

GLOBAL CHINA INITIATIVE



Alex Clark是牛津大学史密斯企业与环境学院的博士生研究员。他是波士顿大学全球发展政策研究中心2021-2022的全球中国研究员。他主要研究国有电力公司和逐步淘汰煤炭的社会经济途径，尤其关注中国。

煤炭资本利用 提前退役中国资助燃煤电厂

作者：ALEX CLARK, ABHINAV JINDAL, GIREESH SHRIMALI, CECILIA SPRINGER 和 RYAN RAFATY

内容摘要

根据国际能源署（IEA）提出的2050年净零排放方案（NZE 2050），为实现整体经济范围净零排放，全球电力系统需在2040年前逐步淘汰未采用减排措施的燃煤电厂。为达到《巴黎协定》设立的1.5 °C门槛，政府间气候变化专门委员会（IPCC）预计，平均燃煤发电总量应在2030年前下降70%，并在2050年前下降96%。纵观全球，中国并不是唯一将公共资金用于新建燃煤电厂的国家，但其发展融资机构扮演着重要角色：中国提供融资并处于运行状态的海外燃煤电厂发电量达39吉瓦，多数位于南亚和东南亚，投产年份在20年以内。若设定电厂运行寿命为30年，许多中国投资电厂的运行时间将超过2040年，有违国际能源署设立的2040年前逐步淘汰目标。提前退役预计运行超过2040年的电厂，对于中国和东道国而言皆是必要之举，从而实现气候目标，限制社会因气候变化所付成本。

本篇工作报告分析燃煤电厂提前退役的方案，此燃煤电厂包含中国投资且位于中国境外的亚临界和超临界电厂。报告聚焦于印度、巴基斯坦、印度尼西亚和越南，在



Singapore
Green
Finance
Centre

本工作论文与新加坡绿色金融中心联合发布。新加坡绿色金融中心由新加坡管理大学沈基文金融经济研究所和帝国理工学院气候金融与投资中心发起。





Abhinav Jindal 拥有印多尔印度管理学院的经济学博士学位。他在印度电力部门的技术-经济和商业领域有近二十年的行业经验。他的研究是在经济学、可持续金融、能源和环境的交叉领域。



Gireesh Shrimali是牛津大学过渡期金融研究的负责人, 新加坡管理大学沈基文金融经济研究所的客座教员, 以及帝国学院气候金融与投资中心的荣誉研究员。他研究关于金融在实现2C气候目标中的催化作用; 他还关注ESG(环境、社会和公司治理)问题, 如气候风险和净零过渡。

这些国家中, 中国融资并且处于运行状态的燃煤电厂数量大或占比高, 电力市场受到高度监管, 同时电力需求攀升。我们计算, 以避免排放的二氧化碳每吨100美元计, 中国海外燃煤电厂提前十年退役的经济效益可达2000亿美元。我们以具有代表性特征的亚临界燃煤电厂为例进行分析, 发现采用利率/股权回报要求的补贴方式能使燃煤电厂以1.51亿美元的价格提前二十年退役, 相比以1.84亿美元的价格全额收购, 成本可降低20%。此外, 全额出资对电厂提前二十年退役进行补贴, 避免排放的二氧化碳所需价格每吨仅为12.5美元, 如提前十年退役, 将降至每吨2.8美元。研究发现, 在确保燃煤电厂提前退役方面, 补贴投资者的回报相比全额收购更能有效利用优惠资金, 尤其是在电力需求上涨、可再生能源处于相对早期阶段的国家。提供足够的利率补贴支持燃煤电厂提前退役, 同时给东道国足够时间投资替代装机容量, 或许是一项可行的解决方案。推动“一带一路”倡议下的燃煤电厂提前退役需要中国的贷款人和股权持有人积极参与重新协商未偿债务, 酌情降低借贷成本, 并在可能的情况下补贴利息支付, 或是同意将债务和股权所有权转让给其它机构。

关键词：煤炭, 气候变化, 发展融资, 中国, “一带一路”倡议

致谢

本文作者衷心感谢哈佛大学肯尼迪学院贝尔弗科学与国际事务研究中心环境与自然资源项目为本次研究提供的支持。作者还要感谢Kevin Gallagher在本篇报告撰写之初提出的有益建议, Oyintarelado Moses给予的数据支持以及Hua-Ke (Kate) Chi为研究提供的帮助。

本篇工作报告所属项目得到了气候工作基金会 (ClimateWorks Foundation) 和欧盟地平线2020研究和创新计划 (the European Union's Horizon 2020 research and innovation program) 的资助, 资助协议编号为“玛丽亚·斯克沃多夫斯卡·居里870245”。

引言

为遵循将全球平均升温限制在历史平均水平高1.5 °C范围以内的发展路径, 必须大幅减少使用未采用减排措施的燃煤发电。国际能源署 (2021年) 在其2050年净零排放方案中指出, 为实现此目标, 需在2040年前逐步淘汰未采用减排措施的燃煤发电。据联合国政府间气候变化专门委员会审核, 按升温限制在1.5 °C范围以内的中间值估计, 燃煤电厂 (包括配备碳捕获与封存技术的电厂在内) 年发电量应在2030年前下降70%, 在2050年前下降96% (Rogelj等人, 2018年, 表2.7)。即便没有采取实现1.5 °C目标所需的措施, 全球越来越多经济体承诺在2050至2060年间实现净零排



放——为实现这一宏伟目标，必须淘汰未采取减排措施的燃煤发电厂，并以零碳能源作为替代能源。

中国国家领导人习近平在2021年承诺，将不再为境外煤电项目提供新的公共融资，但这无法解决中国投资的现有燃煤电厂将运行超过2040年的问题。近年来，中国的发展融资机构（DFIs）一直是发展中经济体煤电项目扩建的主要公共融资方，尤其在南亚和东南亚地区。其中，中国国家开发银行和中国进出口银行在2013年至2018年期间关闭的海外燃煤电厂，占全球50%的公共融资承诺，或40%的公共融资总发电量，日本和韩国分别占30%和11%（Ma和Gallagher，2021年）。¹ 中国公共实体支持的燃煤电厂多数在过去10年以内投产和建造，预期运行时间将到2040年及以后。他言，为保持与1.5度发展路径相一致，这些中国投资的燃煤电厂必将提前退役。

燃煤电厂提前退役可以减少其将产生的温室气体排放，但会为投资者、工人、周围社区和电力消费者带来非预期成本。这一点在中国支持的燃煤电厂占突出地位的经济体中尤为明显。这些经济体具有不同程度的以下特点：国家在电力行业具有重大影响，电力市场受到高度监管或补贴，预计能源需求增长较高，国有企业或国家预算吸收大量基础设施搁浅资产的能力有限。

逐步淘汰中国的海外燃煤电厂或将面临巨大困难，这是因为处于运行状态的装机容量绝大部分投产不足10年，尤其对于盈利电厂而言，提前退役的财务成本可能很高。本篇研究的第一部分对于欧相关成本进行量化。我们选取中国发展融资机构资助的具有代表性的亚临界和超临界燃煤电厂，从财务角度对优惠融资和提前退役之间的关系进行分析，接着对碳融资和提前退役之间的关系进行分析，然后根据如下文表2所述的公正转型交易（JTT）模式的设想，进一步将碳定价和提前退役连接起来，以此评估提前退役对财务成本造成的影响。

研究的第二部分，将以上结果应用于巴基斯坦、越南和印度尼西亚的政治经济背景，在这三个国家近年来新增的煤电装机容量中，中国的融资和供应方是最大推动力。这三个国家在融资时或从融资以来都是中国雄心“一带一路”倡议的成员国。在这些案例中，其电力市场都受到高度监管，并且电力需求正持续上升。我们研究提前退役机制在每种背景下顺利实施的必备条件，评估这些机制在每种背景的适用性，并商讨具体和一般性结论。在这过程中，我们明确了使用优惠/碳资金达成这一目标所带来的成本和效益，确认了实施提前退役的具体障碍和实际路径，从而协助了解这些国家燃煤电厂合理退役机制的现有政策方案。

“一带一路”倡议下的煤炭：中国煤电装机容量国际足迹概述

中国作为海外煤电项目的重要投资方，且其投资范围不断扩大，是因为中国为了将国有企业活动国际化，并为剩余工业产能寻找市场，从而缓解国内供应过剩的问题，另一方面是因为东道国以燃煤发电来满足其能源需求（Li等人，2022年）。长期



Cecilia Springer是波士顿大学全球发展政策研究中心的中国与全球发展倡议助理主任。她的跨学科研究侧重于中国海外投资的环境影响、中国国内政策的制定过程和工业去碳化。



Ryan Rafaty是世界银行集团的顾问，新经济思维研究所（INET-Oxford）的高级研究员，以及牛津大学纳菲尔德学院气候经济学的助理。他博士毕业于剑桥大学。他的工作主要集中在气候减缓政策的比较政治经济学方面。

¹ 中国开发融资机构和商业银行（国有和私人）是海外燃煤电厂最大的融资方，在2013年至2019年中期为69吉瓦的新装机容量提供了融资。它们在所有来源的海外煤电融资总额中的占比远小于先前预计，仅占新增装机容量的17%，以及建设和规划中装机容量的11%。Urgewald（2021年）的独立研究发现，设于美国、日本和英国的机构投资者和银行是全球煤炭行业的最大投资方和贷款人。

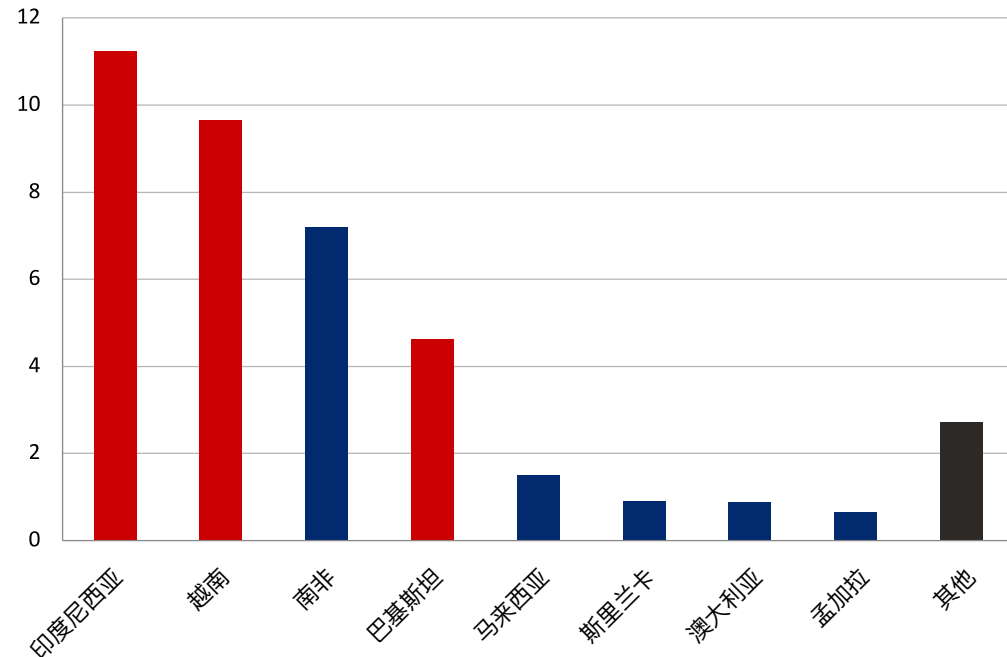


以来在这一扩张（以直接贷款或承销的方式）中占据主导地位的是中国国家开发银行、中国国家发展融资机构和中国进出口银行的出口信贷机构。

随着“一带一路”的发展，倡议相关项目背后的环境框架也愈加清晰。中国生态环境部和商务部2022年联合印发指南，要求海外发展融资机构推动“对外投资合作可持续发展”，参与“建设绿色一带一路”，助力“构建生态发展新格局”（中国生态环境部，2022年）。虽然中国国家开发银行已承诺遵循自愿性标准，包括全球报告倡议、环境署金融倡议、联合国全球契约，同时中国也是国际发展融资俱乐部（IDFC）的最大成员，虽然并未透露投资细节。

中国投资者和贷款人（包括发展融资机构）为目前处于运行状态的39吉瓦煤电装机容量，提供了跨境融资，分布在中国境外全球109个发电机组（图1），另有14吉瓦和4.5吉瓦分别处于建设和规划阶段。在109个处于运行状态的发电机组中，有69个机组以中国国家开发银行和/或中国进出口银行为贷款人。处于运行状态的装机容量中，有三分之二（将近26吉瓦）集中在三个国家——越南、印度尼西亚和巴基斯坦，其中有75%位于南亚和东南亚。此外，这三个国家合计占40%在建装机容量，以及近80%的处于规划阶段装机容量。除以上国家以外，南非是唯一一个获得中国支持的运行中装机容量占重大比例的国家，孟加拉国、土耳其和津巴布韦则是仅有的具有大量处于建设和规划阶段的装机容量的国家。研究还表明，印度的燃煤发电装机容量有一大部分获得了中国工程设计、采购和施工（EPC）承包商的支持（Springer等人，2021年）。

图1：中国投资者和贷款人资助的海外煤电装机容量（单位：吉瓦）



来源：中国全球电力数据库（2022年），波士顿大学全球发展政策研究中心。



虽然一些（若非许多）获得中国融资的煤电项目成立时间早于“一带一路”倡议，部分项目在倡议实施后被重新归类为正式组成部分。简单起见，本篇研究在下文中将中国投资的燃煤电厂称为“‘一带一路’燃煤电厂”。除巴西、新加坡和澳大利亚以外的所有国家，处于运行状态的“一带一路”燃煤电厂的平均投产年份在过去10年以内。作为案例分析的三个国家的“一带一路”燃煤电厂平均投产不足10年，其中巴基斯坦的“一带一路”煤电机群最为年轻，平均不足4年，印度尼西亚7年，越南8年（表1）。若假定电厂的运行寿命为30年，许多中国投资的煤电厂运行时间将超过2040年，有违2040年前逐步淘汰的目标。

表1：不同国家目前处于运行状态的“一带一路”燃煤电厂的平均年份，按最短到最长排列

国家	所属地区	平均投产年份
孟加拉国	南亚	2
文莱达鲁萨兰国	东南亚	3
吉尔吉斯共和国	中亚	3
南非	非洲	4
巴基斯坦	南亚	4
蒙古	中亚	5
摩洛哥	非洲	5
马来西亚	东南亚	6
乌兹别克斯坦	中亚	6
柬埔寨	东南亚	7
印度尼西亚	东南亚	7
塔吉克斯坦	中亚	7
越南	东南亚	8
斯里兰卡	南亚	9
巴西	美洲	11
新加坡	东南亚	14
澳大利亚	大洋洲	18

来源：中国全球电力数据库（2022年），波士顿大学全球发展政策研究中心。

说明：未包含投产装机容量小于100兆瓦的国家。

在巴基斯坦、印度尼西亚和越南，过去8年内投产的燃煤电厂约有一半采用效率较低的亚临界技术，10%-15%采用超临界或超超临界技术，三分之一的技术类型信息不明。

目前处于运行状态的39吉瓦“一带一路”煤电机群每年预计排放1.98亿吨二氧化碳（百万吨CO₂）（波士顿大学全球发展政策研究中心，2022年b）。假定这些机群的负荷率保持稳定，运行寿命为30年，全部机群预计未来还将排放约47.5亿吨的二氧化碳（十亿吨CO₂）。机群每减少5年平均运行时间，将避免排放10亿吨二氧化碳，这一数字受以下因素影响可能会大幅升高或降低：电厂负荷率的实际曲线，以及各个



工厂规模、效率和燃料来源之间的差异。机群提前十年退役将避免排放20亿吨二氧化碳，以此类推。若为避免排放的二氧化碳进行定价，以每吨二氧化碳10-100美元的碳价格计，电厂提前五年退役则将产生约100-1000亿美元的名义碳收入（市场价格）或效益（社会价格），若提前十年退役则将翻倍至200-2000亿美元。从财务观点，这些收入的现值将取决于收入实现的时间以及适用的贴现率。

让预计运行时间超过2040年的电厂提前退役，无论是对于东道国还是中国而言或许都是必要之举，这既是为实现各自的气候目标，也是为在资产搁浅风险形成之前提前化解危机。提前退役还可以最大限度地激励东道国和中国，将释放的资金用于投资低碳能源，使双方最终都能从中获益。对于东道国而言，可以降低碳锁定效应，减少空气和水污染，获得更低成本的能源；对于中国而言，可以提高国际声誉，并进一步扩大中国低碳技术和产品的现有出口市场。

燃煤电厂提前退役机制

多项针对燃煤电厂的提前退役机制已处于不同的设计和开展阶段，美国和欧盟已推出多项监管措施和金融创新方式，以加速推进陈旧老化的燃煤电厂退役，包括拍卖关闭装机容量，制定碳价格下限，提供优惠融资和基于纳税人的证券化。相对而言，发展中国家可选用的金融工程有限，煤电机组投产时间更短，国家装机容量也更小。有鉴于此，国际社会近期努力设计更适用于这些具有挑战性背景的平台，已有几项具体的提前退役融资机制出台，并实际应用于几个案例。

公正能源转型伙伴关系（JETP）框架旨在支持发展中国家政府从化石燃料转型，并已得到美国、英国、德国、法国和欧盟的支持。该框架已以不同形式在南非、印度尼西亚和越南开展。公正能源转型伙伴关系模式所倡导的主要方法是将国际优惠融资（用于推动这些国家加速利用清洁能源，替代煤炭资产）与针对具体国家提出的一系列政策改革和投资相结合，并投资可再生能源和提升能源效率的相关实体和金融基础设施。迄今宣布的公正能源转型伙伴关系计划的相关细节尚未完全确定，但公正能源转型伙伴关系的总体方法，淘汰现有燃煤电厂并同时以永续能源取代，有可能取得成功，尽管这一方法对于中国海外煤电项目的直接适用性有限。

本篇研究重点在于利用优惠融资和碳融资推动提前退役，目前已阐述的提前退役机制（表2）中，有两项机制最贴近此模式，并且适用于南亚和东南亚的国家。第一项是能源转型机制（ETM），由亚洲开发银行（ADB）策划研发。能源转型机制倡导采用混合融资结构，通过用优惠贷款给私人投资者支付商业回报的方式，促使燃煤电厂所有人承诺提前退役。但该机制对于南亚和东南亚——该机制最初期望应用的地区——的中国投资燃煤电厂的适用性仍然相对有限，这既是因为缺少可用的金融工具和（东道国的）以退役为核心的公共资金，也是因为煤电和电力市场的管控。另一项是最初为在南非应用而开发的公正转型交易（JTT）模式，公正转型交易提议，按事先商定好的避免排放的碳价格，根据实际减排量分不同批次交付优惠融资。



表2：燃煤电厂提前退役机制概述

名称	地域	资金来源	机制	进度	对南亚和东南亚的适用性
证券化	美国	债券市场	将电力公司受监管的煤炭资产中由纳税人支持的债券证券化并发行，用以支持煤炭再融资和可再生能源再投资，由纳税人能源账单附加费支持（Bodnar等人，2020年；Fong和Mardell，2021年）。	实施	尚不明确。由于债券市场不发达，以债券证券化形式成功的可能性不大。在实体层面作为硬通货计价的转型债券（可能是人民币）发行或许更具吸引力，尤其是在可再生能源已经比煤炭燃料成本更低的地方。
公正转型交易（JTT）	南非	地方公共融资	采用混合融资机制向电力公司（南非国家电力公司Eskom）购买债务，通过由政府提供的可持续相关信贷增级，以每吨二氧化碳7美元的隐含价格，换取Eskom实现总体减排。优惠融资与绩效挂钩（Steyn, Tyler, Roff, Renaud 和Mgoduso，2021年）。	开发中	可行。印度尼西亚和越南可以采用具有优惠的混合融资机制，条件是在系统层面实现脱碳。可能需要进一步修改从而在财务方面具备可行性，取决于印度尼西亚（M. Brown，2020年）和越南（Vu，2021年）能否在没有额外资本注入的情况下承担电力结构脱碳的成本。
能源转型机制（ETM）	东南亚	全球气候融资，私人融资	采用亚洲开发银行支持的混合融资机制，着重减排，基于优惠融资和避免排放的碳信用（M. Brown和Hauber，2021年；碳信托、亚洲集团咨询公司和气候智能企业，2021年）。	可行性研究中	可行。专为促进东南亚电厂提前退役设立，虽然不是针对中国资助的电厂。
退煤法案	德国	地方公共融资	采用竞争性拍卖，利用公共融资补偿受燃煤电厂提前退役影响的电厂所有人，并由其它政策和财政措施提供支持（Calhoun等人，2021年）。	实施	不太可能。可调动的公共融资有限，注重商人，电力市场对实行拍卖而言竞争不够充分。
智利公用事业公司Engie Energía	智利	混合融资，私人融资	将燃煤电厂退役后的减排货币化，保证未来从避免排放的二氧化碳中获取收益，条件是对风能进行新投资。由美洲投资公司、气候投资基金和智利公用事业公司Engie Energía提供资金（Calhoun等人，2021年）。	实施	可行。与ETM和JTT类似。如果无法因避免排放的二氧化碳获得收入，或是政府为其支付的担保信用度不够，就会出现困难。
公正转型机制（JTM）	欧盟	地方公共融资	利用三部分资金支持公正转型，资助经济多样化，投资新基础设施资产，再利用现有资产（Calhoun等人，2021年）。	资本化	不太可能。可调动的公共融资有限。
加速煤炭转型（ACT）	全球	气候投资基金	利用优惠融资支持煤炭资产的回收和再利用，支持下岗工人，并指导煤炭转型治理（Calhoun等人，2021年）。	发行准备	可行。该机制为ETM的初始开发提供资金。ACT可作为ETM的优惠融资来源。

来源：作者制作。



研究方法

本研究中讨论的结果是根据贴现现金流（DCF）项目融资模型得出。项目开发常用贴现现金流分析来评估项目在一段时间内的价值。学术研究将贴现现金流模型应用于不同方案中的电力项目估值，包括贷款人和借款人之间不同的资金结构（B. Chen和Liou，2017年），碳价格方案（Rohlf和Madlener，2014年）和气候实体风险带来的损害（Espinoza等人，2020年）。

本篇工作报告对燃煤电厂（运行寿命设定为30年²）相关的债务和股权现金流建立模型，并根据特定时间点的现金流净现值对未来的现金流进行评估。由于无法公开获取所有本篇研究关注的燃煤电厂的相关技术规格和融资条件，我们选取了两座典型的电厂——一座亚临界，一座超临界——并根据越南和印度尼西亚的信息建立模型。因此，研究结果应被视为近似值，而非定值估计。如能获取相关信息，本文作者期望录入更加精确的、电厂层面的数据，未来的改进将需要进行敏感性分析，以了解我们的研究结果是否及如何受到重要假设影响。

亚临界和超临界燃煤电厂在效率、规模、投产年份、融资成本和资本成本上存在差异，所以分开建立模型。亚临界电厂的相关结果已在本篇研究中全面展示，这是因为它们在本篇研究聚焦的电厂中最具代表性。表3总结了一些重要的差异。

表3：发电机组层面的重要假设

信息	单位	亚临界	超临界
装机容量	MW	500	600
利用率 (a)	%	65%	70%
资本成本 (b)	USD/MW	950,000	1,150,000
运营和维护成本	在资本成本中占比	4.0%	3.5%
负债率	%	75%	75%
贷款利率 (c)	%/年	10%	10%
贷款期限	年	15	15
公司税率	%	30%	20%
监管股本回报率 (d)	%/年	16%	12%
热效率 (e)	Kcal/kWh	2200	2050
煤炭能源含量 (f)	Kcal/kg	4000	5000
二氧化碳排放系数 (g)	tCO ₂ /MWh	0.925	0.825
政府资本成本 (h)	%/年	8.0%	8.0%

来源：(a) 基于投产时间在20年以下电厂的平均值（碳信托等，2021年）；(b) 基于越南和印度尼西亚的平均值（碳信托等，2021年）；(c) M. Chen（2020年）的研究表明，在2010年代中期，中国进出口银行以2-3%的补贴贷款利率提供部分贷款，而中国国家开发银行的贷款利率平均则为3-6%。波士顿大学全球发展政策研究中心（2022年a）的内部分析表明，根据公开数据，中国进出口银行在电力行业的贷款利率平均为2%，而中国国家开发银行则平均为8%。中国全球电力数据库显示，中国进出口银行是印度尼西亚和越南电力项目的主要贷款人，尽管贷款中部分来源仍然不明。因此，我们假定抵押利率的平均估值为5%（波士顿大学全球发展政策研究中心，2022年b）。但中国国家开发银行和中国进出口银行的交易通常以中国货币进行，因此，我们在考虑到货币对冲成本后，将有效利率假定为10%；(d) 基于越南和印度尼西亚的平均值（碳信托等，2021年）；(e) 参考全球能源监测（2022年）；(f) 基于越南和印度尼西亚的平均值（碳信托等，2021年）；(g) 参考Eggleston, Buendia, Miwa, Ngara和Tanabe (2006年)；(h) 基于世界政府债券（2022年）中越南、印度尼西亚和巴基斯坦的平均值。

² 这有别于煤炭资产的监管期限，后者还可能规定了折旧进度表和保证股本回报率的期限。



这里为提前退役的四种主要方案建立了模型，在每种“优惠融资”的情况下，模型将再融资年份（将电厂的债务和/或股权以较低利率进行再融资或者转移到新实体的年份，其中新实体可能是旨在推进提前退役的混合融资资金、国家银行等其他实体）和退役年份（电厂停止运行的年份）进行所有可能的组合并提供相应结果。在涉及到补贴的情况下，相关成本将按照适用于补贴机构的利率进行折算——机构可能是政府或其它公共部门。四种方案如下所示，其中所有成本在再融资时进行评估（例如，若在电厂第5年进行再融资，每种方案中的成本净现值就评估到截至第5年）：

1. **现金收购**，即再融资实体在为燃煤电厂进行再融资时完全收购其剩余债务和股权现金流，并立即将其退役。这一方案最接近于相关文献中其它试图量化提前退役成本的方法。
2. **优惠融资**，即向债务和/或股权持有人分别支付补贴，这种方法能使再融资实体在提前退役电厂的同时获得预期回报。补贴根据提前退役导致损失的现金流来计算。
3. **碳收购**，即计算出足以促使债务和/或股权持有人将燃煤电厂提前退役所需的避免未来排放的二氧化碳价格。这种“债务换碳”的交换与“债务换自然保护”大致类似，在“债务换自然保护”中，债权方将借款方（双方通常是政府）的债务进行重组或注销，以换取借款方承诺不使用具有负面外部影响的资源，在“债务换碳”中就是指产生碳排放的煤炭燃烧。
4. **优惠碳融资**，即计算出避免未来排放的二氧化碳的价格，从而为优惠融资补贴成本提供所需资金。这是债务换碳的另一种形式。

某些情况下，避免碳排放的市场基本不存在，由于耗资过于高昂，而难以向所有人为电厂全部剩余运行时间（通常超过20年）提供赔偿。这种方法正是为了评估燃煤电厂在以上所述不利背景下选择提前退役的成本。

值得注意的是，在许多有“一带一路”燃煤电厂的国家，电力行业在很大程度上由国有企业掌控并处于特定的政治与经济环境中。这意味着提前退役的成本最终更有可能落于主权国家，国家届时或作为国有企业的隐性担保人，或作为提供持续资金支持的实体，包括以政府转移支付、管制电价等显性或隐性的补贴形式。在本篇研究关注的案例中，中国企业通常持有燃煤电厂的债务和股权，以及/或是工程总承包合同，因此，电厂提前退役将产生净转移到中国贷款人，除非重新协商债务或股权回报。

综上所述，本篇工作报告中的量化结果有助于指引了解“一带一路”燃煤电厂提前退役的成本范围，与此同时，研究最终目标更在于以比较的视野，结合研究结果对电厂现实所处的政治经济制度进行评估（见第4节）。



研究结果

鉴于亚临界燃煤电厂是本篇研究关注电厂的主要类型，以下将详细介绍其财务分析结果。表4总结了四项核心方案中的财务分析结果，所有数值以百万美元为单位。此研究发现，与在运行第5年实施全额收购相比，利用优惠融资来补贴提前退役，让债务和股权持有者实现其回报要求，所耗费的成本更低，具体来说，若在第10年退役（提前20年），将便宜20%；若在第15年退役（提前15年），将便宜50%；若在第20年退役（提前10年），将便宜2/3。我们还发现，无论是全额收购还是支付补贴成本，其资金来源所需的避免排放碳价格都非常低，在所有情况下都低于每吨二氧化碳20美元。此外，所需碳价格也随着电厂退役的推后而降低，这是因为需要碳价格提供资金的收入损失以净现值计算，比可用于货币化的碳排放下降更快。

表4：每项核心方案中提前退役成本总结，假设（在方案3和4中）在电厂运行第5年实施

方案	退役年份		
	第10年 (提前20年)	第15年 (提前15年)	第20年 (提前10年)
成本（百万美元）			
现金收购	184	81	33
优惠融资	151	46	11
所需碳价 (\$/tCO ₂)			
碳融资	12.5	5.9	2.8
优惠碳融资	14.8	5.9	2.8

来源：作者制作。

现金收购与优惠融资

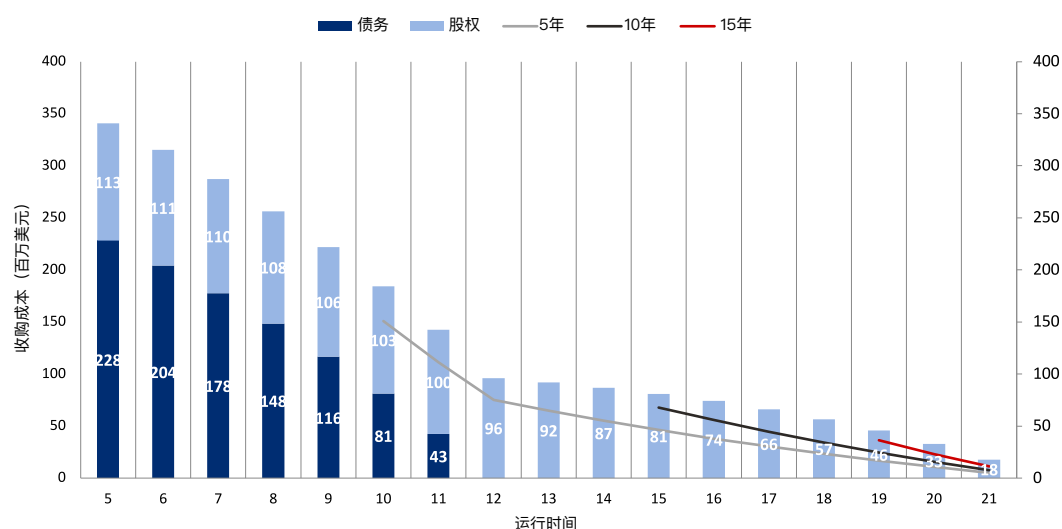
在全额收购方案中，燃煤电厂股权和债务的原持有人将股份出售给新买家，按剩余的预期现金流估价，新买家立即关闭电厂。未来现金流在买断时的剩余价值随着剩余现金流的减少而逐渐递减。对于我们在此说明的亚临界电厂（图2），若在运行5年、剩余运行时间为25年（其中三分之二用于偿还债务持有人）时退役，其全额收购和立即退役的成本现值（条形）为3.41亿美元；若在运行10年后（45%债务）退役，其成本现值降低至1.84亿美元；若在运行15年后（100%股权，因为已经还清持有人的债务）退役，其成本现值则为8100万美元。

作为对照，一项关于燃煤电厂退役成本（包括剩余资金和运行费用）的研究发现，对于印度燃煤电厂而言，与继续运行10年相比，其退役的平均成本为每吉瓦5800万美元。对于已发展国家而言，本文作者以美国为例，预计平均成本更高，为每吉瓦1.17亿美元（Jindal和Shrimali，2022年）。

在优惠融资方案中（折线），电厂在特定时间点进行再融资但不是立即退役，由公共融资方提供补贴，以保证再融资实体（其回报要求可能与原贷款人相同或更低）不会亏损。这笔补贴的提供形式可能是直接赠款（在这种形式中，补贴提供者向再融资实体支付所有提前退役导致的现金流损失），也可能是汇给再融资实体的（债



图2：立即退役（条形）和提前退役优惠融资（折线）在收购时的净成本现值



来源：作者制作。

务）利息或（股权）股权回报。在债务和股权持有者看来，只要这些方式平等地向各方支付净现值，就是等价的选择。

补贴提供者由于付出的资本成本低于商业利率，能够要求更低的资金回报。我们假定退役年份是再融资之后的某一年。在这种方案中，补贴提供者承诺支付原来债务和股权在退役后的现金流，以此保证立即将电厂退役，这样需要承担的成本高于现金收购，这是因为更低的优惠融资贴现率提高了损失的未来现金流的成本现值。然而，对于政府而言，若资金紧张，发电行业和煤炭现金流面临压力，并且电厂的部分股份由外国实体（例如中国国家开发银行）持有，同时仍需采取短期行动来确保现有电厂在未来退役，那么可以采用同样的方法缩短电厂运行时间，所承担的成本低于立即退役。

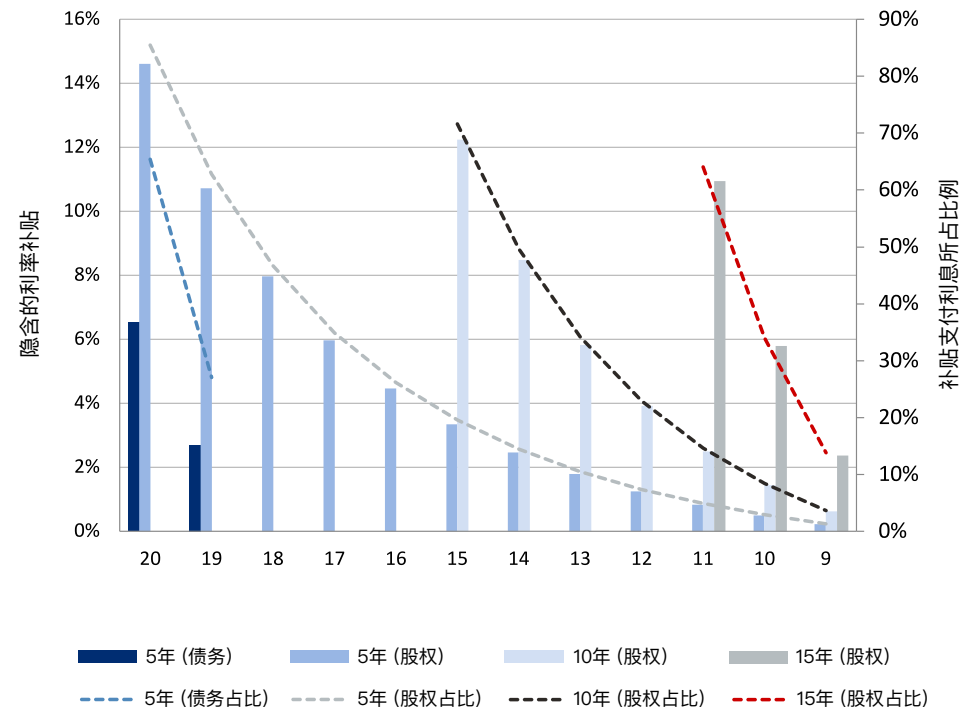
举例来说，若电厂在第5年进行再融资，补贴提供者支付足够的剩余贷款利息以确保电厂可以在第10年年底退役（即提前20年退役），那么补贴提供者需要承担1.51亿美元的成本（比在同年全额收购要低3300万美元）。若让电厂多运行5年（即提前15年退役），总成本将降至4600万美元（同年全额收购需要8100万美元），所有成本都用于支付股权持有者。若电厂在第10年进行再融资并在第15年退役，实现相同结果的成本（在再融资时）要低于承诺五年后实施补贴机制所需要承担的成本。在第15年进行再融资并在同年退役将需要8100万美元的补贴成本。

若退役后现金流损失，替代这部分现金流所需的补贴（在再融资和退役年份之间每年支付）也可以作为支付给再融资时未偿还本金（或类似的股权现金流）的利率补贴。图3显示了隐含的利率补贴百分点，虚线对应右轴表示补贴支付占总利息的比例。只有在所需补贴少于贷款利息（或对于股权而言，是支付给股东的股权回报）的年份，利率补贴才成为一项选择。在此处建模的情况中，若补贴在运行第5年引入，那么利率/股权回报补贴可以用于最多提前20年退役；若在第10年引入，最多提前14年退役；如果在第15年引入，最多提前11年退役。电厂提前退役需要额外赠款



来补充作为“优惠”补贴的一部分。运行13年后债务将已还清，因此这之后的补贴完全用于支付股权回报。运行22年后，债务和所需股权回报都将已付清，在此情况下即不需补贴。

图3：再融资时的利率/回报补贴（运行第5、10和15年）



来源：作者制作。

说明：条形是利率补贴（按百分点显示），虚线是其所占总利息份额。

碳收购和优惠碳融资

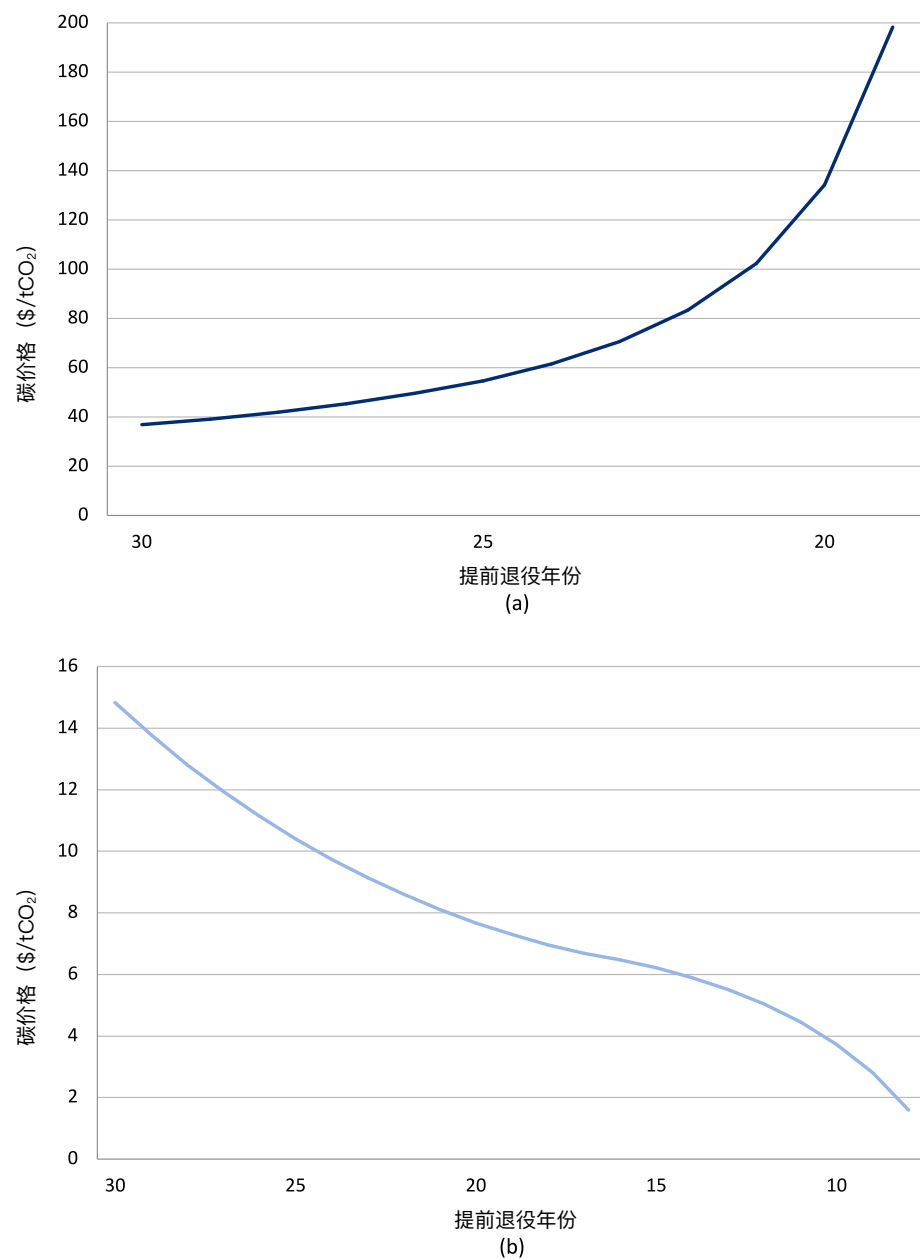
鉴于燃煤电厂提前退役将避免排放一定数量的二氧化碳，假设将这些二氧化碳在原本被排放的时候（即退役后的年份）转化成收入，在某一特定价格上，债务和股权持有者都能以此抵偿所有未来现金流的价值。按照这个避免排放的碳价格，债务和股权持有人可以在不牺牲任何净现值的情况下立即将电厂退役。

完全补偿债务持有者所需的价格远高于补偿股权持有者所需的价格，另外，电厂退役越晚，前者所需价格越高。在这两种补偿情况下，等待电厂退役的时间越长，意味着将避免排放的二氧化碳货币化以支付损失的现金流的年份越短（提高价格），与此同时，需要支付的损失现金流也就越少（降低价格）。一方面，避免排放的二氧化碳按照债务和股权持有者在剩余项目中所占比例来划分；另一方面，债务本金按时间偿还，因此，与债务持有者相关的、可用于货币化的二氧化碳数量下降速度快于损失现金流价值的下降速度，净效应是碳价格逐渐升高。此外，由于到期贷款下降，与损失现金流价值下降速度相比，债务相关的避免排放的二氧化碳数量加速下降。所需碳价格也因此随着退役延后而加速上升（图4a）。



在补偿股权持有者的情况下，股权持有者在避免排放的二氧化碳中所占比例在债务偿还后升高，因此，避免排放的二氧化碳划分给股权持有者的净现值会在退役较迟的年份上升，在提前17年退役时达到顶峰（表现为图4b中的拐点）。由于避免排放的二氧化碳的价值高于债务并且随着损失的现金流价值的下降而升高，碳价格低于债务并且随着退役延后而下降。随着避免排放的二氧化碳价值上升速度变缓，碳价格下降速度随之变缓。从提前18年退役开始，避免排放的二氧化碳的现值开始加速下降。结合下降的损失现金流现值来看，净效应如下：在电厂提前退役年份少于18年的情况下，所需碳价格将加速下降。

图4：抵偿提前退役所需的未来避免排放的碳价格，根据净现值



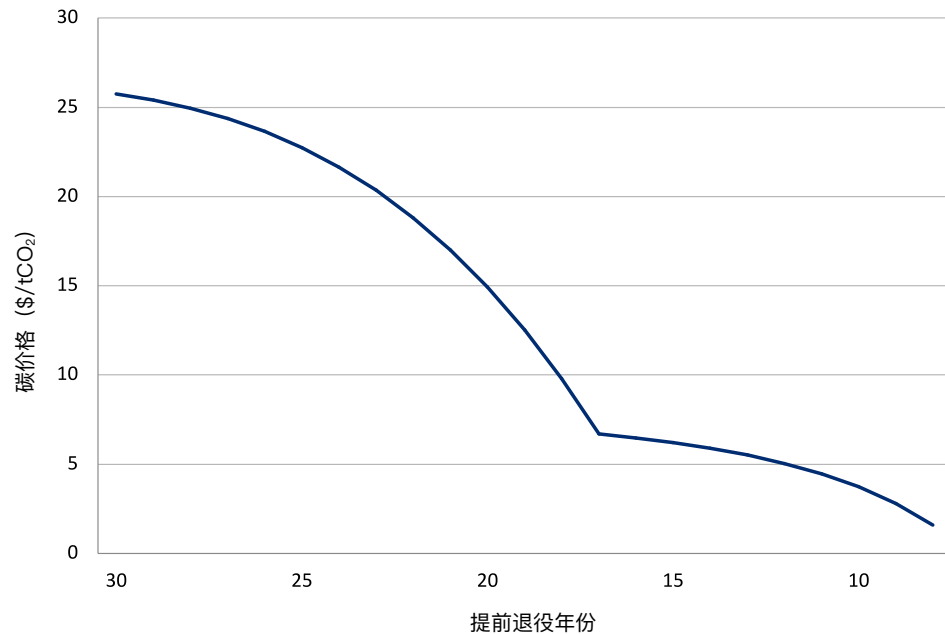
来源：作者制作。

说明：(a) 是偿还债务持有者所需价格，(b) 是偿还股权持有者所需价格。



可计算出未来避免排放的二氧化碳某个特定价格，让债务和股权持有者都得到偿还（图5）。也就是说，在这一特定的碳价格上，避免排放的二氧化碳所得收入可以抵消在再融资年份（即电厂所有人用碳收入替代原来退役后现金流的年份）未偿还的债务现值和股权现金流现值。电厂退役越早，这一价格越高，并随着退役的延后而加速下降。这是因为尽管与债务相关的价格在上升，债务支付在未来资金流现值所占比例却在下降，上升的债务价格对整体价格所施加的上升压力也在下降。一旦在提前17年退役的这一年还清债务，下降速度就会减慢（体现为图5中的弯曲点，在该点之后，碳价格即为图4b中的股权价格）。

图5：对股权持有者超额支付，以对债务持有者全额补偿所需的未来避免排放的碳价格，根据净现值

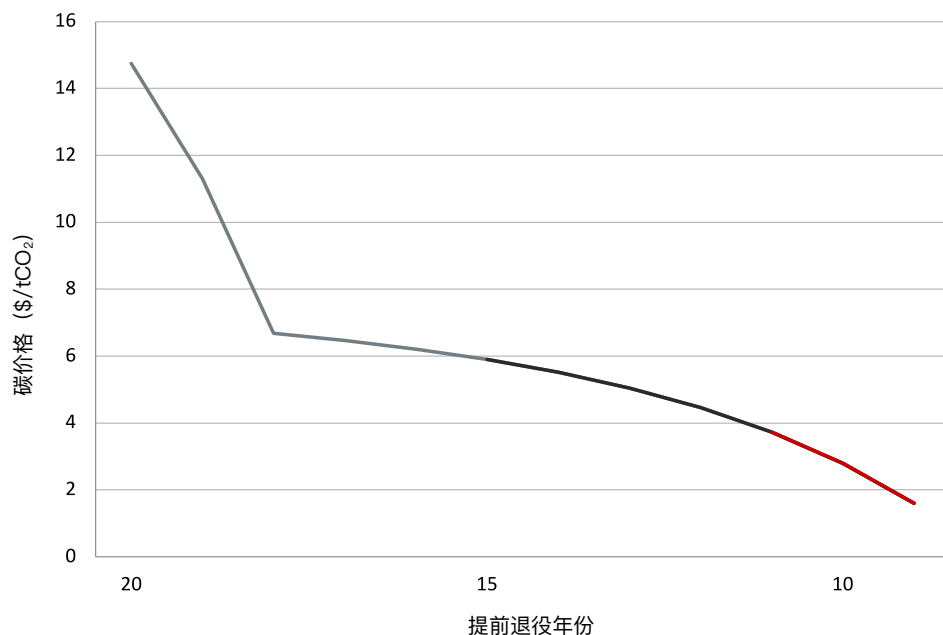


来源：作者制作。

还有可能确定出一个特定的避免排放的碳价格，以此完全替代优惠融资方案（图6）中所需的补贴数额，只有将利率和股权回报补贴都能计算出的年份组合在一起，才能计算出这一价格，如图5，这一价格也随着所需补贴的下降而下降，在债务还清后略有反弹，然后以更慢的速度下降到与偿还股权持有者所需碳价格相同的价值。其中重要的是，资助补贴所需的避免排放的碳价格并不取决于再融资年份，这反映出无论如何，避免排放的二氧化碳都会在同一时间点释放（即退役后）。



图6：全额资助补贴所需的未来避免排放的碳价格，根据净现值（按不同年份计算）



来源：作者制作。

讨论

本篇工作报告的建模分析结果，为探讨适用于以下这类燃煤电厂的提前退役结构提供了量化基础，燃煤电厂尚未偿还资本成本，无论是从能源供应角度还是从财务角度来看，立即退役对其所处的运行环境而言都并非有利之选——尤其对于“一带一路”燃煤电厂而言，其贷款人和某些情况下的资助人均来自中国。以上探讨的提前退役结构清晰地表明，根据我们的假设，若可以选择补贴损失的现金流（无论是以一次性补贴还是利率补贴的形式），以更低的利率对电厂进行再融资并在几年后退役，同时仍在其原本的运行寿命中减去十年及以上的时间，这一提前退役结构所耗费的成本将低于全额收购电厂。

国家背景下的煤炭

为理解量化结果的意义及其实际作用，我们将量化结果代入报告关注的三个国家的政治经济制度背景中，这三个国家的燃煤电厂都取得了中国的大量投资（形式包括提供贷款、股权或履行工厂总承包合约）。

印度尼西亚

印度尼西亚是一个由17000座岛屿组成的群岛国家，人口密度差异大，经济活动中心集中，其能源使用量在东南亚国家联盟（东盟）中已占40%，预计在2014年至2030年期间能源需求最终将增加两倍（国际可再生能源机构，2017年）。印尼的能源供



应结构仍以煤炭和石油为主，国内燃煤发电量贡献了总发电量的约60%（Christina和Nangoy，2021年）。自1990年以来，石油和天然气消费量增加了一倍多，尽管石油进口迅速增加（国际能源署，2021年b），印尼的煤炭出口行业意味着其仍属净能源出口国（亚洲开发银行，2020年）。印尼3国内丰富的煤炭资源促使印尼在政治层面倾向于扩张主义的煤电政策，得到了政治和经济精英（包括个体寡头和能源行业的国有企业）的支持。

印尼还是世界上最大的生物燃料产国（国际能源署，2021年b）。2020年，非生物能源发电以水能（19.5太瓦时）和地热（15.6太瓦时）为主，风能和太阳能合计仅发电0.9太瓦时。2021年对可再生能源的投资总额为15亿美元，仅占实现2021年至2025年短期可再生能源目标每年所需的20%（国际可持续发展研究院，2022年），远低于补偿加速煤炭退役所需的水平。

2010年代末，中国在印尼煤电行业发挥的作用急剧扩大，涵盖债务融资、股权投资和建筑合约。由于供应国内电厂的煤矿的开采权使用费在地方和国家公共预算中所占比重越来越大，促使公共部门自我强化以维持煤炭行业的激励措施随之出现（Ordenez，Jakob，Steckel和Fünfgeld，2021年）。随着国有企业成为另一个受政治庇护的强势中心，国家指导的发展模式仍是印尼能源政策的核心组成部分，也是加速煤电淘汰的主要制约因素。1999年《自治法》制定法律改革，将能源行业的规划和监管职能移交给省级当局，但制度性的障碍、矛盾重重的政策激励措施和发展目标对比商业目标的事实上的模棱两可，无不阻碍着省级利益相关者推进煤炭行业重组（Sekarintias，Verrier和Cronin，2023年）。提前淘汰印尼现有的煤电装机容量还受到以下因素直接制约，即投资者与国家间争端解决机制（ISDS）对90%外资燃煤电厂的国际性保护。中国—东盟条约进一步明确保护印尼另外12座相对较新的燃煤电厂不形成搁浅成本，这些电厂主要是亚临界电厂，搁浅成本在印尼实现其《巴黎协定》目标的情况下预计为68-79亿美元（Tienhaara和Cotula，2017年）。

巴基斯坦

二十多年来，巴基斯坦多次经历能源危机，预计电力需求将增加四分之一，从2019-2020年的154TWh增加至2024-2025年的192TWh（国际能源署，2021年c）。该国的发电结构历来以水能、天然气和石油为主，但最近出现了一个急剧转变，即通过中国实体资助的新燃煤电厂满足边际需求。中巴经济走廊中开发的电厂以成本高的优惠贷款条件吸引中国投资：相当丰厚的股权回报，偿还中国出口信用保险公司征收的政治风险保险费用，以及相对较短的十年债务偿还期（Ali，2020年；Khan和Liu，2019年）。

这些协议直接导致巴基斯坦政府承担的债务负债（约14亿美元，以主权担保形式）和煤炭进口成本迅速上升（Ebrahim，2019年）。2019年，天然气仍然提供近一半的发电量，其次是水能和煤炭，分别为20%和12%。国内采矿行业未形成规模，煤炭装机容量快速增长，这两个因素叠加导致巴基斯坦越来越依赖煤炭进口。水能发电正在增长，但速度缓慢（美国能源信息署，2022年），生物能源占比稳步下降，2019年时约为三分之一。巴基斯坦的天然风力走廊非常适宜陆上风力装置，具有很大潜力（随着几项项目成功落地，已实现了部分潜力），但其太阳能和风能装机容量依



然很低，2020年为1.5吉瓦，仅占总装机容量的3%-4%。2020年，巴基斯坦宣布预备取消两个煤电项目，并以新的水电项目替代（《论坛快报》，2020年）。同时，现有煤电行业的资产搁浅成本预计为180亿美元，还需要200-300亿美元用以建设充足的可再生能源装机容量来替代煤炭，并增加电网容量以满足需求。巴基斯坦经济前景动荡，再加上缺少碳市场，现有燃煤电厂受监管的股权回报和装机容量支付过分慷慨，公用事业公司财务状况举步维艰，以及对于可再生能源开发的结构性激励措施没有到位，导致吸引公用事业规模的可再生能源项目投资困难重重（Bhandary和Gallagher, 2022年；Nedophil Wang, Springer, Volz和Yue, 2022年；Solangi, Longsheng和Shah, 2021年）。以上种种不利因素相互交织，如果缺少外部支持，提前退役巴基斯坦煤电装机容量将面临极大挑战。

越南

越南的能源需求仍以每年10%的速度增长（Breu, Castellano, Deffarges和Nguyen, 2021年）。越南在2010年前以水能发电为主，但到2021年，60%的发电量来自煤炭、天然气和石油（Pham, 2022年；越南投资管理公司VinaCapital, 2022年）。自2010年以来，煤炭发电所占比例翻番，达到近50%，核电开发计划的放弃加速了煤炭发电比例的提升（Murray, 2021年），预计到2030年煤炭需求将提升一倍（Phu, 2022年）。越南自此从净煤炭出口国变为进口国（Samuel, 2022年）。

太阳能发电从2015年的几近于零上升到2021年的16.5吉瓦（Tachev, 2022年b），但风能利用没有进展（Merdekawati, Supendi和Vu, 2022年）。越南的第八个电力发展计划覆盖2021年至2030年，其中阐述了2045年长期愿景。根据该计划，风能发电将扩大到总发电量的64%，总发电量预计还包含15吉瓦天然气发电，45吉瓦液化天然气发电，同时煤炭发电增长更加缓慢。然而，越南现有燃煤电厂已面临高昂的燃料费用成本（Dat, 2022年），多数电厂以60%-70%的负荷率运行，其中一些电厂还因煤炭短缺而需定期关闭（《越南投资评论》，2022年），进一步扩张更将受到政治层面的反对（Pham, 2022年）。随着重要融资伙伴退出国际煤炭投资，几个备受瞩目的投资前煤电项目面临着未知的未来（Tachev, 2022年a）。另外，关于加速现有燃煤电厂机群退役，眼下正在考虑的方案包括：收购电厂，并根据亚洲开发银行的能源转型机制，早于原计划时间用清洁能源将其替代（Hoang, 2021年），以及将燃料转换为氨气（《投资者》，2022年）。

政治经济和退役机制

在煤炭的未来和淘汰现有煤电装机容量可行性的方面，这里考虑的三个国家背景具有一些共同的关键特征。第一，中期内预期电力需求增长都是两位数，亟需扩大电力供应。第二，煤炭在现有发电结构中占据中心地位。在印尼，煤炭长期在发电结构中居于中心地位，巴基斯坦和越南则在相对近期的时间内大幅转向煤炭发电和煤炭进口。第三，缺乏灵活性的煤炭资产经济前景疲软，这主要由以下因素引起：来自可再生能源的竞争压力、高成本以及负荷率持续下降至趋近60%（在印尼的例子中反映了短期内的发电量过剩）。最后，每个国家都明确阐述其设有长期的去碳化目标，并且为在不危及能源供应安全的情况下实现这一目标，需要吸引大量且新的私人投资。



与此同时，每个国家存在的背景环境在以下几个方面呈现出显著差异。第一，越南在扩大太阳能发电装机容量方面已投入大量投资，在风能方面的投资也在加大，但印尼和巴基斯坦并没有采取相应规模化举措，部分原因在于国内缺乏相应的政策支持，以及可再生能源监管环境不够明确，还有部分原因在于不合理的系统规划和外部冲击导致短期内发电量过剩（进一步扩大装机容量可能会进一步恶化现有燃煤电厂的财务状况）。第二，相对而言，越南在制定煤炭资产提前退役相关政策框架以及将这些措施纳入长期规划方面走在前列。而巴基斯坦和印尼由于替代投资选择有限、现有煤电机组相关的财务负担较为沉重，在有组织地逐步淘汰燃煤电厂方面尚处于起步阶段。

在审慎考虑分析这一信息各种可用的方法框架后，我们最终决定采用“参与者，目标，背景”（AOC）方法。这种识别和分析政治经济关系的模型简单却独具启发性，平衡了简明、严谨和政策意义，并且已被应用于一系列探讨不同司法管辖区燃煤电厂逐步淘汰所面临困难的研究之中（Heerma van Voss和Rafaty，2022年；Jakob和Steckel，2022年；Jakob等人，2020年；Ohlendorf, Jakob和Steckel，2022年）。本篇研究虽然没有开展基础研究，但充分利用本篇工作报告——其本身建立于专家调查、对国家案例的深入分析和对政策决策过程的比较分析——将建模结果放在背景中分析，尝试从所关注国家燃煤电厂退役现有政策的共同影响因素中归纳出普遍结论。

燃煤电厂退役决策的主要参与者大体可分为政治拥护者和经济拥护者。在每种情况下，最具影响力的政治参与者是国家元首、执政党、电力监管机构和负责能源发展的内阁部委。相应的经济参与者是电力公司和煤矿公司，这些公司往往是国有或在一定程度上由寡头控制，在这两种情况下都作为重要政治参与者的资助人。相比之下，民间团体的政治经济作用微乎其微。权力集中于精英政治人物和权力经纪人，他们的政治财富与其吸引外国资金进入国内基础设施项目的能力息息相关，尤其是那些有益于主要经济参与者的项目，即能源供应、高增长行业和出口导向型产业。

煤炭政策的总体目标在主要参与者之间是一致的，集中于三个方面：（i）经济增长；（ii）电力供应安全和（iii）电力可负担性。在这三个国家背景的相关文献中，煤电项目的支持者和投资者几乎无一例外都提到了这三项目标。相比之下，非边缘的政治和经济参与者很少提到旨在最大化利用燃煤电厂提前退役的政策。

主要参与者及其主要目标所处的历史和结构背景主要源自国内电力市场的设计和基础设施融资方式。现有文献表明，电力市场的结构特性（尤其是电力资产所有权和控制权）和输配电基础设施限制着参与者对煤炭政策决策的影响，这些决策从投资贯彻到认购、建设、投产、运行、再融资和退役。在电力行业缺乏重大改革的情况下，这或多或少代表一定的约束，基础设施融资因此对于确定电厂退役的可选方案方面具有更为重要的影响力。在所有研究国家中，或许最为显著的背景因素是能源行业转向金融自由化，其中甚至包括像印尼案例中这类外国资本通过国内机构调拨的情况。

结合以上三部分可得出以下重要观点：政治参与者本身受到国内的经济参与者制约，他们可能将放宽基础设施融资限制或将其外部化视为一种合法且在政治层面安全的方式，既能促进新型经济活动（如可再生能源增长和煤炭逐步淘汰）又无需承



担统治动荡风险或危及他们作为政治资助人的地位（Pond，2018年）。在煤炭背景下，这意味着煤炭退役最可行的途径很可能涉及利用外国资本来承担煤炭提前退役的（部分）成本。同样，考虑到所研究国家的参与者、目标和背景配置，依靠国内公用事业公司（国有或其它）来主动推动煤炭退役并不明智。

因此，我们研究的核心结论如下：为取得合理的机会——至少在短期内——煤炭提前退役政策计划或需债务或股权持有者积极参与，在这里也就是中国国有融资机构。提前退役所需资本外部化还能带来以下有利影响：将资产从东道国国有企业和融资机构的资产负债表上去除，释放原本将被用于资助煤炭资产退役的资金，可用于投资替代能源。正如此研究描述的建模方法和结果所示，实现这一目标有以下几种可选方案：

- (i) 通过全额收购立即退役。如需全额补偿债务和股权持有者，这一方案需要付出昂贵的前期成本，并要求立即以替代性发电装机容量作为替代。
- (ii) 在可能的情况下以较低的资本成本进行再融资，并且/或者向债务/股权持有人支付利率补贴，以补偿因提前退役造成的现金流损失。如建模结果所示，这一方案能以较低成本实现同等结果，并给予足够的时间和可预期性来发展替代电力来源。
- (iii) 债务换碳，形式包括全额收购和利率补贴。

在实践中，假设中国实体持有债务或股权，可选的实施方案包括：

- (i) 这些实体——或其股东中国政府——愿意重新协商条款，进行债务重组降低利率，并且/或者由中国政府提供补贴，其中部分成本或许可由东道国政府承担。
- (ii) 将燃煤电厂资产转移给其它中国实体，如政府银行，负责以中国政府可接受的成本对相关资产进行清算。
- (iii) 将燃煤电厂资产转移给由商业资金和优惠资金混合组成的国际混合融资资金。这一方案取决于中国实体出售资产的意愿，可能性小于第一项方案，这是因为这些电厂通常采用中国技术和供应商，可能会被视为与其所在国之间更广泛的贸易和投资伙伴关系的一部分，资产出售或将危及这一关系。

在参与海外煤炭项目融资的各类中国机构中，中国发展融资机构可以领头采用以上探讨的具体机制。中国发展融资机构在协调海外项目融资的各参与方之间的资金分配方面发挥着重要作用（Chin和Gallagher，2019年）。鉴于其具有公共及准政府地位，中国发展融资机构也面临着国际压力，要求其提升海外融资环境标准以与其它全球发展融资机构相匹配。得到七国集团等西方国家支持的公正能源转型伙伴关系模式目前已在南非、印尼和越南推动达成协议，这些国家各自的发展融资机构将作为各个项目中的核心组成部分。同属于发展融资机构的亚洲开发银行目前正在开发能源转型机制，这一机制或许将成为不同公正能源转型伙伴关系计划中的组成部分。中国对支持发展中国家绿色低碳能源做出了广泛承诺，并且将越来越多的承诺汇编入官方指南，但其后的资金支持尚未增加（Springer, Lu和Chi，2022年）。



有必要采用有利的政策框架以调动实现承诺所需融资。虽然中国不太可能加入公正能源转型伙伴关系或追求类似的多边策略，中国的发展融资机构仍能表示支持特定的能源和排放目标，为发展中国家实现这些目标提供财务支持。以上讨论的退役机制中提供了几条在政治层面可行的渠道，中国发展融资机构可以通过这些渠道来实施。第一，从债务角度来看，中国发展融资机构在需要时积极参与协商债务重组，并曾向债务困难国家的燃煤电厂发放贷款。至于其它债务置换类型，如债务换自然保护、债务换气候，中国也在探讨将它们作为国外融资业务的可能工具。如果中国发展融资机构选择推进债务置换，可以将以上探讨的实施方案纳入任何一种债务置换结构中。第二，从股权角度来看，中国设立了二十多个海外发展投资基金，引导股权资金用于实现既定发展目标。这些基金的股东包括中国发展融资机构、商业银行和私人投资者，其中部分基金已制定绿色发展目标（Moses, Gormley和Springer, 2022年）。这些多方股东基金汇集资金可以用于利率补贴以及/或者作为机构大本营，将预备提前退役的燃煤电厂资产转移到这里。

由中国主导、聚焦于能源转型融资的伙伴关系无需只专注于煤炭退役。事实上，为聚焦于可再生能源的中国发展融资机构制定政策框架，同时以煤炭退役作为支持机制，在政治层面上或许更为可行。从更广泛的视角来看，这些方案的政治可行性和环境效益（对于中国和东道国）或许关键在于与之同时对（接近）零碳电量的投资。鉴于中国在可再生能源设备制造和出口贸易方面具有巨大的相对优势和商业利益，可以想象，除了本研究中描述的仅仅债务重组就能带来的大量潜在结余以外，中国参与者在这一新兴行业中的利益也将极大地推动中国发起的煤炭退役。与此同时，东道国可以大力推动形成相关伙伴关系，设立商定框架内目标，以支持地方内容，或推动对煤炭退役的支持水平与在可再生能源装机容量扩建方面获得的资金支持水平之间实现衔接。

结论

本篇报告的出发点在于合理处理由中国资助、目前正处于运行状态的燃煤电厂的机群，这部分机群的总装机容量约为39吉瓦，平均投产年份不足10年。考虑到这些机群的投产年份，提前退役可以产生更大避免排放的碳效益，但同时也更为艰难，因为燃煤电厂的债务和股权负债大部分尚未偿清，并且其所处的监管市场目前可应用于加速煤炭退役的工具要么尚未推出，要么受到太多政治干扰，顺利实施或成功实现的机会较为渺茫。

我们以具有代表性特征的亚临界电厂为例作预测分析，发现在确保燃煤电厂提前退役方面，采用利率补贴方法或许能比全额收购更好地利用优惠资金。一方面，在实现同等避免碳排放的情况下，利率补贴方法所需成本更低（例如，在第5年再融资、第10年退役需要1.51亿美元，而第10年退役需要1.84亿美元）；另一方面，这一方法也更切合实际，因为在本篇研究探讨的三个案例中，电力需求增长率高，可再生能源建设仍处于相对早期阶段。提供足够的利率补贴支持燃煤电厂提前退役（在模型中，从第5年开始支付3个百分点股权回报可以支持在第10年退役），同时给东道国足够的时间投资替代装机容量，或许是一项可行的解决方案。无论在电厂真正退役时避免排放碳市场是否存在，债务换碳或许都可作为资助电厂退役的一个可行方



式，并且在两种情况下都能以每吨二氧化碳20美元的碳价格对债务或股权持有者进行全额补偿。

本篇报告开展的政治经济分析还清晰地表明，由于补贴利息支付（尤其是支付给国外实体的）可用的财政空间有限，政治和经济领域中支持继续使用煤炭一派的既得利益难以撼动，这些解决方案不太可能在国内自行出现。如果这一结论无误，那么“一带一路”燃煤电厂提前退役或将需要中国贷款人和股权持有者积极参与重新协商未偿还债务，酌情降低借贷成本，并在可能的情况下补贴利息支付；或是同意将债务和股权所有权转让给其它机构，如中国政府控制的银行或资产管理公司，或是旨在促进燃煤电厂提前退役的国际资本混合融资基金。虽然我们的分析与研究结果针对的是特定国家获中国资助的燃煤电厂，但研究确认的机制和实施方案，包括公正能源转型伙伴关系和能源转型机制，对于为发展中国家燃煤电厂退役的制定新兴框架也具有一定的借鉴意义。

参考文献

ADB (2020) *Indonesia Energy Sector Assessment, Strategy, and Road Map*. Retrieved from <https://www.adb.org/sites/default/files/institutional-document/666741/indonesia-energy-asr-update.pdf>

Ali, M. (2020) China–Pakistan Economic Corridor: prospects and challenges. *Contemporary South Asia* 28 (1): 100–112. doi:10.1080/09584935.2019.1667302

Bhandary, R. R., Gallagher, K. S. (2022) What drives Pakistan’s coal-fired power plant construction boom? Understanding the China–Pakistan Economic Corridor’s energy portfolio. *World development perspectives* 25: 100396. doi:10.1016/j.wdp.2022.100396

Bhattacharjee, Y. (2022) India is reinventing its energy strategy—and the climate may depend on it. *National Geographic*. Retrieved from <https://www.nationalgeographic.co.uk/environment-and-conservation/2022/07/india-is-reinventing-its-energy-strategy-and-the-climate-may-depend-on-it>

Bodnar, P., Gray, M., Grbusic, T., Herz, S., Lonsdale, A., Mardell, S., Varadarajan, U. (2020) *How to Retire Early: Making Accelerated Coal Phaseout Feasible and Just*. Retrieved from Boulder, CO:

Bosshard, P. (2022) *The Coal Insurers of Last Resort*. Retrieved from <https://global.insure-our-future.com/wp-content/uploads/sites/2/2022/05/IOF-KEPCO-Briefing.pdf>

Boston University Global Development Policy Center (2022a) *China’s Overseas Development Finance Database*.

Boston University Global Development Policy Center (2022b) *China’s Global Power Database*. Retrieved from: <https://www.bu.edu/cgp/>

Breu, M., Castellano, A., Deffarges, J., Nguyen, A. T. (2021) Capturing the wind: Renewable-energy opportunities in Vietnam. Retrieved from <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/capturing-the-wind-renewable-energy-opportunities-in-vietnam>

Brown, D. (2022) Elite power struggle sees Vietnam abandon coal, but leaves collateral damage. *Mongabay*. Retrieved from <https://www.eco-business.com/news/elite-power-struggle-sees-vietnam-abandon-coal-but-leaves-collateral-damage/>



- Brown, M. (2020) *PLN in Crisis - Time for Independent Power Producers to Share the Pain?* Retrieved from <https://ieefa.org/resources/pln-crisis-time-independent-power-producers-share-pain>
- Brown, M., Hauber, G. (2021) *ADB Backs Coal Power Retirement In Southeast Asia*. Retrieved from
- Calhoun, K., Chen, P., Einberger, M., Kansal, R., Matsuo, T., Varadarajan, U., Udentashu. (2021) *Financing the Coal Transition*. Retrieved from https://rmi.org/wp-content/uploads/dlm_uploads/2021/11/RMI_Financing_the_Coal_Transition_November_2021.pdf
- Carbon Trust, Asia Group Advisors, Climate Smart Ventures. (2021) *Opportunities to Accelerate Coal to Clean Power Transition in Selected Southeast Asian Developing Member Countries*. Retrieved from
- Central Electricity Authority (2022) *Power Sector at a Glance - All India*. Retrieved from <https://power-min.gov.in/en/content/power-sector-glance-all-india>
- Chakravarty, S., & Somanathan, E. (2021) There is no economic case for new coal plants in India. *World development perspectives* 24: 100373. doi:10.1016/j.wdp.2021.100373
- Chen, B., Liou, F.-M. (2017) Optimal Capital Structure of Power Plant Projects with Various Bargaining Powers in Project Negotiations. *Journal of Energy Engineering* 143 (2): 04016051. doi:doi:10.1061/(ASCE)EY.1943-7897.0000407
- Chen, M. (2020) Beyond Donation: China's Policy Banks and the Reshaping of Development Finance. *Studies in Comparative International Development* 55 (4): 436-459. doi:10.1007/s12116-020-09310-9
- Chin, G. T., Gallagher, K. P. (2019) Coordinated Credit Spaces: The Globalization of Chinese Development Finance. *Development and change* 50 (1): 245-274. doi:<https://doi.org/10.1111/dech.12470>
- Christina, B., Nangoy, F. (2021) Indonesia targets greater solar capacity by 2030 under new plan. *Reuters*. Retrieved from <https://www.reuters.com/article/indonesia-energy/update-2-indonesia-targets-greater-solar-capacity-by-2030-under-new-plan-idUSL1N2R106T>
- Climate Analytics (2019) *Country Profile: Vietnam*. Retrieved from <https://climateanalytics.org/media/decarbonisingasia2019-profile-vietnam-climateanalytics.pdf>
- Dat, T. (2022) Rains leave hydropower sector awash in profits, thermal plants struggle. *VN Express*. Retrieved from <https://e.vnexpress.net/news/industries/rains-leave-hydropower-sector-awash-in-profits-thermal-plants-struggle-4495723.html>
- Debnath, R., Mittal, V., Jindal, A. (2022) A review of challenges from increasing renewable generation in the Indian Power Sector: Way forward for Electricity (Amendment) Bill 2020. *Energy & Environment* 33(1): 3-40. doi:10.1177/0958305X20986246
- Ebrahim, Z. (2019) Why is Pakistan still pursuing coal? *China Dialogue*. Retrieved from <https://chinadialogue.net/en/energy/11388-why-is-pakistan-still-pursuing-coal/>
- Ebrahim, Z. (2021) Pakistan Faces an Unexpected Dilemma: Too Much Electricity. *Reuters*. Retrieved from <https://www.reuters.com/article/us-pakistan-energy-climate-change-featur/pakistan-faces-an-unexpected-dilemma-too-much-electricity-idUSKBN2AO27C>
- Eggleston, H., Buendia, L., Miwa, K., Ngara, T., Tanabe, K. (2006) *2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories*. Retrieved from <https://www.ipcc.ch/report/2006-ipcc-guidelines-for-national-greenhouse-gas-inventories/>
- EIA (2021) *Indonesia*. Retrieved from <https://www.eia.gov/international/analysis/country/IDN>
- EIA (2022) *Pakistan*. Retrieved from <https://www.eia.gov/international/analysis/country/PAK>



Electricity and Renewable Energy Authority in Viet Nam, & Danish Energy Agency (2022) Vietnam Energy Outlook Report 2021. Retrieved from https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/vietnam_energy_outlook_report_2021_english.pdf

Enerdata (2021) Pakistan's Installed Capacity May Rise by Over 40% to 57 GW in 2030. Retrieved from <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/pakistans-installed-capacity-may-rise-over-40-57-gw-2030.html>

Enerdata (2022a) Pakistan Will Convert Imported Coal-Based Power Plants to Local Coal or Solar. Retrieved from <https://www.enerdata.net/publications/daily-energy-news/pakistan-will-convert-imported-coal-based-power-plants-local-coal-or-solar.html>

Enerdata (2022b) Vietnam Energy Information. Retrieved from <https://www.enerdata.net/estore/energy-market/vietnam/>

Espinoza, D., Morris, J., Baroud, H., Bisogno, M., Cifuentes, A., Gentzoglanis, A., . . . Vahedifard, F. (2020) The role of traditional discounted cash flows in the tragedy of the horizon: another inconvenient truth. *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change* 25 (4): 643-660. doi:10.1007/s11027-019-09884-3

Fong, C., Mardell, S. (2021) Securitization in Action: How US States Are Shaping an Equitable Coal Transition. Retrieved from <https://rmi.org/securitization-in-action-how-us-states-are-shaping-an-equitable-coal-transition/>

GIZ (2022) Power Development Plan 8 submitted to the Office of the Government. *IKI News*. Retrieved from <http://ikinews.climatechange.vn/iki-vietnam-newsletter-archive/>

Global Energy Monitor (2022) *Estimating carbon dioxide emissions from coal plants*. Retrieved from https://www.gem.wiki/Estimating_carbon_dioxide_emissions_from_coal_plants

Goritz, A., Schulz, N., Isoaho, K. (2017) *The Political Economy of Clean Energy Transitions*. In Oxford: Oxford: Oxford University Press.

Government of Pakistan (2021) *Updated Nationally Determined Contributions 2021*. Retrieved from <https://unfccc.int/sites/default/files/NDC/2022-06/Pakistan%20Updated%20NDC%202021.pdf>

Heerma van Voss, B., Rafaty, R. (2022) Sensitive intervention points in China's coal phaseout. *Energy Policy* 163: 112797. doi:10.1016/j.enpol.2022.112797

Hoang, L. (2021) Philippines and Vietnam coal-fired plants to retire in ADB-led plan. *Nikkei Asia*. Retrieved from <https://asia.nikkei.com/Spotlight/Environment/Climate-Change/Philippines-and-Vietnam-coal-fired-plants-to-retire-in-ADB-led-plan>

IEA (2020) *World Energy Outlook 2021*. Retrieved from Paris: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>

IEA (2021a) *India Energy Outlook 2021*. Retrieved from <https://www.iea.org/reports/india-energy-outlook-2021>

IEA (2021b) Indonesia. Retrieved from <https://www.iea.org/countries/indonesia>

IEA (2021c) Monthly electricity demand in Pakistan in FY 2019-2020 and estimated for FY 2024-2025. Retrieved from <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/monthly-electricity-demand-in-pakistan-in-fy-2019-2020-and-estimated-for-fy-2024-2025>

IEA (2021d) *Renewables Integration in India 2021*. Retrieved from <https://iea.blob.core.windows.net/assets/7b6bf9e6-4d69-466c-8069-bdd26b3e9ed1/RenewablesIntegrationinIndia2021.pdf>



- IEA (2022a) Electricity Information. Retrieved from <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information#electricity-and-heat-generation-oecd-and-selected-countries>
- IEA (2022b) Pakistan. Retrieved from <https://www.iea.org/countries/Pakistan>
- IISD (2022) Indonesia Must Quadruple its Annual Renewable Investment Target to Reach its Climate Objectives. Retrieved from <https://www.iisd.org/articles/indonesia-annual-renewable-investment-target>
- International Energy Agency (2019) *World Energy Balances*. Retrieved from Paris, France: <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-balances>
- International Energy Agency (2021) *Net Zero by 2050: A Roadmap for the Global Energy Sector*. Retrieved from Paris: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- IRENA (2017) *Renewable Energy Prospects: Indonesia*. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_REmap_Indonesia_report_2017.pdf
- IRENA (2021) *Energy Profile: Indonesia*. Retrieved from https://www.irena.org/IRENADocuments/Statistical_Profiles/Asia/Indonesia_Asia_RE_SP.pdf
- IRENA (2022) *Renewable Power Generation Costs in 2021*. Retrieved from Abu Dhabi: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf
- Jakob, M., Steckel, J. (2022) *The Political Economy of Coal: Obstacles to Clean Energy Transitions*. M. Jakob, J. Steckel (Eds.) 1 ed. Vol. 1: Routledge.
- Jakob, M., Steckel, J. C., Jotzo, F., Sovacool, B. K., Cornelsen, L., Chandra, R., . . . Urpelainen, J. (2020) The future of coal in a carbon-constrained climate. *Nature Climate Change* 10 (8): 704-707. doi:10.1038/s41558-020-0866-1
- Jindal, A., Shrimali, G. (2022) Cost-benefit analysis of coal plant repurposing in developing countries: A case study of India. *Energy Policy* 164: 112911. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112911>
- Khan, S., Liu, G. (2019) The China-Pakistan Economic Corridor (CPEC): challenges and prospects. *Area Development and Policy* 4 (4): 466-473. doi:10.1080/23792949.2018.1534549
- Kim, J., Sovacool, B. K., Bazilian, M., Griffiths, S., Lee, J., Yang, M., Lee, J. (2022) Decarbonizing the iron and steel industry: A systematic review of sociotechnical systems, technological innovations, and policy options. *Energy Research & Social Science* 89: 102565. doi:10.1016/j.erss.2022.102565
- Kim, K. (2019) Using partially state-owned enterprises for development in Indonesia. *Asia Pacific Business Review* 25 (3) 317-337. doi:10.1080/13602381.2019.1575660
- Kim, K. (2021) Indonesia's Restrained State Capitalism: Development and Policy Challenges. *Journal of Contemporary Asia* 51 (3): 419-446. doi:10.1080/00472336.2019.1675084
- Kim, K., & Sumner, A. (2021) Bringing state-owned entities back into the industrial policy debate: The case of Indonesia. *Structural Change and Economic Dynamics* 59: 496-509. doi:<https://doi.org/10.1016/j.strueco.2021.10.002>
- Li, Z., Gallagher, K., Chen, X., Yuan, J., & Mauzerall, D. L. (2022) Pushing out or pulling in? The determinants of Chinese energy finance in developing countries. *Energy Research & Social Science* 86: 102441. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102441>
- Lin, M. T. (2022) Vietnam revs up plan for transition from coal to wind, solar. *S&P Global Commodity Insights*. Retrieved from <https://cleanenergynews.ihsmarkit.com/research-analysis/vietnam-revs-up-plan-for-transition-from-coal-to-wind-solar.html>



Littlecott, C., Roberts, L., Senlen, O., Burton, J., Joshi, M., Shearer, C., Ewen, M. (2021) *No new coal by 2021: The collapse of the global coal pipeline*. Retrieved from <https://e3g.wpenginepowered.com/wp-content/uploads/No-New-Coal-by-2021-the-collapse-of-the-global-pipeline.pdf>

Livemint (2022) Coal demand in India to surge by 63% in 2030, says Union minister. *Mint*. Retrieved from <https://www.livemint.com/news/india/coal-demand-in-india-to-surge-by-63-in-2030-says-union-minister-11648035767385.html>

Ma, X., Gallagher, K. (2021) *Who Funds Overseas Coal Plants: The Need for Transparency and Accountability*. Retrieved from https://www.bu.edu/gdp/files/2021/07/GCI_PB_008_FIN-1.pdf

Merdekawati, M., Supendi, S. B., Vu, N. H. G. (2022) Paving the way for wind energy prosperity in Vietnam. *Eco Business*. Retrieved from <https://www.eco-business.com/opinion/paving-the-way-for-wind-energy-prosperity-in-vietnam>

Ministry of Ecology and the Environment of the People's Republic of China (2022) Guidelines for Ecological Environmental Protection of Foreign Investment Cooperation and Construction Projects [Press release]. Retrieved from https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk05/202201/t20220110_966571.html

Ministry of Power (2022) *Annual Report 2021-22*. Retrieved from https://powermin.gov.in/sites/default/files/uploads/MOP_Annual_Report_Eng_2021-22.pdf

Mordor Intelligence (2022) *Vietnam Power Market: Growth, Trends, COVID-19 Impact and Forecasts (2022/2027)*. Retrieved from <https://www.mordorintelligence.com/industry-reports/vietnam-power-market>

Moses, O., Gormley, L., Springer, C. H. (2022) *China's Paid-In Capital: Identifying and Analyzing China's Overseas Development Investment Funds*. Retrieved from <https://www.bu.edu/gdp/2022/10/31/chinas-paid-in-capital-identifying-and-analyzing-chinas-overseas-development-investment-funds/>

Murray, J. (2021) Coal to continue leading power generation in Vietnam over next decade. *New Statesman Energy*. Retrieved from <https://www.nsenergybusiness.com/news/coal-power-generation-vietnam/>

Nedophil Wang, C., Springer, C. H., Volz, U., Yue, M. (2022) *The Potential for Early Coal Plant Retirement*. Retrieved from https://www.bu.edu/gdp/files/2022/06/GCI_PB_014_FIN.pdf

Neefjes, K., & Hoai, D. T. T. (2017) *Towards a Socially Just Energy Transition in Viet Nam: Challenges and Opportunities*. Retrieved from <https://library.fes.de/pdf-files/bueros/vietnam/13684.pdf>

Nguyen, J. (2021) Vietnam's Solar Industry: Bright Prospects for Investors. *Vietnam Briefing*. Retrieved from <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-solar-industry-bright-prospects-investors.html>

Nguyen, L. D. (2022) Vietnam's Renewable Energy Policies and Opportunities for the Private Sector. *The National Bureau of Asian Research*. Retrieved from <https://www.nbr.org/publication/vietnams-renewable-energy-policies-and-opportunities-for-the-private-sector/>

Ohlendorf, N., Jakob, M., Steckel, J. C. (2022) The political economy of coal phase-out: Exploring the actors, objectives, and contextual factors shaping policies in eight major coal countries. *Energy Research & Social Science* 90: 102590. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102590>

Ordóñez, J. A., Jakob, M., Steckel, J. C., Fünfgeld, A. (2021) Coal, power and coal-powered politics in Indonesia. *Environmental Science & Policy* 123: 44-57.

Ordóñez, J. A., Jakob, M., Steckel, J. C., Fünfgeld, A. (2022) *The Political Economy of Coal*. In 1 ed., Vol. 1, pp. 281-299: Routledge.



- Our World in Data (2021a) Electricity production by source, Vietnam. Retrieved from <https://ourworldindata.org/grapher/electricity-prod-source-stacked?country=-VNM>
- Our World in Data. (2021b). Per capita energy from fossil fuels, nuclear and renewables, 2021. Retrieved from <https://ourworldindata.org/grapher/per-capita-energy-source-stacked>
- Pham, L. (2022) Vietnam targets net zero, but struggles to break coal dependence. *China Dialogue*. Retrieved from <https://chinadialogue.net/en/climate/vietnam-targets-net-zero-but-struggles-to-break-coal-dependence/>
- Phu, N. (2022) Vietnam's coal consumption to surge in 2025-35. *The Saigon Times*. Retrieved from <https://english.thesaigontimes.vn/vietnams-coal-consumption-to-surge-in-2025-35>
- Policy Circle Bureau (2022) India's coal riddle: Surging imports despite huge reserves. *Policy Circle*. Retrieved from <https://www.policycircle.org/economy/indias-coal-imports/>
- Pond, A. (2018) Financial Liberalization: Stable Autocracies and Constrained Democracies. *Comparative Political Studies* 51 (1): 105-135. doi:10.1177/0010414017695333
- Press Information Bureau (2019) Cabinet approves Measures to promote Hydro Power Sector [Press release]. Retrieved from <https://pib.gov.in/PressReleaselframePage.aspx?PRID=1567817>
- Press Trust of India (2022a) Govt receives Rs 4,353 crore as dividend tranches from 7 CPSEs. *Business Standard*. Retrieved from https://www.business-standard.com/article/companies/govt-receives-rs-4-353-crore-as-dividend-tranches-from-7-cpses-122031500989_1.html
- Press Trust of India (2022b) India's power consumption grows 17.2% to 134.13 billion units in June. *Business Standard*. Retrieved from https://www.business-standard.com/article/economy-policy/india-s-power-consumption-grows-17-2-to-134-13-billion-units-in-june-122070100453_1.html
- Raza, M. A., Khatri, K. L., Israr, A., Ul Haque, M. I., Ahmed, M., Rafique, K., Saand, A. S. (2022) Energy demand and production forecasting in Pakistan. *Energy Strategy Reviews* 39: 100788. doi:10.1016/j.esr.2021.100788
- Rehman, A., Deyuan, Z. (2018) Pakistan's energy scenario: a forecast of commercial energy consumption and supply from different sources through 2030. *Energy, sustainability and society* 8 (1): 1-5. doi:10.1186/s13705-018-0167-y
- Reuters (2022) Vietnam may slash 14,120 MW of future coal capacity: state media. *The Economic Times*. Retrieved from <https://energy.economictimes.indiatimes.com/news/coal/vietnam-may-slash-14120-mw-of-future-coal-capacity-state-media/93189784>
- Ritchie, H., Roser, M., & Rosado, P. (2022) Renewable Energy. *Our world in data*. Retrieved from <https://ourworldindata.org/grapher/modern-renewable-prod?country=-IND>
- Rogelj, J., Shindell, D., Jiang, K., Fifita, S., Forster, P., Ginzburg, V., . . . Vilariño, M. V. (2018) "Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development" in *Global Warming of 1.5°C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5°C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty*, V. Masson-Delmotte, P. Zhai, H.-O. Pörtner, D. Roberts, J. Skea, P. R. Shukla, A. Pirani, W. Moufouma-Okia, C. Péan, R. Pidcock, S. Connors, J. B. R. Matthews, Y. Chen, X. Zhou, M. I. Gomis, E. Lonnoy, T. Maycock, M. Tignor, & W. T. (Eds.).
- Rohlf, W., & Madlener, R. (2014) Multi-commodity real options analysis of power plant investments: discounting endogenous risk structures. *Energy Systems* 5(3): 423-447. doi:10.1007/s12667-013-0095-z



Sahoo, P. (2021) India's Energy Mix and the Pathways to Sustainable Development. *The National Bureau of Asian Research*. Retrieved from https://www.nbr.org/wp-content/uploads/pdfs/publications/asia_edge_sahoo_030621.pdf

Salna, K. (2019) It's Now or Never for Jokowi to Fix Indonesia After Election Win. *Bloomberg*. Retrieved from <https://www.bloomberg.com/news/articles/2019-04-17/it-s-now-or-never-for-jokowi-to-fix-indonesia-after-election-win>

Samuel, P. (2022) Vietnam's Power Development Plan Draft Incorporates Renewables, Reduces Coal. *Vietnam Briefing*. Retrieved from <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-power-development-plan-draft-incorporates-renewables-reduces-coal.html/>

Sekarintias, A., Verrier, B., Cronin, J. (2023) Untangling the socio-political knots: A systems view on Indonesia's inclusive energy transitions. *Energy Research & Social Science* 95: 102911. doi:<https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102911>

Shah, K. (2021) *New Coal-fired Power Plants in India: Reality or Just Numbers? New Coal Capacity Additions Face Major Stranded Asset Risk*. Retrieved from https://ieefa.org/wp-content/uploads/2021/05/New-Coalfired-Power-Plants-in-India_Reality-or-Just-Numbers_June-2021.pdf

Shidore, S., Busby, J. W. (2019) What explains India's embrace of solar? State-led energy transition in a developmental polity. *Energy Policy* 129: 1179-1189. doi:<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.02.032>

Singh, R. (2022) India to update climate commitment with 50% renewable power mix pledge. *S&P Global Commodity Insights*. Retrieved from <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/080322-india-to-update-climate-commitment-with-50-renewable-power-mix-pledge>

Solangi, Y. A., Longsheng, C., Shah, S. A. A. (2021) Assessing and overcoming the renewable energy barriers for sustainable development in Pakistan: An integrated AHP and fuzzy TOPSIS approach. *Renewable energy* 173: 209-222. doi:<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.03.141>

Springer, C. H., Evans, S., Teng, F. (2021) An empirical analysis of the environmental performance of China's overseas coal plants. *Environmental Research Letters* 16(5): 054062. doi:10.1088/1748-9326/abf287

Springer, C. H., Lu, Y., & Chi, H.-K. (2022) *Understanding China's Global Power: 2022 Update*. Retrieved from <https://www.bu.edu/gdp/2022/10/19/understanding-chinas-global-power-2022-update/>

Steyn, G., Tyler, E., Roff, A., Renaud, C., Mgoduso, L. (2021) *The Just Transition Transaction: A Developing Country Coal Power Retirement Mechanism*. Retrieved from https://meridianeconomics.co.za/wp-content/uploads/2021/09/2021-09-28_What-is-the-JTT_Final-Report.pdf

Tachev, V. (2022a) The Proposed Vietnam PDP8 Update and the Risks From the Coal Pivot. *Energy Tracker Asia*. Retrieved from <https://energytracker.asia/the-proposed-vietnam-pdp8-update-and-the-risks-from-the-coal-pivot/>

Tachev, V. (2022b) Renewable Energy Investments in Vietnam in 2022 – Asia's Next Clean Energy Powerhouse. *Energy Tracker Asia*. Retrieved from <https://energytracker.asia/renewable-energy-investments-in-vietnam-asias-next-clean-energy-powerhouse/>

The Economic Times (2021) PM promises 500 GW renewable energy to meet India's 50% energy requirements by 2030. *The Economic Times*. Retrieved from <https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/pm-promises-500-gw-renewable-energy-to-meet-indias-50-energy-requirements-by-2030/articleshow/87480837.cms?from=mdr>



The Express Tribune (2020) Pakistan to produce 60% 'clean energy' by 2030: PM Imran. *The Express Tribune*. Retrieved from <https://tribune.com.pk/story/2275703/pakistan-to-produce-60-clean-energy-by-2030-pm-imran>

The Hindu Businessline (2021) Is it the beginning of end for India's thermal power plants? *The Hindu Businessline*. Retrieved from <https://www.thehindubusinessline.com/blexplainer/is-it-the-beginning-of-end-for-indias-thermal-power-plants/article38025578.ece>

The Investor (2022) S Korean energy firm promotes blue ammonia use in Vietnam. *The Investor*. Retrieved from <https://theinvestor.vn/s-korean-energy-firm-promotes-blue-ammonia-use-in-vietnam-d1359.html>

Tienhaara, K., Cotula, L. (2017) *Raising the cost of climate action? Investor-state dispute settlement and compensation for stranded fossil fuel assets*. Retrieved from <https://pubs.iied.org/sites/default/files/pdfs/migrate/17660IIED.pdf>

Tritto, A. (2021) China's Belt and Road Initiative: from perceptions to realities in Indonesia's coal power sector. *Energy Strategy Reviews* 34: 100624. doi:10.1016/j.esr.2021.100624

U.S. Department of Energy (2017) Accelerating the Market for Renewable Energy in Indonesia. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/articles/accelerating-market-renewable-energy-indonesia>

Urgewald (2021) *Global Coal Exit List and Finance Data*. Retrieved from: <https://coalexit.org/finance-data>

Vietnam Investment Review (2022) Nation lacking coal supply for sufficient power generation. *Vietnam Investment Review*. Retrieved from <https://vir.com.vn/nation-lacking-coal-supply-for-sufficient-power-generation-93605.html>

VinaCapital (2022) *Vietnam by Numbers*. Retrieved from <https://vinacapital.com/wp-content/uploads/2022/10/20221010-Vietnam-By-Numbers-Sep-2022.pdf>

Vu, T. (2021) *Vietnam's EVN stands out with a strong 2020 financial performance*. Retrieved from <https://ieefa.org/resources/vietnams-evn-stands-out-strong-2020-financial-performance>

Winters, J. A. (2011) *Oligarchy*. Cambridge: Cambridge University Press.

World Bank (2020) Expanding Renewable Energy in Pakistan's Electricity Mix. Retrieved from <https://www.worldbank.org/en/news/feature/2020/11/09/a-renewable-energy-future-for-pakistans-power-system>

World Bank Group (2021) *Offshore Wind Roadmap for Vietnam*. Retrieved from <https://documents1.worldbank.org/curated/en/261981623120856300/pdf/Offshore-Wind-Development-Program-Offshore-Wind-Roadmap-for-Vietnam.pdf>

World Bank Group (2022) *Vietnam: Country Climate and Development Report*. Retrieved from <https://openknowledge.worldbank.org/bitstream/handle/10986/37618/Vietnam%20REVISED.pdf>

World Government Bonds (2022) World Government Bonds. Retrieved from <http://www.worldgovernmentbonds.com/>



附录一：研究方法附录

系列支付

在计算系列支付的隐含利率*i*时，当公式中的未来现金流（或本金）的净现值*A*、每期支付（年金）*c*和期数*n*已知，可用公式（1）计算出常数*k*。对于有许多支付的系列，代数不可解，因此采用迭代过程确定*i*的值。迭代方法采用牛顿—拉弗森法。

$$k = \frac{A}{c} = \frac{(1 - (1 + i)^{-n})}{i}$$

当公式中的利率（或对于股权现金流的回报率）*i*已知，可通过重新排列公式（1）计算出每期余额的年金支付，如公式（2）。对于股权回报的计算（相对于贷款偿还），现金流系列是不平均的，也就是说，每期支付是变化的。在这种情况下，公式（2）可以找到相等的恒定年金，这样采用这一恒定年金的现金流净现值与不平均现金流系列是相同的。

$$c = A \frac{i}{(1 - (1 + i)^{-n})}$$

通过公式（3）可以计算出系列总支付的利息支付（*I_n*），公式中的*n*是支付时期：

$$I_n = -i \left(\frac{c((1 + i)^{n-1} - 1)}{i} + A(1 + i)^{n-1} \right)$$

计算系列总支付的相应本金支付（*P_n*）可以通过从公式（2）中减去公式（3），得公式（4）如下：

$$\begin{aligned} P_n &= c - i \left(\frac{c((1 + i)^{n-1} - 1)}{i} + A(1 + i)^{n-1} \right) \\ &= c + i \left(\frac{c((1 + i)^{n-1} - 1)}{i} + A(1 + i)^{n-1} \right) * i \end{aligned}$$

优惠融资

在本篇报告中，我们设想了以下情况：燃煤电厂在*n_{RF}*时期进行再融资，并在*n_{RT}*时期退役，其中*n_{RF}* ≤ *n_{RT}*，给定一组原始现金流在*n_{CF}*时期结束。在这种情况下，任何处于*n_{RT}*和*n_{CF}*之间的现金流都是损失部分，假定这部分不被支付。*i_{RF}*是再融资方收取的利率，*i_{RS}*是补贴提供者的贴现率，*i_{RT}*是电厂退役损失现金流导致的剩余现金流的隐含利率（来自公式（1）），电厂退役后损失的现金流。如果电厂在现金流停止后退役（如贷款期限到期），那么提前退役对现金流或隐含利率没有影响。

隐含利率补贴（按百分点）与再融资年份和退役年份的不同组合有关，在（5）中简单计算为以下两者之差：再融资方的利率和提前退役导致的剩余现金流的隐含利率。*n_{RT}* - *n_{RF}*得到时期的数目，并用于生成*i_{RT}*，现值为*A_{RF}*，即再融资年份的剩余本金。补贴利率不得高于再融资方的贴现率，剩余现金流利率不能低于0。

$$i_s = i_{RF} - \max(i_{RT}, 0)$$



如果没有提供补贴，对于再融资方的提前退役假设成本就是损失年金的净现值（NPVRP），给定退役年份 n_{RT} ，再融资年份 n_{RF} 和贴现率 n_{RF} 。公式（6）：

$$NPV^{RP} = \sum_{t=n_{RT}}^{n_{CF}} \frac{c_t}{(1+i_{RF})^{t-n_{RF}}}$$

为确保再融资方仍能实现所需回报，需要的补贴成本现值简单为——对于补贴提供方而言——支付损失年金的净成本现值（NPVSP），利率 i_{SP} 反映了补贴提供者的资本成本，按照再融资年份计算。公式（7）：

$$NPV^{SP} = \sum_{t=n_{RT}}^{n_{CF}} \frac{c_t}{(1+i_{SP})^{t-n_{RF}}}$$

碳融资

碳融资计算的基础是二氧化碳年排放量 E_t 。 E_t 是通过将电厂装机容量系数 cf 乘以电厂规模 W 、每年平均小时数 y 和排放系数 ef 得出（单位：吨二氧化碳/兆瓦时）。在本篇分析中，我们设定一个常数 cf ，这样电厂在给定年份 t 排放的二氧化碳在所有年份都是相等的。公式（8）：

$$E_t = W \times y \times cf_t \times ef$$

在给定年份的避免排放的二氧化碳 AE 仅仅是年度排放量，如果没有在某一给定退役方案中排放，但如果电厂在其全部的预期运行寿命 L 期间始终运行，就会被排放。也就是说，它们只在提前退役年份 RT 和原定退役年份之间实现。公式（9）：

$$AE_t = \begin{cases} 0, & t \leq RT \\ E_t, & t > RT \end{cases} \quad t \in [0, L]$$

在给定年份 dt 的工厂活动中，债务融资所占份额在这里被定义为未偿还债务 A_t ，占股东股权价值 E 的一部分。相反而言，股东股权被假定为投资股东资金和初始债务本金的总和（即在项目开始时投资于项目的总金额）。这假定股权回报不会再投资于项目。公式（10）：

$$d_t = \frac{A_t}{E}$$

避免排放的二氧化碳根据债务持有者分配的避免排放的二氧化碳 $AE_t D$ 分配给债务和股权持有者，分配给股权持有者的避免排放的二氧化碳 $AE_t D$ 根据避免排放实现时的债务比率 d_t 进行分配。公式（11）：

$$\begin{aligned} AE_t^D &= AE_t \times d_t \\ AE_t^E &= AE_t \times (1 - d_t) \end{aligned}$$

在此背景中，碳收入指的是如果对这些避免排放的二氧化碳进行定价，避免碳排放所产生的收入。避免排放的二氧化碳收入在实际避免的时候实现，也就是说，只有



在工厂退役之后。由于这些收入归属于投资者，用于计算碳价格的（债务或股权分配）避免排放的二氧化碳需要以净现值为基础进行估值，即以再融资方的贴现率 i_{RF} 进行贴现。公式（12）：

$$NPV_{RF,RT}^{AE} = \sum_{t=n_{RT}+1}^L \frac{AE_t}{(1+i_{RF})^{t-n_{RF}}}$$

为能够以碳收入收购电厂并将其立即退役，（贴现）避免未来排放的二氧化碳价格必须使剩余现金流收入的净现值等于碳收入的净现值。为了计算出避免排放的二氧化碳的价格 cp ，使避免排放的二氧化碳收入能够抵偿工厂在第 n_{RT} 年自愿退役，我们可以用再融资方在再融资年份 n_{RF} 时（（假设没有提前退役））的未来现金流现值 ARF 除以给定的退役年份第 n_{RT} 年的避免排放的二氧化碳现值。公式（13）：

$$cp_{RF,RT} = \frac{A_{RF}}{NPV_{RF,RT}^{AE}}$$

然而，这产生了对债务和股权持有者不同的碳价格。存在一个单一的碳价格 cp^* ，在这个价格下，债务/股权持有者的超额收入等于股权/债务持有者的收入缺口。这是给定年份 n_{RF} 和 n_{RT} 债务和股权现金流净现值的平均值，除以债务和股权持有者各自避免排放的二氧化碳现值的平均值。提出除数，得到公式（14）。

$$cp_{RF,RT}^* = \frac{1}{2} \times \frac{(A_D + A_E)_{RF}}{(NPV_D^{AE} + NPV_E^{AE})_{RF,RT}}$$

优惠碳融资

优惠碳融资是指所需的避免排放的二氧化碳价格，以为（6）中计算得到的损失收入给定比例提供资金。在本分析中，这个比例被假定为100%。

为给定补贴金额提供资金所需的优惠碳价格 ccp 是损失收入的净现值除以避免排放的二氧化碳现值， $NPV_{AE} \neq 0$ 。公式（15）：

$$ccp_{RF,RT} = \left(\frac{NPV^{RP}}{NPV^{AE}} \right)_{RF,RT}$$

为找到优惠碳价格 ccp^* ，在这一价格下，债务/股权持有者的超额收入等于股权/债务持有者的收入缺口，所采用逻辑与（14）相同：找到给定年份 n_{RF} 和 n_{RT} 的债务和股权收入的平均数，分别除以债务和股权持有者避免排放的二氧化碳现值平均数。提出除数后得到公式（16）——注意，如果债务或股权的 $NPV^{RP}=0$ ， $x=1$ ；否则， $x=2$ 。

$$ccp_{RF,RT}^* = \frac{1}{x} \times \left(\frac{NPV_D^{RP} + NPV_E^{RP}}{NPV_D^{AE} + NPV_E^{AE}} \right)_{RF,RT}$$



附录二：案例研究：背景和说明数据

印度尼西亚

能源供应结构：化石能源和可再生能源前景

印度尼西亚是一个由几千座岛屿组成的国家，不可再生自然资源种类繁多，储量丰富，其中最以煤炭、天然气、大宗金属和一系列矿产和农产品闻名（表5）。印尼还拥有巨大的可再生能源装机容量蕴藏量（表6），据政府估计，其地热蕴藏量为世界第一（亚洲开发银行，2020年）。

尽管其石油进口迅速增加（国际能源署，2021年b），印尼仍是一个净能源出口国。煤炭是印度尼西亚最大的能源出口，按价值计算占11.2%（亚洲开发银行，2020年）。印尼出口的大部分煤炭运往中国和印度（美国能源信息署，2021年）。印尼是世界第四大煤发生产国，是东南亚国家联盟（东盟）10个成员国中最大的天然气供应国，也是世界上最大的生物燃料生产国（国际能源署，2021年b）。

表5：印度尼西亚的化石燃料储量和产量（2019年）

资源	单位	产量	探明储量	蕴藏储量	储量/产量比
煤炭	百万吨标准煤	616	149,000	37,600	242
石油	百万立方米	43.2	394	205	9.1
天然气	百万立方米	0.078	7.91	4.38	101

来源：亚洲开发银行，2020年。

表6：印度尼西亚的非化石能源和生物能源的蕴藏量和装机容量

Resource	蕴藏产能（亚洲开发银行，2020年）		装机容量（国际能源署，2021年b）	
	单位	2019	单位	2020
地热	GW	23.9	TWh	15.56
水能	GW	94	TWh	19.45
生物质能	GW	32.6		
沼气	百万立方米	11.63		
风能	GW	60.6	TWh	0.47
太阳能	GW	208	TWh	0.12
海洋/潮汐能	GW	17.9		

来源：亚洲开发银行，2020年。

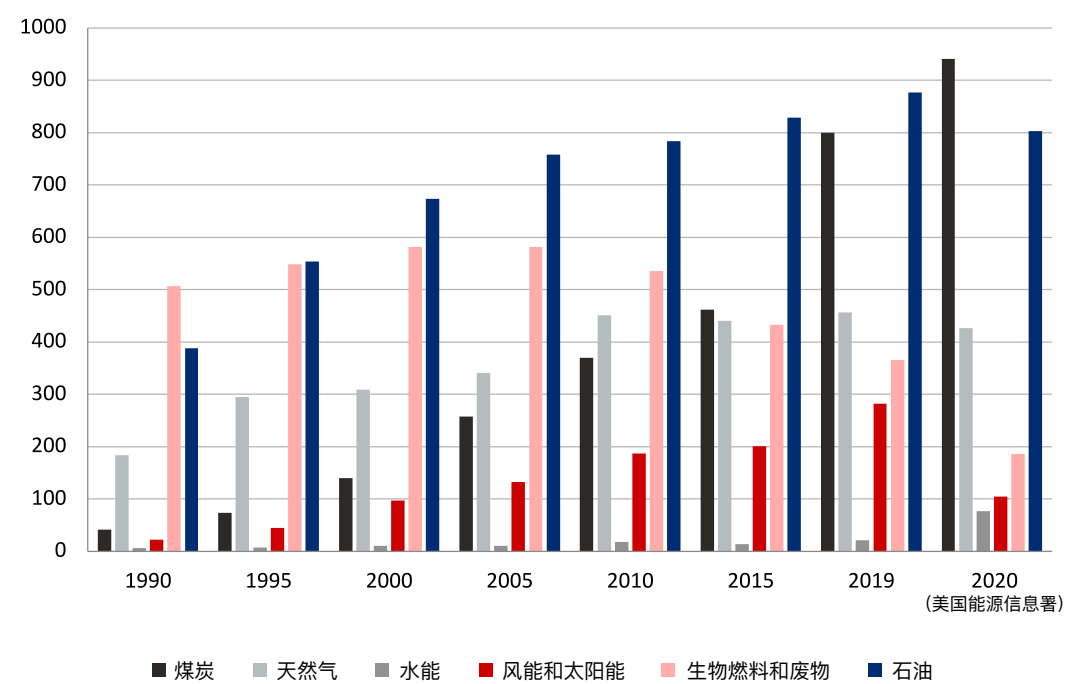
自2010年以来，国内初级能源需求一直以每年3%的速度增长，这主要是受运输部门价值增长驱动（亚洲开发银行，2020年）。在2000年至2014年期间，印尼的绝对能源消费提前增长了65%。印尼现在占东盟能源使用量的40%（国际可再生能源机构，2017年）。印度尼西亚目前的能源供应结构以煤炭和石油为主（图7）。虽然自1990年以来，石油所占份额一直保持在大约三分之一的水平，但以石油为基础的能

3 根据20万桶/天折算



源和天然气的绝对消费从那时起都增加了一倍以上。煤炭能源供应在同一时期增加了20倍，自2010年以来增加了一倍多。水力发电增加了4倍，但只占总供应量的1%，而风能和太阳能则增加了近13倍，占总供应量的10%。自1990年以来，生物燃料和废物的使用绝对值下降了30%，从占总能源供应的近一半降至仅占13%。

图7：能源供应总量，按来源分类（单位：太瓦时）



来源：国际能源署《世界能源余量》，2020年；美国能源信息署，2022年。

截至2019年，电力使用以巴厘岛、爪哇岛和马都拉岛为主（需求合计为181太瓦时），其次是苏门答腊岛（38太瓦时）和加里曼丹岛、苏拉威西岛、马鲁古岛和巴布亚岛（24太瓦时）（亚洲开发银行，2020年）。印度尼西亚分散的地理环境使其较偏远的岛屿在很大程度上依赖昂贵的、有高额补贴的进口柴油发电，而这些柴油往往需要经过长途运输和具有挑战性的地形（国际可再生能源机构，2017年）。虽然这些地区的电力系统正在扩大，但电气化率仍低于90%，即使政府的目标是到2026年实现接近全面通电（美国能源部，2017年）。

自20世纪90年代中期以来，印尼在全球煤炭市场上发挥着核心作用，在1995年之后长期位居世界最大的动力煤出口国之一。至少从2008年开始，印尼的出口量占其煤炭年产量的80%-90%。2018年，印尼超过澳大利亚，成为按煤炭重量计算最大的煤炭出口国。2019年，煤炭出口同比进一步增长19%，压低了价格，以至于印尼政府在2020年规定了5.5亿公吨的产量上限（美国能源信息署，2021年）。

2010年左右，印尼国内生产的煤炭超过天然气，成为最廉价的能源来源，煤炭自此成为印尼电力供应结构的核心特征，目前约占总发电量的60%（Christina & Nangoy, 2021年）。2020年，在全球新冠病毒大流行的情况下，随着可再生能源发电量下降



到仅4%、石油和天然气消费下降，国内煤炭使用量急剧上升到了37%（美国能源信息署，2021年）。

长期以来，生物质能一直是印尼最大的可再生能源来源。生物质能的形式包括生物能源和生物燃料，年产量约为1.5亿吨。蕴藏量最大的地区包括加里曼丹岛、苏门答腊岛和苏拉威西岛，同时，剩余的蕴藏量广泛分布于印尼的许多岛屿。然而，生物质能的发电装机容量仍然低于2吉瓦（亚洲开发银行，2020年）。2020年的非生物能源发电（表7）主要来自水能（19.5太瓦时）和地热（15.6太瓦时），而风能和太阳能的总产量只有0.9太瓦时。新增装机容量速度仍然缓慢，同年太阳能净增装机容量只有17兆瓦（国际可再生能源机构，2021年）。

能源供应的未来

印尼已设定目标，承诺在2060年实现温室气体净排放。其较短期的国家能源政策的目标是到2025年实现23%的初级可再生能源供应，并将石油使用量减少到初级能源的25%（国际能源署，2021年b）。同时，电力需求正在迅速增加。国际可再生能源机构（2017年）预计，2014年至2030年期间电力需求将增加两倍，这意味着年增长率超过7%。印尼政府2019年电力供应商业计划（RUPTL）预计，2019-28年的需求年增长率略低，为6.4%，同时这意味着十年内的总需求将增加75%。在印尼占据垄断地位的国有电力供应企业Perusahaan Listrik Negara（PLN）负责实施电力扩张计划，但新冠病毒大流行导致其2020年收入目标下降15%。

仅用清洁能源满足增长的电力需求对于技术能力和合适的投融资供应都提出了重大挑战。2021年10月，能源部长宣布了一个新的目标，即在2030年前新增4.7吉瓦太阳能装机容量，并使可再生能源在新增总装机容量占一半以上。国际可再生能源机构（2017年）估计，到2030年太阳能光伏装机容量可低至9吉瓦，也可高至47吉瓦，这取决于对可再生能源的政策支持力度。印尼虽提出了以上目标，但其国家优先事项仍围绕着土地利用而非能源发展，与同区域其它国家相比，减缓气候变化在其优先事项中仍然排名较低。

搁浅资产和煤炭退役

在投资者与国家间争端解决机制（ISDS）框架下，印尼如需提前退役现有煤电装机容量，单方面实现退役或将面临困难。ISDS条款保护了印尼近90%的外资燃煤电厂，其中也包括中国的投资（通过“一带一路”倡议等方式）。如果印尼要实现其《巴黎协定》目标，仅中国—东盟条约就明确保护了印尼12座燃煤电厂不变为搁浅资产——估计成本为68-79亿美元（Tienhaara & Cotula，2017年）。

电力需求的高增长意味着煤炭退役的可行性还取决于能否实现以下两个因素来替代退役装机容量：来自可再生能源的同等装机容量，以及为应对发电断续期间可能需要的额外储存容量。2021年印尼对可再生能源的投资总额为15亿美元，仅占实现2021年至2025年短期可再生能源目标每年所需的20%（国际可持续发展研究院，2022年）。监管规则各行其道，支持可再生能源长期发展的相关政策模棱两可，达成所需投资目标的挑战由此愈加复杂。印尼政府将不得不动调国内和国际资源来筹集所需的投资资金，包括国际资本市场和其自身专门面向基础设施的公共和优惠融资机



构：印度尼西亚基础设施担保基金（PT IIGF）、印度尼西亚财政部下属国企Sarana Multi Infrastructure（PT SMI）和印度尼西亚基础设施融资（PT IIF）。最近签署的公正能源转型伙伴关系是一个可用于资助印尼能源转型的新兴资源，该伙伴关系于印尼担任二十国集团轮值主席国期间启动。

煤炭退役的政治经济

在政治和经济精英（如个体寡头和国有企业）的支持下，不断增长的国内需求和丰富的国内煤炭资源推动了煤电的扩张。由于供应国内电厂的煤矿的开采权使用费在地方和国家公共预算中所占比重越来越大，促使公共部门自我强化以维持煤炭行业的激励措施随之出现。佐科·维多多本届政府在政治和选举层面的成功也已经与成功发展和部署公共基础设施之间明确联结（K. Kim, 2021年；Ordonez, Jakob, Steckel和Fünfgeld, 2022年）。随着国有企业成为受政治庇护的强势中心，加上政策决策过程带有“幕后操纵和政治交易”特征（Salna, 2019年），导致国家主导的发展模式受到持续补贴，长期为国际投资者和多边机构所呼吁的国有企业重组却被一再推迟。不仅如此，印尼重新转向发展由国家主导、受多方势力掣肘的采掘主义，其中掣肘因素既包括寡头对自然资源的控制，也包括外国银行、商品公司和投资者通过国内金融机构的参与。（K. Kim, 2019年；K. Kim和Sumner, 2021年；Winters, 2011年）。

虽然煤炭扩张最初由国际资本通过国内金融机构和多边贷款机构支持，但中国在2010年代末印尼煤炭行业增长中发挥的作用急剧扩大，涉及形式包括债务融资、股权投资和建筑合同。这既反映了中国国内在工业材料生产方面的产能过剩，同时也是对印尼将煤炭作为促进经济增长的工具的回应。大多数活跃在印尼煤电领域的中国公司专注于能效较低的亚临界技术，工厂运营也屡有涉及非法劳工指控（Tritto, 2021年）。无论如何，中国在推动印尼煤炭扩张方面的作用如此巨大，可以想象，中国的开发银行将发挥足够大的影响力，促使印尼从政治领域推动加速煤炭退役。

巴基斯坦

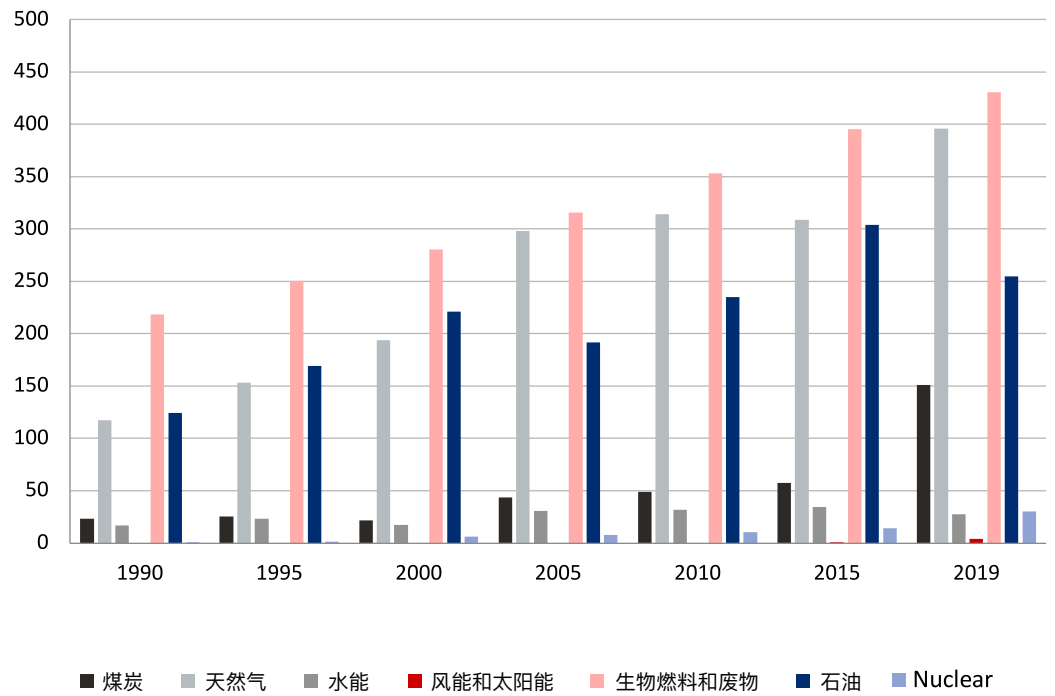
能源供应结构

在2010年代中期，巴基斯坦的能源结构中几乎没有煤炭。一直到2019年，煤炭对总能源供应的贡献才上升到10%以上，在此之前的30年里上升了6倍（图8）。相比之下，自1990年以来，天然气一直占初级能源供应的约25%-35%，其次是石油和其他以石油为基础的燃料，占20%-30%。剩余的能源供应大部分由生物质能和有机废物组成，供居民使用，其中大部分人口缺乏可靠的电力供应（这一数字今天仍约为4000万）。然而，生物能源在总能源供应中的所占比例已从1990年的近一半大幅下降到2019年的三分之一。水能是可再生能源的主要来源，尽管风能和太阳能的装机容量正在逐步增长（美国能源信息署，2022年）。

巴基斯坦的发电历来以水能、天然气和石油为主，近年来已转向煤炭，其中天然气在很大程度上取代了水能和石油，在2019年占发电量近一半，而随着煤炭从接近零上升到12%，超过了核能，相应地，水能从1990年45%的高占比下降到了2019年的仅20%（图9）。其中风能、太阳能和生物燃料提供的发电量在同年不足5%。

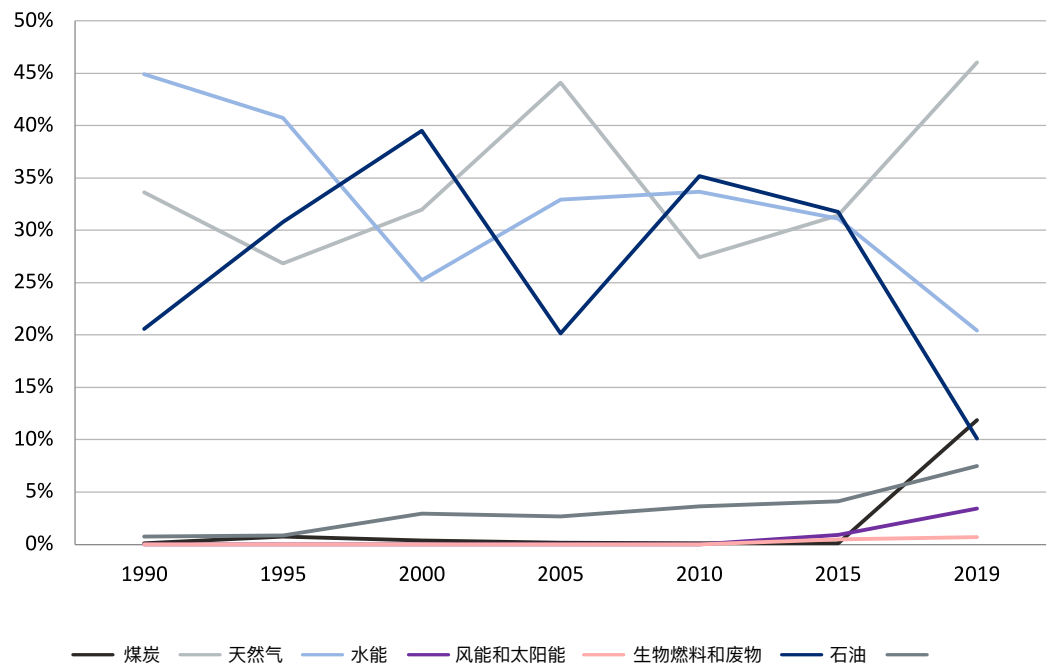


图8：巴基斯坦的能源供应总量，按来源分类（单位：太瓦时）



来源：国际能源署，2019年。

图9：巴基斯坦1990-2019年不同能源来源发电所占比例（百分数）



来源：国际能源署，2022年a，2022年b。



自21世纪初以来，巴基斯坦因以下原因时常面临能源危机：昂贵的进口燃料所花费的高额费用、极度沉重的主权债务负担以及输配电能力的不足。到了2020年代初，该国为建设配电能力进行了大量投资，但由于缺少规划协调，加上新增装机容量在新冠疫情大流行爆发以后无人问津，电力需求增长低于预期，造成了电力过剩的局面（Ebrahim, 2021年）。用于规划的标准建模工具未得到充分使用，治理不力，腐败盛行，以及普遍存在于住宅和商业部门窃电现象，种种不利因素为电力市场及其有效运作增添了额外的压力（Raza等人，2022年；Rehman和Deyuan, 2018年）。2015年以来，巴基斯坦的煤电快速增长（受谢里夫政府2013年国家电力政策驱动），加上国内虽然发现了新的煤炭资源但煤炭开采业相对缺乏，巴基斯坦的煤炭进口急剧上升。

巴基斯坦虽然极度依赖集中式化石燃料和水力发电，其除水能以外的可再生能源资源却非常丰富。根据世界银行（2020年）的计算，只要将巴基斯坦0.07%的土地面积用于太阳能发电，就能满足该国目前的电力需求。该国还有几条适宜陆上风力装置的风力走廊，在风力最强劲的10%地区，平均风速非常高。尽管有这样丰富的蕴藏量，以及若干个项目已成功实施，巴基斯坦的太阳能和风能装机容量仍然很低，2020年仅为1.5吉瓦，占总发电量的3%-4%。

能源供应的未来

电力需求预计将从2019-20年的154太瓦时增加至2024-25年的192太瓦时，增加四分之一（国际能源署，2021年c）。为满足2030年的预期需求，巴基斯坦预计需增加40%的发电装机容量，从39吉瓦增至57吉瓦，这需要增加300亿美元以上的投资。根据巴基斯坦国家输电调度公司制定的《2020年指示性发电容量扩展计划》预测，到2030年，可再生能源装机容量预计将达到6.5吉瓦（其中3.8吉瓦来自风能，1.9吉瓦来自太阳能，0.75吉瓦来自沼气设施）（法国能源统计所Enerdata，2021年）。

在2020年气候雄心峰会上，巴基斯坦时任总理伊姆兰·汗宣布到2030年将实现60%清洁发电的目标，此前他叫停了两个总装机容量达2.6吉瓦的煤电项目，并以水电取代（《论坛快报》，2020年）。巴基斯坦在2021年提交了更新版的《巴黎协定》国家自主贡献，旨在将本国2030年预计排放量减少50%，禁止进口煤炭以支持本国煤炭，并在此过程中转向推广电动汽车（巴基斯坦政网，2021年）。但由于当地煤炭的质量较低，按照其改以当地煤炭作为4吉瓦装机容量能源来源的目标，排放量不太可能降低（Ebrahim, 2019年）。此外，现有对可再生能源的监管支持不足以吸引清洁能源的大额新投资。从更广泛的层面而言，巴基斯坦在能源和气候方面的政策波动较大，也令投资者对其政策风险保持警惕（Bhandary和Gallagher，2022年）。

搁浅资产和煤炭退役

自2010年以来，作为中巴经济走廊倡议的一部分，巴基斯坦各个燃煤电厂几乎无一例外全由中国实体支持，在投资环境不景气的情况下，中国是唯一仍愿投资巴基斯坦煤电的主要国际贷款人。中国政府为降低投资风险而提供的特殊条款包括：相当丰厚的保证股权回报率，偿还中国出口信用保险公司为政治风险保险所征收的费用，以及相对较短的十年债务偿还期。



因此，几个由中巴经济走廊倡议资助的电厂已经面临重大的财务挑战并不奇怪。例如，中巴经济走廊倡议下启动的第一个电厂——1.3GW的萨希瓦尔电站至少一次面临即将关闭的困境，即2019年时，巴基斯坦政府无力向项目开发商支付1.27亿美元的款项。由中国和卡塔尔支持的卡西姆港燃煤电站在运行一年内，面对不断增加的债务负债和进口煤炭成本，也陷入了类似的困境（Ebrahim，2019年）。中巴经济走廊倡议下的第三家电厂，即由中国交通建设公司赞助的300兆瓦发电机组，从未完工。该电厂最早于2016年获批，但在巴基斯坦电力部门提议用同等的太阳能电站作为替代之后，或将面临取消（法国能源统计所Enerdata，2022年a）。

巴基斯坦为评估遗留煤电资产提前退役的可行性，对亚洲开发银行的能源转型机制表示了兴趣，但在可能的实施中面临着以下障碍：

1. 巴基斯坦的煤电发电机群非常年轻，平均投产年份不足5年，其中大部分尚未偿清债务，每座电厂未偿还的债务现金流估计达6.65亿至12亿美元。
2. 这些电厂为其所有人带来了异常丰厚的利润，并保证年度股权回报达27%-35%。
3. 这些电厂由主权担保资助，以确保资助人按时收到款项。目前，巴基斯坦中央电力采购担保公司（CPPA-G）对现有发电机群欠款为14亿美元，是中央政府的一项主要或然负债。
4. 与中巴经济走廊框架下巴基斯坦燃煤电厂签署的购电协议很难重新协商，因为这些购电协议属于与中国更广泛的深度经济关系的组成部分，并与一系列政府支持的相关项目相联系。巴基斯坦煤电机组的购电协议除了包含浮动的燃料成本，还包含大量的装机容量费用，因此，在需求明显超过供应（目前供应过剩）之前，政府缺乏动力再去投资额外的可再生能源装机容量。

关闭当地煤矿及其供应的电厂总计需花费180亿美元，另外还需200-300亿美元完成以下事项：以同等的可再生能源装机容量作为替代，增加电网容量以将可再生能源装机容量连接到主要负荷中心，扩大纳税人基础群体以及增加来自终端用户的收入（尽管并不确定额外收入能否完全抵消这些成本）。在没有碳市场、缺乏结构性的可再生能源发展激励措施的情况下，可能很难让投资者相信会有足够的收入流，从而吸引这类额外的可再生能源投资（Nedophil Wang等人，2022年）。以上种种不利因素相互交织，巴基斯坦煤电装机容量提前退役因此面临着艰难、或许也是独一无二的挑战。

煤炭退役的政治经济

煤电提前退役实施起来阻碍重重，但巴基斯坦能源战略的转变表明其有意降低对昂贵的煤炭进口的依赖，并希望不再继续在繁荣—萧条之间裹足不前——几十年来，其电力部门在投资不足和对装机容量的紧急投资的循环中深受困扰。

2013年，巴基斯坦制定国家电力政策（NPP），以期解决国内持续不断的能源危机，在2017年前填补供需缺口，在2018年前转为供应过剩，并优先发展低成本的发电方案、减少窃电行为。这导致煤电迅速扩张，电力供应严重过剩，然而由于政府



能力有限、国有企业财政紧张，无力投资必要的输配电基础设施，巴基斯坦并没有很好地利用这一局面。这一财政压力在很大程度上（尽管不完全是）源于住宅和商业消费者费用收缴不到位，这反过来又促使燃料采购延迟，停电和电力短缺现象频发，从而进一步抑制了费用收缴——这一循环被称为“债务循环难题”。虽然2013年的国家电力政策旨在通过惩罚欠费行为、限制窃电以及提高国有电力公司的财务透明度来解决这些根源问题，它在筹集所需投资资金方面却收效甚微，随后几年持续动荡的政治局面更是进一步阻碍了相关政策的实施（Bhandary和Gallagher，2022年）。

中巴经济走廊或仍可在促进巴基斯坦能源转型方面发挥重要作用。巴基斯坦在2010年代选择推动煤电多元化发展时，已经经历过投资环境的急剧恶化，并且，越来越多地将中国作为“最后的贷款人”来其求助，巴基斯坦愿意支付高于寻常的费用，以期通过煤炭扩张解决其长期的能源危机。由于中国已承诺不再向海外煤电项目提供融资，中巴经济走廊下未完成的煤电项目或将面临搁浅困境，找不到其他支持者。另一方面，中国所做的承诺和不断增长的可再生能源产业或许可以作为推动力，促使这两个国家淘汰现有装机容量，并以全新的、中国支持的可再生能源装机容量作为替代（Bhandary和Gallagher，2022年）。

越南

能源供应结构

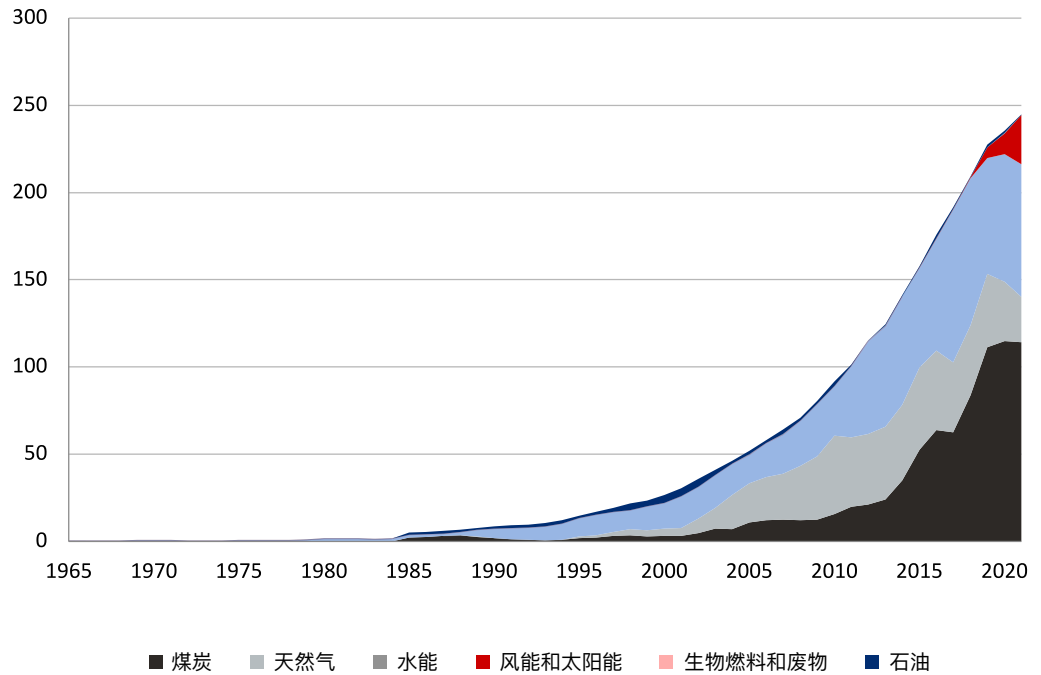
自1986年以来，越南经历了一系列政治经济改革。在这些改革的有力推动下，越南在不到四分之一个世纪的时间内从世界上最贫穷的国家之一发展为中低收入国家（气候分析，2019年）。该国的能源产业一直是增长的主要推动力，为城市化、建筑业和制造业的快速工业化以及整体经济的高速增长提供支持。能源需求仍在以每年近10%的速度增长（Breu等人，2021年），预计2022-27年电力行业将以每年4.5%的速度增长（市场分析机构Mordor Intelligence，2022年）。

越南的能源资源相对多样化；直到2010年左右，北部和中部的水电资源是其最大的发电来源（见图10）。但此后，共享水资源的地缘政治、水库容量的限制和日益频繁的异常天气模式，推动了近年来使用化石燃料来满足增加的需求（L. D. Nguyen，2022年）。2011-20年第七个电力发展计划（PDP）巩固了化石燃料（煤炭、天然气和石油）在越南电力系统中的核心地位，2021年，化石燃料在发电结构中占60%（Pham，2022年；越南投资管理公司VinaCapital，2022年）。根据目前的开采率，越南国内的煤炭、天然气和石油储备分别足以提供70年、45年和18年的燃料（越南电力与可再生能源局和丹麦能源局，2022年）。

核电发展计划受成本和资金限制而搁置（Murray，2021年），国内石油产量（2010年以来）和生物质能产量（2015年）也在达到顶峰之后下降，由此，越南对煤炭的依赖更为突出，煤炭占发电量份额自2010年以来翻了一番，达到近50%（法国能源统计所Enerdata，2022年b）。同一时期，越来越大的煤炭需求促使越南提升新的国内采矿能力，越南也从煤炭净进口国转变成为了净出口国（Samuel，2022年）。



图10：发电量，按能源来源分类（单位：太瓦时）



来源：“以数据看世界”网站，2021年a。

自2010年代末以来，越南更加认真地推动可再生能源多样化发展，通过制定让利的上网电价、签订长期采购合同以及向开发商提供高于市场价格的保证，成功吸引了新的投资浪潮（J. Nguyen, 2021年），太阳能装机容量也从2015年的接近零上升到2021年的16.5吉瓦（Tachev, 2022年b）。越南虽然拥有沿海风力资源，但风能并没有得到同等支持或取得相似的成功，2021年总装机容量仅4吉瓦，仍是总装机容量中可以忽略不计的部分（Merdekawati等人，2022年）。

能源供应的未来

越南第八个电力发展计划（PDP8）涵盖2021年至2030年。该计划前后推出了几个截然不同的版本，一开始主张激进的煤炭扩张，最新草案则转向可再生能源发展，并阐明了到2045年的长期愿景。计划假定到2030年可再生能源增长率为6.6%，到2045年为5.7%。越南在2021年格拉斯哥第26次缔约方大会上承诺将于2050年前实现净零排放。该计划正是为了在名义上与以上承诺保持一致，同时还表明了一个侧重于去碳化和可再生能源发展的长期政策框架（世界银行集团，2022年）。计划还做出了以下规划：扩大可再生能源（尤其是风能）和天然气装机容量，限制煤电装机容量增长。

该计划设想，到2045年，太阳能和风能装机容量将达到151吉瓦，太阳能在相应能源结构中占36%，陆上风能占28%，海上风能占36%（Merdekawati等人，2022年）。越南具有绝佳的海上风力开发条件——海岸线狭长而平缓，主要需求中心附近的东北风风势稳定——这与风能所占比例总计64%的设想是相一致的。世界银行集团（2021年）估计，在2035年，25吉瓦海上风能装机容量将满足越南12%的电力需求。第八个



电力发展计划还提议，到2045年，天然气和液化天然气的装机容量将分别增至15吉瓦和45吉瓦；在2030年，煤电装机容量将增至38吉瓦（反映了已经在建的电厂），同时从这之后开始趋于平稳，到2045年，其与国家能源结构中所占比例将从31%降至13%（德国国际合作机构GIZ，2022年；路透社，2022年）。这相当于取消了14.1吉瓦新增装机容量计划（国有企业越南电力集团EVN、越南国家油气集团PetroVietnam和越南煤炭矿业集团Vinacomin），取消原因是其预计财务回报为负，与可再生能源替代能源相比表现不佳（D. Brown，2022年；路透社，2022年）。

搁浅资产和煤炭退役

除在建燃煤电厂以外，越南将不再新建燃煤电厂，但其对煤炭的初级需求仍不断上升，从2021年的5300万吨将上升到2030年1.25亿吨的高峰。由于国内产量预计将稳定在4000-5000万吨，这意味着在2025-35年期间，越南每年将进口5000-8000万吨煤炭（Phu，2022年）。然而，越南现有燃煤电厂已经陷入困境，在2022年，尽管能源供应总量同比增长4%，高昂的燃料成本依旧导致煤电产量和利润双双急剧下滑（Dat，2022年）。多数电厂以60%-70%的负荷率运行，其中一些电厂还因煤炭短缺而短时关闭（《越南投资评论》，2022年）。

现有煤电装机容量已然面临重重困境，计划装机容量面临的环境更将不容乐观。随着重要融资伙伴包括中国、日本和韩国退出国际煤炭投资，几个备受瞩目的投资前项目面临着未知的未来（Tachev，2022年a）。越来越多的东南亚主流保险公司退出煤电领域，取而代之的是规模较小、经验不足的保险人，更令局势进一步恶化（Bosshard，2022年）。此外，煤电和采矿对当地社区的显著影响（洪水增加、水土流失和以农业为基础的生计丧失）也使得国内政治方面反对进一步扩张（Pham，2022年）。

关于加速现有燃煤电厂机群退役，眼下正在考虑的方案包括：收购电厂，并根据亚洲开发银行的能源转型机制，早于原计划时间用清洁能源将其替代（Hoang，2021年）；按照由一家韩国能源公司支持的方案，将燃料转换为由天然气生产的蓝氨，并进行碳捕获与封存（《投资者》，2022年）。2022年12月，越南政府与国际伙伴集团达成公正能源转型伙伴关系协议。

煤炭退役的政治经济

越南自1975年统一以来已经进行了几波经济改革，但其电力市场仍由共产党通过工贸部、国有资本企业管理委员会、越南电力集团EVN及其子公司国家输电公司（NPT）控制。在这一现有制度下，工贸部及其省级合作伙伴共同提出关于新的发电机组类型和选址的决定，并被纳入十年期电力发展计划。煤炭在越南的兴起与这一决策结构直接相关，此外，加上国内产业的推动、煤电本身显而易见的可负担性、环境可持续性和供应安全（Jakob & Steckel，2022年）以及化石燃料国有企业和能源部的游说（Neefjes & Hoai，2017年），种种因素共同推动煤炭成为了政府的首选燃料。环境问题虽然在政治层面日益突出，但国内和国际机构内部封闭的决策方式阻碍着气候战略的全面、综合发展。



第八个电力发展计划的早期草案是对现有政策的延续，该草案有赖于外国资本涌入，以使国内煤电装机容量在2030年之前翻一番，并且保持发电机群此后持续增长，同时，早期草案也对可再生能源不稳定的潜力和不可靠性表示担忧（Pham，2022年）。但最终提出的文件在方向上有重大转变——越南在第26次缔约方大会上做出的2050年净零排放承诺强化了这一转变——其中包括大幅增加可再生能源装机容量，降低煤炭发电量，加大输电投资以及发展液化天然气进口终端（L. D. Nguyen，2022年）。虽然计划离成功实施仍然遥远，但最终文件有力地表明，越南政府有意加速电力行业去碳化，实施方式包括取消规划中的煤电装机容量，以及可提前退役现有装机容量（Lin，2022年）。

补充案例研究：印度

能源供应结构：化石能源和可再生能源前景

近年来，印度经济迅速增长，其部分原因在于中产阶级不断壮大，城市化程度提高，工业活动扩大。印度经济已从2020-21年新冠病毒引起的经济冲击中振作。2022年，印度工商业用电同比回升17.2%，自2000年以来已经翻了一番（《印度报业托拉斯》，2022年b）。从2019年至2030年，预计电力需求将增长35%（在新冠病毒爆发前预计为50%），到2030年代中期，印度或将成为世界第三大电力消费国（国际能源署，2021年a）。

虽然印度的人均能源消耗仍然不到全球平均水平的一半，仅占美国的十分之一（“以数据看世界”网站，2021年b），其经济快速增长仍有赖于化石燃料开采和使用的大幅提升。自20世纪90年代以来，增加的能源需求主要由煤炭、石油和生物质能满足，这三者占能源供应总量的80%以上（国际能源署，2021年a）。煤炭是目前能源结构中最大的组成部分，约占发电量的50%（表8），也是重工业——如钢铁生产——的主要热源（J. Kim等人，2022年）。煤电装机容量仍在增长，2020-22年间增加了5吉瓦，与此同时，非水能可再生能源装机容量新增30吉瓦——大致相当于发电潜力。

煤炭需求预计到2030年将增长63%，达到每年13-15亿吨（印度《明特报》，2022年）。印度的煤炭储备主要在中部和东部地区。以目前的生产速度，探明储量足够满足一个多世纪的煤炭需求，同时还有足够50年使用的天然气和足够16年使用的石油（《印度商业线报》，2021年）。

作为世界第二大煤炭生产国，印度的煤炭进口总量却一直在迅速上升，从2011年到2021年增加了两倍，达到近2.5亿吨（政策圈办公室Policy Circle Bureau，2022年）。印度国内煤炭储量质量相对较低，较高的含灰量（平均45%）导致能源密度下降。这提高了燃煤电厂的运行、维护和运输成本，相比质量较高、含灰量低（10-15%）的进口煤处于劣势（Sahoo，2021年）。由于煤炭燃烧产生的碳排放不断增加，加上每年农业废弃物存量总体未得到充分利用，印度于2021年规定煤炭应与5%-7%的生物质能颗粒共同燃烧，以减少发电量的排放强度（印度电力部，2022年）。



表7：发电装机容量（2020年）

种类	装机容量（吉瓦）			所占比例	
	2020	2022	2020-22	2020	2022
热能，包括：	230.9	236.1	+5.2	62%	58%
煤炭	198.5	204.1	+5.6	54%	50%
褐煤	6.6	6.6	0.0	2%	2%
天然气	25.0	24.8	-0.2	7%	6%
石油	0.5	0.6	+0.1	0%	0%
水能	45.7	46.9	+1.2	12%	11%
核能	6.8	6.8	0.0	2%	2%
非水能可再生能源	87.7	118.1	+30.4	24%	29%
总计	371.1	407.8	+36.7		

来源：印度中央电力局（2022年）。

能源供应的未来

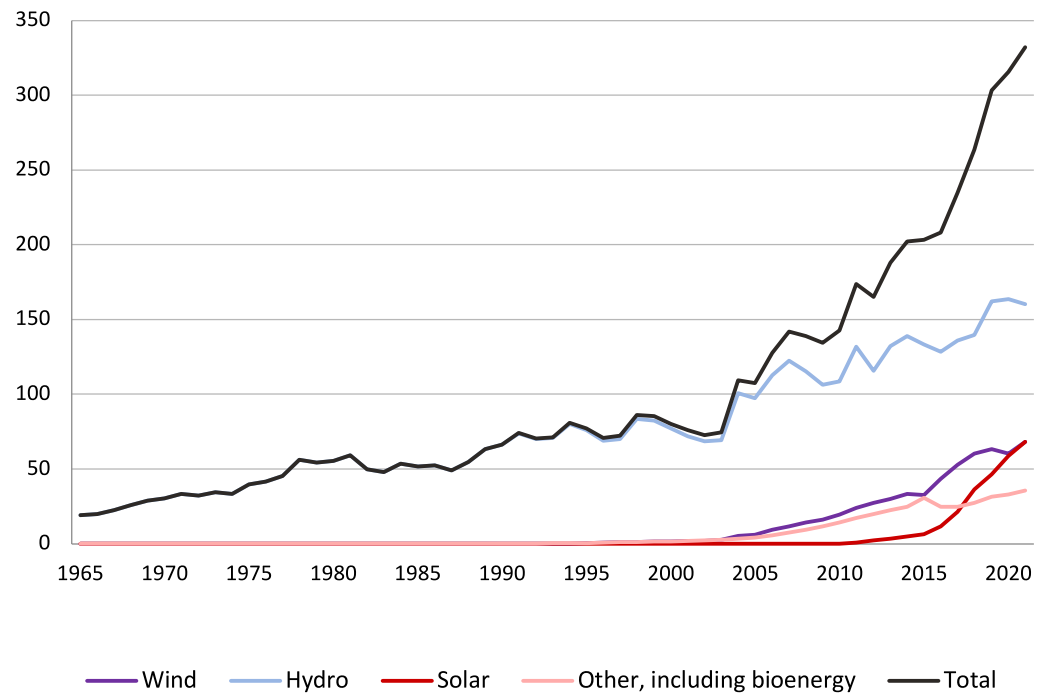
将能源系统去碳化，同时还需确保近14亿人口的能源安全，印度面临的挑战可谓艰巨。在煤炭使用量不断增加的同时，印度迅速扩大其可再生能源装机容量，2022年装机容量达到155.3吉瓦，相比莫迪政府最早在2014年设定的目标超额完成了50%以上。在21世纪初以前，可再生能源发电量的增长一直以稳步增长的水电装机容量为主，特别是在北部和东北部，在这之后，风能和生物能源逐步扩张，而自2015年以来，以太阳能增长最为迅速（图11）。

组件价格的下降和竞争性的拍卖政策无疑为以上成就做出了贡献，但直到最近，太阳能仍比煤电更加昂贵，这就引出了一个问题：哪些非技术经济因素在推动这一扩张的过程中发挥了作用。Shidore和Busby（2019年）指出有以下因素：国内政治、国际压力、寻求新投资以及对提高能源自主性的渴望。这些因素结合在一起对莫迪新政府别具吸引力，新政府希望被视为改革者、吸引国际投资流向印度的推动者和国内能源生产的倡导者。

目前，大多数增加的可再生能源装机容量来自风能和太阳能，这是由飞速的技术发展、持续的支持性政策环境和竞争性的拍卖共同推动的，太阳能电厂因此能提供低于煤电的电力价格（国际可再生能源机构，2022年）。印度可再生资源最丰富的十个邦现在有10%-30%的电力来自可再生能源。如果能以水电站吸收过剩的可再生能源电力，并加快建设更多水电站以满足系统峰值，水电站将在稳定性和平衡服务方面为电网提供补充支持（国际能源署，2021年d；印度传媒新闻局Press Information Bureau，2019年）。



图11：印度的可再生能源发电量（单位：太瓦时）



来源：Ritchie, Roser和Rosado (2022年)。

搁浅资产和煤炭退役

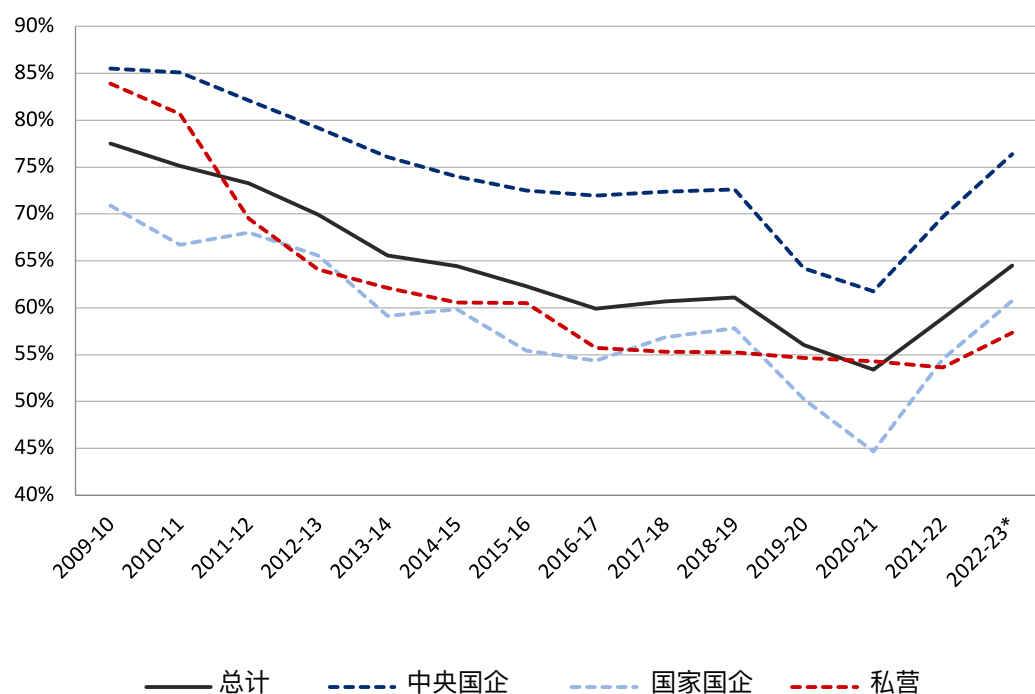
气候变化影响、高额的燃料进口成本以及越来越具备竞争性的可再生能源历来是推动政策支持发展太阳能、风能和水电的最强大动力（Bhattacharjee, 2022年）。自2015年以来，计划的煤电装机容量管道已下降四分之三，包括326吉瓦被取消的电厂，以及另外250吉瓦被推迟或搁置的新增装机容量。仍在建设中的煤电装机容量总计32吉瓦（Littlecott等人，2021年）。到2050年，国际能源署（2020年）预计煤炭只能满足印度不到四分之一的电力需求，太阳能和风电装机容量将提供三分之二的电力，同时由电池储存提供补充。

随着计划新增煤电装机容量下降，以及可再生能源装机容量增长和收入下降带来的不利影响，印度现有燃煤电厂机群面临着未知的未来。电厂的平均负荷率相比技术装机容量仍然很低，在全国范围内约为65%，比2009-10年的77%有所下降。在此期间，中央控制国有企业运营的电厂负荷率更高，而国家级和私营运营商的电厂利用率平均低10%-15%（图12）。

燃煤电厂较低的利用率以及低利用率引起的电厂循环频率上升使得部件更易磨损和损坏，煤炭的运营和维护成本也因此上升（Debnath, Mittal和Jindal, 2022年）。由于太阳能电价远低于现有煤电的燃料成本，新增不灵活的低负荷煤电装机容量经济前景并不乐观，对现有电厂进行投资以使其具备更高灵活度的案例充其量也只能说较为有限（国际能源署，2021年d；Shah, 2021年）。仅仅避免为这些电厂投资新增污染控制设备这一项，所节省的费用预计就达13.7亿美元（Chakravarty和Somanaathan, 2021年）。



图12：印度的煤炭和褐煤电厂负荷率，按运营商类型分类（单位：百分比）



*暂行估算截至2022年9月

来源：印度中央电力局，2022年。

以上因素结合向淘汰燃煤电厂进一步施压，尤其是那些陈旧老化、能效较低的亚临界电厂，它们依靠过时的技术，既属于高度密集型排放，又在经济上不具备竞争力（《印度商业线报》，2021年）。有关在2030年前加速淘汰这些燃煤电厂的提议已有人提出，包括由著名的印度政府智库NITI Aayog提出的“热电厂报废政策”，符合报废标准的装机容量达54吉瓦（Chakravarty和Somanathan，2021年）。

煤炭退役的政治经济

虽然印度并未承诺在2070年前实现温室气体净零排放，但该国电力去碳化的背后确实具有显著的政治动力。一段时间以来，印度政府为可再生能源开发商提供了有力的国家支持。2015年《巴黎协定》签署后，印度政府大幅增加了可再生能源扩张的预算拨款，专门支持能源来源多样化发展、配电公司以及研发计划（Sahoo，2021年）。2021年，政府宣布将在2030年前实现非化石能源装机容量达到500吉瓦的目标，相当于印度现有装机容量的一半（印度《经济时报》，2021年）。一年后，印度承诺提高其排放强度减少量和可再生能源装机容量的目标，分别改为45%和50%（Singh，2022年）。

这些目标虽然雄心勃勃，但其确实实现有赖于以下因素：可再生能源占比高的综合电力系统在该国地理背景下是否切实可行，将煤炭与更广泛的经济发展联系在一起的、根深蒂固的政治问题能否得到有效解决。确保中央和邦政府在管理国有煤炭资源和引入适当的市场改革方面保持一致，这一点对于任何加速煤炭退役计划的有效实施都至关重要（Goritz, Schulz和Isoaho，2017年）。煤炭一有下降，相关的税收、



GLOBAL CHINA INITIATIVE

The Global China Initiative (GCI) is a research initiative at Boston University Global Development Policy Center. The GDP Center is a University wide center in partnership with the Frederick S. Pardee School for Global Studies. The Center's mission is to advance policy-oriented research for financial stability, human wellbeing, and environmental sustainability.

www.bu.edu/gdp

The views expressed in this Working Paper are strictly those of the author(s) and do not represent the position of Boston University, or the Global Development Policy Center.

股息和开采权使用费就会随之下降，资产也会进行重估，中央和邦政府的财政状况势必受到影响，特别是在电厂或煤炭供应商是国有的情况下——如印度国有电力公司和印度煤炭有限公司（《印度报业托拉斯》，2022年a）。随着现有和计划中电厂的关闭，煤炭货运量将随之下降，届时，能否继续以煤炭货运收入对印度铁路客运进行交叉补贴将成为另一个突出问题。

