



“一带一路”绿色发展国际联盟  
2020年政策研究专题报告

# 《“一带一路”绿色能源与环境分析报告》

## ——东南亚电力基础设施发展的现状和展望

---

2020年12月



2019年4月,中外合作伙伴在第二届“一带一路”国际合作高峰论坛期间共同启动“一带一路”绿色发展国际联盟(简称绿色联盟)。绿色联盟旨在建设政策对话和沟通平台、环境知识和信息平台、绿色技术交流和转让平台,促进实现“一带一路”绿色发展国际共识、合作和行动。

当前,电力基础设施已成为中国对外投资合作的重要领域,在“一带一路”基础设施互联互通中起着至关重要的作用。如何通过政策组合,使资金流向更为低碳绿色的可再生能源基础设施,不仅对于东南亚能源的绿色转型和可持续发展目标的实现至关重要,也是建设绿色“一带一路”的应有之义,有助于提升中国在国际治理中的绿色影响力和引领作用。

绿色联盟《“一带一路”绿色能源与环境分析报告》首先回顾东南亚电力基础设施发展现状以及电力发展相关规划和政策,然后梳理中国支持海外基础设施发展和投资合作的相关政策,分析中国在东南亚电力基础设施投资中发挥的作用。在此基础上,从资源禀赋、技术、资金、成本、基础设施、制度和政策等多个角度总结东南亚电力低碳清洁化的机会和挑战,并提出中国与东南亚国家合作促进电力基础设施低碳转型的建议。

“一带一路”绿色发展国际联盟秘书处 乔宇杰女士  
电话:+86-10-82268647  
传真:+86-10-82200535  
地址:中国北京西城区后英房胡同5号  
邮编:100035  
网址:<http://www.brigc.net/>  
电子邮件:[brigg@fecomee.org.cn](mailto:brigg@fecomee.org.cn)  
[briggsecretariat@163.com](mailto:briggsecretariat@163.com)





## 研究团队\*

邹 骥	能源基金会首席执行官兼中国区总裁
钟丽锦	能源基金会总裁办主任
董 钺	能源基金会气候变化国际事务研究员
辛嘉楠	能源基金会气候变化国际事务主管
张笑寒	能源基金会总裁办公室项目经理
赵文博	能源基金会总裁办公室项目助理经理

\* 研究团队的成员和顾问以其个人身份参加研究工作，报告中表达的观点不代表其所在单位及“一带一路”绿色发展国际联盟观点。



# 目录

执行摘要.....	iii
前言.....	1
<b>第一章 东南亚电力基础设施发展和外商投资状况.....</b>	<b>3</b>
一. 东南亚能源消费特点.....	3
二. 东南亚电力基础设施特点.....	4
三. 东南亚国家推动清洁电力基础设施建设的相关政策.....	9
四. 东南亚电力市场特点.....	15
<b>第二章 中国支持东南亚电力基础设施发展的 现状和趋势.....</b>	<b>20</b>
一. 中国海外投资相关政策.....	20
二. 中国海外电力投资逐年增长，投资逐步趋向可再生能源.....	23
三. 中国支持东南亚电力基础设施建设发展的现状.....	24
四. 中国参与推动东南亚电力基础设施低碳转型的机遇和挑战.....	26
五. 中国与东南亚绿色能源合作前景广阔.....	34
<b>第三章 建议.....</b>	<b>36</b>
一. 对推动东南亚地区电力基础设施可持续发展的建议.....	36
二. 对中国参与东南亚电力基础设施低碳转型的建议.....	37
<b>附录一. 国别案例——印度尼西亚.....</b>	<b>41</b>
<b>附录二. 国别案例——泰国.....</b>	<b>48</b>
<b>附录三. 国别案例——马来西亚.....</b>	<b>52</b>
致 谢.....	57
参考文献.....	58



## 执行摘要

随着“一带一路”倡议的推进和深化，基础设施互联互通不断加强，产业投资不断拓展。“一带一路”沿线国家经济社会发展快速，能源电力需求持续增长，沿线国家正积极推动国内电力基础设施建设并完善能源电力市场和产业链。中国在推动国内能源转型和电力部门低碳发展过程中，积累了丰富的政策制定和基础设施投资建设经验，国内资本和相关企业积极参与国际产能合作，深入开展项目对接。在国内外政策和市场的双重驱动下，电力基础设施已成为中国对外投资合作的重要领域，在“一带一路”基础设施互联互通中起着至关重要的作用。

东南亚能源资源丰富且发展潜力巨大。随着全球一体化进程的加快和区域内经济社会的迅速发展，东南亚已经成为全球可再生能源和化石能源电力基础设施投资的热点区域。但东南亚资源禀赋、能源安全和电力可及目标等方面的特点，决定了大多数国家的能源规划在中短期内依然以化石能源发电为主导，不利于该区域及全球应对气候变化和可持续发展目标的实现。因此，通过政策组合工具和国内外合作，动员国内外资金流向更为低碳绿色的可再生能源基础设施，对于东南亚能源电力绿色转型非常重要。同时，中国也需通过完善对外投资政策，引导投资者充分考量其投资业务中的环境、气候、能源等风险，促进对外投资的高质量和可持续发展，在国际治理中发挥其绿色影响力和引领作用。

基于此，本报告在梳理东南亚能源电力政策、目标、现状与趋势，以及中国对外投资战略规划、政策体系、参与东南亚电力基础设施发展现状的基础上，分析中国参与东南亚电力基础设施发展的机遇与挑战，并选择印度尼西亚（以下简称“印尼”）、马来西亚和泰国三个国家做了具体阐述，为中国政府与东道国在电力基础设施投资领域进行合作、制定并完善对外投资政策，以及中国投资者参与东南亚电力投资提供建议和参考。本报告发现如下：

- 1) **东南亚电力基础设施发展现状：**可再生能源资源丰富、种类繁多，具有较大开发潜力，但各国资源禀赋和开发条件差异较大；区域电力需求较大，电力可及性有待提高，中短期内依然以煤电为主，但可再生能源发电正稳步上升；电力投资缺口较大，是世界上电力市场发展最具前景的区域之一。投资是《东盟能源合作行动计划 2016—2025》（APAEC）成功实施的重要因素。东盟要想实现《东盟能源合作行动计划 2016—2025》中制定的各项目标，到 2025 年共计需要 2900 亿美元的资金支持，电力部门所需的资金量占其中的 75%。



- 2) **东南亚清洁低碳发展目标、政策和措施:** 环境标准体系和相关制度已基本建立,但实施与执行力度不够;各国已签署《巴黎协定》并制定了国家自主贡献,推动可再生能源发展均是其应对气候变化行动的重要举措。可持续能源发展和气候变化减缓行动紧密相连,有效应对气候变化需要能源和气候政策之间的高度统一。
- 3) **东南亚能源电力行业政策现状:** 多数国家电力市场化程度较低,缺乏竞争激励机制,“垂直一体化/单一买方”是最为常见的市场模式;提高能源供给和电力可及性仍是多数国家电力发展的重点目标;可再生能源发展受到重视,各国在国家计划和政策中设定可再生能源发展目标并落实相关举措;推动区域电网互联、能源一体化。结合各国经济社会发展优势和能源优势,实现资源的优化配置,构建互联互通的清洁能源电力输送格局是东南亚能源电力发展的重点。
- 4) **东南亚电力市场外商投资状况:** 东南亚是世界上电力市场发展最具前景的区域之一,区域基础设施较为薄弱,发展潜力巨大;外商投资以煤电为主,可再生能源投资吸引力逐渐加强,中国是区域电力市场主要参与者。自2003年以来,中国在东南亚电力部门的投资总额已达66亿美元,占其全球电力部门投资总额的48%。外商投资项目环境社会影响的信息透明度有待提高。
- 5) **绿色已成为中国对外投资战略的重要内容,**中国在“一带一路”倡议框架下出台了一系列战略合作规划和构建绿色金融体系的政策框架。东道国普遍认为中国电力行业发展政策和投资建设经验对东南亚有较强的借鉴意义,希望双方在政策实施和能力建设方面有更多的交流和合作,也希望中国政府和企业与当地利益相关方加强互动和沟通,增强互信,共同推动电力基础设施的绿色发展,及时消除因透明度不高而产生的误会或纠纷。
- 6) **东南亚地区电力基础设施低碳转型的机遇和挑战**

**机遇:** 一是,东南亚可利用的可再生能源资源丰富,各国资源禀赋和开发条件差异较大且可再生电力行业处于不同发展阶段,多数国家开发潜力较大。二是,东盟成员国制定了明确的、积极的可再生能源发电目标,为可再生能源发展注入政策动力。东盟确定了到2025年可再生能源在一次能源结构中占比达23%的目标,各成员国在此基础上制定了国内目标并采取一系列措施促进可再生能源的发展。三是,可再生能源发电政策风险较小,未来经济性优势会愈发明显,必将推动可再生能源进一步发展。近年来全球以及东南亚地区的可再生能源发电成本大幅下



降，而且有望持续下降，例如东南亚地区光伏平准化度电成本（LCOE）在过去五年间下降了65%，风电成本也降至与煤电成本相当。如果未来考虑碳排放纳入发电成本核算，煤电成本有可能超过可再生能源发电成本。四是，绿色金融的发展正推动金融机构从化石能源撤资，撬动资金流向可再生能源。相关金融机构在国家政策指引下构建绿色信贷政策和环境社会风险管理体系，并逐步应用于境外投资项目中。

**挑战：**一是，东道国管理体制仍以垂直一体化模式为主，缺乏市场定价机制。垂直一体化模式容易导致市场垄断，带来经济上的低效率，部分国家缺乏市场定价机制，政府在电力定价方面仍发挥主导作用。二是，能源、电力政策及支持机制缺乏稳定性和一致性。各国虽积极建立和改善外商投资环境并制定一系列配套政策，但政策实施不利且变动频繁，严重影响外国投资者的投资信心，削弱当地电力行业的投资吸引力。三是，保障机制不足，行政审批复杂，政府部门之间难以协调。四是，投资和研发资金不足，融资渠道有限，产业基础薄弱且专业人才缺乏。可再生能源发电在东盟属于资本密集型产业，缺乏资金支持和融资渠道会在很大程度上影响行业的投资吸引力。尽管区域劳动力丰富，但缺乏具备技能的熟练劳动力，再加上产业基础薄弱，缺乏成熟的产业链，从而影响可再生电力的大规模推广。五是，电网基础设施陈旧。东南亚整体电力网架结构较弱，高电压等级的线路较少，各国电力互联互通有限，电网调峰能力有限，一定程度上制约了可再生能源的发展。六是，可再生能源成本下降迅速，但与化石能源发电相比经济竞争力短期内依然不足。

针对以上现状和问题，本报告对东道国和中国绿色电力基础设施合作提出以下建议：

- 1) **对东盟及其成员国推动区域内电力基础设施可持续发展的建议：**东盟成员国需在区域规划基础上通过科学研究制定适当的可再生能源发展规划和具体措施，充分发挥智库、平台和网络的作用，促进东盟内外部经验互鉴与知识分享。在整体规划基础上，制定适合本国能源电力可持续发展的具体解决方案。此外，东盟各成员国应推动国内投资环境进一步改善，推动实施更为合理有效的可再生能源发电支持政策。东盟各国应在经验互鉴和整体规划的基础上，在区域内和国际支持下，研究分析本国具体情况，推动出台更为合理有效的外商投资法规及优惠政策，以及可再生能源上网电价政策和相关配套措施。





- 2) **中国参与东南亚地区电力基础设施低碳转型的建议：**一是，应将环境和气候作为对外投资政策修订的重要考量因素。引导公共资金和私人资本在对外合作过程中有效管理潜在的环境、气候风险，推动中国对外投资高质量、可持续发展。应加强与东南亚的战略合作，为当地可再生能源发展规划及路线图提供技术和资金支持。在战略规划层面与东道国开展深度合作，推动与东南亚的清洁能源、电力领域的政策交流和合作；重视对外援助在推动当地总体规划和动员资金流向方面的重要性，通过援助帮助区域提升战略规划和行业部署等能力。二是，**中国投资者要注重对境外投资项目的环境社会影响进行评估**，确保促进当地经济社会环境的可持续发展。在国家绿色信贷政策和对外投资法规指引下，积极推动环境社会风险管理体系的建立和实施。三是，**中国政府和企业都应重视和加强与当地的交流和沟通**。中国政府应借助东亚峰会清洁能源论坛、大湄公河次区域能源合作等多种双边和多边平台，加强与东南亚各国中央和地方政府的沟通和交流。充分发挥中国在清洁电力技术、产业绿色转型、专家等方面的优势，加强对东南亚国家的专业人员培训、项目示范等。企业要注重做好宣传工作，加强与所在国政府、工会组织等有关社会团体及当地媒体的沟通交流，多宣传企业为促进当地社会经济发展所做的贡献，争取当地各界对企业的理解和支持。四是，**中国和东盟应积极开展绿色金融合作**，携手继续推动积极构建“一带一路”绿色融资体系，为东道国电力基础设施绿色转型和应对气候变化提供资金保障和支持。同时推动中国对外投资高质量发展，实现从投资大国向投资强国的转变。





## 前言

中国于 2013 年提出“一带一路”倡议，为中国和沿线国家及全球合作促进可持续发展提供了广阔前景。“一带一路”倡议自提出以来就备受国际社会关注，期望中国发挥在全球气候治理中的领导作用，通过“一带一路”倡议带动沿线国家的低碳经济转型，同时也期待与中国共同发展广阔的绿色低碳市场。

“一带一路”倡议对于中国海外基础设施合作起到了积极的推动作用，中国一再强调绿色发展在“一带一路”建设合作中的必要性、重要性和紧迫性。2015 年，国家发展和改革委员会、外交部和商务部联合发布《推动共建丝绸之路经济带和 21 世纪海上丝绸之路的愿景与行动》，明确表示要强化基础设施绿色低碳建设和运营管理，在建设中充分考虑气候变化影响，保护投资所在国生态环境，合理有效地开发利用当地资源能源，促进当地社会经济发展，与投资所在国共商、共建、共赢。2017 年发布的《关于推进绿色“一带一路”建设的指导意见》和《“一带一路”生态环境保护合作规划》明确了绿色“一带一路”建设的总体思路和路线图，也对加强海外投资的环境社会风险管理和促进绿色金融体系发展作出了明确的要求。

东南亚是世界第三大人口集聚区域，第六大经济体，是当前全球经济发展最为活跃的区域之一。东南亚地区是中国长期的合作区域，也是“一带一路”建设重点区域。随着经济社会快速发展，近年来东南亚地区电力消费需求和煤炭消费需求高涨，但当地电力基础设施欠发达且开发水平落后，电力供给缺口较大且开发资金短缺。东南亚国家大多位于生态环境敏感区和脆弱区，应对气候变化的水平较低。但为实现区域电力可及目标和能源电力安全，东南亚国家在经济迅速发展、温室气体排放与日俱增的情况下，依然将化石燃料作为其未来电力基础设施的主要发展目标。在全球应对气候变化以及局地环境污染压力增加的背景下，东南亚快速增长的煤电装机容量受到全球关注。与此同时，需要引起关注的是，东南亚地区拥有丰富的可再生能源资源，开发潜力巨大，且已成为全球可再生能源投资的热点区域。虽然东南亚各国为推动能源电力结构改革和可再生能源发展制定了一系列政策，但是各国在发展可再生能源方面仍然存在人力资源短缺、资金短缺、技术手段落后、法规体系和发展规划不完善等诸多问题，可再生能源投资存在着相当的风险和挑战。实现电力行业的可持续发展对东南亚实现经济社会发展、保护生态环境和人民健康、有效应对气候变化至关重要。东南亚各国也需要进一步改善投资环境，吸引国际资本并撬动社会资本参与可再生能源发展。



中国的国内可再生能源投资居世界领先地位，近年来，中国在国际可再生能源市场的份额也逐年增长，并成为世界可再生能源需求解决方案和行业先进技术的主要供给方之一，中国大型企业在全球可再生能源价值链中也处于领先地位。2016年，中国可再生能源项目对外投资跃增60%，达到320亿美元；2017年年初，中国宣布到2020年将为可再生能源行业提供3600亿美元资金支持，并废除了原本拟建85家燃煤发电厂的计划（来源：世界经济论坛）。几十年来，中国电力企业在建设投资、施工设计、设备制造等方面积累了丰富的丰富经验，具备了较强的海外投资出口动力和实力。东南亚是中国电力海外投资经验最为丰富的地区，中国企业主要通过工程建设、设备输出、股权并购等方式参与东南亚电力基础设施市场。东南亚产业基础较差，基础设施建设比较滞后，为中国企业投资大型基础设施项目提供了机遇。然而，中国目前对外可再生能源投资面临很多障碍，如融资成本高、融资渠道和金额较少、投资回报与风险承担不匹配、对外投资风险较大且风险管控较难、“一带一路”沿线国家可再生能源规划和目标不明确且扶持政策不足、贸易和技术壁垒等，某种程度上影响了中国在东南亚可再生能源投资的发展。

为了识别并深入了解在应对气候变化背景下“一带一路”沿线国家电力基础设施发展现状和问题，以及电力行业投资存在的主要障碍和挑战，为中国对外电力投资发展提供政策建议和参考，本报告以中国在“一带一路”倡议下的重点合作和投资区域——东南亚为例，通过文献调研、专家访谈等方式对相关内容进行整理、分析和总结。报告主要内容分为四部分：第一章介绍东南亚能源需求变化特点和电力基础设施发展现状，包括东南亚地区电力市场特点、推动清洁低碳电力的规划目标与相关政策梳理，以及鼓励外商投资电力市场的相关政策等；第二章主要分析中国的海外投资政策，以及在东南亚电力基础设施市场的参与现状、面临的机遇与挑战；第三章为中国政府、对外投资者和东道国利益相关方如何通过合作交流推动该区域能源电力绿色转型及可持续发展提供建议和参考；同时，为了深入了解中国参与东南亚电力基础设施投资的机遇和挑战，为中国政府和投资者对外投资时规避风险提供参考，附录部分选取了三个营商环境相对较好、可再生能源发电行业前景广阔的国家——印度尼西亚、泰国和马来西亚，就其国内能源发展现状和趋势、可再生能源现行政策和中国在该国进行投资时存在的障碍进行了简要分析。

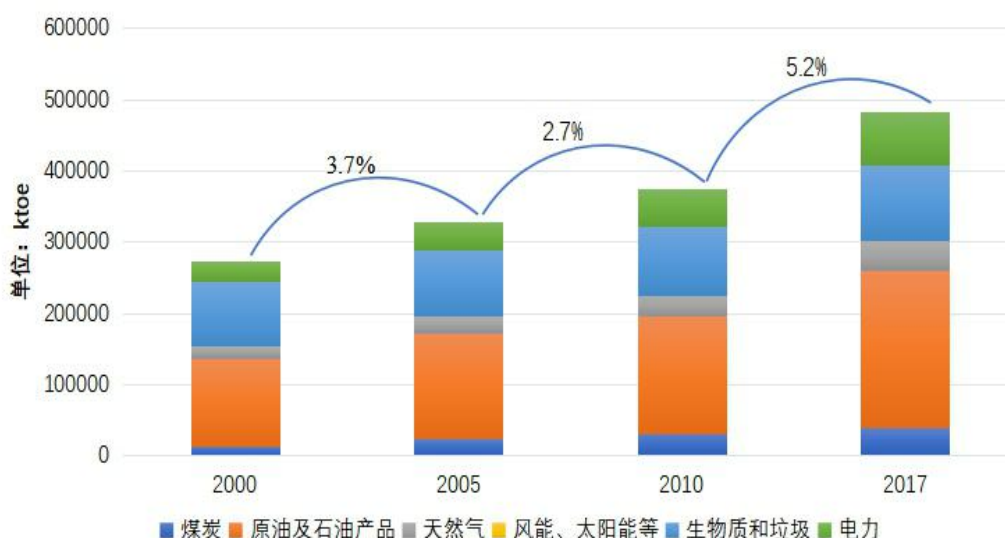


# 第一章 东南亚电力基础设施发展和外商投资状况

## 一. 东南亚能源消费特点

能源消费增长迅速，以化石能源为主。东南亚能源消费增长迅速，化石燃料自产量已无法满足日益增长的消费需求。区域基础设施和制造业的迅猛发展，加上城市化进程加快、人口增长及居民生活消费水平提高，使得区域内对能源电力的需求与日俱增。自2000年来，东南亚一次能源消费需求增长已超过80%，年均增长率为3.4%，远超同时期的全球平均年增长率（2%）（详见图1-1）。

图 1-1 东南亚国家一次能源消费需求增长情况



（数据来源：IEA，东帝汶和老挝数据缺失）

能源需求的增加推动了化石燃料的开发和生产，特别是石油。目前，东南亚已成为化石燃料净进口区域。除印尼为煤炭净出口国外，其他东南亚国家均为煤炭净进口国 (ACE & CETERI, 2019)，2018 年马来西亚煤炭净进口量超过 3000 万吨，泰国、越南和菲律宾超过 2000 万吨，其余国家均低于 1000 万吨。财务收益是东南亚地区煤炭行业持续发展的重要驱动力之一。

东南亚国家能源消费长期以化石能源为主，可再生能源消费占比较低。2018 年，化石燃料消费占该地区一次能源消费的 75%。石油是东南亚能源结构中最重要的一部分，而煤炭是 2000 年以来增长最快和最多的能源。可再生能源<sup>1</sup>目前仅满

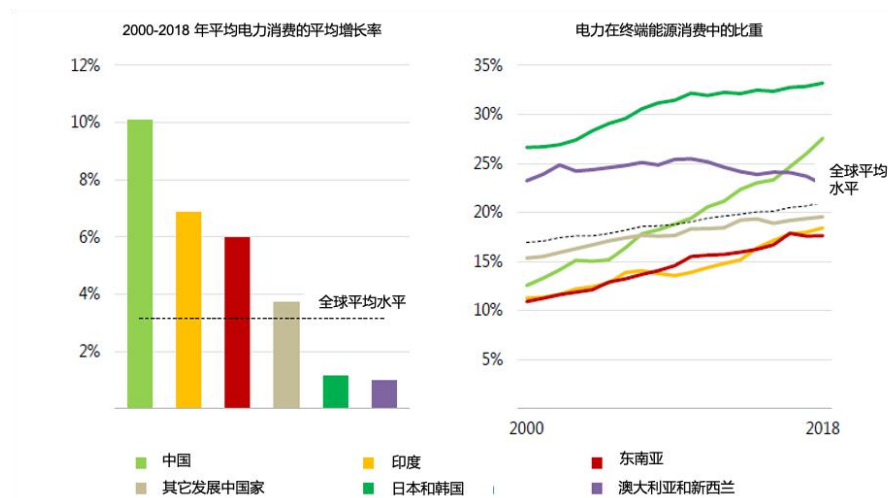
<sup>1</sup> 不包括固体生物质用于烹饪的传统生物质使用。



足约 15% 的区域能源需求 (IEA, 2019)。2000 年以来, 东南亚水力发电量翻了两番, 现代生物质能源在供暖和运输中的使用也迅速增加。尽管成本不断下降, 太阳能光伏 (PV) 和风能的贡献仍然很小。此外, 车辆和家用电器的效率正成为能源消费趋势的关键变量。自 2000 年以来, 东南亚地区汽车拥有量约增加了两倍, 燃油消耗相应增加了一倍。在建筑领域, 过去二十年, 建筑物照明、电器和设备用电平均每年增长 6%。因空调及其附属设备的用电量几乎增加了三倍, 住宅空间制冷需求极为强劲。

**实现电力普遍可及是各国基本任务, 电力消费需求激增。**近年来, 东南亚致力于推动实现在 2030 年电力普遍可及的目标, 电力需求以年均 6% 的速度增长, 远高于世界平均水平, 是世界上电力需求增长最快的地区之一 (见图 1-2)。据《东南亚能源展望 2019》预测, 到 2040 年, 东南亚电力消费量将翻番, 年均增长率是世界其他地区的两倍, 约为 4%。

图 1-2 2000—2018 年亚洲各经济体电力消费的平均增长率与电力在终端能源消费中的比重



(数据来源: IEA, 东南亚能源展望 2019)

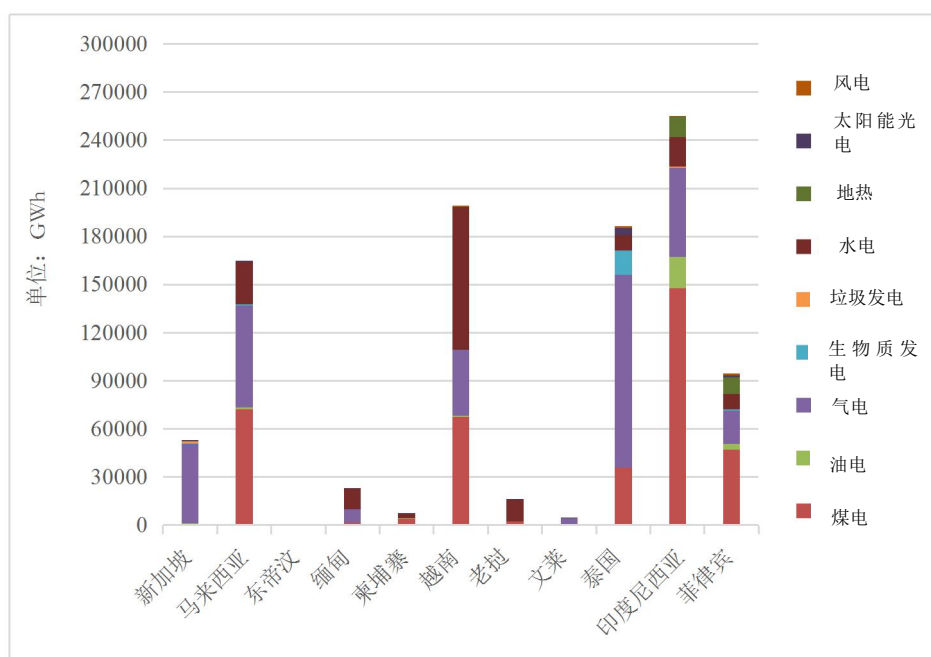
## 二. 东南亚电力基础设施特点

**电力装机容量和发电量持续上升, 煤电装机容量增长迅速。**为满足快速增长的电力需求, 东南亚地区的电力装机容量和发电量持续上升 (见图 1-3、图 1-4 和图 1-5)。2004—2015 年, 区域总装机容量由 90.598GW 上升到 206.818GW, 年增长率约 7.75%, 其中, 燃煤装机容量上升迅速, 已成为东南亚地区最主要的发电方式。截至 2017 年, 东南亚地区的电力总装机容量达 240GW, 同年煤电和可再生能源新增装机容量占新增装机总量的 70%。可再生能源装机容量也在稳步上升, 由 2000



年的 33GW 增加到 2019 年的 72.3456GW，但在总装机容量中的占比依然较小。从发电量来看，东南亚国家发电量自 2000 年以来持续上升，2017 年总发电量超过 1000 亿 kWh<sup>2</sup>，化石能源发电量占 76.6%（燃气发电量、燃煤发电量、燃油发电量分别占 37.76%、36.19%、2.65%），可再生能源发电量占比 23.4%，其中，水电（包括小水电）发电量占可再生能源总发电量的 18.25%，地热能和生物质发电量占比分别为 2.30%和 1.78%，风电和太阳能占比仅为 0.63%和 0.25%(IEA, 2017)。2018 年，东南亚是全球少数几个燃煤电厂发电量在发电总量中占比上升的区域之一。根据东南亚现有电力发展规划，未来该区域依然将以燃煤发电为主。目前，电力在终端能源消费中占比为 18%，低于其他大多数地区的水平，但这一比例将迅速上升并在 2040 年达到 26%，达到全球平均水平。截至 2018 年，东南亚可再生能源发电占比已提高到约 24%，但在现有政策情景下，根据区域电力需求增长趋势预测，截至 2040 年，东南亚可再生能源发电占比将达到 30%。

图 1-3 2017 年东南亚各国发电量和发电结构



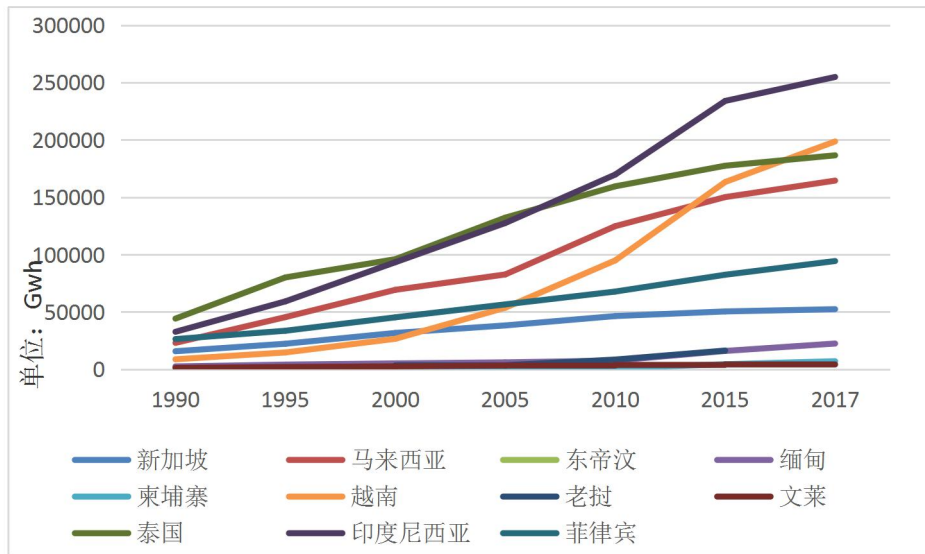
(数据来源: IEA, <https://www.iea.org/statistics/>)

<sup>2</sup> 东帝汶数据缺失，未考虑，老挝为 2015 年数据。





图 1- 4 东南亚各国 1990—2017 年总发电量



(数据来源: IEA, <https://www.iea.org/statistics/>)

图 1-5 2000—2018 东南亚发电量结构变化



(数据来源: IEA, 东南亚能源展望 2019)

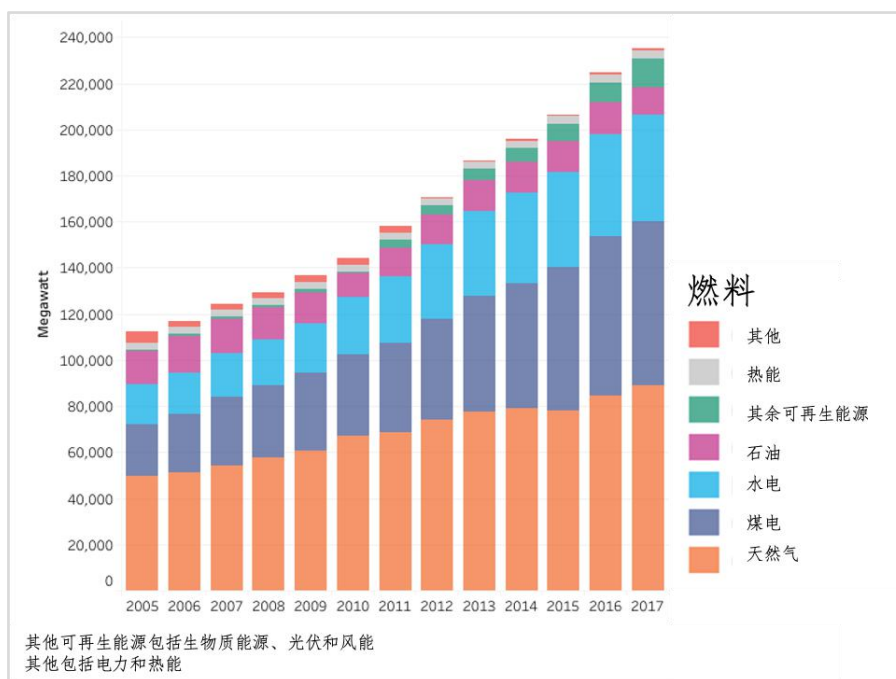
**电力基础设施建设资金短缺。**随着东南亚经济社会发展、城市化持续加快、人口快速增长和生活水平提高，区域电力基础设施建设和发展的需求不断增长，但由于各国电力基础设施欠发达、开发水平落后、电力供给不足，可用电力与建设开发资金短缺，区域内电力基础设施缺口较大。据国际能源署（IEA）预测，从 2018 年到 2040 年，东南亚需要 1.2 万亿美元的投资才能实现其电力部门现代化。以可再生能源为例，国际可再生能源机构（IRENA）2016 年发布的报告称，东南亚国家至少需要 2900 亿美元的资金量，才能满足 2025 年可再生能源占一次能源比



例达 23%的发展目标。

**煤电技术以亚临界为主，能效技术潜力较大。**东南亚目前主要通过煤电满足其持续增长的电力需求。如图 1-6 所示，截至 2017 年，煤电装机容量占区域电力总装机容量的 31.1%。印尼、马来西亚、菲律宾、泰国、越南等国的煤炭消费量占区域煤炭消费总量的 98%。预计未来十几年，印尼、马来西亚、菲律宾、泰国和越南等国能源结构将仍会以煤炭为主。根据 2019 年 ACE 发布的《东盟清洁煤炭利用路线图》，上述五个东盟成员国正制定煤炭需求规模和煤电未来装机容量计划（详情见表 1-1，图 1-7），进一步加强煤炭在其能源消费中的主导地位。

图 1-6 东南亚国家（不包含东帝汶）电力装机结构中煤炭消费量



(数据来源: ACE, 2019)



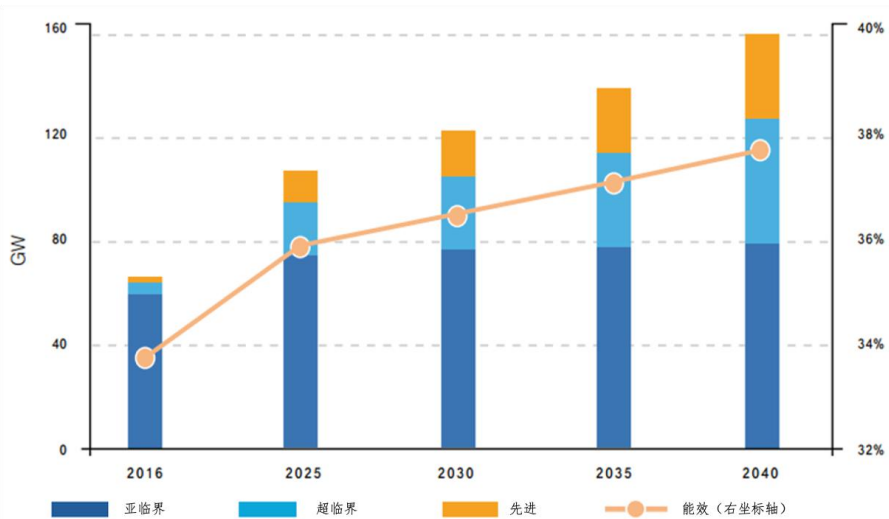


表 1-1 部分东南亚国家煤炭利用目标规划

国家	煤炭需求	煤电装机容量	煤炭路线图和计划
印尼	2027 年, 1.44 亿吨	2027 年达 57008MW, 或占总装机容量容量的 48.8%	印尼国家电力商业计划 (RUPTL2018—2027)
越南	2035 年, 0.8694 亿吨	2035 年达 60530MW, 或占总装机容量容量的 35.3%	越南国家能源发展规划 2016—2025 越南能源展望 2017
马来西亚	2034 年, 一次能源消费占比 54%	2020 年达 13146MW	第十一个马来西亚规划 2016—2020
泰国	2036 年, 一次能源消费占比 23%	2036 年达 9606MW, 或占总装机容量容量的 13.7%	泰国电力发展规划 2015-2036
菲律宾	2030 年, 18.12Mtoe	2030 年达 19228MW	菲律宾能源规划 2016-2030 菲律宾电力发展规划 2016-2040

(数据来源: ACE, 2019)

图 1-7 东南亚国家煤电机组预计装机容量和能效



(数据来源: ACE, 2019)

为了推动煤炭成为区域主要能源且提高能效, 东南亚预计建立一个有条件的资金转账计划, 以此促进清洁煤炭技术发展。清洁煤炭利用的五个主要目标为: 提升清洁煤电技术(CCT); 提高公众对于煤炭利用效益的意识水平; 促进东南亚内部煤炭交易和清洁煤电技术投资; 推动政策研究, 促进煤炭发展、利用和能力建设; 建立功能全面的东南亚煤炭数据和信息系统(ACDIS)。促进清洁煤炭利用有助



于实现减少煤电和其他化石燃料发电资金支持的全球承诺。

### 三. 东南亚国家推动清洁电力基础设施建设的相关政策

化石能源在东南亚能源发展中的重要地位在中短期内较难改变，但是东南亚国家也一直在致力于推动电力结构的清洁化，并制定了相关政策推动清洁煤炭使用、发展可再生能源、普及能效技术和加强环境监管。

#### (一) 低碳发展目标、政策与措施

东南亚各国的气候变化目标以及主要的能源应对措施和政策各有区别：新加坡和马来西亚使用排放强度减排指标；缅甸和老挝则只有政策行动，没有设立量化的减缓目标；文莱、菲律宾、柬埔寨三国因极易受气候变化影响，减排积极性较高，相对基准情景的绝对量减排高达 60%~70%。东南亚各国减排目标和主要举措具体见表 1-2。

表 1-2 东南亚各国国家自主贡献承诺的气候目标

国家	减缓气候变化目标	主要的能源政策与措施
文莱	(与 2015 年基准情景相比)到 2035 年,能源消耗减少 63%,可再生能源发电量占总发电量的 10%;早高峰车辆产生的 CO <sub>2</sub> 排放量减少 40%;森林覆盖率达到 55%	推动太阳能发电技术发展;利用 10~15MW 废能资源的潜力;能源强度目标:以 2005 为基准年,减少 45%的单位国内生产总值的石油当量/吨;制定能效和节能政策和法律;陆地运输白皮书
菲律宾	到 2030 年,温室气体排放量相对于基准情景(BAU)降低 70%	2011 年国家气候变化行动计划;2000 年生态固体废物管理法;2006 年生物石油法;2008 年可再生能源法
马来西亚	碳排放强度到 2030 年在无条件情景下降低 35%,有条件情景下降低 45%(基准年为 2005 年)	国家石油政策(1975),国家能源政策(1979),国家资源枯竭政策(1980),四种燃料多样化政策(1981),国家森林政策(1992 年修订),国家生物多样性政策(1998),物种燃料政策(2001),国家环境政策(2002),国家固体废物管理战略计划(2005),国家生物燃料政策(2006),国家能源政策(2008),国家绿色技术政策(2009),国家气候变化政策(2009),新经济模型、政府转型计划和经济转型计划(2010),可再生能源政策和行动计划(2010),低碳城市框架(2011),国家汽车计划(2014)
柬埔寨	2020—2030 年,与基准年排放相比,无条件情景下最多减排 27%,其中能源工业 16%、制造业 7%、交通 3%、其他部门为	制造业、能源和交通部门气候变化行动计划(2014—2018),在网和离网可再生能源发电,推动终端能效,制造业可再生能源和能效利用,



	1%;有条件情景下:森林覆盖率达到 60%,土地利用、土地利用变化和林业减排 57%	大众公共交通,通过环保驾驶、混合动力车、电动车和自行车的使用,改善交通能效,提升建筑和炉灶能效,利用生物发酵和滤水器降低废物排放,太阳能灌溉
新加坡	2030 年碳排放强度与 2005 年相比降低 36%,并在 2030 年左右实现排放达峰	国家气候变化战略 2012,可持续新加坡蓝图 2015,提升太阳能光伏部署,2030 年,预计可再生能源发电量将达到新加坡电力需求峰值的 8%
泰国	无条件情景下:截至 2030 年,温室气体减排 20%;有条件情景下:温室气体减排 25%	电力发展计划 B.E. 2558-2579 (2015—2036),泰国智慧电网发展总体规划 B.E. 2558-2579,替代能源发展规划,能效规划,环境可持续交通系统规划 B.E. 2556-2573 (2013—2030),气候变化总体规划 B.E. 2558-2593 (2015—2050),国家工业发展总体规划 B.E. 2555-2574 (2012—2031),废物管理路线图,国家能源目标:到 2036 年可在再生能源发电份额占 20%;可再生能源在最终能源消费中占比达 30%;在 2010 年水平上,能源强度降低 30%
越南	到 2030 年,在无条件情景下,温室气体排放与基准情景水平相比减少 8%,能源部门能源强度降低 20%;有条件情景下,温室气体排放减少 25%,排放强度降低 30%	能源经济和有效利用法 (6/2010);国家气候变化战略 (12/2011);国家绿色增长战略 (9/2012);温室气体排放管理;碳信用世界市场交易活动 (11/2012);推动能源生产和消费中新能源和可再生能源的有效开采和份额;改善能源使用效率和有效性,减少能源消耗;调整工业和交通部门燃料结构
印度尼西亚	到 2030 年,无条件情景下,温室气体排放减少 29%;有条件情景下,温室气体排放减少 41%	新能源和可再生能源在一次能源供给中所占份额:2025 年至少 23%,2030 年至少 31%;与基准情景相比较的气候减缓行动;清洁煤电技术利用;可再生能源发电 (7.4GW, 132TWh);交通领域中生物燃料的使用 (90%, 100%);额外的天然气配气线路;额外的压缩天然气燃料站
缅甸	截至 2030 年:水电发电量为 9.4GW,农村电气化能源至少 30%来自可再生能源;工业过程中电力消耗节能潜力达 20%,2016—2031 年间分发约 260000 个炉灶	国家能源政策;长期能源总体规划草案;国家电气化总体规划草案;农村电气化规划草案;国家能效和节能政策、战略和路线图
老挝	政策行动,没有设立定量化的减缓目标	到 2025 年,可再生能源 (<15MW) 在能源消费总量中占比提高到 30%;生物燃料在交通燃料需求中所占份额增加到 10%;到 2020 年,90%的农村用户可使用电网电力,减少离网燃料消费;建设大装机水电厂 (>15MW),为邻国提供清洁电力,到 2020 年达 5500MW



（数据来源：东南亚各国国家自主贡献报告，东盟能源合作行动计划 2016—2025）

能源部门在实现《巴黎协定》目标过程中的作用毋庸置疑，可持续能源发展和气候变化减缓行动紧密相连，有效的气候变化减缓框架需要能源和气候政策之间的高度统一。应建立有效的协调框架，促进能源和气候政策制定者之间更紧密的交流与合作。《东盟能源合作行动计划 2016—2025》<sup>3</sup>普遍被认为是东南亚对全球气候行动的联合申明，是该区域应对气候变化行动的关键策略，实现行动计划目标也体现东盟成员国对国际应对气候变化行动的贡献。该行动计划以“提升东盟能源互联互通和市场统一，实现安全的、可及的、可负担的和可持续的能源系统”为主旨，指出能源对于将东南亚建设成为系统的、有竞争力的和具有韧性的区域这一目标的实现至关重要。东南亚是目前全球最具活力和经济快速发展的区域之一，各国在不断进行改革，提升其生产力和竞争力。为了促进该区域一次能源需求到 2035 年增长到 1685Mtoe 的目标，年均一次能源需求需从 2013 起达到 4.7%。该行动计划设定了两个实施阶段：第一阶段是 2016—2020 年的中短期实施计划，主要目标是加强能源安全合作，并采取措施实现互联互通和统一化，具体分为七个关键战略发展领域，包括东盟区域电网、东盟跨境天然气管道、煤炭和清洁煤技术（CCT）、能效和节能、可再生能源、区域能源政策和规划、民用核能；第二阶段为 2021—2025 年，本阶段在考虑第一阶段实施进展的基础上，从 2018 年开始战略规划。

此外，东南亚各国根据具体国情，制定了其他与绿色转型和低碳发展有关的目标和政策，以应对气候变化和实现本国可持续发展目标。例如，越南于 2012 年制定了《国家绿色增长战略》，并于 2014 年批准了《国家绿色增长行动计划》，规划了四个主要方向，并明确了资金来源、具体措施和责权部门。同时，为了撬动公共资金和私人资本流向可再生能源和能效等领域，越南在 2015—2017 年间发布了一系列可持续金融政策和指南，用以支持该行动计划的落地与实施。

## （二）可再生电力发展目标与激励政策

东南亚是全球能源体系中最具活力的区域之一，各国处于不同的经济发展阶段，能源资源禀赋和消费模式各不相同。但它们面临着一个共同的挑战，即以安全、可负担和可持续的方式满足公众日益增长的能源需求。近年来，各国在升级政策框架、改革化石燃料消费补贴、加强区域合作和鼓励加大可再生能源投资等方面做出了重大努力。2015 年 10 月，第 33 届东盟能源部长会议提出了《东盟能

<sup>3</sup> 在 2014 年 9 月 23 日举办的第 32 届东盟能源部长级会议上正式签署。



源合作行动计划 2016-2025》，提高电力和现代能源的可及性是其中的一项重要目标。值得一提的是，东南亚各国一直致力于利用可再生能源技术提高国内的通电率，并尝试应用分布式光伏、微电网实现农村电气化。但是，受技术限制、融资约束、财政安排缺失、政治互信不足等因素影响，东南亚地区的可再生能源开发面临着诸多障碍，导致东南亚国家的实际行动往往比预期目标滞后得多。

根据东盟计划，至 2025 年，可再生能源在一次能源结构中占比将达 23%。东盟成员国已开始各自国家的计划和政策中设定可再生能源发展目标并落实相关举措，各国 2030 年具体目标见表 1-3。

表 1-3 东盟十国可再生能源发展的目标

国家	可再生能源目标	上网电价	自消费方案	竞争性招标	税收优惠	优惠贷款	资本补贴	可交易的可再生能源信用
文莱	√							
柬埔寨	√			√	√			
印尼	√	√	√	√	√			
老挝	√				√			
马来西亚	√	√	√	√	√			
缅甸	√				√			
菲律宾	√	√	√		√			√
新加坡	√			√	√			
泰国	√	√	√	√	√	√	√	
越南	√	√	√		√			

（数据来源：IEA，东南亚能源展望 2019）





表 1-4 东南亚国家可再生能源发展激励措施

国家	目标
文莱	2035 年可再生能源发电占比达到 10%
柬埔寨	2020 年水电装机容量增加到 2241MW
印尼	新能源与可再生能源在一次能源供应中占比在 2025 年达到 23%，在 2050 年达到 31%
老挝	2025 年一次能源供应中可再生能源占比达到 30%
马来西亚	可再生能源装机容量到 2020 年达到 2080MW，到 2030 年达到 4000MW
菲律宾	2030 年能源消费每年相比基准预测减少 16%
新加坡	太阳能光伏装机容量于 2020 年达到 350MW，2020 年后达到 1GW
泰国	可再生能源在终端消费总量中占比增加，至 2036 年达到 30%；2037 年可再生能源发电装机容量占比增加至 36%，发电占比增加到 20%
越南	非水可再生能源发电装机容量到 2025 年增加至 12.5%，2030 年增加至 21%

（数据来源：东南亚可再生能源上网电价 FIT 机制报告）

为推动可再生能源发展，各国推出支持性政策和激励措施。如表 1-4 所示，从产业支持机制来看，东南亚各国实施的支持机制包括制定可再生能源目标、出上网电价政策（FIT）、自消费方案、竞争性招标（竞拍），激励政策包括税收优惠、优惠贷款、资本补贴和可交易的可再生能源证书等。在诸多支持机制和激励措施中，上网电价已逐步成为推动可再生电力发展的核心政策。例如，印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、泰国和越南等可再生能源装机显著增长的国家已经开始普遍制定并实施了上网电价政策，印尼以地区和国家发电成本的最高限价为标准，而其他几个国家则以平准化电力成本加上不同技术投资回报的额外补贴为标准（见表 1-5）。总体来说，目前东南亚各国上网电价政策更改频繁且具体机制设计还不成熟，需要根据现有政策反馈进行改善。

表 1-5 东南亚部分国家上网电价机制

国家	上网电价机制
印度尼西亚	上网电价以电力生产成本而非技术成本为基础，需将当地电力生产成本（LPCE）与国家电力生产成本（NPCE）相比较。对于太阳能发电、风能发电、生物质能发电、沼气发电和潮汐能发电，如果 LPCE 高于 NPCE，则上网电价最高为 LPCE 的 85%。对于水力发电、固废发电和地热能发电，如果 LPCE 高于 NPCE，则上网电价与 LPCE 相等。对于所有能源类型，如



	果 LPCE 小于等于 NPCE，则上网电价取决于各方协定（PLN 和 IPP）
马来西亚	可再生能源电力企业实施的上网电价基于政府年度配额设定
菲律宾	上网电价被设定为固定费率，固定费率根据不同的可再生能源发电技术而有所不同，由菲律宾电力监管委员会（ERC）根据发展规划确定
泰国	将可再生能源技术分为两类：自然能源（水电、风能、太阳能光伏）和生物能源（城市固体废物、生物质、沼气）。自然能源上网电价有固定上网电价和额外补贴两种类型，生物能源上网电价分固定上网电价和可变上网电价（可变部分取决于通货膨胀率）两部分
越南	各类可再生能源上网电价采用全国统一的固定价格，并未根据特定区域或装机容量进行设定

（数据来源：ACE&CREEI，东南亚可再生能源上网电价 FIT 机制报告，2018）

马来西亚为可再生能源项目开发商建立了一个完善且透明的上网电价在线申请平台，以优化上网电价申请程序并简化不同可再生能源技术购电协议签署流程。尽管与马来西亚的电力市场结构有所不同且拥有更可持续的政策支持机制和资金来源，泰国的上网电价计划也取得了相当的成功。作为东南亚地区推动可再生能源发展的最佳案例，马来西亚和泰国的综合电价均考虑了为不同装机配额的可再生能源技术提供的激励和对具体区域提供的额外激励。二者均基于能源平准化成本和为提高不同技术的投资回报率而附加的补贴之和设计其上网电价。对于马来西亚而言，上网电价政策成功的关键在于其强有力的电力市场结构。泰国则主要是为不同的可再生能源技术设定一定的装机配额并考虑对不同技术提供相应的激励，以及为鼓励特定区域可再生能源发展而给予的额外补贴。

此外，促进区域电网互联、能源一体化也是东南亚推动可再生能源发展的重要目标。电网设施的互联互通是实现清洁能源发展非常重要的一个环节。结合各国经济社会发展优势和自身能源优势，进一步实现资源的优化配置，构建互联互通的清洁能源电力输送格局是东南亚能源电力发展的重点。

东南亚电网的电力交易目前主要局限于双边。大部分东南亚国家都有跨境电网项目，但电力交易多为非导向性的形式（如购电协议）。为充分发挥区域电网作用，东南亚计划推动多边电力交易。东南亚国家跨境互联与多边电力贸易可促进资产利用和资源共享，增强各国电力部门灵活性，提高可再生能源尤其是太阳能和风能的消纳能力。





### （三）环境标准

近年来东南亚各国逐步建立起严格的环境标准制度，但实施与执行力度和效率并不高。以空气环境质量标准为例，除缅甸外的其他东南亚国家均已颁布了空气环境质量标准，并且定期进行审查和更新。虽然东南亚国家的空气环境质量标准与发达国家相比仍有一定差距，但部分国家通过标准更新率先在二氧化硫(SO<sub>2</sub>)、二氧化氮(NO<sub>2</sub>)等传统污染物浓度方面缩小了与美国、欧盟的差距。例如，马来西亚二氧化硫浓度日均限度控制在105ug/m<sup>3</sup>以内，二氧化氮浓度日均限度控制在75ug/m<sup>3</sup>以内，均高于中国二级标准，二氧化硫浓度标准低于欧盟(刘焱，2018)。东南亚各国的现行法律法规中，环境收费制度主要是收取排污费，即按照环保部门依法核定的污染物排放的种类和数量，直接向排污者收取费用。除此之外，部分国家还对企业征收环境保护费。例如，越南对汽油、柴油、润滑油、煤炭、HCFC溶液、尼龙袋(属被征税类的)、除草剂、杀蚁剂、林产保管剂、固体消毒剂等商品的生产企业征收环境保护费(刘焱，2018)。

东南亚各国环境法规和标准执行力度不足，其主要原因有以下几点。第一，各国法律存在结构性缺失，法律的授权体制、多层结构、存在形式等较为混乱，存在权限重复和发生冲突的情形，影响环境法的实施；第二，在制度安排上采用纵向分割主义，导致环境问题在各个部委之间不能横向协调；第三，多数国家存在法律不被社会信赖等现象(范纯，2008)。近年来，东南亚各国致力于提高环境行政处罚力度，整合环境与资源保护监管机构，提高环境行政效率并严格落实法律规定，使得环境法律与政策落实难、执行差的现象有所好转。

## 四. 东南亚电力市场特点

### （一）电力市场化程度较低，缺乏竞争激励机制

除菲律宾、新加坡市场化程度较高外，其他东南亚国家未完全实现厂网分离，主要原因是垂直一体化的管理模式(见表1-6)，这种方式容易导致市场垄断、缺乏竞争和部分主体权力过大等问题。例如，泰国国家电力局(EGAT)是泰国国内唯一的电力系统运营商，也是最大的发电企业，拥有覆盖全泰国，包括输电线、不同电压等级的高压变电站等在内的电力传输网络。新加坡和菲律宾电力市场为自由化的零售竞争模式，独立发电商在电力市场中扮演重要角色，拥有的装机容量占全国总装机容量的一半以上。自2016年开始，越南允许发电商以合理的价格售电给国家电力公司。新加坡在2018年已经实现电力消费者可自由选择供应商的模式，电价受市场影响的程度在全世界范围内都是较高的。目前，东南亚国家电



价水平普遍较高，补贴高且缺乏激励。除越南外，其他国家的平均销售电价均高于中国。电价成本过高导致部分区域制造业发展受限，影响经济社会发展。

表 1-6 东南亚各国电力管理体制

国家	市场结构	发电	输配电	用电
柬埔寨	垂直一体化/ 单一买方	IPP（独立发电企业） 国家电力公司 农村电力企业	国家电力公司 农村电力企业	金边省会城市 农村电力企业
文莱	垂直一体化/ 单一买方	文莱电力局 Berakas 电力管理公司	文莱电力局（运营） Berakas 电力管理公司（维护、 发展）	终端用户
印度尼西亚	垂直一体化/ 单一买方	PTPJB 电力公司 印度尼西亚电力 IPP 租赁发电商	印度尼西亚国家电力公司	住宅、工业、商 业、其他
老挝	垂直一体化/ 单一买方	国家电力公司 IPP	国家电力公司	大客户 终端用户
马来西亚	垂直一体化/ 单一买方	国家电力公司 IPP	国家电力公司（不同地区） 沙巴电力有限公司 砂拉越电力供应公司	终端用户
缅甸	垂直一体化/ 单一买方	缅甸电力公司 水力发电企业 IPP（水电）	缅甸电力公司	终端用户
泰国	垂直一体化/ 单一买方	泰国国家电力局 IPP 小型发电商 微型发电商	泰国国家电力局	直供用户 终端用户 工业区
越南	成本库	越南电力公司 IPP	越南电力公司	终端用电户
新加坡	价格库	国内独立发电商	新加坡电力有限公司	终端用户
菲律宾	价格库	国家电力公司—小型电 力事业集团 独立发电商	国家输电公司	供电垄断市场 供电非垄断市场

（数据来源：ACE，东南亚能源电力合作报告，2017）<sup>4</sup>

<sup>4</sup> 注：成本库即根据发电可变成本决定上网顺序以及电量与电价；价格库即电力市场为自由化的零售竞争模



## （二）东南亚是世界上电力市场发展最具前景的区域之一

东南亚基础设施较为薄弱，发展潜力巨大，基础设施建设需求在“一带一路”沿线国家处于前列。中国对外承包工程商会和中国出口信用保险公司对“一带一路”沿线国家基础设施建设、投资开发潜力进行梳理并综合考量发展环境、需求、成本和热度四个维度，得出可横向进行国别比较的综合性指数。因人口基数庞大、经济发展迅速且基础设施建设环境相对有利，东南亚基础设施建设需求旺盛，能源、交通等领域的投资建设市场空间巨大，已经连续三年在该指数中排名第一。其中，印尼、越南、马来西亚为东南亚基建发展指数排名前三的国家。

据《东盟投资报告 2018》统计，东盟外商直接投资已由 2016 年的 1230 亿美元增长到 2017 年的 1370 亿美元，八个成员国的外商直接投资均呈现上升趋势。其中，柬埔寨、老挝、缅甸和越南外商投资总量创历史纪录，增长了 21%，占区域外商直接投资总量的 17%。对于东盟电力市场而言，据 IEA 预测，从现在到 2040 年，东盟地区需要 1.2 万亿美元的投资，才能实现其电力部门现代化，而这一资金需求需要吸引更多的外国投资才能得以满足。投资是《东盟能源合作行动计划 2016—2025》成功实施的一个重要因素，要想实现该行动计划中制定的各项目标，到 2025 年东盟共计需要 2900 亿美元的资金支持，每年所需投资资金约 270 亿美元，约占该区域国民生产总值的 1%。其中，电力部门所需的资金量占总量的 75%，约为 2175 亿美元。总而言之，东盟是世界上能源基础设施和电力市场发展最具前景的区域之一。

## （三）东南亚能源电力领域的外商投资相关政策

东南亚因其投资门槛较低、市场潜力巨大、劳动力价格低廉、交通便捷和外商投资政策友好等有利环境，吸引了大量的国外投资，已成为承接世界产业转移和制造的重要区域。东南亚各国也制定和修订各项法律法规和优惠政策，改善其投资环境，以吸引外资，推动国内经济社会发展。本节梳理了东南亚投资热点国家的外商投资相关法规，尤其是对各国关于外资在电力能源领域投资的规定和条款进行了总结，呈现这些国家对电力基础设施领域外商投资的总体态度，具体见表 1-7。

---

式；单一买方即买方垄断，在既定用电负荷的前提下，购电费用最小。



表 1-7 东南亚部分国家外商投资相关法规中与电力基础设施相关的规定

国家	外商投资法规	相关内容
越南	《外商投资法》， 2000 年 6 月 9 日 修订	<p>该法为外资在越南直接投资提供了基本法律依据，明确了外资直接投资的范围和形式，提出了鼓励投资行业目录。其中，高新技术应用、有利于生态环境保护的行业、自然资源的有效利用等均属于鼓励投资的行业范畴</p> <p>该法明确指出，越南将不批准外资机构投资任何可能对其国家安全、国防、文化和历史遗产、优良习俗和传统及生态环境产生不利影响的项目</p> <p>该法明确指出，越南政府应公平、公正地对待所有在越南进行投资的外资机构，并对投资保障措施给予详细规范。该法同时指明了在越投资的外资机构拥有的权利和需要履行的义务，其中，第 51 条指出在越投资的外资机构必须遵守环境保护法律法规的相关条款</p>
老挝	《促进投资法》， 2016 年更新	<p>该法明确了外商投资的各项事宜，规定了普通行业和专营权承包行业两类投资种类的行政审批等事项。电力行业被归为专营权承包行业，由计划与投资部门按程序进行审批。同时，该法明确了各部门及地方政府可制定吸引投资清单项目，并规定清单中的行业或项目必须对国家经济基础具有极大作用，且能促进自然资源发展。在税收优惠政策中，该法明确了政府鼓励行业，生产新产品、生产新能源、大量使用人力资源的工业、生态环境保护的投资和基础设施建设与发展均为归入工业部门鼓励行业，同时配套了税收减免、信息资料提供和土地使用权优惠等政策</p>
泰国	《投资促进谕令》， 1977 年制定，2001 年修订	<p>主管部门为泰国投资促进委员会。该法明确了鼓励投资行业并给予受鼓励行业多项税收、土地、经营权、设备关税等优惠政策。公共事业、基础设施、环境保护和目标产业均被纳入应受重视的投资行业。</p> <p>此外，可能对自然资源、生态环境造成不良影响的行业被归入限制外商投资行业，需经商业部长根据内阁决定批准且满足一定条件才允许外商参与；工程服务业和工程建设等行业属于经特别批准后外国人可从事的行业</p>
马来西亚	《促进投资法和外商 投资指导方针》， 1986 年	<p>针对外商投资的政策主要体现在行业外资政策规定和外资比例限制规定，并分为鼓励、限制和禁止外商投资三大类。其中，可再生能源被纳入鼓励类出口导向型生产和高科技领域内。外商在鼓励发展产业领域可享受包括获得新兴工业地位、投资税务补贴、再投资补贴、加速资本补贴等优惠政策</p>
缅甸	《外国投资法》， 2019 年 11 月修订	<p>根据该法案，缅甸允许外资投资电力、石油和天然气、矿业、制造业、交通运输、通信、建筑行业和其他服务业。该法取消了原投资法对合资企业外资比例至少占 35%和在一些限制领域缅外合资的外资比例不得超过 50%的规定。也明确了针对合资企业的优惠政策，鼓励外商投资和合资企业投资</p> <p>缅甸投资委员会于 2019 年 3 月发布了禁止外资企业投资项目目录，其中破</p>



		坏农田和水资源的项目、过度消耗电力的项目、电力勘察项目被列入其中
柬埔寨	《柬埔寨王国投资法》，1994年颁布并于1999年修订； 《柬埔寨王国投资修正法》，2003年2月	该法给予内资与外资基本同等的待遇 该法将投资领域划分为鼓励和限制两大类，基础设施及能源、各省及农村发展、环境保护、创造就业机会等行业为列为柬埔寨政府鼓励投资的重点领域 该法将投资方式规定为外国直接投资、合资企业、合资投资项目合并、收购合格投资项目、BOT等类别
印度尼西亚	《新投资法》，2007年3月	该法明确了禁止内外资投资行业、禁止外商投资行业、外资控股不超过95%的行业、有条件开放的行业几大类名录，其中电站、港口、核电站等基础设施被列入必须与内资合资且股份不得超过95%的行业 所有进入印尼的外商直接投资都必须遵守负面清单，清单列明了允许、禁止和有条件允许外商投资的行业 <sup>5</sup>

（数据来源：各国外商投资相关法规）

东南亚大部分国家都将自然资源有效利用和基础设施投资纳入了外国投资鼓励行业名录中。虽然各国的具体条例有所不同，但大多数国家为鼓励、吸引外国投资而制定了不同的配套支持和优惠措施，以改善国内投资和营商环境。此外，各国外商投资法规中均提到了与环境保护相关的约束性条款，为外商在本国投资的环境表现提出了基本的要求。

<sup>5</sup> 2016年第44号总统条例规定了最新版的负面清单并于当年5月18日起生效。





## 第二章 中国支持东南亚电力基础设施发展的 现状和趋势

### 一. 中国海外投资相关政策

为了有效管理“走出去”所面临的环境、社会、财务、外交、文化等风险，推动绿色“一带一路”建设与发展，中国制定了一系列政策、指南和标准（见表2-1），以期中国企业在“走出去”获得财务收益的同时，能有效识别、分析和管理潜在风险并承担企业社会责任，为当地可持续发展和应对气候变化做出贡献，树立中国负责任大国的形象。

中国海外投资绿色化政策体系也在逐步形成和完善。2017年，原环境保护部、外交部、国家发展和改革委员会、商务部联合发布《关于推进绿色“一带一路”建设的指导意见》，提出在“一带一路”建设中突出生态文明理念，推动绿色发展，加强生态环境保护，共建绿色丝绸之路。2018年，中国人民银行牵头的二十国集团（G20）可持续金融研究小组将以绿色金融为核心的可持续金融相关建议纳入《G20布宜诺斯艾利斯峰会公报》，在全球范围内持续推动绿色金融共识。中国同各方推进共建“一带一路”绿色发展国际联盟、可持续城市联盟、绿色发展国际联盟，制定《“一带一路”绿色投资原则》，启动共建“一带一路”生态环保大数据服务平台，实施“一带一路”应对气候变化南南合作计划等。2019年4月，27家国际金融机构共同签署了《“一带一路”绿色投资原则》，标志着绿色投资在“一带一路”框架下得到国际共识。

在绿色战略和政策规划指引下，中国金融监管机构、银行和企业也逐渐意识到通过绿色金融防范和管理对外投资活动中各类风险的重要性，开始积极制定政策并采取行动。如原中国银行业监督管理委员会于2012年发布了《绿色信贷指引》，要求投资者在对外投资中应关注其环境社会风险。国家开发银行、中国进出口银行和中国工商银行也制定了应对气候变化的战略目标和环境社会风险管理规定，但尚未细化到能源电力行业投融资业务的具体行动。

在建设绿色“一带一路”领域，尽管中国尚不具备全面的综合能力，但已经积累了大量的绿色低碳转型实践经验，可为其他发展中国家提供绿色转型经验借鉴，提升中国在全球绿色治理中的影响力，并以此撬动其他领域的全球影响力。



表 2-1 中国对外投资相关政策、指南和标准（部分）

名称	发布时间	发布机构	主要内容
《绿色信贷指引》	2012 年	原中国银行业监督管理委员会	第 21 条指出，银行业金融机构应加强对拟授信的境外项目的环境社会风险管理，确保项目发起人遵守所在国有关环保等相关法律法规，对拟授信的境外项目公开承诺采用相关国际惯例或准则，确保其操作与国际良好做法在实质上保持一致
《推动共建丝绸之路经济带和 21 世纪海上丝绸之路的愿景与行动》	2015 年	国家发展和改革委员会、外交部、商务部	为“一带一路”倡议的具体实施提供了纲领性的框架和方案
《关于推进国际产能和装备制造合作的指导意见》	2015 年	国务院	主要任务中提到“大力开发和实施境外电力项目，提升国际市场竞争力”，积极开拓有关国家火电和水电市场，鼓励以多种方式参与重大电力项目合作，扩大国产火电、水电装备和技术出口规模。并积极参与有关国家风电、太阳能光伏项目的投资建设，带动风电、光伏发电国际产能和设备制造合作
《关于构建绿色金融体系的指导意见》	2016 年	中国人民银行、财政部、国家发展和改革委员会、原环境保护部、原中国银行业监督管理委员会、原中国保险监督管理委员会、原中国证券业监督管理委员会	第八条“推动开展绿色金融国际合作”中提出，通过“一带一路”倡议、中国-东盟等区域合作机制和南南合作，支持相关国家的绿色投资，推升对外投资绿色水平
《关于推进绿色“一带一路”建设的指导意见》	2017 年	原环境保护部、外交部、国家发展和改革委员会、商务部	提出要推进绿色基础设施建设，强化生态环境质量保障，推广绿色交通、绿色建筑、清洁能源等行业的节能环保标准和实践





《“一带一路”生态环境保护合作规划》	2017年	原环境保护部	要遵守法律法规，促进国际产能合作与基础设施建设的绿色化。在具体措施“推动基础设施绿色低碳化建设和运营管理”中，将推广绿色能源、绿色交通和建筑等行业的环保标准和实践，推动其运营管理和维护过程中的低碳化水平作为主要行动
《关于进一步引导和规范境外投资方向的指导意见》	2017年	国家发展和改革委员会、商务部、中国人民银行、外交部	“使用不符合投资目的国技术标准要求的落后生产设备开展境外投资”和“不符合投资目的国环保、能耗、安全标准的境外投资”被列入限制开展的境外投资
《中国对外投资环境风险管理倡议》	2017年	中国金融学会绿色金融专业委员会、中国投资协会、中国银行业协会、中国证券投资基金业协会、中国保险资产管理业协会、中国信托业协会、原环境保护部环境保护对外合作中心	对中资金融机构和企业对外投资过程中强化风险管理、遵循负责任投资原则、有效管理环境社会风险提出了12条建议
《对外投资备案（核准）报告暂行管理办法》	2018年	商务部、中国人民银行、国务院国有资产监督管理委员会、原中国银行业监督管理委员会、中国证券监督管理委员会、原中国保险监督管理委员会、国家外汇管理局	明确了对外投资分级分类管理模式，规定对外投资备案/核准按照“鼓励发展+负面清单”的方式进行管理
《对外投资合作国别（地区）指南》	每年更新	商务部	系统地介绍“一带一路”沿线主要国家和地区的环境法律法规和主管部门，以及基本的许可制度，如环境影响评价
《关于协同推进“一带一路”能源合作的框架协	2018年	国家能源局、中国出口信用保险公司	两部门将进一步加强在能源领域的合作，提升企业融资便利化程度，共同推动“一带一路”能源国际合作迈上新台阶。首次



议》			尝试在企业可再生能源“走出去”方面进行绿色通道的制度设计
《“一带一路”能源合作伙伴关系合作原则与务实行动》	2019年	国家能源局(经全体成员国同意)	提出促进各国在清洁能源、能效领域的合作,以应对气候变化、推动实现人人能享有负担得起、可靠和可持续的现代化能源服务目标
《关于构建现代环境治理体系的指导意见》	2020年	中共中央办公厅、国务院办公厅	提出鼓励企业参与绿色“一带一路”建设,带动先进的环保技术、装备、产能走出去

## 二. 中国海外电力投资逐年增长, 投资逐步趋向可再生能源

根据中国电力企业联合会 2020 年发布的《中国电力行业年度发展报告 2020》,截至 2019 年年底,中国主要电力企业境外累计实际投资总额 878.5 亿美元,对外工程承包新签合同额累计 2848.5 亿美元。同时,中国机电产品进出口商会对参与对外投资的中国电力企业的统计表明,2019 年,中国电力企业参与境外电力项目投资并最终签约的项目共计 563 个,合同总金额为 472 亿美元,同比增长 1.1%。在中国企业直接出口项目或直接对外承接的能源总承包、工程设计及安装和土建等项目(不含中国企业间签署的内部分包项目)中,签约额排名前三的企业分别为中国电建集团国际工程有限公司、中国葛洲坝国际集团工程有限公司和中国能源建设集团工程有限公司;境外新能源项目<sup>6</sup>签约额排名前五名的企业包括中国电建集团国际工程有限公司、中国葛洲坝国际集团工程有限公司、中国机械设备工程股份有限公司、中国能源建设集团广东火电工程有限公司和中国电力工程有限公司。

在应对气候变化、能源转型和可持续发展背景下,全球正积极采取措施退出煤电投资而转向更为清洁低碳的可再生能源。同时,因可再生能源成本下降、政策风险较小,全球可再生能源投资产生了较大的机遇,中国能源电力企业越来越多地参与境外可再生能源投资与合作。根据普华永道 2018 年发布的《中国电力能源产业转型系列报告:海外电力投资机遇》,中国企业在海外电力市场的投资增长迅速,投资方向逐渐趋向于可再生清洁能源领域和发达国家市场。2019 年 3 月,国家开发投资集团有限公司表示,该公司目前已完全退出煤炭业务,未来将主要

<sup>6</sup> 主要为太阳能发电、风电和垃圾发电等



投资新能源，成为第一家从煤炭业务整体退出的中央企业。

此外，中国私营企业的对外能源投资中，近三分之二（64%）流入了可再生能源行业（Zhou L et. al, 2018），如天合光能在泰国、越南投资了大型太阳能光伏设备制造厂和发电厂。

### 三. 中国支持东南亚电力基础设施建设发展的现状

#### （一） 东南亚已成为中国对外投资的热点区域

“一带一路”倡议的深入实施推动了中国对外基础设施投资与合作的迅猛发展，电力基础设施是其中的重点之一。商务部数据显示，2018年中国对外直接投资总计1430.4亿美元，已成为全球第二大对外投资国<sup>7</sup>。2018年，中国在“一带一路”沿线直接投资流量为178.9亿美元，年末存量达1727.7亿美元，占比分别为12.5%和8.7%。中国对外直接投资地域分布高度集中，存量前20位的国家和地区占投资总额的91.7%。安永发布的《2019年全年中国海外投资概览》指出，在“一带一路”倡议推动下，亚洲成为最受欢迎的中国企业海外投资并购地区，在2019年中国对外投资延续下降<sup>8</sup>的趋势下依然保持增长的态势。其中，电力和公共事业等行业持续受到中国企业青睐，对外承包工程继续稳步发展，2019年同比增长7.6%。商务部公布的《2018年度中国对外直接投资统计公报》显示，中国对外投资以亚洲地区为主，东南亚是近几年投资的热点区域，中国对东南亚的投资在2017年占对外投资总量的8.9%，投资总额达到141.2亿美元，如图2-1所示。

图 2-1 2017 年中国对外投资流量分布图



（数据来源：商务部《2018年中国对外直接投资统计公报》，第一财经整理）

<sup>7</sup> 第一为日本，同年投资总额为1431.6亿美元。

<sup>8</sup> 全行业对外直接投资及海外并购分别下降9.8%和31%。



## （二）工程总承包是中国海外电力市场最主要的传统参与方式，但是正在向股权投资转变

中国参与境外电力基础设施建设的主要形式为股权投资、金融支持、工程总承包（EPC）和设备出口等。每个电力项目可能涉及一种或多种参与方式，而主导参与方式决定中国企业和金融机构对项目是否具有决策权和长期经济收益。中国境外电力投资经历了从项目援助，到工程总承包，再到现在的“一体化”建设的发展进程，中国的设备、技术和资本由此也逐步深入拓展到海外电力市场中。

总体来看，在 2009—2018 的十年里，工程总承包仍为中国参与海外煤电项目的主要方式，这意味着中方企业对项目投资运营没有主导决策权，仅为施工方或设备提供方，对项目仅具有中短期的经济收益。随后，中国海外煤电投资正逐步由工程总承包向股权投资转变。从 2012 年开始，中国首批以股权投资形式参与的海外煤电项目投入运营。根据绿色和平统计，2018 年中国企业以股权投资建成的项目装机容量首次超过工程总承包项目（绿色和平等，2019）。

## （三）中国积极参与东南亚和南亚可再生能源发展

中国也积极参与南亚和东南亚的可再生能源项目建设。2014—2018 年，中国以股权投资形式参与建成的风电、光伏项目也主要位于南亚和东南亚地区，如中国企业在巴基斯坦、印度、马来西亚和泰国以股权投资形式参与建成的光伏项目装机总量为 1185MW，占同期在“一带一路”沿线国家投资总量的 93%。在建或规划中的项目装机总量为 996 MW，总计会为该区域贡献 2181MW 装机容量的光伏项目。截至 2018 年年底，中国在孟加拉国、阿富汗、越南和巴基斯坦已投资及计划投资的光伏项目装机总量更是超过了这些国家光伏装机总量的 30%。2014—2018 年，中国在“一带一路”沿线国家通过股权投资形式参与建成的风电项目中约 80% 位于南亚和东南亚，装机总量为 397.5 MW，在建设或规划中得装机总量 1362 MW，总计为该区域贡献 1759.5 MW 的风电装机容量。

除股权投资外，2014—2018 年中国企业在“一带一路”沿线国家通过设备出口的方式参与建成的光伏电站装机总量约为 8440 MW。中国光伏设备出口规模排名前五的国家中有三个位于南亚和东南亚地区，分别为印度（5800 MW）、泰国（1060 MW）和菲律宾（250 MW）。此外，中国光伏企业也将东南亚作为重要的海外光伏组件制造基地。在以越南、泰国等为代表的东南亚光伏基地群，共有 12 家中国光伏企业参与建设光伏组件工厂，公开信息显示，这些光伏组件工厂产能超过 7GW。



#### **（四）中国电力投资推动了东南亚当地经济社会发展，需要进一步加强与当地组织的沟通，以及对环境社会发展问题的关注**

东南亚国家的当地能源规划专家 and 不同利益相关方对于中国参与当地电力基础设施建设的问题持不同观点。一方面，当地利益相关方非常欢迎中国参与当地电力基础设施投资，认为中国的支持加速了当地电力基础设施的建设进程，不仅有助于提升当地电气化率，而且也支持了当地经济发展。另一方面，随着公众对空气质量、水资源利用、环境污染等问题及健康的日益重视，当地社区、NGO 和媒体对煤电带来的环境负面影响越发关注和不满，与其他国家投资项目较为注重推行 ESG（环境、社会和公司治理）和安全等方面的国际良好实践相比，中国参与实施的项目在征询当地民众，尤其是本地社区、NGO 和公民的意见方面有所不足，引发了一些纠纷，导致当地居民对中国投资项目的抵触。此外，部分中国企业在当地投资时通常会优先雇佣中国劳工，也引起当地工人或者工会的不满。

当地专家在访谈中表示，中国企业在当地投资或者建设项目时不太重视宣传和交流，造成许多当地社区和组织对中国参与的项目形成一些刻板印象，甚至中国企业不参与投资而以 EPC 或工程建设或设备出口形式参与的项目均被归结为中国的投资项目，并将项目运营造成的环境社会问题均归咎于中资银行和中国企业，甚至归咎于中国政府。与此同时，大型中央企业和国有企业在项目实施过程中，虽然都会投入资源，帮助当地在教育、医疗、扶贫、道路建设和其他领域开展公益项目，为当地带来一定的社会效益，但是往往因为缺乏有效的当地宣传，对于当地居民和公众的影响非常有限。

根据笔者对越南投资部门一位官员和当地从事能源气候工作的 NGO 相关人士的访谈，他们普遍认为中国电力行业发展政策和投资建设经验对东南亚有着很强的借鉴意义。他们非常希望中国在东南亚推动电力基础设施投资的同时，与东道国在政策实施和能力建设方面有更多的交流和合作。但同时，他们也希望中国政府和企业投资过程中更积极地与当地关键利益相关方进行互动和沟通，尤其是关于项目的具体情况、环境社会影响或由此产生的一些争议或问题，以此增强互信并及时消除因透明度不高而产生的误会或纠纷。

## **四．中国参与推动东南亚电力基础设施低碳转型的机遇和挑战**

### **（一）中国参与东南亚可再生电力投资机遇增多**

东南亚可利用的可再生能源资源丰富，可再生电力行业处于不同发展阶段，





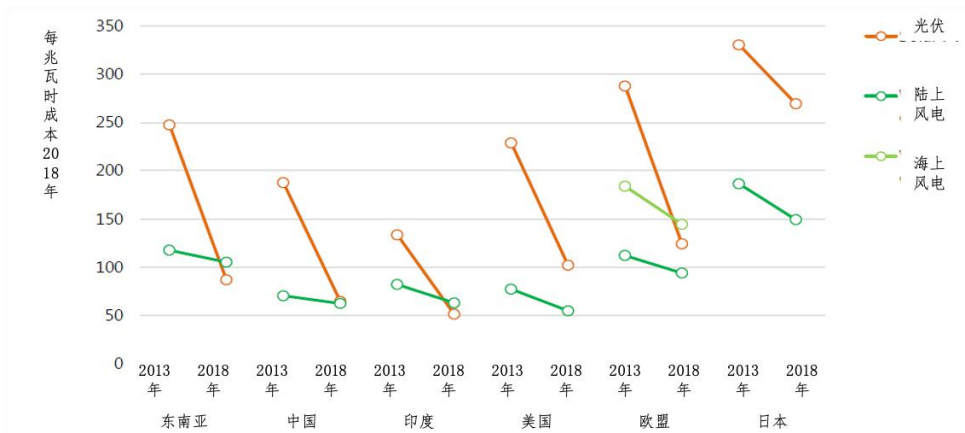
多数国家开发潜力较大。印尼、泰国可再生能源开发起步较早，属于发展相对较快的国家。印尼是世界上最大的群岛国家，为典型的热带雨林气候，拥有丰富的地热、风能、太阳能及水力资源等，拥有全球第二大地热发电装机容量（考特尼·韦瑟比，2019），土地也相对宽裕，具备良好的建设电站的资源条件。马来西亚、菲律宾、越南可再生能源发展较早，主要从事水电开发，已经高度市场化，属于积极发展国家。越南全年风力资源丰富，平均风速可达 7.3m/s，尤其是南部沿海地区，平均风速可达 9~10m/s，风力发展潜力巨大。菲律宾拥有全球第三大地热发电装机容量和许多尚未开发的储量（考特尼·韦瑟比，2019）。新加坡、文莱、柬埔寨、老挝、缅甸五国由于历史、地理条件、经济发展、自然资源等原因限制，可再生能源发展较为落后。缅甸水能、太阳能、风能资源丰富，开发空间较大，国内正针对可再生能源入网，建立电力市场，进行电力体制改革。新加坡、文莱两国人口较少，国土面积小，经济发展水平极高，水能、风能、地热能等可再生能源资源贫乏，但太阳能资源丰富，可进一步开发并发展太阳能发电项目和技术。

东南亚各国制定了明确、积极的可再生能源发电目标，为可再生能源发展注入政策动力。根据《东盟能源合作行动计划 2016—2025》，到 2025 年，东南亚可再生能源需求占能源总体供应量的 23%。各成员国也据此设定了国家自主贡献目标（见表 1-2），其中老挝（59%）、菲律宾（41%）、印尼（26%）、柬埔寨（35%）、缅甸（29%）和泰国（24%）的发展目标均高于东南亚总体目标。国际可再生能源机构提供的资料显示，为了实现将可再生能源在东南亚一次能源结构中的比重提高至 23% 的目标，东南亚需要在未来 8 年中每年投入 270 亿美元，相当于该地区 GDP 的 1%。战略先行、目标引导，将成为推动东南亚国家可再生能源发展的重要因素。就目前情况而言，中国企业参与东南亚电力基础设施投资的动力更多源自东道国自身的电力发展需求、市场机遇等。因此，东南亚国家对可再生能源发电目标和支持政策的调整和完善，对中国在该区域的能源电力投资极为重要。

可再生能源发电政策风险较小，未来经济性优势会愈发明显，必将推动可再生能源进一步发展。短期内，东南亚各国仍会首选经济性更好的化石能源。但随着煤炭资源进一步开发和碳成本增加，煤电成本有增长趋势且资产搁浅风险趋升。根据 IRENA 最新的研究报告，从全球来看，除光热发电之外，大部分可再生能源全球平均平准化度电成本（LCOE）均已落入化石能源成本的区间范围之内。过去五年东南亚太阳能光伏的平准化度电成本下降了 65%（图 2-2）（IEA, 2019）。可再生能源成本下降使得低成本实现电力可及目标出现了可能，特别是对于那些高度依赖昂贵的柴油发电或依靠高成本电网延伸的地区。



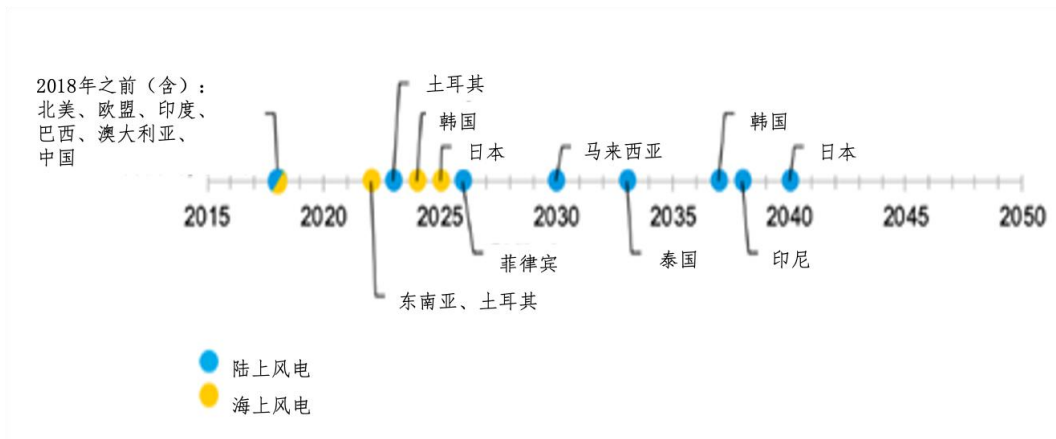
图 2-2 2013—2018 年选定国家和区域的平准化度电成本



(数据来源: IEA, 东南亚能源展望, 2019)

随着全球应对气候变化紧迫性的不断提升，在碳约束、融资缺口、投资环境、水资源压力等因素的影响下，越来越多煤电项目面临提前关闭或建设搁置的可能。煤电项目的盈利空间越来越小，目前全球有 42%的煤电厂没有利润。随着未来碳价实施、环境管制加强及可再生能源成本下降，将有更多燃煤电厂面临投资和经济风险。研究表明，到 2030 年，全球将有 56%的煤电厂出现亏损，而到 2040 年，将有超过 70%的煤电厂出现亏损。未来 2~5 年内，东南亚的光伏发电将会比煤电经济性高，风电在局部比煤电合算（如图 2-3）。虽然现在东南亚地区煤电投资初期成本较低，但在整个生命周期中，煤电的可持续性和经济竞争力会持续下降。随着可再生能源的运维成本下降，可再生能源的经济性在全生命周期中比煤电更有优势。

图 2-3 各国太阳能发电和风能发电成本开始低于新建燃煤发电厂的时间点



(数据来源: Bloomberg NEF)





**绿色金融的发展正推动银行从化石能源撤资，撬动资金流向可再生能源。**随着绿色金融在世界范围内的兴起与发展，世界各国越来越注重利用金融政策推动经济社会绿色低碳转型。尤其在应对气候变化和实现联合国 2030 年可持续发展目标的驱动下，在能源和电力领域，国际协议、各国政府、多边开发性金融机构、商业银行和行业巨头纷纷提出从煤电和煤炭相关领域撤资的政策、具体举措或路线图（创绿研究院，2019）和气候融资支持政策，撬动资金流向更低碳、绿色和具有气候韧性的行业。

随着中国绿色发展理念的进一步落实，中国政府和金融机构正积极通过构建绿色金融体系推动金融业的绿色化、包容性发展。为中国境外投资提供资金支持的主要金融机构，如上文提到的国家开发银行、中国进出口银行和中国工商银行，在国家政策法规指引下构建银行内部的绿色信贷政策和环境社会风险管理体系，并逐步将其应用于境外项目投融资决策和监管中。虽然因这些银行的透明度不够，公开信息中获得的关于其绿色信贷政策的内容并不完善，但从其年度社会责任报告和一些访谈交流中可知，中国金融机构正响应国际趋势，逐步在投资政策和业务中纳入对气候变化、能源转型、生物多样性保护等国际关键议题的考量，发挥资金撬动作用，流向更低碳绿色的行业。此外，国家开发银行、中国进出口银行和中国工商银行均在公开的绿色信贷战略规划中提及要积极支持可再生能源的发展。

## （二）政策、资金、管理体制、产业链、人力资源和技术发展均给电力行业发展带来挑战

**东南亚电力市场管理体制以垂直一体化模式为主，缺乏市场定价机制。**除新加坡、菲律宾的市场化程度较高外，其他东南亚国家还未完全实现厂网分离，仍以垂直一体化的电力市场模式为主。垂直一体化的模式容易导致市场垄断，带来经济上的低效性。部分国家缺乏市场定价机制，政府在电力定价方面仍发挥主导作用。另外，市场化程度低也无法更好地吸引投资，全球其他地区可再生能源价格创历史新低的现象并没有出现在东南亚市场。

从政策支持来看，大多数东南亚国家的能源计划都是在可再生能源价格大幅下降之前制定的，政府当时坚信只有补贴才能实现低价。例如，2017 年年初定稿的《柬埔寨总体能源计划》（Master Energy Plan）中并不包括太阳能。到 2017 年年中，投资者对太阳能的兴趣大涨，柬埔寨政府才表示下一版的能源计划将纳入太阳能。泰国、马来西亚、越南和印度尼西亚对太阳能和风能发电实施上网电



价补贴，但由于许可证及太阳能、风能和生物质技术的电力购买协议条款缺乏明确的监管，上网电价政策并没有起到应有的作用（考特尼·韦瑟比，2019）。

**能源、电力政策及支持机制缺乏稳定性和一致性。**随着可再生能源发电成本的快速下降，东南亚有望通过努力，以成本有效且可持续的方式满足其具体能源需求，这些政策和行动推动区域可再生能源发展进入黄金期。最新版东南亚能源展望表明，东南亚与可再生能源相关的制造业已经开始兴起。例如，马来西亚已成为世界第三大太阳能组件生产国，泰国已成为全球主要的太阳能光伏制造工厂。旺盛的能源需求和不断改变的供给需求，使各国的政策制定和调整面临许多挑战。东南亚各国为推动能源电力发展而频繁调整的支持政策，使得外国投资者面临政策和财务双重风险，政策的不可延续性和难以执行的问题，在某种程度上影响了东南亚可再生能源发电项目的投资吸引力。

东南亚国家近年积极建立和改善外商投资环境并鼓励电力行业发展，制定了一系列关税、土地、上网电价、绿色金融等配套政策。但因总体规划能力不足，对政策产生的市场变动缺乏评估，导致政策实施不利且变动频繁。缺乏一性、延续和稳定的政策环境，严重影响了外国投资者的投资信心，削弱了当地电力行业的投资吸引力。例如，为鼓励太阳能发电项目投资，越南政府于2017年4月签发《关于推动太阳能发电行业的鼓励机制的决议》，承诺将以0.0935美元/kWh的保障价格购买太阳能发电项目所产生的电力，该政策导致约4.5GW的太阳能项目装机容量在2017年7月投入运营，而《越南国家电力发展总体规划（第七版）》中计划在2020年前建成运行的太阳能发电项目装机总容量为850MW。基于政策造成的产能严重过剩问题，2019年11月，越南政府撤销了此项政策，将上网电价重新调整为竞价上网。而对于受到之前政策激励投资越南光伏项目的企业，可能因未能及时与越南国家电力公司签订购电协议且政策有所调整而造成财务和经济损失。

此外，区域能源价格不稳定且政策变动频繁，由此产生的一大挑战是如何制定较为适宜的政策支持机制。在一些东南亚国家，上网电价（FIT）不仅实施存在问题，在计划公布后，大多存在设计缺陷和基准政策变动的问题。政府分管机构变动和电力市场结构不稳定也是造成政策支持机制无法成功运行的主要障碍。此外，尽管外商投资在当地能源和电力市场投资中占比上升趋势显著，大多数东南亚国家发布的政策及支持机制只有当地语言版本，缺乏英文版本，这也是造成政策无法顺利实施的原因之一。随着泰国和马来西亚成功实施了以平准化发电成本和区域可再生能源电厂成本分项一致化为主的政策配套机制，东南亚电力基础设施发展又出现了一些新问题和障碍。通过对发电技术进行敏感性分析发现，建设



成本的变化对平准化发电成本计算有显著影响。财税、能源、土地成本、关税、其他补贴或技术改进等影响项目建设成本的因素，均会对平准化发电成本和内部收益率产生影响，但因经济社会发展程度不同，各国具体情况也不尽相同。

总之，东南亚国家上网电价政策实施普遍遇到的问题包括：由于政策频繁调整或起始激励较低，某些发电技术的上网电价不具有投资吸引力；购电合同（PPA）及审批不清晰且程序冗长；由于个别可再生能源技术上网电价极具投资吸引力，申请激增，引发政策调整，导致该技术产能过剩；可再生能源发电厂联网指南不明确；购电协议签署较难且存在履约风险。

**保障措施实施较难，行政审批复杂耗时，政府部门之间难以协调且公众意识不足。**对于外国投资者而言，相关法规不完善、保障政策难以实施，以及行政审批复杂耗时且政府部门之间难以协调，也是影响其投资东南亚可再生能源发电项目的主要障碍。例如，文莱和老挝的可再生能源政策框架依然很不完善。严重的官僚主义也对可再生能源发电项目的审批造成了很大影响。例如，在印度尼西亚，国家电力公司 PLN 垄断了电力输送、分配和运行，在印尼电力市场中占主导地位，制约其他潜在投资者的参与和利益。

此外，公众支持和意识不足也对东南亚可再生能源的发展有所影响。在东南亚各国，公众并未意识到可再生能源所带来的就业机会，以及减少空气污染和应对气候变化等环境和社会效益。

**投资和研发资金不足，融资渠道有限，产业基础薄弱且专业人才缺乏。**可再生能源发电在东南亚属于资本密集型产业，资金获取和融资渠道对于该类项目而言至关重要。目前，东南亚国家（如马来西亚、印尼和越南）缺乏可再生能源投资风险评估的经验和专业技能，缺乏资金支持和融资渠道，包括公共资金支持的可获得性。这在很大程度上会影响可再生能源行业的投资吸引力。

地理因素和技术条件也是东南亚可再生能源发展面临的挑战之一。例如，印尼和菲律宾因地理因素无法构建比较统一的大电网，给可再生能源发电上网造成了技术障碍。同时，由于地貌、环境等因素，以及相关政策不到位，在该地区投资大型可再生能源项目时，容易引发诸多社会问题。此外，发展可再生能源发电的产业基础和具备相关知识与技能的人才欠缺，也是限制可再生能源发电快速发展的因素之一。尽管东南亚地区劳动力丰富，但可再生能源技术在东南亚发展时间尚短，产业基础薄弱，除少数国家外，大多数国家可再生能源电厂和设备制造商不多，缺乏具备技能的熟练劳动力，尤其是高级生产和管理人才，影响了可再生能源发电的大规模推广。



电网基础设施陈旧，无法消纳可再生能源大规模发电上网带来的冲击与挑战。东南亚除了经济发达的新加坡、文莱和比较发达的马来西亚之外，其他国家的电力基础设施都较为落后，尤其是最后加入东盟的四个成员国（柬埔寨、老挝、缅甸和越南）的电力基础设施存在着比较严重的问题，柬埔寨和缅甸的通电率分别仅有 61%和 56%。

由于风电、光伏发电具有间歇性、随机性、波动性，其不稳定性将会导致大规模风电、光伏电站并网之后，造成电网电压、电流和频率的波动，影响电网的电能质量。电网企业为消除不利影响，需要增加额外的旋转备用容量，从而增加了电网运行成本，也会间接影响新能源的发展。目前，东南亚整体网架结构较弱，高电压等级的线路较少，各国电力互联互通有限。此外，东南亚国家抽水蓄能电站、调节性能强的水电站规模较小，电网调峰能力有限，这在一定程度上制约了可再生能源的发展。

可再生能源成本下降迅速，但与化石能源发电相比，其经济竞争力短期内依然不足。过去五年间，可再生能源的平准化发电成本（LCOE）不同程度地降低，尤其是光伏发电 LCOE 大幅度下降，印尼、泰国和越南的光伏发电 LCOE 下降 42%~52%，陆上风电 LCOE 下降 16%~43%（见图 2-4 和图 2-5）。

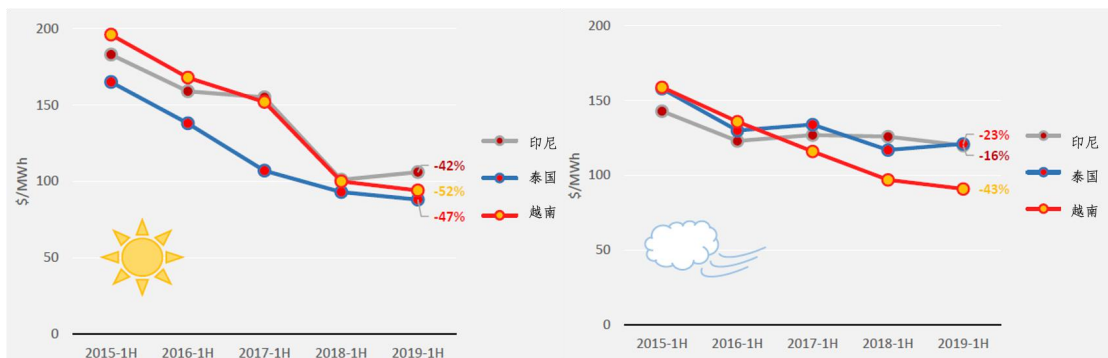


图2-4 印尼、泰国、越南光伏发电LCOE的变化趋势 图2-5 印尼、泰国、越南陆上风电LCOE的变化趋势  
(2015年上半年~2019年上半年) (2015年上半年~2019年上半年)

(数据来源: Romain Zissler. Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian)

虽然可再生能源发电成本下降，但与煤电相比仍然偏高。如图 2-6 所示，通过对印尼、马来西亚、菲律宾、泰国和越南五个国家煤电和可再生能源发电的 LCOE 进行分析，光伏、陆上风电、地热、生物质、小水电和 CCGT（联合循环燃气轮机）的 LCOE 普遍高于煤电。从项目层面，选取光伏、陆上风电、地热、生物质、小水

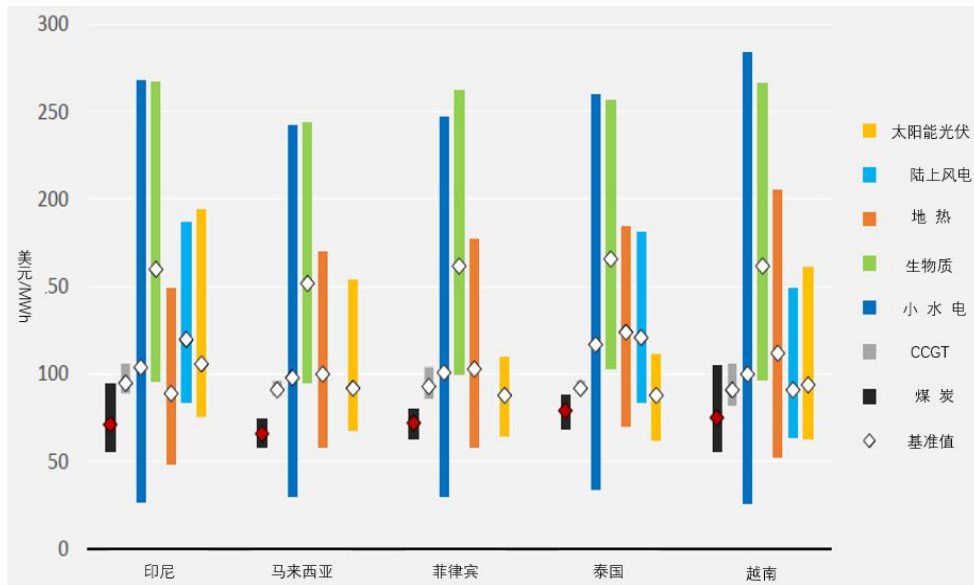


电五种最具竞争力的可再生能源发电项目，与煤电中最具竞争力的项目对比，结果表明，仅有小水电项目（泰国、越南）的 LCOE 明显低于煤电项目（25~35 美元/MWh），部分地热发电项目（泰国、印尼）的 LCOE 稍低于煤电项目，体现出可再生能源发电的优势；而生物质发电、陆上风电和太阳能光伏发电的 LCOE 则仍普遍高于煤电。发电技术的经济性和盈利性是企业选择是否投资或是投资偏好的重要考量因素，以“低成本可再生能源实现安全、可及、可负担和可持续的能源系统”的目标在可再生能源尚未降低到与煤电具有绝对竞争力的价格区间前较难实现。





图2-6 部分东南亚国家发电技术的LCOE（2019年上半年）



(数据来源: Romain Zissler, Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian)

## 五. 中国与东南亚绿色能源合作前景广阔

中国-东盟合作机制自 1997 年起便已确立，对双方的合作发挥了重要作用。随着中国与东盟经济社会的发展，环境保护已成为该机制的重要内容。中国-东盟环境保护合作的重要文件包括 2017 年 2 月签署的《中国-东盟环境保护合作战略（2016-2020）》、2011 年 12 月签署的《中国-东盟环境合作行动计划(2011-2013)》和《中国-东盟环境保护合作战略（2009-2015）》、2018 年 11 月签署的《中国-东盟战略伙伴关系 2030 年愿景》。其中，《中国-东盟战略伙伴关系 2030 年愿景》提到要深化中国与东盟金融合作，推动金融机构积极支持区域基础设施发展，并认识到新版“中国-东盟清洁能源能力建设计划”及“东盟清洁煤利用路线图研究”框架下，采取措施促进清洁能源发展的重要性，强调要加强环保、水资源管理、可持续发展、气候变化合作。

中国-东盟面临着共同的环境发展挑战，在各种多双边机制下开展绿色基础设施和环境气候合作。中国与东南亚发展历程相似，面临许多共同的环境与发展挑战，如全球化背景下的区域产业结构凸现环境风险、城市化与工业化进程加剧环境压力、区域生产与消费模式有待改进，以及全球环境问题加剧区域环境、气候、能源风险等问题。根据东盟共同体蓝图，结合中国-东盟环保合作的共性领域，未来合作重点领域为生物多样性保护、环境管理能力建设、全球环境问题、促进环





境产品和服务业。随着中国东南亚贸易合作的不断发展，中国各省市和东南亚各国的合作及各种形式的次区域经济合作亦不断协同推进。中国与柬埔寨、老挝、缅甸、泰国和越南于2016年启动了澜湄合作机制，从互联互通、产能、跨境经济、水资源、农业和减贫五个领域拓展合作机会。中国和由文莱全国及马来西亚、印尼、菲律宾三国的部分地区构成的东盟东部增长区保持良好的双边关系，双方在农业、能源、渔业基础设施建设等领域合作较为密切。总规模为100亿美元的中国-东盟投资合作基金<sup>9</sup>也于2010年4月成立运营，可通过基金的合理运作和政策引导，动员越来越多的社会资本投入到中国-东盟绿色电力基础设施合作中，解决东南亚电力基础设施绿色化的资金缺口。

**中国-东盟在能源电力合作领域优势互补明显。**2019年，中国与东盟成员国领导人发表的《纪念中国-东盟建立战略伙伴关系10周年联合声明》中明确提出，双方将加强在能源领域的合作，制订“中国-东盟新能源与可再生能源合作行动计划”。中国和东盟通过各种多双边合作机制进行绿色能源电力战略规划和政策对接，同时，双方在可再生能源、能效等领域的优势互补也极为明显。在市场和商业机遇驱动下，中资企业已先于政策规划在东南亚电力基础设施投资中进行了多种尝试并积累了相当的市场份额和投资运营经验。而东南亚国家新能源和可再生能源资源丰富且急需外商投资弥补其资金缺口，双方在相关领域合作空间巨大。双方在政策和市场方面的合作可通过区域总体规划和具体国家合作分阶段进行，并在交流对话基础上定期进行调整和更新，以适应不同的政策和市场环境。

---

<sup>9</sup> 由中国进出口银行主发起，致力于东南亚地区基础设施、能源和自然资源领域，通过对目标行业的投资促进中国和东南亚国家间的经济合作和发展。目前已完成在柬埔寨、老挝、马来西亚、菲律宾、新加坡、泰国和印尼的九项投资，主要投资领域包括交通运输、电力、可再生能源、公用事业、电信、管道及储运、公益设施、矿产、石油、天然气、林木类。



## 第三章 建议

### 一. 对推动东南亚地区电力基础设施可持续发展的建议

经济增长和能源需求之间的连接对于政策制定者和投资者而言，都是一个难解的困境。随着外国投资的涌入，东南亚各国政府需要慎重考虑，如何在创造良好投资环境、吸引外商投资、推动经济社会发展的同时，确保其实现应对气候变化和能源绿色转型的目标。

**《东盟能源合作行动计划 2016—2025》框架下的区域整体规划是解决东南亚能源电力可持续发展的有效方案之一。**东南亚可再生能源发电目前所面临的障碍和挑战的有效解决，对东南亚各国建立健全可再生能源政策和配套机制非常关键，也直接决定了东南亚中长期内可再生能源发电基础设施的投资吸引力，以及该地区是否可实现以安全、负担得起和可持续的方式满足日益增长的能源电力需求的目标。因此，东南亚各国需在科学评估其激励措施的基础上制定适当、系统的可再生能源发展规划和具体措施，同时，区域整体规划应该也是一个有效的解决方案，尤其在解决各国电网基础薄弱且相对落后的问题上。

作为东南亚区域整体规划方案的《东盟能源合作行动计划 2016—2025》，如果在其第二阶段的发展规划中重点关注目前面临的主要问题和障碍并实施相应措施，东南亚国家将有更多的可能性实现其可持续能源发展和电力可及目标。在一体化规划和整体解决方案中，东南亚各成员国政府起着关键性作用，目前各国政府仍在通过煤炭补贴、免税、优惠担保等政策弥补煤炭实际成本，能源电力绿色化改革的成败取决于东南亚各国政府部门。

**充分发挥智库、平台和网络作用，促进东南亚内外部经验互鉴与知识分享。**在整体规划基础上，制定适合本国能源电力可持续发展的具体解决方案。作为区域能源智库，东南亚能源中心(ACE)对区域可持续能源发展现状与未来影响有一定研究。受各国委托，ACE 主要充当催化剂、智库和政策顾问等角色，直接为区域当前能源发展提出解决方案。东南亚各国的国内电力制度体系有所不同，导致各国之间关于能源电力的规划无法直接转换。而 ACE 可研究并制定区域可再生能源发展规划，解决类似问题。在此平台上进行交流对话、技术转移和经验共享，可为各成员国制定适合本国的能源发展解决方案创造更多的机会。这些不仅有助于成员国制定可实施的政策配套机制，还有利于推动其政策稳定发展，同时也推动了



能源发展状况的信息公开，提升外国投资者对区域能源电力发展规划和趋势的了解，以及区域内公众对其能源安全脆弱性的认识。

为撬动、拓宽区域和各国绿色融资资金和渠道，东南亚各国可借助“央行与监管机构绿色金融网络”等平台，与国内外金融监管机构与银行交流绿色金融等方面的政策和经验，提升国内绿色低碳政策和绿色金融支持，撬动国内外资本流向更为低碳绿色的可再生能源电力基础设施，推动可再生能源电力投资的吸引力、有效性和市场化。

**东南亚各国应推动国内投资环境进一步改善，实施更为合理有效的可再生能源发电支持政策。**东南亚各国为吸引外国投资者解决国内能源电力发展资金有限的问题，正努力推动外商投资政策和可再生能源上网电价及其他配套优惠政策的制定和实施。但因为政策影响评估不足，造成不具有延续性和稳定性等问题，影响本国电力基础设施投资吸引力。各国应在经验互鉴和整体规划的基础上，在区域内和国际支持下，研究分析本国具体情况，推动更为合理有效的外商投资法规及优惠政策，以及可再生能源上网电价政策和相关配套措施。

除成员国政府、ACE 和其他区域利益相关方外，国际支持对东南亚实现可持续能源发展目标也非常重要。随着可再生能源的快速发展，国际投资者已逐渐意识到应丰富其投资组合，将更多资金投向金融和政策风险较小的可再生能源领域，而不仅是煤炭等化石能源，以避免其资产搁浅风险，造成财务损失。因此，东南亚各国应与国际投资者开展更为广泛的交流合作，推动信息更加公开和透明，建立一体化网络和服务平台，帮助国际投资者更好地了解本国电力基础设施投资情况、投资审批程序、融资服务、环境法规及监管、绿色发展战略和绿色金融等相关内容。

## 二. 对中国参与东南亚电力基础设施低碳转型的建议

中国政府应将环境和气候影响作为对修订外投资政策的重要考量因素。中国在对外投资的环境管理方面，更多采用东道国的环境标准，仅在东道国缺乏相关法规时，才建议企业采用中国标准或国际惯例。而多数发展中国家尚未建立完善的环境管理体系，环保标准普遍偏低，使得大量高污染高排放项目在发展中国家兴建，造成大量温室气体排放和环境污染，引发发展中国家被锁定在高碳发展路径的风险。中国政府应在对外援助政策和境外投资政策中将环保和气候因素纳为强制性要求，建立海外投资负面清单制度，限制高碳锁定项目并鼓励低碳投资项



目，落实绿色“一带一路”和推进互利共赢的开放战略。同时，将环境、气候、可持续发展等国际关注的环境社会议题纳入中国对外投资政策和具体措施，有利于引导公共资金和私人资本在对外合作过程中积极识别和管理其面临的各类风险，避免可能由此引起的财务、经济和声誉损失，有利于树立中国负责任大国的形象，推动中国对外投资高质量、可持续发展。

**中国应加强与东南亚国家的战略合作，为当地可再生能源发展规划及路线图提供技术和资金支持。**东南亚大多数国家目前处于工业化初期阶段，电力供应快速增长有利于满足其经济社会的发展需求。在可再生能源发电成本和技术尚未与化石能源发电形成绝对竞争之前，更倾向于部署资源容易获取、经济成本较低的化石能源发电项目来满足其电力可及目标。虽然部分国家已经认识到清洁电力的优越性，但受限于规划、资金和技术能力，无法系统高效地推动本国的能源系统转型。中国是世界上最大的可再生能源生产国，在能源系统的低碳转型方面有丰富的经验。而且，作为发展中国家，东南亚各国与中国面临着相似的因经济社会发展而产生的各类问题和挑战。因此，中国应在战略规划层面与东道国开展深度合作，结合多层次政府间能源电力宏观规划沟通交流机制，推动与东南亚的清洁能源、电力的政策交流和合作；加强合作研究，共同推动技术进步，降低清洁能源开发成本，充分利用各平台资源，分享中国清洁能源发展经验，推广适用技术，引导东南亚国家向清洁电力发展转型。

此外，中国在与东道国开展战略合作时，应更加重视对外援助在推动当地总体规划 and 动员资金流向方面的重要性。在确定对外援助顶层设计、组织架构、制度建设及具体合作方向选确定时，应考虑到不同区域和东道国具体发展需求和所存在的问题，提供技术援助，帮助区域和东道国提升战略规划 and 行业部署等能力，撬动国内外公共资金和社会资本为当地的绿色低碳转型 and 可持续发展提供资金保障。

**中国投资者要注重对境外投资项目的环境社会影响进行评估，确保促进当地经济社会环境的可持续发展。**金融机构和企业作为中国对外投资的主体，为有效防范和管理对外投资中潜在的政策、环境、社会、财务、声誉和资产搁浅风险，应在国家绿色信贷政策和对外投资法规指引下，积极推动企业内部环境社会风险管理体系的建立 and 实施。尤其是为企业提供资金支持的金融机构，应积极完善绿色信贷和环境风险管理政策，在研究分析投资所在区域的具体情况下，识别、评估潜在风险，遵循中国、东道国、国际和机构内部政策规范，将国际和东道国关注的环境、气候、可持续发展等议题 and 问题反映到具体投资策略中，在规避风险





的同时，监管授信客户/项目的环境社会行为与绩效，助力东道国实现可持续发展目标。

工程总承包（EPC）仍是中国企业目前在东南亚进行电力基础设施建设的主要方式之一，难以为当地带来劳动力、产业链等一系列能力的增量。中国企业的海外投资在关注投资收益的基础上，要更多关注项目为当地经济社会环境可持续发展带来的影响。尽量属地化经营，提高海外项目当地员工的雇用比例，积极参与公益事业，对项目事前、事中、事后全过程的影响进行系统评估，包括对宏观经济、促进当地就业、生态环境等方面的正负面影响，并采取措施减少负面影响，履行社会责任。

**中国政府和企业都应重视和增强与当地的交流和沟通。**中国政府可借助东亚峰会清洁能源论坛、大湄公河次区域能源合作等多种双边和多边平台，加强与东南亚各国中央和地方政府的沟通和交流。充分发挥中国在清洁电力技术、产业绿色转型、专家等方面的优势，加强对东南亚国家的技术援助、专业人员培训、项目示范等。

金融机构和企业可建立沟通协调机制和渠道，加强与当地社会的跨文化沟通，使用当地可以理解和接受的方式与公众、社区、社会组织和媒体进行交流，介绍投资项目相关状况，尤其在项目对当地环境社会有潜在或者已产生负面影响的情况下，要提供公开渠道供利益相关方进行申诉并共同探讨解决方案，以免引起更大的社会争议，导致项目被叫停或搁置。同时，也要加强宣传企业和项目为促进当地社会经济发展所做的贡献，争取当地各界对企业的理解和支持，还要注意防控舆论风险，对涉及企业的不实负面报道，要及时通过媒体进行澄清、说明。

**中国和东南亚应积极开展绿色金融合作，为东道国电力基础设施绿色转型提供资金保障和支持。**2020年3月，《经济学人》企业网络组织和贝克·麦坚时国际律师事务所联合发布报告指出，可持续性已成为“一带一路”倡议的核心，当可持续性被提上“一带一路”倡议议程首位时，可用资金规模将得以扩大。研究得出，在“一带一路”倡议下，交通、电信、公共设施、数字基础设施、可再生和清洁能源成为发展潜力最大、私营企业参与度最高的领域。这五大领域均能够吸引越来越多的可持续资金来源，可再生和清洁能源将可持续性体现得最为明显。以动员公共和私人资本流向更包容、可持续和绿色的行业为核心的绿色金融，则越来越成为“一带一路”绿色发展的主要抓手。过去一年中，中国与伦敦金融城公司的绿色金融倡议合作制定《“一带一路”绿色投资原则》（GIP），倡导“一带一路”沿线投资和运营的贷款机构、投资者和企业确保其项目符合环境可持续性



和《巴黎协定》要求。

中国应与东道国政府携手继续推动积极构建“一带一路”绿色融资体系，在相关政策制定过程中，考虑对外援助资金（无偿、无息、优惠贷款等资金方式）的独特作用，推动援助资金有机嵌入高质量基础设施的融资中，使之在“一带一路”建设气候友好、低碳环保的基础设施时发挥动员作用。进出口银行、国家开发银行及商业银行应积极发挥中介作用，制定清晰的绿色信贷投资策略，通过金融杠杆促进企业客户改善环境表现，建立环境与社会风险应对机制，并提高环境和气候信息披露的及时性与透明度。





## 附录一. 国别案例——印度尼西亚

印尼是一个由 17000 多个岛屿组成的群岛国家，国土面积约 190 万平方千米，相当于中国或美国的五分之一。2018 年的印尼人口为 2.67 亿，位列世界第四，是东南亚地区人口最多的国家。2018 年，印尼国民生产总值达 1.04 万亿美元，年增长率为 5.8%，是东南亚地区国民生产总值最高的国家。

### ● 印尼电力供应持续快速增长，但是人均用电量仍然较低

近年来，印尼的电力可及性得到大幅改善，总装机容量已由 2013 年的 46613MW 增加到 2018 年的 56510MW，年均增长率为 4.1%。发电量由 2013 年的 216189GWh 增长到 2018 年的 267085GWh，年均增长率为 4.93%。随着电力供应的增长，印尼的电气化率不断攀升，由 2013 年的 78% 稳步提升到 2018 年的 97%，无法获得电力供应的人口由 2013 年的 5400 万人减少到 2018 年的 800 万人。值得注意的是，印尼各地区的电网可及度参差不齐，西部地区的电气化率将近 100%，而东南部地区仅有 59.85% (PWC, 2018)。

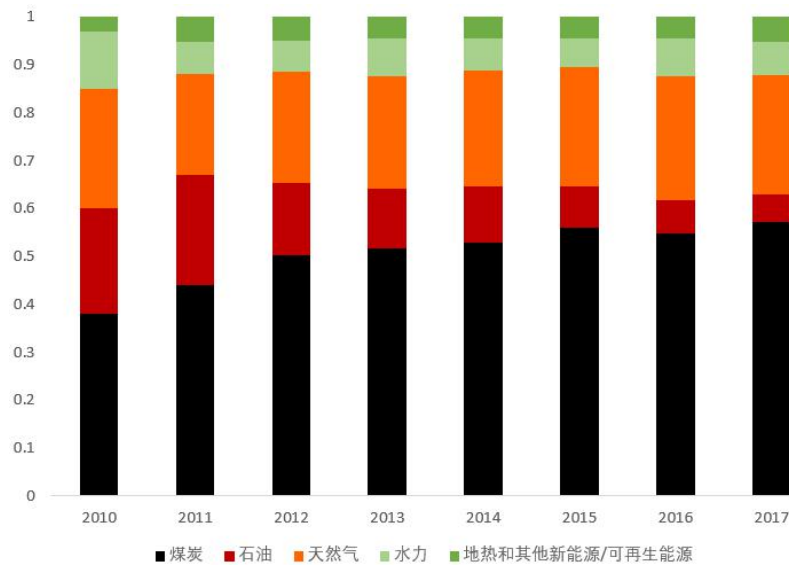
2013—2018 年期间，印尼总体用电量从 187.5TWh 增长到 234.6 TWh，年均增长率为 5.1%。分部门来看，家庭用电量占比最大，为 42%；工业、商业及公共服务紧随其后，分别占 33%、18% 和 6%。但人均用电量较低，2018 年仅为 888 kWh/人，这一水平不仅远低于世界平均水平，甚至与东南亚平均水平（2015 年为 1507kWh/人）相比也相去甚远。

### ● 可再生能源发电有所增长，但化石燃料在发电结构中占据绝对主导地位，且中长期内会保持不变

2010—2017 年期间，化石燃料发电量占比高达 85%~90%，其中石油发电量占比稳步下降，由 22% 下降至 5.81%，天然气发电量占比较为稳定，煤炭发电量占比由 38% 快速增长至 57.22% (PWC, 2018) (见图附 1-1)。化石燃料（尤其是煤炭）在印尼电力行业中起着极为重要的作用，原因主要在于印尼拥有丰富的煤炭资源，煤炭资源储产比高达 61 年。从燃煤发电技术来看（见表附 1-1），尽管现在仍在使



图附 1-1 不同技术发电量占比



(数据来源: PWC, Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide)

2010—2017 年期间, 印尼水力发电量占比从 12% 下降到 7.06%, 非水可再生能源发电量占比则由 3% 增长到 5.09%。总体来看, 可再生能源发电量占比由 15% 下降至 12.5%。可再生能源在发电结构中占比仍较低, 增速低于化石能源。

表附 1-1 印尼现有煤电厂主要技术

煤电站名称	所在省份	装机容量 (MW)	商业运营日期 (年)
<b>亚临界技术</b>			
1. PLTU Paiton 蒸汽燃煤电厂机组 1	东爪哇	815	2012
2. PLTU Tanjung Kasam 燃煤电厂机组 1-2	廖内群岛	2× 55	2012
3. PLTU Sumsel 5 燃煤电厂机组 1-2	南苏门答腊	2×150	2015
4. PLTU Kalteng 1 燃煤电厂机组 1-2	中加里曼丹	2×100	2019
5. PLTU Tanjung Power, Tabalong 燃煤电厂	南加里曼丹	2×100	2019
<b>超临界技术</b>			
1. PLTU Cirebon 燃煤电厂机组 1	西瓜哇	660	2012
2. PLTU Banten Serang 燃煤电厂机组 1	万丹	660	2017
3. PLTU Cilacap Sumber 燃煤电厂机组 3	中爪哇	660	2019
4. PLTU Bangko Tengah/Sumsel 8 燃煤电厂机组 1-2	南苏门答腊	2×620	2021



5.	PLTU Indramayu 燃煤电厂机组 4-5, PLN <sup>10</sup>	西瓜哇	2×1000	2021
<b>超超临界技术</b>				
1.	PLTU Celukan Bawang 燃煤电厂 机组 1、2、3	巴厘	3×142	2015
2.	PLTU Lontar 燃煤电厂机组 4	万丹	315	2019
3.	PLTU Jawa 7 燃煤电厂机组 1-2	万丹	2×1000	2019
4.	PLTU Batang Jawa Tengah 燃煤电厂机组 1-2	中爪哇	2×1000	2020
5.	PLTU Tanjung Jati B2 燃煤电厂机组 5-6	中爪哇	2×1000	2021

(注: PLTU= Pusat Listrik Tenaga Uap, 即蒸汽燃煤电厂)

根据印尼 2020—2028 年新增发电容量计划(见表附 1-2), 化石燃料的新增发电容量占比将会降至 70%, 但煤炭的新增发电容量占比仍高达 48%, 可再生能源的新增发电容量占比将提高至 30%。说明印尼短期内煤炭的重要地位仍无法逆转, 但可再生能源发展潜力较大。因印尼特殊的地理环境, 本国电力供应系统本身较难集成到一个相互连接的系统中, 推动分布式可再生能源电力系统和储能技术发展, 是实现印尼 100%供电率目标的有效措施之一。

表附 1-2 2020—2028 年新增发电容量计划,

	2019 年	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	总计 (MW/年)	占比
煤炭 (MW/年)	1569	6047	3641	2780	4590	3090	1184	1695	1375	1093	27064	48%
天然气 (MW/年)	1592	3073	1011	3155	1535	845	40	280	400	485	12416	22%
柴油 (MW/年)	138	8	2	3	47	3	-	-	-	-	201	0.36%
化石燃料 (MW/年)	3299	9128	4654	5938	6172	3938	1224	1975	1775	1578	39681	70.36%
可再生能源 (MW/年)	559	932	1697	1501	1065	2287	6252	199	648	1574	16714	29.64%
总计 (MW/年)	3858	10060	6351	7439	7237	6225	7476	2174	2423	3152	56395	100%

为推动电力可及目标实现和可再生能源发展, 印尼政府制定了电力计划并推



出一系列政策。关于《国家能源政策》的 2014 年第 79 号《政府条例》确定了以下电力目标：到 2020 年，电气化率接近 100%；人均用电量在 2025 年达到 2500 kWh，到 2050 年达到 7000 kWh；装机容量到 2025 年达到 115 GW，到 2050 年达到 430 GW。2019 年，印尼政府公布了可再生能源发展目标：到 2025 年，可再生能源总发电量将达到 240.7 MW，占印尼国内总发电量的 23%。印尼政府计划到 2019 年年末将可再生能源发电量增加到 103.4 MW，2020 年扩大到 112.56 MW，2024 年再增加到 174.2 MW。据估算，实现 2025 年可再生能源发电目标所需投资额将达 369.5 亿美元（王英斌，2019）。

- 2014 年，第 79 号《关于国家能源政策的政府条例》取代 2006 年第 5 号《总统条例》，设定了到 2025 年可再生能源比例达到 23%、到 2050 年达到 31% 的目标。
- 2017 年，第 50 号《部长条例》规定 PLN 可再生电力采购的机制和定价。机制方面，以建造、拥有、运营和转让（BOOT）为主；定价方面，光伏、风能、生物质能、沼气、海洋能的购电价格为当地平均发电成本（BPP）的 85%；水力、废弃物和地热的购电价格为当地平均发电成本的 100%。
- 2018 年，第 35 号《总统条例》，主要是关于在印尼 12 个主要城市加速发展垃圾焚烧发电。
- 2018 年，第 41 号《部长条例》，主要涉及棕榈油业务的生物柴油融资。
- 2018 年推出第 49 号关于屋顶光伏的《部长条例》。

#### ● 印尼电力低碳转型面临的主要问题

化石燃料储量丰富且价格低廉，使得印尼短期内难以摆脱对化石能源发电的依赖。印尼可获取煤炭资源储量丰富，每年新增燃煤电站装机容量预计于 2020—2023 年间达到峰值，然后放缓至 2028 年，但 2019—2028 年间新建的燃煤电站装机容量仍将占到最大比例（48%）。印尼可获取天然气资源的储产比为 49 年，新增天然气装机容量计划在 2022 年达到峰值，2019—2028 年预期新增装机总容量将达到 12416MW，占比 22%。自 2003 年成为石油净进口国之以来，印尼减少了石油在发电中的使用。柴油发电仅在没有其他可替代选择的地区有所保留，或处于备用状态，供紧急情况下使用。

可再生能源发电潜力大但成本高，投资吸引力不足。根据印尼《国家能源总体规划》，其国内可再生能源发电投资潜力巨大（表附 1-3），目前利用可再生能源



发电的比例仍然较低，不足其潜力的 1%。除地热、水力等装机容量相对较高的可再生资源对项目选址要求较高，只能在某些特定省份发展外，可再生能源成本较化石能源高是最主要的原因。印尼可再生能源发电的建设/投资成本普遍高于化石燃料发电厂，即使从运营成本来看，可再生能源发电的优势也不明显。

表附 1-3 印度尼西亚《国家能源总体规划》节选

可再生能源发电形式	发电潜力 (GW)
地热能	29.5
水电	75.1
小型、微型水电	19.4
生物能	32.7
太阳能	207.9
风能	60.6
潮汐能	18.0
<b>总计</b>	<b>443.2</b>

除投资成本比化石能源成本高外，可再生能源不具有投资吸引力的原因也包括以下几点。第一，定价不具有吸引力。PLN 购电价格为当地平均发电价格的 85%，使得开发者可能无法收回投资并获得合理的利润。这样的定价将可再生能源置于无补贴的不利地位，无法与获得补贴的煤电相竞争。第二，可再生能源补贴不明确。适度补贴能够有效促进可再生能源发电的投资吸引力，但目前印尼针对买方的可再生能源补贴缺乏明确性。

**可再生能源的制度和政策不健全、不完善，且可再生能源发展触动现有利益格局。**第一，可再生能源相关政策充分性和稳定性不足，频繁变动的政策削弱了投资者信心，增加了项目开发风险。政策不充分也无法促进可再生能源的占比提升。以 2019 年的《关于屋顶光伏的部长条例》为例，虽然政府认为这项政策可为光伏所有者节省 30% 的能源费用，但有观点认为 65% 的能源外流到电网会降低公众投资光伏的意愿。第二，土地利用获得许可的过程复杂。以地热发电开发为例，地热资源往往位于受保护的森林中，获得开发许可的过程比较复杂。第三，部分制度和政策缺位。

此外，电力市场里生产者主要是发电厂，其数量相对有限，行业准入壁垒较高。煤炭等传统化石燃料发电厂的运行年限较长，如果大力推行可再生能源发电，势必影响化石燃料电厂的既得利益。在印尼，国有的 PLN 公司具有垄断地位，因其电力业务中的煤电比例很高，该公司会尽力维持现状以避免其煤炭资产搁浅，而





且 PLN 会优先考虑电网稳定性，并控制可再生能源的入网率。

印尼电力基础设施资金缺口较大，急需吸引外商投资，但目前外国投资者在印尼以煤电投资为主。为吸引外商投资，印尼近些年通过修订政策法规和改进投资环境，努力提高其投资吸引力。政府发布的与外商投资相关的法规如下：

- 2007 年，第 25 号《投资法》陈述了国内外投资对支持国家发展的重要性，规定了对外国投资开放的企业类型、就业、权利和责任、配套设施（税收和财政激励、进口许可证、移民）等方面的内容。
- 2014 年，第 35 号关于能源与矿物资源部授予投资协调委员会电力生产经营许可的《部长条例》，在投资协调委员会“一体化一站式服务”框架下简化了获得电力业务许可的流程。
- 2015 年，第 38 号《总统条例》（《政府与企业在基础设施发展方面的合作》）取代了以往条例，将外国控股企业纳入基础设施发展项目中来。
- 2019 年第 5 号《总统条例》或 2018 年第 24 号《关于投资指南和设施的政府条例》。

根据相关法规，印尼对外国能源投资份额有所限制。对于装机容量低于 1MW 的项目，仅允许国内投资；对于发电容量为 1~10MW 的项目，外国投资最大份额为 49%；对于 10MW 以上的发电项目，外国投资最大份额为 95%，但在某些特定条件下外国投资所占的份额可能更大。

为填补电力投资的资金缺口，印尼大力提倡开展能源投资与国际合作。投资印尼煤电的国家主要包括中国、日本和马来西亚。外国在印尼的煤电投资弥补了印尼当地电力发展资金缺口的同时，推动了印尼清洁煤电技术的发展，也将先进的管理经验带到印尼，某种程度上提高了印尼电力从业人员的管理水平和专业素质。此外，中国与印尼在可再生能源领域尤其是水电与地热能方面也有广泛合作，水电方面以大中型水电项目为主，包括阿萨汉一级水电站、班特巴图水电站、卡扬河梯级水电站、佳蒂格德水电站等，地热能领域主要项目包括 SMGP 地热发电项目。

但就目前情形，投资者在印尼清洁能源和可再生能源领域进行投资时，存在诸多障碍，具体如下：

- 可再生能源发电上网的整合难度较大。印尼的电网非常分散，偏远地区有



许多小电网，电网的运行维护存在一定困难。输变电系统的限制导致可再生能源上网的困难增加。

- 可再生能源上网电价通常高于 PLN 向消费者收取的价格，短期内难以收回成本，项目经济性较差。
- 本土金融机构为可再生能源项目提供资金支持的力度较小，国际金融机构对可再生能源投资的贷款条件较为严苛，因此目前印尼可再生能源项目的融资机会有限。
- 土地征用比较困难。印尼多地土地所有权不明确，土地征用耗时费钱，一定程度上限制了可再生能源项目的投资建设。
- 行政管理复杂且审批程序冗长。在取得投资和项目建设许可的过程中，行政审批程序比较复杂且耗时，获得许可权较为困难。印尼近年政策更新较快，因为行政审批耗时过长，也会错过投资机会，导致可再生能源项目投资较为困难且对投资回报率有所影响。

整体而言，由于国内电力需求增长、煤炭资源和可再生资源丰富及国内财政资金和社会资本短缺，印尼需要国际合作和外商投资提供的资金、技术、管理等支持，推动其国内电力基础设施的建设与发展。但新增的燃煤发电明显推高温室气体排放且污染空气和水，引来了印尼国内的反对意见。同时，因可再生能源支持政策不足且经济回报率有限，外国投资者在捕捉到其可再生能源投资机遇的同时，也面临许多风险和需要克服的挑战。

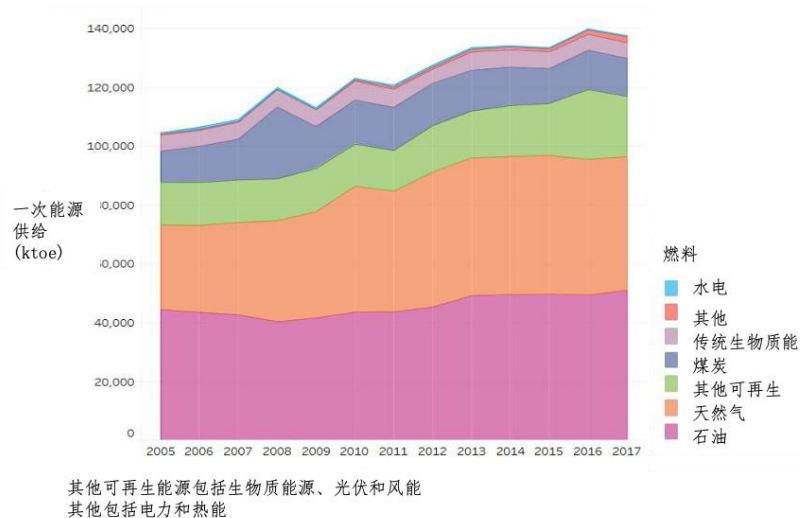


## 附录二. 国别案例——泰国

泰国不仅是东南亚北部（包括老挝、缅甸、柬埔寨和越南）最大的经济体，其GDP约占该区域GDP总量的57%，同时也是东南亚北部电网装机总量最大的国家，其装机容量占该区域总装机容量的45%（ACE, 2020）。这些数据表明，泰国不仅对东南亚北部区域有重要影响，而且在整个东南亚有一定影响力。自2005年起，石油和天然气已成为泰国一次能源供给的主要燃料，可再生能源所占份额也有所增长。目前，交通和工业部门在泰国能源消费中占主导地位。随着可再生能源的进一步发展和在东南亚电网中重要性的提升，尽管其能源消费增长率不断上升，泰国仍然希望降低其装机容量或到2040年进一步推动燃油电厂退役。作为东南亚最大的电力进口国，泰国与除缅甸外的其他邻国都存在跨境互联网络，这使得泰国的能源发展规划具有自己的特点。

根据泰国能源部下属部门能源政策和规划办公室(EPP0)的统计数据，泰国在2017年的总发电装机容量为42433MW，全年发电量为201165.5GWh（含进口电力24427.42GWh）。其中，火力发电占比78.2%，天然气发电量为121044GWh，燃煤及褐煤发电量为35732.5GWh，燃油发电量为133GWh，柴油发电量为198GWh。2017年全年，水力发电占总发电量的2.3%，非水电可再生能源发电量占7.4%。由此可见，泰国电力供应结构中，火电仍为主流发电形式且对天然气发电的依赖性非常高（图附2-1）。

图附2-1 泰国一次能源供给



（来源：ACE, 2020）

泰国能源政策和规划办公室在2015年发布了《泰国电力发展规划2015-2036》（PDP2015），明确了未来二十年电力发展重点，具体包括：确保电力系统的稳定



性；推动能源结构多样化，减少对单一能源的依赖，包括减少天然气发电、增加清洁煤电、对外购买电力不超过总发电量的 20%、鼓励可再生能源发电和核电等；确保储备电力保持在合理水平，不低于电力需求峰值的 15%；确保履行与 IPPs 和 SPPs 签订的电力购买协议。PDP2015 发布以来，泰国可再生能源进入快速发展阶段。2018 年，泰国更新电力发展规划，发布了《国家电力发展规划 2018-2037》（PDP2018），提出为适应国内电力需求，提高国内可再生能源占比并争取尽早达到减排目标，促进行业低碳可持续发展。PDP2018 要求，泰国将大幅提升能源结构中天然气和可再生能源的占比，到 2037 年非化石发电占比将增至 35%，其中，天然气发电占比将从现在的 40%增至 53%，可再生能源发电占比将从现在的 10%增至 30%，煤炭发电占比将从现在的 37%降至 25%。根据泰国国家能源政策委员会核准的《替代能源发展规划》，截至 2036 年，泰国可再生能源发电装机总量可达 19634.4MW，具体见表附 2-1。

表附 2-1 泰国可再生能源发电装机总量分布

发电技术	电厂因子 (%)	目标 (MW)
太阳能		6000
- 地面装配	16	
- 屋顶	15	
风电	18	3002
水电		3282.4
- 10MW 及以下	44	376
- 10MW 以上		2906.4
固体废弃物	70	500
生物质	70	5570
沼气（废水/固废）	70	600
沼气（能源作物）	78	680
总计		19634.4

此外，据泰国投资委《投资促进项目申请指南 2017》“第一部分 服务业和公共事业 7.1.1.2 使用可再生能源发电或者发电与生产蒸汽，如太阳能、风能、生物能源、生物沼气但不包括垃圾或者垃圾燃料的，给予 A2 企业投资优惠权益”可知，A2 行业为发展国家基础设施的行业，具有高附加值的高科技行业，且在泰国投资较少或尚未有投资的行业，A2 企业可享受减免机器进口税、免出口产品原材料进口税以及非税收优惠权益和额外优惠权益等，并免 8 年企业所得税，可见，泰国政府鼓励外资进入可再生能源领域，投资者在泰国投资享有政策支持。因泰国政

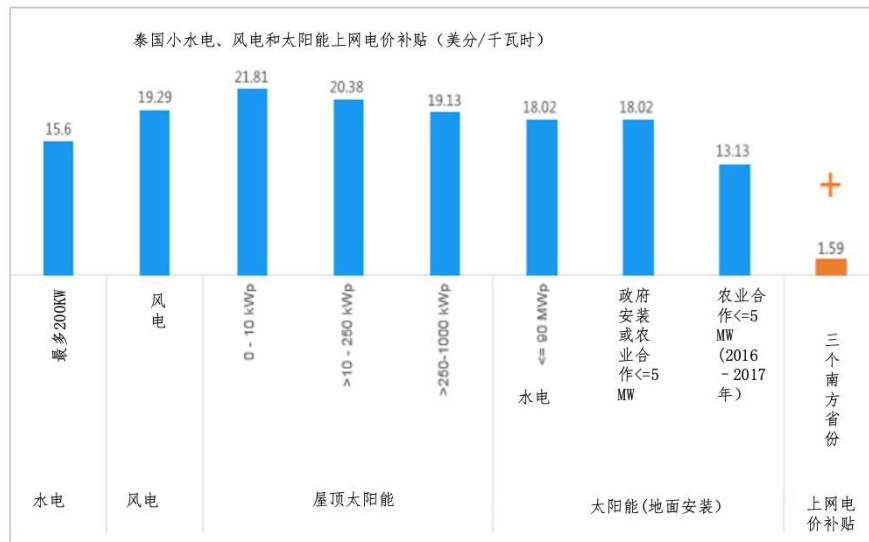


府对于本国垃圾发电高度重视，将垃圾发电排在清洁能源电力优先上网的首位，正是泰国政府对于垃圾发电的高度重视和政策保障，使得中国与泰国的垃圾发电合作项目数量明显高于其他东南亚国家。

### ● 可再生能源支持政策

上网电价是最常见的可再生能源发展政策支持机制，从 2007 年起，东南亚就开始推动上网电价政策的发展和实施，泰国是第一个以叠加计划的形式引入上网电价的东南亚国家。泰国上网电价以可再生能源技术为基础分为两大类：一类是自然能源，如水能、风能、太阳能；一类是生物质能，如固体废弃物、生物质和沼气。为满足和适应不同的需求，这两大类可进一步被细分。例如，泰国自然能源上网电价可以两种方式确定：固定上网电价-薪酬的固定比例和三个南方省份的上网电价津贴。上网电价津贴是除基准上网电价外的额外津贴或额外激励，用以鼓励农村或偏远地区可再生能源发展。该津贴以可再生能源种类及其装机容量为基础进行计算。2018 年太阳能上网电价计划已经终止，相关法规正处于修订阶段。2014—2017 年间，泰国天然能源上网电价如图附 2-2 所示。

图附 2-2 泰国可再生发电上网电价补贴



2018年3月6日汇率31.61泰铢/1美元

(来源：ACE&CREEI, 2018)

此外，2017 年泰国能源管理局制定了小规模电厂(SPP)混合能源(Hybrid Farm)招标上网电价政策，提升多源可再生能源混合发电项目的可行性。SPP Hybrid Farm 申请允许项目开发商整合不同的可再生能源发电，并详细说明发电厂使用的可再生能源类型，但对电厂所利用的可再生能源类型和各类可再生能源的最低使用数





量未提出任何要求。泰国能源管理局为可再生能源发电分配了 300 MW 发电容量，SPP 混合能源在南部地区、北部地区和东北部地区分配的额度最大，约为 10~50MW。

泰国上网电价资金主要来源于电力纳税人，因此国有企业或政府履行购电合同不会因可再生能源装机容量急速增加而产生重大负担。此外，另一资金来源是以转嫁成本的形式在电费结构中设置燃料调节成本，向所有电力消费者统一收取一定金额的费用。泰国采纳了适当的具有竞争力的上网电价政策，成功推动了国内可再生能源发展，可再生能源和清洁能源投资处于东南亚领先地位，是东南亚地区以强有力电力市场结构为基础设计和实施政策支持机制的成功案例之一，为东南亚其他国家提供了上网电价结构最优模型。

### ● 电力市场结构

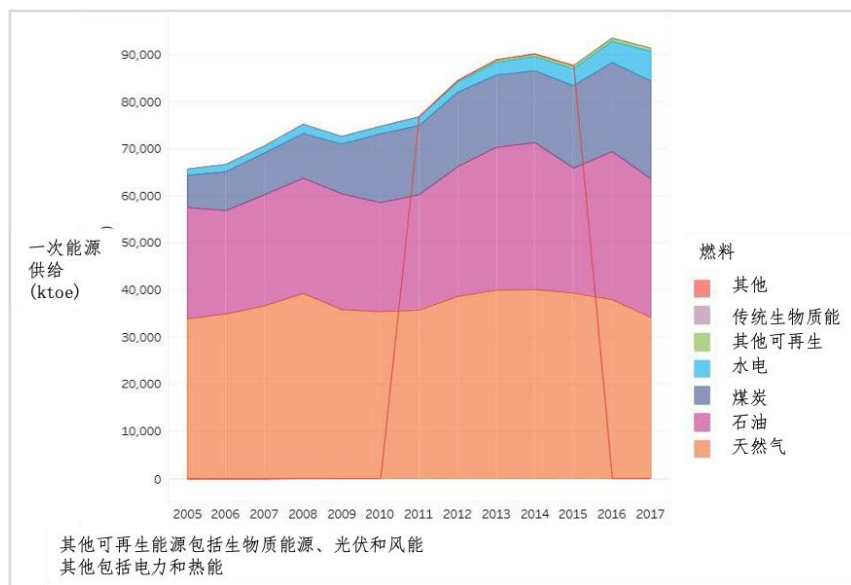
泰国电力系统是所谓的“增强型单一买家”模型（ESB），由独立的国家电力管理局监管。国家公用事业公司电力生产局（EGAT）拥有并运行一定比例的发电厂，但主要管控输电系统。泰国电力市场也拥有一定数量的独立电力生产商（IPPs）。同时，电力分销被划分成两个部分，环首都曼谷区域由省电力机构（PEA）负责，而泰国其他区域由首都电力机构（MEA）管辖。



### 附录三. 国别案例——马来西亚

马来西亚国土面积约 33 万平方千米，2018 年国内人口总数为 3150 万人，国民生产总值为 3586 亿美元，是东南亚第三大经济体，仅次于印尼和泰国。马来西亚国内电气化率已达 100%，人均电力消费约 4636kWh，居民购电价格为 0.069 美元/kWh。马来西亚电力装机容量在东南亚位列第四（ACE，2020），在区域能源发展中起到重要作用。自 2005 年起，天然气已成为马来西亚主要能源之一，仅次于石油和煤炭。同时，煤炭在马来西亚一次能源供应总量中的份额呈现稳步上升趋势，具体如图附 3-1 所示。

图附 3-1 马来西亚一次能源供应总量（燃料类型占比）

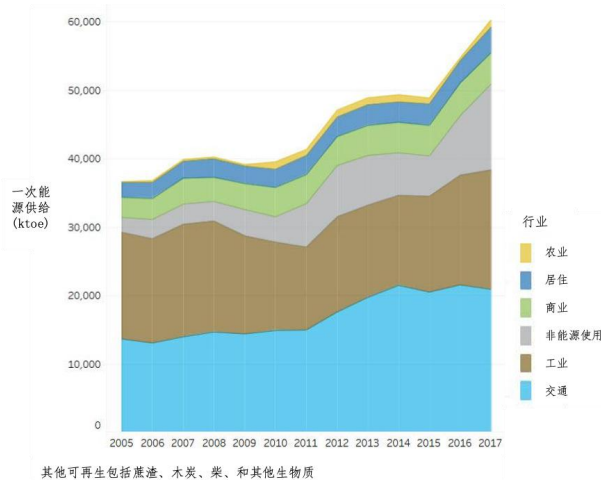


（数据来源：ACE，2020）

随着国内居民和商业能源需求持续增长，马来西亚正面临如何将其能源出口潜在收入最大化的挑战。能源生产应考虑最具成本有效性的方式，推动高质量电力供应以提高国家能源安全。目前马来西亚一次能源供给依然严重依赖石油和天然气。同时，作为最廉价的化石能源，煤炭在马来西亚能源结构中起着至关重要的作用。据估计，马来西亚煤炭资源约为 1050 兆吨，因资源丰富且价格低廉，煤炭在国家电力能源结构中占比上升显著，由 2000 年的 6.7% 上升到 2009 年的 35%（Rahim & Liwan, 2012）。图附 3-2 位各领域明细显示，目前交通和工业是主要的能源消费部门。



图附 3-2 马来西亚一次能源供给分部门结构



(数据来源: ACE, 2020)

## ● 电力发展目标和政策

马来西亚能源政策由经济计划署能源部制定并监管，该部门由总理办公室直接管辖，主要职责包括：制定能源部门可持续发展政策和策略，促进石油和天然气行业发展，确保适当的、安全的、高质量且成本有效的能源供应，促进可再生能源和能效的持续利用和发展，为能源发展规划提供资金并评估其成效。

为实现稳定的能源供给，确保国内能源安全和实现可持续发展，马来西亚国家能源政策规划了三个基本目标，分别是供应目标、利用目标和环境目标。其中，供应目标主要是通过开发替代能源（可再生能源和非可再生能源）和推动国内能源多样化供应，确保适当的、安全的低成本有效能源供应；利用目标主要是提升能源的有效利用效率；环境目标为将能源供应链的环境负面影响最小化，如能源生产、运输、转换和消费。此外，马来西亚政府在应对气候变化的相关政策中，确定要通过将可再生能源装机容量从 2014 年的 243MW 提升到 2020 年的 2080MW 来满足经济社会发展需求和实现温室气体减排目标。

根据马来西亚 2011 年发布的《国家可再生能源政策和行动计划》(NREPAP)，预计到 2025 年，可再生能源装机容量在电力结构中占比将提高到 20%，这一比例在 2017 年仅为 5%。马来西亚是世界上第二大棕榈油生产国，棕榈油生产过程中产生的生物废弃物种类繁多，因此马来西亚生物质能发电潜力巨大。同时，马来西亚位于赤道附近，其太阳能资源（平均每日日照量为 4.21~5.56 kWh/m<sup>2</sup>）也极为丰富。马来西亚在评估各类可再生能源发展潜力的基础上，制定了可量化的可再生能源技术发展目标，具体见表附 3-1 和表附 3-2。



表附 3-1 马来西亚可再生能源发展目标 (NREPAP, 2011)

年份	累计装机总量 (MW)	装机份额	年发电量 (GWh)	占比	CO <sub>2</sub> 年减排量 (吨)
2011 年	217	1%	1228	1%	773325
2015 年	975	6%	5374	5%	3385406
2020 年	2065	10%	11227	9%	7073199
2030 年	3484	13%	16512	10%	10402484
2050 年	11544	34%	25579	13%	16114871

表附 3-2 马来西亚可再生能源发电技术发展目标

年份 \ 累计装机容量 (MW)	生物质	沼气	小水电	太阳能	固废	总装机容量
2020 年	800	240	490	175	360	2065
2025 年	1190	350	490	399	380	2809
2030 年	1340	410	490	854	390	3484
2035 年	1340	410	490	1677	400	4317
2040 年	1340	410	490	3079	410	5729
2045 年	1340	410	490	5374	420	8034
2050 年	1340	410	490	8874	430	11544

### ● 可再生能源支持政策

与其他成员国类似，马来西亚的化石能源容量有限。为满足国内发展需求和绿色低碳转型需求，马来西亚致力于开拓可再生能源发展潜力。为实现 2025 年 20% 发电量来自可再生能源的目标，马来西亚正积极制定和实施各项扶持政策。其中，地热、生物质、水力和太阳能发电技术上网电价是马来西亚政府颁布的最重要的政策，这项政策有效期对于生物质而言为 16 年，对沼气、小水电和太阳能技术为 21 年。上网电价政策于 2011 年正式颁布，小水电上网电价在 2016 年有所调整，而太阳能光伏上网电价从 2012 年开始每年调整一次，以适应太阳能光伏发电技术成本的下降。马来西亚基于平准化电力成本与投资回报补偿之和来设计其上网电价制度。随着太阳能光伏发电技术成本的急剧下降，市场增速加快，上网电价相应下降。根据各类技术的年递减率可知，除小水电外，所有可再生能源上网电价均会逐渐降低。因此，可再生能源设备投入运行越晚，其上网电价越低。一旦电厂上网电价开始生效，价格则保持不变。递减率政策的理论依据主要是对可再生能源技术成本会随着技术成熟而下降的预期，因此，递减率反映了所有可再生能



源技术的成熟度和现有成本下降趋势。

上网电价政策被认为是推动马来西亚 2011—2015 年间可再生能源装机容量年均增长 500MW 的主要因素。根据《东南亚上网电价机制报告（2018）》，马来西亚是可再生能源显著发展（特别是太阳能）的热点国家，由 2011 年的 3.4MW 发展到 2016 年的 270MW。马来西亚可持续能源发展局制定的太阳能光伏目标于 2016 年正式完成，太阳能上网电价申请配额也宣告终止。随后，政府出台净能量计量（NEM）和大型太阳能（LSS）自消费计划。净能计量和自消费计划将进一步激励太阳能光伏用户以具有竞争力的价格将剩余电力上网出售给电网。

马来西亚另一关键配套性政策为可再生能源专项基金，该基金依据国家可再生能源法规第 23 条建立，由马来西亚可持续能源发展局管理和监督。可再生能源专项基金资金来源由两部分组成：一是来自国家财政的 3 亿林吉特启动资金，二是由消费者电费 1%附加税筹集，此项费用中不包括每月电力消费低于 300kWh 的国内消费者或每月电费账单少于 77 林吉特的消费者，由国家电力公司（TNB）代表马来西亚可持续能源发展局通过电费账单收取相关费用。附加税率在 2014 年 1 月增加到 1.6%，收取范围也拓展到了沙巴州，该项资金 44%来自公共事业部门。

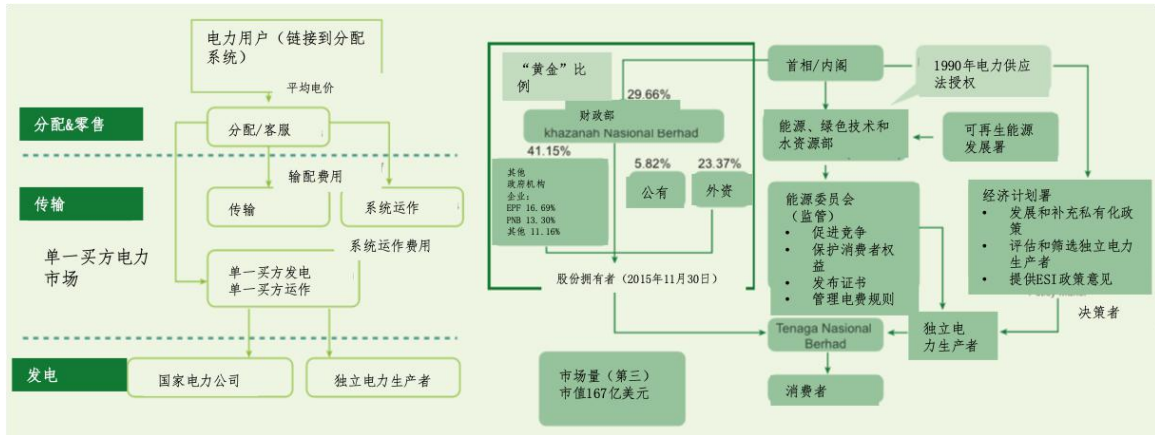
## ● 电力市场结构

作为一个由独立能源委员会监管的单一买方电力市场，马来西亚开发了一套强有力的国家合作机制，在东南亚电力互联互通计划中发挥着关键作用。马来西亚半岛电力供应行业由垂直一体化的单一公共事业单位，即国家电力公司（TNB）运行、管理。TNB 由马来西亚能源委员会（ST）或能源委员会（EC）监督管理。独立发电厂发电量在马来西亚电力市场约占 50%。TNB 是马来西亚半岛主要的电力经销商，但政府也为指定区域（如山区旅游景点、复合式购物中心和工业园区等）的当地经销商签发许可证。马来西亚电力市场结构如图附 3-1 所示。





图附 3-1 马来西亚电力市场结构图





## 致 谢

本报告的研究工作得到了国内外有关部门、机构和专家的大力支持和协助。特别感谢 IPEN 咨询公司总经理 Hugh Outhred 博士和主任 Maria Retnanestri 博士，东盟能源中心 ASEAN Centre for Energy 项目团队 Yudiandra Yuwono 博士、Septia Buntara 先生和 Monika Merdekawati 女士，以及新加坡国立大学能源研究所所长 Philip Andrews-Speed 博士为本报告提供东南亚电力基础设施发展数据与案例分析。感谢创绿研究院李秀兰研究员和中国科学院科技战略咨询研究院顾佰和副研究员为本报告的编写提供的大力支持，感谢能源基金会清洁电力项目团队和低碳转型项目团队在报告的撰写过程中给予的咨询建议，在此由衷表示感谢！



## 参考文献

- IEA, Southeast Asia Energy Outlook, 2019.
- Woetzel J., Jiang K.J., 中国将如何引领可再生能源革命, 世界经济论坛, 2017
- ACE& China Energy Technology and Economics Research Institute (CETERI), Cleaner Coal Utilization Roadmap, 2019.
- IEA, <https://www.iea.org/statistics/>
- IRENA&ACE, Renewable Energy Outlook for ASEAN, 2016.
- ACE, Levelised Costs of Electricity (LCOE) for Selected Renewable Energy Technologies in The ASEAN Member States II, 2019.
- IRENA, Report on Renewable Power Generation Costs, 2017.
- ACE&China Renewable Energy Engineering Institute (CREEI), Feed-In-Tariff (FIT) Mechanism Report, 2018.
- 刘焱, 中国对东南亚投资中的环境保护法律风险研究, 2018.
- 范纯, 东南亚环境问题及法律对策, 亚非纵横, 2008.
- ACE, ASEAN Power Cooperation Report, 2017.
- Zhou L., Gilbert S., Wang Y., Muñoz Cabre M., and Gallagher K.P., Moving the Green Belt and Road Initiative: From Words to Actions, 2018.
- 绿色和平, 山西财经大学, 中国海外煤电股权投资趋势与风险分析, 2019.
- 考特尼·韦瑟比, 面对飞涨的电力需求东南亚必须当机立断, 中外对话, 2019.
- 创绿研究院, 国际金融机构、多边倡议与中国金融机构煤电融资政策比较分析, 2019.
- Romain Zissler, Renewable Energy to Replace Coal Power in Southeast Asian, 2019.
- PWC, Power in Indonesia: Investment and Taxation Guide, 2018.
- 王英斌. 印尼: 2025 年可再生能源发电占比 23%, 2019.
- ACE, ASEAN Electricity Infrastructure Status, 2020.
- Rahim K.A., Liwan A., Oil and gas trends and implications in Malaysia, Energy Policy, 2012.