



海外市场增长潜力大，中企奋楫扬帆正当时

—— 电力行业出海专题

环保公用行业首席分析师：陶贻功

环保公用行业分析师：梁悠南

环保公用行业研究助理：马敏



海外市场增长潜力大，中企奋楫扬帆正当时

—— 电力行业出海专题

2024年8月19日

- 随国内电力需求增长放缓，电力企业出海必要性凸显：**回顾过去，受国内电力需求高增影响，国内电力企业国际化程度远低于 EDF 和 Enel 等国际电力企业。展望未来，随着我国经济步入高质量发展阶段，经济增速将有所放缓，相应地，电力需求增速也将趋缓。在此背景下，出海或将成为国内电力企业寻求新增长点的重要战略。
- 亚太地区有望成为出海首选，中东、南美次之：**我们定义长期（过去十年）、短期（疫情后）增速两个指标对全球不同地区的电力市场进行评估，发现亚太（不含中国，下同）、中东、南美&中美地区长、短期用电需求增速均处于较高水平。其中，亚太兼具用电需求大和增速快的双重优势，或将成为未来中国电力企业出海的首选，其次，可考虑中东、南美&中美地区。
- 基于对市场增长潜力的判断，亚太地区可重点关注印尼、越南等市场：**1) 越南：随经济持续发展，预计未来电力需求仍将保持较快增长，对应发电装机容量有望从 2023 年底的 80.6GW 大幅增加至 2030 年的 150.5GW。在此背景下，考虑到国电投、华电集团、深圳能源等已在越投资发电项目共计 4GW，积累较多成功经验，未来国内企业出海至越南的节奏有望加快。2) 印尼：表现观电力供给充裕度较高，但受多岛屿地形影响，区域供需矛盾突出，未来电力需求仍有增长空间，预计 2021-2030 年 CAGR 达 4.9%。而截至目前，国电电力、中国神华、大唐集团、华电集团等企业已在印尼投资发电项目合计 6.3GW。在印尼电力行业未来持续增长的机遇下，中企出海至印尼正当时。
- 中东能源转型诉求强烈，沙特、阿联酋有望成为中企出海优选：**以沙特为例，其能源结构单一（23 年燃油发电和气电占比分别为 36.0%、62.7%），转型需求迫切。政府于 2017 年启动《国家可再生能源计划》，明确 2030 年新能源发电装机规模达到 58.7GW，而截至 2023 年末，沙特光伏装机 2.3GW，风电尚不足 1GW，成长空间巨大。通过对历次新能源开发项目中标企业进行梳理，我们发现国电投、晶科电力等国内企业已开始在中东新能源市场崭露头角。考虑到沙特政府有意通过规定新能源项目本土制造比例来发展本国新能源制造产业，未来国内电力设备企业和电力运营企业协同出海或为良策。
- 巴西作为区域最大电力市场，有望成为中企出海至南美地区的不二选择：**巴西电力行业的各个环节市场化程度均较高，企业可通过参与政府举行的拍卖获得特定资产的特许经营权。目前，中国企业已深度参与发输配售各环节。其中，发电环节，国电投、中广核、三峡集团、国家电网合计运营发电资产 18.9 GW。输配售环节，国家电网已成功参与巴西 5 轮输电资产特许权竞拍，并于 2017 年收购了巴西第二大配售电企业 CPFL Energia。展望未来，一方面，预计巴西未来十年仍需新增装机容量 27.5GW，同时发电资产和电力负荷的空间错配促使其继续大力投资输电系统，因此国内企业可把握增量机会；另一方面，考虑到特许经营权的有效期一般低于相应资产的生命周期，国内企业也可通过参与存量资产竞拍从存量市场中获益。
- 投资策略：**从市场空间来看，我国已于 2021 年承诺未来不再新建境外煤电项目，国内电力企业出海应聚焦清洁能源领域，越南、印尼、沙特等国家的清洁

公用事业行业

推荐 维持评级

分析师

陶怡功

☎: 010-80927673

✉: taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码: S0130522030001

梁悠南

☎: 010-80927656

✉: liangyounan_yj@chinastock.com.cn

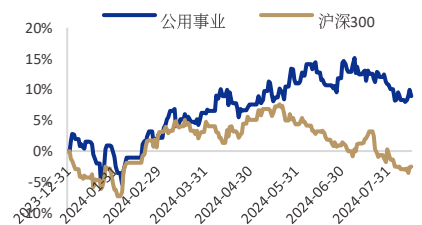
分析师登记编码: S0130523070002

研究助理: 马敏

✉: mamin_yj@chinastock.com.cn

相对沪深 300 表现图

2024-08-16



资料来源: 中国银河证券研究院

相关研究

能源发电市场均具备较大增长潜力，而巴西虽然增量空间相对较小，但其拍卖机制为企业提供了参与广阔存量市场的机会，以上市场良好的发展前景为国内企业出海奠定基础。目前国内大型电力集团旗下上市公司的境外发电资产占比尚处于较低水平，但考虑到国内电力企业在上述地区均有成熟的项目落地运营经验，且国内电力龙头具备资金、技术、管理等多方面优势，我们看好国内电力企业持续开拓海外电力市场，建议关注华能国际、华电国际、国电电力、长江电力、华能水电、中国广核、中国核电、三峡能源、龙源电力等。

- **风险提示：**相关国家电力需求不及预期的风险；相关国家电力行业政策变动风险；地缘政治风险等。

重点公司盈利预测与估值

股票代码	股票名称	EPS			PE			投资评级
		2023A	2024E	2025E	2023A	2024E	2025E	
600011.SH	华能国际	0.54	0.78	0.90	13.7	9.5	8.2	推荐
600027.SH	华电国际	0.44	0.62	0.74	12.8	9.1	7.7	推荐
600795.SH	国电电力	0.31	0.42	0.48	17.6	13.2	11.5	推荐
600900.SH	长江电力	1.11	1.37	1.46	26.6	21.6	20.3	推荐
600025.SH	华能水电	0.42	0.48	0.55	28.0	24.7	21.6	推荐
003816.SZ	中国广核	0.21	0.23	0.25	22.7	21.0	19.3	推荐
601985.SH	中国核电	0.56	0.60	0.65	19.6	18.4	17.0	推荐
600905.SH	三峡能源	0.25	0.33	0.38	18.9	14.3	12.4	推荐
001289.SZ	龙源电力	0.75	0.86	0.98	22.7	19.7	17.3	推荐

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

目录

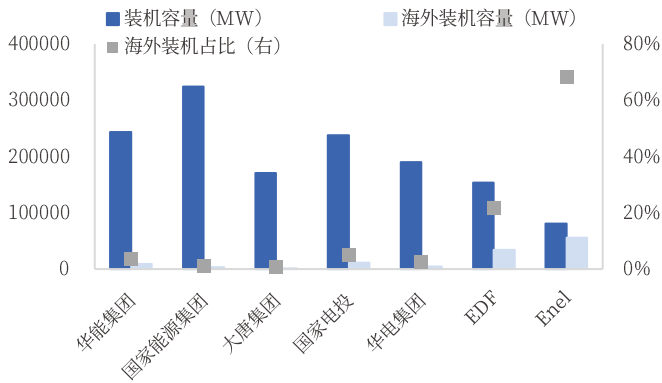
Catalog

一、 亚太有望成为中企出海首选，中东、南美次之.....	5
二、 重点国家电力市场分析.....	9
(一) 越南：预计 30 年装机较 23 年接近翻倍，中企在越投资节奏有望加快.....	9
(二) 印尼：电力需求增长潜力较大，国内企业出海正当其时.....	15
(三) 沙特：新能源发展潜力巨大，运营&设备制造企业协同出海或为良策.....	21
(四) 巴西：电力行业市场化程度较高，国内企业已全面参与发输配售各环节.....	27
三、 投资建议.....	34
四、 风险提示.....	36

一、亚太有望成为中企出海首选，中东、南美次之

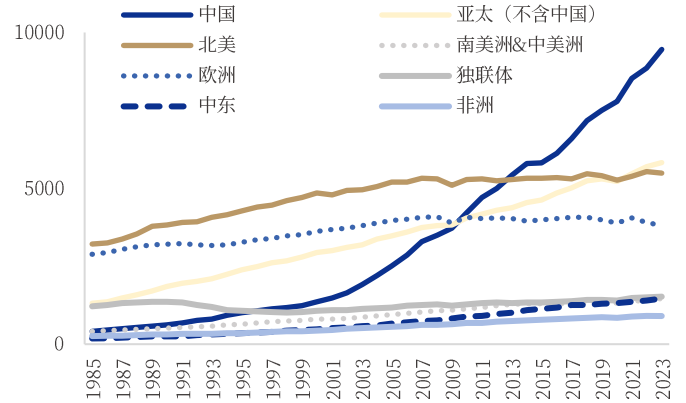
受国内电力需求高增影响，国内电力企业国际化程度相对较低。我们对国内五大电力集团的海外装机容量进行了梳理，发现其海外装机占比均处于低个位数水平，远低于法国电力集团 EDF 的 22%、意大利国家电力集团 Enel 的 68%。我们认为核心原因在于过去中国经济快速发展带来了旺盛的电力需求，相关企业优先发展国内业务，而欧洲的电力需求较早进入平台期，出海成为当地电力企业寻求增长的重要战略。

图1：国内 vs 海外代表性电力企业国际化程度



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

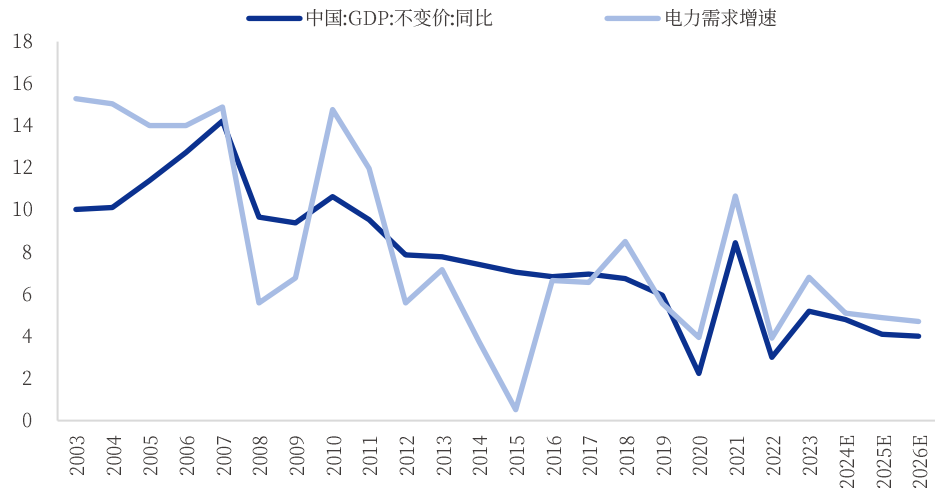
图2：全球不同国家/地区发电量变化趋势 (TWh)



资料来源：Energy Institute、中国银河证券研究院

展望未来，国内电力需求增长相对放缓，电力企业出海显示出必要性。随着我国经济步入高质量发展阶段，经济增速将有所放缓，根据世界银行的预测，2024-2026年中国 GDP 平均增速预计为 4.3%，低于过去十年的 5.99%。相应地，国内电力需求增速也将趋缓，根据 IEA 预测，2024-2026年国内电力需求平均增速预计为 4.9%，低于过去十年的 5.69%。在此背景下，我们认为出海或将成为国内电力企业寻求新增长点的重要战略之一。

图3：中国经济增速&用电需求增速 (%)



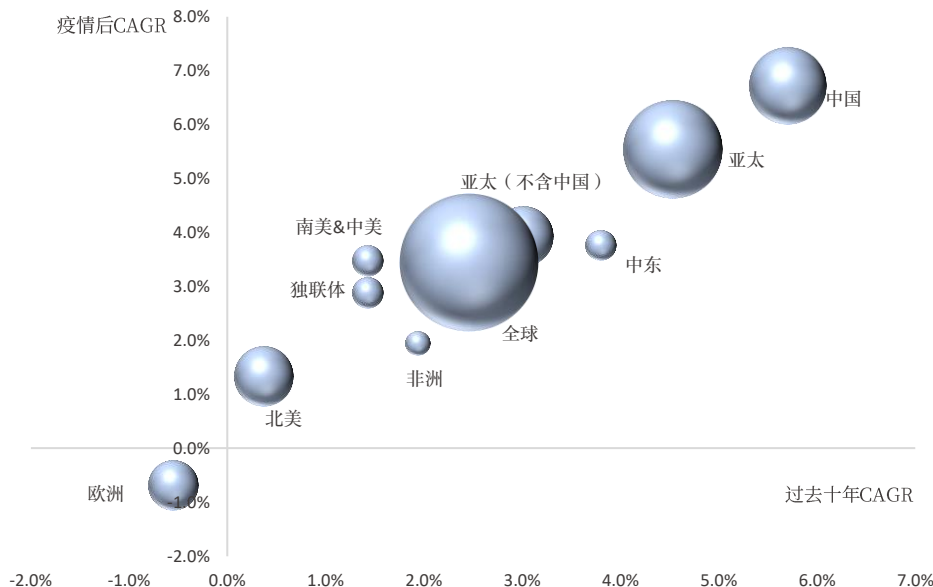
资料来源：Wind、世界银行、IEA、中国银河证券研究院

注：GDP 预测数据来自世界银行，电力需求预测数据来自 IEA。

亚太地区有望成为中国电力企业出海首选，中东、南美次之。我们定义长期增速、短期增速两个指标对全球不同地区的电力市场进行评估。其中，长期增速为过去十年发电量复合增速，短期增

速为疫情后，即 2020-2023 年发电量复合增速。在此分析框架下，我们发现亚太（不含中国）、中东、南美&中美地区长、短期用电需求增速均处于较高水平。其中，亚太（不含中国）地区兼具用电需求大和增速快的双重优势，因此，我们认为该地区或将成为未来中国电力企业出海的首选，其次，可考虑中东、南美&中美地区。

图4: 全球不同地区（国家）发电量&增速情况

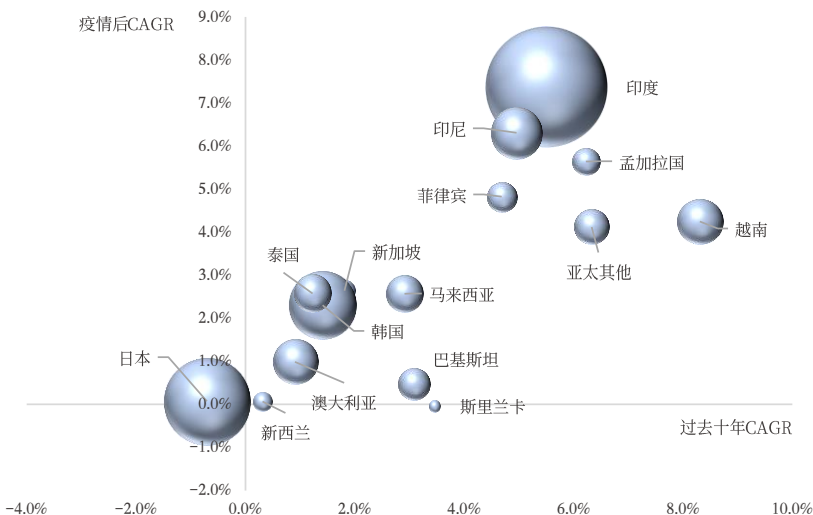


资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

注: 气泡大小表示发电量, 取 2023 年数据, 下同。

亚太地区可重点关注印尼、越南等市场。聚焦亚太（不含中国）地区，印度、印尼、孟加拉国、越南、菲律宾等市场的长、短期用电需求增速均较快。其中，越南、印尼与我国建立“全面战略合作伙伴关系”均已超过 10 年，在多个领域展开密切合作。因此，我们认为未来国内电力企业出海可重点关注印尼、越南等市场。

图5: 亚太地区（不含中国）不同国家发电量&增速情况



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

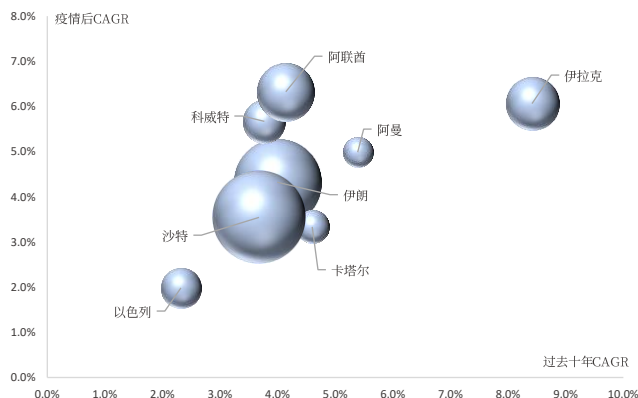
表1: 中国同亚太地区部分国家的伙伴关系

国家	同中国的伙伴关系
印度	2005 年建立战略合作伙伴关系
印尼	2005 年建立战略伙伴关系; 2013 年提升为全面战略合作伙伴关系; 2023 年深化全方位战略合作
孟加拉国	2016 年建立战略合作伙伴关系; 2024 年升级为全面战略合作伙伴关系
越南	2008 年, 建立全面战略合作伙伴关系; 2023 年, 进一步深化和提升全面战略合作伙伴关系、构建具有战略意义的中越命运共同体
菲律宾	2005 年建立战略性合作关系; 2018 年建立全面战略合作关系

资料来源: 外交部、中国银河证券研究院

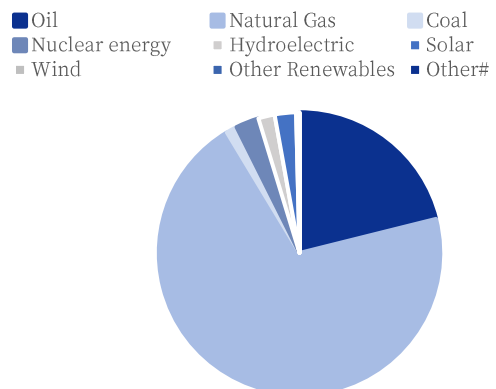
中东地区能源转型诉求强烈，结合政府对能源转型的决心和支持力度，以及经济、社会发展等因素，我们认为沙特、阿联酋有望成为国内企业出海优选。聚焦中东地区，中国同沙特、阿联酋、卡塔尔、伊拉克等国家的关系均较为融洽，同时相关国家电力市场也均具备发展潜力。中东国家较为依赖油气资源，2023 年电力供给结构中油、气发电占比合计超过 90%，因此存在迫切的能源转型诉求，目前多个国家已提出了雄心勃勃的可再生能源发展规划。因此，我们认为未来中国电力企业出海至中东地区或主要关注政府在能源转型方面的决心和支持力度，同时也应结合当地政治/社会稳定、经济发展水平等因素。综合来看，我们认为沙特、阿联酋有望成为中国企业出海中东的落脚点。

图6: 中东地区不同国家发电量&增速情况



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

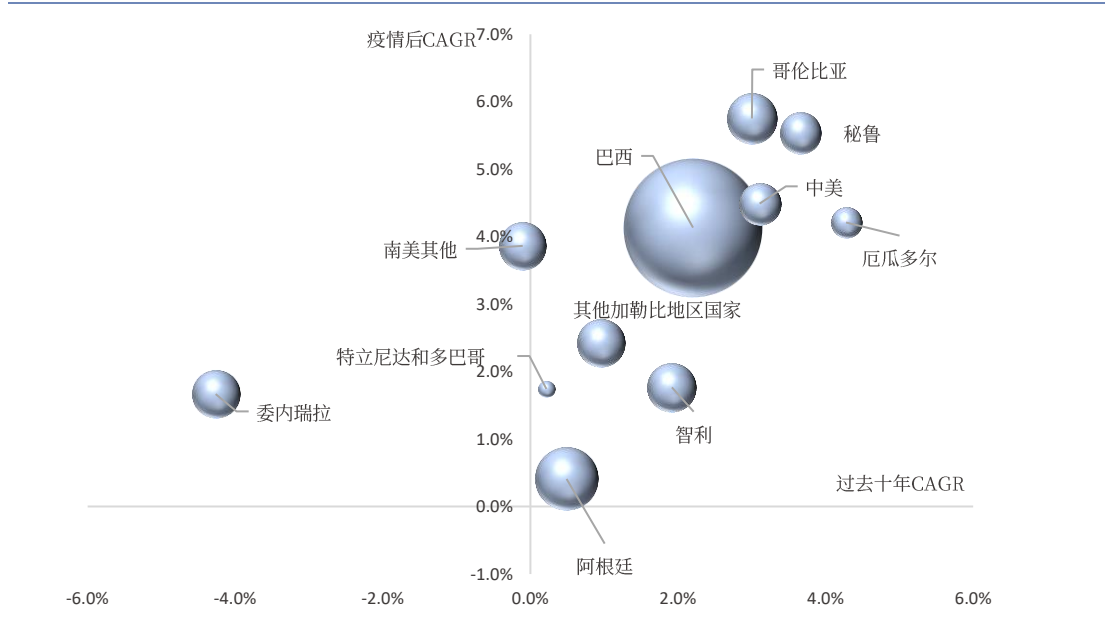
图7: 2023 年中东地区发电量结构



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

巴西作为南美&中美地区最大的电力市场，有望成为国内企业出海至南美&中美地区的不二选择。聚焦南美&中美地区，巴西是该地区最大的电力市场，2023 年，发电量达到 7100 亿千瓦时（710TWh），占整个南美&中美地区的 48%，是第二大市场阿根廷的 4.8 倍，且与其他市场存在数量级的差异。此外，巴西疫后用电需求增速达到 4.1%，展现出一定的增长潜力，使其成为南美&中美地区兼具规模和增速的市场。因此，我们认为巴西将成为国内电力企业出海至南美&中美地区的不二选择。

图8: 南美&中美地区不同国家发电量&增速情况



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

二、重点国家电力市场分析

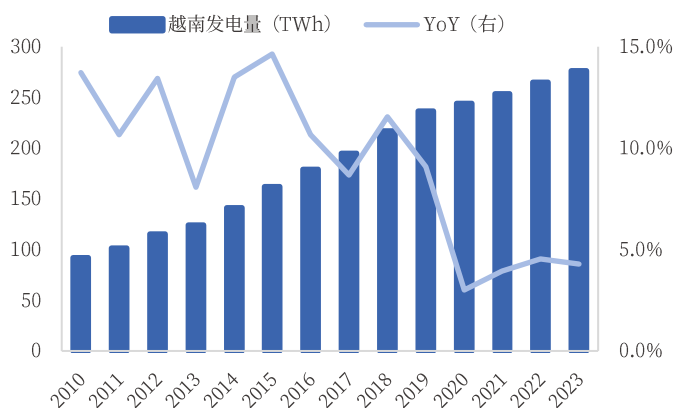
在前述对中国电力企业出海大致方向进行判断的基础上，本文第二章将对重点地区的重点电力市场进行详细分析，以进一步阐述我们为什么认为亚太地区的越南、印尼，中东地区的沙特，以及南美&中美地区的巴西将成为国内企业出海的优选。总结而言，上述判断基于两大逻辑：1) 相关国家的电力市场在未来仍具备增长潜力；2) 中国企业在对应市场已有项目落地，为未来深入发展奠定基础。

(一) 越南：预计 30 年装机较 23 年接近翻倍，中企在越投资节奏有望加快

越南电力需求保持快速增长，结构上以煤电和水电为主。2023 年越南发电量达到 2764 亿千瓦时 (276.4TWh)，同比增长 4.3%；2010-2023 年复合增速 8.9%，保持高速增长。分电源类型来看，以燃煤发电和水电为主，2023 年发电量占比分别为 47%、29%，此外，燃气发电 (10%)、光伏发电 (9%) 也占据一定比例。从装机容量来看，截至 2023 年末，越南累计装机容量 80.6GW，其中水电 22.9GW、煤电 26.8GW、气电 7.2GW、可再生能源发电 21.7GW。

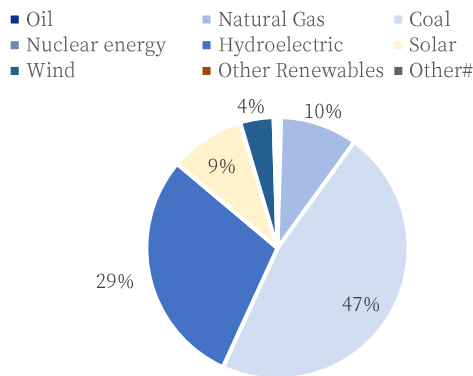
本国电力供给无法满足需求，需借助跨境电力互济。目前越南主要和中国、老挝、柬埔寨进行电网互联。2023 年，越南从中国、老挝合计进口电力 41 亿千瓦时 (4.1 TWh)，约占越南全部发电量的 1.5%，并向老挝和柬埔寨合计出口电力 7.4 亿千瓦时 (0.74 TWh)，约占越南全部发电量的 0.3%，为电力净进口国家。

图9：越南发电量&同比增速



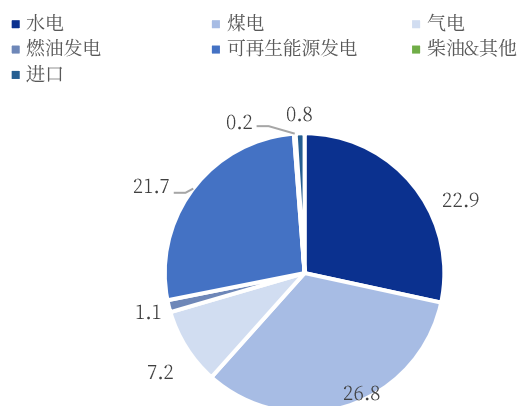
资料来源：Energy Institute、中国银河证券研究院

图10：越南发电量结构



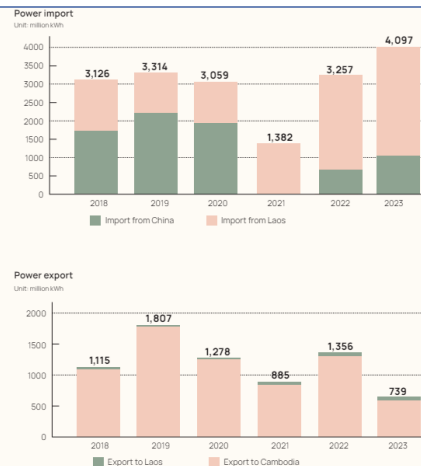
资料来源：Energy Institute、中国银河证券研究院

图11: 越南电力装机结构 (GW)



资料来源: EVN、中国银河证券研究院

图12: 越南电力进口&出口情况



资料来源: EVN、中国银河证券研究院

到 2030 年，预计越南电力装机容量相比 2023 年近乎翻倍。展望未来，越南《Roadmap for 2021-2030 national electricity development plan》于 2023 年 5 月 15 日获得总理批准实施，为了实现 2050 年净零排放目标，其规划到 2030 年，累计装机容量由 2023 年底的 80.6GW 大幅增加至 150.5GW（不包括现有的屋顶光伏装机容量）。其中，燃气发电由 2023 年底的 7.2GW 增加至 37.3GW（国内天然气贡献 14.9GW，LNG 贡献 22.4GW）；煤电、水电分别由 2023 年末的 26.8、22.9GW 小幅增长至 30.1、29.3GW；同时大力发展可再生能源发电，预计到 2030 年累计装机规模将在 2023 年末 21.7GW 的基础上翻倍，达到 43.0GW，其中海上风电、陆上风电、生物质&垃圾发电、光伏发电（不包括屋顶光伏）累计装机规模分别达到 6.0、21.9、2.3、12.8GW。此外，进口电力也将从 2023 年的 0.8GW 大幅增加至 5GW，并在必要时将目标放宽至 8GW。

表2: 越南 2021-2030 国家电力发展规划

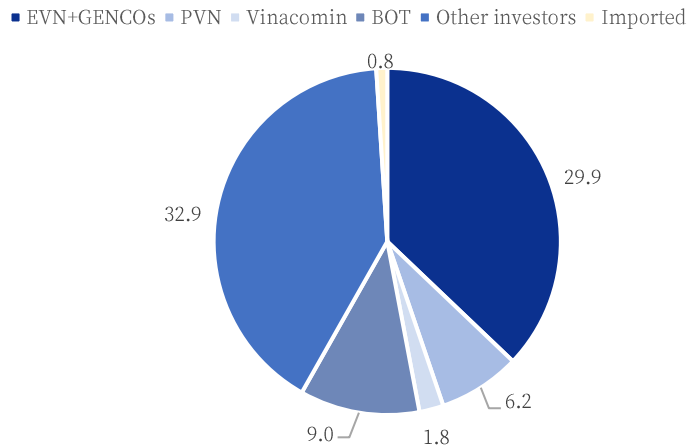
类型	2023 年末装机(GW)	2030 年目标装机(GW)	2023-2030 年复合增速
国内天然气	7.2	14.9	26.6%
LNG		22.4	
煤电	26.8	30.1	1.7%
海风	21.7	6.0	10.3%
陆风		21.9	
生物质&垃圾发电		2.3	
光伏发电		12.8 (其中集中式光伏 10.2, 小型光伏 2.6)	
水电	22.9	29.3	3.6%
抽蓄		2.4	/
电池储能		0.3	/
其他 (包括余热发电等)		2.7	/
其他灵活能源		0.3	/
进口	0.8	5.0	29.5%
燃油发电	1.1	未知	/
柴油&其他	0.2	未知	/
合计	80.6	150.5	9.3%

资料来源: EVN、越南电力监管局 ERAV、中国银河证券研究院

越南电力行业国有化程度较高，主要由三类经营主体构成。一是国有控股公司，其中越南电力

集团（EVN）垄断了越南输配电网以及电力零售业务，全资拥有国家电力传输公司（EVNNPT）和五家配电公司，分别是北方电力公司（EVNNPC）、中部电力公司（EVNCPC）、南方电力公司（EVNSPC）、河内电力公司（EVNHANOI）和胡志明市电力公司（EVNHCMC）。此外，EVN还拥有近30GW的发电资产，属于发输配售一体化企业。越南国家油气集团（PVN）控股越南大部分燃气发电厂，装机规模6.2GW；而越南煤炭矿业集团（VINACOMIN）控股越南大部分燃煤电厂，装机规模1.8GW。二是以BOT模式经营的发电资产，主要由外资企业经营，装机规模9GW。三是其他类型的投资者（以独立发电商IPP为主）和进口电力供应商，装机容量分别为32.9GW和0.8GW。

图13: 越南电力装机按所有者类型划分 (GW)



资料来源: EVN、中国银河证券研究院

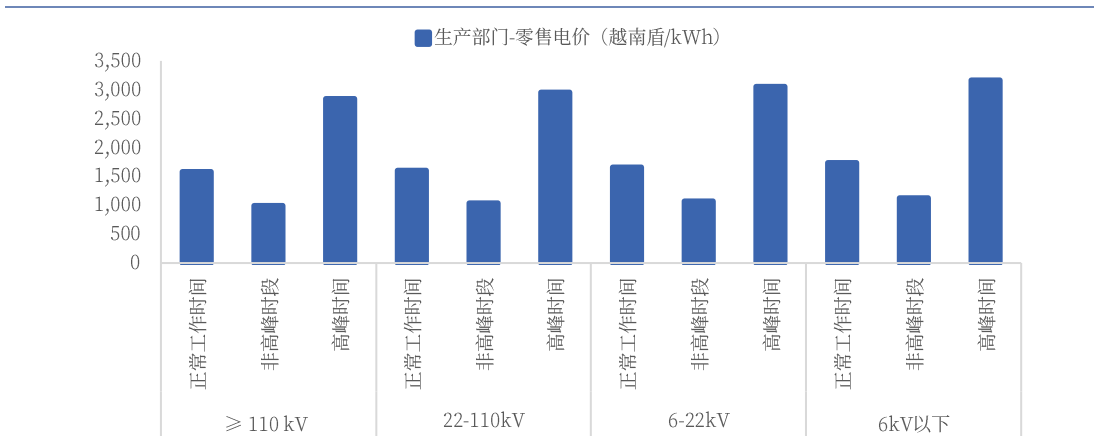
电价受政府干预程度较高，政府有意维持较低的电价水平。

在发电侧，EVN所属的EPTC（electricity power trading company）作为主要的电力购买方，与发电企业签署购电合同（PPA），而购电协议的价格需要遵循越南政府的指导。具体而言，政府会针对不同类型的发电资产设置价格上限，价格上限参考不同类型发电资产的成本，并给予一定合理收益，即为成本加成定价模式。

在售电侧，此前，越南的平均零售电价为6个月调整一次，但2024年5月，由越南副总理签署的第05/2024/QD-TTg号决定规定电价的调整周期缩短为3个月。具体而言，当发电成本下降幅度达到1%时，必须调整电价；但当发电成本上涨幅度超过3%时，可以选择调整电价，且每次调整的间隔不少于3个月。此外，在进行电价调整时，当调涨幅度在3%-5%区间时，EVN具有一定的自主权；但当调涨幅度超过5%且不超过10%时，须经工贸部批准；当调涨幅度超过10%，须经中央政府和总理审议。上述政策在一定程度上说明，越南政府有意维持较低的电价水平。越南最新的零售电价由工贸部批准于2023年5月4日起开始实施，平均零售电价为1920.3732越南盾/千瓦时（不含增值税），约合RMB 0.55元/kWh¹。细分来看，会根据电力用户类型（如生产部门、行政和公共部门、商业部门、生活用电）、电压等级、是否高峰时段、用电量等参数再进行差异化定价。

¹ 按1人民币≈3,507.81越南盾换算，下同。

图14: 越南零售电价示例 (不含增值税)

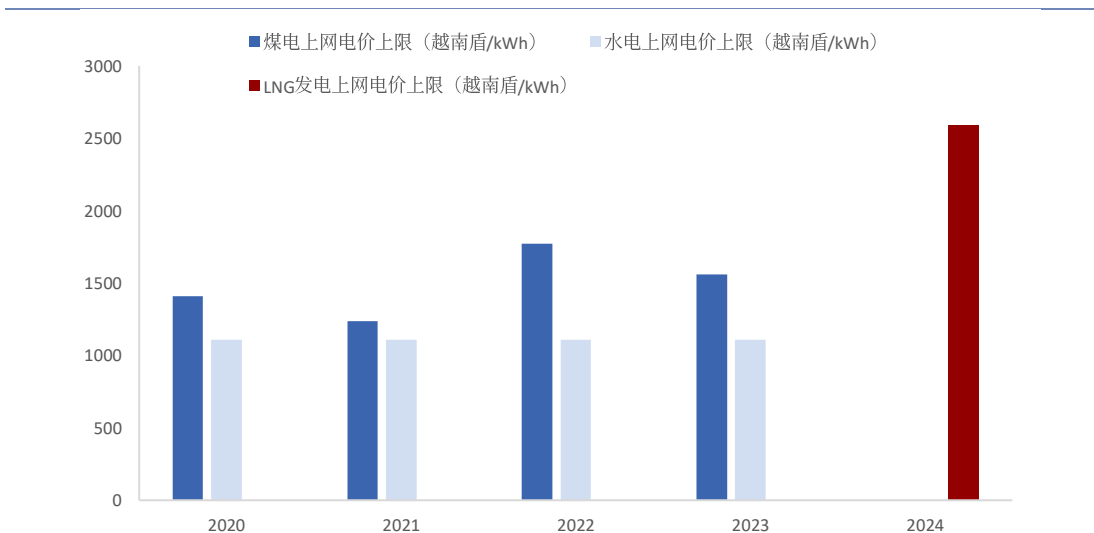


资料来源: ERAV、越南工贸部、中国银河证券研究院

注: 该价格为越南工贸部于2023年5月批准的价格, 但不代表是EVN当下具体执行的价格, 其拥有在3%-5%范围内调涨电价的权力。

常规电源上网电价由政府设定价格上限, 并与原材料价格进行联动。2023年, 在越南电力监管局(ERAV)公布的发电价格框架下, 燃煤发电的上网电价不得超过1559.70越南盾/kWh(不含增值税), 水电上网电价不得超过1110越南盾/kWh(不含国家资源税、环境服务费、国家资源开采权费和增值税), 约对应0.44、0.32 RMB/kWh。其中, 煤电上网电价上限会与煤炭价格进行联动, 如2023年的价格上限基于1,808,000越南盾/吨(约515 RMB/吨, 不含增值税和运输费用)的煤炭价格计算得到; 水电上网电价则相对稳定, 近四年均保持在1110越南盾/kWh。气电上网电价的形成与煤电类似, 与天然气价格进行联动。2024年, ERAV公布的采用LNG的燃气发电厂的上网电价上限为2590.85越南盾/kWh(含增值税, 约0.74 RMB/kWh), 对应12.9792美元/tr.BTU的LNG价格(含增值税、运输费、再气化及再气化后气体分配费用)。

图15: 越南常规能源发电上网电价情况



资料来源: ERAV、中国银河证券研究院

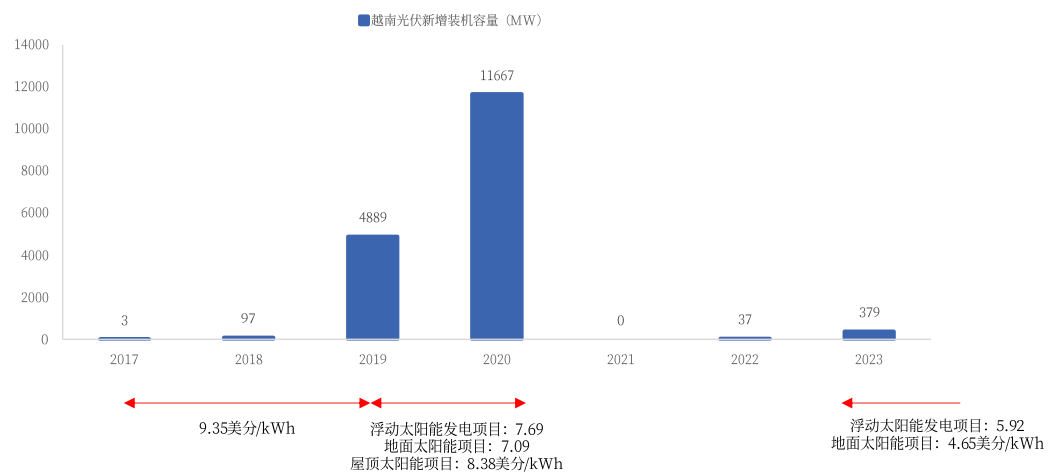
新能源发电上网电价方面, 以装机规模较大的光伏发电为例, 早期执行FiT政策。越南于2017年4月推出了FiT太阳能计划, 规定对于2019年6月30日前并网发电的光伏项目, 上网电价为2086越南盾/kWh(约0.59RMB/kWh), 为期20年。在该政策的刺激下, 光伏发电开启迅猛发展之路, 2019年新增装机4.89GW。上述政策到期之后, 越南政府又于2020年4月6日发布了新

的上网电价政策,即针对 2019 年 7 月 1 日至 2020 年 12 月 31 日期间投入商业运行的浮动太阳能发电项目、地面太阳能项目、屋顶太阳能项目,上网电价分别为 1783、1644、1943 越南盾/kWh (对应 0.51、0.47、0.55 RMB/kWh)。相比旧的上网电价,新的上网电价有所退坡,但 2020 年越南光伏新增装机仍然达到了 11.67GW,增幅显著。

在经历了短时间的安装热潮后,越南光伏发电在 2021-2022 年陷入沉寂。一方面,前期大规模的光伏装机增加了政府财政负担;另一方面,由于许多项目集中在电网基础薄弱地区,从而导致了普遍的限电问题;以上两大因素导致 2021-2022 年越南光伏装机节奏大幅放缓。

2023 年新的上网电价政策出台后,越南光伏发电有望步入常态化发展阶段。2023 年 1 月,越南政府出台了新的上网电价政策,地面太阳能项目、浮动太阳能项目的上网电价上限分别设置为 1184.90、1508.27 越南盾/kWh (约为 0.34、0.43 RMB/kWh),电价较此前下降 15%-28%。但在新的上网电价明确之后,2023 年越南光伏新增装机达到 379MW,未来有望步入常态化发展时期。

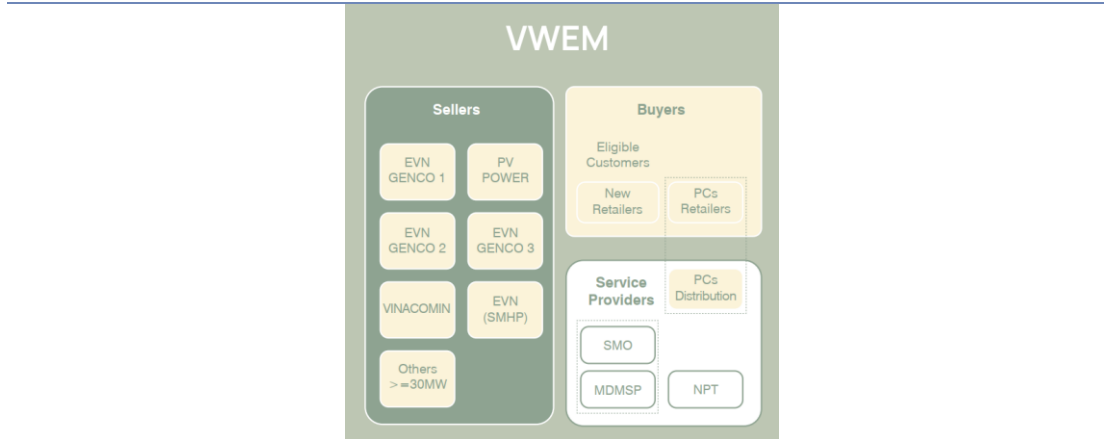
图16: 越南光伏发电装机和上网电价政策



资料来源: Energy Institute、ERAV、中国银河证券研究院

尽管政府对电力行业的控制力度较强,但近年来,越南也在积极推进电力市场化改革。其电力市场化改革从发电侧开始,第一阶段是形成竞争性的发电市场 (VCGM, Competitive Generation Market), 该市场于 2012 年开始正式运行。EVN 所属的发电企业 (Gencos) 和 IPPs 同台竞价,以将电力出售给唯一的买方,即 EVN 的全资子公司 EPTC。第二阶段是形成竞争性的批发电力市场 (VWEM, wholesale electricity market), 该市场于 2019 年开始运行。从电力供给方来看,截至目前共有 84 家电厂直接 (未统计间接参与方) 参与到电力市场中,合计装机容量 21.8GW (其中水电、煤电、气电装机容量分别为 7.3、11.0 和 3.6GW), 约占越南全部电力装机的 27%。而从电力需求方来看, EVN 将不再是唯一的电力购买方,符合条件的电力用户、电力批发商也可参与购电。第三阶段是形成竞争性的零售电力市场 (VREM, Electricity Retail Market), 计划在 2023 年开始运行。

图17: 越南批发电力市场参与者



资料来源: EVN、中国银河证券研究院

中越建立全面战略合作伙伴关系 15 年以来，中国电力企业在越投资取得丰硕成果，未来有望继续深化合作。2008 年，中越两国建立全面战略合作伙伴关系，此后，双方陆续签署《中越 2012—2016 年经贸合作五年发展规划》、《中越经贸合作五年发展规划(2017-2021)》等文件，在多个领域展开合作。具体到发电领域，据我们不完全统计，国家电投、华电集团、深圳能源、中国能建等企业已在越南投资发电项目共计约 4GW，早期以煤电项目为主，近年来陆续转向新能源发电。2023 年，习近平主席应邀对越南进行国事访问，双方发布了关于进一步深化和提升全面战略合作伙伴关系、构建具有战略意义的中越命运共同体的联合声明，声明指出“鼓励两国企业在公路、桥梁、铁路、绿色电力、通信、物流枢纽等基础设施领域开展合作，重点加强农业、基础设施、能源、数字经济、绿色发展等领域的投资合作”。此外，双方还签署了《越南社会主义共和国计划投资部与中华人民共和国商务部关于促进绿色发展领域投资合作的谅解备忘录》、《越南社会主义共和国自然资源与环境部与中华人民共和国国家发展和改革委员会关于绿色发展、气候变化和环境保护的谅解备忘录》等 36 项合作文件。在此背景下，考虑到越南发电领域蕴含巨大增长潜力，且中国电力企业已积累较多成功经验，未来出海至越南的节奏有望加快。

表3: 国内企业在越南发电领域的投资情况

企业	项目名称	项目类型	装机容量 (MW)	投资方式	备注	项目进展
国家电投	永新一期燃煤发电项目	煤电	1240	BOT, 特许运营期 25 年	南方电网 (持股 55%)、中国电力国际 (持股 40%)、越南煤炭集团电力有限公司 (持股 5%)	已投运
	越南立讯精密 (云中) 屋顶光伏发电项目	光伏发电	20.048		由中电国际 (持股 80%) 与通用技术中技公司共同投资	已投运
	越南平顺二期风电项目	风电	90		由中电国际与越南可再生能源公司 (REVN) 共同投资	施工中
华电集团	沿海二期煤电项目	煤电	1320	BOT, 特许经营期 25 年		已投运
深圳能源	安庆北江燃煤电厂项目	煤电	650	收购	深能香港拟与能建国际、华北院组成“中方联合体”收购越南安庆北江热电 90% 股权, 投资建设该项目	于深圳能源股东大会被否决
	越南正胜风电项目	风电	50	收购	深能香港拟联合中南院、东盟能源增资维英能源, 并通过维英能源全资子公司正胜风电	已投运

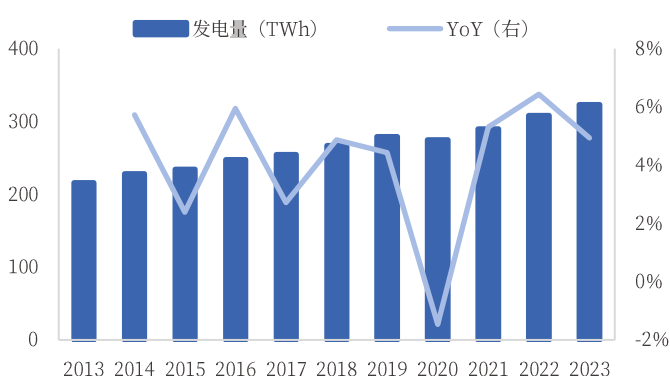
					投资建设该项目	
	越南平顺和胜风电项目	风电	70(分两期建设,一期 19.8MW,二期 49.5MW)			在建
中国能建	海阳燃煤电厂项目	煤电	1200	BOT, 特许经营期 25 年	由中国能建投资公司和马来西亚 JAKS 公司共同投资建设	已投运

资料来源: 北极星电力会展网、国际风力发电网、深圳能源公告、北极星火力发电网、国家电投官网、中国银河证券研究院

(二) 印尼: 电力需求增长潜力较大, 国内企业出海正当其时

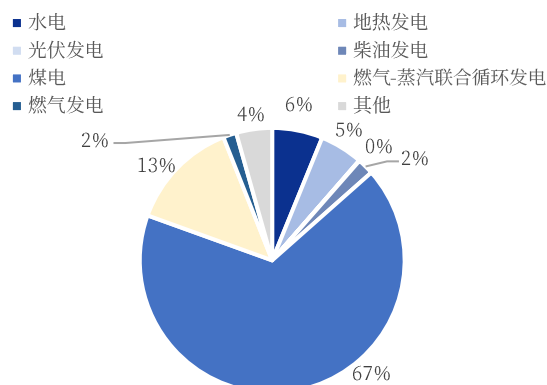
电力需求保持较快增长, 结构上以煤电和气电为主。从发电量来看, 2023 年印尼发电量达到 3233 亿千瓦时 (323.3 TWh), 同比增长 4.9%; 2013-2023 年复合增速 4.1%, 相比越南, 印尼电力需求受 2020 年疫情影响更加显著。电源类型方面, 以燃煤发电为主, 2023 年发电量占比为 67%, 此外, 燃气-蒸汽联合循环发电 (13%)、水电 (6%)、地热发电 (5%) 也占据一定比例。从装机容量来看, 截至 2023 年末, 印尼累计并网装机容量为 86.8GW, 其中, 蒸汽发电 (指 steam power plant, 以煤电为主) 装机容量 49.8GW, 占比 57.3%; 联合循环发电厂装机容量 16.1GW, 占比 18.5%; 水电 (含小微型水电) 装机容量 5.6GW, 占比 6.5%。非水可再生能源中, 地热发电装机规模较大, 为 2.6GW, 占比 3%。

图18: 印尼发电量&同比增速



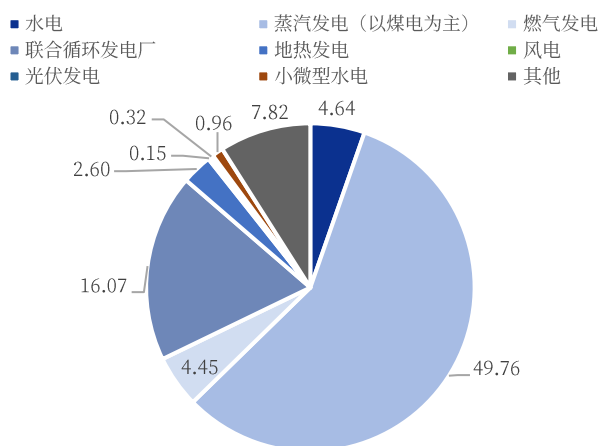
资料来源: 印尼能矿部 ESDM、中国银河证券研究院

图19: 印尼发电量结构



资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

图20: 印尼发电装机容量结构 (GW)

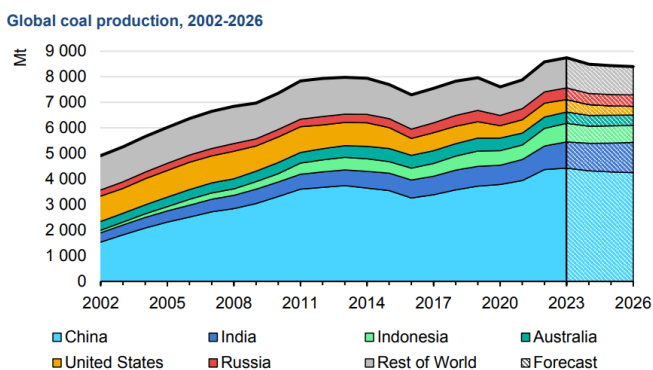


资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

印尼的电力结构与其资源禀赋息息相关。一方面, 印尼作为全球第三大煤炭生产国, 亚洲第七大天然气生产国, 在发展煤电、气电方面具备原材料优势; 另一方面, 印尼全国约 17000 个岛屿

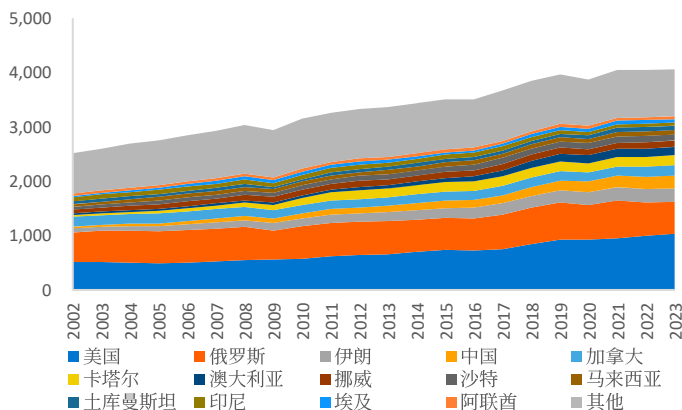
均被火山覆盖，使其拥有世界上最大的地热潜力，占全球地热潜力的 40%。因此，在能源转型的背景下，发展地热电厂受到重视。

图21: 全球煤炭产量 (百万吨)



资料来源: IEA、中国银河证券研究院

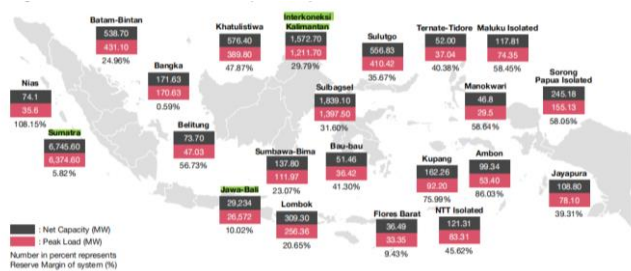
图22: 全球天然气产量 (十亿立方米)



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

电力装机充裕度较高，但由于区域供需矛盾突出，未来仍有提升空间。截至 2022 年末，印尼全国范围内的电力装机储备率为 50%（净装机容量/最大负荷-1），但由于印尼多岛屿地形，所以全国范围内的电网互联存在较大难度，因此，区域性的电力供需矛盾突出，如爪哇岛（首都雅加达位于此处）-巴厘岛、苏门答腊岛等电力需求旺盛地区，储备率仅有 10.02%和 5.82%，未来仍有待进一步提升。而在跨境电网互联方面，印尼目前主要通过加里曼丹和马来西亚电网互联，2023 年，向马来西亚进口 8.93 亿千瓦时（893GWh）电力，占印尼全部发电量的 0.3%。虽然目前加里曼丹的储备率接近 30%，但由于印尼的首都搬迁将于 2024 年启动，所以未来该地的电力需求预计仍有较大增长空间，驱动装机增长。

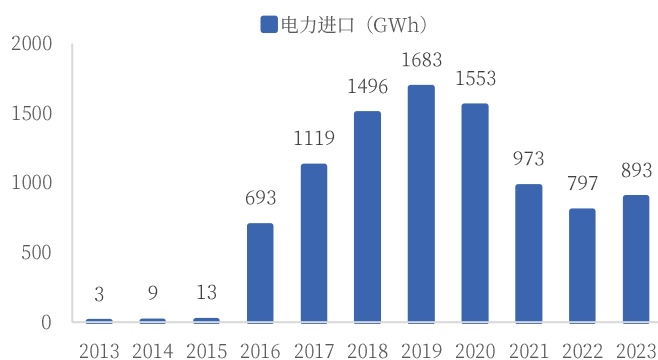
图23: 印尼电力装机充裕度情况



资料来源: PWC、中国银河证券研究院

注: 标注为绿色的地区为印尼电力需求旺盛区域。

图24: 印尼电力进口情况

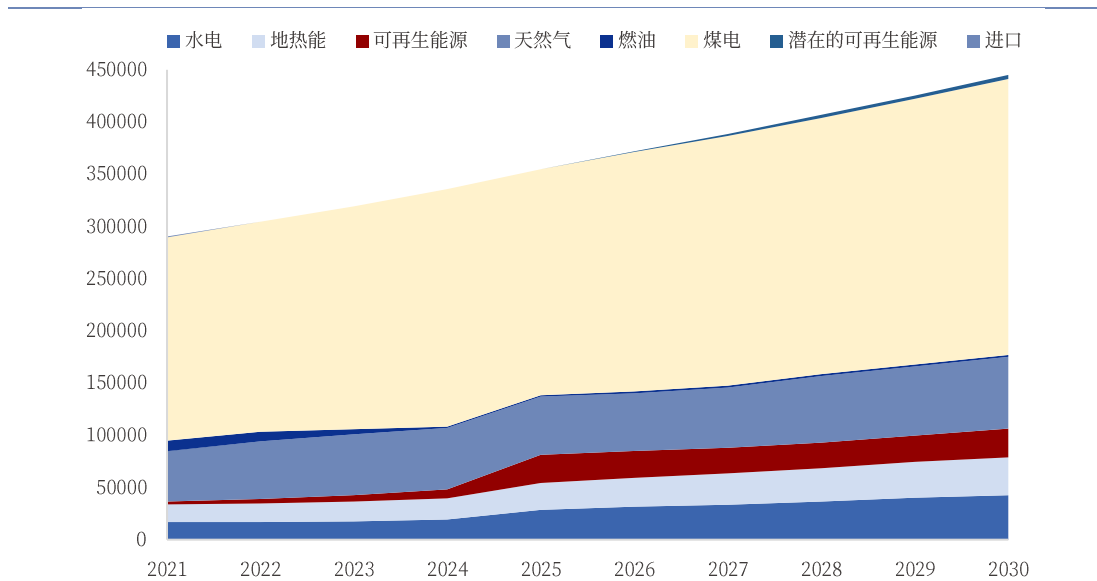


资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

展望未来，根据 PLN 预测，低碳情境下 2030 年印尼的发电量将达到 4451 亿千瓦时（445.1TWh），2021-2030 年复合增速 4.9%。分电源类型来看，水电、地热发电、可再生能源发电的占比提升，分别由 2021 年的 5.8%、5.8%、1.0%增加至 2030 年的 9.6%、8.2%和 6.1%。而燃气发电、燃油发电、煤电的占比将有所下降，预计将从 2021 年的 16.6%、3.5%、67%下降至 2030 年的 15.4%、0.4%和 59.4%。得益于用电需求的增长，2021-2030 年间，尽管电力行业面临低碳转型和结构调整，但除燃油发电量绝对值有所收缩以外，其他类型的电源发电量均有所增长，

预计 2021-2030 年水电、地热发电、可再生能源发电、燃气发电、煤电发电量复合增速分别为 10.8%、8.9%、29.0%、4.0%、3.5%，显示出印尼电力行业无论是常规能源还是新能源均有较大增长空间。

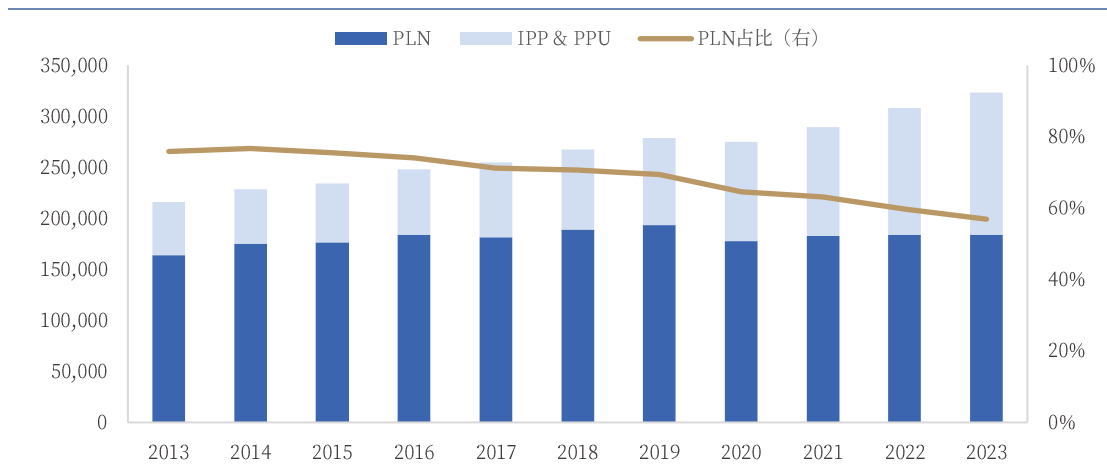
图25: 印尼发电量预测 (GWh)



资料来源: PLN、中国银河证券研究院

印尼的电力行业同样表现出较强的国家垄断特征，PLN 在发输配售各个环节占据主导地位。印尼国家电力公司 Perusahaan Listrik Negara (PLN) 作为发输配售垂直一体化企业，在各个环节均占据统治性地位。在发电领域，尽管近十年来竞争程度有所增加，独立发电商和私营电力公用事业公司的市场地位持续提升，但截至 2023 年末，PLN 仍拥有 46.4GW 发电资产，发电量占印尼全部发电量的 50% 以上。在输配售领域，PLN 作为印尼唯一的电力传输和分配提供商，垄断了印尼输配电网以及电力零售业务，拥有 7.09 万公里输电网络和 104.8 万公里配电网络，购买 IPP 在印尼生产的几乎所有电力，2023 年售电量达到 2884 亿千瓦时 (288.4 TWh)。

图26: 印尼发电量分所有者 (GWh)



资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

注: PPU 表示 private power utilities。

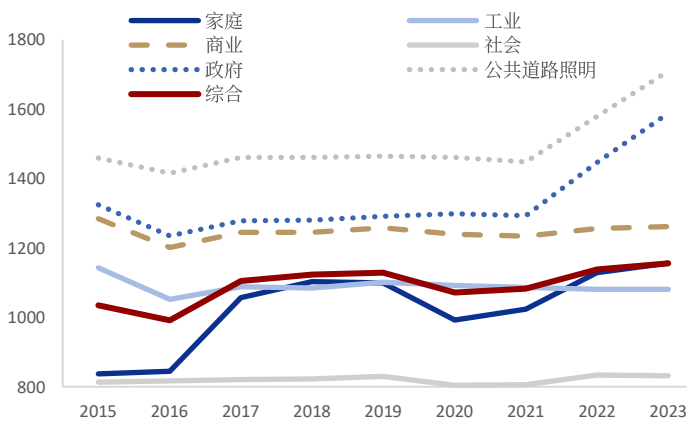
用户侧电价参考宏观经济指标和能源价格走势每三个月调整一次，但政府有权不调整。

由于 PLN 几乎垄断印尼的电力销售，所以其售电价格可以作为印尼整体电价的表征。2023 年，

PLN 综合平均售电价格为 1155.47 印尼卢比/kWh，约合 RMB 0.51 元/kWh²。分终端用户类型来看，由于家庭、工业用电占比较高，所以综合电价和家庭、工业用电价格走势较为一致且绝对值也较为接近。而时间维度上，除 2020 年疫情期间，用电需求偏弱导致电价有所下降以外，印尼的电价基本呈现上升趋势。根据能源和矿产资源部 2016 年第 28 号文件和 2023 年第 8 号文件，印尼的电价调整以三个月为一个周期，主要参考宏观经济指标和能源价格走势，具体包括印尼卢比兑美元的汇率、印尼原油价格 (ICP)、通货膨胀率和煤炭参考价格 (HBA)。

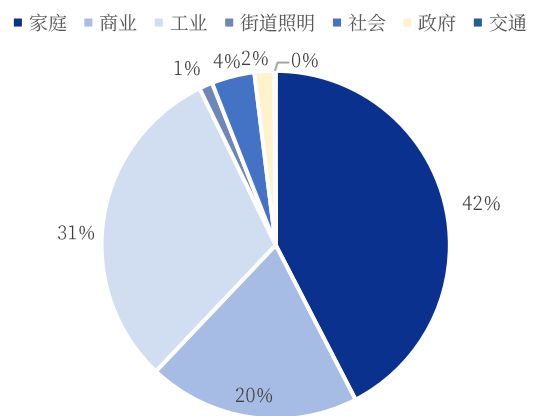
但在该电价调整框架下，政府出于多方考虑也有权决定不调整电价。根据 Indonesian News Agency 报道，能源和矿产资源部 (ESDM) 电力局局长 Jisman Hutajulu 表示，基于汇率、印尼原油价格 (ICP)、通货膨胀率和煤炭参考价格 (HBA) 这四个参数，与 2024Q1 的电价相比，2024Q2 的非补贴客户群的电价应该会上涨，然而，为了降低终端用能成本，政府已决定 24Q2 的电价保持不变。

图27: PLN 对不同客户的销售电价 (印尼卢比/kWh)



资料来源: PLN、中国银河证券研究院

图28: PLN 售电结构



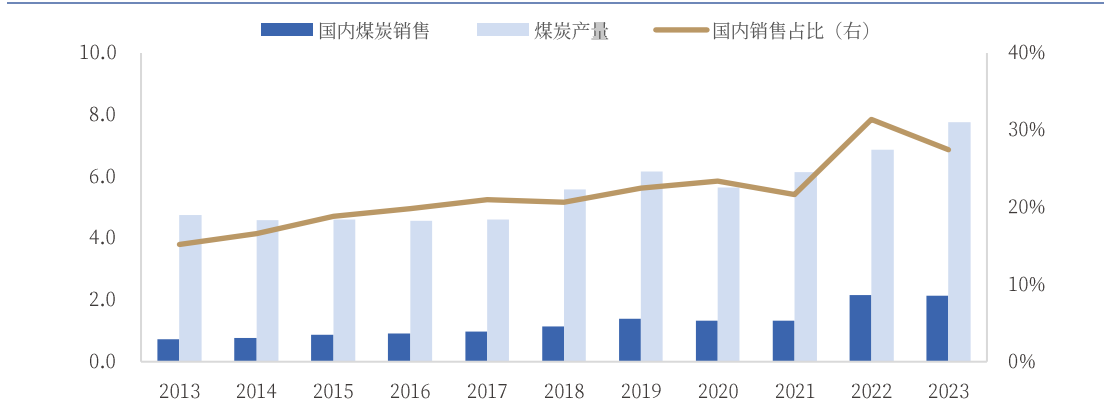
资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

发电侧电价执行最高限价政策。其中，对于燃煤发电，印尼政府通过限制出售给电厂的煤炭价格从而达到控制上网电价的目的；对于新能源发电，则直接制定最高基准价格 HPT。

印尼煤炭企业需履行国内市场销售义务，以保障国内电厂的燃料供应。印尼在经历了 2009-2011 年的国内煤炭供应短缺之后，出台了煤炭 DMO (Domestic Market Obligation) 政策，即印尼的煤炭生产企业每年需将一定比例的产量销售给国内客户，目前这一比例为 25%，其中约 80% 被用来满足国内发电企业的需求，剩余 20% 用于满足其他部门的需求。

² 按 1 人民币=2,254.79 印度尼西亚卢比换算。

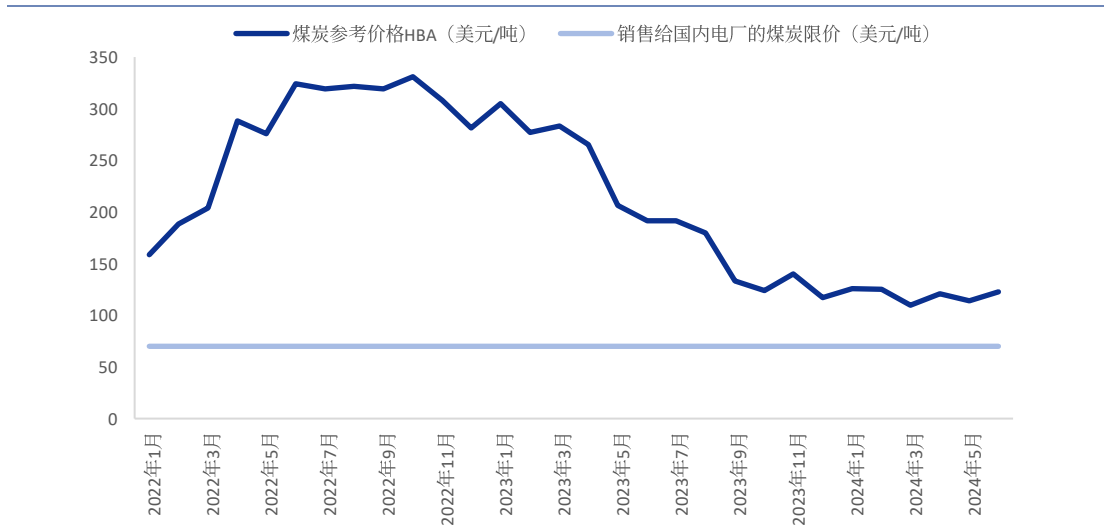
图29: 印尼煤炭国内销售占比 (亿吨)



资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

政府将出售给国内电厂的煤炭价格上限控制在 70 美元/吨，价格双轨制导致 DMO 政策的实施成效一般。正常情况下，根据 DMO 出售的煤炭价格与基准价格挂钩，但能源和矿产资源部于 2018 年 3 月发布了一项法令，将出售给发电企业的煤炭价格限制在最高 70 美元/吨（FOB 价格，以热值 6322 千卡/kg 的煤炭为基准，其他热值的煤炭限价按公式进行相应调整）。因此，发电企业购买煤炭的价格将是 70 美元/吨的价格上限和煤炭参考价格 HBA 中的较小值。其中，HBA 是由能矿部确定的月度平均价格，根据国内和国际市场指数的平均煤炭价格计算得到。双轨制价格的存在使得 DMO 政策的执行效果不尽如人意，尤其是在国际煤炭价格高企的 2021 年，印尼煤炭国内销售比例仅有 21.7%，引发能源安全问题，催生了印尼在 2022 年 1 月的阶段性煤炭出口禁令。

图30: 印尼参考煤炭价格 HBA&煤炭企业销售给国内电厂的价格上限



资料来源: ESDM、中国银河证券研究院

印尼政府为新能源和可再生能源发电制定最高基准价格 (HPT, Highest Benchmark Price), PLN 向 IPP 购买电力时, 双方将基于 HPT 进行谈判, 以确定最终的合同价格。根据 2022 年第 112 号总统令, 水电 HPT 根据不同装机容量有所不同, 在 6.74-11.23 美分/kWh (0.49-0.81 RMB/kWh) 区间内, 且在 30 年运营期内, 随着折旧完成和贷款偿还, 后 20 年的 HPT 将低于前 10 年, 降幅在 37.5%。光伏发电 HPT 根据装机容量不同在 6.95-11.47 美分/kWh (0.50-0.83 RMB/kWh) 区间, 运营期后 20 年电价较前 10 年降幅在 40%。地热发电 HPT 根据装机容量不同在 7.65-9.76 美分/kWh (0.55-0.71 RMB/kWh) 区间, 运营期后 20 年电价较前 10 年降幅在 15%。

表4: 印尼水电 HPT

装机容量	运营期前 10 年 (美分/kWh)	运营期后 20 年 (美分/kWh)
≤1MW	11.23	7.02
>1MW 且 ≤3MW	10.92	6.82
>3MW 且 ≤5MW	9.65	6.03
>5MW 且 ≤20MW	9.09	5.68
>20MW 且 ≤50MW	8.86	5.54
>50MW 且 ≤100MW	7.81	4.88
>100MW	6.74	4.21

资料来源: JDIH BPK 监管数据库、中国银河证券研究院

表5: 印尼光伏发电 HPT

装机容量	运营期前 10 年 (美分/kWh)	运营期后 20 年 (美分/kWh)
≤1MW	11.47	6.88
>1MW 且 ≤3MW	9.94	5.97
>3MW 且 ≤5MW	8.77	5.26
>5MW 且 ≤10MW	8.26	4.96
>10MW 且 ≤20MW	7.94	4.76
>20MW	6.95	4.17

资料来源: JDIH BPK 监管数据库、中国银河证券研究院

表6: 印尼地热发电 HPT

装机容量	运营期前 10 年 (美分/kWh)	运营期后 20 年 (美分/kWh)
≤10MW	9.76	8.30
>10MW 且 ≤50MW	9.41	8.00
>50MW 且 ≤100MW	8.64	7.35
>100MW	7.65	6.50

资料来源: JDIH BPK 监管数据库、中国银河证券研究院

中印关系处于历史最好时期叠加印尼电力需求增长潜力较大，国内电力企业出海正当其时。

2013 年，习近平主席先后在哈萨克斯坦和印尼提出共建“丝绸之路经济带”和“21 世纪海上丝绸之路”，发起了“一带一路”伟大倡议。10 年来，中印两国双边贸易额从 2013 年的 500 亿美元增长到 2022 年的 1500 亿美元，增加了近 2 倍，中国连续 10 年保持印尼最大贸易伙伴地位；同时，中国对印尼的投资规模也持续扩大，已成为印尼第二大外资来源地，2022 年，中国在印尼各领域直接投资达到 215 亿美元，占印尼吸引外资总额的四分之一。具体到发电领域，据我们不完全统计，国电电力、中国神华、大唐集团、华电集团等企业共计在印尼投资发电项目 6.3GW，涉及煤电、水电、光伏发电等多种技术类型。展望未来，在“中印关系正处于历史最好时期³”的背景下，叠加印尼电力行业蕴含的潜在增长机会，中国电力企业出海至印尼正当其时。

³ [中印尼关系的下个 10 年会更好，中印尼“一带一路”合作的下个 10 年会更好_中华人民共和国驻印度尼西亚共和国大使馆 \(china-embassy.gov.cn\)](http://china-embassy.gov.cn)

表7: 国内企业在印尼发电领域的投资情况

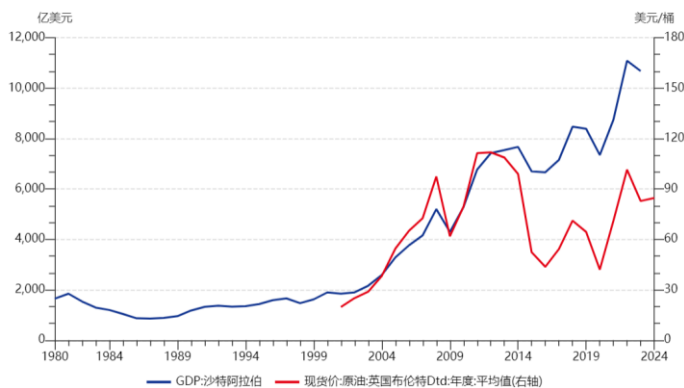
企业	项目名称	项目类型	装机容量 (MW)	投资方式	备注	项目进展
国电电力	印尼卡朗卡德斯 10 万千瓦漂浮式光伏电站项目	光伏发电	100			计划于 2026 年投运
中国神华	南苏 EMM 煤电项目	煤电	300	控股运营	由中国神华与印尼 PT.Energi Musi Makmur 公司以 70%:30% 的股权比例共同出资建设	已投运
	爪哇 7 号煤电项目	煤电	2100	BOOT, 控股运营 25 年后, 全面移交印尼国家电力公司	由国家能源集团所附属子公司中国神华与印尼国家电力公司所附属子公司 PJBI, 按照 7:3 的出资比例共同组建	已投运
	南苏 1 号煤电项目	煤电	700	控股运营	由中国神华与印尼 PT. Lion Power Energy (LPE) 合资成立神华国华 (印尼) 天健美朗发电有限公司	计划 2024 年投运
大唐集团	苏姆赛煤电项目	煤电	350	收购	收购印尼金光公司	已投运
	肯达里煤电项目	煤电	110			已投运
	卡尔登煤电项目	煤电	230			已投运
	米拉务煤电项目	煤电	450	BOOT 模式, 商业运营期限 25 年	已投运	
华电集团	阿萨汉一级水电站	水电	180			已投运
	玻雅燃煤发电项目	煤电	1320	BOOT 模式, 商业运营期限 25 年	由中国华电香港有限公司和印尼国家煤炭公司按 55 比 45 股比投资建设	已投运
	巴厘岛一期燃煤电厂项目	煤电	426	控股运营 30 年		已投运

资料来源: 神华集团官网、北极星火力发电网、华电集团官网、大唐集团公告、中国银河证券研究院

(三) 沙特: 新能源发展潜力巨大, 运营&设备制造企业协同出海或为良策

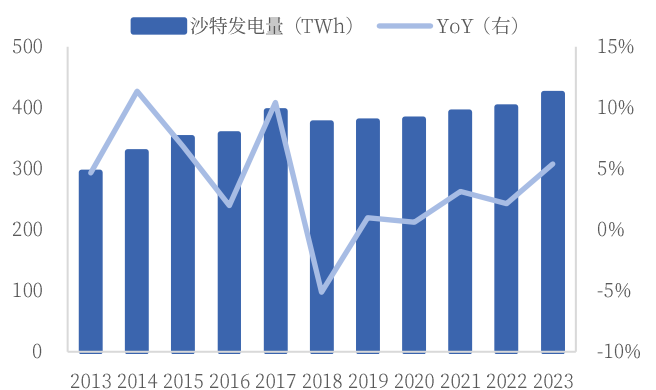
发电量自 2019 年以来持续增长, 且增速有所加快。2023 年, 沙特发电量达到 4229 亿千瓦时 (422.9TWh), 同比增长 5.4%, 增速达到自 2018 年以来的高点。沙特作为全球第二大产油国, GDP 走势与石油价格相关性较高, 且波动较大。疫情后全球经济复苏带动石油价格上涨促使沙特 GDP 增长显著, 拉动发电量增速提升。

图31: 沙特 GDP 走势与石油价格



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

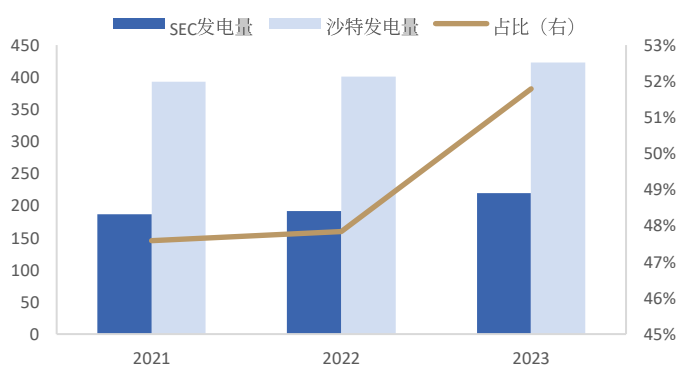
图32: 沙特发电量



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

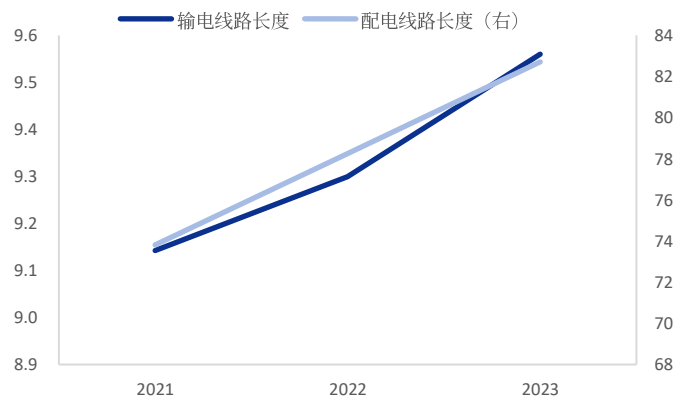
沙特电力公司是沙特电力市场的主要参与者，在发输配环节均占据主要地位。沙特电力公司（Saudi Electricity Company，SEC）是一家国有企业，其主要股东为沙特公共投资基金（PIF）和沙特阿美公司，持股比例分别为 74.3% 和 6.9%。在发电领域，2023 年，SEC 发电量为 2190 亿千瓦时（219.0TWh），占沙特全部发电量的 50% 以上；如按装机数据计算，根据 SEC 披露，其在沙特的市占率可达 66%。在输电领域，SEC 拥有并经营 9.56 万公里输电网络，2023 年输送电量 3809 亿千瓦时（380.9TWh）。在配电领域，SEC 拥有并经营 82.71 万公里配电网络，2023 年配电量为 3148 亿千瓦时（314.8TWh），为 1100 万用户提供服务。除 SEC 外，在发电侧，沙特阿美电力公司（SAPCO）、ACWA Power、沙特水务合作公司（SWPC，SEC 持股 50%）等也拥有一定份额。总体而言，沙特电力行业国有化程度较高。

图33: 沙特电力公司发电量 (TWh) 及市场份额



资料来源: SEC 官网、Energy Institute、中国银河证券研究院
注: SEC 发电量数据以财年为周期, 沙特发电量数据以日历年为周期。

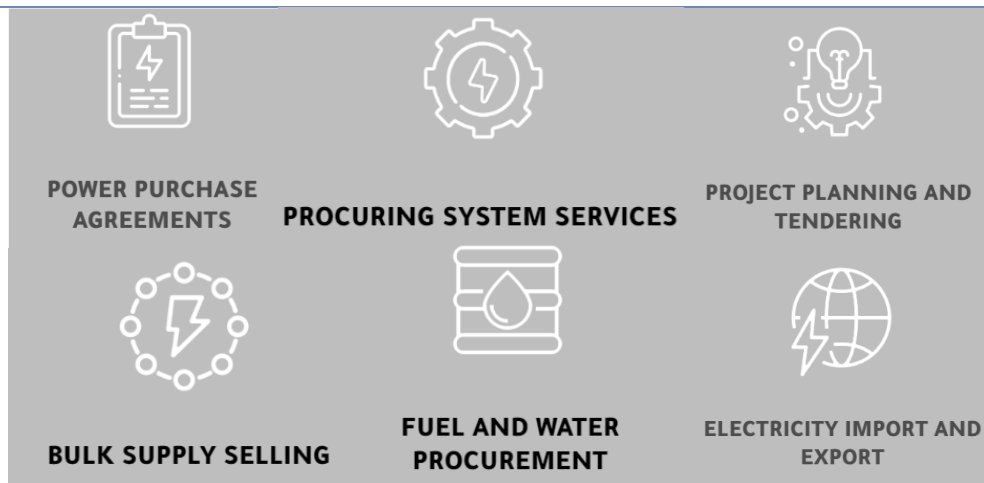
图34: 沙特电力公司运营的输电、配电线路长度 (万公里)



资料来源: SEC 官网、中国银河证券研究院

在购售电领域，沙特电力采购公司是政府授权的唯一买家。沙特电力采购公司（Saudi Power Procurement Company，SPPC）前身是沙特电力公司 SEC 的子公司，沙特阿拉伯政府于 2021 年接管 SPPC，授权其成为沙特阿拉伯境内发电厂电力和容量的唯一买家。SPPC 的主要职责为与发电企业签订购电协议（PPA），并向零售许可证持有者和大型消费者销售电力；同时向发电企业采购辅助服务，确保电力系统的稳定安全运行。

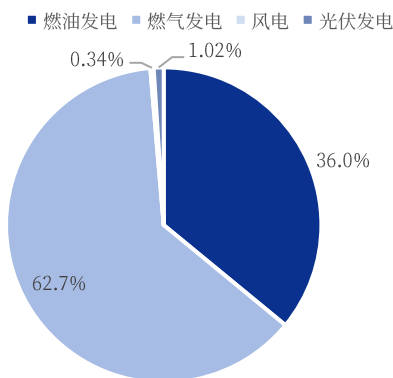
图35: SPPC 的主要职责



资料来源: SPPC 官网、中国银河证券研究院

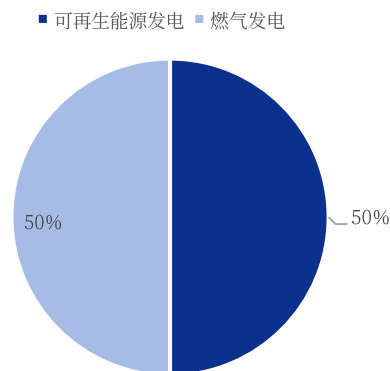
能源结构单一，转型诉求强烈。2023年，沙特全部发电量中，燃油发电和燃气发电分别占36.0%和62.7%，合计占比接近99%，对化石能源依赖度较高，能源转型需求迫切。而沙特政府也深刻意识到这一点，并于2016年相继推出“2030愿景”和“国家转型计划”，以期摆脱对石油收入的高依附度，同时依靠石油、天然气带来的充裕资金，向光伏、风能、氢能等可再生能源转型，完成2060年净零排放的承诺。

图36：2023年沙特发电量结构



资料来源：Energy Institute、中国银河证券研究院

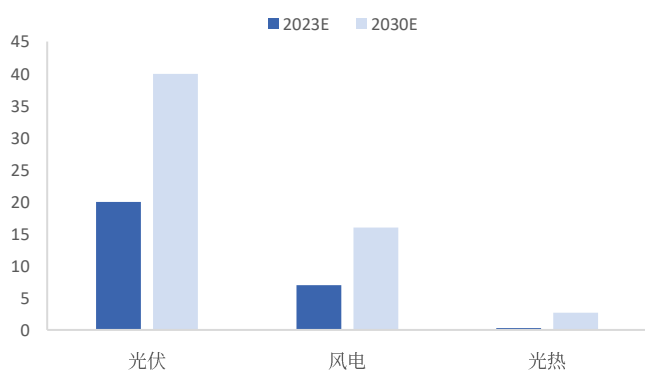
图37：2030年沙特发电量结构



资料来源：沙特能源部、中国银河证券研究院

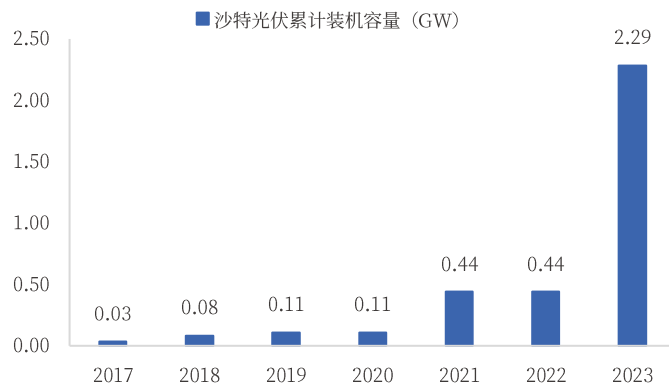
大力发展风光发电，预计2030年可再生能源发电占比达到50%。在“2030愿景”规划下，沙特政府于2017年启动《国家可再生能源计划》（NREP），将大力建设新能源发电项目以替代燃油电厂，太阳能是最重要的发展方向。NREP明确2023年、2030年新能源发电装机规模分别达到27.3（光伏20GW、风电7GW、光热0.3GW）和58.7GW（光伏40GW、风电16GW、光热2.7GW），且规划到2030年，新能源发电量占比提升至50%，剩余50%由燃气发电满足。而截至2023年末，沙特光伏累计装机容量仅2.3GW，尽管相比NREP提出的2023目标存在较大差距，但同比增长420%，增长潜力初步显现。

图38：NREP下沙特可再生能源发电发展规划（GW）



资料来源：MEED、中国银河证券研究院

图39：沙特光伏发电装机规模

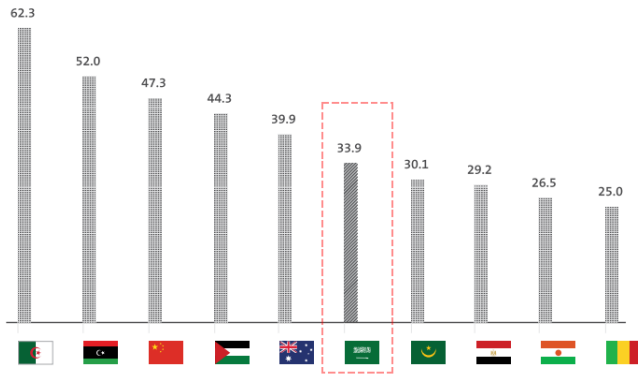


资料来源：Energy Institute、中国银河证券研究院

自然资源禀赋优越，发展风光发电具备优势。中东地区普遍具有丰富的太阳辐照资源，气候类型以亚热带沙漠气候为主，干旱少雨，这为大规模开发太阳能光伏产业提供了便利条件。沙特也不例外，国土面积中有一半以上是沙漠，平均日照时长为8.9小时/天，水平太阳辐射量为5.6kW·h/m²，太阳辐照度为250W/m²，高于100W/m²~200W/m²的全球发展太阳能产业高潜能地区平均指标。

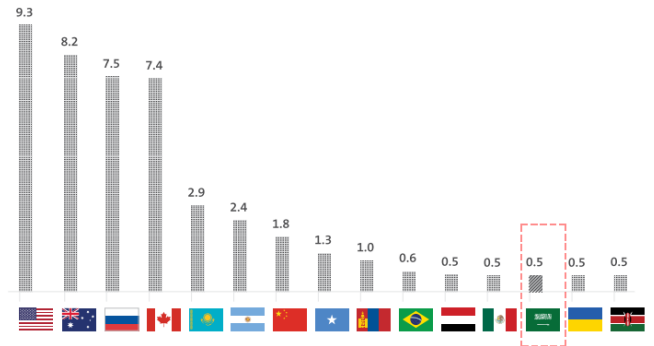
壳牌全球能源资源数据库数据显示，沙特在全球太阳能发展潜力排行榜上排名第六位；相比之下，其风能资源略显逊色，但仍排名全球第十三位。因此，大力发展风光发电，尤其是光伏发电成为沙特实现能源转型的必由之路。

图40: 全球集中式光伏发展潜力排行榜（千拍焦耳/年）



资料来源: Invest Saudi 《Why Invest in Renewable Energy》、中国银河证券研究院

图41: 全球陆上风电发展潜力排行榜（千拍焦耳/年）



资料来源: Invest Saudi 《Why Invest in Renewable Energy》、中国银河证券研究院

自 NREP 提出以来，已有 19GW 项目中标，其中 15GW+仍处于在建/拟建阶段。沙特可再生能源容量规划中，约 30%由能源部下属的可再生能源项目开发办公室（REPDO）牵头开发，主要通过竞争性招标的方式确定开发商，剩余 70%由 PIF 牵头，主要通过“与国际合作伙伴就项目开发达成的协议”进行开发。2017 年以来，REPDO 已进行五轮招标，合计装机容量 10.37GW。如再考虑 PIF 牵头开发的部分，迄今为止已有 21 个项目中标，共计 19GW，其中 4.1GW 已实现并网，8.2GW 处于建设状态，7GW 处于融资收尾阶段。以 REPDO 负责招标的项目为例，平均来看，单个项目从开发商资格预审—>投标—>签署购电协议—>完成融资—>并网发电短则需要 2-3 年，长则需要 4-5 年，较长的项目开发周期或是目前沙特新能源发电项目累积较多的主要原因。

表8: REPDO 主导的五轮招标

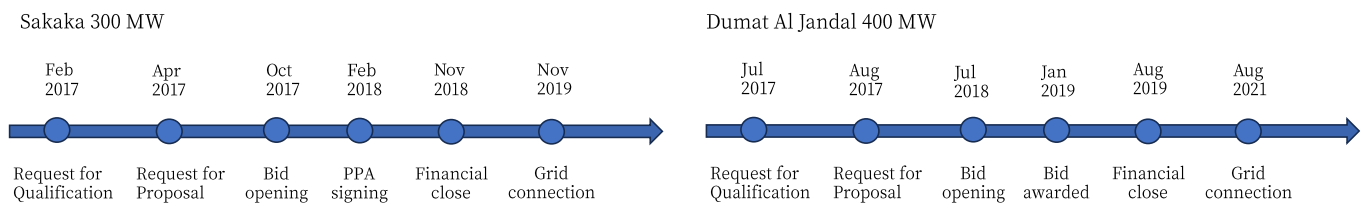
招标轮次	发标时间	合计装机容量 (MW)	具体项目情况	项目类型	项目状态	开发商
Round 1	2017	700	300MW of Solar PV in Sakaka, Al Jouf	光伏	已投运	ACWA Power
			Dumat Al Jandal 400 MW	风电	已投运	EDF renewables
Round 2	2019	1470	Madinah PV IPP (50 MW)	光伏		Al Blagha Holding for Investments Company
			Rafha PV IPP (20 MW)	光伏		Al Blagha Holding for Investments Company
			Al-Faisaliah PV IPP (600 MW)	光伏		
			Jeddah PV IPP (300 MW)	光伏	已投运	Masdar
			Rabigh PV IPP (300 MW)	光伏	已投运	Marubeni Corporation
			Qurrayat PV IPP (200 MW)	光伏		ACWA Power
Round 3	2020	1200	Wadi Ad Dawasir 120 MW Solar PV IPP	光伏		TOTAL Solar INTL
			Layla 80 MW Solar PV IPP	光伏		ACWA Power (国电投黄河水电开发公司作为财团成员出现)
			Ar Rass 700 MW Solar PV IPP	光伏		ACWA Power (国电投黄河水电开发公司作为财团成员出现)
			Saad 300 MW Solar PV IPP	光伏		晶科电力(香港)

Round 4	2022	3300	1100 MW Al Henakiyah Solar PV	光伏	Masdar
			400 MW Tabrajal Solar PV	光伏	晶科电力（香港）
			700 MW Yanbu Project	风电	
			600 MW Al-Ghat Project	风电	
			500 MW Waad Al Shamal Project	风电	
Round 5	2024	3700	2000 MW Al Sadawi Solar PV IPP	光伏	
			1000 MW Al Masa' a Solar PV IPP	光伏	
			400 MW Al Henakiyah 2 Solar PV IPP	光伏	
			300 MW Rabigh 2 Solar PV IPP	光伏	
合计		10370			

资料来源：沙特能源部、global data、中国银河证券研究院

注：项目开发商具体包括 *managing member*、*technical member* 和 *consortium member*（财团/联盟成员）三类，表中仅展示 *managing member*。三类开发主体中，*managing member* 要求最高，包括：1) 过去十年内，在本国市场之外（不含沙特）的装机规模不低于 100MW；2) 有形净资产达到 1 亿美元；3) 拥有十年有限/非追索融资经验。因此，其在项目开发中起到重要作用，持股比例不低于 30%。

图42：沙特可再生能源发电项目开发流程（以第一轮招标的 Sakaka 光伏项目和 Dumat Al Jandal 风电项目为例）

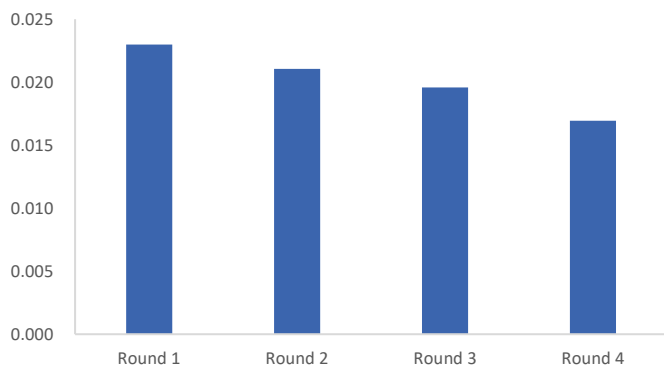


资料来源：REPDO 《Saudi Arabia National Renewable Energy Program》、中国银河证券研究院

较好的资源条件导致沙特新能源发电项目上网电价处于低位。沙特新能源发电项目上网电价通过竞标确定，出价最低的开发商中标。随后，开发商将和沙特电力采购公司签署 PPA，其中，光伏购电合同期限为 25 年，风电为 20 年。得益于较好的资源条件，目前沙特地区的新能源上网电价竞争激烈。平均来看，REPDO 前四轮招标的光伏项目中标电价分别为 0.023、0.021、0.020、0.017 美元/kWh（0.167、0.153、0.142、0.123 RMB/kWh⁴）。具体到不同项目来看，规模较大的项目上网电价已低至 0.015 美元/kWh（0.107 RMB/kWh）。而由于风电项目较少，未能有代表性的上网电价，以 Dumat Al Jandal 400 MW 项目为例，其中标电价为 0.0213 美元/kWh（0.154 RMB/kWh），在融资完成时进一步下调至 0.0199 美元/kWh（0.144 RMB/kWh），同样处于较低水平。

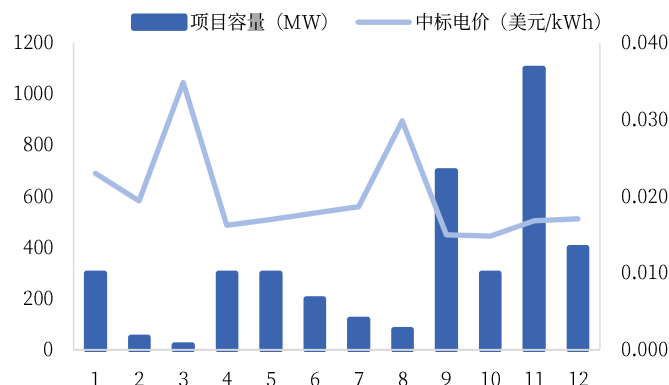
⁴ 按 1 美元=7.24 人民币换算，下同。

图43: REPDO 前四轮招标的光伏项目平均中标电价 (美元/kWh)



资料来源: 沙特能源部、中国银河证券研究院
注: 汇率取 1 美元≈3.7509 沙特里亚尔。

图44: REPDO 前四轮招标的光伏项目中标电价 (右) & 装机规模

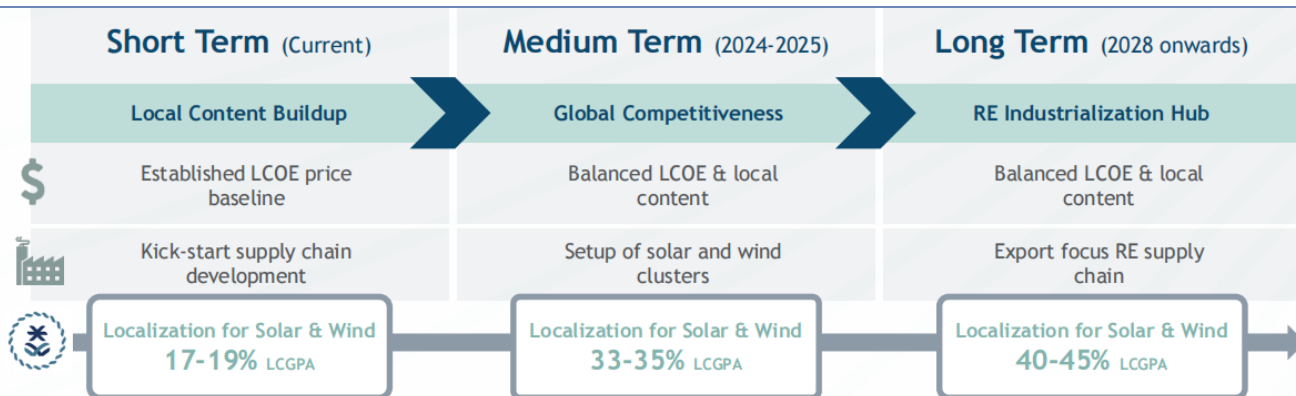


资料来源: 沙特能源部、中国银河证券研究院
注: 横轴表示不同的光伏项目, 按招标顺序从 1-12 依次排序。

国际企业已在沙特风光发电项目开发中崭露头角, 国电投、晶科等国内企业也开始频繁现身。根据我们对 REPDO 前四轮招标项目中标企业的梳理(见表 7), 发现目前虽然沙特(ACWA Power、Al Blagha)、中东(Masdar 为阿联酋企业)本地企业仍占据主导地位, 但像法国电力集团 EDF、道达尔(TOTAL Solar INTL)等国际企业已开始崭露头角。此外, 国内企业的参与度也有所提升, 如晶科电力已接连斩获 Saad 300 MW Solar PV IPP 和 400 MW Tabrajal Solar PV 两个项目, 而国电投下属的黄河水电开发公司作为财团/联盟成员参与了 Layla 80 MW Solar PV IPP 和 Ar Rass 700 MW Solar PV IPP 两个项目。

在沙特规定新能源项目本土制造比例的政策背景下, 国内电力设备企业和电力运营企业协同出海或为良策。一方面, 沙特希望通过大力发展新能源发电来减少本国在能源结构上对石油、天然气等的依赖; 另一方面, 沙特也希望以此带动本国的新能源制造产业链发展壮大, 计划在 2028 年以后国内出口聚焦于新能源产业链。根据沙特政府制定的发展规划, 2024-2025 年, 沙特新能源项目的本土制造比例要求将达到 33%-35%, 并在 2028 年以后进一步提升至 40%-45%。因此, 我们认为国内电力设备企业和电力运营企业协同出海或成为中国企业参与沙特新能源市场的重要途径。而根据我们统计, 目前 TCL 中环、晶科能源、中信博等光伏制造企业, 以及远景能源等风电设备制造企业均有赴沙特建厂的打算。此外, 天合光能、协鑫科技、钧达股份、联合太阳能等光伏制造企业计划在阿联酋、阿曼等周边国家设厂, 也有望辐射沙特市场。

图45: 沙特可再生能源发电项目本土制造比例要求



资料来源: REPDO 《Saudi Arabia National Renewable Energy Program》、中国银河证券研究院

表9: 国内光伏/风电设备制造企业赴沙特/中东建厂规划

相关企业	厂址选择	合作伙伴	产能规划	宣布时间
远景能源	沙特	沙特公共投资基金 (PIF)、Vision Industries		2024 年 7 月
TCL 中环	沙特	沙特阿拉伯公共投资基金 (PIF)、Vision Industries	20GW 硅片项目	2024 年 7 月
晶科能源	沙特	沙特阿拉伯公共投资基金 (PIF)、Vision Industries	10GW 高效光伏电池及组件项目	2024 年 7 月
中信博	沙特		3GW 光伏支架项目	2023 年 8 月
天合光能	阿联酋	AD Ports Company PJSC、江苏海投	5 万吨高纯硅料, 30GW 晶体硅片和 5GW 电池组件项目	2023 年 10 月
协鑫科技	阿联酋	穆巴达拉主权基金		2024 年 6 月
钧达股份	阿曼	阿曼投资署	10GW TOPCon 电池项目	2024 年 7 月
联合太阳能	阿曼		10 万吨多晶硅项目, 预计将于 2025 年投入运营	

资料来源: 无锡市人民政府网站、TCL 中环公告、晶科能源公告、钧达股份公告、商务部、中国银河证券研究院

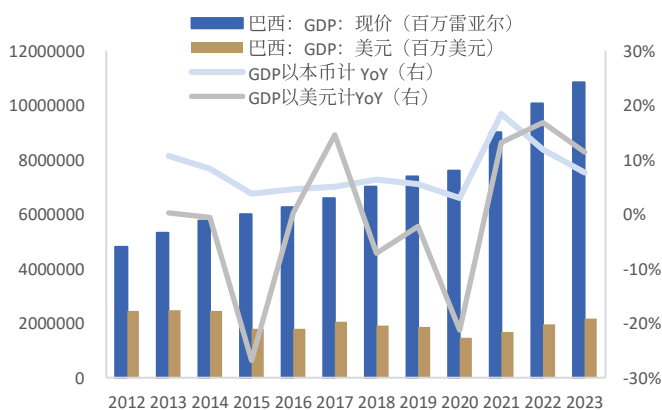
(四) 巴西: 电力行业市场化程度较高, 国内企业已全面参与发输配售各环节

相比前述越南、印尼、沙特等国的电力市场, 巴西电力市场相对更加成熟, 具体表现为: 1) 不同于越南、印尼、沙特电力行业发输配(售)一体化经营的情况, 巴西电力行业实行发、输分离, 配售一体的运营策略; 2) 越南、印尼、沙特仅发电环节竞争程度相对较高, 输、配、售环节仍具有较强的垄断属性, 但巴西电力行业的各个环节市场化程度均较高, 企业可通过参与巴西政府举行的拍卖获得特定资产的特许经营权, 给予了国际企业充分参与巴西电力行业的机会。下面, 我们将对巴西电力行业的发输配售环节逐一进行分析。

➤ 发电环节

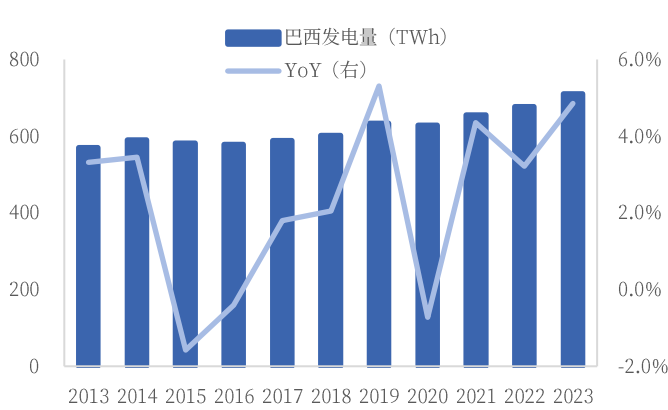
发电量随经济增速波动, 疫情后恢复至较高水平。2023 年, 巴西实现发电量 7100 亿千瓦时 (710TWh), 同比增长 4.8%, 处于历史相对较高水平。过去十年间, 巴西发电量仅在 2015 年和 2020 年出现同比下滑, 与经济增速承压时点较为吻合。由于巴西经济对大宗商品出口的依赖度较高, 2015 年, 在供给过剩、美联储加息等因素作用下, 以石油为代表的大宗商品价格大幅下跌拖累巴西出口表现, 并在一定程度上造成其汇率贬值, 从而导致经济下滑。而 2020 年, 经济、发电量增速表现不佳主要受新冠疫情疫情影响。

图46: 巴西 GDP 及同比增速



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

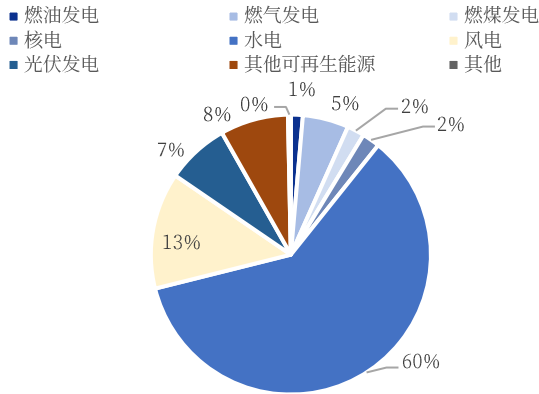
图47: 巴西发电量及同比增速



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

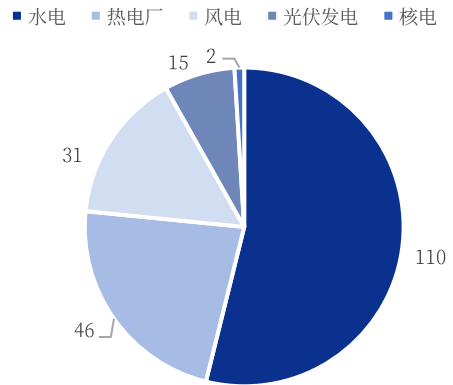
发电结构以水电为主，清洁能源占比高。巴西拥有丰富的水资源，特别是大型河流，如亚马逊河和巴拉那河，为发展水力发电奠定了基础。2023年，巴西全部发电量中的60%来自水电，13%来自风电、7%来自光伏发电，发电资产清洁化程度较高。从装机数据来看，截至2023年末，巴西电力装机容量为204GW，其中，水电装机容量110GW，占比54%。此外，风电和化石燃料发电也占据一定比例。

图48: 巴西发电量结构



资料来源: Energy Institute、中国银河证券研究院

图49: 巴西电力装机结构 (GW)



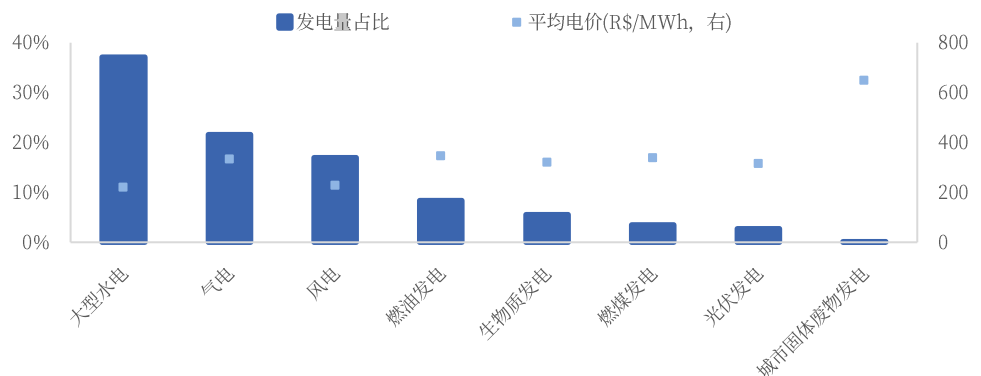
资料来源: ANEEL、中国银河证券研究院

注: 热电厂指利用化石燃料(如煤、天然气等)进行发电的设施。

电力市场分为自由市场和受监管市场，受监管市场上网电价通过拍卖形成。巴西电力市场分为自由市场(ACL)和受监管市场(ACR)，二者占比分别约为30%和70%。在自由市场中，自由消费者(自2024年1月1日起，所有高压用户均有资格参与自由市场)可自主选择发电供应商，电价通过双边协商确定。而在受监管市场中，电力用户需通过所在地区的配电企业代理购电，上网电价通过拍卖形成。发电企业通过参与竞拍可获得一定时期内的电站经营权并确定上网电价，其中，现存发电资产的经营权在1-15年不等，新建发电资产的经营权在15-35年不等。

历史拍卖批次中，大水电发电量占比最高，平均上网电价最低。截至目前，巴西现存发电项目的拍卖已进行31届，上一次于2023年12月1日进行；新建发电项目的拍卖已进行37届，上一次于2022年10月14日进行。累计拍卖数据表明，大水电的发电量占比最高，达到37%，平均上网电价最低，为222雷亚尔/MWh(约288.6 RMB/MWh⁵)。气电、风电、光伏发电发电量占比分别为22%、17%、3%，平均上网电价分别为334、228.4、316.8雷亚尔/MWh(约434、297、412 RMB/MWh)。

图50: 历史累计拍卖发电量结构&平均上网电价

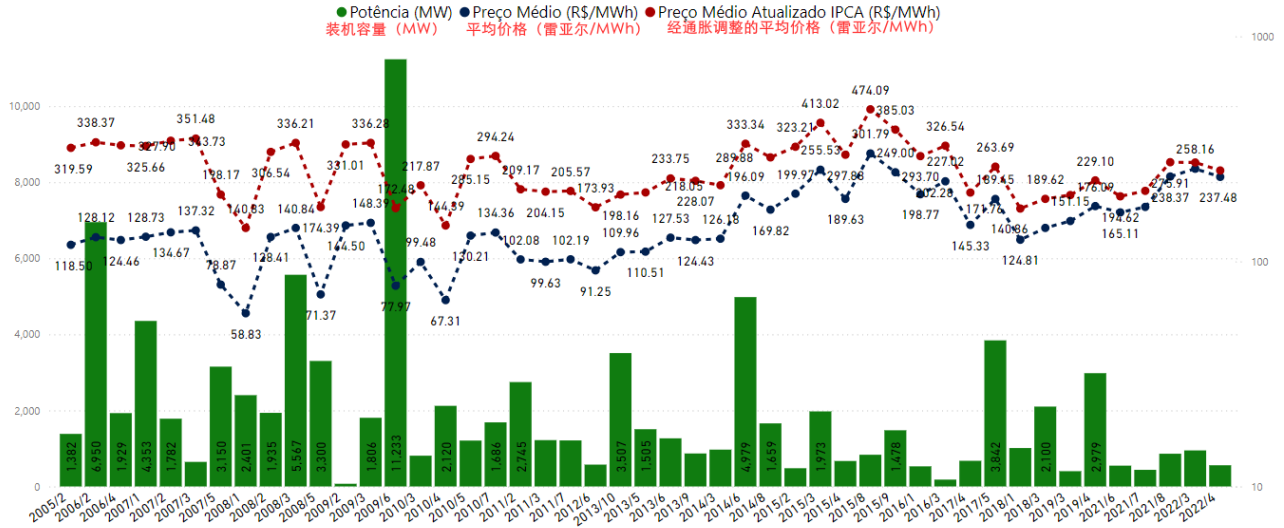


资料来源: CCEE、中国银河证券研究院

⁵ 按1巴西雷亚尔=1.30人民币换算，下同。

以水电为主的发电结构和竞拍机制共同推动巴西维持具有竞争力的上网电价水平。一方面，水电在巴西电力结构中占据重要地位，其具有相对其他电源类型更低的发电成本；另一方面，竞拍机制下，发电企业基于巴西政府设定的价格上限竞争，从历史数据来看，最终电价相比价格上限的折价幅度在0.50%~59.04%。两方面因素作用下，巴西发电侧名义上网电价从2005年的118.50雷亚尔/MWh（154RMB/MWh）上涨至2022年的237.48雷亚尔/MWh（309RMB/MWh），涨幅100%；但经通胀调整后，其实际上网电价呈下降趋势，从2005年的319.59雷亚尔/MWh（415RMB/MWh）下降至2022年的253.56雷亚尔/MWh（330RMB/MWh）。

图51：巴西拍卖电价变动趋势



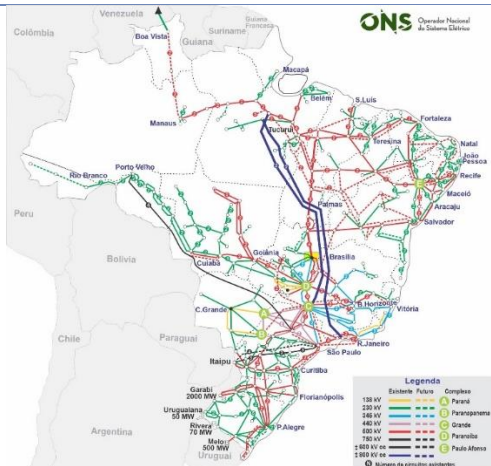
资料来源：ANEEL、中国银河证券研究院

► 输电环节

国家互联系统 SIN 是巴西电力传输的支柱，覆盖全国 98% 的市场。SIN 具体包括四个区域子系统，即南部 (S)、东南部 (SE)-中西部 (CO)、北部 (N) 和东北部 (NE)。但在 SIN 之外，目前仍有亚马孙州、罗赖马州、阿卡州、阿马帕州、朗多尼亚州等北部地区处于相对孤立状态。

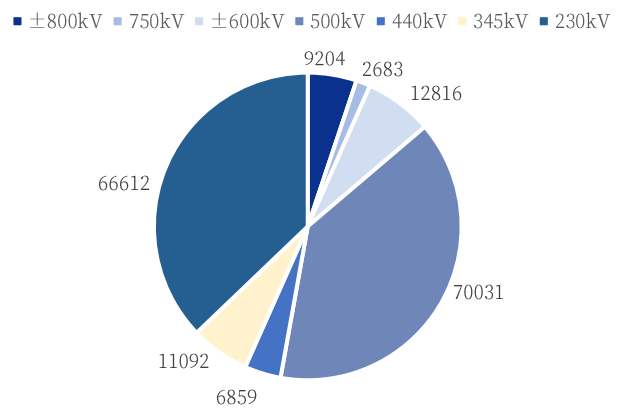
截至 2021 年，巴西输电线路长度为 17.9 万 km，以 500kV 和 230kV 电压等级为主。巴西电网 230kV 及以上电压等级为输电网，主要由 230kv、345kv、440kv、500kv、±600kv、750kv、±800kv 7 个电压等级构成。其中，230kV 和 500kV 线路占据主要地位，长度占比分别为 37% 和 39%。

图52：巴西电力传输系统示意图



资料来源：ONS、中国银河证券研究院

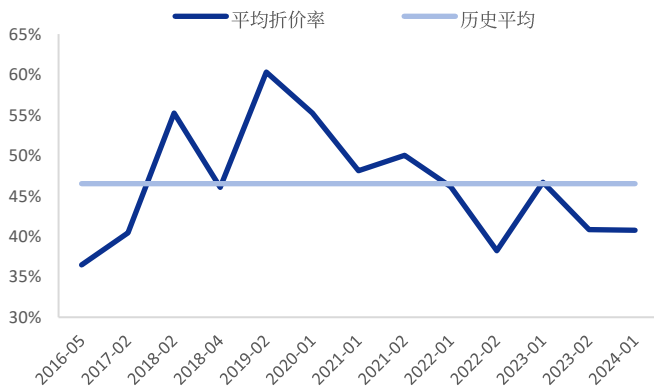
图53：巴西输电线路按电压等级划分 (km，截至 2021 年)



资料来源：PDE2032、中国银河证券研究院

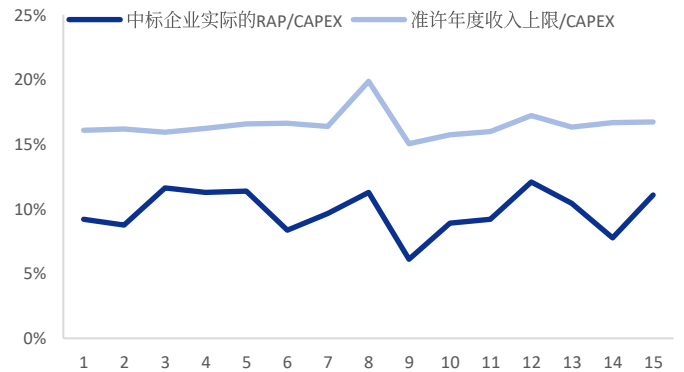
巴西输电领域向私营企业开放，竞拍机制有助于降低输电价格。在巴西输电资产的拍卖中，企业基于 ANEEL 确定的准许年度收入 (RAP) 上限出价，价低者得。中标企业可获得具体输电资产 30 年的经营权。参考历史数据，激烈的竞争使得输电资产竞拍价格相比 ANEEL 确定的收入上限折价 46.51%。具体到项目回报率来看，以最新批次拍卖为例，ANEEL 设定的 RAP 上限对应的回报率 (RAP/CAPEX) 平均为 16.50%，但竞拍机制下项目实际回报率降至 9.81%。因此，我们认为竞拍机制有助于巴西维持相对较低的输电价格。

图54: 巴西输电资产竞拍折价率



资料来源: ANEEL、中国银河证券研究院
注: 横轴为拍卖批次。

图55: 2024-01 批次输电项目回报率 (RAP/CAPEX)



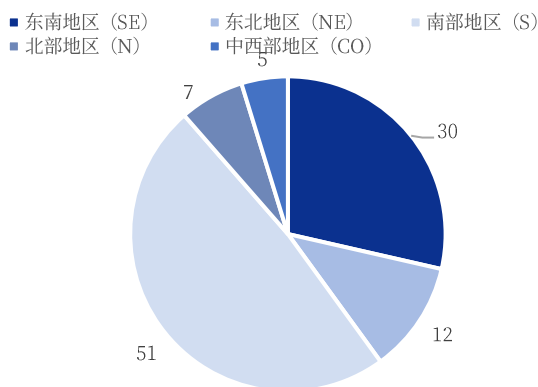
资料来源: ANEEL、中国银河证券研究院
注: 横轴代表同一拍卖批次中的不同标段。

➤ **配、售电环节**

如前所述，巴西电力市场分为自由市场和受监管市场，其中受监管市场占据 70% 的份额。在该市场中，电力用户只能向所在区域的配电公司购买电力，因此，巴西本质上实行配售一体化运营。

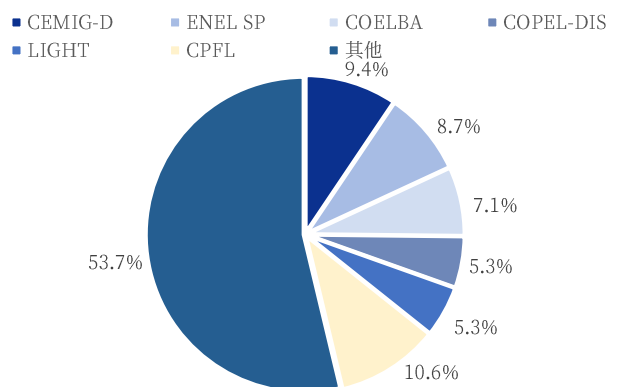
竞争格局较为分散, Top6 配电公司合计市占率仅 46.3%。巴西全国范围内共有 105 家配电公司，其中，北部、东北部、中西部电力用户相对较少，一般每个州仅设立一家配电公司；南部、东南部电力用户密集，每个州拥有多家配电公司。我们测算巴西 Top6 配电公司市场份额（基于服务的人口数量）合计为 46.3%，其中，仅 CPFL 一家市场份额超过 10%，剩余 53.7% 的市场由 99 家配电公司瓜分。

图56: 巴西不同区域配电公司数量



资料来源: ANEEL、中国银河证券研究院

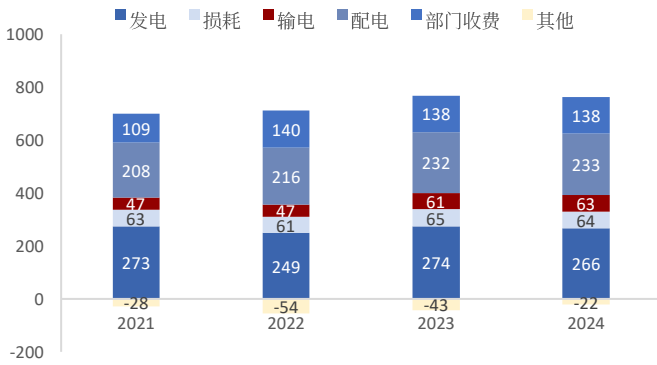
图57: 巴西配电环节市场竞争格局



资料来源: ANEEL、中国银河证券研究院
注: CPFL 具体包括 CPFL-PAULISTA、CPFL-PIRATININGA、CPFL-SANTA CRUZ 和 RGE 四家公司。

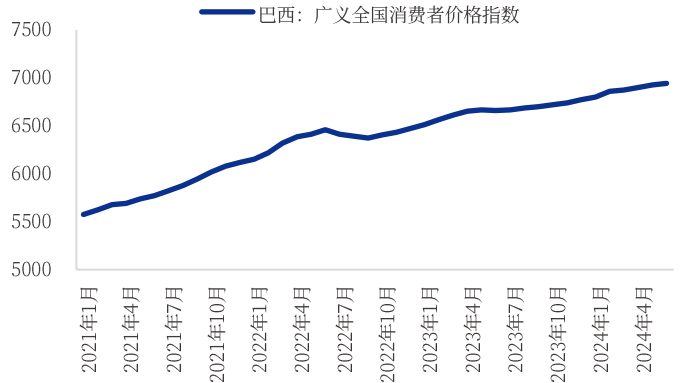
近年来零售电价小幅上涨，但未跑赢同期通胀水平。巴西的零售电价主要由发电价格、损耗成本、输电价格、配电价格、部门收费构成。其中，发电价格和配电价格占据较高比例，近年来分别稳定在 35% 和 30% 左右。2024 年，巴西平均零售电价为 741.68 雷亚尔/MWh (964 RMB/MWh)，较 2021 年上涨 10%，主要由输电价格、配电价格、部门收费上涨所驱动；但同期巴西广义全国消费者价格指数上涨幅度为 25%，零售电价未跑赢通胀。

图58: 巴西零售电价结构 (雷亚尔/MWh)



资料来源: ANEEL、中国银河证券研究院

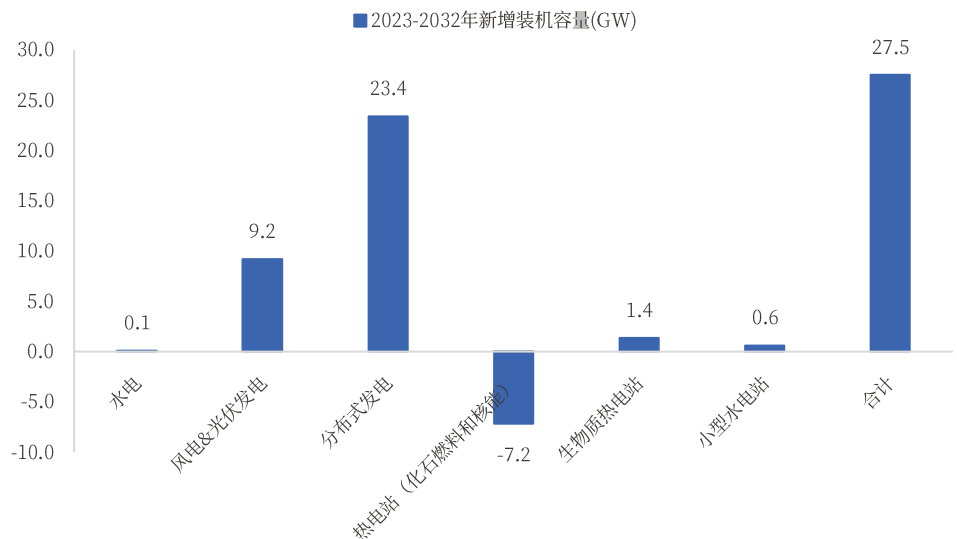
图59: 巴西广义全国消费者价格指数



资料来源: Wind、中国银河证券研究院

展望未来十年，预计巴西电力需求年均增长 3.4%，新增装机容量 27.5GW。根据巴西矿业和能源部发布的 PDE2032 (十年能源扩展计划)，2022-2032 年，巴西电力需求预计仍将以 3.4% 的复合增速增长。为了满足增长的电力需求，巴西计划在 2023-2032 年新增 27.5GW 发电资产。由于大型水电站已基本开发完毕，所以增长主要由风电、光伏发电以及分布式发电 (主要是分布式光伏) 满足。此外，在总量增长的同时，巴西也将进一步优化电力结构，预计 2022-2032 年以化石能源为燃料的热电厂装机容量将减少约 7GW。

图60: 巴西 2023-2032 年新增装机容量

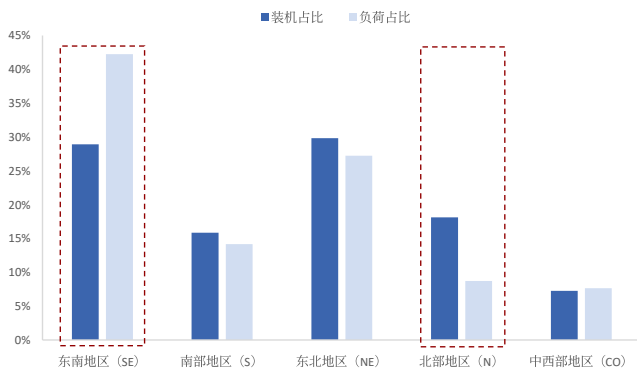


资料来源: PDE2032、中国银河证券研究院

发电资产和电力负荷的空间错配促使巴西未来十年仍将继续大力投资输电系统。巴西的发电资产主要聚焦在北部 (大水电资源丰富)、东北部 (风电资源丰富)，但负荷中心位于东南部，因此，存在一定空间错配。此外，巴西北部地区目前仍有亚马孙州、罗赖马州、阿克里州、阿马帕州、朗多尼亚州等孤立系统未接入国家电网。因此，未来十年，巴西将继续扩展其输电系统，预计增加输电线路 4.1

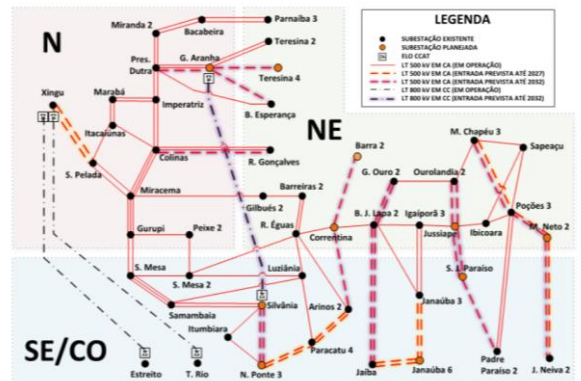
万公里，增加变电站容量 120GVA，对应投资分别为 1103、480 亿巴西雷亚尔（1434、624 亿人民币）。新增输电线路主要用于连接北部/东北部地区和东南部/中西部地区，以削弱电力供需的结构性矛盾。

图61: 巴西发电资产和电力负荷存在空间错配



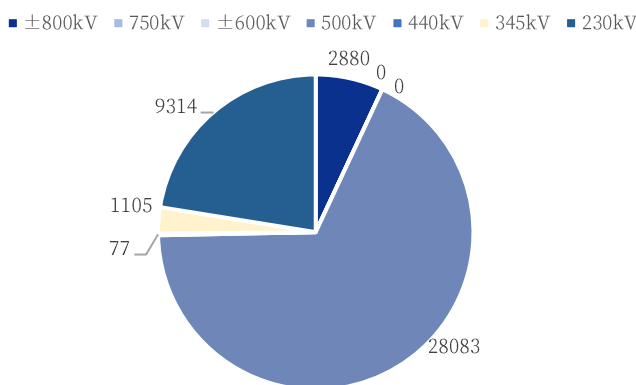
资料来源: 巴西矿业和能源部、中国银河证券研究院

图62: 巴西新增输电线路具体规划



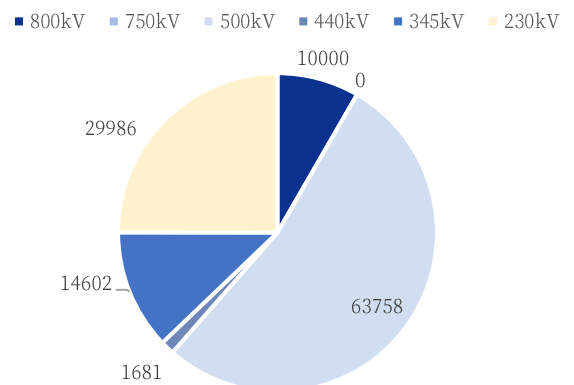
资料来源: PDE2032、中国银河证券研究院

图63: 巴西 2023-2032 年输电线路增量 (km)



资料来源: PDE2032、中国银河证券研究院

图64: 巴西 2023-2032 年变电站增量 (MVA)



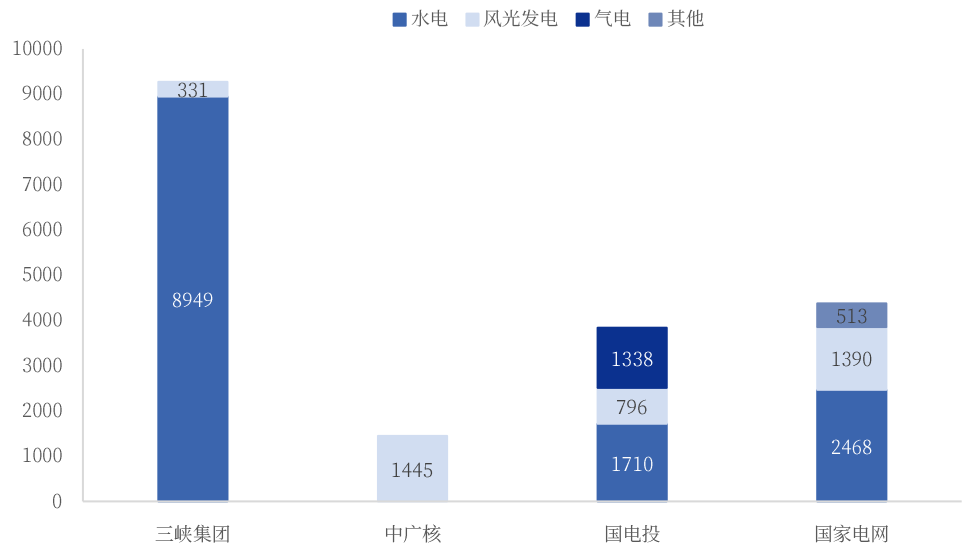
资料来源: PDE2032、中国银河证券研究院

巴西电力市场开放程度较高，目前国内企业在发、输、配、售环节均有参与。

发电环节，据我们不完全统计，国电投、中广核、三峡集团等在巴西运营水电、风电、光伏发电、燃气发电资产合计 18.9 GW。其中，以三峡集团装机容量最大，主要源于其在巴西运营 12 座水电站、2 座小型水电站，并拥有其他 3 项水电资产的权益。三峡集团在运水电资产多通过参与巴西存量水电资产竞拍获得长达 30 年左右的特许经营权。

输配售环节，国家电网已成为巴西市场的重要参与者。截至目前，已成功参与 5 轮输电资产特许权竞拍，中标 6 个标段，合计中标输电线路 5521 km，对应投资额 334.3 亿雷亚尔（435 亿人民币），准许收入 42 亿雷亚尔/年（55 亿人民币/年）。此外，国家电网于 2017 年收购了巴西 CPFL Energia 公司，持股比例 83.71%，进一步将业务拓展至发电、配电、售电环节。具体来看，在发电侧，CPFL Energia 拥有发电资产 4.4 GW；在输电侧，经营输电线路 121km；在配电侧，为巴西第二大配售电公司，下辖四个配电子公司（CPFL-PAULISTA、CPFL-PIRATININGA、CPFL-SANTA CRUZ、RGE），经营区域位于巴西东南部&南部，市场份额 13.2%（公司披露口径）。

图65: 国内企业在巴西运营的发电资产 (MW)



资料来源: SPIC Brasil 官网、国务院国有资产监督管理委员会、CTG Brasil 官网、CPFL Energia 官网、中国银河证券研究院

表10: 国家电网在巴西投资的输电项目梳理

拍卖批次	中标标段	投资主体 (国家电网巴西控股子公司)	输电线路长度 km	投资额 亿雷亚尔	准许年度收入 (RAP) 亿雷亚尔	RAP/CAPEX
2013-07	16	RONDON -MARECHAL RONDON TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	10	2.9	0.2	7%
2015-07	1	XINGU RIO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	2518	112.0	15.8	14%
2015-13 1 ^a Et	3	PRTE - PARANAITA RIBEIRAOZINHO TRANSMISSORA DE ENERGIA S/A	1005	23.9	5.0	21%
2015-13 1 ^a Et	15	CANARANA -CANARANA TRANSMISSORA DE ENERGIA	275	4.49	0.87	19%
2020-01	1	SILVÂNIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A	200	5.3	0.3	5%
2023-02	1	GRAÇA ARANHA SILVÂNIA TRANSMISSORA DE ENERGIA S.A.	1513	185.6	19.8	11%
		合计	5521	334.3	42.0	13%

资料来源: 巴西矿业和能源部、中国银河证券研究院

三、投资建议

我国已于 2021 年承诺未来不再新建境外煤电项目，国内电力企业出海应聚焦清洁能源领域。

国家主席习近平在 2021 年 9 月 21 日以视频方式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”，从而为国内电力企业出海指明方向。如前文所述，我们认为亚太地区的越南、印尼，中东地区的沙特，南美&中美地区的巴西值得重点关注。具体来看：

- **越南：**预计累计装机容量由 2023 年底的 80.6GW 大幅增加至 2030 年的 150.5GW（不包括现有的屋顶光伏装机容量）。其中，燃气发电、水电、可再生能源发电累计装机容量由 2023 年底的 7.2GW、22.9GW、21.7GW 增加至 37.3GW、29.3GW、43.0GW，复合增速分别为 26.6%、3.6%、10.3%。
- **印尼：**预计 2021-2030 年水电、地热发电、可再生能源发电、气电发电量复合增速分别为 10.8%、8.9%、29.0%、4.0%。
- **沙特：**能源转型诉求强烈，已制定宏伟的可再生能源发展目标，预计 2030 年新能源发电装机规模达到 58.7GW，其中光伏 40GW、风电 16GW、光热 2.7GW。而截至 2023 年末，沙特光伏累计装机 2.3GW，风电装机不足 1GW，成长空间巨大。
- **巴西：**2022-2032 年，电力需求预计将以 3.4% 的复合增速增长。为了满足增长的电力需求，计划新增 27.5GW 发电资产。由于水电已基本开发完毕，所以新增装机容量主要由新能源满足，其中风电&光伏发电、分布式发电（主要是分布式光伏）分别新增 9.2GW、23.4GW。但考虑到巴西新建水电站的特许经营期一般在 30 年左右，远低于设计寿命，因此，国内企业也可参与巴西现存水电站的竞拍，获得参与广阔存量市场的机会。

综上所述，越南、印尼、沙特、巴西等国家在清洁能源发电领域均具备增长潜力，同时叠加国内企业在相关国家已积累起项目落地的成功经验，我们认为未来国内企业深入海外电力市场值得期待。

重点关注国内大型电力集团的海外扩张，带动旗下上市公司受益。考虑到资金、技术、管理优势和在海外市场的知名度将影响相关企业出海战略的落地能力，我们认为应重点关注国内大型电力集团的海外扩张，从而有望带动其下属的上市电力平台受益。尽管目前来看，除中广核新能源（H）外，相关企业的境外发电资产占比尚处于较低水平，但考虑到已有成熟的项目落地运营经验，我们看好未来相关上市公司跟随集团的出海战略持续开拓海外电力市场，建议关注华能国际、华电国际、国电电力、长江电力、华能水电、中国广核、中国核电、三峡能源、龙源电力等。

表11：大型电力集团下属上市平台海外电力控股装机容量情况

集团公司	上市公司	布局市场	项目类型	装机容量 (MW)	海外装机合计 (MW)	公司总装机容量 (MW)	海外占比
华能集团	华能国际	新加坡	大士能源（燃油发电、气电）	2670	3990	135655	2.9%
		巴基斯坦	萨希瓦尔燃煤电站	1320			
	华能水电	柬埔寨	桑河二级水电站	400	1000	27527.9	3.6%
		缅甸	瑞丽江一级水电站	600			
国家能源集团	龙源电力	加拿大	德芙林风电项目	99.1	420.1	35593.67	1.2%
		南非	德阿风电项目	244.5			
		乌克兰	尤日内风电项目	76.5			
	中国神华	印尼	南苏 EMM 煤电项目	300	3100	44634	6.9%
			爪哇煤电项目	2100			
			南苏 1 号煤电项目	700			

国电投集团	上海电力	日本	光伏发电	248	1808	22445.2	8.1%
		马耳他	德利马拉三期燃气发电项目	150			
			光伏发电、风电	50			
		土耳其	胡努特鲁电厂煤电项目	1320			
			光伏发电	40			
中广核集团	中广核新能源 (H)	韩国	燃油	507	2166	9622.8	22.5%
			燃气	1549.1			
			生物质	109.5			
三峡集团	长江电力	秘鲁	路德斯公司-水电	100	144	71795	0.2%
			路德斯公司-光伏发电	44			
	湖北能源	秘鲁	查格亚水电站	456	456	15671.8	2.9%
国投集团	国投电力	泰国	垃圾发电	9.8	59.8	40856.6	0.1%
		英国	风电	50			

资料来源：华能国际、华能水电、国投电力等公司定期公告，中国银河证券研究院

表12：重点公用事业公司盈利预测与估值（2024年8月16日）

代码	简称	股价	EPS				PE			
			2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
600011.SH	华能国际	7.39	0.54	0.78	0.90	0.96	13.7	9.5	8.2	7.7
600027.SH	华电国际	5.67	0.44	0.62	0.74	0.78	12.8	9.1	7.7	7.3
600795.SH	国电电力	5.54	0.31	0.42	0.48	0.53	17.6	13.2	11.5	10.5
600863.SH	内蒙华电	4.16	0.31	0.39	0.43	0.46	13.5	10.7	9.7	9.0
000543.SZ	皖能电力	8.57	0.63	0.84	0.99	1.06	13.6	10.2	8.7	8.1
600023.SH	浙能电力	6.58	0.49	0.60	0.65	0.72	13.5	11.0	10.1	9.1
002608.SZ	江苏国信	6.93	0.50	0.79	0.92	1.04	14.0	8.8	7.5	6.7
002015.SZ	协鑫能科	7.16	0.56	1.02	1.27	1.20	12.8	7.0	5.6	6.0
600905.SH	三峡能源	4.73	0.25	0.33	0.38	0.44	18.9	14.3	12.4	10.8
001289.SZ	龙源电力	16.98	0.75	0.86	0.98	1.10	22.7	19.7	17.3	15.4
603105.SH	芯能科技	7.80	0.44	0.54	0.66	0.78	17.7	14.4	11.8	10.0
000537.SZ	中绿电	8.40	0.44	0.50	0.83	1.10	18.9	16.8	10.1	7.6
600900.SH	长江电力	29.62	1.11	1.37	1.46	1.56	26.6	21.6	20.3	19.0
600025.SH	华能水电	11.87	0.42	0.48	0.55	0.60	28.0	24.7	21.6	19.8
600674.SH	川投能源	18.28	0.90	1.07	1.16	1.28	20.3	17.1	15.8	14.3
601985.SH	中国核电	11.05	0.56	0.60	0.65	0.72	19.6	18.4	17.0	15.3
003816.SZ	中国广核	4.83	0.21	0.23	0.25	0.27	22.7	21.0	19.3	17.9

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

四、风险提示

相关国家电力需求不及预期的风险；相关国家电力行业政策变动风险；地缘政治风险等。

图表目录

图 1: 国内 vs 海外代表性电力企业国际化程度.....	5
图 2: 全球不同国家/地区发电量变化趋势 (TWh)	5
图 3: 中国经济增速&用电需求增速 (%)	5
图 4: 全球不同地区 (国家) 发电量&增速情况.....	6
图 5: 亚太地区 (不含中国) 不同国家发电量&增速情况.....	6
图 6: 中东地区不同国家发电量&增速情况.....	7
图 7: 2023 年中东地区发电量结构.....	7
图 8: 南美&中美地区不同国家发电量&增速情况.....	8
图 9: 越南发电量&同比增速.....	9
图 10: 越南发电量结构.....	9
图 11: 越南电力装机结构 (GW)	10
图 12: 越南电力进口&出口情况.....	10
图 13: 越南电力装机按所有者类型划分 (GW)	11
图 14: 越南零售电价示例 (不含增值税)	12
图 15: 越南常规能源发电上网电价情况.....	12
图 16: 越南光伏发电装机和上网电价政策.....	13
图 17: 越南批发电力市场参与者.....	14
图 18: 印尼发电量&同比增速	15
图 19: 印尼发电量结构.....	15
图 20: 印尼发电装机容量结构 (GW)	15
图 21: 全球煤炭产量 (百万吨)	16
图 22: 全球天然气产量 (十亿立方米)	16
图 23: 印尼电力装机充裕度情况.....	16
图 24: 印尼电力进口情况.....	16
图 25: 印尼发电量预测 (GWh)	17
图 26: 印尼发电量分所有者 (GWh)	17
图 27: PLN 对不同客户的销售电价 (印尼卢比/kWh)	18
图 28: PLN 售电结构.....	18
图 29: 印尼煤炭国内销售占比 (亿吨)	19
图 30: 印尼参考煤炭价格 HBA&煤炭企业销售给国内电厂的价格上限.....	19
图 31: 沙特 GDP 走势与石油价格.....	21
图 32: 沙特发电量.....	21
图 33: 沙特电力公司发电量 (TWh) 及市场份额.....	22
图 34: 沙特电力公司运营的输电、配电线路长度 (万公里)	22
图 35: SPPC 的主要职责.....	22
图 36: 2023 年沙特发电量结构.....	23

图 37: 2030 年沙特发电量结构.....	23
图 38: NREP 下沙特可再生能源发电发展规划 (GW)	23
图 39: 沙特光伏发电装机规模.....	23
图 40: 全球集中式光伏发展潜力排行榜 (千拍焦耳/年)	24
图 41: 全球陆上风电发展潜力排行榜 (千拍焦耳/年)	24
图 42: 沙特可再生能源发电项目开发流程 (以第一轮招标的 Sakaka 光伏项目和 Dumat Al Jandal 风电项目为例) ..	25
图 43: REPDO 前四轮招标的光伏项目平均中标电价 (美元/kWh)	26
图 44: REPDO 前四轮招标的光伏项目中标电价 (右) & 装机规模	26
图 45: 沙特可再生能源发电项目本土制造比例要求	26
图 46: 巴西 GDP 及同比增速.....	27
图 47: 巴西发电量及同比增速.....	27
图 48: 巴西发电量结构.....	28
图 49: 巴西电力装机结构 (GW)	28
图 50: 历史累计拍卖发电量结构&平均上网电价.....	28
图 51: 巴西拍卖电价变动趋势.....	29
图 52: 巴西电力传输系统示意图.....	29
图 53: 巴西输电线路按电压等级划分 (km, 截至 2021 年)	29
图 54: 巴西输电资产竞拍折价率.....	30
图 55: 2024-01 批次输电项目回报率 (RAP/CAPEX)	30
图 56: 巴西不同区域配电公司数量.....	30
图 57: 巴西配电环节市场竞争格局.....	30
图 58: 巴西零售电价结构 (雷亚尔/MWh)	31
图 59: 巴西广义全国消费者价格指数.....	31
图 60: 巴西 2023-2032 年新增装机容量	31
图 61: 巴西发电资产和电力负荷存在空间错配.....	32
图 62: 巴西新增输电线路具体规划.....	32
图 63: 巴西 2023-2032 年输电线路增量 (km)	32
图 64: 巴西 2023-2032 年变电站增量 (MVA)	32
图 65: 国内企业在巴西运营的发电资产 (MW)	33
表 1: 中国同亚太地区部分国家的伙伴关系	7
表 2: 越南 2021-2030 国家电力发展规划.....	10
表 3: 国内企业在越南发电领域的投资情况	14
表 4: 印尼水电 HPT.....	20
表 5: 印尼光伏发电 HPT.....	20
表 6: 印尼地热发电 HPT.....	20
表 7: 国内企业在印尼发电领域的投资情况	21

表 8: REPDO 主导的五轮招标.....	24
表 9: 国内光伏/风电设备制造企业赴沙特/中东建厂规划.....	27
表 10: 国家电网在巴西投资的输电项目梳理.....	33
表 11: 大型电力集团下属上市平台海外电力控股装机容量情况.....	34
表 12: 重点公用事业公司盈利预测与估值 (2024 年 8 月 16 日)	35

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学（北京），超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。

梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学（本科），加州大学洛杉矶分校（硕士），纽约州立大学布法罗分校（硕士）。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准	评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：相对基准指数涨幅在 -5%~10%之间
		回避：相对基准指数跌幅 5%以上
公司评级		推荐：相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：相对基准指数涨幅在 5%~20%之间
		中性：相对基准指数涨幅在 -5%~5%之间
	回避：相对基准指数跌幅 5%以上	

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：程曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

上海地区：陆韵如 021-60387901 luyunru_yj@chinastock.com.cn

李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn

褚颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn