全球能源转型浪潮下

中国海外能源投资的风险与机遇

GREENPEACE 绿色和平

中华环保联合会
All-China Environment Federation

全球能源转型浪潮下

中国海外能源投资的风险与机遇

研究团队：
李丹青　绿色和平气候与能源项目经理
佟　刚　独立撰稿人
邱程骋　绿色和平气候与能源项目主任
朱若云　绿色和平气候与能源项目主任
陶思凌　绿色和平气候与能源项目实习生

报告协调员：
张菁 绿色和平气候与能源项目资深项目主任
王昕楠 绿色和平传播主任

致谢：
报告撰写还得到了高晓谊、王杨、徐超、王衍、张凯、蔡元慧等专家和同事（排名不分先后）的专业指导及支持，项目组深表感谢。

发布日期：2021 年 11 月

GREENPEACE 绿色和平　中华环保联合会 All-China Environment Federation

© Bernd Arnold Greenpeace

前言

9 月 21 日在第 76 届联合国大会一般性辩论上，中国国家主席习近平发表讲话并宣布：“中国将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。”在“双碳”顶层目标的带动下，此次时隔一年不仅进一步提出更高的气候目标，也将中国能源转型范围扩大到海外投资领域，又一次明确了中国参与气候治理的决心与能力。而在全球能源转型的大背景下，我们也注意到中国海外投资的主要东道国的能源政策也在发生转变，包括巴基斯坦、印度尼西亚在内多国相继宣布停止上马新的煤电项目，加快本国能源绿色转型的步伐。中国在海外能源投资上具有里程碑意义的声明，以及东道国的转型意愿，对于关注海外能源电力投资者来说，既是机遇也充满挑战。

而海外能源投资因国际市场的复杂性及潜在风险的多样性一直是业内热议的话题。尽管过去五年，得益于煤电竞争力减弱、东道国需求减少等因素，中国的海外煤电发展实际上已经进入“慢车道”。未来中方投资者除了需要明确中国停止建设境外煤电项目的政策方向，也要依托中国在可再生能源发展中的先进经验和技术，把握住全球低碳转型趋势，助力发展中国家实现能源绿色低碳发展，这需要中国投资者对东道国能源电力供需现状以及未来规划有全面深入的认识。

南亚与东南亚地区一直是中国企业境外投资的热点区域，国际环保组织绿色和平海外基础设施绿色投资项目，从 2018 年持续密切关注中国在该区域的能源投资的动向和趋势。2019 年，绿色和平借鉴国家能源局就煤电规划建设风险预警的方法论，搭建模型撰写了《中国海外煤电投资建设风险预警研究报告——印度尼西亚国别研究》。2020-2021 年，在受到新冠肺炎疫情影响，全球经济下滑连带各国电力市场供需出现重大变化，项目选择了南亚和东南亚三个典型中国海外能源投资的东道国——柬埔寨、 越南和巴基斯坦作为中国海外能源投资风险评估的国别案例，根据各国电力消费现状和电力规划，分情景对其未来装机充裕度进行分析预测，并以此为依据综合考量不同东道国的能源转型意愿，为未来投资者在这些国家进行能源电力项目投资的风险和机遇提供分析与参考。此外，项目邀请业内专家佟刚老师，从行业投资者的视角，对南亚、东南亚区域重点国别电力政策转变、可再生能源技术发展机遇、未来能源电力项目投资趋势进行解读。

由于研究选择的东道国各自经济发展阶段、受疫情影响及未来能源规划各不相同，其未来出现装机充裕度或产能过剩情况也不尽相同。据绿色和平统计，除越南外，柬埔寨和巴基斯坦都将在 2022-2025 年间出现电力过剩的情况。尽管巴基斯坦下调了其疫情后发电规划目标，但即使在经济恢复速度相对较快的情景下，仍将在未来四个财年面临超过 20% 的电力过剩现象，过剩煤电产能在 2023-2024 财年或高达 8584MW; 柬埔寨的电力系统备用率的预测结果显示，即使在不受疫情影响的情境下，2025 年柬埔寨的电力系统备用率也将达到 37.42%，高于 15% 的合理备用率，而根据其经济受疫情影响严重的现实情况下，预计 2025 年柬埔寨电力系统的实际备用率将高达 74.17%，或将出现 1013.12MW 的过剩煤电产能。

但同时我们也注意到，理论上电力过剩的巴基斯坦、柬埔寨两国以及电力需求长期增长的越南，在实际的电力供需中均呈现“缺电”现状。为了解决能源供应安全的问题，东道国通常存在对保守供电模式的惯性思维，继续上马新的煤电项目，而陷入恶性循环。

电力部门的脱碳势必会来经济社会多重领域的“阵痛”，南亚与东南亚作为未来全球电力需求增长最快的区域之一，电力消费的快速增长与目前装机利用率低、电网落后等系统性矛盾若得不到改善，单纯依靠扩大装机规模来解决缺电问题，对于区域中长期的能源发展战略来说治标不治本。因此，本报告将聚焦电力政策转变和未来能源电力投资趋势的三个重点国别案例集合成册，针对各国的实际情况提出了电力规划相关的建议，希望研究成果能够为新形势下中国的海外能源电力投资者提供有益参考。

目录

新冠疫情对柬埔寨电力系统充裕度影响研究

一、柬埔寨国家背景信息……06
1、国别基本信息……06
2、产业结构……06
3、能源资源情况……07

二、能源结构情况……07
1、能源利用结构……07
2、电力规划情况……08

三、柬埔寨电力充裕度计算……09
1、计算方法简介……09
2、关键参数取值的说明……09

四、柬埔寨电价支付政策分析……12

五、中国在柬埔寨的电力投资以及对当地电力建设的影响…12

六、柬埔寨煤电投资风险及可再生能源前景分析……13

七、政策建议……14

参考文献……15

新冠疫情对越南电力系统充裕度影响研究

一、越南背景信息……20
1、人口及经济发展概况……20
2、地理区域划分与产业结构……21

二、越南能源结构情况……22
1、能源资源概况……22
2、区域能源构成……22
3、电力规划与电力供需情况……23

三、不同情景下东道国电力充裕度计算……26
1、计算方法简介……26
2、受 / 不受疫情影响下的电力系统备用率变化……28

四、电价支付政策……29

五、中国在越南的电力投资以及对当地电力建设的影响和投资风险分析……29
1、中国在越南的电力投资情况……29
2、投资风险分析……30

六、政策建议……31

参考文献……32

巴基斯坦电力冗余度研究与投资指南

一、国别信息……36
1. 基本信息……36
2. 宏观经济与就业……37
3. 产业结构……38

二、能源与电力概览……39
1. 能源……39
2. 电力……41

三、电力充裕度分析……44
1. 理论分析：电力充裕度……44
2. 实际情况……46

四、电力发展趋势分析……46

五、电价支付政策及项目风险……50
1. 燃煤火电项目电价政策……51
2. 煤电项目风险分析……52
3. 可再生能源投资的机遇与挑战……53

六、建议……54

参考文献……55

从南亚和东南亚重点国别电力政策演变漫谈煤电向新能源转型

一、南亚和东南亚 - 煤电的热土的历史与现状……60
1. 区域煤电背景分析……60
2. 退煤的现状：以巴基斯坦、孟加拉、越南三国为例……62

二、南亚和东南亚 - 新能源趋势与展望……64
1. 全球新能源 产业背景及发展趋势……64
2. 新能源的现状：以巴基斯坦、孟加拉、越南三国为例……65
3. 案例国家对中国电力企业在该区域新能源业务的启示……67

三、由以上案例国家形势衍生的相关建议……68
1. 东道国的退煤和新能源政策，应当考虑以下因素：……68
2. 建议中国投资者 / 金融机构考虑如下因素：……70

参考文献……74

新冠疫情对柬埔寨电力系统充裕度影响研究

一、柬埔寨国家背景信息

1、国别基本信息

柬埔寨位于亚洲中南半岛南部，东部和东南部同越南接壤，北部与老挝交界，西部和西北部与泰国毗邻，国土面积 181,035 平方公里（世通海外资讯，2018）。柬埔寨人口分布极不平均，首都金边及周围较为发达的省份人口最为稠密。根据联合国统计，截至 2020 年 6 月底，柬埔寨全国人口约为 1672 万（World Population Review, 2021），而金边的人口约有 207 万，占全国人口的 12.4%（World Population Review, 2021）。柬埔寨城市化程度较低，截至 2019 年，仍然有 76.20% 的人口居住在农村地区（The World Bank, 2020）。

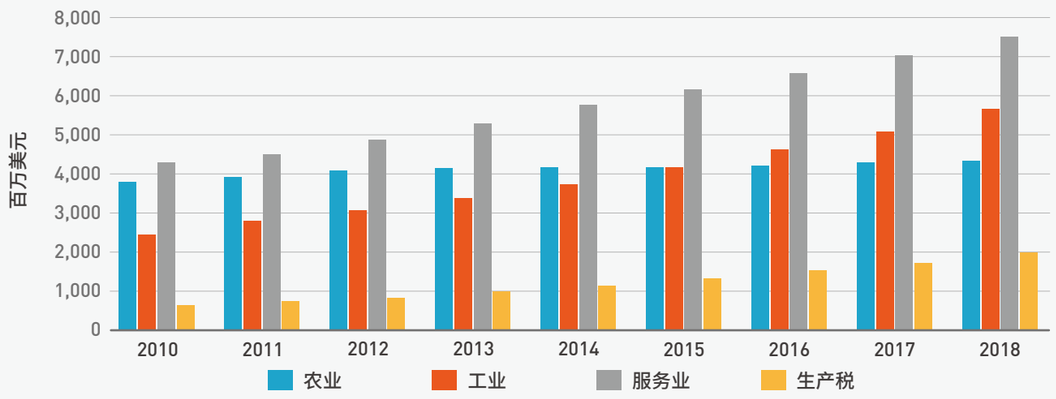
2010 年至 2018 年，柬埔寨一直保持较快的经济增长速度，GDP 年均增速达 7.2%（ERIAxMME, 2018）。世界银行在一份 2014 年 10 月发布的经济报告中指出，“过去二十年来，柬埔寨的 GDP 年均增长率为 7.7%，使其成为该时期世界上增长速度第六快的国家”（CDC, 2019）。然而，柬埔寨目前依然是亚洲人均 GDP 水平最低的国家之一，2019 年时仅达 1634.12 美元，是世界人均 GDP 水平的 1/7（世界银行，2020）。

受新冠疫情影响，2020 年柬埔寨 GDP 的增长率为 -3.5%（IMF, 2021），为近二十年来最低。据世界银行最新的报告显示，随着疫情在全世界范围内的逐渐好转和柬埔寨政府有效的财政激励措施，该国的经济有望在今年逐渐开始复苏，增长率为 3.5%-4%。

2、产业结构

2019 年，服务业对柬埔寨经济生产总值的贡献最大，占比达 38.9%；工业次之，占比为 34.2%；农业对经济的贡献最少，占比为 20.7%。2010 年至 2019 年期间，柬埔寨工业 GDP 贡献增长迅速，从 2010 年的 22% 上升到 2019 年的 34%，平均增速达 13.1%。服务业次之，平均增速为 7.7%。农业 GDP 的年均增长率则仅为 1.7%（ERIAxMME, 2018），该产业的 GDP 占比已从 2010 年的 34% 降至 2019 年的 21%。柬埔寨 2018 年的官方数据显示，制造业和建筑业已成为柬埔寨经济的主要推力。其中，制造业的增长主要靠服装出口拉动，2018 年服装出口比前一年同比增长 17.5%。2018 年流入制造业的海外直接投资（Foreign Direct Investment，FDI）较前一年也同比增长了 18.3%。建筑行业的增长主要靠流入房地产和建筑业的海外直接投资推动，占 2018 年柬埔寨海外直接投资总额的 20%，较 2017 年同比增长 27.5%（National Bank of Cambodia, 2018）。

图 1. 2011-2018 年柬埔寨各产业总量（美元）



数据来源：柬埔寨矿业和能源部（ERIA，2020）

3、能源资源情况

柬埔寨煤矿蕴藏量不多，仅西北部地区存量较为丰富（Japan Development Institute, 2009）。2011 年全国已探明煤炭储量约 700 万吨左右，工业开采价值不高，煤炭主要依赖进口（世通海外资讯，2018；Asian Development Bank, 2018）。柬埔寨的石油、天然气的勘探起步较晚，截至 2019 年，其石油产品完依然全依赖国外进口（ERIA x MME, 2019）。

柬埔寨水力资源丰富。据官方统计，柬境内有 60 个潜在水电开发地点，水电蕴藏量达 10GW，其中 50% 的水电蕴藏量位于湄公河主流，40% 在其支流，10% 在湄公河外的西南地区（Asian Development Bank, 2018）。目前，已建及在建水电站装机容量为 1330 MW，约占总蕴藏量的 13%（ERIA x MME, 2019）。近年来，水电发电量大幅度增加，已从 2011 年的 51.5 GWh 上升到 2016 年的 2567.9 GWh，扩大近 50 倍。但水电受季节影响较大，只有在雨季时才能发挥出其最大功率，旱季时发电量只能达到平均水平的 25%（ERIA x MME, 2019）。

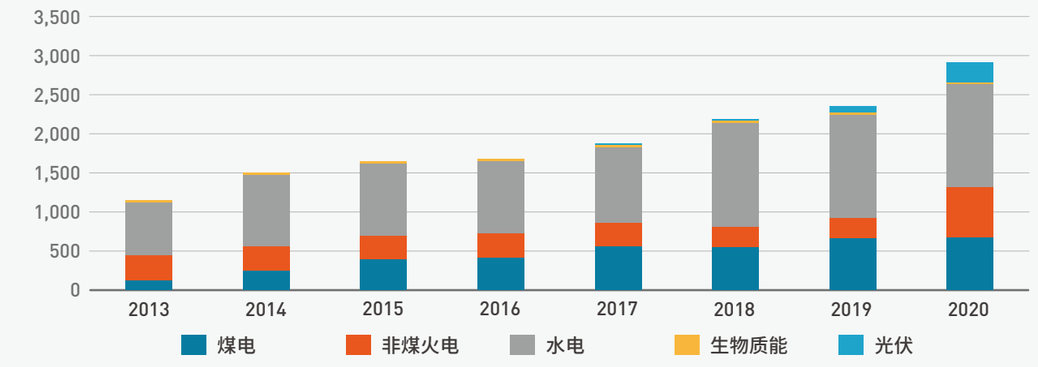
柬埔寨太阳能资源丰富，平均日照时长达 6-9 个小时，平均日太阳辐射量为 5KWh，约有 1400 公顷的土地适宜发展太阳能（ERIA x MME, 2019）。据世界自然基金会估算，柬埔寨潜在可利用的光伏资源达 11GW（WWF, 2016）。然而，目前柬埔寨光伏发展相对缓慢，现有装机量只占光伏发电潜能很小的一部分（世通海外资讯，2018）。除了水力、光伏之外，柬埔寨的生物质资源也较为丰富，是居民日常生活中很重要的发电原料。根据世界银行 2018 年在柬埔寨的调查显示，有 66.7% 的受访家庭使用生物质炉做饭，其中，62% 的家庭使用木柴作为主要燃料来源，5% 的家庭使用木炭（World Bank Group, 2018）。

二、能源结构情况

1、能源利用结构

柬埔寨当前的电力结构以水电为主，煤电次之，生物质能和光伏发电占比较小。2017 年，柬埔寨大型水电的装机量占全国总装机量的一半以上。但该国对其他非水电可再生能源的利用能力相对有限，装机占比不足 5%。该国的第一座光伏发电站在 2017 年建成，装机量为 10MW（Asian Development Bank, 2018）。为解决柬埔寨旱季水力发电不足的问题，近年来柬政府开始推动煤电发展，并批准了多个煤电项目。根据柬埔寨电力局（EAC）的统计，截至 2019 年 12 月底，柬埔寨电力局和独立发电站（IPP）的总装机容量为 2442.51MW，较 2018 年 12 月底增长了 11.68%。其中煤电为 708.7MW（29.02%），水电为 1329.7MW（54.44%），非煤火电 269.52MW（11.03%），生物质能为 29.27MW（1.2%），光伏为 105.32MW（4.31%）（EAC, 2019）。东盟经济研究所（ERIA）的统计数据显示，2025 年以后，柬埔寨的煤电装机量将超过水电装机量（ERIA x MME, 2019）。

图 2. 2013-2020 年柬埔寨各能源装机量占比



数据来源：根据柬埔寨电力局（EAC）年报整理

2、电力规划情况

柬埔寨电力工业基础薄弱，尚未形成全国统一的电网系统。已有的电网布局较为分散，覆盖区域集中在首都金边等主要大城市的周围，部分地区（特别是农村地区）还未完全实现电网的覆盖（世通海外咨询，2018）。首都金边是全国用电量最大的区域，2017 年该市用电量占比达到了全国的 90%，其次为暹粒市和西哈努克市（驻柬埔寨使馆经商处，2012；Open Development Cambodia, 2017）。截至 2019 年，柬埔寨有 99.49% 的地区获得电力许可（licensed zone），92.68% 的村庄已经通电（MME x EAC, 2019），但电力供应质量不稳定，无法保证 24 小时稳定供电（MME x EAC, 2019）。根据世界银行的统计数据显示，截至 2017 年底，柬埔寨有 88.2% 的家庭每天能获得至少 4 小时的电力供应，65.6% 的家庭每天能获得至少 8 小时的电力供应，仅有 13% 的家庭每天能获得至少 23 小时的电力供应（World Bank Group, 2018）。近年来，由于经济的快速发展，柬埔寨电力需求增长迅速，2010-2016 年间的平均增速达 18%，同期的发电量也以每年 19% 的速度增长（WWF, 2016）。

近年来，柬埔寨政府对于电力发展的重视程度有所提升，尤其是在农村电力化战略规划制定方面。自 2005 年起以来，在国际社会的资助下，柬埔寨政府陆续实现了各大发电厂与 230 千伏和 115 千伏的高压输电线路、以及 22 千伏的中压分输电线路的连接，同时还将电网扩大到偏远地区，以向这些地区提供更便宜的电力（Asian Development Bank, 2018）。2015 年，柬埔寨的高压输电系统初步成型，通过 30 个变电站为全国 19 个省份提供了电力（Asian Development Bank, 2018），并陆续实现与越南、老挝和泰国联网。根据柬埔寨的官方原有的规划，到 2020 年，柬埔寨每一个村庄都将能够获得任何类型的电力供应；到 2030 年，国家将可以给 90% 以上的城镇居民提供稳定的电力供应。但受疫情的影响，2020 年的农村的电力计划并未实现，截至 2020 年末，依然有占总数 2.61% 的村庄未获得电力供应（EAC, 2018）。

由于柬埔寨水电占比突出，因此在断电问题尤为严重的旱季，柬埔寨需从泰国、越南和老挝进口电力以缓解供电不足（林文斌，2019）。柬埔寨向邻国进口电力的比重虽然在 2016-2018 年间有所降低，但在 2019 和 2020 又有所升高，分别占总发电量的 26.09% 和 31.89%（EAC, 2019）。（见表 1）

表 1：柬埔寨本国发电和进口电力（单位：GWh）

	2016	2017	2018	2019	2020
柬埔寨本国	5592.2	6488.25	7953.64	8675.25	8512.68
泰国	346.19	269.56	262.65	1161.21	923.99
越南	1201.78	1153.85	1027.75	1772.21	1288.05
老挝	34.88	56.52	64	129.23	1773.94
进口电力占比	22.06%	18.57%	14.55%	26.09%	31.89%

2010-2018 年间，柬埔寨电力消耗增长迅速，根据 IEA 公布的数据计算，柬埔寨电力消耗年均增长率为 19.69%。据预测，柬埔寨到 2030 年电力需求的复合年增长率为 8.8%。柬埔寨能源需求到 2030 年将增至 18,000GWh，相对于 2015 年能源需求增长了三倍以上。这意味着 2030 年的电力需求峰值预测为 3,256 兆瓦，而 2016 年的峰值需求约为仅为 1,000 兆瓦。在当前的峰值需求中，约 70% 都来自首都金边（Asian Development Bank, 2018）。 2018 年数据显示，在居民、商业和工业部门的电力消费量中，居民的电力消费量最大，占总量的 39.8%；商业电力消费量次之，占 37.4%；工业部门的电力消费量最少，占 22.8%（IEA, 2018）。

柬埔寨电力局（EAC）是电力监管机构，负责发布电力市场运营的法规和程序，颁发许可证，并设定电价。电力局会定期检查电价和其他相关收费，以确保终端用户用电价格合理的同时，又能为投资者带来足够的回报。所有发电厂、电力供应商和分销商都必须获得电力局的许可。柬埔寨电力局每年发布一次年报。柬埔寨的国家电力公司（EDC）负责通过 EAC 实现各区域的发电、输电和电力分配。EDC 的大部分电力输送到金边和主要的省级城镇。农村地区的输发电工作则主要由农村电力公司负责（REEs），其职责主要包括促进私营部门参与农村发电（Asian Development Bank, 2018）。

柬埔寨的矿产和能源部（Ministry of Mines and Energy, MME）牵头制定柬埔寨各能源部门的政策、战略计划和技术标准。但由于 MME 全面规划的能力较弱，无法搜集到全面的电力数据和信息，因此东盟经济研究所（ERIA）作为合作伙伴为其提供技术人员和专家支持，协助柬埔寨进行电力数据的收集和分析工作，并分别于 2016 年和 2019 年出版了《柬埔寨能源电力情况的报告》。根据 2019 年发布的《基本能源规划》报告，ERIA 和 MME 预计未来 10 年柬埔寨的经济发展增速为 7%。基于此增速，预计到 2025 年，柬埔寨电力局和独立发电站（IPP）的总装机容量将达 4237.27MW，较 2018 年装机量增长 64.2%。其中煤电为 1773MW（41.8%），水电为 1506MW（35.5%），非煤火电 251MW（5.9%），可再生能源为 284.77MW（6.7%）（ERIA x MME, 2019）。

三、柬埔寨电力充裕度计算

1、计算方法简介

本文从资源充裕度角度，选用电力系统备用率作为判断柬埔寨煤电产能是否过剩的依据。鉴于柬埔寨国土面积较小，且各个电力分区的官方统计数据不足，本文将不对柬埔寨进行分区计算。本文假定当电力系统实际备用率大于合理值时，即被认为产能过剩。在计算中，假设非煤电能源会被优先利用，过剩产能均为煤电产能，即高出电力系统备用率合理值的部分所对应的煤电装机量即为煤电过剩产能。煤电过剩产能计算公式如下：

$$\text{煤电过剩产能} = \text{各能源等效可用装机量} - \text{电力最大负荷} \times (1+ \text{电力系统备用率标准值})\ \%$$

其中，电力系统备用率标准值采用北美电力可靠性委员会（NERC）的默认规划备用容量值 15% 作为柬埔寨电力系统备用率的合理值。实际电力系统备用率和各能源等效可用装机量的计算公式如下：

$$\text{a. 电力系统备用率} = \frac{\text{各能源等效可用装机量}}{\text{电力最大负荷需求}} - 1$$

$$\text{b. 各能源等效可用装机量} = \text{各能源现有装机量} \times \text{容量置信度} \mp \text{跨省外送 / 接受电力}$$

2、关键参数取值的说明

（1）容量置信因子：本文中各能源容量置信度采用东盟经济研究所（ERIA）和柬埔寨矿产和能源部（MME）在 2019 年《基本能源规划》报告中发布的取值（ERIA x MME, 2019）。柬埔寨水电的贡献因子受季节影响显著，旱季时仅为 25%，本文在计算时拟取 25% 为水电的容量置信因子，对该国电力充裕度做最保守的估计（ERIA x MME, 2019）。

表 2. 各能源容量置信因子

能源类型	煤电	非煤炭火电	水电	风电	光伏发电	生物质能
容量置信度	85%	85%	25%	20%	15%	40%

（2）现有装机量和计划装机量：本文采用的柬埔寨现有装机量数据来源于柬埔寨电力局（EAC）发布的年报，计划装机量的数据均来源于 ERIC 和 MME 合作发布的《基本能源规划》。

表 3. 2020 年现有装机量和 2025 年计划装机量（单位：MW）[1]

能源类型	2020 年现有装机量	2025 年计划装机量	2025 年等效可用装机量
煤电	675	1773	1507.05
非煤炭火电	643.95	251	213.35
水电	1329.7	1506	376.5
风电		80（EVwind, 2019）	25%
光伏发电	236.8	236.8（Ministry of Mines and Energy, 2019; Office of the Council of Ministers, 2019）	25%
进口电力	980.75	980.75[2]	833.64
总计	3866.2	4827.55	2982.06

来源：REVE, 2019；OCM, 2019；Ministry of Mines and Energy，2019

需要指出的是，由于柬埔寨的进口电力以煤电为主，因此进口电力的容量置信因子取值与煤电相同，也为 85%。

（3）电力最大负荷：电力系统最大负荷的历史数据和未来预计数据的取值都来源于柬埔寨的国家电力公司在 2019 年区域电力贸易协调委员会第 26 次会议（26th Meeting of the Regional Power Trade Coordination Committee）上发布的数值。

根据官方预测的 GDP 增速为 7% 时的 2020-2030 年电力最大负荷值，本研究计算出未来 10 年柬埔寨的年均电力弹性系数，为 1.29。新冠疫情在全球的蔓延对柬埔寨的经济造成了较大的影响，柬埔寨的支柱产业旅游业和出口制造业都受到了限制。为了更加具体地探讨不同经济发展速度下柬埔寨全国的电力产业发展状况，本文设定了“经济增长恢复正常”和“经济增长持续低迷”两种电力需求增长情景，具体情境设定如下：

情景一：基准情景（BAU），即经济增长不受到疫情影响。假设柬埔寨的经济不受疫情影响，2020-2025 年的年均 GDP 保持在官方预测的 7% 的高速增长（官方给定数值）（EDC, 2019）。

情景二：2020 柬埔寨的经济受到疫情影响，GDP 增速呈现负增长。最新数据显示，2020 年柬埔寨的 GDP 增速为 -3.5%。据 IMF 测算柬埔寨 2021 年 GDP 增速将下降 3.5%，到 2024 年逐步恢复（IMF, 2021）。

表 4. 情景一下柬埔寨的电力需求变化

年份	电力最大负荷需求（MW）	等效可用装机量 (MW)	电力系统备用率
2019	1755		
2020	2215		
2021	2627		
2022	3097		
2023	3538		
2024	4122		
2025	4828	2982.06	-38.23%

1. 2025 年生物质能的计划装机量没有准确数值，且占比较小，故忽略不计
2. 2025 年计划进口电力没有官方数据，故取用 2020 年的数值

表 5. 情景二下柬埔寨的电力需求变化

年份	GDP 增速 (%)	电力需求增速 (%)	电力最大负荷需求 (MW)	等效可用装机量 (MW)	电力系统备用率
2019	7.1	9.11	1755		
2020	-3.5	-4.49	1676.20		
2021	3.5	4.49	1751.46		
2022	6.5	8.34	1897.53		
2023	6.5	8.34	2055.79		
2024	7.0	8.98	2240.38		
2025	7.0	8.98	2441.55	2982.06	22.14%

根据计算结果，在不受到疫情影响的情况下（见表 4），预计 2025 年，柬埔寨的电力系统备用率为 -38.23%，将会产生 2570.14MW 的电力缺口。柬埔寨当前经济受疫情影响严重，预计 2024 年才能基本恢复到疫情前的增长水平，据此估计，2025 年柬埔寨电力系统的实际备用率将达到 22.14%。疫情的冲击将使柬埔寨的电力系统由电力短缺的状态转变为轻微的产能过剩，或将出现 174.27MW 的轻微煤电产能过剩。

除此之外，根据世界自然基金会的估算，按照目前柬埔寨政府的规划，到 2030 年柬埔寨的光伏装机量将占能源总装机量的 17%，占总发电量的 8%，仅次于水电和煤电（WWF, 2016）。在其他太阳能资源丰富且光伏技术较为成熟的国家，光伏的容量置信因子已经达到较高水平（PJM, 2017），本文所取的光伏容量置信因子的值较为保守。随着未来光伏的容量置信因子的提高，会进一步加大现有规划下未来柬埔寨电力系统备用率。按照产能过剩时优先淘汰煤电的原则，若柬埔寨未来要将太阳能作为主要发电能源之一，该国届时需要淘汰的煤电产能规模将高于原先的预计值。

SEA © Kemal Jufri

四、柬埔寨电价支付政策分析

目前，柬埔寨没有固定的购电协议（Power Purchase Agreement，PPA）条款，燃煤发电项目的 PPA 由购电方和企业在协商后签订。若签署的协议为两部制电价机制，柬埔寨政府不仅需要支付电量电价，还需支付容量电价；而在单一制电价机制下，如果柬埔寨政府和企业签订的协议中包含“照付不议”条款，则柬埔寨政府将承诺企业电源年最低利用小时数，并根据最低净输出电量支付企业电费，而企业也要按照合同约定保质保量提供能源，违约则要受罚（张森林，2007）。除此之外，电网公司每月还需向项目公司支付燃煤电费。在这种情况下，单一制单价和两部制上网电价的盈利模式没有本质区别（张森林，2007）。

以西哈努克省 700MW 燃煤电站一期项目签订的开发协议为例，柬埔寨电力公司（EDC）和柬埔寨国际投资发展有限公司（CIIDG）签订的购电协议为“照付不议”两部制电价协议，购电方 EDC 需要根据容量电价和最低购电量向供电方 CIIDG 支付相应的电费（译声翻译，2018）。若未来企业在柬埔寨投资建设的煤电厂签署的协议都为两部制电价协议，那就意味着柬埔寨政府需要按照承诺向企业支付最低购电量和容量电价。

如前所述，在新冠疫情的影响下，柬埔寨的经济可能受到较大影响，届时电力供应也很可能出现供过于求的现象。然而，在“照付不议”的条款下，柬埔寨政府仍需根据容量电价和最低购电量向企业支付电费、燃料采购运输成本费和燃油费用，这将增加政府负债的风险。根据官方统计数据，2018 年柬埔寨的债务规模已占当年 GDP 的 21.4%。2019 年，柬埔寨的债务上升至 75.96 亿美元，占当年 GDP 总额的 21.3%（黄如丽，2020）。德国一家名为 Konrad Adenauer Stiftung 的智库在研究柬埔寨能源现状时提出，柬埔寨对于“照付不议”合同持谨慎态度，一直设法减少过多签署此类合同，以免国家陷入外债高筑的困境（Konrad Adenauer Stiftung, 2020）。然而，对于资方而言，没有“照付不议”协议的保障，蒙受损失的风险将大大提高。

五、中国在柬埔寨的电力投资以及对当地电力建设的影响

近年来，中国资本越来越多地进入柬埔寨。2002 至 2017 年间，中国投资占柬埔寨全部外资投资的 23%，涵盖了基础设施、房地产、能源、旅游业、服装制造业等众多领域，是该国最大的投资国（Panda Paw Dragon Claw, 2019）。中国商务部统计数据显示，2018 年中柬双边贸易额为 73.9 亿美元，同比 2017 年增长 27.6%（商务部贸易经济合作研究院，2019）。在能源领域，中国参与了柬埔寨境内多座水电站、煤电厂和输电站的投建。截至 2016 年，包括国机集团、华电、中国水利水电等国企在内的中国企业共在柬投资了 7 座水电站（包括柬境内规模最大的水电站桑河二级水电站），总投资金额达 24 亿美元（联合早报，2016），占当年柬埔寨总发电量的 64%（承包商会，2016）。煤电方面，截至 2020 年 3 月，中国以股权投资、工程总承包和设备出口形式在柬埔寨参与了 2505MW 的煤电项目建设。2019 年柬埔寨的燃煤火力发电占总发电量 40% 左右，其中有一半以上来自中柬合资的西哈努克电厂（Sihanoukville CIIDG power station）（林文斌，2019）。

表 9. 中方参与的柬埔寨煤电项目

名称	时间	装机量 (MW)	中方资本投资模式
Koh Kong power station	2015	2000	提供设备
Sihanoukville CEL power station Unit 1	2018	50	工程总承包
Sihanoukville CEL power station Unit 2	2018	50	工程总承包
Sihanoukville CIIDG power station Unit 1	2014	135	股权投资
Sihanoukville CIIDG power station Unit 2	2015	135	股权投资
Sihanoukville CIIDG power station Unit 3	2017	135	股权投资

数据来源：绿色和平煤电数据

六、柬埔寨煤电投资风险及可再生能源前景分析

柬政府仍然十分依赖煤电以保障电力的稳定供应。为了解决缺电、停电、电价高等问题，2019 年 12 月，柬埔寨政府批准了在西哈努克港新建两座装机量为 700MW 的燃煤电厂。2020 年 2 月，柬埔寨政府批准在西南部的戈公省和西北部的奥多棉吉省新建两座燃煤电厂（Sao Phal Niseiy, 2020）。柬埔寨政府表示，新建的煤电项目将充分保障 2021-2024 年柬埔寨的电力供应。今年 3 月，柬埔寨再次批准了 5 个总价值为 13 亿美元的燃煤电厂项目，其中多数为中国企业所属 （能源像素，2021）。

但新建煤电厂也面临各种潜在风险的挑战：

1. **长期的投资风险：**长远来看，相较于光伏和风电等可再生能源，煤电的韧性和可持续性更差，而且柬埔寨官方也有促进可再生能源发展，尤其是太阳能的规划。疫情对柬埔寨经济影响较大，近几年的电力需求有所下降，柬埔寨电力供应不足的情况将转变为轻微的产能过剩，将存在 172.27MW 的煤电产能冗余。新建煤电项目可能将会加剧电力冗余和产能过剩等问题，造成投资成本难以回收的风险。

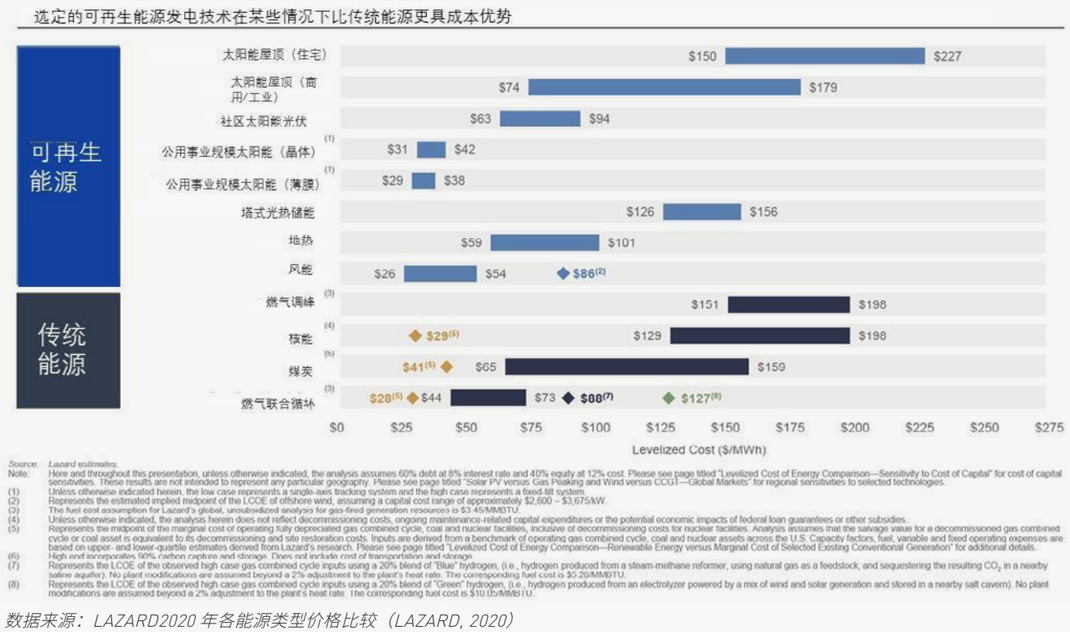
2. **削弱未来柬埔寨的国际市场竞争力：**随着环保理念在全球市场的进一步普及，越来越多的国际品牌开始关切商品的生产过程是否可持续，是否会对环境造成负面的影响。这些国际品牌更偏向于和可持续发展策略更明晰的国家合作。作为全球重要的鞋服生产基地，柬埔寨继续增建煤电项目会让国际合作方认为柬政府没有践行可持续发展的意愿，从而选择东南亚其他优先发展可再生能源的国家（如越南）作为生产加工的基地（Radio Free Asia, 2020）。

3. **对环境和公共健康的影响：**据报道，西哈努克火电厂导致的烟尘等问题已对附近居民的健康造成威胁。受到污染的水和食物会导致消化不良、咳嗽及其他疾病的出现（Radio Free Asia, 2020）。柬政府对煤电项目风险评估的不全面、不透明等问题亦引起了不少环保人士的担忧（Sao Phal Niseiy, 2020） 。

全球能源转型正在稳步推进，全球化石能源的需求预计将在未来十年达到峰值（中国电力新闻网，2018）。空气污染、水资源限制、碳排放过高等环境压力和发电成本不断上升等问题也使得煤电行业的处境愈发艰难。与此同时，随着技术的不断革新，光伏发电的成本逐年降低，发电的稳定性也得到了显著改善，逐渐发展成为了最具竞争力的能源之一（见图 3）。

彭博社新能源财经 BNEF 过去十年发布的市场调研数据显示，全球太阳能平均价格已经从 2010 年的每千瓦时 0.27 美元降至 2020 年的每千瓦时 0.05 美元，而目前金边的电网发电成本约为每千瓦时 0.22 美元（Harrison White, 2020）。鉴于此，柬埔寨政府推动发展光伏的意愿也有所提高。去年，柬埔寨矿产和能源部发言人透露，柬埔寨正在试图增加光伏发电比例，预计 2021 光伏装机量将会是现有装机量的四倍（VOA, 2020）。柬埔寨国家研究组织（Cambodian National Research Organization）主任索克 • 索昆（Sok Sokhom）也表示，相较于煤电，光伏是国家在电力发展方面更加理想的投资方向，希望政府能够更多地投资光伏电厂（Lili Pike, 2019）。2020 年 5 月《高棉时报》援引英国驻柬埔寨大使 Tina Redshaw 的话亦称，随着太阳能价格的进一步下降，柬埔寨政府对太阳能表现出了更多兴趣（Lili Pike, 2019）。柬埔寨的农村电力公司（Rural Electrification Enterprises, REEs）已经开始在需求较大的农村地区的配电网络上使用光伏，如在变压器上安装太阳能以降低成本（Konrad Adenauer Stiftung, 2020）。亚洲开发银行也积极资助柬埔寨建设光伏电厂，如在 2017 年贷款 920 万美元给新加坡 Sunseap 公司，兴建了柬埔寨境内第一座光伏电厂，装机量为 10MW，中国和柬埔寨的合资企业 Schneitec 公司亦参加了这一项目的建设。柬埔寨太阳能投资的增长，一部分原因在于最近干旱影响了水电的发电量，导致严重的能源短缺，而光伏电厂的建设速度很快，能很快弥补能源的缺口（丹尼尔 • 卡曼 & 杰夫 • 奥伯曼，2020）。

图 3. 平准发电成本比较



Source: Lazard estimates.
Note: Here and throughout this presentation, unless otherwise indicated, the analysis assumes 60% debt at 8% interest rate and 40% equity at 12% cost. Please see page titled "Levelized Cost of Energy Comparison—Sensitivity to Cost of Capital" for cost of capital sensitivities. These results are not intended to represent any particular geography. Please see page titled "Solar PV versus Gas Peaking and Wind versus CCGT—Global Markets" for regional sensitivities to selected technologies.
(1) Unless otherwise indicated herein, the low case represents a single-axis tracking system and the high case represents a fixed-tilt system.
(2) Represents the estimated implied midpoint of the LCOE of offshore wind, assuming a capital cost range of approximately $2,600 – $3,675/kW.
(3) The fuel cost assumption for Lazard's global, unsubsidized analysis for gas-fired generation resources is $3.45/MMBTU.
(4) Unless otherwise indicated, the analysis herein does not reflect decommissioning costs, ongoing maintenance-related capital expenditures or the potential economic impacts of federal loan guarantees or other subsidies.
(5) Represents the midpoint of the marginal cost of operating fully depreciated gas combined cycle, coal and nuclear facilities, inclusive of decommissioning costs for nuclear facilities. Analysis assumes that the salvage value for a decommissioned gas combined cycle or coal asset is equivalent to its decommissioning and site restoration costs. Inputs are derived from a benchmark of operating gas combined cycle, coal and nuclear assets across the U.S. Capacity factors, fuel, variable and fixed operating expenses are based on upper- and lower-quartile estimates derived from Lazard's research. Please see page titled "Levelized Cost of Energy Comparison—Renewable Energy versus Marginal Cost of Selected Existing Conventional Generation" for additional details.
(6) High end incorporates 90% carbon capture and storage. Does not include cost of transportation and storage.
(7) Represents the LCOE of the observed high case gas combined cycle inputs using a 20% blend of "Blue" hydrogen, (i.e., hydrogen produced from a steam-methane reformer, using natural gas as a feedstock, and sequestering the resulting CO_2 in a nearby saline aquifer). No plant modifications are assumed beyond a 2% adjustment to the plant's heat rate. The corresponding fuel cost is $5.20/MMBTU.
(8) Represents the LCOE of the observed high case gas combined cycle inputs using a 20% blend of "Green" hydrogen, (i.e., hydrogen produced from an electrolyzer powered by a mix of wind and solar generation and stored in a nearby salt cavern). No plant modifications are assumed beyond a 2% adjustment to the plant's heat rate. The corresponding fuel cost is $10.05/MMBTU.

数据来源：LAZARD2020 年各能源类型价格比较（LAZARD, 2020）

七、政策建议

基于上述分析，绿色和平建议，针对柬埔寨煤电投资：

(1) 投资国应当全面评估疫情对柬埔寨经济和电力发展需求的影响，设立相应的风险评估机制，指导企业在前期投资决策方案中充分考虑不可抗因素可能造成的收益风险。柬埔寨政府有发展新能源的意愿，投资国相关部门亦可考虑是否向柬方提供相关技术援助，引导企业加大对该国新能源的投资意向。

(2) 企业应该全面评估新冠疫情影响下柬埔寨的电力发展需求，关注柬埔寨政府长期的电力规划，逐步提升自身对全球能源转型、气候变化等长期风险的意识和控制能力。

对中方投资者来说，在中国承诺不新建海外煤电项目的大背景下，中方投资者在柬埔寨的煤电存量项目未来的风险评估也应引起重视。除了被定义为“新建煤电”的取消风险，从长期来看，存量煤电项目也将面临着极大的搁浅风险，相关投资企业、金融机构应做好评估和应对措施。

(3) 银行和保险公司等金融机构应提升自身对柬埔寨煤电项目长期运营市场的认识和风险评估能力，甄别高风险项目，并严控对高风险项目的融资或担保。

(4) 柬埔寨即将出现装机冗余的现象，因此该国目前供电能力不足的问题不能单纯依靠扩大装机规模来解决。柬埔寨政府应着眼于其他阻碍用电的问题，如提高已有装机利用效率、加强对落后电网的建设、降低居民的用电成本，而非再兴建更多的煤电厂。柬埔寨政府应该充分考虑能源转型和新冠疫情对该国能源发展中长期的影响，及时调整本国的煤电发展规划。同时针对可再生能源出台更多的政策支持，降低企业和金融机构对可再生能源投资所承担的风险，鼓励和引导更多海外资本流向可持续发展领域。

参考文献

- 承包商会（2016）。柬埔寨国家电力电网建设现状。https://www.chinca.org/IEAService/info/20161223155020
- 丹尼尔 • 卡曼 & 杰夫 • 奥伯曼（2020）。中外对话 - 东南亚需要全力推动可再生能源革命。https://chinadialogue.net/zh/1/66856/
- 黄如丽（2020）。柬埔寨背负近 76 亿美元外债。https://mp.weixin.qq.com/s/c6FFijX_9EP04A2s59xc4Q
- 联合早报（2016）。一带一路 - 柬能源部长：中资开发电源为柬创新历史。https://beltandroad.zaobao.com/beltandroad/news/story20161017-678635
- 林文斌（2019）。自由时报 - 柬埔寨电力危机。https://talk.ltn.com.tw/article/breakingnews/2787754
- 能源像素 Energy Pixel（2021）。全球能源投资观察 Vol.2| 中企柬埔寨新投燃煤电厂获批。https://mp.weixin.qq.com/s/3BW4NrmLB-Vlr-FTWF0AzA
- 商务部贸易经济合作研究院，中国驻柬埔寨大使馆经济商务处，商务部对外投资和经济合作司（2019）。《对外投资合作国别（地区）指南：柬埔寨（2019 年版本）》。http://www.mofcom.gov.cn/dl/gbdqzn/upload/jianpuzhai.pdf
- 世界银行 （2020）。人均 GDP（现价美元）。 https://data.worldbank.org.cn/indicator/NY.GDP.PCAP.CD
- 世通海外资讯（2018）。一文看懂柬埔寨电力产业发展风险和机遇。http://www.chinapower.com.cn/informationjzqb/20181127/1256275.html
- 译声翻译（2018）。柬埔寨燃煤电站项目开发协议（第三部分 中英文）。http://www.rzfanyi.com/9643.html
- 张森林（2007）。基于“照付不议”的 BOT 电源项目 PPA 协议上网电量单一制电量电价模式设计。http://www.alljournals.cn/view_abstract.aspx?pcid=5B3AB970F71A803DEACDC0559115BFCF0A068CD97DD29835&cid=6CDB4E49EF88F71A&jid=18FF7869B114A566AE5726B02C06F7E4&aid=5CEDDC5207C261DD6E97B2C1B6E04041&yid=A732AF04DDA03BB3&from_type=1
- 中国电力新闻网（2018）。全球化石燃料需求或于 2030 年前见顶。http://www.cpnn.com.cn/zdyw/201809/t20180929_1093003.html
- 驻柬埔寨使馆经商处（2012）。柬埔寨电力现状和发展趋势。http://cb.mofcom.gov.cn/article/zwrenkou/201211/20121108436231.shtml
- Asian Development Bank. (2018). Cambodia: Energy Sector Assessment. Strategy, and Road Map. https://www.adb.org/documents/cambodia-energy-assessment-strategy-road-map
- CDC. (2019). Why Invest in Cambodia/Investment Environment/Economic Trend. http://www.cambodiainvestment.gov.kh/why-invest-in-cambodia/investment-enviroment/economic-trend.html
- EAC. (2019). Annual Report. https://rise.esmap.org/data/files/library/cambodia/Financials/Cambodia_Power%20Sector%20Annual-Report-2018.pdf
- Electricity Authority of Cambodia. (2018). Salient Features of Power Development in Kingdom of Cambodia until December 2020. https://eac.gov.kh/site/viewfile?param=annual_report%2Fenglish%2FAnnual-Report-2020-en.pdf&lang=en
- Electricity Authority of Cambodia. (2019). Salient Features of Power Development in Kingdom of Cambodia. Consolidated Report for Year 2017, 2018 and 2019. https://eac.gov.kh/site/annualreport?lang=en
- ERIA x MME. (2018). Energy Demand and Supply of Cambodia. https://www.eria.org/uploads/media/Research-Project-Report/Energy-Demand-and-Supply-of-Cambodia-2010-2018.pdf
- ERIA x MME. (2019). Cambodia Basic Energy Plan. https://www.eria.org/publications/cambodia-basic-energy-plan/
- ERIA. (2020). Energy Demand and Supply of Cambodia (期 20; ERIA Research Project Report 2018,). https://www.eria.org/uploads/media/Research-Project-Report/Energy-Demand-and-Supply-of-Cambodia-2010-2018.pdf

- EVwind. (2019). Wind energy in Cambodia: Deal for first wind farm with 10 wind turbines | REVE News of the wind sector in Spain and in the world. https://www.evwind.es/2019/11/07/wind-energy-in-cambodia-deal-for-first-wind-farm/71693
- Harrison White. (2020). Khmer Time-Solar Power Becoming an increasingly viable solution for local businesses. https://www.khmertimeskh.com/724405/solar-power-becoming-an-increasingly-viable-solution-for-local-businesses/
- IEA. (2018). Countries/Cambodia. https://www.iea.org/countries/cambodia
- IMF. (2021). Cambodia Country Data. https://www.imf.org/en/Countries/KHM
- Japan Development Institute. (2009). Study on Integrated Coal Mine and Power Generation Plant in Cambodia – smart use of Cambodian coal for domestic power improvement-. http://www.ecfa.or.jp/japanese/act-pf_jka/H21/JDI(cambodia)/english.pdf
- Konrad Adenauer Stiftung. (2020). Energy. https://www.kas.de/en/web/kambodscha/single-title/-/content/energy-1
- LAZARD. (2020). Levelized Cost of Energy, Levelized Cost of Storage, and Levelized Cost of Hydrogen. https://www.lazard.com/perspective/lcoe2020
- Lili Pike. (2019). Coal plant deemed too polluting for China heads to Cambodia. https://chinadialogue.net/en/energy/11474-coal-plant-deemed-too-polluting-for-china-heads-to-cambodia-2/
- EDC.(2019) Cambodia Power Situation https://www.greatermekong.org/26th-meeting-regional-power-trade-coordination-committee-rptcc-26-1
- Ministry of Mines and Energy. (2017). Energy Power Plant in Cambodia. https://www.aseankorea.org/aseanZone/downloadFile2.asp?boa_filenum=3600
- Ministry of Mines and Energy. (2019). Workshop on SDG7 Implementation in Asia and Pacific: National Expert SDG Tool for Energy Planning (NEXTSTEP) and the Asian Pacific Energy Resources Modeling Platform. https://www.unescap.org/sites/default/files/Operationalizing%20NEXSTEP%20at%20national%20level%20_%20Cambodia_Mr.%20Sareth%20Nong.pdf
- MME x EAC. (2019). Salient Features of Power Development in the Kingdom of Cambodia. https://www.eac.gov.kh/site/index?lang=en
- National Bank of Cambodia. (2018). Annual Report, p5-11. https://www.nbc.org.kh/download_files/publication/annual_rep_eng/Annual_Report_2018_ENG.pdf
- OCM. (2019). PM Re-affirms the Government’s Commitment on Electricity Supply. https://pressocm.gov.kh/en/archives/53798
- Office of the Council of Ministers. (2019). PM Re-affirms the Government’s Commitment on Electricity Supply. https://pressocm.gov.kh/en/archives/53798
- Open Development Cambodia. (2017). Electricity Infrastructure. https://opendevelopmentcambodia.net/topics/electricity-infrastructure/
- Panda Paw Dragon Claw. (2019). The Cambodia Conundrum: The Belt and Road, private capital and China’s “non-interference” policy. https://pandapawdragonclaw.blog/2019/06/25/the-cambodia-conundrum-the-belt-and-road-private-capital-and-chinas-non-interference-policy/
- PJM. (2017). Wind and Solar Class Average Capacity Factor Effective. https://www.pjm.com/-/media/committees-groups/committees/pc/20170713/20170713-item-10-class-average-wind-and-solar-capacity-factors.ashx

- Radio Free Asia. (2020). Cambodian Union Leader Concerned After Global Clothing Brands Threaten to Pull Out Over New Coal Plants. https://www.rfa.org/english/news/cambodia/coal-08202020204632.html
- REVE. (2019). Wind Energy in Cambodia: deal for first wind farm with 10 wind turbines. https://www.evwind.es/2019/11/07/wind-energy-in-cambodia-deal-for-first-wind-farm/71693
- Sao Phal Niseiy. (2020). Cambodianess-Cambodia’s Coal-Fueled Power Plants and their Environmental Problems. https://cambodianess.com/article/cambodias-coal-fueled-power-plants-and-their-environmental-costs
- The World Bank. (2020). Rural Population (% of total population) – Cambodia. https://data.worldbank.org/indicator/SP.RUR.TOTL.ZS?locations=KH
- VOA. (2020). Cambodia Looks to Solar Power, But Remains Invested in Coal, Hydropower. https://www.voacambodia.com/a/cambodia-looks-to-solar-power-but-remains-invested-in-coal-hydropower/5385389.html
- World Bank Group. (2018). Cambodia: Beyond Connections. https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/29512
- World Population Review. (2021). Phnom Penh Population 2021. https://worldpopulationreview.com/countries/cambodia-population
- WWF. (2016). Power Sector Vision: Towards 100% Renewable Electricity by 2050 (Cambodia Report). https://wwfasia.awsassets.panda.org/downloads/power_sector_vision_2016.pdf

新冠疫情对越南电力系统充裕度影响研究

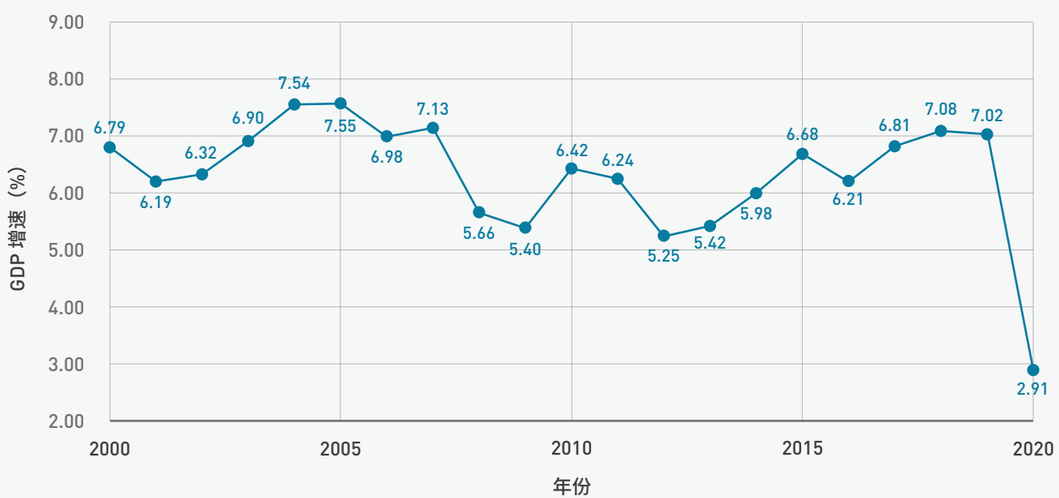
一、越南背景信息

1、人口及经济发展概况

越南位于中南半岛东南端，陆地面积 32.9 万平方公里，地形狭长，略呈 S 型。北与中国广西、云南接壤；西与老挝、柬埔寨交界；东和东南比邻南中国海。截至 2020 年底，越南全国总人口数为 9758 万人，同比增长 1.1%，人口总数居世界第 14 位（GSO VN, 2019），其中农村人口占总人口的 63.2%（GSO VN, 2020a）。尽管越南是世界上人口密度最高的国家之一，但人口分布并不均匀，人口密度最大的区域是南部的胡志明市，达 4385 人 / 平方千米，人口密度最小的为北部的莱州省，仅为 51 人 / 平方千米（GSO VN, 2020b）。

2000 年以来，越南经济发展迅速。越南在 2010 年至 2019 年的十年内的年均国内生产总值（GDP）增速达 6.48%（见图 1）（World Bank, 2021a），在东亚与太平洋地区发展中经济体[3]中排第二，仅次于柬埔寨。2019 年越南 GDP 增速达 7.02%，是 2008 年全球金融危机之后，连续第二年 GDP 增幅超过 7.0%（GSO VN, 2020c），人均 GDP 约达 2715 美元（World Bank, 2021b），相比 2000 年增长了 7 倍。《关于 2016-2020 年五年经济社会发展规划》中，越南国会预计到 2020 年 GDP 增速将达到 6.5-7.0%，人均 GDP 达到 3200-3500 美元，其中工业和服务业的 GDP 占比合计将达 85.0%（Socialist Republic of Vietnam, 2016）。但受新冠肺炎疫情对全球经济的影响，2020 年越南经济增长明显放缓，全年 GDP 增速为 2.91%（GSO VN, 2020d）。但在东亚与太平洋地区发展中经济体中，越南是少数在 2020 年仍然保持 GDP 正增长的国家之一（GSO VN, 2020d）。

图 1. 2000-2020 年越南年均 GDP 增速趋势



数据来源：根据柬埔寨电力局（EAC）年报整理

3. 东亚与太平洋地区发展中经济体包括柬埔寨、越南、缅甸、中国、菲律宾、PNG、印度尼西亚、老挝、蒙古国、马来西亚、巴布亚新几内亚独立国、东帝汶、和泰国。

2、地理区域划分与产业结构

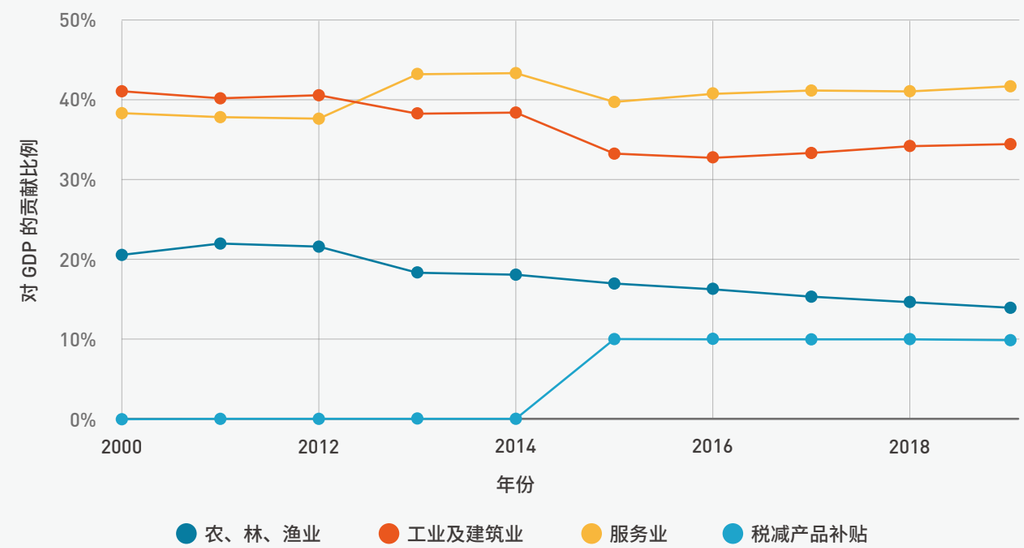
越南设有 5 个直辖市和 58 个省，越南统计总局将其划分为 8 个区域。东南部集中了最多的外商直接投资，其次是红河三角洲。北部的红河三角洲和南部的湄公河三角洲两大平原是主要的农业产区，加上东南部的胡志明市，基本覆盖了越南人口密度最大及工业化发展最快的地区（GSO VN, 2020b）。

在《口岸经济区至 2020 年发展及展望 2030 年规划》等一系列决策中，越南南部、北部和中部三大重点经济区的规划（中华人民共和国商务部，2019）逐渐成型。这些重点经济区基本包含了越南国内主要的经济和投资区域。北部经济区占全国人口的 16.2%，是重型制造业和石化工业投资的重点区域，且拥有配套的基础设施和人力资源。中部经济区的海鲜、食品加工和制造业逐步兴起，重要城市峴港还吸引了电信企业的项目合作。南部经济区是国内生产总值的主要贡献者，多样的经济类性吸引了包括中小企业的大量商业投资。胡志明市也是初创公司和科技公司的中心，许多消费活动也集中于此（Jones & Gu, 2012）。

从产业结构上看，越南自 2013 年产业结构开始发生变化，服务业的比例首次超过工业及建筑业，成为对 GDP 贡献比例最高的产业。同时，农林渔业的贡献比例稳步下降。在 2019 年越南的整体经济结构中，服务业对 GDP 的贡献比率最大（42.74%），其次是工业及建筑业（34.49%）和农林渔业（13.96%）。2019 年越南拉动经济增长的主要行业为市场服务业，其中交通运输及仓储业生产总值同比增长 9.12%，批发零售业同比增长 8.82%，金融、银行业及保险业同比增长 8.62%；其次是制造业，生产总值同比增长 11.29%（GSO VN, 2020c）。越南的重要工业行业包括采矿、水泥、汽车、电力和油气（中国出口信用保险公司，2019）。

受疫情影响，2020 年越南仍以服务业为主，占 GDP 的 42.04%，然而工业及建筑业的迅速发展带动了越南 2020 年上半年 73.14% 的 GDP 增长，是拉动越南上半年 GDP 增长的主力军。这与近年来越南制造业和市场服务的迅猛发展息息相关（GSO VN, 2020d）。

图 2. 2010-2019 年越南各产业对国内生产总值的贡献情况



二、越南能源结构情况

1、能源资源概况

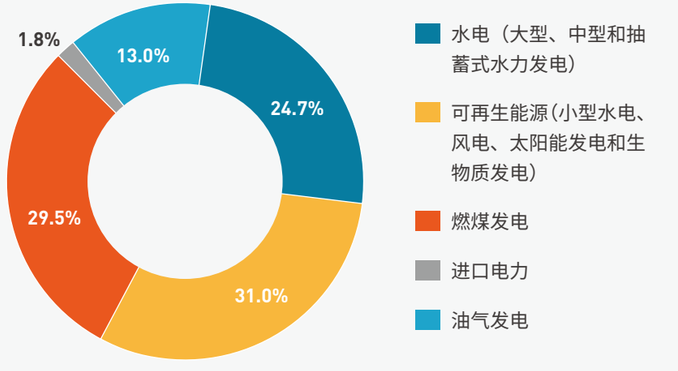
越南在可再生能源开发方面潜力巨大，作为东盟地区风电资源最为丰富的国家，越南拥有 3000km 长的海岸线，全国一半以上地区风速高于 4.0m/s，部分地区年均风速可达 8.0m/s 以上，陆上和海上风电均有较大开发潜力。据世界银行数据统计，越南风能资源理论蕴藏量为 2099GW，越南中部、中南部及南部等地区具有巨大的发展潜力。此外，越南处于热带地区，太阳能资源稳定，年日照量在 2000 至 2500 小时左右，平均太阳能密度为 150kCal/cm2。越南的水能资源同样蕴藏丰富，全国河流年均径流总量约 8400 亿立方米，位居世界第 12 位。

越南矿产资源同样丰富，能源矿藏主要有煤、石油和天然气。截至 2019 年底，越南已探明煤炭储量约 38 亿吨，其中优质无烟煤约 34 亿吨，主要分布在东北部的广宁省境内，其余为褐煤和泥煤，主要分布在红河三角洲地区和湄公河三角洲地区。但是由于煤炭开采力度大，越南煤炭资源较其发展速度来说十分紧张。截至 2019 年底，越南的煤炭储产比为 73，低于世界平均 132（BP, 2021）。越南在 2015 年由一个煤炭净出口国变为了煤炭净进口国，并且越来越依赖进口煤以满足当地电力生产。2020 年，越南燃煤发电占国内总装机量的 29.5%，并且按目前规划来看，煤电将持续保持或提高此比例以满足本国新增的电力需求（Reuters, 2020; Burke & Nguyen, 2021）。越南本地的煤炭开采场位于东北部，越南煤炭矿业集团（Vinacomin）每年可生产约 5000 万吨的高热能煤，可满足 2030 年煤炭需求的 40% 左右，剩下部分的煤炭则需要从印度尼西亚或澳大利亚进口（Brown, 2017）。另外，2020 年 7 月，越南与美国的 IMI 燃料公司（IMI FUELS LLC）达成采购协议，从美国进口了第一批总量为 2.17 万吨的煤炭（ETEnergyworld, 2020）。根据计算，2019 年越南的进口煤炭占煤炭消费总量的比例为 62.0%（General Department of Customs, 2019; BP, 2021）。越南的煤炭进口在近年出现高速增长，据越南财政部海关总局公布的数据，越南在 2019 年的煤炭进口较去年增长了 91.5%（General Department of Customs, 2019），即使是在受到疫情影响的 2020 年 1-6 月，煤炭进口量较去年同期仍增长了 53.8%（General Department of Customs, 2020）。另外，截至 2019 年底，越南已探明石油和天然气储量分别约为 6 亿吨和 6000 亿立方米，主要分布在东南沿海和红河、湄公河三角洲地区（BP, 2021）。

2、区域能源构成

2020 年，越南在全国范围内的总装机量为 69.3 吉瓦，其中燃煤发电装机量占比最大，为 20.4 吉瓦（29.5%），其次是水电 17.1 吉瓦（24.7%）、油气发电 9.0 吉瓦（13.0%）、可再生能源发电 21.4 吉瓦（31.0%）和进口电力 1.3 吉瓦（1.8%）（Burke & Nguyen, 2021）。越南 2020 年全国总发电量为 241.1 太瓦时，其中煤电占比最高，为 104.9 太瓦时（43.5%），其次是水电为 83.5 太瓦时（34.6%）（Murray, 2021）。

图 3. 越南现有装机容量占比（2020 年）



根据越南官方的电力发展规划，越南全国被划分为北、中、南三个区域。北部有丰富的本地煤炭资源，而且靠近西北部红河流域的水库，所以该地区的基本负荷电量主要由燃煤和水力发电承担。同时，来自中国的电力输入也为北部部分小型负载中心提供了电力。

中部地区主要由东部沿海区域和西南高地组成。由于靠近海岸线的长条型东部多山区域中富有自然形成梯度的河流，且西南高地包含了许多湄公河支流，所以中部有着丰富的水力资源，水力发电是当地最主要的供电方式。此外，老挝向越南传输电力的接收端也在中部，为中部地区供电提供辅助支持。

南部天然气资源集中，基本负载电力主要由燃气和水力满足。

同时，由于越南政府提倡各地尽可能实现发电技术多样化，因此南部和中部也被列入发展燃煤发电的计划之中，目前南部已有燃煤机组投入运行。加上自然风、光资源丰富，风能与太阳能也集中于南部建设。越南传输至孟加拉国的电力就由南部输出（WWF, 2016）。

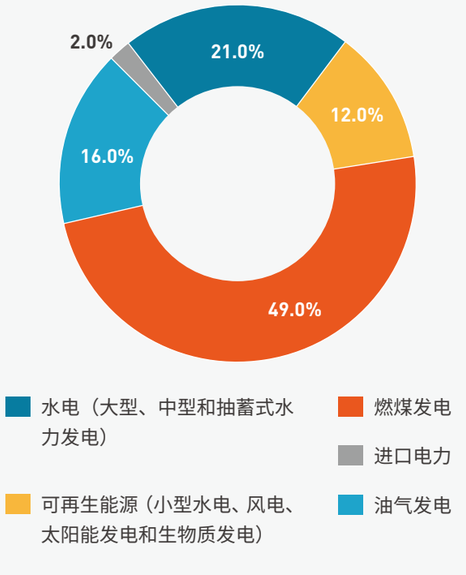
自 1994 年起，越南便开始运行由北至南的输电线路。经过不断的改善与增扩，至今该线路已达 7500 千米长，沿途经过 42 个省市，有效地将大量电力从北部输送到中部和南部地区，对于提高电力系统的可靠性、支持社会经济发展和增强国家能源安全起到了至关重要的作用。总体来看，越南南部地区对于北部的电力传输依赖性高，截至 2017 年底，南部省份消费的电量中有 20% 来自该传输线（EVN, 2018）。

3、电力规划与电力供需情况

越南国内的电力发展规划主要由政府内主管电力部分的越南国家工商贸易部（Ministry of Industry and Trade，简称“MOIT”）负责，每十年更新编制一次国家电力发展规划（Power Development Plan，简称”PDP”），通过统筹国内外资源实现电力发展。国有的越南电力集团（EVN）于 2006 年以控股公司的身份成立，是集全国电力生产、供应和分配调度于一体的电力中枢企业，在越南转变为电力批发市场的运行模式之前，EVN 都将是越南唯一的批发购电方，与其下属公司一起共同负责发电、电力传输和配电等领域。截至 2018 年底，EVN 及其下属公司拥有越南电力总装机量的 58% 左右（WWF, 2016; EVN, 2019）。

越南目前施行的越南电力发展规划是于 2016 年批准的《第七次电力发展规划》修订版（PDP VII, Rev.，以下简称“PDP7 修订版”）。PDP7 修订版在 2011 年被正式提出，对 2011-2020 的电力规划做出计划指导，并对越南到 2030 年的长期电力发展提出展望。PDP7 于 2015 年进行了修订，修订版提出，若 2016-2030 年年均 GDP 增速采用预测值 7.0%，则越南 2025 年的发电装机量预计将达到 96.5 吉瓦，其中燃煤发电装机量 47.57 吉瓦（49.3%），中大型、抽蓄式水力发电装机量 20.36 吉瓦（21.1%），燃气发电装机量 15.05 吉瓦（15.6%），可再生能源发电装机量 12.06 吉瓦（12.5%），进口电力 1.45 吉瓦（1.5%）。据越南国家负载调度中心数据显示，预计 2025 年越南最大电力负荷为 63.5 吉瓦，2016-2020 年年均增速为 10.26%，2021-2025 年为 8.57%，2026-2030 年为 7.39%（Nguyen, 2019）。

图 4. 越南 2025 年计划装机量占比（PDP7 修订版）



近年来越南电力需求增长较快，长期以来电力供不应求，限电情况时有发生。电力需求的主要来源为工业和建筑业、以及住宅用途管理，2015 年分别占全社会用电量的 54.0% 和 35.3%。2018 年，越南电力集团生产和购买电力 2129 亿度，同比增长 10.36%；商用电力 1929.3 亿度，同比增长 10.47%，基本满足生产经营活动和民众生活用电需求。

越南的电力消费主要集中于南北两端。预计在未来十年中，北方地区的电力消费约占总消费量的 35%，南方约占 50%。然而，越南的能源系统分布严重失衡，大量发电电源集中于北部，而非将成为未来电力消费主要市场的南部 。PDP7 修订版中提出，将在南部建设新的燃煤电厂以解决能源系统的不平衡问题。但是根据 MOIT 于 2019 年底发布的分析 PDP7 修订版实际表现的执行报告（The Ministry of Industry and Trade in Vietnam, 2019），越南全国缺电量将在 2021 年达到 37 亿千瓦时，2023 年增至 120 亿千瓦时的峰值。2025 年缺电量虽然略有回落，降至 35 亿千瓦时，但总体来看，该国电力系统在 2021 至 2025 年间将无法满足负荷需求，尤其是南部地区，将出现较高缺电风险。

执行报告显示，目前越南发电和电网扩张计划的实际发展已脱离设计。2019 至 2025 年的 10 年内，实际将投入运行的各能源资源总装机量为 37.4 吉瓦，较 PDP7 修订版中的计划装机量减少超过 11.4 吉瓦（The Ministry of Industry and Trade in Vietnam, 2019）。许多原本计划的项目（大多数是南部的燃煤发电项目）被推迟至 2026-2030 年期间实施。跟踪化石燃料投资的澳大利亚机构“市场力量”（Market Forces）指出，越南规划中的煤电产能有 57% 被推迟，其中通过建设 - 经营 - 转让（BOT）模式融资的项目有 93% 被推迟（Market Forces, 2019）。尽管这些项目已被列入 PDP7 修订版中，但由于地方领导不支持在其管辖范围内建设煤电项目，以及当地居民对环境影响和动迁安置方面的不满，导致煤电项目难以执行，越南的供电形势随之进一步恶化。这一情况在越南南部地区尤为严峻，越南的备用电源在 2015-2016 年间尚达 20%-30%，然而这一数字在 2018-2019 年间已经为零，这意味着越南电力系统在 2021-2025 年间将出现较高的缺电风险（The Ministry of Industry and Trade in Vietnam, 2019）。

此外，燃料供给来源的不稳定性也逐渐成为加剧越南缺电风险的潜在因素之一。目前不少南部省份拒绝在其出口水果、蔬菜和大米的港口设施附近建设用来运输煤炭的港口，致使煤炭运输至湄公河三角洲港口的协议被中止，而大多数煤电厂并没有备用的煤炭供给来源。雪上加霜的是，东南部的燃气供给量会在 2020 年后以 20-30 亿立方米 / 年的速度下降，将为南部燃气电厂的正常运行再添变数。

鉴于越南国内南北电力系统分布严重失衡，发电端与用电端分布极不匹配，一个强韧且覆盖广泛的输配电力网络对于实现区域间的电力传输显得尤为重要。然而，原本计划于 2020 年前完成的 500 千伏三重电路（Vung Ang – Quang Trach – Doc Soi – Pleiku 2 线路）被延期近一年，大大增加了南部地区的缺电风险。同时，由于 2021 至 2025 年间几乎没有备用电源，燃料供应方面出现的任何问题都将致使电力供应出现危险。不仅如此，由于 PDP7 修订版以及分区域的电力规划中并未考虑如何用统一的策略将新增可再生能源装机联入电网并消纳，未来可再生能源的传输也将面临挑战。

为适应清洁能源发展潮流，减少环境污染，越南政府鼓励更多的投资资源流向光伏、 风电等清洁能源领域，并相应出台了系列优惠政策，促进了该领域的迅速发展。根据 PDP7 修订版，越南将在 2030 年前实现 10.7% 的电力供应来自新能源发电。2015 年，越南政府采纳了《2016-2030 年可再生能源发展战略》，并于 2016 年开始实施相关计划，设立了家庭使用光伏发热、交通工具使用生物质燃料、大型发电公司在 2050 年达到可再生能源发电占比 20% 等目标，为越南的可再生能源长期发展提供了更具体的目标和实现路径。

仅 2020 年短短一年内，越南通过推动家庭和企业安装太阳能屋顶的计划，在家庭、办公室和工厂安装了超过 101,000 个太阳能屋顶装置，将太阳能发电量提高了 25 倍，共计增加 9.3 吉瓦的额外发电容量，相当于 6 座千万兆瓦级的燃煤电厂，增强了越南发展清洁能源的信心（Broom, 2021）。而增长迅速的太阳能发电容量替代了无法按原计划上马的新煤电，为越南缓解了近期电力短缺的困难，也帮助越南在 2020 年就超额完成了原修订版 PDP7 中规划的 2025 年的装机目标，太阳能装机量达到计划装机量的 4.2 倍。

2021 年是越南再次制定新的电力规划目标的起始年。2021 年 2 月发布的 PDP8 草案与旧版相比出现了重大的变化。PDP8 更新了已有的 2030 年目标，并设定了 2045 年的远景展望。首先，越南将在之后的十年内严格限制煤电新增，为未来煤电从越南能源结构中的退出做铺垫。文件中明确指出除了 2021 至 2025 年中已开建并已投资预备运行的项目，越南在 2021 至 2030 年内将不新增任何煤电项目。PDP7 修订版批准的 18GW 煤电项目将被推延至 2030 年之后，或被取消。预计到 2045 年，越南煤电装机量占比将由 2020 年的 29.5% 降至 17-18%。与 PDP7 修订版相比，2025 年的煤电计划装机量减少了 38.3%，约为 18GW。但值得注意的是，越南同时在规划中增大了气电的开发计划，具体体现在到 2030 年和 2045 年的计划装机量上，新增的项目具体包括在北方地区 5GW 的气电项目，以及在南方和北方的共约 1.5GW 的灵活油气发电资源。

同时，PDP8 草案中也体现出越南大力发展可再生能源的决心。鉴于 2020 年光伏应用的突飞猛涨，PDP8 草案中的太阳能发电计划装机容量是 PDP7 修订版的 4.4 倍，而计划风电装机容量也发生了大幅变化，是原定计划中的 5.6 倍，由 2020 年的 630 兆瓦跃升至 11,320 兆瓦（Burke & Nguyen, 2021）。

据 2016 年越南官方预计，在 2030 年之前，越南的电力行业需要 1520-1850 亿美金的投资，其中私人企业的投资是必不可少的支撑部分，需要在 2020 年贡献资本投入总量的 47%，并在 2030 年达到 75%，否则越南将极有可能出现电力供应安全问题。在 2019-2030 年间，电力行业中对可再生能源的投资需求约为 237 亿美元，这笔巨大的份额如果没有海外投资的参与将很难实现（Dang & Taghizadeh-Hesary, 2019）。

SEA©Nathalie Bertrams Greenpeace

三、不同情景下东道国电力充裕度计算

通过分情景计算越南电力充裕度，本报告预测了 2021-2025 年间越南在不同经济增速情景下的电力供需情况，客观评估电力缺口规模，判断除当前已遇到的电力供应问题之外，电力规划的装机量是否还存在较大不足，进而为下一步的电力规划和投资提供数据支撑。

1、计算方法简介

（一）基础数据

1. 各能源计划装机量

本报告中各能源的计划装机量均使用 PDP7 修订版、PDP8 草案和其执行报告中的数据分情景讨论。设定 a、b、c、d 四种不同能源装机分配的情景。

情景 a：符合目前执行的 PDP7 修订版中的规划情景；

情景 b：考虑到 PDP7 修订版执行报告中提到，目前实际执行过程中大量发电项目遭遇停缓，在 2019 至 2025 年之间将有 11446 兆瓦发电项目不能如期运行，其中大部分为火电项目（The Ministry of Industry and Trade in Vietnam, 2019）。此情景假设，到 2025 年落后于原计划上马的均为火电项目，计算时将 PDP7 修订版中计划的 2025 年火电装机量扣除停缓的装机容量，其余能源类型装机量仍遵循目前执行的 PDP7 修订版的规划；

情景 c：符合 PDP8 草案中的基准负荷（base-load）情景；

情景 d：符合 PDP8 草案中的高负荷（high-load）情景。

表 1. 进口能源和本国发电的比重

		a. PDP7 修订版中规划情景		b. PDP7 修订版中煤电停缓情景		c. PDP8 草案中基准负荷情景		d. PDP8 草案中高负荷情景	
能源装机类型	各能源容量置信因子	2025 年计划装机量（MW）	2025 年各能源等效可用装机量 (MW)	2025 年计划装机量（MW）	2025 年各能源等效可用装机量 (MW)	2025 年计划装机量（MW）	2025 年各能源等效可用装机量 (MW)	2025 年计划装机量（MW）	2025 年各能源等效可用装机量 (MW)
水电	-	20,361.50	8,874.68	20,361.50	8,874.68	19,697.00	8,863.65	19,697.00	8,863.65
抽蓄式水电	0.21	1,200.00	252.00	1,200.00	252.00	0.00	0.00	0.00	0.00
中、大型水电	0.45	19,161.50	8,622.68	19,161.50	8,622.68	19,697.00	8,863.65	19,697.00	8,863.65
可再生发电	-	12,063.00	4,984.35	12,063.00	4,984.35	35,410.00	12,163.00	36,650.00	12,647.00
风电	0.30	2,000.00	600.00	2,000.00	600.00	11,320.00	3,396.00	12,280.00	3,684.00
太阳能发电	0.30	4,000.00	1,200.00	4,000.00	1,200.00	17,240.00	5,172.00	17,240.00	5,172.00
小型水电	0.45	4,239.00	1,907.55	4,239.00	1,907.55	4,800.00	2,160.00	4,800.00	2,160.00
生物质发电	0.70	1,824.00	1,276.80	1,824.00	1,276.80	2,050.00	1,435.00	2,330.00	1,631.00
燃煤发电	0.70	47,574.50	33,302.15	36,128.50	25,289.95	29,523.00	20,666.10	29,523.00	20,666.10
油气发电	0.75	15,054.00	11,290.50	15,054.00	11,290.50	14,055.00	10,541.25	14,355.00	10,766.25
进口电力	1.00	1,447.50	1,447.50	1,447.50	1,447.50	3,508.00	3,508.00	3,508.00	3,508.00
总和		96,500.50	59,899.18	85,054.50	51,886.98	102,193.00	55,742.00	103,733.00	56,451.00

2. 各能源容量置信因子

各能源容量置信度数据来自越南本地的非营利组织绿色创造发展中心（GreenID）。各能源类型的容量置信因子如上表所示。

3. 电力需求增速和 GDP 增速

本报告根据以下公式计算得到越南 2018 至 2019 年的平均电力消费弹性系数：

$$\text{电力消费弹性系数} = \frac{\text{电力消费增速}}{\text{GDP 增速}}$$

其中，2018 至 2019 年越南电力消费增速数据来自越南国家部门 MOIT 和 EVN 数据（Lee, 2019; The Ministry of Industry and Trade in Vietnam, 2019），2018 至 2019 年 GDP 增速数据来自越南官方统计局：

表 2. 2018-2019 年越南 GDP 增速、电力消费增速及电力消费弹性系数

年份	GDP 增速	电力消费增速	电力消费弹性系数
2018	7.08%	10.36%	1.46
2019	7.02%	8.85%	1.26
均值			1.36

考虑到新冠疫情对经济的冲击和影响，本报告参考了国际货币基金组织的相关预测数据，设置了以下两种不同情景：

情景一：基准情景。假设越南经济发展正常，未受到疫情冲击，那么越南 2020-2025 年的年均 GDP 增速将符合 PDP7 修订版中的预期，保持在 7.0%；

情景二：假设越南经济受到全球疫情影响，且经济增长放缓明显。根据实际情况可知，2020 年的 GDP 增速为 2.9%，加上根据国际货币基金组织（下称 IMF）预测，越南在 2021、2022、2023、2024 和 2025 年的 GDP 增速分别为 6.5%、7.2%、7.0%、6.8% 和 6.6%（IMF Asia and Pacific Dept, 2021）。

根据 2018 至 2019 年的电力消费系数，和 2020 至 2025 年间各年的 GDP 增速数据，通过相乘可得到各年的电力需求增速。根据 2018 年 35126 兆瓦（The Ministry of Industry and Trade in Vietnam, 2019）的最大电力负荷，假定用电需求增长和负荷增长速度一致，由每年的电力需求增速可得到预计到 2025 年的最大电力负荷。

（二）研究方法：2025 年煤电过剩产能的计算方法

本报告根据 PDP7 修订版和 PDP8 草案中不同情景下的计划装机量，以及不同 GDP 增速情景下越南的电力供需情况，计算得到越南 2025 年电力系统备用率。预设当该国 2025 年预计电力系统备用率大于标准值（10%）（Maweni & Bisbey, 2016）时，即被认为产能过剩。

$$\text{煤电过剩产能} = \text{各能源等效可用装机量} - \text{电力最大负荷} \times (1 + \text{电力系统合理备用率})\%$$

$$\text{各能源等效可用装机量} = \text{各能源预计装机量} \times \text{容量置信度} -/+ \text{外送 / 接受电力}$$

$$\text{电力系统实际备用率} = \frac{\text{各能源等效可用装机量}}{\text{电力最大负荷需求}} - 1$$

2025 年电力最大负荷预测：根据不同情景下的 GDP 增速预测值，以及电力消费弹性系数得到 2020-2025 年各年的电力需求增速，继而再根据 2019 年的电力最大负荷进行计算。

2、受 / 不受疫情影响下的电力系统备用率变化

假设电力系统合理备用率为 10%，在不受疫情影响的经济增长预期下，2020 至 2025 年的 GDP 平稳保持在 7.0% 时，按照情景 a 中 PDP7 的规划装机量可以计算得出，越南在 2025 年时的电力缺口为 6287.4 兆瓦。在 IMF 预测的受疫情影响的情景下，越南在 2025 年时的电力缺口将减少至 2585.35 兆瓦，系统备用率为 5.45%，较 PDP7 修订版中原预设的基准情景减少了 3702.05 兆瓦的电力缺口。

而由于在 PDP8 草案中对容量置信度更高的化石能源的规划比例明显降低，在可再生能源的容量置信度没有得到提升的情况下，不论是在 PDP8 草案中的基准负荷情景还是高负荷情景下，越南的系统备用率皆较 PDP7 的规划情景降低，其中，在增加了可再生能源装机容量的高负荷情景下，其系统备用率要高于基准负荷情景下的 1.25 个百分点。可见，在未来高比例可再生能源的发展中，通过提高电网输配功能、并网性能等提高其容量置信度十分必要，并且将可以显著改善越南缺电的情况。

如果没有 PDP8 中对可再生能源比例的大幅提升，按照执行报告中分析得到的至 2025 年内实际将发生的现状和规划的对比可发现，煤电项目的大量落后，将会把系统备用率相较原规划情景减少 13.32 至 14.10 个百分点。

根据 2025 年不同情景下的电力系统备用率分析结果，在考虑到疫情对越南电力需求增长影响的情景中，该国未来五年的电力缺口将减少 3702.05 兆瓦，比基准情景减少了 58.9%，但仍将出现 2585.35~10597.55 兆瓦的电力缺口。

表 3. 2020-2025 年不同经济增速情景下的电力系统供需情况

	年份	情景一：PDP7 中的经济增速		情景二：受疫情影响（引用 IMF 预测的经济增速）			
计划装机量 - 数据来源	2025	a. PDP 7	b. PDP 7 - 部分煤电装机停缓	a. PDP 7	b. PDP 7 - 部分煤电装机停缓	c. PDP 8 基准负荷	d. PDP 8 高负荷
等效可用装机量（MW）		59,899.18	51,886.98	59,899.18	51,886.98	55,742.00	56,451.00
GDP 增速	2019	7.02%		7.02%			
	2020	7.00%		2.91%			
	2021	7.00%		6.50%			
	2022	7.00%		7.20%			
	2023	7.00%		7.00%			
	2024	7.00%		6.80%			
	2025	7.00%		6.60%			
电力需求增速	2019	9.41%		9.41%			
	2020	9.38%		3.90%			
	2021	9.38%		8.71%			
	2022	9.38%		9.65%			
	2023	9.38%		9.38%			
	2024	9.38%		9.11%			
	2025	9.38%		8.84%			
基准最大负荷	2018	35126		35126			
预测最大负荷	2025	60,169.61		56,804.11			
备用率	2025	-0.45%	-13.77%	5.45%	-8.66%	-1.87%	-0.62%
备用率为 10% 时系统电力缺口	2025	-6,287.40	-14,299.60	-2,585.35	-10,597.55	-6,742.53	-6,033.53

四、电价支付政策

目前，越南国内并没有固定的购电协议（Power Purchase Agreement，PPA）条款。燃煤发电项目的购电协议会于购电方和企业协商后达成。考虑到燃煤电厂运营的长周期性、越南中长期经济发展的复杂性和长周期边界条件的不可预测性，购电协议是企业投资风险可否得到缓释的关键保障。

越南购电协议中的电价由容量电价、电量电价及补充电价组成。以海阳燃煤电厂的购电协议为例，购电方与中方企业约定，越南电力公司（EVN）会在电站投入商业运行后的 25 年内支付容量电价、电量电价和补充电价。根据购电协议，电厂在建成之后，即使不发电，EVN 也要支付容量电价（即照付不议条款）。这表明目前企业可以有效应对越南电力需求出现的大幅度波动情况，减少对自身投资收益的影响。

五、中国在越南的电力投资以及对当地电力建设的影响和投资风险分析

1、中国在越南的电力投资情况

中国参与海外电力项目投资的主要形式包括股权投资[4]、金融支持[5]、工程总承包（Engineering, procurement and construction, EPC）和设备出口[6]等。每个煤电项目可能涉及一种或多种参与方式，而主导参与方式[7]将决定中国企业和金融机构对该煤电项目是否具有决策权和长期经济收益。根据绿色和平的统计，截至 2021 年 5 月，中国以各种形式在越南投资的煤电和风光项目中，82.0% 为煤电项目，装机量共计 25.3 吉瓦，其中，金融支持为主要参与方式，占中国在越南参与的所有煤电项目装机量的近 57.9%。光伏发电项目的装机容量占总量的 10.34%，共计 3184.9 兆瓦，风电项目最少，占比达 7.62%，共计 2345.3 兆瓦。此外，中方参与的风电项目以工程总承包方式为主，占所有中方在越南投资的风光装机的 84.2%。

越南是中国在东盟重要的工程承包市场，中国资金和企业在该国煤电产业的参与举足轻重。据中国商务部统计，2018 年中国企业在越南新签承包工程合同 289 份，新签合同额 66.66 亿美元，完成营业额 28.02 亿美元（中华人民共和国商务部，2019）。

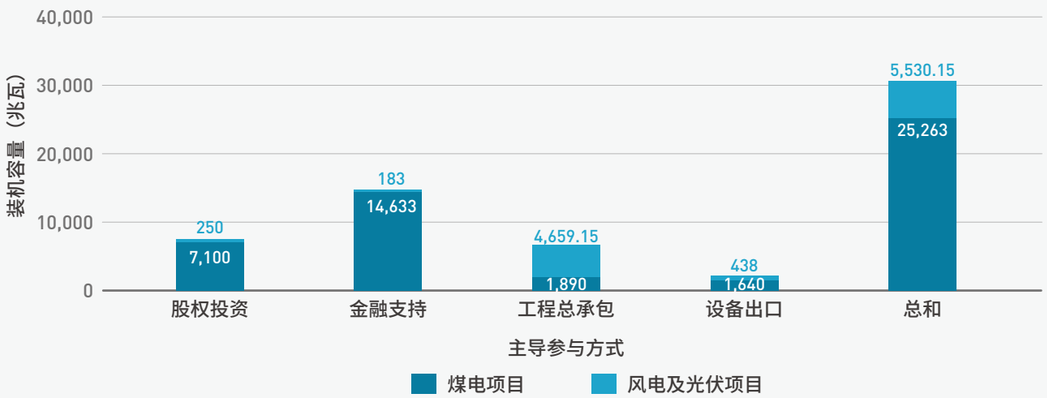
表 4. 中国企业参与越南电力项目投资情况（截至 2021 年 5 月）

主导参与方式	煤电项目（兆瓦）	风电及光伏项目（兆瓦）	总和（兆瓦）
金融支持	14633	183	14816
股权投资	7100	250	7350
工程总承包	1890	4659.15	6549.15
设备出口	1640	438	2078
总和	25263	5530.15	30793.15

数据来源：绿色和平中国海外电力投资数据库

4. 股权投资是指企业在其本身经营的主要业务以外，以现金、实物、无形资产方式，或者以购买股票、债券等有价证券方式向境内外的其他单位进行投资，以期在未来获得投资收益的经济行为。该投资形式对项目的参与程度最大，也是中国企业“走出去”的最新趋势。
5. 以金融支持形式为主导的通常为工程总承包或设备出口企业带资参与的海外煤电项目，业主为东道国企业。中方企业对项目没有主导决策权，仅为施工方或设备提供方。但由于中方企业仍需收回中方贷款，因此对项目具有中短期的经济收益。
6. 仅以工程总承包或设备出口形式参与的煤电项目，由于中方不参与项目的运营管理，项目收益也与中方无关。
7. 本分析定义的参与方式优先级从高到低依次为股权投资、金融支持、工程总承包和设备出口，选取优先级最高的参与方式作为该项目的主导参与方式。

图 5. 中国企业参与越南电力项目投资情况（截至 2021 年 5 月）



数据来源：绿色和平中国海外电力投资数据库

表 5. 中国企业参与越南煤电项目投资情况（截至 2021 年 5 月）

主导参与方式	取消（兆瓦）	在建（兆瓦）	运行中（兆瓦）	规划中（兆瓦）	总和（兆瓦）
股权投资	0	1920	3530	1650	7100
金融支持	1320	1860	10133	1320	14633
工程总承包	0	660	30	1200	1890
设备出口	440	0	0	1200	1640
总和	1760	4440	13693	5370	25263

数据来源：绿色和平中国海外电力投资数据库

2、投资风险分析

越南的能源发展规划和电力政策存在不稳定性，这会在很大程度上带来项目搁置、延期、甚至取消的风险，给投资者造成潜在的损失。同时，越南的自然环境较为脆弱敏感，并缺乏健全的环境法规保障。近年来经济活动的迅速发展对环境造成的影响进一步加剧，导致严重的环境问题和当地居民的不满，这也可能给参与高污染高碳排的煤电投资企业带来较高的环境和社会风险。

当前越南的负债率已高达 54.1%，按照购电协议中的照付不议条款，煤电项目可能会加大越南的负债压力。目前有些国家，如孟加拉国，已经由于难以承受容量电价而开始考虑取消煤电项目（Michael Tatarski, 2020; World Bank, 2020）。而假如未来越南取消照付不议条款，一旦出现产能过剩，就会产生需求风险，无法发电造成的收益损失将由项目投资方承担。另外，由于越南的煤炭进口依赖程度高，煤炭到岸价格的年际波动较大。如果在购电协议中无法根据煤电联动确认年销售收入，企业将承担煤炭价格波动影响导致的风险。

值得注意的是，目前大量越南煤电项目受地方阻力被迫停缓，企业面临资金回报期延长、不确定性增长等收益问题，使得煤电项目的可投资性大大降低。特别是在全球低碳转型的大环境下，煤电的金融限制日益严格，可再生能源的技术和成本优势进一步凸显，加之来自越南国内的环保和政治压力，煤电项目的顺利执行依旧困难重重。同时，受新冠疫情对越南经济和电力需求的影响、以及进口煤炭带来的压力等因素，煤电行业发展在越南受阻愈发明显。

此外，越南政府对于煤电项目的行政干预也加剧了未来越南煤电投资风险。在关于对 PDP8 草案的信息披露中，越南政府表示将考虑取消 9.5GW 的煤电计划产能，并将 7.6GW 煤电产能延期至 2030 年之后。与此前的计划相比，这一去产能计划有可能将 2030 年的煤电产能规划目标从 35.5GW 削减至 18.4GW，减幅达到 48%，对规划中煤电项目造成较大风险。一方面，此不可抗力因素将使相关投资企业的资金回报期被延长，煤电的可投资范围进一步缩小。而另一方面，越南政府已于 2020 年 6 月批准 MOIT 在现有电力发展计划中新加入一系列风电项目，装机量总计为 7GW，以缓和大量以火电为主的供电项目受到延期执行的情况。PDP8 将优先大力发展可再生能源和天然气，预计到 2030 年，风能和太阳能的发展将进一步挤压煤电的市场空间。

同时，越南在电网升级和能效提升上的投资将显著助力可再生能源并网和可再生能源发电容量的增加，缓解电力缺口。MOIT 在其 2018 年发布的《越南 2019-2030 年国家能源效率项目》中提出，到 2025 年，越南的能效将提升 5.0%-7.0%，并据此设立了提高工业园区和主要耗能机构的能效水平等目标（World Bank, 2019）。同时，越南近期计划加大从孟加拉国和中国的电力进口，也将缓解未来的供电压力（Xinhua, 2019）。根据 PDP7 修订版，越南 2025 年的煤电装机占比将达到总发电装机量的 49.3%，但如果能够坚持目前电网升级、增强可再生能源并网、提升能效并加大进口电力的道路，该国在 2025 年对于化石能源的依赖预计将逐渐降低。

此外，越南的财政金融管制较为严格，给在越的海外企业转汇收益带来一定风险。企业在获取利润后，由于受制于严格的外汇管制，一部分收益需通过贸易形式带回，剩余大部分不得不通过地下钱庄进行操作，给投资者带来了巨大金融风险（中国出口信用保险公司，2019）。

在可再生能源的投资方面，越南在 PDP8 的草案中呈现出向可再生能源倾斜的趋势。伴随大幅提高的可再生能源计划装机量，MOIT 提出将建立关键机制促进计划实施，其中将包括修订《电力法》以适应新时期电力发展的要求；吸引整体社会资本并确保为高度融入可再生能源的电力系统的运行方面创造有利条件以及为可再生能源投资和运营建立一个稳定和可持续的全面的法律框架等（Burke & Nguyen, 2021）。

目前，中国在越南投建的煤电项目多以金融支持的形式参与，占投建煤电项目总装机量的 57.9%，不谨慎的投资决策所造成的损失将对提供贷款和融资的银行、提供海外投资保险和出口信用险的保险公司等多个中国参与方造成负面影响。煤电投资收益的损失不仅会由直接参与项目投资的煤电企业承担，也将由为其提供金融支持和担保的银行和保险公司承担。股权投资是中国企业参与越南煤电项目建设的另一主要方式，占投建煤电项目总装机量的 28.1%。这意味着中国企业对投资项目拥有主导决策权，且拥有长期的经济收益。然而，更长期的经济收益也伴随着更长期的投资风险。煤电投资收益的损失不仅会由为其提供金融支持和担保的银行和保险公司承担，也将由直接参与项目投资的煤电企业承担。第 76 届联合国大会一般性辩论上习近平主席宣布，中国将不再新建境外煤电项目，但尚未对“新建”给出确切的定义。绿色和平中国海外电力投资数据库中的数据显示，中方在越南仍有 3630 兆瓦装机量的煤电项目处于未核准或未开工状态，这类项目如果被列入新建项目的范畴，则将由中国参与方承担前期投入的沉没成本。而即便是可以上马的存量煤电项目，从目前越南电力规划和自身国情来看，也将面临的较大的搁浅风险。

六、政策建议

在国际能源形势不稳定、经济和电力需求受疫情影响明显的大背景下，越南对可再生能源项目的重视及投入将为海外投资方和企业提供良好的发展前景，也将相应增加煤电项目的投资风险。

基于上述分析，绿色和平建议，针对越南煤电投资项目：

(1) 受疫情、越南未来电力供需形势以及中国承诺不再新建海外煤电项目的外部环境影响，尚未开工的煤电项目的中国股权投资方应尽快评估项目潜在的风险及转型的可能性，以避免更大的经济损失。

(2) 银行和保险公司等金融机构应提升对海外电力项目长期运营市场的认识和风险评估能力，对越南未来的电力发展需求、政府的规划变化和疫情对电力行业的影响进行科学分析，及时甄别高风险项目，同时开发更灵活的金融工具，加大对可再生能源和电力项目的支持，调整投资方向。

(3) 越南政府应充分考虑能源转型和疫情对能源发展的中长期影响，及时调整本国的煤电发展规划，并对海外企业和金融机构提供促进当地可再生能源发展的政策鼓励，降低企业和金融机构对可再生能源投资所承担的风险。

参考文献

- 中国出口信用保险公司（2019）。国别投资经营便利化状况报告（2018）。https://www.sinosure.com.cn/images/khfw/wytb/tzhzcj/2019/06/06/06165525BF91BF93F37A21F51C30C58BF3DF5574.pdf
- 中华人民共和国商务部（2019）。对外投资合作国别（地区）指南 - 越南篇。http://vn.mofcom.gov.cn/article/ddfg/tzzhch/202004/20200402955151.shtml
- BP. (2021). Statistical Review of World Energy. Bp Global. https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html
- Broom, D. (2021). Viet Nam has installed 6 coal plants' worth of solar in a year. World Economic Forum. https://www.weforum.org/agenda/2021/02/viet-nam-solar-power-surge/
- Brown, D. (2017). Vietnam makes a big push for coal, while pledging to curb emissions. Mongabay Environmental News. https://news.mongabay.com/2017/05/vietnam-makes-a-big-push-for-coal-while-pledging-to-curb-emissions/
- Brown, M., & Vu, T. (2020). Vietnam's EVN Faces the Future: Time to Get Renewables Right: The Key to Success for PDP 8 Will Be Investment in New Renewables Technology and the Grid. The Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA). https://ieefa.org/wp-content/uploads/2020/09/Vietnams-EVN-Faces-the-Future_September-2020.pdf
- Burke, F., & Nguyen, T. H. (2021). Vietnam: Key highlights of new draft of national power development plan (Draft PDP8). Global Compliance News. https://www.globalcompliancenews.com/2021/03/13/vietnam-key-highlights-of-new-draft-of-national-power-development-plan-draft-pdp8-04032021-2/
- Dang, L. N., & Taghizadeh-Hesary, F.-H. (2019). Avoiding Energy Insecurity by Promoting Private Investment—The Case of the Vietnamese Power Sector (ADBI Working Paper Series). Asian Development Bank Institute. https://www.adb.org/sites/default/files/publication/539741/adbi-wp1038.pdf
- ETEnergyworld. (2020). Asia's pandemic stimulus may slow the demise of coal—ET EnergyWorld. ETEnergyworld.Com. https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/coal/asias-pandemic-stimulus-may-slow-the-demise-of-coal/75690131
- EVN. (2018). The relevance of the 500 kV transmission system to national security. https://en.evn.com.vn/d6/news/The-relevance-of-the-500-kV-transmission-system-to-national-security-66-163-1037.aspx
- EVN. (2019). Vietnam Electricity Annual Report 2018. https://en.evn.com.vn/userfile/User/huongbtt/files/2021/1/EVNAnnualReport2018.pdf
- General Department of Customs. (2019). Statistics of Main Imports by Month. Ministry of Finance of Vietnam. https://www.customs.gov.vn/Lists/EnglishStatisticsCalendars/Attachments/1034/2019-T12T-2N(EN-FN).pdf
- General Department of Customs. (2020). Statistics of Main Imports by Month—June 2020. Ministry of Finance of Vietnam. https://www.customs.gov.vn/Lists/EnglishStatisticsCalendars/Attachments/1111/2020-T06T-2N(EN-PR).pdf
- GSO VN. (2019). Infographic Statistical summary book of Vietnam 2019. General Statistics Office of Vietnam. https://www.gso.gov.vn/en/data-and-statistics/2020/09/infographic-statistical-summary-book-of-vietnam-2019/
- GSO VN. (2020b). Area, population and population density by province. General Statistics Office of Vietnam. https://www.gso.gov.vn/en/px-web/
- GSO VN. (2020a). Infographic Population, labour and employment in 2020. General Statistics Office of Vietnam. https://www.gso.gov.vn/en/data-and-statistics/2021/01/infographic-population-labour-and-employment-in-2020/
- GSO VN. (2020c). Socio-economic situation in the fourth quarter and the whole year 2019. General Statistics Office of Vietnam. https://www.gso.gov.vn/en/data-and-statistics/2020/01/socio-economic-situation-in-the-fourth-quarter-and-the-whole-year-2019/
- GSO VN. (2020d). Socio-economic situation in the second quarter and six months of 2020. General Statistics Office of Vietnam. https://www.gso.gov.vn/en/data-and-statistics/2020/07/socio-economic-situation-in-the-second-quarter-and-the-first-6-beginning-months-of-2020/
- IMF Asia and Pacific Dept. (2021). Vietnam: 2020 Article IV Consultation-Press Release; Staff Report; and Statement by the Executive Director for Vietnam. IMF. https://www.imf.org/en/Publications/CR/Issues/2021/02/24/Vietnam-2020-Article-IV-Consultation-Press-Release-Staff-Report-and-Statement-by-the-50121
- Jones, S., & Gu, J. (2012). Vietnam's Regions and Key Economic Zones. Vietnam Briefing. https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-regions-key-economic-zones.html/
- Lee, J. Y. (2019). Power shortages imminent as Vietnam's power demand expands rapidly | IHS Markit. IHS Markit. https://ihsmarkit.com/research-analysis/power-shortages-imminent-vietnams-power-demand-expands.html
- Market Forces. (2019). Stuck in the pipeline: Vietnam's coal projects stall while renewables surge. Market Forces. https://www.marketforces.org.au/stuck-in-the-pipeline-vietnams-coal-projects-stall-while-renewables-surge/
- Maweni, J., & Bisbey, J. (2016). A Financial Recovery Plan for Vietnam Electricity: With Implications for Vietnam's Power Sector. World Bank. https://doi.org/10.1596/24035
- Murray, J. (2021). Coal to continue leading power generation in Vietnam over next decade. https://www.nsenergybusiness.com/news/coal-power-generation-vietnam/
- Nguyen, M. Q. (2019). Implementation of Photovoltaic Projects in Vietnam. https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Praesentationen/2019/190722-iv-vietnam-06.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Reuters. (2020). Vietnam first-half coal imports surge to record high as power demand grows. Reuters. https://www.reuters.com/article/us-vietnam-coal-imports-idUSKCN24E173
- Socialist Republic of Vietnam. (2016). The Five-Year Socio-Economic Development Plan of 2016-2020. http://pubdocs.worldbank.org/en/839361477533488479/Vietnam-SEDP-2016-2020.pdf
- Tatarski, M. (2020). Will Vietnam's new energy policy mark a turning point for coal? China Dialogue. https://chinadialogue.net/en/climate/will-vietnams-new-energy-policy-mark-a-turning-point-for-coal/
- The Ministry of Industry and Trade in Vietnam. (2019). Report on the Progress of Power Projects in the Revised Power Development Plan 7. http://vepg.vn/wp-content/uploads/2019/06/MOIT_Report_58_BC_BCT.pdf
- World Bank. (2019). Vietnam—National Energy Efficiency Program 2019-2030 (English). World Bank. https://documents.worldbank.org/en/publication/documents-reports/documentdetail
- World Bank. (2020). From Containment to Recovery: Economic Update for East Asia and the Pacific, October 2020. World Bank. https://www.worldbank.org/en/region/eap/publication/east-asia-pacific-economic-update
- World Bank. (2021a). GDP (constant 2010 US$)—Vietnam | Data. https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.KD?locations=VN
- World Bank. (2021b). Overview: Development news, research, data. https://www.worldbank.org/en/country/vietnam/overview
- WWF. (2016). 2050 Power Sector Vision: Towards 100% Renewable Electricity by 2050. https://greatermekong.panda.org/our_solutions/2050powersectorvision/
- Xinhua. (2019). Vietnam set to import more electricity from China, Laos. http://www.xinhuanet.com/english/2019-05/29/c_138100358.htm

巴基斯坦电力冗余度
研究与投资指南

一、国别信息

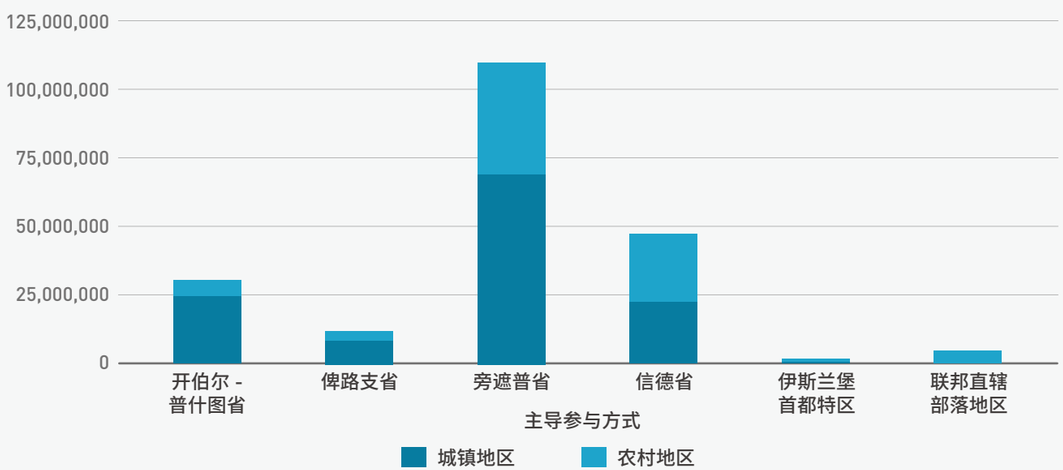
1. 基本信息

巴基斯坦位于南亚次大陆西北部，南濒阿拉伯海，海岸线长 840 公里，北枕喀喇昆仑山和喜马拉雅山。巴基斯坦东、北、西三面分别与印度、中国、阿富汗和伊朗接壤，国土面积为 79.6 万平方公里（中华人民共和国外交部，2021）。

巴基斯坦共有旁遮普（Punjab）、开伯尔 - 普什图（Khyber Pakhtunkhwa）、俾路支（Balochistan）、信德（Sindh）4 个省、伊斯兰堡首都特区（Islamabad Capital Territory）以及联邦直辖部落地区（Federally Administered Tribal Area，简称 FATA)。信德省（Sindh）省会卡拉奇（Karachi）市是巴基斯坦第一大城市以及最大的海港和军港，在 1947-1959 年曾为巴基斯坦首都，是全国工商业、贸易和金融中心，为巴基斯坦贡献约 25% 的国内生产总值（GDP）（Asian Development Bank, 2016）。拉合尔（Lahore）是旁遮普省（Punjab）省会，巴基斯坦第二大城市。

根据巴基斯坦 2017 年第六次全国人口普查结果，巴基斯坦总人口约 2.08 亿，其中农村人口约为 1.32 亿，城镇人口约 0.76 亿（Labour Force Statistics | PBS, 2018）。总人口较 1998 年第五次人口普查增长了 56.9%（Pakistan Bureau of Statistics, 1988），年均增长率约 3.0%。

图 1. 2017 年巴基斯坦官方人口普查结果



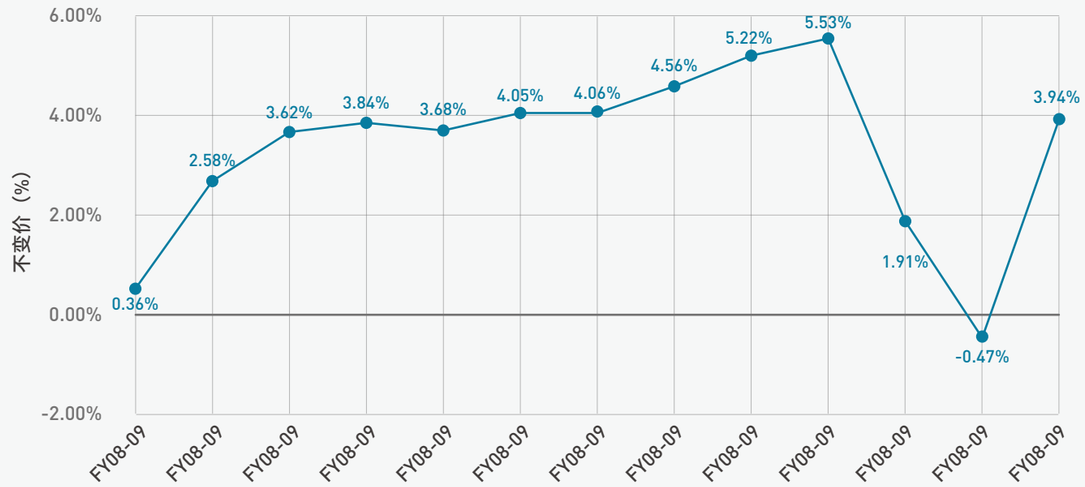
来源：巴基斯坦国家统计局（Labour Force Statistics | PBS, 2018）

2. 宏观经济与就业

2.1. 宏观经济

巴基斯坦经济发展正处于关键时期。过去十几年，巴基斯坦长期存在影响经济可持续增长的结构性问题，例如：国有企业亏损、能源部门改革不足、储蓄和投资率低、出口能力不足和外国直接投资低导致的外部经济疲软等（Ministry of Finance, 2021）。2013 年谢里夫政府上台后，在中巴经济走廊（China-Pakistan Economic Corridor，CPEC）及结构性改革的带动下，巴基斯坦经济增长逐渐趋稳，此后保持较快增长态势。2013/14 财年，巴基斯坦经济增长率超过 4%，2017/18 财年增长率为 5.53%，创下此前 10 年来新高。2018/19 财年增速放缓，2019/20 财年受新冠肺炎疫情的影响，GDP 收缩 0.47%。根据巴基斯坦最新公布的数据，2020/21 财年 GDP 达到了 3.94%（Pakistan Bureau of Statistics, 2021）的增长率，高于国际货币基金会（International Monetary Fund，IMF）此前做出的 1.5%（IMF, 2021）的增速预测。

图 2. 巴基斯坦 GDP 增长率



注：巴基斯坦财年为 7 月 1 日至次年 6 月 30 日

来源：巴基斯坦国家统计局（National Accounts | Pakistan Bureau of Statistics, 2021）

2.2. 就业

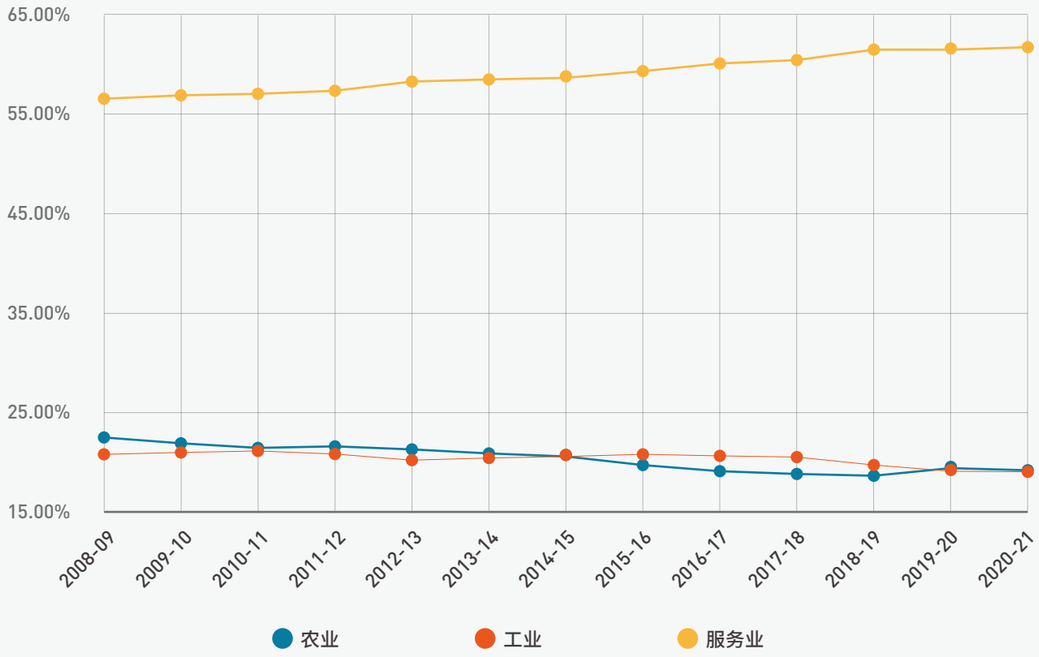
联合国发展署《2020 巴基斯坦国家人口发展报告》（Pakistan National Human Development Report 2020）的数据显示，新冠肺炎疫情对巴基斯坦的就业市场造成了重大冲击，失业率从 2018/19 财年的 6.2% 上升至 2019/20 财年的 15.3%（UNDP in Pakistan, 2021）。根据世界劳工组织的估算，2020 年巴基斯坦的就业人口比率（巴基斯坦规定 15 岁以上人口为就业人口）为 47.9%，低于 55.9% 的世界平均水平（International Labour Organization, 2021）。

巴基斯坦劳动力市场最大的挑战之一是依附于庞大非正规经济的非正规就业。农村经济是该国非正规经济的很大一部分，此外还有批发和零售贸易制造业、社区 / 社会和个人服务、建筑和运输等行业中的非正规就业。2017/18 巴基斯坦官方劳动力调查结果表明，非正规部门就业占比虽较 2008/09 财年已有所下降，但规模仍然显著——除农业部门之外，非正规部门占主要工作岗位的 71.7%，农村地区（75.6%） 多于城市地区（68.1%）（Labour Force Statistics | Pakistan Bureau of Statistics, 2018）。非正规经济部门就业面临的问题包括劳动者无法获得充足有效的社会保障、缺乏稳定性、监管困难及监管部门执法不力等（Cho & Majoka, 2020），因此在非正规部门的劳动力面临更大的失业风险。

3. 产业结构

巴基斯坦财政部数据显示，2020/21 财年其国内生产总值中，农业、工业和服务业分别占比 19.19%、19.12% 和 61.68%。农业对巴基斯坦至关重要，其就业人口占巴基斯坦总劳动力近 40%（Labour Force Statistics | PBS, 2018），但近年来在 GDP 中的份额有所下降，2019/20 财年有小幅度回升。同时，工业占比相对维持稳定，服务业占比呈逐年上升趋势。

图 3. 巴基斯坦三大部门 GDP 份额变化



来源：巴基斯坦国家统计局（Sectoral Shares in GDP | PBS, 2021）

二、能源与电力概览

巴基斯坦一次能源供应主要来自石油和天然气。水电是该国当前占比最大的清洁能源，风能和太阳能的份额正在缓慢增长。2018 年，巴基斯坦全国仅有 46% 的人口可以用到经济适用的清洁能源（Affordable and Clean Energy），低于全球 65% 的平均水平（IEA, 2020）。2019 年，巴基斯坦全国电力覆盖率为 73.9%，也低于世界 90.1% 的平均值（World Bank, 2019）。虽然城镇地区电力覆盖达 100%（World Bank, 2018a），但占全国人口 63.6%（Labour Force Statistics | PBS, 2017）的农村地区电力覆盖率仅为 58.7%（World Bank, 2018b）。

1. 能源

1.1. 能源资源

以下为巴基斯坦不同能源类型的储备和潜力：

- 化石能源。巴基斯坦主要化石资源储备有：天然气 6056 亿立方米、石油 1.84 亿桶、煤 1860 亿吨。2019/2020 财年，巴基斯坦生产原油 2808.7 万桶，天然气约 131.7 万百万立方英尺（中华人民共和国外交部，2021）。巴基斯坦总炼油能力为 1900 万吨，但由于其国内炼油厂加工原油的能力低，包括炼油厂未升级、技术和资金限制等原因，其产能无法充分利用，因此仍是成品油的净进口国。2019 年，该国生产了 430 万吨原油，仅足以满足该国石油总需求的 20%，其余 80% 是通过进口来满足需求（U.S. International Trade Administration, 2021）。
- 水资源。巴基斯坦的水资源丰富，印度河从北部山地至南部平原，纵贯巴基斯坦全境，沿途杰勒姆河、奇纳伯何、拉维河等支流汇入（一带一路能源合作网，2020）。因此，发展水电在巴基斯坦具有得天独厚的自然优势。
- 太阳能。巴基斯坦气候炎热干燥，平均年降雨量受到气候影响不到 250 毫米，拥有较丰富的日照资源，平均日照量约在每平方米 5-6/kWh（PV InfoLink, 2019）。根据世界银行的研究，仅利用巴基斯坦国土面积的 0.071% 开发光伏发电，即可满足巴基斯坦全国的用电需求（World Bank, 2020）。
- 风能。巴基斯坦多地（例如：南部和西部）拥有优质的风力资源（Global Wind Atlas, 2021）。

1.2. 能源供给

巴基斯坦一次能源供给主要来自石油、天然气和煤炭等传统化石能源。可再生能源[8]占比最低，且提升较为缓慢。

图 4. 巴基斯坦一次能源供给：按能源类型分类

注：

[a] 不包括石油产品出口和船舶燃料供应（bunkering）

[b] 包括进口和油田产量

[c] 转换为 10,000 Btu/kWh 以表示已化石燃料为准的水力和核能的一次能源当量

[d] 液化天然气进口和可再生能源发电在 2014/15 财年进行首次报告

[e] 巴基斯坦水电开发署（WAPDA）自 2002 年 10 月起从伊朗进口电力

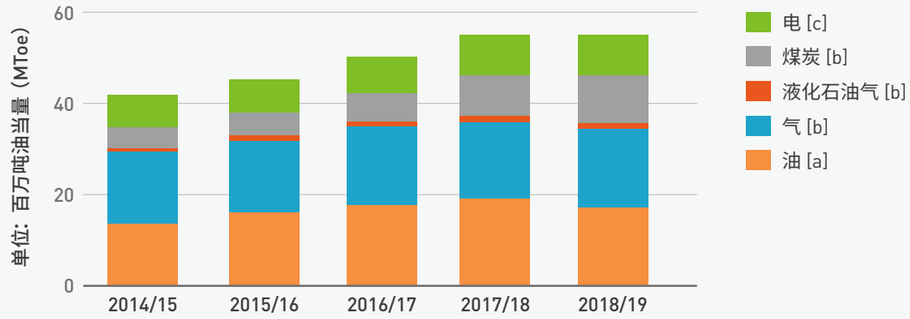
来源：《巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）

8. 根据巴基斯坦《替代和可再生能源政策》(Alternative and Renewable Energy Policy) 及各类官方报告，水力为单独一类，不在”可再生能源“范围。因此，本简报中的“可再生能源”均不包括水力。

1.3. 能源消费

巴基斯坦能源消费以气和油为主，在 2016/17 财年之前油和气在总能源消费中占比基本在 70% 以上（不包含发电用量），此后逐年下降——2018/19 财年二者占比降至 63.0%。同时，煤炭消费占比逐年提升，从 2014/15 财年的 11.0% 增长至 2018/19 财年的 18.7%。

图 5. 巴基斯坦最终能源消费：按能源类型分类



注：

[a] 不包括发电消耗。

[b] 不包括发电和原料消耗。

[c] 电力的实际能量含量为 3412 Btu/kWh

来源：《巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）

2. 电力

一直以来，火力发电在巴基斯坦电力装机和电力供应中占主导地位。此外，因巴基斯坦丰厚的水资源，水力发电成本低廉，在巴基斯坦电力系统中发挥重要作用。核电是巴基斯坦的重要关注点，但因技术缺乏及政治等因素发展较慢。2021 年 5 月，巴基斯坦第 6 座核电站——由中国支持建设的容量 1145MW 的卡拉奇核电站二期（Karachi Nuclear Power Plant Unit-2）投运（WNN, 2021）。

2.1. 电力部门组织架构

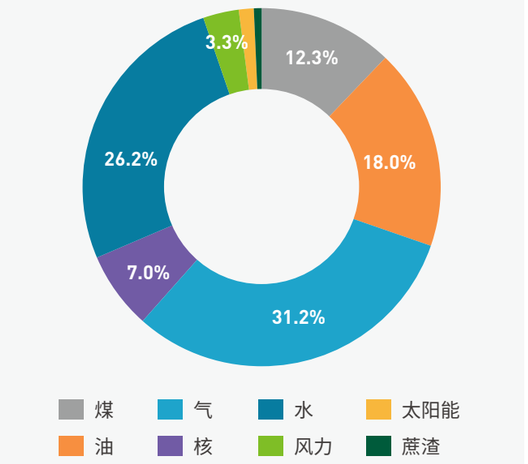
巴基斯坦电力相关的重要公、私部门与企业包括：

- 巴基斯坦能源部电力司（Ministry of Energy，Power Division），巴基斯坦电力主管单位，负责制定电力政策和管理全国电力市场运行。
- 巴基斯坦电力监管委员会（National Electric Power Regulatory Authority，NEPRA），成立于 1997 年，负责审批电力行业投资项目、电力投资项目电价审查和批准、发放电力项目许可、制定及调整电价、制定业绩考核标准等事项。
- 巴基斯坦私营电力和基础设施委员会（Private Power & Investment Board，简称 PPIB）（PPIB, 2021a）：隶属巴基斯坦能源部，主管巴基斯坦境内的私营电力和基础设施项目投资的专门部门。项目开发公司须与 PPIB 商谈项目投资，由 PPIB 颁发项目兴趣函（LOIs）和支持函（LOS），审批公司资质和项目可行性报告，负责项目执行协议（Implementation Agreements）、电力购买协议（Power Purchase Agreement）的谈判和签署，负责开具政府担保。
- 巴基斯坦替代能源发展局（Alternative Energy Development Board）（AEDB, 2021）：主管巴基斯坦境内太阳能、风电、生物质能等替代能源的发展。
- 巴基斯坦中央电力采购局（Central Power Purchasing Agency，简称 CPPA-G），成立于 1984 年，隶属巴基斯坦政府，是巴基斯坦境内的主要购电方。自 2015 年 6 月起，CPPA-G 承担了巴基斯坦国家输配电公司（NTDC）与市场运营相关的业务。
- 巴基斯坦国家输配电公司（National Transmission and Dispatch Company，简称 NTDC）。巴基斯坦除卡拉奇电力有限公司负责区域之外的全国大部分主干电网和大部分输配线路由 NTDC 负责运营管理。根据官网最新（截至 2020 年 10 月）数据，NTDC 有 500KV 输电线路 5618 公里，220KV 输电线路 10963 公里，500KV 和 220KV 变电站分别有 16 个和 452 个。截止 2021 年 5 月，NTDC 总装机量为 34.5GW。
- 卡拉奇电力有限公司（K-Electric Limited，简称 KE），是巴基斯坦唯一实现电力生产、输、配垂直整合的电力公司，主要负责卡拉奇地区（为主）的电力输配电。截至 2018 年 6 月 30 日，KE 系统下有 220k、132kV 和 66kV 输电线共 1254 公里，以及 64 个电网站和 147 个变电站。KE 供电覆盖面积 6500 平方公里，涵盖信德省的首府卡拉奇、达贝吉和加罗，以及俾路支省的乌塔尔、温德尔和贝拉，用户数量达 250 万人。其中，卡拉奇为巴基斯坦最大城市，人口占巴基斯坦总人口的 7.2%（Data Commons, 2017），GDP 为全国总 GDP 的 25%（Asian Development Bank, 2016）。

2.2. 电力装机

截至 2021 年 5 月，巴基斯坦全国电厂总装机量 37635MW，其中 NTDC 装机量 34501MW（NEPRA, 2021），KE 系统装机量 3134MW（包括 KE 自有装机及与接入 KE 电网的容量）（NEPRA, 2020）。综合考虑 NTDC 与 KE 装机量，化石能源（油、气和煤）电厂装机量占比 61.5%，其次是水电和核电，分别占比 26.2% 及 7.0%，风力、太阳能和蔗渣这三种可再生能源装机仅分别占 3.3%、1.3% 和 0.7%。

图 6. 截至 2021 年 5 月巴基斯坦全国装机量：按能源类型分类（单位：MW）

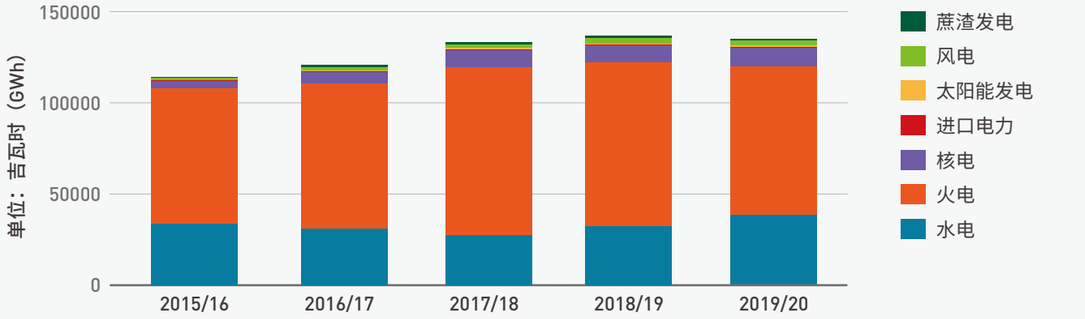


来源：巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）；《2021-2030 综合发电能力发展计划》（NEPRA, 2021）

2.3. 电力生产

2019/20 财年，巴基斯坦总发电量 135,259.33GWh，火电、水电、核电分别占 60.3%、28.82%、7.32%。风电和太阳能发电占比较 2018/19 财年（2.92%）略有下降，为 2.77%。

图 7. 2019/20 财年巴基斯坦发电量：按能源类型分类

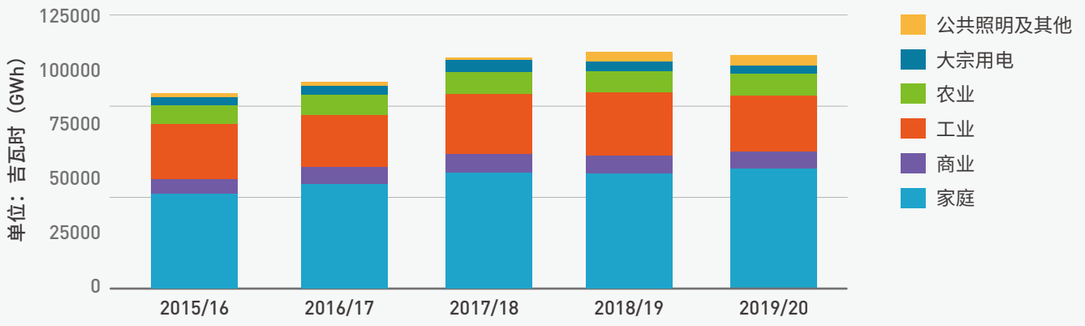


来源：巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）

2.4. 电力消费

新冠肺炎疫情爆发之前，随着经济发展，巴基斯坦全国用电量整体呈上升趋势。受疫情影响，2019/20 财年巴基斯坦全国总用电量 107,066.75GWh，较上一财年减少 1.05%。其中，农业用电量受影响相对较小，下降 0.53%；工业与商业用电受影响较大，分别下降 10.6% 和 6.06%。

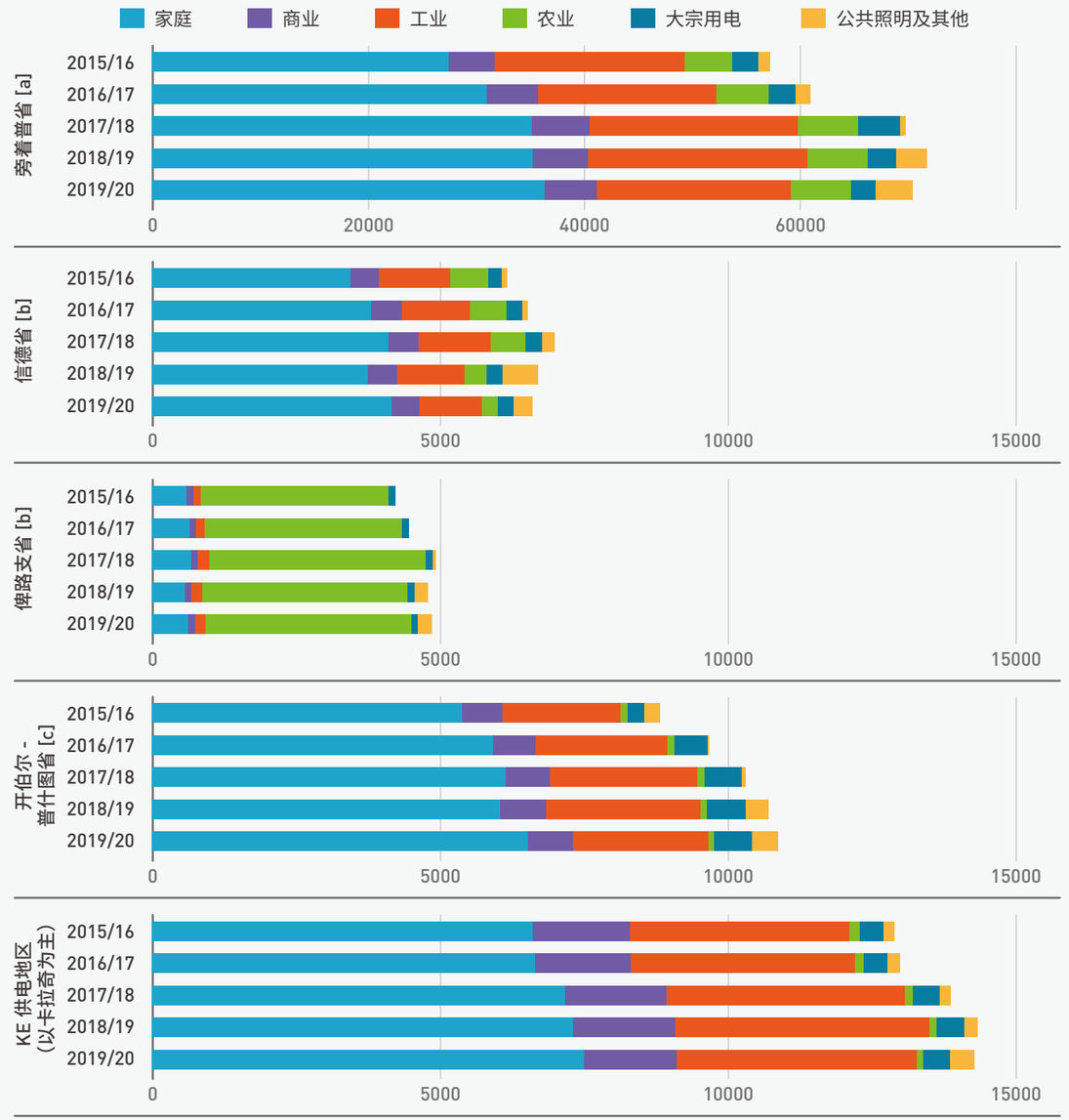
图 8. 巴基斯坦电力消费：按用电类别分类



来源：巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）

按照用电区域来看，巴基斯坦官方将电力消费分为旁遮普省、信德省、开伯尔 - 普什图省、俾路支省和以卡拉奇市为主的 KE 供电地区五个地区进行统计，其中旁遮普省为电力消费的主要地区，用电量占全国 65% 左右。2019/2020 财年中，受新冠疫情影响最大的地区为旁遮普（-1.72%）和不包括 KE 供电地区（以卡拉奇市为主）在内的信德省其他区域（-1.45%）。

图 9. 巴基斯坦电力消费：按用电区域与类别分类（单位：GWh）



注：[a] 包含伊斯兰堡首都特区；[b] 不包含 KE 供电地区；[c] 包含联邦直辖部落地区；

来源：巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）

三、电力充裕度分析

1. 理论分析：电力充裕度

1.1. 方法论、参数与变量

本研究从资源充裕度角度，利用电力平衡对巴基斯坦全国电力产能过剩情况进行计算，以电力系统冗余度作为评估电力供应充裕程度的指标。

由于 NTDC 与 KE 系统供电区域不重合，因此此处计算将综合考虑两个系统的参数和变量，根据巴基斯坦官方计划发电能力、不同 GDP 增速情景下巴基斯坦的电力需求增速以及巴基斯坦电力系统要求备用容量，计算得到巴基斯坦 2020/21—2024/25 财年的电力系统冗余度，以反映全国的电力供应的充裕情况。

公式如下：

$$\text{电力系统冗余度} = \frac{\text{计划发电能力 [a]} - \text{电力系统要求备用容量 [b]} - \text{电力最大负荷需求 [c]}}{\text{电力最大负荷需求}}$$

电力系统冗余度大于零时，即被认为产能过剩，反之则为电力短缺。计算中涉及到的参数及变量的获取与计算方式如下：

[a] 计划发电能力：变量

根据巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）年度产业报告，“发电能力”（Generation Capability）指某财年中电力系统任何一天的最大发电能力。巴基斯坦全国计划发电能力为 NTDC 与 KE 系统的计划发电能力（Planned Generation Capability）加和求得。

[b] 电力系统要求备用容量：1726MW

根据 NTDC《2021-2030 综合发电能力扩展计划》（NEPRA, 2021）中的发电系统备用要求，在两种电力系统备用类型中选取要求更高的应急储备（Contingency Reserve）要求，即等于电力系统中最大的火力发电机组容量。因 NTDC 与 KE 系统相对独立（因基础设施的限制，两个系统间最大传输能力为 650MW），因此将会相加两个系统中最大的火力发电（包括核电）机组容量：NTDC 系统下卡拉奇核电项目 K2 机组（1145MW）和 KE 系统中的 Bin Qasim TPS-II 机组（572MW）加和求得电力系统要求备用容量——1726MW。

[c] 电力最大负荷需求：变量

电力最大负荷需求的预测值基于前一年的需求及预测增速：

$$\text{电力最大负荷需求} = (\text{最大负荷需求预测增速} + 1) \times \text{电力最大负荷需求 y-1}$$

，其中：

$$\text{最大负荷需求预测增速} = \text{巴基斯坦电力弹性消费系数 (1.18)} \times \text{预测 GDP 增速}$$

$$\text{电力消费弹性系数} = \frac{\text{电力消费增速}}{\text{GDP 增速}}$$

本报告假设最大负荷增速等于电力消费增速，因此巴基斯坦的电力弹性消费系数基于 9 个财年（FY2011/12-2019/20）的实际电力消费增速和 GDP 增速（NEPRA, 2015；NEPRA, 2016; NEPRA, 2017; NEPRA, 2018; NEPRA, 2019; NEPRA, 2020）计算得到年均电力弹性消费系数为 1.18。

1.2. 电力充裕度计算结果及分析

为比较新冠肺炎疫情对巴基斯坦电力充裕度的影响，报告通过分情景计算巴基斯坦电力充裕度，预测 2021-2025 年间在不同经济增速情景下的电力系统冗余情况：

- **情景一：**BAU（business as usual）情景，假设 2019/20-2024/25 财年巴基斯坦发电能力以疫情前《2018 年产业报告》（NEPRA, 2018）中的计划为准，且经济增速为疫情前国际货币基金组织（International Monetary Fund, IMF）预测值；
- **情景二：**疫情发生后，经济恢复速度相对较快，该情境下的经济增速以巴基斯坦官方预测 GDP 增速为准，2020/21-2024/25 财年巴基斯坦发电能力以《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）最新计划为准；
- **情景三：**疫情发生后，经济恢复速度相对较慢，该情境下的经济增速以 IMF 预测 GDP 增速为准，2020/21-2024/25 财年巴基斯坦发电能力以《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）最新计划为准。

表 1. 巴基斯坦电力冗余分析

		FY 18/19	FY 19/20	FY 20/21	FY 21/22	FY 22/23	FY 23/24	FY 24/25
情境一	计划发电能力（MW）	——	32039	35822	41239	43142	44552	43291
	GDP 增速	——	2.350%	3.001%	4.528%	5.015%	5.017%	5.020%
	电力最大负荷需求	25266*	25964	26880	28310	29979	31747	33620
	电力系统冗余度	——	16.8%	26.8%	39.6%	38.1%	34.9%	23.6%
情境二	计划发电能力（MW）	——	——	34264	37075	40407	42429	43987
	GDP 增速	——	——	3.94%*	4.80%	4.532%	4.999%	5.033%
	电力最大负荷需求	——	26300*	27518	29071	30619	32418	34336
	电力系统冗余度	——	——	18.2%	21.6%	26.3%	25.6%	23.1%
情境三	计划发电能力（MW）	——	——	34264	37075	40407	42429	43987
	GDP 增速	——	——	3.94%*	3.97%	4.532%	4.999%	5.033%
	电力最大负荷需求	——	26300*	27518	28802	30336	32119	34019
	电力系统冗余度	——	——	18.2%	22.7%	27.5%	26.7%	24.2%

注：* 数据为已实际发生数值

1.3. 不确定性分析

- 巴基斯坦自 2002 年起开始从伊朗进口电力，2015/16-2019/20 五个财年进口电量占巴基斯坦总发电量平均约 0.40%（NEPRA, 2020）。以上计算中的计划发电能力取自巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）年度产业报告，其未说明该值是否包含跨国购电。鉴于报告中历史发电量和 NTDC《2021-2030 综合发电能力扩展计划》（NEPRA, 2021）的计划装机量中均包含进口电力，因此以上计算基于“计划发电能力包括了进口电力”的假设。若计划发电能力中未包含进口电力，则电力系统冗余度的值会更大，即出现更为严重的过剩产能。
- 巴基斯坦《2018 年产业报告》中未列出 KE 系统的 2023/2024-2024/25 财年的计划发电能力。因此情景一中 FY2023/24-2024/25 财年的 KE 系统发电能力的取值沿用其此前两个财年的计划发电能力——5356MW。
- 巴基斯坦官方将 2021/22 财年 GDP 增长目标设立为 4.80%，但未设立更长远的目标，因此后三个财年的 GDP 增速默认与 IMF 预测保持一致。

疫情后巴基斯坦计划发电能力的变化以及巴基斯坦官方与 IMF 对于 GDP 增速的预测不同导致了三种情景中电力系统冗余度的差异。疫情后，巴基斯坦的计划发电能力减少。2021/22 财年的计划发电能力的差异最大——4146MW。因此，计划发电能力的降低在一定程度上缓解了理论上电力过剩的风险。情景二中，巴基斯坦官方预测的 GDP 增速较快，电力最大负荷需求由此高于情景三，但仍然会在未来四个财年面临超过 20% 的电力过剩现象。

严峻的电力过剩问题将进一步挤压电厂利用率（under-utilization），也会导致电价下降等问题，进而影响到该国企业运营、就业和经济发展。

2. 实际情况

事实上，由于巴基斯坦电力系统长期存在的低效和系统性问题，该国一直面临“理论上电力过剩但现实中电力短缺”的问题。2021 年 6 月巴基斯坦发生了严重电力短缺，究其原因，除电力需求的绝对值和增速均较高这一需求侧因素外，还有天然气供应短缺、水电站检修以及该国长久存在的电力系统管理不当、电厂发电效率低等供给侧问题。2021 下半年，巴基斯坦预计会因天然气供应不足的问题持续受到电力短缺问题的困扰（Mustafa, 2021）。

若要立即缓解用电危机，巴基斯坦需采购价格昂贵的液化天然气（LNG），由此产生的发电成本将增加，加上巴基斯坦电网的线损比例较高（T&D Losses），将可能导致消费者需支付的电价提高，同时给发电、输电和配电公司造成损失，遭遇延时支付等问题，这也将进一步恶化电力部门的循环债务问题（Aftab, 2014）。尽管巴基斯坦政府今年将电费提价 15%，但本财年电力循环债仍将增加 4360 亿卢比——总额将达 2.6 万亿卢比。造成该上涨的主要原因有电力行业管理不善、财政补贴未落实、对独立发电商欠款利息累积、电价调整未到位、卡拉奇电力公司欠款等（驻卡拉奇总领事馆经济商务处，2021）。

能源补贴不仅占据了巴基斯坦政府预算的很大一部分，能源危机也严重消耗了巴基斯坦政府资源。此外，限电、停电事故对当地经济、民生福祉等造成负面影响也为政府带来诸多压力。

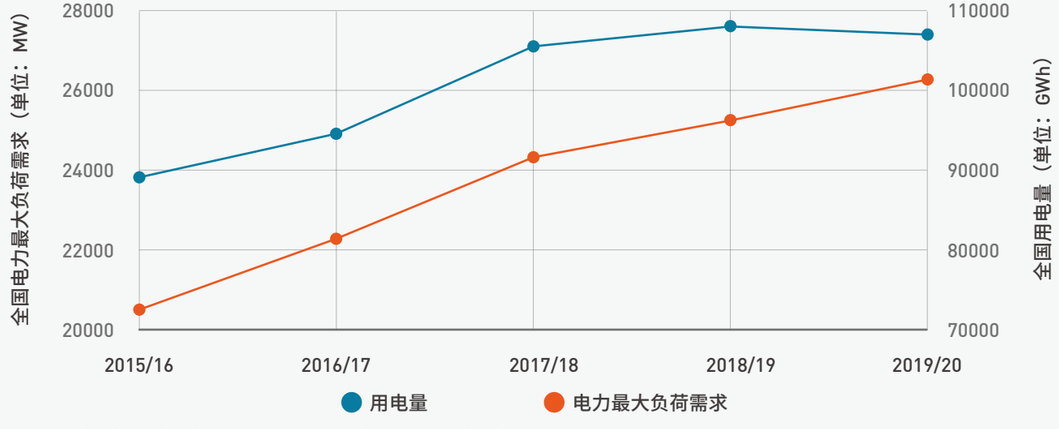
四、电力发展趋势分析

上一节从宏观角度，阐述了巴基斯坦理论上的电力过剩和现实中电力短缺的矛盾。本节将结合巴基斯坦未来的经济社会发展情况，对巴基斯坦电力市场前景进行预测及分析。

趋势一：电力需求将持续增长

近年来，巴基斯坦全国的电力消费和电力最大负荷需求整体呈上升趋势。在受到新冠肺炎影响的 2019/20 财年，全国用电量较前一财年下降 1.05%，但电力最大负荷仍保持增长。巴基斯坦联邦能源部长哈马德 • 阿兹哈尔（Hammad Azhar）在今年 7 月 7 日宣布，巴基斯坦当日电力最大负荷需求和发电能力达到 24284MW，为历史最高（仅 NTDC 供电区域，不包括 KE 供电区域）。巴基斯坦官方认为，这不仅反映了电力需求和发电能力的增长，还反映了巴基斯坦电力系统输电能力的提升（(Hammad, 2021）。8 月 11 日，巴基斯坦 NTDC 的发电和传输能力再次破记录，达到 24467MW（Salman, 2021）。

图 10. 巴基斯坦全国电力消费与电力最大负荷需求

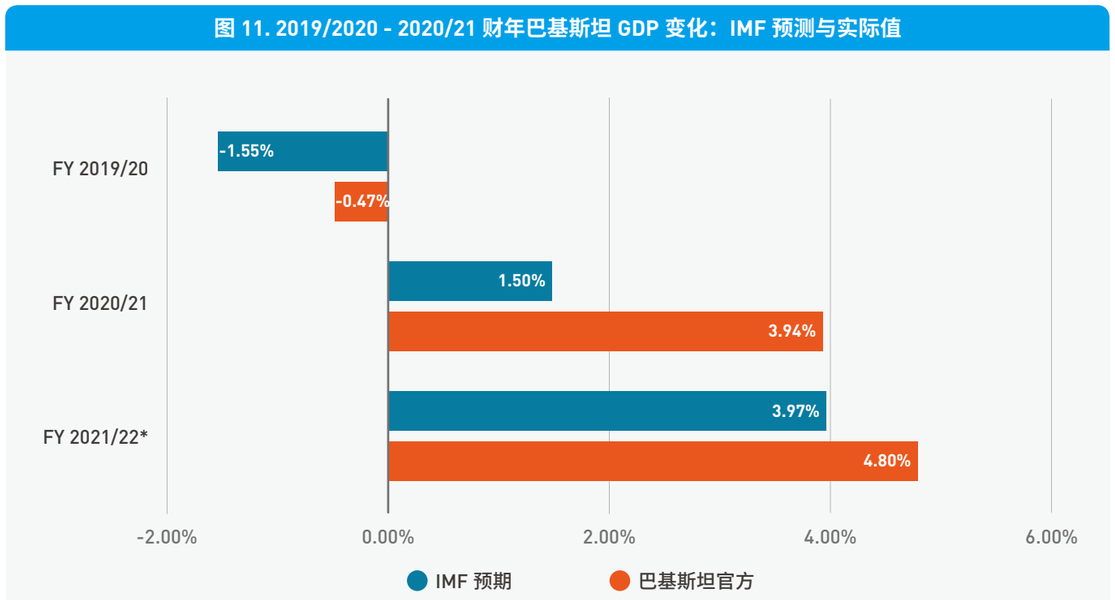


来源：巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）《2020 年产业报告》（NEPRA, 2020）；《2021-2030 综合发电能力发展计划》（NEPRA, 2021）

一个国家的电力需求与人口增长、经济发展密切相关。近年来，巴基斯坦人口增速略有下降，但根据联合国的估计，2025 年之前巴基斯坦人口仍会保持 1.85%（United Nations, 2019）的年平均增长速度，高于 0.98%（UNData, 2019）的世界均值。

经济发展方面，新冠肺炎疫情对巴基斯坦的经济影响重大，但其 GDP 在 2019/20 财年的收缩（-0.47%）情况好于疫情初期 IMF 的预测（-1.547%），且 2020/21 财年的恢复情况也高出预期。对于 2021/22 财年 GDP 增速，巴基斯坦的目标也高于 IMF 的预测。因此，巴基斯坦 2022/23 财年的经济增速将较大可能与巴基斯坦官方预测接近（情景二）。

图 11. 2019/2020 - 2020/21 财年巴基斯坦 GDP 变化：IMF 预测与实际值



注： 为预测值，未实际发生*

来源：国际货币基金组织（IMF, 2020; IMF, 2021）、巴基斯坦国际统计局（National Accounts | PBS, 2021）

此外，寒冷和高温天气的程度和数量也会影响用电需求和电力最大负荷需求。根据德国观察（Germanwatch）发布的《2021 全球气候风险指数》（Global Climate Risk Index 2021）报告，巴基斯坦在“全球最易受气候变化影响的国家”中排名第八（Eckstein 等，2021）。以高温天气为例，早在 2018 年 3 月，巴基斯坦已出现 45° C 的高温——8 年前的巴基斯坦在 6-7 月才会达到该温度。巴基斯坦气象局局长古拉姆 • 拉苏尔（Ghulam Rasul） 表示，2018 年 3 月，巴基斯坦全国 34 个气象站的温度均比 1981 年至 2010 年的月平均温度高出 10 摄氏度以上（Thomson Reuters Foundation, 2018）。世界银行（World Bank）与亚洲开发银行（Asian Development Bank）合作发布的《气候风险国家档案：巴基斯坦》研究显示，在过去的 20 世纪，巴基斯坦平均温度升高约为 0.57° C——略低于南亚地区 0.75° C 的平均值，但随着气候变化加剧，变暖速度正在加快，且南部地区变暖程度更大。有记录表明，热浪天气出现的频率增加，在信德省尤为明显。研究预测，巴基斯坦的平均气温将在 2040-2059 年间比 1986-2005 基准线升高 1.4-2.5° C（ADB, 2021）。

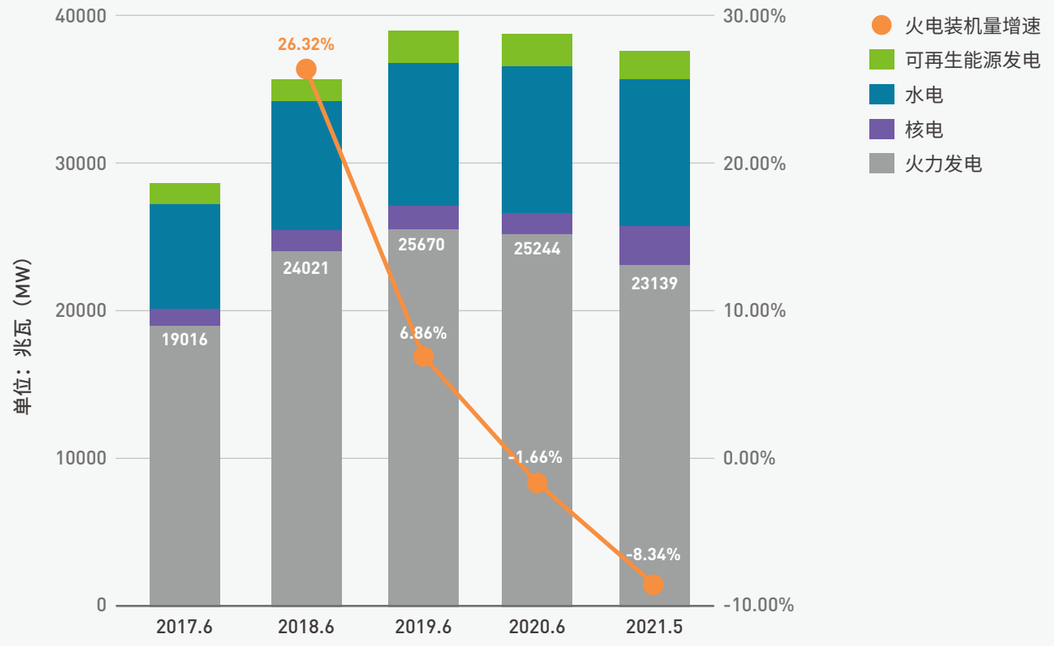
因此，结合巴基斯坦的人口增长、经济恢复前景及气候变化带来的气温影响等因素，预计巴基斯坦未来的电力需求将会持续增长。

趋势二：老旧、低效火电项目将被加速淘汰

巴基斯坦电力部门的官方报告多番阐述该国电力部门存在的一系列问题，包括前文提及的跨部门管理、电损率高、天然气供应短缺等问题；电力项目方面，强调了利用率低和发电效率低等问题，并重点指出了淘汰低效火力发电项目、把燃料投资于高效项目及升级改造电网以同步改善高效项目利用率不足问题的重要性。

从每年各能源类型的电力装机量看来，巴基斯坦火电装机量从2019/20 财年开始下降，之后今年降速加快。根据最新的计划，NTDC 计划将于 2021 年 5 月到 2030 年间共淘汰 6447MW 的老旧、低效火力发电机组（NEPRA, 2021）。

图 12. 巴基斯坦装机量：按发电能源类型分类



来源：巴基斯坦国家电力监管局（NEPRA）历年产业报告（NEPRA, 2017; NEPRA, 2018; NEPRA, 2019; NEPRA, 2020; NEPRA, 2021）

趋势三：火电项目计划装机量减少

2021 年 5 月，巴基斯坦 NTDC 发布的《2021-2030 综合发电能力发展计划》（NEPRA, 2021）中，包含了基于 GDP 增速正常、低和高三种发展情景的十年能源规划（不包含 KE 的规划），分别对于基准情景、低需求情景和高需求情景进行电力分析预测。与疫情爆发初期（2020 年 4 月）发布的《2047 综合发电能力发展计划》对比可以看出，新冠肺炎疫情对 NTDC 电力装机计划产生了一定影响。NTDC 计划的 2025 年总装机量，疫情后（基准情景）比疫情前减少 18.5%。其中，火电项目（煤、油、气）装机总量下降约 10.7%，可再生能源（太阳能、风力和蔗渣）装机计划下降约 52.7%。

表 2. 巴基斯坦国家输配电公司（NTDC）计划装机量：疫情前后对比（单位：MW）

能源类型	现有装机量（截至2021.5）	疫情前规划（2020.4 出版）	疫情后规划（2021.5 出版）					
		2025	2025			2030		
			基准情景	低需求	高需求	基准情景	低需求	高需求
煤	4620	10138	8550	8550	8550	8550	8550	8550
油	6507	5152	3506	3506	3506	1220	1220	1220
气	9265	9157	9765	9765	9765	9368	9368	9368
核	2490	3348	3635	3635	3635	3635	3635	3635
水	9873	16253	14367	14367	14367	23035	23035	23035
风力 [a]	1086	5720	3795	2795	3796	1964	882	4954
太阳能 [b]	400	5148	1137	882	1289	3795	2795	4694
蔗渣 [c]	259	1144	749	749	749	749	749	749
跨国购电	0	1000	1000	1000	1000	1000	1000	1000
总量	34500	57060	46504	45249	46657	53316	51234	57205
可再生能源 [a] [b] [c] 占比	5.06%	21.05%	12.22%	9.78%	12.50%	12.21%	8.64%	18.17%

来源：巴基斯坦《2021-2030 综合发电能力发展计划》(NEPRA, 2021）；
巴基斯坦《2047 综合发电能力发展计划》（NEPRA I IGCEP, 2020）

对比疫情前后的计划可以看出，尽管 2025 年火力发电总计划装机量下降，但具体到使用不同化石能源类型的项目，变化趋势略有差异，其中：

- **煤炭：**疫情后的煤电计划装机量减少，但煤电仍为火力发电中的主要增量。截至 2025 年，煤电装机总量将达 8550MW，比截至 2021 年 5 月装机量增加 85.1%。
- **燃料油(RFO):**疫情加速了以油为主要燃料的火电项目的淘汰。
- **天然气：**包括天然气和液化天然气的再气化（RLNG），是除核能外唯一疫情后计划增量大于疫情前的能源类型。

趋势四：可再生能源目标难以完成

2020 年 8 月，巴基斯坦政府正式批准了 2019 年提出的《替代和可再生能源政策》（Alternative and Renewable Energy Policy）（Alternative and Renewable Energy Policy, 2020），旨在将可再生能源发电的发电能力（generation capacity）从目前的 5.3% 提高到 2030 年的 30%。

根据巴基斯坦《2021-2030 综合发电能力发展计划》，三种需求情景下的装机计划中，其他能源类型装机量均相同，而太阳能和风力发电的装机量变动较大。尤其是太阳能，高需求情景下的装机量比低需求情境下高出约 4.6 倍。然而，哪怕在最理想的情况（高需求情景）下，太阳能、风力和蔗渣三种类型的可再生能源总装机量也仅占比 18.17%——与 30% 的目标相差甚远。虽然这一比例的计算未包含 KE 的装机计划，但其自有项目以火力发电为主，因此无法显著贡献于可再生能源 30% 的目标。

要实现 2030 年可再生能源装机量 30% 的目标，若不改变其他能源类型装机量，仅增加可再生能源装机量，将导致在高用电需求的情境下仍可能产生电力过剩的问题；若电网设施改造升级的进程落后致使新建可再生能源项目无法并网，也将可能出现可再生能源装机量高但实际发电比例没有明显改善的现象。因此，鉴于目前乐观的经济恢复情况，综合考虑可再生能源发展目标和能源安全，报告认为，对于巴基斯坦能源与电力规划部门来说，应按照高需求情景下的计划发展可再生能源（或适量增加计划装机量），同时加快低效火力发电项目的淘汰，并适度下调煤电项目的装机计划。

五、电价支付政策及项目风险

在 2020 年 12 月的气候雄心峰会上，巴基斯坦总理伊姆兰 • 汗（Imran Khan）承诺巴基斯坦自此不再批准新的煤电项目，但在未来 4 个财年内，仍有 7 个总容量为 3930MW 的煤电项目获批上马。项目列表如下：

表 3. 巴基斯坦煤电装机计划（截至 2024/25 财年）

项目名称	最新状态	装机量（MW）	股权投资方	项目融资方	EPC	计划投产
Port Qasim Lucky power station（GEM, 2021a）	融资已关闭，建设中	660	Lucky Cement	哈比卜银行；巴基斯坦联合银行；巴基斯坦国家银行；其他巴基斯坦银行	山东电力建设第三工程有限公司	2021 年 9 月
Thar Block-I power station (Thar SSRL power station Unit 1 & Unit 2)（GEM, 2021b）	融资关闭进程中	1,320	上海电气集团	中国工商银行；中国进出口银行；国家开发银行；哈比卜银行	上海电气集团	2022 年 5 月
Thar Block II power station unit 3 (TEL power station)（GEM, 2021c）	融资已关闭，建设中	330	Hub Power Company；Fauji Foundation；中国机械工程总公司	中国国家开发银行；哈比卜银行	中国机械工程总公司	2022 年 3 月
Thar Block II power station unit 4 (ThalNova power station)（GEM, 2021d）	融资已关闭，建设中	330	Hub Power Company；Thal Limited；Novatex Limited；中国机械工程股份有限公司	中国国家开发银行和其他中国隐患；哈比卜银行和其他巴基斯坦银行	中国机械工程总公司	2022 年 6 月
Jamshoro power station unit 5（GEM, 2021e）	融资已关闭，建设中	660	Jamshoro 电力公司	亚洲开发银行；伊斯兰开发银行	西门子；中国哈尔滨电气集团	2022 年 10 月
Gwadar power station（GEM, 2021f）	融资关闭进程中	300	中国交通建设集团；天津能源投资集团	中国交通建设集团；天津能源投资集团	中国交通建设集团	2023 年 6 月
Siddiqsons power station（GEM, 2021g）	融资已关闭，等待建设	330	Siddiqsons Group	Engro Corporation	中国哈尔滨电气集团	2023 年 7 月

以上 7 个项目均有中方参与，且其中 4 个项目为股权投资项目。中国对巴基斯坦的电力项目投资方面，以化石能源和核能为主，参与方式以股权投资为主，其他形式包括股权投资[9]、金融支持[10]、工程总承包（EPC）和设备出口等。每个电力项目可能涉及一种或多种参与方式，而主导参与方式将决定中国企业和金融机构对该电力项目是否具有决策权和长期经济收益。

根据绿色和平统计，截至 2021 年 5 月，中国投资者在巴基斯坦参与煤电项目 10153MW，以股权投资为主导参与方式的占 82.6%。此外，有 8760MW 的煤电项目被取消或因无法跟进后续状态，因此疑似被取消或搁置。

9. 股权投资是指企业在其本身经营的主要业务以外，以现金、实物、无形资产方式，或者以购买股票、债券等有价证券方式向境内外的其他单位进行投资，以期在未来获得投资收益的经济行为。该投资形式对项目的参与程度最大，也是中国企业“走出去”的最新趋势。

10. 以金融支持形式为主导的通常为工程总承包或设备出口企业带资参与的海外煤电项目，业主为东道国企业。中方企业对项目没有主导决策权，仅为施工方或设备提供方。但由于中方企业仍需收回中方贷款，因此对项目具有中短期的经济收益。

表 4. 中国企业参与巴基斯坦煤电项目装机量（截至 2021 年 5 月） 单位：MW

主导参与方式	在建	运行中	规划中 [a]	待开工 [b]	搁置 / 取消 [c]	总和
股权投资	1980	4620	463	1320	8100	16483
金融支持	0	0	0	0	0	0
工程总承包	1320	120[d]	330	0	660	2430
设备出口	0	0	0	0	0	0
总和	3300	4740	793	1320	8760	18913

注：

[a] 指正在融资 / 完成融资，且没有官方文件指出该项目会被搁置或取消的项目。

[b] 具体指 1320MW 的 Thar Block VI Power Station 项目（GEM, 2021h）。该项目多次被延期，最新预计于 2026 年投产，最新于 2021 年 4 月更新的状态为“等待能源部批准建设新发电厂”。

[c] 指被取消或没有后续报道确定准确状态的项目。

[d] 容量 120MW 的 Muzaffargarh sugar mill power station unit 1 项目是位于巴基斯坦旁遮普省的燃煤和甘蔗热电联产发电厂。

数据来源：绿色和平中国海外煤电投资数据库

总体上看，无论哪种参与方式的火电项目，在开发期、建设期和运营期都面临因不可抗力因素及可预期因素带来的遭受损失的风险，涉及进度、风险分担、财务等方面。除此之外，不同阶段还可能面临其他不同的风险（赵波 & 周科，2020）：

表 5. 火电项目海外投资风险概览

	开发期	建设期	运营期
进度	中、巴两国审批事项	工期	还款付息
风险分担	合同体系搭建、融资协议	超支、技术不达标	市场变化（燃料价格、电力需求等）
投资	可研、决策，政策	超预算、出资不到位	资金回收
财务	研究与调查	税务、汇率和通货膨胀等	股权投资
持续因素	不可抗力风险（政治不可抗力、法律变更和自然不可抗力）；环境、社会及公司治理（ESG 风险）；自然资源和环境风险；		

此前有大量中国参与的燃煤火电项目被搁置或取消，且已投运项目仍会遇到各种环境和社会问题，为这些项目的顺利推进、落地及未来运营中获得收益埋下隐患。而巴基斯坦的电价支付制度是煤电项目是否能规避上述风险，保障投资方收益的重要依据。因此，接下来将结合巴基斯坦燃煤火电电价支付制度，分析以上煤电项目投资所面临的风险。

1. 燃煤火电项目电价政策

巴基斯坦电力主管单位为巴基斯坦能源部（Ministry of Energy Power Division），负责制定电力政策和管理全国电力市场运行。目前巴基斯坦煤电项目电价申请主要有两种模式：

- **成本加收益模式（Cost-Plus Tariff）：**指由发电商根据实际成本以及预期收益自主制定电价并且交由 NEPRA 进行复核。
- **标杆电价模式：**由 NEPRA 举行专家听证会后根据不同规模项目的平均造价制定，该电价需发电商无条件接受。

巴基斯坦为增加其煤电项目投资的吸引力，2014 年 6 月，NEPRA 颁布《关于巴基斯坦政府提出的重新考虑燃煤发电项目预定电价的决定》，规定燃煤电厂的电价均采用两部制电价结构，即容量电价和电量电价：

- **容量电价**：按照电厂能够提供的可用容量而支付，通常为固定成本及收入，包括固定运维成本、流动资金成本、保险成本和股本收益等。
- **电量电价**：是基于发电商每月实际发出的上网电量来决定的，包括燃料成本，石灰石成本等。由于电量电价是根据购电方的需求和调度来决定的，成本不稳定，所以在《购电协议》中，发电商会通常与购电方约定每年最低供应电量。

一般情况下，电价会在申请《购电协议》（PPIB, 2021b）之前确定结构以及调整机制，并交由 NEPRA 进行审核。

2. 煤电项目风险分析

煤电项目投资者应在了解巴基斯坦电力现状和发展趋势的前提下，结合煤电电价支付政策和项目独特性，充分评估项目风险。对于煤电项目来说，其主要风险和责任承担如下：

表 6. 巴基斯坦火电投资风险及责任承担

风险因素	内涵	责任承担
不可抗力	指由不可抗力因素造成的风险。国际上对电力投资项目协议中的不可抗力因素大致分为三类： • 政治不可抗力，例如：战争、内乱、恐怖主义、由于政治导致的罢工等等； • 法律变更； • 自然不可抗力。	由于自然不可抗力因素导致的损失理论上由双方共同承担，发电商一般会购买保险。由于政治不可抗力以及法律变更导致的损失，发电商免除责任的同时，购电方或者东道国应该承担相应的赔偿责任。
ESG	环境、社会及公司治理（Environment, Social Responsibility, and Corporate Governance, ESG）风险包括对气候变化所造成影响的缓解和适应、环境管理义务和实践，例如：温室气体排放、污染物排放、土地使用、生物多样性等；员工和社会责任，例如：工作条件和人身安全、员工权益、社区关系等；反贿赂和腐败实践以及遵守相关法律法规。	鉴于煤电项目所使用的煤炭在燃烧过程中后会排放大量的温室气体和污染物。且能源开采（尤其是煤炭）的工作环境、安全性等难以保证；对于项目所在地来说，不论是其本身的选址（是否涉及到土地使用纠纷、生态金额破坏）及周围社区的环境及居民健康也会受到影响。 若没有特别规定，将由项目方及其保险公司承担。尽管目前在巴基斯坦尚未普及同一的 ESG 信用评级体系，但鉴于目前的巴基斯坦国内及国内的气候行动及政策趋势看来，ESG 风险不可小觑，应在规划阶段就给予充分考虑避免后期因调整造成的经济损失。
电费回收	在电价支付的过程中，由于线损、电费回收差、偷电、民用电定价低、政府补贴不到位等原因，经常出现延迟支付时间长，发电商无法按时回收电费的情况。由于火力发电的高成本导致的政府赤字会造成购电方无法按时支付发电商电费，从而造成发电商的收益降低。由于巴基斯坦一直无法解决且持续上涨的循环债务问题，购电方拖欠发电商电费和补贴的现象较为普遍，且欠款时间较长。	若未在《购电协议》中特别规定，一般由投资人和保险公司承担，且发电商仍需履行申报可发容量的义务并保持项目正常发电。没有稳定的经济来源，会对燃料的采购和储备造成挑战，进而可能因无法履行义务造成损失。因此，对于投资方来说，可通过保险、设立电费循环账户准备金账户，以及《购电协议》中明确规定“申报义务暂定机制”等手段进行预防及延缓等手段降低风险。
汇率和通货膨胀	汇率风险。在运营风险方面，由于电费结算货币为巴基斯坦卢比，而还贷货币多为美元，因此卢比的贬值将一定程度上造成实际收益的减少； 通货膨胀风险：巴基斯坦境内的通货膨胀造成的成本升高也会相应的减少收益。	对于煤电项目来说，NEPRA 批准的电价以美元计价，卢比支付，在一定程度上降低了投资方的风险，但电费回收经常出现延迟。由于巴基斯坦金融衍生品市场并不发达，卢比无法和美元实现掉期交易，同时若投资方为国有性质，难以通过金融衍生品手段有效降低汇率风险。 若未在《购电协议》中特别规定，一般由投资人和保险公司承担。因此，投资人可通过购电协议谈判设置最低项目汇率损失以降低风险。
自然资源和环境 [11]	由巴基斯坦本国及所处区域的煤炭储备是否充足、巴基斯坦国内及国际的市场价格和其进口政策决定。此风险虽有一定的可预测性，但近期煤炭价格居高不下，大大提高了燃煤火力发电的成本（Trading Economics, 2021）。	若未在《购电协议》中特别规定，一般由投资人和保险公司承担。
市场变化	鉴于巴基斯坦目前所施行的两部制电价，电量电价根据实发电量进行支付，而发电量多少在很大程度上取决于购电方的需求和调度，这就给发电商安排燃料供应带来了很大的不确定性。若出现电力过剩或电力短缺的情况，购电方的需求变化可能对项目的燃料供应带来挑战。	若未在《购电协议》中特别规定，一般由投资人和保险公司承担。因此，在谈判阶段投资人可在协议中购电方每年最低应调度的电量以计算出对应的燃料用量并锁定燃料供给。

3. 可再生能源投资的机遇与风险

巴基斯坦疫情后经济恢复状况良好，因此若要在不新批煤电及加速淘汰低效化石能源项目的情况下，满足因经济复苏向好而带动的全国的用电需求，同时实现 2030 年能源结构中可再生能源占 30% 的目标，未来 10 年之内该国可再生能源将有巨大的发展空间，但在巴基斯坦发展可再生能源同时也面临着一些现实的问题。本文也对巴基斯坦可再生能源相关政策进行了梳理，并基于已有信息对可再生能源项目潜在的投资风险尝试进行了分析。

3.1 巴基斯坦可再生能源政策

根据巴基斯坦最新的《可再生能源和替代能源政策》，目前该国可再生能源电力项目的批准有三种模式：

- 竞争性招标（Competitive Bidding）：这是目前最主要的方式，旨在用公开竞标最低价方式降低投资者成本。招标预计每年一次，政府公布总容量之后，基于公开透明方式，由企业按照规定要求进行投标，以报价为主要决定因素；
- 政府对政府（Government To Government，G2G）：此类项目在政府对政府（G2G）框架，具有商业可行性，且基于国家优先事项并负荷巴基斯坦法律；
- 主动申请：此类为特殊项目，仅针对新技术或发起人拥有所有权的项目，并且需要进行可行性研究。

在可再生能源电价定价方面，《可再生能源和替代能源政策》根据项目技术有不同的定价模式。

- 对于通过国际竞争性招标 [12] 的技术成熟项目 [13]，在巴基斯坦政府审核允许的特定情况下，可以对其采取预付费模式；
- 对于使用新技术的项目，NEPRA 可采取预付费模式或成本加收益的模式，预付费的模式需要经过政府批准，且有最长一年的时间限制。

3.2 投资风险

受外部政策环境、自然资源等因素的影响，在巴基斯坦进行可再生能源项目投资也面临一些潜在的风险和挑战。以下列举一些我们识别出的风险，供投资者参考：

- **不可抗力因素。**可再生能源项目投资与其他电力项目一样，面临不可抗力因素带来的风险，其特点是“不可预期性”，因此无法提前准确评估对可再生能源电力项目的经济损失。然而，在能源与电力行业因新冠肺炎疫情受到重创的背景下，可再生能源表现出逆势增长。2020 年，可再生能源在全球发电能源中的占比较 2019 年增长近 7%，同时装机量超过 260GW——比 2019 年的增长量增加了近 50%。以上优势均将在巴基斯坦国内和国际的发展趋势下愈发凸显。

- **ESG 风险。**整体上看，可再生能源项目因对环境更为友好、就业效益高等拥有较高社会价值，其所面临的环境和社会风险也相对较小，但仍有特定方面需要结合具体项目的能源类型、项目选址和体量等因素综合考虑。例如：太阳能发电涉及到在大面积土地上建设太阳能设施。清理和平整土地可能会导致土壤板结、排水渠道的改变以及径流和侵蚀增加；太阳能和风力发电都可能对本地植被和野生动物产生不利影响，包括栖息地的丧失、因直接接触造成伤害或死亡等；风力发电的旋转的涡轮叶片会对鸟类和蝙蝠等野生动物构成威胁。以上绝大多数都是可预期风险，可以通过前期计划和技术方式做到最大化规避。

11.非不可抗力因素中的“自然因素”（例如：地震、水灾、旱灾等灾害）
12.若是政府间项目，则可采取“成本加收益”模式
13.指所使用的技术被两个及以上在建或在运营项目所使用对，采取“一站一价”的模式，即具体金额即和方案由项目提交并由 NEPRA 审核

- **汇率和通货膨胀。**《可再生能源和替代能源政策》中规定，可再生能源的电价以巴基斯坦卢比计价，但允许投标人将其指数化为外币（美元、英镑、日元、塞浦路斯元或欧元），但需要加一个在招标文件中规定的系数以调整卢比相对于该货币的贬值。此外，新政策中，将货币贬值、短期用电量需求作为公开招标时确定电价的重要考量因素，且对于预付款和成本加收益模式的项目，可依据本地通货膨胀、外国通货膨胀、汇率变动和利率变动进行季度调整 / 指数化调整。

- **自然资源与环境因素（未达到不可抗力级别）。**鉴于可在生能源电力项目能源来源的特殊性，在近些年异常天气愈发频繁的背景下，此类因素的潜在风险也逐渐增加。例如风电所面临的风资源风险，即指由于风资源变化导致项目发电量减少的风险。若项目所在区域属于热带沙漠性气候，干燥炎热的气候、较高的温度、较大的温差可能导致电气设备故障率上升，给电气设备安全稳定运行带来了风险。如不能有效应对，可能造成发电量降低。因此，需要在《购电协议》中明确规定相应的责任分担。

- **市场风险。**市场一定程度上受到政策调控，目前巴基斯坦国内的政策环境有向可再生能源倾斜的趋势。例如，《可再生能源和替代能源政策》鼓励投资者向本地生产商转移太阳能电池板、风机等相关设备的生产技术，且近期有消息表示巴基斯坦政府正在考虑取消有关本地太阳能和风能设备制造的税收（Duggal, 2021）。以上政策利好为当地创造就业机会和其他社会效益的同时，将进一步降低可再生能源发电成本，并减小可再生能源投资的经济损失风险。

六、建议

电力可及性、平衡性与稳定性会影响一个国家对经济发展、投资环境乃至社会稳定性。因此，巴基斯坦作为中国重要的海外能源投资市场之一，需要在投资前做好对其国内用电需求、电力规划、政策变化、气候目标、全球行动等多种信号的早期识别和综合评估。尤其在中国宣布“中国将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目”后，中方投资者在巴基斯坦的能源电力项目的投资更应谨慎。

鉴于以上，绿色和平建议：

1. 股权投资人：
- 提升自身对全球能源转型、气候变化等长期风险的意识和控制能力，加强对巴基斯坦长期的能源规划、电力政策、能源转型、环境资源约束及电网升级改造进程及对电力短缺问题的了解和由此带来的投资风险的评估能力；
- 对于已投运或在建煤电项目，尽快对运营中或在建的项目开展低碳技术改造升级。其中，对于年限长、效率低的煤电及其他火电项目，需要提前进行规划、做好预案，以应对在气候危机和公共卫生危机发生时被迫关停或提前退休时可能面临的经济损失和员工就业安置问题；
- 对于未完成融资的煤电项目，考虑撤销或转型。

2. 政策性金融机构：
- 对处于未核准或未开工状态的煤电项目，应尽快评估项目潜在的风险，及转型的可能性，以避免更大的经济损失。
- 加快出台更灵活的支持可再生能源融资的金融工具，支持中方企业在海外开拓可再生能源市场。

3. 银行和保险公司：
- 甄别高风险项目，并不再向高风险项目提供金融支持或担保，释放更多的担保额度给可再生能源项目。

4. 以工程承包、设备出口等其他方式参与的企业：
- 对项目做好尽调，谨慎参与多次被延期、融资未结束的项目；特别是在各国争相更新海外煤电政策的当下，投资者应综合考虑外部政策环境变动对项目的影响，更有前瞻性的对是否投资煤电项目做出判断。

5. 巴基斯坦电力系统：
- 按照截至 2021 年 5 月装机量和理想的容量置信度计算，巴基斯坦目前可实现的最大发电能力为 27560MW（Kahrl, 2016），理论上可以满足电力最大负荷需求。因此，相比新建火电厂，建议巴基斯坦电力系统对现有电网设施进行改造提效置于最优级别，改善火电机组效低、传输与分配损失高等问题。
- 调整电力发展规划，以顺利实现 2030 年可再生能源占比 30% 的目标。

参考文献

- 一带一路能源合作网（2020）。 中巴能源合作。 http://obor.nea.gov.cn/pictureDetails.html?id=2567
- 赵波、周科（2020）。 巴基斯坦火电项目融资风险分析和管理 . 经济管理文摘，11， 7-9。
- 中华人民共和国外交部（2021）。 巴基斯坦国家概况。 https://www.fmprc.gov.cn/web/gjhdq_676201/gj_676203/yz_676205/1206_676308/1206x0_676310/
- 驻卡拉奇总领事馆经济商务处（2021）。 巴基斯坦电力循环债在电价上涨情况下仍将继续增加。中华人民共和国商务部。 http://www.mofcom.gov.cn/article/i/jyjl/j/202102/20210203040790.shtml
- ADB. (2021). Climate Risk Country Profile: Pakistan (Pakistan). Asian Development Bank. https://www.adb.org/publications/climate-risk-country-profile-pakistan
- AEDB. (2021). Alternative Energy Development Board. https://www.aedb.org/
- Alternative and Renewable Energy Policy, (2020). https://www.aedb.org/images/Draft_ARE_Policy_2019_-_Version_2_July_21_2019.pdf
- Aftab, S. (2014). Pakistan’ s Energy Crisis: Causes, Consequences and Possible Remedies (NOREF Expert Analysis). Norwegian Peacebuilding Resource Centre (NOREF). https://css.ethz.ch/en/services/digital-library/publications/publication.html
- Asian Development Bank. (2016). Supporting Public–Private Partnership Investments in Sindh Province-Economic and Financial Analysis (RRP PAK 46538). https://www.adb.org/sites/default/files/linked-documents/46538-002-efa.pdf
- Cho, Y., & Majoka, Z. (2020). Pakistan Jobs Diagnostic: Promoting Access to Quality Jobs for All. World Bank. https://doi.org/10.1596/33317
- Data Commons. (2017). Karachi—Place Explorer—Data Commons. https://datacommons.org/place/wikidataId/Q8660?utm_medium=explore&mprop=count&popt=Person&hl=en
- Duggal, S. (2021). Pakistan to Unveil First Domestically Produced Solar Panels. Saur Energy International. https://www.saurenergy.com/solar-energy-news/pakistan-to-unveil-first-domestically-produced-solar-panels
- Eckstein, D., Künzel, V., & Schäfer, L. (2021). Global Climate Risk Index 2021. https://germanwatch.org/en/19777
- GEM. (2021f). Gwadar power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Gwadar_power_station
- GEM. (2021e). Jamshoro power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Jamshoro_power_station
- GEM. (2021a). Port Qasim Lucky power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Port_Qasim_Lucky_power_station
- GEM. (2021g). Siddiqsons power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Siddiqsons_power_station
- GEM. (2021d). ThalNova power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/ThalNova_power_station
- GEM. (2021h). Thar Block VI power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Thar_Block_VI_power_station

- GEM. (2021b). Thar Block-I power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Thar_Block-I_power_station
- GEM. (2021c). Thar Energy Limited power station. Global Energy Monitor. https://www.gem.wiki/Thar_Energy_Limited_power_station
- Global Wind Atlas. (2021). Global Wind Atlas—Pakistan. https://globalwindatlas.info
- Hammad, H. (2021). Pakistan achieves 《highest demand and supply of power》 in history, announces Hammad Azhar. https://www.geo.tv/latest/358918-pakistan-achieves-highest-demand-and-supply-of-power-in-its-history-announces-hammad-azhar
- IEA. (2020). SDG7: Data and Projections. IEA. https://www.iea.org/reports/sdg7-data-and-projections/access-to-clean-cooking
- IMF. (2020). World Economic Outlook Database, April 2020. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2020/April/weo-report?c=564,&s=NGDP_RPCH,&sy=2014&ey=2021&ssm=0&scsm=1&scc=0&ssd=1&ssc=0&sic=0&sort=country&ds=.&br=1
- IMF. (2021). World Economic Outlook Database, April 2021. IMF. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/weo-database/2021/April/select-country-group
- International Labour Organization. (2021). Employment statistics—Which country has the highest rate of employment? ILOSAT. https://ilostat.ilo.org/topics/employment/
- Kahrl, F. (2016). Coal-Fired Generation Overcapacity in China. https://www.raponline.org/wp-content/uploads/2016/05/rap-coalcapacitychina-2016-feb.pdf
- Labour Force Statistics | PBS, G. of P. (2017). Final Results (Census-2017). https://www.pbs.gov.pk/content/final-results-census-2017
- Labour Force Statistics | PBS, G. of P. (2018). Percentage Distribution of Employed Persons 10 Years of Age and Over by Major Sectors of Emplоment, Sex, Area,Province And Pakistan 2017-18. https://www.pbs.gov.pk/sites/default/files//Labour%20Force/publications/lfs2017_18/TABLE-21_perc_R.pdf
- Ministry of Finance, G. of P. (2021). Pakistan Economic Survey 2020-21—Overview of the Economy. https://www.finance.gov.pk/survey_2021.html
- Mustafa, K. (2021). Pakistan may suffer another gas crisis in September or October. GEO News. https://www.geo.tv/latest/359472-lng-crisis-expected-to-grip-pakistan-in-september-october
- National Accounts | PBS, G. of P. (2021). Macro Economic Indicators. https://www.pbs.gov.pk/content/table-1-macro-economic-indicators
- NEPRA. (2015). State Of Industry Report 2015. https://nepra.org.pk/publications/State%20of%20Industry%20Reports/State%20of%20Industry%20Report%202015.pdf
- NEPRA. (2016). State Of Industry Report 2016. https://nepra.org.pk/publications/State%20of%20Industry%20Reports/State%20of%20Industry%20Report%202016.pdf
- NEPRA. (2017). State Of Industry Report 2017. https://nepra.org.pk/publications/State%20of%20Industry%20Reports/State%20of%20Industry%20Report%202017.pdf
- NEPRA. (2018). State Of Industry Report 2018. https://nepra.org.pk/publications/State%20of%20Industry%20Reports/State%20of%20Industry%20Report%202018.pdf
- NEPRA. (2019). State Of Industry Report 2019. https://nepra.org.pk/publications/State%20of%20Industry%20Reports/State%20of%20Industry%20Report%202019.pdf
- NEPRA. (2020). State Of Industry Report 2020. https://nepra.org.pk/publications/State%20of%20Industry%20Reports/State%20of%20Industry%20Report%202020.pdf
- NEPRA | IGCEP. (2020). Indicative Generation Capacity Expansion Plan (IGCEP) 2047. https://nepra.org.pk/Draft/IGCEP-2047%20along%20with%20Annexures.pdf
- NEPRA, G. of P. (2021). Indicative Generation Capacity Expansion Plan (IGCEP) 2021-30. https://nepra.org.pk/Admission%20Notices/2021/06%20June/IGCEP%202021.pdf
- Pakistan Bureau of Statistics, G. of P. (1998). Demographic Indicators—1998 Census. https://www.pbs.gov.pk/content/demographic-indicators-1998-census
- PPIB. (2021a). Private Power & Infrastructure Board. https://www.ppib.gov.pk/
- PPIB. (2021b). Power Purchase Agreement. Private Power & Infrastructure Board. https://www.ppib.gov.pk/PPAImportedCoal.pdf
- PV InfoLink. (2019). 一带一路沿线国家光伏需求分析—南亚地区：巴基斯坦 _ 一带一路 _ 光伏 | InfoLink. https://www.infolink-group.com/zh-cn/solar/feature-Belt%20and%20Road/PV-Analysis-of-the-Belt-and-Road-Initiative-Pakistan
- Salman, S. (2021). Power generation hits all-time high. The Express Tribune. http://tribune.com.pk/story/2315305/power-generation-hits-all-time-high
- Sectoral Shares in GDP | PBS, G. of P. (2021). Sectoral Shares in GDP (at constant basic prices). https://www.pbs.gov.pk/content/table-7-sectoral-shares-gdp-constant-basic-prices
- Thomson Reuters Foundation. (2018). Pakistan’s 《shocking》 spring heat drives up water use, health risks—Pakistan. ReliefWeb. https://reliefweb.int/report/pakistan/pakistan-s-shocking-spring-heat-drives-water-use-health-risks
- Trading Economics. (2021). Coal | 2021 Data | 2022 Forecast | 2008-2020 Historical | Price | Quote | Chart. https://tradingeconomics.com/commodity/coal
- UNData. (2019). Average annual rate of population change (percentage). http://data.un.org/Data.aspx?q=world&d=PopDiv&f=variableID%3a47%3bcrID%3a1802%2c900
- UNDP in Pakistan. (2021). Pakistan National Human Development Report on Inequality. UNDP. https://www.pk.undp.org/content/pakistan/en/home/library/human-development-reports/PKNHDR-inequality.html
- United Nations. (2019). World Population Prospects—Population Division. https://population.un.org/wpp/DataSources/586
- U.S. International Trade Administration. (2021). Energy Resource Guide 2021 Edition—Pakistan—Oil and Gas. https://www.trade.gov/energy-resource-guide-pakistan-oil-and-gas
- WNN. (2021). Karachi unit 2 inaugurated by Pakistan PM : New Nuclear—World Nuclear News. https://world-nuclear-news.org/Articles/Karachi-unit-2-inaugurated-by-Pakistan-PM
- World Bank. (2019). Access to electricity (% of population) | Data. https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS
- World Bank. (2020). Solar Photovoltaic Power Potential by Country. World Bank. https://www.worldbank.org/en/topic/energy/publication/solar-photovoltaic-power-potential-by-country
- World Bank. (2018b). Access to electricity, rural (% of rural population)—Pakistan | Data. https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.RU.ZS?locations=PK
- World Bank. (2018a). Access to electricity, urban (% of urban population)—Pakistan | Data. https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.UR.ZS?locations=PK

从南亚和东南亚重点国别电力政策演变漫谈煤电向新能源转型[14]

各专业文章已经从不同专业角度透彻分析了碳排放承诺、金融机构新政、各国的退煤计划。
本文拟以最为倚重煤电的重点区域和国别为例，说明煤退、新能源上马的趋势，总结、分析这个趋势背后的考虑因素。

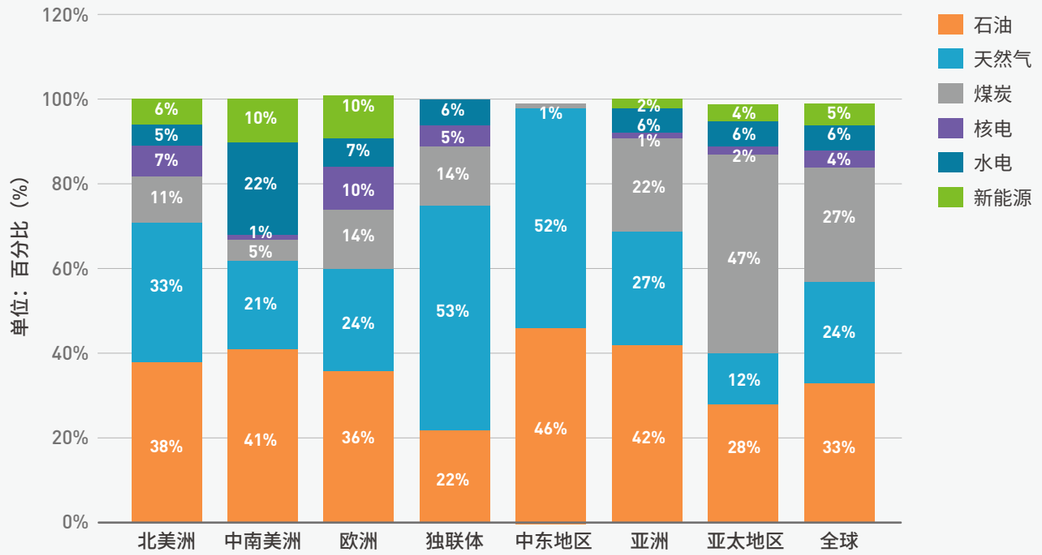
14.独立撰稿人佟刚，本文文责自负，与所在机构无关。

一、南亚和东南亚 - 煤电的热土的历史与现状

1. 区域煤电背景分析

众所周知，南亚和东南亚煤电集中（如下图）（bp, 2020），使该区域成为去煤重点区域。一方面，这两个区域中煤电占总发电量的比例最高；其次，这两个区域的 27 国在建和计划新增煤电站包揽了全球新增煤电计划的 94%（United Nations, 2021）。这背后有中、日、韩、印度这样的煤电建设专家和融资金主定向支持，也有巴基斯坦、孟加拉、越南、印尼、菲律宾、蒙古这样的迫切需求者。

各区域能源消费格局



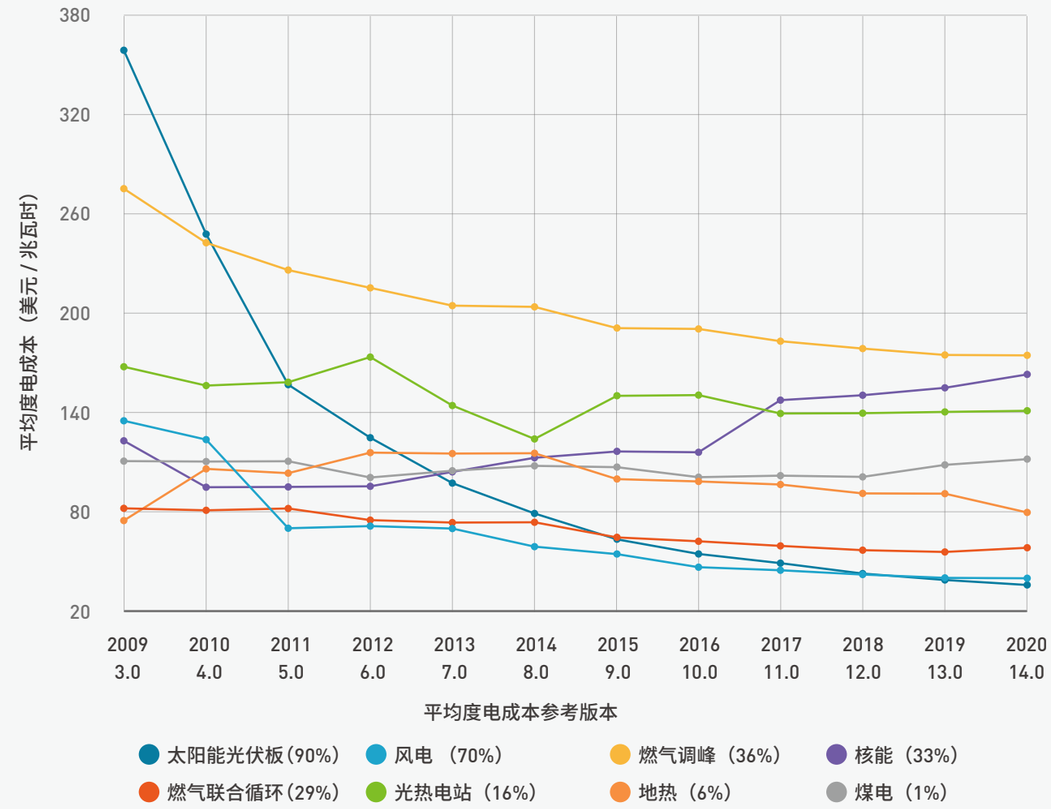
1.1. 该区域煤电所具有的鲜明优缺特点，铸就了煤电烙印

首先，区域煤炭资源禀赋突出。全球 60%[15] 的煤炭资源集中于此，且运输较为便利。巴基斯坦自产的低热值褐煤、印尼和澳大利亚产的煤炭，是本文三个范例国家常见的煤炭来源。煤炭产业对东道国带动出口、拉动 GDP 增长、保障就业至关重要，进而对社会稳定和政治决策都产生足够的影响力。举例来说，煤炭相关行业对印尼、印度、越南、澳大利亚等国政治影响明显。其实欧洲的德国、波兰、乌克兰、塞尔维亚也存在类似情况，只不过相对的富裕让政府有更多补贴转型的选项。当然，煤炭禀赋的另外一面同时带来诸多问题。除了环境问题外，还有行业既得利益问题，进口煤炭（如越南、孟加拉）的外汇损耗问题，潜在的能源安全问题等。

其次，煤电的度电成本一度曾具优势。根据投行 LAZARD 报告（LAZARD, 2020）（如下图），在 2013-14 年后新能源总体度电成本才由于技术的提高开始低于煤电。

15.包括俄罗斯 15%，澳大利亚 14%，中国 13%，印度 10%，印度 10%，印尼 4%，巴基斯坦、越南、蒙古也有相当储量的煤炭。

佟刚报告：从南亚和东南亚重点国别电力政策演变漫谈煤电向新能源转型



图片来源：LAZARD

考虑到巴基斯坦、孟加拉、越南的风光可利用小时数资质普通（远低于中东北非、撒哈拉非洲），而所在区域的煤炭优势明显，因此三国的新能源度电成本低于煤电度电成本的时间将更加迟延。举孟加拉实例，CMC、北方国际、中国电建的三个煤电 IPP 平准化电价在 7.2-8.2 美分之间，实际低于该国光伏 IPP 价格。

再次，众所周知煤电站的基荷属性、可调节性高、电网友好度高。正好匹配这个区域发展中国家里效率低下、缺少资金投入、运行较差的国有骨干电网。

第四，该区域国家对煤电实施两部制电价，具有很强的投资保底性和债务可融资性。不同于我国煤电的一部制电价，东道国政府在最终批复电价时，列明未来运营期间的每年度的指导电价（具体年份再经电监部门根据当年数据核定真实电价），该电价由容量电价和电量电价组成。容量电价是东道国购买发电商的发电能力（capacity），只要建设运维达到特定的指标，东道国就应当按照照付不议（Take or Pay）的原则支付该容量电费；容量电费一般摊还银行债务、股本金投入、股东预期收益、固定运维成本等项目。电量电价是在东道国真实调电（Dispatch）时才对应支付的电费，一般摊还由于调电产生的燃料消耗、可变运维成本。可以看出，只要煤电投资人可以做好本职工作、维持好电厂良好能力，无论终端电力需求，都可以获得保障银行债务偿还、股东收益的容量电费。

两部制电价一般是东道国电力匮乏、急需吸引私人投资的被迫之举，为了稳定发电能力而偿付巨额容量电价；如果电网对终端销售不畅或终端电价低于支付给电厂投资人的价格，将导致国有的国家电网长期亏损，进而累计国家财政补贴负担。由于签署了长期煤电 PPA 协议，投资人购买了具有影响力的信用保险，东道国往往在电力饱和后也无法甩掉电费支付负担。以数字举例，由于国家对发电商支付的保底收益高电价以及（发电商、国家电网、终端用户之间的）循环债务持续增长[16]等原因，巴基斯坦从 2007 财年到 2019 财年对电力部门的累计预算补贴 3.2 万亿卢比（约 204 亿美元）（电力行业审计、循环债务解决方案和未来路线委员会，2020）；孟加拉国电力发展局对外支付的高电价导致其当年亏损 5.14 亿美元，BPDB 最新一期财报显示孟加拉对电力发展局的年度补贴金额已经达到了 9 亿美元左右。

最后，这个区域在前几年的煤电发展高峰时段，并无实践有约束力的碳排放政治承诺、法律制度、激励惩罚经济机制（无论碳税、碳排放指标交易等）。

2. 亚洲煤电的未来

考虑到中日韩的明确碳承诺、新能源度电成本的持续下降、区域发展中国家装机的逐步饱和、投资和融资市场的绿色指向等因素，毫无疑问南亚和东南亚国家在中长期内退煤趋势明显，但短期内可能是一个妥协的故事。在越南、印尼、菲律宾、印度、孟加拉、巴基斯坦、马来西亚新增煤电仍占国内新增装机的较大比例，所以短期内，这七国新增装机中仍将有相当比例的煤电（Fitch, 2019）。这意味着这些东道国不得不消化已经颁发证照并签署了部分核心协议的项目，毕竟这些项目利益主体复杂、投资人前期投入大。

其次，主流的欧洲、北美国家以及中日韩均已公开承诺或内部严控海外煤电投资，超过 130 家银行公开承诺停止煤电融资。未来如有新增煤电项目，只能是发展中国家的财政预算或者主权借款，即未来该区域新增煤电将主要依赖本国的公共财政资金。有限的公共煤电项目也将是高效率、低排放的；东道国自身储备的品质较差的褐煤（如巴基斯坦、土耳其）项目将难有市场。

2. 退煤的现状：以巴基斯坦、孟加拉、越南三国为例

本文考虑到巴基斯坦、孟加拉以及越南作为曾经最热门的煤电投资国别，人口基数大（接近五亿），具有充分的区域影响力，且有大量存量项目来自中国的投资项目，因此选择上述三国为例。当然三国之间也有不同特点：巴基斯坦是两国政治因素支撑下的投资目的地，孟加拉是经济稳健增长的发展中国家，越南改革开放后是全球投资热土。华能、电建、国机集团在巴基斯坦，通用、电建在孟加拉，华电、南网在越南都有较为知名的煤电投资。尽管三国煤电投资现状有所差异，但都有整齐划一的去煤趋势。

2.1. 巴基斯坦的去煤进程

巴基斯坦全国接近 20% 的电力来自于中巴经济走廊的四座煤电站——萨西瓦尔、卡西姆、胡布、塔尔 2。这显示了中巴经济走廊对巴电力行业的重大意义，但同时这些煤电是采取保底收益、两部制的标杆电价，这意味着巴基斯坦政府需要支付不菲的容量电费购买发电能力。

巴基斯坦重视开采和利用本国低热值褐煤。在某个煤电联产项目中，巴地方政府控股持有煤矿，政府用主权担保兜起了煤矿风险，定向为坑口电站提供煤炭、为私有电站的融资担负原料风险，这样的操作在其他国家是很少见的。

尽管煤电项目受到政府重视，但是从三个角度看，巴基斯坦煤电行业热度已进入尾声。首先，2020 年 12 月 12 日的联合国气候雄心峰会上，巴基斯坦总理 Imran Khan 宣布不再新增以煤炭为基础的电力项目。其次，根据 2020 年《巴基斯坦电力行业报告》（巴基斯坦能源部（电力部），2019），截至 2020 年，巴基斯坦已落地 78 个、合计 19GW 的私人投资发电项目。其中煤电项目占 23.8%[17]。政府在这个报告中反思了偏高的平准化电价（煤电平均 9.18 美分 / 千瓦时）、过高的保底 IRR 收益[18]，巴基斯坦政府表示将取消对所发电力的照付不议机制（Take or Pay），新建一个（私人对政府的）加税补偿机制以在将来共享超额收益，政府将保底美元 IRR 变为保底当地币 IRR。以上改革措施，加之巴基斯坦电力三角债问题没有根本解决，本币卢比贬值明显的问题，这些都从根本上削弱了巴基斯坦煤电投资的吸引力。第三，根据信贷评级机构 Fitch 预测，2021 年至 2030 年，巴基斯坦火电装机年均增长 2.7%，主要来自于气电（Fitch Solutions, 2021），增长速度已出现较大减缓。

16.2019 财年增加到约 1.6 万亿卢比（约 102 亿美元）。

17.包括 20.4% 的进口煤和 3.4% 的塔尔煤。

18.进口煤 17%IRR，塔尔煤 20%IRR。

2.2. 孟加拉的去煤进程

尽管孟加拉自身有一定的煤炭储备，但煤电站多以进口为主，进口煤来源地多为印尼、印度、澳大利亚。既不环保、又消耗外汇进口、且无法保证能源安全。孟加拉煤炭资源主要位于西北和北部地区，虽然五大煤田储量丰富，但露天矿对环境污染以及土地占用面积较大。私有化土地的征地难度和开采带来的污染和移民问题是政府一直在煤炭开采上持谨慎态度的重要原因。

2018 年孟发布的电力系统总体规划（2016 年电力系统总体规划的“修订版”）指出，2040 年本国的煤电装机将从 2019 年的 0.5GW 增长到 25.5GW。然而，随着近几年外部环境保护政策和投融资环境的改变，这个计划将发生重大变化。尤其是美元计价的容量电价的累积、今年来电力负荷需求增长不及预期、电力产能初显过剩等因素，给了孟加拉政府下手退煤的空间。但根据 Fitch 预测，2020 至 2030 的十年间，煤电发电量将至少增长一倍（Fitch Solutions, 2021）。

2020 年 7 月开始，孟加拉能源部部长就在多个场合表示将向总理建议取消已经核准但未开工的煤电项目。三个月后，能源部长 Nasrul Hamid 表示将只保留五个煤电项目（海外电力，2021），而五个煤电项目的资方均来自于日本、中国和印度。在退煤的同时，孟加拉新增光伏是否可以达到预期速度（见下文分析），以及燃气代替燃煤发电的呼声很高的现状值得关注。不论怎样，燃气电站长时间内都将为孟加拉提供超过一半以上的电力。

2.3. 越南的去煤进程

越南目前煤电装机约 20GW。越南煤电电价水平好，以南定电站为例，平准化容量电价约 4.4 美分，平准化电量电价约 4. 美分。其次，越南煤电电价机制好，与 EVN 签署长期 PPA，主权担保 (GGU) 增信 EVN，两部制电价，照付不议、煤电联动，较好的风险分配机制，较好的外汇保障。

基于以下三个原因，煤电退出也是清晰的。尽管越南的电力市场优势使得其一直是中国重要的煤电投资市场，但是从政策、融资和法律方面看，越南未来退出煤电趋势明显。

政策层面，越南的电力发展规划（Power Development Plan 8）计划进行的 18GW 煤电项目中只有四个外资投资的 BOT 项目[19]，被业内称为越南的最后四个外资煤电。日本三菱明确退出永新 3 项目后，冲在最前的南定项目的命运备受业内瞩目。煤电的暂停很难说是碳排放在越南政府决策层心中起了多大作用。因为替代方案不仅是新能源，还有可能是美国主导的燃气电站（GE 是潜在受益人），同样具有大量碳排放。

融资层面，越南政府对出具主权担保（GGU）更加谨慎，购电方 EVN 在疫情之下评级下降，电费中大量当地币比例，越来越多经验丰富的银行退出煤电融资队列，越南煤电可融资性越来越差。

法律层面，2021 年 1 月新实施的公私合营法案，给煤电 BOT 落地增加了不确定性。

19.永新 3、永昂 2、南定、松厚 2

二、南亚和东南亚 - 新能源趋势与展望

1. 全球新能源[20]产业背景及发展趋势

新能源以其鲜明特点让投资人爱恨交加。

优点方面，首先，新能源（尤其是光伏）相比传统水电火电，开发周期短、技术和投资门槛较低，给大量私人开发商提供了机会。其次，上游供应市场和下游建设运维市场竞争激烈，近年来降低趋势明显，可选品牌的特点与价格公开透明。再次，两大突出风险（完工风险和电量预测风险）控制手段完备。前者自身风险小，又有充分的市场完工担保惯例可循；后者有成熟的软件系统和分析方法论。第四，新能源行业具有很强金融属性。短建设期、高概率的电量分析、成熟的补贴机制、符合绿色理念，具有证券化、再融资的先天便利。

缺点方面，首先，由于可再生能源门槛低，诸多涌入的民营开发商的财务实力、担保实力难以获得金融机构认可。其次，新能源对电网平衡和调度要求高，在垄断的骨干电网足够智能之前，各国正在将电网平衡责任推向新的发电投资人、要求发电匹配储能功能，增加发电投资人的风险。另外，在大规模储能商业化之前，新能源由于日出力和季节出力不匹配现有电网负荷，从而很可能在运营期间遭遇限电风险，相应的支付政策也会体现在购电协议中，为新能源项目未来稳定的投资回报带来较大的风险。此外，在招标竞争激烈的特定区域（如中东和北非），极端新能源低电价尚有四个角度未经长期检验，体现出较大的不确定性。一，超低的电价下，投资收益率和偿债能力的可持续性未经检验；二，大量短期融资开建的新能源项目，再融资的承诺未经资本市场检验；三，设备的寿命和性能保证未经长期出力的检验；四，设备上游供应商与投资人一起在定价权上共同压榨承包商，共生的上下游的利益平衡未经长期检验。

基于以上优缺点，未来新能源行业还有诸多发力点值得关注：

1.1. 新晋碳承诺国家，应当尽快制度化、经济化支持政策。不论正向的（补贴、减税）还是反向的（碳税），都应是制度化、可评估的实际经济利益。正向激励比如美国早期的风电补贴，可穿透给股东享受的税收优惠；比如欧洲早期固定补贴电价（FiT），后演变为现货市场交易的基础上进行有限的差额补贴（CfD or Premium）。反向非绿惩罚包括碳税、碳配额交易、强制绿证购买等。

1.2. 光伏价格已接近极限，而风电价格还有降价空间。技术升级带来的平价（相对传统能源）上网竞争力已经显现。目前光伏杀手锏在价格，单千瓦 EPC 造价可以较为轻松地突破 600 美元、全球最低电价已经进入 1 美分时代。而风电的杀手锏在风机单体容量和高度升级后，资源禀赋好地国家多达 3000 多小时的等效年可用小时数、4 到 9 欧分的常见电价，这意味着对于没有燃料费用的风电在未来仍有很大降价空间。

1.3. 资金应当关注关联行业、过渡发电类型。资金应当关注储能、氢能、智能电网、区域电网互联互通等关联行业。其中储能和氢能是类风险投资行业，应有机制引导相关风险偏好的资金与发电、电网这种国有、无风险偏好的产业投资人做好界面对接。在储能、氢能商业化、规模化之前，抽水蓄能、核电、燃气电站会在空窗期发力。

1.4. 新能源产业各个技术路线都获得了资本的追捧与大额投资，也应清醒认识到无法按期实现商业化时可能面临的风险。例如储能行业下相互竞争的技术路线、氢能对下游用氢产业的依赖，如果无法落地，将面对资本无情的抽撤。

20. 本文所指新能源仅包含风电和光伏。

2. 新能源的现状：以巴基斯坦、孟加拉、越南三国为例

2.1. 巴基斯坦 - 新能源的时机市场

巴基斯坦有较好的光、风、水资源禀赋。早在 2015 年巴基斯坦就为光伏设定了补贴电价（FiT）政策、小型新能源的上网销售机制。随后新能源装机稳步上升。据 Fitch 预测，风光新能源的装机将在 2021 年到 2030 年以年均 6.5% 的速度增长（ Fitch Solutions, 2021），在 2030 年达到 6.2GW。

中巴经济走廊内里煤电项目集中，新能源项目较少[21]，具有代表性的是电建的 50MWDawood 风电、三峡的 100MW 风电、中兴能源的 300MW 光伏。较早一波的新能源投资热潮是在中巴经济走廊之外，以私人投资[22]+ 境外金融机构[23] 融资 + 中国承包商承建模式完成。相关电力政策类似走廊内。

根据《巴基斯坦电力行业报告》（巴基斯坦能源部（电力部），2019），截至 2020 年，巴基斯坦已落地 78 个私人投资发电项目（IPP），总计 19GW。其中新能源不尽人意，占比 8.6%[24]。报告披露，2006 年电力政策下建设的 24 座容量为 1,234 MW 的风电和 7 座容量为 430 MW 的光伏项目，能够在按照电监会（NEPRA）设定的最低发电基准在生命周期内收回全部债务本息、运维和保险成本以及 17%的收益率。实践检验说明已落地的私人投资新能源效益有一定保障。

此外，未来巴基斯坦发展可再生能源存在一定的利好性，首先主要资金来源国均在缩小煤电投资和融资业务，这为其可再生能源发展腾出空间。第二，巴基斯坦官方已经公布了排放承诺（2030 年将碳排放降低 20%）和新能源目标（含水电在内的新能源占比达到 30%），从政策上向可再生能源倾斜。第三，根据 Fitch 数据（ Fitch Solutions, 2021），巴基斯坦电监会（NEPRA）预测其国内光伏价格将从 2020 年的 530 美元 /kW 下降到 2030 年的 371 美元 /kW，这将极大的促进光伏电价的竞争力和投资人的收益率。

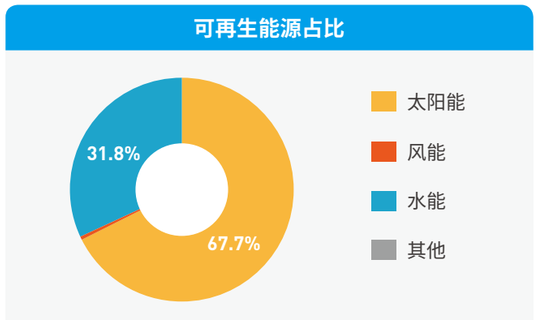
在可再生能源投资中，投资人还需要考虑如下因素：广泛疫情影响和全球经济下行；巴基斯坦政府对存量高电价的承受力，整体电力消纳情况差；本币贬值趋势明显，外债偿还和外汇储备压力大；未来新能源电价下调势不可挡、电价机制变差。鉴此，巴基斯坦新能源是新增装机与投资回收风险并存的时机市场，新能源难以在发电行业下行中独善其身。中国的投资人应当谨慎，中国承包商应抓紧可再生能源承包的市场风口。

2.2. 孟加拉 - 新能源的朝阳市场

一直以来，孟加拉主要依赖燃气、重油、燃煤发电，新能源发电占比很小。为了实现新能源目标，孟加拉政府早在 2012 年就发起了 55MW 光伏计划，出台法案允许私营部门投资新能源。随后孟政府又制定了 2017-2041 年电力能源系统总体规划，旨在优先发展新能源、替代燃煤发电。但截至 2021 年 4 月，该规划的计划装机 2.4GW 仅实现了 724MW，主要难点在土地稀缺、新能源政策环境未达投资人预期。目前孟加拉输电和配电系统依旧低效，可以想象大规模提高光伏比例后电网所面临的调度压力和消纳瓶颈。

21. 三峡和能建投资的水电 IPP，暂不列入本文定义的狭义新能源。
22. 如蓝宝石集团、TAPAL 集团、MASTER 集团
23. 包括世行 IFC、美国 OPIC、荷兰 FMO、英国 CDC 等。
24. 风电 1235MW，占比 6.4%；光伏 480MW，占比 2.2%。

技术	离网（MW）	并网（MW）	总计（MW）
太阳能	346.58	143.6	490.18
风能	2	0.9	2.9
水能	0	230	230
沼气发电	0.63	0	0.63
生物质能发电	0.4	0	0.4
合计	349.61	374.5	724.11

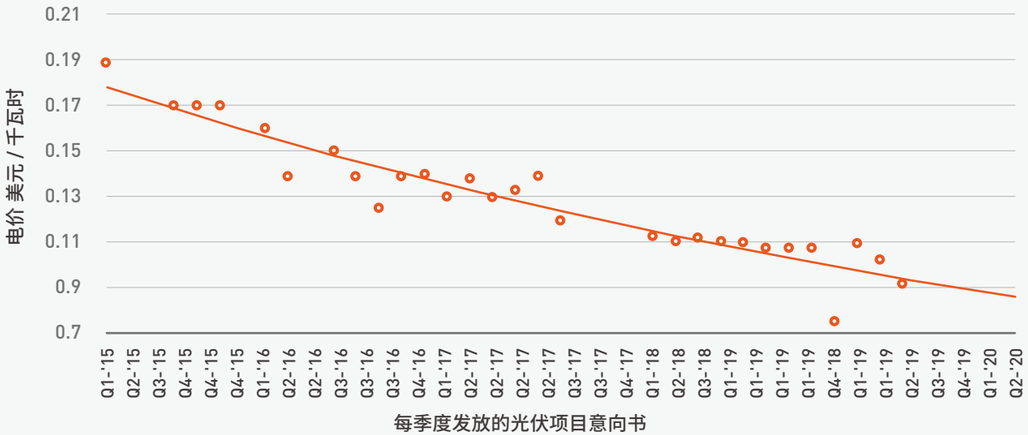


来源：孟加拉 2017-2041 年电力能源系统总体规划

为了加速新能源发展，孟加拉政府专门成立了可持续和可再生能源发展局（SREDA），主攻光伏。政府鼓励光伏独立电站的开发，且电价机制较为友好：购电方为孟电力发展局，可签署长期购电协议并有电力部担保购电方支付义务，单位电费在 7-10 美分区间，以美元计价、当地币支付，并给予最低电量保证收入。由于孟加拉最突出的特点——土地稀缺，分布式光伏将占据相当比例市场。2020 年孟加拉第一版国家光伏发展路线图提出到 2041 年新增光伏装机的三个方案 [25]。

截至 2020 年 6 月，总计 27 个大型光伏 IPP 项目已获政府授权待建设，总装机 1.69GW。也正是由于这种火热的投资环境，市场竞争导致政府发放光伏路条（LOI）电价持续降价至 9 美分左右，但仍有利润空间。

风电方面，孟加拉风能资源普通，风电装机仅 2.9MW。目前，孟政府对于风电尚无单项领域的明确规划。



来源：National Solar Energy Roadmap 2021 – 2041，第 55 页

25. 低方案实现 6GW、中方案实现 20GW、高方案实现 30GW。

2.3. 越南 - 新能源的顶峰市场

（1）两轮补贴导致的热潮

越南这个全球最火的新能源市场已经经历了两轮新能源投资的洗礼。这两轮补贴电价（FiT）具有抢时间、高风险、高收益的特点，这也是中国国有企业在越南新能源市场承包落地多、投资落地少的原因。2016 至 2020 年，其新能源规模增长了 484%，是原计划新增规模的两倍。2020 年底（非水）新能源在全国发电能源中的占比达 26%。2020 年 2 月，越南政治局进一步强调越南长期能源战略，明确煤电转型信号，并大力宣传以新能源取代化石燃料为基础的 2030-2045 年战略。

光伏方面，2017 年的总理府 11 号令开启了第一轮光伏热潮，上网电价超过 9.3 美分。最迟上网时间的要求引发投资人扎堆抢装潮，短时间内投产 5-6GW 光伏。中国国有承包商在商业远期信用和短期贴现产品支持下，大规模介入垫资承包。2021 年 2 月，工贸部公布了第八个电力规划草案（PDP VIII），推出了可能大变的第二轮光伏政策。虽然新增光伏装机目标 20GW，但首先价格大幅下降（从 9.3 美分降低到 7 美分）；其次可能按照国家不同区域区分电价；再次可能根据技术类型区分电价；第四，可能部分售电转向竞拍和大用户购电（MOIT, 2020），将部分补贴压力推给了社会的买卖双方。

风电方面，2011 年的总理府 37 号令开启了第一轮热潮，上网电价 7.8 美分，规定了最迟 2018 年的并网时间。7.8 美分电价相对于 2011 年的风电技术，还不具有足够的吸引力。自然第一轮的落地未达预期，2019 年全国风电装机不足 500MW。实践检验后，第二轮光伏价格大幅下降时，风电第二轮（2018 年 39 号令）价格反而提高了 [26]。第二轮风电的上网关门时间是 2021 年 10 月，受疫情影响，很多项目寄希望于越南政府延期并网时间。两轮之外，2020 年 9 月工贸部又一次性提交了接近 7GW 潜在风电项目给总理办公室。

（2）主要缺点

虽然政府签署 20 年购电协议（PPA），给予土地和所得税等优惠政策，但市场仍然关注越南新能源售电合同机制的问题。PPA 暴露出大量的限电风险；终止补偿机制不清晰；政府与私营企业之间风险分配不平衡：投资人承担了不少政府行政行为风险，没有常见的政治不可抗力条款；争议解决条款规定较为模糊，未指明国际或国内仲裁机构，为实践救济方式增加了争议性；融资方介入权（Step-in Rights）条款被取消；实践中主权对新能源 PPA 的担保较难。

3. 案例国家对中国电力企业在该区域新能源业务的启示

总体来说，进入该区域投资新能源的时机上，孟加拉好于越南好于巴基斯坦。如果一个国家只有一个风险提示的机会，建议关注孟加拉的土地征收风险，关注越南 PPA 条款中的限电风险，关注巴基斯坦的全部风险。建议同时关注三国的电网稳定性。

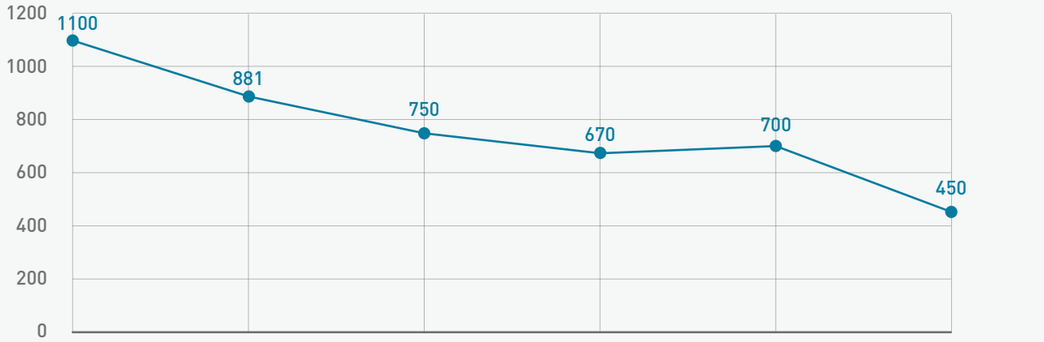
26. 路上风电 8.5 美分、海上风电 9.8 美分。

三、由以上案例国家形势衍生的相关建议

1. 东道国的退煤和新能源政策，应当考虑以下因素：

1.1. 碳排放的国际承诺

截至 2021 年 4 月底，目前全球已有超过 130 个国家和地区提出了“碳中和”的气候目标。东道国进行政策选择时，已经从初始要求投资人达到的五大标准（烟尘、二氧化硫、氮氧化物、噪音、废水），升级加入了最为重要的新指标——单位能源的碳排放。各种热电发电技术对应的碳排放如下图。



来源：根据一般工况和燃料热值，由业内人士经验值总结。

联合国在其报告中明确建议南亚和东南亚国家作为排碳重点，应尽快取消对煤电的政府补贴和支持（包括担保事项），延发煤电许可，探讨实施碳税（United Nations, 2021）。该区域未见类似欧盟的碳排放统一目标，让我们拭目以待。但文章所论述的三国，至少都是巴黎协定缔约国（United Nations Treaty Collection, 2015）。根据巴黎协定的 1.5 度路线（IPCC SR1.5），设定了如下退煤的基准路线（Benchmark）（United Nations, 2021）。

1.2. 本国产业势力影响

在煤炭禀赋好或者煤电技术发达的国家，其煤炭 / 煤电相关行业势力将对政治政策有重要影响。亚洲国家如印度、印尼、菲律宾、巴基斯坦是这样，欧洲国家波兰、塞尔维亚、波黑、乌克兰、土耳其也是这样。似乎越是低热值褐煤的产出国，越舍不得放弃利用本国的煤电。哪怕德国这样的发达国家，也在煤炭势力带领下务实地于 2038 年淘汰煤电，大大迟于 19 个欧盟国家承诺的 2030 年。

本文论述的三国中，孟加拉要考虑印度煤炭势力的影响力，巴基斯坦和越南要考虑本国煤炭势力的影响力。

1.3. 度电成本的比较

随着技术升级、市场竞争，新能源度电成本相比传统能源的价格优势已经显现（LAZARD, 2020）。路上风电（0.26-0.54 美分）[27] 和大规模（结晶）光伏（0.31-0.41 美分）的度电成本已经低于了煤电（0.65-1.59 美分）。大规模（结晶）光伏的度电成本（0.31-0.41 美分）甚至低于全部折旧后的煤电（0.41 美分）。当然，为了比较平均度电成本，LAZARD 简化处理了最重要因素——不同地区的不同资源禀赋（风、光可用小时数）。

在低碳能源转型已成共识的时代背景下，投资人应当在电站度电成本外，额外考虑两个必将具有广泛影响力的因素：储能带来的峰谷价格差收入、碳税惩罚或绿证鼓励带来的度电成本变化。以后者为例，考虑了未来碳价格的调整因素后的度电成本如下，新能源将更具竞争优势。

1.4. 对东道国来说，电力能源安全是发展红线。

煤电的原料进口安全性是难以解决的；而新能源的电网负荷稳定性难题是可以解决的。在智慧电网、储能、氢能等一系列安全方案中，智慧电网是必经之路，储能、氢能还需要商业化的检验。在商业化之前，根据本国资源禀赋和地缘情况，做好跨境互联互通、抽水蓄能等基荷稳定，是务实的做法。

1.5. 土地问题。

在这一点上，点状征地的煤电站相比光伏、路上风电更有优势。这也是海上风电竞争力的来源之一。而文章研究的三个案例国家皆存在人口集中、土地紧张的现象。

1.6. 东道国应当根据自身能力，设计新能源新增规模目标、电价补贴机制、采购机制。

需要注意的是，“大跃进”式的保底鼓励其实对投资企业也是风险——乌克兰没有遵循整体规划，以较高的保底价格扩张上马新能源。随着购电方无力承担，乌克兰政府要求国际电力投资人降价后上网，树立了反面典型（bne IntelliNews, 2013）。

1.7. 实力较弱的电力需求国，还可能因为不同电力产品卖方的优惠措施而出现非理性消费的现象。

具体体现为电力出口商的价格优惠、出口信贷支持、背后地缘政治影响。区域内的煤电使用国，多受到四大煤炭历史深厚的大国（中、日、韩、印度）的技术和信贷支持。联合国统计的接受煤电支持排名前四的国家（孟加拉、印尼、巴基斯坦、越南）（United Nations, 2021），正包含本文所选的案例国家中的三个；印度更偏向于自投自融、自产自销。未来这个因素将由于日资银行的全面退出、韩国金融集团的退煤政策以及中国官方的最新态度 [28] 而改变。

27. 海上风电度电成本中位值 0.86 美分竞争力稍逊。

28. 分清存量与新增，针对存量讲绿色转型，针对新增不支持投资、严控新增承包。以及 2021 年 9 月 21 日，中国国家主席习近平在第 76 届联合国大会一般性辩论上发表讲话并宣布，中国将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展，不再新建境外煤电项目。

2. 建议中国投资者 / 金融机构考虑如下因素：

2.1. 中国煤电投资人对目前退煤和上马新能源的激烈节奏似乎准备不足，原本准备的是逐步退出，然而在国家承诺、外部金融政策如此清晰的情境下，煤电投资迅速成为搁浅资产（stranded assets）的风险越发明显。实际上，煤电资产在微观机制层面的可投资性最强[29]。政策扭转导致的搁浅风险不限于互联网行业，在传统电力行业也一样。全球能源转型中的难点和困境普遍存在：煤炭资产最集中的前十位投资机构，反而没有中资参与。

	投资机构	国家	债券（百万美元）	股票（百万美元）	总额（百万美元）
1	先锋领航集团	美国	11,840	74,012	85,852
2	贝莱德集团	美国	4,692	79,663	84,355
3	资本集团	美国	2,021	36,330	38,351
4	道富银行	美国	1,366	31,138	32,505
5	日本政府养老投资基金	日本	3,003	26,080	29,083
6	普信集团	美国	1,009	14,337	15,436
7	富达国际	美国	3,679	11,179	14,857
8	挪威全球养老基金	挪威	2,308	12,264	14,572
9	摩根大通集团	美国	2,351	11,881	14,232
10	美国教师退休基金会	美国	6,877	6,952	13,829

数据来源：Urgewald, 2021. Groundbreaking Research Reveals the Financiers of the Coal Industry.

国有企业在明确战略目标后的执行力最强。以五大发电集团为例，其均在 2021 年 1 月前明确了碳达峰时间表。执行力如此之强，以至于 2021 年 8 月的政治局会议，要求先把减碳的基础设施做好，在保证能源供给安全、经济运行平稳的基础上，再开展后续减碳工作。

国家电投	2023 年实现碳达峰。到 2025 年，电力装机将达到 2.2 亿千瓦，清洁能源装机比重提升至 60%; 到 2035 年，电力装机达到 2.7 亿千瓦，清洁能源装机比重提升至 75%。
国家能源	2025 年实现碳达峰。“十四五”期间，实现新增新能源装机 7000-8000 万千瓦，占比达到 40% 的目标。
华能	2025 年实现碳达峰。到 2025 年，电力装机达到 3 亿千瓦左右，新增清洁能源装机 8000 万千瓦以上，确保清洁能源装机占比 50% 以上，碳排放强度较“十三五”下降 20%; 到 2035 年，电力装机突破 5 亿千瓦，清洁能源装机占比 75% 以上。
大唐	2025 年实现碳达峰。到 2025 年，非化石能 源装机占比超过 50%。
华电	2025 年实现碳达峰。“十四五”期间，力争新增新能源装机 7500 万千瓦，到“十四五”末，非化石能源装机占比力争达到 50%， 非煤装机占比接近 60%。

29.技术成熟，国家电网长期稳定购电，两部制电价保底机制，各种风险妥善穿透便于计算，法律文本和风险分配经过投资历史的长期检验。

在海外新能源投资方面，投资企业需要根据自身的风险偏好，选择不同的投资目的地，将度电成本水平、建设运维风险、电价机制、双边关系、法律环境等风险控制在可承受的能力范围。其中承包商将是转型最快的参与者，因为他们习惯了市场压力、家底薄、负担重，无老可啃。此外，目前新能源造价竞争力最强的，则多为火电系统中的地方电建。

储能、绿氢、碳捕捉这些朝阳行业的商业化需要大量风险性质的资金投入。而这其中值得我们思考的是，国有电力投资人在目前体制下，应如何做好这些风险性质的投入，保证自己免于陷入光伏和风电行业的怪圈——国有投资人 / 承包商担风险，民营 / 外资供货商掌握价格话语权。

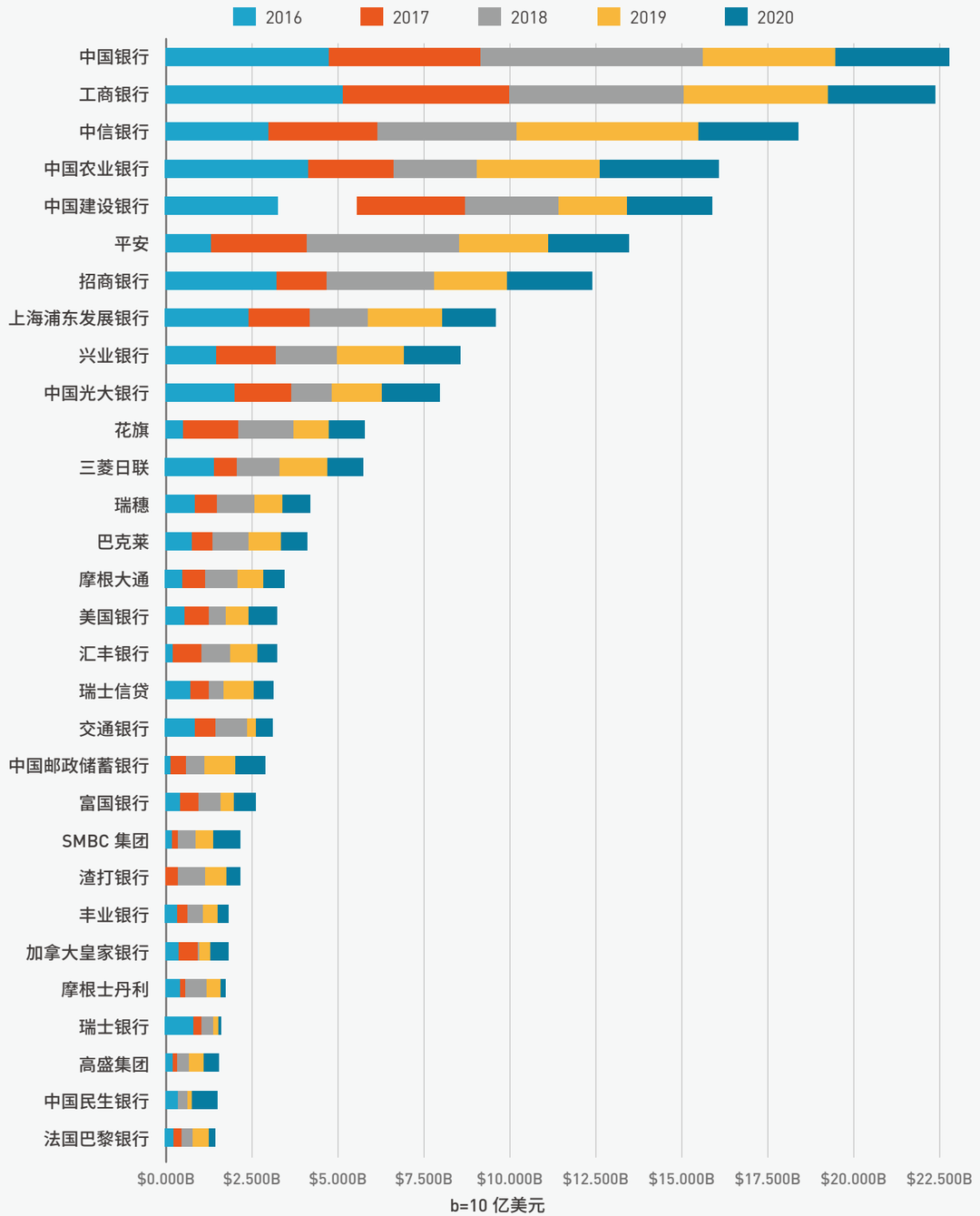
2.2. 中国金融机构

近年来，常见的煤电融资排名中几家国有银行都名列前茅。在中国国有银行广受批评背景下，然而从更广泛的时间维度来看，全历史时期下煤电 / 煤炭存量信贷资产排名，则有所不同。

	银行	国家	贷款（百万美元）
1	瑞穗实业银行	日本	22,244
2	三井住友银行	日本	21,222
3	三菱日联金融集团	日本	17,929
4	花旗集团 - 花旗银行	美国	13,508
5	巴克莱银行	英国	13,396
6	中国银行	中国	8,767
7	美国银行	美国	8,471
8	摩根大通集团 - 大通银行	美国	7,761
9	法国巴黎银行	法国	7,421
10	富国银行	美国	6,266

数据来源：Urgewald, 2021. Groundbreaking Research Reveals the Financiers of the Coal Industry.

2016-2020 全球银行煤电项目投资金额 TOP30（单位：美元）



来源：Banking on Climate Choas, Rainforest Action Network

从全球整体发展历史看，不少 OECD 国家老牌银行融资存量突出，这说明对于煤炭 / 煤电行业的投资是一个社会发展的历史进程问题，我们也应适当给予中国国有银行转型的时间。随着全球承诺不再融资煤电的金融机构越来越多（IEEFA, 2021）以及中国对国际社会做出的“双碳”以及停止新建境外煤电的承诺，国有银行目前已经足够清晰地认识到目前形势。在此基础上，本文对中国金融机构提出以下建议：

(1) 在碳中和目标背景下，煤电企业、其他高碳行业对贷款违约可能将急剧上升。双碳目标可能带来一定的（煤电资产相关的）系统性金融风险不是危言耸听。这些风险可能包括煤电信贷的不良贷款，煤电资产的评级下降、价格下跌，以及相关信贷资产或股权资产的流动性下降等。

(2) 煤电行业信贷政策的改变也应贴近市场现实。如全球最大资管 Blackrock、英国保险公司 Prudential 就在绝望中寻找商机，他们折价收购煤电资产，保证这些夕阳资产在特定运维期后关闭。

因此，建议分阶段、分步骤退煤；区分投资和承包行为；给存量项目妥善退出的空间，给临近落地的低排放煤电项目一事一议的可能性；在处置现有煤电债务资产过程中，在银行信贷产品二级市场引入风险偏好更大的私人投资；加大对存量煤电技术转型、老旧机组升级改造的专项融资产品支持。

(3) 加强新能源融资力度，研发支持中国新能源走出去的配套融资产品。目前国家已经非常重视绿色债券、绿色资产证券化等产品。但这些都是完工后的现金流管理产品，是锦上添花而非雪中送炭，在融资阶段亟待真正解决市场痛点的新能源开工前特色融资产品。

因此，建议金融机构加大对境外东道国绿证、碳税、碳补贴等各种政策工具的实务认可力度、抵质押处理研究、估值研究；加速研究和出台 ESG 政策对金融定价、信用评级的细节规则。

(4) 建议做好相关政策性融资的评审公示、存量公示、碳足迹披露。

(5) 建议走出去的金融机构更多地参与东道国的能源规划、电网规划、消纳规划、招标规划，并为东道国优化此类规划提供早期资金支持，以便在制度早期嵌入中国金融机构的可融资性思路，提升中国在支持发展中国家能源绿色低碳发展中的影响力。

参考文献

- 巴基斯坦能源部（电力部）（2019）。第 IPP-01（12）/ 2017 号通知。
- 电力行业审计、循环债务解决方案和未来路线委员会（2020）。巴基斯坦电力行业报告。
- 海外电力。孟加拉煤电何去何从？
  https://mp.weixin.qq.com/s/9BE5bDrty2CM15hVGKmPVw
- 英国石油公司（bp）（2020）。bp 世界能源统计年鉴。
- bne IntelliNews. (2013). Kuwait’s GDP growth forecast lower at 1.1% in 2013 – IMF official.https://www.intellinews.com/index.php/ukraine-s-new-cabinet-offers-voluntary-tariff-cuts-for-renewables-but-ready-to-go-to-court-in-disputes-1783
- Banktrack. (2017). Banks vs. the Paris Agreement, Who's Still Financing Coal Plant Development?
  https://www.banktrack.org/coaldevelopers/
- Fitch. (2019). Shifting Financing Trends Not The End For Asian Coal Power.
- Fitch Solutions. (2021). Bangladesh Power Report, 2021 Q3.
- IEEFA. (2021). Over 100 and Counting, Financial Institutions are Restricting Fossil Fuel Funding.
  https://ieefa.org/finance-exiting-coal/
- LAZARD. (2020). LAZARD’S Levelized Cost of Energy Analysis, Version 14.0.
  https://www.lazard.com/media/451419/lazards-levelized-cost-of-energy-version-140.pdf
- MOIT. (2020). No.544 Proposal, Draft DPPA Decision.
- United Nations Treaty Collection. (2015). Paris Agreement.
  https://treaties.un.org/pages/ViewDetails.aspx?src=TREATY&mtdsg_no=XXVII-7-d&chapter=27&clang=_en
- United Nations. (2021). Coal Phase Out and Energy Transition Pathways.
  https://climateanalytics.org/media/coal-phase-out-and-energy-transition-pathways-25-feb-2021.pdf

著作权及免责声明：

本报告集由绿色和平与中华环保联合会基于在北京取得的临时活动备案共同发布。

本报告集为绿色和平于环保公益工作中形成的资料。阅读本报告集即表示您已阅读、理解并接受下列著作权和免责声明条款的约束。请认真阅读。

1. 著作权声明

本报告集由绿色和平发布，绿色和平是本报告集的合法著作权所有人。

2. 免责声明

- 绿色和平致力于以实际行动推进积极改变，保护地球环境并为创造绿色及和平的未来提出解决方案。绿色和平具有政治独立性，不介入关于领土争端议题的讨论。绿色和平发布的示意图均遵守当地法律、法规的要求，不代表绿色和平的政治立场；
- 本报告集旨在根据可获得的高质量信息，分析中国参与海外煤电项目的投资趋势和投资区域等情况；
- 由于信息获取渠道的局限性，本报告集的结果仅基于有限时间内绿色和平可获得的信息。如对分析结果存疑，欢迎与我们沟通联系；
- 报告集中的数据反映了电力投资项目在各个主要数据库上公开的技术规格信息，无法排除部分项目的真实情况与分析数据之间存在偏差的可能性；
- 报告集中涉及的电力项目数据截至 2021 年 5 月。若相关数据在此之后发生变化，将不被考虑在此分析内。

GREENPEACE 绿色和平

绿色和平是一个全球性环保组织，
致力于以实际行动推动积极的改变，
保护地球环境。

地址：北京东城区东四十条 94 号亮点文创园 A 座 201 室
邮编：100007
电话：86（10）65546931
传真：86（10）64087851

www.greenpeace.org.cn

中华环保联合会
All-China Environment Federation

中华环保联合会是经中华人民共和国国务院批准、民政部注册，接受生态环境部业务指导，由热心环保事业的人士、企业、事业单位自愿结成的、非营利性的、全国性社会组织。其工作主要围绕实施可持续发展战略，围绕实现国家环境与发展的目标，围绕维护公众和社会环境权益，充分体现中华环保联合会“大中华、大环境、大联合”的组织优势，发挥政府与社会之间的桥梁和纽带作用，促进中国环境事业发展，推动全人类环境事业的进步。

地址：北京市朝阳区和平里 14 区青年沟东路华表大厦六层
邮编：100013
电话：86（10）51230007
传真：86（10）51230006

http://www.acef.com.cn