯通，横向融合”的全方位、多层次电力市场**。其中，“纵向贯通”指全国、区域与省级各级市场之间应相互配合，做好衔接，既发挥好上层市场的统一调控作用，又体现出下层市场因地制宜的特点；“横向融合”既指同级的各个市场之间要相互融合，挖掘电能不同价值，充分实现资源配置；又体现在由原先单一的源侧市场主体向着“源荷储充”等多种市场主体的融合，通过新兴市场主体的参与挖掘系统隐藏的消纳潜力。

4.1 加快完善“全国 - 区域 - 省级”电力市场衔接方式

西北作为一个外送区域，和其他区域进行联合，涉及到全国范围内的市场运行。自电改以来，形成了以省（区）层面为重点的具有阶段性特征的电改政策体系。随着市场结构的变化，扩大电力资源配置将成为西北电网发展的关键；同时，在新能源飞速发展、极端气候冲击的背景下，追求更大的社会总福利与共同安全将成为西北电网的发展目标。要实现全国 - 区域 - 省级市场的衔接，不仅需要有完善的基础市场设计，还要兼顾不同行政区域之间的体制机制、做好政策衔接，进而推进全国统一电力市场的设计^{[31][32]}。

在区域电力市场与省内电力市场的衔接方面，要立足西北实际、尊重发展规律，坚持**区域电力市场和省区电力市场并重**；重点开展跨省区的电力市场化交易，促进省际壁垒的打破，以实现区域内资源的优化配置。西北地区的区域电力市场要与各省级电力市场进行协调，省级电力市场进行省内中长期交易、申请省间中长期交易，并进行平衡调度，将省间交易结果作为省内交易的边界条件。通过省间互济来保障本地区电力供应，并在满足本区负荷需求的前提下，确保电力安全可靠送出^[33]。

在区域电力市场与其他区域电力市场的衔接方面，要加强西北电网与其他区域市场的**相互耦合和有序衔接**，研究探索适应跨省跨区大范围市场运作的输电价格机制，以市场价格为导向逐步扩大统一市场交易范围。推动探索组建电力交易中心联营体，努力建立并完善协同运行机制。特别是需要合理构建适应外送的市场规则，合理限制外送过程中受收端的市场力，形成送受端“共赢”的市场格局。同时，推动多元市场主体参与交易，加强西北与其他地区在经济责任和价格形成机制等方面的动态衔接。

在区域电力市场与全国电力市场的衔接方面，西北地区富余的电能资源通过**全国统一市场进行跨区交易或区对省的交易**，在“统一市场、两级运作”的基础上，综合考虑各省具备开展现货电力市场的条件，并结合西北区域的源网结构与供需形势，将西北省内和省间中长期与现货交易以区域市场的形式进行集中优化。充分发挥西北资源互济互补、长期统一调度的优势，促进西北区域更多电量参加现货交易，逐步打破电力流动的省间壁垒。要规范统一市场基本交易规则和技术标准，建立依法规范、权责分明的管理体系和运营机制，加强信息共享，进而做好西北电力市场与全国电力市场的衔接，确保电力运行过程安全可控。

4.2 发展现货电能量市场与辅助服务市场联合出清

考虑到电能量和调峰、调频、备用等辅助服务存在耦合关系，为了充分还原辅助服务的价值属性，实现电力资源的全时段优化配置，应加快发展电能量与辅助服务市场联合出清。目前，制约西北新能源大规模消纳的重要因素之一为系统灵活性不足，煤电机组并未全面完成灵活性改造，负荷低谷时段压出力能力有限，造成了不必要的弃风弃光，在现有

独立运行的调峰辅助服务市场下，煤电机组的成本得不到准确的反馈，灵活性改造的动力不足。考虑到煤电机组在能源转型初期仍需承担“压舱石”地位，火电机组的灵活性改造仍将作为现期提升新能源消纳水平的主要方式。应以现阶段较为紧缺的调峰资源入手，开展电能量与调峰辅助服务联合出清，最大化挖掘系统的灵活调节能力。在不考虑新能源消纳指标的情况下，进行日前现货电能量市场的预出清，在存在弃风弃光时，开展调峰辅助服务与电能量联合出清，传统机组以最小技术出力为深度调峰基准，申报两段递减的调峰报价和三段递增的现货电能量报价，结算时按照统一边际电价形成调峰辅助服务价格，并根据电能量市场形成的节点边际电价计算火电机组调峰部分的机会成本，实现辅助服务与电能量的有序衔接。虚拟电厂、独立储能为代表的新型主体申报自身能量参数参与市场，以预出清结果作为基准计算调峰量。

后续随着传统火电机组灵活性改造基本完成及新型市场主体大规模参与后，调峰辅助服务与现货电能量市场融合，调频、备用辅助服务在现货市场中与电能量联合出清。

4.3 丰富电力市场主体的多样性

随着“双碳”目标下新能源装机的快速增长，电力系统的架构将从以火电为核心的传统架构逐步过渡为以新能源为核心、多种新型主体并存的新型结构。为适应高比例清洁能源并网运行的需求，需要丰富电力市场主体的多样性，充分挖掘不同市场主体参与电力市场的方式机制，发挥电力市场在挖掘各类调节资源中的重要作用。

在源侧，要鼓励以聚合商代理形式参与市场，促进分布式光伏有序发展。通过推动设立分布式能源代理商的新型市场角色，代理多个分布式发电资源参与市场交易，通过有效的市场手段提升光电的消纳水平，推动其参与电力市场化交易，促进分布式光伏并网消纳，完善市场组成，进一步提升市场效率。

在荷侧，要给予自备电厂需求响应主体地位，完善需求响应市场规则。自备电厂作为大工业用户下属分厂，由用户归属，作为需求响应资源主动参与调峰，发展绿色电力对燃煤自备电厂的替代，有利于鼓励自备电厂积极参与主网调峰，达成主体收益与系统新能源消纳的双赢局面。针对系统中的其他传统需求响应资源，要促进与发电企业同等的市场主

体参与到电力市场，纳入到各类市场交易的主体范围和交易规则中，通过合理的市场交易体系，促进资源的最优配置。

在储侧，要大力发展储能设施，促进储能大规模接入电网。尽快明确储能电站参与电力市场的独立主体地位，以现货电能量市场和调峰辅助服务市场作为试点，逐步扩展储能电站在调频辅助服务市场、容量市场中的参与能力。同时，随着储能电站的独立市场主体意识增强，可逐步降低储能电站的市场准入门槛，促进各类型、各产权的储能电站设施共同参与电力市场。从而促进储能电站在电源侧、电网侧和用户侧的多场景应用，有序促进储能与新能源协同发展，提升新能源消纳利用水平。

5 研究发现与政策建议

5.1 研究发现

(1) 西北新能源装机比例较大，系统同时面临保供与消纳压力

西北新能源装机预计在 2022 年达到 1.8 亿千瓦，装机比例达到 47%，超过火电成为全国首个新能源装机第一大电源的电力系统。在高比例新能源接入的背景下，系统同时面临腰荷时段的消纳与晚高峰的保供压力。考虑到系统保供的要求，系统运行的首要策略为保证高峰负荷需求，导致系统新能源消纳能力不足，新能源消纳同时面对断面受阻与调峰受阻的挑战。系统调峰能力远小于实际需求，午间弃电比例逐年增加。

(2) 西北地区市场主体组成形式复杂，亟待通过市场手段厘清运行关系

西北地区具有较多的市场主体，既有新能源机组、火电机组等传统电力系统中的市场主体；又有诸如独立储能、需求侧响应、整县光伏等新兴市场主体；还有自备电厂、电厂自备储能等市场主体地位尚不明确的市场参与形式；市场主体构成呈现多元化、复杂化的趋势，各类市场主体利益错综交织，“搭便车”现象明显，为电力市场的有序健康发展带来巨大挑战。

(3) “大送端”电网特性日益凸显，外送对消纳的影响越发重要

截至 2021 年底，西北电网已投运 11 条直流线路，直流总外送容量达到 7000 万千瓦，最大外送功率近 4000 万千瓦，跨区外送电量相当于全网用电需求的 37%，西北电网作为大送端的特性日益凸显并在全国电力资源配置中起到越发重要的作用。直流外送成为扩大电量平衡范围，促进新能源深度消纳的主要手段，外送交易的发展对西北地区的新能源消纳起到了越发关键的作用。

5.2 政策建议

(1) 建议分阶段完善西北电力市场架构

以促进新能源消纳和资源优化配置为核心，建立全时间尺度、全市场形式的市场机制。拓展现有的以电能量市场为主，辅助服务市场为辅的单一市场模式。首先针对电力市场基础与核心的现货电能量市场，提出采用两阶段的市场发展路线；其次针对与现货市场具有极强相关性的辅助服务市场，提出了以现货市场发展为基点与参照的两阶段发展路径；最后通过容量市场政策提供现货与辅助服务市场的市场资源保障。从而充分形成市场合力，形成面向新型电力系统的电力市场机制。通过市场之间的配合充分发挥新能源消纳能力，形成竞争充分、开放有序、高效运行、健康发展的市场体系，更好地反映电力商品的物理属性和时间、空间价值，促进资源优化配置，最大程度提升西北地区新能源消纳水平。

(2) 建议完善新型主体参与电力市场的方式机制

丰富以新能源为核心的多种市场主体参与电力市场的方式机制，充分推进新兴市场主体参与电力市场，提升电力系统的灵活调节能力。通过电源侧、电网侧、需求侧、储能侧等方面来推动电力系统的灵活调节能力提升，适应大规模新能源并网后的要求。推动源网荷储的互动融合，提升系统运行效率，充分发挥源荷储侧的消纳能力与调节能力，推广多方共赢的需求响应与可再生能源电力消纳协同模式，促进新能源就地消纳、应消尽消。应通过市场规则明确独立储能、需求响应、分布式光伏等新兴主体的进入市场方式与独立市

市场主体地位，通过价格机制合理有效疏导消纳成本，促进新型市场主体充分发展；并不断提高系统调度与控制水平以面对大范围新兴主体接入导致的小范围双向潮流问题。

（3）建议完善新能源外送机制，促进新能源在更大范围内消纳

构建以电网安全为基础，以新能源发展为原则，以电能供需为导向，以互补互济为手段，实现配套电源和富余电能相辅相成的西北外送交易体系。通过送受端签订相应合约等方式，建立与受端火电利用小时、上网电价相当的长期交易机制。富余电能外送环节，以新能源消纳为重点，充分利用省间输电通道，推进清洁替代，开展灵活调节交易。在满足系统安全稳定的前提下，逐步增加传输通道的新能源占比，逐步挖掘火电配套电源参与系统调峰的能力，通过各省多送端合作互补互济有效平抑配套新能源的随机性和波动性。

（4）建议充分参与全国统一电力市场建设，进一步打破消纳壁垒

充分发挥全国统一电力市场在统一规划、统一调度、统一管理方面的优势，完善区域市场与全国、省级市场的衔接机制。可以适时向中央提出建议，尽快出台全国统一电力市场建设细则，利用全国统一电力市场，打破“省为实体”的消纳壁垒，扩大电量平衡范围。利用各大区负荷曲线与能源禀赋的差异性，进一步扩大各大区之间的互济能力，提升直流外送通道的坚强性，有效实现外送通道传输功率的动态变化与实时翻转。充分促进西北地区富裕新能源资源在区域间或全国范围内实现优化配置，实现新能源的进一步消纳。

参考文献

- [1] 中国能源报. 西北电网新能源最大出力突破6000万千瓦[EB/OL] (2022-03-07)[2022-08-07]. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2022-03/07/content_25906645.html.
- [2] 中国能源网. 西北电网新能源日发电量首破10亿千瓦时大关[EB/OL] (2022-03-31)[2022-08-07]. <https://www.china5e.com/news/news-1132096-1.html>.
- [3] 北极星电力网. 西北五省/区,“十四五”电力能源目标这么干! [EB/OL] (2022-06-06)[2022-08-07]. <https://news.bjx.com.cn/html/20220606/1230490.shtml>.
- [4] 国家电网报. 国家电网有限公司西北分部: 积极担当作为 推动构建新型电力系统[EB/OL] (2021-08-19)[2022-08-07]. <http://www.chinapower.com.cn/zk/zjgd/20210820/96843.html>.
- [5] 全国新能源消纳监测预警中心. 2021年四季度全国新能源电力消纳评估分析[EB/OL] (2022-03-15)[2022-08-07]. <https://mp.weixin.qq.com/s/pNXjOog4mf4m4V5e90rnXQ>.
- [6] 国家能源局. 2016年西北区域新能源并网运行情况通报[EB/OL] (2017-01-19)[2022-08-07]. http://www.nea.gov.cn/2017-01/19/c_135996630.html.
- [7] 《国家电网》.【特别策划·实践】西北分部: 破解难题促绿电消纳[EB/OL] (2022-06-16)[2022-08-07]. http://www.indaa.com.cn/zz/gjdwzz/gjdwzz202206/202206/t20220616_503134.html.
- [8] 国家电网报. 国网: 提升新能源消纳水平, 助力新型电力系统建设[EB/OL] (2022-04-19)[2022-08-07]. https://www.sohu.com/a/539332814_734062.
- [9] 中国电力网. 西北电网电力外送规模持续扩大[EB/OL] (2022-07-06)[2022-08-07]. <http://www.chinapower.com.cn/dww/zhxw/20220706/157121.html>.
- [10] 国家电网报. 西北电网新能源日发电量超10亿千瓦时[EB/OL] (2022-03-31)[2022-08-07]. <https://news.bjx.com.cn/html/20220331/1214398.shtml>.
- [11] 中华人民共和国国务院.《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》: 到2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上[EB/OL] (2021-10-24)[2022-08-07]. <https://finance.sina.com.cn/china/gncj/2021-10-26/doc-iktzqtyu3657932.shtml>.
- [12] 中国新闻网. 西北地区风能、太阳能技术可开发量超10亿千瓦[EB/OL] (2022-03-15)[2022-08-07]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1711693812446983986&wfr=spider&for=pc>.

- [13] 国家电网报. 西北区域调峰辅助服务市场 交易电量超300亿千瓦时[EB/OL] (2022-05-26)[2022-08-07].<http://211.160.252.154/202205/26/con-81405.html>.
- [14] 中国电力报. 西北电网用电负荷、外送电力创新高[EB/OL] (2022-07-10)[2022-08-07]. https://xw.qq.com/cmsid/20220721A0720P00?pgv_ref=amp.
- [15] 国家电网报. 西北电网利用备用实现新能源消纳新突破[EB/OL] (2018-02-06)[2022-08-07]. <https://news.bjx.com.cn/html/20180206/879116.shtml>.
- [16] 全国能源信息平台. 各省用电最高负荷情况一览 (截至2020年11月) [EB/OL] (2020-11-23) [2022-08-07]. <https://www.163.com/dy/article/FS43U13J05509P99.html>.
- [17] 国家统计局国家数据网. 数说-2021年我国六大区域发电量数据[EB/OL] (2022-02-09)[2022-08-07]. https://www.sohu.com/a/521633629_249929.
- [18] 电网头条. 国网经营区域各省(区市) 2021年用电量出炉[EB/OL] (2022-01-19)[2022-08-07]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1722377946656056040&wfr=spider&for=pc>.
- [19] 国家统计局国家数据网. 数说-2021年我国六大区域发电量数据[EB/OL] (2022-02-09)[2022-08-07]. https://www.sohu.com/a/521633629_249929.
- [20] 国家电网报. 西北区域调峰辅助服务市场 交易电量超300亿千瓦时[EB/OL] (2022-05-26)[2022-08-07]. <https://news.bjx.com.cn/html/20220526/1228153.shtml>.
- [21] 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.
- [22] 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.
- [23] 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.
- [24] 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.
- [25] 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.
- [26] 王睿, 刘瑞丰, 刘庆, 贺元康. 典型发电容量市场模式及其实施效果评价研究[J]. 价格理论与实践, 2020(09): 56-59+178.
- [27] 武昭原, 周明, 王剑晓, 夏清, 李庚银. 激励火电提供灵活性的容量补偿机制设计[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(06): 43-51.
- [28] Hobbs B F, Hu M C, Iñón J G, et al. A dynamic analysis of a demand curve-based capacity market proposal: The PJM reliability pricing model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(1): 3-14.
- [29] Opathella C, Elkasrawy A, Mohamed A A, et al. A novel capacity market model with energy storage[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 10(5): 5283-5293.
- [30] 夏清, 杨知方, 赖晓文, 张媛, 向明旭, 孟繁林. 基于分时容量电价的新型电力现货市场设计[J]. 电网技术, 2022, 46(05): 1771-1779.
- [31] 张森林, 卢智. 关于全国统一电力市场框架体系的思考[J]. 中国电力企业管理, 2021(01): 49-52.
- [32] 郑亚先, 杨争林, 冯树海, 曾丹. 碳达峰目标场景下全国统一电力市场关键问题分析[J]. 电网技术, 2022, 46(01): 1-20.
- [33] 吴悦, 马志程, 周强, 张彦琪, 袁晖. “双碳”背景下, 西北地区构建新型电力系统的挑战与建议[J]. 中国能源, 2021, 43(08): 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