POWER TRANSFORMATION LAB

RAP REGULATORY ASSISTANCE PROJECT

# 低碳转型下的山东省地级市2030年资源充裕度展望

2026年6月



# 研究团队


## *加州大学圣地亚哥分校电力转型实验室*

Michael Davidson（戴蔚森）

魏明

## *睿博能源智库*

高驰

Max Dupuy

## *山东大学*

江艺宝

# 目录

**执行摘要 ..... 1**
**1. 资源充裕度分析背景 ..... 4**
**2. 山东的电力发展与挑战 ..... 6**
2.1. 山东新型电力系统发展近况 ..... 6
2.2. 山东新型电力系统改革挑战 ..... 7
**3. 研究方法描述 ..... 12**
3.1. 模型和数据 ..... 12
3.2. 情景构建 ..... 13
**4. 模型结果 ..... 15**
4.1. 煤电退出路径下不同风光储组合的资源充裕度风险 ..... 15
4.2. 城市碳排放格局 ..... 17
4.3. 日内净负荷曲线 ..... 19
4.4. 调度结构对比 ..... 20
4.5. 跨城市输电线路利用率 ..... 21
4.6. 可再生能源弃用率 ..... 23
4.7. 跨省直流闭锁下的资源充裕度风险 ..... 25
4.8. 极端气象下的资源充裕度风险 ..... 26
**5. 政策推荐 ..... 28**
5.1. 建立公开透明的滚动式资源充裕度评估机制 ..... 28
5.2. 深化容量机制改革，建立技术中立的灵活性激励框架 ..... 28
5.3. 完善现货市场机制，深度释放新型调节资源价值 ..... 29
5.4. 全面增强跨省跨区交易与调度灵活性 ..... 29
**参考文献 ..... 31**
**附录 ..... 33**

# 执行摘要

随着风电、光伏等可再生能源渗透率的快速攀升，中国电力系统的保供风险特征正发生深刻演变——由传统的“单一尖峰容量短缺”向“净负荷陡升时段爬坡受阻”及空间错配扩散。在新型电力系统转型背景下，单纯依靠扩建基荷电源的传统模式已难以适应复杂的保供需求，电力系统亟需建立精细、透明的资源充裕度规划评估框架。本报告以山东省为实证案例，深度分析其在低碳转型路径下应对可再生能源大规模部署与极端扰动时的资源充裕度表现及应对策略。

本研究采用机组组合与经济调度（UCED）模型，对山东省2030年夏季的资源充裕度进行评估。模型以山东省 16 个地级市为节点，时间分辨率为小时，重点推演夏季连续四周（共 28 天）内的电力调度与供电压力。

模型基于煤电、储能、风电和光伏四类关键资源，设定了“基准路径”与“低碳转型路径”，组合形成了 16 个演变情景。其中，煤电的低碳转型路径体现为由扩张转向有序收缩：压减待建煤电项目；加快部分存量机组退役；抽凝机组向可供工业供热机组转变。本研究不优化新增装机，而是在既定装机与网络条件下，通过计算每小时的“未供应电量”（NSE，即切负荷量）来识别系统的动态供电缺口。此外，在综合低碳转型情景下，模型进一步引入了跨省直流闭锁与极端气象（低风低光）两类压力测试，以检验系统在关键扰动下的保供韧性。

## 核心结论

通过逐小时的运行仿真与情景对比，研究在系统调度运行、空间碳排放、新能源消纳以及极端事件抗压性等方面得出以下关键结论：

### 1. 在收缩煤电规模的同时，山东仍可通过“风光+储能”协同部署，保障正常运行条件下的系统充裕度

- 在煤电可用容量收缩的路径下，若仅维持基准的新能源和储能扩张水平，山东夏季高负荷时段将面临明显的充裕度压力，最大小时未供应电量达 6,091MWh。

- 单独积极扩张光伏或风电均能缓解部分供电压力，但无法完全消除最紧张小时的供需缺口。特别是夏季峰值负荷通常出现在夜间 20—22 时，已错过光伏主要出力时段，导致单独扩张光伏的容量支撑作用受限。

- 在收缩煤电扩张的同时，只有储能、风电和光伏实现同步的积极扩张（综合低碳转型情景），系统缺电情况才将完全消除。这表明缓解退煤风险的关键不仅是增加可再生能源装机，更在于构建“风光电量供给+储能峰时支撑”的组合能力。

- 在极端气象压力测试下，本研究将 28 天模拟期内每小时风速和太阳辐照统一下调至历史气象基线的 75%和 50%，以模拟持续的复合低风速—低日照事件。综合低碳转型情景展现出一定的系统韧性：75%设定下系统仍可保障充裕度；但在 50%设定下，东营、日照等局部城市将暴露供电风险，最大小时未供应电量分别为 1,825MWh 和 1,429MWh。

### 2. 储能可应对新能源出力时序错配与外来电中断扰动的双重挑战，成为巩固系统资源充裕度的关键支撑

- 高比例光伏装机导致日间（特别是 12—14 时）净负荷显著降低，但由于夏季负荷峰值通常出现在晚间，在光伏出力消失后，系统面临极高的爬坡与顶峰需求，使主要保供压力转移至晚间高负荷时段。

- 储能积极扩张能够有效将日间富余的光伏电量转移至晚高峰使用，从而显著降低系统需要由常规机组和外部电力承担的顶峰压力，是提高光伏对系统资源充裕度的实际贡献的关键。

- 跨省直流闭锁测试显示，在综合低碳转型情景下，单条外来电通道中断仍会暴露

出资源充裕度缺口。例如，鲁固直流闭锁会导致威海市出现超 3,000MWh 的最大小时未供应电量。该风险不仅波及受端换流站所在城市，还会通过省内电网潮流向更广泛的节点（如东营）传导放大。

- 当电池储能装机提升至当前规划目标的 1.2 倍时，由直流闭锁引发的电量缺口可被完全消除，说明储能扩张能够提升系统应对短时扰动和时段性紧张的能力。需要指出的是，这一结果并不意味着储能可替代跨省输电能力。直流闭锁的持续时间会影响储能电量搬移能力。如果长时间闭锁，储能无法应对。储能和跨省输电在保障系统韧性方面共同发挥作用，其合理配置组合仍有待进一步研究。

### 3. 碳排放呈现高度的空间集中，缺乏替代资源的单边退煤易引发局部排放反弹

- 山东电力系统的碳排放压力高度集中在少数煤电出力较高的节点城市（如滨州、聊城和烟台）。

- 风电与光伏扩张能够较为稳定地降低各市碳排放，但煤电退出的影响并非单向。若仅收缩煤电发展规模，而风光储等替代资源没有充足扩张，从全省系统层面看，山东省总体碳排放会下降；但从城市尺度看，发电压力将向剩余煤电机组集中，导致部分城市（如聊城、济南）的碳排放不降反升。这说明，煤电退出的运行减排效果不仅取决于煤电装机规模的下降，也取决于低碳替代资源是否充足，以及其出力时段能否与系统需求相匹配。

### 4. 高比例风光扩张对储能与系统消纳空间提出更高要求

- 在储能维持基准发展路径的高风光扩张情景下，全省风光弃用率高达 9%。由于本地装机与储能配置的不匹配，弃电现象在空间上差异显著，部分“高光伏—低储能”城市弃电率接近 19%，成为消纳压力最集中的节点。配置储能可有效降低全省风光弃用率。

- 在煤电维持基准发展路径的情况下，进一步扩张风电和光伏将加剧新能源消纳压力，使全省风光弃电率升至 14%。

# 1. 资源充裕度分析背景

资源充裕度（Resource Adequacy）分析通过电力系统仿真运行模型，来评估电力系统在各种常规运行状况及极端天气条件下，是否具备充足的装机容量、电量以及系统灵活性，以安全、可靠地满足不断变化的用电需求。在欧洲和北美的多个区域电网中，这一分析体系已较为成熟，形成了由官方主导、公开透明且标准化的滚动评估流程，且分析结果也成为了预判电力缺口、引导投资的重要基础性文件之一。例如，欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E）常态化开展覆盖多时间尺度的《欧洲年度资源充裕度评估》（ERAA），全面公开底层数据与方法论细节，为构建高可靠性的区域清洁能源电网提供了坚实支撑[1]。在北美，北美电力可靠性公司（NERC）[2]及多区域独立系统运营商（如加州 CAISO[3]等）也会定期发布高度标准化的长短期资源充裕度分析报告。

这些标准化且透明的资源充裕度分析，是电力系统投资规划不可或缺的“风向标”与“领航员”。近年来，伴随风电、光伏等可再生能源度电成本的持续大幅下降以及国家层面的大力推动，新能源并网渗透率正快速攀升。这一深刻变化对于清洁电力转型做出了不可磨灭的贡献，但也同时对电力系统的整体消纳能力与灵活调节能力提出了更高的要求。

为满足新型电力系统的要求，传统的单纯依靠扩建基荷电源的模式已难以适应复杂的保供需求，而是需要源网荷储的共同配合[4]。这些资源各有所长，也可互补其短。电力系统亟待建立健全更加精细和现代的资源充裕度规划流程，通过前瞻性的情景仿真与压力测试，决策部门可以更早地识别出系统在特定时段潜藏的容量缺口与运行瓶颈，并且选取恰当、经济的资源组合予以补充。

当前，我国的电力系统资源充裕度评估多呈现分散化的态势，相关分析工作主要由学术机构、各级规划院及电网企业各自承担[5]。这种研究与评估模式尚未在国家层面形成统一、标准化的机制，导致实际的系统规划与投资目标往往未能真正建立在透明、严密的资源充裕度分析基础之上。面对电力系统加速转型与极端天气频发的多重挑战，透明且统一的评估框架的缺位，制约了各级决策部门在同一基准下合理比选政策方案与统筹投资路径。

鉴于此，本报告选取山东省作为案例，开展资源充裕度分析。一方面，通过构建一个公开、

透明的分析框架，直观展示资源充裕度评估的方法论及其在实际政策推演中的应用价值；另一方面，将山东作为中国电力系统改革与能源深度转型的一个典型缩影，提炼其应对可再生能源大规模部署的实际经验，从而为全国其他正处于转型期、面临类似保供与调度挑战的省份提供前瞻性的政策与方法论借鉴。

# 2. 山东的电力发展与挑战

## 2.1. 山东新型电力系统发展近况

山东是中国最重要的电力负荷和生产省份之一，也是观察中国低碳转型与电力保供关系的典型地区。作为全国用电前三的省份，山东用电特征以重工业为主导且需求持续增长。在工业用电基数与夏季空调需求上升的共同作用下，全省最高峰值负荷已超过 1.302 亿千瓦[6]。当前，该省新能源装机持续高速增长，正与传统电力系统的运行模式及既有资源结构形成日益突出的矛盾。

山东省光伏装机容量从 2015 年的 1.3GW 增长至 2025 年的约 93GW，累计装机居全国首位[7,8]。这一增长是多重机制共同推动的结果：早期光伏补贴和相对稳定的上网收益降低了项目投资风险，后续整县屋顶光伏开发打开了县域和农村屋顶资源，工商业园区和企业屋顶为分布式光伏提供了大量应用情景，电网接入和电量收购机制则支撑了项目快速并网。到 2025 年，山东光伏装机中约三分之一为集中式光伏，其余主要为分布式光伏。

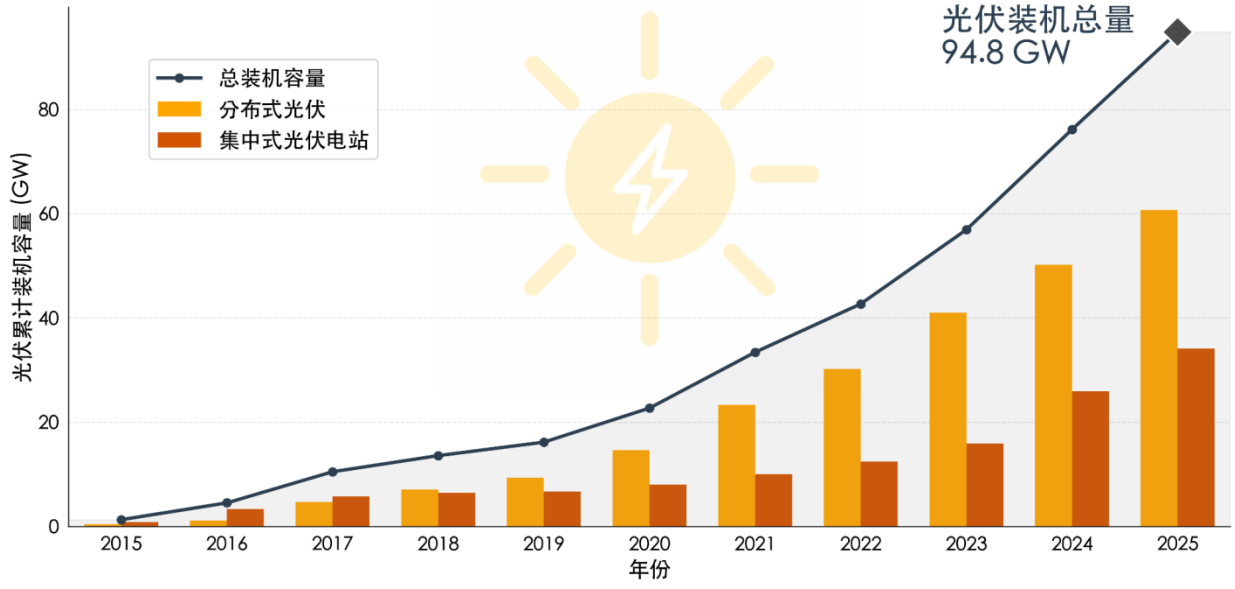



**图 1**. 山东省光伏装机容量 2015-2025 [数据来源：国家能源局]。

为缓解高新能源并网产生的系统调节压力，山东逐步扩大了新型储能的应用规模。依托容

量补偿与现货市场交易等相关配套政策，全省新型储能装机呈现明显的上升趋势[9]。从2022年至2025年，全省新型储能装机由不足2GW增长至11.2GW，位居全国第一[10,11]。此类涵盖电化学、盐穴压缩空气、熔盐储能等新型储能设施，主要通过在午间光伏出力高峰时段充电、在晚高峰时段放电的灵活运行，为系统实时平衡提供了基础的物理支撑，进而与新能源的出力特性形成有效的调节合力。

在扩大实体储能资产的同时，山东也同步推进虚拟电厂的机制建设，以期挖掘需求侧的灵活性潜力。该模式通过聚合分布式电源、用户侧储能及工商业柔性负荷，引导其作为一个整体参与系统的调度与市场交易。根据山东省能源主管部门披露的规划目标，“到2027年，全省虚拟电厂运行管理和参与市场机制基本健全，调节能力达到200万千瓦以上。到2030年，全省虚拟电厂应用情景更加多元，商业模式创新发展，调节能力达到400万千瓦以上[12]。”虚拟电厂在山东电力行业的深度参与，将从全局的角度优化源网荷储的协同调度。这种柔性互济模式，将更好激活储能资源的调度能力，在保障系统资源充裕性的前提下，推动全省向更具经济效益的保供体系转型。

## 2.2. 山东新型电力系统改革挑战

伴随新能源与新型储能装机规模的持续扩张，存量火电机组与新兴主体的统筹协调范式已成为决定系统灵活运行水平及资源充裕度经济性达成的核心变量。如**图 2**所示，尽管山东煤电装机已降至 50%以下，全省总发电量中火电机组占比依然接近 70%（含少量气电）[13]。庞大的火电装机容量，叠加当前刚性调度模式的掣肘，使得山东电网在实际运行中依然面临弃电及系统灵活性不足等结构性挑战。这不仅造成了清洁能源的资源浪费，更推高了系统的整体运行成本和容量保供成本，最终以更高的电价形式转嫁给终端电力消费者，阻碍了新型电力系统向更具经济效益的保供体系转型。

山东发电结构中还存在较多中小煤电机组。山东工业园区、化工园区、造纸、纺织、食品加工等用热行业分布广，长期需要稳定蒸汽供应；同时，北方城市冬季还存在集中采暖需求。因此，许多地市早期建设了大量中小型热电联产机组，用于就近供电、供汽和供热。这类机组在保障地方工业和民生用热方面曾发挥重要作用，但在高比例新能源系统中，其问题也更加突出：机组容量小、煤耗偏高、调节范围有限，且受供热负荷约束，难以灵活

跟随净负荷变化。随着山东光伏快速增长，中午低净负荷时段需要煤电深度下调，而晚间又需要快速爬坡；大量中小热电机组既增加了系统下调难度，也较难提供高质量的晚高峰容量支撑。山东现行政策也明确将小煤电退出作为煤电结构优化的重要方向，提出在确保电力、热力稳定接续供应的前提下，到 2025 年除供热背压机组外，全省 30 万千瓦以下发电机组基本退出[14]。

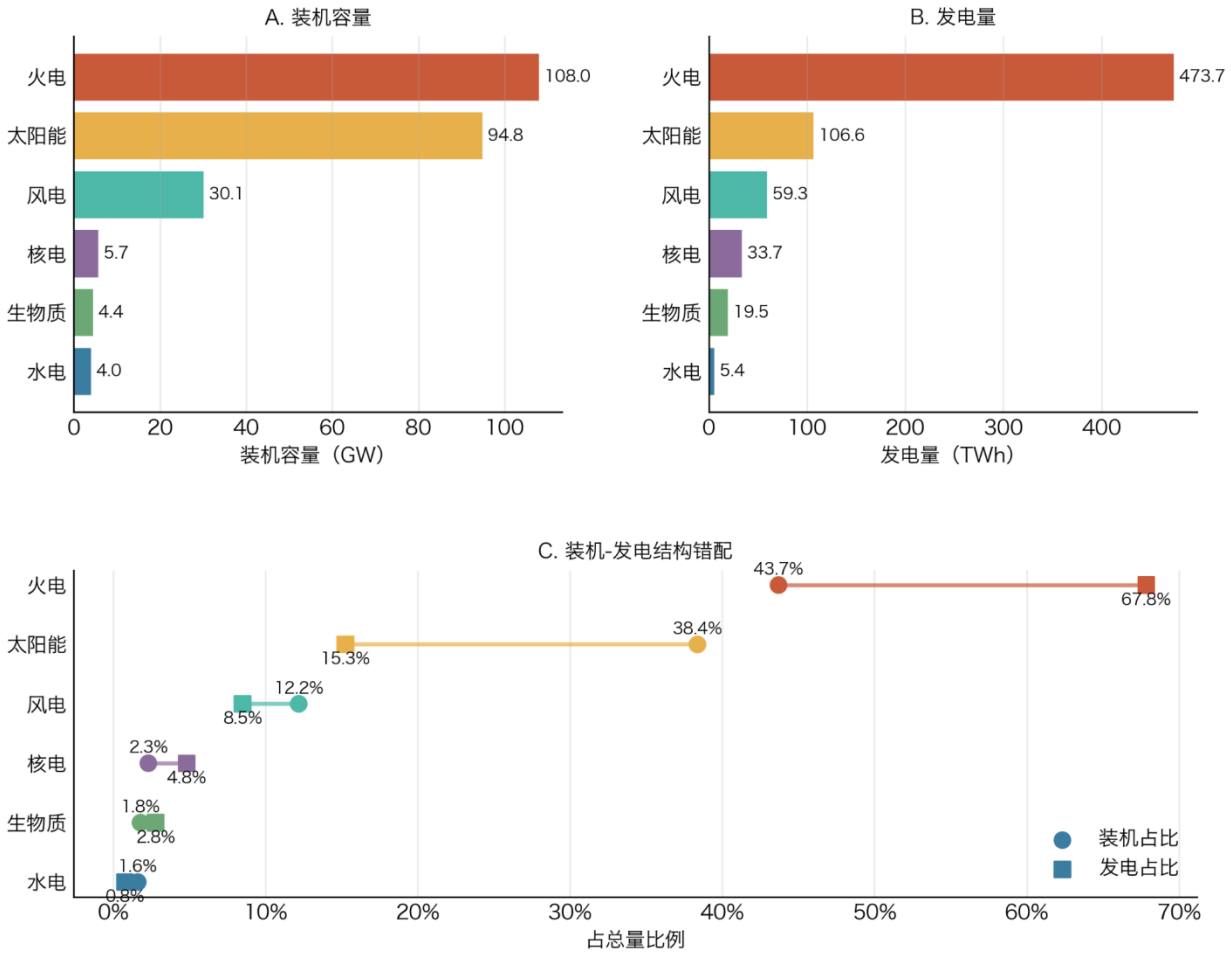



**图 2. 山东省 2025 年装机与发电量 [数据来源：作者基于[13,15]和公开数据整理]。**[1]

传统电力系统的资源充裕度规划以“静态容量保供”为核心，仅需确保最高负荷时段具备足够的可用容量与备用裕度，即可兜底全年的供电安全。然而，随着新能源的接入，电网保

1 山东省“十四五”期间未公布火电装机数据。本文根据山东省统计局公布的 2025 年末非化石能源装机容量（13,959 万千瓦，占总装机 54.2%），结合核电、生物质等电源规模估算火电装机约 108GW。其中，天然气发电装机规模较小且未见官方数据，本文依据已投运燃气发电项目公开资料估算约为 5GW，其余视为煤电，即约 103GW。

供风险的特征正在发生演变——由传统的“单一尖峰容量短缺”向“净负荷陡升时段爬坡受阻”扩散[16]。特别是在傍晚光伏出力快速衰减等净负荷激增时段，即便系统静态可用容量充裕，若机组的实际爬坡速率无法匹配净负荷的攀升速率，依然会引发电力缺口。这意味着，爬坡速率也成为了资源充裕度的重要环节，对灵活性资源的动态调节能力提出了更严苛的要求。

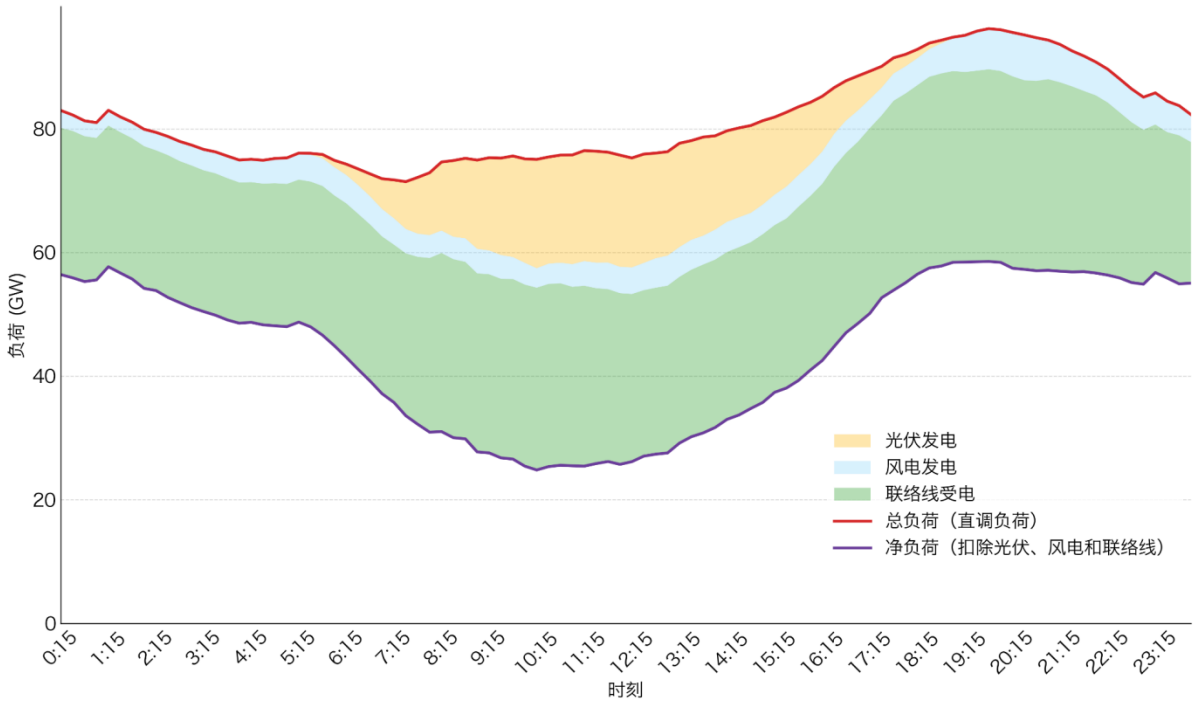



**图 3. 山东净负荷曲线，2025 年 7 月 31 日（注：图中负荷仅包括直调负荷）。**

山东的资源充裕度问题还具有明显的空间特征。全省 16 个地级市在负荷规模、电源结构、新能源资源、储能配置和输电位置上差异较大。鲁西、鲁北地区如滨州、聊城、德州等城市煤电和工业负荷占比高，是省内传统电力生产和负荷区域；鲁中地区如济南、淄博、潍坊、泰安既承担较高负荷，也位于省内电力流动的重要通道；胶东半岛的青岛、烟台、威海同时具有较高用电需求、新能源开发潜力和跨省来电消纳需求；鲁南的临沂、济宁、枣庄、日照等城市在负荷增长、煤电布局、外来电落点和省内输电支撑方面具有不同程度的重要性。因此，仅从省级总量判断山东的资源充裕度是不够的。即使全省装机容量和电量供给在总量上看似充裕，局部城市仍可能因为本地可调节电源不足、储能配置偏少、新能源出力，或跨市输电通道受限，在特定小时出现资源充裕度风险。例如，高负荷或高煤电

出力城市可能面临煤电退出后的容量替代压力；高光伏装机但储能不足的城市可能在中午出现消纳压力、在晚高峰仍需外部支援；跨省直流落点及其周边城市则可能在外来电中断时暴露出更强的供电缺口。因此，本报告采用地级市节点模型，而不是仅采用省级总量模型，以识别山东低碳转型过程中可能被省级平均值掩盖的局部风险。

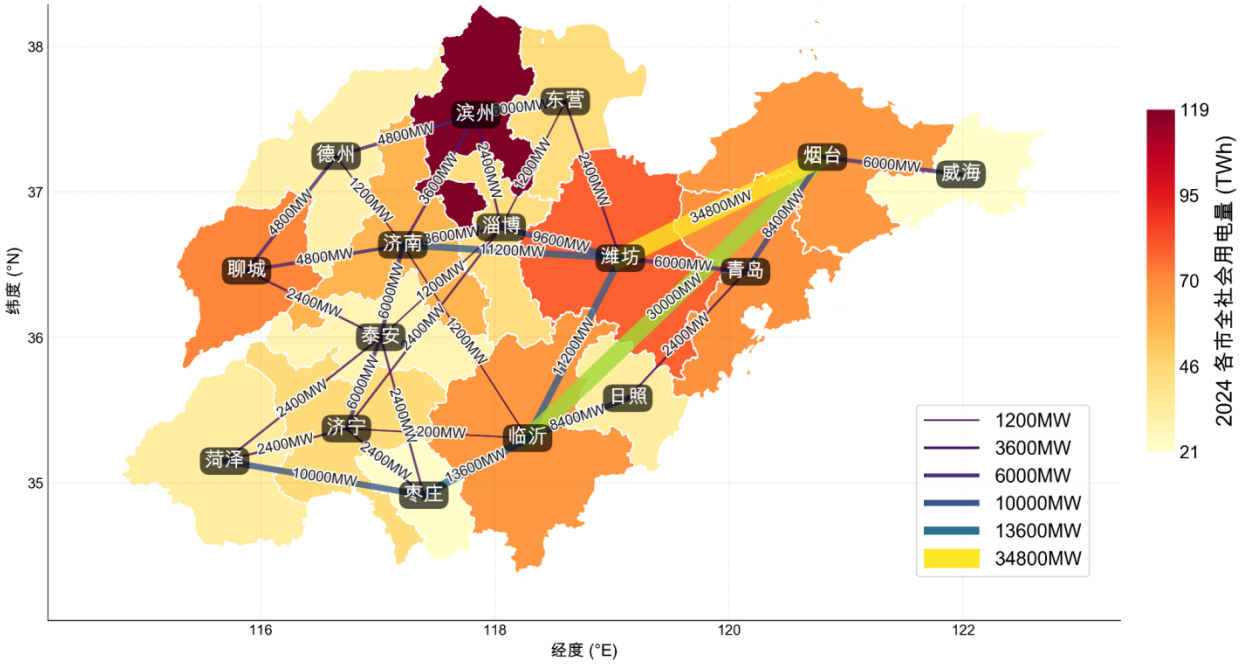



**图 4. 山东省跨市输电容量和各地级市的 2024 年全社会用电量。输电容量数据截至 2026 年 2 月，含全部在运、在建和已批输电项目 [数据来源：作者整理；数据收集方法见附录]。**

与此同时，山东越来越依赖跨省来电来平衡省内资源和负荷的时空错配。经过多年“外电入鲁”建设，山东已经形成多条跨省交直流通道并行的受电格局。2024 年，山东接纳省外来电 1547.7 亿千瓦时，占全省全社会用电量的 18.6%；迎峰度夏高峰期，山东每用 10 度电就约有 3 度来自省外[16]。这些跨省通道提高了山东在夏季高峰期调用省外资源的能力，但也使系统对关键通道的可用性更加敏感。特别是在晚高峰、低风低光或省内可调节资源不足的时段，若主要直流通道发生闭锁，受端城市及省内潮流转移节点可能迅速暴露出局部供电缺口。因此，本研究在主情景之外进一步设置跨省直流闭锁测试，用于评估外来电中断对地级市资源充裕度的影响。

| 表 1. 山东省跨省交直流受电通道、输电容量及输电规模。 | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **通道** | **等级** | **送端省份** | **山东受端城市** | **额定容量** | **2024 年输电量** |
| 银东直流[17] | ±660kV | 宁夏 | 青岛 | 4000MW | 225.30 亿千瓦时 |
| 鲁固直流[17] | ±800kV | 内蒙古 | 潍坊 | 10000MW | 445.28 亿千瓦时 |
| 昭沂直流[17] | ±800kV | 内蒙古 | 临沂 | 10000MW | 448.25 亿千瓦时 |
| 陇电入鲁[18] | ±800kV | 甘肃 | 泰安 | 8000MW | 2025 年投运，设计年送电量 360 亿千瓦时 |
| 辛聊双线[19] | 500kV | 河北 | 聊城 | 约 2400MW | — |
| 黄滨双线[19] | 500kV | 河北 | 滨州 | 约 2400MW | — |
| 锡盟—泉城特高压[20] | 1000kV | 内蒙古 | 济南 | 约 10000MW | — |
| 榆横—潍坊特高压[20] | 1000kV | 陕西 | 潍坊 | 约 10000MW | — |
| 山东—河北特高压[21] | 1000kV | 河北 | 潍坊、临沂、枣庄 | 约 10000MW | — |

# 3. 研究方法描述

## 3.1. 模型和数据

本研究采用机组组合与经济调度模型（UCED）评估山东省2030年夏季的资源充裕度。模型以山东省 16 个地级市为节点，刻画各地市电源结构、负荷需求、储能充放电、风电和光伏小时可用出力、跨市输电约束以及跨省来电等关键运行特征。模型时间分辨率为小时，研究时段选取 2030 年 7 月和 8 月中的连续四周（共 28 天），重点关注山东迎峰度夏期间可能出现的供电压力。UCED 模型以周为单位进行求解，每次模拟连续 168 小时（7 天）的机组组合与经济调度。与容量扩张模型不同，本研究不优化新增装机规模，而是在给定 2030 年电源装机、储能配置和输电条件下，通过逐小时调度推演检验系统能否满足负荷需求，并识别潜在的供电缺口、碳排放变化、弃风弃光、发电结构和线路利用。

模型以系统运行成本最小化为目标，各类机组按照运行成本和技术约束进行调度，风电和光伏受逐小时可用出力限制，储能可以在不同时段充电和放电，跨市线路受到传输容量约束。其中，未供应电量（NSE）被设置为带有高惩罚成本的松弛变量，用于刻画在极端紧张时刻系统未能满足的负荷需求。本报告聚焦山东省内跨市电力资源协调运行与资源充裕度分析，不涉及发电资源扩张优化。各类发电技术装机容量均视为外生输入参数，跨省输电规模亦作为外生条件处理，不在模型中进行内生优化。通过比较不同情景下的最大小时NSE、日内调度结构、风光弃电率、$CO_2$排放和线路利用率，本文评估山东省 2030 年在不同煤电、风电、光伏和储能发展路径下的资源充裕度与低碳转型风险。

需要说明的是，300MW 级煤电机组在山东仍承担较重要的供热功能，在低碳转型路径下，本文没有简单地将其退出。根据一份关于山东 300MW 级煤电机组优化发展的研究，山东省 300MW 级煤电机组超过 90%为供热机组，即抽凝机组，该类机组会逐步增加工业供热能力[2]。因此，在低碳转型路径中，本文将 300MW 视为可改造为工业供热机组的资源。考虑工业供热约束对抽凝机组发电能力的影响，本文假设此类机组在夏季的最大发电能力按

2 北京大学能源研究院, 山东省热电设计院。 基于灵活调峰和稳定供热前提下山东省 30 万千瓦级煤电机组优化思路，2024。https://www.nrdc.cn/Public/uploads/2024-08-30/66d156e2653d1.pdf

装机容量的80%计入模型。在煤电机组灵活性参数方面，由于山东省公开数据有限，本文参考山西、陕西、安徽等省现货市场规则中对机组启停约束的设定，将火电机组的最小连续开机时间和最小连续停机时间分别设定为 24 小时和 6 小时。该假设用于避免模型出现过于频繁的机组启停。

电力负荷数据以小时尺度构建。基准小时负荷曲线来源于电查查发布的山东电网直调负荷数据；作者在整理原始数据后，依据山东省历史月度全社会用电量对直调负荷曲线进行逐月放大，从而得到小时级全社会用电量序列[22]。未来五年的负荷增长率设定为 5.4%[23]。主要模型参数，包括各类发电机组数据、跨市输电线路、跨省输电量数据等，均由作者基于公开资料收集、清洗和汇总，具体数据源、处理方法和数据总结见附录。

本研究特别关注山东“迎峰度夏”的保供能力。7—8月高温天气下，山东峰值负荷通常出现在晚上 7—9 点，而此时光伏出力已经大幅下降。仅从装机容量难以判断系统在所有时段的充裕度；只有通过小时级连续调度，才能观察日间光伏高出力、晚间负荷峰值、储能跨时段转移以及跨市电力支援之间的关系。因此，本文的模型结果重点用于分析 2030 年夏季高负荷时期的运行风险，而不是预测全年运行情况。

## 3.2. 情景构建

本研究构建了一个电源转型情景矩阵（见**表 2**），用于评估不同电源结构路径下山东省2030 年夏季资源充裕度表现。情景矩阵围绕 2030 年时煤电、储能、风电和光伏四类资源装机量展开，每类资源均设置**基准路径**和**低碳转型路径**两种取值，并分别用 0 和 1 表示，共形成 **16 个情景**。本文采用 C-S-W-P 四位编码表示具体情景，其中 C、S、W、P 分别代表煤电、储能、风电和光伏。例如，C0S0W0P0 表示四类资源均采用基准路径，作为**基准情景**；C1S1W1P1 表示煤电退出、储能扩张、风电扩张和光伏扩张同时发生，作为**综合低碳转型情景**。详细的数据设定方法和假设请参见附录。

需要说明的是，编码中的“1”并不都表示装机相较于编码“0”的增加。对于储能、风电和光伏而言，1 表示更积极的扩张路径；但对于煤电而言，1 表示煤电收缩发展与功能转型路径，即不再纳入核准和预核准煤电项目，并进一步考虑小机组退役和部分抽凝机组供热改

造后的发电能力下降。这样的设计既可以比较单一技术路径对资源充裕度和排放的影响，也可以识别煤电收缩与风光储扩张之间的组合效应。

此外，本研究在**综合低碳转型情景**（C1S1W1P1）基础上进一步开展两类压力测试：一是跨省直流闭锁，用于评估外来电通道中断对地级市资源充裕度的影响；二是极端气象，即将风电和光伏逐小时可用容量因子下调，以模拟低风速和低日照条件下的新能源出力下降。两类测试均不改变装机设定，主要用于考察系统在关键扰动下的稳健性。

**表 2. 2030 年时煤电、储能、风电和光伏装机的情景设定**

| 电源 | 编码 | 0：基准路径 | 1：低碳转型路径 |
|---|---|---|---|
| 煤电  | C | **煤电装机：**113.1GW（涵盖迄今在运、在建、核准和预核准机组；达到退役年龄的机组正常退役）[3] | **煤电装机：**95.8GW（仅涵盖迄今在运和在建机组；达到退役年龄的机组正常退役；300MW 以下小机组退役；300MW 抽凝机组改造为可供工业供热机组，夏季最大发电能力按 80%计） |
| 储能  | S | **抽蓄储能：**8.2GW/49.1GWh（仅考虑迄今在运和已开工项目）<br>**电池储能：**33.6GW/100.9GWh（根据各城市官方 2030 年目标） | |
| | | **非电池新型储能：**0.4GW/1.7GWh（仅考虑在运和在建项目） | **非电池新型储能：**5.6GW/26.9GWh（考虑在运、在建、已规划、已备案项目） |
| 风电  | W | **海上风电：**35GW（官方 2030 年规划的 100%）<br>**陆上风电：**24.9GW（“十五五”新增装机为“十四五”新增装机的 100%） | **海上风电：**51.8GW（官方 2030 年规划的 150%）<br>**陆上风电：**26.8GW（“十五五”新增装机为“十四五”新增装机的 150%） |
| 光伏  | P | 累计装机 130.9GW（“十五五”新增装机为“十四五”新增装机的 50%） | 累计装机 148.9GW（“十五五”新增装机为“十四五”新增装机的 75%） |

3 山东省“十四五”期间未单独公布煤电装机规模。本文根据公开统计数据估算，截至 2025 年底山东煤电装机约为 103GW。2030 年煤电装机规模基于 Global Energy Monitor 数据库统计。考虑到山东“十四五”中后期持续推进大型支撑性煤电项目建设，并将在 2026 年后陆续建成投运（例如华能德州电厂四期 2×660MW 机组），同时煤电在新型电力系统中将更多承担容量保障、灵活调节和系统支撑功能，113.1GW 煤电的设定与当前行业发展趋势总体一致。

# 4. 模型结果

## 4.1. 煤电退出路径下不同风光储组合的资源充裕度风险

**图 5** 展示了在煤电退出路径下，不同储能、风电和光伏组合对山东省最大小时未供应电量的影响。NSE 表示每小时未能满足的负荷需求。该指标反映的是 2030 年夏季典型四周内，系统在最紧张小时的供电缺口，而不是四周的累计缺电量。在煤电可用容量收缩后[4]，如果储能、风电和光伏均保持基准设定，山东省最大小时未供应电量达到 6,091MWh。这说明在 C1 路径下，仅依靠基准水平的风光储配置，系统难以完全弥补煤电容量下降带来的高峰供电缺口，夏季高负荷时段存在明显的资源充裕度压力。

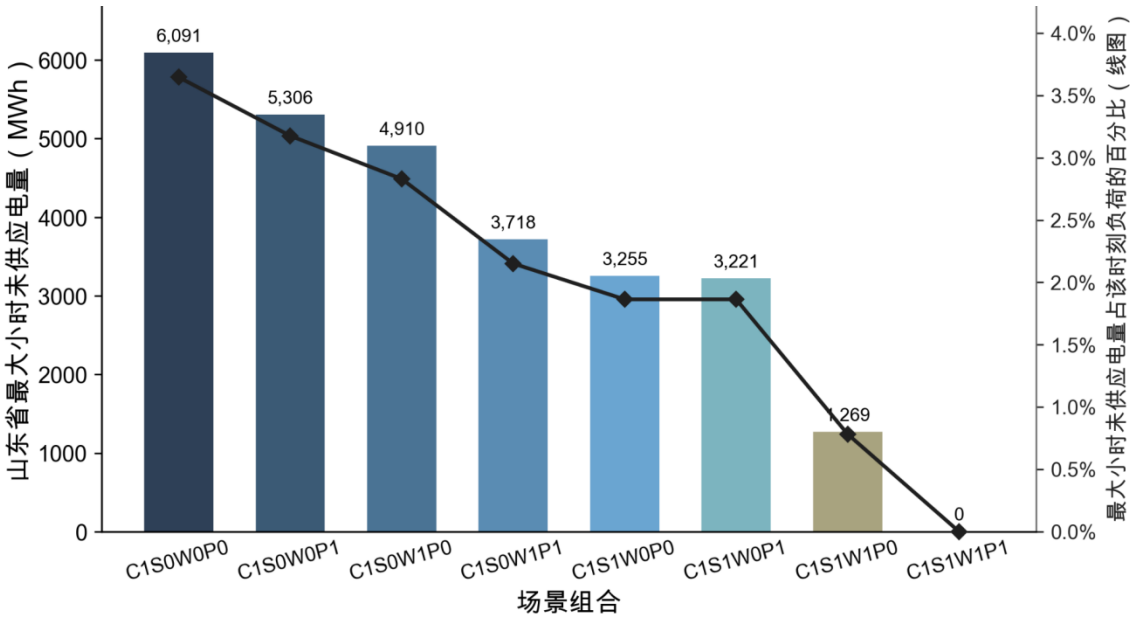



**图 5**. 不同低碳转型情景下山东省最大小时未供应电量。

4 煤电可用容量的收缩，是指煤炭低碳发展路径相比于煤炭基准路径下的收缩，不是指 2030 年装机相对于 2025 年装机的下降。

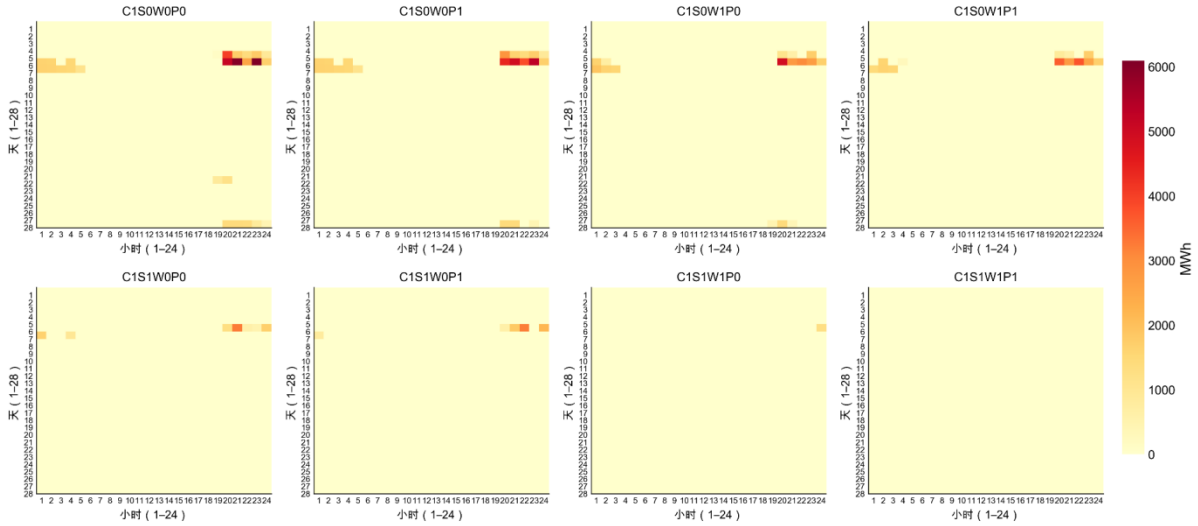



**图 6. 不同低碳转型情景下山东省逐小时未供应电量。**

从单一技术扩张[5]的作用看，风电、光伏和储能均能降低最大 NSE，但效果差异明显。当储能、风电和光伏均保持基准设定时，山东省最大小时未供应电量达到 6,091MWh，说明在煤电扩张收缩后，系统在夏季高峰时段存在明显的资源充裕度压力。单独扩张光伏后，最大 NSE 降至 5,306MWh；单独扩张风电后进一步降至 4,910MWh。二者均有助于缓解资源不足，但在不增加储能的情况下，仍无法消除最紧张小时的供需缺口。尤其是山东夏季峰值负荷通常出现在晚上 8—9 点，已错过光伏出力时段，因此单独增加光伏对最大缺口的缓解作用相对有限。相比之下，风电在部分晚高峰时段仍可能提供出力支撑，因此其削减最大 NSE 的效果强于光伏。储能扩张的作用则更为显著，单独扩大储能后最大 NSE 降至 3,255MWh，低于单独风电或单独光伏扩张情景，说明储能提供的跨时段转移电量，在夏季晚高峰期间提供更直接的容量支撑。

组合情景进一步显示，风电、光伏和储能之间存在明显协同效应。在不扩张储能的情况下，同时扩张风电和光伏可将最大 NSE 降至 3,718MWh，但由于出力时序与负荷高峰并不完全匹配，仍无法完全消除切负荷。加入储能后，系统资源充裕度明显改善：储能与风电扩张组合下，最大 NSE 进一步降至 1,269MWh。

最重要的是，当储能、风电和光伏同时扩张时，山东省最大 NSE 降至 0MWh。这意味着

5风电、光伏和储能容量的扩张，是指其在低碳发展路径相比于其基准路径下的扩张，不是指 2030 年装机相对于 2025 年装机的扩张。

在本研究模拟的 2030 年夏季典型四周内，C1 煤电低碳转型路径并不必然导致切负荷；但前提是风电、光伏和储能需要同步达到更积极的扩张水平。换言之，对于缓解退煤带来的资源充裕度风险，关键不只是增加可再生能源装机，而是形成“风光电量供给+储能峰时支撑”的组合能力。

## 4.2. 城市碳排放格局

**图 7** 展示了 2030 年夏季连续四周内（七月至八月），山东省 16 个地级市在不同组合情景下的电力供应侧的 $CO_2$排放水平。需要强调的是，本图反映的是模型模拟窗口内的运行排放，而不是全年排放总量。因此，**图 7** 的主要意义不在于给出各地市年度排放规模的精确估计，而在于揭示不同情景下，山东省电力排放的空间分布特征和情景响应方向。

总体来看，山东省电力排放呈现出高度稳定的空间集中格局。无论情景如何变化，滨州、聊城和烟台始终是排放最高的三个城市。在基准情景下，滨州在夏季四周内 $CO_2$排放约为 9.37 百万吨，明显高于聊城的 5.26 百万吨和烟台的 5.02 百万吨。德州、青岛、泰安、威海等城市在多数情景下排放水平较低。

风电、光伏和储能扩张对降低排放具有较稳定的作用。单独风电扩张情景下，几乎所有城市排放均低于基准情景；单独光伏扩张也呈现类似方向，但下降幅度略小。相比之下，单独储能扩张对排放格局影响有限。这与储能的技术属性一致：储能本身不产生低碳电量，其减排作用主要依赖于是否能够促进风光消纳和减少煤电出力。

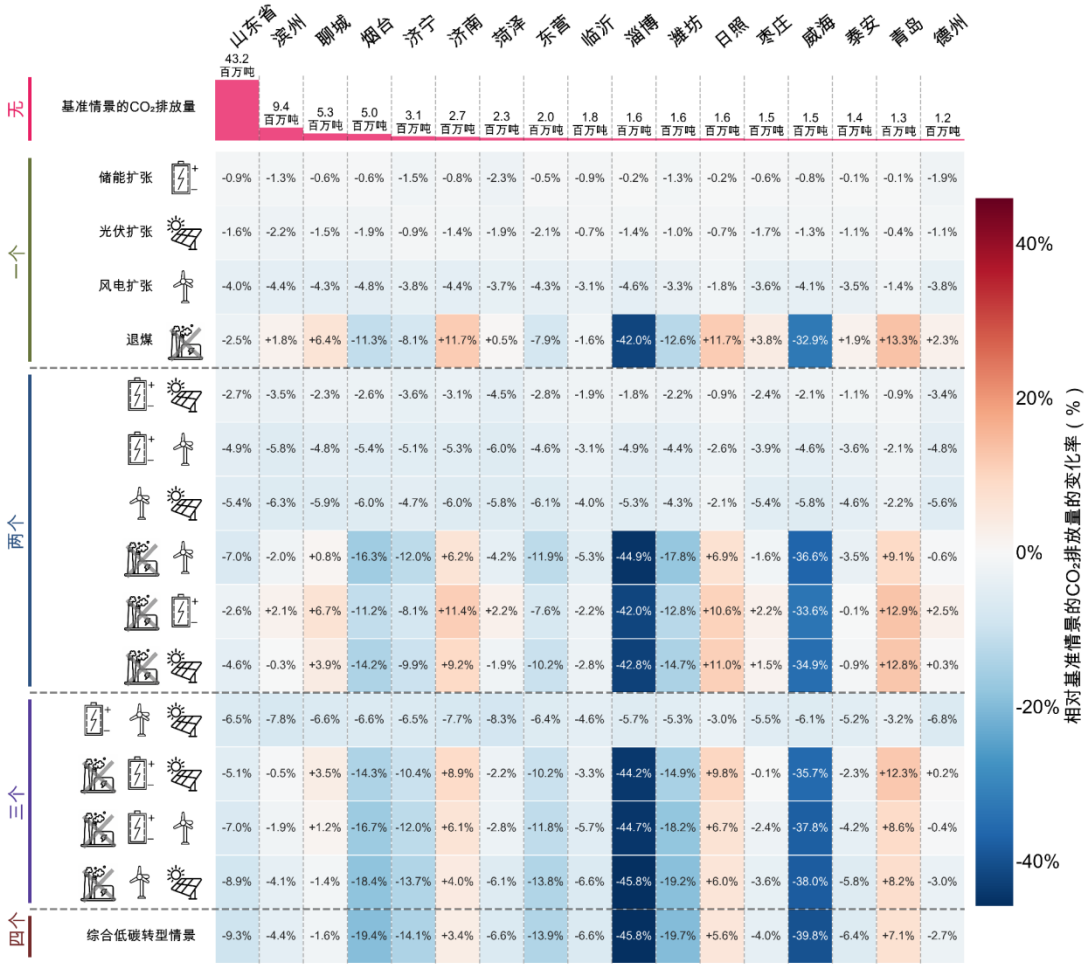



**图 7. 不同低碳转型情景下山东省地级市电力部门 $CO_2$排放分布。**

值得注意的是，煤电扩张的收缩的影响并不单向。单独煤电退出情景下，烟台、济宁、淄博、潍坊、威海等城市排放下降，但滨州、聊城、济南、日照、枣庄、青岛等城市反而上升。例如，聊城排放由 5.26 百万吨上升至 5.60 百万吨，济南由 2.71 百万吨上升至 3.02 百万吨。这表明，在仅收缩部分煤电容量、而风光储没有同步扩张的情况下，剩余煤电机组承担更高出力，发电压力向部分高排放节点集中。换言之，煤电退出的运行减排效果并不仅是由装机容量变化直接决定的，而是取决于低碳替代资源是否足够、其出力是否与负荷时段匹配，以及电网是否能够支持跨区域电力转移等多重因素的协同。

从组合情景看，排放最低的几个情景都包含风电扩张，并且通常叠加光伏扩张或煤电扩张的收缩。综合低碳转型情景下，全省四周总排放约为 39.16 百万吨，低于基准情景的 43.18 百万吨；其中烟台从基准情景的 5.02 百万吨降至 4.05 百万吨，淄博和威海也降至不足 0.9

百万吨。不过，滨州和聊城在所有情景下仍保持较高排放，说明高排放城市的结构性压力不会仅靠省级层面的风光储扩张自动消除。

总体而言，山东 2030 年夏季电力排放的变化不是简单由煤电装机规模决定，而是由煤电空间布局、风光出力、储能调节和跨市调度共同塑造。风光扩张能够稳定降低排放，储能的减排作用更依赖于与风光协同，而煤电扩张收缩若缺乏同步替代资源，则可能造成局部排放反弹。

## 4.3. 日内净负荷曲线

**图 8** 以泰安市采样期的第七天为例，对比了 C1S0W0P1 和 C1S1W0P1 两个情景下的日内净负荷曲线。两个情景设定的区别，在于后者进一步扩大了储能配置。泰安是一个具有代表性的储能节点，本地用电规模在山东省内相对较小，但储能资源较为集中。抽水蓄能装机在 2030 年预计达到 2.8GW/16.8GWh，为全省最高。在储能扩张路径下，泰安还配置了熔盐储能 1.25GW/6.25GWh、压缩空气储能 0.1GW/0.4GWh 和飞轮储能 0.1GW/0.03GWh。泰安是个典型的例子，用以清楚地展示储能扩张如何改变高光伏路径下的日内净负荷形态。

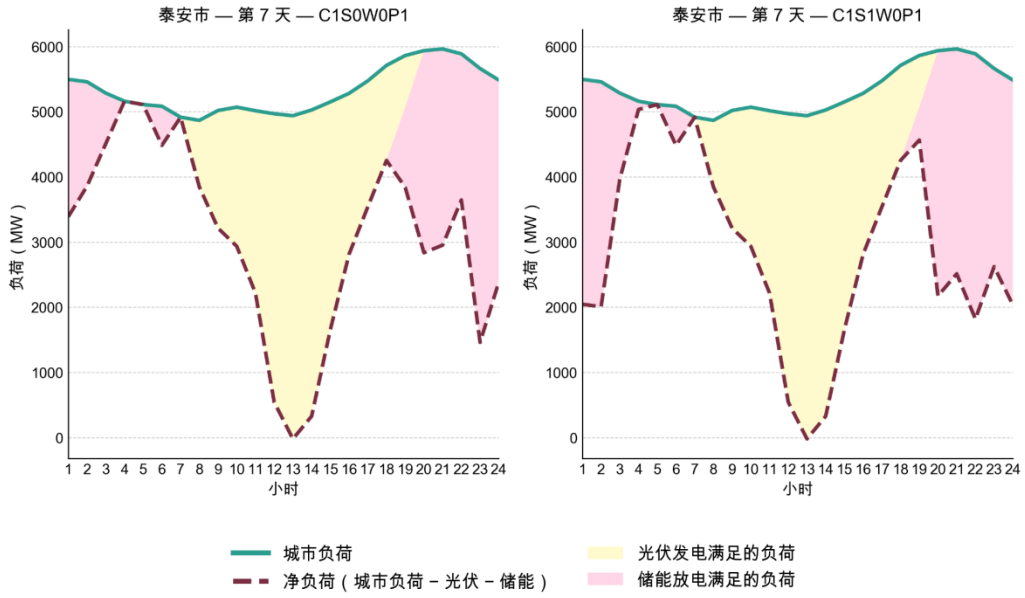



**图 8.** 储能扩张对泰安市日内净负荷曲线的影响：左图为 C1S0W0P1（退煤—光伏扩张），右图为 C1S1W0P1（退煤—储能扩张—光伏扩张）。

从图中可以看出，在两个情景下，光伏出力均显著压低了中午时段的净负荷，形成典型的“鸭子曲线”。尤其在 12—14 时前后，泰安市净负荷被压低至接近 0MWh，说明在高光伏情景下，日间本地负荷几乎可以由光伏出力覆盖。但与此同时，晚间负荷仍维持在较高水平，尤其是 20—22 时附近接近全天峰值，而此时光伏出力已经基本消失。这种“中午低谷—晚间高峰”的日内错配，是山东夏季资源充裕度风险的重要来源。

加入储能扩张后，净负荷曲线发生明显变化。与 C1S0W0P1 相比，C1S1W0P1 情景下的储能系统将更多日间光伏出力转移至晚间高负荷时段使用，降低系统需要由常规机组和外部电力承担的负荷。

这一结果也解释了**图 6** 中储能扩张能够显著降低最大 NSE 的原因。对于山东而言，夏季峰值负荷通常出现在 20—21 点，已经错过光伏出力时段。因此，单独增加光伏虽然能够压低日间净负荷，却未必能够有效缓解晚高峰供电缺口。储能的关键作用在于连接“中午光伏高出力”和“晚间负荷高峰”两个时段，从而提高光伏对系统资源充裕度的实际贡献。值得注意的是，储能放电并未只集中在 20—22 时的峰值负荷时段，而是延续到夜间后段，说明储能不仅削减峰值负荷，也承担了晚高峰之后持续数小时的系统平衡作用。

## 4.4. 调度结构对比

**图 9** 对比了一个典型日的山东省在基准情景和综合低碳转型情景下的 24 小时省级调度结果。该图进一步解释前述结果中的两个关键机制：一是低碳转型如何改变山东省日内供电结构；二是风光储扩张如何缓解高峰时段的资源充裕度风险。

在基准情景下，煤电在全天大部分时段保持较高出力，是满足基础负荷和晚高峰负荷的主体电源。光伏在白天、尤其是中午时段压低煤电出力；但在傍晚以后，随着光伏出力快速下降，系统再次依赖煤电、跨省输电和储能放电来满足负荷需求。

综合低碳转型情景下，煤电出力整体低于基准情景，尤其是在白天光伏高出力时段，煤电被压低；与此同时，白天光伏出力抬升，推动系统在 10—16 时左右形成较低的净负荷区间，并伴随更多的储能充电；晚间 20—22 时附近，储能转为放电，同时天然气和风电出力也有所增加，与跨省输电和剩余煤电共同支撑负荷高峰。这与**图 8** 中的鸭子曲线分析一

致：山东夏季的主要供电压力并不发生在光伏出力最强的中午，而是出现在光伏快速下降后的晚间高负荷时段。

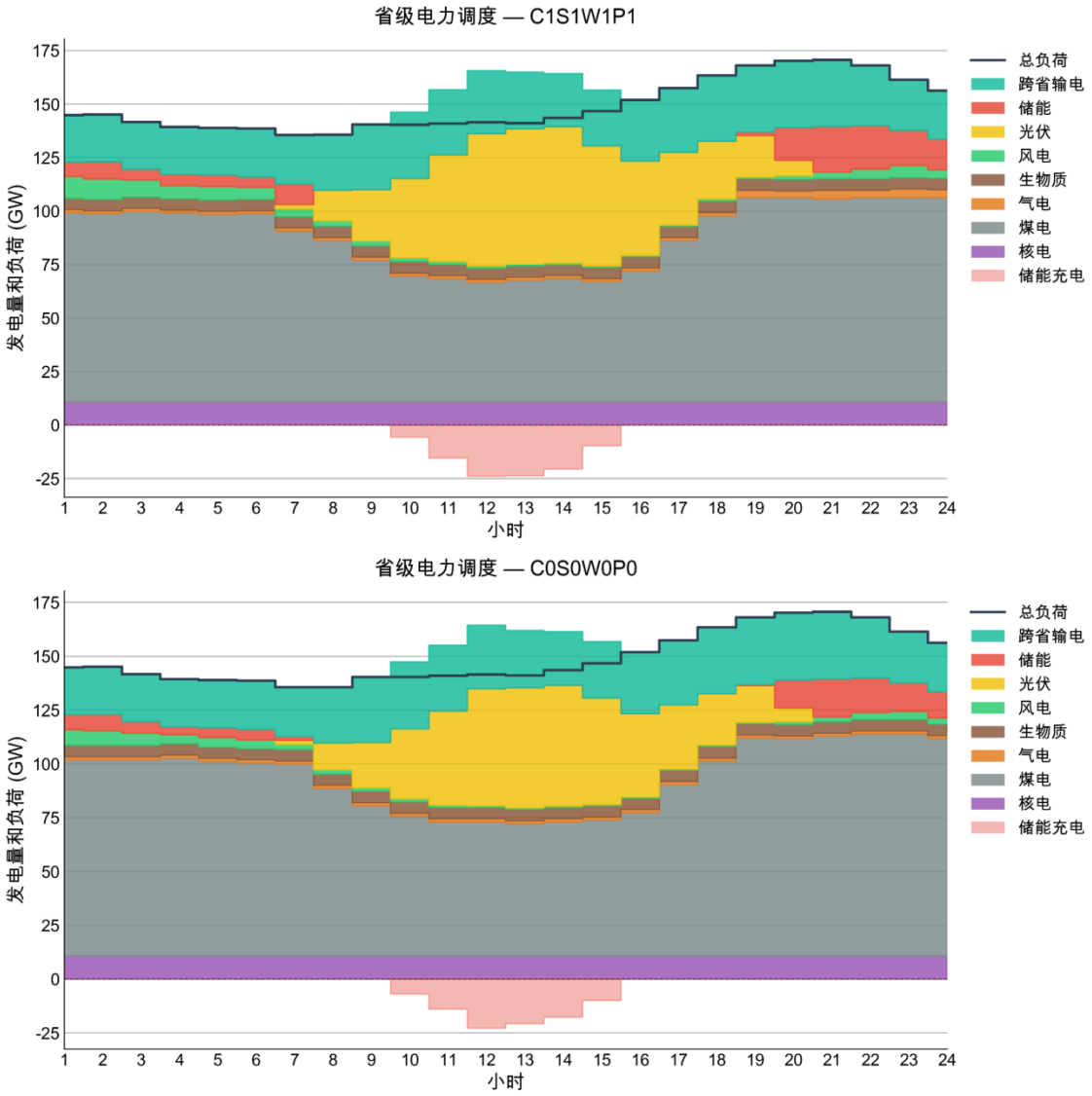



**图 9. 山东省电力调度（上图为 C0S0W0P0 情景，下图为 C1S1W1P1 情景）。**

## 4.5. 跨城市输电线路利用率

**图 10** 对比了基准情景和综合低碳转型情景下，山东省跨城市输电线路的利用率。总体来看，两种情景下省内跨市输电网络整体没有出现系统性满载，但是少数关键通道承担了更

高的电力转移压力。

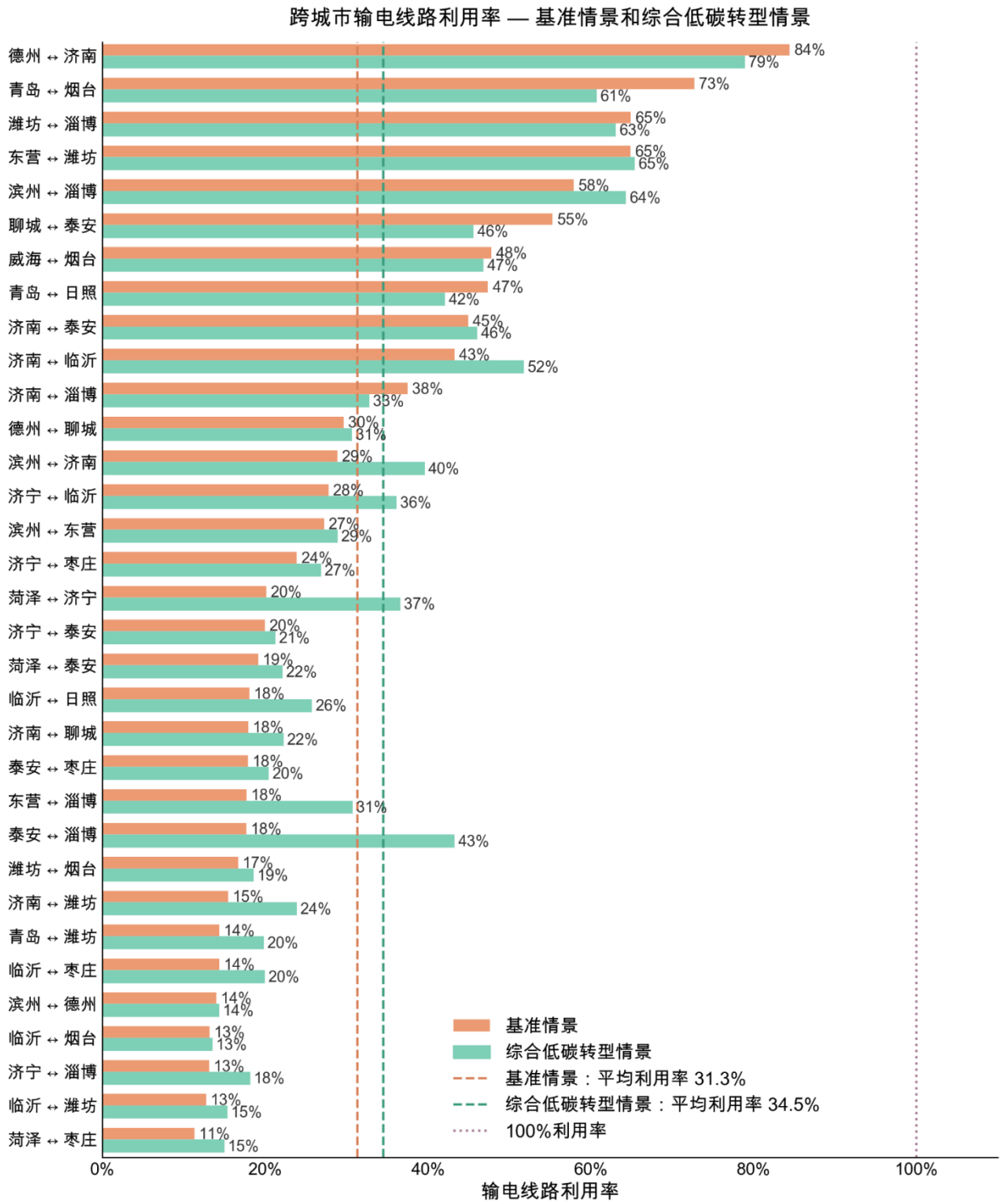



**图 10.** 基准情景与综合低碳转型情景下跨市输电线路利用率对比。

在基准情景下，跨市线路平均利用率为 31.3%。其中，德州—济南线路利用率最高，达到 84%；青岛—烟台、潍坊—淄博、东营—潍坊等线路利用率也超过 60%。这说明在基准装机和调度结构下，山东省内电力流动主要集中在连接鲁西北、胶东和中部负荷区域的线路。相比之下，其余大量线路利用率低于 30%。

综合低碳转型情景下，跨市线路平均利用率上升至 34.5%，较基准情景提高约 3.2 个百分点。风电、光伏和储能扩张以及煤电出力结构变化，会增加跨市电力交换需求。部分线路的利用率明显提高，例如泰安—淄博由 18%上升至 43%，济南—临沂由 43%上升至 52%，滨州—淄博由 58%上升至 64%。在综合低碳转型情景下，电力从资源较丰富或调节能力较强的城市向供小于求的城市转移的需求增强，部分原本利用率较低的线路也开始承担更重要的调度功能。

不过，综合低碳转型并没有简单地使所有线路利用率上升。部分高利用率线路反而有所下降，例如德州—济南由 84%降至 79%，青岛—烟台由 73%降至 61%，青岛—日照由 47%降至 42%。随着风光出力和储能布局变化，部分地区可以更多依靠本地或邻近资源满足负荷，从而降低对原有高利用通道的依赖。

**图 10** 的另一个重要信息是，即使在综合低碳转型情景下，最高线路利用率仍未达到 100%。这意味着，从省级平均意义上看，本研究设定下的跨市线路并不是普遍性的绝对瓶颈；但少数高利用率通道仍可能在关键小时对资源充裕度产生约束。

总体来看，山东 2030 年低碳转型将使省内跨市电力流动更加活跃，平均线路利用率有所上升，并改变部分通道的相对重要性。在未来资源充裕度规划中，不仅需要关注全省装机容量是否充足，也需要识别高利用率跨市通道，评估其在极端高负荷或低新能源出力时段是否会成为局部供电风险的放大因素。

## 4.6. 可再生能源弃用率

**图 11** 展示了 C1 煤电扩张收缩路径下，不同储能、风电和光伏组合对应的风光弃用率。整体趋势呈现出风光与储能配置的显著交互效应。在无储能扩张时，同时扩大风光装机情景（C1-S0-W1-P1）的各城市风光弃用率最高，省弃用率达 9.29%；而扩张储能但不新增风

光的情景（C1-S1-W0-P0）弃用率最低，仅为 2.93%。储能对弃电率具有明显的抑制作用：在风光扩张时，扩张储能（C1-S1-W1-P1）相比不扩张储能（C1-S0-W1-P1）使省风光弃用率下降约 1.3 个百分点。

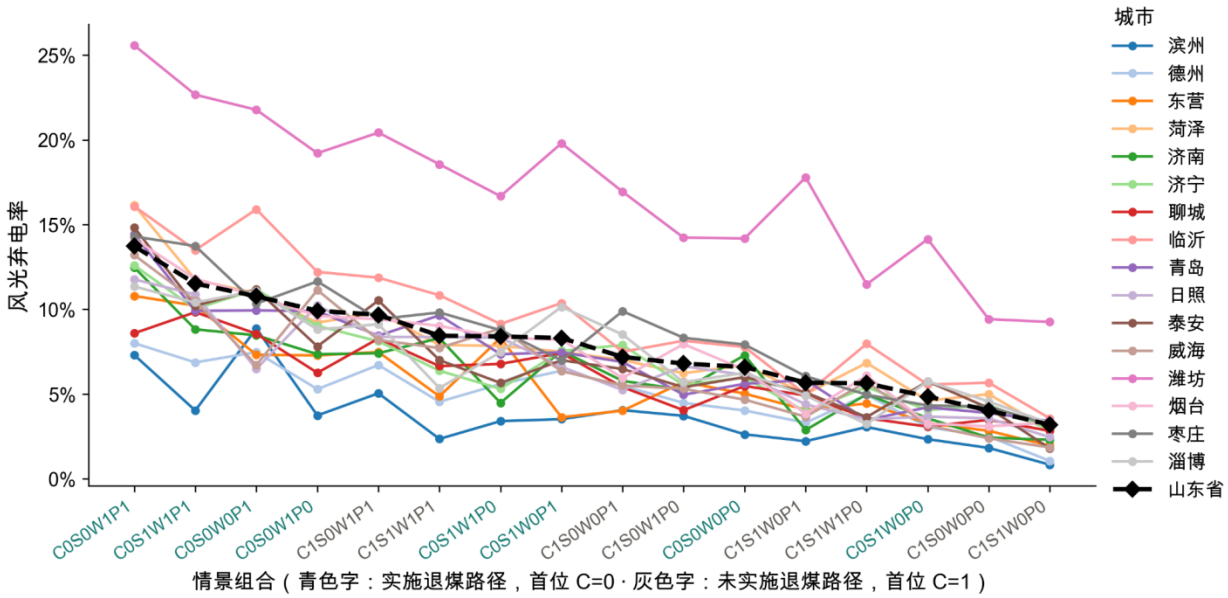



**图 11.** 不同情景组合下的地级市与全省风光弃电率。

风光弃用率呈现明显空间差异。潍坊是最突出的高弃用城市，在所有情景下均显著高于其他地市；在 C1S0W1P1 情景下，其弃电率超过 20%；在综合低碳转型情景下接近 19%。这主要与潍坊的资源和装机结构有关：潍坊光伏装机规模较大，但储能配置相对不足，导致中午光伏高出力时段的富余电量难以充分转移到晚高峰或其他时段消纳。这一现象表明潍坊的“高光伏装机—低储能支撑”之间的不匹配，以及本地可再生能源出力与电网消纳能力之间存在较大矛盾，在规模化风光扩张情景下尤为明显。潍坊是潜在的山东 2030 年新能源消纳压力最集中的节点。临沂、枣庄、烟台等城市在部分情景下也出现较高弃电率，但持续性和幅度均低于潍坊。相比之下，滨州、德州、威海等城市的弃电率在各情景下均保持在较低水平（最高不超过 8%），体现出较强的系统消纳能力。

## 4.7. 跨省直流闭锁下的资源充裕度风险

在正常运行条件下，C1S1W1P1 综合低碳转型情景可以将山东省最大 NSE 降至 0 MWh；但一旦发生跨省直流闭锁，系统会重新暴露出明显的资源充裕度风险，如**图 12** 所示。不同直流线路闭锁造成的影响具有明显空间差异。威海是所有闭锁情形中最严重的单点缺口。鲁固直流闭锁时，威海最大小时未供应电量超过 3,000MWh。

不同直流闭锁后的影响范围和空间分布差异明显。昭沂直流和银东直流闭锁时，最大切负荷均出现在其受端换流站所在城市：昭沂直流受端位于临沂，闭锁后临沂最大小时未供应电量接近 2,900MWh；银东直流受端位于青岛，闭锁后青岛最大小时未供应电量也接近 2,900MWh。这说明这两条直流对落点城市的供电支撑作用较为直接，闭锁风险首先在受端城市放大。不过，影响并不局限于单一城市。昭沂直流闭锁时，东营、日照和淄博也出现切负荷；银东直流闭锁时，东营和日照同样受到影响，说明直流闭锁后的缺口会通过省内电网平衡进一步传导到其他节点。

相比之下，陇电入鲁和鲁固直流闭锁后的最大切负荷并未出现在受端换流站所在城市。陇电入鲁受端位于泰安，但闭锁后最大缺口出现在济南，约为 2,400MWh，同时东营、淄博、日照、德州和滨州也出现不同程度切负荷。鲁固直流受端位于潍坊，但闭锁后最大缺口出现在威海，超过 3,000MWh，东营也出现明显缺口。这表明部分直流通道接入山东后，其电力并不是只用于支撑落点城市本地负荷，而是通过省内交流网络进一步向其他负荷中心或薄弱节点转移。因此，直流闭锁的最大风险点不能仅根据换流站落点判断，还取决于省内潮流分布、城市本地资源条件和跨市输电能力。

东营在所有直流闭锁情形下均出现切负荷。该城市的风险并不依赖于单一外来电通道，而更可能反映其本地资源、负荷和省内转供能力之间的结构性紧张。一旦跨省来电减少，东营都会成为较早暴露缺口的城市之一。

进一步的储能敏感性测试显示，当电池储能装机提高至政府规划目标的 1.2 倍时，上述直流闭锁情形下的电量缺口均可消除。这表明，直流闭锁下的资源充裕度风险并不主要来自装机总量不足，而是来自电量在时间上的错配。电池储能扩容后，日间或低负荷时段的富余电量能够更有效地转移至晚高峰和直流线路故障后的紧张时段，从而消除切负荷。

此外，本文的输电网络结构未纳入尚未开建的鲁苏背靠背联网工程，即山东临沂兰陵—新建换流站—江苏宿迁姚湖 500kV 交流线路。鲁苏互济通道与远距离直流送电不同，其作用主要在于提高相邻省级电网之间的双向功率支援能力和扰动后的潮流重分配能力。由于该线路的具体接入位置、输电容量和运行规则尚未形成可参数化的完整公开信息，本文未将其纳入 2030 年模型。若该通道在 2030 年前具备实际调度能力，临沂市及周边区域在晚高峰和直流闭锁扰动下的局部资源充裕度风险可能会有所降低。

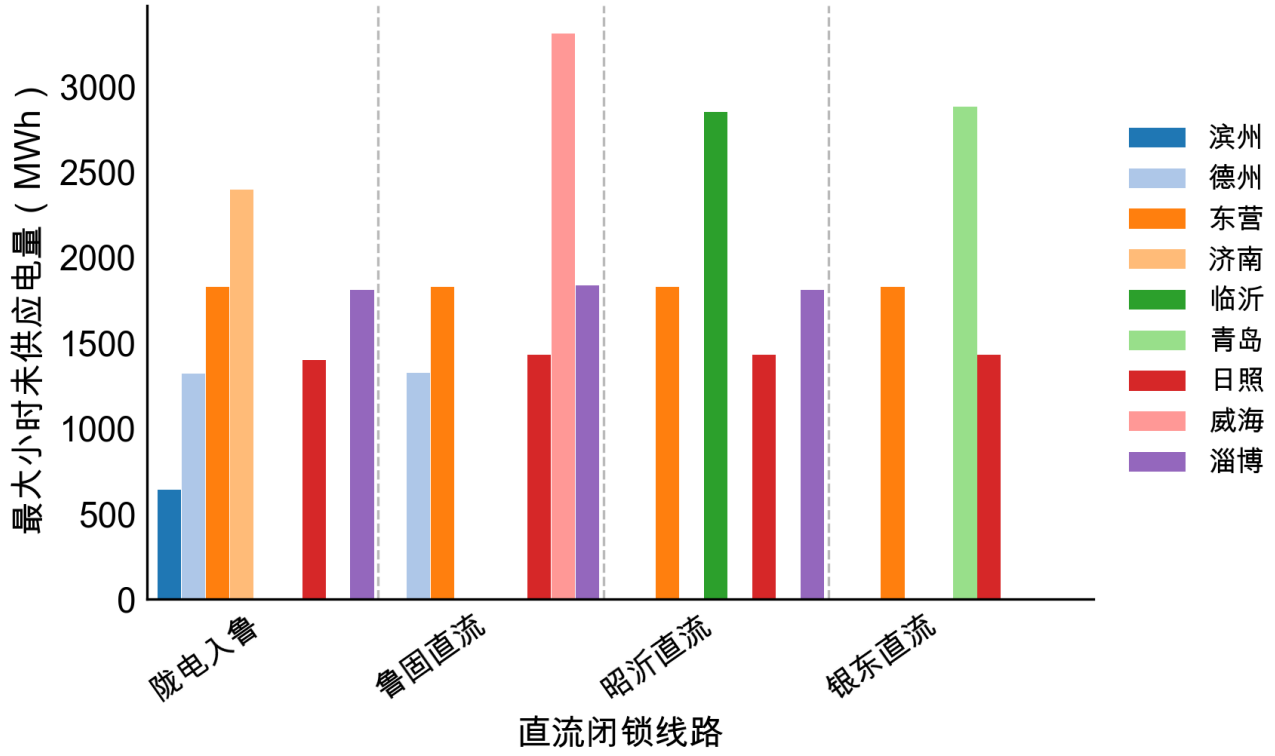



**图 12.** 综合低碳转型情景（C1S1W1P1）下，跨省直流闭锁对地级市最大小时未供应电量的影响。

## 4.8. 极端气象下的资源充裕度风险

本研究进一步测试系统在极端气象条件下的资源充裕度。假设低风速和低日照同时、持续

发生，风电和光伏电站逐小时可用容量因子分别降至真实值的75%。系统未出现切负荷，说明综合低碳转型情景在适当的风光出力下降时仍具有较好韧性。

但当风光逐小时可用出力进一步降至真实值的50%时，东营和日照开始暴露资源充裕度风险。其中，东营最大小时未供应电量达到 1,825MWh，日照则达到 1,429MWh。该结果说明，山东 2030 年综合低碳转型情景在适当气象波动下具备保供能力，但在极端低风光出力时，局部城市的备用容量、储能持续放电能力和跨市转供能力仍需关注。

# 5. 政策推荐

## 5.1. 建立公开透明的滚动式资源充裕度评估机制

伴随新型能源体系的快速变革，亟待由国家发改委与国家能源局牵头，并联合电网企业，建立健全标准化、透明化的滚动式资源充裕度评估机制。该机制对于守住系统运行可靠性底线至关重要。为此，我们提出以下建议：

**(1)深化极端气象条件下的系统抗压性模拟。**模型需显性刻画并重点推演持续高温且无风等复合极端天气下的实际运行情况。应采用多气象年（Weather Year）数据进行深度模拟，并充分评估未来极端天气频率增加对电网资源充裕度的叠加冲击。

**(2)开展细化灵活性需求的分类与定量测算。**重点针对波动性可再生能源（VRE）预测误差、快速爬坡等具体情景下的调节需求进行精准量化，确保系统具备足够的动态调节能力。

## 5.2. 深化容量机制改革，建立技术中立的灵活性激励框架

基于资源充裕度分析所识别的容量及灵活性缺口，建议设计公平、透明、技术中立的激励机制，引导各类调节资源以系统最优成本予以弥补。为此，我们提出以下建议：

**(1)构建科学严密的有效容量认证（Capacity Accreditation）机制。**改革传统粗放式的容量核算方式，引入基于资源充裕度分析的定量评估方法。针对大型独立储能、虚拟电厂及存量煤电机组，应依据其在用电高峰及系统承压时段的持续顶峰出力特征，科学折算其置信容量，以此作为衡量其系统支撑能力的核心标尺。

**(2)针对特定灵活性缺口创新市场交易产品。**顺应新型电力系统的运行需求，通过设计具有针对性的辅助服务或灵活性交易产品，对能够提供快速爬坡、快速频率调节等关键系统调节支撑服务的资源给予合理补偿。

**(3)统筹推进容量补偿机制的经济性比选与市场化转型。**将各类调节资源置于统一的成本效益衡量框架内，以客观评估其系统价值。在起步阶段，可将新建煤电的高额资

本开支、存量煤电深度调峰的寿命损耗，与大型独立储能及需求侧响应的极低边际成本进行全生命周期的经济性比较。面向中期规划，应加快建立竞争性的容量采购机制，逐步消除对煤电的不合理补贴，推动具有成本优势的灵活资源实现规模化部署。

## 5.3. 完善现货市场机制，深度释放新型调节资源价值

现货市场是传递供需稀缺信号、激发系统调节潜力的关键枢纽。通过优化市场机制设计，能够有效突显各类灵活性资源的稀缺价值。为此，我们提出以下建议：

**(1)适度放宽现货市场过严的价格上下限管控。**建议逐步放宽受限的省内及区域现货市场价格区间。通过深化午间负电价与傍晚尖峰电价的峰谷价差，为独立储能等资源的日内灵活套利提供更为充足、明确的价格激励信号。

**(2)充分发挥新型资源对时段性供需矛盾的调节作用。**在午间新能源大发且电价处于低谷（或负电价）的时段，依托清晰的价格信号引导储能集中充电与负荷主动提升，以有效消纳富余绿电；而在傍晚系统面临净负荷急剧爬坡或因极端天气导致供需吃紧、价格高企的关键节点，通过激发储能顶峰放电与需求侧主动削减或转移负荷，精准填补电力缺口。

## 5.4. 全面增强跨省跨区交易与调度灵活性

统筹优化跨区跨省电力互济能够释放巨大的系统红利。为切实打破市场壁垒，提升省间输电的运行实效及应对极端事件的互济能力，提出以下建议：

**(1)逐步放宽并优化跨省优先计划电量约束。**建议打破跨省优先送电曲线的刚性执行模式，允许并鼓励调度机构依据实际供需对送受电曲线进行动态优化。在交割机制层面，推动从僵化的日内刚性曲线分解约束向时间跨度更广的宏观约束过渡，例如探索仅保留日度或月度总电量交割限制的柔性结算模式（如参照南方电网的日电量约束经验）。

**(2)稳步扩大省间现货市场的交易规模与额度。**探索释放更高比例的跨省输电通道容量专用于短时现货交易。通过完善的市场信号，激励送端省份在新能源出力富余时段主动增加外送，同时引导受端省份在晚高峰等系统承压时段通过市场化溢价获取跨区顶峰支援，全面跃升跨区域的资源配置效率与电网协同保供能力。

# 参考文献


[1] ENTSO-E. ERAA - European Resource Adequacy Assessment 2026 2025. https://www.entsoe.eu/eraa/.

[2] NERC. Long Term Reliability Assessment 2025 2026. https://prod.nerc.com/globalassets/our-work/assessments/nerc_ltra_2025.pdf.

[3] CAISO. 2025 Summer Loads and Resources Assessment. 2025.

[4] Ming Z, Schlag N, Delgado D, Burdick A, Steinberger K, Elsey B, et al. Resource Adequacy for the Energy Transition: A Critical Periods Reliability Framework and its Applications in Planning and Markets 2025. https://www.ethree.com/wp-content/uploads/2025/08/E3_Critical-Periods-Reliability-Framework_White-Paper.pdf

[5] 国家能源局. 国家能源局关于加强电力可靠性管理工作的意见 国能发安全规〔2023〕17 号-国家能源局网站. http://zfxxgk.nea.gov.cn/2023-02/14/c_1310699307.htm.

[6] 山东省能源局. 全国首个新能源机制电价落地，信号几何？ 2025. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2025/10/15/art_59966_10310015.html.

[7] 国家能源局. 2015 年光伏发电相关统计数据. 2016. https://www.nea.gov.cn/2016-02/05/c_135076636.htm

[8] 国家能源局. 2025 年光伏发电建设情况, 2026. https://www.nea.gov.cn/20260305/4216fa1274bd4b7f8da92090ba3999aa/c.html.

[9] 山东省能源局. 关于印发《支持新型储能健康有序发展若干政策措施》的通知, 2023. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2023/11/13/art_100393_10301654.html.

[10] 孙伟. 新型储能“再创纪录”！山东 2025 年消纳绿电 36.57 亿千瓦时，两次刷新全国省级电网纪录_大陆_国内新闻_新闻_齐鲁网 2026. https://news.iqilu.com/china/gedi/2026/0402/5903232.shtml.

[11] 国家发改委. 2022 年我国新型储能发展有关情况 2023. https://www.ndrc.gov.cn/fggz/hjyzy/jnhnx/202302/t20230215_1348800_ext.html.

[12] 山东省能源局. 关于印发《山东省促进虚拟电厂高质量发展方案》的通知 2026. http://nyj.shandong.gov.cn/art/2026/3/27/art_59960_10311577.html.

[13] 山东省统计局. 2025 年全省能源供应保障有力 绿色转型加速推进 2026. http://tjj.shandong.gov.cn/art/2026/1/29/art_6227_10322150.html.

[14] 山东省发改委. 山东省关于加强煤炭清洁高效利用的实施方案 2025. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2025/4/29/art_91680_10465466.html.

[15] 山东省发改委. 2026 年山东新能源机制电价结果揭晓 2026. http://fgw.shandong.gov.cn/art/2026/2/4/art_91548_10483118.html.

[16] 李子路, 刘兵. “陇上风光”如何点亮“山东灯火” 2025. https://finance.sina.com.cn/jjxw/2025-05-09/doc-inevwynf2019065.shtml.

[17] 国家能源局, 中国电力企业联合会. 2024 年全国电力可靠性年度报告 2025. https://prpq.nea.gov.cn/uploads/file1/20250331/67ea4fb889529.pdf

[18] 国家能源局. 甘肃能源监管办有效监管推动 “陇电入鲁”工程实现“满功率”运行 2026. https://www.nea.gov.cn/20260206/db982c437f3d40ed9ab274fe9b18a389/c.html.

[19] 国网山东省电力公司. 2025 年度供电企业信息公开年度报告 2025. https://www.95598.cn/omg-static//omg-static/99303231052792183491900331829041.pdf#page=1.44.

[20] 人民网. 锡盟至山东特高压工程累计外送电量突破 1000 亿度 2025. https://paper.people.com.cn/zgnyb/pc/content/202509/01/content_30102023.html.

[21] 河北省电力有限公司. 山东—河北 1000 千伏特高压交流环网工程投运 2020. http://www.he.sgcc.cn/html/main/col9/2020-01/08/20200108144155507649795_1.html.

[22] 电查查. https://www.dianchacha.cn

[23] 阮煜琳. 未来十年中国全社会用电量预计仍将维持中速增长. 中国能源网 2026. https://www.cnenergynews.cn/article/4QulR9FpTyn

# 附录

本研究基于情景分析框架，采用包含山东省 16 个地级市节点的机组组合与经济调度（UCED）模型，在考虑机组运行、气象条件、省内输电网络、跨省来电、系统备用等约束的基础上，优化各类电源的调度安排，以实现各地级市电力供需平衡。

## A.1 跨市输电网络

跨市输电网络的结构和通道容量，会直接影响省内不同地区发电资源的调配范围和消纳能力。为尽可能反映 2030 年山东省内的网架结构，本文不仅纳入现有的 500kV 和 1000kV 输电线路，也整理了在建和已核准的线路。线路信息主要来自 OpenStreetMap、国家电网山东省电力公司的公开资料、各类电力年鉴、遥感影像，以及大量公开互联网信息。作者对不同来源的信息进行了汇总和校核。

交流线路额定输电容量通常没有完整公开数据，而且实际可输送能力会受到线路长度、运行方式、潮流分布和安全约束等因素影响。为便于模型计算，本文采用统一假设估算线路容量：每回路 500kV 线路按 1200MW 计[6]，每回路 1000kV 线路按 5000MW 计[7]。将两城市间各回线路容量加总，作为该城市对之间的输电能力。

根据整理结果，山东省 16 个地级市之间共有 33 个城市对存在跨市输电线路连接。其中，烟台—潍坊通道的输电能力最大，达到 34,800MW。该通道在山东未来电力系统中较为关键。烟台位于鲁东，是山东 2030 年海上风电规划的重要布局区域；潍坊位于鲁中地区，用电规模居全省前三，同时光伏装机规模约全省居首。烟台—潍坊通道既关系到海上风电外送，也关系到鲁中地区负荷和新能源消纳。

6 该数值位于 500 kV 交流输电线路典型输送能力（约 1000–1500 MW）范围内：https://www.alttower.com/500kv-ehv-electric-transmission-line-tower_p10.htm

7 该数值参考 1000kV 晋东南—南阳—荆门特高压交流输电工程公开披露的典型输送能力水平：https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1049/iet-gtd.2014.0281

## A.2 火电装机

煤电机组数据主要来自 GlobalEnergyMonitor（GEM）的全球燃煤电厂数据库[8]。本文根据机组状态、投产年份、装机容量和所在城市，对山东省火电机组进行整理。

在基准路径下，本文纳入在运、在建、已核准和预核准机组，同时假设达到退役年限的机组按期退役。按照这一口径，2030 年山东省煤电装机为 113.1GW。该情景主要用于反映在现有在运行项目、现有项目储备和常规退役安排下，山东火电装机可能形成的规模。

在低碳转型路径下，煤电装机假设更为收紧。该情景仅保留在运和在建机组，不再纳入已核准和预核准但尚未开工的项目；同时，达到退役年限的机组正常退役，300MW 以下小机组逐步退出。按照这一口径，2030 年山东省火电装机为 95.8GW。

天然气发电在山东电力系统中的规模相对有限，约占总装机的 0.57%[9]。机组数据同样来自 GEM 数据库。天然气机组在模型中将在运和在建项目计入 2030 年装机，不纳入尚未开工的项目。这一处理主要考虑到其较小的规模，以及其未来发展受气源供应、燃料价格和运行经济性影响较大，项目不确定性较高。

## A.3 风电装机

在海上风电装机假设方面，本文以《山东海上风电发展规划（2021—2030 年）》为基础，如**图 A1** 所示[10]。基准路径下，假设渤中、半岛北和半岛南三大海上风电基地按该规划的 100%完成建设，2030 年海上风电装机达 35GW。低碳发展路径下，考虑到山东海上风电资源条件较好、项目开发节奏可能进一步加快，本文假设三大基地装机完成度达到规划规模的 150%，即 2030 年海上风电装机达到 51.8GW。

8 GEM 全球煤炭追踪器：https://globalenergymonitor.org/coal。
9 人民日报：http://sd.people.com.cn/n2/2024/1105/c166188-41031405.html。
10 国家能源局: https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/hyxx/202309/t20230919_112577.html。

| 表 A1. 山东省 2030 海上装机规划 | | | |
|---|---|---|---|
| **海上风电基地** | **规划装机容量** | **风电场址** | **所属地级市** |
| 渤中基地 | 9,500MW | A、B、C、D、E、F、G、H | 东营 |
| | | I、J | 潍坊 |
| 半岛北基地 | 8,500MW | K、L、M、N、O、P | 烟台 |
| 半岛南基地 | 17,000MW | Q、R、S、T、U | 威海 |
| | | V | 烟台 |
| | | W、X | 日照 |

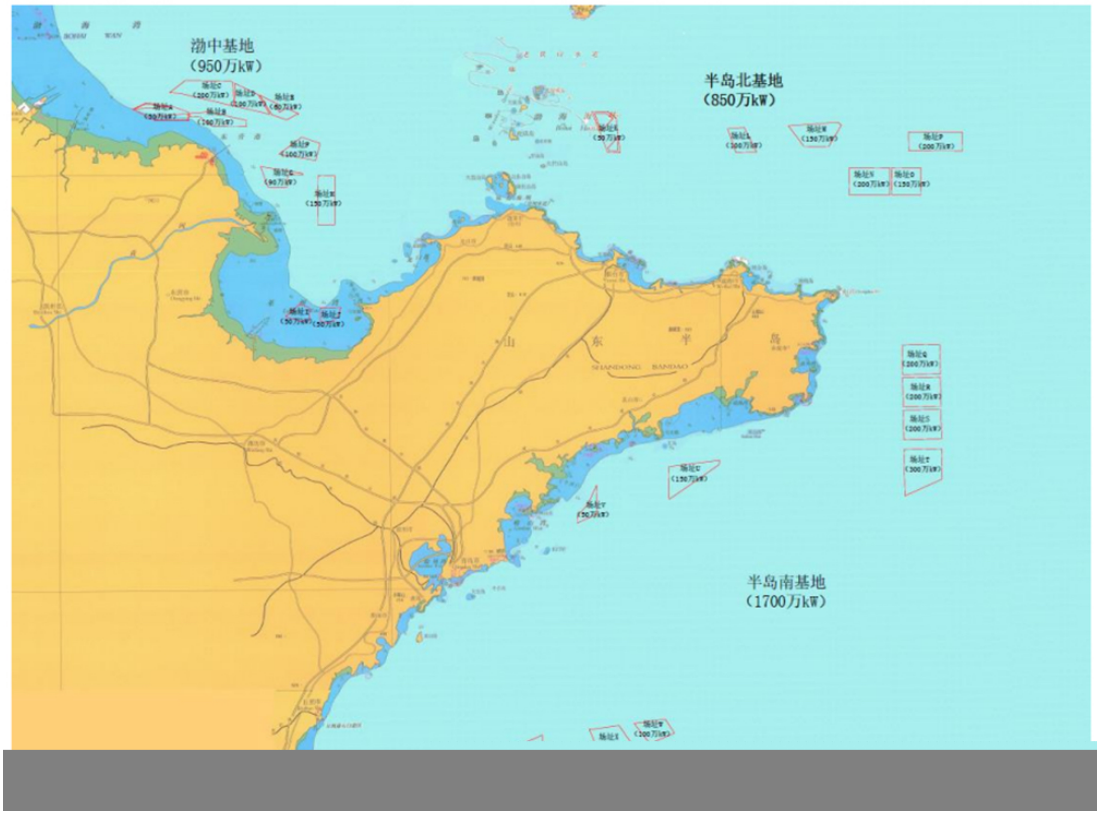



图 A1. 山东省 2030 年三大海上风电基地规划。

陆上风电项目数据来自 GEM 全球风电数据库[11]。对于“十五五”期间新增装机，本文以“十四五”期间各地级市陆上风电新增并网规模（3.7GW）作为基础。基准路径下，假设“十五五”期间各城市陆上风电新增装机与“十四五”期间相同，到 2030 年时累计装机 24.9GW；

11 GEM 全球风力发电追踪器：https://globalenergymonitor.org/projects/global-wind-power-tracker。

低碳发展路径下，假设“十五五”期间新增装机为“十四五”期间的 150%，到 2030 年时累计装机 26.8GW。

需要说明的是，山东并不是陆上风电资源大省，较好的陆上风电资源在“十四五”以前已开发较多。根据 GEM 风电项目数据记录，“十四五”期间，东营、日照、泰安、威海、烟台、枣庄和淄博未记录到新增陆上风电并网项目。这也意味着，在本文情景设定中，上述城市的 2030 年陆上风电装机主要由十四五前的存量项目构成。在“十四五”有新增陆上风电装机的城市中，增量也存在较明显的地理不均衡。其中，德州和聊城增量规模最高，分别达到 1.2GW 和 0.9GW；临沂、青岛、菏泽和济宁也有一定新增，均在 0.3GW 左右。相比之下，潍坊新增规模不足 0.1GW。

## A.4 光伏装机

对于 2030 年光伏装机，本文以各城市“十四五”期间的新增光伏装机作为基础，设定“十五五”期间的新增规模较“十四五”时期有所放缓。山东是“十四五”期间光伏装机增量全国第一。到 2025 年底，山东光伏累计装机已接近 94.8GW，远超能源发展“十四五”规划提出的 57GW 的目标[12]，甚至已基本达到此前提出的 2030 年光伏装机目标 95GW[13]。也就是说，原有 2030 年目标已经明显滞后于实际发展进度。但这并不意味着“十五五”期间山东光伏仍会保持过去五年的高速增长。一方面，山东仍有较强的光伏项目储备，包括鲁北盐碱滩涂、海上光伏以及工商业分布式项目；另一方面，光伏消纳、配电网接入、电价收益和土地约束已经开始限制新增空间。尤其是在部分县域，分布式光伏可开放容量已经趋紧，午间消纳压力也明显上升。因此，本文判断山东未来五年光伏新增规模势必大幅低于“十四五”时期。

基于上述判断，基准路径下，假设“十五五”期间山东光伏新增装机为“十四五”期间新增规模的 50%，即 2026—2030 年新增 36.1GW，年均新增 7.3GW，2030 年累计装机达到 130.9GW。低碳发展路径下，假设“十五五”期间新增装机为“十四五”期间新增规模的 75%，

12 2021 年，山东省人民政府印发山东省能源发展“十四五”规划的通知，其中提出了到 2025 年，光伏发电装机规模达到 5700 万千瓦，见 http://nyj.shandong.gov.cn/art/2021/8/13/art_100399_10289852.html。

13 2022 年，山东省印发《山东省碳达峰实施方案》，其中提出，到 2030 年，光伏发电达到 9500 万千瓦，见 http://www.shandong.gov.cn/art/2022/12/28/art_267492_42551.html。

即 2026—2030 年新增 54.1GW，年均新增 10.9GW，2030 年累计装机达到 148.9GW。

| 表 A2. 山东省在基准路径下和低碳发展路径下的 2030 光伏装机设定 | | | | |
|---|---|---|---|---|
| **发展路径** | **2025 年底累计装机** | **五年新增（2026—2030）** | **年均新增（2026—2030）** | **2030 年累计装机** |
| 基准路径 | 94.8GW | 36.1GW | 7.3GW/年 | 130.9GW |
| 低碳发展路径 | | 54.1GW | 10.9GW/年 | 148.9GW |

在城市装机容量分配上，本文采用 2024 年各地级市光伏装机占比，将两种路径下全省 2030 年光伏装机分配至 16 个地级市。2024 年各城市占比由作者根据各地级市公开装机量数据整理得到，如**图 A2** 所示。该处理假设各城市未来光伏开发空间和发展基础大体延续现有格局，但不额外刻画县域接入容量、土地约束和项目排队差异。

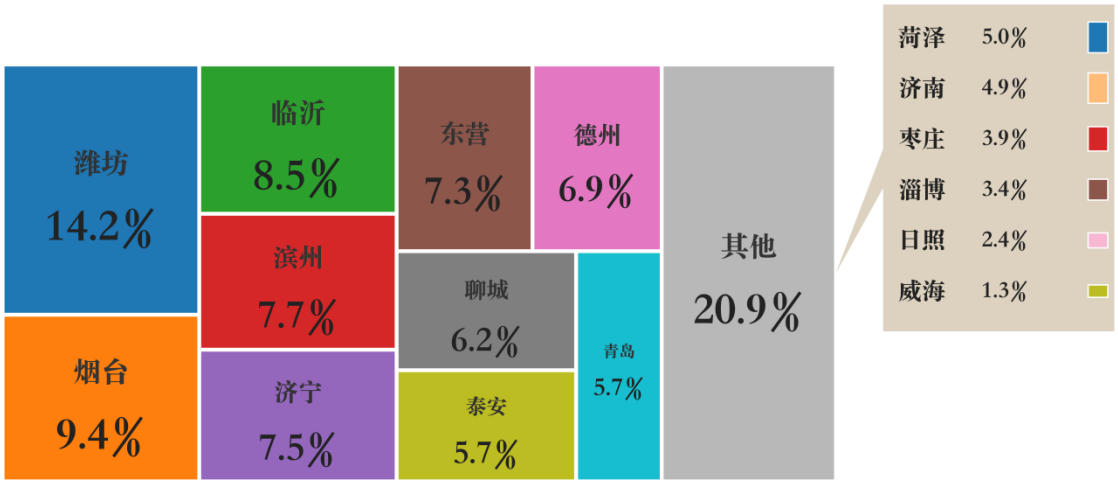



图 A2. 各城市光伏装机占全省装机比例（根据 2024 年各市光伏装机数据估算）。

## A.5 储能装机

**（1）抽水蓄能装机**

山东省在《山东省可再生能源发展“十四五”规划》中提出，到 2030 年，全省抽水蓄能装机规模将突破 1200 万千瓦，并形成一定规模的后续储备项目。本文在构建将抽水蓄能装机作为外生输入。截至 2026 年 4 月，考虑到中国抽水蓄能项目主体平均 66 个月的建设期，本文仅纳入已经投运和已进入实质性建设阶段、具备较高 2030 年前投运可能性的项目，共 8180MW[14]。并未纳入仅处于核准初期、可研评估、招标前期或纳入规划但尚未实质性开工的项目。

表 A3. 山东省 2030 年前可投运的抽水蓄能电站

| 项目名称 | 项目状态 | 装机规模 | 机组构成 | 投运/建设进展 | 城市和位置 |
|---|---|---|---|---|---|
| 泰安抽蓄一期 | 在运 | 1000MW | 250MW×4 | 2007 年 3 月全面投产 | 泰安市大河水库东侧 |
| 沂蒙抽蓄 | 在运 | 1200MW | 300MW×4 | 2022 年 3 月全面投产 | 临沂市费县薛庄镇 |
| 文登抽蓄 | 在运 | 1800MW | 300MW×6 | 2023 年 9 月全面投产 | 威海市文登区 |
| 泰安抽蓄二期 | 在建 | 1800MW | 300MW×6 | 2025 年开始机电安装 | 泰安市徂徕镇 |
| 山亭（庄里）抽蓄 | 在建 | 1180MW | 295MW×4 | 2025 年开工建设 | 枣庄市山亭区 |
| 临朐抽蓄 | 在建 | 1200MW | 300MW×4 | 2026 年 1 月首台机组定子吊装成功 | 潍坊市临朐县 |

注：本文未纳入沂源石桥（摩天岭）抽蓄、蒙阴垛庄（华皮岭）抽蓄、临沂莒南县地下抽蓄、临朐五井抽蓄、青州苗子抽蓄等项目。上述项目虽已纳入规划或具有前期进展，但截至本文数据整理时，部分仍处于核准初期、可研评估、招标或规划阶段，2030 年前投运不确定性较高。

**（2）新型储能**

本文将新型储能分为电化学储能和其他新型储能两类。对于电化学储能，本文按照山东省各地市公开规划中的 2030 年目标取值。相关规划文件主要包括各市在“十四五”期间发布的碳达峰工作方案、新型储能发展行动方案、能源发展规划等。

14 数据来源：泰安抽水蓄能电站一期（中国安能建设集团，https://www.china-an.cn/anyx/jdgc/art/2021/art_1392349823.html）；沂蒙抽水蓄能电站（国务院国资委，https://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c23948475/content.html）；文登抽水蓄能电站（国家发改委，https://www.ndrc.gov.cn/fgsj/tjsj/jjyx/202305/t20230531_1366184.html）；泰安二期抽水蓄能电站（泰安市发展改革委，https://fgw.taian.gov.cn/art/2025/2/13/art_339298_10307370.html）；山亭（庄里）抽水蓄能电站（山亭区政府，http://www.shanting.gov.cn/stxw/jrst/202605/t20260527_2287704.html）；临朐抽水蓄能电站（国家电网报，https://mchuneng.in-en.com/html/chunengy-54470.shtml）。

储能时长方面，本文假设 2030 年山东电化学储能平均放电时长为 3 小时。这一设定主要基于当前项目结构和储能时长提升趋势。根据山东省截至 2025 年前后的新型储能装机和能量容量估算，全省平均放电时长约为 2.05 小时，说明现阶段山东电化学储能仍以 2 小时左右项目为主。与此同时，国家能源局发布的《中国新型储能发展报告（2025）》显示，全国新型储能平均时长已从 2021 年的 2.11 小时提升至 2025 年的 2.58 小时[15]，表明新型储能项目正在逐步由短时调频和辅助服务情景，向削峰填谷、新能源消纳和高峰支撑等更长时应用情景延伸。在此基础上，本文采用 3 小时作为 2030 年山东电化学储能平均时长中性假设。该值高于山东当前约 2 小时的实际水平，反映未来几年储能时长继续提升的可能性；同时也避免直接假设全省电化学储能普遍达到 4 小时，从而降低对长时储能发展速度的高估风险。

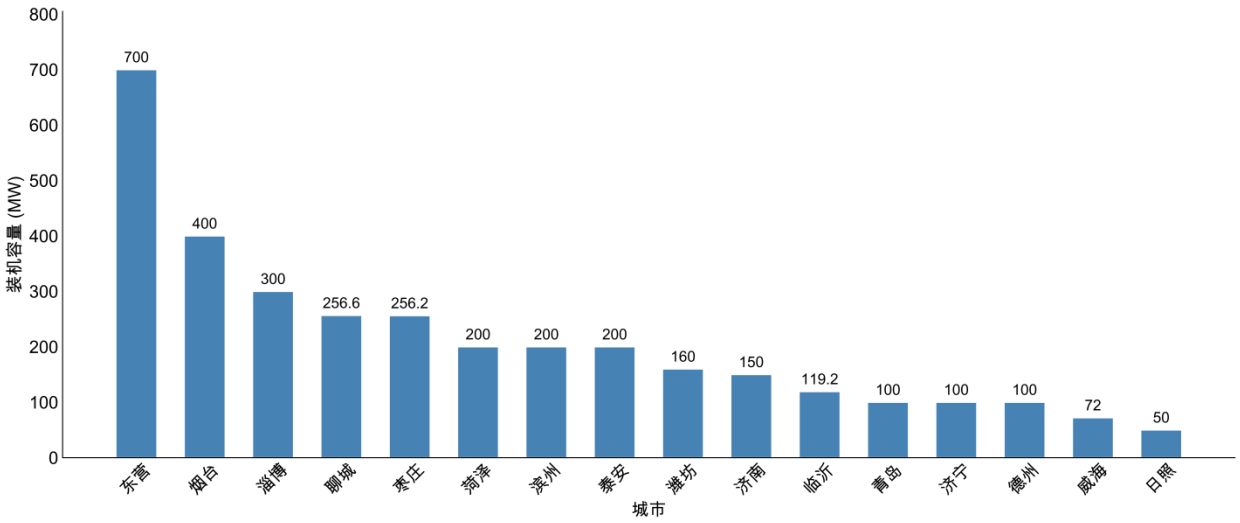



**图 A3. 山东省各城市电化学储能 2030 年装机容量规划（注：威海、临沂、聊城和菏泽未公开披露 2030 年电化学储能装机目标，本文以其 2025 年电化学储能装机为基础，并按 1.5 倍进行估算）**

对于非电化学类新型储能，由于此类项目数量相对有限、单体规模差异较大，且不同项目建设进度和投运不确定性较高，本文未采用统一的地市规划目标进行外推，而是基于项目清单逐项判断纳入口径。技术类型包括熔盐储能、盐穴压缩空气储能和飞轮储能。基础路径下，仅纳入已并网项目；低碳转型路径下，纳入范围扩大至已并网、在建、已备案和已

15 国家能源局《中国新型储能发展报告（2025）》 https://www.nea.gov.cn/20250731/1d40d09f75714280a9218d5bea178fbd/c.html。

纳入规划的项目。该口径主要是因为非电化学储能项目数量较少、单体规模较大，若按统一比例外推，容易高估或低估具体地市的可用储能能力。该设定用于反映不同转型强度下，山东非电化学储能从示范性项目向更大规模系统调节资源扩展的可能性。

表 A4. 非电化学类的新型储能容量和能量

| 技术类型 | 城市 | 基础路径 | 低碳转型路径 |
|---|---|---|---|
| 熔盐储能 | 德州 | 50MW/180MWh | 50MW/180MWh |
| 熔盐储能 | 临沂 | 0 | 200MW/2100MWh |
| 熔盐储能 | 泰安 | 0 | 100MW/400MWh |
| 熔盐储能 | 潍坊 | 0 | 100MW/600MWh |
| 熔盐储能 | 滨州 | 0 | 500MW/2000MWh |
| 盐穴压缩空气储能 | 菏泽 | 0 | 3060MW/15300MWh |
| 盐穴压缩空气储能 | 泰安 | 300MW/1500MWh | 1250MW/6250MWh |
| 飞轮储能 | 威海 | 30MW/9MWh | 100MW/30MWh |
| 飞轮储能 | 烟台 | 12MW/3MWh | 112MW/28MWh |
| 飞轮储能 | 泰安 | 0 | 100MW/30MWh |

## A.6 核电装机

考虑到中国核电机组从正式开工建设到商运通常需要较长周期，约 73 个月，本研究仅纳入截至目前已投运、已并网或已进入实质建设阶段的核电项目。因此，对于仅处于规划、环评或核准阶段、尚未进入全面建设的机组，本文不将其计入 2030 年可用核电装机。

| 表 A5. 山东省核电机组信息[16] | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| **核电基地** | **城市** | **机组** | **状态** | **单机容量** | **纳入装机** |
| 海阳核电 | 烟台 | 1–2 号 | 2018、2019 年商运 | 1250MW×2 | 2500MW |
| 招远核电 | 烟台 | ”华龙一号”1–2 号 | 1 号机组 2025 年开始混凝土浇灌；2 号机组在建 | 1214MW×2 | 2428MW |
| 石岛湾核电 | 威海 | 第四代高温气冷堆 | 2023 年 12 月商运 | 200MW×1 | 200MW |
| 石岛湾核电 | 威海 | “国和一号”1 号 | 2024 年实现首次并网 | 1534MW×1 | 1534MW |
| 石岛湾核电 | 威海 | “国和一号”2 号 | 已处于示范工程建设序列，预计 2030 年前可用 | 1534MW×1 | 1534MW |
| 石岛湾核电 | 威海 | “华龙一号”1–2 号 | 1 号和 2 号机组分别于 2024 和 2025 年开工建设 | 1200MW×2 | 2400MW |
| 海阳核电 | 烟台 | 3–4 号 | 2022 年核准并推进建设 | 1250MW×2 | 不计入 |
| 海阳核电 | 烟台 | 5–6 号 | 2025 年 4 月获核准；仍处前期准备阶段 | 1300MW×2 | 不计入 |
| 莱阳核电 | 烟台 | 1–2 号 | 2025 年 11 月环评选址获批 | 1543MW×2 | 不计入 |
| 辛安核电 | 烟台 | 1–2 号 | 未见核准或实质建设信息 | 600MW×2 | 不计入 |

注：橙色表示计入本文模型考虑的机组。

16 数据来源：国家核安全局（海阳核电 2 号机组商运：https://nnsa.mee.gov.cn/ywdt/hyzx/202303/t20230320_1020261.html）；国家核安全局（招远核电一期场址审查意见书：https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk09/202311/W020231127324802721486.pdf）；国家能源局（石岛湾高温气冷堆商运：https://www.nea.gov.cn/2023-12/06/c_1310753869.htm）；新华网（全球首座第四代核电站商运：https://www.news.cn/2023-12/06/c_1130011034.htm）；国务院国资委（海阳核电二期工程：https://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c25547616/content.html）。

## A.7 生物质发电

截至 2024 年 5 月底，山东省生物质发电装机达到 4.4GW，位居全国第二，已超过《山东省能源发展“十四五”规划》中提出的 2025 年 4GW 目标[17]。此外，根据《山东省碳达峰实施方案》，到 2030 年山东省生物质发电装机将达到 5GW[18]。

对于在“十四五”期间发布的各地市碳达峰实施方案中明确提出 2030 年生物质发电装机目标的城市，本文采用其 2030 年目标值；对于未明确提出 2030 年目标的城市，则采用其最新公开装机数据作为 2030 年装机的近似设定。共计得到山东省 2030 年生物质发电装机合计为 5.3GW，该结果与省级碳达峰实施方案的 2030 年 5GW 目标基本一致。

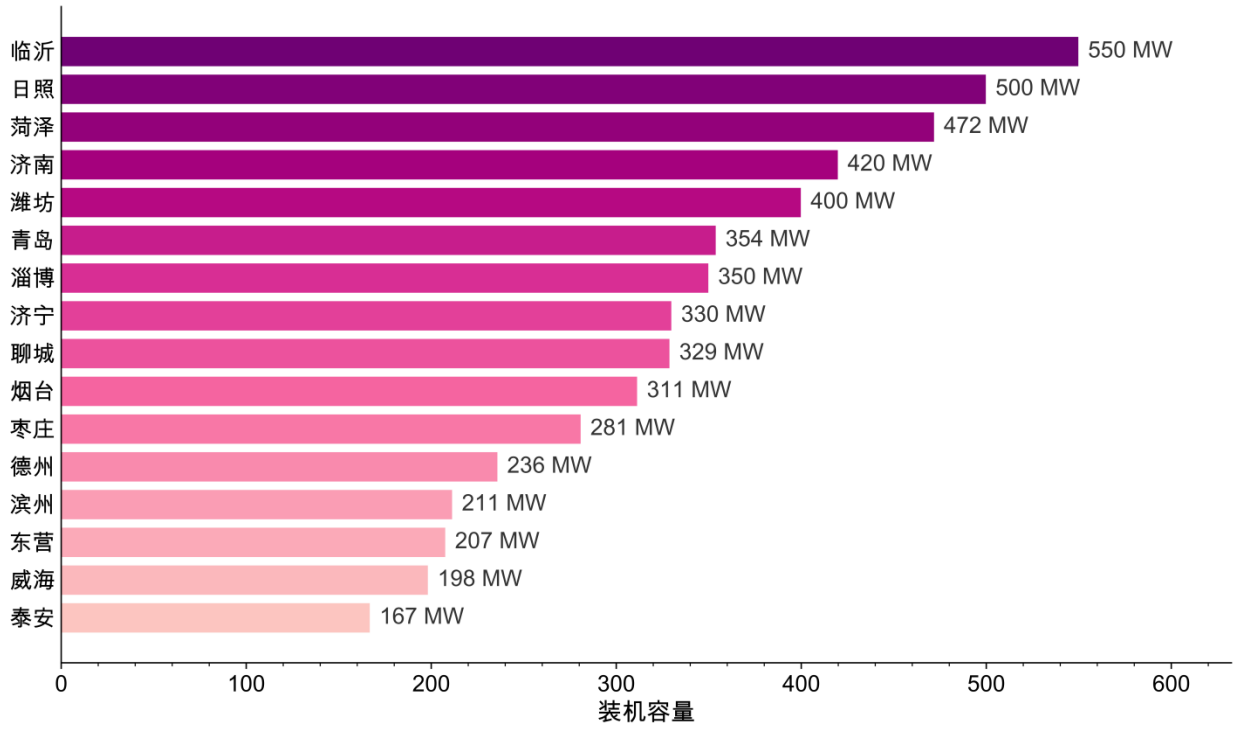



图 A4. 2030 年山东省各市生物质发电装机容量。

17 2021 年，山东省人民政府印发山东省能源发展“十四五”规划的通知，其中提出了目标到 2025 年，生物质发电装机达 400 万千瓦，见 http://nyj.shandong.gov.cn/art/2021/8/13/art_100399_10289852.html。

18 2022 年，山东省印发《山东省碳达峰实施方案》，其中提出，到 2030 年，生物质发电达到 500 万千瓦，见 http://www.shandong.gov.cn/art/2022/12/28/art_267492_42551.html。

## A.8 跨省输电

本文将山东跨省来电分为跨省直流来电和跨省交流来电两类处理。

对于跨省直流线路，银东直流、鲁固直流和昭沂直流的逐小时输电量根据公开数据整理得到。陇电入鲁直流由于 2025 年 5 月才投运，数据缺乏。考虑到陇电入鲁直流与昭沂直流均为送入山东的±800kV 特高压直流，且两者送端电源结构和输电功能具有一定相似性，本文采用昭沂直流的小时输电量曲线作为代理。昭沂直流额定输电容量为 10GW，陇电入鲁直流额定输电容量为 8GW，因此本文将昭沂直流逐小时输电量乘以 0.8，近似得到陇电入鲁直流的逐小时输电量。

对于跨省交流线路，公开资料通常只披露“华北来电”“华北交流联络线”或“华北方向来电”的总量，并未披露各交流线路的分线路年度或小时输电量。因此，本文没有试图还原真实的分线路潮流，而是采用一个基于公开通道能力的代理分配方法，将华北来电总量分配至五条主要跨省交流通道：500kV 辛聊双线、500kV 黄滨双线、1000kV 锡盟—泉城、1000kV 榆横—潍坊，以及山东—河北 1000kV 特高压交流环网。

本文采用两层分解方法。第一层，将华北来电总量 H 分为“送电型通道承担部分”和“山东—河北环网承担部分”。其中，山东—河北环网不仅承担跨省送电功能，也具有加强华北—山东网架联系、提升受端电网稳定性和改善短路电流水平等作用，因此不宜与其他送电型通道直接等同处理。本文设定山东—河北环网承担比例为 β，则：

$$H_{环网}=\beta H$$

$$H_{送电型通道}=(1-\beta)H$$

基准设定中，本文取 β=0.10，即山东—河北环网承担华北来电总量的 10%。

第二层，将剩余的(1-β)H 分配至辛聊双线、黄滨双线、锡盟—泉城和榆横—潍坊四条送电型交流通道。分配权重基于公开披露的受电能力代理值确定：500kV 辛聊与黄滨两条华北联络线合计受电能力约为 350 万千瓦；锡盟—泉城工程可增加山东省外来电能力约 200 万千瓦；根据 2019 年山东迎峰度夏相关公开资料，“锡盟、榆横及华北联络线”合计预计最高送入约 800 万千瓦。因此，榆横—潍坊的代理能力可由下式反推：

800-350-200=250 万千瓦

据此，四条送电型通道的分配权重为：

辛聊+黄滨:锡盟:榆横=350:200:250

其中，辛聊双线和黄滨双线由于缺乏进一步拆分依据，本文按 1:1 平分 500kV 华北联络线部分。最终，五条交流线路的电量分配公式为：

$$E_辛聊=0.21875\ (1-\beta)\ H$$

$$E_黄滨=0.21875(1-\beta)H$$

$$E_锡盟=0.25(1-\beta)H$$

$$E_榆横=0.3125(1-\beta)H$$

$$E_山东—河北环网=\beta H$$

各线路占华北来电总量 H 的比例见**表 A6**。

表 A6. 华北来电在山东主要跨省交流通道中的基准分配比例

| 跨省交流通道 | 分配方法 | 分配比例 |
|---|---|---|
| 500kV 辛聊双线 | 500kV 华北联络线合计能力的一半 | 19.7% |
| 500kV 黄滨双线 | 500kV 华北联络线合计能力的一半 | 19.7% |
| 1000kV 锡盟—泉城 | 按 200 万千瓦代理能力分配 | 22.5% |
| 1000kV 榆横—潍坊 | 按 250 万千瓦代理能力分配 | 28.1% |
| 1000kV 山东—河北环网 | 设定承担华北来电总量的 10% | 10.0% |

该方法的核心目的是在缺乏分线路公开输电量的情况下，为模型提供一个透明、可重复的跨省交流来电分配口径。相比五条线路等比例分配，该方法区分了送电型通道和网架支撑型通道；相比完全按电压等级分配，该方法更多依赖公开披露的受电能力和通道功能。

## A.9 其他参数

切负荷成本设定为 1,697.5USD/MWh，用于表征单位未供应电量所对应的经济损失。该数值基于山东省 2025 年地区生产总值除以全社会用电量得到单位电量经济产出，以区域平均电力生产率作为切负荷成本的近似值。

本文采用 2016 年真实气象数据刻画网格级的可再生能源出力上限。借助电力转型实验室（Power Transformation Lab[19]）的 Geodata 工具，生成空间分辨率为 0.25°×0.25°、小时级的风电和光伏 capacityfactor，并据此作为各网格逐小时可用风光发电量上限。

燃料价格方面，动力煤和天然气价格参考《山东电力市场规则（试行）》[20]的相关设定。燃煤价格采用中国沿海电煤采购价格指数（CECI 沿海综合价）；燃气价格采用燃机运行日上海石油天然气交易中心发布的当日山东省 LNG 价格。生物质燃料成本设定为 6USD/MMBtu。

19 PowerTransformationLab, https://pwrlab.org/

20《山东电力市场规则（试行）》：https://sdb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202405/t20240531_263857.html