



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



西北专题

提升区域电力互济能力 促进新能源高比例发展

电力圆桌项目课题组

2025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。

报告编写人员

中国能源研究会双碳产业合作分会：黄少中、张葵叶、于立东

感谢自然资源保护协会专家为本报告提供的宝贵建议。

项目课题组



中国能源研究会双碳产业合作分会于2021年8月成立，是中国能源研究会分支机构，定位为“双碳”产业领域的合作交流服务平台，发挥桥梁纽带作用。在中国能源研究会的领导下，分会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。分会设有强大的专家委员会，依托各成员单位、行业专家及顾问团队的优势资源和专业力量开展工作。



北京中能网讯咨询有限公司于2000年成立中国能源网研究中心，拥有一支由行业分析师与研究人员共同组成的专业研究团队，专注于能源行业发展研究，该研究团队拥有超过十五年以上能源项目开发和政策研究咨询经验，并在顾问委员会和专家委员会的直接指导下开展专项课题研究，为政府组织、国内外能源相关机构与企业提供包括能源行业政策分析、战略研究、产业专项研究、项目开发及投融资可行性研究、及市场调研等方面的研究咨询服务。



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自上世纪九十年代中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。

提升区域电力互济能力 促进新能源 高比例发展

2025 年 8 月

目 录

- 摘要1
- 1. 研究背景 3
- 2. 西北地区区域电力互济发展现状..... 5
 - 2.1 西北地区电力发展现状5
 - 2.2 西北地区省间互济发展现状 8
 - 2.3 西北地区跨区域互济发展现状 8
- 3. 西北地区区域电力互济发展面临的挑战..... 12
 - 3.1 特高压输电通道建设发展面临的挑战12
 - 3.2 区域互济市场机制体制面临的挑战13
 - 3.3 区域互济价格政策面临的挑战 15
- 4. 发展区域电力互济建议17
 - 4.1 特高压输电通道建设发展建议 17
 - 4.2 区域互济市场机制体制发展建议.....18
 - 4.3 区域互济价格政策发展建议19
- 参考文献..... 21

摘要

作为我国重要的新能源基地，西北地区新能源资源富集，但面临本地消纳不足、外送通道受限、省间市场壁垒等突出问题。提升区域内五省间电力互济能力和区域间送受端协同能力，是破解新能源消纳瓶颈、优化全国能源资源配置、助力“双碳”目标实现的关键路径。

本研究围绕提升西北地区跨区域互济能力，通过举行多次研讨会并汇总梳理公开信息，提出旨在完善区域互济政策顶层设计、健全市场机制体制、促进输电通道健康发展等方面的建议，旨在通过完善市场机制、强化送受端协同，推动西北成为全国新能源的“调节池”与“供应池”。

研究发现，首先，西北地区已建成多条特高压外送通道，但实际输送能力未达预期，部分受端电网接纳能力不足，导致通道利用率偏低；其次，西北地区送端省份新能源发电波动性与省内调节能力不足并存，跨省交易面临价格机制不完善、输电成本分摊争议等问题；再次，中东部地区对绿电需求增长，但消纳责任权重分配、跨省绿电环境价值认定等机制尚未健全，制约了绿电交易规模的增长。

针对上述问题和挑战，报告从建设特高压直流通道、完善跨区电力市场机制体制、价格政策等方面提出如下建议：一、明确西北地区在我国构建新型电力系统中的战略定位，将跨区域输电通道建设纳入国家和地方规划层面；二、为减少送受端省份电力曲线不匹配矛盾，建议严格落实跨省跨区特高压直流规划电力曲线；三、为解决送受端省份关于配套调节电源容量电价分摊矛盾问题，建议建立跨省跨区调节资源交易市场；四、加快完善中东部受端省份用户侧响应机制，逐步推动受端用户参与电力跨区交易；五、在全国统一电

力大市场下，建立并完善三层级市场协同体系；六、为保障双方利益，提升政府间协商效率，建议送受端省份建立“保障小时数固定电价 + 增量部分市场价格”模式；七、逐步完善跨省跨区中绿电交易机制，保障中东部受端省份不断增长的绿电需求；八、建立与新能源相对应的动态的输配电价机制，减少省间价格长期高于省内价格的不平衡问题。

研究背景

西北地区可再生能源资源丰富，风光资源可开发量超 160 亿千瓦^[1]，其中风电占全国三分之一，太阳能达到全国近六成^[2]。“十四五”规划的全国九个大型清洁能源基地中，四个在西北地区。近几年，西北地区还通过大规模开发“沙戈荒”基地项目推动新能源资源的开发利用。截至 2024 年底，西北电网新能源装机达 3.05 亿千瓦（其中风电装机 1.27 亿千瓦，光伏装机 1.78 亿千瓦），占全国新能源总装机容量的 21.63%，占西北发电总装机的 56%，部分省份（如青海、甘肃）新能源装机占本省装机容量已超 60%^[3]。

除陕西外，西北地区工业基础相对薄弱。2024 年西北五省（区）全社会用电量达到 1.1 万亿千瓦时^[4]，仅占全国的 11%，且负荷集中在西安、兰州等少数城市，大部分区域为“低负荷、高新能源”的“电源基地”。上述特性导致西北地区新能源大发时（如光伏午间、风电夜间），本地无法充分消纳，造成“弃风弃光”；与此同时，当中东部负荷中心电力短缺时，西北地区却因输送通道能力不足或机制限制难以大规模外送。

区域互济是支撑新能源消纳与电力保供的重要手段。目前西北地区开展的区域互济包括省间互济以及跨区域互济。省间互济方面，西北地区已经开展“能量换容量”、“新火互济”等创新交易品种，充分发挥青海水电、陕西火电等容量优势，支援西北五省（区）电力保供。跨区互济方面，随着西北地区新能源电力外送规模越来越大，出现了包括部分输电通道利用率不高、新能源在外送电比例未达预期、部分直流通道落地价格高于受

端省份省内价格的倒挂现象等新的问题。因此本研究的侧重点为西北地区跨区互济和送受端协调发展。

本研究围绕提升西北地区跨区域互济能力展开分析，通过举行以输电通道发展研究、区域互济交易机制、电力保供及新能源消纳等为议题的三次研讨会并汇总梳理公开信息，提出了旨在为完善区域互济政策顶层设计、健全市场机制体制、促进输电通道健康发展等方面的建议，从而实现电力保供能力的提升以及促进新能源高比例发展。

2 西北地区区域电力互济发展现状

2.1 西北地区电力发展现状

新能源已经为西北电网第一大电源。2024 年，西北五省（区）电力总装机达到 55893 万千瓦，其中风光等新能源装机达到 30777 万千瓦，占比达到 56%；火电装机为 20337 万千瓦，占比约 36%^[5]。

分省来看，2024 年青海省新能源装机占本省电力装机比重达到 70%，甘肃省新能源占本省装机达到 64%，新疆和宁夏两区新能源占比超过 50%，陕西省新能源占本省装机比重 42%。

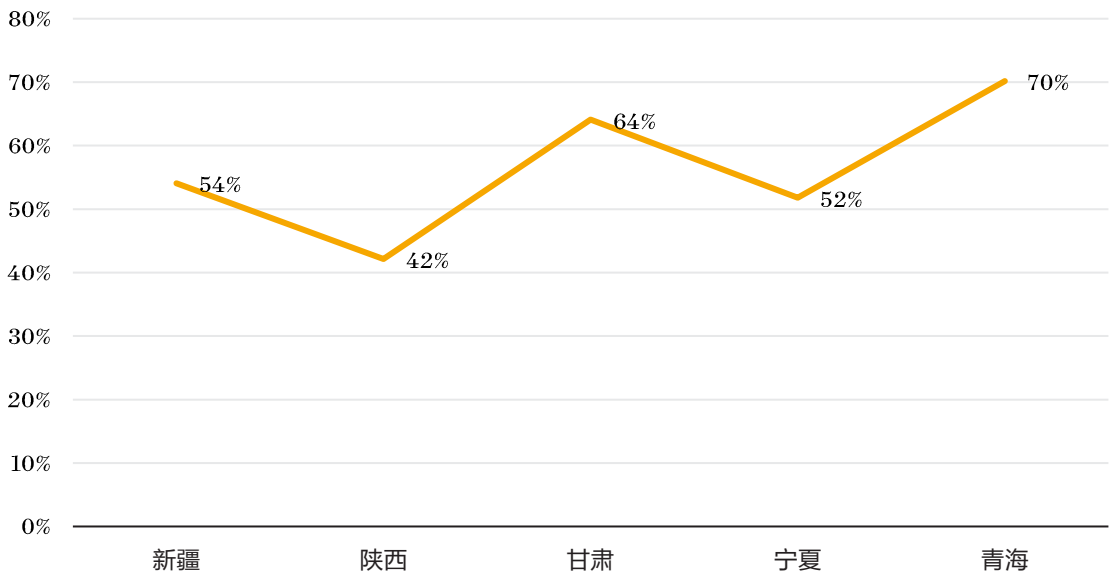


图 2-1 2024 年西北五省（区）新能源装机占比

数据来源：西北各省区统计局、能源局

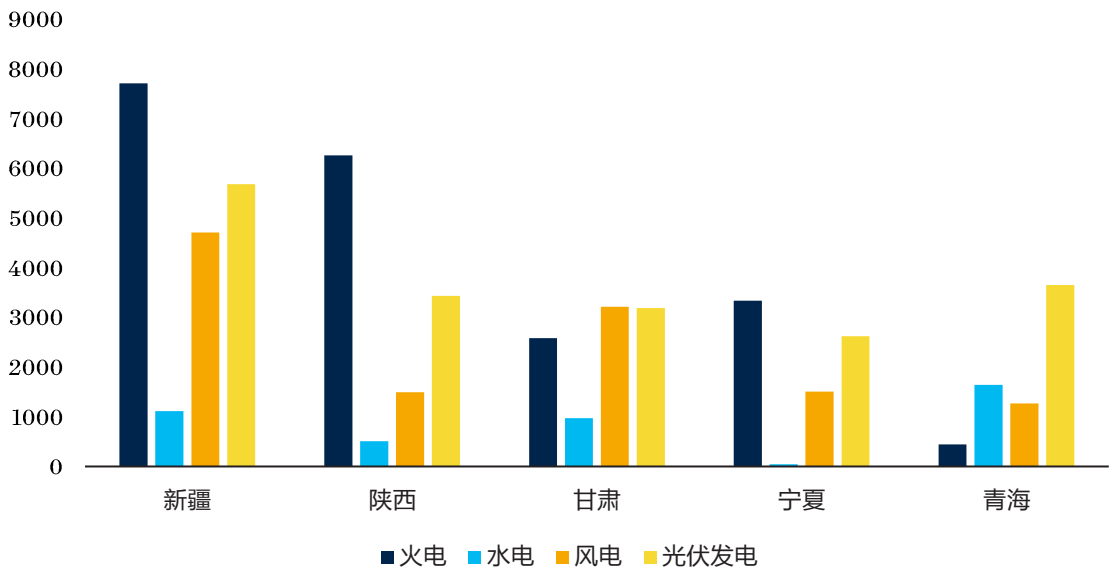


图 2-2 2024 年西北五省（区）电源装机情况（单位：万千瓦）

数据来源：西北五省（区）统计局、能源局

西北地区新能源发电量规模远小于火电。2024 年，西北五省（区）各电源总发电量达到 13888.5 亿千瓦时，其中火电发电量 9585 亿千瓦时，占比达到 69%，新能源发电量 3052.6 亿千瓦时，占比约 22%^[6]。

分省看，青海省新能源发电量占本省比重已经超过 40%，甘肃超过 30%，宁夏和新疆均超过 20%，由于陕西省火电占比相比其他四省（区）更高，新能源发电量占总发电量比重仅为 10% 左右。

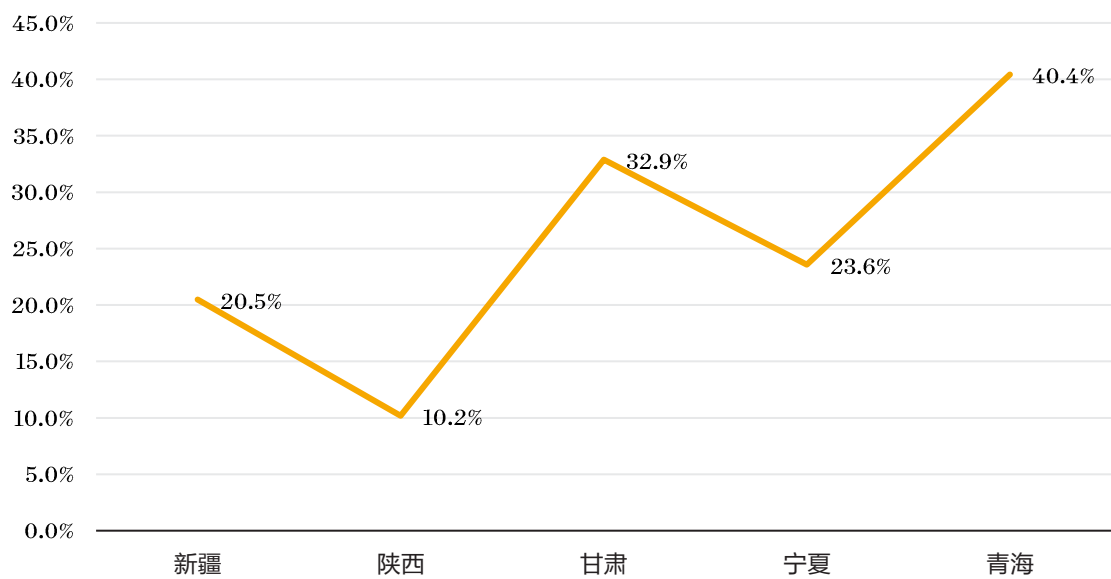


图 2-3 2024 年西北五省（区）新能源发电量占比

数据来源：西北五省（区）统计局、能源局

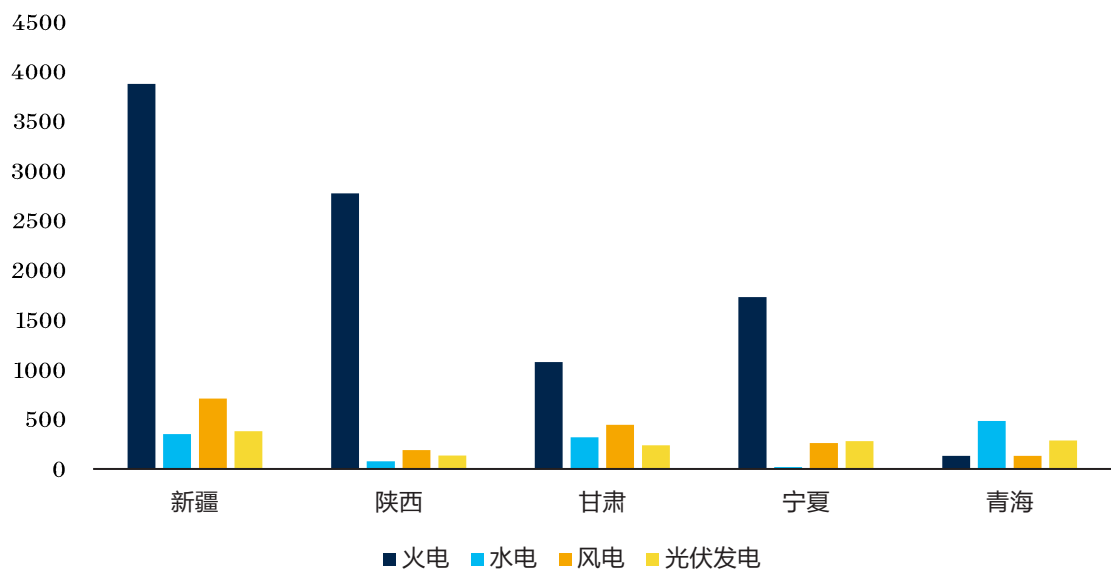


图 2-4 2024 年西北五省（区）发电量统计（单位：亿千瓦时）

数据来源：西北五省（区）统计局、能源局

2.2 西北地区省间互济发展现状

西北电网覆盖 308 万平方公里，东西跨度 3000 多公里，约占全国陆地面积 1/3，供电服务人口超过 1 亿。

西北电网创新“能量换容量”“新火互济”等交易品种。结合高比例新能源电网平衡形势变化，以市场化方式发挥黄河流域梯级水库的存蓄调节作用，实现新能源电“能量”与水电富余“容量”之间的互济互补，2024 年有效支援青海迎峰度夏、度冬保供电量分别为 17.6 亿千瓦时、21.7 亿千瓦时^[7]。统筹火电机组的保供应与清洁替代需要，实现富余新能源与火电之间的“新火互济”。

为解决系统调峰资源不足、跨省调用机制不全问题，西北地区建成“1+5”区域调峰辅助服务市场体系，作为现货市场有效过渡。在传统火电调峰、启停调峰基础上，创新开发了水电有偿调峰、自备电厂调峰（虚拟储能）、用户侧调峰、储能调峰品种，实现源网荷储全覆盖，交易品种多样性国内领先。

西北地区建成“市场活跃度最高、交易量最大”的省间备用辅助服务市场。实现省间备用互济组织方式由计划模式向市场模式转变，率先引入火电、水电、新能源、配套电源、自备企业等多元主体直接参与，通过集中竞价实现资源优化配置，形成有效价格信号。

2.3 西北地区跨区域互济发展现状

西北地区是我国新能源发展潜力最大的地区，也是我国新能源外送能力最大的送端电网。因此，西北地区新能源的跨区消纳，既关系到西北本地富余电力的疏解，也关系到受端省份电力保供和绿色电力需求的满足。特高压直流通道是西北地区新能源重要的外送物理通道，其实际运行情况以及未来规划关系到西北地区输送电力及电量的上限，而跨区互济市场机制体制及价格政策则影响着西北地区输送电力及电量的下限。

2.3.1 西北地区跨区输电通道发展现状

西北电网是我国外送规模最大的送端区域电网，截至 2025 年 6 月底，已建成特高压直流通道 14 回，总容量达到 8671 万千瓦。根据西北五省（区）发改委、能源局信息显示，

新疆 - 川渝、陕北 - 安徽、甘肃 - 浙江等三条特高压直流已经进入全面建设阶段，有望在 2025 年 -2026 年投产。陕北 - 河南、陕北 - 武汉、河西 - 浙江、巴丹吉林 - 四川、青海 - 广西、青海 - 广东等多条规划特高压直流通道正在稳步推进。

表 2-1 2025 年 6 月西北五省（区）直流输电通道情况

跨区通道	送端		受端	输送形式	输电能力 (万千瓦)
灵宝直流	河南灵宝			背靠背直流	111
德宝直流	陕西宝鸡		四川德阳	± 500kV 直流	300
陕武直流	陕西榆林		湖北武汉	± 800kV 直流	600
昭沂直流	内蒙古上海庙		山东临沂	± 800kV 直流	1000
银东直流	宁夏宁武		山东胶州	± 660kV 直流	400
灵绍直流	宁夏灵州		浙江绍兴	± 800kV 直流	800
中衡直流	宁夏中卫		湖南衡阳	± 800kV 直流	400
柴拉直流	青海西宁		西藏拉萨	± 400kV 直流	60
青豫直流	青海海南		河南驻马店	± 800kV 直流	600
天中直流	新疆哈密		河南郑州	± 800kV 直流	800
坤渝直流	新疆哈密		重庆渝北	± 800kV 直流	800
吉泉直流	新疆昌吉		安徽古泉	± 1100kV 直流	1200
祁韶直流	甘肃酒泉		湖南韶山	± 800kV 直流	800
庆东直流	甘肃庆阳		山东泰安	± 800kV 直流	800

注：青豫直流、中衡直流等受限于受端电网影响，实际输电容量未能达到规划容量。

西北地区不仅是大送端电网**，还承担着全国电力外送大枢纽的作用。**西北电网连接了华北、华中、华东以及西南四大区域电网，在迎峰度夏等关键期，如果华中等通道紧张的情况下，西北地区可以承担区域枢纽的作用，将电力从华北等富余区域转送至华东、华中等电力紧缺的负荷中心，西北电网在全国电力区域互济中发挥了重要作用。以德宝直流连

接陕西和四川为例，通常情况下夏季四川水电资源丰富，冬季陕西火电资源丰富，两地相互补给，可以实现资源优化配置。2022年7-8月，四川省电力供应80%来自水电，但是受极端气候影响，全省水电的日发电能力从9亿千瓦时锐减至4.4亿千瓦时，下降了51.1%。期间，陕西等多个省份利用德宝直流向四川反送电保障川内电力供应，日内最大增送电力达到了220万千瓦，2022年5月5日至8月25日0点，通过德宝直流输电工程累计向四川输送电量17.677亿度，通过区域互济，缓解了四川用电紧张的局面^[8]。

2.3.2 西北地区跨区互济交易发展现状

得益于西北地区与其他区域电网特高压直流通道规模的不断扩大以及运行效率的不断提升，西北地区外送电力及新能源电量规模屡创新高。2024年，西北电网跨省跨区交易电量4001亿千瓦时，同比增长8.7%。其中，跨区交易电量3606亿千瓦时，同比增长8.5%，占比超过90%；跨省交易电量395亿千瓦时，同比增长10.5%，占比10%。2024年西北电网外送新能源电量达到1005亿千瓦时^[9]，年度首次突破1000亿千瓦时，有效推动新能源的跨区消纳，为提升西北地区新能源的快速发展提供了支持。

分省来看，新疆共投入运营直流输电通道三回，分别是天中直流、吉泉直流和坤渝直流（2025年6月投运），通道容量达到2800万千瓦，第四条通道（新疆巴州-重庆渝北）已于2024年9月开工。根据新疆电力交易中心数据，2024年新疆外送电量1267亿千瓦时，规模位居西北电网第一；其中外送新能源电量392亿千瓦时，位居国网经营区第一^[10]。

宁夏目前拥有银东直流、灵绍直流、中衡直流（2025年5月投运）三条直流，通道容量达到1600万千瓦。2024年宁夏外送电量达到909亿千瓦时，同比增长3.74%；新能源外送电量225亿千瓦时，同比增长64.23%。2024年宁夏外购电量96.56亿千瓦时，同比下降4.55%^[11]。

甘肃省在运特高压直流通道两条，分别是祁韶直流和庆东直流（2025年5月投运），通道容量达到1600万千瓦，第三条通道（甘肃-浙江）已于2024年7月开工。2024年甘肃外送电量达558.8亿千瓦时，其中新能源外送占比超50%。2024年甘肃外购电量为26.25亿千瓦时，同比下降48.12%^[12]。

青海在运特高压直流通道两条，分别是柴拉直流和青豫直流，通道容量达到660

万千瓦，目前，青海正在稳步推进青桂直流、青粤直流。2024 年青海外送电量 270.5 亿千瓦时、同比增长 52%，外购电量为 175.37 亿千瓦时，同比减少 7.57%^[13]。

陕西在运特高压直流通道四条，分别是陕武直流、德宝直流、灵宝直流、昭沂直流（接入西北电网），通道容量达到 2011 万千瓦。2024 年，全省外送电量突破 935.70 亿千瓦时，占全省规模以上发电量的 29.5%。2024 年，陕西全年外购电量 178.6 亿千瓦时^[14]。

根据国家能源局发布的《2023 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》数据显示，仅有青豫直流年输送可再生能源电量占比超过 90%，祁韶直流可再生能源占比达到 45.5%，天中直流可再生能源占比 39.9%，吉泉直流、陕武直流、昭沂直流均不足 30%。

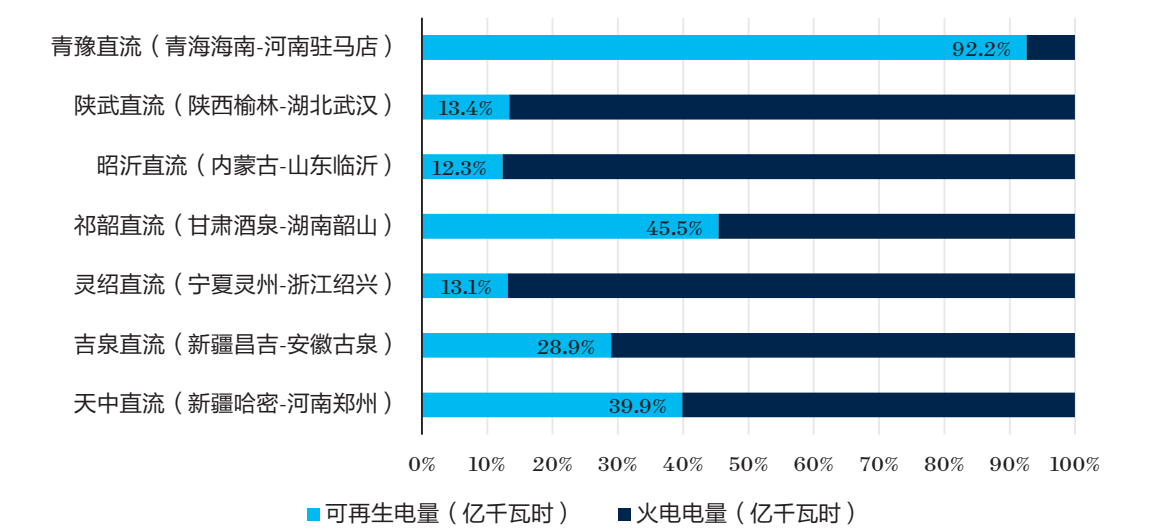


图 2-5 2023 年西北地区 7 条跨区特高压直流通道可再生能源电量占比情况

数据来源：《2023 年度全国可再生能源电力发展监测评价报告》

3 西北地区区域电力互济发展面临的挑战

3.1 特高压输电通道建设发展面临的挑战

3.1.1 外送需求增长与通道不足的矛盾

根据国家发改委、能源局于 2022 年 2 月发布的《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》，到 2030 年，明确在内蒙古、新疆、青海等七省区规划建设 4.55 亿千瓦风光基地。截至 2025 年 6 月，西北电网外送能力仅 8671 万千瓦。相较于西北地区快速增长的新能源装机，现有外送通道明显不足。

3.1.2 新能源占跨区域输电比例不高

西北地区现阶段存在新能源占比偏低问题。2024 年，西北电网新能源外送电量达 1005 亿千瓦时，占全年外送电量比重约为 25.12%，远未达到 50% 的预期。现阶段仅有青豫直流为清洁能源为主的通道，其余多数输电通道煤电占比均超过 50%，难以满足受端省份对于新能源电力的旺盛需求，也难以适应“双碳”目标的发展要求。

国务院印发的《2030 年前碳达峰行动方案》在重点任务中提到，严控跨区外送可再生能源电力配套煤电规模，新建通道可再生能源电量比例原则上不低于 50%。国家电网公司在 2021 年 3 月 1 日发布的“碳达峰、碳中和”行动方案提出，“十四五”期间，推

动配套电源加快建设，新增跨区输电通道以输送清洁能源为主，到 2025 年实现输送清洁能源占比达到 50%。根据相关政策要求，已经投运的特高压直流输电通道，未来将逐步通过配套电源结构的调整、电网调节能力的提升等条件改善，推动可再生能源占比逐步达到 40%。

3.1.3 源网建设不同步，实际运行功率未达预期

部分特高压直流通道出现源网建设不同步问题，一个原因是配套电源的暂时性缺位导致通道年利用小时数不高，输送功率较低，例如青豫直流（青海 - 河南）因配套水电站、光热电站延迟投产，初期新能源外送比例不足 30%，被迫依赖煤电补位，年利用小时数仅 2000 小时，远低于设计值 4500 小时，夜间输送功率仅为额定值的 10%^[15]；另一个原因是受端电网不完善的原因，导致其接受特高压输电通道容量有限，例如中衡直流（宁夏 - 湖南）投产后满功率仅能达到 400 万千瓦^[16]，而其规划容量达到 800 万千瓦，造成资源的浪费。

3.1.4 廊道资源较为紧张

一方面是土地与生态约束，包括油气、电力管网布局均沿着传统“丝绸之路”布局；同时，由于早些年建设缺乏前瞻性，使得旧有的网架结构难以升级或者是升级成本高昂。另一方面，由于跨区协调难度大，西北地区与受端省份存在利益博弈，导致通道规划滞后。

3.2 区域互济市场机制体制面临的挑战

3.2.1 跨省跨区中长期送电价格协商困难

目前，跨省跨区中长期交易价格多以政府间合作框架协议形式明确，一般以受端省省内市场交易平均价或燃煤基准价扣减输电价格协商确定。但是，受供需情况、经济发展、市场水平、电力曲线等多种因素的影响，存在市场价格协调形成困难的问题。同时，送受端省份协商中长期送电价格通常参考受端燃煤发电基准价，由于煤电容量电价机制的建立导致燃煤基准价有所调整，跨省跨区中长期交易电价格需要考虑此类因素，配套电源的调节成本应由受端予以疏导，以市场化方式形成价格。如果调节成本难以疏导，可能造成收

益空间小甚至经营亏损，影响发电主体投资积极性。

3.2.2 送受端电力曲线匹配存在困难

东部地区等受端省区用电需求曲线与青海、甘肃等西北地区新能源发电能力曲线匹配存在困难。如浙江、江苏等受端省份午间电力需求低、晚高峰需求大，新能源小发期间电力供应不足和大发期间消纳困难的问题频繁交替出现，面临午间“不要”与晚间“缺电”的问题。从整体情况来看，无论是华北、西北还是华东地区，新能源发电高峰时间段趋同，消纳难度越来越大。

3.2.3 受端省区需求侧响应机制仍有待完善

目前，部分受电省份需求侧响应机制仍不完善，会导致两类情况的出现：第一类情况是高峰时段电力缺口扩大。当受电省份本地电力供应不足（如火电机组检修、新能源出力不足）时，需求侧响应不足会造成用户难以主动减少非刚性用电，导致本地电力缺口被迫依赖跨省电力补充。若跨省通道容量有限或送端供应紧张，可能引发受电省份局部限电，甚至波及跨省交易的合同履约。第二类情况是低谷时段窝电加剧。当受电省份本地电力过剩（如新能源大发、工业负荷低谷），需求侧响应不足会导致用户无法主动增加用电（如储能充电、电动汽车充电），跨省电力消纳困难，送端可能被迫压减发电出力（尤其是清洁能源），造成资源浪费。

如果受电省份需求侧响应机制不完善，会从供需平衡、价格信号、资源配置、市场主体意愿、清洁能源消纳及电网安全等多个维度制约跨省跨区电力交易的高效运行。因此，完善需求侧响应机制是提升跨省交易灵活性、促进电力资源大范围优化配置的关键举措。

3.2.4 省间市场价格高于省内市场价格出现倒挂现象

省间价格高于省内市场价格也是受到两方面因素的影响。一方面是输配电价推高成本。西北送端与东部受端中长期价格通过政府间协商确定，价格一般包括送端发电价、跨省输电价及受端输配电价，导致落地价高于本地交易价。

另一方面是计划送电与现货市场脱节。跨区交易价格往往执行政府协议，与受端省份电力市场价格脱节。尤其是 2024 年到现在煤炭价格持续处于低位导致煤电基准价普遍下浮；

与此同时，东部负荷中心光伏、风电装机量的快速增长。这就造成广东、山东、江苏、浙江等电力需求大省电力市场价格持续下行，尤其是受端省份现货市场运行以来，某些时段甚至出现负电价。

在“双碳”目标下，跨省跨区的省间交易是清洁能源（风电、光伏、水电）跨区域消纳的关键渠道。若跨省跨区价格长期高于省内价格，可能反向抑制西北地区清洁能源的外送与消纳。

3.2.5 送受端市场主体参与跨区交易受限

我国电力市场是以省为实体设立的市场，各省的电力交易相关政策并不完全统一，存在省间壁垒，导致区域内某省的用户与另一个区域内某省发电企业的交易只能通过双边交易，难以在一个交易平台上竞争，从而降低了市场效率。另一方面，多数受端用户主体受制于体量偏小、信息不对称、跨区新能源供需匹配难度大、风险承担能力偏弱等因素制约，目前尚难以独立参与电力跨区交易。

通过特高压直流与交流将西南、华中、西北、华北、华东等区域电网紧密相连，客观上形成了一个跨区跨省的中心交易区。与此同时，南方五省（区）建成了南方区域电力现货市场，东北和蒙东也形成了东北交易区。在这些交易区内，存在着可观的资源优化的需求，其中包括西电东送、新能源消纳、大水电消纳、水火互济、水电互补、共享备用等巨大的资源优化配置的市场空间。因此，推动送受端各个市场经营主体参与电力跨区交易，对于减少甚至消除省间壁垒、提升电力市场的公正公平性以及建设全国统一电力大市场是必不可少的。

3.3 区域互济价格政策面临的挑战

3.3.1 受端与送端发电侧调峰产生的容量电价分担矛盾

西北地区已经成为全国新能源装机占比最高、发电量占比最大的区域，新能源在时间和空间上分布存在天然不均衡性，电力电量平衡受天气等不确定因素影响大。在省间中长期交易刚性执行情况下，新能源波动偏差需要依靠配套常规电源、储能以及省内灵活性资

源调节。随着新能源装机比例的不断升高，系统“双高、双峰”特征更加明显。为保障安全稳定送电，需加装调相机等设备，系统调节成本疏导存在困难。需要加快研究包括新型储能在内的市场交易价格机制，推动形成规模化调节能力。

随着新能源占比的逐步提高，现有容量成本分摊比例僵化：部分网对网送电机组仍沿用固定比例分摊，未充分反映实时电力供需。当前，电力跨省跨区交易的政府间协商产生的一口价也体现不了激励机制和曲线。例如，当前的容量电价没有在跨省交易中体现出来，西部送电省份已经明确提出容量电价的分摊；类似的浙江省内的抽水蓄能也需要在华东区域内分摊，建议华东区域的调节资源要与西北的调节资源互动起来。

3.3.2 跨省跨区绿电交易价值难以体现

跨省跨区绿电交易价值难以体现，本质是绿电的环境属性未市场中充分定价，叠加电力市场分割、政策协同不足、技术支撑薄弱等多重矛盾。

电碳市场联动不足。绿电的环境价值本应通过碳市场转化为经济收益（如减少的碳排放可通过出售碳配额获利），但目前国内碳市场（CEA）与绿电交易、绿证市场相对独立。例如，企业购买绿电后，其对应的碳减排量未被碳市场直接认可，需额外申请CCER（国家核证自愿减排量）才能变现，流程复杂且成本高，抑制了绿电的“碳溢价”空间。

绿证交易流动性差。绿证作为绿电环境属性的“电子凭证”，理论上应可跨区域交易，但实际操作中绿证市场以省内交易为主，跨省流通受限于各省绿证管理政策（如部分省份要求绿证优先满足本地消纳需求），导致绿证价格区域差异大（如风光资源丰富省份绿证价格低，需求旺盛省份价格高），难以形成全国统一的定价基准。

4 发展区域电力互济建议

4.1 特高压输电通道建设发展建议

4.1.1 明确西北地区在我国构建新型电力系统中的战略地位：既保障中东部地区的能源供应，又为中东部地区输送清洁能源

首先是加强西北地区五省（区）省间互济能力，进一步发挥大电网资源优化配置作用；

其次是需要在国家层面，将跨省跨区通道建设规划与各地国土规划衔接起来，推动特高压输电通道建设逐步完善。

最后是加强西北地区与受端地区区域协同能力，构建西北 - 中东部利益共同体，定期协商跨区交易计划、价格分摊、利益分配等问题，避免“各自为战”。

4.1.2 严格落实跨省跨区特高压直流规划的电力曲线

规划“沙戈荒”等能源大基地外送项目时需采用送受端协商落实送电曲线，通过送受端联动计算方式，能够在规划阶段就能提前预排问题并采取措施解决，确保特高压直流投产以后能够迅速推动输送接近设计能力、满足受端需求。

规划的送电曲线要严格落实。由于新的沙戈荒项目要求新能源电量占比达到 50%，

更加需要从交易组织层面、市场机制体制等方面发挥作用，严格落实规划的送电曲线，避免出现特高压直流通道的利用率不足等问题。

4.2 区域互济市场机制体制发展建议

4.2.1 建立跨省跨区调节资源交易市场，允许送端购买受端闲置煤电调节能力

随着新能源大规模发展，通过建立跨省跨区调节资源交易市场，避免单个省份重复建设包括煤电、储能等调节资源，完全可以调用其他省的调节资源实现互济。东部受端省份煤电等火电装机占比较高，近几年又批复了更多的煤电项目，通过对火电的灵活性改造，其释放的灵活性资源完全可以为西部“沙戈荒”等新能源基地提供调节能力，以此避免送端配套建设新的煤电，减少重复建设。

4.2.2 完善需求侧响应机制，加快受端用户侧参与省间交易

需求侧响应通过市场化手段引导用户调整用电行为，是提升外购电消纳能力的关键工具。通过完善分时电价、虚拟电厂、可调节可中断负荷等相关政策，需求侧响应机制可以有效缓解冬夏负荷高峰时段的电网压力，并为系统提升灵活性提供空间，对于用电高峰时段外购电的消纳有重要支撑。

加快用户侧参与省间电力交易是当前我国电力市场化改革的重要方向：通过扩大市场主体范围、优化资源配置效率、促进新能源消纳，有助于最终实现全国统一电力市场的目标。这需要培育并逐步推动用户侧参与省间交易需政策、技术、市场协同发力。政策层面需明确准入规则与成本分摊机制；技术层面需强化数据交互与出清能力；市场层面需通过试点推广和新型主体激活需求响应潜力。最终目标是构建“供需双侧竞争”的高效市场，实现电力资源的时空优化配置。

4.2.3 在全国统一电力大市场框架下，建立并完善三层级市场协同体系

构建“三层级”市场协同体系。首先，设立国家市场统筹层级，主要作用在于制定跨省跨区交易规则、输电定价机制、绿电消纳标准，协调重大电力缺口应急调度。其次，设

立区域市场协调层级，主要作用在于组织省间中长期交易、调频 / 备用等辅助服务交易、优化区域电力互济等。最后，设立省间市场执行层级，主要作用在于落实分解后的交易曲线，通过现货市场实时修正偏差。

4.3 区域互济价格政策发展建议

4.3.1 送受端双方按照“保障小时数固定价 + 增量部分市场价”模式签订长期协议

为解决送受端政府协议价格谈判难度逐年增加的现实问题，可基于西北地区（青海等省）新能源呈现“日盈夜缺”的特征，按照特高压直流通道年利用小时数 4500-5000 小时数为基准，限定 2000-3000 小时作为基础保障收购小时数，以发电侧综合发电成本 + 输配电价作为受端落地电价，以此保障送端省份的基本利益，超出保障小时数的增量部分采用受端省份的现货市场价格结算。

4.3.2 逐步完善跨省跨区中绿电交易机制

充分利用省间通道开展绿电交易，持续扩大绿电、绿证交易规模，全面推广多年期绿电交易，有效满足受端省份绿电购买需求。探索省间绿电多通道集中竞价交易，完善定价机制和出清匹配规则。

一方面，统一市场规则，破除省间壁垒。跨省跨区绿电交易的核心障碍之一是区域市场分割（如各省准入标准、交易品种、结算规则差异），需要通过顶层设计推动规则统一。

另一方面，优化价格形成机制，体现绿电环境价值。绿电的核心价值在于“环境权益”（核减碳排放），需通过价格机制将这一价值显性化，避免“环境溢价”被忽视或扭曲。

4.3.3 建立与新能源相对应的动态的输配电价机制

输配电价可随分时电价同步浮动，反映不同时段输电拥堵成本和网损差异。例如，新能源大发时段可降低输配电价，激励富余电力外送；负荷高峰时段可上浮价格，抑制低效输电。

利用大数据和 AI 提升新能源出力与负荷预测精度，动态优化分时输配电价参数。电力现货市场运行地区，输配电价时段划分应与现货价格曲线协同，避免信号冲突。构建新能源适配的分时输配电价体系，需以动态价格信号为核心，通过容量电价 + 分时浮动重构输配电成本回收机制。

参考文献

[1] 国家电网. 沿着总书记的足迹 | 西北好“风光” 绿电惠四方 [EB/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1812850461967174010&wfr=spider&for=pc>.

[2] 中国政府网. 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要 [EB/OL] (2021-03-13) [2025-07-17]. https://www.gov.cn/xinwen/2021-03/13/content_5592681.htm.

[3] 新华网. 西北电网新能源装机突破 3 亿千瓦 [EB/OL]. <http://www.xinhuanet.com/local/20250115/c66738d73e944ec3bc4d85e988de6619/c.html>.

[4] 慧联售电. 2024 年全国及 31 省全社会用电量情况分析 [EB/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1825629875261750870&wfr=spider&for=pc>.

[5] 韦伯咨询. 收藏：一文梳理各省新能源政策规划、交易电价、方案、电源结构 [EB/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1825190116239254331&wfr=spider&for=pc>.

[6] 北极星电力网. 2024 年度 31 省份各类型电源发电量排名来了 [EB/OL] (2025-01-23) [2025-07-17]. <https://news.bjx.com.cn/html/20250123/1424339.shtml>.

[7] 广东省能源协会. 国家能源局发布《2024 年度中国电力市场发展报告》 [EB/OL] (2025-07-21) [2025-07-22]. <https://mp.weixin.qq.com/s/B0lqPPEUgiyJhHe-yHT1YQ>.

[8] 央视网. 跨省送电 应急供电 国家电网多措并举保障四川民生用电需求 [EB/OL]. https://content-static.cctvnews.cctv.com/snow-book/index.html?item_id=8593536397673564232&track_id=f767296e-8aad-4adc-a960-c0bff2ceee5e.

[9] 千龙网. 西北电网新能源年外送电量首超千亿千瓦时 [EB/OL] (2025-01-03) [2025-07-17]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1820206285227720618&wfr=spider&for=pc>.

[10] 中国新闻网. 新疆 2024 年度外送电量 1267 亿千瓦时 位居西北第一 [EB/OL]. <http://www.xj.chinanews.com.cn/dizhou/2025-01-21/detail-ihemzqzq6443409.shtml>.

[11] 国家能源局. 宁夏电网 2024 年外送电量超 900 亿千瓦时 [EB/OL]. http://xbj.nea.gov.cn/dtyw/hyxx/202501/t20250117_275503.html.

- [12] 甘肃电力交易中心.《2024 年甘肃电力市场年报》[EB/OL]. <https://pms.gs.sgcc.com.cn/pxf-settlement-outnetpub/#/pxf-settlement-outnetpub/columnHomeLeftMenuNew>.
- [13] 北极星售电网.2024 年青海外送电量 270.5 亿千瓦时 同比增长 52%[EB/OL]. <https://m.bjx.com.cn/mnews/20250311/1431259.shtml>.
- [14] 国家能源局西北监管局.陕西 2024 年省间交易电量首次突破 1000 亿千瓦时 [EB/OL]. http://xbj.nea.gov.cn/dtyw/hyxx/202503/t20250318_278245.html.
- [15] 能联社.国网特高压:边新建、边闲置,利用困局仍难解 [EB/OL]. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1792131131437565175&wfr=spider&for=pc>.
- [16] 新华网.“宁电入湘”工程 168 小时试运行顺利收官 塞上绿电亮“三湘” [EB/OL]. <http://www.nx.news.cn/20250629/97b46647b149456fb526e66557397d3f/c.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: 010-5332-1910
www.nrdc.cn