



Research Article

System-cost-oriented Scenario Analysis of Multi-source and Multi-storage Configuration in Jiangsu Province

Liu Yang¹ , Shen Beiyu² , Shuai Wei^{3,*} , Qiang Sheng¹

¹College of Water Conservancy and Hydropower Engineering, Hohai University, Nanjing, China

²Nanjing Foreign Language School, Nanjing, China

³Agriculture and Rural Affairs Bureau of Fuyang District, Hangzhou, China

Abstract

Jiangsu Province is characterized by high load density and a large share of electricity consumption by the manufacturing sector. Its power system faces multiple constraints, including continued growth in electricity demand, large-scale integration of renewable energy, and limited local primary energy resources. Considering the province's electricity-load characteristics, geographical resource conditions, industrial structure, and renewable-energy development trends, this study takes the period around 2030 as the medium-term planning horizon and develops a scenario-analysis framework for multi-source–multi-storage configuration from the perspective of annualized total system cost. The results indicate that a relatively low-cost power-supply pathway for Jiangsu cannot be achieved simply by increasing the share of a single type of power source. Instead, it requires an integrated portfolio consisting of flexible thermal power for supply adequacy, orderly expansion of offshore wind power and distributed photovoltaic generation, coordinated deployment of multiple energy-storage technologies, and an appropriate level of imported electricity. It is recommended that thermal power gradually shift from an energy-supply role toward capacity support and system regulation; wind power development should focus on coastal and offshore areas; photovoltaic development should prioritize industrial and commercial distributed projects and fishery–photovoltaic complementary projects; and energy storage should be configured through the coordinated deployment of electrochemical storage, pumped storage, compressed-air energy storage, flow batteries, flywheels, and other mechanical energy-storage technologies. This configuration can help reduce the system costs associated with renewable-energy curtailment, peak regulation, reserve capacity, and transmission and distribution expansion while maintaining power-supply reliability, thereby providing a reference for the planning of a new-type power system in Jiangsu Province.

Keywords

Jiangsu Province, Multi-source-multi-storage System, System Cost, Scenario Analysis, Capacity Configuration, New-type Power System

*Correspondence: Shuai Wei (15925652596@163.com)

Received: 19 July 2026; Accepted: 25 August 2026; Published: 4 September 2026



Copyright: © The Author(s), 2026. Published by Science Publishing Group. This is an **Open Access** article, distributed under the terms of the Creative Commons Attribution 4.0 License (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>), which permits unrestricted use, distribution and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

面向系统成本的江苏多电源—多储能配置情景研究

刘洋¹, 申倍羽², 帅伟^{3,*}, 强晟¹

¹河海大学水利水电学院, 南京, 中国

²南京外国语学校, 南京, 中国

³杭州市富阳区农业农村局, 杭州, 中国

摘要

江苏是我国负荷密度高、制造业用电占比较大的省份之一, 电力系统同时面临用电需求增长、新能源高比例接入和本地一次能源资源不足等约束。本文结合江苏省用电负荷特征、地理资源条件、产业结构和新能源发展趋势, 以 2030 年前后为中期规划水平年, 构建面向系统年化总成本的江苏多电源—多储能配置情景分析框架。研究表明, 江苏实现全省系统供电成本相对较低的路径并非单一提高某类电源占比, 而是形成“灵活火电保供、有序扩大海上风电和分布式光伏、多类型储能协同、适度保持区外来电”的综合方案。建议火电由电量主体转向容量和调节主体, 风电重点布局沿海及海上区域, 光伏优先发展工商业分布式和渔光互补项目, 储能采用电化学储能、抽水蓄能、压缩空气储能、液流电池及飞轮等机械储能协同配置。该方案有利于在兼顾供电可靠性的基础上, 降低弃风弃光、调峰备用和输配电扩容等系统成本, 为江苏新型电力系统规划提供参考。

关键词

江苏省, 多电源—多储能, 系统成本, 情景分析, 容量配置, 新型电力系统

1. 引言

江苏能源系统具有典型的“三高一弱”特征: 用电总量高、负荷密度高、工业连续负荷占比高, 而本地一次能源和常规水电资源相对较弱。2025年江苏地区生产总值达142351.5亿元, 其中第二产业增加值60038.2亿元、第三产业增加值76943.7亿元, 三次产业结构为3.8%、42.2%、54.0% [1], 说明制造业和现代服务业共同决定了江苏电力需求的高可靠性和高质量要求。与此同时, 2025年江苏全社会用电量同比增长4.81%, 用电需求仍处于上升通道 [2]。

从供给端看, 江苏新能源已进入大规模发展阶段。2025年底, 全省风电和光伏装机11471.64万千瓦, 占总装机46.76%; 其中风电2503.26万千瓦、光伏8968.38万千瓦。2025年风光发电量1499.71亿千瓦时, 占全省发电量21.17% [2]。这表明江苏新能源装机占比已很高, 但发电量占比仍低于装机占比, 原因在于光伏小时数低、出力集中于午间, 风电尤其海上风电虽利用小时较高但建设和并网成本较大。已有研究指出, 高比例新能源并网会同时带来高效消纳、能源保障、安全稳定运行和市场机制适应性

等问题 [3]。因此, 江苏未来降低用电成本的关键, 不是简单比较单一电源度电成本, 而是比较“电源+储能+电网+备用+弃电风险”的系统成本。

现有关于江苏电力系统转型的研究多从新能源消纳、电力保供或单一储能技术经济性角度展开, 对火电容量价值、区外来电依赖、沿海风光资源、负荷中心调节需求以及多类型储能协同配置的综合考虑仍显不足。近期关于电源保供与消纳协同规划的研究已强调, 应以边际年费用成本为统一经济性标尺, 统筹评价各类电源与储能在保供和新能源消纳中的价值 [4]。对于江苏这类高负荷密度、土地资源紧张、常规水电资源有限的省份而言, 单纯比较风电、光伏或火电的度电成本, 难以准确反映真实供电成本。随着新能源占比提高, 储能、备用、电网扩容和弃电风险将成为影响系统经济性的关键因素。

本文的研究问题是: 在江苏负荷快速增长、风光装机大幅提高、常规水电资源有限、区外来电仍不可或缺条件下, 如何配置火电、水电、风电、光伏以及抽水蓄能、化学储能、压缩空气储能、机械储能等多种储能方式, 才

能实现全省用电成本相对最低。本文不追求单一电源的最低度电成本,而从系统年化总成本、峰值容量保障、日内调节能力和空间消纳约束出发,提出面向2030年前后的推荐配置。基于此,本文的主要贡献包括:第一,结合江苏用电负荷、产业结构、地理资源和新能源发展条件,构建面向系统成本最小化的电源—储能配置分析框架;第二,将火电、水电、风电、光伏、区外来电以及抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能等多种储能方式纳入同一比较框架;第三,提出适用于江苏不同区域的分区配置路径,为全省低成本、高可靠电力系统建设提供规划参考。

2. 江苏电力配置的资源与约束

2.1. 负荷结构约束:连续工业负荷与尖峰负荷并存

江苏第二产业占比较高,工业和服务业负荷共同决定了全省电力需求的高可靠性特征[1]。随着先进制造业、数据中心、信息服务业和居民空调负荷增长,江苏不能采用“极端低火电、高波动新能源”的配置方式,否则会增加备用、调频、启停和储能成本,反而抬高终端用电成本。

江苏负荷还具有显著的季节性和日内波动特征。夏季空调负荷推动最高负荷快速上升,冬季采暖、工业生产和新能源低出力叠加也会造成保供压力。光伏高发时段主要集中在午间,而江苏晚高峰负荷仍然突出,形成“午间低净负荷、傍晚高爬坡”的典型净负荷曲线。高比例分布式光伏接入配电网还可能引发电压越限、反向重过载等问题,多类型储能被认为是缓解此类问题的重要技术手段[5]。储能、需求响应和火电灵活调节能力不足时,光伏新增装机的边际系统价值会显著下降。

2.2. 地理约束:常规水电弱,海上风电与分布式光伏强

江苏地形以平原和水网为主,常规水电开发空间有限,不适合作为低成本主力电源;但沿海地区具备海上风电、海上光伏、滩涂光伏、渔光互补条件。江苏沿海地区发展规划明确提出统筹建设海上风电、沿海LNG接收、煤炭中转储运和核电基地,并提出近海千万千瓦级海上风电基地和深远海千万千瓦级海上风电基地研究[6]。

苏南地区土地价值高、负荷密集、工业园区和建筑屋顶资源丰富,适合发展工商业分布式光伏、用户侧储能、虚拟电厂和需求响应。苏北沿海地区土地和海域条件相对较好,适合建设海上风电、渔光互补、滩涂光伏和压缩空气储能基地。苏中沿江地区则承担新能源北电南送、沿江负荷支撑和跨江输电通道衔接功能。

2.3. 储能约束:抽水蓄能有限,但盐穴压缩空气储能具有江苏特色

江苏山地资源不足,抽水蓄能站点数量有限,但靠近负荷中心的站点价值较高。江苏“十四五”可再生能源发展专项规划提出,到2025年全省抽水蓄能装机规模达到328万千瓦以上,并推进句容、连云港、石碣山铜矿、韦岗青山湖等项目[7]。抽水蓄能并非江苏最大的储能增量,但其长寿命、高可靠、高惯量和调相功能使其在负荷中心电网中具有不可替代作用。

另一方面,江苏盐穴资源为压缩空气储能提供了独特条件。金坛盐穴压缩空气储能一期为60MW/300MWh,远期规模规划至1000MW[8];淮安盐穴压缩空气储能项目建设两套300MW级非补燃机组,储能容量2400MWh,转换效率约71%[9]。这使江苏具备发展中长时物理储能的现实基础。与电化学储能相比,压缩空气储能更适合6—10小时及以上时长的能量搬移和系统备用,但需要盐穴、热管理、并网通道和电价机制共同支撑。

3. 系统成本分析框架与情景比较方法

本文构建面向系统年化总成本的电源—储能配置分析框架。系统年化总成本主要由电源投资与运维成本、燃料成本、储能配置成本、电网扩容成本、区外购电成本、新能源弃电损失、碳排放成本及可靠性不足惩罚成本构成,其表达式为:

$$\min C = C_{\text{gen}} + C_{\text{fix}} + C_{\text{fuel}} + C_{\text{var}} + C_{\text{storage}} + C_{\text{grid}} + C_{\text{import}} + C_{\text{curt}} + C_{\text{carbon}} + C_{\text{risk}} \quad (1)$$

其中, C_{gen} 为电源年化投资成本, C_{fix} 为固定运维成本, C_{fuel} 为燃料成本, C_{var} 为变动运维成本, C_{storage} 为储能年化投资及运维成本, C_{grid} 为新能源接网和输电扩容成本, C_{import} 为区外来电购电成本, C_{curt} 为弃风弃光损失, C_{carbon} 为碳排放成本, C_{risk} 为可靠性不足或备用不足惩罚成本。储能充放电损耗通过系统能量平衡及效率参数予以考虑。

情景分析主要考虑五类约束。第一,电量平衡约束,即省内发电量、储能净放电量与区外来电量之和满足全社会用电需求。第二,容量保障约束,即各类电源和储能的可置信容量满足最高负荷及规划备用容量要求。第三,调节能力约束,即火电最小出力及爬坡能力、储能充放电功率和需求响应能力能够适应日内净负荷波动。第四,空间配置约束,即根据不同区域的资源禀赋、负荷分布和电网条件配置新能源、储能、输电通道及调节电源。第五,市场机制约束,即综合考虑中长期交易、现货市场、辅助服务及容量补偿等机制对不同电源和储能项目经济性的影响[10]。

由于受公开数据完整性限制,本文未开展基于8760小时负荷序列的精细化容量扩展和经济调度优化,而是采用

规划情景比较与边际成本判断相结合的方法，将不同配置路径置于统一的系统成本框架下进行相对经济性分析。因

此，式（1）主要用于说明系统成本的构成及比较边界，不代表本文已经求得严格数学意义上的全局最优解。

表 1 江苏电源—储能情景分析的主要约束。

约束类别	约束含义	对江苏配置的影响
电量平衡	全年发电、外来电与用电需求匹配	保留区外来电，避免省内过度自平衡
容量保障	最高负荷及备用容量可靠满足	火电和储能需要体现容量价值
日内调节	午间光伏富余与晚峰爬坡协调	电化学储能、需求响应和灵活火电共同承担
空间消纳	新能源资源区与负荷中心不完全重合	沿海风光基地需配套送出通道和共享储能
市场机制	现货、辅助服务、容量补偿影响收益	储能和调节资源应通过市场获得合理回收

4. 情景设计与配置结果

本文以2030年前后作为江苏电力系统中期规划水平年。该年份并非对单一年份实际装机规模的确定性预测，而是在现有用电增长趋势、产业结构、资源禀赋和政策导向基础上构建的成本优化情景，用于比较不同电源—储能组合的系统综合成本。

4.1. 基准判断

2025年江苏用电量8895.41亿千瓦时，发电量7082.82亿千瓦时，缺口约1812.59亿千瓦时[2]。即使未来继续快速发展省内风光，江苏仍需要区外来电、核电、火电和储能共同支撑。在本文情景设定中，若以2025年用电规模、负荷增长趋势和产业结构变化为基础进行外推，假设2030年前后江苏用电量达到10500—11000亿千瓦时、最高负荷达到165—175GW；该区间为规划研究中的情景假设，并非官方确定目标。在此条件下，仅依靠省内新增风光并不能实现系统成本相对最低，因为还需承担大量储能、备用和弃电成本。

从经济性看，江苏不能简单将光伏最低度电成本等同于系统最低供电成本。光伏的新增边际成本较低，但当午

间低价电量快速增加后，必须额外支付储能、配网改造、电压控制、备用和弃光成本。海上风电的发电时段更优、利用小时较高，但单位投资、运维和送出成本较高。煤电可提供容量和调节，但燃料、碳约束和环保成本将长期存在。因此，最低成本配置必然是多电源互补而非单一技术替代。

4.2. 三类情景比较

本文在相同负荷增长、资源禀赋和容量保障要求下，综合考虑燃料消耗、储能配置、电网扩容、调峰备用、区外购电及新能源弃电等成本因素，对三类电源—储能配置情景的系统成本水平进行相对比较。由于本文未开展基于8760小时负荷序列的精细化经济调度计算，因此不赋予各情景精确的成本指数，而采用“较高”“波动较大”和“相对较低”对其系统成本特征进行定性表征。其中，高火电保供型情景主要受燃料价格、碳约束和容量利用效率影响；风光超配型情景对储能、电网扩容和新能源消纳条件较为敏感；均衡配置情景通过灵活火电、有序发展的风光电源、多类型储能和区外来电协同，在本文设定的规划条件下表现出相对较低的系统综合成本。已有研究表明，风光储联合系统的容量配置需要综合考虑投资成本、出力波动和运行约束[11]。

表 2 江苏 2030 年前后电源配置情景相对比较。

情景	电源配置特征	相对系统成本水平	主要问题
A: 高火电保供型	火电新增较多，风光增速放缓，储能低配	较高	燃料价格、碳约束和煤炭运输压力较大
B: 风光超配型	光伏、海风大规模超前建设，储能和电网滞后	波动较大	午间弃光、晚峰缺电、调峰成本上升

情景	电源配置特征	相对系统成本水平	主要问题
C: 均衡低成本型	火电灵活改造、风光有序扩张、多类型储能、区外来电协同	相对较低	需要市场机制和调度体系配套

情景A的优点是保供能力强，缺点是对煤炭和天然气价格波动敏感，也会在碳约束增强后面临较高外部成本。情景B在单体新能源成本下降时具有吸引力，但若储能和电网未同步建设，光伏中午低价电量可能大量增加，而晚峰仍需火电、气电或高价外购电支撑。情景C通过保持必要火电容量、提高火电灵活性、扩大风光装机但控制节奏、配置多种储能和保留区外来电，实现系统综合成本较低。

在本文设定的规划情景和成本约束下，情景C具有相对较低的系统综合成本。其核心不是追求最低单项度电成本，而是避免“低边际成本新能源+高系统调节成本”的悖论。

5. 推荐配置方案

5.1. 火电：从电量主体转向容量和调节主体

江苏应保留95—100GW左右火电装机，其中煤电和煤电热电联产约82—86GW，燃气及灵活调峰电源约12—14GW。火电不宜继续作为单纯电量扩张主体，而应通过深度调峰、快速爬坡、低负荷稳燃、供热解耦、煤电与储能联合调频等方式转为容量支撑资源。在高负荷密度和新能源波动性增强的背景下，火电在容量保障和系统调节中仍具有阶段性作用。

最低成本逻辑是：过快压降火电会迫使江苏建设更高比例长时储能和备用容量，系统成本上升；但继续高利用小时运行煤电，则燃料成本、环保成本和碳成本上升。因此，最优策略是“容量保留、小时数下降、灵活性提升”。对具备供热任务的热电联产机组，应推进热电解耦和储热改造，降低冬季最小出力对新能源消纳的挤压。

5.2. 水电：常规水电不作为主增量，抽水蓄能作为高价值调节资源

江苏常规水电资源弱，建议仅保留和优化现有小水电、闸站水能和综合利用设施，常规水电装机维持0.5—0.8GW量级，不作为主力增量。真正有价值的是抽水蓄能。建议2030年前后省内抽水蓄能达到6—8GW，优先推进句容、连云港、矿坑型抽蓄和邻省协同抽蓄资源。抽水蓄能主要承担晚峰支撑、事故备用、调频调相和长寿命储能功能。其作用不是提供大量电量，而是降低高峰时段高价电源启停和备用成本。

5.3. 风电：以海上风电为主，控制节奏，避免单纯追求装机规模

建议2030年前后江苏风电装机达到40~45 GW，其中海上风电22~25 GW，陆上低风速及其他分散式风电18~20 GW。海上风电应作为江苏风电发展的主要增量，其建设规模应与送出通道、沿海负荷和储能调节能力相协调。考虑到海上风电的单位投资、海缆、送出及运维成本均相对较高，配置规模不宜单纯追求扩大，而应优先选择风资源较好、接网距离较短且与沿海负荷和储能协同度较高的场址[6]。

连云港、盐城、南通沿海适合建设“海上风电+海上光伏+沿海储能+过江通道”的综合能源基地[6]。为了降低用电成本，海上风电新增项目应与送出通道、共享储能、功率预测和辅助服务能力同步规划，避免出现海上装机增长快、落地消纳和调节资源不足的问题。

5.4. 光伏：优先分布式，其次渔光互补和海上光伏，严控无储能超配

建议2030年前后江苏光伏装机达到140~155 GW，其中工商业及其他分布式光伏95~100 GW，集中式、渔光互补、滩涂及海上光伏45~55 GW。江苏工商业屋顶资源丰富，负荷中心与光伏出力在白天有一定重合，分布式光伏可减少部分输配电扩容需求，是低成本增量电源的首选。

但是，光伏在江苏的边际系统价值会随装机提高而下降。2025年江苏光伏装机已达8968.38万千瓦，光伏发电量941.85亿千瓦时，折算利用小时约1050小时[2]。当光伏进一步增长时，午间低价甚至负价、配网反送、电压越限和弃光问题会更明显。因此，新增分布式光伏必须与可观、可测、可调、可控能力以及用户侧储能、可中断负荷、充电桩有序充电绑定；多类型储能优化配置研究也表明，储能可作为缓解高比例分布式光伏接入问题的重要支撑[5]。

5.5. 短时电化学+中长时储能+抽水蓄能+快速功率响应储能

江苏最低成本储能配置不应由单一锂电承担。建议形成抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能、液流电池及快速功率响应储能协同发展的多元储能体系。按照表3各类储能推荐区间计算，2030年前后多元储能总功率约为37.5~49 GW，总能量约为176~264 GWh；其中，不含抽水

蓄能的新型储能规模约为31.5~41 GW、128~200 GWh。相关研究表明，储能配置应根据电源侧、电网侧和用户侧需求进行差异化设计，并结合技术经济性指标进行选型评估[12-14]。电化学储能适合解决“午间光伏富余—傍晚尖峰”的日内转移问题；压缩空气储能和抽水蓄能适合解决连续阴雨、低风和冬夏尖峰期间的中长时平衡问题；飞轮等机械储能不承担大量能量搬移，而用于调频和电能质量。

江苏已经具备一定规模储能调度和并网经验。下一阶段的重点不是简单扩大储能备案规模，而是提高储能调用

率、收益确定性和与电网运行的耦合度。不同场景储能应用研究表明，储能可从电网侧提高供电能力、延缓或替代部分电网投资，也可从电源侧提升新能源消纳水平[13]。因此，储能投资应根据不同应用场景确定技术路线：园区和工商业侧以2—4小时电化学储能为主，盐穴资源区以中长时压缩空气储能为主，负荷中心和枢纽变电站配置调频型储能和抽水蓄能辅助调相。

表 3 江苏 2030 年前后多元储能推荐配置。

储能类型	推荐规模	主要布置区域	主要功能
抽水蓄能	6—8GW, 48—64GWh	镇江、连云港、矿坑资源区及长三角协同	晚峰、备用、调相、长寿命调节
电化学储能	25—30GW, 80—120GWh	苏南负荷中心、苏北光伏集中区、工业园区	2—4 小时削峰填谷、配网支撑、调频
压缩空气储能	3—5GW, 24—40GWh	金坛、淮安及盐穴资源区	6—10 小时中长时储能、系统备用
液流电池等长时储能	3—5GW, 24—40GWh	沿海新能源基地、化工园区	长寿命、多循环、安全型储能
飞轮等机械储能及超级电容等功率型储能	0.5—1GW	枢纽变电站、轨道交通、数据中心、重要工业园区	秒级调频、惯量支撑、电能质量治理
新型储能小计（不含抽水蓄能）	31.5~41 GW, 约 128~200 GWh	/	电化学、压缩空气、液流电池及快速功率响应储能
多元储能合计（含抽水蓄能）	37.5~49 GW, 约 176~264 GWh	/	包含抽水蓄能及各类新型储能

注：飞轮和超级电容等功率型储能的持续放电时间较短，其能量规模未计入新型储能及多元储能的 GWh 合计值。

5.6. 综合推荐装机与电量结构

推荐规模的确定主要基于三方面考虑：一是以2025年江苏全社会用电量和最高负荷为基础，考虑2030年前后负荷继续增长，需保留足够可靠容量；二是结合江苏光伏利用小时较低、海上风电利用小时相对较高、常规水电资源

有限等资源条件，避免单一新能源过度扩张造成弃电和调峰成本上升；三是根据午间光伏富余、晚峰爬坡和连续低风低光时段的调节需求，配置短时电化学储能、中长时压缩空气储能、抽水蓄能和机械储能。计及灵活性和源荷不确定性的储能优化研究表明，综合考虑储能投资成本、系统运行成本和灵活性约束有助于降低系统运行成本[15]。由此形成表4所示的推荐区间。

表 4 江苏 2030 年前后多电源—多储能综合推荐配置。

类别	2030 年前后推荐规模	配置原则
火电	95—100GW	保留容量价值，降低利用小时，提高灵活性
常规水电	0.5—0.8GW	以现有资源优化为主，不作为主增量
抽水蓄能	6—8GW, 48~64 GWh	支撑晚峰、备用和调相

类别	2030 年前后推荐规模	配置原则
风电	40—45GW	以海上风电为重点，控制送出和运维成本
光伏	140—155GW	优先分布式，新增项目必须可调可控
新型储能	31.5~41 GW，约 128~200 GWh	短时与长时储能分工配置
区外来电	1900—2300 亿千瓦时/年	引入低成本清洁电力，避免省内过度自平衡
多元储能合计	37.5~49 GW，约 176~264 GWh	短时、中长时和功率型储能协同配置

注：多元储能合计为抽水蓄能与新型储能之和，属于汇总项，不作为独立配置类型重复计算。

上述配置的经济性来自三方面。第一，火电容量不被过早替代，避免高峰时段依赖高成本临时电源。第二，风光新增保持与储能、电网和需求响应协同，降低弃风弃光与配网改造成本。第三，区外来电继续承担电量补充功能，省内储能和灵活火电承担调节与保供功能，从而减少在江苏高土地成本、高负荷密度条件下的过度本地化投资。

6. 分区域配置路径

苏南地区包括南京、苏州、无锡、常州、镇江等高负荷中心。该区域土地价值高，不宜大规模建设地面光伏，应以工商业屋顶光伏、用户侧储能、燃气冷热电联供、虚拟电厂、数据中心需求响应为主。镇江、常州可依托句容抽蓄、金坛盐穴压缩空气储能和电网侧电化学储能形成负荷中心调节枢纽[7, 8]。

苏中与沿江地区应重点解决新能源北电南送和跨江通道约束。扬州、泰州、南通可建设分布式光伏、江海联运能源通道和储能电站，服务沿江制造业负荷。该区域应重点发展可调负荷、工业园区储能和跨江输电通道，避免苏北新能源无法有效送至苏南负荷中心。

苏北沿海地区包括盐城、连云港、南通北部等，应作为江苏风光基地核心区，重点发展海上风电、渔光互补、滩涂光伏、海上光伏和压缩空气储能[6, 9]。该区域的配置逻辑是“资源侧集中开发+储能平滑+通道送出”，避免新能源集中并网造成局部消纳瓶颈。

徐州、淮安、宿迁等地区可发挥煤电、采煤沉陷区光伏、盐穴储能、园区负荷调节和生物质资源优势，建设低成本调节型能源基地。淮安盐穴压缩空气储能全面投产后，可作为苏北新能源消纳和全省晚峰支撑的重要节点[9]。

7. 政策与市场机制建议

第一，江苏应将电源投资决策从“装机成本最小”转向“系统成本最小”。光伏和风电单体项目成本低，并不等于系统成本最低。新增新能源项目应同步测算接网、储能、备用、调峰和弃电成本。

第二，火电容量价值需要通过容量补偿、辅助服务和现货市场体现。江苏新能源上网电价市场化改革已提出加快现货市场建设、推动辅助服务市场发展，并探索可靠容量补偿机制[10]。这有利于让灵活火电、储能和需求响应获得合理收益，从而降低全社会为可靠性支付的隐性成本。

第三，分布式光伏应从“能装尽装”转向“可调可控地装”。对午间反送严重的县域，应要求新增分布式光伏配置储能、参与虚拟电厂或接受有序调控[10]。对于具备较强白天负荷的工业园区，则可通过光伏、储能、充电桩和可中断负荷联合优化，降低企业综合用能成本。

第四，储能不宜“一刀切配储”。海上风电项目应优先租赁共享储能或配置中长时储能；工商业园区适合用户侧电化学储能；盐穴资源区适合压缩空气储能[8, 9]；负荷中心和枢纽变电站适合调频型储能[12-14]。

第五，区外来电仍是江苏最低成本供电组合的一部分。江苏负荷规模大、土地稀缺、一次能源不足，完全依靠省内自平衡会推高土地、储能和备用成本。应继续通过特高压和跨省交易引入低成本清洁电力，并与省内储能和火电灵活性协同。

8. 结论

本文围绕江苏省电力系统综合成本优化目标，结合用电负荷、产业结构、地理资源、新能源发展基础和储能技术条件，构建了多电源—多储能系统成本分析框架，并以2030年前后作为中期规划水平年进行情景比较。研究表明，江苏电力系统成本优化的关键不在于单一电源替代，而在于火电容量价值、新能源边际系统价值、储能调节能力和区外来电之间的协同。

- (1) 在本文设定的负荷增长、资源条件和成本约束情景下，江苏相对低系统成本的配置路径不是单一的“高火电”或“高风光”方案，而是“灵活火电+有序风光+多元储能+区外来电”的协同组合。
- (2) 火电应保持95—100GW左右容量，但由电量主体转为容量、备用和调节主体。
- (3) 常规水电开发空间有限，水电重点应转向抽水蓄能，2030年前后省内抽水蓄能宜达到6—8GW。

- (4) 风电宜达到40—45GW，重点发展海上风电，但需控制接网和运维成本。
- (5) 光伏宜达到140—155GW，优先分布式光伏，但新增项目必须与储能、需求响应和配网调控能力协同。
- (6) 储能配置应形成抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能、液流电池及快速功率响应储能协同发展的多元体系。按照本文各类储能推荐区间计算，2030年前后多元储能总功率约为37.5~49 GW，总能量约为176~264 GWh；其中，不含抽水蓄能的新型储能规模约为31.5~41 GW、128~200 GWh。电化学储能主要承担日内能量转移，抽水蓄能、压缩空气储能及液流电池主要承担中长时间调节，飞轮等功率型储能主要承担快速调频和电能质量治理。
- (7) 对江苏而言，真正降低用电成本的关键在于降低系统综合成本，而不是追求某一类电源的最低度电成本。

需要说明的是，本文主要基于公开数据和规划情景进行系统层面分析，后续研究可进一步引入8760小时负荷曲线、电网节点约束、现货市场价格和储能循环寿命参数，对推荐配置方案进行精细化验证。

参考文献

- [1] 江苏省统计局，国家统计局江苏调查总队. 2025 年江苏省国民经济和社会发展统计公报 [EB/OL]. 2026-03-19 (2026-05-30). <https://doi.org/10.28872/n.cnki.nxhnb.2026.004069>
- [2] 国家能源局江苏监管办公室. 2025 年 12 月江苏电力运行情况通报 [EB/OL]. 2026-01-16 (2026-05-30). https://jsb.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202601/t20260116_294284.html
- [3] 石文辉，屈姬贤，罗魁，等. 高比例新能源并网与运行发展研究 [J]. 中国工程科学, 2022, 24(6): 52-63. <https://doi.org/10.15302/J-SSCAE-2022.07.006>
- [4] 李晓珺，吴婧，施春华，等. “双碳”目标下电源保供与消纳协同规划方法 [J]. 电力勘测设计, 2026(3): 1-7. <https://doi.org/10.13500/j.dlksj.issn1671-9913.2026.03.001>
- [5] 葛磊蛟，郑轶文，李小平，等. 高比例分布式光伏接入下配电网多类型储能优化配置技术综述 [J]. 浙江电力, 2025, 44(5): 1-11. <https://doi.org/10.19585/j.zjdl.202505001>
- [6] 国家发展改革委. 江苏沿海地区发展规划(2021—2025 年) [R/OL]. 2021-12-22 (2026-05-30). https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202112/t20211227_1310017.html
- [7] 江苏省发展和改革委员会. 江苏省“十四五”可再生能源发展专项规划 [R/OL]. 2022-06-30 (2026-05-30). <https://file.smejs.cn/group1/M00/01/BC/tBI-AAWLNM6Ae8eiAAhFFWzKlk0566.pdf>
- [8] 国家能源局江苏监管办公室. 江苏能源监管办调研金坛盐穴压缩空气储能发电国家示范项目 [EB/OL]. 2020-07-10 (2026-05-30). https://jsb.nea.gov.cn/dtyw/jgdt/202309/t20230910_29460.html
- [9] 国家能源局. 全球最大规模压缩空气储能项目全面投产 [EB/OL]. 2026-01-30 (2026-05-30). <https://www.nea.gov.cn/20260130/c6426ce1ea8a4125b84c561782c471b2/c.html>
- [10] 国家发展改革委. 江苏省发展改革委推出深化江苏省新能源上网电价市场化改革实施方案 [EB/OL]. 2025-10-20 (2026-05-30). https://www.ndrc.gov.cn/xwdt/dt/dfdt/202510/t20251020_1401064.html
- [11] 李建林，郭斌琪，牛萌，等. 风光储系统储能容量优化配置策略 [J]. 电工技术学报, 2018, 33(6): 1189-1196. <https://doi.org/10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.171113>
- [12] 李亚明，魏杰，杨昊，等. 新型电力系统条件下储能差异化配置研究 [J]. 电力勘测设计, 2022(9): 46-52+58. <https://doi.org/10.13500/j.dlksj.issn1671-9913.2022.09.009>
- [13] 李建林，姜冶蓉，马速良，等. 新型电力系统下分布式储能应用场景与优化配置 [J]. 高电压技术, 2024, 50(1): 30-41. <https://doi.org/10.13336/j.1003-6520.hve.20230203>
- [14] 汪湘晋，黄滢，蒋金琦，等. 基于层次分析法的储能综合评估及类型选择 [J]. 浙江电力, 2022, 41(11): 1-8. <https://doi.org/10.19585/j.zjdl.202211001>
- [15] 曹林锋，呼斯乐，杨家强，等. 计及灵活性和源荷不确定性的储能优化配置方法 [J]. 太阳能学报, 2024, 45(9): 623-629. <https://doi.org/10.19912/j.0254-0096.tynxb.2023-0676>