ENERGY FOUNDATION
能源基金会

水电水利规划设计总院
China Renewable Energy Engineering Institute

东盟国家可再生能源发展
重点案例国研究

水电水利规划设计总院 编



2020年11月

东盟国家可再生能源发展重点案例国研究

水电水利规划设计总院 编

支持单位

- *能源基金会（美国）北京办事处*

编写单位

- *水电水利规划设计总院*
- *中国电建集团贵阳勘测设计研究院有限公司*
- *中国电建集团昆明勘测设计研究院有限公司*
- *中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司*
- *中国电建集团华东勘测设计研究院有限公司*
- *湖北省电力勘测设计院有限公司*
- *中国循环经济协会可再生能源专业委员会*

报告核定	顾洪宾
报告校审	严秉忠　张木梓
报告编写	夏　婷　王艺澄　鄢　健　张来飞　李文锦 陈　旭　李忠智　孙　磊　夏致远　邓振辰
美术设计	姚柯吉

本报告由能源基金会资助。报告内容不代表能源基金会观点。

前 言

近年来，与气候变化相关的警报频频拉响，过去 5 年全球的平均气温达到有记录以来的最高纪录，人类工业革命以来累计排放的二氧化碳已经高达 2.2 万亿吨。气候变化在全球范围内造成了规模空前的影响，天气模式的改变导致自然灾害频发，并加速演化为全球生态环境危机。为了化解危机，减少温室气体排放成为各国努力的方向。目前，全球已有 28 个国家和地区确立在本世纪中叶前后达成碳中和目标，其中推动可再生能源对煤炭等化石资源逐步替代是各国实现碳中和发展的关键路径。因此，进行能源结构调整、走可持续发展之路已成为各国共识，能源转型成为各国能源发展的当务之急。

东盟国家是全球最具经济活力的区域，也是能源消费需求增长最快的区域。独特的地理位置和气候特征，使得东盟区域成为全球受气候变化影响危害最严重的区域之一。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。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。改变现有的以化石能源为主的能源结构、推动能源转型是东盟国家的必然之选。

为了助力东盟国家可再生能源持续健康发展，能源基金会（美国）北京办事处支持水电水利规划设计总院开展了《东盟国家可再生能源发展重点案例国研究》课题研究，在总结可再生能源发展国际经验的基础上，梳理东盟国家可再生能源发展现状及存在问题，以老挝、泰国、越南为重点国别，根据东盟国家的具体国情和发展条件提出可再生能源发展的方向和具体建议。报告结构如下：

第一章　简要介绍报告研究背景、目的和内容；

第二章　总结可再生能源的国际发展经验，并分析对东盟的借鉴作用；

第三章　总结归纳东盟国家的可再生能源发展概况，分析面临的问题与挑战；

第四章　重点国别——老挝的可再生能源发展分析；

第五章　重点国别——泰国的可再生能源发展分析；

第六章　重点国别——越南的可再生能源发展分析；

第七章　下一步建议。

缩写词

简写	中文
ACE	东盟能源中心
AMS	东盟成员国
APAEC	东盟合作行动计划
APG	东盟电网
APS	积极发展情景
ASEAN	东南亚国家联盟
ATS	目标发展情景
BAU	常规情景
BOT	建设-运营-移交
BP	英国石油公司
CA	特许经营
CFD	差价合约
EDL	老挝电力公司
EEG	可再生能源法
EGAT	泰国发电管理局
EPC	工程总承包
EVN	越南电力集团
FiT	上网电价
GBP	英镑
GDP	国内生产总值
GIZ	德国国际合作组织
GW	吉瓦，百万千瓦
GWh	吉瓦时，百万千瓦时
HVDC	高压直流
IEA	国际能源署
IMF	国际货币基金组织
IPP	私有电厂
IRENA	国际可再生能源署
ITC	投资税抵免

简写	中文
kW	千瓦
kWh	千瓦时
kWp	千瓦（峰值总功率）
kV	千伏
LCOE	平准化度电成本
MW	兆瓦，一千千瓦
MWh	兆瓦时，一千千瓦时
MWp	兆瓦（峰值功率）
MVA	兆伏安，一千伏安
NCC	国家调度中心
NEPC	国家能源政策委员会
PDP	电力发展规划
PPA	电力购买协议
PTC	生产税收抵免
RCC	地区调度中心
RE	可再生能源
REC	可再生能源配额证书
REDP	可再生能源发展计划
RPS	可再生能源配额制
SDS	可持续发展情境
SPP	小型电厂
STEPS	新政策情景
THB	泰铢
TWh	太瓦时，十亿千瓦时
USD	美元
V-LEEP	越南低碳排放能源计划
Wp	瓦（峰值功率）

目录

前 言 II
缩写词 III
1 概述 1
1.1 研究背景 1
1.2 研究目标 2
1.3 研究内容 2
2 可再生能源发展的国际经验 3
2.1 全球可再生能源总体情况 3
2.1.1 全球可再生能源发展现状 3
2.1.2 全球可再生能源发展趋势 4
2.2 国际可再生能源发展的政策经验 5
2.3 重点国别可再生能源发展案例分析 8
2.3.1 全球非水可再生能源发电渗透率分析 8
2.3.2 东盟整体区域借鉴代表 9
2.3.3 较发达经济体借鉴代表 11
2.3.4 发展中经济体借鉴代表 13
2.3.5 已有发展模式对东盟的借鉴作用 15
3 东盟国家可再生能源发展概况 17
3.1 可再生能源资源概况 18
3.1.1 资源禀赋概述 18
3.1.2 水电 18
3.1.3 光伏 19
3.1.4 风电 21
3.2 电力发展概况 22
3.2.1 电源现状 22
3.2.2 电网现状 26
3.2.3 电力市场现状 27
3.3 电力需求预测 29
3.4 可再生能源政策环境 31
3.4.1 规划目标 31
3.4.2 激励政策 33

3.5 面临的问题与挑战 34
3.6 重点国别选择 36
4 东盟重点案例国分析-老挝 38
4.1 国家概况 38
4.1.1 社会经济概况 38
4.1.2 自然资源情况 40
4.1.3 电力系统概况 43
4.1.4 已有电力发展规划 47
4.2 可再生能源开发条件 49
4.2.1 开发现状 49
4.2.2 开发成本及未来趋势 49
4.2.3 开发政策 50
4.3 可再生能源发展面临的问题与挑战 51
4.4 可再生能源发展规划研究 52
4.4.1 能源电力需求预测 52
4.4.2 可再生能源发展规划方案研究 56
4.4.3 实施效果评价 60
4.5 可再生能源发展方向 60
4.5.1 总体战略部署 60
4.5.2 具体建议 61
5 东盟重点案例国分析-泰国 62
5.1 国家概况 62
5.1.1 社会经济概况 62
5.1.2 自然资源情况 63
5.1.3 电力系统概况 67
5.1.4 已有电力发展规划 70
5.2 可再生能源开发条件 70
5.2.1 开发现状 70
5.2.2 开发成本及未来趋势 71
5.2.3 开发政策 72
5.3 可再生能源发展面临的问题与挑战 73
5.4 可再生能源发展规划研究 74
5.4.1 能源电力需求预测 74

5.4.2 可再生能源发展规划方案研究 76
5.4.3 实施效果评价 80
5.5 可再生能源发展方向 80
5.5.1 总体战略部署 80
5.5.2 具体建议 81
6 东盟重点案例国分析-越南 83
6.1 国家概况 83
6.1.1 社会经济概况 83
6.1.2 自然资源情况 84
6.1.3 电力系统概况 87
6.1.4 已有电力规划发展 90
6.2 可再生能源开发条件 91
6.2.2 开发现状 91
6.2.2 开发成本及未来趋势 95
6.2.3 开发政策 98
6.3 可再生能源发展面临的问题与挑战 99
6.4 可再生能源发展规划研究 100
6.4.1 能源电力需求预测 100
6.4.2 可再生能源发展规划方案研究 104
6.4.3 实施效果评价 108
6.5 可再生能源发展方向 109
6.5.1 总体战略部署 109
6.5.2 具体建议 109
7 下一步建议 112
参考文献 113

1 概述

1.1 研究背景

（1）发展可再生能源是实现能源转型的必然选择

在全球能源转型的背景下，发展可再生能源已成为各国共识。截至 2019 年年底，全球已有 172 个国家制定了中长期可再生能源发展目标，明确了各自未来可再生能源的努力方向[1]。

当前东盟国家能源结构仍然以化石能源为主。为了加速能源转型，东盟在《2016–2025 年东盟合作行动计划第一阶段：2016–2020 年》[2]中设定了到 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。截至 2018 年底，东盟国家可再生能源占一次能源比例约为 12%，距离 23%的总体目标还有很大差距。

（2）发展可再生能源是新冠疫情下助力经济复苏的有效途径

受新冠疫情影响，全球经济陷入衰退，国际货币基金组织（IMF）和世界银行在今年 6 月发布的报告中分别预计 2020 年全球经济将萎缩 4.9%[3]和 5.2%[4]。发展可再生能源可以助力实现刺激经济增长、创造就业机会、以及建立更具弹性且清洁的能源系统三大目标的实现，成为各国摆脱新冠疫情冲击、拉动经济的重要措施之一。目前，欧盟、德国、英国等国家和地区均出台了有关可再生能源的经济刺激计划，马来西亚等部分东盟国家也将可再生能源行业发展纳入经济复苏对策。

（3）发展可再生能源需要因国制宜探索最佳发展路径

东盟国家发展可再生能源机遇与挑战并存。东盟国家地理位置优越，可再生能源资源禀赋优异。截至 2018 年年底，可再生能源装机占装机总量比例约为 27%，低于全球 35%的平均水平，与东盟丰富的可再生能源资源禀赋极不匹配。此外，东盟尚有约 5000 万人口未解决电力供应问题，亟需通过发展屋顶光伏等分布式能源解决电力可及问题。受限于政策、资金、技术、人才等因素，东盟国家发展光伏面临诸多挑战。

[1] REN21，Renewables 2020 Global Status Report, 2020

[2] ACE. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC): 2016–2025. 2015.

[3] IMF. World Economic Outlook Update. June 2020.

[4] World Bank. Global Economic Prospects. June 2020.

东盟国家在发展可再生能源方面具有不同的需求与条件，欧美发达国家、中国等可再生发展较好的国家和区域的发展经验并不一定完全适用于东盟国家。充分利用太阳能资源禀赋优势，结合电网及负荷特点因地制宜发展多种可再生能源类型，摸索一条适合自身实际情况的可再生能源发展之路，对于东盟国家实现可再生能源快速可持续增长至关重要。

1.2 研究目标

通过分析和对比国际重点可再生能源发展国家的案例，总结可再生能源发展经验。结合东盟各国资源禀赋特征及可再生能源发展条件，梳理面临的问题与挑战，分析可再生能源发展的重点方向和潜在路径，实现可再生能源及整个电力系统的健康可持续发展。

1.3 研究内容

（1）可再生能源发展的国际实践经验

分析全球可再生能源发展的现状和发展趋势，梳理中国、德国、智利等国家可再生能源的发展模式，从扶持政策、经济基础、电力市场等方面分析不同国家可再生能源发展的路径和条件，总结已有经验对东盟的借鉴作用。

（2）梳理东盟国家可再生能源发展现状

从资源禀赋、电力发展概况、电力需求、政策环境等方面梳理东盟国家可再生能源发展的现状，结合东盟十国的资源、电力供需、政策环境等方面特点，总结归纳各国发展可再生能源面临的问题与挑战，并且选择重点分析的国别。

（3）重点国别可再生能源发展研究

以老挝、泰国、越南为分析的重点国别，全面梳理重点国别的社会经济、能源资源、电力系统及发展规划等国家概况，结合国家可再生能源发展的条件，总结面临的问题与挑战，并提出未来可再生能源发展的战略部署和具体建议。

2 可再生能源发展的国际经验

2.1 全球可再生能源总体情况

2.1.1 全球可再生能源发展现状

随着世界低碳发展的不断深入和电气化进程的持续推进，能源消费从化石燃料转向可再生能源速度加快，可再生能源高速稳定增长。

根据 IRENA 统计[5]，截至 2019 年年底，全球可再生能源装机容量达到 2532GW，是 2010 年装机量的两倍。2018 年全球可再生能源发电量达到 6586TWh，比 2010 年增加 56.7%。全球可再生能源装机容量和发电量近年来均呈稳步快速增长趋势。

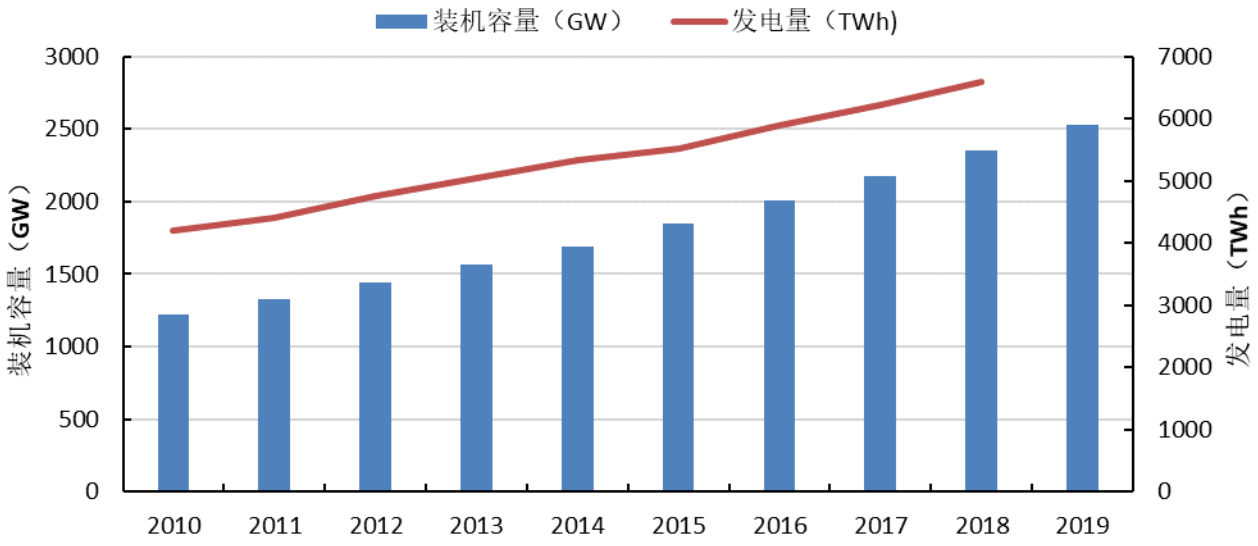


图 2.1-1 历年全球可再生能源装机及发电量情况（数据来源：IRENA）

从区域分布上看，2019 年全球可再生能源装机主要分布在亚洲、欧洲、北美洲和南美洲。其中亚洲可再生能源装机容量最大，达到 1119GW，其次是欧洲 537GW，北美洲 391GW 和南美洲 221GW。这四大区域 2019 年的可再生能源装机规模占全球可再生能源装机规模超过 91%。

[5]IRENA, Renewable Energy Statistics 2020, 2020.

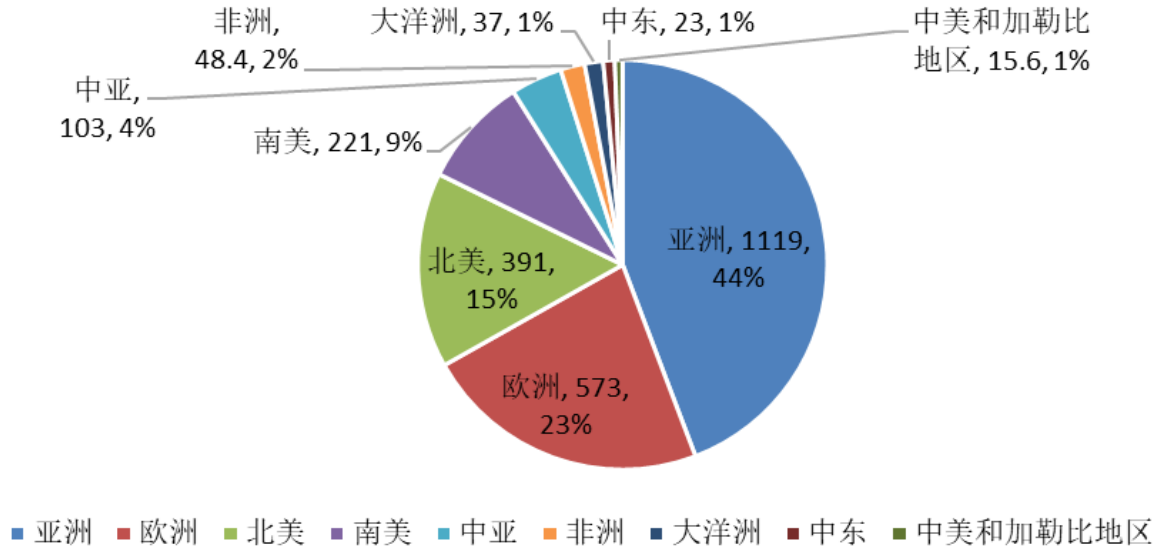


图 2.1-2　2019 年全球可再生能源装机区域分布情况（数据来源：IRENA）

2.1.2 全球可再生能源发展趋势

（1）各国加速可再生能源发展政策的制定和调整，以适应变化形势下低碳发展需求。经历了全球可再生能源的快速发展阶段，气候变化、技术创新和成本下降的联合推动不断对可再生能源政策制定者提出新的要求。如何根据本国国情，结合可再生能源技术和市场的最新动向，制定合理有效政策推动可再生能源健康可持续发展为研究热点领域之一。

（2）可再生能源与化石能源的竞争力日益增强，补贴退坡和市场化发展趋势显著。随着技术进步与规模化效应增强，全球可再生能源成本下降趋势明显。据 IRENA 统计，陆上风电和光伏开发成本在近十年间分别下降了 39%和 82%。与此同时，可再生能源与化石能源的竞争力日益增强，可再生能源补贴退坡和市场化发展趋势显著。目前，德国、意大利、西班牙等欧洲国家已经实现了光伏的平价上网，中国 2021 年新核准的陆上风电项目也将全面实现平价上网，光伏发电大概率可以在 2021 年实现全面平价上网。另外，全球范围越来越多国家开始尝试可再生能源竞拍机制，通过市场化手段实现资源优化配置。

（3）可再生能源开始从规模化发展向优化发展过渡。随着全球能源转型和绿色发展的推进，可再生能源发展已经初具规模，伴随着可再生能源的大规模发展，可再生能源消纳、电力系统灵活性要求高、运行质量欠佳等问题开始凸显。进一步降低整体的发电成本，减少补贴依赖，优化发展规模，电网友好和智能化，提高运行质量，提升核心竞争力，实现优化发展，成为未来可再生能源发展的重点方向之一。

（4）储能与智能化结合将成为可再生能源大规模发展的重要手段。储能在可再生能源接入、分布式发电、微网、电动汽车、智能电网以及能源互联发展等方面都发挥着重要作用。通

过配备一定的储能，可以有效提高光伏、风电等具有较大波动性和不确定性的可变可再生能源电力输出的稳定性，是未来实现可再生能源大规模应用的重要手段。可再生能源发电和储能系统成本的下降，为“可再生能源+储能”模式的推广提供了机遇。

（5）光伏将继续成为未来可再生能源的增长主力，“光伏+”广泛应用促进光伏产业多元化发展。自 2016 年以来，光伏超过水电和陆上风电成为全球可再生能源的增长主力，2019 年全球光伏新增装机占可再生能源总装机的 55.2%，鉴于未来光伏技术成本还有一定的下降空间，光伏将继续成为未来可再生能源的增长主力。光伏+是光伏跨界融合的高附加值利用形式，目前主要模式包括与多种能源综合利用以及与各行业结合开发等。与多种能源综合利用主要指光伏与风电、水电等其他发电形式的多能互补。与各行业结合开发的应用场景更为多样化，将农业、治沙、渔业、旅游等和光伏应用结合，可以提高土地利用效率，实现光伏发电与沙漠化治理、种植、渔业及与生态旅游有机结合。在土地资源紧张的地区，采用“农光一体”、“渔光一体”，可有效解决光伏电站建设的选址问题。

（6）海上风电成为替代化石能源、加速能源转型的有效手段，其关键技术研究将成为各国关注的焦点。根据国际可再生能源署（IRENA）预测，随着风电开发成本的进一步降低，到 2030 年，全球陆地风力发电能力将提高 3 倍，海上风力发电能力将提高 10 倍，并实现大规模电气化。海上风电具有发电功率大、发电稳定、离电力负荷近等优势，随着海上风电技术的成熟，各国政府和国际机构视海上风电为下一个爆发点。目前丹麦、德国、英国等欧洲海上风电强国在单机容量、叶片尺寸等方面不断投入技术力量并取得突破，风电整机制造厂家将海上大容量机组作为重点突破，并就海上风电电价机制设计、智能运维等方面与丹麦、英国等国家开展双边合作。

2.2 国际可再生能源发展的政策经验

从已有的发展经验来看，有效的激励政策对于可再生能源发展至关重要。截至 2019 年底，全球有 172 个国家制定了一项或多项支持可再生能源的激励政策[6]。目前全球范围内主要的可再生能源相关政策包括：

（1）电价和补贴政策

根据本国国情和可再生能源发展阶段不同，可再生能源电价和补贴政策的具体形式包括了固定上网电价（Feed–in–Tariff，FiT）、差价合约（Contracts for Difference，CfD）、净计量电价（Net Metering）、招标/竞拍机制（Tendering/Auction）。其中固定上网电价和净计量电价政策有效地推动了可再生能源的规模化发展，差价合约和招标机制则促进了电价的快速降低。

[6]水电水利规划设计总院.中国可再生能源国际合作报告 2019. 2020

电价和补贴政策是支持可再生能源快速发展的关键激励政策。

固定上网电价。在可再生能源发展的初步阶段，各国多采用固定上网电价政策，即按照各类可再生能源的发电成本，明确规定其上网价格，并由电网企业向发电企业按此标准进行支付。固定上网电价与电力市场价格之间的差额由补贴部分补齐。截止至 2019 年底，全球有 113 个国家或地区实施可再生能源上网电价政策。实行固定上网电价政策的代表性国家是德国，其早期对海上风电采用固定电价补贴方式，从 2017 年将补贴机制调整为竞价机制。

差价合约。在开展电力市场化交易的国家，交易方通过签订长期的差价合同，并商定合同期内固定的“执行电价”（Strike Price）以获得稳定的电力价格水平。具体执行方式为，差价合约中的可再生能源发电企业通过电力市场出售电力，然后获得电力市场价格与执行价格之间的差价支付。当电力市场价格高于执行价格时，发电企业需返还价差；当电力市场价格低于执行价格时，发电企业可获取价差补偿。此价格机制为可再生能源电力提供了有效、稳定、长期的支持，同时对投资者在项目收益方面给予了更大的确定性，从而降低了项目的融资成本和风险。

英国《能源法案》（2013）中的电力市场改革中的内容之一即为引入了差价合约（CfD）制度，旨在通过提供稳定和可预测的价格机制，减轻投资者在投资可再生能源等低碳技术上的价格风险，以达到激励投资的目的。该政策于 2014 年 4 月启动，并与 2015 年 2 月通过竞价实现了首次 CfD 分配。政策执行之初，英国政府通过对发电技术、市场条件、政策环境等因素的考虑评估出发电项目的均化成本，并以此来设定执行电价。差价合同机制可以降低可再生能源发电投资商的最低预期资本回报率以及电力购买协议风险水平，同时有助于减轻政府对于政策成本的财务负担。

净电量计量机制。该政策实际上是一种电价结算政策，主要针对用户端的分布式发电项目，其中以“自发自用、余电上网”的分布式光伏为代表。通过安装可以反转的双向电流表实现净电量计量，在发电高峰向电网输送多余电量，在用电高峰从电网获得电力供应，最后采用净电流核算电费。在此政策下，发电项目所发电量与从电网购买的电量相互抵消，年终以“净电量”结算，若购电量大于发电量，用户只需向电网支付净用电量；若购电量小于发电量，则电网公司将支付电费给用户。采用净计量方式基本不产生额外成本，在有余电上网的情况下，可提高系统收益，是一项鼓励用户端应用绿色能源项目的激励政策。

净电量计量机制下，相当于按照电力最终用户的销售电价确定可再生能源电价，并且通过谷段电量与峰段电量的等价置换，获得隐形补贴。截止至 2019 年底，全球有 70 个国家实施了可再生能源净电量计量机制。

在美国 50 个州中，有 43 个州和华盛顿特区采用了净计量电价政策。该政策不仅适用于家庭，还适用于自发自用型的商业设施、工厂及学校等应用范围。对于光伏发电系统设定规模上限，如超过则不适用此项电价政策，如加州上限设定为 1000kW。用全部发电量收购制度因

各州和电力公司而异，如加州对于家庭光伏系统剩余电力不会立即支付费用，而是将剩余电量转入下个月。若下个月的用电量超过发电量，则用上月的剩余电力抵消。到系统设置 12 个月后，仍有的剩余电力，则可以选择转入下个月或被政府收购。

竞拍机制。竞拍多数应用于技术较为成熟的可再生能源发电形式上，在消除恶性竞争的情况下，竞拍机制能较好地挖掘可再生能源发电的价格潜力，有效促进成本下降。竞拍机制还可以根据需要进行个性化设计，以达到特定的政策目的，以光伏为例，竞拍项目对产品或附加储能有一定的要求；印度政府要求参与项目竞拍的投标者至少 50%的光伏组件由本国生产。截止至 2019 年年底，全球有 109 个国家实施过可再生能源竞拍机制，而且这个数字有望进一步增加。

从目前全球竞拍的情况来看，光伏平均竞拍价下降趋势最为明显，且竞拍规模最大。在一些太阳能资源丰富的国家和地区，如中东地区的阿联酋阿布扎比，2020 年最新的光伏电站中标电价已低至 1.35 美分/千瓦时，为全球最低。招标机制对于海上风电成本和价格的下降也产生了重要影响。2019 年英国海上风电竞拍价格降至 0.039–0.042 英镑/千瓦时。2017 年德国海上风电首次出现零补贴中标项目，该项目将在 2024 年投产运营。

（2）税收激励政策

财税政策是国家实施宏观调控的重要手段。从全球已开展可再生能源税收激励政策的国家情况来看，主要集中于对设备生产、投资、环保等方面的税收减免和抵扣。对可再生能源项目有针对性的提供税收优惠和激励政策，可以起到吸引更多的项目投资，扩大可再生能源发展规模的作用。

美国可再生能源税收激励政策实行效果最好。政府通过对风能、太阳能、生物质能等提供税收抵免的鼓励政策来支持非化石能源的发展，其中以生产税收抵免 (Production Tax Credit，PTC）和投资税收抵免（Investment Tax Credit，ITC）为主。PTC 自 1992 年开始实施，由合格的可再生能源设备生产、并输送到电网的电力（以每千瓦时计）都可以获得抵免优惠。抵免期限一般为设备正式投产后的前 10 年。PTC 对于美国的可再生能源，特别是风电的增长和发展起到了重要作用，是美国风电项目开发的关键驱动因素之一。ITC 政策制定于 2005 年的《能源政策法案》，按照规定，项目建成的第一年即可得到投资额 30%的税收抵免，有助于抵消项目的前期投资，对于前期开发和建设资金投入密集型的可再生能源提供了有力的经济激励。美国光伏项目一直受到 ITC 政策的巨大帮助，已成为美国发展最快的可再生能源。

（3）强制配额制政策

可再生能源的强制配额制度是指利用法律形式，强制规定可再生能源在总发电量中的占比，并要求电力公司进行收购，如未能完成配额要求则需承担相应的法律责任。该政策需配以可再生能源证书制度共同执行，在提高可再生能源发电比例方面起到了良好的激励作用。当前，可

再生能源配额制在美国、英国、澳大利亚和日本等国家得到广泛应用。

美国是第一个实施可再生能源配额制（Renewable Portfolio Standard，RPS）的国家，也是执行效果较为成功的国家。该政策自 20 世纪 90 年代在美国各州开始陆续实施，电力供应商按照各州的计划提供特定的最低份额的可再生能源电力（通常包括风能、太阳能、生物质、地热等）。电力供应商可以通过运营可再生能源发电设备或通过购买可再生能源配额证书（Renewable Energy Certificate，REC）完成配额任务。

目前美国有 29 个州和华盛顿特区实施 RPS，根据各州的资源条件和发展方向规定特定的可再生能源目标，将具体生产、交易方式等交给市场调配，由政府来制定相关标准、交易、核查和处罚条款。RPS 将过去主要依赖财政支持发展可再生能源的路线转向了由政府管制下的市场机制发展，为大规模发展可再生能源创造了条件。

（4）其他优惠政策

政府还可以通过对可再生能源电力项目实施土地、贷款等优惠政策，鼓励可再生能源发展。

2.3 重点国别可再生能源发展案例分析

2.3.1 全球非水可再生能源发电渗透率分析

2018 年全球总发电量为 26603TWh，其中非水可再生能源发电量为 2596TWh，全球平均非水可再生发电渗透率为 9.76%。基于 BP、FITCH、IEA、IRENA 等机构发布的研究成果，本报告对 35 个典型国家的非水可再生能源发电渗透率进行统计，结果如图 2.3–1 所示。

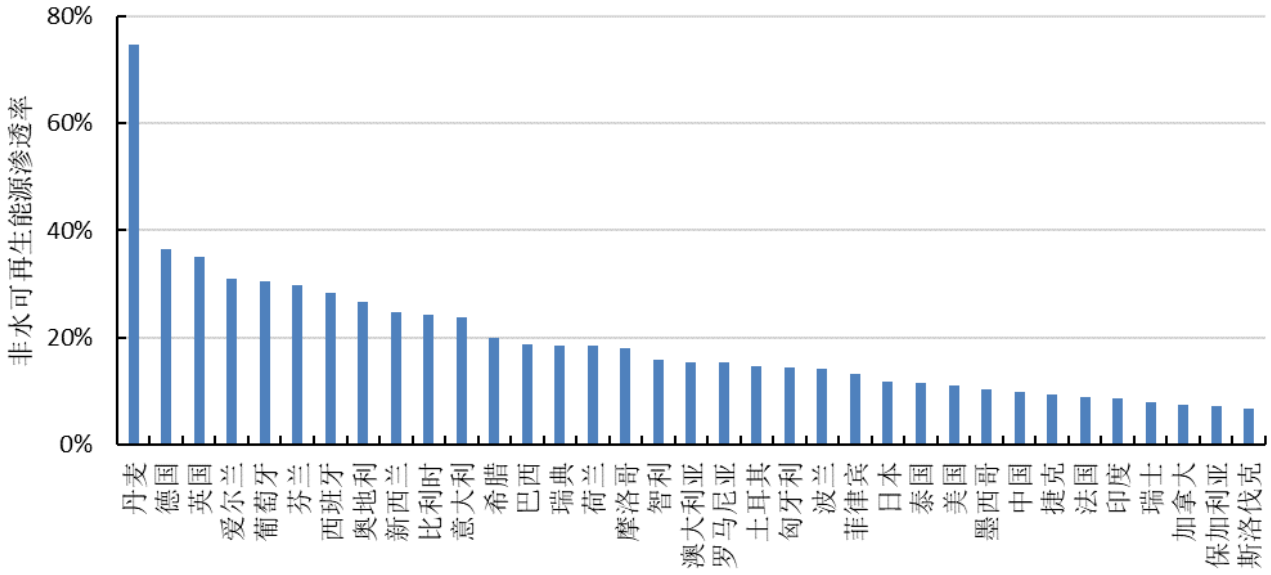


图 2.3-1 2019 年典型国家非水可再生能源发电渗透率

35 个典型国家中，以丹麦、德国、英国、比利时、意大利等国家为代表的高渗透率国家其非水可再生能源发电渗透率在 20%以上，部分甚至超过 30%；以巴西、智利、澳大利亚、土耳其、日本等为代表的中等渗透率国家的非水可再生能源发电渗透率在 10%–20%之间；中国、印度、加拿大等中低渗透率国家的非水可再生能源发电占比相对较低，一般不到 10%。

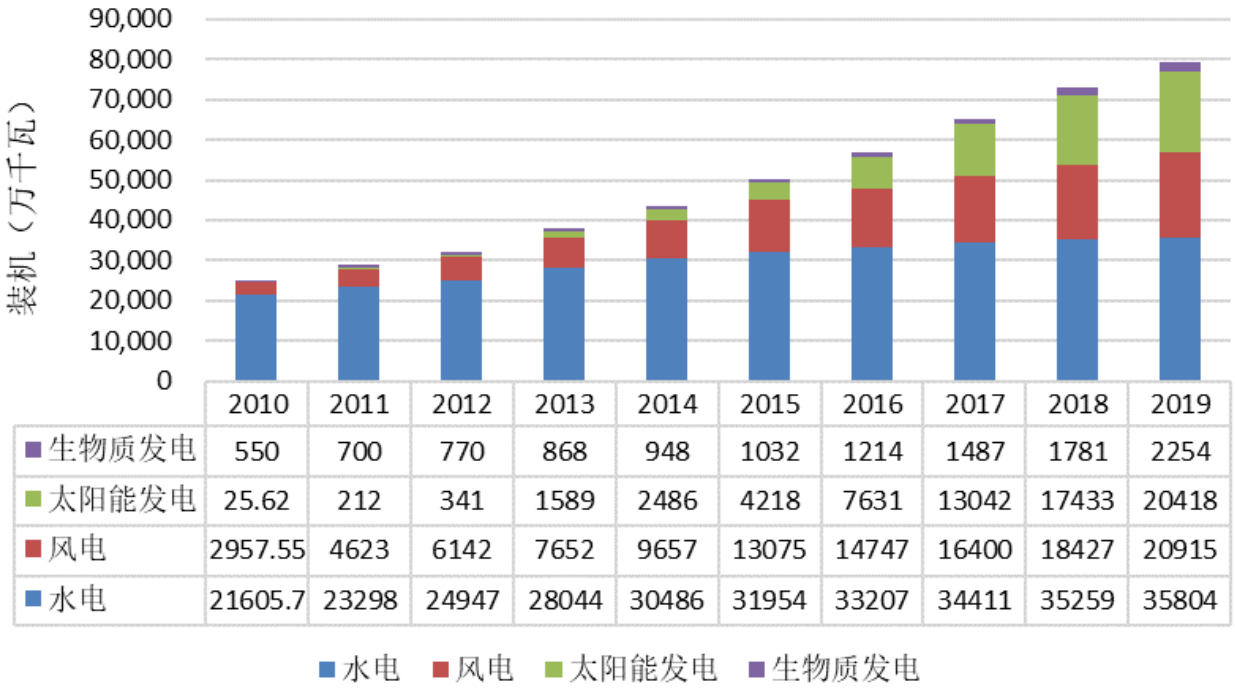
从对东盟国家的借鉴意义角度出发，分别选取对东盟整体发展、发达经济体发展以及发展中经济体发展具有较大参考价值的国家类型进行具体分析。

2.3.2 东盟整体区域借鉴代表

东盟可再生能源资源禀赋优越、地理范围跨越大，以中国为代表的可再生能源发展大国，可再生能源品种齐全，区域间资源禀赋差异大，对东盟利用整体优势统筹发展可再生能源具有较大借鉴意义。

（1）发展现状

中国是全球可再生能源装机规模最大的国家。2019 年底，中国可再生能源装机容量为 794GW，同比增长 9%，其中风电和光伏发电 2019 年首次双双突破 2 亿千瓦，装机规模均居全球首位。可再生能源发电装机占全部装机的 39.5%，同比上升 1.1 个百分点，可再生能源的清洁能源替代作用日益凸显。



	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
生物质发电	550	700	770	868	948	1032	1214	1487	1781	2254
太阳能发电	25.62	212	341	1589	2486	4218	7631	13042	17433	20418
风电	2957.55	4623	6142	7652	9657	13075	14747	16400	18427	20915
水电	21605.7	23298	24947	28044	30486	31954	33207	34411	35259	35804

图 2.3-2 历年中国可再生能源装机量（数据来源：中电联）

（2）发展历程

在中国的可再生能源发展历程中，有三个重要的里程碑事件，将中国的可再生能源发展划分为不同发展阶段。

1994 年，为改变“先污染后治理”的传统发展模式，中国发布《中国 21 世纪议程——中国 21 世纪人口、环境与发展白皮书》将可再生能源开发利用列入为优先项目计划。以风电和太阳能发电为主的新兴可再生能源开始了有计划地进行资源评估、制定项目和技术指标，风电发展开启特许权招标，光伏制造业快速发展。与此同时，国际社会开始关注气候变化，重要国际机构开始积极与中国政府展开关于支持中国可再生能源发展的项目合作。

2005 年，为了促进可再生能源的开发利用，中国颁布《可再生能源法》。之后的“十一五”到“十三五”之间，中国非水可再生能源进入的高速发展阶段，可再生能源开发利用规模显著扩大，技术装备水平不断上升，水电、风电和光伏发电的累计装机规模均位居世界首位。

2018 年在光伏系统成本大幅下降情况下，国家发展改革委下发《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知（发改能源【2018】823 号》，从此中国的可再生能源发展准备进入“去补贴”、“市场化”以及装机“高利用率”时代，中国的高比例可再生能源发展给现有的能源系统转型带来了新的机遇与挑战。

（3）发展经验

1）贯彻落实绿色发展战略，推进可再生能源产业健康发展

中国可再生能源的发展很大程度得益于对国家绿色发展战略的贯彻，并制定了相应的目标和政策。在 2014 年，中国就提出“到 2020 年非化石能源占一次能源消费比重提高到 15%，到 2030 年非化石能源占一次能源消费比重提高到 20%”的战略目标。中国政府据此制定可再生能源发展规划及相关产业扶持政策，实施年度规模管理，引导产业有序发展。如：制订可再生能源中长期发展规划、五年发展规划、规划实施指导意见等，明确未来五年可再生能源发展的总体目标、开发布局、重点任务等；具体产业方面，诸如制订光伏发电（领跑者基地、集中式、分布式）年度建设方案，实现五年规划的滚动落地。

2）完善政策框架和管理体系，指导新能源产业协调发展

逐步完善的法律法规体系、规划管理体系、行业政策体系，有效地保障和支持了中国的可再生能源发展。对可再生能源发展实行分类补贴，调动了开发主体积极性，为可再生能源产业初期发展保驾护航。中国政府于 2006 年正式颁布了《可再生能源法》，2009 年对该法进行了修订完善，先后确立了总量目标制度、强制上网制度、分类补贴制度、费用分摊制度和专项资金制度，给予可再生能源发展政策上的大力支持。尤其是及时果断地推出可再生能源发电固定

电价机制，陆续出台陆上风电、光伏电站、垃圾焚烧发电、海上风电电价政策，并根据产业发展适时调整，在可再生能源不具备成本竞争性的初期发展阶段，对促进和推动其之后的规模化发展功不可没。

3）全方位创新，推动新能源产业可持续发展

以示范项目作为试点，总结经验，进而在全国进行推广。示范主要从特许权招标示范、先进技术示范、产业融合示范、多能互补示范及新能源微电网示范等多方面开展，创新发展模式，促进光伏产业可持续发展。其中，先进技术示范主要包括光伏领跑基地；产业融合示范包括“光伏+扶贫”、“光伏+农业”、“光伏+建筑”等“光伏+”模式；多能互补示范充分利用水、风、光等不同能源品种间的互补效益，平抑新能源波动，降低电网消纳难度，推动新能源大规模发展；新能源微电网示范旨在实现分布式电源的灵活、高效应用，解决数量庞大、形式多样的分布式电源并网问题。

4）加强国际合作，助力产业国际化发展

在发展初期，中国向可再生能源开发经验丰富的国家借鉴经验，充分利用国际机构资金和项目支持，提升本国可再生能源应用发展能力。中国积极与可再生能源开发先行国开展技术路线选择、政策激励措施、市场规范管理、项目管理办法、行业标准制定等方面的经验交流与学习活动，鼓励国内科研人员和机构积极参与国际交流与合作。新形势下，国际能源合作呈现新趋势，共建“一带一路”成为能源合作新亮点。通过与世界各国加强在新能源领域的技术交流与合作，推动标准互认，共享先进技术与管理经验，一批国内企业逐渐成为国际新能源行业的生力军。中国传统能源产业升级和能源服务业的快速发展，也为技术领先国家提供更多的市场机会。

2.3.3 较发达经济体借鉴代表

新加坡、文莱、泰国等国家经济发展较快，电力需求大，同时也具备较好的资金、技术条件，但可再生能源资源禀赋相对一般，可以参考德国、丹麦、美国等欧美发达国家发展经验，充分利用优越的经济基础大力发展可再生能源。以德国为例进行较发达经济体借鉴代表的经验分析。

（1）发展现状

进入 21 世纪以来，在优化能源结构和保障能源安全的双重压力下，德国致力于发展可再生能源，坚定实施能源转型战略，成为可再生能源和能源转型的领跑者。截至 2019 年底，德国可再生能源装机达到 125.4GW，非水可再生能源发电渗透率达到 36.59%。

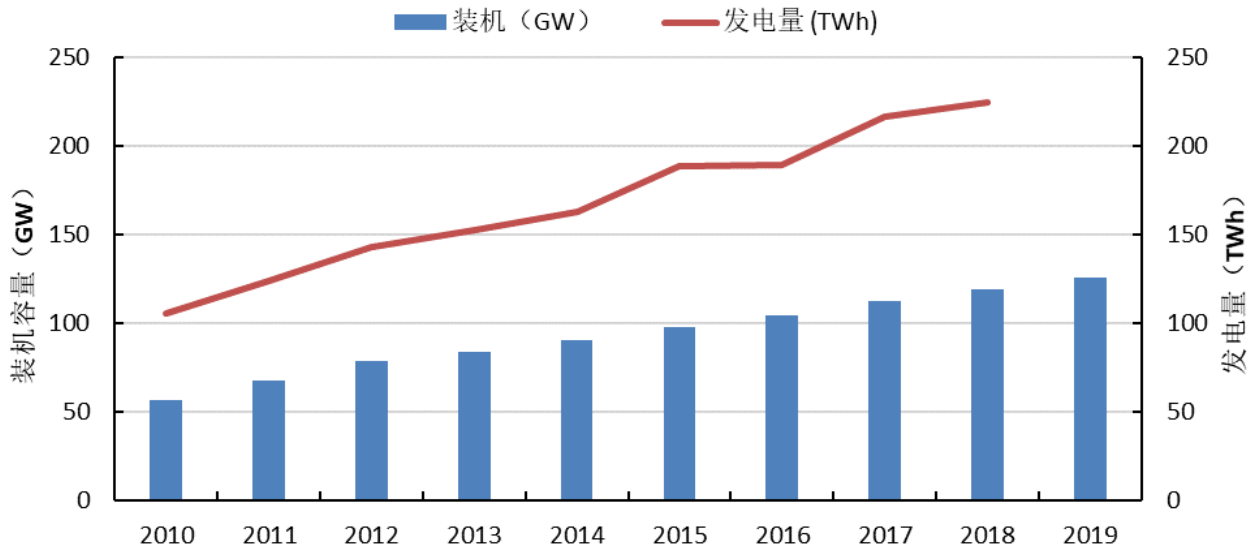


图 2.3-3 德国历年可再生能源装机容量和发电量（数据来源：IRENA）

（2）发展经验

可再生能源的发展一方面有效促进德国经济的稳定增长，另一方面对扩大就业、维护社会稳定发挥积极作用。德国的可再生能源发展，离不开其战略发展目标的设定与调整和科学产业政策的支持。

1）设立可再生能源战略目标

2010 年德国专门制定了《能源转型方案》，将可再生能源发展与应对气候变化相结合，促进可再生能源技术在交通、建筑、工业等重要用能领域的广泛应用。

2015 年 10 月，德国联邦经济事务与能源部对德国能源转型设立了详细的分类定量发展目标，那时提出到 2030 年可再生能源发电比例达到 55%以上，可再生能源占终端能源消费比重达 30%；2050 年可再生能源发电比例提高到 80%以上，可再生能源占终端能源消费比重达 60%。基于发展实践情况，2018 年德国政府上调 2030 年可再生能源电力消费占比目标，原定 2040 年度的目标被提前至 2030 年。

2）确立法律基础

2000 年发布的《可再生能源法》(EEG–2000)，确立了固定上网电价为主的激励政策，奠定了可再生能源发展的法律基础，此后德国陆续根据本国实际，在可再生能源发电上网收购定价、市场化交易、发展目标等方面不断对《可再生能源法》进行修订和完善，有效推动了可再生能源发展。2017 年新发布的 EEG–2017 规定，将实施可再生能源项目招标竞价机制，政府不再以指定价格收购绿色电力，而通过市场竞价，按照出价最低者的价格，补贴新建可再生

能源发电入网企业，可再生能源发展进入全新市场竞争阶段。

3）优化市场化机制促进消纳

德国通过市场化手段激励清洁能源发电商主动以需求为导向发电，主动安装储能设备。一是鼓励可再生能源发电商主动对发电状况进行精准预测，提高可再生能源的交易价值。二是鼓励可再生能源发电商以需求为导向，安装远程监测调控装置，带动了发电设备的技术进步。三是促进系统集成商的形成与发展，系统集成商可代理不能进入电力市场交易的小型发电商售电业务，同时将电力需求单位联合起来形成虚拟电厂，在帮助小型发电商发电上市交易的同时，实现了自我平衡。德国政府通过市场机制作用，将可再生能源的发展转化为各个相关方利益诉求，形成良性循环闭环链条。

4）信息通报与追踪评估促进良性发展

德国设计了信息通报与公开机制以及追踪评估机制，确保可再生能源市场有效运行以及相应法律条款落实。首先，可再生能源发电商、电网运营商、配电网经营商需按规定定期相互通报信息；其次，电网运营商、配电网经营商要按时向德国联邦网络署提供企业可再生能源收购、输配的详细信息；再次，配电网经营商要向消费者公开可再生能源附加费、可再生能源电力份额等信息；此外，德国政府定期评估《可再生能源法》执行情况，向德国联邦议院提交报告，并设置能源转型监测报告制度，要求德国联邦环境、自然保护、建设与核能安全部每年提交有关可再生能源发展现状、目标实现情况、面临挑战等方面的报告，加大追踪评估力度。

2.3.4 发展中经济体借鉴代表

越南、老挝、缅甸等发展中经济体可再生能源资源丰富，但经济基础对可再生能源发展的支撑有限，需要通过制定政策、优化发展路径推动可再生能源发展。选取与东盟环境条件相似并且可再生能源发展较好的智利作为发展中经济体的借鉴代表。

（1）发展现状

智利是拉美经济较发达的国家之一，拥有 1895 万人口，2019 年 GDP 为 2823 亿美元，矿业、林业、渔业和农业是国民经济四大支柱。智利可再生能源资源丰富，北部荒漠地区为可再生能源开发提供了土地保障，同时智利经济依赖的采矿业大多数位于北部地区，巨大的电力需求和昂贵的化石能源发电为其可再生能源与传统能源竞争提供了良好环境。2019 年智利的可再生能源装机容量约为 11.5GW，近几年年均增长率达到约 10%，2019 年可再生能源发电量为 38.5TWh。作为发展中国家，智利目前的非水可再生能源发电穿透率为 15.88%，大大超过全球平均非水可再生能源发电穿透率 9.76%。

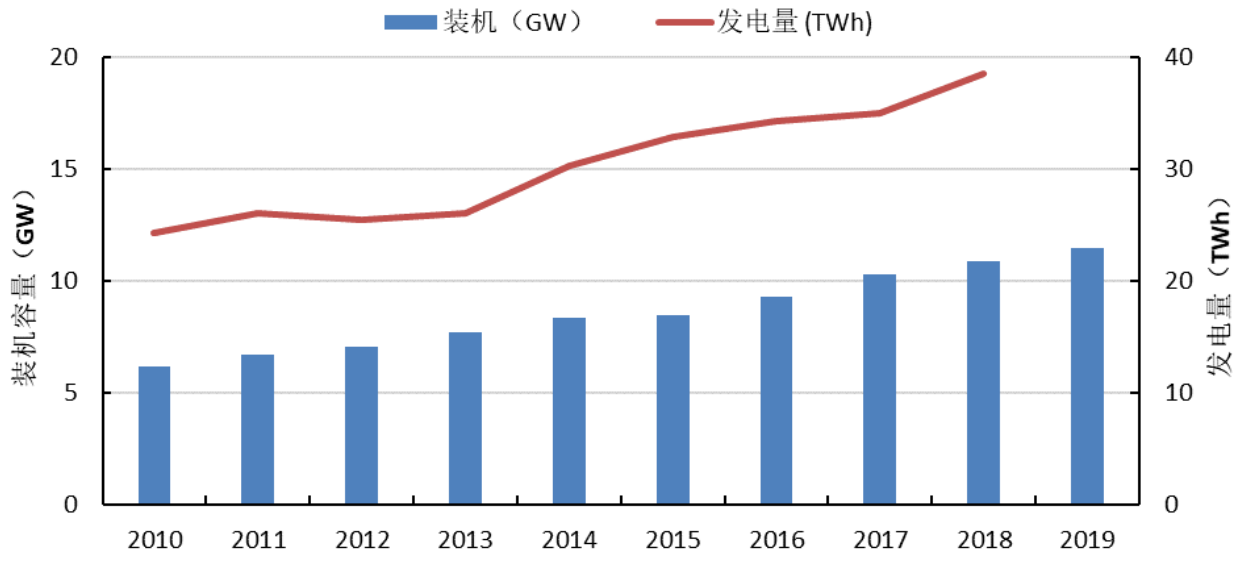


图 2.3-4 历年智利可再生能源装机容量和发电量（数据来源：IRENA）

（2）发展经验

狭长的国土地形特征，使得智利拥有丰富的风、光可再生能源资源，再加上良好的投资环境、诸多鼓励可再生能源发展的政策、相对发达的电力市场等，这些都为智利的可再生能源发展奠定了坚实基础。

1）设立可再生能源战略目标

智利在 2008 年颁布的非传统可再生能源法中，规定到 2025 年非水可再生能源电力在电力结构中达到 10%，2013 年智利政府将非水可再生能源电力消费占比从 10%调整为 20%。2015 年智利政府颁布新《能源战略 2050》法令的目标是到 2050 年可再生能源电力占到智利电力生产的 70%以上。2016~2018 年，智利政府出台了《Energy Policy 2050》，提出到 2035 年可再生能源发电量占总发电量的 60%，到 2050 年占总发电量的 70%。为了更好地完成上述目标，智利政府于 2018 年启动了能源路线图《RutaEnergetica 2018–2022》，包括能源开发、低排放能源等七个战略领域。

2）政府支持力度大且落实到位

智利政府通过公开招标和补贴鼓励企业投资可再生能源的项目，还建立了专门指导可再生能源发展的公共委员会，重点制定太阳能、风能、生物质能、地热能、水电和潮汐能等 7 项等可再生能源的发展政策，促进可再生能源的发展。智利政府灵活应用可再生能源配额制、竞拍机制、净电量机制等可再生能源政策，激发市场活力，有效促进了可再生能源的健康发展。

3）电力市场成熟，促进光伏产业高速发展

智利是世界较早在电力生产和消费系统中引入竞争机制的国家，电力市场属于零售竞争模式，是电力市场的最高阶段。政府负责制定并协调执行国家能源政策、法规、条例，对国家电力安全负总责，负责管理电力市场的各类交易行为，电力管制的程度把控等，政府部门管理公开、透明，不介入企业经营行为；私人企业均参与发电、输电、变电、配电等环节。在发电环节，国家电力协调机构会负责制定相应的规划方向，再进行国际招标；在输电环节，推行了一系列改革措施，将业务进行切割划分，充分发挥服务和价格优势，从而提升整体效率，使可再生能源能够更好地融入电网，让电网更加智能。

4）多措并举，促进电力消纳

智利政府为实现中长期可再生能源发展目标，结合电力市场机制，制定了相应的电源上网优先级机制等多种措施，旨在促进可再生能源电力消纳。智利电力系统运行实现完全智能化管理，电站上网可采用现货市场竞价上网和签署 PPA 供电协议两大类。其中，现货市场的上网顺序仅与发电可变成本相关，按照边际成本从低到高依次上网，通常优先级顺序为：径流式水电→小库容水库式水电站→风电和光电→煤电→天然气→大库容水库式水电站→液化天然气→柴油。

2.3.5 已有发展模式对东盟的借鉴作用

东盟国家在借鉴不同国家、区域的可再生能源发展开发模式时，需要充分参考其正面引领作用，也要注意到其存在的负面警示效果。结合以上各个借鉴代表的发展经验，可将其对未来东盟可再生能源发展的借鉴作用总结为以下几点：

1）设定规划目标

立足能源转型，从国家层面对可再生能源发展目标进行分解，设定详细的分类定量发展目标。并根据目标制定可再生能源发展规划及相关产业扶持政策，实施年度规模管理，引导产业有序发展。如：制订可再生能源中长期发展规划、短期发展规划、规划实施指导意见等，明确未来一段时间内可再生能源发展的总体目标、开发布局、重点任务等；具体产业方面，诸如制订光伏发电（领跑者基地、集中式、分布式）年度建设方案，实现短期规划的滚动落地。

2）政策保障执行

完善的法律法规体系、规划管理体系、行业政策体系，保障可再生能源规划执行，支持可再生能源发展。可再生能源产业初期，确立总量目标制度、强制上网制度、分类补贴制度、费用分摊制度和专项资金制度，给予可再生能源发展政策上支持，调动开发主体积极性；尤其是可再生能源发电固定电价机制在可再生能源不具备成本竞争性的初期发展阶段的促进作用明显。在产业相对成熟后，可实施项目招标竞价机制，政府不再以指定价格收购绿色电力，而通

过市场竞价，按照出价最低者的价格，补贴新建可再生能源发电入网企业。

设计信息通报与公开机制以及追踪评估机制，确保可再生能源市场有效运行以及相应法律条款落实。电网运营商、配电网经营商要按时向政府提供企业可再生能源收购、输配的详细信息；政府定期评估可再生能源法律执行情况，加大追踪评估力度。

3）推动产业发展

在产业发展初步阶段，以示范项目作为试点，总结经验，进而在全国进行推广；探索融合示范包括“光伏+扶贫”、“光伏+农业”、“光伏+建筑”等“光伏+”模式；向开发经验丰富的国家借鉴，充分利用国际机构资金和项目支持，鼓励国内技术人员参与国际发展政策讨论和技术研发学习，加强国际合作，提升产业发展能力。在产业相对成熟阶段，电力市场采用零售竞争模式，该模式下政府部门管理公开、透明，不介入企业经营行为；私人企业均参与发电、输电、变电、配电等环节。可再生能源产业链的发展完善、设备产能的提高、系统的优化、主要设备和其他零部件的本地化和国产化，发挥全产业链优势，能够推动可再生能源开发成本下降，促进本国可再生能源发展。

4）促进电力消纳

完善区域内电网建设，加强区域间电网调度，挖掘电网消纳能力，并以明确的奖惩机制，促进可再生能源消纳。此外，还可发展水、风、光等不同能源品种间的互补，以及微电网的模式，降低电网消纳难度，解决数量庞大、形式多样的分布式电源并网问题。依法建立强制性市场份额标准，按行政区域对电力消费规定应达到的可再生能源消纳责任权重，以及各行政区域必须达到的最低比重指标和超过即奖励的激励性消纳责任权重。通过市场化手段激励清洁能源发电商主动以需求为导向发电，主动安装储能设备、进行发电预测、安装检测调控装置、将小型发电售电业务集成，实现自我平衡。在电力市场成熟的情况下，结合电力市场机制，制定电源上网优先级，保证可再生能源优先上网。

5）负面警示借鉴

也应注意到东盟国家在电力市场、电网条件、资金技术等方面面临诸多问题与挑战。东盟国家需要制定合理的产业政策，避免产业无序发展、过快发展。可再生能源无序发展下，会带来忽视产品创新投入，拖慢技术进步，低级产品挤占未来产业发展空间等问题；过快发展势必对电网造成较大冲击，存在消纳隐患，且从长期来看，可能会导致产能过剩，造成资源的浪费。东盟国家可再生能源发展过程中，需要结合自身实际情况，探索“东盟模式”，以实现东盟国家各自特色的可再生能源发展之路。

3 东盟国家可再生能源发展概况

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°10′～141°05′，北纬 09°32′～南纬 11°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 km^2。其中，印度尼西亚国土面积最大，为 191.09 万 km^2；新加坡国土面积最小，为 0.07 万 km^2。



图 3.1-1　东盟十国地理位置示意图

3.1 可再生能源资源概况

3.1.1 资源禀赋概述

东盟拥有优越的可再生能源资源禀赋，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。

3.1.2 水电

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。

根据《World Hydro Potential and Development》(2017)，东盟各国水能资源如表 3.1–1 所示。由表可知，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。

表 3.1-1　东盟各国水能资源表

国家	理论蕴藏量（GWh/年）	技术可开发量
文莱	n/a	300GWh/年
柬埔寨	>87660	10000MW
印度尼西亚	657450	128000GWh/年
老挝	232500	18000MW
马来西亚	230000	123000GWh/年
缅甸	>400000	46000MW
菲律宾	47459	20334GWh/年
新加坡	n/a	n/a
泰国	15704	13564GWh/年
越南	308000	123000GWh/年

3.1.3 光伏

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。东盟大部分国家和地区太阳能年总辐射量大于 1750kWh/m^2，属于太阳能资源最丰富区。从光伏发电角度而言（图 3.1–2），东盟各国绝大部分地区光伏发电量在 1350kWh/kWp 以上，具有较大的光伏发电潜力。

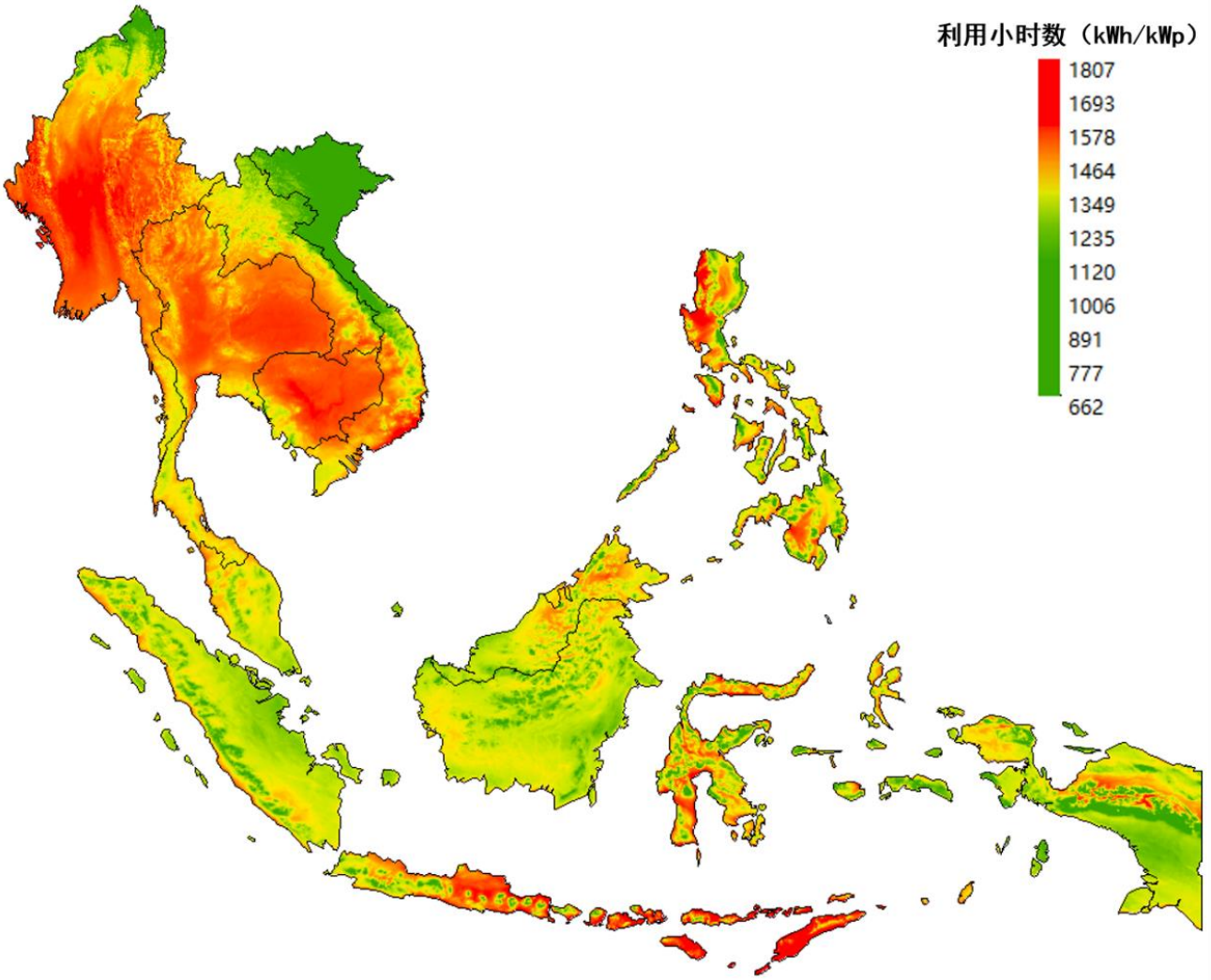


图 3.1-2 东盟各国光伏发电潜力分布图（kWh/kWp）（数据来源：SolarGIS）

根据东盟各国气象数据及 SolarGIS 中尺度数据分析，东盟各国太阳能资源概况如下表所示。

表 3.1-2 东盟各国太阳能资源概况

序号	国家	太阳能资源概况
1	文莱	太阳能年总辐射量范围为 1550～1850kWh/m^2，空间分布特征不明显，大部分地区属于太阳能资源最丰富区。
2	柬埔寨	太阳能总辐射量范围为 1700～2100kWh/m^2，辐射量最高值位于洞里萨湖至金边一带，辐射量最高达到 2100kWh/m^2。由高值区向西部沿海及东北内陆地区辐射量均降低，其中最低值位于戈公、西哈努克市及贡布地区，辐射量低至 1700kWh/m^2，由金边至东北部地区辐射量降低幅度较小总辐射量约在 1900～2000kWh/m^2。
3	印度尼西亚	太阳能年总辐射量在 1389～2222kWh/m^2 之间。其中苏拉威西省，巴布亚省北部和三宝垄地区以东直至东帝汶的群岛区域年辐射量大于 1777kWh/m^2，个别地区山区年辐射量低至 1389kWh/m^2；在低地形地区如加里曼丹省，苏门答腊省和爪哇，年辐射量约为 1389～2222kWh/m^2。
4	老挝	太阳能年总辐射量由南向北、由西向东逐渐递减，总辐射量范围为 1314～1899kWh/m^2，西部和南部太阳能资源最丰富，东部和北部沿国界范围资源较差。
5	马来西亚	太阳能资源分布较为集中，沿海地区的太阳能资源优于内陆地区，东马来西亚太阳能资源优于西马来西亚。东马沙巴及沙劳越部分地区年总辐射量为 1944 kWh/m^2 以上，年日照小时数 4400h 左右；西马霹雳州沿海地区年总辐射量为 1666 kWh/m^2 以上，年日照小时数 4410h 左右。
6	缅甸	太阳能年总辐射量由南向北递减，总辐射量范围为 1168～1899kWh/m^2，中部和南部地区太阳能资源最丰富，北部地区资源较差。
7	菲律宾	太阳能年总辐射量在 1500～2100kWh/m^2 之间。从全国范围来看，菲律宾年总辐射量的两个高值区分布位于菲律宾北部中央吕宋地区和南部中棉兰老地区，年总辐射量在 2000kWh/m^2 以上。
8	新加坡	太阳能年总辐射量范围为 1600～1700kWh/m^2，全国范围内属于太阳能资源很丰富区。
9	泰国	太阳能年总辐射量由东向西逐渐递减，总辐射量范围为 1607～1972kWh/m^2，内陆中部年太阳能总辐射量大于 1750kWh/m^2，属于太阳能资源最丰富区，其余地区属于太阳能资源很丰富区。
10	越南	太阳能年总辐射量由南向北逐渐递减，总辐射量范围为 1168～2045kWh/m^2，南部地区属太阳能资源最丰富区。

3.1.4 风电

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，东南亚 100m 高度风速分布见图 3.1–3（Global Wind Atlas）。东盟各国风能资源概况详见表 3.1–3。

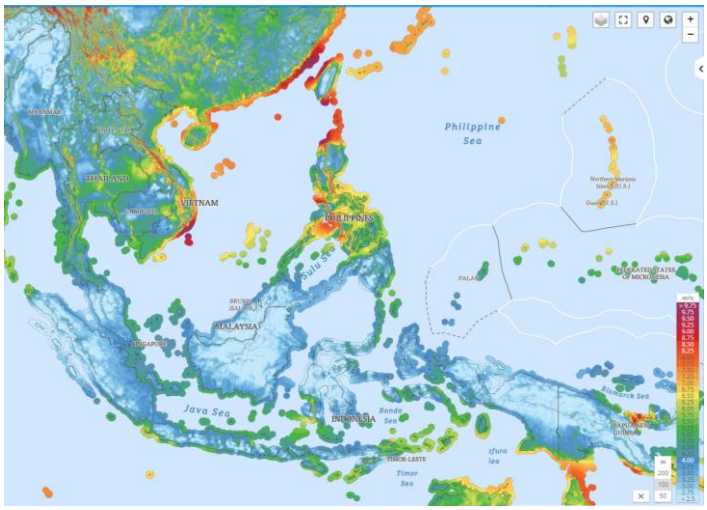


图 3.1-3 东盟 10 国 100m 高度风速分布（数据来源：Global Wind Atlas）

表 3.1-3 东盟各国风能资源概况

国家	整体评价	风能资源较好区域分布
文莱	十分匮乏	无
柬埔寨	较匮乏	主要集中在蒙多基里省、戈公省、贡布省等地区，其中，部分地区 100m 高度年平均风速在 7m/s 以上
印度尼西亚	较匮乏	主要集中在苏门答腊岛西北部、爪哇岛、苏拉威西岛南部、加里曼丹岛南北部等岛屿。部分地区 100m 高度年平均风速在 7m/s 以上
老挝	较丰富	主要集中在波里坎赛省、甘蒙省、沙湾拿吉省、沙拉湾省、色贡省等地区，部分地区 100m 高度年平均风速在 9m/s 以上
马来西亚	较匮乏	主要位于沙巴州西北部，部分地区风速约 6m/s
缅甸	较匮乏	主要集中在德林达依省、克伦邦省等地区，其中，部分地区 100m 高度年平均风速在 7m/s 以上
菲律宾	较丰富	主要集中在中央吕宋区、卡拉巴松区、北伊洛克斯省、南塔加罗格区及西维萨亚区等地区，部分地区 100m 高度年平均风速在 7m/s 以上
新加坡	十分匮乏	无
泰国	较丰富	呈长条形分布，主要集中在泰国西部沿线、中部、及中东部，部分地区 100m 高度年平均风速在 7m/s 以上
越南	丰富	主要集中在嘉莱省、昆嵩省、得乐省、宁顺省、平顺省、林同省及部分沿海等地区，部分地区 100m 高度年平均风速在 10m/s 以上

3.2 电力发展概况

3.2.1 电源现状

(1)装机现状

根据 ACE 数据统计，截至 2018 年底，东盟电力总装机容量为 252GW[7]，其中，燃气发电和燃煤发电是主力电源，装机容量分别为 91GW、78GW，占比分别为 36.3%和 30.9%；水电、生物质、地热、光伏发电、风电等可再生能源装机容量合计为 67GW，占电力总装机 26.8%。东盟电源结构如图 3.2–1 所示。

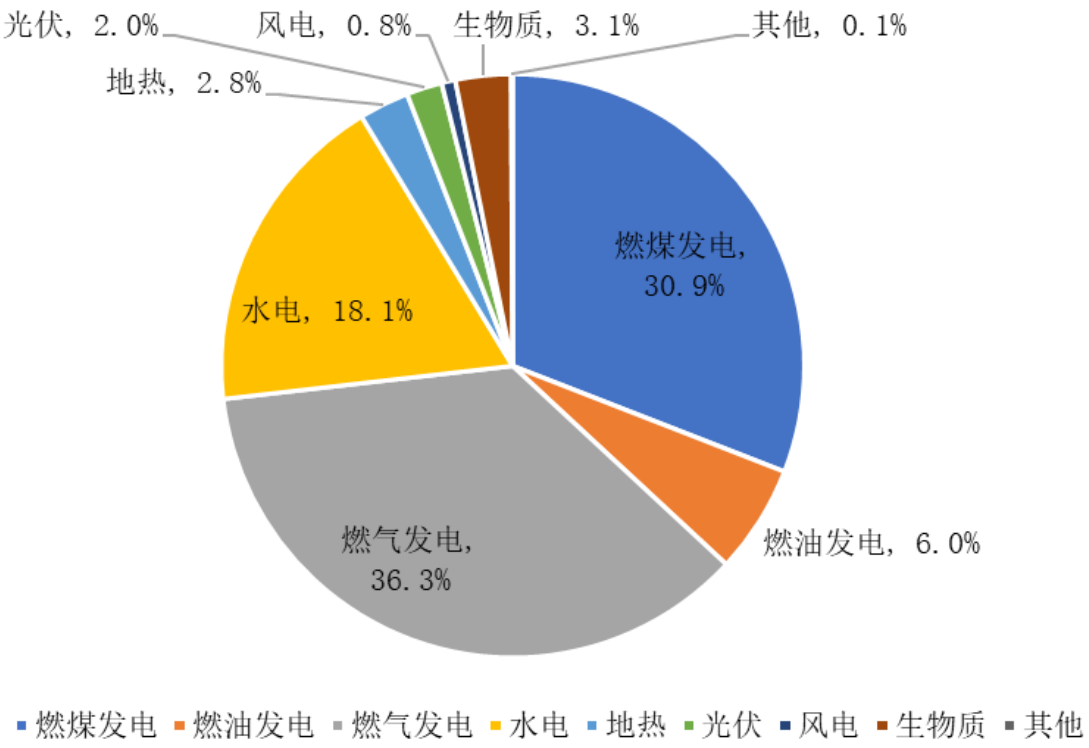


图 3.2-1 东盟电源结构图（数据来源：ACE）

根据 IRENA 数据统计，截至 2019 年底，东盟可再生能源总装机容量 75.1GW，其中水力发电装机容量 50.5GW，占比 67.2%；风力发电装机容量 2.4GW，占比 3.2%；太阳能发电装机容量 10.1GW，占比 13.5%；生物质和地热发电装机容量 1.2GW，占比 1.6%。

[7]数据来源于东盟能源中心（ACE）

从 2010 年到 2019 年，东盟可再生能源电力总装机容量增加了 41GW，年均增长率约 9.2%。其中水力发电装机容量增加了 24.1GW，年均增长率 7.5%；风力发电装机容量增加了 2.3GW，年均增长率 58%；太阳能发电装机容量增加了 10GW，年均增长率 73.3%；生物质和地热发电装机容量增加了 4.4GW，年均增长率 5.2%。

东盟十国中，越南、泰国、马来西亚、老挝、印度尼西亚、菲律宾可再生能源装机规模较大，而文莱、新加坡、柬埔寨、缅甸可再生能源装机规模较小。2010 至 2019 年东盟十国可再生能源装机规模发展变化如图 3.2–2 所示。2010 至 2019 年，可再生能源装机规模较大的国家中，越南、泰国、老挝、马来西亚四国呈现较高的增长速度，年均增长率为 10%~12%，而印度尼西亚和菲律宾增长速度较缓，年均增长率为 3%~4%。

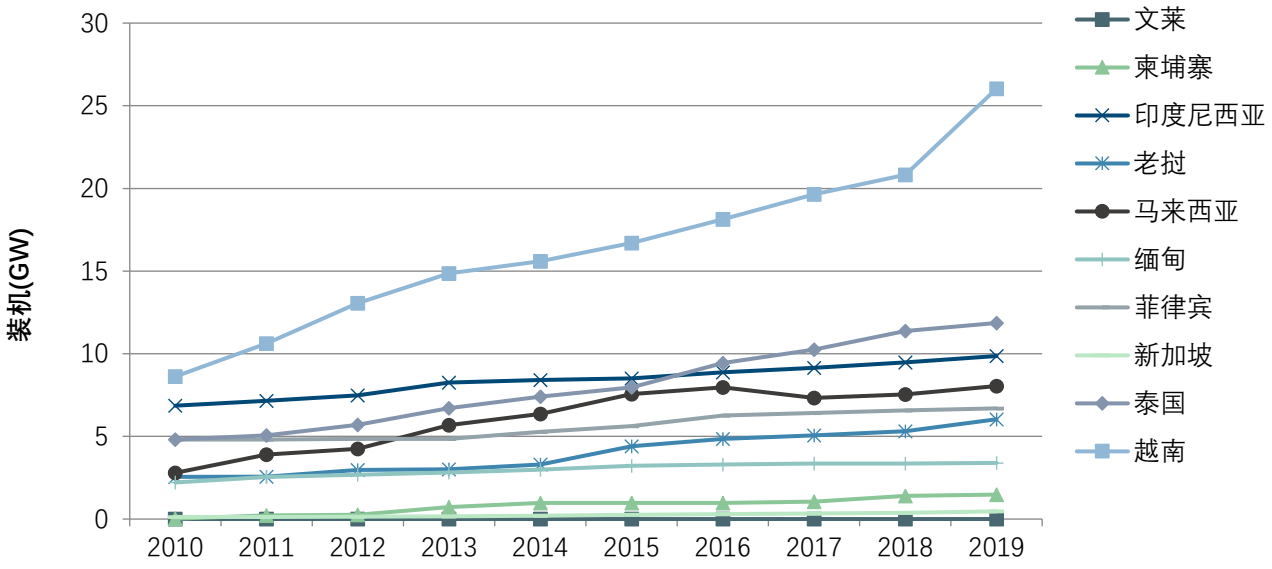


图 3.2-2　2010-2019 年东盟可再生能源装机规模（数据来源：IRENA）

1）水力发电

2010–2019 年东盟十国水力发电装机规模发展变化如图 3.2–3 所示。东盟十国中，越南水力发电规模最大，发展较好，2010 至 2019 年间水力发电新增装机规模 12GW，年均增长率 10.2%。印度尼西亚、老挝、马来西亚水力发电装机规模接近，截至 2019 年装机规模为 6GW 左右，2010 至 2019 年间，马来西亚年均增长率 12.7%，老挝年均增长率 9.9%，印度尼西亚年均增长率相对较低，为 4.6%。缅甸和柬埔寨水力发电呈缓慢增长，2010 至 2019 年期间净增长 1GW 左右。泰国和菲律宾水力发电基本处于停滞状态，近 10 年基本无增长。

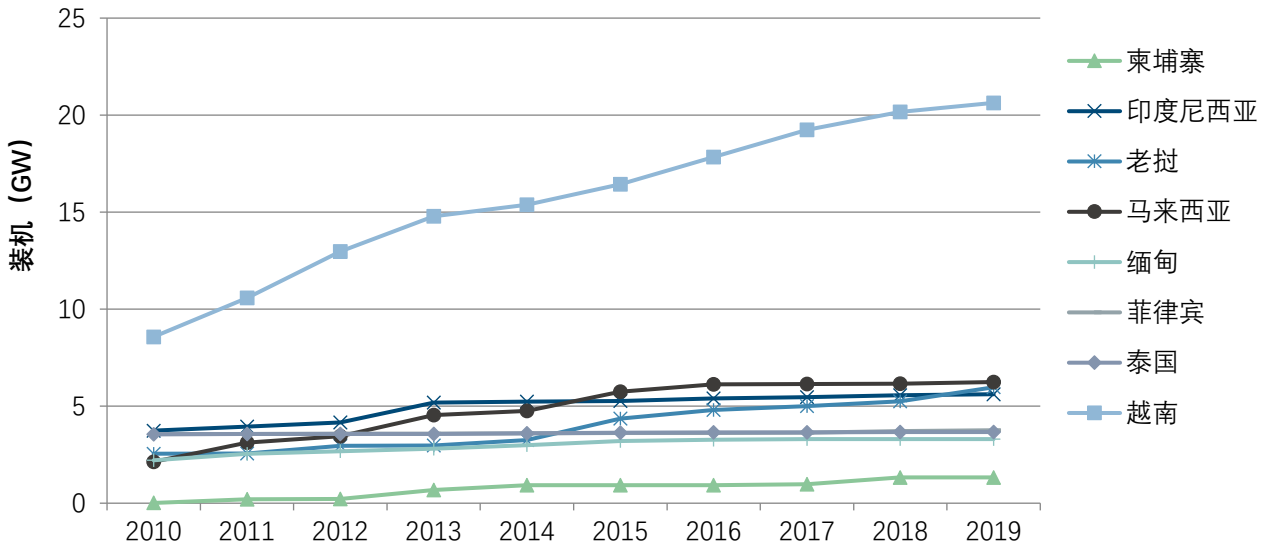


图 3.2-3　2010-2019 年东盟水力发电装机规模（数据来源：IRENA）

2）光伏

东盟十国 2010 至 2019 年光伏发电装机规模如图 3.2–4 所示，其中越南、泰国、马来西亚、菲律宾光伏发电发展速度相对较快，2010 年至 2019 年间，泰国光伏发电装机规模增长了 2.9GW，马来西亚、菲律宾光伏发电装机规模增长了 0.9GW，而越南在 2019 年光伏发电装机规模呈现爆发式增长，比 2018 年增长了 4.6GW。

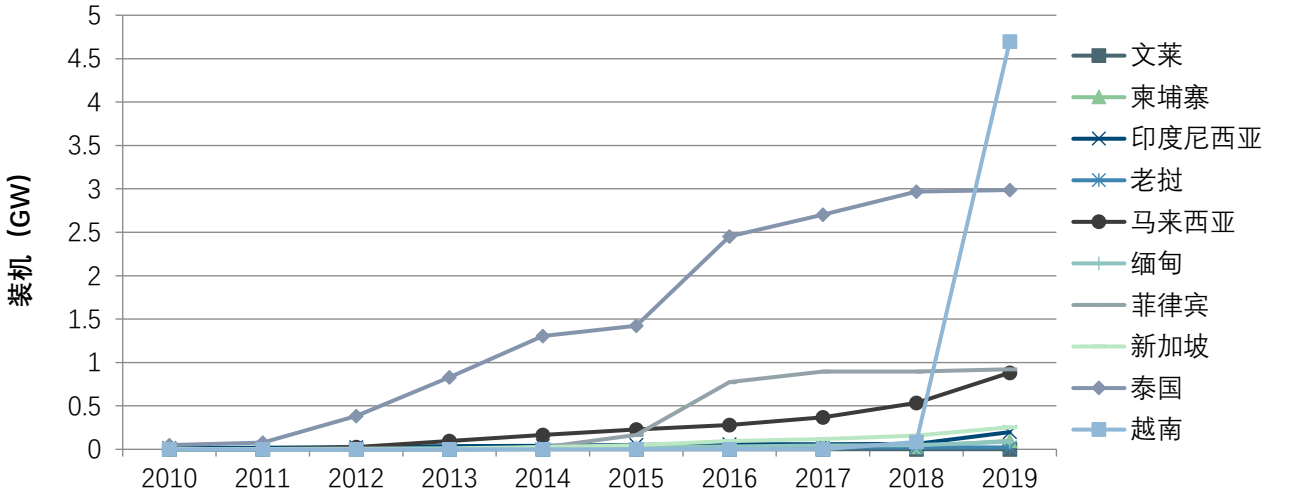


图 3.2-4　2010-2019 年东盟光伏装机规模（数据来源：IRENA、越南能源研究院）

3）风力发电

在风电开发程度上，除了泰国、越南、菲律宾有一定规模的开发，印度尼西亚有少量风力发电装机，其他国家暂无风力发电装机。泰国、越南、菲律宾、印度尼西亚 2010 至 2019 年风力发电装机规模如图 3.2–5 所示；东盟风力发电装机规模总体体量较小，2010 至 2019 年之间，泰国风电呈现较好的发展趋势，装机规模增加了 1.5GW。

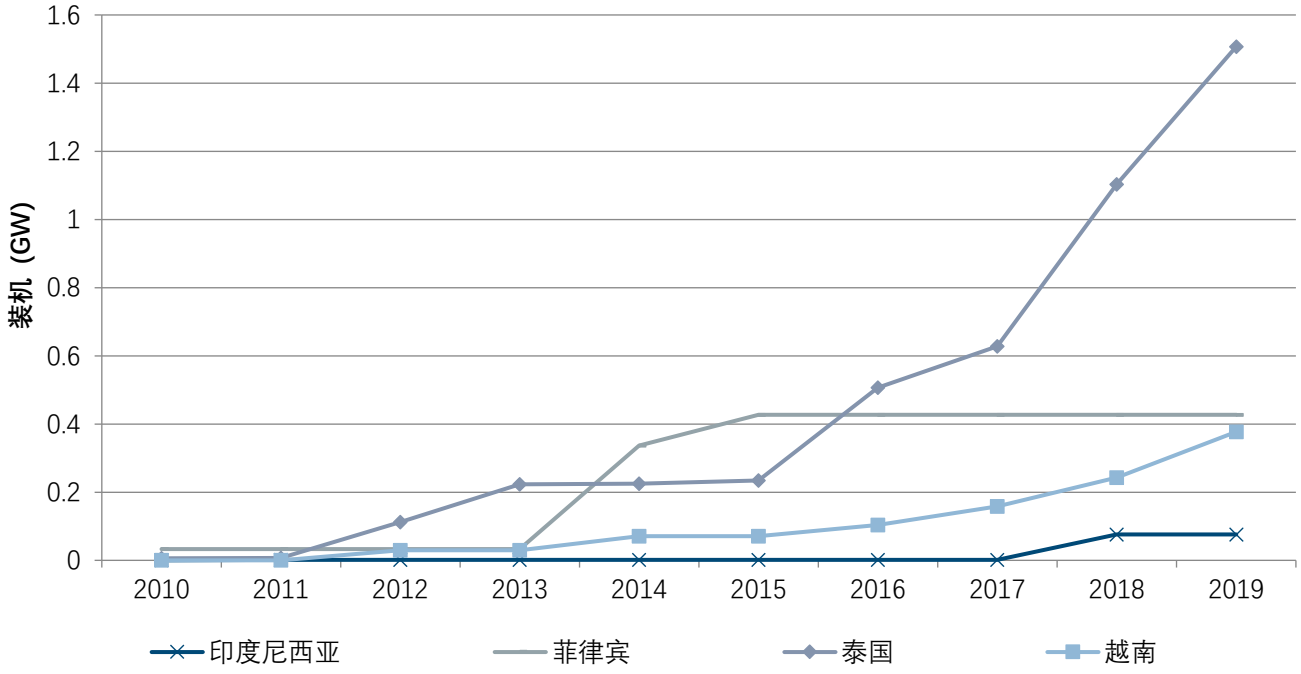


图 3.2-5　2010-2019 年东盟风力发电装机规模（数据来源：IRENA）

(2)发电量现状

截至 2018 年底，东盟总发电量为 10664 亿 kWh，燃气电站和燃煤电站的发电量分别占总发电量的 33.5%和 39.9%，燃油电站发电量占比仅为 2.2%，化石能源发电量占总发电量的 75.7%。可再生能源发电量为 2560 亿 kWh，占比为 24%；其中，水电（包括小水电）发电量占总发电量 17.4%；地热能发电和生物质发电所发电量占比分别为 2.3%和 3.4%；风电和太阳能发电占比较小，仅为 0.6%和 0.3%。东盟电源发电量结构如图 3.2–6 所示。东盟成员国中，可再生能源发电量增长较快的国别有越南、泰国、马来西亚；文莱、新加坡增长较慢，2010 至 2018 年间东盟成员国可再生能源发电量变化趋势如图 3.2–7 所示。

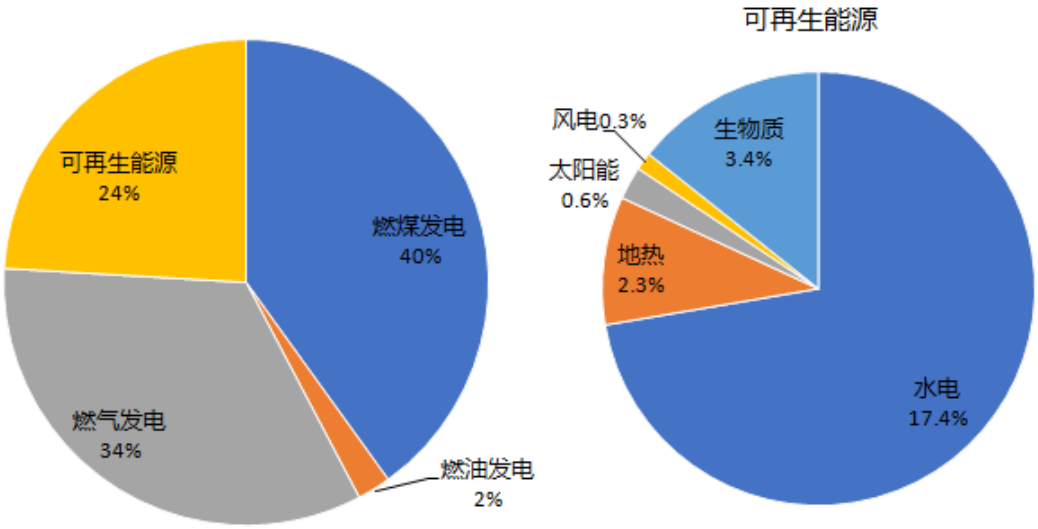


图 3.2-6　东盟电源发电量结构图（数据来源：ACE、IRENA）

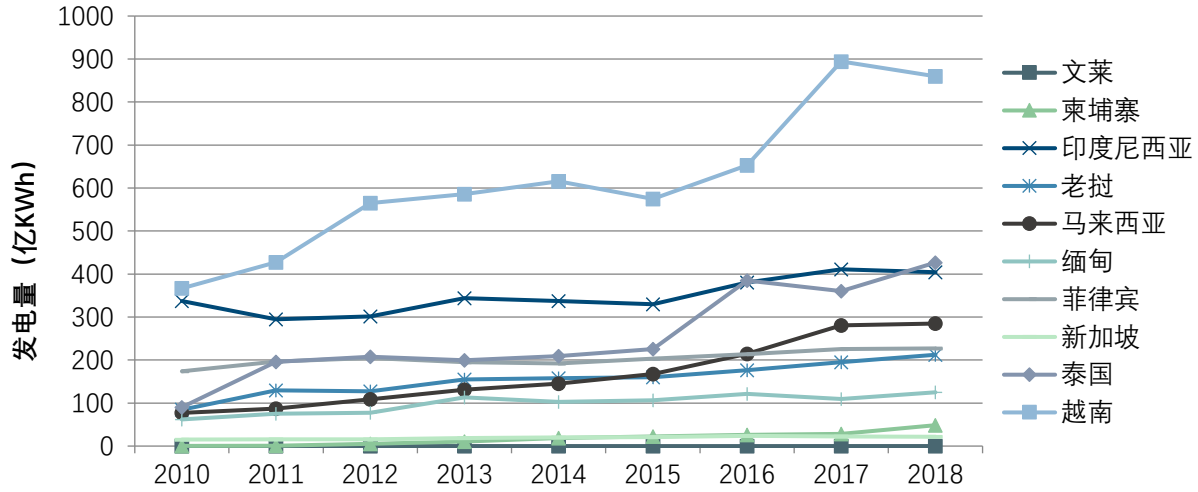


图 3.2-7　2010 至 2018 年东盟成员国可再生能源发电量（数据来源：IRENA）

3.2.2 电网现状

随着经济增长和社会发展，东盟国家能源需求快速增长，能源电力的供需不平衡和国家间广泛的合作意愿为东盟各成员国开展电力合作提供了机会。当前，东盟部分国家已建有若干条跨国输电线路，实现少量电力合作，其中包括连接马来西亚和新加坡、马来西亚和印度尼西亚、泰国和马来西亚、泰国和老挝、泰国和柬埔寨、老挝和越南等国家的电力互联互通项目等。东盟能源合作行动计划中确定了 16 个东盟电网（ASEAN Power Grid，APG）互联项目，已有 8 个跨境电力传输项目建成，共计 17 条电力互联通道，互通容量约为 699 万千瓦。

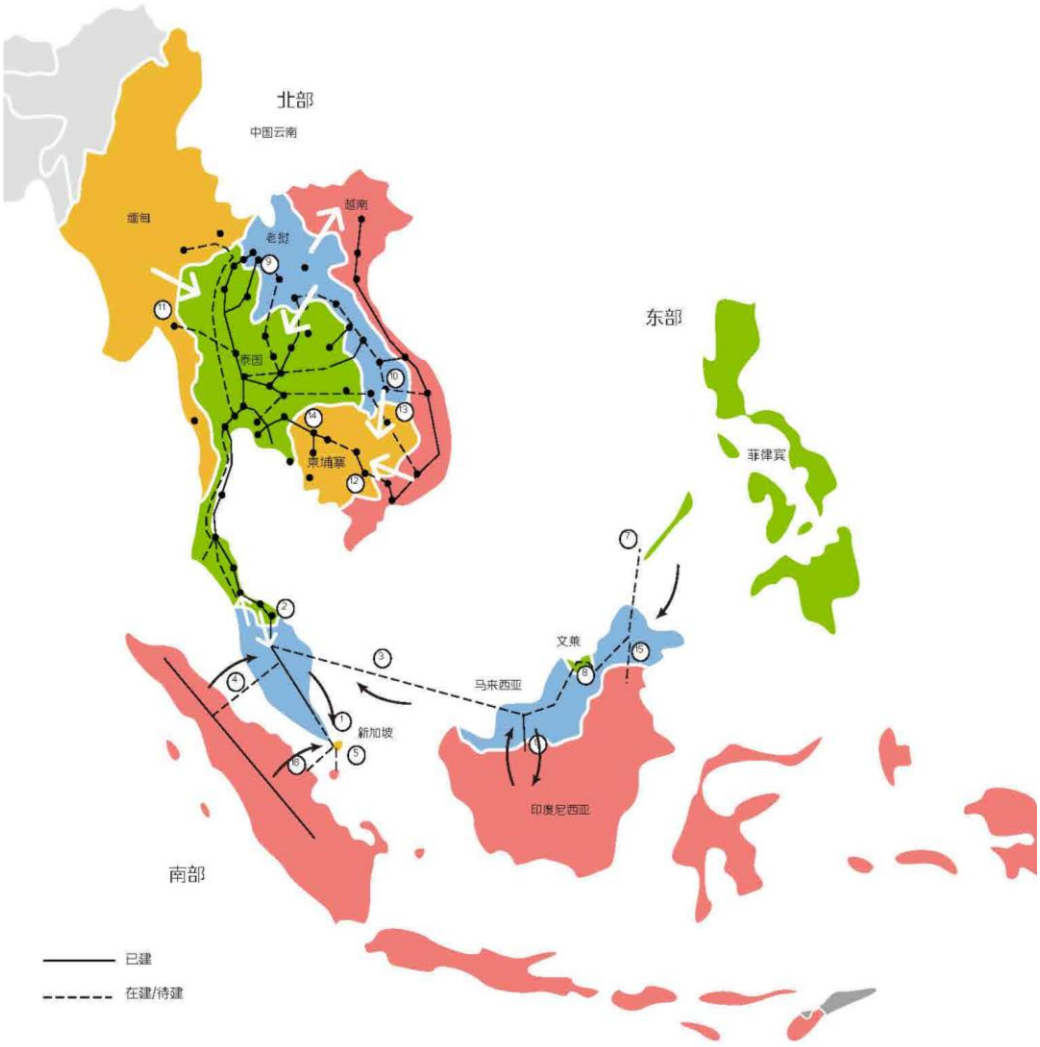


图 3.2-8　东盟电网互联互通情况

目前，东盟各国家间跨境电力传输项目大部分是在东盟成员国之间，除中国与东盟国家间有直接电力交换外，其他国家与东盟间的合作多表现为电力投资等形式。东盟国家中，老挝、缅甸、越南与中国之间建成了不同电压等级的联网线路，解决了部分地区的电力紧缺问题。

3.2.3 电力市场现状

东盟国家中，单一买方模式是最为常见的电力市场模式（图 3.2–11），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。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。



图 3.2-11　东盟国家电力市场模式[8]

各国电力市场监管机构和公共服务机构如表 3.2–2 所示。

表 3.2-2 东盟国家电力市场监管机构和公共服务机构[9]

国家	监管机构	公共服务机构
文莱	首相署能源局	电力局，Berakas 电力管理公司
柬埔寨	柬埔寨电力局（独立监管）	柬埔寨电力公司
印度尼西亚	电力总局，能源和矿产资源部	印尼国家电力公司
老挝	电力部，能源与矿产资源部	老挝国家电力公司
马来西亚	能源委员会（独立监管）	国家电力公司（马来半岛），沙巴电力有限公司（沙巴），砂拉越电力供应公司（砂拉越）
缅甸	能源电力部	缅甸电力公司
菲律宾	能源管理委员会（独立监管）	国家电力公司（发电），国家输电公司/NPGC（输电）
新加坡	能源市场监管局，贸易工业部	新加坡电力有限公司
泰国	能源管理委员会（独立监管）	泰国电力局（发输变电），省会/大城市电力局（供配电）
越南	电力监管局，贸易工业部	越南国家电力公司

[8]来源：IRENA《RENEWABLE ENERGY MARKET ANALYSIS SOUTHEAST ASIA》

[9]东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟电力合作报告》

3.3 电力需求预测

根据 2011 年–2019 年东盟各国 GDP、人均用电量情况，采用电力弹性系数法和人均用电量法，对东盟电力需求进行了预测。成果见表 3.3–1、表 3.3–2 所示。

表 3.3-1　东盟电力需求预测（电力弹性系数法）

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	1078	1207	1443
增长率	%	2.6	2.3	1.8
弹性系数	–	0.5	0.45	0.4
GDP 增长率	%	5.1	5.1	4.5

注：GDP 增长率采用 ACE 提供成果。

表 3.3-2　东盟电力需求预测（人均用电量法）

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	1417	1871	3189
人口	亿	7.01	7.28	7.69
人均用电量	kWh/人	2022	2569	4146

注：人口预测成果采用 ACE 提供的东盟各国人口增长率预测。

东盟能源中心（ACE）根据东盟电力系统现状和可再生能源发展目标，预测了 2025 年、2030 年、2040 年，常规情景、目标发展情景、积极发展情景等三种情景下东盟的电力需求。预测结果见表 3.3–3 所示。

表 3.3-3　东盟电力需求预测（ACE）（单位：TWh）

情景	2025	2030	2040
常规情景（Baseline）	1307	1691	2750
目标发展情景（ATS）	1211	1495	2252
积极发展情景（APS）	1144	1343	1870

注：1. 常规情景（Baseline）：按照东盟电力系统现状结构预测电力需求；

2. 目标发展情景（AMS Targets Scenario, ATS）：按照东盟各国能效和可再生能源发展政策目标综合分析的情景；

3. 积极发展情景（ASEAN Progressive Scenario，APS）：实现东盟总体发展目标的情景，相比目标发展情景更为积极的能效和可再生能源政策情景。

另据国际能源署（IEA）发布的《世界能源展望 2019》，东盟电力需求在新政策和可持续发展两个情景下预测成果见表 3.3–4 所示。

表 3.3-4　东盟电力需求预测（IEA）（单位：TWh）

情景	2025	2030	2040
新政策情景（STEPS）	3640	4291	5651
可持续发展情景（SDS）	–	3872	4884

注：1. 新政策情景（Stated Policies Scenario，STEPS）：考虑各国最新的能源政策与目标；

2. 可持续发展情境（Sustainable Development Scenario，SDS）：全面实现减排和能源可及目标，解决大气污染问题的情境。

对比 ACE、IEA 等机构和本次研究电力弹性系数法、人均用电量法等方法预测东盟电力需求成果可知（详见图 3.3–1），IEA 的两个情景电力需求预测成果偏大，ACE（积极发展情景）和电力弹性系数法预测成果偏小。人均用电量法预测成果适中，符合东盟社会经济发展的情况。综合考虑，本研究东盟电力需求采用人均用电量法预测成果，2025 年、2030 年、2040 年，东盟电力需求分别为：1417TWh、1870TWh、3189TWh。

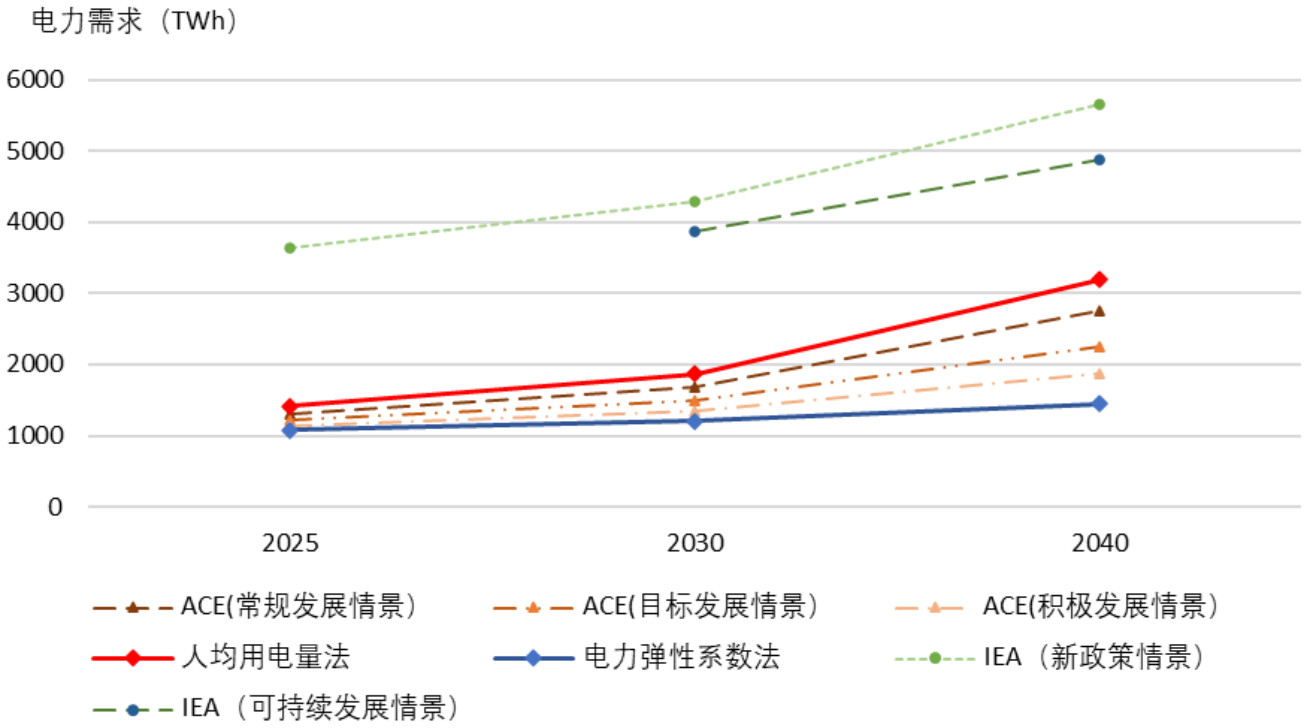


图 3.3-1 东盟电力需求预测成果对比图

3.4 可再生能源政策环境

3.4.1 规划目标

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，通过不懈努力，实现共同支持地区性可再生能源目标。以国家可再生能源作为指导原则，各东盟成员国创造出各种途径为当地引进可再生能源。其中印尼、老挝、马来西亚、菲律宾和越南提出了近期及 2025 年可再生能源发展计划，文莱、缅甸、新加坡、泰国则对中远期可再生能源发展制定了相应计划，如表 3.4–1 所示。

表 3.4-1 东盟国家可再生能源发展目标[10]

东盟成员国	官方目标
东盟	至 2025 年：可再生能源占一次能源结构的 23% 至 2025 年：将能源强度降低 30%（相对于 2005 年的水平）
文莱	可再生能源装机占电力总装机的 10%
柬埔寨	除水电外无具体可再生能源目标 至 2020 年：2,241 MW 大型水电站（约占总装机容量的 80%） 至 2035 年：3%的家庭由太阳能屋顶供电
印度尼西亚	至 2025 年：一次能源生产量中可再生能源达到 92.2 Mtoe 至 2025 年：电力 69.2 Mtoe（45.2GW），非电力 23 Mtoe 至 2025 年：可再生能源占一次能源结构的 23% 至 2030 年：可再生能源占一次能源结构的 31%
老挝	至 2025 年：可再生能源终端能源消费量达 1,479 ktoe 至 2025 年：可再生能源占终端能量消费的 30%（不包括水电） 至 2025 年：5%–10%化石燃料进口被取代 至 2030 年：可再生能源占 5%（不包括水电） 可再生能源总装机容量： • 生物质：至 2025 年 40MW；至 2030 年 100MW • 太阳能：至 2025 年 300MW；至 2030 年 600MW • 风力：至 2025 年 600MW；至 2030 年 1,500MW

[10]东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟电力互联互通项目进展与展望》，2019

东盟成员国	官方目标
马来西亚	至 2025 年：可再生能源装机占电力总装机的 20%，新增可再生能源发电装机 3991 MW，380 MW 城市固体废物发电装机 至 2020 年：2080MW 可再生能源装机容量，包括 · 800 MW 生物质能 · 240 MW 沼气 · 490 MW 小型水电 · 455 MW 太阳能光伏 · 380 MW 城市固体废物
缅甸	至 2030 年：可再生能源占能源结构的 27%，包括 · 1%生物质能 · 1.3%水力（9.4GW） · 17.8%并网和 3.7%离网太阳能 · 0.02%生物气化 · 5%生物燃料 至 2030–2031 年： · 38%的（8896 MW）水力装机 · 20% (4758 MW)天然气装机 · 33% (7940 MW)燃煤装机 · 9% (2000 MW)可再生能源装机
菲律宾	至 2022 年：新增 2345 MW 风电装机 至 2023 年：新增 5398 MW 水电装机 至 2025 年：新增 75 MW 海洋能装机 至 2030 年：新增 284 MW 太阳能装机 至 2030 年：新增 1495 MW 地热能装机 至 2030 年：15.2 GW 可再生能源装机容量 至 2030 年：可再生能源占一次能源结构的 28.2%（26.3Mtoe），包括 · 43.4%地热 · 10.8%水力 · 40.2%生物质能 · 1.3%太阳能和风能 · 4.2%生物燃料 至 2040 年：可再生能源占一次能源结构的 21.1%（29.1Mtoe），包括：

东盟成员国	官方目标
菲律宾	• 40.1%地热 • 10%水力 • 42.3%生物质能 • 1.4%太阳能和风能 • 6.3%生物燃料
新加坡	至接下来两年：新的太阳能电站和垃圾焚烧电站将取代 2600 MW 现有电厂 至 2020 年：350 MWp 太阳能；
泰国	至 2036 年：可再生能源占 TFEC 的 30%，形式为： • 电力（发电量 20.11%，约 19,684 MW） • 热（产热量 36.67%，约 25,088 ktoe） • 生物燃料（运输部门 25.04%，约 8,712.43 ktoe）
越南	至 2020 年：电力装机达到 60GW，可再生能源占 21% 至 2025 年：电力装机达到 96GW，可再生能源占 13% 至 2030 年：电力装机达到 130 GW，可再生能源占 21%，包括： • 2.1%风电 • 15.5%水电 • 2. 1%生物质能 • 3.3%太阳能 至 2050 年：可再生能源占 70%–80%

根据各国发展目标，到 2025 年，东盟可再生能源装机容量需要达到 1.65 亿 kW，42%的发电量来自可再生能源。除了电力产业外，东盟成员国需要扩大可再生能源使用领域，在交通中使用生物燃料，在工业中使用现代生物质以实现目标。

3.4.2 激励政策

东盟各成员国推出的大量支持政策和激励措施是推动可再生能源发展的重要因素。传统能源发电成本反映在电价上，为了同大多数东盟成员国中应用的传统能源发电相竞争，可再生能源发电需要采用激励措施。从产业支持机制角度来看，东盟各成员国实施的支持机制包括制定可再生能源目标、出台上网电价、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信用等，汇总见表 3.4–2（美国国际开发署清洁能源，亚洲，2017 年）。由于各个国家政策的优惠及执行力度差别较大，东盟各国优惠政策对可再生能源激励效果差别较大。

表 3.4-2　东盟国家可再生能源发展激励政策[11]

东盟国家	可再生能源目标	上网电价	自消费方案	竞争性招标（或竞拍）	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	✓			✓	✓			
印度尼西亚	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
老挝	✓				✓			
马来西亚	✓	✓	✓	✓	✓	✓		
缅甸	✓				✓			
菲律宾	✓	✓	✓		✓			✓
新加坡	✓			✓	✓			
泰国	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
越南	✓	✓	✓		✓			

注：✓意为该国已实施可再生能源目标或激励措施或竞拍;

3.5 面临的问题与挑战

可再生能源作为清洁替代能源，在全球能源危机、环境危机的背景下，是未来能源发展的重要方向，东盟成员国在可再生能源发展上取得了一定的进展，但依旧面临诸多问题和挑战。东盟各成员国由于各自资源禀赋、经济社会发展程度、政策环境不同，可再生能源发展的形势、面临的问题和挑战也各不相同。

文莱：文莱国土面积和人口均较小，人口仅为 43 万，社会经济发展程度较高，人均 GDP 在东盟仅次于新加坡，可再生能源资源相对较差，区域内无水力资源，风电资源和光伏资源也相对较差，现状可再生能源装机规模非常小，能源需求主要还是依托于传统化石能源自给自足，可再生能源不具备大规模发展的条件，发展前景有限。

柬埔寨：柬埔寨国土面积 18.1 万 km^2，人口 1648 万人，在东盟中属于经济社会发展极为落后的成员国，人均 GDP 仅为 1200 美元左右，且处于分散、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。区域内水力发电资源较好，风力资源相对匮乏，光伏资源相对较好。但由于经济极为落后，缺乏资金投入，可再生能源发展起步较晚，虽然近十年水电、光伏装机规模取得了一定的发展，年均增长率处于较高水平，但总体体量仍较小。并

[11]美国国家开发署，亚洲清洁能源可再生能源激励报告

且柬埔寨总装机中超过 50%为水电装机，旱季时存在较大电力缺口。

印度尼西亚：印度尼西亚国土面积 191.09 万 km^2，人口 27063 万人，东盟成员国中人口和国土面积均是最大的，经济社会发展处于中等水平。印度尼西亚水电资源较为丰富，风电资源较差，光伏资源丰富。印度尼西亚可再生能源发展速度相对较缓，水电装机年增长率 3%，光伏装机增量相对较少。可再生能源相对传统化石能源规模较小，电力供应主要还是依赖于传统火电，光伏发展具有较大空间。

老挝：老挝国土面积 23.68 万 km^2，人口 717 万人，经济社会发展状况较差。老挝水电资源、风电资源丰富，光伏资源中等水平。开发程度，水电资源开发较好，光伏有少量装机，风电尚未开发。但老挝电力需求空间有限，雨季大量电力出口，旱季则缺电，需要电力进口。未来可重点仍然应以水电为主，光伏作为重要的补充。

马来西亚：马来西亚国土面积 33.08 万 km^2，人口 3195 万人，经济社会发展较好，人均 GDP 仅次于文莱和新加坡。马来西亚水电资源较为丰富，风电资源较差，光伏资源一般。马来西亚水电和光伏取得较快发展，但传统火电规模仍较大。

缅甸：缅甸国土面积 67.66 万 km^2，人口 5405 万人，在东盟中也属于经济社会发展极为落后的成员国，人均 GDP 为 1200 美元左右。缅甸水力资源极为丰富，技术可开发量达 402960GWh/年，但由于缅甸经济落后，没有充足资金大力开发水电项目，并且无专门的水电项目征地移民政策，相关法规政策也不完备，导致缅甸水电开发基本处于停滞不前的状态，截止到 2019 年水电装机规模仅为 3.3GW。缅甸光伏资源优异，并且缅甸政府为吸引外商投资，出台了对外资企业免税 3 年的政策，光伏发电取得一定发展，但由于起步较晚，目前规模较小。缅甸属于农业国，有 60%左右人口用不上电，电力负荷增长空间较大，但是经济落后也导致了缅甸电网基础设施建设滞后，电力需求空间无法释放，目前缅甸电力基本能实现供需平衡，这也是制约缅甸可再生能源发展的一个重要因素。

菲律宾：菲律宾国土面积 29.97 万 km^2，人口 10812 万人，人均国土面积较小，菲律宾经济社会发展处于中等水平，区域内水电资源一般，风电资源较好，光伏资源较好。菲律宾水电已基本开发完毕，光伏和风电新能源开发呈现较快增长趋势，近十年迅速增长，在东盟中处于较高水平。但菲律宾在可再生能源发展上对外来资本投入采取了限制政策，要求外资投资占比不超过 40%，设置了较高的门槛，一定程度上限制了可再生能源的发展。

新加坡：国土面积仅为 0.07 万 km^2，为东盟国土面积最小成员国，经济社会发展程度较高，人均 GDP 在东盟成员国中处于最高水平。区域内可再生资源相对较差，无水电资源，风电资源十分匮乏，光伏资源也较差，可再生能源装机规模主要为少量光伏和生物质装机，占总装机规模比例仅为 3%。能源需求主要还是依托于传统化石能源自给自足，可再生能源不具备大规模发展的条件，发展前景有限。

泰国：泰国国土面积 51.31 万 km^2，人口 6963 万人，经济发展处于东盟成员国相对较高水平，水电资源较差，风电和光伏资源较好。水电已基本开发完毕，新能源开发较好，呈现较快增长趋势。但是能源结构中，传统化石能源占比较大，泰国电力主要还是依靠火电为主，新能源发展对泰国电力发展促进作用尚不明显。另外泰国电力需求空间较大，需要大量电力进口，电力进口方面泰国与其他成员国之间的互联还有待进一步加大。

越南：越南国土面积 32.96 万 km^2，人口 9646 万人，经济社会发展状况相对一般。越南的水力资源、太阳能资源、风电资源均较为丰富，得益于越南可再生能源激励政策的有力实施，近年来越南新能源增长势头迅猛。2010 年水电装机已达到 8.6GW，到 2019 年水电装机规模达增至 20.6GW；光伏发电开发虽然较迟，自 2018 年起步，到 2019 年光伏发电装机就达到了 4.7GW，水电和光伏装机规模均是东盟中的最高水平，并且风电装机也达到了 0.4GW，在东盟中也处于靠前位置。越南总装机规模中，可再生能源占比达到 40%。光伏等波动性较大的新能源的大规模发展对电网的灵活性要求较高，未来越南可再生能源发展需统筹考虑供需平衡，化石能源与可再生能源比例，同时也要统筹水电、光伏、海上风电不同可再生能源的开发。

3.6 重点国别选择

根据 3.5 节中东盟成员国可再生能源发展的情况及面临的问题可以将东盟成员国大致分为四类。

第一类：电源结构以水电为主的国家

老挝、缅甸、柬埔寨水电装机占比均超过 50%，电源结构以水电为主。这类国家经济社会发展较为落后，水力及其他可再生能源资源较为丰富，水电开发条件较好，风电和光伏等新能源尚处于起步阶段。部分地区尚处于无电状态，电网和电源发展建设的不协调导致能源需求空间未能开发出来。

以水电为主的电源结构，发电量主要集中在雨季，在电力需求较大的旱季则可能存在严重缺电问题。如何在水电大力开发的情况下，通过水风光互补等弥补水电出力季节上的不均衡，是这类国家可再生能源发展的关键问题之一。目前，缅甸由于环保限制、政策不明朗等原因水电开发基本处于停滞状态，柬埔寨水电开发潜力一般，未来水电发展空间有限。老挝水电资源丰富，且水电在装机结构中已经超过 70%，电力装机结构失调相关问题开始凸显，因而选择老挝作为本研究的重点分析国别。

第二类：电源结构对火电依赖较大的国家

印度尼西亚、泰国和马来西亚火电装机占比超过 75%，电源结构对火电依赖较大。这类国家经济社会发展相对较高，电力需求空间有较大的增长空间，可再生能源资源相对不均衡，而且当前可再生能源发展取得了一定的规模，但相对传统火电，可再生能源占比仍然较低，在

面对节能减排、低碳环保日趋重要的大环境下，整体能源结构还需要调整。

火电电力在电力消耗结构中通常承担基础负荷的保障，而水光风等可再生能源电力可承担调峰及备用的功能。优化能源结构，形成以火电为主，可再生能源作为重要补充的能源体系，减少化石能源消耗，实现节能减排是这类国家可再生能源发展的主要目标。印度尼西亚由于政府政策的执行力度欠佳，电价机制不健全，导致可再生能源发展较为缓慢，马来西亚风光资源一般，水电开发程度已较高，可再生能源资源剩余开发量有限。泰国虽然水电资源开发受限，已基本停滞，但是风光资源较好，并且新能源建设已取得一定的规模，具备较好的发展基础和经验，并且泰国电力需求较大，目前电力需要大量进口，大规模发展可再生能源，减少电力对外依赖程度的需求更为强烈。因而选择泰国作为本类国别的代表重点分析。

第三类：新能源发展较好的国家

越南、菲律宾的风电和光伏新能源装机规模占总装机规模的比例分别达到了 9%和 5%，新能源发展相对较好。这类国别经济社会发展相对中等，可再生能源资源丰富，开发状况较好，尤其是风电、光伏新能源的开发，能源结构相对合理。未来如何进一步提高新能源占比，统筹常规水火电与风光新能源的协调发展，促进新能源对常规能源的补充作用是这类国别能源发展的重要任务。

菲律宾风电和光伏在 2013 至 2017 年之间取得了迅猛发展，相对占比不断提高，但由于菲律宾在可再生能源发展上对外来资本投入采取了严格限制政策，一定程度上制约了新能源的发展，2017 年之后，风电光伏装机规模增长缓慢，而且水电也基本开发完毕，近十年来水电装机规模仅增长了 5%。而越南近十年来，水电、光伏、风电均取得较好的发展，光伏在 2019 年更是呈现爆发式增长，未来能源结构调整空间较大，国家对新能源发展的政策支持力度也较大，水电、风电、光伏发展前景均较好。因而选择越南作为本研究的重点分析国别。

第四类：可再生能源市场空间有限的国家

新加坡和文莱可再生能源占比不足 2%，可再生能源发展和市场空间有限。这类国别经济社会发展程度极高，国土面积小，人口少，电力需求增长空间相对较小，而且可再生能源资源禀赋较差。新加坡和文莱无水电开发资源，风能、地热能等可再生能源资源贫乏，太阳能具备一定发展空间，但由于国土面积限制，大型集中式光伏电站经济社会效益较差，光伏发展也应以中小型或者分布式光伏为主，投入资金研发或者引进光伏并网技术、储能技术、节能技术以及太阳能光伏设备，制定相应的电价政策、补贴政策，因地制宜发展可再生能源，在保障本地需求的前提下，多余电量可送入电网销售到国内外。这类国别由于资源禀赋较差，可再生能源发展市场空间有限，可不作重点国别分析。

4 东盟重点案例国分析-老挝

4.1 国家概况

老挝是位于中南半岛北部的内陆国家，北邻中国，南接柬埔寨、东接越南，西北达缅甸，西南毗连泰国，湄公河流经全境约 1900 多公里。老挝首都为万象，国土面积为 23.68 万平方公里。

4.1.1 社会经济概况

根据世界银行统计数据，2018 年老挝总人口 706.2 万人，过去五年（2013~2018 年）人口平均增长率为 1.54%，详见图 4.1–1。老挝的人口密度相当稀疏，仅 29.8 人/km^2。人口分布集中，约 80%的人口居住在湄公河及其支流沿线，因此，老挝本国的工业带也具有沿河分布特征。

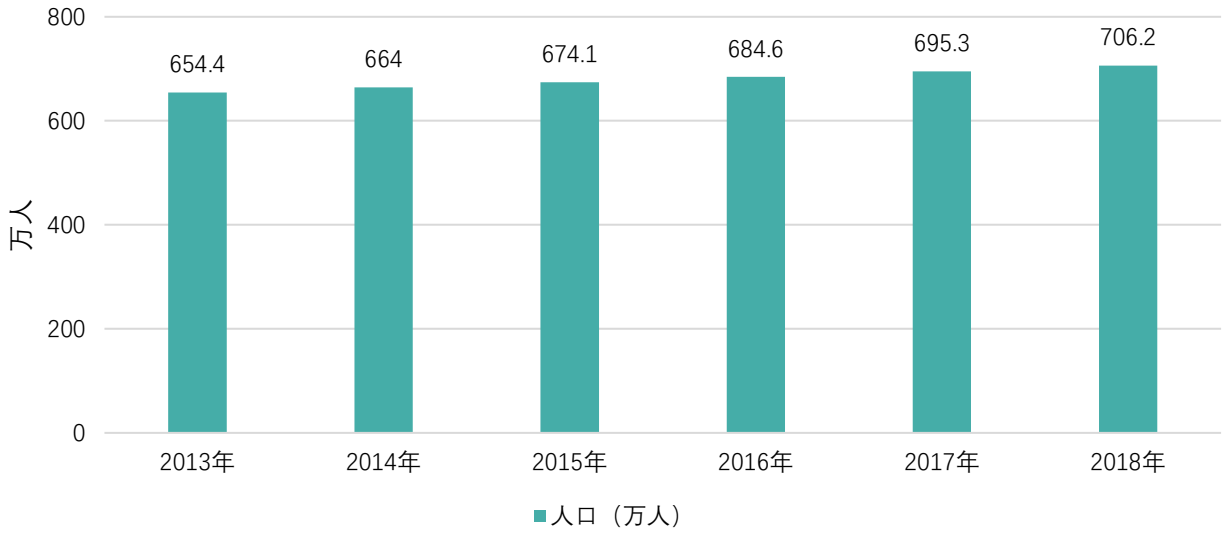


图 4.1-1　近几年老挝人口变化情况示意图（数据来源：世界银行）

过去几年，老挝经济持续稳定发展，社会秩序保持稳定，农业、工业和服务业的生产水平持续增长，公共和私人投资不断扩大，进出口额持续增长。此外，老挝在扩大就业，改善民生，降低通货膨胀率等方面也取得较好成绩。2018 年老挝 GDP 为 181 亿美元，过去 5 年（2013~2018 年间），老挝国内生产总值（GDP）实现平均增长率 7.4%。

表 4.1-1　2014 年~2018 年老挝经济增长情况[12]

年份	GDP（亿美元）	GDP 增长率（%）	人均 GDP（美元）
2014	132.68	7.50	1759.8
2015	143.90	8.46	1725
2016	158.06	9.83	2408
2017	168.53	6.63	2472
2018	179.54	6.53	2599

从经济结构来看，老挝经济表现出从农林业向工业的渐变过程。根据老挝第八个国民经济及社会发展五年规划（2016~2020 年，以下简称老挝“八五”规划）相关数据，老挝农林业、工业、服务业比重从 2011 年的 27.9%下降到 2015 年的 23.7%；工业比重从 2011 年的 26.9%增长到 2015 年的 29.1%；服务业比重从 2011 年的 45.2%增长到 2015 年 47.2%。老挝经济结构变化示意图见图 4.1–2。

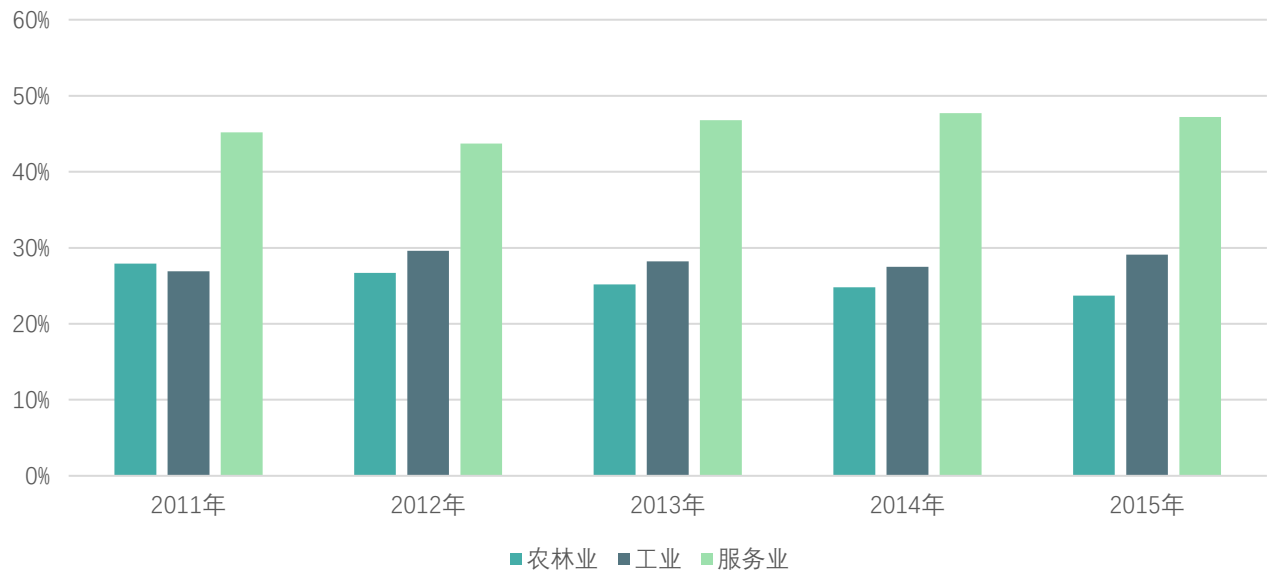


图 4.1-2　老挝七五年间经济结构调整示意图

2018 年为老挝“八五”规划实施的第三年，根据世界银行数据，2018 年老挝实现 GDP 约 179.54 亿美元，人均收入达到 2599 美元。2018 年老挝进出口贸易额达 112 亿美元，同比增长 16%，其中出口 54 亿美元，同比增长 10.9%，进口 58 亿美元，同比增长 21%。2018 年经济增长主要由电力、建筑和制造业（电子零部件）推动。尽管 2018 年年中发生了与洪灾相

[12] 世界银行

关的自然灾害，但 2018 年老挝的经济增速仍保持强劲，约为 6.5%。

虽然近两年经济发展增速有所下降，但基于“私营部门投资、电力出口及中老铁路的建设”对经济增长的推动作用，国际预测机构对老挝的发展前景仍保持相对乐观态度，IMF、世界银行、亚洲开发银行和东盟经济研究所等机构预测未来两年老挝的经济增速将继续保持在 6.5% 以上。

未来，老挝政府将继续采取积极行动，改善国内税收征管，控制支出，加强公共债务管理，控制通货膨胀率，调整汽油价格结构，持续改善投资环境，以保持宏观经济稳定。老挝“八五”规划制定的 2016~2020 年间经济增长率为不低于 7.5%，农林业、工业、服务业占比将由 2015 年的 23.7:29.1:47.2 调整为 2020 年的 20.6:34.8:44.6。老挝第八届国会第二次会议根据当时经济发展实际情况，批准了调整经济发展目标的提案，即在 2017~2020 年期间，老挝年均经济增长率为 7.2%，人均 GDP 在 2020 年底达到 2978 美元。

4.1.2 自然资源情况

（1）化石能源

煤炭资源为老挝重要的能源资源，现已查明全国多处分布有丰富的煤矿资源。老挝的工业用煤炭主要有两种：褐煤和无烟煤，总储量约为 6.4 亿 t，主要分布在老挝的西北部。根据老挝煤炭资源分布情况，从煤炭供应可靠方面分析，老挝有条件建设上规模的煤电厂的省份主要有：沙耶武里省（Sayabuly）、沙拉湾省（Saravan）、丰沙里省（Phongsaly）、乌多姆塞省（Oudomxay）、琅南塔省（Luangnamtha）和川圹省（Xiengkhuang）。老挝褐煤占工业用煤炭总储量的绝大多数，储量约 5.76 亿 t，占总储量的 90%以上，主要分布在 Hongsa 盆地，Viengphoukha 盆地，Khangphaniang 盆地及 Mong phane 盆地，其中与泰国相邻的沙耶武里省 Hongsa 盆地的褐煤总储量约 5.1 亿 t，占老挝工业用煤炭总储量的 80%左右，是老挝的重要煤炭基地。目前老挝已在 Hongsa 地区建成装机 1800MW 的大型火电厂，并将其大部分电力出口泰国。

目前老挝燃油还全部依赖进口，天然气和煤气在老挝还是一个空白。90 年代初，英国石油公司对老挝南部的石油和天然气进行了勘探，论证认为老挝南部的沙湾拿吉平原和巴色平原存在有石油和天然气分布可能。但由于老挝没有海港，也没有炼油厂，更主要是没有资金和技术，因此至今未见进一步研究成果。

（2）可再生能源

老挝的可再生能源主要为水能和太阳能资源，相对而言风能资源条件一般。

① 水力资源

老挝水力资源非常丰富。老挝境内河流众多，河网密集，主要河流有湄公河及其支流、朱江和马江的上游段。湄公河在老挝境内长 1847km，占总长的 44.4%，集水面积 21.3 万 km^2，占该河总集水面积的 26.8%。湄公河在老挝境内可分为四大自然段：中老边境的南腊河口～琅勃拉邦、琅勃拉邦～万象、万象～巴色、巴色～老柬边境的康瀑布（孔阜瀑布）。湄公河在老挝境内的支流有 100 余条，其中，长 100km 以上的有 20 条，最长的达 390km，水力资源丰富。原苏联和越南的专家测算老挝水能理论储量为 25000~35000MW，可开发装机容量为 20000~30000MW；老挝湄公河委员会的测算数据略高于此数，认为可开发装机容量为 35000MW 以上；根据中国电建昆明院对老挝境内 61 条主要河流与老挝境内湄公河干流的资源量进行了统计测算，老挝国内主要河流理论蕴藏量达 55097.4MW，技术可开发量 25323MW。

② 风能资源

老挝风能资源总体一般。在 2011 至 2012 年间，老挝能矿部新能源研究院携手比利时德得不公司研究了全国范围内的风电资源，发现川矿、华潘、波里坎赛、甘蒙、沙湾拿吉、沙拉湾、色贡、阿速坡等省及占巴色省的部分区域有开发风电资源的可行性。并通过少量测风塔数据，初步估计老挝南部四省的风资源装机容量超过 3000MW，具备一定风电的开发潜力。

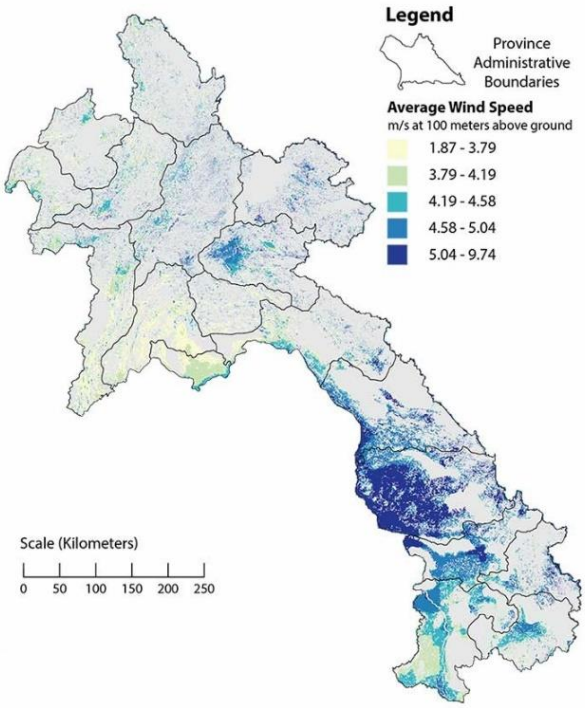


图 4.1-3　老挝风能资源分布示意图[13]

[13] NREL:国家可再生能源实验室(美国能源部)

③ 太阳能资源

老挝为热带雨林气候，受强烈的季候风影响，阳光充足。老挝冬季较适宜太阳能发电，而夏季阴雨潮湿较多，发电能力略下降。老挝每年平均有 2420 小时光照时间，夏季每天有 4 个阳光小时；冬季每天有 8 个阳光小时，高于世界平均水平。老挝太阳辐射范围在 2.0~5.0 kWh/m^2/天，平均在 4.0~4.5 kWh/m^2/天。据 Global Horizontal Irradiation 测算，老挝平均太阳辐射指数为 1700 kWh/m^2。相比较而言，“最佳太阳能发电国”的平均太阳能辐射指数在 1800 kWh/m^2 左右，可见老挝太阳能资源相对丰富。

老挝太阳能年总辐射量由南向北、由西向东逐渐递减，总辐射量范围为 1314~1899 kWh/m^2，西部和南部太阳能资源最丰富，西南部的平原地区光照量平均超过 1800 kWh/m^2，开发条件最好。东部和北部沿国界范围资源较差，小型光伏电力系统已在偏远地区得到应用，但总装机十分有限。

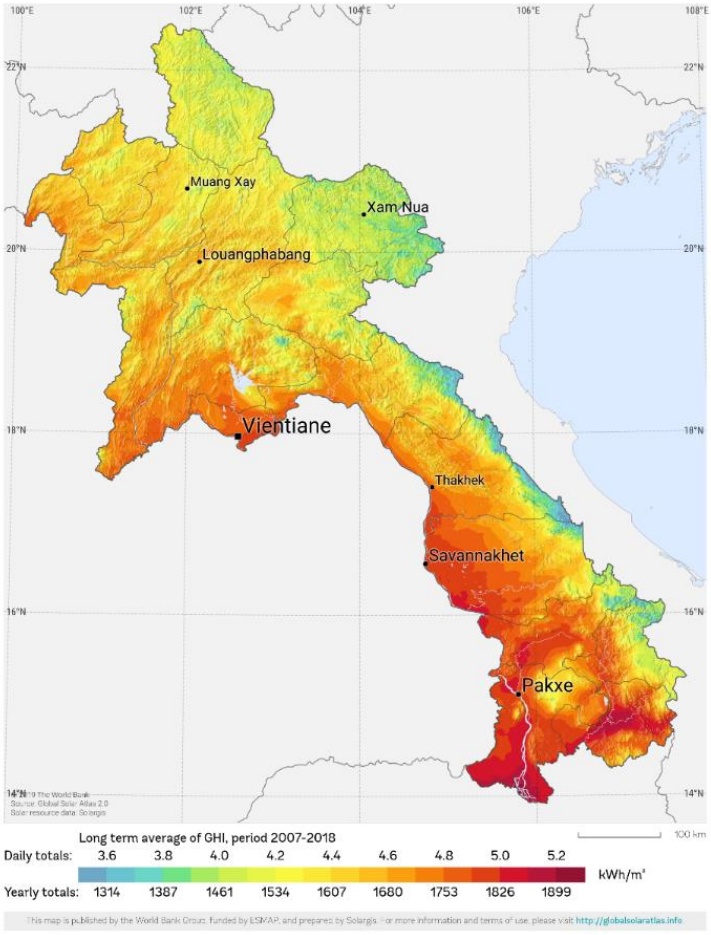


图 4.1-4　老挝光伏资源分布示意图[14]

[14] 世界银行集团出版《全球太阳地图集》

4.1.3 电力系统概况

（1）电源结构

在老挝积极的电源投资政策下，老挝电力装机增长迅猛，过去五年间，电力总装机实现翻一番，由 2013 年的 2980.24MW 提升至 2018 年的 7080.14MW，年均增长率达 18.9%。老挝电力装机变化情况详见图 4.1–5。

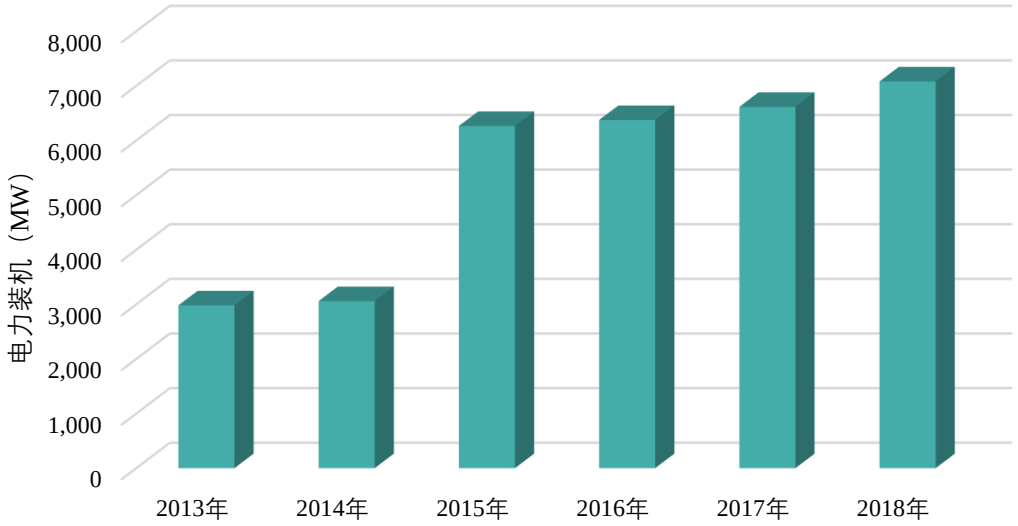


图 4.1-5　近几年老挝电力装机规模示意图

老挝电源装机中，水电装机 5145.14MW，占总装机的 72.7%。火电装机 1915MW，占总装机的 27.0%，含红沙火电厂（Hongsa Lignite，1878MW）一座，及三座糖厂电站（共计 37MW）。光伏电站两座，全部位于老挝中部万象市，装机 20MW，占总装机的 0.3%。老挝目前尚无风电项目。老挝电源结构详见图 4.1–6。

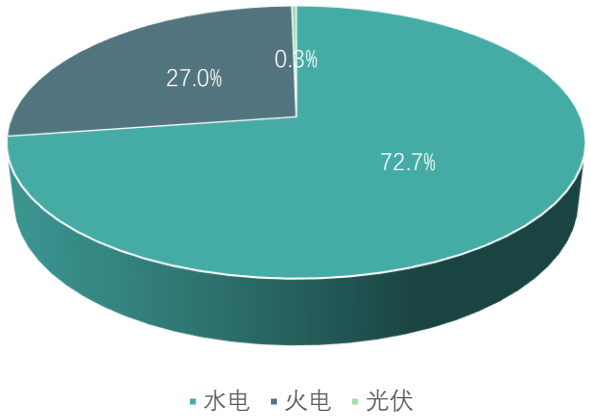


图 4.1-6　老挝电源装机结构示意图

根据老挝EDL资料，截至2018年底，老挝总装机容量7080.14MW，发电量36963.45GWh。所发电量80%以上出口到相邻的泰国和越南等国家。

由于红沙火电厂电力约90%送往泰国，老挝电力供应基本全靠境内留存水电。

（2）电力负荷现状

根据老挝EDL资料，2018年，老挝全社会用电量5960GWh，过去五年（2013~2018年）平均增长率为9.9%；2018年老挝最大负荷为953.62MW，过去五年（2013~2018年）平均增长率为8.0%。近几年老挝全社会用电量及最大负荷变化情况详见图4.1–7及4.1–8。考虑10%左右的综合网损，2018年老挝境内售电量约为5416GW。

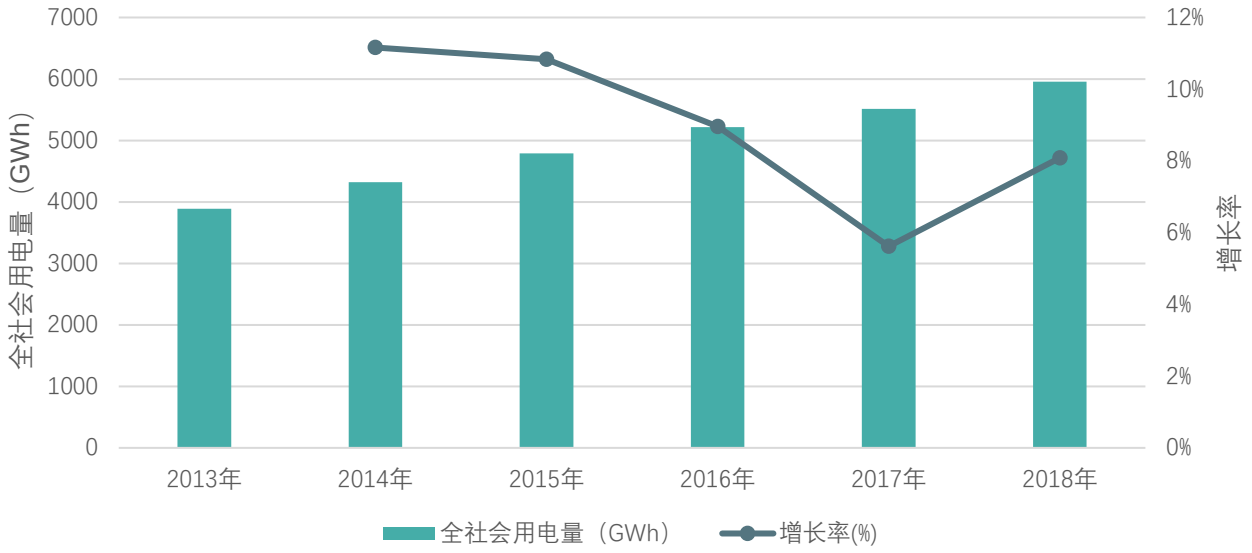


图 4.1-7　2013-2018 年老挝全社会用电量变化示意图

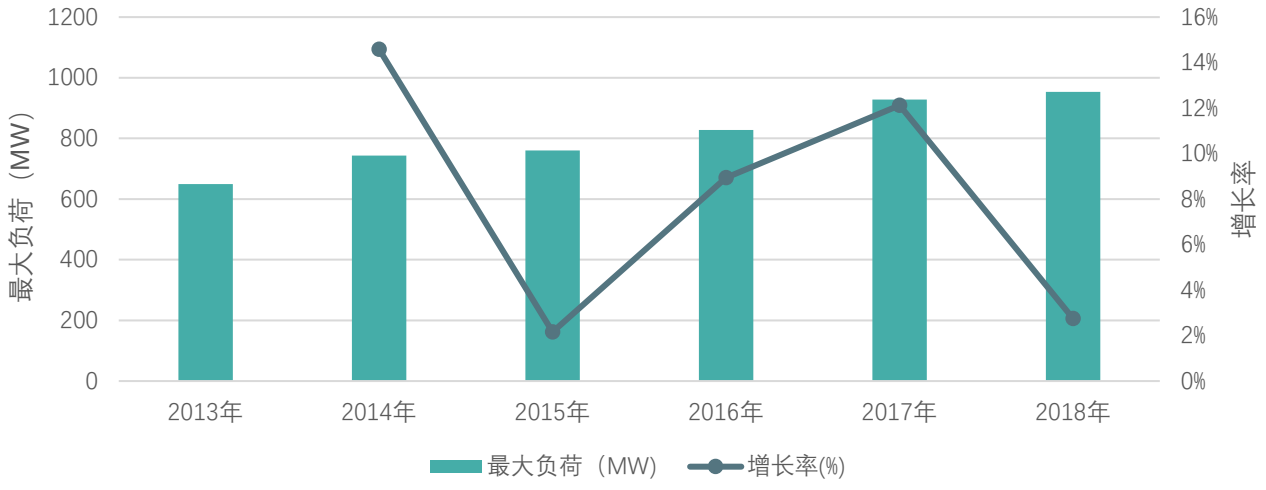


图 4.1-8　2013-2018 年老挝最大负荷变化示意图

老挝国内负荷点分布存在较明显的不均衡，主要集中于以首都万象市为中心的中部 I 区，约占全国总用电量 50%以上（其中首都万象市约占全国的 40%以上）；其次是中部 II 区，占全国总用电量的 25%；北部地区和南部地区用电负荷较小，分别占 10%、15%。

从用电结构来看，老挝工业用电占总用电的 42.2%，居民用电占总用电的 35.3%，商业用电占总用电的 16.2%，其它占总用电的 6.3%。老挝用电结构示意图见图 4.1–9。

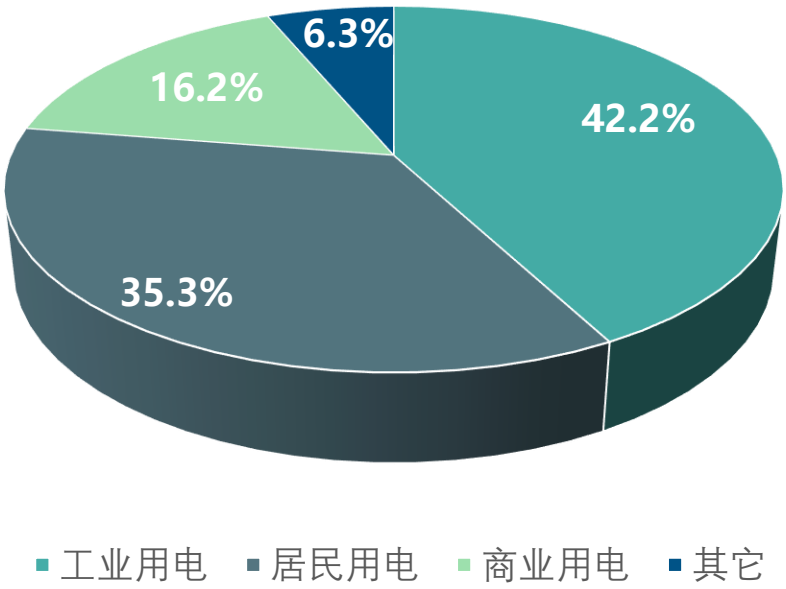


图 **4.1-9　2018** 年老挝用电结构示意图

（3）电力网架现状

老挝全国电网系统分为北部、中部 I 区、中部 II 区、南部电网四个分区，包括高压（500kV、230kV、115kV）、中压（22kV–35kV）和低压（0.4kV–12.7kV）三种类型，以 115KV 线路为主，而 500kV 输变电线路总长不到 100km，主要供老泰电源跨境电力交易。老挝 2018 年电网现状图详见图 4.1–10。

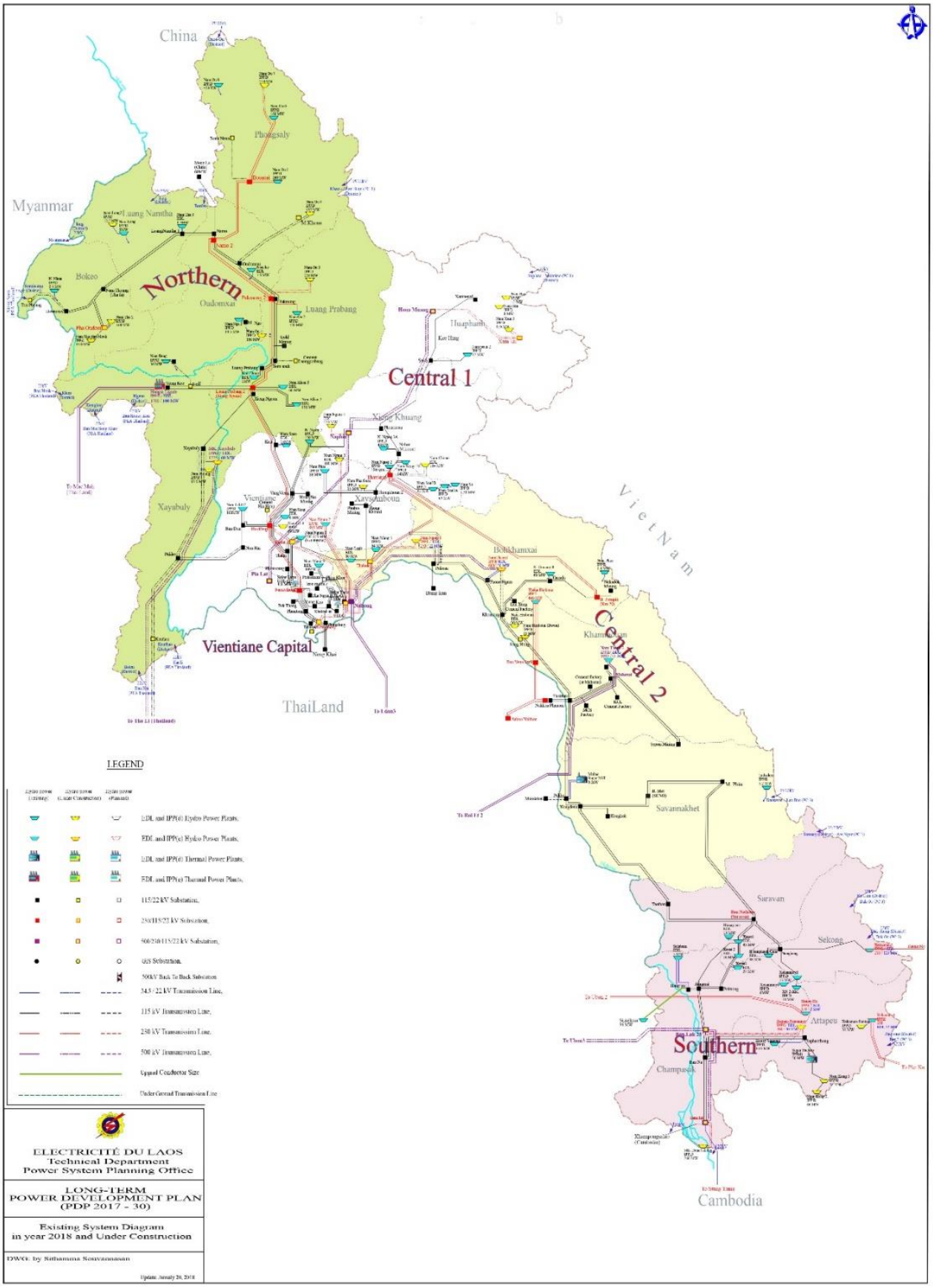


图 **4.1-10** 老挝电网现状图

（4）互联互通情况

当前，老挝电网主要与泰国、越南电网实现互联，主要向泰国及越南两个国家出口电力。当前老挝出口泰国、越南两国电力约 5870MW，占老挝境内总装机的 83%左右。此外，老挝国家电力公司（EDL）也通过多条跨境 115KV 及 22KV 线路同中国、柬埔寨国家电网连接，通过网对网从中国进口少量电力，通过网对网向柬埔寨出口少量电力。

① 老泰互联互通：

老泰两国电网间已实现 6 回 500kV 及 4 回 230kV 联网。包括“Hongsa——Mae MOH”500kV 双回输电线路、“Nabong——Udon3”500kV 双回输电线路、“Nam Theun–2——Roi Et2”500kV 双回输电线路；“Ban Veun SwS——Sakon Nakhon/Nakhon Phanom”230kV 双回输电线路、“Houay Ho——Ubon 2”230kV 双回输电线路。

2018 年，老挝向泰国出口电力约 5400MW。主要包括 Nam Ngum1 电站（235MW）、Theun Hinboun 电站（220MW）、Houay Ho 电站（152MW）、Nam Theun–2 电站（1088MW）、Nam Ngum–2 电站（615MW）、Theun Hinboun Ext. 电站（220MW）及 Hongsa 坑口燃煤发电厂（1878MW）等。

② 老越互联互通：

老越两国电网间已实现 4 回 230kV 联网。包括“Xakaman 3——Thanh My”230kV 双回输电线路、“Xakaman 1——Plei Ku”230kV 双回输电线路。

2018 年，老挝向越南出口电力约 470MW。主要为 Xakaman 1、Xakaman 3 两电站（总装机 630MW，其中送越南 470MW）。

4.1.4 已有电力发展规划

（1）电力法及电力发展规划制度

老挝《电力法》于 2008 年 12 月 8 日颁布，并于 2011 年 12 月 20 日进行修订。该法共分十章八十一条，明确了在老挝开展发电、输电和配电业务的原则和指导方针。法律通过对有关电力活动的组织、运作、管理和检查的规定，来提升电力生产运营效率，同时保证在持续、经济利用自然资源的基础上改善居民生活条件。另外，法律提出了关于发展农村电气化战略及电力定价方法的建议。

老挝《电力法》第九条规定电力企业应当编制电力发展规划，2004~2016 年间，老挝能矿部先后发布或修订了多版老挝电力系统规划：

2004 年，在亚洲开发银行的支持下，老挝请日本东京电力研究院编制过国家电网规划。

由于缺乏开发商的参与及资金支持，该规划仅流于纸上谈兵。

2004 年底，在中国政府援助资金支持下，广西电力设计院完成《老挝国家电力规划》，规划对老挝 2007 年到 2011 年的电力开发做了较详细的布局。但该规划由于没有能与电源点开发相匹配，不掌握老挝及周边国家的实际用电负荷需求，也被束之高阁。

2010 年 8 月，老挝能源矿产部及国家电力公司自己编制了一版《老挝电力系统规划 2010–2020 年》；2011 年 8 月，发布了《老挝电力系统规划 2010–2020 年修订版》。

2014 年 3 月，老挝能源矿产部编制了《老挝电力系统规划 2016–2025 年》，4 月发布了《老挝 2015–2030 年长期电网发展规划图》。

2016 年 2 月，老挝能矿部发布了《老挝 2016~2030 年间电能供应及需求预测报告》，并发布了《老挝 2016–2025 年长期电网发展规划图》。

2020 年 2 月，老挝能矿部汇报了老挝 2020~2030 年间电能供应及需求预测成果（以下简称老挝 PDP2020–2030），目前该规划是老挝电力项目建设的主要依据。

（2）最新电力发展规划

根据 2020 年 2 月老挝能矿部汇报最新的电力规划 PDP2020–2030，为促进老挝电力开发，未来水电类装机占比 65%，火力发电 30%，其他替代能源 5%。

根据电力规划负荷预测结果，按照基本方案，2025 年及 2030 年老挝需求电量分别为 9723GWh 和 14226GWh。基本方案下 2020~2030 年全社会用电量平均增长率约为 8.4%。

（3）电力出口

目前老泰已签署购电协议，预计到 2025 年，老挝向泰国出口电力约 7500MW，到 2030 年，老挝向泰国出口电力约 9000MW；老越两国有意加快深化电力合作，双方已就未来电力合作目标达成一致，越南将在 2020 年从老挝进口 1000MW 的电力，在 2030 年从老挝进口 5000MW 的电力；此外，老缅政府已经就缅甸未来向老挝购买 200MW 电力举行多次磋商，双方也有积极开展跨境电力合作的意愿；中国南方电网也有意远期向老挝进口电力，作为西电东送的接续。

4.2 可再生能源开发条件

老挝为东盟内陆国家，水资源和太阳能资源丰富，可再生能源的重点发展方向为水力资源和太阳能资源。

4.2.1 开发现状

根据老挝EDL资料，截至2018年底，老挝总装机容量7080.14MW，水电装机5145.14MW，占总装机的72.7%。火电装机1915MW，占总装机的27.0%。光伏电站两座，装机20MW，占总装机的0.3%。老挝目前尚无风电项目。截至2020年1月，老挝当前已签订特许经营(CA)并在建项目总装机3083 MW；可研报告已通过审批的项目总装机14617MW；正处于可研阶段的项目总装机5885MW。

总体来说，老挝水电资源已开发容量占技术可开发量约20%，开发潜力仍然较大。太阳能资源开发程度低，开发潜力巨大。

4.2.2 开发成本及未来趋势

根据老挝湄公河上已建水电站相关资料，在老挝投资电站的平均单位千瓦投资为2500美元，单位电度投资0.6~0.8美元，平均静态回收期12~16年。水电站开发成本主要由前期研究费用、建安费用、建设用地/移民安置及环保费用、管理费用等构成，其中前期研究费用约占总费用5%，建安费用约占70%，建设用地/移民安置及环保费用约占20%，管理费用约占5%。

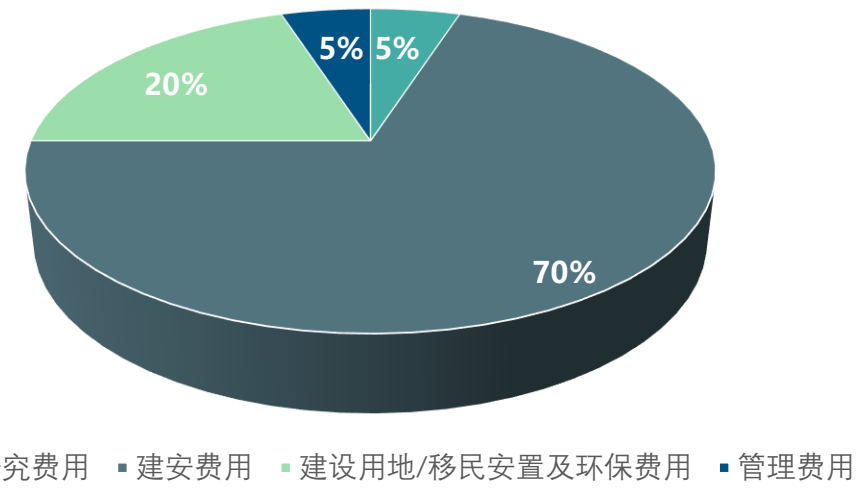


图 4.2-1 老挝水电站开发成本构成比例

未来老挝未开发的水电资源开发成本越来越高，预计单位千瓦投资将高达2800美元以上。

4.2.3 开发政策

（1）激励政策

2017 年以前，老挝政府积极支持水电开发，既要满足本国经济发展对电力的需求，也要满足扩大电力出口以创造更多外汇收入的需要。政府鼓励外国资本投资开发老挝水电资源，投资模式以 BOT 模式为主，特许经营期限一般为 30 年（含建设期）。在项目经营期内，老挝政府提供一定程度的税费减免和法律豁免等优惠政策，其中包括免费租用项目建设用地以及除 1% 的资源税和个人所得税外，全部减免其他税费包括营业税、企业所得税、建安税、关税等，但具体项目的税费优惠条件需要与老挝政府进行协商和申请。政府希望在以下几个方面快速发展：扩大装机，完善输电线路，健全农村网，促进 500kv 骨干线路，将老挝电网与大湄公河次区域的邻国相连，立志成为“东南亚的蓄电池”。

但 2017 年以来，老挝的水电站开发转入低潮。2017 年 11 月 10 日，总理府办公室发布第 1815 号文《临时暂停老挝全境内 15MW 规模以下的小水电建设工作》。2018 年 6 月 22 日，总理府办公室发布第 931 号文《暂时停止受理新的电力项目申请，对已签 PPA 的购电项目的市场进行重新评估和安排》。

2019 年 3 月，总理府暂停对水电项目（包括省级审批的 5MW 以下的小项目）、煤电项目和新能源项目（太阳能和风电）投资申请的审批，暂停时限为 2 年（至 2020 年 12 月 30 日）。这一决定是为了让政府对已批准的电源项目进行检查、评估和市场分配，重新制定新的能源发展战略规划。

目前老挝没有鼓励新能源（风电、光伏）投资的优惠政策。

（2）上网电价

老挝目前电站主要为水电站，目前政府公布的标杆电价中，汛期上网电价 5.5 美分/kWh，枯期上网电价 7.7 美分/kWh。用电价格方面实行分段制电价，居民用电电价 25kWh 以下 3 美分/kWh，26kWh–150kWh 之间 4 美分/kWh，150kWh 以上 10 美分/kWh，工业用电电价 7 美分/kWh。

4.3 可再生能源发展面临的问题与挑战

老挝可再生能源发展面临的问题和挑战主要包括电力结构单一化的问题，电网、旱季电力短缺、互联互通有限、政策支持力度不够等。

（1）电力装机以水电为主，雨季电力过剩旱季缺电

电力装机方面，老挝近年电力装机量增长迅速，已经出现电力过剩的情况，国内需求无法完全消纳如此快速增长的供给；老挝装机基本为径流式水电站，装机占比较超过 70%，调峰能力弱，雨季电力供给过剩，弃水严重且出口电价较低，旱季发电量有限反而要从邻国进口电力，根据相关估计，老挝近两年旱季缺口装机约 300MW。

（2）老挝国内工业薄弱，国内电力消纳能力有限

老挝水电资源丰富，在积极的电源投资政策下，2014 年～2019 年的五年间，老挝的水电站规模出现了大幅增长，但老挝是一个以自然经济为主体的传统农业国，人口基数小，现代工业基础薄弱，国内电力消纳能力有限。

（3）老挝出口电力消纳有一定的不确定性

老挝电力大部分出口到泰国和越南，泰国近年来随着泰国国内经济下滑，用电负荷需求也在急剧下滑，本国一些规划电源项目建设已延后，外购电计划也将受到不利影响，因此老挝电力外送泰国将面临相当激烈的市场竞争。越南经济体量较大，近几年每年的 GDP 增长约 7%，越南正大力发展光伏和风电项目，在一定程度上实现电力自给自足，减少对进口电力的依赖。未来越南从老挝进口电力的规模存在减小的可能。

（4）太阳能资源开发程度低

老挝太阳能资源较为丰富，枯季太阳能辐射条件好，但目前开发程度低，尚未规模化发展。

（5）可再生能源电价市场化水平低

老挝电力市场目前仍缺乏市场机制定价的身影。根据该国电力法，电价必须在社会经济条件的基础上由国家政府制定，由此可见老挝电力定价并非市场供需体现的结果，而是政府主导使然，长期来看，不利于电力企业进步，也不利于国家新能源的发展。

4.4 可再生能源发展规划研究

4.4.1 能源电力需求预测

（1）关键参数确定

老挝 2014 年至 2018 年 GDP、人口、电力消费量、电力消费量弹性系数历史数据如表 4.4–1 所示。

表 4.4-1 老挝 GDP、人口、电力消费量、电力消费量弹性系数历史数据

年份	2014	2015	2016	2017	2018
GDP(亿美元)	132.68	143.90	158.06	168.53	179.54
GDP 增长率	7.50%	8.46%	9.83%	6.63%	6.53%
人口（万人）	664	674.1	684.6	695.3	706.2
人口增长率	1.47%	1.52%	1.56%	1.56%	1.57%
电力消费量(GWh)	4322	4790	5219	5512	5960
电力消费量增长率	11.2%	10.8%	9.0%	5.6%	8.1%
人均用电量(kWh)	651	711	762	793	844
人均用电量增长率	9.6%	9.2%	7.3%	4.0%	6.4%
电力消费弹性系数	1.49	1.44	1.28	0.82	1.26

① GDP 增速预测

老挝 GDP 从 2013 至 2018 年均保持较高速度增长，增长率大约为 6.5%~9%之间。2020 年受全球疫情影响，GDP 增速会有所下降，预测经济增速为 3%左右，因此 2020–2025 年，老挝 GDP 总体增长会呈现一定放缓趋势。结合东盟经济发展整体趋势，预测 2021 至 2025 年，老挝 GDP 年均增长率为 6.5%，2026 至 2040 年，老挝 GDP 年均增长率为 6%。

② 人口增速预判

根据世界银行统计数据，2018 年老挝总人口 706.2 万人，2013~2018 年间，老挝人口平均增长率为 1.54%。老挝正处于社会经济发展初级阶段，且国内自然资源丰富、气候宜居，从世界主要国家人口发展规律来看，预计未来短期内，老挝人口将持续保持相对较高增长速度，待经济社会发展到一定程度后（预计 2030 年左右开始），将总体呈一缓慢下降趋势。老挝未来人口增速预测见表 4.4–2。

表 4.4-2 未来老挝人口增速预判

年份	2020	2021-2025	2026-2030	2031-2035	2036-2040
人口增速	1.54%	1.52%	1.5%	1.3%	1%

（2）电量需求预测

① 弹性系数法

老挝正处于农林业向工业的渐变过程，经济增长需要电力供应高比例增长的支撑。老挝近五年（2013~2018 年）全社会用电量平均增长率为 9.9%；同时期内，GDP 实现平均增长率 7.4%，电力弹性系数约 1.34。

2019~2020 年间，老挝经济及电力工业无大的调整，考虑延续前五年的电力弹性系数 1.34。2020 年后，老挝将继续以经济发展为中心，保持宏观经济稳定增长的同时持续提升工业占比，预计老挝将持续保持较高的电力弹性系数；另一方面，老挝将进一步发展农村电气化战略，提高户通电率及电气化水平，带动用电水平的提升；此外，2020 年后“相对充裕”的供用电条件对经济的带动效应将得到释放，实现“电力产业带动相关产业发展，相关产业发展进一步促进用电水平提升”的良性循环。综上，统筹考虑老挝经济发展趋势及电力的支撑作用，考虑 2021~2025 年间电力弹性系数将明显超过当前水平，取 1.6；2026~2030 年间电力弹性系数将逐步回复到正常水平，取 1.35；2031~2040 年间，随着社会经济发展到一定水平，电力弹性系数回落至 1.1 左右。

结合老挝 GDP 增速预测，未来老挝全社会用电量增速情况详见表 4.4–3。

表 **4.4-3** 未来老挝电力弹性系数及全社会用电量增速情况表

年份	2020	2021–2025	2026–2030	2031–2040
电力弹性系数	1.34	1.60	1.35	1.10
电量增长率	5%	10.4%	8.1%	6.6%

采用电力弹性系数法预测的老挝全社会用电量需求成果见下表 4.4–4。

表 **4.4-4** 老挝全社会用电量需求预测（弹性系数法，单位 **GWh**）

年份	2018 年（现状）	2020 年	2025 年	2030 年	2040 年
电量需求	5960	6696	10981	16209	30714

② 人均用电量法

2018 年，老挝人均用电量仅为 844kWh/人·年，2013~2018 年间，老挝人均用电量平均增长速度为 7.3%。老挝人均用电量水平变化情况详见表 4.4–5。

表 **4.4-5** 老挝人均用电量水平变化情况（单位 **kWh**）

年份（年）	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年	2013~2018
人均用电量	594	651	711	762	793	844	–
增长率	–	9.6%	9.2%	7.3%	4.0%	6.4%	7.3%

老挝人均用电量水平低，在中国–东盟国家中仅高于缅甸、菲律宾两国。中国–东盟国家（其中中国香港地区由于用电水平显著高于中国大陆地区，故单独列出）人均用电量水平详见图 4.4–1。

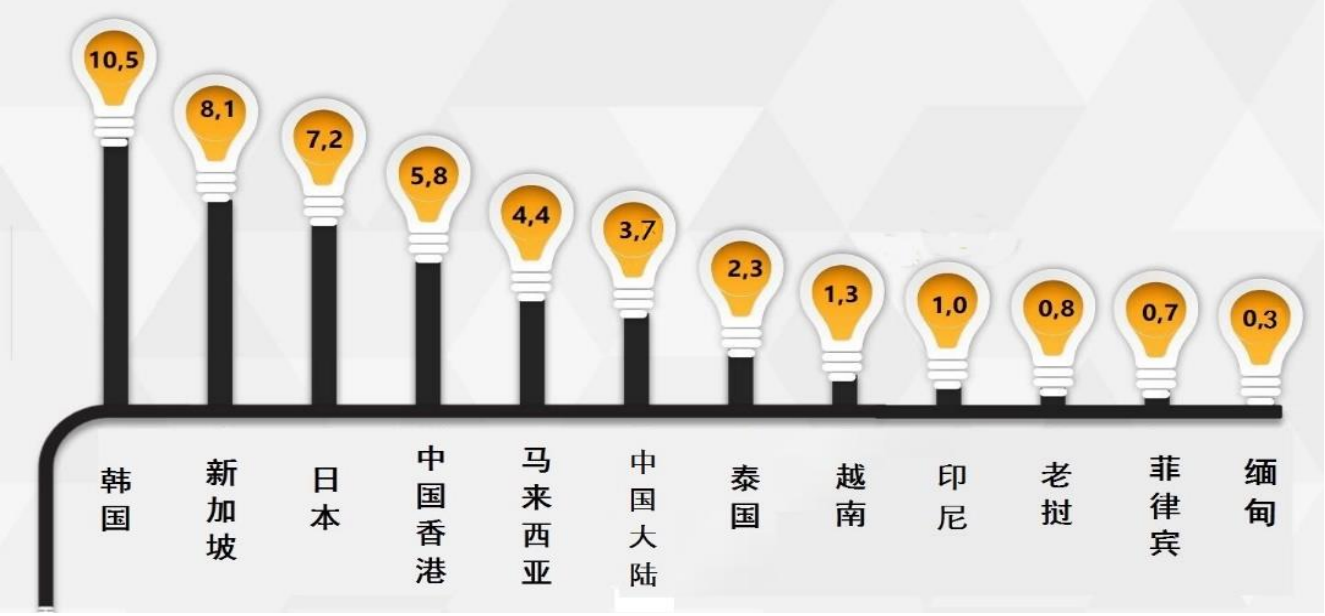


图 **4.4-1**　中国-东盟国家人均用电量水平（**2018** 年水平，单位 **MWh/**人·年）

综合考虑老挝所处的发展阶段和周边相对发达国家人均用电量增长实际情况，预测 2020~2025 年、2026~2030 年及 2031~2040 年间老挝人均用电量增速情况见表 4.4–6。根据预测成果，老挝 2025 年、2030 年及 2040 年人均用电量分别为 1428 kWh/人·年、2147 kWh/人·年及 4425 kWh/人·年，分别相当于越南、泰国及马来西亚水平。

表 **4.4-6**　老挝人均用电量增速水平

年份	2020	2021–2025	2026–2030	2031–2040
人均用电量增速	5%	8.00%	8.50%	7.50%

结合对老挝人口的预测，则未来老挝全社会用电量增速情况详见表 4.4–7。

表 **4.4-7**　老挝全社会用电量需求预测（人均用电量法，单位 **GWh**）

年份	2018 年（现状）	2020 年	2025 年	2030 年	2040 年
电量需求	5960	6775	10392	16071	35444

（3）预测结果分析

综合对弹性系数分析法及人均需电量分析法预测结果对比分析，两方案情况下各水平年预测结果大体在同一负荷水平，认为预测结构相对可靠。

根据与 2020 年 2 月老挝 PDP2020~2030 预测成果（以 PDP 表示）进行对比，详见表

4.4–8、图 4.4–2。本预测成果预计到 2025 年、2030 年的负荷需求与 PDP2020~2030 的预测成果吻合度较高，考虑到 2020 年新冠疫情影响，本预测适当降低了 2020 年度的经济增速。弹性系数法预测方案能够更好的覆盖老挝各种经济增长情况下的电力需求增长情况，本次研究老挝电力需求推荐采用弹性系数法预测成果。

表 4.4-8　各方案全社会用电量预测成果对比表（单位：GWh）

预测方法	2018 年（现状）	2020 年	2025 年	2030 年	2040 年
弹性系数法	5960	6696	10981	16209	30714
人均用电量法	5960	6775	10392	16071	35444
老挝电力规划成果	5960	7722	10696	15649	–

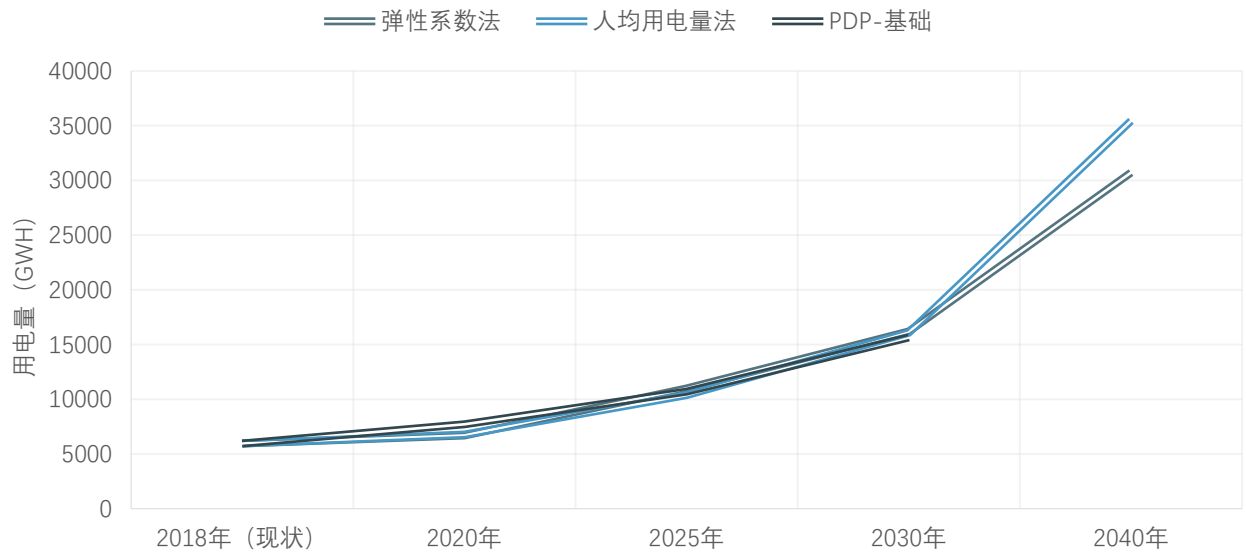


图 4.4-2　各方案全社会用电量预测结果对比图

（4）最大负荷预测

老挝负荷利用小时数相对较高，在 6000h 左右，主要与老挝当前配电网相对薄弱，居民用电供应相对紧张有关。2013~2018 年间老挝负荷利用小时数情况见表 4.4–9。

表 4.4-9　老挝历史最大负荷和负荷利用小时

	2013 年	2014 年	2015 年	2016 年	2017 年	2018 年
全社会用电量（GWh）	3888	4322	4790	5219	5513	5958
最大负荷（MW）	649	744	760	828	928	954
利用小时数（h）	5990	5811	6304	6305	5939	6248

未来变化趋势来看，一方面，随着老挝电网结构逐渐增强，供电能力逐步提升，老挝负荷利用小时数将逐步降低；另一方面，随着工业用电需求的增长，老挝负荷利用小时数具有升高趋势。因此 2020~2040 年间，暂考虑老挝负荷利用小时数与当前水平相当，取 6000h。

各水平年老挝最大负荷预测结果详见表 4.4–10。

表 4.4-10　老挝电力需求预测结果表

年份	2018 年（现状）	2020 年	2025 年	2030 年	2040 年
全社会用电量（GWh）	5960	6696	10981	16209	30714
最大负荷（MW）	954	1116	1830	2702	5119

4.4.2 可再生能源发展规划方案研究

（1）电力平衡原则及相关边界条件

①对 2025、2030 及 2040 三个水平年进行分析。

②老挝本国负荷需求取 4.4.1 节推荐预测成果。

③系统备用考虑负载备用和事故备用。负载备用按最大负荷的 3%计，事故备用按最大负荷的 10%考虑。

④外送规模考虑已有及计划新增外送规模，外送容量不考虑系统备用。当前：老挝电网主要与泰国、越南电网实现互联，主要向泰国及越南两个国家出口电力，截至 2019 年底，老挝出口泰国、越南两国电力共计约 5870MW，其中泰国约 5400MW，越南约 470MW。从外送意向及相关协议来看：预计到 2025 年，老挝向泰国出口电力约 7500MW，到 2030 年，老挝向泰国出口电力约 9000MW；老越两国有意加快深化电力合作，双方已就未来电力合作目标达成一致，在 2030 年从老挝进口 5000MW 的电力。由于 2040 年暂无相关计划及规划，因此 2040 年数据暂取与 2030 年相同。老挝外送容量需求见表 4.4–11。

表 4.4-11　老挝计划外送容量需求（单位：MW）

项目	2019 年现状	2025 年	2030 年	2040 年
泰国进口电力	5400	7500	9000	9000
越南进口电力	470	2000	5000	5000
总计	5870	9500	14000	14000

⑤电源边界条件：电源边界条件主要参考老挝 PDP 2020~2030 规划成果，并综合考虑电源项目实际工作进度及老挝近期电源发展思路的调整。老挝当前已签订特许经营（CA）并在

建项目总装机 3083 MW；可研报告已通过审批的项目总装机 14617MW；正处于可研阶段的项目总装机 5885MW。老挝当前面临阶段性的电力生产过剩，老挝国家电力公司“照付不议”原则也为老挝带来财政性问题，老挝政府对能源开发项目改持谨慎态度，明确规定除非解决售电问题，否则项目都要暂停或取消。因此，本报告中，老挝规划电源项目仅考虑在建电源项目3083MW，其它处于“可研通过”或“正进行可研”的电源项目将按市场空间情况适时推动。在老挝在建项目中，预计可于 2025 年前建成投产的电站总装机 2310MW，老挝 2025 年电源总装机预计达到 12282MW；其它 773MW 在建装机考虑于 2030 年建成投产，则老挝 2030 年电源装机将达到 13055MW。

（2）电力供需平衡分析

按照以上边界条件，进行 2025 年、2030 年及 2040 年三个水平年老挝电力电量平衡分析，详见表 4.4–12。由平衡结果可见，老挝正面临阶段性的电力生产过剩，2025 年考虑在建电源如期投产后，仍存在电力盈余约 714MW；后期，随着老挝国内市场及外送市场的逐步扩大，在不考虑新电源项目开工投产情况下，老挝阶段性电力过剩问题将得到解决，2030 年及 2040 年将分别具有 3998MW 及 6729MW 的市场空间，可适当安排部分新电源项目适时开工建设。

表 **4.4-12**　老挝电力系统电力平衡分析（单位 **MW**）

序号	项目	2025 年	2030 年	2040 年
1	系统最大负荷	1830	2702	5119
2	备用容量	238	351	665
2.1	负荷备用	55	81	154
2.2	事故备用	183	270	512
3	系统需要容量	2068	3053	5784
4	外送容量需求	9500	14000	14000
6	总需求容量	11568	17053	19748
7	已定装机可用容量	12282	13055	13055
8	电力盈（+）亏（–）	714	–3998	–6729

（3）电量供需平衡分析

老挝需求电量根据国内需求和出口需求进行测算，发电量根据现有装机和目前已确定的投产装机计划进行测算，结合上述分析成果，测算出老挝 2025 年、2030 年和 2040 年的电量供需电量平衡见表 4.4–13，可见 2025 年老挝电力系统电量有盈余约 671GWh，而 2030 年和 2040 年的电量缺口分别为 23965GWh 和 38470GWh。

表 4.4-13　老挝电力系统电量平衡分析（单位：GWh）

序号	项目	2025 年	2030 年	2040 年
1	需电量（包含出口电量）	58481	86209	100714
2	发电量	59152	62244	62244
2.1	火电	16647	16647	16647
2.2	水电	42197	45289	45289
2.3	非水可再生能源	308	308	308
3	电量盈（+）亏（–）	671	–23965	–38470

（4）可再生能源发展方案

根据老挝国内资源条件，能源资源以可再生能源为主，其中水电作为支撑电源，建议持续大力开发；新能源资源量大，建议大力发展太阳能资源。同时考虑优先满足国内供电需要，兼顾和周边国家的外送互联项目。

2030 年和 2040 年各类电源装机的两种发展情景设定如下：

现状发展情景：根据老挝最新的电力发展规划（PDP2020–2030），到 2030 年，水电发电量占比 65%，火力发电 30%和其他替代能源 5%，并且根据老挝现有的项目投产计划，设定 2025、2030 和 2040 年的非水可再生能源占比为 0.5%、5%和 8%；

强化发展情景：主要考虑老挝光伏资源丰富，具备较大的资源潜力，可与水电站就近互补，具备较好的光伏发展条件。水电仍然作为支撑电源，2030 年非水可再生能源占比提高至 8%，2040 年非水可再生能源占比提高至 12%。2030 年及 2040 年暂停增加火电装机。

老挝现状发展情景和强化发展情景下的参数对比参数见表 4.4–14 和图 4.4–3，由表可看出，两种发展模式下老挝可再生能源电量占比超过 70%。到 2040 年，现状发展情景下可再生能源装机占比达到 79.4%，强化发展情景下可再生能源装机占比更高，占比达到 90.4%，主要归因于太阳能资源的开发。

表 4.4-14　老挝不同发展情景下的规划成果

	现状发展情景			强化发展情景		
	2025 年	2030 年	2040 年	2025 年	2030 年	2040 年
电力需求（TWh）	58.48	86.21	100.71	58.48	86.21	100.71
可再生能源电量占比	72.7%	70.0%	72.0%	72.7%	81.0%	83.0%
非水可再生能源电量占比	0.50%	5%	8%	0.50%	8%	12%
电力装机（MW）	12490	19971	23331	12490	21861	27691
可再生能源装机占比	78.8%	79.4%	79.4%	78.8%	87.9%	90.4%
非水可再生能源装机占比	1.8%	15.4%	15.4%	1.8%	22.5%	31.2%

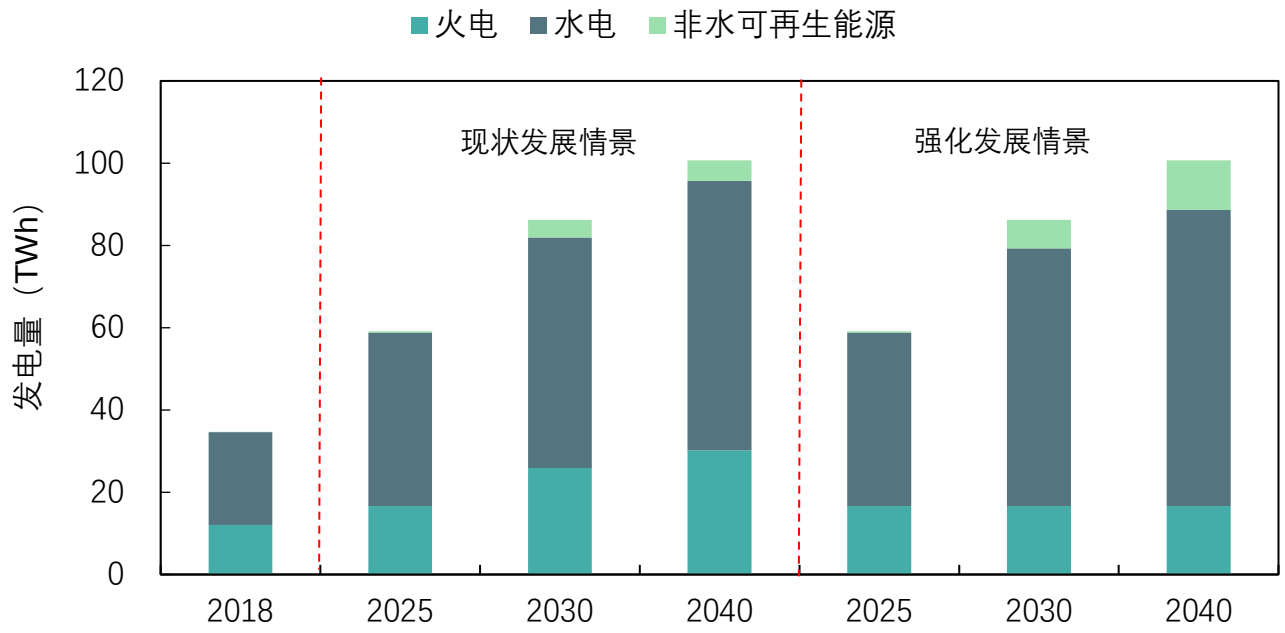


图 **4.4-3** 老挝不同发展情景下的电量规划成果图

（5）投资分析

根据各类可再生能源装机方案，对比目前装机现状，计算未来的增量电力装机，同时根据全球电力投资平均预测水平，得到可再生能源装机增量及投资汇总见表 4.4–15。

表 **4.4-15** 老挝不同情景下新增可再生能源投资测算（单位：亿美元）

能源品种	现状发展情景			强化发展情景		
	2025 年	2030 年	2040 年	2025 年	2030 年	2040 年
水电	76.2	130.0	166.6	76.2	155.7	191.9
光伏	1.4	12.8	11.2	1.4	20.5	27.0
合计	77.6	142.7	177.8	77.6	176.2	218.8

（6）规划方案评价

根据老挝最新的电力发展规划（PDP2020–2030），到 2030 年，水电发电量占比 65%，火力发电 30%和其他替代能源 5%，本报告分析的现状发展情景以老挝的 2020–2030 电力规划为基础，可再生能源发展以水电和太阳能主。

强化发展情景主要考虑增加太阳能资源的占比（老挝风电资源条件一般，开发成本较高，可作为未来储备能源）。一方面，老挝太阳能资源丰富，目前开发程度非常低，而现状电力结构以水电为主，大多数水电站以径流式开发，丰枯差异明显，调节性水库较少，整体电网枯水期出力不足，影响电网质量；光伏可与水电进行互补，借用水电站的送出通道，平稳整体电网出力。2025 年老挝计划投产水电装机规模约 6500MW，未来通过水光互补的方式可接入光伏

装机规模约 2000MW；另一方面，根据 IRENA 预测，光伏电站的建造成本逐渐降低，成本优势逐步显现。强化发展情景可作为老挝未来能源发展方向之一。

4.4.3 实施效果评价

老挝不同情境下可再生能源效益对比详见表 4.4–16。在强化发展情景下，到 2040 年老挝通过新增可再生能源装机容量，可替代煤电的运行方式，降低利用小时和燃料消耗。可替代燃煤 1454 万吨，减少二氧化碳排放 1265 万吨，氮氧化物排放 3.8 万吨，二氧化硫 9 万吨；有效降低污染气体和碳排放，提高了整个东盟的生态环境，减少了环境污染，增加就业人数约 8.2 万人。

表 **4.4-16** 老挝不同情境下可再生能源效益对比

类别	现状发展情景			强化发展情景		
	2025 年	2030 年	2040 年	2025 年	2030 年	2040 年
CO2 减排量（万吨）	297.5	680.3	850.0	297.5	894.1	1265.2
SO2 减排量（万吨）	2.1	4.8	6.0	2.1	6.4	9.0
NOx 减排量（万吨）	0.9	2.1	2.6	0.9	2.7	3.8
减排烟尘（万吨）	1.2	2.8	3.5	1.2	3.7	5.2
增加就业人数（万人）	0.9	3.5	4.2	0.9	5.1	8.2

4.5 可再生能源发展方向

4.5.1 总体战略部署

老挝政府正在审定的第九个五年（2021–2025）计划中，在编制重审中的老挝国家第九个五年计划中，就能源矿产行业提出：

至 2030 年愿景–“朝着工业化和现代化的方向发展能源矿产行业，发掘和运用自然资源优势，保证可持续性发展，促进和强化国家经济单位的发展，大力推进国内电力的稳定和足够供应，与邻国和地区的能源进行对接和交换，让能源矿产行业以绿色、光明的方式发展壮大。”

老挝将“电源点和其他可持续能源的发展”作为 7 项优先战略之首，并且将“为扩大电能的消费使用，制定合理电价”作为能源矿业行业发展的目标之一。

老挝的总体战略部署：平稳发展可再生能源，继续坚持绿色、低碳、环保理念，打造老挝成为“东南亚的蓄电池”，促进与周边国家电力互联互通，为东盟经济发展做贡献。

4.5.2 具体建议

（1）积极支持开发调峰电源，缓解水电枯水期供电不足的压力

老挝国内主要电站装机以水电为主，主要在雨季出口电力，旱季还得从邻国进口电力以满足国内用电需求。由于旱季进口电力电价高于其雨季出口电力的电价，在电力贸易中老挝反而形成逆差，进一步增加了老挝电力公司的财务压力。

为确保老挝旱季电力能自给自足，建议积极支持开发调峰电源，如开发调峰电站或太阳能项目可在旱季进行调峰。

（2）促进全国高压电网的建设，加强与周边国家电力互联互通

泰国、越南、柬埔寨、缅甸等周边邻国旺盛的电力进口需求一直是助力老挝经济增长，推动电力行业发展的主要动力之一，其发电量将近 70%都用于出口。老挝国内水电上网电价在东盟各国中处于中低水平，目前越南、泰国和缅甸的部分地区终端电费均高于老挝电站上网电价，将电力出售给周边邻国具有较强的竞争优势，由于跨境电力输送距离较长，电能损耗较大，为保证老挝电力的价格竞争性，有必要尽快落实高压电网的建设。

为避免已建成水电站大量弃水限发、降低水电站经济效益，老挝政府和电力部门坚持电力出口政策，加强与周边国家的电力互联互通，与越南、泰国、柬埔寨等国家进行跨境电力贸易谈判。未来应进一步扩大互联范围与规模，以实现电能的外送消纳。

（3）发展国内工业，提高用电水平，促进经济发展

发展国内工业，吸引投资商建厂投资，有效开发矿产资源，通过矿电结合等手段提高用电水平，形成良性循环，促进经济发展。

（4）大力发展智能电网，推动实现低碳能源的目标

为了满足能源获取、清洁能源转型的需求，以及实现可再生能源发电占比提升的目标，发展智能电网，推动实现人人享有可靠的低碳能源的目标。老挝电力输配系统仍然是制约其普及现代电力服务和电力行业发展的重要因素，应因地制宜地推动分布式能源和以输送清洁能源为主导的智能电网。

（5）结合老挝国情，探索制定可再生能源上网电价政策

事实证明，合理的上网电价将有利于可再生能源市场增长并为该地区更多的可再生能源投资开辟道路。为实现能源转型的战略目标，老挝政府应尝试制定并实施上网电价等可再生能源激励政策，以实现可再生能源规模化发展，并促进可再生能源市场的健康发展。

5 东盟重点案例国分析-泰国

5.1 国家概况

5.1.1 社会经济概况

泰国位于中南半岛中部（北纬 5°30′~21°，东经 97°30′~105°30′），东南临太平洋泰国湾，西南临印度洋安达曼海。西部及西北部与缅甸交界，东北部与老挝毗邻，东连柬埔寨，南接马来西亚。泰国国土面积 51.3 万 km^2，50%以上为平原和低地。泰国地势北高南低，由西北向东南倾斜。按地形分为西部山区，中部平原，东部高原。

全国约有 30 多个民族，其中泰族人数居多，占人口总数的 75%，其次为华侨，约占泰国总人口的 14%。截至 2019 年底，泰国人口约 6962 万人。泰国 2010–2019 年人口情况见图 5.1–1。

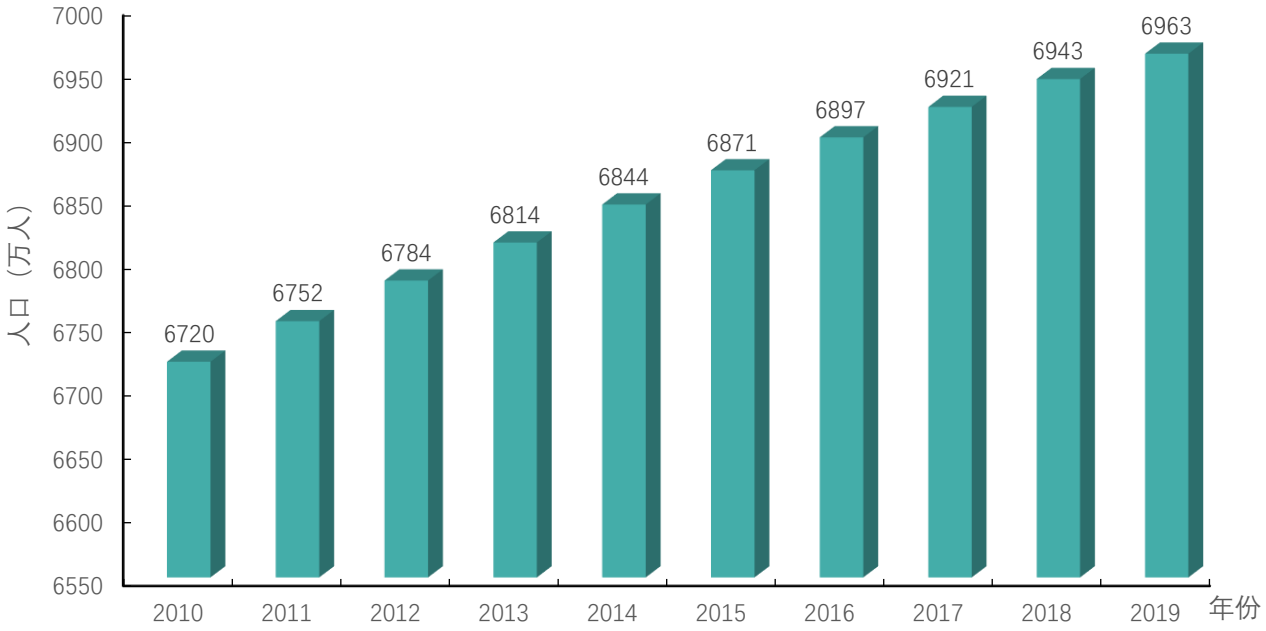


图 5.1-1 泰国 2010-2019 年人口情况统计

泰国是亚洲重要经济体、东南亚第二大经济体，实行自由经济政策，属于外向型经济，较为依赖美、日、欧等国外市场。工业和服务业是该国国内生产总值的两个主要行业。2019 年，泰国 GDP 总计 5436.5 亿美元，人均 GDP 为 7808 美元，在东盟中排名第二。

2019 年，泰国 GDP 总计 5436.5 亿美元，人均 GDP 为 7808 美元，在东盟中排名第二。GDP 构成以制造业及其他工业产业、服务业为主。2010 年以来泰国经济一直都呈现正增长，2010 年和 2012 年分别实现 7.51%和 7.24%的高增长率，但 2013 年以来受政治动荡和全球经济复苏乏力影响，经济增长回落。近 6 年来，受全球金融危机影响，泰国经济呈波动趋势。2017 年、2018 年经济复苏向好，增长率分别达 4.07%、4.15%，2019 年受全球经济的影响，增长率仅为 2.37%。GDP 总量和 GDP 增速详细统计数据如图 5.1–2 所示。

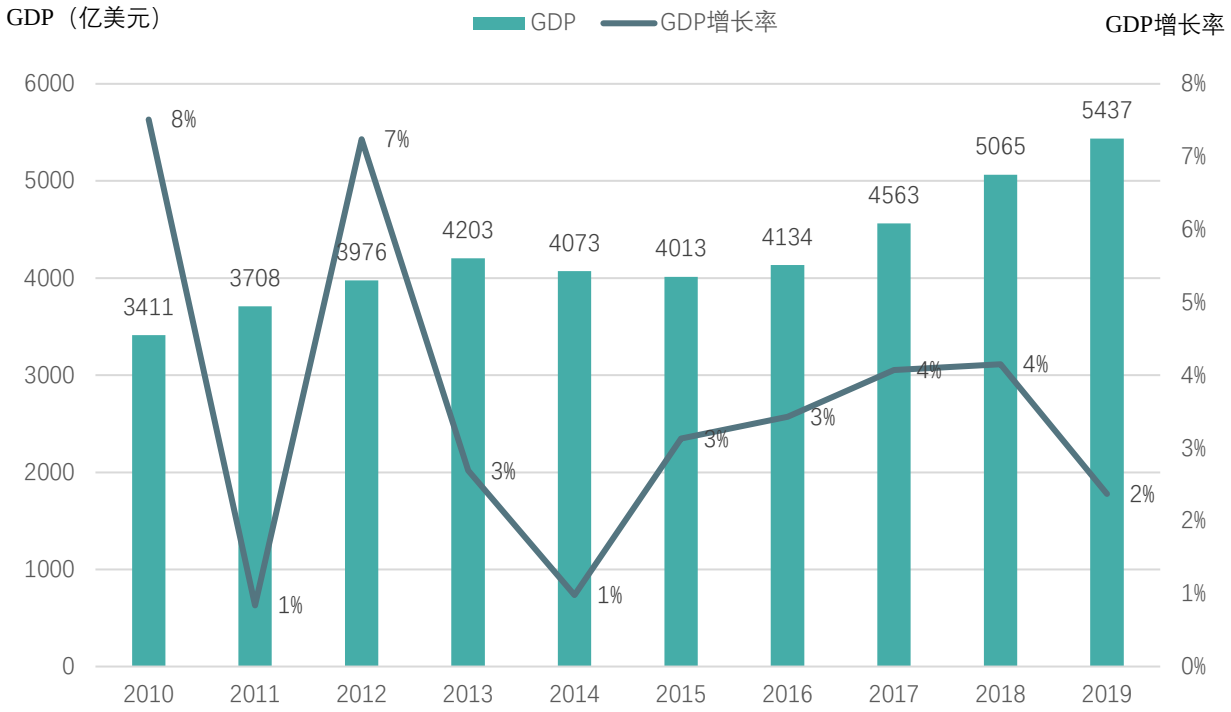


图 5.1-2　泰国历年 GDP 及 GDP 增长率统计图

5.1.2 自然资源情况

（1）化石能源

泰国的石油、天然气储量有限，80%以上的石油和 40%以上的天然气需要进口。据民办银行估计，泰国天然气的最大储量为 5465 亿立方米，石油（包括天然气冷凝液）的最大储量为 1.64 亿吨。目前已探明泰国湾及泰国–马来西亚重迭地区项目的天然气储备量约 23 兆立方尺，按目前的消费水平足够使用约 18 年。但如果经济继续增长，泰国湾的天然气储备量将仅足够使用 15 年。近几年，泰国政府加速石油勘探开发步伐，不断增加石油产量，但仍不能满足泰国国内需求。

泰国褐煤蕴藏量约 20 亿吨主要分布在北部的新生代盆地，现有曼蒙、克拉毕(Krabi)和涅(Li)等煤田。其中最大产区是曼蒙，产量约占全国产量的 60%。目前泰国产煤不能实现自给自足，据泰国海关(Thailand Customs)发布的统计数据，2018 年泰国煤炭进口 2507.8 万吨，同比增长 12.1%。

（2）可再生能源

泰国水能资源有限；风能资源水平整体而言条件一般，仅中部、东部区域风能资源相对较好；可再生能源资源中太阳能资源相对较好。

① 水能资源

泰国水能资源主要分布在湄南河和湄公河。据统计，湄公河大部分河段河槽深切，多峡谷，适宜建坝，其水能理论蕴藏量为 58000MW，可开发水能估计为 37000MW，年发电量为 180000GWh，但其中的 33%在柬埔寨、51%在老挝。由于湄公河水能分布于泰国的比重较小，且为国际河流、与老挝的界河，水能开发条件有限。而湄南河落差较小，不适宜建高坝大库，水力发电资源有限。

据统计，泰国水能资源技术可开发量为 16292GWh/a，技术可开放装机容量为 3242MW，经济可开发量 15186GWh/a。

② 风能资源

泰国风速最大区域基本位于泰国中部、西部的高山上，这些区域的平均风速在 6.0m/s 以上，但是存在地形复杂、地势陡峭等情况，建设难度较大。北部及南部平原区域平均风速在 4.0m/s 以下，资源水平一般。中部、东部区域风能资源条件相对较好，风速在 5.0m/s～5.5m/s 之间，部分区域风速接近 6.0m/s。泰国风能资源分布见图 5.1–3。

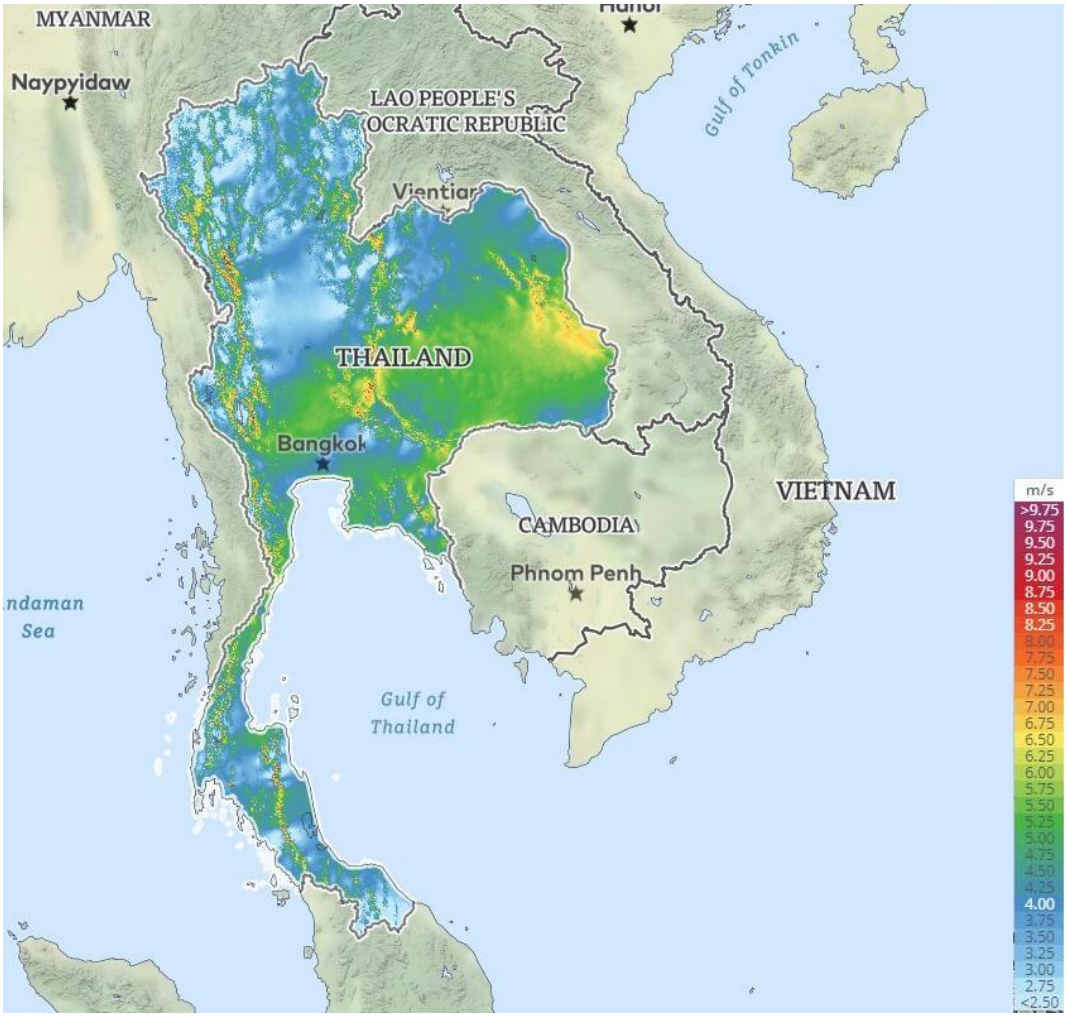


图 **5.1-3**　泰国风能资源分布图

③ 太阳能资源

泰国太阳能资源丰富，内陆中部年太阳能辐射总量大于 1750kWh/m^2，年日照时数达 1800 个小时，属于太阳能资源丰富的地区，具有很强的太阳能资源优势。泰国光伏技术可开发量为 1560.5GW，位列东盟第三，仅次于缅甸和柬埔寨。

泰国太阳能年总辐射量由东向西逐渐递减，总辐射量范围为 1607～1972kWh/m^2，内陆中部年太阳能总辐射量大于 1750kWh/m^2，属于太阳能资源最丰富区，其余地区属于太阳能资源很丰富区。泰国水平面总辐射量空间分布如图 5.1–4 所示。

根据《东盟国家光伏规模化发展创新模式研究》数据显示，泰国光伏开发可用土地面积为 39012.0km^2，占泰国 7.6%国土面积，光伏技术可开发量约 1560.5GW，光伏发电潜力约 2040.0TWh/a，光伏发电潜力巨大。

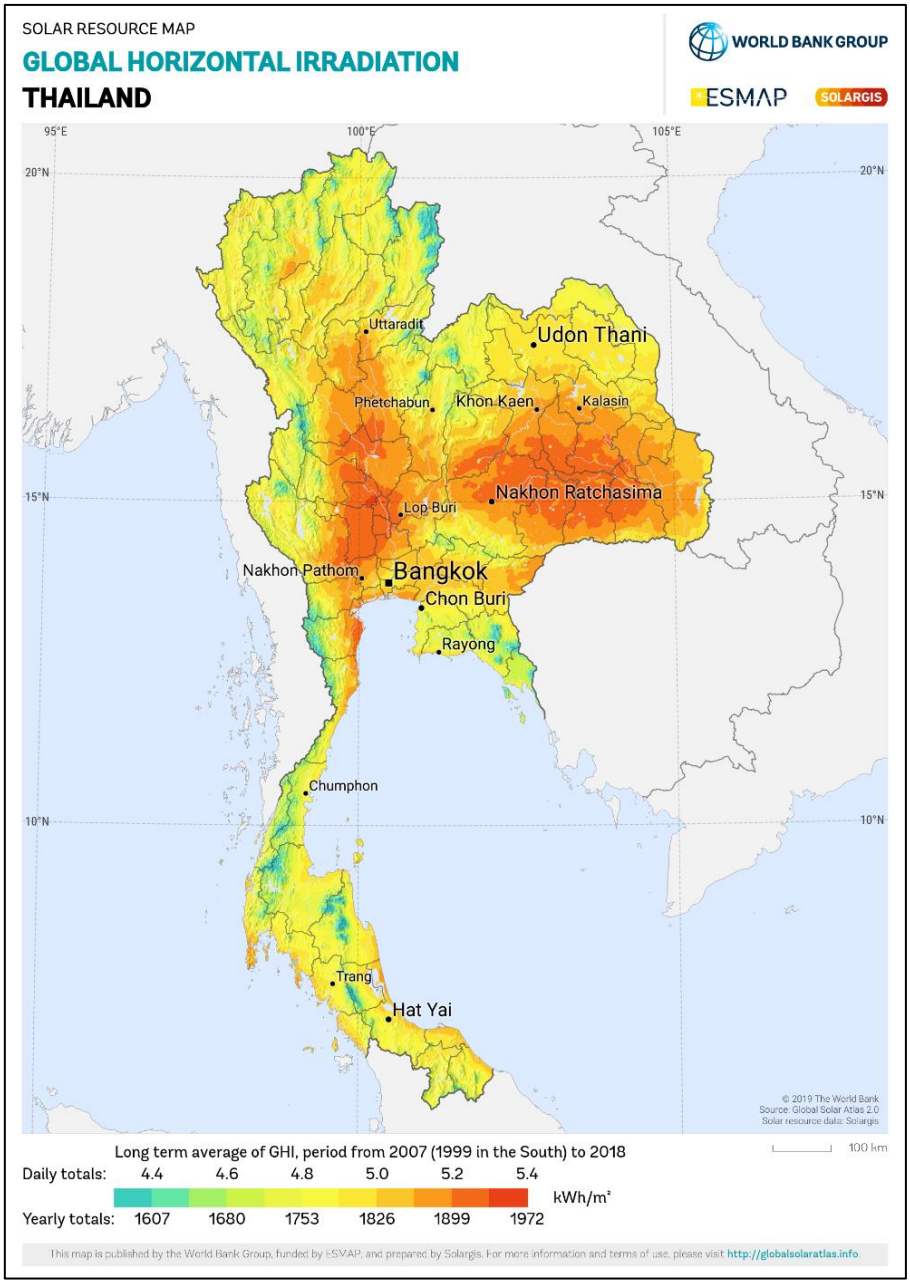


图 5.1-4 泰国水平面总辐射量空间分布图[15]

④ 其他

生物质能：泰国农业基础好，经济稳定，拥有丰富的生物燃料原材料，如木薯、稻壳、秸秆、木材废料等，每年有约 6000 万吨生物质材料作为能源资源。据泰国可再生能源计划，至 2021 年，泰国将新增生物质发电 2280MW。

潮汐能：尽管泰国拥有漫长的海岸线，但潮汐能资源一般，蕴藏的海洋能资源约为

[15] SolarGIS

6200MW，主要分布于泰国湾。目前泰国尚无建成的潮汐能发电站，可开发的潮汐能潜力较小。

地热能：泰国的地热资源一般，目前仅在清迈地区建有 0.3MW 的地热电站，根据泰国地下水资源部门的调查，泰国共有 5 个地区适合建设地热电站。

5.1.3 电力系统概况

（1）装机结构

2018 年，泰国发电装机总容量约 50456MW[16]，其中煤电装机容量占装机总容量的 10.6%，共 5349MW；燃油发电装机容量占总装机容量的 0.8%，共 388MW；燃气发电装机容量占总装机容量的 66.7%，共 33633MW；地热发电装机容量占总装机容量的 6.2%，共 3103MW；光伏装机容量占装机总容量的 5.8%，共 2929MW；风电装机容量占装机总容量的 2.2%，共 1101MW；生物质发电装机容量占总装机的 7.8%，共 3953MW。

（2）发电量结构

根据泰国电力公司年报，2018 年，泰国全社会用电量 191378GWh，近几年增长平稳，过去九年（2010~2018 年）平均增长率为 2.2%。从 2018 年各月全社会用电量分布来看，各月用电量稳定，其中 3 月~5 月相对较高，12 月～次年 2 月相对较低。近几年泰国全社会用电量及年内各月用电量分布情况详见图 5.1–5 及 5.1–6。

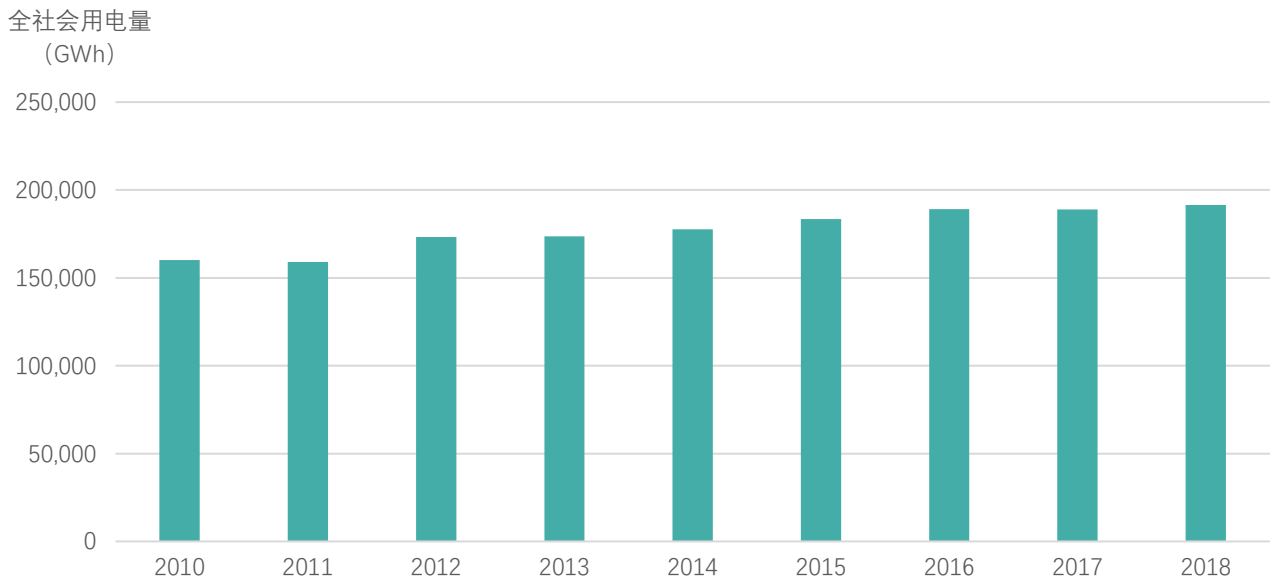


图 5.1-5 泰国历年全社会用电量统计图

[16] ACE 提供数据

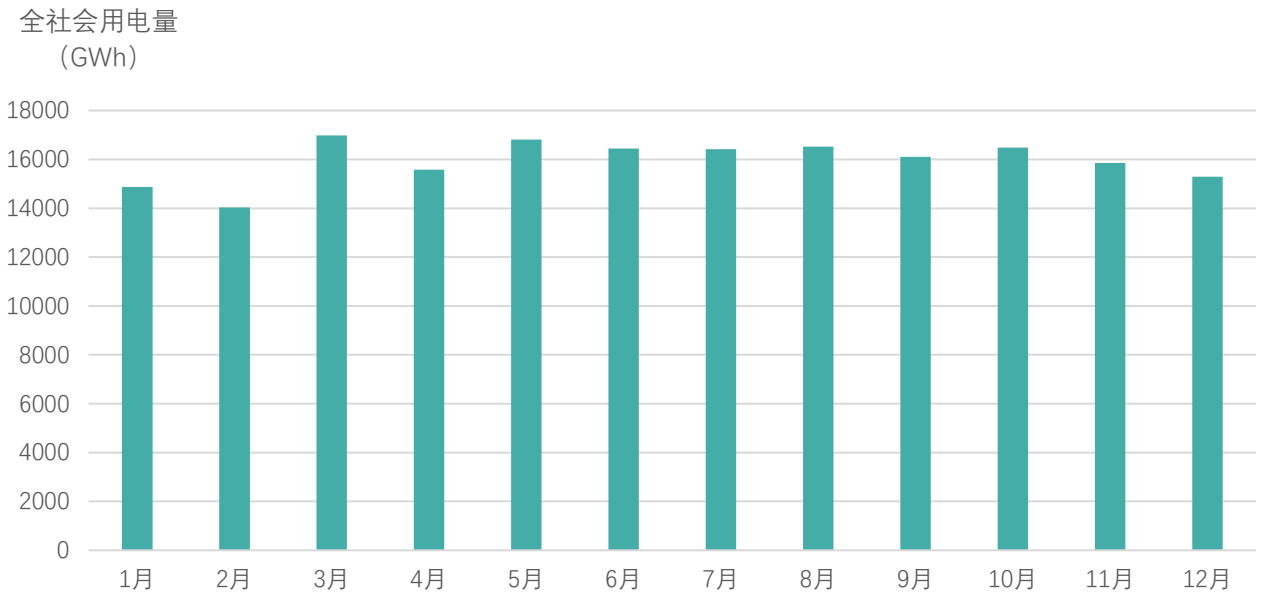


图 5.1-6 泰国 2018 年年内各月全社会用电量分布图

（3）电网概况

泰国输电网由 500kV、230kV、132kV、115kV 和 69kV 线路组成，统一由泰国发电管理局负责运营。泰国发电管理局通过设在曼谷的国家调度中心（NCC）和设在北部、中部、南部、东部和东北部的 5 个地区调度中心（RCC）对电网进行调度。所调度的电厂不仅包括发电管理局的自有电厂还包括私有电厂（IPP）和小型电厂（SPP）。通过国家调度中心的集中调度来满足国家的电力需求。调度中心拥有并运行整个国家的输电网络和各电压等级的变电站。泰国电力系统的整体情况如下表 5.1–1 所示。

表 5.1-1 泰国各电压等级变电站和线路情况

序号	电压等级 kV	变电站数量 个	变电容量 MVA	线路回路长度 km
1	500	11	20849.99	3469.541
2	230	71	49360.04	14133.565
3	132	1	133.40	8.705
4	115	130	14598.74	13551.970
5	69	–	–	18.800
6	300（HVDC）	–	388.02	22.988
总计		213	85330.19	31204.569

（4）电网互联互通

根据泰国能源部资料显示，泰国国内天然气和石油储量不断下降，按照国际能源署测算，全国化石能源已无法应对未来 8 到 12 年的能源需求。加之化石能源的不断消耗及进口燃料价格上涨等因素，火电能源供给将出现严重瓶颈。同时，泰国社会经济发展稳步前进，电力发展需求也将逐步加大，国内电源将无法满足未来的电力需求。为此，泰国无论从供电可靠性，还是满足社会经济发展需要，未来必须从周边国家进口电力，在东盟中的定位为电力进口国。

目前，在跨境互联互通方面，泰国与除缅甸外的所有邻国均实现了互联互通，主要有老挝、马来西亚及柬埔寨。其中通过 300 kV 高压直流输电工程向马来西亚出口电力，通过 230 kV 及 500 kV 高压交流工程从老挝进口电力，通过 115 kV 交流工程从柬埔寨进口电力。根据规划，未来将进一步扩大与周边国家互联规模。

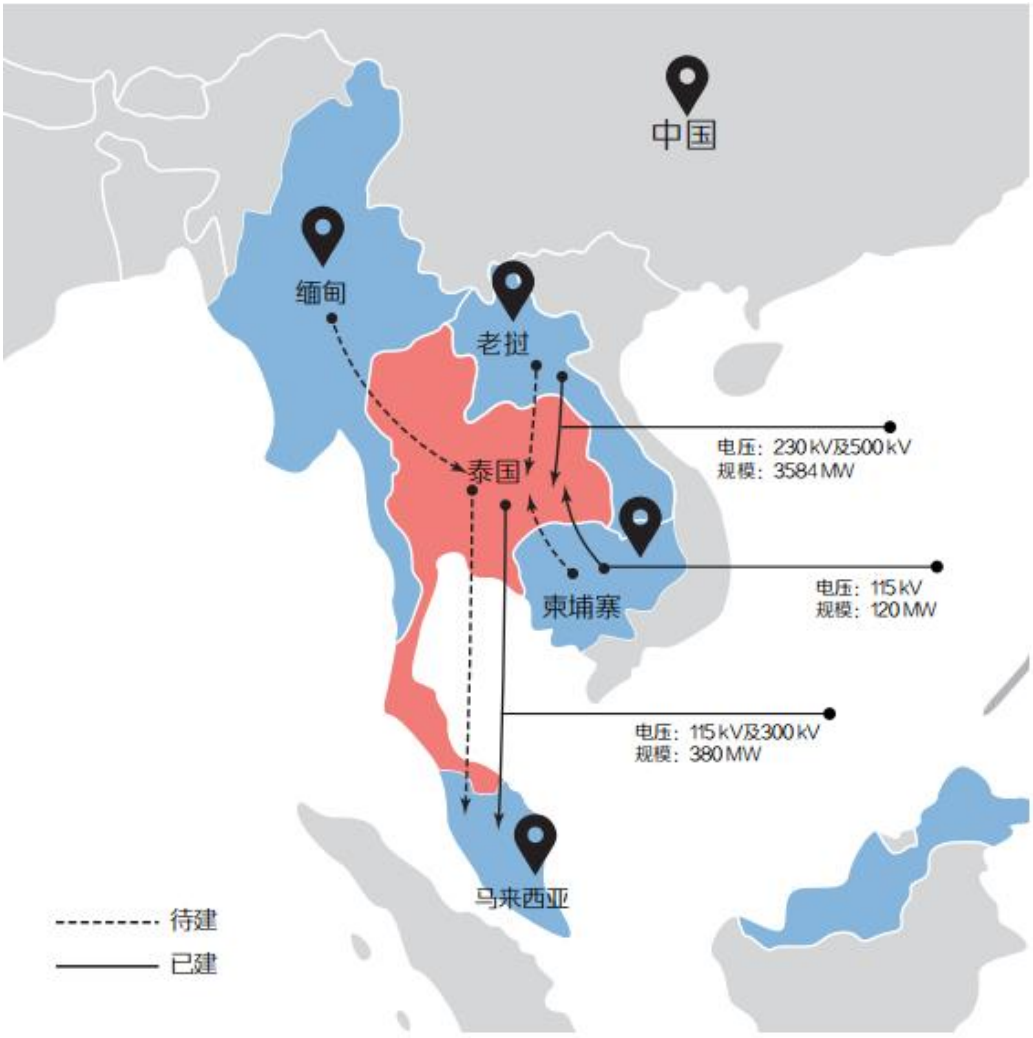


图 5.1-7 泰国电网互联及进展图[17]

[17]东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟电力互联互通项目进展与展望》，2019

5.1.4 已有电力发展规划

随着泰国工业的高速发展，电力需求也随之快速增长。其中工业用电占比最大，约为47.4%；其次是商业用电；再是居民用电和农业用电；最少的是政府及非盈利部门和其它产业领域。据预测，泰国工业用电总量逐年增长，而工业用电占比却逐渐减小，2050 年较 2020 年的电力需求增幅高达 85%，泰国未来 30 年的发展，对于电力的需求量很大。

2019 年 4 月，泰国通过了《泰国电力发展规划 2018–2037（PDP2018）》，相比 PDP2015，本次计划适应了国内不断变化的电力需求，有助于提高国内可再生能源占比以及尽早达到减排目标，促进行业低碳可持续发展。根据新的规划，2037 年泰国电力装机将达到 77.211GW，其中 20.766GW 来自于可再生能源发电；到 2037 年光伏装机容量约 15GW，其中包括家庭屋顶光伏计划的 12.7GW 和由国营发电局运营的 9 个水坝上漂浮式光伏发电项目的 2.7GW。与此同时，可再生能源发电中将有约一半的电力来自于光伏发电。

2019 年 5 月，泰国出台住宅光伏净计量计划，该计划将向发电量超过 10kW 的太阳能发电系统开放。在初期，通过该机制进行分配的太阳能发电量将为大约 100MW。并且，净计量电价将略高于目前电价的一半。计划的实施将有助于 PDP2018 中太阳能目标（2037 年达到 15GW）的实现，同时也有利于提高可再生能源比例。根据计划，净计量电价（期限设为 10 年）将为 1.68 泰铢/kWh（约 0.052 美元/kWh），大大低于目前 3.80 泰铢/kWh 的居民电价。

5.2 可再生能源开发条件

5.2.1 开发现状

（1）光伏

2018 年泰国新能源已经占到全国电力总装机容量的 23%；在新能源的比重中，太阳能占到了 26.36%。截至 2018 年东南亚装机容量排名前 25 的太阳能发电站，有 11 座位于泰国，总装机容量占到东南亚的 52.7%。太阳能装机多为 5MW 以下小型电站，2353.79MW 容量中电站 459 个，主要集中在沙缴府、华富里府、佛丕府和佛统府等。截至 2019 年，泰国光伏累计装机量达 2982 MW。

（2）风电

2010 至 2019 年之间，泰国风电呈现较好的发展趋势，从 2010 年的 6MW[18]增长至 2019 年的 1507MW，装机规模增加了约 1.5GW，在可再生能源中占比从 0.1%增长至 12.7%。

[18] IRENA, Renewable Energy Statistics 2020, 2020.

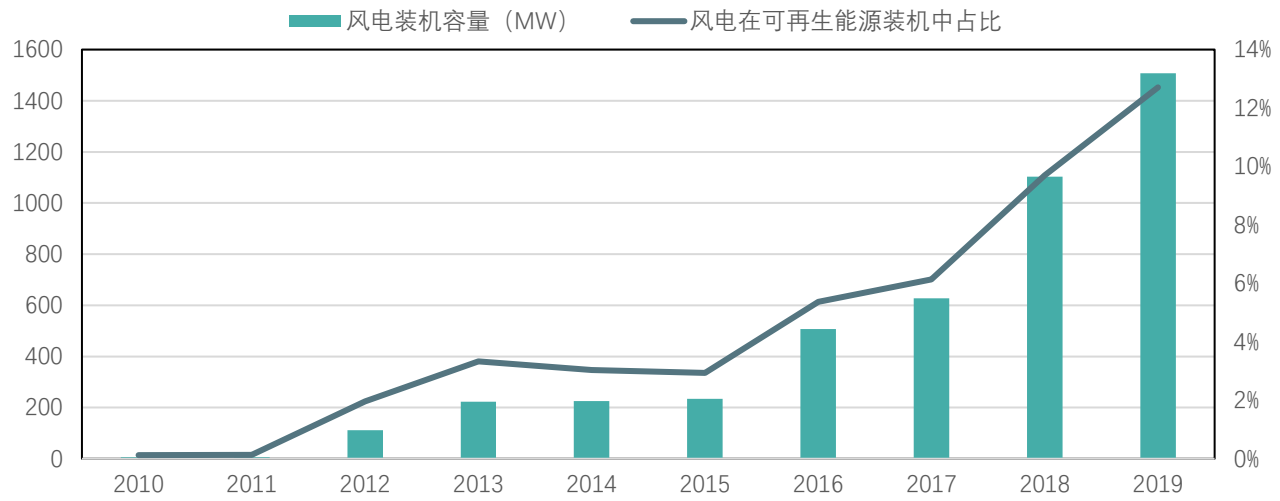


图 5.2-1 泰国风电装机容量及在可再生能源装机占比

5.2.2 开发成本及未来趋势

（1）光伏

参考 2015~2018 年间完成的光伏项目，泰国光伏安装成本（包括设备费用、机械、土建、安装和调试、施工期间的融资和利息以及电网接入设施费用）约为 1268.0USD/kW，运维成本约为 25.4USD/MW/year。计算出泰国光伏项目平均 LCOE 为 85.3USD/MWh。

此外，应当注意到泰国采用购电合同制度。政府的政策交由电网公司执行，购电合同包括基础电价和补贴电价两部分， 而购电合同则成为银行融资的依据。由于合同电价回报高，吸引了大量投资者去申请购电合同，同时出现了购电合同的炒卖市场，合同价格一度高达项目总投资的 35%。在世界其它地区，购电合同的开发成本一般只占总投资额的 5%–10%。

根据统计资料显示，多年来，光伏系统的价格迅速下降。从 2000 年到 2018 年，太阳能光伏组件的成本下降了约 90%，光伏系统的成本下降了约 80%。不同年份组件价格及光伏系统价格统计如表 5.2–1 和表 5.2–2。

表 5.2-1 泰国典型组件成本下降情况（单位：THB/Wp）

Year	1997–1998	1999–2000	2002–2003	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
典型组件成本	180–200			110	70–80	50–60	35–50	25–40	16–22	16–20	16–20
最低成本	–				50–60	35–45	20–25	20–25	15–20	15–17	14–16

表 5.2-2 1997-2018 年泰国光伏系统成本变化趋势（单位：THB/Wp）

Year	1997–1998	1999–2000	2002–2003	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
户用系统（<10 kWp）	210–250		200–220	n/a		90–150	65–100	60–100	52–73	51–64	50–55
商业/工厂(>10–1000 kWp)	--		--			90–150	60–65	50–55	43–57	45–54	35–45
地面电站(>1,000 Wp)	--			110		60–600	40–60	30–50	42–57	41–48	30–40

（2）风电

参考国内 EPC 企业在泰国建设的风电项目进行成本分析，其成本分解明细如下表所示。成本中，设备费用占比为 81.6%，安装费用占比 15.3%，土建费用占比 3.1%。

表 5.2-3　泰国典型风电项目投资

项目	单位	陆上风电
装机容量	MW	24MW
设备	万美元	3060
安装	万美元	572
土建	万美元	116
设计	万美元	0
送出工程	万美元	–
EPC 总价	万美元	3748
单位价格	美元/kW	1562

5.2.3 开发政策

泰国是东盟国家实施上网电价政策最早的国家之一，早在 2007 年泰国就实施了可再生能源上网电价政策。

在泰国第一个官方可再生能源规划：2007–2022 年国家可再生能源发展十五年计划（REDP）中有一个附加方案，附加方案中指出 2007 年泰国开始实施的“溢价电价”：泰国国有电力经销商根据购电协议（PPA），向可再生能源生产商购买电力，在现行批发电价基础上

支付附加费，附加费费率为 8.00 泰铢/kWh。

2013 年国家能源政策委员会（NEPC）达成协议，将政府支持的形式从“附加费”改为使用“上网电价”（FIT），以更贴合可再生能源发电的实际成本。

2017 年，泰国政府推出混合购电协议方案，该方案要求各光伏发电厂商在用电高峰时段提供 98%~102%的购电协议规定负荷，其余时段只提供 66.3%负荷。上网电价定为 3.66 泰铢/kWh。

但自 2018 年以来，泰国宣布暂停太阳能上网电价政策，光伏增速迅速放缓。目前泰国对于地面电站方面并没有太多的政策偏向，对于屋顶光伏有一定的政策引导，如 2018 年住宅屋顶太阳能计划鼓励居民在房屋安装家用太阳能光伏发电装置并允许用户将储存的剩余电量输送到国家电网当中，并得到政府的电价补贴。据泰国能源部消息，为了更好的鼓励和扶持，能源部考虑将现行的民用光伏发电系统并网电价，从目前的 1.68 泰铢/kWh 提高到 2–2.20 泰铢/kWh。

5.3 可再生能源发展面临的问题与挑战

在过去 10 年间，泰国光伏增长较快，且未来仍将作为可再生能源增长的重点支柱，风电项目也呈现较好的发展趋势，但是仍面临诸如政府引导性政策不稳定、源荷空间分布不匹配、产业集聚引领效应不强、技术不完备等问题的制约。

（1）政策延续性不够、实施效果不显著

泰国是东盟国家实施上网电价政策最早的国家之一，早在 2007 年泰国就实施了可再生能源上网电价政策，并在 2013 年及 2014 年对光伏上网电价进行了调整。但自 2018 年以来，泰国宣布暂停太阳能上网电价政策，光伏增速迅速放缓。虽然目前泰国对屋顶光伏有一定的补贴，但过低的上网电价并未能完全激发屋顶光伏的投资积极性。

泰国对太阳能替代能源计划进行了多次修订，以增加长期目标。然而，泰国实行的每一项计划都实行了配额制度。这意味着一旦配额增加，项目就不符合 FIT 奖励条件，这妨碍了 FIT 奖励范围内项目的进一步增加。

泰国新能源的许可和申请流程十分繁琐，增加了项目开发的额外成本，可能会延迟获得 FIT 激励的好处。如在住宅屋顶光伏计划方面，约一半的住宅申请因信息不完整而被拒绝。泰国可再生电力许可和贸易机制的监管过于官僚化，造成了行政障碍，影响了光伏发展的积极性。

（2）新能源资源好，但开发利用制约较多

① 土地资源有限，光伏发展一定程度上受限

泰国从地形上划分为四个区域：北部山区丛林、中部平原的农田、东北部高原的半干旱农田和南部半岛的热带岛屿，国境大部分为低缓的山地和高原。光伏设备需布置在地形较为平坦、无遮掩的地方，根据光伏开发要求，剔除不可利用场地以后，光伏可利用土地面积 39012.0km^2，占国土面积的 7.6%，可开发区域主要位于泰国中部的平原地带。

中部平原区是泰国的政治经济中心和主要粮食产地，土地成本高，并且需要与农业和工业等支柱性产业竞争土地使用权，光伏集中开发难度较大。

② 风电资源距离负荷中心相对较远

泰国风能资源最稳定的地区是南部，尤其是泰国湾一带的宋卡府附近。该区域油气资源丰富，用电负荷较小，已建有较多的燃气电站，风电就地消纳较为困难。宋卡府与泰国负荷中心曼谷附近距离约为 900km，送电距离相对较远，考虑风电利用小时较低及不稳定性，开发风电经济效益较差，降低了风力资源开发的经济可行性。

（3）新能源规模化开发较少，产业化带动不强

泰国现状新能源装机多为 5MW 以下的小型光伏电站，主要集中在沙缴府、华富里府、佛丕府和佛通府等地；规划新能源装机包括 10GW 的屋顶光伏和 2.7GW 的水面光伏。泰国新能源开发总体呈现小型化、分散化形式。

这种开发方式有两个主要问题，一是新能源能源投资集中程度不高，较难吸引规模较大的新能源投资商；二是光伏组建需求对象多，多元化个性化的需求增多，设备厂商在产品生产、储存和周转等方面压力增大。容易带来产业聚集程度低，技术发展相对较慢，产业话语权低竞争力不强等问题。并且泰国地理位置优越，海运便利，在煤、石油等传统能源上具有储量和价格优势，一定程度上也制约了新能源的发展。

（4）技术能力有限，新能源发展一定程度受限

泰国可再生资源技术、装备制造和电力基础设施方面较为落后，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泰国的资源优势转化为能源优势。

由于风、光电具有间歇性、波动性，电站并网以后，或造成电网电压、电流和频率的波动，影响电网的电网质量。泰国在电网调峰的能力有限，一定程度上制约了新能源的发展。

5.4 可再生能源发展规划研究

5.4.1 能源电力需求预测

（1）关键参数确定

泰国 2012 年至 2019 年 GDP、人口、电力消费量、电力消费量弹性系数历史数据如表 5.4–1 所示。

表 5.4-1　泰国 GDP、人口、电力消费量、电力消费量弹性系数历史数据

年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GDP(亿美元)	3976	4203	4073	4013	4134	4563	5065	5437
GDP 增长率	7.24%	2.69%	0.98%	3.13%	3.43%	4.07%	4.15%	2.37%
人口（万人）	6784	6814	6844	6871	6897	6921	6943	6963
人口增长率	0.47%	0.44%	0.44%	0.39%	0.38%	0.35%	0.32%	0.29%
电力消费量(GWh)	173250	173535	177580	183467	189000	188935	191378	197873
电力消费量增长率	8.99%	0.16%	2.33%	3.31%	3.02%	–0.03%	1.29%	3.39%
人均用电量(kWh)	2554	2547	2595	2670	2740	2730	2756	2842
人均用电量增长率	8.47%	–0.28%	1.88%	2.91%	2.63%	–0.38%	0.97%	3.10%
电力消费弹性系数	1.24	0.06	2.38	1.06	0.88	–0.01	0.31	1.43

① GDP 增长率

泰国 GDP 从 2012 至 2019 年均经济增长速度波动加大，增长率大约为 0.98%~7.24%之间，近五年的经济增速 3%~4%左右。2020 年受全球疫情影响，GDP 增速会有所下降，泰国央行预测 2020 年 GDP 增速为–5.3%，因此 2020–2025 年，泰国 GDP 总体增长会呈现一定放缓趋势。结合东盟经济发展整体趋势，预测 2020 至 2025 年，越南 GDP 年均增长率为 2.8%，2025 至 2030 年，泰国 GDP 年均增长率为 3.2%，2030 年至 2040 年，泰国 GDP 年均增长率为 2.7%。

② 人口增长率

泰国 2011 年至 2019 年人口增长率呈逐年下降趋势，2011 至 2019 年人口年均增长率为 0.39%。预测 2020 至 2025 年，越南人口年均增长率为 0.2%，2025 年至 2030 年，越南人口年均增长率为 0.15%，2030 年至 2040 年，越南人口年均增长率为 0.1%。

③ 人均用电量增长率

人均用电量可以在一定程度上反映一个国家或地区经济发展水平和人民生活水平。泰国 2019 年人均用电量 2842kWh，低于世界平均水平。泰国 2011 年至 2019 年人均用电量平均增长率 2.81%，低于经济增长水平，人均用电量水平也低于同等人均 GDP 国家，这与泰国的经济结构和较高的电价有一定的关系。随着泰国新战略的执行及能源结构的调整，人均用电量有较大的增长空间。

④ 弹性系数

根据泰国历史耗电量和 GDP 增速，计算电力消费弹性系数，整体与其发展进程是一致的，但相关性不强，平均弹性系数为 0.92，说明泰国电力发展落后经济发展，电力发展空间较大。

（2）电力需求预测

根据泰国中长期 GDP、人口、人均用电量、电力消费量弹性系数的预测情况，采用电力消费弹性系数法对泰国中长期电力需求预测，结果如下所示。

表 5.4-2　泰国电力需求预测

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	236.3	280.6	377.1
电力增长率	--	3%	3.5%	3%

综合以上分析，本研究泰国电力需求 2025 年、2030 年、2040 年分别为： 236.3TWh、280.6TWh 和 377.1TWh，2040 年的人均用电量 5203kWh，接近发达国家人均用电水平。

（3）最大负荷预测

泰国历史年最大负荷利用小时约为 6500h，近些年逐年降低，但变化幅度不大。按照最大负荷的预测趋势，考虑泰国未来经济增长及产业结构变化，到 2040 年年最大负荷利用小时预计回落到 6350h 左右。据此，用电最大负荷预测如表 5.4–3 所示。

表 5.4-3　泰国用电最大负荷预测

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	236.3	280.6	377.1
最大负荷利用小时数	h	6400	6380	6350
最大负荷	MW	36917	43984	59390

（3）预测结果分析

根据《泰国国家能源发展规划（2018–2037 年）》，2037 年泰国年电量需求 367.5TWh，最大负荷需求 53997MW。

根据本次预测，计算 2037 年泰国年发电量 348.2TWh，最大负荷 54768MW，与泰国能源规划基本相当，其中电量需求低 5.2%，主要考虑了疫情的影响。

5.4.2 可再生能源发展规划方案研究

（1）平衡原则

现状电站优先纳入平衡计算，并考虑机组退役的影响。燃气电站作为主要调峰电源，尽可能考虑新能源的消纳。泰国用电负荷峰值发生在 14 点左右，光伏有一定的容量效应。

（2）电力电量平衡分析

根据电力系统现状和电力需求预测成果，进行泰国电力平衡分析，通过计算，2025 年、2030 年、2040 年，泰国电力系统空间分别为 5716MW、22067MW、56195MW。泰国电力平衡分析成果见表 5.4–4 所示。

表 5.4-4　东盟电力系统电力平衡分析（单位：MW）

序号	项目	2025	2030	2040
1	系统最大负荷	41347	49262	66516
2	备用容量	4430	5278	7127
3	系统需要容量	36917	43984	59390
4	已定装机可用容量	35631	27194	10321
4.1	现状可用装机	35631	35631	35631
4.2	退役可用装机	0	8437	25310
5	电力盈（+）亏（–）	–5716	–22067	–56195

以泰国电力系统 2018 年各能源品种的发电量及可利用小时数，进行泰国电力系统电量平衡分析，计算各水平年泰国电量缺额。通过计算，2025 年、2030 年、2040 年，泰国电量缺额分别为 38.40TWh、124.93TWh、305.80TWh。泰国电量平衡分析成果见表 5.4–5 所示。

表 5.4-5　东盟电力系统电量平衡分析（单位：TWh）

序号	项目	2025	2030	2040
1	用电量	236.27	280.62	377.12
2	可发电量	197.87	155.69	71.32
2.1	燃气	120.70	88.13	22.99
2.2	燃煤	35.62	26.01	6.78
2.3	水电	5.94	5.94	5.94
2.4	进口	19.79	19.79	19.79
2.5	生物质	7.91	7.91	7.91
2.6	光伏	5.94	5.94	5.94
2.7	风电	1.98	1.98	1.98
3	电量盈（+）亏（–）	–38.40	–124.93	–305.80

（3）可再生能源发展方案

本研究分为“现状发展”与“强化发展”两种情景进行泰国新能源发展规划目标制定。

① 现状发展情景

本情景考虑泰国化石能源对外依存度高，退役电源超过 50%，可再生能源发展空间较大，根据泰国能源资源特点，考虑 2040 年可再生能源比例接近目前全球平均水平，2025 年、2030 年和 2040 年泰国非水可再生能源发电占比目标设定为 10%、13%、20%。

② 强化发展情景

本情景考虑泰国燃气电站占比高，调峰能力强，结合其资源特点，可加快风电、光伏的发展，降低天然气的进口和消耗比例。根据 2040 年的可调峰容量，考虑传统电源退役和新能源的增长，2025 年、2030 年和 2040 年泰国非水可再生能源发电占比目标设定为 12%、16%、25%。

通过测算，可得不同发展情景下东盟规划水平年 2025 年、2030 年、2040 年可再生能源发展规模，计算成果详见表 5.4–6。

表 **5.4-6** 可再生能源发电规划目标

类别	现状发展情景			强化发展情景		
	2025	2030	2040	2025	2030	2040
电力需求（TWh）	236.27	280.62	377.12	236.27	280.62	377.12
可再生能源电量占比	13%	16%	22%	15%	19%	27%
非水可再生能源电量占比	10%	13%	20%	12%	16%	25%
电力装机（GW）	51.27	61.08	82.48	51.27	61.08	82.48
可再生能源装机占比	22%	26%	38%	27%	34%	51%
非水可再生能源装机占比	18%	23%	35%	23%	31%	48%

现状发展情境下 2025 年、2030 年、2040 年，泰国非水可再生能源装机占比分别为 18%、23%、35%。强化发展情境下 2025 年、2030 年、2040 年，泰国非水可再生能源装机占比分别为 23%、31%、48%。两种情景下，水电、生物质和进口电力保持不变，主要调整了燃气电站、煤电和核电的发展规模。各种能源的发电量见图 5.4–1。

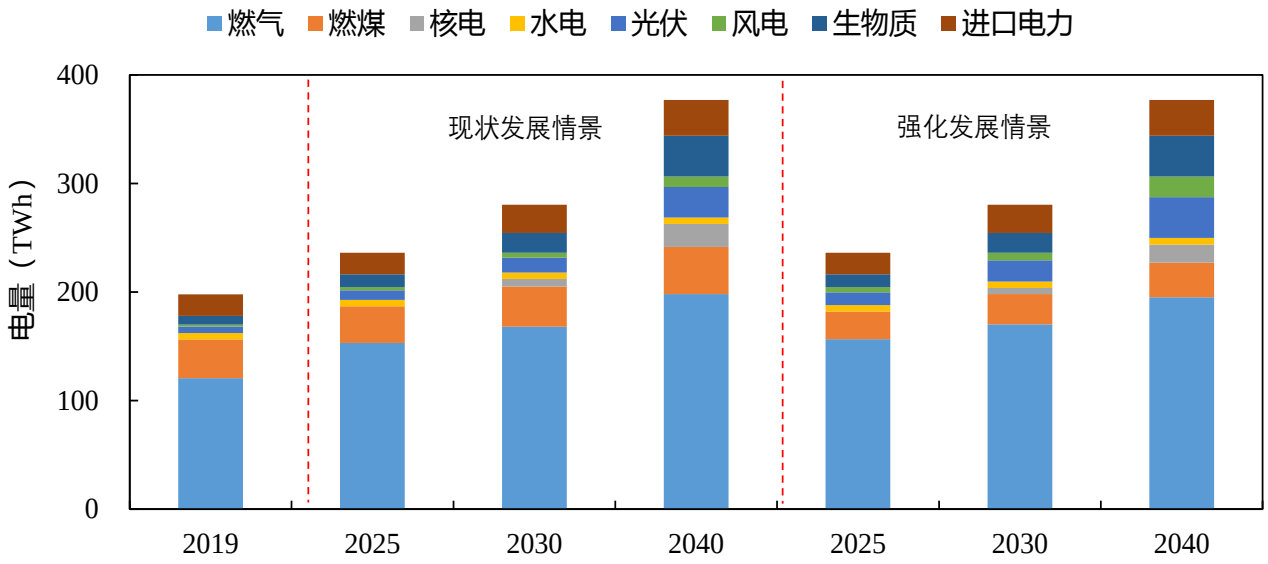


图 5.4 -1　泰国可再生能源发电规划成果图

（4）投资分析

两种情景下不同可再生能源发电类型的投资情况如下所示：

表 5.4-7 现状发展情景和强化发展情景下可再生能源投资分析

能源品种	现状发展情景			强化发展情景		
	2025	2030	2040	2025	2030	2040
风电	6.01	13.60	34.31	16.89	26.52	77.71
光伏	12.91	20.23	51.07	25.95	35.80	72.62
生物质	10.26	27.56	73.86	10.26	27.56	73.86
合计	29.19	61.39	159.25	53.10	89.88	224.19

（5）规划方案评价

《泰国国家能源发展规划（2018–2037 年）》中，2037 年泰国总发电装机容量 77211MW，其中新增装机 56431MW，退役装机 25310MW。非水可再生能源在电量中的占比为 18%，光伏和风电占比 9%；在装机容量中的占比为 32%，光伏和风电占比 20%。

现状发展方案与泰国国家能源规划方案差别不大，可再生能源发展以光伏和生物质为主，风电发展相对较慢，此时电网中的燃气电站和水电站等可调峰容量装机约为光伏和风电装机的两倍。根据电网可承受新能源范围，泰国电网中的光伏和风电比例可进一步提高，以减少化石能源消耗和降低发电成本。

强化发展情景主要考虑泰国光伏和风电资源丰富，具备较大的资源潜力，并且风电资源较

为丰富的区域与燃气电站距离较近，可与燃气电站就近互补，具备较好的风电发展条件。将光伏和风电的电量占比提高 5%后，其装机容量的占比为 39%，与电网中可调峰容量相当。强化发展情景兼顾了电网运行稳定性、本地资源优化利用、综合电价成本较低等优势，考虑泰国退役装机超过 50%，能源结构调整空间较大，可作为泰国未来能源发展方向之一。

5.4.3 实施效果评价

泰国可再生能源发展不仅能加速能源结构调整、改善生态环境，还将促进新能源产业链在东盟的发展，增加相关行业就业人口，促进经济社会的发展。强化情景下，发展可再生能源所带来的社会、经济、环境效益更加显著。

表 5.4-8 现状发展情景和积极发展情景下可再生能源效益分析

类别	现状发展情景			强化发展情景		
	2025	2030	2040	2025	2030	2040
CO_2 减排量（万吨）	248	657	1897	549	1193	3097
SO_2 减排量（万吨）	1.8	4.7	13.5	3.9	8.5	22.0
NO_x 减排量（万吨）	0.8	2.0	5.8	1.7	3.6	9.4
减排烟尘（万吨）	1.0	2.7	7.8	2.3	4.9	12.7
增加就业人数（万人）	1.69	4.57	13.32	3.25	7.61	18.66

5.5 可再生能源发展方向

5.5.1 总体战略部署

泰国可再生能源发展的总体部署是保持生物质能源的传统地位，增加光伏和风电等新能源的占比，逐步实现从小规模分散式开发到大规模集中式发展，加强新能源在泰国能源产业中的地位，促进新能源产业链的发展和技术进步，构建泰国在东南亚新能源发展的中心地位。

（1）发展屋顶和水面光伏，以分布式光伏电站提高新能源占比。近期的发展举措，增强新能源在泰国的能源占比，可进一步研究屋顶光伏的集中运行管理。

（2）研究风电和燃气互补联合发展、农光互补等，推动新能源的规模化发展。结合泰国风电资源区域分布以及已有的电站建设情况，研究风电和燃气联合运行的可能性，以期较为长远的解决泰国的电力能源短缺问题。

（3）完善光伏产业链布局，降低光伏成本。结合泰国分散式的光伏市场，研究新的商业模式，并且增加集中式光伏的规模，进一步吸引光伏的全产业链投资商和设备厂商，完善光伏产业链布局，降低光伏建设运营成本。

5.5.2 具体建议

（1）加大对新能源领域的支持力度

泰国的新能源政策制定及管理职责分散在多个政府部门。国家能源政策委员会、能源部和能源管理委员会都具有政策制定职能，财政部、工业部、内政部和交通运输部等部门也制定相关政策和目标。职责分散、缺少沟通导致新能源政策在实施过程中遇到许多障碍。另外，政策的不稳定也导致了政策的延续性大大折扣。2006 年泰国开始通过政府补贴的方式鼓励光伏项目的发展，2010 年取消这一补贴，2013 年才又重新出台支持太阳能发展的新措施，然而 2018 年又取消了光伏上网电价政策。政府职能和政策连续性有待完善。

总体来看，由于没有强力的新能源政府机构，以及专业的新能源开发企业，在本国天然气资源面临枯竭，现状上网电价较高的情况下，泰国的新能源规划目标为东盟的平均水平，与其能源资源潜力、能源结构调整需求以及新能源的价格竞争力等方面有一定的偏差。建议泰国成立一个强有力的部门协调和监督各部门，以更好地规划、实施和评估新能源政策，并保证政策能顺利的延续下去。

（2）加快光伏产业链发展

泰国目前发展屋顶的光伏政策主要是光伏的分散式应用，成本相对集中式开发较高，需要通过提高设备的国产化程度，降低开发成本。

泰国国内目前有 15 家企业从事光伏产业的相关领域，其中包括 8 家泰国制造商和 7 家国际制造商，年产能约为 4.4GW。泰国的光伏产业链主要是电池和光伏组件制造、安装、运维服务等领域。因此，结合分散式光伏的建设需求特点，可以围绕太阳能领域，配套生产、经营、销售相关联的上下游产业、技术资源等方面，推动分散式光伏的建设。

泰国是世界最大稻米出口国，要作物有水稻、玉米、木薯、橡胶、甘蔗、绿豆、黄麻、烟草、咖啡豆、棉花、棕油、椰子等。可根据农业种植的特点，进一步研究光伏+农业的建设形式，促进产业融合，加快新能源的集中利用。以规模化的光伏建设吸引更多设备厂投资，满足自身需求的同时，辐射周边国家。

（3）风电促进新能源规模化发展

泰国风电资源较为丰富，主要集中在泰国湾一带，包括宋卡府的风能资源较为丰富。宋卡府石油、天然气资源丰富，目前已建较多的燃气发电站。可结合宋卡府丰富的风资源和燃气电站联合开发，就地实施燃气电站和风力发电的互补，风电可以替代天然气发电消耗，燃气电站可调峰平滑风电出力，二者打捆外送至负荷中心，高效利用风力资源的同时，节省天然气的消耗。

在发展水面光伏、农业光伏等规模化光伏的基础上，进一步规模化开发风电，形成泰国新能源规模化发展格局。以规模化提高新能源行业的话语权，带动投资、设备生产、建设运营等全产业链发展，进一步辐射东南亚等周边国家。

（4）加快全国性电网的建设

泰国目前正在大力发展智慧城市计划，旨在融合数字科技、能源、交通三大领域，从而提高本地居民的生活质量。积极发展太阳能，对改善泰国以化石能源为主的能源结构、推进智慧城市建设具有重要作用。但由于光伏、风电等新能源发电具有不稳定性，并网的新能源电站对于电网调峰能力要求较高，大规模发展新能源可能对泰国电网造成冲击。建议在发展新能源的同时，制定与新能源开发配套的电网规划，加强新能源并网管理和运行管理，以提高新能源发电的接地消纳水平。

（5）优化投资环境，引入国际竞争

泰国新能源建设技术水平较低，电站建设大多需要外国公司参与投资建设，评价周期长、审批手续繁琐，是影响开发商投资的一大因素。建议泰国有关部门进一步加大新能源开发优惠政策、简化项目审批手续等，鼓励和吸引国外投资者更多的参与泰国的新能源项目建设，通过国际竞争降低新能源的成本和提高新能源的技术水平。

6 东盟重点案例国分析-越南

6.1 国家概况

6.1.1 社会经济概况

越南位于中南半岛东部，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，越南国土面积33万km2，截至2019年人口约9700万人。地势西北高，东南低，境内四分之三为山地和高原。

越南政府推行革新开放和市场经济转型方针政策之后，越南经济取得较好增长。2000年至2007年越南加入世贸组织前，GDP基本保持7%以上的高增速。2008年后受全球金融危机影响，越南经济增速回落至5%–7%的水平。2019年，越国内生产总值（GDP）约合2660亿美元，人均GDP约合2715美元），GDP总量同比增长7.02%，超额完成了年初提出的增长6.6%至6.8%目标。

除了GDP指标外，2019年越南多个宏观经济指标表现突出，比如工业生产指数同比2018年上涨9.1%；商品与服务零售销售指数同比上涨11.8%；越南国际旅客数量同比大涨16.2%。加工制造业和市场服务是越南经济发展的主要动力，2019年工业和建设业增长8.90%，国民经济贡献率为50.4%；服务业增长7.3%，国民经济贡献率为45%。

越南宏观经济保持相对稳定，通胀率被控制在三年来的最低水平。同时，2019年越南进出口总额破5000亿美元大关，进出口总额增长率分别为7.0%、8.1%（既定目标为7–8%）。越南全年吸引外资380亿美元，为10年来最高水平，实际利用外资203.8亿美元，创历史纪录。

表 6.1-1 2012年~2019年越南宏观经济数据[19]

年份	GDP（亿美元）	GDP增长率（%）	人均GDP（美元）
2012	1558	5.25	1755.3
2013	1712	5.42	1908.6
2014	1840	5.98	2028
2015	1906	6.68	2100
2016	2046	6.21	2215
2017	2276	6.88	2431
2018	2476	7.08	2617
2019	2660	7.02	2715

[19] 越南统计局

6.1.2 自然资源情况

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）化石能源

越南蕴藏较为丰富的油气资源，是东南亚地区第三大石油生产国和出口国，也是东南亚天然气储量最大的国家。越南境内的石油探明储量为 2.5 亿 t，前景储量约 5 亿 t，天然气储量约 5.5 万亿 m^3，已发现的石油和天然气主要分布在东南沿海和红河、湄公河三角洲地区。

越南煤炭资源非常丰富，资源探明储量约 65 亿吨，主要分布在广宁无烟煤矿区、红河平原煤矿区等矿区。煤炭工业是国民经济的支柱产业。2019 年越南煤炭产量为 46137.1 千吨，同比增长 11.6%，其主要用于满足本国发电需求。

（2）可再生能源

① 水能资源

越南全国河流年均径流总量约 8400 亿 m^3，位居世界第 12 位。根据《World hydro potential and development》（2017），2016 年，越南水能资源技术可开发量 123TWh/a，经济可开发量 83TWh/a，已建水电装机 17.0GW，年发电量 52.4 GWh/a，水能资源开发利用率 42.6%。

② 风能资源

越南拥有 3000km 长的海岸线，沿海地区风能资源较为丰富。根据 Global Wind Atlas 风资源分布图，越南中部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，包括内陆面积和海岛，越南中中部（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。根据 GIZ 研究分析，越南 100m 高度平均风速>4.5m/s 的区域风电技术可开发量约 214GW，平均风速>6 m/s 区域风电技术可开发量超过 52GW，具体见表 6.1–2。

越南位于季风气候区，海岸线长达 3000 多公里，具有利用海上风能的巨大潜力。根据越南能源杂志 2020 年 8 月发布的越南非水可再生能源更新报告显示，越南海上风电技术总开发潜力约为 160GW，包括：北部的广宁省 Quang Ninh（11 GW）；河静省 Ha Tinh（4.4GW）；宁顺省 Ninh Thuan（25GW）；平顺 Binh Thuan（42GW）；茶荣省 Tra Vinh（20 GW）。

表 6.1-2 越南陆上风电技术可开发量[20]

风速（m/s）	技术可开发量（MW）			
	北部	中部	南部	合计
4.5 – 5.0	15501	14160	11835	41496
5.0 – 5.5	9258	30450	16200	55911
5.5 – 6.0	2862	43800	18381	65043
6.0 – 6.5	843	23598	10035	34476
6.5 – 7.0	312	7461	2847	10620
7.0 – 7.5	33	3969	651	4650
7.5 – 8.0	6	1629	57	1692
> 8.0	3	792	–	795
合计	28818	125859	60006	214683
合计（>6m/s）	1197	37449	13590	52233

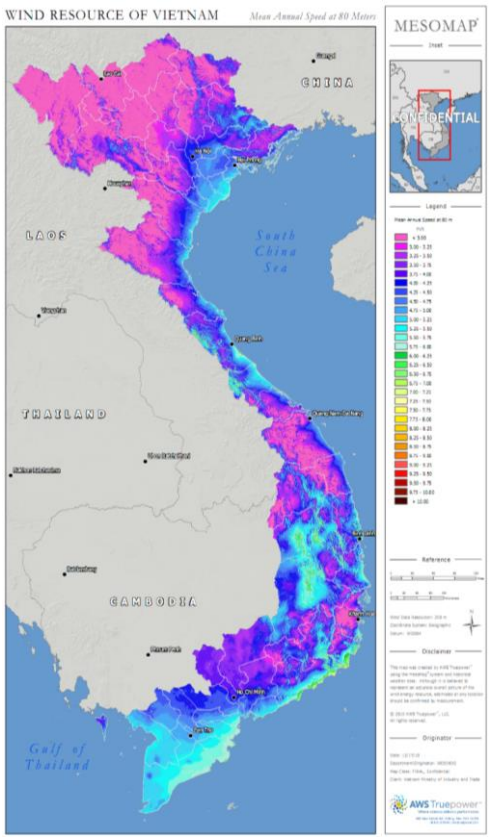


图 6.1-1 越南风能资源分布图[21]

[20] GIZ《Macroeconomic Cost–Benefit Analysis for Renewable Energy Integration》2017

[21] Global Wind Atlas

③ 太阳能

越南位于热带地区，日照时间长，具有丰富稳定的太阳能资源，开发潜力大。根据IRENA2018 年发布的《Renewable Energy Market Analysis (Southeast Asia)》，越南年日照小时数在 2000~2500h 左右，平均太阳能密度为 150 kCal/cm^2，约等同于 4390 万 t 的石油。根据相关研究显示[22]，越南日均太阳辐射量约 4.5 kWh/m^2，太阳能资源丰富地区集中在越南的南部区域，年太阳辐射量可达 1700 kWh/m^2 以上。藩切市、金兰市地区（总辐射≥2000 kWh/m^2）属于太阳能资源 I 类地区，人口中心和首都胡志明市（Bangkok）周边（总辐射约为 1700 kWh/m^2）属于 II 类地区。

根据《东盟国家光伏规模化发展创新模式研究》数据显示，越南光伏开发可用土地面积为 20762.4 km^2，占越南 6.3%国土面积，光伏技术可开发量约 830.5 GW，光伏发电潜力约 982.1 TWh/a，具有较高的光伏开发潜力。

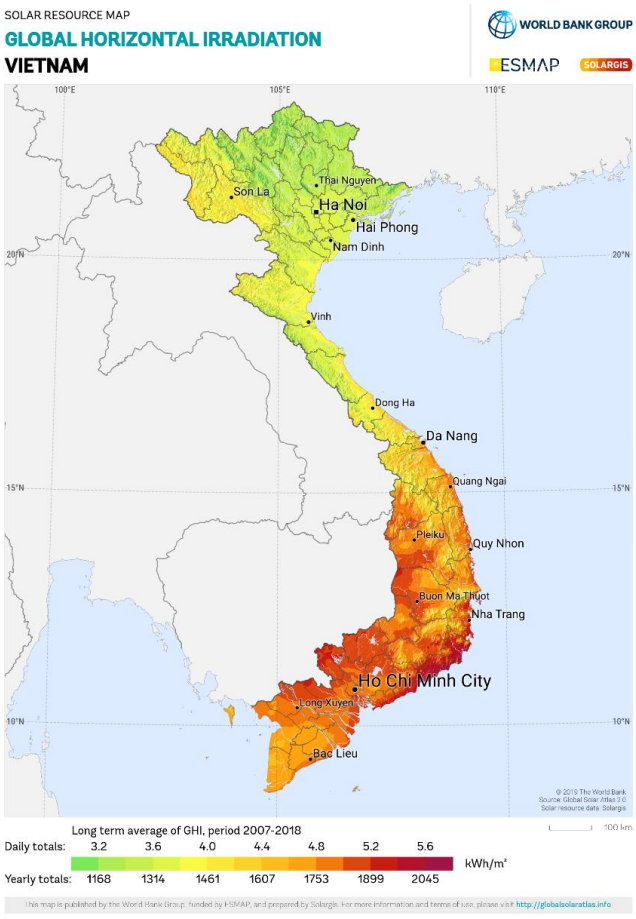


图 6.1-2 越南水平面总辐射量空间分布图[23]

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，温度为 30℃至 148℃。据相关研究预测[24]，越南地热发电潜力为 0.34 GW。

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。据预测，越南生物质能估计有 0.56GW 的开发潜力[25]。

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。据预

[22]东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟国家光伏规模化发展创新模式研究》，2020

[23] SolarGIS

[24]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》

[25]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》

测，越南潮汐能约有 0.1~0.2GW 的开发潜力[26]。

核能：国际原子能机构《2016 年铀资源、生产与需求》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，形成了具有一定经验的铀矿专家队伍。

6.1.3 电力系统概况

（1）装机结构

2019 年，越南发电装机总容量约 55489MW，其中煤电装机容量占装机总容量的 36.52%，共 20267MW；水电装机容量占装机总容量的 37.18%，共 20632MW；燃气发电装机容量占总装机容量的 13.42%，共 7446MW；光伏装机容量占装机总容量的 8.68%，共 4818MW；燃油装机容量占装机总容量的 2.93%，共 1624MW；风电和生物质发电占总装机容量的 1.27%，共 702MW。

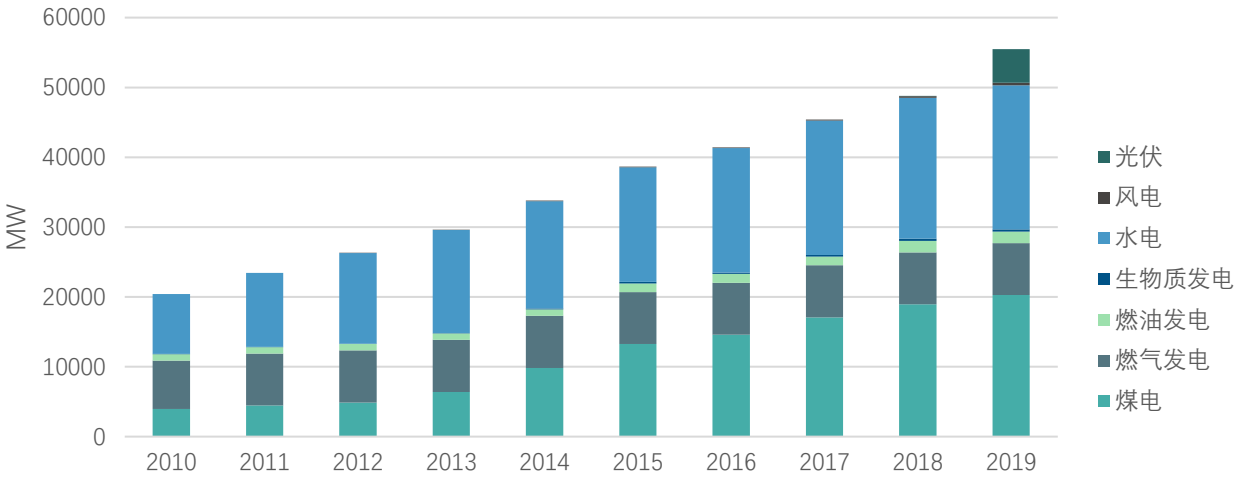


图 6.1-3 越南历年装机结构[27]

（2）发电量结构

2019 年，越南全年总发电量约 236786 GWh，其中煤电发电量占总发电量的 50.75%，共 20267 GWh；水电发电量占总发电量的 27.92%，共 66117 GWh；燃气发电占总发电量的 17.95%，共 42507 GWh；光伏发电占总发电量的 2.03%，共 4818 GWh；燃油发电量占总发电量的 0.89%，共 2114 GWh；风电和生物质发电占总发电量的 0.45%，共 1072 GWh。此外，越南 2019 年进口约 3316 GWh 的电力以满足国内电力需求。

[26]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》

[27] 越南能源研究院

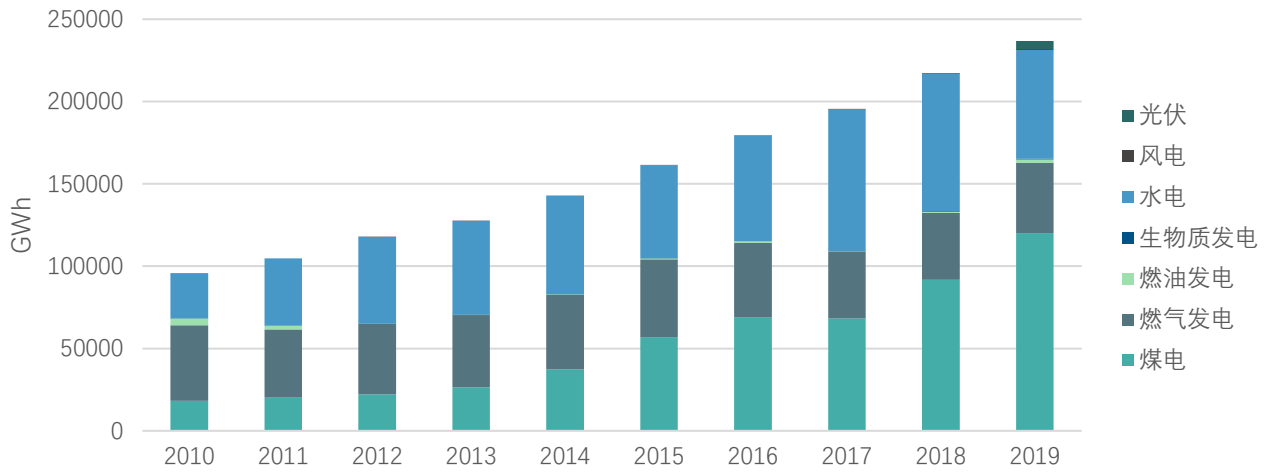


图 6.1-4 越南历年发电量结构[28]

（3）电网概况

越南电网分为北部、中部及南部电网，各个部分有一定的电网互联。截至 2017 年，越南 500 kV 变电站 27 座，容量 29400 MW，500 kV 输电线路长度 7445 km，220 kV 升压站容量 48053 MW，220kV 输电线路长度 17010 km，电网输电能力如图 6.1–5 所示，越南南部电网结构比北部电网强，输电能力更大。近几年光伏、风电等可再生能源的快速发展，局部地区已超过电网的输送能力，出现弃光、弃风现象，比如 Ninh Thuan，Binh Thuan，Dak Lak 等地区。

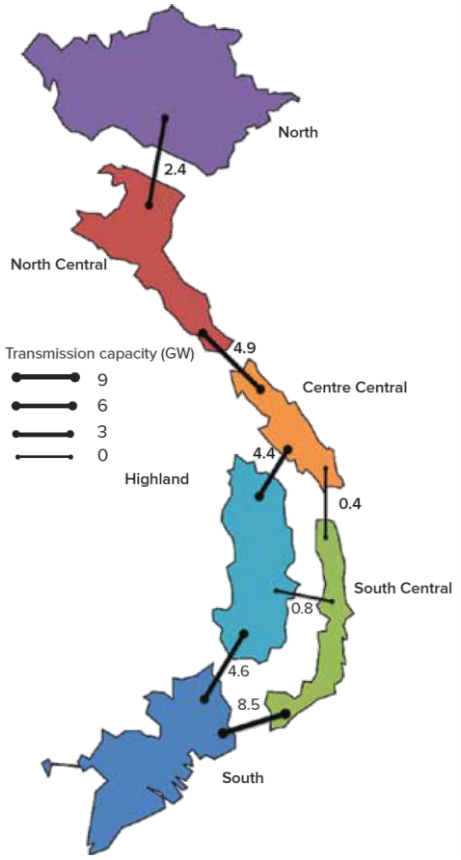


图 6.1-5 越南电网现状（2020 年）[29]

（4）电网互联互通

越南煤炭、水力资源均较丰富，根据越南电力相关规划，越南未来可以实现电力自给自足。随着未来煤电、气电、核电等的持续发展，尤其是煤电的发展，越南水电比重将逐渐缩小，火电占比将增加，具有与周边国家水火互济潜能。未来，越南在东盟电力互联中将扮演水火互济的角色，尤其在汛枯期将发挥更大作用。

[28] 越南能源研究院

[29] 《Vietnam Energy Outlook Report 2019》

目前，越南从中国与老挝进口电力，向柬埔寨出口电力，均以 220 kV 及以下电压等级实现电力联网。根据规划，未来将通过待建工程，进一步加强与周边国家互联规模。

表 6.1-3 越南电网互联项目统计

	项目	投运时间	备注
	老挝 => 越南		
1	Xekaman3–Thanhmy	2013	已建
2	Xekaman1–Pleiku2	2016	
3	Nam Mo–Ban Ve	待定	规划中
4	Luang Prabang–Nho Quan	待定	
	越南 => 柬埔寨		
5	Chau Doc–Takeo–PhnomPenh	2009	已建
6	Tay Ninh–Strung Treng	待定	规划中
	中国 => 越南		
7	云南河口 – 老街	2004	
8	云南猫猫跳 – 河江	2005	
9	云南新桥 – 老街	2006	已建
10	云南马关 – 河江	2007	
11	广西防城港 – 广宁	2005	

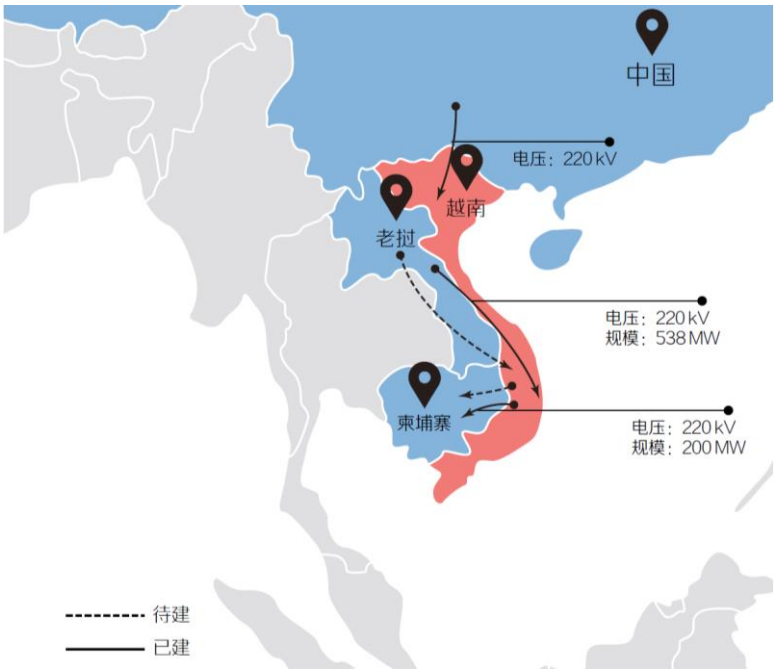


图 6.1-6 越南电网互联及进展图[30]

[30]东盟能源中心，水电水利规划设计总院，《东盟电力互联互通项目进展与展望》，2019

6.1.4 已有电力规划发展

近年来，随着经济快速发展，越南电力供需矛盾日益突出。尽管近年来发电量年均增长12%–13%，但仍供不应求。工业和生活水平的的快速增长使用电量大为增加。过去的十几年，越南工业用电的年均增长率一直都在 2 位数。原本就很紧张的越南电力供需情况，还在出现一步恶化的趋势。据越南产业贸易部的统计预测，到 2021 年，越南电力缺口将达到 66 亿 kWh，2022 年将扩大至 118 亿 kWh，2023 年则将达到 150 亿 kWh。

2016 年 3 月越南公布了“2011 至 2020 年国家电力开发规划（第 7 次电力规划）和 2030 年展望”的调整方案，对全国电力规划做了调整。根据第 7 次电力规划，越南到 2030 年电力需求预测如表 6.1–4 所示。

表 6.1-4 越南电力需求预测

目标	2020 年	2025 年	2030 年
商业用电需求（亿 kWh）	2350–2450	352–3790	5060–5590
自发电和进口电总量（亿 kWh）	2650–2780	4000–4310	5720–6320
总装机量（含进口电量）（MW）	60000	96500	129500

作为多个国际经贸组织成员，越南需遵守协定中清洁发展、控制温室气体排放的要求。与此同时，随着应对气候变化、本国环境保护、清洁发展意识的提高，越南越来越重视发展新的清洁能源。7 号调整规划提出逐渐提高太阳能等清洁能源在各类能源中的比重，指出未来将建设一批抽水蓄能电站发挥调节作用，扶持发展太阳能为代表的新能源装机。

表 6.1-5 越南电力规划中的总装机容量（单位：MW）

类型	2020 年	2025 年	2030 年
水力	21600	24600	27800
风力	800	2000	6000
太阳能	850	4000	12000
燃煤火电	26000	47600	55300
燃气轮机	9000	15000	19000
其他	310	1852	7846
进口	1440	1448	1554
总计	60000	96500	129500

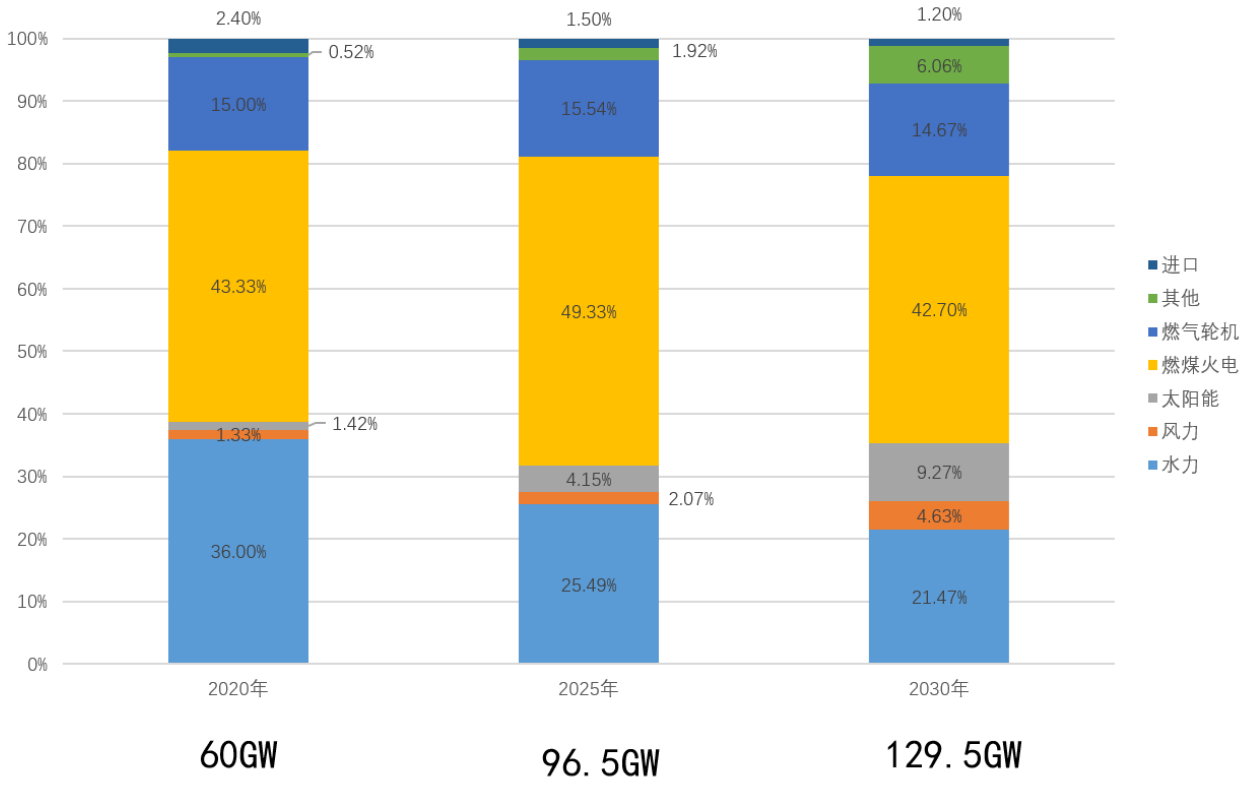


图 6.1-7 越南电力规划总装机容量

越南第 8 次电力规划预计将于 2020 年年底公布，在新版电力规划中，越南光伏装机在未来仍然将保持快速增长趋势，2025 年光伏装机规划目标为分别为 12.8GW，2040 年光伏装机将达到 53.1GW，届时光伏装机占总装机比例将接近 20%。

6.2 可再生能源开发条件

6.2.2 开发现状

（1）光伏

越南太阳能光伏发电自 2017 年以来发展快速的主要原因包括固定电价机制、光伏设备制造成本持续大幅下降、电网全额收购等。光伏发电站在两三年内的装机容量大大超出决策者之前约 800–1000MW 的预期水平，截至 2020 年 6 月，建成投产的光伏发电站有 109 个，总装机达 5053MW。此外，还有约 260 个总容量达 28300MW 的光伏电站项目等待列入国家总体发电规划。

越南已建及规划待建地面光伏电站分布见图 6.2–1，多数位于越南南部区域，主要原因为越南太阳能资源自北向南逐渐增强，并且南部电网结构比北部电网强，具有更大消纳能力。

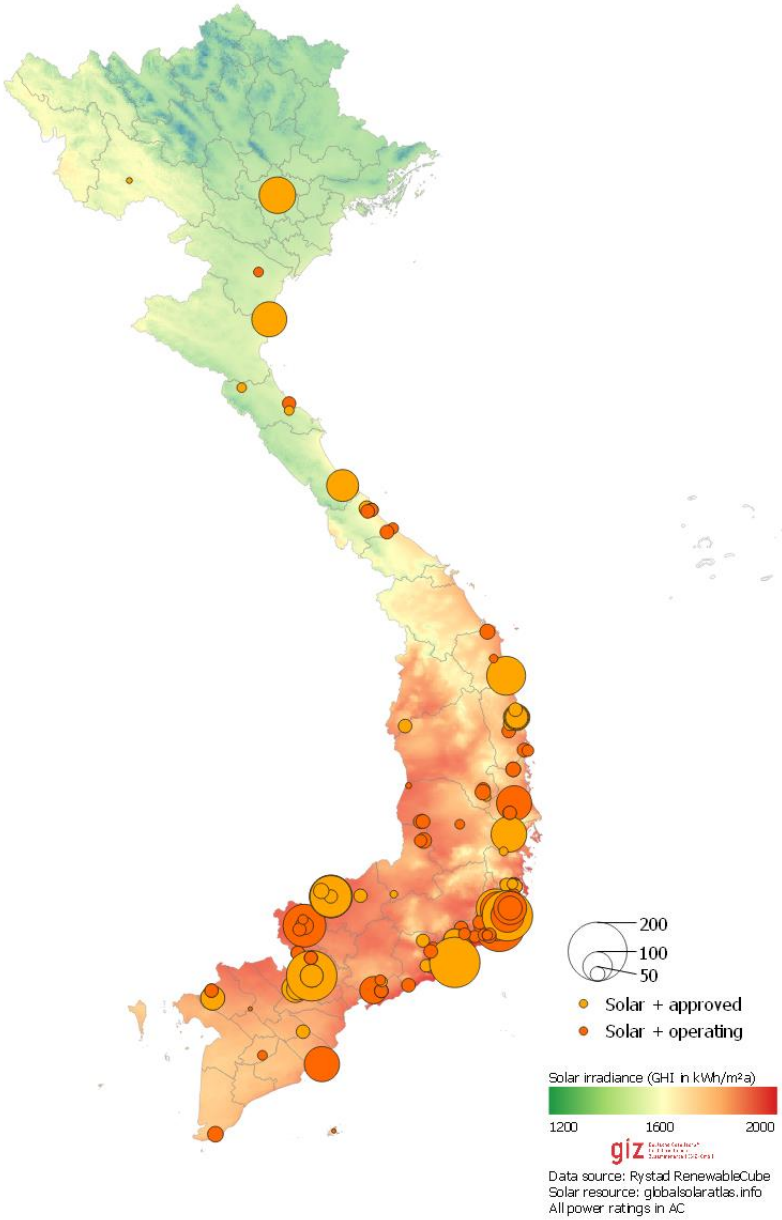


图 **6.2-1** 越南光伏项目布局图（截至 **2020** 年 **7** 月）[31]

此外，越南鼓励发展屋顶光伏发电形式。根据越南电力集团和美国国际开发署越南低碳排放能源计划（V–LEEP）的数据，越南屋顶光伏市场开发状况如图 6.2–2 所示。2019 年越南新增屋顶光伏电站 360.5MW，月平均新增装机容量达 30MW。截至 2020 年 2 月底，越南屋顶光伏电站总装机容量已达 470MW，其中，工业部门占 54%，民用部门占 29%，商业部门占 12%，办公楼占 5%。从地理上看，南部的光伏装机容量为 320MWp，中部为 125.5MWp，北部为 24.28MWp。

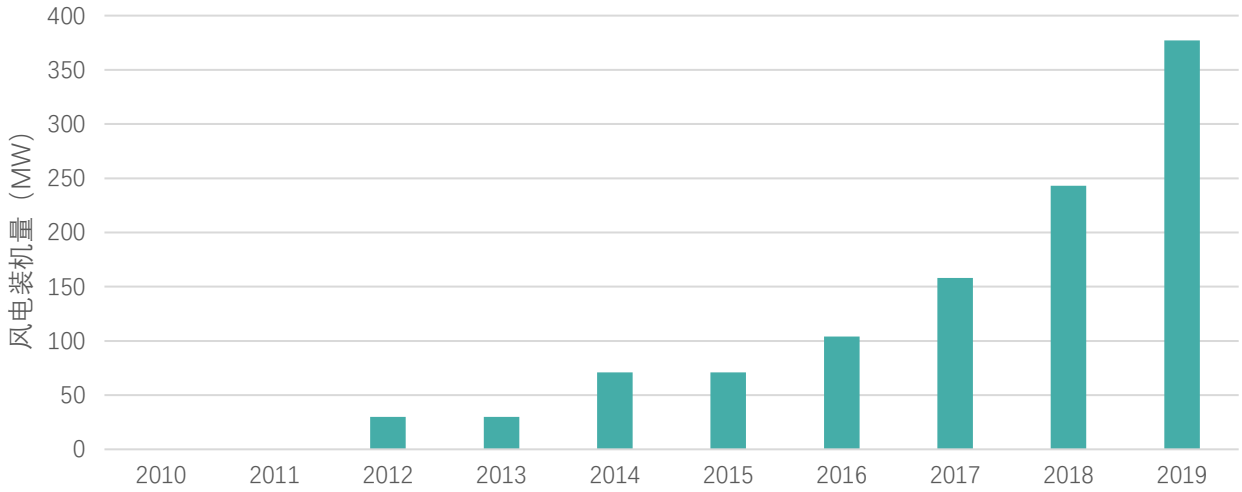
[31] GIZ http://gizenergy.org.vn/en/knowledge–resources/power–sector–vietnam



图 6.2-2 越南屋顶光伏市场开发现状[32]

（2）风电

越南 2012 年风电装机量为 30MW，占总装机量 0.10%，发电量 37GWh，占总发电量 0.03%。截至 2019 年，风电装机量为 377MW，占总装机量 0.68%，发电量 722 GWh，占总发电量 0.30%。根据年国家电力开发规划（第 7 次电力规划），2020 年越南风电规划装机容量为 800 MW。



[32] EVN

图 6.2-3 越南风电历年装机变化图

根据 GIZ 统计，越南规划的规模大于 50 MW 的风电项目分布如图 6.2–4 所示，规划的风电项目主要分布在越南东南部地区。截至 2019 年，越南已有 8 个风电场投入运营，总装机为 303MW，详见表 6.2–1。

表 6.2-1 越南已投入运营风电场[33]

项目	装机（MW）	类型	开发企业	总投资（百万美元）	地点
Binh Thuan Wind Farm (Tuy Phong)	30	陆上	Revn	45	Binh Thuan
Bac Lieu Wind Farm	99.2	海上	Cong Ly Donstruction	260	Bac Lieu
Phu Lac Wind Farm	24	陆上	Evntbw	52	Binh Thuan
Phu Quy Wind Farm	6	陆上	Pv Power	350	Binh Thuan
Trung Nam Wind Farm (Phase 1)	40	陆上	Trung Nam Wind Power	–	Ninh Thuan
Mui Dinh Wind Farm	37.6	陆上	Eab New Energy	57	Ninh Thuan
Dam Nai Wind Farm (Phase1&2)	36.7	陆上	The Blue Circle+Tsv Investment	15	Ninh Thuan
Huong Linh Wind Farm 2	30	陆上	Tan Hoan Cau	63	Quang Tri

[33] Leader Associates

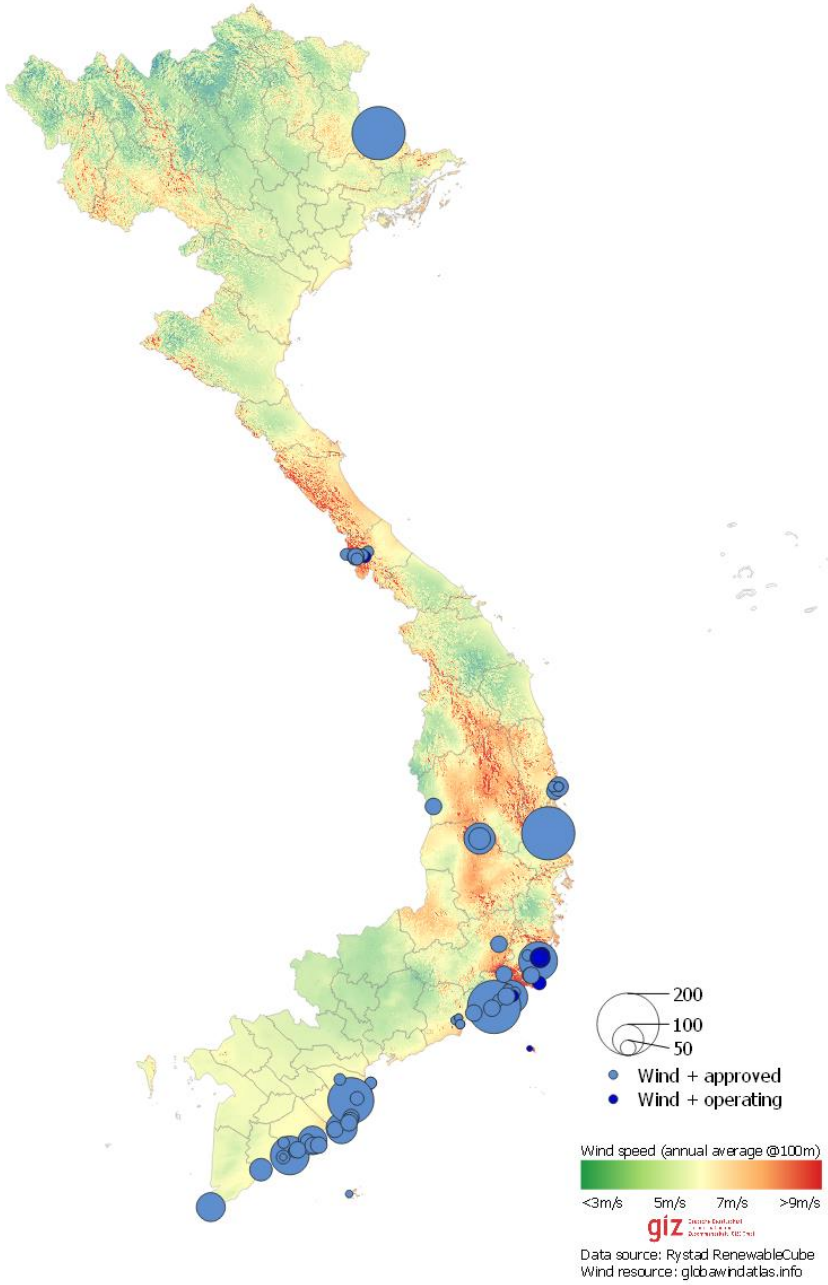


图 6.2-4 越南风电项目布局图（截至 2020 年 7 月）[34]

6.2.2 开发成本及未来趋势

（1）开发成本

参考国内 EPC 企业 2019 年在越南建设的光伏和风电项目进行成本分析，其成本分解明细如下图表所示。

[34] GIZ http://gizenergy.org.vn/en/knowledge-resources/power-sector-vietnam

表 6.2-2 越南典型光伏和风电项目投资（单位：万美元）

项目	地面光伏			陆上风电	海上风电	
装机容量	50MW	50MW	50MW	50MW	30MW	141MW
设备	3287	3337	3668	4320	3050	14000
安装	325	338	241	78	540	2240
土建	716	701	565	1560	2340	11200
设计	55	54	41	42	120	560
送出工程	1	1	1	–	–	–
EPC 总价	4384	4430	4515	6000	6050	28000
单位价格（美元/kW）	877	886	903	1200	2017	1986

对于光伏项目，其中成本占比前三位的分别是：1）设备费用（75.00%~81.27%）；2）土建费用（12.51%~16.33%）；3）安装费用（5.33%~7.62%）。

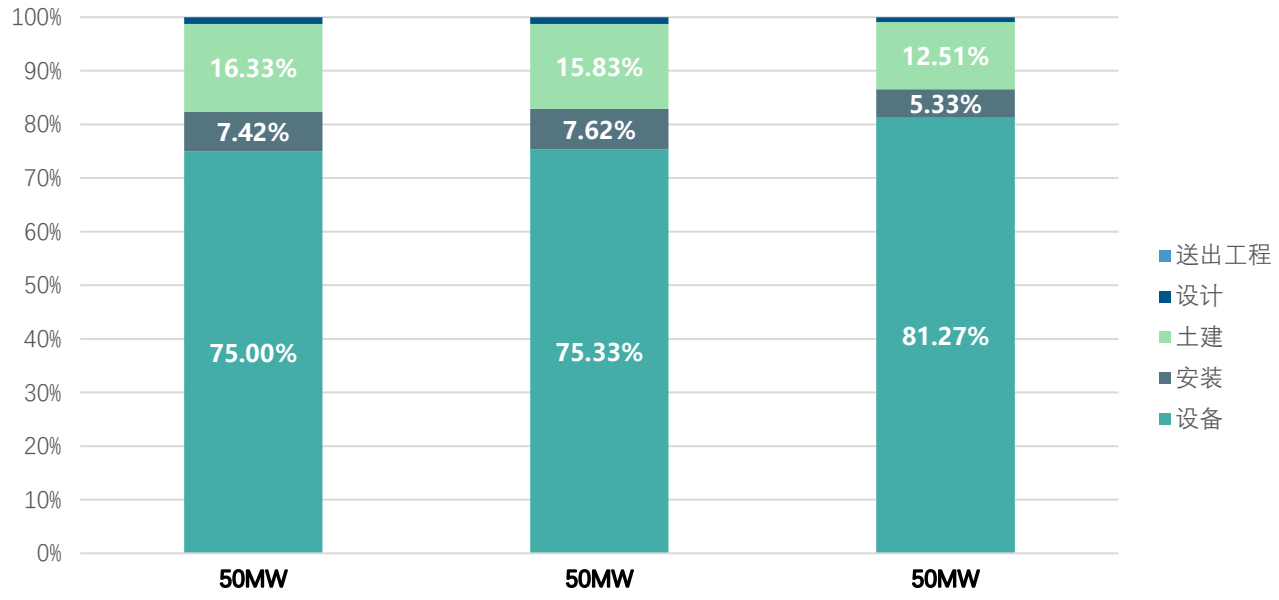


表 6.2-5 越南光伏伏项目成本分析

陆上风电项目，其中成本占比前三位的分别是：1）设备费用（72.00%）；2）土建费用（26%）；3）安装费用（1.3%）。

海上风电项目，其中成本占比前三位的分别是：1）设备费用（50.00%）；2）土建费用（39.00%~40.00%）；3）安装费用（8.00%~9.00%）。海上风电土建费用和安装成本均高于陆上风电项目。

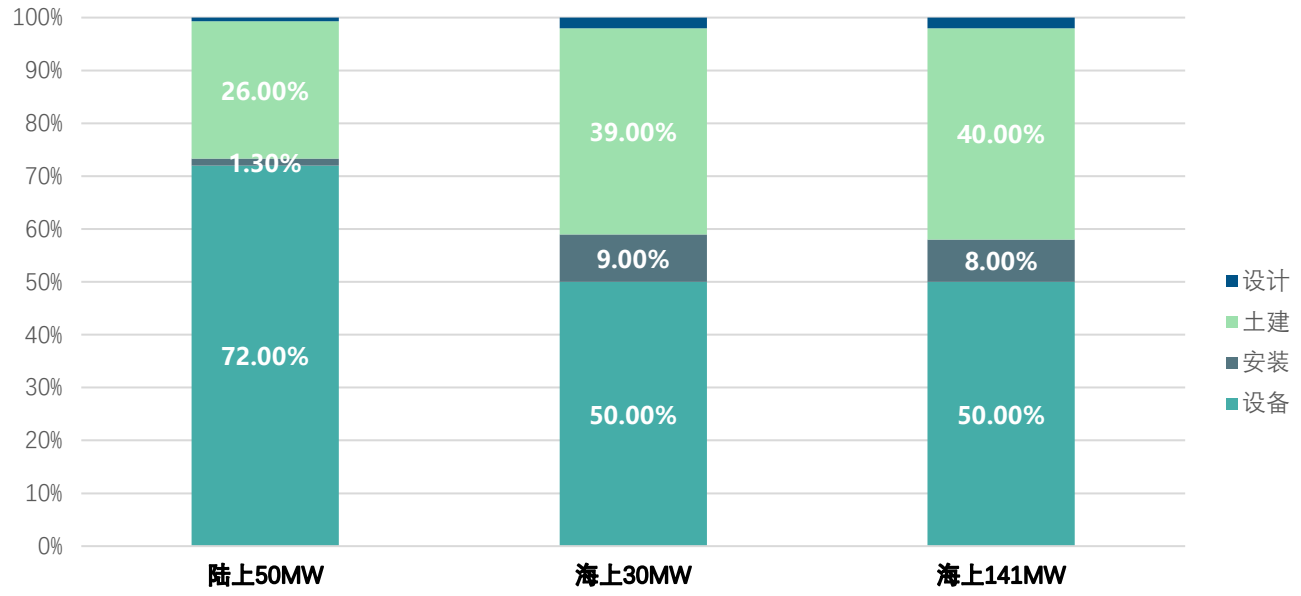


表 6.2-6 越南风电项目成本分析

（2）未来趋势

根据彭博社（Boomberg）统计越南 2014 年下半年至 2020 上半年陆上风电、光伏与煤电 LCOE，可以发现风电与光伏呈逐年降低的趋势，2020 年陆上风电成本开始低于光伏发电。从长远角度看，随着可再生能源技术的提升和规模化发展，可再生能源相对于传统化石能源的竞争力将逐步提升。

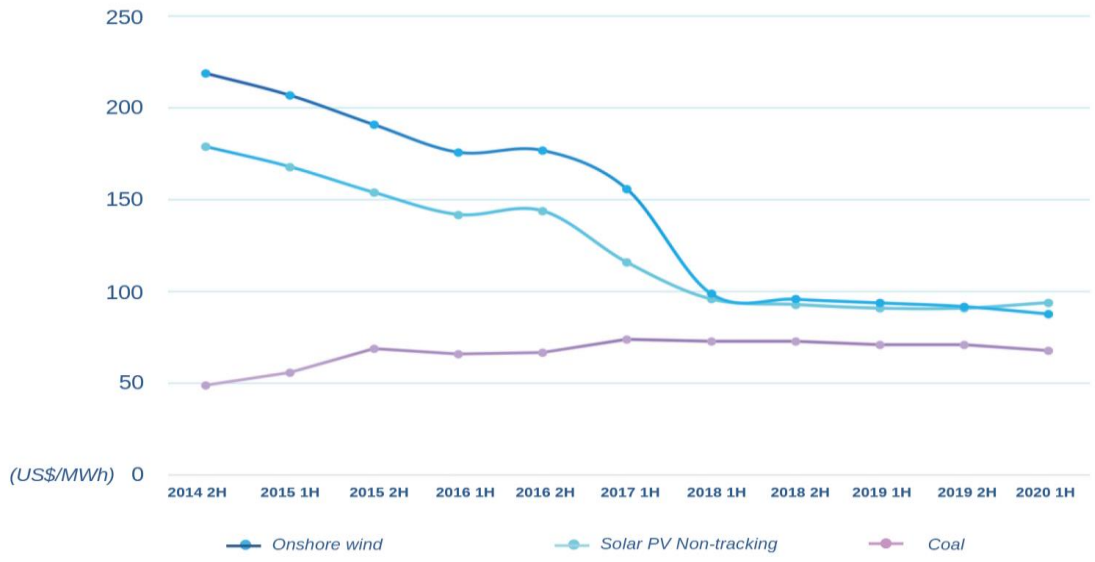


图 6.2-8 越南陆上风电、光伏与煤电 LCOE 历年变化对比图[35]

[35] MDI 《VIETNAM ENERGY UPDATE REPORT》2020

6.2.3 开发政策

为促进光伏和风电的发展，越南政府出台了许多支持政策，尤其是价格支持机制：

（1）上网电价政策

现有风电上网电价政策仍然延续 2018 年 9 月 10 日发布的 39/2018 / QD–TTg 号决定（第 39 号总理决定）中制定的风电上网电价。

2020 年 4 月 6 日，越南总理签署关于支持太阳能项目发展的 No.13/2020/QD–TTg 决议（第 13 号总理决议），自 2020 年 5 月 22 日起生效，光伏上网电价略有下调，但仍延续了越南太阳能发展的鼓励机制。

表 6.2-3 越南现有光伏上网电价水平

类型	上网电价	法律文件
光伏	**地面光伏电站**，7.09 美分（不含增值税），2020 年 12 月 31 日之前投产，PPA20 年 **水面光伏**，7.69 美分 **屋顶光伏**，8.38 美分（不含增值税），2020 年 12 月 31 日，PPA20 年	Decision 13/2020/QĐ–TTg, dated 6 April 2020
风电	**陆上风电**，8.5 美分（不含增值税），2018 年 11 月 1 日之后申请且 2021 年 11 月 1 日前 COD，20 年 PPA **海上风电**，9.5 美分（不含增值税），2018 年 11 月 1 日之后申请且 2021 年 11 月 1 日前 COD 的，20 年 PPA	Decision No. 39/2018/QD–TTg dated 10/9/2018

（2）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。

（3）减免优惠政策

越南投资优惠政策灵活，在地区处于领先地位。越南欧盟商会 2019 年 3 月份公布白皮书中强调，加入世贸组织以来，越南实施法律改革进程，以符合国际标准，为营造更有吸引力的投资和商业环境奠定基础。越南企业所得税税率为 20%，接近东南亚最低水平；投资政府所确定的重点基础设施项目适用“为期 15 年的 10%优惠税率”，以及“四年免，九年减半”等优惠政策；此外越南放宽了外企政策，除银行、电信等特殊行业以外，合资企业可 100%为外资所有。

越南政府于 2019 年 8 月 20 日颁发关于至 2030 年完善体制政策，提升外国投资合作质量成效的 50/NQ/TW 号决议。该决议明确指出，越南今后吸引外资的战略优先方向主要是吸引高新技术、绿色技术、现代化管理、附加值高、带动性强，对打造价值链和全球供应链发挥重要作用的项目。该决议是越南吸引新一代优质外资的重要前提。

6.3 可再生能源发展面临的问题与挑战

目前越南的可再生能源发展还处于一个起步阶段。尽管越南政府对私人投资可再生能源发电制造了积极的政策环境，但是从一次能源消费来看，增长速度最快的还是煤炭、石油等化石能源。

2017–2020 年间，越南的太阳能光伏装机从无到有，用了不到三年的时间已达到了 5 GW，越南的风电发展近几年也有了较大的进展，可以想见，2020–2030 年越南可能迎来能源系统低碳发展的起飞阶段。未来十年，越南在应对能源系统低碳转型的挑战过程中，还需要面对可再生能源大规模发展、电网基础设施发展不配套、政府资金紧张和可再生能源政策稳定和持续性等问题。

（1）可再生能源规模化发展难以缓解越南日益增长的电力需求

截至 2020 年 6 月 30 日，越南建成投产的光伏发电站有 109 个（容量 5053MW）；风电站 11 个（容量 429MW）。2020 年 1–6 月非水电可再生能源并网发电量达 51.87 亿千瓦时，但是仅占电力系统并网总发电量的 4.6%，新能源发电量对于越南电力供应缺口也只是杯水车薪，以 2019 年 8 月 21 日为例，整个越南用电量为大约 7.5 亿 kWh，而光伏发电量仅为 2700 万 kWh，加上其它新能源发电，占比也不值得一提。根据越南经济增长速度，全国用电量保守估计都将每年增加 10%，靠目前新能源的新增装机速度无法满足电力需求。

（2）电网基础设施发展不配套，现有电站发电能力无法完全释放

2019 年光伏井喷式的发电量导致电网严重过载，一些新投产项目面临有电输送不出去的困境。由于众多光伏电站在短期内集中并网发电，越南落后的输电网络出现了严重的过载，在装机最为集中的越南南部的宁顺、平顺两省，部分地区的 110 千伏输变电线路超负荷甚至高达 260%–360%，越南光伏发电市场很有可能出现“限电限发”现象。

据越南国家电力发展规划，2030 年，全国电源装机容量可达 130GW，远远高于目前 4.7 GW 的水平，因此至 2030 年需建设更多发电厂，与此同时也需兴建电力传输和配电基础设施。越南需要努力争取吸引私人对输电网络的投资，在电网侧提升可再生能源消纳能力，电网基础设施发展不配套，现有电站发电能力无法完全释放从而缓解紧缺的电力，是越南政府不得不解决的另一瓶颈。

（3）国内电力发展资金匮乏，新能源项目融资困难

世界自然基金会（WWF）气候变化与能源项目分析认为，2016–2030 年期间，为了满足电力需求，越南电力领域每年需要 78 亿美元至 96 亿美元的资金投入，越南国内资本将很难满足需求。

根据新批准的公共债务管理计划，越南政府将不为新的国内外贷款提供担保。因此，越南政府不太可能提供大笔投资或担保以支撑风力发电场等大型私人融资基础设施。越南本国投资能力不足，吸引私人投资对发展大型风电项目至关重要，目前越南风电投资就主要来自于国际直接投资。越南电力集团（EVN）是越南电力的唯一买方，可其财务状况较不稳定，易受到汇率波动的影响。由于煤炭、石油天然气、汇率等价格波动因素，2019 年 EVN 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，EVN 还背负 97 亿美元巨额债务，未来电力投资也面临考验。EVN 的垄断模式和不稳定性让一些国际开发商、投资商犹豫不决。

（4）可再生能源政策稳定性和延续性

可再生能源鼓励措施未达到投资者预期。2018 年 9 月，越南政府出台关于风电发展机制的第 39 号决定，提出鼓励风电发展的政策措施，并将风电并网价格提高。2020 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 13 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 7.09 美分/kWh 的价格全额购买已并网的光伏发电站所产生的全部电力。虽然 2019 年光伏增加装机迅猛，但 2020 年光伏上网电价有所下调，投资商对于光伏的投资热情可能将有所减退。风电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。

6.4 可再生能源发展规划研究

6.4.1 能源电力需求预测

（1）关键参数确定

越南 2012 年至 2019 年 GDP、人口、电力消费量、电力消费量弹性系数历史数据如表 6.4–1 所示。

表 6.4-1　越南 GDP、人口、电力消费量、电力消费量弹性系数历史数据

年份	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
GDP(亿美元)	1558.2	1712.2	1840	1906	2046	2276	2476	2660
GDP 增长率	5.25%	5.42%	5.98%	6.68%	6.21%	6.88%	7.08%	7.02%
人口（万人）	8980.2	9075.3	9171.5	9267.7	9363.9	9459.7	9554.0	9646.2
人口增长率	1.05%	1.06%	1.06%	1.05%	1.04%	1.02%	1.0%	0.96%
电力消费量(万 GWh)	10.5	11.6	12.8	14.1	15.7	17.3	19	20.9
电力消费量增长率	11.34%	10.2%	10.59%	9.62%	11.8%	9.77%	9.95%	10.0%
人均用电量(kWh)	1173.8	1279.9	1400.6	1519.4	1681.2	1826.8	1988.7	2166.7
人均用电量增长率	10.18%	9.04%	9.43%	8.48%	10.65%	8.66%	8.86%	8.95%
电力消费弹性系数	2.16	1.88	1.77	1.44	1.90	1.42	1.41	1.42

① GDP 增长率

越南 GDP 从 2012 至 2019 年均保持较高速度增长，增长率大约为 5%~7%之间，2018 年和 2019 年连续两年超过 7%。2012 年至 2019 年之间 GDP 增长率平均值约为 6.4%。2020 年受全球疫情影响，GDP 增速会有所下降，前三季度越南经济增速为 2.12%，因此 2020–2025 年，越南 GDP 总体增长会呈现一定放缓趋势。结合东盟经济发展整体趋势，预测 2020 至 2025 年，越南 GDP 年均增长率为 6.2%，2025 至 2030 年，越南 GDP 年均增长率为 6.1%，2030 年至 2040 年，越南 GDP 年均增长率为 5.6%。

② 人口增长率

越南 2011 年至 2019 年人口增长率保持在 1%左右，2011 至 2019 年人口年均增长率为 1.05%。越南自 2014 年以来，人口增长率呈现逐年下降趋势，根据东盟能源中心（ACE）对越南人口增长率预测，2020 至 2025 年，越南人口年均增长率为 0.93%，2025 年至 2030 年，越南人口年均增长率为 0.59%，2030 年至 2040 年，越南人口年均增长率为 0.34%。

③ 人均用电量增长率

人均用电量可以在一定程度上反映一个国家或地区经济发展水平和人民生活水平。越南 2019 年人均用电量 2166.7kWh，低于世界平均水平。但越南 2011 年至 2019 年人均用电量增长率处于 8.48%至 10.65%之间，年均增长率为 9.28%。总体呈现较高增长速度。根据世界银行统计数据[36]，现代社会经济发展较快的发展中国家人均用电量从1000kWh增长到2000kWh，用时多在 5–30 年左右，平均增速多在 3%–12%左右。用时较短增速较快的如中国用时约 6 年，平均增速约为 12.7%；马来西亚用时约 7 年，平均增速约为 10.5%；用时较长增速较慢的

[36]世界银行统计数据

如墨西哥用时约 26 年，平均增速约为 2.7%。

参照上述国家的发展历程预测中长期人均用电量，同时，考虑受新冠疫情影响，未来一段时间越南人均用电量平均增速应适度放缓，但放缓程度不宜过大。2020 至 2025 年，越南人均用电量年均增长率为 8.1%，2025 至 2030 年，越南人均用电量年均增长率为 7.8%，2030 至 2040 年，越南人均用电量年均增长率为 6.2%。

④ 弹性系数

根据越南历史耗电量和 GDP 增速，计算电力消费弹性系数，整体与其发展进程是一致的，越南当前正处于工业化初期，经济发展和电力需求增速较快，近年来对农业的依赖程度逐步下降，工业和服务业在 GDP 中的占比不断提升，产业结构日趋合理化，未来还有很大的发展空间。因此认为中长期的电力消费仍将保持当前的发展势头。随着能源产业的优化、产业结构趋于合理，电力消费弹性系数呈现逐步下降状态。2020 至 2025 年，越南电力消费弹性系数为 1.36，2025 至 2030 年，越南电力消费弹性系数为 1.3，2030 至 2040 年，越越南电力消费弹性系数为 1.15。

（2）电力需求预测

根据越南中长期 GDP、人口、人均用电量、电力消费量弹性系数的预测情况，分别采用人均用电量法和电力消费弹性系数法对越南中长期电力需求预测，预测结果如下所示。

① 人均用电量法

表 6.4-2　越南电力需求预测（人均用电量法）

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	353	529	998
人口	亿	1.02	1.05	1.09
人均用电量	kWh/人	3457	5033	9185

注：人口预测成果采用 ACE 提供的越南人口增长率预测。

② 电力消费弹性系数法

表 6.4-3　越南电力需求预测（电力弹性系数法）

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	340	498	929
增长率	–	8.4%	7.9%	6.4%
弹性系数	–	1.36	1.3	1.15
GDP 增长率	–	6.2%	6.1%	5.6%

从两种方案预测结果来看，人均用电量法略高于电力弹性系数法。结合越南未来经济社会发展趋势，越南未来发展潜力巨大，且目前整体发展趋势较好，综合考虑，本研究越南电力需求采用人均用电量法预测成果，2025 年、2030 年、2040 年，东盟电力需求分别为：353TWh、529TWh、998TWh。

（3）最大负荷预测

越南历史年最大负荷利用小时约为 5400h。按照最大负荷的预测趋势，考虑越南未来经济增长及产业结构变化，2019 至 2030 年，第二产业仍处于高速平稳发展，年最大负荷利用小时预测维持在 5400h 左右；2031 至 2040 年，第二产业已发展至一定阶段，随着第三产业的大力发展，年最大负荷利用小时呈现一定下降，预计为 5300h 左右。据此，用电最大负荷预测如表 4.4–4 所示。

表 6.4-4　越南用电最大负荷预测

项目	单位	2025	2030	2040
用电量	TWh	353	529	998
最大负荷利用小时数	h	5400	5400	5300
最大负荷	GW	65	98	188

（4）预测结果分析

2016 年 3 月越南公布了“2011 至 2020 年国家电力开发规划（第 7 次电力规划）和 2030 年展望”的调整方案，对全国电力规划做了调整。根据第 7 次电力规划，越南到 2030 年电力需求预测如表 6.4–5 所示。

表 6.4-5　越南电力需求预测

目标	2020 年	2025 年	2030 年
商业用电需求（亿 kWh）	2350–2450	3520–3790	5060–5590
自发电和进口电总量（亿 kWh）	2650–2780	4000–4310	5720–6320
总装机量（含进口电量）（MW）	60000	96500	129500

对比本研究中电力需求预测结果和越南“2011 至 2020 年国家电力开发规划（第 7 次电力规划）中电力预测结果可以看出，二者对电力需求预测的结果基本一致，2025 年，本研究的预测结果在越南第 7 次电力规划预测结果范围之内，处于低值水平，主要原因是考虑到 2020 年全球新冠疫情的影响，对各国的经济社会发展都造成了一定的负面影响，GDP、用电需求的增长速度均会在一定时期内出现下滑，随着疫情的逐步控制，GDP、用电需求又会逐步恢复到正常水平，到 2030 年，本研究的电力需求预测结果回到越南第 7 次电力规划预测结果范围的中值水平。

6.4.2 可再生能源发展规划方案研究

（1）平衡原则

平衡计算按越南 2019 年电源现状考虑，根据本次研究中对越南电力需求预测结果进行电力供需平衡分析。电力系统平稳运行的一个基本条件是系统调节能力必须大于负荷的变化，由于风、光的资源特性，新能源出力存在随机性和波动性，各能源品种平衡原则设定如下表所示。

表 6.4-6 平衡原则

		2025 年	2030 年	2040 年
用电量（TWh）		353	529	998
最大负荷利用小时数（h）		5200	5200	5100
最大负荷（GW）		68	102	196
计算取值占机组容量比例	煤电	100%	100%	100%
	燃气发电	100%	100%	100%
	燃油发电	100%	100%	100%
	生物质发电	100%	100%	100%
	水电	90%	90%	90%
	风电	20%	25%	30%
	光伏	15%	20%	25%
	进口电力	100%	100%	100%

（2）电力供需平衡分析

以越南电力系统 2019 年装机容量为基础，参考各能源品种 2019 年利用小时数，进行越南电力系统电量平衡分析，计算各水平年东盟电量缺额。通过计算，2025 年、2030 年、2040 年，越南电量缺额分别为 112TWh、288TWh、758TWh。越南电量平衡分析成果见表 6.4–7 所示。

表 6.4-7　越南电力系统电量平衡分析（单位：TWh）

序号	项目	2025 年	2030 年	2040 年
1	用电量	353	529	998
2	发电量	240.1	240.1	240.1
2.1	煤电	120.2	120.2	120.2
.2	燃气发电	42.5	42.5	42.5
2.3	燃油发电	2.1	2.1	2.1
2.4	生物质发电	0.4	0.4	0.4
2.5	水电	66.1	66.1	66.1
2.6	风电	0.7	0.7	0.7
2.7	光伏	4.8	4.8	4.8
2.8	进口电力	3.3	3.3	3.3
3	电量盈（+）亏（–）	–112	–288	–758

根据电力系统现状和电力需求预测成果，进行越南电力平衡分析，通过计算，2025 年、2030 年、2040 年，越南电力系统空间分别为 26.1GW、64.0GW、169.3GW。越南电力平衡分析成果见表 6.4–8 所示。

表 6.4-8　越南电力系统电力平衡分析（单位：GW）

序号	项目	2025	2030	2040
1	系统需要容量	73.1	109.6	210.9
1.1	负荷	65.3	97.9	188.3
1.2	备用容量	7.8	11.7	22.6
2	可利用容量	49.8	49.8	49.8
2.1	煤电	20.3	20.3	20.3
2.2	燃气发电	7.4	7.4	7.4
2.3	燃油发电	1.6	1.6	1.6
2.4	生物质发电	0.3	0.3	0.3
2.5	水电	18.5	18.5	18.5
2.6	风电	0.1	0.1	0.1
2.7	光伏	1.0	1.0	1.0
2.8	进口电力	0.6	0.6	0.6
3	电力盈（+）亏（–）	–23.3	–59.8	–161.1

（3）可再生能源发展方案

本次研究考虑“现状发展”和“强化发展”两种可再生能源发展情景来制定越南可再生能源发展规划。

① 现状发展情景

现状发展情景按照越南国家电力系统现状情况，并参考越南第 8 次电力规划初稿规划目标，未考虑未来能源结构和政策环境的重大变化。现状发展情景下可再生能源装机占比稳步提高，规划制定 2025 年非水可再生能源装机占比超过 20%，到 2040 年超过 40%。

② 强化发展情景

考虑越南经济的快速增长，电力缺口逐步扩大，而煤炭、石油、天然气等化石能源逐渐枯竭，因此采用更加积极的政策推进非水可再生能源规模化发展，降低火电等传统化石能源装机占比，推动能源结构调整。强化发展情景下可再生能源装机占比快速提高，规划制定 2025 年非水可再生能源装机占比超过 25%，2040 年超过一半的装机为非水可再生能源。

通过测算，可得不同发展情景下越南规划水平年 2025 年、2030 年和 2040 年可再生能源发展规模，计算成果详见表 6.4–9。

表 6.4-9 越南可再生能源规划结果

类别	现状发展情景			强化发展情景		
	2025 年	2030 年	2040 年	2025 年	2030 年	2040 年
电力需求（TWh）	352.6	528.6	997.9	352.6	528.6	997.9
可再生能源电量占比	21.92%	26.09%	26.32%	25.50%	25.60%	42.95%
非水可再生能源电量占比	7.68%	10.90%	14.71%	10.41%	14.13%	25.14%
电力装机（GW）	102.3	146.4	292.6	105.5	151.8	367.0
可再生能源装机占比	47.78%	45.70%	53.89%	51.26%	50.92%	69.18%
非水可再生能源装机占比	23.72%	26.71%	41.72%	27.93%	32.61%	57.49%

由表 6.4–9 可知，现状发展情境下 2025 年、2030 年、2040 年，越南非水可再生能源装机占比分别为 23.72%、26.71%、41.72%。强化发展情境下 2025 年、2030 年、2040 年，越南非水可再生能源装机占比分别为 27.93%、32.61%、57.49%。两种情景下，各种能源的装机量见图 6.4–1。

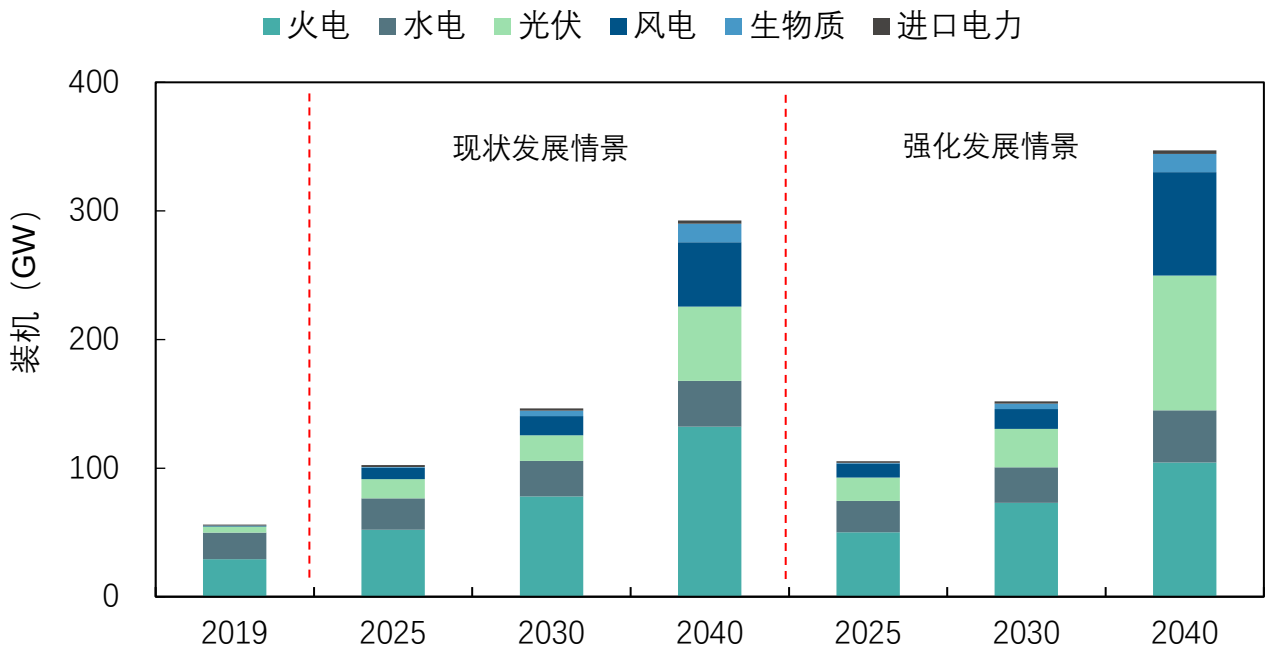


图 6.4-1 越南电源结构分析

（4）投资测算

根据各类可再生能源装机方案，对比目前装机现状，计算未来的增量装机，根据 IRENA 的《Global Renewables Outlook 2020》报告中的可再生能源成本，不同发展情景下新增可再生能源投资汇总见表 6.4–10。

表 6.4-10 不同情景下新增可再生能源投资测算

能源品种	现状发展情景			强化发展情景		
	2025 年	2030 年	2040 年	2025 年	2030 年	2040 年
水电	67.0	90.8	170.9	68.2	122.7	681.6
风电	53.2	82.9	374.5	163.6	186.5	997.6
光伏	73.6	53.3	225.0	92.0	114.2	444.0
生物质	3.2	64.8	144.5	3.2	64.8	126.5
合计	197.0	291.8	914.9	327.0	488.2	2249.7

（5）规划方案评价

2019 年，水电和燃煤发电在越南的电源装机结构中列前两位，分别占比 36.79%和 36.25%。越南第 8 次电力规划初稿中，2025 年、2030 年和 2040 年非水可再生能源装机占比分别为 22.75%、29.64%和 38.23%，2040 年风电和光伏装机占比分别为 18.91%和 17.35%。

现状情景发展规划目标与越南第 8 次电力规划相差不大，2040 年风电和光伏装机占比分

别为 17.09%和 19.75%，水电和火电仍然作为电力系统的支撑电源。

强化发展情景规划下可再生能源占比将进一步提高，2040 年风电和光伏装机占比将分别达到 23.17%和 30.20%。未来随着化石能源的消耗殆尽、水电资源开发接近尾声，风电、光伏等非水可再生能源的开发将成为保障电力供应的重要选择。建议采用更加积极的政策推进非水可再生能源规模化发展，推动能源结构调整，提高风电和光伏装机占比。

随着可再生能源技术的提升和规模化发展，可再生能源开发成本将相对于传统化石能源更具有竞争力，未来越南应进一步加大可再生能源开发力度，至 2040 年将非水可再生能源装机占比提升至 50%以上，发展清洁能源的同时也满足了越南日益增长的电力需求。

6.4.3 实施效果评价

（1）减少碳排放，提高生态和旅游环境

通过新能源发电，可减少越南燃煤进口，改变燃气电站的运行方式，降低利用小时和燃料消耗。可有效减少二氧化碳、氮氧化物、二氧化硫和烟尘等排放，有效降低污染气体和碳排放，提高当地生态环境。

（2）实施新能源替代，减少燃煤消耗和进口依赖

面对来其它煤炭进口大国的激烈竞争，未来越南进口如此大量煤炭将面临许多困难和挑战，世界煤炭供求关系和价格波动将对越南电力行业产生巨大影响，确保越南火电厂燃料供应的压力巨大。通过发展可再生能源，可充分利用已有火电站的调峰能力，减少新建火电站规模，降低对国外电力能源的依赖程度。

（3）扩大风电和光伏设备生产，创造就业机会

越南可通过国内市场带动风电和光伏设备制造的引进的发展，进而辐射到东盟其它国家，形成完善的可再生能源制造产业，带动国内社会经济发展，并可创造数十万就业岗位。

表 6.5-1 不同发展情景下可再生能源效益对比

类别	现状发展情景			强化发展情景		
	2025	2030	2040	2025	2030	2040
CO2 减排量（万吨）	1780	3389	14874	2955	5669	36575
SO2 减排量（万吨）	7	13	54	12	21	132
NOx 减排量（万吨）	7	13	55	12	21	136
减排烟尘（万吨）	1	1	6	2	2	15
增加就业人数（万人）	15	30	130	25	50	319

6.5 可再生能源发展方向

6.5.1 总体战略部署

目前，越南可再生能源产业发展属初级阶段，随着社会经济快速发展，越南的电力环境已经无法满足其快速增长的电力需求，随着能源供应安全和节能减排压力增加，可再生能源发展空间广阔。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，越南可再生能总体战略部署如下：

（1）开展资源普查，制定明确、具体的发展规划。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。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。参考国际可再生能源发展先进经验，结合多层次政府间能源电力宏观规划沟通交流机制，推进清洁能源、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。

6.5.2 具体建议

（1）合理调整可再生能源激励政策，有效助力产业发展

从政策导向来看，2021 越南光伏电站将开始通过竞价方式确定电价。对于大型地面光伏电站而言，竞价政策有利于促进越南光伏成本的进一步下降，同时避免出现发展节奏过快的局面。而对于尚处于起步阶段的分布式光伏和水上光伏而言，可能还需要一定的激励政策。通过

电价激励或者税收等优惠政策吸引水上光伏投资，激励私人及企业开发屋顶分布式光伏，以便按合理的速度扩大规模。

（2）合理把握政策调整和实施的时机，把控光伏发展节奏

光伏产业发展应与用电需求的发展以及电网的消纳能力相匹配。2019 年 6 月 30 日为越南光伏 9.35 美分/kWh 上网电价的截止日期，为了充分享受利好政策，大量光伏电站在上网电价截止前集中投运，光伏装机从 2018 年的 86 MW 激增至 2019 年 6 月的 4.6 GW。光伏电站的“抢装潮”给越南的财政和基础较为薄弱的电网造成巨大压力。应合理把握政策调整和实施的时机，实现政策之间的平稳过度，把控光伏发展节奏，避免出现大规模“抢装潮”，实现光伏发展与国家财政能力、电网消纳能力等的和谐发展。

（3）加强灵活性电源和电网建设，保证电力系统安全、稳定、经济运行

光伏和风电受自然条件影响较大，出力具有较大波动性，目前越南大规模光伏电站的并网大大超过了电网的消纳能力，对电力系统安全稳定运行带来了巨大挑战。需在合理把握发展节奏的同时，从电源端和电网端两个方面入手，减少光伏发电对电网的冲击。电源端方面，通过配套建设抽水蓄能电站、发展风光+储能等增加灵活性电源的比例。电网端方面，一方面应继续加强电网建设，拓宽输电通道，加强电网自身的调节能力；另一方面可开发电网辅助服务市场，提高项目开发企业参与电网调峰的主动性和积极性。

（4）逐步优化补贴退坡政策，减轻国家财政补贴压力

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重要方向。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。

越南随着光伏等可再生能源装机规模增大，国家财政补贴压力也越来越大，不利于产业健康持续发展。为了减轻补贴带来的财政压力，一方面可通过实施补贴以外的其他政策支持可再生能源发展，如税收减免、优化投融资环境等，降低可再生能源开发成本；另一方面可借鉴德国、美国、日本、中国等国家可再生能源发展的成熟经验，结合地区资源、消纳、新技术应用等条件，逐步实施补贴退坡政策，减轻国家财政补贴压力。

（5）化项目审批手续，优化投融资环境以吸引投资

发展可再生能源需要越南政府、各部门、行业同步采取措施并制定每个行业、领域税收、费用、资本、技术、市场、规划、发展战略等机制。因此，应支持信贷机构获取长期、优惠成本或制定分享信贷利率机制，从而为绿色行业、领域提供长期和优惠利率的信贷。

越南国家银行应发挥主导作用，继续实施信贷政策，以推动信贷机构的活动和实现绿色增

长目标。此外，需要努力解决越南银行的复杂且浪费时间的鉴定过程，简化项目审批手续，优化投融资环境，提高投资商的项目吸引力。

（6）结合可再生能源开发条件，制定相适应的发展规划，以示范项目为抓手，推动发电成本下降

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。

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。

（7）围绕可再生能源领域，配套相关产业链，加强电源建设技术合作

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。

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，推动电源项目建设。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。

7 下一步建议

（1）可再生能源资源优化利用

发展可再生能源是应对气候变化、加速能源转型的重要措施，也是新冠疫情下刺激经济复苏的主要手段。东盟国家可再生能源资源禀赋优异，开发潜力巨大，应充分发挥东盟的资源禀赋优势，进一步加大可再生能源开发利用，提高可再生能源在能源结构中的比例。

互联互通，发挥东盟总体优势。进一步完善各国间电力互联项目，尤其是印尼、菲律宾与中南半岛的互联项目，以及文莱、新加坡与他国间的电力互联项目。在东盟电力互联体系下，将柬埔寨、缅甸、泰国、越南等开发条件较好的国家的可再生能源发电在整个东盟区域进行优化配置和消纳，充分发挥东盟的总体优势。

多措并举，促进可再生能源发电消纳。在电源端，配置抽水蓄能、电化学储能、水力发电、燃气发电等调峰电源，配合可再生能源运行，提高电力系统的调峰能力。在电网端，加强电网升级改造，提高电网灵活性，并充分利用分布式可再生能源+储能为主的微电网。在用户端，发展电供暖、电力制氢、电动汽车等对电力需求较为灵活的用户端电力需求，充分挖掘需求侧灵活性潜力。

（2）推动实施政策激励

适当推行上网电价政策，特别是对于水上光伏、屋顶光伏等尚处于起步阶段的可再生能源应用形式。结合技术进步及产业发展规模适时调整政策，避免补贴对财政造成压力。对于大规模电站，尝试推行竞拍机制，合理制定竞拍规则。在电网条件允许的情况下，可推行可再生能源全额保障性收购政策。研究制定符合国情的土地、税费、融资等方面的激励政策，优化投资准入条件，保证可再生能源的投资吸引力。合理把握政策调整和实施的时机，实现不同政策之间的平稳过度，合理把控可再生能源发展节奏。

（3）推动可再生能源成本下降

合理规划，积极布局上下游产业链。有序规划风电、光伏等设备产能，布局上下游产业链，增加设备国产化，促进新能源成本下降。加强国际合作，充分吸纳欧美、中国等可再生能源发展较好的国家的发展经验，充分利用国际已有技术力量和产业积累，优化投融资环境，鼓励和吸引更多的投资者在东盟国家投资新能源产业，利用国际力量进一步推动可再生能源成本下降。

参考文献

国家可再生能源中心. 国际可再生能源发展报告 2018. 2018

水电水利规划设计总院. 提高海外可再生能源投资份额的政策和市场机会研究. 2020.

水电水利规划设计总院.中国可再生能源国际合作报告 2019. 2020.

ACE. ASEAN Plan of Action for Energy Cooperation (APAEC): 2016–2025. 2015.

ACE. The 5th ASEAN Energy Outlook 2015–2040. 2017.

ACE, CREEI. ASEAN Power Cooperation Report (Highlights). 2017.

ACE, CREEI. ASEAN Feed–in–Tariff (FiT) Mechanism Report. 2018.

ACE, CREEI. The Present Layout and the Prospect of ASEAN Power Interconnection Projects. 2019.

ACE, CREEI. The Roadmap for Innovative Scale Development of Solar PV in AMS and the Suggested Application. 2020

GIZ.Macroeconomic Cost–Benefit Analysis for Renewable Energy Integration. 2017.

IEA. World Energy Outlook 2019. 2019

IHA.World Hydro Potential and Development. 2017.

IMF. World Economic Outlook Update. June 2020.

IRENA, Renewable Energy Statistics 2020, 2020.

IRENA. Renewable Energy Market Analysis: Southeast Asia. 2018.

IRENA, Renewable Power Generation Costs in 2019, 2020

MDI. Vietnam Energy Update Report. 2020.

MOIT. Vietnam Energy Outlook Report 2019. 2019.

REN21, Renewables 2020 Global Status Report, 2020

Thailand Ministry of Energy. Thailand Power Development Plan 2018–2037 (PDP2018). 2019.

World Bank. Global Economic Prospects. June 2020.

World Bank Group. The Role of the Public Sector in Mobilizing Commercial Finance for Grid–Connected Solar Projects: Lessons Learned and Case Studies, 2019.



2020年11月 | 水电水利规划设计总院编