

无国界能源： 中亚电力互联架构



报告 26/11

阿拉木图 — 2026

成熟架构的潜在效应



最高 **640**
百万美元/年
总效应



最高 **120**
百万美元/年
净效应



2.8–4.5
十亿千瓦时/年
降低可再生能源限制

四个效益渠道

市场套利

联合备用

减少可再生能源弃电

降低故障成本

挑战

为什么现有的互联未能充分利用？



电网不堪重负

102–123%

在2024年用电高峰期，关键线路的过载率

电网



容量 $\neq$ 可用性

6.6 吉瓦

容量不可用/受限，此外还有 1 吉瓦 处于检修

可用性



可再生能源发展超越系统承载力

35 亿千瓦时

到2028年乌兹别克斯坦因可再生能源限制造成的损失

灵活性



电网管控能力不足

2022–2026 年故障

连锁停电、协调失灵、采用保守的输电限制

可控性

原因

五大结构性限制解释了上述四大系统性挑战



电网瓶颈

- 既存在于各国国内，也存在于跨国界面上
- 物理连接 \[line\] 可用的传输容量



发电可用性

- 由于各种原因，2024年高峰期有 6.6 吉瓦的容量无法调用



灵活性与备用

- 现有存量发电机的调节能力有限
- 缺乏快速响应的备用容量和储能系统 (BESS)
- 备用容量的联合共享使用程度有限



可观测性与自动化

- 无法掌握完整的运行全景
- 数据和模型彼此割裂
- 依赖人工协调



体制与规则

- 各国规则与责任划分不一
- 电力平衡和系统服务机制不成熟
- 利益与成本分摊

解决方案

一体化的三个维度



物理维度

- 加强各国国内输电通道及跨国联络线界面
- 发展电池储能系统 (BESS) 和灵活调节
- 建设变电站、更换变压器+无功补偿



技术与数字维度

- 统一数字体系：SCADA/EMS · AGC · WAMS/WACS · AMI · 经校验的模型
- 安全数据交换 + 结算基础设施
- 自动调节 + 安全稳定控制
- 可再生能源与负荷预测系统 + 计算 ATC/NTC



体制维度

- 在系统运营商、平台运营商、监管机构、协调调度中心和市场参与者之间明确划分权责与职能。
- 启动试点市场：“日前市场”、平衡市场及辅助服务市场
- 水电灵活性付费机制 + 利益与成本分摊

国家电力调度控制权予以保留；
区域协调职能随着一体化程度的成熟而逐步深化。

物理联结 + 可控性 = 区域系统协同效应

维诺库罗夫, E. (主编), 阿洪巴耶夫, A., 卡比尔巴耶夫, D., 丘耶夫, S., 沙姆西耶夫, H., 米尔扎耶夫, A.。《无国界能源: 中亚电力互联架构》。报告26/11。阿拉木图: 欧亚开发银行。

项目负责人——德米尔·卡比尔巴耶夫, 高级分析师

中亚并非从零开始推进能源一体化: 该地区继承了发达的电网互联体系、季节性水电互补机制以及资源互补优势。但以往的架构是针对另一种现实而构建的——当前形势要求能源系统具备更高的可控性。本报告将区域电力合作与一体化视为“中间道路”战略的实践机制, 即在能源可靠性、可及性与生态可持续性之间寻求平衡。其核心论点在于: 未来互联系统的价值不仅取决于基础设施的规模, 更主要取决于其可控性、透明度以及确保可靠区域协调的能力。

发达市场的经验表明, 一体化带来的效益不仅源于电力贸易, 还体现在降低备用容量成本、扩大平衡区范围、提高资产利用率以及减少可再生能源弃电等方面。本报告对当前形势和挑战进行了分析, 并提出了促进跨境交易的分阶段路线图: 从可观测性、计量、偏差规则、应急支持及平衡能量交换, 到短期交易、平衡调节、系统服务市场以及确保长期容量充足性的区域性工具。这种分阶段的方法有助于提高中亚联合能源系统的可靠性, 降低可靠性总成本, 减少可再生能源弃电, 发掘电网和数字化项目的投资价值, 并为该地区可持续进入外部能源市场做好准备。

关键词: 中亚、中亚联合能源系统、“中间道路”、能源三难困境、电力行业、可再生能源、能源转型、电力贸易、可持续发展、区域互联。

JEL: Q40、Q42、Q48、L94、F15、O13、R42。

允许转载或以其他方式复制本文的全部或部分内容(包括实质性摘录), 以及将其发布在外部电子平台上, 但须注明原始来源的作者。

该文件的电子版可在欧亚开发银行网站 <https://eabr.org/analytics/special-reports/> 上查阅

© 欧亚开发银行, 2026年

摘要

中亚的能源互联在物理层面上已经存在——这是苏联时期统一能源系统的遗产。然而，其当前的经济和系统价值受到的限制，与其说是发电能力不足，不如说是可控性水平所致：包括数据质量、商业计量、安全的信息交换、频率和功率的自动调节，以及规范化的协作规则。将互联性从物理状态转化为可管理的架构——这正是本报告中区域合作的核心内容。

联合能源系统的诊断

中亚联合能源系统 (OES CA) 是一个相互依存的技术回路，乌兹别克斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦以及哈萨克斯坦南部的电力系统并网运行，而土库曼斯坦的部分电站和阿富汗电力系统的东北部则通过孤岛运行模式与其相连。截至2025年1月1日，中亚联合能源系统的发电厂装机容量为38.6吉瓦；2024年发电量为1254亿千瓦时，用电量为1422亿千瓦时。区域电力贸易已从2010年的最低点25亿千瓦时回升至2024年的121亿千瓦时，但就消费量而言，该指标仍低于1990年水平（约8.5%，而1990年为13%），并且由于网络限制、储备可获得性以及商业协议尚未完全规范化，该数值大约只有欧盟水平的二分之一。

报告中的关键诊断性观察：该地区的核心制约因素并非装机容量本身，而是在关键时刻其可用性和调度灵活性。燃料和水文限制、热电厂冷备状态以及电网瓶颈意味着，当系统最需要时，部分额定装机容量往往无法使用。这使得区域合作只有在资源被证实既可获取又可输送，而非仅仅停留在纸面上时，才具有实际价值。

该地区各国承担着不同的系统性角色，这些角色共同构成了整体可靠性组合：乌兹别克斯坦是最大的可再生能源需求、发电和并网中心；南哈萨克斯坦是负荷枢纽，其稳定性受南北输电稳定性的影响；吉尔吉斯斯坦和塔吉克斯坦——水力资源拥有者，能够提供调节和季节性平衡；土库曼斯坦：若具备合适的跨系统互联互通条件，可成为天然气富余产能的潜在供应方；阿富汗：潜在的南部销售市场与过境通道。

可再生能源的发展加剧了协调不力的代价

该地区各国正在实施大规模的太阳能和风能发电计划：根据战略规划，到2030年，乌兹别克斯坦的可再生能源装机容量有望达到25吉瓦。与此同时，预计可再生能源的强制限电量将持续增长——据最保守的估计，将从2026年的22亿千瓦时增至2028年的35亿千瓦时。强制限电会降低有效发电量，而与此相关的付款义务可能依然存在，相应的成本最终将由买家、系统运营商或消费者承担。区域协调可成为降低这一风险的关键手段之一——跨系统互联、水力调节能力、储能设施以及更精准的市场信号，均可为解决强制限电问题作出重大贡献。

一体化带来的经济效益

能源整合的经济实质在于，通过以下四个作用渠道降低能源供应可靠性的总成本：市场套利、联合备用、减少可再生能源的强制性弃电以及降低故障成本。基于针对上述每个渠道明确披露的假设（参见第5章）所进行的初步情景评估显示：无论是部分一体化情景还是深度一体化情景，每年产生的净系统效益约为1.2亿美元；在基准情景（区间中位值）下，采用完善区域架构方案每年净系统效益约4000万美元。上述均为年度效益值，并非累计值，也不是按项目全生命周期测算的数值。在不利条件下，例如设施利用率偏低叠加基础设施成本高昂时，净效益可能为负值，完善区域架构方案尤其容易出现该情况。研究结果表明，随着一体化程度加深，边际收益递减：部分一体化方案可通过优化现有基础设施利用、加强协同调度，以相对较低的成

本获得收益；而后续阶段则需要投入规模持续增大的管网建设与制度配套投资。这为分阶段推进思路提供了依据：只有在前序阶段验证了充足的设施负荷、系统收益以及制度配套能力之后，才可实施更深层次的一体化。本次评估属于初步筛查估算，仅用于判断潜在效益的数量级，并非预测；实际结果可能大幅偏高或偏低，取决于基础设施造价、设施负荷率以及区域协同机制的运行效率。

还有一点也很重要：对整个地区产生的积极影响并不意味着利益的均匀分配。一个国家可能受益于可再生能源弃电的减少，另一个国家可能获得过境收入，第三个国家可能获得水力灵活性补偿，第四个国家则可能减少突发性电力短缺。只要利益分配机制未预先确定，经济上有利的区域一体化项目在政治上仍可能面临困难——这是落实该议程的主要实践风险之一。

水电作为付费资源

吉尔吉斯斯坦和塔吉克斯坦的水电资源——托克托古尔、纳伦梯级水电站、努雷克以及具有发展前景的罗贡水电站——为整个地区提供了调蓄、峰值调节和季节性平衡的资源。中亚的水资源是一种多用途资源，涉及灌溉、粮食安全以及各国间的水量调配义务。因此，本报告基于以下原则：水资源灵活性应被视为一项需付费的系统性服务，而非上游国家仅因地理位置而免费提供的储备。这直接涉及下游国家的利益，需要明确的补偿机制，而不仅仅是关于互利共赢的空泛宣言。

分阶段推进而非设立超国家监管机构

报告建议在现有机制的基础上分阶段构建市场架构，而非通过一次性建立超国家市场来实现。

- 第一层级——双边交易、协调调度计划、自动化商业计量（ASKUE）、偏差结算规则以及应急互助机制。
- 第二层级——在确认可用输电容量的前提下，建立有限的“日前市场”。
- 第三层级——实时市场及系统服务：频率、备用容量、电压、应急支持。
- 第四个层面——对区域电力容量充足性的评估，以及对可靠跨境资源贡献的认可。

国家电网运营商在所有层面上对电力系统的内部运行模式保持完全控制；随着结算透明度和可靠性的提高，“能源”协调调度中心可承担区域协调员、平台运营商和结算中心的职能，但市场支配力的监控及争议解决职能必须在组织上与上述职能保持独立——这是市场参与者建立信任的前提，而非设计中的技术细节。

投资重点——包括电网项目（希姆肯特—塔什热电厂、穆伦陶—希姆肯特、凯明—阿拉木图、伏龙芝—凯明、克里斯特尔—尤尔杜兹、达特卡—苏格德），以及数字基础设施（ARCHM中央控制站、广域监测、安全通信通道）——均应根据可量化的系统效应进行评估：可用带宽的增长、可再生能源过载和弃电的减少、可靠性的提升。

对外走廊：五个成熟度各异、风险特征不同的方向

外部关联性被视为一个期权组合，其价值会随着中亚能源系统本身可控性的提高而增长，而非一个独立的议题。每个方向都具有其独特的机遇与不确定性因素的组合。

- 北部方向（哈萨克斯坦—俄罗斯/欧亚经济联盟）——目前技术利用率最高的输电线路：哈萨克斯坦“北—南”输电线路（容量约2.1吉瓦）已用于系统平衡，且如2022年的经验所示，还可用于应急支持。其作为可靠性回路的稳定性取决于输电线路的技术准备情况以及外部监管条件。

- 南部走廊（CASA-1000）——开辟了一条季节性水电出口通道，但其可持续性取决于水量、达特卡—苏格德输电线路及阿富汗段的可靠性，以及达特卡—苏格德段与阿富汗段线路、水文条件，以及阿富汗国内的政治与制度环境。
- 东部方向（中国）——与巨大的潜在市场相关联，但需要买方确认意向、商定技术方案以及确定互算的合同模式。
- 跨里海绿色走廊——为向欧洲出口绿色能源开辟了长期机遇，但目前仍处于技术经济可行性研究的初期阶段。
- 土库曼斯坦—伊朗线路——取决于所选的同步方案及直流并网技术的应用。

此类对比表明：所有线路均无法完全摆脱区域控制范围之外的因素影响，因此，在规划电力储备、保障性进口以及出口义务时，必须明确考量每条线路的供电能力与外部风险。

市场发展路线图

所提出的路线图是一系列成熟度阶段，而非严格的日程安排。

- 在2026至2028年间，应优先推进商业结算、远程监测、安全数据交换、协调调度计划、交易登记、偏差规则、应急电力结算、平衡电力交换以及试点交易准备工作。最终应形成一个透明的闭环系统：其中每笔供电均经过计量，明确指定平衡责任方，且每项偏差均按预先确定的规则予以结算。
- 2028–2030年间，工作重点可能会转向实施优先电网强化措施、NTC/ATC计算、扩展 ARCHM和WAMS/WACS、更新可再生能源（RES）和电池储能系统（BESS）的要求、启动“次日”试点市场，以及发展平衡电力和系统服务的支付机制。
- 2030年后，随着技术成熟度的提升，有望实现全面的实时平衡、区域性容量充足性评估、跨境可靠容量的认可、更复杂的成本分摊工具的开发以及外部走廊的扩展。

各阶段之间的过渡应由可量化的标准来决定：数据和核算质量、已解决偏差的数量、储备的可用性、NTC/ATC的增长、可再生能源强制弃电的减少、付款纪律以及各机构的准备情况。

中亚地区已经铺设了输电线路。但迄今为止仍欠缺的是各国、运营商和投资者之间的“信任架构”，如果没有这一架构，这些输电线路可能仅是地图上的虚线。

这一架构并非建立在合作声明之上，而是基于具体的制度和技术解决方案。商业结算、安全数据通道和广域监测使跨境电力流动变得透明。偏差结算规则和组织独立的市场监测则使其具有可预测性。“日前市场”和系统服务的分阶段启动，将这种可预测性转化为价格信号，投资者和运营商可据此规划发电能力、备用容量和储能设施的投入。对水电灵活性给予经济补偿以及明确的收益分配机制，使合作在政治上更具稳定性，而不依赖于邻国的善意。

对于欧亚开发银行而言，区域电力合作开辟了一类新的投资机遇，此类项目的效益将超越单一国家的范围。银行的作用不仅在于为基础设施提供融资，还在于通过技术诊断、经济评估、收益与成本分摊机制以及国家间对话，将中亚能源系统的系统性制约转化为可实施的投资项目。应优先考虑具有可量化区域效应的项目：提高可用输电能力和可靠性，减少可再生能源弃电，并扩大电力贸易和灵活性共享的机会。



分析工作管理局
欧亚开发银行

您可将对本报告的评论、建议和意见发送至以下地址
pressa@eabr.org



Eurasian Development Bank

www.eabr.org