



Research and
Development Center

印尼及东南亚煤炭供需展望

煤炭开采

2023年5月13日

证券研究报告

行业研究

行业深度

煤炭开采

投资评级 看好

上次评级 看好

左前明 能源行业首席分析师

执业编号: S1500518070001

联系电话: 010-83326712

邮箱: zuoqianming@cindasc.com

李春驰 电力公用行业联席首席分析师

执业编号: S1500522070001

联系电话: 010-83326723

邮箱: lichunchi@cindasc.com

信达证券股份有限公司

CINDA SECURITIES CO., LTD

北京市西城区闹市口大街9号院1号楼

邮编: 100031

印尼及东南亚煤炭供需展望

2024年5月13日

本期内容提要:

- **高速增长的人口与经济促进能源消费的快速提升，煤炭消费的增加尤为显著。**随着人口和经济的高速增长，东南亚地区面临着能源需求显著增加的挑战。经济合作的加深、市场的扩大及低成本劳动力对外资的强大吸引力共同推动了经济快速发展和能源消费的增长。特别是煤炭消费量的增加尤为显著，成为该地区能源消费中的重要组成部分。分析 2000 年至 2022 年间的数据显示，东盟五国一次能源消费的年复合增长率达到 4.09%，是全球平均水平的两倍，其中化石燃料占能源消费总量的 87.66%，煤炭占比为 33.81%。尽管化石燃料占比呈下降趋势，煤炭在能源结构中的比重却显著上升，特别自 2005 年以来，其增长速度超过了中国。随着全球产业链的进一步转移及该地区城镇化和电气化的持续发展，我们预计东盟地区的能源需求和煤炭消费将持续增长。
- **煤炭是电力系统中的主体能源，在未来或仍将保持该地位。**2005 年-2022 年，东盟地区电源总装机容量由 110GW 增长至 310GW，实现增长 181.8%。燃煤装机在各电源装机容量增长中增幅第一，从 22GW 增长至 106GW，实现增长 381.8%，装机容量占比从 21% 提升至 35%；同时期燃气装机容量增长 71.2%，燃油装机则减少 21.4%。从发电量来看，2005 年-2022 年，东盟地区煤炭发电量由 108.7TWH 增至 430.5TWH，发电量占比由 27% 提升至 47%，在东盟发电体系中占据主导地位。而我们认为随着未来天然气储量下降、以及部分国家煤炭装机的进一步增加，煤炭在电力系统中仍将占据主体地位；此外，尽管东南亚各国都设立了较为激进的能源转型目标，然而以 2023 年东盟的新能源消纳能力以及清洁能源投资水准来看，风光发电很难在发电端有效出力且该情况在短期内难有明显改善。截至 2022 年，风电光伏装机 26GW，约占东南亚总装机容量的 10%，而风电光伏发电量 46.1GW，对总发电量的贡献仅为 5%。
- **工业发展拉动能源消费的增长，尤其是工业金属行业近几年大幅提升了煤炭需求。**2000 年-2020 年，东盟工业能源需求保持上升趋势，东盟工业部门的能源输入中，约 62% 直接来自燃烧化石燃料（自备电厂），电网端的电力输入则占近 23%。此外，工业金属行业在近几年发展较快，以印度尼西亚为例，印度尼西亚正执行将国家转变为电动汽车和电池的重要制造中心的战略，有大量的工业金属冶炼厂均使用自备燃煤电厂供应能源。2021 年-2022 年，冶金自备电厂耗煤由 1139 万吨增长至 4938 万吨，同比增长 333%。在 2023 年，印尼综合矿物冶炼厂建设目标为 17 座。
- **印尼是东南亚地区占主导地位的煤炭生产、出口国，其煤炭生产、出口受政策端的影响较大。**印尼煤炭资源几乎全部为露天开采，以中低卡动力煤为主，91% 的产量集中在加里曼丹岛，主要依靠驳船和海运运输。印尼国家产量计划与 DMO 国内保供是决定印尼产量、出

口量的两个重要政策。2023 年印尼煤炭计划产量为 6.95 亿吨，实际产量为 7.75 亿吨，超出 11.5%，而 2020 年-2023 年偏差值均在 4% 以内。2024 年，印尼计划产量为 7.1 亿吨，较 2023 年高出 1500 万吨，对应实际产量增长或也有限。DMO 计划规定最少将产量的 25% 用于国内供应，近年来随印尼国内煤炭消费增长，国内使用的煤炭比例逐年上升，2023 年 DMO 计划量为 1.77 亿吨，实际消费或为 2.3 亿吨左右，2024 年印尼国内煤炭消费或进一步增长。

- **煤价中枢维持相对高位，煤炭出口的盈利增长刺激产量增长，同时也导致成本增加。**2020 年后，国际煤价进入上升通道，而低廉的成本、高供给弹性、独特的地缘优势使得印尼在国际市场上出口持续增加。基于印尼粗放的煤炭管理与露天矿自身的优秀开采条件，印尼煤炭企业在煤炭出口带来的高盈利之下积极扩产，印尼煤炭产量大增，在 2020-2023 年几乎每年保持 10% 左右的高增速。然而，从我们对于上市公司的统计来看，2020 年后印尼并无新投入生产的矿井贡献产能，资本开支也多用于基础设施、运输设施改善而非新的矿井项目。考虑到持续增长的剥采比、开采条件的恶化、逐年增长的人工成本与特许权使用费的提高，印尼各煤炭公司设定生产计划也更趋于保守。
- **东南亚地区的煤炭净出口量或在未来呈逐年下降趋势。**近年来印尼煤炭供给高速增长，2020-2023 年化复合增速为 11.04%，2023 年产量为 7.75 亿吨，由此东南亚地区的煤炭净出口在 2020 年后保持了上升趋势，由 2020 年的 2.51 亿吨上升至 2023 年的 3.68 亿吨。IEA 预测 2024-2026 印尼煤炭产量负增长，我们则认为印尼后续的产量增速或有所收窄但仍维持正增长。随着 2024 年后印尼供给增速逐渐收窄，印尼、越南、菲律宾等国煤炭消费的进一步提升，东南亚的煤炭净出口或呈下降趋势。
- **投资建议：**结合我们对能源产能周期的研判，我们认为在全国煤炭增产保供的形势下，煤炭供给偏紧、趋紧形势或将持续整个“十四五”乃至“十五五”，我们继续全面看多煤炭板块，继续建议关注煤炭的历史性配置机遇。自下而上重点关注：一是内生外延增长空间大、资源禀赋优的兖矿能源、广汇能源、陕西煤业、山煤国际、晋控煤业等；二是央改政策推动下资产价值重估提升空间大的煤炭央企中国神华、中煤能源、新集能源等；三是全球资源特殊稀缺的优质冶金煤公司平煤股份、淮北矿业、山西焦煤、潞安环能、盘江股份等；四是建议关注可做冶金喷吹煤的无烟煤相关标的兰花科创、华阳股份等，以及新一轮产能周期下煤炭生产建设领域的相关机会，如天地科技、天玛智控等。
- **风险因素：**世界宏观经济增速不及预期，煤炭价格大幅下跌；印尼煤矿发生安全生产事故；东南亚能源产业政策重大调整，“能源转型”战略加速实施；印尼煤企在建矿井建设和探矿权开发进度不及预期。

一、高速增长的人口与经济助推能源消费快速上行	6
1.1 21 世纪以来高速增长的人口与经济	6
1.2 一次能源消费随经济发展和人口增长明显提升	8
1.3 一次能源消费结构中煤炭占主体地位且占比呈上升趋势	9
1.4 随城镇化与电气化的进一步发展，能源需求将继续提升	10
二、煤炭是主体能源，煤炭消费增长潜力较大	12
2.1 在东南亚的电力系统中，煤炭是主体能源	12
2.1.1 以煤炭为代表的电源装机容量大幅增长	12
2.1.2 随经济发展，社会总发电量大幅提高	13
2.1.3 燃煤发电在电力系统中承担的角色将更加重要	15
2.2 工业的蓬勃发展显著提高工业能源需求与煤炭消费	17
2.2.1 工业发展推动化石能源的需求大幅增长	17
2.3 能源转型短期目标或难实现，煤炭消费仍将有力增长	20
2.3.1 IEA 两种预测下的能源结构差异较大，煤炭消费持续增长的 STEP 场景更为合理 ..	20
2.3.2 风电、光伏的波动性受制于电力系统的消纳能力，贡献发电有限	21
2.3.3 要实现能源转型进程中的 2030 年目标，东南亚能源各领域投资均不足	22
3、印尼：东南亚煤炭供给核心，近年来产量增长较明显	25
3.1 印尼煤炭露天矿为主，开采工业处于较初级水平	25
3.1.1 印尼煤炭以露天开采为主，加里曼丹是主要产地	25
3.1.2 印尼国内煤炭工业仍处于粗放管理阶段，运输主要依靠驳船和海运	26
3.2 印尼煤炭行业政策对全国煤炭生产与出口关系密切	27
3.2.1 印尼国内煤炭供给政策：国家产量计划与 DMO 国内保供	27
3.2.2 低廉的成本与高供给弹性使得印尼在国际市场上出口持续增加	30
3.3 行业集中化程度较高，近年来产量大幅增加的同时成本上升较明显	31
四、印尼及东南亚煤炭供需及出口格局展望	35
投资建议	37
风险因素	38

图目录

表 1：印尼各煤炭公司实际产量与计划产量（2021-2024）	31
表 2：印尼及东南亚煤炭进出口展望（IEA 口径）	36
表 3：重点上市公司估值表	38

图目录

图 1：1980-2022 年东盟五国人口增长（百万人，%）	6
图 2：1980-2022 东盟五国国内生产总值（十亿美元，%）	6
图 3：IEA 与 IEEJ 对于东南亚人口增长及 GDP 增长的预测	7
图 4：东盟五国与中国人口 5 年复合增速对比（%）	7
图 5：东盟五国与中国 GDP 5 年复合增速对比（%）	7
图 6：东盟五国 1980-2022 一次能源消费量（EJ）	8
图 7：东盟五国与全球人均一次能源消费 5 年复合增速对比（%）	9
图 8：2000-2022 全球新兴经济体人均一次能源消费量（GJ/人）	9
图 9：东盟五国 2005-2022 一次能源消费量结构（EJ）	9
图 10：东盟五国 2000-2022 化石燃料消费结构（%）	9
图 11：东盟五国 2000-2022 煤炭消费增速（%）	10
图 12：东盟五国 2000-2022 煤炭消费占比（%）	10
图 13：东盟五国与中国一次能源消费 5 年复合增速对比（%）	10
图 14：东盟五国与中国煤炭消费 5 年复合增速对比（%）	10
图 15：2000-2022 东盟五国与中国城市化率对比（%）	11
图 16：2000-2022 东盟五国与中国人均一次能源消费量对比（GJ/人）	11
图 17：2000-2020 东盟与中国电气化率对比（%）	11
图 18：2000-2022 东盟五国与中国发电量 5 年复合增速对比（%）	11
图 19：2005-2022 东盟各电源装机容量增长（GW）	12
图 20：2005 年东盟发电装机容量占比（%）	12
图 21：2022 年东盟发电装机容量占比（%）	12
图 22：2005、2017、2022 年电源装机容量（GW）	13

图 23: 可再生能源装机集中在 2017 年-2020 年 (GW)	13
图 24: 2000-2022 年东盟五国发电量 (TWH)	14
图 25: 2005 各能源发电量占比 (GW)	14
图 26: 2022 各能源发电量占比 (GW)	14
图 27: 东盟五国与中国煤电 5 年复合增速对比 (%)	14
图 28: 2000-2022 年东盟五国煤炭发电增速高于总电量增速	14
图 29: 风电光伏发电量增长 (TWH)	15
图 30: 尽管装机容量有所提高, 风能光伏贡献发电量较少	15
图 31: 1985-2022 年东盟五国煤炭/天然气发电量及增速 (TWH, %)	16
图 32: 2000-2020 天然气储量明显降低 (百亿立方米)	16
图 33: 2020 年东南亚各国天然气储产比	16
图 34: 2019 年印尼-爪哇电力系统灵活性构成	17
图 35: 东南亚火电发电厂加权平均寿命 (2021、2030)	17
图 36: 东盟 1990-2020 四大终端行业能源消费 (Mtoe)	17
图 37: 东盟 1990-2020 年四大终端行业能源消费 (%)	17
图 38: 印尼: 工业终端能源消耗整体上升(Mtce)	18
图 39: 印尼: 终端工业能源煤炭消费比例提升	18
图 40: 2013-2022 年印度尼西亚各行业耗煤量 (万吨)	19
图 41: 2013-2022 年印尼电厂终端耗煤及增速 (万吨)	20
图 42: 2013-2022 年印尼冶金终端耗煤及增速 (万吨)	20
图 43: 印尼历年冶炼厂建设数量及 2023 年目标	20
图 44: 截至 2023 年底印尼各类金属冶炼厂建设进度	20
图 45: 东南亚能源供应总量及结构在两种预测下区别较大, 2010-2050 年	21
图 46: 泰国: 2019 年与 2030 年 (风光发电占比 15%) 情景下电网总负荷与净负荷 (MW)	22
图 47: 印尼电力供需的地域性错配	22
图 48: 东盟电力互联互通项目尚有大量建设空间	22
图 49: 发电端、用电端的清洁能源投资占比都较为不足	23
图 50: 能源转型中民间投资提升空间较大	23
图 51: 各地区能源投资占 GDP 的比重	24
图 52: 各地区发电电源投资对比 (2016-2020)	24
图 53: 印尼的含煤盆地分布图	25
图 54: 印尼的煤炭资源量及储量 (Mt)	26
图 55: 印尼煤炭价格指数的形成机制	27
图 56: 印度尼西亚 2023 煤炭产量计划(百万吨)	28
图 57: 印度尼西亚 2024 煤炭产量计划(百万吨)	28
图 58: 2020 年后印尼产量及出口量随煤价走高同步提升	28
图 59: 历年看印尼实际产量与计划产量略有偏差	28
图 60: 2012-2023 印尼国内煤炭使用占比	29
图 61: 产量与出口增速共振, 2020 年后国内使用增速较高	29
图 62: 印尼国内使用的实际量往往大于计划量 (亿吨)	29
图 63: 印尼历年出口实际量基本小于计划量 (亿吨)	29
图 64: 印尼动力煤主要出口国出口量(亿吨)	30
图 65: 印尼动力煤主要出口国出口占比	30
图 66: 印尼出口煤价 vs 澳大利亚出口煤价 (2019-2023.10)	31
图 67: 印尼各公司 2017-2023 年产量 (百万吨)	32
图 68: 印尼各公司 2017-2023 年产量合计与增速 (百万吨, %)	32
图 69: 印尼各公司 2017-2023 年单位售价 (美元/吨)	32
图 70: 印尼各公司 2017-2023 年平均售价与增速 (美元/吨, %)	32
图 71: 印尼各公司 2017-2023 年单位现金成本 (美元/吨)	33
图 72: 印尼各公司 2017-2023 年平均现金成本与增速 (美元/吨, %)	33
图 73: 印尼各公司 2017-2023 年剥采比 (%)	34
图 74: 2023 年印尼低卡动力煤成本曲线	34
图 75: 2022 东盟五国主要发电能源消费 (EJ)	36
图 76: 2022 东盟五国一次能源消费占比 (%)	36

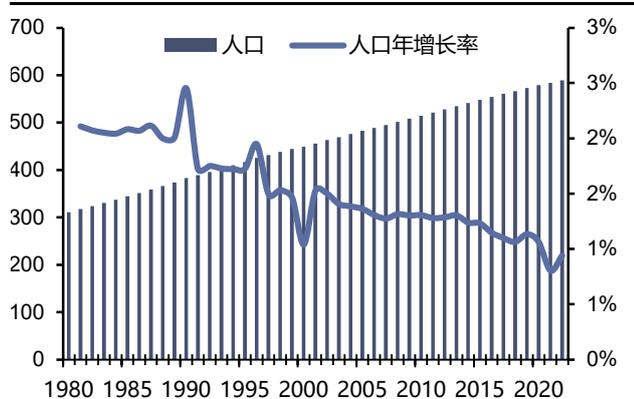
一、高速增长的人口与经济助推能源消费快速上行

1.1 21 世纪以来高速增长的人口与经济

东盟成员国（ASEAN Member States, AMS）因其人口规模和经济的不断增长，为全球整体社会发展和经济活力做出了重要贡献。东盟五国（越南、菲律宾、马来西亚、印度尼西亚、泰国五国）是东盟地区经济人口占主导地位的五个国家。从五国的人口数据看，在 1980 年后虽然人口增速整体呈下降趋势，但人口绝对量呈现明显增长趋势。1980 年至 1990 年，东盟五国一直保持 2% 以上的人口年增长率，甚至在 1990 年达到近四十年最高点 2.45%，之后年增长率一直高于 1%，直至 2021 年首次跌破 1% 降至 0.81%。在高速增长下，东盟五国人口实现由 1980 年 3.1 亿人，到 2000 年 4.5 亿人，再到 2022 年 5.9 亿人的较快增长。

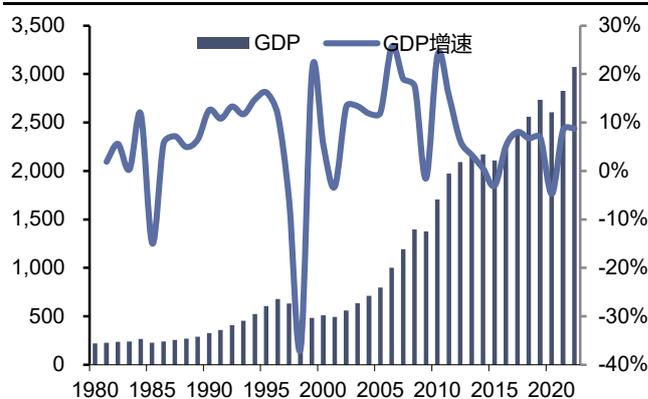
受益于各国工业化发展，进入 21 世纪以来，东盟经济快速发展，未来增长势头较强。东盟五国的经济快速发展，1980 年实现 GDP0.22 万亿美元，2000 年实现 0.51 万亿美元，实现翻倍。在 2000 年以后，尤其在 2000 年-2010 年，GDP 年增长率大多高于 10%，甚至在 2006 年超过 20%，2022 年实现 GDP3.07 万亿美元，是 2000 年的 6 倍左右。区域经济合作为东盟国家提供了更广阔的市场与更多机会，而低成本劳动力吸引大量国际投资，推动制造业与服务业的发展，1980 年-2022 年东盟五国 GDP 实现近 14 倍增长，我们预计未来依然保持较强增长势头。另一方面，不同于中国保持较稳定正增长，东盟受到外部地缘政治风险、内部贫困问题与可持续发展的压力等不利因素影响较大，偶尔会出现经济衰退情况。

图 1：1980-2022 年东盟五国人口增长（百万人，%）



资料来源：IFIND，信达证券研发中心

图 2：1980-2022 东盟五国内生产总值（十亿美元，%）



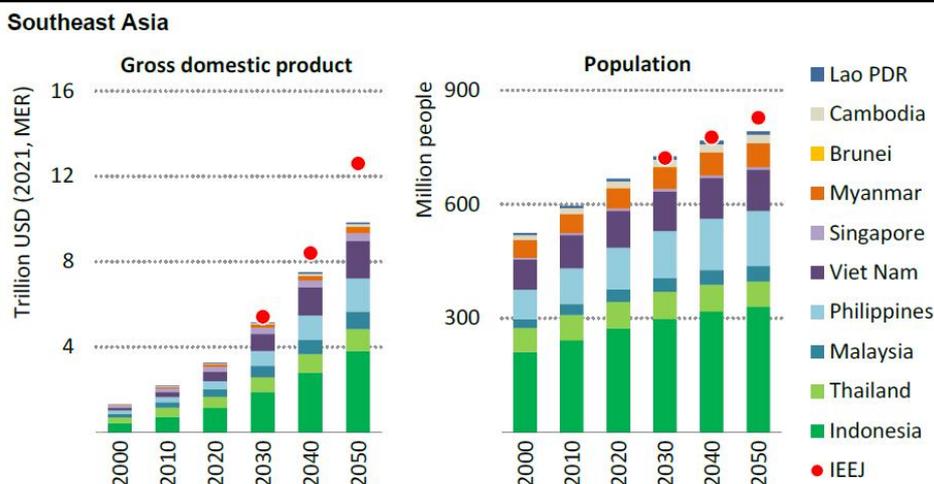
资料来源：IFIND，信达证券研发中心

到 2050 年，东南亚人口将超过 8 亿，经济产出在此期间快速增长——IEA 预测平均增长率为 3.8%，IEEJ（日本电气工程师学会）预测为平均增长率为 4.6%。IEA 假设 2020 年至 2030 年东南亚 GDP 年增长率为 4.7%，然而，从长远来看，预计 2030 年至 2050 年东南亚 GDP 增长率将放缓至 3.3%，因为随着东盟国家向发达经济体迈进，经济增长选择逐渐耗尽，增长动力开始依赖于全球、技术驱动的生产力提高的长期比率。

人口预测基本一致，IEEJ 相较 IEA 对东南亚 GDP 增长更为乐观。IEA 预测在未来十年东南亚人口将维持增长速度，然后在 2030 年代和 2040 年代降低增速。印度尼西亚是该地区人口最多的国家，从 2020 年到 2050 年，其占该地区人口总数的比例将保持在 40% 以上。IEA 和 IEEJ 的情景有几个共同点，包括 2030 年之前的 GDP 总体增长率较为一致，以及整体上较为相似的人口增长趋势。然而，IEEJ 情景假设东南亚在 2030 年以后经济增长更为强势（2020 年至 2050 年 GDP 年均增速为 4.6%），特别是印度尼西亚（2020 年至

2050 年 GDP 年均增速为 5.0%)。

图 3: IEA 与 IEEJ 对于东南亚人口增长及 GDP 增长的预测

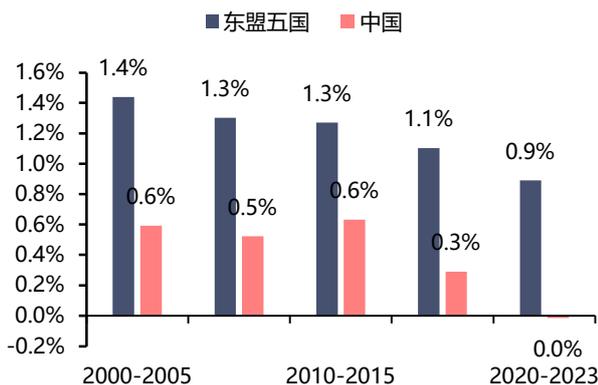


资料来源: IEA 《东南亚脱碳路径》, 信达证券研发中心

中国人口增长减缓较明显, 未来东盟仍将保有较高增速。进入 21 世纪, 东盟五国与中国 5 年人口复合增速均有所减缓, 但东盟五国人口 5 年复合增速均大于中国, 且东盟五国 2000 年-2020 年人口 5 年复合增速均保持 1% 以上。2020 年-2023 年东盟五国人口三年复合增速 0.92%。

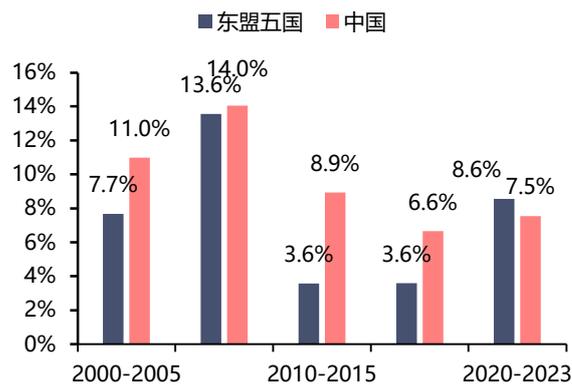
东盟经济发展增长势头明显。整体来看, 东盟五国与中国自 2000 年以来, 经济均保持高速增长, 且发展趋势相近。在 2000-2020 年, 中国 5 年 GDP 复合增速均大于东盟五国, 尤其 2000 年-2015 年, 中国增长势头更加较强, 2005 年-2010 年中国 GDP 复合增速达到 14.02%, 2010 年-2015 年中国与东盟五国差距最大达到 5.33%。在疫情之后的新发展阶段, 东盟五国经济恢复更为迅速, 2020 年-2023 年东盟五国 GDP 三年复合增速达到 8.64%, 高于中国 7.51%。

图 4: 东盟五国与中国人口 5 年复合增速对比 (%)



资料来源: IFIND, 信达证券研发中心

图 5: 东盟五国与中国 GDP 5 年复合增速对比 (%)



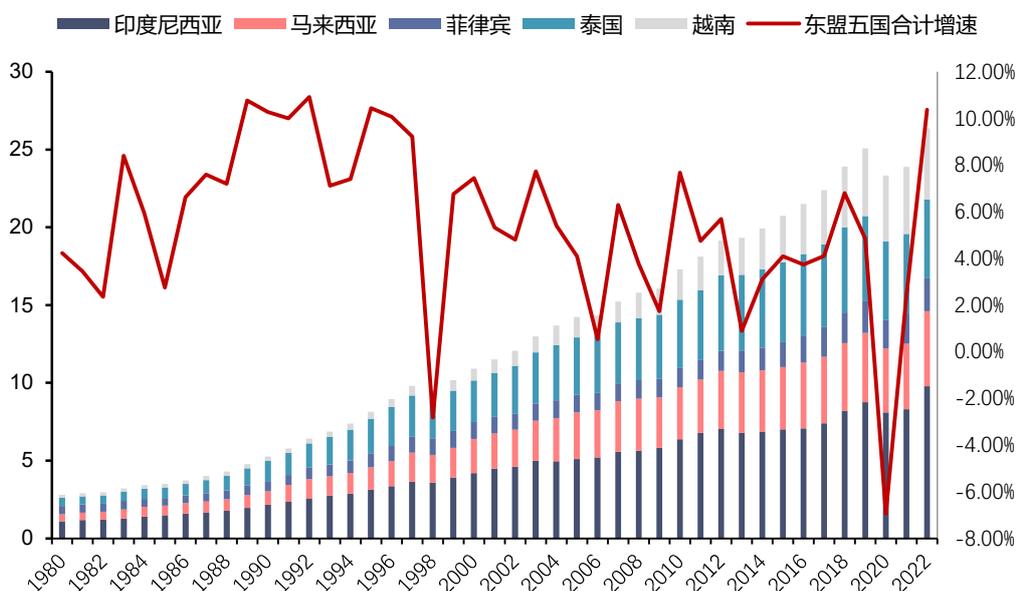
资料来源: IFIND, 信达证券研发中心

1.2 一次能源消费随经济发展和人口增长明显提升

社会经济发展、城市化和机动化的进程是影响东南亚能源消耗的重要因素。过去二十年，东南亚能源需求的扩张是由较强的经济增长推动的（即使增长趋势受到疫情的干扰）。经济增长伴随着该地区社会的重大变化，特别是城市化和机动化的力量，这对能源使用模式产生了较强影响。2000年，东南亚约40%的人口居住在城市地区；到2018年，这一比例已上升至50%以上。家电保有量急剧增加：空调数量增加了两倍，冰箱数量增加了150%。鉴于热带气候为主，空调设备的可用性和使用量的增加是生活质量提高的重要指标（尽管大多数国家的拥有率仍然相对较低），并且也推高了电力需求。在机动化方面，东盟过去20年来，道路上的车辆数量和铺设道路的长度增加了两倍。2019年，印度尼西亚成为全球第11大汽车市场。大量外资流入汽车行业，这也有助于鼓励这一进程。泰国在2022年是全球第11大汽车生产国，也是仅次于美国的第二大皮卡车市场。过去20年来，东南亚的能源供应状况显著改善。用电的人口比例已从2000年的60%上升到2020年的95%。2000年至2020年间，能够使用电力进行烹饪的人口比例从23%上升到近70%。

为了应对不断增长的需求，东盟一次能源供应总量（TPES）急剧增加。东盟五国数据合计，1980年一次能源消费量2.80EJ，1980-2000年一次能源消费复合增速7.04%，年增长率多次超过10%，在高速增长下，2000年达到10.92EJ。2000年-2022年，一次能源消费复合增速4.09%。2022年在经济较强复苏背景下，东盟五国一次能源消费总量达到26.37EJ，同比增长10.38%。已恢复到疫情前消费水平，相较2019年25.07EJ，增长5.2%。

图6：东盟五国1980-2022一次能源消费量（EJ）



资料来源：EI, 信达证券研发中心

能源消费总量增速高于世界平均水平，近年增速有所放缓。东盟作为亚洲新兴经济体，2000年以来东盟五国一次能源消费5年复合增速均高于全球平均水平，整体与亚太地区复合增速相近。从时间维度看，2000年-2020年东盟五国能源消费量增速有所放缓，与全球以及亚太地区能源复合增速变化趋势相吻合。2020年-2022年，东盟五国一次能源消费增速6.32%，远高于全球平均水平3.26%。

2000年后，人均能源消费量增速快于全球平均水平，绝对量仍处于较低水准。据东盟五国数据合计，2000年-2022年，东盟五国人均能源消费量复合增速为2.81%，高出全球平均

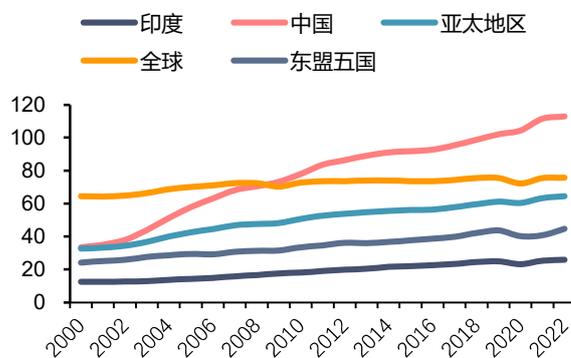
复合增速 0.72%。但是从亚太地区来看，东盟五国人均能源消费复合增速处于中等水平，与亚太平均复合增速 3.14% 相差不大，低于中国、印度的 5.67%、3.29%。从绝对量看，东盟五国未来仍有较大发展空间。

图 7: 东盟五国与全球人均一次能源消费 5 年复合增速对比 (%)



资料来源: IFIND, EI, 信达证券研发中心

图 8: 2000-2022 全球新兴经济体人均一次能源消费量 (GJ/人)



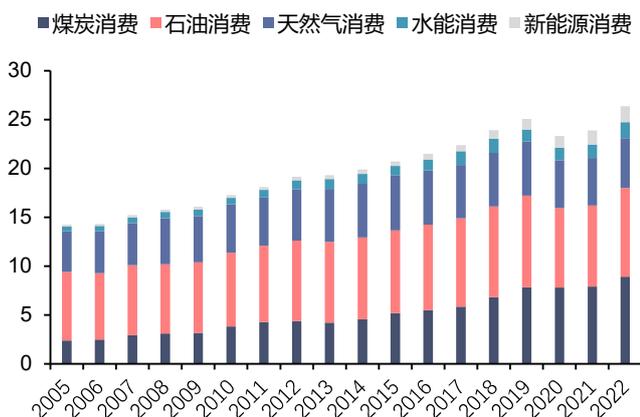
资料来源: IFIND, EI, 信达证券研发中心

1.3 一次能源消费结构中煤炭占主体地位且占比呈上升趋势

从静态结构来看，东盟化石燃料消费处于绝对地位。据东盟五国数据合计，2022 年化石燃料占一次能源比重 87.66%，化石燃料在一次能源消费中占主体地位，是东盟能源消费的主体与支柱。而新能源（风电、光伏）、水能、核能等清洁能源在东盟能源消费结构中占比比较低，2022 年合计为 12.34%。

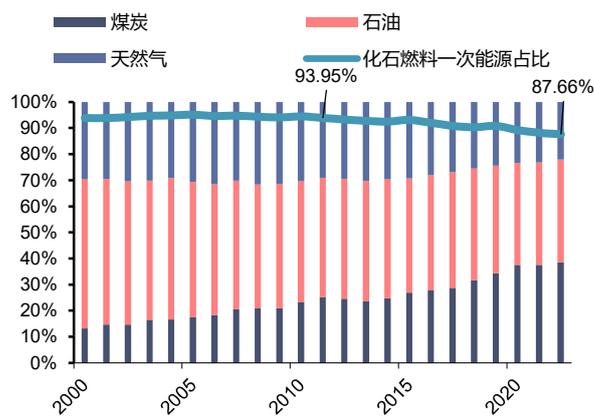
从动态结构看，油、气消费量占比有所下降，煤炭消费量占比显著提升。2022 年，东盟五国煤炭消费量 8.92EJ，较 2005 年 2.38EJ 增加 274.15%，煤炭消费占化石燃料消费比重 38.57%，占一次能源比重 33.81%；石油消费量较 2005 年增加 29.48%；天然气消费量较 2005 年增加 22.93%。煤炭消费无论是在绝对量还是在能源结构中的占比均提升显著，在东盟能源结构中的主体地位日趋稳固。随水力、光伏、风能发展，近十年来化石燃料占一次能源比重呈现缓慢下降趋势，2012 年为 93.31%，到 2022 年降至 87.66%。

图 9: 东盟五国 2005-2022 一次能源消费量结构 (EJ)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

图 10: 东盟五国 2000-2022 化石燃料消费结构 (%)

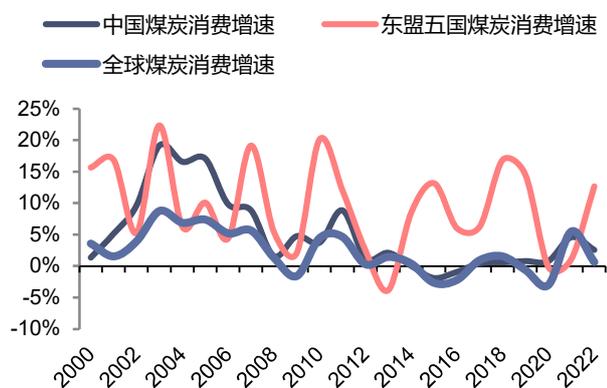


资料来源: EI, 信达证券研发中心

东盟地区是全球重要的能源消费和煤炭消费增长点。2000-2022 年，东盟五国煤炭消费增速持续高于全球综合水平，近十年该差距则体现得更为明显，主要原因在于中国作为全球最大的煤炭消费国增速降低。随着一次能源消费和煤炭消费的快速增长，东盟一次能源消费量与煤炭消费量在全球的占比迅速提升。截止 2022 年底，仅东盟五国一次能源消费量

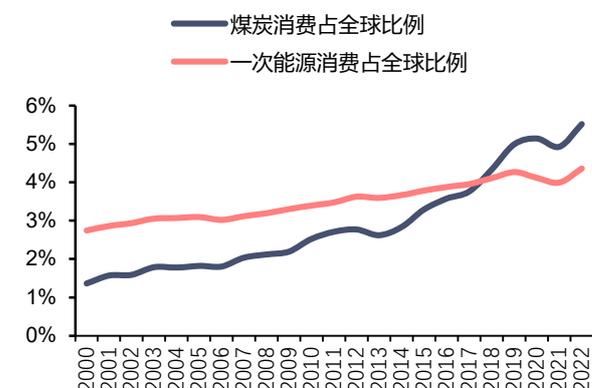
在全球占比为 4.37%，较 2000 年的 2.75% 提升 1.62pct；煤炭消费量全球占比为 5.52%，较 2000 年的 1.37% 提高 4.15pct，随着未来东盟经济继续增长，能源需求持续增加，对国际能源供需格局，特别是煤炭市场的影响力将与日俱增。

图 11: 东盟五国 2000-2022 煤炭消费增速 (%)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

图 12: 东盟五国 2000-2022 煤炭消费占比 (%)

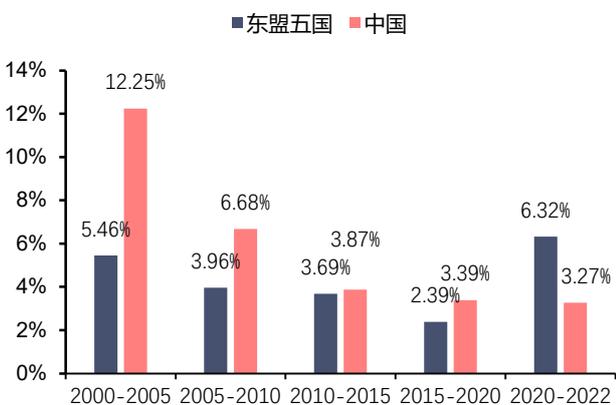


资料来源: EI, 信达证券研发中心

2000 年后，相对中国，东盟五国能源消费增速略低而煤炭消费更高。2000 年-2020 年东盟五国与中国一次能源消费 5 年复合增速均为正，但增长速度呈现下降趋势。东盟五国一次能源消费 5 年复合增速由 2000 年-2005 年的 5.46% 下降至 2015-2020 年的 2.39%，降幅 3.07pct；而中国一次能源消费 5 年复合增速由 2000 年-2005 年的 12.25% 下降至 2015-2020 年的 3.39%，降幅 8.86pct，下降更为明显。2020 年-2022 年东盟五国一次能源消费增速 6.32%，高于中国 3.27%。

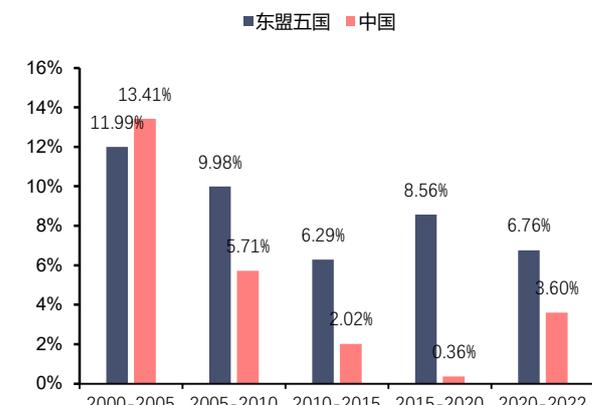
中国煤炭消费复合增速由 2000 年-2005 年的 13.41% 下降至 2015-2020 年的 0.36%；不同于中国煤炭消费 5 年复合增速一路走低，东盟五国煤炭消费 5 年复合增速呈现先下滑后回升的走势，由 2000 年-2005 年的 11.99% 下降至 2010 年-2015 年的 6.29%，继而转头向上，2015 年-2020 年回升至 8.56%。同时，东盟五国煤炭消费 5 年复合增速下降幅度较小，2005 年-2010 年已反超中国同期复合增速。2020 年-2022 年，东盟五国煤炭消费增速 6.76%，高于中国 3.60%。

图 13: 东盟五国与中国一次能源消费 5 年复合增速对比 (%)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

图 14: 东盟五国与中国煤炭消费 5 年复合增速对比 (%)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

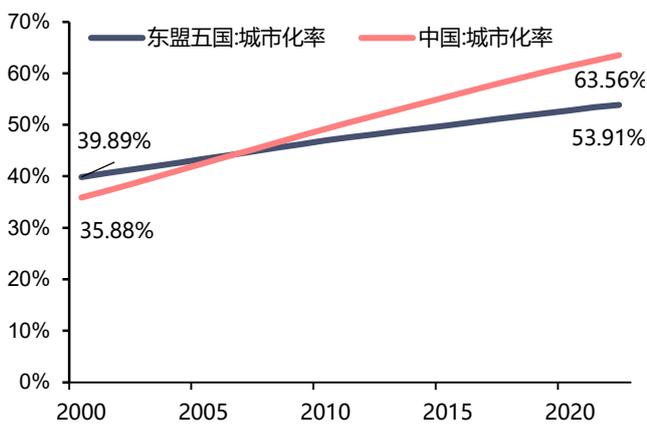
1.4 随城镇化与电气化的进一步发展，能源需求将继续提升

相对中国，东盟五国城市化率进程略显迟缓，人均一次能源消费未显著提升。2000 年后，

中国城市化进程速度显著快于东盟五国，这也带来了人均一次能源消费量的高速增长。而东盟五国城市化率保持快速上升，从 39.89% 上升至 53.91%。然而，与中国城市化率对比，东盟五国增长较慢，2006-2007 年，东盟城市化率被中国反超。

人均一次能源消费量与城市化率关系密切。2022 年，东盟五国人均一次能源消费量 44.76 GJ/人，同比增长 9.34%。随经济发展和可能存在的经济转型，基于较大的人口基数和人口增长率，东盟未来城市化空间较大，有望迎来人均一次能源的消费增长。

图 15: 2000-2022 东盟五国与中国城市化率对比 (%)



资料来源: IFIND, 信达证券研发中心

图 16: 2000-2022 东盟五国与中国人均一次能源消费量对比 (GJ/人)

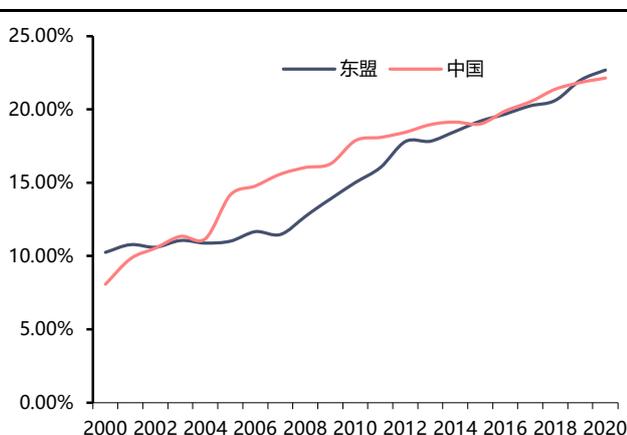


资料来源: IFIND, EI, 信达证券研发中心

21 世纪以来，东盟与中国电气化进程均取得显著进展，保持高速增长。2005 年-2014 年，中国电气化率高于东盟，但东盟增速更快，两者差距由 4% 左右不断缩小；2014 年-2020 年基本持平。2020 年东盟电气化率 22.70%，较中国 22.16% 略高 0.54pct，电气化率水平的增长趋势或将保持。

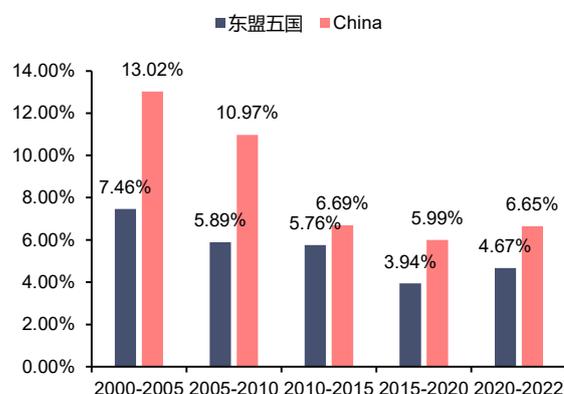
东盟与中国社会发电量均保持增长趋势，增速有所放缓。东盟社会发电量 5 年复合增速呈下降趋势，由 2000 年-2005 年的 7.46% 下降至 2015 年-2020 年的 3.94%；中国同样经历复合增速下降，由 2000 年-2005 年的 13.02% 下降至 2015 年-2020 年的 5.99%。2020 年-2022 年，东盟五国发电量复合增速 4.67%。长期来看，东盟电气化水平的提升与工业生产能力的增长仍是社会用电量增长的核心动力，我们预计未来东盟社会用电量仍会进一步提高。

图 17: 2000-2020 东盟与中国电气化率对比 (%)



资料来源: IFIND, ACE 《东盟能源展望》，信达证券研发中心

图 18: 2000-2022 东盟五国与中国发电量 5 年复合增速对比 (%)



资料来源: IFIND, EI, 信达证券研发中心

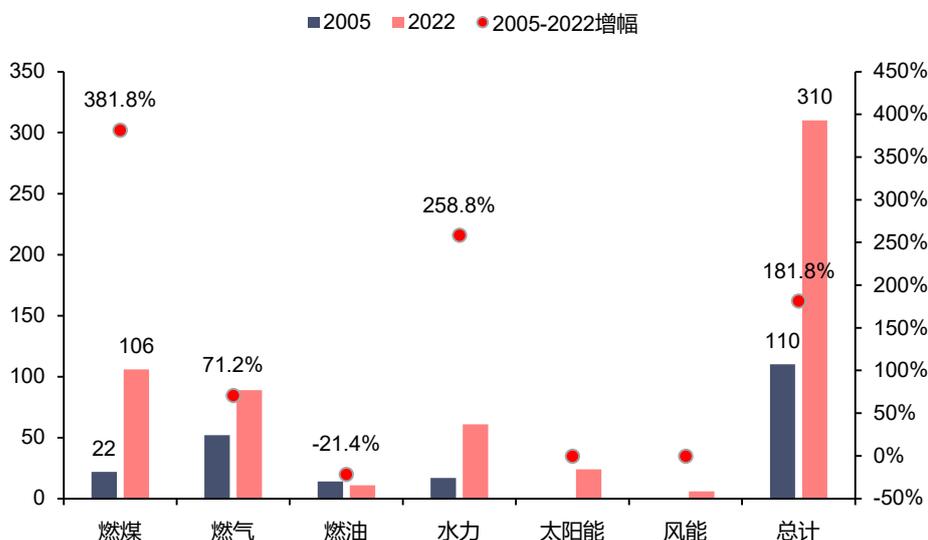
二、煤炭是主体能源，煤炭消费增长潜力较大

2.1 在东南亚的电力系统中，煤炭是主体能源

2.1.1. 以煤炭为代表的电源装机容量大幅增长

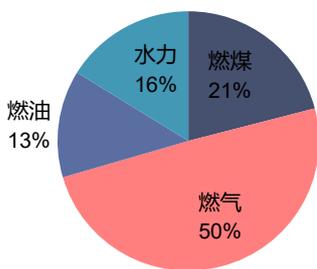
东盟燃煤装机大幅提升带动各电源总装机容量实现较高增长。2005-2022年，东盟电源装机容量由110GW增长至310GW，实现增长181.8%。燃煤装机在各电源装机容量增长中增幅第一，2005年-2022年，燃煤装机容量由22GW增长至106GW，实现增长381.8%，装机容量占比从21%提升至35%；同时期燃气装机容量增长71.2%，燃油装机减少21.4%。水力装机容量同样在绝对量与占比上均有增加，2005年-2022年，装机容量由17GW增长至61GW，实现增长258.8%，装机容量占比从16%提升至20%。2022年，太阳能装机容量占比8%，风能装机容量占比2%，可变可再生能源装机容量仍然占较小部分。

图 19: 2005-2022 东盟各电源装机容量增长 (GW)



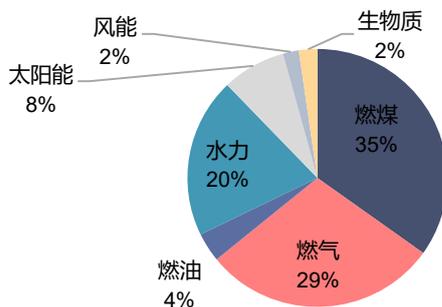
资料来源: ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心。注: 2005年太阳能、风能装机量为0，增长率不计算。

图 20: 2005 年东盟发电装机容量占比 (%)



资料来源: ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心

图 21: 2022 年东盟发电装机容量占比 (%)



资料来源: ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心

2017 是东盟电源装机结构变化的转折点，在此之后，东盟的新增发电装机容量主要由燃煤和水电提供。2017年-2022年，东盟发电电源装机容量由234GW增长至310GW，主要有燃煤装机提供增长33GW，水力装机提供增长15GW。燃油装机容量不增反降，2022年装机容量较2017年减少5GW，较2005年减少3GW。同时，燃煤装机容量实现了对燃气装机容量的超越。2022年，燃煤装机106GW，较燃气装机容量89GW高出17GW，更

加凸显燃煤发电的核心地位。

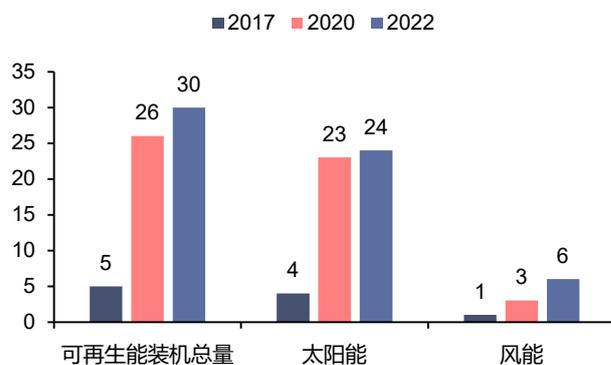
可再生能源装机增长集中在 2017 年-2020 年，2020 年后发展速度降低。2017 年-2020 年，可再生能源装机由 5GW 增长至 26GW，增长 420%，主要因为太阳能装机容量由 4GW 增长至 23GW，贡献增长 19GW，增长 475%，而该部分太阳能装机增长主要集中于越南。2022 年可再生能源装机容量 30GW，较 2020 年仅提升 15.38%，太阳能装机增长逐渐停滞，风能装机规模过小，在总体装机容量中占比仍然较少。

图 22: 2005、2017、2022 年电源装机容量 (GW)



资料来源: ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心

图 23: 可再生能源装机集中在 2017 年-2020 年 (GW)



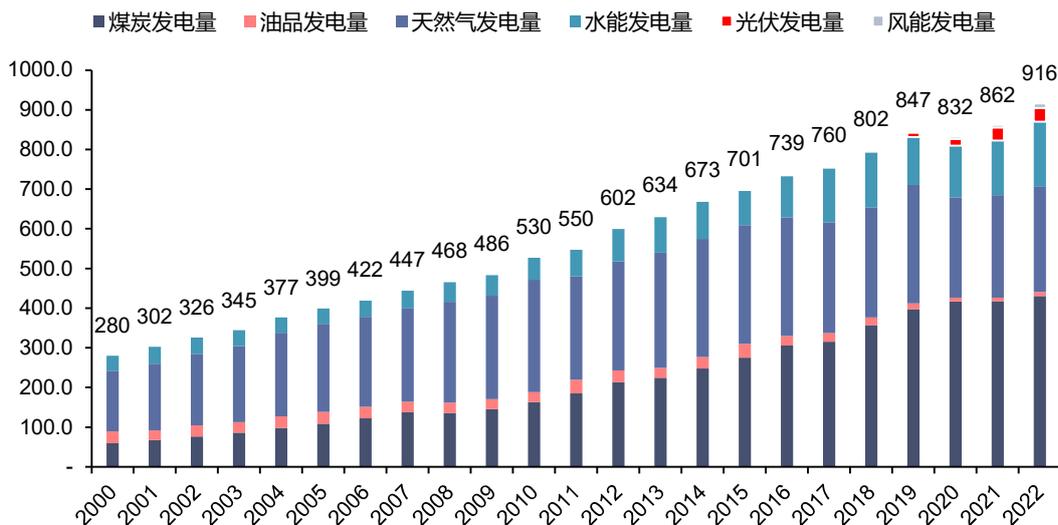
资料来源: ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心

政府为未来煤电机组的建设留下了政策空间。尽管 2021 年印尼政府曾宣布在 2023 年后停止新建燃煤电厂，但该政府又在 2022 年发布了一项法规，淡化了该停建煤电的承诺。该法规规定：新的燃煤电厂仍然可以开发和运营到 2050 年，只要它们“与以增加自然资源附加值为导向的行业相结合，或者被纳入对创造就业机会和/或国家经济增长有重大贡献的国家战略项目相关”。镍和铝的冶炼产业就属于国家战略范畴，近年来发展迅速且主要以自备燃煤电厂作为电力来源。2022 年还有一项新的规定，如果电力运营商能够承诺在运营后的 10 年内将温室气体排放量减少 35%，则可以建造新的燃煤电厂。类似的规定也存在于 JETP 协议（印度尼西亚供电协议）中，该协议虽然要求暂停“新的”并网燃煤发电，但根据 2022 年的规定对自备燃煤电厂进行豁免，JETP 还允许先前在政府最近的 10 年电力采购计划（也称为 RUPTL）中确定的燃煤电厂继续建设。

2.1.2 随经济发展，社会总发电量大幅提高

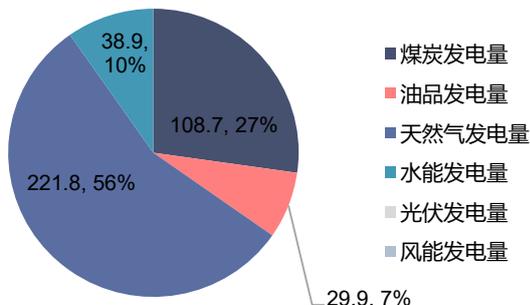
为了支持不断增长的电力需求，总发电量大幅提升，燃煤发电增幅最明显。受益于经济高速发展，2000 年-2022 年东盟五国总发电量由 280TWH 稳步增长至 916TWH，实现增长 227.14%，整体实现较高涨幅。2005 年-2022 年，煤炭发电量由 108.7TWH 增至 430.5TWH，发电量占比由 27% 提升至 47%，成为主体电源；水能发电量由 38.9TWH 增至 162.4TWH，发电量占比由 10% 提升 18%，煤炭、水电发电量在主要发电电源中占比较大提升。油品、天然气发电量占比均有收缩，其中油品发电量由 29.9TWH 减少至 10.3TWH，天然气发电量由 221.8TWH 增至 266.9TWH。2022 年光伏与风能发电量分别为 34.3TWH 与 11.8TWH，共占比 5%，相对于装机容量占比较低。受疫情影响经济下行，2020 年东盟五国发电量较 2019 年略有下滑，现已逐步恢复增长趋势，2022 年东盟五国发电量 916TWH 较 2019 年发电量 847TWH 增长 8.15%。

图 24: 2000-2022 年东盟五国发电量 (TWH)



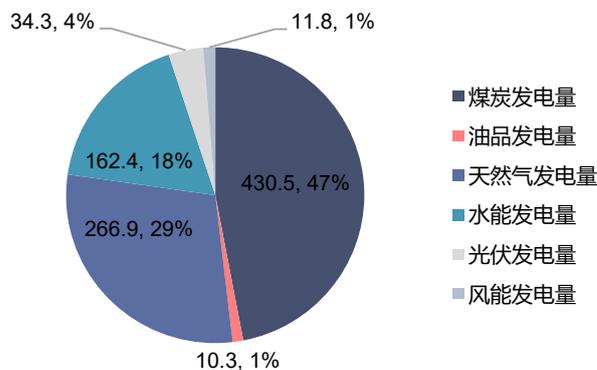
资料来源: EI, 信达证券研发中心。注: 该计算未包含生物质发电。

图 25: 2005 各能源发电量占比 (GW)



资料来源: ACE 《第七次东盟能源展望》, 信达证券研发中心

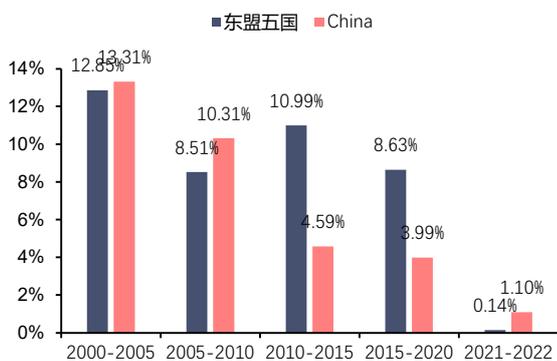
图 26: 2022 各能源发电量占比 (GW)



资料来源: ACE 《第七次东盟能源展望》, 信达证券研发中心

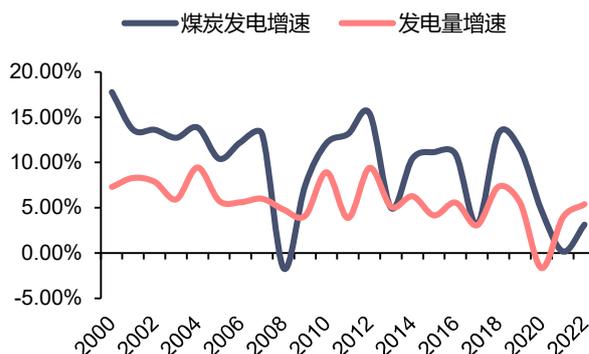
煤电增长带动总发电量快速增长。2000 年-2022 年间, 东盟五国煤炭发电 5 年复合增速呈现下降趋势, 与中国变化相近。但在高经济增速下, 东盟五国煤炭发电增长势头较强, 2010 年-2015 年煤炭发电 5 年增速达到 10.99%, 远高于中国同期数据。以煤炭为主体能源储蓄的国家, 煤炭发电量提升得益于煤电装机的大幅提升和煤炭产能的提高, 进而对总发电量产生拉动作用。整体来看, 东盟五国煤炭发电增速常年保持在 10% 左右, 明显高于总发电量增速。2021-2022, 由于疫情影响, 东盟五国煤电增长陷入一定停滞。

图 27: 东盟五国与中国煤电 5 年复合增速对比 (%)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

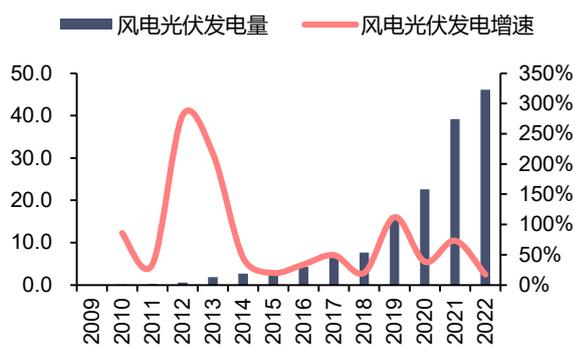
图 28: 2000-2022 年东盟五国煤炭发电增速高于总发电量增速



资料来源: EI, 信达证券研发中心

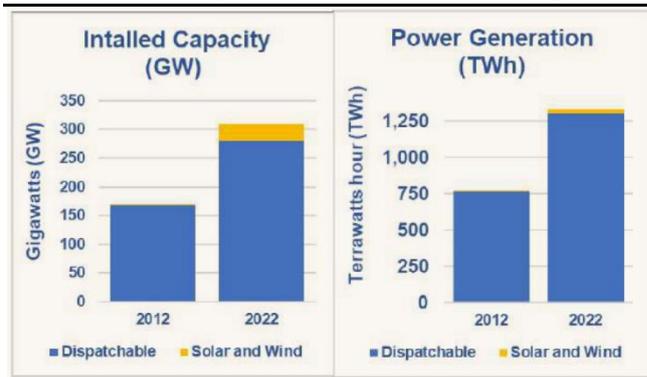
风电光伏发电量增长势头放缓, 到 2022 年的发电量与装机容量不匹配。东南亚的风光发电量有几个较为明显的增长点, 包括 2012 年 280.8%, 2019 年 112.6%, 2021 年 73.5% 几个年份, 尤其在 2018 年-2021 年, 风电光伏发电量由 7.7GW 增长至 39.2GW, 实现 409.10% 增长。然而相比于光能发电, 风能发电在过去十年装机容量的更为明显的增长, 直至 2022 年风电光伏装机 26GW, 约占东南亚总装机容量的 10%。2022 年风电光伏发电量 46.1GW, 对总发电量的贡献仅为 5%。

图 29: 风电光伏发电量增长 (TWh)



资料来源: EI, 信达证券研发中心

图 30: 尽管装机容量有所提高, 风能光伏贡献发电量较少



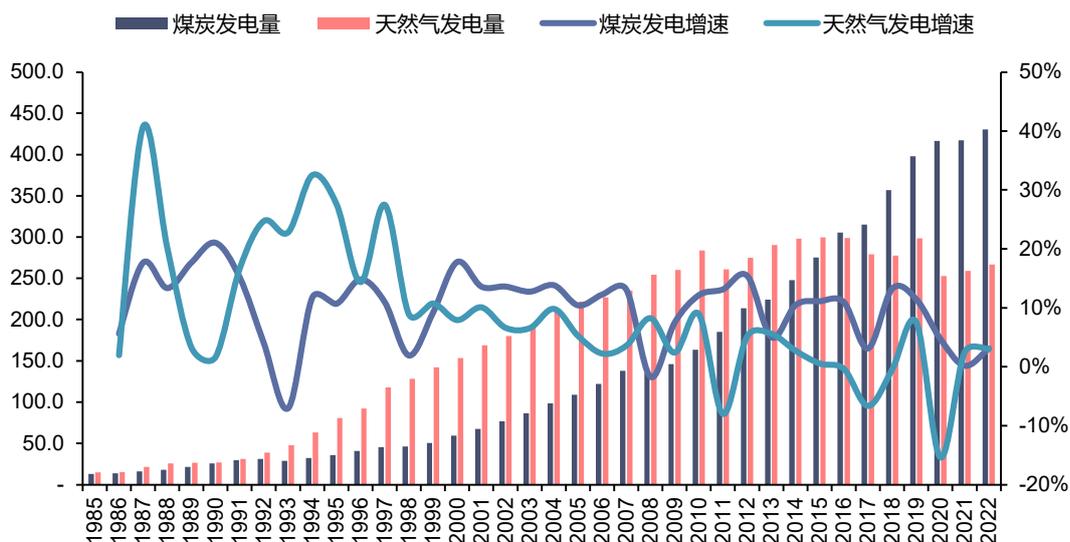
资料来源: ACE 《东盟能源更新 2023》，信达证券研发中心

现有购电合同与燃料供应合同的照付不议条款保证了发电端化石燃料的消费量。在东南亚, 电力供应往往通过照付不议的购电协议满足, 尤其是在印度尼西亚和泰国等垂直一体化电力系统中。该地区许多现有的燃煤和燃气发电厂从建设过程就是通过实物购电协议进行融资的, 而这些融资性的购电协议具有大容量付款和/或最低接受条款。例如, 泰国 EGAT 与国有天然气公司 PTT 的十年期天然气采购合同就包括每日最低照付不议义务, 且购电协议范围内的发电方式优先发电。这意味着当用电负荷较小时, 具有购电协议的化石燃料发电仍将作为优先选择, 因为化石燃料成本实际上是已经支付的沉没成本。

2.1.3 燃煤发电在电力系统中承担的角色将更加重要

天然气曾是东南亚的主体发电能源, 2016 年后煤炭取代其地位。根据东盟五国发电量数据, 1985 年-2016 年煤炭与天然气发电量均呈现稳定上升趋势, 直至 2016 年-2022 年两者发展出现分化。1985 年-2000 年, 天然气发电增速显著高于煤炭, 发电量在 21 世纪初期呈现快速上升趋势。但 2000 年后, 天然气发电增速逐渐下降, 甚至多次出现负增长, 同期, 煤炭发电增速较高, 多数年份保持在 10% 以上, 天然气与煤炭的地位逐渐发生转变。2015 年, 天然气发电量达到峰值 299.7TWh 后开始小幅下降; 2016 年, 煤炭发电量首次超过天然气发电量, 之后煤炭发电增速略有下降但仍保持正增长。2022 年煤炭发电量 430.5TWh, 较天然气发电量 266.9TWh 高 163.6TWh。

图 31: 1985-2022 年东盟五国煤炭/天然气发电量及增速 (TWH, %)

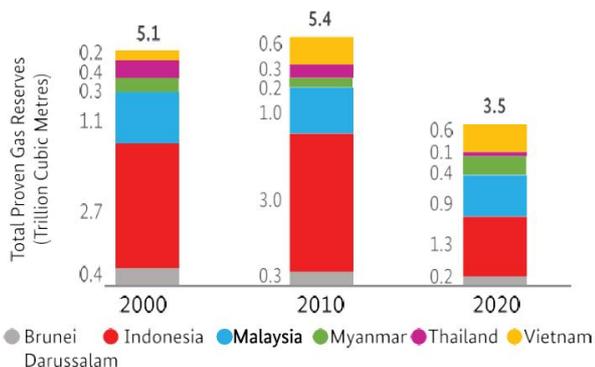


资料来源: EI, 信达证券研发中心

天然气储量下降明显是发电量降低的重要原因, IEA 预测整个东南亚预计到 2025 年将成为天然气净进口国。2010-2020 年期间东盟天然气储量大幅下降, 降幅高达 35%。下降的原因是新发现的气田规模较小、天然气价格较低、天然气基础设施缺乏阻碍了上游投资以及高 CO2 含量气田的运营成本较高。印度尼西亚作为主要天然气生产国之一, 该国天然气储备的大幅减少是区域储量大幅下降的主要原因。考虑到 R/P 比率, 由于越南与印度尼西亚、马来西亚相比, 产量较低, 因此该国储量的使用寿命最长, 可达 74.1 年。与此同时, 缅甸、印度尼西亚和文莱作为东盟主要天然气出口国, 假设产量保持在 2020 年的水平, ACE 预计天然气产量将分别维持仅有 24.4 年、21.8 年和 17.6 年。根据 IEA 预测, 整个东南亚预计到 2025 年将成为天然气净进口国。由于管道互连的前景有限 (加上印度尼西亚最近宣布停止向新加坡的管道出口), 液化天然气可能成为满足天然气需求增长的主要来源。

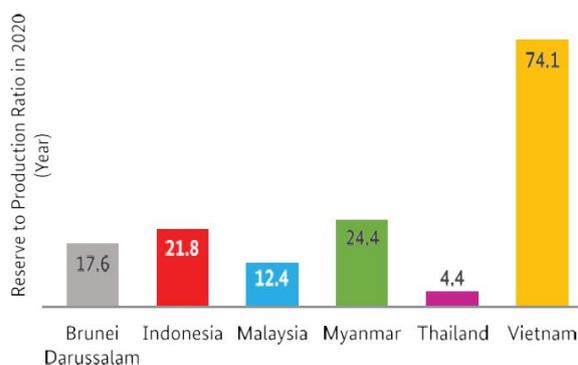
对东盟来说转向进口天然气具有挑战性。东南亚拥有约 5000 万 mtpa 的 LNG 进口容量, 这些项目的投产是为了弥补国内天然气田的枯竭 (如缅甸和泰国), 或作为首次进军全球天然气市场 (如越南和菲律宾) 的行动。然而, 一些项目已被搁置或推迟, 主要原因是许可监管障碍或困难的市场条件。在菲律宾或越南等地, 液化天然气发电项目所需的复杂商业和金融结构影响了该产业的发展。此外, 买家可能会在国际液化天然气市场面临激烈的竞争, 例如, 俄乌冲突后, 欧洲和东北亚正在迅速淘汰俄罗斯天然气进口, 而这些地区传统上愿意支付溢价并签署长期合同以确保天然气供应, 从而造成更激烈的竞争。

图 32: 2000-2020 天然气储量明显降低 (百亿立方米)



资料来源: ACE 《第七次东盟能源展望》, 信达证券研发中心

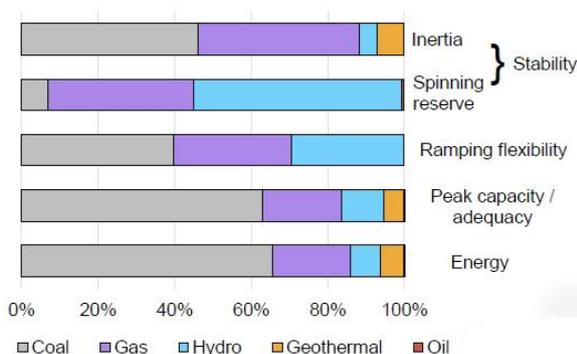
图 33: 2020 年东南亚各国天然气储产比



资料来源: ACE 《第七次东盟能源展望》, 信达证券研发中心

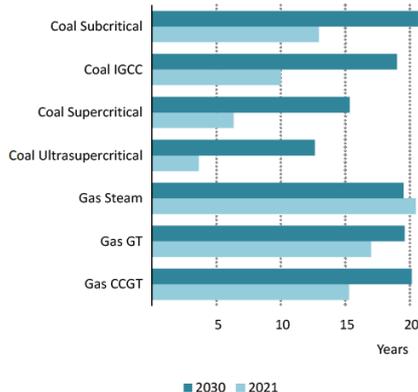
随着风电光伏等可变可再生能源接入电力系统，煤电和气电在电力系统中贡献的灵活性将更为重要。截至 2022 年，东南亚煤炭和天然气发电为主的化石燃料提供了主要的发电来源并满足了包括稳定性、爬坡灵活性、尖峰负荷在内的灵活性需求。并且，东盟地区许多火电资产相对年轻：泰国和印度尼西亚超临界燃煤电厂仅投入使用 5 至 10 年。到 2030 年，这些煤电资产的很大一部分的使用年份将不足其技术预期寿命的一半（假设燃煤/燃气电厂平均寿命为四十年）。此外，考虑到技术上的灵活性改造，许多东盟国家也将这些新电厂作为平抑风光可再生能源波动的选择之一，并将在未来的电力系统中发挥灵活性调节作用。

图 34：2019 年印尼-爪哇电力系统灵活性构成



资料来源：IEA《东南亚能源展望 2022》，信达证券研发中心
 注：该灵活性分布针对印尼 Java-Bali 和 Sumatra 电力系统

图 35：东南亚火电发电厂加权平均寿命（2021、2030）



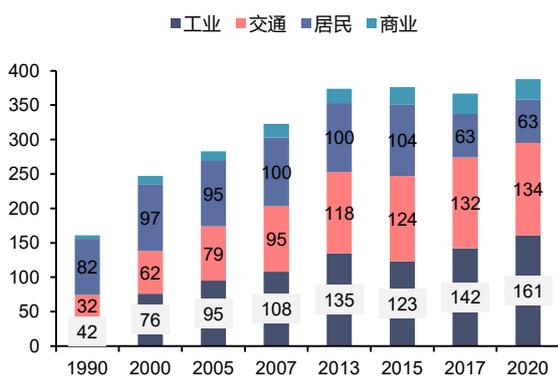
资料来源：IEA《东南亚能源展望 2022》，信达证券研发中心

2.2 工业的蓬勃发展显著提高工业能源需求与煤炭消费

2.2.1 工业发展推动化石能源的需求大幅增长

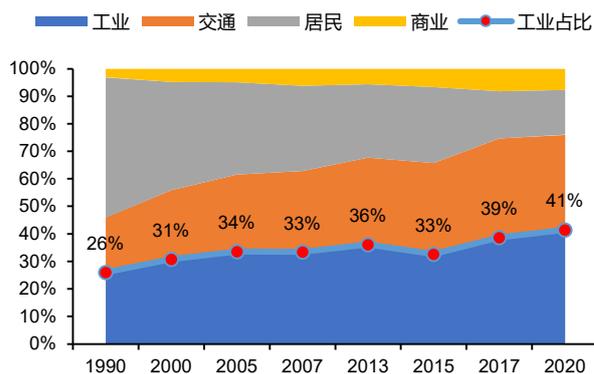
工业产业是能源密集型产业，生产基础设施发展所需的基本材料。因此，它们在东南亚的使用增加与该地区经济、人口和城市化的快速增长趋势相匹配。2000 年-2020 年，工业能源需求保持上升趋势，由 76Mtoe（109Mtce）增长至 161Mtoe（230Mtce），增长了 112%。同期，工业能源消费在四大终端行业中占比同步上升，由 31% 上升至 41%。

图 36：东盟 1990-2020 四大终端行业能源消费（Mtoe）



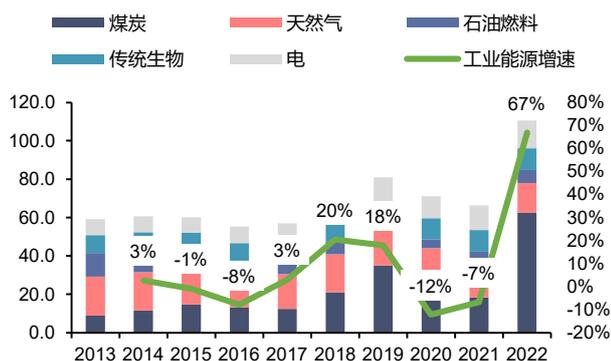
资料来源：ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心

图 37：东盟 1990-2020 年四大终端行业能源消费（%）

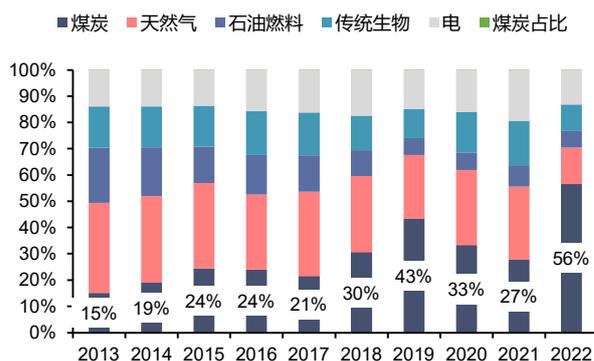


资料来源：ACE《第七次东盟能源展望》，信达证券研发中心

东盟工业部门的能源输入中，约 62% 直接来自燃烧化石燃料（自备电厂），而电网端的电力输入则占近 23%。以印度尼西亚为例，工业终端能源消耗整体呈上升趋势，2018 年-2019 年工业能源增速均保持在 20% 左右，2020 年后受到疫情的一定影响。此后负面影响逐渐消除，2022 年工业能源增速达到 67%，大幅超过疫情前水平。占比方面，2013 年-2022 年工业终端能源消费中煤炭消费比例明显上升，由 15% 增长至 56%。

图 38: 印尼: 工业终端能源消耗整体上升(Mtce)


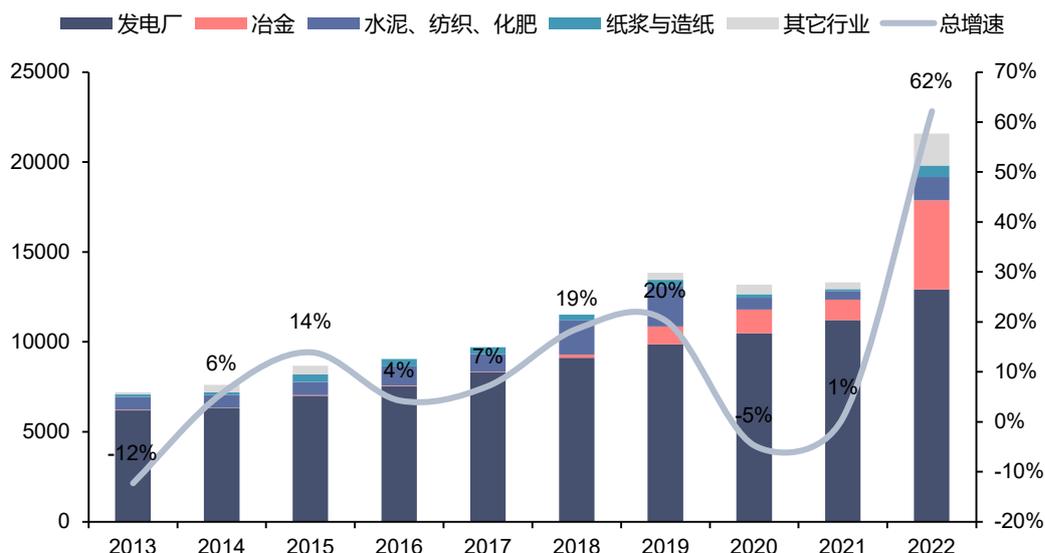
资料来源: 印尼统计局 《2022 印度尼西亚能源经济统计年鉴》，信达证券研发中心

图 39: 印尼: 终端工业能源煤炭消费比例提升


资料来源: 印尼统计局 《2022 印度尼西亚能源经济统计年鉴》，信达证券研发中心

印度尼西亚是全球主要工业生产国，正执行将国家转变为电动汽车和电池的重要制造中心的战略。印尼是全世界第二大不锈钢生产商，它也是氨的主要生产国，氨被用作肥料和其他工业应用，例如塑料、炸药和纤维。随着收入的增加和越来越多的人口向城市中心迁移，工业产出预计将继续快速增长。印度尼西亚的国家工业发展总体规划(RIPIN)为到 2035 年的工业部署设定了较高目标。同时，印度尼西亚是世界上最大的镍生产国，2022 年，其镍产量增长了 60%，占全球产量的一半。一般来说，印度尼西亚采用两种主要的镍生产工艺：回转窑-电炉 (RKEF) 工艺和高压酸浸 (HPAL) 工艺。在 RKEF 工艺中，煤炭直接用于生产过程，并在冶炼厂内直接转换为电力。而在 HPAL 工艺中，煤炭通常是在冶炼厂附近的自备电厂被间接用于发电。

印度尼西亚各行业耗煤量整体保持上升趋势，冶金行业增长弹性更大。2013 年-2022 年，发电行业耗煤量在各终端中占比最高，主要因为印尼发电能源以煤为主，而燃气发电在近几年几乎没有增长。随着经济发展带来的用电需求增加，耗煤量大幅攀升。同时，2019 年以来冶金行业耗煤量显著增长。2020 年-2021 年受疫情影响，各行业耗煤总量有所下滑。2022 年，随冶炼厂的大规模建成投产，印尼冶金行业耗煤量 4938 万吨同比增长 333.38%，带动全行业耗煤量当年增速达到 62%。相较 2013 年，2022 年印度尼西亚各行业总耗煤量实现约 3 倍增长。

图 40：2013-2022 年印度尼西亚各行业耗煤量（万吨）


资料来源：印尼统计局《2022 印度尼西亚能源经济统计年鉴》，信达证券研发中心

在发电耗煤保持稳定增长的情况下，印尼冶金行业耗煤在 2022 年呈现了较强增长。2013 年-2022 年电煤消耗均保持 10% 左右的正增长，2022 年发电耗煤 12923 万吨，增速达 15%。在发电耗煤保持稳定增长的情况下，冶金行业第一次耗煤高增速发生在 2017 年-2019 年，2018 年冶金耗煤增速 483%，2019 年耗煤增速 475%，使得冶金耗煤量突破 1000 万吨，实现较大飞跃。2021 年-2022 年，冶金耗煤由 1139 万吨增长至 4938 万吨，同比增长 333%，主要得益于镍、铝等金属冶炼大量能源消耗。印尼的镍储量达 2100 万吨。据印尼能源及矿产资源部（MODI）统计，印尼近一半的红土镍矿资源品位高于 1.7%，拥有较为明显的品位优势。

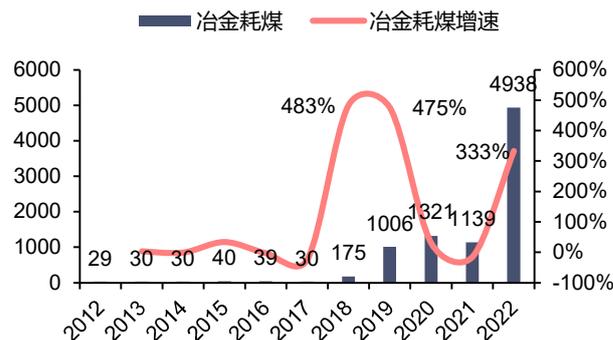
工业金属产业的发展与配套建设的自备电厂大幅增加了印度尼西亚煤炭消费。2022 年，印尼镍产量增长了 60%，占全球产量的一半。截至 2022 年底，印度尼西亚拥有 15 家镍冶炼厂，并计划再建造至少 6 家。这些冶炼厂需要大量能源将低品位镍加工成电池级镍，该加工过程需要配套的自备燃煤电厂提供能源。印尼作为东盟最大的煤炭装机容量国，截至 2022 年底，印度尼西亚有 18.8 GW 的煤电正在准备建设中。这一数额超过了除中国和印度以外的所有其他国家。这也是印尼当年煤炭装机容量 40.6GW 的近一半。新建燃煤电厂中的 13GW 将是“自备”电厂，这意味着它们不会进入电网，而是致力于为工业或商业消费者供电。CELIOS 的 2023 年报告显示，燃煤电厂的建设热潮与电动汽车电池生产密切相关，三个专门用于镍加工的工业区已经在奥比岛、莫罗瓦利和韦达湾已投入运营，并将由总共 14 座自备燃煤电厂提供动力，总发电量为 12.6GW。这一数字也是 2023 年为印尼整个镍行业提供 6.1GW 的两倍多，凸显了印尼镍业的雄心壮志。同时，印尼在距离新加坡不到一个小时的船程的民丹岛，计划建造 31 座自备燃煤电厂，总装机容量为 3.2GW。

图 41: 2013-2022 年印尼电厂终端耗煤及增速 (万吨)



资料来源: 印尼统计局 《2022 印度尼西亚能源经济统计年鉴》, 信达证券研发中心

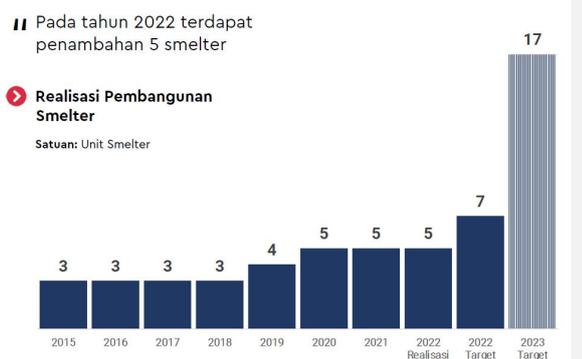
图 42: 2013-2022 年印尼冶金终端耗煤及增速 (万吨)



资料来源: 印尼统计局 《2022 印度尼西亚能源经济统计年鉴》, 信达证券研发中心

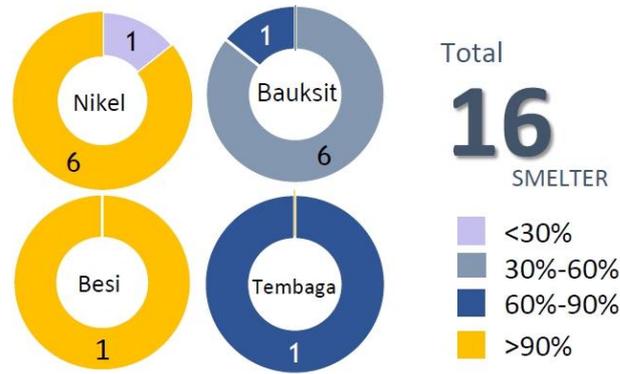
随印尼冶金行业的进一步发展, 未来煤炭消费或将维持较高增速。根据印尼能矿部《2022 成果及 2023 目标》, 2022 年目标完成 7 座综合矿物冶炼厂的建设, 实际完成五座。而 2023 年的建设目标为 17 座。其中包括政府正在推广的铝冶炼厂以及镍和钴加工设施, 以将印度尼西亚变成电动汽车 (EV) 和电池供应链的全球中心。随着全世界电动汽车和电池需求的不断增长, 对镍的需求也在增加, 以活跃在电动汽车行业供应链中的中国企业为主导, 对印尼镍的两个生产流程都进行了大量投资。同时, 印尼也大力发展氧化铝工业, 截至 2023 年末, 印尼仍有 7 家铝冶炼厂处于建设过程中。

图 43: 印尼历年冶炼厂建设数量及 2023 年目标



资料来源: 印尼能矿部 《2022 成果及 2023 目标》, 信达证券研发中心

图 44: 截至 2023 年底印尼各类金属冶炼厂建设进度



资料来源: 印尼能矿部 《2023 成果及 2024 目标》, 信达证券研发中心, 注: 蓝色为已建成数量, 黄色为在建数量。

2.3 能源转型短期目标或难实现, 煤炭消费仍将有力增长

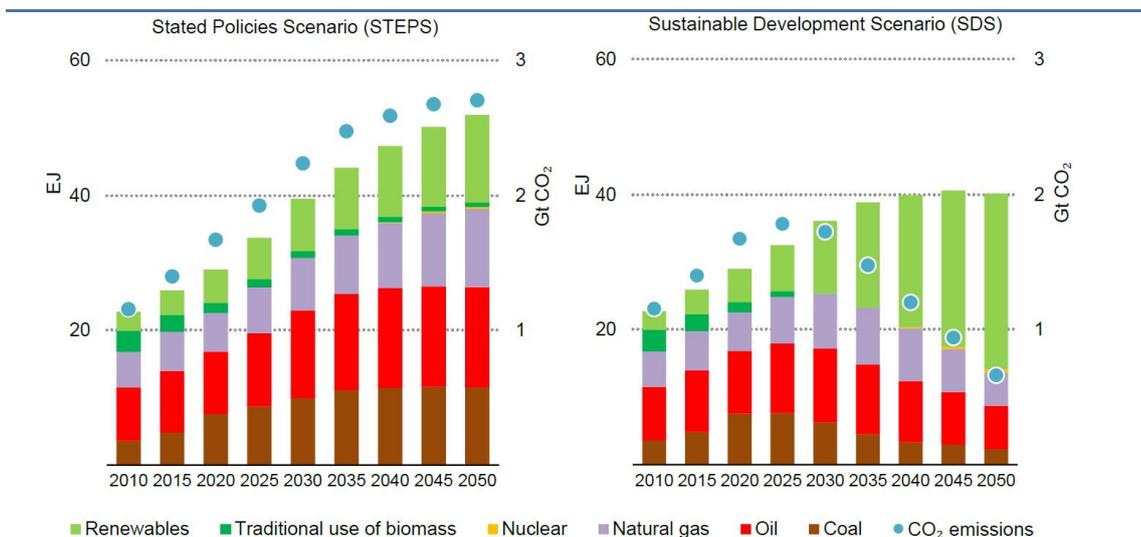
2.3.1 IEA 两种预测下的能源结构差异较大, 煤炭消费持续增长的 STEP 场景更为合理

STEP (现有政策场景) 与过去能源发展趋势有更大连续性, 化石燃料将保持主体能源地位。在 STEP 场景预测下, IEA 以东南亚各国政府已实施或宣布的逐部门政策进行评估, 这一轨迹反映了东南亚能源系统的发展方向, 与过去的趋势有很大程度的连续性。尽管煤炭、石油和天然气的增长随着时间的推移而放缓, IEA 预计直到本世纪中叶, 每种燃料的消耗量仍呈上升趋势。到 2050 年, 化石燃料在能源结构中的总份额仍将保持在 70% 以上, 仅略低于 2023 年的 77%。

SDS (能源转型场景) 则预测更为激进的节能减排场景, 可再生能源将取代化石燃料作为主体能源。在 IEA 的 SDS 场景预测下, 到 2030 年, 东盟的能源供应总量增长较为缓慢, 每年增长约 2.2%, 然后在 2040 年代达到稳定水平。就 SDS 中的能源结构而言, 石油和天然气需求短期会增加, 但此后 2030 年后开始下降, 而煤炭需求在 25 年左右就达到峰值,

并在 2030 年回落至 2018 年的水平。到 2050 年，化石燃料在能源结构中的份额将下降至三分之一左右。

图 45: 东南亚能源供应总量及结构在两种预测下区别较大, 2010-2050 年

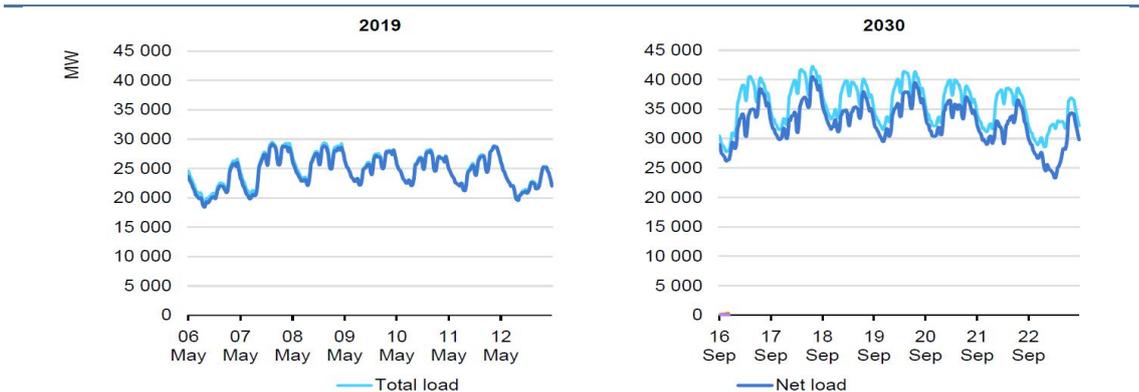


资料来源: IEA 《东南亚能源展望 2022》, 信达证券研发中心

东南亚能源转型的进程很难达到短期内目标, 煤炭消费将保持有力增长。近年来, 由于用电量的大幅增长及可再生能源发展的不及预期, 叠加工业能源消费的显著增长, 东南亚的煤炭消费保持了较高增速。同时, 考虑到光伏风能的消纳问题与整个能源体系投资不足, 到 2030 年, STEP 或是参考性更高的预测场景, 也即随着人口与经济增长带来的更高能源需求, 东南亚保持以化石燃料作为主体能源的消费结构, 以及持续增长的煤炭消费。

2.3.2 风电、光伏的波动性受制于电力系统的消纳能力, 贡献发电有限

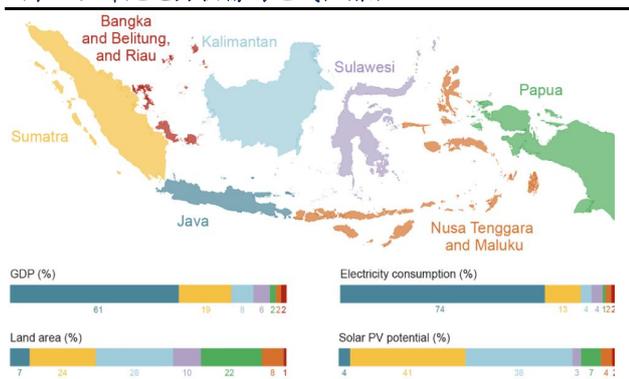
在东盟, 随着以风电光伏为代表的可变可再生能源 (VRE) 数量的不断增加, 对电力系统的消纳能力提出了更大挑战。以泰国为例, 到 2030 年, 要实现能源转型目标, 风电光伏发电量占比须达到 15%, 电力系统将面临净负荷分布的更大变化, 这对电力系统的灵活性要求产生影响。2019 年, 每日负荷差在 4-11 GW 范围内 (高达每日峰值的 40%)。到 2030 年, 这一缺口将增至 8-20GW (日峰值的 70%)。电力系统在不同的时间尺度上经历更大的爬升要求。3 小时爬坡需求预计将从 2019 年的 6.5GW 增加到 13GW, 占每日峰值需求的 50%。最低需求和峰值需求之间的差距越大, 就会带来更大的灵活性要求和运营挑战, 这通常会导致传统火电发电厂的启动和关闭以及循环更加频繁。另一方面, 为了实现能源转型的目标, 印度尼西亚 PLN 提议将爪哇-巴厘岛系统中的多个火电机组进行灵活性改造, 目标是 20% 的最低负荷和 5%/分钟的爬坡率, 而对应印度尼西亚主要发电机组的技术指标为 53%-80% 的最低负荷、1%/分钟的平均爬坡率, 差距较为明显。

图 46: 泰国: 2019 年与 2030 年 (风光发电占比 15%) 情景下电网总负荷与净负荷 (MW)


资料来源: IEA 《Thailand Power System Flexibility Study》, 信达证券研发中心, 注: 净负荷=总负荷-(风能+太阳能光伏)

可再生能源资源与经济人口的分布不均, 是可再生发电的渗透率受限的原因之一。例如, 印度尼西亚的人口、经济和能源资源在众多岛屿上分布不均。主岛爪哇岛的人口和 GDP 约占 60%, 电力消耗约 75%, 人口极其密集。然而, 爪哇仅占该国太阳能光伏潜力的 4% 和陆上风电潜力的 14%, 爪哇岛的大规模太阳能光伏部署可能面临土地利用挑战。因此, 从附近可再生能源资源丰富且电力需求低的岛屿传输电力可能是一个重要的解决方案。岛间高压直流输电连接可以解决未来的供需失配问题并提高系统的可靠性, 但需要较长时间建设。而且(最重要的是)可以提高可再生能源的渗透率以实现减排目标。不过, 在连接岛屿之前, 每个岛屿必须已经有合适的输电线路, 例如苏门答腊岛和加里曼丹岛的系统互连必须先加强。在这种情况下, Java-Bali 系统已经有了安装 Java-Bali 150 kV 环路保护的“最终网络路线图”。然而, 由于建设岛间连接可能需要长达数十年的时间。

这种可再生能源的分布不均也体现在整个东盟地区, 因此, 跨国能源互通交易也需要更大规模的电路支持。例如, 老挝人民民主共和国-泰国-马来西亚-新加坡电力一体化项目(LTMS-PIP)涉及四个东盟国家的多边跨境电力贸易, 该项目从老挝人民民主共和国经泰国和马来西亚向新加坡输送高达 100 兆瓦的水力发电。而 2022 年在东盟运行的跨境互通项目容量为 7.72GW, 在规划中, 还有约 20GW 的建设空间, 涉及多数东盟国家与部分岛间电路, 该建设过程也将十分漫长。

图 47: 印尼电力供需的地域性错配


资料来源: IEA 《印度尼西亚零排放路径图》, 信达证券研发中心

图 48: 东盟电力互联互通项目尚有大量建设空间


资料来源: ACE 《第七次东盟能源展望》, 信达证券研发中心

2.3.3 要实现能源转型进程中的 2030 年目标, 东南亚能源各领域投资均不足

2021 年清洁能源投资为 270 亿美元左右, 到 2030 年难以实现能源转型的相关目标。2021 年, 东盟国家在清洁能源及能源转型方面的投资估计为 270 亿美元, 与 2015 年的水平相似。2021 年清洁能源支出占能源投资总额的 40% 多一点, 该比例高于 2015 年(当时

约为三分之一)。这一增长主要是由于自 2014 年以来油价下跌导致石油和天然气投资稳步下降，能源总投资下降从而使能源转型相关投资的比重上升。2015-2021 年期间，新建可再生能源装机和电网投资约占清洁能源投资的 80%。例如，越南为可再生能源领域调动了大量资金，2019 年部署了约 6GW 的可再生能源项目（主要是太阳能光伏发电），2020 年部署了超过 10GW。而能源效率和最终用途的投资约占该地区清洁能源总支出的五分之一，占能源投资总额的不到 10%，而该项投资需在 2026-2030 年增长约十倍左右。在 IEA 的预测中，要达到既定政策情景(STEPS)，即煤炭消费维持增长趋势的情景，在 2026-2030 年间清洁能源的投资需要达到年均 800 亿美元，相对于 2021 年的投资水平需增加近三倍。而能源转型情景(SDS)要求清洁能源投资更大幅度地增长，在 2026-2030 年间平均支出超过 1500 亿美元，需要达到 2021 年水平的五倍以上。

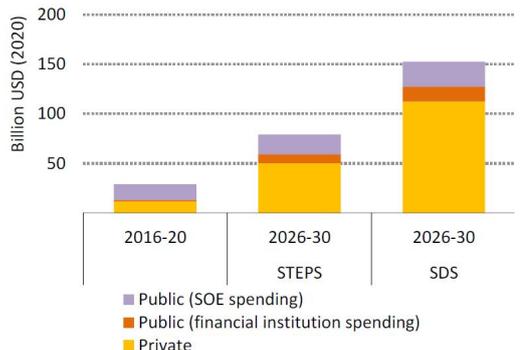
从资金来源看，民间资本在东南亚能源投资的占比较低。近年来东南亚的能源投资约有一半来自公共资金（包括公有金融机构和国有企业）。国有企业在许多受监管的市场中发挥着关键作用，例如电力网络（尽管也有一些例外，例如在菲律宾有私人特许权）以及化石燃料资产的开发和利用。而私人资本对于可再生能源项目的发展较为重要，尤其考虑到光伏发电的分布性。2016 年至 2020 年期间，民间投资占东南亚清洁能源资本投入的 60%左右，这一民间投资占比远低于发达经济体 90%的占比。

图 49：发电端、用电端的清洁能源投资占比都为不足



资料来源：IEA 《东南亚能源展望 2022》，信达证券研发中心

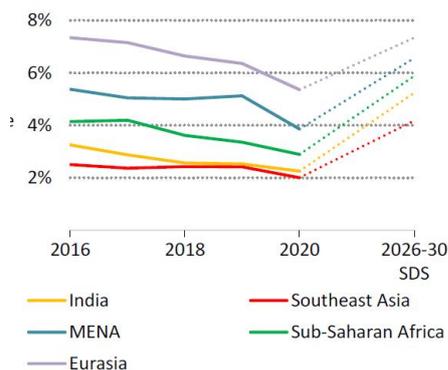
图 50：能源转型中民间投资提升空间较大



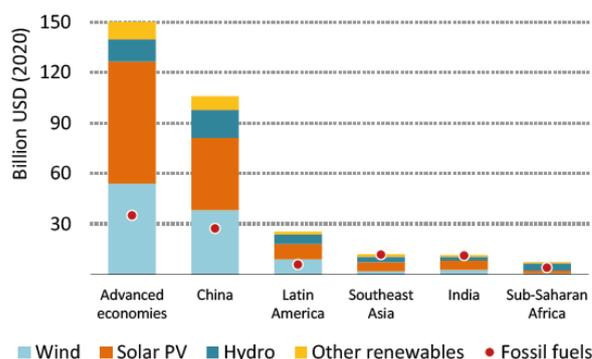
资料来源：IEA 《东南亚能源展望 2022》，信达证券研发中心

东南亚能源投资 GDP 占比低于大部分发展中经济体。2016-2020 年间，随着 GDP 增长，东南亚各种形式的能源投资占 GDP 的比重略有下降，且比值低于其它发展中经济体一些地区。2020 年，东南亚的能源投资约占 GDP 的 2%，而印度为 2.2%，北非和中东为 4% 左右。到 2026-2030 年间，东南亚能源投资 GDP 占比需达到 4%，才能实现能源转型的目标。

相较于化石能源，东南亚地区的清洁能源投资并未有明显优势。东南亚 2016-2020 年期间东南亚可再生能源年均支出为 120 亿美元，与印度水平相似，仅为拉丁美洲水平的一半。在东南亚，可再生能源与化石燃料投资比例为 1: 1，而撒哈拉以南非洲比例为 1: 0.5，中国为 1: 0.3，拉丁美洲为 1: 0.2。在 SDS 的 2030 年的目标中，可再生能源发电的投资比化石燃料发电的投资高出近 25 倍。另一方面，在东南亚，太阳能光伏和风能年均投资达 70 亿美元，这一数字仅高于撒哈拉以南非洲地区的水平，而且大多数投资集中于越南。到 2026-30 年，SDS 中东南亚可再生能源发电的年均投资需接近 500 亿美元。其中，近 300 亿美元用于太阳能光伏和风电，是 2021 年投资水平的四倍。

图 51: 各地区能源投资占 GDP 的比重


资料来源: IEA 《东南亚能源展望 2022》, 信达证券研发中心, 注: MENA 为中东和北非地区

图 52: 各地区发电电源投资对比 (2016-2020)


资料来源: IEA 《东南亚能源展望 2022》, 信达证券研发中心, 注: MENA 为中东和北非地区

电价法规的设置无法使可再生能源生产商获得足够的利润。截至 2022 年, 东南亚部分国家的电价法规在一定程度上并不利于风能和太阳能的发展。例如, 在印尼, PLN 和 ESDM 使用基于平均生产成本的主要指标 biaya pokok produksi (EIP) 作为电力行业成本效益绩效的衡量标准。电价法规规定水力和地热、生物质能和水力发电为标准价格, 而太阳能光伏和风能的最高购买价格较低。因此大多数可再生能源生产商认为新能源电价水平太低, 并没有足够的意愿进行新能源发电的投资和扩产。印度尼西亚的化石燃料仍然受益于政府补贴。2022 年 1 月至 10 月, 政府为化石燃料提供了 404.32 万亿印尼盾的补贴, 其中 95.4 万亿印尼盾用于燃料和天然气, 40.79 万亿印尼盾用于电力补贴, 以及 268.13 万亿印尼盾用于 PT 的燃料和电力补偿, 与有补贴的化石燃料的竞争继续使可再生能源处于竞争劣势, 进一步削弱了发电端投资可再生能源的信心。

3、印尼：东南亚煤炭供给核心，近年来产量增长较明显

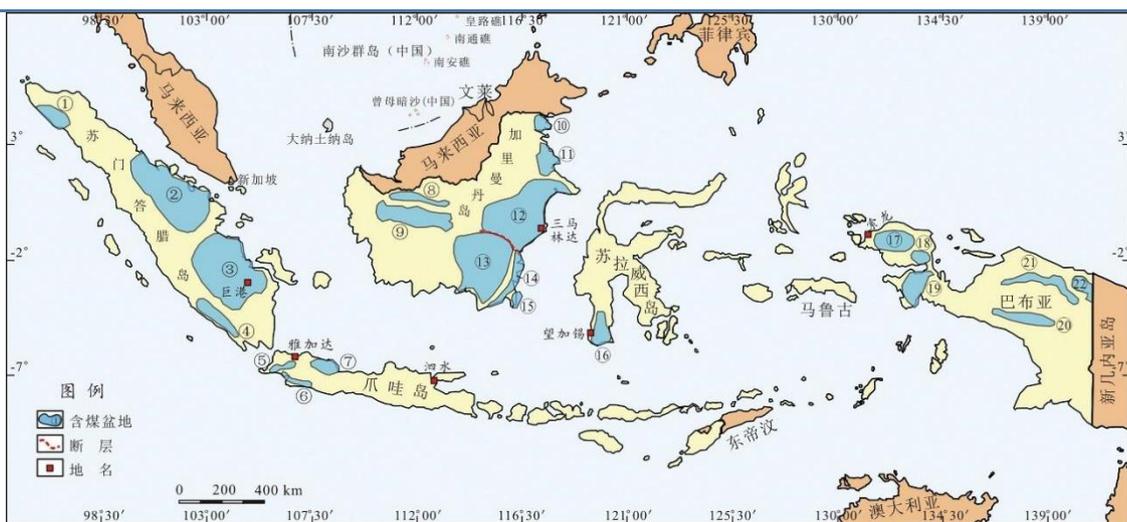
3.1 印尼煤炭露天矿为主，开采工业处于较初级水平

3.1.1 印尼煤炭以露天开采为主，加里曼丹是主要产地

印尼煤炭几乎都是露天开采，东加里曼丹与南加里曼丹占总产量的 91%。印度尼西亚位于欧亚大陆的东南边缘，是构造活跃地区，由于板块俯冲作用，地震和火山活动频繁，地质背景复杂，由于构造复杂，断裂将煤田分隔得支离破碎，煤矿的资源量和储量规模有限。印尼大部分的煤层来自于古近系和新近系，煤层埋藏较浅。印尼的煤炭为较年轻的新生界煤，变质程度低，含水量高、发热量低，增加了运输的成本，并影响了燃煤发电的效率。在煤炭探明储量中，无烟煤和烟煤占 66.4%，次烟煤和褐煤占 33.6%。印尼煤炭几乎都是露天开采，热带地区的暴雨极容易对生产不利，91%产自东加里曼丹和南加里曼丹，9%则来自南苏门答腊岛南部。

截至 2020 年探明储量 348.69 亿吨，占全世界煤炭探明储量的 3.2%。印尼的主要含煤盆地分布在苏门答腊岛的中部和南部，以及加里曼丹岛的东部和南部。这些主要含煤盆地分别为南苏门答腊盆地、中苏门答腊盆地、库台盆地、巴里托盆地和巴西亚盆地。根据 EI 世界能源统计年鉴，截至 2020 年底，印尼的煤炭探明储量为 348.69 亿吨，占全世界煤炭探明储量的 3.2%，储产比为 62。其中，无烟煤和烟煤的储量为 231.41 亿吨，次烟煤和褐煤的储量为 117.28 亿吨。

图 53：印尼的含煤盆地分布图



资料来源：梁富康、苏新旭《印度尼西亚的煤炭资源及开发前景》，信达证券研发中心

印尼煤用以低热值电煤为主，变质程度较低。印尼煤炭具有高水分、低灰分、低硫分、高挥发等特性。印尼煤炭的变质级别为中低级别，灰分通常<10%，硫分通常<1%。在南苏门答腊盆地南部等地区，构造和火山活动导致煤的级别明显增高。煤质特点决定了其燃烧后的大气污染物含量较低，比较环保。印尼的煤炭主要用于发电，按照其发热量，可将煤炭的产品类型分为极高质量、高质量、中等质量和低质量 4 个等级的品级。印尼的煤炭以中等级别和低等级别为主，分别占比 62%和 24%。发热量大于 25.5 MJ/kg 的煤炭只占 14%。

图 54: 印尼的煤炭资源量及储量 (Mt)

岛屿	省份	资源量					储量		
		预测	推断	控制	探明	总计	概略	证实	总计
苏门答腊	亚齐特别行政区	0.00	346.35	13.40	90.40	450.15	0.00	0.00	0.00
	北苏门答腊省	0.00	7.00	0.00	19.97	26.97	0.00	0.00	0.00
	廖内省	12.79	467.89	6.04	1280.82	1767.54	1354.76	585.61	1940.37
	西苏门答腊省	24.95	475.94	42.72	188.55	732.16	0.68	36.07	36.75
	占碑省	190.84	1508.66	243.00	173.20	2115.70	0.00	9.00	9.00
	明古鲁省	15.15	113.09	8.11	62.30	198.65	0.00	21.12	21.12
	南苏门答腊省	19909.99	10970.04	10321.10	5883.94	47085.07	9289.01	253.00	9542.01
	楠榜省	0.00	106.95	0.00	0.00	106.95	0.00	0.00	0.00
	合计	20153.72	13995.92	10634.37	7699.18	52483.19	10644.45	904.80	11549.25
	爪哇	万丹省	5.47	5.75	0.00	2.09	13.31	0.00	0.00
中爪哇		0.00	0.82	0.00	0.00	0.82	0.00	0.00	0.00
东爪哇		0.00	0.08	0.00	0.00	0.08	0.00	0.00	0.00
合计		5.47	6.65	0.00	2.09	14.21	0.00	0.00	0.00
加里曼丹	西加里曼丹	42.12	468.95	3.39	2.58	517.04	0.00	0.00	0.00
	中加里曼丹	197.58	951.86	17.33	471.89	1638.66	10.14	64.14	74.28
	南加里曼丹	0.00	5.525.16	362.59	6377.81	12265.56	1806.56	1797.80	3604.36
	东加里曼丹	14396.27	11068.56	4755.42	7684.72	37904.97	3141.20	2762.63	5903.83
合计	14635.97	18014.53	5138.73	14537.00	52326.23	4957.90	4624.57	9582.47	
苏拉威西	南苏拉威西	0.00	144.94	33.09	53.09	231.12	0.06	0.06	0.12
	中苏拉威西	0.00	1.98	0.00	0.00	1.98	0.00	0.00	0.00
	合计	0.00	146.92	33.09	53.09	233.10	0.06	0.06	0.12
马鲁古	马鲁古	2.13	0.00	0.00	0.00	2.13	0.00	0.00	0.00
新几内亚	西巴布亚	93.59	32.82	0.00	0.00	126.41	0.00	0.00	0.00
	巴布亚	0.00	2.16	0.00	0.00	2.16	0.00	0.00	0.00
	合计	93.59	34.98	0.00	0.00	128.57	0.00	0.00	0.00
全国合计		34890.88	32199.00	15806.19	22291.36	105187.43	15602.41	5529.43	21131.84

资料来源: 梁富康、苏新旭《印度尼西亚的煤炭资源及开发前景》, 信达证券研发中心

3.1.2 印尼国内煤炭工业仍处于粗放管理阶段, 运输主要依靠驳船和海运

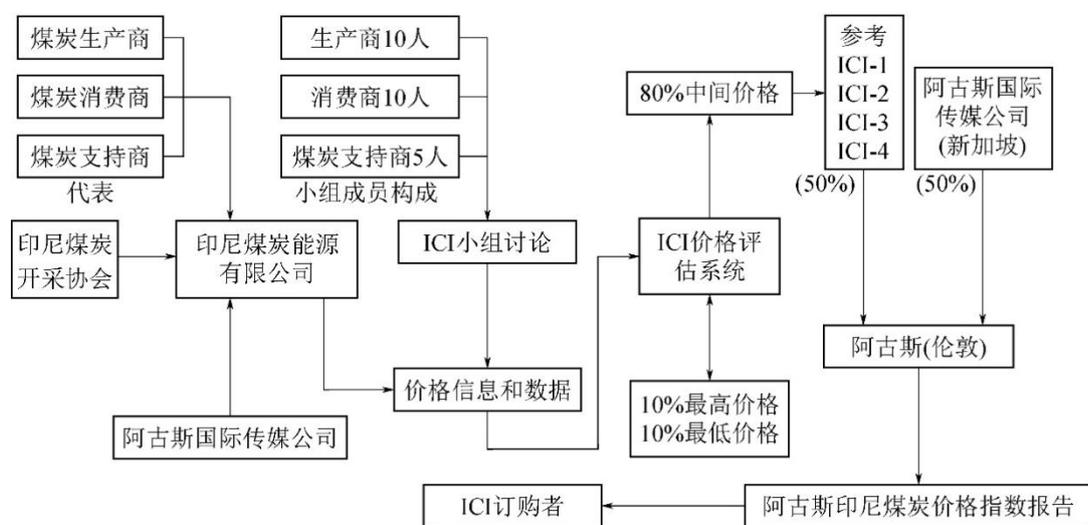
印尼自身煤炭工业管理水平并不高, 仍处于粗放管理阶段。由于印尼煤炭资源埋藏较浅, 地质条件优良, 因此印尼的煤矿几乎全部为露天开采, 开采条件比较好, 但随开采规模的扩大和优质条件煤矿规模的逐渐萎缩, 开采条件有所下降。印尼自身煤炭工业管理水平并不高, 其主要原因有 3 个: 一是印尼基础工业水平并不高, 没有足够的能力提高煤炭开采技术水平和装备水平, 只能依靠国外先进的技术装备为本国煤炭工业服务; 二是得天独厚的资源条件使得印尼煤炭开采普遍采用露天开采, 且开采技术、装备和管理要求都不高, 在一定程度上没有技术进步的动力和需求; 三是长期实行广泛的煤炭生产开发承包制, 使得印尼政府对煤炭资源的开发管理始终比较粗放, 印尼政府对煤炭开采的管理只是针对税收比例、矿权发放、环保底线和职工权益等基础性问题, 从而直接在煤炭资源开采上获益, 并未从有序和可持续发展的角度对整个行业进行管理。此外, 印尼的人口众多, 土地是民众私有, 因此在建设煤矿和电厂时需要解决征地问题。在人口密集的地区, 需要和数十户甚至上百户居民逐一进行谈判, 征地的的工作异常困难。在某些地区, 当地政府过多地颁发采矿许可, 导致非法采矿及出口煤炭的活动增加, 采矿的合法性难以甄别。在某种程度上, 粗放的管理也使得印尼的煤炭生产得以在近几年实现较快的增长的原因之一。

印尼煤炭主要依靠海运和驳船运输, 因此受干旱或暴雨等极端天气影响较大。印尼基础设施较为落后, 铁路、公路网不发达, 使得印尼无法依赖铁路和公路进行大量的煤炭运输。由于印尼属于群岛国家, 海运是可以依赖的运输方式, 而且主要产煤地区苏门答腊岛和加里曼丹岛的河网密布, 很多产煤商利用带式输送机或铲车在矿区直接装船, 通过驳船转运至就近的远洋货轮, 运往最终的目的地。天气因素对于运输影响较为明显, 例如, 2022 年的厄尔尼诺现象导致了降雨量提升与当地河道水位的提高, 虽然对于露天矿开采有一定不

利影响，但明显提高了驳船运输的效率。海运的主要港口包括丹绒不录(雅加达)、丹绒佩拉(泗水)、三宝瓏、马辰、巨港、望加锡、潘姜(楠榜)等。由于自然地理条件的限制，印尼的煤炭生产商无法找到合适的地点建立深水港口，因此面临煤炭出口受限的挑战；由此促进了倒驳设施的发展，其可以方便有效地处理煤炭运输中货船对货船的装卸业务。倒驳设施上也安装了混煤设施，可以直接进行配煤作业，从而不需要额外地支付与岸上设施有关的驳船运输和处理费用。因此，在近年国际煤价提高，煤炭公司利润大幅增长后，往往将资本开支用于改进运输设施与倒驳设施从而进行运输量的提升。

印尼煤炭价格由印尼煤炭能源有限责任公司(PT Coalindo Energy)和英国阿古斯(Argus)国际传媒公司合作，组建定价委员会共同运行。定价委员会共有 25 位专家，来自煤炭生产商 10 位、煤炭消费者 10 位、煤炭支持商(煤炭设备商、工程企业等)5 位。根据专家每周提交的数据进行分析，由此形成的价格即为印尼煤炭价格指数(ICI)。

图 55: 印尼煤炭价格指数的形成机制



资料来源：王晨《印度尼西亚煤炭工业发展趋势》，信达证券研发中心

3.2 印尼煤炭行业政策对全国煤炭生产与出口关系密切

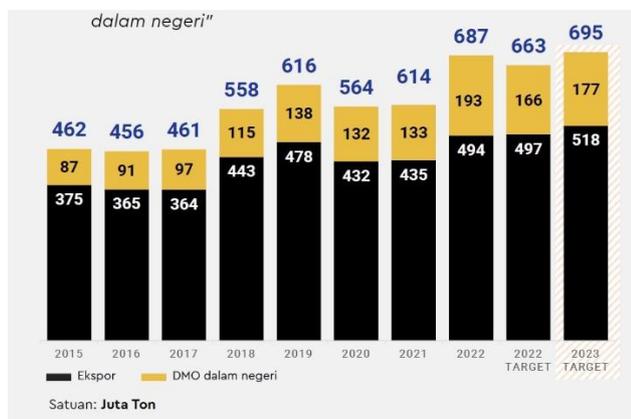
3.2.1 印尼国内煤炭供给政策：国家产量计划与 DMO 国内保供

印尼能矿部(ESDM)每年公布文件设定该年的能源矿产领域投资、生产、消费相关计划，历年煤炭实际产量与出口量基本符合计划量。ESDM(印尼能源和矿产资源部)在每年一月份公布能源矿产行业历年成果和当年计划《Capaian Kinerja ESDM 2022 dan Target 2023》，相关内容包括煤、油、气、电与稀有金属采掘各行业的投资、生产、消费等信息。从历年来看，尤其是在 2020 年后，煤炭行业的产量计划与当年实际产量偏差较小，仅在 2023 年实际产量超出计划产量 11.5%。同时，印尼政府一般将该产量计划的 25% 作为国内 DMO 供应量，而剩下的 75% 不做限制，即煤炭公司可以出口销售以获得更高利润。2020 年后，由于印尼国内需求的不断增长，实际出口量一般都达不到产量计划 75% 的最大值，以 2024 年 7.1 亿吨产量计划的 75% 推算，2024 年的出口量或在 5.33 亿吨左右。

DMO 计划规定每年煤炭公司须最少将产量的 25% 用于国内供应。从历史上看，DMO 政策最初来自于 2009 年 ESDM 发布的条例，该条例关于为国内利益优先供应矿产和煤炭需求(MR 34/2009)。2021 年，ESDM 发布现行条例，规定 DMO 的煤炭销售百分比为批准的年度工作计划和预算的 25%，以满足国内发电厂对工业原料/燃料的需求，且对发电厂的煤炭销售价格上限为每吨 70 美元，对当地水泥和化肥公司以及其他行业的煤炭销售价格

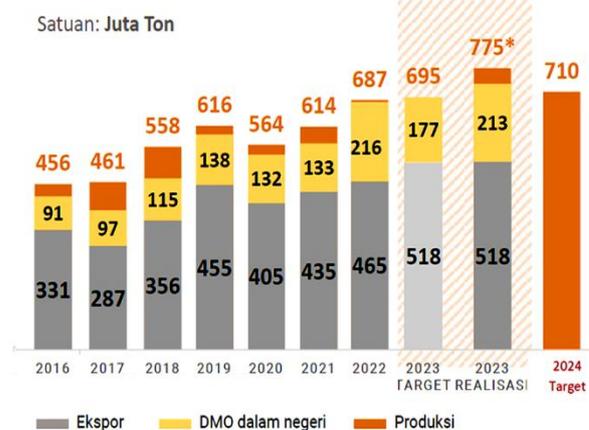
上限为每吨 90 美元。基于 DMO 上限价格与出口价格之间的价差，印尼政府对 DMO 计划出售的煤炭进行价格补贴，自 2024 年 1 月起，印尼政府对煤炭公司的出口部分进行额外征税以加大国内价格补贴的力度。DMO 对于采矿许可证的持有人是强制性的，基于煤矿公司提交的月度煤炭销售报告，不履行 DMO 的公司将受到包括罚款/赔偿金/禁止出口/吊销采矿许可证等分级别惩罚。

图 56: 印度尼西亚 2023 煤炭产量计划(百万吨)



资料来源: 印尼能矿部《2022 成果及 2023 目标》，信达证券研发中心，注: 历史数据有追溯调整。

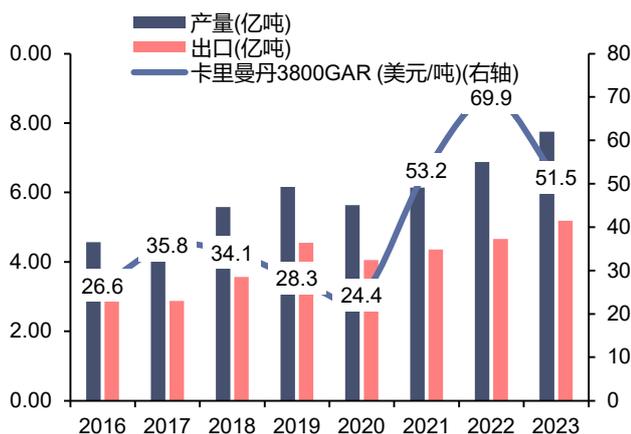
图 57: 印度尼西亚 2024 煤炭产量计划 (百万吨)



资料来源: 印尼能矿部《2023 成果及 2024 目标》，信达证券研发中心，注: 历史数据有追溯调整。

2020 年后产量出口量随煤价逐年上涨，2023 年计划产量与实际产量偏差较大。自 2020 年起印尼出口煤价中枢呈上升趋势，2020 年卡里曼丹 3800GAR 出口煤价为 24.4 美元/吨，2022 年上升至 69.9 美元/吨，2023 年虽然有所回落，但 51.5 美元/吨的价格对比 2022 年仍达到翻倍以上。抬升的煤价与增长的国内需求刺激了计划产量、实际产量、出口量逐年增长。总体看，2020 年之前实际产量与计划产量偏差值较大，主要由于 2020 年之前产量计划由各省制定后由能矿部汇总。而在 2020 年到 2022 年，偏差值有所收敛，基本在 4% 以下。2023 年，印尼煤炭产量实现超预期增长，偏差值为 11.5%。

图 58: 2020 年后印尼产量及出口量随煤价走高同步提升



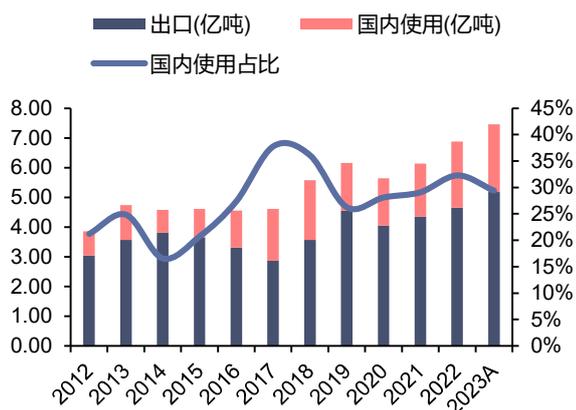
资料来源: 印尼能矿部, CCTD, 信达证券研发中心

图 59: 历年看印尼实际产量与计划产量略有偏差

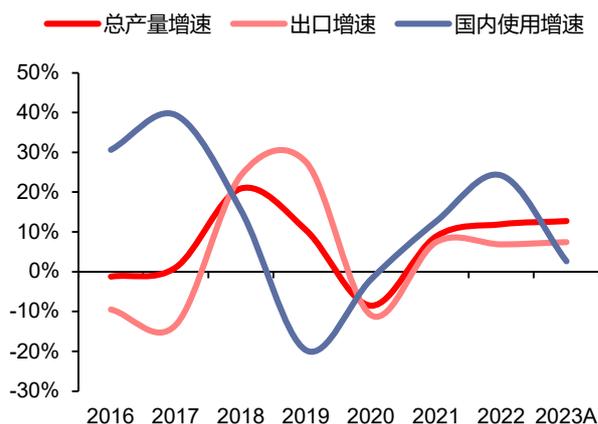


资料来源: 印尼能矿部, Statista, 信达证券研发中心

2020 年后国内使用煤炭量与占比逐年提高，产量增速则与出口增速相关性更高。印尼煤炭国内使用的占比在 2017 年和 2018 年占比最高，分别为 38% 和 36%。2017 年印尼整体煤炭的产量并无明显增长，国内用煤的占比上升较明显，而 2018 年的产量增幅为近 7 年的最高值，国内用煤与出口需求同步上涨。从增速来看，产量增速整体与出口量的增速相关性更明显，核心是由于印尼煤炭公司对出口价格上涨带来的盈利更有生产积极性。

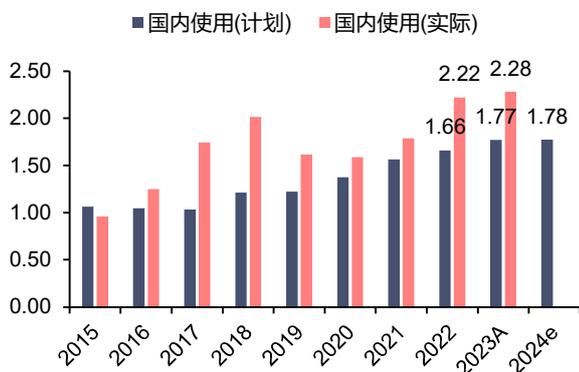
图 60: 2012-2023 印尼国内煤炭使用占比


资料来源: 印尼能矿部, 信达证券研发中心

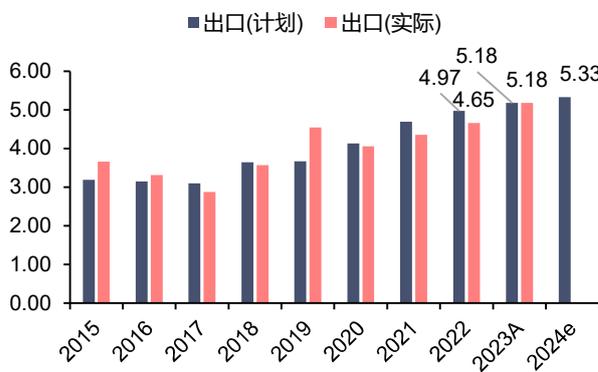
图 61: 产量与出口增速共振, 2020 年后国内使用增速较高


资料来源: 印尼能矿部, 信达证券研发中心

历年来看, 印尼国内煤炭的实际使用量往往大于计划量, 而实际出口量往往小于计划出口量。印尼能矿部每年将计划产量的 25% 定为国内的计划使用量, 从历年数据来看, 印尼国内的煤炭使用量往往大于计划量, 在 2017 年、2018 年国内使用量几乎超过计划量近一亿吨。即便在煤价上涨, 出口高增的 2020 年后, 实际出口量仍小于或等于计划出口量, 也即当年 RKAB 计划量的 75%。如在 2022 年, 计划出口量为 4.97 亿吨, 实际出口量为 4.65 亿吨, 核心原因是 2022 年 1 月印尼政府出于保供目的禁止了印尼煤炭公司的出口贸易。2023 年计划出口量与实际出口量均为 5.18 亿吨, 2024 年, 印尼政府计划产量为 7.1 亿吨, 2024 年, 计划出口量为 5.33 亿吨, 较 2023 年计划量仅高出 1500 万吨。

图 62: 印尼国内使用的实际量往往大于计划量 (亿吨)


资料来源: 印尼能矿部, Statista, 信达证券研发中心

图 63: 印尼历年出口实际量基本小于计划量 (亿吨)


资料来源: 印尼能矿部, Statista, 信达证券研发中心

RKAB 计划为印尼每年度各矿业开采公司的生产配额, 对各煤炭公司的生产有较强约束力。 RKAB 是一份必须由矿产或煤炭开采企业准备并提交给 ESDM (印尼能源和矿产资源部) 批准的文件, 全名为矿产和煤炭开采企业的预算计划 (Rencana Kerja dan Anggaran Biaya / RKAB)。各公司每年须按照该预算进行生产, 各公司于每年 7 月 31 日之前, 可以申请一次修改其 RKAB。RKAB 计划对煤炭公司有较强的约束力, 例如 2023 年三季度, 煤矿公司 PT Insani Baraperkasa 发布了一份不可抗力通知, 称在能源部批准其 RKAB 修改计划之前, 该公司将无法履行其供应承诺。因此, 该公司将不得不避免在国内和海外市场销售燃料。

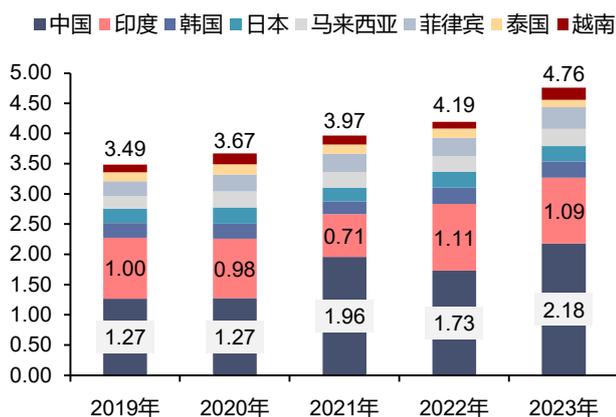
截至 2024 年 3 月, 印尼政府批准 2024 年配额 9.22 亿吨。2023 年, ESDM 发布了 2023 年第 10 号条例 (Reg.10), 该规定将运营生产阶段的 RKAB 有效期延长为 3 年。截至 2024 年 3 月, 587 家煤炭企业获批的 RKAB 煤炭生产计划配额 2024 年合计总量为 92214

万吨，2025 年为 91716 万吨，2026 年为 90297 万吨，呈逐年减少态势。2024 年批准的配额量为 9.2 亿吨，远超政府在 1 月份公布产量计划的 7.1 亿吨。我们认为，主要是由于 RKAB 配额由一年申请变为三年申请，而该配额上限对各公司生产有较高约束力，因此各公司在申请配额时会以公司理论产能的最大值进行申请，以避免在未来出现如 23 年年中受限于配额的情况。另一方面，在 2020 年后印尼煤炭产量逐年较快增长，露天矿的剥采比上升等因素带来的成本压力会对新增产量的经济性产生较大影响，尤其是印尼的新建矿场较为有限的情况下。总体上，我们认为印尼 2024 年的实际产量或仍以国家产量目标 7.1 亿吨为基准而非各公司的生产配额 9.2 亿吨。

3.2.2 低廉的成本与高供给弹性使得印尼在国际市场上出口持续增加

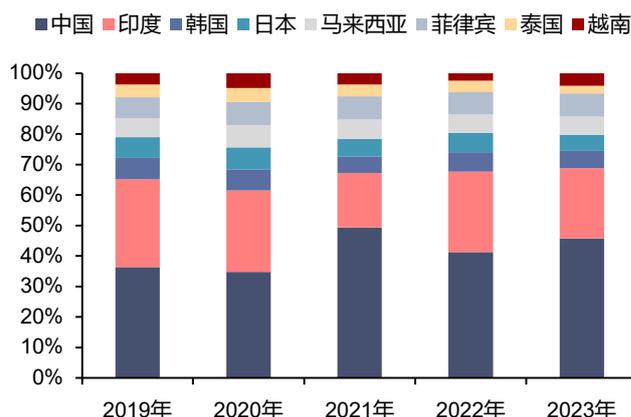
近五年印尼对主要出口国出口量逐年提升，2023 年出口增量大部分供给中国。从结构来看，自 2021 年起，中国和印度的总占比保持相对稳定，是印尼煤炭最主要的两个进口国，同时也是世界煤炭贸易体系中最主要的煤炭消费国和进口国。自 2019 年后，稳定的供给和低廉的价格使印尼在世界煤炭出口市场中占据越来越重要的地位，同时，其具有弹性的生产能力与运输的便利度也使得该国家在煤炭生产和出口方面具有独一无二的优势。相较 2022 年，印尼煤炭出口在 2023 年仍然维持了较为明显的上升势头，但就出口结构来讲，其 2023 年总出口量增量为 0.56 亿吨，而中国就贡献其中的 0.45 亿吨。从这点来看，中国在 2023 年煤炭的较强需求在某种程度上是印尼出口价格和出口量的重要支撑。

图 64：印尼动力煤主要出口国出口量(亿吨)



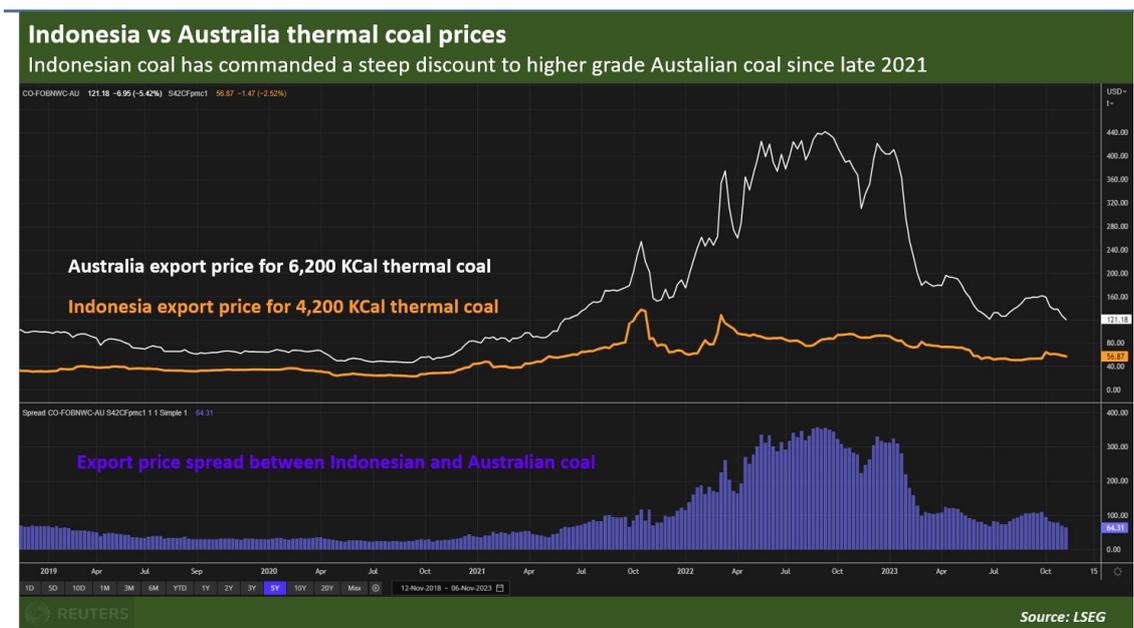
资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

图 65：印尼动力煤主要出口国出口占比



资料来源：煤炭资源网，信达证券研发中心

价格优势与地理位置优势是印尼煤炭市场份额增长的关键。与澳大利亚等竞争对手的高品质煤炭相比，印尼煤炭的价格相对较低。据 LSEG 称，印尼动力煤的基准品位热值为每公斤 4,200 大卡，2023 年平均价格约为每吨 65 美元。相比之下，从澳大利亚纽卡斯尔运来的约 6,200 大卡煤炭的平均价格为每吨 184 美元。而哥伦比亚、南非、莫桑比克和俄罗斯的出口价格大致介于印度尼西亚和澳大利亚价格之间，这凸显出印度尼西亚相对于同行享有持续的价格优势。另一方面，相对于主要煤炭消费国中国和印度，印度尼西亚还享有显著的货运成本优势，使其成为整个亚洲对成本敏感的进口商的热门供应商。根据上海航运交易所的数据，2023 年，从印度尼西亚到中国每吨煤炭的运输价格约为 8 至 10 美元，而澳大利亚至中国航线的每吨煤炭价格为 14 至 15 美元。此外，从印度尼西亚到中国和印度主要煤炭进口中心的旅程时间也大约是从澳大利亚出发的一半，这使印度尼西亚出口商在现货交易的时间成本方面具有优势。

图 66: 印尼出口煤价 vs 澳大利亚出口煤价 (2019-2023.10)


资料来源: 路透社, LSEG, 信达证券研发中心

3.3 行业集中化程度较高, 近年来产量大幅增加的同时成本上升较明显

统计范围内上市公司煤炭产量占据全国总产量近半数。2023 年, 印尼全国煤炭产量 7.75 亿吨, 在我们统计的样本上市公司中, 煤炭产量高达 3.21 亿吨, 占全国总产量约 40%, 印尼煤炭行业的集中度较高。

2022-2024 各公司计划产量增幅逐年降低。印尼各煤炭公司往往在年报中披露当年产量与来年生产计划。在高煤价推动下, 各公司 2022 年计划较 2021 年实际产量增幅 12.2%, 2023 年计划较 2022 年实际产量增幅 8.2%。2024 年 4 月, 各公司陆续发布 2023 年报, 2024 年计划较 2023 年实际产量增幅为 5.3%, 整体看计划产量增幅成逐年下降的趋势。我们认为主要原因或在于 2021 年后各公司产量增幅较大, 虽然露天矿的增产相对井工矿较为容易, 但剥采比的上升与生产接续的难度增大使得各公司在制定生产计划时更趋于保守。此外, 值得一提的是, 2022 年计划完成比例仅为 93.9%, 主要是由于当年厄尔尼诺气候影响以及印尼政府在 2022 年初禁止煤炭出口, 在一季度影响了生产商的积极性。

表 1: 印尼各煤炭公司实际产量与计划产量 (2021-2024)

单位: 百万吨	年份	BUMI-KPC	BUMI-ARUTMIN	BAYAN	KID-ECO	GEM	AI	PTBA	BCE	产量合计	计划产量完成比例	计划产量增幅
实际产量	2021	56.4	22.3	37.6	35.8	29.1	43.2	30.0	28.1	282.6		
	2022	50.0	21.9	38.9	34.8	38.4	49.1	37.1	27.5	297.7		
	2023	53.5	24.3	49.7	30.1	46.1	48.6	41.8	27	321.1		
最高计划产量	2022	60.0	29.0	39.0	34.0	37.6	48.1	36.4	33	317.1	93.9%	12.2%
	2023	55.0	25.0	48.0	31.0	47.0	48.0	41.0	27	322.0	99.7%	8.2%
	2024	55.0	27.0	57.0	29.4	52.0	48.0	41.3	28.5	338.2		5.3%

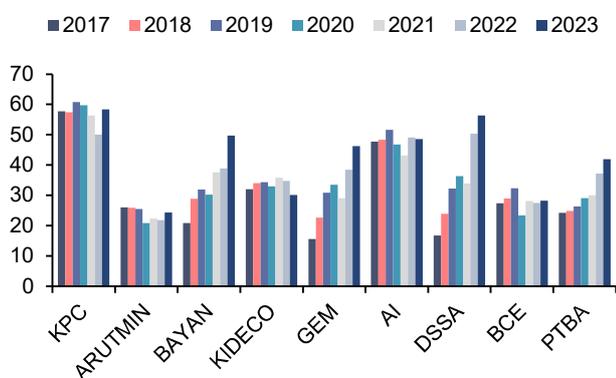
资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心。注: 计划产量增幅计算方式为当年计划产量/去年实际产量

伴随经济发展与国际煤炭供需格局变化, 2020 年煤价上涨后各公司煤炭产量大增。在印尼国内工业化迅速发展、全球天然气价格上涨的背景下, 印尼国内的煤炭需求迅速增加。即使在此期间存在煤炭产能过剩、疫情、厄尔尼诺现象等负面因素影响, 2017 年-2023 年,

各公司煤炭产量仍呈现快速上涨趋势或保持高位产量。2020 年受疫情影响，各公司普遍减产，合计产量同比减少。2022 年俄乌冲突爆发，全球煤炭贸易重塑，中国、印度、东南亚国家等出口国需求高涨，煤炭价格显著上涨，GEM、AI、PTBA 等公司均在 2022 年大幅增产。

各公司年报披露新建煤矿项目有限，资本开支多用于基础设施建设。值得注意的是，自 2017 年后，在我们统计的上市公司样本中，并无新建矿井贡献产量的体现，产量上涨主要是在产矿井的增产。各公司资本开支主要用于支持其运营活动，如购买设备、土地补偿、或基础设施的维护或升级。以 BAYAN 为例，公司 2023 年的目标资本支出预计在 2.3 亿美元至 2.6 亿美元之间，主要用于扩建 Tabang 项目，包括运输公路、接驳设施与港口升级。整体看印尼的新建煤矿项目缺乏透明度，这也为相关数据的搜集带来困难，而根据 IEA 数据，2024 年印尼正准备建设的煤矿产能约为 900 万吨/年。

图 67: 印尼各公司 2017-2023 年产量 (百万吨)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

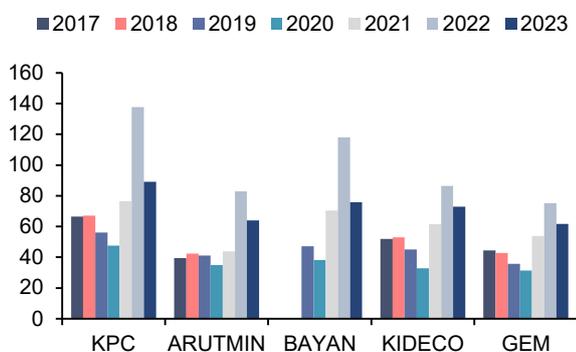
图 68: 印尼各公司 2017-2023 年产量合计与增速 (百万吨, %)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

2017-2023 各公司单位售价随全球煤炭价格指数先降后涨。2017 年-2020 年各公司煤炭单位售价呈现下降趋势，2019 年-2020 年疫情期间煤炭需求下降，导致全球煤炭价格下降，2020 年平均售价 36.9 美元/吨，为近 5 年最低值，同比下降 18.02%。2021 年-2022 年，随着全球经济刺激和经济复苏，煤炭生产与经济发展共振，全球煤炭价格上涨，各公司单位售价有所上涨，各公司平均售价 100.0 美元/吨，同比增长 63.51%。2023 年，各公司平均售价回落至 72.7 美元/吨。

图 69: 印尼各公司 2017-2023 年单位售价 (美元/吨)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

图 70: 印尼各公司 2017-2023 年平均售价与增速 (美元/吨, %)



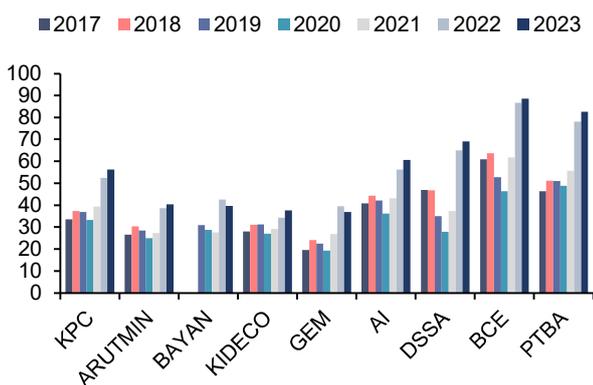
资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

各煤矿地理位置对公司成本有一定影响，(ESDM) 正积极寻求增加对地下煤炭资源开采的

投资。印度尼西亚不同矿山的成本略有差异，加里曼丹岛的矿山生产成本相对较低，而苏门答腊岛的矿山由于工业发展较晚，生产成本相对较高。其中，KPC、ARUTMIN、BAYAN 的全部矿山，以及 KIDECO 的大部分矿山位于加里曼丹岛，平均单位现金成本较低，而 BCE、PTBA 的主要矿山均位于苏门答腊岛，单位现金成本较高。另一方面，印尼煤炭运输依靠河运/海运系统，主要产煤地区苏门答腊岛和加里曼丹岛的河网密集，很多产煤商可以通过驳船转运至就近的远洋货轮，地理位置对运输成本也有一定影响。近年来，随着加里曼丹岛沿海优质煤炭资源的开采，各公司的开采项目已逐渐向内陆开始扩张，煤炭开采地理位置的变化或也成为成本上升的重要因素。另一方面，尽管地下煤炭开采需要较高的前期投资和运营成本，但同时具有直接进入煤层、减少废物产生和对底表环境扰动更低等优点。印尼政府逐渐意识到，升级采矿技术能够帮助降低地下开采相关的运营费用。政府预计，随着露天煤炭储量持续下降，井工开采将呈现上升趋势。

近年来面临成本上升问题。近年来各公司开采成本增加显著，除增加开采导致成本上升外，内陆开采的煤炭需运往港口，采取公路、铁路运输极有可能由于暴雨洪水受阻，运输成本受到气候、地形、运输设施等多种因素影响。2017 年-2023 年，各公司平均现金成本呈现先下降后上升的走势，2020 年平均现金成本 32.24 美元/吨，为 5 年最低。随着经济逐渐好转及特许经营使用权费用支出，2022 年平均现金成本 54.8 美元/吨，同比增长 41.73%。

图 71: 印尼各公司 2017-2023 年单位现金成本 (美元/吨)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

图 72: 印尼各公司 2017-2023 年平均现金成本与增速 (美元/吨, %)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

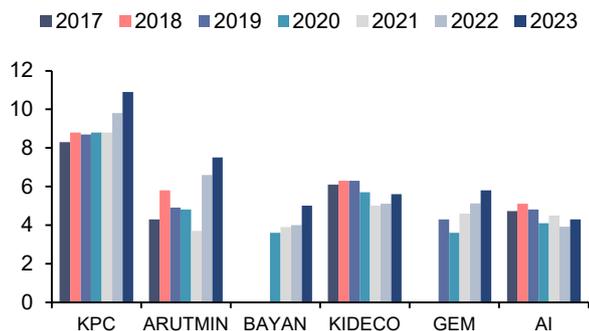
印尼的煤炭主要通过露天开采方式进行开采，近年来各公司剥采比随产量有所上升，开采经济性有所下降。2017 年-2023 年各公司剥采比均控制在 11 以下，但随着开采程度加深，产量增大，大多公司剥采比有逐渐上升趋势，尤其在 2022、2023 年上涨明显，对于开采成本又一定抬升作用。此外，2017 年-2022 年 KEDECO 与 AI 剥采比均呈现下降趋势，从产量上看，AI 由于近年天气潮湿，拉尼娜现象导致其三个矿区降雨量增加，总产量降低，因而剥采比呈下降趋势。

特许经营使用权成本的提升也推高了成本。全球煤炭市场的高价阶段，印尼进行了特许权使用费调整，政府从煤炭税收中获得了大量资金。根据 IEA 相关数据，在印度尼西亚，出口特许权使用费总额从 2020 年度 14 亿美元增至约 2022 年度 59 亿美元。2023 年，由于出口价格的下降，印度尼西亚特许权使用费约为 43 亿美元，我们认为在国际煤炭价格趋于稳定的 2024 年，特许使用费相关的成本或将稳中有升，从而进一步推高成本。

随成本上升，2023 年印尼的低卡动力煤的价格已逼近成本曲线。根据 IEA 统计，印尼 4500 大卡以下的动力煤产能约为 1.7 亿吨。2023 年，随开采成本、运输成本以及特许使

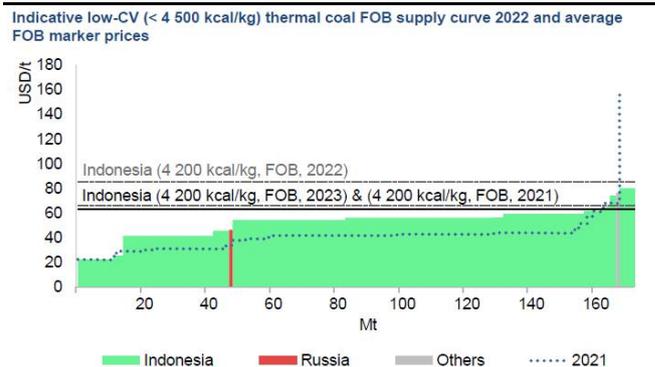
用权相关费用的支出，印尼低卡动力煤的价格已逼近成本曲线。因此，55-60 美元/吨或可作为印尼 4200 大卡动力煤价格的价格支撑。

图 73: 印尼各公司 2017-2023 年剥采比 (%)



资料来源: 印尼煤炭公司 BUMI,, Byan, Indik, GEM, ADARO, SINAR MAS, MIND ID 年报, 信达证券研发中心

图 74: 2023 年印尼低卡动力煤成本曲线



资料来源: IEA, 信达证券研发中心

四. 印尼及东南亚煤炭供需及出口格局展望

2022 年东盟煤炭消费总量为 4.13 亿吨，比 2021 年增长 14%。东盟煤炭消费量的近一半在印度尼西亚(49%)，其次是越南(20%)。2023 年，我们预计东盟消费量维持增长趋势，达到 4.49 亿吨，主要受到印度尼西亚和越南需求增量的推动。鉴于东南亚地区在全球产业链转移进程下的经济前景以及在建、拟建燃煤发电项目的数量，我们预计 2026 年需求或将达到 5.25 亿吨，2023-2026 年复合年化增长率 5.35%。

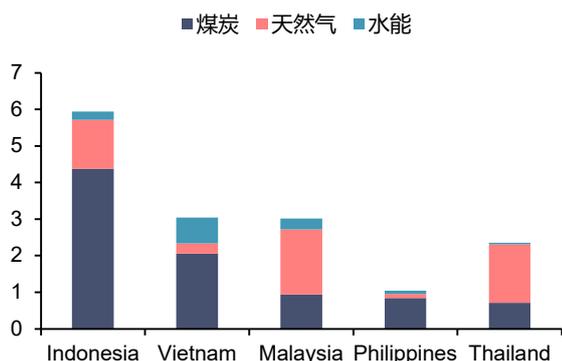
分国别来看，印度尼西亚仍将作为东盟最大的煤炭供应国以及出口国，其出口量也有望持续保持世界第一的位置。我们对印尼的煤炭消费仍然保持了较高的预期。一方面是经济增速维持较高水平带动的电煤需求，另一方面则是该国的冶金工业发展，尤其是镍铁和铝土冶炼行业的高速发展或将持续保持该国对工业能源方面的煤耗，IEA 预计印尼煤炭消费在 2026 年为 2.84 亿吨，我们预计印尼煤炭消费在 2026 年为 3.08 亿吨。

2023 年越南煤炭需求或将增加至 8900 万吨，主要是由于热浪导致夏季气温高达 44°C，从而推高了制冷需求，而低水位导致的水力发电量减少进一步推高了煤炭消耗量。2015 年之前，越南一直是煤炭净出口国，但近年来已转变为重要的煤炭净进口国，国家发电体系对煤炭的依赖程度较强。在该国建造的燃煤电厂通常为使用印度尼西亚的低卡煤而设计，预计印度尼西亚煤炭将在未来几年满足越南煤炭进口总量增长的较大比重。展望未来，越南最近根据 JETP 协议调整了未来煤电扩张目标。根据 2023 年的目标，煤炭装机容量将于 2030 年达到 30GW 的峰值，虽然与原本更为激进的煤电建设有差距，但仍意味着将比 2023 年的煤电装机容量增加 4GW。在此背景下，我们预计 2026 年煤炭消费量将增长至 1.03 亿吨。

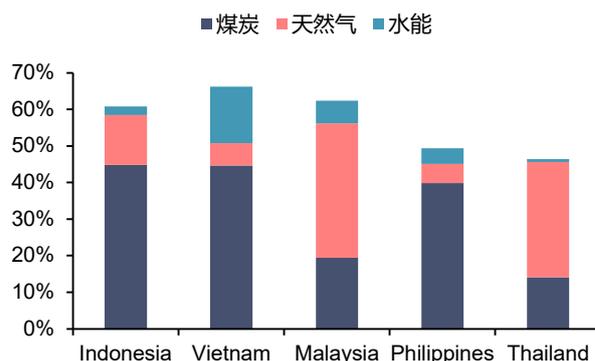
在马来西亚电力规划中，未来将不会再建设煤电装机，但其现有电厂较短的投产年限使煤炭消费和进口在未来保持稳定。马来西亚的发电结构中燃气发电占据较大比重，且国内天然气储量相对稳定。2022 年，煤炭消费在全球天然气价格上涨期间有所提高，为 3700 万吨左右，2023 年则回落至 3400 万吨左右。我们预计马来西亚的煤炭消费将在 2023-2026 维持在 3500 万吨左右。

菲律宾的煤炭消费量或将从 2022 年的 3700 万吨小幅增加至 2023 年的 4000 万吨。与越南类似，菲律宾的煤炭消费主要由发电决定，也较为依赖于从印尼进口。菲律宾计划将部署大量新的煤电项目，鉴于该国持续发展的经济前景，我们预计煤炭消耗量也会随之增加，预计在到 2026 年，菲律宾煤炭消费量上升至 4500 万吨。

泰国主要使用褐煤作为发电燃料。2022 年，泰国煤炭总消耗量为 3500 万吨，其中褐煤占 1500 万吨。在未来几年现存煤电机组容量将保持平稳微增，根据泰国的电力规划，到 2026 年褐煤发电量将扩大 0.7GW。在泰国工业产出目标的支持下，经济增长或将有效拉动电力消费。考虑到泰国天然气储量自 2010 年以来下降较明显，且天然气消费自 2018 年来呈下降趋势，我们认为泰国的煤炭消费和进口将略有增长，到 2026 年，我们预计煤炭消耗量将小幅增加至 3800 万吨。

图 75: 2022 东盟五国主要发电能源消费 (EJ)


资料来源: EI, 信达证券研发中心

图 76: 2022 东盟五国一次能源消费占比 (%)


资料来源: EI, 信达证券研发中心

根据 IEA 预测, 由于印尼国内煤炭生产成本及矿井开采潜力的问题, 印尼的煤炭产量在 2024-2026 年间以年化-3.1%的速度下降, 并在 2026 年下降至 7.05 亿吨。消费方面, 基于经济增长与金属冶炼工业的发展, IEA 预测在 2024-2026 年间印尼煤炭消费年化增速为 7.6%, 越南、菲律宾则基于国家煤电的建设保持年化 4%-5%的增速, 马来西亚与泰国则保持平稳。东南亚地区的煤炭净出口量自 2024 年开始便以较快的速度下降。

我们认为, 从以往 IEA 的预测来看, 其预测对于煤炭生产与消费的未来增长都较为保守。而我们预计印尼煤炭产量同比增速将逐年收窄但仍维持正增长, 而印尼煤炭消费在经济及增长带动的电力需求提升、以及镍、铝冶炼产业高速发展的背景下将具有更高的增速。而东南亚地区的煤炭净出口量于 2024 年达峰, 并在 2025-2026 逐步下降。

表 2: 印尼及东南亚煤炭进出口展望 (IEA 口径)

单位: 百万吨	2020	2021	2022	2023A	2024E	2025E	2026E	2020-2023 CAGR	2023-2026 CAGR
产量									
总产量	608	646	741	817	789	763	739	10.35%	-3.28%
其中: 印度尼西亚	566	614	687	775	751	728	705	11.04%	-3.10%
其中: 印尼外其它国家如越南等	42	32	54	42	38	35	34	0.00%	-6.80%
消费量									
煤炭消费总量	357	361	413	449	470	491	527	9.08%	5.48%
印尼	150	148	202	228	242	256	284	14.99%	7.60%
越南	89	94	83	89	93	98	103	-0.09%	4.99%
马来西亚	32	32	37	34	35	36	36	1.53%	1.92%
菲律宾	32	32	37	40	41	43	45	7.18%	4.00%
泰国	32	32	35	36	37	38	38	3.48%	1.82%
东盟五国外其它国家	20	22	19	22	22	21	21	2.65%	-1.54%
出口量									
印度尼西亚: 煤炭出口量 (均动力煤)	405	435	465	518	487	450	400	8.55%	-8.26%
印度尼西亚: 出口量占比	72%	71%	68%	67%	65%	62%	57%	-4.72%	-10.11%
进口量									
东盟: 总进口量	154	150	137	150	168	178	188	-0.87%	7.79%
其中: 动力煤和褐煤进口量	137	126	117	128	142	147	152	-2.24%	5.86%
其中: 2022-2026 年冶金煤进口量	17	24	20	22	26	31	36	8.97%	18.50%

资料来源: IEA, 信达证券研发中心

投资建议

东盟地区高速增长的人口与经济促进能源消费的快速提升，煤电的主体地位短期内很难动摇，而工业终端或将快速拉动煤炭消费。煤炭消费无论是在绝对量还是在能源结构中的占比均提升显著，在未来，随着全球范围内的产业链转移，以及城镇化和电气化的进一步发展，东盟的能源需求与煤炭消费将进一步提升。而煤炭是电力系统中的主体能源，在东盟发电体系中占据主导地位。而我们认为随着未来天然气储量下降、风电光伏发电发展较慢、以及部分国家煤炭装机的进一步增加，煤炭在电力系统中仍将占据主体地位；此外，东盟地区工业发展拉动能源消费的增长，尤其是工业金属行业近几年大幅提升了煤炭需求。工业金属行业在近几年发展较快，印度尼西亚正执行将国家转变为电动汽车和电池的重要制造中心的战略，截至 2023 年底，仍有较多工业金属冶炼厂在建或准备建设，而这些冶炼厂均使用自备燃煤电厂供应能源，对东盟地区的煤炭消费有快速的拉动作用。

随印尼煤炭产量达峰，东盟煤炭消费进一步增长，东南亚地区的煤炭净出口量或在未来呈逐年下降趋势。印尼是东南亚地区占主导地位的煤炭生产、出口国，其煤炭生产、出口受政策端的影响较大，近年来随成本端随产量提高较明显。在煤价中枢维持相对高位，印尼煤炭出口的盈利增长刺激产量增长，同时也导致成本增加。考虑到印尼各煤炭公司资本开支多用于基础设施、运输设施改善而非新的矿井项目。持续增长的剥采比与开采条件的恶化，逐年增长的人工成本、特许权使用费与各项税收都会推高成本，印尼各煤炭公司设定生产计划也更趋于保守。IEA 预测 2024-2026 印尼煤炭产量负增长，我们则认为印尼后续的产量增速或有所收窄但仍维持正增长。随着 2024 年后印尼供给增速逐渐收窄，印尼、越南、菲律宾等国煤炭消费的进一步提升，东南亚的煤炭净出口或呈下降趋势。

结合在我们对煤炭行业产能周期的研判，我们继续全面看多煤炭板块，继续建议关注煤炭的良好配置机遇。自下而上重点关注：一是内生外延增长空间大、资源禀赋优的充矿能源、广汇能源、陕西煤业、山煤国际、晋控煤业等；二是央改政策推动下资产价值重估提升空间大的煤炭央企中国神华、中煤能源、新集能源等；三是全球资源特殊稀缺的优质冶金煤公司平煤股份、淮北矿业、山西焦煤、潞安环能、盘江股份等；四是建议关注可做冶金喷吹煤的无烟煤相关标的兰花科创、华阳股份等，以及新一轮产能周期下煤炭生产建设领域的相关机会，如天地科技、天玛智控等。

表 3: 重点上市公司估值表

股票名称	收盘价 (元)	归母净利润 (百万元)				EPS (元/股)				PE			
		2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E	2023A	2024E	2025E	2026E
兖矿能源	24.79	20100	21100	23700	26500	2.71	2.84	3.18	3.57	9.15	8.73	7.80	6.94
陕西煤业	24.96	21239	23505	24963	26665	2.19	2.42	2.57	2.75	11.40	10.31	9.71	9.08
山煤国际	15.09	4260	3410	3527	3569	2.15	1.72	1.78	1.80	7.02	8.77	8.48	8.38
广汇能源	7.87	5173	5536	6872	8152	0.79	0.84	1.05	1.24	9.96	9.37	7.50	6.35
晋控煤业	17.57	3301	3512	3750	4060	1.97	2.10	2.24	2.43	8.92	8.37	7.84	7.23
中国神华	40.97	59694	63335	65369	67217	3.00	3.19	3.29	3.38	13.66	12.84	12.45	12.12
中煤能源	12.37	19534	20564	21414	22227	1.47	1.55	1.62	1.68	8.41	7.98	7.64	7.36
新集能源	9.70	2109	2430	2547	2904	0.81	0.94	0.99	1.12	11.98	10.32	9.80	8.66
平煤股份	13.73	4003	4591	5048	5419	1.73	1.85	2.04	2.19	7.94	7.42	6.73	6.27
淮北矿业	19.78	6225	7263	8187	9709	2.35	2.74	3.09	3.66	8.42	7.22	6.40	5.40
山西焦煤	11.01	6771	6536	6973	7390	1.23	1.15	1.23	1.30	8.96	9.56	8.97	8.47
潞安环能	22.87	7922	8092	8900	9391	2.65	2.71	2.98	3.14	8.63	8.44	7.67	7.28
盘江股份	6.25	732	1079	1540	1862	0.34	0.5	0.72	0.87	18.38	12.50	8.68	7.18
华阳股份	10.17	5179	4012	4153	4695	1.44	1.11	1.15	1.3	7.06	9.16	8.84	7.82
兰花科创	9.73	2098	1556	1889	2130	1.41	1.05	1.27	1.44	6.89	9.27	7.65	6.78
天玛智控	22.81	425	464	503	546	0.98	1.07	1.16	1.26	23.28	21.32	19.66	18.10

资料来源: Ifind, 信达证券研发中心。注: 收盘价截至 2024 年 5 月 10 日; 山西焦煤、兰花科创为同花顺一致性预测。

风险因素

世界宏观经济增速不及预期, 煤炭价格大幅下跌: 若世界经济增速放缓, 复苏不及预期, 或煤炭供给超预期, 将会使煤价下行。

印尼煤矿发生安全生产事故: 接续情况紧张, 煤炭生产过程发现安全事故致使煤炭行业政策更加严格。

东南亚能源产业政策重大调整, “能源转型”战略加速实施: 碳达峰速度进一步提前, 煤炭行业增产扩产更严格限制, 致使煤炭企业资本开支大幅下行。

印尼煤企在建矿井建设和探矿权开发进度不及预期: 探矿权开发速度不及预期, 新增矿井审批数量大幅缩减; 新矿建设速度缓慢, 影响相关设备投入与更新。

研究团队简介

左前明，中国矿业大学博士，注册咨询（投资）工程师，信达证券研发中心副总经理，中国地质矿产经济学会委员，中国国际工程咨询公司专家库成员，中国价格协会煤炭价格专委会委员，曾任中国煤炭工业协会行业咨询处副处长（主持工作），从事煤炭以及能源相关领域研究咨询十余年，曾主持“十三五”全国煤炭勘查开发规划研究、煤炭工业技术政策修订及企业相关咨询课题上百项，2016年6月加盟信达证券研发中心，负责煤炭行业研究。2019年至今，负责大能源板块研究工作。

李春驰，CFA，中国注册会计师协会会员，上海财经大学金融硕士，南京大学金融学学士，曾任兴业证券经济与金融研究院煤炭行业及公用环保行业分析师，2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力、天然气等大能源板块的研究。

高升，中国矿业大学（北京）采矿专业博士，高级工程师，曾任中国煤炭科工集团二级子企业投资经营部部长，曾在煤矿生产一线工作多年，从事煤矿生产技术管理、煤矿项目投资和经营管理等工作，2022年6月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

邢秦浩，美国德克萨斯大学奥斯汀分校电力系统专业硕士，具有三年实业研究经验，从事电力市场化改革，虚拟电厂应用研究工作，2022年6月加入信达证券研究开发中心，从事电力行业研究。

程新航，澳洲国立大学金融学硕士，西南财经大学金融学学士。2022年7月加入信达证券研发中心，从事煤炭、电力行业研究。

吴柏莹，吉林大学产业经济学硕士，2022年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭行业研究。

李睿，CPA，德国埃森经济与管理大学会计学硕士，2022年9月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

李栋，南加州大学建筑学硕士，2023年1月加入信达证券研发中心，从事煤炭行业研究。

唐婵玉，香港科技大学社会科学硕士，对外经济贸易大学金融学学士。2023年4月加入信达证券研发中心，从事天然气、电力行业研究。

刘波，北京科技大学管理学硕士，2023年7月加入信达证券研究开发中心，从事煤炭行业研究。

分析师声明

负责本报告全部或部分内容的每一位分析师在此申明，本人具有证券投资咨询执业资格，并在中国证券业协会注册登记为证券分析师，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告；本报告所表述的所有观点准确反映了分析师本人的研究观点；本人薪酬的任何组成部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体分析意见或观点直接或间接相关。

免责声明

信达证券股份有限公司（以下简称“信达证券”）具有中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。本报告由信达证券制作并发布。

本报告是针对与信达证券签署服务协议的签约客户的专属研究产品，为该类客户进行投资决策时提供辅助和参考，双方对权利与义务均有严格约定。本报告仅提供给上述特定客户，并不面向公众发布。信达证券不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。客户应当认识到有关本报告的电话、短信、邮件提示仅为研究观点的简要沟通，对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告是基于信达证券认为可靠的已公开信息编制，但信达证券不保证所载信息的准确性和完整性。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告最初出具日的观点和判断，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出现不同程度的波动，涉及证券或投资标的的历史表现不应作为日后表现的保证。在不同时期，或因使用不同假设和标准，采用不同观点和分析方法，致使信达证券发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告，对此信达证券可不发出特别通知。

在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，也没有考虑到客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。本报告所载的资料、工具、意见及推测仅供参考，并非作为或被视为出售或购买证券或其他投资标的的邀请或向人做出邀请。

在法律允许的情况下，信达证券或其关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能会为这些公司正在提供或争取提供投资银行业务服务。

本报告版权仅为信达证券所有。未经信达证券书面同意，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发布、转发或引用本报告的任何部分。若信达证券以外的机构向其客户发放本报告，则由该机构独自为此发送行为负责，信达证券对此等行为不承担任何责任。本报告同时不构成信达证券向发送本报告的机构之客户提供的投资建议。

如未经信达证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。信达证券将保留随时追究其法律责任的权利。

评级说明

投资建议的比较标准	股票投资评级	行业投资评级
本报告采用的基准指数：沪深 300 指数（以下简称基准）； 时间段：报告发布之日起 6 个月内。	买入 ：股价相对强于基准 15% 以上；	看好 ：行业指数超越基准；
	增持 ：股价相对强于基准 5%~15%；	中性 ：行业指数与基准基本持平；
	持有 ：股价相对基准波动在 ±5% 之间；	看淡 ：行业指数弱于基准。
	卖出 ：股价相对弱于基准 5% 以下。	

风险提示

证券市场是一个风险无时不在的市场。投资者在进行证券交易时存在赢利的可能，也存在亏损的风险。建议投资者应当充分深入地了解证券市场蕴含的各项风险并谨慎行事。

本报告中所述证券不一定能在所有的国家和地区向所有类型的投资者销售，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业顾问的意见。在任何情况下，信达证券不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，投资者需自行承担风险。