

专题报告系列
Special Report Series



PHBS 智库
北京大学汇丰商学院

东盟储能市场机遇 与中国参与路径

2026年6月

摘要

在电力需求快速增长、供需缺口扩大和能源安全风险上升的背景下，东盟正加快推进能源转型，储能的重要性明显提升。随着各国能源规划加快纳入储能、新能源项目配储要求逐步落地，叠加工商业、数据中心和离网微电网等应用场景扩展，以及储能成本持续下降，东盟储能市场正从早期示范逐步转向规模化发展。

东盟储能市场未来五年有望进入加速放量阶段，根据本文测算，到 2030 年东盟电池储能总容量预计约为当前水平的 10 倍。2025 年东南亚已运营电池储能容量超过 6GWh；基于新增风光装机、储能配置比例和储能时长等测算，到 2030 年东盟电池储能总容量在中性情景下约 57GWh。分领域看，电网侧储能最确定的机会在越南和菲律宾；工商业储能重点关注马来西亚数据中心需求和越南工业园区应用；户用及离网/微电网储能则以印尼和菲律宾潜力最大。

总体来看，东盟储能市场是中国储能产业链出海和深化中国—东盟绿色能源合作的重要方向。未来，中国企业应从单一设备供应转向综合能源解决方案输出，推动业务向系统集成、本地制造和长期运维延伸。与此同时，应加强政策沟通与规则对接，完善投融资支持、标准认证和行业合作机制，健全本地化服务体系，推动形成长期稳定、互利共赢的中国—东盟能源转型合作模式。

北大汇丰智库国际组（撰稿人：周冰莹）

成稿时间：2026 年 6 月 24 日 | 总第 171 期 | 2025-2026 学年第 33 期

联系人：程云（0755-26032270, chengyun@phbs.pku.edu.cn）

一、引言：东盟能源转型加快，储能重要性上升

东盟正处于工业化、城市化和数字化加快推进的发展阶段，经济增长持续带动能源消费和电力需求上升，但区域能源结构和电力体系调整相对滞后，能源安全风险也在外部环境变化中不断放大。在这一背景下，**加快能源转型、提升可再生能源比重，已成为东盟保障电力供应、增强能源自主性和实现低碳发展的现实选择**。当前东盟能源结构仍以化石能源为主，能源转型处于相对早期阶段。根据东盟能源统计数据，东盟可再生能源在一次能源供应中的占比大约在 14% 左右（2023 年）；从电力结构看，2024 年东盟可再生能源发电占比约为 26%，低于全球平均水平（约 40%），化石能源发电仍占 74%，其中煤炭和天然气是东盟最主要的发电来源。相比之下，2024 年中国、美国和欧盟可再生能源发电占比分别约为 38%、42% 和 71%，东盟能源低碳化水平仍有较大提升空间。

电力需求快速增长和供需缺口扩大，正在推动东盟加快发展本地可再生能源。

根据全球能源智库 Ember^① 数据，东盟电力需求从 2020 年的 1115TWh 增长至 2023 年的 1356TWh，年均复合增速约为 5%；国际能源署（IEA）预计，到 2035 年东南亚电力需求仍将以年均约 4% 的速度增长¹，显示区域电力需求将持续快速扩张。在需求快速增长背景下，菲律宾、越南等国已暴露出供电稳定性不足问题。菲律宾吕宋电网和维萨亚斯电网近年来多次发布黄色预警²，反映出高峰负荷时期备用容量不足；越南则在 2023 年出现较大范围电力短缺，部分北部工业区生产受到影响，世界银行估计当年电力危机造成约 14 亿美元经济损失，相当于越南 GDP 的 0.3%³。随着制造业、数据中心和居民用电需求继续增长，东盟电力系统对稳定供给、应急保障和灵活调节能力的需求将进一步上升。

东盟近期已在加快推进可再生能源等政策布局，能源安全风险上升进一步强化了这一趋势。2026 年初，美以与伊朗冲突升级，霍尔木兹海峡这一全球关键油气运输通道受阻，国际油气及相关化工原料价格随之上涨，东盟面临燃料成本攀升、通胀压力加大以及工业生产和交通运输受扰等问题⁴。中东冲突以来，东盟能源体系对外部油气供应扰动和价格波动的敏感性进一步暴露，区域能源安全议题

^① Ember 是一家全球能源智库，致力于通过电力数据和政策研究推动全球清洁能源转型。链接
<https://ember-energy.org/>

明显升温。2026 年 4 月，东盟能源部长特别会议提出，将通过供应多元化、清洁和可再生能源转型、拓宽原油及成品油来源、加强东盟内部能源贸易等方式提升区域能源安全与韧性⁵；与此同时，东盟主要国家也在近期加快推进可再生能源、储能和电力互联相关政策。菲律宾 2026 年 2 月要求 10MW 及以上拟建可变可再生能源项目配套储能；印尼 2026 年 4 月表示将加快推进 100GW 太阳能项目，并将光伏+储能作为替代偏远地区柴油发电的重要路径等⁶。

随着东盟加快发展本地可再生能源，储能的重要性也随之上升。太阳能、风电等新能源有助于扩大本地清洁电力供给、降低化石能源进口依赖，但其出力具有波动性和间歇性，难以像传统火电一样持续、稳定、可控地供电。当风电和光伏装机规模扩大后，电力系统不仅需要更多清洁电源，也需要更强的调峰、调频、备用和新能源消纳能力。储能正是连接新能源发电和稳定用电之间的关键环节：在新能源出力较高、用电负荷较低时储存电力，在用电高峰、新能源出力不足或电网波动时释放电力，从而提高可再生能源利用效率，增强电力系统稳定性和韧性。

更重要的是，储能的作用不只局限于新能源配套。在电网侧，储能可参与削峰填谷、调频调压、备用容量和应急支撑，提升电力系统稳定性；在用户侧，储能可帮助工业园区、制造业企业和数据中心降低峰值用电成本、提高供电可靠性，并支撑企业低碳转型；在离网和弱网地区，储能可与光伏、柴油备用和微电网结合，替代高成本燃油发电，改善岛屿和偏远地区供电条件。在此背景下，储能正从新能源项目的配套环节，逐步成为东盟提升新能源消纳能力、保障供电稳定、优化用能成本和增强区域能源安全的重要基础设施。

二、东盟储能发展的驱动因素

在能源转型加快和储能必要性上升的背景下，东盟储能能否从早期示范走向规模化发展，关键取决于政策规则、应用场景和经济可行性是否同步成熟。与第一部分所讨论的能源转型背景不同，本部分重点分析储能市场自身增长的直接驱动因素。总体来看，当前东盟储能发展的动力主要来自三个方面：一是各国能源规划、并网规则和配储要求逐步明确，储能从政策倡议进入具体制度安排；二是电网侧、用户侧和离网微电网等应用场景不断扩展，推动储能需求从示范应用走

向实际部署；三是电池和系统成本下降，叠加峰谷电价、辅助服务、容量补偿和直接购电等机制逐步完善，提升储能发展的经济可行性和制度支撑。

1. 国家能源规划和配储规则逐步明确，储能部署目标日益清晰

国家能源规划和政策目标是东盟储能市场启动阶段的重要驱动因素。在储能商业模式尚未完全成熟、电力市场机制仍在完善的背景下，规划文件、装机目标和配套政策能够为市场提供中长期预期，提升项目开发和资本投入的确定性。近年来，东盟多国已不再仅停留于原则性支持可再生能源发展，而是逐步将储能、电网灵活性和分布式能源纳入国家能源转型和电力系统建设框架，储能的政策地位明显上升。

在国家政策层面，东盟主要经济体已明显加快将储能纳入电力系统规划。越南、印尼、菲律宾、泰国等国已提出较为明确的储能发展目标，马来西亚和新加坡也将储能纳入能源转型和未来电网能力建设框架。东盟部分国家已开始将储能要求嵌入具体项目规则，强制配储政策逐步落地。国际经验表明，在储能市场起步阶段，将储能纳入新能源开发和并网条件，是快速形成新增需求的重要方式。中国在新能源快速发展阶段，多个省份曾要求集中式风电、光伏项目按一定比例配置储能，常见比例为新能源装机容量的 10%—20%、时长 2 小时左右。⁷东盟目前已出现类似趋势，其中菲律宾、越南和马来西亚的政策推进较具代表性。根据菲律宾能源部 2026 年发布的政策，所有拟建装机容量在 10MW 及以上的可再生能源发电项目，均须配套建设储能设施，且储能容量至少达到电厂总装机容量的 20%。⁸越南 2025 年批准的修订版《第八电力发展规划》(PDP8) 要求集中式太阳能项目必须配套电池储能系统，最低配置比例为装机容量的 10%，并具备 2 小时储能时长⁹，同时通过电价机制对配置储能的项目给予更高激励。马来西亚能源委员会修订后的《SELCO 自发自用太阳能安装指南》也明确，自 2026 年起，容量超过 1MWac 的非家庭用户光伏项目需配备至少 1 小时额定容量的电池储能系统。¹⁰这一要求意味着储能已不再只是部分新能源项目的可选配置，而是被纳入项目规划、开发和系统接入的重要条件。随着更多国家在大型风电、光伏项目中提高对调节能力和并网稳定性的要求，储能部署有望进一步获得制度性支撑。

2. 工商业、户用与系统韧性需求上升，拓宽储能应用空间

除政策和配储规则推动外，下游负荷增长和电力系统韧性要求提升，也在推动东盟储能应用空间扩大。东盟制造业、数字经济和城市化持续推进，工业园区、数据中心、商业建筑等高可靠负荷增加。这类用户对供电稳定性、电能质量、备用能力和长期电价可预测性要求较高，因此对储能的需求更加突出。

其中，数据中心是东盟工商业储能需求增长最快、代表性最强的领域之一。近年来，东盟正在成为全球数据中心投资的重要区域。根据 Research And Markets 报告，东南亚数据中心市场规模将从 2024 年的 137.1 亿美元增长至 2030 年的 304.7 亿美元，年复合增长率为 14.2%。¹¹伴随数据中心加速布局，其电力需求快速上升。与此同时，东南亚地区普遍处于热带气候，高温高湿环境显著提高了制冷系统能耗，使数据中心成为区域内单位面积用电强度最高的负荷类型之一。对于此类高可靠性负荷而言，光伏配储或独立储能不仅有助于降低长期用电成本，也能够提供备用电源、减少电力中断风险，并帮助跨国企业满足绿电采购和 ESG 要求。

除工商业场景外，户用储能需求也在部分市场中逐步显现。随着屋顶光伏推广、居民自发自用需求提升以及部分地区对备用电源需求增强，户用储能开始具备一定发展空间。对居民用户而言，户用储能可与屋顶光伏结合，提高白天发电的本地消纳比例，并在电网不稳定或电价较高的地区发挥备用电源作用。尽管短期内户用储能整体规模仍难与工商业市场相比，但在分布式能源发展较快、电网稳定性相对不足的市场中，户用储能有望成为用户侧储能的重要补充。

此外，区域供需错配和电网稳定需求也在提高储能的重要性。东盟部分国家存在负荷中心、电源布局和输电能力不匹配的问题。以马来西亚为例，马来半岛、沙巴和砂拉越三大区域电网相对独立，跨区电力互济能力有限，难以完全依靠全域资源调配平抑负荷波动。在此背景下，储能在削峰填谷、局部保供和提升电网韧性方面的作用更加突出。越南也存在南北电力供需和电网输送不均衡问题，储能可在局部保供、缓解输配电压力和提升新能源消纳能力方面发挥作用。

3. 储能成本下降与收益机制改善，规模化应用条件逐步成熟

近年来，电池价格和储能系统成本持续下降，使光伏加储能在部分东盟国家逐步具备相对传统购电、柴油发电和天然气发电的成本优势。根据 Ember，在煤炭价格上涨约 15% 并达到每吨 134 美元的背景下，煤炭发电的平准化度电成本

(LCOE) 约为 76 美元/兆瓦时，天然气发电约为 104 美元/兆瓦时，而太阳能加电池储能系统的 LCOE 已降至约 40 美元/兆瓦时¹²（图 1）。柴油发电的成本更是高达 250 – 650 美元/兆瓦时。¹³这一成本优势使得工业用户采用太阳能+储能自备电力不仅能够大幅降低长期用电成本，还能有效规避燃料价格波动风险，为数据中心、制造业等高耗能负荷提供稳定、清洁且经济的电力保障。随着电池价格进一步下行，储能在工商业和部分户用场景中的经济性仍有望继续增强。

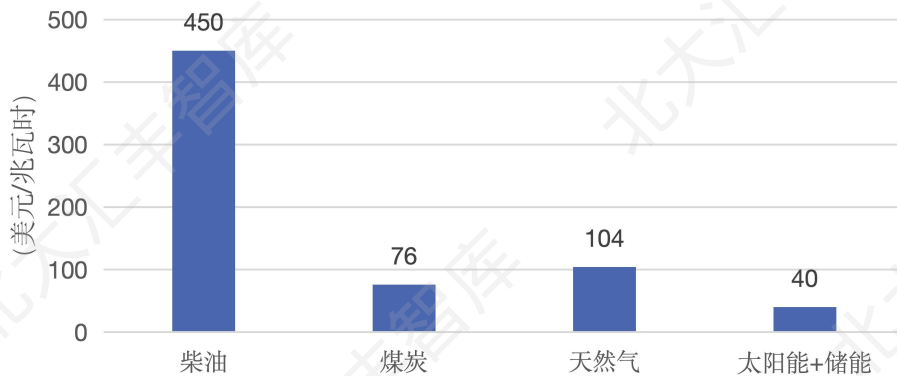


图 1：各种能源发电成本

数据来源：Ember, 能源经济与金融分析研究所（IEEFA）, 北大汇丰智库

另外，电力市场化改革和收益机制完善进一步扩大了储能的商业化空间。随着现货交易、峰谷电价、辅助服务采购和容量补偿等机制逐步建立，配置储能能够获得更多收益来源。具体来看，储能可以通过低价时段充电、高价时段放电获取价差收益，也可以通过提供调频、备用、容量支撑等服务获得系统服务收入，还可以与分布式光伏、工商业用能管理和综合能源服务结合，提高项目整体收益水平。因此，电力市场机制越完善，储能的系统价值越容易转化为商业收益，企业和投资方配置储能的积极性也越高。

从东盟实践看，菲律宾和越南的相关探索值得关注。菲律宾拥有批发电力现货市场（WESM），并逐步建立辅助服务采购机制，储能可以通过参与调频和备用服务获取收益。越南则正在通过直接购电协议（DPPA）和电力市场改革改善储能收益环境。2025 年颁布的新规进一步完善了 DPPA 机制，使可再生能源生产商与大电力用户之间的交易更加灵活¹⁴；2026 年初出台的储能电价政策则引入了电池储能系统两部制电价结构，将储能补偿从单一放电电量补偿，拓展为容量费用和能源费用相结合。这有助于提升储能项目现金流的稳定性，使储能不仅通

过放电获得收益，也可以因其可用性和灵活调节能力获得补偿。¹⁵未来，随着大用户绿电交易和电力市场机制进一步完善，储能可通过优化售电时段、提高供电稳定性和平滑新能源出力来提升收益。

三、东盟储能装机及市场规模预测

1. 市场规模现状：东盟储能仍处早期阶段，正迈入规模化发展关键期

从现有装机看，东盟储能市场仍处于早期发展阶段，但增长速度已明显加快，正从试点示范逐步迈向规模化部署。从国别格局看，菲律宾是当前东盟储能部署最领先的市场，已投运电池储能容量至少在 1GWh 以上；马来西亚和印尼也相对靠前，公开可识别规模均已达到数百 MWh 级，且由于部分项目和分布式储能披露不完整，实际规模可能更高。泰国和新加坡已形成一定规模的电网侧或光伏配储项目，其中泰国项目储备相对较多，新加坡市场体量较小但示范意义较强；越南当前已投运规模仍较小，但政策目标和配电网储能规划推进较快。根据 Rho Motion 统计口径，2025 年东南亚已运营电池储能容量超过 6GWh¹⁶。从市场规模看，根据 Mordor Intelligence 数据，2025 年东盟储能市场规模约为 35.5 亿美元。

¹⁷从在建和规划项目看，菲律宾、马来西亚、印尼、越南和泰国均有较多项目储备，主要集中在大规模光储一体化、电网侧储能、离岛微电网和配电网储能等领域，区域储能市场正在进入快速放量阶段（表 1）。

表 1：东盟六个国家电池储能现状及规划项目（不完全统计）

国家	电池储能装机规模	在建/规划项目
菲律宾	1GWh 以上	宿务电池储能项目（Cebu BESS，49 MW，总容量；第一阶段 25 MW，2026 年投运）、Zambales 光储项目（Zambales Solar + BESS，ACEN 计划 500 MW / 2 GWh）、宾加电池储能系统（Binga BESS，40 MW）、安布克拉奥电池储能系统（Ambuklao BESS，40 MW）、马加特电池储能系统（Magat BESS，40 MW，在建阶段；另有现有 24 MW 已投运）
新加坡	约 400MWh	裕廊岛电池储能系统扩展（Jurong Island BESS Expansion，垂直堆叠增加容量，目标进一步提升）
马来西亚	800MWh 以上	沙巴国家储能系统采购计划项目（MyBeST，4 个 100MW/400MWh 项目，合计 400MW/1.6GWh，目标 2026 年商业运营）；砂拉越可调度可再生能源项目（310MWp 光伏+620MWh 储能，已签署意向书）；柔佛南部可再生能源走廊项目（4GW 光伏+5.12GWh 储能，规划中）
越南	数十 MWh	越南电力集团下达的配电网 BESS 建设目标合计约 1.2 GW，并要求在 2026 年前建成投运 ¹⁸ ；庆和太阳能 + 电池储能系统（Khan Hoa Solar + BESS，7.5 MWh，与 50 MW 太阳能搭配）
印尼	约 500MWh	努桑塔拉太阳能 + 电池储能系统（Nusantara Solar + BESS，50 MW 太阳能 + 14 MWh）、村级分布式 BESS 计划（村级分布式 BESS，目标 320 GWh 规模，80,000 村级项目）、印尼国家电力公司试点电池储能系统扩展（PLN / IBC Pilot BESS，多个 5 MW 级试点扩展）
泰国	345MWh 以上	超级能源太阳能 + 电池储能系统（Super Energy Solar + BESS，49 MW 太阳能 / 45-136 MWh）、湾区可再生能源太阳能 + 电池储能系统（Gulf Renewable Energy Solar + BESS，126 MW 太阳能 + 151 MWh）、社区/电网 BESS 项目（Community / Grid BESS，泰国电力发展计划支持多个项目）

数据来源：菲律宾能源部、越南 EVN 运营报告等公开资料，北大汇丰智库

从全球对比看，东盟整体落后于中国、美国和欧盟等主要市场。以电池储能容量口径比较，2025 年底中国电池储能装机规模约 351GWh，美国约 165GWh，欧盟约 77.3GWh，而东盟已运营电池储能容量仅超过 6GWh，市场总量明显偏小。若以“单位风光装机对应储能容量”衡量储能配置水平，东盟储能配置水平低于中国和美国，与欧盟大致接近，但考虑到其储能总规模较小，且电力市场机

制、辅助服务市场、容量补偿和融资体系仍不成熟，整体仍处于追赶阶段。未来，随着风电和光伏装机持续增加、电力系统灵活性需求上升，以及能源安全和系统韧性问题的突出，东盟储能市场正逐步具备从试点示范走向规模化应用的基础，并有望成为区域能源转型的重要支撑环节（表 2）。

表 2：东盟和主要经济体储能与新能源装机规模对比

国家/地区	电池储能装机规模 (GWh)	风电+光伏装机规模 (GW)	单位风光装机对应储能容量 (GWh/GW)
中国	351	1840	19.1%
美国	165	432	38.2%
欧盟	77.3	652	11.9%
东盟	6	50-70	8.6% – 12.0%

注：截至 2024 年底东盟风电+光伏装机规模为 35 GW，目前精确统一官方全区域数据较少，基于各国投运项目汇总，估算 2025 年底约为 50-70 GW。单位风光装机对应储能容量=电池储能容量 (GWh) / 风电与光伏装机规模 (GW)，由于不同地区储能系统时长不同，该指标主要用于横向比较储能与风光发展的匹配程度。数据截至时间为 2025 年底。

数据来源：中国国家能源局、美国能源信息署等公开资料，北大汇丰智库

2. 市场规模预测：中性情景 2030 年东盟储能装机约为当前 10 倍

考虑到东盟各国储能市场仍处于早期发展阶段，公开数据有限，本报告以国际机构对东盟风电和光伏装机的预测为基础，并结合各国储能政策目标及重点应用场景，对 2030 年东盟储能装机规模进行综合测算。

根据国际能源署、国际可再生能源机构等预测，2025 年至 2030 年间，东盟将新增 69-131GW 的可再生能源装机容量。¹⁹新增装机主要集中在太阳能和风能领域。这一趋势将显著放大电力系统对灵活调节资源的需求。

在国家政策层面，东盟主要经济体也已明显加快将储能纳入电力系统规划。越南在《国家电力发展计划》中提出，到 2030 年电池储能装机规模达到 10-16.3GW；印尼在《2025-2034 年可再生能源发展战略》中规划新增储能 10.3GW，其中包括电池储能 4.3GW；《2023-2050 年菲律宾能源计划》修订提出，到 2050 年电池储能总装机可达 22.0-24.7GW；泰国国家能源计划列出约 10,485MW 电池储能系统；马来西亚国家能源转型路线图 (NETR) 已将公用事业级储能列为重点举措；新加坡也在《未来电网能力路线图》框架下明确将电池储能纳入未来电网能力建设。由此可见，储能在东盟已不再只是新能源项目的附属配置，而是正在成为各国电力系统规划中的独立基础设施（表 3）。

表 3：东盟和主要国家能源政策目标

政策名称	发布时间	具体内容（与储能相关）
东盟能源合作行动计划（APAEC）2026-2030	2025 年	到 2030 年，可再生能源在一次能源供应中的比例目标为 30%，在装机容量中的比例目标为 45%。
越南国家电力发展计划（PDP8 修订）	2025 年	到 2030 年电化学储能目标提升至 10-16.3GW。 集中式太阳能项目必须配套电池储能系统，最低配置比例为装机容量的 10%，并具备 2 小时储能时长。
印尼《2025-2034 年可再生能源发展战略》（RUPTL 2025-2034）	2025 年	到 2034 年规划新增储能 10.3GW（抽水蓄能水电 6GW，电池储能 4.3GW）。
《2023-2050 年菲律宾能源计划》修订	2024 年	到 2050 年，规划新增的电池储能系统（BESS）总装机容量在情景 CES 1 下将达到 22.0GW，在情景 CES 2 下将达到 24.7GW。
泰国国家能源计划（NEP 2024）	2024 年	目标到 2037 年约 2,472 MW 抽水蓄能水电与 10,485 MW 电池储能系统
马来西亚国家能源转型路线图（NETR）第十三个马来西亚计划（13MP）；《SELCO 自发自用太阳能安装指南》	2023 年； 2025 年	NETR 将公用事业级储能列为重点举措之一，推动储能作为能源转型基础设施发展；马来西亚能源委员会修订后的《SELCO 自发自用太阳能安装指南》明确，自 2026 年起，容量超过 1MWac 的非家庭用户光伏项目需配备至少 1 小时额定容量的电池储能系统。
新加坡《未来电网能力路线图》	2024 年	电池储能系统与屋顶光伏等作为分布式能源的典型组成部分，将成为未来电网升级和系统稳定/弹性的关键。

数据来源：各国能源规划等公开资料，北大汇丰智库

基于上述国际预测与国家政策，本文采用以下简化公式进行容量口径测算：

2030 年新增储能容量（GWh）=2025—2030 年新增风电与光伏装机规模（GW）× 储能配置比例 × 储能时长（小时）

其中，新增风电与光伏装机规模用于衡量东盟新能源扩张及其带来的电力系统灵活性需求；储能配置比例综合反映电网侧调节、工商业光储、离网微电网和备用电源等多类储能场景的配置强度。考虑到东盟整体仍处于储能市场起步和政策推进阶段，本文将储能配置比例设定为 15%—25%，其中低情景为 15%、中情景为 20%、高情景为 25%。储能时长方面，考虑到电网侧储能、工商业光储和微电网项目多采用 2—4 小时配置，本文采用 3 小时作为平均测算假设。

据此测算，2025—2030 年东盟新增电池储能容量约为 31—98GWh。若以

2025 年已运营电池储能容量超过 6GWh 为基准，到 2030 年东盟电池储能总容量有望达到约 37—104GWh。中性情景下，若 2025—2030 年新增风电和光伏装机约 85GW、储能配置比例约 20%、平均储能时长 3 小时，则新增储能容量约 51GWh，2030 年东盟电池储能总容量约 57GWh，约为当前水平的 10 倍，对应 2025—2030 年年均复合增速约 57%。总体看，在新能源并网、电力可靠性需求、工商业用能管理和离网微电网建设共同推动下，东盟储能市场未来五年有望进入较快增长阶段（表 4）。

表 4：东盟储能装机规模情景测算

情景类别	2025-2030 年 新增风电与光 伏装机 (GW)	储能配 置比例	平均储能 时长	2025—2030 年新 增储能容量 (GWh)	2030 年储能总 容量预测 (GWh)
低情景	69	15%	3 小时	31	37
中情景	85	20%	3 小时	51	57
高情景	131	25%	3 小时	98	104

数据来源：IEA、IRENA、各国能源规划，自行测算

3. 重点增长领域及重点国家分析

东盟储能市场的增长并非均衡展开，而是呈现出明显的场景分化和国别分化特征。根据应用位置和服务对象不同，本文将东盟储能应用场景划分为三类：一是电网侧储能，主要接入电力系统，用于调峰、调频、备用、缓解输电约束和提高新能源消纳能力；二是工商业储能，主要服务于工业园区、制造企业、数据中心和商业建筑，用于降低用电成本、提升供电可靠性和满足绿电需求；三是户用及离网/微电网储能，主要面向居民屋顶光伏、岛屿供电、偏远地区和弱网区域，用于备用电源、柴油替代和分布式能源管理。

判断不同国家储能增长潜力，主要需要看四类因素：一是新能源装机扩张和电网灵活性需求，决定电网侧储能空间；二是工业、数据中心和商业负荷增长，决定工商业储能空间；三是岛屿、弱网和离网地区规模，决定微电网储能空间；四是政策目标、并网规则和市场机制，决定项目落地确定性。总体来看，电网侧储能重点机会集中在越南、菲律宾、泰国和印尼；工商业储能更值得关注马来西亚、越南、泰国和新加坡；户用及离网/微电网储能则以印尼、菲律宾、越南和马来西亚具备更大中长期潜力（表 5）。

表 5：东盟储能重点增长领域与重点国家概览

领域	重点国家	说明
电网侧储能	越南、菲律宾、泰国、印尼	越南 2030 年储能 10 – 16.3GW；泰国电池储能约 10.5GW；印尼电池储能 4.3GW；菲律宾大型 VRE 项目按不低于 20%配储
工商业储能	马来西亚、越南、泰国、新加坡	马来西亚数据中心集中扩张；越南工业园区和制造业负荷增长；泰国工业用户基础雄厚；新加坡数据中心能源需求稳定
户用及微电网储能	印尼、菲律宾、越南、马来西亚	印尼村级分布式光储计划理论配套储能 320GWh；印尼 2030 年前微电网等场景约 3 – 6GWh；越南 2030 年 50% 住宅使用自用型屋顶太阳能

数据来源：各国能源规划等公开资料，北大汇丰智库

（1）电网侧储能：越南和菲律宾确定性最高，泰国和印尼具备较大中长期空间

大型电网侧储能需求主要来源于太阳能、风能等可再生能源装机的快速扩张。此类电源具有明显的间歇性和波动性特征，需要通过储能系统提供调峰、调频和消纳支持。随着新能源启动，系统对调峰、调频、备用、爬坡支撑和输电约束的需求同步上升，储能在新型电力系统中的作用将显著增强。IEA 指出，东南亚大多数国家正面临下半年并网期，在此阶段，储能、电网升级和需求响应是最关键的灵活资源。²⁰

从重点国家看，越南是电网侧储能需求最明确的市场之一。根据 PDP8 修订版，到 2030 年越南电化学储能目标达到 10—16.3GW，同时规划太阳能装机达到 46.5—73.4GW、风电装机达到 26—38GW。越南过去几年在中部和南部地区已出现因输电能力不足导致的弃光和并网受限问题，北部地区也曾高温、干旱导致水电出力下降、燃煤电厂供应不足等因素叠加下出现电力短缺。随着新能源装机继续扩张，储能将从“可选项”转向支撑电网稳定和新能源消纳的重要基础设施。

菲律宾同样具备较强的电网侧储能增长潜力。菲律宾群岛型地理结构决定其电网较为分散，备用容量、频率稳定和系统韧性要求较高。《2023—2050 年菲律宾能源计划》提出，到 2030 年可再生能源发电占比提高至 35%，到 2040 年提高至 50%；同时，到 2050 年电池储能总装机可达 22.0—24.7GW。菲律宾已是东南亚较早部署大型电池储能项目的国家之一，且已要求 10MW 及以上大型可再生可再生能源项目按不低于 20%配置储能，政策确定性相对较强。

泰国在电网侧储能方面也值得关注。泰国国家能源计划提出到 2037 年可再生能源占比提高至 52%，并在规划中列出约 10.5GW 电池储能系统。泰国电力系统和工业负荷基础较好，电力市场机制相对成熟，未来随着新能源并网规模增加，电网侧储能有望在调峰、备用和新能源消纳中发挥更大作用。

印尼则具有“长期空间大、短期兑现偏慢”的特点。RUPTL 2025—2034 提出新增储能 10.3GW，其中包括电池储能 4.3GW。作为岛屿国家，印尼大量地区电网分散，部分岛屿和偏远地区供电稳定性不足，理论上对电网侧和微电网储能需求较强。但受财政支持、输配电建设和项目执行能力约束，2030 年前更可能优先在重点岛屿、电网薄弱地区和大型新能源基地落地。

总体看，电网侧储能将主要集中在越南、菲律宾、泰国和印尼。其中，越南和菲律宾政策目标明确、系统需求较强，确定性最高；泰国具备较好的制度和电力市场基础；印尼中长期空间较大，但项目落地节奏可能相对慢。

（2）工商业储能：马来西亚和越南最具增长弹性，泰国和新加坡具备较好落地条件

工商业储能的核心驱动力不是单纯的新能源并网，而是工业和商业用电需求增长、企业对供电可靠性和电能质量要求提高、峰谷电价优化，以及数据中心等高质量负荷快速扩张。根据《第八次东盟能源展望》²¹，工业与商业部门目前合计贡献东盟约 63 – 65% 的终端用电量，是区域新增负荷增长的核心来源。工业部门用电需求预计在 2023 – 2030 年保持 3.4 – 4.0% 的年均增速，商业与服务业的增速则高达 4.5 – 5.0%。这意味着东盟在未来数年将持续面临峰荷上升、电网压力加大和局部供电瓶颈等问题，从而直接推动制造业与商业建筑的储能需求。

其中，马来西亚是当前最值得关注的工商业储能市场之一。马来西亚特别是柔佛州，正成为东南亚增长最快的数据中心枢纽之一。柔佛依托靠近新加坡的区位优势，正在承接大量数据中心和高端制造项目。公开资料显示，马来西亚目前在建数据中心项目规模居区域前列（图 2），柔佛州更是核心集聚区。数据中心对供电连续性、备用电源和峰荷管理要求极高，因此“数据中心+储能”将是马来西亚未来几年最明确的新增需求之一。

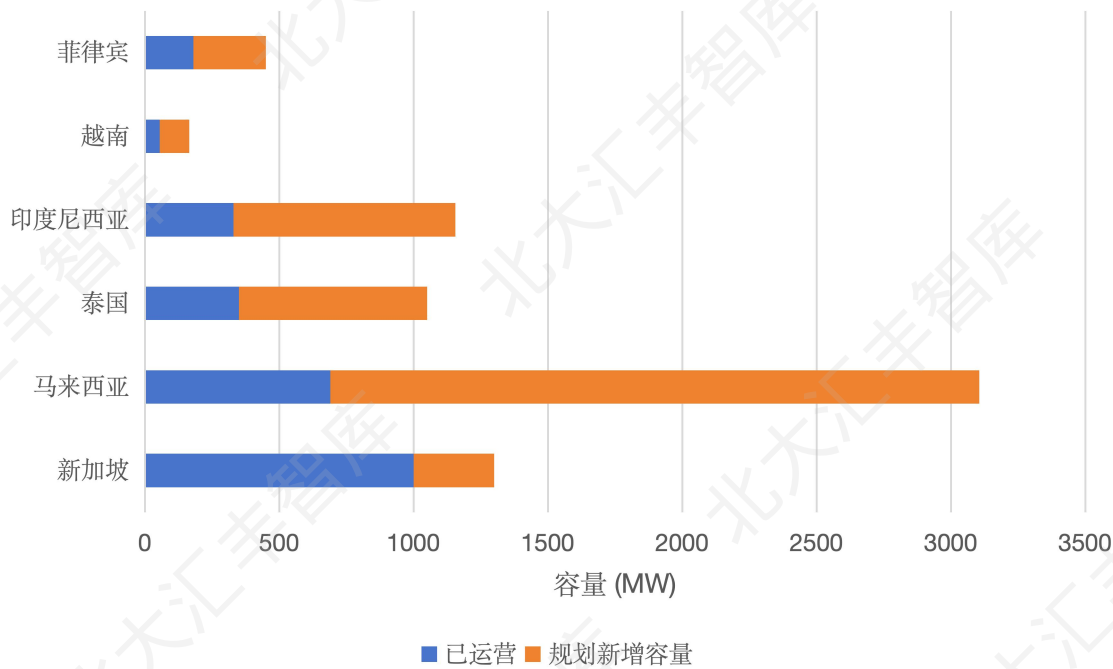


图 2：东盟各国数据中心容量对比 (MW)

数据来源：德勤咨询，北大汇丰智库

越南的工商业储能同样具备很强潜力。越南工业园区密集，电子制造、出口加工和外资制造业持续扩张，叠加直接购电协议（DPPA）推进，园区和工厂对“光伏+储能+能源管理”的接受度正在提升。特别是在屋顶光伏较快发展的背景下，工商业储能有望率先在高耗能园区、电子制造和外向型工厂中实现规模化应用。

泰国是另一个有较强工商业储能潜力的国家。泰国制造业基础较好，工业和商业负荷占比较高，同时峰谷价差和需求侧管理机制相对更成熟，这为工商业储能提供了较好的经济性基础。随着工业园区能源管理深化，以及更多企业追求绿色电力和碳减排认证，储能在园区级场景的应用有望持续扩大。

新加坡虽然市场容量有限，但工商业储能技术成熟度高，且数据中心、电力电子和能源管理能力领先。新加坡《未来电网能力路线图》已明确将电池储能和分布式能源作为未来电网的重要组成部分。在土地资源有限、供电可靠性要求极高的条件下，新加坡更可能成为东盟工商业储能的技术示范和商业模式输出中心。

总体而言，工商业储能最值得关注的国家是马来西亚、越南、泰国和新加坡。其中，马来西亚的数据中心需求最具爆发性，越南的工业园区和制造业场景最有

规模，泰国的经济性条件较好，新加坡则更具示范意义。

（3）户用与微电网储能：印尼和菲律宾空间最大，越南和马来西亚具备中长期潜力

与电网侧和工商业储能相比，东盟户用及离网/微电网储能更多由供电可及性、能源韧性和分布式能源发展驱动。其主要应用场景包括偏远岛屿和离网地区替代柴油发电、居民备用电源、弱网区域供电保障以及屋顶光伏配套储能。由于印尼和菲律宾岛屿众多，这一领域在东盟具有特殊重要性。从终端消费与技术演进看，电动汽车的快速普及正在重塑家庭用能结构。此外，智能家电、小型边缘计算设备及家庭级数字化设施的普及，也进一步提升了居民对稳定供电和备用电源的需求。

印尼是这一领域最典型的市场。作为全球最大的群岛国家之一，印尼大量岛屿长期依赖柴油发电或小型孤网系统，供电成本高、稳定性不足。RUPTL 以及各类农村电气化和分布式新能源项目，为光储微电网提供了广阔空间。印尼提出的分布式光伏和村级供能计划，虽然短期落地仍存在不确定性，但充分说明其在微电网储能方面具有东盟最大的长期潜力。2025 年 8 月政府提出的“村级合作社百万光伏计划”将该国战略意图进一步外化：该计划规划总量为 100 GW 光伏，其中 80 GW 以分布式模式（每个村庄 1 MW 光伏 + 4 MWh 储能）部署，覆盖约 8 万个村庄，对应分布式电池储能理论配套规模达 320 GWh；其余 20 GW 设计为集中式光伏电站。该计划体现了印尼在农村能源普惠、弱网支撑和分布式光储方面的长期战略方向。

菲律宾同样具有显著的户用和微电网储能需求。菲律宾岛屿分散，部分地区供电可靠性不足，停电风险较高，居民和小型商业用户对备用电源的需求长期存在。随着分布式光伏逐步推广，以及更多岛屿和边远地区寻求替代柴油发电，菲律宾的微电网储能市场有望持续增长。

越南虽然整体电力系统较为完整，但在居民屋顶光伏和分布式能源应用方面发展较快。PDP8 修订版提出，到 2030 年 50% 的办公楼和 50% 的住宅将使用自用型屋顶太阳能，这将为户用储能提供中长期增长基础。尽管越南短期内储能重点仍在电网侧和工商业侧，但居民屋顶光储市场具备逐步扩张的潜力。此外，交

通电动化政策也为储能需求提供了新的结构性增量。越南工贸部已明确提出，自2026年起在核心城市区域逐步限制燃油摩托车使用。考虑到全国摩托车保有量约6,500–7,000万辆，电动化进程将直接推高动力电池、充换电设施及配套储能需求。

马来西亚在户用储能方面的潜力更多来自分布式光伏普及、较高的居民和商业用电需求，以及部分州属对能源韧性的要求。虽然整体规模不及印尼和菲律宾，但在高收入家庭、别墅住宅和屋顶光伏用户中，户储有一定成长空间。

总体来看，户用与微电网储能更适合关注印尼、菲律宾、越南和马来西亚。其中，印尼和菲律宾以离网、岛屿和微电网为主，越南和马来西亚则更多体现为居民屋顶光伏配套储能的中长期机会。

四、中国储能企业布局东盟市场的现状

中国作为全球储能产业链的重要参与者，在电池制造、储能系统集成、电力电子设备和工程交付等环节具备较强竞争力。随着东盟能源转型加快、可再生能源装机增长和电力系统灵活性需求提升，中国储能企业正通过产品出口、项目合作、本地制造和产业链投资等方式加快进入东盟市场。从目前看，中国企业在东盟储能领域的布局已由早期设备出口，逐步向“产品供应+系统集成+工程承包+本地制造”延伸，但整体仍处于从市场导入向规模化拓展过渡的阶段。

1. 中国对东盟储能相关产品出口持续扩张

从贸易基础看，中国对东盟储能相关产品出口已经形成较大规模，并保持较快增长。2019—2025年中国对东盟六国（印度尼西亚、新加坡、泰国、菲律宾、越南、马来西亚）的储能相关产品出口持续扩张，整体呈现明显增长趋势。其中，“变压器、静止式变流器及电感器”出口额由2019年的225.80亿元增长至2025年的589.48亿元，年均复合增速达17%；“蓄电池（包括隔板）”由151.74亿元增长至603.46亿元，年均复合增速达26%（图3）。

从市场分布看，越南在三类产品中均为最重要的出口目的国，且增长最为显著，是拉动整体规模扩张的核心市场；泰国和马来西亚构成第二梯队；印度尼西亚和菲律宾近两年增速有所加快；新加坡整体规模相对稳定（图3）。总体来看，

中国对东盟储能相关产品出口呈现出规模快速扩大、产品结构逐步多元化、市场集中度较高的特征。东盟地区在中国全球出口中的占比具有重要地位，其中变压器及静止式变流器类产品对东盟出口占全球比重呈现逐年上升趋势（由 2019 年的约 13% 提升至 2025 年的约 16%）；蓄电池产品对东盟出口占全球比重平均约为 11%，整体保持相对稳定。东盟不仅是中国储能相关产品的重要外需市场，而且在电力电子设备领域的战略地位正在不断提升。

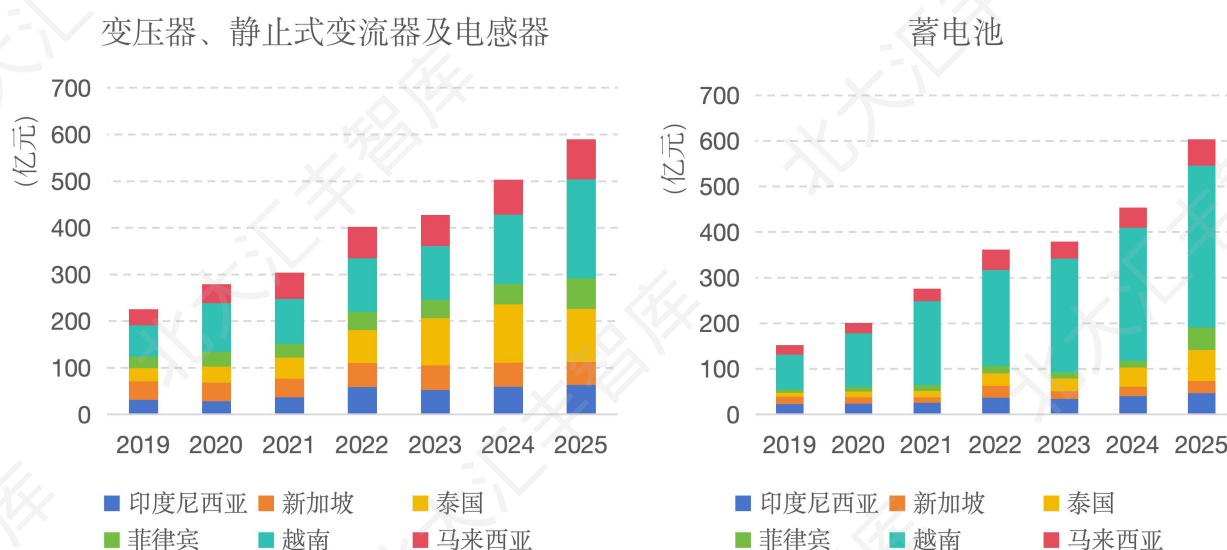


图 3：中国出口东南亚六国变压器、静止式变流器及电感器（左）和蓄电池（右）金额

数据来源：海关总署，北大汇丰智库

2. 中国企业在东盟储能产业链布局加快

从投资基础看，东盟是中国海外能源投资的主要目的地之一。根据 American Enterprise Institute 数据，2019-2025 年能源领域相关绿地投资金额达 150.3 亿美元（图 4）。这一投资基础为中国企业进一步参与东盟储能产业链、本地制造和能源项目开发提供了较好的合作网络和项目经验。

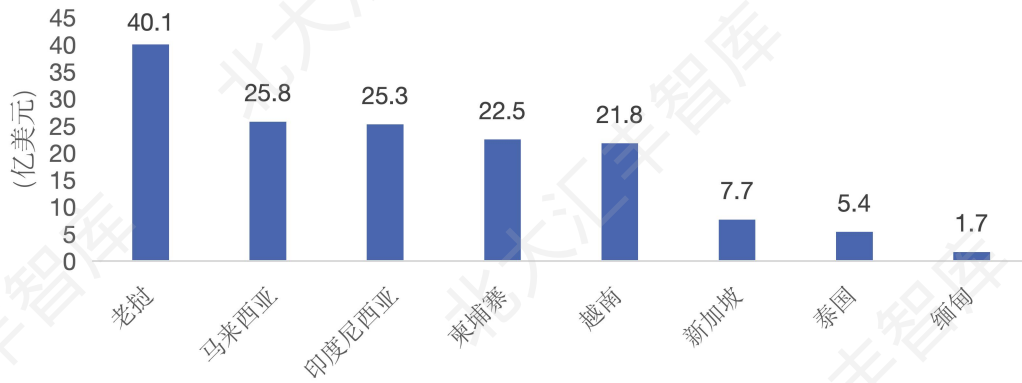


图 4：2019-2025 年中企在能源领域对东盟绿地投资累计金额

数据来源：The American Enterprise Institute，北大汇丰智库

近年来，中国企业在东盟储能领域的投资呈现出明显的结构性特征，整体上以电池制造和系统集成为主，资源材料端布局同步推进，而高端研发与本地品牌运营环节相对较少（表 6）。

从产业链分布看，中游电芯及模组制造是当前投资最为集中的环节。宁德时代在印尼建设大型电池产业基地，亿纬锂能在马来西亚布局圆柱电池产线，国轩高科在越南建设磷酸铁锂电芯工厂，蜂巢能源和欣旺达在泰国推进模组及电芯产能建设，显示出中国企业正加快在东盟进行产能本地化布局。这类投资规模大、资本密集度高，往往以出口替代和区域供应为导向，是当前对外投资的核心方向。

其次，下游储能系统集成和光储一体化项目参与度较高。阳光电源、中国能源建设集团等企业通过设备供货、系统集成和工程总承包等方式，深度参与菲律宾、泰国等国的公用事业级光储项目建设，项目规模多为百兆瓦级光伏配套百兆瓦时至吉瓦时级储能。这类投资以项目合作为主，资本投入相对制造端较低，但订单规模大、落地周期快，是当前中国企业参与东盟能源转型的重要方式。

相比之下，上游资源与材料环节投资具有一定规模，但集中度较高，主要围绕印尼镍资源展开，参与企业以华友钴业、中伟股份等为代表，呈现资源导向型布局特征。而在储能核心技术研发、本地品牌建设、电网侧运营及储能资产投资运营等环节，当前布局相对较少，多数企业仍以制造和设备供货为主，资本深度参与电力市场运营的案例尚不多见。

总体来看，中国企业在东盟储能领域的投资特点可概括为：一是制造环节投资占比高，产能输出导向明显；二是系统集成和工程承包参与度高，但以项目型

合作为主；三是资源端布局集中于印尼，区域分工较为清晰；四是研发、运营和长期资产持有等高附加值环节布局仍相对不足。

表 6：中企投资东盟储能部分项目列举

国家	企业	投资类型	项目内容	投资时间
印尼	宁德时代	电池全产业链	在西爪哇卡拉旺建设电池产业基地，投资约 59 亿美元，规划总产能最高可达 40 吉瓦时，分阶段扩产推进	2025 年 6 月开工建设，预计 2026 年底一期投产
印尼	宁德时代与 Vanda RE	储能设备供货	与 Vanda RE 签署框架供货协议，为廖内群岛光储项目供应约 2.2 吉瓦时储能电池系统	2025 年 7 月签署框架协议
印尼	华友钴业、中伟股份等	电池材料	依托印尼镍资源布局前驱体及正极材料项目，多项材料加工项目分阶段投资建设	2023 年至 2025 年期间陆续布局和投产
马来西亚	亿纬锂能	电芯制造	在吉打州建设圆柱电池产业园，一期投资约 4.22 亿美元，产品面向新能源汽车和储能市场	2023 年 8 月开工，2025 年 2 月首批电池下线
马来西亚	阳光电源	光储系统供货	参与沙巴 100 兆瓦光伏加 400 兆瓦时储能项目建设，提供储能变流器及系统集成方案	2024 年签署合作协议
菲律宾	Terra Solar 与华为	公用事业级光储项目	项目总体规模约 3.5 吉瓦光伏配套 4.5 吉瓦时储能系统，已签署长期购电协议	2024 年启动建设，计划 2026 年投运
菲律宾	中国能源建设集团	工程总承包	签署 Terra Solar 项目工程总承包合同，一期规模约 1.4 吉瓦光伏及 3.3 吉瓦时储能系统	2024 年 11 月签署合同
菲律宾	阳光电源	设备供货与系统集成	为菲律宾多个大型光伏加储能项目提供储能变流器及系统集成服务	2024 年至 2025 年陆续签约实施
泰国	蜂巢能源	电池模组制造	在泰国投产动力电池模组工厂，规划年产约 6 万套电池模组	2024 年投产
泰国	阳光电源与 Super Energy	光储一体化项目	参与 49.01 兆瓦光伏配套 45 兆瓦、136.24 兆瓦时储能项目建设	2024 年启动实施
泰国	欣旺达	电芯与模组制造	披露在泰国投资计划，拟投资约 15 亿美元建设电芯及模组产线	2024 年至 2025 年披露投资计划
越南	国轩高科	磷酸铁锂电芯制造	在河静等地规划建设年产约 5 吉瓦时磷酸铁锂电芯工厂	2024 年启动建设
越南	古瑞瓦特、科士达等	储能系统生产	在越南布局户用及工商业储能系统生产线，分阶段建设	2024 年至 2025 年陆续布局
新加坡	Vanda RE 与宁德时代	储能设备供货	Vanda Solar and Battery 项目框架采购约 2.2 吉瓦时储能系统	2025 年 7 月签署采购协议

数据来源：基于企业公开披露信息与公开报道资料整理，北大汇丰智库

五、中国储能出海东盟的机遇、挑战与政策建议

东盟储能市场仍处于从起步期向规模化发展过渡的阶段，未来增长空间较大。对中国而言，东盟储能市场不仅是企业拓展海外订单和产能布局的重要方向，也是中国新能源产业链参与区域能源转型、深化中国—东盟绿色经贸合作的重要切入点。当前，中国储能产业链在全球范围内已形成较强竞争优势，具体体现在电池制造、系统集成、电力电子设备、工程交付和供应链配套等多个环节。中国在全球锂电池产能中占据主导地位，电芯、正负极材料、储能变流器、能量管理系统、逆变器、变压器和集装箱储能系统等配套能力较为完整；同时，国内大规模新能源配储、电网侧储能和工商业储能项目积累了较多工程经验，使中国企业具备较强的成本控制、快速交付和系统集成能力。与欧美、日韩企业相比，中国企业在产品性价比、供应链完整度、工程响应速度和东盟地理距离方面更具优势；与东盟本地企业相比，中国企业在核心设备制造、系统设计和项目交付经验方面优势更为明显。

从市场份额和参与空间看，东盟储能市场虽然总体规模小于欧美和中国本土市场，但对中国企业而言具有较高可进入性和较强战略价值。东盟本地储能制造和系统集成能力仍相对有限，大规模电芯、储能变流器、能量管理系统和系统集成设备仍较依赖进口；而中国企业已经通过电池制造、本地投资、光储项目供货和工程承包等方式进入印尼、马来西亚、菲律宾、泰国和越南等市场。综合考虑中国企业的产业链优势、成本优势、地理邻近性以及中国—东盟经贸合作基础，预计中国企业在东盟储能设备供应和系统集成市场中仍将保持较高参与度。短期看，中国企业更可能在电芯、储能变流器、逆变器、集装箱储能系统和工程总承包环节占据较高份额；中长期看，若能加强本地制造、标准适配、运维服务和融资协同，中国企业有望从设备供应进一步延伸至系统方案、项目开发和长期能源服务环节，在东盟储能产业链中形成更稳定的市场地位。

不过，东盟储能市场并非单纯依靠价格竞争即可打开的市场。随着各国本地化要求提高、项目融资难度上升以及电网安全和消防标准趋严，中国企业未来能否持续保持较高市场参与度，将取决于其能否从“产品出口型优势”转向“系统解决方案+本地化服务+金融协同”的综合能力。也就是说，中国企业在东盟市场的机会不仅在于短期设备销售，更在于通过产业链协同和项目机制创新，参与区

域能源基础设施建设，并在长期运维、技术服务和本地合作中形成持续收益。

1. 中国企业参与东盟储能市场的主要机遇

在上述产业链优势和市场基础上，中国企业参与东盟储能市场的机会主要集中在以下三个方面。

第一，围绕电网侧与工商业储能场景输出系统集成与综合解决方案，尤其关注数据中心。

从短中期看，东盟储能需求较为明确的场景主要集中在电网侧储能、新能源配储和工商业储能领域。越南、菲律宾、泰国及印尼等国家已在能源规划中明确储能发展目标，有望在未来几年显著增加电网级和配网侧储能装机，在工商业储能方面，数据中心和工业园区成为最具确定性的增量需求来源。马来西亚柔佛州等地的数据中心集群正在快速扩张，新加坡的外溢需求持续向马来西亚和泰国转移，越南也开始承接区域算力和工业制造布局。数据中心对电力连续性和备用电源的高度依赖，使其在削峰填谷、电能质量管理及绿电消纳方面成为储能系统的重要应用场景。工业园区和制造业负荷快速增长，也带动工商业储能需求。

中国企业可依托电芯、电池管理系统、储能变流器和能源管理系统，以及系统集成能力，输出“设备、系统集成和工程交付”一体化解决方案，并进一步拓展至数据中心和工业园区能源管理及绿色电力消纳的综合能源服务模式。需要注意的是，东盟各国在电价机制、并网规则及储能收益模式方面存在显著差异，将直接影响项目经济性和投资回报结构，因此企业需强化国别化评估能力和本地化商业模式设计。

第二，聚焦离网、微电网及交通电动化场景，推广分布式储能解决方案。

印尼、菲律宾等群岛国家存在大量弱网、离网和高成本供电地区，柴油发电依赖度较高，光伏加储能加备用的混合供电模式具有较强适用性。与公用事业级大型项目相比，离网和微电网项目单体规模相对较小，但项目数量多、应用场景分散，适合通过标准化产品、模块化系统和项目包方式进行复制推广。中国企业可以将国内较成熟的离网供电、微电网控制和分布式光储系统经验转化为标准化解决方案，面向村庄、岛屿、矿区、港口、旅游设施和偏远社区等场景推广。

同时，随着电动两轮车和电动汽车的推广以及充换电基础设施建设推进，越南、印尼等国家的城市社区和交通枢纽逐渐出现新的高负荷用电区域。分布式能

源和储能系统在这些区域的应用，有助于调节局部电网负荷并提升充电可靠性。在这一过程中，中国企业可依托在动力电池、储能系统集成及能源管理方面的优势，参与“光伏+储能+充电一体化”项目建设，提供备用电源与负荷管理解决方案。这一趋势也推动相关应用在微电网场景中的拓展，并为储能系统进一步融入交通能源体系提供新的空间。

第三，加快从产品出口向本地制造、项目开发和长期服务延伸，是中国企业提升市场准入能力和中长期附加值的重要机会。

随着东盟国家对本地制造、供应链安全和就业带动的重视不断提升，储能项目的进入逻辑正在发生变化。过去以单一设备出口为主的模式，越来越难完全满足当地市场对本地化、持续服务和产业带动的综合要求。对于中国企业而言，这意味着参与东盟市场更需要在产品输出基础上提升综合服务能力，以抓住市场发展机遇。

中国企业可以从“设备供应商”进一步延伸为“系统方案提供商”和“长期能源服务商”，实现从单一设备交付向系统集成、项目协同和长期服务并重的转型。这一发展路径有助于提升市场准入能力和附加值，同时增强企业在东盟储能市场中的长期竞争力和战略影响力。

2. 中国企业参与东盟储能市场面临的挑战

尽管东盟储能市场空间广阔，但整体仍处于起步至成长期之间，中国企业在加快布局的同时，也需应对来自政策环境、市场机制及融资等多方面的不确定性。这些挑战不仅影响短期项目落地效率，也将对中长期商业模式演进产生重要影响。

第一，东盟国家当地政策与监管体系仍处于过渡阶段，且各国标准不统一，项目落地存在不确定性。尽管东盟多国已在能源转型战略和电力发展规划中明确提出储能发展方向，并将其视为提升电力系统灵活性、支撑可再生能源并网的重要手段，但从执行层面看，储能相关的配套政策、实施细则和监管安排仍不完善。同时，不同国家之间制度差异显著，包括电价机制、项目审批流程及并网标准均不统一，导致跨国企业在项目开发过程中面临较高制度成本。相关研究亦指出，东盟能源转型普遍存在“监管缺口”和政策不连续问题，直接影响项目推进进度，甚至可能造成项目延迟数年。²²

第二，东盟当地市场机制与电力体系不成熟，储能稳定商业模式仍有待形成。

东盟多数国家电力体系仍以国有垄断或单一买方模式为主，市场化程度较低，限制了储能价值的释放。相关研究指出，区域内普遍存在“市场结构分散、机制不完善”的问题，投资环境呈现碎片化特征。²³当前东盟储能项目普遍面临收入端机制不完善的问题，主要表现为峰谷电价机制不成熟、辅助服务市场尚未健全、容量补偿机制缺失等。也就是说，即使储能项目在成本上已具备可行性，其通过电价套利、调频备用和容量支撑等方式获得稳定收益的渠道仍较有限，项目回报水平和现金流稳定性存在较大不确定性。

第三，融资体系与风险分担机制不完善，仍是制约储能规模化发展的关键瓶颈。融资问题是制约东盟储能规模化发展的核心瓶颈之一。根据东盟能源中心测算，东盟电力系统转型在 2021 – 2030 年需约 1590 亿美元投资²⁴，但当前普遍面临“监管体系不完善、财政支持不足及项目储备不足”等问题，限制了私人资本进入。对于储能而言，这一问题更为突出。储能项目通常具有前期资本开支较高、回收周期较长、收益依赖政策安排和市场机制等特征，而当地金融机构和投资者对储能资产的认知仍相对有限，风险评估框架尚不成熟，导致融资成本偏高、融资期限偏短。尤其是在收益机制尚未完全理顺的背景下，储能项目现金流不稳定，难以满足传统金融机构对可融资项目的要求。

3. 政策建议：从政府支持和区域合作角度提升中国储能出海能力

第一，推动中国与东盟国家在储能标准、认证和示范项目上的制度合作。政府层面，建议依托中国——东盟能源合作机制、澜湄合作机制²⁵等现有合作平台，加强储能标准、认证体系和安全规范等领域的规则沟通与经验交流，推动并网、安全和运维等关键规则协调。结合东盟不同国家的市场特点，支持“光伏+储能+微电网”“数据中心+绿电+储能”“工业园区+综合能源服务”等示范项目建设，以项目合作带动技术推广、经验积累和市场拓展。行业协会可加强与东盟电力协会、行业组织及研究机构合作，开展标准研究、市场信息共享和技术交流，为企业提供国别政策、市场环境和项目案例等公共服务。企业则可积极参与示范项目建设，积累本地化项目经验，提高产品和解决方案对当地市场的适应能力。

第二，完善金融支持和风险分担机制，提升储能项目可融资性。东盟储能项目普遍面临前期资本开支高、收益机制不稳定和本地金融机构认知不足等问题。建议政策性金融机构加大对储能项目的中长期信贷投放，开发“设备+工程总承包

包+融资+运维”一体化金融产品，针对离网微电网、弱电网改造和电网侧储能等公共属性较强的项目，探索混合所有制融资、项目收益权质押以及长期购电协议增信等模式。政府可推动出口信用保险机构扩大储能项目承保范围、降低保费费率，并协调多边开发机构、绿色气候基金等与中方政策性金融形成联合融资机制，同时研究建立储能海外项目风险补偿基金，对政治风险、汇率风险和不可抗力损失给予一定比例补偿。行业协会可搭建储能项目融资对接平台，定期发布东盟国别风险评估报告和收益模型参考，组织银企对接会，帮助中小企业提升融资能力。企业则需规范项目财务模型，提升现金流预测透明度，积极争取本地电力公司或主权担保，主动设计符合当地金融机构要求的还款机制。

第三，鼓励企业从单一设备出口转向本地化合作和长期服务。建议政府对在东盟建设设备中心、运维基地和培训中心的企业给予支持，并在对外援助和产能合作基金中优先安排储能本地化培训项目。行业协会可推动企业共享本地市场信息和服务资源，加强与当地电力企业、工业园区、高校和科研机构的交流合作。企业则应结合不同国家产业政策和市场需求，持续提升系统集成、项目管理和长期运营能力，逐步从设备供应向综合解决方案和长期能源服务延伸，提高在东盟储能市场的附加值和竞争优势。

总体来看，东盟储能市场对中国企业具有较强增长潜力。其真正价值不仅在于短期设备销售，更在于通过政府间规则与机制合作、政策性金融的风险分担、行业协会的平台支撑，以及企业的本地化深耕，加强四类主体协同配合，推动形成规则互通、金融支持、产业协同和本地化发展的良性机制，从而提升中国企业参与东盟储能市场的能力和水平。

- ¹ “《2024 东南亚能源展望》执行摘要”，国际能源署 (IEA)，2024 年，链接 <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2024/executive-summary>
- 2 “ICSC: 吕宋岛 2025 年首次发布黄色预警，旱季或将发布更多电网预警”，气候与可持续城市研究所 (ICSC)，2025 年 3 月 7 日，链接 <https://icsc.ngo/icsc-luzons-first-yellow-alert-in-2025-warns-of-more-grid-alerts-this-dry-season/>
- 3 “越南电力短缺：对制造业和政府应对的影响”，Vietnam Briefing，2025 年 9 月 3 日，链接 <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-power-shortage-impact-on-manufacturing-government-response.html/>
- 4 “霍尔木兹海峡关闭对东盟能源安全和可再生能源意味着什么：10 个要点”，Gulf News，2025 年，链接 <https://gulfnews.com/world/asia/what-the-hormuz-shutdown-means-for-aseans-energy-security-renewables-10-things-to-know-1.500507341>
- 5 “东盟能源部长特别会议 (AMEM) 关于中东最新局势的联合声明”，ASEAN Centre for Energy (ACE)，2026 年 4 月 28 日，链接 <https://aseanenergy.org/articles/joint-statement-of-the-special-asean-ministers-on-energy-meeting-amem-on-the-latest-situation-in-the-middle-east>
- 6 “通过减少柴油使用，推进印尼 100 吉瓦太阳能计划，保障能源安全”，能源经济与金融分析研究所 (IEEFA)，2026 年 4 月 2 日，链接 <https://ieefa.org/resources/advancing-indonesias-100gw-solar-program-through-de-dieselization-energy-security>
- 7 “中国的国家计划到 2027 年新能源存储规模达到 180 吉瓦”，Renewables.az，2025 年 9 月 13 日，链接 <https://renewables.az/en/news/china-targets-180-gw-of-new-energy-storage-by-2027-in-ambitious-national-plan>
- 8 “菲律宾能源部要求大型可再生能源项目必须配套储能”，菲律宾信息署 (PIA)，2026 年，链接 <https://pia.gov.ph/news/doe-now-requires-energy-storage-for-large-scale-renewable-energy-projects/>
- 9 “越南电池储能系统 (BESS) 的发展”，Norton Rose Fulbright，2026 年，链接 <https://www.nortonrosefulbright.com/en/knowledge/publications/7eb0008e/development-of-battery-energy-storage-syst> 能量管理系统-in-vietnam
- 10 “马来西亚半岛自用太阳能光伏安装修订指南”，Christopher & Lee Ong，2026 年，链接 <https://www.christopherleeong.com/viewpoints/revised-guidelines-for-solar->

photovoltaic-installation-for-self-consumption-in-peninsular-malaysia/

11 “东南亚数据中心市场格局”，Yahoo Finance，2025 年，链接

<https://finance.yahoo.com/news/southeast-asia-data-center-landscape-131600486.html>

12 “克服化石能源锁定对亚洲缓冲能源冲击至关重要”，Ember，2025 年，链接

<https://ember-energy.org/latest-insights/overcoming-fossil-lock-in-is-pivotal-for-asia-to-buffer-against-energy-shocks/>

13 “通过减少柴油使用推进印尼 100GW 太阳能计划，保障能源安全”，能源经济与金融分析研究所 (IEEFA)，2026 年 4 月 2 日，链接：<https://ieefa.org/resources/advancing-indonesias-100gw-solar-program-through-de-dieselization-energy-security>

14 “投资可再生能源：第 57 号法令如何重塑越南的监管框架”，Vietnam Briefing，2025 年 10 月 1 日，链接 <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnam-renewable-energy-decree-57.html/>

15 “越南 BESS 突破：东盟储能的转折点”，Energy-Storage.News，2026 年 2 月 16 日，链接 <https://www.energy-storage.news/vietnams-bess-breakthrough-a-turning-point-for-energy-storage-across-asean/>

16 “随着印尼新的储能系统强制令出台，预计东南亚地区的储能系统部署量将会增加”，Benchmark Minerals，2026 年，链接

<https://source.benchmarkminerals.com/article/southeast-asia-expected-to-see-uptick-in-bess-deployments-with-indonesias-new-bess-mandate>

17 “东盟储能市场——市场份额分析、行业趋势与统计、增长预测（2025-2030）”，GII Research (Mordor Intelligence)，2026 年，链接

<https://www.giiresearch.com/report/moi1690703-asean-energy-storage-market-share-analysis.html>

18 “越南——现实需求托底、政策引导下的成长型储能市场”，InfoLink Consulting，2025 年 12 月 12 日，链接 <https://www.infolink-group.com/energy-article/cn/energy-storage-topic-vietnams-emerging-bess-market-growth-driven-policy-support-real-demand>

19 “东盟清洁电力转型 2024 洞察 | 转型现状”，Ember，2024 年，链接 <https://ember-energy.org/latest-insights/asean-insights-2024/state-of-transition/>

20 “《第八次东盟能源展望》”，东盟能源中心 (ACE)，2024 年 9 月 26 日，链接

<https://aseanenergy.org/publications/the-8th-asean-energy-outlook/>

21 “《第八次东盟能源展望》”，东盟能源中心（ACE），2024年9月26日，链接

<https://aseanenergy.org/publications/the-8th-asean-energy-outlook/>

22 “为什么东盟的能源转型现在需要采取大胆行动”，Mott MacDonald，2025年，链接

<https://www.mottmac.com/en-us/insights/why-aseans-energy-transition-needs-bold-action-now>

23 “东盟能源投资 2025”，东盟能源中心（ACE），2025年10月14日，链接

<https://aseanenergy.org/publications/asean-energy-investment-2025>

24 “调动资金支持东盟低碳能源转型：挑战与政策选择”，东盟能源中心（ACE），2023年

6月26日，链接 <https://aseanenergy.org/publications/mobilising-finance-to-support-aseans-low-carbon-energy-transition-challenges-and-policy-options>

25 “澜沧江—湄公河合作五年行动计划（2023–2027）”，外交部，2023年12月26日，链接

https://www.mfa.gov.cn/web/ziliao_674904/1179_674909/202312/t20231226_11212666.shtml



PHBS 智库

北京大学汇丰商学院

北大汇丰智库（The PHBS Think Tank）成立于 2020 年 7 月，旨在整合北京大学汇丰商学院各院属研究中心，统筹协调资源，重点从事有关宏观经济、国际贸易与投资、金融改革与发展、粤港澳大湾区可持续发展、城市与乡村发展、海上丝绸之路沿线国家经济贸易与合作等领域的实证分析与政策研究，打造专业化、国际化的新型智库平台。北大汇丰智库由北京大学汇丰商学院创院院长海闻教授兼任主任，智库副主任为王鹏飞、任颀、魏炜、林双林。



北大汇丰智库微信公众号



PHBS 智库
北京大学汇丰商学院

深圳市南山区丽水路2199号北京大学汇丰商学院 518055

Peking University HSBC Business School, Xili University Town, Shenzhen, China

TEL: (+86)755 2603 2270 EMAIL: thinktank@phbs.pku.edu.cn

<http://thinktank.phbs.pku.edu.cn>