



简版报告

负荷中心低碳保供与灵活性资源 潜力研究 ——东部区域



版权说明

版权归自然资源保护协会（NRDC）、中关村储能产业技术联盟（CNESA）所有，转载或引用请注明来源。对报告如有建议或疑问，请联系 hhuang@nrdc-china.org 或 esresearch@cnesa.org。

项目单位及研究人员

中关村储能产业技术联盟：岳芬、宁娜、孙佳为、陈静

自然资源保护协会：黄辉、林明彻、王杨、吴婧涵



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。



中关村储能产业技术联盟（CNESA）创立于2010年3月，是中国第一个专注于储能领域的非营利性行业社团组织，致力于通过影响政府政策的制定和储能技术的应用推广，促进产业的健康有序可持续发展。联盟聚集了优秀的储能技术厂商、新能源产业公司、电力系统以及相关领域的科研院所和高校，覆盖储能全产业链各参与方，共有国内、国际800余家成员单位。同时，联盟还负责承担中国能源研究会储能专业委员会秘书处的相关工作。联盟在支撑政府主管部门研究制定中国储能产业发展战略、倡导产业发展模式、确定中远期产业发展重点方向、整合产业力量推动建立产业机制等工作中，发挥着举足轻重的先锋作用。请访问网站了解更多详情 <http://www.cnesa.org/>

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片 | 图源：Freepik

目录

前言	1
第一章 东部负荷中心区域电力供需情况分析	2
1.1 东部四省一市电力系统概况	2
1.2 区域电力系统概况	3
1.3 电力市场建设现状	4
1.4 区域供需形势分析	5
第二章 东部负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力分析	6
2.1 东部负荷中心低碳灵活性资源现状与调用机制	6
2.2 低碳保供与灵活性资源需求优化模型	6
2.3 关键参数设定	7
第三章 东部负荷中心低碳保供与灵活性资源发展路径研究	9
3.1 基准场景分析	9
3.2 加速场景分析	11
3.3 敏感性分析	12
3.4 低碳保供与灵活性资源发展路径	13
第四章 东部负荷中心低碳保供与灵活性资源配套政策与机制分析	15
4.1 政策机制现状	15
4.2 实施难点与应对策略	16
第五章 结论及建议	18
5.1 资源建设层面	18
5.2 市场机制层面	19
参考文献	20

前言

高比例新能源并网在满足能源需求增长和碳排放要求的同时，也导致电源端出力可控性逐渐降低，甚至威胁电力系统安全可靠运行，从而推动电力系统对灵活性资源的需求快速攀升。此外，近年来电动汽车、算力中心等冲击性负荷增多，再加上极端天气突发频发，不仅造成电力负荷大幅攀升，也影响了可再生能源出力，电力安全供应压力大大增加。迎峰度夏、度冬期间负荷中心地区电力供需形势偏紧，时有发生有序用电的情况，影响了经济生产活动。为此，多数省份安排了较多煤电项目作为调节支撑性电源，然而，高峰时电力存在缺口的时间一年中往往也就几十小时，若仅仅通过增加煤电机组提高支撑能力，不仅会加重环境负担，也会造成资源的浪费。

在实现碳达峰碳中和及构建新型电力系统的目标下，东部四省一市（江苏、浙江、安徽、福建、上海）作为我国经济最发达、能源需求最集中的区域之一，电力系统的低碳转型尤为关键。在此背景下，分析东部负荷中心地区低碳电力保供和灵活性资源的潜力，研究支撑该类资源发展的配套机制，对实现能源结构优化、保障电力供应安全和推动绿色低碳发展具有重要意义。

鉴于此，课题组开展研究，着眼于东部五省市电力系统的低碳保供与灵活性资源潜力挖掘及市场机制优化，通过分析东部电力供需情况、低碳灵活性资源的利用现状和发展潜力，建立低碳保供与灵活性资源需求优化模型，探索各类资源发展路径并提出配套政策与机制实施建议。

第一章

东部负荷中心区域电力供需情况分析

1.1 东部四省一市电力系统概况

近年来，随着江苏、浙江、安徽、福建、上海负荷增长及新能源装机占比提升，东部区域面临夏冬季节高峰保供和春秋季节新能源消纳压力，供需平衡及运行调节问题突显。

江苏电源多元，新能源装机和发用电量规模为区域前列，高负荷体量下存在季节性晚高峰受电需求，存在时段调峰、调频压力。

浙江电源均衡，新能源发电利用有限，电力电量缺口依靠跨区受电支撑，交直流互联受端大电网叠加气象因素，实时调控运行复杂。

安徽电源丰富，光伏发展迅速，作为东部电力交换枢纽，省内关键断面阻塞明显，午间低谷调峰压力大。

福建清洁电源占比高，电力供应总体富余，有余力外送区内邻省和南网，水电大发季节，新能源有较大的跨省跨区送出消纳需求。

上海电源有限，以火电为主，电力电量平衡依赖市外来电，交直流混联且多直流馈入，抗直流失却能力低，备用压力较大。

表1-1 各省市“十四五”能源发展重点任务		
省份/市	文件名称	重点任务
江苏	《江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划》	扩大可再生能源装机规模、提高消纳占比，市场机制重点在引领消纳可再生能源、完善绿电交易机制
浙江	《浙江省能源发展“十四五”规划》	多渠道拓展区外清洁电力入浙，建设跨区域电力通道、提高跨区通道利用率

省份/市	文件名称	重点任务
安徽	《安徽省能源发展“十四五”规划》	推进“外电入皖”特高压省间输电通道建设，打造长三角特高压电力枢纽，提升长三角电力互济互保能力
福建	《福建省“十四五”能源发展专项规划》	以核电为主发展清洁能源，完善省间跨区消纳机制，加强省间清洁能源电力交易，以解决阶段性、季节性电力富余
上海	《上海市能源发展“十四五”规划》	优化市内“5+X”电源布局，完善市内5大电源基地、各分布式电源基地，完善市内“双环”、外来电“七交四直”通道等

1.2 区域电力系统概况

截至2024年底，东部区域电源装机结构多样化，包括风、光、水、火、核电等。其中调度口径火电装机占比50%、年发电量占用电量55%，调度口径清洁能源装机近45%，电源结构清洁转型进程加速。下图所示为截至2024年底的东部发电装机构成，其中水电装机包含抽蓄。

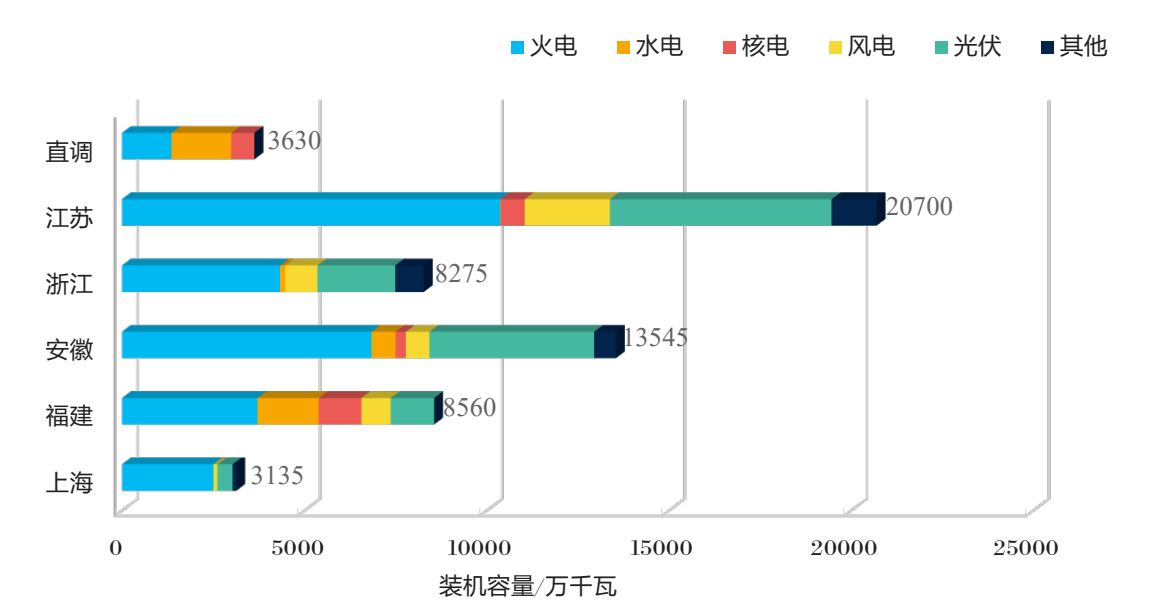


图1-1 截至2024年底东部省市发电装机容量结构

东部区域拥有我国最大、电压等级最高的区域电网，呈现以长三角都市群为

中心的网格状受端大电网格局。2024年，全网调度口径最高用电负荷超4.2亿千瓦，高峰时段电力保供形势紧张。下表为2024年东部发用电概况。

表1-2 2024年东部省市及全网发用电概况			
	年最大负荷/万千瓦	年用电量/亿千瓦时	年统调发电量/亿千瓦时
江苏	14706	8487	5846
浙江	12334	6780	3393
安徽	6354	3598	2510
福建	5433	3331	3477
上海	4030	1984	1061
全网	42100	24186	17725

区内联络：以1000kV特高压交流骨干网和500kV环网为主干实现省际互联，开设省间电力互济交易品种，跨省互济成为常态化的保供手段。随着清洁能源增长、煤电退役，系统消纳、备用压力增大，现有联络线难以满足更频繁、更大规模的跨省电力互济需求。

跨区联络：通过跨区直流与五大区域电网相连，是跨区电力优化配置的主要落地区域，区外来电缓解了度夏度冬保供压力。现有跨区联络通道理论上可提供最高超8000万千瓦的区外来电，满足东部区域最高用电负荷近20%需求。但随着区域经济进一步增长、电源清洁化转型加快，叠加干旱年份水电不足等因素导致的区外来电不稳定性，现有跨区联络线仍然难以满足迅速增长的用电需求。

1.3 电力市场建设现状

江苏：中长期交易品种包括电能量、发电权、合同电量转让、绿电交易；日前电能量市场初期采用发电侧报量报价、用户侧不报量不报价、全电量申报、集中优化出清的模式，根据节点边际电价形成分区电价，实时电能量市场采用日前封存信息或实时申报信息、结合日内边界出清。截止2024年底，已完成现货第六次结算试运行；辅助服务设有调峰、调频和短期可调负荷辅助服务等交易。

浙江：中长期交易品种包括电能量、绿电交易；日前电能量市场采用发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、集中优化出清、节点边际电价定价的模式。截至2024年底，已完成现货第六次结算试运行；辅助服务设有调频交易，允许独立辅助服务提供者参与。

安徽：中长期交易品种包括电能量、合同转让、绿电交易；日前电能量市

场采用发电侧多方式申报、用户侧报量不报价、全电量申报、集中优化出清的模式；实时电能量市场采用日前封存信息、结合日内边界出清。截至2024年底，已转入现货连续结算试运行；辅助服务设有调峰、调频交易，现货运行时融合调峰市场。

福建：中长期交易品种包括电能量、合同转让、绿电交易；日前现货电能量市场采用发电侧多方式申报、用户侧不报量不报价、全电量申报、集中优化出清的模式，初期用户侧参与实时市场结算。截至2024年底，已开展转为集中式市场之后的结算试运行；辅助服务设有调频、调峰交易，现货运行时融合调峰市场。

上海：中长期交易品种包括电能量、合同调整、绿电交易；日前电能量市场采用发电侧报量报价、用户侧报量不报价、全电量申报、集中优化出清、节点边际电价定价的模式，实时电能量市场采用日前封存信息、结合日内边界出清。截至2024年底，已完成现货首次结算试运行；辅助服务设有调峰交易，现货运行时融合调峰市场。

省间市场：区内省间市场包括中长期、调峰、备用、富余新能源消纳互济和富余需求侧可调节资源互济市场。其中，调峰为负备用市场，备用为正备用市场，分日前、日内开展；富余新能源消纳互济交易、富余需求侧可调节资源互济交易在日前开展，分别满足消纳资源、保供资源的省间互济需求。各类市场有序衔接。

1.4 区域供需形势分析

从发电侧情况来看，截至2024年底，东部电源装机及发电量以火电为主，同时清洁能源比例也加速提升。

从用电侧情况来看，区内供需偏紧，电力电量存在15%~20%的缺口，各省市的跨省电力交换需求大，外来电受入规模较高。

随着清洁能源转型加速，区域系统调峰及备用压力逐步增大，区内联络通道难以支撑区内跨省互济需求，跨区直流通道也难以匹配区外受电需求。亟需充分挖掘区内低碳灵活性资源潜力，通过跨省跨区联络线规划、低碳灵活性资源跨省互济等手段，推动东部负荷中心低碳转型下的可持续高质量发展。

第二章

东部负荷中心低碳保供与灵活性资源潜力分析

2.1 东部负荷中心低碳灵活性资源现状与调用机制

按资源禀赋、响应特点、容量规模等技术经济特性，课题组研究了东部地区需求侧资源、抽水蓄能电站和网侧新型储能三大类低碳灵活性资源，探索跨省跨区联络通道的规划建设需求。对于需求侧资源，各省市已基本建立涵盖虚拟电厂、可调节负荷或可中断负荷的需求侧响应资源库，预计2021-2025年的末期，需求侧灵活资源量可达到年最大负荷5%以上。对于抽蓄电站，按国家和省市能源专项规划，预计至2025年底抽蓄装机超2000万千瓦，2030年再翻一番。对于网侧新型储能，省市层面陆续发布专项发展规划，实际发展速度已超过预期目标。

在调用机制方面，省市层面已建立需求侧资源响应激励机制，费用疏导方式各有不同，包括政府补贴、尖峰电价增收资金、政府列支财政专项资金、工商业用户分摊等形式；区域层面，华东能源监管局2024年6月发布《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》，并于7月31日-8月1日开展第二轮调电试运行，覆盖江苏、浙江、安徽和上海，共计34家需求侧经营主体参与，最大成交电力30万千瓦，利用省市间最高负荷的时空差异，安徽支援上海、江苏、浙江高峰电力各10万千瓦。抽蓄电站调用受投资主体比例和现状容量电费疏导方式限制，暂未参与省间市场交易。网侧新型储能在各省市已有市场化调用规则，且允许参与省间市场，但由于并网规模有限，实际参与程度有待提高。

2.2 低碳保供与灵活性资源需求优化模型

以水电、气电、核电、抽蓄电站规划装机为边界条件，以系统总成本（含投资、运行、碳排放成本）最小为优化目标，在装机规模投资决策、系统平衡、输电容量、抽蓄储能充放电平衡、常规机组发电特性等运行模拟约束下，课题组统筹优化东部负荷中心电力低碳保供所需的新能源、新型储能、需求侧响应、省间电力互济和煤电等资源规划容量。低碳保供与灵活性资源需求优化模型如图2-1所示。

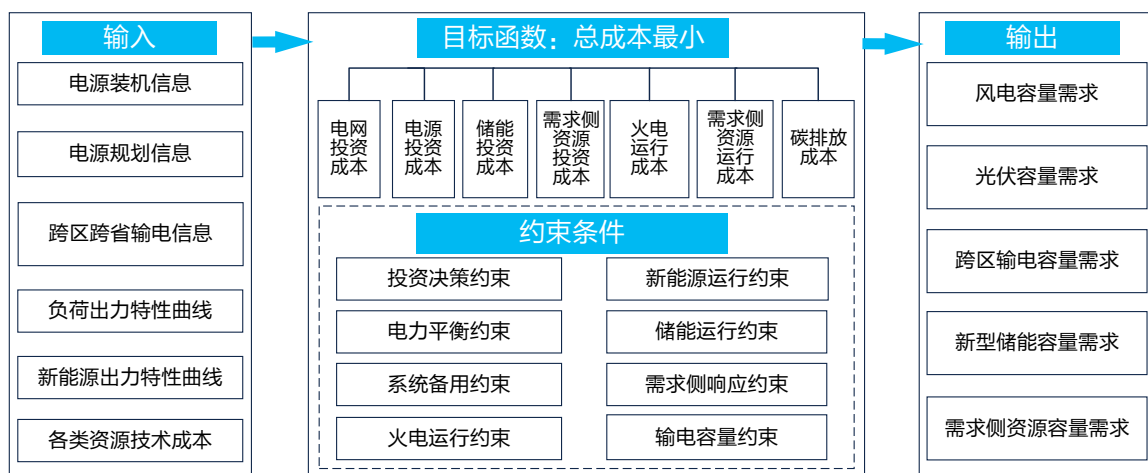


图2-1 低碳保供与灵活性资源需求优化模型架构

2.3 关键参数设定

低碳保供与灵活性资源需求优化模型对各类边界和关键参数设定如下：

各类电源装机：以东部四省一市2021-2025年能源发展规划、可再生能源发展专项规划为基准，结合政策文件更新和实际建设进展，综合设定近中期（2035年前）规模。

典型负荷曲线：以国家发展改革委、国家能源局发布的2019年省级电网典型电力负荷曲线为基准，结合电力需求增长情况和用电负荷特性变化趋势研判，通过比例拉伸进行设定。

跨区直流输电曲线：以跨区直流输电通道功率限额及负载水平为基准，考虑通道规划和投产期限对未来跨区输电能力进行设定。

区内省间输电容量：以东部电网省间断面的电力交换能力的相关文献资料为基准，考虑实际运行约束进行设定。

新能源出力曲线：以区域内某省7月和2月的典型风电、光伏出力曲线为基准，根据东部区域实际总装机规模进行近似处理。

技术经济参数：各类电源投资造价参数以电规总院《火电工程限额设计参考造价（2022年水平）》为基准，考虑近年造价变化趋势进行设定；输电通道投资造价参考实际工程统计数据设定；网侧新型储能、需求侧资源和抽蓄电站的经

济技术参数，参考文献资料和工程实际情况进行设定。

碳市场价格：参考全国碳市场每日综合收盘价和国际碳市场价格上涨趋势进行设定。

第三章

东部负荷中心低碳保供与灵活性资源发展路径研究

3.1 基准场景分析

以2030年和2035年煤电等规划装机为边界，按前述关键参数设定求解风电、光伏和各类低碳灵活性资源的容量需求，作为基准场景。测算结果如下表所示。

表3-1 基准场景东部区域2025、2030、2035年各类资源容量需求			
容量需求/万千瓦	2025年	2030年	2035年
煤电(a)	28700	29500	29000
气电(a)	5869	7090	8193
抽蓄(a)	2094	4708	7000
常规水电(a)	2093	2526	2694
风电(b)	7035	10022	13317
光伏(b)	21377	37850	44295
新型储能(c)	551	1459	3000
需求侧资源(d)	2152	3330	5108
跨区输电容量	8780	12417	15316

注：

(a) 煤电、气电、抽蓄、常规水电装机容量取基于规划值的预估值，在算例中作为测算边界，此处需求分析模型仅对二者开机容量及出力曲线进行优化。

(b) 风电、光伏的建设运营综合成本较之于其他灵活资源有显著优势，因此风光装机能增即增，在可建容量上限约束为规划值 150% 的基础上，装机基本已达上限。

(c) 由于东部区域在迎峰度夏期间仅有 5% 尖峰负荷需要顶峰资源支撑，且持续需求不超过 2 小时，因此电网侧新型储能最大可持续充放电时长配置为 2 小时即可满足保供需求。

(d) 需求响应资源的建设、运维成本均低于常规电源、输电容量建设，因此测算目标年份基本处于满建状态：2025 年、2030、2035 年的需求响应容量需求分别达到最大负荷值的 5%、6%、8%。

根据资源需求优化模型，输出2025年、2030年和2035年各类资源在7月、2月典型日的出力情况。其中，负荷与源侧出力的差值功率需求，由抽蓄、新型储能及需求侧资源共同响应满足。具体来说，负荷大于源侧出力部分由需求侧资源减少用电、新型储能与抽蓄放电进行平衡；负荷小于源侧出力部分，由新型储能与抽蓄充电进行平衡。为简化图示，抽蓄、新型储能充放电曲线及需求侧资源减功率曲线未在图中示出。

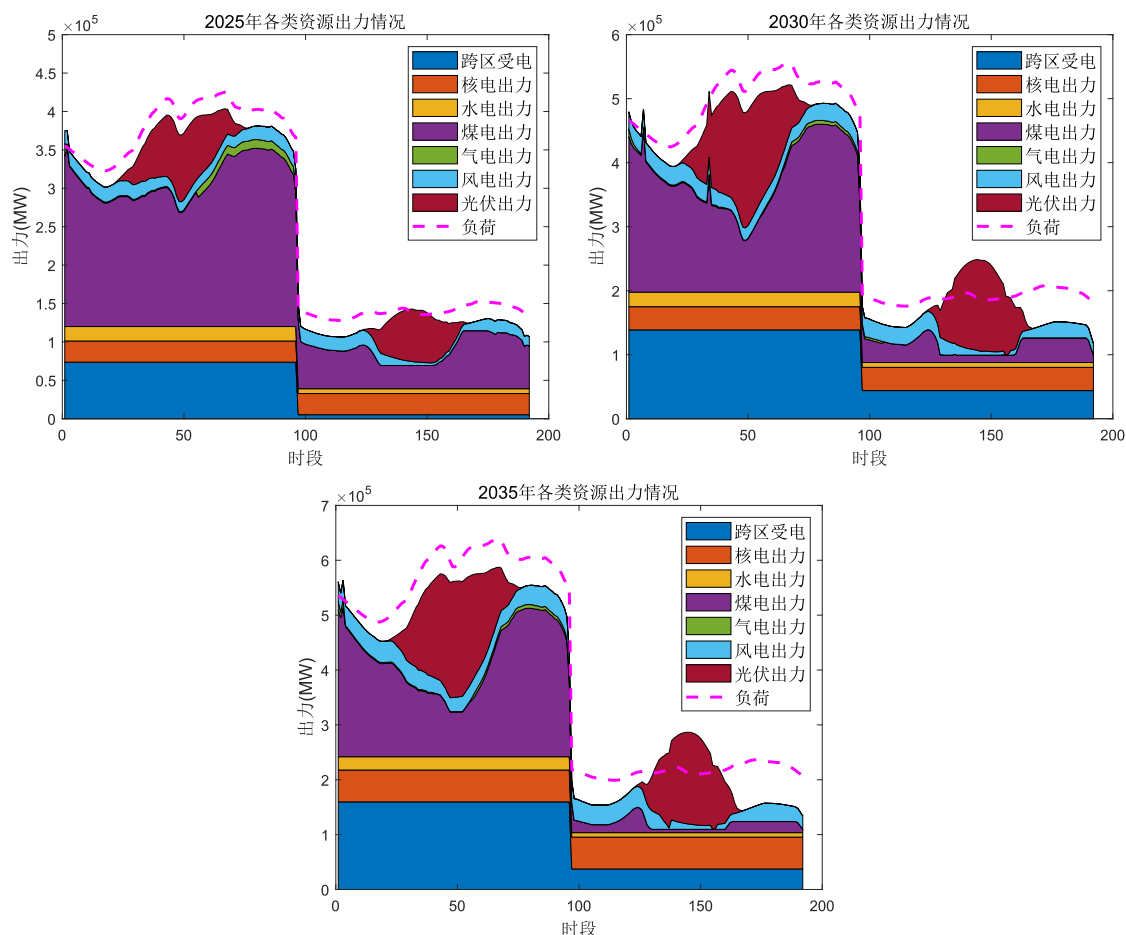


图3-1 东部全网2025、2030、2035年各类资源出力情况

图中，横轴所示时段1~96对应7月典型日功率曲线、时段97~192对应2月典型日功率曲线的全天96个15分钟时段的输出结果。可以看出，7月典型日19:45-21:00有晚间尖峰调节需求，网侧新型储能和抽蓄电站以大功率短时放电缓解供电压力。各目标年份晚间顶峰持续不超2小时，2030、2035年的尖峰时段稍有后移，因储能、需求侧资源容量增加发挥了峰段时移作用。此外由于负荷增长，2030至2035年晚间尖峰电力需求增长约17%。

2月典型日10:45-15:45有午间低谷调峰需求，因光伏大发和负荷低谷，网侧新型储能、抽蓄电站以大功率充电缓解光伏消纳压力。对比各目标年份，2025年低谷调峰需求约1小时，2030、2035年增至3-4小时，部分时段有充放电交叉调节，主要是新能源并网容量扩大引发的消纳压力波动所致。

3.2 加速场景分析

在基准场景基础上，按百分比等差减少2030年和2035年煤电规划装机作为边界、其他参数设定不变，逐次求解风电、光伏和各类低碳灵活性资源的容量需求以及满足系统安全约束的最小煤电容量，作为加速场景。

最小煤电容量需求：在前述基准场景下，煤电装机在2030和2035年分别为29500万千瓦、29000万千瓦，为探讨煤电规划冗余程度，以上述装机容量为基准值按1%逐次减少，反复进行仿真测算，分析东部区域满足系统安全运行前提下煤电最少需要部署多少装机，即最小煤电容量需求。结果显示，2030年最小煤电容量需求为94%基准值，2035年最小煤电容量需求为95%基准值，煤电规模进一步下降则会导致超出运行备用约束，根据最小煤电容量需求下各类资源的优化结果建立加速场景进行分析。

煤电达峰分析：装机方面，基于前述测得的最小煤电容量需求，考虑5%的容量裕度及2030年后煤电逐步减少，加速场景下2030-2035年间东部区域对煤电装机的最大需求实际为29117万千瓦，低于基准场景2030年前煤电规划值。考虑现有煤电规划按照线性、对数两类增长情况，以实际发展规模达到仿真最大需求值为止，则煤电装机预计在2027年（对数增长）或2028年（线性增长）达峰。发电量方面，在模型中将煤电装机改为最小需求进行测算，并考虑2030年后煤电发电量逐步减少，分析得出加速场景下2030-2035年间东部区域对煤电年发电量的最大需求约14382亿千瓦时，尽管煤电装机减少，导致节点年典型月的煤电日均发电利用小时数有所增加，但全年通过扩大低碳资源应用，仍可较基准场景最大煤电发电量降低约75亿千瓦时，同样考虑线性、对数两类增长情况，煤电发电量预计在2026年（对数增长）或2027年（线性增长）达峰。煤电发电量较之于装机的达峰时间点稍有超前，主要是电源建设相较于需求增长存在一定超前性。

对新型储能的影响：在进行2030年最小煤电容量需求分析时，发现在煤电装机需求逐次降低过程中，新型储能容量需求非线性增加并至饱和，保供资源总成本呈现非线性、非单调增减变化。当煤电需求降至基准值的98%至96%时，新型储能可以约150万千瓦新建容量，代替2%煤电减少容量（590万千瓦）发挥保供作用，容量替代等效比为1:3.86，侧面反映出2030年煤电基准容量（规划值）

充裕度较高。当煤电需求减少至基准值的96%，系统对新型储能需求饱和且达到峰值，主要是由于新型储能对系统保供容量需求的支撑时长有限，无法完全替代煤电，即2030年后东部区域需重点发展应用长时储能技术。

进行2035年最小煤电容量需求分析时，发现煤电装机需求逐次降低过程中，保供资源总成本按先缓后快趋势增加，主要是由于煤电容量冗余度小，新型储能对煤电容量的替代效应下降、几近饱和，后期只能由跨区输电容量实施替代，因而成本增长相对较快。当煤电需求降至基准值的98%时，保供总成本最小，以其他资源替代煤电的经济效益最为显著，进一步减少煤电需求后，新型储能对煤电容量的替代作用达到界限，煤电需求降至基准值的97%时显示出新型储能需求饱和。

3.3 敏感性分析

本研究针对跨区输电容量受限，新型储能成本下降和煤电容量前置建设三方面因素进行敏感性分析，探讨不同因素变化下对东部区域低碳保供的影响。

1、跨区输电容量受限：跨区容量需求测算按规划值上浮20~30%作为上限约束，另外考虑跨区输电受限情况，即设定最大跨区输电容量不超过20%最高负荷。针对不同跨区输电能力下对各类资源的需求分析，可以看出在跨区输电受限场景下，新型储能可以替代一部分跨区输电容量的保供作用。2030年新建新型储能容量对跨区输电容量的等效比为23.5%，新型储能通过充放电进行峰谷电量时移发挥的保供效用更强；2035年新建新型储能容量对新建跨区输电容量的等效比为103.1%，跨区输电容量的保供效用更好、成本更低。

2、新型储能成本下降：相较其他几类资源，新型储能仍然具有较大的成本下探空间，通过模型测算不同储能成本下降比例情况下对其他资源的替代能力和对总成本的影响，结果如表3-2所示。可以看出，随着新型储能成本下降，其对跨区输电容量的等效替代能力提升，但替代作用呈现边际递减效应，表明其保供能力存在客观上限，主要是由于新型储能是不可自发电设备，无法替代电源成为电力电量供应主体。同时随着储能成本下降，系统保供成本也进一步下降，在相同保供需求下，若新型储能成本减少20-30%，可减少保供总成本约0.20-0.37%。

表3-2 不同储能成本下降比例对资源替代和总成本的影响				
影响	2030年		2035年	
	储能成本下降20%	储能成本下降30%	储能成本下降20%	储能成本下降30%
跨区输电容量替代比	22.1%	35.1%	81.5%	85.0%

影响	2030年		2035年	
	储能成本下降20%	储能成本下降30%	储能成本下降20%	储能成本下降30%
保供成本下降	0.20%	0.35%	0.34%	0.37%

3、煤电容量前置建设：在加速场景基础上，考虑将煤电容量需求峰值前置于2025年底前建设完成，测算对其他资源及保供资源总成本的影响，假定未来五年期东部区域不再新增煤电，仿真测算发现，煤电容量前置场景下：

（a）从各类资源容量需求变化来看，相较于加速场景，2025年东部区域对风电、光伏和新型储能的容量需求减少，新能源配储对煤电的容量等效比约为4.4:1；2030年煤电装机减少，风电光伏装机和新型储能容量需求快速增加，但由于系统调节压力随风光装机非线性倍增，新型储能对煤电的容量等效比上升至6.0:1；2035年煤电装机同样有所减少，但煤电退坡速率下降，风电光伏装机和新型储能容量需求继续增加，新型储能对煤电的容量等效比继续拉大至11.1:1，替代效应进一步下降。

（b）从综合成本变化量来看，相较于加速场景，2025年煤电前置可使保供资源总成本减少约近百亿元，而2030年、2035年保供资源总成本分别增加约66亿元、27亿元。这种差异主要是由于当前新能源和新型储能建设运行成本和系统成本较高，考虑未来技术进步将带来新能源和储能造价下降、系统调节能力提升及碳排放成本攀升，将煤电前置建设或反而有助于节省长周期内的综合总成本。

3.4 低碳保供与灵活性资源发展路径

根据加速场景下煤电最小容量需求，量化测算出各目标年份东部区域对新型储能、需求侧资源及跨区输电三类低碳灵活性资源的发展规模需求，基于不同资源特性和发展阶段，报告提出东部区域低碳保供与灵活性资源发展路径，如图3-2。

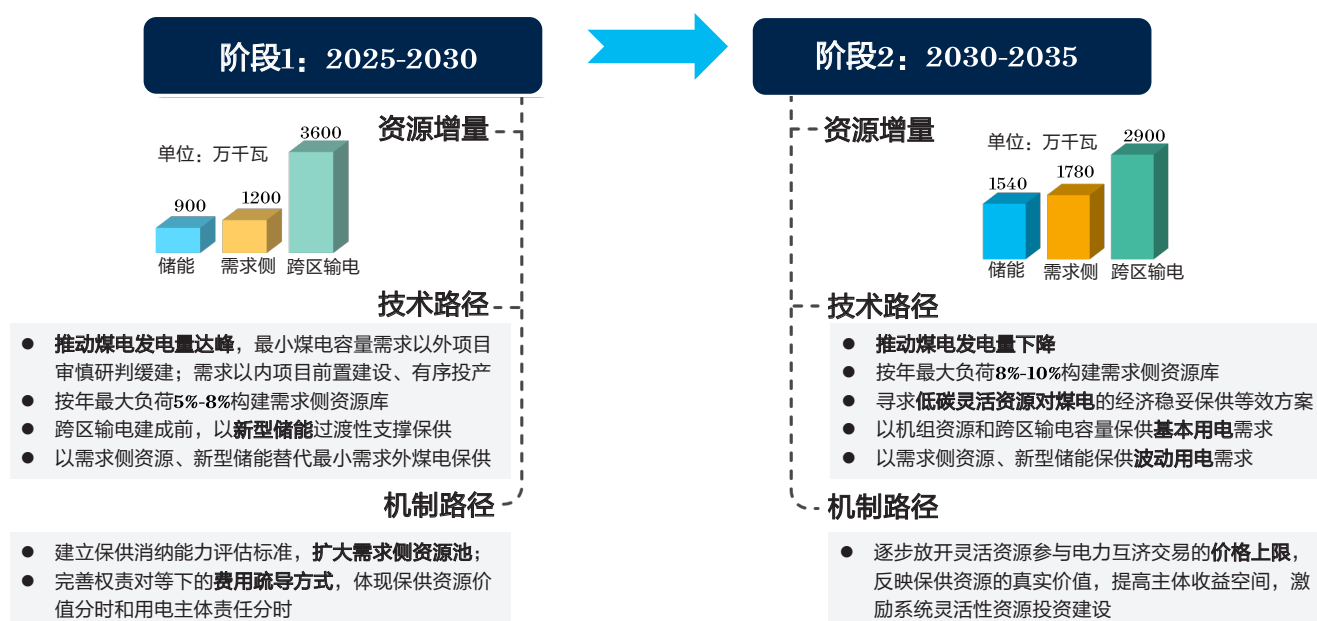


图3-2 低碳保供与灵活性资源发展路径

低碳灵活性资源一定程度上可发挥等效于煤电的保供调节作用，为充分激发低碳灵活性资源潜力，建议：

1) 结合加速场景下的最小煤电容量需求，并考虑合理充裕度如5%-10%，审慎核准新建煤电。2) 考虑低碳灵活性资源技术进步和成本下降，对已获批项目进行阶段性补充论证或缓建研判，在保证电力供应安全的情况下给予低碳清洁能源一定的发展空间。3) 合理有序安排煤电工程建设投产进度，2030年以后逐步减少煤电，要在节约系统保供资源总成本的同时，避免增加社会经济转型成本以及高充裕度容量保障思路下的非必要碳排“攀高峰”，为碳中和奠定较好的基础。

第四章

东部负荷中心低碳保供与灵活性资源配套政策与机制分析

4.1 政策机制现状

截至2024年底，区域省间电力市场已形成较完整的规则体系。主要文件如下：

- 《华东区域跨省电力中长期交易规则》
- 《华东电网备用辅助服务市场运营规则（试行）》
- 《华东电力调峰辅助服务市场运营规则（2024年修订版）》
- 《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则（试行）》
- 《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》

为应对区域度夏度冬期间顶峰保供缺口、新能源消纳困难的双重困境，以“电力互济、错峰互补、容量互备、供需互动”为着力点，国家能源局华东监管局于2024年6月发布《协同推进长三角省市间电力互济交易工作方案》（简称《工作方案》），明确重点机制如下：

一是完善富余发电资源跨省互济。基于现有的区域中长期市场，完善各省市不同时段富余发电资源的互济交易，建立以周为时间维度，按时段高频连续交易的互济机制。

二是完善备用调峰辅助服务互济。基于现有的区域备用、调峰辅助服务市场，由日前向日内扩展，分别满足各省市对日内顶峰保供资源、日内新能源消纳资源的互济需求。

三是新建富余新能源消纳互济交易。在日内调峰交易结束后、各省市发电侧调节资源已用尽时，由仍然存在弃风弃光可能的省份提出需求、启动新能源消纳互济交易。其他省份的可上调负荷资源在不影响本省消纳的情况下，向消纳困难省份跨省购买新能源电力。买卖双方报量报价，负荷资源获得了较低成本的用

电，新能源则避免了弃风弃光，通过更大范围的资源优化配置满足买卖双方对于经济性与清洁性的双重需求。

四是新建富余需求侧可调节资源互济交易。在发电侧跨省互济资源用尽的情况下，由仍然存在顶峰保供能力不足的省级调度提出需求、启动需求侧互济交易。保供有余力省份的可下调负荷侧可调节资源，在不影响本省保供能力的情况下，降低用电以向买方省份送电。

通过上述机制，明确灵活性资源建设成本疏导方式，提高资源建设积极性，并激励分散式负荷资源主动聚合，提供顶峰或消纳服务。此外，《工作方案》规划了**网内抽蓄电力互济交易机制、常态化的跨省绿电交易机制**的建设路径，促进东部省市资源全面共享互济，有助于避免在大区电力资源规划建设中各自为营导致的潜在冗余，促进东部发达地区的能源结构转型进程。

根据《工作方案》总体要求，2025年及未来五年的机制推行路径为：2025年，实现中长期电力互济高频次的连续运营，推动各类调节性资源参与跨省交易，扩大绿电跨省消纳规模，促进新能源高水平消纳，培育负荷侧可调节资源主体，扩大负荷侧资源跨省交易规模。未来五年，持续完善长三角电力互济机制，形成规则体系完整、峰谷兼顾、运行灵活的区域性电力资源互济平台，根据互济规模、预留省间电网通道建设规划空间，服务于经济社会高质量发展。

综合来看，东部电力互济体系的规划实施方案，为低碳保供与灵活性资源的自发建设发展与盈利空间扩大提供了良好的政策机制环境，同时也要注意，机制实施层面还面临统一资源评估标准、成本疏导权责对等、价格信号充分引导等方面的挑战。

4.2 实施难点与应对策略

课题组梳理了长三角省市间电力互济交易机制的实施难点，提出相应的应对策略，如表4-1。

表4-1 长三角省市间电力互济交易机制实施难点与应对策略		
序号	实施难点	应对策略
(1)	各省有各自的电力保供考核压力和新能源消纳指标，现阶段文件并未明确各省市保供能力和新能源保消纳能力的评估标准，导致灵活资源参与跨省互济的交易活跃度低。	区域层面统一出具各省市保供能力和消纳能力的评估标准，尽可能扩大可参与省间互济的需求侧资源池，提高市场活跃度。

序号	实施难点	应对策略
(2)	富余需求侧可调节资源互济交易中，买方省的省间购电量费用通过代理购电量的形式结算，相应损益向本省全体工商业用户疏导，用电侧在保供紧张时段的分时责任有待进一步细化。	适时将买方省保供经济损益的疏导方式转为由相应时段未提供弹性响应的主体承担，体现保供资源的价值分时和用电主体的责任分时，精细化权责对等下的费用疏导方式。
(3)	富余需求侧可调节资源互济市场存在资源倾斜与价格上限问题。若设置报价上限，由于顶峰资源稀缺性，此限价实际上很可能就是出清价格，难以准确反映保供紧张时段电能量的实际价值。	阶段性放开或松弛电力互济交易的价格上限约束，由市场主导尖峰时段的价格形成、反映灵活资源的真实价值。

第五章

结论及建议

本报告结合我国东部负荷中心的省市及区域的源荷概况、联络通道，开展东部区域的供需形势分析；调研东部区域现有低碳灵活性资源容量及其调用机制，建立以综合成本最小化为目标的多类电源及低碳灵活性资源需求优化模型；在现有规划及工程核准情况上，对2025年、2030年和2035年三个目标年份的资源容量需求进行仿真实验，通过场景测算东部区域最小煤电容量需求和达峰时间，量化低碳灵活性资源对于未来东部区域电力系统保供的重要意义。

研究结论及相关建议如下：

5.1 资源建设层面

1、在东部全网最大负荷年增长率5%-7%情况下，煤电容量建设较于保供需求增长存在超前性，需研判区域电力系统对煤电装机规模的实际需求。

（1）未来五年，考虑合理充裕度，审慎核准最小需求外的新建煤电项目。

（2）结合各类灵活资源建设核准规模、商运调用及成本下降趋势，寻求经济、稳妥的灵活资源保供替代方案，对已获批煤电项目进行阶段性补充论证或缓建研判，在保证电力供应安全的情况下给予低碳清洁资源一定的发展空间。

（3）合理有序安排煤电工程建设投产进度，2030年以后逐步减少煤电，要在节约系统保供资源总成本的同时，避免增加社会经济转型成本以及高充裕度容量保障思路下的非必要碳排“攀高峰”，为碳中和奠定较好的基础。

2、新型储能可延缓保供电源和跨区输电容量的建设需求，但不能完全代替电源或输电容量建设。

技术革新和成本下降因素下，新型储能对东部跨区受电容量需求的替代规模及效益更好。2026-2030年前期，新增跨区直流受电通道建成之前，可用新型储能投资替代煤电最小需求之外的保供容量建设。

3、需求侧可调节资源保供潜力巨大，可按高于资源库要求规模超前建设。

未来五年，建议重点发展东部负荷中心的需求侧可调节负荷资源，可按8%或更高比例来构建资源库，重点省市可进一步提高建设目标至10%，充分发挥需求侧资源的顶峰保供作用。

5.2 市场机制层面

1、提高灵活性资源参与省间富余需求侧可调节资源互济交易和新能源消纳互济交易的自主选择性。建议区域层面统一省市保供能力或消纳能力的评估标准，扩大可参与省间互济的需求侧资源池。

2、推动电力保供成本权责对等疏导分摊、减少补贴依赖，激励灵活性资源参与市场化互济。完善费用疏导机制，建议保供经济损益由相应时段未提供弹性响应的主体共同承担。

3、促进市场价格信号真实反映灵活性资源的价值，明确价格上限制定方法。视市场发展情况，阶段性松弛省间互济交易的价格上限约束，反映灵活资源的真实价值。

4、建立以市场化交易为主要配置手段的抽蓄省间协调互济交易方案与利益共享机制，探索基于现有投资关系和分配形式的抽蓄电力转让及费用疏导机制，推动抽蓄电站与其他调节资源同台竞价。

参考文献

- [1] 江苏电力交易中心, 江苏电网主要网络通道示意图[EB/OL].[2024-12-31].
<https://www.jspec.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n79779521181b4d4b93e6fe8715d61561>
- [2] 浙江电力交易中心, 浙江电网主要网络通道示意图[EB/OL].[2024-12-31].
<https://zjpx.com.cn/zjpx/platform-tourist#/platform/tourist>
- [3] 安徽电力交易中心, 安徽电网主要网络通道示意图[EB/OL].[2024-12-31]. <https://pmos.ah.sgcc.com.cn:20080/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=nf8690a995d574e8e8d0deded0d184ba5>
- [4] 福建电力交易中心, 福建电网主要网络通道示意图[EB/OL].[2024-12-31].
<https://pmos.fj.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n4999f8951c4e4b83ad13f944fad10fc8#toolbar=0>
- [5] 上海电力交易中心, 上海电网主要网络通道示意图[EB/OL].[2024-12-31].
<https://pmos.sh.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=n5b3f04f0b13a4f8887ffa6bef3ed6202>
- [6] 北京电力交易中心, 华东电网主要网络通道示意图[EB/OL].[2024-12-31].
<https://pmos.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=nd9dcc72bff8a4e059e506d2d6885d166>
- [7] 北京电力交易中心, 华东电网2024第四季度电力市场交易信息报告[EB/OL].[2024-12-31]. <https://pmos.sgcc.com.cn/px-settlement-infpubmeex/fileService/preview?fileId=nd8ab3e15f5d24387a469a976cd4edf2e>
- [8] 国家能源局华东监管局, 华东能源监管局组织长三角省市间电力互济实施方案研究编制工作[EB/OL].[2024-03-18].https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202403/t20240315_259027.html
- [9] 国家能源局华东监管局, 华东能源监管局关于印发《长三角省市间富余新能源消纳互济交易规则（试行）》《长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易规则（试行）》的公告[EB/OL].[2024-06-14]. https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202406/t20240625_265070.html
- [10] 国家能源局华东监管局, 长三角富余新能源消纳互济交易首次启动[EB/OL].[2024-10-10]. https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202410/t20241010_270549.html
- [11] 国家能源局华东监管局, 长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易首次启动[EB/OL].[2024-07-29]. https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202407/t20240729_267140.html

- [12] 国家能源局华东监管局，长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易首次全域调电试运行[EB/OL].[2024-08-07]. https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202408/t20240807_267630.html
- [13] 国家能源局华东监管局，华东日内备用辅助服务市场开展首次结算试运行[EB/OL].[2024-05-31]. https://hdj.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202405/t20240531_263884.html



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



 关注我们