

调整省间输电价格机制，减少交易壁垒

王轩，陈晶盈，Max Dupuy

睿博能源智库

引言¹

在大规模风电和光伏并网的时代，如何进一步促进可再生能源消纳，解锁统一电力市场所带来的价值成为全球性的挑战。扩大电力系统平衡区，在地理范围上超越行政划分的边界，是实践证明的有效策略，这种做法有助于减少弃风弃光、降低系统成本和提高可靠性。从建立南方区域统一电力市场，到开展国家电网省间现货市场的试运行，中国政府部门在推动建设全国统一电力市场方面已经做出了巨大的努力。

国家能源局于2024年5月28日发布《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》（国能发电力〔2024〕44号）（以下简称《通知》），针对省间输电提出了一项新的重要改革要求，即“在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划”。这项要求是多年来对省间互济模式的一次重大突破，虽然仅通过这项举措无法实现真正统一的跨省平衡区和现货市场，但能够进一步释放“全国统一电力市场”的优势。

这项政策的落地可能会涉及到多个相关方利益的调整。比如，现行的单一电量输电电价机制可能会成为新政策的限制因素。输配电价机制，特别是跨省跨区输电资产成本补偿机制应该与新政协同发展，避免电网公司因担心损失收入而继续以物理方式执行省间交易计划²。

¹ 特别感谢以下专家提供了宝贵的见解与反馈（排名不分先后）：黄辉（自然资源保护协会），梁彦杰，张树伟（卓尔德环境研究与咨询中心），Fredrich Kahl, Ming Wei, Zhenhua Zhang（University of California, San Diego），以及高驰、Andreas Jahn（睿博能源智库）。何泉（睿博能源智库）提供了编辑支持。本文所述内容不代表以上专家及其所在机构的观点。

² 更多相关讨论可见 刘连奇. (2024年6月). 深度 | 省间送电计划管制破冰. <https://mp.weixin.qq.com/s/4-LYUuoXuBT9sRDs3Ly-Dg>

本文从跨省跨区问题出发，参考国际经验和教训，提出了一些调整跨省输电补偿机制的设计理念，以便促使电网公司的激励措施能够更好配套支持统一市场建设，促进系统的高效运行。

指导原则：理想中的区域统一电力系统

在深入探讨调整电网公司补偿机制的挑战和方法，以支持国家能源局提出的改革措施之前，需要先确定一些基本原则，目标是充分发挥更大范围的电力系统平衡区优势。之后，各地区可以根据面临的政策环境和实际情况，提出适当的解决方案。

为了使区域统一电力系统实现效益最大化，理想情况下，这个区域应该具有以下特征：

- **统一运营：**整个区域应由一个调度中心（或几个能紧密协调运营的调度机构）统一运营调度，打破行政边界（如中国省间、美国州间或欧洲成员国之间的边界）。在广阔的区域实施统一的基本市场规则，以区域经济调度为原则并保障所有资源公平参与竞争。
- **经济调度原则：**系统运行应基于经济调度原则，输电线路的沉没成本不应该影响系统调度。即，基于安全约束经济调度(Security Constrained Economic Dispatch-SCED)原则实现区域调度：无论资源位于何处，在输电容量不受限的前提下，都应优先调度边际成本最低的资源，输电固定成本回收不应影响调度决策。
- **统一视角：**区域电网应该被视为一个相互连接的整体，不应按照行政划分的界限区分区域电网的各个组成部分，也不应引入不符合实际功能定位的类别（例如，在区域电网内不能依据“跨省”、“跨州”或“跨成员国”判定输电资产）。
- **公平分配：**实施统一的区域规则，将区域输电成本最终分配给区域内的终端用户，终端用户应在不受行政边界限制的前提下获得公平对待。

尽管由于各地的历史和政治条件，目前还没有一个大国能够完全达到这些理想状况，但许多国家都在朝这个方向努力，并从中积累了许多有用的成功经验和失败教训。回顾这些指导原则能提纲挈领，帮助我们在当前复杂的情况中找到合理的解决方案。

中国现状：跨省跨区输电价格问题

目前，跨省跨区交易大部分电量是在“优先发电优先购电计划”的指导下，以中长期交易的形式进行。在完成年度、月度、月内优先发电计划之后的余量再进入跨省跨区电力市场进行交易。由于电网运行时供需情况的变化，可再生能源、天气以及其他电网因素的多变和不确定因素的出现，会使得送受两端现货市场的价格变化更为剧烈。例如，当受端省份分布式光伏大发，而需求较为低迷的时刻，会出现低电价，如果继续按照中长期优先计划合约送电会导致受端可再生能源弃电，加剧送受端价格倒挂和系统维持平衡的压力。在最近一项关于电力市场的研究中，通过建模模拟估算出如若严格按照物理合约进行调度，冬季东北向华北电网输电可产生最高至40%的弃

电率，同时也会加剧送端省的电力短缺³。以物理方式执行跨省跨区中长期优先计划合约，按照签订合同时约定的量、价和曲线单方向送电的做法缺乏灵活性，不利于未来新型电力系统的稳定发展。

新形势下，更有必要根据电网实时情况，如通过现货市场，基于申报价格，决定系统物理运行，而不是以省间中长期交易结果为主要依据。中长期优先计划合约可以逐步向市场化金融合约的方向转变，为电力系统提供更多的灵活性⁴。新规则“允许送电方在受端省份电价较低时段，通过采购受端省份新能源电量完成送电计划”，就是在技术可行的条件下，更多地调度了受端省份的新能源发电机组。然而，要通过跨省跨区现货交易在更大的地理范围实现平衡供需，以市场化方式促进可再生能源消纳和保持电力系统可靠性，还有两个问题需要解决。

问题一：跨省跨区交易受输电固定成本回收影响，可能导致系统运行偏离最优的区域经济调度。

目前，跨省跨区输电主要包括区域电网以及跨省跨区专项工程两种输电方式，跨省跨区专项工程输电价格是输电价格的主要组成部分⁵。根据定价规则，跨省跨区输电专项工程采用一部制电量电价，以固定的度电价格回收所有的固定和运行成本，与峰谷时段、电网阻塞等情况均无关。

在受端购电价格中⁶，在考虑包括送出省输电价格、区域电网电量电价以及跨省跨区专项工程在内的所有输电价格之后，落地电价很可能会高于受电方的省内实时购电上网电价。这可能导致在跨省跨区现货市场中，即使电网有可用容量、两省之间存在正向购电价差，具有经济性的跨省交易也无法成交。这样不但会降低跨区域直流通道的利用率，而且也没有根据经济和环境、最优化利用送受两端的发电资源，违背经济调度原则。

理论上，输电成本为沉没成本，不应该扭曲经济调度结果。根据区域经济调度的原则，在没有电网阻塞的时段，电力调度机构应该最先调度区域内边际成本最低的资源（包含输电线损），而不考虑输电电价。在理想情况下，跨省跨区输电投资成本应该按照事先确定的原则分摊到区域内的终端用户。因此，在现货市场交易中，这部分成本已经成为沉没成本，不参与现货市场出清或经济调度算法。但是，现有的固定电量电价可能导致系统运行偏离最优的区域经济调度。

问题二：电网公司的跨省跨区输电收入监管机制并未和统一区域经济调度相契合。

在上述中长期优先计划和跨省跨区输电定价的机制下，电网公司有动力维持跨省跨区输电量以保障跨省跨区专项输电成本的回收。国家监管机构于2017年开始在全国范围内建立以“准许

3 加州大学圣地亚哥分校，睿博能源智库，华北电力大学。(2023). 华北电网和东北电网跨省电力交易简报. <https://emtracker.org/zh-hans/research/华北电网和东北电网跨省电力交易简报/>

4 睿博能源智库.(2024年6月).对燃煤发电上网电价和中长期市场支持灵活性的五点建议. <https://www.raponline.org/knowledge-center/coal-on-grid-pricing-reform/>

5 区域电网的固定输电成本通过输配电价中的容量电价分摊到各省级电网，而与运行相关的成本通过电量电价回收，而且区域电网输电电量电价在受端购电价格中占比较小，因此本文不做叙述。两种输电价格的举例可见脚注6链接。

6 北京电力交易中心发布了2024年国家电网有限公司跨省跨区交易各环节输电价格：“根据国家发展改革委要求，通过跨省跨区专项输电工程和区域共用网络参与跨省跨区电力交易的用户，其购电价格由市场交易价格、送出省输电价格、区域电网电量电价及损耗、跨省跨区专项工程输电价格及损耗、跨省跨区输电工程降价分享空间、落地省省级电网输配电价和政府性基金及附加组成。” https://www.sohu.com/a/752846714_289755

成本加合理收益”为核心的输电定价制度，希望对电网公司的投资和运营形成一定的激励和约束。在现行的跨省跨区专项工程定价规则中，制定了超出设计利用小时的收益分享以及五年定期校核定价的规定⁷，在一定程度上稳定了电网跨省跨区专项工程的收入。由于监管期内输电价格为固定电量电价，总收入上限主要取决于跨省跨区输电专项工程的设计利用小时数⁸。

然而，《通知》允许送电省份通过跨省跨区现货市场采购受端省份新能源电量完成送电计划，与电网公司在跨省跨区交易中维持中长期计划合约输电量、以固定电量电价回收输电成本的动力发生冲突。尤其在送受两端可再生能源渗透率增加和需求波动时，按照经济调度会导致输电小时数变化。而现有定价机制并没有明确提出在五年监管期内由于区域现货市场优化而产生的、当实际输电小时严重偏离设计运行小时数而导致成本回收不符合预期的调整措施。电网公司获得稳定收入的动机与区域经济调度没有完全吻合。

虽然相比中长期交易来说，通过跨省跨区现货市场优化资源配置，从长期来看并不一定会显著减少跨省跨区输电量。但是，区域经济调度会使得跨省跨区实际输电量根据每日、每小时的实际情况发生变化，增加了跨省跨区输电量的不确定性，从而增加电网通过固定电量电价获得收入的风险。因此，在现行的输电价格监管机制下，无论实际发电成本和电网情况如何变化，至少在五年监管期内，电网公司可能依然有动力维持跨省跨区输电现状，以达到甚至超出设计利用小时数，从而确保收益并完成对通道利用率的考核⁹。

国际案例：区域输电成本回收模式

对于这些问题的标准解决方案，正如我们在之前的文章中指出的¹⁰，类似于区域电网容量电价，将跨省跨区专项工程输电成本按照用电量比例或者区域负荷峰值比例分摊到送受端省份，然后通过向所有用户征收零售分时电价来回收。这种方法可以消除度电电量输电价格对经济调度决策的影响（解决问题1），并使电网公司的收入不再受实际输电量的影响（解决问题2），可以被认为是统一区域现货市场的方法。在现阶段省内和省间现货市场两级运作的情况下，定期对电网公司输电专项工程收入进行调整，使其符合预期的“准许成本+合理收益”收入水平，能够达到和实际输电量脱钩的效果（解决问题2），而不需要改变现行的单一电量输电价格（暂未解决问题1）。欧美多数区域输配电价收入已经和实际输送电量脱钩。这里简单地描述美国区域输电组织PJM的区域输电成本回收模式和欧洲能源监管合作机构对跨境输电设施成本分摊的一些要求，为进一步改善省间输电价格提供一些参考。

7 《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》规定“（第十九条）实际利用小时超出核价利用小时产生的收益，30%由电网企业分享，70%由发改委专项用于支持新能源跨省跨区外送。”而且，每5年对跨省跨区专项工程定价进行定期校核：“（第二十条）每5年期满后，对跨省跨区专项工程开展新一轮成本监审，并对专项工程的实际功能效果、输电价格执行情况、主要运营参数、分享机制执行情况进行评估。专项工程功能发生根本性变化、实际利用小时超出设计利用小时40%以上、实际成本或收入与核价时存在严重偏差的，对输电价格进行调整。”国家发展改革委。（2021年10月14日）。关于印发《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》的通知。https://www.gov.cn/zhengqce/zhengqceku/2021-10/16/content_5642975.htm

8 《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》规定“设计利用小时按政府主管部门批复的项目核准文件确定，文件中未明确的，原则上按4500小时计算。”同上

9 国家能源局。（2020年7月14日）。《国家能源局综合司关于开展跨省跨区电力交易与市场秩序专项监管工作的通知》国能综通监管〔2020〕72号。http://zfxqk.nea.gov.cn/2020-07/14/c_139285206.htm

10 睿博能源智库。（2023年4月28日）。新形势下的电力行业改革：促进系统稳定性、降低风险、加速碳达峰。第二章第五小节。<https://www.raonline.org/knowledge-center/practical-power-sector-reforms-to-boost-reliability-reduce-risk-and-accelerate-carbon-peaking-cn/>

PJM成本回收模式

输电成本分摊在美国无疑是一个极具争议的问题，该问题引起的政治经济等方面的争论也导致了区域输电组织内部跨多个州及其之间的跨平衡区输电网投资不足。鉴于需要更好的区域互联电网来支持越来越多的可再生能源并网、减少排放、降低成本和提高可靠性，跨州输电成本分摊成为美国电力市场面临的一个严峻挑战，各级监管者和相关方也正在积极应对¹¹。美国联邦能源监管委员会（FERC）针对输电规划和成本分摊裁定了主要原则，其中较有参考意义的有¹²：1) 成本成因原则(Cost Causation Principle)，同时也叫受益者支付原则 (Beneficiary Pays Principle) – 也就是“谁受益、谁承担”¹³；2) 透明的成本分配原则 (transparent cost allocation) – 必须采用透明、公正的流程，在项目建设前明确受益方。FERC在2024年5月颁布的第1920号令中，为区域输电规划的项目收益评估和成本分摊制定了新的规定，要求输电服务提供商在区域输电项目开展前提交默认的输电成本分摊方法；在选定项目之后的6个月内，各州监管机构和输电服务提供商需要沟通谈判，在输电成本分摊的问题上达成一致或提出替代方案，否则将采用默认方案来分摊区域输电成本¹⁴。

在实际操作中，各个区域输电组织之间的输电补偿和成本分摊机制有所不同，但仍然有一些值得参考的方法。例如，PJM根据可靠性、经济性、公共政策和混合型输电资产功能分类制定了不同的输电项目成本分摊方法。对于可靠性新建高压输电设施(regional facilities)的成本分摊机制采用50%峰值负荷比分摊，另外50%根据分布因子法分摊，从而兼顾效率和公平¹⁵：

- 峰值负荷比分摊(load ratio share allocation)：项目成本根据 PJM 地区内各分区 (zones) 的非同时峰值负荷 (non-coincidental peak load)，计算各分区的输电成本分摊。这种分配方式可确保那些占用更多输电容量的分区支付相应份额的成本，反映出成本成因原则。负荷比通常每年更新一次，使用截止日期前12个月的实际负荷确定下一年度的成本分配，以反映各分区之间的峰值负荷率变化，并创造减少高峰时段用电负荷的动力。
- 分布因子法分摊(distribution factor method)：使用电力潮流模型(power flow modeling)模拟输电系统在各种条件下的运行，并通过模型计算出代表负荷对输电设施使用度的分布因子。分布因子可以判断对输电设施的利用程度，利用程度越大，分布因子越高。此方法通过模拟和预测，能更准确地反映各分区对输电系统的使用和损耗。

这些输电价格的分摊方法让成本回收与电网真实运行时的实际输电量脱钩，综合考虑了1) 各分区在系统峰值负荷中占到的比例，2) 各分区对输电设施的使用损耗，将区域高压输电设施成本根据受益程度分摊。这不仅确保了成本分摊的公平性，还鼓励市场参与者错峰用电，从而提

11 相关的讨论可见：Kevin Porter, Max Dupuy. 睿博能源智库.(2021年11月). 解锁一体化区域电力市场的收益. <https://www.raonline.org/blog/unlock-the-benefit-of-regional-market-cn/>

12 联邦能源监管委员会 FERC. (July 21, 2011). Transmission Planning and Cost Allocation by Transmission Owning and Operating Public Utilities [Docket No. RM10-23-000; Order No. 1000]. Article E. Principles for Regional and Interregional Cost Allocation. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-04/OrderNo.1000.pdf>

13 原则定义可参考 FERC. (October 20, 2011). "Order on Rehearing and Clarification." [Docket No. ER10-1069-001]. <https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/E-12-Electric.pdf>

14 FERC. (May 2024). Building for the Future Through Electric Regional Transmission Planning and Cost Allocation. <https://www.ferc.gov/explainer-transmission-planning-and-cost-allocation-final-rule>

15 PJM Governing Documents. SCHEDULE 12-Transmission Enhancement Charges. <https://agreements.pjm.com/oatt/4424>

升整个系统的运行效率和可靠性。更重要的是，这种分摊方法避免了向每度电交易收取输电费的做法，可以更好地支持区域经济调度，并保障输电设施的投资和运行成本回收。

欧洲跨境输电成本分摊

欧洲在跨境输电设施成本分摊方面的进展也值得关注。2023年欧洲能源监管合作机构(ACER)对于泛欧洲跨境基础设施，也称为共同利益项目(Projects of Common Interest, PCI)的成本分摊提出了一些建议¹⁶。简单来说，对于比较成熟（预计会在三年内进入施工阶段）的PCI¹⁷项目，作为项目投资申请的一部分，项目协调方需要向每个经评估认定为受益国的监管机构发出跨境成本分摊请求。每个国家在项目中的净收益根据ENTSO-E十年电网发展规划(TYNDP)情景下单个输电项目的成本和收益来模拟计算，其社会经济福利包括单个国家和欧洲整体的市场研究以及电网发展预测值。除此之外，为避免重复支付，各个国家之间跨境资金流通，例如电力进出口费用、ITC基金（一种输电系统运营商-TSO间的补偿机制）、非国家项目支持经费等，也会作为净收益的一部分单独计算。

在完成成本收益分析之后，输电成本只在有明显净收益（占比超出项目所有净收益10%）的国家中¹⁸，根据每个国家超出10%的净收益占比来分摊。这种设定最低收益比例阈值的做法减少了在净收益较低的国家分摊成本产生的谈判和行政成本。各个国家能源监管机构如果在项目投资和跨境成本分摊上达成了一致，则会按照分摊比例，允许本国TSO（输电系统运行商）通过输电费用或者电网接入费用等回收相关成本。每个国家在不同情景下具体的项目成本和收益分项见下表。

16 ACER.(2023年6月) Recommendations of ACER on good practices for the treatment of the investment requests, including Cross Border Cost Allocation requests, for Projects of Common Interest https://acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Recommendations/ACER_Recommendation_02-2023_CBCA.pdf

17 欧盟PCI项目包括跨境高压输电项目，智能电网，以及支持储能、氢等的基础设施项目。具体分类见：The European Parliament and The Council . (May 30, 2022).Regulation 2022/869 on guidelines for trans-European energy infrastructure. Annex II. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/PDF/?uri=CELEX:32022R0869&qid=1687422506843>

18 原则上按照国家净收益额度占总净收益10%以上作为初始最低收益比例阈值，如果这种方式不足以补偿所有的成本，则逐步减少初始比例，直到平衡。ACER建议最小初始比例为5%。

表1: PCI项目成本和收益分项

收益	取值	成本	取值
欧洲社会经济福利市场研究-生产者剩余	+	开发成本	-
欧洲社会经济福利市场研究-消费者剩余	+	项目管理成本	-
欧洲社会经济福利市场研究-阻塞租金收益	+	材料和组装成本	-
减少国家限制-地区社会经济福利市场研究	+	环境成本	-
可持续性-全球和地区	+	其他建造成本，包括临时解决方案，废物处理等	-
网损的变化	+/-	维护成本	-
弃电的变化	+/-	更换设备	-
供电充裕性	+	解除装备费用	-

这种分摊方式通过在特定情景下，考虑成本、收益等不确定性对每个相关国家单独计算成本收益，按照净收益比例来分摊项目的投资和运营成本，可以确保对存在净成本国家的及时支付，符合“谁受益，谁承担”的原则。在实际交易中，不存在度电跨省跨区输电费用，根据泛欧洲内部电力市场的经济调度运行，能够最大限度地促进跨境输电资源的利用，将统一电力市场的优势充分发挥出来。

政策建议：基于绩效的输电定价机制和跨省跨区输电容量电价机制

目前，跨省跨区专项工程的输电价格是固定的度电价格，电网公司依然有动力保证输电电量以达到或超过设计小时数。这种激励方式虽然可以提高高压输电通道的利用率和使用效率，却不符合跨省跨区现货交易背景下促进送受两端供需平衡和消纳可再生能源的需要。电网除度电收费

外还能有多种方式回收输电成本。跨省跨区输电电价可以基于绩效的监管模式¹⁹，改善《跨省跨区专项工程输电价格定价办法》中的定期校核机制。

将电网公司的跨省跨区输电按照“允许成本+合理收益”计算年收入总量，再形成**基于绩效的输电定价机制回收年收入总量，与实际输电电量脱钩**。在此基础上，为推动实现政策目标，监管部门可以制定相应的绩效评价指标，并根据指标完成度给予收入奖励。通过评估电网公司在跨省跨区输电方面对具体指标的完成情况，如增加跨省跨区电网可利用率、提高灵活性和可靠性、降低弃光弃风率、减少排放、减少输电阻塞等，来调整电网公司收入水平。这将使电网公司的激励机制从传统的“成本输入”转变为“结果输出”。基于绩效的监管机制有助于调动电网公司的积极性，采取新技术，包括需求响应、智能电网、电气化等创新方式，更好地利用跨省跨区输电来实现多个政策目标。

由于跨省跨区电力市场产生的，输电收费超出电网公司“成本加收益”监管允许的年收入的这部分资金，可以纳入资金池。一部分资金用于根据绩效对电网公司进行奖励，其余部分在监管周期结束时（5年后），按合理比例分摊给送受端省份。反之，若跨省跨区电力市场造成电网公司成本回收不足预期，则根据电网公司的绩效决定是否可以将这部分多余成本按照“谁受益，谁承担”原则传导至送受端分摊。具体而言，电网公司不再根据《定价办法》第十九条规定：“实际利用小时超出核价利用小时产生的收益按照电网公司30%，70%由发改委用于支持可再生能源跨省跨区外送”获取额外收益，而是将资金池中多余的收益或成本根据电网公司各项指标完成情况，在电网公司以及送受端按比例分摊。这样可以让电网公司的收入和实际输电量脱钩，并且和绩效指标完成情况相结合。在保证电网公司跨省跨区输电投资回收的前提下，有效激励电网公司促进区域电力市场一体化和电力系统向低碳高效的方向转型。

表2: 资金池资金分摊举例

资金池剩余	电网公司绩效	电网公司分摊 (每年)	送受端分摊 (每五年)
收益	完成	一部分收益	剩余收益
	未完成	不分摊收益	全部收益
成本	完成	不分摊成本	全部成本
	未完成	一部分成本	剩余成本

¹⁹ Zsuzsanna Pató, Phillip Baker, Dr. Jan Rosenow. (June 2019). Performance-based regulation: Aligning incentives with clean energy outcomes. RAP. <https://www.raonline.org/wp-content/uploads/2023/09/rap-zp-pb-jr-performance-based-regulation-2019-june2.pdf>

另一个更直接和易于实施的跨省跨区输电电价的改革是**向容量电价发展**，类似于区域电网容量电价或上述的国际案例，**将跨省跨区专项工程输电成本按照用电量比例或者区域峰值比例分摊到送受端省份**。这种方式将移除输电价格对市场实际运行结果的影响，减轻了出清模型的复杂度，并有助于形成真正区域统一的电力市场。基于具体情况和各方的充分沟通，可以采取一定方式，例如，根据峰值负荷份额或者用电量比例，按月或按年将输电成本分摊给受益省份，再由各省通过带时间和位置信号的分时或动态零售电价向终端用户收取，可以更有效地提高市场效率，促进省际实时交易²⁰。同时，可以探索通过模型模拟潮流或通过情景评估输电带来的成本收益等方法，更系统地支持跨省跨区输电成本分摊。监管机构还可以通过强化电网公司满足可再生能源最低消纳水平等要求，根据完成绩效给予正向激励。这种基于绩效的监管可以减少电网公司对跨省跨区交易市场化的担忧，减少市场交易带来的不确定性风险，促进电网公司利用跨省跨区输电助力可再生能源并网，实现更大地理范围内更接近实时地资源优化配置。

总结

《关于做好新能源消纳工作 保障新能源高质量发展的通知》针对省间互济提出的创新举措是面向发展“全国统一电力市场”的重要突破，接下来需要做好各方的协同发展。本文深入探讨了跨省跨区输电成本的分摊和激励机制的优化。在当前电力系统中，固定的电量电价可能导致经济调度偏离最优状态，而传统的电网公司激励机制与新型可再生能源大规模并网的需求并不完全契合。因此，建议通过建立基于绩效的监管模式，结合跨省跨区输电容量电价改革，在区域经济调度的情景下，消除输电价格对现货市场的影响，进一步促进区域输电容量的灵活应用。

通过这些改革措施，跨省跨区电力交易能更好地适应未来的能源转型需求，推动电力系统向低碳、高效的目标迈进，为实现可持续能源发展打下基础。

²⁰ 更多对于容量输电价格的观察和建议，请见 睿博能源智库. (2023年4月28日). 新形势下的电力行业改革: 促进系统稳定性、降低风险、加速碳达峰. <https://www.raonline.org/knowledge-center/practical-power-sector-reforms-to-boost-reliability-reduce-risk-and-accelerate-carbon-peaking-cn/> 和 Weston, F. (2022年5月18日). 制定输电价格: 完美很难, 搞砸容易. <https://www.raonline.org/blog/paying-for-transmission-perfection-is-impossible-but-bad-is-easy-cn/>



Regulatory Assistance Project (RAP)[®]

Belgium · China · Germany · India · United States

CITIC Building, Room 2504

No.19 Jianguomenwai Dajie

Beijing, 100004

中国北京市建国门外大街 19 号

国际大厦 2504 室

100004

+86 10 8526 2241

china@raponline.org

raponline.org