从“一对一”到“一对多”：绿电直连项目的经济性评估与规模化发展路径



2026.11



关于落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于 1982 年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球 50 余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

陈梓浩
高硕
李婷
刘子屹
徐红柚
周勤

其他作者

江漪
田嘉琳
张沥月

作者按姓名拼音顺序排列。

联系方式

陈梓浩，zihaochen@rmi.org
高硕，sgao@rmi.org

版权与引用

陈梓浩，周勤，刘子屹，高硕等，从“一对一”到“一对多”：绿电直连项目的经济性评估与规模化发展路径，落基山研究所，2026，**https://rmi.org.cn/insights/2026gpdcreport/**

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。**https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/**

除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。

目录

前言 7

1、绿电直连：促进可再生能源可持续发展、高比例就近消纳的创新尝试 9

1.1 可再生能源高比例就近消纳是实现双碳目标的关键举措 9

1.2 实现可再生能源的高比例就近消纳是一个不断探索与实践的过程 9

1.3 绿电直连是促进可再生能源就近消纳的创新尝试 10

2、从国家到地方：因地制宜地推进绿电直连的政策落地与项目建设 12

2.1 当地资源禀赋、消纳条件、产业导向共同影响地方规则分化 12

2.2 地方项目有序落地，绿电直连从政策设计迈向实质建设 13

3、单用户绿电直连：多区域多行业的项目投资全景分析 17

3.1 投资经济性地图：资源禀赋决定成本底线，上下网电价决定收益空间 17

3.1.1 四类典型用户代表不同的负荷画像 17

3.1.2 风光资源决定项目成本底线，西北和内蒙古形成全国绿电直连成本洼地 18

3.1.3 成本最优方案下的绿电占比：东北和内蒙古绿电占比最高 20

3.1.4 项目所在地区的本地电价决定绿电项目投资决策，东北和东南沿海区域开展绿电直连的经济性最突出 21

3.2 分行业投资经济性对比：负荷特性和调节能力是影响项目效益的关键因素 23

3.2.1 负荷调节可普遍使项目降本，但降本程度高度依赖负荷调节能力 24

3.2.2 负荷调节可提升项目绿电占比，提升幅度同样取决于调节能力 26

3.2.3 负荷调节价值在风光互补、高电价地区较为突出，可明显提升部分地区的投资吸引力 27

3.3 绿色燃料：最契合绿电直连“就近消纳”设计初衷的柔性负荷 28

3.3.1 绿色燃料负荷特点：生产与使用可解耦，制取负荷可随风光出力波动 28

3.3.2 绿氢负荷可跨日跟随新能源出力，在风电资源较好、电价较高的地区价差居五类负荷之首 29

3.4 单用户绿电直连在多数地区具备推广基础，多用户绿电直连将是规模化就近消纳模式的发展方向 30

4、多用户绿电直连：项目投资逻辑、风险评估与内部治理机制探讨 ..31

4.1 多用户绿电直连的价值创造不仅在于分摊固定成本，更在于实现投资和运营阶段的联合优化降本 31

4.1.1 利用多用户负荷互补性进行投资组合优化是“一对多”项目发挥经济性优势的关键.....31

4.1.2 对多用户负荷进行联合优化调节是“一对多”项目进一步降本的有效手段 33

4.2 用户大规模减产或退出是多用户模式最现实的长期风险..... 35

4.2.1 核心用户减产或退出将导致项目弃电激增、难以合规且投资难以收回 35

4.2.2 从用户组合、建设节奏、进退规则和监管通道四方面构建风险防控机制.....37

4.3 优势与风险并存——关于“一对多”绿电直连模式的更多讨论 38

5、从项目落地到长期可持续：绿电直连规模化发展的行动建议 40

建议一：综合资源、电价与绿电需求，精准筛选绿电直连项目的优先布局区域 40

建议二：将负荷灵活性前置纳入项目规划，推动源荷储一体化优化配置 40

建议三：以负荷互补性为核心优化多用户组合，充分释放共享基础设施的规模经济..... 41

建议四：完善多用户项目全生命周期风险管理，健全成员变更与项目退出机制 41

结语：从“项目落地”走向“长期可持续” 42

参考文献 43

图表目录

图表 2.1 绿电直连项目新能源装机分布情况（万千瓦） 14
图表 2.2 绿电直连项目分布及特征 15
图表 2.3 各行业绿电直连项目装机规模分布情况（万千瓦） 16
图表 3.1 四类典型用户的全年日均负荷曲线（归一化） 18
图表 3.2 四类典型负荷曲线条件下绿电直连项目 LCOE 分布 19
图表 3.3 四类典型负荷曲线条件下绿电直连项目的绿电占比分布 20
图表 3.4 四类典型负荷绿电直连价差分档（相对代理购电到户电价，单位：元 /kWh） 21
图表 3.5 四类典型负荷曲线条件下绿电直连价差分布 22
图表 3.6 典型省份四类用户绿电直连项目动态投资回收期 23
图表 3.7 广西两类负荷项目典型日负荷调节效果 24
图表 3.8 广西两类负荷项目负荷调节前后 LCOE 变化 25
图表 3.9 两类负荷调节前后绿电占比的变化 26
图表 3.10 两类负荷调节的 LCOE 变化幅度分布 27
图表 3.11 蒙西绿氢型项目春季典型周的电解槽负荷与风光出力（示例） 28
图表 3.12 绿氢型负荷绿电直连项目 LCOE 与价差分布 29
图表 4.1 蒙西两个“一对一”项目与“一对多”项目全生命周期总系统成本的变化 32
图表 4.2 三地两类组合两个“一对一”项目与“一对多”项目的全生命周期总系统成本 33
图表 4.3 河北“一对一”项目及“一对多”项目年平均日负荷曲线 33
图表 4.4 三地两类组合“一对多”项目常规情景与调节情景的总系统成本 34
图表 4.5 协同调节带来的改善（调节情景相对常规情景） 35
图表 4.6 蒙西“一对多”项目在电解铝型负荷用户减产、退出情景下的弃电与政策约束指标 36
图表 4.7 蒙西“一对多”项目在不同年份发生电解铝型负荷用户减产、退出时的动态投资回收期 36

前言

“十四五”期间，我国可再生能源发展成绩斐然。截至 2025 年，全国可再生能源装机达 23.4 亿千瓦，约占电力总装机的 60%，历史性地超过火电；可再生能源发电量接近全国发电量的四成，新增发电量已覆盖全社会用电增量。迈入“十五五”，这一进程将继续向纵深推进：按照国家相关规划，到 2030 年，风电和太阳能发电总装机将达到 28 亿千瓦以上，非化石能源发电量占比将达到 50%。

规模扩张之后，约束亦随之产生。风光装机快速增长，使可再生能源发展的瓶颈逐步由项目建设能力，转向电网输送与承载能力、系统调节能力，以及电源与负荷的时空匹配能力。大幅提升就近、就地消纳比例，正是破解这些约束的关键路径。

绿电直连，正是实现高比例就近消纳的一次模式创新：风光等新能源经由直连线路向用户供应绿电。其价值体现在三个方面——绿电可物理溯源，直接服务于碳足迹核算与出口合规；在用户侧形成“源荷储一体”的电力微平衡单元，减轻对公共电网的依赖，提升电网运行可靠性；允许非电网主体投资运营专用直连线路，为配电网建设开辟新的途径。

然而，绿电直连能否落地并走向规模化，归根结底取决于经济性。为此，本报告综合运用定量与定性方法，从区域资源禀赋与电价机制、行业负荷特性与可调节潜力、源荷配置方案等维度，对项目开展逐时运行优化与全生命周期经济性测算，覆盖 27 个省级行政区和五类典型负荷，力求回答业界最为关切的三个问题：哪些地区具备规划建设绿电直连项目的现实条件？负荷的可调节潜力能在多大程度上改善项目经济性？相较“一对一”模式，“一对多”模式的优势与挑战是什么？

报告的分析表明，单用户绿电直连在部分地区、特定负荷曲线下具备推广基础，多用户绿电直连将是规模化就近消纳模式的发展方向。

- **当地风光资源决定成本底线，网电价格决定收益空间。**测算显示，绿电直连 LCOE 呈西北较低、其余地区较高的格局，但投资决策的关键是项目成本与本地到户电价的价差。风光资源最优的西北因网电价格同样偏低，价差反而有限；华北、东北和东南沿海或因资源条件好，或因到户电价较高，绿电直连项目的综合用电价格与网电到户电价间的价差更具优势。

- **用户侧负荷调节可降低储能、网电等灵活性成本，普遍提高项目收益率。**在风光互补、网电价格较高的地区，若用户负荷能实现较大的调节深度、较长的调节时间，能明显减少配套储能投资和电网购电成本，显著改善投资收益率。尤其对于生产与使用可解耦、负荷可跟随新能源出力的绿色燃料（绿氢）项目，弃电率为五类负荷中最低。

- **多用户模式通过负荷互补可实现投资与运营成本的双重优化。**“一对一”模式面临单体投资大、负荷单一、风险集中等结构性约束，而“一对多”则体现出明显的经济性优势。多用户模式不仅可通过基础设施共享带来规模经济价值、降低单个用户的投资门槛，更能利用负荷组合的互补性减少储能、变压器、专线等固定资产投资、提高其利用率，并在运营阶段降低电网购电成本。

- **多用户模式也面临着成员负荷变化等因素带来的长期经济性风险。**压力测试表明，核心用户的大规模减产或退出将导致项目弃电率激增，难以满足自发自用比例和上下网约束等政策要求，带来合规性风险的同时项目回收周期显著拉长。而且，上述风险会在多用户成员之间传导，建议在项目规划阶段有效分散用户行业集中风险、实施分批次源荷同步建设，同时制定应对项目重大方案变更或退出的预案。

面向“十五五”，为实现绿电直连等就近消纳方式的规模化发展，报告从选址布局、负荷管理、用户组合、风险管理等方面提出行动建议。

- **建议一：综合资源、电价与绿电需求，精准筛选绿电直连项目的优先布局区域。对项目投资方而言，建议综合评估新能源资源、本地电价、用户绿电需求及产业布局条件，精准筛选绿电直连项目的优先布局区域。**对新增负荷，应重点关注新能源资源条件和综合供电成本；对存量负荷，则应更加关注绿电直连成本相对于现有用电成本的价差。

- **建议二：将负荷灵活性前置纳入项目规划，推动源荷储一体化优化配置。**对具备生产调节能力的工业用户，建议项目投资方结合其负荷调节幅度、持续时间和生产约束，在项目的可研阶段对储能和风光配置进行联合优化。对于新增产业项目，还可进一步将生产工艺柔性与能源系统设计协同考虑，推动“源随荷建”走向“源荷共同优化”。

- **建议三：以负荷互补性为核心优化多用户组合，充分释放共享基础设施的规模经济。**多用户项目的规划逻辑应在满足空间和政策准入条件的基础上，优先组合负荷曲线、生产时段和调节能力具有互补性的用户，并统筹共享专线、变电设施、储能和新能源容量配置。这样既能降低单个企业承担专线、变电设施和调节资源投资的门槛，又能通过减少重复投资、提高资产利用率和改善源荷匹配实现降本。

- **建议四：完善多用户项目全生命周期风险管理，健全成员变更与项目退出机制。**对项目投资方而言，建议将成员变化纳入投资决策阶段的压力测试，尽可能降低单一用户以及经营周期高度相关行业的风险暴露，并事前建立用户加入、减产和退出情况下的责任安排。对政府主管部门而言，建议在现有政策基础上，进一步明确成员调整、项目终止以及电源、储能和线路等存量资产后续处置的程序，为市场主体提供清晰、可预期的调整和退出通道。

绿电直连的制度价值不仅在于通过专用线路实现电源与负荷的物理连接，更在于重构新能源与用户之间的供需关系：当电源与负荷在较小空间尺度内形成匹配，新能源消纳便由电网侧主要承担的问题，转变为产业布局、负荷调节与市场机制协同作用的系统性问题。从“一对一”到“一对多”，就近消纳模式正由单点探索向集群协同演进。而其规模化发展的关键前提，在于提升项目质量而非单纯扩大项目数量，即做到经济性可测算、负荷灵活性可利用、运行与退出风险可管理。期待本报告的研究结论与政策建议，能够为政府主管部门、项目投资方及用户各方提供决策参考，推动绿电直连由示范探索走向长期可持续发展，并为新型电力系统建设和“双碳”目标的实现提供支撑。

1、 绿电直连：促进可再生能源可持续发展、高比例就近消纳的创新尝试

1.1 可再生能源高比例就近消纳是实现双碳目标的关键举措

“十四五”期间，我国可再生能源发展成绩斐然，为全社会能源绿色低碳转型奠定了坚实基础。截至 2025 年底，全国可再生能源装机容量达到 23.4 亿千瓦，约占全国电力总装机的 60%；其中，风电和太阳能发电累计装机达到 18.4 亿千瓦，占全国总装机的 47% 左右，历史性超过火电。全年可再生能源发电量达到 3.99 万亿千瓦时，占全国发电量的近四成，新增可再生能源发电量已覆盖全社会用电增量。[1] 这些成就表明，我国电力供应的绿色低碳转型持续深化，可再生能源正加快从增量补充向主体能源转变。

“十五五”时期，可再生能源的开发建设将更上一层楼，迈向规模化、高比例和系统融合的新阶段。根据国家相关规划，到 2030 年，风电和太阳能发电总装机容量将达到 28 亿千瓦以上，非化石能源发电量占比将达到 50%。[2] 与此同时，工业生产、数据中心、交通运输等领域的电气化进程将持续推进，带动电力需求增长。如何在扩大可再生能源供给的同时，实现绿色电力高效、可靠、经济地利用，将成为电力行业支撑“双碳”目标的重要课题。

电力行业落实“十五五”目标将面临更多的挑战。随着风电、光伏装机快速增长，我国新能源发展的主要约束正逐步从项目建设能力转向电网承载能力、系统调节能力以及电源与负荷的时空匹配能力。传统依靠大规模集中开发和长距离输电的模式，仍将在资源优化配置中发挥重要作用，但也面临新的挑战：一是输配电网扩容和线路改造需要持续投入，推高系统建设成本；二是风光出力具有波动性和间歇性，需要配置储能、灵活调节电源及需求侧响应资源来保障安全、稳定的输送，由此带来额外的系统调节成本；三是跨区域输电对通道容量和电网运行条件存在依赖，局部故障或供需变化可能增加系统运行风险。[3] 因此，单纯依赖远距离输送的边际效益在递减，而电力系统的调节与安全压力则不断加大，难以有效支撑可再生能源的更大规模发展。

提升可再生能源就近、就地消纳比例，是应对上述挑战的重要方向。首先，缩短电力供需之间的物理距离，在具备资源与负荷匹配条件的地区实现就近平衡，有助于降低对高压输电线路扩容的需求，减少远距离输送环节，并提升供电的灵活性与可靠性。其次，规模化开发分布式可再生能源是对集中式可再生能源的有效补充，同时通过充分挖掘分布式电源、用户侧储能和可调节负荷等资源的协同潜力，可以有效缓解对配电网的压力。再次，推动企业从单纯的电力消费者转变为能够配置新能源、调整用电行为并参与市场交易的产消者，有利于增强用户对绿电供需关系和用能成本的主动管理能力。

因此，可再生能源高比例就近消纳并非对大电网和跨区域输电的简单替代，而是通过优化资源配置、促进源荷协同和拓展市场参与方式，形成集中式与分布式开发、远距离输送与本地消纳相互补充的电力系统新格局。

1.2 实现可再生能源的高比例就近消纳是一个不断探索与实践的过程

回顾促进可再生能源就近消纳的政策演进过程，可以看到我国电力体制改革相关制度安排是在实践探索中逐步形成和完善的。这一演进并非一蹴而就的顶层设计，而是在不同阶段针对不同矛盾，通过试点先行、经验积累、制度迭代逐步成型的渐进过程，政策在不同阶段持续调整边界、完善机制，为高比例就地消纳积累了经验，也暴露出实施中遇到的问题与挑战。

2015 年启动的新一轮电力体制改革，是这一演进过程的制度起点。当年发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》（中发〔2015〕9 号），在 2002 年“电改”推动实现的“政企分开、厂网分开、主辅分开”基础上，进一步确立与完善了“管住中间、放开两头”的总体路径，明确提出有序放开输配以外的竞争性环节电价、配售电业务以及公益性和调节性以外的发用电计划。[4] 这一顶层设计为发电企业与用户自主交易创造了条件，也为新能源突破传统电力购销模式、探索更灵活的供需关系打开了空间。

2016 年后推进的增量配电业务改革，进一步向社会资本开放了配电环节。《关于规范开展增量配电业务改革试点的通知》（发改经体〔2016〕2480 号）明确，增量配电网原则上对应 110 千伏及以下电压等级电网或工业园区（经济开发区）等局域电网，项目业主可在一定范围内投资建设并运营配电设施。国家发展改革委、国家能源局先后分五批次推出 459 个增量配电试点项目，覆盖工业园区、经济开发区等区域。[5] 这项改革旨在提升配电网的建设与运营效率、促进就近消纳。然而，增量配电改革在实践中也反映出深层次挑战：电网公平接入、供电安全责任划分、与存量电网协调的复杂性、投资回报不确定性等诸多问题，导致部分试点项目的实施效果远低于预期。

2017 年开展的分布式发电市场化交易试点，则更直接地触及了新能源就近供应问题。《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》（发改能源〔2017〕1901 号）允许分布式发电项目与配电网内电力用户开展交易，由电网企业负责输送并收取过网费，交易范围原则上限定在较近的配电网层级。[6] 这一制度首次较为系统地将“分布式电源”、“周边用户”和“就近交易”三个要素结合起来，为新能源就近消纳建立了初步的市场化通道。国家能源局在政策解读中明确，试点的目的是“探索与分布式发电相适应的电网技术服务管理体系、电力交易机制和输配电价政策改革”，最终形成可普遍适用的制度体系。但分布式发电市场化交易同样面临挑战：在过网费标准核定、交易平台建设、就近消纳比例落实、配电网安全等方面仍存在落地困难。

2021 年发布的源网荷储一体化和多能互补相关政策，标志着思路的进一步升级。《关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见》（发改能源规〔2021〕280 号）强调在区域、市县和园区等层级统筹资源，通过储能、可调负荷、虚拟电厂和市场价格信号提升新能源消纳与系统运行效率，推动从“单点开发”向“系统协同”转变。[7] 与早期政策聚焦于“交易机制”不同，源网荷储一体化更强调“系统协同”——不再仅关注电源与用户之间的电力交易，而是将储能调节、负荷响应、电网支撑纳入统一框架。这一转变反映出决策层对新能源消纳问题的认识深化：就近消纳不单纯是一个电源与用户的交易问题，更是“源荷如何匹配、系统如何平衡”的系统工程。

2025 年出台的新能源上网电价市场化改革，将这一演进推向了新的阶段。《关于深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）明确新能源项目上网电量原则上全部进入电力市场，上网电价通过市场交易形成，并建立新能源可持续发展价格结算机制，区分存量和增量项目实施相应安排。[8] 随着新能源更多地面对市场价格信号，发电企业需要更加重视出力与负荷的匹配、交易风险和收益稳定性；用户则有动力通过长期购电协议、灵活用电和储能等方式优化绿色用能成本。在这一市场环境下，新能源和负荷之间建立长期、稳定、可管理的供需关系，具有了更强的现实必要性。

上述政策的推出在不同时期对可再生能源就地消纳起到了促进作用，但实施过程中也遭遇了各种挑战：分布式发电市场化交易因过网成本、交易规模等制约导致试点推进缓慢，增量配电网面临价格机制和调度权限等方面的深层障碍，源网荷储一体化的商业模式尚不成熟，在规划统筹与利益分配上仍需深化。这些经验与教训共同指向一个判断：**实现可再生能源的高比例就近消纳，需要一条边界更清晰、责任更明确、可操作性更强的路径。**绿电直连，正是在总结这些历史经验的基础上应运而生的创新尝试。

1.3 绿电直连是促进可再生能源就近消纳的创新尝试

在经历了增量配电网、分布式市场化交易、源网荷储等一系列的促进可再生能源就近、就地消纳的探索之后，绿电直连政策被推到了前台。这一政策并非凭空设计的新概念，而是对此前政策实践经验的提炼与制度收束：将“就近消纳”从原则性倡导，转化为边界清晰、责任明确、可量化考核的项目级操作框架。根据 2025 年 5 月国家发展改革委、国家能源局发布的《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2025〕650 号），绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一电力用户供给绿电，可实现供给

电量清晰物理溯源的模式。[9] 直连线路是电源与用户直接连接的专用电力线路。按照负荷是否接入公共电网，绿电直连分为并网型和离网型两类。并网型项目作为整体接入公共电网，与公共电网形成清晰的物理界面与责任界面。

绿电直连政策框架的搭建呈现出“单用户先行、多用户跟进”的递进节奏。650 号文明确了单一用户绿电直连模式的适用范围（新增负荷、存量负荷、出口外向型企业、无法并网的新能源项目等）、源荷匹配原则（年自发自用电量占总可用发电量比例不低于 60%，占总用电量比例不低于 30%，2030 年前不低于 35%，上网电量原则上不超过总可用发电量的 20%）、投资模式（负荷方、发电方或合资公司均可作为主责单位）以及责任界面和价格机制，为项目落地提供了可操作的制度框架。在价格机制上，依据《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》（发改价格〔2025〕1192 号），绿电直连作为就近消纳项目按容量或需量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳输配环节电量电费。[10] 而在并网运行上，根据近期国家能源局发布的最新《电力并网运行管理规定（征求意见稿）》，首次将绿电直连纳入国家涉网技术、AGC/ 一次调频及偏差考核的新合规要求中。[11]2026 年 5 月，《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688 号）进一步将模式从“一对一”拓展至“一对多”：多用户绿电直连允许新能源通过专用线路和变电设施向多个法人实体用户供给绿电，优先支持算力设施、绿色氢氨醇等新兴产业，工业园区、零碳园区、增量配电网均可作为应用场景。[12] 这一拓展显著扩大了政策覆盖面，为零碳园区建设和高耗能产业清洁替代提供了更灵活的路径，其深层逻辑在于：单一用户的负荷波动足以左右项目的收益大小甚至“摧毁”其经济性，而多用户模式能够聚合不同企业的用电需求，充分利用不同用户负荷曲线的互补性，这恰恰是提升自发自用比例、摊薄专线成本、降低总体用能成本的关键。

绿电直连的价值，在于它同时回应了多个此前悬而未决的诉求。对高耗能行业、出口外向型企业和新兴产业等对可再生能源有明确需求的行业而言，绿电直连提供了可物理溯源、可审计的绿电消费凭证，直接服务于碳足迹核算与出口合规需求。对于电网运行而言，直连项目在用户侧形成“源荷储一体”的电力微平衡单元，促进了可再生能源、负荷与电网的互动协调，减少对公共电网调节能力和接入容量的占用，既提升了电网运行的可靠性，也延缓了配电网扩容的刚性投资。对于电力体制改革而言，绿电直连允许非电网主体（电源、用户等社会资本）直接投资、建设、运营专用直连线路，是配电网领域一次更具实际操作意义的尝试。

但制度设计的清晰，并不自动等同于落地的顺畅。截至 2026 年 6 月，全国已有 100 多个绿电直连项目完成审批，对应新能源装机 3410 万千瓦，然而实际落地的速度仍有待提升。[13] 究其原因，能否算清经济账是首要障碍，投资方面临专线、变电设施和配套储能的初始投资门槛高，并网型项目仍需按容量或需量缴纳输配电费，投资回报周期偏长等顾虑。多用户模式虽有助于分摊成本，但主责单位需统筹多家独立法人的用电曲线、内部结算与故障责任划分，其商业运作复杂度远高于单用户模式。此外，各省配套细则差异显著，跨区域复制项目的制度成本不容低估。

在这一背景下，本报告首先分析、评估地方层面绿电直连政策的制定考量与差异，并调研各地项目的特点与推进现状（详见第二章）；在此基础上，采用定量与定性相结合的方法，从区域资源禀赋与电价机制、行业负荷特性与可调节潜力、源荷配置方案、与电网的协调关系等多个维度，系统分析绿电直连的经济性，试图回答业内当前重点关切的三个问题：

- 哪些省份与地区具备规划建设绿电直连项目的现实条件？（详见第三章）
- 不同行业负荷的可调节潜力能在多大程度上改善项目经济性？（详见第三章和第四章）
- 相较“一对一”模式，“一对多”模式的经济性优势与新增挑战分别是什么？（详见第四章）

2、 从国家到地方：因地制宜地推进绿电直连的政策落地与项目建设

随着 650 号文、688 号文及 1192 号文相继出台，国家层面已初步确立了绿电直连的物理边界、责任界面与价格机制等制度框架。省级层面则结合当地实际，对就近就地消纳距离、上网电量比例等具体要求作了进一步细化。截至 2026 年 10 月，已有 27 个省级行政区发布绿电直连相关政策文件。本章将重点关注地方政策与试点项目的差异，为后续评估不同地区和行业建设绿电直连项目的现实条件与经济性提供政策和实践基础。

2.1 当地资源禀赋、消纳条件、产业导向共同影响地方规则分化

地方差异主要集中在三个方面：就近就地消纳距离，源荷匹配与电网交互，以及重点行业和实施场景。

就近就地消纳距离：地方对距离边界的界定

各省对绿电直连就近就地消纳距离的界定方式分为按行政区划划分、按电压等级设置接网距离，以及以供电营业区为界。其中，**以行政区划作为划分的方式最为普遍。**多数省份要求负荷与电源原则上布局在同一地市或区县行政区内。在此基础上，重庆要求电源与负荷直连线路长度原则上不超过 30 公里，黑龙江、江西、云南、广西要求原则上不超过 50 公里。[14] **部分省份结合电压等级划分接网距离或以供电营业区为界，**例如宁夏根据接入的电压等级设置接网距离，湖南允许同一供电营业区内的负荷及电源跨越行政区。[15] **河南、陕西、福建等少数省份暂未对直连线路长度设置限制。内蒙古、河南、陕西进一步提出，支持新能源开发资源不足的地市，在与周边区域协商一致的情况下，依据发展需要开展跨区域绿电直连项目建设。**[16]

源荷匹配与电网交互：消纳责任、余电上网比例及反送约束

地方政策在延续国家“以荷定源”原则的基础上，针对特定产业与资源场景实施了差异化的消纳责任与余电上网规则。在消纳责任方面，各省均遵循 650 号文对年自发自用电量比例的要求，即项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%，2030 年前不低于 35%。在此基础上，内蒙古补充要求并网型氢基绿色燃料项目按照不超过负荷年用电量 1.2 倍的规模确定新能源配置；[17] 宁夏要求自发自用占总用电比例逐年提高且幅度不低于 1.5 个百分点。[18]

余电上网比例则更多体现地方对产业导向与系统调节能力的不同权衡。多数省份沿用 20% 的上网比例上限，部分省份实施了差异化调整。具体而言，政策放宽的对象主要集中在两类场景：**一是海上风电、海上光伏项目。**河北明确海上风电、海上光伏绿电直连项目的上网电量比例可放宽至 40%；[19] 山东对海上风电直连海洋油气平台项目的绿电直连上网电量比例放宽至 40%。[20] **二是绿色燃料、算力设施等重点产业的负荷项目。**内蒙古针对并网型氢基绿色燃料项目，规定 2025 至 2027 年上网电量比例不超过 40%，2028 年及以后不超过 20%；[21] 浙江对具备灵活调节能力的算电协同项目放宽至 30%。[22] 此外，上海尚未在地方方案中明确余电上网比例，仅提出支持采取“自发自用为主、余电上网为辅”的接网模式。[23] 相比之下，四川根据本地电网断面受限情况和能源消纳压力反向收紧，将阿坝、甘孜、凉山、攀枝花三州一市的上网比例上限严格设为 10%，其他地区维持 20%。[24]

部分省份进一步对反送电设置了严格约束。内蒙古要求绿电直连项目（除并网型氢基绿色燃料项目外）新能源发电量全部自发自用，不允许向公共电网反送；[25] 吉林也明确提出存量负荷开展绿电直连项目的新能源发电量须全部自发自用、不允许向公共电网反送；[26] 辽宁要求申请新增新能源实施绿电直连的项目要符合“规模化发展”要求，基于本地新能源消纳空间，并网型原则上采取“整体自发自用”模式、不向公网送电，但对战略性新兴产业、未来产业以及传统产业绿电制热（汽）等场景保留弹性空间。[27] 上述反送电限制，一方面与部分地区配电网承载能力、新能源消纳空间有关，另一方面也体现出地方政策对项目源荷匹配和内部平衡能力的更高要求，以避免将余电消纳和系统调节责任过多转移至公共电网。

重点行业和实施场景

地方政策对绿电直连重点支持行业的选择呈现不同侧重。东部沿海及负荷中心更多支持出口外向型企业、算力设施以及零碳园区，主要回应绿电溯源、碳足迹管理和新增负荷用能等需求。新能源资源丰富或高耗能产业集中的地区则更多支持传统产业绿色转型、绿氢绿氨等绿色燃料生产及“东数西算”节点下的算力中心等场景，以缓解本地新能源消纳压力、推动产业实现绿色转型。内蒙古明确支持氢基绿色燃料、和林格尔数据中心集群、电解铝和国家级零碳园区，多用户政策进一步覆盖钢铁、水泥和多晶硅等行业；[28] 云南则将绿色铝、硅光伏、新能源、有色金属、数据中心、氢能和磷化工等列为新增负荷重点方向。[29]

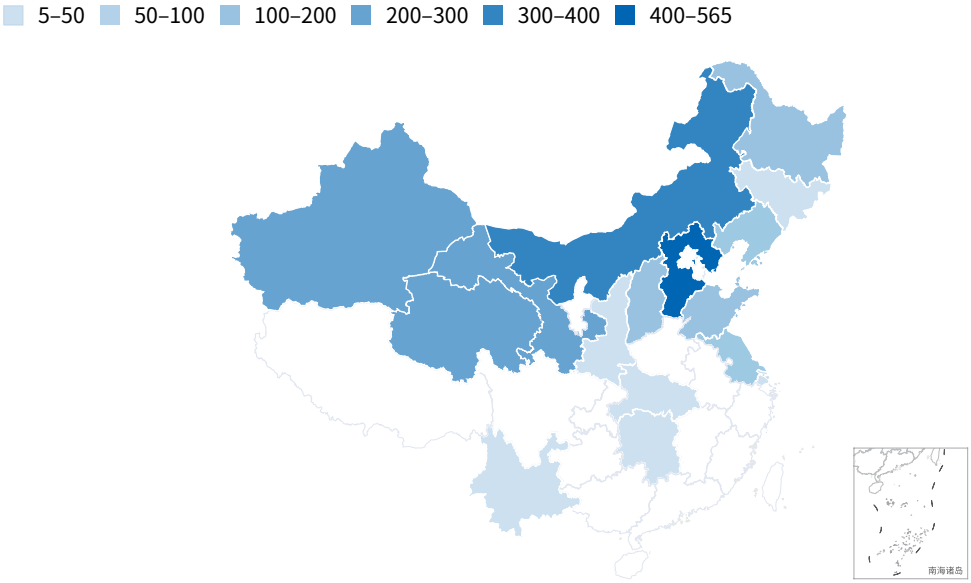
2.2 地方项目有序落地，绿电直连从政策设计迈向实质建设

绿电直连项目的有序落地标志着我国可再生能源消纳正从宏观政策设计迈向实质性建设阶段。随着国家制度框架的陆续出台与地方细则的相继落地，各省积极探索具有区域特色的实践路径。基于公开渠道披露信息统计，截至2026 年 10 月 31 日，全国已明确新能源装机的绿电直连项目共计 95 个，新能源总装机规模达 2230.69 万千瓦[i]。

从装机分布来看，全国绿电直连项目呈现出明显的区域集中，华北和西北是当前项目布局的主要区域（图表 2.1）。华北与西北两大区域凭借优质的风光资源与工业基础，成为全国绿电直连建设的核心，两地合计项目数达 74 个，新能源装机规模占全国已披露项目规模的 82.34%。其中，华北地区项目最为集中，新能源总装机达 1161.85 万千瓦（占比 52.08%）。河北省以 42 个项目、564.15 万千瓦装机规模居全国首位，呈现项目数量多、行业覆盖广的特点；内蒙古以 5 个项目、366.40 万千瓦装机规模居全国第二，并与宁夏合作探索全国首例跨省区绿电直连项目模式。西北地区也依托丰富的风光资源快速铺开，新能源总装机达 674.99 万千瓦（占比 30.26%），项目主要集中于新疆、青海和甘肃。东北地区与华东地区装机规模分别为 225.51 万千瓦和 108.22 万千瓦，在降低用电成本和绿色出口履约诉求的推动下，示范项目正陆续落地。西南与华中地区项目体量相对较小，装机分别为 43.49 万千瓦和 16.63 万千瓦，主要受限于当地风光资源及消纳条件等因素。

i 根据国家能源局对十四届全国人大四次会议第 7811 号建议的答复，截至 2026 年 6 月 29 日，全国约有 100 个绿电直连项目完成审批，对应新能源总装机约 3410 万千瓦。本节基于公开渠道披露信息进行统计，数据主要来源于各省、市发改委、能源局，因此与实际的完整情况存在差异。

图表 2.1　绿电直连项目新能源装机分布情况（万千瓦）



来源：各地方发展改革委、地方能源局、落基山研究所

从电源结构来看，已披露项目整体呈现风电装机占比较高的特征，但不同地区的风光配置存在明显差异。本研究选取了公开披露风光装机的 88 个项目进行分析，对应的风光装机总规模为 1746.29 万千瓦，其中风电装机占比 63.1%，光伏装机占比 36.9%。分省份看，风光装机的配置比例与属地资源特性高度契合。在风力资源较为优越的青海、甘肃与山西，风电占披露风光总装机的比例分别达到 80.28%、72.74% 和 76.92%，内蒙古、辽宁、黑龙江与吉林披露细项的项目全额配置风电。在光伏资源富集或土地资源受限的地区则光伏占比较高，如江苏的光伏装机占比达到 70.00%，陕西达 66.67%。

从项目数量看，公开披露项目分布集中，河北最为突出（图表 2.2）。在统计的 95 个项目中，河北共计 42 个项目，占 44.21%，显著高于其他省份，对应新能源装机 564.15 万千瓦，占全国样本装机的 25.29%，单体项目规模相对适中。河北项目数量较多，主要与其具备良好的钢铁和算力产业基础、新能源供给条件，以及常态化申报和项目储备机制等因素相关[ii]。[30] 其中，河北钢铁冶金和算力设施两类绿电直连项目合计占河北项目数量的 48%、装机占比超过 71%。

从项目投资主体的资本属性来看，绿电直连项目呈现出“国有资本为主导、民营资本活跃参与”格局。在具备参与方信息的 94 个有效项目样本中，国有资本主体（含央企发电集团、地方能源国企及地方城投）共计 52 个项目（占比 55.32%），对应装机规模达 1376.17 万千瓦（占比 61.69%）。国资主体在资金成本、大型风光基地开发及与电网协调方面具备相对优势，重点主导了有色金属（如电解铝）、钢铁、算力设施、绿色燃料等行业绿电直连项目。民营资本主体共计 40 个项目，占比 42.55%，对应装机规模 837.03 万千瓦，占比 37.52%。民营企业主要聚焦于电池制造、化工、算力设施等领域，凭借更短决策链条和对用电成本、产品的敏感性，逐步成长为推动绿电直连多元化落地的重要力量。港澳台及外资参与相对较少，占比 2.13%。

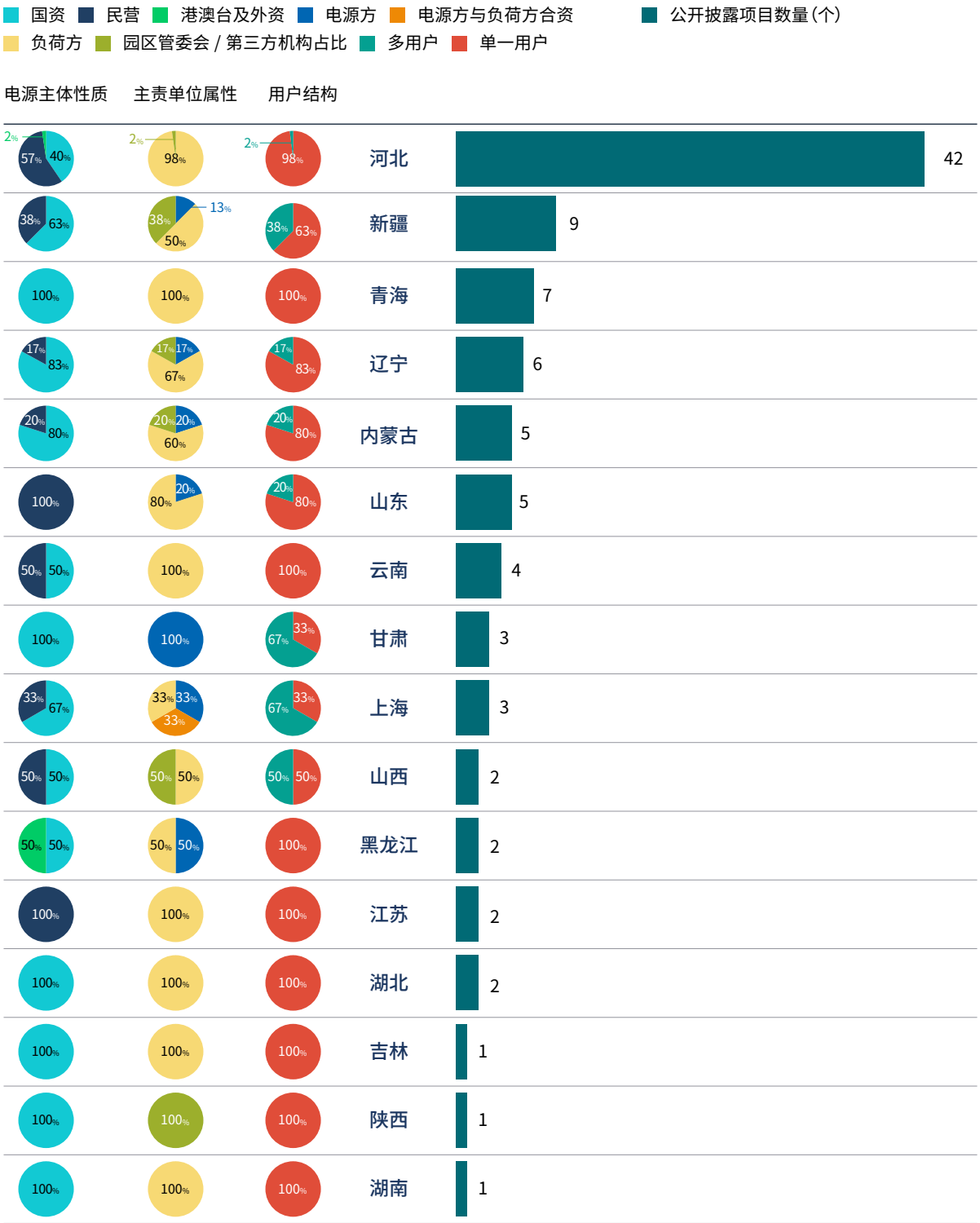
从主责单位及用户结构来看，当前绿电直连建设多由负荷方作为主责单位、以单一用户模式为主。由负荷企业担任项目主责单位的项目达 76 个，占比 80.85%，对应装机 1465.96 万千瓦。用户结构方面，单一用户项目共 82 个，对应装机 1651.01 万千瓦，占总装机的 74.01%；多用户项目共 12 个，对应装机 579.68 万千瓦。随着 688 号文

---

ii　河北省发展和改革委员会对政协河北省第十三届委员会第四次会议第 0236 号提案的答复中提出，聚焦 107 个县域特色产业集群绿电需求，在唐山、邯郸、秦皇岛等地区支持大型钢铁企业，在沧州等地区支持化工企业谋划绿电直连项目；同时依托张家口国家级可再生能源示范区、京津冀算力枢纽节点和冀北新能源基地，推动“算电协同”项目建设。项目组织方面，河北按照“成熟一个、上报一个”的原则常态化开展申报，并将钢铁、石化、建材、算力、制氢等重点行业和零碳园区列为优先支持对象。此外，经省级复核具备条件的风电和集中式光伏项目纳入年度开发建设方案，占用当地风电、光伏资源量，不占用各市风电、光伏 2025 年度开发建设方案指导规模。需要说明的是，本研究基于公开渠道披露信息统计，各省项目清单的完整程度存在差异，河北分批发布的省级项目清单较为系统，也可能提高其在公开样本中的可见度。

进一步明确多用户绿电直连制度设计，多用户项目装机占比已达四分之一，多用户模式有望成为推动绿电直连项目增长的新动力；但从现有项目结构来看，单一用户仍是当前绿电直连项目的主要形式。

图表 2.2　绿电直连项目分布及特征

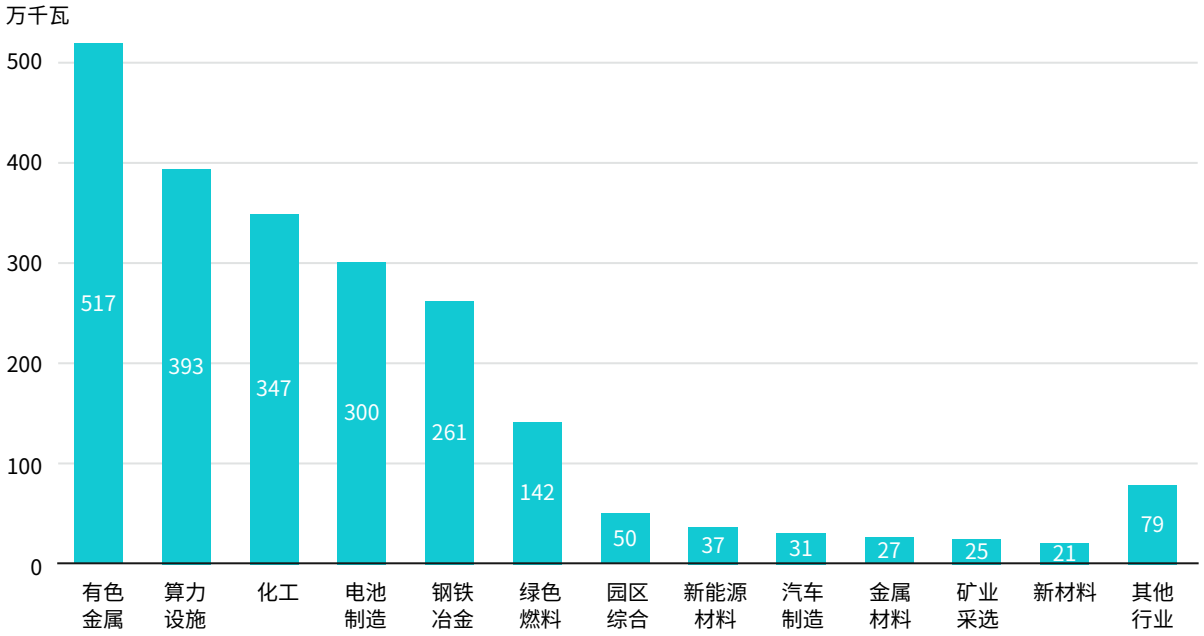


注：新疆第五批新能源就近消纳（绿电直连）项目（3 个）中仅公开了两个项目名称，因此电源主体性质、主责单位属性、用户结构样本数量为 94 个项目。

来源：落基山研究所

从用户负荷行业分布来看，绿电直连主要集中在传统高耗能行业及算力、绿色燃料、电池制造等新兴产业（图表 2.3）。在公开披露的项目中，有色金属、化工与钢铁冶金等传统高耗能行业新能源装机规模最大，合计 1125.67 万千瓦，占全部披露装机的 50.46%，其对锁定长期低价绿电、满足绿色供应链要求有着刚性需求。算力设施作为新兴负荷快速崛起，共有 15 个绿电直连项目，装机达 392.62 万千瓦（占比 17.60%），装机规模位居行业第二，甘肃、河北、新疆等地积极推进“算电协同”。电池制造和绿色燃料项目新能源装机分别为 300.17 万千瓦和 141.63 万千瓦，合计占比约 19.81%。其中，电池制造企业主要通过可追溯绿电回应产品碳足迹、供应链减排和出口市场的绿色履约要求；绿色燃料项目则通过绿氢、绿氨等生产，将新能源电力转化为绿色产品，并扩大了新能源的就地消纳。

图表 2.3　各行业绿电直连项目装机规模分布情况（万千瓦）



注：行业装机规模小于 20 万千瓦归并为其他行业。
来源：落基山研究所

总体而言，已披露项目的分布与特征反映了各地在能源转型中的实际路径选择。风光资源较为丰富的地区更关注通过绿电直连化解本地消纳瓶颈、推动传统产业绿色转型、加快落实“算电协同”；沿海及负荷中心地区则更多面向企业绿色用能需求。为了进一步评估不同地区与行业绿电直连项目可行性，第三章及第四章将基于逐时运行优化模型，对单用户（“一对一”）模式及多用户（“一对多”）模式下典型工商业负荷及绿色燃料负荷的项目经济性进行定量测算。

3、 单用户绿电直连：多区域多行业的项目投资全景分析

在绿电直连政策落地初期，“一对一”模式是最直接、也最普遍的项目形态。本章以“一对一”模式为对象，选取电解铝、水泥、造纸、算力中心四类典型工商业负荷以及绿氢所代表的绿色燃料负荷，在全国 27 个省级行政区、28 个电价区[iii]（内蒙古分蒙东、蒙西两个区域）开展基于逐时运行优化与全生命周期经济性测算的项目规划研究，对比分析**不同省份与地区建设绿电直连项目的现实条件、评估不同行业负荷的可调节潜力对项目经济性的改善程度。**

3.1 投资经济性地图：资源禀赋决定成本底线，上下网电价决定收益空间

绿电直连项目的经济性需要用两把“尺子”衡量：一是看绿电直连项目的全生命周期度电成本（LCOE）在全国范围内的分布情况，反映项目经济性的绝对水平；二是看 LCOE 与本省工商业用户到户电价之间的价差，反映项目经济性的相对水平。两把“尺子”的适用范围既有重合，也有差异，希望能为项目投资方与政策制定者的下一步决策提供参考。

3.1.1 四类典型用户代表不同的负荷画像

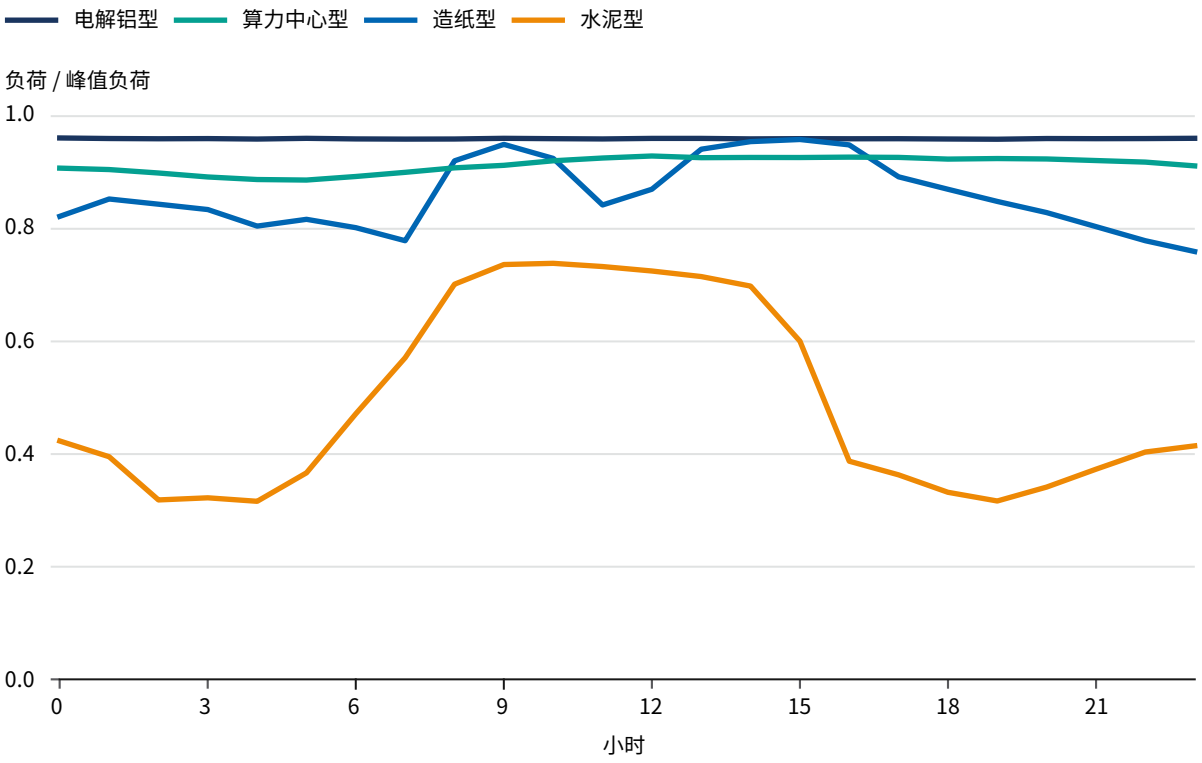
在工商业负荷方面，本研究选取电解铝、水泥、造纸业、算力中心四个典型行业，主要基于三方面考虑。**一是用电体量大。**有色金属（以铝冶炼为主）、算力中心、水泥、造纸行业的用电量分别约占全社会用电量的 8.6%、1.6%、1.3% 和 1.1%，均为重点用能行业。[31] **二是绿色转型压力突出。**电解铝、水泥、新建国家枢纽节点数据中心目前已被纳入重点用能行业绿色电力消费比例监测与考核；[32] 造纸业同属高耗能行业，“十五五”期间有望被纳入。[33] **三是负荷特性具有代表性。**四者在负荷规模、负荷率和调节能力上具有一定的差异性，覆盖了行业内的多数情况（图表 3.1）。

- **电解铝型负荷：**年负荷率约 96%，日内峰谷差不足 4%。具备一定的调节潜力，但受电解槽工艺温度约束，调节空间有限。
- **水泥型负荷：**年负荷率约 49%，日内峰谷差约 43%。其粉磨工序可灵活排产，是调节潜力较大的工商业负荷之一。示例企业负荷呈“白天高、夜间低”的形态，生产集中在 8–15 时，夜间降至峰值的 30%–50%。
- **造纸型负荷：**负荷在峰值的 75%–100% 之间波动，日内峰谷差约 21%，年负荷率约 86%。造纸生产以连续流程为主，主动调节意愿低。
- **算力中心型负荷：**负荷曲线平稳，日内峰谷差约 8%，年负荷率约 91%。对供电可靠性要求高，主动调节意愿低。

---

iii 本研究选取的电价区为目前电力现货市场已正式运行或已连续结算试运行的区域。

图表 3.1　四类典型用户的全年日均负荷曲线（归一化）



注：曲线为全年 365 天同一时刻负荷的平均值，并以各类行业全年峰值负荷进行归一化处理；各电价区测算采用相同的行业典型负荷曲线。

来源：落基山研究所

3.1.2　风光资源决定项目成本底线，西北和内蒙古形成全国绿电直连成本洼地

面向新增负荷的选址决策，LCOE 绝对值是首要参考：测算[iv]显示，绿电直连项目 LCOE[v] 呈西北较低、其余地区较高的格局。以算力中心典型负荷曲线为例，西北和内蒙古可形成 0.40–0.49 元 /kWh 的成本洼地，比华中、川渝地区普遍低 0.1–0.2 元 /kWh。风光资源的总量与资源结构的分布共同形成了这一格局。

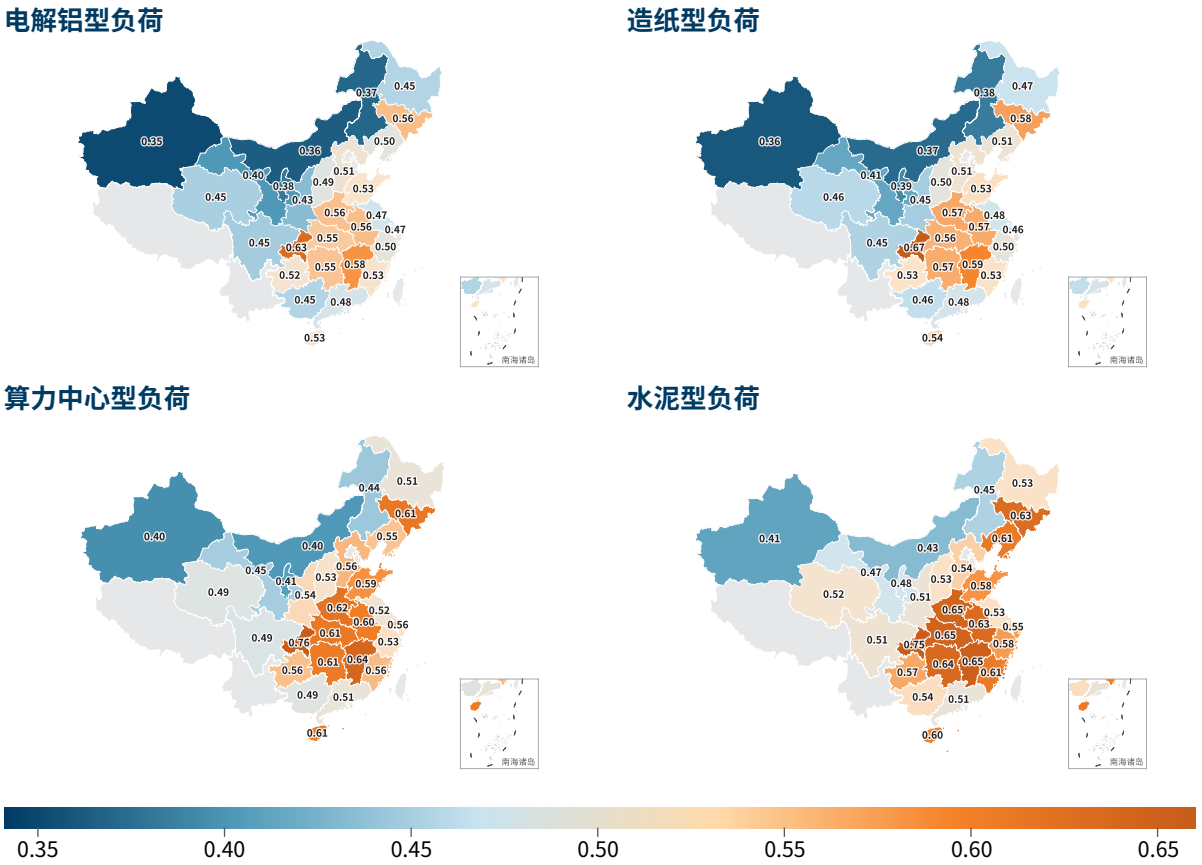
四类负荷 LCOE 的空间格局高度一致，行业间存在稳定的成本梯度。四类典型工商业负荷曲线的绿电直连 LCOE 介于 0.35–0.76 元 /kWh，在同一地区内，电解铝型负荷和造纸型负荷成本最低，算力中心型负荷次之，水泥型负荷最高。分地区看，蒙西、蒙东、新疆在四个行业中均处于最低一档，重庆、河南、江西等地则普遍最高。

---

iv　优化方法：本研究采用 HOMER 微电网优化软件，对各电价区、各行业的绿电直连项目分别建模。输入为各地逐时风光资源数据、各行业典型负荷曲线，以及分时的下网和上网电价；目标函数为项目全生命周期净现值成本（NPC）最低，并在全年 8760 小时逐时功率平衡下模拟运行。优化得到的方案需满足绿电直连政策要求（全国及地方），再按 1192 号文（算力中心按现行两部制）核算线损、输配电费和政府性基金及附加，并计入直连专线投资。经济性计算中折现率假设取 8%，项目寿命 25 年。

v　项目 LCOE 为综合用电成本，计算时纳入了项目新能源投资、下网购电、线损、输配电费、政府性基金及附加、直连专线投资等费用。

图表 3.2　四类典型负荷曲线条件下绿电直连项目 LCOE 分布



注：所有绿电直连项目严格按照国家要求的项目整体新能源年自发自用电量占总可用发电量的比例应不低于 60%，占总用电量的比例应不低于 30%、上网电量不超过总可用发电量的 20% 进行仿真模拟；地方上，内蒙古现行政策要求除绿色燃料项目外，绿电直连项目不得向公网反送电。辽宁现行政策允许战略性新兴产业、未来产业的绿电直连项目弹性上网，本研究假设除算力中心及绿色燃料外的行业不得向公网反送电。测算结果的 LCOE 水平仅代表项目假设点位的资源数据水平，不代表该省或区域的平均资源数据水平。灰色为未测算地区。

来源：落基山研究所

风光资源兼备的地区更容易形成绿电直连项目的成本洼地，但低 LCOE 并不都来自绿电本身，较低的网电价格同样可以拉低项目成本。蒙西、蒙东的光伏和风电资源都较好，项目 LCOE 均≤ 0.45 元 /kWh，低成本主要依靠新能源供电实现。相比之下，在仅单一资源突出的地区，低 LCOE 可能部分来自低价网电的贡献。例如，新疆光照资源全国领先，项目 LCOE 低至 0.35 元 /kWh，但自发自用电量占总用电量比例仅约 32%，约三分之二的用电仍需从电网购入，其低成本在很大程度上得益于较低的网电价格。

成本洼地对电解铝型、算力中心型等可转移的产业负荷的吸引力最大，但需结合产业约束综合判断。

- **电解铝型：用能成本差可达铝价的一成左右。**西北和内蒙古地区电解铝 LCOE 为 0.35–0.38 元 /kWh，比华东、华中平均水平低 0.13–0.20 元 /kWh。对一个年用电 100 亿 kWh 的项目，每年可节省电费 13–20 亿元；按吨铝交流电耗约 1.35 万 kWh 折算，每吨铝电费可降低约 1700–2700 元，相当于铝价（按约 2 万元 / 吨计）的 9%–14%。但电解铝产能受总量约束，新增产能需通过产能置换实现，选址实质上是产能的跨区域转移。转移时还需综合考虑氧化铝原料供应、铝材运输到华东、华南等消费地的物流成本，以及地方招商政策等。

- **算力中心型：**西部枢纽节点具备两成至三成的用能成本优势。在“东数西算”枢纽节点中，蒙西、宁夏的算力中心 LCOE 比河北、长三角、大湾区低约 20%–30%。对时延不敏感的训练、离线计算等负荷，向西部风光资源富集的枢纽节点布局，可在降低用能成本的同时获得较高的绿电占比；时延敏感型负荷仍需靠近用户布局，更适合在本地通过绿电直连或按需叠加绿证、绿电交易等方式满足绿电需求。

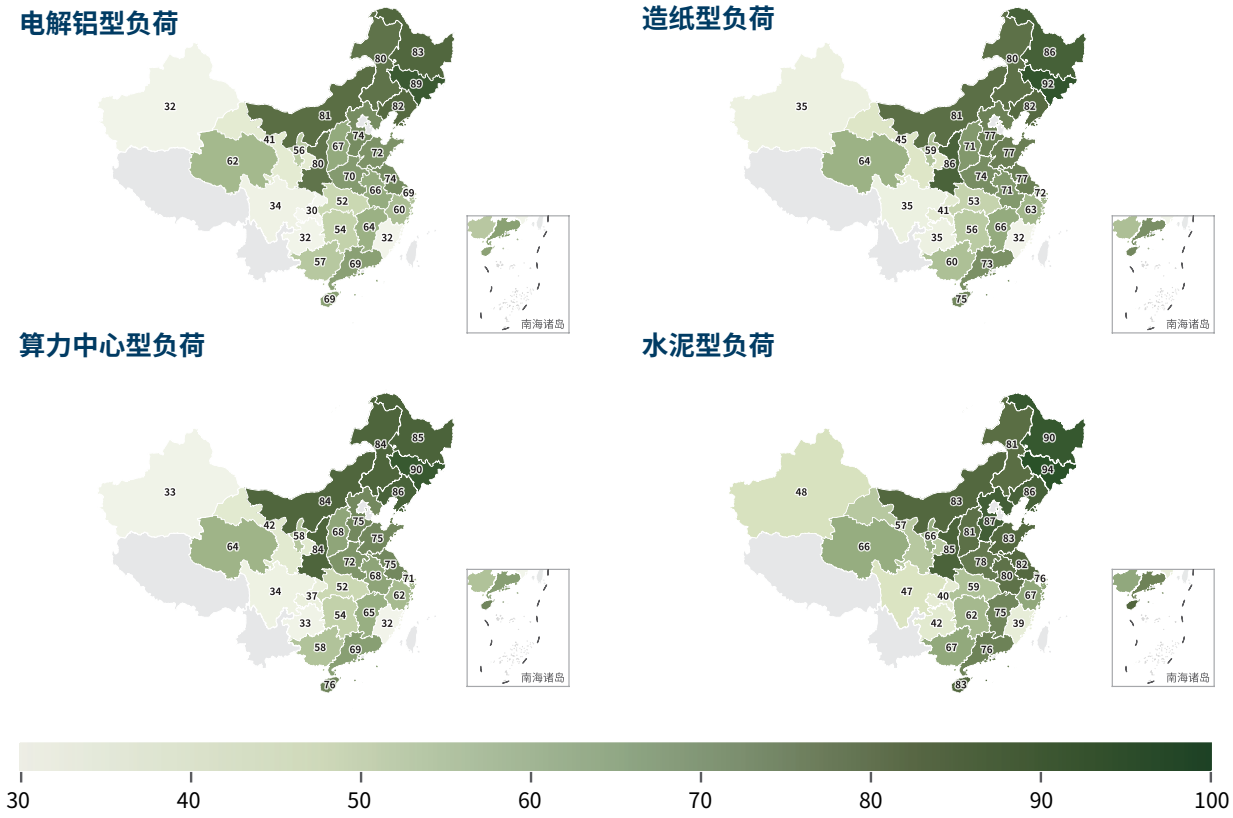
- **低 LCOE 不等于高绿电占比** [vi]。在仅具备单一可再生资源的地区，较低的 LCOE 可能部分来自低价网电。选址评估时应将 LCOE 与绿电占比结合，避免“价低但不够绿”的项目难以满足绿电消费比例要求。

3.1.3 成本最优方案下的绿电占比：东北和内蒙古绿电占比最高

对有绿电消费比例要求的用户，项目能提供多少绿电与成本同样重要。本节考察成本最优方案下项目的绿电占比，即项目自发自用电量占总用电量的比例。它反映的是绿电直连在成本最优的情况下能够提供多少绿电，而不是所能达到的上限 [vii]。

风光兼备的地区在成本最优方案下即可实现高比例绿电。东北和内蒙古的风电与光伏出力在昼夜和季节上较为互补，夜间用电可由风电满足，成本最优方案下，吉林、黑龙江、辽宁以及蒙西、蒙东四类负荷的绿电占比普遍在 80% 以上，吉林接近或超过 90%。其他地区依次降低：华北多在七成以上，华东、南方约为六成，西北、华中约为五至六成。在新疆、川渝、福建、贵州等仅配置光伏或风光资源较弱的地区，夜间用电若要由绿电满足只能依靠成本较高的储能，优化结果更多选择从电网购电，电解铝、造纸业和算力中心的绿电占比约为 30%–40%。这也说明，低 LCOE 不等于高绿电占比：新疆的 LCOE 位居全国最低一档，但很大程度上得益于低价网电，成本最优方案下的绿电占比仅约三成。

图表 3.3 **四类典型负荷曲线条件下绿电直连项目的绿电占比分布**



注：图中数字为各电价区的绿电占比（%）；灰色为未测算地区。
来源：落基山研究所

vi 本文中的绿电占比指的是绿电直连项目中自发自用的风光新能源电量占用户全部用电量的比例。

vii 本研究的测算根据政策要求规定，即自发自用电量不低于总用电量的 30%，在此之上，项目配置多少新能源和储能、自发自用多少电量，完全由成本决定：在当地多用一度绿电比从电网购电更便宜时，优化结果会自然提高绿电占比；反之，在满足政策要求后便转向从电网购电。因此，各地区绿电占比的差异，本质上反映的是在当地多用一度绿电的成本高低。绿电占比较低的地区，并非无法实现更高比例的绿电，而是需要增配新能源和储能，付出高于最优方案的成本。

行业间的差异来自负荷形态。水泥用电集中在白天，与光伏出力匹配较好，成本最优方案下的绿电占比普遍高于其他三类负荷，平均比电解铝高约 9 个百分点；电解铝、造纸业和算力中心全天连续用电，夜间负荷只能依靠风电或电网满足，绿电占比相对较低。

对于成本最优时绿电占比无法满足绿电比例要求的用户，需要比较不同提升绿电占比方式的增量成本。以算力中心为例，按国家枢纽节点新建数据中心 80% 以上的绿电占比目标衡量，在八个枢纽节点所在的电价区中，仅蒙西的成本最优方案可实现目标。而河北、长三角、粤港澳地区的绿电占比在 60%–75% 之间，宁夏、甘肃、贵州、成渝不足 60%。这些地区要达到 80% 的目标，可以在绿电直连项目中增配新能源和储能，也可以通过购买绿证、开展绿电交易补足。前者会使项目成本高于最优方案，但在价差较大的地区，增加配置后的用电成本仍可能低于到户电价。有高比例绿电要求的用户，宜结合自身负荷和当地条件开展专项规划，比较不同方式的综合成本，选择成本最低的组合方案。

3.1.4 项目所在地区的本地电价决定绿电项目投资决策，东北和东南沿海区域开展绿电直连的经济性最突出

判断绿电直连是否划算，关键是看项目 LCOE 与用户当前到户电价之间的价差。价差地图与项目 LCOE 地图的格局存在差异：东北和东南沿海价差明显，而资源最优的西北，经济性反而相对较弱。

按照 650 号文要求，并网型绿电直连项目原则上作为整体参与电力市场交易，项目负荷不得由电网企业代理购电。[34] 但市场化用户的实际购电价格因企业议价能力和交易方式而异，难以统一测算。因此，本研究以 2026 年代理购电到户电价作为用户购电成本的统一基准，在全国范围内开展价差分析，后续各节的价差与投资回报分析均以此为准。从近期市场情况看，电网代理购电价格与售电公司零售价格价差不一，部分地区甚至出现倒挂，用户需要结合自身购电价格与代理购电价格的相对水平进一步评估。

以代理购电到户电价作为基准衡量，在测算的区域中半数以上的绿电直连项目 LCOE 具备价格优势。以 110 千伏两部制电网代理购电到户电价为基准，计算价差（代理购电到户电价 − LCOE），并按价差将各地划分为四档：优（>0.08 元 /kWh）、良（0.04–0.08 元 /kWh）、一般（0–0.04 元 /kWh）、谨慎（<0 元 /kWh）（图表 3.4）。

图表 3.4　四类典型负荷绿电直连价差分档（相对代理购电到户电价 [viii]，单位：元 /kWh）

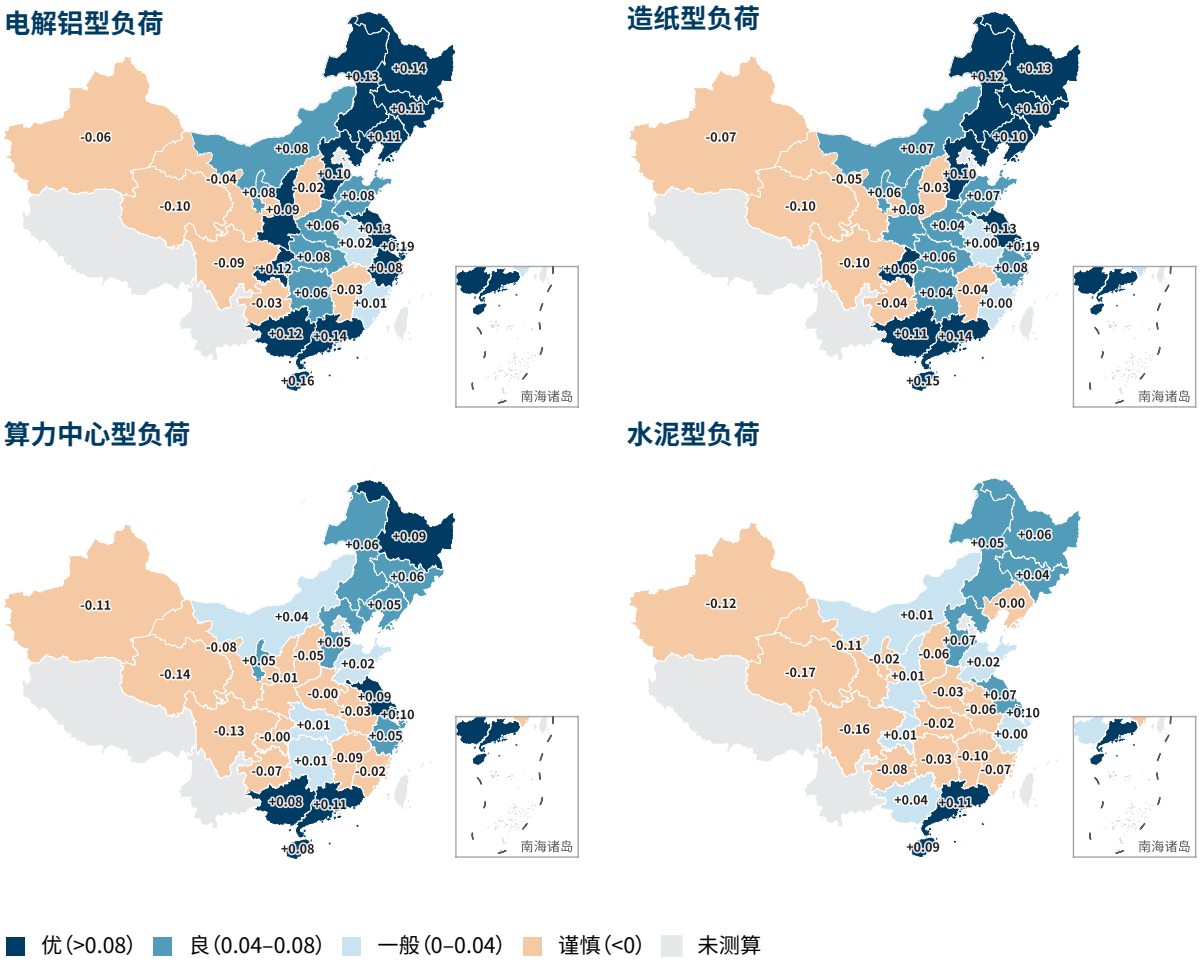
典型负荷曲线	优 (>0.08)	良 (0.04–0.08)	一般 (0–0.04)	谨慎 (<0)
电解铝典型曲线	上海、海南、黑龙江、广东、江苏、蒙东、广西、重庆、吉林、辽宁、河北、陕西、浙江（13）	山东、蒙西、湖北、宁夏、湖南、河南（6）	安徽、福建（2）	山西、贵州、江西、甘肃、新疆、四川、青海（7）
造纸业典型曲线	上海、海南、广东、黑龙江、江苏、蒙东、广西、河北、辽宁、吉林、重庆（11）	浙江、陕西、山东、蒙西、宁夏、湖北、湖南、河南（8）	安徽、福建（2）	山西、贵州、江西、甘肃、新疆、四川、青海（7）
算力中心典型曲线	广东、上海、江苏、黑龙江、海南、广西（6）	吉林、蒙东、河北、辽宁、浙江、宁夏（6）	蒙西、山东、湖北、湖南（4）	河南、重庆、陕西、福建、安徽、山西、贵州、甘肃、江西、新疆、四川、青海（12）
水泥典型曲线	广东、上海、海南（3）	江苏、河北、黑龙江、蒙东、吉林（5）	广西、山东、陕西、重庆、蒙西、浙江（6）	辽宁、宁夏、湖北、湖南、河南、山西、安徽、福建、贵州、江西、甘肃、新疆、四川、青海（14）

来源：落基山研究所

viii　本研究测算中采用了 2026 年 1–7 月各电价区代理购电价格的均值，到户电价指以代理购电价格均值作为电能量价格的部分，再加上输配电价、系统运行费用、线损、政府性基金及附加。

价差较大的区域根据典型负荷曲线的不同在全国的分布情况有所差异。以电解铝典型行业曲线测算结果为例，13个“优”档地区中，吉林、辽宁、黑龙江、蒙东兼具较好的风光资源和较高电价，上海、江苏、广东、海南、广西、浙江等地则主要依靠较高的到户电价；而新疆、甘肃、青海、四川到户电价较低（0.29–0.36 元 /kWh），导致价差为负落入“谨慎”档（图表 3.5）。

图表 3.5　四类典型负荷曲线条件下绿电直连价差分布



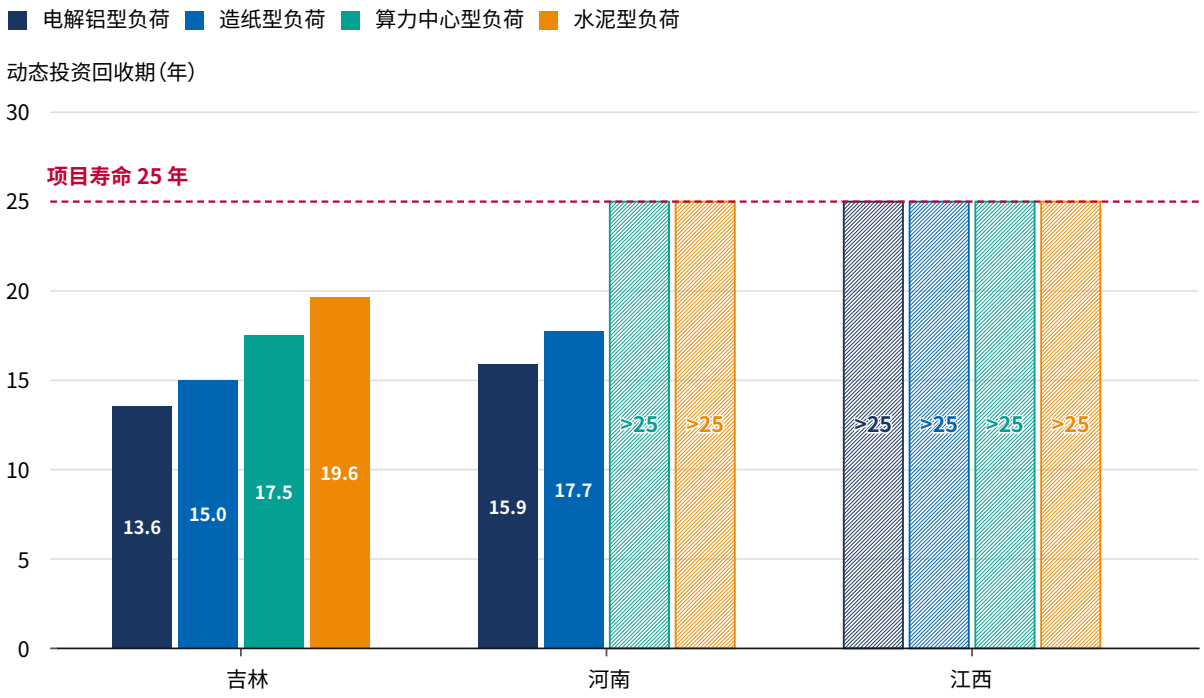
注：价差 =110 千伏两部制代理购电到户电价－项目 LCOE；图中数字为价差（元 /kWh）。
来源：落基山研究所

典型省份投资回报概览：“优”档地区项目的 IRR 均值约为 15%，“良”档地区项目的 IRR 均值约 11%，动态回收期平均分别为约 11 年和 15 年，“一般”档地区 IRR 均值约 9%，回收期均值约 20 年，“谨慎”档地区 IRR 大多不足 5%，回报周期超过 25 年的项目寿命期。以吉林、河南、江西三个典型省份为例，测算四类用户绿电直连项目的 IRR 和动态投资回收期 [ix]（图表 3.6）。

ix　动态投资回收期按 8% 折现率考虑资金的时间价值，即逐年累计项目净现金流的现值，直至抵消初始投资所需的年数。

- **吉林：**四类用户 IRR 约 9%–12%，动态回收期约 14–20 年，其中电解铝型、造纸型约 14–15 年。
- **河南：**电解铝型、造纸型 IRR 约 10%–11%，动态回收期约 16–18 年；算力中心型、水泥型价差略低于零，IRR 约 7%–8%，低于 8% 的折现率，项目投资回报周期将超过 25 年寿命期。
- **江西：四类用户价差均为负，IRR 仅约 3%–6%，**项目投资回报周期将超过 25 年寿命期，项目经济性对电价和成本的变化十分敏感。
- **价差越大，回收期越短：**从“一般”档到“优”档，项目 IRR 可提升约 4–6 个百分点，动态回收期相应缩短约 9–14 年。若计入绿证等环境权益价值，有绿电消费比例或碳足迹约束的用户实际回报会更高。

图表 3.6　**典型省份四类用户绿电直连项目动态投资回收期**



来源：落基山研究所

3.2　分行业投资经济性对比：负荷特性和调节能力是影响项目效益的关键因素

在同一地区、相同资源条件下，不同行业的绿电直连成本仍存在系统性差异。行业的负荷曲线决定成本基线，调节能力决定降本空间。常规情景（即上述章节不考虑负荷调节的情景）下，同一地区水泥型负荷项目的 LCOE 平均比电解铝型高约 0.07 元 /kWh，差距主要来自负荷率。这是因为在 1192 号文计费框架下，基本电费和按省级平均负荷率折算的输配电费主要与接入容量挂钩、与实际用电量关联较弱，负荷率越低，单位电量分摊的费用越高。[35] 负荷率仅约 49% 的水泥，单位电量分摊的此类费用约 0.17 元 /kWh，是负荷率约 96% 的电解铝（约 0.08 元 /kWh）的两倍以上。进一步，本节将探讨用户自身的负荷调节能力可在多大程度上改善项目经济性。

3.2.1 负荷调节可普遍使项目降本，但降本程度高度依赖负荷调节能力

本报告以水泥和电解铝的典型行业负荷曲线为例，展示不同负荷调节能力对项目经济性带来的影响。负荷调节能力可按照调节深度（负荷可上下调整的幅度）和调节时间（单次调节可持续的时长）进行区分。其中，水泥型负荷调节能力较强，一般可下调 50%、持续 6 小时；电解铝型负荷调节能力相对较弱，一般可下调 20%、持续 4 小时，两者的上调幅度受变压器容量配置上限限制。结果显示，调节后**全国层面水泥型负荷项目 LCOE 平均下降 0.012 元 /kWh（2.2%），电解铝型负荷项目平均下降 0.006 元 /kWh（1.2%）。但两个行业调节能力的差异，使两者在同一地区的降本幅度相差约一倍。**

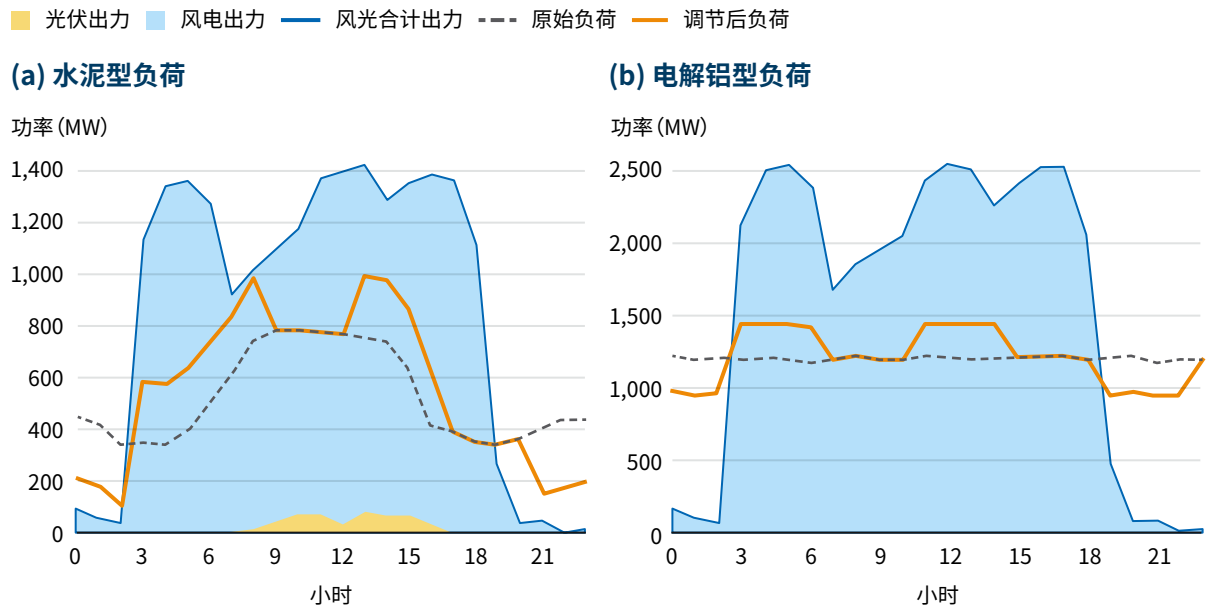
本报告选取电解铝与水泥产能均有布局的广西作为典型案例进行展示。结果显示，调节后水泥型负荷项目 LCOE 下降 3.1%，电解铝型负荷项目下降 1.8%，均高于全国平均的负荷调节带来的降本水平，但两者的降本幅度相差约一倍。以下从负荷曲线和成本构成两个角度，对比两类用户调节前后的变化。

调节让负荷“追着风光走”，但调节能力决定了跟随的幅度（图表 3.7）。

- **水泥型负荷项目可大幅填谷削峰。**在风电持续大发的春季典型日，3 时起风电快速大发并一直持续到傍晚。受单次上调不超过 6 小时的约束，水泥型分两段跟随风电：3–8 时将负荷由约 340–750MW 抬升至约 580–980MW，9–12 时恢复正常生产，13–16 时再次将负荷抬升至约 660–1000MW；在凌晨（0–2 时）和夜间（21–23 时）的风电低谷时段，则将负荷由约 340–450MW 压降至约 100–210MW。全年时移电量约占年用电量的 17%。

- **电解铝型负荷项目只能“小幅跟随”。**受 20% 下调上限和 4 小时持续时间约束，电解铝型只能在约 930–1450MW 之间调整负荷：风电大发的 3–6 时和 11–14 时各上调约 20%、持续 4 小时，两段之间恢复正常生产 4 小时；凌晨（0–2 时）和夜间（19–22 时）风电低谷时下调约 20%。全年时移电量约占年用电量的 9%，调整幅度小于水泥。

图表 3.7　**广西两类负荷项目典型日负荷调节效果**



注：图中为调节情景的优化结果；风光出力高于负荷的部分用于储能充电或在政策允许范围内余电上网（上网功率受接入容量限制），其余部分弃电。

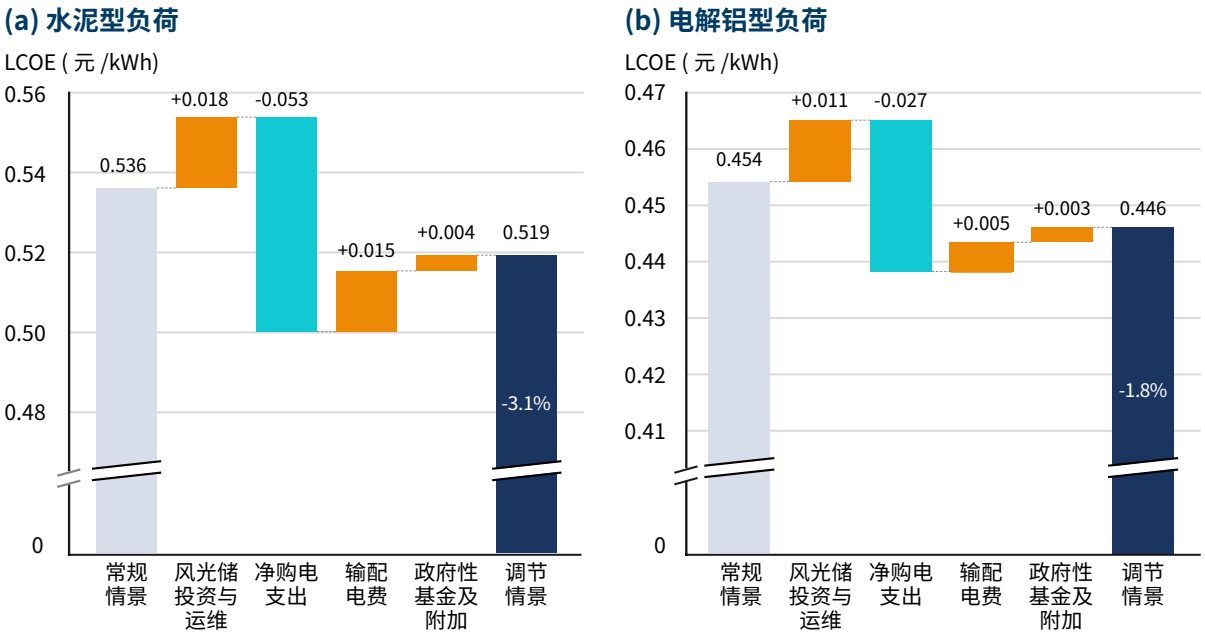
来源：落基山研究所

负荷灵活性同时替代场内和场外的调节资源（图表 3.8）。常规情景下，项目平衡新能源出力波动主要依靠两类灵活性资源：一是场外灵活性，即由公共电网平衡新能源波动，富余电量在政策允许范围内上网；二是场内灵活性，主要由储能提供。负荷具备调节能力后，可在新能源富余时上调、在新能源不足或电价高企时下调，从而部分替代这两类资源，替代哪一类、替代多少，取决于调节能力。

- **水泥型负荷项目：同时替代场内和场外灵活性，LCOE 由 0.536 元 /kWh 降至 0.519 元 /kWh（-3.1%）。**场内方面，深度调节使储能配置减少约 46%；但为在风电大发时段多用电，风电装机相应增加、光伏装机减少，风光装机合计增加约 6%，初始投资增加约 4 亿元，风光储投资与运维对应的 LCOE 上升 0.018 元 /kWh。场外方面，下网电量减少约 26%，净购电支出下降 0.053 元 /kWh，是水泥型负荷项目降本的最大来源。但负荷时移改变了与电网的交互方式，下网峰值功率由约 930MW 升至 1150MW，输配电费和政府性基金及附加合计增加约 0.019 元 /kWh。新增投资和电网费用合计抵消了约七成的购电节约。

- **电解铝型负荷项目：以替代场外灵活性为主，替代程度有限，LCOE 由 0.454 元 /kWh 降至 0.446 元 /kWh（-1.8%）。**场外方面，负荷上调使富余风电得以就地消纳，余电上网量减少约 60%，下网电量减少约 14%，净购电支出下降 0.027 元 /kWh。场内方面，储能配置和风电装机分别增加约 7% 和 8%，风光储投资与运维成本上升 0.011 元 /kWh；输配电费等增加约 0.008 元 /kWh，部分抵消了降本收益。

图表 3.8　广西两类负荷项目负荷调节前后 LCOE 变化



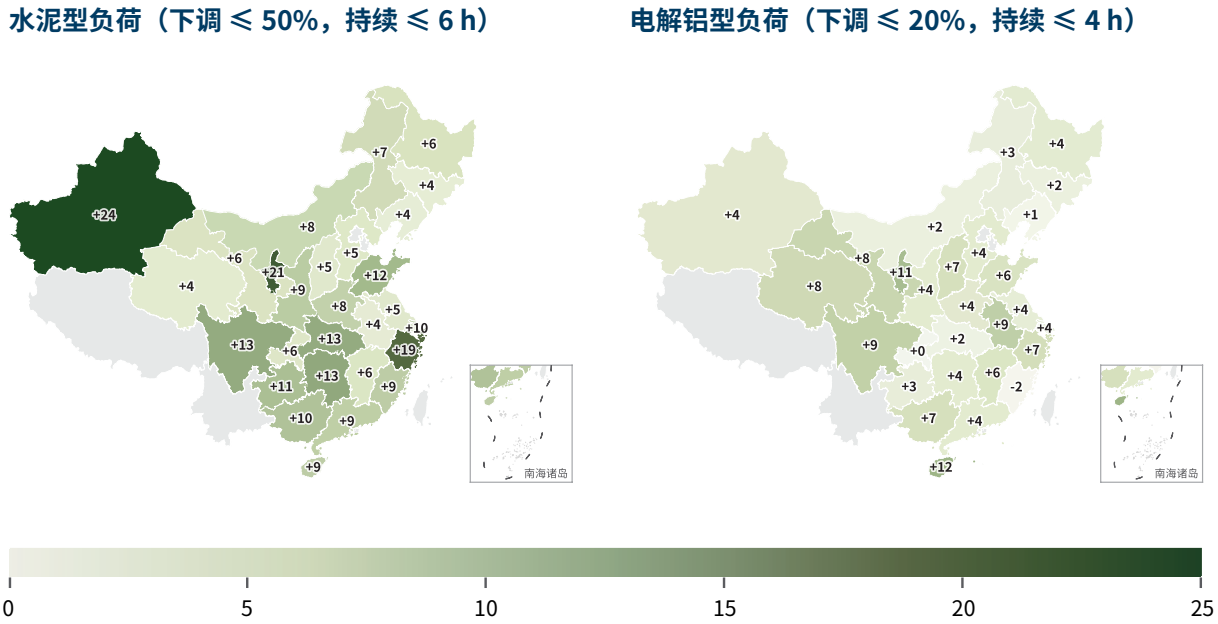
注：纵轴采用断轴显示；风光储投资与运维含直连专线投资。
来源：落基山研究所

水泥型负荷项目降本幅度约为电解铝型负荷项目的两倍。水泥型负荷项目调节情景的 LCOE 平均降低 2.2%，最高可达 8.6%；电解铝型负荷项目平均降低 1.2%，最高 3.3%。水泥型负荷项目的深度调节同时减少了部分储能和下网购电需求（储能配置平均减少约 25%、下网电量减少约 27%），电解铝型负荷项目则主要减少下网购电需求（约 12%），储能配置基本持平。负荷时移也会推高下网峰值功率（两类用户平均分别上升约 22% 和 18%），项目实际投运时需注意负荷调节与需量管理的协同优化。

3.2.2 负荷调节可提升项目绿电占比，提升幅度同样取决于调节能力

负荷调节把用电转移到风光充裕的时段，在降本的同时也提高了项目的绿电占比，其提升幅度同样取决于调节能力（图表 3.9）。水泥型负荷项目开展负荷调节后，平均绿电占比由约 71% 提高到 80%；电解铝型负荷项目由约 62% 提高到 67%。从地区看，水泥型负荷项目在新疆、宁夏、浙江等地提升最为明显，尤其在新疆通过把用电集中到白天的光伏出力时段，绿电占比提高了约 24 个百分点；电解铝型负荷项目受调节能力限制，多数地区仅提升个位数百分点，重庆等地几乎没有改善，福建甚至下降约 2 个百分点：优化以成本最低为目标，调节后福建电解铝型负荷项目减少了约 10% 的风光装机，转而在低价时段从电网购电，LCOE 下降约 3%，绿电占比则随之略有降低。对有绿电消费比例要求的用户，负荷调节是提升项目绿电占比、减少额外环境权益采购成本的有效手段。

图表 3.9 **两类负荷调节前后绿电占比的变化**



注：图中数字为调节情景相对常规情景绿电占比的变化（百分点）。灰色为未测算地区。
来源：落基山研究所

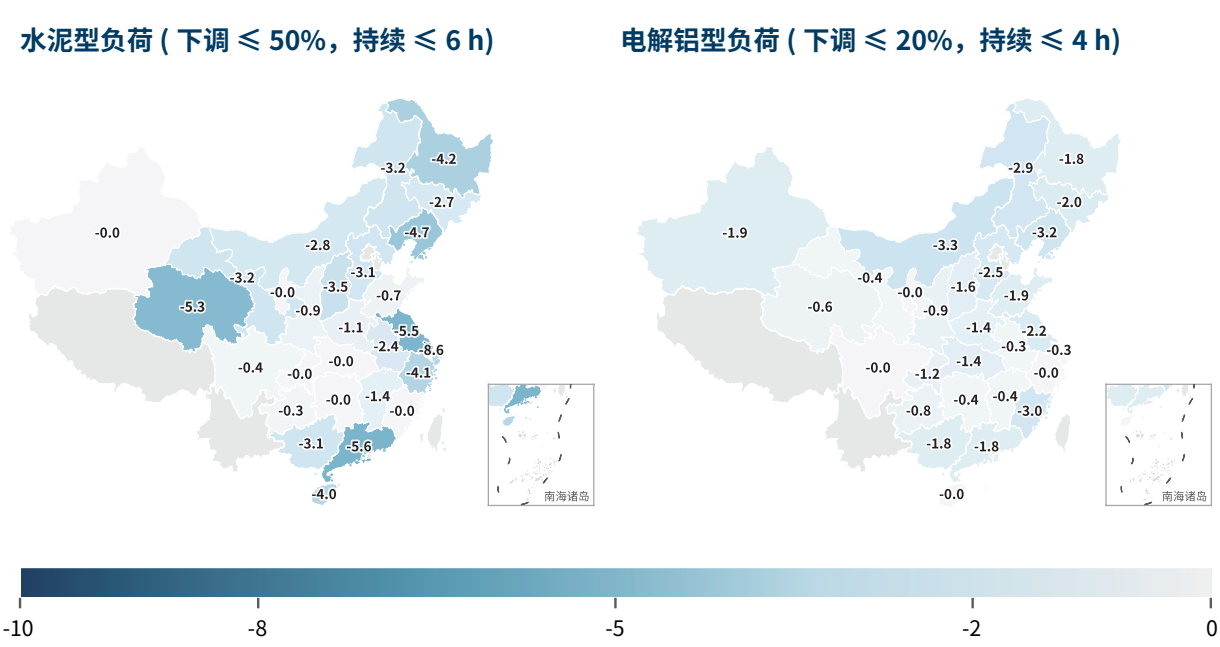
3.2.3 负荷调节价值在风光互补、高电价地区较为突出，可明显提升部分地区的投资吸引力

调节的降本效果存在明显的地区差异。水泥型负荷项目在东部沿海地区最为显著，在川渝、两湖等地几乎没有收益；电解铝型负荷项目受自身调节能力约束，各地降本幅度普遍有限。调节还可推动部分地区的价差升档，进一步改善项目投资回报。图表 3.10 按 LCOE 降幅呈现了各地调节效果的分布。风电资源和电价是影响调节价值的两大因素：

- **风电资源：**风电利用小时数超过 3000 小时的地区，水泥型负荷项目平均降幅约 4.3%，风电资源一般的地区平均降幅约 1.7%，而仅配置光伏的地区效果不明显。这是因为风光互补地区的新能源出力在一天中呈多段、多时长的波动，水泥型负荷项目 6 小时的可调窗口恰好能够与之匹配；而以光伏为主的地区，主要缺口在长达十余小时的夜间，单靠负荷时移难以覆盖。

- **电价：**电价越高，每次通过负荷调节减少的下网电量带来的节约也越多。下网电价最高的 10 个地区平均降幅约 3.7%，最低的 10 个地区平均降幅约 1.5%。

图表 3.10 **两类负荷调节的 LCOE 变化幅度分布**



注：灰色为未测算地区。
来源：落基山研究所

负荷调节也推动了部分地区价差升档、回收期缩短，提高了投资吸引力。根据价差分布，水泥型负荷项目在 4 个地区价差升档，其中江苏、河北、黑龙江升至“优”档，广西升至“良”档；电解铝型负荷项目在蒙西、山东、湖北 3 个地区由“良”档升至“优”档。以辽宁为例，调节潜力使得水泥型负荷项目的动态投资回收期缩短约 4 年，电解铝型负荷项目缩短 1 年，投资回收的安全边际有所扩大。

3.3 绿色燃料：最契合绿电直连“就近消纳”设计初衷的柔性负荷

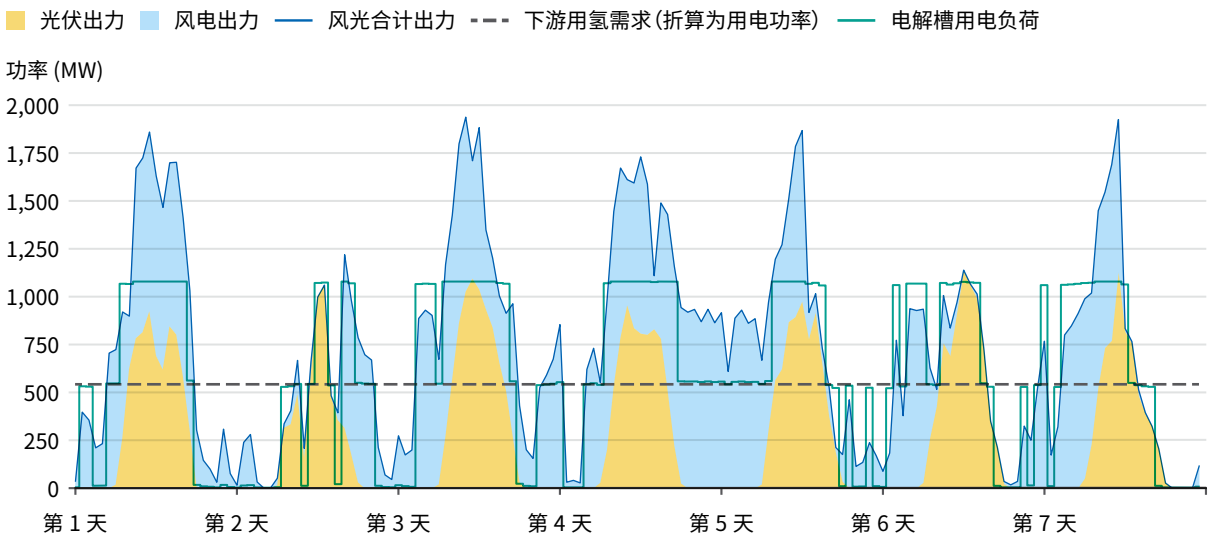
国家推动绿电直连的初衷，是在满足企业绿色用能需求的同时，提升新能源就近就地消纳水平。以绿氢为代表的绿色燃料负荷，产品可储存、生产可灵活安排，是五类负荷中最能“跟着风光走”的用户：风光充裕时多用电、风光匮乏时少用电，负荷与新能源出力在时段和程度上的拟合度远高于其他负荷，弃电率也为各类负荷中最低。

3.3.1 绿色燃料负荷特点：生产与使用可解耦，制取负荷可随风光出力波动

本报告以绿氢作为绿色燃料负荷的代表开展模拟优化。假设项目下游用氢需求全年恒定，但制氢与用氢之间设有储氢罐缓冲，储氢罐容量相当于下游两日的需求量。这意味着电解槽可在 0 至 2 倍平均制氢负荷之间灵活运行，最长可连续 48 小时停产。只要系统能够持续满足下游用氢需求，电解槽何时生产、生产多少，均可根据风光出力灵活安排。

绿色燃料绿电直连项目呈现“启停跟随”的运行形态（图表 3.11）。以蒙西为例，风光出力充裕时电解槽满功率运行，多产的氢气存入储氢罐，风电持续大发时可连续满载运行；风光出力降至低谷时电解槽停机，由储氢罐向下游供氢。与之相比，水泥、电解铝即使开展负荷调节，也受调节深度和 6 小时、4 小时调节时长的限制，只能在日内小幅跟随出力波动。

图表 3.11 **蒙西绿氢型项目春季典型周的电解槽负荷与风光出力（示例）**



来源：落基山研究所

- **与风光出力的高拟合度使绿氢成为选取的行业中新能源资源利用率最高的行业。**绿氢项目在 28 个电价区内的平均弃电率约 6.8%，低于常规情景下的水泥（7.7%）、造纸（9.0%）、算力中心（9.4%）和电解铝（10.4%），也低于开展负荷调节后的水泥（8.6%）和电解铝（10.8%）。

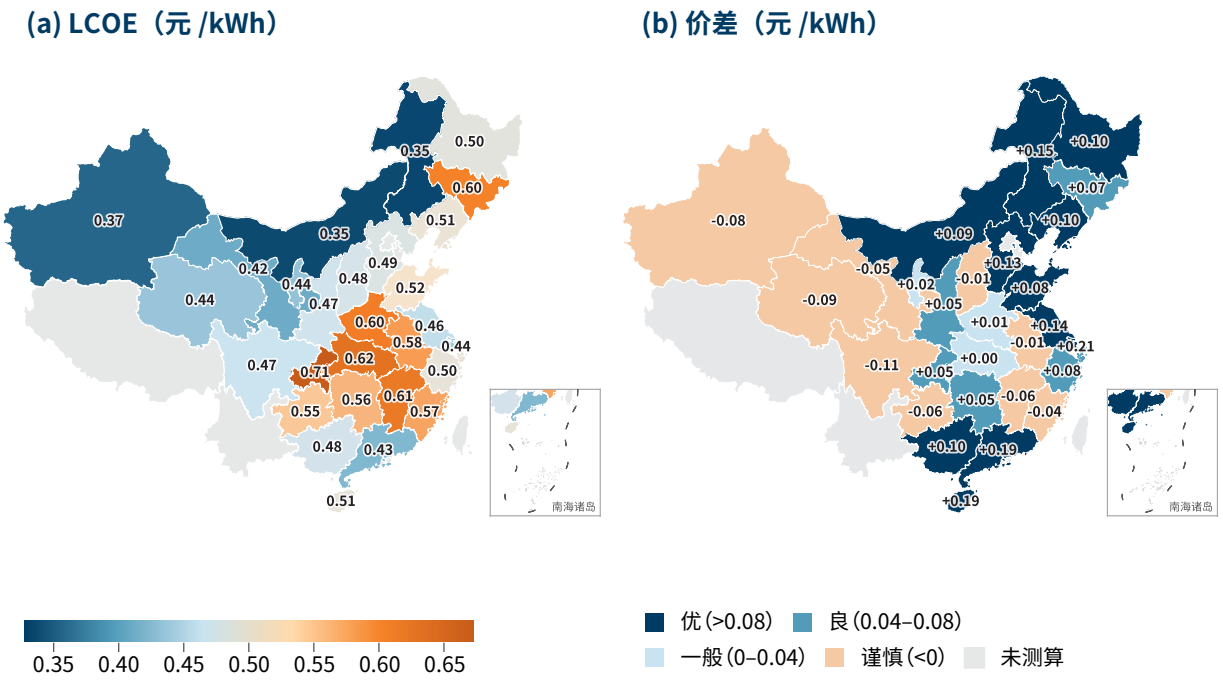
- **资源禀赋好的地区的改善更为显著。**电解铝、造纸、算力中心、水泥项目的弃电率在蒙西为 12.5%–16.1%、在蒙东为 12.2%–17.0%，而绿氢项目在两地分别仅为 2.4% 和 1.9%。因此，在新能源资源富集、本地消纳能力有限的地区，绿色燃料行业可跟随风光出力动态调整负荷水平，是提升新能源利用率的有效载体。

3.3.2 绿氢型负荷项目可跨日跟随新能源出力，在风电资源较好、电价较高的地区价差居五类负荷之首

绿氢型负荷项目 LCOE 的空间分布与其他行业一致，其相对其他负荷的经济性优势则与风电资源密切相关。在风电资源较好、到户电价较高的地区，其与到户电价的价差为同一地区五类负荷中最高。

- **价差：19 个电价区为正，11 个地区进入“优”档（图表 3.12）。**绿氢型负荷项目价差的中位数约 0.05 元 /kWh。“优”档（>0.08 元 /kWh）11 个，包括上海、江苏、山东、广东、广西、海南等东部沿海地区，以及蒙东、蒙西、河北、辽宁、黑龙江，项目动态回收期约 6–11 年；“良”档 5 个，约 11–14 年；“一般”档 3 个，约 16–18 年；“谨慎”档 9 个，集中在网电价格普遍较低的新疆、青海、甘肃、四川、贵州等西北、西南地区以及江西、福建、安徽、山西。

图表 3.12 **绿氢型负荷绿电直连项目 LCOE 与价差分布**



注：价差 =110 千伏两部制代理购电到户电价－项目 LCOE；价差分档与图表 3.5 一致。
来源：落基山研究所

- **LCOE：西北和内蒙古最低，决定终端应用的成本。**绿氢型负荷项目 LCOE 介于 0.35–0.71 元 /kWh，中位数约 0.49 元 /kWh，蒙东、蒙西、新疆低于 0.40 元 /kWh，其中内蒙古为全国最低。按电解水制氢电耗约 52kWh/kg 计，对应的制氢用电成本约为 18–37 元 /kg。作为参考，目前国内煤制氢成本约 12 元 /kg、天然气制氢约 15 元 /kg。若绿氢型负荷项目以终端应用成本作为投资决策的判断因素，需以 LCOE 为主要标的进行相应分析。

3.4 单用户绿电直连在多数地区具备推广基础，多用户绿电直连将是规模化就近消纳模式的发展方向

单用户绿电直连在资源较好或电价较高的地区已具备经济性，项目效益主要取决于以下几个因素：

- **资源禀赋决定成本底线，本地电价决定收益空间。**绿电直连 LCOE 绝对值呈西北较低、其余地区较高的格局；项目 LCOE 与到户电价的价差分布以东北和东南沿海地区最具优势。根据典型负荷曲线的测算结果，负荷率高的电解铝、造纸等行业典型负荷，半数以上具备推广基础；算力中心由于属于高可靠行业，基本电费较高，水泥典型负荷曲线负荷率较低，具备经济性的地区较少。

- **负荷特性与调节能力决定用户获益程度。**负荷调节能够部分替代储能和电网的调节作用，使项目普遍降本，但降本幅度取决于调节能力。若能实现较大的调节深度、较长的调节时间，则可在风光互补、电价较高的地区显著改善投资收益率、推动临界项目价差升档。

- **绿色燃料最契合“就近消纳”的设计初衷。**绿氢型负荷可跨日跟随风光出力，跟随幅度在五类负荷中最大，项目弃电率最低。项目经济性在风电资源较好、网电价格较高的地区为五类负荷中表现最优。

然而，“一对一”模式天然面临结构性约束：单体投资动辄数十亿至上百亿元，远超企业常规资本开支能力；小规模用户难以独立进行电源规划和获得立项审批；单一负荷形态难以与风光出力充分匹配；项目收益高度依赖单一用户，风险集中、融资困难等。在不允许余电反送的地区，这些约束更为突出。

打破上述约束的关键，在于从“单一用户”走向“多用户聚合”：由多方分摊投资，以不同特性负荷的互补提升源荷匹配程度，以多元用户分散经营风险，并为富余新能源提供更多就近消纳的出口。第四章将围绕“一对多”模式展开系统分析。

4、 多用户绿电直连：项目投资逻辑、风险评估与内部治理机制探讨

第三章的分析表明，单用户绿电直连具有权责清晰、结算关系简单等优势，但其经济性和运营稳定性高度依赖单一用户的负荷规模、运行特征和持续经营能力。对于单体负荷较小、源荷匹配较弱或难以独立承担专用基础设施投资的用户，单用户模式可能面临固定成本较高、资源配置冗余和风险过度集中的约束。

多用户绿电直连通过将多个法人用户纳入统一项目边界，为共享线路、变电、储能和运营平台，以及组合不同负荷特征更好地与绿电匹配提供了可能。但参与主体增加并不必然提高经济性：相似负荷可能同步形成峰值，核心用户变化可能引发新的关联风险，共享收益也可能因成本分摊不合理而无法被各方接受。因此，本章结合定量和定性研究，分析多用户直连带来的优势与新增挑战。

4.1 多用户绿电直连的价值创造不仅在于分摊固定成本，更在于实现投资和运营阶段的联合优化降本

多用户绿电直连的价值不仅可能来自共享线路、变电设施带来的固定成本分摊，还可能来自投资和运营两个阶段的联合优化。在投资阶段，若用户之间的负荷特性能够形成互补，项目有望按组合而非单个用户配置电源和调节资源；在运营阶段，多用户负荷协同调节有望进一步减少下网购电、提高新能源就地消纳。

本节选取蒙西、河北、山东三地开展测算。第二章对已公开披露项目的梳理显示，河北绿电直连项目数量居全国首位，山东、内蒙古也位居前列。项目落地较多的地区，往往已在政策衔接、电网接入和项目审批等方面积累了一定经验，也更有可能聚集多个潜在用户，可能较其他地区更具备先行先试“一对多”联合开发的条件。本节沿用第三章的负荷设定，选取调节能力差异较大的绿氢型负荷与电解铝型负荷组成“一对多”项目，在三地分别测算分建、合建与合建调节等情景。

4.1.1 利用多用户负荷互补性进行投资组合优化是“一对多”项目发挥经济性优势的关键

多用户绿电直连项目通过基础设施共享带来规模经济价值。单用户项目通常需要分别配置专线、变电设施、必要的调节资源等，当单个用户负荷规模不足或设备利用率较低时，固定投入将由较少电量承担，推高单位供电成本。多用户项目则可在空间集中和技术条件允许的情况下共享基础设施，并按照组合负荷而非各用户峰值简单相加配置容量，从而减少重复建设和冗余投资。

用户之间的能力互补，可以让一个用户的灵活性替代另一个用户的储能需求，使“一对多”项目的投资和单位成本同时下降。与两个“一对一”项目合计相比，蒙西“一对多”项目[x]的总初始投资减少约 8%，总系统成本下降约 4.9%：绿氢型负荷的灵活性与电解铝型负荷的稳定基荷相互补充，项目整体可以余电上网[xi]，两者共同使项目不再需要为电解铝型负荷单独配置储能。

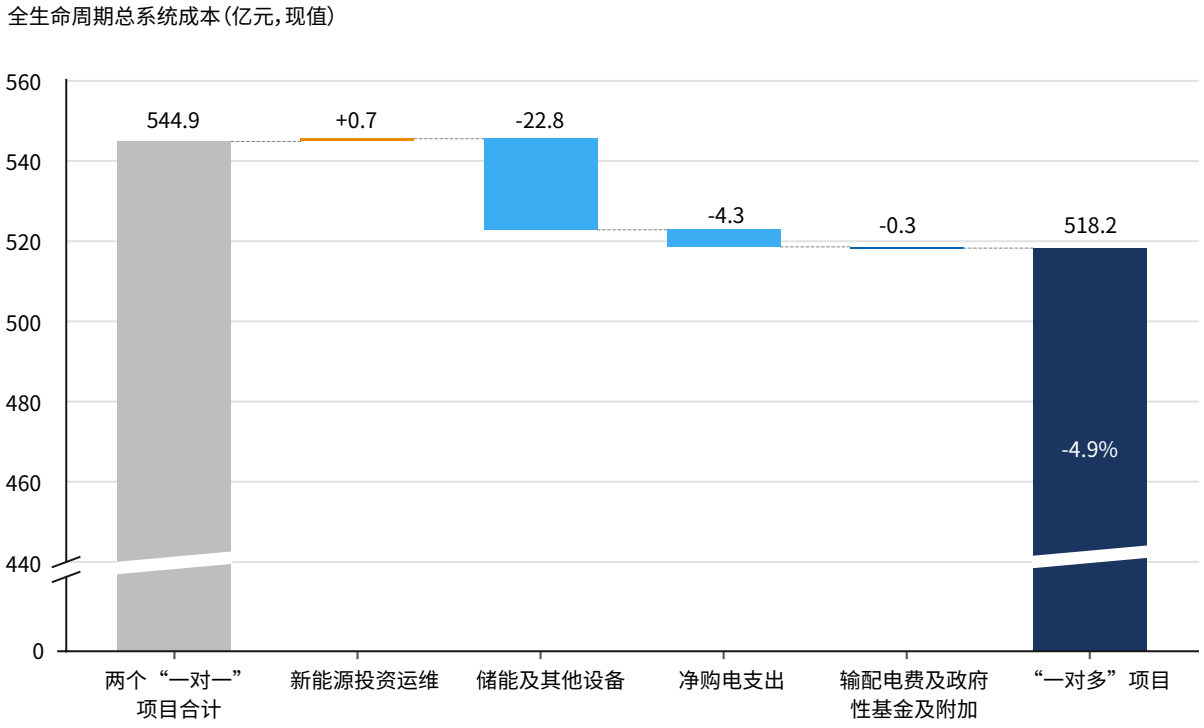
---

x “一对多”项目中绿氢型负荷与电解铝型负荷的用电量和用电曲线分别与各自的“一对一”项目一致。

xi 本研究假设氢基绿色燃料负荷能够与电解铝负荷组成“一对多”项目，并由氢基绿色燃料负荷企业作为项目整体的主责单位，项目整体运行参照氢基绿色燃料绿电直连项目的相关要求执行。

“一对多”的单位供电成本既低于两个“一对一”项目的平均水平，也低于其中任何一个用户单独直连，组合对双方都有吸引力。在节省的约 27 亿元系统成本中，八成以上来自储能等设备投资的减少，其余主要来自净购电支出的下降（图表 4.1），相当于在项目寿命期内每年为两个用户节省约 2.5 亿元。若按用电量把“一对多”项目的总系统成本分摊给两个用户，电解铝型负荷承担的成本比其“一对一”项目减少约 20 亿元（约 6.1%），绿氢型负荷减少约 7 亿元（约 3.1%）。这种分摊方式下，收益主要体现在电解铝型负荷一侧，实践中如何在多用户项目内部合理分配成本与收益仍需用户间进一步协商确定。

图表 4.1　蒙西两个“一对一”项目与“一对多”项目全生命周期总系统成本的变化

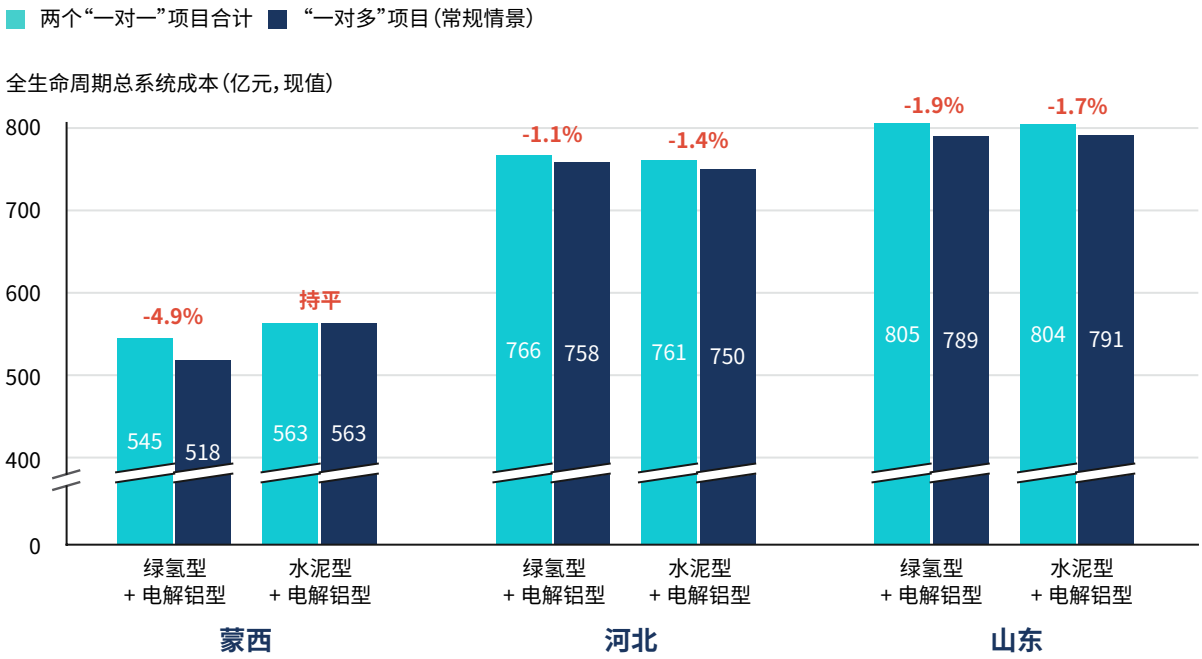


来源：落基山研究所

多用户组合能否补齐彼此缺少的能力、项目能否获得余电上网收益，决定了“一对多”在投资阶段能兑现多少价值（图表 4.2）。蒙西“绿氢型 + 电解铝型”降本最为明显，相当一部分来自余电上网收益[xii]。电解铝型负荷与绿氢型负荷组成“一对多”项目后，项目年上网电量增加约 65%，弃电率由约 10% 降至约 7%，原本电解铝型“一对一”项目中配置的储能不再需要。河北、山东余电上网政策未对行业进行区分，“绿氢型 + 电解铝型”的降幅只有约 1%–2%，储能配置相当，降本主要来自两个用户之间富余新能源的就地互济。蒙西“水泥型 + 电解铝型”两类负荷都不能余电上网，“一对多”项目的总系统成本与两个“一对一”项目合计基本一致；在河北、山东，这一组合可以共享上网额度，总系统成本下降约 1.5%–2%。可见，降本的关键是用户的负荷形态能否具备互补的特征。

xii 内蒙古现行政策要求除绿色燃料项目外，绿电直连项目不得向公网反送，电解铝“一对一”项目的富余新能源只能依靠储能转移或被弃掉；本研究假设电解铝型负荷与绿氢型负荷组成“一对多”项目后，按照政策由绿色燃料企业作为主责单位，项目整体均可余电上网。

图表 4.2　三地两类组合两个“一对一”项目与“一对多”项目的全生命周期总系统成本

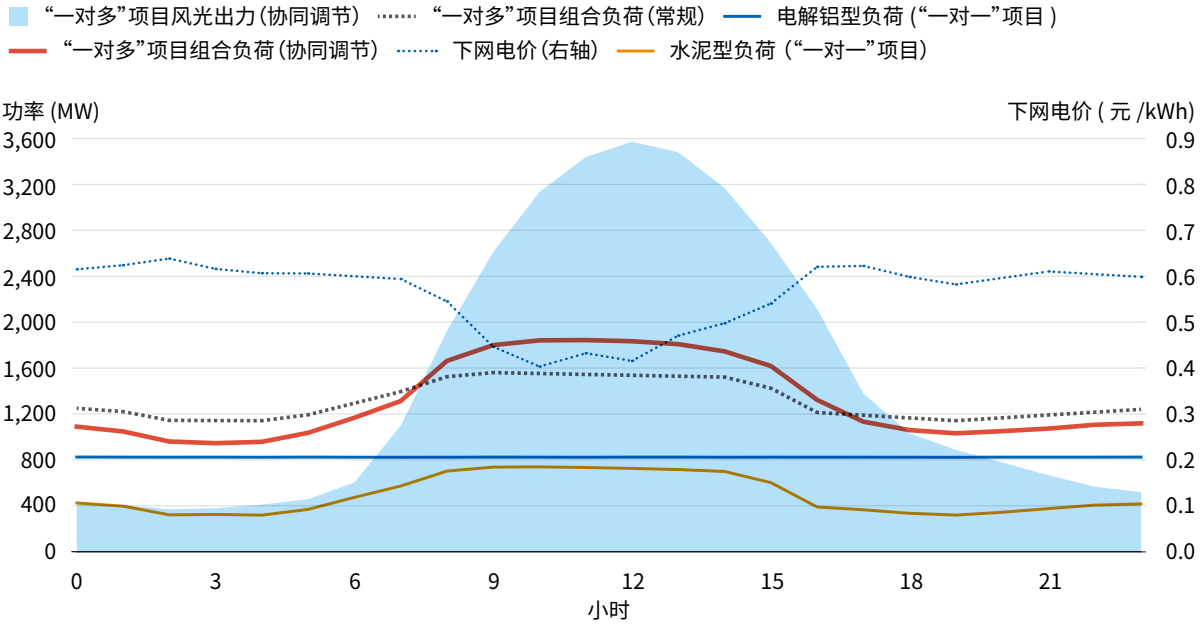


来源：落基山研究所

4.1.2　对多用户负荷进行联合优化调节是“一对多”项目进一步降本的有效手段

把负荷组合升级为负荷协同调节，可以进一步释放“一对多”的成本优势：单一用户的调节受工艺、排班和订单等因素约束，多用户组合则允许各用户协同互济、满足不同调节需求。以河北“水泥型 + 电解铝型”为例，调节情景下各用户协同跟随风光出力和分时电价调整负荷，投资阶段的装机配置同时优化。其中，水泥型负荷约占用电量的四成、以白天生产为主，调节后组合负荷向午间光伏大发、电价较低的时段集中（图表 4.3）。

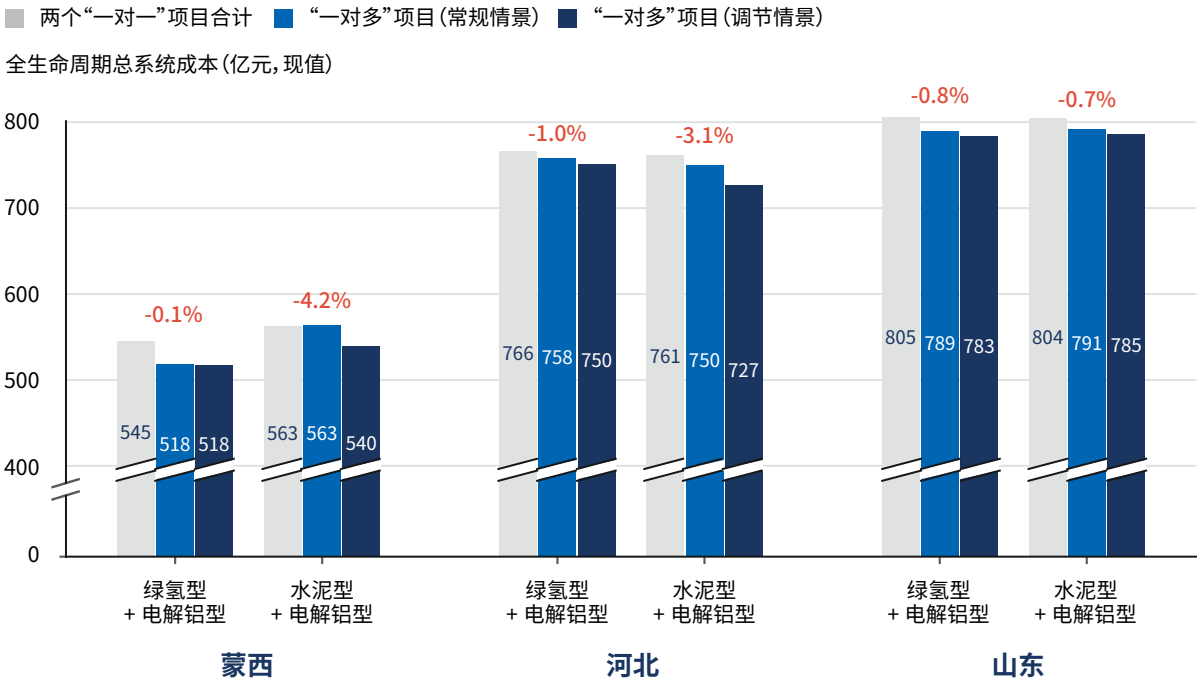
图表 4.3　河北“一对一”项目及“一对多”项目年平均日负荷曲线



来源：落基山研究所

组合中尚未利用的调节能力越多，协同调节的价值越大。图表 4.4 对比了蒙西、河北、山东三地“绿氢型 + 电解铝型”、“水泥型 + 电解铝型”两种组合案例的情况。“绿氢型 + 电解铝型”中的绿氢型负荷在常规情景下已随风光波动运行，调节情景新增的主要是电解铝型负荷的调节能力，使得三地总系统成本下降幅度较小；**“水泥型 + 电解铝型”项目应用负荷调节前后的经济性差异较为明显，**其利用各自的调节能力并联合优化后使得三地总系统成本下降约 1%–5%。两类组合中，协同调节的“一对多”项目的总系统成本也都低于两个用户各自开展调节时的总系统成本合计。

图表 4.4　三地两类组合“一对多”项目常规情景与调节情景的总系统成本



来源：落基山研究所

负荷调节主要通过增强源荷的匹配程度降本（图表 4.5）。在所有情景中，调节能力均减少了项目的下网电量需求。在因为政策要求不能余电上网的蒙西“水泥型 + 电解铝型”算例中，调节能力使得项目还进一步减少了储能配置，原本还需要储能来利用富余新能源的需求被调节后的负荷在一定程度上化解。在可以余电上网的地区，富余电量本可以上网消纳，调节的价值更多体现为把用电转移到新能源大发、电价较低的时段，减少高价时段的下网购电，同时提高新能源自发自用比例。由此看，负荷调节、储能和电网为绿电直连项目平衡新能源波动的灵活性来源，三者之间存在替代关系，项目最终如何组合设计，则取决于负荷调节成本、储能调节成本和当地上下网政策及电价之间的权衡。

图表 4.5　协同调节带来的改善（调节情景相对常规情景）

	蒙西 水泥型 + 电解铝型	河北 水泥型 + 电解铝型	山东 水泥型 + 电解铝型	蒙西 绿氢型 + 电解铝型	河北 绿氢型 + 电解铝型	山东 绿氢型 + 电解铝型
LCOE	-4.9%	-3.5%	-1.8%	-0.1%	-1.3%	-0.9%
下网电量	-22%	-30%	-39%	-25%	-13%	-8%
自发自用比例（百分点）	+4.7	+7.2	+11.1	+5.6	+3.2	+2.4
储能配置	-40%	-4%	+7%	—	+3%	+5%

注：灰色为未改善的指标；蒙西“绿氢型 + 电解铝型”项目常规和调节情景均未配置储能。
来源：落基山研究所

资源条件也在一定程度上影响调节的效果：风光资源越好，组合的负荷灵活性越能转化为降本。蒙西风电年利用小时数高，新能源度电成本约 0.12–0.15 元 /kWh，明显优于河北、山东（约 0.19–0.22 元 /kWh）。两类组合的调节降幅都是蒙西最大、河北次之、山东最小：这意味着资源较好时，负荷调节可以多消纳低价绿电；资源较弱时，需要新增装机才能多用绿电，导致新增的投资成本会抵消部分运营成本节约；而河北资源条件虽与山东相近，但成本降幅更大，与其网电价格更高有关。

4.2　用户大规模减产或退出是多用户模式最现实的长期风险

多用户项目降低了集中风险，但也形成了新的风险传导链条。多用户项目将负荷和收入分散到多个主体，理论上分散了单一用户项目可能面临的停产、减产风险、信用风险、资产搁浅风险等，在个别用户短期波动时可以保留部分需求和现金流。但共享资产、统一调度和共同结算也会将原本独立的风险重新连接，项目运行是否更稳健，与单一用户电量占比、用户行业周期相关性和用户可替代性等因素密切相关。例如，核心用户的延期投产、减产甚至退出，都会改变组合曲线和源荷匹配情况，造成固定资产利用率下降、上下网电量变化，进而在经济性上导致固定成本回收不足、主责单位现金流下降或者剩余用户电价上升，并可能导致新能源发电量消纳比例等政策约束难以满足。

4.2.1　核心用户减产或退出将导致项目弃电激增、难以合规且投资难以收回

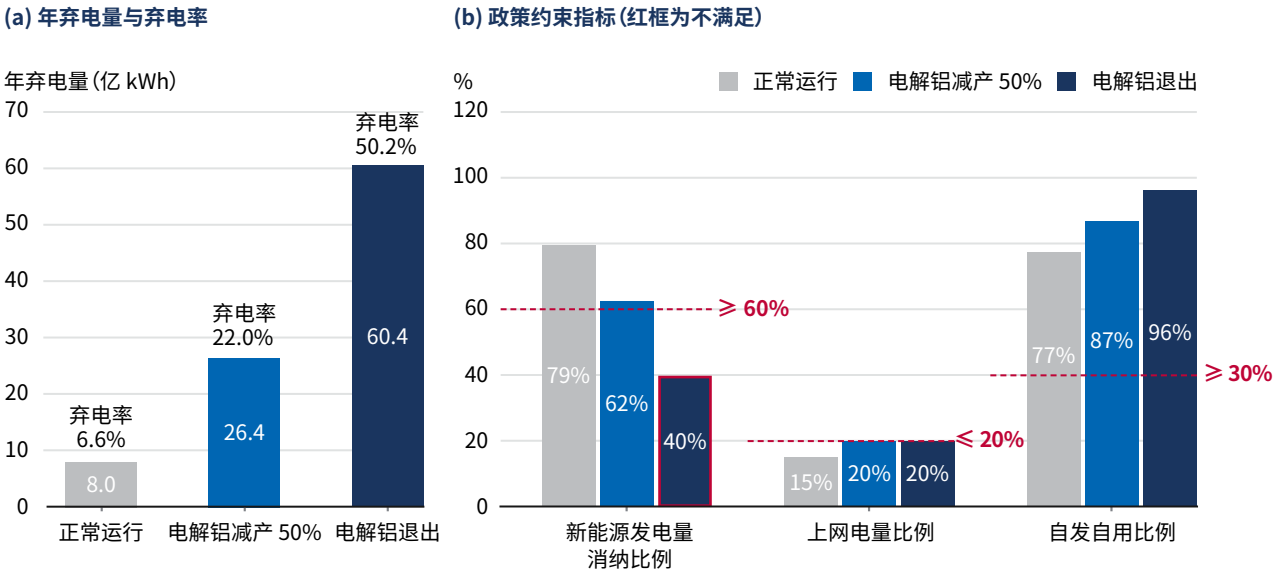
在项目设计阶段，建议针对典型风险情景对项目经济性和合规性进行压力测试。以上述蒙西“绿氢型 + 电解铝型”多用户绿电直连项目为例，在项目全生命周期的不同时间节点，假设电解铝型负荷用户因外部环境变化减产 50% 或破产退出形成两类压力情景。结果表明：

电解铝型负荷用户减产 50% 或破产退出，均会使项目弃电率大幅增加；其中，电解铝型负荷用户的退出会直接导致项目无法满足绿电直连政策要求（图表 4.6）。

- **项目上网电量比例在电解铝型负荷用户减产或退出后即达到 20% 的上限，富余电量只能转化为弃电。**年弃电量由正常运行时的约 8 亿 kWh 增至减产情景的约 26 亿 kWh 和退出情景的约 60 亿 kWh，弃电率由约 7% 升至约 22% 和约 50%。退出情景下，为整体项目配置的部分风光资源基本处于闲置状态。

- **新能源发电量消纳比例在减产情景下降至 62%，在退出情景下降至 40%。**减产情景下，项目虽仍满足 60% 的要求，但余量已不足两个百分点；退出情景下，项目不再合规，且无论退出发生在哪一年，项目在此后的剩余运营期内都将持续不合规，可能需要通过剥离部分新能源装机或直接舍弃部分新能源出力、引入新用户或者存量负荷扩张等方式才能满足政策要求。

图表 4.6　蒙西“一对多”项目在电解铝型负荷用户减产、退出情景下的弃电与政策约束指标



来源：落基山研究所

项目正常运行时，动态投资回收期约为 9.9 年，即在第 10 个运营年度可收回初始投资；电解铝若在前 7 年退出，项目动态回收期将超过 25 年（图表 4.7）。

图表 4.7　蒙西“一对多”项目在不同年份发生电解铝型负荷用户减产、退出时的动态投资回收期

	正常运行	第 1 年起	第 2 年起	第 3 年起	第 4 年起	第 5 年起	第 6 年起	第 7 年起	第 8 年起	第 9 年起	第 10 年起
电解铝型负荷	9.9	25 年内无法收回	25 年内无法收回	25 年内无法收回	25 年内无法收回	25 年内无法收回	25 年内无法收回	25 年内无法收回	19.5	15.3	12.1
电解铝型负荷减产 50%	9.9	16.1	15.2	14.3	13.6	12.9	12.2	11.7	11.1	10.7	10.2

注：横轴为用户变动的起始年份；动态投资回收期按代理购电到户电价计算电费节省，以 8% 折现率计算，与 LCOE 口径一致。项目约在第 10 年收回投资，此后发生的变动不再影响回收期。

来源：落基山研究所

- **电解铝型负荷退出后，项目面临资产搁浅。**电解铝型负荷约占项目六成用电量，其退出后，新能源、并网设施等投资和运维成本却无法随之削减，而可用于分摊这些成本并形成电费节省的用电量将大幅减少。若电解铝型负荷在第 8 年退出，回收期将由约 10 年延长至约 20 年。减产 50% 时，每年节省的电费将减少三成，也将大幅拉长投资回报周期，使其超过内蒙古现行要求签订的 10 年协议期，为项目整体带来额外不确定性。对于“一对多”项目中的另一个用户——绿氢型负荷而言，若电解铝型负荷退出，其需要承担项目此后的全部成本，用电成本将提升至约 0.58 元 /kWh，项目相较外购电不再具备经济性。

- **若用户通过市场交易获得的电价低于代理购电价格，用户变动的影响将进一步放大。**用户开发绿电直连，节省的是原本需要向电网购电的电费，因此网电价格越低，能节省的电费越少，正常运行时收回投资所需的时间就越长；电解铝型负荷退出后，剩余用户可实现的电费节省也随之减少，回收期延长的幅度随之扩大，即使退出发生较晚，也可能导致投资在项目寿命期内无法收回。

部分地区要求绿电直连项目签订长期购电协议的政策有助于缓解用户退出带来的压力，但仍有其局限性。山东、内蒙古、浙江等地要求的 10 年以上购电协议仅覆盖项目 25 年寿命期的前 40%，协议期满后电解铝型负荷若退出，项目剩余 15 年的年净现金流将减少约七成，且缺乏合同追偿依据。

- **在 10 年协议期内，用户退出属于违约，但违约补偿在用户破产时往往难以足额兑现。长协机制与规范化退出通道是多用户绿电**直连全生命周期商业稳定与风险防控的制度基础。山东、内蒙古、浙江等地明确要求多用户绿电直连项目的主责单位与内部电源和负荷企业签订 10 年以上的长期购电协议或合同能源管理协议，并建立适应外部市场电价变化的动态调整机制，以锁定长期现金流、降低投融资风险。[36] 但若电解铝型负荷在前 7 年破产退出，项目动态回收期将超过 25 年；即使在第 8 年退出，回收期也将延长至约 20 年，远超 10 年协议期。此时项目在协议期内难以收回投资，能够通过违约追偿弥补的部分可能十分有限。

- **协议期满后，用户可以自主调整用电，而项目第 11 至 25 年的经营收益仍高度依赖电解铝型负荷持续用电。**电解铝型负荷若在第 11 年退出，此后 15 年项目的年净现金流将由约 26 亿元降至约 8 亿元。投资方可考虑签订更长期限的协议，或约定提前退出补偿、资产回购或转让等条款，以覆盖协议期满后的风险。

4.2.2 从用户组合、建设节奏、进退规则和监管通道四方面构建风险防控机制

针对上述风险，建议多用户绿电直连项目在项目规划和建设阶段就有效分散用户行业集中风险、实施分批次源荷同步建设，同时，在项目内部管理和外部监管层面制定应对项目重大方案变更或退出的预案。

- **优化用户组合，控制单一用户集中度和行业同周期风险：**在用户组合方面，若单一用户用电量或峰值负荷占比过高，其负荷的小幅变化也可能显著改变源荷匹配率和资产利用率，并将固定成本回收压力传导至主责单位或其他用户。因此，建议在项目规划时就量化评估单一大用户退出或负荷变化带来的经济性风险。此外，若多用户组合来自同一行业产业链的不同环节，虽然可以形成产业集群的协同效应，但行业周期的高度相关性也可能放大外部环境扰动对用户组合负荷的冲击。综上所述，项目规划不宜仅以用户数量或行业种类衡量组合质量，建议在用户组合方面优先选择经营周期相关性较低的用户，同时尽可能分散单一用户对组合峰值负荷、电量消纳以及对项目持续运营风险敞口的贡献。

- **源荷协同、分期建设，使投资节奏匹配实际负荷增长：**对于新增负荷占比较高的多用户项目，相关投资应尽可能与用户实际投产和产能爬坡进度协同推进。新能源电源、储能以及可独立扩建的用户侧设施，可根据负荷实际增长情况采用分批建设、滚动扩容或模块化配置等方式，避免一次性超前投资带来的长期资产闲置和现金流压力问题。但对于主干线路廊道、公共变电站土建、保护控制和通信系统等基础设施，往往受工程完整性、审批周期和安全运营要求约束，更适宜一次性形成初期运行必需的公共底座，并预留扩容扩建条件，以降低未来重复建设和改造成本。688 号文提出了源、荷建设投产时序和规模相匹配的要求，各省落地政策也多有细化要求。例如湖南和安徽均要求“新增负荷原则上应于 1 年内开工、2 年内投运”，“负荷分批次接入的，电源项目也应分批（组织）实施”。[37]

- **建立事前可执行的用户进入、退出与替代规则：**用户的退出和加入都会带来项目收益的不确定性，并且增加运营的复杂性。用户的退出（或大幅减产）会影响其他用户的成本分摊或者主责单位的资产回报率，若事后再协商相关机制，退出方、主责单位和剩余用户之间易产生利益冲突。因此，应事前协商确定各用户的最低容量或最低用电承诺、提前退出补偿、容量或合同权益转让方式、新用户的准入标准等事宜，明确退出时未结费用、未摊销专用投资和共享容量责任的处理原则，从而保证退出用户的责任可结清、剩余用户利益不受损、主责单位运营可持续。退出用户也应优先通过容量或合同权益转让、引入符合标准的替代用户等方式降低项目损失。

- **监管上明确项目变更和退出通道：**从政策角度，688 号文已经要求项目主责单位与内部主体事先约定产权划分、运行维护、平衡责任、费用结算和违约责任等事项，但成员变更、资产处置和项目退出等的具体程序主要留给省级政策细化。[38] 相关监管政策应起到兜底作用，当成员退出、负荷规模显著变化或项目整体不再满足相关政策要求等情况发生时，准许绿电直连项目按合规程序履行方案变更或推进退出程序。对于仍具备安全运行和市场价值的新能源、储能及线路等资产，可按规定转为全量市场化项目或其他合规资产，降低资产搁浅风险。但退出的项目不应再享受相关价格政策，也不应该将退出损失转嫁给公共电网或其他市场化用户。目前部分省份已落地相关细则，但要求不一。例如山东要求“严格考核退出”，“若负荷企业因减产、停产、搬迁、破产等原因导致无法满足绿电直连政策要求的”，其电源落实接入条件并按需改造后可转为全量入市项目，不纳入机制电价执行范围；其储能通过技术改造后可作为配储与新能源联合参与市场交易，或作为用户侧储能运行；其可回收利用的直连线路可与电网企业协商收购或自行拆除。[39] 而浙江允许退出运营的直连电源，重新接入公共电网并可作为增量项目参与机制电价竞价，但机制电价执行期限以电源首次发电作为开始时间计算。[40]

4.3 优势与风险并存——关于“一对多”绿电直连模式的更多讨论

“一对一”到“一对多”绿电直连模式最大的变化，不只是用户数量的增加，而是从一个电源与一个用户之间的供电安排，转变为一个由多个用户共同使用一套新能源供电设施、协调各自用电需求并共同承担项目经济与运行风险的系统性工程。

前述两节通过定量的分析证明了“一对多”模式的明显优势，如其规模效应有效解决了单用户项目“门槛高、负荷单一”问题，多用户负荷特性的互补效应及协同调节能力更适合园区级绿色用能需求匹配，等等。但与“一对一”项目相比，多个用户主体的参与使投资、运营、管理等方面的复杂性大幅增加，项目责任主体尤其将面临两方面挑战：

- **多个利益相关者的项目治理**

  对“一对一”项目而言，无论谁是项目责任主体，发电企业与用电企业可以直接协商供电规模、价格、投资安排和风险分担。而“一对多”项目的项目主体则在投资决策、运营管理、风险管控等方面需要同时面对多个利益相关方，如新能源发电投资商、储能运营商、园区运营商，以及多个相互独立的用电企业。各方参与绿电直连项目的目标各异：发电方谋求提高发电利用率、稳定售电收入；储能方追求最大化充放电收益和合理的投资回报；用电方既要满足绿电溯源、获得低价电能，又要保留用电自由和生产经营自主权；园区则希望降低整体用能成本、吸引企业入驻，并控制公共设施投资风险。因此，“一对多”模式亟需探索出一套行之有效的方法来回答以下问题：

  - 如何明确决策机制、完善运营与治理规则，特别是如何在决策时充分评估可能的重大风险因素（如项目延期、用户中途退出等）？
  - 如何在项目规划过程中通过科学、严谨、公平、量化的系统优化方式来充分考虑与平衡各方的经济利益？
  - 如何通过锁定长期合同等方式降低用户构成变化的风险？

  “一对多”模式下，项目需要满足多个负荷曲线各异的用户的电力需求。理想情况下，如果这些负荷曲线具备互补特性，原则上有利于平滑负荷曲线，提高绿电消纳。但在实际运行中，多个负荷的叠加可能在某些时刻增大整体需求的波动性，加大实时电力平衡的压力。此外，不同负荷对供电可靠性的要求不同，在供电紧张或故障情况下应如何应对？如果某些用户的负荷具备可调节能力，无疑对提高项目的整体经济性与可靠性是个利好，但在实际运行中，依据什么原则才能公平且成本最低地调度这些负荷？这些都是“一对多”项目在运行时要面对的问题。

688 号文已明确，项目主责单位应组织内部电源和负荷建立调节机制，控制与公共电网的交换功率，并制定应急场景下的内部用电调节和有序供应预案。这都对项目责任主体提出了更高的要求，其需要明确供电可靠性优先级与保障措施，建立源荷储统一调度机制，并具备快速满足局部电力平衡、实时调度可调节资源的能力等。

- **多用户之间的成本分摊与经济利益分配**

  在成本的分摊上，“一对多”项目可通过共用专用线路、变电设施、储能和能源管理平台实现规模经济，但共同投资也带来了成本分摊问题。对“一对多”的用户而言，实际需要承担的成本至少包括：

  - 固定成本：专用线路、变电设施、储能和控制平台的建设投资；
  - 容量相关成本：变压器容量、最大需量以及备用供电能力；
  - 电量相关成本：新能源发电成本、购电费用及部分运行维护费用；
  - 灵活性成本：储能损耗、负荷调节补偿和预测偏差带来的额外支出；
  - 风险成本：用户退出、拖欠电费或项目资产闲置所造成的损失等。

  不同的用户在用电特性（如负荷率）、与绿电出力的匹配程度、用电可靠性要求，以及负荷的可调节能力上各不相同。**因此，合理的成本分摊机制不应只依靠一个按电量比例分摊的公式，而应综合考虑用户的实际受益、容量占用、调节贡献和风险承担等因素。**

  在市场交易与结算上，“一对多”模式下，项目责任主体既作为市场主体参与电力市场交易，又要同时负责内部的收益与成本的分摊，因此存在着两级的结算：

  - 第一级，项目作为整体参与市场交易，并按照接入点的计量结果进行结算。项目还需要承担适用的输配电费、系统运行费、政策性交叉补贴等相关费用；
  - 第二级，项目主责单位需要根据各用户的实际用电、绿电分配、容量占用和调节贡献，确定内部电价、费用分摊与补偿规则。

  综上所述，“一对多”绿电直连模式下，如何构建公平、完整的市场结算、成本分摊、调节补偿和绿电分配的规则体系尚缺乏明晰答案，需要更多的探索与实践，比如**内部结算上参考“电量费 + 容量费 + 灵活性补偿”的结构，建立起“谁受益、谁承担，谁提供、谁获利”的分配机制。**其中，电量费应反映用户实际取得的直连绿电及外部购电的电量费用；容量费应对应为用户保留供电能力所需的基础设施固定投入；灵活性补偿应将用户负荷削峰填谷形成的增量价值返还给贡献者。在绿电分配上，对绿电有刚性需求是用户参与绿电直连项目的主要动力，因此，多用户场景下绿电的分配是一个敏感的问题：简单按时段用电比例分配是否合理？在有储能和负荷调节的情况又该如何分配？这些问题都需要深入讨论。

“一对多”模式无疑是促进可再生能源就近、就地消纳的重要举措，但伴随其来的投资决策、系统运营、利益分配和风险管控的难度与复杂性不容忽视。不能简单认为，与“一对一”模式相比，“一对多”在降低成本、提高绿电消纳上必然能够实现“1+1>2”的效果。还需要因地制宜，综合考虑具体项目的绿电资源、用户构成与用电需求、基础设施要求、并网条件、电力市场状况和相关产业发展趋势多重因素，开展全面、深入、系统性的可行性评估。

5、 从项目落地到长期可持续：绿电直连规模化发展的行动建议

“十五五”期间，绿电直连能否实现规模化应用将取决于能否形成可持续的经济性、较高水平的源荷协同以及可管理的长期风险。本报告的分析表明，绿电直连并不存在适用于所有地区和用户的统一最优模式：资源条件、电力价格、负荷特性和项目组织方式共同决定项目价值。未来项目开发应从“满足政策准入条件”进一步转向“围绕经济性进行精细化设计”，并通过市场和监管机制为项目长期运行提供稳定边界。

建议一：综合资源、电价与绿电需求，精准筛选绿电直连项目的优先布局区域

风光资源是影响绿电直连成本的重要基础，但并不是决定项目投资价值的唯一因素。资源条件较好的地区能够以较低成本获得新能源电量，但对于存量用户而言，真正决定其是否具有转型动力的，是绿电直连成本与原有用电成本之间能否形成足够的价差。**因此，资源禀赋更多决定项目的成本底线，而当地电价和用户原有购电成本决定项目能够释放多大的经济收益。**

这也意味着，资源富集地区并不必然是最具投资吸引力的地区。一些西北地区虽然新能源成本较低，但当地网电价格同样较低，绿电直连相对于原有供电方式的成本优势可能有限；相反，东北部分地区以及东南沿海负荷中心虽然新能源资源并非全国最优，但较高的用户侧电价能够为绿电直连提供更大的替代空间。与此同时，低成本也不能简单等同于高比例绿电消费：如果项目仍大量依赖低价网电补充，即使综合供电成本较低，也未必能够充分满足企业绿色用能和碳足迹管理需求。

对项目投资方而言，应综合评估新能源资源、本地电价、用户绿电需求及产业布局条件，精准筛选绿电直连项目的优先布局区域。对于算力型、化工型等具有一定区位选择空间的新增负荷，可将绿电直连经济性纳入产业选址决策；对于电解铝型、水泥型等受市场、原料和园区条件约束较强的存量负荷，则更应关注本地条件下绿电直连相对于现有供电方式是否具有稳定的成本优势。同时，应将自发自用绿电占比与项目成本结合评估，避免仅以低 LCOE 作为投资决策依据。由此，绿电直连项目开发应逐步从“哪里资源好就在哪里建”，转向“哪里资源、电价和负荷需求能够形成最优组合”。

建议二：将负荷灵活性前置纳入项目规划，推动源荷储一体化优化配置

本报告的一个重要发现是，用户负荷特性对项目经济性的影响并不弱于新能源资源本身。负荷率较高、运行相对稳定的用户，能够提高线路、变电设施和接网容量的利用效率，摊薄单位电量分摊的固定成本；具备调节能力的用户，则可以主动改变用电时段，使负荷更好地匹配风光出力，从而减少储能配置、余电上网和高价外购电需求。

但负荷灵活性的价值并非简单取决于“能否调节”，而取决于调节幅度、持续时间等响应特性以及与当地新能源出力特征的匹配程度。短时、小幅调节（例如电解铝）主要改善日内源荷匹配，对储能替代作用有限；持续时间更长、调节范围更大的负荷（例如水泥），则能够覆盖更长时间尺度的新能源波动。绿色燃料等生产与消费可以在一定程度上解耦的负荷尤其具有优势，其生产过程能够更主动地跟随新能源出力变化，因此更契合绿电直连高比例就地消纳的设计逻辑。

同时，负荷调节能够通过提高源荷匹配程度减少上下网电量，但并不必然同步降低与公共电网的最大交换功率。若负荷调节提高了最大需量或接网容量需求，在现行输配电费制度下容（需）量电费的增加会抵消部分负荷调节

带来的降本收益。因此，项目优化不能只追求减少购电量或提高新能源消纳率，而应同时考虑储能投资、上下网电量、最大需量和容量费用的综合变化。

对项目投资方而言，建议将负荷特性和可调节能力前置纳入项目规划，而不是在项目建成后再寻找运行优化空间。在可研和投资决策阶段，就应将生产排班、可调节负荷、储能和风光配置进行联合优化。对于新增产业项目，还可以进一步将生产工艺柔性与能源系统设计协同考虑，使“源随荷建”进一步走向“源荷共同优化”。同时，也要关注负荷调节可能带来的最大需量和容量费用变化，避免局部优化反而推高整体用能成本。

建议三：以负荷互补性为核心优化多用户组合，充分释放共享基础设施的规模经济

从单用户走向多用户，可以降低单个企业承担专线、变电设施和调节资源投资的门槛，为中小规模用户参与绿电直连创造条件。但本报告的分析进一步表明，**多用户模式真正的经济价值并不来自用户数量增加，而来自不同用户之间形成的有效互补。**

如果多个用户具有相似的生产周期和负荷曲线，其峰值可能同时出现，简单聚合并不能显著降低线路、变电和储能容量需求；相反，如果稳定基荷、日内可调负荷和长周期柔性负荷能够合理组合，项目既可以提高共享设施利用率，也可以利用不同负荷之间的时间差异改善源荷匹配，从而同时降低投资和运行成本。因此，多用户项目的规划逻辑应从“寻找更多用户”转向“寻找更合适的用户组合”。

这一变化也意味着，多用户绿电直连具有超越单个项目的产业组织价值。对于单体规模不足、难以独立承担专用基础设施投资的企业，多用户模式可以通过共享资产降低参与门槛；对于园区和产业集群，则可以通过组合不同类型负荷，提高新能源在园区内部的消纳能力。特别是在余电上网受到严格约束的地区，项目内部形成更强的负荷互补和调节能力，将成为经济性的重要来源。

对项目投资方和主责单位而言，建议多用户项目从简单聚合用户转向主动优化用户组合，以负荷互补性而非用户数量作为项目设计的重要依据。除用户规模外，还应关注负荷曲线、生产周期、调节能力和信用状况，避免项目过度依赖单一核心用户或高度相关的同类产业。在满足空间和政策准入条件的基础上，优先组合负荷曲线、生产时段和调节能力具有互补性的用户，并统筹共享专线、变电设施、储能和新能源容量配置，使多用户模式在降低单个企业承担专线、变电设施和调节资源投资门槛的同时，真正通过减少重复投资、提高资产利用率和改善源荷匹配实现降本。

建议四：完善多用户项目全生命周期风险管理，健全成员变更与项目退出机制

多用户项目能够分散对单一用户的依赖，但并不意味着风险自然下降。多个用户通过共享电源、线路、变电和储能形成了更紧密的经济联系，任何核心成员的延期投产、减产或退出，都可能改变整个项目的负荷规模和曲线，进而影响新能源消纳、共享资产利用率、外部购售电以及固定成本回收。因此，多用户项目面临的关键问题不是“用户会不会变化”，而是当用户发生变化时，项目是否仍然能够维持经济和合规运行。**为保证多用户绿电直连的长期稳定运行，既需要项目内部建立应对成员变化的风险管理机制，也需要外部市场和监管规则提供稳定、清晰的制度边界。**

对项目投资方而言，建议将成员变化纳入投资决策阶段的压力测试。在规划阶段，识别单一用户集中度、行业经营周期相关性和资产可替代性等风险，并通过源荷分期建设、用户准入筛选以及事前约定减产、退出和替代责任等方式，提高项目应对负荷变化的能力。特别是对于共享资产规模较大、项目容量配置高度依赖核心用户负荷的多用户项目，应在投资决策阶段开展核心用户减产或退出情景下的经济性和合规性压力测试，避免项目仅在静态负荷假设下具备可行性。此外，内部结算和治理的重要性也不应被低估，成员变更和退出规则能否真正执行，最终仍取决于共享资产成本、用户责任和收益分配是否事先界定清楚。多用户项目至少需要建立透明的计量、成本和责任边界，为长期合作提供基本治理基础。

对政府主管部门及相关市场运营主体而言，下一阶段政策完善的重点应从项目准入进一步延伸至项目全生命周期管理。在现有国家和地方政策基础上，一方面，建议进一步明确绿电直连项目作为整体参与市场时的计量结算、偏差责任、容量费用以及市场注册等规则，使项目承担的系统成本与其实际使用公共电网的方式更加匹配，并避免重复收费或不合理的成本转移；另一方面，建议进一步明确成员调整、重大方案变更、项目终止以及电源、储能和线路等存量资产后续处置的程序。对于仍具有使用价值的资产，应允许其在满足安全、市场注册和费用承担要求的前提下转换为其他合规市场身份，降低专用资产锁定风险。政策所提供的应是清晰、可预期的调整和退出通道，而不是对项目投资收益进行兜底。

结语：从“项目落地”走向“长期可持续”

随着新能源逐步成为新增电力供应的主体，电力系统面临的问题正在从“如何建设更多新能源”，转向“如何以更低的系统成本实现新能源与负荷的有效匹配”。在这一背景下，单纯依靠扩大电网投资和远距离输送难以解决所有地区、所有时段的新能源消纳问题，推动电源与负荷在更小空间尺度内形成协同，正在成为集中式开发和跨区域资源配置之外的重要补充。绿电直连正是在这一转变中形成的一种新的实践路径。

与传统供电模式相比，绿电直连进一步将新能源投资、用户用能、专用网络建设和市场交易联系在同一个项目边界内，使用户从被动接受电力供应，逐步转变为能够参与电源配置、负荷调节和系统平衡的主动主体。尤其是多用户模式的发展，使这一机制不再局限于少数大型企业，而有可能进一步延伸至工业园区、零碳园区、增量配电网等更大范围的用户集群，通过共享基础设施和组合不同类型负荷，提高新能源就近消纳的规模和效率。

目前，绿电直连已经具备从示范探索走向规模化发展的基础，但下一阶段的重点不应只是增加项目数量，而应提高项目质量。**经济性决定项目能否成立，源荷协同决定项目能否高效运行，长期风险管理决定项目能否持续。**这要求项目开发从简单寻找新能源资源，转向统筹资源、电价、负荷和用户组合进行系统规划；从依赖储能和公共电网平衡新能源波动，转向更加充分地挖掘需求侧灵活性和多用户协同价值；也要求政策体系从解决项目准入问题，进一步延伸至完善市场衔接、成员变化和资产退出等全生命周期规则。从更长期看，绿电直连也为新能源发展模式提供了一项更具普遍意义的探索：新能源消纳不应只是电网侧需要解决的问题，也可以通过产业布局、负荷调节和市场机制共同创造。

因此，绿电直连是高比例新能源电力系统中连接新能源开发、产业绿色转型和用户侧用能方式转变的一种重要机制创新。未来其规模化发展的关键，不在于形成一种适用于所有地区和行业的标准模式，而在于建立更加精细的项目规划方法、更加灵活的源荷协同机制以及更加稳定的市场和监管边界，使具备条件的地区和用户能够以经济、可靠且可持续的方式提高绿电消费比例。只有如此，绿电直连才能真正从当前的项目探索，逐步发展成为支撑新能源高比例就近消纳和新型电力系统建设的重要组成部分。

参考文献

1 国家能源局（人民日报客户端报道），2025年我国可再生能源新增发电量覆盖全社会用电增量，2026，**https://www.stdaily.com/web/gdxw/2026-02/12/content_473615.html**

2 国家发展改革委、国家能源局，关于印发《可再生能源发展“十五五”规划》的通知（发改能源〔2026〕1067号），2026，**https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202607/content_7076403.htm**；国家发展改革委、国家能源局，关于印发《新型电力系统建设“十五五”规划》的通知（发改能源〔2026〕942号），2026，**https://www.news.cn/politics/20260803/0a3793e7524d4950afd620ab6b-3ca0d7/c.html**

3 国家发展改革委、国家能源局，有关负责同志就完善价格机制促进新能源发电就近消纳答记者问，2025，**https://www.gov.cn/zhengce/202509/content_7040463.htm**

4 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（中发〔2015〕9号），2015

5 国家发展改革委、国家能源局，关于规范开展增量配电业务改革试点的通知（发改经体〔2016〕2480号），2016

6 国家发展改革委、国家能源局，关于开展分布式发电市场化交易试点的通知（发改能源〔2017〕1901号），2017

7 国家发展改革委、国家能源局，关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见（发改能源规〔2021〕280号），2021，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202103/t20210305_1269046.html**

8 国家发展改革委、国家能源局，关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知（发改价格〔2025〕136号），2025，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html**

9 国家发展改革委、国家能源局，关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2025〕650号），2025，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138_ext.html**

10 国家发展改革委、国家能源局，关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知（发改价格〔2025〕1192号），2025，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400444.html**

11 国家能源局综合司，关于公开征求《电力并网运行管理规定》（征求意见稿）意见的通知，2026，**https://www.bjnews.com.cn/detail/1792137257129876.html**

12 国家发展改革委、国家能源局，关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2026〕688号），2026，**https://www.nea.gov.cn/20260520/9e1c4277ce324c8ab82a84da98da7980/c.html**

13 国家能源局，对十四届全国人大四次会议第7811号建议的答复，2026

14 重庆市能源局，关于有序推动重庆市绿电直连发展有关事项的通知（公开征求意见稿），2026，**https://fzggw.cq.gov.cn/igixmj/gkyjzj/202603/tOpinion_7497_wap.html**；黑龙江省发展和改革委员会，黑龙江省有序推动单一用户绿电直连发展实施方案，2026，**https://drc.hlj.gov.cn/drc/c111433/202603/c00_31925953.shtml**；江西省发展改革委、江西省能源局，江西省有序推动绿电直连发展实施方案，2026，**https://drc.jiangxi.gov.cn/jxsfzhggwyh/col/col4990/content/content_2044376862730813440.html**；云南省发展改革委、云南省工业和信息化厅、云南省能源局，云南省推动绿电直连建设实施方案，2025，**https://www.lanping.gov.cn/xxgk/015280455/info/2025-267763.html**；广西壮族自治区发展和改革委员会、广西壮族自治区能源局，广西推动绿电直连发展实施方案，2026，**http://fgw.gxzf.gov.cn/zfxxgkzl/wjzx/tzgg/t27256248.shtml**

15 宁夏回族自治区发展改革委，宁夏回族自治区绿电直连实施方案，2025，**https://fzggw.nx.gov.cn/zzb/zzqfzggwwj_69406/202512/t20251229_5121024.html**；湖南省发展和改革委员会，湖南省有序推动绿电直连发展实施方案，2025，**https://fgw.hunan.gov.cn/fgw/xxgk_70899/tzgg/202512/t20251231_33884344.html**

16 河南省发展和改革委员会，关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知（豫发改新能源〔2026〕580号），2026，https://m.bjx.com.cn/mnews/20260920/1513621.shtml；陕西省发展和改革委员会，关于进一步推动绿电直连项目开发建设的通知（陕发改能新能源〔2026〕801号），2026，https://www.pvmeng.com/2026/06/11/70734/；福建省发展和改革委员会，关于有序开展绿电直连项目建设工作的通知（闽发改规〔2026〕3号），2026，https://fgw.fujian.gov.cn/zfxxgkzl/zfxxgkml/bwgfxwj/202607/t20260727_7192471.htm；内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区有序推动多用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕17号），2026，https://nyj.nmg.gov.cn/tzgg/202609/t20260907_2950585.html

17 内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区单一电力用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕1号），2026，https://www.nmgxny.com/static/upload/file/20260115/1768459656188399.pdf

18 宁夏回族自治区发展改革委，宁夏回族自治区绿电直连实施方案，2025，https://fzggw.nx.gov.cn/zzb/zzqfzggwwj_69406/202512/t20251229_5121024.html

19 河北省发展和改革委员会，关于开展多用户绿电直连有关要求及项目申报工作的通知，2026，https://hbdrc.hebei.gov.cn/xxgk_2232/fdzdgknr/zhzw/tztg_1120/202609/t20260924_139737.html

20 山东省能源局，关于加强和规范绿电直连发展的通知，2026，http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/7/8/art_100393_10312595.html

21 内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区单一电力用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕1号），2026，https://www.nmgxny.com/static/upload/file/20260115/1768459656188399.pdf

22 浙江省发展和改革委员会、浙江省能源局，关于推动多用户绿电直连发展有关事项的通知，2026，https://fzggw.zj.gov.cn/col/col1229123366/art/2026/art_55a2e38e6d094be2b47d203db03fb053.html

23 上海市发展和改革委员会，关于印发上海市绿电直连有序发展工作方案的通知，2026，https://fgw.sh.gov.cn/fgw_ny/20260720/cbffa8f901214782b0f32856e860662c.html

24 四川省发展和改革委员会，四川省有序推动绿电直连发展实施细则（试行）（川发改能源〔2026〕184号），2026，https://www.scpublic.cn/news/getdetail/id?id=866538

25 内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区单一电力用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕1号），2026，https://www.nmgxny.com/static/upload/file/20260115/1768459656188399.pdf

26 吉林省能源局，吉林省绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（征求意见稿），2026，https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202603/02/content_30143370.html

27 辽宁省发展和改革委员会，辽宁省推动绿电直连建设实施方案（2025—2027年），2025，https://fgw.ln.gov.cn/eportal/attachDir/fgw/2025/12/20251224152119621129.pdf

28 内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区单一电力用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕1号），2026，https://www.nmgxny.com/static/upload/file/20260115/1768459656188399.pdf；内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区有序推动多用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕17号），2026，https://nyj.nmg.gov.cn/tzgg/202609/t20260907_2950585.html

29 云南省发展改革委、云南省工业和信息化厅、云南省能源局，云南省推动绿电直连建设实施方案，2025，https://www.lanping.gov.cn/xxgk/015280455/info/2025-267763.html

30 河北省发展和改革委员会，对政协河北省第十三届委员会第四次会议第0236号提案的答复，2026，https://hbdrc.hebei.gov.cn/xxgk_2232/fdzdgknr/jytadf/202607/t20260708_136730.html

31 中国电力企业联合会，中国电力行业年度发展报告2026，2026，https://www.stdaily.com/web/gdxw/2026-07/16/content_548231.html

32 国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司，关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知（发改办能源〔2025〕669号），2025，https://www.ahjinzhai.gov.cn/group3/M00/8A/80/wKgS-G2kRp7eALiRAAApliNfYGp0069.pdf

33 国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局、国家数据局，数据中心绿色低碳发展专项行动计划，2024，**https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202407/P020240724272072479001.pdf**

34 国家发展改革委、国家能源局，关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2025〕650号），2025，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202505/t20250530_1398138_ext.html**

35 国家发展改革委、国家能源局，关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知（发改价格〔2025〕1192号），2025，**https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202509/t20250912_1400444.html**

36 山东省能源局，关于加强和规范绿电直连发展的通知，2026，**http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/7/8/art_100393_10312595.html**；内蒙古自治区能源局，内蒙古自治区有序推动多用户绿电直连项目开发建设实施方案（试行）（内能源新能发〔2026〕17号），2026，**https://nyj.nmg.gov.cn/tzgg/202609/t20260907_2950585.html**；浙江省发展和改革委员会、浙江省能源局，关于推动多用户绿电直连发展有关事项的通知，2026，**https://fzggw.zj.gov.cn/col/col1229123366/art/2026/art_55a2e38e6d-094be2b47d203db03fb053.html**

37 湖南省发展和改革委员会，湖南省有序推动绿电直连发展实施方案，2025，**https://fgw.hunan.gov.cn/fgw/xxgk_70899/tzgg/202512/t20251231_33884344.html**；安徽省发展改革委、安徽省能源局，绿电直连相关通知（格隆汇报道），**2026，https://m.gelonghui.com/p/6673156**

38 国家发展改革委、国家能源局，关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2026〕688号），2026，**https://www.nea.gov.cn/20260520/9e1c4277ce324c8ab82a84da98da7980/c.html**

39 山东省能源局，关于加强和规范绿电直连发展的通知，2026，**http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/7/8/art_100393_10312595.html**

40 浙江省发展和改革委员会、浙江省能源局，关于推动多用户绿电直连发展有关事项的通知，2026，**https://fzggw.zj.gov.cn/col/col1229123366/art/2026/art_55a2e38e6d094be2b47d203db03fb053.html**

陈梓浩，周勤，刘子屹，高硕等，从“一对一”到“一对多”：绿电直连项目的经济性评估与规模化发展路径，落基山研究所，2026，**https://rmi.org.cn/insights/2026gpdcreport/**

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。**https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/**

除特别注明，本报告中所有图片均来自 iStock。

RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2026 年 11 月，落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute 和 RMI 是落基山研究所的注册商标。