

• 四川大学建校 130 周年特刊约稿 •

DOI:10.12454/j.jsuese.202600458



本刊网刊

中国云南省绿色电力跨境交易的路径、机制与政策研究

侯正猛^{1,2,3}, 王琪琛^{1,4*}, 郭奕麟^{1,4*}, 黄亮朝^{1,4}, 张田^{1,5}, 张盛友^{1,5}, 陈前均^{1,5}, 施天乐^{1,4}, 张茹²

(1. 克劳斯塔尔工业大学 地下能源系统研究所, 德国 克劳斯塔尔-采勒费尔德 38678; 2. 四川大学 深地工程智能建造与健康运维全国重点实验室, 四川 成都 610065; 3. 四川大学 山区河流保护与治理全国重点实验室, 四川 成都 610065; 4. 郑州大学 中德碳中和与绿色发展研究院, 河南 郑州 450000; 5. 昆明理工大学 冶金与能源工程学院, 云南 昆明 650093)

摘要: 针对中国以云南省为枢纽开展绿色电力跨境交易时资源边界不清、履约链条分散及远期规模外推缺乏约束的问题, 构建“中国国内电源—中国云南省枢纽—境外受端”跨境配置框架。依据物理可达性和市场准入条件, 界定可组织供给、完整交割通道与受端有效需求, 设计涵盖合同登记、容量校核、交易出清、调度执行、计量结算和绿色属性处理的履约链条; 进一步建立供给、通道、需求和制度共同约束的多情景仿真模型, 并采用边际替代排放因子测算减排效应。对 2025—2060 年既有通道延续、区域协同扩展和区域深度互联 3 类情景进行年度仿真, 并开展约束切换、工程量级、系统总量和参数敏感性检验。仿真结果表明, 2060 年 3 类情景的交易量分别为 0.20、2.05 和 4.15 万亿 kW·h, 边际减排量分别为 0.68、5.91 和 10.14 亿 t CO₂, 交易收入分别为 814.75、9 439.20 和 20 748.00 亿元。以中国 2060 年约 30 万亿 kW·h 年发电量为参照, 远期配置上限为 6.20~7.53 万亿 kW·h, 占 20.67%~25.10%。研究表明, 中国云南省可由本地送端拓展为国内绿色电力跨境配置的组织与交割枢纽, 但交易规模取决于供给、通道、需求和制度条件的协同改善。

关键词: 绿色电力跨境交易; 中国云南省; 区域电力互联; 电力市场机制; 多情景约束仿真

中图分类号: TM73; F416.61

文献标志码: A

文章编号: 2096-3246(2026)05-0180-22

中国已建成全球规模最大的电力供应体系^[1], 2025 年全国发电量和全社会用电量分别为 10.58 万亿和 10.37 万亿 kW·h^[2-3], 绿电交易电量达 3 285 亿 kW·h^[4]。面向 2060 年碳中和目标, 随着终端用能电气化和可再生能源替代加快, Hou 等^[5]在综合考虑能源消费结构转型及电力需求增长的基础上, 预计中国年发电量到 2060 年将增至约 30 万亿 kW·h。电力供需规模持续扩大、风电和光伏等波动性电源大规模接入, 使电力系统对跨区域资源互补、灵活调节和多时间尺度协同提出更高要求^[6]。跨区域和跨境电力交易能够扩大系统平衡范围, 利用不同地区在电源结构、负荷曲线和调节能力方面的互补性, 促进可再生能源配置与消纳^[7]。但与一般边境供电相比, 绿色电力(以下简称绿电)跨境交易还需衔接中国国内资源组织与境外物理交割,

协调输电容量、调度安全、边界计量、绿色属性和跨国结算规则, 具有较强的工程复杂性和制度耦合性。

云南省是中国面向南亚、东南亚地区开展电力合作的重要门户。2025 年, 云南省规模以上工业发电量达到 4 596.05 亿 kW·h, 其中, 水电、风电和太阳能发电量合计占 87.6%^[8]。截至 2025 年底, 云南省已建成 15 回高电压等级跨境输电线路; 2025 年其跨境电力贸易量达到 48.58 亿 kW·h, 累计交易电量超过 790 亿 kW·h^[9]。长期参与“西电东送”及面向越南、老挝和缅甸的跨境电力贸易, 使中国云南省具备一定的跨区域调度、边界计量和合同履约的基础。依托全国统一电力市场和省际输电网络, 云南省的功能可以由本地绿电送端进一步拓展为国内绿电面向周边市场配置的组织与交割枢纽。

收稿日期: 2026-05-29 修回日期: 2026-08-08 网络出版日期: 2026-08-20

基金项目: 欧盟“地平线欧洲计划”LOC3G 项目(101129729); 河南省杰出外籍科学家工作室绿色低碳技术与能源转型项目(GZS2024001); 川南深埋枯竭页岩气藏资源化再利用研究引智项目(2026JDHJ0004)

作者简介: 侯正猛(1963—), 男, 教授, 博士。研究方向: 能源转型与碳中和、岩石力学、油气和地热开发、大规模地下储能、CCUS 等。E-mail: hou@tu-clausthal.de

* 通信作者: 王琪琛, E-mail: qichen.wang@tu-clausthal.de; 郭奕麟, E-mail: yilin.guo@tu-clausthal.de

根据现行电力市场和绿证管理规则,绿证是可再生能源电量环境属性的唯一证明,也是认定可再生能源电力生产和消费的唯一凭证^[10-11]。本文所称的“云南省绿电跨境交易”,是指中国国内绿电经云南省电网及跨境输电通道完成物理交割,并对相应绿色属性进行唯一核验、转移、追踪和注销的电能量交易。结合云南省电源结构,交易电量以水电、风电和光伏发电为主体,其他满足政策要求并能够完成属性核证的可再生能源电力为补充。资源理论蕴藏量、已承担中国国内保供或其他合同义务的电量、合同重复流转形成的名义成交量,以及缺少物理交割路径的纯绿证交易,均不计入本文的交易规模。

在中国绿电与电力市场研究方面,肖先勇等^[6]系统分析了高比例新能源接入背景下发、输、配、用各环节面临的技术与运行挑战,指出电力系统应加快向源网荷储协同方向演进。雷霞等^[12]从新能源品质差异出发,提出相应的现货市场交易模式,以反映新能源不确定性带来的系统平衡成本;王凯等^[13]进一步考虑风光出力和市场价格的 uncertainty,构建了风光储场站参与多时间尺度市场的优化模型。侯正猛^[14]和曹成^[15]等则分别从能源多板块智能耦合、云南省碳中和路径角度,为区域能源转型与多能源协同提供了研究基础。现有成果主要聚焦中国国内电力系统运行、省级能源规划或单一市场环节,尚未系统论述国内不同地区的绿电如何经省际市场组织至云南省,并如何进一步与跨境通道、境外调度、计量结算和绿色属性管理形成完整履约链条。

在东南亚地区跨境电力研究方面,Chang等^[16]考虑发电容量扩张与跨境输电网络规划,建立了东盟地区一体化电力市场模型;Ahmed等^[7]分析了东盟电网互联对清洁能源配置和供电安全的作用;国际能源署(IEA)和亚洲开发银行^[17-18]则从大湄公河次区域互联基础、调度标准和市场规则等方面提出了区域电网建设路径。相关研究证明了跨境互联在资源互补和区域电力安全中的价值,但多以国家间输电网络或区域市场为研究对象,对中国国内绿电组织、云南省枢纽运行及跨境容量、计量结算和绿色属性之间的衔接关注不足。

南亚地区跨境电力研究主要围绕区域内部已有或规划的互联关系展开。Timilsina等^[19]量化了区域发电与输电合作的经济收益,Singh等^[20]分析了资源禀赋、市场准入和政策协调等影响因素的作用,Haque等^[21]则评估了孟加拉国参与跨境电力交易的机遇与制约。上述研究能够说明南亚地区内部电力合作的潜在价值,但不能直接作为相关国家经中国云南省参与绿电跨境交易的物理和制度依据,因此,需要根据实

际交割路径和市场准入条件逐国识别受端需求。

综合来看,现有研究仍存在3个方面的不足:一是,多以国家或区域发电量、用电量和资源潜力描述跨境交易前景,未能清晰区分中国云南省本地发电量、国内可经云南省组织的可交付绿电,以及同时具备物理路径和市场准入条件的受端有效需求;二是,电源组织、输电通道、市场合同、调度执行、计量结算和绿色属性核证通常被分散讨论,缺少贯通“中国国内电源—中国云南省枢纽—境外受端”的完整履约机制;三是,远期规模测算较多依赖需求增长、资源潜力或输电容量的单因素外推,未充分考量交易链条各环节之间的短板效应,减排测算也较少考虑新增进口绿电对受端边际机组的替代作用。由此,宏观资源潜力难以直接转化为可执行交易量,远期测算的成立条件和现实边界也不够清晰。

针对上述不足,本文按照“基础与边界—路径与机制—多情景仿真—政策启示”的逻辑开展研究,主要贡献体现在以下3个方面:

1) 本文突破将云南省仅视为本地电力送端的传统认识,提出“中国国内电源—中国云南省枢纽—境外受端”的跨境配置框架,并分别界定可交付供给、完整交割通道和受端有效需求边界,从而避免将云南省发电量、中国可再生能源总量或周边国家宏观用电量直接等同于跨境交易规模。

2) 构建由合同登记、容量校核、交易出清、调度执行、计量结算和绿色属性注销组成的履约链条,将国内电源组合、中长期交易、短期平衡、跨境清算和绿色属性管理纳入统一一框架。该机制不仅可描述交易路径,还可用于检验每笔交易是否具备可执行、可计量和可追踪的物理与制度条件。

3) 建立绿电跨境交易多情景约束仿真模型,将供给、通道、需求和制度纳入统一一短板约束,并将交易组织、绿色属性衔接、调度协同、结算信用和市场开放度映射为具有机制里程碑的制度与市场实现系数。减排测算采用边际替代排放因子,并通过约束切换、工程量级、系统总量和参数敏感性检验,识别不同发展路径下的交易瓶颈及适用边界。该模型用于评估给定情景条件下的可实现交易规模,而非对未来实际交易量进行统计意义上的样本外预测。

1 中国云南省开展绿电跨境交易的基础与边界条件

云南省开展绿电跨境交易,既依赖省内清洁电力资源、调节能力和跨境输电基础,也需要国内省际市场、全国统一电力市场及绿色属性管理制度的支撑。

从中国国内资源组织、云南省枢纽基础、受端市场边界及关键约束 4 个方面界定研究范围,为后续交易路径与机制设计及多情景仿真提供基础。

1.1 中国国内市场制度与资源组织基础

近年来,国内省际中长期交易、现货市场、辅助服务、绿电交易和绿证制度持续完善,全国统一电力市场建设进一步推动省级、区域和省际市场衔接,为国内绿电跨区域组织提供了制度基础。其中,中长期交易用于明确电源组合、交割曲线和输电安排,现货市场与辅助服务机制用于处理预测偏差和短周期平衡,绿电与绿证制度用于确认环境属性的唯一归属。在此基础上,国内不同地区的绿电可以按照合同、通道、调度和绿色属性要求形成可执行的交易组合,并经省际

网络组织至云南省。中国国内市场规则主要解决境内资源组织和属性核证问题,实际跨境交割仍需各国政府间协议、进口许可、跨国调度、边界计量、资金结算及绿色属性衔接等制度安排^[22-23]。

1.2 中国云南省绿电供给与枢纽基础

1.2.1 电源、网架与调节基础

云南省水能、风能和太阳能资源较为丰富,已经形成以水电为主体、风电和光伏快速增长的清洁电力供应结构。梯级水电具有一定的调峰和调节能力,可与风电、光伏、抽水蓄能及新型储能协同运行,改善跨境交割曲线的稳定性。

图 1 展示了中国云南省不同类型电源发电量、绿电占比及装机容量结构^[8,24]。

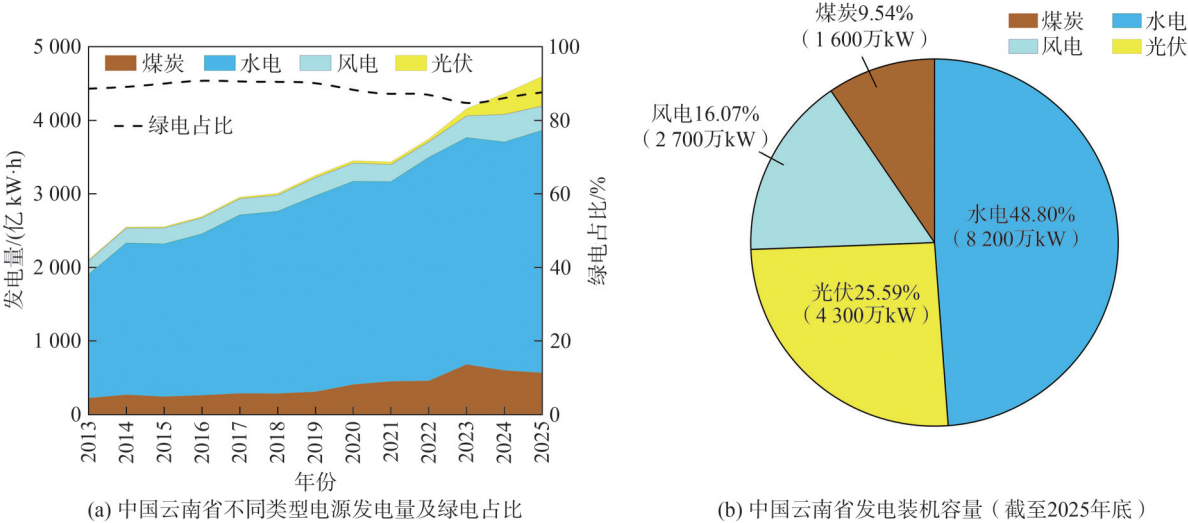


图 1 中国云南省不同类型电源发电量、绿电占比及装机容量结构

Fig. 1 Electricity generation by source, green electricity share, and installed capacity structure in Yunnan Province of China

云南省长期承担“西电东送”和跨区域电力配置任务,已形成一定的省内网架、远距离输送和跨区调度能力。面向越南、老挝和缅甸的交易实践,也为计划编制、边界计量和合同履约积累了经验。

1.2.2 中国国内可组织绿电的供给边界

随着交易范围扩大,云南省枢纽的供给来源可由省内可外送绿电逐步扩展至经国内省际市场和输电网络组织到云南省的绿电。按照物理可达性和市场组织条件,供给来源可分为 3 个层级:近期,以云南省内水电、风电和光伏为主体;中期,在省际交易和云南省受入断面允许的条件下,组织南方区域其他省区的可核证绿电;远期,只有在跨区主干网、云南省受入断面和全国统一交易安排进一步衔接后,才可能将国内其他清洁能源基地的可交付电量纳入经云南省组织的跨境绿电交易供给集合。进入跨境交易供给集合的电量应同时满足 4 项条件:扣除电源所在地负荷保障、系统备用和既有国内送电义务;具有可执行的省际输电

及送入云南省的通道安排;能够通过调度和边界计量形成可核验的交割记录;绿色属性具有唯一归属,且不存在重复申领或重复使用。

1.2.3 枢纽功能与交割逻辑

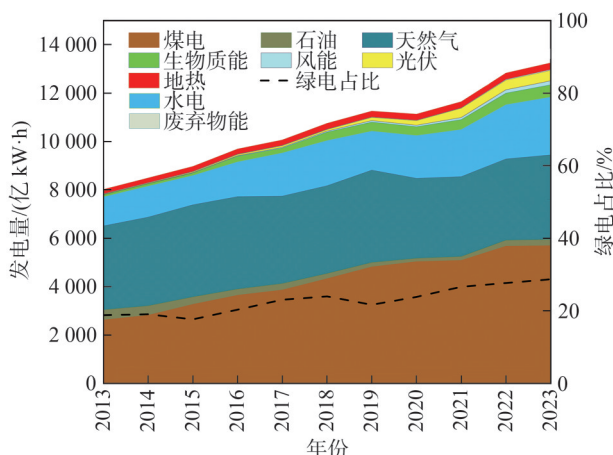
在本文框架下,云南省枢纽主要承担资源组织、系统协调和市场衔接 3 项功能。资源组织是将不同地区 and 不同类型的电源、国内输电安排与跨境合同组合为分时段交割曲线;系统协调是联合校核中国国内来电、云南省内关键断面和跨境线路,并协调水风光储出力及偏差平衡;市场衔接则是将中国国内电能量、计量和绿色属性信息转换为境外购电主体能够核验、结算和追踪的交易要素。中国国内绿电经云南省组织配置,并不意味着能够沿固定线路追踪每一单位电能从发电端流向境外用户的过程。电网实际运行遵循网络潮流规律,交易层面需要建立等量、同时段和可核证的对应关系,即中国国内电源具有送入云南省的合同与通道安排,云南省受入边界和跨境边界形成相互对应的计量记录,绿色属性

与最终实际交割量保持唯一映射。该处理既符合电力系统运行规律,也能避免将纯金融合同或单独绿证转让误计为物理跨境绿电交易。

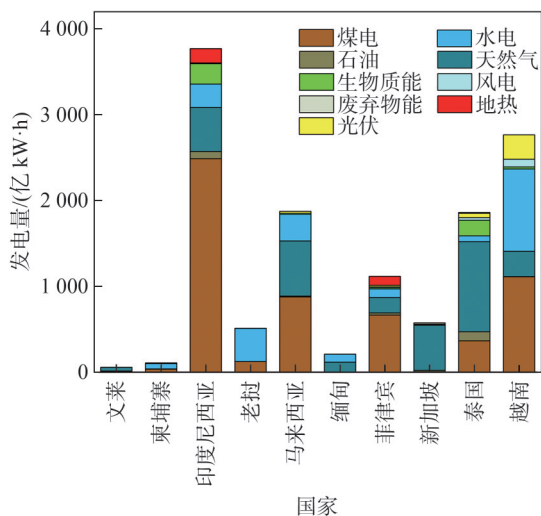
1.3 受端市场差异与空间边界

1.3.1 东南亚市场

东南亚地区不同类型电源发电量、绿电占比及国别结构如图2^[25-26]所示。



(a) 东南亚地区不同类型电源发电量及绿电占比



(b) 2023年东南亚地区不同国家发电量

图2 东南亚地区不同类型电源发电量、绿电占比及国别结构^[25-26]

Fig. 2 Electricity generation by source, green electricity share, and country-level generation structure in Southeast Asia^[25-26]

由图2(a)可见,2013—2023年东南亚地区发电量由约8 000亿kW·h增至1.3万亿kW·h以上,煤电和天然气仍是主要电源,绿电占比虽有所提高,但总体仍不足30%。图2(b)显示:2023年,印度尼西亚发电规模最大且煤电占比较高;越南发电规模居区域前列,电源结构相对多元;泰国、马来西亚和新加坡较多依赖天然气;老挝则表现出明显的水电特征。各国在发电规模、电源结构和低碳转型进程上的差异较为显著。

上述差异表明,东南亚地区具有一定的清洁电力进口和能源结构调整需求,但该区域总用电量不能直接转化为中国云南省枢纽的有效需求。按照现有交易基础和物理交割路径,越南北部、老挝和缅甸与中国云南省之间已有跨境线路或边境电力贸易基础,是近期交易及既有通道延续情景的主要受端市场^[7,17-18]。

泰国和柬埔寨通常需要经过老挝、越南或缅甸等第三国完成电力交割。只有在过境权、容量权、联合调度、边界计量、损耗分摊和结算安排落实后,其需求才能进入区域协同扩展或区域深度互联情景。马来西亚、新加坡、印度尼西亚和菲律宾等更远市场则依赖更大范围的东盟电网、多级陆上输电链或海底电缆,在完整通道和多边交易规则形成前,仅作为远期扩展方向^[26]。

受端国家的本地可再生能源发展还会影响其进口空间。这些国家的本地风光资源既可能与中国绿电形成季节和时段互补,也可能在部分时段降低其进口需求。因此,受端有效需求应结合负荷增长、本地电源结构、边际替代空间、物理交割路径和市场准入条件逐国识别。

1.3.2 南亚市场

南亚地区电力需求增长较快,但其物理通道和区域合作条件与东南亚地区存在明显差异。南亚地区不同类型电源发电量、绿电占比及国别结构如图3^[25]所示。

由图3(a)可见:2013—2023年南亚地区发电量由约1.36万亿kW·h增至2.31万亿kW·h,累计增长约69.9%^[25];煤电仍是主要电源,绿电占比总体保持在较低水平。图3(b)表明:印度的发电量远高于其他南亚国家,且煤电占据主体;除印度以外,巴基斯坦和孟加拉国的发电规模相对较大,其中,化石能源仍占有重要地位;尼泊尔和不丹以水电为主,但电力系统总体规模较小。这些结构特征反映了南亚地区潜在的低碳转型和电力互济需求,但不能据此将整个区域的宏观用电量纳入中国云南省枢纽的有效需求。

孟加拉国具有一定的电力进口需求,但经中国云南省、缅甸向孟加拉国延伸的交易路径目前仍属于远期条件性路径。在中缅和缅孟输电工程、第三国过境权、容量分配、进口许可、联合调度和结算机制等落实前,其需求不进入定量基数。

在本文研究期及所设情景范围内,中国云南省与印度之间尚无直接跨境输电通道,经缅甸等第三国建立完整交割链所需的过境容量、联合调度、跨境结算和绿色属性衔接机制也尚不具备可执行基础。因此,印度仅在2050年后的区域深度互联情景中考虑,印度东北部和印度东部可与孟加拉国共同作为远期条件性市场。

尼泊尔、不丹、巴基斯坦和斯里兰卡等市场的主要互联路径通常不经过中国云南省,也不属于本文的

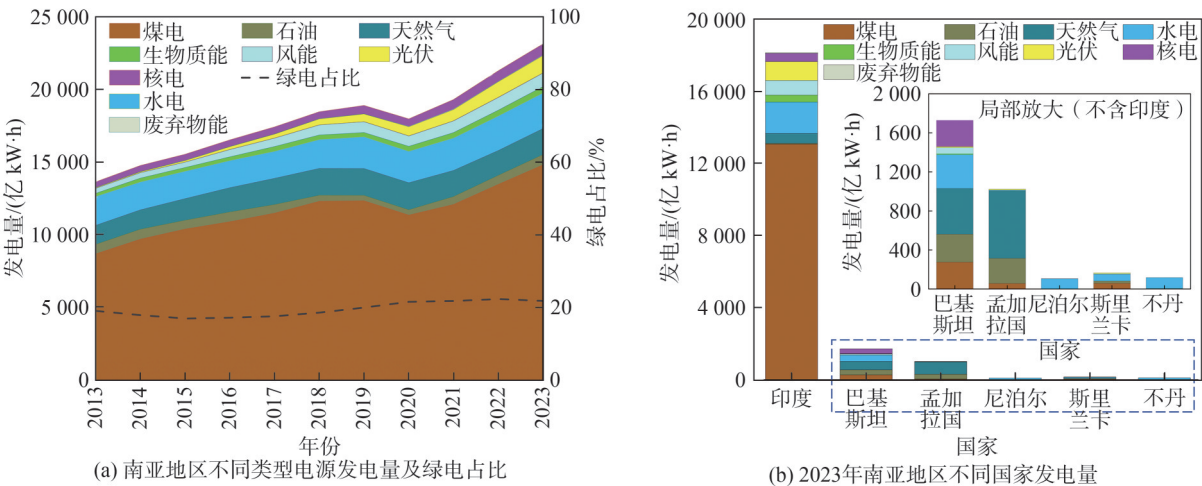


图3 南亚地区不同类型电源发电量、绿电占比及国别结构^[25]

Fig. 3 Electricity generation by source, green electricity share, and country-level generation structure in South Asia^[25]

定量空间边界。上述处理并非否定相关国家参与区域电力合作的可能性,而是区分区域潜在需求与经中国云南省具有现实交割条件的有效需求。

1.4 跨境互联基础与关键约束

云南省已具备一定的清洁电力供给、跨境输电和双

表1 以中国云南省为枢纽开展绿电跨境交易的主要支撑条件

Tab. 1 Key supporting conditions for Yunnan Province of China as a hub for cross-border green electricity trading		
约束维度	主要现实依据	对交易边界的含义
供给	2025年中国云南省规模以上工业发电量为4 596.05亿kW·h,水电、风电和光伏合计占87.6% ^[8] ;中国全国统一电力市场和省际交易为国内其他地区绿电组织至云南省提供了制度接口 ^[22-24]	仅计入扣除国内保供、系统备用和既有合同后,具有输电安排、计量记录和唯一绿色属性的可交付绿电
通道	截至2025年底,中国云南省已建成15回高电压等级跨境输电线路;2025年跨境交易量为48.58亿kW·h,累计交易量超过790亿kW·h ^[9]	完整通道由中国国内送入、中国云南省内输送和跨境送出3级断面构成,实际能力取决于其中的最短板
需求	东南亚、南亚地区电力需求持续增长,且部分国家仍较多依赖煤炭、天然气等化石能源;越南北部、老挝和缅甸已有一定互联或交易基础 ^[17-21,25-26]	仅将同时具备进口空间、物理交割路径和市场准入条件的需求计入,区域宏观用电量不直接等于有效需求
制度	中国已建立省际中长期交易、现货市场、绿电交易和绿证制度,中国云南省与越南、老挝和缅甸已积累双边合同、边界计量和结算经验 ^[10-11,22-23]	规模化交易仍需完善跨境合同、容量分配、联合调度、偏差结算、绿色属性衔接和争端处理规则

上述条件具有明显的短板效应,资源余量、完整通道、市场准入或履约机制中的任何薄弱环节都会限制实际交易规模。

2 中国云南省绿电跨境交易路径与机制

2.1 德国及欧洲市场机制参照与适用边界

德国电力市场是欧洲跨境电力交易体系的一部分,其运行依托多类机构和市场环节协同完成。欧洲能源交易所(EEX)主要开展电力期货及其他衍生品交易,服务于中长期价格发现和风险管理;欧洲电力交易所(EPEX SPOT)运营日前和日内现货市场,用于形成次日交易计划,并处理临近交割时的偏差;欧洲市场耦合机制将现货出清与跨境输电容量配置相衔接;欧洲商品清算中心(ECC)则作为中央对手方承担清算、资金结算和交易对手风险管理责任^[27-30]。

2025年,EEX电力市场交易量约13.49万亿kW·h,其中,欧洲电力衍生品交易量约9.3万亿kW·h,日前和日内现货交易量约0.92万亿kW·h^[27-28]。衍生品合约可多次转让,部分产品采用金融结算,因此,其成交量不能与发电量、跨境输送量或物理交割量直接比较。本文借鉴的并非欧洲市场的交易规模,而是其在不同时间尺度下组织电量、配置容量和管理价格风险的方式。

中长期交易用于提前确定基础电量和价格预期。随着交割期临近,年度或季度头寸可进一步分解为月度、日前和日内安排。日前市场根据次日负荷、可再生能源出力和通道状态形成分时计划,日内市场则对预测误差、设备故障和临时阻塞造成的偏差进行调整^[29]。这种安排使长期合同与短期运行之间形成衔接,也为偏差处理和风险分担提供了市场基础。欧洲日前电力市场的边际定价机制如图4^[30]所示。

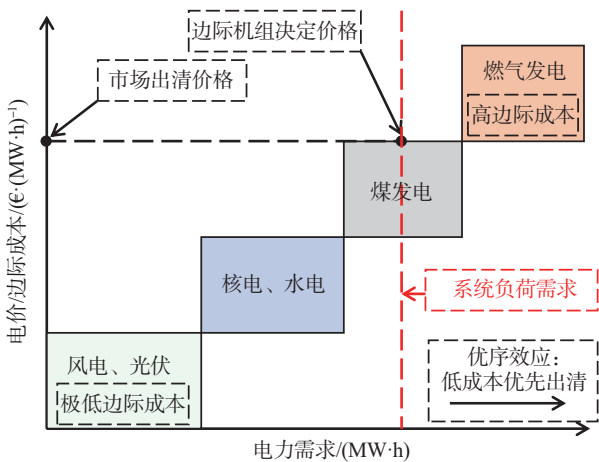


图4 欧洲日前电力市场边际定价机制示意图^[30]

Fig. 4 Schematic diagram of the marginal pricing mechanism in the European day-ahead electricity market^[30]

表2 德国及欧洲市场功能在中国云南省跨境绿电交易中的适用方式

Tab. 2 Application of German and European market functions to cross-border green electricity trading through Yunnan Province of China

市场功能	欧洲市场中的主要作用	本文机制中的适用方式	实施前提
中长期交易与衍生品	形成月度、季度和年度价格预期,管理中长期价格风险	建立标准化年度、季度、月度和典型曲线合同,成熟后发展价格指数及差价合约	实体交易规模稳定,电源组合、交割节点、通道安排和违约责任明确
日前和日内交易	形成次日交易计划,修正临近交割时的供需偏差	在选定通道开展日前计划调整和有限主体日内偏差交易	通道容量可测,预测可靠,跨国调度和通信可用
跨境市场耦合	协同配置电能量和跨境输电容量	起步阶段采用显式容量校核,远期探索电能量与容量联合出清	容量计算、节点定义、损耗分配和安全校核规则明确
短期边际定价	形成短期价格、稀缺和阻塞信号	用于特定时段或通道的现货试点,不预设区域统一出清	报价、损耗、阻塞、削减和回退规则明确
集中清算	管理保证金、资金结算和交易对手风险	近期采用银行保函和履约保证金,中远期探索平台净额结算和集中清算	清算主体、结算账户、保证金和违约处置规则明确
信息披露	提高市场透明度和结果可复核性	披露可用容量、成交电量、价格、偏差和绿色属性状态	数据口径统一,并设置商业敏感信息保护规则
绿色属性管理	登记、转移和注销可再生能源环境属性	将绿色属性状态与电源记录、边界计量及最终消费主体关联	中国绿证与受端制度之间形成认可或衔接安排

2.2 跨境绿电交易的履约机制与分层市场

本文以标准化中长期绿电合同为交易基础,以日前和日内调整处理运行偏差,并将电能量、跨境容量、资金结算和绿色属性纳入统一管理的交易履约机制。拟建中国云南省跨境绿电交易平台负责交易组织、信息衔接和履约记录等功能,中国国内外电网调度机构仍负责各自范围内的安全运行。跨境绿电交易的履约机制与分层市场结构如图5所示。

2.2.1 交易履约链与四流协同

由图5(a)可知,国内发电企业、售电主体和电网企业按照统一格式提交电源、合同、容量和调度信息,境外购电主体通过交易组织与交割接口参与交易。平台为每笔交易设置统一编号,关联合同头寸、电源组合、容量使用、调度曲线、边界计量、资金结算和绿色属性状态。

跨境绿电交易的履约过程包括6个环节:

1)合同登记,合同应明确电源组合、送受端节点、期限、电量、交割曲线、定价方式、绿色属性归属和违

由图4可知:欧洲日前市场通常依据供需报价形成相应交割时段的出清价格。风电、光伏等低边际成本电源优先进入出清序列;当供需交点位于燃煤机组区间时,燃煤机组成为边际机组,其报价形成市场出清价格,高于该价格的机组不进入出清结果。

中国云南省与周边国家的电力交易目前仍以各国政府间合作、双边合同和已有跨境通道为基础,尚不具备直接建立欧洲式统一现货市场和大规模金融衍生品市场的条件。因此,本文只借鉴其中与实体跨境交易直接相关的功能,包括中长期合同、日前和日内调整、跨境容量约束、信用保障、信息披露和绿色属性管理,并根据中国云南省跨境交易的现实条件进行适用性转换,德国及欧洲市场功能在中国云南省跨境绿电交易中的适用方式见表2。

约责任。年度或季度合同可结合丰枯期、电源预测和受端需求进一步分解为月度安排。

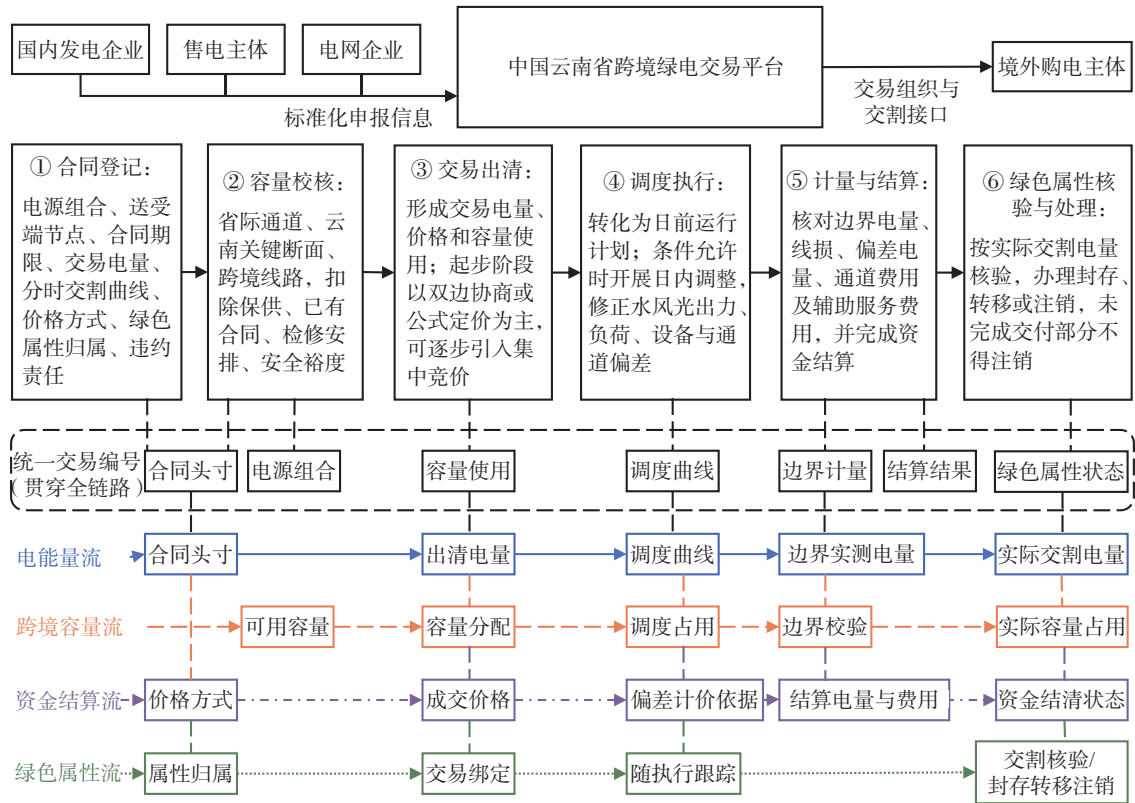
2)容量校核,交易前需核查国内送入中国云南省、云南省内关键断面和跨境送出环节的可用容量,并扣除检修、安全裕度、国内保供和已有合同占用。

3)交易出清,出清结果包括交易电量、价格和容量分配。起步阶段以双边协商或公式定价为主,主体数量和交易频次增加后,在部分通道和时段引入集中竞价。

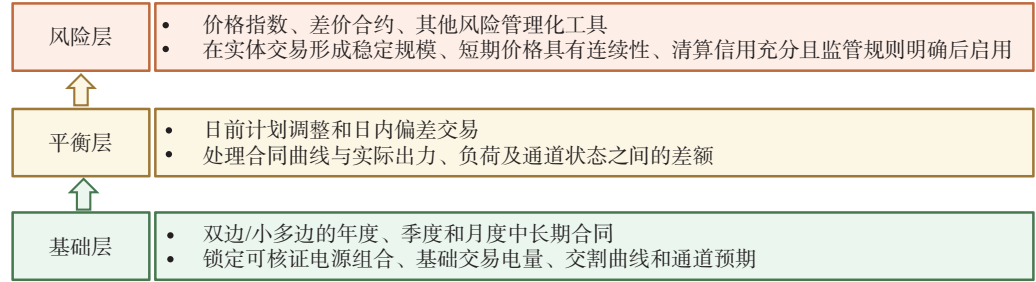
4)调度执行,合同和出清结果转化为日前运行计划,并根据可再生能源出力、受端负荷、设备状态和通道条件进行日内调整。

5)计量与结算,平台核对中国云南省受入边界和跨境送出边界的实测电量,同时处理线路损耗、偏差电量和相关费用,形成结算结果。

6)绿色属性核验与处理,绿色属性按照实际完成的物理交割量核验。未完成跨境交割的电量,不得形成相应的绿色消费声明。



(a) 交易履约链与四流协同



(b) 分层市场结构

图5 跨境绿电交易的履约机制与分层市场

Fig. 5 Fulfillment mechanism and layered market for cross-border green electricity trading

统一交易编号使4类交易记录保持一致。电能量流记录合同、出清、调度和实际交割结果,跨境容量流反映可用容量、分配结果和实际占用,资金结算流记录成交价格、结算费用和结清状态,绿色属性流记录属性归属及其与实际交割电量的对应状态。仅形成合同成交但未完成跨境物理交割,或仅转移绿色凭证而没有对应边界电量的,不计入本文定义的跨境绿电交易规模。

标准化合同应覆盖电力、通道、调度、绿色属性及结算与违约等内容。合同条款应与平台数据、调度指令和计量结果相衔接,使书面约定能够落实为可执行、可计量和可追踪的交割结果。

2.2.2 分层市场结构

由图5(b)可见,跨境绿电交易分为基础层、平衡

层和风险层。3个层级依次解决基础电量安排、运行偏差调整和价格风险管理问题。

基础层以年度、季度和月度中长期合同为主,确定可核证电源组合、基础交易电量、分时交割曲线和通道安排。年度合同可根据丰枯期、电源预测、受端负荷和检修计划逐步分解。中国绿电中长期交易规则为合同登记和绿色属性管理提供了国内制度基础^[23]。

平衡层由日前计划调整和日内偏差交易构成。日前阶段依据次日水风光预测、受端负荷和完整交割链容量修正计划,日内阶段处理预测误差、设备故障和临时阻塞。偏差电量、备用调用、线路损耗和阻塞调整应单独计量和结算。

风险层在实体交易达到一定规模后逐步引入价格指数、差价合约及其他风险管理工具,用于管理长期合同价格与短期市场价格之间的波动。该层需要连续可靠的短期价格、明确的监管规则和较完善的信用保障,不能以金融成交量替代实际交割量。

云南省已有的绿色用电溯源实践,可为交易编号、电源类型、交割时段和用户消纳记录的一体化管理提供技术基础^[31]。交易平台还应公布可用容量、合同电量、实际交割量、偏差、结算和绿色属性状态,使市场主体和监管机构能够复核交易结果^[32]。

2.3 区域规则协调、跨境结算与绿色属性管理

跨境绿电交易不仅受到物理通道约束,还涉及市场准入、第三国过境、跨国调度、跨币种结算、信用风险和绿色属性核验。由于各交易方向的互联基础和制度条件不同,相关规则需要按照具体路径分别设置,再通过结算和绿色属性管理形成完整履约链条。以中国云南省为枢纽的跨境绿电交易规则协调、结算与绿色属性管理机制如图6所示。

2.3.1 区域规则协调机制

跨境交易涉及多个国家的能源政策、电力监管和市场规则,企业合同必须在各国政府间合作框架下执行。由图6(a)可见,区域协调主要处理市场准入、容量与调度、资金结算、绿色属性和争议解决问题。

市场准入规则应明确中国国内送电主体、境外购电主体和交易平台的参与资格,并确认交易是否符合受端进口政策。容量和调度规则需要界定线路使用权、计划申报、紧急削减和事故处置责任。结算规则应明确计价方式、结算货币、汇率基准、信用担保和违约处理程序。对于绿色属性,还需确认权益归属、受端认可方式,以及发生争议时的处理程序。

企业合同可以约定电量、价格、交割曲线和违约责任,但不能替代跨国输电许可、第三国过境权和政府间属性认可。政府间协调的作用是建立共同遵守的规则边界,企业合同则在该边界内落实具体交易安排。

2.3.2 分区域交易规则接口

不同交易方向所需的规则接口取决于现有互联基础、第三国过境需求和远期通道建设条件,如图6(b)所示。

越南北部、老挝和缅甸与中国云南省具有跨境线路或边境电力贸易基础,近期可在现有合作框架下统一合同、边界计量、容量校核和偏差结算规则。

向泰国和柬埔寨交割需要经过第三国电网,因此还需明确过境权、分段容量权、联合调度和责任分摊。完整交割链中的任何一段未获得授权或出现容量不足,都会影响交易执行。

马来西亚、新加坡、印度尼西亚和菲律宾距离中国云南省较远,需要依托区域主干电网、多级陆上通道或海底电缆,并形成多边容量配置和规则互认机制。在这些条件具备前,相关国家仅作为远期扩展市场。

南亚方向保留经缅甸衔接印度东北部、印度东部及孟加拉国的条件性路径。该方向能否进入实际交易,取决于第三国过境、跨境通道和政府间协议的推进情况。尼泊尔、不丹、巴基斯坦和斯里兰卡缺乏以中国云南省为枢纽的清晰交割路径,不纳入本文受端有效需求。以中国云南省为枢纽的绿电跨境交易分区域推进路径见表3,其中,包括各区域方向的主要对象、进入交易的必要条件及优先机制。

2.3.3 分账结算与信用保障机制

跨境交易涉及电能量、输电服务、运行偏差和绿色属性等不同类型的履约结果,需要分别核算并形成清晰的责任记录。如图6(c)所示,分账结算以合同电量结果、边界计量数据、偏差记录和费用依据为输入,分别形成电能量结算、输电与过境费用、偏差与辅助服务结算、绿色属性登记结果。

电能量结算包括中长期合同电量和日前、日内调整电量。输电与过境费用覆盖中国国内送入、跨境线路使用和第三国电网过境。偏差与辅助服务费用主要来自预测误差、备用调用、阻塞调整和紧急支援。绿色属性台账本身不单独参与货币净额结算,若交易合同包含绿色溢价,应在电能量结算项目中单独列示,并与绿色属性凭证状态相互核对。

各项结果应先分别核对,再形成结算清单和净额结果。这样既能避免电能量价格、输电费用、绿色溢价和偏差费用混合,也便于识别各主体应承担的成本和责任。

近期可通过预付款、银行保函、履约保证金和信用限额控制商业违约风险。交易平台负责合同、计量和结算数据核对,并在条件成熟后开展净额结算。随着交易主体增加、法律关系逐步稳定,可进一步探索独立集中清算或中央对手方机制。

政府间协议主要处理主权许可、第三国过境和重大政策变化风险,电网及交易机构负责容量配置、边界计量和结算数据,市场主体承担合同和资金履约责任。相关记录在资金结清后仍应保存,以支持履约追踪和争议处理。

2.3.4 绿色属性台账核验与闭环管理

跨境绿电的绿色属性需要与电源记录、边界计量和受端消费信息保持对应。本文采用统一交易编号关联发电侧台账、边界计量台账和消费侧台账,如图6(d)所示。

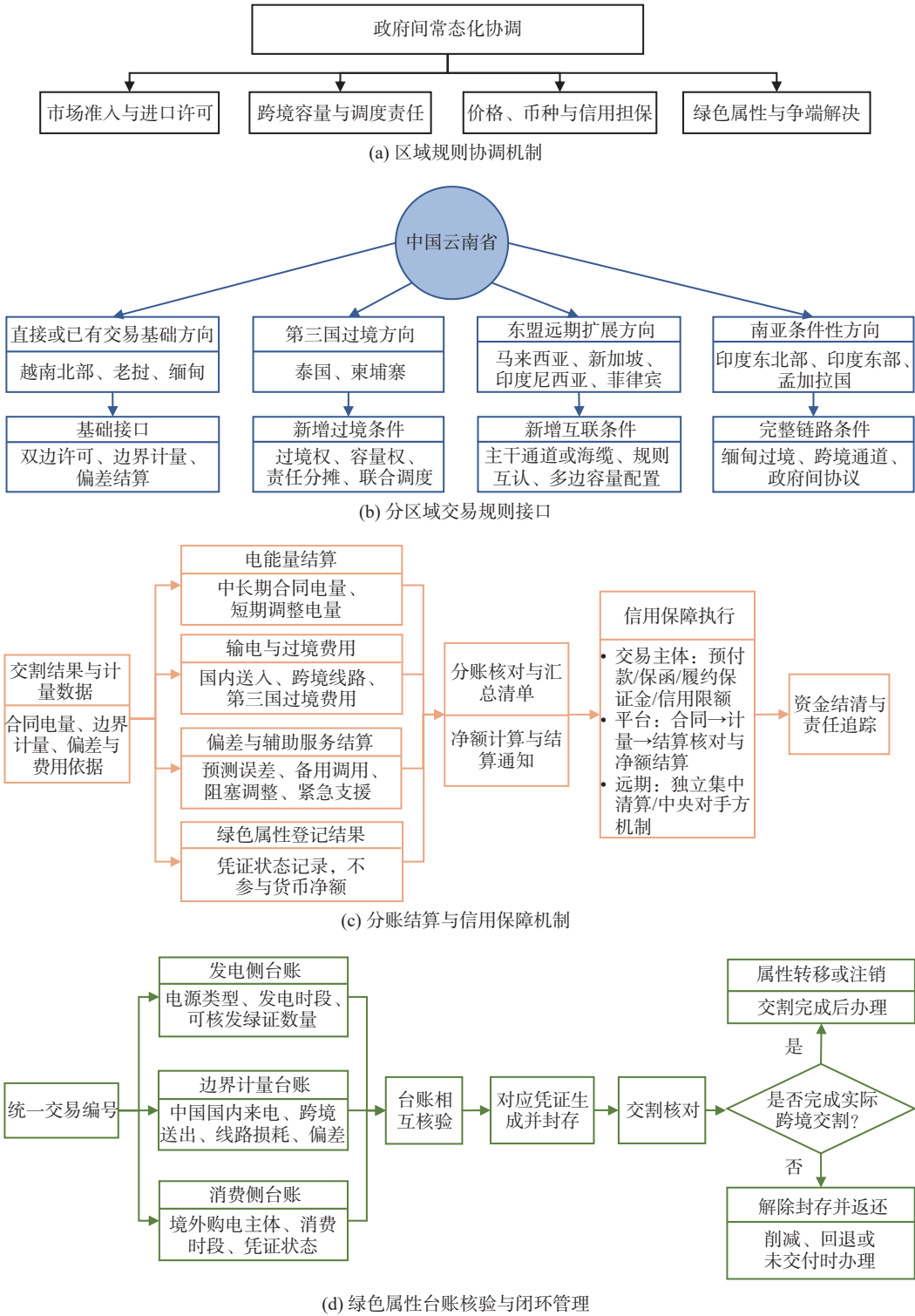


图6 以中国云南省为枢纽的跨境绿电交易规则协调、结算与绿色属性管理机制

Fig. 6 Rule coordination, settlement, and green attribute management mechanisms for cross-border green electricity trading through Yunnan Province of China

发电侧台账记录电源类型、发电时段和可核发绿证数量,边界计量台账记录中国国内来电、跨境送出、线路损耗和偏差,消费侧台账记录境外购电主体、消费时段和凭证状态。3类记录随交易过程同步更新,并通过统一编号核对电源、电量、时段和消费主体。

合同执行前,可根据发电记录封存相应凭证,防止重复交易和重复申领。完成交割后,再依据边界计量结果办理属性转移或注销。被削减、回退或未完成交割的电量,不得注销相应凭证,已封存的凭证应还原持有人。

表3 以中国云南省为枢纽的绿电跨境交易分区域推进路径

Tab. 3 Subregional implementation pathways for cross-border green electricity trading through Yunnan Province of China

区域方向	主要对象	进入交易的必要条件	优先机制
直接或已有交易基础的东南亚方向	越南北部、老挝、缅甸	已有线路、进口许可、边界计量和双边履约安排	标准合同、容量校核、偏差结算和绿色属性台账
第三国过境的东南亚方向	泰国、柬埔寨	第三国过境权、容量权、联合调度和多边结算	小多边合同、分段容量分配及责任追踪
东盟远期扩展方向	马来西亚、新加坡、印度尼西亚、菲律宾	东盟主干电网、多级陆上通道或海缆及规则互认	多边容量配置、联合出清和集中清算
南亚条件性方向	印度东北部、印度东部及孟加拉国	中国云南省—缅甸—孟加拉国完整物理与制度链条	远期通道、过境、调度和结算机制
不属于中国云南省枢纽的南亚方向	尼泊尔、不丹、巴基斯坦、斯里兰卡	合理交割路径不经过中国云南省	不纳入本文受端有效需求

中国已明确绿证是可再生能源电量绿色属性的唯一证明^[10-11]。在受端制度尚不能直接接收中国绿证的情况下,平台可继续封存相应凭证,并通过合同明确属性归属,但不能据此认定中国绿证已经获得境外认可。

绿色属性数量不得超过实际交割电量。线路损耗的属性归属应在合同中事先约定,可以按照送端电量扣减损耗,也可以按照受端边界计量结果确认,但不能在两端重复申领。日前和日内调整造成的电量偏差,也应在相应结算周期内同步修正凭证数量。

2.4 技术支撑与基础设施升级

跨境绿电交易的开放程度应与技术能力和基础设施条件相适应。中国云南省枢纽需要具备绿色电源组合与灵活调节、完整交割链监测、数字调度与安全校核、边界计量与跨境通信等能力。

水电、抽水蓄能、新型储能和需求响应可以改善交割曲线,但不能单独决定交易能力。实际可交割规模仍受到电源可用性、通道容量、预测精度、计量可靠性和跨国调度协同的共同影响^[6,24,33]。跨境绿电交易的实施阶段与安全边界如图7所示。

具体而言,跨境绿电交易可分为起步、扩展和多边交易3个阶段。各阶段的市场功能应与物理系统和制度条件相匹配。

起步阶段,依托现有跨境线路,重点补齐边界计量、通信、容量校核、绿色属性登记和履约担保。只有当可用容量能够测量、计量结果可以追溯、调度责任清晰、资金与绿色属性记录能够闭合时,交易范围才具备扩大的基础。若持续出现容量超分配、计量无法核对或结算逾期,应暂停新增交易。

扩展阶段,需要提高水风光储联合预测、中国国内来电与跨境断面协同监测、日前安全校核和跨境数据交换能力。预测偏差、备用责任、线路损耗和阻塞成本应能够进入结算。若成交结果频繁因安全校核而大幅

回退,说明市场开放程度已超过系统承载能力,应缩小试点范围。

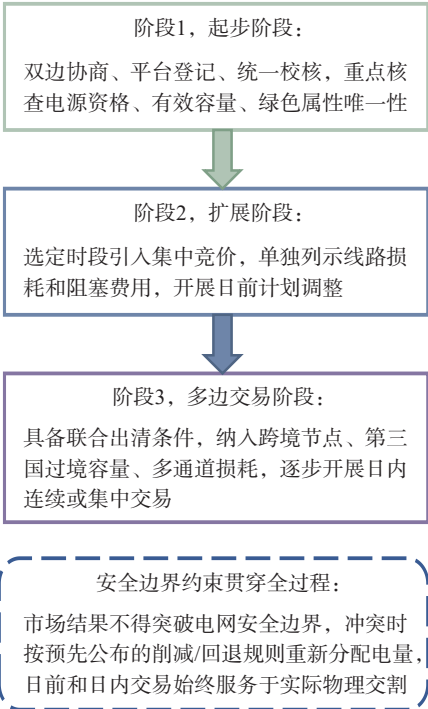


图7 跨境绿电交易的实施阶段与安全边界
Fig. 7 Implementation stages and security boundary for cross-border green electricity trading

多边交易阶段需要形成稳定的跨国调度、容量管理、区域结算和数据交换机制。待第三国容量权、多边违约处置和绿色属性认可等问题得到解决后,方可进一步扩大多边交易,并逐步引入更复杂的风险管理工具。

市场结果不得突破中国国内送入云南省的省际断面、云南省内关键断面和跨境线路共同构成的完整通道约束。当交易结果与安全校核发生冲突时,应按照预先公布的削减、回退和重新分配规则调整成交电量。每扩展一类市场功能,都应对应明确的工程和制度里程碑,避免交易制度建设超出物理系统和市场治理能力。

3 中国云南省绿电跨境交易规模与效益分析

3.1 模型定位与创新

在第 1、2 节基础上,构建 2025—2060 年绿电跨境交易多情景约束仿真模型,分析经云南省组织并完成

跨境物理交割的绿电规模、边际减排效应和交易收入。

本文设置 3 类常规情景,并以 2060 年远期配置上限检验多项高位条件同时成立时的系统边界,相关设置见表 4。

表 4 绿电跨境交易情景及远期配置上限设置

Tab. 4 Scenario settings and long-term allocation upper bound for cross-border green electricity trading

情景/边界检验	主要受端市场	核心条件	情景定位
既有通道延续	越南北部、老挝和缅甸	现有互联方向扩容,双边交易机制逐步标准化	近期渐进式发展路径
区域协同扩展	在已有市场基础上纳入泰国和柬埔寨	第三国过境、容量权、联合调度和跨境结算逐步落实	中期区域扩展路径
区域深度互联	进一步纳入更大范围的东盟市场及印度东北部、印度东部和孟加拉国等南亚条件性市场	区域主干电网与多边交易机制趋于成熟	长期区域互联路径
2060 年远期配置上限	空间边界内的大规模境外市场	国内供给、完整通道、境外需求和多边机制同时达到高位	系统边界检验,不作为常规预测

3 类常规情景共享 2025 年基准状态,其差异由受端市场范围、完整交割链容量、运行水平、制度成熟度、边际排放结构和单位交易价值共同形成。区域协同扩展、区域深度互联及远期配置上限均属于条件性情景,不代表已批准的输电工程规模、国别进口承诺或确定性预测。

本文模型主要具有以下特征:

- 1)将中国国内电源送入云南省、云南省内关键断面、云南省跨境送出能力纳入统一的完整交割链约束。
- 2)根据物理交割路径、第三国过境条件和区域市场建设进程设置受端市场进入年份。
- 3)将交易组织、绿色属性衔接、调度协同、结算信用和市场开放度转化为制度与市场实现系数。
- 4)根据不同受端市场的边际响应结构测算跨境绿电的运行阶段替代减排效应。
- 5)通过约束切换、系统总量对标和参数敏感性分析检验高位情景的实现条件。

3.2 绿电跨境交易多情景约束仿真模型

3.2.1 区域差异化有效需求

受端国家存在用电需求,并不意味着该需求能够通过云南省转化为跨境交易。市场是否能够进入特定情景,取决于跨境通道、第三国过境、市场准入、联合调度和结算规则等条件。

情景 s 下年份 t 的可进入市场集合记为 $\Omega_s(t)$,相应的受端有效需求表示为:

$$D_s(t) = \sum_{k \in \Omega_s(t)} d_{k,s}(t) \tag{1}$$

式中, $d_{k,s}(t)$ 为市场 k 在情景 s 下年份 t 可形成的有效进口需求。

3 类常规情景的基准仿真假定,已进入市场的合计有效需求能够承接完整通道链的年有效输送能力,即:

$$D_s(t) \geq T_s(t) \tag{2}$$

式中, $T_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 完整通道链的年有效输送能力。因此,受端市场范围主要用于限定交易空间和计算综合边际替代排放因子。

3.2.2 物理交割与通道约束

设 $S_s(t)$ 表示情景 s 下年份 t 的可组织绿电供给,则最大物理可交割电量为:

$$Q_s(t) = \min[S_s(t), T_s(t), D_s(t)] \tag{3}$$

可组织供给 $S_s(t)$ 不同于云南省或国内可再生能源总发电量。只有在满足中国国内负荷、系统备用、储能运行和既有合同后仍具有可用余量,并能够通过省际网络组织至云南省的可核证绿电,才能进入跨境交易。

基准测算假定国内保供后仍具有足够的可组织绿电余量,即:

$$S_s(t) \geq T_s(t) \tag{4}$$

因此,3 类常规情景的基准交易规模主要受完整交割链约束。

完整交割链的等效通道容量为:

$$C_s^{\text{eq}}(t) = \min[C_s^{\text{in}}(t), C_s^{\text{YN}}(t), C_s^{\text{out}}(t)] \tag{5}$$

式中, $C_s^{\text{in}}(t)$ 、 $C_s^{\text{YN}}(t)$ 和 $C_s^{\text{out}}(t)$ 分别为情景 s 下年份 t 的中国国内电源送入云南省、云南省内关键断面、云南省跨境送出的有效容量,三者的最小值决定完整交割链的等效容量。

在此基础上,年有效输送能力为:

$$T_s(t) = C_s^{\text{eq}}(t)h_s(t)\eta_s(t) \tag{6}$$

式中: $h_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的等效利用小时; $\eta_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的综合有效系数,用于统一反映通道可用率、输电损耗、安全裕度、调度限制和既有输电任务占用。

3.2.3 制度与市场实现系数

具备物理交割能力的电量不一定能够全部转化为实际交易。合同回退、跨国调度不协调、结算信用不足和绿色属性无法确认,均会降低物理通道能力的实现程度。

实际可实现交易量表示为:

$$E_s(t) = \lambda_s(t) Q_s(t) \quad (7)$$

式中, $\lambda_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的物理可交割电量转化为实际交易量的制度折减系数,其取值范围为 $0 \sim 1$ 。

制度与市场实现系数由交易组织、绿色属性衔接、调度协同、结算信用和市场开放度5个维度共同确定:

$$\lambda_s(t) = \sum_{j=1}^5 w_j q_{j,s}(t) \quad (8)$$

式中: $q_{j,s}(t)$ 为情景 s 下年份 t 的第 j 个制度维度的成熟度,取值范围为 $0 \sim 1$; w_j 为相应权重,满足 $\sum_{j=1}^5 w_j = 1$ 。考虑到远期跨国绿电交易各制度维度的动态演化具有高度不确定性,且目前缺乏可用于计量估计的长期跨境交易样本,本研究的基准仿真采用等权重,即 $w_j = 0.20$ 。

远期随着试点推进,可通过专家打分法、层次分析法(AHP)或动态博弈方法对各维度权重进行滚动校准。

制度成熟度分别以 0 、 0.25 、 0.50 、 0.75 和 1.00 表示无可执行安排、形成规则框架、有限试点、稳定运行和成熟多边机制。各节点的 $\lambda_s(t)$ 根据相应阶段已经具备的交易、调度、结算和市场开放条件确定。

3.2.4 边际替代排放因子

新增跨境绿电主要替代受端电力系统中的边际响应资源,因此,本文采用边际替代排放因子测算减排效应。

根据政府间气候变化专门委员会(IPCC)固定燃烧默认排放因子,将燃料排放因子换算为单位发电直接排放因子^[34]:

$$e_m = \frac{3.6 \times 10^{-3} f_m}{\varepsilon_m} \quad (9)$$

式中: m 为边际响应技术或资源; f_m 为燃料排放因子, $\text{t CO}_2/\text{TJ}$; ε_m 为机组净发电效率; e_m 为技术 m 的单位发电直接排放因子, $\text{t CO}_2/(\text{MW} \cdot \text{h})$ 。

情景 s 下年份 t 的综合边际替代排放因子表示为:

$$g_s^{\text{mar}}(t) = \sum_{k=1}^K \omega_{k,s}(t) \sum_{m=1}^M \rho_{m,k,s}(t) e_m \quad (10)$$

式中, $\omega_{k,s}(t)$ 为情景 s 下年份 t 的市场 k 在当年跨境交割电量中的占比, $\rho_{m,k,s}(t)$ 为情景 s 下年份 t 的发电技术 m 在该市场边际机组组合中的占比。

年边际减排量表示为:

$$M_s(t) = 10^{-3} E_s(t) g_s^{\text{mar}}(t) \quad (11)$$

式中: $E_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的跨境绿电交易量, 亿 $\text{kW} \cdot \text{h}$; $M_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的年边际减排量, 亿 t CO_2 。该结果表示跨境绿电对受端边际响应资源的运行替代效应,不直接等同于送端可获得的碳减排权益。

3.2.5 交易收入

单位绿电交易收入由电能量价值和在受端认可条件具备时可确认的绿色属性价值构成:

$$\pi_s(t) = \pi_s^{\text{elec}}(t) + \pi_s^{\text{green}}(t) \quad (12)$$

式中: $\pi_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的单位绿电交易收入, 元/ $(\text{kW} \cdot \text{h})$; $\pi_s^{\text{elec}}(t)$ 为情景 s 下年份 t 的单位电能量价值, 元/ $(\text{kW} \cdot \text{h})$; $\pi_s^{\text{green}}(t)$ 为情景 s 下年份 t 的受端认可条件具备时可确认的单位绿色属性价值, 元/ $(\text{kW} \cdot \text{h})$ 。当交易量采用 $\text{TW} \cdot \text{h}$ 、年收入采用亿元时,年交易收入表示为:

$$R_s(t) = 10 E_s(t) \pi_s(t) \quad (13)$$

式中, $R_s(t)$ 为情景 s 下年份 t 的年交易收入, 亿元。单位交易收入随情景和阶段变化,不表示一般物价水平上涨,而主要反映绿色属性确认程度、交付稳定性、受端市场构成和跨境交易机制成熟度带来的实际价值变化。该指标仅反映收入端,尚未扣除输电投资、融资成本、运行维护、系统备用、第三国过境、平台服务和信用保障等成本,因此,不能直接解释为项目净收益。

3.3 多情景参数设定

以2025年为共同基准,设置2025、2030、2035、2040、2045、2050、2055和2060年参数节点,用于表征跨境绿电交易由既有双边合作向次区域协同和多区域互联发展的阶段性条件。3类情景的差异主要体现在受端市场范围、完整交割链能力、运行水平、制度成熟度、边际替代排放因子和单位交易收入。

3.3.1 受端市场范围与进入阶段

第1节已从能源结构和电力需求角度识别了东南亚、南亚地区的潜在市场,进一步考虑既有互联基础、物理交割路径、第三国过境和区域市场合作条件,将其中具有经中国云南省组织和交割可能性的国家纳入不同情景,见表5。

既有通道延续情景主要覆盖越南北部、老挝和缅甸;区域协同扩展情景进一步纳入泰国和柬埔寨;区域深度互联情景则扩展至马来西亚、新加坡、印度尼西亚、菲律宾,以及印度东北部、印度东部和孟加拉国等条件性市场。东盟电网和环孟加拉湾多领域经济技术合作倡议(BIMSTEC)电网互联合作为远期区域交易提供了制度框架,但相关市场仍需区域主干网、第三国过境、海底互联和多边交易规则共同支撑^[35-36]。

表5 各情景下受端市场组的进入年份及主要条件

Tab. 5 Entry years and key conditions of recipient-market groups under different scenarios

受端市场组	进入年份			主要进入条件
	既有通道 延续	区域协同 扩展	区域深度 互联	
越南北部、老挝和缅甸	2025	2025	2025	已有互联线路和交易基础
泰国	—	2035	2030	第三国过境、容量分配和联合调度
柬埔寨	—	2040	2035	第三国过境、多边调度和区域结算
马来西亚、新加坡	—	—	2040	中南半岛主干网、多级跨境输送和区域交易机制
印度尼西亚、菲律宾	—	—	2045	区域主干网、海底互联和多边容量分配
印度东北部、印度东部和孟加拉国	—	—	2050	中国云南省—缅甸—南亚完整交割链和区域电力交易规则

3.3.2 完整交割链容量与运行参数

跨境绿电需要依次经过中国国内电源组织与省际送入、云南省内关键断面和云南省跨境送出环节。大湄公河次区域电力互联研究表明,区域电力交易不仅依赖跨境线路,还受到国内输电网络、系统运行协

调和区域规则衔接的共同约束^[37]。因此,式(5)定义的完整交割链等效通道容量 $C_s^{eq}(t)$,以各环节有效容量中的最小值表示系统可共同支撑的交割能力。

不同情景下关键参数的年度演化路径如图 8 所示。

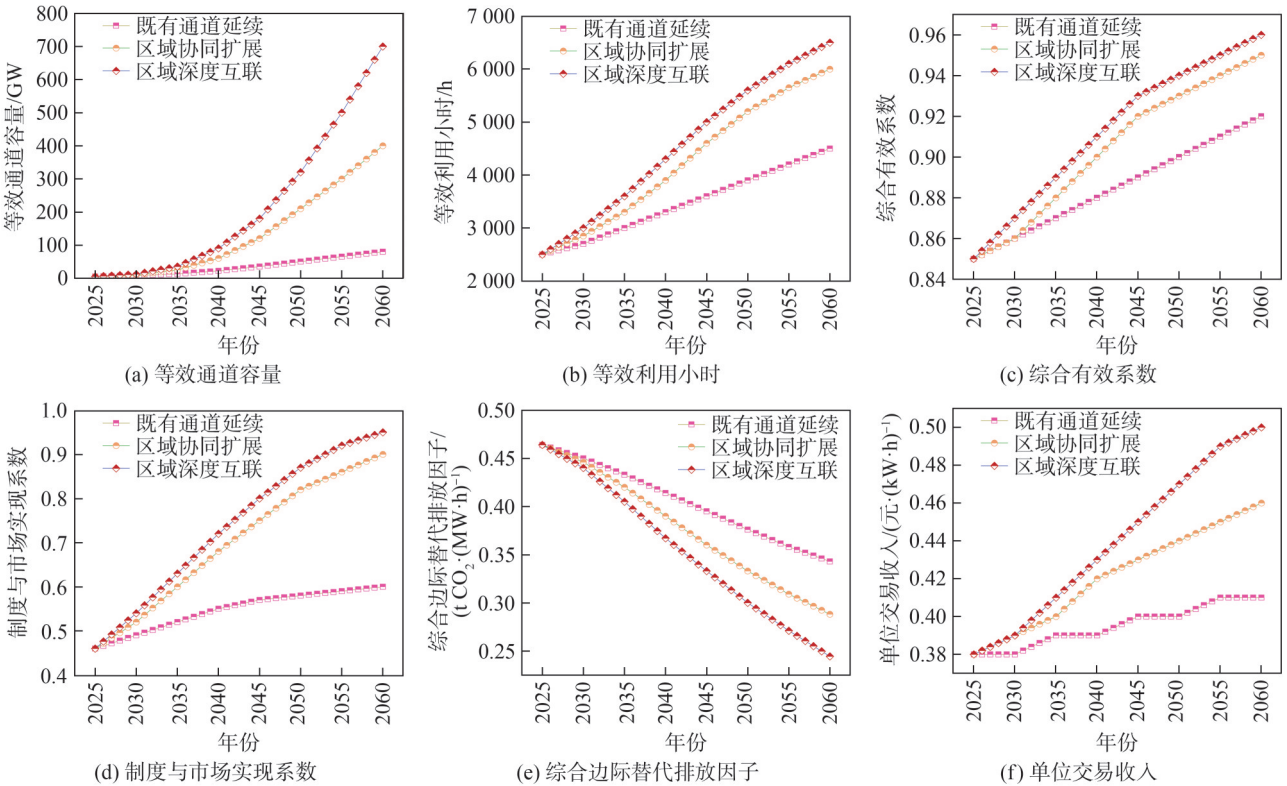


图8 不同情景下关键参数的年度演化路径

Fig. 8 Annual evolution paths of key parameters under different scenarios

由图8(a)可知,完整交割链等效容量由2025年的5 GW分别提高至2060年的80、400和700 GW。既有通道延续情景主要依托现有跨境方向扩容,区域协同扩展情景增加中南半岛第三国过境和多市场交割能力,区域深度互联情景还要求国内多区域绿电汇集、区域主干网和远端受端市场同步发展。

由图8(b)可知,等效利用小时由2 500 h分别提高至4 500、6 000和6 500 h,反映受端市场扩大、交易时

段增加、季节互济和联合调度能力改善。由图8(c)可知,综合有效系数由0.85分别提高至0.92、0.95和0.96,用于反映输电损耗、设备检修、故障停运、安全裕度、既有任务占用和调度限制。

图8中,400 GW和700 GW均为系统级完整交割链等效能力,不对应单一跨境线路或中国云南省边境某一断面的建设规模。既有通道延续情景仍以有限双边主体和已有交易方向为主,因此市场开放度较低。

区域协同扩展情景虽已形成较成熟的交易、调度和结算机制,但对第三国过境和主体准入仍有一定限制。区域深度互联情景的多数机制能达到成熟状态,但未假设区域监管和市场准入完全无约束,因此综合值取 0.95 而非 1.00。

3.3.3 制度与市场实现参数

物理可交割电量能否转化为实际交易量,还取决于合同组织、绿色属性衔接、联合调度、跨境结算和市场开放等制度条件。东盟地区多边电力交易研究将统一技术标准、透明容量分配、协调调度、结算安排和区域治理列为多边交易运行的基本条件^[35-36]。本文据此设置制度与市场实现系数 λ_s ,用于表征物理交割能力的实际实现程度。

根据 5 个制度维度的情景评分,并按照式(8)采用等权重计算,3 类情景 2025 年的制度与市场实现系数均为 0.46。既有通道延续情景主要改善已有交易方向的合同、计量和结算机制,2060 年 λ_s 提高至 0.60;区域协同扩展情景进一步形成第三国过境、分段容量分配和联合调度机制,2060 年达到 0.90;区域深度互联情景在多边交易和绿色属性衔接趋于成熟的条件下达到 0.95。

图 8(d)所示参数与第 2 节提出的制度机制相对应,不是对相关国家制度水平的一般性评价。

3.3.4 边际排放与单位交易收入参数

跨境绿电的减排效应取决于其在受端市场替代的边际响应资源。本文依据 IPCC 固定燃烧默认排放因子,并结合不同发电技术的代表性净发电效率,按照式(9)计算单位发电直接排放因子。边际替代排放

表 7 2060 年受端市场组边际响应结构

受端市场组	资源构成比例				综合边际替代排放因子/(t CO ₂ ·(MW·h) ⁻¹)
	燃煤	燃气	燃油	非燃烧型低排放灵活资源	
越南北部、老挝和缅甸	0.20	0.25	0.10	0.45	0.343 0
泰国	0.15	0.25	0.05	0.55	0.264 6
柬埔寨	0.18	0.20	0.07	0.55	0.284 3
马来西亚、新加坡	0.08	0.20	0.02	0.70	0.163 2
印度尼西亚、菲律宾	0.12	0.18	0.05	0.65	0.210 8
印度东北部、印度东部及孟加拉国	0.18	0.17	0.05	0.60	0.257 8

表 7 中的边际响应结构用于情景核算,但不等同于相关国家 2060 年全年的发电结构预测。结合各市场组在情景中的构成,2060 年既有通道延续、区域协同扩展和区域深度互联情景的综合边际替代排放因子分别为 0.343 0、0.288 1 和 0.244 4 t CO₂/(MW·h)。图 8(e)展示了该参数由 2025 年的 0.464 0 逐步下降的过程。

核算所采用的基础技术排放参数见表 6。

表 6 基础技术排放参数

Tab. 6 Basic technical emission parameters			
边际响应技术	燃料排放因子 f_m /(t CO ₂ ·TJ ⁻¹)	代表性净效率	单位发电直接排放因子 e_m /(t CO ₂ ·(MW·h) ⁻¹)
其他烟煤	94.6	0.40	0.851
天然气	56.1	0.50	0.404
柴油	74.1	0.38	0.702
残余燃料油	77.4	0.38	0.733
燃油代表值	—	0.38	0.718
非燃烧型灵活资源	—	—	0

表 6 中,其他烟煤、天然气、柴油和残余燃料油的燃料排放因子分别取 94.6、56.1、74.1 和 77.4 t CO₂/TJ,数据来源于《2006 年 IPCC 国家温室气体清单指南》^[34]。燃煤、燃气和燃油机组的代表性净发电效率分别取 40%、50% 和 38%,其中,燃油机组效率与已有国际比较研究给出的加权平均值一致,燃煤和燃气机组效率则位于该研究所识别的平均效率与高效机组水平之间^[38]。

水电、储能响应、需求响应等非化石燃料现场燃烧资源的直接燃烧 CO₂ 排放因子取 0,不计水库排放及设备制造、燃料上游和电网建设等生命周期排放。水库 CO₂ 和 CH₄ 排放受库龄、气候、纬度和有机质条件等因素影响^[39]。结合受端市场能源结构及远期低碳转型条件,设置 2060 年各市场组的边际响应结构,见表 7。

表 7 2060 年受端市场组边际响应结构

of recipient-market groups in 2060			
源构成比例		综合边际替代排放因子/(t CO ₂ ·(MW·h) ⁻¹)	
燃油	非燃烧型低排放灵活资源		
0.10	0.45	0.343 0	
0.05	0.55	0.264 6	
0.07	0.55	0.284 3	
0.02	0.70	0.163 2	
0.05	0.65	0.210 8	
0.05	0.60	0.257 8	

单位交易收入采用 2025 年不变价口径,由电能量价值和在受端认可条件具备时可确认的绿色属性价值构成,稳定交付能力通过合同价格及绿色溢价水平体现。3 类情景均以 0.38 元/(kW·h)为 2025 年基准,2060 年分别达到 0.41、0.46 和 0.50 元/(kW·h),如图 8(f)所示。其变化反映了绿色属性确认、交付质量和市场成熟度的提高,不包括一般物价上涨因素。

3.4 绿电跨境交易仿真结果

2025—2060 年不同情景下的年度交易量、边际减排量和交易收入如图 9 所示。

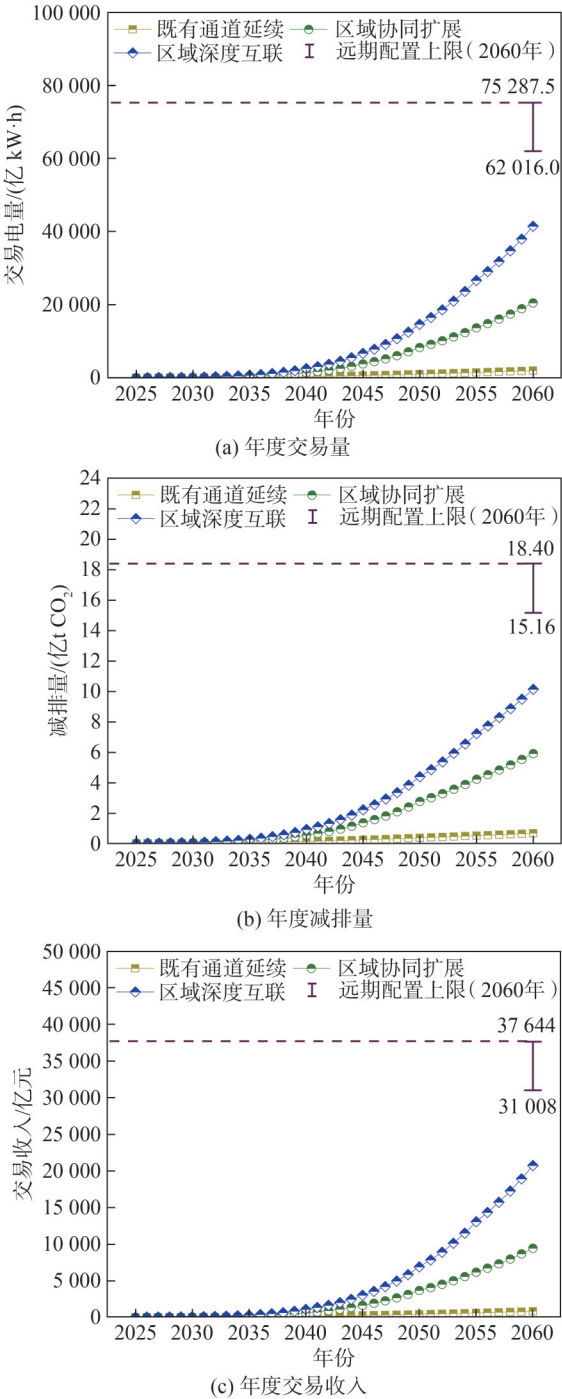


图 9 不同情景下绿电跨境交易的年度仿真结果
Fig. 9 Annual simulation results of cross-border green electricity trading under different scenarios

3.4.1 交易量

既有通道延续情景下,2060 年交易量达到 1 987.2 亿 kW·h。该情景主要依靠既有互联方向扩容和双边交易机制标准化,实施基础相对明确,但受端市场范围和多边交易机制扩展有限。

区域协同扩展情景下,2060 年交易量达到 2.05 万亿 kW·h。该情景要求中南半岛第三国过境条件逐步落实,并形成覆盖容量分配、联合调度和跨境结算的区域协同机制,同时需要中国国内多区域绿电经省际网络组织至云南省。

区域深度互联情景下,2060 年交易量达到 4.15 万亿 kW·h,其实现需要形成 700 GW 的完整交割链等效容量和较为成熟的多边市场机制,并要求更大范围的东盟及南亚条件性市场具备可执行的物理交割路径。

3.4.2 边际减排量

采用边际替代排放因子后,2060 年 3 类情景的年边际减排量分别为 0.68 亿 t CO₂、5.91 亿 t CO₂、10.14 亿 t CO₂。减排量增长速度低于交易量增长速度,主要原因是受端电力系统的边际调度组合随可再生能源、储能、需求响应和低排放灵活电源发展而逐步低碳化。边际替代排放因子下降并不表示绿电跨境交易失去减排作用,而是表明单位新增绿电所替代的边际机组排放强度逐步降低。上述减排结果反映受端电力系统运行阶段的边际替代效应,不直接等同于送端能够主张的碳减排权益。电能量交割、绿色属性转移和碳减排权益仍需分别核算。

3.4.3 交易收入

2060 年 3 类情景的年交易收入分别达到 815 万亿元、9 439 万亿元和 2.07 万亿元。区域协同扩展和区域深度互联情景同时受到交易量扩大和单位绿电价值提高的影响,收入增长更加明显。上述结果仅反映交易收入规模,不代表项目净收益。大规模绿电跨境交易还需要承担输电工程投资、融资、运行维护、系统备用和跨国信用保障等成本。

3.4.4 2060 年远期配置上限

为识别中国国内绿电组织、完整交割链、境外有效需求和多边市场机制同时达到高位水平时的系统边界,进一步设置 2060 年远期配置上限。

边界下限的完整交割链等效容量为 1 000 GW,等效利用小时为 6 800 h,综合有效系数为 0.96,制度与市场实现系数为 0.95,对应年交易量为 62 016.0 亿 kW·h。边界上限的等效容量为 1 120 GW,等效利用小时为 7 000 h,综合有效系数为 0.97,制度与市场实现系数为 0.99,对应年交易量为 75 287.5 亿 kW·h。

按照 0.244 4 t CO₂/(MW·h) 的综合边际替代排放因子和 0.50 元/kW·h 的单位交易收入测算,远期配置上限的年边际减排量为 15.16 亿 t CO₂~18.40 亿 t CO₂,年交易收入为 3.10 万亿元~3.76 万亿元。

上述结果仅表示多项条件共同达到高位水平时的配置边界。其实现要求中国国内保供后仍具有充足

的可组织绿电余量,并同步形成太瓦级完整交割链、大规模境外有效需求和成熟的多边交易机制,不属于常规预测、近期工程目标或政策承诺。

3.5 敏感性分析与现实约束检验

为进一步检验模型结构、参数响应及情景结果的合理性,本文分别开展约束切换、等效通道工程量级、系统总量对标、制度与市场实现系数敏感性,以及边际机组结构变化检验。

3.5.1 约束切换检验

约束切换检验用于判断模型能否随外部条件变化识别交易瓶颈。3类情景采用统一的压力测试设定:可组织供给和受端有效需求分别收紧至基准物理可交割量的78.95%和65.79%,制度收紧工况则将3类情景的制度与市场实现系数 λ_s 分别由0.60、0.90和0.95下调至0.45、0.75和0.80。3类情景下的绿电跨境交易约束切换检验结果如图10所示。

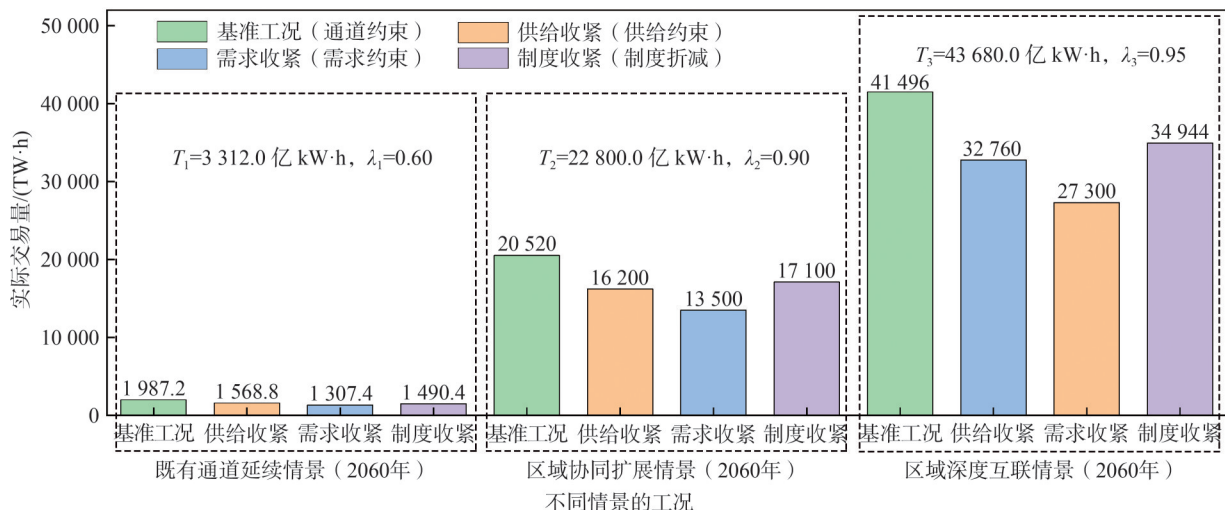


图10 3类情景下的绿电跨境交易约束切换检验

Fig. 10 Constraint-switching tests of cross-border green electricity trading under the three scenarios

由图10可见,供给、需求和制度收紧后,既有通道延续情景的交易量从基准交易量1987.2亿kW·h分别降至1568.8亿kW·h、1307.4亿kW·h和1490.4亿kW·h,区域协同扩展情景下从20520.0亿kW·h分别降至16200亿kW·h、13500亿kW·h和17100亿kW·h,区域深度互联情景下从41496.0亿kW·h分别降至32760亿kW·h、27300亿kW·h和34944亿kW·h。不同工况下,物理瓶颈可由完整交割链切换至供给或需求,制度条件通过 λ_s 进一步折减物理可交割量。结果表明,模型能够识别不同约束条件下的交易瓶颈及制度折减效应。

3.5.2 等效通道工程量级检验

等效通道工程量级、系统总量、制度与市场实现系数敏感性及其边际机组结构变化的检验结果如图11所示。由图11(a)可见,3类常规情景的完整交割链等效容量分别约相当于7、33和58回12GW级大型输电通道^[40],远期配置上限折合约83~93回。等效回数仅用于表征完整交割链的容量尺度,并不对应具体线路数量或建设方案。远期配置上限所需的太瓦级通道能力明显高于当前区域互联水平,说明其工程实现条件显著严于3类常规情景。

3.5.3 系统总量约束对标

为判断测算结果在全国电力系统中的数量级,

图11(b)以中国2060年约30万亿kW·h年发电量情景^[5]为参照,比较各情景交易量所占比例。既有通道延续、区域协同扩展和区域深度互联情景的交易量分别占全国发电量的0.66%、6.84%和13.83%,远期配置上限占20.67%~25.10%。3类常规情景在全国发电总量尺度上未形成直接冲突,但区域深度互联情景已对应较高的跨境配置比例,远期配置上限则相当于全国发电量的约1/5~1/4。

3.5.4 制度与市场实现系数敏感性检验

在3类情景的2060年基准值基础上,对 λ_s 施加-20%~20%的相对扰动,步长为5%,并将调整后的系数限制在0~1范围内,结果如图11(c)所示。既有通道延续情景的交易量由1589.8亿kW·h增加至2384.6亿kW·h。区域协同扩展情景中,当对 λ_s 施加15%的相对扰动时,年可实现交易量达到22800.0亿kW·h的物理可交割电量上限;区域深度互联情景中,当对 λ_s 施加10%的相对扰动时,年可实现交易量达到43680.0亿kW·h的物理可交割电量上限。结果表明,在制度成熟度相对较低时,合同、调度、结算和市场准入条件的改善能够显著提高物理交割能力的实现程度;当 λ_s 接近1时,制度改善的边际作用减弱,交易规模重新受到供给、通道和需求等物理条件约束。

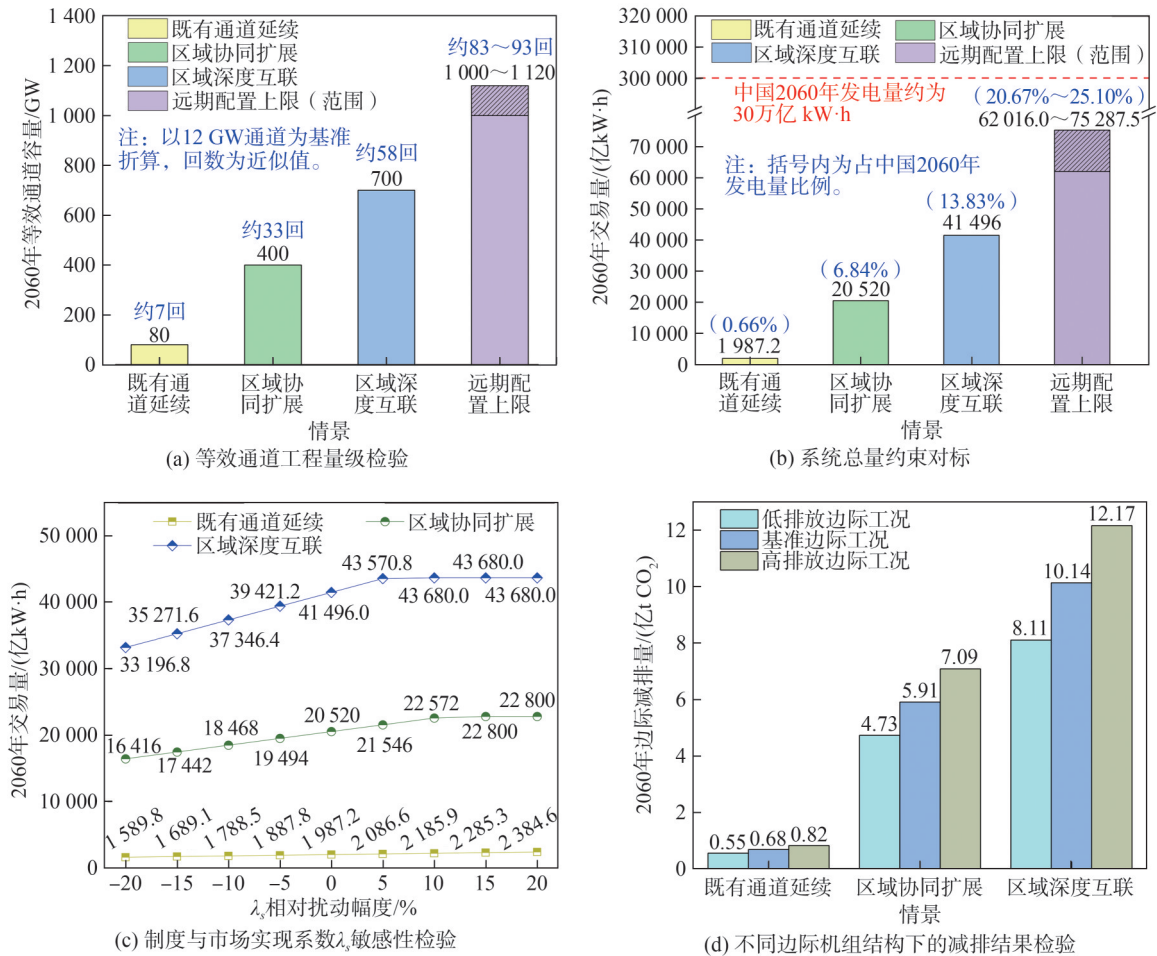


图 11 敏感性分析与现实约束检验

Fig. 11 Sensitivity analysis and real-world constraint assessment

3.5.5 不同边际机组结构下的减排结果检验

考虑到部分受端市场缺少逐时机组出清数据,本文采用情景化边际替代排放因子,并设置低排放、基准和高排放3类边际工况,结果如图11(d)所示。低排放和高排放工况的综合边际替代排放因子分别取基准值的80%和120%。既有通道延续情景在低排放、基准和高排放工况下的2060年减排量分别为0.55亿tCO₂、0.68亿tCO₂和0.82亿tCO₂,区域协同扩展情景分别为4.73亿tCO₂、5.91亿tCO₂和7.09亿tCO₂,区域深度互联情景分别为8.11亿tCO₂、10.14亿tCO₂和12.17亿tCO₂。

3.6 政策启示

3.6.1 按照市场和通道条件分阶段推进

近期应以既有通道延续情景为主要参照,优先依托中越、中老和中缅等已有互联方向,完善双边合同、边界计量、偏差处理和绿色属性核验机制。

中期可逐步向区域协同扩展情景过渡,但应先解决第三国过境权、分段容量权、联合调度和跨境结算问题。只有当过境安排和市场规则具有可执行性后,潜在用电需求才能转化为有效需求。

区域深度互联可作为长期方向,根据东盟和南亚地区电力需求、区域互联规划及跨国合作进展滚动调整,不宜直接作为近期工程目标。

3.6.2 由单一线路规划转向完整交割链规划

跨境线路额定容量不能直接代表交易能力。中国国内绿电送入云南省的能力、云南省内关键断面和境外受端电网中的任何一个环节成为瓶颈,都会限制最终交易规模。

通道规划应同步评估电源组织、省际输送、省内网架、跨境线路、第三国过境和受端消纳条件,并采用分阶段建设和滚动核准机制,使通道扩展与供给能力和实际需求相匹配。

3.6.3 将制度建设转化为可考核的里程碑

制度与市场实现系数对交易规模具有直接影响。政策实施应形成可以核验的阶段性任务,包括标准化合同、联合调度、偏差结算、履约担保、绿色属性转移和市场准入等。

随着相关机制逐步实施,可依据实际完成程度更新制度与市场实现系数,使第2节的机制设计与本节

的情景测算形成对应关系。

3.6.4 坚持国内保供优先并完善减排核算

全国发电量增长并不意味着相应电量可以直接用于跨境交易。可组织供给应在满足国内负荷、系统备用、储能运行和既有合同后确定,并结合水电来水、风光出力和省内负荷逐年调整。

绿电跨境交易的减排效应应按照受端边际机组计算,并逐步由年度边际电源组合过渡到逐时运行边际核算。电能量、绿色属性和碳减排权益需要分别确认,防止送端和受端重复认定环境效益。

后续项目决策还应开展全成本净效益评价,将输电投资、融资、运行维护、系统备用、第三国过境、平台服务和信用保障等成本纳入测算。

4 结 论

本文围绕中国国内绿电如何经云南省组织并向周边市场完成物理交割的问题,提出“中国国内电源—中国云南省枢纽—境外受端”的跨境配置框架。云南省的功能不再局限于本地清洁电力外送,而是通过国内资源组织、完整通道校核、境外市场衔接和绿色属性管理,将不同地区的可交付绿电转化为可计量、可结算和可追踪的跨境交易。相应交易规模不能由中国云南省发电量、中国境外地区宏观用电需求或单条跨境线路容量直接推断,而应由可组织供给、完整交割链、受端有效需求和制度条件共同决定。

在交易机制方面,本文构建了合同登记、容量校核、交易出清、调度执行、计量结算和绿色属性处理相衔接的履约链条,并形成基础层、平衡层和风险层逐步演进的市场结构。越南北部、老挝和缅甸具有现有线路或交易基础,近期可优先推进标准化中长期合同、边界计量、偏差结算和绿色属性台账建设。泰国和柬埔寨的市场进入取决于第三国过境权、分段容量权、联合调度和多边结算安排。马来西亚、新加坡、印度尼西亚和菲律宾等远端东盟市场,以及印度东北部、印度东部和孟加拉国等南亚条件性市场,则需要区域主干电网、第三国过境通道和多边交易规则逐步形成。

多情景仿真表明,2060年既有通道延续、区域协同扩展和区域深度互联情景的年交易量分别为0.20万亿kW·h、2.05万亿kW·h和4.15万亿kW·h,对应边际减排量分别为0.68亿t CO₂、5.91亿t CO₂和10.14亿t CO₂,交易收入分别为814.75亿元、9 439.20亿元和20 748.00亿元。约束切换检验表明,模型能够随供给、需求和制度条件变化识别实际瓶颈,工程量级和系统总量对标进一步明确了各情景的现实成立条件。以中国2060年约

30万亿kW·h年发电量为参照,远期配置上限为6.20万亿kW·h~7.53万亿kW·h,占20.67%~25.10%,并需要1 000~1 120 GW的完整交割链等效容量。在综合有效系数为0.96~0.97、制度与市场实现系数为0.95~0.99的条件下,对应边际减排量为15.16亿t CO₂~18.40亿t CO₂,交易收入为31 008.00亿元~37 643.76亿元。

本文研究仍存在一定局限。模型采用年度尺度,尚未刻画逐时水风光出力、储能状态、受端负荷、潮流安全和跨境容量分配;边际替代排放因子依据情景化的边际机组组合设置,尚缺少受端市场逐时出清数据的校准;交易收入也未扣除输电投资、融资、运行维护、系统备用、第三国过境和信用保障等成本。后续研究应结合具体通道和受端市场数据,开展逐时生产模拟与网络安全校核,完善运行边际排放核算,并根据工程投运和制度建设进展动态更新情景参数。

参考文献:

- [1] 国家能源局电力可靠性管理和工程质量监督中心.我国建成全球最大规模电力供应体系[EB/OL].(2026-07-22)[2026-07-29].<https://prpq.nea.gov.cn/hyzx/14194.html>.
- [2] 国家统计局.中华人民共和国2025年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL].(2026-02-28)[2026-04-21].https://www.stats.gov.cn/sj/zxfb/202502/t20250228_1958817.html.
- [3] 国家能源局.2025年全社会用电量同比增长5.0%[EB/OL].(2026-01-21)[2026-07-29].<https://www.nea.gov.cn/20260121/715f79826488476a9162da7c8bd77c80/c.html>.
- [4] 国家能源局.2025年全国电力市场交易电量规模再创新高[EB/OL].(2026-01-30)[2026-07-29].<https://www.nea.gov.cn/20260130/8f698dfb4ebe4a5d93b5507b6a47d888/c.html>.
- [5] Hou M Z, Luo Jiashun, Huang Liangchao, et al. Strategies toward carbon neutrality: Comparative analysis of China, USA, and Germany[J]. Carbon Neutral Systems, 2025, 1(1): 3.
- [6] Xiao Xianyong, Zheng Zixuan. New power systems dominated by renewable energy towards the goal of emission peak & carbon neutrality: Contribution, key techniques, and challenges[J]. Advanced Engineering Sciences, 2022, 54(1): 47-59.[肖先勇, 郑子萱.“双碳”目标下新能源为主体的新型电力系统: 贡献、关键技术与挑战[J]. 工程科学与技术, 2022, 54(1): 47-59.]
- [7] Ahmed T, Mekhilef S, Shah R, et al. ASEAN power grid: A secure transmission infrastructure for clean and sustainable energy for South-East Asia[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 67: 1420-1435.
- [8] 云南省统计局.2025年全省经济运行平稳向好高质量发展扎实推进[EB/OL].(2026-01-21)[2026-07-29].<https://stats.yn.gov.cn/zwgk/zfxgk/fdzdkgknr/tjsj/sjfb/202601/>

- t20260121_3052863.html.
- [9] 李承韩.决胜“十四五”迈上新台阶 | 云南省能源产业支柱地位持续巩固[N/OL].云南日报,2026-01-26[2026-05-28].https://www.yndaily.com/html/2026/yunxinwen_0126/140437.html.
- [10] 国家发展改革委,财政部,国家能源局.关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知(发改能源〔2023〕1044号)[EB/OL].(2023-08-03)[2026-07-29].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202308/t20230803_1359092.html.
- [11] 国家能源局.可再生能源绿色电力证书核发和交易规则(国能发新能规〔2024〕67号)[EB/OL].(2024-08-26)[2026-07-29].https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-08/26/c_1310785819.htm.
- [12] Lei Xia,Yang Jian,Cai Changlin.Design of the electricity spot market model based on renewable energy quality quantification[J].Advanced Engineering Sciences,2023,55(1):14-25.[雷霞,杨健,蔡长林.基于新能源品质量化的电力现货市场模式设计[J].工程科学与技术,2023,55(1):14-25.]
- [13] Wang Kai,Yan Xiaohe,Liu Nian.Output allocation optimization method for the wind photovoltaic energy storage power station in the multi-time-scale electricity spot market under portfolio theory[J].Advanced Engineering Sciences,2023,55(1):101-109.[王凯,延肖何,刘念.基于投资组合理论的风光储场站参与多时间尺度电力现货市场的出力分配优化方法[J].工程科学与技术,2023,55(1):101-109.]
- [14] Hou Zhengmeng,Feng Wentao.An integrated framework to better fit future energy systems—Clean energy systems based on smart sector coupling (ENSYSO)[J].Advanced Engineering Sciences,2022,54(1):5-15.[侯正猛,冯文韬.一种面向未来能源系统的综合能源架构——基于能源多板块智能耦合的绿色能源系统 ENSYSO[J].工程科学与技术,2022,54(1):5-15.]
- [15] Cao Cheng,Hou Zhengmeng,Xiong Ying,et al.Technical routes and action plan for carbon neutral for Yunnan Province[J].Advanced Engineering Sciences,2022,54(1):37-46.[曹成,侯正猛,熊鹰,等.云南省碳中和技术路线与行动方案[J].工程科学与技术,2022,54(1):37-46.]
- [16] Chang Y,Li Yanfei.Power generation and cross-border grid planning for the integrated ASEAN electricity market: A dynamic linear programming model[J].Energy Strategy Reviews,2013,2(2):153-160.
- [17] IEA.Establishing multilateral power trade in ASEAN[R].Paris:IEA,2019.
- [18] Asian Development Bank.Facilitating power trade in the greater Mekong subregion:Establishing and implementing a regional grid code[R].Manila:Asian Development Bank,2022.
- [19] Timilsina G R,Toman M.Potential gains from expanding regional electricity trade in South Asia[J].Energy Economics,2016,60:6-14.
- [20] Singh A,Jamasb T,Nepal R,et al.Electricity cooperation in South Asia:Barriers to cross-border trade[J].Energy Policy,2018,120:741-748.
- [21] Haque H M E,Dhakal S,Mostafa S M G.An assessment of opportunities and challenges for cross-border electricity trade for Bangladesh using SWOT-AHP approach[J].Energy Policy,2020,137:111118.
- [22] 国家发展改革委,国家能源局.关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见(发改体改〔2022〕118号)[EB/OL].(2022-01-28)[2026-07-29].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html.
- [23] 国家发展改革委,国家能源局.电力中长期市场基本规则(发改能源规〔2025〕1656号)[EB/OL].(2025-12-26)[2026-07-29].https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202512/t20251226_1402666.html.
- [24] 云南省人民政府新闻办公室.“开局起步‘十五五’”云南专场新闻发布会[EB/OL].(2026-05-14)[2026-07-29].https://jtyst.yn.gov.cn/html/2026/zaixianfangtan_0514/3137041.html.
- [25] Ember. Yearly electricity data[DB/OL].London: Ember, 2026 [2026-07-29].<https://ember-energy.org/data/yearly-electricity-data/>.
- [26] IEA. Southeast Asia energy outlook 2026[R/OL].Paris: IEA, 2026[2026-07-29].<https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2026>.
- [27] EEX Group.Annual volumes 2025: EEX Group markets reinforce leading position with records across major asset classes[EB/OL].(2026-01-13)[2026-07-29].https://www.eex-group.com/en/news-1/detail?cHash=a5e6b2055df7513a9f97b607052651a9&tx_news_pi1%5Baction%5D=detail&tx_news_pi1%5Bcontroller%5D=News&tx_news_pi1%5Bnews%5D=14830.
- [28] EPEX SPOT.Annual trading results of 2025—Overall record across all market segments[EB/OL].(2026-01-19)[2026-07-29].<https://www.epexspot.com/en/news/annual-trading-results-2025-overall-record-across-all-market-segments>.
- [29] ENTSO - E. Single day-ahead coupling (SDAC) [EB/OL]. [2026-07-29].https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/implementation/sdac/.

[30] EPEX SPOT.Basics of the power market[EB/OL].[2026-07-29].<https://www.epexspot.com/en/basicspowermarket>.

[31] 云南省市场监督管理局.云南省地方标准批准发布公告(《电力交易用户绿色用电溯源方法》等28项地方标准)[EB/OL].(2023-11-23)[2026-07-29].<https://amr.yn.gov.cn/info/1063/36483.htm>.

[32] 国家能源局.电力市场信息披露基本规则(国能发监管〔2024〕9号)[EB/OL].(2024-01-31)[2026-07-29].https://zfxgk.nea.gov.cn/2024-01/31/c_1310763726.htm.

[33] 国家发展改革委,国家能源局,国家数据局.加快构建新型电力系统行动方案(2024—2027年)[EB/OL].(2024-08-06)[2026-07-29].<https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=20423>.

[34] Intergovernmental Panel on Climate Change.2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories: Volume 2 Energy[R].Hayama: Institute for Global Environmental Strategies,2006.

[35] Do T N,Burke P J.Is ASEAN ready to move to multilateral cross-border electricity trade[J].Asia Pacific Viewpoint,2023,64(1):110-125.

[36] Her Y,Chang Y,Chun Y,et al.A cooperative game theoretic approach on the stability of the ASEAN power grid[J].Energy Economics,2018,75:492-502.

[37] Yang Muiy,Sharma D,Shi Xunpeng,et al.Power connectivity in the Greater Mekong Subregion (GMS)—The need for a wider discourse[J].Energy Policy,2022,165:112994.

[38] Graus W H J,Vooigt M,Worrell E.International comparison of energy efficiency of fossil power generation[J].Energy Policy,2007,35(7):3936-3951.

[39] Barros N,Cole J J,Tranvik L J,et al.Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude[J].Nature Geoscience,2011,4(9):593-596.

[40] 国家能源局.昌吉—古泉±1100千伏特高压陕西段开始架线施工[EB/OL].(2017-07-28)[2026-07-29].https://www.nea.gov.cn/2017-07/28/c_136479690.htm.

【校友简介】



侯正猛,博士,德国克劳斯塔尔工业大学终身教授和中国事务专员,四川大学客座教授,德国地球科学与岩土工程院院士。同时,担任四川大学与克劳斯塔尔工业大学联合成立的中德能源研究中心德方首席科学家、中德清洁能源创新平台德方负责人、欧中氢能和燃料电池协会常务副理事长、中国(德国)研发创新联盟碳中和与能源转型专业委员会主任,Carbon Neutral Systems联合创刊主编,德国标准化学会(DIN)的资深会员及国际标准化组织(ISO)和欧洲标准化委员会(CEN)化石/新能源和矿业等相关标准技术委员会/工作组专家。35年来,在德国主要从事岩石力学与工程、地下能源开发与储存、CCUS、地层热-水-力-化-微生物(THMC-B)多物理场耦合仿真、碳中和与能源转型等方面的教学、科研和国际合作工作。授权德美中发明专利30余项,发表SCI/EI等收录论文350余篇,主编英文著作7部,出版英德文专著10部。

Pathways, Market Mechanisms and Policy Design for Cross-border Green Electricity Trading in Yunnan Province, China

HOU Zhengmeng^{1,2,3}, WANG Qichen^{1,4*}, GUO Yilin^{1,4*}, HUANG Liangchao^{1,4}, ZHANG Tian^{1,5}, ZHANG Shengyou^{1,5}, CHEN Qianjun^{1,5}, SHI Tianle^{1,4}, ZHANG Ru²

- (1.Institute of Subsurface Energy Systems, Clausthal University of Technology, Clausthal-Zellerfeld 38678, Germany;
- 2.State Key Laboratory of Intelligent Construction and Healthy Operation and Maintenance of Deep Underground Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;
- 3.State Key Laboratory of Hydraulics and Mountain River Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;
- 4.Sino-German Research Institute of Carbon Neutralization and Green Development, Zhengzhou University, Zhengzhou 450000, China;
- 5.Faculty of Metallurgical and Energy Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650093, China)

Abstract:

Objective Cross-border green electricity trading through Yunnan Province, China, was investigated because existing assessments often relied on aggregate generation, electricity demand, or renewable-resource endowments, without clearly distinguishing physically accessible demand, complete transmission capability, and executable institutional conditions. An integrated “domestic power sources–Yunnan hub–overseas recipient markets” framework was therefore developed. Yunnan Province was positioned as an organization and delivery hub, through which domestic renewable electricity could be aggregated, physically delivered, settled, and matched with uniquely verifiable environmental attributes. Conditional trading pathways and scale boundaries for 2025–2060 were evaluated.

Methods Cross-border green electricity trading through Yunnan Province refers to the physical delivery of electrical power via the Yunnan power grid and cross-border transmission facilities, accompanied by uniquely verified, transferred, tracked, and canceled environmental attributes. Deliverable supply was defined to include renewable electricity generated within Yunnan Province, electricity obtained from other provinces in southern China, and electricity conditionally obtained from more distant domestic clean-energy bases. Recipient markets were classified based on existing interconnections, third-country transit requirements, regional grid development, and market-access conditions. A transaction fulfillment mechanism was designed with six linked stages: contract registration, capacity verification, transaction clearing, dispatch execution, metering and settlement, and green-attribute processing. A unified transaction identifier was used to connect contract positions, transmission capacity use, dispatch schedules, boundary metering, financial settlement, and green attribute records. A multiscenario constrained simulation model was then developed to evaluate these pathways. The maximum physical delivery was determined by the minimum organized green electricity supply, annual effective transmission capability, and effective recipient demand. Equivalent transmission capacity was defined as the minimum effective capacity among domestic transmission into Yunnan Province, critical internal transmission sections within Yunnan, and cross-border delivery facilities. Physical deliverability was converted into a realized trading volume using an institutional and market implementation coefficient derived from transaction organization, green-attribute coordination, dispatch coordination, settlement credibility, and market openness. Equal weights were used in the baseline simulation because long-term cross-border samples were insufficient for econometric estimation. Three scenarios were simulated: existing-corridor continuation, regional collaborative expansion, and deep regional interconnection. A separate 2060 upper-bound configuration was specified to identify the system boundary. Marginal emission reductions were estimated using scenario-based marginal displacement emission factors, and trading revenues were calculated at constant 2025 prices. Constraint-switching tests, engineering-scale comparisons, system-total benchmarking, and sensitivity analyses were conducted.

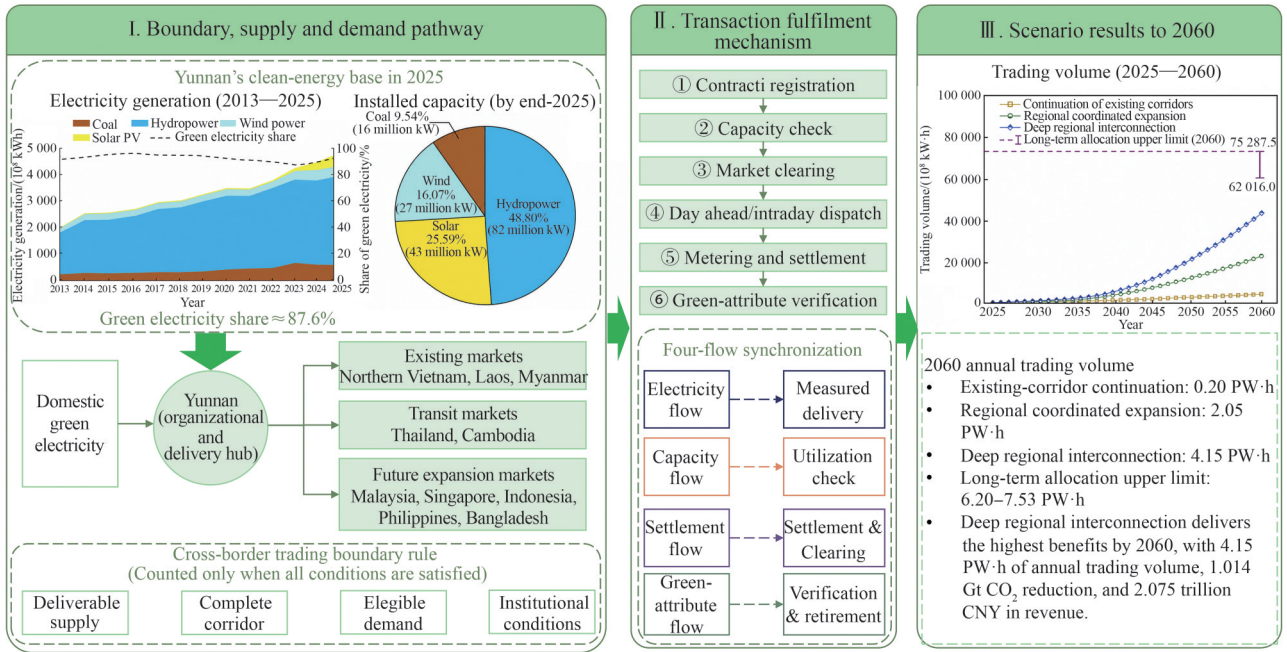
Results and Discussions In 2060, equivalent transmission capacities of 80, 400, and 700 GW were obtained under the three regular scenarios, whereas the corresponding institutional and market implementation coefficients were 0.60, 0.90, and 0.95, respectively. Annual trading volumes were 198.72, 2 052.00, and 4 149.60 TW·h, respectively. The corresponding marginal emission reductions were estimated to be 68, 591, and 1 014 million t CO₂, and the trading revenues were 81.48, 943.92, and 2 074.80 billion yuan, respectively. Under supply, demand, and institutional tightening scenarios, the respective trading volumes were reduced to 156.88, 130.74, and 149.04 TW·h under existing-corridor continuation; 1 620.00, 1 350.00, and 1 710.00 TW·h under regional collaborative expansion; and 3 276.00, 2 730.00, and 3 494.40 TW·h under deep regional interconnection. Based on an engineering-scale comparison, the three regular scenarios corresponded to approximately 7, 33, and 58 equivalent transmission corridors of 12 GW each. Relative to the assumed national electricity generation benchmark of 30 trillion kW·h in 2060, their trading volumes accounted for 0.66%, 6.84%, and 13.83%, respectively. This benchmark was used only to indicate the order of magnitude of the results. The sensitivity analysis revealed that the realized trading volume increased with the institutional and market implementation coefficient until the physical delivery limit was reached. Under regional collaborative expansion, the physical upper limit of 2 280.00 TW·h was reached when the coefficient increased by 15%, whereas under deep regional interconnection, the upper limit of 4 368.00 TW·h was reached with a 10% increase. When the composite marginal displacement emission factors were set at 80%, 100%, and 120% of their baseline values, the respective estimated emission reductions were 55, 68, and 82 million t CO₂ under existing-corridor continuation; 473, 591, and 709 million t CO₂ under regional collaborative expansion; and 811, 1 014, and 1 217 million t CO₂ under deep regional interconnection. For the 2060 long-term configuration upper bound, the equivalent transmission capacity was set at 1 000–1 120 GW, the equivalent utilization hours at 6 800–7 000 h, the composite availability coefficient at 0.96–0.97, and the institutional and market implementation coefficient at 0.95–0.99. Annual trading volumes of 6 201.60–7 528.75 TW·h were obtained, together with marginal emission reductions of 1.52–1.84 billion t CO₂ and annual trading revenues of 3 100.80–3 764.38 billion yuan. The corresponding trading volumes were equivalent to 20.67%–25.10% of the assumed national generation benchmark. This range was interpreted as a system boundary under simultaneous high domestic supply, terawatt-scale complete transmission capability, extensive overseas demand, and mature multilateral institutions, rather than as a routine forecast, near-term engineering target, or policy commitment.

Conclusions Yunnan Province could evolve from a local green electricity exporting province into an organization and delivery hub, linking domestic renewable resources with neighboring markets. The achievable trading scale was jointly constrained by deliverable supply, the complete transmission chain, accessible recipient demand, and executable institutional arrangements. Existing routes to northern Vietnam, Laos, and Myanmar were identified as the most promising near-term priorities. Expanding toward third-country transit markets and wider regional interconnection would require advances in capacity rights, coordinated dispatch, credit arrangements, regional settlement, and green-attribute recognition. Because an annual, scenario-based model was used, the results were interpreted as conditional development pathways and system boundaries rather than statistical forecasts. Further verification was considered necessary, including hourly production simulation, network-security analysis, cross-

border capacity-allocation modeling, and recipient-market dispatch data.

Key words: cross-border green electricity trading; Yunnan Province of China; regional power interconnection; electricity market mechanism; multi-scenario constrained simulation

Graphical abstract:



Yunnan can evolve from a local power-exporting province into an organizational and delivery hub for cross-border green electricity trading

(编辑 赵 婧)

引用格式: Hou Zhengmeng, Wang Qichen, Guo Yilin, et al. Pathways, market mechanisms and policy design for cross-border green electricity trading in Yunnan Province, China[J]. Advanced Engineering Sciences, 2026, 58(5): 180–201. [侯正猛, 王琪琛, 郭奕麟, 等. 中国云南省绿色电力跨境交易的路径、机制与政策研究[J]. 工程科学与技术, 2026, 58(5): 180–201.]