POWER TRANSFORMATION LAB

RAP 睿博能源智库

华东区域电网2030年资源充足性分析：政策工具与压力情景

2026年3月



研究团队

加州大学圣地亚哥分校

Michael Davidson (戴蔚森)

魏明

睿博能源智库(RAP)

Max Dupuy

高驰

卓尔德环境咨询有限公司

张树伟

复旦大学

施正昱

汤维祺

吴力波

目录

执行摘要..... 3

引言.....5

背景.....7

华东电网资源充足性的潜在风险.....10

仿真场景设计与结果分析..... 13

政策建议.....23

结语.....32

参考资料.....34

附录.....40

执行摘要

华东电网涵盖上海、浙江、江苏、安徽和福建，是中国六大区域电网之一，也是全国经济最发达地区的重要支撑。2025年，该地区的用电量约占全国总用电量的25%，同时创造了全国约28%的GDP。

面对极端天气频发和电力需求出现新增长点等诸多挑战，国家和华东电网层面的决策部门正面临一道难题：如何在实现减排目标的同时，以合理的成本保障系统的资源充足性（Resource Adequacy）。我国的资源充足性政策框架尚处于演变之中，正逐步从过去单纯依靠增加稳定电源的额定装机来满足预期需求的方式，向兼顾系统成本与防范产能过剩风险的方向转变。现有的政策框架在统筹优化各类供需侧资源方面仍有待进一步完善，这就有赖于更广泛深度的改革，在科学评估系统需求的基础上，促使实际调度运行与市场规则真正实现有效衔接。

放眼全国电力转型的整体进程，透明且基于模型的资源充足性评估，是保障系统规划与投资科学可靠的前提。构建统一的资源充足性分析框架，并引入明确的可靠性指标与压力测试，有助于政府主管部门、电网企业以及各省份在同一基准下比选政策方案。这不仅能避免盲目扩建化石能源机组，还能合理统筹改革路径，在稳步推进脱碳的同时保障电力系统的可靠运行。

本报告旨在通过一个公开、透明的分析框架，展示资源充足性评估的实际应用。我们通过系统梳理公开数据构建了华东电网的仿真模型，对该区域2030年的中长期资源充足性进行分析，并探讨了多种政策选项对保供的影响。研究结果表明，**实施区域统一的经济调度与现货市场融合，是提升华东电网资源充足性最有效的政策工具。**当省间与跨区电力潮流实现经济调度时，华东电网全区没有出现缺电、限电。此外，**储能规模的扩大有助于在日落时光伏出力下降的时段提供放电支撑，从而有效平抑系统负荷的“鸭子曲线”**。

本报告还探讨了不同煤电发展情景对系统可靠性的影响。我们对比了两种情景：一是华东电网煤电总装机保持在255吉瓦（即现有运行机组加上2025年底前投产的机组）；二是煤电总装机达到305吉瓦的“新建煤电（BNC）”情景（涵盖了当前已规划、已核准及在建项目）。研究结果表明，**在实现区域统一调度并规模化部署灵活性资源的前提下，即使不再新建煤电机组，系统依然能够保持可靠运行**；区域协同运行完全可以替代各省独立规划下看似必需的数千万千瓦新增煤电装机。

然而，如果经济调度依然受到中长期合同刚性执行的制约，系统承压时的资源充足性风险将尤为突出。在此情况下，协同推进更大规模的需求响应与储能部署，可将未供电电量(NSE)较无保供措施时降低约三分之一。这进一步说明，在调度机制改革尚未彻底完成之际，充分发挥这类资源的保供支撑作用至关重要。

同时，本报告也指出，不应将新建煤电作为提供系统灵活性的默认方案：盲目扩建煤电机组会挤占本地其他灵活性资源的发展空间，进而推高波动性可再生能源的弃电率——这一点在上海和安徽等煤电占比较高的省份尤为明显。仅凭经济调度即可将各省的波动性可再生能源弃电率控制在2%以下的较低水平；而更大规模地部署储能与需求响应，则能在此基础上进一步适度降低弃电率。

基于上述建模分析结果，我们提出以下几项具体的政策建议：

- 建立由官方主导、公开透明的滚动资源充足性评估机制
- 建设华东区域统一的现货市场与经济调度体系
- 加速取消煤电补偿机制，转而建立对清洁能源与储能等各类资源同等开放的市场化容量补偿机制
- 完善虚拟电厂与需求响应的激励与补偿机制
- 理顺新型储能发展的政策框架

引言

作为全球规模最大的电力系统，当前正面临多项重大挑战。首先，随着国家稳步推进2030年前实现碳达峰、2060年前实现碳中和的战略目标，长期以来被决策部门视为保供支柱的煤电正面临着严峻的转型压力。截至2025年，全国发电总装机容量达到38.9亿千瓦。其中，火电装机为15.4亿千瓦（煤电占12.7亿千瓦），可再生能源（包括风电、太阳能和水电）装机达到22.8亿千瓦[1]。其次，极端天气事件的强度和频率正在不断增加 [2]。例如，2022年夏季四川的干旱导致当地水电出力减半，而2025年的极端高温则将全国最高用电负荷推高至15亿千瓦，创历史新高[3][4]。第三，作为最大的用电行业，制造业正与数据中心及电动汽车等新增负荷，共同拉动电力需求的高速增长。第四，电力体制改革的推进呈现出不均衡态势，各项举措（例如电力现货市场的建设）尚处于探索与完善的不同阶段。第五，在宏观经济承压的背景下，亟需进一步提升能源领域的投资效益。

华东电网涵盖江苏、浙江、安徽、福建四省及上海市，是极具重要性的电力枢纽区域，也是反映上述挑战的一个典型实证案例。特别是，极端天气事件对华东区域的影响十分显著且在不断加剧。近几个夏季，华东电网承受了严峻的保供压力，同时应对了多重极端因素的叠加冲击。创纪录的热浪带动降温需求激增，在2025年将区域最高负荷推至4.42亿千瓦以上 [5]；长江流域的干旱削弱了2022至2024年间通过“西电东送”输入华东电网的水电规模 [6]；持续高温降低了光伏发电的效率 [7]；而台风则对沿海电力基础设施造成了影响 [8]。此外，受可能与气候变化相关的水母爆发影响，日发电量逾11亿千瓦时的第二大单体电厂——浙江嘉兴发电厂在2024年发生了多次停机事故 [9]。这些事件充分暴露了系统在资源充足性与实际调度运行中潜藏的风险。

面对极端天气频发和电力需求出现新增长点等诸多挑战，国家和华东电网层面的决策部门正面临一道难题：如何在实现减排目标的同时，以合理的成本保障系统的资

源充足性（Resource Adequacy）。我国的资源充足性政策框架尚处于演变之中，正逐步从过去单纯依靠增加稳定电源的额定装机来满足预期需求的方式，向兼顾系统成本与防范产能过剩风险的方向转变。现有的政策框架在统筹优化各类供需侧资源方面仍有待进一步完善，这就有赖于更广泛深度的改革，在科学评估系统需求的基础上，促使实际调度运行与市场规则真正实现有效衔接。

本报告在系统梳理公开数据的基础上构建了华东电网仿真模型，对该区域2030年的中长期资源充足性开展了评估分析，并探讨了旨在保障可靠供电的多种政策选项。研究结果表明:

（1）实现省间与跨区调度的统一——即通过容量互济以及需求响应与储能等灵活性资源的共享——能够显著降低热浪、干旱及输电线路突发故障期间的供电风险。

（2）实施区域级电力平衡可以替代各省独立规划下数千万千瓦的新增煤电装机。这种模式在应对极端挑战时优势突出，能以更低的系统成本实现更显著的可靠性效益。

（3）新建煤电机组不应作为提升系统灵活性的首选方案。在多数情况下，需求响应和电池储能等替代方案在消纳可再生能源方面更为高效。例如，在江苏省，若在极端承压条件下优先发展需求响应和储能而非扩建煤电，可将可再生能源弃电率从3.9%大幅降至0.3%。

为实现上述效益，我们建议在未来几年内采取切实可行的政策行动。落实这些举措将有助于以合理的成本维持电力系统可靠运行，并有力支撑双碳目标的实现。

背景

华东电网是国内电力系统六大区域电网之一，涵盖上海、浙江、江苏、安徽和福建。作为核心工业基地和经济中心，华东电网创造了全国28.5%的生产总值，用电量约占全国的24%，但其发电量仅占全国的18.6%，也因此本地电力供应无法满足密集的城市与工业需求。华东区域内各省份呈现出不同的电力特性：上海是典型的负荷中心，本地电源匮乏，且其中约95%为煤电[10]；江苏和浙江拥有庞大的沿海工业基地，但面临严峻的土地与资源约束；安徽保有较多煤电与水电装机，常年在区域内履行外送电力任务；福建虽在积极扩大核电与海上风电规模，但仍面临台风灾害风险，且主要通过浙江与外部电网相连。这五省一市共同构成了东部沿海的经济重心与电力负荷核心。

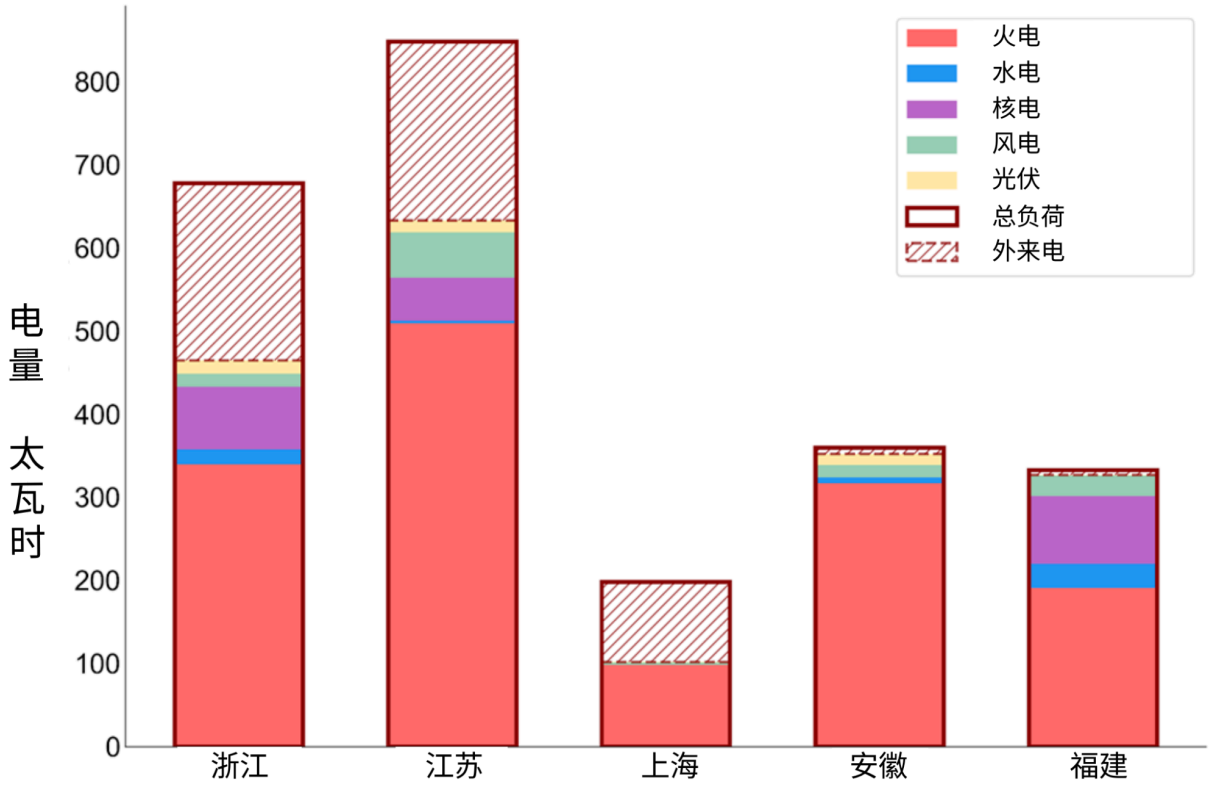


图 1. 2024年华东电网各省电力供需平衡情况 [11]

由于经济高度集中且人口密集，华东电网对跨区外来电的依赖程度较高。外来电涵盖了来自四川、云南和湖北的水电，来自北方及西北省份的煤电，以及规模日益增长的内陆省份风电与光伏；这些电力均通过特高压输电通道送达。2023年夏季，华东电网的外来电规模达到7045万千瓦，约占当时区域总负荷的20.65% [12]，充分凸显了跨区电力交易在极端负荷下的关键保供价值。

针对高度依赖外来电的供需格局，现行监管框架将国家级安全标准与省级层面的执行落地相结合。在这一体系下，国家能源局发布的可靠性准则要求，各区域电网需保持2%至5%的旋转备用，且备用容量率至少应达到最高负荷的10% [13]。

“十四五”中所确立的国家级发展重点进一步强化了上述政策，推动了特高压输电工程的扩建以及新型储能的发展[14][15]。在省级层面，各省发展和改革委员会将资源充足性与安全标准落实为具体的项目核准，从而将包括江苏虚拟电厂试点、浙江调峰补偿机制在内的地方项目与国家保供目标紧密挂钩。

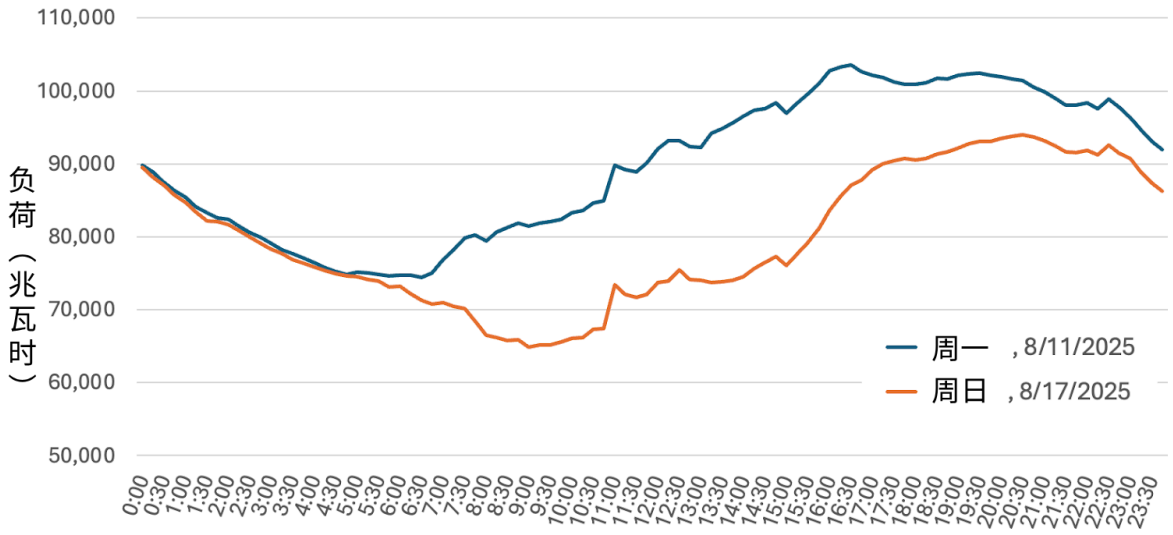


图 2. 2025年8月浙江省工作日与周末实测负荷曲线对比 [16]

华东区域电力体制改革进展

立足于国家顶层设计与政策要求，华东区域正持续深化电力体制改革，重点加强规划、市场及运行层面的跨省统筹。按照国家电改部署，全国统一电力市场体系将于2030年基本建成[17]，这为跨区域市场整合明确了宏观蓝图。作为改革进程中的关键节点，2021年启动的省间现货交易机制改变了过去单纯依赖中长期交易的模式。通过跨省传导实时价格信号，这种市场化手段旨在减少弃电率，并提升系统保供期内的资源互济效率 [18]。

华东区域的省级电力市场正稳步推进，但目前整体规模仍相对有限。截至2025年8月，浙江电力现货市场已实现正式运行，其他省份则处于试运行的不同阶段。其中，江苏和上海已启动现货市场试点，支持开展日前与实时竞价。与此同时，随着“两个细则”改革的深入，辅助服务市场准入范围进一步扩大，已涵盖储能、工业负荷聚合商、电动汽车充电网络以及虚拟电厂。这些机制通过提供调频、备用和调峰等服务，标志着电力系统灵活性调节正加速其市场化转型。

与市场改革相辅相成的是，区域内物理网架与运行连接水平也得到了显著提升。根据“三华”特高压同步电网规划，华东、华中与华北将构建统一的同步大电网，以消除内部输电瓶颈并增强系统灵活性。在华东电网内部，长三角电力区域互济机制充分利用了负荷需求与电源出力的时空互补特性，从而有效提升了区域资源充足性。

华东电网资源充足性的潜在风险

尽管在增强区域互联与提升可靠性方面已采取多项举措，但面对负荷高速增长、极端天气高发以及电源结构转型等挑战，传统的规划手段以及现有的政策与市场框架正日益暴露出其局限性。当前的复杂形势正倒逼系统加速转型，重点转向提升灵活性、促进资源多元化以及强化区域深度统筹。

(1) 负荷中心与可调控资源间的结构性不对称

华东电网内部的可调控资源较为有限。以上海为例，其近三分之一的电力供应来自湖北与四川的水电，受年降水量波动影响显著。浙江与江苏两省则高度依赖内陆省份的刚性煤电送入；与此同时，两省内部的可再生能源与调节能力受限的核电在电源中的比重也逐年增加。受此影响，短时平衡压力不再仅限于传统的冬夏负荷高峰，而是愈发频繁地出现在全年的多个时段。当现有爬坡资源的灵活性或响应速度无法满足日内净负荷爬坡需求时，系统可靠性将面临严峻挑战。

随着跨区外送规模持续扩大，提升通道应对极端天气的保供能力，已成为当前政策层面的重中之重。2022年四川大旱期间，日均水电出力减半。即便在特高压通道容量富余的情况下，‘西电东送’规模仍因源头缺电大幅缩减，印证了电源结构多元化与规划适应气候变化的必要性[19]。同时，西北风光外送是实现深度脱碳的重要路径，但需配合受端需求侧灵活性与快速调峰资源建设，以保障系统整体的韧性。

(2) 跨省跨区外送灵活性不足

跨省跨区送电目前主要依托优先送电计划及其转化的中长期合同。这种模式在锁定供给边界与收益预期的同时，也因其固化的执行曲线带来了明显的结构性刚性，限制了系统应对瞬时波动的调节反应能力。省间现货市场虽已转入正式运行，但仍处

于过渡期，受制于规则统一过程中的博弈以及各类结构性壁垒，交易规模扩大与主体多元化进程依然受阻。

目前，‘中长期+现货’双层框架虽已起步，但省间跨区交易的市场化进程仍显滞后。受制于现行合同结构与市场设计，华东电网强大的特高压传输优势未能充分转化为调节能力，导致外来电难以跟踪新能源出力骤降或负荷激增带来的实时平衡需求。

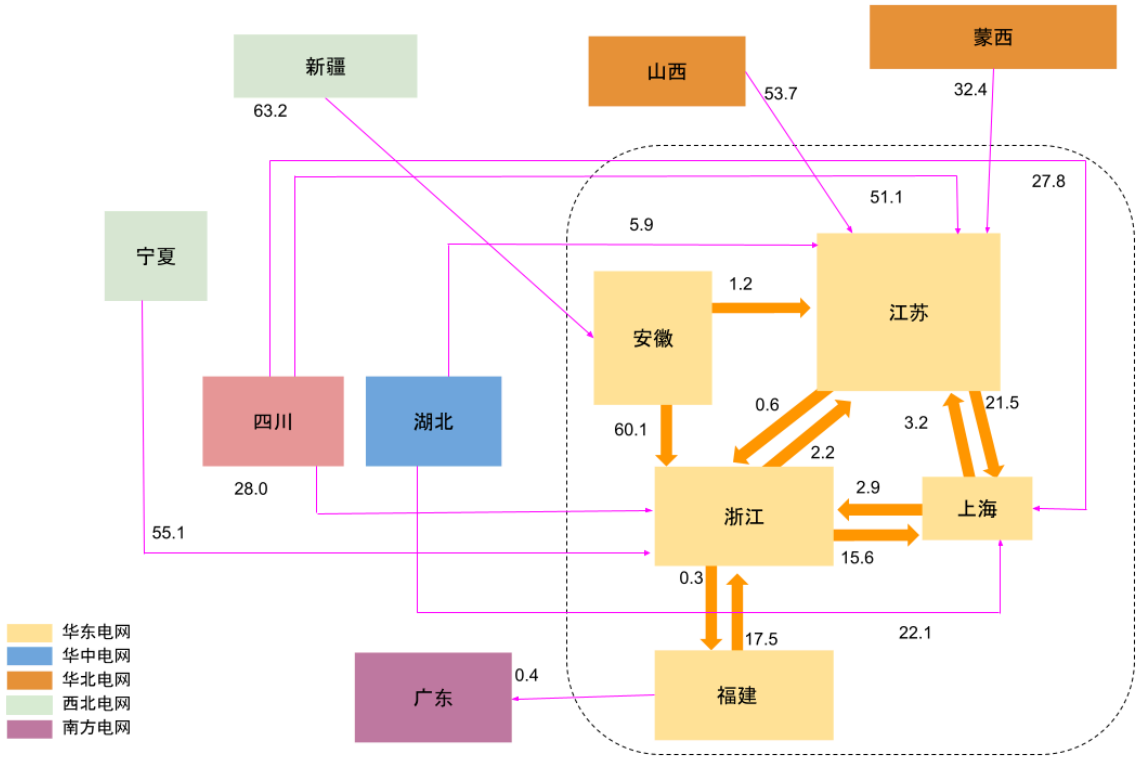


图 3. 2022年华东电网跨省及跨区年度输电量（单位：TWh）[20]

(3) 新型主体政策布局超前，实际并网融合滞后

国家层面针对新型储能、需求响应与虚拟电厂的发展出台了许多文件加快其布局，但此类新型主体在华东电网的实际并网与运行融合依然受限。以江苏为例，截至2025年中，全省新型储能装机规模已达760万千瓦，位居全国第四 [21]。然而，目

前多数虚拟电厂仍停留在试点阶段，其调用主要依赖行政指令，尚未实质性融入市场化调度体系。亟需深化市场机制融合并提升运行精细化水平，确保在系统面临保供压力时，调度机构能将其视作可靠的容量资源。

按国家规定，到2025年各省需求响应能力需达到最大用电负荷的3%至5%[22]。但当前项目尚未实现常态化调用，多数资源主要作为保供兜底手段，依赖偶发的行政指令被动唤醒，缺乏市场化信号引导。受《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》推动[23]，各省市正加快整合地方项目。浙江率先出台全国首个省级虚拟电厂运行规则，将虚拟电厂与用户侧储能纳入需求侧资源池[24]；江苏与上海则出台新政，将负荷聚合资源纳入现行需求响应体系[25] [26]。

仿真场景设计与结果分析

本研究评估了华东电网在不同政策情景下的运行演变，具体涵盖火电与新能源调度、储能充放电、需求响应调用，以及区内各省互济与跨区外来电。该模型旨在量化2030年系统面临极端天气与负荷不确定性双重保供压力时，各项政策举措带来的可靠性收益及利弊。

压力情景的设定紧扣华东电网现实的高风险因素（如新能源长周期低出力与负荷激增），模型采用逐小时连续推演，测算系统在长时段下的真实保供压力，突破了以往仅关注个别尖峰时刻的局限。

模型设计与研究框架

本研究构建了省级节点模型进行情景推演，在机组运行、电网网架及政策约束下，通过优化资源调度实现各省电力电量平衡。模型基于 Julia/JuMP 平台，构建了以系统总运行成本最小为目标的机组组合与经济调度（UCED）模型。测算时间分辨率为小时，重点聚焦2030年“迎峰度夏”期间最具代表性的12周（7月1日至9月22日）高压保供时段。

空间范围覆盖华东电网各省，模型内嵌了省间联络线传输极限与跨区直流送电约束，以精准刻画真实的省间互济与外来电调度模式。核心决策变量涵盖：水火电机组启停与出力调度、储能充放电、需求响应调用、新能源弃电、省间及跨区输电量。此外，模型引入失负荷价值（VOLL）对备用缺口（NSR）与失负荷电量（NSE）设置惩罚成本，据此量化评估系统资源充足性风险。

针对政策情景演练需求，本模型在以往资源充足性研究 [27] 的基础上进行了深度拓展，引入以下机制：

- **电网高压保供场景建模**：将新能源与水电出力衰减与负荷尖峰激增耦合，实现对“极端天气-负荷激增”复合事件的压力测试。
- **备用缺口（NSR）惩罚机制**：打破传统的刚性备用平衡约束，将其转化为由惩罚成本实现的柔性约束，实现对备用稀缺度与可靠性成本的显性量化。

场景设计：系统保供压力与政策工具组合

本研究构建了外部保供压力因素与资源充足性政策工具的交叉组合情景。其中，外部压力情景的设定旨在刻画极端天气与负荷激增的叠加冲击影响：

- **气象情景1（W1）**：以2018年（典型常规气象年）历史数据为基准，将华东各省各小时风速、光照辐照度及温度转化为风光发电的小时出力系数。
- **气象情景2（W2）**：风光小时可用出力折半。此情景测试极端天气及新能源长周期低出力条件下的系统抗压能力。
- **负荷情景1（L1）**：基于国家发改委发布的负荷特性曲线，按6%的年均增速外推，生成2030年常规预测负荷曲线。
- **负荷情景2（L2）**：设定新增用电需求呈尖峰化特征，即多数的增量电量在全时段均匀分布，剩余增量电量高度集中于夏季的尖峰时段。

在上述四组气象与负荷的交叉情景中，W1-L1　代表系统常规运行工况（保供压力最小）；而 W2-L2 则模拟了“极端气象+负荷尖峰”的双重冲击，代表了资源充足性评估的极限承压场景。

表 1. 系统保供压力情景组合

情景组合	天气条件	负荷增长设定
W1-L1	2018年典型气象数据	年均增速6%
W1-L2	2018年典型气象数据	年均增速6%，增量向尖峰时段集中
W2-L1	风速与光照较2018年削减50%	年均增速6%
W2-L2	风速与光照较2018年削减50%	年均增速6%，增量向尖峰时段集中

政策工具层面设定了四项可选措施：省间经济互济 (EcoTx)、强化需求响应 (EhDR)、扩大储能规模 (EpdS) 以及新建煤电 (BNC)。在模型推演中，上述政策工具既作为单一变量进行独立测算，也通过交叉组合进行叠加效应评估。

本研究推演了不同政策组合（从不采取任何措施，到一至四项举措叠加启用）对华东电网资源充足性的影响。仿真重点对比各情景下的失负荷电量，以及系统运行状态的演变（涵盖跨区外来电、新能源弃电与线路利用率等）。这一分析框架对标了国际主流电力调度机构（ISO/RTO）的资源充足性评估方法论，将系统的实际运行特性与缺电风险进行了深度关联。

表 2. 模型考察的四项资源充足性政策工具

	基线设定 (off)	启用政策 (on)
省间经济互济 (EcoTx) 	跨区及省间输电按刚性中长期协议调度	跨区及省间输电实现一体化经济优化调度
强化需求响应 (EhDR) 	需求响应基线	较基准水平，新增等同于最大负荷5%的需求响应资源
扩大储能规模 (EpdS) 	**抽水蓄能**：到2030年装机约4500万千瓦（含在运及在建项目），持续放电时长8小时。 **新型储能**：2500万千瓦（考虑在运储能实际调用情况），平均放电时长2.3小时。	抽水蓄能规模保持不变；新型储能装机规模翻倍至约5000万千瓦
新建煤电 (BNC) 	到2030年，华东电网煤电装机为2.5亿千瓦（仅含在运及2025年前投产机组）。	到2030年，华东电网煤电装机增至3.05亿千瓦（涵盖规划、核准、在建及在运机组）。

** 关于模型输入数据及假设的更多细节，请参见附录。*

仿真结果

基于上述框架，本研究对华东电网2030年“迎峰度夏”期间（连续12周）的运行情况开展了仿真推演。测算全面覆盖了四组反映不同保供压力的“天气-负荷”情景组合，并对四项资源充足性政策工具的16种交叉组合进行了遍历分析。

省间经济优化调度的启用与否，直接决定了各省失负荷电量（NSE）占本地负荷比例的高低。在省间经济互济的情况下，除福建存在微量缺口外，华东全网的失负荷风险均得到有效控制。然而，若省间跨区输电仅维持既有的刚性中长期协议执行，且未叠加强化需求响应、扩大储能或新建煤电等增量资源——特别是在W2-L2最严峻状况下——浙江面临的保供形势最为严酷，其失负荷电量占本地负荷的比例飙升至全网最高，达3.9%。相比之下，在常规工况（W1-L1）下，即使不引入其他增量举措，仅依靠省间经济优化调度即可保障华东电网实现零失负荷。

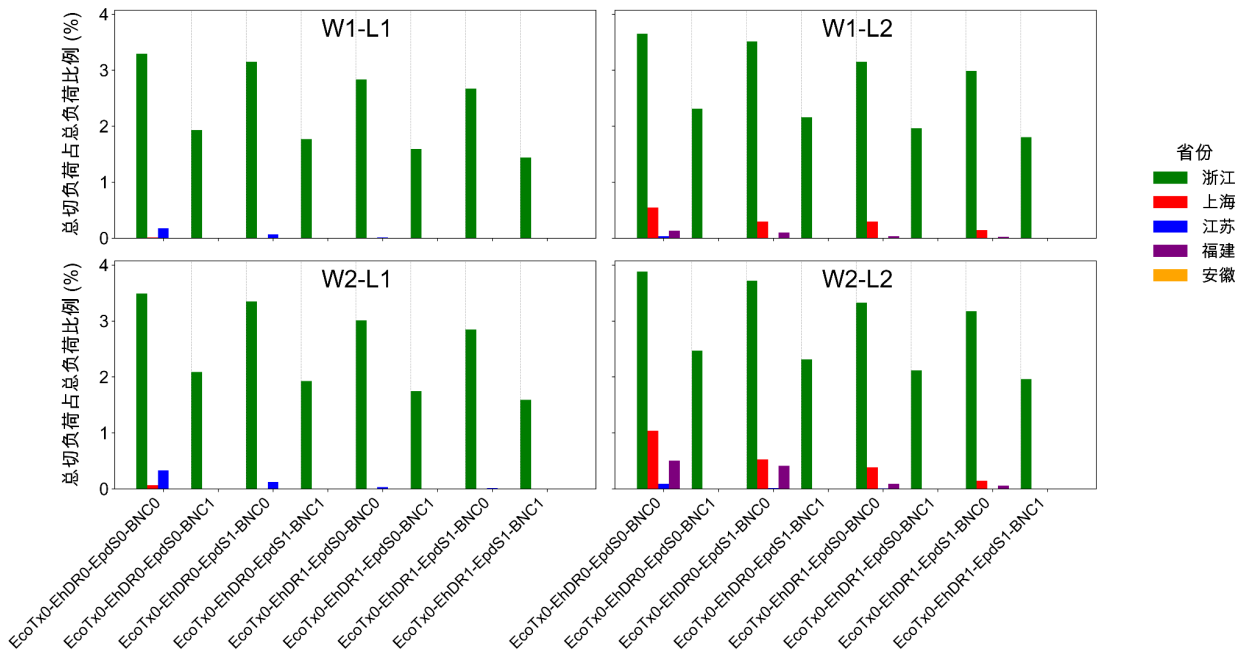


图4.　华东五省市在**刚性中长期合约场景下**的失负荷电量占比（%）。新能源出力：W1（常规）/ W2（低出力）；负荷水平：L1（常规）/ L2（集中）。

从全网系统视角来看，在最严苛的承压场景（W2-L2）下，2030年迎峰度夏期间华东电网的总失负荷电量占比最高可达 1.7%，该极值出现在各项资源充足性举措均未启用的基准设定（EcoTx0–EhDR0–EpdS0–BNC0）中。此时，单小时最大失负荷量高达5380万千瓦时。

在所有考察的政策工具中，省间经济互济（EcoTx）——即破除省界调度壁垒，实现全域大范围经济优化调度——被证实为成效最显著的单一政策举措。若暂不引入跨区与省间经济调度，系统运行仍受限于既有中长期协议的刚性约束，强化需求响应与扩大储能规模依然具备积极的托底作用：在四类保供压力情景下，这两项举措叠加应用，可使失负荷电量较基准线减少约三分之一。此外，在维持省间刚性调度的前提下，若进一步推动规划、核准及在建煤电项目的投运（即新建煤电 BNC 启用），能促使失负荷电量在此基础上再压降三分之一。

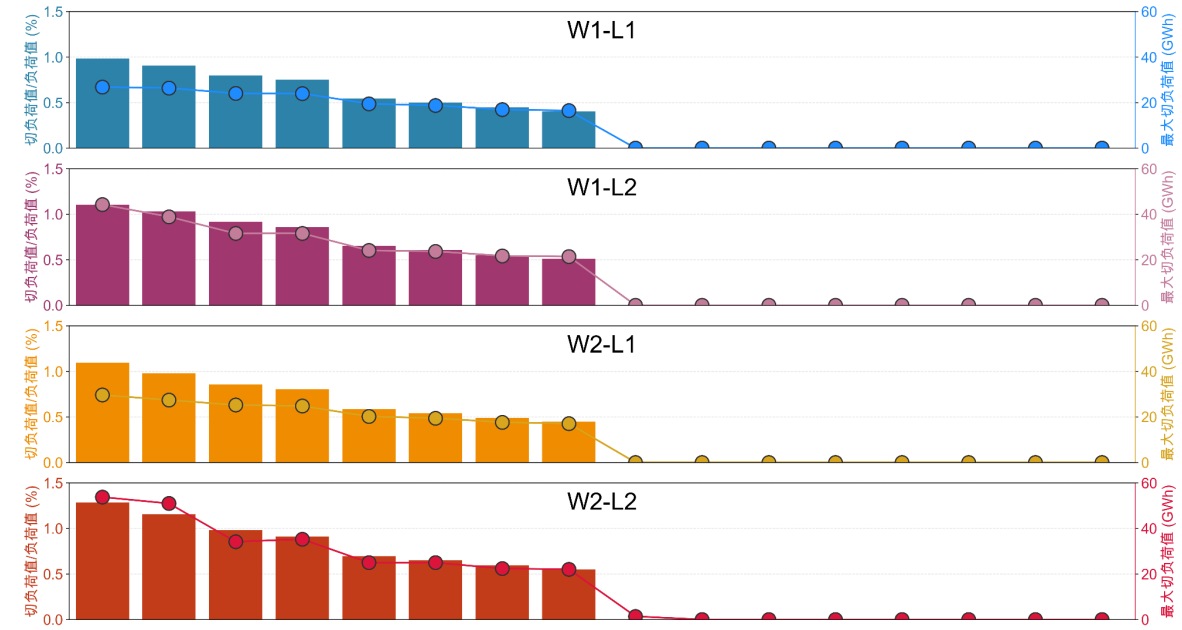


图5. 华东电网不同保供压力情景与政策组合下的失负荷状况（柱形代表总失负荷电量占比，折线反映各时段最大失负荷电力）。表格列示了资源充足性政策工具的具体组合。

从负荷特性重塑的视角分析，高达4.15亿千瓦的光伏装机对华东电网的净负荷曲线产生了深刻影响，引发了极其显著的“鸭子曲线”效应。即便在极端天气边界下，午间光伏实际出力仍可维持在约8000万千瓦，直接将传统的午间用电高峰扭转为局部低谷。受此影响，华东电网的日净负荷形态整体演变为明显的单峰负荷，系统最高负荷时段（晚峰）普遍后移至下午4至5点。在此关键节点，储能系统切入放电状态；增量储能设施的规模化调用，与日落时段光伏的尾部出力形成有效协同，进一步发挥了对晚间尖峰负荷的削峰作用。

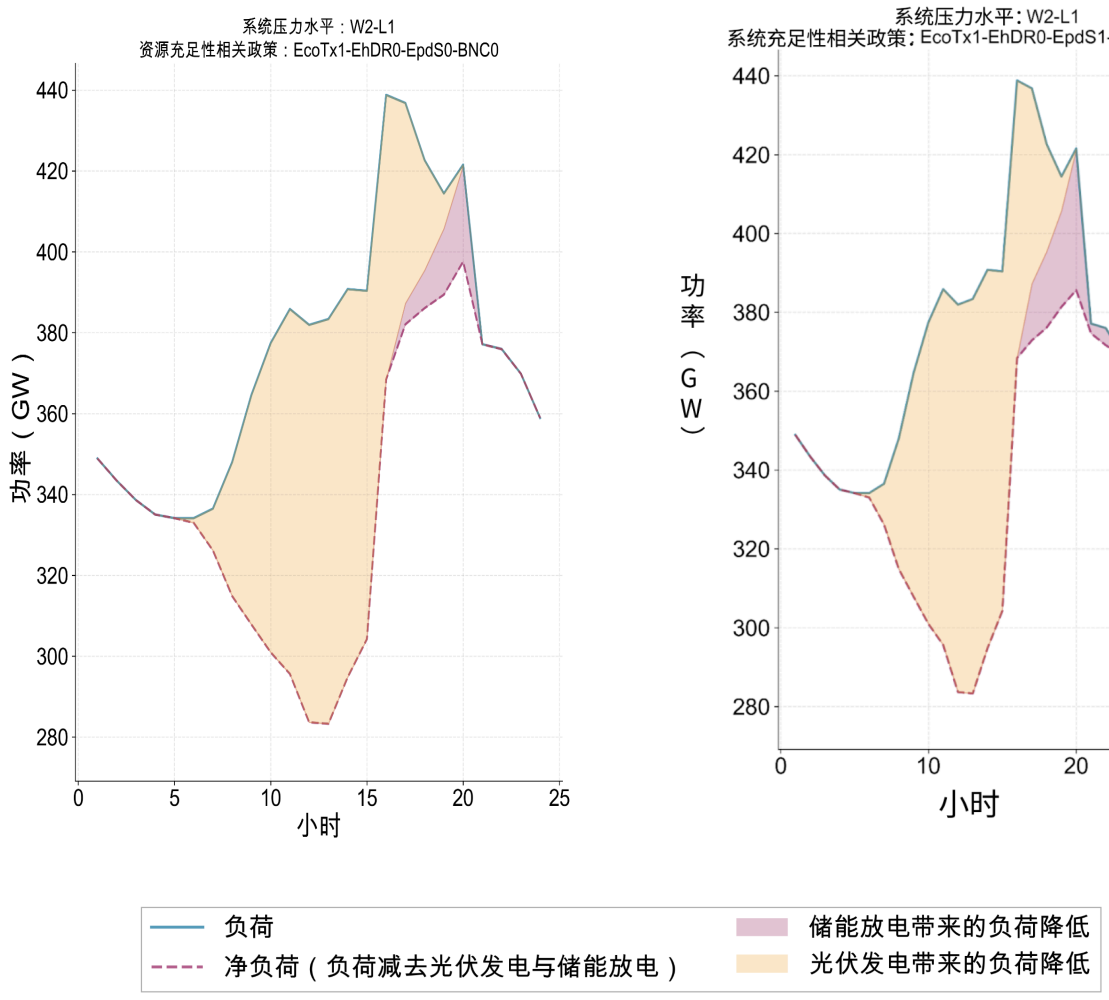


图6. 2030年7月1日华东电网负荷、储能充放电与光伏出力曲线。保供压力情景：W2-L1。政策工具组合：两侧子图均未纳入省间经济优化调度、强化需求响应及新建煤电举措；其中左图为不含增量储能的基准设定，右图则叠加了扩大储能规模政策。

测算结果充分印证了，深化跨区及省间调度运行与现货市场的一体化融合，在促进风光等新能源并网消纳方面展现出了显著成效。若仅启用省间经济互济（EcoTx)，华东各省的新能源弃电率均可被压降并维持在较低水平，峰值不超过1.6%。

单独叠加扩大储能规模（EpdS）或强化需求响应（EhDR），虽然从容量充裕度视角提升了系统的调节柔性，但与基准情景相比，这两项举措虽对改善新能源弃电有些效果，但相对有限。

相比之下，单纯依赖新建煤电扩容，反而会严重挤占本地其他灵活资源的调节空间。特别是在煤电发电量占比已接近90%的安徽与上海，仅新建煤电不仅无助于促进消纳，反而会导致其新能源弃电率逆势攀升，甚至高于基准情景的弃电率。

进一步分析表明，在各类保供压力情景下，上海的新能源弃电率始终位居华东全网首位。值得注意的是，即便在新能源低出力叠加负荷集中的极限承压场景（W2-L2）下，这一消纳瓶颈依然存在。与之形成鲜明对比的是，浙江的风光资源消纳最为高效，在所有推演的压力情景与政策组合下，其综合弃电率均严格控制在 0.2% 以内。

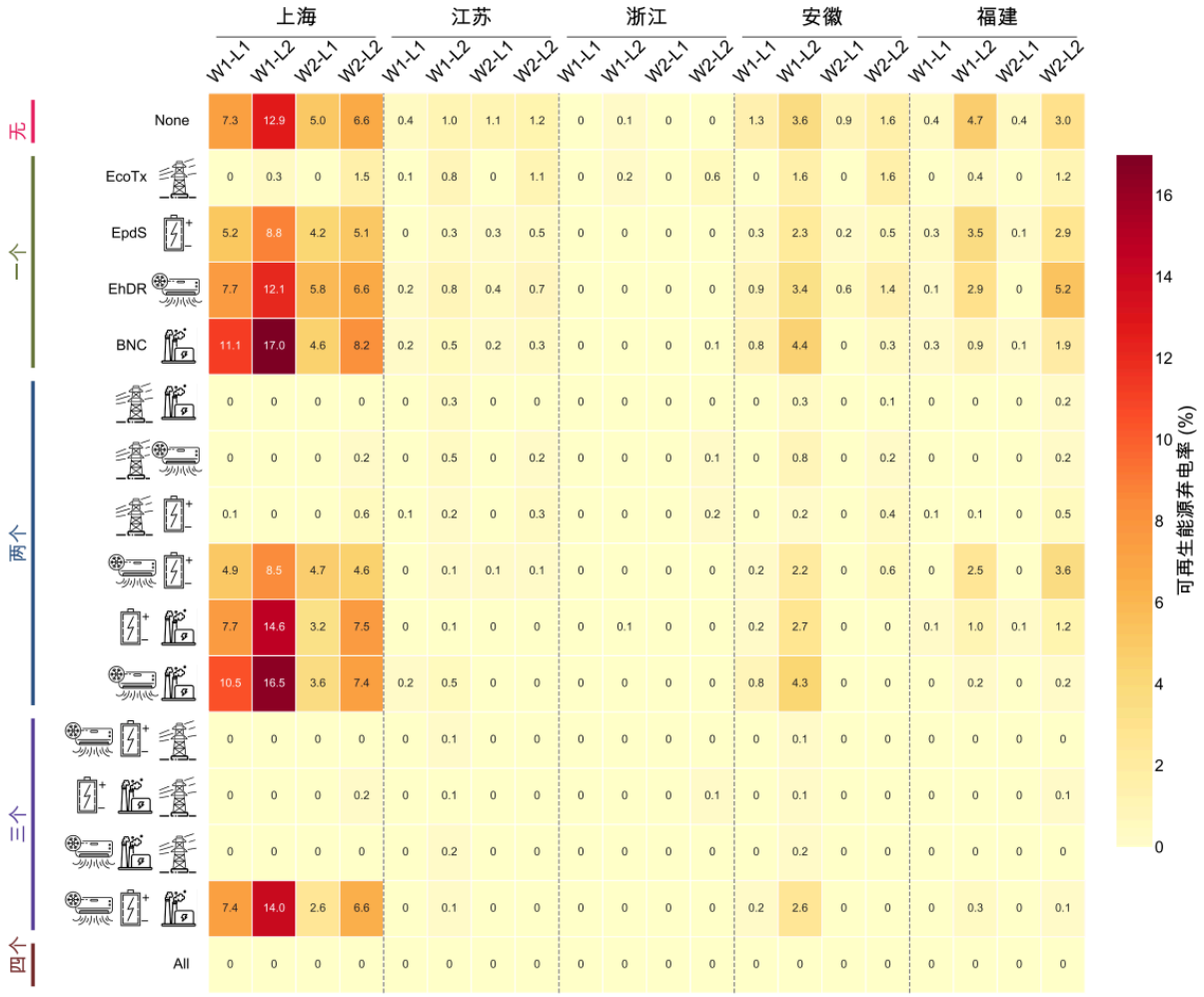


图 7. 不同保供压力情景与资源充足性政策组合下的各省新能源弃电率（%）

当跨区及省间经济优化调度全面启用时，得益于安徽与浙江之间负荷特性的错峰互补优势，安徽能够持续向浙江输送相对低成本的煤电，促使两省间的输电通道利用率稳定达到 60%。相比于省间经济互济（EcoTx）未启用的基准情景，华东电网内部其他省间通道的利用率分布更为均衡，普遍维持在 20% 左右。

在跨区外来电方面，调度机制由既有的中长期协议刚性执行向经济优化调度转变，使得几乎所有跨区输电通道在顶峰保供的关键时段均能实现满载运行，向华东电网源源不断地输送低成本电力。但值得警惕的是，若送受端同步遭遇极端承压态势

——例如华中地区水电出力骤降与华东电网负荷激增相叠加——将在一定程度上限制跨区联络线的实际支援能力。

政策建议

建立公开透明的滚动式资源充足性评估机制

伴随新型能源体系的快速变革，特别是新能源装机与需求侧资源的爆发式增长，亟待建立健全更为进阶的资源充足性评估机制。该机制对于坚固系统运行可靠性底线、支撑减排目标实现以及有效管控宏观综合成本具有决定性意义。

尽管电网部门及学术机构已开展电力规划与充足性测算，但当前各项工作多呈分散化态势，且监管部门尚未针对资源充足性评估出台系统性的指导意见。透明的评估机制的缺位制约了日益多元的市场主体，例如虚拟电厂运营商及各类分布式资源投资方，做出科学、理性的投资决策。

此外，本研究对华东电网的情景推演结果表明，要在避免装机过度冗余的前提下实现经济高效的资源充足性，不能单纯依靠总装机规模的简单堆砌；而是越来越取决于系统在“天气-负荷”双重承压态势下，跨省共享互济资源以及灵活调用储能与需求响应调节能力的实效。

为此，我们提出以下建议：

- **由国家发改委或国家能源局牵头，建立健全标准化、透明化的滚动式资源充足性评估机制，并广泛吸纳多元利益相关方的深度参与。**该机制应打破传统静态容量裕度校核的局限，全面引入基于概率与情景推演的评估体系；需在模型中显性刻画并深入推演区域电网在跨周持续高温天气、水电出力降额以及负荷尖峰曲线演变等复合压力下的实际运行情况。监管部门应主导该统一评估机制的顶层设计与定期审查，并将其优先打造为制定区域电力宏观政策的量化分析基础，推动其深度融入“五年规划”的编制周期。此外，常态化

公开发布年度评估结果及其底层数据与方法论细节，将为日益扩大的市场参与者提供明确的预期指引，进而有力支撑新型电力竞争性市场的稳健发展。

- **构建科学严密、公平透明的容量置信度评估体系，并将其作为资源充足性评估机制的重要基石。**该置信度认定方法需统一适用于涵盖需求响应与新型储能的所有资源类型，以精准测算各类资源在系统承压态势下的真实保供贡献。评估模型必须能够科学量化天气变化与机组非计划停运率所带来的复合影响。同时，需显性量化跨省输电通道与各类发电资源在极端承压场景下的可用率边界，确保所有调节资源能在统一的衡量标尺下开展等效对标。总体而言，容量置信度评估应秉持“技术中立”原则，确立以实际顶峰能力为导向的评估路线。后续的市场化容量补偿机制（详见下文）应与该置信度评估结果深度挂钩，从而以最具经济效益的方式保障系统运行的可靠 [28]。

本研究开展的情景推演，旨在为监管部门顶层设计并确立官方的资源充足性评估机制提供参考借鉴。诚然，上述测算难以穷尽所有边界条件。未来仍需依托更高颗粒度的数据基准，并纳入更广泛的参数变量与突发故障场景，以构建更为严密、稳健的评估体系。

国际先进经验在此方面具有一定借鉴价值。以欧洲输电系统运营商联盟（ENTSO-E）为例，作为统筹欧洲大陆电网规划的权威机构，该机构常态化开展覆盖多时间尺度的资源充足性分析。特别是其主导的《欧洲年度资源充足性评估》，全面公开了底层数据集与方法论细节，为构建高可靠性的欧洲清洁能源电网提供了坚实支撑 [29]。

此外，在具体评估实践中，必须审慎考量送受端同步遭遇极端承压态势的潜在风险——例如华中地区水电出力骤降与华东电网负荷激增相叠加——这一复合风险将在一定程度上限制跨区联络线的实际支援能力。

全面推进华东电网现货市场与经济优化调度的一体化建设

如前文的情景推演所示，统筹优化华东电网的跨区跨省电力互济能够释放巨大的系统红利。这一测算结果充分凸显了在区域电网层面，实现调度运行机制与现货市场规则深度融合的紧迫性与重要性。构建此类协同机制，将成为破除省界调度壁垒、全面跃升系统整体运行效率与保供可靠性的关键手段。

现阶段，省间现货市场已在华东电网（乃至整个国网经营区）投入运行。从机制设计的初衷来看，该市场本应成为激发跨省电力灵活互济的重要引擎。然而，其实际发挥的调节效能依然十分有限。数据显示，2024年其交易电量仅占全网跨区跨省交易总电量的 2.6% [30]。

为切实打破市场壁垒、提升省间现货市场的运行实效，并全面提升区域电网的整体配置效率，我们提出以下针对性建议：

- **推动省间与省内电力市场联合出清，全面提升运行效率并深度释放系统灵活性。**当前省间与省内现货市场独立出清的既有架构，制约了跨省资源的全局优化配置。若能全面统筹并整合省内与省间两级市场的申报信息，并依托统一的出清算法，将能够为华东电网生成兼顾经济效益与可靠性的最优调度方案。更为关键的是，该联合出清机制需要具备跨越省域边界的显性全局优化能力。特别是在遭遇高温、干旱等极端天气引发的明确承压时段，需通过该机制激活外来电与华东网内跨省电力流转的全部潜力，进而将系统的失负荷电量压降至最低水平。

- **稳步扩大省间现货交易规模。**在具体操作层面，可考虑逐步提高用于省间现货交易的输电通道容量比例。在现行实操中，省间现货交易的开展主要依赖于优先发电与中长期协议计划排定后所留存的通道剩余空间。在保障系统安全约束并兼顾既有合同履约的前提下，建议监管部门探索开展试点，为日前

（及未来逐步推开的日内）现货交易预留一定比例的省间输电通道容量；待交易关闸（gate closure）后，再将未调用的预留裕度予以释放。

此外，当前省内及区域现货市场的运行仍受制于较为严格的价格上下限管控。以浙江省现货市场为例，其申报价格上限设为 1200 元/兆瓦时，下限为 -200 元/兆瓦时。相比之下，国际典型电力市场的限价水平普遍更高。例如，加州独立系统运营商（CAISO）市场的硬性价格上限为 2000 美元/兆瓦时（约合 14240 元人民币），且未设置价格下限；澳大利亚国家电力市场（NEM）的价格上限则高达 17500 澳元/兆瓦时（约合 81212 元人民币）。

在具体操作层面，可考虑适度放宽华东各省、省间乃至未来区域级现货市场的价格约束，这有助于在市场中传递更为准确的稀缺电价信号。该价格信号的机制设计应侧重于提供有效激励，重点引导具备快速爬坡能力的灵活调节资源在晚间尖峰及跨日承压时段内积极响应。这类真实反映供需偏紧状态的价格信号，对于引导新型储能、需求响应（DR）以及虚拟电厂（VPP）等领域的有效投资具有重要意义。

最后，当前华东电网（乃至全国层面）的跨省输电定价机制，已成为释放区域统一调度与区域统一现货市场红利的障碍。具体而言，建议逐步改变阻碍跨省高效互济的固定度电费率模式，探索建立能够有效激励跨省输电通道高效利用的新型定价机制。

现阶段，跨区跨省电力交易的开展深受输电网固定成本回收机制的掣肘。该机制普遍依靠固定的度电费率来回收成本，未能有效反映电网运行的阻塞情况或省间真实的用电成本差异。此类计价方式容易扭曲经济优化调度信号，进而降低跨区域电力流转的整体配置效率。

在具体操作层面，可考虑引入更为科学的输电成本分摊方案，以避免对经济调度产生扭曲作用。例如，“按负荷比例分摊（Load Ratio Share）”机制，依据各分区

在区域系统尖峰负荷中所占的比重来核算并分摊输电成本；这一做法不仅理顺了成本疏导逻辑，还能有效引导需求侧主动削减尖峰负荷。

深化煤电补偿机制改革

自2024年起全面推行的煤电两部制电价机制（容量电价+电量电价）取代了原有的单一电量电价模式[31]，目前已成为存量煤电机组维持盈利空间的核心支撑之一。然而，在现行的政策导向下，该机制客观上可能会刺激对新建煤电项目的过度投资，同时削弱了老旧煤电机组合理、有序退役的市场激励信号。

首先，现行的煤电基准电价体系已不再适应新型电力系统的发展要求。随着2025年出台的136号文为新能源上网电价引入了更多竞争机制，进一步凸显了推进煤电上网电价改革的紧迫性 [32]。建议在2021年确立的煤电上网电价“上下浮动不超过20%”改革基础上 [33]，进一步推进以下举措：

- 加快全面放开煤电基准电价机制。
- 取消煤电年度中长期合同签约比例不低于80%的强制性要求 [34]。 满足资源充足性要求，不应作为新建煤电项目或维持刚性煤电中长期签约模式的主要理由。现行的高比例签约要求实质上构成了对煤电企业的行政性托底机制，推高了终端用户的用能成本。

其次，当前的煤电容量机制应被视为一项过渡性制度安排，而非永久性的、基于单一煤电模式的成本回收工具。2026年1月出台的114号文[35] 重申，自2026年起，各省须确保容量电价回收煤电固定成本的比例不低于50%，并可根据地方电力市场发展情况和煤电机组利用小时数进一步上调该比例。然而，现行机制在很大程度

上仍属于行政化核定的非竞争性定价，尚未构建起基于透明的资源充足性目标的远期采购模式。为此，我们建议：

- **加快推进容量机制转型。** 顺应2026年114号文[35] 所指引的改革方向，加快从针对特定电源的容量电价向“技术中立”的容量机制过渡，并最终迈向竞争性的容量采购流程（例如集中式容量拍卖或双边可靠性采购）。竞争性采购应在统一的准入资质与顶峰能力要求下，向所有符合条件的调节资源开放，从而以更合理的成本和更低的排放水平有效保障系统可靠性。

- **强化容量补偿机制的科学规划基础。**该机制应建立在科学、透明的资源充足性规划基础之上，理想状态下，应直接采用前文建议的官方统一评估机制。应依据电力系统可靠性标准开展精细化的容量需求测算，以此确定容量采购的量化目标，逐步替换“一刀切”的兜底式成本回收模式。这一机制设计有助于防范产能过剩、资源配置失衡、不必要的成本与排放增加以及系统灵活性受限等风险，确保容量补偿机制与建设新型电力系统的宏观目标一致。

完善虚拟电厂与需求响应的激励与补偿机制

为支撑我国虚拟电厂的健康发展，关键在于允许其通过提供多元化的服务获取合理补偿。虚拟电厂在提供电量、容量、程序化需求响应以及电网支撑服务方面表现出的价值，均应获得公平的市场回报，这有助于该产业实现规模化与可持续发展 [36]。为此，我们建议：

- **优化省内终端用户峰谷分时电价设计。**改进现行的分时电价机制，使其能够更真实地反映电网运行情况与系统成本。可考虑拉大峰谷价差，以更准确地体现新建电源及输配电容量的长期边际成本。此举将为虚拟电厂提供更清晰的价格信号，引导其开展有效的削峰填谷，从而提升系统灵活性。

- **探索虚拟电厂按所在地节点边际电价进行结算。**建议逐步从全省统一平均电价结算向节点边际电价（LMP）或分区电价结算过渡，以强化地理位置价格信号，提升资源配置效率，这在输电受限区域尤为关键。虽然节点级颗粒度最为理想，但在现阶段，采取省下辖区域（Sub-provincial zone）聚合结算是一个兼顾精准度与可操作性的折中方案。

- **支持虚拟电厂参与竞争性容量机制。**确保虚拟电厂与传统电源享有同等的市场准入地位，使其能够凭借对系统可靠性的实际贡献获取相应的容量补偿。

当虚拟电厂与分布式风电、光伏资源相结合时，多种资源聚合的虚拟电厂（尤其是由需求响应与分布式储能构成的虚拟电厂）相比于传统热电机组，能够提供更具经济性且更具灵活性的调节容量。为释放这一系统红利，应在资源充足性评估中将虚拟电厂明确列为容量供应主体。

近期，国家能源局（NEA）发布的“电力系统调节能力专项规划”指导意见，鼓励对各类灵活性调节手段开展经济性比选。这一原则应进一步拓展至前文建议的官方资源充足性评估机制中，确保虚拟电厂在保障系统容量充裕度方面的贡献能够获得合理的价值认定与经济补偿。

理顺新型储能政策框架

本研究的情景推演表明，引导储能资源的精准、高效投资——即在关键节点布局适配类型的储能装机——能够发挥显著作用，为系统提供具备自动响应与快速爬坡能力的双向调节灵活性。在江苏等新能源渗透率较高的省份，扩大储能规模可将弃电率降至 1% 以下，显著平抑区域性的“鸭子曲线”；同时，在 W2-L2 这一保供压力最为严峻的承压场景下，储能还能有效降低失负荷风险。除此之外，研究结果印证了，单纯依靠新增煤电装机，难以实现同等的系统调节实效。

2022 年至 2025 年初，相关政策曾要求新能源企业按固定比例配建储能设施。由于此类资产的布局并非由高效的位置价格信号驱动，导致其地理分布往往不尽合理。在此期间，大量配建储能资产的利用率处于较低水平。随着国家发改委与国家能源局于 2025 年 2 月发布 136 号文并废止强制配储政策，行业形势正逐步好转，但前期低效储能投资对华东电网及全国其他地区的深远影响依然存在。

前文提及的多项政策建议，对于理顺新型储能政策框架同样至关重要，具体包括：

- **完善区域现货市场价格信号与位置信号。**适度放宽现货市场过严的价格上下限管控，以更真实地反映储能在阻塞节点的位置价值。市场通过揭示高电价区域，能够为投资方提供明确的信号，引导储能资产布局在最能有效缓解输电阻塞并降低区域弃电率的关键节点。
- 理顺新型储能政策框架的另一项核心举措，**在于推动零售电价设计向动态化转型**。例如，可以探索建立终端用户电价与日前或日内现货市场价格的联动机制。此外，还可以引入尖峰电价机制(CPP)，在系统面临极少数严重承压时段时，通过大幅提高电价水平，为即时削减负荷或储能放电提供明确的价格信号。这种动态定价方式能够有效引导储能在电力供需最紧张的时刻释放调节能力，在提升系统灵活性的同时，进一步优化资源的整体配置效率。
- 在政策体系持续演进的过程中，稳定容量补偿预期对于保障储能项目的长期投资至关重要。核心在于构建公平竞争的市场环境，确保各类调节资源在容量市场中享有同等地位。尽管山东、广东等省份已先行开展储能容量补偿试点，但现行框架仍呈现出明显的“双轨制”特征，即煤电与储能分属于不同的补偿类别，且针对储能的补偿力度仍显薄弱。这种分类补偿的现状制约了资源的优化配置。未来应打破电源品种间的制度壁垒，建立技术中立的容量机制。

结语

这份报告针对 2030 年华东电网的资源充足性开展了深入评估。研究充分考虑了负荷增长、天气模式以及政策与市场设计等多种变量，构建了多维度的情景分析框架。这种评估方法不仅为监管部门提供了参考，也为建立常态化、稳健的资源充足性评估机制提供了方法论借鉴，旨在以更具经济性的方式满足不断增长的用电需求, 保障电网可靠运行。

在研究过程中，我们重点模拟了四类政策优化情景。首先是跨省跨区电力流转的优化，即通过经济调度手段提升互济效率。其次是虚拟电厂及需求响应的规模化应用, 扩展储能规模，以及控制煤电规模。

研究表明，即便 2025 年后不再新增煤电装机，只要能有效落实关键政策优化措施, 2030 年华东电网仍能维持高水平的系统可靠性，基本消除停电风险。主要结论如下：

- **跨省跨区电力互济的优化作用最为显著。** 在所有模拟的政策路径中，通过经济调度手段统筹跨省跨区电力流动，对降低系统失负荷风险的贡献最大。这一成效主要依托于提升华东网外来电的跨区支援能力来实现。
- **虚拟电厂、需求响应、新型储能等新型灵活资源在提升消纳能力方面优于新增煤电。** 针对新能源装机占比偏高的省份，强化新型灵活资源的调度运行控制及合理布局，在降低弃电率方面的效果优于单纯新增煤电机组。
- **精准投资储能可有效改善负荷特性。** 引导储能资源的精准、高效投资，是平抑区域“鸭子曲线”的有效手段。

针对支持双碳目标、保障系统可靠性及控制成本的宏观要求，本报告提出以下具体政策建议：

1. 建立常态化、透明的资源充足性滚动评估机制
2. 全面推进华东电网现货市场与经济优化调度的一体化建设
3. 深化煤电补偿机制改革
4. 完善虚拟电厂与需求响应的激励与补偿机制
5. 理顺新型储能政策框架

参考资料

[1] 国家能源局. 国家能源局发布2025年全国电力统计数据. 2025. https://www.nea.gov.cn/20260129/6874f211acd0417eab7ac10c3061a7c2/c.html (accessed January 30, 2026).

[2] Wang, B. Qiu, Y. L., Deng, N., Nock, D., Shen, X., Wang, Z., Wang, Y. D.. Unequal power outages induced by natural disasters. Nature Communications, 2025. 8947 (2025).

[3] Thomas, M., Fishman D.. What Lessons Do The Chinese Hydropower Shortages In Summer 2022 Hold For The World? Climate & Water Risks 2023. https://cwrrr.org/opinions/what-lessons-do-the-chinese-hydropower-shortages-in-summer-2022-hold-for-the-world/

[4] C ash, J., Chen X.. China's record-breaking heat pushes power demand to new high. Reuters 2025. https://www.reuters.com/business/energy/chinas-electricity-load-exceeds-15-billion-kilowatts-wednesday-breaking-record-2025-07-16

[5] 国网华东分部. 华东电网总装机容量突破7亿千瓦. 2026. 上海市经信委. https://sheitc.sh.gov.cn/djjcdt/20260116/fd180ffebff24242b1000cf3908488f1.html (accessed January 27, 2026).

[6] 环球零碳. 超大城市陷入滞缓，四川再现“电荒危机”?. 2024 https://mp.weixin.qq.com/s/KDohM-VtDo3qp2DwNu4Lhg (accessed August 29, 2024).

[7] Reuters. Record heat in China strains power grid, stirs health fears. Reuters, 2025. https://www.reuters.com/sustainability/climate-energy/record-heat-china-strains-power-grid-stirs-health-fears-2025-07-23

[8] Peng, D.. Why super typhoon Yagi wrecked 1 wind farm in China but the rest stood their ground. South China Morning Post 2024. https://www.scmp.com/news/china/science/article/3277996/why-super-typhoon-yagi-wrecked-one-wind-farm-china-rest-stood-their-ground (accessed September 20, 2024).

[9] 俞菀, 黄筱. 10天抓了150吨！浙江一发电厂应对“海蜇难题”. 新华社. 2024. http://csj.xinhuanet.com/20240929/539455bba30342d09121d1714a151d94/c.html (accessed September 29, 2024).

[10] 华经情报网. 2025年11月上海市发电量及发电结构统计分析. 2025. https://www.huaon.com/channel/chinadata/1130363.html (accessed December 22, 2025).

[11] 华经情报网. 发电量及发电结构统计分析. 2026. https://www.huaon.com/search?word=%E5%8F%91%E7%94%B5%E9%87%8F%E5%8F%8A%E5%8F%91%E7%94%B5%E7%BB%93%E6%9E%84%E7%BB%9F%E8%AE%A1%E5%88%86%E6%9E%90 (accessed January 11, 2026).

[12] Dong Y, Dayan S, Dan X, Hongchou T, Lixin L. Challenges, Response and Prospects for Power Balance in New Power Systems. Proc CSEE 2025;45:2039–56.

[13] 国家发展改革委. 电力可靠性管理办法(暂行). 2022. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/fzggwl/202204/t20220424_1322795.html?code=&state=123.

[14] 国家能源局. 国家能源局关于促进新型储能并网和调度运用的通知. 2024. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202404/content_6945448.htm.

[15] 国家能源局. 抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035 年）. 2021. https://zfxxgk.nea.gov.cn/1310193456_16318589869941n.pdf (accessed August 1, 2021).

[16] 电查查, 2026. 交易搜索. https://www.dianchacha.cn (accessed January 12, 2026).

[17] 国家发展改革委. 关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见. 2022. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202201/t20220128_1313653.html (accessed January 18, 2022).

[18] 国家电网. 省间电力现货交易规则（试行）. 2011.

[19] 同6

[20] 中电联. 电力工业统计资料汇编2023年. 2023.

[21] 人民网. 江苏完成全国最大规模新型储能集中调用. 2025. http://js.people.com.cn/n2/2025/0708/c360301-41284039.html (accessed July 8, 2025).

[22] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 财政部, 住房城乡建设部, 国务院国资委, 国家能 源局. 电力需求侧管理办法 2023年版. 2023.

https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202309/t20230927_1360902.html (accessed September 27, 2023).

[23] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见. 2025. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202504/t20250411_1397162.html (accessed April 11, 2025).

[24] 新浪财经. 浙江：鼓励虚拟电厂和用户侧储能等纳入今夏需求响应资源池. 2025. https://finance.sina.com.cn/money/bond/2025-06-18/doc-infanwwe7645164.shtml (accessed June 18, 2025).

[25] 王默玲. 上海虚拟电厂最大响应负荷首破百万千瓦. 新华社. 2025. https://www.news.cn/20250815/00a8f07e70dc46989d294231cc65d6e2/c.html (accessed August 15, 2025).

[26] 江苏省发改委. 关于做好2025年电力需求响应有关工作的通知. 新浪财经. 2025. https://finance.sina.com.cn/esg/2025-06-22/doc-infaxxhf8360969.shtml (accessed June 18, 2025).

[27] UCSD, RAP, NCEPU. Northeast China Grid Winter Resource Adequacy Report. Electricity Market Tracker 2023. https://emtracker.org/research/northeast-china-winter-resource-adequacy-report-brief/ (accessed July 6, 2023).

[28] ESIG. Ensuring Efficient Reliability: New Design Principles for Capacity Accreditation. 2023. https://www.esig.energy/wp-content/uploads/2023/02/ESIG-Design-prin

ciples-capacity-accreditation-report-2023.pdf (accessed February 1, 2023).

[29] ENTSOE. European Resource Adequacy Assessment 2025 Edition. ENTSOE 2025. https://www.entsoe.eu/eraa/.

[30] 国家能源局. 2024年度中国电力市场发展报告. 2025. https://www.nea.gov.cn/20250717/54ae0fdb11f04b39a5b670999c04ef81/2025071754ae0fdb11f04b39a5b670999c04ef81_19fe782a11f3aa40209907a80e3e692150.pdf.

[31] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于建立煤电容量电价机制的通知. 2024. https://www.nea.gov.cn/2024-01/19/c_1310761046.htm.

[32] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知. 2025. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html.

[33] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知. 2021. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202110/t20211012_1299461.html.

[34] 国家发展改革委, 国家能源局. 关于做好2026年电力中长期合同签约履约工作的通知. 2025. https://news.bjx.com.cn/html/20251218/1475351.shtml.

[35] 国家发展改革委, 国家能源局.关于完善发电侧容量电价机制的通知. 2026. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524_ext.html.

[36] Chi Gao. A full-stack compensation model for virtual power plants: Uniting the top-down and local-level approaches. Regulatory Assistance

Project. 2024. https://www.raponline.org/knowledge-center/full-stack-compensation-model-for-vpps/ (accessed December 19, 2024).

附录

本研究构建了基于省域节点的机组组合与经济调度（UCED）模型来开展情景分析。在满足发电机组、输电网络及相关政策约束的前提下，该模型通过优化资源调度，实现各省的电力供需平衡。

(1) 网络拓扑结构

在华东电网的建模中，我们完整映射了沪、苏、浙、皖、闽五省市间主要的 500 千伏及以上跨省交流联络线，并涵盖了宁夏、甘肃、陕西、四川等外电基地送入华东的跨区直流通道（以 ±800 千伏特高压直流为主）。

底层的网络拓扑由作者依据多方公开资料整合完成，具体来源包括 OpenStreetMap、官方统计年鉴、电网规划报告、输变电工程公开信息以及卫星影像（如谷歌卫星地图）。为确保数据的一致性与模型可靠性，研究对上述多源信息均进行了交叉验证。

跨省年度联络线送受电量数据源自《电力工业统计资料汇编》。为实现年度电量的时序分解，研究系统梳理了各省现行的分时电价政策，精确界定了每日的深谷、谷段、平段、峰段及尖峰时段。

鉴于各省的分时区间划分通常会随月份或季节动态调整，模型在设定送受电逻辑时，限定跨省电力互济仅发生在送端省份处于深谷、谷段或平段，且受端省份恰逢峰段或尖峰的重合时段内。在具体的电量折算步骤中，首先依据月度用电需求比例，将分配给受端省份的年度输电量拆解至具备受电条件的相应月份；随后，再将各月电量在当月所有满足上述时段匹配条件的互济小时内进行等额均分。

整体而言，本模型构建的华东电网内部跨省交流联络线总传输能力约为 90 吉瓦，而连接网外送端基地的跨区直流通道总容量约达 110 吉瓦。剔除极少数特殊运行

场景，历史上交流通道的常态化利用率通常在 20% 至 40% 之间，直流通道的利用率则稳定在 50% 至 60% 区间。

在实际调度中，跨省跨区电力流转受制于复杂的多重制度规则，如年度中长期合同锁定、偏差考核惩罚机制以及系统可靠性约束条件。这些规则共同决定了跨区电力互济的具体时段与电量规模。基于上述运行现实，本模型输入的电网参数更多反映了系统的理论互济潜力与物理技术边界，而最终的实际运行调度结果，则高度依赖于政策机制的持续演进及电力市场交易规则的进一步完善。

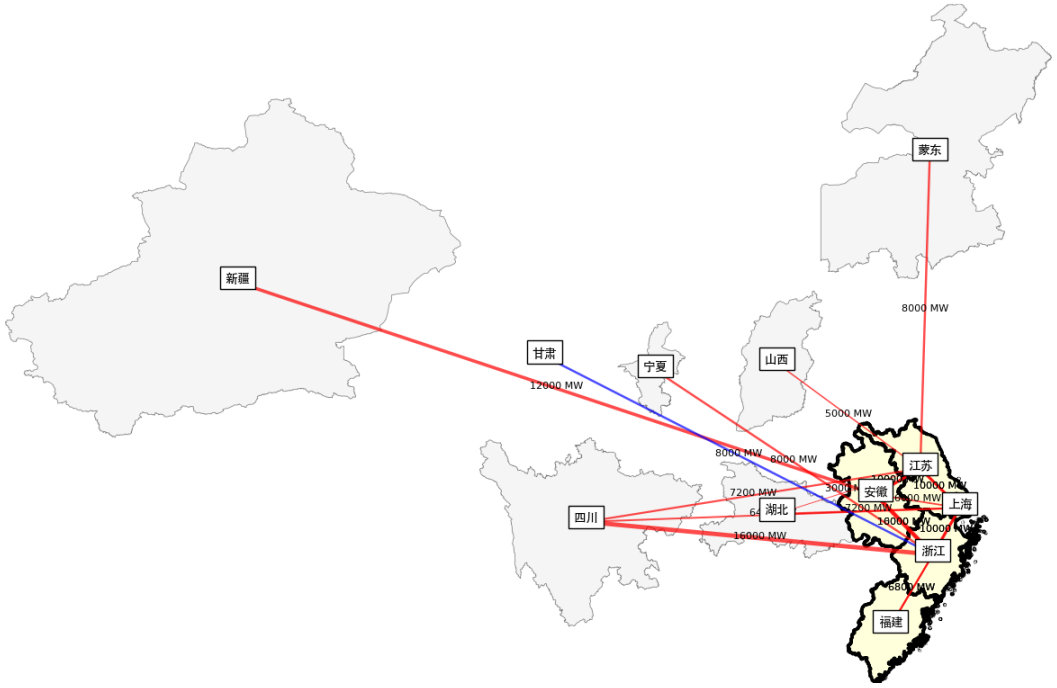


图 A1. 本报告采用的华东电网拓扑结构示意图

(2) 华东各省电力负荷预测

华东各省的小时电力负荷曲线以国家发改委2018年数据集为基础构建，并据此推演至2030年水平。具体而言，模型结合发改委提供的日最高与最低负荷数据，以

及工作日与休息日的典型小时变化规律，确立了初始负荷曲线。在此基础上，研究将2018年月度全社会用电量作为约束条件，生成了各省全年的逐时负荷序列。随后，依据最新历史运行数据，将上述曲线等比例放大至2024年的实际规模。

模型以2024年为基准，按6%的年均增速测算2030年全网用电需求。为客观反映用电结构的演进，研究对预测的年度总电量进行了时序重塑。这一过程不仅叠加了数据中心与工业领域的基荷需求，还重点刻画了夏季空调降温、电动汽车充电等具有显著季节与时段特征的负荷增量。

经时序重塑后的 2030 年负荷曲线，精准刻画了夏季（6月至9月）16:00至20:00期间更为陡峭的晚高峰特征，同时反映出冬季（11月至次年2月）相对宽缓的负荷曲线。上述处理在锁定年度用电总量的前提下，优化了小时与季节性需求分布，从而客观反映出区域内各产业真实的增长态势及终端电气化演进趋势。

为反映不同的需求预期，本研究测算了两种负荷增长模式。一是中等峰值方案，即将72%　的新增用电量在全年各时段作平均化处理；二是低增长敏感性方案，将平均分配的新增电量比例提高至　85%，并相应收窄了季节性峰谷差。上述两种模式共同构成了本研究的基准预测边界。在后续推演中，模型还将在此基础上叠加不同的气象条件与负荷承压边界，以开展多维度测算。

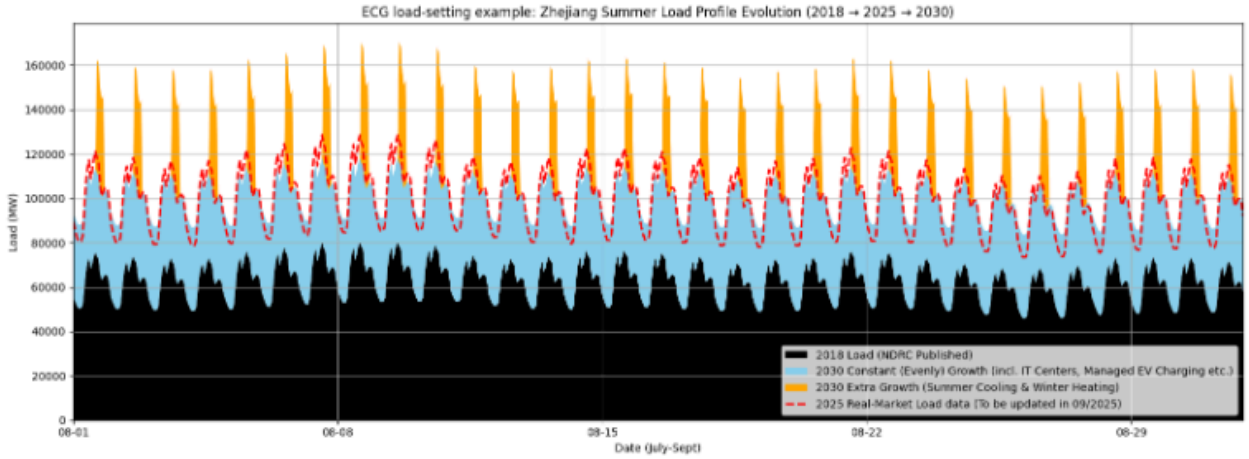
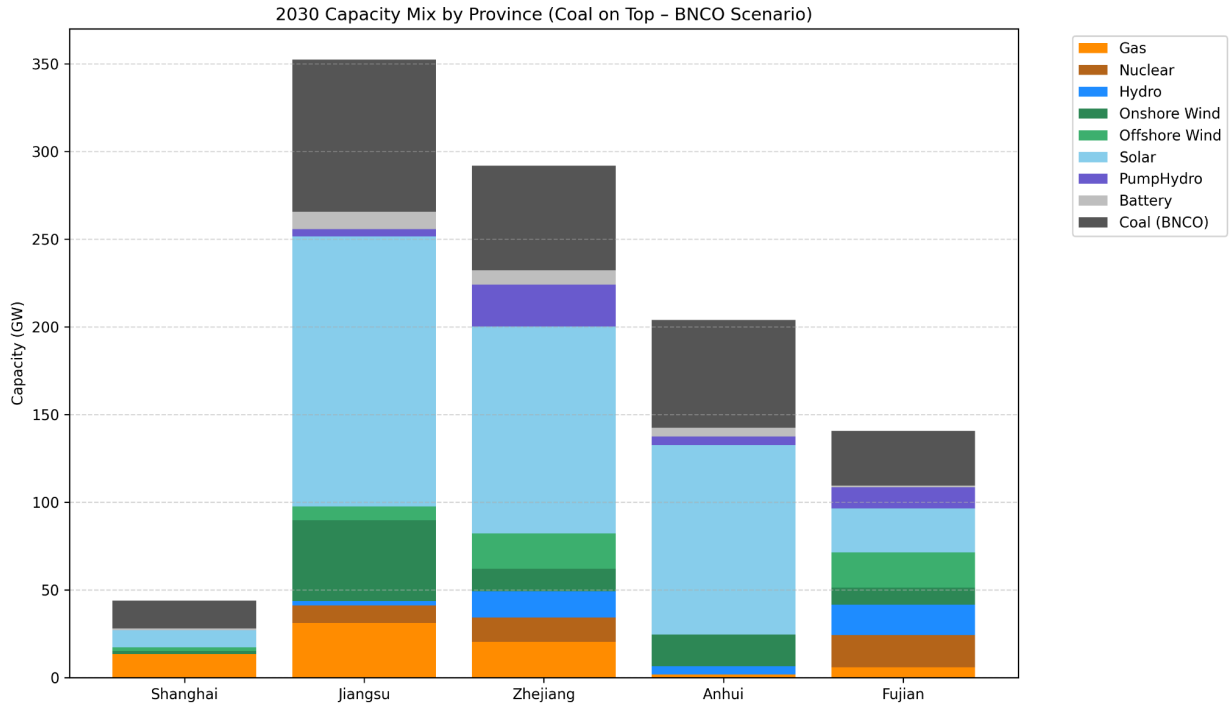


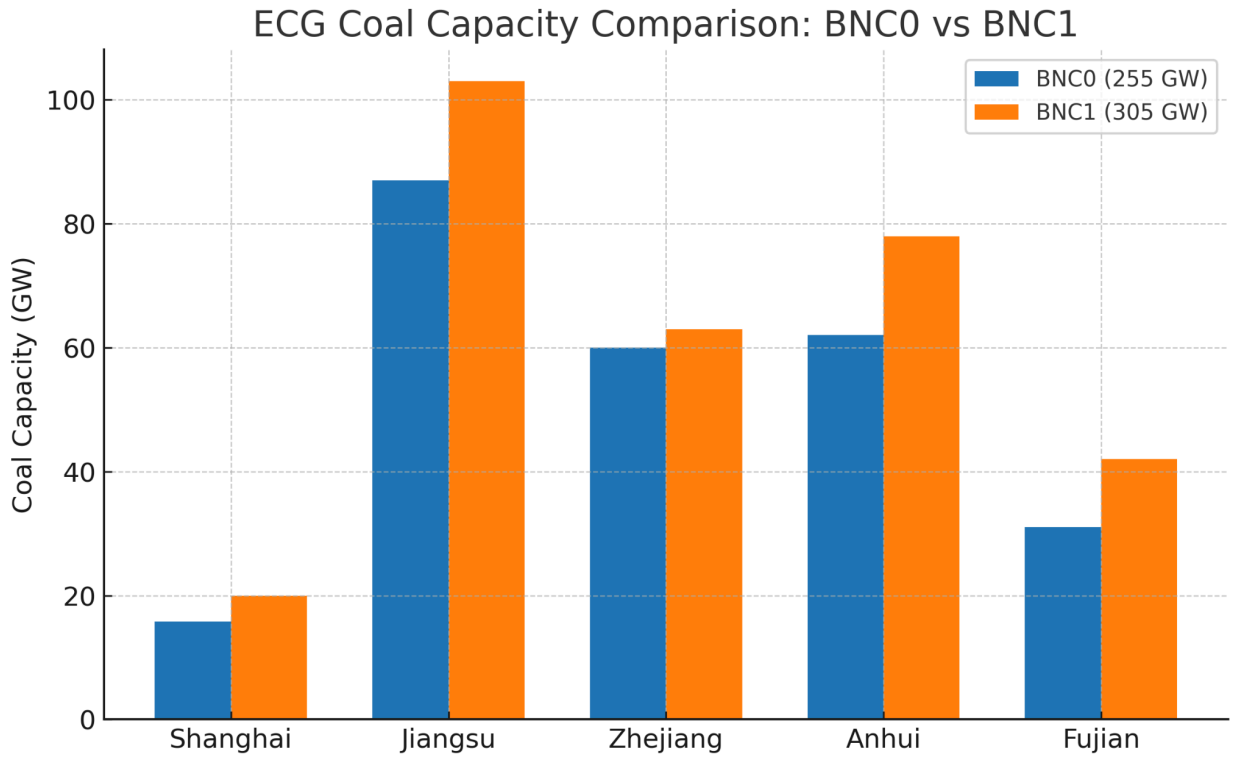
图 A2. 华东各省电力负荷曲线构建示意图

(3) 2030年装机规模设定

2030年各类电源装机规模的测算，整合了各省能源发展规划。在此基础上，研究团队结合全球能源监测机构（GEM）的项目级底层数据及地方公开通报，对相关参数进行了交叉核实与修正。整体而言，华东五省市呈现出高度多元化的电源结构，其中苏、浙两省为核心受端负荷中心。各区域资源差异显著：江苏单省即拥有超 30 吉瓦气电与 150 吉瓦光伏装机，浙江则侧重于海上风电与核电的统筹开发，而上海本地仅保留有限的常规电源，其高峰负荷保供高度依赖区外来电支援。

在后续的情景推演中，煤电装机规模被设定为核心政策变量。在基准方案（BNC = 0）下，模型仅计入截至 2025 年底已投运或完工的存量煤电机组，即255 吉瓦。而在煤电扩容方案（BNC = 1）下，模型进一步叠加了所有在建及已核准的项目，使得全网煤电总装机规模达到 305 吉瓦。





图A3. 基准方案（BNC0）下的电源结构（上）与煤电扩容方案（BNC1）下的煤电装机规模（下）示意图

国内储能装机规模正处于快速增长期，尤其是电化学储能，呈现出显著的政策敏感性与短投资周期特征。在补贴与利好规则的驱动下，装机规模可在数月内实现数吉瓦的增长；反之，若激励机制退坡，前期储备项目也可能迅速陷入停滞[1]。

在储能优化配置（EpdS）关闭的情景下，模型将抽水蓄能的装机规模设定为固定值。该预设参数基于研究团队于 2024 年下半年开展的省级底层数据收集与梳理，深度整合了地方政府公开信息、电网企业报告以及 GEM 数据库中所披露的在建项目清单。目前抽水蓄能储备及在建项目规模庞大，预计至 2030 年，华东全网投运的抽蓄总装机将达到约 45 吉瓦。

针对电化学储能，在 EpdS 模块关闭时，其装机规模设定为 25 吉瓦（作为参考，2025 年底的基准装机约为 17 吉瓦）。参考当前国内储能的主流配置标准，储能容量（吉瓦时）参数按 2.3 小时的等效时长进行折算。考虑到目前强劲的并网投产节奏，华东电网的电化学储能规模在短期内极有可能突破上述基准水平，从而为系统提供日益重要的资源充足性支撑。为此，在 EpdS 开启的情景下，模型将电化学储能的总装机规模设定为 50 吉瓦。

(4) 气象数据与新能源出力曲线

华东各省的新能源小时出力曲线基于 2018 年 Renewables Ninja 数据集构建。该数据集提供了华东区域内各省的风速、太阳辐照度及温度等气象参数。研究选取 2018 年作为代表性气象年，主要考量在于该年度的风速与辐照度水平与过去 15 年的长期历史均值高度吻合。

在模型处理中，上述逐时气象输入参数通过经校准的功率转换函数，被折算为新能源的容量系数。具体而言，风电出力的测算调用了风机功率曲线，光伏出力的推演则引入了固定倾角光伏组件的性能方程。这一物理转换过程有效保障了华东区域内新能源出力数据在时空分布上的连贯性。针对常规水电的出力特性，模型通过调整

[1] Source：https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html

月度容量系数的方式进行了等效处理。此种建模逻辑既客观捕捉了水电资源的季节性丰枯变化，又在各个月份内部维持了平稳的逐时出力形态。

此种处理方式既真实还原了气象条件驱动的出力波动性，又兼顾了大规模系统建模的计算效率。需要说明的是，该方法将 2018 年的气象条件作为常规年份的代表，尚未考虑未来气候的长期演变趋势以及亚小时级的颗粒度波动。在后续推演中，模型进一步引入了相应的变量（例如设定风光发电直接削减 50% 的电网承压情景）以重点测算系统在恶劣气象与资源匮乏条件下的敏感性表现。

(5) 成本参数设定

本研究的成本参数与东北电网（NEG）资源充足性测算保持衔接，并结合华东电网的电源结构进行了针对性调整。煤炭价格锚定中国煤炭运销协会（CCTD）的基准指导价，5500 大卡动力煤均价设定在 700 至 750 元/吨，以确保约 90% 的机组能够维持合理的盈利区间。燃气发电则采用 2024 年各省的实际上网电价水平（约 0.60 元/千瓦时）。为便于情景比对，所有价格均以 2025 年人民币作为计价基准，并按 7.2 的汇率折算为美元。

各项成本决定了系统的调度顺位。模型将备用缺口（NSR）的惩罚价格设定为 800 美元/兆瓦时，该取值低于失负荷价值（VOLL，3200 美元/兆瓦时），但高于低成本需求响应（DR）的调用价格（约 420 美元/兆瓦时）。这种梯价逻辑确保了系统在触发切负荷之前，能够优先调用需求响应资源，并容忍一定程度的备用短缺。

(6) 其他基准参数设定

其他基准参数进一步明确了系统的运行可靠性与模型求解要求。模型将旋转备用容量设定为各省负荷的 5% 与预测风光出力的 10% 之和。此项设定旨在为负荷侧的波动以及新能源出力的随机性留出充裕的备用裕度。

模型的底层求解由 Gurobi 优化器执行。测算过程以 168 小时（即单周）为连续模拟周期，采用小时级时间步长，并将最优性间隙（Optimality gap）控制在 0.8%，从而在时间颗粒度与计算效率之间取得合理平衡。最终，全网的发电、储能、输电流转及备用配置等环节，均在统一的技术边界与政策约束下实现了全局协同优化。