



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



专题报告

大力提升电力系统灵活性 促进西北新能源高比例发展

电力圆桌项目课题组

2023年8月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）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“围绕中心、服务大局，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。



中国能源研究会双碳产业合作分会是中国能源研究会分支机构，由中国能源研究会碳中和产业合作中心改组而成，分会前身碳中和产业合作中心成立于2021年11月。分会的基本定位是双碳产业领域的合作交流服务平台，发挥桥梁纽带作用。分会自成立以来，一直在中国能源研究会的领导下，始终以推动落实国家“双碳”战略目标为宗旨，以促进双碳产业广泛深度合作为己任，本着共创市场、共享资源、共同发展的理念，与有关政府机构、企事业单位、学术团体、国际组织广泛联系、密切合作，积极推进“双碳”目标下的产业合作、政策研究、路径探讨、标准制定、交流等活动工作。分会秘书处挂靠单位为中国能源网。



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。

大力提升电力系统灵活性 促进西北新能源高比例发展

Vigorously Enhance the Flexibility of the Power System to Promote the High Proportion of Renewable Energy Development in Northwest China

课题负责人

黄少中, 中国能源研究会双碳产业合作分会主任

报告撰写人

张葵叶、孙沛、丁涛、汤泰、张雨津、张洪基、于立东、李雨田

鸣谢

特别感谢西北电力设计院、西安交通大学、中国能源网研究中心
对本项目研究的大力支持。

2023年8月

目录

摘要	3
1、西北地区新能源发展概况	7
1.基本情况	7
2.面临的形势与问题	8
2、西北地区电力系统灵活性现状	9
1.火电灵活性改造	9
2.水电灵活调节能力	9
3.抽水蓄能规模	10
4.电化学储能规模	10
5.可调节负荷规模	10
3、西北地区提升电力系统灵活性遇到的问题与挑战	11
1.灵活性资源成本居高, 疏导不畅	11
2.跨区域输电通道灵活性及互济不足	13
3.市场调节资金来源和规模受到限制	13
4.储能利用率与经济性不足	14

4、西北地区电力系统灵活性提升路径分析	15
1.提升灵活性的方法路径	15
2.提升灵活性的推荐路径	18
5、西北地区提升电力系统灵活性的成本疏导机制探讨	23
1.电源侧灵活性提升的成本疏导	23
2.电网互联互通的成本疏导	24
3.需求侧响应的成本疏导	25
4.储能侧灵活性资源的成本疏导	26
6、西北地区提升电力系统灵活性的政策建议	27
1.深度挖掘电源侧的多种能源品种的灵活性	27
2.发挥电网侧的大范围灵活性配置资源能力	27
3.进一步激发负荷侧的灵活调节能力	28
4.合理规划并发挥储能侧的灵活性	28
5.综合施策提高电力系统灵活性能力	28
参考文献	29

摘要

一、研究背景

西北风光资源丰富，近年来保持高速增长态势，新能源已成为西北电网第一大电源，使其成为国内新能源发展最快、占比最高的区域电网。目前，西北地区新能源发展已经取得了显著的成绩，但同时也面临着一些挑战，例如电力电量平衡由确定性向概率性转变、系统灵活性资源短缺而灵活调节需求大幅增加等。为此，中国能源研究会双碳产业合作分会在自然资源保护协会的支持下开展了《大力提升电力系统灵活性促进西北新能源高比例发展专题研究》，重点围绕如何大力提高电力系统灵活性，促进西北新能源高比例发展相关问题进行深入研究分析，形成政策建议，为西北地区能源转型、实现双碳目标提供有力支撑，为全国能源转型提供参考借鉴。

二、研究内容

（一）西北新能源装机容量和消纳能力都有显著增加

2022年，西北新能源装机规模达到15898万千瓦（其中风电8309万千瓦、光伏7589万千瓦），占西北各类电源总装机的45.2%（风电、光伏装机比例分别为23.69%和21.5%）。

在新能源装机快速增长的同时，新能源消纳也取得了长足的进展。西北新能源利用率自“十三五”以来持续提升，2022年新能源利用率达到95.52%，西北电网新能源消纳任务完成率100%，关键指标实现连续六年“三提升”。新能源发电量2554亿千瓦时（其中风电1560亿千瓦时、光伏994亿千瓦时），占西北各类电源总发电量的23.56%，区域电网首位，实现新能源关键指标27次创历史新高。

（二）西北地区电力系统灵活性提升面临多重挑战

灵活性资源发展成本居高。常规火电改造推进滞后，抽蓄等灵活调节电源建设缓慢，且存在成本疏导和生态环境风险，清洁能源可提供灵活性资源不确定性强，导致灵活性资源供应结构问题突出。

跨区域输电通道灵活性及互济不足。电网侧灵活性资源种类少、技术要求高，特高压直流通道一定程度上参与受端区域调峰，但调节频次和幅度基本固定，且基本未考虑送端调峰需求。

负荷侧资源参与系统调节的相关机制及基础设施不完善。负荷侧灵活性资源潜在类型多，但受价格、激励机制、基础设施约束，实施规模偏小，实现方式相对单一；实时电价机制尚未建立，现行峰谷电价难以充分引导用电行为；需求侧响应基础设施仍未全面普及，“虚拟电厂”等新型用能和调节方式尚处于试点示范阶段。

储能利用率与经济性不足。西北地区在规划新能源的同时也配置了大量的储能资源，但储能“建而不用”问题突出。主要原因在于粗放式建设导致的安全、技术以及建设流程等不满足标准和规定，从而导致停运；同时缺乏成熟的盈利模式，进而导致储能电站利用率和经济性都处于较低水平。

市场调节资金来源和规模受到限制。从市场运行的连续性和市场整体收益方面看，负荷侧市场交易距未来需求还存在差距。当前，西北地区市场收益的资金主要来源于政策补贴、新能源机组或未参与调节机组，因此资金池具有上限，一旦资源池用完，市场交易将难以为继，也使得负荷资源和发电资源形成了零和博弈，从长远角度不利于激励整个系统的灵活性提升。

（三）西北地区电力系统灵活性提升的成本疏导机制设计

- 设计容量补偿与容量市场机制，完善辅助服务市场机制，全面发挥火电机组保障系统稳定及消纳新能源的作用；面向新能源设计可信容量提升的灵活爬坡产品。
- 完善跨省跨区电能交易机制，充分利用西北电网调峰资源，实现水火风光打捆发展；建立跨区备用共享机制，对区域内备用资源统一安排、分省配置、集中监控、全网共享，高效利用各省内闲置备用资源。
- 进一步拉大峰谷分时电价比例，适时建立深谷电价机制，并加强电价机制与电能量市场机制的衔接；完善需求侧响应激励机制，适时建立需求响应市场；在容量机制建设相对成熟后，吸纳需求侧资源主体增加容量裕度。
- 合理拉大峰谷价差提升储能盈利空间，分阶段放开储能参与电能量市场的门槛；考虑抽蓄、新型储能的容量补偿与容量市场参与机制，明确储能在容量市场中的角色定位，并设计储能的容量机制参与方式；完善面向抽蓄的调峰补偿机制。

三、政策建议

深度挖掘电源侧的多种能源品种的灵活性。提高火电灵活性改造盈利稳定性预期；发挥龙头水电作用、优化流域梯级水电联合调度，探索新能源参与系统调节方式、实现风光水互补发展。

发挥电网侧的大范围灵活性配置资源能力。提高跨区输电通道运行方式灵活性，打破省间交易壁垒；探索送受端协同调峰与系统运行的方式。

进一步激发负荷侧的灵活调节能力。通过价格机制调动需求侧资源参与系统调节的长效激励机制，实现需求响应的常态化运行。

合理规划并发挥储能侧的灵活性。将储能纳入电力与电网发展统筹规划，统筹电网、抽水蓄能和电化学储能发展，合理确定发展规模、设施布局、接入范围和建设时序，纳入电网发展规划并滚动调整。

综合施策促进多种灵活性的提升。衔接配合不同典型市场之间的交易机制，提高灵活性资源的跨时空配置效率，释放电力系统多时间尺度和多空间尺度的灵活性能力。

西北地区新能源 发展概况

在“双碳”目标的指引下，高比例新能源将成为未来我国电力系统的必然发展趋势和重要特征。西北地区新能源发展已经取得了显著的成绩，但同时也面临着一些挑战，需要识别挑战、探索相应的解决方案。

1. 基本情况

我国的西北地区拥有丰富的风光资源，近年来保持高速增长态势。西北电网范围内新能源已成为第一大电源，使其成为国内新能源发展最快、占比最高的区域电网。如图1所示，2022年，西北新能源装机规模达15850万千瓦（其中风电8309万千瓦、光伏7589万千瓦），占西北各类电源总装机的45.2%（风电、光伏装机比例分别为23.69%和21.5%）。在新能源装机快速增长的同时，新能源消纳也取得了长足的进展。西北新能源利用率自“十三五”以来持续提升，2022年新能源发电利用率达95.52%，西北电网新能源消纳任务完成率100%，关键指标实现连续六年“三提升”。新能源发电量2554亿千瓦时（其中风电1560亿千瓦时、光伏994亿千瓦时），占西北各类电源总发电量的23.56%，居区域电网首位，实现新能源关键指标27次创历史新高。“十四五”期间，西北地区规划新增4回直流通道配套新能源规模4600万千瓦，在运通道新增大基地新能源规模2350万千瓦。

目前西北地区新能源发展已经取得了显著的成绩，但同时也面临诸如电力电量平衡由确定性向概率性转变、系统灵活性资源短缺而灵活调节需求大幅增加等挑战。对西北地区电力系统灵活性提升的方法路径研究，将为完善我国新型电力系统建设贡献重要价值。

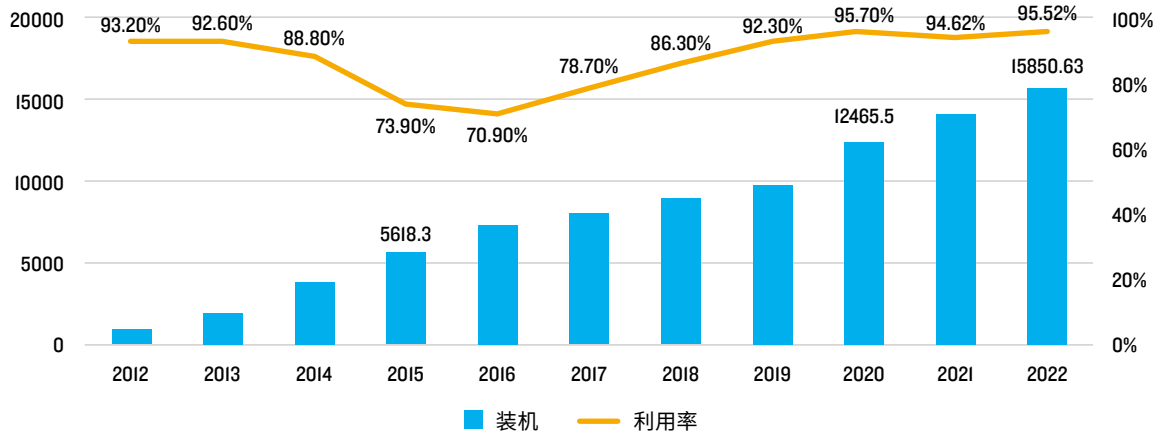


图1: 西北电网2012-2022年新能源发电装机与利用率变化情况

2. 面临的形势与问题

以煤电为主的传统电力系统中，新能源装机占比较低，电力负荷的不确定性也相对较低，因此维持电力系统功率平衡、保障系统安全稳定运行的问题通过增加可控电源装机的方式就能够得到解决。但随着集中式和分布式新能源大规模并网，电力系统源、荷两端都呈现出高度不确定性，电力系统的稳定运行机理变得更加复杂，高比例新能源电力系统的整体特征发生巨大改变，主要体现在以下三方面：

一是新能源出力的不确定性和波动性造成了电力系统在不同时间尺度和空间尺度上的电力电量不平衡问题愈加凸显，电力电量平衡由确定性向概率性转变；

二是未来新能源将逐步从集中式为主的发展方式转变为集中式、分布式并举，系统中传统的电能消耗者也可能成为电能的提供者，即产消者，电力系统将变得更加扁平化，配电系统从放射状变为多电源结构，源、荷界限也将更加模糊；

三是系统灵活性资源短缺而灵活调节需求大幅增加，应对持续增加的不确定性已成为当前和未来电力系统的主要挑战，系统的安全可靠运行需要充分调动“源网荷储”各类资源的灵活性，才能保证系统在供给或需求发生变动时及时做出反应。

2 西北地区电力系统 灵活性现状

西北地区电力系统灵活性可从火电灵活性改造、不同时间尺度下的水电调节能力、电化学储能配置情况、可调节负荷情况等方面进行挖掘。

1. 火电灵活性改造

截至2023年4月底，西北电网火电装机1.61亿千瓦，网内火电灵活性改造规模达9617万千瓦，全网公网火电最大调峰能力7661万千瓦。西北电网已启动2023年火电灵活性改造深化年工作安排，将力争2025年公网主力火电机组平均深调能力达到25%。

2. 水电灵活调节能力

通过采取“丰年送、枯年购”策略，平抑龙头水库上游来水近50%的水量波动；2020-2021年完成龙羊峡汛限水位由2588米提升至2594米，成功应对黄河连续三年来水特丰现象；2022年，度夏关键时期每日增发水电6300万千瓦时；通过发挥大水库逆周期调节作用，确保黄河连续20多年不断流。

3. 抽水蓄能规模

截至2023年4月，西北地区核准在建抽水电站规模达到1780万千瓦，“十四五”期间将建成投产260万千瓦，其中新疆阜康120万千瓦抽蓄电站首台30万千瓦机组已经并网，陕西镇安140万千瓦抽蓄电站即将投产，以上两座抽蓄电站建成后可有效助力西北地区电力系统消纳新能源。

4. 电化学储能规模

截至2023年4月底，西北五省（区）电化学储能装机322.9万千瓦。以接入电力系统位置来看，电网侧152.8万千瓦，占比47.3%；电源侧170.1万千瓦，占比52.7%。截至2023年4月底，全网储能最大放电电力可达140万千瓦，最大充电电力132万千瓦。

5. 可调节负荷规模

截至2023年4月底，通过“源网荷储协同互动智能调控平台”（I-GDP），已累计接入电动汽车、充电桩、高载能等可调节负荷1300万千瓦。

3 西北地区提升电力系统 灵活性遇到的问题与挑战

1. 灵活性资源成本居高, 疏导不畅

(1) 火电深度调峰

30万千瓦和60万千瓦纯凝汽式火电机组最小稳定出力由50%降至30%的改造成本在125元/千瓦左右；对于30-60万千瓦的大型热电厂，热电解耦需配置2万-7万立方米的储热罐，投资成本一般为4000-8000万元，按热电解耦后机组供热工况下最小出力由80%降为50%折算，提供向下灵活性的改造成本为444元/千瓦。

在低负载运行状态下，机组供电煤耗和污染物排放明显增加。超超临界机组负荷从50%下调到40%额定负荷运行，供电煤耗将增加约14克/千瓦时，从40%降低到30%额定负荷运行，供电煤耗将增加20克/千瓦小时左右。

(2) 电化学储能

发展电化学储能的所需成本主要包括建设成本、运营成本和资金成本。其中，由于电池费用占设备费用的三分之二或以上（铅酸电池费用占比稍低），因此电池的类型选择对储能电站的成本影响较大。

电池作为整个电化学储能系统中的核心组成部分，是储能系统后续降本的重要渠道。目

前，电池类储能度电成本由低到高依次为锂离子电池、液流电池、钠硫电池和铅酸电池。2022年我国磷酸铁锂电池储能的中标价格大多集中在1.2-1.7元/千瓦时。据有关机构测算，2022年全球电化学储能EPC成本约为261美元/千瓦时（折合人民币约1.66元/千瓦时），预计2025年将降至203美元/千瓦时（折合人民币约1.29元/千瓦时）。

(3) 抽水蓄能

发展抽水蓄能的所需成本包括初始投资成本、年度运维成本等。抽水蓄能电站基础设施可使用年限超过50年，在运行过程中因为零件老化等原因需要替换部分零件，一般运营7300次需要替换一次。抽水蓄能机组的实际年充放电次数一般高于400次/年，放电深度可达100%，储能循环效率约为75%。

抽水蓄能机组的初始投资成本(包括建设及购买设备成本等工程投建初期的一次性投入)约为6元/瓦。抽水蓄能电站相比其他储能方式所需的维修保养成本更高，每年运维成本在0.05-0.08元/瓦。综合上述计算结果，抽水蓄能储能度电成本约为0.31元/千瓦时。

(4) 可调节负荷

电力用户参与调节的主要成本包括管理成本、设备投资成本、设备运维成本、缺电成本。负荷侧用户类型较多，设备差异性较大，其参与调节的成本往往只能以“一户一测”的方式单独测算。

综合来看，不同配置形式的可调节负荷建设成本各异，以分布式电源为主的，单位容量投资成本在1500-2500元/千瓦左右；以独立储能系统为主的，单位千瓦的投资成本在1000元以上；以充电站为主的，单位千瓦建设成本在2000元以上；而单纯以可控负荷响应需求的，城市建筑类投资相对较小。

(5) 市场机制不健全

目前的新能源中长期合同签约比例、曲线签订及分解原则、参与现货交易申报方式、偏差处理与结算等适应新能源发电特性的电力市场交易机制尚不健全。新能源特别是中西部风光清洁能源基地跨省跨区交易电价机制不尽合理，没有充分考虑风光水储一体化项目、送受两端的供需特点，造成送受端电价“倒挂”，影响开发积极性。

2.跨区域输电通道灵活性及互济不足

(1) 直流控制区运行模式

交直流联合运行的方式主要有“交流电网分区+直流点对点互联”、“交流电网分区+直流多端/成网后嵌入交流电网”、“交流电网分区+直流多端/成网后独立于交流电网运行”三种，在提升现有通道灵活性上具有不同程度的利用价值和经济性。

(2) 跨区备用支援

2022年，西北电网新能源日波动最大达6096万千瓦，最大波动率42.6%，约等于西北两个最大用电负荷省（区）的总和。未来随着新型电力系统的发展，新能源装机进一步增长，跟踪新能源波动将成为电网调节的首要任务，调节备用能力不足使得冬季供热期间弃风弃光严重。同时，目前电网互联互通水平尚不能完全满足新能源外送需求，联络线传输计划和省网发电计划的制定与新能源跨区消纳需求不相适应，省间壁垒严重。

从地理位置考虑，我国西北地区新能源资源丰富，但负荷体量和调节备用能力显著不足，我国中部和东部沿海地区经济发展态势良好用电需求大，我国西南地区水电资源丰富调节能力强。如能充分利用不同地区负荷特性和资源禀赋的差异性，统筹协调多区域灵活性机组的备用能力，弥补新能源高发地区应对新能源不确定性的备用不足问题，将显著释放新能源消纳潜力。随着我国特高压交直流互联通道的建设和电力市场化改革的推进，跨省跨区备用共享也将是解决新能源高比例地区备用不足问题的可行思路。

3.市场调节资金来源和规模受到限制

从市场运行的连续性和市场整体收益方面看，负荷侧市场交易距未来需求还存在差距。当前，西北地区市场收益的资金主要来源于政策补贴、新能源机组或未参与调节机组，因此资金池具有上限，一旦资源池用完，市场交易将难以为继，也使得负荷资源和发电资源形成了零和博弈，从长远角度不利于激励整个系统的灵活性提升。

预计在未来，新能源电源的间歇性需要大量可调的负荷资源来平衡，市场运行有可能出现电能成本低、辅助成本高的形态，基于现有实时电价理论定价得到的电价信号不能反映出新能源与系统灵活性资源的平衡，故未来的电价定价理论需要进一步完善。

4.储能利用率与经济性不足

截至2022年底，全国已有近30个省份出台了“十四五”新型储能规划或新能源配置储能文件，但储能“建而不用”问题突出。当前，西北地区共建有电化学储能设施322.9万千瓦，新能源配储规模一般要求不低于装机规模的10%（甘肃除河西地区以外地区要求配储规模不少于装机规模的5%），连续储能时长要求在2小时以上。目前新能源配储至多弃电期间一天一充一放运行，个别项目存在仅部分储能单元被调用甚至出现基本不调用的情况。

就储能设施的利用率而言，当前西北地区储能设施的利用率主要受计划停运和非计划停运两个方面因素的影响。粗放式建设和安全技术以及建设流程不满足相关标准和规定是储能电站利用率低的原因之一。同时由于夏季部分月份现货市场电价价差过低，部分运营单位认为无盈利空间，选择主动停止储能参与现货市场服务，也导致了部分储能设备的计划停运。另一方面，目前储能只有峰谷电价差有相对明确的计算方式，缺乏成熟的盈利模式，也是导致储能电站大量闲置的重要因素。

4 西北地区电力系统 灵活性提升路径分析

电力系统调度运行方面的灵活性提升，可从电源侧、电网侧、用电侧、储能侧等方面寻找路径。

I. 提升灵活性的方法路径

(I) 电源侧

① 积极开发水电

提升水电灵活调节能力，积极协同水利主管部门，建立“水量能总控、电量可调节”的运行格局。在汛期，通过新能源预测，指导水电提前预留调节库容，当调节库容有富余时，可调节其水位与风光进行互补。在非汛期，根据风、光出力特点调整水电调度策略，起到“虚拟储能”的作用，当风光发电量较大时期，水电放缓水库消落的速度，甚至进行蓄水；当风光发电量较小时，水电加快水库消落的速度，以达到增加水电发电量的目的。在满足新能源消纳需求的同时，还需注意防洪、灌溉、供水、生态等水电站综合利用任务对水电站发电尤其是调峰能力的影响。

② 火电灵活性改造

火电灵活性改造是系统视角下的电源侧最经济的提高系统调峰能力的措施，纯凝机组改

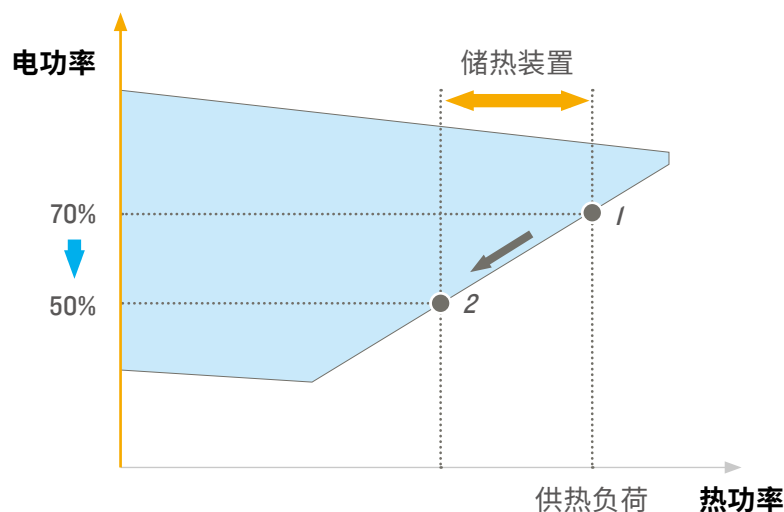


图2：供热机组储热改造示意图

造后最小技术出力可降至30%-35%。热发电机组可通过储热装置实现供热期的热电解耦，最小技术出力可降至40%-50%，见图2。

③ 新能源出力稳定性提升

电力系统通过发、输、用三个环节消纳新能源的发电量，三个环节共同决定了消纳新能源的成本。一方面，大量的弃电将导致系统接纳新能源电量减少，新能源的度电成本上升。而另一方面，提升网架的输送能力和系统的调峰能力可以有效促进新能源的消纳。然而，随着这两者能力的不断增强，它们对减少弃电率的边际效果逐渐减弱。过度提升这些能力所需的新增投资将大于减少弃电量所带来的收益。系统存在一个经济最优的弃电率，如图3所示。从新能源可信容量的角度出发考虑，新能源容量效益提升可降低系统的火电开机，进而可提升系统接纳新能源的能力，从而提升系统新能源电量占比。新能源可信容量可由水风光互补、光储与风储互补、降低所选取的置信度等方式得到提升。基于西北风电特性的分析结论表明，随着西北风电出力置信度由95%降至50%，保证出力率由9.4%升至24.7%，可减少火电规模约1714万千瓦；按4000元/千瓦造价考虑，可节省火电投资686亿元。

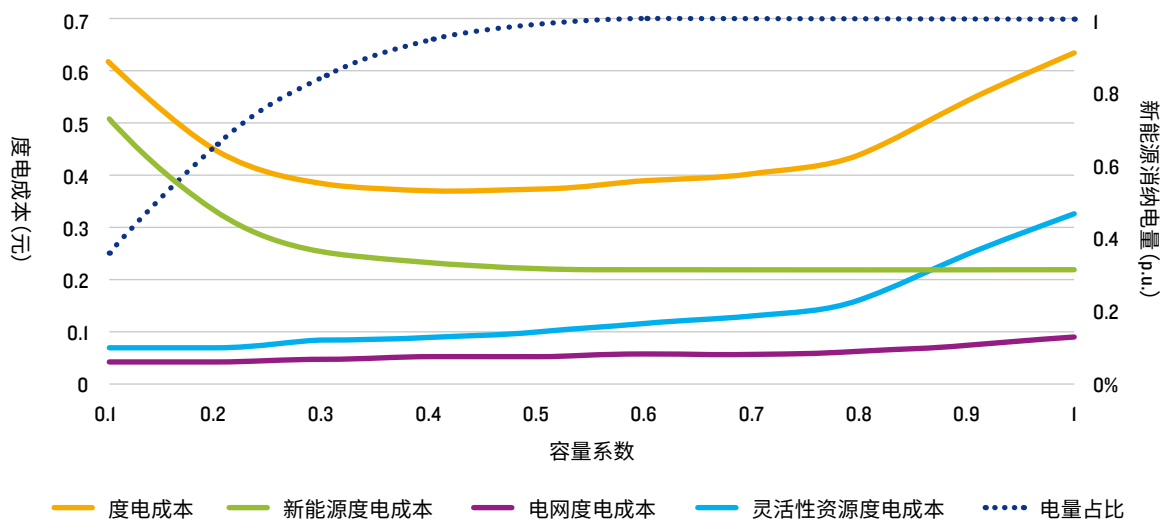


图3：合理弃电率示意图

(2) 电网侧提升方法

为充分利用系统灵活性资源，需要加强电网关键断面的输送能力，实现更大范围的潮流流动，从而有助于提高电力系统的稳定性、实现更大范围的灵活性资源配置，同时还能有助于优化电力市场机制，进一步释放系统灵活性。提升电网输送能力的路径，包括扩展输电线路、增加线路容量、优化线路布局等。

(3) 负荷侧提升方法

根据响应特性，负荷侧灵活性资源可以划分为可转移负荷、可平移负荷和可削减负荷。可转移负荷指在特定周期内（例如1天）各时段的用电量可以灵活调节的负荷，包括电动汽车换电站、冰蓄冷储能等；可平移负荷受生产生活流程约束，只能在不同时间段之间平移用电曲线，如工业流水线设备等；可削减负荷是指根据需要对用电量进行部分或全部削减的负荷，包括居民空调、大型洗衣和农村灌溉设备等。调动此类灵活性负荷可显著增加系统灵活性，减少常规电源开机，提升新能源消纳能力。

(4) 储能侧提升方法

灵活性电源主要指抽水蓄能、化学储能和光热电站。目前西北地区有在建和规划的多个抽水蓄能电站。电化学储能成本逐步降低，具有选址灵活、建设周期短、效率高、调节性能优越等优

点，具有大力发展的潜力。抽蓄相比电化学储能，其动态支撑能力强，但化学储能降价速度较快，资源不受限，远期经济性适用性会更好。此外，在甘肃、青海和新疆，光热资源禀赋优异，具备规模化发展的条件。光热机组自身即新能源，且含有储热模块，出力相对稳定，汽机部分与常规火电一致，调峰能力可达80%，对系统动态支撑能力较好，但当前成本较高，难以独自经营发展。

2.提升灵活性的推荐路径

(i) 2025、2030年规划方案初步分析

① 应用方法与主要边界条件

平衡分析：在以新能源大规模接入后的新型电力系统中，系统火电装机比例低，以限能电站为主，需要储能设备进行能量搬移。新能源在具有调节能力电源的配合下，参加电力电量平衡，必须同时关注向下调峰和向上调峰。向上调峰重点解决季节性缺电、连续极端天气缺电、日内高峰负荷时段缺电，即为保供问题；向下调峰主要解决各时间尺度多电问题，即消纳问题；

负荷预测：预计未来西北各省区负荷、电量仍将保持一定的刚性增长，2025年、2030年负荷预测值16905万千瓦、21545万千瓦，对应“十四五”和“十五五”期间增长率分别为7.78%和5.0%；2025年、2030年电量预测值11973亿千瓦时、14989亿千瓦时，对应“十四五”和“十五五”期间增长率分别为7.24%和4.6%；

电源规划：预计西北地区2025年、2030年水电装机分别为4287万千瓦和4703万千瓦，增量水电主要集中在新疆和青海；预计西北地区2025年、2030年火电装机分别为24725万千瓦，28974万千瓦；预计西北地区“十五五”期间投产抽水蓄能电站装机5660万千瓦，其中陕西镇安抽蓄、新疆阜康抽蓄共260万千瓦，将于“十四五”期间投产；

新能源规模：2025年西北规划新能源规模26086万千瓦，其中风电9147万千瓦、光伏16753万千瓦、光热186万千瓦，预计当年可再生电量占比达到49.7%、非水可再生电量占比达到38.2%。2030年西北规划新能源规模44205万千瓦，其中风电14208万千瓦、光伏29466万千瓦、光热531万千瓦，预计当年可再生电量占比达到64.6%、非水可再生电量占比达到51.6%。“十四五”、“十五五”新增可再生电量占新增负荷电量的比例分别预计为85.8%和109.4%。

② 2025及2030年保供结果分析

2025年在仅考虑内用情况下，考虑一定规模调峰火电、结合投产的抽水蓄能电站项目，以及新增新能源打捆配置10%~15%新型储能后，西北电网保供日电力、电量均不存在缺口；

2030年在仅考虑内用情况下，考虑一定规模调峰火电、结合进度不慢于预可研已审批的抽水蓄能电站项目，以及新增新能源打捆配置10%~15%新型储能后，西北电网保供日电力、电量均不存在缺口。

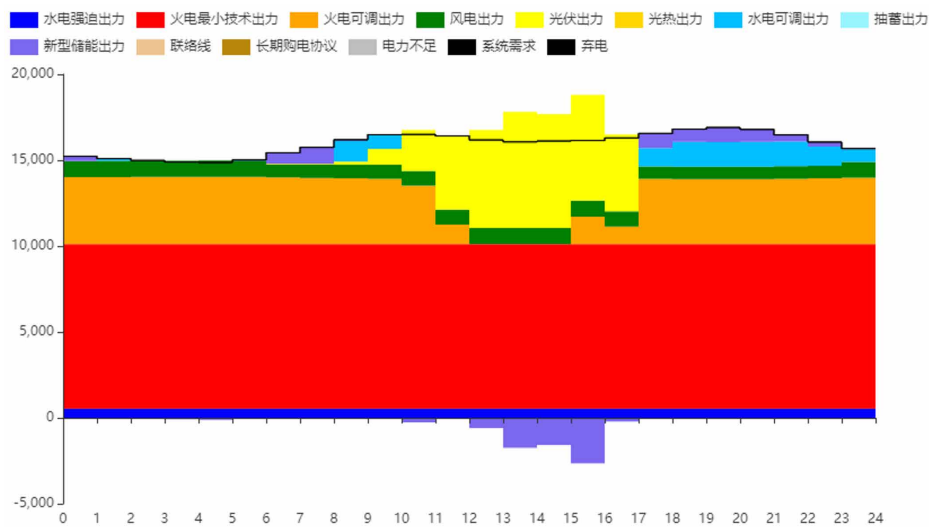


图4：2025年西北电网保供典型日运行情况

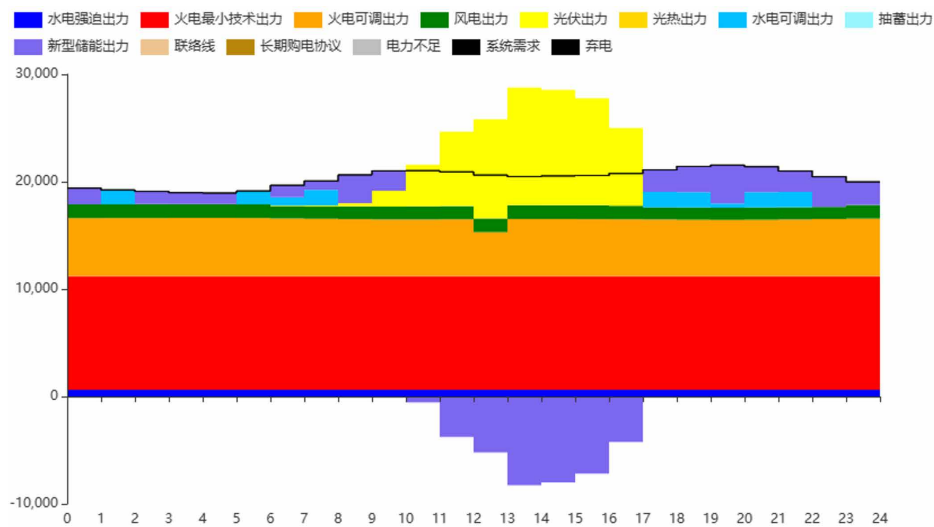


图5：2030年西北电网保供典型日运行情况

(2) 西北地区推荐提升灵活性的路径与效果分析

火电灵活性改造是系统视角下的电源侧较经济的提高系统调峰能力的措施，预计至2030年完成所有火电灵活性改造。全部火电完成灵活性改造作为基础路径。

情景一：不考虑省间互济和新建储能设施，以省为实体进行生产模拟计算，计算结果表明，西北整体弃电率为20.6%：其中，陕西8.9%、甘肃22.3%、青海31.9%、宁夏19.8%、新疆19.8%。此外，由于青海可再生能源占比过高，无法自平衡，全年存在49亿千瓦时电量供给缺口；

情景二：按规划边界考虑至2030年西北共建成储能设施（含抽水蓄能、电化学储能）9564万千瓦，在此边界下，不考虑省间互济，以省为实体进行生产模拟计算。计算结果表明，西北整体弃电率为14.4%：其中，陕西1.1%、甘肃16.7%、青海31.9%、宁夏19.8%、新疆7.8%；

情景三：若在情景二边界条件的基础上考虑省间互济，省间断面能力按规划容量考虑，计算结果表明，西北整体弃电率为7.5%：其中，陕西0.7%、甘肃3.1%、青海18.8%、宁夏14.1%、新疆4.8%。此外，由于省间互济，青海不存在电量不足的情况。

在推荐路径系统典型周内，水电和抽蓄承担峰荷，水电强迫出力和火电最小技术出力承担基荷，腰荷火电为新能源调峰运行，弃电发生在正午光伏大发时刻，晚上负荷低谷有少量弃电，各电源工作位置合理。

基于上述情景分析的结果表明，至2030年西北共建成储能设施9564万千瓦可实现等效调峰能力提升2000万千瓦、弃电率降低6.2个百分点；五省互济后，等效调峰能力可进一步提升2600万千瓦、弃电率再降低6.9个百分点。

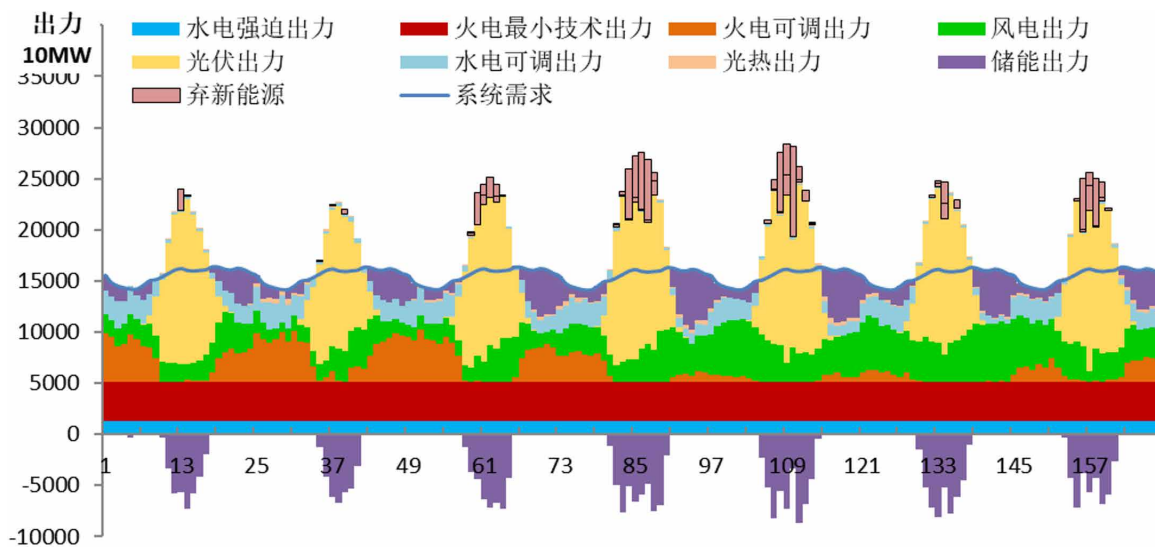


图6: 推荐路径典型周运行模拟图

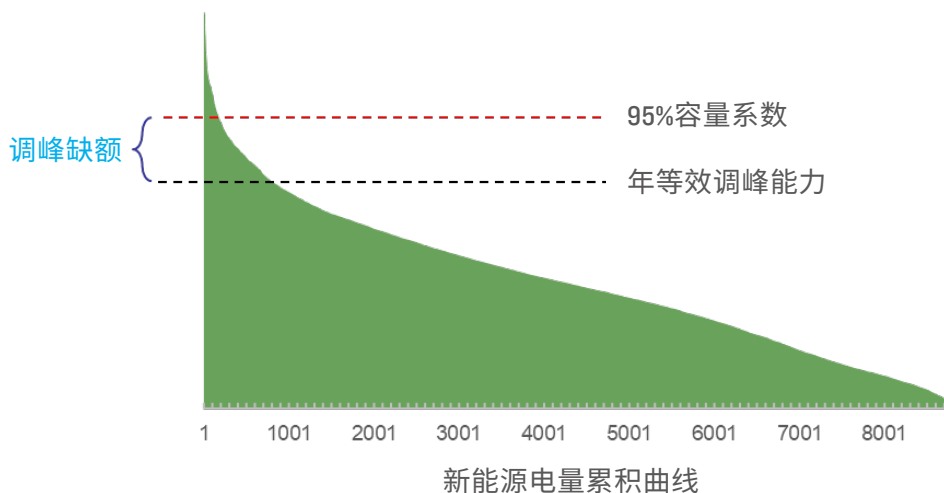


图7: 新能源等效调峰能力示意图

就新能源弃电率而言，在给定的新能源规模下，要维持较低的弃电率就需要充足的调峰电源与较强的电网送出能力。而弃电率并非随后者的增加而线性降低，而是随后者的增加改善效果逐渐趋缓。故系统需要找到一个平衡点，兼顾新能源弃电率与调峰电源和电网送出能力的投资。在满足保供需要后，为消纳新能源而再增加储能电源是不经济的。经综合测算分析，我们认为2030年西北整体的弃电率为7~8%较为合理。

(3) 2030年规划电源经济性测算

根据各种电源建设投资和利用小时数情况，对2030年西北新增电源综合上网电价及需补贴水平进行测算。计算结果表明，“十五五”期间，按照情景三方案，规划期内若无电价补贴或者其他降电价措施，需要疏导的费用为556.4亿元，必须采取综合措施加以疏导。

5 西北地区提升电力系统灵活性的成本疏导机制探讨

西北地区提升电力系统灵活性的成本疏导机制，需要面向电源侧灵活性提升、电网互联互通、需求侧响应和储能侧灵活性资源展开。

1. 电源侧灵活性提升的成本疏导

(1) 容量补偿与容量市场机制

西北地区容量市场建设应采取“初期采取容量补贴方式、远期建设容量市场”的方案路线。容量补偿对象是参与市场化交易各类型机组，包括燃气机组、燃煤机组、核电机组等类型。容量市场的交易品种包括主容量市场、补充容量市场场外双边协商和容量权转让市场。传统电源需要综合利用容量电费、衔接中长期合同和现货市场、积极参与辅助服务市场来谋求合理收益。

(2) 辅助服务市场机制

调峰辅助服务市场考虑在日前进行机组深度调峰和启停调峰申报，在日前和日内分别组织交易出清，交易时段长度为15min。日前出清在实际调用日（D日）前一日组织开展，包括深度调峰和启停调峰；日内出清在D日组织开展，只进行深度调峰正式出清。在结算分摊

机制方面，所有调峰服务费用缴纳方均参与调峰费用的分摊，市场主体应按加权上网电量比例分摊调峰服务费用。同时为满足电网调峰需求，保证调峰市场正常运行，可考虑引入虚拟报价机制。

(3) 增加灵活爬坡产品

在电力现货市场建设初期，可只考虑具有一定灵活性的传统机组提供灵活爬坡产品；在现货市场发展阶段，可根据地区灵活性资源类型，考虑增加电动汽车、需求响应、电-气联合系统等技术较为成熟的非传统灵活性资源提供灵活爬坡产品；在现货市场和辅助服务市场成熟阶段，可结合灵活性资源的成本和技术发展情况，考虑增加微电网、储能、新能源等灵活性资源提供灵活爬坡产品。

2. 电网互联互通的成本疏导

(1) 跨省跨区电能交易机制

基于当前西北地区资源优势互补、网架结构完善、统一调度、统一运行的网络体系，依托新能源电量库市场运营体系完善跨省跨区电能交易机制，实现面向电网互联互通的成本纾解。西北电量库交易是由能源互联网的概念因地制宜发展而来，其核心价值在于，利用西北地区能源互联网这一枢纽平台，通过不同能源之间的转换和汇集，将不可大量存储的风、光通过市场交易转换成可存储的水、煤，实现了电力和电量、电能和容量之间的价值转换。

(2) 跨区备用共享机制

传统的基于最大用电负荷的备用需求确定方法将会造成较大的备用资源闲置浪费，应逐步转变为基于最大净负荷（用电负荷减去新能源出力）的评估逻辑，发现备用资源的真实稀缺价值，以便更有效地提供经济激励。对实施跨区备用共享机制的地区而言，全网备用容量可按照统一调度、分级管理的原则，对备用资源统一安排、分省配置、集中监控、全网共享。

3.需求侧响应的成本疏导

(1) 电能量市场价格机制

在陕西、青海、宁夏等四个尚未开展电力现货交易的省份，分时电价应覆盖工商业用户（电气化铁路牵引用电除外），并鼓励农业生产用电、居民用电自愿执行；在甘肃等已经开展电力现货交易的省份，分时电价应覆盖电网代理购电的工商业用户，并鼓励农业生产用电、居民用电自愿执行。

将一年的时间按水流量的大小分为丰、平、枯水期三种季节，根据水电发电成本的不同而进行季节差别定价，即为丰枯分时电价。其中，销售侧丰枯电价主要面向非市场用户，发电侧丰枯电价主要面向尚未参与市场交易的调节性水电机组。建议西北地区将丰枯发电侧、销售侧的时段设置为：丰水期6-8月；枯水期1-3月、11-12月；平水期4-6月、9-10月。

(2) 需求侧响应激励机制

对可中断负荷的合约设计，建议西北地区采用高补偿方式核定电价，即供电公司预先与用户签订合同、协议，在固定的系统峰值负荷时间或任何系统需要的时间内，供电公司可以按照协议规定的条件中断对用户的电力供应。相应地，用户将获得补偿金额为实际中断的等效容量与可中断负荷电价的乘积。负荷中断的等效容量按照发电侧等效容量确定，即在不改变系统可靠性指标的前提下（例如失负荷期望同为3小时/年），计算不中断该负荷，则需要发电侧增加的100%可靠的机组容量大小。

(3) 容量补偿与容量市场参与机制

在容量机制建设相对成熟后，可吸纳需求侧响应资源主体增加容量裕度。容量补偿机制方面，获得容量补偿的需求侧响应资源应具有削峰能力。机制设计上，可以采取容量补偿+电量补偿的两部制补偿机制，并明确相应的补偿标准。在容量市场建设阶段，可采用市场竞价的组织模式，由省级电力调度中心发布需求信息。

4.储能侧灵活性资源的成本疏导

(1) 电能量市场价格机制

建议在市场建设初期，对于独立储能主体，首先允许规模较大的主体参与市场，并以最大充放电功率、调节容量等参数设置门槛。申报机制方面，初期采用自调度模式参与，待市场成熟后，建议取消独立储能主体的参与门槛，允许小容量储能以聚合的方式参与。

(2) 容量补偿与容量市场参与机制

在国家已提出要推动储能作为独立主体参与各类电力市场的基础上，应尽早明确其参与电力容量市场的独立主体地位，优化资源配置，提高储能资源主体的参与积极性。在容量市场出清阶段需要充分考虑储能资源的物理特性，储能资源按照容量出清价格进行结算。在交付期，主管部门需要设立合理的奖惩机制，对储能资源进行容量测试以确保容量的可用性。

6 西北地区提升电力系统灵活性的政策建议

1. 深度挖掘电源侧的多种能源品种的灵活性

- 提高火电灵活性改造盈利稳定性预期，因地制宜加快改造工作进展；
- 探索新能源参与系统调节方式，树立新能源合理利用率理念；
- 发挥龙头水电作用、优化流域梯级水电联合调度，探索新能源参与系统调节方式、实现风光水互补发展。

2. 发挥电网侧的大范围灵活性配置资源能力

- 提高跨区输电通道运行方式灵活性，打破省间交易壁垒；
- 探索直流输电通道多阶梯运行、随新能源波动等灵活运行方式；
- 探索送受端协同调峰与系统运行的方式。

3. 进一步激发负荷侧的灵活调节能力

- 通过峰谷电价、尖峰电价、可中断负荷电价等电价政策引导需求侧资源参与系统调节；
- 建立“谁受益、谁出资”的长效激励机制，实现需求响应从临时性、紧急性的举措逐渐转变为常态化调节手段；
- 大力发展自动需求响应、负荷聚集、节约电力测量与验证等关键技术。

4. 合理规划并发挥储能侧的灵活性

- 合理定位抽水蓄能和电化学储能发展方向，将储能纳入电力与电网发展统筹规划；
- 统筹电网、抽水蓄能和电化学储能发展，合理确定发展规模、设施布局、接入范围和建设时序，纳入电网发展规划并滚动调整。

5. 综合施策提高电力系统灵活性能力

- 衔接配合不同典型市场之间的交易机制，提高灵活性资源的跨时空配置效率，释放电力系统多时间尺度灵活性；
- 针对源网荷储不同环节，制定实施行之有效的灵活性提升手段。

为适应新能源装机占比持续提高这一重大基础性变化，电力系统的各个环节均需重塑、重构、重定位，协同提供维护系统安全、稳定、高效、绿色高质量运行的综合调节能力。成熟的电网互联互济系统、完善的市场机制以及合理的电力规划是充分释放和发挥电力系统灵活性的物理基础和机制保障。新型电力系统的综合调节能力建设既要统筹规划、适度超前，也要因地制宜、优化组合开发利用各类调节资源，同时要遵循综合资源战略规划理论与方法，综合考虑各类系统调节资源的可获得性、技术可行性、经济可持续性和环境友好性等因素，实现电力系统灵活性大力提升。

参考文献

- [1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42 (08): 2806-2819.
- [2] 卓振宇, 张宁, 谢小荣, 等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45 (09): 171-191.
- [3] 赵东元, 胡楠, 傅靖, 等. 提升新能源电力系统灵活性的中国实践及发展路径研究 [J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48 (24): 1-8.
- [4] 李则衡, 陈磊, 路晓敏, 等. 基于系统灵活性的可再生能源接纳评估 [J]. 电网技术, 2017, 41 (07): 2187-2194.
- [5] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37 (01): 9-20.
- [6] 鲁宗相, 李海波, 乔颖. 含高比例可再生能源电力系统灵活性规划及挑战 [J]. 电力系统自动化, 2016, 40 (13): 147-158.
- [7] 施涛, 朱凌志, 于若英. 电力系统灵活性评价研究综述 [J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44 (05): 146-154.
- [8] 肖定垚, 王承民, 曾平良, 等. 电力系统灵活性及其评价综述 [J]. 电网技术, 2014, 38 (06): 1569-1576.
- [9] 张玮, 白恺, 鲁宗相, 等. 特大型新能源基地面临挑战及未来形态演化分析 [J]. 全球能源互联网, 2023, 6 (01): 10-25.
- [10] 杨珺, 李凤婷, 张高航. 考虑灵活性需求的新能源高渗透系统规划方法 [J]. 电网技术, 2022, 46 (06): 2171-2182.
- [11] 俞拙非, 刘菲, 刘瑞环, 等. 面向配电网弹性提升的源网荷灵活资源优化研究综述及展望 [J]. 中国电力, 2022, 55 (04): 132-144.
- [12] 董昱, 梁志峰, 礼晓飞, 等. 考虑运行环境成本的新能源合理利用率 [J]. 电网技术, 2021, 45 (03): 900-909.
- [13] 卢勇振. 新形势下煤电机组灵活性改造技术研究 [J]. 锅炉技术, 2022, 53 (06): 72-76+80.
- [14] 邱玥, 陆帅, 陆海, 等. 综合能源系统灵活性: 基本内涵、数学模型与研究框架 [J]. 电力系统自动化, 2022, 46 (17): 16-43.
- [15] 王林钰, 张富强, 龚一莼, 等. 中国跨能源品种可调节资源潜力与开发利用情景 [J]. 中国电力, 2023, 56 (06): 1-10.

- [16] 李琦,王放放,杨鹏威,等.火电厂灵活性改造背景下储能技术应用现状与发展[J].综合智慧能源,2023,45(03):66-73.
- [17] 吴少雷,冯玉,吴凯,等.基于交换卷积的含高比例新能源电力系统运行评估方法[J].中国电力,2019,52(04):25-31.
- [18] 任曦骏,叶钰童,邵筱宇,等.电力市场环境下灵活爬坡产品实施路径研究[J].供用电,2021,38(09):42-48+55.
- [19] 胡嘉骅.电力系统灵活性提升方法及灵活调节产品获取机制[D].浙江大学,2018.
- [20] 皇甫奋宇,李晓鹏,李岩,等.现货环境下的储能容量成本回收机制研究[J].电力系统保护与控制,2023,51(12):37-46.
- [21] 陈熙,程瑜,丁肇豪.低碳驱动的长时储能容量补偿机制[J].电力系统自动化,2023,47(07):32-41.
- [22] 李更丰,黄少中,王万兴,刘明明.建设多层次电力市场机制促进西北新能源高比例发展[J].中国电力与能源,2022,(10):56-59.
- [23] 国家发展和改革委员会.关于进一步完善分时电价机制的通知[EB/OL].(2023-07-21).https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-07/29/content_5628297.htm?eqid=b4ad6965001f7eb90000000364813d76.
- [24] 国网山东省电力公司.关于2023年工商业分时电价公告[EB/OL].(2023-07-21).http://www.jnhn.gov.cn/art/2022/12/1/art_71860_2750872.html.
- [25] 山东省发展和改革委员会.关于完善居民分时电价政策的通知[EB/OL].(2023-07-21).http://www.weihaigov.cn/art/2022/4/14/art_80100_2822051.html.
- [26] 陕西省发展和改革委员会.关于进一步完善分时电价机制有关事项的通知[EB/OL].(2023-07-21).<http://sndrc.shaanxi.gov.cn/fgwj/2021nwj/f2qmy.htm>.
- [27] 青海省发展和改革委员会.关于进一步完善青海电网峰谷分时电价的通知[EB/OL].(2023-07-21).<https://www.chacewang.com/newsdetail/news106937.html#:~:text=%E6%8C%89%E7%85%A7%E3%80%8A%E5%9B%BD%E5%AE%B6%E5%8F%91%E5%BI%95%E6%94%B9,%3A1%3A0.37%E3%80%82>.
- [28] 宁夏回族自治区发展和改革委员会.关于优化峰谷分时电价机制的通知[EB/OL].(2023-07-21).https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202301/t20230104_3903225.html.
- [29] 新疆维吾尔自治区发展和改革委员会.关于公开征求《关于进一步完善我区分时电价有关事宜的通知(征求意见稿)》意见的公告[EB/OL].(2023-07-21).<http://xjdrcc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108299/202307/0f5162055aed4af99d3179c288696e04.shtml>.
- [30] 甘肃省发展和改革委员会.关于进一步完善我省分时电价机制的通知[EB/OL].(2023-07-21).https://zfwf.gansu.gov.cn/lanzhouxinqu/tsfw/xwqyhgtgsh/zct/sjzc/art/2022/art_04f8a26d30674a77a1707e3719bd06b.html.
- [31] 四川省发展和改革委员会.关于调整四川电网丰枯峰谷电价政策有关事项的通知[EB/OL].(2023-07-21).<http://fgw.sc.gov.cn/sfgwsjd/c100105/2017/11/28/b2e78b0ee6b544acbd9e9e78d704da.shtml>.
- [32] 国家发展和改革委员会.关于《电力需求侧管理办法(征求意见稿)》《电力负荷管理办法(征求意见稿)》公开征求意见情况的通告[EB/OL].(2023-07-21).https://www.ndrc.gov.cn/hdjl/yjq/yjfk/dlxqcdfhgl/202307/t20230704_1358112.html.



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: 010-5927 0688
www.nrdc.cn

中国能源研究会 (CERS)
中国北京市西城区三里河路54号469室
邮编: 100045
电话: 010-5603 4653
www.cers.org.cn