储能XXXX

# 海外新能源项目储能并网适配与价值实现分析

刘子玉[1]，徐　泉[2]，尹立坤[1]
（[1]三峡国际能源投资集团有限公司，北京 101100；[2]中国石油大学（北京），北京 102249）

**摘　要：**针对海外新能源项目储能配置与收益评价衔接不足的问题，本文选取美国等六个代表性市场，梳理储能政策与商业机制。本文结合公开案例，分析并网要求与合同责任对储能方案的影响，并通过简化的全寿命现金流算例说明其经济影响。不同应用场景对持续时长和控制能力的要求有所差异，储能配置应与所承担的服务相匹配。分析表明，市场准入规则决定储能可参与的服务，接入限额与合同容量预留共同限定可交易规模。长期合同能够提高收入可预见性，同时要求项目满足持续交付和可用率考核，必要时通过补容维持履约能力。算例表明，接入限额可能减少收入，并网改造则增加投资，投运延期则会推迟资金回收。辅助服务等市场收益可能随竞争加剧而回落，首年收入不宜固定外推至全寿命。评价时应区分市场收益随日历年的变化和设备随运营年的衰减，以反映投运延期对收入起点和资金回收时点的影响。项目开发应在设备选型阶段开展接入研究，以实际可交付能力衔接技术配置与收益测算，并结合属地政策和合同条款，采用与当地市场交易及结算规则相匹配的电价序列开展时序运行校核。

**关键词：**可再生能源；储能；电网接入；电力市场；经济性分析
doi：10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0807
中图分类号：TK 02　　文献标志码：A　　文章编号：2095-4239（XXXX）XX-1-13

# Analysis of grid connection compatibility and value realization of energy storage in overseas renewable energy projects

LIU Ziyu[1], XU Quan[2], YIN Likun[1]
([1]China Three Gorges International Corporation, Beijing 101100, China; [2]China University of Petroleum Beijing, Beijing 102249, China)

**Abstract:** To address the insufficient alignment between energy storage configuration and revenue assessment in overseas renewable energy projects, this paper reviews energy storage policies and commercial mechanisms in six representative markets, including the United States. Drawing on publicly available project cases, it analyzes the effects of grid connection requirements and contractual obligations on energy storage design and illustrates their economic implications using a numerical example based on simplified lifetime cash flows. Different applications require different storage durations and control capabilities, and storage configuration should therefore match the services provided. The analysis indicates that market access rules determine service eligibility, while grid connection limits and capacity

收稿日期：2026-09-14；修改稿日期：2026-10-26。
基金项目：2025年度中国石油大学（北京）研究生教育质量与创新工程重点项目“中巴联合培养下储能氢能技术研发与产教融合实践”（项目编号：No.yjs2025005）；校级本科教改重点项目“产教融合案例建设”长时储能与储氢（项目编号：XM1072024019）
**第一作者：**刘子玉（2001—），男，硕士研究生，从事储能、氢能等研究，E-mail：liu_ziyu2@ctg.com.cn；**通信作者：**尹立坤，高级工程师，从事新型储能、氢能等研究，E-mail：yin_likun@ctg.com.cn。
**引用本文：**刘子玉, 徐泉, 尹立坤. 海外新能源项目储能并网适配与价值实现分析[J]. 储能科学与技术, XXXX, XX(XX): 1-13.
**Citation：**LIU Ziyu, XU Quan, YIN Likun. Analysis of grid connection compatibility and value realization of energy storage in overseas renewable energy projects[J]. Energy Storage Science and Technology, XXXX, XX(XX): 1-13.

reserved for contractual obligations jointly constrain the power and energy available for trading. Long-term contracts can improve revenue predictability but impose sustained delivery and availability requirements, potentially necessitating capacity augmentation to maintain contractual performance. The numerical example illustrates how grid connection limits may reduce revenue, connection upgrades increase capital expenditure, and commissioning delays postpone investment recovery. Revenues from ancillary services and other market activities may decline as competition intensifies, and first-year revenue should therefore not be extrapolated unchanged over the operating life. Revenue assessment should distinguish calendar-year changes in market revenue from equipment degradation by operating year to capture the effects of commissioning delays on initial revenue levels and the timing of investment recovery. Grid connection studies should begin during equipment selection, with actual deliverable capability linking technical configuration to revenue estimation; project assessments should also account for local policies and contract terms and verify operational feasibility using electricity price time series at a temporal resolution consistent with local market trading and settlement rules.

**Keywords:** renewable energy; energy storage; grid connection; electricity market; economic analysis

随着全球风电与光伏装机规模持续扩张，新能源出力的间歇性、波动性特征日益凸显，电力系统对灵活调节资源的需求随之攀升[1-4]。储能可提供短时功率调节、能量转移及局部拥塞缓解等服务[5-7]。海外项目的电网结构和市场制度差异明显，相近规模的风电或光伏项目往往形成不同的储能时长和运行方式。

现有研究已从技术特性、系统价值和全寿命成本等方面总结储能应用[8-12]，政策研究主要关注市场准入和商业模式[13-14]。随着逆变器型资源规模扩大，并网研究进一步关注故障穿越、系统强度和模型验证。电气与电子工程师协会（IEEE）发布的IEEE Std 2800、欧盟发电模块并网法规以及北美电力可靠性公司（NERC）针对电池储能和混合电站的指南均对并网性能与模型提出要求[15-17]，构网型储能研究也表明其支撑作用具有明显的场景特征[18]。在价值实现方面，市场化项目须按属地规则完成注册、报价和结算[19]；长期储能购电安排则通过交付责任和风险分担影响收入及融资条件[20]。因此，储能配置评价需同时考虑技术能力、接入条件与收益实现方式。

不同服务场景对储能配置的要求各有侧重。新能源晚峰交付侧重电量转移，电网节点支撑强调快速响应，长时调峰、孤网连续供能及多日或季节性平衡则分别关注持续输出、供能可靠性和跨周期能量转移。上述能力能否转化为实际价值，还取决于并网及运行条件、市场准入和合同约束。图1归纳了典型海外储能项目服务需求、配置主导因素、主要约束条件与价值实现路径的对应关系。

本文选取六个代表性市场，比较准入及支持方式对储能配置和收益的影响，并结合公开项目核对交付与收入机制。在统一假设下检验接入限额、并网支出和投运延期的经济影响；未披露的成本和合同价格另作假设，不据此推算实际项目回报。

## 1 主要区域储能政策与市场机制

代表性市场的选取兼顾储能部署和开发制度。国际能源署统计，2025年美国新增电池储能约19 GW、澳大利亚接近8 GW，中东新增超过3 GW且主要来自沙特[21]。结合储能部署规模、市场发展阶段及项目开发制度，本文选取美国、德国、英国、澳大利亚、巴西和沙特作为代表性市场，比较其市场准入、采购机制与并网要求，分析不同制度条件对储能配置及收益形成的影响。

已有研究对欧洲、美国和澳大利亚的储能政策及商业模式作了比较[13]。欧盟2023年储能建议强调市场准入和网络收费问题[22]。表1比较六个代表性市场的收入渠道、支持机制及其对储能配置和项




图1　典型海外储能服务需求、配置约束与价值实现路径

**Fig. 1　Service requirements, configuration constraints, and value-realization pathways for typical overseas energy-storage applications**

目经济性的影响。

代表性市场主要通过交易收入、税收抵免和长期合同支持储能开发。美国第48E条的基础抵免率为6%，满足现行工资和注册学徒制要求时提高至30%；在此基础上，符合国内含量要求可再增加10个百分点。对2026年开工的普通项目，制成品及其美国制造部件的国内成本比例门槛为50%[23]；具有结构功能的钢铁施工材料另须满足美国境内制造要求[24]。这些条件使设备来源和用工安排共同影响合格投资的税后成本。英国容量市场按储能持续时间折算合格容量，长时储能支持要求至少8 h的额定功率连续输出[25-26]。澳大利亚容量投资计划则以竞争性招标确定收入保障安排，并将本地供应链和社区收益纳入项目评估[27]。

巴西的容量采购将储能配置与系统调度要求直接衔接。第136/2026号条例规定，储能容量合同期限为15年，年度固定收入分12个月支付，并按月度可用性能考核调整；技术准入同时要求至少30 MW、4 h连续放电、合同期往返效率不低于85%和不超过6 h的满充时间，构网能力纳入接入要求[38]。本土产品类别（2028 A）还需通过巴西国家经济社会发展银行第一阶段设备认证[37-38]。这些条件将电池容量、转换损耗和全寿命补容纳入合同报价。按该条例，充放电在短期市场的结算结果归入容量储备账户，项目以合同固定收入覆盖调度服务成本[38]。沙特Al Khushaybi项目采用与沙特电力采购公司签订储能服务协议的方式开发，500 MW/2000 MWh配置对应4 h服务时长，评价重点为合同服务容量的长期维持及履约成本[39]。

欧洲产业链政策同时作用于制造能力建设和公共采购。欧盟《净零工业法案》以2030年欧盟净零技术制造能力满足年度部署需求至少40%为总体基准。2026年公布的第25条实施指南进一步明确：在已认定高供应依赖并适用韧性条款的公共采购中，对相应最终产品或主要特定部件设置来自被认定主要供应第三国的50%份额上限，分别以最终产品价值或主要特定部件合计价值为计量基础[40]。前者体现欧盟产业能力建设目标，后者通过采购来源多元化影响供应商组合。项目经济评价因而需要将来源调整、认证及供应商交付安排纳入设备报价和建设周期。

表1 代表性市场储能支持机制与开发评价要点

Table 1 Energy storage support mechanisms and project appraisal in selected markets

| 国家 | 市场与支持机制 | 并网条件与经济评价要点 |
|---|---|---|
| 美国 | 电能量、辅助服务及容量市场[19]；第48E条投资抵免：满足现行工资和学徒制要求时为30%，本土制造达标再加10个百分点[23] | 集群接入研究及网络升级费用[28]；2026年开工项目申请本土制造加成时，制成品的美国制造成本占比至少为50%[23] |
| 德国 | 现货套利与平衡服务；储能战略支持市场及并网制度完善[29] | 接入容量、网络费及充放电损耗影响净收益；德国电网收费体系改革方案拟引入容量型网络费[30] |
| 英国 | 批发、平衡及容量市场[25,31]；长时储能采用收入上下限支持机制[26] | 服务预认证决定参与资格，持续时间折算影响合格容量[25,31]；长时储能支持要求额定功率连续放电至少8 h[26] |
| 澳大利亚 | 现货及调频辅助服务[32]；容量投资计划通过竞争性招标提供收入保障[27] | 双向单元注册、性能及模型验证影响接入安排[33-34]；收入保障与市场结算按合同衔接[27] |
| 巴西 | 独立及共址储能授权[35-36]；容量采购设置15年合同，按可用功率支付固定收入[37-38] | 最大可用功率≥30 MW、连续放电≥4 h、合同期往返效率≥85%、满充时间≤6 h，并具备构网功能[38] |
| 沙特 | 沙特电力采购公司集中采购；Al Khushaybi项目已签订500 MW/2000 MWh储能服务协议[39] | 4 h储能配置；经济评价侧重合同服务容量维持、衰减补容及运维成本 |

## 2 海外储能项目技术选择与并网适配

储能技术的工程适用性与服务时长和场址条件密切相关[8-11]。各类技术在不同服务中的成本和性能排序存在差异，技术选择需要结合具体应用场景[12]。电池适合小时级调节，抽水蓄能、压缩空气和储热可覆盖更长时段，电氢电则更多用于多日及更长周期的能量转移。进入工程开发后，建设周期和属地接入要求也会影响最终方案。

### 2.1 储能技术选择及场景适用性

锂离子电池已广泛用于调频、日内移峰和新能源配储，其全寿命成本需计入容量衰减和补容等因素[5,41]。钠离子电池具有钠资源丰富的原料优势，已有模型在特定假设下估算出接近磷酸铁锂电池的成本水平[42]；但在当前锂价下，其在多数应用中尚未形成成本优势[43]。其降本还取决于能量密度、材料体系与产业链发展，不能仅依据资源丰度判断经济性[42,44]。技术比较应统一成本边界，并核查寿命、效率及长期运行数据[41-42]。

液流电池的功率单元和容量单元可分别扩展，适合频繁深循环和较长时长运行，项目经济性受系统效率、辅助功耗和占地影响。飞轮和超级电容持续时间较短，更适合瞬时功率补偿和频率支撑[8,11]。表2进一步从工程特性、场景适用性及可融资性约束三个方面比较主要储能技术。

表2 主要储能技术的工程特性、场景适用性及可融资性约束

Table 2 Engineering characteristics, application suitability, and bankability constraints of major energy-storage technologies

| 储能技术分类 | | 工程特性 | 适用场景 | 成熟度及可融资性约束 |
|---|---|---|---|---|
| 电化学 | 锂离子电池 | 小时级；功率和电量可配置 | 调频、日内移峰 | 商业化较成熟；需核查衰减、热安全、补容及保险 |
| | 钠离子电池 | 短至中等时长；系统架构和响应特性与锂电相近 | 调频、日内移峰、固定式储能、低温环境项目 | 早期商业化；长期业绩及质保需核验 |
| | 液流电池 | 适用于数小时及更长时长；功率与容量可解耦 | 长时调峰、深循环运行、大容量储能电站 | 已有商业示范；效率、辅机功耗、占地及质保影响经济性 |
| 机械 | 飞轮储能 | 秒至分钟；快速、频繁循环 | 瞬时功率与频率支撑 | 特定用途成熟；时长短、单位能量成本较高， |
| | 压缩空气储能 | 数小时以上；热管理影响效率 | 大规模长时调节 | 已有商业化项目；场址、系统集成及工期影响开发风险 |
| | 抽水蓄能 | 数小时以上；同步电源支撑 | 大规模调峰、容量保障和系统备用 | 技术与融资模式较成熟；受地形、水资源、许可、建设许可及工期超支风险约束 |
| 电磁 | 超级电容 | 秒至分钟；高功率、快速循环 | 瞬时功率和快速频率响应 | 短时应用成熟；不适于大规模能量搬移 |
| 热 | 熔盐储热 | 数小时以上；受热力系统约束 | 晚峰及夜间发电 | 光热项目已有商业运行；资源及整站性能影响收入 |
| 化学 | 电氢电 | 多日以上；电解、储存和再发电 | 多日或季节性平衡、长期备用 | 示范部署；效率、基础设施、安全及消纳约束 |

长时储能对场址条件更为敏感。抽水蓄能技术成熟，可承担调峰和备用，并提供同步电源支撑，但开发周期受地形、水资源和许可影响。压缩空气储能依赖储气条件，熔盐储热通常与光热发电系统整体设计。电氢电链条的往返效率较低，在具备大规模储氢条件时可用于多日或季节性调节[10]。

### 2.2 容量配置与运行边界

新能源场站配储应按并网点外送限额和交付曲线配置功率与能量，并计入荷电状态（SOC）范围、损耗和衰减。共址项目还需核对新能源与储能的功率共享，以及电网充电许可。德国光储项目研究表明，仅允许光伏侧充电的支持条件会限制电池利用率及收入空间[45]。因此，物理共址并不意味着可以自由叠加各类市场收入。

独立储能的功率和时长更多取决于市场产品：调频关注响应性能，套利受价差窗口影响，容量机制则要求持续交付能力。多市场运行共享同一设备的功率和SOC空间，收益叠加应通过联合调度核算，并计入衰减[46]。孤网项目的配置重点为连续供电和备用。方案评价应覆盖低风低光时段与设备故障，通过时序仿真确定所需功率、能量及冗余；固定配储比例仅适于前期方案筛选[6]。

并网限额应与设备额定功率分别列示，可交易电量按允许接入功率和交付窗口核算。受网络约束区域的储能研究亦表明，储能配置的经济性需结合网络扩建方案及可获得的服务收入评价[47]。并网改造费计入投资，接入研究或整改导致的延期计入现金流时点；辅助服务收入还以相应性能和资格审查为前提。

### 2.3 接入审查与并网性能

接入审查通常包括潮流、短路和稳定性研究。潮流计算检查储能充放电时的并网点电压及线路、变压器载荷，用于判断接入功率与改造需求；接入受限会减少可交易电量，增容则增加投资，并可能改变投运时间。短路计算用于设备选型及保护整定，稳定性研究用于核验动态响应[17]。美国联邦能源监管委员会第2023号令主要调整并网排队和研究程序[48]，设备性能还需满足属地采纳的标准及接入协议要求。

储能并网性能通常包括故障穿越、有功恢复、无功调节和电能质量要求。故障期间变流器受电流能力限制，有功和无功支撑需要按控制策略分配；多台变流器并联时还要保持站级响应一致。欧盟由成员国和系统运营商细化发电模块并网参数，澳大利亚则通过发电性能标准协商确定项目指标[16,34]。

弱电网项目更容易出现控制交互问题。锁相环、电流控制及场站控制器之间的耦合可能引起振荡。构网型控制可增强电压和频率支撑，并用于孤网或弱网运行[18,49-51]。其可提供的支撑范围由变流器电流能力和储能持续输出能力决定，工程应用通常通过系统研究和现场试验确定。

### 2.4 仿真模型与现场验证

逆变器型资源占比提高后，机电暂态模型不足以描述全部快速控制过程。相量域模型适合分析较慢的机电动态，电磁暂态（EMT）模型用于故障过程和控制交互。澳大利亚能源市场运营机构要求连接申请人依据《电力系统模型指南》提交并验证仿真模型[34]；NERC 2025年EMT并网研究指南进一步明确了逆变器型资源开展EMT研究的适用场景和研究要求[52]。弱电网或多设备控制耦合明显时，EMT分析宜在设备定型前开展。

模型参数应与现场设备和控制定值保持一致。控制器硬件在环试验可在投运前检查控制交互，现场试验用于验证实际响应；设备或控制版本变化后应同步更新模型[17,34]。设备采购阶段明确模型交付和验证责任，有利于减少后续并网修改。

## 3 储能价值实现与典型项目

海外储能项目的收入主要通过市场结算或长期合同形成。接入条件先限定设备可提供的功率和系统服务，技术配置进一步确定持续时间、控制方式和运行边界，市场规则或合同再规定这些能力如何计价。以下结合收入机制及典型项目，讨论储能价值实现的工程与经济条件。

### 3.1 市场交易与长期合同

电能量套利受时段价差与损耗影响，辅助服务须通过资格审查并按承诺容量或调用表现结算[19,31]。容量机制购买系统紧张时段的可靠供电能力，能量受限储能的合格容量通常随持续时间折算[25]。这些收入共同占用设备的功率和SOC空间，不能直接将各市场单独测算的收益相加。

新能源场站采用长期购电协议时，合同通常约定交付时段和允许偏差。承担分时或稳定功率交付的储能需要优先满足合同曲线，剩余容量能否进入

外部市场取决于合同约定。充电电量来源和储能损耗也会影响结算边界。已有研究表明，长期储能购电安排可以提高收入可预见性并改善融资条件[20]。

不同应用场景对储能配置的关注重点并不相同。新能源晚峰交付主要取决于可转移电量，电网节点支撑更看重快速功率响应，长时调峰则受持续输出能力约束。对于孤网项目，供能可靠性是配置的首要考虑；多日或季节性平衡则更依赖跨周期能量转移。相应的收益方式也随项目类型而变化，市场化项目主要通过交易和网络服务实现价值，长期交付或连续供能项目则更多依靠合同安排锁定收益。网络服务合同针对约定节点和系统功能采购储能能力，容量使用协议则向使用方授予一定范围的调度权；孤网供能协议更强调可用率和连续供电，表3归纳主要收入方式及其配置约束[6]。长期合同提高收入可预见性的同时，也将持续时间、可用性及违约责任转为履约条件；纯市场收入则更容易受到价差和辅助服务竞争变化影响。

**表3 海外储能项目主要收入方式及配置约束**

**Table 3 Main revenue arrangements and configuration constraints of overseas energy-storage projects**

| 收入方式 | 典型对象 | 形成条件 | 配置约束 | 评价重点 |
|---|---|---|---|---|
| 电能量交易 | 独立或共址储能 | 允许独立报价且存在价差 | 时长匹配价差窗口 | 价差、效率、衰减 |
| 辅助服务 | 快速响应储能 | 通过预认证并满足计量要求 | 预留功率与SOC | 中标价、调用频率、绩效扣罚 |
| 容量机制 | 能量受限储能 | 取得容量资格并承担可用性义务 | 持续时间影响容量折算 | 容量收入、可用率、违约责任 |
| 购电协议 | 新能源场站配建储能 | 按合同交付曲线履约 | 合同容量优先 | 长期电价、衰减补容、偏差风险 |
| 网络服务合同 | 指定节点储能 | 提供约定网络功能 | 地点与动态性能 | 服务费、性能验收、剩余容量 |
| 孤网协议 | 海岛、矿区等孤网 | 满足连续供能要求 | 备用与冗余容量 | 全系统供能成本、可用率 |

### 3.2 典型项目比较

表4比较不同服务需求下的配置选择。Gemini通过直流耦合将光伏电量转移至晚峰[53]，25年购电协议支持其长期交付安排[54]。Victorian Big Battery则将250 MW容量用于夏季网络服务，并参与电力市场[55]，其配置重点体现为节点响应与容量预留。

长时项目更依赖场址和持续交付安排。Kidston利用废弃矿坑形成250 MW/2000 MWh抽水蓄能，项目方披露其于2025年11月注册并网、整体预计2027年完成[56]；EnergyAustralia依据初始10年、附两次10年延期权的协议取得约定调度权[57]。Redstone以100 MW光热和12 h熔盐储热承担可调度电量交付，采用20年购电协议，并于2025年商业运行[58]。长时项目的建设周期较长，长期合同有助于覆盖其资本回收期。

沙特红海项目以光伏、电池和备用机组提供离网公用事业服务，25年特许协议下的容量配置首先满足连续供能与备用要求[59]。美国能源部公布的Advanced Clean Energy Storage一期方案包括220 MW电解槽和盐穴储氢[60]；其评价边界需覆盖制氢、储氢及用氢环节，电解槽功率不能直接作为再发电能力。英国门迪和德国Hamm/Neurath还反映了电池项目的收入风险分担。华能将门迪与壳牌签订的购售电协议称为“具有保底性质”[61]；壳牌披露该约100 MW项目由Limejump优化运行[62]。德国莱茵集团的220 MW/235 MWh系统则通过电能量和平衡市场提供服务[63]。这些披露用于识别机制，未公开的价格和成本另作假设。

### 3.3 项目经济性及收益约束

多市场收益需在统一的功率、能量和SOC约束下核算。已有研究通过联合优化处理储能参与电能量、备用及调频市场的收益与运行约束[46]。不同服务共享有限的功率和能量资源，长期合同占用的容量应根据履约时段、预留功率及运行要求予以识别，再评价剩余容量的市场收入，避免不同收益来源的重复计算。

如图2所示，海外储能项目的价值实现受到属地电网条件、市场与合同机制以及系统运行边界的共同约束。电网接入限额、并网性能及模型验证要求决定项目的接入能力和服务资格；储能功率、持续时间、控制策略及耦合方式进一步决定可提供的服务范围；SOC范围、可用率和履约考核则限定实际可交付能力。上述约束通过不同途径影响项目经济性：接入限额和合同容量预留限制可交易功率及电量，进而影响经营收入；并网改造增加投资支出，接入审查或整改引起的投运延期则使经营现金流相应后移。市场价格和合同要求还会反向影响容量配置与运行安排。因此，收益评价需以实际可交

**表4　典型海外新能源与储能项目比较**

**Table 4　Comparison of typical overseas renewable-energy and storage projects**

| 国家与项目 | 技术及规模 | 主要用途 | 合同或市场路径 |
|---|---|---|---|
| 美国 Gemini[53] | 690 MWac 光伏；380 MW/1400 MWh 电池；已投运 | 将光伏电量转移至晚峰 | 25 年购电协议；税收支持 |
| 澳大利亚 Victorian Big Battery[55] | 300 MW/450 MWh 电池；已投运 | 联络线保护和市场交易 | 250 MW 网络服务合同叠加市场收入 |
| 澳大利亚 Kidston[56] | 250 MW/2000 MWh 抽水蓄能；在建 | 长时调峰和系统强度支撑 | 10 年初始期，附两次 10 年延期权 |
| 南非 Redstone[58] | 100 MW 光热；12 h 熔盐储热；2025 年商业运行 | 晚峰和夜间可调度发电 | 20 年购电协议 |
| 沙特红海项目[59] | 358 MW 光伏；1225.4 MWh 电池；112.5 MW 备用机组；2025 年商业运行 | 离网连续供能 | 25 年公用事业特许协议 |
| 美国 Advanced Clean Energy Storage[60] | 一期方案：220 MW 电解槽；盐穴储氢 | 长期及季节性储能 | 美国能源部环境评价披露方案；衔接用氢安排 |

付能力为基础，同时识别可实现的收入、相应成本及现金流发生时点。

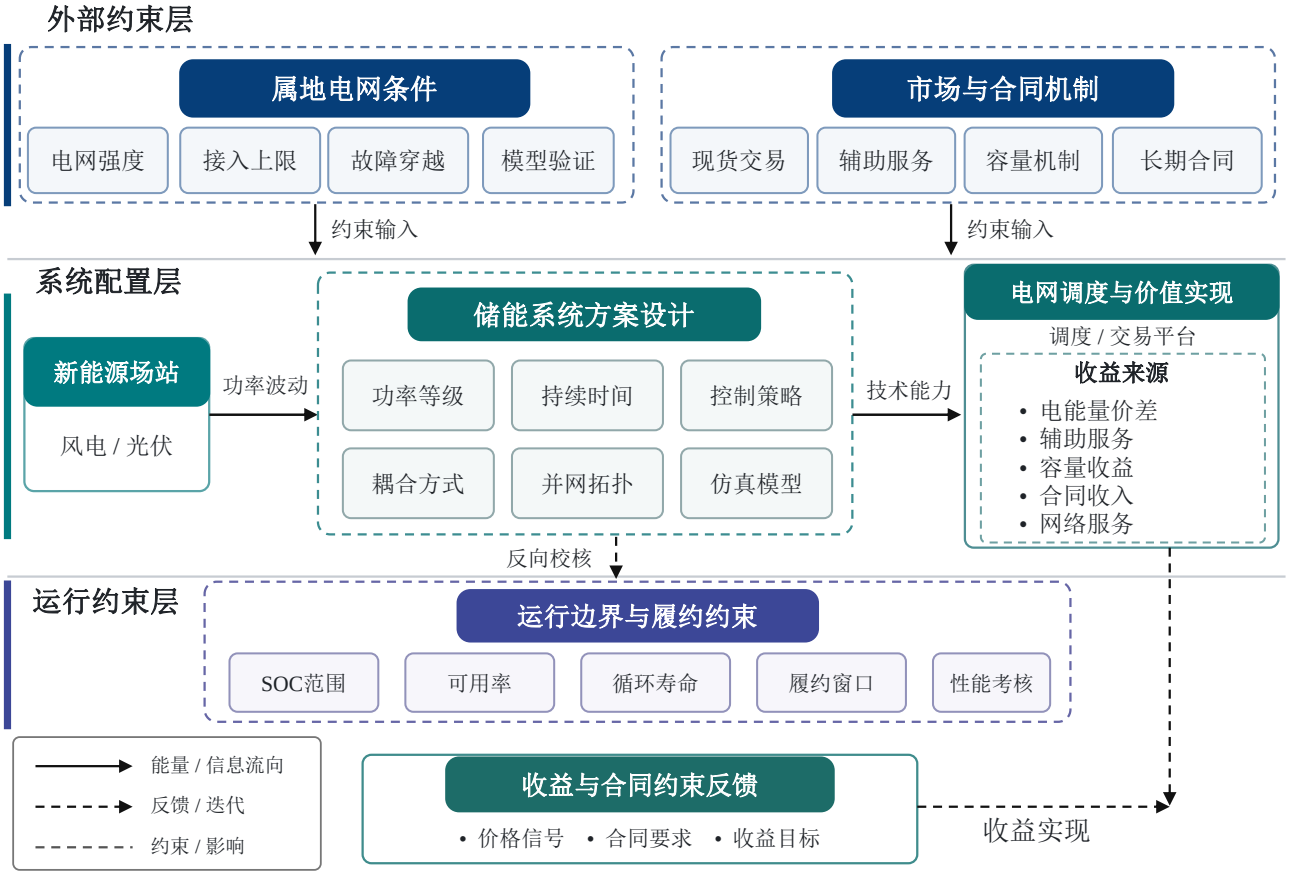



**图2　海外储能项目并网适配、运行约束与收益实现关系**

**Fig. 2　Relationships among grid integration, operational constraints, and revenue realization in overseas energy storage projects**

上述约束在不同海外项目中的作用各有侧重。美国 Gemini 光储项目通过长期购电协议安排电量交付，其收益形成与光储联合运行密切相关；澳大利亚 Victorian Big Battery 在夏季预留 250 MW 承担网络服务，剩余容量参与电力市场，体现合同履约时段对市场交易空间的影响；英国 Minety 通过多

年电力承购协议与交易优化相结合，德国Hamm/Neurath则主要通过电能量及平衡市场实现收益。上述案例表明，储能额定能力并不直接等同于可交易能力，不同收入来源也不能简单叠加，经济评价还需综合考虑合同履约窗口、容量预留、市场准入及运行约束。

经济评价应区分储能增量收益与新能源—储能联合项目的整体收益。电池衰减和补容影响可交付容量及全寿命支出；长时项目的场址开发和建设周期则影响初始投资与收入起点。同时，市场价格和辅助服务竞争存在不确定性，单一年度收入不宜直接外推至整个运营期[64]。本文以储能增量现金流作简化比较，采用净现值（NPV）和内部收益率（IRR）评价项目经济性。经营现金流$CF_t$为扣除充电购电和交易变动费用后的净收入，再减固定运维、补容及未重复扣除的履约支出；初始支出$I_0$包括基础投资、追加并网费及延期新增支出。

$$\mathrm{NPV} = -I_0 + \sum_{t=1}^{T} \frac{CF_t}{(1+r)^{t+d}} \tag{1}$$

式中，$T$为运营年数，$r$为实际折现率，$d$为投运延期年数。各项支出均按相应发生时点计入，表5的延期情景采用初始投资不后移的比较设定。第3.4节进一步在统一假设下，比较不同收益机制及接入限额、并网支出和投运延期对项目经济性的影响。

### 3.4 统一假设下的情景比较

本文未查得门迪项目总投资数据，选取已披露投资的欧洲项目作为成本参照。希腊HELLENiQ的100 MW/200 MWh项目投资约5000万欧元，含升压站及约5 km接入线路，折合250欧元/kWh[65]；英国Pembroke的350 MW/700 MWh项目公布投资约2亿英镑，折合约286英镑/kWh[66]。前者已投运，后者为投资决策阶段估计，建设阶段和场址条件不同，单位造价不宜直接比较。

设储能规模为50 MW/100 MWh，以250欧元/kWh为投资参照。按2025年参考汇率折算[67]，单位投资约2030元/kWh，基础投资为20296.25万元。容量按公告值计，未另作交流侧可用容量折算；下文金额统一以人民币表示。主要参数及依据见表5。

收益参照2025年英国两小时电池的市场业绩，年收入约8万英镑/(MW·年)，其中电能量交易与平衡机制占63%，辅助服务占28%[68]。本文按该结构拆分收入，其余部分不计入。交易收入采用购售电净额，固定运维和交易服务费另计[69]。

**表5 情景比较的主要参数及取值依据**

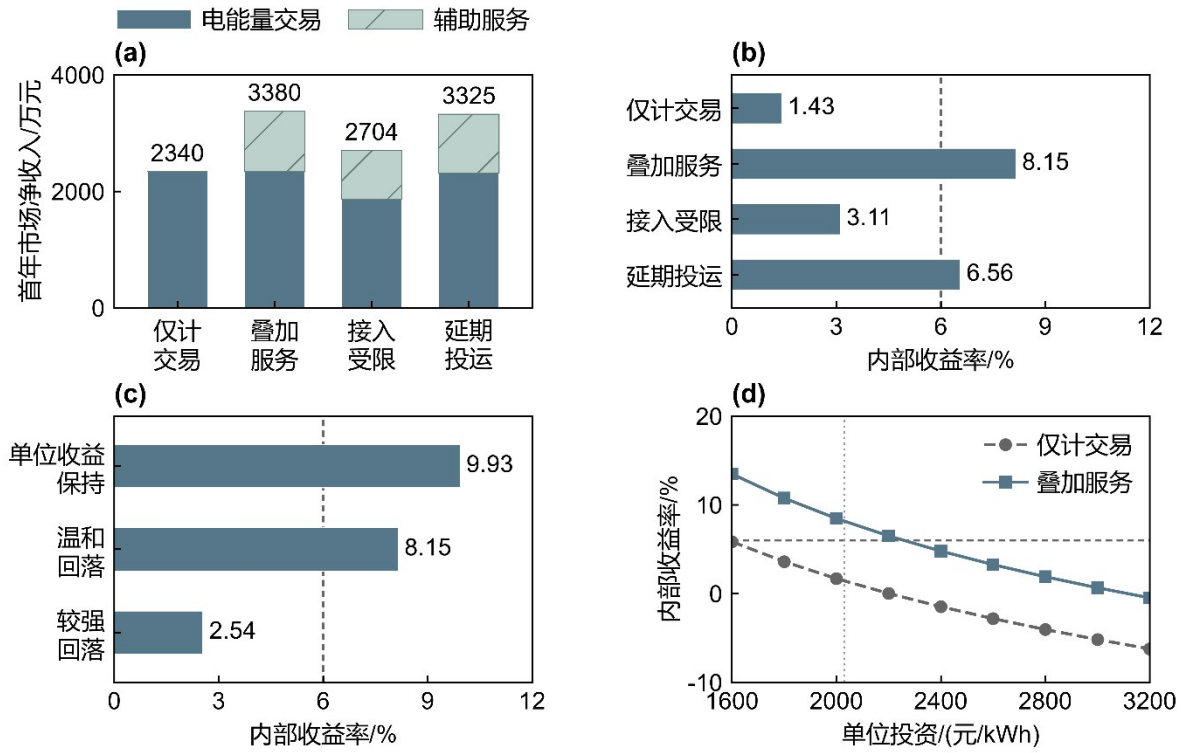
**Table 5 Main parameters and their basis for scenario comparison**

| 参数 | 取值 | 依据与使用边界 |
|---|---|---|
| 规模 | 50 MW/100 MWh | 标准化财务单元；容量按公告口径 |
| 单位建设投资 | 约2030元/kWh | 250欧元/kWh；工业场址新建项目参照[65] |
| 交易年净收入基准 | 477.56元/(kW·年) | 约8万英镑/(MW·年)×63%；含平衡机制[68] |
| 辅助服务基准 | 212.25元/(kW·年) | 约8万英镑/(MW·年)×28%；近似拆分[68] |
| 可用率 | 98% | 目标单元可用率假设；指数仅统计活跃资产[69] |
| 运维及交易费率 | 1.5%/年；5% | 分别按基础投资、市场净收入计提；情景假设 |
| 经营期及折现率 | 15年；6% | 年限参考[41]；实际折现率为独立假设 |
| 物理衰减与补容 | 2%/年；第8年末10% | 补容占基础投资比例；恢复初始容量为简化假设 |
| 单位收益回落 | 交易1%/年；服务3%/年 | 温和假设及压力情景 |
| 接入限额及增支 | 40 MW；基础投资10% | 约束测试；非真实并网报价 |
| 延期及新增支出 | 1年；基础投资1% | 投资不后移；收益按日历年，经营仍为15年 |
| 固定展示汇率 | 欧元8.1185；英镑9.4755 | 人民币元/单位外币；2025年均值及交叉换算[67] |

经营期取15年，初始投资在评价起点计入。电量容量每年衰减2%，第8个运营年末按基础投资的10%补容，次年恢复初始容量；固定运维为基础投资的1.5%/年，交易服务费为市场净收入的5%。市场单位收益从原定投运年按日历年变化，延期期间继续回落；设备衰减与补容从实际运营起算。考虑市场收益波动[70]及收益预测的调整[71]，设置单位收益保持、温和回落和较强回落三种情景，交易与辅助服务单位收益的年回落率分别为0%/0%、1%/3%和5%/10%。回落率及补容参数用于

情景比较，不作为实际项目预测。

图3(a)按首个运营年比较收入。仅计交易时市场净收入为2340.07万元，叠加辅助服务后为3380.09万元；后者扣除交易服务费用和固定运维后，经营现金流为2906.65万元。图3(b)显示，两种情景的全寿命IRR分别为1.43%和8.15%，仅计交易时虽有正回报，仍低于6%的评价折现率。该比较是在原交易收益不变时移除辅助服务收入，未重新优化无辅助服务条件下的交易运行。




注：金额为人民币；首年指首个运营年；市场净收入未扣本例交易服务费用、固定运维和补容；虚线为6%的收益率参考水平；(d)中点线为基准单位投资

**图3 首年市场收入与全寿命回报的情景比较(a) 首年市场净收入构成；(b) 不同情景的全寿命内部收益率；(c) 单位收益回落对内部收益率的影响；(d) 单位投资对内部收益率的影响**

**Fig. 3 Scenario comparison of first-year market net revenue and lifetime returns(a) Composition of first-year market net revenue; (b) Lifetime IRR under different scenarios; (c) Effect of revenue decline on IRR; (d) Effect of capital cost on IRR**

接入上限降至40 MW并追加基础投资10%的并网支出后，IRR降至3.11%。温和回落条件下，延期1年、初始增支1%使首个运营年市场净收入降至3325.49万元，IRR为6.56%；延期同时带来收入起点降低和现金流后移。图3(c)中单位收益保持、温和回落和较强回落的IRR分别为9.93%、8.15%和2.54%。三者均按期投运，首年市场收入相同，后续回落路径不同。在较强回落条件下再延期1年，首个运营年收入为3159.09万元，IRR进一步降至0.84%，表明延期影响随市场路径而变化。

图3(d)在收入、费率和衰减设定不变时，将单位投资在1600～3200元/kWh范围内变化，固定运维与补容金额随投资同比调整。该范围是围绕公开成本参照设置的敏感性区间，并非欧洲项目造价分布；成本降低有助于改善回报，但不能直接由设备报价推断项目盈利。英国市场已出现频率响应业务趋于饱和、收入重心转向交易的变化[64]，未来收益还取决于新增灵活性需求和市场设计。本例采用欧洲项目投资与英国市场收益作标准化比较，未计项目特定税费、补助、融资、残值和延期储存期间的日历老化，亦未开展逐时SOC校核；上述结果基于简化假设，实际项目应结合场站运行条件、属地政策与市场规则、合同约束及全寿命成本进行

测算。

## 4 对我国企业海外储能项目开发的启示

海外代表市场表明，储能项目的开发方式与属地制度密切相关。我国企业开展海外新能源项目时，可结合现有资产布局和属地经营基础，优先关注电网灵活性需求明确且储能项目具备稳定收益来源的重点国别。在具体项目开发中，应尽早明确储能承担的功能，并据此统筹接入方案和收益安排。

（1）根据项目用途确定储能配置。成熟批发市场可结合当地交易规则确定运行方式，新能源场站配储应重点满足电量交付和并网约束，孤网项目则首先保证连续供电。不同技术路线的比较宜以全寿命成本为基础，并考虑电池衰减或长时储能较长建设周期带来的影响。项目最终规模应通过运行仿真进一步校核。

（2）将并网研究前移至设备选型阶段。接入条件会直接影响储能功率和控制方案，弱电网项目还可能需要开展EMT分析，并评估构网控制的必要性。设备招标和供货阶段应同步明确模型交付及后续验证要求，避免设备定型后因并网审查再次修改方案。

（3）以长期经营收入检验项目经济性。市场化项目的收益会随电价和市场竞争变化，合同型项目则需要重点判断合同期内的可用容量能否满足履约要求。建设期补助可改善初始投资条件，项目是否具备投资价值仍取决于长期现金流。经济性测算还应充分反映设备衰减和可能发生的履约成本。

（4）将可融资性与国别风险纳入项目筛选。海外储能项目的投资价值不仅取决于技术性能和收益水平，还受到东道国环境和融资条件影响。项目开发过程中，应结合技术成熟度、供应商保障能力和风险分担机制评估融资可行性。对于运行经验较少的新型储能技术，可通过示范项目数据、第三方评估和长期性能保障提高金融机构认可度；同时，需根据东道国风险水平调整融资方案和收益要求。

## 5 结 论

市场机制通过参与资格、容量折算及合同义务影响储能收入。市场交易提供多元收益机会，长期合同则以持续时间、可用率和容量维持要求约束交付。前期评价需区分准入条件、投资支持及收入保障各自的作用。

储能方案应从服务需求出发确定功率、能量和控制能力，再由场址、设备性能及属地接入研究校核。典型项目之间的差异不能仅用额定功率或持续时间解释，长时与离网项目尤其需要明确全系统交付责任。

同条件算例说明，接入限额、并网改造和投运延期分别改变收入、投资和现金流时点，合同预留还会减少其他服务的可用容量。项目开发应据此衔接并网论证、设备选型与经济评价；实际收益仍需由逐时运行和完整合同验证。

## 参 考 文 献

[1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Electricity 2026[R/OL]. Paris: IEA, 2026[2026-10-25]. https://www. iea. org/reports/electricity-2026.

[2] NIU Y, LIU Y, ZHOU T, et al. Insights into novel indium catalyst to kW scale low cost, high cycle stability of iron-chromium redox flow battery[J]. Green Energy & Environment, 2025, 10(2): 410-421. DOI: 10.1016/j.gee.2024.04.005.

[3] NIU Y, GAO Q, ZHAO R, et al. A high current density and long cycle life iron-chromium redox flow battery electrolyte[J]. Green Chemical Engineering, 2026, 7(1): 61-69. DOI: 10.1016/j.gce.2024.09.007.

[4] ZHOU T, LIU Z, YUAN S, et al. Machine-learning assisted analysis on coupled fluid-dynamics and electrochemical processes in interdigitated channel for iron-chromium flow batteries[J]. Chemical Engineering Journal, 2024, 496: 153904. DOI: 10.1016/j.cej.2024.153904.

[5] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Batteries and secure energy transitions[R/OL]. Paris: IEA, 2024[2026-10-25]. https://www.iea.org/reports/batteries-and-secure-energy-transitions.

[6] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. Electricity storage valuation framework: assessing system value and ensuring project viability[R/OL]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2020[2026-10-25]. https://www.irena.org/publications/2020/Mar/Electricity-Storage-Valuation-Framework-2020.

[7] YUAN S, GUO L, XIAO J, et al. Multiscale mechanisms and operational optimization of flow rate regulation in iron-chromium redox flow batteries[J]. Journal of Power Sources, 2026, 670: 239404. DOI: 10.1016/j.jpowsour.2026.239404.

[8] LUO X, WANG J, DOONER M, et al. Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation[J]. Applied Energy, 2015, 137: 511-536. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.081.

[9] KOOHI-FAYEGH S, ROSEN M A. A review of energy storage types, applications and recent developments[J]. Journal of Energy Storage, 2020, 27: 101047. DOI: 10.1016/j.est.2019.101047.

[10] ALBERTUS P, MANSER J S, LITZELMAN S. Long-duration electricity storage applications, economics, and technologies[J]. Joule, 2020, 4(1): 21-32. DOI: 10.1016/j.joule.2019.11.009.

[11] FARIVAR G G, MANALASTAS W, TAFTI H D, et al. Grid-connected energy storage systems: state-of-the-art and emerging technologies[J]. Proceedings of the IEEE, 2023, 111(4): 397-420. DOI: 10.1109/JPROC.2022.3183289.

[12] ADUAMA P, AL SUMAITI A S, AL-HOSANI K H. A multi-perspective review of grid-scale energy storage technologies: integrating technical, economic, and stakeholder perspectives[J]. Journal of Energy Storage, 2026, 166: 122230. DOI: 10.1016/j.est.2026.122230.

[13] 鲁跃峰, 郭祚刚, 谷裕, 等. 国内外新型储能相关政策及商业模式分析[J]. 储能科学与技术, 2023, 12(9): 3019-3032.
LU Y F, GUO Z G, GU Y, et al. Analysis of new energy storage policies and business models in China and abroad[J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(9): 3019-3032. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2023.0276.

[14] 刘坚. 新型储能产业发展关键问题及政策机制[J]. 储能科学与技术, 2025, 14(7): 2625-2634.
LIU J. Key issues and policy mechanisms for developing new energy storage in China[J]. Energy Storage Science and Technology, 2025, 14(7): 2625-2634. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2025.0096.

[15] IEEE. IEEE standard for interconnection and interoperability of inverter-based resources (IBRs) interconnecting with associated transmission electric power systems: IEEE Std 2800-2022[S]. New York: IEEE, 2022. DOI: 10.1109/IEEESTD.2022.9762253.

[16] EUROPEAN COMMISSION. Commission Regulation (EU) 2016/631 of 14 April 2016 establishing a network code on requirements for grid connection of generators[Z/OL]. Brussels: European Commission, 2016[2026-10-25]. https://eur-lex.europa.eu/eli/reg/2016/631/oj/.

[17] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Reliability guideline: performance, modeling, and simulations of BPS-connected battery energy storage systems and hybrid power plants[R/OL]. Atlanta: NERC, 2023[2026-10-25]. https://www.nerc.com/our-work/guidelines/reliability-guidelines.

[18] 徐宇豪, 宋晨辉, 曹一家, 等. 构网型储能支撑新型电力系统建设的规划应用及挑战[J]. 电力建设, 2026, 47(6): 1-16.
XU Y H, SONG C H, CAO Y J, et al. Planning application and challenges of grid-forming energy storage in supporting new power system construction[J]. Electric Power Construction, 2026, 47(6): 1-16. DOI: 10.12204/j.issn.1000-7229.2026.06.001.

[19] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Electric storage participation in markets operated by regional transmission organizations and independent system operators: Order No. 841[Z/OL]. Washington, DC: FERC, 2018[2026-10-25]. https://www. govinfo. gov/content/pkg/FR-2018-03-06/html/2018-03708.htm.

[20] GABRIELLI P, HILSHEIMER P, SANSAVINI G. Storage power purchase agreements to enable the deployment of energy storage in Europe[J]. iScience, 2022, 25(8): 104701. DOI: 10.1016/j.isci.2022.104701.

[21] WANNER B, SCHOENFISCH M, RINGKJØB H K. Battery storage is scaling up and taking on a larger system role[EB/OL]. (2026-05-29) [2026-10-25]. https://www. iea. org/commentaries/battery-storage-is-scaling-up-and-taking-on-a-larger-system-role.

[22] EUROPEAN COMMISSION. Commission recommendation of 14 March 2023 on energy storage—underpinning a decarbonised and secure EU energy system: 2023/C 103/01[Z/OL]. (2023-03-14)[2026-10-25]. https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=oj%3AJOC_2023_103_R_0001.

[23] INTERNAL REVENUE SERVICE. Instructions for Form 3468 (2025) [EB/OL]. [2026-10-25]. https://www. irs. gov/instructions/i3468.

[24] INTERNAL REVENUE SERVICE. Domestic Content Bonus Credit Guidance under Sections 45, 45Y, 48, and 48E: Notice 2023-38[EB/OL]. (2023-05-30) [2026-10-25]. https://www. irs. gov/irb/2023-22_IRB#NOT-2023-38.

[25] DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO. Capacity market rules[EB/OL]. (2026-07-27) [2026-10-25]. https://www.gov.uk/government/publications/capacity-market-rules.

[26] DEPARTMENT FOR ENERGY SECURITY AND NET ZERO, OFFICE OF GAS AND ELECTRICITY MARKETS. Long duration electricity storage: technical decision document[R/OL]. London: Ofgem, 2025[2026-10-25]. https://www. ofgem. gov. uk/decision/long-duration-electricity-storage-technical-document.

[27] AUSTRALIAN GOVERNMENT DEPARTMENT OF CLIMATE CHANGE, ENERGY, THE ENVIRONMENT AND WATER. Capacity investment scheme[EB/OL]. (2026-06-24) [2026-10-25]. https://www. dcceew. gov. au/energy/renewable/capacity-investment-scheme.

[28] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Explainer on the interconnection final rule[EB/OL]. [2026-10-25]. https://www.ferc.gov/explainer-interconnection-final-rule.

[29] FEDERAL MINISTRY FOR ECONOMIC AFFAIRS AND CLIMATE ACTION. Electricity storage strategy: fields of action and measures to ensure a persistent and dynamic expansion of electricity storage facilities and their optimal systems integration [R/OL]. Berlin: BMWK, 2023[2026-10-25]. https://www. bundeswirtschaftsministerium. de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/electricity-storage-strategy.html.

[30] BUNDESNETZAGENTUR. Bundesnetzagentur presents latest considerations on reform of electricity network tariff system[EB/OL]. (2026-05-27) [2026-10-25]. https://www. bundesnetzagentur. de/SharedDocs/Pressemitteilungen/EN/2026/20260527_agnes. html.

[31] NATIONAL ENERGY SYSTEM OPERATOR. Dynamic services (DC/DM/DR) [EB/OL]. [2026-10-25]. https://www. neso. energy/industry-information/balancing-services/frequency-response-

services/dynamic-services-dcdmdr.

[32] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Amendment of the market ancillary service specification (MASS) —very fast FCAS[EB/OL]. (2022-10-07)[2026-10-25]. https://www.aemo.com.au/consultations/current-and-closed-consultations/amendment-of-the-mass-very-fast-fcas.

[33] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. 3 June 2024 IESS registration, classification, and bidding changes release[EB/OL]. [2026-10-25]. https://www. aemo. com. au/initiatives/major-programs/nem-reform-program/nem-reform-program-initiatives/integrating-energy-storage-systems-project/integrating-energy-storage-systems-participant-toolbox/june-2024-registration-classification-and-bidding-release.

[34] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Modelling requirements[EB/OL]. [2026-10-25]. https://www. aemo. com. au/energy-systems/electricity/national-electricity-market-nem/participate-in-the-market/network-connections/modelling-requirements.

[35] BRAZILIAN ELECTRICITY REGULATORY AGENCY. Standalone electrical energy storage systems: batteries[EB/OL]. (2026-07-20) [2026-10-25]. https://www. gov. br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/armazeamento-de-energia/sae-autonomos-bateria.

[36] BRAZILIAN ELECTRICITY REGULATORY AGENCY. Electrical energy storage systems co-located with generating plants[EB/OL]. (2026-07-29) [2026-10-25]. https://www. gov. br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/manuais-modelos-e-instrucoes/armazeamento-de-energia/sae-colocalizado-a-centrais-geradoras.

[37] BRAZILIAN ELECTRICITY REGULATORY AGENCY. Brazil's first energy storage auctions enter public consultation[EB/OL]. (2026-07-28) [2026-10-25]. https://www. gov. br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2026-defeso-eleitoral/primeiros-leiloes-de-armazenamento-de-energia-do-brasil-entram-em-consulta-publica.

[38] MINISTRY OF MINES AND ENERGY. MME Normative Ordinance No. 136/2026[Z/OL]. Brasília: Ministry of Mines and Energy, 2026[2026-10-25]. https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2026/portaria-normativa-mme-n-136-2026.pdf/view.

[39] ENGIE. ENGIE and partners sign agreement for landmark battery storage project in Saudi Arabia[EB/OL]. (2026-08-24) [2026-10-25]. https://engiemiddleeast. com/media/engie-and-partners-sign-agreement-for-landmark-battery-storage-project-in-saudi-arabia/.

[40] EUROPEAN COMMISSION. Communication from the Commission—guidance on the application of Article 25 of Regulation (EU) 2024/1735 of the European Parliament and of the Council on establishing a framework of measures for strengthening Europe's net-zero technology manufacturing ecosystem and amending Regulation (EU) 2018/1724: C/2026/4623[Z/OL]. (2026-08-31)[2026-10-25]. https://eur-lex.europa.eu/eli/C/2026/4623/oj/eng.

[41] NATIONAL RENEWABLE ENERGY LABORATORY. 2024 annual technology baseline: utility-scale battery storage[EB/OL]. (2024) [2026-10-25]. https://atb. nlr. gov/electricity/2024/utility-scale_battery_storage.

[42] KEINER D, JASPER F, BOGDANOV D, et al. Sodium-ion battery cost projections and their impact on the global energy system transition until 2050[J]. Journal of Energy Storage, 2026, 146: 119861. DOI: 10.1016/j.est.2025.119861.

[43] LOMBARDO T, PAOLI L, FERNANDEZ PALES A, et al. Sodium-ion battery momentum grows, but challenges remain[EB/OL]. (2026-02-17) [2026-10-25]. https://www. iea. org/commentaries/sodium-ion-battery-momentum-grows-but-challenges-remain.

[44] YAO A, BENSON S M, CHUEH W C. Critically assessing sodium-ion technology roadmaps and scenarios for techno-economic competitiveness against lithium-ion batteries[J]. Nature Energy, 2025, 10(3): 404-416. DOI: 10.1038/s41560-024-01701-9.

[45] WESEMEYER F M, RETTENMEIER M. Co-located utility-scale battery energy storage: Modeling and economic evaluation[J]. Journal of Energy Storage, 2026, 164: 121803. DOI: 10.1016/j.est.2026.121803.

[46] MOHAMED A, RIGO-MARIANI R, DEBUSSCHERE V, et al. Stacked revenues for energy storage participating in energy and reserve markets with an optimal frequency regulation modeling [J]. Applied Energy, 2023, 350: 121721. DOI: 10.1016/j.apenergy.2023.121721.

[47] ADEMULEGUN O O, KEATLEY P, HEWITT N J. Techno-economic analysis of energy storage within network constraint groups for increasing the share of variable renewable energy[J]. The Electricity Journal, 2021, 34(6): 106974. DOI: 10.1016/j.tej.2021.106974.

[48] FEDERAL ENERGY REGULATORY COMMISSION. Improvements to generator interconnection procedures and agreements: Order No. 2023[Z/OL]. Washington, DC: FERC, 2023[2026-10-25]. https://www.govinfo.gov/content/pkg/FR-2023-09-06/html/2023-16628.htm.

[49] UNIFI CONSORTIUM. UNIFI specifications for grid-forming inverter-based resources: version 2: NREL/TP-5D00-89269[R/OL]. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2024[2026-10-25]. DOI: 10.2172/2329414.

[50] LIN Y, ETO J H, JOHNSON B B, et al. Research roadmap on grid-forming inverters: NREL/TP-5D00-73476[R/OL]. Golden: National Renewable Energy Laboratory, 2020[2026-10-25]. DOI: 10.2172/1721727.

[51] AUSTRALIAN ENERGY MARKET OPERATOR. Voluntary specification for grid-forming inverters[R/OL]. Melbourne: AEMO, 2023[2026-10-25]. https://www. aemo. com. au/initiatives/major-programs/engineering-roadmap/engineering-roadmap-execution-reports.

[52] NORTH AMERICAN ELECTRIC RELIABILITY CORPORATION. Reliability guideline: electromagnetic transient studies for interconnection of inverter-based resource[R/OL]. Atlanta: NERC,

2025[2026-10-25]. https://www. nerc. com/our-work/guidelines/reliability-guidelines.

[53] PRIMERGY SOLAR. Historic Gemini solar + energy storage project reaches commercial operations in Nevada[EB/OL]. (2024-07-18) [2026-10-25]. https://www. primergypower. com/news/historic-gemini-solar-energy-storage-project-reaches-commercial-operations-in-nevada.

[54] PRIMERGY SOLAR. Gemini solar + storage project closes $600 million bond refinancing[EB/OL]. (2026-03-10)[2026-10-25]. https://www. primergypower. com/news/gemini-solar-storage-project-closes-600-million-bond-refinancing.

[55] NEOEN. Neoen starts operating 300 MW Victorian Big Battery in Australia, one of the world's largest batteries[EB/OL]. (2021-12-08) [2026-10-25]. https://neoen. com/en/innovations/neoen-starts-operating-300-mw-victorian-big-battery-in-australia-one-of-the-worlds-largest-batteries/.

[56] GENEX POWER. 250MW Kidston pumped storage hydro project [EB/OL]. [2026-10-25]. https://genexpower. com. au/250mw-kidston-pumped-storage-hydro-project/.

[57] ENERGYAUSTRALIA. EnergyAustralia agreement powers Kidston pumped hydro project[EB/OL]. (2021-06-11) [2026-10-25]. https://www. energyaustralia. com. au/about-us/media/news/energyaustralia-agreement-powers-kidston-pumped-hydro-project.

[58] NEW DEVELOPMENT BANK. Renewable energy development project[EB/OL]. [2026-10-25]. https://bnkp. ndb. int/case-studies/renewable-energy-development-project.

[59] ACWA. Acwa-led consortium reaches commercial operation at The Red Sea, the world's largest off-grid renewable utilities system[EB/OL]. (2026-09-06) [2026-10-25]. https://acwapower. com/en/media-center/latest-news/acwa-led-consortium-reaches-commercial-operation-at-the-red-sea-the-world-s-largest-off-grid-renewable-utilities-system/.

[60] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. DOE/EA-2182: environmental assessment and finding of no significant impact[EB/OL]. (2022-04-01)[2026-10-25]. https://www.energy.gov/nepa/articles/doeea-2182-environmental-assessment-and-finding-no-significant-impact.

[61] 中国华能集团有限公司. "门迪":通向欧洲储能市场之门[EB/OL]. (2021-09-14)[2026-10-25]. https://www.chng.com.cn/detail_ydyl/-/article/sJMDbCEVZknx/v/963032.html.
CHINA HUANENG GROUP CO., LTD. Minety: a gateway to the European energy storage market[EB/OL]. (2021-09-14)[2026-10-25]. https://www. chng. com. cn/detail_ydyl/-/article/sJMDbCEVZknx/v/963032.html.

[62] SHELL. Shell starts trading power from Europe's largest battery [EB/OL]. (2021-07-15) [2026-10-25]. https://www. shell. co. uk/about-us/news-and-publications/media-releases/2021-media-releases/shell-starts-trading-power-from-europes-largest-battery.html.

[63] RWE. 220 megawatts of power to stabilise the grid: RWE commissions Hamm and Neurath battery storage systems[EB/OL]. (2025-02-14)[2026-10-25]. https://www.rwe.com/en/investor-relations/financial-calendar-and-publications/news-and-ad-hoc-announcements/news/news-2025-02-14/.

[64] GRESHAM HOUSE ENERGY STORAGE FUND PLC. Annual report and accounts for the year ended 31 December 2024[R/OL]. London: Gresham House Energy Storage Fund plc, 2025 [2026-10-25]. https://greshamhouse. com/real-assets/energy-transition-investment/gresham-house-energy-storage-fund-plc/.

[65] HELLENIQ ENERGY. HELLENiQ ENERGY's first "battery storage park" now operational[EB/OL]. (2026-10-08) [2026-10-25]. https://www. helleniqenergy. com/en/media/press-releases/helleniq-energys-first-battery-storage-park-now-operational.

[66] RWE. RWE to build its largest battery energy storage facility in the UK[EB/OL]. (2025-12-01)[2026-10-25]. https://www.rwe.com/en/investor-relations/financial-calendar-and-publications/news-and-ad-hoc-announcements/news/news-2025-12-01/.

[67] OESTERREICHISCHE NATIONALBANK. ECB reference rates [DB/OL]. [2026-10-25]. https://www.oenb.at/isawebstat/stabfrage/createReport?lang=EN&report=2.14.

[68] WEAVER N. How do power prices affect battery storage returns? [EB/OL]. (2026-06-01) [2026-10-25]. https://modoenergy. com/research/en/how-power-prices-affect-battery-returns.

[69] MODO ENERGY. GB methodology[EB/OL]. (2026-05-18) [2026-10-25]. https://modoenergy. com/benchmarks/methodology/asset/gb.

[70] WEAVER N. How does a battery energy storage system make money? [EB/OL]. (2026-05-21) [2026-10-25]. https://modoenergy.com/research/en/how-does-battery-energy-storage-make-money.

[71] MODO ENERGY. GB and European forecast: changelog, October 2026 release[EB/OL]. [2026-10-25]. https://docs.modoenergy.com/pages/oct-2026/uk-europe/changelog/.