中国环境与发展国际合作委员会

专题政策研究报告

适应新一轮风光增长目标的新型电力系统建设研究



2026

中国环境与发展国际合作委员会

专题政策研究报告

适应新一轮风光增长目标的新型电力系统建设研究

中国环境与发展国际合作委员会 2026 年年会
2026 年 9 月

专题政策研究项目组成员

（中外组长、成员、支持专家及协调员姓名、单位、职务 / 职称）

中外组长 *：

高　翔	组长，中国工程院院士、大连理工大学校长、浙江大学教授
张红军	副组长，国合会委员、环境与气候顾问公司创始人
李琼慧	副组长，中国能源研究会首席专家，国网能源研究院新能源与统计研究所原所长

中外成员 *：

张　贤	中国 21 世纪议程管理中心处长
赵振宇	华北电力大学
王彩霞	国网能源研究院
叶小宁	国网能源研究院
吴　思	国网能源研究院
孟　菲	国合会特邀顾问、能源创新中心中国项目高级主任
欧明凯	能源创新中心政策与战略高级主任
Matthias Fripp	能源创新中心国际项目主任
Max Dupuy	睿博能源智库（RAP）电力项目主任
段婧琳	睿博能源智库（RAP）电力项目专家
王　轩	睿博能源智库（RAP）电力项目专家
高　驰	睿博能源智库（RAP）电力项目专家
邹乐乐	宜可城 - 地方可持续发展协会高级顾问
陈　耀	浙江工业大学研究员
郑成航	浙江大学能源工程学院副院长
范海东	白马湖实验室副主任
张士汉	浙江工业大学能源与碳中和科教融合学院执行院长
丁　一	浙江大学电气工程学院副院长
张涌新	浙江大学嘉兴研究院高级研究员
李琦芬	浙江工业大学能源与碳中和科教融合学院教授
潘婷婷	浙江工业大学能源与碳中和科教融合学院教授
张　宇	浙江工业大学能源与碳中和科教融合学院助理研究员

张　霄	浙江大学能源工程学院研究员
柳伟杰	浙江大学能源工程学院研究员
林赛赛	浙江大学能源工程学院副研究员
王耀林	浙江大学能源工程学院研究员
邵凌宇	浙江工业大学能源与碳中和科教融合学院助理研究员
王丹阳	白马湖实验室副研究员
夏荣鑫	白马湖实验室副研究员
徐韫致	白马湖实验室副研究员

支持专家 *：

刘惠宏	中国能源研究会副秘书长
张正陵	国家电网公司发展策划部原副主任
裴哲义	国家电力调控中心原副总工程师
张圣楠	北京电力交易中心研究室主任
元　博	国家电网公司能源战略与规划研究所副所长、高级工程师
张　宁	清华大学电机工程与应用电子技术系副教授

协调员 *：

张秀丽	能源创新中心项目经理
陈源琛	浙江工业大学副教授

* 本专题政策研究项目组组长、成员以其个人身份参加研究工作，不代表其所在单位，亦不代表国合会观点。

执行摘要

2025 年，中国风电、光伏新增装机突破 4.38 亿千瓦，累计装机占中国电力总装机的 47%，新能源已成为发电量增长的主要来源，能源转型开始进入由增量替代向存量替代加速推进的新阶段。2025 年 9 月，中国公布新一轮国家自主贡献目标，提出到 2035 年风电和光伏总装机力争达到 36 亿千瓦；《“十五五”规划纲要》进一步明确提出加快构建新型电力系统；新型电力系统建设“十五五”规划提出，到 2030 年，非化石能源发电量占比达到 50%。在此背景下，提升电力系统灵活性已成为以更低成本支撑高比例新能源并网消纳的关键。然而，当前中国灵活调节能力建设仍较多依赖传统调节电源，需求侧资源和新型灵活性资源潜力尚未充分发挥，灵活性资源的市场价值和成本回收机制也有待完善。

本报告围绕“降低对传统火电调节电源依赖、构建多元灵活调节资源体系，提升系统整体灵活性”这一主线，从新型灵活调节资源与新业态新模式和电力市场机制设计两个方面开展研究，提出以下建议：

一、拓展系统灵活性来源，构建多层级协同的新型电力运行体系。

大力培育车网互动、电热耦合、电氢耦合等跨系统灵活性资源，充分挖掘终端负荷调节潜力；推动源网荷储深度融合、绿电直连、零碳园区、虚拟电厂、智能微电网等新业态发展，促进新能源就地消纳，降低对煤电调节的依赖和大电网调节压力；推动电网调控模式由以主干电网为主向主配微网协同转变，构建多层级协调的新型电力运行体系。

二、完善支撑系统灵活性的电力市场机制。

进一步放宽现货市场价格上下限，同时通过真实成本核算、第三方市场监测等机制防范非理性价格波动；优化分时电价机制，提高价格形成透明度，并将输配电成本合理纳入分时电价体系；细化 2025 年国家虚拟电厂政策的实施细则，建立适应虚拟电厂参与

电力市场和提供电网服务的价值补偿机制；规范省级容量补偿机制，建立透明、前瞻的资源充裕度评估体系，并以有效载荷能力（ELCC）方法统一评估各类资源（包括需求侧资源）的可靠容量。

上述建议如能得到有效落实，将有助于在保障电力系统安全稳定运行的前提下，以更低成本支撑更高比例新能源高效并网与消纳，加快构建安全、低碳、高效、灵活的新型电力系统，为实现 2035 年能源转型目标提供有力支撑。

关键词：电力系统灵活性，新型电力系统，完善电力市场



术语表

英文全称	英文缩写	中文
Variable Renewable Energy	VRE	可变（波动性）可再生能源；新能源
Demand Response	DR	需求响应
Demand Side Response	DSR	需求侧响应
Virtual Power Plant	VPP	虚拟电厂
Distributed Energy Resources	DER	分布式能源资源
Electric Vehicle	EV	电动汽车
Photovoltaic (solar PV)	PV	光伏（太阳能光伏）
Time-of-Use (pricing)	TOU	分时电价
Real-Time Pricing	RTP	实时电价
Critical Peak Pricing	CPP	尖峰电价
Resource Adequacy	RA	资源充裕度
Effective Load-Carrying Capability/Capacity	ELCC	有效载荷能力（有效容量贡献）
Operating Reserve Demand Curve	ORDC	运行备用需求曲线
Loss of Load Expectation	LOLE	失负荷期望
Expected Unserved Energy	EUE	期望缺供电量
Regional Transmission Organization	RTO	区域输电组织
National Development and Reform Commission	NDRC	国家发展和改革委员会
National Energy Administration	NEA	国家能源局
Electric Reliability Council of Texas	ERCOT	得克萨斯州电力可靠性委员会
PJM Interconnection	PJM	PJM 互联电网
Australian Energy Market Operator	AEMO	澳大利亚能源市场运营机构
Department for Energy Security and Net Zero	DESNZ	（英国）能源安全与净零部
National Energy System Operator	NESO	（英国）国家能源系统运营机构
(U.S.) Energy Information Administration	EIA	（美国）能源信息署
Kilowatt	kW	千瓦
Kilowatt-hour	kWh	千瓦时
Megawatt	MW	兆瓦
Gigawatt	GW	吉瓦

目　录

一、新一轮风光增长目标下新型电力系统建设关键问题.....01

（一）新一轮风光增长目标的提出及能源绿色转型新格局.....01

1. 中国能源绿色转型进入新阶段.....01

2. 新一轮风光增长目标下中国风光发展的新趋势与新格局.....01

3. 中国新型电力系统建设面临的新形势.....02

4. 新一轮风光增长目标下新型电力系统建设面临的新任务新要求.....02

（二）新一轮风光增长目标下新型电力系统灵活调节能力建设面临的问题和挑战....03

1. 提升灵活调节能力已成为新型电力系统建设关键问题.....03

2. 支撑新能源高水平消纳的新型电力系统灵活调节需求分析.....04

3. 中国灵活调节能力建设面临的主要问题.....04

（三）本课题研究思路及重点.....06

1. 破解新型电力系统灵活调节难题的创新探索.....06

2. 本课题研究思路和重点.....07

二、支撑新能源高水平消纳的新型电力系统灵活调节能力建设的新探索.....09

（一）系统协同融合培育跨能源品种新型灵活调节资源.....09

1. 发展现状及趋势.....09

2. 电力与交通融合推动新能源汽车成为移动式储能资源.....09

3. 电氢协同构建风光氢储一体化自适应自调节系统.....11

4. 电热协同发挥新能源供热供暖的调节潜力.....12

（二）新业态新模式创新降低大电网灵活调节压力和运行风险.....12

1. 新能源消纳新业态新模式.....12

2. 发展现状及面临的挑战.....14

3. 典型新业态新模式对大电网灵活调节需求及新能源消纳成本影响潜力评估
.....15

（三）系统运行模式创新激发各类新型主体的灵活调节潜力.....16
1. 新型电力系统调度运行面临的新形势.....16
2. 多能互补新能源大基地集群调度运行模式创新.....17
3. 新型配电网调度运行模式创新.....17
4. 推动电网调控模式由以主干电网为主向主配微网协同转变.....18
（四）政策建议.....19
1. 构建电力系统多元灵活调节资源体系，支撑新一轮风光增长目标下新能源高水平消纳.....19
2. 完善配电运行管理机制，以坚强韧性的新型配电系统支撑新能源就近消纳新业态新模式发展.....19
3. 加强新能源不同发展阶段不调节需求特性研究，进一步完善灵活调节资源规划体系.....20
三、近期推动需求侧灵活性的政策路径：当前障碍、改革机遇、国际经验与具体政策建议.....21
（一）改善价格信号，以更好地协调供应侧和需求侧资源.....21
1. 允许现货市场价格有更大的波动空间.....21
2. 完善分时零售电价.....24
（二）完善 2025 年虚拟电厂国家政策框架的落地实施.....26
（三）更好地认可需求侧资源的价值.....28
1. 透明、前瞻且滚动的资源充裕度评估流程.....29
2. 在新兴省级容量补偿方案背景下对各类资源的可靠容量核定.....30
（四）政策建议.....32
1. 结合谨慎的市场力监测和减缓措施，扩大市场限价区间.....32
2. 建立透明的零售电价，以反映输配电成本并普及更多用户.....32
3. 为虚拟电厂能够提供的所有服务进行补偿，发布透明的评估报告，并利用虚拟电厂改善分布式光伏的消纳.....33
4. 为评估资源充足性需求建立透明、前瞻和滚动的评估流程.....33
5. 在扎实的可靠性规划模拟的基础上，建立透明、技术中性的可靠容量核定机制.....33

四、政策建议.....35
（一）推动系统灵活调节能力从电源调节为主转向多元灵活调节.....35
1. 构建电力系统多元灵活调节资源体系.....35
2. 完善配电运行管理机制，以新型配电系统支撑新能源就近消纳新业态新模式发展.....35
3. 进一步完善电力行业灵活调节资源规划体系.....35
（二）健全支撑灵活性的电力市场机制.....36
1. 放宽现货市场限价.....36
2. 完善电价设计.....36
3. 健全虚拟电厂实施机制.....36
4. 规范容量机制.....37
参考文献.....38
致 谢.....40

一、新一轮风光增长目标下新型电力系统建设关键问题

（一）新一轮风光增长目标的提出及能源绿色转型新格局

1. 中国能源绿色转型进入新阶段

新能源新增装机再创新高，累计装机占比接近一半。2025 年，中国风电、光伏发电年新增装机突破 4.38 亿千瓦，再创新高，占全部新增电源装机容量的 80.2%。截至 2025 年底，中国全口径发电装机容量 38.9 亿千瓦，其中，风电、光伏发电累计装机突破 18.4 亿千瓦，占比达到 47%。

全年新增可再生能源发电量超过全社会用电增量。2025 年，中国发电量首次超过 10 万亿千瓦时。风光发电量均超过 1 万亿千瓦时，合计发电量达到 2.3 万亿千瓦时，电量渗透率已突破 22%。从新增电量贡献率来看，火电对于发电量增长的贡献率为 -7.0%，核电、水电、风电、太阳能发电对于发电量增长的贡献率分别为 6.8%、7.8%、26.0% 和 66.4%，标志着中国能源转型开始进入存量替代的新阶段。可再生能源已经成为能源消费增量主体，并开始全面进入存量替代阶段。

中国首次出现年度能源消费增长而碳排放下降。2025 年中国能源消费总量为 61.7 亿吨标准煤，同比增长 3.5%，全社会用电量同比增长 5.0%，与此同时，能源相关 CO_2 排放量同比下降约 0.5%，单位能源消费碳排放出现下降。

2. 新一轮风光增长目标下中国风光发展的新趋势与新格局

中国宣布新一轮气候目标。2025 年 9 月，中国国家主席习近平在联合国气候变化峰会上宣布中国新一轮国家自主贡献：到 2035 年，中国全经济范围温室气体净排放量比峰值下降 7%-10%，力争做得更好。非化石能源消费占能源消费总量的比重达到 30% 以上，风电和太阳能发电总装机容量达到 2020 年的 6 倍以上、力争达到 36 亿千瓦，气候适应型社会基本建成。中国“十五五”时期能源发展迎来重大政策转型，即从“能耗双控”转向“碳排放双控”。

实施非化石能源十年倍增行动，着力构建新型电力系统。2026 年 3 月，新发布的“十五五”规划纲要明确提出，“加力建设新型能源基础设施。深入实施能源安全新战略，加快构建清洁低碳安全高效的新型能源体系，建设能源强国”“推进非化石能源安全可靠有序替代化石能源，坚持风光水核等多能并举，实施非化石能源十年倍增行动”，到 2030 年，非化石能源供应规模将比 2025 年显著增长，2035 年比 2025 年实现倍增。到 2030 年，非化石能源消费比重达到 25%，全国非化石能源发电装机占比达到 65%、发电量占比达到 50%，成为电力电量供应的双主体[1]，加快推进新增用电量由新增清

1 《新型能源体系建设“十五五”规划》

洁能源电量覆盖[2]。

以更大力度推动新能源高质量发展。2026年7月出台的《可再生能源发展“十五五”规划》提出，“以扩量提质、可靠替代为主线，以电为核心、非电为突破，坚持集成融合、多元协同、高效有序，推动可再生能源高质量发展”。积极扩大可再生能源电力供给，2030年，全国风电和太阳能发电总装机达到28亿千瓦以上、装机占比超过50%，年发电量4万亿千瓦时以上、发电量占比达到30%。着力提升电力可靠替代能力，2030年，全国风电光伏平均置信出力达到8%，迎峰度夏度冬晚高峰风电光伏电量占比达到20%以上，“十五五”期间新增可再生能源可靠顶峰发电能力3亿千瓦以上。

3. 中国新型电力系统建设面临的新形势

中国能源供给方式加快向“新能源为主、多种能源协同互补”转变，锚定新一轮国家自主贡献提出的2035年新能源装机容量36亿千瓦的发展目标，中国新能源将保持年均2亿千瓦的较快增长，能源供给的绿色底色不断厚植，需要加快推动能源供给方式变革。

能源消费特性由“刚性、消费型”向“柔性、产消型”转变，海量新型经营主体不断涌现，绿电直连、零碳园区、虚拟电厂等新模式新业态不断创新，配电网有源化进程显著加快，推动能源消费侧变革的必要性日益凸显。

能源平衡方式发生深刻变革，逐步由“统一平衡、单向流动”向“更大范围优化配置与更小范围自平衡并重”转变。随着新能源逐步取代煤电成为主体电源，基于传统化石能源的“源随荷动、自上而下”的集约化能源平衡方式，已越来越难以适应源荷双向互动和协同运行需求，需要进一步引导和激发能源供给、消费、传输等各环节灵活调节潜力，全面提升能源系统运行灵活性，增强能源系统韧性和安全水平。

资源配置方式由计划向全面市场化转变。以“计划”为主的传统能源资源配置方式已越来越难以适应能源转型和安全保供需求，要求继续持续深化能源市场建设，有效传导能源转型与安全保供成本，提升能源资源优化配置效率。

4. 新一轮风光增长目标下新型电力系统建设面临的新任务新要求

自2026年6月下旬以来，国家发改委、国家能源局等部委接连出台了《“十五五”碳达峰行动方案》《美丽中国建设“十五五”规划》《新型能源体系建设十五五规划》《可再生能源发展“十五五”规划》《新型电力系统建设“十五五”规划》等系列行动方案及规划，明确了“十五五”乃至更长时期新型电力系统建设主要目标和重点任务，相较于以往能源、电力发展规划，“十五五”能源电力发展规划提出以下三个方面的新任务新要求。

灵活调节能力建设首次成为电力规划的重点任务之一。不同于传统电力发展规划，新出台的《新型电力系统建设“十五五”规划》（以下简称规划）首次设“增强电力系统调节能力”专章，提出四大量化发展目标，2030年需求侧削峰能力超过1亿千瓦，达到最大负荷的5%以上；虚拟电厂最大调

2 《“十五五”碳达峰行动方案》

节能力超过 5000 万千瓦；车网互动聚合可调充电规模力争达到 5000 万千瓦；新型储能装机达到 3 亿千瓦。推动调节资源由注重配置规模向更加注重实际可调、灵活调用转变。

首次在规划中提出促进电力与相关领域协同融合发展，探索能源转型新路径。《规划》首次将“促进电力与算力协同”“促进电热、电氢协同联动”“推动电力与交通融合发展”作为促进电力与相关领域协同融合发展的重点任务，围绕电算协同、热电解耦、先进热电转换以及绿电制氢氨醇等作出部署，以发挥不同能源形态在转换、储存和利用环节的互补优势，将热力负荷、储热设施、制氢负荷和氢基能源纳入系统协同优化，拓展调节资源类型、新能源消纳空间和绿色替代路径。

明确将“大力推动新能源就近消纳新业态发展”作为构建绿色低碳电力供给格局的重点任务，破解新能源发展难题。《规划》将“大力推动新能源就近消纳新业态发展”作为一项重点任务，提出积极推动绿电直连、智能微电网等新能源就近消纳新业态发展，支持工业负荷大、新能源资源条件好的地区建设零碳园区，促进新能源就地消纳。破解高比例新能源带来安全稳定运行压力增大、系统调节成本上升等发展难题，探索通过创新业态、重构平衡模式、拓展系统形态等方式提高新业态自平衡自调节能力、促进新能源高质量发展的新路径。

（二）新一轮风光增长目标下新型电力系统灵活调节能力建设面临的问题和挑战

1. 提升灵活调节能力已成为新型电力系统建设关键问题

系统灵活性是决定能否以最低成本实现高比例的新能源（VRE）并网消纳的关键。电力系统灵活性是指电力系统在各类时间尺度上，以可靠、经济的方式应对电力供需波动性和不确定性的能力，既包括保障系统瞬时稳定运行，也包括确保长期供电安全[3]。鉴于风能和太阳能的不稳定性与不确定性，需要为电力系统提供必要的灵活性和充裕性。随着能源发电进入低成本的时代，高比例新型电力系统建设的关键取决于能否以最低成本实现高比例的新能源高效并网消纳。灵活性不足可能会导致负荷限电（当可再生能源发电出力下降时，系统无法迅速提供向上爬坡能力）或新能源发电弃电（当可再生能源发电出力提升时，系统无法提供向下爬坡能力），影响电力系统可靠供电以及降低新能源的发电价值。

系统灵活调节能力建设相关投资已成为新型电力系统经济性的关键制约因素。根据 IRENA（国际可再生能源署）[4] 的测算，2015 年至 2050 年期间，为实现风电和光伏发电量渗透率由 10% 提高到 60%，全球用于电网改造和灵活性调节能力建设的累计投资约为 9 万亿美元，与新增可再生能源发电投资约 8 万亿美元的规模相当。

系统灵活性是保障电力系统安全可靠的基础。新能源对电量平衡的支撑作用明显，但对电力平衡支撑能力较弱，不足以保障高比例新能源接入电力系统的安全供电可靠性。随着新能源占比的提升，电力系统需依托多时间尺度的灵活调节能力，实现电力供需实时平衡和安全运行。新型电力系统的构建，不仅仅取决于风电场和光伏电站的开发建设规模，更取决于灵活智能、供需协同的电力系统灵活调节能力建设，应将系统灵活调节能力的建设放在与新能源的开发建设同样重要的地位。

3 IEA, Status of Power System Transformation 2018

4 IRENA, Global Energy Transformation: A Roadmap to 2050, p. 39. 2018

2. 支撑新能源高水平消纳的新型电力系统灵活调节需求分析

根据相关统计，截至 2025 年底，中国灵活调节电源装机占发电总装机比重约 26%[5]，新型储能累计建成投运装机规模达到 1.36 亿千瓦 /3.51 亿千瓦时，抽水蓄能装机约 6600 万千瓦 [6]，煤电灵活性改造规模超过 6 亿千瓦，具备灵活调节能力的天然气发电装机超过 1 亿千瓦。全国已建成投运新型储能装机中，具备顶峰能力的独立储能接近一半，虚拟电厂最大调节能力约 1685 万千瓦，车网互动全国最大可调规模约 1000 万千瓦 [7]。

对于高比例新能源电力系统的灵活调节需求的分析方法国内外仍在探索之中。传统电力系统的调节能力需求主要取决于负荷需求及特性引发的日内调峰需求，以高比例新能源为特征的新型电力系统调节需求不仅取决于负荷需求及特性，更取决于新能源出力特性及充分消纳带来的顶峰、爬坡、调频以及跨周 / 月 / 季电量平衡的调节需求。目前国内许多机构开展了相关研究，提出了日内调峰、爬坡、顶峰以及跨周 / 月 / 季调节需求分析评估模型，但多基于调节电力 / 容量需求或评估的分析，2026 年初，IRENA 最新发布的灵活性研究报告 ，提出了基于电量的跨日 / 周 / 月灵活性需求的量化研究成果。[8]

随着新能源电量渗透率的提升，电力系统灵活调节需求将急剧增加。尽管国内外关于灵活性评估的方法不尽相同，但得出的结论基本一致。根据 IRENA 的初步估算 ，在 1.5℃温控情景下，为应对电力需求及风光发电特性，到 2030 年，全球范围内日、周、月三个时间尺度下的电量调节需求，分别达到 2019 年水平的 2.7 倍、2.3 倍和 2 倍，可调节电量分别占当年全年电量需求的 13%、4% 和 2%；到 2050 年，日、周、月时间尺度的电量调节需求，分别达到 2019 年水平的 9.7 倍、6 倍和 5.7 倍，可调节电量分别占当年全年电量需求的 30%、6% 和 4%。根据国内相关机构的初步测算，为满足负荷需求和新能源高水平消纳，2035 年电力系统的日内灵活爬坡需求、日内调峰需求、顶峰保供需求将分别达到 2020 年的 4 倍、4 倍和 3 倍以上。如此大规模的灵活调节能力增长需求以及不同时间尺度调节需求的差异性，仅靠简单增加传统调节资源规模已难以为继。

3. 中国灵活调节能力建设面临的主要问题

近年来，中国持续推进各类灵活性资源建设，先后针对煤电机组改造升级、抽水蓄能和新型储能发展出台相关规划和指导意见，组织修订了《电力需求侧管理办法》，先后出台了《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》、《电力系统调节能力优化专项行动实施方案》、《加快推进虚拟电厂发展的指导意见》等政策文件，着力提升电力系统调节能力。

灵活调节能力建设过度依赖电源特别是煤电的调节能力。由于煤电资源禀赋充足、技术成熟并且具有成本优势，中国近期的灵活性调节能力建设仍以煤电的灵活性调节能力为主（包括煤电灵活性改造和新建煤电机组），出现新能源新增并网规模越大，对煤电装机需求越大的“怪象”。截至 2025 年底，

5　中国电力企业联合会，杨昆，《纲举目张 全面推进新型电力系统建设》——《新型电力系统建设“十五五”规划》解读。2026.8

6　国家能源局，《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025—2027 年）》政策解读，2025.1

7　国家能源局《新型电力系统建设“十五五”规划》，2026.8

8　IRENA, Flexibility for a Secure and Affordable Power Sector Transformation 2026

中国灵活调节煤电装机占灵活调节电源总装机的比重超过 60%。然而，过度依赖煤电不仅使得灵活性资源供应结构过于单一，难以满足多时间尺度的灵活性需求，更在长期为“双碳”目标的实现带来了压力。

电力系统灵活调节资源潜力未能充分释放。一是需求侧资源的灵活性未能充分释放。一方面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；另一方面，需求侧资源的可观、可测、可调、可控能力仍相对较弱。此外，目前需求响应多以邀约型为主，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。二是新的灵活性资源和技术尚未有效利用。新型储能的应用缺乏适用场景和市场机制导致缺乏市场竞争力；新业态新模式创新对降低系统灵活性需求的影响尚未得到重视；部分基于系统耦合的灵活性资源技术成熟度有待提升，商业化规模化程度有限；三是在电力调度运行和市场设计中未充分考虑如何释放新型灵活调节资源及调节技术的潜力，对新型灵活性资源及调节技术信心不足，致使一些灵活性资源尚未在实际系统运行中充分发挥作用。

灵活调节成本可承受问题。国内外研究表明，随着新能源比重上升，新能源并网消纳的系统成本[9]成为影响电力供应成本重要因素。国际研究表明，新能源的消纳成本主要受市场机制、输电基础设施、系统灵活性资源和电力系统运行方式等因素影响。通过完善上述机制和措施，电力系统能够支持更高比例的新能源接入，而非在某一固定渗透率水平后必然面临成本快速攀升。通过新业态新模式降低新能源消纳所需的灵活调节成本潜力尚未充分释放。本报告进一步提出了一系列针对中国的政策建议，以在新能源渗透率不断提升的过程中有效控制系统成本。

面向新型电力系统调节能力建设面临的问题和挑战，电力系统亟需从增加系统灵活调节资源和降低新能源消纳对大电网调节需求两个主要方向，同时培育新型灵活调节资源、降低灵活调节成本等不断探寻解决高比例新能源电力系统灵活调节能力不足的最佳解决路径。

表 1：各类灵活资源调峰能力及边际成本测算[10]

	运行范围	调峰能力	爬坡率	造价（元 / 千瓦）	边际成本（元 / 千瓦 / 年）
煤电灵活性改造	0~100%	100%	2%~3%	2340	0
新建煤电	30%~100%	70%	2%~3%	4000	368
抽蓄 (4h)	-100%~100%	200%	10%~20%	6120	279
独立储能 (4h)	-100%~100%	200%	100%	2600	186
虚拟电厂	0~100%	100%	100%	200	3.57
车网互动	-100%~100%	200%	100%	900	8.25
电解制氢	-100%~0	100%	100%	6300	11.3

9 所谓“系统成本”是指波动性风电与光伏发电增加所导致的备用电源的增加、电网灵活性改造、常规电源运行小时数下降带来的损失、输配电网改造成本以及电力系统转动惯量下降需要增加的确保系统稳定性等方面的成本。

10 国家电投经研院，裴善鹏，《电力系统各类灵活性来源单位千瓦成本分析》

（三）本课题研究思路及重点

灵活性对于实现高比例新型电力系统至关重要，鉴于此，国内外许多知名机构 (如 IEA、IRENA、GIZ) 结合高比例可再生能源并网消纳的实践，开展大量关于电力系统灵活性的研究，提出了一些通用技术创新工具包（IRENA）和政策工具包（IEA），形成了一些基本共识。但由于不同国家能源资源条件和电力系统基础条件的差异，各国解决高比例新能源电力系统灵活性问题途径的也不尽相同，各国仍在借鉴别国经验的基础上努力探寻适合本国国情的支撑安全、经济的电力系统转型的灵活性解决方案。

1．破解新型电力系统灵活调节难题的创新探索

随着技术创新的发展和应用，电力系统的灵活性资源已由传统电力系统的四类发展为五类。传统电力系统灵活性资源一般分为电源侧、电网侧（包括输电网、配电网）、负荷侧和储能（包括储电和储热）四类，系统的灵活性主要由电源提供，通过调整发电机组出力以满足负荷需求，尽管已开展需求侧灵活性的积极探索，但相较于电源侧而言，提供的灵活性相对有限。近年来，随着新能源多元应用技术和场景的创新以及数字化和人工智能解决方案的出现，新的灵活性资源不断涌现，继新型储能之后，系统耦合（绿电制氢、电动交通等）成为一类新的灵活性资源。

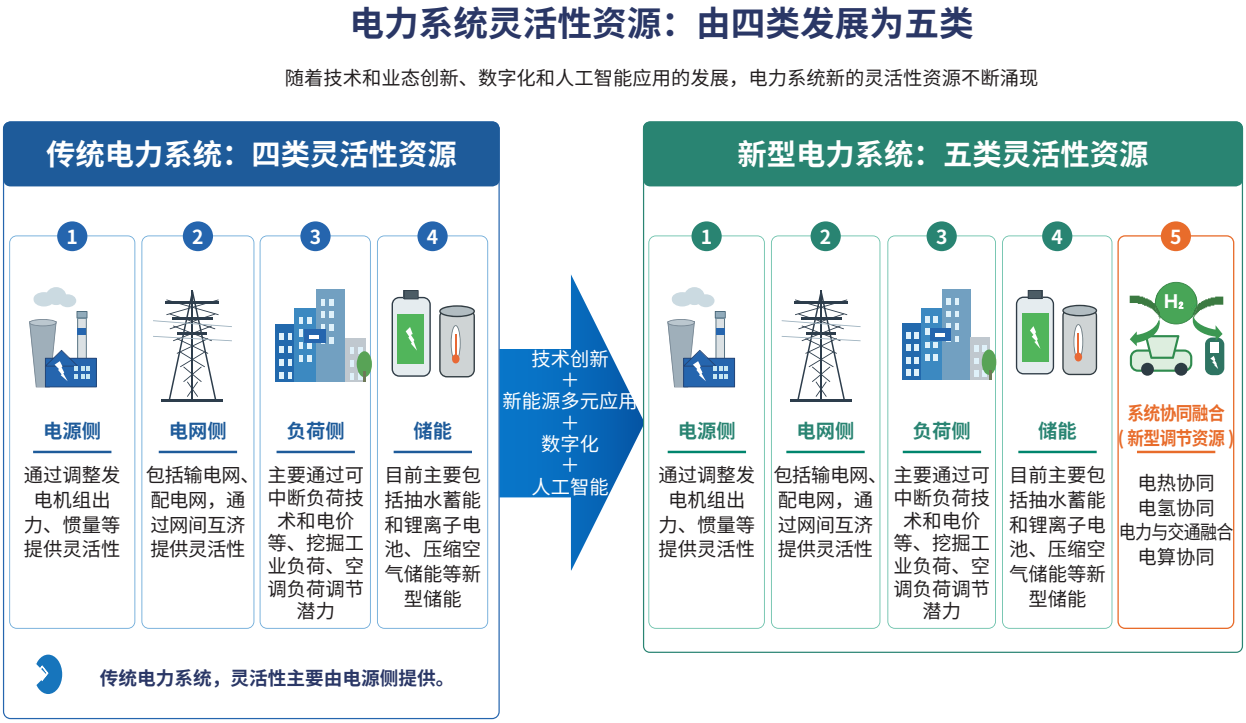


图 1 新型电力系统五类灵活调节资源

可通过四个方向的创新提升新型电力系统灵活调节能力。在 IRENA 已开展的研究工作的基础上，课题组结合新一轮风光增长目标以及新型电力系统建设规划要求，针对当前中国灵活调节能力建设面临的问题和挑战，提出破解新型电力系统灵活调节难题的四个创新方向。一是以系统融合创新培育新型灵活调节资源。以车网融合、电氢协同、电热协同等为突破口，不断拓展调节资源类型。二是以新能源消纳新业态新模式创新降低大电网调节需求和系统调节成本。以新能源就近消纳新业态发展为重点，着力提升新业态自平衡、自调节能力。三是以系统运行模式创新支撑新业态新模式发展，提高系统新能源消纳水平降低系统安全风险。探索“沙戈荒”基地、电力新业态等协同运行控制方式，构建主配微协同调控新模式。四是以市场创新释放需求侧灵活调节潜力，降低系统调节成本。

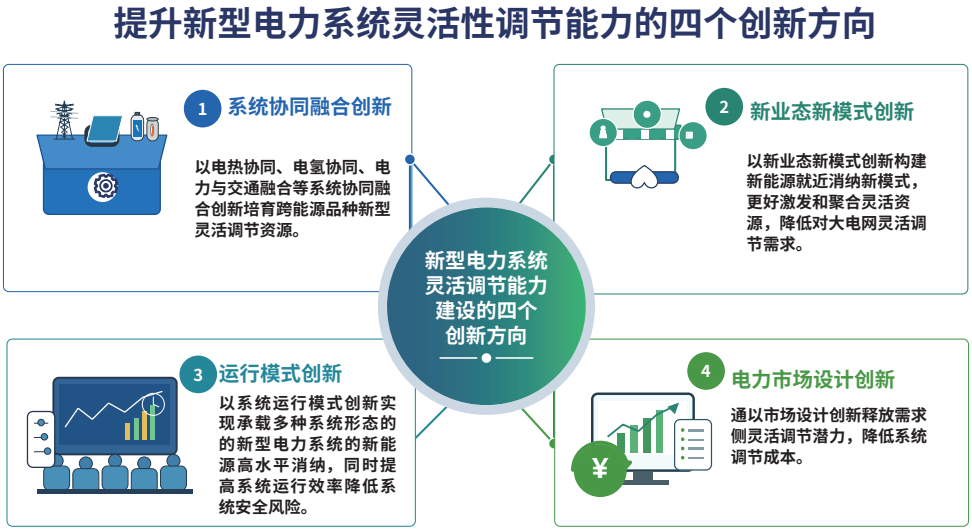


图 2 提升新型电力系统灵活性需加强四方面能力建设

2. 本课题研究思路和重点

鉴于中国已开展了大量灵活性资源及灵活调节技术、电力系统灵活性评估等相关工作，本报告重点结合中国能源转型的最新形势和要求，围绕新型电力系统建设中如何支撑新能源高水平消纳、构建多元灵活调节资源体系、降低对煤电调节的依赖和系统调节成本这一主线，开展两个方面的研究：一是围绕新型灵活性资源培育、新业态和模式创新，以及承载新业态新模式的系统运行模式创新三个维度研究新型灵活调节资源潜力和关键技术；二是在系统梳理总结国际上提升电网灵活性、支撑高比例可再生能源电力系统建设相关机制的基础上，从电力市场设计的维度重点围绕如何释放需求侧灵活性潜力，降低对传统化石能源调节电源的依赖开展研究。探寻在保障系统安全、可负担的前提下，持续推进更大规模新能源高效并网消纳的途径，为推进中国新型电力系统建设提供有价值的政策建议。

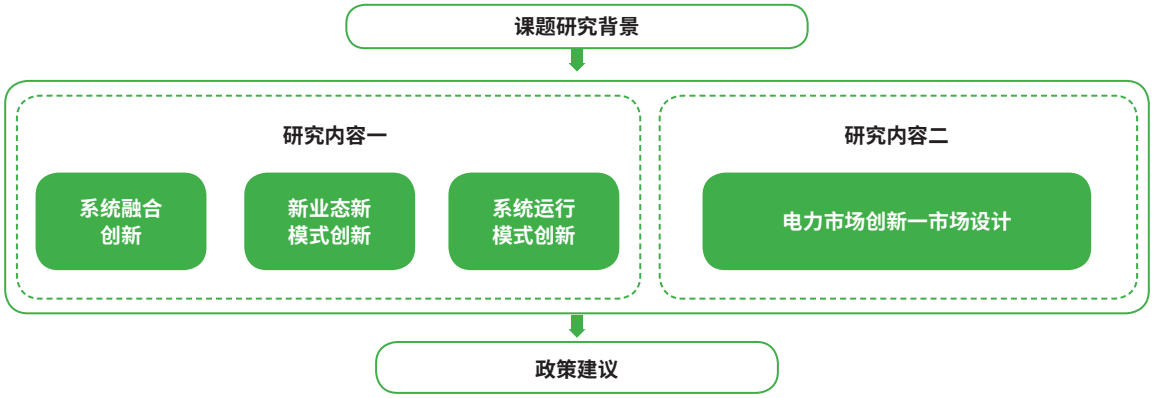

课题研究背景
研究内容一
系统融合创新
新业态新模式创新
系统运行模式创新
研究内容二
电力市场创新一市场设计
政策建议

图 3 本课题研究框架

二、支撑新能源高水平消纳的新型电力系统灵活调节能力建设的新探索

（一）系统协同融合培育跨能源品种新型灵活调节资源

1. 发展现状及趋势

系统融合创新培育新型跨能源品种灵活调节资源成为各国解决比例新能源系统灵活性问题的共同选择。随着新能源渗透率快速提升，受安全和经济性约束，电力系统普遍面临消纳方面的物理瓶颈，新型电力系统正面临严峻的灵活性挑战。系统协同创新培育新型跨能源品种灵活调节资源，其核心是发挥不同能源形态在转换、储存和利用环节的互补优势，将热力负荷、储热设施、制氢负荷、电动汽车等与绿电纳入电力系统协同优化，拓展调节资源类型和新能源消纳空间。以丹麦西部电网为例，部分时段电锅炉和热泵贡献了 30% ～ 40% 的调节容量[11]。

新型跨能源品种调节资源的应用已启动。截至 2025 年底，中国新能源汽车保有量达到 4397 万辆，其中纯电动汽车保有量已达 3022 万辆，已具备 V2G 功能的电动汽车超过 200 万辆，占当年纯电动汽车保有量的 7%，全国实际可调 V2G 规模约 1000 万千瓦；储热系统参与电力系统灵活调节的比例还很低；新能源非电利用规模占中国能源消费总量比重不足 1%，亟待积极培育系统协同融合跨能源品种调节资源，扩大应用规模，为新型电力系统提供更多灵活调节资源。

新型跨能源品种调节资源调节潜力可观且具备经济性。初步测算：2035 年，车网互动聚合可调充电规模可超过 1 亿千瓦，电热协同可释放热电联产机组调节潜力超过 1 亿千瓦，电氢协同调节潜力预计可达 6000 万千瓦（2035 年可再生能源制氢规模按 500 万吨考虑）。相关研究[6]表明：通过合理开发，跨能源品种可调节资源调节成本约为新建各类电力调节设备成本的 5%~20%，能够提供经济的调节能力；通过合理开发和调用，能够满足 10%~30% 的各类调节需求。

新型跨能源品种调节资源开发利用仍需破解两大难题。一是不同能源品种在资源布局、建设时序和运行方式等方面尚未充分衔接；二是不同系统相关接入、性能核验等规则仍待完善。跨能源品种调节价值实现机制尚待健全。

2. 电力与交通融合推动新能源汽车成为移动式储能资源

电动汽车经充换电设施与供电网络相连，通过构建新能源汽车与供电网络的信息流、能量流双向互动体系实现车网互动。车网互动主要包括智能有序充电、双向充放电等形式，可参与削峰填谷、虚拟电厂、系统调频等应用场景；动力电池具有移动储能特性，可双向互动、可中断性强、灵活调节潜

11　资料来源：贺一，张晓霞，中国电力企业管理，《从系统内部调节到非电耦合的消纳路径分析》。

力大。车网互动可有效发挥动力电池作为可控负荷或移动储能的灵活性调节能力，为新型电力系统高效经济运行提供重要支撑[12]。

电动汽车既是可调节负荷又是移动储能资源。随着电动汽车保有量大幅增长，电动车集中无序充电极易对电网运行及电力设备带来冲击和危害，必然推动充电行为从无序充电走向有序充电，并进一步走向车网互动。一方面可成为现有配电网在风光占比不断增加的情况下，解决电动汽车充电问题的关键路径；另一方面可有效发挥动力电池作为可控负荷或移动储能的灵活性调节能力。从电力与交通融合培育新型灵活调节资源的定位来看，新能源汽车将作为移动储能成为电化学储能体系的重要组成部分，为电力系统提供双向灵活性调节能力。

2035 年车网互动聚合可调充电规模有望超过 2030 年规划目标的 2 倍。2030 年，预计中国电动汽车保有量将超过 1 亿辆，2040 年进一步增至 3-4 亿辆。“十五五”是车网互动产业发展的关键期，随着新能源汽车和可再生能源继续增长，车载电池有望成为中国分布式短时储能的重要载体。根据相关规划，到 2030 年，中国充电基础设施将实现倍增发展，总量达到 4000 万个。智能有序充电和双向充放电实现规模化应用，新能源汽车成为电化学储能体系的重要组成部分，车网互动聚合可调充电规模力争达到 5000 万千瓦，车网互动的储能容量约为 1 亿千瓦时。2035 年，随着电动汽车的保有量的持续增长、动力电池技术进步，以及车网互动规模化应用和智能有序充电全面推广，车网互动聚合可调充电规模预计将超过 1 亿千瓦，车网互动的储能容量可增至 6 亿千瓦时[13]，约占车载电池总容量的 2%。

推进电力与交通融合仍面临三大挑战。一是车网互动技术体系和应用方案尚不成熟，基础设施有待升级。车网互动技术涉及新能源汽车、充换电设施、电力系统等产业链多个环节，跨行业协同技术攻关难度大。二是关键技术标准存在缺失，现行新能源汽车和充电设施标准尚未对双向充放电的功能作出有效规范，放电协议标准、并网接入标准、资源聚合标准是当前车网互动标准体系中的短板，不同品牌新能源汽车充电接口及通信协议不统一，影响车网互动大规模、商业化应用。三是车网互动灵活性资源参与系统调节的价值未能得到合理回报，难以激发用户参与的积极性。主要表现在充电峰谷分时电价覆盖不全、相关资源参与电能量市场和电力辅助服务市场的机制还在探索等。

五大举措促进电力与交通融合。一是加强车网互动核心技术攻关。加大长寿命电池和高频充放电电池安全防护技术等关键技术攻关，推动建立高可靠、高灵活、低能耗的车网互动系统架构，研发双向充放电设备和光储充一体化、直流母线柔性互济等电网友好型充换电场站关键技术，健全聚合调控和信息安全等关键技术体系。二是**加快完善标准体系和平台建设**。完善涵盖充放电设备、并网技术、信息交互等领域的技术标准体系；建立基于跨行业信息融合体系的车网互动平台，实现交通、能源等跨领域数据的深度融合，为车网互动的全面开展提供基础支撑。三是**优化完善配套电价和市场机制**。推动居民充电峰谷分时电价全面应用；研究新能源汽车和充换电场站对电网放电的价格机制；加快推进以虚拟电厂聚合车网互动资源参与现货、绿电交易等市场，常态化参与系统运行调节，激发各类充换电设施灵活调节潜力。四是**推进多场景电力与交通融合。**鼓励在高速公路服务区、公路边坡及站场、铁路站场、机场、港口等交通场所建设新能源与周边用能一体化设施，积极应用柔性汇集接入、智能微电网、车网互动等技术，提升就地开发利用比例，推动新能源重卡规模化应用及配套补能基础设施

12 《国家发展改革委等部门关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》，2024.1.4

13 欧阳明高，《新能源革命与车网互动》，2026.3

建设，鼓励充电运营商因地制宜建设光储充一体化场站。五是**持续扩大车网互动试点范围**。扎实推进首批车网互动试点建设，建立协同推进和跟踪评价机制，充分发挥电力市场分时价格信号引导作用，探索市场化车网互动响应模式。组织电网企业、虚拟电厂（负荷聚合商）等开展区域级、省级、城市级车网互动应用场景实测。

3. 电氢协同构建风光氢储一体化自适应自调节系统

化学能是面向未来的高价值调节资源。绿电制氢、制氨、制醇等化工过程将电能转化为化学能进行存储和利用，能够实现更大规模、更长时间尺度的能量转移。

电氢协同是增强新型能源体系灵活性与韧性的纽带。电氢协同即依托可再生能源电力制取氢气打通多能协同转换通道，实现电能与化学能的相互转化与存储，推动联合运行提高灵活调节能力。制氢电解槽功率可调节可作为灵活资源促进新能源消纳，储氢设施可支撑长周期电量平衡，氢氨醇可推动相关行业绿色转型，氢发电及火电掺氢（氨）则可成为电力保供和传统电源低碳转型提供新的路径。

电氢协同应用场景不断拓展。近年来，中国绿氢产业已进入规模化示范阶段，已开展风光制氢氨醇、氢储能、燃料电池发电、燃机掺氢和煤电掺氨等多种形式的示范，电解水制氢装备的宽负荷运行和快速响应能力持续提升。截至 2025 年年底，中国国内可再生能源制氢年产能突破 25 万吨，碱性电解槽全球产能占比超 60%，加氢站数量超 590 座，燃料电池汽车保有量突破 3 万辆。根据相关规划[14]，2030 年中国可再生能源制氢规模达到 200 万吨，“十五五”是氢能产业从示范探索迈向规模化、市场化发展的关键攻坚期。

电氢协同面临三大挑战。当前绿氢产业发展进程中主要面临经济性差、绿氢消费需求不足、储运不便等挑战。**一是**技术经济性还缺乏竞争力。绿氢制取成本较高，规模化储运基础设施仍不完善，“电—氢—电”多次转换效率仍然较低。目前，实际运行的电解水制氢成本往往在 25 元 / 千克以上，远高于灰氢（天然气制氢或煤制氢）的制氢成本，与蓝氢（化石能源制氢 +CCS）的成本也存在差距。**二是**绿氢认证体系尚未建立，绿氢消费需求不足。目前绿氢消费集中在化工领域，氢主要作为原材料使用，而在能源领域消费需求微乎其微，氢能消费需求不足限制了产业发展；此外，绿氢认证体系尚未统一，难以量化减碳价值，也制约了市场积极性。**三是**柔性制氢、氢储能的中短时和长周期调节功能尚未能在系统运行中得到有效调用、调节价值未能得到合理补偿。

三大举措助力推动风光氢储协同发展。一是**着力提升风光氢储协同发展水平**。充分发挥氢能作为可再生能源规模化高效利用的重要载体作用及其大规模、长周期储能优势，促进异质能源跨地域和跨季节优化配置。探索氢储能在电网调峰、应急备用、电压支撑等辅助服务市场应用，更好发挥氢能“移峰填谷”和长时储能的优势。优化风光配比，合理配置储电、储氢设施，研发新能源发电与制氢储氢设施、用氢负荷的一体化自适应自调节系统，提升风光氢储一体化协同优化控制水平和自平衡能力。二是**强化电氢耦合与电网互动技术攻关**。聚焦电解槽核心材料、燃料电池等关键技术攻关，提升设备运行效率，降低技术成本。加强电制氢宽范围快速动态运行、多电解槽联合控制等关键技术攻关，提高电解水制氢调节范围、响应速度和精度，更好适应新能源波动特性；开展电氢混合储能系统稳定控制技

14　可再生能源发展“十五五”规划，2026.7

术与并网技术创新。三是**统筹电网规划与电氢协同示范布局**。电网规划须考虑氢能产业的发展需求，支持“沙戈荒”、水风光大基地开展绿色氢氨醇规模化制备，促进产业耦合发展；探索利用现有或规划中的输电通道资源，试点论证“西氢东送”等新型能源输送模式的可行性，进一步优化能源资源配置。

4. 电热协同发挥新能源供热供暖的调节潜力

热能是当前成本最低、潜力最大的调节方式。通过蓄热设施（如工业热水罐）或物质本身的热惯性进行调节。热泵、电锅炉、熔盐储热等具有不同响应速度的调节能力，储热设施可承担日内和跨日能量转移。

电热协同已在中国一些地方积累了实践经验。近年来，热电联产机组供热改造持续推进，熔盐储热、热水储热、电锅炉和热泵等技术加快应用。山东、河北、吉林等地热电联产项目利用低价时段电力储热、高价时段放热替代机组抽汽供热，验证了储热设施参与削峰填谷和热电解耦的作用；辽宁、内蒙古、山西等地积极探索风电直供、储热协同的绿色供暖模式。

推进电热协同面临三大挑战。一是规划运行协同难度大。电、热、氢系统分属不同专业和管理环节，在资源布局、建设时序和运行方式等方面尚未充分衔接。热电联产机组既承担供热责任，又需要参与电力调节，热电解耦难度大。二是高参数热泵、相变储热、固体储热等技术尚需加强工程验证，部分储热项目受到投资成本、场地条件等因素制约。三是相关接入、调度和性能核验规则有待完善，灵活调节价值实现机制尚未建立；热电解耦和储热设施新增的调节能力、可靠容量缺乏统一的核定方法。

三大举措促进电热协同释放调节潜力。一是有序推动新能源供热供暖应用。鼓励在纺织、医药、造纸、食品加工等用热（冷）需求旺盛的产业园区，通过可再生能源电力供热、热泵供热（制冷）、光伏光热一体化等方式，打造以新能源为主体的多能耦合综合供能站。**二是推动储热技术创新应用**。鼓励推广热电联产机组通过熔盐储热、热水储热、热电池等方式实现热电解耦；试点应用高参数热泵等先进热电转换技术；探索应用相变储热、固体储热等先进高温储热技术，推动联合运行提高灵活调节能力。**三是推动新能源与热力系统联合优化调度运行**。因地制宜发展绿电直连等直接使用绿电的供暖模式，积极探索地热能、风光、生物质及传统化石能源多热源互补高效利用。发挥热力系统灵活调节优势，推动新能源与热力系统联合优化调度运行，探索新能源供暖与岩土、水体等长周期储热技术耦合应用。

（二）新业态新模式创新降低大电网灵活调节压力和运行风险

1. 新能源消纳新业态新模式

为破解高比例新能源消纳难题，降低大电网调节压力和电网运行的风险，中国开展了以新能源就近消纳为主要特征的新业态新模式的试点。新业态新模式指以新能源发电为主要电源，源荷储等作为整体与公共电网连接，具备自平衡、自调节能力的各类新能源产销一体化单元。新业态新模式创新的重点是力求以重构平衡模式、拓展系统形态、创新商业模式、激发消费需求等方式突破电力系统灵活调节能力不足的瓶颈，实现增加新能源开发规模同时减轻大电网消纳新能源的调节压力以及对传统电

源调节需求，同时通过优化配置和运行降低新能源消纳的调节成本，实现高比例新能源高水平消纳。

新能源就近消纳业态创新四个重点。源网荷储一体化[15]、绿电直连[16]，[17]、智能微电网[18]、新能源接入增量配电网[19]是“十五五”新能源就近消纳业态创新四个重点类型。这四类新业态物理本质都是新能源产销一体化、自平衡自消纳为主，差异在于项目准入条件，包括新能源规模、接网电压等级及与电网的交互关系、参与主体的限定等，零碳园区等是新能源就近消纳新业态新模式发展的重要场景。



图 4 新能源就近消纳新业态

零碳园区等是新能源就近消纳新业态新模式发展的重要场景。国家出台系列政策支持新能源为主的产业园区应用绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等新业态以及绿证绿电交易等形式，构建多能互补、高度自给的低碳零碳园区，推动产业园区减污降碳协同增效，实现更高比例“以绿制（造）绿”。

15 2021 年 3 月，国家发展改革委 国家能源局关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见（发改能源规〔2021〕280 号）

16 2025 年 6 月，国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2025〕650 号）

17 2025 年 6 月，国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2025〕688 号）

18 2021 年 3 月，国家能源局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）

19 2024 年 5 月，国家发展改革委 国家能源局关于印发《增量配电业务配电区域划分实施办法》的通知（发改能源规〔2024〕317 号）

- **源网荷储一体化。**充分挖掘和释放生产侧、消费侧调节潜力，重点通过引导用户积极性，强化源网荷储各环节间协调互动，充分挖掘系统灵活性调节能力和需求侧资源。源网荷储一体化发展应采用虚拟电厂等一体化聚合模式与大电网相联的方案，力求与大电网物理界面与调控关系清晰。内部通过负荷侧调节响应、配储等保障供需平衡，一般不允许向大电网反送电。每年不低于 2 亿千瓦时新能源电量消纳能力且新能源电量消纳占比不低于整体电量 50% 的项目可列为发展重点。
- **新能源接入增量配电网。**鼓励以满足可再生能源就近消纳为主要目标的增量配电业务，支持依据其可再生能源供电范围、电力负荷等情况划分配电区域。适配新型电力系统建设需求，依托独立的配电经营权，高效整合区域内“源 – 网 – 荷 – 储”资源，推动源网荷储一体化发展，为新能源消纳、综合能源服务等提供载体支撑，也是实现能源区域自治的重要载体。
- **智能微电网。**智能微电网是以新能源为主要电源、具备一定智能调节和自平衡能力、可独立运行也可与大电网联网运行的小型发配用电系统。配电环节具备相应特征的源网荷储一体化项目可视作智能微电网。作为具有自平衡和自调节能力的电力新业态载体，支持多元主体接入，融入终端用户绿色用能场景，促进新能源就近开发、就地消纳。
- **绿电直连。**绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源不直接接入公共电网，通过直连线路向单一或多电力用户供给绿电，可实现供给电量清晰物理溯源的模式。并网型绿电直连项目应通过合理配置储能、挖掘负荷灵活调节潜力等方式，充分提升项目灵活性调节能力，尽可能减小系统调节压力。项目规划方案应合理确定项目最大的负荷峰谷差率，项目与公共电网交换功率的电力峰谷差率不高于方案规划值。在新能源消纳困难时段，项目不应向公共电网反送电。2026 年新出台政策，鼓励有序推动多用户绿电直连发展。多用户绿电直连是指风电、太阳能发电、生物质发电等新能源，不直接接入公共电网，通过专用线路和变电设施向多个不同法人用户供给绿电，且实现电量清晰溯源和分配的模式。

2. 发展现状及面临的挑战

目前，中国已开展了源网荷储一体化、绿电直连和零碳园区等新业态新模式试点。总体而言，“十五五”新能源消纳新业态新模式发展正处于试点及规模化应用的关键期，随着技术突破、政策和市场机制的不断完善，将在促进新能源消纳、降低用能成本、降低大电网调节压力和运行风险方面发挥越来越重要的作用。

源网荷储深度融合。中国已批复源网荷储一体化项目超 450 个，电源总装机规模超 1 亿千瓦，覆盖 30 个省（区、市），整体呈现快速增长态势。从区域分布来看，呈现“西部基地化、东部园区化”的布局特征。从项目类型看，园区级（工业园区、数据中心）项目落地最广泛、数量最多、占比最高；市县级和省级项目数量相对较少。

绿电直连。截至2026年4月底，随着650号文[20]与688号文[21]相继落地，中国已有24个省（区、市）密集出台绿电直连配套细则，99个项目完成审批、对应新能源装机3405万千瓦。平均单个项目装机约38.8万千瓦。项目主要集中在“三北”地区，其中内蒙古数量最多，规模最大。

零碳园区。在国家零碳园区战略的引领下，一些省市和地方零碳园区建设探索，出台了一些地方层面的建设方案、指南和规范。一些企业也开展了零碳园区建设探索。目前中国“零碳”的园区项目试点主要集中在工业园区，以风电、光伏、新型电化学储能等新能源设备制造业为主要产业的园区，地域上主要分布在东部沿海和西北风光资源丰富的省份。2025年12月，国家发展改革委办公厅等部委关于印发《国家级零碳园区建设名单（第一批）》的通知，确定了国家级零碳园区建设名单（第一批），共纳入52个园区，从入选建设名单来看，实现中国 31 个省、自治区、直辖市及新疆生产建设兵团全覆盖。

推动新能源消纳新业态发展还需破解三大难题。一是是项目落地难度大。国家层面虽出台鼓励政策，但地方配套实施细则不完善，审批流程衔接不畅，地区差异大。同类项目在不同地区的并网审批、电价政策执行尺度不一，导致项目落地困难，难以形成规模化推广。二是权责划分与利益分配不清。新业态项目涉及新能源开发企业、用户、园区、第三方运营商、电网等多元主体，但在传统电力管理体系中缺少相关管理规范，导致各方权责边界模糊，利益分配、风险分摊及退出机制不明确，易引发纠纷，导致项目协调难度大。三是项目盈利模式不成熟。由于目前新能源产销一体化新业态尚在试点中，尚未形成将新业态作为新型经营主体的相关业务模式，发售业务分离，导致新业态的盈利模式难以稳定，投资积极性受挫。

3. 典型新业态新模式对大电网灵活调节需求及新能源消纳成本影响潜力评估

从国家级零碳园区建设的核心指标来看，供给侧必须在可再生能源自消纳、绿电直供、燃料原料替代技术等方面取得突破。零碳园区是指通过规划、设计、技术、管理等方式，使园区内生产生活活动产生的二氧化碳排放降至“近零”水平，并具备进一步达到“净零”条件的园区。根据国家发展改革委、工业和信息化部、国家能源局印发的《关于开展零碳园区建设的通知》，明确了包括1项核心指标和5项引导指标在内的指标体系。其中，单位能耗碳排放为核心指标，这一指标被分为两类，年综合能源消费量在20万吨至100万吨标准煤区间的，单位能耗碳排放需小于等于0.2吨／吨标准煤；年综合能源消费量大于等于100万吨标准煤的，单位能耗碳排放需小于等于0.3吨／吨标准煤。据测算，当前中国园区单位能耗碳排放大致在2.1吨／吨标准煤左右。这意味着零碳园区建成后，其单位能耗碳排放要较中国当前园区平均水平下降90%左右。

国家级零碳园区建设对绿电直供要求很高。以电为中心提高园区绿电自给率是降低单位能耗碳排、满足核心指标要求的关键。根据《通知》要求，园区受入送出的电力包括来自公共电网的电力、直接供应的非化石能源电力、绿证绿电交易获取的可再生能源电力等；园区用电应优先通过绿色电力直接供应满足，原则上直接供应比例不低于50%。结合单位能耗碳排放核心指标测算，年综合能源消费量

20 2025年6月，国家发展改革委 国家能源局关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2025〕650号）

21 2025年6月，国家发展改革委 国家能源局关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知（发改能源〔2025〕688号）

在 20 万吨至 100 万吨标准煤区间的园区，电能占终端能源消费的比重要超过 85%，且绿电占电力消费总量的比重应超过 85%；年综合能源消费量超过 100 万吨标准煤的园区，电能占终端能源消费的比重应超过 80%，且绿电占电力消费总量的比重应超过 78%。

国家级零碳园区绿电直连供电模式消纳新能源可降低对大电网灵活调节需求和新能源消纳成本。以国家级零碳园区采用多用户绿电直连模式为例，按照零碳园区绿电直供比例不低于 50%，考虑综合能源消费量为 20 万吨以上和 100 万吨以上的两类园区，根据第一批国家级零碳园区项目实际申报情况测算，单个零碳园区平均新增新能源装机约 80 万千瓦，建设 100 个国家级零碳园区需增加超过 8000 万千瓦的新能源装机。按照“并网型绿电直连项目投产运行后，年上网电量原则上不超过总可用发电量的 20%”，与直接接入大电网消纳相比，采用绿电直连的开发消纳模式，可减少大电网消纳新增约 6000 万千瓦新能源所需的灵活调节需求，新增相关新能源消纳成本可下降约 40%。

（三）系统运行模式创新激发各类新型主体的灵活调节潜力

随着新能源及新业态新模式的发展，电力系统平衡已从主要依靠电源侧的灵活调节资源和大电网资源优化配置，逐步转向统筹利用全系统灵活性资源。未来，随着灵活性资源日益向配电网和用户侧延伸，电力系统运行体系需要实现输电网、配电网与用户侧微电网三个层级的协同调度与协调运行。

1. 新型电力系统调度运行面临的新形势

“沙戈荒”新能源基地逐步成为资源富集地区新能源发展主要模式。“沙戈荒”新能源基地是中国新型能源体系的重要组成部分，对支撑新一轮风光增长目标、助力“双碳”目标落实有着不可替代的作用，也是新能源发展模式创新的重要探索。根据国家相关规划，到 2030 年中国将在沙漠、戈壁、荒漠地区布局并建设总装机容量高达 4.55 亿千瓦的大型风光基地，其中外送约 3.15 亿千瓦。一方面，大基地装机规模在千万千瓦级，清洁能源占比超过 70%，大基地能否可靠运行对送端和受端电网的安全稳定均产生重要影响，调控模式作为稳定运行的重要影响因素需要慎重考虑。另一方面，大基地项目涉及风光电、配套煤电、水电、储能等多种电源类型，选择由调度机构直接调控每个独立场站模式，还是探索多种电源内部调控模式，对发挥大基地内部资源余缺互济、互补调节潜力、提升大基地整体调节性能至关重要。

配电网逐步成为承载分布式新能源和新业态新模式的重要载体。随着新型电力系统的发展，海量分布式电源、新能源汽车、新型储能、虚拟电厂等各类要素蓬勃发展，以多样化、多维度、多时间尺度广泛并入配电网运行。分布式电源、分布式储能与新型负荷的大量接入使得配电网呈现供电多元化、用电互动化、电力电子化、装备智能化以及管理数字化等全新形态特征。配电网正逐步由单纯接受、分配电能给用户的电力网络转变为源网荷储融合互动、与上级电网灵活耦合的电力平台，在促进新能源就近消纳、承载新业态、新型负荷等方面的功能日益显著。推动源网荷储一体化、绿电直连等新业态以及负荷聚合商等新型主体实现内部的协同优化，对于降低大电网的调节压力意义重大。

新型电力系统对电网运行调度能力提出更高要求。随着新型电力系统加速构建，“沙戈荒”大基地、海上风电和分布式新能源大规模建设，新能源已成为装机主体；分布式电源、新型储能、虚拟电厂、

智能微网等新业态不断发展，全网一体化格局、配网有源化特征日益凸显，高低压、源网荷相互耦合程度不断加深；电网形态由“输配用”单向逐级输电网络向多元双向混合层次结构网络转变，电网运行方式更加复杂，电网运行调度能力面临新挑战。

2. 多能互补新能源大基地集群调度运行模式创新

探索新能源大基地多能源品种协同调度机制。统筹优化各类电力要素资源。应充分结合电源规模和出力特性、汇集条件和送出能力、负荷特性和消纳空间等，优化确定各类电力要素规模与配比，评估各类可再生能源综合利用率，原则上不占用系统调峰能力。依托多能互补发展模式，探索流域水风光一体化基地联合调度机制以及风光水火储多品种电源一体化协同调度机制，提升大型可再生能源基地整体调节性能。通过优化配置协同运行各类资源，使新能源大基地外送出力特性接近常规电源。

推动新能源大基地一体化聚合运营。探索新能源大基地多能源品种实质性联营，整体制定参与市场策略，提升市场竞争力。完善“打捆”方式、优化相关交易机制，探索将风光火作为一个市场主体参与市场，对外签订中长期交易曲线，参与现货交易，研究交易组织、调度运行、交易结算、偏差处理、责任分摊等具体操作方式。

同步探索推进“联营不联运”和“联营联运”模式。模式一：联营联运。对于电源点密集、接入点单一、调节能力强的项目，探索将所有发电资源作为整体一体化调度、一体化交易，开展大基地内部故障诊断、优化调控等方面的科技创新，促进大基地项目多能互补、余缺互济，减小对系统调节资源的占用，降低对大电网的调节需求，提升大基地运营的经济性。同时，保留电力调度机构对联营体内部主体的最终调管权，如遇紧急情况确保电力调度机构调管至火电机组、新能源场站。**模式二：联营不联运。**对于大型风光基地项目的新能源及配套支撑电源分散接入省级电网、通过送端电网优先调度外送的项目，由于电源点分散、调节能力弱，对送端电网安全稳定影响大，宜采用“联营不联运”运营模式。

3. 新型配电网调度运行模式创新

根据相关规划，“十五五”期间要增强配电网综合承载能力，提升配电网调节能力，支撑 9 亿千瓦分布式新能源接入及安全稳定运行；提升配电网对零碳园区、绿电直连等新业态的适配能力。

（1）电力新业态协同运行模式

根据相关政策文件要求，电力新业态协同运行创新可试点两种模式。

一是平衡单元模式。以“自平衡、自调节、自安全”为特征，承担平衡责任，作为整体接入公用电网并接受电网统一调度，本质为电网属性，项目主体本质类似配电网运营商。从模式设计而言不需要向大电网购买调节服务，适用于智能微电网、新能源接入增量配电网。

二是虚拟电厂模式。以电源、负荷、储能聚合为特征，类似虚拟电厂，尽管也是作为整体接入公用电网并接受电网统一调度，本质为用户属性，并不承担主力供电兜底责任，保底供电依旧由国家公共电网负责。对配电网而言，配电网采用延伸主网调度模式，一般需建立配电系统调度分中心，从模式设计而言可向大电网买入或卖出有限规模的调节能力，适用于绿电直连等新业态。

（2）推动新型配电网调度运行模式创新三大举措

创新配电系统运行模式。推进配电网柔性化、智能化、数字化转型，实现配电网从传统无源单向辐射网络向有源双向交互系统转变，由单一供电主体向源网荷储资源优化配置平台转变。一方面，适应新业态虚拟电厂模式，推动主网调度运营模式向配网延伸，实现海量资源的可观、可测、可调、可控，提升电源、储能、负荷的协同互动能力，提升配电网与各类并网电力新业态的交互水平；另一方面，积极培育配电系统运营商，优化与智能微电网的协同模式，探索建立自下而上平衡模式。

因地制宜规划建设智能微电网。以“自平衡、自调节、自安全”为目标，充分考虑用户多样化用能需求，加强智能微电网对多能源品种资源配置功能。提升智能微电网内部源网荷储各要素智能化调控能力和运行匹配度，逐步提升新能源自发自用比例。支持智能微电网在平等承担经济、社会和安全责任的前提下，实现灵活并网和离网运行。

健全新型配电网调度运行机制。推动主网和配网协同运行，提升电网智慧调控和系统实时平衡能力，提升灵活互动调节能力。建立配电网层面源网荷储协同调控机制，支撑分布式新能源和用户侧储能、电动汽车等可调节资源并网接入，提升配电网资源配置能力和新能源就地消纳水平，保障电网安全运行。健全并网技术标准与调度规范，加强电力调度与电力市场、电力需求侧管理的衔接。

4. 推动电网调控模式由以主干电网为主向主配微网协同转变

随着电力新模式新业态的发展，迫切需要构建适应多种电网形态、多元调度对象、多种业态模式的调度机制，推动电网调控模式由以主干电网为主，向主配微网协同转变。

明确新型电力系统主配微电网功能定位。主干电网：筑牢电力安全保障根本，夯实中国统一电力市场物理基础，支撑清洁能源资源广域调配。配电网：与主干电网充分耦合，承载多元化源荷开放接入、双向互动，支撑分布式新能源合理发展，全面增强供电保障能力。智能微电网：作为具有自平衡和自调节能力的电力新业态载体，支持多元主体接入，融入终端用户绿色用能场景，促进新能源就近开发、就地消纳。

大力提升电网优化配置可再生能源能力。充分发挥大电网优化资源配置平台作用，加强可再生能源基地、调节性资源和输电通道的协同，强化送受端网架建设，支撑风光水火储等多能打捆送出。加强区域间、省间联络线建设，提升互济能力，促进调峰资源共享。探索应用柔性直流输电等新型输电技术，提升可再生能源高比例送出和消纳能力。

推动主配微协同优化调度运行。一方面，优化完善大电网对新型主体的调控方式。推进大型风光多能互补大基地一体化调用。结合市场、价格等机制，建立“沙戈荒”新能源基地、水风光基地集群一体化协同运行调控新模式，优化基地整体涉网性能，提升稳定支撑能力，减少对大电网调节资源的占用。**另一方面**，积极推进分布式新能源、新型储能等新型并网主体调控能力建设，强化绿电直连、智能微电网等电力新业态提升源网荷储多要素协同运行水平和自平衡能力建设，释放多元海量微小资源的灵活性。

建设新一代电力调度技术支持系统。加快先进数字信息技术与先进调度控制技术融合创新，“电力＋算力”深度结合，推动电网调度控制技术升级，实现动态感知、精准控制。全面提升各类调节资源的精准调控能力，支撑多能协同互补、源网荷储互动、多网融合互联，实现运行状态全景监测、海量资源精准控制，提高电网安全性、适应性、互动性、灵活性。

（四）政策建议

在降低对煤电调节能力依赖的同时提升系统灵活性，需要采用系统性解决方案，新型灵活性资源及技术、模式及业态创新、系统运行和市场设计四个环节需要相互协同、相互促进，共同提升系统灵活性，最终实现在保障电力系统安全的前提下，以最低成本支撑更大规模的新能源高效并网消纳。

1. 构建电力系统多元灵活调节资源体系，支撑新一轮风光增长目标下新能源高水平消纳

新能源不同发展阶段，对电力系统的调节需求总量和需求特性不同。随着新能源电量渗透率进一步提升，新能源跨周 / 月 / 季度发电量的不平衡叠加负荷的不确定造成非连续电量短缺，使得跨周 / 月 / 季度的电量转移成为电力系统调节能力建设的新需求，完全依赖当前技术已经成熟的传统调节资源既不经济、技术上也难以覆盖所有调节需求，迫切需要构建多元灵活调节资源体系，满足新能源电量渗透率不断提升的新型电力系统短期和中长期、灵活性与充裕性的调节需求。

加强能源规划牵引。推动新能源与上下游产业的集成融合发展以及新能源非电利用，以电力交通融合、电热协同、电氢协同、电算协同为突破口，统筹布局绿氢、氨、醇等绿色燃料制储输用一体化产业；加强新能源与算力设施协同规划布局及优化运行；推动电动交通基础设施布局与分布式新能源开发布局的协同；鼓励传统产业统筹工艺流程创新与绿电消纳责任权重，培育跨能源品种新型灵活资源。

探索建立跨能源品种的协同调运机制。积极开展跨能源品种协同调运的能源站建设，加快构建以电为中心、冷热气电碳等多种能源协同的调度运行机制，激发系统各环节灵活调节潜力，提升跨能源品种互补互济水平，培育新型灵活调节资源。加速建设和完善现货市场将能有效支持协同调运机制的发展。

2. 完善配电运行管理机制，以坚强韧性的新型配电系统支撑新能源就近消纳新业态新模式发展

新能源消纳的新业态新模式通过优先“自平衡、自消纳”可降低大电网需要承担的调节压力，同时通过风险分散化可降低电网运行的风险。新业态新模式的发展本质是大电网适应高比例新能源发展的有益补充。新业态主要接入配电网，需要完善配电运行管理机制，优化电网企业考核办法鼓励电网企业积极服务新业态的发展。

修订完善配电网规划运行相关管理办法和运行机制。结合新业态特点和发展要求修订完善新业态接入管理办法、电网公平开放监管办法，以及承载高比例新能源的配电网规划相关导则及管理办法。完善新业态调度运行相关管理办法，完善增量配电网发展政策，建立新业态涉网及调控技术标准体系。建立适应电力市场的电网调度运行机制。

推动配电网由单一供电服务商向配电网运营商转变。高度重视新业态新模式对于支撑高比例新能源电力系统发展的意义。培育配电系统运行商，提升配电网与各类新业态的交互水平，积极探索基于新能源就地消纳新业态的新型供电模式。建立配电网层面源网荷储协同调控机制，提升配电网资源配

置能力和配电网新能源承载能力，降低新能源消纳对大电网调节需求，支撑更大规模、更高比例新能源高水平消纳。

优化电网企业投资经营考核管理机制。通过优化调整考核管理办法，鼓励电网企业做好新业态并（联）网或平台接入等服务，明确服务流程、可接入容量等信息，提高服务效率，持续提升对新业态参与电力交易和系统运行的技术支持能力和服务水平。

3. 加强新能源不同发展阶段不调节需求特性研究，进一步完善灵活调节资源规划体系

为落实《加快构建新型电力系统行动方案》，2025 年初，中国已出台《电力系统调节能力优化专项行动实施方案》，明确调节能力建设方案是能源电力发展规划的组成部分。但目前的调节能力需求分析还主要基于调节容量的分析，调节资源的建设规划主要侧重于源储规划，对新能源不同发展阶段的需求特性的变化考虑不充分，尚未建立规范的需求分析方法和规划方法体系，需要适应新能源不同发展阶段调节需求特性的变化，加强与国际接轨，不断完善灵活调节资源规划体系。

规范电力系统灵活调节需求分析方法。适应高比例新能源电力系统发展需要，规范基于日、周、月、季等不同时间尺度的电力系统灵活调节需求分析方法；规范日内调峰、日内顶峰、快速爬坡、跨日／周／月／季电量时移需求的计算方法，为系统调节能力评估奠定可靠基础。

明确各类灵活调节资源的功能定位，结合调节需求特性分类开展调节资源规划。探索根据电力系统灵活调节需求特性开展调节资源规划，结合各类灵活调节资源的功能定位分类开展。如结合调峰、顶峰、爬坡需求等开展调节容量平衡，结合跨日／周／月／季电量时移需求开展调节电量平衡分析。建立新型电力系统灵活调节资源规划方法体系，实现多元灵活调节资源的优化配置，同时避免源储侧调节资源的过度投资造成资源浪费。

三、近期推动需求侧灵活性的政策路径：当前障碍、改革机遇、国际经验与具体政策建议

本部分考察了推进之前章节所述愿景所面临的若干当前政策障碍，重点关注那些近期改革条件较为成熟的问题，特别是如何解锁需求侧灵活性的方法。在讨论国际经验的基础上，本课题就可在近期实施的政策调整提出具体的“下一步”建议。随着可再生能源渗透率的增加，系统灵活性不能仅靠发电侧资源提供——正如前一章节所强调的，减少对煤电作为一种灵活性来源的依赖已成为越来越重要的目标。需求侧资源包括灵活的用电和分布式储能，能够以比传统的供应侧方法更低成本、更短的响应时间，提供包括备用、削峰、爬坡、阻塞管理和其他灵活性服务。因此，解锁这些资源的潜力，是改善系统灵活性和支持可再生能源并网最有前景的近期机遇之一。

（一）改善价格信号，以更好地协调供应侧和需求侧资源

挑战：中国各地电力现货市场的限价上限与下限都过于狭窄，制约了市场统筹需求侧与供给侧各类资源、以适应风电、光伏及其他可再生能源波动性出力的能力。此外，零售电价的设计也仍有改进空间，包括确保不仅是电能量成本、而且输配电成本也能作为分时零售电价的组成部分予以分摊。改革契机：近期，国务院强调了形成“精准”价格信号以“引导电力资源优化配置”的重要性。当前，省级及相关主管部门需要制定具体措施加以落实。

本章第 1 节讨论批发（电力现货市场）层面价格信号的改善。第 2 节讨论零售层面的价格信号，其应反映包括现货市场电能量成本和输配电成本在内的多种因素。形成机制合理并能够有效传导至用户侧的价格信号，可成为一项关键工具，引导用户将用电需求安排在电力最充裕的时段，从而在不弃电、不过度投资储能和备用容量、也不引发剧烈价格尖峰的前提下，实现高比例清洁能源电力的消纳。

1. 允许现货市场价格有更大的波动空间

2026 年 2 月，国务院出台了一项重要政策文件（114 号文），强调“改革电力体制……以支撑新型能源体系”。该文件对现货市场提出了如下要求：“充分发挥现货市场发现实时价格、准确反映供需的重要作用，更好引导电力资源优化配置……推动发用两侧各类经营主体全面报量报价参与电力市场……通过分时价格信号更好引导经营主体优化发用电行为，激发电力系统灵活调节潜力。”[22] 国务院的这一愿景对于电力行业转型——包括释放需求侧灵活性——具有十分重要的意义。它与世界其他

22 国务院办公厅：《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》（国办发〔2026〕4 号），https://www.gov.cn/zhengce/content/202602/content_7057744.htm。该文件虽未明确提及电力现货市场价格上限或下限，但其他政策文件已直接涉及这一问题。值得注意的是，国家发展改革委、国家能源局 2025 年印发的《关于加快推进虚拟电厂发展的指导意见》明确提出，要《适当拉大现货市场限价区间》。https://www.nea.gov.cn/20250411/94a805e55f064493901cab6196e0448d/c.html

地区为支撑电力行业向脱碳电网转型而推进的政策方向高度一致。

现货市场设计涉及一系列复杂问题。然而，在落实上述国务院愿景方面，存在一个明确而重大的障碍：中国各地现货市场的限价上限与下限都过于狭窄，制约了现货市场“发现实时价格”和“引导优化配置”的能力[23]。例如，如图 5 所示，甘肃省现货市场设有为正值的价格下限（0.4 元 / 千瓦时）和约束性很强的价格上限（0.65 元 / 千瓦时），蒙西现货市场的下限至上限区间相对较宽，但以国际标准衡量仍属狭窄。美国、欧洲和澳大利亚的同类市场允许更大幅度的价格波动——其中包括很大的负电价空间。

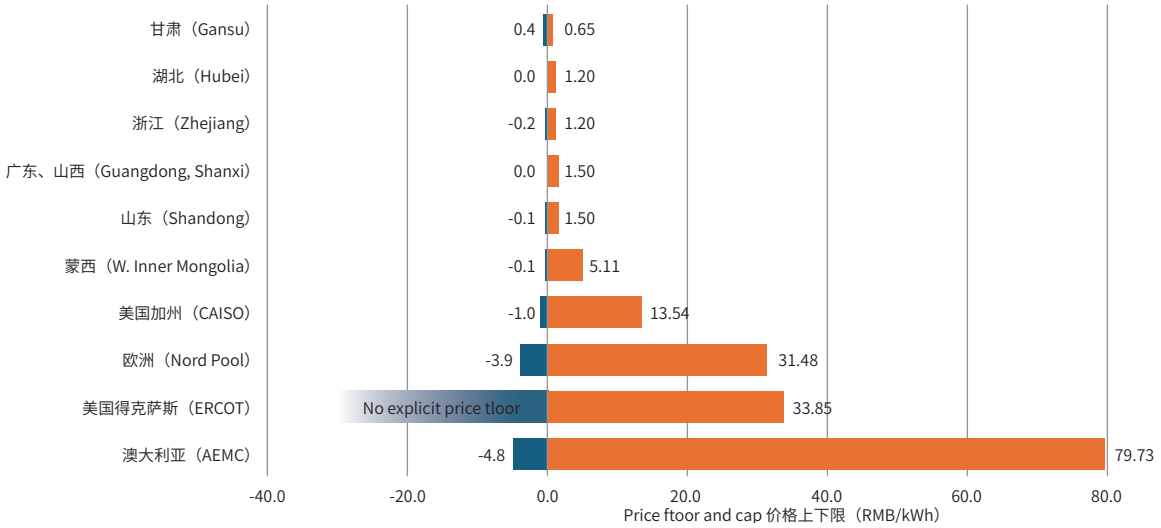


图 5 代表性省级现货市场限价上下限与国际价格范围对比

过窄的限价区间会引发若干问题：

- **抑制需求侧灵活性的信号与激励：**过窄的价格上限降低了需求侧储能、虚拟电厂及其他灵活性资源的收益，既削弱了参与激励，也削弱了长期投资信号。极低与极高价格的缺失，弱化了对需求响应及其他分布式能源资源——以及对电网侧资源——的激励与信号。（参见关于零售定价的第 2 节。）
- **扭曲调度、削弱可再生能源竞争力：**为正值的价格下限会使低成本可再生能源在供过于求时段无法充分体现其价格优势，可能使效率较低的火电机组在这些时段继续运行，并加剧可变可再生能源的弃电。
- **制约价格信号传递：**人为收窄的限价压缩了价格信号，削弱了市场反映真实供需状况、并高效配置资源的能力。

世界各地的政策制定者有时会担心，现货市场价格波动——包括价格尖峰和负电价——可能给消费者和经济带来不利影响。价格上限在防范因市场操纵而导致的非理性价格尖峰方面可以发挥作用。然而，这一作用需要与准确“价格形成”的需要相平衡——例如，应允许价格准确反映电力系统紧张的时段，并使需求侧资源能够帮助缓解这些紧张状况。为管理现货市场价格风险，良好监管下的零售

23 截至 2026 年 4 月，已有七个省份的现货市场进入全面“正式运行”阶段。其他省份和地区仍处于较低的实施阶段。

电价能够防止居民和小型商业用户承受每时每天的价格波动；中长期金融合同能够帮助大型工商业用户抵御价格风险。在新型电力系统中，有效的市场力监测和减缓机制可以及时发现不良报价行为并确保现货市场价格发现的作用。

国际案例研究：宽松的限价区间结合审慎的市场调节，使美国 ERCOT 电力市场能够支持需求响应与储能参与，同时对发电资源给予合理补偿

得克萨斯州的 ERCOT 电力系统长期重视合理的现货市场价格形成——即注重确保现货市场价格准确反映供需状况，包括稀缺与富余时段。这一做法——通常被称为“稀缺定价”——有助于提升系统灵活性，包括催生释放需求侧灵活性的商业模式。ERCOT 是全球在快速提升可再生能源占比的同时实现总需求增长方面最成功的市场之一（见图 6）

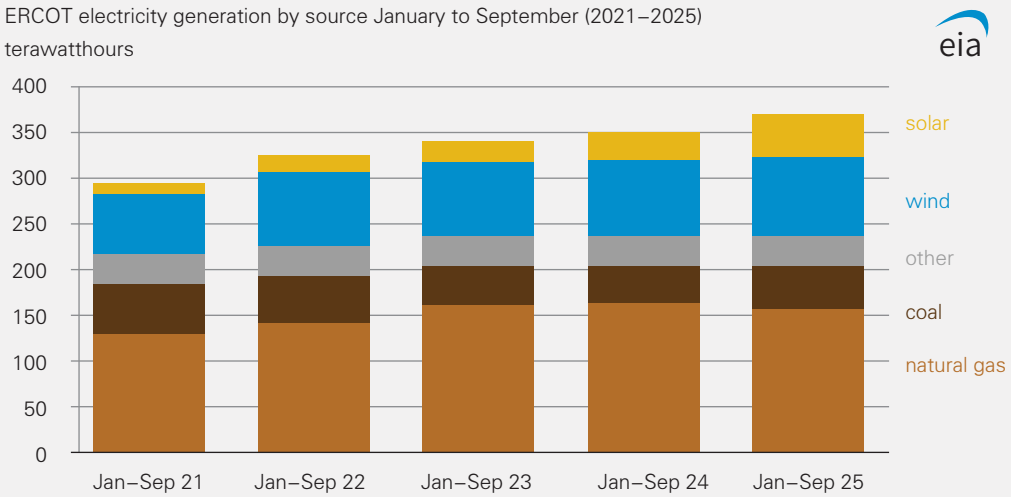


图 6 2021–2025 年间 ERCOT 不同能源发电占比（US EIA）

ERCOT 采用“纯电能量”市场（即 ERCOT 不设按兆瓦支付的容量补偿机制）。该市场设有较高的电能量价格上限，且不设明确的价格下限。这一机制对在系统紧张时段可用的资源给予补偿，并鼓励在富余时段用电及为储能充电。ERCOT 稀缺定价方法的一个组成部分是运行备用需求曲线（ORDC）机制。ORDC 机制会在稀缺时段触发 “价格加价”，抬高实时电能量价格。这使电能量价格能够更准确地反映系统资源（包括旋转备用与非旋转备用容量）的可用性[24]。该机制有助于激励维持充足的资源容量水平——即维持可靠性所需的容量。它还向市场主体发出清晰信号，引导其在高峰时段调整生产与消费，从而减少新增资源容量（如新增发电机组）的需要。这一稀缺定价方法为需求响应、电池储能、分布式资源聚合以及可调度发电创造了商业模式。

24 这些加价依据系统设定的失负荷价值，以及运行备用低于最低事故备用水平的概率来计算。当备用趋于稀缺时，ORDC 可确保价格在系统电力供应耗尽之前提前上涨。

为防范可能导致非理性价格尖峰的市场操纵，ERCOT 的规则包含自动化的市场力监测与缓解规则，并赋予一个强有力的第三方市场监测机构相应权限。ERCOT 还为需求侧资源制定了透明的市场参与规则，以确保需求侧主体能够帮助平衡电网、抑制价格波动。

2021 年冬季风暴 Uri 之后，ERCOT 采取了一系列措施，以避免持续高电价对售电公司以及采用实时电价机制的用户造成冲击。这些措施包括将全系统报价上限从 9 美元 / 千瓦时下调至 5 美元 / 千瓦时；若价格在任意 24 小时内累计有 12 小时达到价格上限，则电能量和辅助服务市场的价格上限将进一步下调至 2 美元 / 千瓦时。此外，ERCOT 还实施了其他改革措施，包括禁止将小时级批发电价直接传导至居民和小型商业用户，并要求发电机组做好寒冷天气应对准备，以降低极端高价事件发生的频率。

总体而言，ERCOT 在现货市场精准化价格信号上采取的前瞻性“稀缺定价”做法，可能会产生更多短期价格波动，未必会被中国的政策制定者所采纳。然而，从宏观层面看，ERCOT 堪称北美、欧洲及世界其他地区普遍采用的定价方法的一种典范。朝 ERCOT 的方向迈进——通过放宽限价并采纳上文建议——值得加以考虑。

2. 完善分时零售电价

中国部分行业和省份在分时（TOU）零售电价方面已积累了数十年的经验。自 2021 年起，分时电价对中国大多数工商业终端用户——以及公共电动汽车充电和部分居民用户——已成为强制要求[25]。自 2025 年起，各省新出台的政策正推动大用户从静态分时电价转向各种形式的动态实时电价。少数省份已采用尖峰电价模式（由高温热浪等天气条件触发的极端尖峰价格）。

尽管取得了显著进展，中国的分时电价仍存在一些有待解决的问题。第一，2021 年之后，若干省份实施了静态分时电价，将不仅是电能量价格（成本）、而且输配电价格（成本）也以分时方式分摊到各静态时段中。然而，在 2025 年和 2026 年，随着大用户转向实时电价机制（其中电能量部分与现货市场价格挂钩），多数省份放弃了对输配电价格的分时处理，使该部分回归为固定价格方式）[26]。因此，用户缺乏必要的激励，难以将用电从电网阻塞的时段转移到有可用容量的时段。第二，分时电价的设计方法不透明，也缺乏要求其准确反映系统成本的明确政策规定。如果用户不清楚价格形成机制，就难以判断哪些投资能够在未来降低其用电成本，从而也更难做出有助于系统优化的响应。此外，如果价格不能准确反映系统成本，用户据此采取的行为也可能无助于改善系统运行状况。这两方面都会削弱为充分利用低成本可再生能源（在其可获得时）所必需的系统性用电方式转变。第三，尽管 2021

25 参见《国家发展改革委关于进一步完善分时电价机制的通知》，发改价格〔2021〕1093 号。https://zfxxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18212

26 参见 https://news.bjx.com.cn/html/20260129/1481824.shtml

年政策提出应逐步将分时电价推广至居民用户，但居民用户往往仍无法选择分时电价[27]。

国际案例研究：丹麦实时电能量定价与分时电网费的组合[28]。

丹麦的经验显示，转向电能量实时定价并不需要放弃按时间区分电网成本的做法——后者可以以依据严谨而透明的方法确定的、能够反映系统成本的静态分时电价形式而保留。这可以帮助用户重塑电力需求，在准确的地点和时间消纳清洁电力，不对输配电网增加负担。

在电能量市场方面，丹麦参与北欧批发电力市场，电价通过现货市场出清，每 15 分钟确定一次，零售合同将这些实时电能量现货价格传导给消费者。

与此同时，配电网价格以静态分时方式设定：即按设定的时段（如高峰、高负荷与低负荷时段）划分，在傍晚高峰时段（通常为 17:00 – 21:00）收取较高费用，夜间则适用较低费率。重要的是，在丹麦，该结构明确而透明地建立在成本溯源原则之上：配电价格的设计旨在反映电网阻塞何时发生、配电容量投资由何驱动，从而使高峰时段的用电承担更大份额的配电资本成本[29]。通过这种方式，即便市场化定价取代了行政设定的电能量部分的静态分时电价，丹麦仍同时保留了电能量与电网使用两方面的时间信号。

丹麦的电网运营商报告称，这种分时定价设计取得了显著成效：在 2022 年能源危机期间，尽管电气化程度不断提高，用电量仍下降了 15%，且需求转移至中午和深夜等非高峰时段，有助于消纳可再生能源电力并减少弃电[30]。

国际案例研究：澳大利亚透明、动态定价试点

澳大利亚的 Project Edith 项目正处于一项颇具前景的长期探索的中段，旨在展示“动态定价如何能够在保持在配电网容量限制之内的同时，促进光伏、电池和电动汽车等清洁能源解决方案参与电力市场”。前期步骤聚焦于：（1）第三方协调方如何在为用户保持简单、可靠的定价体系的同时，响应动态市场价格；（2）综合研究如何根据本地馈线容量调整价格；（3）使定价更加透明、合理并具有位置针对性。后续两个步骤的进展值得持续关注：（4）将向所有符

27　2021 年政策提出“有条件的地方，要按程序推广居民分时电价政策”。

28　参见 https://en.energinet.dk/Electricity/Tariffs/ 关于丹麦经验的讨论，另见 https://www.raponline.org/knowledge-center/implementation-and-refinement-of-tou-electricity-pricing/。

29　就输电网价格而言，丹麦目前仍主要采用按千瓦时计费的单一结构，不过已有政策讨论提出转向按千瓦计费的结构，从而更好地引导终端用户行为与系统成本相一致。

30　https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/EnergiNet%20-%20Green%20transition%2C%20the%20Danish%20experience%202024-03-20.pdf

合条件的用户提供动态电价；（5）取消对该电价采用的限制，并使定价更趋精细化[31]。

（二）完善 2025 年虚拟电厂国家政策框架的落地实施

挑战：虚拟电厂（VPP）在以经济高效的方式增强系统灵活性、满足电力需求增长、减少排放和提升可靠性方面具有巨大潜力——但虚拟电厂的发展尚未充分释放这一潜力。落实契机：2025 年，国家发改委与国家能源局出台了具有里程碑意义的虚拟电厂政策框架，但在落地的运行与实施细节上仍有大量工作有待完善。

虚拟电厂是基于电力系统架构，运用现代信息通信、系统集成控制等技术，聚合分布式电源、可调节负荷、储能等各类分散资源，作为新型经营主体协同参与电力系统优化和电力市场交易的电力运行组织模式。虚拟电厂提供了一条潜在的低成本路径，可及时满足不断增长的电力需求，同时减少新建备用煤电的需要、削减二氧化碳排放、改善局地空气质量，并增强系统整体的可靠性与韧性。因此，充分实现虚拟电厂的价值在电力行业转型中日益重要。然而，尽管具备这些益处，虚拟电厂尚未实现规模化商业落地。

近期，中央和地方政府出台了一系列鼓励虚拟电厂发展的重要政策。2025 年，国家发改委与国家能源局发布《加快推进虚拟电厂发展的指导意见》，使中国成为首个就虚拟电厂出台国家指导性政策的主要国家。该政策强调了虚拟电厂的重要性，但内容较为简要、层级较高——并未具体规定实施细节[32]。文件提出要“拓宽收益渠道”，包括参与电力市场，并为虚拟电厂发展设定了吉瓦级目标。此外，2025 年一项关于零碳园区的国家政策要求园区满足严格的碳强度与清洁能源消费目标，并提出“鼓励有条件的园区以虚拟电厂（负荷聚合商）等形式参与电力市场，提高资源配置效率和电力系统稳定性。”这也有助于使需求与园区内同址布置的可再生能源相匹配[33]。园区级虚拟电厂可将园区内的柔性负荷、储能和发电资源作为一个整体进行协调优化，提高本地新能源电力的利用水平，同时利用这些资源为大电力系统提供支撑。因此，明确虚拟电厂相关规则，既有助于改善零碳园区的经济性，也有助于提升其为电力系统提供灵活性调节的能力。

在省级层面，已建立现货市场运营的省份——包括内蒙古、浙江、山西、甘肃、湖北、广东和山东——已制定规则，至少在原则上允许虚拟电厂参与现货电能量市场[34]。与此同时，部分省、市政府设有以行政奖补（非市场）方式直接向虚拟电厂付费的项目[35]。这些市场规则和行政项目是为虚拟电厂创建具有合理收益的商业模式的重要步骤。然而，尽管有明确的市场规则允许其参与，这些市场中实际的虚拟电厂容量仍然有限，原因在于现行规则未能就虚拟电厂所提供的全部价值给予补偿，且缺

31 https://www.ausgrid.com.au/transforming-the-grid/innovating-for-the-future/project-edith

32 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202504/t20250411_1397162.html

33 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250708_1399055.html 《国家发展改革委 工业和信息化部 国家能源局关于开展零碳园区建设的通知》

34 例如，参见山东省 2025 年虚拟电厂市场参与规则：《山东省虚拟电厂建设运行管理办法（征求意见稿）》http://nyj.shandong.gov.cn/module/download/downfile.jsp?classid=0&filename=28397e5c97a548b4ade4ac81e7ec6ec1.pdf

35 例如，江苏省有一项以行政方式补偿虚拟电厂、使其响应省级电网公司需求响应调用的项目。然而，这种方式往往以间歇性方式调用虚拟电厂——将其作为偶发情形下的特殊资源——而非将虚拟电厂全面纳入日常系统运行。

乏明确虚拟电厂运行细节的规则。

现行市场规则与项目设计的一个核心问题在于：它们套用了为传统发电机组设计的市场参与考核标准，而未能认可（并补偿）虚拟电厂所能提供的各项服务——即其完整的价值组合。在现行市场与项目规则下，虚拟电厂主要因削峰填谷（如将电力需求从系统电力短缺的“高峰”时段转移至“低谷”时段）而获得补偿。然而，规则大体上并未认可或补偿虚拟电厂在容量、调频、快速爬坡灵活性以及（输电与配电）电网阻塞缓解等方面的贡献。

国际案例研究：澳大利亚虚拟电厂试点及其结论

澳大利亚能源市场运营机构（AEMO）的虚拟电厂示范项目，提供了一个官方虚拟电厂评估研究的范例。该研究有助于增强各利益相关方对虚拟电厂在协助平衡高比例清洁能源电力系统方面所能提供价值的信心。它还就如何制定有效规则、使虚拟电厂尽可能高效运行并尽量降低成本与复杂性，提出了具体建议[36]。AEMO 目前期望到 2050 年，用户侧资源能够提供至少 1/3 的市场容量[37]。

到 2018 年，聚合用户侧自有发电资源和电池储能的虚拟电厂已逐渐成为澳大利亚电网中的重要组成部分，并能够对电价变化、频率波动或聚合商指令作出积极响应。然而，从 AEMO 的角度看，这些行为具有一定的不透明性，且未纳入统一调度，因此引发了对其可能影响电力市场运营商电网管理能力的担忧。为此，AEMO 启动了一系列虚拟电厂示范项目，旨在测试如何获取并利用虚拟电厂运营商提供的预测数据和运行数据，评估虚拟电厂参与频率响应的初步规则，并积累实证经验，为未来制定和完善虚拟电厂相关规则奠定基础[38]。

这些示范项目涵盖了澳大利亚所有大陆州的八个虚拟电厂组合，参与消费者约 7,150 户。尽管试点向所有技术开放，但所有参与的虚拟电厂均采用了电池。项目测试了虚拟电厂在提供运行备用、响应电价信号、提供运行可观测性、改善消费者体验以及应对网络安全问题等方面的能力。AEMO 发现，小型电池虚拟电厂在提供上述各项服务方面均卓有成效（有时还能同时提供多项服务）并在重大事件（包括输电与发电机组故障）中为电力系统提供支撑。

作为这项工作的一部分，AEMO 发现若干额外举措有助于更好地利用虚拟电厂。第一，在可行且具有成本效益的前提下，应提升虚拟电厂的可观测性与可预测性。虚拟电厂设备需要在多重优先事项之间取得平衡——包括家庭用电需求、合同规则和电池荷电状态——因而在不同事件中表现各异。AEMO 发现，系统层面的可预测性，最好不是通过要求单个设备按预设方式

36 https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/der/2021/vpp-demonstrations-knowledge-sharing-report-4.pdf?rev=755034a7ad1c4f8b84f2eeadc855c5d1&sc_lang=en

37 https://www.aemo.com.au/newsroom/speeches-and-presentations/aemo-ceo-speech-at-australian-energy-week-2026

38 https://www.aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/der/2018/nem-vpp-demonstrations-program.pdf

动作来实现，而是通过运用灵活的、概率性的框架来预测聚合的、资源组合整体的趋势。

第二，AEMO 建议虚拟电厂聚合商与配电网运营商开展技术协调，并根据各项服务所需的精度适用不同规则。虚拟电厂可提供有功功率、无功功率、频率响应和本地电压支撑，但要提供其中许多服务、或同时提供多项服务，都需要明确的技术规则。对于需要精确控制与可观测性的服务，AEMO 建议应根据虚拟电厂的响应速度、持续时间、可控性、位置、遥测以及用户优先干预规则来限定其参与资格。然而，对于削峰等基础服务，更广泛的分布式资源组合可在更简单的运行规则与监测下带来电网效益，转而依靠统计聚合与历史数据来验证其整体贡献。

（三）更好地认可需求侧资源的价值

问题所在：电力规划流程与市场机制仍缺乏官方、统一且被广泛理解的方法，用于将需求侧资源和储能所提供的服务与传统资源所提供的服务进行比较。其结果是，灵活的需求侧资源的全部价值难以释放。更广泛地看，若缺乏这一方法，将难以建设一个由众多多元市场主体（其中许多为分布式能源资源）构成的“新型电力系统”。特别是，在前瞻性资源充裕度评估和可靠容量核定中，亟需用于评估资源的官方、统一方法。

落实契机：2026 年 1 月，国家发改委与国家能源局要求各省改革容量补偿机制，使其能够考虑并比较多种类型的资源，包括新型储能资源。尽管这项工作的早期阶段可能尚不包括需求侧资源，但这是设计并实施改进后的资源充裕度规划与可靠容量评估方法的重要契机，将为准确评估需求侧资源的价值奠定基础。

2026 年 1 月，国家发改委与国家能源局发布 114 号文，要求各省制定新的容量补偿方案。该政策要求将行政化的容量补偿机制最终演进为市场化的容量补偿机制[39]。文件要求容量补偿机制采用“统一”的评估方法对不同资源进行比较。鉴于省级容量补偿方案虽已普遍存在、但多为分资源类型（如针对煤电、抽水蓄能等的专门容量补偿），且缺乏跨资源的明确协调机制，这是一项重大变化。因此，114 号文是资源规划与可靠容量核定问题上的一个重要契机。尽管 114 号文将新的容量补偿机制设定为仅覆盖“发电侧”资源（其定义为电网侧储能和传统发电机组），但这仍为各省以更广泛的思路向前推进、培育在公平舞台上比较各类资源（包括需求侧资源，或至少表后光伏与储能）的新方法提供了重要机遇。国际上，需求侧资源（包括需求响应、能效和分布式储能）在公平竞争的环境中参与容量市场，与传统的发电厂互相竞争以提供容量服务。值得注意的是，国家发改委另一项现行政策已要求容量补偿机制向需求响应资源开放[40]。

截至 2026 年 6 月，仅有甘肃和新疆发布了落实 114 号文的“正式”规则。青海、宁夏和辽宁

39　参见 https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html

40　国家发改委《电力需求侧管理办法（2023 年版）》提出“支持符合要求的需求响应主体参与容量市场交易或纳入容量补偿范围”。https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html

发布了“征求意见稿”[41]。其他省份仍在规则制定中。

1. 透明、前瞻且滚动的资源充裕度评估流程

从全局来看，每个省级电力系统都面临这样的问题：究竟需要多少“容量”，以及如何确保这是一个具有恰当灵活性特征、能够支撑“新型能源体系”的合理容量组合？目前，尽管中国多家研究机构开展资源充裕度研究，但无论是国家能源局还是省级主管部门，均未正式确定透明的资源充裕度评估流程[42]。简言之，尽管正朝着资源种类与市场主体（包括需求侧资源）大为丰富的新型能源体系迈进，却没有一个被指定的、透明的资源充裕度评估流程，能够为这众多市场主体充当基准与指引。

这一问题当前尤具现实意义：114 号文在各省的落实，将取决于对系统需求的前瞻性评估。114 号文仅简要指出“省级能源主管部门要会同价格主管部门科学测算当地电力系统可靠容量需求”。这把一些关键问题留给了地方各省。

例如，甘肃的实施规则采取了非常简单的做法，并未提供太多细节。具体而言，甘肃规定所有资源的容量补偿将按“容量供需系数”进行折算，该系数等于系统净负荷高峰期间的容量总需求除以总有效容量[43]。这未能满足对透明、前瞻的资源充裕度评估的需要：由于仅关注高峰时段容量比值，它无法评估未来的可靠性风险，也无法识别在高比例可再生能源电力系统中全年全时段维持可靠性所需的资源组合与灵活性。

国际案例研究：英国容量市场

英国容量市场采用透明、前瞻的流程，以公平且有效的方式组织资源采购，其中包括需求灵活性。这确保系统在电网接纳日益增多的清洁能源电力的同时，采购到适量的各类资源以维持可靠性、并使成本最小化。这一流程的职责主要由英国能源安全与净零部（DESNZ）和国家能源系统运营机构（NESO）分担。DESNZ 负责容量市场框架的设计，并设定关键参数，如采购容量规模、可靠性标准以及限价上下限。NESO 编制年度《电力容量报告》——该报告源自 NESO 更广泛的资源充裕度评估框架——用以识别容量需求，DESNZ 据此设定竞价规模。NESO 还负责对竞价参与者进行资格预审、组织提前三年和提前一年的容量竞价，并监测交付与合规情况。

这一流程透明且技术中立：它从明确的可靠性标准（每年 3 小时的失负荷期望，LOLE）出

41 甘肃：https://fzgg.gansu.gov.cn/fzgg/tzgg/202512/174264978.shtml ；新疆：https://xjdrc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108299/202605/9ff692bc625f4ed29a2f607b648618f4.shtml ；青海：http://fgw.qinghai.gov.cn/xwzx/tzgg/202602/t20260225_91109_ghb.html ；宁夏：https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202509/t20250912_5019961.html ；辽宁：https://zhuanlan.zhihu.com/p/2030788312437404453

42 国家能源局已发文要求电网企业开展季节性可靠性展望、要求各省开展灵活性评估。然而，目前尚无关于评估方法的公开信息，相关报告也未对外发布。

43 值得注意的是，国家能源局西北监管局（甘肃属其辖区）2023 年发布的一份容量补偿政策征求意见稿，曾设想建立一套相对更为细致的前瞻性资源充裕度评估流程，并允许需求响应参与容量补偿的竞争。但该征求意见稿最终并未定稿。关于该政策的讨论，参见：https://www.raponline.org/knowledge-center/rap-china-northwest-capacity-market/

发，运用公开的方法和数据来确定为达到可靠性标准所需的容量规模。竞价方法与结果同样向社会公开。此外，容量市场向发电、互连电网、需求侧响应（DSR）及其他技术开放，并采用公开的方法、依据预期可用性确定向参与者分配多少有效容量额度。这种透明性使发电、储能和需求侧响应的提供方都能清晰理解流程，并使潜在参与者在决定是否报价之前即可知晓容量竞标的时间安排、资格规则和采购规模。由于该流程年复一年地重复进行，潜在参与者还能清楚把握中标所需达到的价格水平。英国容量市场在吸引多种技术参与方面也颇为成功：在面向2028/29 交付年度的 2024/25 竞价中，需求侧响应提供方报量 2.1 吉瓦，最终获得 1.8 吉瓦容量，其中已验证的需求侧响应 100% 出清、未验证的需求侧响应出清 90%。

2. 在新兴省级容量补偿方案背景下对各类资源的可靠容量核定

每个省级电力系统都面临如何“核定”各类资源的问题。在各省当前正在制定多资源容量补偿机制的背景下，这是另一个颇具现实意义的领域。

国家发改委 / 国家能源局（在 114 号文中）要求省级容量补偿机制覆盖一种以上资源类型，这凸显了地方政策制定者界定核定方法的必要性。同样，鉴于 114 号文以“发电侧”为框架，这起初可能并不包括需求侧资源。然而，各省在任何核定方法中一并处理需求侧资源的做法，都是合理之举。

无论在中国还是世界各地，都面临一项挑战：如何制定一种对各类资源——包括可再生能源、储能、需求侧资源、虚拟电厂、传统发电机组以及能效投资——都公平的可靠容量核定方法。

114 号文对可靠容量核定方法着墨不多，将细节留给各省。它仅指出，应为每类资源核定“可靠容量”，“按统一原则、基于其削峰能力进行核定，公平反映不同机组对系统高峰容量的贡献”。就 114 号文的正式（甘肃）与征求意见稿（青海和宁夏）实施规则而言，这些省份均提出了相当简单的核定方法（即基于系统紧张时段资源可用性的历史观测数据）。与国际实践相比[44]，这些规则在细节上都非常单薄，迄今也没有任何一个省份明确规定有助于准确比较各类资源的电力系统建模方法。

国际案例研究：美国 PJM 区域对可再生能源、储能与电网灵活性资源的容量核定方法

美国东部的 PJM 互联电网近期更新了其容量资源的核定流程，以在火电机组、可再生能源、储能与需求侧资源之间提供更优、更公平的比较。PJM 现对所有资源——包括风电、光伏、火电、水电、电池和需求侧资源——采用基于边际有效载荷能力（ELCC）[45] 的框架[46]。在这一方法下，每一类资源都被赋予一个 ELCC 值，该值源自 PJM 用于开展资源充裕度分析的同一套区域电网详细模型。

44 有关可靠容量核定方法的国际经验，见 王轩 .（2026 年 1 月）电力可靠容量评估机制路径探讨 . 睿博能源智库 . https://www.raponline.org/knowledge-center/exploring-pathways-for-power-system-reliable-capacity-accreditation-mechanisms

45 https://msites.epri.com/resource-adequacy/resource-acredidation/resource-accreditation-methods

46 https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/committees/pc/2021/20210420-special/20210420-item-03b-how-effective-load-carrying-capability-works.ashx

首先，对一套参考电网模型进行校准，使其达到每年失负荷 2.4 小时的可靠性目标（即十年一日的 LOLE）。随后，将 100 兆瓦某一类资源加入资源组合，并将其对期望缺供电量（EUE）的影响与 100 兆瓦“完美发电”进行比较。该比值即被赋值为每类资源相对于其铭牌容量的 ELCC 系数[47][48]。该方法衡量的是在全区域（RTO）“紧张”运行时段的预期表现，不仅包括高需求时段，也包括资源出力不佳或火电机组相关联停运的时段。PJM 超过 95% 的 EUE 风险发生在冬季，因此各类资源的 ELCC 信用值各异：光伏为 7%–8%，风电为 41%，4 小时电池为 58%，8 小时电池为 70%，化石发电厂为 74%–83%，需求侧资源为 92%[49]。在设计上，PJM 采用一致的、基于 ELCC 的方法，并以与最终系统组合相似的参考系统为基础，以反映这样一个事实：某一资源的容量价值取决于资源组合中的其余部分。风险时段可能随资源结构的变化而变化，但 PJM 的方法考虑了所有资源的同时可靠性贡献，从而捕捉到光伏饱和效应、以及光伏与储能配合所带来的更高综合价值等相互作用[50]。

PJM 还在 2027/2028 交付年度调整了需求响应（DR）的容量核定规则，取消了此前的需求响应考核窗口，转而以全天候（24/7）方式评估需求响应的可用性[51]。其结果是资源充裕度得到改善，PJM 需求响应类资源的可靠容量核定值大幅提升，从 2026/2027 年度的 69% 升至 2027/2028 年度的 92%。这说明了一个关键点：需求侧资源本身并非天然地低价值或高价值；其核定容量取决于项目规则是否考虑了它们在真正驱动可靠性风险的时段内的可用性。

需要指出的是，容量市场与 ELCC 框架并非决定 PJM 区域各类容量建设规模的唯一、甚至主要因素。资源的大部分收益来自持续运行的电能量市场和辅助服务市场。容量市场则以额外付费作为补充，以确保系统拥有虽不常使用、但在关键时段必不可少的备用容量。因此，最终得以建设的资源，是那些在电能量市场与容量市场两方面都最具成本效益的资源。例如，光伏虽然 ELCC 较低，但由于其成本低于火电机组全年运行所需的燃料成本，仍会被建设；随后 ELCC 付费再提供一部分额外收益，以反映其在关键高峰时段的可用性。

47 https://www.pjm.com/-/media/DotCom/planning/res-adeq/elcc/2025-pjm-elcc-rrs.pdf

48 该方法关注最终系统设计（或至少在相似的候选系统）中的边际 ELCC，这是用于补偿的恰当指标。随后，系统所需的 ELCC 总量，通过将参考模型中所有资源的 ELCC 总和乘以“预测峰值负荷与参考模型所服务峰值负荷之比”来计算得出。

49 https://www.pjm.com/-/media/DotCom/planning/res-adeq/elcc/2025-pjm-elcc-rrs.pdf

50 https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/elcc-measures-capacity-contribution-of-renewable-and-storage-resources.pdf

51 https://insidelines.pjm.com/ferc-approves-expanded-role-for-demand-response-to-enhance-reliability/

（四）政策建议

本章节归纳了激励政策和市场机制所需要完善的领域，以更好地鼓励灵活的用户需求或虚拟电厂在高比例光伏、风电的电力系统中帮助电网平衡。在这一部分，本课题提出了具体的、近期可供国家能源局和发改委采纳的政策建议，以帮助中国抓住这些机遇。

1. 结合谨慎的市场力监测和减缓措施，扩大市场限价区间

本课题建议大幅放宽现货市场限价区间。此外，以下措施有助于支持更好的价格形成，并或可缓解政策制定者对价格波动的潜在担忧：

- 建议相关部门，估算每一类电源的运行成本，并确保调度围绕真实运行成本进行优化。这可辅以第三方市场监测、现货市场自动化监测以及现货市场自动化的市场力缓解机制。这些措施合力有助于防范非理性价格尖峰（即由市场操纵、而非系统需要驱动的尖峰），从而免去设置过窄限价的必要，并使价格能够以支撑新型能源体系、符合国务院愿景的方式波动。
- 促进需求响应和分布式储能（可聚合为虚拟电厂；具体建议见下文）更广泛地参与市场，有助于平抑价格尖峰以及负电价的频率与持续时间。
- 鼓励中长期合同的金融化，并开发零售套期保值产品，使大用户和售电公司能够管理现货价格波动。这将使售电公司和终端用户得以对冲价格波动，尤其是通过双边合同方式。

2. 建立透明的零售电价，以反映输配电成本并普及更多用户

- 提高电价设计方法的透明度，使新型能源体系中的更多市场主体能够提前谋划，发展契合未来系统需要的资源。
- 核实并提升电价设计反映电网成本的程度。制定一套中国统一的分时电价设定方法，强调价格随需求与电网状况变化而能够反映成本。要求省级主管部门超越当前设计与更新分时电价的“黑箱”做法，转而遵循这一新方法。
- 要求将输配电成本分摊到零售电价中随时间变化的部分。
- 鉴于许多省份近期已从静态分时电价转向与现货市场价格挂钩的大用户动态分时电价，形成良好的现货市场价格就显得尤为重要。（参见上文关于现货市场价格上下限的建议。）
- 国家能源局应要求更多省份在批发市场层面建立尖峰电价，并在配电层面开展尖峰电价试点。这类尖峰电价可超越中国当前以温度触发的做法，发展为借鉴国际经验的模式（例如，由系统运营商、或由配电系统运营商每年触发数量有限的若干次事件）。
- 考虑在居民用户中进一步推广分时电价，尤其针对居民小区停车场的电动汽车充电。

3. 为虚拟电厂能够提供的所有服务进行补偿，发布透明的评估报告，并利用虚拟电厂改善分布式光伏的消纳

本课题建议相关部门就 2025 年虚拟电厂框架出台后续文件，为省、市政府提供实施指引。其中应要求各级政府：

- 建立规则，为虚拟电厂不仅提供电能量、还提供快速爬坡、虚拟惯量及其他电网服务的能力进行充分补偿[52]。这些规则应嵌入省级和区域级现货市场。同时也应鼓励省、市开展对虚拟电厂多种服务予以补偿的行政项目[53]。
- 在制定这些规则时，确保虚拟电厂能够依据其在输配电网中特定位置所提供的价值获得补偿。例如，位于城区、有助于避免昂贵配电升级的虚拟电厂应据此获得相应补偿。其中一种做法是按特定现货市场节点电价（而非省级平均价格）向虚拟电厂付费。
- 在当前推迟分布式光伏装机审批的地区，赋予虚拟电厂主导作用。许多市担心光伏装机的增长会使配电系统过载。与其一刀切地推迟审批，这些城市应部署有地域针对性的虚拟电厂项目，主动管理本地电网约束，使更多分布式发电得以接入并高效运行[54]。
- 明确零碳园区参与虚拟电厂的相关规则，包括园区内负荷、储能和发电资源聚合参与电力市场的规则。
- 开展并发布官方的虚拟电厂评估研究，以增强政策制定者、电网运营商、市场主体及其他利益相关方对虚拟电厂所能提供价值的信心。

4. 为评估资源充足性需求建立透明、前瞻和滚动的评估流程

本课题建议相关部门就该议题向各省发布一份详细的政策指引文件，并要求各省：

- 超越甘肃所采用的简单且不透明的“容量供需系数”做法。
- 编制对电力系统需求的详细前瞻性评估，以确保新容量机制下的容量采购合理。
- 前瞻性评估应采用五年滚动周期，并在年度公开报告中予以详细说明。

这将有助于指导容量补偿机制，也有助于市场主体为未来竞争性的容量补偿做好准备。

5. 在扎实的可靠性规划模拟的基础上，建立透明、技术中性的可靠容量核定机制

本课题建议国家能源局就可靠容量核定方法向各省提供指引，建立透明且技术中立的容量核定框架——以科学、定期更新的可靠性建模为基础，并一致、公平地应用在包括需求侧资源在内的所有资

52 一个更广泛的议题是持续完善用于识别系统对各类灵活性服务需求的相关流程。

53 作为这项工作的一部分，建立避免某些冲突的规则将十分重要：例如，需要确保虚拟电厂的容量不会同时被用于电能量与备用，或同时用于相互冲突的输电与配电服务。

54 面向分布式发电的“柔性接入（flexible interconnection）”框架同样有所助益。

源[55]。本课题建议应以有效载荷能力（ELCC）方法为基础：依据资源的边际 ELCC 给予补偿，同时采购足以满足系统整体可靠性需求的容量。

55 更多讨论参见 https://www.raponline.org/knowledge-center/exploring-pathways-for-power-system-reliable-capacity-accreditation-mechanisms/

四、政策建议

（一）推动系统灵活调节能力从电源调节为主转向多元灵活调节

围绕拓展系统灵活性、降低对煤电与大电网调节依赖、支撑新一轮风光增长目标下新能源高水平消纳，统筹推进资源培育、模式创新、运行体系建设，形成协同发力的政策体系。

1. 构建电力系统多元灵活调节资源体系

- 发挥能源规划牵引作用，推动新能源与上下游产业集成融合及非电利用，以电力交通耦合、电热耦合、电氢耦合为突破口培育新型灵活资源、拓展新能源消纳空间。
- 发挥跨能源品种协同互补作用，积极开展跨能源品种协同调运的能源站建设，加快构建以电为中心、冷热气电碳等多能协同的调度运行机制，激发系统各环节灵活调节潜力。

2. 完善配电运行管理机制，以新型配电系统支撑新能源就近消纳新业态新模式发展

- 修订完善配电网规划运行相关管理办法和运行机制。结合新业态特点和发展要求修订完善配电网规划相关导则及管理办法；完善新业态调度运行相关管理办法，以及增量配电网发展政策，建立新业态涉网及调控技术标准体系。
- 推动配电网由单一供电服务商向配电网运营商转变。培育配电系统运行商，提升配电网与各类新业态的交互水平，积极探索基于新能源就地消纳新业态的新型供电模式。建立配电网层面源网荷储协同调控机制，提升配电网资源配置能力和配电网新能源承载能力，降低新能源消纳对大电网调节需求和安全风险。

3. 进一步完善电力行业灵活调节资源规划体系

- 进一步规范完善电力系统灵活调节需求分析方法。适应高比例新能源电力系统发展需要，规范基于日、周、月、季等不同时间尺度的电力系统灵活调节需求分析方法；规范日内调峰、日内顶峰、快速爬坡、跨日／周／月／季电量时移需求的计算方法，为系统调节能力评估奠定可靠基础。
- 进一步完善调节资源规划体系。探索根据电力系统灵活调节需求特性开展调节资源规划，建立新型电力系统灵活调节资源规划方法体系，实现多元灵活调节资源的优化配置，同时避免源储侧调节资源的过度投资造成资源浪费。

（二）健全支撑灵活性的电力市场机制

建议从放宽限价、完善电价设计、健全虚拟电厂、规范容量机制四方面完善市场机制，更好发挥价格信号对灵活性资源的引导作用。

1. 放宽现货市场限价

建议大幅放宽现货市场电能量限价区间，并通过以下措施支撑价格形成、缓解对价格波动的担忧：

- 建议相关部门在（区域）能源监管机构或其他主管部门监督下估算各类电源运行成本，确保调度围绕真实成本优化；辅以第三方市场监测、现货市场自动化监测及市场力缓解机制，防范由市场操纵（而非系统需要）驱动的非理性价格尖峰，从而放宽之前过窄的限价、使价格以契合新型能源体系与国务院愿景的方式波动。
- 促进需求响应与分布式储能（可聚合为虚拟电厂）更广泛参与，平抑价格尖峰及负电价的频率与持续时间。
- 鼓励中长期合同金融化、开发零售套期保值产品，使售电公司与大用户得以通过双边合同等方式对冲现货价格波动。

2. 完善电价设计

- 提高电价设计方法透明度，使市场主体得以提前谋划、发展契合未来系统需要的资源。
- 制定中国统一的分时电价设定方法，强调价格随需求与电网状况变化的成本反映性，要求省级主管部门摒弃当前“黑箱”做法；并将输配电成本分摊至零售电价的分时部分。
- 鉴于多省已从静态分时电价转向与现货挂钩的大用户动态分时电价，形成良好的现货市场价格尤为重要（见上文限价建议）。
- 国家能源局应推动更多省份在批发市场建立尖峰电价、并在配电层面开展试点，超越当前以温度触发的做法，借鉴国际经验（如由系统或配电运营商每年触发有限次数）。
- 考虑在居民部门进一步推广分时电价，尤其针对居民小区停车场的电动汽车充电。

3. 健全虚拟电厂实施机制

建议国家能源局就 2025 年虚拟电厂框架出台后续文件，为省、市政府提供实施指引，要求：

- 建立规则，充分回报虚拟电厂提供电能量及快速爬坡、虚拟惯量等电网服务的能力，并将其嵌入省级和区域级现货市场；同时鼓励开发对多种服务提供补偿的行政项目。
- 确保虚拟电厂依据其在输配电网特定位置所提供的价值获得补偿（如位于城区、有助于避免昂贵配电升级者），可按特定现货节点电价而非省级平均价格付费。
- 在推迟分布式光伏审批的地区赋予虚拟电厂主导作用：以地域针对性项目主动管理本地电网约

束，避免普遍推迟，使更多分布式发电得以接入并高效运行。

- 明确零碳园区参与虚拟电厂的相关规则，包括园区内负荷、储能和发电资源聚合参与电力市场的规则。
- 开展并发布官方虚拟电厂评估研究，增强政策制定者、电网运营商及市场主体对其价值的信心。

4. 规范容量机制

建议国家发改委与国家能源局向各省发布详细政策指引，要求各省：

- 超越甘肃简单、不透明的“容量供需系数”做法。
- 编制对系统需求的详细前瞻性评估（采用五年滚动周期，并在年度公开报告中详述），以确保新容量机制下的容量采购合理。此举将有助于指导容量补偿机制，并帮助市场主体为未来竞争性容量补偿做好准备。
- 国家能源局就可靠容量核定方法向各省提供指引，建立透明且技术中立的容量核定框架——以科学、定期更新的可靠性建模为基础，并一致、公平地应用在包括需求侧资源在内的所有资源[56]。本课题建议应以有效载荷能力（ELCC）方法为基础，依据资源的边际有效载荷能力给予补偿，同时采购足以满足系统整体可靠性需求的容量。

56 更多讨论参见 https://www.raponline.org/knowledge-center/exploring-pathways-for-power-system-reliable-capacity-accreditation-mechanisms/

参考文献

[1] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 新型能源体系建设 " 十五五 " 规划 [Z]. 2026.

[2] 国家发展改革委 , 国家能源局 . " 十五五 " 碳达峰行动方案 [Z]. 2026.

[3] 国际能源署 , International Energy Agency (IEA). Status of Power System Transformation 2018[R]. Paris: IEA， 2018.

[4] 国家电投经济技术研究院 , 裴善鹏 . 电力系统各类灵活性来源单位千瓦成本分析 [R].

[5] 贺一 , 张晓霞 . 从系统内部调节到非电耦合的消纳路径分析 [J]. 中国电力企业管理 .

[6] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知 : 发改能源〔2025〕 650 号 [Z]. 2025-06.

[7] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知 : 发改能源〔2025〕688 号 [Z]. 2025-06.

[8] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 关于推进电力源网荷储一体化和多能互补发展的指导意见 : 发改能源规〔2021〕280 号 [Z]. 2021-03.

[9] 国家能源局 . 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 [Z].

[10] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 关于印发《增量配电业务配电区域划分实施办法》的通知 : 发改能源规〔2024〕317 号 [Z]. 2024-05.

[11] 国家发展改革委 . 关于进一步完善分时电价机制的通知 : 发改价格〔2021〕1093 号 [EB/OL]. https://zfxxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18212.

[12] 北极星电力网 [EB/OL]. 2026-01-29. https://news.bjx.com.cn/html/20260129/1481824.shtml.

[13] Energinet. Tariffs[EB/OL]. https://en.energinet.dk/Electricity/Tariffs/.

[14] Regulatory Assistance Project (RAP). Implementation and Refinement of TOU Electricity Pricing[EB/OL]. https://www.raponline.org/knowledge-center/implementation-and-refinement-of-tou-electricity-pricing/.

[15] American Council for an Energy-Efficient Economy (ACEEE). EnergiNet - Green transition， the Danish experience[R/OL]. 2024-03-20. https://www.aceee.org/sites/default/files/pdfs/EnergiNet%20-%20Green%20transition%2C%20the%20Danish%20experience%202024-03-20.pdf.

[16] Ausgrid. Project Edith[EB/OL]. https://www.ausgrid.com.au/transforming-the-grid/innovating-for-the-future/project-edith.

[17] 国家发展改革委 [EB/OL]. 2025-04. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202504/t20250411_1397162. html.

[18] 国家发展改革委 , 工业和信息化部 , 国家能源局 . 关于开展零碳园区建设的通知 [EB/OL]. 2025-07. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202507/t20250708_1399055.html.

[19] 山东省能源局 . 山东省虚拟电厂建设运行管理办法（征求意见稿）[EB/OL]. 2025. http://nyj.shandong.gov.cn/module/download/downfile.jsp?classid=0&filename=28397e5c97a548b4ade4ac81e7ec6ec1.pdf.

[20] Australian Energy Market Operator (AEMO). VPP Demonstrations Knowledge Sharing Report 4[R/OL]. 2021. https://www.aemo.com.au/-/media/files/initiatives/der/2021/vpp-demonstrations-knowledge-sharing-report-4.pdf.

[21] Australian Energy Market Operator (AEMO). AEMO CEO Speech at Australian Energy Week 2026[EB/OL]. 2026. https://www.aemo.com.

au/newsroom/speeches-and-presentations/aemo-ceo-speech-at-australian-energy-week-2026.

[22] 国家发展改革委 , 国家能源局 . 关于各省容量补偿机制改革有关事项的通知（"114 号文 "）[EB/OL]. 2026-01. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html.

[23] 国家发展改革委 . 电力需求侧管理办法（2023 年版）[EB/OL]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202601/t20260130_1403524.html.

[24] 甘肃省发展和改革委员会 [EB/OL]. 2025-12. https://fzgg.gansu.gov.cn/fzgg/tzgg/202512/ 174264978. shtml.

[25] 新疆维吾尔自治区发展和改革委员会 [EB/OL]. 2026-05. https://xjdrc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108299/202605/9ff692bc625f4ed29a2f607b648618f4.shtml.

[26] 青海省发展和改革委员会 [EB/OL]. 2026-02. http://fgw.qinghai.gov.cn/xwzx/tzgg/202602/t20260225_ 91109_ghb.html.

[27] 宁夏回族自治区发展和改革委员会 [EB/OL]. 2025-09. https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202509/t20250912_5019961.html.

[28] 辽宁省发展和改革委员会 [EB/OL]. https://fgw.ln.gov.cn/fgw/index/tzgg/2026060217332293774/index.shtml.

[29] Regulatory Assistance Project (RAP). RAP China Northwest Capacity Market[EB/OL]. https://www.raponline.org/knowledge-center/rap-china-northwest-capacity-market/.

[30] 王轩 . 电力可靠容量评估机制路径探讨 [R]. 华盛顿 : 睿博能源智库 (RAP)， 2026-01. https://www.raponline.org/knowledge-center/exploring-pathways-for-power-system-reliable-capacity-accreditation-mechanisms.

[31] Electric Power Research Institute (EPRI). Resource Accreditation Methods[EB/OL]. https://msites.epri.com/resource-adequacy/resource-acredidation/resource-accreditation-methods.

[32] PJM Interconnection. How Effective Load Carrying Capability Works[R/OL]. 2021-04-20. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/committees-groups/committees/pc/2021/20210420-special/20210420-item-03b-how-effective-load-carrying-capability-works.ashx.

[33] PJM Interconnection. 2025 PJM ELCC RRS[R/OL]. 2025. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/planning/res-adeq/elcc/2025-pjm-elcc-rrs.pdf.

[34] PJM Interconnection. ELCC Measures Capacity Contribution of Renewable and Storage Resources[EB/OL]. https://www.pjm.com/-/media/DotCom/about-pjm/newsroom/fact-sheets/elcc-measures-capacity-contribution-of-renewable-and-storage-resources.pdf.

[35] PJM Inside Lines. FERC Approves Expanded Role for Demand Response to Enhance Reliability[EB/OL]. https://insidelines.pjm.com/ferc-approves-expanded-role-for-demand-response-to-enhance-reliability/.

致 谢

非常感谢中国环境与发展国际合作委员会（国合会）设立并支持“适应新一轮风光增长目标的新型电力系统建设”政策研究课题，为中外方专家提供了一个充分讨论和交流的平台。特别感谢生态环境部副部长李高先生、国合会中方首席顾问刘世锦先生、外方首席顾问 Scott Vaughan 先生，以及国合会副秘书长、生态环境部国际合作司司长李永红先生和国合会副秘书长、生态环境部对外合作与交流中心主任张志锋先生在课题实施过程中提供的咨询建议，感谢国合会秘书处处长刘侃女士、庞骁先生和费成博女士，国际支持办公室郑方舟先生，以及国合会秘书处和国际支持办公室为本课题提供的组织和协调等方面的支持。