



容量机制演进下的新型储能发展策略： 基于国内外实践的比较研究





落基山研究所（RMI）

落基山研究所 (Rocky Mountain Institute, RMI) 成立于1982年，是一家立足市场、独立运作的专业智库，致力于通过经济可行的市场化解决方案推动全球能源转型，构建繁荣、韧性、清洁的低碳未来。落基山研究所与企业、政策制定者、科研机构、创业者及跨领域伙伴广泛协作，推动战略性投资，以扩大清洁能源解决方案的规模化部署、减少能源浪费、并提升可负担清洁能源的可及性，在保障能源安全和经济效益的同时，携手共创可持续的美好愿景。目前，落基山研究所的研究和实践已覆盖全球50余个国家和地区。

作者与鸣谢

作者

高硕, 宫再佐, 李婷, 刘雨菁, 张沥月

其他作者

陈梓浩, 江漪, 刘子屹, 田嘉琳

作者按姓名拼音顺序排列。

除非另有说明, 所有作者均来自落基山研究所。

联系方式

高硕, sgao@rmi.org

张沥月, liyue.zhang@rmi.org

引用建议

张沥月, 高硕, 宫再佐等, 容量机制演进下的新型储能发展策略: 基于国内外实践的比较研究, 落基山研究所, 2025, <https://rmi.org.cn/insights/storage-capacity-mechanism-report/>

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>

除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

管文林 EnBW AG

单瑞 香港中文大学(深圳)

许庆宇 北京怀柔实验室

赵嘉坤 Earth Charter International

专家按姓名拼音顺序排列。

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构观点。

目录

引言	8
1 国内外容量机制发展概况	9
1.1 我国容量机制概况	9
基于技术类型的差异化容量机制，为各类技术发展提供了支撑	9
山东建立各类技术共同参与的市场化容量补偿机制，为参与电力市场的机组提供收益补充	11
1.2 国外容量机制概况	14
全球范围内正积极开展多样化的容量机制实践，以保障电力系统容量充裕度	14
容量市场为容量资源提供长期可预期的收益，正成为欧洲能源转型中日益重要的市场机制	15
2 我国发电侧容量电价机制实践与新型储能的预期收益	17
2.1 我国容量电价机制发展趋势	17
我国正加速完善容量电价机制，针对新型储能等新型主体的机制设计是关注重点	17
2.2 近期发电侧容量电价机制设计思路	19
多地就建立发电侧容量电价机制征求意见，征求意见稿中实施细则的差异将影响机组收益水平	19
2.3 新型储能发电侧容量电价机制下的预期收益	23
容量电价赋能储能收益，新能源富集地区容量收益向长时项目倾斜	23
3 英国容量市场实践与储能参与策略分析	25
3.1 英国容量市场规则设计	25
系统运营商通过负荷预测确定容量需求，并据此依次组织 T-4 和 T-1 两轮容量拍卖	25
英国容量市场面向多元参与类型，容量贡献能力的计算与容量支撑需求有关	26
低碳资源参与容量市场的门槛降低，以支持英国电力系统转型	29
3.2 英国容量市场交易结果与储能的市场表现	30
成交价格反映市场供需，T-1 拍卖较 T-4 拍卖价格波动更大	30
在运发电单元是主要中标类型，新建发电单元是否中标的不确定性更高	31
储能在中标的新建发电单元中占比不断提升，支持英国储能装机的增长	33
中标单元通过响应容量市场通知保障了系统容量充裕度	35

3.3 储能在英国容量市场的参与策略	37
储能在容量市场上的收益因交付年度与拍卖市场不同呈显著差异，精准把握市场供需是决策关键	37
4 意大利容量市场实践与储能参与策略分析.....	40
4.1 意大利容量市场规则设计	40
意大利容量市场分区域确定需求，分区域组织拍卖	40
参与主体按 CDP 类型申报量价，不同技术的可用容量计算考虑了区域差异	41
中标资源面临容量市场以外收益限制，通过可负担的价格为系统提供容量保障	42
4.2 意大利容量市场交易结果与储能的市场表现	43
中标容量随年份波动，头部竞标方占据主要资源	43
成交价格同时受市场与政策因素影响，在运容量成交价格上升而新建容量价格下降	44
中标新建容量技术类别变化显著，体现政策和市场偏好的迁移	45
4.3 储能在意大利容量市场的参与策略	45
储能项目的商业模式选择存在区域差异，需综合考虑容量市场预期收益和电能量市场套利空间	45
5 分析与建议：新型储能在容量机制演进趋势下的发展策略	47
5.1 我国发电侧容量电价机制与国外容量市场的对比分析	47
5.2 储能参与容量机制的关键策略	50
参考文献	52

图表目录

图表1.1	各地针对新型储能的容量补偿政策	10
图表1.2	山东市场化容量补偿机制历次修订主要内容	12
图表1.3	山东新能源场站和独立储能设施历次规则修订中容量折算系数估算	13
图表1.4	意大利容量市场拍卖需求曲线与供给曲线示意图	15
图表2.1	我国近年有关容量机制的政策文件	17
图表2.2	山西和辽宁关于发电侧容量补偿机制的政策内容	19
图表2.3	甘肃、青海和宁夏关于建立发电侧容量电价机制的征求意见稿内容	20
图表2.4	甘肃、青海、宁夏2025年分时电价设置	21
图表2.5	甘肃、青海、宁夏2025年和2026年容量供需系数估算	22
图表2.6	甘肃不同情景下容量供需系数估算（左）和100MW/400MWh储能项目的容量收益估算（右）	23
图表2.7	甘肃发电侧容量电价机制（征求意见稿）下储能项目的收益结构估算	24
图表3.1	英国2024年开展容量市场拍卖的时间线	25
图表3.2	英国容量市场拍卖需求	26
图表3.3	英国容量市场单元类型	27
图表3.4	英国历次T-4拍卖中各类型资源的容量折算系数	28
图表3.5	英国历次T-4拍卖中储能容量折算系数（上）和T-4拍卖2029/30交付年度不同放电时长的储能容量折算系数（下）	29
图表3.6	英国历次T-4拍卖中标容量和成交价格	30
图表3.7	英国历次T-1拍卖中标容量和成交价格	31
图表3.8	英国历次T-4拍卖中标容量单元类型	31
图表3.9	英国历次T-4拍卖中标新建发电单元获得15年协议的容量占比	32
图表3.10	英国历次T-1拍卖中标容量单元类型	33
图表3.11	英国2030年电力系统结构预测	33
图表3.12	英国历次T-4拍卖中标容量技术类型	34
图表3.13	英国历次T-1拍卖中标容量技术类型	35
图表3.14	历次英国容量市场通知	36
图表3.15	英国2022年和2024年储能项目收益构成	37
图表3.16	英国历次T-4拍卖（左）和T-1拍卖（右）新建发电单元中储能的中标容量和占比	38
图表3.17	英国100MW/200MWh储能在历次T-4拍卖和T-1拍卖获得的单年容量市场收益测算	39
图表4.1	意大利容量市场历次主拍拍卖时间表	40
图表4.2	意大利容量市场2027交付年度各技术类型容量折算系数	41
图表4.3	意大利容量市场浮动返还费用机制示意图	42

图表4.4 意大利容量市场2022-2027交付年度中标容量43

图表4.5 意大利容量市场在运容量和新建容量的成交价格 and 价格上限44

图表4.6 意大利容量市场历次中标新建容量技术分类.....45

图表4.7 意大利2027交付年度100MW储能系统在容量市场上的预期收益.....46

图表5.1 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》中容量市场建设相关内容47

图表5.2 容量机制对比分析48

图表5.3 各地截至2024年底新能源装机情况.....50

引言

新型储能是“双碳”目标下新型电力系统中的关键组成部分，也是新型电力系统实现柔性灵活运行的重要支撑。截至 2025 年 9 月底，全国新型储能装机累计已超过 1 亿千瓦。按照国家发展改革委、国家能源局《新型储能规模化建设行动方案（2025—2027 年）》（发改能源〔2025〕1144 号）的规划，到 2027 年末，全国新型储能装机将达到 1.8 亿千瓦以上，技术路线和应用场景将进一步丰富，从而能够更好地支撑新型电力系统加速建设和能源绿色低碳转型。

市场化发展是新型储能所需要面对的新形势和新挑战。“十四五”期间，新能源强制配储政策是我国新型储能快速发展的重要驱动力。在新能源装机占比较高、增速较快的省区，集中式新能源项目通常被要求配置容量在 10%-20% 之间、储能时长在 2 小时或以上的储能设备。这一政策在电力市场建设，特别是现货市场建设尚未全面铺开的特定时间阶段，为新型储能发展提供了有力驱动。随着电力市场化的不断深入，新型储能的发展模式在 2025 年发生了根本性变化。2025 年 2 月出台的《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）推动新能源全面入市，同时**明确不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，这标志着新型储能配置从“政策需要”向“市场需要”转变。**新型储能需要在全国统一电力市场体系下拓展自身的发展空间。

容量电价机制将为新型储能在市场化条件下的高质量发展和价值兑现提供有益保障。在现有电力交易体系中，新型储能主要通过电能量交易中的现货价格曲线波动或分时电价实现峰谷套利。峰谷套利反映了新型储能在日内尺度下进行电量调节的价值，但对于新型储能在电力系统充裕性方面的价值，目前尚没有统一完善的价格形成机制加以反映。截至目前，我国现有容量电价机制的实施对象主要为煤电和抽水蓄能，但近期一系列政策表明，针对新型储能的容量电价机制将成为未来一段时间的关注重点之一。《电力现货连续运行地区市场建设指引》（发改能源〔2025〕1171 号）提出要“研究建立面向各类电源的容量补偿机制，结合各地电力市场成熟度，建立容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿，有条件的地区探索通过报价竞争形成容量电价，以市场化手段保障系统容量长期充裕，条件成熟时建设容量市场”。《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号）将新型储能与已建立相应机制的煤电、抽水蓄能并列，明确提出要“健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制”。对于新型储能而言，容量电价机制的迭代与演进，将为其提供更多元的价值兑现路径和更广泛的市场参与空间。

本报告旨在帮助新型储能决策者与经营主体更好地了解、理解和适应容量电价机制与容量市场，助力新型储能在电力市场化条件下实现高质量发展。第一章内容回顾和梳理了国内外容量电价机制与市场的概况，概要介绍了容量机制的理论基础和现有实践。第二章内容聚焦我国相关进展，深入梳理和分析了近期容量电价机制的整体发展趋势和地方实践思路，并就新型储能主体在新趋势下的参与与收益情况进行了量化的分析与测算。第三、四章内容选取了部分已经建立容量市场的地区，即英国和意大利，分别对其容量市场的设计思路与市场运作模式进行了分析，深入剖析了市场交易结果、受益主体和形成原因，并着重探讨了储能容量市场中的参与情况和参与策略。第五章内容综合对比分析了国内外容量机制，并对储能参与容量电价机制或容量市场提出了策略建议。

研究表明，无论国内外，容量电价机制或容量市场的收益都已经或即将是新型储能重要的收入来源，新型储能主体需要做好充分准备，深入理解相关容量机制并加以运用。对于已有较为成熟容量市场的部分海外市场，新型储能投资与经营主体宜充分利用长年限（15 年）容量合同，保障长期收入稳定。就国内市场而言，新型储能近期可能分区域逐步被纳入发电侧容量电价机制，企业需重点关注系统容量需求，结合新能源装机与负荷比值，精准判断区域储能需求，匹配合理放电时长，避免盲目投资；远期来看，随着容量市场建设推进，价格波动和竞争风险将相对增加，企业需重点关注供给侧竞争，强化风险识别，优化报价策略，合理规划投产时序，避免低价竞标和过度集中入场。总体而言，容量机制将为包括新型储能在内的各类调节性资源提供有效途径，使其保障系统充裕度的价值得到反映，从而有力支撑新型储能在电力市场化背景下实现可持续与高质量发展，也为新型电力系统做出有益贡献。

1. 国内外容量机制发展概况

1.1 我国容量机制概况

我国现行的容量机制在实践中呈现多元化形态，主要可归纳为两大方向：一是基于技术类型的差异化设计，即根据不同技术的特点及其发展阶段，量身定制与之适宜的两部制电价政策；二是以山东为代表的技术中性模式，建立面向所有市场主体的市场化容量补偿机制。这两类机制均有助于在电力系统转型与电力市场建设过程中，为各类机组提供收益补充，增强系统运行的可靠性与灵活性。

基于技术类型的差异化容量机制，为各类技术发展提供了支撑

我国容量机制的实践主要分为国家与地方两个层级：国家层面主要覆盖抽水蓄能与煤电机组，而地方层面则侧重于燃气机组与新型储能。在电力市场建设不断深化、电能量价格不确定性凸显的背景下，这些实践为上述资源提供了一定的投资回报保障，以支持其持续发展。

我国于 2021 年在《国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见》（发改价格〔2021〕633 号）中提出针对抽水蓄能电站实施两部制电价，其中电量电价以竞争性方式形成，而容量电价由国家发展改革委核定¹。国家发展改革委在 2023 年《国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知》（发改价格〔2023〕533 号）中核定了包括在运和 2025 年底前拟投运的 48 座抽水蓄能电站容量电价，并从 2023 年 6 月 1 日起开始实施，纳入省级电网系统运行费用，由工商业用户分摊²。这一政策为抽水蓄能电站提供了相对稳定的投资回报，支持了抽水蓄能的发展。

随后于 2023 年 11 月，《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）提出建设煤电容量电价机制并自 2024 年 1 月 1 日起实施³。各省级电网内的合规在运公用煤电机组，执行统一的煤电容量电价水平，这一费用同抽水蓄能容量费用一样纳入系统运行费用，由工商业用户分摊。煤电容量电价机制确保了煤电资产的部分固定收益，支撑了新型电力系统构建中的煤电角色转型，为未来火电利用小时数留出更多下浮空间。

我国地方层面容量机制的实践从针对天然气机组的机制设计起步。上海⁴率先于 2012 年针对天然气机组建立两部制电价，浙江⁵、江苏⁶等地紧随其后，分别于 2015 年和 2018 年推行天然气机组两部制电价，支持天然气机组持续运行。四川⁷和重庆⁸于 2022 年针对天然气调峰机组实行两部制电价；广东⁹在落实国家煤电容量电价机制的同时，同步实施气电容量电价机制。各地针对天然气机组的两部制电价政策中都针对不同类型的机组核定了相应的容量电价和电量电价，并且结合机组成本、社会效益、电网运行等实际情况不定期对这一上网电价标准进行调整。

近年来，多地也积极探索针对新型储能的多样化容量机制。在《“十四五”新型储能发展实施方案》（发改能源〔2022〕209 号）中提出“建立电网侧独立储能电站容量电价机制，逐步推动储能电站参与电力市场”后¹⁰，部分地区出台了容量租赁或容量补偿政策激励新型储能项目投资。前者是将成本直接传导给新能源电站，后者是政策性补贴，二者以不同方式共同补充新型储能收入，支持项目建设。

在此前强制配储ⁱ的政策要求下，容量租赁是电网侧储能的重要收入来源。各地陆续出台政策指出新能源企业可以通过租赁储能容量的方式满足新能源项目的配储要求，并提供容量租赁指导价和鼓励租赁期限。但在实际招标投标过程中，中标价格和租赁年限普遍低于政府指导水平。2022 年以来各地公布的容量租赁指导价格为

ⁱ 强制配储指将配建储能作为新能源建设的前置条件。

150–400 元 / 千瓦·年，且大多鼓励 5 年及以上的长期租赁合同。按照中国化学与物理电源行业协会储能应用分会的统计数据，2024 年容量租赁中标加权均价为 132 元 / 千瓦·年，1 年及以下的租赁年限占比为 52%，且主要分布在宁夏、广西、湖南这三个省份¹¹。需要厘清的是，容量租赁从根本上旨在发挥储能作为调节资源的能力，以促进新能源消；这一出发点，与容量机制本身着眼于系统容量充裕度、保障电力供应的角度存在本质差异。

部分地区自 2023 年起出台了面向独立储能的容量补偿政策，但具体实施细则各异 (图表 1.1)。在补偿基础方面，浙江、河北、广东的补偿政策都根据新型储能项目的容量来确定，但内蒙古、新疆、江苏都按照项目当年的放电量确定补偿金额，其补偿政策本质上并非基于容量价值的补偿，而仍是基于电能量价值的补偿。在补偿标准方面，各地标准不同，但若是一年以上的补偿，各年补偿标准普遍呈递减趋势。在资金来源方面，江苏和广东的资金来源于尖峰电费，新疆和河北的费用由全体工商业用户分摊，浙江的资金来源于电力直接交易结余，内蒙古的费用则由发电机组分摊。

在《国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（发改价格〔2025〕136 号）（下称“136 号文”）要求“不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件”后¹²，容量租赁这一模式预计将逐步淡出。现有容量补偿政策多为 2–3 年的支撑性政策，难以为新型储能提供长期确定激励。因此，未来针对新型储能的容量机制的建设仍存在不确定性。

图表 1.1 各地针对新型储能的容量补偿政策

	江苏	新疆	浙江	河北	广东	内蒙古
补偿范围	存量 + 增量 (建成并网的独立储能电站)	存量 + 增量 (建成并网的独立储能电站)	存量 (列入新型储能项目建设计划,且在 2024 年 6 月 30 日前完成并网试验的电网侧项目,总规模不超过 130 万千瓦)	增量 (独立储能项目竞争规模:2024 年河北南网 300 万千瓦 / 冀北电网 270 万千瓦, 2025–2026 年河北南网 770 万千瓦 / 冀北电网 830 万千瓦)	存量 + 增量 (新型储能试点示范项目,或纳入 2023–2025 年年度计划且在 2025 年底前进入商业运营的独立储能项目)	存量 + 增量 (纳入自治区独立新型储能电站规划)
补偿年限	2023–2026 年 1 月的迎峰度夏(冬)期间 (1 月、7–8 月、12 月) 针对在运机组补偿	2023–2025 年每年针对当年在运电站补偿	2024–2026 年每年针对上述范围的存量机组补偿	针对 2024–2026 年的中标项目补偿时限均为 2 年	2025 年针对上述范围的机组补偿	2025 年开始每年补偿,一共补偿 10 年
补偿基础	按放电量补偿	按放电量补偿	按装机容量补偿	按月度平均可用容量补偿,并且统一以 4 小时充放电时长为基准折算	按月度可用最大容量补偿	按放电量补偿
补偿标准	2023–2024 年: 0.5 元 / 千瓦时 2025–2026 年 1 月: 0.3 元 / 千瓦时	2023 年: 0.2 元 / 千瓦时 2024 年: 0.16 元 / 千瓦时 2025 年: 0.128 元 / 千瓦时	2024 年: 200 元 / 千瓦·年 2025 年: 180 元 / 千瓦·年 2026 年: 170 元 / 千瓦·年	100 元 / 千瓦·年	100 元 / 千瓦·年	2025 年: 0.35 元 / 千瓦时 2026 年: 0.28 元 / 千瓦时 (一年一定)
资金来源	尖峰电价资金	全体工商业用户共同分摊	历年电力直接交易结余资金	纳入系统运行费由全体工商业用户分摊	尖峰加价电费	在发电机组(厂站)间根据装机容量分摊

来源: 江苏省发展改革委¹³, 新疆自治区发展改革委¹⁴, 浙江省发展改革委和浙江省能源局¹⁵, 河北省发展改革委¹⁶, 广东省发展改革委¹⁷, 内蒙古自治区能源局^{18,19}, 落基山研究所整理

山东建立各类技术共同参与的市场化容量补偿机制，为参与电力市场的机组提供收益补充

山东在 2020 年 4 月发布的《关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》（鲁发改价格〔2020〕622 号）中对电力现货市场容量补偿电价进行了说明，并在同年 6 月的《山东省电力现货市场交易规则（试行）》中进一步明确具体规定。这一容量补偿机制（后在 2024 年的规则中称为“市场化容量补偿机制”）允许发电机组在参与现货市场的同时通过容量电价收回容量成本，也是目前唯一一个已经在运行的针对发电侧的省级容量机制。

山东容量补偿机制的设计思路是由用户侧缴纳一定费率的容量补偿费用，并由发电侧按照可用容量的比例进行分配。2025 年 7 月发布《山东电力市场规则（试行）》（征求意见稿）改变了容量补偿的资金池核算的方式，从用户侧缴的固定容量补偿电价乘以用电量，转变到一定的容量补偿电价乘以发电侧主体市场化上网电量。自此，用户侧的容量补偿电价将不再为一个固定的确定值，而是由资金池按照实际用电量分摊。此次修订有助于容量补偿电价的计算从考虑用户电费承受能力出发，转变到从考虑发电侧提供的容量价值出发。

不同版本规则之间并未改变发电侧分配容量补偿资金池的逻辑，但在发电侧覆盖的机组类型和可用容量的具体计算方式间存在差异（图表 1.2）。此次修订有助于容量补偿电价的计算从考虑用户电费承受能力出发，转变到从考虑发电侧提供的容量价值出发。

图表 1.2 山东市场化容量补偿机制历次修订主要内容

时间		2020 年 6 月	2022 年 1 月	2024 年 4 月	2025 年 7 月
文件		《山东省电力现货市场交易规则 (试行)》	《山东省电力现货市场交易规则 (试行) (2022 年试行版 V1.0)》	《山东电力市场规则 (试行)》	《山东电力市场规则 (试行)》(征求意见稿)
用户侧	容量补偿电价 ⁱⁱ	0.0991 元 / 千瓦时	2024 年 1 月 1 日起调整为 0.0705 元 / 千瓦时	0.0705 元 / 千瓦时	待核
	容量补偿费用	容量补偿电价 × 全网所有市场化用户月度用电量		容量补偿电价 × 用户侧主体月度省内市场结算电量	发电侧市场化容量补偿费用按月向用户侧收取, 由用户侧按月度实际用电量比例分摊
发电侧	机组容量补偿费用		用户侧容量补偿费用按机组月度可用容量比例分摊		市场化发电容量补偿费用 = 容量补偿电价 × 全网发电侧主体市场化上网电量 (不含优先发电上网电量) 各机组按机组月度可用容量比例分摊
	直调公用火电机组	(机组额定容量 ⁱⁱⁱ - 执行政府定价部分容量 ^{iv}) × 机组月度可用小时数 / 当月总小时数 机组已投产运行年限超过设计年限后, 月度可用容量按照 80% 计算	当月日可用容量加总 / 当月总天数 (下一格同) 日可用容量 = (机组额定容量 - 机组当日可调出力上限降出力) × 机组日可用小时数 / 当日总小时数 机组已投产运行年限超过设计年限后, 月度可用容量按照 80% 计算	当月日市场化可用容量加总 / 当月总天数 (下三格同) 日市场化可用容量 = (机组额定容量 - 机组当日可调出力上限降出力) × 机组日可用小时数 / 当日总小时数 机组已投产运行年限超过设计年限后, 月度可用容量按照 85% 计算	当月日市场化可用容量加总 / 当月总天数 (下三格同) 日市场化可用容量 = (机组额定容量 × (1 - 厂用电率) - 机组当日可调出力上限降出力) × 机组日可用小时数 / 当日总小时数 机组已投产运行年限超过设计年限后, 月度可用容量按照 85% 计算
	地方公用电厂及并网自备电厂	-	日可用容量 = 运行日负荷高峰时段的电厂实际上网出力	日市场化可用容量 = 运行日负荷高峰时段的电厂实际上网电力平均值	
	新能源电站	-	当月平均市场化发电功率	风电 (含配建储能) 日市场化可用容量 = 运行日负荷高峰时段电站市场化实际上网电力平均值 光伏电站 (含配建储能) 日市场化可用容量 = 运行日电站市场化实际上网电力平均值	新能源场站 (含配建储能) 日市场化可用容量 = 运行日负荷高峰时段电站市场化实际上网电力平均值 × (1 - 机制电量比例)
	独立储能设施	-	(有效充放电容量 / 2) × 参数 (暂定为 1)	日市场化可用容量 = 储能电站核定放电功率 × K × H / 24, K 为储能电站日可用系数 (电站当日运行及备用状态下的小时数 (计划检修、临故修时间不计入) / 24), H 为储能电站日可用等效小时数 (电站核定放电功率下的最大连续放电小时数)	
	核电	-	-	日市场化可用容量 = (运行日负荷高峰时段机组实际上网电力平均值 - 未参与电能量市场交易容量)	
	虚拟电厂	-	-	发电储能类机组日市场化可用容量 = 运行日负荷高峰时段的机组实际平均上网电力; 聚合资源获得的容量补偿费用, 按照双方签订的聚合协议约定结算	聚合分布式电源与分布式储能的虚拟电厂, 根据聚合资源类型获得市场化容量补偿费用; 聚合资源获得的容量补偿费用, 按照双方签订的聚合协议约定结算
	分布式电源	-	-	-	报量报价参与市场的分布式电源日可用容量参照新能源场站执行
	分布式储能	-	-	-	报量报价参与市场的分布式储能日可用容量参照独立新型储能执行

来源: 落基山研究所整理

ii 在 2020 年 4 月《山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿电价有关事项的通知》中将用户侧容量补偿电价设定为每千瓦时 0.0991 元 (含税)。2023 年 12 月的《关于贯彻发改价格〔2023〕1501 号文件完善我省容量电价机制有关事项的通知》中“加强山东现行市场化容量补偿电价机制与煤电容量电价机制的衔接, 现行市场化容量补偿电价用户侧收取标准由每千瓦时 0.0991 元暂调整为 0.0705 元”, 并且从 2024 年 1 月 1 日起执行。

iii 高背压供热机组在高背压运行期间, 取其出力上限。

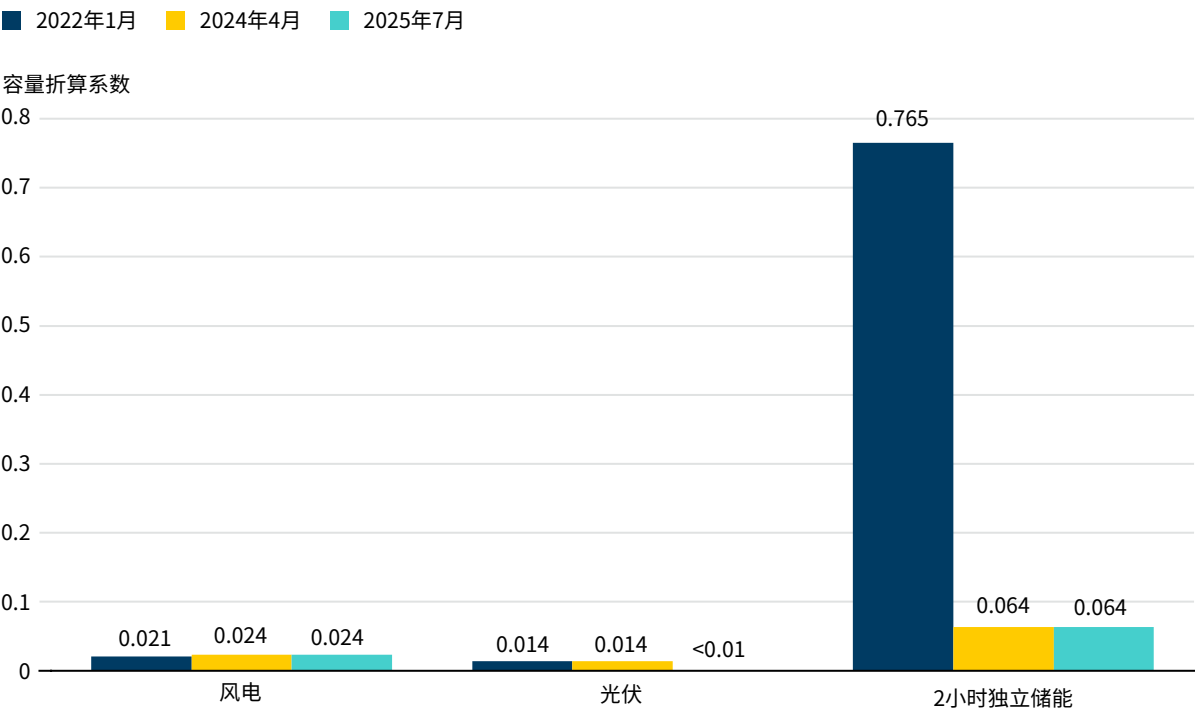
iv 2020 年 7 月对《山东省电力现货市场交易规则 (试行)》中关于“执行政府定价部分容量”的计算方式进行了修订。

纳入容量补偿机制的机组类型与纳入现货市场的机组类型保持一致。随着更多类型的机组参与到现货市场中，纳入容量补偿的机组类型也从最初的火电机组，在 2022 年扩充到新能源场站、新型储能，在 2024 年扩充至核电、虚拟电厂，在 2025 年的征求意见稿中进一步考虑了分布式电源和分布式储能。

历次规则修订中火电机组可用容量的计算差别较小，但新能源场站和新型储能设施的可用容量计算调整较大（图表 1.3）。随着对新能源场站可用容量的计算从关注全天平均发电功率到仅关注高峰时段的发电功率，光伏项目的可用容量显著降低。独立储能设施可用容量的计算始终与储能放电时长有关，但用放电时长除以的参数从 2022 年的 2 转变为 2024 年的 24，显著降低了独立储能设施的可用容量。在 2024 年版本的计算方法下，2 小时储能的折算系数为 0.08，约为直调公用火电机组的 1/12。

- 火电机组：可用容量计算区分了直调公用火电机组和地方公用电厂及并网自备电厂。前者在 2020 年考虑了执行政府定价部分容量的扣减，但在火电机组全面进入市场后，不再有政府定价部分，因此在 2022 年 1 月的版本中修改为在机组额定容量的基础上扣减当日可调出力上限降出力。2025 年 7 月征求意见稿关于直调公用火电机组的变化是在可用容量的考虑中扣减了厂用。直调公用火电机组若已投产运行年限超过设计年限，其可用容量还会进行相应折减，2024 年 4 月这一折减系数从 80% 提高到 85%。地方公用电厂及并网自备电厂的可用容量始终考虑负荷高峰时期的上网电力。
- 新能源场站：可用容量最初考虑平均发电功率；2024 年将风电场站调整为考虑高峰时段的平均发电功率，但对于光伏场站仍考虑全天平均发电功率；2025 年的征求意见稿里不再区分风电和光伏，统一考虑高峰时段的平均发电功率。
- 新型储能设施：2022 年版本中计算可用容量时将项目按照 2 小时放电时长折算功率，并不对此功率进行进一步折扣。2024 年版本中计算可用容量则是在核定放电功率的基础上根据放电时长进行折扣。

图表 1.3 山东新能源场站和独立储能设施历次规则修订中容量折算系数估算



来源：落基山研究所

为衔接国家出台的煤电容量电价机制，山东自 2024 年起将容量补偿电价标准从 0.0991 元 / 千瓦时下降到 0.0705 元 / 千瓦时。从用电侧看，国家出台的煤电容量电价机制与山东本地实施的容量补偿机制，其相应成本最终都由用户承担。容量补偿电价标准的降低，减轻了煤电容量电费带来的用户侧成本上涨压力。根据实际核定结果，用户侧在容量电费方面的总支出实现了小幅下降。从发电侧看，容量补偿电价标准下降减少了总资金池，从而降低了机组可获得的容量补偿。其中，煤电机组可以获得全国性的煤电容量电费，但其他机组没有相应其他来源作为补充，容量收入相应减少。

1.2 国外容量机制概况

全球范围内正积极开展多样化的容量机制实践，以保障电力系统容量充裕度

为应对电力容量充裕度挑战，国际上开展了多样化的容量机制实践，主要包括稀缺电价、容量市场、容量补偿以及战略储备机制。

稀缺电价 (Scarcity Pricing)：即提高电力稀缺时段的电能量价格，使得发电机组可以获得更高的经济补偿，从而激励对充裕性资源的投资与建设，目前主要在澳大利亚以及美国德克萨斯州应用。稀缺电价机制通常设置价格上限，避免价格过高导致过度激励。例如，澳大利亚能源市场委员会每四年对可靠性标准进行审查与评估，并设置相应的稀缺价格上限和累计价格门槛（当前分别为每兆瓦时 20,300 澳元，7 天内累计价格门槛 182.36 万澳元²⁰），以此来避免对发电侧过度激励^{21,22}。

容量市场 (Capacity Market)：即开发专门的用于容量交易的市场机制，目前在英国、波兰、意大利、比利时、美国 PJM 等电网应用。容量市场往往由国家相关监管机构和电力系统运营机构组织协调，参与方式为竞争性拍卖。容量市场需求由电力系统运营机构根据失负荷期望 (LOLE, Loss of Load Expectation, 一年中切负荷发生的期望小时数或天数)、失负荷价值等计算确定。容量供给通常包括在运及新建容量、需求侧资源、境外资源等。交易标的通常为远期容量可用性合同（容量提供方需要依据容量合同在未来特定时间段内提供规定的容量；英国、波兰、美国 PJM 等地采用），或可靠性期权合同（一种看涨期权，系统运营机构分别根据现货价格和技术参数定期计算“市场参考价格”与“行权价格”，当市场参考价格高于行权价格时，期权卖方需要向买方支付相应差额费用；意大利、比利时、爱尔兰等地采用）。

容量补偿 (Capacity Payments)：也称容量费用补偿机制或容量收费机制，是一种非市场化的容量机制。政府或市场运营机构决定容量补偿的应用范围与补偿价格，所有满足条件的容量都得到相应的补偿。这种补偿机制可以对不同类型的发电技术设置不同的补偿标准。很多地区电力市场都曾采用容量补偿机制，之后过渡为更市场化的机制。例如，墨西哥在 2018 年前采用容量补偿，2020 年后引入容量市场；意大利 2019 年前采用容量补偿，后引入容量市场。目前仍使用容量补偿机制的国家包括智利、巴西、西班牙等。

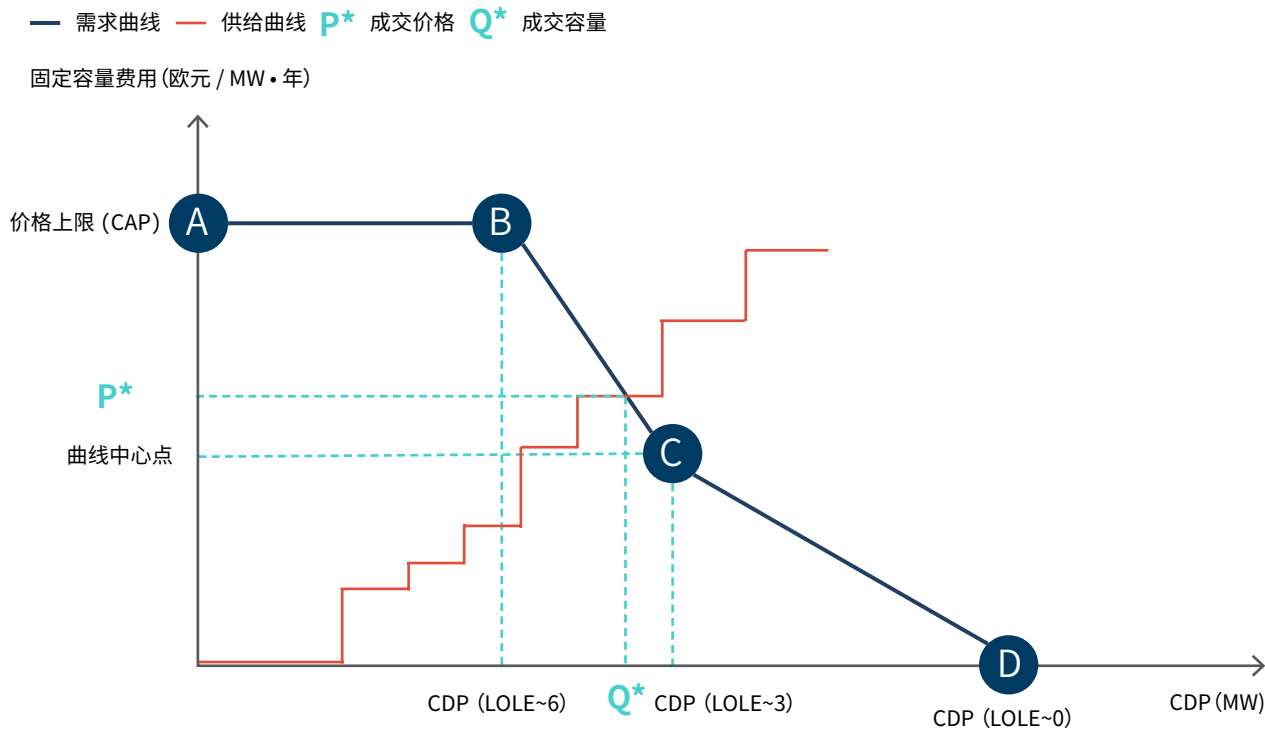
战略储备 (Strategic Reserve)：即纯粹作为后备容量角色的容量储备，通常是面临退役或停用的发电机组。市场运营机构与这些机组签订合同，在系统出现容量短缺时调用。以德国为例，容量供应商提交报价（上限为每年每兆瓦 10 万欧元），系统运行商根据报价采购，直至满足容量总需求，中标的容量供应方按最高中标价格出清。战略储备只有当电量市场无法提供充足容量时才会投入使用。

容量市场为容量资源提供长期可预期的收益，正成为欧洲能源转型中日益重要的市场机制

容量机制在部分地区正日益受到重视。欧盟在 2024 年修订的电力市场法规中对容量机制的态度发生转变，强调了容量机制在保障电力系统充裕度中的重要性。在此之前，容量机制被欧盟视为解决充裕度问题的最后手段，并且仅仅被视为一临时手段。2025 年 3 月，欧盟委员会对现有容量机制进行了评估，并发布了一项旨在加快审批流程和协调欧洲市场设计参数的提案，称为“清洁工业协议国家援助框架”（CISAF）²³。已有欧盟国家开展了容量机制的建设布局：西班牙计划在 2026 年开始首次容量市场竞标拍卖，容量市场相关机制设计已经完成公众咨询过程；德国提出要在 2028 年前建立容量机制。

容量市场主要采取拍卖的形式组织，最终成交容量及价格的确定往往根据需求与供给曲线来确定。以意大利容量市场为例，需求曲线的确定由意大利国家能源监管局（Arera）与意大利输电运营商 Terna 参与。其中，Arera 决定设计需求曲线的经济参数即成交价格上限（CAP），并且对在运机组与新建机组加以区分——在运机组的 CAP 由联合循环燃气轮机的固定成本决定，而新建机组的 CAP 由开式循环燃气轮机的固定成本决定。Terna 确定技术参数，即该区域电力系统充裕度，由此估算得到分别对应 LOLE 为 6 小时、3 小时、0 小时的容量需求。其中，如图表 1.4 所示，需求曲线与纵坐标的交点为成交价格上限（A 点）；LOLE 为 6 小时对应容量需求的价格为成交价格上限（B 点）；LOLE 为 3 小时对应容量需求的价格为曲线中心点（C 点），由 Arera 确定；LOLE 为 0 小时对应容量需求的价格为 0（D 点）。对 A~D 四个参数点进行线性插值得到需求曲线。

图表 1.4 意大利容量市场拍卖需求曲线与供给曲线示意图



来源：Terna，落基山研究所

供给曲线则由竞标方的报价从低到高排序确定，最终成交价格取供需曲线相交得到的均衡价格，且格适用于所有中标机组。如果在边际价格处出售的容量之和大于成交容量，Terna 将按照竞标方的灵活性从高到低、单位 CO₂ 排放从低到高的顺序接纳。如果最后存在多个竞标方的灵活性和单位 CO₂ 排放等同的情况，则这些竞标方按报售比例进行容量分配（以整数 MW 为单位进行），直至达到可分配的最大数量。上述拍卖机制设计体现了对高灵活性、低排放等清洁容量的偏好。

容量市场的全球实践表明，该机制能够有效满足电力系统的充裕度需求。以英国为例，其自 2014 年引入容量市场机制至今已逾十年。英国天然气与电力市场办公室（Ofgem, Office of Gas and Electricity Markets）在对容量市场规则的评估报告中指出，现行机制“依然有效地激励着对安全电力供应的投资”，并且仍是保障供电安全与成本可控的核心制度²⁴。

容量市场为容量资源提供长期稳定的预期收益，为电力充裕度投资提供了关键的经济信号与现金流保障，有效激励了各类资源的建设与留存。其技术中立的特性确保了市场竞争的充分性——无论是现有、翻新或新建机组，还是需求侧响应、跨境互联等多元资源，均可平等参与竞争。这种开放竞争在保障可靠容量的同时，也驱动系统以最低成本实现政策目标。

2. 我国发电侧容量电价机制实践与新型储能的预期收益

2.1 我国容量电价机制发展趋势

我国正加速完善容量电价机制，针对新型储能等新型主体的机制设计是关注重点

从对国内外容量机制的实践回顾来看，现行机制在设计上或基于技术类型，或立足系统需求，均在不同程度上支持了各类机组的建设与运行，从而保障了电力系统的容量充裕度。然而，随着电力系统的发展，各地在保障电力系统充裕度方面都面临一系列新挑战，包括新型负荷与电气化推动电力负荷增长、气候变化提高电力需求预测难度、新能源渗透率提高导致供应不确定性增强等。这些变化预计将提升电力系统对容量充裕度的需求，进而对容量供应的量与质提出更高要求。

我国近年在政策文件中强调了要建设和完善容量机制（图表 2.1）。在 2023 年的煤电容量电价的政策中便将容量市场与电能量市场、辅助服务市场一道作为电力市场体系建设中的组成部分，并且在《电力现货连续运行地区市场建设指引》中提出“条件成熟时建设容量市场”²⁵，即将容量市场作为容量机制的长期发展方向，用以反映各类电源的容量价值，保障电力系统长期容量充裕度。这一建设方向与欧洲目前倡导的容量市场建设方向相同。

图表 2.1 我国近年有关容量机制的政策文件

发布时间	政策文件	政策内容
2023 年 6 月 2 日	《新型电力系统发展蓝皮书》	“辅助服务市场、现货市场、容量市场等多类型市场持续完善、有效衔接融合，体现灵活调节性资源的市场价值。”
2023 年 11 月 10 日	《国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501 号)	“坚持市场化改革方向，加快推进电能量市场、容量市场、辅助服务市场等高效协同的电力市场体系建设，逐步构建起有效反映各类电源电量价值和容量价值的两部制电价机制。”
2024 年 5 月 14 日	《电力市场运行基本规则》(国家发展改革委 2024 年第 20 号令)	“容量交易的标的是在未来一定时期内，由发电机组、储能等提供的能够可靠支撑最大负荷的出力能力。根据新型电力系统建设需要，逐步推动建立市场化的容量成本回收机制，探索通过容量补偿、容量市场等方式，引导经营主体合理投资，保障电力系统长期容量充裕。”
2025 年 1 月 6 日	《电力系统调节能力优化专项行动实施方案(2025—2027 年)》(发改能源〔2024〕1803 号)	“加快建立市场化容量补偿机制，以市场为导向确定容量需求和容量价值。”
2025 年 9 月 12 日	《新型储能规模化建设专项行动方案(2025—2027 年)》(发改能源〔2025〕1144 号)	“推动完善新型储能等调节资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿。”

接下表

接上表

发布时间	政策文件	政策内容
2025 年 9 月 12 日	《电力现货连续运行地区市场建设指引》(发改能源〔2025〕1171 号)	“建立容量评估机制。探索建立发电机组可靠容量评估机制，综合考虑发电机组类型、出力特性、厂用电率、检修停机等因素，科学评估各类型机组及新型储能的容量系数，客观反映其对电力系统发电容量充裕度的实际贡献。” “研究建立面向各类电源的容量补偿机制。结合各地电力市场成熟度，建立容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿。省级价格主管部门会同有关部门按照基本回收市场边际机组固定成本的原则，结合电能量和辅助服务等市场收益情况，统筹考虑能源电力规划、电力供需关系、用户承受能力等因素，合理确定单位可靠容量补偿标准并动态调整。有条件的地区探索通过报价竞争形成容量电价，以市场化手段保障系统容量长期充裕，条件成熟时建设容量市场。”
2025 年 11 月 10 日	《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》(发改能源〔2025〕1360 号)	“健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制。”
2025 年 11 月 12 日	《国家能源局关于促进新能源集成融合发展的指导意见》(国能发新能〔2025〕93 号)	“推动完善可靠容量补偿机制，探索将符合条件的新能源集成融合项目纳入容量补偿范围。”

来源：落基山研究所整理

在当前市场化竞争机制尚未健全的背景下，政策文件明确提出近期容量机制的建设重点是“研究建立可靠容量补偿机制”。该机制作为我国现有容量机制体系的重要组成部分，是向长期容量市场过渡的关键环节。首先，该机制覆盖各类机组，不单独针对某一特定类型。这一导向与当前电能量市场及辅助服务市场逐步面向多元化主体发展的趋势相符。其次，机制设计基于机组的容量价值，而非仅考虑某类机组的成本。为实现上述目标，可靠容量补偿机制的核心在于建立统一标准，科学评估不同类型机组对系统容量的实际贡献。这一工作不仅有助于现阶段容量保障机制的构建，也将为未来容量市场的建设奠定基础。

在容量电价机制覆盖更多元主体的趋势下，新型储能是率先被考虑纳入的新型主体。《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027 年）》（发改能源〔2025〕1144 号）提出“推动完善新型储能等调节资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿”²⁶。这背后的原因一方面在于新型电力系统建设对于新型储能的需求日益扩大，另一方面在于以往对于电源侧和电网侧新型储能建设的激励方式不再适用。在 2025 年初出台的“136 号文”取消新能源强制配储的要求后，过去通过行政手段提高电源侧储能装机的措施不再适用，并且预计各地容量租赁的需求缩减，新型储能通过容量租赁的方式获取的收益将大幅下降。与此同时，现有容量补偿政策仅覆盖至 2025 年或 2026 年，未来政策尚不明确，难以为新型储能提供长期确定激励。

在此背景下，我国未来容量电价机制的设计与建设，尤其是新型储能被纳入机制的具体方式，将直接关系到其项目的投资回报水平，进而影响投资主体的建设信心与战略布局。为探索新型储能容量电价机制，国内部分地区在其发布的发电侧容量电价机制设计方案征求意见稿中，已积极探索将储能设施纳入该机制。

2.2 近期发电侧容量电价机制设计思路

多地就建立发电侧容量电价机制征求意见，征求意见稿中实施细则的差异将影响机组收益水平

伴随着各地“136号文”的陆续出台，多个地区已经提出要建立发电侧容量电价机制并出台了实施细则的征求意见稿。山西和辽宁在“136号文”实施方案中提出要完善发电侧容量补偿机制（图表2.2），且均计划纳入煤电以外的更多主体，其中辽宁仅提出将电网侧新型储能纳入，而山西的文件里涉及更多主体。两省在短期内均考虑采用固定的容量补偿标准，并结合不同主体的容量贡献提供补偿；长期则考虑建立市场化的补偿机制或者建立容量市场。

图表 2.2 山西和辽宁关于发电侧容量补偿机制的政策内容

	山西	辽宁
政策文件	《深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展实施方案》（晋发改商品发〔2025〕322号）	《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》
相关内容	健全发电侧容量补偿机制。发电侧容量补偿适用范围适时由煤电拓展至天然气发电、风电、光伏、抽水蓄能、新型储能等能提供有效容量的各类发电主体（不含已纳入机制的新能源）。容量补偿实行统一的电价标准，容量补偿费用由容量补偿标准、有效容量、供需系数共同确定。探索建立市场化容量补偿机制，推动由补偿传统机组固定成本缺额向市场保障系统长期容量充裕度转变，通过市场发现容量价格，在发电侧逐步形成“电能量+容量”的两部制市场价格体系。	完善发电侧容量补偿机制。积极探索以容量供需为基础的容量价格机制，建立容量市场，能够提供有效容量的各类电源及需求侧资源可通过参与容量市场获得容量补偿，实现容量市场参与主体的多元化。现阶段，通过开展成本调查区分机组固定成本、变动成本，采用固定容量电价补偿方式，对煤电、电网侧新型储能等提供的系统容量按贡献予以补偿。

来源：山西省发展改革委等²⁷，辽宁省发展改革委等²⁸，落基山研究所整理

甘肃、青海、宁夏三地已发布发电侧容量电价机制实施方案的征求意见稿（图表2.3）。在上述征求意见稿中，容量电费都统一由有效容量、容量电价、容量供需系数三者乘积确定，但在实施范围、有效容量计算、容量补偿标准、容量电费考核等方面均存在差异。容量供需系数的计算均采用容量需求与总有效容量的比值（数值大于1时取1），其中容量需求的计算主要考虑净负荷峰值时的用电负荷、外送需求、备用容量等，但各地具体计算细节有所差异。在当前各地就发电侧容量电价机制制定的实施方案（征求意见稿）中，将容量供需系数纳入机制设计，是目前主要采纳的方向。

- 实施范围：甘肃和宁夏明确只将煤电机组和电网侧新型储能纳入这一范围，青海并未明确提出要纳入除目前已有容量补偿的煤电和气电机组以外的技术类型。
- 有效容量计算：三地均提出除了考虑纳入实施范围的机组有效容量之外，还要考虑其他资源的有效容量，并给出了有效容量的计算方法。三地对于火电有效容量的计算方法一致，但对其他类型机组的有效容量计算略有不同。
- 容量补偿标准：三地均参考煤电容量电价标准，但不同的是，甘肃参考的是煤电机组固定成本，而宁夏参考的是《关于建立煤电容量电价机制的通知》中一定比例的煤电机组固定成本。
- 容量电费考核：甘肃提出的容量考核只与机组是否非计划停运有关，与机组实际出力无关。青海考核机组在净负荷高峰时期按照调度出力的实际情况，并扣减未达到有效容量部分的电费。宁夏针对煤电和新型储能的考核方式不同，针对煤电机组考核按照调度指令实际出力情况，但并未限定在净负荷高峰时期；针对新型储能则只考虑非计划停运。

图表2.3 甘肃、青海和宁夏关于建立发电侧容量电价机制的征求意见稿内容

	甘肃	青海	宁夏
文件名称	《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案（公开征求意见稿）》附件4《青海省电源侧容量补偿机制暂行办法》	《关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》
实施范围	合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。	合规在运的公用火电（燃煤、燃气）机组，不包含直流配套电源（不含新能源）外送容量。 统筹考虑电力系统建设时序、容量需求、工商业用户承受能力等因素，适时有序建立独立新型储能、抽水蓄能、光热发电、水电等市场化发电机组容量补偿机制。非市场化电源容量补偿标准由省发展改革委单独核定。	合规在运的公用煤电机组、电网侧新型储能，均不含直流配套电源。
容量需求	按当年系统净负荷曲线（省内用电负荷加外送电量减去风电、光伏出力、可中断负荷容量）的最大值所在时刻对应的省内用电负荷、外送容量需求（不含祁韶配套电源的送电容量）、备用容量之和减去可中断负荷容量计算确定。	参考往年及当年历史系统净负荷曲线（省内用电负荷 + 备用容量 + 外送电功率 - 新能源出力 - 外购电功率 - 不可调节水电出力）峰值时点对应的省内用电负荷、备用容量、外送电功率确定。其中，采取“点对网”“点对点”送电的，其电力电量纳入受端电网平衡，不计入省内容量需求；采取“网对网”送电的，其容量需求按送受电协议明确的曲线确定。	按上年系统净负荷曲线的最大值所在时刻对应的区内统调用电负荷、外送容量需求（不含直流配套电源送电容量）、备用容量之和减去可中断负荷容量计算确定。
有效容量	煤电机组：铭牌容量扣除厂用电后确定； 电网侧新型储能：满功率放电时长 / 6 × 额定功率并扣除厂用电后确定； 风电、光伏机组：装机容量扣除厂用电后的7%、1% 确定； 水电机组：装机容量扣除厂用电后，蓄水式按 98%、径流式按 32% 确定。	持续调节性电源（火电、可调节水电）：机组额定容量扣除厂用电后确定； 不可持续调节性电源（抽水蓄能、新型储能、光热发电）：最大可储存电能除以系统净负荷高峰持续时长，与最大放电功率的较小值； 不可调节性电源（风电、光伏、不可调节水电）：装机容量与该类型电源的有效容量系数乘积。有效容量系数使用采样统计法，为该类型电源近三至五年净负荷高峰时段平均负荷率或全年平均负荷率较小值； 省间外购电参与有效容量评估，按照送电曲线或协议约定曲线确定。	煤电机组：铭牌容量扣除厂用电后确定； 电网侧新型储能：满功率放电时长 / 6 × 额定功率并扣除厂用电后确定。
容量补偿标准	市场初期，煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准暂按每年每千瓦 330 元执行，执行期限 2 年。	初期参考《关于建立煤电容量补偿机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）确定。	2025 年 10 月至 12 月按照 100 元 / 千瓦·年执行，2026 年 1 月起按照 165 元 / 千瓦·年执行。
容量电费计算	由申报容量、容量电价、容量供需系数三者乘积确定。煤电机组、电网侧新型储能按月向国网甘肃省电力公司申报，申报容量不得超过其有效容量。	由申报容量、容量补偿标准、容量供需系数三者乘积确定。发电机组按月向电网申报容量，申报容量不得超过其有效容量。	由有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确定。
容量电费分摊	按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊，由国网甘肃省电力公司按月发布、滚动清算。 月度外送电量（不含直流配套电源）对应的容量电费由电源企业与受端省份协商确定；省内工商业用户对应的容量电费由国网甘肃省电力公司负责收取，实行单独归集、单独反映。容量电费纳入系统运行费用，在系统运行费用下设“发电侧容量电费”科目。	按照月度外送电量（不含直流配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊，由电网企业按月发布、滚动清算。 月度外送电量（不含直流配套电源）对应的容量电费由电源企业与受端省份协商确定；省内工商业用户对应的容量电费由电网企业负责收取。分摊容量电费纳入系统运行费用，在系统运行费用科目中下设“市场化容量补偿电费”项，实行单独归集核算。	由区内全体工商业用户月度用电量和发电企业月度外送电量（不含直流配套煤电）按比例分摊。 区内全体工商业用户对应的容量电费纳入系统运行费用，单设“发电侧容量电费”科目，由国网宁夏电力有限公司按月发布、滚动清算；月度外送电量分摊的容量电费由宁夏电力交易中心结算并在发电企业月度电费结算依据中单列。

接下表

接上表

	甘肃	青海	宁夏
容量 电费 考核	煤电机组、电网侧新型储能运行期间，月内发生三次非停，扣减当月容量电费；全年有三个月发生，扣减全年容量电费。	在系统全年净负荷高峰时段，机组无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定）提供有效容量的，扣减机组实际出力不足有效容量部分的全年容量补偿电费。出力未达标情况由电网企业按月统计、公布、滚动清算。	煤电机组正常运行情况下，无法按照调度指令（跨省跨区送电按合同约定，下同）提供出力且其提供的最大出力小于有效容量的 95%，月内发生两次扣减当月容量电费 10%，发生三次扣减 50%，发生四次及以上扣减 100%（含迫停、停备无法恢复等因自身原因无法按照调令提供最大出力的情形）。对自然年内月容量电费全部扣减累计发生三次的，取消其未来一年获取容量电费的资格。 新型储能运行期间，月内发生三次非停，扣减当月容量电费；全年有三个月发生，取消其未来一年获取容量电费的资格。

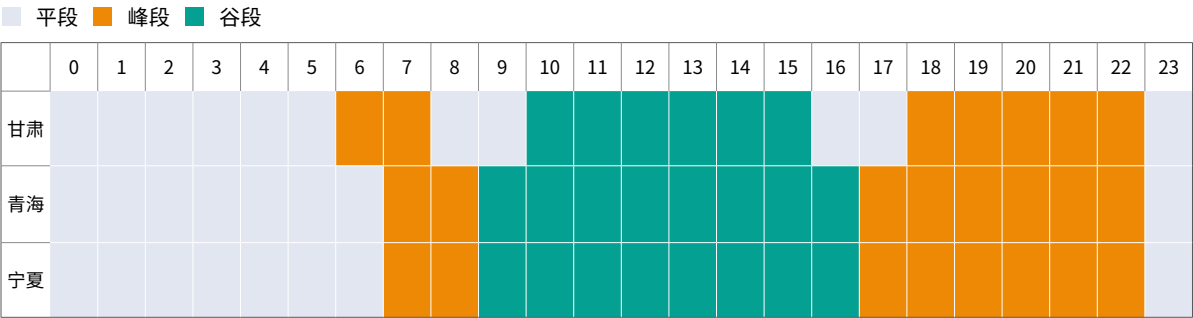
来源：甘肃省发展改革委²⁹，青海省发展改革委³⁰，宁夏自治区发展改革委³¹，落基山研究所整理

通过比较分析发现，各地容量电费虽然采用统一公式，但是在关键参数的取值和测算上存在不同，这将导致各地机组实获的容量电费产生差别。

首先，现有征求意见稿中关于容量补偿标准差异较大。考虑到煤电依然是各地有效容量的主要提供者，并且煤电容量电价机制已经建立，各地在将煤电容量电价机制扩充到整个发电侧容量电价机制的建设过程中都以煤电容量电价机制中设定的煤电机组固定成本为基础设定容量补偿标准。由于国家现有文件中关于 2026 年起的煤电容量电价机制提出的要求是“将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于 50%”，各地在此要求下设定的容量补偿标准可以在 50%–100% 的煤电固定成本的范围内波动。

其次，各地关于机组获得容量电费对应的容量的规定也不相同。甘肃和青海允许机组在有效容量的范围内申报容量，而宁夏直接将有效容量作为机组的容量。此外，各省在有效容量的计算方式上也并未统一，尤其是对于新型储能有效容量的计算。**甘肃和宁夏直接采取用满功率放电时长除以 6 的方式来计算新型储能的有效容量，而青海则将系统净负荷高峰持续时长纳入计算考虑。**从这三省现阶段的分时电价政策时段划分情况来看（图表 2.4），青海和宁夏的高峰时段最长持续时段为 17 点至 23 点，共 6 个小时，而甘肃省最长持续时长为 5 个小时。目前设置的满功率放电时长除以 6 的方式与考虑高峰持续时长的方式基本一致。

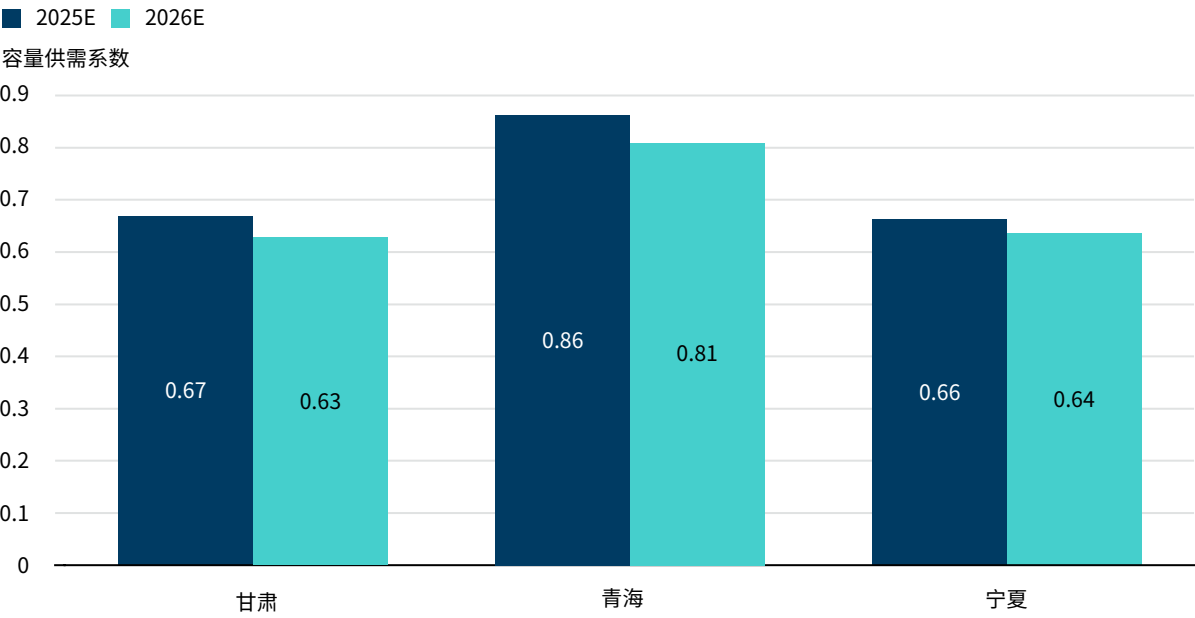
图表 2.4 甘肃、青海、宁夏 2025 年分时电价设置



来源：甘肃省发展改革委³²，青海省发展改革委³³，宁夏自治区发展改革委³⁴，落基山研究所整理

此外，电力系统整体的容量供需关系也影响了机组最终获得的容量电费。三地在计算容量需求时都是考虑全年净负荷最高的时点的容量需求，而总有效容量供应则考虑系统中的各种类型的机组。根据对三地 2025 年和 2026 年的容量供需系数的估算（图表 2.5），不同地区的容量供需系数存在较大差异，其中青海的容量供需系数较高，在 0.8 以上，而甘肃和宁夏的容量供需系数相对较低。对比 2025 年和 2026 年也发现，随着系统里各类装机，尤其是新能源和新型储能装机持续增长，各地容量供需系数降低，可能随之带来容量电费的降低。

图表 2.5 甘肃、青海、宁夏 2025 年和 2026 年容量供需系数估算



来源：落基山研究所

最后，不同的容量电费考核方式会对机组运行带来不同的约束。三地现有政策文件中通过考核机组非停或者按照调度指令出力来考核参与容量电价机制的机组。已出台的煤电容量电价机制中考核机组可否按照调度指令达到申报最大出力，并且根据月内发生次数扣减相应比例的容量电费。宁夏对煤电机组的考核维持了这一方式，但青海在这一方式上提出了亮点创新：首先，青海将对机组的考核限定在了净负荷高峰时段，更加体现了容量电价机制的设置主要是考虑净负荷高峰时期的容量充裕度；其次，青海对于容量电费考核的扣减具体到出力未达到申报容量的程度，而不只是考核未达到的次数。综合来看，在青海的考核方式设置下，机组需要重视净负荷高峰时期的出力情况，并尽可能确保这一时段的出力能达到申报容量。

2.3 新型储能发电侧容量电价机制下的预期收益

容量电价赋能储能收益，新能源富集地区容量收益向长时项目倾斜

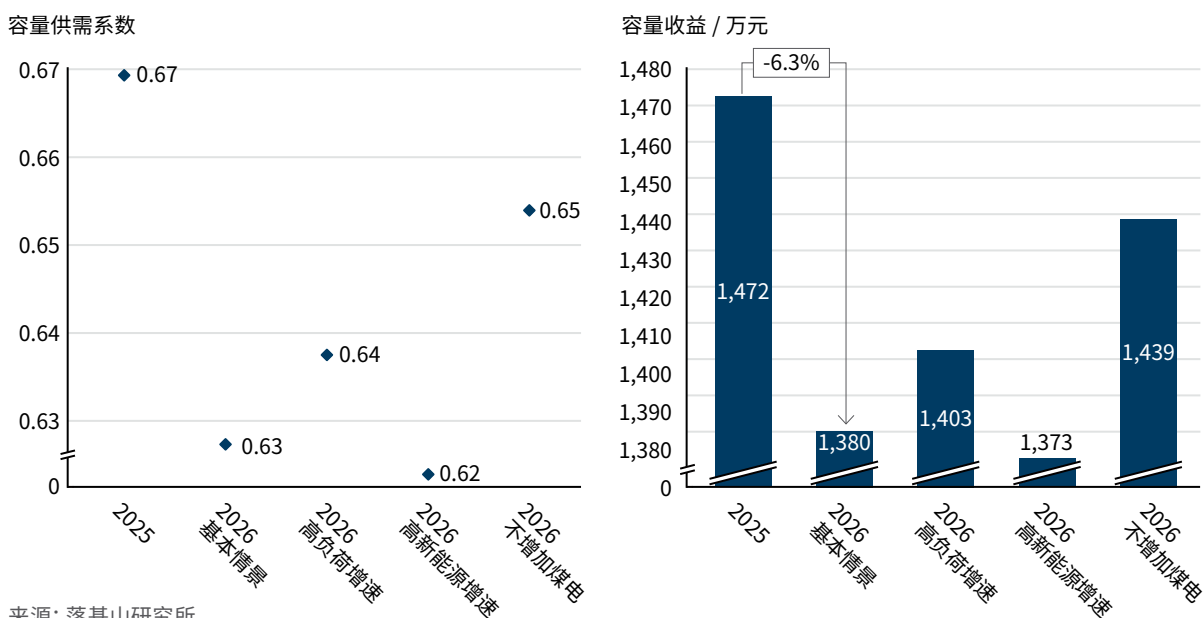
甘肃、青海、宁夏三地的新能源装机总量与渗透率均位居全国前列，它们也正是全国率先出台发电侧容量电价机制实施细则（征求意见稿）的省份。高比例新能源催生了系统调节需求，推动这些省份加速新型储能建设。此前，甘肃和宁夏都开展了容量租赁交易，为部分储能项目提供了容量方面的回报，但随着“136 号文”将强制配储政策取消，容量租赁部分的收益预计也将淡出。在此背景下，聚焦发电侧的容量电价机制应运而生，以期继续推动新型储能的投资与建设。

现有发电侧容量电价机制设计下，新型储能的容量收益与连续放电时长正相关。现有机制设计中对新型储能有效容量的折算与连续放电时长线性相关，直接导致在放电功率相同的情况下，连续放电时长越长的储能项目获得的容量电费越高。但超过 6 小时（针对甘肃和宁夏）或者超过系统净负荷高峰持续时长（针对青海）的项目无法获得增量收益。

电力系统负荷和装机的增长速度都将影响容量供需系数，进而影响新型储能的容量收益。现有机制设计中容量供需系数的计算与电力系统中负荷和装机的变化速度有关。对于甘肃、青海、宁夏等电力外送省份而言，预计本地负荷的增长速率都将低于电力装机的增长，因此估算出的三地 2026 年的容量供需系数都将低于 2025 年的容量供需系数。为此，同一储能项目在 2026 年的容量收益也将低于 2025 年的容量收益。

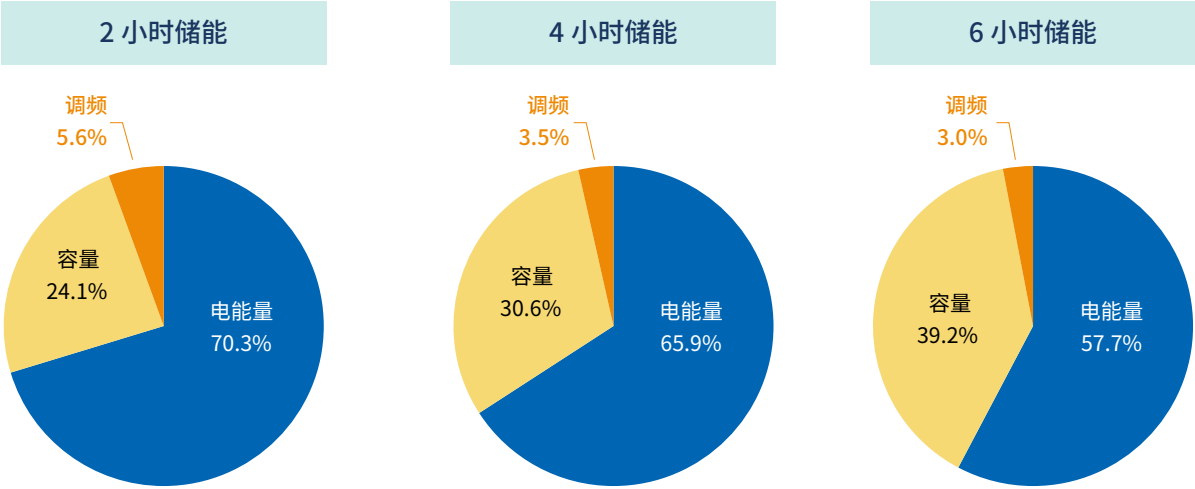
进一步以甘肃为例对比不同情景下的容量供需系数（图表 2.6）。由于火电装机规模基数较大且其有效容量折算系数较高，火电装机的增加将对系统容量供需系数产生显著的抑制作用，因此在 2026 年不增加煤电装机的情况下，容量供需系数显著提高。相比之下，新能源装机规模的扩大对容量供需系数的提升作用较为有限。此外，负荷增速的提高将扩大电力系统的容量需求，从而推高容量供需系数的整体水平。

图表 2.6 甘肃不同情景下容量供需系数估算（左）和 100MW/400MWh 储能项目的容量收益估算（右）



将容量电费纳入新型储能收益构成，是对其收益的重要补充，尤其对长时储能项目，其增益效益更大。以甘肃为例，容量收益预计将在 2 小时储能、4 小时储能、6 小时储能的收入结构中分别占比 24%、31%、40%（图表 2.7）。这一差异主要是由于连续放电时长越长的储能项目充放次数更少且日内套利收益更低。以甘肃 2025 年现货市场实时价格为例，对于 2 小时、4 小时储能而言，日内一次充放现货市场价差依次降低，分别为 0.24、0.23、0.22 元 / 千瓦时。不同连续放电时长的储能在辅助服务市场（甘肃主要参与调频辅助服务市场）的收益差异不显著。

图表 2.7 甘肃发电侧容量电价机制（征求意见稿）下储能项目的收益结构估算



来源：落基山研究所

注：由于调峰容量市场实际参与申报的独立储能主体较少，暂未考虑调峰容量市场收益。

值得注意的是，甘肃省现有征求意见稿中还提出拟调整现货市场价格上下限。具体规则为：在维持申报价格和出清价格下限 40 元 / 兆瓦时不变的基础上，将申报价格上限由 650 元 / 兆瓦时下调至 500 元 / 兆瓦时，而出清价格上限则由 650 元 / 兆瓦时提高至 1,000 元 / 兆瓦时。由于当前甘肃市场价格多数时间低于 500 元 / 兆瓦时，短期内此项调整预计不会对日内价差产生明显影响。但从长期来看，申报价格上限的降低可能压缩价格波动空间，进而制约新型储能收益。因此，在容量机制设计完成后，是否对现货市场规则作进一步优化，也将成为影响新型储能收益的重要变量。

3. 英国容量市场实践与储能参与策略分析

自20世纪80年代末起，英国开始推行以打破垄断为核心的电力行业重组与市场建设，其改革进程先后经历了POOL模式、NETA (New Electricity Trading Arrangements)、BETTA (British Electricity Trading and Transmission Arrangements)、REMA (Review of Electricity Market Arrangements) 等阶段³⁵。英国于2013年启动旨在适应低碳发展的电力市场根本制度改革，并在2022–2025年完成了面向2035年电力系统全面脱碳的电力市场建设方案和机制调整规划。英国颁布的《2013年能源法案》引入了差价合约机制支持新能源发展，并提出要建立容量市场保障可靠电力供应，尤其是要解决冬季电力供应紧张的问题；其《2023年能源法案》进一步提出了建设独立的国家电力调度主体（NESO）来规划源网结构、调度各类能源输配、统一运行全国电力市场，并提出对于容量和差价合约市场的进一步改革以实现2030年装机预期规模。

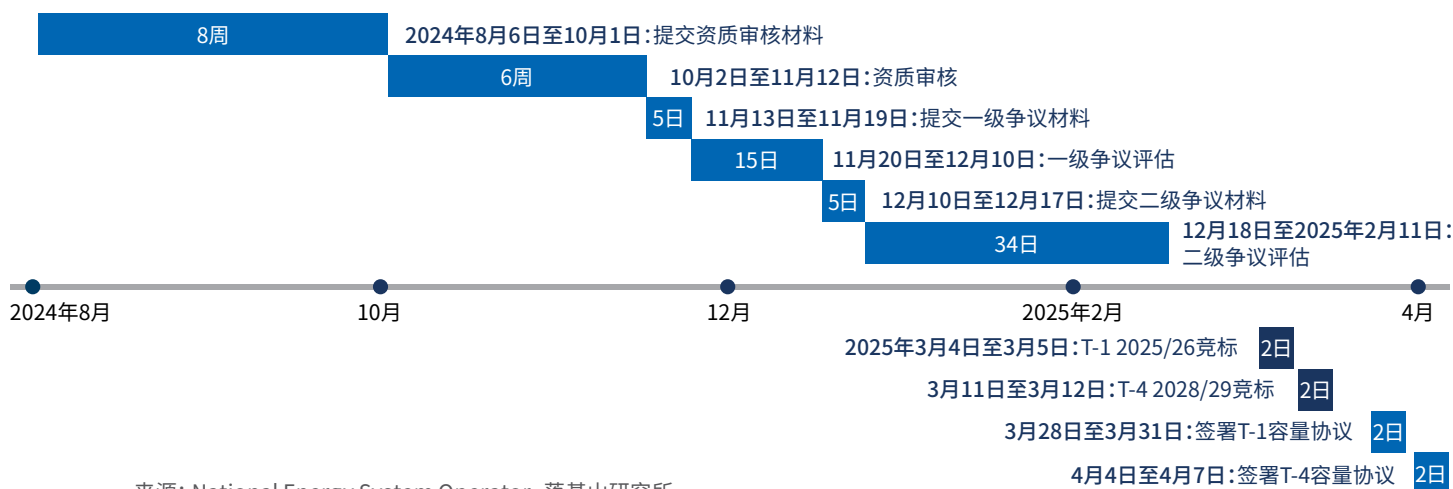
3.1 英国容量市场规则设计

系统运营商通过负荷预测确定容量需求，并据此依次组织 T-4 和 T-1 两轮容量拍卖

英国于2014年开始举行容量市场拍卖，针对每个交付年度（当年的10月1日到次年的9月30日）分别提前四年和提前一年开展两轮拍卖，即T-4拍卖和T-1拍卖，已中标的容量还能够参与容量转移交易。每年开展T-4拍卖和T-1拍卖的时间线从当年的7-8月持续到次年的2-4月。以2024年开展的容量拍卖为例（图表3.1），当年开展的T-4拍卖（针对2028/29交付年度）³⁶和T-1拍卖（针对2025/26交付年度）³⁷都是于2024年8月6日开始资质审查，并于11月12日完成资质审核，随后三个月开展相关争议评估，最终在2025年3月分别开展T-1拍卖竞标和T-4拍卖竞标，各为期两个工作日。拍卖流程结束后，T-1拍卖的中标容量需在协议签署当年的10月1日起开始履行容量义务，T-4拍卖的中标容量需在协议签署规定的交付年度开始履行容量义务。

T-4拍卖的设置更多是考虑长期电力系统容量与负荷发展需求，由英国能源主管部门（能源安全与净零部）考虑气候与产业因素决定；T-1拍卖更多是考虑即时电网安全和稳定性需求，以及新产生的脱碳机会，更多考虑了电网调度和监管主体（Ofgem）的意见。

图表 3.1 英国 2024 年开展容量市场拍卖的时间线

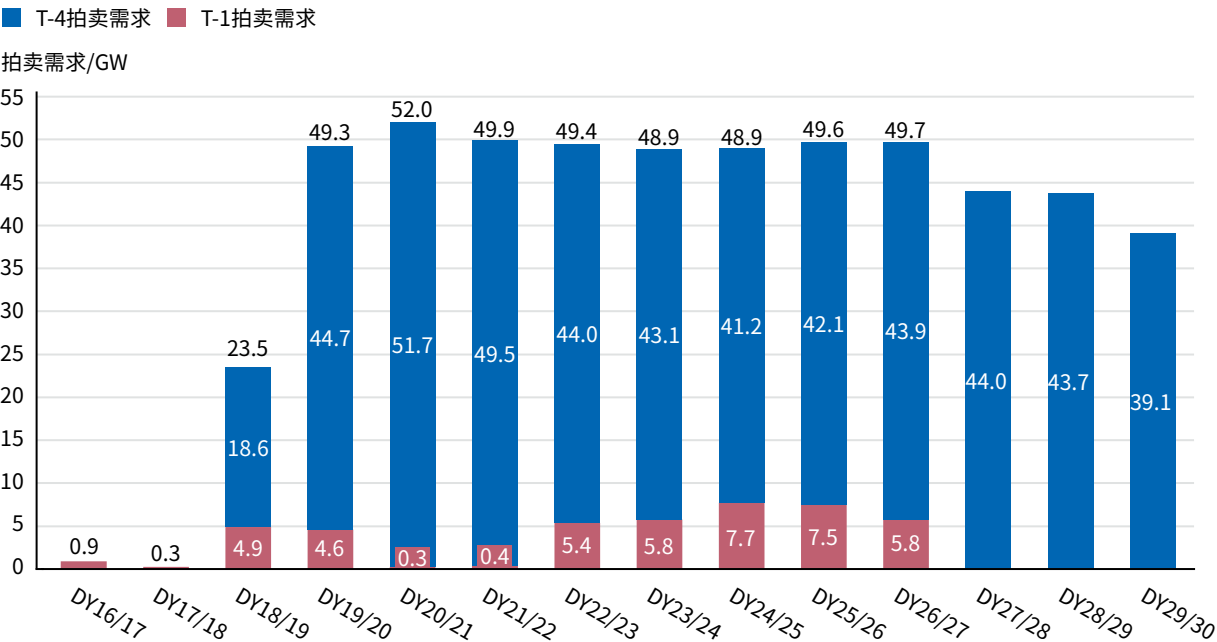


来源: National Energy System Operator, 落基山研究所
注: 图中持续时长中的“日”均为工作日

英国容量市场拍卖的目标容量与交付年度的电力需求预期和容量可靠性标准有关，并扣减已通过多年合同锁定的容量，即拍卖的是容量需求的缺口³⁸。英国目前针对容量可靠性的标准是将负荷损失期望值（Loss of Load Expectation, LOLE）控制在3小时以内。针对每一交付年度的负荷预测会在T-4拍卖时进行，并在T-1拍卖时调整。容量市场的拍卖需求在一定范围内波动，2021/22交付年度到2026/27交付年度的T-4和T-1两轮拍卖的总需求在49–50GW间波动（图表3.2）。

英国容量市场从2022/23交付年度起将T-4拍卖时预测的容量需求预留一部分在T-1拍卖中竞拍³⁹。这一规则转变使得T-4拍卖的容量不再是当时预测的交付年度的全额容量需求，减少了T-4拍卖的可拍卖容量。此外，规则还要求即使T-1拍卖时对交付年度的容量需求预测下调，T-1拍卖也至少需要竞拍上述预留容量的50%。规则调整后，2022/23交付年度的T-4拍卖量相较于2021/22交付年度降低了5.5GW，而T-1拍卖量增加了5GW（图表3.2）。这一规则调整允许一部分容量需求可以在临近交付年度的T-1拍卖中调整，同时通过针对T-1拍卖设置预留容量的最低拍卖比例确保了一定的容量充裕度。

图表 3.2 英国容量市场拍卖需求



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

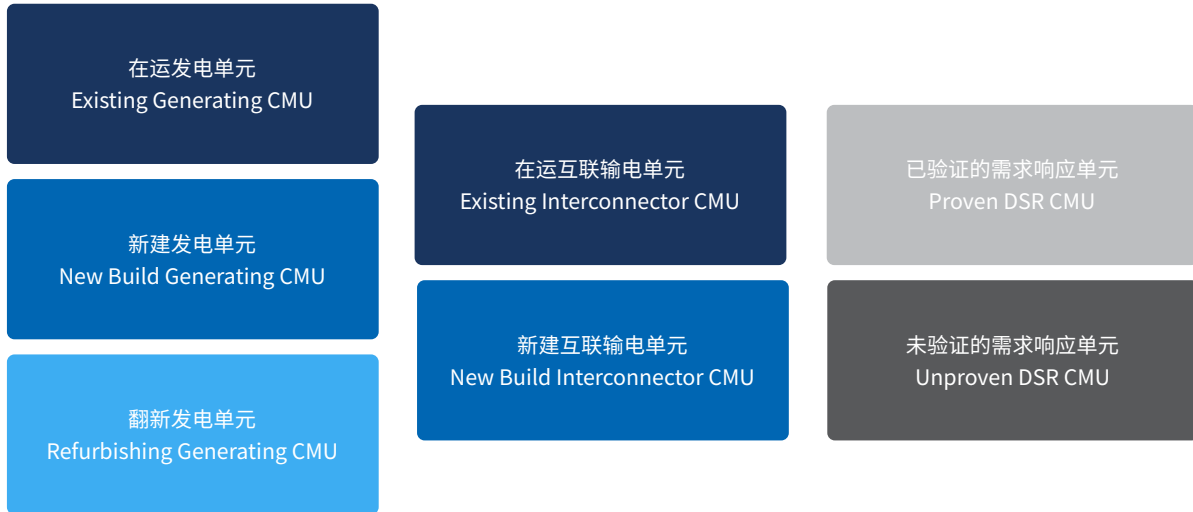
注: DY16/17 即 2016/17 交付年度,下同。

英国容量市场面向多元参与类型，容量贡献能力的计算与容量支撑需求有关

英国容量市场划分了7种参与容量市场的单元类型（Capacity Market Unit, CMU）（图表3.3）⁴⁰。源侧和储侧资源统一归为发电单元，与境外的联络线称为互联输电单元，用户侧资源称为需求响应单元。其中发电单元和互联输电单元按照在运、新建和翻新三种状态进行了区分，互联输电单元分为在运和新建两种状态，需求响应单元则分为了已验证和未验证两类。这些参与单元当前的最低容量要求为1MW，且必须通过计量测试（Metering Test），同时亦不能参与其他支持机制^v。

^v 其他支持机制包括差价合约（Contracts for Difference, CfD）、可再生能源义务证书（Renewable Obligation Certificates, ROCs）、NER 300、CCS 资助计划（CCS Grant Schemes）。

图表 3.3 英国容量市场单元类型



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

发电单元不限制技术类型，参与的机组包括燃油发电、燃气发电、生物质发电、垃圾发电、水电、核电和新能源发电等技术类型，其中新能源发电是在 2019 年开展的拍卖中首次参与。互联输电单元是指英国与其他国家的输电联络线，在容量市场中包括与法国、荷兰、爱尔兰、比利时、挪威、丹麦、德国等国的联络线⁴¹。需求响应单元包括单独的负荷资源或者聚合的虚拟电厂类资源，其中已验证是指需求响应单元已经通过了需求响应测试（DSR Test），证明其能提供承诺的容量⁴²，而未验证是指需求响应单元尚未通过需求响应测试但会在交付周期开始之前通过。

参与容量市场的单元按照有效容量而非额定容量参与容量市场竞拍。每年容量市场拍卖的竞拍指引中会公布 T-1 拍卖和 T-4 拍卖的容量折算系数，用于计算当年拍卖场次中不同技术类型参与拍卖的有效容量（图表 3.4）。各类单元的容量折算系数计算方法如下⁴³：

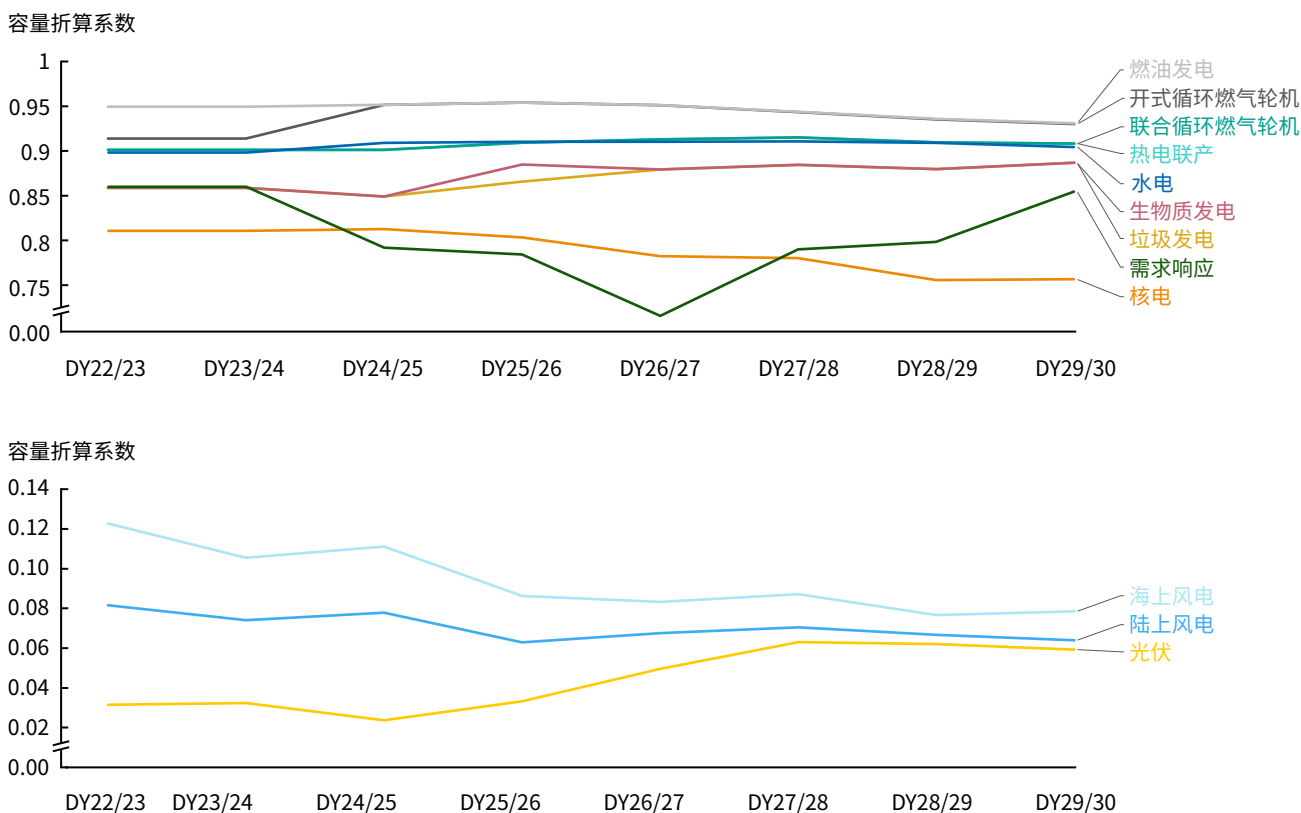
- **常规电源（火电、水电、核电等）**的容量折算系数基于过去 7 年冬季高峰时段^{vi}内的平均可用率，其中联合循环燃气轮机和热电联产机组计算这一时段内负荷高于 90 分位数时段的平均可用率，其他机组计算这一时段内负荷高于 50 分位数时段的平均可用率。
- **需求响应单元**的容量折算系数采用在过去三年冬季高峰时段内，其在负荷高于 50 分位数时段于非平衡机制短期运行备用（non-Balancing Mechanism short-term operating reserve, Non-BM STOR）中的平均承诺 STOR 可用率。
- **新能源**的容量折算系数计算采用增量等效可靠容量方法（incremental equivalent firm capacity），将其有效容量等效为在容量市场预期出清点的一定容量的完全可靠电源。
- 自 2017 年起，**储能**在容量折算系数计算时引入了有限时长（Duration Limited）的概念，将覆盖 95% 以上压力事件（即会引发容量市场通知的事件，详见 3.2）的持续时长作为有限时长。连续放电时长为有限时长或以上的储能的容量折算系数为抽水蓄能在过去 7 年冬季高峰时段内的技术加权平均可用率（Technical Weighted Average Availability, TCWAA）。连续放电时长低于有限时长则在前述抽水蓄能 TCWAA 的基础上采用可靠容量方法（equivalent firm capacity, EFC）计算。自 2024 年开展的拍卖起，储能的容量折算系数计算采用的 EFC 方法从 Incremental EFC 调整为 Scaled EFC⁴⁴。

^{vi} 冬季高峰时段指 12 月至次年 2 月，周一至周五 07:00–19:00，后同。

从历年分技术类型的 T-4 拍卖中的容量折算系数来看，火电和水电的折算系数保持在高位，均在 0.85 以上，其中燃油发电和开式循环燃气轮机的折算系数最高，在 2024/25 交付年度至 2026/27 交付年度超过了 0.95。核电的折算系数呈下降趋势，这主要是由于英国在运核电多为 20 世纪 70-80 年代建设，运行时间已久，其核定容量支撑能力不断下降。需求响应单元的容量折算系数从 2027/28 交付年度开始止跌上升，这主要与英国的 Non-BM STOR 从季节性合同锁定到日前采购的转变提升了用户侧资源的平均可用率（Average Availability of Balancing Services）有关，并受到市场中平衡单元（BAU）日益多元化和分布式能源聚合商聚合效率（如 Octopus Energy 的民商用智能响应平台）提升影响。

考虑到新能源的间歇性，风电和光伏的容量折算系数相较于其他发电侧资源更低，但风电和光伏容量折算系数的变化趋势不同。风电容量折算系数呈现下降趋势，尤其是海上风电从 2022/23 交付年度的 0.123 下降到了 2029/30 交付年度的 0.0781。英国推动风电尤其是海上风电的建设举措，使得电力系统中风电装机不断增加，风电单位容量的贡献因此降低。由于英国电力供应紧张常在冬季发生，英国冬季较短的日照时长缩短了光伏出力时段，因此光伏的容量折算系数较低。光伏的容量折算系数在 2024/25 交付年度到 2027/28 交付年度间提升，缩小了光伏和陆上风电之间容量折算系数的差距。这主要是因为电力系统中短时储能的增加改变了系统容量支撑需求时段，即解决了原本晚高峰的短时尖峰支撑需求后，系统的压力时段向前延伸，纳入了包含光伏出力的时段⁴⁵。这些容量系数变化是英国工党政府 2024/25 年更新的 2030 年清洁能源装机目标调整，尤其是光伏和陆上风电，装机目标调整的依据所在。

图表 3.4 英国历次 T-4 拍卖中各类型资源的容量折算系数

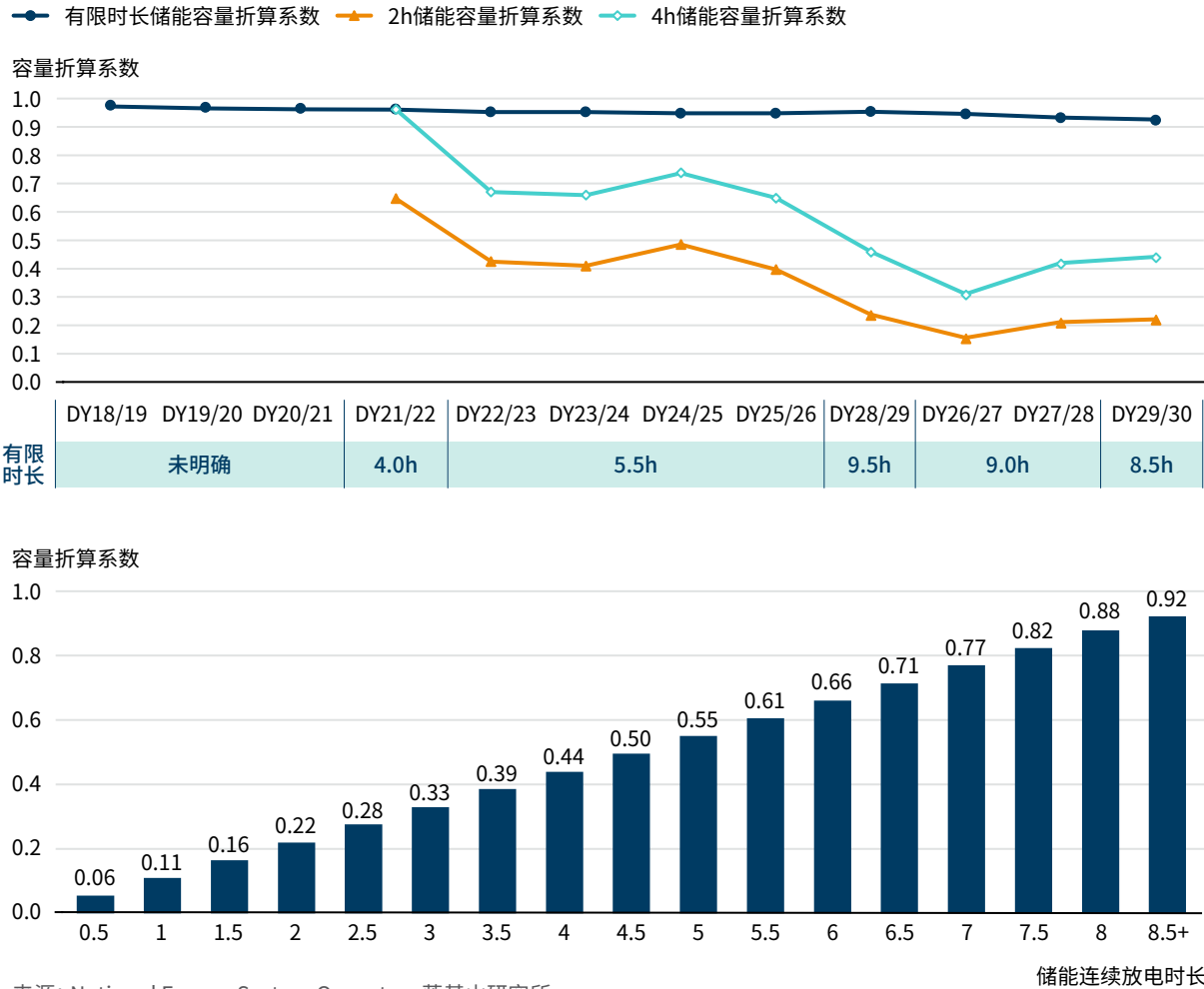


来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

在针对 2020/21 交付年度及之前的 T-4 拍卖中，储能的容量折算系数并未按连续放电时长进行区分，数值均在 0.96 以上（图表 3.5）。彼时英国电力系统中的储能主要为抽水蓄能，电化学储能尚在起步阶段，储能容量折算系数主要也是针对抽水蓄能设定。英国从 2017 年开始区分不同连续放电时长的储能的容量支撑能力。从当年的容量市场拍卖（针对 2021/22 交付年度的 T-4 拍卖和针对 2018/19 交付年度的 T-1 拍卖）开始，储能的容量折算系数按照不同连续放电时长（以 0.5 小时为间隔）进行了区分，连续放电时长越长的储能，容量折算系数越高，且基本呈线性增长。

储能的容量折算系数与测算时设置的容量支撑所需时长有关。每次拍卖针对储能的有限时长实际上反映了容量支撑所需时长。这一时长在不同场次拍卖会进行调整，以 T-4 拍卖为例，2022/23 交付年度的时长为 5.5 小时，但在 2026/27 交付年度跃升至 9.5 小时，此后又逐步回落，到 2029/30 交付年度为 8.5 小时。在确定储能容量折算系数时，以满足容量支撑所需时长的连续放电时长所对应的系数为最高值（此系数与火电容量折算系数相近），其他时长的折算系数在此基础上随连续放电时长的减少而递减。以 2 小时储能为例，2026/27 交付年度的容量支撑所需时长的提高导致容量折算系数下降了 41%。

图表 3.5 英国历次 T-4 拍卖中储能容量折算系数（上）和 T-4 拍卖 2029/30 交付年度不同放电时长的储能容量折算系数（下）



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

低碳资源参与容量市场的门槛降低，以支持英国电力系统转型

英国近年不断修订容量市场的相关规则以推动低碳资源发展，支持电力系统脱碳。2025 年开展的针对 2029/30 交付年度的 T-4 拍卖规则文件定义了低碳单元（Declared Low Carbon CMU），且低碳单元的排放要求不超过 100gCO₂/千瓦时⁴⁶。规则中针对低碳单元设置单独的最低资本支出要求（Nine Year Minimum £/kW Threshold），有利于低碳单元在拍卖时申报更长年限的协议。2025 年的这份规则文件还要求低碳单元只能在低碳单元内部进行容量转移，不得将中标容量转给非低碳单元，而对于非低碳单元没有这一限制。

英国于 2025 年 10 月发布了针对 2026 年容量市场资格预审环节规则修改的征求意见稿，拟对 2026 年容量市场中储能及用户侧资源的申报规则进行调整，以降低低碳资源的参与门槛⁴⁷。在储能方面，征求意见稿允许项目在拍

卖中自主申报容量（不低于并网容量的 50%），而现行规则要求新建储能必须按全容量投标。由于电池衰减会持续影响其实际可用容量，原有规则可能导致储能项目在长期合同履行中面临风险。此次调整有助于提升储能参与市场的灵活性与可行性。在用户侧资源方面，征求意见稿提出简化聚合申报要求：对于功率低于 20 千瓦的灵活性资源（如用户侧储能、电动汽车充电桩、热泵等），聚合商可免于逐项上报。此举旨在减轻申报负担，推动更多分布式资源接入容量市场。

此外，英国容量市场规则也加强了对燃气电厂的降碳约束。针对 2029/30 交付年度的 T-4 拍卖规则明确，新建或翻新燃气电厂如欲申报 15 年期容量协议，必须提交“可信的脱碳计划”以满足资格审查。目前认可的脱碳路径包括转换为氢能发电（H₂P）或应用碳捕获、利用与封存（CCUS）设施。同时，规则也为已持有多年期协议的高碳容量提供者设置了退出机制，以促进高碳资源有序退出电力系统。

3.2 英国容量市场交易结果与储能的市场表现

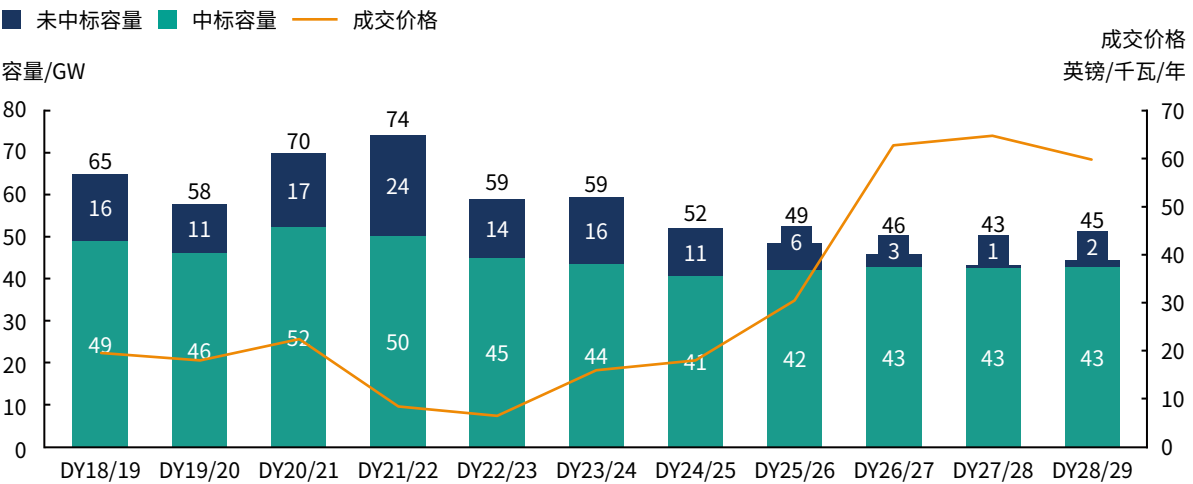
成交价格反映市场供需，T-1 拍卖较 T-4 拍卖价格波动更大

容量市场建设之初，大量市场参与者涌入市场，导致 T-4 拍卖和 T-1 拍卖都呈现供过于求的状态。容量市场每次拍卖的需求是确定的，但在早期开展的几次拍卖中申报容量都远超过公布的容量需求。其中，在 2024/25 交付年度前，T-4 拍卖中至少有 20% 的申报容量最后未中标；T-1 拍卖在前两年未中标的容量甚至接近中标容量的两倍。

近年来，T-4 拍卖逐步趋向供需均衡（图表 3.6）：自 2025/26 交付年度起，其申报容量与需求容量的匹配度显著提升，未中标比例大幅下降；至 2028/29 交付年度，未中标容量比例已降至 4%。相比之下，T-1 拍卖仍表现出较大波动性（图表 3.7）：既有 2022/23 交付年度申报容量略低于需求的情况，也出现 2024/25 年度超额申报达 1.8GW 的现象。

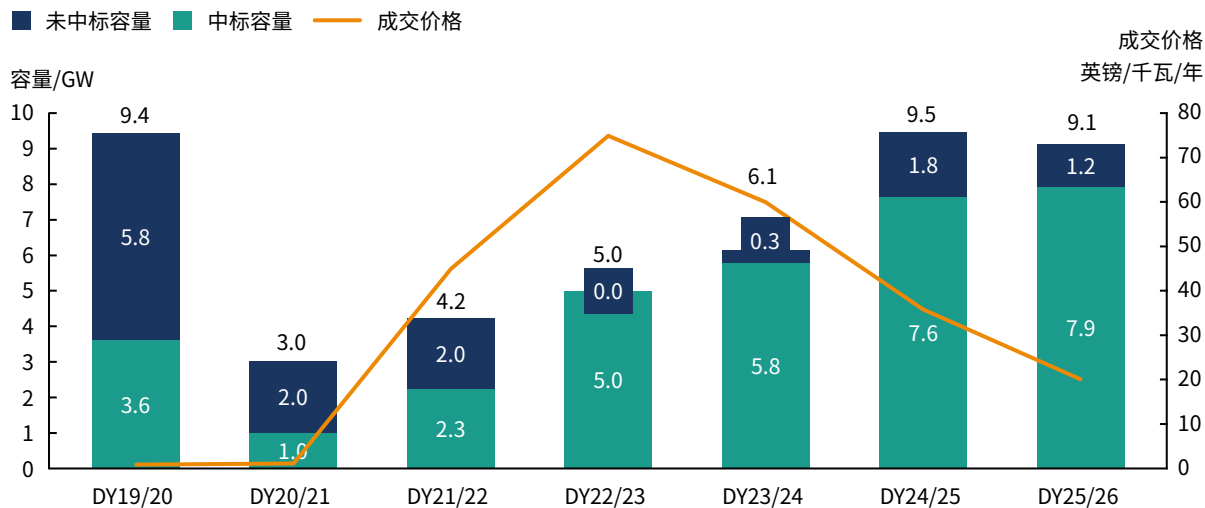
市场供需关系的变化直接影响了成交价格，这一影响在 T-1 拍卖中尤为显著。例如，T-1 拍卖在 2019/20 交付年度与 2020/21 交付年度的成交价格低于 1 英镑 / 千瓦 / 年，而在 2022/23 交付年度则攀升至价格上限 75 英镑 / 千瓦 / 年。与此同时，T-4 拍卖随着未中标容量的持续减少，成交价格逐步上升并逐渐趋于稳定，进入平台期。

图表 3.6 英国历次 T-4 拍卖中标容量和成交价格



来源：National Energy System Operator, 落基山研究所

图表 3.7 英国历次 T-1 拍卖中标容量和成交价格



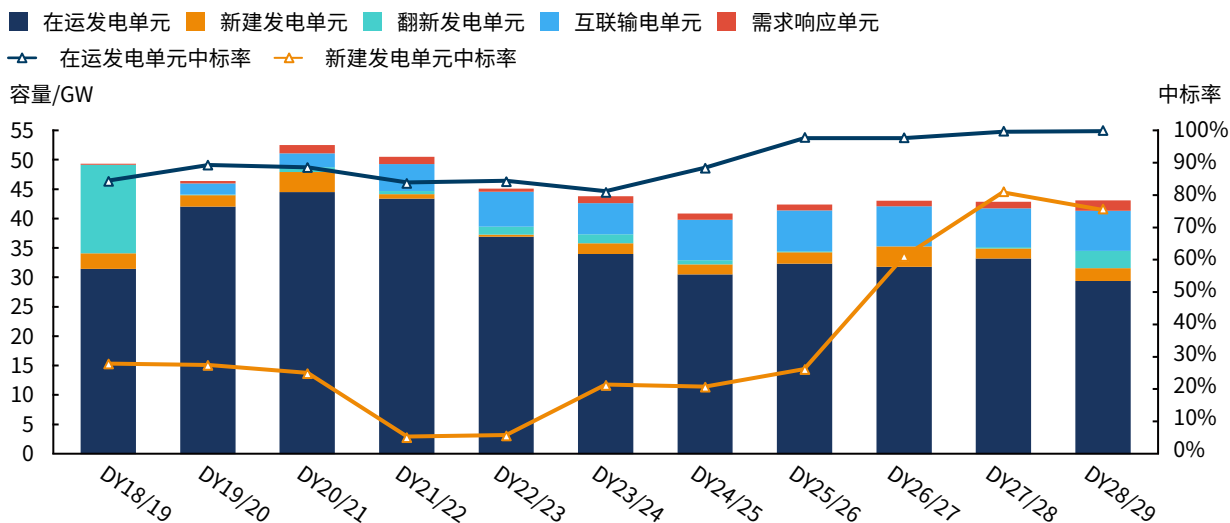
来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

T-1 拍卖成交价格波动性强于 T-4 拍卖，主要源于两点：一是其拍卖时间更接近实际交付，需求易受短期因素变动影响；二是其整个参与周期较短，市场主体有更大的策略调整空间。

在运发电单元是主要中标类型，新建发电单元是否中标的不确定性更高

在 T-4 容量拍卖中，在运发电单元始终占据主导地位，其在历年总中标容量中的占比介于 64% 至 91% 之间（图表 3.8）。新建发电单元的中标容量波动较大，介于 0.3GW 至 3.5GW 之间，占总中标容量的比例维持在 1% 至 8%。翻新发电单元的表现受实际工程进度影响，在部分年份（如 2018/19 交付年度）中标容量突出。互联输电单元的中标情况与输电线路建设进度高度相关，整体中标容量（包括在运、新建与翻新状态）保持稳步增长。需求响应单元的中标容量长期稳定在约 1GW 水平，但在 2028/29 交付年度显著上升至 1.8GW。

图表 3.8 英国历次 T-4 拍卖中标容量单元类型



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

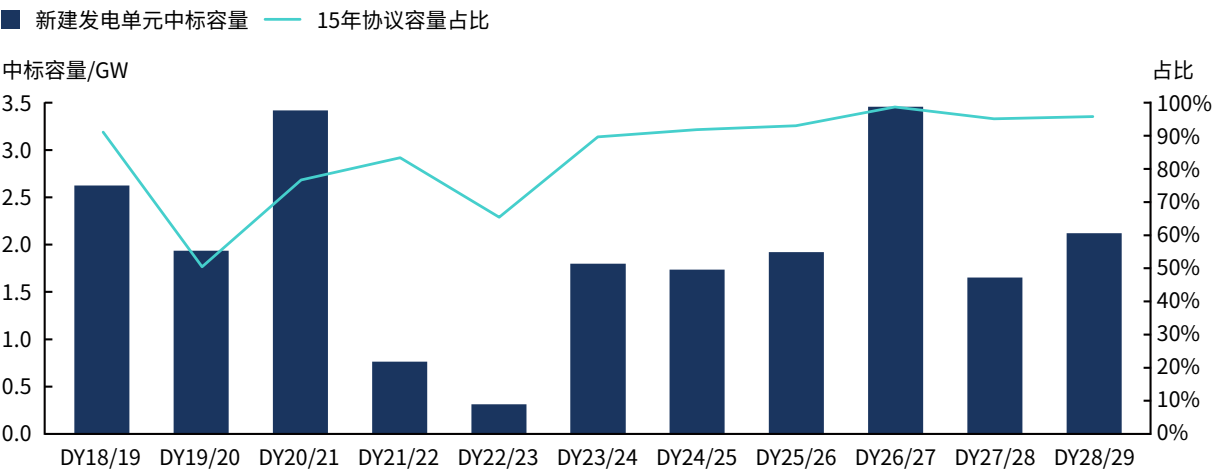
注：在运发电单元中标率 = 在运发电单元中标容量 / (在运发电单元中标容量 + 在运发电单元未中标容量)，新建发电单元中标率 = 新建发电单元中标容量 / (新建发电单元中标容量 + 新建发电单元未中标容量)。

从竞拍结果来看，在运发电单元在 T-4 拍卖中持续保持高中标率。历次拍卖中，超过 80% 的参与容量成功中标，且在最近两次拍卖中该比例接近 100%，这表明参与 T-4 拍卖的在运发电单元基本能够稳定获得容量收益。

相比之下，新建发电单元在 T-4 拍卖中的中标率普遍较低，在早期供需过剩阶段尤为明显。截至 2025/26 交付年度，新建发电单元参与容量的中标比例不足 30%。尽管近三年随着市场供需关系改善，该比例已上升至约 80%，但仍普遍低于在运发电单元的中标水平。

新建发电单元在 T-4 拍卖中是否中标面临较大不确定性。在 T-4 拍卖中，新建发电单元可申报最长 15 年的容量协议。从中标结果来看，新建发电单元倾向于申报 15 年的长期容量协议。**中标新建发电单元中高比例容量获得了 15 年协议，从 2023/24 交付年度起这一比例超过 90%（图表 3.9）。**在出清过程中，申报单元按价格从低到高、容量从大到小、年限从短到长的顺序排序。由于新建发电单元较在运发电单元回收固定成本的压力更大，其在报价时往往倾向于设定更高价格并申报更长期限，导致其在排序中处于靠后位置，从而增加了中标的不确定性。

图表 3.9 英国历次 T-4 拍卖中标新建发电单元获得 15 年协议的容量占比

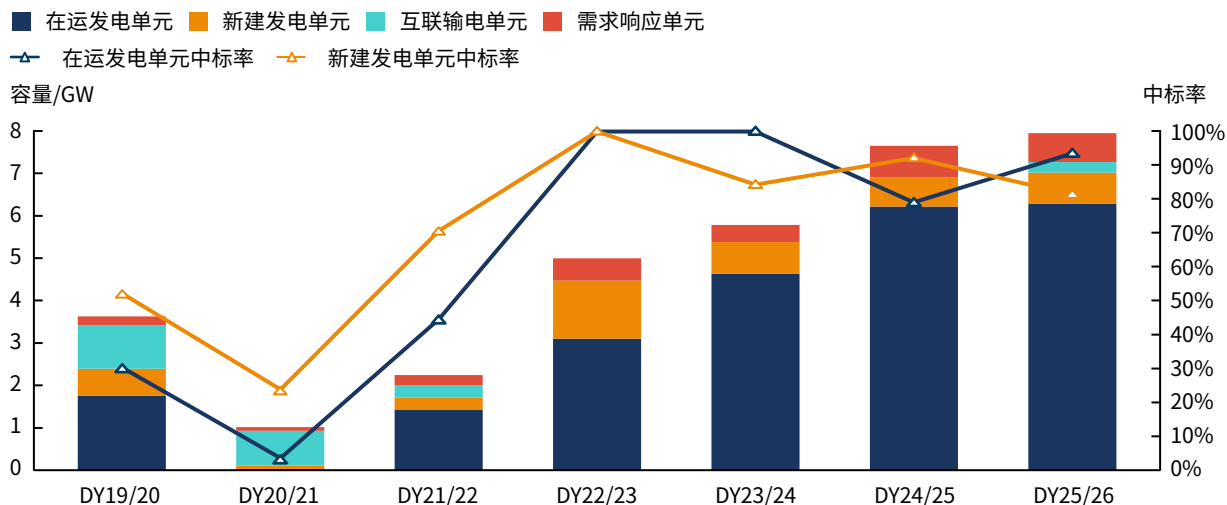


来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

在 T-1 拍卖中，除 2020/21 交付年度外，在运发电单元始终是中标主体（图表 3.10）。近几次拍卖数据显示，其在总中标容量中占比稳定在 80% 左右；新建发电单元与需求响应单元的中标容量各约占 10%；互联输电单元虽参与量较少，但基本实现全部中标；翻新发电单元则几乎不参与 T-1 拍卖。

与 T-4 拍卖不同，T-1 拍卖中在运与新建发电单元的中标率未呈现显著差异。两者中标率均随市场供需同步波动，且未形成固定的高低关系。由于 T-1 拍卖仅提供一年期容量协议，两类机组均需通过持续竞标以获取后续收益。在这一机制下，新建发电单元往往通过优化报价策略，以提升其中标可能性。

图表 3.10 英国历次 T-1 拍卖中标容量单元类型



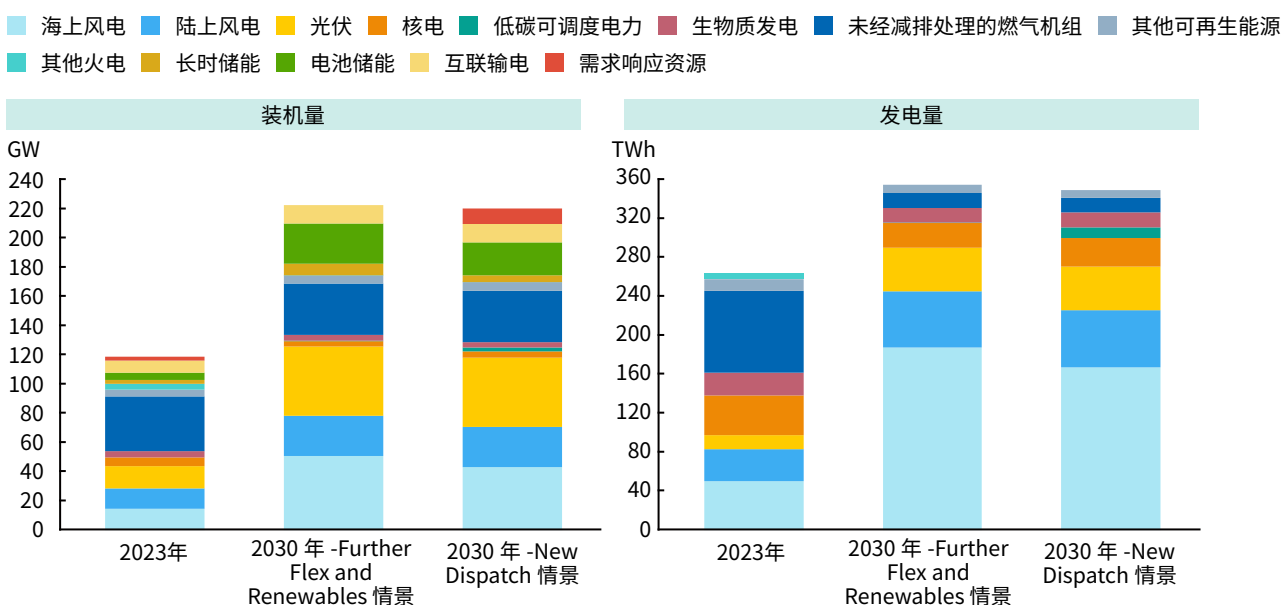
来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

注: 在运发电单元中标率 = 在运发电单元中标容量 / (在运发电单元中标容量 + 在运发电单元未中标容量), 新建发电单元中标率 = 新建发电单元中标容量 / (新建发电单元中标容量 + 新建发电单元未中标容量)。

储能在中标的新建发电单元中占比不断提升, 支持英国储能装机的增长

在英国 2050 年净零排放目标的引领下, 其电力系统设定了到 2030 年实现 95% 清洁电力占比的阶段性目标。为实现这一目标, 英国已全面完成煤电退出, 并将持续推动风电、光伏等清洁能源的加速发展。与此同时, 英国也将推动储能、需求侧响应等灵活性资源的发展, 计划将储能的装机从 2023 年的 7.5 GW 增加到 2030 年的 27.2–35.3 GW, 将需求响应资源从 2023 年的 2.5 GW 增加到 2030 年的 10.4–11.7 GW⁴⁸, 从而支撑高比例可再生能源的电力系统稳定运行 (图表 3.11)。

图表 3.11 英国 2030 年电力系统结构预测



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

注: 低碳可调度电力包括应用碳捕集与封存 (CCS) 的燃气发电、氢气发电、氢气发电热电联产; 生物质发电包括未应用 CCS 的生物质发电和应用 CCS 的生物质发电; 未经减排处理的燃气机组包括联合循环燃气轮机、开式循环燃气轮机、燃气内燃机等; 其他可再生能源包括水电、海洋能等; 其他火电包括煤电、燃油发电、柴油发电。

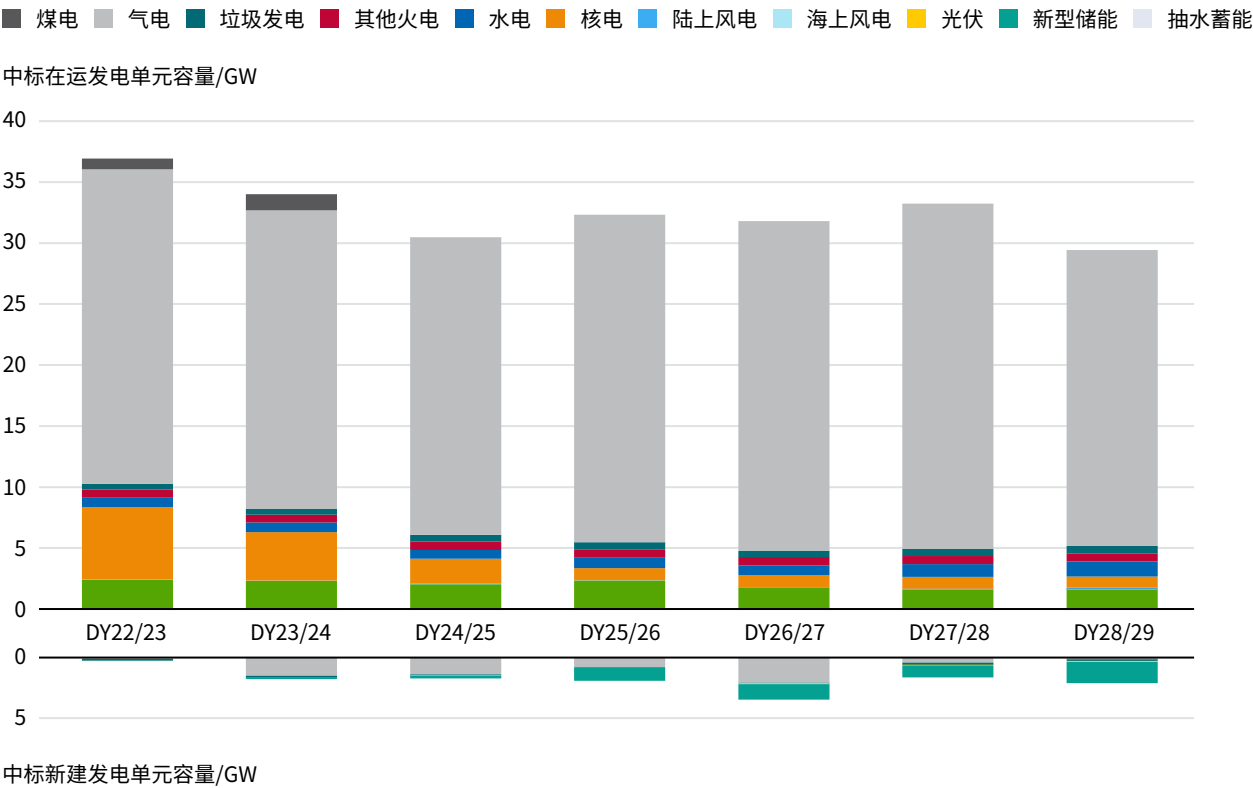
燃气机组作为目前英国装机容量最大的电源类型，在 T-4 拍卖和 T-1 拍卖中都是中标在运发电单元中的主要技术类型，并且中标容量相对稳定。经测算，英国超过 70% 的在运燃气机组容量在 T-4 拍卖中中标，另有约 5% 的容量在 T-1 拍卖中中标。由于燃气机组的容量折算系数较高，其在 T-4 拍卖中标在运发电单元中占比超过 80%（图表 3.12），高于其在发电装机中占比。而在中标新建发电单元中，燃气机组在 T-4 拍卖和 T-1 拍卖中的中标容量整体呈下降趋势，这也反映出近几年对燃气机组建设投资的放缓。

核电的中标容量主要受英国核反应堆退役计划影响。T-4 拍卖中核电中标容量呈下降趋势是由于部分反应堆有退役计划，但由于实际关停时间较计划有所推迟，之前未参与 T-4 拍卖的核电机组通过 T-1 拍卖中标，这也是从 2023/24 交付年度起 T-1 拍卖中出现在运核电中标的原因（图表 3.13）。

新能源在容量市场中参与度有限，容量市场也并非新能源发展的主要激励机制。新能源因发电出力具有间歇性与波动性，难以提供稳定的容量支撑。英国新能源发展主要依赖于其他市场机制的激励，其中差价合约（CfD）是核心驱动力之一。

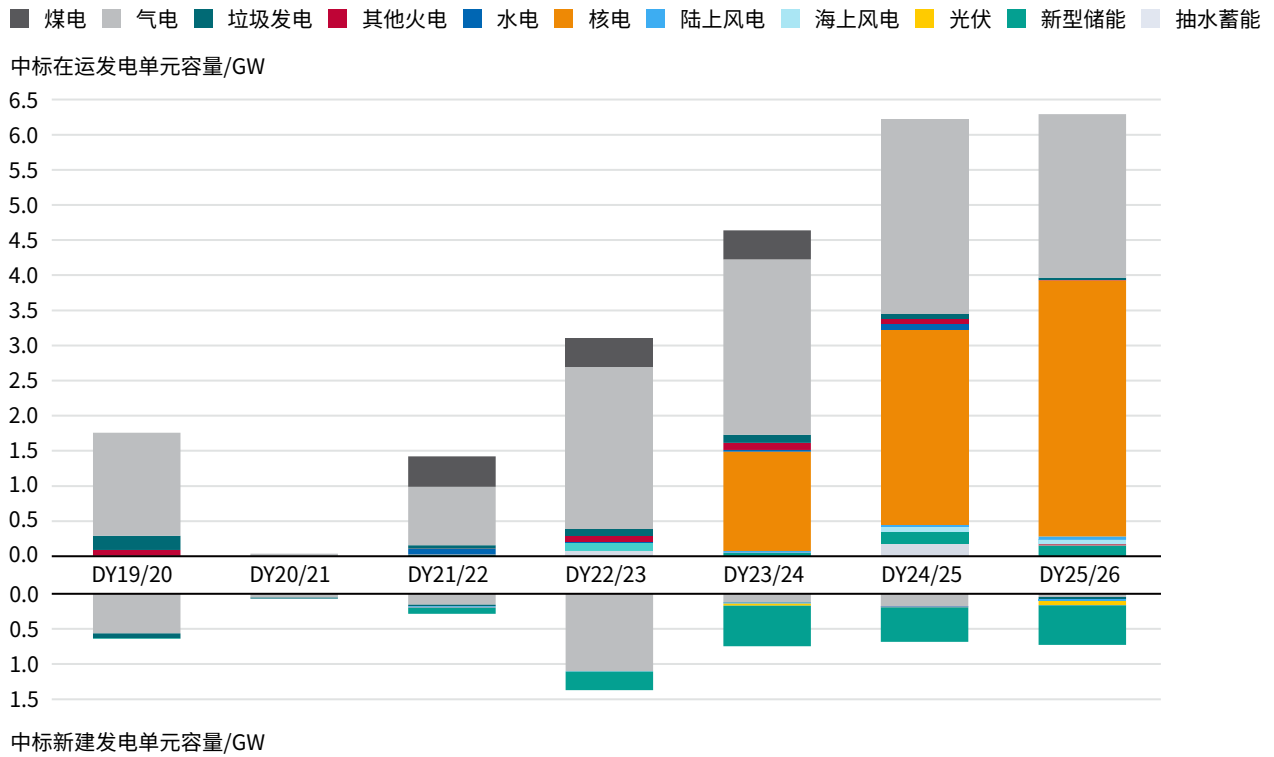
储能在新建发电单元中扮演着越来越重要的角色，且中标容量在 T-4 拍卖和 T-1 拍卖中新建发电单元中占比不断提高。由于建设周期短，储能可以灵活参与 T-4 拍卖和 T-1 拍卖这两类拍卖（同时兼营辅助服务业务），两个市场共同为储能发展提供了激励。例如，在 2025/26 交付周期中，储能项目通过 T-4 拍卖和 T-1 拍卖中标的容量就分别达到了 1GW 和 0.6GW。

图表 3.12 英国历次 T-4 拍卖中标容量技术类型



来源：National Energy System Operator, 落基山研究所

图表 3.13 英国历次 T-1 拍卖中标容量技术类型



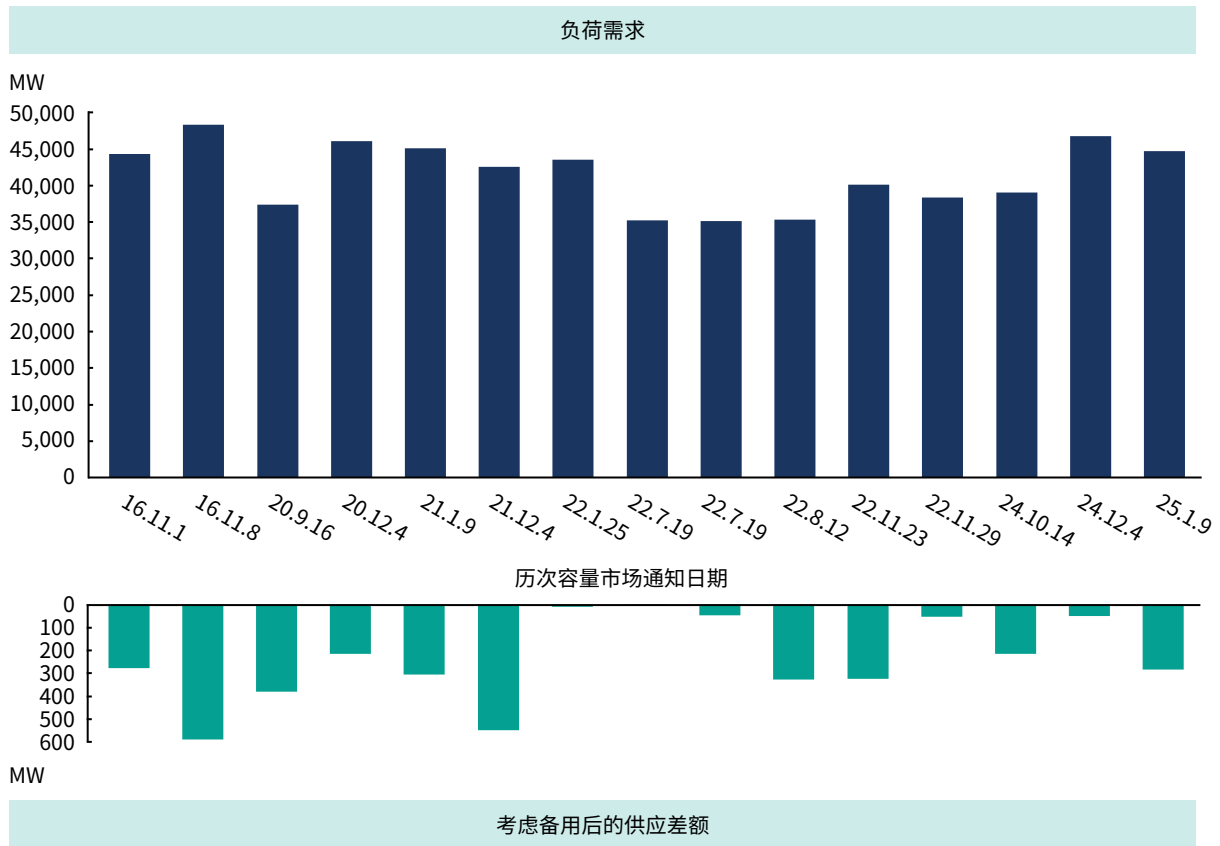
来源：National Energy System Operator, 落基山研究所

中标单元通过响应容量市场通知保障了系统容量充裕度

容量市场的中标单元需要在英国国家能源系统总调度（National Energy System Operator，NESO）下达容量市场通知（Capacity Market Notice）后于指定生效时间提供一定容量。容量市场通知的触发条件包括三种情形，分别是系统容量裕度低于 500MW、NESO 发布降负荷指令（Demand Reduction Instruction）、出现低频需求未连接的情况。容量市场通知需要提前至少 4 小时下达，内容应包括生效时间、触发原因、当前系统充裕度、所需容量等。当触发条件消失且预计未来 4 小时不会再出现时，该通知将被撤销，中标单元随之解除提供承诺容量的义务⁴⁹。

容量市场通知的发布频率较低，从 2014 年至 2024 年间，英国共发布 15 次容量市场通知（图表 3.14）。受俄乌冲突影响，2022 年发布次数最为频繁，达 6 次。从时间分布来看，容量市场通知主要出现在冬季负荷高峰期间；而在非冬季季节，多由供应侧能力下降所触发。这也从侧面表明容量市场这一机制旨在满足系统中的尖峰负荷或应对供应能力骤降的场景。

图表 3.14 历次英国容量市场通知^{vii}



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

容量市场通知一经发布, 中标单元便开始增加容量供应从而提高系统容量充裕度。在绝大多数情况下(除 2016 年 10 月 31 日首次发布的容量市场通知以外), 在通知生效时间之前系统容量充裕度便得到恢复, 容量市场通知随之取消。这表明目前中标单元对容量市场通知的响应速度和响应程度能够使容量供应在生效日期前就满足需求。

如果容量市场通知最终生效, 中标单元将面临容量供应的考核。中标单元需在每一个结算时段(目前是 30 分钟)提供承诺容量, 这一承诺容量是中标单元在容量市场的中标容量扣除已经通过交易转移的容量和其提供平衡服务所向系统预留的容量。若中标单元未能提供相应容量, 则需要就未足额提供的部分缴纳罚金。罚金的收取由每个结算时段承诺容量与实际供应容量的差额乘以罚金费率, 罚金费率目前设置为拍卖成交价格的 1/24。收取的罚金也会用于奖励提供超额容量的中标单元。

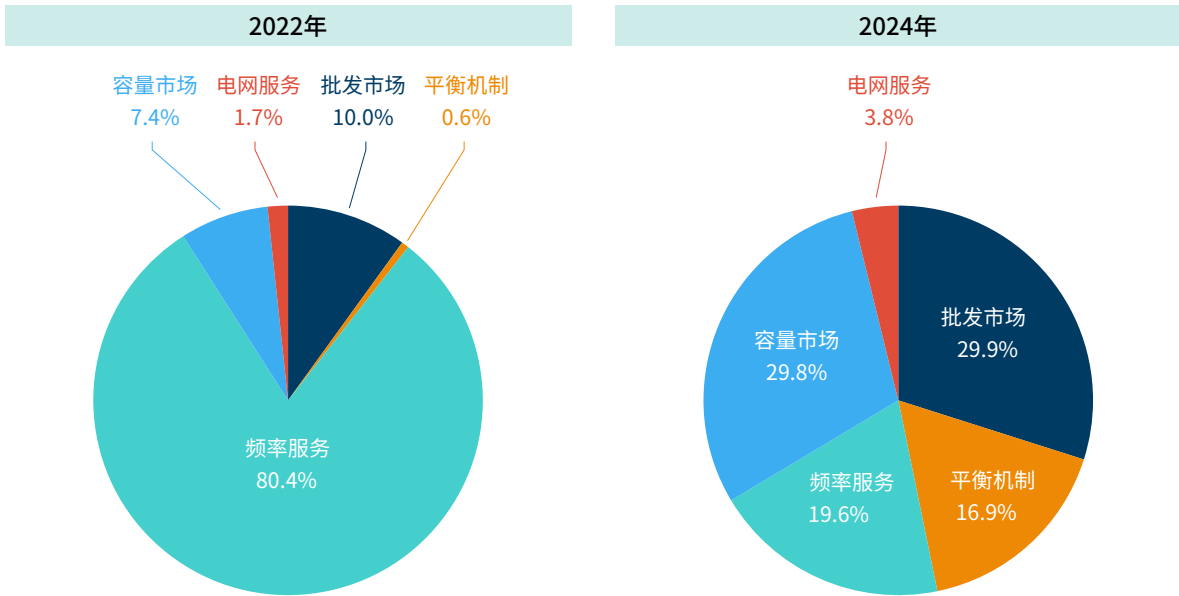
^{vii} 英国容量市场通知网站为 <https://gbcmn.nationalenergyso.com/>。

3.3 储能在英国容量市场的参与策略

储能在容量市场上的收益因交付年度与拍卖市场不同呈显著差异，精准把握市场供需是决策关键

在英国，储能项目可通过电能量市场、频率响应服务、容量市场以及电网服务等多元渠道获取收益。近年来，电能量市场和容量市场的收益贡献持续提升，而频率响应服务的收益占比则有所下降（图表 3.15）。这一趋势主要源于两方面因素：一方面，新能源渗透率的不断提高拉大了现货市场价差，为储能套利创造了更大空间；另一方面，频率响应市场逐趋于饱和，单位收益水平下滑。容量市场收益在不同年份间存在差异，但仍然是储能收益组合中不可或缺的组成部分。Rabobank 预测显示，到 2030 年，容量市场收入预计将为储能总收入贡献 10%–20%⁵⁰。

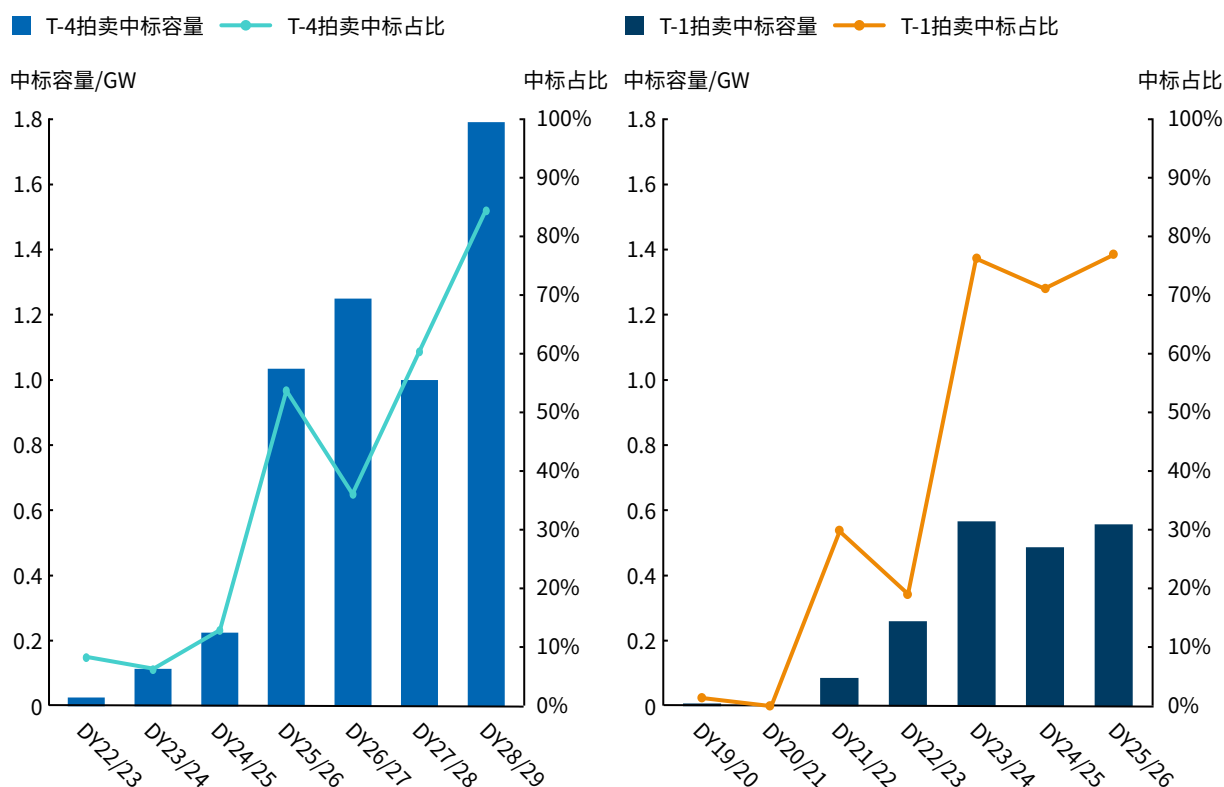
图表 3.15 英国 2022 年和 2024 年储能项目收益构成



来源：Rabobank, 落基山研究所

从储能实际参与容量市场的情况来看，越来越多的储能项目作为新建发电单元参与到 T-4 拍卖和 T-1 拍卖中，并逐渐成为新建发电单元中的中标主力。自 2021 年开展的拍卖起（针对 2025/26 交付年度的 T-4 拍卖和针对 2022/23 交付年度的 T-1 拍卖），随着储能投资加速，储能项目在新建发电单元中的中标容量和占比均显著提升（图表 3.16）。随着英国持续重视储能发展，这一增长态势预计还将延续。

图表 3.16 英国历次 T-4 拍卖（左）和 T-1 拍卖（右）新建发电单元中储能的中标容量和占比

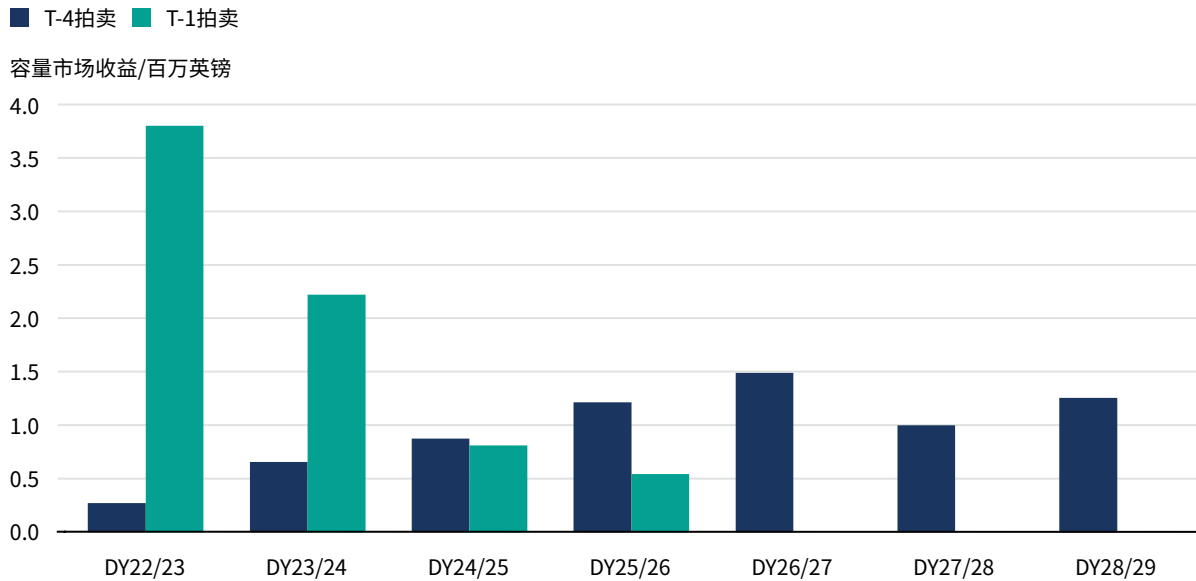


来源：National Energy System Operator, 落基山研究所

储能在容量市场上的收益取决于竞拍的成交价格和对应连续放电时长的容量折算系数。这两者在不同年份间或者在 T-4 拍卖和 T-1 拍卖之间变动较大。以 2 小时储能为例，在 T-4 拍卖中，2028/29 交付年度的成交价格是 2025/26 交付年度的两倍，但 2028/29 交付年度 2 小时储能的容量折算系数仅为 2025/26 交付年度的一半，最终 2 小时储能参与 T-4 拍卖在 2028/29 交付年度和 2025/26 交付年度的收益大致相当。类似地，针对 2024/25 交付年度，T-1 拍卖的成交价格虽为 T-4 拍卖的两倍，但 2 小时储能对应的容量折算系数减半，因此针对 2024/25 交付年度 2 小时储能参与 T-4 拍卖或 T-1 拍卖最终收益基本持平。

对于在运储能项目，选择 T-4 拍卖或 T-1 拍卖都只能获得一年期协议，但最终收益可能迥异。例如，针对 2022/23 交付年度，100MW 的 2 小时储能项目在 T-1 市场上中标的收益是 T-4 市场上中标的收益的 14 倍；而在 2025/26 交付年度，T-4 市场上的收益会高于 T-1 市场（图表 3.17）。从现有竞价结果来看，T-1 拍卖的收益波动性高于 T-4 拍卖。

图表 3.17 英国 100MW/200MWh 储能在历次 T-4 拍卖和 T-1 拍卖获得的单年容量市场收益测算



来源: National Energy System Operator, 落基山研究所

对于新建储能项目，其在 T-4 拍卖中可获得最长 15 年的协议，可获得稳定收益。从 2024/25 交付年度的 T-4 拍卖开始，超过 90% 的中标新建储能都获得了 15 年期的长期协议；从 2026/27 交付年度开始，这一比例超过了 95%。在 T-4 拍卖不同交付年度中标的储能项目收益依然存在差异。近三次 T-4 拍卖中，100MW 的 2 小时储能项目每年收益均值为 125 万英镑，各年在均值上下 20% 波动。

因此，无论是选择在运储能项目的拍卖市场，还是评估新建储能项目的预期收益，准确研判成交价格与储能容量折算系数都至关重要。这两个核心参数的动态变化，均与系统容量供需状况密切相关。具体而言，系统对容量支撑时长的需求直接决定了储能的容量折算系数：所需支撑时间越长，特定放电时长储能的折算系数则越低，其在容量市场竞拍中的有效容量也相应减少。此外，成交价格的形成取决于对系统容量供给状况的判断，包括市场竞争强度以及边际机组（如燃气机组）成本等因素的评估。与此同时，随着储能在新建机组中的占比不断提高，其自身的报价策略也将对最终市场价格的形塑产生日益显著的反馈作用。

为应对系统对容量支撑时长需求的增长，英国正积极推进长时储能设施的建设。在 2024 年举行的 2028/29 交付年度 T-4 容量拍卖中，由 Highview Power 开发的压缩空气储能项目（50MW/300MWh）成功中标，成为首个参与并获选的该类项目。由于具备更长的持续放电能力，长时储能在容量市场中可获得更高的容量折算系数，进而赢得更具竞争力的收益水平。

除容量市场外，英国还为长时储能专门设立了额外的政策支持机制。2025 年 4 月，英国推出针对长时储能的“封顶 - 保底”激励机制（cap and floor scheme），旨在将项目收益控制在预设区间内，以降低投资不确定性。该机制要求储能时长不低于 8 小时，但不限定技术路线，最终纳入项目和政策细则预计于 2026 年夏季正式发布⁵¹。

长时储能项目可同时参与容量市场与“封顶 - 保底”机制。值得注意的是，由于“封顶 - 保底”机制已为项目提供了基本收益保障，参与该机制的项目在容量市场中有可能以更具竞争力的报价策略争取中标，从而进一步优化整体经济性。

4. 意大利容量市场实践与储能参与策略分析

意大利电力市场自 1999 年起逐步放开，目前包括日前市场（MGP）、日内市场（MI）、平衡市场（MB）、调度服务市场（MSD）以及跨欧洲替换储备交换市场（TERRE）五个组成部分⁵²。对容量市场的讨论可以追溯至 2003 年 9 月意大利全国范围内的大停电，该事件引起了意大利对于电力系统充裕度的重视。随着可再生能源的增加以及火电的退出，系统容量充裕度不足的问题进一步加剧。为应对这一挑战，意大利政府在 2019 年颁布部长级法令和技术法规，确定建立容量市场。容量市场由意大利唯一的电网运营商 Terna 公司组织与管理，通过竞价拍卖签订容量采购合同，确定容量卖方在特定年份（下称“交付年度”）需交付的容量以及对应的经济回报。

4.1 意大利容量市场规则设计

意大利容量市场分区域确定需求，分区域组织拍卖

意大利容量市场拍卖包括主拍（Asta Madre）、调整拍卖（Asta di Aggiustamento）与容量二级市场（Mercato Secondario）这三个层级。主拍针对电力系统在交付年度全年的容量需求进行招标；调整拍卖是在主拍之后对容量目标进行调整时开展的拍卖，容量卖方可以继续出价竞标，也可以购回容量，减少其容量义务，目前尚未举行相关场次拍卖；二级市场是中标方之间以中标量为标的进行交易的环节，以月度为单位持续进行。

自容量市场启动至 2025 年 11 月间，累计举办 6 次主拍竞价，分别对应 2022–2027 交付年度（图表 4.1）。主拍开展的时间不规律，例如针对 2023 交付年度的主拍是提前四年举行，而针对 2025 交付年度的主拍是提前一年举行。

图表 4.1 意大利容量市场历次主拍拍卖时间表

交付年度	2022	2023	2024	2025	2026	2027
拍卖时间	11/06/2019	11/28/2019	02/21/2022	07/25/2024	12/18/2024	02/06/2025
中标总量 (GW)	40.900	43.400	41.541	42.120	42.770	43.006

来源：Terna，落基山研究所

意大利容量市场拍卖按区域进行⁵³。区域的划分由 Terna 考虑输电约束、系统效益以及电网发展规划等因素评估确定，与电力现货交易市场的区域划分有一定重合但不完全等同⁵⁴。2027 交付年度的容量市场拍卖包括 8 个区域：北部（NORD）、中北部（CNOR）、中南部（CSUD）、南部（SUD）、卡拉布里亚（CALA）、西西里（SICI）、撒丁岛北部（SARD_NORD）、撒丁岛南部（SARD_SUD）。其中，撒丁岛北部与撒丁岛南部在 2022 交付年度与 2023 交付年度为统一的撒丁岛区域，2024 交付年度及之后才拆分为南部与北部两个区域。

由于电力需求和负荷特性不同，各区域的容量需求曲线也不同。以 2027 交付年度为例，负荷期望损失为 0 时的系统最大容量需求在北部地区为 37.95GW，在各区域之中最高；在卡拉布里亚地区则仅为 1.1GW，在各区域中最低，其余区域多在 10GW 以下。理论上各区域的成交价格也应有所差异，然而从历次主拍拍卖结果来看，由于价格上限的存在，各区域最终成交价格并未出现差异。

参与主体按 CDP 类型申报量价，不同技术的可用容量计算考虑了区域差异

容量市场参与方在每个区域按照不同的 CDP 类型（CDP 为概率可用容量，详见下文）分别提交参与竞标的容量和价格。CDP 类型具体包括境内发电机组（UP）、境内负荷可调节的用电单位（UCMC）以及境外容量资源^{viii}；其中发电机组又可根据是否可再生、是否灵活、是否重要、是否新建、是否可用等细分为 13 个 CDP 类型^{ix}。CDP 类型将影响边际出清价格处中标容量的分配，更灵活的机组优先中标（详见 1.2 节）。

参与拍卖的机组还需确保满足以下三个方面的条件：

- **状态：**不得处于主管部门批准的退役进程，或其他特殊机制下（比如被认定为“系统必需”——Terna 每年编制并公布下一年的“系统必需机组清单”，同时向监管机构报送每台机组被列入的理由、可能需要其“必需”的时段 / 工况，以及预期使用情况）；
- **激励：**不得同时享有其他公共容量补偿机制激励（如区域 / 国家 / 欧盟层面的其他容量补偿激励）；
- **排放：**在运机组需满足排放不超过 550g CO₂/ 千瓦时或 350g CO₂/ 千瓦·年；新建机组需满足排放不超过 550g CO₂/ 千瓦时。

参与容量市场的机组以概率可用容量（Capacità Disponibile in Probabilità, CDP）而非装机容量作为统计口径。概率可用容量是在装机容量基础上综合考虑事故率、技术或环境约束以及其他事件等各种可能导致容量不可用的因素后评估得到的可用容量。Terna 在每轮拍卖前根据机组技术类型及各因素的历史数据确定容量折算系数，以计算概率可用容量。

2027 交付年度容量折算系数如图表 4.2 所示，其中 UCMC、光伏、风电、径流式水电的容量折算系数全国统一，火电、地热、非径流水电与抽水蓄能的容量折算系数则针对各拍卖区域分别计算，储能系统的容量折算系数依连续放电小时而异。

图表 4.2 意大利容量市场 2027 交付年度各技术类型容量折算系数

技术类型	折算系数
UCMC	33.9%
光伏	12%
风电	16%
径流式水电	33%
火电	69~83%, 全国平均 77%
地热能	75%
水电	25~66%, 全国平均 59%
抽水蓄能	50~65%, 全国平均 61%
储能	24~90% ^x

来源: Terna, 落基山研究所

viii “境外”具体包括与北区相邻的境外区（法国、瑞士、奥地利、斯洛文尼亚）、与中南区相邻的境外区（黑山）、与南区相邻的境外区（希腊）、与西西里相邻的境外区（马耳他）、以及与北撒丁岛相邻的境外区（科西嘉）。迄今尚未有与西西里相邻的境外区和与北撒丁岛相邻的境外区的机组中标。

ix 具体包括: 1. 现有 FRNP（不可编程的可再生能源）；2. 新建且已获批的重要 FRNP；3. 现有且可灵活运行的机组；4. 新建且已获批的灵活机组；5. 现有、非灵活、非 FRNP 机组；6. 新建且已获批、重要、非灵活、非 FRNP 机组；7. 新建且已获批、非重要机组；8. 不可用的灵活发电机组；9. 不可用且非灵活的机组；10. 新建但未获批的重要 FRNP 机组；11. 新建但未获批的灵活机组；12. 新建但未获批、重要、非灵活、非 FRNP 机组；13. 新建但未获批、非重要机组。算上 UCMC 和境外资源，共有 15 种类型。

x 连续放电 1h 对应折算系数为 24%，2h 为 44%，3h 为 56%，4h 为 67%，5h 为 74%，6h 为 81%，7h 为 86%，8h 为 90%。

中标资源面临容量市场以外收益限制，通过可负担的价格为系统提供容量保障

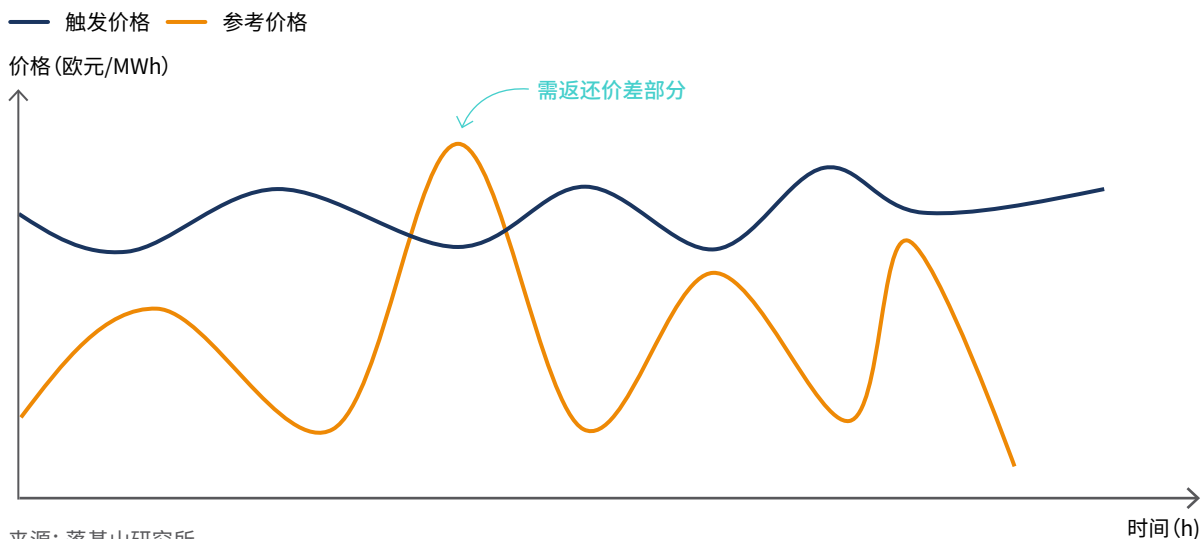
容量市场的中标方需按中标 CDP 数量（下称“承诺容量”，Capacità Impegnata）在电力现货市场或辅助服务市场上提供容量及对应电能量。其中，新建机组的协议年限为 15 年，在运机组的协议年限为 1 年。具体来说，中标方需在协议年限内把中标的承诺容量按区域、逐小时分配到具体机组；在交付期的每个小时内，需在 MGP/MI（日前 / 日内市场）上出售当小时分配到该机组的承诺容量；若承诺容量有剩余，中标方需在 MSD（辅助服务市场）上继续出售剩余承诺容量。上述承诺容量可以根据负载系数、供电约束条件、计划维护项目，以及中标方通过 C.E.T.（电能远期账户平台）计划所履行的供电义务所对应的电量进行调整。上述有关容量分配与实际出售情况由中标方在交付月次月上半月内完成向 Terna 的报告，Terna 将在次月下半月对当月情况进行履约核查。

意大利容量市场还针对出力不可控的可再生能源机组（FRNP，非可编程可再生能源^{xi}）设计了单独的履约规则，为 FRNP 的履约提供了灵活性。Terna 预先设定了每天 6 小时作为“Picco Settimanale”^{xii}，代表日内电力供应最可能紧张的时段，按周调整。FRNP 资源仅被要求在 Picco Settimanale 时段内提供其承诺的容量，并且只需要满足在该时段内的累计报量为承诺容量和 Picco Settimanale 小时数的乘积。

中标方按成交价格获得承诺容量部分的固定收益，同时，若中标方在现货市场和辅助服务市场上获得的价格超过触发价格，中标方须向 Terna 返还一笔浮动费用，即对中标方设置了每小时收益上限。上述两类费用以月度为周期进行结算。

浮动返还费用按小时计算，其金额为参考价格^{xiii}与触发价格之间的差额，再乘以需承担该费用的容量（图表 4.3）。仅当参考价格高于触发价格，即计算差额为正时，中标方才需向 Terna 支付相应费用；若结果为负值，则视为零，不产生支付义务。触发价格的设定以开式燃气轮机的标准变动成本为基础，每小时动态更新，其计算涵盖了燃料、碳排放配额、化学品、催化剂、废弃物处理及调度等相关成本。需要承担浮动返还费用的容量为分配到机组的承诺容量，扣减既没有在能量市场出力，也没被任何平衡 / 备用服务调用的部分。

图表 4.3 意大利容量市场浮动返还费用机制示意图



xi Terna 定义 FRNP 包括太阳能、风能、潮汐能、海浪能、垃圾填埋气、污水处理残余气体、沼气、生物质、地热能、以及径流式水力发电；对于配储系统，若 E/P （能量功率比） $\geq 2h$ 且储能功率 $\geq$ FRNP 功率的 20% 则被视为可编程，否则为不可编程。

xii Terna 定义的一周当中每天 6 小时（每周共 42 小时，统称 Picco Settimanale），在这些小时里发生电力供应不足的概率极高。

xiii 对在日前市场上的部分，用该小时的分区日前电价；对在辅助服务市场上的部分，采用市场被接受报价的某一分位数（由运行技术规定文件确定）与 RR/mFRR（Replacement Reserve/manual Frequency Restoration Reserve，欧洲替代储备 / 手动频率恢复储备系统）交易平台的最高边际价二者之中最大值；对境外 CDP，参考价格为该境外区域相邻的意大利境内区域的日前价格。

意大利容量市场通过固定容量收益与浮动返还费用的组合设计，在保障容量中标方获得基于其容量支撑价值的基础收益的同时，有效避免了其在电能量与辅助服务市场中获得超额收益。在电价较高即市场价格超过触发价格时，由于浮动返还费用的存在，中标方需返还超额收益，这实际上意味着中标方无法以超过触发价格的售价在电力市场上获利。

4.2 意大利容量市场交易结果与储能的市场表现

就历史拍卖情况整体而言，意大利容量市场中标总量六年间基本稳定在 40–44GW，其中境内容量保持在 36–40GW，境外容量保持在 3.6–4.4GW。价格方面，在运容量成交价格上升，新建容量成交价格下降，二者在 2027 交付年度首次相等。在容量与价格两方面因素影响下，中标总价呈现上升趋势。中标容量的技术类型变化较大，2022 交付年度中标新建容量以火电为主，而 2027 交付年度中标新建容量转为储能主导。

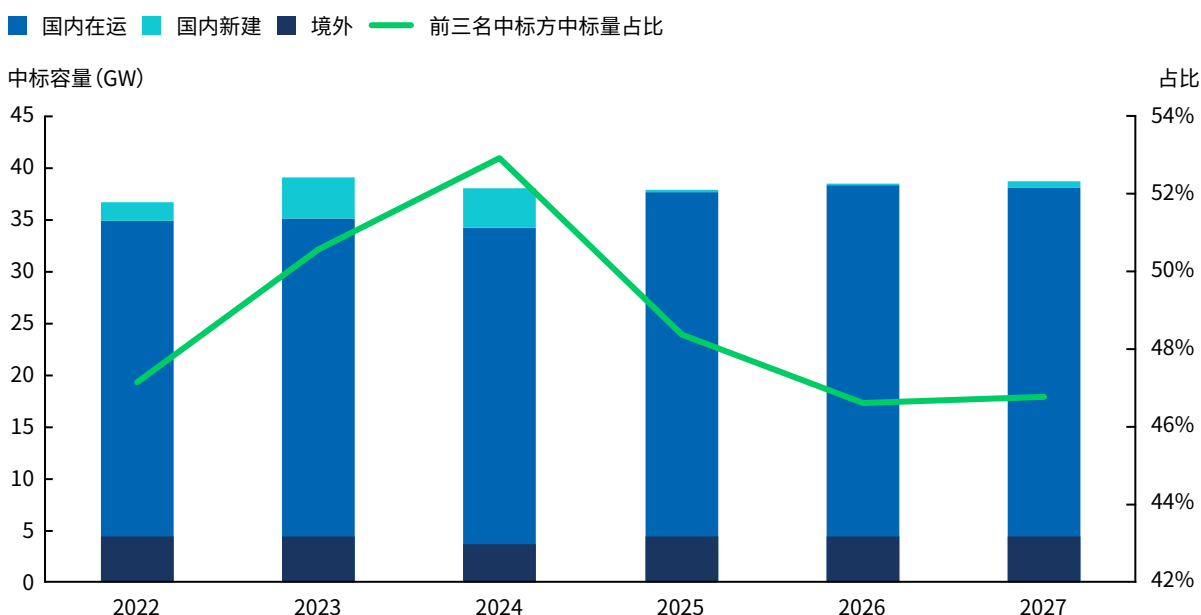
中标容量随年份波动，头部竞标方占据主要资源

从中标容量来看，2022 交付年度到 2027 交付年度的中标总量小幅波动，最高中标总量出现在 2023 交付年度（图表 4.4）。意大利负荷数据表明，历史最高负荷出现在 2023 年，达 59.17GW。容量市场需求与系统总需求不能直接划等号，究其原因，是系统总需求中的一部分已被长期容量合同所覆盖。然而，2023 年的高负荷需求也带来了较高的容量市场拍卖需求。

分类来看，境外容量波动较小，稳定在 4.4GW 左右；新建容量波动幅度较大，其中 2023、2024 交付年度的新建容量显著高于其余年份，而从 2025 交付年度开始，新建容量大幅减少，在运容量有所增加。

此外，根据 Terna 披露的中标方数据，竞拍结果在中标方之间呈现较强的集中性，前三名中标方的中标容量在总量中的占比在历次拍卖中都接近甚至超过 50%，这体现了市场资源向头部企业倾斜的特征。

图表 4.4 意大利容量市场 2022–2027 交付年度中标容量

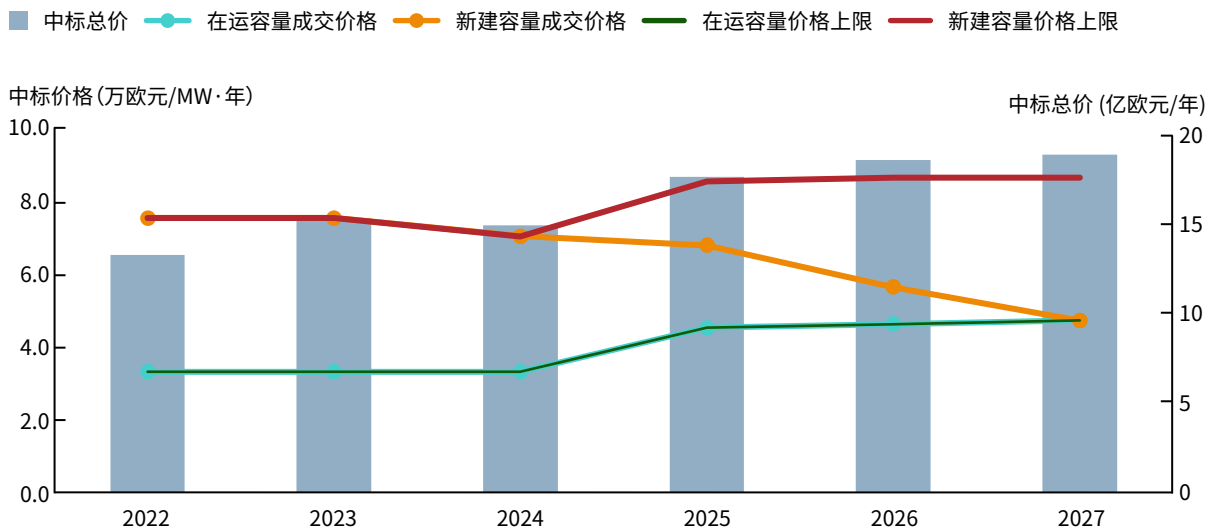


来源：Terna，落基山研究所

成交价格同时受市场与政策因素影响，在运容量成交价格上升而新建容量价格下降

从中标价格来看，在运容量与新建容量的价格上限均呈上升趋势，但二者实际成交价格呈现相反的变化趋势。新建容量成交价格在前三个交付年度达到意大利国家能源监管局（ARERA）所设置的上限（2022–2023 交付年度为 7.5 万欧元 /MW·年，2024 交付年度为 7 万欧元 /MW·年），然而自 2025 交付年度起脱离价格上限逐渐下降，到 2027 交付年度下降到 4.7 万欧元 /MW·年。在运容量的成交价格则始终与价格上限保持一致，呈现上升趋势，从 2022 交付年度的 3.3 万欧元 /MW·年上升至 2027 交付年度的 4.7 万欧元 /MW·年，并在 2027 交付年度首次达到与新建容量相同的成交价格（图表 4.5）。由于在运容量在全部中标容量中占主导地位，其总量与单价的上升趋势也造成了 Terna 采购容量所花费总价的上升趋势。

图表 4.5 意大利容量市场在运容量和新建容量的成交价格和价格上限



来源: Terna, 落基山研究所

政策与市场共同驱动新建容量和在运容量在中标容量和成交价格方面的不同变化趋势：2025 交付年度起，新建容量的成交价格偏离上限，且这一交付年度的新建容量中标容量显著降低；与之相反，在运容量的价格与容量同时上升。

政策方面，就在 2025 交付年度的拍卖举行两个月前，ARERA 新出台了 199/2024 号决议⁵⁵，更新了 2025、2026、2027 和 2028 交付年度容量市场拍卖的一系列经济参数，其中就包括上调了在运容量和新建容量的价格上限。对在运容量而言，价格上限的提升吸引了更多机组参与容量市场，并且最终使得在运容量中标量增加，同时成交价格提高。这也反映出价格上限是在运机组成交价格的主要限制因素。

市场方面，近年来意大利市场针对新建可再生能源项目投资热情高涨，截至 2024 年底新能源项目并网申请容量达 348GW，远超全国需求。这一情况造成行政授权困难、接入堵塞等问题⁵⁶，新能源项目建设违约风险因此升高。此外，受复杂的审批流程影响，新建机组的市场准入条件更苛刻，参与市场能力受阻。这两方面市场因素共同驱动新建机组在容量市场占比减少。

中标新建容量技术类别变化显著，体现政策和市场偏好的迁移

从技术类别来看，Terna 对历次竞拍中标新建容量的技术类别进行了披露（图表 4.6）。在 2023 交付年度以前，新建容量以火电为绝对主导。2024 交付年度开始火电大量退坡，储能在新建容量中占比达到近 30%，此后储能容量的占比逐年增加，到 2027 交付年度储能已经占据新建容量的主导地位。

2021 年 11 月，意大利当局对于储能提出了有力的激励政策，发布立法法令 210/21⁵⁷，其中第 18 条明确提出促进储能发展的具体措施，提振了储能投资信心。随着储能支持政策的落地与储能市场蓬勃发展，未来储能有可能在容量市场中扮演更重要的角色。

图表 4.6 意大利容量市场历次中标新建容量技术分类

新建容量 (GW)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
火电	1.80 (99.8%)	3.85 (96.3%)	2.60 (68.9%)	0.09 (48.9%)	0.04 (30.7%)	0.03 (4.8%)
光伏	0.00 (0.2%)	0.01 (0.2%)	0.03 (0.8%)	0.00 (0.0%)	0.00 (2.1%)	0.00 (0.4%)
非径流水电	0.00 (0.0%)	0.04 (1.1%)	0.02 (0.6%)	0.00 (0.0%)	0.00 (0.0%)	0.00 (0.0%)
储能	0.00 (0.0%)	0.10 (2.4%)	1.12 (29.7%)	0.09 (51.1%)	0.08 (60.0%)	0.56 (94.8%)

来源: Terna, 落基山研究所

4.3 储能在意大利容量市场的参与策略

储能项目的商业模式选择存在区域差异，需综合考虑容量市场预期收益和电能量市场套利空间

意大利将储能系统视作未来电力系统的重要组成部分，也是电力供应安全的重要保障，为此政府设定了到 2030 年实现 15GW 的电池储能系统（BESS）装机容量的目标。

截至 2025 年 11 月，意大利 BESS 已并网发电 1.94 GW，在欧洲装机容量排名中位列第三，仅次于德国（2.8 GW）和英国（7.18 GW）。另有 1.36 GW 在建，3.83 GW 已获得许可，1.42 GW 已经宣布⁵⁸。如果全部建成并网，总量将达到 8.55 GW，这意味着要实现 2030 年 15GW 的国家目标，意大利的 BESS 还要在未来 5 年内新增约 7GW。

容量市场是支撑储能新增目标实现的措施之一。以 2027 交付年度为例，容量市场成交价格为 47,000 欧元 /MW• 年，考虑折算系数，估算不同时长 100MW 储能系统预期收益如图表 4.7 所示，不同时长系统收益相差可达 2~3 倍。

图表 4.7 意大利 2027 交付年度 100MW 储能系统在容量市场上的预期收益

储能时长	CDP折算系数	100MW机组容量收入(万欧元/年)
1 h	0.24	112.8
2 h	0.44	206.8
3 h	0.56	263.2
4 h	0.67	314.9
5 h	0.74	347.8
6 h	0.81	380.7
7 h	0.86	404.2
8 h	0.90	423.0

来源：Terna，落基山研究所

为针对性支持储能发展，意大利专门设立了 MACSE 储能容量拍卖机制。该机制通过竞争性拍卖，为新建储能项目提供为期 15 年、基于储能能量（单位：欧元 /MWh• 年）的固定收益保障。2025 年 9 月，意大利举行首次 MACSE 拍卖。Terna 最终从 15 个大型储能项目中采购了总容量达 10GWh、平均时长 6.6 小时的储能资源，合约期限为 15 年（自 2028 年起生效），平均中标价格为 12,959 欧元 /MW• 年。本质上，MACSE 合约是储能项目与输电系统运营商 Terna 之间签订的 15 年期固定价格协议，为储能项目提供长期稳定的收益来源，中标容量将由 Terna 统一调度运营。

储能项目在容量市场和 MACSE 中只能择一参加，若选择容量市场，则必须同时参与电能量与辅助服务市场；若选择 MACSE，则不能再参与后两者。值得注意的是，参与 MACSE 的项目仍有两种运营方式可选：一是由 Terna 全面运营储能资产；二是保留部分容量（不超过 50%），在保障一定 MACSE 固定收益的同时，继续在电能量市场中寻求套利机会。不过套利收益存在较大波动性，研究估计套利收益的最高值约是最低值的三倍⁵⁹。

总体而言，容量市场旨在保障电力系统的长期容量充裕度，而 MACSE 机制则专注于推动储能投资。从收益特性看，两者均提供长期可预期收益，区别在于市场参与的灵活性：容量市场允许储能项目完整保留其在电能量市场的套利能力；而在 MACSE 机制下，项目仅可保留部分容量参与市场套利，其余容量由 Terna 统一调度。

在实际竞标结果中，MACSE 机制更倾向于吸引 6–8 小时的长时储能项目中标，形成以中长时储能为主的技术结构。储能项目对其储能时长的选择，受其成本结构及在电能量市场中的收益预期共同影响。在成本方面，短时储能的单位容量资本支出通常高于长时储能。尽管 MACSE 通过绩效系数对长时储能的报价进行加权调整（即实际竞标价 = 原始出价 × 绩效系数），以提升技术竞争的公平性，但这一机制仍不足以完全抵消长时储能在单位容量成本上的固有优势。在收益方面，短时储能因充放电循环能力强，更适于在电能量市场中捕捉高频价差，从而获得更高的预期套利收益，这也降低了 MACSE 固定收益模式对其的吸引力。

意大利不同区域的电能量市场价差套利空间存在差异，将影响储能项目在不同区域的商业模式选择。如前所述，意大利电力市场划分为多个竞价区，各区域在发电结构、电力需求及电价水平方面特征迥异。不同区域电能量市场上的价格波动情况不同，也导致储能项目的市场策略与收益预期不同。具体来看，意大利太阳能光伏装机主要集中在南部，水电则多分布于北部，这导致北部电价波动较小，储能套利空间有限；相比之下，南部价差更为显著，套利潜力更大。然而从长期来看，随着跨区输电能力的增强，各地区电价差异预计将逐步收窄。

5. 分析与建议：新型储能容量机制演进趋势下的发展策略

5.1 我国发电侧容量电价机制与国外容量市场的对比分析

建设全国统一电力市场体系是构建全国统一大市场的重要任务之一，容量市场的研究与建设是其中的关键支撑。《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》明确了 2035 年前不同阶段容量市场的发展目标（图表 5.1），将近中期的重点任务聚焦于“深化完善容量电价机制”，并推动其“逐步向多类型主体参与的容量市场机制过渡”⁶⁰。在此背景下，部分省份率先探索实施的发电侧容量电价机制，既为现阶段全国容量机制建设提供了可落地的实践路径，也为深入探究容量机制对各类市场主体的影响提供了研究样本。

图表 5.1 《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》中容量市场建设相关内容

建设阶段	容量市场建设相关内容
初步建成期(2024年-2025年)	“完善容量电价机制”，“研究探索容量市场”
全面建成期(2026年-2029年)	“深入研究容量市场机制,具备条件的地区试点建立容量市场”
完善提升期(2030年-2035年)	“基本形成电能量、容量、辅助服务、绿电绿证、输电权、电力期货等完备交易品种体系”

来源：中国电力企业联合会，落基山研究所整理

如前所述，国内发电侧容量电价机制与英国、意大利的容量市场在设计中既有共性也存在差异，这些差异影响了市场主体的参与情况和收益水平。下文将从建设条件、机制设计与运行结果三大维度，对我国拟建的发电侧容量电价机制（以甘肃为代表）、英国容量市场和意大利容量市场进行对比分析（图表 5.2）。

图表 5.2 容量机制对比分析

对比维度	对比内容	发电侧容量电价机制	英国容量市场	意大利容量市场
建设条件	容量机制需求来源	补充项目投资收益	保障系统容量充裕度	保障系统容量充裕度
	电力系统结构 2024 年新能源渗透率	甘肃：64%	46%	36%
	电力系统结构 2024 年用电量增速	甘肃：6.2%	0.5%	2.2%
	电力市场建设进展	建设完善中	相对成熟	相对成熟
机制设计	针对对象	甘肃：在运公用煤电机组和电网侧新型储能	在运或新建源网荷储资源（技术中性）	在运或新建源网荷储资源（技术中性）
	容量收益计算 4h 储能容量折算系数	甘肃：0.67	T-4 拍卖 2027/28 交付年度：0.31	2027 交付年度：0.67
	容量收益计算 容量电价或价格上限	甘肃容量电价：每年每千瓦 330 元	价格上限：每年每千瓦 75 英镑	2027 交付年度在运价格上限：每年每千瓦 47 欧元 2027 交付年度新建价格上限：每年每千瓦 86 欧元
	容量收益计算 容量供需系数	甘肃 2025 年：0.67	T-4 拍卖 2027/28 交付年度成交价格除以价格上限：0.87	2027 交付年度成交价格除以价格上限：1（在运）；0.55（新建）
	市场协同	甘肃：拟降低现货市场申报价格上限	暂无	限制在容量市场以外的市场收益
运行结果	成交价格	受容量供需系数影响	在限价范围内波动幅度较大	在运容量保持价格上限成交，新建容量逐步低于限价成交
	中标类型	影响投资意愿，但不直接决定新建容量和技术类型	储能在中标新建容量中占比上升	火电在中标新建容量中淡出，储能占比上升

来源：落基山研究所

从建设条件看，我国多个省份的新能源渗透率与电力需求增速已超过英国和意大利，在我国“电力供给结构以化石能源发电为主体向新能源提供可靠电力支撑转变”的过程中，电力系统容量充裕度面临更为严峻的挑战。我国电力市场尚在完善过程中，省级层面拟在现有容量机制的基础上推行发电侧容量电价机制，作为建立市场化容量补偿机制的探索。

- **机制出台背景：**我国现行的分技术容量补偿机制，其核心目标是保障项目的基本投资回报。当前拟推行的发电侧容量电价机制，在设计上延续了此前煤电容量电价对稳定收益的保障思路，并旨在将其拓展至更多技术类型。该机制旨在以容量价值为基础，为纳入容量电价机制的资源提供除电能量收入外的收益来源。英国和意大利的容量市场建设旨在应对电力供应紧张局面，确保系统长期容量充裕度。其机制设计遵循技术中性原则，聚焦系统整体容量保障。
- **电力系统结构：**从发电侧看，国内拟推行发电侧容量电价机制建设的省份多为新能源资源富集地区。以甘肃为例，截至 2024 年底，其新能源渗透率超过英国和意大利。从用电侧看，这些省份的电力需求增速也普遍高于英国、意大利两国。

- **电力市场建设：**英国和意大利自上世纪末便启动了电力市场改革，在容量市场推行前，已建立起成熟的电能市场、辅助服务市场等。我国电力现货市场建设自 2017 年起步，近年来发展提速，但其市场成熟度较英、意仍有差距。以市场建设领先的甘肃为例，其电力现货市场于 2024 年 9 月 5 日才转入正式运行。

从机制设计看，发电侧容量电价机制与英、意容量市场均以机组的实际容量支撑作用为基础提供容量收益。在当前尚未构建容量市场竞争体系的阶段，发电侧容量电价机制通过引入容量供需系数反映系统供需情况，并初步探索与电能量市场的协同机制。这一设计既是对市场化容量补偿机制的有益实践，也为未来向成熟容量市场过渡奠定了基础。

- **针对对象：**发电侧容量电价机制旨在为当期已提供容量价值的存量资源提供回报；而英国和意大利容量市场则通过竞争性采购，为未来的系统容量需求提前锁定资源，覆盖在运与新建机组。
- **电价计算：**容量市场的成交价格由竞争形成。发电侧容量电价机制通过申报容量、容量电价、容量供需系数的乘积来计算容量电费，这些参数一定程度上体现了市场化思路。
 - **申报容量：**发电侧容量电价机制与容量市场都是对机组的可用容量提供经济回报，但不同地区可用容量的具体计算方法不同。在储能的容量折算系数计算中，发电侧容量电价机制通过放电时长与一定小时数之比来确定；英国和意大利容量市场则通过仿真模拟的方式确定，后一种做法在国际上应用更为广泛。
 - **容量电价：**发电侧容量电价机制通过覆盖一定比例的煤电固定成本来设定容量电价，这实质上是将系统边际机组的成本作为价格上限。英国和意大利容量市场也是将边际机组成本的一定比例作为成交价格上限，与发电侧容量电价机制在定价逻辑上存在一致性。
 - **容量供需系数：**发电侧容量电价机制通过容量供需系数反映系统容量供需关系。这一设计在没有市场竞争的情况下反映了供需信号，成为各地征求意见稿中主要采纳的做法。容量供需系数与容量市场价格信号存在以下两方面区别：一是，容量供需系数基于当年实际的负荷和装机数据计算，是对容量支撑作用的事后衡量，而容量市场价格反映的是对未来容量稀缺性的预期；二是，容量供需系数评估整个系统的容量供需情况，不限于纳入机制的技术类型，而容量市场面向特定年份容量缺口进行招标。
- **市场协同：**针对在参与不同市场时可能存在的超额收益问题，甘肃拟降低现货市场的申报价格上限，意大利规定了机组在容量市场以外的市场可获收益的单价上限。

从运行结果看，我国现行抽水蓄能、煤电等容量机制有效保障了电力供应，而覆盖更多主体的发电侧容量电价机制尚未落地运行。英、意容量市场的运行保障了系统容量充裕度，不仅为在运项目提供了容量收益，并通过长期合约引导新建容量投资。英国和意大利在容量市场中设置了不同程度的价格上限，反映出两国对容量市场价格干预力度，直接影响了成交价格的价格水平和波动幅度。在参与主体方面，储能项目在容量市场中参与度的提升，充分体现了电力系统转型的整体趋势。

- **容量保障：**在运项目是容量市场的中标主体，且通常保持较高的中标率。它们通过参与每次竞标，获得一年期容量协议，为项目整体收益提供补充。新建项目可通过容量市场获得长达 15 年的协议，以此锁定长期稳定收益。
- **限价影响：**英国容量市场对各类参与主体设置了统一价格上限，且上限水平较高，约是意大利在运容量上限的三倍。英国容量市场成交价格在上限范围内波动幅度较大，充分反映了市场供需。意大利容量市场参考燃气机组固定成本设置差异化价格，其中在运容量参考联合循环燃气轮机固定成本，新建容量参考开放循环燃气轮机固定成本。在运容量价格上限较低，其容量收益被限制，但能通过较低的报价中标；新建容量价格上限约是在运容量的两倍，其可以申报更高的价格。历次竞标结果显示，在运容量按其价格上限成交，新建容量成交价格与市场供需情况有关，但均不低于在运容量价格上限。
- **转型趋势：**在英国与意大利容量市场的实际运行中，火电在新建容量结构中逐步淡出。该现象一方面源自天

然气价格高企对投资意愿的抑制，另一方面受系统转型政策推动。与此同时，储能在中标新建容量中的占比不断提升，体现了电力系统转型进程。

《新型电力系统发展蓝皮书》提出，在构建安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的新型电力系统的过程中，容量市场成为需持续完善的市场类型之一。《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》明确提出“在 2029 年前开展电力容量市场探索”，将在全国统一电力市场的全面建成期（2026 年 -2029 年）加大容量市场的研究和探索力度。届时，我国预计将面临新能源渗透率大幅提升与低碳化转型要求持续深化的新形势，与当前英国和意大利容量市场的运行环境不同。我国在推进容量市场建设过程中，既可借鉴国外成熟市场的运行经验，更需立足本国新型电力系统建设不同阶段特征，在机制设计中统筹考虑容量充裕度保障与能源清洁转型目标。

5.2 储能参与容量机制的关键策略

得益于多元化的收益模式，储能在我国、英国和意大利均呈现快速发展态势，投资积极性持续高涨。在上述区域中，电能量市场收益均为储能最主要的收入来源。根据储能在电能量市场中获取的价差规模及自身储能时长的差异，容量收入在储能总收益中的占比约在 10% 至 40% 之间，已成为储能项目收益结构中重要的补充部分。

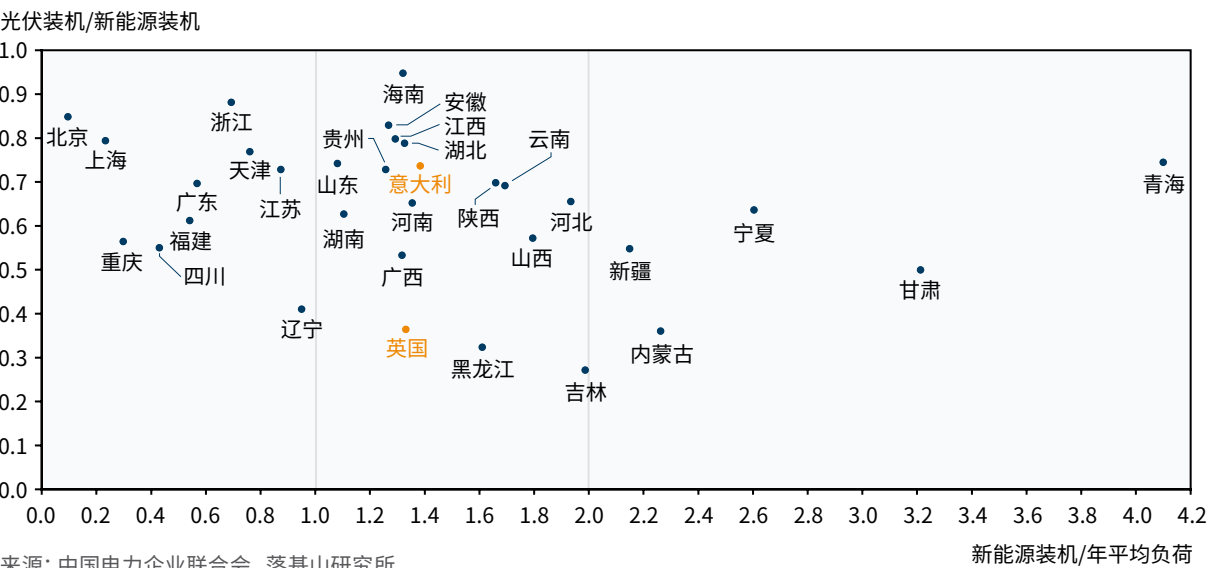
对于计划出海参与欧洲储能市场的企业而言，容量市场是不可忽视的重要收益来源。在英国与意大利，新建项目均有资格获取长达 15 年的容量合同，以保障长期收益稳定。企业需结合项目审批、并网流程及建设周期等关键节点，精准规划可交付时间，并力争在对应年份的拍卖中中标，从而有效锁定预期收益。

对于在国内的储能决策者与经营主体而言，短期内，新型储能有望被纳入发电侧容量电价机制，需重点关注目标市场的系统容量需求差异；从长期看，随着容量市场的建立和完善，需前瞻性评估市场建成后可能形成的竞争格局。

1) 短期：关注系统容量需求

当前我国各区域新能源装机水平存在显著差异，这直接影响了不同地区对储能的需求程度（图表 5.3）。具体而言，新能源装机与全年平均负荷的比值可作为关键判断指标：该比值越低，表明系统中常规电源占比越高，对储能的依赖度相对有限；反之，若该比值持续走高，则反映出新能源在装机结构中占比较高，系统对储能容量需求更为迫切。

图表 5.3 各地截至 2024 年底新能源装机情况



在储能需求较高的区域，其推行纳入储能的发电侧容量电价机制的紧迫性更强，有望成为政策先行先试的重点地区。

- 西北新能源资源大省：青海、甘肃、宁夏已率先发布发电侧容量电价实施细则的征求意见稿，内蒙古、新疆有望后续跟进，但需考虑与现行储能容量补偿机制的衔接。
- 东部沿海负荷大省：广东、江苏、浙江、福建等省的新能源装机低于年平均负荷，其装机结构中常规电源和外来电提供了有效容量支撑，对储能的需求有限，预计不会成为率先考虑储能容量电价机制的地区。
- 其他区域：新能源发展规模各异，其中吉林、河北、山西等省对储能的需求更迫切，推动相应容量电价机制建设的必要性更高。

不同区域对容量支撑时长的需求差异，将直接影响储能容量折算系数的计算，导致储能项目在不同地区的盈利水平出现分化。系统对容量支撑时长的需求，不仅取决于新能源的整体装机规模，更与新能源装机中风电与光伏的比例相关。由于光伏出力的波动性更大，光伏占比更高的区域对容量支撑时长的需求越高。与英国相比，意大利新能源结构中光伏占比更高，其对同放电时长储能的容量折算系数认定也更高。

- 容量支撑需求预计超过 4 小时的省份：西北新能源资源大省（青海、甘肃等）、光伏在新能源中占比较高的省份（河北、山西等）
- 容量支撑需求预计不超过 4 小时的省份：新能源装机与平均负荷的比值较低，且光伏在新能源中占比较低的省份（四川、福建等）

在新能源发展水平不同的地区，对储能容量规模和放电时长的需求存在显著差异，这一差异将直接影响储能项目的收益能力。因此投资者在制定布局策略时，不仅需精准判断目标市场的储能需求强度，还应确保项目配置的放电时长与当地系统所需的容量支撑时长相匹配。

2) 长期：关注供给侧的竞争

结合《全国统一电力市场发展规划蓝皮书》中发展目标，在现阶段完善容量电价机制的基础上，我国将在“具备条件的地区试点建立容量市场”，通过竞争方式形成容量价格信号。预计容量市场的引入将使参与主体面临的价格波动显著高于原有机制。由此带来的收益不确定性将相应增大，参与主体需加强对价格波动所引致收益风险的识别与管理。

借鉴英国与意大利等国的实践经验可见，供给侧的竞争强度是决定项目成交价格水平的关键因素。

在容量市场启动初期，存在因大量主体集中涌入而导致供应过剩的风险，进而可能引发价格下行。英国 T-4 拍卖与 T-1 拍卖在实施前几年即出现此类情况，大量项目为争取稳定收益竞相参与，加剧了市场竞争。为此，相关主体需提前预判并防范此类阶段性供需失衡带来的竞争风险。

竞争资源的供给情况和成本变化影响容量市场成交结果。在意大利近三次容量拍卖中，在运容量参与度的提升挤压了新建容量的中标空间。英国近三次 T-4 拍卖则因火电机组成本上涨推动成交价格持续走高。为此，相关主体需密切关注各类资源的供应格局与成本变化趋势，并审慎规划项目投产时序，以有效应对市场结构性波动与价格风险。

储能决策者与经营主体在参与容量市场时，需综合考量自身项目建设进度与储能或非储能的竞争资源建设预期，审慎选择入场时机，以实现容量收益最大化。尤其在市场运营初期，需避免为抢占份额而盲目涌入或采取非理性低价竞标行为。此外，储能决策者与经营主体还需密切关注系统中其他资源的结构变化，特别是常规电源的退役与新建动态。这些信息可作为容量市场价格走势的重要研判依据。建议结合各类资源的投产时序与市场容量需求，系统评估参与容量市场的时机并制定合理的报价策略。

参考文献

- 1 国家发展改革委（2021），国家发展改革委关于进一步完善抽水蓄能价格形成机制的意见，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021-05/08/content_5605367.htm
- 2 国家发展改革委（2023），国家发展改革委关于抽水蓄能电站容量电价及有关事项的通知，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202308/content_6897625.htm
- 3 国家发展改革委、国家能源局（2023），国家发展改革委 国家能源局关于建立煤电容量电价机制的通知，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202311/content_6914744.htm
- 4 上海市物价局（2012），上海市物价局关于进一步完善燃气发电临时上网电价的通知，<https://law.esnai.com/view/109946/>
- 5 浙江省物价局（2015），浙江省物价局关于我省天然气发电机组试行两部制电价的通知，<https://news.bjx.com.cn/html/20150907/660495.shtml>
- 6 江苏省物价局（2018），省物价局关于完善天然气发电上网电价管理的通知，<http://www.jsea.org.cn/end.asp?id=1842>
- 7 四川省发展改革委（2022），四川省发展和改革委员会关于天然气发电上网电价有关事项的通知，<https://tzxm.sczfwf.gov.cn/zcfg/content/663>
- 8 重庆市发展改革委（2022），重庆市发展和改革委员会关于天然气发电上网电价有关事项的通知，<https://www.in-en.com/article/html/energy-2318219.shtml>
- 9 广东省发展改革委、广东省能源局、国家能源局南方监管局（2023），广东省发展改革委 广东省能源局 国家能源局南方监管局关于我省煤电容量电价机制有关事项的通知，https://drc.gd.gov.cn/ywtz/content/post_4323582.html
- 10 国家发展改革委、国家能源局（2022），国家发展改革委 国家能源局关于印发《“十四五”新型储能发展实施方案》的通知，https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2022-03/22/content_5680417.htm
- 11 中国储能网（2025），最低 20 元 /kWh·年，均价 67.8 元 /kWh·年，2024 年储能容量租赁中标价格分析，<https://www.escn.com.cn/news/show-2069638.html>
- 12 国家发展改革委、国家能源局（2025），国家发展改革委 国家能源局关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知，https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202502/t20250209_1396066.html
- 13 江苏省发展改革委（2023），省发展改革委关于印发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，https://fzggw.jiangsu.gov.cn/art/2023/8/3/art_51012_11064875.html
- 14 新疆自治区发展改革委（2023），自治区发展改革委关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知，<https://xjdrc.xinjiang.gov.cn/xjfgw/c108361/202309/02a98beb179645fb924a1a52a798bc11.shtml>
- 15 浙江省发展改革委、浙江省能源局（2024），省发展改革委 省能源局 关于浙江省加快新型储能示范应用的实施意见，<https://ner.jgvoel.cn/c/1405/1405335.shtml>
- 16 河北省发展改革委（2025），河北省发改委关于完善独立储能先行先试电价政策有关事项的通知，<https://www.pvmeng.com/2025/03/25/38234/>
- 17 广东省发展改革委（2024），广东省发展改革委关于公开征求《广东省发展改革委关于我省独立储能电站试行电费补偿机制等有关事项的通知（征求意见稿）》意见的通告，<https://drc.gd.gov.cn/hdjlpt/yjzj/answer/39497>
- 18 内蒙古自治区能源局（2025），内蒙古自治区能源局关于加快新型储能建设的通知，<https://www.pvmeng.com/2025/03/12/37854/>
- 19 内蒙古自治区能源局（2025），内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知，https://nyj.nmg.gov.cn/tzgg/202511/t20251110_2815497.html

- 20 Australian Energy Market Commission (2025), AEMC updates market price cap for 2025-26. 2025, <https://www.aemc.gov.au/news-centre/media-releases/aemc-updates-market-price-cap-2025-26>
- 21 荆朝霞 (2025), 发电容量充裕度机制的机理、分类比较与建议, 中国电力企业管理
- 22 卢凯灵、张俏影 (2024), 国际电力市场容量机制分析与思考, 能源及电力市场研究
- 23 European Commission (2025), Report and proposals on streamlining procedures for capacity mechanisms, https://energy.ec.europa.eu/news/report-and-proposals-streamlining-procedures-capacity-mechanisms-2025-03-12_en
- 24 Ofgem (2024), Ten-Year Review of the Capacity Market Rules, https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2024-12/Ofgem_10_Year_Review_of_the_Capacity_Market_Rules.pdf
- 25 国家发展改革委、国家能源局 (2025), 国家发展改革委 国家能源局关于印发《电力现货连续运行地区市场建设指引》的通知, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202509/content_7040542.htm
- 26 国家发展改革委、国家能源局 (2025), 国家发展改革委 国家能源局关于印发《新型储能规模化建设专项行动方案 (2025—2027 年)》的通知, https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202509/content_7040296.htm
- 27 山西省发展改革委、山西省能源局、国家能源局山西监管办公室 (2025), 山西省发展和改革委员会 山西省能源局 国家能源局山西监管办公室关于印发《深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展实施方案》的通知, https://fgw.shanxi.gov.cn/sxfsgwzwwgk/sxsfgwxxgk/xxgkml/tz/202511/t20251112_9994909.shtml
- 28 辽宁省发展改革委、辽宁省工业和信息化厅 (2025), 关于印发《辽宁省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》的通知, <https://fgw.ln.gov.cn/fgw/index/tzgg/2025092617545981506/index.shtml>
- 29 甘肃省发展改革委 (2025), 关于公开征求《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知 (征求意见稿)》意见的公告, <https://piinfo.com.cn/news/show-3424.html>
- 30 青海省发展改革委 (2025), 关于公开征求《青海省深化新能源上网电价市场化改革实施方案》意见建议的公告, http://fgw.qinghai.gov.cn/xwzx/tzgg/202509/t20250908_90166.html
- 31 宁夏回族自治区发展改革委 (2025), 宁夏回族自治区发展改革委关于公开征求《建立发电侧容量电价机制的通知 (征求意见稿)》意见的公告, <https://www.pvmeng.com/2025/09/12/45718/>
- 32 甘肃省发展改革委 (2024), 甘肃省发展和改革委员会关于优化调整工商业等用户峰谷分时电价政策有关事项的通知, <https://manage.gsei.com.cn/html/1668/2024-07-08/content-521120.html>
- 33 青海省发展改革委 (2024), 关于优化完善我省峰谷分时电价政策的通知, <https://www.escn.com.cn/news/show-2071105.html>
- 34 宁夏回族自治区发展改革委 (2023), 自治区发展改革委关于优化峰谷分时电价机制的通知, https://fzggw.nx.gov.cn/tzgg/202301/t20230104_3903225.html
- 35 李景、张凡 (2020), 英国电力市场发展历程及现状, https://mp.weixin.qq.com/s/oMM98RrVgXU1Q_CrAsfuqQ
- 36 National Energy System Operator (2025), T-4 DY 28/29 Auction Guidelines and User Guide 2025 V1.0, <https://nationalenergyso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000004yr4/q7dOyyzDCuivI5vY1nnlwGLX4Wd5HTUS5tDACrTH14A>
- 37 National Energy System Operator (2025), T-1 DY 25/26 Auction Guidelines and User Guide 2025 V1.0, <https://nationalenergyso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000004yr3/ciZ8WUEqk0uYaJdf9q963tIfm8sTeRTS28rsE3hWYew>
- 38 National Energy System Operator (2025), ECR 2025 Methodology and Assumptions Book, <https://nationalenergyso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000005jrm/HRM80pcUY4R7fxC7y0ogZhzwuhWnVYMyUEeBrXpnp.k>
- 39 National Energy System Operator (2022), T-1 Capacity Market Auction Guidelines including Auction User Guide for DY 2022-23, <https://nationalgrid-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000004CiO/hr9OtEw2f8xpmCcAxQJaQUm8yMoAqwCnlZMO5FiO6I4>

- 40 National Energy System Operator (2025), Prequalification Pre-Requisites and General Information, https://nationalenergyiso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000005pSW/QYFzOYO5r3PnBWG9U1dnmWMSq_zBzIFRCXlufGVMYS0
- 41 National Energy System Operator (2025), T-1 and T-4 Auction Guidelines and User Guide 2025 V1.0, https://nationalenergyiso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000005jrf/5td1H5_C9WwsMJbr0XqFm2IDVpqE7NrQWL7gBKm.NL8
- 42 National Grid (2017), Capacity Market DSR Testing Process, <https://www.emrdeliverybody.com/Lists/Latest%20News/Attachments/107/DSR%20Test%20Guidance%20Document.pdf>
- 43 National Energy System Operator (2025), 2025 Electricity Capacity Report, https://nationalenergyiso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000005jrg/XjBKzF950LteSxW1CYnAg_HFeT3knfyzOjbobw3bCGE
- 44 National Energy System Operator (2024), ESO Storage De-Rating Factors Consultation Slides 2024, <https://nationalenergyiso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000004shq/nE4iQvriERQtgwg3syMHqFUIm0U7UdSz0FLBn9Fpd2g>
- 45 National Energy System Operator (2023), Storage & Renewables De-rating Factors Briefing note – 2023 de-rating process, <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Storage%20and%20Renewables%20De-rating%20Factors%20Briefing%20Note%202023.pdf>
- 46 National Energy System Operator (2025), T-1 and T-4 Auction Guidelines and User Guide 2025 V1.0, https://nationalenergyiso-emr.my.salesforce.com/sfc/p/8d000002dUGC/a/J70000005jrf/5td1H5_C9WwsMJbr0XqFm2IDVpqE7NrQWL7gBKm.NL8
- 47 UK Government (2025), Capacity Market Consultation on changes for Prequalification 2026, <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/68db9e85c487360cc70c9efa/capacity-market-pq-2026-consultation.pdf>
- 48 National Energy System Operator (2024), Clean Power 2030, <https://www.neso.energy/publications/clean-power-2030>
- 49 Department for Energy Security and Net Zero (2025), Informal consolidation of Capacity Market Rules June 2025, <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/6911ba14cf24e9250d893e79/informal-consolidation-cm-rules-2025.pdf>
- 50 Rabobank (2025), Backup power for Europe - part 2: The UK's BESS leadership and evolving revenue stacks, <https://www.rabobank.com/knowledge/d011469493-backup-power-for-europe-part-2-the-uk-s-bess-leadership-and-evolving-revenue-stacks>
- 51 Office of Gas and Electricity Markets (2025), Long Duration Electricity Storage: Technical Decision Document, <https://www.ofgem.gov.uk/sites/default/files/2025-03/Long%20Duration%20Electricity%20Storage%20Technical%20Decision%20Document.pdf>
- 52 Terna, Electricity Market, <https://www.terna.it/en/electric-system/electricity-market>
- 53 Terna (2024), 容量市场 2027 年运行技术规定 (DTF) 第 2 号文件附件 3, https://download.terna.it/terna/Allegato_3_alla_DTF2_Anno_di_consegna_2027_8dd20da26b4b11d.pdf
- 54 Terna (2006), 电网规则附录 A.24: 相关电网竞价分区的确定, https://download.terna.it/terna/Allegato_A.24_8dd0fd080a2324d.pdf
- 55 Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (2025), L'AUTORITÀ DI REGOLAZIONE PER ENERGIARETI E AMBIENTE, <https://www.arera.it/fileadmin/allegati/docs/24/199-24.pdf>
- 56 Emma Bonotti (2025), Terna, oltre 23 miliardi di investimenti per 10 anni. “Sosterremo le richieste dei data center”, https://www.repubblica.it/economia/2025/03/14/news/terna_investimenti_oltre_23_miliardi_piano_10_anni_rete_data_center_energia-424063149/
- 57 Presidenza del Consiglio dei Ministri (2025), DECRETO LEGISLATIVO 8 novembre 2021, n. 210, <https://www.normattiva.it/uri-res/N2Ls?urn:nir:stato:decreto.legislativo:2021-11-08;210>

- 58 European Commission (2025), European Energy Storage Inventory, <https://ses.jrc.ec.europa.eu/storage-inventory>
- 59 Rabobank (2025), Backup power for Europe - part 3: Italy's bet on BESS, <https://www.rabobank.com/knowledge/d011473382-backup-power-for-europe-part-3-italy-s-bet-on-bess>
- 60 中国电力企业联合会 (2024), 全国统一电力市场发展规划蓝皮书, <https://aigc.idigital.com.cn/djyanbao/%E3%80%90%E5%9B%BD%E5%AE%B6%E8%83%BD%E6%BA%90%E5%B1%80%E3%80%91%E5%85%A8%E5%9B%BD%E7%BB%9F%E4%B8%80%E7%94%B5%E5%8A%9B%E5%B8%82%E5%9C%BA%E5%8F%91%E5%B1%95%E8%A7%84%E5%88%92%E8%93%9D%E7%9A%AE%E4%B9%A6-2024-12-16.pdf>

张沥月，高硕，宫再佐等，容量机制演进下的新型储能发展策略：基于国内外实践的比较研究，落基山研究所，2025, <https://rmi.org.cn/insights/storage-capacity-mechanism-report/>

RMI 重视合作，旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此，我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明，本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center
22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

© 2025年12月，落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。