



电力圆桌
POWER SECTOR ROUNDTABLE



江苏专题

需求侧资源潜力评估与开发利用 路径

电力圆桌项目课题组

2025年10月

电力圆桌项目

电力圆桌（全称电力可持续发展高级圆桌会议）项目于 2015 年 9 月启动，旨在紧扣应对气候变化、调整能源结构的国家战略，邀请业内专家和各利益方参与，共同探讨中国电力部门低碳转型的路径和策略。通过建立一个广泛听取各方意见的平台机制，电力圆桌将各方关心的、有争议的、目前决策困难的关键问题提交到平台讨论，选出核心问题委托智库开展高质量研究，并将研究成果和政策建议提交到平台征求意见，从而支持相关政策的制定和落地，推动中国电力行业的改革和可持续发展，提高电力行业节能减排、应对气候变化的能力。

项目课题组



中国能源研究会于 1981 年 1 月成立，是由从事能源科学技术的相关企事业单位、社会团体和科技工作者自愿结成的全国性、学术性、非营利性社会组织，全国性 4A 级社团。接受业务主管单位中国科学技术协会、社团登记管理机关民政部的业务指导和监督管理。目前累计单位会员 1000 余家，个人会员 28 万余人，设有 12 个工作委员会、46 个专业委员会和 6 个分会，秘书处（办事机构）设有 8 个部门以及 1 个杂志社。中国能源研究会坚持“围绕中心、服务大局，研究、咨询、交流、服务”的宗旨，团结能源领域的科技工作者，发挥能源科技高端智库的作用，服务能源科技进步和体制机制创新，积极开展能源领域的决策咨询服务和重大政策与课题研究，以及能源科技评估、团体标准制定、科学普及等工作，推动国内外的学术交流与合作，成为国家能源管理部门与企业联系的桥梁和纽带，是中国能源领域最具影响力的学术团体之一。中国能源研究会是国家能源局首批 16 家研究咨询基地之一，为政府决策、部署能源工作发挥了积极作用。



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。

需求侧资源潜力评估与开发利用路径

2025 年 10 月

目 录

- 摘要1
- 1. 背景 2
- 2. 江苏电力需求侧资源开发利用需求分析..... 4
 - 2.1 电力供需现状 4
 - 2.2 可调节能力需求分析 6
 - 2.3 面临的挑战与机遇..... 8
- 3. 江苏近中期需求侧资源潜力分析 10
 - 3.1 江苏需求侧资源特性及潜力10
 - 3.2 需求侧资源开发利用的经济性分析18
- 4. 江苏需求侧资源开发利用路径 21
 - 4.1 需求侧资源开发利用的国际经验..... 21
 - 4.2 江苏需求侧资源开发利用路径 22
- 5. 建议28
- 参考文献.....30
- 附录：国内外需求侧资源开发利用案例 32

摘要

江苏 2025 年夏季最高用电负荷已突破 1.55 亿千瓦，风光发电装机占比超过 45%，高负荷与高比例新能源并存的局面给江苏新型电力系统建设带来电力保供和新能源消纳的双重难题。因此，充分挖掘和发挥需求侧资源的调节能力、提升系统灵活性，成为江苏建设新型电力系统的关键举措之一。近年来，江苏在优化需求侧管理和推动需求侧资源主动调节等多方面取得了显著成效，但仍然面临需求侧资源分散、引导性价格机制待完善等挑战。

本报告立足江苏电力发展现状和未来发展态势，结合资源特性分析近中期需求侧资源的开发利用潜力，并提出切实可行的需求侧资源开发利用路径建议。鉴于近中期江苏将面临午间新能源消纳和用电高峰时段电力保供的多重压力，现有的传统电源侧灵活性调节资源难以满足电力电量平衡需求，开发需求侧可调资源是解决以上难题的有效且经济的手段。考虑到资源潜力、技术成熟度和已有开发实践，报告建议积极培育虚拟电厂、智能微电网、负荷聚合商等新型经营主体，优先开发工业负荷、电动汽车、非工空调、用户侧储能等资源，并逐步拓展至换电站、数据中心、5G 基站等资源，形成分类分级的需求侧资源库，逐步扩大需求侧资源规模。应以数字化赋能为基础，推动需求侧资源的规模化开发利用；通过分时电价引导和市场激励，实现其常态化利用；在此基础上，形成可持续收入预期促进需求侧资源的规模化开发、规模化开发反过来推动常态化利用机制完善的良性循环。

背景

国家高度重视需求侧资源，设定响应能力预期目标。早在 2010 年发布的《电力需求侧管理办法》（发改运行〔2010〕2643 号）就提出“年度电力电量节约指标不低于上年售电量 0.3%、最大用电负荷 0.3%”的要求。《电力需求侧管理办法（2023 年版）》提出“2025 年，各省需求响应能力达到最大用电负荷的 3%—5%，其中年度最大用电负荷峰谷差率超过 40% 的省份达到 5% 或以上”的要求。《加快构建新型电力系统行动方案（2024—2027 年）》提出需求侧协同能力提升专项行动，实现典型地区需求侧响应能力达到最大用电负荷的 5% 或以上，具备条件的达到 10% 左右。

江苏积极开发需求侧可调节资源，支持新型电力系统建设。2025 年江苏最高用电负荷已达 1.55 亿千瓦，风光发电装机已达 1.1 亿千瓦^[1]。由于新能源发电具有间歇性和波动性，其实际出力难以稳定满足高峰负荷需求，导致电力保供压力增大；同时，新能源发电的快速增长对电网调度和消纳能力提出更高要求，江苏新型电力系统建设面临着电力保供和新能源消纳的双重难题。需求侧各领域新兴的、多样化的海量终端用户为提升系统灵活性提供了资源和潜力，成为江苏建设新型电力系统的关键支撑。《江苏沿海地区新型电力系统实施方案（2023-2027）》中明确提出，深入挖掘需求响应潜力，引导需求侧资源以及虚拟电厂等新兴市场主体为电力提供调峰、调频、备用服务。2024 年，江苏省发改委发布的《江苏省电力需求响应实施细则》提出，形成最大用电负荷 5% 以上的需求响应能力，通过引导各类主体参与需求响应，主动移峰填谷，减小峰谷差，促进季

节性保供等问题高效解决。

江苏需求侧资源丰富，规模化常态化开发利用环境日趋成熟。江苏是电力需求响应的先行者之一，各类试点示范实践丰富。江苏用电负荷高，工业负荷、非工空调、电动汽车等典型的需求侧资源规模庞大，负控终端已实现 50 千伏安以上容量客户的全覆盖。2023 年实施了电动汽车充换电设施用电的支持性政策。2024 年，开展了全省非工空调智慧调控能力建设，实施了省域大规模车网互动应用，构建了需求响应“市场化竞价 + 合理补偿”双轨机制，首创“容量 + 度电”两部制补偿模式。2025 年，进一步优化工商业分时电价结构并试点电动汽车 V2G，鼓励电动汽车用户积极参与放电，缓解电网压力。

但目前需求侧资源规模化常态化开发利用方面还存在三大挑战。**一是各类灵活性资源差异大。**灵活性资源在可开发潜力、建设条件、资源特性、成本效益等方面差异明显。相较于电源侧，目前需求侧资源的可观、可测、可调、可控能力仍相对较弱。对于不同类型灵活性资源的发展规划、建设进展、调度运行等缺乏统筹衔接，不利于各类型灵活性资源的价值最大化。**二是现有电力市场缺乏针对不同灵活性资源的有效价格机制。**这种机制的不完善，使得市场难以充分体现灵活性资源的价值。各地的虚拟电厂等新型经营主体快速成长，但新型经营主体参与电力市场的机制不健全、参与市场的程度不足。**三是灵活性资源分散且单体规模小、开发难度大。**负荷侧灵活性资源较为分散、单体规模小，尚未形成规模化的调节能力。目前需求响应以邀约型为主，仅在迎峰度夏、用电高峰期等电力供需紧张的情况下启动需求响应，并未形成常态化机制，不利于需求侧资源的持续培育和有效激励。

2 江苏电力需求侧资源开发利用需求分析

2.1 电力供需现状

2.1.1 电力消费

全社会用电量规模持续攀升。2024 年，江苏全省 GDP 总量达到 13.7 万亿元、增速为 5.8%，带动全社会用电量首次突破 8000 亿千瓦时、达到 8487 亿千瓦时，同比增长 8.4%^[2]。其中，第二产业用电量达到 5752 亿千瓦时、同比增长 5.9%，第三产业用电量为 1464 亿千瓦时、同比增长 11.3%。

全网用电负荷屡创新高。2024 年，受全省企业生产持续向好、居民生活水平持续改善、电动汽车保有量高速增长等多重因素影响，叠加高温天气持续，江苏迎峰度夏用电高峰呈现“来得早、增幅大、持续长”的特征，全网最高用电负荷 7 次创新高，最高达 1.47 亿千瓦，同比增长 11.3%，增幅全国第一，较 2023 年同期增长近 1500 万千瓦，超出迎峰度夏负荷预测最高值 210 万千瓦^[3]。

空调负荷成为用电高峰期的重要组成部分。空调负荷已经成为推高江苏夏季高峰用电负荷的主要因素。夏季空调负荷占全省总用电负荷 40% 左右。^[4]

2.1.2 电力供应

电源装机规模持续增长，新能源装机占比已超四成。截至 2024 年 12 月底，江苏全省发电装机容量突破 2 亿千瓦，达到 20409.3 万千瓦，同比增长 14.1%。发电装机主要由火电、新能源发电、核电等组成。其中，火电装机（煤电 8156.1 万千瓦、燃气 2149.9 万千瓦）达到 10952.2 万千瓦、占全省发电装机总量的 53.66%^[5]，较“十三五”末降低 17.7 个百分点；风光新能源装机达到 8486.2 万千瓦、占全省发电装机总量的 41.6%，较“十三五”末上升 18.7 个百分点。

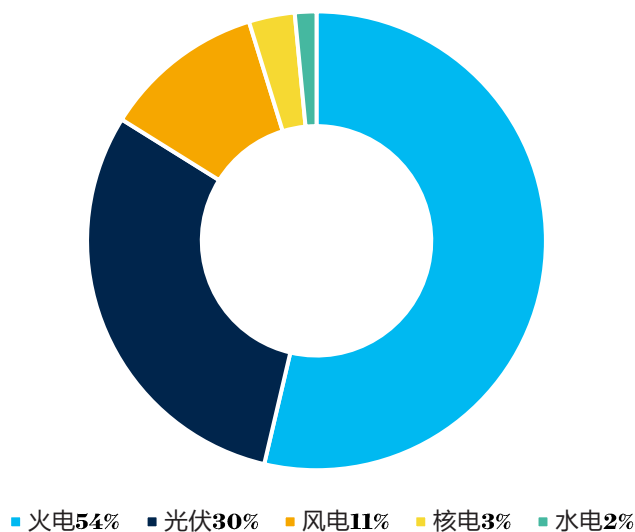


图 2-1 2024 年江苏发电装机结构

本地发电量持续增长，风光可再生能源发电占比已达 17%。2024 年，江苏全省发电量为 6703.75 亿千瓦时，同比增长 6.91%。全省风电和光伏发电量为 1143.54 亿千瓦时，同比增长 27.72%，占全省发电量的 17.06%，占比同比提高 2.79 个百分点。其中，风电发电量为 560.32 亿千瓦时，同比增长 4.25%；光伏发电量为 583.22 亿千瓦时，同比增长 62.97%^[6]。

2.2 可调节能力需求分析

2.2.1 电力电量需求

未来五年，江苏省经济社会仍将保持快速发展态势，课题组根据综合趋势预测法、人均用电量法、产业分析法，预计 2030 年全社会用电量需求在 1.2 万亿千瓦时左右。

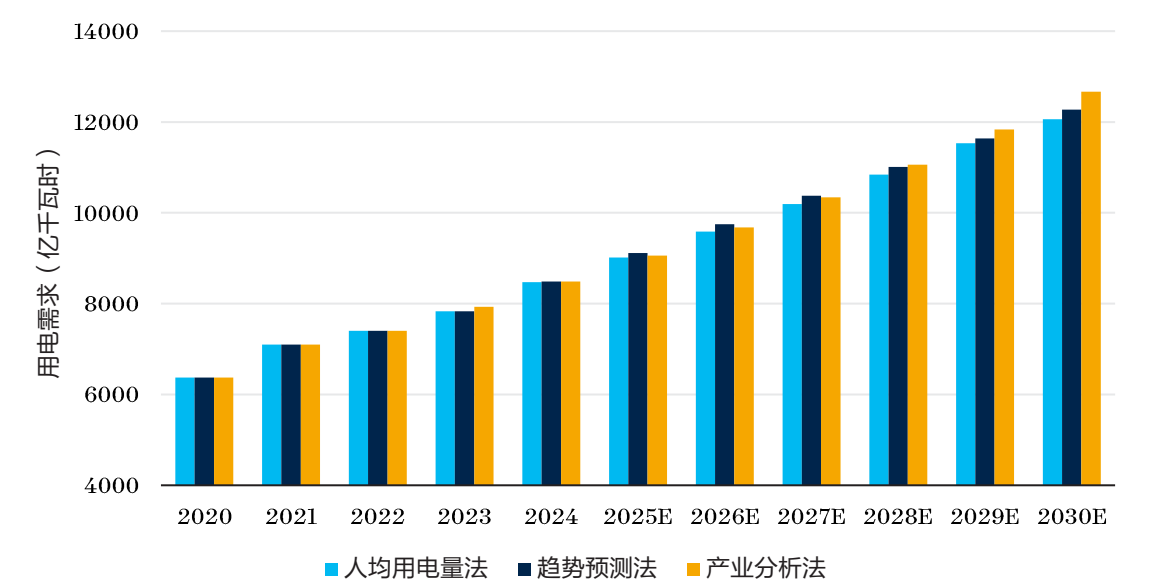


图 2-2 近中期江苏电力需求预测

未来五年，随着江苏充换电站、数据中心、5G 基站等新型基础设施的进一步完善，全社会最高负荷仍将保持增长趋势，预计 2030 年全社会最高负荷将突破 1.8 亿千瓦^[7]。

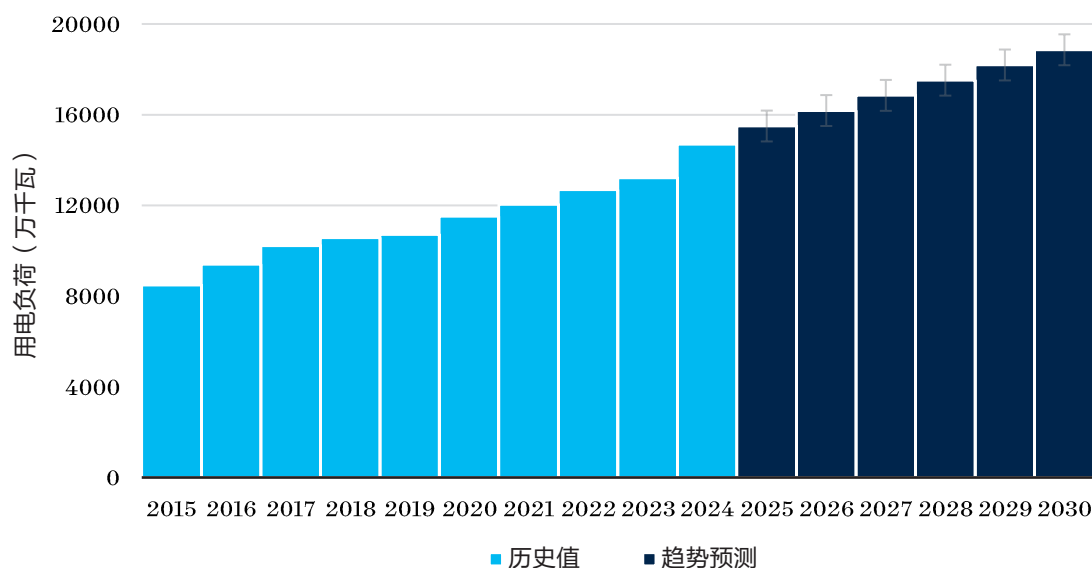


图 2-3 未来五年江苏最高负荷预测

2.2.2 电力电量供应

未来五年，江苏风光新能源装机仍将保持快速发展态势，预计到 2030 年，风光新能源累计装机将达到 1.7 亿千瓦^[8]，占电力装机比重将超过 50%。届时光伏发电装机将超过 1 亿千瓦，新能源装机以光伏为主的发展趋势将愈发明显。同时，江苏将积极提高区外受电能力，力争 2030 年区外受电能力达到 5000 万千瓦以上^[9]。

2.2.3 电力电量平衡分析

在全球变暖背景下，极端天气事件呈现“多发、频发、强发、并发”的态势，对风光新能源发电的出力稳定性及可预测性带来严峻挑战，同时极端天气也会增加用电负荷（特别是温控负荷）的波动性和不确定性，源荷之间的匹配更加困难。省内抽水蓄能调峰资源匮乏，电源侧、网侧调峰资源潜力有限，辅助服务市场机制尚未完善，省内风光新能源的全额消纳愈加困难。未来五年，江苏将面临风光新能源的高效消纳和电力安全供应的双重挑战。“早间、午间、下午、晚间”四个时段的平衡难度加大。预计 2030 年，早间光伏出力骤升时刻，最大功率波动达每小时 2500 万千瓦，若系统二次调频能力不足，可能导致频率异常偏高甚至引发弃风弃光风险；午间光伏大发时刻，电源最低出力为 1.3 亿千瓦、高于春秋两季 1.1 亿千瓦的典型负荷，引发新能源消纳风险；下午时段，尤其晚峰前时刻，

光伏出力迅速下降、负荷持续攀升，最大功率波动达每小时 3120 万千瓦，可能导致频率异常偏低甚至引发切负荷风险；晚间时刻光伏出力为 0、风电出力不稳定，存在保供风险^[9]。

综合测算结果表明，2030 年，在风光新能源、负荷侧资源不参与电力平衡条件下，江苏电力供应用电晚高峰期可能存在的 1750 万千瓦左右的供电缺口；春秋季节及节假日等时段新能源消纳尤其困难，填谷需求预计将大于削峰需求。

2.3 面临的挑战与机遇

2.3.1 挑战

（1）资源潜力挖掘与聚合难度大。由于需求侧有着大量分散、规模小、个性化的资源，存在个体障碍、时段局限、功率变化等不确定性因素，精准调控难度远高于供电侧。需求侧资源利用的支撑体系如运行控制、优化调度和协同规划等技术水平有待提升。

（2）需求侧资源开发利用的政策不完善。近年来国家出台了一系列政策推动需求侧管理的文件，但支持政策落实的细则及可落地的配套机制不足，政策多停留在导向层面。

（3）需求侧资源开发利用的市场机制仍待健全。目前，需求侧资源参与电力辅助服务市场的准入条件、计量校验等规则尚不完善，参与比例较低，缺乏有效的激励机制和市场机会，需建立可预期、可持续、可观的收益渠道，以推动需求侧资源的常态化运行。

（4）激励措施尚不足以激发用户积极性。以工业负荷为例，企业普遍担忧参与调节可能直接或间接影响自身正常生产或商业利润。现有政策存在两大缺陷：一是奖补力度有限，难以补偿用户参与系统调节的损失，且无法覆盖常态化参与需求响应所需的设备改造投入；二是政策预期存在不确定性，激励资金来源缺乏长期稳定性，使得用户难以获得稳定收益。

2.3.2 机遇

（1）新型电力系统建设持续推进。随着江苏新型电力系统建设的深入推进，以风光为代表的可再生能源将逐渐成为电力电量的供应主体，其随机性和波动性将给江苏电网的

平衡能力带来巨大压力。传统单纯依靠供给侧提供灵活性资源难以为继，深入挖掘需求侧的灵活调节资源，充分调动各类可调节负荷与储能设施的潜力，促进电力供需之间的动态平衡，确保电力系统的安全稳定运行，已成为各方关注的重点并得到业界的普遍认同。

（2）荷端资源开发潜力巨大。江苏负荷规模居于全国前列，资源的总量和多样性优势明显，负荷规模大、规律性好、可控性强的工业用电量占全社会用电量的比重接近七成，电动汽车、5G 基站、数据中心等新型具有调节潜力的灵活性资源规模日益增长；荷端资源信息化管理程度高，负荷监测覆盖率高，实现了 50 千伏安以上容量客户负荷 100% 的监测覆盖率，为需求侧资源的分析监控奠定了坚实基础；实践经验及创新试点示范丰富，制造业发达、科技创新活跃，车网互动、虚拟电厂、智能微电网等需求侧资源开发利用试点示范走在全国前列，为需求侧管理技术、设备、平台解决方案的研发、制造和应用推广提供了有力的支撑。

（3）政策及市场环境持续优化。全国层面，多层次市场框架基本形成^[10]，为统一电力市场建设奠定制度基础。《关于支持电力领域新型经营主体创新发展的指导意见》（国能发法改〔2024〕93 号）等政策陆续出台，为需求侧资源的聚合利用、相关市场主体的入市以及分布式能源可控能力的增强创造了日趋完善的市场环境。江苏层面，积极落实国家政策，出台了电动汽车充换电设施电价支撑政策、优化工商业分时电价政策等，推动江苏电力现货市场转入了长周期试运行。

3 江苏近中期需求侧资源潜力分析

3.1 江苏需求侧资源特性及潜力

随着经济社会的发展和新型电力系统的建设，需求侧涌现出分布式电源、新型储能、新的用电负荷（如电动汽车、5G 基站、数据中心等）、新的业态（虚拟电厂、智能微电网等）。江苏分布式电源以光伏为主，其中超过六成采用自发自用余电上网或全部自发自用的形式，其与开发场所的用电负荷形成整体的对外特性，因此不单独将分布式电源拆分开分析。同样，虚拟电厂、智能微电网、负荷聚合商等，是对需求侧资源的智能聚合与调度形式，属于资源管理模式，而非具体资源类型。**故课题主要侧重于工业负荷、充换电负荷、非工空调、用户侧储能、5G 基站及数据中心等本体资源的开发利用，着重分析其技术调节潜力。**

3.1.1 工业负荷

江苏工业负荷规模大、规律性好、可控性强，可调节潜力巨大，是需求侧资源利用的优先挖掘和重点开拓方向。不同类型工业的主要负荷调节设备、参与需求响应的时间尺度以及响应潜力（即可调负荷占比）有明显差异。相关研究表明^[11]，在理想的政策、技术、补贴条件下，纺织行业最高可实现 35% 左右的响应调节潜力，电解铝最高可实现约 22% 的响应调节潜力，钢铁行业最高能实现约 20% 的响应调节潜力，水泥、玻璃、设备制造

等行业的响应调节潜力也均在 20% 以上，计算机、通信和其他电子设备制造业可调负荷潜力约为 30%^[12]。相关需求响应实践结果及参与快上快下可调负荷储备容量的校核情况表明^[13]，钢铁、水泥、有色金属压延加工、纺织、造纸等行业是需求响应的主要参与主体和响应资源来源。按照保守估计测算，2030 年江苏工业行业的需求响应潜力在 600 万千瓦以上，约占工业用电负荷的 10%。

工业生产过程中需要消耗大量热能，利用“电制热 + 蓄热蓄冷”等形式可以实现在供能稳定的同时提供更低成本的电力灵活性资源，有力支撑分布式光伏就地平衡和友好并网。以常州某工业园区为例，将热泵与蓄热技术相结合，通过余热回收、蒸汽存储等方式，利用谷电蓄热储电、日间光伏动态补热，可实现低碳、低成本制取蒸汽，同时压缩机增温增压满足不同温度需求，每吨蒸汽耗电量由 750 千瓦时降至 410 千瓦时，系统能效比可达 1.85，制汽成本降低 50%^[14]。依托电热双向柔性协同系统实现分布式光伏自适应就地消纳，解决电能供需错位问题。

3.1.2 充换电负荷

3.1.2.1 电动汽车

电动汽车通过车网互动等手段可成为迷你分布式移动储能装置。随着动力电池技术的持续提升和新能源汽车规模的快速增长，电动汽车在提高电力系统可调节能力方面的价值愈加突出。2024 年全省新能源汽车保有量为 269.1 万辆，预计 2030 年新能源汽车保有量将突破 1000 万辆。以每车 10 千瓦充电功率、参与率 5% 测算，预计 2030 年电动汽车可提供 500 万千瓦的新能源消纳潜力。参照江苏电动汽车充电曲线及电动汽车增长趋势综合测算，2030 年电动汽车将能提供 180 万千瓦的削峰潜力。参照无锡车网互动实践，单车反送电功率约 40 千瓦，按照 2030 年江苏具备 V2G 功能的充电桩 1500 根、参与率 80% 测算，预计电动汽车可以为电网额外提供 4.8 万千瓦的削峰潜力。

由于电动汽车单体体量很小，需要通过资源聚合聚沙成塔，形成规模效应。由于各类充电场景差异较大，不同类型的充电设施聚合开发难度也不同。高速公路充电站、快充站，主要是满足客户快速补能需求，调节难度大；公交车站、专用车充电站，由于公交车、专用车运行里程有限、规律性较强、出行时间短、单车充放电功率大等特点，参与短时灵活

性调节的难度小，是可以优先开发的重点资源；居民用户和办公场所的内部电动汽车充电设施，具有充电设备接网时间长但资源分散的特点，聚合形成可调负荷的难度较大，更适合以分时电价等常态化的激励去引导有序充电或放电。

3.1.2.2 换电站

换电站在优先满足快速补能服务的基础上，可以通过调节站内电池的充电功率与电网进行互动，部分换电站通过改造，还可以实现向电网反向送电功能。截至 2025 年 2 月，江苏各类换电站已达 496 座^[15]，预计 2030 年，全省各类换电站数量预计将达 600 座左右。参照蔚来换电站，每站按 650 千伏安、每站可以提供 20% 的调节容量测算，2030 年江苏换电站可提供 7.8 万千瓦的灵活性调节潜力。按照 20% 的换电站改造测算，预计可额外为系统提供 1.6 万千瓦削峰潜力。

3.1.3 非工空调

空调系统是楼宇设施里主要耗能设备，其耗电量占楼宇用电量的 40% ~ 60% 左右。大部分空调在最初设计和选型过程中都存在保守计算的问题，往往针对最冷或最热的极端工况设计最大负荷。但实际上绝大部分时间空调不会在满负荷状态下运行，存在较大的冗余。此类空调负荷具备调节能力，是优质的可调负荷资源^[16]。据测算，2024 年江苏空调负荷已突破 5000 万千瓦，商业及公共楼宇空调负荷约为 1800 万千瓦，中央空调占比达 80%，开展智慧调控改造，参与需求响应更为便捷。随着江苏第三产业的快速发展和居民生活水平的提升，空调负荷仍将保持持续增长态势，预计 2030 年可能达到 6500 万千瓦，按照非公空调中的中央空调占比 30% 参与率计算，每次调控 2 摄氏度，空调负荷可提供调控潜力约 234-312 万千瓦。目前国网江苏电力正在积极推广中央空调改造为冰蓄冷空调等，若全部完成改造，按照每日蓄能 6 小时、蓄能负荷占空调最大负荷 30% 计算，到 2030 年，空调负荷日调节潜力将达到 400 万千瓦，日可平移制冷电量潜力达到 2600 万千瓦时^[17]。

3.1.4 用户侧储能

用户侧储能通过充电放电，可以优化用户用电特性，在提升自身用能经济性的同时，也可以作为一种灵活性资源参与需求响应、辅助服务等，获取额外收益。2023 年，江苏

发改委印发《关于加快推动我省新型储能项目高质量发展的若干措施的通知》，提出到 2027 年，全省用户侧新型储能项目规模达到 100 万千瓦左右。2025 年，《江苏省加快经济社会发展全面绿色转型若干政策举措》中明确提出，加快推进沿海新型电力系统建设，到 2030 年，规划建设 20 个左右新型电力系统应用试点园区，新型储能和抽水蓄能装机规模达到 1300 万千瓦左右。截至 2025 年 6 月，全省用户侧储能总额定功率已达 185 万千瓦，提前并超额完成 2027 年目标。参照近年来江苏用户侧储能发展态势进行趋势分析，2021-2024 年间年均增速高达 101%，考虑存量空间下降和政策等影响，后续按年均增长 25% 测算，预计 2030 年江苏用户侧储能将达到 446 万千瓦，按照 90% 的充电深度测算，相应可为电网提供 400 万千瓦的双向灵活调节潜力。

3.1.5 5G 基站

5G 基站通常配有储能设备。正常工作情况下，蓄电池组处于备电状态。通过技术改造和平台对接，在用电高峰时期，通信设备可适时切换至由电池组供电，快速参与削峰需求响应。据测算，单个 5G 基站的可调节负荷为 1-5 千瓦。根据南京地区聚集 5G 基站集群参与负荷需求响应的实践，单个 5G 基站可调节负荷以 2 千瓦计算。2024 年江苏累计建成 5G 基站 29.4 万个^[17]，考虑到存量 4G 基站逐步升级至 5G 基站和新建的 5G 基站，预计 2030 年江苏 5G 基站将达到 40 万个左右，仅 5G 基站的备用电池就可提供 80 万千瓦左右的负荷调节潜力。如果考虑到优化服务客户设备数量、切换空载设备功耗状态等先进管理调控手段，按照 5G 基站单站可调节功率 1.5 千瓦计算^[18]，还可额外释放 60 万千瓦可调节潜力。

3.1.6 数据中心

数据中心负荷运行稳定，配置有 UPS 及柴油发电机组，是负荷侧需求响应的优质资源，也是江苏鼓励的可以以独立户号参与需求响应的市场主体^[19]。各地实践都验证了数据中心作为“虚拟电厂”单元的技术可行性^[20]。如数据中心采用柴油发电机组，参照目前柴油价格和柴油发电机组的发电效率，度电燃料成本为 1.5-2.0 元，柴油发电机从启动到带全负荷一般仅需要 5-10 分钟，参考 2024 年江苏需求响应实施细则对快速避峰响应型资源的补贴标准，度电补贴 4.2-4.8 元/千瓦时，数据中心负荷参与需求响应的经济效益明

显，且理论上还能享受快上快下可调负荷储备容量补贴。2030 年，全省数据中心机架规模将达 120 万标准机架，全省在用总算力超过 50EFLOPS（每秒能完成 50 百亿亿次浮点运算）^[21]。若保持单机架功率 4 千瓦，总 IT 负荷将达 480 万千瓦，叠加 PUE 优化（目标 1.25），数据中心用电负荷预计将达到 600 万千瓦以上，按照 70% 数据中心配置发电机组测算，充分利用数据中心备用发电机组，理论上负荷调节潜力将达到 420 万千瓦以上。如果通过数据中心算力 - 电力灵活性协同方式挖掘需求响应资源，通过切换空载服务器功耗状态、利用服务器子部件资源消耗不均衡性、平移和伸缩实时性不敏感任务，改变负荷大小和时间分布，将在业务无感知的情境下实现降负荷 2%-27%^[22]，参照腾讯与英特尔联合实验室的研究成果测算，2030 年江苏数据中心通过电力算力系统可提供灵活性调节潜力约 9.6-129.6 万千瓦。

3.1.7 需求侧资源画像

由于不同的需求侧灵活性资源特性各不相同，在实际应用时需充分考虑分析，以最大化发挥其潜力，降低社会用电成本。研究表明，若不大规模开发更加经济的平衡资源，至 2030 年江苏每千瓦时用能成本可能增加 0.035 元^[9]。从电力系统安全稳定运行需求来看，所需的调节资源可以分为秒级以下（惯量支撑）、秒级（一二次调频）、分钟级（三次调频、需求响应）、小时级（需求响应）、小时级以上等，而从需求侧资源能够提供的灵活性资源的时间尺度上看，主要集中在秒级至小时级的时间尺度。工业负荷、空调负荷、数据中心、5G 基站、电动汽车（私家车及运营车等）等常规需求侧资源响应速度为分钟到小时级，满足调峰、爬坡、电力供需平衡等较长时间尺度要求；换电站、分布式储能、电动汽车（重卡及公交车等）等动态响应资源需求响应性能更为优越且对生产生活影响程度更小，可以在秒级时间尺度上实现精准控制，适合应用于要求更高的二次调频、紧急备用等场景。

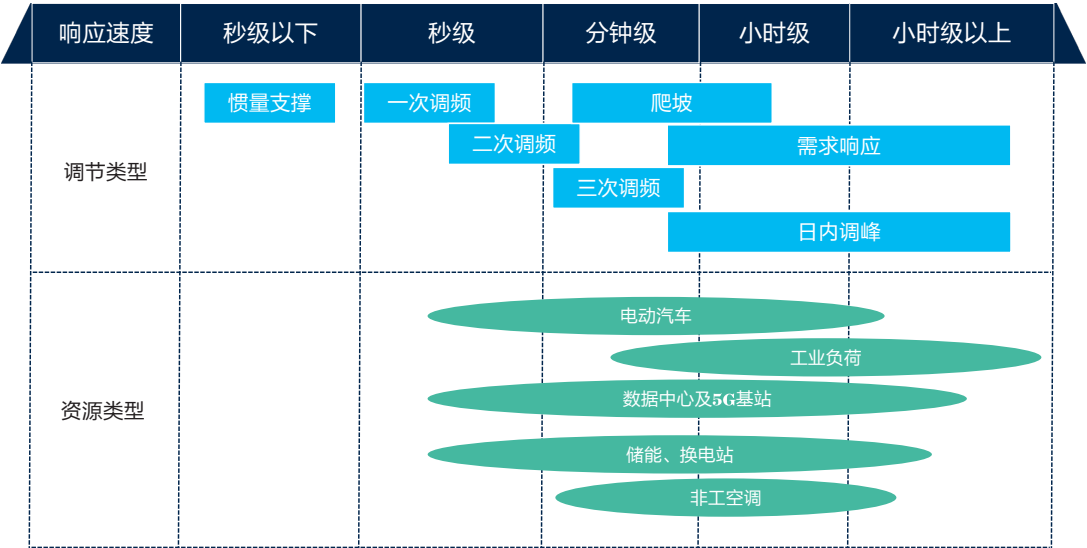


图 3-1 需求侧资源灵活性与电力系统需求匹配示意图

负荷侧资源的可调节特性如表 3-1 所示。测算结果表明，2030 年，江苏工业负荷、非工空调、电动汽车、数据中心等需求侧资源的调节潜力可达 2000 万千瓦，预计将超过全省最高用电负荷的 5%(综合考虑同时率等因素)。通过规模化发展微电网、虚拟电厂建设，可以聚合分布式光伏、充电负荷以及相对可调的制冷制热负荷等众多分散资源，将时空不确定的源荷转化为潜在调节资源池，极大增强新能源的就近消纳能力。

表 3-1 负荷侧可调节资源特性表

序号	资源类型	技术手段	可调容量占比	响应速度	调节时长	可调潜力(万千瓦)	控制模式	开发难度 ¹	用户主要调节成本	开发方式
1	工业负荷	集中检修 ^[23] 、调整生产计划、优化设备运行等	钢铁：20% 水泥：24% 设备制造：20% 计算机通信：30% 造纸：15%	小时级	小时级	600	自主响应	2	生产调整成本	自主开发 / 聚合开发
2	充电设施	电动汽车	90%	分钟至小时级	分钟 - 小时级	400 (填谷促进消纳)	直接控制	1	充电成本	聚合开发
				分钟至小时级		4.8 (反送电)	自主响应	4		
				分钟至小时级		180 (削峰)	自主响应	2		
		换电站	90%	秒级	分钟 - 小时级	7.8 (削峰、填谷)	直接控制	2	无	聚合开发
				秒级						
				秒级		9.4 (削峰)	直接控制	2	改造成本 / 充电成本	聚合开发

1 难度根据专家打分，分为 1-5 分，分值越高，难度越大。

序号	资源类型	技术手段	可调容量占比	响应速度	调节时长	可调潜力(万千瓦)	控制模式	开发难度 ¹	用户主要调节成本	开发方式
3	非工空调	温度控制等	12%-16% ²	分钟级	分钟-小时级	234-312	直接控制 / 自主响应	4	设备改造成本	聚合开发
		冰蓄冷改造	100%	分钟级		400	直接控制	4	蓄能成本	聚合开发
4	用户侧储能	储能装置充电	90%	分钟级	小时级	400	自主响应	3	充电成本	聚合开发
5	5G 基站	备用电源充电	90%	分钟级	分钟-小时级	80 左右	直接控制	3	充电成本	聚合开发
6	数据中心	切换空载服务功耗状态、平移和伸缩实时性不敏感任务等	2%-27%	分钟级	分钟-小时级	9.6-129.6	自主响应	4	无	单独开发 / 聚合开发
		启用备用发电机组	100%	分钟级	小时级	420	自主响应	4	发电机燃料成本	聚合开发

2 按照调控 2℃ 测算。

3.2 需求侧资源开发利用的经济性分析

需求侧资源的开发利用成本包括显性成本和隐性成本。显性成本主要包括相关的硬件设备投资，如智能传感器、控制器、通信设备等，以及系统的建设、运维费用等，显性成本是可见的、可以直接计量的，相对容易进行核算和控制。隐性成本则更为复杂和隐蔽，不仅包括用户、负荷聚合商、调度运营方、市场交易中心等不同主体之间的协调成本、信息不对称成本，还包括用户参与需求响应带来的间接损失，以及增强网络安全、防范数据隐私泄露等方面的额外投入。

相较于新建燃气电站或储能等依赖资本支出的传统电源侧灵活性资源，需求侧资源的开发利用更多依赖激励措施和市场信号，因此在经济成本构成上具有特殊性，需要综合考量。结合国内需求响应实践及试点数据，可对需求侧资源开发利用成本进行初步估算。梳理典型省份的需求响应的补贴(如表 3-2 所示)，需求侧资源常态化利用的总体成本在 1.5-5 元/千瓦时之间，建设成本在 200-400 元/千瓦(参照虚拟电厂)^[24]，通过虚拟电厂实现聚合开发，其建设、运营、激励等环节的投资仅为建设传统电厂的 10%-20%^[25]，也远低于国内抽蓄电站 5000-6000 元/千瓦的投资水平^[26]。

表 3-2 国内部分省市需求侧资源利用情况³

地区	市场类型	市场主体	准入门槛	补偿机制	价格	资源类型
江苏	需求响应（2024）	电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂	负荷聚合商约定响应量原则上不小于1万千瓦；虚拟电厂运营商原则上总调节能力不低于1万千瓦；	容量+电量两部制补贴	电量补贴限价4.8元/千瓦时，容量补贴10元/千瓦；	工业负荷、非工空调、充换电站、5G基站
浙江	需求响应（2025）	工业用户、虚拟电厂、负荷聚合商	虚拟电厂（负荷聚合商）聚合总调节能力应不低于5兆瓦。	电力、电量、容量补贴	电量最高4元/千瓦时，容量最高5元/千瓦·月	工业负荷、非工空调、用户侧储能
山东	需求响应（2024）（市场化）	工业用户、负荷聚合商、储能运营商、虚拟电厂运营商	虚拟电厂总调节能力不低于5兆瓦；储能运营商总充放电功率不低于5兆瓦。	备用补偿和电量补偿	补偿单价：现货市场上限；	工业用户、负荷聚合商、储能运营商、虚拟电厂运营商
福建 厦门	需求响应	电力用户、负荷聚合商、虚拟电厂运营商	负荷聚合商、虚拟电厂运营商聚合响应资源不低于1000千瓦	电量	最高不超过12元/千瓦时；	工业负荷、用户侧储能、电动汽车、数据中心、自备电源（发电机、UPS、EPS、蓄电池）

3 根据公开资料梳理

地区	市场类型	市场主体	准入门槛	补偿机制	价格	资源类型
广东	需求响应 (市场化)	电力用户、 负荷聚合 商、虚拟电 厂运营商	非直控不低 于 0.3MW; 直控不低于 10MW。	电量	最高 4.5 元 / 千瓦时;	传统高载能 工业负荷、 工商业可中 断负荷、用 户侧储能、 电动汽车充 电设施、分 布式发电等
上海 松江	需求响应	电力用户、 虚拟电厂运 营商	虚拟电厂运 营商集成调 节能力不 低于 1000 千瓦	容量补贴、 电量	电量最高 6 元 / 千瓦时。 容量补贴与 有效调节容 量挂钩。	工业负荷、 楼宇空调、 充换电、用 户侧储能、 数据中心 (柴发)、 分布式三 联供
四川	需求响应 (市场化)	电力用户、 售电公司、 虚拟电厂运 营商	最小申报单 元 10 千瓦	备用容量 + 响应容量	备用容量价 格上限 5 元 / 千瓦·月; 响应价格上 限 3 元 / 千 瓦时。	钢铁、水泥、 电解铝、铁 合金等高载 能行业除外

4 江苏需求侧资源开发利用路径

4.1 需求侧资源开发利用的国际经验

（1）政策支持与法规保障，奠定需求侧资源常态化发展基础。美国通过政策法规明确需求侧资源参与电力市场交易的权利，并通过补贴、税收优惠等激励措施推动需求侧资源的市场化发展。欧盟则通过统一电力市场机制，促进跨国电力资源的共享互济，为需求侧资源的常态化运行提供了制度保障。德国等国家则通过立法明确需求侧资源的市场主体地位，确保其在电力市场中的公平竞争地位。

（2）市场机制与激励措施，增加需求侧资源参与积极性，促进电力系统的安全、可靠和经济运行。美国加州的需求响应计划通过价格信号和激励措施，成功减少了高峰时段的电力需求。欧洲则依托统一电力市场，通过市场化交易和实时电价政策，将成本信号准确传递给需求侧，激励其提供灵活性服务。澳大利亚允许第三方需求响应提供商直接参与市场交易，并获得收益。

（3）技术创新与资源整合，提供需求侧资源常态化运行的技术支持。在欧美，虚拟电厂通过聚合分布式能源资源（如分布式发电、储能和可调节负荷）实现了高效率、规模化的调节能力。在德国等国家，能源互联网技术将可再生能源与需求侧资源相结合，进一步提升了电力系统的灵活性和稳定性。

（4）用户导向与差异化激励，提高用户参与的积极性，促进电力系统的优化运行。

美国加州通过优先级差异化需求响应模式，根据用户用电特性和需求侧资源特性，制定灵活的激励政策。日本等国家则通过用户驱动型创新计划，鼓励消费者主动参与需求侧管理。

（5）资金支持与长期规划，为需求侧资源的常态化发展提供稳定保障。

美国通过设立专项资金支持需求侧资源开发和利用，并通过政策引导推动负荷聚合商、售电公司等市场主体参与需求响应。欧盟成员国通过财政补贴和技术支持推动虚拟电厂等新业态的发展。

4.2 江苏需求侧资源开发利用路径

结合国内外经验，需求侧资源的开发路径应种以多种举措协同推进。江苏需求侧资源开发利用主要数智化赋能、分时电价引导、市场化激励等三大路径。数智化赋能是加强信息通讯技术的应用，提升分散资源的聚合调节能力；分时电价具有高确定性的引导作用，能促进用户优化用电规律，调动需求侧资源灵活性常态化调节能力；市场机制是激发虚拟电厂、智能微电网运行商、负荷聚合商等新型经营主体积极开展技术创新、模式创新，调动需求侧资源资源更深层的调节能力。

4.2.1 数智化赋能路径

4.2.1.1 江苏负荷管理系统现状

当前江苏省电力负荷管理工作按年度常态化滚动更新，明确电力负荷管理的目标及实施要求，形成高耗能行业负荷管理、其他工业精准调控、非工业用户柔性调控等分类细化管理方案，综合运用节约用电、集中检修、需求响应、负荷普降、轮休、调休、有序用电等基本负荷管控措施。江苏负控终端已实现 50 千伏安以上容量客户的全覆盖，有力支撑了各类负控管理措施的实施，有效应对了江苏电网可能出现的供电矛盾和突发情况。

4.2.1.2 数智化赋能发展路径

过去，需求侧管理工作的开展具有行政和计划色彩，在需求侧资源的监测、评估、调用等方面存在很多不足，需求侧资源的作用和潜力处于沉睡状态。随着数智化技术的发展和应用场景的拓展，需求侧资源逐渐具备满足“可观、可测、可调、可控”的条件，为规

模化发展打下基础。

(1) 建设智能检测与智能感知体系。在工业企业、商业综合体、居民社区等重点区域，推广负荷监测终端、设备控制器等感知设备，实现需求侧资源状态的实时采集。在负荷集中区域，部署边缘计算节点，实现数据的实时处理和分析，降低传输时延，提高响应速度。通过采用 5G、LoRa 等物联网技术，构建低时延、高可靠的通信网络，保障数据传输的稳定性和安全性。

(2) 数据平台与智能算法支撑。推动新型电力系统“五层四平台”应用体系实践落地^[9]，完善江苏新型电力负荷管理系统功能，支撑虚拟电厂、智能微电网、负荷聚合商等新型经营主体的接入，深入融合先进的传感器网络、物联网技术、大数据分析和智能算法负荷资源的实时感知与精准调控。引入机器学习、深度学习等人工智能技术，开发高精度负荷预测算法（误差率控制在 5% 以下）和优化调度算法，提高资源配置效率。在重点城市和工业园区，建设需求侧资源数字孪生系统，实现物理系统与数字系统的实时映射和交互，为决策提供支撑。

(3) 资源聚合与协同调度。通过虚拟电厂技术整合分布式能源、储能、可调节负荷等资源，参与电网调度和市场交易。建立“省级-市级-聚合商”三级调度体系和“供电公司-运营商-用户”三方协作机制，实现资源的分层管理和协同调度。

4.2.2 价格引导路径

4.2.2.1 江苏电价机制现状

目前江苏正在优化价格机制，采用分时电价和电动车放电电价等价格机制，强化用户用电行为引导。

2025 年 6 月 1 日起，江苏实施了新一轮分时电价政策，将工商业分时电价执行范围扩大到执行工商业电价的电力用户（除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外），增设了午间谷时段，将工商业用户分时电价计价基础调整为工商业用户购电价格，在此基础上优化了浮动比例。执行工商业电价的电动汽车充换电设施可选择执行分时电价，具备条件的电动汽车可自愿申请车网互动，2026 年前，尖峰电价时段放电价格参照当月电网代理

工商业购电同电压等级尖峰到户电价结算，其余时段放电价格参照江苏燃煤发展基准上网电价 0.391 元 / 千瓦时结算。

凡设置于居民住宅小区内，向电网企业直接报装的充换电设施（含公共充换电设施），其用电按照居民用电价格中的合表用户电价执行，并实行分时电价政策。此外，居民家庭住宅及执行居民电价的非居民用户中设置的向电网企业直接报装的充换电设施，其用电也参照上述政策执行。

4.2.2.2 价格机制优化路径

江苏分时电价政策持续优化，提升了工商业用户用电与新能源发电的适配性，调动了工商业用户调峰填谷能力，降低了工商业用户用电成本，推动了电力市场建设进程。为更好地引导需求侧资源发挥作用，亟需形成更大激励力度、更具针对性的分时电价体系。具体包括以下几点：

优化分时电价时段。结合全省净负荷在季节、时段和区域上的分布特征等，针对工业负荷、非工空调、电动汽车、数据中心等用电行为特性，优化分时电价时段设置。在现有基础上，增加午间深谷时段和晚间尖峰时段，探索分区动态分时电价，提高电价信号的精准性，引导用户优化用电时间分布，提升需求侧用电特性与高比例可再生能源接入系统运行特性的适配性。

调整分时电价浮动比例。根据新能源出力情况和负荷变化，适当提升分时电价浮动比例，激发用户调整用电行为的自觉性，提升用户侧储能收入预期，刺激用户侧配置储能设施的积极性。

扩大分时电价执行范围。将尖峰电价的适用门槛由现行的 315 千伏安下调至 100 千伏安及以上的工业用户（含增量配电网用户）。将工商业分时电价强制执行范围扩大到所有执行工商业电价的电力用户（除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外），提升分时电价信号的影响力。

优化专项分时电价。在电动汽车充换电设施方面，出台更具针对性和引导性的分时电价，推动“电动汽车向电网放电”政策由试点城市、示范项目扩大到全省，由工商业用户拓展至全体用户。扩大蓄冷平谷价差，引导新建楼宇应用冰蓄冷空调，推动存量楼宇空调

蓄能化改造，提高冰蓄冷空调负荷调节能。

4.2.3 市场化激励路径

4.2.3.1 江苏市场机制现状

江苏针对需求侧资源已经建设起需求响应市场，并开放现货市场和辅助服务市场，同时参与长三角区域需求侧资源余缺互济市场，取得了显著成果。

（1）需求响应

2024 年江苏出台《江苏省电力需求响应实施细则》，主要变化有三点，一是新增负荷聚合商、虚拟电厂运营商等新兴经营主体；二是将需求响应方式按照提前通知时间分为约定需求响应、快速避峰响应的快上快下、实时需求响应的快上快下三类，对于实时需求响应的快上快下，迎峰度夏（冬）前配合完成可调负荷储备容量校核。对校核达标用户，给予迎峰度夏（冬）期间“容量+度电”两部制补贴，并实施考核；三是鼓励非工空调用户开展空调智慧调控设备监控改造，实现空调负荷实时监测与柔性调节。

江苏需求响应的实践和创新，调动了各类经营主体开发需求侧灵活性资源参与需求响应的积极性。2024 年 10 月，全省共计 167 家用户参与快上快下可调负荷备容量校核，全省快上快下计费储备容量合计为 103 万千瓦^[13]，约占当年调度用电最高负荷的 1%。2024 年，江苏需求响应启动一次，全省实际有效响应用户 381 户（含 379 户独立户、2 家负荷聚合商），总有效响应量为 43.6 万千瓦^[27]。

（2）可调负荷辅助服务市场

江苏短期用户可调负荷参与辅助服务市场实现常态化运行，逐步建立起了市场化用户参与的辅助服务分担共享机制，有效促进了发、用电资源优化配置和清洁能源消纳，对提升电网调节能力和安全经济运行水平发挥了积极作用。2023 年，1 月 -6 月累计组织市场交易 52 天，最大填谷电力 540MW，填谷电量 31.8GW。2023 年 7 月，江苏能源监管办发布《关于进一步做好江苏电力市场用户可调负荷参与辅助服务市场的通知》，对准入主体、交易频次和报价上限提出了新要求。储能、新能源汽车充电桩等新型主体可在江苏电力交易中心办理注册获得准入后进入市场。中长期可调负荷辅助服务市场根据电网平衡

实际需要的具体时段可按周灵活组织，峰报价上限调整为 3000 元 / 兆瓦时。交易频次增加和上限调整为需求侧资源参与辅助服务提供了更多的参与机会和更大的获益空间，有利于调动需求侧参与市场的积极性。

（3）电力现货交易市场

电力现货交易市场持续推进，新型主体已可参与交易。2024 年 11 月，江苏电力交易中心发布了关于江苏电力现货市场第六次结算试运行经营主体市场注册、现货专项注册、入市等相关工作的通知。其中对虚拟电厂、独立新型储能等的注册要求和流程等作出了明确规定。截至 2025 年 7 月 1 日，江苏省已有 14 批次 25 家虚拟电厂通过公示进入电力市场^[28]。电力现货市场产生的现货价格，将为需求响应带来明确的市场信号，对于一些电力系统所需的调节服务产品，需求侧和发电侧可以同台竞价，通过明确的价格机制引导和调节供需关系。

（4）省间长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易

2025 年 7 月 22 日 -23 日，长三角富余需求侧可调节资源省间互济交易首次启动，实现富余需求侧可调节资源跨省互济共享，验证了互济交易系统和流程的有效性。7 月 31 日 -8 月 1 日，互济交易开展第二轮调电试运行，覆盖长三角三省一市，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出现的时空差异，通过市场化机制支援上海、江苏、浙江各 10 万千瓦。长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易可在更大范围内发挥市场优化资源配置作用，为江苏需求侧资源开发利用提供了又一获益渠道。

4.2.3.2 市场机制优化路径

虽然江苏省已经基本建立起激励需求侧资源发挥作用的市场体系，但在常态化利用需求侧资源方面还需要持续完善市场机制，具体包括以下几点：

（1）**完善电力辅助服务市场。**完善调频辅助服务市场，探索建立爬坡、备用等电力辅助服务市场。不断丰富适应可再生电力高频波动的辅助服务交易品种，提升需求侧灵活性资源获取稳定收益的预期。

（2）**加强多方市场间的衔接。**探索建立辅助服务市场与能量市场联合出清的方式，

实现两个市场整体成本的最小化，使多种资源灵活配置，实现整体效益的全局最优。持续优化需求响应机制，挖掘需求侧资源保供、促安、降碳、增绿的多元价值。探索建立需求侧资源的容量补偿机制（如电动汽车长时间接网备用机制等），增加需求侧资源灵活性能力建设固定成本回收方式。

（3）跨区域市场联动。鼓励江苏需求侧资源积极参与长三角省市间富余需求侧可调节资源互济交易，推动需求侧资源灵活性资源纳入华东调频、备用辅助服务市场，形成更加多元的收入来源。

（4）完善现货市场机制。从规则层面推动需求侧灵活性资源公平入市，与火电机组同台竞价，充分发挥价格信号的引导作用，激励需求侧灵活性资源响应价格信号参与系统调节，提升整体系统调节能力和市场效率。

5 建议

近中期，江苏新型电力系统建设将面临新能源消纳和电力保供的挑战。需求侧新兴的、多样化的海量终端用户为江苏电力转型提供了巨大的潜力。测算结果表明，2030 年，工业负荷、非工空调、电动汽车、数据中心等资源的调节潜力预计可达 2000 万千瓦，占江苏最高用电负荷的 5% 以上。为推动江苏需求侧资源开发利用，具体建议如下：

强化顶层设计。明确需求侧灵活性资源在新型电力系统建设中的关键支撑定位，将需求侧资源的灵活性能力作为常态化灵活性调节能力及建设目标纳入电力发展规划、能源规划的范畴。

加强行政指引。持续优化分时电价时段、浮动比例、强制执行范围，探索分区动态分时电价，引导用户自觉根据分时电价信号调整用电行为，形成电网友好型的用电习惯。

完善市场机制。加快建设适应高比例新能源发展的调频、爬坡、备用等辅助服务市场，适当拉大现货市场限价区间，完善需求侧资源通过独立参与、代理聚合等参与电力市场的准入标准。

加快产业培育。积极培育虚拟电厂、智能微电网、负荷聚合商等新型经营主体，加大对光储充换放一体化、共享储能、综合能源服务、电算协同、电热协同等商业模式创新的支持力度。

多方协同联动。建立电网公司、交易中心、新型经营主体、能源主管部门、技术服务商等之间协同沟通机制，加强信息共享和沟通，共同推动需求侧资源的规模化开发和常态化利用。

参考文献

- [1] 新华日报 .1.55 亿千瓦!江苏今夏用电负荷第四次突破极值 .2025.8.21.https://www.zgjssw.gov.cn/yaowen/202508/t20250821_8514478.shtml.
- [2] 新华日报 .2024 年全社会用电量首超 8000 亿千瓦时,同比增长 8.4%.2025.1.22.https://www.zgjssw.gov.cn/yaowen/202501/t20250122_8450647.shtml.
- [3] 江苏能源监管办 .今夏江苏全网最高用电负荷 7 次创历史新高 .2024-08-30.https://www.nea.gov.cn/2024-08/30/c_1310785456.html.
- [4] 中国电力企业管理 .下足细功夫 释放大效能——国网江苏电力深耕需求侧管理 [J].2023(28).
- [5] 新华网 .江苏发电装机量突破 2 亿千瓦 风光新能源占比超四成 .2025.1.24.<http://www.js.xinhuanet.com/20250124/c555cd4cfa664326bb707079343f3a92/c.html>.
- [6] 江苏省可再生能源行业协会 .2024 年风、光发电量 1143.54 亿千瓦时同比增长 27.72%.2025.1.14.<https://jsdsm.fzggw.jiangsu.gov.cn/dsmsite/2jdxw/5456.jhtml>.
- [7] 江南时报 .《中国电力企业管理》专访谢永胜董事长:以配电网革命推进新型电力系统高标准落地 .2023.11.16.https://www.jntimes.cn/xxzx/202311/t20231116_8150374.shtml.
- [8] 江苏电力报 .解读“两亿千瓦”.2025.2.13.<https://epaper.routeryun.com/Article/index/aid/8724829.html>.
- [9] 谢永胜 .高标准构建江苏新型电力系统 积极探索能源电力高质量发展之路 [J].中国能源观察 .<https://www.esccn.com.cn/news/show-2139128.html>.
- [10] 人民日报 .加快建设全国统一电力市场 .2025.10.14.<http://theory.people.com.cn/n1/2025/1014/c40531-40581672.html>.
- [11] 刘子屹,谢俊,刘雨菁,宫飞翔等 .电力需求侧灵活性系列:工业灵活性潜力及发展现状,落基山研究所,2023.
- [12] 朱思成 .电力需求响应资源互联策略与仿真研究 [D].北京:华北电力大学,2020.

- [13] 江苏省电力需求侧管理平台. 江苏省 2024 年快上快下可调负荷储备容量复核结果的公示. 2024.10.11. <https://jsdsm.fzggw.jiangsu.gov.cn/dsmsite/2gzdt/5112.jhtml>.
- [14] 江苏工人报. 江苏首座新型蒸汽储热站在常州金坛投运. 2023.12.11. <https://m.jsgrb.com/article/contents.html?key=65769ddf657df761798b456a&parentkey=604976f48b5c07ea048b4567>.
- [15] 中国电动汽车充电基础设施促进联盟. 2025 年 2 月全国电动汽车充换电基础设施运行情况. 2025.3.11. <https://www.evcpa.org.cn/newsinfo/8137618.html>.
- [16] 北极星输配电网. 浙江绍兴供电公司建立电力“无感响应”平台. 2022.10.24. <https://news.bjx.com.cn/html/20221024/1263231.shtml>.
- [17] 新华日报. 江苏 6 万家规上工业企业互联网流量全覆盖. 2025.1.17. https://www.zgjssw.gov.cn/yaowen/202505/t20250517_8486226.shtml.
- [18] 周宸宇, 冯成, 王毅. 基于移动用户接入控制的 5G 通信基站需求响应 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41 (16).
- [19] 江苏省发展和改革委员会. 江苏省电力需求响应实施细则 (苏发改规发〔2024〕2 号). 2024.6-13.
- [20] 刘雨菁, 李威, 刘子屹, 王萌, 王广煦等. 解耦算力发展与碳排放 - 数据中心用能增长的挑战与解决路径, 落基山研究所, 2024. <https://rmi.org.cn/insights/decarbonizing-data-centers-report/>.
- [21] 新华日报. 我省发布全国首个算力基础设施发展专项规划 2030 年建成省级算力调度平台. 2024.5.26. https://www.jiangsu.gov.cn/art/2024/5/26/art_60096_11253525.html.
- [22] 腾讯碳中和实验室: 《数据中心算力 - 电力灵活性协同研究》白皮书. 2022. <https://research.tencent.com/report?id=BQ6>.
- [23] 江苏省电力需求侧管理平台. 2023 年集中检修执行结果的公示. 2024.5.23. <https://jsdsm.fzggw.jiangsu.gov.cn/dsmsite/2gzdt/4573.jhtml>.
- [24] 中国能源新闻网. 我国虚拟电厂发展问题分析及建议. 2025.6.24. https://www.cpnw.com.cn/news/baogao2023/202506/t20250624_1810565.html.
- [25] 人民日报. 建设虚拟电厂, 助力绿色用能 (美丽中国). 2023.8.22. https://paper.people.com.cn/rmrbwap/html/2023-08/22/nw.D110000renmrb_20230822_1-15.html.
- [26] 新浪财经客户端. 全国人大代表刘汉元: 构建多元储能体系, 助力低碳中国发展. 2024.3.5. <https://finance.sina.com.cn/wm/2024-03-05/doc-inamhrkk6633163.shtml>.
- [27] 江苏省电力需求侧管理平台. 江苏省 2024 年 8 月 5 日需求响应结果公示. 2024.10.15. <https://jsdsm.fzggw.jiangsu.gov.cn/dsmsite/2gzdt/5130.jhtml>.
- [28] 江苏电力交易中心网站公司. 第一至第十四批虚拟电厂公示结果通知. 2024-2025. <https://www.jspec.com.cn/pxf-js-outer-infopub/#/pxf-js-outer-infopub/HomePage>.

附录：国内外需求侧资源开发利用案例

案例 1：江苏常州虚拟电厂管理中心

2024 年 11 月 15 日，常州市虚拟电厂管理中心正式揭牌，成为全省首家揭牌的市级虚拟电厂管理中心。

依托江苏新型电力负荷管理系统，常州市虚拟电厂管理中心率先开发上线虚拟电厂监测管理平台，有效聚合微电网、充电桩、5G 基站等负需求侧可调节资源，助力电力保供和新能源就近消纳。平台已接入虚拟电厂 13 家，聚合用户 3508 户，聚合容量达到 58.67 万千瓦，最大上调能力 16.12 万千瓦，最大下调能力 13.16 万千瓦。

中心开展虚拟电厂参与电力市场的机制研究，积极培育市场主体，建立了“供电公司 - 运营商 - 用户”三方协作机制，创新用电需求侧可调节资源开发，常态化开展虚拟电厂削峰、填谷等资源调用“实战”。在 2024 年 10 月 30 日的短期可调节负荷辅助服务出清过程中，常州 1 家一类用户直接参与，11 家售电公司代理 67 家二类用户参与，出清调节电量 757.27 兆瓦时，占全省总量的 15%，创历史新高。中心组织国网江苏综合能源服务有限公司、国网江苏电动汽车服务有限公司和万帮数字能源股份有限公司 3 家虚拟电厂在新型电力负荷管理系统中完成接入能力检测报告，与中心签订负荷确认协议，在江苏省电力交易平台完成现货市场注册公示，在全省实现该领域虚拟电厂参与零的突破。

案例 2：国网常州供电公司

从 2023 年 4 月起，国网常州供电公司探索建设一套对各类可调节资源进行实时监测和高效聚合控制的数字信息系统。同年 12 月，该公司自主研发的新型电网主配微协同控制运行平台投运，接入可调资源聚合商 7 个，聚合分布式光伏 7100 余户、储能场站 13 座、充电场站 148 个、微能源网 4 个，汇集了可调节资源 2.6 万千瓦，整体调节能力相当于一座 110 千伏变电站。平台通过光纤、无线专网等多种通信方式，将电网调度系统中的调控云与微能源网、可调资源聚合商、虚拟电厂等第三方能源系统、社会自建聚合系统的云服务资源相连接，形成了统一、互联、可管理的共享共用资源池。

2023 年 12 月 8 日 11 时许，系统预测到分布式光伏午间出力大，可能导致常州武南电网分区南夏墅网格出现潮流倒送电情况。国网常州供电公司应用新型电网主配微协同控制运行平台，将临近网格内的 8 条配电网线路共计 675 千瓦用电负荷一键转至该网格，同时利用平台的协同控制功能，向星星充电、苏文电能侠等 5 个可调资源聚合商和常州新型站网互动示范中心微网发出了 2000 千瓦负荷上调指令。1 分钟内，10 千米以外的常州新型站网互动示范中心的照明、空调等楼宇负荷由 2.5 千瓦提升至 23.5 千瓦，位于津通工业园的用户侧储能充电功率抬升了 100 千瓦，南夏墅网格内的有序充电桩则从慢充转为快充模式，由此解决了分布式光伏出力增长带来的消纳问题。

案例 3：江苏昆山南星渎光储充换配微协同示范站

2025 年 1 月 3 日，昆山市南星渎绿能 e 站二期工程投运，成为江苏首座 AI 智慧调控光储充换一体化站。该站是集充电、光伏、储能、换电为一体全要素、多功能光储充换配微协同示范站。项目主要特征如下：

能源形态全，包含直流充电桩 18*120 千瓦、V2G 充电桩 2*60 千瓦、超充堆 2*600 千瓦、光伏 350 千瓦、电化学储能 100 千瓦 /215 千瓦时、柔性互联装置 250 千瓦及换电站 625 千瓦 /2100 千瓦时。该站通过配微协同控制 EMS 系统的建设和站内光储充换终端设备的调节功能改造，站内的各类型充电桩、换电站、储能、空调负荷都具备分钟级、全容量柔性调控能力，全站内可观可测可控可调能力提升至 100%。

自治运行，基于预测数据，采用日前、日内两阶段模型预测控制策略，综合考虑“虚拟增容”“光伏消纳”“成本最优”等运行需求，优化储能充放电、换电站充放电策略，提升场站运营效益。

站网互动，结合场站运营需要，设定动态服务费机制。根据电力辅助服务市场交易需求，通过实时调整储能、换电站充放电策略，向电动汽车车主发放定时充电优惠券等方式，参与辅助交易。站内换电站是蔚来第三代换电站，经改造已具备秒级参与电网需求响应及辅助服务的能力。蔚来最新的四代站自身具备与电网进行互动的功能。

智慧调控，二期工程首次应用新型协同控制技术——基于大模型的微电网运行控制技术，实现了智能优化光伏、储能、充电桩协同运行，绿能 e 站光伏消纳率从 96.0% 提升至 99.7%，储能日均放电量提升 48.12 千瓦时，套利能力提升 25.1%，较新技术应用前，光储运行综合收益提升 14.07%，在提升能源利用效率，降低了运营成本。

车网互动试点的补偿以服务优惠和放电积分抵扣充电费用为主，规模化推广应用的条件尚待完善。该站 2023 年 12 月 22 日参加了迎峰度冬需求响应，有效响应量 123.36 千瓦，收益 1850.47 元；2024 年 5 月 1 日到 3 日参加了填谷辅助服务，提供填谷能力 441 千瓦，收益 1890.9 元。

案例 4：山东五段式分时电价

山东在全国范围内率先建立并实施了“五段式”分时电价机制，适用于全体工商业用户。所谓“五段式”，就是将 1 天分为尖、峰、平、谷、深谷五个时段，根据不同时段的电力供需情况，实行差异化的电价政策，目的在于引导用户削峰填谷、优化电力资源配置。这项创新举措不仅是山东深化能源革命、推动绿色低碳转型的重要实践，也为全国电力市场建设贡献了“山东智慧”和“山东方案”。

山东分时电价政策成效显著：一是新能源消纳能力有了较大提升。午间用电低谷时段工商业增加用电约 583.87 万千瓦，占历史最大午间负荷的 5.1%，有效缓解光伏出力高峰时段的并网压力；二是晚峰削峰效果显著。通过尖峰时段价格引导，晚峰时段工商业转移用电负荷达 225.51 万千瓦，占历史最大晚峰负荷的 2.1%，显著降低了系统调峰压力；三是用户成本有效降低。从调研的各类用户看，均表示电费有显著的降低；此外，峰谷时段的精准划分与价差拉大，提升了供需互动效率，全省各类用户通过分时电价响应，减少全社会的电力成本支出。居民充电桩“错峰充电”效果特别突出。2024 年度夏晚高峰，有 7 万多千瓦的充电负荷主动“挪”到了低谷时段，相当于把 32% 的高峰充电量转移了；春秋季节低谷时段，充电桩的填谷负荷达到了午间充电量的近一半，实现了车主降本、电网削峰、新能源消纳的多赢。

案例 5：美国 PJM 电力市场需求响应资源

美国 PJM 电力市场中,需求响应容量占电力市场高峰负荷的比重在 6%-7% 之间。2020 年,参加零售需求响应计划的客户数量约为 1160 万,约占美国家庭的 1/10。2023 年,PJM 市场监管报告显示,从 2010 年至今,需求响应资源每年获得的收益都有所波动,其中 2015 年收益历史最高,将近 6 亿美元;从收入结构来看,主要收益来源于参与容量市场,单项费用占比最低的年份都超过了 80%。

美国 PJM 市场的需求响应包括经济型需求响应、紧急型需求响应。此外,在 PJM 的覆盖范围内,各州也会有额外的需求响应项目。提供需求响应的终端用户必须通过专业的代理机构(CSP)参与电能量市场、辅助服务市场及容量市场交易。经济型需求响应可参与电能量市场交易和辅助服务市场,报量报价获取收益。紧急型需求响应则可参与电能量市场和容量市场,当系统运行备用不足、稳定性受到威胁时,需求响应资源按照调度中心指令削减负荷,实现系统调节。



自然资源保护协会 (NRDC)
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: 010-5332-1910
www.nrdc.cn