

新能源电力市场开发指引

中国出口信用保险公司

客户管理和市场开发部

2022年6月

目录

一、 全球新能源行业趋势	5
(一) 全球光伏行业趋势.....	5
(二) 全球风电行业趋势.....	7
(三) 全球储能行业趋势.....	11
(四) 全球氢能行业趋势.....	14
二、 重点区域新能源机遇	25
(一) 东南亚.....	25
(二) 欧亚地区.....	32
(三) 欧洲.....	37
(四) 拉丁美洲.....	47
(五) 中东(西亚北非)地区.....	54
三、 重点国别新能源机遇	62
(一) 越南.....	62
(二) 菲律宾.....	67
(三) 柬埔寨.....	73
(四) 孟加拉国.....	76
(五) 巴西.....	82
(六) 哥伦比亚.....	89
(七) 波兰.....	98
(八) 阿尔及利亚.....	105
(十) 乌兹别克斯坦.....	121
四、 大业主合作机遇	126
(一) Enel.....	126
(二) 维斯塔斯(Vestas).....	129
(三) ACWA Power.....	135
(四) Iberdrola.....	142
五、 主要融资银行及合作建议	145
六、 项目险产品匹配新能源业务模式	147
(一) 单项产品的服务模式.....	147
(二) 产品组合对业务的支持.....	148
(三) 具体案例.....	152
七、 合作建议	158
(一) 做好国别风险研判, 发挥企业引领作用.....	158
(二) 充分发挥利用中资企业优势, 打好组合拳.....	158
(三) 共同挖掘大客户开发机会.....	159

前言：随着全球经济绿色转型的发展大势，各国新能源行业的新变革和新机遇正不断涌现。我国在宣布碳达峰、碳中和目标的同时，承诺将加强绿色国际合作，共享绿色发展成果。习近平总书记在政治局新年首次集体学习会议上强调，实现碳达峰碳中和，是贯彻新发展理念、构建新发展格局、推动高质量发展的内在要求，是统筹国内国际两个大局作出的重大战略决策。

中国信保高度重视业务绿色化转型，公司领导在年度会上强调要着力推动绿色转型，积极开拓绿色市场，更好适应形势变化、抢抓发展机遇、防范潜在风险，扎实稳妥有序推进绿色金融建设，重点加大对光伏、风电、生物质等可再生能源业务的支持力度。

为落实公司巡视整改相关工作，贯彻落实公司年度工作会议相关要求，中国信保客户管理和市场开发部聚焦公司年度重点工作，瞄准绿色低碳转型机遇，从国别、行业两个维度双向发力，发挥市场前瞻引领作用，由部门多个处室组成课题小组完成《新能源电力市场开发指引》。第一部分为全球新能源行业趋势及开发潜力；第二部分选取5个有较大潜力的新能源重点区域就机遇及开发潜力进行梳理；第三部分选取10个有潜力、有机遇的新能源重点市场进行深入分析，发挥市场开发作用，向市场传导趋势信息；第四部分选取4家有较大影响力的大型商业主体就合作机遇进行分析研判；

第五部分介绍新能源领域合作潜力较大的银行；第六、七部分就市场开发过程中常见的中国信保产品匹配模式及更好支持企业新能源业务提出相关建议。《指引》旨在充分整合利用资源，持续提升服务能力，助力企业抓住战略机遇，积极开拓绿色市场，把握主动权、下好先手棋，抢抓新能源市场机遇。

在撰写过程中，借鉴了多家企业的宝贵经验，在此表示衷心感谢。

新能源市场情况不断发生变化，我部将适时对《指引》内容进行更新和调整，也欢迎企业和金融机构同仁对《指引》的更新提出宝贵意见。同时，受到诸多条件限制，《指引》难免出现纰漏，也请大家批评指正。

一、全球新能源行业趋势

（一）全球光伏行业趋势

太阳能光伏发电以其清洁、安全、取之不尽、用之不竭等显著优势，已成为发展最快的可再生能源。开发利用太阳能对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设均具有重要意义。

近年来全球光伏装机容量保持迅猛增长趋势。2018 年全球新增光伏装机容量为 99.3 吉瓦，2019 年新增装机容量为 98.4 吉瓦，2020 年新增装机容量为 126.8 吉瓦，保持迅猛增长态势。近 10 年来，全球光伏累计装机容量已经自 2011 年底的 73.75 吉瓦增长到了 2020 年底的 713.97 吉瓦¹，年均增长 28.7%。到 2020 年底，全球光伏累计装机容量占可再生能源总装机容量（含水电）比已高达 25.5%，预计未来还将继续维持增长。

截止 2020 年底，从洲别上看，光伏装机容量主要集中在亚洲（57.0%）和欧洲（22.9%）；从国别上看，光伏装机容量主要集中在中国（35.6%）、美国（10.6%）、日本（9.4%）、德国（7.5%）和意大利（3.0%）。从近年来新增装机容量角度看，增长潜力较大的国别分别为美国、越南、日本等国。

光伏电价成本呈现逐年下降趋势。随着技术进步与规模化效应增强，光伏平准化度电成本(LCOE)持续走低，固定式

¹ 数据来源：国际可再生能源署 IRENA 《Renewable Capacity Statistics 2021》报告。

光伏电站的 LCOE 从 2010 年的 362 美元/兆瓦时下降到 2020 年的 47 美元/兆瓦时。而根据彭博新能源财经报告《大型地面光伏电站系统成本深度解构》的数据，2020 年融资成本最低的光伏项目 LCOE 范围为 23-29 美元/兆瓦时，阿联酋、智利、巴西、中国、澳大利亚和西班牙的光伏项目 LCOE 都能低至这一水平²。

世界各国光伏行业政策引导不断加强。全球主要国家都认识到，发展绿色能源至关重要。各国对光伏的发展出台多项政策积极引导，从刺激光伏大规模发展到降本增效，不同国家针对自身光伏发展情况制定出台相应的政策措施。从传统光伏老牌市场的美国、西欧到新兴市场的越南、东欧、中亚等地区，各国政府无一例外都出台了相关支持政策，包括光伏投资税收抵免（ITC）、新能源补贴政策（FIT）、差价合约机制（CFD）等。

光伏产业聚集度提高，产能逐步扩大。全球光伏市场一直处于超预期增长的发展进程。而中国依旧是光伏行业电池、组件等制造的核心国家，产能和产量均占全球的 70%左右，成为独一无二的世界光伏产业龙头，而国内光伏企业也呈现“强者恒强”的局面。虽然 2021 年中国的光伏市场发展不及预期，但海外市场呈现高速增长，进而拉动制造端产能逐步扩大，产量保持快速增长，我国多晶硅、硅片、电池、组

² <https://news.bjx.com.cn/html/20201221/1123969.shtml>

件产量在 2021 年前三季度同比增长 24.1%、54.2%、54.6% 和 58.5%。

（二）全球风电行业趋势

1. 风电历史发展情况

风能作为一种清洁而稳定的可再生能源，是可再生能源领域中技术最成熟、最具规模开发条件和商业化发展前景的发电方式之一。目前，全球已有 100 多个国家开始发展风电。在当前全球大力提倡发展低碳经济的背景下，得益于风电技术进步和成本持续下降，风能正逐步成为绿色新能源中不可或缺的成员。

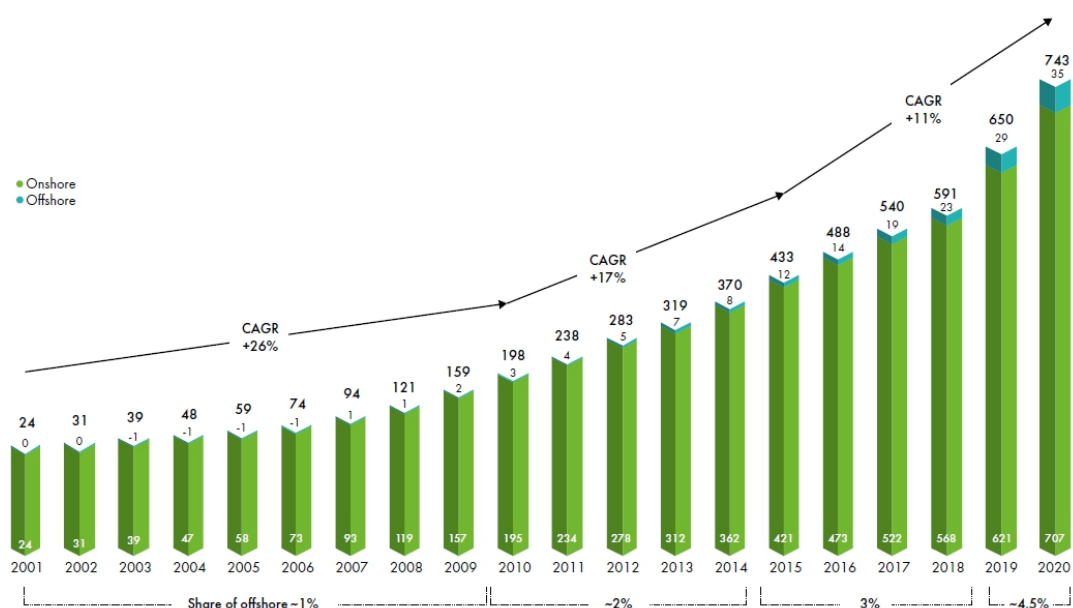
资源方面，地球上的风能资源十分丰富，多集中在沿海和开阔大陆的收缩地带，如美国的加利福尼亚州沿岸和北欧一些国家。世界气象组织于 1981 年发表了全世界范围风能资源估计分布图，按平均风能密度和相应的年平均风速将全世界风能资源分为 10 个等级。其中 8 级以上的风能高值区主要分布于南半球中高纬度洋面和北半球的北大西洋、北太平洋以及北冰洋的中高纬度部分洋面上。大陆上风能则一般不超过 7 级，其中以美国西部、西北欧沿海、乌拉尔山顶部和黑海地区等多风地带较大。

成本方面，全球范围内，风电度电成本总体呈现下降趋势，陆上风电降本趋势尤为显著。陆上风电度电成本将有望下降至传统燃料发电之下，根据 Energy-Intelligence 杂志

汇总的数据（以美国数据为例），风电从成本峰值到 2020 年降幅达 50%以上，新能源中仅次于太阳能光伏的 88.2%，从平准化度电成本（LOCE）来看，目前陆上风电成本仅次于天然气，海上风电由于建造成本等原因度电成本仍然较高，但目前已进入相近的成本区间并呈现逐步下降的趋势。预计到 2050 年，陆上风电成本降幅达 33.3%，降至 3.6 美分/千瓦时，海上风电成本降幅达 48.5%，降至 5.3 美分/千瓦时，风电成为成本仅次于太阳能光伏的清洁能源。

近二十年，全球风电发展迅猛，累计装机容量从 24 吉瓦增至 743 吉瓦，年复合增长率超过 20%。2020 年以来，尽管受新冠疫情的影响，全球风电新增装机仍然受中国和美国等大国市场的拉动而创新新高。2020 年，全球新增装机容量 93 吉瓦，同比增长 14.3%。

Historic development of total installations (GW)

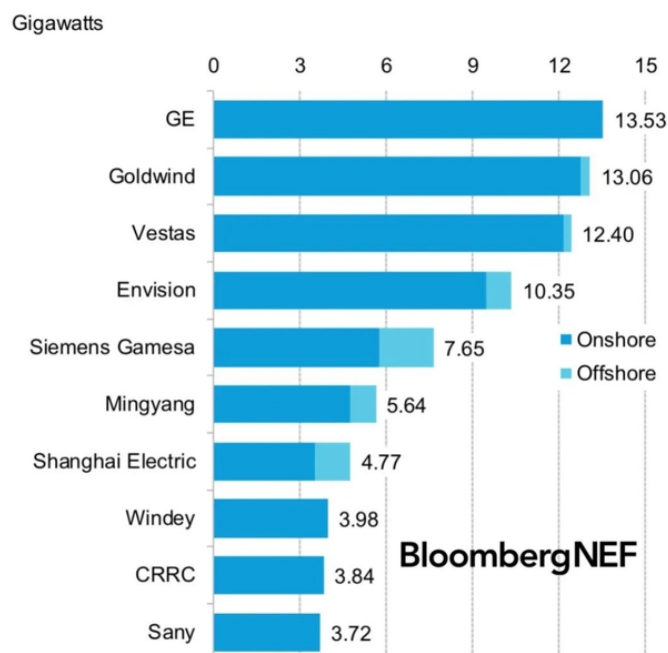


数据来源：GWEC 全球风电报告

分类型来看：过去 20 年，全球陆上风电从 2001 年的 24 吉瓦增长到 2020 年的 708 吉瓦；海上风电从无到有，2001 年仅为 0.1 吉瓦，2020 年增长到 35 吉瓦。截止 2020 年底，全球陆上风电装机累计装机容量为 708 吉瓦，海上风电装机容量为 35 吉瓦，分别占全球风电累计装机容量的 95%和 5%。

根据彭博新能源财经的数据，通用电气、维斯塔斯等传统风电整机制造商排名依然靠前。伴随着中国风电市场的强劲增长，中国风电整机商也迅速崛起，2020 年，中国风电新增吊装容量达到创纪录的 57.8 吉瓦，6-10 名均被中国企业包揽。由于其较强的海外市场订单获取能力，金风科技和远景能源相比其他中国整机商更具国际竞争力，跻身排行榜前四，且新增吊装容量都突破 10 吉瓦。

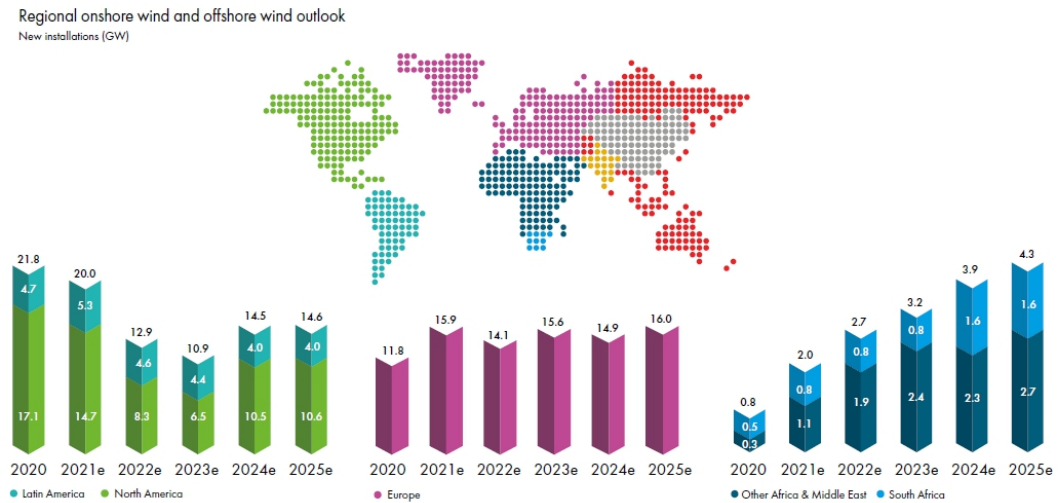
BNEF2020年全球十大风电整机制造商陆上及海上风电新增装机容量 (GW)



2. 风电未来发展方向

(1) 行业政策持续支持，助力风电市场保持平稳增长

风电是未来最具发展潜力的可再生能源技术之一，具有资源丰富、产业基础好、经济竞争力较强、环境影响微小等优势，是最有可能在未来支撑世界经济可持续发展的能源技术之一，各主要国家与地区都出台了鼓励风电发展的行业政策。根据全球风能理事会预计，2021-2025 年全球新增风电装机容量 469 吉瓦，亚洲、北美洲及欧洲仍是推动风电市场不断发展的中坚力量。

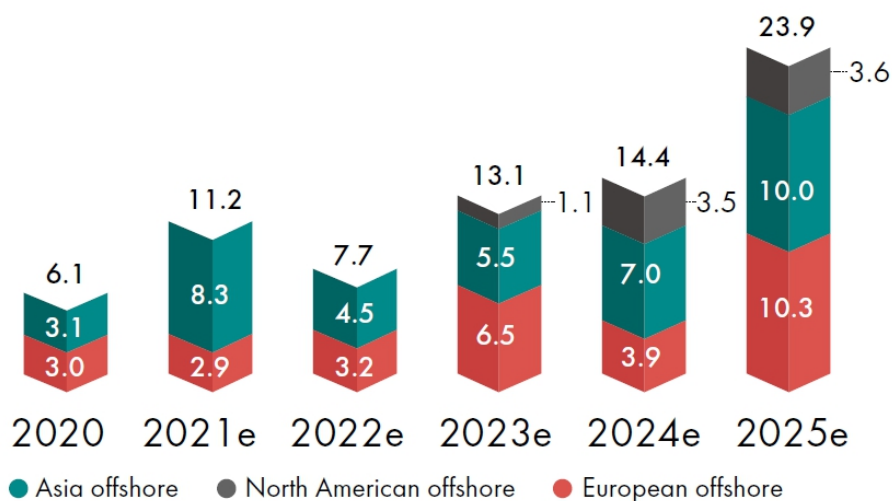


数据来源：GWEC 全球风电报告

(2) 海上风电细分市场先天优势明显，市场发展潜力巨大

现今全球风电开发仍以陆上风电为主，但海上风电具有资源丰富、发电效率高、距负荷中心近、土地资源占用小、大规模开发难度低等优势，被广泛认为是发电行业的未来发

展方向。鉴于海上风电发展对可再生能源产业的重要性，海上风电成为各国推进能源转型的重点战略方向，各主要国家制定了积极的长期目标。未来五年，海上风电将在全球范围实现快速增长。



数据来源：GWEC 全球风电报告

（三）全球储能行业趋势

1. 储能行业发展背景

全球可再生能源发电的增长和扩大是能源领域在过去十年中取得的最大成功之一：随着世界各国和企业加快“脱碳”进程，全球在 2050 年左右实现“碳中和”的前景令人期待。实现碳中和的关键是转换能源结构，提升非化石能源的发电比例。根据国际能源署预测，全球光伏和风能在总发电量中的占比将从目前的 7% 提升至 2040 年的 24%。然而，伴随着这一成功，通过适当整合可变的可再生能源（如太阳能和风能）来维持高效和有效的电网是一个挑战。随着可再生能源渗透率的提高，维持电网的稳定性及可靠性变得越来

越有挑战性，成本也越来越高。鉴于此，储能行业发展的必要性也越来越强，一方面，可再生能源如光伏和风电具有明显的季节性和波动性，其发电占比提升势必影响电力系统的稳定。尤其是许多发达国家电网设施相对陈旧，无论是电网侧还是用户侧，配备储能可以确保电网的稳定性；另一方面，随着可再生能源占比越来越高，弃风弃光现象将越来越严重，可再生能源发电端配备储能可以增加发电时长，减少弃风弃光率。

2. 储能行业技术类型

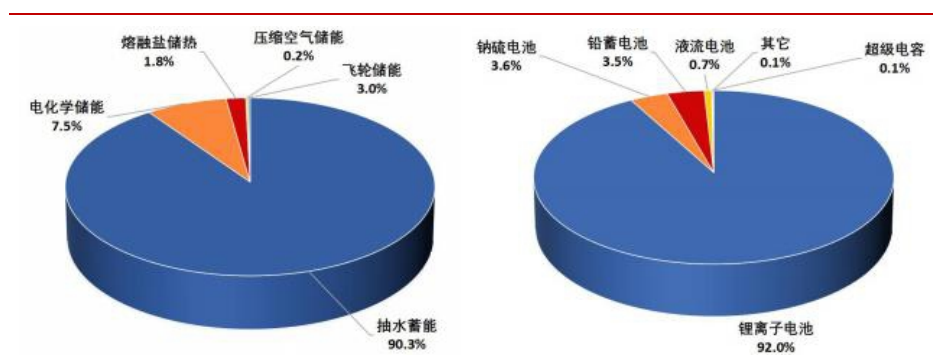
根据中国能源研究会储能专委会/中关村储能产业技术联盟（CNESA）全球储能项目库的不完全统计，截至 2020 年底，全球已投运储能项目累计装机规模 191.1 吉瓦，同比增长 3.4%。其中，抽水蓄能的累计装机规模最大，为 172.5 吉瓦，同比增长 0.9%，占比 90.3%；电化学储能的累计装机规模紧随其后，为 14.2 吉瓦，占比 7.5%；在各类电化学储能技术中，锂离子电池的累计装机规模最大，为 13.1 吉瓦，占比 92.0%，具体分布见下图。

图 1：全球储能行业与电化学储能装机规模分布图

数据来源：CNESA 全球储能项目库

总体而言，传统储能以抽水蓄能为主，这是最传统的储能解决方案之一，但其发展潜力受到合适的水电和场地可用性的限制。但相对于当前和未来的需求，大多数国家大幅增加抽水蓄能容量的能力是有限的，全球抽水蓄能容量占全球总储能的份额正在稳步下降。相比之下，绝大多数新的储能项目使用电池储能，这一市场受到快速发展的电池技术、电池成本的稳步下降以及可再生能源发电本身成本的降低的推动。

除此之外，压缩空气、氢气等储存技术都在进一步完善和发展。其中，压缩空气储能技术通常部署在大型地下洞穴中，目前已应用于我国和美国的调峰和能源转换项目。氢气技术凭借在能源储存和运输部门的使用灵活性以及对关键金属低依赖性，正逐步成为许多国家实现减碳目标的关键部



分。目前，对氢气储存的研究和开发仍处于相对早期的阶段。

3. 储能行业主要市场

目前，全球储能行业较活跃的市场除我国外包括美国、德国、澳大利亚等。

美国方面，2020年12月，美国国会通过了2.3万亿美元的综合支出法案以及《更好的储能技术法案》，授权10.8亿美元用于2021至2025财政年度的储能研究、开发和示范；2021年11月6日，拜登政府签署《基础设施投资和就业法案》，授权60亿美元用于支持电池储能行业的供应链发展。根据美国储能检测报告，2021年，美国储能装机容量预计将达到14.6吉瓦时，比2020年多10.8吉瓦时。到2026年，美国年度储能装机容量预计将比2020年增长9.3倍。

德国方面，德国联邦经济事务部正在资助和支持各种储能技术，如机电储能、电力储能、机械储能（抽水蓄能）和高温储热。2020年联邦政府共资助117个电化学储能项目，资助金额为1623万欧元。

澳大利亚方面，澳大利亚政府近期发布了《综合系统计划草案》。其中表示，到2032年，在国内电力市场中，超过一半家庭将拥有屋顶太阳能，到2050年上升到65%，大多数系统都有储能作为补充。到2050年，国内电力市场预计需要45吉瓦装机容量的储能设备。

（四）全球氢能行业趋势

当前，在全球能源转型过程中，氢能的角色价值日益凸

显。氢能作为优良的二次能源载体，具有来源多样、适应性强、用途广泛、能量密度大等多种优势，因此氢能利用被视为已有能源系统的新型优化补充方式。化石能源、可再生能源以及氢电二次能源网络的互联互通将会成为未来能源利用的发展趋势。

1. 全球氢能需求巨大，前景乐观

据 IEA 数据显示，全球每年氢产量约 1.17 亿吨，其中 6900 万吨为专用制氢产能，4800 万吨为副产品制氢。2020 年，全球氢气需求量达到 9000 万吨，几乎全部用于工业炼油和化学应用，95% 的氢气通过化石燃料生产，给全球带来了近 9 亿吨二氧化碳排放量。由于化石燃料制氢会产生高碳排放，生产的氢成为灰氢。在天然气制取灰氢的基础上，加装 CCUS 设备获得的氢称为蓝氢。通过光伏、风电等可再生能源制取的氢称为绿氢，该过程中不产生碳排放。目前灰氢制取成本约为 0.8-1.8 美元/千克，蓝氢成本约为 1.5-2.5 美元/千克，绿氢成本高达 3-9 美元/千克。当前全球制氢技术正在清洁转型，但进度较为缓慢。

国际氢能委员会联合主席伯努瓦·波捷表示，氢能已成为许多经济体碳中和投资计划的核心要素。全球范围内有大量氢能项目正在筹备中，预计到 2030 年，全球氢能领域投资总额将达到 5000 亿美元。世界能源理事会预计，到 2050 年氢能在全全球终端能源消费量中的占比可高达 25%。能源、

化工、制造企业之间的跨界氢能合作蓬勃兴起。氢燃料电池汽车市场逐渐火热。氢动力火车、船舶、卡车等新兴重型交通工具的研发掀起热潮。如韩国现代汽车投资约 7.6 万亿韩元（约合 64 亿美元）用于和氢相关的研发和设施扩建。2021 年 7 月，现代汽车宣布，与现代电器能源系统公司合作开发专用于移动发电机和替代海事电源供应解决方案的氢燃料电池包。

2. 氢能尤其是绿氢成本将快速下降

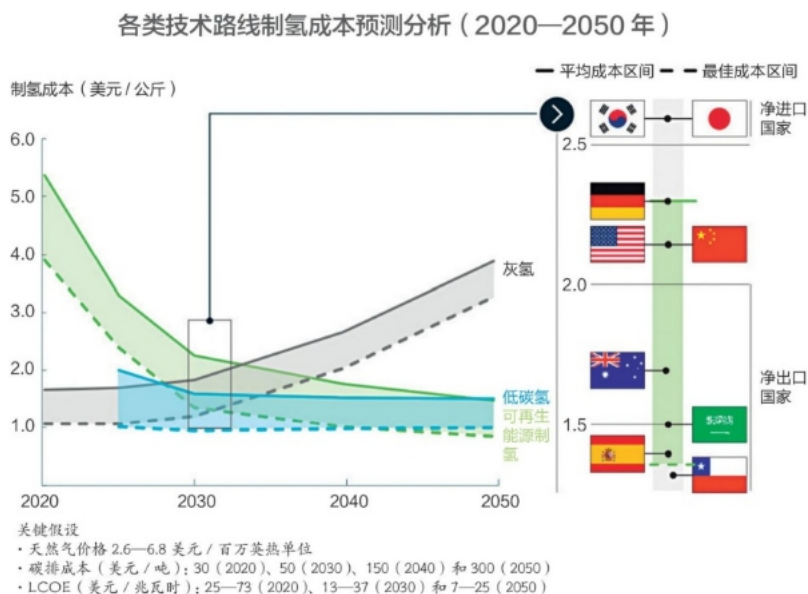
可再生能源制氢的生产成本正以超预期的速度快速下降。随着全球绿氢项目的快速扩张，产业规模化效应将逐渐呈现。到 2030 年，可再生能源制氢项目中电解槽、电源和整流器、干燥/净化/压缩设备等核心设备的投资成本预计将从目前的 1120 美元/千瓦下降至 200-250 美元/千瓦。同时设备运输、安装和装配（电网连接）、建筑成本（用于室内安装）以及项目开发、现场服务和试运行等间接成本也将随着行业规模化发展而有所下降。

可再生能源发电成本（LCOE）、电解槽成本及部署规模、电解槽技术是影响绿氢制取成本（LCOH）的关键因素。可再生能源发电成本是制氢成本的主要构成部分，占比达到 60-70%。到 2030 年，由于全球范围内可再生能源项目的大规模部署，可再生能源电力成本将持续降低，达到 1.04-2 美分/千瓦时。全球来看，清洁能源资源禀赋优越地区和国

家的度电成本下降幅度较大，包括澳大利亚、智利和中东等，未来将有望成为全球氢能供应中心。高盛认为，中东、拉美、澳大利亚和伊比利亚可能成为绿氢的主要出口地区，中欧、日本、韩国和中国东部部分地区可能成为绿氢的主要进口地区。

同时，电解槽成本也将加速下降，绿氢将很快具备经济竞争力。就全球总体而言，当前绿氢成本仍然高于“化石能源+碳捕捉（CCS）”制氢技术，但到2035-2040年，绿氢成本将低于加装CCUS技术的煤制氢和天然气制氢成本，使得绿氢成本与蓝氢成本相当；到2045-2050年，绿氢成本将低于煤制氢和天然气制氢成本，真正实现与灰氢平价。预计到2050年，在巴西、中国、印度、德国和斯堪的纳维亚地区，绿氢制取成本将低于当地2019年天然气基准价格，但考虑到全球碳价机制不断推广实施以及天然气储备逐步降低等因素，未来天然气价将呈持续上升态势，绿氢成本竞争力将不断呈现。

图 1：各类技术路线制氢成本预测分析（2020—2050 年）



3. 多国出台氢能顶层设计和战略路线

根据国际氢能委员会的报告，全球已有 31 个国家在国家层面提出了氢能相关战略，上述国家占全球 GDP 的 73%，其中澳大利亚、俄罗斯、加拿大等国还出台了扩大氢能出口的战略目标。而重点技术领域上，主要集中在降低氢价、发展氢燃料交通和工业脱碳上。值得注意的是，由于各国的资源禀赋存在差异，发展氢能的路线也存在差异，例如天然气资源丰富的俄罗斯，就以发展以天然气为原料的蓝氢，而非常见的绿氢为主要技术方向。

目前，采取氢能战略的国家已承诺资助 370 亿美元，并联合私营部门投资 3000 亿美元用于氢能工业生产。但要实现 2050 年前净零排放的目标，在 2030 年前仍需投资 1.2 万亿美元用于低碳氢（包括蓝氢和灰氢）的生产和应用。氢能发展依赖大规模基础设施建设，氢能存储和运输基础设施建

设对于氢能大规模推广应用至关重要，也是现阶段我国企业应重点关注的领域。

图 1：主要经济体氢能源顶层设计战略

表 主要经济体氢能源顶层设计战略			
国家/地区	时间	文件	具体内容
日本	2017/12	氢能基本战略	意在创造一个“氢能社会”。该战略的主要目的是实现氢能与其他燃料的成本平价，建设加氢站，替代燃油汽车（包括卡车和叉车）及天然气及煤炭发电，发展家庭热电联供燃料电池系统。鉴于日本的资源状况，日本政府还将重点推进可大量生产、运输氢的全球供应链建设。基本氢能战略还设定了2020、2030、2050 年以后的具体发展目标。
韩国	2019/01	氢能经济发展路线图	宣布韩国将大力发展氢能产业，引领全球氢能市场发展，重点关注氢燃料电池汽车，到2040年可创造出43万亿韩元的年附加值和42万个工作岗位，氢能经济有望成为创新增长的重要动力。
澳大利亚	2019/11	国家氢能战略	确定了15大发展目标，57项具体行动，意在将澳大利亚打造为亚洲三大氢能出口基地，同时在氢安全、氢经济以及氢认证方面走在全球前列。
德国	2020/06	国家氢能战略	设定了德国氢能战略的目标与雄心，并根据氢能现状与未来市场，提出了德国国家氢能战略的行动计划。该战略为氢能的生产、运输和利用提供了一个连贯一致的框架，并鼓励相关的创新和投资。设定了实现德国气候目标、创建德国新的经济价值链以及促进国际能源政策合作所需的步骤。
欧盟	2020/07	欧洲氢能战略	为欧洲未来30年清洁能源特别是氢能的发展指明了方向。该战略将通过降低可再生能源成本并加速发展相关技术，扩大可再生氢在所有难以去碳化领域进行大规模应用，最终实现2050年“气候中性”的目标。
法国	2020/09	法国国家无碳氢能发展战略	计划到2030年投入70亿欧元发展无碳氢能，即在生产和使用过程中均不排放CO ₂ 的绿色氢能，促进工业和交通等部门脱碳，助力法国打造更具竞争力的低碳经济。
俄罗斯	2020/10	2020-2024年俄罗斯氢能发展路线图	计划到2024年建成由传统能源企业主导的氢能全产业链，具体包括制造领域，重点倾向以天然气为原料制备的蓝氢和通过核电水解得到的黄氢；应用环节建造并测试以天然气制氢为动力的涡轮机、氢动力载人火车、氢能充电装置等；运输环节建立氢气管网；科研方面开发“氢能全产业链”等。
美国	2020/11	氢能计划发展规划	提出未来十年及更长时期氢能研究、开发和示范的总体战略框架，设定了到2030年氢能发展的技术和经济指标，研究、开发和验证氢能转化相关技术（包括燃料电池和燃气轮机），并解决机构和市场监管，最终实现跨应用领域的广泛部署。
加拿大	2020/12	加拿大氢能战略	分3个阶段发展国家氢能产业，预计到2050年，国内收益超过500亿美元的，传统石油和天然气部门将会被改造，并建立一个充满活力的氢能出口市场，可实现减排二氧化碳超过1.9亿吨。绘制了“氢能经济发展路线图”，并制定了战略伙伴关系、投资、创新、规范与标准、政策与法规、用氢意识、地区发展、国际市场等八大方面的行动计划。
英国	2021/08	英国氢能战略	到2030年，英国将成为氢能领域的全球领导者，实现5吉瓦的低碳氢生产能力，推动整个经济系统脱碳，支持英国的新就业和清洁增长。基于氢能价值链的每个部分，战略阐述了未来10年发展和扩大氢经济的综合路线图，以及实现2030年目标所需的关键步骤。

资料来源：北极星氢能网，人民网，科技部，中国科学院科技战略咨询研究院，商务部，中国科技情报网，海通证券研究所整理

目前，发达经济体领跑氢能领域，美欧日依据本国特点制定各自氢能发展路线图。日本氢能发展更多关注技术开发，加氢站建设及运营成本、氢燃料电池车价格每阶段都有较大幅度下降。日本氢能产业发展重点突出，政府强力支持关键氢能项目，极力推进“氢能源社会”建设。目前燃料电池热电联供系统已安装34万台，计划2030年安装530万台。丰田、本田氢燃料电池汽车商业化，2019年9月全球第10000辆Mirai下线。加氢基础设施重点是基础研究和材料、车载储氢容器、氢气运输及加氢站。

美国氢能发展主要关注氢能产业推广，对氢燃料电池车、加氢站数量有明确预测。美国氢能产业起步早、发展稳，在全球率先提出氢经济概念，先后出台《1990年氢气研究、开

发及示范法案》《氢能前景法案》。21 世纪后更是大力推进氢能领域的投入，2002 年发布“国家氢能发展路线图”，标志着氢经济从构想转入行动阶段。2004 年发布《氢立场计划》，明确氢能经济发展要经过研发示范、市场转化、基础建设和市场扩张以及完成向氢能经济转化 4 个阶段。2012 年，联邦预算 63 亿美元用于氢能、燃料电池等清洁能源的研发，并对境内氢能基础设施实行 30%-50% 的税收抵免。2019 年，宣布为 29 个项目提供约 4000 万美元资金，跨部门实现低负担且可靠的规模化“制氢、运氢、储氢和氢应用”，推进氢能产业规模化。

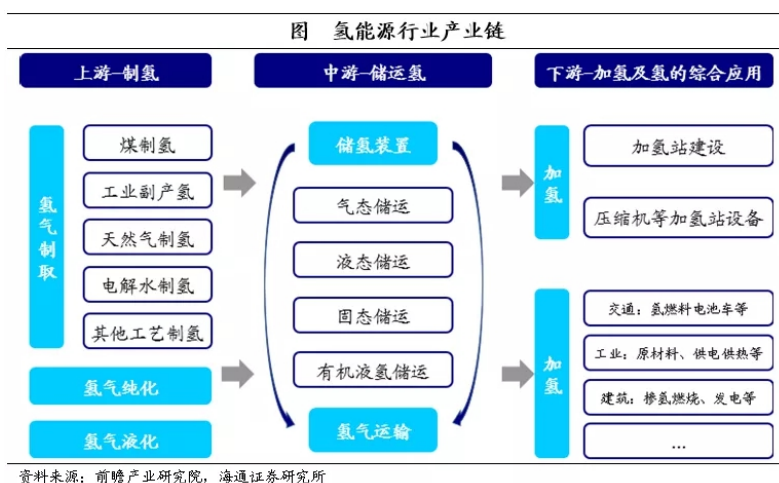
欧洲则更关注氢能发展对二氧化碳减排发挥的作用，并在氢能领域给予大量政策支持。2003 年，欧盟 25 国开展“欧洲氢能和燃料电池技术平台”研究，对燃料电池和氢能技术发展进行重点攻关。2009 年，欧盟完成“天然气管道运输掺氢”项目研究；壳牌、道达尔、法国液化空气集团、林德、戴姆勒等公司共同签署了 H2Mobility 项目合作备忘录，将在 10 年中投资 3.5 亿欧元，在德国境内建设加氢站；2015 年和 2016 年分别启动了 H2ME1 计划和 H2ME2 计划，共投资 1.7 亿欧元，建设 49 座加氢站。截至 2019 年底，欧洲共建成运营 177 座加氢站，其中，德国 87 座、法国 26 座。

4. 产业链带动效应显著，中资企业赛道广阔

氢能产业链分为上游制氢、中游储运和下游终端消费三

个环节，涉及的产业领域非常广泛。

图 1：氢能源行业产业链



从生产端来看，氢能的优势在于制取、储运便利，相对环保。一是氢能来源广泛，除了以化石燃料制氢外，还可利用风电、太阳能等通过电解水形式制氢。二是储运相对便利，氢可以气、液态存储于高压罐中，也可以固态存储于储氢材料中，相对于以电网运输，波动大、损耗多的风能、太阳能等更具优势。三是相对绿色环保，氢能的燃烧产物是水，在使用可再生能源制氢的前提下能实现零碳排放，而传统化石能源通过制氢，而不是直接发电，其碳排放强度也会有所下降。

从应用端来看，氢能的优势在于高效、应用广泛。一是高效，相对于其他常见能源，氢气燃烧的热值更高，能达到142千焦/克，远高于其他能源，从而能够提升效率。二是氢气的应用广泛，既可以用作燃料电池发电，应用于汽车、船舶和航空领域，也可以单独作为燃料气体或化工原料进入生

产，同时还可以在天然气管道中掺氢燃烧，应用于建筑供暖等。目前在已经规模化应用的能源中，仅有石油能具备供热、供电、交通燃料等多种功能，而氢气无疑又是一种具有多种能源特性、适用多种场景的优质能源。

截至 2021 年末，全球范围内约有 350 个已建、在建及规划氢能产业项目。按种类来看，28 个属超大型项目（制备容量大于 1 百万千瓦的绿氢项目或年产量超过 20 万吨的蓝氢项目）；工业和交通领域氢能项目数量分别达 141 个和 96 个。按地域来看，欧洲已公布项目数量全球领先（231 个，占比 64%），澳大利亚、中国、日本、韩国和美国紧随其后。欧洲已公开氢能项目中，105 个为氢气生产项目，其他项目涵盖全产业链，重点布局在工业应用和交通运输应用领域，同时欧洲以密切的跨行业和政策合作为特殊，支持多个氢能综合项目（如荷兰的氢谷）。日本和韩国在交通运输应用、绿色氢、液氢和有机液态储氢项目方面实力雄厚。

图 1：全球氢能产业链项目



来源：国际氢能委员会、麦肯锡咨询公司、彭博新能源财经

图 1: 2050 年全球分行业、分情景氢能需求展望（百万吨）

行业	应用	完全绿色情景	弱情景	强情景
建筑	建筑及水加热	106	21	53
电力	最高负荷	439	6	291
工业	水泥	87	19	38
	钢铁	90	9	45
	玻璃	2	0	1
	铝业	8	1	2
	石油精炼	25	2	6
	甲醇	34	1	3
	氨	55	5	28
交通	汽车	80	8	32
	公共汽车	5	1	4
	轻型卡车	34	2	17
	重型卡车	319	106	212
	船舶	87	6	36
合计	-	1371	187	696
占总能源需求	-	30—48%	4—7%	15—24%

注：弱情景、强情景取决于氢能地位和绿色转型政策。

图 1: 主要经济体顶层氢能战略中各项应用优先级

图 主要经济体顶层氢能战略中各项应用优先级（截至 2021 年 5 月 30 日）

应用领域	亚太			欧洲								美洲	
	澳大利亚	日本	韩国	欧盟	法国	德国	匈牙利	荷兰	挪威	葡萄牙	西班牙	智利	加拿大
热力	强	强	弱	弱	弱	弱	强	强	弱	强	弱	强	强
工业	钢铁	中	弱	中	强	强	中	强	弱	强	弱	—	强
	化工原料	强	—	—	强	强	强	强	强	强	强	强	强
	冶炼	—	弱	—	强	强	强	强	强	弱	强	强	强
	其他	—	—	—	—	强	弱	中	弱	—	强	弱	—
电力	发电	弱	强	强	弱	—	—	弱	弱	—	弱	弱	弱
	储能	弱	弱	弱	弱	—	—	中	弱	—	弱	弱	弱
交通	乘用车	弱	强	强	弱	弱	弱	中	强	弱	弱	弱	中
	中重型运输	强	中	强	强	强	强	强	强	弱	强	弱	强
	公交	强	中	强	强	强	强	强	强	强	弱	弱	强
	铁路	弱	弱	弱	强	强	强	强	强	—	强	弱	—
	水运	中	弱	弱	中	弱	中	弱	弱	强	中	弱	中
	航空	弱	弱	—	中	强	中	—	弱	弱	中	弱	中

资料来源：World Energy Council，海通证券研究所测算

注：强是指该分项当前有较高优先级（Immediate priority），中是指长期具有优先级（Long term priority），弱是指有较弱的优先级（Lower priority），其余为未提及

据国新办 2021 年上半年中央企业经济运行情况新闻发布会介绍，目前超过三分之一的中央企业已经在制定包括制氢、储氢、加氢、用氢等全产业链的布局。综合来看，氢能产业未来具有广阔的发展空间。短期发展视角来看，建议引导企业关注氢能应用领域的热点赛道，尤其是氢燃料电池、

燃料电池车及加氢站建设。而从中长期发展视角看，建议引导企业关注上游的可再生能源制氢、电解槽等赛道，以及中游的液氢储运、输氢管道建设等赛道。

二、重点区域新能源机遇

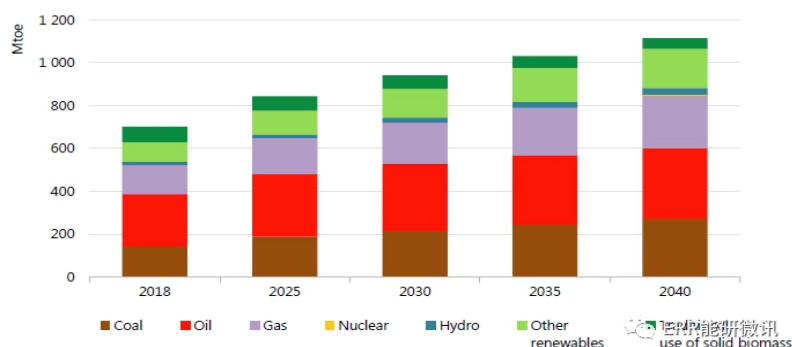
（一）东南亚

1. 东南亚能源需求情况

东南亚地区包含东盟及东帝汶等地域内国别，有着一体化趋势。东盟共同体于 2003 年建立东盟自由贸易区（简称 AFTA），加强成员国之间的经济效益、生产力和竞争力。东盟区域作为庞大的经济体，近年人口、经济快速发展，带动能源需求不断上升，平均年增长率在 4% 以上，可以说东南亚地区能源需求与经济增长密切相关。

根据 IEA（国际能源署）发布预测报告，按照东南亚地区各国政府能源相关规划，东南亚的总体能源需求在 2040 年将增长超过 60%。在此期间，该地区的经济规模预计翻倍，将带来大量产业用电需求。但相对于目前情况，东南亚地区能源需求增长率将低于过去二十年，反映出经济结构效率提高，以及向能源密集程度较低的制造业和服务部门转变的趋势。

图 1：东南亚地区未来 20 年能源占比



在这种情况下，所有能源都会在满足需求增长方面发挥作用。到 2040 年，为满足公路运输需求，东南亚的石油需求将超过 900 万桶/日。东南亚还是近年煤炭所占份额上升的少数地区之一，预计未来几十年煤炭需求还将稳步上升。尽管燃煤电站建设受限，但地区内仍需要煤炭作为燃煤电厂的燃料。天然气在东南亚面临着与其他能源相互竞争的压力。但对进口的日益依赖使得 LNG 的价格竞争力降低。在预测中，天然气需求增长的最大来源是工业消费者，而不是电厂。

在目前各国政策下，新能源在发电结构中的占比将从目前的 24%（其中 18% 是水力发电）上升至 2040 年的 30%。风能和太阳能将从目前开始的低水平迅速增长，而水电和现代生物能源仍然是东南亚可再生能源结构的支柱。

2. 东南亚新能源发展情况

可再生能源成本的下降，以及新能源对排放和污染的改善已经开始使该地区未来电力结构更加“绿色”。近期区域内各国对政策规划文件的修订都倾向于提高可再生能源的长期份额，而不是继续维持煤炭为主要消费能源。

(1) 光伏

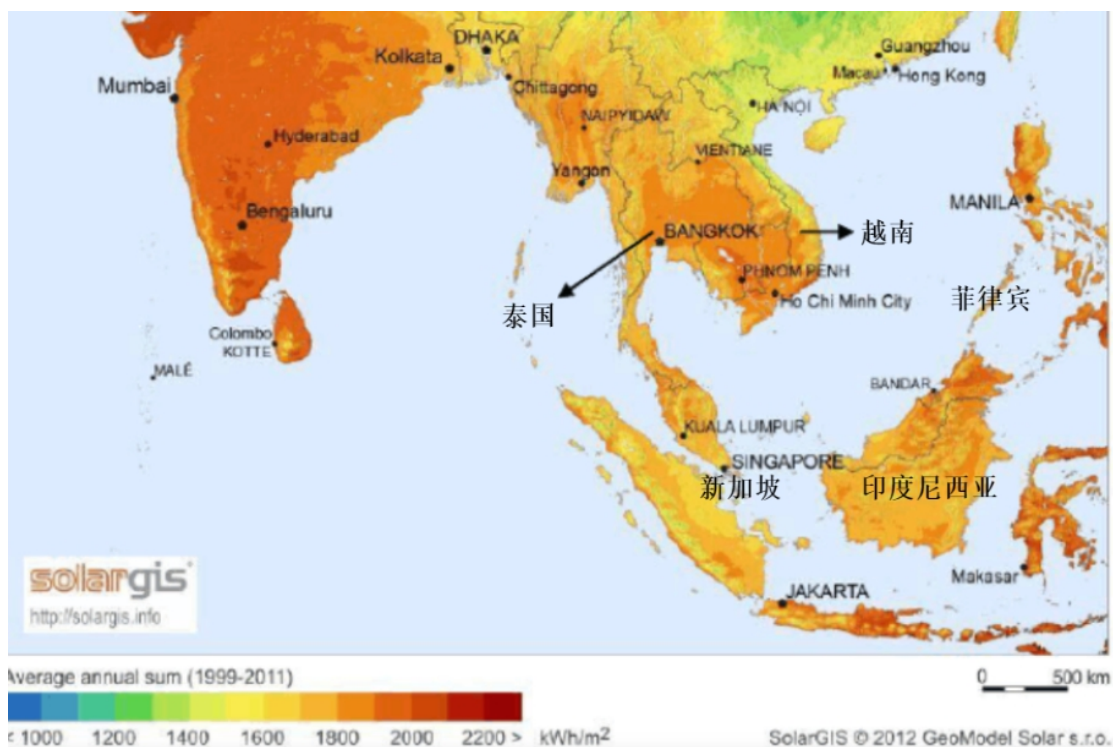
光伏方面，未来 5 年，东南亚光伏市场都将保持快速发展势头，光伏发电累计装机规模将在 2019 年的基础上增长 3 倍。东南亚地区光伏发电装机规模的快速扩张主要是受各国政策推动。东南亚地区靠近赤道带，光伏资源丰富年均日照

量约 1680 千瓦时/平方米。对比国内集中式光伏电站建设标准，东南亚大部分地区属于很丰富带，部分地区处于最丰富带。

表 1：适宜建设光伏电站等级

等级	资源等级编号	年总辐射量 (kWh/m ²)	平均日辐射量 (kWh/m ²)
最丰富带	I	≥1750	≥4.8
很丰富带	II	1400~1750	3.8~4.8
较丰富带	III	1050~1400	2.9~3.8
一般	IV	<1050	<2.9

图 1：东南亚地区光照资源图



以越南为例，2017 年，越南政府颁布了上网电价政策，成功申报获批项目超 7 吉瓦，带动了越南光伏市场的快速崛起，2021 年达到最高点，政府甚至通过调整上网电价补贴，

实行实质性收紧政策。从近年的发展形势看，柬埔寨、马来西亚、缅甸等也先后发布、调整光伏支持政策和公开招标项目，东南亚光伏市场的增长动力已经从越南拓展至多国。此外，漂浮式光伏等新形式光伏项目也日益增多，东盟地区的浮式光伏装机总量已经达到 51 兆瓦，并且还有 858 兆瓦的项目正在规划中。

表 1：东南亚地区部分主要国家光伏政策

国别	电价补贴	市场前景
菲律宾	菲律宾 2018 年光伏政策已转向以电价竞标方式的 PPA 为发展方向，目前最低的投标价格可达到菲律宾比索 2.34/ kWh (约 4.4 美分 /kWh)。另一方面在屋顶型项目上仍持续刺激需求。	菲律宾未来三年内光伏产业逐步恢复生机。DOE 正在制定绿色能源电价方案，初步打算通过绿色能源电价方案授予 2000 兆瓦再生能源项目，并已经公布草案向社会征求意见，新的再生能源电价方案可能即将出台。
越南	2020 年 2 月初，越南工贸部起草了新版光伏发电补贴新政策，新版光伏发电电价分为每千瓦时 7.09 美分、7.69 美分和 8.38 美分 3 档。新版补贴较之前下调 10% 至 24%；此政策只适用于未并网的光伏电站项目，之前已上网的项目仍按照原电价收购。	目前越南光伏发电的消纳问题较为突出，要解光伏消纳难问题需要进一步增加投资，浮动水面电站和储能电站有较好的发展机遇。未来 5 年大型光伏发电项目将主导市场，分布式光伏占比也将有所提升，预计小型光伏项目将在新增产能中占比 32%。
泰国	泰国长期电力发展规划方案(PDP)制定了未来 20 年内光伏发展规划，规划方案将持续到 2037 年，并励更多家庭安装屋顶光伏项目并向电网出售电力。	泰国将宣布用净计量(net-metering)政策来推动可替代能源的使用，导致公共部门安装更多的屋顶光伏系统，私人公司也可以将余电卖给电网，因此政府不需要依靠光伏补贴就可以刺激私人 and 公共部门的光伏装机。

(2) 风电

风电方面，全球风电市场未来 10 年的年负荷增长率为 2.9%，而东南亚区域内风电增长将高达 10%左右。

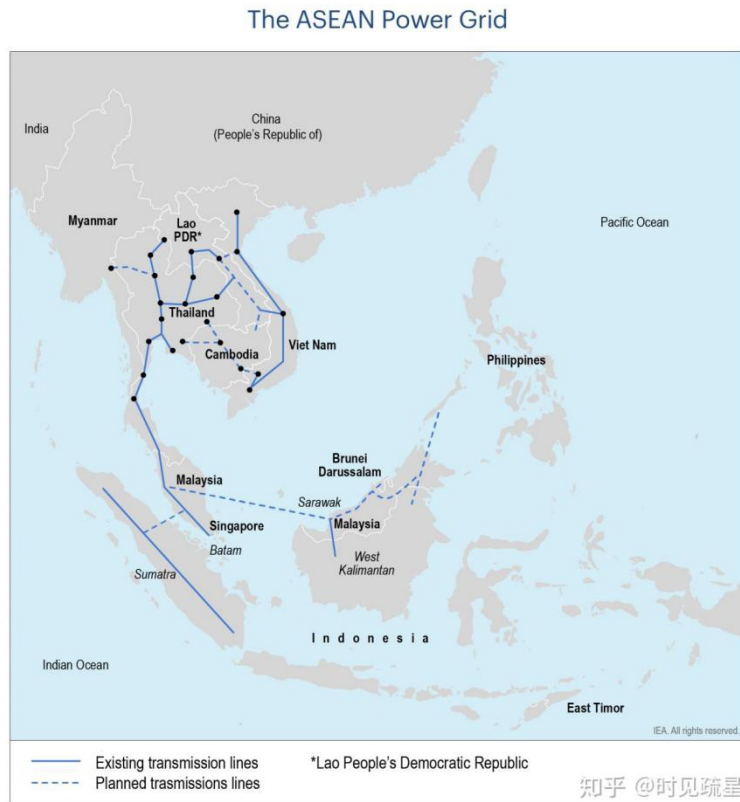
东南亚大部分地区处于海洋季风气候。目前，整个东南亚地区规划中的风电装机容量约有 20.7 吉瓦。但受新冠肺炎疫情的影响，许多项目被延误，预计最近 10 年只能完成其中 8.9 吉瓦的装机容量。不过，马来西亚和缅甸一旦开始开发大型风电项目，东南亚地区的风电市场预计将进一步增长。

从目前来看，在未来十年的新增装机预测里，整个东盟陆上风电会达到 7 吉瓦，越南由于电价的激励，在 2021 年新增将会大于 4 吉瓦，随着竞价机制的形成，以及电网消纳能力消化改善，预计在近年会呈现每年 120 兆瓦-500 兆瓦新增速度。整个海上风电市场约 4.6 吉瓦。越南对于能源消费、新能源的增量需求最大。泰国相对来说政治社会比较稳定，菲律宾和印尼比较均衡。

3. 东南亚新能源展望

为了继续发展东南亚地区新能源消费占比，光靠政府本身投资不能够完全完成既定目标，需要私营部门调动投资的广泛参与，以及公共资金的专项使用。迄今为止，公共资源在资助热电厂项目和大规模可再生能源（如水电或地热）方面发挥了重要作用，这些可再生能源需要大量前期资金。相比之下，在具体政策刺激的推动下，风能和太阳能光伏项目则更多地依赖于私人融资。

图 1：东南亚电网一体化规划图



另外，受联合国提倡，区域电力系统整合对于促进可再生能源的增长也至关重要，尤其是风能和太阳能光伏发电。允许供电方和需求方与更大、更灵活的电力池并网，可以减少风能和太阳能输出的系统间歇性，并且东南亚地区较大的地理区域电网也会使各国电力传输更加通畅。

4. 开发建议

(1) 关注各国政府政策变化趋势，新能源项目建设周期短，受自然条件影响大。当地政策环境容易出现波动。但总体来说，可再生能源在东南亚地区发电结构中的比例比2018年将增加大约三倍，达到70%。在现代技术和开发先进生物燃料以提高运输部门的可持续性方面，东南亚新能源应

用具有巨大潜力。

(2) 关注新能源相关组件自给化情况。可持续能源利用可以抑制进口增长，控制消费者能源开支，进而缓解对能源安全的担忧。东南亚各国可以通过引进光伏、风电相关组件生产项目，提高本国在新能源产业链中位置，提高本国新能源成本效率以及能源安全。

(3) 关注辖区内分布式光伏项目出口（承建）企业，东南亚地区人口分布不聚集，实现电网覆盖有较大成本压力。因此部分区域内国家将提高对分布式光伏项目及储能项目的补贴政策，以满足提高海岛、偏远地区用电需求。

（二）欧亚地区

1. 整体情况

欧亚辖区化石燃料资源丰富。俄罗斯天然气储量排名世界第一，石油储量排名世界第九，哈萨克斯坦石油储量排名世界第十一。整体来看，该区域化石燃料仍然是其主要能源。但是在目前碳中和大背景下，区域各国也纷纷出台了相应的新能源发展政策。下面就区域内四个新能源重点市场进行简要分析：

哈萨克斯坦光照时间长，风能资源充足，适合发展光伏、风电等新能源行业。2009年哈国出台了新能源支持政策，并在2013年制定了可再生能源行业发展的具体目标，明确了2030年可再生能源在该国能源中的份额需达到30%。2020年哈萨克斯坦新增光伏装机容量569兆瓦，累计达到1719兆瓦；新增风电装机容量202兆瓦，累计达到486兆瓦，哈萨克斯坦新能源装机容量增长迅猛，相关情况可以详见第三部分第九节。

乌兹别克斯坦是中亚地区除哈萨克斯坦外，近期新能源行业发展较快的国家。乌兹别克斯坦每年阳光明媚的天数可达320天，具有丰富的太阳能资源。2018年底，米尔济约耶夫签署总统令，成立能源部，推动可再生能源政策出台。但是截止到2020年底，乌国光伏装机容量仅为4兆瓦，风电装机容量仅为1兆瓦，改变能源结构对于乌兹别克斯坦来说

依旧任务艰巨。相关情况可以详见第三部分第十节。

俄罗斯虽然地缘辽阔，但是由于储量较大的化石燃料，以及较为恶劣的自然环境，新能源发展受到了较大制约。光伏方面，由于光照条件并不出众，故到 2020 年底，俄罗斯光伏装机总量仅为 1428 兆瓦，整体规模相对国家体量来说较小；风电方面，俄罗斯可以有效利用北冰洋海风资源，2020 年装机容量快速增长，新增 843 兆瓦，达到累计 945 兆瓦。

乌克兰由于其加入欧盟的诉求以及摆脱对俄罗斯的能源依赖，2010 年起乌便推出了新能源激励政策，对国内“绿色”电费进行了大规模的补贴。截至 2020 年底，乌光伏装机容量达到 7331 兆瓦，风电装机容量达到 1402 兆瓦，是东欧国家中的佼佼者。但是过快增长的装机容量带来了政府高昂的电费补贴压力，2020 年乌进行了绿色电价改革，下调了电价补贴，造成了部分投资人损失，我们需重点关注政策变动对项目带来的影响。此外，还要对俄乌局势保持密切关注。

目前在该区域内，除短期的新能源设备组件出口、电站投资外，中长期信贷参与新能源行业的方式主要为当地银行转贷。主要原因是区域内暂无当地大型新能源业主，需借力银行信用完成融资。该区域内欧洲复兴开发银行、欧亚开发银行、世界银行等多边银行，以及瑞信银行、摩根大通银行等外资银行都可以参与到中长期信贷的融资，例如哈萨克斯坦开发银行、乌兹别克斯坦阿萨卡银行等可以作为区域内的转贷行。

2. 光伏

欧亚区域的太阳能年总水平辐射量在 1000-1500 千瓦时/平方米，法向直射辐射量在 1200-1800 千瓦时/平方米，资源禀赋相较于中东、北非、南亚东南亚等地并不出众。但是，苏联时期较为成熟的电力基础设施、中亚地区广阔的土地和长时间的光照都成为了该区域光伏发展的基础优势。

3. 风能

欧亚区域整体风能资源较好。中亚区域，尤其是哈萨克斯坦的西南部多为平原和低地，属于温带大陆型气候，植被多为草本，风能资源好，部分地区年平均风速大于 8 米/秒，是亚洲地区风力资源最好的区域之一。东欧（乌克兰、白俄罗斯、摩尔多瓦、俄罗斯）区域，受地理位置影响，可以有效利用北冰洋海风资源，大部分地区的年平均风速在 8 米/秒左右。

4. 主要挑战

一是各国新能源支持政策不断调整。乌克兰在 2020 年下调了绿色电价补贴，已并网及未并网的新能源电站都受到了相应影响，有投资人甚至计划起诉乌克兰政府。哈萨克斯坦在 2018 年启动了新能源电价拍卖机制，相关投资商的利润被大幅压缩。虽然乌兹别克斯坦在支持新能源发展的初期就已经采用竞价而非补贴的模式，但也需关注后续其政策的变动风险。

二是地缘政治冲突风险。2022年1月哈萨克斯坦发生境内暴乱事件，对国内政治造成一定程度影响，目前局势已平息。2月以来，俄乌冲突不断升级，该区域的地缘政治风险发生概率较高，但规模一般不大，相较世界其他热点地区的大规模热战或颜色革命发生概率较低，但需时刻保持警惕，密切关注俄乌冲突局势。

三是区域内新能源发展主要依靠于政府意志。由于该区域是传统的化石燃料大国，再加上新能源自然禀赋不算出众，且独联体国家普遍计划经济色彩浓厚，市场化程度较低，该区域发展新能源的动力主要来自于各国政府的意愿，与欧美等大国新能源行业市场发展程度差距较大。

5. 开发建议

一是建议对区域内新能源项目推广转贷融资模式。欧亚片区，尤其是中亚地区银行转贷模式日益成熟，已成为该市场吸引中长期信贷的主要模式。哈萨克斯坦开发银行、乌兹别克斯坦国家外经银行（NBU）、阿萨卡银行、工业建设银行等当地规模较大的银行都是我公司的优质转贷行渠道，通过三井住友、瑞信、德意志等银行进行融资，在开展第三方绿色合作的同时，可以极大降低融资成本，在新能源领域实现多方共赢。

二是建议关注政策变动风险。新能源行业对政策稳定性依赖极大。投保中国信保中长期险或海外投资险都可以覆盖

政策变动带来的收汇或投资损失。通过相关风险实例对该区域的风险有立体性认识。

三是利用好政府间的双多边产能合作等政策。我国与该区域内在能源领域合作不断深入，目前主要成果体现在中亚天然气管线、中俄天然气管线等油气合作领域，而绿色能源合作亟需突破。建议积极参与中哈产能合作、中蒙俄经济走廊等政府间倡议，获得更多政府政策支持。

(三) 欧洲

1. 整体情况

欧洲经济发达，社会文明和一体化程度较高，绿色能源发展成就领先。纵观欧盟的诞生和发展历程，能源问题始终是促进欧洲一体化的重要推动因素。现阶段，欧洲是全球应对气候变化的领导者、发展清洁能源的推动者和践行碳中和的先行者。

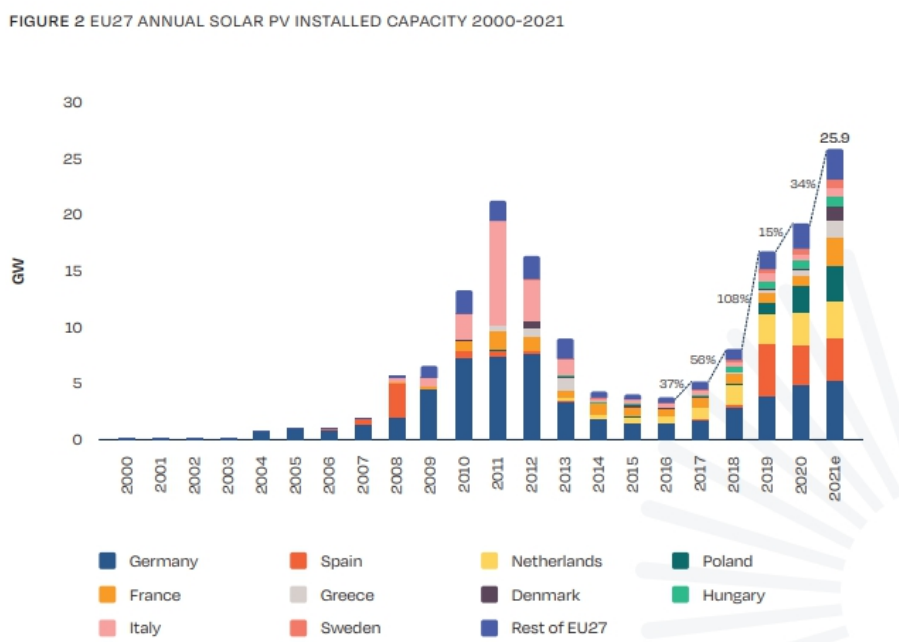
为积极应对气候变化，欧洲主要国家均签署了《巴黎协定》，制定自主贡献目标和中长期减排战略。2014年，欧盟委员会公布2030年气候和能源政策目标，规定欧盟成员国在2030年之前将温室气体排放量削减至比1990年水平减少40%，并保证可再生能源在欧盟能源结构中至少占27%，这一目标在2018年被提升至32%。根据欧盟统计局(Eurostat)发布数据，2020年可再生能源在欧盟能源结构中的占比约为22.1%。进入2021年，欧洲距其2030年气候目标验收进入倒计时，能源转型也进入冲刺阶段，因此以光伏、风电为代表的新能源有望迎来更多的市场机遇。

2. 光伏

欧洲光伏产业发展较早，德国、英国、法国、西班牙等国发展水平领先。全球疫情爆发以来，欧洲社会经济遭受了巨大冲击，其光伏产业却展现出强大韧性。根据欧洲光伏产业协会(SPE)数据，2020年欧盟27成员国新增光伏装机容量

达 18.2 吉瓦，比 2019 年增长了 11%。据 SPE 预测，2021 年欧盟将有 25.9 吉瓦的光伏新装机并网，较 2020 年增长 34%，并打破十年内 21.4 吉瓦的最高记录。

图 1：欧盟成员国每年光伏装机容量（2000-2021 年）



来源：欧洲光伏产业协会 (SPE)

聚焦具体市场，2021 年欧盟新增装机量排名前五的国家与 2020 年相同，依次为德国、荷兰、西班牙、波兰、法国。

德国作为欧洲最大的光伏发电市场，目前拥有近 60GW 的光伏装机总量。2021 年，德国以 5.3GW 的新增装机容量位居欧盟国家首位。SPE 在报告中指出，自 2018 年以来，德国光伏产业正在经历第二次繁荣发展，部分原因是中、大型商业系统颇具吸引力的上网电价溢价，还有经过验证测试的监管方案。

西班牙作为欧洲第二大光伏市场，具有欧洲最佳的光照

条件。受到“太阳税”取消和购电协议大幅增长两大因素影响，未来光伏产业增长前景较好。2021年，西班牙实现新增光伏装机3.8吉瓦，其中绝大部分是通过大型项目的购电协议模式实现的。SPE认为，西班牙未来有望成为世界上最大的无补贴光伏市场。当地主要承包商为Iberdrola和Enel，目前Iberdrola在西班牙本土同时开建多个大型电站。

荷兰是中国最大的光伏组件出口目的地。一方面是由于荷兰承担着分销市场的角色，鹿特丹作为欧洲第一大港，很多光伏企业选择在当地开设仓库。另一方面，荷兰政府推出的SDE+招标补贴计划也刺激了内部市场需求，一般在春秋两季各有两轮补贴，目前该补贴机制已被延长到2025年。2021年，荷兰实现新增光伏装机3.2吉瓦，商业屋顶光伏成为增长的主要驱动力。国家政策方面，荷兰政府预计于2030年关闭所有火电站，并已将SDE+补贴机制延长到2025年，同时对户用电站有政策优惠。整体来看，荷兰受制于土地资源有限，大型光伏项目较少，漂浮式光伏电站发展较快。本土光伏企业规模不大，德国承包商和户用安装商在该市场较为活跃。

波兰是2020年欧洲光伏市场的一匹黑马，2021年保持其强劲势头，新增光伏装机达3.1吉瓦。作为传统煤炭大国，迫于能源转型压力，曾经“以煤为主”的波兰正在舍弃火电，发力新能源产业。目前中资企业参与波兰光伏市场以组件出

口为主。当地光伏企业规模不大，德国企业参与较多。

法国作为欧洲第五大光伏市场，2021 年新增光伏装机量为 2.5 吉瓦。法国当地大型能源企业较多，如 TOTAL、ENGIE、EDF 等，国际化程度较高，业务不局限于本土，未来预计增长迅猛。

从资源禀赋来看，欧洲光伏资源分布差异较大。太阳能辐射量较大的地区包括葡萄牙、西班牙中部和南部、意大利南部、希腊及土耳其中部和南部地区。西班牙南部地区是欧洲最适合建设光伏电站的地区之一，该国也是光伏电站建设最多的国家之一。欧洲太阳能辐射量较低的地区主要分布于英国、丹麦、瑞典和芬兰等国。

从发展历程来看，欧洲最大的光伏市场——德国，作为最早启动能源转型的国家，具有欧洲传统光伏市场的典型特征：光伏产业在政策鼓舞下经历过爆发式增长，也经历过补贴退坡后惨痛的行业滑坡，如今已回归理性发展阶段。

同许多欧洲国家相似，德国的光照资源一般、土地价格昂贵、组件生产成本较高。为激励可再生能源发展，欧洲各国政府推出一系列支持政策，主要就是对收购电价的补贴。例如在 2000 年，德国首次颁布 EGG 法案，确定以固定上网电价 (FIT) 政策支持发展光伏。在政策激励下，大量资本涌入欧洲光伏产业，尤其是分布式光伏。

光伏产业的爆发对政府财政造成了巨大压力。因此，自

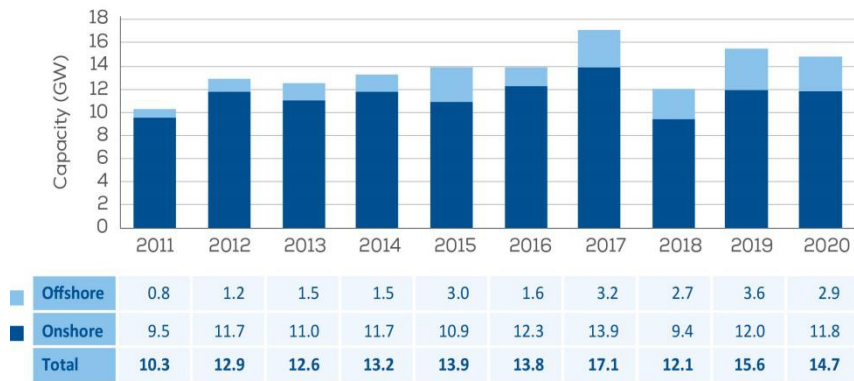
2011年后，欧洲政府逐年削减补贴幅度。此后，欧洲光伏装机增长急剧下降，但在全球范围内，随着光伏技术革新，成本不断下降，中国企业对欧洲的组件出口达到高峰，2012年欧盟对华光伏产品的“双反”制裁持续多年。2016年，德国率先通过改革法案，不再以政府指定价格购电，而是通过市场竞价发放补贴，这也成为了欧盟传统市场的一个普遍趋势：随着光伏成本下降，光伏发电竞争力不断提高，产业朝着越来越市场化的方向发展，单纯的政府补贴逐渐被竞价机制所取代。未来在无补贴时代，购电协议的优势凸显。随着各国补贴到期，欧洲传统光伏市场可能全面进入PPA时代。

总结来看，欧洲的光伏市场已经发展到了相对成熟和市场化的阶段。近年来，尽管在新增装机数据方面，欧盟正在不断被美国、越南等市场所超越。有人认为，欧盟在光伏领域的领军地位已经失去。事实上，2018年欧盟对华“双反”到期取消后，欧洲光伏市场已经开启了强势复苏的模式。“双反”取消只是外在表象，欧洲市场回暖的内在原因是光伏在发电成本上的竞争力提升。随着技术革新，成本不断下降，光伏发电在德国等市场的度电成本已经低于任何其他能源。随着中欧光伏贸易争端缓和，欧盟距离其2030年可再生能源目标验收进入倒计时，未来欧洲仍然不失为一个充满机遇的市场。

3. 风电

欧洲风电起步早，在 20 世纪 90 年代初，欧盟就提出了大力发展风电的目标。根据欧洲风能协会（WindEurope）数据，2020 年欧洲地区新增风电容量 14.7 吉瓦，相较 2019 年的 15.6 吉瓦减少了 6%，主要是受到新冠疫情大流行的影响。截至 2020 年，欧洲风电累计装机量已达到 220GW。

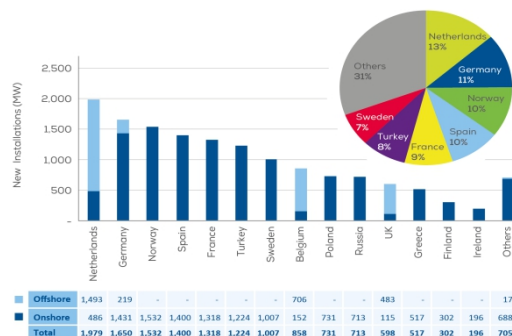
图 1：欧洲每年风电装机容量



来源：欧洲风能协会（WindEurope）

聚焦具体市场，2020 年欧盟新增装机量排名前五的国家为荷兰、德国、挪威、西班牙和法国。荷兰以 1.98 吉瓦的风电装机新增容量排名第一，其中 75% 是海上风电。陆上风电方面，挪威（1.5 吉瓦）、德国（1.4 吉瓦）、西班牙（1.4 吉瓦）和法国（1.3 吉瓦）处于领先地位。

图 1：欧洲各国风电新增装机容量



来源：欧洲风能协会（WindEurope）

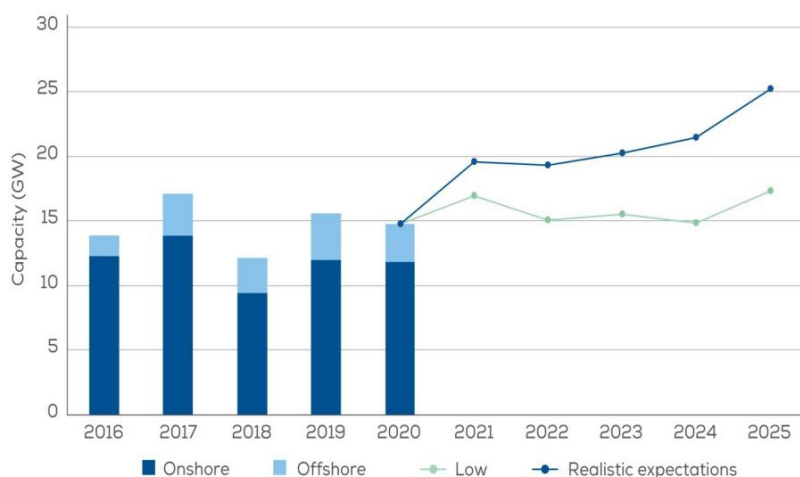
从资源禀赋来看，欧洲陆地风能较为丰富，理论储藏量约 230 万亿千瓦时/年，距地面 100 米高度全年平均风速范围为 2-14 米/秒。全年平均风速呈现“冬大夏小”的特征。丹麦格陵兰岛属于极地气候，终年冰雪覆盖，受北冰洋和北大西洋海风影响，风能资源好，风速高，部分地区年平均风速可达 14 米/秒。丹麦、爱尔兰、英国、法国、德国和波兰严寒地区受北大西洋海风影响，风能资源好，风速高，大部分沿海地区年平均风速高于 8 米/秒，部分地区超过 10 米/秒。欧洲海上风能资源十分丰富，主要分布于北海、波罗的海、挪威海和巴伦支海等海域。

从区域开发来看，陆上风电开发在欧洲北部地区以分布式为主，其中德国分布式风电装机比例超过 85%。在南部地区，陆上风电相对集中在风资源较好的山区，其中西班牙 70% 的陆上风电为集中式开发。海上风电开发则集中于北海及周边地区，以集中式开发为主，在运海上风电约 98% 集中在英国、德国、丹麦、荷兰、比利时等北海周边国家。综合考虑资源特性和开发条件，未来欧洲风电以分布式和集中式开发并举，北海、挪威海、波罗的海、格陵兰沿海地区及巴伦支海沿岸地区适宜建设大型风电基地，进行集中式开发。

根据 WindEurope 预测，未来五年，欧洲计划新安装约 105GW 风电容量，其中 70-72% 的新增容量将来自陆上风电。

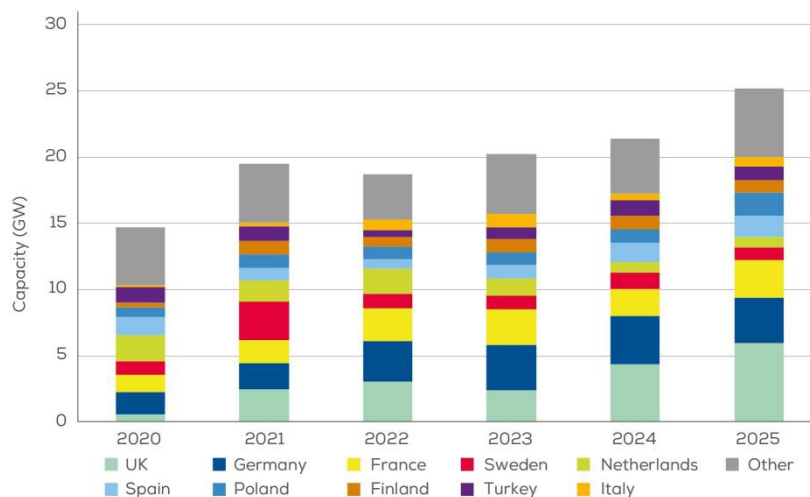
英国有望以 18 吉瓦的新增容量排名第一，其次是德国（16 吉瓦）、法国（12 吉瓦）、瑞典（7 吉瓦）和荷兰（6 吉瓦）。

图 1：欧洲风电装机预测值



来源：欧洲风能协会（WindEurope）

图 2：欧洲各国风电装机预测值



来源：欧洲风能协会（WindEurope）

4. 氢能

为实现气候目标，欧盟亦将发展氢能视为能源转型的关键和降低碳排放的主要发力领域。2020 年 7 月，欧盟发布《欧盟氢能战略》，提出了欧洲长期发展氢能的战略蓝图。《欧洲

氢能战略》概述了欧洲未来三十年的全面投资计划，包括制氢、储氢、运氢的全产业链及现有天然气基础设施、碳捕集和封存技术等投资，预计总投资超过 4500 亿欧元。

在第一阶段，即 2020 年至 2024 年，欧盟将安装至少 6 吉瓦的可再生氢能电解槽，并生产多达 100 万吨的可再生氢能。在第二阶段，即 2025 年至 2030 年，欧盟安装至少 40 吉瓦的可再生氢能电解槽，以及生产多达 1000 万吨的可再生氢能。在第三阶段，即 2030 年至 2050 年，可再生氢能技术应成熟并大规模部署，可以覆盖所有难以脱碳的领域。

在新冠疫情危机的大背景下，法国、德国、荷兰、挪威、葡萄牙、西班牙和意大利在内的七个欧盟成员国已将氢战略纳入绿色经济复苏计划。奥地利、爱沙尼亚、卢森堡、波兰和斯洛伐克等国目前仍处于制定战略的阶段。

5. 主要挑战

(1) 欧洲新能源产业发展成熟，本土大型能源企业强势，中资企业面临激烈的市场竞争；(2) 国际局势波谲云诡，政治风险特别是征收风险存在；(3) 欧洲很多国家对项目标准要求不高，中资企业面临一定挑战。

6. 开发建议

一是做好国别风险研判。总体来看，欧盟国家为实现气候和能源目标，普遍重视可再生能源发展，积极发布相关政策规划。具体到国别层面，应关注不同市场的差异化政策，

结合国际局势变化和区域市场动态，做好相关市场的风险研判。

二是关注中国信保市场引导。从资源禀赋、开发现状和发展趋势来看，无论光伏还是风电，德国、荷兰、西班牙、波兰等国的可再生能源产业都有较强的增长动力，建议中资企业加强关注，积极寻找参与机会。

三是注意防控风险。国际形势纷繁复杂，欧盟绿色能源政策不断变化，建议企业在看到市场机遇的同时也要关注潜在风险，做好全流程风险管理。

（四）拉丁美洲

1. 整体情况

拉丁美洲新能源资源丰富，许多国家将大力发展新能源视为促进疫后经济复苏的重要手段之一。尽管电力部门收入降低造成了新能源投资的下降，同时政府更迭给新能源政策带来一定不稳定性，但拉美能源转型的基本面没有动摇。

一是拉美国家加快能源转型步伐，制定了一系列可再生能源发展支持政策和发展目标。阿根廷《可再生能源法》明确到 2025 年，可再生能源发电（不含 3 万千瓦以上的“大水电”）占总发电量的比重达到 20%，相当于新增 1000 万千瓦可再生能源发电装机容量。智利计划到 2025 年可再生能源（不含 2 万千瓦以上的“大水电”）占总发电量比重达到 20%，《2050 年智利能源政策》提出到 2035 年和 2050 年，可再生能源占比达到 60%和 70%。巴西计划到 2023 年前，可再生能源在一次能源供应中占比达到 43%，可再生能源发电量在总发电量中占比达到 86%；到 2030 年前，非水可再生能源发电在总发电量中占比达到 20%。加勒比共同体计划到 2022 年，可再生能源发电量占比达到 28%，2027 年达到 47%。

二是 2020 年，拉美电力结构持续清洁化，整体用电需求下降的情况下依然增加了新能源的供电比重，拉美多国新能源装机保持稳步增长。巴西 2020 年光伏风电新增装机 2500 兆瓦，占全年新增装机 50%左右。智利新增 6000 兆瓦风能太

太阳能和生物质燃料装机，增幅创历史新高，非水电类可再生能源装机占该国电力总装机的 40%。预计到 2025 年，拉美绿色能源装机将从目前的 49 吉瓦增至 123 吉瓦，增长 150%。

三是尽管新能源项目招标采购在疫情初期略有停滞，但大多在 2021 年恢复进行，旺盛的开发需求并未因疫情减弱。此外拉美各国不断拓展新的转型领域，能源多元化趋势不断增强。如巴西发展海上风电，智利政府致力发展氢能，以及拉美多个城市开展电动公交车项目招标等。

四是能源合作已成为中拉务实合作的重要组成部分，中资企业表现亮眼。近年来，中拉积极推动能源转型和新能源开发利用，新能源合作成为中拉能源合作的新亮点和新动能。中国在新能源领域拥有全产业链优势和丰富的项目实施经验，双方合作互补优势突出，在可再生能源、氢能、新型储能、智慧能源等关键技术领域的合作潜力巨大。

贸易方面，近年来中国对拉美新能源产品出口高速增长，巴西、智利、墨西哥位列中国光伏产品出口前十大市场。项目方面，中企在拉美签约的电力项目中，输变电占 64%，风电、水电、光伏、生物质能等新能源项目占 32%，火电项目仅占 4%，在拉美各国重视清洁能源发展的大背景下，新能源必将成为拉美地区下一阶段的投资新热点。此外新能源领域的投资、并购与合作也日益增长。如三峡集团收购美国杜克能源公司在巴西、美国 Luz del Sur 公司在秘鲁的业务，国

电投收购墨西哥 Zuma 能源公司等。

2. 光伏

拉丁美洲光伏资源丰富，理论蕴藏量超过 12000 万亿千瓦时/年以上，主要集中在阿卡塔玛沙漠和巴西东北部等地区，其中阿卡塔玛沙漠是世界上太阳能资源最丰富的地区之一。

南美洲太阳能年总水平面辐射量约 900-2700 千瓦时/平方米，大于 2000 千瓦时/平方米的区域主要包括智利北部、秘鲁南部、玻利维亚西南部、阿根廷西北部和巴西东北部地区。智利北部、秘鲁南部、玻利维亚西南部、阿根廷西北部主要为阿卡塔玛沙漠地带。阿卡塔玛沙漠属于热带沙漠气候，植被覆盖率低，气候干旱，被称为世界的“干极”，太阳能年总水平面辐射量高。巴西东北部受地形影响，属于高原热带草原气候，年降水量低，较为干旱，植被覆盖率相对较低，太阳能年总水平面辐射量较高。

中美洲及加勒比地区太阳能年总水平面辐射量约 1200-2200 千瓦时/平方米，大于 2000 千瓦时/平方米的区域主要集中在萨尔瓦多、多米尼加西南部以及海地东南部地区。

智利是拉美太阳能资源最丰富的国家，光伏发电资源潜力超 12 亿千瓦，光热发电资源潜力 5 亿千瓦，资源分布由北至南逐渐递减，北部地区光伏发电装机容量因子可达 0.3，即装机利用小时数超过 2700 小时。而目前智利光伏装机容量

量开发率仅为 0.1%左右，具有大规模开发潜力。

3. 风能

拉丁美洲风能资源丰富，理论蕴藏量约 220 万亿千瓦时/年，主要集中在南美洲南部锥形地区、巴西东北部及哥伦比亚和委内瑞拉北部沿海地区。距地面 100 米高度年均风速范围约 2-14 米/秒，年均风速大于 7 米/秒的区域主要分布在委内瑞拉北部沿海、巴西南部沿海、乌拉圭东部沿海、智利南部沿海、阿根廷南部大部分陆地及沿海海域。委内瑞拉北部沿海区域年均风速高于 10 米/秒。巴西南部沿海和乌拉圭东部沿海地区年均风速最高可达 9 米/秒。智利南部沿海和阿根廷南部受南太平洋和南大西洋海风影响，风能资源极好，年均风速高于 8 米/秒，最高地区可达 14 米/秒。

中美洲及加勒比地区多数国家沿海风能资源极好，距地面 100 米高度年均风速约 2-12 米/秒。年均风速大于 7 米/秒区域主要包括危地马拉西南部、洪都拉斯西南部、尼加拉瓜西北部和西南部沿海区域、哥斯达黎加西北部沿海地区以及多米尼加北部和南部海域。

阿根廷全境处于风能资源丰富区，全境 70%区域年均风速超过 6 米/秒，技术可开发量 2 万亿千瓦时/年，按利用小时数约 3300 小时考虑，可装机容量约 6 亿千瓦。南部巴塔哥尼亚高原和布宜诺斯艾利斯省西南部大部分地区风电装机容量因子在 0.4 以上，即风电装机利用小时数在 3500 小

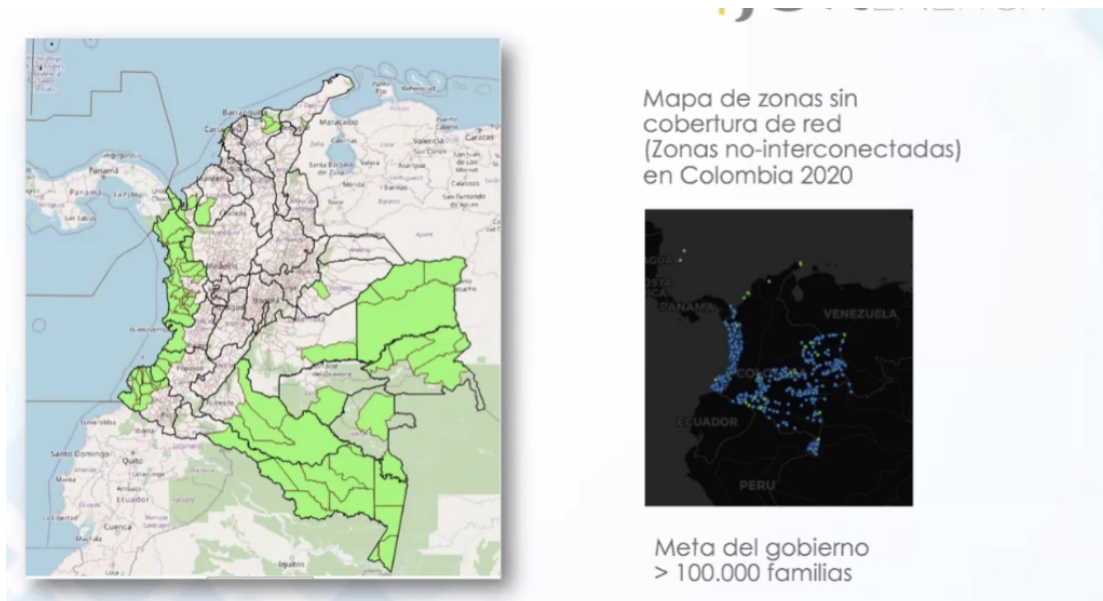
时以上，部分地区年均风速可达 15 米/秒，风电装机容量因子高达 0.57 以上（数据来源：全球风能地图），即风电装机利用小时数在 5000 小时以上，且地势平坦、海拔不高，可开发面积大，非常适合开发大型风电基地。

巴西 70% 的风能资源集中在东北部，该地区可开发装机容量约 1.5 亿千瓦，年均风速 6-9 米/秒，该地区大部分风电装机容量因子在 0.25 以上，即风电装机利用小时数在 2200 小时左右，局部地区风电装机容量因子可达 0.45 以上，即风电装机利用小时数在 4000 小时以上。

4. 主要挑战

(1) 尽管拉美可再生能源资源丰富，但由于能源区域存在较大不平衡，资源转换为项目机会面临较大挑战，如光伏资源丰富的智利，由于受到北南输电通道的限制，导致资源无法全部利用，光伏资源开发仅为储量的 0.1%。哥伦比亚北部地区有非常优质的太阳能光照条件，但由于东部南部和西部目前尚有大片未并网地区，大规模发电仍受阻碍，未来将需加强输电基础设施建设。

图 1：哥伦比亚未并网地区



(2) 拉美新能源市场竞争非常激烈，中资企业面临市场先入者的“排斥”。如在智利市场中资企业在发电端有较大市场份额，但前四大发电商如 Enel、Engie 等欧美企业不仅有更大体量，更有售电等其它业务可对冲发电风险，同时在行业规划、标准制定上有更多话语权。

(3) 由于拉美新能源 PPA 的价格持续下降，企业项目投资面临较大压力。尤其是在近年由于组件、海运费涨价等特点，许多新能源项目最终无法获得投资时的预期回报。

5. 开发建议

一是关注国别风险，用好海外投资险产品。相较于欧美及东北亚国家，拉美长期来看对可再生能源高度重视，但在转型期首要目标以刺激经济复苏和经济增长为主。同时部分拉美国家目前仍高度依赖石油和其他化石燃料。而部分国家的政治紧张可能将加剧此局面，尤其是近期将迎来拉美国家一系列政治变化，多国将进行换届选举，政策延续性值得关

注。建议加强对重点国别的政治风险研判，用足用好中国信保海外投资保险产品。

二是有选择性地做好主要能源区域的开发。根据资源分布、开发条件及开发现状，拉美未来将形成三大太阳能基地和四大风电基地，2050年太阳能发电基地和风电发电基地装机容量将分别达到2.0亿千瓦和2.2亿千瓦。建议企业关注地区资源禀赋及能源需求，风电重点开发阿根廷南部和巴西东北部，适当开发乌拉圭、哥伦比亚北部沿岸地区；太阳能重点开发智利、阿根廷、秘鲁境内的阿塔卡玛沙漠，适当开发巴西东北部地区。

三是充分发挥利用中资企业优势，做好中拉新能源产能合作。中国企业在新能源合作方面优势完备，一是产业链完备，尤其是中国光伏产业已居全球首位。二是技术产出与装备产业规模领先，在利用可再生能源发电方面多个指标排名世界第一。三是拥有强大的电力投资能力。建议充分利用绿色金融优势，以多种形式参与新能源合作，助力中拉能源产业发展。

（五）中东（西亚北非）地区

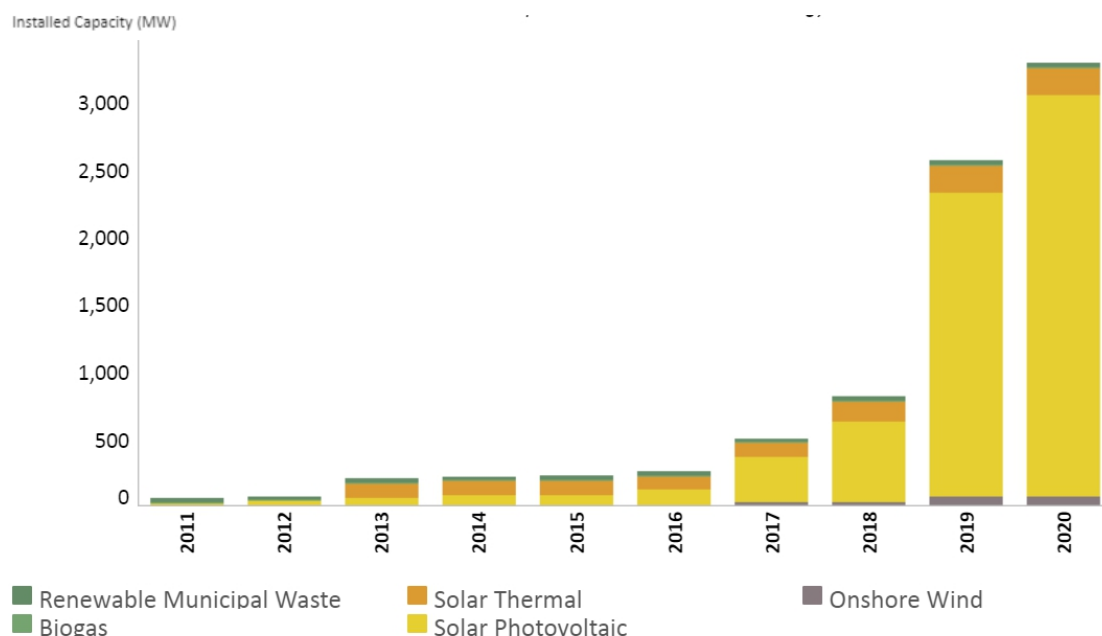
1. 整体情况

中东地区一般泛指西亚、北非地区的二十多个国家和地区，是全球化石能源生产重镇，2020年，中东石油产量占全球的34%，天然气占21.8%，石油和天然气出口量在全球的占比分别达到36.1%和17.4%。能源转型在中东是由来已久的话题。自20世纪70年代起，该地区一些国家便曾提出要降低对石油的依赖，实现经济多元化发展。在全球传统化石能源日消耗量快速增长、人均碳排放高企的情况下，中东地区的国家逐渐认识到开发新能源既可以减少碳排放，也可以增加出口资源的收益，因此纷纷试水新能源的开发利用。

（1）海湾合作委员会成员国家发展现状

海湾合作委员会是海湾地区最主要的政治经济组织，其成员国包括沙特阿拉伯、卡塔尔、科威特、阿拉伯联合酋长国、巴林和阿曼。海合会六国地处阿拉伯半岛波斯湾一侧，油气资源丰富，但近年来也加大了对新能源建设的投入。因地处沙漠，太阳能是该地区主要的新能源类型。根据国际可再生能源机构（The International Renewable Energy Agency，英文简称“IRENA”）统计数据，截至2020年底，以发电方式划分，海合会六国新能源装机累计容量如下：光伏太阳能2965兆瓦，聚光太阳能热发电200兆瓦，风能66兆瓦，生物质能30兆瓦，生物气能9兆瓦。

图 1：2011-2020 年海合会六国新能源累计装机容量



来源：IRENA

整体来看，太阳能是海合会六国的主要新能源开发方向，其中阿联酋目前占据领先地位，截至 2020 年底，其光伏太阳能累计装机容量达 2439 兆瓦，占据海合会国家光伏太阳能总装机容量的 82.3%，沙特光伏太阳能累计装机容量为 359.4 兆瓦，位列海合会国家第二名。

在新能源发展规划方面，沙特计划至 2030 年将新能源发电量提升至 9.5 吉瓦；阿联酋计划至 2050 年，提升新能源发电量占总发电量比例至 44%，并将建设预计耗资 32 亿美元的全球最大光伏太阳能发电厂；科威特计划至 2030 年提升新能源发电量占总发电量比例至 15%；卡塔尔计划投入 5 亿美元开展 1 吉瓦太阳能合作开发计划；阿曼计划投入约 2 亿美元用于建设太阳能和风能电站。

（2）北非五国新能源发展现状

北部非洲由埃及、摩洛哥、阿尔及利亚、利比亚和突尼斯五个国家组成，是非洲经济和社会发展水平较高的地区。该地区以石油、天然气等传统化石能源消费为主要经济支柱，仅埃及和摩洛哥产业相对多元化。现阶段，新冠疫情爆发以来，受全球石油价格大幅下降、产业链受损等因素影响，加上日益严重的环境污染问题，北部非洲能源转型步伐亟待加快。该地区拥有丰富的可再生能源资源，为能源转型提供了有利条件。

目前，北非五国以石油、天然气和电能作为终端能源消耗的三大主要来源，占比分别为 47%，31% 和 15%，并长期带动该地区经济发展，但北非五国已经意识到过度依赖化石能源对经济社会发展、环境保护等多方面造成的不利影响，新冠疫情使得相关负面影响进一步扩大。因此，北非五国已经制定清洁能源型计划并加速实施。

2009 年以前，生物能和水力发电是北部非洲主要的新能源发电形式。2009 年以后，随着光伏风力发电等新能源发电技术的快速发展及成本的显著下降，生物能发电在北非地区发电领域的占比逐步降低。该地区水力发电基本维持在 10 年前的装机水平，并且由于气候变化加剧导致整体降雨量呈逐年下降，水电可用出力有所下降。

表 1：2009 年和 2019 年北非五国新能源装机情况

(单位：兆瓦)

	可再生能源发电总装机	光伏发电	风力发电	聚光太阳能热发电	水力发电	生物能发电
2009年	619	10	90	3	490	26
2019年	1043	190	290	60	496	7

来源：《全球能源互联网资讯第 23 期》

由上表可见，2009 至 2019 年，北非地区可再生能源发电装机容量增长了 68%；主要来自光伏发电、风力发电和聚光太阳能热发电。其中，四分之三的新增容量来自摩洛哥，主要原因为该国积极引入私有资本，大规模采用竞标及与发电商签署长期购电协议，较好地保障了投资者的合理收益。

2009 至 2019 年，北非地区可再生能源发电装机容量占该地区发电总装机容量的比重从 7.3% 下降至 6.9%，主要原因有以下三方面：一是成本相对较低的化石能源发电装机容量持续高速增长，以满足该地区快速增长的电力需求；二是受气候变化影响，近年来该地区水力发电装机容量未有明显增长，导致新能源发电装机占比偏低；三是埃及作为长期以来该地区装机容量最大的国家，受成本因素影响，其新能源发电装机增速较为缓慢。摩洛哥新能源发电装机容量占该国总装机容量的 20%，是北部非洲新能源发电装机占比最高的国家。

2. 资源禀赋

(1) 光伏

西亚地区：沙特阿拉伯、也门、阿曼、阿联酋、卡塔尔等国多部分地区属热带沙漠气候，气候干旱，气温高，太阳能直射幅度高，特别是约旦全境和沙特阿拉伯西北部地区，太阳能年总法向直射辐射量为 2500-3000 千万时/平方米。西亚太阳能基地主要分布在沙特阿拉伯、阿曼、阿联酋、伊拉克、叙利亚和伊朗等地，共规划建设 15 个大型太阳能基地，总技术可开发量约 15.3 亿千瓦。

北非地区：摩洛哥南部、阿尔及利亚中南部地区、利比亚、埃及地处亚热带撒哈拉沙漠地区，受副热带高压、干燥信风和寒流的共同影响，植被覆盖率低，气候干旱，太阳辐射强，部分地区太阳能年总水平辐射量可达 2500 千万时/平方米。北非正在重点建设 8 个太阳能基地，总技术可开发量约 2.5 万亿千瓦时，可装机容量约 12 亿千瓦，2035 年前装机容量 5300 万千瓦，2050 年前总装机容量 1.1 亿千瓦。在满足北非电力需求基础上，可通过跨地中海输电通道向欧洲送电，实现电力出口创汇。

(2) 风能

西亚地区：西亚全年平均风速大于 7 米/秒的区域主要分布在阿富汗西部、伊朗东部、伊拉克西南部、沙特阿拉伯中部、阿曼东南沿海等地区。阿富汗西部和伊朗东部，属温

带大陆性气候，风能资源较好，风速较高，部分地区年平均风速为 12 米/秒。伊拉克西南部和沙特阿拉伯中部属热带沙漠气候，植被覆盖率低，全年平均风速为 7-9 米/秒。阿曼东南沿海临印度洋，受印度洋海风影响，部分区域年平均风速可达 9 米/秒以上。西亚风电基地主要分布在阿拉伯半岛东南端、波斯湾西部沿岸、阿曼南部沿海、叙利亚北部和伊朗东部，共建设 8 个风电基地，总技术可开发量约 2.8 亿千瓦。

北非地区：北非全年平均风速大于 7 米/秒的区域主要分布于摩洛哥、阿尔及利亚中部地区和利比亚西部地区。其中，摩洛哥地处北大西洋西部风带，部分地区全年平均风速可达 11 米/秒。非洲北部的撒哈拉沙漠及周边适宜基地式开发风电。目前北非计划重点建设 5 个大型风电基地，分布于摩洛哥西部、阿尔及利亚西北部、突尼斯东部、利比亚西部和埃及北部沿岸。拟选址的风电基地年均风速 7-9 米/秒，总技术可开发装机容量 2000 万千瓦。在满足北非区域内电能需要的基础上，可与北非太阳能基地联合送电欧洲，平抑清洁能源基地出力波动性，提高跨地中海直流通道利用效率。

3. 主要挑战

(1) 中东地区新能源开发及运营政策不确定性较强。在前述中东各国中，有不少国家都制定了各自的新能源发展规划，以期在一定时间内，将本国的新能源发电比例提高至

较高水平。但这些政策的稳定性和可执行性值得商榷，例如沙特新能源发展目标的完成时间和执行方式不够稳定，也缺少明确的政策支持机制。其他中东国家在政策执行上也存在类似问题。

(2) 部分中东国家发展新能源项目存在地理条件限制。新能源中，太阳能的建设需要占用较大面积的土地来布置光电转换设备，风能建设则需要有较强的风电并网整合技术。对于约旦、巴林等国家，由于国土面积较小，无法满足前者条件，因此较难大规模开发太阳能；埃及则是由于后者，在大规模开发风能方面遇到瓶颈。

(3) 部分油气丰富的海湾国家如阿联酋、沙特及北非的摩洛哥则因新能源市场较为成熟高端，政策法规较为完备，一方面融资利率低，市场准入门槛高，中资企业竞争压力大，获取项目机会少；另一方面，该部分国家国别情况较好，融资渠道较多，金融机构参与合作也面临较大竞争压力。

4. 开发建议

一是做好国别政策跟踪。中东地区油气资源丰富，多数国家为油气“食利型”经济，对油气资源出口依赖十分严重。虽然各国已纷纷出台各项能源转型政策，但相关政策的稳定性、延续性需要及时跟踪，各国能源转型的决心和执行力度也值得关注。

二是充分发挥利用中资企业优势，打好组合拳。中国企

业在新能源合作方面优势完备，一是产业链完备，尤其是中国光伏产业已居全球首位。二是技术产出与装备产业规模领先，在利用可再生能源发电方面多个指标排名世界第一。三是拥有强大的电力投资能力，能够充分发挥绿色金融优势，助力能源产业发展。目前沙特、阿联酋、埃及、阿尔及利亚等国均有新能源项目的建设规划。未来要及时关注相关国别新能源开发项目的招投标机会，中国信保将与当地能源行业中资企业保持密切联系，随时提供业务支持。

三、重点国别新能源机遇

(一) 越南

1. 新能源政策

越南是《联合国气候变化框架公约》、《京都议定书》、《巴黎气候变化协定》、《蒙特利尔议定书》等气候国际条约的缔约方，并在 2016 年《巴黎协定》获批后，保证在 2030 年前减少 8% 的温室气体排放。如有国际支持，2030 年前可减少 25%。因此，越南减碳减排的进程很大程度上依赖国际援助。预计需投资 210 亿美元。而越南财政仅能满足 32 亿美元，其余大部分需双边或多边国际援助。

为达到以上目标，越南宣布 2030 年前将增加新能源发电比例至 15% 以上。越南即将公布的 PDP 8（Power Development Plan VIII）的初稿文本中也提到会更加关注风电、光电为主的新能源产业。

但 2022 年来，也有新闻报道暗示，因为近年来投运的可再生能源规模使电网遭受重创，由于缺乏向国家电网输送风能和太阳能的输入设施，越南工贸部将不会在 2022 年的计划中增加任何风能和太阳能规划。除了之前已经规划的项目之外，2022 年工贸部计划暂时不把新项目纳入规划里，所以已经规划的项目不受影响³。建议中国企业给予关注。

2. 主要售购电机制

³ 来源：vns 新闻。

目前越南电力市场还处于改革的第二阶段，已经正式引入批发市场，在配电侧引入竞争，形成多买多卖的市场格局，让大用户在市场中有更多的选择权。但新能源项目的主流购电方还是越南国家电力集团的下属企业，而且由于越南政府对新能源发电的支持政策，前几年一直对光伏、风电提供 FIT（固定电价制度）对发电项目进行补贴。

光伏方面，由于种种原因，下调了屋顶光伏的 FIT，并且已经取消大型光伏电站项目（极少数项目除外）FIT 上网电价，引入竞价上网模式。**风电方面**，陆地及海上风电的 FIT 单价为每度电 8.5 美分和 9.8 美分，但政策变动也有较大可能，有消息称补贴将持续至 2023 年。

3. 业务机会

（1）水电

目前越南水力发电占比较高，越南属于湄公河流域，国家境内已经建成了许多水力发电的水坝。越南水力发电未来发展潜力不大。根据规划，由于适宜建设水电的地理环境基本都完成了开发，未来只有数个小水电项目将进行建设。2030 年水力发电占比将从目前的 33%降低至 21%。

（2）光伏

受 2020 年越南政府优惠上网电价补贴（7.1 美分/度）年底截止的政策影响，光伏装机量大幅提升，2020 年超过 10 吉瓦，当年 12 月抢装 6.7 吉瓦。目前，越南光伏上网电

价采用竞价上网的模式，只有部分屋顶光伏和批准项目还可以继续享有补贴。因此，未来越南光伏建设中屋顶发电（分布式）容量可能会持续增长，有利于光伏组件出口。但越南已计划削减屋顶光伏项目可获得的上网电价补贴，削减比例将高达 30%。主要原因是由于去年抢装的屋顶光伏量太大。越南国家电力调度中心就曾提出，由于 2020 年越南屋顶光伏装机量增长过猛，在越南全国范围内，光伏发电量已占到电力系统发电总量的 1/4，这种爆发式的增长已经影响到了越南配电系统的稳定性。2021 年数据还未发布，但估计越南将削减 5 亿度光伏发电量。

（3）风能

有消息称，风电上网电价补贴截止日期宣布延后至 2023 年底，目前电价补贴仍然较高（9.8 美分/度）。根据测算，越南当地风力发电潜力很大（59 吉瓦），主要集中在沿海离岸地区。政府在五年规划等政府文件中也提出发展风电的目标。目前，风电项目在建容量为 2 吉瓦，筹备中项目容量为 14 吉瓦。越南科技协会主席潘春勇已提出到 2030 年海上风力发电量达 3 千至 5 千兆瓦，到 2045 年为 2.1 万兆瓦（21 吉瓦）。

4. 主要大型投资人

越南最大的风能生产商和投资商中南集团是越南清洁能源领域的第一大投资商。仅在越南宁顺省一省投资的风电

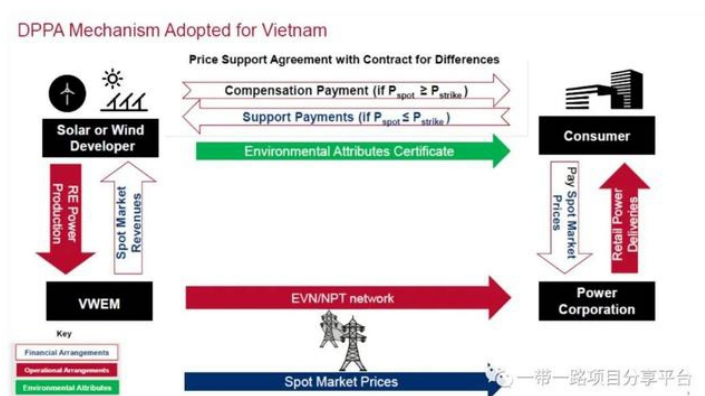
和太阳能项目，投资额就达到 5 亿美元以上。

其后还有油汀能源股份公司、越南长城集团股份公司、TTC 集团、Bim 集团、Viettracimex 总公司、越南电力集团 (EVN)、Sunseap 集团(泰国)、正义旅游贸易建设公司和晨星集团。

5. 开发建议

一是关注越南电源电站项目新商业模式变化，如 DPPA，即直接购电协议机制。该机制主要是针对可再生能源项目。在 DPPA 机制下，电力购买者 Off-taker 是私人电力消费者，即私营企业不再直接从国家公用事业电力公司（如 EVN）购买电力，而是根据长期合同直接从独立电力开发商 IPP 购买电力。目前，越南 DPPA 机制原则上是面向可再生能源地面电站项目的（包含风光电站），是作为 FiT 补贴电价政策失效之后，项目开发商可选择的另一种项目建设机制。中国信保将关注企业参与新机制试点的项目动态，及时做好相关研究，便于后期风电等其他新能源项目普遍推广时，及时衔接信保产品。

图 1：越南 DPPA 机制图



二是关注本地输变电企业，包括 EPC 企业及相关组件厂商。越南经过光伏“补贴热”之后，当前主要制约条件是本国内部电网承载能力和稳定性。未来随着新能源电站项目陆续建设完工，越南电网将有更大的承载压力，因此未来越南政府将会持续加大开发输变电相关建设，并已经开展私营资本参与输变电业务的制度建设。建议关注越南等地区输变电行业业务机会，充分利用中国信保中长期险或特险产品。

（二）菲律宾

1. 新能源政策

根据菲律宾《可再生能源法案（2008）》（Republic Act 9513: Renewable Energy Act of 2008），菲律宾政府能源部（Department of Energy, “DOE”）和能源监管委员会（Energy Regulatory Commission, “ERC”）负责实施推进可再生能源电力计划。具体而言，到2030年，菲律宾计划水电发电量将增加160%，风电发电量将增至2345兆瓦，光伏发电量将增至1528兆瓦。根据DOE最新公布的2020-2040年菲律宾能源计划，到2040年，菲律宾将实现可再生能源装机容量占比达到50%。

为鼓励投资者开发建设可再生能源电力项目，除2012年以来推行可观的FIT电价（Feed-in-Tariff）外，近年来菲律宾按照《可再生能源法案（2008）》的要求，出台可再生能源配额标准（Renewable Portfolio Standards），建立可再生能源证书交易市场，修改可再生能源项目授予和登记程序等等。可再生能源配额标准经2018年和2019年的过渡，于2020年正式施行，对配电企业、发电企业等电力市场参与者必须购买一定份额的可再生能源电量提出要求，且该购电份额应当每年至少增加1%。2019年12月，菲律宾政府出台规定，建立再生能源证书交易市场平台，所有电力市场参与者均可通过该平台买卖可再生能源证书，满足可再生能源

配额标准的法定要求。

2. 电力市场管理及售购电机制

菲律宾自 2001 年 6 月启动电力工业改革以来，目前已成为继新加坡之后电力市场改革步伐最快的亚洲国家，也是东盟仅有的 2 个成功设立并运作电力现货市场的国家之一。菲律宾 2001 年发布的《电力工业改革法案 (Electric Power Industry Reform Act, EPIRA)》启动了菲律宾电力行业放松管制及私有化改革进程，法案将菲律宾国家电力公司拆分为独立的发电、输电和配电公司，并成立了完全独立的行业监管委员会 (ERC)、建立了电力批发现货市场 (Wholesale Electricity Spot Market, WESM)、非盈利性质的国有企业菲律宾电力市场公司 (Philippine Electricity Market Corporation, PEMC) 来管理 WESM。此外，为促进售电竞争和配电网开放化，在 WESM 注册成立的发电企业下属售电公司、配电企业下属售电公司和新成立的单纯售电公司都可以公平接入和使用配电网，向终端用户提供售电、中介、市场开发和集成性服务。

菲律宾电力市场的一个显著的特点就是分散化，没有国家电力公司统一购电，分布于全国的一百多个区域性的配电商 (Distributional Utilities, DU) 通过与电厂签署长期购电协议获得电力供应 (按协议价)，也可以通过竞价上网系统实时购电 (按市场价)，然后再把电力销售给最终用户。

此外，对于那些用电量较大（峰值在 1 兆瓦或以上）的单位，也可直接与电厂签署购电协议获得电力。

按照 2001 年改革法案的要求，发电和购电领域均引入竞争机制，一方面电厂之间为争夺资信良好的购电人展开竞争，另一方面购电人为争取电价较低的电厂而展开竞争，这种双向竞争机制同时向电厂和购电人提供了正面的激励：电厂管理效率越高、成本越低，客户基础就越好，收入就越稳定，风险就越小；购电人资信越好，越容易获得有利的电价，购电人自身和最终用户收益就越大。

签署长期购电协议在菲律宾的监管框架下要历经严格的程序，除了买卖双方达成合意之外，还需经过 ERC 的审核、公众聆讯（public hearing）、最终批准等环节。对于履行购电协议有问题的电厂或购电人，ERC 会限制其签署新的购电协议。

3. 业务机会

得益于近年来强劲的经济和人口增长以及其 2022 年实现 100%电气化的政府目标，Fitch Solution 预测，2021-2030 年，菲律宾的装机容量将以 2.8%的年平均速度，由 2020 年底的 26 吉瓦增长到 2030 年的 34.7 吉瓦。其中非水电可再生能源装机容量预计有望从 2020 年底的 3.8 吉瓦增长至 2030 年的 4.8 吉瓦。此外，菲律宾电力领域正在逐步推进私有化和更为宽松的监管机制，再加上高昂电价带来的可观利

润和菲律宾政府根据《巴黎协定》承诺至 2030 年将温室气体排放减少 75% 等有利因素，菲律宾将吸引越来越多的投资者进入其可再生能源市场。

2016 年 10 月 11 日，杜特尔特总统签署了 5 号行政令，名为《雄心 2040 长远规划指南》(以下简称“《雄心 2040》”)，规划了未来 25 年的发展计划，为菲律宾的可持续发展奠定了基础。根据《雄心 2040》，菲律宾能源部又颁布了《2020-2040 年菲律宾能源规划：行业规划与路线图》(以下简称“《能源行业规划》”)。在《能源行业规划》中，制定了能源行业战略指引，包括：保障能源安全、拓宽能源获取渠道、促进低碳发展、强化政府部门在能源领域的合作、执行监督和完善路线图等，其中大力发展可再生能源成为实现菲律宾可持续发展的重要举措，其目标是到 2040 年，太阳能发电增加 10.2 吉瓦；风能发电增加 2.8 吉瓦；生物质发电增加 343 兆瓦；地热发电增加 200 兆瓦，以及电池储能达到 500 兆瓦。

4. . 主要大型投资人

菲律宾的经济命脉基本掌握在各大家族财团，而这些财团也是菲律宾可再生能源项目的主要投资开发商。

Energy Development Corporation (EDC): 全球第二大、菲律宾第一大地热发电商，其地热发电装机容量达 1.2 吉瓦，此外其风电、水电以及太阳能的装机容量分别为 150 兆瓦、

132.5 兆瓦和 11.99 兆瓦。

First Gen: 菲律宾最大的独立发电商，拥有 30 个电厂，总装机容量约 3.5 吉瓦，同时也是菲律宾最大的燃气和可再生能源发电商。

Ayala Corporation: 目前拥有并运营 1000 兆瓦的火电站和 600 兆瓦的可再生能源电站，其计划到 2025 年新建 5 吉瓦的可再生能源装机，实现公司 50% 的发电量来自可再生能源。

参与菲律宾可再生能源项目的当地财团不仅经济实力雄厚，且业务板块涉及、地产、城市开发、能源、金融等多个领域，其主导的可再生能源项目一般由自有资金或通过菲律宾当地银行贷款解决融资，且当地银行均接受以私人 PPA 为担保的项目融资。

5. 开发建议

一是目前菲律宾的电力市场基本为当地财阀所垄断，主要的发电、配电方都隶属各大财团，各大财团之间表面相互竞争，实际互相交叉持股，以实现共同利益绑定。建议重点关注由对华友好、与中资企业合作良好的菲律宾各大财团发起和参与的可再生能源项目，借助其在当地的影响力，择优选取目标项目。

二是菲律宾现行的《外商投资负面清单》规定外国投资者对自然资源开发利用项目的投资比例不得超过 40%，在一

定程度上打击了外国投资者参与可再生能源电力项目的积极性。但随着菲方于 2019 年明确生物质发电和垃圾发电项目不再受此限制，光伏、风电等其他类可再生能源电力项目未来有望同样适用。建议积极关注菲律宾相关政策的更新，以多种方式参与菲律宾可再生能源项目。

三是菲律宾总统大选顺利完成，建议企业密切关注菲律宾新政府带来的机遇和挑战，并积极做好应对。

(三) 柬埔寨

1. 新能源政策

柬埔寨电力部门发展落后，对电力有强劲潜在需求，为向该国投资新的电力产能铺平了道路。从长远来看，柬埔寨电力需求将相对疫情期间的萎靡强劲反弹，特别是随着轻工业制造业继续扩张，由积极的宏观经济和人口基本面推动。柬埔寨政府也努力提高电气化率，目标是到 2030 年为 70% 的家庭提供电网传输的电力，这也将推动未来数年的需求。柬埔寨煤炭和水力发电等传统能源占比未来变化不大，但随着总装机量的上升，新能源的总量也会同步增加。

柬埔寨蓬勃发展的新能源行业仍不发达，非水电新能源占比预计将从 2020 年的 2.1% 增加到 2030 年的近 3.2%。并且，政府还是倾向决定停止开发新的燃煤电厂，转而投资于清洁能源。

柬埔寨尚未发布可再生能源目标，目前鼓励重大投资的政策有限。在此领域，政府可能重点关注在农村地区小规模可再生能源解决方案电气化项目上，并实施有限的政策支持，如出台单独补贴计划或容量拍卖等。

2. 主要售购电机制

柬埔寨政府方面由矿产能源部和经济财政部负责电力行业建设和投资管理，柬埔寨电力局 (EAC) 负责制定电价和颁发电力行业相关许可，并组建了国有柬埔寨电力公司 (EDC)

以市场为导向进行发电、送电和配电业务。目前并没有市场化电力交易平台、新能源补贴等机制，电力公司可与发电方签署 PPA，商讨购电事宜。前期，有一光伏电站招标文件中 PPA 出价上限为 0.076 美元/千瓦时。

3. 业务机会

近年随着新能源成本下降、农村偏远地区对电力需求增加等因素，虽然柬政府并未出台明确电力支持政策，但仍然可以看到有相当数量的新能源项目上马建设。柬埔寨可再生能源相对丰富，如光伏和风电，生物质能储量也较丰富。柬埔寨政府重视发展经济，未来将继续加强与中方在各基础设施建设领域的合作。中国提出的“一带一路”倡议与柬埔寨“四角战略”以及《2015—2025 工业发展计划》高度契合，柬埔寨政府及社会各界对积极参与“一带一路”倡议有着高度共识，热情高涨。双方在经贸投资、互联互通、能源资源等重点领域合作潜力巨大。

柬近期新规划项目摘录如下：

(1) 磅清扬省的 60 兆瓦太阳能电站项目，该项目的建设已获得柬埔寨发展委员会的批准。2021 年 2 月，该设施将在 Teuk Phos 区的 Prey Chrov 村建成，由 SPV 公司 Prime Road Alternative（柬埔寨）投资 3740 万美元。在亚洲开发银行的特许贷款支持下，该电站构成了柬埔寨国家太阳能电厂项目的第一阶段。二期 40 兆瓦预计仍处于招标阶段。

(2) 国家光伏园配套基础设施建设项目(EPC 总包项目)。

(3) 柬埔寨西哈努克省西港 200 兆瓦光伏项目。

(4) 2019 年底，柬埔寨发展理事会批准了两个光伏电站项目，分别位于西部菩萨省和中部磅清扬省。两个项目投资额总计 1.16 亿美元，总装机容量为 120 兆瓦，由施耐德(Schneitec Sustainable 公司)投资。

4. 主要大型投资人

柬埔寨高棉控股集团、施耐德(Schneitec Sustainable)、环球发展有限公司等。

5. 开发建议

一是关注柬埔寨政策支持变化，目前积极政策相对较少，大部分项目为产业园、投资等个别项目。建议关注柬政府新能源政策，特别是在西港等经济特区，可能会出现单独的支持政策，以扶持当地能源、经济发展。

二是西港华人参与项目活跃程度高，并且愿意与国内建设企业合作，具有较好的项目基础。但也存在商业项目中，业主及母公司财务状况一般。建议企业在项目初期介入时，与业主做好交流，明确信保承保政策，及对抵押、担保等风险控制措施的要求。

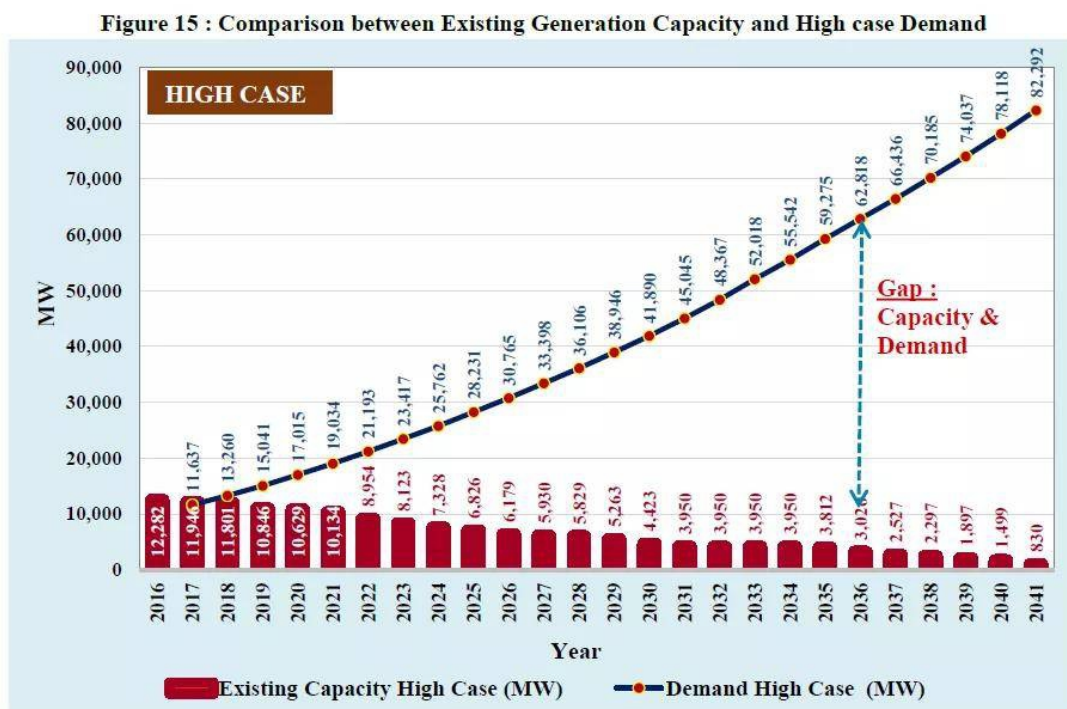
(四) 孟加拉国

孟加拉国位于南亚次大陆，连接中国、印度和东盟这三个世界上重要的经济体，区位优势明显。近十年来，孟加拉国是南亚地区乃至全球最具经济发展活力的国家之一，GDP平均增速保持在6%以上。作为“一带一路”倡议和“孟中印缅经济走廊”沿线重要国家，近年来孟加拉国一直是包括中资企业在内的各国企业投资合作热土。

1. 新能源政策

目前，孟加拉国全国尚有部分人口未实现电力覆盖，工农业生产对于电力需求十分强劲，供需存在缺口，因此电力一直是孟加拉国政府近年来重点发展行业。

图 1：孟加拉国未来用电供需缺口

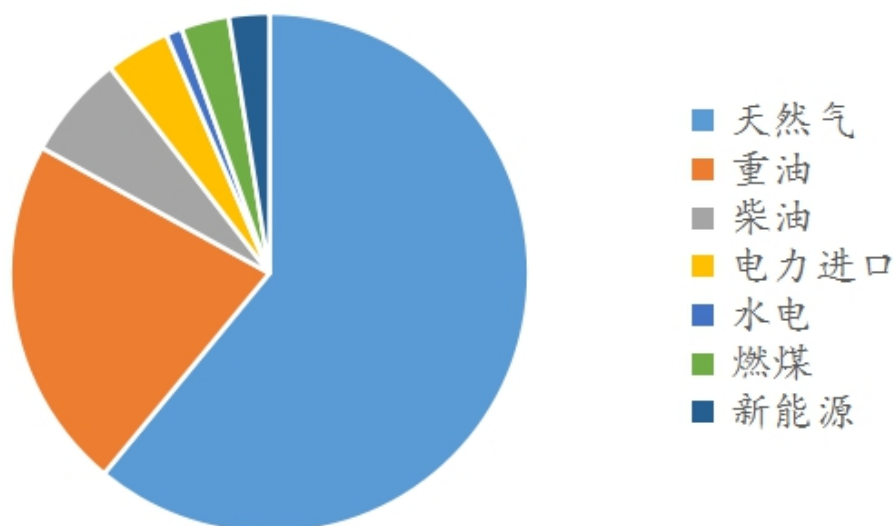


来源：孟加拉国电力发展委员会（BPDB）

孟加拉国矿产资源有限，拥有煤炭、天然气以及一些未探明的石油储量，能源结构较为单一，主要依靠煤炭和天然气。新能源资源禀赋方面，拥有丰富的光照资源，每年日照时数可达到 2500 小时，平均每日日照量为 4-6.5 千瓦时/平方米。

电力装机方面，截至 2020 年底，孟加拉国天然气装机占比约 53%、重油约 17%，柴油约 6%、煤炭约 4%，其他装机类型还包括水电、新能源、进口电力等。

图 1：孟加拉国电力行业燃料构成



在当前能源转型和气候危机持续加剧的背景下，孟加拉国已经做好了调整国家能源结构的准备，计划逐步放弃煤炭，转而扩大天然气利用，同时推进风光等清洁能源业务版图的扩张。孟政府将通过增加装机容量、扩大输配电网、减少系统损耗、扩大电力覆盖、确保不间断供电、提高可再生能

源占比，以及推进具有成本效益的跨境能源贸易等措施，使孟加拉国在可再生能源、能效和能储领域的投入最大化。

图 1：2021 年孟加拉国可再生能源目标安装量

项目	目标安装量(MW)	比重
光伏	1,740	54.9%
风能	1,370	43.2%
小型水力	4	0.1%
沼气	7	0.2%
生质能源	47	1.5%
总计	3,168	100%

2021 年 6 月，孟加拉国公布“气候繁荣计划”，旨在通过更强有力的气候行动，进一步增加经济韧性、创造就业，并为国民创造更多福利。在此愿景下，将以应对气候变化行动为催化剂，增强复苏力，为国民创造更多就业和发展机会。2021 年 10 月，在第二届“一带一路”能源部长会议上，孟加拉国电力、能源和矿产资源部国务部长纳兹鲁尔·哈米德表示，孟加拉国正全力以赴实现向更清洁能源的转型，履行作为《巴黎协定》签约国的责任，实现联合国可持续发展目标。孟加拉国承诺将目标定为成为碳中和国家，电力部门将始终优先考虑使用清洁能源发电，已经完成了 9 个地区的风图测绘，并很快将对海上发电前景进行调研。2021 年 11 月，谢赫·哈西娜总理在第 26 届联合国气候变化大会上宣布“到 2041 年从可再生能源中生产 40% 能源”的目标。根据规划，

孟加拉国在发展本国可再生能源的同时，还将加强跨境电力贸易，从邻国进口水电、太阳能等清洁电力。

2. 主要售购电机制

孟加拉国电价大致分为三部分，由孟能源管理委员会（BERC）监督制定：（1）批发电价，即孟电力发展委员会（BPDB）从发电实体购买电力的费用；（2）支付给孟电网公司（PGCB）的上网费用；（3）零售电价，即分销公司向消费者销售的价格。BERC 为唯一定价机构，BPDB 为主要购电方，批发价格由 BPDB 为每个电厂单独制定，并在相应的《购电协议》（PPA）中给出详细信息（通常是照付不议）。零售价格是消费者从配电公司购电的费率，针对不同类别的消费者，实行分类计价。

整体来看，发电端，孟加拉国主要由 BPDB 及其子/关联公司为代表的国有发电厂以及私营企业发电厂进行发电，并通过从印度进口电力等方式弥补供需缺口；按装机容量来看，公共部门的市场份额约 50.7%、私营部门约 43.6%，其余来自进口。输电端，BPDB 对各渠道电力统一购电，并通过其子公司的输电设施向当地供电。配售电端，根据地域差异，BPDB 在主要城市设立配售电子公司，而孟农村电气化委员会（BREB）持有的 PBS 公司负责在农村地区的供电。目前，尽管发电、输电和配电已经向外国和私营部门开放，但这些部门仍然由国有实体主导。因此，BPDB 处于相对强势垄断地位。

从我公司在孟多个电力项目的历史承保情况来看，我们对 BPDB 长期持认可态度。

3. 业务机会

目前，新能源方面，孟加拉国在光伏、风电、垃圾发电等领域存在业务机会。

(1) 光伏——50MW 光伏项目

该项目位于达卡特区迈门兴市，采用 BOO 模式开发，与孟电力发展委员会 (BPDB) 签订 20 年照付不议 PPA，与孟政府、孟电网公司 (PGCB) 签署执行协议并获得主权担保，已于 2020 年 11 月 4 日正式投入商业运营。由于融资能力有限，该项目原股东拟出售持有股权。

(2) 风电——66MW 风电项目

孟加拉第一个风电项目，位于科巴市，当地拥有亚洲第一海滩，适合建设风电项目。项目包含安装单机容量 3.0MW 的风力发电机组 22 台，总装机容量 66MW，每台风机配备一台箱式变压器，工程集电线路预计长 15.49 公里。

(3) 垃圾发电——40MW 垃圾发电项目

该项目日处理生活垃圾量为 3000 吨，投运后，在解决北达卡市 600 万人生活垃圾处理问题的同时，还能满足约 110 万人的用电需求，为当地民生带来福祉。该项目是中孟之间重要的环境友好合作项目、孟第一个垃圾发电项目，建成后

也将成为南亚地区规模最大的垃圾焚烧发电项目，受到中孟两国政府的重视。

4. 开发建议

一是建议抢占市场先机。目前孟加拉国电力需求仍然存在缺口，能源转型和气候行动处于起步阶段，光伏、风电、垃圾发电等相比其他新兴经济体发展较晚，市场潜力较大，建议企业充分做好市场调研，抢占行业机遇。

二是建议与第三方市场合作伙伴保持密切沟通。孟加拉国一直是包括日资、韩资、欧资在内的多地企业和金融机构投融资热点市场，建议企业积极关注沙特 ACWA POWER、日本丸红等国际企业投资动作，并与三井住友银行、渣打银行等在孟活跃金融机构保持持续沟通，获取最新市场讯息。

三是建议关注投资风险。孟加拉国货币塔卡存在汇率波动风险，需要实时跟踪，以规避风险。而且，目前尚无中资银行在孟设立分支机构，虽然孟央行许可各商业银行设立人民币账户，但尚未签署双边货币互换协议，人民币与塔卡不能直接兑换，因此，在银行选择方面，建议选择规模较大、信誉较好的国际知名银行进行账务处理。另外，孟加拉国新能源转型刚刚起步，国土面积有限，新能源政策落地和执行情况有待观察，存在一定风险，建议密切关注，并合理评估新能源市场需求。

(五) 巴西

1. 新能源政策

巴西政府近年来始终大力推动光伏、风能和生物质能发电项目的建设，一方面是因为巴西风能、太阳能资源丰富，生物质能技术较为发达，发展可再生能源是巴西长期以来贯彻的措施，另一方面也是因为这些能源和水电的季节性变化相辅相成，当巴西降雨减少时，风力往往更为强劲，阳光也会更加充足，能够弥补降水少带来的水电发电量缺口。根据巴西的国家替代能源激励计划，政府通过向风电场、生物质能发电厂和小型水电站提供高发电价格的长期合同，鼓励可再生能源的开发。该计划帮助巴西建立起风电的供需市场，为前期新能源发电产业的发展打下了基础。

2009年起，巴西引入了可再生能源项目拍卖机制，并举行了一系列专门针对风电项目的招标。2014年开始，巴西政府开始采用专门的太阳能发电拍卖制度。拍卖机制具有操作方便、成本真实和过程公开等优势，且政府可以明确介入允许参与拍卖的可再生能源的种类。参与拍卖的企业出示具备竞争力的单位电价，政府以价格为基准并综合考虑各种因素对竞拍企业展开评估，最后政府与获得拍卖的企业签署购电协议。这一拍卖机制吸引了众多参与者，极大推动了巴西新能源行业的发展，也促使电力价格不断下降。

根据能矿部制订的《2050国家能源计划》，巴西政府推

出了若干个新能源发电的刺激政策，包括但不限于：对于大于 3300 千伏安以上的风机整机装备可以免除其全部进口关税（12.6%）；对于电气转换器、锂离子蓄电池、有机太阳能电池、太阳能模具或面板、核反应堆部件等设备的进口进行一定程度的进口关税减免；投资者可以通过参与公共招标或自主发起的方式申请巴西海域的使用权转让，用于海上风电等海上可再生能源项目的发展。

2. 主要售购电机制

巴西政府将电力交易市场分为管制交易市场（Ambiente de Contratação Regulada, ACR）、自由交易市场（Ambiente de Contratação Livre, ACL）和短期交易市场。其中，管制交易市场是主要组成部分，主要是确保绝大部分电力用户特别是议价能力较低的中小企业和普通居民的用电需求得到满足，市场交易多为长期合约，确保发电及用电双方中长期供需的稳定，这部分用户数量较多，用电量也较大，市场份额约 70%。配电企业代表绝大部分的普通居民用户，和发电企业通过公开竞标的拍卖程序进行电力买卖，签订期限为 20~30 年的长期购电协议，各参与方竞争条件平等，价格及期限均受到政府严格管制。

自由交易市场是通过市场竞争促使电力服务商在确保电能质量的前提下降低成本，提升运营和服务效率，并促进发电领域投资，主要以大企业用户为主，市场份额 25%~30%。

用电客户、电力交易商、电力进出口企业通过自主协商的方式与发电商签订双边购电协议，交易双方对电力购买价格、数量及期限开展自由协商，其中非水可再生能源发电购买合同可享受政府补贴。

短期交易市场作为前两个市场补充，当实际电力交易执行与合同规定产生差异时，弥补供需缺口，保障电力供需系统瞬时平衡，弥补合同双方的经济损失。该市场由电力交易中心组织开展，参与者包括管制交易和自由交易市场参与者，购电合同以现货合约为主，市场份额约 5%。

3. 业务机会

2022 年，风能和太阳能将仍然是巴西电力建设扩张的主角。巴西风能协会（Abeeólica）执行主席 Elbia Gannoum 指出，巴西风力发电在十年间增加了 20 吉瓦，未来的增长曲线只会更高，预计在未来三年将增加 10 吉瓦的装机容量。巴西光伏太阳能协会（Absolar）的执行主席 Rodrigo Sauaia 表示，巴西太阳能电力私营投资方面的进展快于联邦政府推动的项目。

2022 年度的 A-4 新能源招标已于 5 月举行，提交至国家电力机构（ANEL）的风电、太阳能、火电、水电和生物质能电站项目共计 1894 个，装机容量超过 75 吉瓦，最终中标项目 29 个，装机容量 948 兆瓦，平均电价 258.16 雷亚尔/兆瓦时，总投资金额 70 亿雷亚尔。

4. 主要大型投资人

(1) 意大利国家电力公司

意大利国家电力公司巴西公司 (ENEL Brasil) 是巴西电力行业最大的私营公司，在巴西可再生能源的开发中发挥着主导作用。除发电外，公司还经营配电、输电和售电等业务。

从装机容量来看，ENEL Brasil 是巴西最大的太阳能和风电装机运营商，管理的可再生能源总容量超过 4.3 吉瓦，其中风电站超过 1.8 吉瓦，太阳能电站约 1.2 吉瓦，水电站约 1.3 吉瓦。

在售电市场中，巴西公司在多个州的自由市场上买卖常规和激励能源。在输电领域，该公司负责运营巴西和阿根廷的电力传输线路。

(2) 巴西中央电力公司

巴西中央电力公司 (Eletrobrás) 为巴西国有电力公司，联邦政府持股 54.46%，是由总统热图利奥·瓦加斯 (Getúlio Vargas) 于 1954 年提议建立的，旗下拥有六个子公司：西塞弗电力、巴西福纳斯电力、巴西伊莱特苏勒电力、巴西伊莱特诺特电力、巴西 CGTEE 电力和巴西核电公司；在 2014 年全球企业 2000 强中排名第 1060 位。

巴西中央电力公司是巴西最大的发电公司。截止 2021 年第二季度，该公司的装机容量达到 50,503 兆瓦，占巴西

总装机容量的 29%。其中，约 97%来自清洁能源，但主要以水电站为主，包括 49 座水电站、10 座天然气、石油和煤炭火电站、2 座热核电站、43 座风电站和 1 座太阳能电站。

(3) Casa dos Ventos

风之屋（Casa dos Ventos）于 2007 年由工程师 Mário Araripe 成立，为巴西市场早期投资新能源电力领域的私营企业。经过多年的发展，其始终保持着稳定经营，2019 年其净利润达 2400 万雷亚尔。

在巴西，每三个正在建设或运营的风力发电场中就有一个由该公司开发，且大部分都在开发后售出（买家为 AES 等）。目前其已售出风电和光伏项目达 12.6 吉瓦，在运营项目 1.3 吉瓦，在建设中项目 1.4 吉瓦，17 吉瓦项目仍在开发中。

该公司凭借其优秀的开发经验和交付历史，与 BP、Anglo American、Braskem、Vale 等大型企业签署了长期购电协议。

(4) Actis

英联投资有限公司（Actis Capital）成立于 1948 年，是由一家拥有超过 60 年投资经验的英国政府的投资机构，由英联邦投资集团（CDC Capital Partners）演变而来的。公司拥有 68 亿美元的募集资金，并在非洲、中国、拉丁美洲以及南亚和东南亚地区设有 13 个办事处。投资领域为除基础建设、采矿、建筑、赌博及烟草行业之外的任何行业。

在巴西，2017 年公司从 Casa dos Ventos 收购两个风电

场，总装机容量 346 兆瓦，成立 ECHOENERGIA 公司。随后通过该平台收购西班牙汽车零部件公司 GESTAMP 在巴西 416 兆瓦的风电资产。2019 年，其总风电资产达 973 兆瓦，Actis 随后以 60 亿雷亚尔售价完成 ECHOENERGIA 公司的转卖。目前其持有的新平台公司 Atlas 拥有 10 余个风电站资产，总装机 1005 兆瓦，在建中的项目装机容量 206 兆瓦；

(5) Brookfield

博枫 (Brookfield) 是全球规模最大的另类资产管理公司之一，专注于房地产，基础设施，可再生能源以及私募股权领域。

其巴西平台公司 Elera Renováveis 成立于 2001 年，是巴西最大的可再生能源发电公司之一。其投资组合包括 44 个水力发电厂和 19 个风电场，总装机容量达 1,600 兆瓦，位于巴西 12 个州。2020 年，Elera 通过收购三个正在开发的大型太阳能发电项目首次进入光伏领域，这将使其装机容量再增加 1,800 兆瓦。其中 Janaúba 电站是拉丁美洲最大的太阳能电站，也是世界上最大的太阳能开发项目之一。

5. 开发建议

(1) 市场开拓方面，建议与信保共同从投资保障和融资撬动两方面营销新能源项目投资人。巴西新能源市场潜力巨大，未来依然是各家投资人的重点市场。建议充分利用中国信保海外投资保险产品，充分考虑投资人未来的投资诉求，

利用公司买贷、特险、担保的产品组合为投资人提供融资支持。此外，设备出口企业可在利用短期险保障其出货安全的同时，使用中长期险产品解决融资需求。

(2) 融资方案设计方面，建议与中国信保共同探讨本地币融资及内保外贷方案。由于巴西货币雷亚尔币值稳定性较差，国际投资人均倾向于进行本地币融资，以免应汇兑损失造成收益率降低。我公司目前已保的本地币融资项目中，美元保单方案和转贷合作均可积极考虑。随着 2021 年 12 月 14.286 号令的推出，购电协议可以选择以美元签署，美元融资的需求有望加大。

(3) 金融机构合作方面，建议加强与外资银行和本地银行的交流合作。桑坦德等外资银行在巴西具有本地币头寸，具有两个币种的双重优势，且与我公司合作经验丰富。巴西银行（Banco do Brasil）、伊塔乌（Itaú）、布拉德斯科（Bradesco）、BTG Pactual 等本土商业银行有丰富的本地客户资源，且本地币融资具有成本优势，与我公司有合作意愿。

（六）哥伦比亚

1. 哥伦比亚能源结构

哥伦比亚电力行业市场化程度较高，机制较为完善，同时也存在电源结构不平衡、电价较高和部分地区用电困难等问题。在 2015 年发布的《2050 哥伦比亚国家能源规划》中，政府明确了电力行业的 7 个改革目标，包括：丰富电源结构，保障电力稳定；提高电价的效率；进一步扩大电网覆盖面，加强边远地区的电力服务；促进电力基础设施国际投资等。为实现这一目标，哥伦比亚政府实施了一系列政策，其中就包括了开发可再生能源发电。

哥伦比亚有着较为丰富的待开发可再生能源，从 2022 年可用装机容量来看，哥伦比亚大部分为水力发电（58%），30% 火电，6% 其他能源，5% 风电，1% 太阳能。由于季节性干旱导致的水电站发电部稳定性，杜克总统大力推进非水电类新能源建设，在其执政期间新能源发电量增加了 15 倍，目前有 15 个太阳能电站，其中 9 个为大型电站。

通过多次新能源项目拍卖，推出氢能发展规划，以及海上风能项目的建设，2021 年哥能源结构多元化取得了较好进展，2022 年底哥新能源发电量将达 570 兆瓦，占哥能源结构的 12%。

表 1：哥伦比亚新能源发电成本

能源类型	技术	每千瓦美元成本 (US/kW)
水电	蓄水 (水库)	700-1700
太阳能	光伏系统	1500-3000
风电 (沿海地区)	发电	800-1200 (大规模)
		3000 以下 (小规模)
	涡轮机	1500-4000
地热	发电	3000-5000 (小规模)
		1500-2500 (大规模)
生物质能	直接燃烧	2800-5000

来源：哥伦比亚 Mazars 律所

2. 新能源政策

为降低对水电和天然气发电的依赖，鼓励民间对可再生能源的投资和使用，哥伦比亚政府于 2014 年颁布了第 1715 号法律，规定可再生能源投资可享受所得税、进口关税和增值税减免等税收优惠政策，如连续 5 年享受 50% 所得税减免，设备和服务全部免除增值税，所有进口的设备和原材料全部免除进口关税，项目资产可以以每年最高 20% 的速度加速折旧。2015 年，2143 号法令对可再生能源投资做出进一步解释，包括所得税减税、优惠政策适用条件、税收减免最高限额等内容。根据《2050 哥伦比亚国家能源规划》，非传统可再生能源的参与度预计将达到能源矩阵的 25%。2017 年，政

府积极投入开发的 国家首座大型光伏电站完成建设，为 Celsia 可再生能源公司投资的 9.8 兆瓦 Yumbo 光伏电站。

2018 年 杜克政府出台了《2018-2022 年国家发展计划》，明确将在 2018-2022 年新增 1.5 吉瓦的可再生能源，主要集中于光伏和风力发电。2018-2021 年国家发展规划中进一步加强了对新能源的法律效力和优惠政策。2021 年颁布了《能源转型法》，包括增加电动汽车的使用，对可再生能源项目的政府支持等。氢能、地热能也归入新能源范畴，同时优化新能源补贴体系。为推进电力系统转型，政府也在推进减排债券发行。

3. 哥伦比亚新能源招标情况及售购电机制

2019 年 2 月，哥伦比亚推出国家首个可再生能源竞标，但由于参与竞价的部分开发商未遵循招标规范，此次竞标以政府决议不分配任何项目而收场。2019 年 6 月政府再度发布可再生能源竞价消息。同年 9 月，哥伦比亚矿产能源部发布 40715 号政府决议，要求电力公司的发电量中至少有 10% 以上的发电量来自可再生能源，也规定电力公司必须签订至少 10 年的 PPA 购置绿电，该政策将在 2022 年起生效。2019 年 10 月 22 日，哥伦比亚第二次可再生能源项目招标顺利举行，标志着哥可再生能源发电市场迈出了历史性的一步。

本次招标由国家矿产能源部下属机构国家矿产能源规划署（UPME）举办，符合要求的投标者包括 20 家发电商和

23 家购电商，最终中标 7 家发电商和 22 家购电商；预计日发电量 10186 度/天，基本完成了国家矿产能源部设定的 12050.5 度/天的目标⁴；平均拍卖成交价为 95 哥伦比亚比索（约 2.48 美分/度），比哥伦比亚市场现有发电成本低 50 比索。中标项目共 8 个，包括 5 个风电项目和 3 个太阳能项目，其中八成是风能。

购电商名称	运营板块	购电商名称	运营板块
CELSIA TOLIMA S.A.E.S.P.	售电	ELECTRIFICADORA DEL META S.A.E.S.P.	输配电、售电
CENTRAL HIDROELECTRICA DE CALDAS S.A.E.S.P.	发电、输配电、售电	EMPRESA DE ENERGIA DE BOYACA S.A.E.S.P.	发电、输配电
CENTRALES ELECTRICAS DE NARINO S.A.E.S.P.	发电、输配电、售电	EMPRESA DE ENERGIA DE PEREIRA S.A.E.S.P.	输配电、售电
CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A.E.S.P.	发电、输配电	EMPRESA DE ENERGIA DEL PACIFICO S.A.E.S.P.	发电、输配电
CONDENSA S.A.E.S.P.	电网运营、输配电、售电	EMPRESA DE ENERGIA DEL PUTUMAYO S.A.E.S.P.	输配电、售电
COMPANIA DE ELECTRICIDAD DE TULUA S.A.E.S.P.	输配电、售电	EMPRESA DE ENERGIA DEL QUINDIO S.A.E.S.P.	输配电、售电
ECOPETROL ENERGÍA S.A.E.S.P.	油气公司	EMPRESAS MUNICIPALES DE CALI E.I.C.E.E.S.P.	地方基础生活服务提供
ELECTRIFICADORA DE SANTANDER S.A.E.S.P.	输配电、售电	EMPRESAS PUBLICAS DE MEDELLIN E.S.P.	地方基础生活服务提供
ELECTRIFICADORA DEL CAQUETA S.A.E.S.P.	输配电、售电	PROFESIONALES EN ENERGIA S.A.E.S.P.	售电
ELECTRIFICADORA DEL CARIBE S.A.E.S.P.	输配电、售电	RUITOQUE S.A.E.S.P.	地方基础生活服务提供
ELECTRIFICADORA DEL HUILA S.A.E.S.P.	输配电、售电	VATIA S.A.E.S.P.	发电、输配电、售电

本次招标共签署 544 个合同，其中 176 个购电协议，由发电商与众多购电商分别签署，期限为 2022 年 1 月商业运

⁴ 通过补足机制（Mecanismo Complementario），针对缺口部分重新竞标，最终完成了 12050.5 度/天的目标。

行（COD）之后 15 年，合同币种为哥伦比亚比索。所有合同需在电力批发市场注册，由实时交易系统公司 XM 作为电力交易系统监管人，发电商和购电商均需向 XM 提交发电和购电义务相关保证书。购电协议含照付不议（take-or-pay/pague lo contratado）条款，发电商需在一天不同时段内向购电商提供合同所规定的电量，购电商无论是否使用，都有义务向发电商按月支付电费。此外协议还设置了电价与生产价格指数挂钩的联动机制。

该批项目基本实现了哥伦比亚国家发展计划所设定的 1.5 吉瓦可再生能源装机目标，若在 COD 后成功实现并网发电，将对哥伦比亚新能源市场的未来发展产生重要影响。长期来看，哥伦比亚将继续扩大可再生能源发电的规模，以进一步降低电力系统的整体成本，平衡能源结构，提高电力系统稳定性。

4. 业务机会

基于哥伦比亚国别情况、电力行业情况和新能源市场情况等内部环境以及世界新能源发展格局等外部环境，哥伦比亚新能源行业有以下主要内部优势、劣势和外部的机会和挑战：

（1）主要优势

a. 电力市场成熟，监管机制完善。哥伦比亚电力批发市场是开放式的电能市场，主要由日前现货市场、双边合同市

场和可靠性市场组成，其中双边合同的电能交易量约占整个电力市场交易量的 60%。双边合同即交易双方可以协商为主的形式签订场外交易合同及相关条款，按合同期限区分可分为长期和中短期合同。双边合同通过市场的法律行为稳定或约束双方的购销关系和电价水平，需在商业互联系统管理机构（ASIC）进行登记，并受到哥伦比亚电力和天然气管理委员会（CREG）的监管。在执行双边合同过程中，发电商在现货市场中完成电能输送，或按照优化调度方案由其他发电商完成，唯一的要求是在合同中需明确每个时间段所需电量，以便 ASIC 日后清算。为避免双边合同在执行过程中出现支付风险，哥伦比亚针对该问题建立以下保障机制：①采用流动资产信托；②管理与支付信托；③备用信用证或保险；④提前预付款与保证金。

b. 可再生能源资源丰富，开发潜力较大。哥伦比亚全国平均日辐射量 4.5 千瓦时/平方米，高于 3.9 千瓦时/平方米的世界平均水平，尤其是加勒比海沿岸和上奥里诺基亚地区太阳能十分充足；北部及沿海山丘风能资源丰富，其中拉瓜希拉的风速是世界平均水平的两倍，全国待开发风力发电厂装机容量共 25 吉瓦；中部山脉地区地热能有较大开发潜力；生物质能如果得到充分开发，每年预计能提供超过 500,000TJ 电力，足以满足全国能源需求的 46%。

c. 政府对新能源行业发展规划明确，配备了一定的税收优惠政策，并积极给予融资支持。无论是《2018-2022 年国

家发展计划》还是《2050 哥伦比亚国家能源规划》，哥伦比亚政府对新能源行业的开发都保持着积极的态度，通过立法为新能源电站提供税收减免等优惠政策，吸引内外部投资。

(2) 主要挑战

a. 电力长期供求平衡，未来需求增长较为缓慢。近十年来，哥伦比亚电力需求稳步增长，年均增速 2.8%，与电力装机容量增速基本持平。由此可见，哥伦比亚电力需求在未来一段时间将保持缓慢增长，而且受限于总体市场的大小，增长空间较为有限。

b. 新能源市场仍处于起步阶段，需在实践中探索和发展。相较于智利、巴西等拉美国家，哥伦比亚新能源行业起步较晚，截至 2019 年底，新能源装机容量仅 180 兆瓦，而随着第二次新能源电站招标的顺利举办，短期内新能源装机容量出现大幅增长，这将对哥伦比亚电力市场格局构成一定挑战。

表 1：哥伦比亚新能源 SWOT 矩阵分析

外部因素	内部环境	<p>优势</p> <ul style="list-style-type: none"> • 电力市场成熟，各方面保障机制完善； • 可再生能源丰富，有较大待开发空间； • 政府对新能源行业发展规划明确并鼓励新能源投资，有税收优惠和融资支持政策； 	<p>劣势</p> <ul style="list-style-type: none"> • 电力长期供求平衡，行业增长潜力有限，新能源机会主要集中于电力结构的调整所带来的机会； • 新能源市场处于起步阶段，需在实践中探索并成熟；
	机会	<p>SO 战略</p> <ul style="list-style-type: none"> • 积极与政府主管部门、两国使馆经商参处和哥伦比亚投资促进机构沟通对接，充分调研和了解哥伦比亚市场环境； • 多样化市场开发，通过设备出口、并购投资、绿地投资等 	<p>WO 战略</p> <ul style="list-style-type: none"> • 关注哥伦比亚电力装机容量和电力供需关系，重点关注购电协议中的付款条款安排； • 关注新中标项目（包括新能源和传统能源电站项目）的建设和运行情况；

<ul style="list-style-type: none"> 中国新能源企业占据较大市场份额，设备出口量逐年上升； 	多种形式参与哥伦比亚市场；	<ul style="list-style-type: none"> 考虑在哥伦比亚或其他拉美国家设立子公司或建设工厂；
挑战	ST 战略	WT 战略
<ul style="list-style-type: none"> 受疫情影响，全球经济有下滑趋势，贸易管制、货币贬值及买方破产等风险将阻碍投资人新增新能源投资； 下游电力需求有萎缩风险，行业增长空间被压缩； 	<ul style="list-style-type: none"> 找准合适的时机进行投资，关注买方财务情况变动，采取一定的风险缓释措施，如购买信用保险； 关注哥伦比亚新能源行业政策变动，及时采取应对措施； 	<ul style="list-style-type: none"> 审慎开展经济可行性差、风险较高的业务，在系统性风险暂未消退的情况下避免大规模进入市场；

5. 主要融资机构

参与哥伦比亚新能源项目融资的金融机构有：本地的商业银行（Bancolombia, Davivienda, Itaú），本地的开发性金融机构（FDN）、债券市场（Upi, BlackRock, CAF-Ashmore、Goldman Sachs）、国际银行（Sumitomo, Banco Santander, JP Morgan, Crédit Agricole）、IDB、IFC。一般商业银行最长融资期限为 12 年，而很多大型项目需要更长期限（20-30 年）的融资。随着哥伦比亚新能源市场的扩大和成熟，国际基金也在陆续进驻该市场。

6. 开发建议

一是利用中国信保多样化产品，做好哥伦比亚新能源市场风险识别与应对，通过设备出口、并购投资、绿地投资等多种形式参与哥伦比亚市场。针对设备供应商，重点关注买方财务情况、行业地位等资信状况，选择优质的合作伙伴，对风险事件采取预先应对措施；针对并购和绿地项目投资人，重点关注哥伦比亚新能源行业配套法律和政策、哥伦比亚电

力行业的整体发展走势、项目经济可行性、项目的社会和环境影响等。

二是做好哥伦比亚新能源机制的风险分析与研判。目前中资企业已在哥伦比亚新能源，尤其是光伏市场有一定参与度，建议关注新中标项目（包括新能源和传统能源电站项目）的建设和运行情况，预先了解哥伦比亚电力装机容量和电力供需关系，对购电协议中的付款条款安排等进行分析研判，研判中国信保产品适配性。

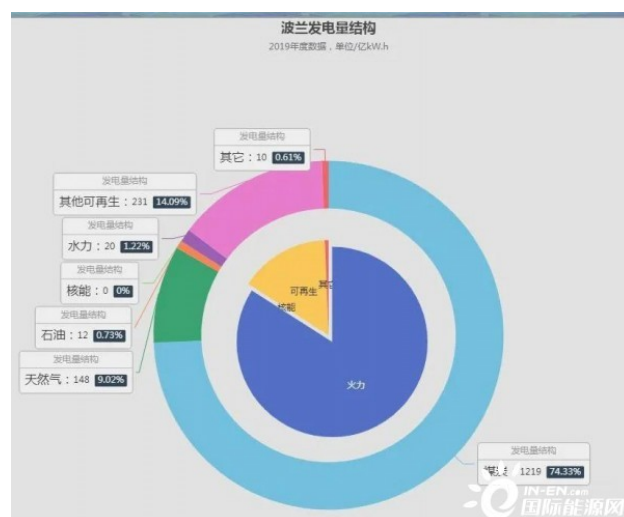
（七）波兰

波兰位于欧洲中心，北濒波罗的海，西邻德国，南接捷克、斯洛伐克，东临俄罗斯等国，地理位置优越，是连接东、西欧的交通要地。自然资源方面，硬煤和铜矿资源丰富。波兰经济发展潜力大，国土面积、人口数量、GDP 总量、对外贸易、吸收外国直接投资额等方面均居中东欧国家之首。

1. 新能源政策

波兰作为欧盟的煤矿基地，煤电在能源构成中占绝对主导地位，2019 年占比超过 70%，可再生能源占比 15.4%，距离欧盟目标仍有很大差距。因此降低煤电比重，提高可再生能源占比是波兰政府的重要任务。

图 1：波兰发电量结构

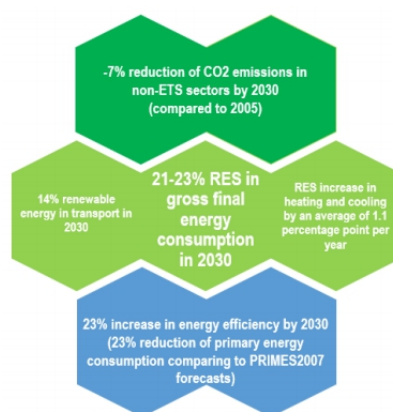


来源：国际能源网

2019 年，波兰发布《2021—2030 年国家综合能源与气候规划》。根据该规划，到 2030 年，波兰温室气体排放量将至少比 2005 年减少 7%，一次能源消耗减少 23%。除满足不

断增长的燃料和能源需求，确保不间断的能源供应外，还有保持较高的能源独立性指数，实现能源结构多样化和进口燃料供应方向多样化。此外将增强发电能力，特别是基于可再生能源的发电能力等。

图 1：波兰 2030 年气候能源目标



Picture 1. Poland's climate and energy targets until 2030

来源：欧盟官方网站

能源政策方面，波兰能源管理局于 2018 年发布《2040 年能源政策草案》，提出到 2030 年，波兰碳排放量将比 1990 年减少 30%，煤炭在能源结构中的比重降至 60%，可再生能源比重提高至 21%，到 2040 年煤炭比重降至 30% 以下。停止陆上风电场扩张，专注于发展太阳能，并开始发力海上风电项目。

表 1：波兰 2040 年能源政策目标

项目	目标
煤炭	到 2030 年，煤电占比从 80% 降至 60%；到 2040 年，降至 30% 以下。
核电	到 2033 年，第一座核电站投产，之后每两年建设一个新的核电机组；到 2043 年，波兰拥有 6-9GW 核电装机，约占总发电量 10%。
可再生能源	到 2030 年，可再生能源占能源总量 21%；到 2040 年，新增可再生能源发电装机超过 30GW。

来源：《企业对外投资国别(地区)营商环境指南——波兰(2020)》

2. 售购电机制

波兰目前主要通过可再生能源拍卖制度支持光伏、风电等电站项目。据波兰议会预测，该国将至少采用拍卖机制至 2027 年底。随着 2021 年德国 BayWa 签署了波兰首个光伏 PPA，该市场陆续有小型 PPA 项目签署。波兰电网运营商 PSE 已发布规划草案，2021 至 2030 年间将投资 140.4 亿兹罗提(32.8 亿欧元)发展国家电网，以满足目前至 2030 年的电力需求。

3. 业务机会

(1) 光伏

波兰是近年开始发力可再生能源的新兴市场。2020 年，波兰成功跻身欧盟第四大光伏市场，新增装机达到 2.2 吉瓦，累计装机超过 3.9 吉瓦，被认为是全球光伏市场的一匹黑马。2021 年，波兰保持其强劲势头，新增光伏装机达 3.1 吉瓦，稳居欧盟第四位。

波兰光伏产业的强劲增长主要得益于政策激励，包括不断加强的屋顶光伏支持政策，如自发自用计划等，以及对净

计量电价⁵的推广。此外，太阳能还享受各种税收减免措施、优惠贷款和补贴等。在政策引导下，目前分布式光伏是产业增长的主要动力。

根据波兰政府规划，到 2030 年，波兰将有约 20 吉瓦的火电厂和燃气电厂被关闭，将直接导致对大型电站需求增加。尽管分布式光伏市场火热，但该类项目体量有限。为完成可再生能源目标，波兰政府越来越重视发展集中式光伏，目前主要通过可再生能源拍卖制度支持大型电站项目。2021 年，波兰分别于 6 月上旬和中旬进行了两轮光伏招标，项目总容量 2.2 吉瓦，其中包括 1.2 吉瓦的分布式光伏项目，单个项目规模均低于 1 兆瓦，由户用和工商业光伏项目组成；以及 1 吉瓦的集中式光伏项目，单个项目规模均超过 1 兆瓦。根据波兰政府规划，未来将同步推进分布式光伏和集中式光伏项目的招标，平衡两种项目类型的发展速度和体量，不断提升光伏在电力系统中的占比。

（2）风电

波兰陆上风电起步较早，自 2005 年开始，波兰风电在绿证制度的支持下经历了快速发展。直到 2016 年绿证取消，竞价制度取而代之，陆上风电开启低迷发展时期。2018 年波兰风电仅新增 16 兆瓦风电。根据波兰最新监管政策，陆上风电场与社区的距离必须在风机高度的 10 倍以上，这一限

⁵ 净计量电价：拥有可再生能源发电设施的消费者可根据向电网输送的电量，从电费账单上扣除相应部分，只计算“净消费”。净计量电价一般用于用户端的小型发电设施。

制大大影响了新能源企业开发陆上风电项目的积极性。

根据波兰《2040年能源政策草案》，海上风电将成为其能源转型的重要引擎之一。波兰海上风电起步较晚，为促进本国海上风电发展，波兰政府已发布法案，明确到2027年前将在波罗的海批准10吉瓦以上的海上风电项目。按照新能源法案，波兰海上风电和大于1兆瓦的水电、生物质和地热项目竞争补贴额度。波兰将执行差价合约电价机制，到2022年底，波兰能源监管机构ERO将与总计4.6吉瓦的项目签订固定电价合同。

（3）核电

波兰气候与环境部于2020年10月宣布，政府已通过决议更新波兰核电计划（PPEJ）。计划目标为通过“基于大型、成熟压水反应堆”建造6个核反应堆，实现6-9吉瓦的发电能力。根据该计划，第一座核电站将于2021年选定技术，2022年完成选址和批准程序，以及与技术提供商和主承包商签订合同。2026年开始建设，2033年投入使用。第二座发电厂将于2032年开始建设。计划排除了沸水反应堆（BWR）和小型模块化反应堆（SMR）。波兰气候与环境部认为，更新的核电计划是使波兰拥有稳定和零排放能源道路上的里程碑，借助核能波兰将确保能源安全。

3. 主要大型投资人

（1）欧洲投资人

德国新能源企业 BayWa、Q CELLS 等在波兰市场较为活

跃。BayWa 公司于 2021 年签署了波兰第一个无补贴的 PPA 光伏项目。Q CELLS 公司已在波兰境内拥有 56 兆瓦规模的光伏发电站，并供应 55 兆瓦以上的电池组件。

(2) 本土企业

R. Power 集团是波兰光伏领域规模最大的投资人之一，总部位于华沙，目前在波兰本地开发的大型地面项目容量超过 6 吉瓦。R. Power 除在波兰本土以外，还遍布意大利、西班牙、葡萄牙、罗马尼亚等国家。此外，波兰本土光伏开发商还包括 Polski Solar、Energy Solar Projekty 等企业。

总体来说，波兰目前尚无大规模的电站项目，也未有企业一家独大，对于广大中资企业来说，是非常有空间和潜力的市场。

4. 开发建议

一是密切关注波兰能源政策。为实现 2030 年气候能源目标，波兰政府积极发布政策规划，将光伏、海上风电和核电同时作为重点发力领域。建议密切关注波兰能源政策动向，特别是竞价机制下的政府补贴方向，精准发力。

二是积极参与项目投资。从长期规划、开发现状和发展趋势来看，波兰的光伏产业增长动力强劲。同时，分布式光伏占据主导，市场上大型投资人和集中式 EPC 电站项目较少，可积极参与产业投资。

三是研判市场风险。关注地缘政治因素，建议提前研判

风险，提高自身竞争力，做好全流程风险管理。

（八）阿尔及利亚

1. 新能源政策

根据阿尔及利亚政府规划，至 2030 年，阿尔及利亚太阳能发电将占总发电量的 3%，国内电力需求的 40%来自可再生能源。届时可再生能源发电总量将达 2.2 万兆瓦，其中 1.2 万兆瓦用于满足国内需求，1 万兆瓦供出口。预计到 2030 年，阿尔及利亚将建造 60 座电站（含燃气、光伏、风力）。根据阿尔及利亚能源发展规划，预计到 2030 年达到 22000 兆瓦发电能力，其中 10000 兆瓦待条件成熟时将用于出口。阿尔及利亚政府将制定相关投资鼓励政策，吸引国内外投资者积极投资新能源领域。

2. 主要售购电机制

（1）主流售购电机制

截至目前，阿尔及利亚国内尚无 IPP 电站项目落地，阿尔及利亚政府主要以 FIT 模式支持风能、光伏等新能源项目。根据 knoema 数据库信息，2014 年阿尔及利亚上网电价补贴情况如下表所示：

序号	类型	FITs(单位：美分/千万时)
1	风能	9
2	光伏	2
3	垃圾发电	6
4	地热	0
5	生物质	0

（2）主要购电方

目前阿尔及利亚政府主导的首个 1 吉瓦光伏电站 IPP 项目正在公开招标中，根据现有资料显示，该项目 PPA 购电方

为阿尔及利亚国有电力和天然气公司（Sonelgaz）。在 2002 年放开电力市场之前，Sonelgaz 在阿尔及利亚电力的发、输、配全过程均处于垄断地位。2002 年新电力法出台后，阿尔及利亚开始推进电力行业私有化，并把电力的发、输、配过程分离，此外还开放第三方电力供应，比如独立开发商等，由此，Sonelgaz 开始进行重组。2012 年 6 月，Sonelgaz 董事会批准其拆分为四个区域性公司（中部、西部、东部及阿尔及尔地区）。

Sonelgaz 官网尚未透露财务信息，根据 Orbis 企业数据库信息，截至 2017 年底，Sonelgaz 总资产达 153.95 亿美元，净资产达 22.19 亿美元。鉴于 Sonelgaz 负债率较高，建议未来与其开展项目合作时，要充分调研相关项目获得阿尔及利亚新能源基金⁶等政府机构资金补贴和政策支持情况。

3. 业务机会

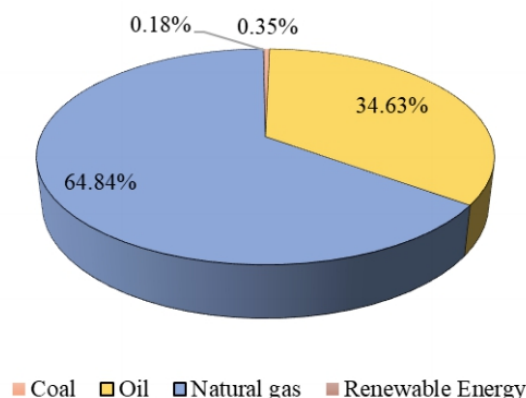
阿尔及利亚石油、天然气储量十分丰富，长期依赖碳氢化合物工业，其产值占国内生产总值的 30%，税收占国家财政收入的 60%，出口占国家出口总额的 97%，占每年财政预算的 70%。近十年来，原油市场价格大幅波动，对阿尔及利亚经济的稳定发展产生了较大负面影响。因此，阿尔及利亚正计划发展新能源建设，以满足其未来能源需求，同时降低环境风险，迈向绿色能源时代。

⁶ 阿尔及利亚新能源基金成立于 2012 年，每年油气税的 1%将纳入该基金，目前该基金总金额预计已有数十亿美元（2021 年阿尔及利亚油气税收入约 140 亿美元，1.4 亿美元纳入国家新能源基金）。该基金的支出涉及促进新能源发展的活动和项目，包括新能源发电项目、新能源发电设备采购等。

(1) 阿尔及利亚新能源发展现状

下图及表格为 2019 年阿尔及利亚能源供应结构及 2020 年装机容量情况，阿尔及利亚当前严重依赖天然气与石油等化石燃料发电，新能源占比十分有限（2019 年能源供应结构中发电量占比仅为 0.18%）。阿尔及利亚政府于 2015 年发布“2015-2030 年可再生能源和能源效率发展计划”，计划到 2030 年将新能源发电量占比提升至 27%，由此可见，阿尔及利亚能源使用结构离预期目标还有很大差距，能源转型是其亟待解决的问题。

图 1：2019 年阿尔及利亚能源结构图



图片来源：Current Status, Scenario, and Prospective of Renewable Energy in Algeria: A Review——Younes Zahraoui , M. Reyasudin Basir Khan , Ibrahim Al Hamrouni , Saad Mekhilef , and Mahrous Ahmed

表 1：2020 年阿尔及利亚装机容量情况

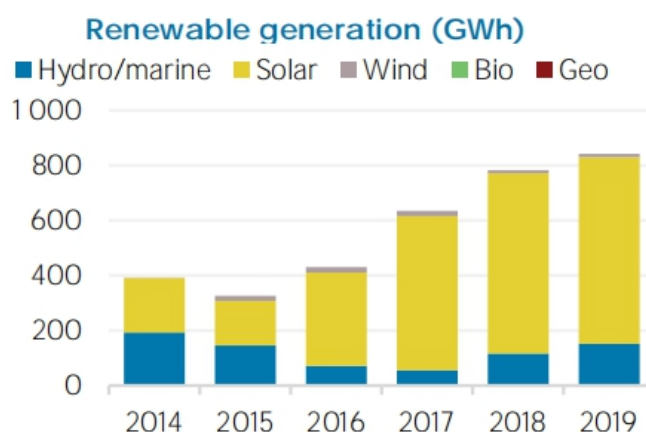
2020 年装机容量	MW	%
非新能源	24078	97
新能源	686	3

-水能	228	1
-太阳能	448	2
-风能	10	0
-生物能	0	0
-地热能	0	0
总计	24764	100

数据来源：IRENA 官网

从发展趋势上看，阿尔及利亚新能源主要以太阳能和水能为主，从 2014 年至 2019 年，太阳能发电量整体呈稳步增长趋势。

图 1：2014-2019 新能源发展趋势



图片来源：IRENA 官网

(2) 阿尔及利亚新能源发展潜力

太阳能方面，阿尔及利亚位于非洲北部，是非洲最大国家，国土面积 2,381,741 平方公里，该国南部由撒哈拉沙漠的很大一部分组成，日照时间充足，为其发展太阳能提供了得天独厚的地理优势。

联合国环境规划署环境保护监测中心副主任卡维·扎赫迪曾表示，阿尔及利亚撒哈拉沙漠的规模可以捕获足够的太

太阳能，以满足整个世界的电力需求。在其国内大部分地区，1平方米水平面上每天获得能量为5千瓦时，北部每年1700千瓦时/平方米，南部每年约2263千瓦时/平方米。适用于光伏（并网、村庄电气化、水泵）或聚光太阳能(CSP)等太阳能应用。（见下表）

区域	沿海区	高平原区	撒哈拉沙漠区
占国土面积比 (%)	4	10	86
面积 (km ²)	95.27	238.174	2048.297
每天平均日照时间 (h)	7.26	78.22	9.59
年平均日照时间 (h)	2650	3000	3500
年平均接受能量 (kWh)	1700	1900	2650
日能量密度 (kWh/m ²)	4.66	5.21	7.26

阿尔及利亚太阳能潜力数据来源: Ahmed Bouraiou, Ammar Necaibia. et al., " Status of renewable energy potential and utilization in Algeria," Journal of Cleaner Production 246(2020):6.

风能方面，平均风速是否达到5-6米/秒为判断一个区域是否具备风能潜力的标准，阿尔及利亚78%的领土风速高于3米/秒，其中约40%的速度超过5米/秒，南部地区风速比北部地区更快，超过6米/秒。这使得阿尔及利亚拥有利用风能的优势。阿尔及利亚国家电力公司 Sonelgaz 对风能资源进行量化评估，分别在阿德拉尔 (Adrar)、廷杜夫 (Tindouf)、波尔吉 (Bordj Badji Mokhtar)、贝沙尔 (Bechar)、塔曼拉萨 (Tamanrassat) 和贾奈特 (Djanet) 地区。从评估结果来看，阿德拉尔地区风能潜力最大。

	阿德拉尔	廷杜夫	波尔吉	贝沙尔	塔曼拉萨	贾奈特
年平均风速 (m/s)	6.3	5.1	4.6	4.4	3.7	3.3

阿尔及利亚部分地区年平均风速——数据来源: Amine Boudghene Stambouli, " Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability," Energy Policy 39 (2011):4512.

地热能方面，通过地质、地球化学和地球物理数据的统计，阿尔及利亚北部有 240 多个温泉，其中约三分之一的温泉温度高于 45 摄氏度。有记录显示盖勒马（Guelma）省的哈马姆·德巴格（Hammam Debagh）温泉温度达 98 摄氏度，比斯克拉（Biskra）省温泉温度高达 118 摄氏度。这类温泉数量众多，但并没有得到工业开发。阿尔及利亚已确认了许多热储，南部的阿尔布阶（Albian）热储是最重要一个，在撒哈拉地区延伸 60 万平方公里。这个热储开发局限于其北部，深度约 2600 米，水温平均值约为 60 摄氏度，最高水温为 80 摄氏度，总热量估计为 800 兆瓦热量。

（3）发展机遇

阿尔及利亚当前恰逢新能源发展战略机遇期。早在 2011 年 2 月，阿尔及利亚便启动了新能源发展计划。2015 年联合国发布《2030 年可持续性发展议程》，随后，非盟发布《2063 年议程》，与《2030 年可持续性发展议程》进行积极战略对接，其优先支持领域涵盖新能源建设，旨在助力非洲国家发展成为具有环境可持续性和气候适应力的经济体。对阿尔及利亚而言，发展新能源既符合时代潮流，也符合自己利益诉求。同时，新能源发展受到欧盟及成员国重视，阿尔及利亚与欧盟及成员国在新能源领域的合作得以加强，如德国表示愿意支持阿尔及利亚成为非洲新能源领域的先驱。此外，我国与阿尔及利亚于 2018 年签署了“一带一路”合作备忘录，

加快了双边合作的步伐，我国也具备足够的产能资质，帮助其开发建设新能源项目。因此，阿尔及利亚发展新能源拥有选择国际合作伙伴的条件。

第二，新能源生产成本有所下降。IRENA 总干事 Francesco La Camera 曾表示“可再生能源已成为成本最低的能源”。根据 IRENA 最新发布的数据显示（见下表），2010—2020 年间，太阳能和风能技术成本显著降低，其发电成本可与化石燃料竞争。由此看来，新能源未来有望成为电力系统的支柱。

表 1：2010 年与 2020 年不同技术的总体安装成本、容量系数与平准发电成本趋势

	总安装成本 (2020 年美元/kW)			容量系数 (%)			平均发电成本 (2020 年美元/kWh)		
	2010	2020	变化	2010	2020	变化	2010	2020	变化
生物能源	2619	2543	-3%	72	70	-2%	0.076	0.076	0%
地热能	2620	4468	71%	87	83	-5%	0.049	0.071	45%
水电	1269	1870	47%	44	46	4%	0.038	0.044	18%
太阳能光伏	4731	883	-81%	14	16	17%	0.381	0.057	-85%
CSP	9095	4581	-50%	30	42	40%	0.340	0.108	-68%
陆上风电	1971	1355	-31%	27	36	31%	0.089	0.039	-56%
海上风电	4706	3185	-32%	38	40	6%	0.162	0.084	-48%

资料来源：IRENA, Renewable Power Generation Costs In 2020, p. 11.

第三，阿尔及利亚国内电力需求旺盛。阿尔及利亚人口每年增长近 100 万人，2020 年达到 4385 万。据世界银行统计，2019 年，阿尔及利亚国内生产总值（GDP）达 2001 亿美元，人均国内生产总值为 4646 美元。2010——2020 年间，GDP 平均增长率为 2.12%。人口的快速增长，经济的稳步发

展，使其用电需求年增长率达 5.8%。2017 年阿尔及利亚全社会用电量达 61.6 亿千瓦时，预计到 2026 年达 96.4 亿千瓦时。此外，由于存在电力输送线路老化、偷漏电问题，配电损失较大，部分地区时常发生用电紧张情况。因此，开发新能源可帮助阿尔及利亚满足社会发展对电力的需求。阿尔及利亚电力和天然气监管委员会 (CREG) 制定了“2011-2030 年可再生能源发展规划”，根据规划，未来建设的 67 个电站项目中将包括 27 个光伏电站、27 个柴油混合电站、6 个光热电站和 7 个风力电站。至 2030 年，阿尔及利亚利用新能源发电量将达到 22000 兆瓦，国内电力需求的 40% 将来自新能源，其中一半满足国内市场，一半向境外市场输电。

4. 主要大型投资人

阿尔及利亚可再生能源公司 (Shaems)，该公司由阿尔及利亚国家石油天然气公司 (SONATRACH) 和阿尔及利亚国有电力和天然气公司 (Sonelgaz) 分别持股 50%。目前 Shaems 公司正在开发阿尔及利亚 1 吉瓦光伏项目，该项目为该国首个大型光伏 IPP 试点项目。

5. 开发建议

(1) 关注阿尔及利亚国别风险

近年来，阿尔及利亚国内政局一度较为稳定，经济迅速发展，武装力量随之跟进，成为地区性有影响力的国家，依靠其丰富的油气资源，赢得了世界大国的关注。2019 年“希

拉克运动”⁷打破了阿尔及利亚稳定局面，总统特本的上任并未使国内局势有较大转变。

当前新冠疫情虽逐步得以控制，阿尔及利亚国内经济秩序缓慢恢复，但阿尔及利亚仍然难以恢复稳定。在政治、经济、社会和外交多个层面上阿尔及利亚当局面临不小的压力，其政局继续动荡的可能性较大。未来在开发阿尔及利亚新能源项目时要注意汇兑等政治风险。

（2）关注阿尔及利亚能源转型政策

阿尔及利亚国民经济支柱是石油与天然气产业，国内能源消费占其能源总产量的 30%，其余 70%全部用于出口。整个社会已经形成了油气资源开采为主体的产业发展模式，虽然阿政府发布了新能源发展目标和相关扶持政策，但建议新能源项目的投资企业未来仍需关注新能源政策的稳定性及执行力度。

（3）关注阿尔及利亚新能源项目机会

2021 年 12 月 20 日，阿尔及利亚能源转型和新能源部发布了 1 吉瓦光伏 IPP 项目，由 Shaems 公司负责开发。Shaems 将提供项目场地，并单独或与当地公共和/或私营公司联合参股，与中标人共同成立项目公司，Shames 占股不大于 34%。项目公司将负责光伏电站的开发、融资、设计、设备供应、

⁷ 希拉克运动：Hirak Movement，2019 年 2 月 22 日数千名阿尔及利亚民众进行集会，反对前总统阿卜杜拉齐兹·布特弗利卡第五任期提名，由此爆发抗议示威活动。

建设、运营和维护，电力送出和并网设施的建设，以及所发电量的商业化。目前多家中资企业正在跟进该项目。

在挖掘项目机会方面，建议多关注阿尔及利亚新能源投资人的发展动态。

（4）充分利用贸易险、特险产品

由于阿尔及利亚政府不对外举债，当地私人业主也习惯采用现汇交易模式，在中长期险产品外，可充分利用中国信保贸易险、特险产品，解决新能源产品短期出口阿尔及利亚需求。

（九）哈萨克斯坦

1. 新能源政策

2009 年哈萨克斯坦出台了现行的新能源发展支持制度。2013 年，哈国制定了可再生能源行业发展的具体目标，根据“哈萨克斯坦 2050 战略”，2020 年替代能源和可再生能源在该国能源中的份额需达到 3%，2030 年达到 30%，到 2050 年达到 50%。2021 年，哈萨克斯坦政府表示，目前政府正在制定《2060 年前实现碳中和目标政策声明》，努力实现 2060 年碳中和目标。

2. 主要售购电机制

根据哈国新能源支持相关法律，新能源生产商可以通过新能源金融结算中心以特定价格并网发电，该中心负责保证从生产商中购买绿色电力。同时，新能源生产商无需支付电力传输服务费用。上述保证购电的政策大幅刺激和增加了哈国新能源发展的速度。

2018 年起，哈国新能源的电价通过拍卖确定。哈萨克斯坦能源部每年都会按照新能源类型、产能和地区划分进行拍卖，相关安排公布于哈萨克斯坦能源部官方网站。2020 年共有 250 兆瓦的装机容量在市场上进行拍卖，其中包括 65 兆瓦的风电和 55 兆瓦的光伏，以及 120 兆瓦的水电和 10 兆瓦的生物质发电。最终中标价格如下（已公布于哈能源部官网，美元坚戈汇率比约为 1:420）：

风电——21.69 坚戈/千瓦时

光伏——16.97 坚戈/千瓦时

水电——15.48 坚戈/千瓦时

生物质发电——32.15 坚戈/千瓦时

2020 年哈国新能源市场的拍卖有来自 4 个国家的 27 家公司参与，除哈本土企业外，还吸引了俄罗斯、荷兰和德国的企业。根据拍卖结果，风电项目电价降幅最大，达到了 26.7%，光伏电站电价降幅也达到了 14%，也说明了目前新能源发电成本正在进一步下降。

可以看到，哈萨克新能源市场已经度过了靠电价补贴生存的时期，已经在通过拍卖方式向成熟的新能源市场过渡。以拍卖方式确定的电价更接近市场化，政府只承担保证购电义务，不对电价进行补贴，这样更有利于减轻政府负担，促进哈国新能源行业的可持续发展。

3. 业务机会

哈萨克斯坦地处中亚内陆，气候与资源禀赋和我国新疆接近，适宜发展光伏和风电行业。自 2013 年哈国制定可再生能源发展目标后，其风电和光伏大规模发展，风电的装机容量从 2013 年的 4 兆瓦持续增长到了 2020 年的 486 兆瓦；光伏的装机容量从 2013 年的 16 兆瓦持续增长到了 2020 年的 1719 兆瓦。虽然哈国在近 10 年内风电和光伏行业有了突

飞猛进式的发展，但是目前的总装机容量相比于哈国市场来讲还有较大增长空间，哈国新能源发展未来依旧热度不减。

哈萨克斯坦 2014-2020 年已投产新能源项目数据

年份	项目个数	装机容量（兆瓦）
2014	21	177.52
2015	48	251
2016	51	295.7
2017	57	342.8
2018	67	531
2019	90	1050.1
2020	115	1634.7

来源：哈能源部官网

在 2021 年 11 月的联合国格拉斯哥气候大会上，哈萨克斯坦总理阿斯卡尔·马明表示，到 2030 年哈萨克斯坦计划投产 180 多个可再生能源项目，总容量为 9 吉瓦，可再生能源发电量将增加五倍，通过种植超过 20 亿棵树来提高碳封存的潜力，并确保到 2060 年实现碳中和。此外，哈国还计划在未来四年内启动 60 多个新项目，装机容量为 2400 兆瓦，投资额超过 25 亿美元。

同时，哈国新能源项目融资需求较多，除哈萨克斯坦开发银行等当地金融机构提供的本地币融资外，欧洲复兴开发银行、欧亚银行等多边金融机构都在对哈当地新能源项目提

供融资支持。虽然目前我公司在哈新能源项目方面有中长期险在手项目探讨，但还暂未有相关项目的承保记录，需探寻我公司中长期险业务落地的机会。

4. 主要大型投资人

除上部分所述主要中方投资人外，哈萨克斯坦的新能源大型投资人主要集中在俄罗斯和欧洲企业，其中包括俄罗斯的 Hevel Solar、意大利埃尼集团和法国的道达尔·埃伦公司。

Hevel Solar 是俄罗斯最大的光伏企业，成立于 2009 年，主要业务是光伏组件生产及光伏电站建设和运营。Hevel Solar 建设的哈萨克斯坦 Nura 光伏电站经过 6 个月的建设期后，已于 2020 年 5 月并网发电，该项目是独联体区域装机容量最大的光伏项目之一，达到 100 兆瓦，年发电量约为 1.5 亿千瓦时。此外，Hevel Solar 在 2019 年也大规模收购了 Sarybulak（4.95 兆瓦）、Kapshagai（3 兆瓦）、Kushata（10 兆瓦）和 Shoktas（50 兆瓦）等一批光伏电站，目前 Hevel Solar 在哈萨克斯坦的太阳能项目总容量为 238 兆瓦。

意大利埃尼集团是世界七大石油集团公司之一，也是世界最大的上下游一体化经营的跨国石油公司之一，在世界炼油公司中排第 8 位。随着绿色转型趋势的到来，目前埃尼集团也进军了新能源领域。2018 年，埃尼集团投资建设了哈萨克斯坦巴达姆沙风电站，装机容量为 48 兆瓦，项目已于 2019

年底正式运营。目前埃尼集团正准备继续建设巴达姆沙二期 48 兆瓦的风电站。同时埃尼在哈萨克斯坦南部的绍尔迪尔建设一个 50 兆瓦的光伏电站，该光伏电站预计于近期完工。

道达尔·埃伦公司成立于 2012 年，是 EREN 集团旗下专门的可再生能源子公司。Total Eren 是一家独立电力生产商 (IPP)，在全球范围内开发、融资、投资、建造和运营可再生能源电站。2017 年，Total Eren 成为首批进入哈萨克斯坦开发可再生能源领域的国际公司之一。2019 年 7 月，Total Eren 在哈开始建设两座光伏电站，分别是位于江布尔和克孜勒尔达地区的 M-KAT 光伏电站 (100 兆瓦) 和 Nomad 光伏电站 (28 兆瓦)，这两个项目均与可再生能源金融结算中心签署了电力购买协议 (PPA)，已于 2019 年 12 月投入运营。

5. 开发建议

一是积极关注当地新能源项目机遇。在哈萨克斯坦执行新能源电价拍卖机制后，相关项目的拍卖信息均在哈能源部官网公示，企业可以关注重点信息。另外建议在招投标进程中与中国信保及时沟通市场、业主、项目情况。

二是利用哈萨克斯坦开发银行转贷模式推动项目。在哈萨克斯坦利用转贷模式推动项目是一个成熟的模式，我公司与哈萨克斯坦开发银行在 2015 年签署过《框架协议》，也已成功进行过转贷合作。近期哈开行方面也有较多的新能

源融资项目，有较大意愿与我公司继续开展合作。建议利用好中国信保当地银行渠道，通过转贷模式解决融资问题。

三是关注中国信保相关风险提示。需关注哈萨克斯坦官方货币坚戈的汇率波动，近年来，坚戈汇率曾出现大幅波动。同时还需关注购电方违约、政策变化等，虽然哈萨克新能源市场已较为成熟，但相关项目仍出现过电价变动的情况，风险值得关注。

（十）乌兹别克斯坦

1. 新能源政策

2016 年米尔济约耶夫上台以来，实行改革开放的政策，乌市场逐渐与国际接轨。在此背景下，2018 年底，米尔济约耶夫签署总统令，于 2019 年 2 月正式成立能源部，负责可再生能源领域的政策制定。2019 年 5 月，乌兹别克斯坦通过《可再生能源法》和《公私合营法》，为加快实施可再生能源项目建立了法律框架。

为鼓励和促进新能源的发展，乌国对符合要求的新能源项目参与者给予了一定的优惠，其中包括：

（1）新能源产品制造商在其正式注册之日起五年内免缴所有类型的税款；

（2）自投产之日起 10 年内，新能源发电企业免征设备财产税和其占用场地的土地税；

（3）自使用新能源之月起三年内，对于放弃使用现有能源，转而使用新能源的个人，其所拥有的财产不征收个人财产税，且免征土地税。

并且乌国政府还允许新能源发电企业或产品制造商新建本地的电力、热力及燃气网络，以供应通过新能源生产出的相关产品。

此外，根据乌国总统令，自 2020 年 1 月起，国家为以下活动提供资助：

(1) 向个人提供购买光伏电站、太阳能热水器以及节能燃气燃烧器 30%的补助，每类的补助上限为：

光伏电站-300 万苏姆；

太阳能热水器-150 万苏姆；

燃气燃烧器-20 万苏姆。

(2) 为个人和法人实体通过银行贷款购买可再生能源装置、节能燃气燃烧器和锅炉以及其他节能设备的利息费用提供补助，其中补助范围为超过乌兹别克斯坦中央银行再融资利率的部分，个人贷款金额不超过 5 亿苏姆，补助利率不超过 8 个百分点，法人实体贷款金额不超过 50 亿苏姆，补助利率不超过 5 个百分点。

2. 主要售购电机制

新能源投资方面，乌国主要采用 PPP 即公私合营模式吸引投资。电费方面，政府指定乌兹别克斯坦国家电力公司（UZBEKENERGO）为购电方，政府提供 PPA 相应的担保。乌兹别克斯坦视为发电量机制适用范围更广，除战争、罢工等政治事件及电网故障等因素，还包括了购电人和相关方的违约事件，意味着此种情形下项目公司可以按约定电价获得电费补偿，而类似情形在其他国别的类似项目合同下往往都会受限于合同下的违约损害赔偿限制。担保方面，乌兹别克斯坦光伏 PPP 项目通过政府与多边国际金融机构签署保障协议，亚洲开发银行（ADB）将向当地担保开证行出具部分担保保

函；而作为 ADB 出具部分担保保函的反担保措施，乌兹别克斯坦政府将由投资和对外贸易部代表，与 ADB 签署保障协议，借助其增信由商业银行开立备用信用证的安排为项目公司提供了更强力的付款担保。外汇保障方面，如果项目公司尽合理努力仍无法在市场上兑换到足额外币，政府保障外汇可得性。其次，购电人赔偿项目公司兑换、汇返外币时存在的汇率损失。

3. 业务机会

乌兹别克斯坦作为世界上两个双重内陆国之一，每年阳光明媚的天数可达 320 天，具有丰富的太阳能资源。即便如此，乌兹别克斯坦目前仍主要依靠化石燃料，尤其是天然气来满足国家和居民的能源需求。改变能源结构对于乌兹别克斯坦来说迫在眉睫。目前，乌政府聘请了英国莫特麦克唐纳咨询公司制定乌国电力行业，包括可再生能源领域的长期发展规划。

与欧洲、北美等地区新能源的成熟市场不同，乌兹别克斯坦在 2018 年起才陆续开始建设光伏、风电电站，截止到 2020 年底，乌国光伏装机容量仅为 4 兆瓦，风电装机容量仅为 1 兆瓦，市场潜力巨大。为加快新能源行业的发展，根据 2018 年和 2019 年的乌国总统令，到 2025 年乌国可再生能源的份额要至少达到 20%，到 2030 年要达到 25%。为实现该目标，乌国计划新建近 10 吉瓦的可再生能源项目，其中包括 5

吉瓦的集中式光伏电站、3吉瓦的风电和1.9吉瓦的水电。中国企业在上述项目中承担EPC、供货商等角色潜力较大，相应地，我公司特险、中长期险等险种的参与潜力也亟需开发。

4. 主要大型投资人

目前在乌兹别克斯坦新能源市场上的主要投资人是阿布扎比马斯达尔可再生能源公司（Masdar）。

2019年，阿布扎比马斯达尔可再生能源公司以2.679美分/千瓦时的电价成功赢得Nur Navoi光伏电站PPP项目竞标，该项目也是乌兹别克斯坦第一个PPP模式的光伏电站项目。中标后，马斯达尔与乌政府以及乌兹别克斯坦国家电网公司签署协议，马斯达尔负责Nur Navoi电站的设计、融资和建造工作，以及投产后25年的运维服务。目前该项目在2021年下半年已经并网发电。

另外，马斯达尔还将在乌兹别克斯坦另外再投建3座总装机90万千瓦的太阳能电站，其中两座合计装机44万千瓦的太阳能电站。风电方面，乌兹别克斯坦还在推进中亚地区最大风电场的建设工作。2021年4月，马斯达尔获得乌政府批准，将在纳沃伊州投建一座装机150万千瓦的风电场，这是目前已知中亚地区规划中最大的风电场，预计投资6亿美元。

5. 开发建议

一是积极关注当地新能源支持政策、项目机遇和市场情况。乌兹别克斯坦是中亚地区新能源的新兴市场，政策出台时间较短，稳定性有待考证，建议利用信保产品覆盖政策变动风险。

二是与信保及时沟通当地业主主要融资模式及融资诉求。作为新兴市场，当地已落实的新能源项目较少，建议与信保就该市场上新能源项目普遍采用的融资方式做好沟通，探寻我公司产品介入方式。

三是充分利用转贷模式推动项目资金落地。我公司在乌兹别克斯坦建立了众多的银行渠道，建议充分利用国民外经银行、阿萨卡银行、工业建设银行等银行渠道，利用转贷模式推动项目。

四是建议关注信保相关风险提示。需关注乌兹别克斯坦官方货币苏姆的汇率波动，2018年以来，苏姆汇率贬值近超20%。同时还需对政策和购电方保持谨慎态度，建议企业注意关注相关PPA和担保可能无法获取的风险。

四、大业主合作机遇

（一）Enel

意大利国家电力公司（Enel）是欧洲最大的公用事业公司，也是全球最大的私营可再生能源运营商及最大的私营配电公司。集团旗下业务遍布全球 47 个国家，2021 年集团总收入 880 亿欧元，毛利 190 亿欧元。Enel 实施“循环经济战略”并以此指导其能源转型：通过投资可再生能源和关闭燃煤电厂加速电源侧脱碳，开发应用智能电网技术提升电网可再生能源消纳能力，以数字化解决方案支持客户的电气化和脱碳。

1. 海外策略

Enel 在 2019 年确立 2050 零碳目标，并计划在 2021-2030 年间投资 1600 亿欧元促进脱碳、电能替代及数字化平台发展：

- 成为可再生能源全球巨头，可再生能源装机容量从 2020 年的 49 吉瓦增长至 2030 年的 145 吉瓦，全球市场份额超过 4%；
- 成为电网可靠性、服务质量和效率等方面的世界领先者，使电网更具弹性，利用数字化实现更高效的管理；
- 成为细分市场客户（工商业、交通、家庭、城市等）的最优合作伙伴，帮助客户实现脱碳减排和电能替代，提高能源利用效率，降低能源成本。

2021年1月，Enel与卡塔尔财富基金签署协议合作开发非洲绿色能源项目。

2. 未来几年规划

2020年11月，Enel宣布将加快退出煤炭，加速全球发电的脱碳进程，全力进军清洁能源。除太阳能、风能外，开拓绿色氢气，将在未来10年斥资1600亿欧元，使公司成为绿色“超级巨头”，并在2050年之前实现零碳排放。

拉美地区是Enel的重点市场，在巴西、智利、哥伦比亚等国家，Enel不仅已建成和在建的可再生能源项目众多，其后续待开发的可再生能源项目储备的规模数量也非常可观。此外，Enel近年来也开始在非洲、东南亚等地区的可再生能源市场布局，并在摩洛哥、南非等国家已有项目成功实施。

3. 主要融资模式

(1) 发债

2019年10月，Enel发行了欧洲市场首组可持续关联债券（Sustainability Linked bond），总计25亿欧元。发行的债券与一项衡量公司遵守联合国可持续发展目标情况的关键绩效指标挂钩。倘若Enel未能将总发电量中来自可再生能源的电量比例提高至55%，给债券持有人的利率就要上调25个基点。虽然筹集到的资金并未指定某一特定用途，但与传统绿色债券一样，该债券明确支持减少碳排放。

2022年1月10日，Enel在欧洲债券市场成功发行3笔可持续关联债券，总额27.5亿欧元。其中12.5亿欧元固定利率为0.25%，期限为3年10个月；另2笔7.5亿欧元债券的利率和期限分别为0.875%、9年和1.25%、13年。

(2) 项目融资及商业贷款

凭借其雄厚的资金实力以及市场地位，Enel在北美、拉美等市场，不仅通过无追索或有限追索的项目融资模式顺利实现可再生能源项目融资关闭，还与桑坦德、欧洲投资银行（EIB）等金融机构通过商业贷款的方式为其全球市场的可再生能源项目提供融资。

(3) ECA 中长期及短期融资

主要ECA融资需求，一是以项目融资、当地币融资、Tax Equity Financing等方式，为其可再生能源项目落实中长期融资；二是利用ECA短期险和特险产品，实现光伏组件采购短期融资。

Enel不仅与SACE、CESCE等欧洲ECA保持长期合作关系，近年来也就其在拉美地区的光伏项目与中国信保开展合作。中国信保分别于2016年和2018年，通过出口买方信贷保险，承保了2批Enel投资光伏发电项目。

（二）维斯塔斯（Vestas）

丹麦风力发电机制造商维斯塔斯风力技术集团（Vestas Wind Systems A/S）是世界排名第一的风力发电设备生产商，业务覆盖风力发电机的设计、制造、安装和服务，凭借业内领先的智能数据能力以及超过 120 吉瓦的运维服务规模，运用大数据分析、预测和利用风力资源，提供全球可持续能源解决方案。

1. 海外策略

在加拿大媒体和投资研究公司《企业爵士（Corporate Knights）》发布的 2022 年“全球最佳可持续发展企业百强”（2022 Global 100 : the World's Most Sustainable Companies）中，维斯塔斯赢得头把交椅。该排名针对全球近 7000 家收入超过 10 亿美元的企业进行了详细评估，涉及可持续发展领域的各项指标。除了荣登《企业爵士》排名榜首以外，维斯塔斯还被 CDP 全球环境信息研究中心评为可持续发展领导者，同时还是欧洲道琼斯可持续发展指数成员。维斯塔斯排名的获得与其可持续战略取得的行业领先成果密切相关。

自 2020 年推出可持续战略以来，维斯塔斯将“可持续性”设定为供应商网络在内整个价值链的重中之重。作为该战略的一部分，维斯塔斯推出了循环发展路线图和治理结构，以 2019 年为基准，到 2025 年实现 55% 的中期减排目标，到

2030 年实现碳中和。其自身运营的碳减排目标也得到了“科学减碳目标倡议”的认可，即与《巴黎协定》中全球控温“1.5 度”的目标相一致。

图 1：维斯塔斯碳中和目标路线图



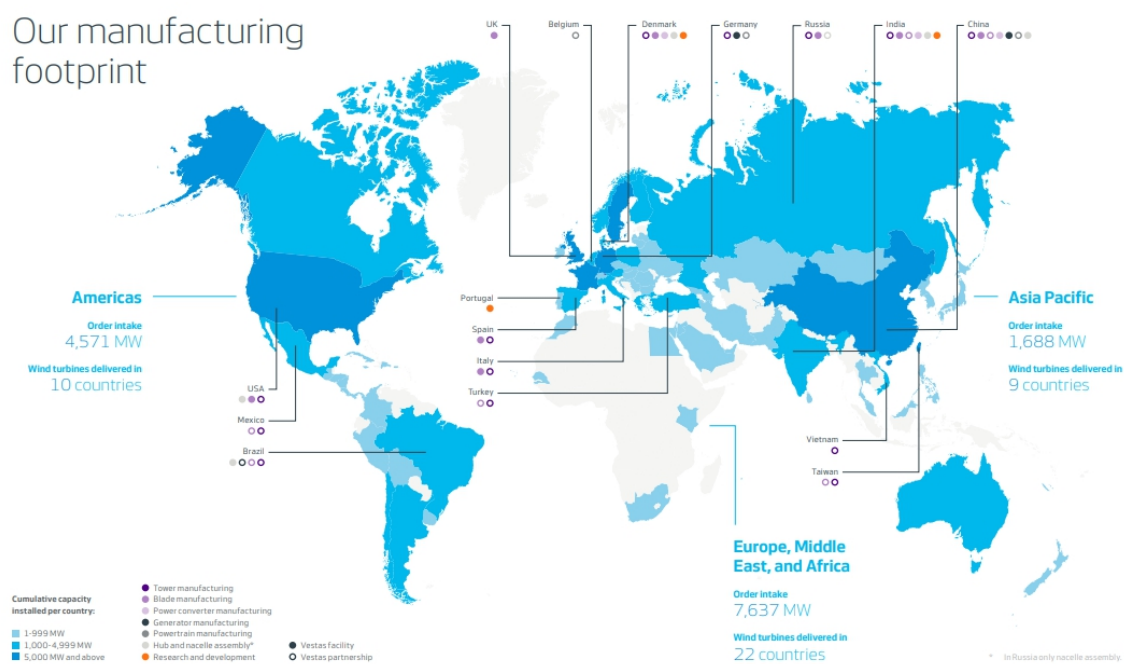
来源：《Vestas 2021 Sustainability Report》

盈利模式方面，与大多数国内主机厂家赚取短期设备销售毛利的策略不同，维斯塔斯的盈利模式一直是通过短期卖风机换取长期卖服务的业务机会。受产业链全球化、碳中和政策影响，未来全球风电新增装机将会持续景气，设备成本不会一马平川地持续下降。相关行业的需求增加、局部地区的抢装、疫情等因素都可能引发核心材料和关键部件的价格上升。因此，纵然是行业龙头，同样可能面临成本不可控的难题。相比，在设备具有稳定运行历史、可靠性高的情况下，长周期运营维护服务成本的可控性和毛利率极高。而周期长、范围广、保障程度高正是维斯塔斯服务业务的核心特征。

中国市场方面，1986年，维斯塔斯来到中国，在山东安装了最早的风力发电机之一。1999年，维斯塔斯在北京设立代表处。2005年，建设天津基地，是维斯塔斯全球最大风电设备一体化生产基地，为中国和国际市场提供符合全球质量标准的风机组件。截至2021年9月，维斯塔斯在中国的装机总量超过8.8吉瓦。作为中国可再生能源领域的长期合作伙伴，维斯塔斯也将全面助力中国实现“2030碳达峰、2060碳中和”的远大目标。

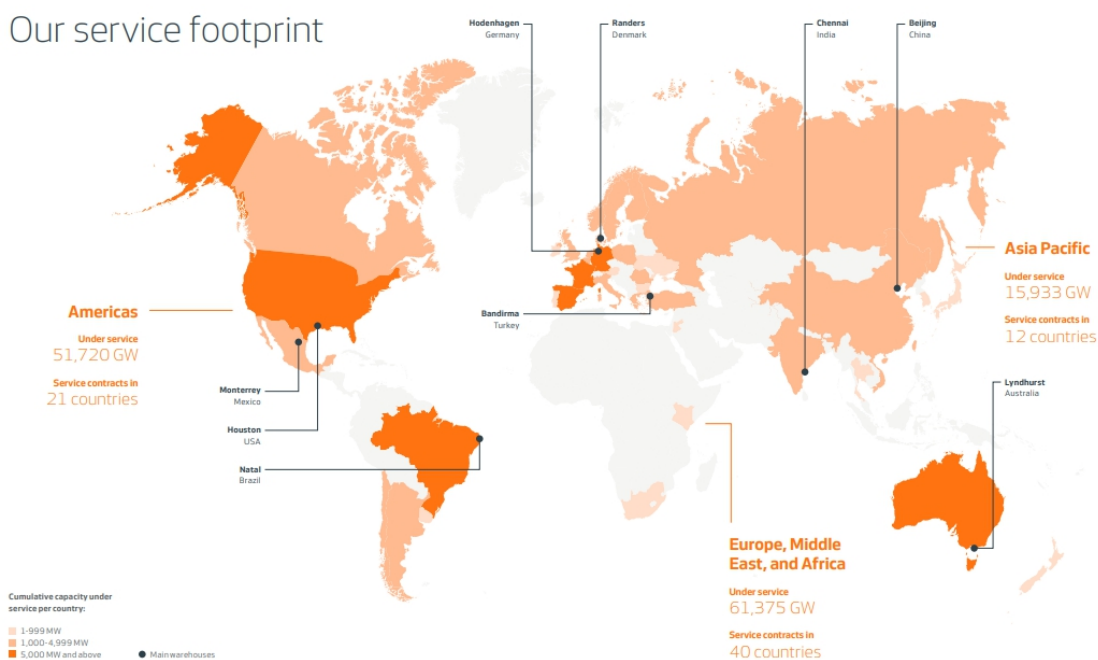
全球市场方面，目前维斯塔斯为全球70多个国家和地区的50000多台风机提供服务，服务容量超120吉瓦，重点业务区域包括欧洲、美洲、澳洲和亚洲。

图 1：维斯塔斯 2021 年底全球生产基地分布



来源：《Vestas 2021 年报》

图 1：维斯塔斯 2021 年底全球服务基地分布



来源：《Vestas 2021 年报》

图 2：维斯塔斯 2021 年底全球装机分布



Classification: Public

Vestas

来源：《Vestas 2021 FY Investor presentation》

2. 未来几年规划

可持续发展战略方面，维斯塔斯集团首席执行官兼总裁安德睿（Henrik Andersen）表示：“在过去 40 多年里，维斯塔斯已经成功地帮助我们的合作伙伴减少了超过 17 亿吨的碳排放。然而，若要为地球构建一个更加可持续的未来，我们仍需投入更多。随着能源转型的加速，维斯塔斯正全力与合作伙伴紧密协作，确保转型能够可持续地推进。”维斯塔斯正在进行的可持续发展举措包括设计可循环产品、减少制造过程中的二氧化碳排放和废物产生、与战略供应商的可持续发展目标协同一致、服务和福利用车中的燃油车全部更替为电动车，以及承诺到 2040 年生产零废风电机组。

重点目标市场方面，陆上风电方面，目标市场包括欧盟、中东、美国、巴西、中国、印度、越南、南非；海上风电方面，目标市场主要是北美和亚洲。

业务发展战略和增长目标方面，2021-2025 期间，维斯塔斯计划陆上风电采取稳健增长战略，年复合增长率（CAGR）预计 2%-4%；海上风电采取迅猛发展战略，年复合增长率预计超过 25%；运维服务采取快速发展战略，年复合增长率预计 7%-10%。

盈利模式和营收展望方面，未来，维斯塔斯将延续产品和服务并重的盈利策略。根据维斯塔斯 2021 年报，尽管去年出现了供应链中断、严重成本上涨和产能不足的不利情况，

但维斯塔斯能够履行其对客户的承诺，推动能源转型向前发展，2021 年营收从 2020 年的 148 亿欧元增加到 156 亿欧元，预计 2022 年的营收将在 150 亿至 165 亿欧元之间。

（三）ACWA Power

1. 重点市场

ACWA Power 是全球领先的电力和海水淡化项目开发商，由沙特政府控股持有，业务覆盖沙特、阿联酋、埃及等十余个国家。目前，ACWA Power 旗下电力装机约 43 吉瓦（其中新能源项目占比 34.9%），海水淡化能力为 640 万立方米/天，投资资产约 672 亿美元。

ACWA Power 的市场开发原则主要为：紧跟沙特国家外交政策；以海湾国家为中心、阿拉伯国家为主线，辐射亚非区域较稳定的新兴市场国家；偏好在政府稳定、市场结构单一的国别市场深耕。其在新能源板块的重点市场情况如下：

（1）沙特阿拉伯

在沙特“2030 愿景”的政策背景下，ACWA Power 加大了在沙特新能源方面的业务开拓。目前 ACWA Power 正在运营沙特 Sakaka 300 兆瓦 IPP 光伏电站，投资额为 3.02 亿美元，ACWA Power 持股 70%，电价为 2.3417 美分/千瓦时。此外，还有一个在建的 Sudair 1500 兆瓦光伏电站，是沙特公共投资基金（PIF）可再生能源计划下的首个项目，也有望成为世界上最大的单体光伏电站项目之一。该项目投资额为 34 亿沙特里亚尔（约合 9 亿美元），ACWA Power 持股 35%，电价为 1.239 美分/千瓦时，处于全球最低水平之一。

(2) 阿联酋

在迪拜酋长穆罕默德·本·拉希德·阿勒马克图姆 (Sheikh Mohammed bin Rashid Al Maktoum) 发起的《2050年迪拜清洁能源战略》的背景下，迪拜于2012年发起了 MBR 太阳能公园项目，该项目将成为全球最大的单体光伏发电项目。目前，ACWA Power 参与了 MBR 太阳能公园二期 (Shuaa Energy 1)、四期 (Noor Energy 1) 及五期 (DEWA V) 项目，其中 ACWA Power 负责运营二期 200 兆瓦光伏电站并持股 24.99%；四期 700 兆瓦光热及 250 兆瓦光伏项目在建，投资额为 43.29 亿美元，ACWA Power 持股 24.99%，平均电价为 7.30 美分/千瓦时；五期 900 兆瓦光伏项目在建，投资额为 5.7 亿美元，ACWA Power 持股 24%，中标电价为 1.6953 美分/千瓦时。

(3) 约旦

ACWA Power 正在运营约旦 Mafraq 及 Risha 两个 IPP 光伏电站，装机容量均为 50 兆瓦，投资额分别为 7100 万美元及 6800 万美元，ACWA Power 均持股 51%。此外，ACWA Power 正在运营约旦 Rehab Hofa 及 Rehab Ibrahimiya 两个风电项目。

(4) 阿曼

2022 年 1 月，ACWA Power 参与的联合体宣布阿曼 Ibri 2 期 500 兆瓦项目竣工。该项目投资额为 4.17 亿美元，是阿

曼可再生能源规划项下首个太阳能 IPP 项目，也是实现阿曼“2040 愿景”的重要项目之一。

(5) 埃及

ACWA Power 在埃及市场的业务既受到埃及新能源发展需求的推动，也受益于沙特和埃及两国政府的密切合作关系。目前，ACWA Power 正在运营埃及三个光伏电站，总投资 1.85 亿美元，其中 ACWA Power 在 Benban 1 期 50 兆瓦及 Benban 2 期 50 兆瓦项目中均持股 32.81%，在 Benban 3 期 20 兆瓦项目中持股 18.05%。此外，还有一个在建的 Kom Ombo 200 兆瓦光伏电站，投资额为 1.65 亿美元，ACWA Power 持股 100%。

(6) 摩洛哥

ACWA Power 正在运营摩洛哥 Nooro 光热综合体项目，其中一期 160 兆瓦项目投资 8.41 亿美元，ACWA Power 持股 73.13%；二期 200 兆瓦项目投资 11 亿美元，ACWA Power 持股 75%；三期 150 兆瓦项目投资 8.62 亿美元，ACWA Power 持股 75%。此外，ACWA Power 正在运营摩洛哥 NOOR 光伏一期项目，包含 NOOR Ouarzazate IV 72 兆瓦、NOOR Laayoune 85 兆瓦、NOOR Boujdour 20 兆瓦三个子项目，总投资 2.1 亿美元，ACWA Power 持股 75%，电价为 4.8 美分/千瓦时。另外，ACWA Power 正在运营摩洛哥 Khalladi 120 兆瓦风电 IPP 项目，投资额为 1.75 亿美元，ACWA Power 持股 26.01%。

2. 近期项目

除上述重点市场外，ACWA Power 近期在乌兹别克斯坦等市场实现了一批新签项目。

在乌兹政府大力推进新能源发展的背景下，ACWA Power 加大了对乌兹市场的开发力度。2020 年 1 月，ACWA Power 与乌兹能源部就加强可再生能源及氢能领域研究签署战略合作协议，并签署了 Bukhara、Navoi 两个风电项目 PPA 及投资协议，总装机容量 1000 兆瓦。2021 年 5 月，ACWA Power 与乌兹投资与外贸部、乌兹能源部就 Karakalpakstan 1500 兆瓦风电项目签署执行协议，该项目建成后将成为中亚地区最大风电场。2021 年 12 月，ACWA Power 以 2.5695 美分/千瓦时的电价中标乌兹 Nukus 100 兆瓦风电项目并签署 PPA，该项目为乌兹首个公开招标的风电项目。

此外，2022 年 1 月，ACWA Power 与阿塞拜疆能源部签署 240 兆瓦风电项目 PPA 及投资协议，投资额为 3 亿美元。该项目是迄今为止阿塞拜疆可再生能源领域最大的一笔外国投资项目。

3. 主要融资模式

(1) 金融机构整体合作

与金融机构开展整体合作是 ACWA Power 提升自身融资能力、降低融资成本、规避融资风险、扩大项目资金流的重

要环节。截至 2021 年底，ACWA Power 与全球 70 多家金融机构建立了密切的合作关系。

外资机构方面，2021 年 12 月，在法国总统马克龙访问沙特期间，ACWA Power 与法国外贸银行（Natixis CIB）签署合作备忘录，后者承诺在未来两年提供 20 亿美元融资，用于支持 ACWA Power 未来的项目开发。法国外贸银行自 2005 年起开始与 ACWA Power 合作，不仅参与了多个项目融资，而且是 ACWA Power 公开上市的股票承销方之一。此外，2021 年 1 月，ACWA Power 与欧佩克旗下的多边金融投资机构、总部设在沙特的阿拉伯石油投资公司（APICORP）签署 1.25 亿美元 5 年期伊斯兰融资协议，用于支持前者未来的项目开发。在贷款期的前 3 年内，融资可作为循环贷款使用，资金审批和使用效率将明显提升。

中资机构方面，2017 年 11 月，ACWA Power 与我公司签署框架合作协议。此外，ACWA Power 已与丝路基金、中非基金、工行、中行、建行等金融机构成为融资合作伙伴。

（2）资本市场融资

2021 年 6 月，ACWA Power 通过发行 7 年期高级无抵押浮动利率伊斯兰债券成功募集 28 亿沙特里亚尔（约合 7.5 亿美元）。该发行标志着 ACWA Power 首次进入沙特债券市场，获得 1.8 倍超额认购。2021 年 10 月，ACWA Power 在沙特证券交易所成功上市。

(3) 多种形式贷款

ACWA Power 擅长运用过桥贷款、有限追索或无追索项目融资等多种贷款形式为具体项目筹措资金。

例如，2021 年 4 月，欧洲复兴开发银行（EBRD）、欧佩克国际发展基金（OPEC Fund）、非洲开发银行（AfDB）、绿色气候基金（GCF）、阿拉伯银行（Arab Bank）与 ACWA Power 就埃及 Kom Ombo 200 兆瓦光伏电站签署 1.14 亿美元融资协议，各融资方贷款份额为：欧洲复兴开发银行 3600 万美元、欧佩克基金 1800 万美元、非洲开发银行 1780 万美元、绿色气候基金 2380 万美元、阿拉伯银行 1800 万美元。欧洲复兴开发银行（EBRD）及阿拉伯石油投资公司（APICORP）还分别为该项目提供了 1400 万美元及 3350 万美元的股权过桥贷款。

此外，2021 年 8 月，ACWA Power 宣布沙特 Sudair 1500MW 光伏电站实现融资关闭，融资形式为有限追索项目融资，同时安排股权过桥贷款。其中，高级债部分的融资机构包括瑞穗银行、利雅得银行、韩国产业银行、阿拉伯石油投资公司（APICORP）、沙特 Al Rajhi 银行和渣打银行，股权过桥贷款由沙特 Al Bilad 银行、沙地英国银行和三井住友银行共同提供。

（4）资本循环计划

通过执行资本循环计划，ACWA Power 以收购优质资产、出售传统电力资产和在运营资产再融资等方式，提高资金流转率和资本利用效率。同时，通过出售传统电力资产，优化资产配置结构，降低碳排放，加速实现企业层面的碳中和承诺，响应、支持和落实沙特政府的经济转型目标规划。

4. 开发建议

近年来，ACWA Power 不断深化与中国伙伴的友好合作关系，已与多家中资企业联手推动电力（包括传统能源和新能源）和水处理项目。目前，ACWA Power 尚未与我公司实现新能源项目合作。为充分挖掘与 ACWA Power 的合作机会，建议企业开展以下几方面工作：

一是充分利用中国信保新能源项目融资投标意向函模式，关注潜在合作机会；

二是就与 ACWA Power 正在执行的项目情况与中国信保及时沟通，了解项目在商务、融资等各方面的先进经验及存在的问题，为后续业务优化提供参考。

三是加强与辖区内银行渠道的沟通交流，了解银行与 ACWA Power 的合作亮点及困难，为后续共同与 ACWA Power 开展合作积累经验。

（四）Iberdrola

1. 海外策略

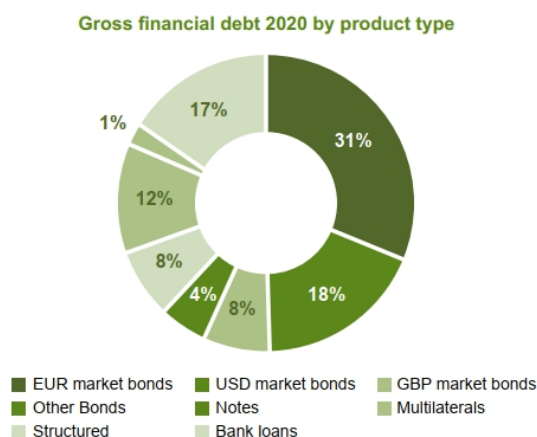
Iberdrola 近年加速布局全球可再生能源市场。在欧洲，Iberdrola 快速进军挪威、德国、法国、瑞典、波兰、爱尔兰等市场，布局可再生能源市场，规模化开发海上风电项目，并迈入绿氢能源领域。Iberdrola 还大步挺进亚太地区，近年来连续收购德国 Sowitec 集团越南公司、格理绿色投资集团 (GIG) 旗下可再生能源子公司日本开发商 Acacia Renewables，并在韩国、日本布局多个海上风电项目开发，及其他可再生能源项目。

2. 未来规划

在能源转型战略中，Iberdrola 将海上风电作为公司战略支柱领域，并全力朝成为一家全球顶级的可再生能源公司这一伟大目标迈进。

为实现战略目标，Iberdrola 公司于 2020 年底公布了调整后的新 5 年战略投资计划。该计划宣称将在 2021-2025 年间，投资 750 亿欧元大力发展可再生能源（其中 46.24% 的资金将用于海上风电投资），到 2025 年预计将可再生能源装机容量增至 60 吉瓦。

3. 主要融资模式



根据 Iberdrola 集团发布年报披露，该公司的融资渠道主要有 3 种：

- (1) 发债，占其融资总量的 67%；
- (2) 项目融资（通过项目所在国的项目公司融资）；
- (3) 通过项目所在国当地的政策性金融机构支持进行融资（融资成本低、期限长）。

4. 开发建议

(1) 关注 Iberdrola 最新合作项目，提前与中国信保做好沟通。Iberdrola 作为知名新能源业主，宣布开发项目往往体现新能源行业发展方向。例如，Iberdrola 最近开发欧洲最大的 20 兆瓦绿色化肥项目，其中涉及绿色制氢、绿色化肥、质子膜等内容，建议与中国信保第一时间做好项目沟通。

(2) 用好中国信保与其签署的五方合作协议，及时推进项目进展。

(3) 推广新能源项目投标意向函模式，如有与 Iberdrola 业务合作需求，尽早引入信保协同推动。

五、主要融资银行及合作建议

目前中长期险项下，我公司承保新能源项目超过 30 个，涉及保额约 17 亿美元，融资银行主要涉及桑坦德银行、国家开发银行、中国民生银行等。海外投资险下，我公司承保的涉及银行融资项目超过 10 个，涉及保额（含续保）约 65 亿美元，融资银行主要涉及国家开发银行、中国进出口银行及中国工商银行等。

除以上银行外，我部与包括日本瑞穗银行等国际融资机构，以及中国银行等中国融资机构，以及多家本土银行渠道在新能源项下保持长期密切沟通，并就公司投标意向函机制进行营销。

表 1：中国信保新能源主要合作银行⁸

国际银行	中资银行	本土银行
渣打银行	国家开发银行	各对象国本土 主要银行
日本瑞穗银行	中国进出口银行	
日本东京三菱日联银行	中国银行	
桑坦德银行	中国工商银行	
西班牙 BBVA 银行	中国建设银行	
法国巴黎银行	中国农业银行	
德意志银行	中国交通银行	
瑞信银行	中国民生银行	

⁸ 仅列举部分主要合作银行，排名不分先后。

星展银行	中信银行	
东方汇理银行		
三井住友银行		
南非标准银行		
荷兰 ING 银行		

总体而言，**外资银行**新能源领域融资经验相对丰富，多元化服务便于在早期介入项目，融资价格、期限、结构融资能力方面具有竞争力，此外海外分支较多，在本地币融资上有较充足头寸；**中资银行**近年来均加大了绿色转型力度，新能源项目在期限、利率成本、推动力度方面享有优先性，同时作为中资企业“走出去”的有力支持工具，可提高中方方案整体竞争力；**本土银行**熟悉当地市场及相关方，但一般参贷规模有限，有联合融资需求，在本地币融资、转贷等创新模式上有较大优势。

建议企业与中国信保加强沟通，充分利用我部金融机构渠道，在项目初期拓宽融资来源，选取最适合的融资保险方案，搭建合理融资结构。

六、项目险产品匹配新能源业务模式

一般来说,新能源产业的出口和投资涉及以组件为主的成套设备出口,相关项目的EPC承包工程,以及绿地投资或收购。对于这三类业务,公司项目类产品主要以短期出口特险、中长期出口信用保险、海外投资保险和担保业务予以支持。按照不同商业/融资模式,支持的方式各有不同。

(一) 单项产品的服务模式

短期出口特险(特险),承保因商业风险、政治风险和第三国政治风险导致商务合同终止或无法履行带来的损失,该产品信用期限最长不超过2年,赔偿比例最高不超过90%。其中,商业风险包括买方破产、拖欠货款、违反合同规定等;政治风险包括战争或暴乱、所在国政府禁止买方购买、取消买方进口许可等;第三国政治风险包括付款须经过的第三国颁布延期付款令等。

中长期险项下,出口买方信贷保单(买贷)和出口卖方信贷保单(卖贷)承保因政治风险和商业风险导致的贷款协议本金利息损失或商务合同应收账款损失;融资租赁保单(租赁)承保因政治风险和商业风险导致的融资租赁交易项下的租赁应收款损失;再融资保单承保因政治风险和商业风险导致的被买断中长期应收款损失。上述所有保单的保险期限为2-15年,买贷、租赁及再融资赔比最高95%,卖贷最高90%。其中商业风险包括买方/借款人破产或拖欠商务合同/贷款协议项下应付款项/本金利息,政治风险包括发生战争

或暴乱、所在国政府或限制买方/借款人以约定货币或其他可自由兑换货币偿还债务等以及付款须经过的第三国颁布延期付款令等政治风险。

海外投资保险，承保因政治风险导致的股本金和收益或贷款本息损失，保险期限不超过 20 年，赔比最高 95%。其中，征收风险指东道国政府对项目实施国有化，剥夺中方股权、项目资产等。政府违约指东道国政府违反或不履行与中方股东或项目企业签署的相关协议，且拒绝赔偿，战争及汇兑限制与中长期险产品承保风险相似。

担保业务（担保），可配套中长期险或海外投资保险，为中国企业在参与境外新能源相关项目的过程中，提供投标保函、履约保函、预付款保函、质量保函、融资保函等，在被担保人未能按照基础合同约定履行相关义务时，向受益人进行代偿，从而减少投资人资金占用，降低融资成本，提高项目整体推进效率。

（二）产品组合对业务的支持

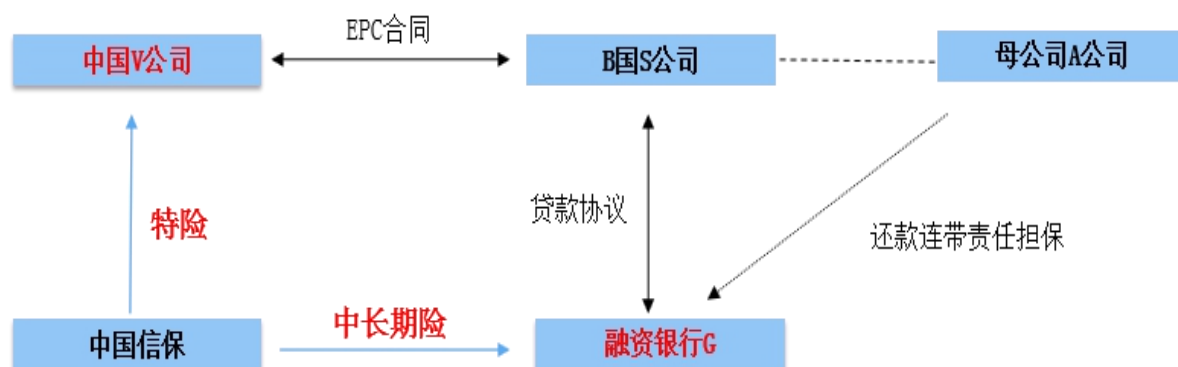
场景一：中国企业赴海外建设电站/设备厂的 EPC 工程，或者设备出口项目。

产品组合：特险+中长期险

这类业务涉及的中国利益包括工程承建企业前端的成本投入以及后期的收汇风险。另外，需要通过合理的风险保障措施为业务带来融资。

针对上述情况，我公司可以为该类业务出具特险保单和中长期险项下的买贷保单满足客户相关需求。其中，特险保单可以通过《短期出口信用保险特定合同保险A款》保障承包商/出口商在履约阶段项下成本投入和债权风险。对于承包商/出口商而言，即便落实了融资，但贷款协议的生效条件和提款条件等能否满足，中间是否会发生中止提款、交叉违约等情况，都将使承包商面临资金不到位的风险，而特险则可以保障其在工程进度中，已确立债权的收款安全，如有需求还可以保障承建企业的成本投入损失。

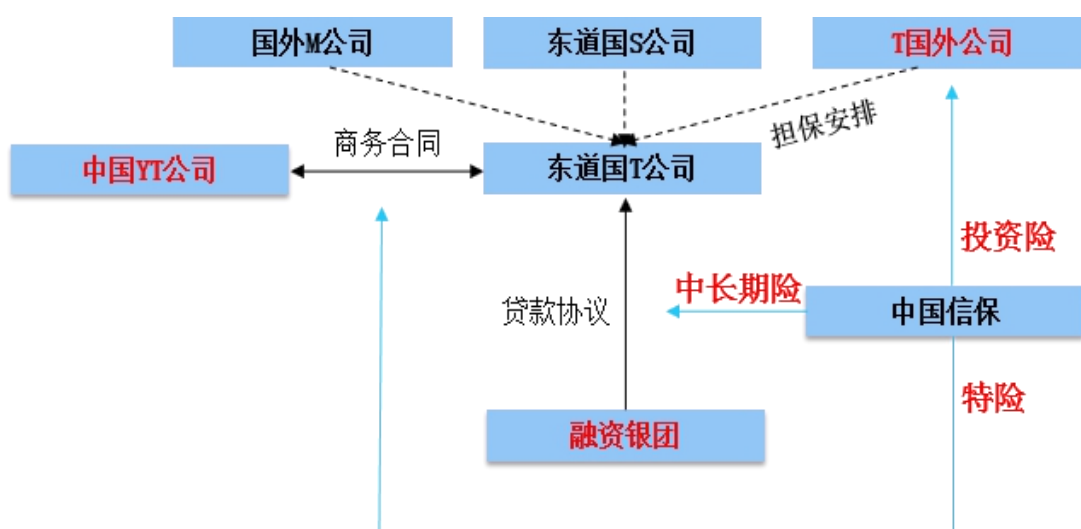
通过特险保单解决建设期风险需求，后续可以衔接买贷保单。买贷保单可保障融资银行/银团在贷款协议项下面临的本息损失风险，有利于帮助企业获得融资。



场景二：中国企业赴海外投资建组件厂/电站或产能扩增，工程建设为国内企业负责，希望通过融资解决项目资金问题。

产品组合：特险+中长期险+海外投资保险

这类业务涉及的中方利益，在上述场景的基础上增加了中方投资人的股权投资风险。因此，除了上述特险和中长期险保障的范围内，增加海外投资保险项下的股权保单，可以有效保障投资人在项目东道国面临的潜在政治风险，确保投资人在东道国发生战争、政治暴乱、征收、汇兑限制等风险后，股本投资和收益得到有效保障。

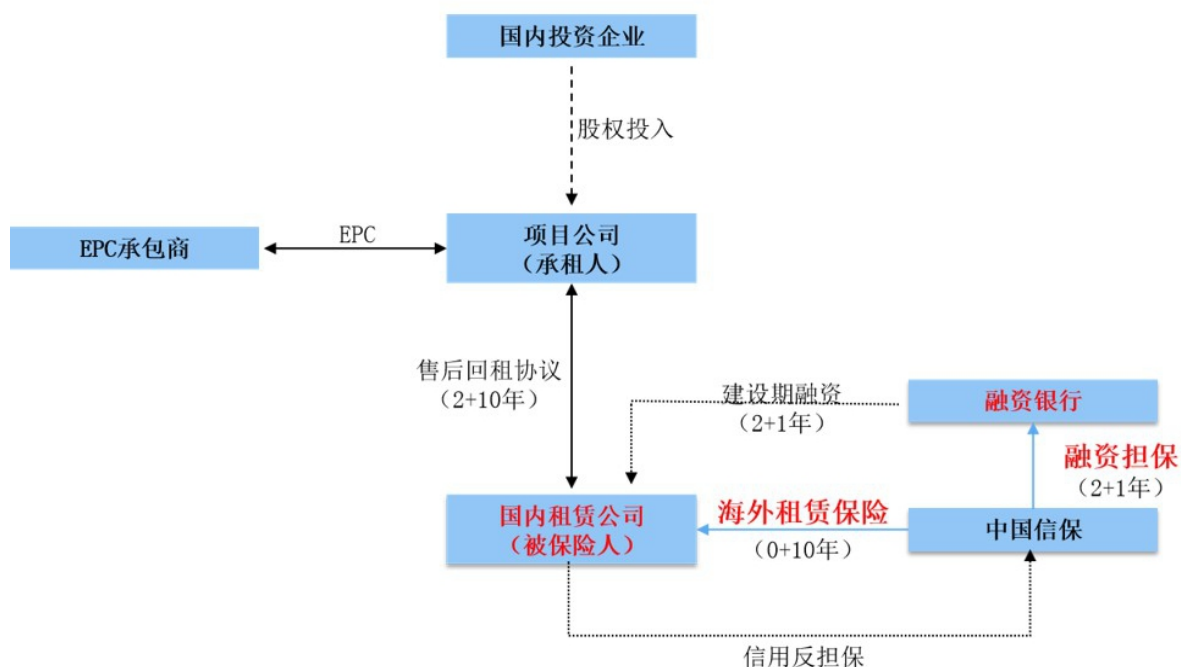


场景三：中国企业赴境外投资建设电站，国内企业租赁公司（出租人）以融资租赁方式为境外项目企业（承租人）提供融资。

产品组合：中长期险（租赁保单）+担保

这类业务涉及的中方利益与上述场景类似，但表现形式为国内租赁公司的租金收汇风险。我公司可以为租赁公司出具租赁保单，承保承租人因政治风险或商业风险导致无法偿还租金及利息的风险。对于租赁公司融资成本较高的情况，

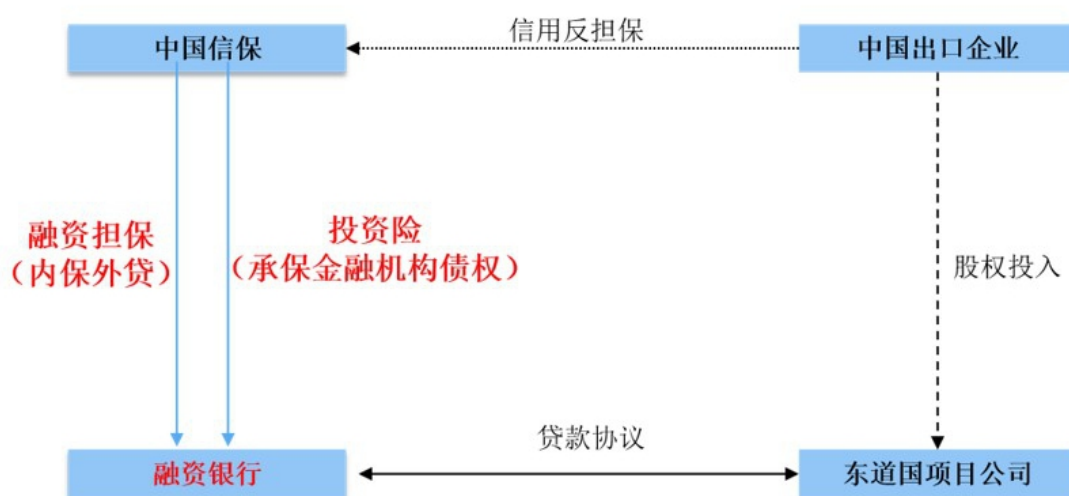
我公司可以为融资银行提供融资担保，降低业务的整体融资成本。



场景四：中国企业通过债权融资，赴境外投资建电站或进行产能扩增。

产品组合：海外投资保险+担保

海外投资保险项下的债权保单是专为金融机构以债权形式参与我国企业海外投资提供风险保障的产品，保障范围与股权保单类似。上述业务中，如果企业对融资成本较为关注，或者需要过桥贷款，我公司可同时为投资人提供融资担保。



(三) 具体案例

场景一：有延付需求（2 年以下）的资金自筹项目，风电设备出口。

服务产品：短期出口特险

2018 年，我国出口企业 A 与法国 I 公司（业主）签署商务合同，为其欧洲 F 国风场以及非洲 N 国风场出口 11 台风机，合同金额共计 0.13 亿欧元，由远期信用证和电汇方式支付。

我公司采用短期出口特险的模式，为该项目出具了特定合同保险，承保出口企业在合同项下的成本投入损失风险和应收款项损失的风险。该项目承保金额 0.11 亿欧元，合同金额由四部分组成，分别为设备部分、300 小时试运行费用部分、备品备件部分和 180 天维护费用。除设备部分的款项由远期信用证按照里程碑节点支付，其余款项全为电汇支付。

F 国两个风场信用期最长不超过 30 天，N 国风场不超过 480 天。三个风场的政治、商业赔比均为 90%。本项目合同金额较小，绝大部分的还款风险已由信用证覆盖，且买方具备一定的财务实力，还款能力较为有保障，因此该项目没有设置担保条件。

场景二：有延付需求（2 年以下）的资金自筹项目，风电设备出口+EPC 工程

服务产品：短期出口特险

2020 年，我国出口企业组成的联营体 B 与亚洲 Y 国业主签署了 EPC 总包合同，在 Y 国沿海区域建设 48 兆瓦的海上风电场，总金额为 0.85 亿美元。其中，项目预付款（买方自有资金）为商务合同的 15%，剩余款项按项目装运节点的里程碑支付，在远期信用证的付款期限内付讫。Y 国业主控股股东提供无条件、不可撤销、见索即付的付款担保。项目购电协议和并网协议均已签署。

我公司采用短期出口特险+应收账款转让的模式，为该项目出具了特定合同保单，承保已确立债权应付款的损失。其中，政治、商业风险的赔比均为 90%。我公司承保金额为除预付款外的 0.72 亿美元，全部采用延付模式，信用期限 651 天。其中，0.36 亿美元由 T 国 P 银行开具的远期信用证，按照风电机组基础装运节点的里程碑，延付至远期信用证最后付款期限日支付；剩余 0.36 亿美元拟通过项目并网发电后业主获得的金融机构再融资款支付。

本项目从投资方的综合实力和承包商的履约能力及前期准备看，前期执行情况正常，施工方案完善，可为项目建成及并网发电提供有力保障；从可研报告和 Y 国政府的支持政策看，该项目在 COD 后的经济可行性较为乐观，再加上 T 银行已向业主出具了项目再融资兴趣函，后期获得再融资的概率较大。采用上述两种模式相结合的方法支付工程款项，使得该项目的付款来源有充分保障。同时，本项目的抵押担保措施设置的也较完善，分别为付款担保、股权质押、动产质押以及 PPA 账户质押，风险控制手段较为齐全。

综合来看，对业主来说，通过短期出口特险可获得过桥融资以及项目融资的时间和条件；对承包商来说，延长付款期限有利于企业获得项目及市场机会，同时规避了垫资汇款的风险，且不增加企业的负债；对银行来说，可以在确保资金安全的情况下获得再融资的收益；对于信保来说，业主提供的担保将风险控制在可接受范围，从而获得保费收益，并且履行了服务出口企业的职能和使命。

场景三：有延付需求（2 年以上）的融资项目（银行融资），光伏组件出口/EPC 工程

服务产品：中长期险买贷保单（+短期出口特险）

2015 年，E 电力公司中标拉美 B 国光伏电站群规划建设项目，总计装机容量 553.41 兆瓦，共分为 14 个区块，由 7 家项目公司分别开发运营。项目公司与我国出口企业 C 签署光伏组件采购合同，包括光伏电站所需的全部多晶硅太阳能

电池板及其零配件，合同金额约 2.5 亿美元。业主就合同金额的 85% 部分向 Z 银行和 S 银行组成的银团申请融资，融资期限为 15 年（宽限期 1 年，还款期 14 年），E 公司提供集团担保。

针对该项目，公司为 Z 银行和 S 银行出具了出口买方信贷保险保单，期限 15 年，政治、商业风险赔比均为 95%，有效保障了融资银行在贷款协议项下面临的本息损失风险。

另外，为保障企业在供货履约阶段面临的商务合同项下应收债权收汇风险，实现项目各阶段信用风险全覆盖，我公司同时为企业 C 出具了特险保单，承保商务合同项下的已确立债权，信用期限 60 天，政治、商业风险赔比 70%。

此外，该类场景下，如 E 公司以投资人身份参与，但不为项目提供有追索的担保，而采用项目自身现金流作为还款保障，我公司仍然可以采用买贷保单进行承保。同时，为了增强市场竞争能力，帮助投资人带着更加成熟的融资方案参与招投标，获得项目。公司于 2021 年推出了新能源项目融资投标意向函，可以提早展开对项目的评审。

场景四：有延付需求（2 年以上）的融资项目（企业延付），光伏组件出口/EPC 工程

服务产品：中长期险卖贷保单

2018 年 4 月，D 企业与其在 W 国子公司作为共同出口方与 W 国第一光伏发电有限公司（以下简称“业主”）签署了 W 国 200MW 光伏电站项目的总承包合同。项目建设内容包括设

计、土建施工、设备供货、安装和调试，其中以设备出口为主，中国成分比例为 85%，建设工期 9 个月，EPC 合同金额 1.6 亿欧元，其中 15%预付款来源于业主自有资金，另外 85%的进度款由 D 企业为业主提供延付融资，期限 9 年，业主母公司提供连带责任担保，同时增设项目全部资产抵押、项目公司股权质押、电费收入账户质押及财务指标约束等额外担保措施。就该项目，我公司为企业出具了出口卖方信贷保险保单，期限 9 年，政治风险赔比 90%，商业风险赔比 70%。

场景五：EPC 工程+绿地投资+运营

服务产品：海外投资保险

2014 年 7 月，E 企业与 B 国省政府签署合作协议，承诺在该省投资 15 亿美元建设 900 兆瓦的光伏地面电站。根据总体规划，项目将分为三期（各 300 兆瓦），每期三个区块（各 100 兆瓦）进行建设，分成 9 个项目公司实施，项目建设期为 6 个月，运营期限 25 年，投融资结构为股债 2: 8，债务融资部分由 K 银行和 G 银行提供，期限 15 年（宽限期 2 年，还款期 13 年）。

就该项目一期的三个区块，我公司分别为 E 企业和融资银行提供了海外投资股权和债权保险，承保征收、汇兑限制、战争及政治暴乱风险，以及违约风险：B 国中央电力采购局（保证）有限公司（代表 B 国配电公司行使购买能源的职能）在购电协议项下的不履行购电并支付电费的义务；省政府在执行协议项下的不履行赔偿支付义务，赔比 95%，保单有效

期不超过 15 年。

七、合作建议

（一）做好国别风险研判，发挥企业引领作用

新能源行业受政策变化影响极大，中国信保产品可有效覆盖政策变动带来的收汇及投资损失。建议充分利用我部对于重点区域、国别的研究成果，通过风险实例了解潜在风险点，关注中国信保风险提示，对于新能源行业风险建立立体性认识。此外，还应利用好政府间的双多边产能合作机制，将公司产品嵌入政府间绿色能源合作，从早期参与东道国能源规划，获取更多政策支持。

（二）充分发挥利用中资企业优势，打好组合拳

我国企业在新能源领域优势完备，一是产业链完备，尤其是中国光伏产业已居全球首位。二是技术产出与装备产业规模领先，在利用可再生能源发电方面多个指标排名世界第一，三是具有强大的电力投资能力，能够充分发挥绿色金融优势，助力能源产业发展。在东南亚、拉美等区域，国家内部电网承载能力和稳定性是新能源项目开发的主要制约条件，也对后续项目的出台带来挑战，能源基础设施建设亟待改善。此外，新能源相关组件自给化可优化对象国产业链结构，如在东南亚市场，部分中资企业已由组件出口商转型为当地厂商及投资人，可帮助东道国提升在新能源产业链中话语权，提高东道国新能源成本效率。

建议充分利用中国信保多样化产品，通过设备出口、并购投资、绿地投资等多种形式参与市场。针对设备供应商，

重点关注买方财务情况、行业地位等资信状况，选择优质的合作伙伴，对风险事件采取预先应对措施；针对并购和绿地项目投资人，重点关注新能源行业配套法律和政策、整体发展走势、经济可行性、项目的社会和环境的影响等，以多种角色参与东道国市场，帮助东道国能源转型长期可持续发展。

（三）共同挖掘大客户开发机会

新能源项目单个体量小、对融资时效要求高，针对上述特点，建议与中国信保共同开发大型企业集团，通过绑定投资人方式进而绑定后续项目。目前我公司已出台新能源项目融资投标意向函机制，我部已向意大利国家电力公司、GE 中国等企业及多家银行营销宣介该机制，取得了较好反响。建议企业选取资质较好、合作潜力较大的大客户与中国信保共同挖掘合作机会。

声明

本材料内容仅作参考提供信息之用，并不构成中国出口信用保险公司与任何自然人或法人之间的法律合同。本材料在任何意义上均非法律文件，在任何情况下，对由于使用、或声称由于使用本材料造成的直接或间接伤害和损失，中国出口信用保险公司均不承担任何责任。本材料内容将视情况进行调整，恕不另行通知。本材料版权属于中国出口信用保险公司所有，除非获得中国出口信用保险公司书面同意，任何自然人或法人均不得将本材料任何部分用于商业用途。中国出口信用保险公司不对本材料引用信息正确性承担任何责任。

参考材料：

网站：

1. 驻多国大使馆经济商务处网站
2. 国际可再生能源机构 <https://www.irena.org/>
3. 北极星光伏网
4. 北极星太阳能光伏网
5. 北极星风力发电网
6. 国际能源网
7. 索比光伏网
8. 欧盟统计局 (Eurostat) 网站
9. 欧洲光伏产业协会 (SPE) 网站
10. 欧洲风能协会 (WindEurope) 网站
11. Orbis 企业数据库
12. Knoema 数据库
13. 全国能源信息平台
14. 能源 100
15. ACWA Power 网站 <https://acwapower.com/>

期刊、研究报告及文件：

1. 《企业对外投资国别（地区）营商环境指南》；
2. 全球能源互联网发展合作组织《全球能源互联网研究

系列》，中国电力出版社；

3. 王勃华《光伏行业回顾与展望》；

4. 《德国联邦能源研究报告》，德国联邦经济事务和能源部

(<https://aemo.com.au/-/media/files/major-publications/isp/2022/draft-2022-integrated-system-plan.pdf?la=en>);

5. 《电池存储——2022年能源转型的全球助推器》，贝克·麦坚时 (Battery Storage –a global enabler of the Energy Transition 2022, Baker McKenzie);

6. 《新能源时代开启，电化学储能崛起》，东莞证券；

7. 《美国储能检测报告》(US Energy Storage Monitor: Q3 2021 Executive Summary, Energy Storage Association, Wood Mackenzie Power & Renewables, September 2021);

8. 美国《2020能源法案》(Energy Act of 2020);

9. 《欧洲能源互联网研究与展望》，全球能源互联网发展合作组织；

10. 《全球能源互联网资讯第23期》；

11. 《阿尔及利亚可再生能源发展潜力分析》——赵畅；

12. 《中东北非地区可再生能源发展现状及对我国的影响与启示》——王灏晨；

13. 《中东能源转型的新进展》——唐恬波；

14. Current Status, Scenario, and Prospective of

Renewable Energy in Algeria: A Review——Younes Zahraoui, M. Reyasudin Basir Khan, Ibrahim Al Hamrouni, Saad Mekhilef and Mahrous Ahmed;

15. Ahmed Bouraiou, Ammar Necaibia. et al., “Status of renewable energy potential and utilization in Algeria”, Journal of Cleaner Production 246(2020):6;

16. Amine Boudghene Stambouli, “Algerian renewable energy assessment: The challenge of sustainability”, Energy Policy 39 (2011):4512;

17. 《35%可再生能源占比目标提前完成—德国光伏产业大发展回归理性》，中国能源报；

18. 《世界各国氢能产业现状及前景》，全球能源信息平台；

19. 《ACWA Power 的 2021：保障项目流，扩大资金流，强化合作生态圈》，国复咨询

（ <https://mp.weixin.qq.com/s/VjJfzfTzLBM-3k6qGzgtKQ>） .

20. 惠誉国别报告；

21. 《哥伦比亚电力市场综述》，许可，齐放，王敬。