



2019
04

东盟国家可再生能源发展规划 及重点案例国研究



“一带一路”绿色发展项目（简称 绿色带路项目）

绿色发展是“一带一路”倡议的重要内涵，目的是保护公众身体健康，维护环境生态系统和应对气候变化，保卫人类和生物赖以生存的环境，支持社会和经济的可持续、绿色低碳和包容性发展。国际公益环保组织自然资源保护协会（NRDC）自2016年启动了绿色带路项目，研究中国与“一带一路”沿线国家在相关重点行业产能合作中的低碳发展方案、政策措施、实施路径和相关机制，提供绿色金融支持绿色产能合作中的机制和指南，并分享中国有关行业低碳绿色的技术和经验，促进“一带一路”沿线国家绿色发展和应对气候变化目标的实现。此外，NRDC作为发起机构之一支持建立了“一带一路绿色发展平台”，促进相关研究和信息的分享。合作伙伴包括国家核心智库、行业协会、科研院所等。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织。NRDC拥有500多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力；以及约300万会员及支持者。自1970年成立以来，NRDC一直在为保护自然资源、生态环境及公众健康而进行不懈努力。NRDC在美国、中国、印度、加拿大、墨西哥、智利、哥斯达黎加、欧盟等国家及地区开展工作，并在中国的北京、美国的纽约、华盛顿、芝加哥、洛杉矶、旧金山以及蒙大拿州的波兹曼等地有常设办公室。请登录网站了解更多详情 <http://www.nrdc.cn/>。

绿色带路系列报告

- 《“一带一路”可再生能源发展合作路径及其促进机制研究》
- 《中国高耗能行业“一带一路”绿色产能合作发展报告》
- 《“一带一路”电力综合资源规划研究》
- 《中国对外援助综合管理机构改革研究》
- 《中国能源气候管理机构改革研究》

更多信息和报告下载，请访问：

<http://www.nrdc.cn/work?cid=92&cook=2>

煤控项目系列报告

- 《中国散煤综合治理调研报告2018》
- 《中国大气污染防治回顾与展望报告2018》
- 《中国现代煤化工的煤控实施与产业发展》
- 《煤炭行业继续深化供给侧结构性改革》
- 《供给侧结构性改革背景下如何实现煤炭行业的公正转型》
- 《气候变化风险及碳社会成本研究报告》
- 《中国实现全球1.5°C目标下的能源排放情景研究》
- 《钢铁行业供给侧结构性改革》
- 《推进水泥行业转型升级，实现绿色低碳发展》
- 《深化供给侧改革，助推实现部门积极煤控目标》
- 《建筑领域煤炭消费控制潜力及实施路径研究》
- 《持续推进电力改革 提高可再生能源消纳执行报告》
- 《中国散煤综合治理调研报告2017》
- 《钢铁行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《水泥行业煤控战略（计划）实施研究》
- 《中国散煤治理调研报告2017》
- 《中国煤炭行业供给侧改革关键问题研究》
- 《城市低效燃煤总量配额交易政策建议报告》
- 《“去产能”政策对煤炭行业造成的就业影响研究》
- 《“十三五”电力行业控煤政策研究》
- 《煤化工产业煤炭消费量控制及其政策研究执行报告》
- 《建言“十三五”——中国煤炭消费总量控制规划研究报告》
- 《行业部门煤炭消费总量控制研究》
- 《煤炭消费总量控制目标的协同效应》
- 《城市煤炭总量控制方案政策和案例研究》
- 《省域温室气体总量控制与煤炭总量控制相互作用分析》
- 《碳排放控制与煤炭消费总量控制的约束及相互影响》
- 《建筑领域煤炭（电力）消费总量控制研究》
- 《基于煤炭消费总量控制的煤炭行业可持续发展研究》
- 《中国能源转型和煤炭消费总量控制下的金融政策研究》
- 《煤炭消费减量化对公众健康的影响和可避免成本》
- 《煤炭消费总量控制的就业影响》
- 《煤炭消费总量控制的财税政策研究》
- 《水泥行业煤炭消费总量控制方案及政策研究》
- 《电力行业煤炭消费总量控制方案和政策研究》
- 《中国能源统计系统改革的几点建议》
- 《2012煤炭的真实成本》
- 《中国2012年能流图和煤流图编制及能源系统效率研究》
- 《煤炭使用对中国大气污染的贡献》

更多报告请访问中国煤控研究项目网站：

<http://coaleap.nrdc.cn/>

东盟国家可再生能源发展规划 及重点案例国研究

(执行报告)

课题单位

水电水利规划设计总院

2019 年 4 月

除《企业家第一课》、《企业家功成堂》外，其他公众号分享本期资料的，均属于抄袭！

邀请各位读者朋友尊重劳动成果，关注搜索正版号：[《企业家第一课》](#)、[《企业家功成堂》](#)

谢谢观看！

企业家第一课，专注做最纯粹的知识共享平台



关注官方微信
获取更多干货



加入知识共享平台
一次付费 一年干货

目录

摘要	6
1. 东盟十国国家概况	14
1.1 东盟十国自然地理与社会经济概况	
1.2 东盟十国能源资源概况	
1.3 东盟十国能源消费概况	
2. 东盟十国可再生能源发展条件	21
2.1 东盟十国可再生能源发展市场和环境	
2.2 东盟十国可再生能源发展具体政策	
2.3 东盟十国可再生能源开发成本	
2.4 东盟十国可再生能源开发潜力	
2.5 东盟十国可再生开发制约因素	
2.6 气候变化和环境对可再生能源发展的影响	
3. 可再生能源发展政策国际先进经验	32
3.1 可再生能源先进国家的政策发展经验	
3.2 国际可再生能源政策对东盟国家启示	
4. 东盟国家可再生能源发展支持政策的选择与创新	35

4.1 东盟国家可再生能源发展的政策选择	
4.2 东盟国家可再生能源发展的政策创新	
5. 中国企业的机遇与挑战	40
5.1 可再生能源“走出去”壁垒	
5.2 可再生能源“走出去”融资问题	
5.3 “一带一路”倡议下的新机遇	
5.4 中国－东盟合作规划	
6. 东盟重点案例国分析－越南	44
6.1 越南国家概况	
6.2 可再生能源发展存在问题与政策建议	
6.3 中越可再生能源合作规划研究	
6.4 中国投资合作指导意见	
7. 东盟重点案例国分析－印尼	55
7.1 印尼国家概况	
7.2 可再生能源发展存在问题与政策建议	
7.3 中印尼可再生能源合作规划研究	
7.4 中国投资合作指导意见	
参考文献	66



摘要

东盟是全球经济发展最活跃的区域之一，也是能源需求最旺盛的区域之一。在过去的17年里，东盟十国能源需求增长了73%。据预测，未来25年仍将保持年均2%的以上增长速度，高于1%的全球平均水平。目前，化石能源仍然是东盟国家最主要的来源，化石能源消费在能源需求中的占比仍超过70%。在全球应对气候变化背景下，东盟国家面临能源转型的迫切需求。为此，东盟各国纷纷制定了清洁能源发展目标，并推出一系列发展清洁能源的支持政策，以快速增加清洁能源特别是可再生能源的消费比重。为了深入了解东盟国家可再生能源发展趋势与规划目标，自然资源保护协会委托水电水利规划设计总院开展《东盟国家可再生能源发展规划及重点案例国研究》课题研究，旨在为东盟国家可再生能源持续健康发展建言献策。

这项研究报告在分析东盟国家能源资源概况的基础上，从市场环境、现有政策、开发潜力、开发成本、制约因素及气候变化等角度系统分析了东盟国家可再生能源发展的潜力，归纳总结了可再生能源发展的国际经验，分析提炼了促进东盟国家可再生能源发展的政策选择，重点阐述了东盟重点案例国可再生能源发展的主要方向，简要提出了促进东盟可再生能源发展的建议。报告的主要要点如下：

现状以化石能源为主，但可再生能源资源丰富，终端能源消费中电力消费占比逐年增加。东盟各国生物质能、地热能、水能资源最为丰富，风能、太阳能和潮汐能具有较大潜力。印尼可再生能源资源种类和资源量最为丰富，水能、地热、生物质能资源量均位列东盟第一。缅甸、越南、老挝水能资源较为丰富，理论蕴藏量在230,000 GWh/年以上。风资源主要集中在越南、老挝、泰国及部分沿海地区，其中越南风资源最为丰富。由于东盟国家特殊的地理位置，太阳能资源十分丰富，大部分国家和地区年太阳能总辐射量大于1750 kWh/m²。目前东盟能源消费中化石能源占比74%，可再生能源消费仅占6%，但优越的可再生能源资源为东盟国家发展可再生能源、推进能源转型奠定了基础。终端能源消费中，电力消费占比从2000年的10%增加到2016年的16%，其中新加坡、越南、文莱、菲律宾的电力消费占比超过20%，高于世界平均水平。柬埔寨、印尼、缅甸电力消费占比相对较低，但每年能够保持稳定的上涨，东盟国家在电力可及问题方面持续改善。

可再生能源目标的制定和配套支持政策的出台，为可再生能源的发展提供了积极的政策环境。在《2016—2025年东盟合作行动计划第一阶段：2016—2020年》中，东盟设定了到2025年在一次能源结构中可再生能源占比达到23%的总体区域目标，各成员国也据此设定了国家目标，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盟总体目标。同时，东盟各成员国纷纷制定了可再生能源激励政策，包括上网电价、优惠贷款、资本补贴、税收优惠等。战略先行、目标引导，同时制定相应的可再生能源支持政策，将成为推动东盟国家可再生能源发展的重要因素。

电力需求持续增长，可再生能源开发程度普遍较低，加之全球新能源开发成本下降的趋势，可再生能源将成为满足电力需求的新动力，在未来有很大的发展潜力。根据经济年均增长率5.3%的经济增速中方案预测，到2020年东盟电力需求将达到10039亿kWh，电力需求年增长率为4.6%。从可再生能源开发潜力来看，资源潜力方面，水电开发程度除越南和菲律宾以外普遍低于25%，风电和太阳能开发程度普遍低于5%，潮汐能和地热能普遍尚未规模化开发利用。技术潜力方面，2015年东南亚煤电平准化度电成本（LCOE）根据超低排放技术的不同大概在55~60美元/MWh；同期水电LCOE与煤电最为接近，约为85美元/MWh，生物质、陆上风电和光伏LCOE成本大约为煤电的2~4倍。虽然目前煤电具备较大的价格优势，但从未来发展趋势来看，到2035年煤电价格变化都不会太大，而且随着煤炭资源进一步开发及碳排放纳入成本，煤电成本未来可能有增长趋势；而全球风电、太阳能在过去的15年间成本分别下降了65%和85%，而且未来有进一步降低成本的空间。因而，东盟国家可再生能源即有较好的资源禀赋，又有技术进步和成本下降空间，未来可再生能源将有很大发展潜力。

东盟国家气候变化和环境方面的目标和要求是可再生能源发展的潜在动力。部分东盟国家空气污染较为严重，东盟区域受气候变化带来的极端气候灾害影响较大，改善空气质量、减少自然灾害的影响倒逼东盟国家积极能源转型。另外，东盟十国均提交了国家自主决定贡献方案，制定了本国的减排计划和规划。为了完成能源转型和减排目标，发展可再生能源是必然选择。

技术约束、融资困难、经济风险、自然灾害风险等因素是东盟地区可再生能源开发面临的主要障碍。东盟成员国为了实现制定的可再生能源发展目标，2016~2040年间能源行业投资需求预计达到2.36万亿美元，目前的经济发展水平难以满足可再生能源行业的发展需要。新能源不稳定性对电网及调峰要求高，东盟在可再生能源技术创新、人才培养和管理经验等方面均存在一定不足。加之可再生能源投资和开发面临的法律政策、经济、自然灾害等方面的风险，东盟国家可再生能源开发仍然面临诸多障碍。

参考国际可再生能源先进经验，东盟国家为促进可再生能源的发展，需要加强政治、经济、法律、市场等手段的综合使用。首先将可再生能源的发展上升为国家战略角度，制定切实可行的可再生能源发展目标。其次根据目标制定，配套可再生能源配额制等保障政策，通过宣传等对社会公众进行引导，提高社会各界对可再生能源发展的认知。再次，对可再生能源的财政支持要量入为出，不因补贴可再生能源而增加末端用户负担，



根据可再生能源产业发展情况适时调整支持政策。此外，在注重可再生能源发展的同时，不能忽视能源能效和技术升级，注重整个产业链布局，培育和发展整个产业链。

根据东盟各国可再生能源发展阶段制定相应的支持政策，同时需根据发展阶段的转变适时调整政策。新加坡、文莱、柬埔寨、老挝和缅甸属可再生能源一般发展阶段。其中，老挝、柬埔寨和缅甸经济相对落后，城镇化率低，存在电力短缺问题，能源开发应以开放电源投资、解决电力短缺问题为主，通过普及分布式光伏等解决电力可及问题，通过电力市场改革建立电力市场；新加坡和文莱经济发展水平极高，但国土面积小，除太阳能资源以外可再生能源资源匮乏，应将光伏作为可再生能源发展的重点培育产业，注重光伏技术创新及产业链培养，因地制宜妥善分布式光伏系统，推广应用光伏屋顶、幕墙，从建筑节能入手提高能效水平。泰国和印尼可再生能源起步相对较早，属可再生能源较快发展国家。需以强制收购补贴政策体系为核心，尝试实行多种补充、附属政策，完善强制收购补贴体系，包括强制目标制度、优先上网和收购权、上网电价政策、税收优惠、投资便利及鼓励国际合作，并根据发展情况适时调整政策。马来西亚、菲律宾和越南可再生能源（主要是水电）发展较早，属可再生能源积极发展国家。需从创新角度制定可再生能源发展政策，以提高效率、降低成本、增强市场竞争力，适时推行可再生能源平价上网，以招标方式确定可再生能源的上网电价。

越南可再生能源潜力巨大，可在电源建设、技术合作、互联互通等方面加强合作，将风电作为重点投资方向。2016年越南政府制定了未来的能源结构发展目标，到2020年、2025年和2030年，可再生能源占电力装机总量分别达到11%、13%和21%，并在上网电价、税收优惠、宏观调控等方面均出台了可再生能源激励政策。能源电力需求和电源结构转型是越南电力合作的主要驱动力，同时配套加强与之相关的电源优化配置、大规模电力传输、大规模新能源并网等电力技术合作研究，使得电网的发展能支撑电源建设的需要。越南是东盟地区风资源最为丰富的地区，拥有3000 km长的海岸线，陆上和海上风电均具有较大开发潜力，可将风电作为重点投资方向。从越南风电产业链布局切入，通过布局越南风电全产业链的规划和发展，在提高风电装机、降低风电成本的同时，创造更多风电产业链上下游在越发展的机会。

印尼岛屿众多，各类可再生能源资源禀赋均较好，可在基础研究、能源可及、电源建设等方面加强合作，将海岛多能互补作为重点投资方向。印尼政府致力于在2025年和2050年可再生能源在一次能源结构中占比分别达到23%和31%，结合印尼的可再生能源资源禀赋，国家电力公司计划开发利用多种类型可再生能源，包括地热能、水能、风能、分布式太阳能、生物质能等。目前印尼能源消费市场与资源禀赋不匹配，未统一的电网系统阻碍了大规模电力输送，同时面临解决2300万无电人口的电力可及问题。应因地制宜开发海岛多能互补合作项目，将能源开发与岛屿综合规划相结合，首先对岛屿进行功能规划，其次根据岛屿的功能定位布局岛屿的基础设施系统，最后配置相应的能源系统。可根据自然条件合理地配置传统能源（如煤电）、可再生能源（如太阳能、风能、地热能、生物质能等）、储能系统等多能互补微网系统，通过岛屿综合开发带动多能互补产业发展。

Executive Summary

ASEAN is one of the world's most active economic regions, and is one of the world's regions with the strongest energy demand. In the past 17 years, energy demand in ASEAN countries has increased by 73%. The ASEAN region's annual energy demand growth rate is forecast to exceed 2% in the next 25 years, higher than the global average of 1%. At present, fossil fuels are still the most important source of energy in ASEAN countries, accounting for over 70% of their energy demand. Now, in the context of a global response to climate change, ASEAN countries are facing an urgent need to transform their energy sectors. To this end, ASEAN countries have set clean energy development goals and have launched a series of supporting policies to develop clean energy and increase the proportion of clean energy, especially renewables, in the energy mix. In order to gain a deeper understanding of renewable development trends and planning goals in ASEAN countries, the Natural Resources Defense Council (NRDC) commissioned the China Renewable Energy Engineering Institute to carry out this study on "Renewable Energy Development and Planning in ASEAN Countries", which aims to provide suggestions for sustainable and healthy development of renewable energy in the ASEAN region.

Based on an analysis of energy resources in ASEAN countries, this research systematically analyzes the potential for renewable energy development in ASEAN countries from the perspectives of market environment, existing policies, development potential, development costs, and climate change and environmental constraints. It summarizes international experience in renewable energy development, analyzes and refines policy choices for promoting renewable energy development in ASEAN countries, highlights possibilities for renewable energy development in key ASEAN case study countries, and includes a brief proposal for promoting renewable energy development. The report's main points are as follows:

While the region currently relies on fossil fuels, renewable energy resources are abundant, and their proportion in final energy consumption is increasing every year. ASEAN countries have significant biomass, geothermal, and hydropower resources, and there is great potential for wind, solar, and tidal energy. Indonesia's natural resources



are the most abundant, ranking first in ASEAN countries in terms of hydropower, geothermal, and biomass energy. Wind resources are mainly concentrated in Vietnam, Laos, Thailand, and some coastal areas, with Vietnam having the most abundant wind potential. Due to ASEAN's geography, solar resources are also ample, with annual solar radiation in most countries reaching over 1750 kWh/m².

At present, fossil fuels account for 74% of ASEAN energy consumption, while renewable energy only accounts for 6%. However, there is an existing foundation for ASEAN countries to develop renewable energy and support an energy sector transformation. The share of electricity in final energy consumption has increased from 10% in 2000 to 16% in 2016. The share of electricity in final energy consumption in countries like Singapore, Vietnam, Brunei, and the Philippines is more than 20%, well over the global average. Power consumption in Cambodia, Indonesia, and Myanmar is relatively low, but it is rising steadily every year, and ASEAN countries overall continue to improve on access to electricity.

The formulation of renewable energy targets and the introduction of supporting policies have created a positive policy environment for developing renewable energy. In the “2016-2025 ASEAN Cooperative Action Plan Phase I: 2016-2020”, ASEAN set an overall regional target of 23% renewable energy in total primary energy consumption by 2025. Member states have also set national targets accordingly, including Laos (59%), the Philippines (41%), Indonesia (26%), Cambodia (35%), Myanmar (29%), and Thailand (24%), all higher than the overall ASEAN target. At the same time, ASEAN member states have formulated renewable energy incentive policies, including feed-in tariffs, preferential loans, capital subsidies, and tax incentives. Strategic advancement, goal guidance, and the development of corresponding renewable energy support policies will all be important factors in promoting renewable energy development in ASEAN countries.

Given continuous growth in power demand, current low levels of renewable energy development, and a global trend towards new energy development cost reductions, renewable energy will be a new driver to meet rising demand, with great potential for future development. Based on an average economic growth rate of 5.3% per year, ASEAN power demand will reach 1003.9 billion kWh by 2020, with an average annual growth rate of 4.6%. In terms of current resource utilization, wind power and solar power development is at less than 5% of its total development potential in ASEAN countries, and tidal and geothermal power have not been developed and utilized on a large scale.

In terms of technical potential, the Levelized Cost of Electricity (LCOE) in Southeast Asia for coal power plants was about \$55-60/MWh in 2015, based on ultra-low emissions technology. Hydropower's LCOE is the closest to coal power, at about \$85/

MWh, while biomass, onshore wind, and solar LCOE are still about 2-4 times the cost of coal. Although currently coal prices are at an advantage, future coal power prices will not change much by 2035. If additional development of coal resources and carbon emissions are factored into total costs then the cost of coal will likely increase in the future. On the other hand, global wind and solar costs have fallen by 65% and 85% respectively in the past 15 years, and there is room for further reductions. Therefore, ASEAN countries not only have great renewable resource endowments, but also much room for technological progress and future cost reductions in renewable energy.

The targets and requirements imposed by climate change and environmental constraints in ASEAN countries are potential drivers for renewable energy development. For example, some ASEAN countries suffer from serious air pollution. The ASEAN region is also greatly impacted by extreme natural disasters caused by climate change. The impetus to improve air quality and reduce the impacts of natural disasters has forced ASEAN countries to begin transforming their energy structures. In addition, all 10 ASEAN countries have submitted their Nationally Determined Contributions (NDCs) to the Paris Agreement, and have formulated their own emission reduction plans. Developing renewable energy is a necessary choice if ASEAN countries hope to achieve their energy transformation and emission reduction targets.

Factors including technical constraints, financing difficulties, economic risks, and natural disaster risks are major obstacles for renewable energy development in the ASEAN region. In order to achieve the renewable energy development goals set by ASEAN member states, investment demand is expected to reach \$2.36 trillion between 2016 and 2040. Current levels of economic development make it difficult to meet these requirements. The variability of renewable energy also imposes higher requirements on power grids and peak load regulation. ASEAN countries also have some deficiencies in renewable energy technology innovation, talent training, and management experience. ASEAN countries face many other obstacles to renewable energy development including legal, policy and economic barriers, and natural disaster risks.

Given advanced international experience in renewable energy development, ASEAN countries are recommended to strengthen their comprehensive use of existing political, economic, legal, and market mechanisms to promote development of renewable energy. First, countries should develop national renewable energy development strategies and establish practical renewable energy development goals. Secondly, based on those goals, complimentary policies, such as renewable portfolio standards (RPS), should be introduced. And ASEAN countries should use publicity measures to improve social awareness of renewable energy development. Thirdly, subsidies for renewable energy should be reasonable and the burden on end-users should not be increased. Supporting policies should also be regularly adjusted to the development



level of the renewable energy industry. Lastly, while focusing on the development of renewable energy, governments should not neglect upgrades in energy efficiency and technology, and should pay close attention to development of the entire industrial chain.

Policies supporting renewable energy should be formulated and adjusted according to each country's unique stage of renewable development. Singapore, Brunei, Cambodia, Laos and Myanmar have average development of renewable energy. Laos, Cambodia, and Myanmar have less developed economies, with low urbanization rates and power shortages. In these countries, energy development should focus on opening up investment in the power sector and on solving power shortages, improving access to power through distributed photovoltaic systems, and on establishing an electricity market through power market reform. Singapore and Brunei have very high levels of economic development, but relatively small land areas. Aside from solar, renewable energy resources are scarce. Photovoltaics should thus be cultivated as a key industry for renewable development. Attention should be paid to photovoltaic technology innovation and fostering the industrial chain, tailoring the distributed photovoltaic systems to local conditions, promoting the use of rooftop and building-integrated photovoltaic systems, and improving energy efficiency in buildings.

Renewable energy development in Thailand and Indonesia started relatively early, and both are now in stages of faster development. These countries should implement a variety of supplementary subsidy policies and establish renewable portfolio standards (RPSs). Measures include a compulsory target system, preferential grid access and acquisition rights, feed-in tariff policies, tax incentives, investment conveniences, and encouraging international cooperation. These policies should be adjusted in a timely manner according to the domestic development situation.

Renewable energy (mainly hydropower) in Malaysia, the Philippines, and Vietnam developed earlier. These countries should formulate renewable energy development policies focused on innovation, improving efficiency, reducing costs, and enhancing market competitiveness. They should also seek to reach renewable energy grid parity, and to determine the on-grid price of renewable energy through bidding.

Vietnam has huge potential in renewable energy. It is recommended to strengthen cooperation in power supply construction, technical cooperation and connectivity, with wind power as a key direction for investment. In 2016, the Vietnamese government formulated its future energy structure development goals. By 2020, 2025, and 2030 renewable energy will account for 11%, 13%, and 21% of total installed capacity respectively. Feed-in tariffs, tax incentives, and other renewable energy incentive policies have been introduced. Power demand and transformation of the energy mix are the major driving forces behind Vietnam's international cooperation. At the same

time, it is recommended to strengthen related research on power supply optimization and configuration, large-scale power transmission, large-scale new energy grid connection, and other power technologies so that development of the power grid can support power supply development. Vietnam is also home to the most abundant wind resources in the ASEAN region. It has a 3,000km long coastline and great development potential for both onshore and offshore wind power, making wind a key area for future investment. As Vietnam's wind power industry chain is expanded, more opportunities will be created in both upstream and downstream development, and increasing wind power installation will reduce the overall costs of wind power.

The islands of Indonesia are well endowed with energy resources. It should strengthen cooperation in basic research, energy accessibility, and power supply construction, making complementary energy development among islands a key direction for investment. The Indonesian government has committed to increasing the share of renewable energy in the primary energy mix to 23% by 2025 and 31% by 2050. Given Indonesia's ample renewable resources, Perusahaan Listrik Negara (PLN), its national power company, plans to develop and utilize multiple types of renewables, including geothermal power, hydropower, wind energy, distributed solar energy, and biomass energy. At present, the Indonesian energy consumption market does not match its resource endowment. Its inconsistent grid system has hindered large-scale power transmission, and it faces the problem of providing power to the 23 million people currently without electricity.

It is recommended that Indonesia develop an island-focused, multi-energy source complementary cooperation project in line with local conditions, including integrating the overall development plans of islands with their energy development plans. First, the islands should be functionally planned. Secondly, the islands' infrastructure systems should be developed according to the function of the islands. Finally, the corresponding energy systems should be configured. Traditional energy (such as coal-fired power plants), renewable energy (such as solar energy, wind energy, geothermal energy, biomass, etc.), energy storage systems, and other multi-energy complementary micro-grid systems can be variously allocated according to natural conditions to ensure that all energy systems developed are complementary to each island's future development.

东盟十国家概况

1.1 东盟十国自然地理与社会经济概况

东盟位于亚洲东南部，北接中国、南望澳大利亚，地处亚洲与大洋洲、太平洋与印度洋的“十字路口”。区域位于东经 $92^{\circ} 10' \sim 141^{\circ} 05'$ ，北纬 $09^{\circ} 32' \sim$ 南纬 $11^{\circ} 15'$ 。属于热带、亚热带气候，大部分地区炎热多雨。

东盟成员国有文莱、柬埔寨、印度尼西亚、老挝、马来西亚、缅甸、菲律宾、新加坡、泰国和越南，其中越南、老挝、柬埔寨、缅甸、泰国及马来西亚西部地处东南亚的中南半岛，其他国家地处马来群岛。东盟十国总面积约 448.5 万 km²。其中，印度尼西亚国土面积最大，为 191.09 万 km²；新加坡国土面积最小，为 0.07 万 km²。

2016 年，东盟十国总人口为 6.39 亿人，占世界总人口的 8.5%，预计 2030 年这一数字将达到 7.22 亿，2050 年将达到 7.89 亿¹。印度尼西亚是东盟十国中人口最多的国家，也是世界第四人口大国，人口总数为 2.61 亿人，占东盟国家总人口的 41%；文莱仅 40 万人口，是东盟中人口最少的国家。

2016 年东盟国家 GDP 总量为 25480 亿美元，人均 GDP 为 3985 美元 / 人，GDP 增速大于 4%。东盟各国经济发展极不均衡，除文莱、柬埔寨、老挝、缅甸四国外，其他六国 GDP 总量均大于 1000 亿美元；其中，印尼 GDP 总量最大，为 9323 亿美元，而文莱 GDP 总量为 112 亿美元。人均 GDP 方面，新加坡高达 52099 美元，为发达国家；文莱紧随其后，人均 GDP 为 27955 美元。除这两个国家外，其他国家人均 GDP 均低于 10000 美元，缅甸最低仅为 1219 美元。

1.2 东盟十国能源资源概况

化石能源是东盟最主要的能源资源，主要有天然气、石油、硬煤、褐煤，各类资源储量丰富，已探明煤炭储量占世界的 4.1%，天然气探明储量占世界 3.4%，原油占世界的 0.8%。东盟国家化石能源资源分布极不均衡，主要集中在印度尼西亚、马来西亚、越

¹ PRB (Population Reference Bureau) (2017), “2017 World Population Data Sheet”, Washington, DC, www.prb.org/pdf17/2017_World_Population.pdf.



南和泰国四个国家。其中，印尼是世界第五大产煤国和第二大煤炭出口国。

可再生能源方面，东盟各国生物质能、地热能、水能资源最为丰富，风能、太阳能和潮汐能具有较大的潜力。印度尼西亚可再生能源资源种类和资源量最为丰富，缅甸、越南、马来西亚、老挝以水能资源为主，菲律宾潮汐能资源较多，泰国、柬埔寨可再生能源资源相对较少，文莱及新加坡资源相对匮乏。

(1) 水能资源

中南半岛大部分河流发源于中国西南地区，上游落差较大且水流湍急，蕴藏着丰富的水力资源，主要大河有湄公河、伊洛瓦底江和丹伦江。总体而言，印度尼西亚、缅甸、越南、老挝、马来西亚水能资源较丰富，新加坡基本无水能资源。

(2) 风能资源

根据 Global Wind Atlas 提供的风资源分布，东南亚风资源呈北高南低趋势，主要集中在越南、老挝、泰国、菲律宾北部及各国部分沿海地区。

(3) 太阳能资源

东盟十国地处赤道两侧，日照时间长，辐射强度大，太阳能资源十分丰富，从 SolarGIS 图谱可知，东盟十国大部分国家和地区太阳能年总辐射量大于 1750 kWh/m²，属于太阳能资源最丰富区。

(4) 其他可再生能源

印度尼西亚和菲律宾地热能资源丰富。印尼是全世界地热能蕴藏量最丰富的国家，约占全球地热资源的 40%。根据印尼能源和矿产资源部公布的数据，印尼地热能发电潜力约 28.5GW，其中约 14GW 处于苏门答腊岛，9GW 在爪哇岛和巴厘岛，2GW 在苏拉威西岛。目前已建地热发电装机 1808MW。菲律宾地热资源开发潜力为 4GW，越南和老挝分别为 340MW 和 50MW。

菲律宾和印尼岛屿众多，潮汐能最为丰富，开发潜力分别约 170GW 和 49GW；生物质能方面，印尼资源最为丰富，开发潜力为 32.6GW；泰国、老挝、马来西亚、越南、菲律宾生物质发电的开发潜力分别为 2.5GW、1.2GW、0.6GW、0.56GW 和 0.24GW。

1.3 东盟十国能源消费概况

目前，东盟国家整体用能处于世界较低水平，但受经济发展、人口增长等积极因素影响，能源需求增速较快。东盟国家长期依赖化石能源，发展方式粗放，利用效率低，生产和使用过程中环境污染问题突出。

1.3.1 能源消费

根据 IEA 统计数据，2016 年东盟国家²一次能源消费总量为 651 Mtoe，较 2000 年的 383 Mtoe 增长了 70%，年平均增速为 3.4%，2000 年~2005 年、2005~2010 年、2010 年~2016 年平均增速分别为 4.0%、3.3%、3.5%，见图 1-1。东盟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，直接燃烧的生物质能在一次能源中占有较大比重。从 2000 年开始，煤炭消费出现快速增长，在消费结构中的比例不断增大，主要原因是大量的燃煤火电投产。可再生能源消费占比基本保持不变，石油和生物质消费占比有所降低。

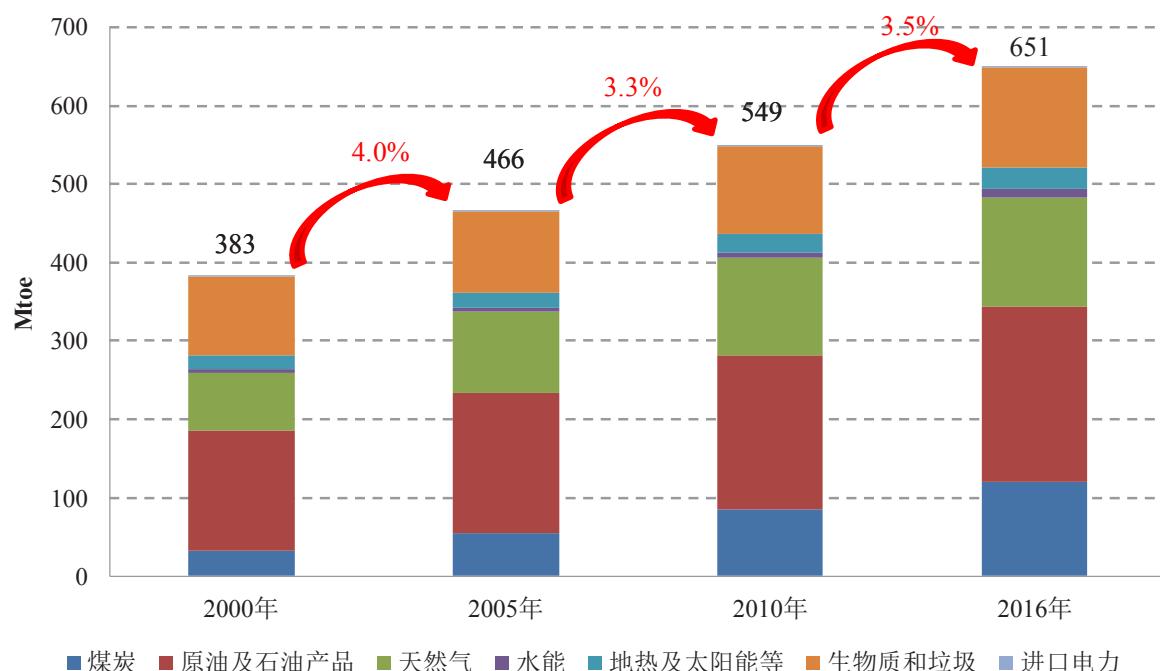


图 1-1 东盟国家一次能源消费图

² 由于 IEA 中无老挝数据，因此在本节中指其他东盟九国。

1.3.2 电力现状³

截至 2016 年底，东盟电力总装机容量为 2.17 亿 kW，燃气发电和燃煤发电是主力电源，占比分别为 36.5% 和 31.5%。可再生能源装机容量为 0.533 亿 kW，占比为 24.6%。其中，水电（包括小水电）装机容量最大，占总装机容量的 20.9%；其次是地热能发电，占总装机容量的 1.6%；生物质发电、太阳能发电、风电的占比分别为 0.9%、0.8% 和 0.4%。东盟电源结构如图 1-2 所示。

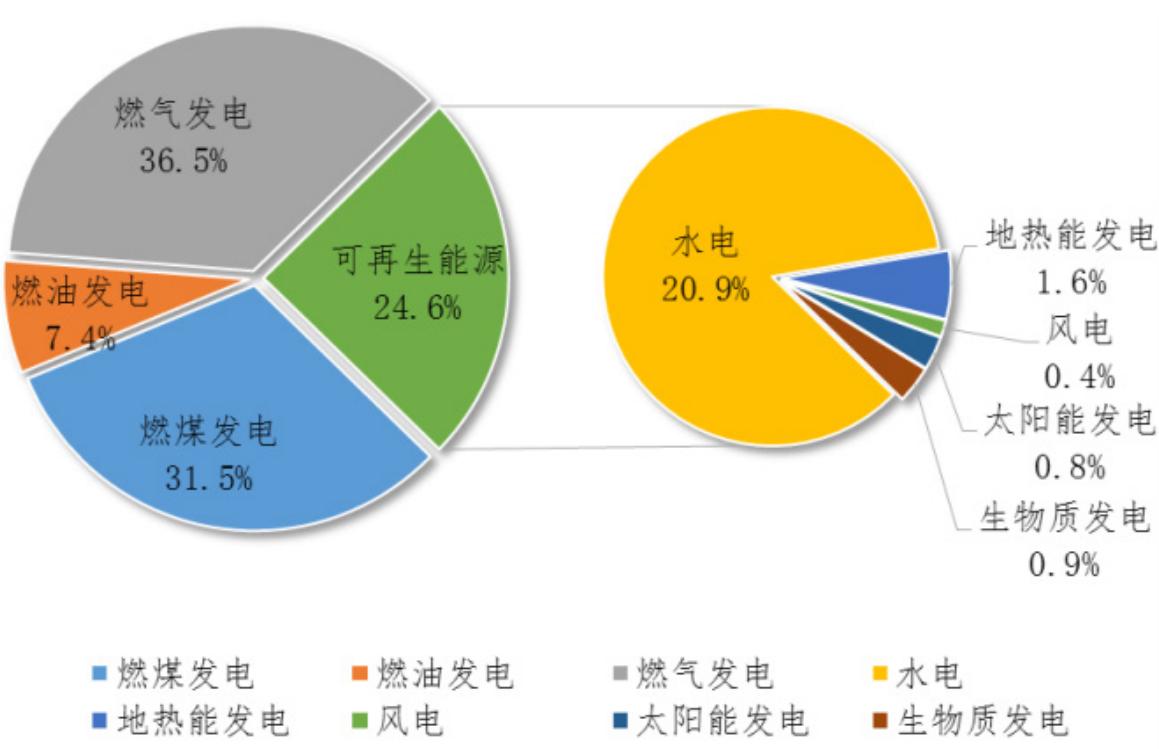


图 1-2 东盟电源结构示意图

截至 2016 年底，东盟总发电量为 9625 亿 kWh，燃气电站和燃煤电站的发电量分别占总发电量的 39.6% 和 33.5%，燃油电站发电量占比仅为 6.4%，化石能源发电量占总发电量的 79.5%。可再生能源发电量为 1968 亿 kWh，占比为 20.5%；其中，水电（包括小水电）发电量占总发电量 16.7%；地热能发电和生物质发电所发电量占比分别

³ 本节数据来源于《东盟能源电力合作报告》

为 1.6% 和 1.2%；风电和太阳能发电占比较小，仅为 0.5% 和 0.3%。

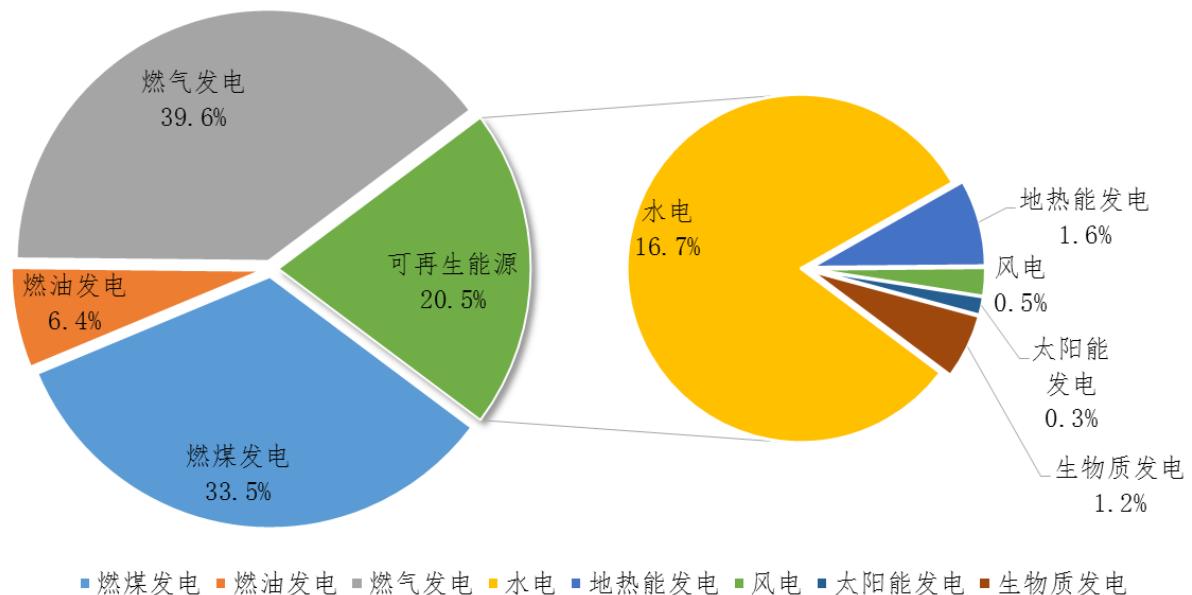
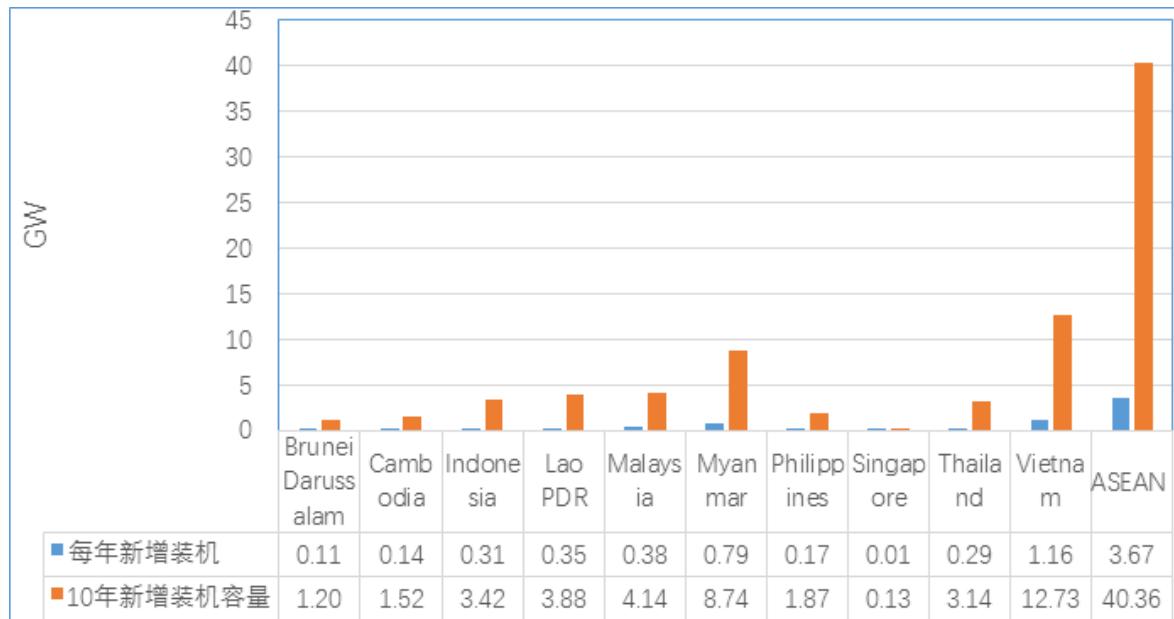


图 1-3 东盟电源发电量结构图

2006 至 2016 年东盟成员国可再生能源装机容量增长如图 1-4 所示。越南新增可再生能源装机 1273 万 kW，缅甸新增 874 万 kW，马来西亚新增 414 万 kW，老挝新增 388 万 kW，印度尼西亚新增 342 万 kW，泰国为 314 万 kW，菲律宾 187 万 kW。



1-4 2006 至 2016 年东盟成员国可再生能源装机容量增长图

2

东盟十国可再生能源
发展条件

2.1 东盟十国可再生能源发展市场和环境

2.1.1 电力市场模式

东盟国家中，单一买方模式是最为常见的电力市场模式⁴，除菲律宾、新加坡、越南外其他东盟国家均采用该模式。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了重要角色，其装机容量占国家总装机容量的一半以上，其电价受市场影响程度在全世界范围内是最高的。新加坡在2018年已经实现所有电力消费者可选择供应商的模式。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。在其他东盟国家，可再生能源电价由政府制定。

2.1.2 可再生能源发展目标

东盟在能源合作方面共同努力，制定了《2016–2025年东盟合作行动计划(APAEC)第一阶段：2016–2020年》，作为指导能源合作的蓝图。东盟承诺将不懈致力于实现能源安全、可及性、可供应能力及可持续性，并设定区域目标：到2025年在一次能源结构中可再生能源(RE)达到23%。以可再生能源为重点，东盟成员国通过在国家计划与政策中建立国家可再生能源目标，如表2-1所示。

表2-1 东盟国家可再生能源发展目标⁵

国家	可再生能源电力发展目标
文莱	至2035年，可再生能源总装机占比达10%
柬埔寨	至2020年大型水电装机容量达到224万kW，占比达到80%
印度尼西亚	至2025年，可再生能源供应量占一次能源生产量的23%；至2030年，达到31%。
老挝	至2025年，可再生能源占终端能源消费比重达30%（不含1.5万kW以上水电）

4 来源：IRENA《RENEWABLE ENERGY MARKET ANALYSIS SOUTHEAST ASIA》

5 东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟可再生能源上网电价(FiT)机制报告》，2018

马来西亚	至 2020 年，可再生能源发电装机容量达 208 万 kW（不含 3 万 kW 以上水电）
缅甸	至 2030-2031 年，水电装机达 889.6 万 kW，占电力总装机的 38%；可再生能源（不包含大型水电）装机达 200 万 kW，占电力总装机的 9%
菲律宾	至 2030 年，可再生能源装机量达 1520 万 kW
新加坡	至 2020 年，太阳能装机量达 350 MWp；至 2018 年，发电站固废发电达 10140 吨 / 天
泰国	可再生能源占能源消费总量的比重达 30%，可再生能源发电量占比 20.11%。
越南	至 2022 年，电力总装机量达 0.60 亿 kW，其中可再生能源占 21%；至 2025 年，电力总装机量达 0.96 亿 kW，其中可再生能源占 13%；至 2030 年，电力总装机量达 1.30 亿 kW，其中可再生能源占 21%。

注：越南可再生能源发展目标 2025 年比 2022 年低主要原因是，越南预期 2022~2025 年期间电力总装机量的增长速度高于可再生能源装机的增长速度。

2.2 东盟十国可再生能源发展 具体政策

受东南亚经济危机和 2008 年世界能源危机的影响，东盟各国开始重视能源供给安全，都力图摆脱单一的能源需求，避免大量进口能源的经济依赖地位。东盟国家在新能源发展方面已渐形成了较为完善的政策框架和配套扶持体系，大力推动新能源发展以调整现在的能源结构。目前，东盟各国相继出台了上网电价、自消费方案、竞争性招标、税收和贷款优惠、资本补贴等激励措施，其中印度尼西亚、马来西亚、菲律宾、泰国及越南已经开始推行上网电价方案，用于激励可再生能源发电。

表 2-2 是对东盟十国分别在水能、太阳能、风能、生物质能以及新能源整体等几个方面的政策总结表格。

表 2-2 东盟十国新能源政策对比表

国家	新能源整体	水能	太阳能	风能	生物质能	地热能
文莱	国家替代能源研究计划合作 政策	水力发电及可再生能源 开发计划		电价补贴政策		
柬埔寨	对外合作技术培训 柬埔寨国际电力、新能源 及照明展	承诺到 2030 年将保证 70% 的柬埔寨人用上电			《可再生能源行 动计划》	
印度尼 西亚	可再生能源发展战略每年减 少 20% 化石能源使用	综合微水电发展	乡村地区太阳能、光 伏电发展项目 2013 年光伏电站 153 座	生物汽油开发项 目		准备投资 6 亿美元 建设全球最大地热 发电站
老挝		鼓励电力投资；2030 年水电量增加到 23GW				
马来西 亚	《国家可再生能源政策》《能 源永续发展局法令》《燃料 多样化政策》《国家资源耗 竭政策》	将水电在总发电量中的 比例从目前的 10% 提 高到 20% 巴昆水电工程	光伏家电供热系统		《国家生物燃料 政策》	
缅甸	“关于减少燃料油的使用、 增加可再生能源的使用”协 议		太阳能照明计划			
菲律宾	鼓励民营资本投资新能源， 投入 90 亿~100 亿在未来 10 年新能源发电量翻一倍	大力发展光伏产业， 促进新能源装备制造 业	计划东南亚 第一大风能 生产国	《生物燃料法 案》《菲律宾生 物能源法》		计划成为世界第 一大地热能生产国
新加坡	投入 6.8 亿新加坡元建造清 洁技术生态系统	世界最大的太阳能晶 片、蓄电池以及太阳 能板生产国				
泰国	泰国 15 年替代能源促进计 划、20 年能源保护计划	民营资本投资		沼气建设补贴		
越南	新能源项目将在 10~15 年 内免除企业所得税，永久免 除自然资源税	购电补助山萝水电项 目、houiQuang 水电 项目	太阳能热水器制造和 销售发展扶植计划	在建风电投 资项目 50 个	税收和信贷优惠	

2.3 东盟十国可再生能源开发成本

根据IRENA最新的研究报告⁶，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）都已落入化石能源成本的区间范围之内，可再生能源的经济性大幅提高，并且与化石能源经济性越来越接近。

技术进步长期以来是可再生能源成本下降的主导驱动因素，技术进步推动元部件制造效率和机组发电效率提高，以及机组安装成本下降。此外，竞争性采购的市场推广以及电站运维管理水平的提高，也在一定程度上促进了可再生能源成本的下降。

东盟能源中心于2016年发布研究报告《LEVELISED COST OF ELECTRICITY OF SELECTED RENEWABLE TECHNOLOGIES IN THE ASEAN MEMBER STATES》⁷，研究了东盟国家已建可再生能源电源的平准化度电成本（LCOE）。该研究收集了东盟中6个国家共64个可再生能源项目，电源类型包括光伏、生物质发电以及小水电（表2-3）。

表2-3 可再生能源项目类型及分布数量表

国家	光伏	生物质发电	小水电	合计
印度尼西亚	2	2	9	13
老挝	-	-	2	2
马来西亚	21	5	5	31
缅甸	-	-	2	2
泰国	5	2	2	9
越南	4	-	3	7
合计	32	9	23	64

研究结果表明，根据2014年价格水平，光伏发电项目的平均LCOE为0.22USD/kWh，最低LCOE为0.13USD/kWh；生物质发电项目的平均LCOE为0.092USD/kWh，最低LCOE为0.057USD/kWh；小水电项目的平均LCOE为0.044USD/kWh，最低LCOE为0.019USD/kWh。

6 IRENA, «Renewable Power Generation Costs in 2017», 2018

7 本节数据及图表均来自于该报告

2.4 东盟十国可再生能源开发潜力

2.4.1 电力需求

根据东盟各成员国经济发展目标和实际发展状况，按照不同经济增速方案进行了电力需求预测，其中经济增速中方案（推荐方案）经济年均增长率为5.3%。按照经济增速中方案预测，到2020年东盟电力需求将达到10039亿kWh，电力需求年均增长率为4.6%。

结合中方案电力需求预测成果，进行2020年东盟国家供需平衡分析，分析结果显示（见图2-1）：电力需求较高的国家中，印度尼西亚有较多盈余电量，具备外送条件；泰国、菲律宾具有一定电力缺口，需要临近国家支持；越南、马来西亚基本供需平衡。电力需求相对较低的国家中，老挝、缅甸水能资源相对丰富，电力可支援临近国家；柬埔寨基本供需平衡；新加坡、文莱可能会考虑从国外进口可再生能源电力。



图2-1 东盟国家电力供需平衡示意图（中方案）⁸

⁸ 东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟能源电力合作报告》，2017

2.4.2 技术潜力

东盟区域内清洁能源资源种类丰富，各国资源禀赋及开发条件差异较大。东盟太阳能平均日辐射量在 5 kWh/m^2 左右，属于资源丰富的地区。印度尼西亚可再生能源资源种类和资源量最为丰富；缅甸、越南、马来西亚、老挝以水能资源为主；泰国、菲律宾、柬埔寨可再生能源资源相对较少，文莱及新加坡可再生能源自愿相对匮乏。部分东盟成员国可再生能源资源技术可开发量如图 2-2 所示。



图 2-2⁹ 东盟国家可再生能源技术可开发量

目前，东盟国家可再生能源开发程度普遍较低，特别是风电、光伏等新能源。东盟国家的可再生能源资源禀赋丰富，加上国家战略支撑，可再生能源，特别是风电、光伏等新能源方面，在未来有很大的发展空间。

⁹ <http://www.aseanenergy.org/resources/asean-resp-asean-renewable-energy-development-2006-2014/>



2.4.3 经济潜力

东盟国家目前能源结构与化石能源为主，火电在电力结构中占据主导地位。2015年，东盟国家煤电 LCOE 根据超低排放技术的不同大概在 55~60 美元 /MWh；同期水电 LCOE 与煤电最为接近，约为 85 美元 /MWh，生物质、陆上风电和光伏 LCOE 成本大约为煤电的 2~4 倍¹⁰。从经济性考虑，未来东盟国家仍然可能会首选经济性较好的化石能源以满足日益增长的能源需求。

虽然目前煤电具备较大的价格优势，但从未来看发展趋势来看，到 2035 年煤电价格变化都不会太大，而且随着煤炭资源进一步开发及碳排放纳入成本，煤电成本未来可能有增长趋势；而全球风电、太阳能在过去的 15 年间成本分别下降了 65% 和 85%；到 2017 年，全球陆上风电和光伏的 LCOE 平均分别降至 0.06 美元 /kWh 和 0.10 美元 /kWh，风电成本已经降至与东盟煤电成本相当的水平，而且未来有进一步降低成本的空间。因而，东盟国家可再生能源既有较好的资源禀赋，又有技术进步和成本下降空间，未来可再生能源可能会有较大的发展潜力。

2.5 东盟十国可再生开发制约因素

2.5.1 约束条件

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，东盟地区的可再生能源开发面临着诸多障碍，主要约束条件包括：

(1) 资金约束

东盟成员国为了实现制定的可再生能源发展目标，促进经济和环境可持续发展，2016 年 ~2040 年间能源行业投资预计达到 2.36 万亿美元，而东盟成员国中大多数为发展中国家，除新加坡、文莱、马来西亚、泰国外，其他国家人均 GDP 均低于 5000 美元。柬埔寨、越南、老挝、缅甸等国由于经济发展水平较低，财政收入较少，且当地银行融资能力有限，难以筹集足量的资金以满足能源行业的发展需要。

(2) 技术约束

10 World Coal Association. 《The Power of high Efficiency Coal》, 2015

东盟部分国家在可再生能源技术、装备制造以及电力基础设施建设方面较为落后，缺乏自主创新能力，并且在人才培养和管理经验等方面存在缺陷，这些技术和管理层面的短板无法使东盟国家的资源优势转化为能源优势。

(3) 网架结构及调峰能力约束

由于风电、光电具有间歇性、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。电网公司为消除不利影响，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，东盟整体网架结构较弱，高电压等级的线路较少，各国电力互联互通有限，此外东盟国家抽水蓄能电站、调节性能强的水电规模较小，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。

(4) 新能源经济性约束

东盟国家由于在石油、煤炭等传统能源上具备储量和价格优势，在一定程度上制约了可再生能源的发展。水电建设周期长，资金需求量大，且一般位于偏远山区，与负荷中心分布存在差异性，需要修建送出工程，增加了水电开发投资。虽然目前风电、光伏的开发成本持续下降，但在东盟国家开发新能源的成本仍高于传统化石能源，新能源的经济竞争力是制约新能源规模化发展的主要因素之一。

2.5.2 风险分析

根据中信保 2016 年《国家风险分析报告》，新加坡国家风险较小，柬埔寨和缅甸国家风险最高。马来西亚和新加坡是东盟十国中主权信用风险评级最高，主权债务规模较低，主权债务可持续较好，主权信用风险水平较低；老挝评级结果最低，主权规模较高，主权债务可持续性较差，主权信用风险水平较高。

另据国家发展与战略研究院最新完成的《2018 年“一带一路”能源资源投资政治风险评估报告国发院能源与资源战略研究中心发布》¹¹，风险评价结果与中信保风险评估结果类似，文莱和新加坡投资风险最低，而柬埔寨和缅甸风险最高。

¹¹ 国家发展与战略研究院，《2018 “一带一路” 能源资源投资政治风险评估报告国发院能源与资源战略研究中心发布》，2018



2.6 气候变化和环境对可再生能源发展的影响

2.6.1 空气质量

耶鲁大学发布的《2018年环境绩效指数报告》(Environmental Performance Index: 2018 report)，主要考虑PM2.5指数年平均值、PM2.5指数超标(超过世卫组织标准)所影响到的人口比例、二氧化氮浓度年平均值以及室内污染4个指标，对世界各国的空气质量进行了评估¹²，东盟各国表现差异较大：文莱在东盟区域中，空气质量最佳，位居世界第8位；而缅甸、老挝、孟加拉国空气质量最差，分别排名世界倒数第10、倒数第8和倒数第2。东盟国家的空气污染已成为一个严重的环境问题，随着工业化进程的推进及人口的持续增长，如何解决空气污染问题将成为社会经济发展面临的主要挑战之一。

2.6.2 气候变化

由于东盟地区独特的地理、气候、经济和社会文化特征，它被认为是全球受气候变化影响危害最严重的区域。根据亚洲发展银行发布的研究报告¹³，气候变化将对东南亚地区产生诸多影响，如降雨量逐年减少，海平面每年升高1-8mm，极端气候事件发生的频率和危害程度上升等。尽管东盟各国面临的气候变化问题有所区别，但总体来看气候变化会给东盟地区水资源、农业产量、森林、海洋渔业资源、居民生命健康安全等领域造成严重影响和威胁。报告还指出，如不采取应对气候变化的有效措施，印度尼西亚、菲律宾、泰国和越南每年将会承受相当于GDP 6%以上的经济损失¹⁴。

2.6.3 国家自主减排贡献方案

“国家自主减排贡献”英文缩写为“INDCs”，是根据《联合国气候变化框架公约》缔约方会议的要求，由各国自主提出的2020年后应对气候变化行动计划。截至目前，东盟十国均提交了国家自主减排贡献方案，制定了本国的减排计划和规划，表示将致力于通过国内资源和国际支持共同应对气候变化。发展可再生能源、加快能源转型是减排

12 <https://epi.envirocenter.yale.edu/2018-epi-report/air-quality>

13 Asian Development Bank (ADB). The economics of climate change in SEA: A regional

14 侯佳儒. 东盟地区应对气候变化的区域合作考察

的重要措施之一，为达到各国在《联合国气候变化框架条约下》国家自主减排的目标，需大力发展以风电、光伏等为主的清洁能源，这也为东盟国家可再生能源的长久可持续发展提供了外部动力。

2.6.4 能源安全

根据第五届东盟能源展望报告¹⁵，2015年至2040年东盟终端能源消费预计从4.27亿t油当量增长至8.56亿t油当量。由于电气化比率的提高及经济的改善，预计2040年电力容量将增加两倍，总量达到6.29亿kW。从能源进出口来看，到2022年东盟将成为天然气净进口区域，到2040年石油的需求量将达到生产量的5倍左右。因此，随着能源需求的大幅增加，确保能源供应安全将成为东盟成员国能源战略的重点之一。在此形势下，大力发展可再生能源，可有效减少对化石能源依赖，有助于构建多元、稳定的能源体系，在保障能源安全方面发挥重要作用。

¹⁵ ACE (2017), The 5th ASEAN Energy Outlook 2015-2040, ACE, Jakarta, www.aseanenergy.org/resources/the-5th-asean-energy-outlook/.

3

可再生能源发展政策 国际先进经验

3.1 可再生能源先进国家的政策发展经验

随着全球环境污染逐年加重，环境保护的压力也逐年增大。面对前所未有的挑战，未来的世界能源供应及消费向着多元化、市场化、清洁化、高效化及全球化发展。可再生能源的开发利用受到世界各国的高度重视。近年来，世界各国尤其是欧美等发达国家普遍重视发展可再生能源、鼓励可再生能源技术创新，制定和出台了相应的体现绿色低碳价值取向的可再生能源法律和政策，提出了明确的发展目标，并通过强制立法来保障战略目标的实现。

美国。将可再生能源发展上称为国家战略角度，并制定相应的保障政策，如生产税抵扣政策和投资税抵扣政策。通过宣传等对社会公众进行引导，提高社会各界对可再生能源发展的认知。

日本。国家战略先行，因地制宜发展可再生能源。结合国内实际情况，大力开展屋顶分布式光伏，以高标准的财政补贴鼓励居民发展屋顶光伏，进而促进国家可再生能源发展。

德国。注重可再生能源发展的同时，不能忽视能源能效和技术升级。通过提高能效，在减少化石能源使用、优化能源结构的同时，保证能源安全供给。通过重视可再生能源的技术升级，攻克技术难点，因地制宜地发挥可再生能源优势。

丹麦。在大力发展可再生能源的同时，注重整个产业链布局。加大对新能源机型试验、研发、技术升级等整个产业链上下游的全面支持，推动新能源在装机和发电量增长的同时，培育和发展整个产业链。

中国。强化目标引导，以能源消费端的目标配套引导机制，制定配套产业链，确保产业发展目标的实现。财政支持要注意量入为出，不因补贴可再生能源而增加末端用户负担。创新多能互补的应用形式，电网规划与电源建设相协调，多渠道解决消纳问题。

3.2 国际可再生能源政策对东盟国家启示

东盟各国为促进可再生能源的发展，需要加强政治、经济、法律等手段的综合使用。

（1）目标引导

可再生能源先进国家在发展过程中均制定了较为详细的长期规划发展目标，从而引导可再生能源发展。东盟各国均制定了各自的可再生能源目标，但部分国家仅制定了整体目标，未详细划分各可再生能源品种的具体目标，这对于资金技术向具体产业转移以及政策倾斜会造成一定的影响。因此，建议东盟各国针对可再生能源各类品种，制定具有前瞻性并切实可行的具体发展目标，从而行之有效的引导产业发展。

（2）政策激励

政策激励是推动可再生能源发展重要手段之一，各国的成功实践证明，强有力的政治激励能有效促进可再生能源发展。

东盟各国已经制定了一些不同激励程度的发展政策，如上网电价政策、税收优惠、优惠贷款等。但从整体来看，还需要进一步进行完善。对于部分尚未实施上网电价政策的国家，建议实施上网电价政策。对于处于可再生能源发展一定阶段的国家，建议逐步推行可再生能源配额制及可再生能源优先上网政策。

（3）产业扶持

为形成东盟东盟各国可再生能源技术的持续创新能力，政府和有关部门应安排专项资金，大力支持可再生能源技术及政策的开发和研究，延长可再生能源产业链。同时，围绕可再生能源领域，各国应积极改善国内投资环境，建立完善的现代监管制度，减少政府行政干预，减少行政审批制度，简化投资准证手续，放宽可再生能源市场准入，鼓励民营企业投资可再生能源产业，配套生产、经营、销售相关联的上游和下游产业、技术资源、消费市场主体等方面，有序规划相关产能、产业链，从而推动整个可再生能源产业健康发展。

（4）资金支持

东盟多为发展中国家，在发展中要考虑财政的支持力度，避免提升发电成本。同时，制定各项投资优惠政策吸收外商投资，一方面可以在大力发展可再生能源的同时不给国家带来较大的财政压力，另一方面通过全产业链的合作，提升可再生能源技术，降低可再生能源产业的发展成本。

4

东盟国家可再生能源发展 支持政策的选择与创新

4.1 东盟国家可再生能源发展的政策选择

4.1.1 可再生能源政策工具类型

市场失灵问题决定了政策干预的必要性，根据市场失灵的类型和政府的政策目标，一般可将可再生能源政策工具分为需求拉动型和供给推动型两类。

市场拉动型政策包括政府的财政激励政策，包括利用补贴、税收优惠和税收返还等措施降低可再生能源的投资成本和投资风险。供给推动型政策从技术和创新层面加强对可再生能源的支持，比如加大可再生能源技术创新的资金支持、加大可再生能源研究与开发（R&D）支出等。

4.1.2 可再生能源政策效果评估

价格型工具（FIT）和数量型工具（RPS）对于社会福利的影响是取决于产品收益的风险特征。在产品风险较小，即收益曲线平坦的情况下，FIT 的促进作用优于 RPS；而当产品面对的风险较高，收益曲线陡峭的情况下，RPS 政策的效果更好。FIT 政策更有利于技术成熟、成本稳定的可再生能源技术（例如风电），而 RPS 政策更适合于那些相对不成熟的可再生能源技术（例如太阳能发电）。鉴于 FIT 和 RPS 政策工具应用的普遍性，对于其他政策工具的研究往往以这两者作为基准来对比分析。单一政策工具难以同时解决多种市场失灵问题，因此可再生能源政策支持需要将多种政策工具结合使用，同时对政策成本的研究表明，虽然包括 FIT 和投资补贴的政策工具组合的成本与单一 FIT 政策成本相同，但这种政策工具组合有助于增加社会接受程度，提高政策的可行性。目前欧盟国家大多采用的是以 FIT 为主、以投资补贴为辅的政策支持体系，但已经有越来越多的国家开始组合使用 FIT 和 RPS 政策。

4.1.3 可再生能源政策工具选择

东盟各国可再生能源发展政策可通过法律保障（法律工具）、经济激励（经济工具）以及信息导向（信息工具）共同发挥作用。

法律的强制性和权威性是发展可再生能源政策的有力保障。欧盟、美国、日本等可再生能源产业发达国家的经验也表明，健全、完善且有约束力的法律法规是保证可再生

能源开发和利用、实现可持续发展目标的制度基础。因此，为健康长久发展可再生能源，首要任务是健全和完善可再生能源法律体系，确保充分发挥法律的作用。

经济激励政策是市场机制下促进可再生能源发展的主要手段，各国均采用了丰富的经济措施来激励可再生能源产业发展，制约高耗能能源产业发展，并取得了明显的效果。结合东盟各国实际情况，经济激励政策主要有税收政策、补贴政策、融资政策、价格政策和产业政策等。

政策的实施需要一个良好的社会环境，信息宣传在促进可再生能源的发展中起到了风向标的导向作用。强化宣传和信息交流，提高国政府及公众对发展可再生能源重要性的认识，形成全民支持可再生能源的社会氛围。

4.2 东盟国家可再生能源发展的政策创新

东盟各国经济发展差距较大，区域内能源资源分布不均，可再生能源发展政策的制定需要因地制宜、因时制宜。东盟十国可再生能源发展不平衡，分别处于多个阶段，需要通过寻找新的政策手段来支持可再生能源产业的发展，在市场、统筹发展、资本、科技、国际合作等方面政策制定上有所创新。

4.2.1 根据各国可再生能源发展阶段制定支持政策

4.2.1.1 一般发展国家

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、自然资源等原因的限制，可再生能源发展较为落后，属于一般发展国家。

柬埔寨、老挝、缅甸三国人均GDP分别为1228美元、1793美元、1219美元，经济极为落后，且人口处于分散、偏远的农村地区较多，城镇化率极低，部分地区处于缺电或者无电状态，现阶段能源的开发主要用于自给自足。该阶段，政府首要任务是开放电源投资，解决电力短缺问题。并针对可再生能源入网，建立电力市场，进行电力体制改革。比如进行集资办电，出台多种电价机制。



新加坡、文莱国家人口较少，国土面积小，人均GDP分别为52099美元、27955美元，经济发展水平极高，¹⁶人类发展指数极高(指数/排名分别为0.925/5、0.865/30,2015年)。文莱和新加坡水能、风能、地热能等可再生能源资源贫乏，太阳能资源丰富，可借鉴日本经验，重点发展太阳能。新加坡、文莱可通过投入资金研发或者引进光伏并网技术以及储能技术、节能技术、太阳能光伏设备，建设中小型光伏电站、垃圾电站，制定相应的电价政策、补贴政策等发展可再生能源，并根据不同发展时段作出调整。同时可推广应用光伏屋顶、幕墙，居民自给自足，将多余电量送入电网销售到国内外。

4.2.1.2 较快发展国家

泰国、印度尼西亚可再生能源起步较早，属于相对较快发展国家。该阶段，多是以强制收购补贴政策体系为核心，多种补充、附属政策尝试进行。

为推进可再生能源的健康发展，需要不断对政策进行补充修订。但其核心原则没有改变，即可再生能源电力具有优先上网和收购权，且长期以固定价格补贴。

另外，政府需要要求输电网运营商每年制定输电网扩建计划，以应对不断变化的能源经济框架条件，并对未来可再生能源发电电力输送网建设的技术条件、特性、时间节点及费用做出详细说明和规定。同时，需要设立专门的政策效果评估部门，评估执行效果，完善政策细节，比如对补贴的分配逐步引进招投标等市场手段，更好地发挥政策的引导作用。

4.2.1.3 积极发展国家

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。该阶段，可再生能源部分市场高度成熟，政府主要需要从创新角度制定可再生能源发展政策，以提高效率、降低成本、增强市场竞争力。

马来西亚、菲律宾、越南三国虽然可再生能源发展市场化程度较高，但是主要集中在水电和地热（马来西亚、菲律宾）方面。对于资源丰富的风能、太阳能资源开发利用，需要国家政策和资金的大力支持，以促进产业研究和企业发展度。

4.2.2 东盟区域可再生能源发展综合管理政策建议

(1) 引进强制配额制度，促进绿色证书交易市场的建立。东盟各国经济发展不平衡，区域内能源分布不均，经济发达地区电力需求大，具有绿色电力的需求意愿，东盟各国有必要建立一个绿色证书交易市场，比如可适当建立联合电网，用户只须直接购买绿色

16 http://hdr.undp.org/sites/default/files/2016_human_development_report.pdf

证书，将绿色电力就近消化，就能满足双方对绿色电力的供需。这种制度能够避免电力的长途输送，降低交易成本，实现了资源的合理配置。

(2) 有选择地加强可再生能源开发，统筹地区发展。东盟各国可再生能源资源丰富，但分布不均匀，所以根据各地资源情况和开发条件，通过有选择地加强可再生能源开发利用，统筹地区间的发展。

首先把发展可再生能源与部分区域电力需求状况相结合。其次，把发展可再生能源与促进偏远落后经济相结合。从环境和可持续发展的角度来看，在经济落后地区大力开发可再生能源，能够缓解该地区的能源短缺，并改善生态环境，为经济和社会发展作出贡献。

(3) 拓宽融资渠道，增强可再生能源产业融资能力。融资方式有两种：政府融资和私人融资。目前国际上针对可再生能源的融资方式有公共贷款、政府基金、担保基金、风险基金等创新方式。东盟金融机构管理机制和运作能力远不完善，私人融资渠道不发达，总体上还是政府融资占主导，但政府财政只能作为发展可再生能源的引发剂而非长久之计，必须寻找新的融资手段来支持可再生能源产业的发展。

(4) 加强区域和国际合作，确保可再生能源安全。开发利用可再生能源是各国应付能源危机和环境问题的共同选择。从印度加强国际合作和可再生能源安全政策的成功经验可以得出，加强区域和国际合作，保持良好的周边国家关系，是东盟未来可再生能源战略的重点内容之一。

5

中国企业的机遇与 挑战

5.1 可再生能源“走出去”壁垒

贸易壁垒¹⁷。中国能源企业积极走出国门开展对外出口贸易，但不断面临反倾销调查、市场准入限制等贸易壁垒。除了发达国家，一些发展中国家也逐步对中国企业发起反倾销调查。此外，“一带一路”部分沿线国家如哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、伊朗等并非世界贸易组织(WTO)成员，这些国家的许多法律法规政策与WTO多边贸易体系不相符合。为保护自身经济，这些国家或地区往往实行贸易保护政策，设置不同程度的壁垒，中国能源企业将面临许可证、市场准入限制、技术性贸易壁垒等国际贸易壁垒。

技术壁垒¹⁸。以技术专利、标准、资质、认证等为表现的“技术壁垒”成为中国企业进入海外市场的重要障碍之一。部分国家利用产品认证作为限制别国产品抢占市场份额的贸易武器，作为后起之秀的中国企业往往不掌握话语权，在强制认证方面受到打压。某些专利拥有者将专利制度作为保持其技术垄断和竞争优势的重要手段。新能源是技术密集型产业，中国起步比较晚，很多企业在实现跨越式发展的过程中都曾经大量引入国外的先进专利技术，也由此在专利知识产权方面处于弱势地位。在国际市场上，中国企业在屡屡被卷入专利侵权官司，导致“走出去”的进程受阻。

5.2 可再生能源“走出去”融资问题

我国海外电力能源投资项目资金来源包括国内政策性银行和商业性银行贷款，以及国外金融机构贷款。从目前的政策来看，国内的银行贷款主要存在以下问题：1)通常需要国内集团公司担保，协调国内集团的担保与国外的项目进程增加了融资的复杂程度；2)与国外金融机构相比，国内金融机构融资利率普遍偏高。国内商业银行定期存款利率可达4%，国开行等政策性银行可能能达到3.7%，但是加上企业贷款所需的信保等成本，企业贷款融资成本可达6%。而国外融资机构成本可低至3.7%，但国外商业银行贷款申请通常程序较为复杂，增加了企业的沟通成本；3)信保等机构在项目评估和审批过程中所需的国家主权担保要求，一定程度抬高了企业海外项目获取担保的门槛。

17 <http://center.cnpc.com.cn/sysb/system/2018/09/12/001704424.shtml>

18 毕马威全球中国业务发展中心，《中国新能源企业的全球机会》，2014



项目融资已成为中资企业开展海外项目遇到的主要障碍之一。金融和信保机构应进一步研究支持“走出去”的相关举措，拓宽融资环境，积极推动企业发行绿色债券，采用多种融资渠道相结合，共同降低企业可再生能源“走出去”融资成本。

5.3 “一带一路”倡议下的新机遇

在“一带一路”倡议下，可再生能源合作迎来诸多机遇。“一带一路”规划主动与东盟多国的可再生能源资源开发思路对接，中国政府及企业应当快速适应东盟多元化的竞争与合作格局，立足于自身优势，并借鉴其他竞争者的长处，来扩展可再生能源开发合作，促使中国－东盟可再生能源合作在民生领域、海洋经济等领域取得更大成就。

一是借助“一带一路”倡议营造的良好国际合作氛围，以及东盟+3、东亚峰会等合作机制，推动与日本等其他国家的合作，共同开发东盟可再生能源市场。

二是在中国企业拥有竞争优势的水电开发领域，应当在拓展大中型水电站合作的同时，兼顾小水电、风电、光伏、生物质等领域的合作开发。

三是积极探索尚未实现大规模开发地热发电、潮汐发电领域的合作，抓住新一轮的投资机遇。

四是加大在东盟地区新能源产业链的投资设厂，利用东盟较好的自然资源、丰富的劳动力资源、以及优越的地理位置，开展新能源机组、零部件等的制造，带动东盟地区新能源全产业链的发展。

5.4 中国－东盟合作规划

5.4.1 第一阶段（2018~2020年）

以解决电力可及问题为契机，慢慢切入东盟市场。这一阶段关注的重点国家包括：

1) 柬埔寨、老挝、缅甸等经济相对较为落后的国家，以传统的水电等经济性较好的可再生能源开发为重点；2) 其他尚有大部分无电人口亟待解决的国家，如印尼、菲律宾等。

5.4.2 第二阶段（2021~2025年）

结合国家资源禀赋和激励政策，有目标地介入当地新能源项目开发与建设。这一阶段重点关注：1) 可再生能源发展相对较快的国家，如泰国、马来西亚、越南等国；2) 受资源限制，可再生能源发展相对较慢的国家，如文莱。

5.4.3 第三阶段（2026~2030年）

在开发可再生能源项目的同时，积极参与当地新能源产业链的培育。这一阶段重点关注新加坡和越南。

6

东盟重点案例国分析 – 越南

6.1 越南国家概况

6.1.1 社会经济概况

越南位于中南半岛东部，越南地形狭长，呈 S 形。南北最长处约 1640km，东西最宽处约 600km，最窄处仅 50km。地势西北高，东南低，境内四分之三为山地和高原。根据越南统计局数据，2016 年越南 GDP2046 亿美元，GDP 增长率 6.21%，人均 GDP 为 2215 美元。

2016 年越南吸引外资协议金额共计 209.4 亿美元，加工制造业是吸引外资最多的领域，占引资总额的 63.7%。韩国是越南最大的外资来源地，其次是日本、新加坡和中国。2016 年，中国对越南投资协议金额 18.8 亿美元。

2016 年，越南出口总额 1759 亿美元，美国是越南最大出口市场；越南进口总额 1733 亿美元，中国是越南最大的进口市场。根据目前越南央行公布的数据，截至 2016 年 10 月，越南外汇储备超过 400 亿美元。

6.1.2 能源资源情况

越南自然禀赋条件优越，资源丰富，种类多样。越南是东南亚第三大石油生产国，石油资源丰富。越南可再生能源资源条件好，是太阳能、风能等清洁能源储量最丰富的东盟国家之一，可再生能源具有较大的开发潜力。

(1) 水能资源

根据《World hydro potential and development》(2017)，2016 年，越南水能资源理论蕴藏量 308TW · h/a，技术可开发量 123TW · h/a，经济可开发量 83TW · h/a，已建水电装机 17.0GW，年发电量 52.4GW · h/a，水能资源开发利用率为 42.6%。越南全国河流年均径流总量约 8400 亿 m³，位居世界第 12 位。

(2) 风能资源

根据世界银行数据统计，越南风能资源理论蕴藏量 2099 GW。具有较高的开发潜力。越南拥有 3000km 长的海岸线，Global Wind Atlas 风资源分布图可以看出，越南沿海地区风能资源较为丰富，部分地区年均风速可达 8.0m/s 以上；全国一半以上地区风速高于 4.0m/s。越南国土面积的 8.6% 适合风力发电，其中包括内陆面积和海岛，越南中部（从广平到庆和一带）、南中部及南部等地区具有巨大的发展潜力，特别是宁顺省和平顺省。



(3) 太阳能

越南位于热带地区，具有丰富稳定的太阳能资源。根据IRENA2018年发布的《Renewable Energy Market Analysis (Southeast Asia)》显示，越南年日照量在2000~2500h左右，平均太阳能密度为150 kCal/cm²，约等同于4390万t的石油。根据《合作报告》数据显示，越南日均太阳辐射量约4.5 kWh/m²。根据西班牙环境能源技术研究中心(CIEMAT)资料，越南北部地区日均太阳辐射量3.4~4 kWh/m²，北部和中部沿海地区日均太阳辐射量3.8~4.5 kWh/m²，南部地区、中部高低和南部沿海地区日均太阳辐射量4.8~5.2 kWh/m²。

(4) 其他

地热能：越南的西北部和中部地区地热资源丰富，有超过300处热流，温度从30℃至148℃。根据《合作报告》预测，越南地热发电潜力为0.34GW。

生物质能：目前，越南的生物质利用主要是树木、农业副产品以及固体垃圾，其中主要包括位于中部高地地区水稻加工厂的谷壳、糖厂的甘蔗渣、咖啡加工厂的咖啡壳以及木材加工厂的碎木屑。根据《合作报告》预测，越南生物质能估计有0.56GW的开发潜力。

潮汐能：越南海岸线长3260km，沿海有岛屿2000多个，拥有丰富的潮汐能资源。根据《合作报告》预测，越南潮汐能约有0.1~0.2GW的开发潜力。

核能：国际原子能机构《2016年铀资源、生产与需求》(简称红皮书)指出，越南拥有中等储量的铀矿资源。其铀矿探明储量约为23万t。越南对铀矿的研究工作已经有25年的经验，铀矿专家队伍已经通过工艺上的检验得到证实。

6.1.3 可再生能源开发现状、规划目标及政策

6.1.3.1 开发现状

越南可再生能源开发现状情况见下表，目前小水电装机1170 MW，风电装机146 MW，太阳能发电装机4 MW，生物质发电装机150 MW，垃圾发电装机2.4 MW，从开发潜能和目前规模来看，可再生能源有很大发展空间。

表 6-1 越南可再生能源开发现状

类型	潜能	2017 年
小水电	7000 MW	1170 MW
风电	8000 MW (>6m/s)	146 MW
太阳能发电	年日照时间 2000-2500h, 日均 4.5 kWh/m ²	4 MW
生物质发电	560 MW	150 MW
垃圾发电	320 MW	2.4 MW

注：越南工业贸易部（MOIT）、电力和可再生能源管理部（EREA）提供数据。

6.1.4.2 规划目标

越南鼓励使用风能、太阳能和生物燃料等可再生能源发电，根据越南政府 2016 年 3 月发布的“2011 至 2020 年国家电力开发计划（第 7 次电力计划）和 2030 年展望”的调整方案，未来的能源结构发展目标为：

(1) 2020 年，电力装机容量达到 60 GW，其中可再生能源装机达到 6.6 GW，占比 11%。

(2) 2025 年，电力装机容量达到 96 GW，其中可再生能源装机达到 12.48 GW，占比 13%。

(3) 2030 年，电力装机容量达到 130 GW，其中可再生能源装机达到 27.3 GW，占比 21%。规划 2030 年风电装机规模 2.73 GW，太阳能发电装机规模 4.29 GW，水电装机规模 20.15 GW，生物质发电装机规模 2.73 GW。此外，为保证将来传统能源枯竭后续电力供应，规划在 2028 年投产第一个核电机组，到 2030 年核电总装机达到 4.6 GW，发电量达到 32.5 TWh，占各类电源的 5.7%。调整方案大大提高了可再生能源发电比例，但由于电价提高，同时也会提高政府政策保障措施的压力，目标的实现可能会面临一定困难。

6.1.4.3 相关政策

上网电价政策。越南可再生能源上网电价 2008 年率先在水电领域实行，并按季节根据发电的可避免成本设定范围；根据越南工业部 2007 年 6 月 13 日签发的《关于电力项目经济分析、财务评价和电价临时指导意见的决议》（简称第 2014 号决议），装机容量大于 30 MW 的水电厂旱季上网电价 2.5~5.0 美分 /kWh，雨季 2.0~4.7 美分 /kWh；



机组功率小于或等于 30MW 的水电厂旱季上网电价 2.7~5.2 美分 /kWh，雨季 2.5~5.0 美分 /kWh。2011 年，风电开始实行上网电价政策，电价水平 7.8 美分 /kWh，但由于电价太低，实施效果不理想。2018 年 9 月，越南政府对风电上网电价进行调整，从 2018 年 11 月起调高风电上网电价，陆上风电和海上风电分别提高至 8.5 美分 /kWh 和 9.8 美分 /kWh。2014 年，生物质和废弃物发电开始实行上网电价政策，并对小水电上网电价政策进行了调整。2017 年，太阳能才开始实行上网电价政策，电价水平 9.35 美分 /kWh。目前，政府正在探索和研究沼气和地热发电的上网电价方案。

税收优惠政策。在越南投资新能源发电项目享受所得税四免九减半优惠；新能源高科技技术转让、设备进口、生产和销售惠税待遇。将对构成太阳能项目固定资产的进口货物进行免税，太阳能发电项目、输变电项目所占土地可减免土地和水域的使用费。

宏观调控政策。在保护环境的前提下开发可再生能源；优先发展水电，鼓励利用风能、太阳能、生物质能和地热发电；建设与社会经济发展匹配的可再生能源；发展竞争性能源市场，促进电源业主的多样化，逐步减少能源补助；平衡能源系统中的电力、石油、天然气、燃煤，新能源和可再生能源占比，重点关注清洁能源、新能源和可再生能源；增加能源效率，减少传输过程中的能源损耗。

6.1.4 国家自主减排贡献（INDCs）

2015 年 10 月，越南公布了国家自主减排贡献方案，重申愿意应对气候变化，并为《联合国气候变化框架公约》的目标作出贡献。越南表示将致力于通过国内资源和国际支持应对气候变化。越南的国家自主减排贡献（INDCs）包括减排和应对两部分。减排部分包括无条件和条件的减排贡献。无条件贡献通过利用国内资源进行实施，而有条件贡献是基于新的和额外的国际资金支持、技术转让和能力建设。越南的 INDCs 制定了该国 2021-2030 年温室气体减排的路径。在无条件贡献的情景下，利用国内资源，到 2030 年温室气体排放量预计将比基础情景减少 8%，单位 GDP 的排放强度将比 2010 年减少 20%，森林覆盖率将增加到 45%。如果通过双边和多边合作以及通过实施《全球气候协定》下的新机制获得国际上的支持，上述 8% 的贡献可以增加到 25%，根据《全球气候协定》，单位 GDP 排放强度将比 2010 年水平降低 30%。

6.2 可再生能源发展存在问题与政策建议

6.2.1 存在问题

尽管越南可再生能源潜力巨大，但目前对风能、太阳能和生物质能等可再生能源的开发大多数还只是小规模试验性的。究其原因主要包括以下几个方面：

鼓励措施未达到投资者预期。2011年6月，越南政府出台关于风电发展机制的第37号决定，提出鼓励风电发展的政策措施，包括将风电并网价格提高至7.8美分/kWh。2017年4月，越南政府出台关于在越南发展太阳能发电项目鼓励机制的第11/2017/NQ-Ttg号决定，将对构成太阳能项目固定资产的进口货物进行免税，太阳能发电项目、输变电项目所占土地可减免土地和水域的使用费，购电方有责任以9.35美分/kWh的价格全额购买已联网的太阳能发电站所产生的全部电力。但就目前效果来看，政府鼓励政策仍未达到投资者预期，此外项目审批手续复杂、地方政府支持力度低、电力分送系统不完善等也对越南可再生能源发展形成阻力。近期风电上网电价的上调可能会对越南风电投资有一定刺激作用。

开发成本高，并网电价低。越南宁顺省被认为是最有潜力发展太阳能和风能的省份，但自2009年至今没有任何项目投入运行。平顺省目前有19个新能源项目，但竣工期延后。平定省部分项目已获得投资许可十多年，但始终没有动工。主要困难在于可再生能源发电成本高，而并网电价过低。越南目前风电电价为7.8美分/kWh，太阳能发电价格为9.35美分/kWh。投资商表示，这一价格不具有吸引力，远低于泰国16美分/kWh的价格。

国内电力发展资金匮乏，融资困难。由于煤炭、石油天然气、汇率等价格波动因素，越南电力集团电力生产经营成本支出较年初计划高出3.2亿美元，给财务状况造成空前压力。同时，集团还背负97亿美元巨额债务，未来电力投资也面临考验。如果不上调电价，无法保证全国电力供应年增12%~14%的目标，也会削弱电力投资商的投资意愿，导致融资困难。

6.2.2 政策建议

结合可再生能源开发条件，制定相适应的发展规划。虽然目前越南制定了可再生能源发展目标，但与其他规划的衔接有待加强。建议将可再生能源与区域总体规划相衔接，例如风电资源大部分集中在沿海，在制定城市发展规划时充分考虑沿海风能资源特点，



在区域社会经济发展的同时，带动可再生能源整个产业链共同发展。制定与可再生能源开发配套的电网规划，加强风电入网管理和运行管理，提高可再生能源就地消纳水平。

借鉴成功经验，完善上网电价机制。虽然目前越南制定了可再生能源上网电价政策，但引导机制有待完善。借鉴全球可再生能源政策经验，结合越南可再生能源资源禀赋及开发利用情况，研究探索适合本国国情的上网电价机制将是越南可再生能源健康发展的方向。立足现状，逐步建立电力零售市场，研究制定可再生能源拍卖、招标等机制，朝着市场化方向迈进。

以示范项目为抓手，推动发电成本下降。目前越南可再生能源发展刚起步，未达到规模效应，不吸引投资者，发展空间较大。当前风电、光伏发电成本较高，可通过建设先进技术光伏发电示范基地、新技术应用示范工程等方式，研发、引进先进生产技术，加快促进技术进步、产业升级，推动成本下降。

优化投融资环境，吸引投资者。近年来越南本国政府电力发展资金匮乏，电站项目大多使用外国贷款或外国公司投资。越南可再生能源消费和发展空间大，需进一步加大可再生能源开发政策优惠力度，简化项目审批手续，优化投融资环境，鼓励和吸引更多投资者在越南投资可再生能源项目。

围绕可再生能源领域，配套相关产业链。为了支撑可再生能源发展目标，促进成本下降，需围绕可再生能源领域，配套生产、经营、销售相关联的上游和下游产业、技术资源、消费市场主体等方面，有序规划相关产能、产业链，从而推动整个可再生能源产业健康发展。

6.3 中越可再生能源合作规划研究

6.3.1 合作基础和条件

2010年，中国－东盟自由贸易区建成，中国与东盟国家之间的商品贸易实现零关税。近6年来越南经济发展迅猛，发展速度在全球位居前10位，近十年来中越两国贸易额增长了100多倍。随着中国－东盟自由贸易区正式成立并开始步入贸易零关税时代，给中国企业拓展东盟市场带来了无限的新商机，中国已连续12年成为越南第一大贸易伙伴。

越南目前的电力环境已经无法满足其快速增长的电力需求，越南的电力行业在某种程度上，已在BOT项目建设给予了一定的让步，从开始不鼓励外商以BOT形式投资电厂，

到后来为建设 BOT 热电项目提供政策优惠。近年来越南本国政府电力发展资金匮乏，电站项目大多使用外国贷款或外国公司投资。

中国对越投资刚刚起步，近年来，越南政府调整了对华贸易政策，越南政府确定，在同等条件下，越南选择中国企业，鼓励中国企业到越南投资，具体措施包括：中国企业在口岸经济区设厂，越南政府给予诸多优惠政策扶持发展；中国的货物通过越南运往东南亚其他国家，享受和越南企业同等待遇；鼓励中国企业到越南内地投资办厂，产品出口东盟各国等。目前中资企业在越南电力市场已经完成和正在实施的项目以热电项目为主，在越南可再生能源领域的合作主要是工程总承包（EPC）、提供技术咨询服务等。

6.3.2 合作领域

（1）电源建设

能源电力需求和电源结构转型是中越电力合作的主要驱动力，加快清洁能源开发和电源建设是电力合作的重要任务。以规划引领区域能源开发，通过企业参与和市场引导，实现产业、技术、金融、人才等多元深度合作，共同推动电源项目建设，提升可再生能源比例，加速绿色资源向绿色经济转化进程。

（2）技术合作

跨国、跨区域的电力合作，涉及到电源优化配置和大规模电力传输，必须配套加强与之相关的电力技术研究，如大容量机组研究，高压、超高压直流输电问题，交流联网后系统稳定问题，电能质量及安全问题等。为创建一个公平、高效的电力技术合作平台，应从以下几方面努力：国家间技术标准对接，协作及联合研发，技术交流，能力建设，信息共享等。

（3）互联互通

为实现整个电力系统的效益最优化，电网的发展需要与电源建设同步进行。根据越南能源发展总体规划，越南将加大与周边地区的互联互通，为满足输配电实际需求，预计自 2014 年起，平均每年将投资超过 8.5 亿美元用于输配电基础工程建设。根据《合作报告》显示，目前中国与越南电力互通包括云南电网通过 4 回 110 千伏、3 回 220 千伏两个电压等级向越南北方 7 省供电，输出电力约 100 万 kW。500 千伏电压等级向越南供电的输电线路工程也得到积极推进。

6.3.3 合作示范项目

目前，国内企业在越南的可再生能源项目主要以 EPC 为主，部分中标的越南可再生能源项目列表如表 6-2 所示。



表 6-2 中越可再生能源合作重点项目

类型	项目	装机容量 (MW)	进展情况	标段名称	工程投资 (亿美元)
风电	金瓯、薄寮和朔庄海上风电	700	可研	EPC	15.00
	金瓯陆上风电	300	初设	EPC	7.00
	芳梅	30	中标	EPC	—
	富叻	24	竣工	EPC	0.4
光伏	平顺省洪峰光伏	250	可研	EPC	3.00
垃圾发电	芹苴垃圾发电	7.5	在建	EPC	0.47

6.3.4 合作规划建议

结合中国可再生能源发展经验和越南可再生能源发展现状，中越可再生能源合作可以从以下几个方面入手：

(1) 开展资源普查，制定明确、具体的发展规划。越南可再生能源产业处于发展初期，首先要全面开展可再生能源资源普查，摸清资源储量、技术可开发量及分布情况，结合社会经济发展、产业发展情况，按照不同能源品种制定明确、具体的发展规划，以及其他节能减排和碳目标，配套相关引导机制，确保完成规划目标。

(2) 布局大型基地。越南可再生能源资源丰富，结合资源普查情况，合理布局风电、太阳能发电等可再生能源大型基地，大型基地内的电源点进行统一规划，集中布局上下游产业链，便于能源集中生产、集中供应、集中管理，促进产业规模化发展。

(3) 配套电网规划。电网规划应与电源建设规划相协调，例如电源建设应配套电力输出通道，电源建成后能确保可接入电力系统；分布式电源接入电网后，将对配电网电压、频率等造成影响，需加强发电与配电的协调。因此在开展电源建设的同时，应制定电源建设与输电、分布式发电与配电“双”协调机制，加强电网规划。

(4) 制定产能、产业发展规划。明确一定时期内产业发展目标和布局，建立年度规模管理制度和投资监测预警机制，优化产业结构布局，实现资源合理配置。淘汰落后产能，集中布局产业链，上游零部件生产和中游整机制造业深度兼并重组，提高产业集中度，淘汰中小企业，形成具备区域整合能力的龙头企业，推动行业良性发展。

(5) 加强政策交流和合作，建立透明清晰的项目申请制度。立足中越两国可再生能

源发展现状，结合多层次政府间能源电力宏观规划沟通交流机制，推进两国清洁能源、电力合作的政策交流和合作。目前越南可再生能源项目申请流程繁琐漫长，有必要建立透明清晰的项目申请制度，简化申请流程，提高管理效率。

6.4 中国投资合作指导意见

6.4.1 风电作为重点投资方向

越南新能源装机中，光伏发电方兴未艾；生物质、垃圾、地热能发电等方面实际执行项目较少，象征意义远大于实际意义；越南在风电开发方面具有一定的经验，开发成本较其他可再生能源较低，规模也较大，具有较大的发展潜力，是未来可再生能源发展的重点和主要方向。

越南本国风电发展起步较晚，在技术、设备制造、施工、风电开发、管理制度等方面自主能力不强，主要在国外组织、公司扶持帮助下发展；2008年以来，不少国家及国际组织以援助性质对越南风力资源、风电开发技术、风电开发管理开展了研究。整个越南风电市场目前仍处于发展初级阶段，风电上网电价较低（2016年约7.8美分/kWh），建设和运行成本较高，相关投资政策不够透明，风电发展缺少产业支持，风机制造企业较少，技术人员缺乏，基础设施和相关配套不够发达。

因而，中越风电方面合作可从越南风电产业链布局切入，通过布局越南风电全产业链的规划和发展，在提高风电装机、降低风电成本的同时，创造更多中国风电产业链在越发展的机会。

6.4.2 政府机构

一是编制“中越风电产业链合作战略发展规划”，形成整体优势。为保证中越风能资源开发合作的有效性，政府应根据我国自身的风电开发水平和越南风电市场发展需要，整合资源，编制“中越风电产业链合作战略发展规划”，并建立风电成果评估和监督系统，对调查研究成果和风电市场动态进行及时的滚动更新。

二是开展中越风电开发联合研究、技术培训和交流合作。依托已有的“中国企业在越南实施项目联合工作组”及在越各机构及商会组织，合作开展风电基础研究，建立产业示范，面向规模应用，推动企业、研究机构和大学走出去、促进交流与对话，培养高层次人才。



6.4.3 行业协会

作为介于政府和企业间的行业间协会，一是要做好政府和企业沟通的桥梁，及时宣贯政府的宏观决策，同时搜集企业面临的困境和难点并向上反映。二是要做好行业数据的搜集统计工作，及时更新中方在越风电项目投资相关数据，跟进项目进度，形成权威的研究报告和统计数据，为指导企业在越风电投资提供参考。三是要加强与国际可再生能源研究机构及风能行业协会的沟通，建立长效的信息交换机制，及时把握国际风电发展动态，把控中方企业在越风电投资重点。

6.4.4 企业

中资企业的主要任务是取得风电项目的开发权，尤其是风资源条件好，装机规模大的项目。除了与当地政府主管部门及相关机构搞好关系，更需要对越南风电市场的投资开发流程及法律政策进行深入研究。中资企业应尝试与跨国能源公司开展互利互惠合作，避免项目恶性竞争和资源浪费，在风电市场良性互动中提升自我技术能力，实现向优势产能的转化。

6.4.5 金融机构

项目融资是中资企业开展海外项目遇到的重要问题之一，融资渠道不畅、融资手段单一、融资缺口存在都制约了中越风电产业的良性发展。究其原因，一方面我国商业银行贷款利率较高，考虑保费后企业融资成本较高；另一方面，我国民间成本及外资利用较少，企业缺少有效的融资渠道。目前我国迫切需要“政府搭台、企业唱戏”的一揽子金融计划，包括国家财政支持、政策性金融措施、商业银行减率降息、民营资本介入等，形成利益共享、风险共担的组团出海之势。

7

东盟重点案例国分析 – 印尼



7.1 印尼国家概况

7.1.1 社会经济概况

印度尼西亚位于亚洲东南部（东经 $94^{\circ} 45' \sim 141^{\circ} 05'$ ，北纬 $6^{\circ} 08' \sim$ 南纬 $11^{\circ} 15'$ ），是东南亚面积最大的国家，也是世界重要的海洋国家。印度尼西亚由太平洋和印度洋之间 17508 个大小岛屿组成，其中约 6000 个有人居住，是世界上最大的群岛之国，素有“赤道翡翠”之美誉。

印尼是东南亚地区人口最多的国家，2016 年底总人口 2.61 亿，是世界第四人口大国，有 100 多个民族。印尼为中低等收入国家，近年扶贫工作较为显著，贫困人口比例由 2007 年的 16.6% 下降到 2016 年的 10.9%。此外，尽管近年来印尼在能源可及性方面取得了一定进步，但截至 2016 年仍有约 2300 万无电人口。

尽管遭受了 2008 年国际金融危机的影响，印尼经济依然保持了较高的增长率。2016 年印尼名义 GDP 达到了 9324 亿美元，经济增长率为 5.02%。

印尼是东盟最大的经济体，农业、工业和服务业均在国民经济中有着重要地位。印度尼西亚三大产业结构为第一产业占 12.82%、第二产业占 40.56%、第三产业占 46.62%。

根据目前印尼央行公布的数据，截至 2016 年底，印尼外汇储备达到 1164 亿美元，可满足 8.4 个月的进口和外债偿付需要，高于 3 个月的国际安全标准。2017 年 2 月，国际评级机构惠誉将印尼信贷主权展望评级从“稳定”提升为“投资”级。

7.1.2 能源资源情况

印度尼西亚能源资源丰富，有“热带宝岛”之称。石油、天然气、煤、水能、太阳能、地热能等储量非常丰富。其中印尼是世界上第 16 大产油国；印尼还拥有巨大的天然气储量，其中已探明的天然气储量为 2.9 万亿立方米；印尼的地热资源约占全球总量的 40%；印尼的水能资源在东盟各国中最为丰富；此外印尼还拥有较为丰富的太阳能及生物质能资源。

（1）水能资源

印度尼西亚水资源最丰富的岛屿为加里曼丹岛和巴布亚岛，而水电开发最多的却是居住人口较多的爪哇岛、苏门答腊岛和苏拉威西岛。

印度尼西亚水电年理论蕴藏量 21470 亿 kWh，年技术可开发量 4016.5 亿 kWh，技术可开发装机容量为 7500 万 kW。另外印度尼西亚小水电资源也较为丰富技术可开发装机容量为 1938.5 万 kW。

(2) 风电

印度尼西亚陆上风能资源一般。其大部分地区风速在 4 米 / 秒 ~5 米 / 秒；极少部分区域风速达到 7 米 / 秒 ~8 米 / 秒，主要分布在苏拉威西岛的西南部、帝汶海北岸及阿拉弗拉海东北沿岸。印度尼西亚风电潜能达到 6060 万 kW。

(3) 太阳能

印度尼西亚，地处东南亚地区，地理位置处于热带地区，非常接近赤道，印尼太阳能辐射资源日平均约为 4.8 千瓦时 / 平方米。其中苏拉威西省，伊查安查亚省和巴里的大部分地区日平均辐射量为 6.0~6.5 千瓦时 / 平方米，山区的平均日辐射量为 4.5~5.5 千瓦时 / 平方米；在低地形地区如加里曼丹省，苏门答腊省和爪哇，日平均辐射量约为 4.0~5.0 千瓦时 / 平方米。太阳能发电站的实际潜能达 207898 MW。

(4) 地热

印度尼西亚地热储量非常丰富，该国约 17000 个岛屿均被火山覆盖，使其拥有世界上最大的地热潜力，印尼的地热资源约占全球总量的 40%。根据印尼能源和矿产资源部最新数据显示，印尼潜在的地热资源拥有约 29544 万千瓦的发电能力。

7.1.3 可再生能源开发现状、规划目标及政策

7.1.3.1 开发现状

印度尼西亚可再生能源储量非常丰富，可再生能源潜力及开发现状情况见表 7-1。

表 7-1 印尼可再生能源潜力及开发情况表

序号	可再生能源类别	资源 (MW)	已开发装机 (MW)	利用率
1	地热	29544	1808	6.12%
2	水能	75000	5124	6.83%
3	小水电	19385	206	1.06%
4	生物质能	32654	1840	5.63%
5	太阳能	207898	90	0.04%
6	风能	60647	1.1	0.002%
7	海洋能	17989	/	/

7.1.3.2 规划目标

根据印度尼西亚政府的国家能源政策，其未来的能源结构发展目标为：

(1) 到 2025 年，可再生能源占一次能源结构比例至少 23%、燃油装机降至 25% 以下、煤电装机比例占比 25%、燃气装机占比 22%。

(2) 到 2050 年，可再生能源占一次能源结构比例至少 31%、燃油装机降至 20% 以下、煤电装机 25%、燃气装机 24%。

同时，印尼政府也设定了 2019 年可再生能源占一次能源结构比例达到 19% 的中期目标¹⁹。为完成政府的上述目标，印度尼西亚国家电力公司（PLN）计划开发利用多种类型可再生能源，包括地热能、水力、风能、小型的分布式太阳能、生物质、生物燃料、沼气等新能源发电站。PLN 同时鼓励其他类型新能源的研究，如太阳热能、海洋能等。PLN 预测，2017-2026 年间，印尼将新建地热发电 4.4 GW，水电 4.6 GW，小水电 1.65 GW。同时，到 2020 年新建煤电项目控制在 9 GW 以内。

7.1.3.3 相关政策

一直以来，印尼的能源消费依赖于不可再生能源，如原油、煤炭和天然气等。虽然低廉的传统能源为印尼早期的经济发展提供了强大的动力，但在发展过程中不可避免地带来了诸多问题，环境问题尤其突出，并且越来越不适应经济社会的发展。因此，印尼

¹⁹ <http://global-climatescope.org/en/country/indonesia/#enabling-framework>

政府越来越重视可再生能源的开发利用，并制定了一系列政策。

(1) 根据政府 2014 年关于国家能源政策第 79 号规定，对可再生能源规划目标为至 2025 年可再生能源占基础能源总量的 23%（约达 9.22 千万吨油当量），其中电量达 6.92 亿吨油当量（45.2 GW），非电量达 2.3 千万吨油当量，2050 年可再生能源份额达 31%。

(2) 印尼能矿部 2014 年第 17 号部长令规定 PLN 对地热电站的电力及其所需地热蒸汽的采购适用最高标准电价。

(3) 印尼能矿部颁布的 2013 年第 17 号部长令对 PLN 采购太阳能光伏电站的电价设置了优惠条件，将促进更多的私人开发商进入太阳能电站开发领域。

(4) 印尼能矿部 2014 年第 27 号部长令对 PLN 向生物质能电站购电制定了优惠政策以推动生物质能和生物沼气电站的发展。在此项发展规划中，需要与地方政府合作制定有关生物质燃料价格的长期计划。能矿部 2015 年第 44 号部长令，对 PLN 向以基于城市垃圾为原料的垃圾发电站购电制定了优惠政策以支持此类电站的发展。

(5) 据印尼政府于 2017 年颁布的第 47 号总统令为无电人口提供太阳能节能灯 (LTSHE) 计划，该计划适用于人口分散、地理位置偏远、无法使用 PLN 电网的农村住宅。该项目计划在两年内使 256114 个无电家庭实现电气化。

(6) 2017 年 1 月印度尼西亚能源和矿产资源部 (MEMR) 颁布了《2017 可再生能源采购政策》。该文件规定了印尼国家电力公司购买太阳能、风能等可再生能源电力的具体条款。

(7) 目前，印度尼西亚上网电价政策由能源和矿产资源部于 2017 年发布的第 50 号可再生能源电力供应法规规定。根据第 50 号法规规定，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、风能、生物质能、沼气和潮汐能，如 LPCE 高于 NPCE，则上网电价最高为 LPCE 的 85%。而对于水电、固废发电和地热能，如 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，主要是 PLN 和独立电力生产商 (IPP) 之间的协议。

7.1.4 国家自主减排贡献 (INDCs)

印尼于 2015 年 9 月 24 日向《联合国气候公约》提交了国家自主减排贡献 (INDCs)，计划到 2020 年减排 26%，到 2030 年实现减排 29%，资金由国家预算提供，如果获得国际支持，将额外减排 12%（共计 41%）。印度尼西亚 INDCs 根据 2000–2010 年的实际情况，以 2010 年之后的基础情景为基准，提出了到 2030 年的减排计划。

7.2 可再生能源发展存在问题与政策建议

7.2.1 存在问题

近年来印尼政府越来越重视可再生能源的开发利用，正从多方面实施可再生能源工程，在发展水电、地热能、太阳能方面不断提高自身实力，同时也不断拓宽国际渠道，寻求国际合作，可再生能源得到了大力发展，但不可避免的仍存在部分问题。

(1) 可再生能源在电力系统中整体占比较小。印尼的总体电力装机容量不足，特别是农村地区。截至 2017 年底，可再生能源装机占系统总装机 12%。印尼利用可再生能源发电的愿景任重道远。

(2) 消费市场与资源禀赋不匹配。印尼的经济区域分布极其不平衡，国内生产总值一半以上集中在可再生能源储量少的爪哇岛上，占到国内生产总值总量的 58.1%。印尼的可再生能源分布也较不平衡，经济最发达的爪哇岛可再生能源储量较少，苏门答腊岛、加里曼丹岛及其他地区可再生能源储量较大。

(3) 未统一的电网阻碍可再生能源的发展。目前印尼各岛屿间及各岛屿内部暂未形成统一的电网系统，可再生能源资源丰富地区无法通过统一的电网向资源较少且需求量较大的地区输送清洁的可再生能源，而本身人口稀疏、经济较为落后、电力市场有限，无法消纳过多的可再生能源，因此也阻碍了可再生能源的大力发展。

(4) 可再生能源发展所需政策环境不足。与其他常规能源相比，可再生能源项目的市场竞争力相对较弱，收益回报较小，投资风险较大，难以吸引投资公司对此类可再生能源项目的投资，并且缺乏配套足够的财税优惠政策、电价机制不健全、电力消纳等诸多问题，制约了可再生能源的开发利用。

(5) 可再生能源投资准入程序繁复、开发权获取制度不完善。印度尼西亚基础设施落后与投资准入程序繁琐挫伤了投资印尼可再生能源领域的热情，阻碍了印尼可再生能源行业发展的步伐。各级政府对项目开发权的批准没有明确的界定也致使项目的开发易进入无序的状态。

7.2.2 政策建议

(1) 继续加大对可再生能源支持。为了达到 2025 年可再生能源占一次能源结构比

例至少 23% 这一优化能源结构的目标，印尼需要在可再生能源开发利用方面继续加大支持力度，包括建立完善的现代监管制度，减少政府行政干预，放宽清洁能源市场准入，引入竞争机制，鼓励民营企业投资清洁可再生能源产业，推行税收、财政补贴等鼓励政策等。

(2) 加快全国性电网的建设。在大力开发水电、地热能等可再生能源外，建议重视全国各岛屿配套输配电网的建设，应加速实现各岛屿内孤立电网间的互相连接，形成各大岛屿的统一供电的格局，以便为可再生能源的开发利用并更好的并网的提供条件。

(3) 规范管理可再生能源开发的秩序。积极改善本国的投资环境，减少行政审批制度，简化投资准证手续，完善相关法律机制，为可再生能源的投资提供政策和法律保障。

(4) 因地制宜开发分布式可再生能源。印尼岛屿众多，外环岛屿并入完整的电网较为困难。鉴于印度尼西亚特殊的岛屿地理和电网特点，其小水电、太阳能、风能以及地热能可作为在偏远地区和孤立岛屿能源开发的渠道，因地制宜得进行可再生能源的开发利用，以保障印尼各地区电力供应，进而促进可再生能源的发展。

(5) 加强可再生能源科技发展、参与可再生能源的国际合作。在开发利用可再生能源过程中参与可再生能源的国际合作，如技术标准规范的制定、建立先进技术应用示范项目、建立科技合作基地及人才联合培养等，其不仅是获得可再生能源技术的有效途径，也是解决部分可再生能源发展项目资金需求的重要渠道。

(6) 加强中国对印尼可再生能源方面投资。双方政府进一步加强双边合作，中国政府积极与印尼进行交流，积极对印尼进行访问，加强双边政治互信，为双边能源合作打下基础。

7.3 中印尼可再生能源合作规划研究

7.3.1 合作基础和条件

(1) 印度尼西亚拥有丰富的资源及庞大的市场。印度尼西亚除常规能源资源丰富外，水能、太阳能、地热能等可再生能源储量也非常丰富。近年印度尼西亚新的能源政策偏向于发展清洁的可再生能源，并同时鼓励国外企业兴办相关产业，从而带动国内新型、清洁可再生能源产业的发展。这给国外企业加强在印度尼西亚进行新型、清洁可再生能源的开发创造了很好的条件。



(2) 中国拥有先进的技术、丰富的经验、充沛的资金以及相应的平台。自2009年以来，中国在风电、光发热、光伏发电、水电等领域的装机容量和绿色投资均处于世界领先地位，并带动与之相关的上下游绿色行业随之快速发展，形成区域低碳辐射效应。

7.3.2 合作领域

(1) 基础研究

中国与印尼可联合开展电力普及实施方案研究，结合印尼岛屿众多的实际情况，提出电力发展整体解决方案；可开展可再生能源资源调查，深入了解资源储量和分布，特别是全国太阳能资源调查和分析工作，筛选优秀的光伏站址资源；可联合开展专项技术交流活动，推动双方企业互动。

(2) 能源可及

近年来印尼在能源可及性方面取得了一定进步，但解决电力可及问题仍将是印尼政府2020年前致力于解决的问题。截止2017年底，印尼电力可及率为95.35%，其中East Nusa Tenggara和Papua两个省份的电力可及率仅有61.02%和62.10%²⁰。21世纪以来，中国政府把为全面解决无电地区人民用电问题作为国家电力建设和民生建设的重要任务，到2015年底，中国通过大力发展可再生能源及大力建设电网等方式全面解决了无电人口的用电问题，中国在解决无电人口方面拥有丰富的经验，在能源可及领域与印尼有一定的合作空间。

(3) 项目合作

结合印尼的资源和地理位置特点，中国可在岛屿多能互补方面与印尼开展形式多样的合作，在抽水蓄能、光伏发电、地热发电、垃圾发电等领域可以多种技术形式进行试验和示范项目建设，就电站规划、项目建设、运行维护等方面开展合作；建立可再生能源科技合作基地，推进可再生能源规模化发展。

7.3.3 合作示范项目

印度尼西亚水能、太阳能、地热能等可再生能源储量非常丰富。印尼政府已在2007年颁布相关法律法规，规定印尼必须坚持石化能源开发最小化、可再生能源开发最大化的发展方向，并且坚定发展可再生能源的政策取向不会变。中国已成为国际可再生能源市场的重要参与方和技术供应方，中国的技术和资金优势有助于推动印度尼西亚可再生能源的开发利用。目前，中国与印尼在可再生能源领域尤其是水电与地热能方面有广泛

²⁰ IESR, «Igniting a Rapid Development of Renewable Energy in Indonesia: Lessons Learned from Three Countries», 2018

的合作。其中水电主要以大中型水电为主，主要项目包括：阿萨汉一级水电站、巴图水电站、卡扬河梯级水电站、巴里托梯级水电站、德里巴梯级水电站、TAMPUR I 水电站等；地热能领域主要项目包括：SMGP 地热。

(1) 巴图水电站

巴图（BATU）水电站项目位于印度尼西亚苏拉威西岛的南苏拉威西省的恩雷康县（Enrekang）的Sadan 河上，工程区距恩雷康县公路里程约为 20km，距省会城市望加锡约 224km。巴图电站装机容量为 200MW，正常蓄水位初定为 200m，死水位 180.0m，电站开发任务为发电，计算多年平均设计发电量约为 12.15 亿 kWh，装机利用小时 6073h。

(2) TAMPUR I 水电站

TAMPUR I 项目是亚齐省，也是 Tamiang 流域可行性研究阶段的第一个水电项目。位于亚齐省东南部边缘，距离兰莎（Langsa）镇西南方向约 45km，兰莎镇是 Keb. Aceh Timur 县的主要城市；电站距离棉兰（Medan）西北方向约 140km，棉兰（Medan）是北苏门答腊省的主要城市。TAMPUR I 水电站工程的主要任务是发电。

1984 年日本兴营公司完成了该项目的可行性研究工作，该可行性研究比较了 4 条坝线，推荐了距离上游峡口约 3km 的 D-D 坝线。2016 年，西北院完成了可研报告更新版，推荐坝型为混凝土双曲重力拱坝，坝址以上 TAMPUR 河流域面积为 2,030km²，坝址处的平均流量为 108m³/s，最大坝高 193.5m，正常蓄水位为 EL.280.0m，生态流量 11m³/s，安装生态小机 15MW，总装机容量 443MW，电站多年平均年发电量为 1310GWh。

7.3.4 合作规划建议

(1) 独立岛屿因地制宜开发分布式可再生能源。鉴于印度尼西亚特殊的岛屿地理和电网特点，其小水电、太阳能、风能以及地热能可作为在偏远地区和孤立岛屿能源开发的渠道，因地制宜得进行可再生能源的开发利用，以促进解决印尼无电人口问题。中印尼可再生能源合作可在独立岛屿的分布式可再生电源方面展开合作。

(2) 在大规模开发可再生能源的同时配套建设相应的抽水蓄能电站。太阳能和风能等可再生能源发电受自然气候影响较大，发电稳定性差。大规模的太阳能和风能等可再生能源接入电力系统后，会对电力系统的稳定、安全、经济运行产生较大的影响。因此，必须要采取相应的措施，合理消纳风电，使电力系统安全、稳定、经济运行。在大力开发可再生能源的同时应配套建设相应的抽水蓄能电站项目，中印尼可再生能源合作也应关注抽水蓄能领域。

(3) 创新投融资模式。提升中印尼投资合作能力建设，特别是创新投融资的模式，推动政府和社会资本合作模式（PPP）等合作模式，探讨设立政府、企业投资者和金融机构相互结合的模式，积极应用多种方式的 PPP 形式。另外还要发挥政府设立的基金的



作用，引领中国资源投向中印尼经贸合作的可再生能源领域以及重点项目，侧重长期投资、引导更多的社会资金投入印尼。

(4) 建立广泛、全面的可再生能源合作机制。成熟、稳定的可再生能源合作必须具备健全的可再生能源合作机制。两国可再生能源合作须向可再生能源技术、可再生能源政策等深层次合作层面着手。应建立可再生能源合作所需的信息、人才、资金、管理、技术等方面的服务体系，提供产业规划、财政支持、法律机制等激励机制，增强资本、技术、市场的互联互通，并推动专家和定期举办研讨会以推动两国的可再生能源合作。

(5) 独立电网及微电网加大多能互补技术开发和利用。近年来，随着倡导低碳经济，以风电、水电、太阳能、生物质能为代表的新能源得到了快速的发展。但是由于可再生能源大多具有不连续性、不稳定性的特点，因此，通过各自不同可再生能源优点的最佳组合，建立多种可再生能源联合发电是一种有效的可再生能源利用方式。

7.4 中国投资合作指导意见

7.4.1 海岛多能互补作为重点投资方向

印度尼西亚岛屿众多，岛屿之间构成许多海峡和内海，同时印尼风能、太阳能等可再生能源资源极其丰富，基于多能互补的岛屿独立微网系统具有很大的市场空间。

将多能互补开发与岛屿利用综合规划相结合，首先结合岛屿面积、地理位置等天然条件进行功能定位并规划岛屿的主要功能，如旅游、教育、居住、综合等；其次根据岛屿的功能定位布局岛屿的基础设施系统，包括道路交通、住房、其他功能设施等；最后根据岛屿综合规划，因地制宜地配置能源系统，可根据自然条件合理配置传统能源与可再生能源（包括太阳能、风能、地热能、生物质能）、储能系统等多能互补微网系统。通过岛屿综合开发带动多能互补产业发展。

7.4.2 政府机构

一是规划先行、统筹调度，形成多能互补开发合力。由商务部和能源局牵头，整合国内智囊研究机构和设计单位资源，编制“中印尼岛屿综合利用规划”，对印尼岛屿开发情况进行摸底。以典型岛屿为重点，对岛屿功能进行定位，规划基础设施建设，调研岛上可再生能源资源禀赋和开发现状，因地制宜地配置多能互补能源规划。建立多能互补成果评估和监督系统，对研究成果和多能互补市场动态进行及时的滚动更新。

二是通过能力建设高端切入多能互补市场。有政府牵头，组织国内研究机构与印尼能源利益相关方的能力建设。可考虑在政策制定者、专业技术人员、高等学院等不同层面开展能力建设工作。围绕岛屿综合规划、微电网建设、多能互补成功案例等内容，针对相关发展政策、管理制度、技术进步、基础教育等进行培训与交流，探索建立能力建设的常态机制与平台。通过能力建设高端切入印尼多能互补市场，创造更多中方参与岛屿多能互补项目投资、建设、运营管理的机会。

7.4.3 行业协会

(1) 各相关行业协会形成合力。多能互补可能涉及多个行业间协会主管领域，如风能协会、太阳能协会、水电协会等等。建立行业协会间畅通的信息交流机制，利用不同行业协会在相应主管领域上下游全产业链的技术、人脉优势，形成多能互补开发联合体。

(2) 作好基础数据搜集整理和课题研究工作。一方面作好国内多能互补案例的整理分析工作，总结成果经验，针对不足及存在问题提出改进方案，为开发印尼多能互补项目储备技术力量。另一方面作好国外（包括印尼）多能互补市场的案例的搜集总结工作，借鉴国外先进经验，了解印尼多能互补市场需求，为中方企业进军印尼多能互补市场提供参考。

7.4.4 企业

企业是中印尼岛屿多能互补合作项目的具体开发者，一方面要重视技术创新，储备专业技术和人才，提高自身实力，增加企业的竞争力；另一方面要及时了解国内外最新的发展动态，包括政策环境、顶层规划、法律法规等。要对印尼市场的投资开放流程及法律法规进行深入研究，充分了解印尼当地岛屿多能互补产业扶持政策、税收政策、土地使用政策等。通过与政府对接，了解岛屿功能规划，进而因地制宜开发多能互补能源系统。

7.4.5 金融机构

项目融资企业顺利开展海外项目的关键，与其他海外合作项目类似，中印尼多能互补合作项目也可能面临融资渠道不畅、融资手段单一、存在融资缺口等一系列问题。为了保证企业融资顺利的前提下，降低金融机构投资风险：

一是要与企业建立顺畅的沟通渠道，增加互信了解，合力解决在印尼多能互补项目融资中遇到的问题。二是要创新融资模式，不同的政策性银行和商业银行形成融资联合体，降低投资风险。通过帮助企业策划发放绿色债券等方式，拓宽融资渠道，形成政府、银行、企业个人等多元化的投资局面。



参考文献

1. 毕马威全球中国业务发展中心 , 中国产业海外发展和规划协会 .《中国新能源企业的全球机会》,2014.
2. 东盟能源中心 , 水电水利规划设计总院 .《东盟能源电力合作报告》,2017.
3. 东盟能源中心 , 水电水利规划设计总院 .《东盟可再生能源上网电价（FIT）机制报告》,2018.
4. 国家发展与战略研究院 .《2018 “一带一路” 能源资源投资政治风险评估报告》, 2018.
5. BP.《世界能源统计年鉴 2018》, 2018.
6. ASEAN Centre for Energy (ACE). ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC) 2016–2025, 2015.
7. ASEAN Centre for Energy (ACE). Levelised Cost of Electricity of Selected Renewable Technologies in the ASEAN Member States, 2016
8. ASEAN Centre for Energy (ACE). ASEAN Renewable Energy Development 2006–2014, 2016.
9. ASEAN Centre for Energy (ACE). The 5th ASEAN Energy Outlook 2015–2040, 2017.
10. Asian Development Bank (ADB). The Economics of Climate Change in Southeast Asia: A Regional Review, 2009.
11. ICOLD. World Atlas & Industry Guide 2017, 2017.
12. Institute for Essential Services Reform (IESR). Igniting a Rapid Development of Renewable Energy in Indonesia: Lessons Learned from Three Countries, 2018.
13. International Energy Agency, World Energy Outlook 2018, 2018.

14. International Renewable Energy Agency (IRENA), ASEAN Centre for Energy (ACE). Renewable Energy Outlook for ASEAN, 2016.
15. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Energy Market Analysis Southeast Asia, 2018.
16. International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable Power Generation Costs in 2017, 2018.
17. Population Reference Bureau (PRB). 2017 World Population Data Sheet, 2017.
18. United Nations Development Program (UNDP). Human Development Report 2016, 2016.
19. World Coal Association. The Case for Coal: the Power of High Efficiency Coal, 2016.

联系我们

地址 : 中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编 : 100026

电话 : +86 (10) 5927-0688

传真 : +86 (10) 5927-0699

www.nrdc.cn

欢迎阅读报告，如有建议请发送至 GreeningBRI@nrdc-china.org



环保纸印刷