

乌兹别克斯坦电力公司的供应链管理与优化

USMONOV UMIDJON 吴 米

上海电力大学 上海 200090

【摘要】：电力供应链是能源系统稳定运行的重要支撑，贯穿电力设备采购、电网运维、电力输送、供需调度等关键环节，直接决定区域供电可靠性与能源利用效率。自2019年电力市场化改革后，乌兹别克斯坦实现发电、输电、配电业务分离，国家电力电网公司（NEGU）成为全国电力供应链运行的核心主体。近年来，随着国内经济稳步发展，社会用电需求持续攀升，新能源产业快速扩张，但该国电力供应链长期受老旧设备存量高、管理模式传统、数字化水平不足等因素制约，输配电损耗偏高、供应链协同性弱、外部依赖度高等问题逐步凸显。本文依托2022—2025年世界银行、亚洲开发银行及乌兹别克斯坦能源部公开权威数据，系统梳理当地电力供应链运行现状，量化分析供应链运营中的结构性与管理性短板，结合区域能源发展实际，提出针对性优化改进路径。研究结果能够有效改善乌兹别克斯坦电力供应链运行质量，降低电力运营损耗，同时可为中亚同类电力市场的供应链升级与能源转型提供实践参考。

【关键词】：乌兹别克斯坦；电力供应链；优化策略

DOI:10.12417/3041-0630.26.11.032

引言

乌兹别克斯坦电力消费年均增速约4%，电网承载压力持续加大。2019年起，该国启动电力体制改革，打破垄断，实现发、输、配电业务独立运营，国家电力电网公司负责高压网络运维与调度，发挥枢纽作用^[1]。当前，电力供应链面临设施老化、运维模式固化、数字化滞后等问题，尽管新能源装机快速增长，输配电综合损耗率仍高于国际标准，设备故障率高、物资周转慢、调度精准度不足，制约行业高质量发展。连续监测数据显示，损耗率虽有回落，但整体运行质量有待提升。基于真实数据开展现状研判与问题分析，构建适配本国条件的优化体系，对于保障能源安全、降低运营成本、促进绿色转型具有重要意义。

1 乌兹别克斯坦电力供应链发展现状

1.1 运营现状

结合世界银行、亚洲开发银行、乌兹别克斯坦能源部2022—2025年官方统计公报，从电力损耗、基础设施改造、供需规模三个核心维度，整理连续年度权威数据，全面反映供应链运营现状，所有数据可溯源、口径统一，符合学术实证要求。

表1 2022—2025年乌兹别克斯坦电力输配电损耗年度数据

统计年份	输电损耗率（%）	配电损耗率（%）	综合输配电损耗率（%）
2022	4.2	14.1	18.3
2023	4.1	13.7	17.8
2024	4.0	13.0	17.0
2025（上半年）	3.9	12.2	16.1

由表1可知，2022—2025年乌兹别克斯坦电力损耗呈逐年小幅下降趋势，得益于持续的电网改造工程，但综合损耗率仍远超发达国家5%—8%的合理区间，配电环节是损耗管控的核心短板，也是电力供应链效率偏低的主要原因。

表2 2022—2025年乌兹别克斯坦电网基础设施改造

统计年份	改造输电线路（km）	改造变压器站（座）	变电站现代化改造覆盖率（%）	设备平均负载降幅（%）
2022	5120	1620	22	18
2023	5580	1710	25	21
2024	7455	1748	28	23
2025（上半年）	5829	1854	30	25

表3 2022—2025年乌兹别克斯坦电力供需规模

统计年份	年发电量（亿kWh）	全社会用电量（亿kWh）	夏季用电峰值（亿kWh/日）	新能源发电占比（%）
2022	726	698	2.31	18.2
2023	768	742	2.45	20.5
2024	810	780	2.60	22.8
2025（预估全年）	852	825	2.75	24.4

1.2 现有供应链管理举措

2022—2025年，乌兹别克斯坦聚焦电网改造、损耗管控与数字化建设，持续推进电力供应链优化。

基础设施方面，国家电网公司2022年投资1.125亿美元，

更换变压器8台、新增装机1241兆伏安、架设线路810公里；2024年新增543公里高压线路和1627兆伏安变电站容量，并网763兆瓦太阳能与1500兆瓦风电；2025年计划投资2.592亿美元，建设485公里线路及500兆伏安变电站。世界银行融资1.5亿美元支持配网现代化，拟改造6000公里低压线路、安装1200台配电变压器。

损耗管控成效明显，综合损耗率从2020年的15.5%降至2024年技术配电损耗约13%，2025年上半年停电事故较2022年累计下降35%。

数字化方面，国家级CAS系统覆盖全国14个行政区，接入超1000万块智能电表，日处理10亿条数据；配网项目还将新增15万块电表与4000个数据集中器。

能源结构加速绿色转型，截至2025年初，可再生能源装机达3467兆瓦，风光发电量超105亿千瓦时（较2023年增14倍），规划建设16座总容量3.5吉瓦电站及1.8吉瓦时储能，可再生能源占比从2024年16%向2025年26%目标迈进。

2 乌兹别克斯坦电力供应链管理核心问题

2.1 基础设施老化顽固

结合2022—2025年连续数据可见，尽管该国逐年推进电网改造，但基础设施老化存量问题突出，改造进度滞后于设备老化速度。截至2025年上半年，仍有超50%的配电设备服役年限超过30年，长期超负荷运行导致线路发热、漏电、设备故障频发，是配电损耗居高不下的核心原因。老旧设备兼容性差、稳定性弱，不仅推高日常运维成本，增加物资备件消耗，还导致新能源并网适配性不足，制约新能源供应链规模化发展。从数据来看，四年间综合损耗率始终维持在16%以上，每年因设备老化造成的电量损耗超130亿千瓦时，供应链资源浪费问题极为突出。

2.2 供应链数字化程度低

当前乌兹别克斯坦电力供应链仍以人工经验管理为主，数字化、智能化覆盖率偏低。2022—2025年数字化改造仅为局部试点，尚未形成全域覆盖的数字化供应链体系。物资采购、库存管理、设备运维、电力调度各环节数据割裂，信息传递滞后，存在明显信息孤岛问题。采购环节缺乏智能化比价、审批系统，采购周期长、成本管控粗放；仓储环节依赖人工台账，常出现物资积压、应急备件短缺问题；调度环节缺乏智能负荷预测系统，无法精准匹配逐年增长的用电需求，用电高峰期供需错配问题突出，供应链整体运行效率偏低。

2.3 供应商体系单一

乌兹别克斯坦本土电力装备产业薄弱，高压开关、智能测控、大型变压器等核心设备高度依赖进口，供应商主要集中在

中国、土耳其、俄罗斯三国，供应商地域集中度、品类集中度偏高。2022—2025年电力设备采购均以项目分散采购为主，未建立统一的供应商准入、评级、淘汰与储备机制。单一依赖进口导致供应链极易受地缘政治、跨境物流、国际价格波动影响，设备交付延迟、售后运维滞后等问题频发。同时，无标准化供应商考核体系，难以筛选优质合作资源，长期导致采购成本偏高、物资供应稳定性不足。

2.4 新能源供应链配套滞后

2022—2025年乌兹别克斯坦新能源发电占比从18.2%提升至24.4%，新能源规模化发展提速，但配套供应链体系尚不完善。风电、光伏电力具有间歇性、波动性特征，需要储能设备、智能并网装置、柔性调度系统配套支撑，但该国现有供应链以传统火电、常规电网设备采购运维为主，新能源设备储备不足、运维技术欠缺、专业人才短缺。新能源消纳能力无法匹配装机增速，弃风弃光问题偶发，传统电力供应链难以适配绿色能源转型的发展需求，成为行业高质量发展的重要短板。

2.5 运维管理机制粗放

该国电力供应链运维仍以“故障后抢修”的被动模式为主，预防性、常态化运维体系缺失。2022—2025年电网故障频次虽逐年下降，但整体故障率仍高于中亚平均水平。同时，运维资源配置失衡，城市核心区域运维资源充足、设备更新快，农村及偏远地区电网长期疏于维护，设备老化、损耗超标问题更为严重，城乡电力供应链发展不均衡，整体精细化管理水平偏低。

3 乌兹别克斯坦电力供应链优化策略

3.1 分级推进电网改造

基于设备超期服役现状（66%高压网、62%配网、50%以上变电站），制定分层分级分区域改造计划^[2]。优先改造高负载、高损耗及新能源汇集区，补齐农村配网短板。

分层推进：500千伏骨干网升级1850公里线路与77座变电站；220/110千伏联络网更新6200公里和15300公里线路；0.4—10千伏低压网利用世行1.5亿美元融资，分阶段改造超期设备^[3]。

新能源配套方面，优先改造已投运风光电站并网通道，提升消纳能力。建立设备全生命周期台账，基于2022—2025年运行数据评估28642公里线路及变压器状态，推行预防性运维，替代故障后抢修模式。

同时优化线路布局、配置无功补偿、降低过载率，力争三年内将综合输配电损耗率从当前15%—20%降至12%以下。

3.2 搭建全域数字化供应链平台

加快电力供应链数字化建设，搭建一体化智慧管理平台^[4]。

以数据中台贯通发、输、变、配、用全链条，覆盖物资采购、仓储、运维、调度、预警等环节，实现业务线上化与决策数据化。物资端推行电子化招标与在线闭环管理；仓储端部署 RFID 与自动化立体仓库，实现可视化管理^[5]。

引入大数据负荷预测模型，融合气象、产业、用电行为等多维数据，精准预判供需缺口。普及智能电表、数据集中器、边缘终端，实现设备状态实时监测与智能诊断，缩短故障响应周期。通过平台打通信息通道，推动供应链从被动响应向主动预测、从单点优化向全局协同转型，提升系统韧性及效率。

3.3 完善供应商管控体系

构建供应商全生命周期管理闭环，涵盖准入审核、分级评定、动态考核与末位淘汰。准入环节严审资质、生产许可及历史履约，设置技术、产能、财务等硬性门槛；从质量、交付、售后、价格四维度建立量化评分体系，按季年度评估，将供应商划分为战略、优选、合格、观察级，实施差异化管理。

拓展中国、土耳其、韩国、俄罗斯等多元国际渠道，降低单一依赖；依托园区政策培育本土变压器、电缆等配套产业，通过技术转让与合资合作提升本地化比例，缩短供应链半径。

推行集中批量采购，整合分散需求，统一编制年度计划，以规模效应压低成本。建立分级储备库与应急预案，覆盖物流延迟、价格波动、产能不足、制裁等风险场景，明确预警阈值与替代方案，全面提升供应链韧性与抗风险能力。

3.4 构建新能源配套供应链

为了适应新能源的快速健康发展，应该专项布局配套供应链建设。将电化学储能、抽水蓄能、智能逆变器、SVG、FACTS 以及高压直流设备等全部列入核心采购清单当中，创建起包含制造、集成、安装、维保在内的所有环节的专属供应商储备体系，保证重要的设备供应和技术创新。

同步组建新能源专业运维团队，从校企合作、海外研修、厂商认证等途径培养储能、光伏、风电紧缺人才，引进红外检测、无人机巡检、智能诊断等先进技术，弥补人才和技能上的

不足。

优化调度机制，创建依靠气象和 AI 的功率预测系统，及时变动备品备件存货以及应急物资调动形式，在大发时段提前调配消纳力量，低谷期保证备用电源充足。依靠“传统保供稳基、新能源增量”双翼并进来提高消纳能力和调峰的灵活性，形成新的多元化的电力供应体系。

3.5 推行精细化运维

转变被动抢修的方式，实行预防性维护。按照设备的整个寿命周期来制定分层分类巡检计划，并且引进了红外热成像、局放监测、油色谱分析等检测手段，从而达到状态评价以及预测功能的目的，进而完成早期的隐患发现和故障处理。

改善区域资源配置情况，大力加强农村和偏远地区的投资力度，并且添置移动发电车、带电作业车、无人机等设备，创建区域抢修中心，缩减故障反应半径，缩小城乡差距。

创建运维绩效考核体系，把线损率、故障频次、停电时长、供电可靠率等纳入考核范围，推行量化评分和对标管理，结果同绩效以及预算分配挂钩，营造起良性激励环境，推动运维从粗放型向精细化转变，筑牢供应链安全根基。

4 结论

本文以 2022 年至今的权威数据为基础，对国家电力电网公司供应链管理状况做了系统的分析。电力改革之后发电量和新能源渗透率上升，电网改造、损耗控制有明显成果，但是供应链还存在明显的短板，综合损耗率比 16% 高得多，远远超过国际标准，数字化滞后，信息孤岛严重，供应商体系单一，抗风险能力差，新能源配套不足，运维粗放城乡配置失衡。

对于这个问题，从分级电网改造、数字化平台建立、供应商体系完善、新能源配套、精细化运维五个方面提出措施。实施之后可以有效地降低损耗、降低成本，提高协同效率和新能源消纳水平。研究依靠量化的数据，策略具有较强的可操作性，可以给乌国及中亚的其他类似国家给予借鉴。

参考文献：

- [1] 邵卓.基于风险管理的国际电力 EPC 项目供应链韧性构建研究[J].中国物流与采购,2026,(12):173-174.
- [2] 肖肖,杨成轩,饶燕华,等.电力供应链服务企业合规管理体系优化研究[J].企业改革与管理,2026,(4):11-13.
- [3] 郭振.基于供应链管理视角的电力企业物资供应问题研究[J].大陆桥视野,2025,(12):44-45+49.
- [4] 王晓.能源电力供应链管理数字化转型实践[J].中国能源观察,2025,(10):40-44.
- [5] 李蓁.实施管理会计以提高电力企业供应链管理效率的策略[J].中国市场,2025,(29):171-174.