



绿电直连促进中国钢铁行业 降碳路径研究

绿电直连政策、经济性以及各方视角分析

2026年9月

研究报告

森百奥（Earth & Life Symbio，简称 E&L）是一家总部位于新加坡、以影响力为导向的机构。E&L 深耕亚洲，致力于推动工业与能源转型、可持续供应链，以及与自然向好的协同并进，共创繁荣并具气候韧性的未来。

E&L 汇聚应对气候变化与关注自然生态的各利益相关方，激发产业与资本活力，联结政策、资本、产业、科学与社会力量，聚焦能源与工业转型、负责任供应链和生物多样性等领域，开展应用研究、企业参与、多方对话与国际交流，推动低碳市场需求与转型投资增长，完善可持续治理机制，增强政策信心，将气候目标与自然愿景转化为协同行动，在实体经济中创造可规模化的持久影响。

出版信息

作者：羊润锦

编辑：贾晓华

排版：李诗心

发布日期 2026 年 9 月

出版机构 Earth & Life Symbio

致谢

衷心感谢所有以不同方式为本报告提供宝贵意见和支持的专家。他们通过参与访谈以及在北京举办的线下研讨会，为本报告的撰写提供了宝贵的见解和反馈。本报告所表达的观点仅代表作者个人。

（专家名单按姓氏首字母排序）

陈 垒 北京大学能源研究院

冯 超 中国钢铁工业协会

刘 伟 国网绿色能源有限公司

苏辛一 电规总院清洁能源研究院

田士君 国网能源院战略所

王桂林 首钢集团有限公司

吴俊宏 中国能源研究会

吴 鸣 中国电科院

杨 琦 协合新能源集团

姚 强 中国科协、中国电力企业联合会

尹 明 博众智合

郑自明 施耐德电气(中国)

目 录

前言 1

执行摘要 2

转型背景：规模、市场演进与钢铁议题 3

第一章 何为绿电直连？ 5

 1.1 绿电直连的内涵及其解决的问题 5

 1.2 650 号文：制度框架奠基 5

 1.3 1192 号文：公平性价格机制 6

 1.4 688 号文：从一对一到一对多 6

 1.5 各省级绿电直连政策：以国家政策为核心，多样化运行边界 7

第二章 分析框架整体审视 13

 2.1 报告分析框架：两个问题与两个矩阵 13

 2.2 需求层：用电成本为何成为主要持续动因 13

 2.3 核心驱动力锚定：用电成本削减成为关键突破口 15

第三章 钢铁企业视角：可行性判断与经济性评估 17

 3.1 自建直连项目的经济性测算 17

第四章 企业自建之外：能源综合提供商的视角 24

 4.1 与能源运营商合作 24

 4.2 4.2 跨省直连的可行性 24

第五章 结论与建议 26

 5.1 总体判断 26

 5.2 建议 26

附录 A • 方法论 28

附录 B • 参考文献 30

前言

全球能源转型正在重塑钢铁生产的经济性。中国钢铁行业仍高度依赖煤基高炉—转炉长流程，而以废钢为基础的电弧炉短流程则依赖大量且波动性日益增强的购电。随着可再生能源发电持续扩张，钢铁企业面临一个现实问题：绿电直连何时能够在不把难以承受的平衡成本和网络成本转嫁给电网的前提下，同时降低生产成本和排放？

Earth & Life Symbio (E&L) 发起“能源与难减排产业转型”研究系列，旨在分析电力系统变化如何重塑高耗能制造业。该系列将气候政策、电力市场设计、产业竞争力和企业投资决策联系起来，考察电力系统变化与工业转型之间的相互作用。

本报告是该系列的研究成果，聚焦中国钢铁行业绿电直连，重点分析钢铁企业的用电成本、绿电采购与脱碳路径，评估将可再生能源供给与工业负荷相匹配所需的政策和商业安排。报告综合采用政策分析、逐小时技术经济模型和多方主体视角。

本报告面向政策制定者、钢铁企业、可再生能源开发商、电网企业、投资者及其他评估绿电直连项目的相关方。报告的核心判断是有条件的：绿电直连可以改善部分钢铁项目的经济性，但结果取决于可再生能源资源质量、逐小时负荷曲线、储能配置、电网接入、电价机制和结算风险。



执行摘要

《巴黎协定》中提出的全球 1.5°C 温控目标以及越来越多的国家和地区采纳的碳中和愿景，都要求在未来几十年内实现深度脱碳。中国钢铁行业既是国内工业排放治理的重点，也是能源转型战略的关键所在。传统钢铁生产严重依赖化石燃料作为能源和还原剂，而钢铁行业的电气化转变以及可再生能源的利用是行业深度脱碳的关键。与此同时，中国可再生能源装机规模持续快速扩张，但风光出力的消纳能力因地区和时段而异。在此背景下，2025 年 5 月发布的国家发改委、国家能源局 650 号文（《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）首次构建了绿电直连的国家级政策框架，旨在通过源荷专属匹配方式促进就近消纳，同时保留系统安全与公平分摊的要求。650 号文出台一年来，国家配套规则与地方实施细则持续完善，政策落地加速演进。在此趋势下，绿电直连模式对钢铁行业低碳转型与降本增效的实际赋能成效，成为本报告重点研讨与评估的核心方向。

本报告综合运用政策梳理、场景构建、经济性量化评估及多方利益主体视角分析，系统探讨绿电直连模式释放实际价值的关键条件与可行路径。回答此问题需要两步论证：首先明确钢铁企业为何需要绿电，其次检验何种物理路径与商业路径能够以低于电网购电的成本实现绿电供应。针对经济性分析，报告的分析核心是覆盖全年 8760 小时的逐小时技术经济模型，针对覆盖中国风光资源带和钢铁产业带的六座城市进行自建直连项目测算；长流程钢铁和氢基直接还原铁只作机制边界讨论，不由电弧炉模型结果直接外推。

主要发现

降低用电成本是钢铁企业布局绿电直连的核心驱动力，而碳成本削减与市场渠道拓展带来的边际收益目前相对有限。在现行规则下，对长流程企业而言，绿电直连可替代传统副产煤气发电的碳排放，进而降低全国碳市场的履约成本，但只有当释放副产煤气再利用带来的增量价值，加上在较高的碳价下节省的碳配额成本，能够覆盖系统改造、自备电厂发电收益损失以及绿电成本时，这种转换才具备经济吸引力。对短流程企业而言，由于暂未承担全国碳市场配额履约义务，绿电直连在碳履约层面的边际效益并不显著；同时，与用电相关的间接排放尚未纳入欧盟 CBAM 证书的核算扣减体系。因此，综合现阶段政策与市场环境，直接用电成本的降本空间构成了钢企推动绿电直连的首要考量。

绿电直连并不等同于天然降本，其最终经济性取决于电力用户的负荷特性、平均负荷率、备用容量需求、绿电渗透率以及区域电力市场交易均价等多重变量的动态博弈。具体而言，在能量成本维度，提高绿电自给比例虽能有效减少下网电量，进而减少部分系统运行费与网损费用，但当绿电度电成本高于当地市场交易电价时，边际替代效益可能被拉低；输配电费的节约成效主要取决于企业实际负荷率相比于区域电网平均负荷率的溢价空间；此外，未被直连绿电覆盖的缺额电量将面临现货市场的电价波动风险，这使得项目的综合经济可行性高度依赖于企业对新能源发电预测、用电负荷预测及综合调控的能力。

在情景测算中，绿电的电能量成本随着绿电比例升高而提高。自用绿电的度电成本在绿电占比约 30% 附近达到最低，占比提升后成本上升。报告测算的 30%/50%/70%/90% 情景组中，自用绿电的全成本 LCOE 在 30% 绿电占比附近达到最低；更高占比需要更多装机和更长时储。

100% 可靠性的离网型绿电直连项目面临极高的经济与技术双重门槛。脱离大电网支持，独立发用平衡推高装机冗余与储能成本，难以实现与电网或自备燃煤电厂的低电价竞争；比并网更加深度的单一负荷绑定、无退出通道，缺少负荷方长期购电承诺便不具备可融资性。具备火电自备电厂的长流程企业，虽然可由自备机组调峰兜底、压缩装机冗余与长时间储能需求，但老机组设计工况是带基荷稳定运行，快速变负荷能力差、响应滞后，需要新建一体化调度运营中心进行风光火储一体化调度。

当企业具备较强的可再生能源功率预测、储能优化调度及负荷侧响应能力时，绿电直连的整体经济性将迎来显著改善。具体而言，高可靠性的新能源出力预测与高弹性的负荷调节能力，既能有效降低项目对公共电网接网容量的依赖与相关接入成本，又能推动负荷曲线与发电曲线深度匹配，从而大幅提升项目综合收益。

具备落地条件的绿电直连项目在实际中呈现出显著的稀缺性，其根本制约在于资源禀赋限制与市场利益博弈。一方面，钢铁企业厂区内部及周边可供开发的风光等新能源资源普遍匮乏；另一方面，优质的新能源场址大多已被既有的代理购电或差价合约机制锁定。在电价偏低的区域，新能源开发商缺乏投资建设直连项目的经济动力；而在市场电价较高的区域，发电企业让利意愿较低，更倾向于选择收益更为稳健的差价结算模式或“发售一体”组合策略，进一步压缩了钢企撮合绿电直连的谈判空间。

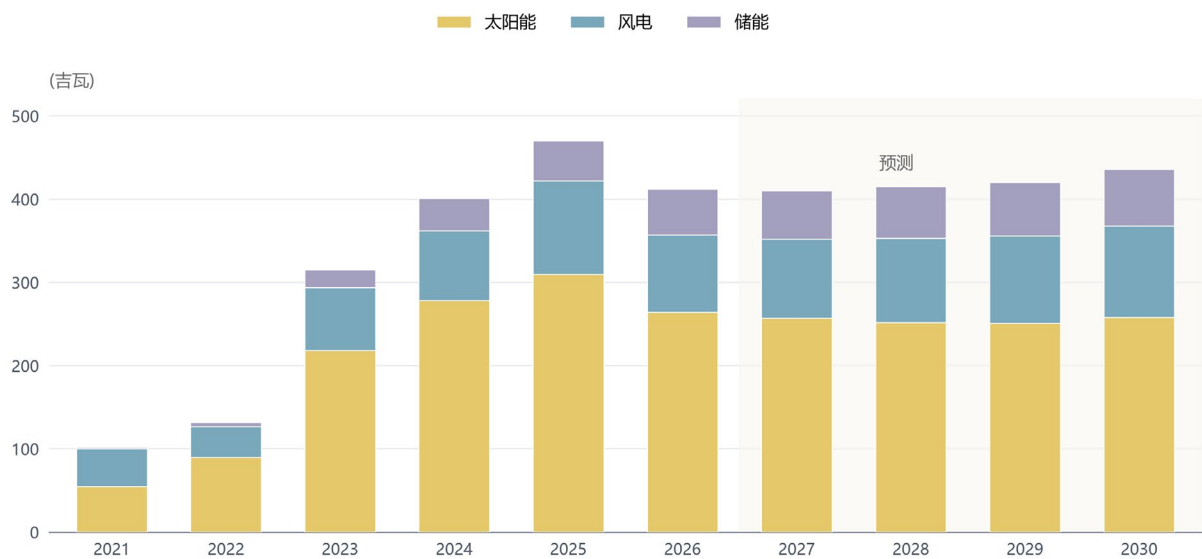
转型背景：规模、市场演进与钢铁议题

为应对越来越紧迫的气候变化，中国已承诺到 2035 年将净温室气体排放从峰值降低 7%至 10%。中国国家自主贡献（NDC）目标提出，风电和太阳能总装机超过 36 亿千瓦，新增可再生能源装机至少 2 亿千瓦，非化石能源装机占比约 60%。中国更新后的气候目标将重塑能源体系，驱动风光装机持续扩张。¹

中国风光等可再生能源的推进节奏已全面超越既定

时间节点。截至 2024 年底，中国风电装机 520.7GW、光伏装机 886.7GW，风光合计约 14.1 亿千瓦，早于原计划超额兑现 2030 年气候行动目标。2025 年，新增能源供给彻底进入“绿电主导”阶段。可再生能源装机新增 452GW，占全部新增装机的 83%，总装机达 23.4 亿千瓦，约占全国装机容量的 60%。风电装机达 640GW、光伏装机达 1.20TW，合计 18.4 亿千瓦，已超过火电装机。可再生能源发电量达 3.99 万亿千瓦时，同比增长 15%，约占总发电量的 38%。^{2, 3}

图 1. 中国太阳能、风电和储能年度新增装机的历史数据与预测



来源：BloombergNEF；国家能源局；Earth & Life Symbio。
注：2025-2030 年数据为 BNEF 截至 2025 年 12 月的预测；数值以交流电口径表示。

装机规模并不等同于可用的时序匹配电量。这一区别在利用率和利用小时数上均有体现。2024 年，全国风电平均利用率 95.9%、光伏 96.8%；风电平均并网利用小时数 2127 小时（同比下降 107 小时），光伏 1211 小时（同比下降 81 小时）。中国电力企业联合会将小时数下降归因于风光资源条件转弱及部分地区加剧的消纳压力下的利用率下调。2025 年，全国风电利用率 94%、光伏 95%，年内新增装机加速。全国平均数据显示出较强的整体消纳能力，但并不能证明特定源荷项目的经济性利用：这取决于项目的小时级资源、本地负荷、外送能力、网络约束、储能、限电和结算规则。西北和西南部分地区弃风弃光率仍高于 10%。西藏弃

光率达 35.1%、弃风率 31.4%；青海弃光率 16.6%、新疆 13.7%、甘肃 10.4%。⁴

市场化交易机制亦在同步演进。中国早期可再生能源的规模化扩张，主要依赖标杆电价、中央财政补贴和全额保障性收购等政策驱动，“十三五”末又叠加了可再生能源电力消纳责任权重约束。不过，这一阶段并非没有市场化交易，真正的短板在于：工业用户缺少标准化、规范化的采购路径，难以获得兼具“清晰环境属性溯源”与“稳定中长期供电安排”的定制化绿电产品。2019 年，风光平价上网框架在推进平价化的同时，仍保留了带补贴的竞价项目与无补贴平价项目并行的双轨安排，补贴自此进入退坡通道。转折发生在 2021 年 9

月，国家发改委与国家能源局批复同意绿电交易试点方案，首批交易吸引 17 个省份的 259 家主体参与，完成成交量 79.35 亿千瓦时；同年，新建陆上风电、光伏全面进入平价时代，新建项目不再享受中央财政补贴。这标志着政策重心正式转向“电能量价值与环境属性相融合”的新阶段，并逐步推动绿电产品融入全国统一电力市场体系。与此并行，绿证制度自 2017 年自愿认购起步，至 2023 年实现核发全覆盖（发改能源〔2023〕1044 号），成为环境属性的法定溯源载体，与绿电交易共同构成后续小时级制度演进的基础。^{5, 6}

市场机制深度显著提升，但仍呈分层而非无摩擦状态。2025 年，全国市场化交易电量达 6.6 万亿千瓦时，占全社会用电量的 64%；新能源市场化交易电量达 1.35 万亿千瓦时，占新能源总发电量的 60%。在环境属性交易方面，随着高耗能行业绿电消费硬性考核等政策落地，绿证交易规模迎来爆发式增长，全年交易绿证突破 8 亿张（其中绿色电力交易折算绿证与独立环境属性凭证呈现跨省与省内的分层特征）。这一区分具有重要意义。随着新能源市场化改革等政策推进，传统保障性收购体系加速调整，新能源正更多进入现货与中长期市场竞价，电力的时空价值差异更加明显。绿证作为中国 1 兆瓦时合格可再生能源环境属性的唯一凭证，可在履行签发、转移和注销程序后支持可再生能源消费合规声明；但绿证本身并不证明买方获得了稳定、本地或逐时匹配的物理可再生能源电力。在新能源全量入市与现货价格剧烈波动的新阶段，如何平衡“高比例入市下的电价风险”与“物理绿电的实时匹配需求”，正在成为企业绿色电能采购的新核心考量^{7, 8}

这一区别有助于厘清部分高耗能用户面临的商业难题。用户可能通过全国或跨省市场购得绿证，但因位置、合同结构、交付曲线、网络容量或省级规则限制，无法为特定设施或生产计划获取足够的本地可交付绿电。这会形成环境属性价格与物理交付、时序和地理相关的绿电价值之间的差距。

在《钢铁行业碳达峰实施方案》与《关于促进钢铁工业高质量发展的指导意见》等专项政策要求下，中国明确提出“到 2025 年电炉钢产量占粗钢总产量比例提升至 15%以上、到 2030 年力争达到 20%”以及“废钢回收利用量达到 3 亿吨”等量化指标；同时，《关于可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》亦将钢铁等高耗能行业纳入专项考核，明确了各省重点用能单位的可再生能源消纳比例底线。

钢铁行业的深度脱碳高度依赖电气化突破，尤其是向电弧炉（EAF）短流程炼钢的转型。目前中国电炉钢占比仅约 10%，对比 2025 年 15%、2030 年 20%的政策目标，仍有巨大的增长与替代空间。这意味着传统高炉-转炉（BF-BOF）长流程钢企正面临能源结构的根本性重构。然而，对于电炉钢企业而言，电力是仅次于废钢的第二大成本项（占总成本 20%~30%以上）。在应对国内消纳权重考核与国际碳边境调节机制（CBAM）的双重压力下，一个关键问题随之浮现：“绿色直连”政策能否为钢企提供兼顾“深度减碳”与“降低度电成本”的双赢方案？

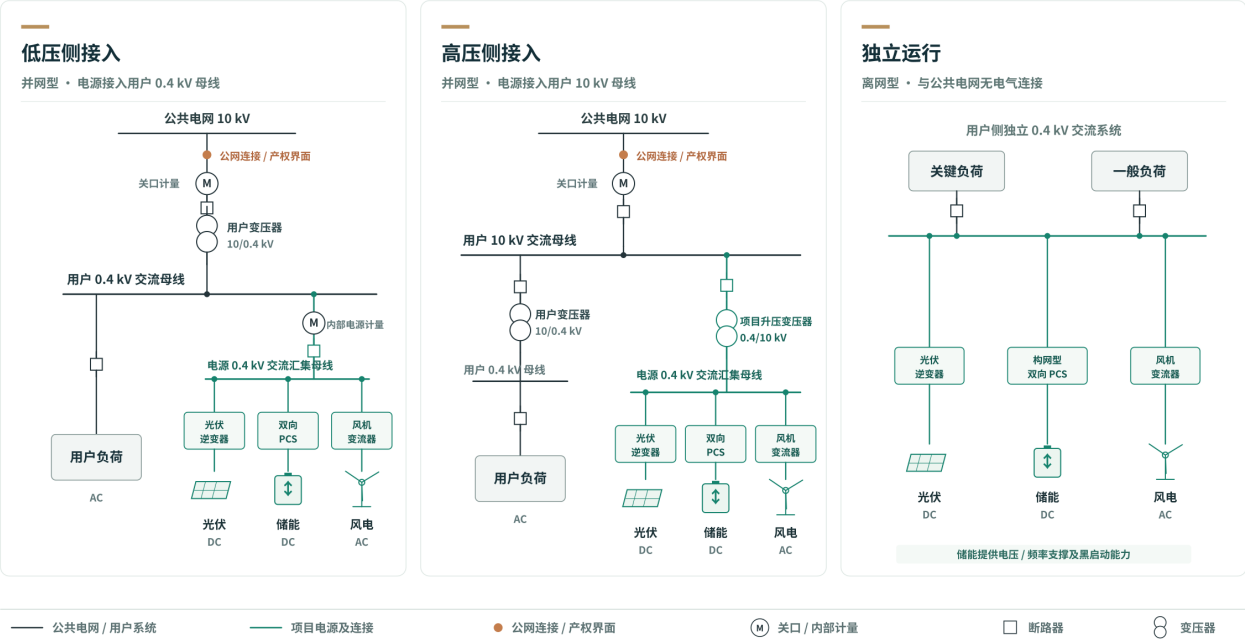
第一章 何为绿电直连？

绿电直连的提出反映了中国电力转型的阶段转换。早期挑战在于可再生能源装机建设，当前挑战在于将装机与需求匹配，同时不损及经济价值，因为限电会将午间丰富的出力转化为浪费。对于高耗能产业而言，这一重新框架化提出了更尖锐的问题：直接接入可再生能源发电能否同时降低用电成本并服务于降碳目标？钢铁行业，尤其是电弧炉炼钢，是这一问题最为关键的领域。

1.1 绿电直连的内涵及其解决的问题

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。其价值在于更强的物理和核算可追溯性，但当项目仍与电网连接时，不应被描述为电气上或制度上脱离电网。

图 2. 绿电直连项目类型



1.2 650 号文：制度框架奠基（2025 年 5 月）

国家发改委、国家能源局 2025 年 5 月联合印发的《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，以下简称「650 号文」），构建了绿电直连的首个国家级政策框架。文件中的三项设计选择奠定了后续政策演进的基础。

并网项目仍需依赖经核准的接入、调度、保护、计量和结算安排。离网型则完全独立于公共电网运行。此外，传统的绿电交易与绿证（GEC）主要用于提供环境权益属性、消费声明与结算凭证，并不非物理上的直连。

从系统与行业双重视角来看，绿电直连模式具备双向赋能价值。在电力系统侧，该模式可在新能源消纳受限的地区或时段，为可再生能源出力开辟额外的“源-荷”就近消纳渠道；在产业侧，在适配的计量体系、绿证核销、产品碳足迹评估及下游认可规则下，可为高耗能企业提供高可信度的绿电采购路径。而钢铁行业作为高耗能与深度脱碳的典型代表，正处于上述双重诉求的交汇节点。

第一，明确了项目建设和持有主体。负荷侧企业原则上为项目责任主体，投资向各类市场主体开放，明确包括民营企业，电网企业不参与项目投资。文件还对直连项目内符合条件的可再生能源发电给予电力业务许可证豁免。该豁免与供电营业区、调度和安全责任的关系，需逐项目确认。

第二，划定了影响项目设计的消纳边界。650 号文要求年自发自用电量不低于可用发电量的 60%，总用电量的比例应不低于 30%，并不断提高自发自用比例，2030 年前不

低于 35%。同时规定，省级主管部门应设定上送公共电网的电量上限，原则上不超过可用发电量的 20%。这表明外送上限是省级设定的上限，而非普遍的外送权益。

第三，建立了可归属可再生能源电力声明的核算基础，需依照适用的注册、计量、数据核证和证书签发规则。自用电量不应被假定自动获得可自由交易的证书。在相关绿证规则适用时，项目必须完成规定的注册和数据流程，证书的形式、可转移性和注销取决于项目和电力流适用的规则。⁹

650 号文是授权性框架，而非操作手册。文件将项目核准、线路规划、电网接入安排和可再生能源利用认定等关键细节下放至省级主管部门和项目程序。已有部分省级政府出台实施文件和试点方案，但政策状态、技术可行性和商业条件在不同司法管辖区差异显著。

1.3 1192 号文：公平性价格机制（2025 年 10 月）

若 650 号文回答了“能否建设”的问题，1192 号文则回应了仍与电网连接的项目应如何承担其保留的电网服务成本。其核心原则是公平分摊：项目可避免承担确实与其不从公共电网获取的电量相关的费用，但仍需承担适用的输配电价、系统运行费、政府性基金、附加费和可靠性相关费用。

1192 号文引入了基于容量的输配电价机制，将费用转化为与接入公共电网容量挂钩，而非自身发电量。该公式包含两个部分：现行政策下的容量（需量）电费，加上「所在电压等级现行电量电价标准×省级平均负荷率×730×接入公共电网容量」。

1192 号文所建立的价格机制，其核心指向并非简单设计收费项目，而是对绿电直连、分布式就近消纳等新型用能形态下输配电成本分摊机制的纠偏与完善。随着源网荷储一体化项目、分布式电源及绿电直连用户的增加，公共电网的供电保障责任与费用回收权利之间出现结构性错配。部分用户虽然减少了通过公共电网的实际下网电量，但并未相应减少对电网容量备用、电压支撑、事故兜底等系统服务的依赖。电网为履行“随时可用”的供电保障义务，仍需按照既有报装容量和系统安全标准配置资产，由此形成的固定成本并不会因用户少用电而同步消失。若仍以原有方式分摊，必然产生费用回收缺口，并最终向其他用户转移。

具体来看，输配电价按照“准许成本加合理收益”原则核定，每一监管周期内形成相对固定的准许收入，再通过容量电价和电量电价向用户回收。容量电价主要对应电网固定资产折旧及投资回报，电量电价主要对应运维及线损等费用。

在现行分摊机制下，容量电价以用户报装变压器容量或最大需量为依据，电量电价以实际下网电量为依据。当用户自发自用比例提高、下网电量减少时，电量电费随之下降，造成“电量缩减”；当分布式电源或负荷特性变化使用户实际最大需量低于报装容量，或通过合同最大需量、实际最大需量缴费方式优化后，容量电费实际计费基数低于电网为其预留的供电能力，形成“容量缩减”。这两类缩减意味着电网当期收取的输配电费低于核定的应回收水平，产生损益差额。

按照现行监管规则，输配电费损益差额滚动纳入下一监管周期统筹处理。表面上，电网企业最终仍可回收成本，但分摊机制的不公平由此产生。因为当期未足额缴纳的差额，并不会直接由造成缺口的主体承担，而是在下一周期按照原有分摊规则向全体用户摊收。这对于继续按照常规方式接入公共电网、正常缴纳输配电费的工商业用户而言，实质上形成了新的交叉补贴：一部分用户对系统容量的占用成本，被转嫁给了未享受对应服务的其他用户。1192 号文所要解决的，正是这一权责不匹配问题，而非单纯增加就近消纳项目的用能成本。

因此，1192 号文明确的费用机制，其政策逻辑类似于自备电厂系统备用费，即将自发用电量所对应的电网保障服务成本显性化、可计量化，由享受公共电网备用服务的用户合理承担。从短期看，这是对电网输配电费回收缺口的直接弥补；从长期看，则是推动输配电价分摊机制由以接网容量和下网电量为主要依据，逐步过渡到以“占网容量”为核心依据的关键一步。只有让分摊依据更准确地反映用户对公共电网资源的实际占用程度，才能从根本上避免“少用网少缴费、但系统责任不变”带来的成本转移，确保各市场主体在公平负担的基础上共同支撑新型电力系统建设。

1.4 688 号文：从一对一到一对多（2026 年 5 月）

国家发改委、国家能源局 2026 年 5 月联合印发的《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），将直连模式从单一用户扩展至多用户共享。该文件为多用户项目提供了制度基础，但运行细节仍有待标准化：小时级可追溯性、计量和数据推送责任、用户间责任分配、透明审批流程等。

688 号文明确，并网和离网项目均需缴纳政府性基金和附加费，与 650 号文「公平合理的社会责任」原则一致。多用户模式可能改善负荷匹配，但增加了用户间的分配和结算治理复杂性。跨省项目尚无统一的国家级接入、调度、结

算和可再生能源消纳核算规则，应作为试点阶段、个案化安排处理。

多用户项目把“共同负荷”变为具有明确主责和结算边界的独立项目。688号文要求项目主责单位具备法人资格，原则上由电源方与负荷方合资组建，也允许任一方单独投资；园区模式可由园区管委会或第三方组建，但运营输电业务的公共电网企业不得作为投资主体。连接线路、变电设施、储能和运营平台原则上由项目主责单位投资。主责单位必须与电源、负荷等内部主体就产权划分、运行维护、平衡责任、内部费用标准与结算以及违约责任签订协议。因此，多用户路径并不自动消除融资和协调成本。项目整体需要参与市场申报，内部绿电按各用户分时用电量和协议约定分配；它是否改善经济性，取决于不同负荷能否在小时尺度上改善源荷匹配，而不是把若干企业接入同一条专线这一形式本身。

1.5 各省级绿电直连政策：以国家政策为核心，多样化运行边界

650号文将运行细则授权给各省。各省自行制订了实施方案。我们对各个省的不同要求进行对比分析。省级考量主要集中在余电处理、电源—负荷空间关系、电压等级上限、适用对象和结算安排；每一行均应结合其援引的省级原始文件及现行法律状态阅读。



表 1.省级运营规则：准入资格、年度门槛和余电上网处理（不完全统计）

省份/状态	实施文件	优先鼓励行业	核心发电门槛	余电上网和反向流处理
河北 正式	河北省发展和改革委员会关于组织开展绿电直连项目申报工作的通知	算力、钢铁、水泥、化工、制氢、锂离子电池制造、生物医药等重点行业	自发自用≥60%； 占总用电≥30%； 上网≤20%	冀北电网现货未连续运行前不得反送；上网≤20%
湖南 正式	湖南省有序推动绿电直连发展实施方案	存量负荷当中有降碳刚性需求的出口外向型企业及算力企业（含数据中心）	自用≥60%； 绿电占总负荷≥30%； 上网≤20%	可参与现货交易，采用自用为主、余电上网为辅模式
黑龙江 正式	黑龙江省单用户绿电直连发展实施方案	化工、钢铁冶金、水泥等高载能产业；石墨新材料、新能源装备、节能环保等绿色产业；算力与新能源协同发展；高端装备、生物制造、绿色氢能等新质生产力产业	自用≥60%； 绿电≥30%； 上网≤20%	氢基项目 2026 至 2027 年上网≤40%，此后≤20%。既有自备电厂项目不得反向上网
江西 正式	江西省有序推动绿电直连发展实施方案	无具体行业	自用≥60%； 绿电≥30%； 上网≤20%	允许自用为主、余电上网为辅；可再生消纳困难时段不得反向流
湖北 正式	关于有序推动绿电直连项目发展的通知	无具体行业	自用≥60%； 绿电≥30%； 上网≤20%	鼓励全额自用。上网属例外，上限 20%，需电网接入意见
四川 试行	四川省有序推动绿电直连发展试行实施方案	鼓励有降碳刚性需求的直接或间接出口外向型企业及算力企业（含数据中心）	自用≥60%； 绿电≥30%	「三州一市」上网上限 10%，其他地区 20%；受限输电断面不得上网
云南 正式	云南省绿电直连发展实施方案	绿色铝、硅光伏、新能源电池、有色金属(含稀贵金属)、数据中心、氢能、磷化工等	自用≥60%； 绿电≥30%； 上网≤20%	现货市场暂停时不得反向流；允许时上网上限 20%
浙江 正式	浙江省促进绿电直连发展通知	无具体行业	自用≥60%； 绿电≥30%； 上网≤20%	上网上限 20%。电网下网电量上限为自供电量 234%（2030 年起≤186%）；违约暂停购售电交易
山东 正式	关于加强和规范绿电直连发展的通知	算力设施、海上油气田及沿海重点港口（青岛港、烟台港、日照港、威海港、滨州港、东营港、潍坊港）存量负荷	自用≥60%； 绿电≥30%； 上网≤20%	上网电量占总可用发电量的比例上限不超过 20%，并且在公共电网新能源弃电时段，不得向公共电网反送电。海上风电直连海洋油气平台、制氢氨醇、算力设施等项目的绿电直连上网电量比例可放宽至 40%。

辽宁 征求意见稿	辽宁省绿电直连建设方案 (2025 至 2027)	无具体行业	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$	既有方案指标项目: 上网 $\leq 20\%$ 。新 项目原则上全额自用; 例外项目 $\leq 20\%$
宁夏 正式	宁夏回族自治区绿电直连实施 方案	无具体行业	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$ (每年提 升 ≥ 1.5 个百分 点); 上网 $\leq 20\%$	鼓励全额自用。必要时上网上限 20%; 消纳困难时段原则上避免反向 流
青海 正式	青海省绿电直连实施方案	无具体行业	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$; 上网 $\leq 20\%$	连续现货运行前不得反向流; 此后可 采用余电上网为辅模式
广西 正式	广西绿电直连发展实施方案	钢铁/有色/建材/石化/化工/新能源装备/交通运输/数据中 心; 新能源汽车/储能电池/铝/水泥/造纸等出口外向型	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$; 上网 $\leq 20\%$	新项目和出口型项目: 上网 $\leq 20\%$ 。 自备电厂项目不得反向上网或转售
吉林 正式	吉林省绿电直连项目建设发展 实施方案	氢基绿能(绿氢/绿氨/绿色甲醇/可持续航空燃料等)、钢铁冶 金、算力(数据)中心、汽车制造	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$	新项目 2028 年前上网 $\leq 40\%$, 此后 $\leq 20\%$; 既有项目 $\leq 20\%$
内蒙古 单用户 试行	内蒙古自治区单用户绿电直连 项目建设发展实施方案 (试行)	氢基绿色燃料; 和林格尔数据中心集群; 电解铝行业; 国家 级零碳园区	原则上全额自用, 不得反向流; 自用 绿电须占申报年负 荷至少 30%	原则上不反向流。并网氢基绿色燃料 项目可适用过渡性上网安排
内蒙古 多用户 征求意见稿	内蒙古自治区多用户绿电直连 项目建设发展实施方案	算力设施/绿色氢氨醇等新兴产业; 和林格尔数据中心集群; 电解铝; 国家级零碳园区; 钢铁/水泥/多晶硅	总负荷绿电占比 $\geq 30\%$	非氢项目同样零上网; 氢基项目适用 过渡性 40%/20%上网上限
重庆 征求意见稿	关于有序推动绿电直连发展通知	无具体行业	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$; 上网 $\leq 20\%$	支持余电上网为辅模式; 受限输电断 面内不得余电上网
福建 征求意见稿	关于开展绿电直连项目建设通知	无具体行业	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$; 上网 $\leq 20\%$	允许余电上网, 上限 20%
安徽 征求意见稿	关于促进绿电直连发展通知	无具体行业	自用 $\geq 60\%$; 绿电 $\geq 30\%$	摘录未明确具体上网上限

注: 门槛为年度政策合规底线, 并非项目级经济最优解。「上网」指交付至公共电网的可再生电量。征求意见稿不构成最终规则, 不应作为确定的投资条件。来源: 作者根据省级发改委/能源局文件整理。¹⁰

表 2. 省级项目框架：源荷空间关系、电压和结算处理

省份/地区	源荷空间关系与电压上限	电价、结算和费用处理
河北	未明确距离；电压 ≤220kV	未详细说明
湖南	同一供电营业区；行政边界可跨越	输配电价按容量/需量计费；自用电量暂时免除增量交叉补贴；禁止擅自减免
黑龙江	未明确距离限制	执行 1192 号文。超过核准量上网部分不予结算，全省社会化分摊
江西	同一地级市；≤50 公里；≤220 千伏	输配电价按容量/需量计费；上网电量排除在机制电价之外
湖北	同一县/区或相邻两县；≤220 千伏	按 1192 号文公平分摊
四川	未明确距离限制；≤220 千伏	执行 1192 号文；禁止擅自减免。「三州一市」暂免尖峰电价
云南	同一地级市；距集电站≤50 公里；≤220/330 千伏	过渡期内自用电量按备用容量计费；离网项目暂免备用费
浙江	同一地级市；跨市项目需联合审查；≤220 千伏	参照 1192 号文；上网接口线损 payable
山东	同一县/区；跨县项目需专项评估；≤220 千伏	按照 1192 号文及山东省相关政策规定缴纳有关费用
辽宁	未明确距离限制	按适用规则缴费；禁止擅自减免
宁夏	未明确距离限制	执行 650 号文和 1192 号文；所有适用费用须公平承担
青海	未明确距离限制；≤330 千伏	按国家电价和财政规则收费
广西	同一地级市；≤50 公里；≤220 千伏	按 1192 号文收费。源荷失配导致上网超过 20%时，结算上限为 20%
吉林	同一市/地级；≤220 千伏	按国家和省级规则收费
内蒙古 (单用户)	未明确距离限制	按国家和自治区规则收费；禁止地方擅自减免
内蒙古 (多用户)	未明确距离限制	公平分摊；政府性基金和附加费并网和离网项目均适用；统一结算
重庆	同一区/县；≤30 公里；≤220 千伏	征求意见稿未详述价格机制
福建	本阶段无源荷距离限制	整体项目结算按 1192 号文；多用户内部分配可协议调整
安徽	未明确距离限制	执行 1192 号文；电网企业在边界点免费安装计量装置

来源：省级发改委/能源局文件整理，Earth and Life Symbio 分析

表 3. 省级空间与结算规则对钢铁项目的实际含义

省份/地区	对钢铁项目的实际含义
河北	钢铁属于优先鼓励行业，但电压上限为 220 千伏、距离条件尚未明确；冀北现货连续运行前不得反送，项目应按自发自用为主进行测算。
湖南	地理规则相对灵活，但电网服务费用仍是项目经济性的核心组成。
黑龙江	外送不能作为可靠收益来源；自备电厂改造面临尤其严格的反送约束。
江西	地理条件和 220 千伏上限均须在项目起步阶段满足；容量费用必须建模，不可假定免除。
湖北	选址边界较窄，邻近新能源资源和尽早开展电网沟通具有决定性。
四川	项目经济性显著取决于当地拥塞状态和适用外送上限。
云南	罕见的 330 千伏选项支持大负荷，但 50 公里和同城规则严格限制资源选择。
浙江	高价值工业负荷可能改善商业基础，但严格的进、出电控制要求保守配置电源—负荷规模。
山东	县域规则和外送市场暴露共同强化“自用优先”设计。
辽宁	关键不确定性在于政策状态及任何例外外送安排的实际审查标准。
宁夏	优异资源并不自动转化为节约：到厂电价基准和全口径网络成本处理仍具决定性。
青海	330 千伏支持大型项目，但连续现货运行前外送受限，提高了柔性负荷和储能的价值。
广西	明确鼓励钢铁具有积极意义，但项目仍必须围绕本地消纳而非计划外送进行配置。
吉林	分阶段外送上限为早期项目提供一定灵活性，但 2028 年后趋严。
内蒙古 (单用户)	零外送处理使逐小时匹配、储能和运行柔性成为可行设计的核心。
内蒙古 (多用户)	多用户模式可能改善负荷匹配，但增加了用户之间的分摊与结算治理问题。
重庆	比较样本中距离规则最严，要求尽早开展资源与通道筛查；电价处理仍是尽调缺口。
福建	空间边界灵活具有吸引力，但最终规则和多用户合同安排仍未确定。
安徽	计量边界清晰有利于实施，但外送规则不完整，仍宜采用保守的零外送基准情景分析。

通过对不同省份各自实施方案和通知的分析，我们有几点发现与见解：

第一，国家合规底线趋同，地方运营条件分化。多数文件复制了自用不低于 60%、负荷侧绿电占比 30%的当前门槛，2030 年前必须提升至 35%。对“余电上网”的严苛限制，多数省份 $\leq 20\%$ ，特定项目和地区甚至禁止反送。例如内蒙古规定，除并网型氢基绿色燃料项目外，其他所有项目的发电量必须全部自发自用，严禁向公共电网反送电力；黑龙江规定已有燃煤燃气自备电厂开展绿电直连的项目不得向公共电网反向送电。随着分布式光伏和新能源的大规模接入，电力系统阻塞正从“主干网”向“配电网”迁移。如果允许绿电直连项目无限制余电上网，配电网将面临灾难性的反向潮流阻塞。“就近消纳”本质上是将系统调节和阻塞成本内部化到了项目层面。从而保障绿电直连项目的根本目的是自发自用，避免项目不会沦为变相的“全额上网”赚差价的集中式电站。

第二，项目地理条件可能比政策头条比例更具约束力。绝大多数省份都将“在同一行政区域内”作为核心的布局原则。江西、云南、广西组合使用同地级市规则和 50 公里限制；重庆适用 30 公里和同区县筛选；湖北将项目限于同县或邻县。多数辖区电压上限 220 千伏，青海和云南允许 330 千伏。对于大型电弧炉负荷，可行项目须在考虑资源质量之前先通过地理和电压筛选。这也是为了避免长距离专线带来的高额投资与电力损耗，保障“就近就地消纳”的政策初衷。不过各省政策还是为了跨区域绿电直连留了特殊空间

第三，政策准入信号反映地方产业战略，但不取代系统约束。从优先鼓励行业看，“算力设施”和“绿色氢氨醇”是绝对核心，传统高载能（钢铁、铝、化工）紧随其后，出口外向型企业成标配。云南的绿色铝硅、内蒙古的氢基燃料与算力集群，本质上是将“风光资源优势”转化为“产业留存红利”。

第四，各省主要遵循 1192 号文的核心：直连并非费用豁免。几乎所有条目要么直接执行国家电价框架，要么要求费用公平承担，部分明令禁止擅自减免。



第二章 分析框架整体审视

2.1 报告分析框架：两个问题与两个矩阵

在报告第一部分对绿电直连政策框架进行系统梳理、明确“政策边界与合规红线”的基础上，本部分进一步探索其“商业可行性与实践路径”。政策维度的可行并不直接等同于商业维度的必然，钢铁企业是否选择绿电直连，取决于两个层层递进的核心问题：其一，钢铁企业开展绿电物理直连的底层驱动力何在（动因识别）？其二，具体何种形态的直连模式能够有效契合并满足上述动因？

矩阵一·需求层：钢企采购绿电的可能动因

驱动因素	何种条件下成立
全国碳市场（CEA）履约	钢厂须纳入全国碳市场覆盖范围，且该覆盖须对绿电可降低的电力相关排放定价
CBAM 碳成本减免	欧盟边境征税须对钢企间接（电力）排放定价，且绿电须以已知抵扣率计入
产品标准市场准入（RS/C2F）	须有足够采购方为间接排放降低带来的低碳排放钢认证等级提升以获得支付溢价，且采购量对钢厂产出有实质意义
降低电费支出	鉴于电弧炉耗电 400 至 450 千瓦时每吨，绿电须能以低于电网到厂价采购，并具有成熟的一体化运营，从而降低整体用电成本

矩阵二·路径层：绿电直连的方法及分析要点

方法/分支	内涵	分析须回答的问题
并网/离网自建	钢企通过电网间隔接入（并网或离网），自行建设并持有风光储电站	项目经济性：在政策约束下可自用多少绿电，系统成本随渗透率如何变化，何时低于电网采购
并网/离网第三方投资	相同接入方式，由能源运营商建设并持有电站，通过长期 PPA 或能源管理合同售电	能源运营商考量：在何种资源、市场和交易对手条件下，投资方会实际融资并持有资产
跨省直连	资源富集省份通过专用远距离线路向负荷省份供电，是本地资源稀缺的应对方案	跨省条件：走廊协调、双方电网审批和省间监管核算

2.2 需求层：用电成本为何成为主要持续动因

钢企追求绿电本质上存在三种潜在动因：降低用电成本、响应国内外碳价压力、利用低碳产品认证拓展销售。以下逐项分析。

基于此，本部分构建了“动因—模式”匹配分析框架，对各类潜在动因进行了逐项校验与实证解构。研究表明，在当前政策与市场环境下，用电成本削减是唯一具备普遍性且可进行标准化定量建模的核心动因。该结论厘清了企业决策的优先级，也为第三部分开展系统的经济性量化测算奠定了理论与逻辑基础。

两个矩阵共同设定了报告的研究议程。第二章确定何种动因存续；第三章针对存续动因逐一检验各方法。最终判断在第四部分汇总，待模型和制度分析完成后给出。

2.2.1 全国碳市场对独立电弧炉情景的当前相关性有限

全国碳市场对钢铁企业的作用机理取决于工艺路线与排放边界。被纳入全国碳市场的钢铁企业为长流程企业，通常配套自备电厂，回收的焦炉、高炉及转炉煤气既可用于自备发电，亦可作为加热、制氢、化工原料或炉顶煤气循环的资源化燃料；而短流程独立电弧炉企业主要依赖外购电，不过目前尚未纳入全国碳市场配额履约管理体系。

(一) 长流程视角：碳市场通过自备电厂与副产煤气联动影响能源决策

高炉—转炉长流程并非没有外部用电需求，因其回收的副产煤气大量用于自备电厂，使得长流程企业普遍具备较高的自发电比例。按照现行全国碳市场管理规则，温室气体年排放量达到 2.6 万吨二氧化碳当量（或综合能源消费量约 1 万吨标准煤）的自备电厂，视同发电行业重点排放单位管理，须按《企业温室气体排放核算与报告指南发电设施》开展排放核算、核查与配额履约。对长流程企业而言，碳市场的影响取决于重点排放单位名录界定与排放边界划分。目前发电行业采用以碳排放强度为核心的基准线法分配免费配额，配额总量主要由机组实际发电量、供热量、对应机组基准值及调峰修正系数等要素决定。¹¹

在长流程企业引入绿电直连后，其最直接的影响是引发电力供给来源与副产煤气利用路径的重构：绿电直连项目可接入可承担部分原有电力负荷，替代部分自备电厂的发电需求，从而将置换出的副产煤气转向化工原料、炉顶煤气碳循环、高纯制氢等更高附加值领域。然而，这一替代路径的经济价值高度依赖于配额缺口规模与碳价水平，唯有当“减少的配额缺口×碳价”所产生的避碳收益能够覆盖绿电溢价、直连线路建设、储能配置等成本，且副产煤气转型应用创造

的边际溢价高于原发电收益时，绿电直连替代自备发电的竞争优势方能显现。

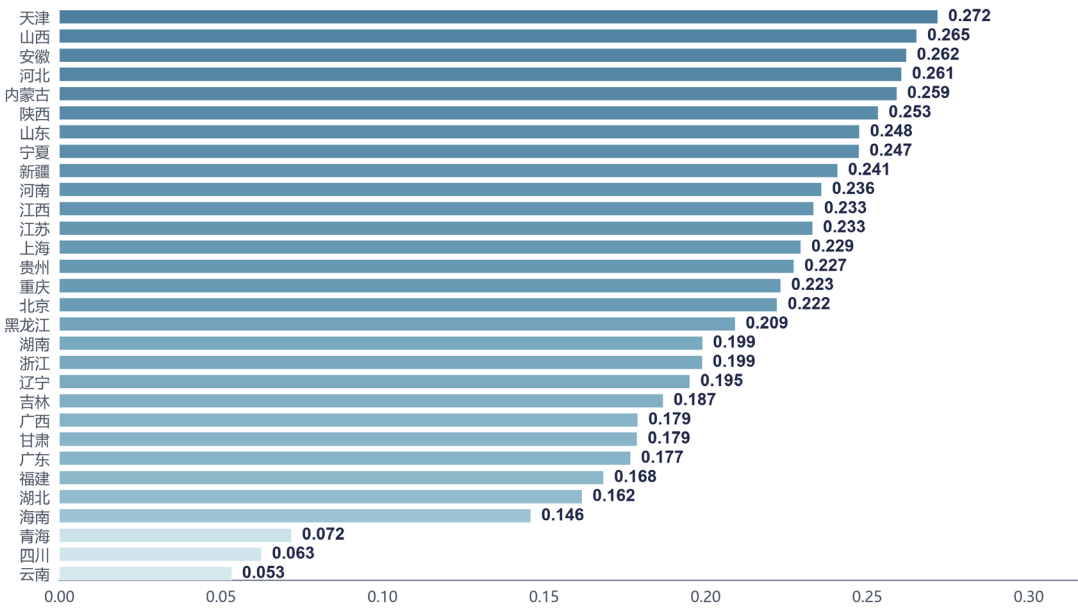
当前，全国碳市场仍维持“强度控制、免费分配为主”的制度框架，配额分配方案总体遵循“行业基本平衡、略有缺口”的原则。对于长流程企业而言，碳市场虽已释放出明确的减排导向与价格信号，但在现阶段，碳价水平与配额约束强度尚不足以对企业重大低碳技术改造形成决定性的驱动力。

(二) 短流程视角：绿电直连主要削减范围二排放，碳履约边际激励有限

绿电直连对短流程电弧炉企业最直接的作用，是替代部分外购网电，进而降低电力消费对应的范围二（间接）碳排放，显著改善钢材产品全生命周期的电力碳足迹。以电弧炉炼钢吨钢耗电约 400 千瓦时计算，参照全国及各省最新的区域电网平均排放因子，可核算直连绿电相比于本地电网供应所避免的间接二氧化碳排放量。然而，由于短流程企业目前尚未纳入全国碳市场配额履约体系，且此部分间接减排量暂无法转化为碳市场配额收益核算收益，因此在现行碳市场机制下，对短流程企业布局绿电直连的直接经济激励仍相对有限。

图 3. 使用绿电生产电弧炉钢的省级二氧化碳减排潜力

（电耗为 400 千瓦时/吨钢；绿电排放因子为 0）



来源：Earth and Life Symbio

2.2.2 CBAM 的影响真实存在但当前不构成直接的证书费用减免

绿电直连对欧盟 CBAM（碳边境调节机制）出口影响的作用机理与全国碳市场类似，其核心取决于排放边界的设定。2026 年 CBAM 进入正式实施阶段，首份 2026 进口年度申报及对应证书交回的期限为 2027 年 9 月 30 日。据中国钢铁工业协会测算，2025 年中国对欧盟出口涉及 CBAM 覆盖范围的钢铁产品及制品合计约 1052 万吨。根据 CBAM 现行核算规则，钢铁产品目前以直接排放为主，涵盖燃料燃烧、工艺反应以及过程加热等环节；而电力消费形成的间接排放，目前暂未纳入钢铁主产品的 CBAM 凭证计费边界。^{12, 13}

这一核算边界的差异，使得绿电直连对不同工艺路线的 CBAM 应对策略产生了结构性分化：

（一）长流程视角：聚焦“绿电替代化石能源”对直接排放的深度削减

对高炉—转炉长流程而言，应对 CBAM 的核心突破口在于削减直接排放。当直连绿电用于电解水制氢以替代焦煤、焦炭或副产煤气等还原剂与燃料时，可大幅降低高炉喷吹、直接还原及加热炉等关键环节的燃料燃烧与工艺排放；同时，推进其他热工工序的电气化改造也能直接降低化石能源消耗。此类由绿电驱动的工艺转型可直接降低出口钢材的 CBAM 碳排放强度。此外，若因引入绿电而将副产煤气从“自备发电”转向“炉顶煤气碳循环”或“高纯制氢”，其 CBAM 溢价价值则取决于该煤气最终所替代的化石燃料品类及其减排成效。

（二）短流程视角：受限于间接排放边界，CBAM 直接激励效应显现不足

对独立电弧炉短流程而言，绿电直连的核心作用在于替代外购网电、大幅削减范围二碳排放。然而，在 CBAM 当前以“直接排放”为主的计费规则下，电弧炉使用绿电所取得的间接减排成果，无法按等量比例直接折算为 CBAM 凭证核减额度。因此，在现阶段 CBAM 核算边界下，绿电直连对短流程钢铁出口的直接经济激励仍然相对有限。

不过对于 CBAM 出口企业，绿电直连带来的效益并非只是简单地通过某个产品线用上了物理绿电而获得。一方面，新规将未能提供实际值的默认碳排放强度统一设定为偏高数值且不区分工艺路线，采用绿电直连的钢铁企业必须建立符合欧盟标准的严苛 MRV（监测、报告与核查）体系以举证

“实际值”，否则其绿电减碳投入将在默认值核算下完全失效；另一方面，CBAM 正式实施阶段确立了以生产装置（或生产厂区）（installation）为边界的嵌入碳排放核算原则：同一安装内、针对具有相同功能单位的货物，必须对不同生产工艺路线的排放进行加权平均。这一规则有效切断了企业试图通过“局部绿电直连产线专供欧盟出口”实现精准避税的路径。在此机制下，即便出口产品 100%来自绿电直连改造的低碳产线，只要该产线与企业内部其他未改造的传统高炉等高碳工艺同属一个生产厂区，其最终核算的碳强度仍会被高排放工艺显著稀释。这不仅严重抹平了局部绿电直连项目的边际碳溢价，更极大抬高了企业实现 CBAM 有效避碳的整体改造门槛与综合合规成本。¹⁴

2.2.3 低碳钢的市场准入仅属于边际加分项而非核心驱动因素

目前，对认证低碳钢的需求主要集中于欧盟地区，部分买家要求提供如 ResponsibleSteel（可持续钢铁标准）等权威认证。在碳排放的互认方面，该标准已与中国的 C2F 低碳钢铁标准达成合作，正推动认证定义的互认互通。两套标准均基于废钢比设立了动态分级体系，且均将间接排放纳入核算，因此通过绿电削减间接排放确实能够提升钢企的产品认证等级。然而，现阶段愿意为低碳排放钢支付溢价的采购需求相对于钢厂的总产量而言依然微乎其微，且绿色溢价极为有限。因此，低碳认证仅能在存在特定买家的边际场景下改善项目可行性，本身不足以独立支撑起项目的投资逻辑。

2.3 核心驱动力锚定：用电成本削减成为关键突破口

用电成本削减成为关键突破口综合前述分析可见，绿电直连虽可普遍应用于高炉—转炉长流程、氢基直接还原铁（H₂-DRI）及废钢电弧炉（EAF）短流程等各类钢铁工艺路线，但其在全国碳市场履约、欧盟 CBAM 应对以及低碳钢市场准入等维度的边际收益目前均存在显著局限。因此，降低综合用电成本构成了现阶段驱动钢铁企业布局绿电直连最核心、最普遍的经济诉求。

对于高炉—转炉长流程：基于机会成本的动力发电替代与绿氢延伸长流程工艺链条长、用能结构复杂，化石能源（煤炭、焦炭）占绝对主导。绿电直连最直接的应用场景在于替代传统动力用电。其替代可行性受双重机制约束：一是碳市场价格信号的倒逼强度，当碳价升至高位时，方能推动企业转变用能结构；二是绿电直连的送达综合电价相比于电网代理购电价格的竞争优势。此外，直连绿电可作为电解水制氢的电源，在具备工艺改造、富氢供给及安全防护前提

下，绿氢可用于高炉喷吹、后续轧制加热或保护气供应，进而形成替代焦煤及化石碳投入的潜在路径。然而，鉴于钢铁厂内焦炉煤气（COG）、高炉煤气（BFG）及转炉煤气（LDG）已有成熟的发电或加热用途，绿电与绿氢进入该环节的实际价值，高度取决于其与副产煤气既有梯级利用路径之间的机会成本博弈。长流程存量资产的减排同样依赖热工设备能效改造，相关行业技术交流和阶段性技术成果提供了具体案例。^{15, 16}

氢基直接还原铁（H₂-DRI）：高能耗与低能效双重约束下的远期试点 H₂-DRI-EAF 路径虽是绿电的“大容量消纳载体”——电解水制氢与电弧炉炼钢叠加使其吨钢电耗远超传统废钢电炉，但其当前面临严峻的技术与经济瓶颈。首先，该技术成熟度（目前处于 TRL 6-7 级）远低于成熟的废钢电炉（TRL 9），多停留在示范试点阶段；其次，氢冶金涉及“电能 → 氢化学能 → 热能 → 金属化学能”的四级能量转换，综合能源利用效率难以突破 40%，大量绿电能量在中间转换环节衰减（相比之下，废钢电炉仅涉及“电能 → 热能 → 金属”的三级转换，理论热效率达 70%-85%）。最后，氢冶金固定资产投资巨大，绿氢的成本远高于黑氢，绿氢生产中电解槽及辅助系统（BOP）等资本开支占比偏高且短期难以降本。

废钢电弧炉短流程：高电耗敏感度下的经济性改善场景当前中国电炉钢产量占比仅约 10%（远低于全球 30% 的平均水平），存在巨大的结构性替代与增量空间。电弧炉以电力为核心能源（吨钢电耗约 400-450 千瓦时），对电价极为敏感，绝大多数独立电炉企业选择在平谷电价时段错峰运行。在此背景下，绿电直连能否为短流程企业提供切实可行且具备竞争力的降本场景，绿电直连的量化经济性评估本报告讲更聚焦于电弧炉的应用上。

短流程绿电直连的商业模式与后续分析从项目落地模式来看，钢企获取直连绿电主要采取两种路径：一是重资产自建模式，由企业自行投资建设风光储电站、专用直连线路及配套变配电设施；二是轻资产合作模式，由新能源开发商或综合能源服务商投资持有资产，企业通过长期电力购销协议（PPA）或合同能源管理（效益分享）模式实施采购。基于上述动因解构与模式分类，本报告将在第三章聚焦电弧炉钢铁企业，系统构建量化模型，深入测算与评估不同配置方案下绿电直连项目的综合经济性。



第三章 钢铁企业视角：可行性判断与经济性评估

3.1 自建直连项目的经济性测算

本章评估自建直连项目在报告设定的中国政策、电价和运营假设下，能否为风格化的废钢电弧炉企业创造经济价值。分析围绕三个问题展开：

- 在 650 号文约束下，纯光伏+储能、纯风电+储能和风电储能混合不同模式下的绿电直连模式有什么不同？
- 随着绿电直连的绿电比例提升，系统总成本如何演化？
- 在何种条件下，绿电直连能够优于常规电网采购？

为回答上述问题，报告构建了覆盖可再生发电、储能调度、电网交互和既定钢铁生产边界的逐小时技术经济模型。我们以不同的绿电占比（30%、50%、70%、90%和 100% 离网）作为情景分析。

3.1.1 政策约束与成本核算规则

为精准评估项目的经济性与技术可行性，本研究构建了基于发改能源〔2023〕650 号文刚性约束下的两阶段优化寻优模型。针对不同的负荷侧绿电渗透率目标，模型在“光伏+储能（S+B）”、“风电+储能（W+B）”以及“风光互补+储能（S+W+B）”三种技术路线的装机空间内，采用“粗搜索+细搜索”的两阶段穷举迭代算法，以最小化企业全年综合用电总成本为目标函数，求解最优的系统装机容量方案。不过在需要最优过程中，必须严格受制于政策的约束：

（一）关键电量指标界定：自发自用比例

政策明确要求并网型项目坚持“以荷定源”。新能源年自发自用电量占总可用发电量不得低于 60%。其中总可用发电量是理论值概念，即在特定装机容量与资源禀赋约束下的理论最大发电量。

（二）余电处置假设：消纳约束常态化下的“零反送”审慎设定

尽管 650 号文原则上允许在电力现货市场连续运行地区开展上限不超过 20%的余电上网，但在地方政策落地与网架承载力层面，反送限制已趋于严格。例如，冀北电网因

暂未实现现货连续运行而严格禁止反送；发改能源〔2024〕688 号文明确规定，在省级能源主管部门确定的消纳困难时段，并网型项目严禁向公共电网反送电；《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）》亦规定除特定氢基绿色燃料项目外，其余直连项目的新能源发电量须全部自发自用，一律不得反送。考虑到当前光伏午间大挤压及新能源消纳困难已在全国多地呈现常态化特征，余电上网在实际操作中面临高度的政策与网架不确定性。为确保财务评估与压力测试的稳健性，本模型设定余电不反送（零外送）作为基本情景。¹⁷

（三）新能源利用率约束：国家弹性空间与地方审慎目标的博弈折衷

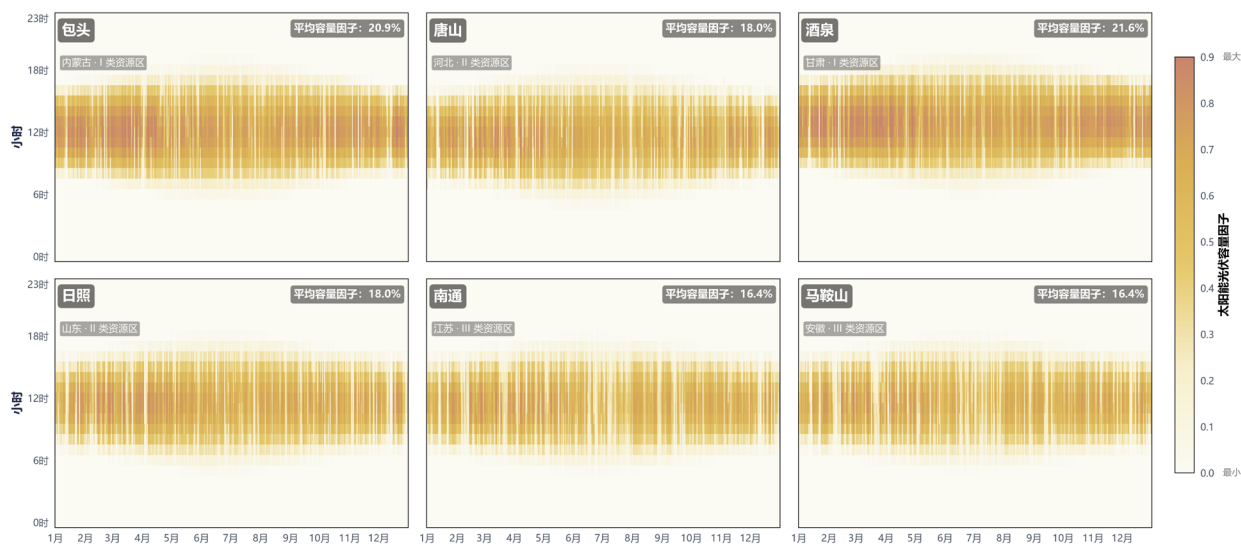
关于新能源利用率，国家层面（650 号文与 1192 号文）定调较为弹性，提到“为各地可结合项目建设方案中自发自用、上网电量比例和源荷匹配、调节能力等信息，合理设置新能源利用率目标”。然而，地方政策在执行中表现出更为审慎的调控倾向：如《山东省有序推动绿电直连发展实施方案》要求直连项目的新能源利用率不得低于同期全省公网平均水平；内蒙古自治区亦要求项目规划利用率参照自治区能源局确定的年度目标执行。广西和青海虽然没有提到新能源利用率目标的内容，但是其源网荷储一体化的政策提到，青海新能源利用率不低于 90%，广西不低于 95%。这表明地方政府既力图避免直连项目因高弃电率加剧区域消纳压力，也希望防止企业因盲目追求 100%利用率而承受过重的储能配置与运营负担。结合当前全国风光利用率的大致水平（如 2026 年一季度风电 91.9%、光伏 91.2%），本模型选取 90% 的新能源利用率作为核心约束条件，以平衡项目运行的合规性与经济性。^{18,19}

3.1.2 资源禀赋设定可达上限

报告选取包头、酒泉、唐山、日照、南通、马鞍山六座城市，覆盖中国 I/II/III 类风光资源区和主要钢铁产业带。六座城市是后续所有经济计算的样本。逐小时风光出力曲线基于 MERRA-2 卫星 2023 年数据，通过 Renewables.ninja 转换为容量因子曲线。

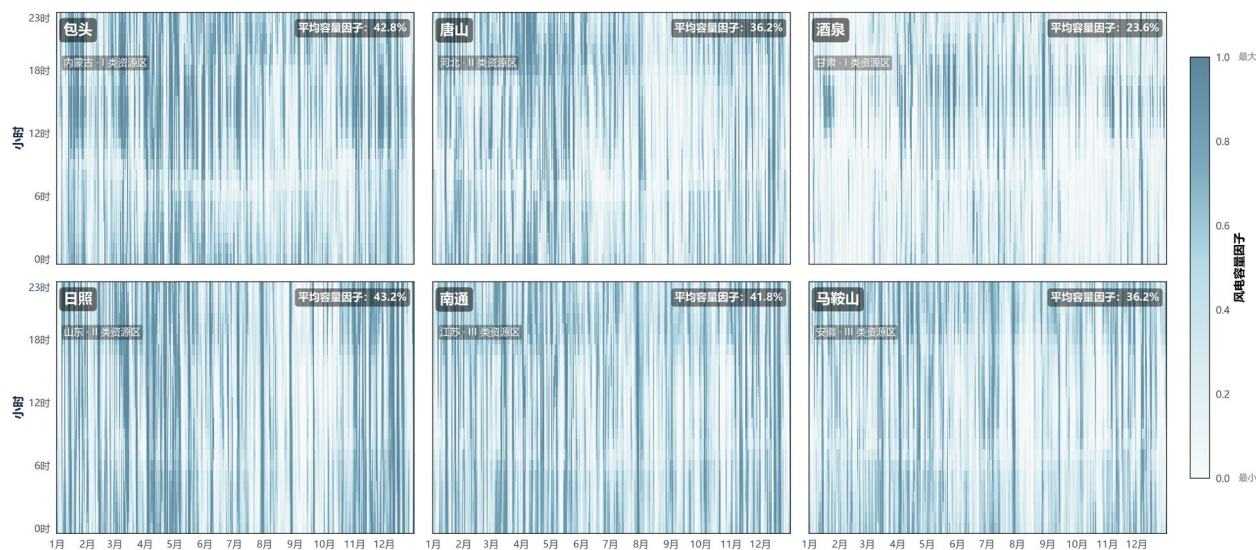
出力曲线呈现预期的不对称性：光伏出力集中于午间和下午，风电出力在白天较少、夜间较多。这种互补性，以及各城市实际拥有的互补程度，对项目经济性具有决定性影响。

图 4. 太阳能光伏资源可用性——逐小时容量因子（365 天×24 小时）



来源 Earth & Life Symbio. 数据: Renewables.ninja (MERRA-2,2023) | 中国六个代表性城市

图 5. 风电资源可用性——逐小时容量因子（365 天×24 小时）



来源 Earth & Life Symbio. 数据: Renewables.ninja (MERRA-2,2023) | 中国六个代表性城市

注：六城市年度风电和光伏容量因子（光伏 CF、风电 CF、互补性指数）

3.1.3 直连实际节省什么

基准情景设定为执行两部制电价的工商业钢铁用户。其综合电费构成包含三大板块：电量电费、容量（基本）电费及功率因数调整电费；而绿电直连项目的经济竞争优势，主要体现在对电量电费与容量电费的替代与优化上。用户侧的到厂度电电价可拆解为五大核心部分：市场化购电（或代理购电）直接成本、度电输配电费、上网环节线损费用、系统运行费，以及政府性基金与附加。引入绿电直连后，厂区的总用电量被划分为“直连自供电量”与“电网（下网）电量”两部分：

电网下网部分：仍需承担公共电网提供稳定供应保障服务所对应的费用，但其费用结构与普通工商业用户并不完全

相同。按照 1192 号文，项目原则上按接入容量缴纳输配电费，下网电量不再缴纳系统备用费和输配环节的电量电费；系统运行费暂按下网电量缴纳，并按照下网电量承担上网环节线损费用。但是，对于可靠性要求高、按规定需要容量备份的项目，如选择继续执行两部制输配电价，其输配电费计费方式基本与普通两部制工商业用户一致；项目的系统运行费、线损、政府性基金及附加和电力市场交易责任，仍按照相关政策执行。

直连自供部分：其经济性评估的本质，即归结为该部分电量究竟能合规规避或替代上述五项费用中的哪些项（如市场购电成本、部分输配电费及线损等）。

3.1.3.1 电度电费是否下降：绿电越多并非越便宜

在不同的绿电渗透率目标下，对三条技术路线展开了系统建模与优化模拟：即纯光伏+储能（S+B）、纯风电+储能（W+B）以及风光互补+储能（S+W+B）。

模拟结果表明，“纯光伏+储能”路线的经济性表现最为劣势，在多个代表性城市，其综合平准化度电成本（LCOE）甚至倒挂于电网代理购电的基准价格。其根本制约在于光伏出力的日内强阵发性与夜间零出力特性：这种“午间出力高度集中、夜间供给完全断绝”的日内极端不平衡，如果需要达到高比例的绿电比例目标，必须满足长时长、大容量的储能配置需求，以实现跨时段的能量移峰。相比之下，风电的年利用小时数普遍高于光伏，且出力时段分布更为均匀。这一经济性劣势在光伏资源优越的地区表现得尤为突出——以光照资源极为丰富的内蒙古包头为例，午间电力现货价格已频繁下探至零电价乃至负电价，企业若通过市

场化方式购电，在午间几乎可以获取极低成本的电力，这使得专门建设纯光伏直连专线的套利空间与经济价值被大幅压缩。

进一步研究表明，在较高的绿电消纳比例目标下（无论采取并网还是离网模式），“纯光伏+储能”或“纯风电+储能”等单一电源路线在技术经济维度上均呈现不可行性。此处“不可行”的工程含义是指：优化算法在遍历全装机空间后，未能找到一组既能满足“60%最低自发自用率”底线、新能源利用率及既定绿电渗透率目标，同时又不必配置超出商业合理界限的超规储能的有效解集。

相比之下，在本文设定的六城市、绿电目标、技术路线及成本参数范围内，“风光互补+储能”路线凭借对日内与季节性资源波动的双重互补削峰能力，在中心情景下普遍表现为全生命周期成本最低的最优解。

图 6. 绿电直连方案可行性与度电成本

填色表示 LCOE（元/千瓦时，颜色越暖代表成本越高，红色边框表示不可行）



来源：Earth & Life Symbio 分析。

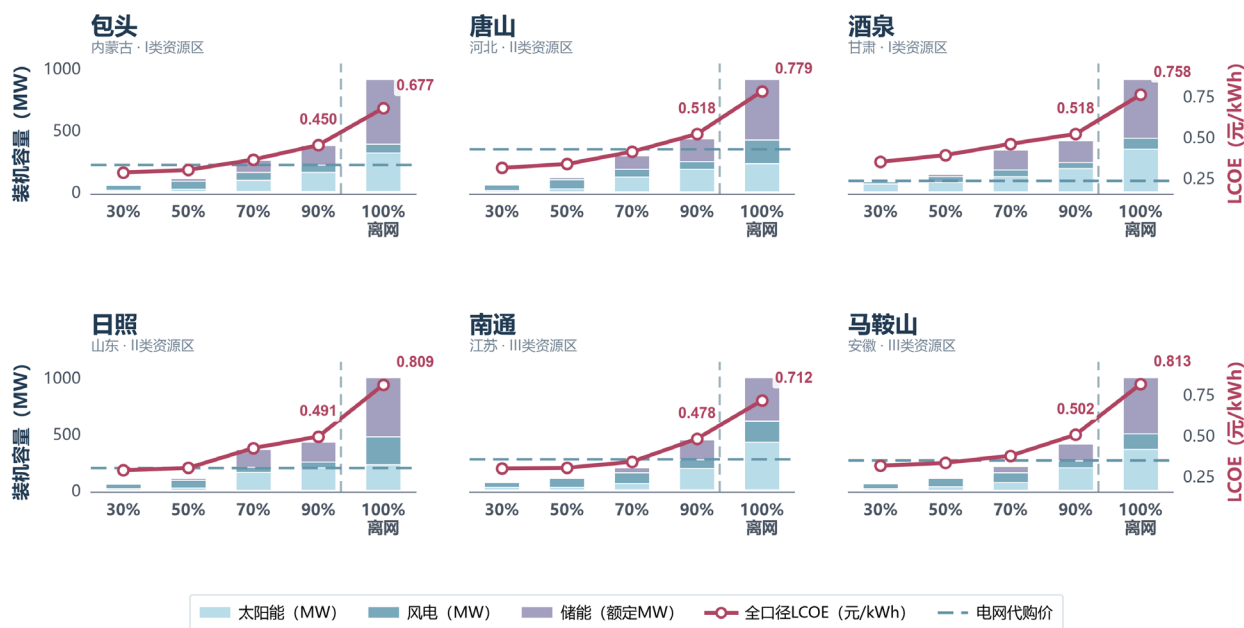
注：六城市全成本 LCOE：并网 30%/50%/70%/90%绿电占比及离网 100%可靠性。0%为电网基准；100%为南网方案

绿电直连项目的度电成本优势呈现显著的非线性特征，并非随着绿电消纳比例的提高而线性扩大。模型量化测算表明，综合平准化度电成本（LCOE）通常在 30% 左右的绿电渗透率时达到最小值，随后便呈现递增趋势——其核心在于更高的消纳目标将强制绑定成倍增长的电源装机与长时长储能配置。在 30%~50% 的绿电占比区间内，核心情景在多个试点城市均可展现出显著优于电网代理购电的竞争优势；然而一旦跨过这一区间，当绿电比例提升至 70% 时，

LCOE 与电网代理购电价格的利差便大幅缩小，在部分城市甚至反超代理购电价格（以 2026 年 4 月电网代购价格为对比），丧失经济替代优势。而当绿电目标跨越 70% 并进一步逼近 100%（即完全离网且满足 100% 供电可靠性要求）时，为弥补极端时段的出力短缺，系统总装机容量与综合度电成本均呈现出指数级的激增。

图 7. 不同绿电目标下的新能源装机与平准化成本

废钢电弧炉 100 万吨/年 · 光伏+风电+储能 · 30 公里 · 30-90%并网 · (100%离网按可靠性连接)



来源: Earth & Life Symbio.

储能系统的边际配置规模，是导致高绿电比例及离网系统成本呈指数级上升的决定性要素。在追求 100% 供电可靠性的完全离网情景下，无论是储能的装机容量还是其在总资本开支中的占比，其增长斜率均远超风光电源。为了在彻底脱离电网“安全垫”支撑的前提下对冲极端天气下的风光极低出力，系统必须强制配置高比例的冗余储能作为最终的安全缓冲——这种极端的系统冗余，正是完全离网自给模式下度电成本发生陡峭上升的直接物理诱因。

区域间的资源与电网异质性，设定了截然不同的项目可行性边界。资源禀赋与当地现行电网电价共同决定了每个城市的“平价阈值”（即直连 LCOE 能够持续低于电网购电成本的绿电占比上限），且区域差异极其显著：

区域异质性显著制约绿电直连项目。 不同地理区位的风光资源禀赋与现有电价体系，导致各区域的“平价阈值”存在巨大差异。

- 高基准电价地区的宽裕度较高：如南通、唐山等地区，由于其电网基准电价相对较高，其绿电 LCOE 在更宽泛的目标区间内（甚至接近 70%时）依然能保持低于市电成本。
- 低基准电价地区的经济性挑战：低电价区域呈现出截然不同的演化路径。以酒泉为例，由于该地区现有的电网基准电价极低，尽管其风光资源可能具备优势，但其绿电 LCOE 在极低的绿电目标占比时就已经越过了基准电价红线。甘肃代理工商业购电价格从年初的 0.276 元/KWh 一路下探至 6 月的 0.149 元/KWh。成为全国

最低。这主要是由于甘肃新能源装机容量大，6 月光伏和风电出力都处于较高水平，电力供应非常充足，同时本地用电需求相对有限，导致市场价格大幅下降。因此绿电直连的 LCOE 与当地电价相比，没有凸显优势。这表明，在能源基地或低电价区域推行高比例绿电直供，面临着更严苛的经济性挑战。

另一方面，2026 年 7 月 10 日，国家发改委价格司发布《关于第四监管周期省级电网输配电价、区域电网输配电价及有关事项的通知》(发改价格〔2026〕1077 号)，自 2026 年 8 月 1 日起执行。第四周期全国输配电价呈现普遍下调态势，对于下调的地区，绿电直连自发电量成本是与免缴电度输配电费做对比的，输配电费降低，那么绿电直连省下的收益就变得更少，反之亦然。

3.1.3.2 其他费用是否下降

离网项目是最清晰的情况：从未接入公共电网的项目无需支付供电安全费用——既不缴纳系统运行费，也不缴纳输配电费。

对并网型项目，情况则更为复杂，1192 号文的电价结构是分析的关键。

上网环节线损电费，可以节省自发自用电量部分：

1192 号文的规定是“项目用电时，应当直接参与市场交易，不得由电网企业代理购电，并按照下网电量承担上网环节线损费用。因此，自发自用电量不必缴纳线损费用。

政府性基金及附加：无法节省。 1192 号文虽未作明确规定，但 688 号文明确指出并网型和离网型项目均须按现行政策全额缴纳基金及附加——这与“公平合理承担社会责任”的原则一致。

系统运行费：目前暂享豁免。 1192 号文提到“项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费。”因此自发自用电量无需缴纳系统运行费。逐步向按占用容量等方式缴费过渡。所以这一部分暂时有节省。

鉴于系统运行费近年来呈持续上涨趋势，该项豁免所带来的成本节省红利预计将进一步放大。2026 年全国各省系统运行费较 2025 年平均上调约 0.03 元/千瓦时²，并且我们预期后续几年系统运行费会继续增长，其驱动力主要源于多重结构性成本的攀升：

- 一是煤电容量电价固定成本回收比例自 2026 年起提高至不低于 50%，未来若向全额成本回收过渡，容量费用规模将大幅扩张；
- 二是抽水蓄能等调节性电源陆续投产带来的容量电费增加；
- 三是高比例新能源并网引发的调频、调压等辅助服务需求激增，直观反映了系统平衡成本的上升；
- 四是新能源机制电量及差价合约费用的引入，被纳入机制电量的项目使新能源企业有了兜底保障，在新能源大发时段，即使发电企业仍选择申报负电价参与市场，其收益也能受到保障，但是新能源差价合约费用却被拉高，导致系统运行费用升高。

在系统运行费逐年上涨的趋势背景下，绿电直连项目的自发自用电量节省的系统运营费将更多，这对绿电直连项目的吸引力是有利的。但需要注意的是 1192 号文提出的暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡。这意味着未来系统运行费不再按照电量来分摊，而是按照占用容量来分摊。因此目前来看，自发自用绿电的系统运行费减免属于政策性照顾，后续如果按照占用容量进行缴费，系统运行费逐年上升的背景下，绿电直连并非一定有利，能否有经济性主要还是在能否降低变压器容量。

容量电费和电度输配电费需要进行更精细的拆解，因为 1192 号文的单一容量制输配电价将两者捆绑在同一个公式中：现行政策下的容量（需量）电费构成了前项，电度输配电费则通过省级平均负荷率折算转化为固定成本的后项。

加号前项（接网容量）：安全是不可逾越的底线。 1192 号文将接网容量定义为接收变压器容量与直接连接的高压电机容量同时使用容量的总和。由于电弧炉本质上系通

过变压器供电，其并网容量在物理上等同于负荷容量，除非项目能够通过“可再生能源+储能”提供最低的稳定容量，或依托备用电源及电弧炉自身的需求侧响应灵活性，以可信的方式调低接网需求。申报较低的接网容量虽能在账面上节省固定费用，却同样面临着一定的安全风险：可再生能源与储能系统受制于极端气象条件（如长期的风光枯竭），难以保证在所有时段均能提供稳定可靠的容量；一旦内部供需失衡导致与公共电网的交换超出申报上限，项目将面临高额财务罚款、强制断网乃至严重的停产损失。因此，在缺乏经过长期验证的实际运行数据之前，模型只能保守地假设接网容量等于负荷容量，这也意味着直连项目难以在项目初期就在接网容量这一前项上获取成本节省空间。项目需要在实际运行后，通过接网容量合理性评估，再申请接网容量变更。

加号后项（电度输配电费折算）：将电度输配电费转化为固定成本——省级平均负荷率成为决定性参数。 政策将原先与实际用电量挂钩的变动输配电费用转变为固定成本，使得“省级平均负荷率”成为决定项目经济性输赢的核心参数。输配电费的支付规模不再随着自发自用电量的增加而下降，而是完全取决于接网容量与省级平均负荷率。在接网容量在等于负荷容量时，若企业的实际负荷率高于省级平均水平，单一制模式具备成本优势；反之，若企业实际负荷率低于省级平均水平，单一制输配电价在经济性上便宣告失效。

当前国家均未对该负荷系数给出明确定义。目前各地公布的省级平均负荷率跨度极广（约为 39% 至 60%），其数值高低在很大程度上取决于地方细则中的计算公式、采样偏差与核算口径。从宁夏与内蒙古公布的唯二公开计算公式来看，平均负荷率计算公式为“ $\Sigma \text{年售电量} \div \Sigma (\text{分月运行容量} \times \text{分月运行小时数})$ ”确定，其中运行容量取在运受电变压器容量与不通过变压器接入的高压电动机容量之和。需要注意的是，两地的采样范围均严格限定于“执行容量电价”的 110 千伏（内蒙古含 66 千伏）及以上工商业两部制用户，这在机制上看，选择的企业样本都高负荷率的企业。以需量计费的用户并未纳入样本企业中。由于按容量计费用户的最大需量通常显著超过变压器容量的 62.5%，使得以此抽样的省级平均负荷率被显著拉高。

电弧炉的平均负荷率大概处于什么水平？我们以 100 吨公称容量的电弧炉进行测算。根据最新的钢铁产能置换政策，100 吨公称容量电弧炉的理论年产能约为 75 万吨。电弧炉冶炼电耗介于 350~600 kWh/t 之间，我们取 400 kWh/t 中枢值，由此推算出年用电量约为 3.0 亿千瓦时（300 GWh）。国家标准《炼钢工程设计规范》（GB

50439-2015) 建议为其配置 60~100 MVA 的变压器, 若按 80 MVA 计算, 其平均负荷率约为 42.8%, 低于报告引用的大多数省份平均水平。因此, 较低的平均负荷率在单一制输配电容量电费的比较中, 输配电费未显示出明显的经济优势。^{21, 22}

高可靠性供电项目可以执行两部制。 高可靠性、按要求做容量备份的就近消纳项目, 可选择继续按现行两部制缴纳输配电费。电弧炉按 GB 50439-2015 由两回线路供电、任一回满足全部负荷, 具备高可靠性供电条件。是否选用 1192 的按容(需)量路径, 还取决于备用容量是否计入“同时使用的受电变压器容量”。

高压共母、线路互备、变压器同时使用且受电变压器容量与负荷容量匹配时, 接网容量不因线路备用翻倍, 可比较项目实际负荷率与全省 110 千伏及以上工商业两部制用户平均负荷率, 并计入两部制下自发自用量的电量输配电费后选择。

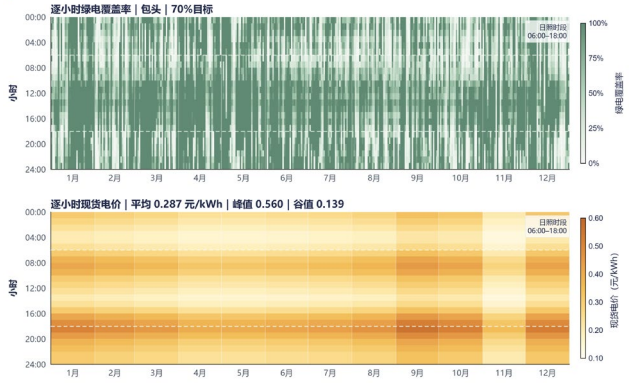
低压共母、变压器互备且两台同时在运时, 接入公共电网容量按同时使用的受电变压器计, 可达约两倍负荷容量, 按容(需)量路径通常不经济, 应选择现行两部制: 电量电费按自发自用加下网电量计, 容(需)量电费按现行政策执行; 两台同时在运时, 基本电费按最大需量通常优于按变压器容量。不过, 在项目内部已经具备完整、可靠的备用电源, 并且该备用电源能够纳入整体供电可靠性方案、承担相应事故工况的情况下, 电网侧不必预先按照两台变压器互为备用、各按约 50% 负荷率运行的传统结构配置。项目应结合正常运行负荷、事故状态下的供电需求、内部备用电源的可靠性以及变压器的运行方式, 重新确定电网受电变压器的数量和容量。

较低的绿电自发自用成本、节省的系统运行费以及上网环节线损电费是否意味着综合用电成本绝对占优? 并不尽然。绿电直连仅能覆盖绿色能源所能保障的消费份额。风能和太阳能具备天然的间歇性: 即使绿电占比高达 70% 的项目, 仍有 20% 到 30% 的电力需求必须依赖零售或现货市场补齐——而直连项目无法自行供电的时段, 往往正是现货电价飙升的高价期。这种影响的严重程度呈现出显著的区域异质性: 甘肃等可再生能源高度饱和的系统, 非高峰槽位的电价极低, 峰值也较为温和; 而供需紧平衡的沿海电网, 则会在晚高峰风光出力不足时对缺口电量施加严厉的现货高价惩罚。

现货影响难以完全准确量化, 但为获得量级判断, 我们为每个城市构建了全年 (8,760 小时) 的现货价格曲线: 通过规则词典为基准价格按月份和时段分配乘数, 城市特定的波动率因子调整乘数以反映当地市场的紧张程度, 正态分布噪声用于模拟现货价格的短时波动。两张热力图展示了报告的合成核心价格情景。

图 8. 绿电何时不足, 以及成本如何变化

逐小时绿电覆盖 (上) 与逐小时现货价格 (下) 365×24 热力图



来源: Earth & Life Symbio.

上图中, 绿色标记完全绿电覆盖时段, 红黄色标记严重依赖电网的缺口时段; 下图中, 深色标记较高的情景价格。两者的重叠是模型化的时序风险机制: 可再生供应充裕时, 被替代的电网电力可能价格较低; 项目面临供应缺口时, 电网采购可能恰好发生于高价时段。该机制在用作项目预测前应对照实际本地市场数据检验。

这种时序错配是间歇性的隐性成本。不具备生产灵活性 (无法在傍晚停炉) 和未配置适当规模储能的用户, 将眼看着绿电直供的预期节约被现货市场峰谷价差逐小时吞噬。

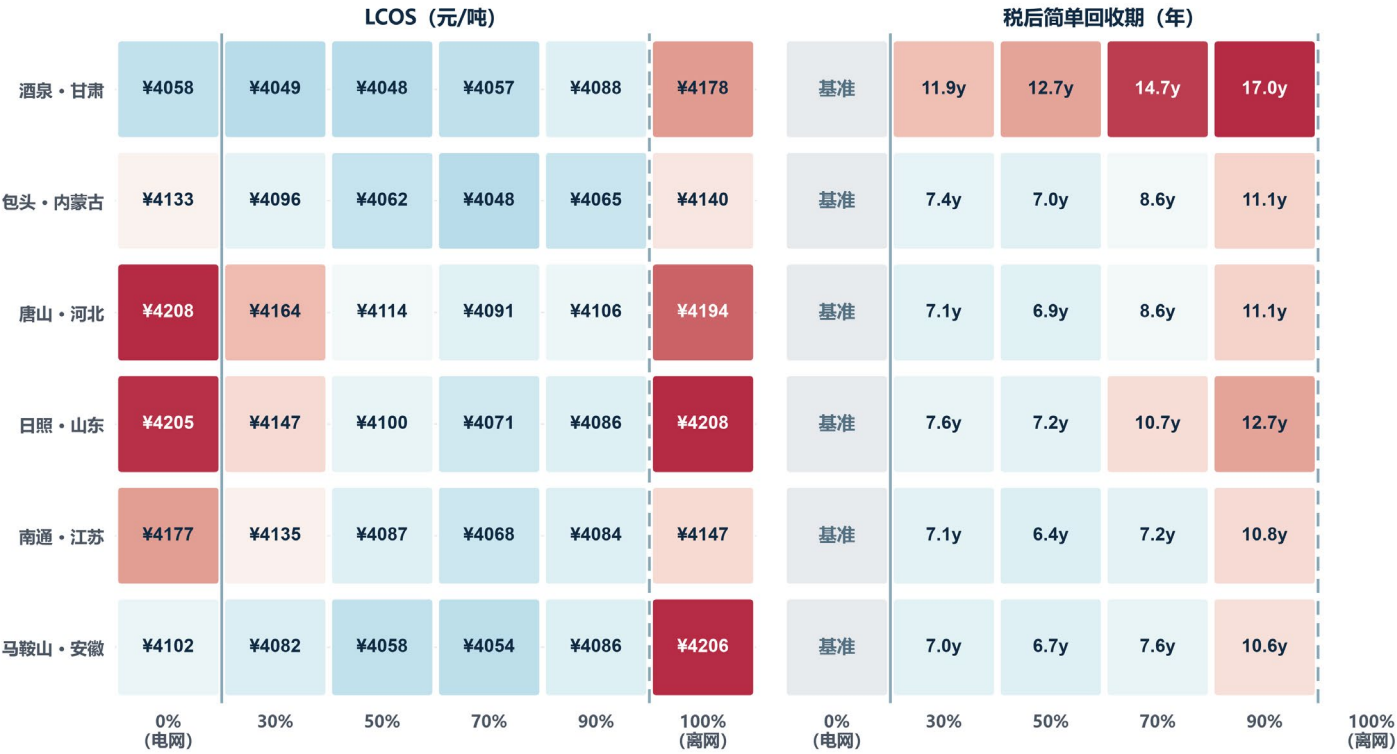
3.1.4 重资本投入是否换来有意义的吨钢节约

本节比较不同情景下的吨钢平准化成本 (LCOS) 和项目投资回收期, 考察绿电直连对吨钢成本和投资回收的影响。多数展示情景相较纯电网基准有所降本, 但并非所有场景均能降低 LCOS。LCOS 下降的情景相比纯电网基线, 其成本优势仅为 0.1% 至 3%。这一平淡的结果源于一个清晰的结构原因: 电力虽然在运营成本中占有相当高的比例, 但在以 EAF 资本折旧与废钢原料成本为主导的 LCOS 结构中, 仅属于次要组成部分。绿电直连仅优化了成本结构中的第二梯队项。

相比之下, 投资回收期是评估项目投资可行性的关键指标。在绿电直连比例设定为 30% 的情景下, 项目静态投资回收期约为 7 年; 若计入折现率影响, 动态投资回收期则延长至约 10 年。虽然该回收期仍处于企业可接受范围内,

但相较于分布式光伏等其他绿电项目仍明显偏长。相关研究表明，河北 46 家钢铁企业屋顶光伏项目的平均投资回收期约为 5.5 年。其主要原因在于，分布式光伏自发自用电量无

需承担公共责任，既免交输配电费，也不承担交叉补贴及各类政府性基金附加，从而显著提升了项目收益水平。



第四章 企业自建之外：能源综合提供商的视角

4.1 与能源运营商合作

大多数独立电弧炉（EAF）钢厂难以独立承担自建新能源项目所需的庞大资本开支——在受调研的 94 家钢厂中，44% 仅维持微利运行，50.4% 处于盈亏平衡，而 5.6% 已经陷入亏损。因此，工程可行性更高的替代路径是引入第三方综合能源服务商投资建设并持有绿电资产，随后通过长期购电协议（PPA）或合同能源管理向钢厂售电。然而，该模式成立的前提是实现双边商业价值闭环；在实操层面，受多重特定机制制约，这一商业逻辑往往难以有效落地。我们从能源综合提供商的角度进行分析：资本市场也已开始把绿电直连作为主题性投资机会观察，但基金募集本身不等于项目已经具备稳定的长期现金流。²⁴

1. 价格洼地缺乏投资意愿：在电力供大于求的低电价地区，综合能源服务商缺乏投资建厂的驱动力。服务商只有在具备备选收益渠道（如余电上网，或无法获取带机制电价的保障性消纳项目）极其匮乏时，才具备动力提供显著低于电网基准的电价。从钢铁企业角度来看，钢铁企业希望能够获得比这个地区更低的价格。极低的电价使得能源投资商缺乏投资意愿。甘肃即为典型例证：由于电力资源严重供过于求，截至 2026 年 6 月，其工商业电网代理购电价格已降至 0.149 元/千瓦时，居全国最低。PPA 报价需进一步下探击穿该底价，导致服务商的投资回报率极其匮乏。更为矛盾的是，这类电力严重过剩的区域普遍缺乏钢铁产能——廉价绿电供给与重工业负荷存在显著的空间错位。

2. 高价地区更无意愿低价售电：在钢厂集中分布的电力受端（缺口）地区，发电企业缺乏低价让利的动机。广东即为典型的受端市场：全省聚集了大量的电弧炉钢铁负荷，但面临超过 2000 亿千瓦时的结构性电力缺口。2026 年 3 月，其电力现货市场日前与实时均价屡次逼近 1 元/千瓦时，即便是光伏机制电价也高达 0.36 元/千瓦时。在紧平衡电网中，发电企业通过保障性消纳电量或参与现货批发市场，均能获取极为丰厚的度电收益，因而缺乏动机与单一钢铁用户绑定打折的长期 PPA。

3. 周边优质资源早已被既有项目锁定：钢厂周边的高质量风光资源并非自由获取：开发建设指标均经由政府提前规划与分配，其中绝大部分已与具备保量保价属性（保障性收购）的机制电量项目深度绑定。投资方在特定负荷邻近区域能够获取的装机规模，并不取决于其投资意愿，而取决于

剩余的未分配指标总量——这部分空间通常极其有限。在此维度下，稀缺要素并非风光资源本身，而是资源开发权（路条）。

4. 用户存续风险使十年期合同演变为高风险博弈：

PPA 对服务商的核心价值，建立在用户于整个合同周期内持续稳健经营并按期履约付费的基础之上——而这恰恰是资本市场对单一钢厂未来十年生存能力的核心疑虑。当运营商在“折价的长协 PPA”与“出售机制电量/现货短期交易”之间进行决策权衡时，普遍倾向于后者，因后者的消纳风险不依赖于单一工商业客户的信用承载力。这也解释了为何此类项目的开发主体大多为“资产开发商”而非长期持有的“发电运营商”：其商业模式表现为“建后即售”，即通过将资产出售给银行或保险等金融机构，提前将合同现金流贴现变现——这本质上反映了买卖双方均不愿意承担远期违约的不确定性。负荷侧任何形式的减产、停产或破产，都会给发电方带来致命打击。该路径的商业成立性，实际上高度依赖于一个以资产快速转手套现为核心诉求、而非寻求建立长周期稳定供电关系的交易对手。

只有当 PPA 超越简单的“价格竞争”，重构为一种“结构化战略闭环”时，该商业逻辑才具备实际落地可行性：买卖双方跨越长期时间维度共同塑造电价曲线——前期设定较高电价以加速发电方固定资产投资回收，后期电价呈阶梯式下降；与此同时，发电方反向采购钢厂生产的低碳绿色钢材，用于自身的风机塔筒及光伏支架建设。这种模式使双方互为“专属供需方”，进而形成生态闭环。欧洲萨尔茨吉特（Salzgitter）与沃旭能源（Ørsted）达成的循环合作协议，即为该结构化闭环模式的成功范例。²⁵

4.2 跨省直连的可行性

上述所有障碍皆可归因于一个根本性矛盾：廉价且过剩的绿电与真实的钢铁负荷存在显著的地理错位。除非搬迁钢厂，将负荷转移到具有可以直连资源的电厂附近。那么可不可以通过跨省的直连将绿电输送到不同的省份的钢铁企业？

虽然跨省直连表明看可以解决空间上绿电直连以及负荷空间上面的不匹配。但是物理意义上的跨省直流直连实施难度较大，可行性较低。主要原因是：

1. 审批与协调复杂

- 对于跨省项目而言（尤其是对于负荷所在的受端省份），一条跨省专线的建设需要两省能源主管部门

以及两家省级电网公司的协调审批，而目前市场仍缺乏规范此类跨区域协调的统一统筹框架。

- 当专线跨越省界时，送端省份的可再生能源消纳责任权重与受端省份的能耗双控（或碳排放双控）指标，究竟应当如何划分与确权？目前并不清晰。

2. 跨省长距离比较受限

- 如果新能源电源距离用户较远，项目需要跨越较长距离向另一省输电，例如超过 200 公里，交流线路损耗和电压降落明显增加，就可能涉及直流方案，但是单靠风电、光伏和一条直流线路，难以在新能源出力不足或负荷快速变化时持续保证用户侧的电压、频率和供电质量。所以跨省直流输电系统通常不能作为完全脱离公共电网的独立电源运行，需要通过换流站与交流电网形成支撑关系，换流站通常需要交流电网提供电压和频率支撑，才能把新能源电力稳定地转换、输送并接入用户侧。但这种情况便不是常规意义上的绿电直连。
- 除了早期少数火电厂的跨省供电（如山西阳城电厂火电以点对网、专线的方式直供江苏省）外，新建的配套电源加专用线路的跨省直连的实际案例极少。

因此，可以适配跨省绿电直连的项目较少，部分省份的直连方案也对距离做出了量化的限制。跨省直连应优先考虑负荷和绿电资源的地理位置要接近两省行政区边缘，对于省界附近的钢铁企业，可以重点评估邻省新能源资源、短距离专线、既有跨省供电联系和两地电网协同调度形成的配套供电方案。对于无法在周边获取直连资源的钢铁企业，通过虚拟绿电交易的方式例如 VPPA 通常比远距离、完全依赖跨区输电设施的物理直连更具可操作性。



第五章 结论与建议

5.1 总体判断

报告开篇提出的两个矩阵，现在可以在独立废钢电弧炉基准情景的证据边界内作出回答。在当前基准情景下，较低的综合电价是最直接、最适合量化的现金流驱动因素；ETS 配额价值、CBAM 间接电力排放的证书费用减免和普遍性的下游采购溢价均难以成为企业的主要驱动力。绿电直连项目对于钢铁企业是一个相对的窄门，并非全部企业都适配。绿电直连在长流程和短流程都能够进行尝试实施，但是其效益仍然需要在政策推进下获得收益。自建路径仅在有限的条件下具有竞争力，包括适中的绿电占比、风光储互补、可信的本地源荷匹配、并网接入、项目较高的平均负荷率和可靠性安排。第三方合作例如合同能源管理模式绿电直连项目面临的重大风险在于结算环节，负荷方可能会因多种因素（无论是主观还是客观）延迟、减少或中止结算，对第三方造成重大经济影响。但随着后期系统运行费的上涨、全国碳市场的发展以及客户对低碳排放钢需求的增长，绿电直连项目会更加有吸引力。

5.2 建议

框架中仍存在的缺口是具体的，对应政策本身设定的分工：国家主管部门负责价格和核算规则，省级政府负责选址和程序，电网企业负责接口。建议按此分组。

5.2.1 对国家主管部门的建议

第一，资本负担是一阶障碍。支持任何优惠融资包括绿色金融或转型金融、基金支持，降低初期资金压力。此外，以第三方合作形式合作，发电企业或投资方通常需要先投入新能源、线路、变电和储能资产，再依靠用户多年的用电结算逐步回收投资。如果用户延迟付款、减少用电或停止生产，项目现金流就会受到直接影响。建议为电源方设置兜底保障机制，例如财政牵头设立项目风险基金，纳入电源方、负荷方，从而应对负荷退出后的电源消纳问题。

第二，相关计算标准透明。绿电直连项目经济性依赖若干参数例如平均负荷率定义、计算公式、纳入样本企业的标准的等，目前仍为省级自定义、试行或透明度不足。建议国家层面对 1192 号文单一容量制电价所依据的省级平均负荷率应连同其方法学、适用用户样本、电压等级和更新周期发布。此外，企业为了提高绿电直连项目经济性，会申请接网容量的降低，应出台对接网容量合理性评估的量化标准。

第三，目前碳收益未有效内化，建议国家加快完善全国碳市场制度，重点从三个方面增强企业使用绿电和建设绿电直连项目的碳减排收益。第一，尽快缩短免费配额过渡期并逐步降低免费配额比例，增强碳价对企业能源结构和工艺选择的约束。第二，在钢铁行业碳排放核算和配额分配中纳入外购电范围二排放，使企业使用绿电形成可识别的履约减排价值。经计量、交易确认和环境属性核销的绿电及绿电直连电量，可按照统一规则从购电排放中扣减；公共电网补电部分按照相应排放因子核算，并通过调整发电侧与用电侧的核算边界，避免同一电量重复计算减排。第三，扩大全国碳市场覆盖范围，将独立电炉钢企业纳入碳市场，并根据电炉炼钢与长流程炼钢不同的排放结构设置相应基准。这样可以使电炉企业使用绿电后实际减少的间接排放反映在履约排放、配额需求和产品碳足迹中。三项措施结合，能够把绿电从企业承担的额外采购成本转化为可计量、可核证的碳减排价值，增强钢铁企业采购绿电和投资绿电直连的动力。

第四，使多用户模式可操作，并发展更清晰的跨省路径。688 号文为多用户项目提供了基础，但运行细节仍有待标准化：小时级可追溯性、计量和数据推送责任、用户间责任分配和透明审批流程。跨省项目尚无统一的国家级接入、调度、结算和可再生能源消纳核算规则，应作为试点阶段、个案化安排处理，需协调省级和电网程序，而非视为不可得路径或有可预测监管时间表的路径。

5.2.2 对电网企业及其监管者的建议

第一，为保障绿电直连项目有序高效落地，应建立健全科学高效的项目推进机制。一方面，加强与地方政府、发电企业、电力用户及相关主管部门的沟通对接，明确各方职责分工，形成横向联动、纵向贯通、运转高效的常态化协作机制，及时协调解决项目推进过程中的难点堵点问题。另一方面，持续优化项目前期手续办理流程，强化内部相关部门之间的协同配合，减少重复审批和环节卡顿，进一步提升审批效率和服务质量，为项目加快实施创造有利条件。

第二，尽快定义什么样的系统运行费可以按照“占用容量”进行分摊。1192 号提出项目使用公共电网时视同工商业用户，暂按下网电量缴纳系统运行费，逐步向按占用容量等方式缴费过渡，意味着未来如果系统运行费不再按照电量来分摊，而是按照占用容量来分摊。目前系统运行费按电量征收，覆盖全体工商业用户，子科目在 10 项左右。其中电源容量费是按照容量计算的费用，目前按照电量收费。如果未来系统运行费过度到占用容量，除了电源容量费其他科目都不是按照容量计算的费用。那么电网企业需要尽快定义什

么样的系统运行费可以按照“占用容量”进行分摊，使得系统运行费结构能够逐步精细化与峰荷责任的明确化。

5.2.3 对可再生能源开发商和能源运营商的建议

第一，从低价竞争转向目标负荷筛选。发电企业不应通过不断降低协议电价来争夺所有用户，而应优先选择负荷稳定、用电量大、具有明确绿电消费或产品碳足迹需求、并且具备长期支付能力的客户。绿电直连的核心客户不是单纯追求最低电价的用户，而是能够同时获得能源成本、出口合规、供应链减排或低碳产品溢价价值的用户。

第二，在投资前完成真实的源荷匹配测算，避免有意优化项目收益。风资源、光资源、用户负荷、储能配置和弃电率应采用小时级甚至更高频率进行测算，不能用乐观的年利用小时数或日均负荷率支撑协议电价。发电企业需要明确：新能源实际发电量中有多少能够直接被用户消纳，有多少需要进入公共电网，有多少需要通过市场补电。能够写入合同的，应是经过源荷匹配和储能、备用电源校核后的可交付电量，而不是装机容量对应的理论发电量。

第三，从单一电源销售转向源网荷储运营。发电企业需要具备新能源预测、负荷预测、储能调度、市场交易、偏差管理、公共电网补电和绿电属性核算能力。对电弧炉等波动性负荷，项目价值不仅在于提供新能源电量，还在于通过储能、负荷调整和市场交易降低用户的综合用电成本。发电企业如果只负责建设电源、不负责后续运营，就很难持续创造和分享绿电直连项目的价值。

5.2.4 对钢铁企业的建议

第一，一厂一策。直连方案必须围绕特定钢厂邻近的特定可再生资源建设，不应盲目推进。能够同时满足周边有新能源资源获取、源荷匹配、自发自用比例、绿电比例、系统安全和计量核算等条件的绿电直连项目具有一定稀缺性，物理直连不宜被设定为所有钢铁企业统一适用的唯一绿电路径。钢铁企业应结合厂址和电网条件、可获得的新能源资源、生产负荷曲线、工艺路线、储能与备用电源配置、输配电成本以及长期合同风险，在确保经济可持续的基础上选择合适的绿电采购方式。具备条件的企业可以发展配套新能源电源、专线供电和储能协同的物理直连；对于距离新能源基地较远、跨区域协调成本较高或暂不具备物理接入条件的企业，则可以通过跨区域绿电交易、长期购电协议或虚拟购电协议（VPPA）锁定一定期限的合同电量、价格机制和绿电环境属性。

第二，企业加强可再生出力预测、负荷仿真、储能调度优化和挖掘钢铁生产过程中的灵活性潜力，仅在对照真实运行数据、产品质量要求和项目供电可靠性设计验证后，核算接网容量的减少潜力，通过申请减容从而改善单一容量制的经济性。但是在项目规划阶段，需要合理评估项目负荷预测和接网容量，不应假定任何接入公共电网容量节约，从而避免安全风险。此外，企业应部署能够支撑运营优化和稳健碳足迹管理的能源管理和碳核算系统。

第三，按工艺路线排序，并按采购方排序。直连对废钢电弧炉产线和未来氢基产能的电力需求更为直接；对于高炉—转炉企业，评价重点还应包括外购电与副产煤气自发电的机会成本，以及副产煤气转向其他用途后的价值。下游采购方承诺可提供条件性价值渠道，但任何溢价应在签约消纳中核实，并对照适用的产品碳和环境属性规则评估。无可信签约需求的钢厂不应假定声称的绿钢溢价将为项目提供融资。

附录 A · 方法论

A.1 范围、情景和搜索架构

经济评估基于覆盖全年 8760 小时的技术经济仿真，针对废钢电弧炉负荷与专用风光储系统配对，在所选六座城市独立运行。每个情景枚举一组候选配置（光伏装机、风电装机和电池规模），仿真全年逐小时调度，剔除违反既定政策或分析筛选的候选，选择最低成本可行配置。生产、电气和电价边界为附录规定，不应解读为对每种电弧炉或综合钢厂的代表性描述。

评估三类情景。纯电网基准（0%绿电）按电网代购价格计算。并网直连情景将绿电占比设置为 30%、50%、70% 和 90% 目标，各在正负 3 个百分点容差带内。离网情景要求 100% 供电可靠性，完全不与电网连接。每个绿电占比目标在三条技术路线下分别网格搜索：光储、风储和风光储，搜索网格按负荷缩放：可再生能源装机按峰值需量的 1/12 步长枚举至 4 倍峰值需量（离网情景 12 倍），电池候选将功率按峰值需量的 1/4 步长与 2 小时和 4 小时商用持续时间配对（离网 4 小时和 8 小时）。不可行区域在仿真调度前按能量平衡预筛。

A.2 输入数据

六城市逐小时风光容量因子曲线基于 MERRA-2 2023 年再分析数据，通过 Renewables.ninja 生成并校正至本地时间（UTC+8）。这些数据代表 2023 年单一气象年。电弧炉需求曲线由 A.8 节描述的五阶段炉况模型生成。电网电价输入使用报告选定的 2026 年省级电价表；逐小时现货价格曲线为合成情景序列，由月-时乘数规则、城市特定波动因子和正态分布噪声构建。

A.3 逐小时调度模型（并网）

调度为基于规则的小时内严格顺序，代表保守的物理追踪情景，而非储能、现货价格、需求响应和生产调度的理想化协同优化。可用可再生出力优先供应负荷。剩余电力为电池充电，受功率 rating 和剩余荷电状态空间约束；充放电均有单向损耗。超出电池吸收能力的余电在政策允许时可上网，受模型中月度和瞬时上限约束。核心情景中，允许上网设为零作为保守假设。在缺口侧，电池先放电，残余缺口从电网购电。按构造，电池仅可由可再生余电充电，与报告的保守可追溯性前提一致。

A.4 政策合规筛选

每个候选配置在成本评估前须通过四项测试。实现的绿电占比（交付至既定负荷的可再生电量，含直接自用和电池放电）须在情景容差带内。650 号文自用比例（直接自用加电池充电除以可用发电总量）建模为不低于 60%；这一储能处理是为避免重复计算的核算假设，应对照项目计量规则核查。上网比例不得超过情景使用的省级上限。最后，模型应用纯弃电筛选。报告基于政策的筛选推断是纯弃电不应超过可用发电量的 20%；核心模型使用更严格的 10% 筛选（90% 利用率）作为保守压力情景。两项数值均不作为普遍法定限电门槛。未通过所筛选的配置被剔除，因此结果以这些假设为条件。

A.5 成本核算和电价结算

投资成本按资金回收系数在项目折现率和各资产自身寿命内年化，加上固定运维；风电和光伏配套设施上浮 10%，电池资本上浮 5%。专用线路按每公里每兆瓦在 30 公里参考距离上计价，按电弧炉额定功率缩放并以同样基础年化。容量费按月度最高小时电网下网电量计算，按现行容量电价计价。因此，一个月内即使仅一个傍晚完全依赖电网的项目，也须按其全部残余峰值缴纳该月容量费，这是第二章 2.3.2 节容量费持续性的机制。

结算在基准和直连情景间有意区分，因为项目市场参与和成本责任可能不同。0% 基准情景中，全部用电量按报告规定的到厂电价缴纳。直连情景中，电网下网缺口电量按情景逐小时市场价格加适用网络费用和加价缴纳；自用绿电电量适用相关两部制转供处理和政府性基金附加；允许上网电量获得情景仅能源上网价值。备用容量储备成本是代表保留可靠性安排的分析敏感性参数，并非单独识别的普遍法定费用；其与容量费的交互须逐项目核实。

每个评估配置报告一组成本指标，贯穿第二章使用。LCOE-generation 是每千瓦时实际发电量的可再生系统成本。LCOE-full（标题指标）是可再生系统成本加自用转供电，除以交付至负荷的绿电量：炉前绿电每千瓦时的真实综合价格。LCOE-grid 是电网下网电量的综合成本。LCOE-blended 将项目全部电费（可再生系统、线路、电网购电、容量费、转供和备用成本，扣除上网收入）除以总用电量。LCOS 加上电弧炉年化资本和变动成本，除以年钢产量。

A.6 离网搜索：现实储能下的 100%可靠性

离网情景回答不同的问题，并非「最便宜的合规组合是什么」，而是「在模型假设下绝对自给的代价是多少」。可靠性建模为在所选气象年的 8760 小时内零未供电量，含少量数值容差。储能搜索限于所述商用持续时间配置和最大能量范围。

A.7 回收期分析的财务模型

回收期结果基于叠加在优化器物理输出上的折现现金流模型。项目资本成本在设备基准上上浮 20.5%以反映实际项目成本（开发、电网接入、土地和应急）；运维按资产分别为光伏 1.5%、风电 2.0%、电池 2.5%（占资本支出比例），电池中期更换按 1.05 倍设备和安装成本计价，不含不重复的开发和电网接入成本。

A.8 五阶段电弧炉物理模型校准

电弧炉熔炼周期模型依据文献按 60 分钟炉况校准：电弧点火和穿井，10 分钟，额定功率 40%；主熔化，35 分钟，95%；精炼保温，5 分钟，30%；出钢和加料，10 分钟，0%。聚合至一小时模型时间步后，平均等效功率为额定功率的 64.6%。这一小时级表述平滑了次小时级电弧炉峰值，因此不替代 15 分钟最大需量、保护、变压器和合同容量研究。在将模型用于工厂决策前，年产量、用电强度、计划可用率、功率因数、变压器容量、辅助负荷和最大需量曲线须在同——致的工程平衡中协调。

A.9 代码对应

并网绿电比例情景和纯电网基准由 `search_forced_green_ratio.py` 生成，采用零外送中心情景；离网 100%可靠性搜索由 `search_offgrid_100pct.py` 完成；废钢电弧炉物理模型及刚性与柔性调度比较由 `scrap_eaf_model.py` 和 `compare_rigid_vs_flexible.py` 完成。各脚本读取统一的 YAML 配置，并输出用于生成图表的 CSV 结果文件。

A.10 方法的局限性

报告的经济性结论来自网格搜索，而非连续优化。模型在离散步长上枚举风光容量与储能配置，因此给出的“最低成本配置”是网格上的最优点。模型在离散网格上枚举风光容量和储能组合，用枚举代替优化，因此面临三层限制。第一，步长决定分辨率，容量按峰值负荷的 1/12 递增，配置与连续最优解之间的差距没有量化，城市之间、绿电比例之间小于一个步长的成本差异只能读作排序。第二，可行域由硬门槛切出（自发自用率 60%、弃电率、绿电比例容差），目标函数在这些门槛上不连续，枚举不保证得到全局最优；绿电比例的可达值随容量步长跳跃，窄的可达区间内可能落不下任何网格点，从而出现“无可行配置”，这未必等于项目本身不可行。第三，枚举代价随变量个数成倍增长，所以其余变量必须先固定下来：专线距离取 30 公里、储能只取 2 小时和 4 小时两档时长（离网 4 小时和 8 小时）、充放电倍率取单一值、风光混合只设 20% 下限、技术路线只搜光伏加储能、风电加储能和风光储三种。此外，项目自身的灵活性没有进入配置选择。负荷曲线由五段炉况模型生成后固定不变，调度按“新能源先直供、余电充储、缺额购网”的固定顺序执行，排产不向风光出力时段对齐，炉次与出钢节奏不调整，储能不按价格充放，需求响应和预测偏差修正不参与决策。

附录 B · 参考文献

主要政策文件和文献

- Roulier, A., Kwan, T.A., & Eckelman, M.J. (2026). Hybrid Grid-Renewable Strategies for Green Steel Production under Electricity Market Uncertainty. *Industrial & Engineering Chemistry Research*, 65, 8903 至 8921.
- Energies (2026), 19, 1209. Optimal Scheduling of Electric Arc Furnace with Transformer Tap-Changing for Demand Response.
- 国家发改委、国家能源局 (2025) .《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) .
- 国家发改委 (2025) .《关于完善价格机制促进新能源就近消纳的通知》(发改价格〔2025〕1192 号) .
- 国家发改委、国家能源局 (2026) .《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) .

参考文献

1. 中国 2035 年国家自主贡献报告.
2. 国家能源局 (2025) . 2024 年可再生能源并网运行情况. 2025 年 2 月 21 日.
3. 国家能源局 (2026) . 2025 年可再生能源并网运行情况. 2026 年 2 月 12 日.
4. 中国电力企业联合会 (2025) . 中国电力行业发展年度报告 2025 / 2024 至 2025 年全国电力供需分析预测报告.
5. 国家发改委、国家能源局 (2021) . 绿电交易试点正式启动; 绿电交易试点方案解读. 2021 年 9 月.
6. 国家能源局 (2019) .《关于 2019 年风电、光伏发电项目建设有关事项的通知》(国能发新能〔2019〕49 号) .
7. 国家发改委、财政部、国家能源局 (2023) .《关于可再生能源绿色电力证书全覆盖促进可再生能源电力消纳的通知》(发改能源〔2023〕1044 号) .
8. 国家能源局 (2025) . 绿证专场新闻发布会暨中国绿色电力证书发展报告 (2024) . 2025 年 3 月 18 日.
9. 国家能源局 (2026) .《关于组织开展可再生能源发电项目未上网电量绿证核发工作的通知》(国能综通资质〔2026〕60 号) .
10. 张家口能源产业发展协会 (ZEA) (2026) . 绿电直连政策全景: 22 省份政策原文对比, 2026 年 7 月; 底层省级发改委/能源局文件, 2025 至 2026 年.

11. 生态环境部 (2025) .《关于全国碳排放权交易市场 2024 至 2025 年度钢铁、水泥、电解铝行业配额总量与分配方案的通知》.
12. 欧洲议会和欧盟理事会 (2023) . 第 2023/956 号条例, 建立碳边境调节机制.
13. 中华人民共和国海关总署.
14. 欧盟委员会 (2024) . CBAM 进口商实施指南文件.
15. 中国钢铁工业协会 (2026) . 突破能效瓶颈: 2026 极致能效热风炉技术交流会.
16. 湖北日报 (2025) .「炼铁极致能效与降碳关键技术」中期结果发布; 武钢技术加速行业绿色发展.
17. 内蒙古自治区能源局 (2026) .《内蒙古自治区单用户绿电直连项目建设发展实施方案(试行)》.
18. 山东省能源局 (2025) .《山东省有序推动绿电直连发展实施方案》.
19. 风电头条 (2026) . 2026 年 3 月全国新能源并网和消纳数据.
20. 中信建投 (2026) . 系统运行费上涨仅个别省份较为明显, 总体对储能经济性的影响幅度较小.
21. 工业和信息化部 (2026) .《关于印发钢铁行业产能置换实施办法的通知》.
22. SRDL (2026) . 电弧炉需要多少电力?
23. Li, Y., Ke, X., Guo, Z., Wang, Z., Qu, S., Jiang, M., & Yan, J. (2021). Study on Environmental and Economic Benefits of Photovoltaic integration with Iron and Steel Plants in Hebei Province. In *Applied Energy Symposium: Low carbon cities and urban energy systems*, 2021, Matsue, September 4-8, 2021 (Vol. 15). Scanditale AB.
24. 国际能源网 (2026) . 首只「绿电直连」基金募集完成, 将点燃哪些黄金赛道?
25. Ørsted (2022) . 走向循环经济: Salzgitter AG 与 Ørsted 启动战略合作.

引用建议

羊润锦. 2026. 《绿电直连促进中国钢铁行业降碳路径研究 —— 绿电直连政策、经济性以及各方视角分析》[R]. *Earth & Life Symbio*, 2026.

版权声明

© 2026 Earth & Life Symbio。版权所有。除另有说明外，本报告依据“知识共享署名 4.0 国际许可协议”（CC BY 4.0）授权使用。报告封面及封底图片由 AI 生成。报告插图来源于 Pexels，并依据其内容许可使用。



免责声明

本出版物仅供信息与研究用途，不构成法律、财务、投资或其他专业建议。尽管本报告在编制过程中已尽合理审慎义务，Earth & Life Symbio 及作者不对其中信息的准确性、完整性或特定用途适用性作出任何明示或暗示保证。文中观点属于作者本人，不必然代表任何关联机构的立场。



森罗万象，百业协同，探永续共生之奥。

联系我们

网站: earthandlifesymbio.org

邮箱: info@earthandlifesymbio.org

关注我们



微信



领英

