

东南亚：直投火电盈利或承压，相对看好南网电力外送

华泰研究

2025年4月02日 | 中国内地

专题研究

直接投资东南亚火电或承压，相对看好南网电力外送东南亚

本文从东南亚国家缺电以及转型计划所对应的新增装机需求出发，探讨中国企业于东南亚火电投资机会，虽然东南亚新增火电需求较大，但从盈利能力和地缘政治、汇率波动风险等角度分析，我们认为投资性价比不高。相对于直投火电我们更看好南网电力外送东南亚增量机会，一方面在2025年广东年度长协电价已与云南外送水电落地电价倒挂背景下，给予广西、云南水电更多选择权；另一方面电力出口增加或缓解南网区域当前电力供需较为宽松局面，对本地上网电价形成一定支撑，因此推荐华能水电/桂冠电力。

新增煤电是快速解决缺电的通用途径，燃机是能源转型的过渡选择

用电量同比增速快、出现缺电问题的柬埔寨、印度尼西亚和越南，按照各自电力发展规划在2022-25/2021-30/2021-35年将迎来153%/39%/141%的煤电装机弹性。结合2021-2022年中国缺电背景下提出3个80GW煤电新增计划，说明煤电确实是快速提升电力供应能力的首选。东南亚国家在能源低碳化转型过程中，也同样将燃机作为过渡电源，而非一味快速上马新能源装机，2021-40/2023-50/2021-39/2024-37/2021-30年越南/菲律宾/马来西亚/泰国/印度尼西亚计划新增燃机68.24/21.88/14.34/16.3/5.6GW。越南和菲律宾是目前东南亚海风发展的主要规划国家，海风新增装机潜力较大。

ROE并无显著优势，地缘政治变化和汇率波动或导致火电项目盈利承压

目前我国自上而下要求不再新建境外煤电项目，哪怕政策上有松动，从投资分析出发也不具有高投资价值：1) 大部分东南亚国家的火电电价对燃料成本的传导因为传导流程较长或政府对下游用户的成本保护存在滞后性和阻碍；2) 尽管东南亚国家火电上市公司2015-2023年的ROE稳定性略高于我国火电上市公司，但绝对水平上并无显著优势，东南亚和我国代表火电上市公司ROE正常情况下基本都在7-11%的范围内波动；3) 当前盈利能力或优良，但随着减碳要求逐步增强，机组改造或“碳付费”可能导致项目盈利能力下滑。4) 海外项目还面临地缘政治和汇率波动风险。

看好南网电力外送东南亚：对外具有成本优势，外送规模和区域有扩张空间

目前我国已与接壤的老挝、缅甸和越南建立了多条跨国输电电路。东盟电力互联是东南亚国家未来重要发展方向，东盟互联的加深有望促进我国南网区域向东南亚非接壤国家外送电力。老挝是东盟最主要的电力出口国，我国南网和老挝国家电力公司合资建立老挝国家输电电网公司(EDL-T)，有望增强我国外送话语权。我国广西/云南水电上网电价0.035-0.036美元/千瓦时较潜在的外送柬埔寨发电侧电价0.097-0.104美元/千瓦时优势显著，较泰国/马来西亚/越南(工业)的0.06/0.065-0.075/0.071美元/千瓦时也有一定优势。虽然无法确定跨国输配电价，但对比下留给输配电价空间较大。

看好南网电力外送东南亚：对内改善供需，支撑本地上网电价

目前云南和广西水电送广东较多，但随着去年以来煤价下降，广东2025年年度市场化交易电价0.39元/千瓦时已经和华能水电外送广东点对点网和网对网落地电价0.43-0.45元/千瓦时形成倒挂。南网区域外送东南亚或给予云南、广西水电更多选择权，同时电力外送规模增加或改善南网区域电力供需，从而对南网区域本身上网电价水平形成支撑。因此推荐云南和广西地区龙头水电上市公司华能水电/桂冠电力。

风险提示：测算结果和实际存在差异风险，项目推进不及预期风险，汇率波动风险等。

发电 增持(维持)
电网 增持(维持)

研究员 王玮嘉
SAC No. S0570517050002 wangweijia@htsc.com
SFC No. BEB090 +(86) 21 2897 2079

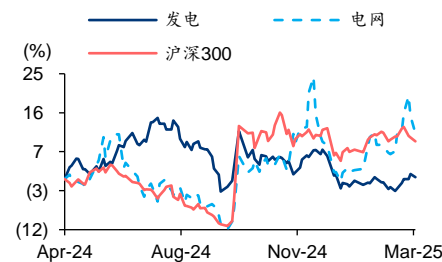
研究员 黄波
SAC No. S0570519090003 huangbo@htsc.com
SFC No. BQR122 +(86) 755 8249 3570

研究员 李雅琳
SAC No. S0570523050003 liyalin018092@htsc.com
SFC No. BTC420 +(86) 10 6321 1166

研究员 胡知
SAC No. S0570523120002 huzhi019072@htsc.com
+(86) 21 2897 2228

联系人 康琪
SAC No. S0570124070105 kangqi@htsc.com
+(86) 10 6321 1166

行业走势图



资料来源：Wind，华泰研究

重点推荐

股票名称	股票代码	目标价 (当地币种)	投资评级
华能水电	600025 CH	11.82	买入
桂冠电力	600236 CH	7.67	买入

资料来源：华泰研究预测



正文目录

核心逻辑	3
东南亚国家是否有较多的新增火电需求?	4
角度一：缺电国家的新增火电装机需求可能较大.....	4
角度二：能源转型中，燃机可能作为重要的过渡电源.....	7
中国企业直接对外投资火电政策约束尚存	8
明确不再新建境外煤电项目，未全面禁止气电投资、但“碳”要求是关键.....	8
东南亚火电公司盈利能力稳定性略强于我国，但绝对水平差异并不大	9
南网区域外送东南亚国家电力规模具有增长潜力	13
老挝是东南亚重要电力出口国，东盟电力互联是未来重要发展方向	13
我国已与老挝/缅甸/越南进行跨国输电，未来有望通过接壤国家进一步扩展	14
云南/广西水电电价具有一定优势，国网/南网对菲律宾/老挝电网持股.....	17
更看好南网区域电力跨国外送，推荐华能水电/桂冠电力	21
风险提示.....	22

核心逻辑

本文从东南亚国家缺电以及转型计划所对应的新增装机需求出发，探讨中国企业于东南亚火电投资机会。同时，2025年南网区域的广东、广西上网电价因煤价走弱和供需偏宽松等问题大幅下降，云南上网电价也由连续5年同比增长转降，考虑南网区域的广西和云南与东南亚的越南、缅甸和老挝接壤，探讨南网区域电力外送东南亚潜在机遇。

煤电是快速解决缺电问题的重要途径，燃机是多数东南亚国家能源转型的过渡电源。2018-2022年，东南亚国家柬埔寨/印度尼西亚/越南的总用电量CAGR高达14.8%/8.4%/7.5%，且存在缺电问题，其中越南计划2021-2030/2031-2035年新增22.6/7.9GW煤电，印尼计划2021-2030年新增14GW煤电，结合2021-2022年中国缺电背景下提出3个80GW煤电新增计划，说明煤电确实是可以快速提升电力供应能源的电源。东南亚国家在能源低碳化转型过程中，也同样将燃机作为过渡电源，而非一味新增风电/光伏等不稳定电源，从规划新增绝对量看，2021-40/2023-50/2021-39/2024-37/2021-30年越南/菲律宾/马来西亚/泰国/印度尼西亚新增燃机规模较大，分别为68.24/21.881/14.341/6.3/5.6GW。

从盈利能力和所面临的风险角度对比，我们认为中国企业直接投资东南亚火电不具性价比。

1) 大部分东南亚国家的火电电价对燃料成本的传导因为流程较长或政府对下游用户的成本保护存在滞后性和阻碍；2) 尽管东南亚国家火电上市公司2015-2023年的ROE稳定性略高于我国火电上市公司，但绝对水平上，东南亚和我国代表火电上市公司正常情况下ROE基本都在7-11%的范围内波动（越南/菲律宾/泰国/中国的火电正常盈利情况下，ROE约为7-13%/9-10%/8.5%-11%/7-10.5%）；3) 虽然当前盈利能力优良，但随着减碳要求逐步增强，机组改造或“碳付费”可能导致项目盈利能力下滑。4) 海外项目还面临地缘政治和汇率波动风险。

看好我国南网区域对东南亚国家电力外送。1) **水电低电价优势：**我国广西、云南水电上网电价0.035-0.036美元/千瓦时较规划的外送国家柬埔寨发电侧电价0.097-0.104美元/千瓦时优势显著，与泰国/马来西亚/越南（工业）的0.06/0.065-0.075/0.071美元/千瓦时对比也有一定优势。虽然无法确定跨国输配电价的多少，但根据目前发电侧电价优势留有较大的输配电价空间。

2) **进一步拓展非接壤东南亚国家外送空间较大。**从东南亚国家自身的电力规划看，东盟电力互联是未来重要发展方向，柬埔寨、老挝、越南、新加坡和泰国甚至对未来向周边国家进/出口电力新增规模做出了量化。我们统计目前在建/规划中的东南亚国家之间输电规模达12.86GW。东盟互联的加深有望促进我国南网区域向东南亚非接壤国家外送。我国与老挝、缅甸和越南接壤，而且老挝是东盟国家跨国电力运输的重要枢纽，未来若拓展非接壤国家电力外送可能经过老挝，而负责建设运营老挝230千伏及以上电网（未来规划跨国输电线路均为230千伏及以上）老挝国家输电网公司（EDL-T）由我国南网和老挝国家电力公司合资建立，有望增强外送话语权。

3) **南网区域外送东南亚电力规模增长有望改善南网区域电力供需，从而对电价形成支撑。**目前云南和广西水电送广东较多，但随着去年以来煤价下降，广东2025年年度市场化交易电价0.39元/千瓦时已经和华能水电外送广东点对网和网对网落地电价0.43-0.45元/千瓦时形成倒挂。南网区域外送东南亚或给予云南、广西水电更多选择权，同时电力外送规模增加或改善南网区域电力供需，从而对南网区域本身上网电价水平形成支撑。

东南亚国家是否有较多的新增火电需求？

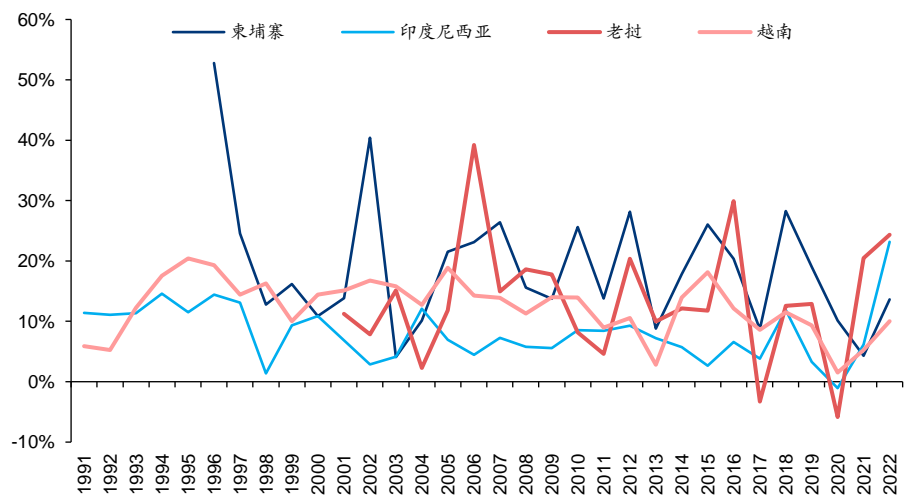
考虑煤电单体装机规模大，出力稳定，建设周期相对水电、核电较短，可以快速提升电力供应能力，我们试图从缺电的角度寻找东南亚未来新增煤电装机较多的国家，结论是越南和印度尼西亚计划于 2021-2030 年分别新增 22.6/14GW 煤电，越南还计划于 2031-2035 年继续新增 7.9GW 煤电。缅甸为解决电力供给结构较为单一，稳定性不足的问题，也计划于 2021-2030 年新增 6.3GW 煤电。电力供应低碳化是东南亚各国的努力目标，燃机作为较清洁的灵活性电源，未来新增需求相对更大，从规划新增总量看，越南/菲律宾/马来西亚/泰国/印度尼西亚 2021-40/2023-50/2021-39/2024-37/2021-30 年预计新增燃机容量为 68.24/21.881/14.341/6.3/5.6GW。

角度一：缺电国家的新增火电装机需求可能较大

东南亚地区共 11 个国家：缅甸、泰国、柬埔寨、老挝、越南、菲律宾、马来西亚、新加坡、文莱、印度尼西亚和东帝汶，其中缅甸、越南和老挝与中国接壤。考虑文莱和东帝汶规模较小，可得信息较少，本文不做讨论。

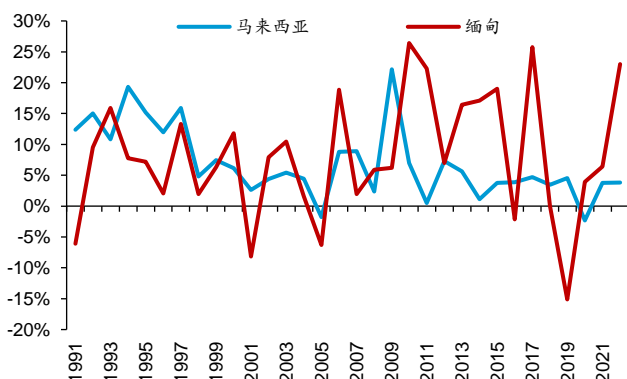
柬埔寨、印度尼西亚、老挝和越南的总用电量呈现快速增长。根据国际能源署 IEA 的数据测算，2018-2022 年，东南亚国家中柬埔寨/印度尼西亚/老挝/越南的总用电量 CAGR 高达 14.8%/8.4%/12.4%/7.5%，而马来西亚/缅甸/菲律宾/新加坡/泰国总用电量 CAGR 相对偏低，仅 2.6%/2.9%/3.2%/2.0%/1.2%，其中马来西亚和缅甸每年的总用电量同比增速波动较大。

图表1：用电量同比增速较快的东南亚国家



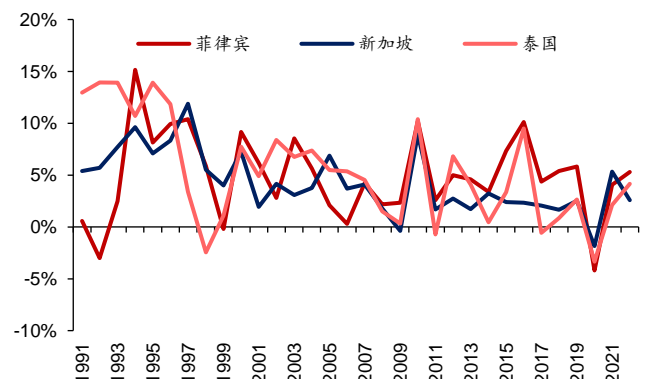
资料来源：IEA、华泰研究

图表2：用电量同比增速波动较大的东南亚国家



资料来源：IEA、华泰研究

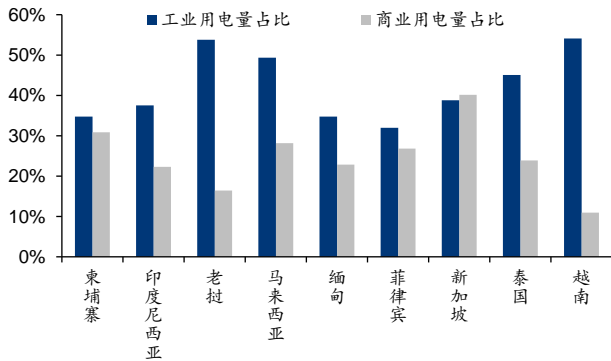
图表3：用电量同比增速相对平缓且近年来水平相对低的东南亚国家



资料来源：IEA、华泰研究

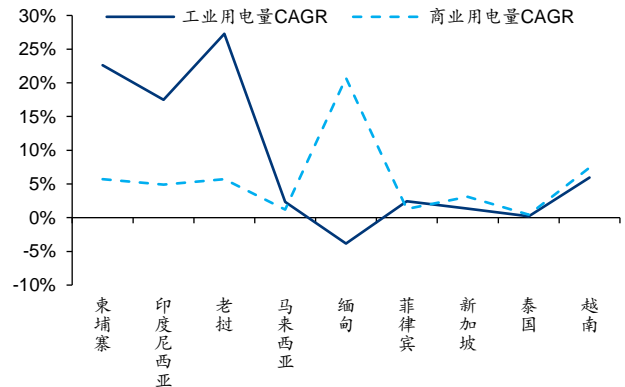
工业用电量增长是东南亚部分国家总用电量快速增长的主要推动力。根据 IEA 数据统计，2018-2022 年，东南亚国家中除新加坡、柬埔寨、菲律宾的工业平均用电量占比与商业平均用电量占比的差异较小，分别为-1.3%/3.9%/5.1%，其他国家的工业平均用电量占比显著高于商业平均用电量占比。2018-2022 年，柬埔寨/印度尼西亚/老挝/越南的工业用电量 CAGR 高达 22.6%/17.5%/27.3%/6.0%，从而推动总用电量快速增长；而马来西亚/缅甸/菲律宾/新加坡/泰国工业用电量 CAGR 为 2.3%/-3.8%/2.4%/1.3%/0.2%。虽然缅甸 2018-2022 的商业用电量 CAGR 为 20.7%，但由于平均商业用电量占比较小，仅为 22.8%，其总电量 CAGR 为 2.9%。

图表4：2018-2022 年东南亚主要国家工业/商业平均用电量占比



资料来源：IEA、华泰研究

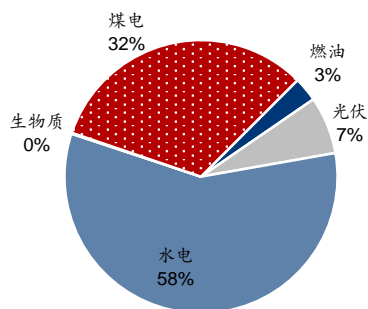
图表5：2018-2022 年东南亚主要国家工业/商业用电量 CAGR



资料来源：IEA、华泰研究

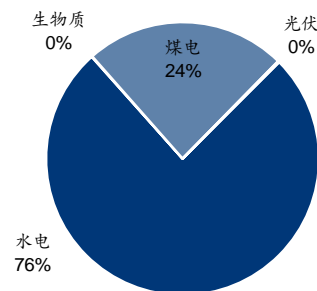
用电量快速增长导致的供需不平衡下，柬埔寨、印度尼西亚、老挝和越南缺电事件频发，但不同国家电力供给侧问题存在一定差异。柬埔寨和老挝主要系发电侧过度依赖水电，根据 IEA 数据测算柬埔寨和老挝 2022 年发电量的 58%/76% 由水电贡献。但水电发电量受气候波动影响较大，来水较枯年份可能导致电量供应不足。越南受气候影响较大的水电、风电和光伏 2022 年发电量占比合计也高达 48%。印度尼西亚电源侧供给相对较为稳定，2022 年基荷电源如煤电、气电和地热发电的发电量占比合计为 85%，出现缺电主要系：1) 电网建设落后于电源建设；2) 东部地区人口占比小，电力需求低且不集中，建立大规模的供电网络效益极低，导致居民缺电。

图表6：柬埔寨 2022 年发电量结构



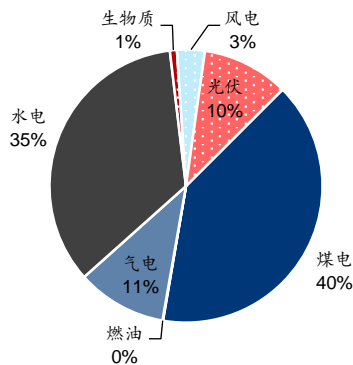
资料来源：IEA、华泰研究

图表7：老挝 2022 年发电量结构



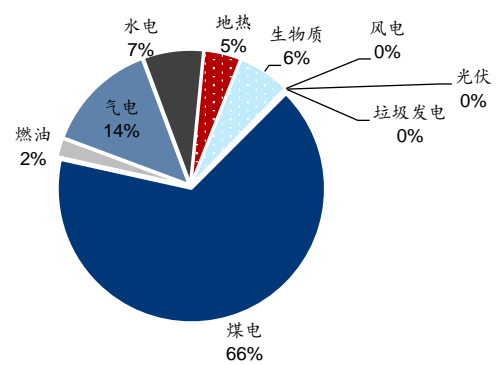
资料来源：IEA、华泰研究

图表8：越南 2022 年发电量结构



资料来源：IEA、华泰研究

图表9：印度尼西亚 2022 年发电量结构



资料来源：IEA、华泰研究

新增煤电或是最快解决缺电问题的有效方式。煤电具有建设期相对水电、核电更短，单机规模大，发电稳定性强的特点，能够在短时间内大幅提升电力供应能力。我国 2021 年底和 2022 年夏天的缺电事件就促使了煤电核准加速，3Q22-4Q23 每个季度核准的煤电装机均超过了 25GW，单季度核准量几乎超过 2017-19 三年的总和。相应的，2023/24 年新开工项目达到了 75/79GW，创下了全球历史罕见的记录。柬埔寨、印度尼西亚、老挝和越南在缺电问题频发的同时，预计未来的年均用电量增长率仍将维持在较高水平，因此在以上各国的电力发展规划文件中，除了受限于化石能源短缺而开发煤电受阻的老挝，柬埔寨、印度尼西亚和越南的煤电装机将于 2022-25/2021-30/2021-35 年将迎来较大的弹性，分别为 153%/39%/141%。

图表10：柬埔寨、印度尼西亚、老挝和越南的电力发展规划

国家	规划文件	电力需求预测	新增煤电	新增燃机	新增可再生能源
柬埔寨	The Power Development Master Plan (PDP) of Cambodia 2022-2040	不考虑能源有效政策（Energy Efficiency, 简称 EE），2019 至 2030/2040 年均增长率 11.5%/8.8%；考虑 EE 政策，2019 至 2030/2040 年均增长率 9.4%/7.7%	2022-2025 年新增煤电装机 1.66GW，对应 CAPEX22.54 亿美元；2030/2040 年煤电装机占比 40.4%/21.4%	2036-2039 年新增燃机（含新技术）0.9GW，对应 CAPEX6.76 亿美元；2040 年燃机装机占比 8.5%	2022-2040 年新增 2.549/1.645GW 光伏/水电装机，对应 CAPEX13.33/41.37 亿美元；光伏/水电装机占比 2030 年达 17.9%/27.7%，2040 年达 29.8%/28.0%
印度尼西亚	RUPTL2021-2030	未来十年电力需求增长率为 6.42%	新增化石能源电站 19.6GW（其中含 14GW 在建或此前已纳入规划的煤电）	-	新增 20.9GW 可再生能源，其中水电/地热/光伏 9.272/3.355/4.680GW，占新增装机的 44%/16%/22%
老挝	National Power Development Plan (NPDP) 2021-2030	2021-2030 年用电量 CAGR5.7%， 2021-2035 年用电量 CAGR5.3%	-	-	2020 年 10GW 水电装机，至 2025/2030 年 12/20GW 水电装机
越南	APPROVING THE NATIONAL POWER DEVELOPMENT PLAN IN THE 2021-2030 PERIOD, WITH VISION TO 2045	满足 2021-2030 年 /2031-2045 年平均每年 6.6%/5.7% 的 GDP 增长	2021-2035 年新增 30.542GW，其中每五年分别新增 8.852/13.777/9.292GW	2021-2040 年新增 68.24GW，其中每个五年分别新增 5.6/20.39/13.85/15.4/13GW	至 2025 年，陆风/光伏装机达 11.32-11.82/17.24-18.54GW；至 2030 年，陆风/海风/光伏装机达 11.82-13.82/2+18.64-22.04GW；至 2045 年陆风/海风/光伏装机达 27.11-32.72/21-36/51.54-63.54GW。风电/光伏/水电装机占比 2025 年为 7.8%/7.3-7.6%/23.2-24%，至 2030 年为 5.6%-6.5%/5.4%-5.9%/15.4-16.8%，至 2045 年为 15.7-15.9%/8.4%/8.2-9.8%。（水电中含抽蓄）

资料来源：各国能源局官网、华泰研究

角度二：能源转型中，燃机可能作为重要的过渡电源

减碳背景下，东南亚主要国家电力装机规划侧重可再生能源发展的同时，也匹配了相对清洁的灵活性电源——燃机作为过渡。东南亚主要国家的电力规划中都有一定的新增燃机规模，主要系：1) 减碳需求下，燃机补充存量燃煤机组退役带来的容量缺口；2) 可再生能源中的水电、风电和光伏对气候依赖度较高，发电具有不稳定性，燃机调节能力强，作为灵活性电源维稳电力供给。对于我们所列示的东南亚国家，除老挝和新加坡，其他国家未来的燃机容量增长弹性均较大。

未来新增燃机总规模较大的包括越南/菲律宾/马来西亚/泰国/印度尼西亚，2021-40/2023-50/2021-39/2024-37/2021-30 年对应新增装机容量为 68.24/21.881/14.341/6.3/5.6GW。但由于各国电力发展规划对应时间区间有差异，若粗略统一至 2021-2030 年（或相似的时间维度），越南/马来西亚/泰国/印度尼西亚的新增规模较大，分别为 25.99/8.641/6.3（2024-2037 年）/5.6GW。菲律宾 2023-2028 年新增燃机规模仅 2.413GW，而更长期的 2029-2050 年预计新增燃机规模高达 19.468GW。

图表 11：马来西亚、缅甸、菲律宾、新加坡和泰国的电力发展规划

国家	规划文件	电力需求预测	新增煤电	新增燃机	新增可再生能源
马来西亚	Report_on_Peninsular_Malaysia_Generation_Development_Plan_2020(2021-2039)	2021-2030/2030-2039 年尖峰负荷 CAGR 为 0.9%/1.7%	2031-2039 年新增 2.8GW 煤电装机	2021-2030/2031-2039 年新增 8.641/5.7GW 燃机	2021-2030/2031-2039 年新增 5.047/1.424GW 可再生能源；至 2025/2035 年马来西亚半岛的可再生能源装机占比达到 31%/40%
缅甸	The National Electricity Master Plan	-	2021-2030 年新增 7.9GW 煤电装机	2021-2030 年新增 1.24GW 燃机	2021-2030 年新增 5.74GW 水电，1.85GW 可再生能源（光伏）
菲律宾	Philippine Energy Plan 2023-2050	-	2023-2028 年新增 2.305GW 煤电，至 2050 年煤电装机占比 9.76%	2023-2028/2029-2050 年新增 2.413/19.468GW 燃机，至 2050 年燃机装机占比 16.97%	2023-2028/2029-2050 年新增 13.791/84.712GW 可再生能源，其中主要包括风电 3.7/28.142GW，光伏 9.328/45.62GW，水电 0.295/9.97GW；截至 2050 年底可再生能源装机占比 70.72%，其中风电/光伏/水电 21.37%/37.41%/9.28%。规划文件中的 Clean Energy Scenario1 (CES1) /CES2 分别提出 2023-2028 年或新增 2/2GW，2029-2050 年新增 17.5/48.1GW 海上风电，即有用更多的海风新增装机替代光伏新增装机的潜力
新加坡	Singapore Green Plan 2030	-	-	-	2030 年之前至少部署 2GW 的光伏
泰国	Draft Thailand's Power Development Plan, 2024-2037 (PDP 2024)	2024-2037 年尖峰负荷 CAGR 为 3.7%	无新增计划	新增 6.3GW 燃机	新增 34.851GW 可再生能源，其中主要含光伏/风电 24.412/5.345GW；至 2037 年 51% 的可再生能源装机占比

资料来源：各国能源局官网、华泰研究

缅甸 2021-2030 年规划新增煤电装机 7.9GW。缅甸的用电需求波动较大，2010-2017 年总体经历了用电量的快速发展阶段，年均同比增速为 16.5%，但 2018-2022 年用电量 CAGR 仅 2.9%（2022 年同比增速 23%）。或许缅甸并不属于我们第一章所分析的典型用电量高速增长国家，但从其发电结构可以理解为何缅甸规划新增大量煤电机组。根据 IEA 数据测算，2022 年缅甸的发电量主要来自气电（54.8%）和水电（43.4%）。枯水期水电供应能力有限，近年来缅甸气田产量逐年减少（2020/1/6，中国化工报报道：缅甸计划和财政部指出，今后 3 年，包括耶德贡气田在内的 4 处海上天然气田产量逐年减少），且全球燃气价格上涨的同时当地货币贬值，气电发展受限，煤炭较油气受地缘政治影响相对更小，煤电可以快速增强电力供应稳定性，同时为后续能源转型争取窗口期。

中国企业直接对外投资火电政策约束尚存

受制于响应“巴黎协定”下的全球减排压力，我国在政策层面对电力企业直接于境外投资火电项目尚存约束，目前主要也是 EPC 业务或遗留项目为主。但东南亚在缺电形势下短期对传统电源需求增加，哪怕我国政策层面有所松动，境外直接投资火电也需慎重，地缘政治变化、汇率波动等风险较大，从 ROE 和 ROA 的盈利能力表现对比看，东南亚典型火电公司的盈利能力稳定性略优于我国，但：1) 东南亚国家的火电电价对燃料成本的传导存在滞后性和阻碍；2) ROE 绝对水平上看，东南亚和我国代表火电上市公司正常情况下基本都在 7-11% 的范围内波动；3) 虽然当前盈利能力优良，但随着减碳要求逐步增强，机组改造或“碳付费”可能导致项目盈利能力下滑。

明确不再新建境外煤电项目，未全面禁止气电投资、但“碳”要求是关键

我国明确不再新建境外煤电项目。2021 年 9 月 21 日，习主席出席第七十六届联合国大会一般性辩论时表示：“中国将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目”。2022 年 3 月，发改委等四部委联合发布了《关于推进共建“一带一路”绿色发展的意见》，再次提出：“全面停止新建境外煤电项目，稳慎推进在建境外煤电项目。推动建成境外煤电项目绿色低碳发展”。主要是为了响应“巴黎协定”的减排目标。

已签约或融资完成的项目以及工业自备电厂存在争议。既有合约项目可能涉及毁约赔偿，因此仍在推进，如中国电建参与投资的印度鼓达超超临界电站项目 2023 年 5 月全面并网发电。自备电厂并未明确纳入禁止范围，印度尼西亚德龙镍业二期自备 3*380MW 煤电 9 号机组 2022 年 1 月成功并网，但从煤电机组的建设时间至少 12 个月左右推断，该项目的开工应该早于我国第一次提出“不再新建境外煤电项目”的时间。

我国政策未直接禁止海外气电厂投资，但需要满足严格的碳排放标准。气电虽然属于清洁能源，但燃气发电仍会排放二氧化碳，只是在同等条件下碳排放强度较煤电更低。所以气电的配置在各国的能源转型过程中，面对需求的增长、煤电的退役和新增煤电困难带来电力供给能力和稳定性的减弱、现有电网条件大面积接入风光等不稳定可再生能源的压力，是一个过渡选择。为应对碳排放压力，对于新建气电厂的碳排放标准或更加严格，远期还可能通过碳捕集或其他新技术的叠加，进一步减少燃气发电的碳排放。

尽管如此，印尼/越南/柬埔寨截至 2024 年底已完成规划新增煤电装机的 94%/63%/42%。我们统计截至 2024 年底，印尼 2021-2024 年约新增 13.2GW 燃煤装机，已完成 2021-2030 年新增煤电装机规划量的 94%，但新增规模中约 48% 为自备电厂。越南 2021-2024 年新增煤电装机 5.6GW，约占 2021-2025 年规划新增容量的 63%。柬埔寨 2022-2024 年新投产煤电 0.7GW，占 2022-25 年规划新增容量的 42%。截至 2024 年底总体较高的完成度说明：虽然在国际上化石能源融资困难、新增煤电面临环保问题以及我国禁止在海外新建煤电项目，但对于用电需求快速增长，缺电的印尼、越南和柬埔寨来说，新建煤电的步伐并未大幅减缓。新增煤电需求较多的国家中仅缅甸 2021-2024 年新增量 0.12GW，占规划量的 2%，除前述普遍性问题外，经营环境较不稳定导致的投资信心不足或也是重要原因。

即使允许直接对外投资火电，东南亚投资也存在政策变化、市场运营、汇率波动等风险。东南亚部分国家政策稳定性相对偏低，新政府可能推翻前任政策，导致正推进项目面临中止风险，从而导致前期投资损失。同时可能存在装机冗余和电力缺口并存的情况，项目运行效率可能低于预期。部分政府的财政压力较大，电费可能延迟支付，从而影响项目的现金流。因此，在面临更大的投资风险下，或许只有更高的项目回报才能使企业有投资动力。

东南亚火电公司盈利能力稳定性略强于我国，但绝对水平差异并不大

中国神华在印度尼西亚拥有两个在运、一个在建煤电项目。中国神华旗下国华电力在印度尼西亚投资运营南苏发电（2*150MW）和爪哇发电（2*1050MW）两个煤电项目，同时天健美朗发电（南苏1号2*350MW煤电项目）仍在建。南苏发电/爪哇发电/天健美朗发电是中国神华分别与当地的电力公司 PT.Energi Musi Makmur/PT.PEMBANKITAN JAWA BALI INVESTASI/PT. Lion Power Energy 合资建立，中国神华的持股比例分别为 70%/70%/75%。其中南苏发电位于印度尼西亚南苏省穆印县，配套露天煤矿产能 210 万吨/年，2013 年投产。爪哇 7 号项目位于印度尼西亚万丹省摄政区，配套建设 2 个 14000 载重吨(DWT)泊位专用煤码头，2021/7/8 全面投运。

南苏发电和爪哇发电利用小时数较我国机组均有显著优势，但盈利能力差异较大。中国上市公司协会官网 2022 年 10 月 30 日发布的《中国神华：“中国标准”走向国门》报告中，我们根据该报告描述的两个在运项目 2021 年的部分经营和财务数据进行测算。南苏和爪哇发电 2021 年利用小时数高达 5857/5730 小时，显著高于 2021 年我国煤电平均利用小时数 4586 小时，较我国经济发达的沿海省份（以浙能电力为例）5399 小时也有一定优势。虽然南苏发电的上网电价较爪哇发电约低 0.1 元/千瓦时，但 2021 年爪哇发电的 ROE/ROA 分别为 21.5%/6.5%，显著优于南苏发电的 7.9%/2.4%，我们认为主要是爪哇发电是百万机组，机组性能更优，煤耗或显著低于南苏发电。

图表12：中国神华于印度尼西亚投资煤电厂经营情况（2021年）

项目公司	参与投资	项目国家	持股比例	项目类型	装机容量 (MW)	投资额 (亿元)	发电量 (亿度)	对应利用小时数	营收 (亿元)	对应电价 (元/千瓦时)	利润总额 (亿元)	净利润 (亿元)	净资产 (亿元)	ROE	ROA
神华国华 (印尼)	中国神华	印度尼西亚	70%	煤电	2*150MW	26.6	17.57	5,857	7.21	0.473	0.81	0.63	8.0	7.9%	2.4%
南苏发电	中国神华	印度尼西亚	70%	煤电	2*1050MW	128.73	120.34	5,730	38.83	0.372	10.65	8.31	38.6	21.5%	6.5%
爪哇发电	中国神华	印度尼西亚	75%	煤电	2*350MW	26.6	17.57	5,857	7.21	0.473	0.81	0.63	8.0	7.9%	2.4%

注：1) 投资额按照 1 美元=7 元人民币转换；2) 发电量、营收、利润总额为直接披露值；3) 其他为测算值，其中净资产考虑资本金投入 30%，净利润测算参考中国神华年报中披露上述两个公司所得税率为 22%

资料来源：中国上市公司协会官网、华泰研究

由于我国发电企业在东南亚投资火电项目的具体经营和财务数据可得性较差，为了进一步对比东南亚火电和我国火电的盈利能力，我们从未来火电新增需求较大的东南亚国家中筛选出了部分可比的火电上市公司 PGV VN Equity(越南)/ FGEN PM Equity(菲律宾)/ GULF TB Equity (泰国) / BGRIM TB Equity (泰国) 与我国的浙能电力、皖能电力和华电国际对比。筛选的标准主要是：1) 发电业务为主；2) 发电业务中以火电为主。

PGV VN Equity 全称为 Power Generation Corp 3 Co Ltd (越南第三电力公司)，是越南国有企业，隶属于越南电力集团 (EVN)，负责越南北部和中部地区的火电运营。公司以燃煤和燃气发电为主，根据最新一期投资者材料披露，截至 2024 年一季度末，公司总控股装机容量为 5.975GW，联营装机容量 0.584GW，合计 6.559GW；控股装机中火电占比高达 89.6%。

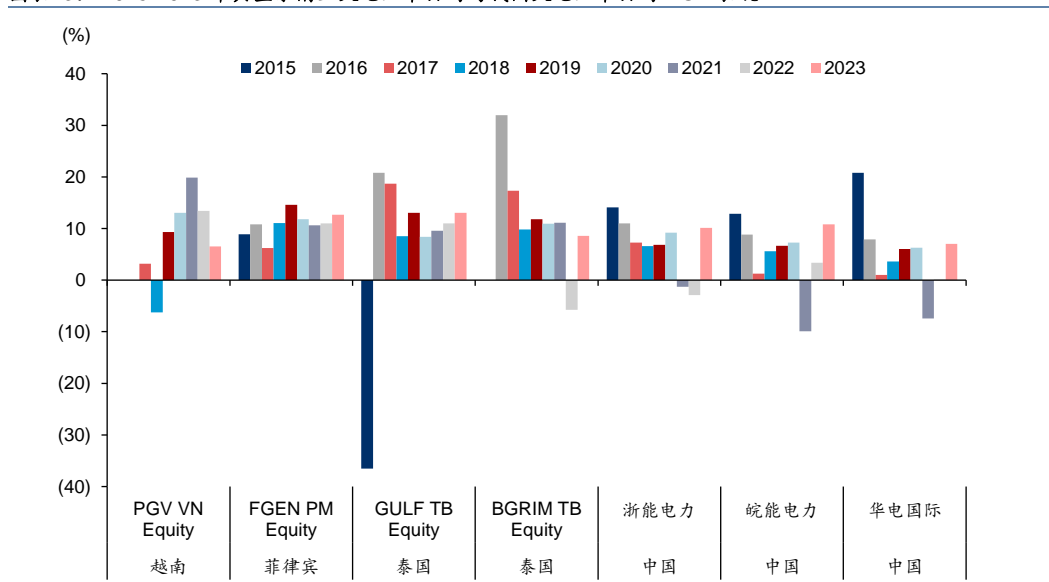
FGEN PM Equity 全称为 First Gen Corporation，是菲律宾领先的清洁能源运营商，聚焦气电和地热发电业务，根据公司年报，截至 2023 年底公司总装机 3.47GW，其中气电和地热发电装机占比分别为 58%/33%，剩余为 12/150/134.4MW 光伏/风电/水电装机。

GULF TB Equity 全称为 Gulf Energy Development Public Company Limited，是泰国最大的私营电力生产商之一，主业为气电运营，同时也在拓展可再生能源发电业务。根据公司公告，截至 2025 年 2 月，公司控股在运装机容量为 15.87GW，其中气电为 14.261GW（其中 90%在泰国），装机占比高达 89.9%。公司截至 2025 年 2 月承诺会建设但仍未投产的可再生能源项目达 7.385GW，分布在泰国、老挝（水电 3.142GW）、越南、英国和德国。

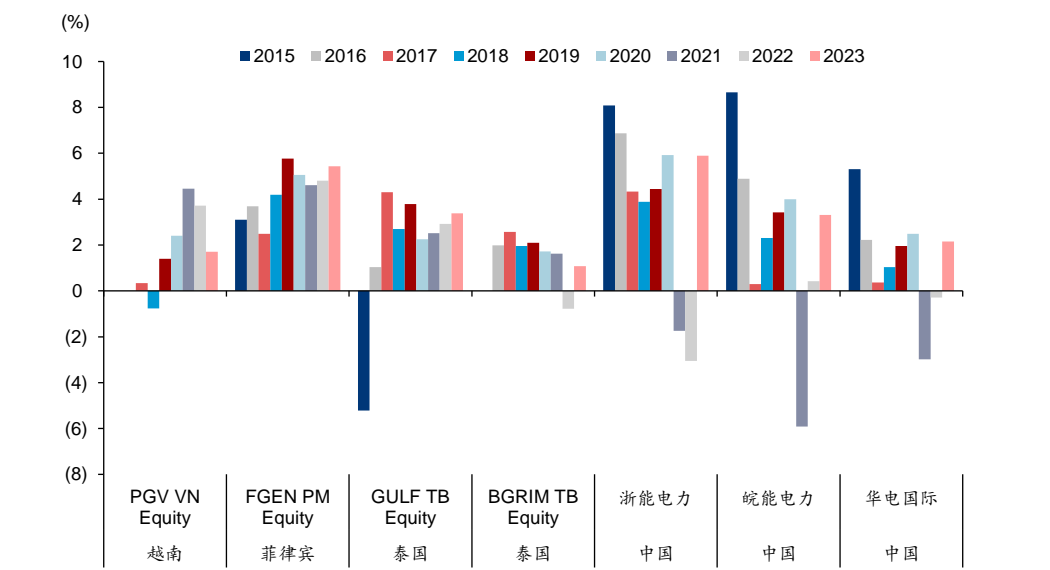
BGRIM TB Equity 全称为 B.Grimm Power Public Company Limited，成立于 1883 年，是泰国历史最悠久的电力企业。根据公司 3Q24 投资者交流材料，截至 2024 年 11 月底，公司在运装机容量为 4.071GW，其中 71.7%的运营装机为气电，25.8%为光伏发电，1.6%/0.4%为水电和风电。

可比的的中国电力运营上市公司，我们选择了浙能电力、皖能电力和华电国际，主要考虑前两者为纯火电公司，华电国际虽然有大量新能源投资收益，但是气电装机占比在火电公司中较高。需要特别说明的是上述东南亚公司以气电资产为主，我国火电上市公司以煤电为主，但仍具有对比性，因为一定程度上都是各自国家的主力火电电源，燃料价格正常的情况下，我国气电的盈利能力显著差于煤电是因为气电在我国定位以调峰为主，利用小时数低，盈利层面更多依靠更高的容量电价补偿。

图表13：2015-2023 年典型东南亚火电上市公司与我国火电上市公司 ROE 表现



资料来源：Bloomberg、Wind、华泰研究

图表14：2015-2023年典型东南亚火电上市公司与我国火电上市公司 ROA 表现


资料来源：Bloomberg、Wind、华泰研究

整体看东南亚典型火电上市公司的盈利能力稳定性强于我国火电公司。从2015-2023年各火电上市公司的ROE和ROA表现看，我国火电公司的盈利能力稳定性较差，尤其是煤价高涨的2021和2022年，由于电价的调整程度不足以弥补煤价上涨，我国三家火电企业几乎普遍亏损，皖能电力2022年能够盈利主要是2022年煤电电价已上调，参股公司中煤电联营的电厂具有一定的燃料成本优势。东南亚典型火电公司中亏损年份较我国火电公司少，同时2015-2023年的盈利能力表现相对均衡。

东南亚国家火电电价机制中的燃料成本传导存在滞后或限制。1) 越南政府对电价管制严格，2018年国际煤炭价格上涨导致PGV燃料成本提升，但越南电力集团ENV(PGV的母公司)多次电价上调申请均因通胀压力而暂缓至2019年才调整，导致PGV2018年经营利润受损。2) 泰国在电价机制设定中有一项变动成本反映燃料成本波动，但实际过程中可能因顾及下游用户成本压力通过财政拨款补贴或者延长债务偿还期等延缓电价上涨，或涨价幅度不足以完全传导燃料成本上涨。如2022年全球天然气价格大幅上涨，BGRIM燃料成本同比+58%，但泰国电价调整滞后，未完全传导成本压力，部分机组因缺燃料甚至无法发电，导致毛利率下滑严重。3) 菲律宾电力市场化程度较高，现货市场中燃料成本是发电企业报价中所需考虑的一部分，但最终价格由供需决定，如果需求不足，实际电价可能低于报价；PPA协议中通常也包含燃料成本调整条款。

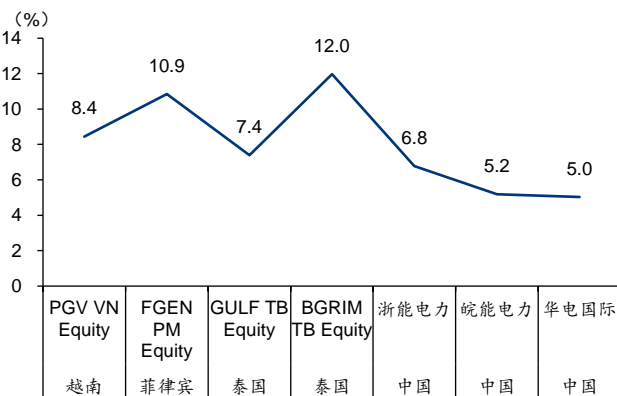
4) 印尼煤电两部制电价中的电量电价实行“煤电联动”机制，且煤炭企业向电厂供煤存在最高上限价格，即70美元/吨，但若国际煤价大幅上涨，煤企倾向于出口，国内煤炭履约不足可能迫使煤电厂用市场价格采购煤炭；联动层面由于终端电价由政府统一管制，当燃料成本上涨时政府可能通过财政补贴弥补，而非涨电价。气电容量电价和电量电价均执行最高限价政策，没有明确的燃料成本联动机制，但印尼的天然气供给价格由政府控制，气电燃料成本或与市场价格波动一定程度脱钩。5) 我们2024年12月24日发布的《马来西亚半岛电力研究与启示》报告研究显示：马来西亚火电预期外燃料成本价格波动可以全部向下游传导，但政府可能为了减缓下游压力承担传导成本的一部分，因此可能有一定回款账期延长。

汇兑损失、资产减值损失计提是 PGV/GULF/BGRIM 亏损年度的重要原因。1) 2018 年 PGV 亏损的非经常性原因包括 2018 年越南中部遭遇台风导致 Vung Ang 等电厂停运产生修复费用，以及因老旧电厂关停计提资产减值损失，上述两项约占当年净亏损 60% 左右。2) GULF 2015 年净亏损中约 44% 由于对淘汰传统机组计提资产减值损失，同时因 2015 年泰铢对美元贬值约 10%，外汇损失也对利润造成侵蚀。3) 2022 年泰铢对美元贬值约 12%，BGRIM 因进口燃料和外币债务产生的大额汇兑损失约占亏损总额的 60%；由于越南补贴电价中止且公司光伏项目延迟并网，对越南的太阳能资产计提资产减值损失，约占净亏损的 20% 左右。

菲律宾的 FGEN 盈利能力较为稳定，ROE 和 ROA 表现也较为突出。一方面是因为 FGEN 拥有 33% 的地热发电装机，而这部分装机主要聚集在 FGEN 持有 45.8% 经济股权，65% 投票权的子公司 EDC (Energy Development Corporation)。根据 EDC 年报测算，其 2023 年的 ROE 和 ROA 高达 18.5%/9.0%，资产负债率约 50%，主要是地热发电投资结构和运营模式类似水电站，初始投资较高，但是运营成本低，盈利能力强。另一方面，我们以 2023 年为例，剔除地热业务测算 FGEN 剩下的资产的盈利能力(主要是气电)，结果是 ROE/ROA 为 10.2%/6.8%，略低于/高于未剔除时的 12.7%/5.4%，说明气电的盈利能力也较强。

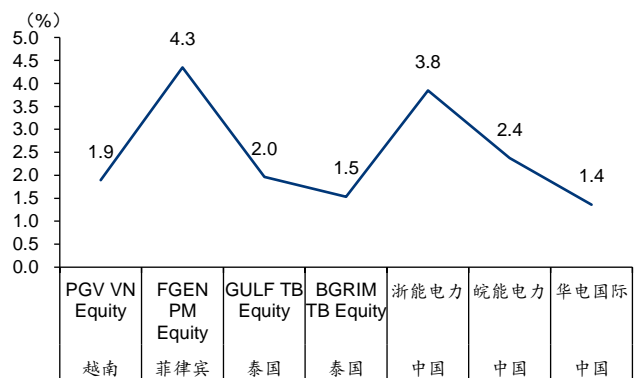
我们粗略总结为：越南/菲律宾/泰国/中国的火电正常盈利情况下，ROE 约为 7-13%/9-10%/8.5%-11%/7-10.5%。ROE 其实受项目资本金投入比例及借贷成本影响较大，我们根据筛选出来的各国典型火电公司 2015-2023 年数据粗略总结各国火电的正常盈利下 ROE 水平，实际上差异并不大。

图表 15: 东南亚火电与我国火电上市公司 2015-23 年 ROE 均值



注：表中数据为 2015-2023 年算数平均值，测算时未剔除盈利过高和过低的数值
资料来源：Bloomberg、Wind、华泰研究

图表 16: 东南亚火电与我国火电上市公司 2015-23 年 ROA 均值



注：表中数据为 2015-2023 年算数平均值，测算时未剔除盈利过高和过低的数值
资料来源：Bloomberg、Wind、华泰研究

南网区域外送东南亚国家电力规模具有增长潜力

解决电力缺口除了直接新增本国电力装机外，外购周边国家电力也是重要方式之一。通过梳理东南亚各国未来的电力发展规划，我们发现部分国家如柬埔寨、老挝、越南、新加坡和泰国对向周边国家进/出口电力做出了明确规划，目前在建/规划中的东南亚国家之间输电规模达 12.86GW。老挝是东盟国家跨国电力运输的重要枢纽，我国与老挝、缅甸和越南接壤，且南方电网持有老挝国家输电网公司（EDL-T）股权，南网区域外送东南亚国家潜力较大，但主要取决于顶层设计。若南方电网区域电力外送东南亚能够增长，或有利于促进南网区域尤其是云南和广西供需收紧，从而对上网电价形成一定支撑。

老挝是东南亚重要电力出口国，东盟电力互联是未来重要发展方向

东南亚范围内，目前 6 个国家拥有跨国输电线路，其中老挝是东南亚最主要的电力出口国。当前仅有缅甸、印度尼西亚和菲律宾未与其他国家进行跨国输电，主要系：1) 缅甸政局不稳定，部分规划项目停滞；2) 印度尼西亚和菲律宾属于群岛国家，与邻国和东南亚大陆之间需要跨越海洋，建立海底输电线路成本较高且技术困难。老挝是东南亚最主要的电力出口国家，与泰国、越南和柬埔寨都有跨国输电线路，基本以单向外送水电为主，截至目前合计送电其他东南亚国家的规模达 3.47GW。泰国、马来西亚和越南的跨国送电以气电和煤电等化石能源为主，其中马来西亚和新加坡之间的输电线路为海底送电项目。

图表 17：截至目前东南亚国家在运跨国输电线路情况

售电国家	购电国家	输电线路	送电方向	状态	开始送电时间	电源类型	送电规模
老挝	泰国	Nam Theun 1-Hin Heup-Nakhon Ratchasima 500kV	单向	在运	2010 年	水电	1,500MW
老挝	泰国	Ratchaburi-Nam Theun 2 500kV	单向	在运	2010 年	水电	1,070MW
老挝	泰国	Nong Khai-Luang Prabang 230kV	双向（老挝→泰国为主）	在运	2000 年代初	水电	200MW
老挝	越南	Xekaman 1 水电站-越南中部 500kV	单向	在运	2016 年	水电	500MW
老挝	柬埔寨	老挝南部-柬埔寨上丁省 230kV	单向	在运	2020 年	水电	200MW
泰国	柬埔寨	Aranyprathet-Battambang 230kV	单向	在运	2015 年	气电	300MW
泰国	马来西亚	Sadao-Gurun 300kV HVDC	双向（泰国→马来西亚为主）	在运	1990 年代初	气电	300MW
马来西亚	新加坡	马来西亚半岛-新加坡海底电缆	单向	在运	2018 年	气电为主	2,000MW
越南	柬埔寨	Tây Ninh-Phnom Penh 220kV	单向	在运	2010 年	煤电	200MW

资料来源：泰国电力局 EGAT、越南电力集团 EVN、柬埔寨电力公司 EDC、马来西亚国家能源公司 TNB、华泰研究

五个东南亚国家在其电力发展规划中对电力进出口做出预期。其中老挝主要是新增对泰国、柬埔寨、缅甸和中国的电力出口规模计划，预计 2021-2030 年将推进出口装机和电量规模从 14.666GW/856.63 亿 kWh 均大幅提升 221%至 21.298GW/1243.997 亿 kWh。柬埔寨、越南、新加坡和泰国则仍主要是电力进口规划。柬埔寨预计 2030 年以前新增老挝电力进口 2.65GW，2040 年以前新增泰国电力进口 1GW。越南将继续从老挝进口电力，2025 和 2030 年预计进口规模分别达到 3.853-4.728GW/3.937-5.742GW。新加坡和泰国未明确具体电力进口国家，其中新加坡预计至 2035 年从邻国进口 4GW 电力，占新加坡预测电力需求的 30%，我们测算较 2018 年新增电力进口需求约 2GW；泰国预计 2024-2037 年间增加 3.5GW 进口电力。

图表18：东南亚主要国家对电力进出口发展规划

国家	规划文件	周边国家电力进口	周边国家电力出口
柬埔寨	The Power Development Master Plan (PDP) of Cambodia 2022-2040	2030 年以前新增 2.65GW 老挝电力进口, 2030 年以前新增 0.7GW 泰国电力进口, 2030-2040 年再新增 0.3GW 泰国电力进口; 至 2040 年从老挝/泰国进口电力 3.095/1GW	
老挝	National Power Development Plan (NPDP) 2021-2030		2021-2030 年, 出口装机/电量均提升 221% (14.666GW/856.63 亿 kWh) 至 21.298GW/1243.997 亿 kWh), 包括向泰国、越南、柬埔寨、缅甸和中国等出口电力
越南	APPROVING THE NATIONAL POWER DEVELOPMENT PLAN IN THE 2021-2030 PERIOD, WITH VISION TO 2045	继续从老挝进口电力, 2025 和 2030 年分别达到 3.853-4.728GW/3.937-5.742GW	
新加坡	Singapore Green Plan 2030	至 2035 年从邻国进口 4GW 电力, 占新加坡预测电力需求的 30%	
泰国	Draft Thailand's Power Development Plan, 2024-2037 (PDP 2024)	增加 3.5GW 的进口电力	

资料来源: 各国能源局官网、华泰研究

我们统计东南亚国家之间在建/规划中的跨国线路 13 条, 合计容量 12.86GW。其中泰国和缅甸之间的两条线路 Mae Sot (泰国) -Myawaddy (缅甸) 230kV 和塔桑水电站 (缅甸) -泰北碧府 500kV 因政局问题暂停, 合计容量 1.56GW。在建和规划中的多数线路为已经建立输电关系国家的扩建项目, 而印度尼西亚、东帝汶、菲律宾等目前没有在建东南亚跨国输电线路的国家也有一定规划。送电电源与售电国家本身的发电结构有重要相关性, 如老挝和缅甸以水电为主, 泰国、马来、菲律宾、印度尼西亚以煤电、气电、地热发电等传统能源为主, 同时结合部分光伏发电。

图表19：东南亚国家之间在建/规划中（部分暂停或搁置）跨国输电线路

售电国家	购电国家	输电线路	送电方向	状态	预计投产时间	送电电源类型	输电规模
老挝	泰国	Thakhek-Nakhon Phanom 500kV	单向	在建	2026 年	水电	1,200MW
老挝	越南	Xekaman 3 水电站-越南中部 500kV	单向	规划中	2027 年	水电	800MW
老挝	柬埔寨	老挝占巴塞省-柬埔寨桔井省 230kV	单向	在建	2025 年	水电	300MW
泰国	缅甸	Mae Sot (泰国) -Myawaddy (缅甸) 230kV	双向 (主泰国→缅甸)	暂停	2025 年 (暂缓)	气电	200MW
泰国	柬埔寨	Aranyaprathet-Battambang 500kV 升级	单向	在建	2026 年	气电+光伏	600MW
马来西亚	印度尼西亚	西加里曼丹 (印尼) -砂拉越 (马来) 275kV	双向 (主马来→印尼)	规划中	2028 年	水电	500MW
马来西亚	新加坡	柔佛 (马来) -裕廊 (新加坡) 第二海底电缆	单向	在建	2027 年	气电+光伏	1,500MW
印度尼西亚	新加坡	巴淡岛 (印尼) -新加坡 HVDC 电缆	单向	规划中	2030 年	光伏+地热	2,000MW
印度尼西亚	东帝汶	西帝汶 (印尼) -帝力 (东帝汶) 150kV	单向	在建	2025 年	煤电+光伏	100 MW
越南	柬埔寨	安江省 (越南) -金边 (柬埔寨) 500kV	单向	在建	2027 年	海上风电	800MW
缅甸	泰国	塔桑水电站 (缅甸) -泰北碧府 500kV	单向	暂停	未定	水电	1,360MW
菲律宾	马来西亚	棉兰老岛 (菲律宾) -沙巴 (马来) HVDC 电缆	双向 (主菲律宾→马来)	规划中	2032 年	地热+光伏	500MW
印尼/马来	新加坡/泰国	东盟南部电网 (马来半岛-苏门答腊互联)	多向调节	规划中	2035 年	水电 (印尼) +气电 (马来)	3,000MW

注: 红色字体为涉及目前没有东南亚区域跨国输电线路的国家的項目

资料来源: 东盟能源中心 ACE、各国能源局、亚洲开发银行 ADB、华泰研究

我国已与老挝/缅甸/越南进行跨国输电, 未来有望通过接壤国家进一步扩展

目前, 我国和接壤的东南亚国家越南、老挝和缅甸之间主要有 12 条在运跨国输电线路。除了中缅 110 千伏边境互联项目主要目的是调节边境地区电力供需, 建设之初即为双向输电线路外, 其他基本建设之初仅单向送电, 之后才通过升级改造增加反向送电。总体而言, 我国外送给东南亚的电力以水电和光伏等清洁能源为主, 但存在分旱、雨两季双向送电、主要为调节作用的线路中, 旱季我国一般向越南和缅甸输送的还有火电; 东南亚国家外送我国的主要是水电电量, 其中缅甸对我国的单向跨国输电线路主要是将我国企业在缅甸投资建设的水电站电量送回云南, 如华能水电的瑞丽江一级水电站地处缅甸, 但 2008 年投产后又通过 220 千伏输电线路并入云南电网消纳。

图表20：中国和东南亚国家跨国输电线路情况（在运）

售电方	购电方	输电线路	送电方向	状态	开始送电时间	送电规模
中国云南河口	越南老街	中越 110 千伏河口-老街线	双向 (以中国至越南为主)	在运	2004 年	初期 100 MW，2016 年扩容至 150-180 MW，旱季中国向越南输送火电或光伏电力约 100-150 MW，雨季越南富余水电反送至中国云南，约 30-50 MW
中国云南文山	越南河江	中越 110 千伏文山-河江线	双向 (以越南至中国为主)	在运	2016 年	设计容量 120MW，雨季越南水电送中国，约 80-100MW（2023 年越南水电送电约 2.5 亿千瓦时，对应平均负荷约 80 MW），旱季中国向越南输送火电或光伏电力，负荷约 20-40 MW（2021 年曾单日中国向越南反向送电达 50 MW，持续 72 小时）
中国云南红河	越南老街	中越 220 千伏红河-老街线	单向	在运	2006 年	输电能力双回合计 600MW，年供电量 13 亿千瓦时，预计 2022 年至 2025 年期间，向越南北部出口约 40 亿千瓦时电量
中国云南文山	越南河江	中越 220 千伏文山-河江线	单向	在运	2007 年	输电容量为 200MW，首次协议输电 10 年，首年送电量不少于 7 亿千瓦时，总电量不少于 100 亿千瓦时
中国云南西双版纳	老挝北部 4 省	115 千伏勐腊—那磨线	双向 (2022 年开始)	在运	2009 年	2009 年线路投运时，主要向老挝北部南塔、乌多姆塞两省供电，2010 年扩容，供电范围扩大至老挝北部四省南塔、乌多姆塞、琅勃拉邦、沙耶武里，最大送电容量为 60MW，年平均送电量约 2.1 亿至 2.3 亿千瓦时；2021 年 12 月 12 日，线路通过改接至新建的 110 千伏东盟变电站，线路具备双向送电技术条件，2022 年 6 月，老挝南塔河 1 号水电站首次向反向中国送电
中国云南	老挝北部 4 省	中老 230 千伏北部电网项目	双向 (2023 年后)	在运	2015 年	2015 年投产时初期云南对老挝北部送电容量约 150MW，2020 年后进行电网升级，主要为了实现老挝北部水电站和云南电网互联，2023 年老挝区域部分投运，联网工程仍在实施，若完成后预计形成 300-500MW 的输电能力
中国广西东兴	越南芒街	中越 110 千伏东兴-芒街线（又单 称广西防城港-越南广宁线路）	单向	在运	2005 年	50MW，2023 年协议约定 5 月至 7 月输送约 2 亿千瓦时，未来计划通过 500 千伏线路扩大规模，2027-2028 年起年输送 190 亿千瓦时
中国云南西双版纳	缅甸掸邦第四特区 勐拉县	中缅 110 千伏边境互联项目西 双版纳至缅甸掸邦第四特区线 路	双向	在运	2018 年	目的主要是调节边境地区电力供需，旱季缅甸水电不足时，中国向缅甸输送火电或光伏电力，雨季缅甸向中国返送富余水电，约 30-50MW
中国云南德宏州	缅甸木姐、九谷	中缅 110 千伏边境互联项目如 云南瑞丽—缅甸木姐，畹町—九 谷等	双向	在运	2008/2012 年	目的主要是调节边境地区电力供需，旱季缅甸水电不足时，中国向缅甸输送火电或光伏电力，单次规模约 10-50 MW，雨季缅甸向中国返送富余水电
缅甸	中国云南	220 千伏输电线路	单向	在运	2008 年	缅甸瑞丽江一级水电站，装机 600MW
缅甸	中国云南	500 千伏缅甸太平洋江到云南大 盈江四级线路	单向	在运	2010 年	1200-1500MW
缅甸	中国云南	-	单向	在运	2017 年	缅甸勐瓦水电站，总装机容量 66MW

注：上表为主要线路整理，可能不完整

资料来源：云南省能源局、南方电网西双版纳供电局、中国南方电网、越南工贸部、云南电网公司、国资委官网、华泰研究

中国未来可能通过老挝、越南等向东南亚非接壤的泰国、马来西亚、柬埔寨送电。除与接壤的老挝、缅甸和越南进一步增强输电能力外，我国未来还可能通过老挝和越南向泰国、马来西亚和柬埔寨输送清洁能源，合计规模或达到 15GW，但除云南-老挝-泰国±800kV 项目外，其他与柬埔寨和马来西亚的项目仍处于概念/远期规划状态，尤其是云南-老挝-泰国-马来西亚±1100kV 中途经过两个第三方国家，路途遥远，项目不确定性较大。广西-越南广宁 500kV 原计划 2026 年投产，但仍未开工建设，项目推进可能也存在一定的不确定性。

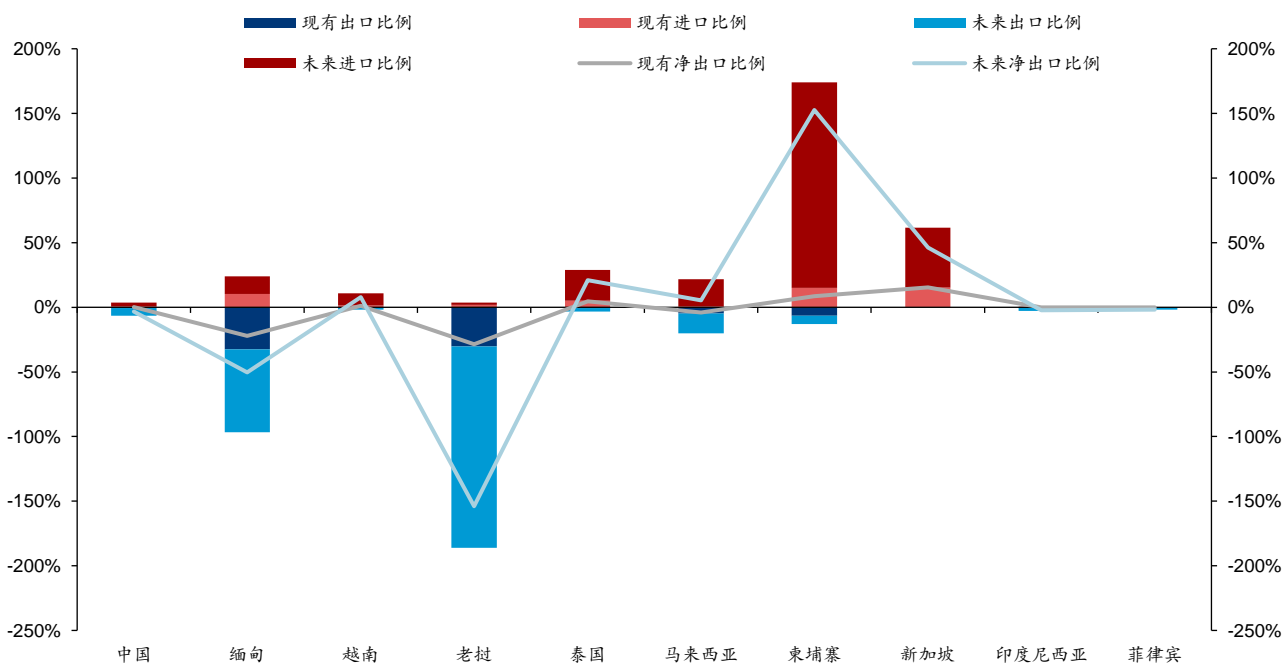
图表21：中国和东南亚国家潜在新增跨国输电线路

售电国家	购电国家	输电线路	送电方向	状态	预计投产时间	电源类型	送电规模
老挝	中国	老挝北部-云南 500kV 双回线路	单向	在建(扩容)	2025 年扩容	水电	2,200MW
老挝	中国	老挝占巴塞-广西±800kV 特高压	单向	规划中(可行性研究)	2030 年	水电+光伏	3,000MW
缅甸	中国	瑞丽江二级-云南 500kV	单向	搁置	2024 年(原计划)	水电	640MW
中国	越南	广西-越南广宁 500kV	单向	概念规划	2026 年	核电+海上风电	1,000MW
中国	泰国	云南-老挝-泰国±800kV	单向	一期在建	2028 年	水电	5,000MW
中国	柬埔寨	广西-越南-柬埔寨 500kV	单向	概念规划	2035 年	核电+光伏	2,000MW
中国	马来西亚	云南-老挝-泰国-马来西亚±1100kV	单向	远期规划	2035 年	水电	8,000MW

注：概念规划、远期规划及未按计划时间投产项目不确定性均较大
资料来源：南方电网、国家电网、东盟能源中心 ACE、华泰研究

老挝有望维持东南亚主要电力出口国地位，柬埔寨或将大比例依赖电力进口。我们按照上文统计的东南亚国家之间以及东南亚国家与中国之间的跨国输电线路和东南亚国家未来能源发展规划中所提及的进出口电力预期的最大口径，测算了东南亚各国和我国的现有/未来进出口电力比例。老挝有望维持东南亚主要电力出口国地位，缅甸未来出口电力规模或将达到截至 2023 年底全国总装机的 64%，马来西亚未来电力出口规模有望达到截至 2022 年底全国总装机的 15.5%。柬埔寨未来潜在电力进口规模或将较截至 2023 年底电力进口量增长 9.6x，新加坡/泰国未来潜在电力进口规模将占截至 2023 年底装机规模的 46.2%/23.8%。

图表22：中国和东盟国家进出口电力比例



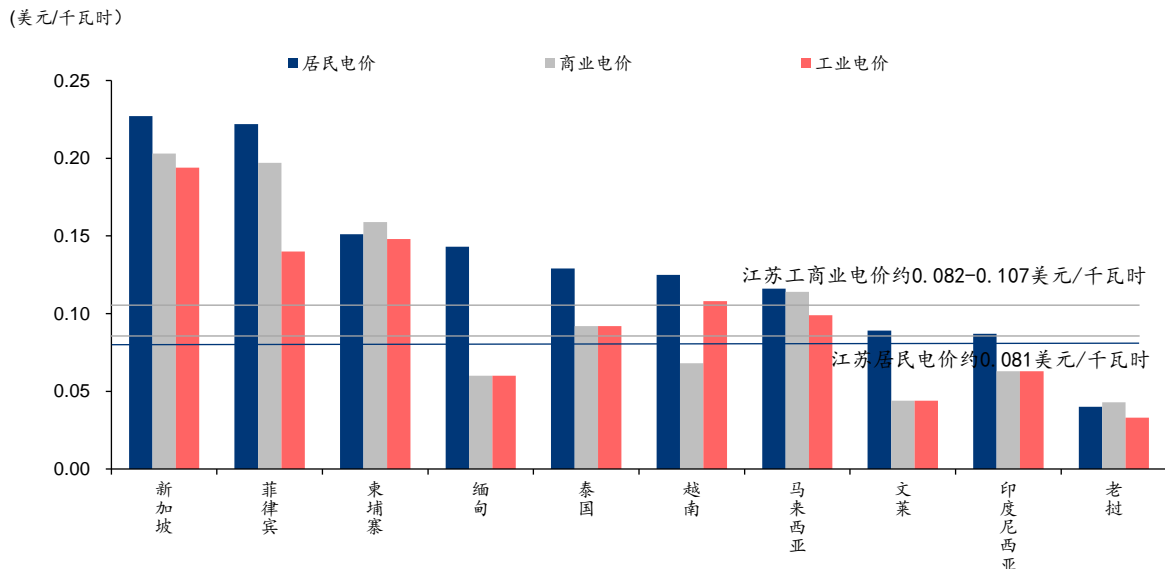
注：1) 出口比例采用负数，进口比例采用正数，净出口比例=出口比例+进口比例；2) 比例测算方式：每个国家进口或出口电力容量/截至 2023 年底该国总装机容量（马来西亚由于数据缺失采用 2022 年底总装机容量作为分母），用 2023 年并非 2024 年底数据主要是考虑数据可得性；3) 由于很多国家未来不仅有新增装机容量，同时也会有大量退役机组；且潜在的输电项目具体投产时间难预计，我们测算未来出口/进口比例时分母也统一采用截至 2023 年底的总装机容量（除马来西亚采用截至 2022 年底数据），导致柬埔寨和老挝的进口/出口比例超过 100% 的情形出现；4) 每个国家未来进口和出口电力容量采用发展规划文件与我们所搜集到具体项目加总值的更大者；5) 由于很多跨国输电项目存在较大不确定性，本测算不形成对该国进出口比例的预测，仅供横向对比不同国家差异以及纵向观察各国未来大致变化趋势
资料来源：各国能源局、华泰研究

云南/广西水电电价具有一定优势，国网/南网对菲律宾/老挝电网持股

终端电价对比：柬埔寨/老挝商业电价高于居民电价，我国工商业电价高于居民电价。根据菲律宾能源局官网 EPIMB 披露的 2025 年 2 月东盟国家电价，除柬埔寨/老挝商业电价为 0.159/0.043 美元/千瓦时，高于居民电价的 0.151/0.04 美元/千瓦时外，其余东南亚国家居民电价均同时高于商业和工业电价。

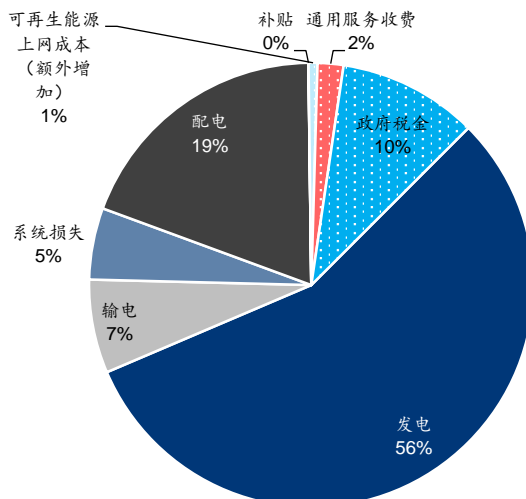
我国的居民电价仅高于老挝，工商业电价较缅甸/文莱/印尼/老挝偏高。由于我国省份众多，且每个省份的电价存在差异（主因各省燃料成本有差异），我们选取信息披露较好的江苏省为代表进行对比。根据 2025 年 2 月江苏省代理购电价格，江苏省平时段的工商业电价约 0.082-0.107 美元/千瓦时（不同电压等级和单一/两部制电价下输配电价有所不同），仅缅甸/文莱/印尼/老挝工业、商业电价均低于我国江苏省，而新加坡/菲律宾/柬埔寨显著高于我国；越南的工业电价为 0.108 美元/千瓦时，较我国不满 1 千伏单一制下的工商业电价 0.107 美元/千瓦时略高。居民电价我们选取江苏省不满 1 千伏“一户一表”居民用户中等用电量下（2760 千瓦时<年用电量≤4800 千瓦时）的未分时电价 0.081 美元/千瓦时（1-10 千伏“一户一表”居民用户同用电量区间下略低 0.0014 美元/千瓦时），仅高于老挝的 0.04 美元/千瓦时，与文莱和印尼的 0.089/0.087 美元/千瓦时较为接近，显著低于其他东盟国家。

图表 23：东盟主要国家 2025 年 2 月居民、商业和工业电价情况



注：1) 汇率采用 2025/2/28 各国 Local Currency 与美元之间汇率；2) 原报告中未展示东帝汶电价，故相关讨论不包含东帝汶
资料来源：菲律宾能源局、华泰研究

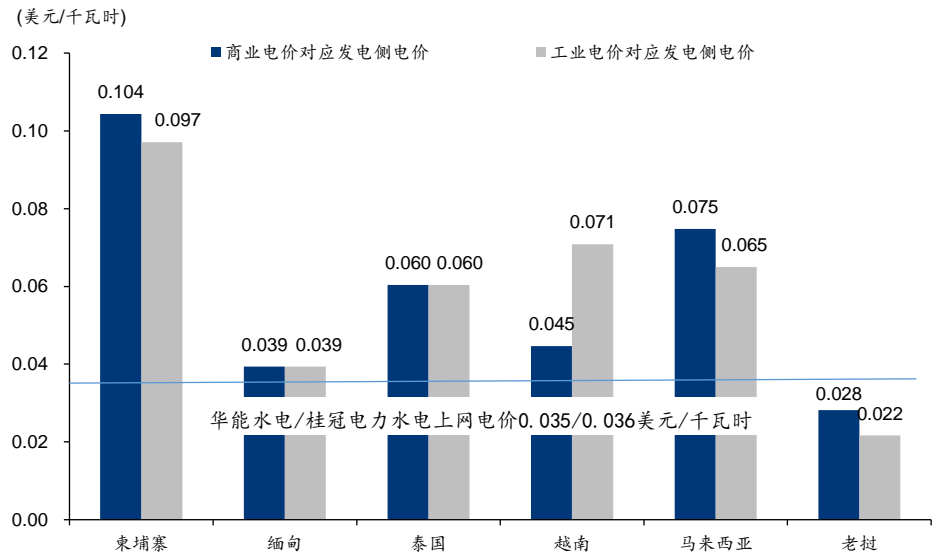
2025 年 2 月，发电侧电价/输配电电价占菲律宾居民电价的 56%/26%，低于/高于我国江苏工业电价的 66%/21%。根据菲律宾能源局官网 EPIMB 披露，其 2025 年 2 月的居民电价构成中，发电侧电价即类似我国的上网电价占比 56%，输电/配电电价占比分别为 7%/19%，合计 26%，剩余成本中占比较高的为政府税金的 10%。根据我国平时段的工商业电价约 0.082-0.107 美元/千瓦时（不同电压等级和单一/两部制电价下输配电价有所不同），取平均进行测算，发电侧电价/输配电电价/系统损失/代理工商业上网环节线损费用折价/政府税金的占比分别为 66%/21%/7%/2%/4%，其中我国发电侧电价占比高于菲律宾，政府税金占比低于菲律宾，其他差异并不大。当然居民电价和工商业电价的拆分可能有一定的差异，上述仅为较为粗略的拆分对比。

图表24：菲律宾 2025 年 2 月居民电价具体构成


资料来源：菲律宾能源局、华泰研究

我国广西/云南水电上网电价与老挝/缅甸对比无明显优势，以老挝/缅甸水电送我国为主。我国与东南亚国家之间有输电通道的省份主要为南网区域的云南和广西，考虑在运/在建/规划中线路，我国以售电为主的合作国为越南、泰国、柬埔寨和马来西亚，而与缅甸和老挝的线路中，我国以受电为主。我们假设东南亚国家工商业的发电侧价格占终端电价的比例为 66%（与我国江苏省一致），测算结果显示以华能水电/桂冠电力水电电价为代表的云南和广西水电上网电价 0.035/0.036 美元/千瓦时，与老挝和缅甸工商业电价对应的发电侧上网电价 0.022-0.028/0.039 美元/千瓦时比确实没有明显优势。

我国广西/云南水电上网电价与柬埔寨发电侧电价对比优势显著，与泰国/马来西亚/越南（工业）对比也有一定优势。我国与越南直接接壤，存量线路中以我国云南/广西外送越南为主，从测算的越南工业电价对应的发电侧电价 0.071 美元/千瓦时对比，约为我国云南/广西水电上网电价的 2 倍，概念规划的新增的广西送越南电源类型中有出现核电，目前广西在运核电仅防城港一个厂址，防城港 2025 年 100%电量参与市场化交易，交易电价约 0.34 人民币/千瓦时，对应 0.048 美元/千瓦时，约为越南工业电价对应的发电侧电价的 68%。

图表25：与我国有输电线路的东南亚国家发电侧电价测算值


注：1) 假设东南亚国家工商业的发电侧价格占终端电价的比例为66% (与我国江苏省一致)；2) 华能水电/桂冠电力水电上网电价采用2023年数据，采用2025/2/28 1美元=7.1738人民币换算
资料来源：华泰研究测算

我们梳理发现南方电网持有老挝国家输电网公司 (EDL-T) 股权。老挝国家输电网公司 (EDL-T) 由中国南方电网公司和 EDL 共同投资组建，将负责建设运营老挝 230kV 及以上等级电网，而我们统计的老挝未来的跨国输电线路均为 230kV 及以上等级电网，有望推动加速老挝与周边电网的互联互通。同时，老挝是东南亚重要的电力出口国，与泰国、越南、柬埔寨等多个国家之间拥有输电线路，南方电网对 EDL-T 的参股增加了话语权，有望增强未来我国向东南亚非接壤国家如泰国、柬埔寨送电的潜力。

图表26：南方电网对中国内地以外主要区域电网公司投资情况

国家/地区	公司	收购时间 (完成股权交割时间)	收购股权比例	具体情况
秘鲁	秘鲁配电公司	2024年2月	83.15%	中国南方电网国际(香港)有限公司 (CSGI HK) 以29亿美元 (约合199亿元人民币) 的价格，收购意大利国家电力公司 (Enel) 旗下两家秘鲁子公司。秘鲁配电公司成立于1994年，主要服务利马北部及周边1600多平方公里区域的电力供应，用户数超过153.6万户，占秘鲁总配电用户数的19%，是秘鲁用户数最多的配电公司。X秘鲁公司成立于2019年，近年来依托配电和发电业务侧重开展分布式光伏、储能等业务。
	X秘鲁公司	2024年2月	100%	
老挝	老挝国家输电网公司	2024年1月	合资成立	2024年1月，由南方电网公司与老挝国家电力公司合资成立的老挝国家输电网公司 (EDL-T) 进入实质化运营，负责建设运营老挝230千伏及以上电网，加速与周边电网的互联互通
马来西亚	马来西亚埃德拉公司	2018年4月	37%	中国南方电网有限责任公司与中国广核集团收购，马来西亚埃德拉公司是东南亚最大的独立发电商之一，旗下拥有13个电站，装机容量8770兆瓦。该公司旗下所拥有项目分布于马来西亚、埃及、孟加拉、巴基斯坦、阿联酋等5个“一带一路”国家，电力需求旺盛。马来西亚埃德拉公司未来还将拓展电网领域的投资，在电网建设运营方面，南方电网公司与中国广核集团可借助互补优势，实现双赢。

资料来源：南方电网官网、华泰研究

国家电网持有菲律宾国家输电网 (NGCP) 40% 的股权。目前我国在运和规划中的跨国输电线路不包括菲律宾，主要是菲律宾属于海岛国家，且距离中国较远，输电成本可能过高，但菲律宾的电价水平较高，我们测算其2025年2月发电侧电价高达0.125美元/千瓦时，是我国广西/云南水电的约3.6倍，不排除未来有外送潜力。


图表27：国家电网对中国内地以外主要区域电网公司投资情况

国家/地区	公司	收购时间（完成股权交割时间）	收购股权比例	具体情况
希腊	希腊国家电网公司（IPTO）	2017年6月	24%	以3.2亿欧元收购希腊国家电网公司24%的股权，交易方式为公开招标。
菲律宾	菲律宾国家输电网（NGCP）	2009年1月	40%	2007年12月，国家电网与菲律宾蒙特罗电网资源公司、卡拉卡高电组成联合体，以39.5亿美元中标菲律宾国家输电网25年特许经营权。2009年1月正式接管运营。其中中国国家电网公司是最大股东，持股40%，两个菲律宾股东各持股30%。作为菲律宾电力分配的核心机构，NGCP在菲律宾的电力供应中发挥着重要作用，为菲律宾提供了近78%的电力供应。NGCP获得了为期25年的特许经营权，成为中企在菲律宾的重要投资项目之一。
葡萄牙	葡萄牙国家能源网公司（REN）	2012年5月	25%	实现中国电力企业首次入股欧洲国家级电网公司。
巴西	巴西14家输电特许权公司	2010年12月-2012年12月	100%	公司与巴西电力公司联合中标巴西美丽山水电特高压直流送出一期项目，公司占股比51%，实现公司特高压技术成功走出去。独立中标巴西美丽山水电特高压直流送出二期项目，首次独立实现特高压投资、建设、装备一体化走出去。该项目是国家电网公司迄今为止最大的境外投资项目。CPFL公司是巴西最大私营电力企业，业务主要包括配电和新能源发电领域。CPFL公司全资拥有9个配电特许权公司，业务覆盖经济发达的圣保罗州和南大河州，服务区域面积30.4万平方公里，服务人口数约2400万，年配电量700亿千瓦时，在巴西配电市场份额为14.3%，是巴西最大的配电企业。CPFL公司供电可靠性、线损等运营指标在巴西处于领先地位，是巴西配电领域的标杆企业。同时，CPFL公司还控股巴西第一大新能源公司，在运新能源权益装机容量101万千瓦。
	巴西美丽山水电特高压直流送出一期项目	2014年2月	51%	
	巴西美丽山水电特高压直流送出二期项目	2015年7月	100%	
	巴西圣保罗电力电灯公司（CPFL）	2017年1月-2019年6月	83.71%	
阿曼	阿曼国家电网公司（OETC）	2019年12月签协议，2020年初完成交易	49%	国家电网与阿曼那玛控股公司（Nama）签署了《阿曼国家电网公司49%股权收购协议》。Nama将其持有的阿曼国家电网公司（OETC）的49%股权出售给国家电网，筹资约10亿美元（约合70.04亿元人民币）。是国网首次在中东地区成功投资运营电网企业，也是中国企业对阿曼的最大单笔投资
澳大利亚	澳大利亚南澳输电公司（ElectraNet）	2012年12月-2013年4月	46.56%	收购+增持，首次成功投资澳大利亚。
	新加坡能源国际澳大利亚资产公司（SGSPAA）	2014年1月	60.00%	收购新加坡淡马锡集团下属的澳洲资产公司60%和澳网公司19.9%股权，公司在澳洲资产规模显著提升。
	澳网公司（AusNet）	2014年1月	19.90%	
意大利	意大利存贷款能源网公司（CDP RETI）	2014年11月	35%	以21亿欧元收购意大利存贷款公司旗下能源网公司35%股权。意大利存贷款能源网公司是意大利存贷款公司全资控股公司，持有意大利输电网公司29.85%股权和意大利天然气网络公司30.01%股权。其中，意大利输电网公司是意大利国家级输电公司，拥有和运营覆盖意大利全境的输电网络，同时负责意大利全国输电网的调度
智利	切昆塔集团公司（Chilquinta Energía）	2020年6月	100%	是国家电网公司在西班牙语国家的首次成功投资。也是中国企业在智利能源及公用事业领域的最大投资项目，切昆塔集团公司是智利第三大配电企业，拥有配电线路16911公里，服务人口超200万。该公司同时从事输电业务，拥有1109公里输电线路。2019年10月，国家电网公司与美国森普拉能源公司签署股权购买协议，全资收购切昆塔集团公司100%股权。
	CGE公司	2020年11月	96.04%	与西班牙能源集团（Naturgy）签署股权购买协议，收购后者持有的智利CGE公司96.04%股权。CGE公司是智利第一大配电公司和第二大输电公司，服务地区覆盖智利大部分国土，拥有输电线路3500公里，配电线路64738公里，配电用户达到300万，约占市场份额的45%。此次交易总额为25.7亿欧元（约合人民币200.95亿元）
中国香港	港灯电力投资有限公司（HKEI）	2014年1月-2015年8月	21%	港灯是电能实业在香港的主要营运公司，创立于1889年，是目前世界上历史最悠久的电力公司之一。电能实业包括香港电灯有限公司（简称港灯）、电能投资有限公司、港灯协联工程有限公司及若干附属公司。大股东为长江集团及和记黄埔透过长江基建持有

资料来源：中国一带一路网、国家电网官网、华泰研究

更看好南网区域电力跨国外送，推荐华能水电/桂冠电力

目前云南和广西水电送广东较多，但随着去年以来煤价下降，广东 2025 年年度市场化交易电价 0.39 元/千瓦时已经和华能水电外送广东点对网和网对网落地电价 0.43-0.45 元/千瓦时形成倒挂。但目前云南和广西水电上网电价较部分潜在外送东南亚国家发电侧价格相比具有优势，虽然无法确定跨国输配电价的多少，但根据目前发电侧电价优势留有较大的输配电价空间。

相比在东南亚国家直接投资建设火电，我们更看好南网区域电力外送至东南亚，从地理位置和发电价格看，云南和广西水电具有优势，若外送规模增加，可能促使云南和广西电力供需格局趋紧，一方面增加云南、广西水电外送机会，另一方面对云南、广西省内水电电价形成支撑。推荐云南、广西水电龙头上市公司华能水电、桂冠电力。

图表28：重点推荐公司一览表

股票名称	股票代码	投资评级 (当地币种)	最新收盘价 (当地币种)	目标价 (当地币种)	市值 (百万当地币种)	EPS (元)				PE (倍)			
						2023	2024E	2025E	2026E	2023	2024E	2025E	2026E
华能水电	600025 CH	买入	9.17	11.82	165,060	0.42	0.45	0.49	0.55	21.61	20.20	18.62	16.78
桂冠电力	600236 CH	买入	6.46	7.67	50,920	0.16	0.31	0.33	0.36	41.54	20.66	19.36	18.05

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

图表29：重点推荐公司最新观点

股票名称	最新观点
华能水电 (600025 CH)	<p>2024 年 1-9 月公司累计实现营收 194.18 亿元，同比+7.1%；归母净利润 72.26 亿元，同比+7.8%。对应 3Q24 公司实现营收 75.37 亿元，同比-1.3%；归母净利润 30.56 亿元，同比-7.4%，归母净利润低于我们预期的 35.56-38.80 亿元，主要系 9 月澜沧江来水同比严重偏枯，公司 3Q24 上网电量同比-4.8%。3Q24，公司不含税综合上网电价同比+0.7 分至 0.193 元/千瓦时，主要得益于：1) 云南市场化电价同比增长；2) 托巴水电站陆续投产促使澜上高电价的点对网外送上网电量占比同比+1.2pp。基于云南电力供需偏紧格局，持续看好云南省市场化电价上涨，维持“买入”评级。</p> <p>考虑澜沧流域自 9 月开始来水同比偏枯，我们下调对公司水电发电量预期，从而下调公司 2024-2026 年归母净利润至 81.7/88.6/98.4 亿元（前值：88.4/95.8/105.6 亿元），对应 EPS 为 0.45/0.49/0.55 元。参考可比公司 Wind 一致预期 2025 年平均 PE16.0x，看好公司水风光一体化发展带来长期价值提升，给予公司 25 年 24x 目标 PE，对应目标价 11.82 元（前值：13.75 元），维持“买入”评级。</p> <p>风险提示：来水/市场化电价上涨不及预期，水风光电站投产不及预期。</p> <p>报告发布日期：2024 年 10 月 30 日</p> <p>点击下载全文：华能水电(600025 CH,买入)：电价同比增长抵消部分电量下滑影响</p>
桂冠电力 (600236 CH)	<p>桂冠电力发布三季报：3Q24 实现营收 25.24 亿元 (yoy+29.94%，qoq-6.53%)，归母净利 7.27 亿元 (yoy+224.74%，qoq-27.87%)。1-9M24 实现营收 73.54 亿元 (yoy+20.61%)，归母净利 21.64 亿元 (yoy+90.34%)，扣非净利 21.53 亿元 (yoy+87.30%)。3Q24 归母净利润位于我们预期的 4.5-7.68 亿元区间上限，主要得益于红水河流域来水同比大幅偏丰，公司水电发电量同比+62.46%。虽因水电修复或低于预期而下调公司 2024-2026 年归母净利润 16%/15%/14%，但公司现金流仍充裕，且 2024 年承诺 70%分红比例，7%贴现率下公司 FCFE 估值可达 640 亿元，“买入”。</p> <p>考虑 9 月以来来水同比增速大幅减弱，我们下调公司水电发电量预期，下调 2024-2026 年公司归母净利润预测至 24.65/26.30/28.21 亿元（前值：29.18/30.79/32.87 亿元），对应 EPS 为 0.31/0.33/0.36 元，参考可比公司 2025E PE 的 Wind 一致预期为 16.5x，持续看好公司现金流价值，考虑公司 ROE 和分红比例高于大多数可比公司，给予公司 23x 2025E PE，对应目标价 7.67 元（前值：9.62 元），维持“买入”评级。</p> <p>风险提示：来水偏枯导致水电发电量不及预期；水电上网电价不及预期。</p> <p>报告发布日期：2024 年 10 月 31 日</p> <p>点击下载全文：桂冠电力(600236 CH,买入)：业绩符合预期，看好公司现金流价值</p>

资料来源：Bloomberg，华泰研究预测

风险提示

- 1) 测算结果和实际存在差异风险。**本文对中国神华在印度尼西亚的爪哇发电和南苏发电 ROE/ROA 进行测算，测算结果分别为 21.5%/6.5%和 7.9%/2.4%，但我们简单假设项目净资产=资本金比例*总投资，测算结果可能和实际存在差异。由于海外发电侧电价的数据可得性较差，我们参考我国江苏工商业电价中发电侧电价的平均占比 66%，对东南亚部分国家的发电侧电价进行了模拟测算，实际结果可能和我们测算值之间存在差异。
- 2) 项目推进不及预期风险。**我们梳理了东南亚国家之间以及我国和东南国家的潜在新增跨国输电项目，但由于地缘政治变化、技术限制、成本限制等原因，项目的推进可能不及预期。
- 3) 汇率波动风险。**本文对我国和东南亚均转换为美元后的发电侧和终端电价进行了对比，但不同国家汇率波动程度可能不同，若某国货币对美元大幅贬值或升值，可能对结论造成一定影响。

免责声明

分析师声明

本人，王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知，兹证明本报告所表达的观点准确地反映了分析师对标的证券或发行人的个人意见；彼以往、现在或未来并无就其研究报告所提供的具体建议或所表达的意见直接或间接收取任何报酬。

一般声明及披露

本报告由华泰证券股份有限公司（已具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格，以下简称“本公司”）制作。本报告所载资料是仅供接收人的严格保密资料。本报告仅供本公司及其客户和其关联机构使用。本公司不因接收人收到本报告而视其为客户。

本报告基于本公司认为可靠的、已公开的信息编制，但本公司及其关联机构（以下统称为“华泰”）对该等信息的准确性及完整性不作任何保证。

本报告所载的意见、评估及预测仅反映报告发布当日的观点和判断。在不同时期，华泰可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。以往表现并不能指引未来，未来回报并不能得到保证，并存在损失本金的可能。华泰不保证本报告所含信息保持在最新状态。华泰对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司不是 FINRA 的注册会员，其研究分析师亦没有注册为 FINRA 的研究分析师/不具有 FINRA 分析师的注册资格。

华泰力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供参考，不构成购买或出售所述证券的要约或招揽。该等观点、建议并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，华泰及作者均不承担任何法律责任。任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

除非另行说明，本报告中所引用的关于业绩的数据代表过往表现，过往的业绩表现不应作为日后回报的预示。华泰不承诺也不保证任何预示的回报会得以实现，分析中所做的预测可能是基于相应的假设，任何假设的变化可能会显著影响所预测的回报。

华泰及作者在自身所知情的范围内，与本报告所指的证券或投资标的不存在法律禁止的利害关系。在法律许可的情况下，华泰可能会持有报告中提到的公司所发行的证券头寸并进行交易，为该公司提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务或向该公司招揽业务。

华泰的销售人员、交易人员或其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。华泰没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。华泰的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。投资者应当考虑到华泰及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一信赖依据。有关该方面的具体披露请参照本报告尾部。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布的机构或人员，也并非意图发送、发布给因可得到、使用本报告的行为而使华泰违反或受制于当地法律或监管规则的机构或人员。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人（无论整份或部分）等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并需在使用前获取独立的法律意见，以确定该引用、刊发符合当地适用法规的要求，同时注明出处为“华泰证券研究所”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。本公司保留追究相关责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

中国香港

本报告由华泰证券股份有限公司制作，在香港由华泰金融控股（香港）有限公司向符合《证券及期货条例》及其附属法律规定的机构投资者和专业投资者的客户进行分发。华泰金融控股（香港）有限公司受香港证券及期货事务监察委员会监管，是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。在香港获得本报告的人员若有任何有关本报告的问题，请与华泰金融控股（香港）有限公司联系。

香港-重要监管披露

- 华泰金融控股（香港）有限公司的雇员或其关联人士没有担任本报告中提及的公司或发行人的高级人员。
- 有关重要的披露信息，请参华泰金融控股（香港）有限公司的网页 https://www.htsc.com.hk/stock_disclosure 其他信息请参见下方“美国-重要监管披露”。

美国

在美国本报告由华泰证券（美国）有限公司向符合美国监管规定的机构投资者进行发表与分发。华泰证券（美国）有限公司是美国注册经纪商和美国金融业监管局（FINRA）的注册会员。对于其在美国分发的研究报告，华泰证券（美国）有限公司根据《1934年证券交易法》（修订版）第15a-6条规定以及美国证券交易委员会人员解释，对本研究报告内容负责。华泰证券（美国）有限公司联营公司的分析师不具有美国金融监管（FINRA）分析师的注册资格，可能不属于华泰证券（美国）有限公司的关联人员，因此可能不受FINRA关于分析师与标的公司沟通、公开露面和所持交易证券的限制。华泰证券（美国）有限公司是华泰国际金融控股有限公司的全资子公司，后者为华泰证券股份有限公司的全资子公司。任何直接从华泰证券（美国）有限公司收到此报告并希望就本报告所述任何证券进行交易的人士，应通过华泰证券（美国）有限公司进行交易。

美国-重要监管披露

- 分析师王玮嘉、黄波、李雅琳、胡知本人及相关人士并不担任本报告所提及的标的证券或发行人的高级人员、董事或顾问。分析师及相关人士与本报告所提及的标的证券或发行人并无任何相关财务利益。本披露中所提及的“相关人士”包括FINRA定义下分析师的家庭成员。分析师根据华泰证券的整体收入和盈利能力获得薪酬，包括源自公司投资银行业务的收入。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或不时会以自身或代理形式向客户出售及购买华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）华泰证券研究所覆盖公司的证券/衍生工具，包括股票及债券（包括衍生品）。
- 华泰证券股份有限公司、其子公司和/或其联营公司，及/或其高级管理层、董事和雇员可能会持有本报告中所提到的任何证券（或任何相关投资）头寸，并可能不时进行增持或减持该证券（或投资）。因此，投资者应该意识到可能存在利益冲突。

新加坡

华泰证券（新加坡）有限公司持有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证，可从事资本市场产品交易，包括证券、集体投资计划中的单位、交易所交易的衍生品合约和场外衍生品合约，并且是《财务顾问法》规定的豁免财务顾问，就投资产品向他人提供建议，包括发布或公布研究分析或研究报告。华泰证券（新加坡）有限公司可能会根据《财务顾问条例》第32C条的规定分发其在华泰内的外国附属公司各自制作的信息/研究。本报告仅供认可投资者、专家投资者或机构投资者使用，华泰证券（新加坡）有限公司不对本报告内容承担法律责任。如果您是非预期接收者，请您立即通知并直接将本报告返回给华泰证券（新加坡）有限公司。本报告的新加坡接收者应联系您的华泰证券（新加坡）有限公司关系经理或客户主管，了解来自或与所述分发的信息相关的事宜。

评级说明

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力（含此期间的股息回报）相对基准表现的预期（A股市场基准为沪深300指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普500指数，台湾市场基准为台湾加权指数，日本市场基准为日经225指数，新加坡市场基准为海峡时报指数，韩国市场基准为韩国有价证券指数，英国市场基准为富时100指数），具体如下：

行业评级

- 增持：**预计行业股票指数超越基准
- 中性：**预计行业股票指数基本与基准持平
- 减持：**预计行业股票指数明显弱于基准

公司评级

- 买入：**预计股价超越基准15%以上
- 增持：**预计股价超越基准5%~15%
- 持有：**预计股价相对基准波动在-15%~5%之间
- 卖出：**预计股价弱于基准15%以上
- 暂停评级：**已暂停评级、目标价及预测，以遵守适用法规及/或公司政策
- 无评级：**股票不在常规研究覆盖范围内。投资者不应期待华泰提供该等证券及/或公司相关的持续或补充信息

**法律实体披露**

中国: 华泰证券股份有限公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格, 经营许可证编号为: 91320000704041011J

香港: 华泰金融控股(香港)有限公司具有香港证监会核准的“就证券提供意见”业务资格, 经营许可证编号为: AOK809

美国: 华泰证券(美国)有限公司为美国金融业监管局(FINRA)成员, 具有在美国开展经纪交易商业业务的资格, 经营业务许可编号为: CRD#:298809/SEC#:8-70231

新加坡: 华泰证券(新加坡)有限公司具有新加坡金融管理局颁发的资本市场服务许可证, 并且是豁免财务顾问。公司注册号: 202233398E

华泰证券股份有限公司**南京**

南京市建邺区江东中路228号华泰证券广场1号楼/邮政编码: 210019

电话: 86 25 83389999/传真: 86 25 83387521

电子邮件: ht-rd@htsc.com

深圳

深圳市福田区益田路5999号基金大厦10楼/邮政编码: 518017

电话: 86 755 82493932/传真: 86 755 82492062

电子邮件: ht-rd@htsc.com

北京

北京市西城区太平桥大街丰盛胡同28号太平洋保险大厦A座18层/

邮政编码: 100032

电话: 86 10 63211166/传真: 86 10 63211275

电子邮件: ht-rd@htsc.com

上海

上海市浦东新区东方路18号保利广场E栋23楼/邮政编码: 200120

电话: 86 21 28972098/传真: 86 21 28972068

电子邮件: ht-rd@htsc.com

华泰金融控股(香港)有限公司

香港中环皇后大道中99号中环中心53楼

电话: +852-3658-6000/传真: +852-2567-6123

电子邮件: research@htsc.com

<http://www.htsc.com.hk>

华泰证券(美国)有限公司

美国纽约公园大道280号21楼东(纽约10017)

电话: +212-763-8160/传真: +917-725-9702

电子邮件: Huatai@htsc-us.com

<http://www.htsc-us.com>

华泰证券(新加坡)有限公司

滨海湾金融中心1号大厦, #08-02, 新加坡 018981

电话: +65 68603600

传真: +65 65091183

©版权所有2025年华泰证券股份有限公司