

JETP 和 ETM 机制下 印度尼西亚典型能源 项目转型研究

编写单位

国家应对气候变化战略研究和国际合作中心：

柴麒敏, 国家气候战略中心战略规划部主任

黄子晗, 国家气候战略中心战略规划部助理研究员

刘伯翰, 国家气候战略中心战略规划部助理研究员

绿色和平 中国绿色基础设施海外投资项目组：

顾鑫岑, 绿色和平气候与能源项目主任

李雨潇, 绿色和平气候与能源项目主任

图片摄影

Alif Rizky / 绿色和平

感谢下列专家、同事对报告提出宝贵的指导建议和大力支持：

宋东升, 原中国电力建设集团总经理

孙贤胜, 国际能源转型学会会长

杨思韞, 中国大唐集团海外投资公司计划经营部主任

霍晶莹, 中国水电水利规划设计总院国际部主任助理

苗中泉, 国网能源研究院高级研究员

张 凯, 绿色和平东亚分部项目副总监

王圣铠, 绿色和平气候与能源项目主任

感谢下列同事为报告编制与产出提供的有力帮助和支持：

王 赫, 绿色和平媒体传播经理

吴 琪, 绿色和平媒体传播主任

赵雨晨, 绿色和平多媒体制作人

李星宇, 绿色和平法律事务统筹



目录

执行摘要	1
第一章 印尼能源电力发展概览	4
1.1 印尼能源消费现状	4
1.1.1 印尼化石能源消费总体情况	4
1.1.2 印尼化石能源碳排放情况	5
1.1.3 印尼电力消费情况	6
1.2 印尼可再生能源开发潜力	6
1.3 能源转型目标的提出	7
1.3.1 印尼净零排放目标	7
1.3.2 印尼能源转型目标	8
第二章 JETP 和 ETM 机制概述	9
2.1 背景和目标	9
2.1.1 ETM 机制	9
2.1.2 JETP 机制	9
2.2 主要架构及关联性	10
2.3 资金来源及运作模式	11
2.4 进展和成效	12
第三章 JETP 和 ETM 实施方案及印尼政府行动计划	13
3.1 JETP 和 ETM 实施方案	13
3.1.1 现有融资规模、来源与资金缺口	13
3.1.2 机制融资模式	16
3.1.3 资金形式与实施模式	18
3.1.4 投资策略和优先项目标准	19
3.2 印尼政府行动计划	21
第四章 能源转型机制的影响分析	23
4.1 对印尼政府政策的影响	23
4.2 对印尼市场经济环境的影响	23
4.3 对印尼公众社会的影响	24
4.4 对印尼独立能源项目的影响	25
第五章 能源转型试点项目分析与提前退出案例测算	27
5.1 能源转型试点项目分析	27
5.1.1 井里汶 1 号燃煤电厂项目（Cirebon-1）	27
5.1.2 皇后港燃煤电厂项目（Pelabuhan Ratu）	28
5.1.3 案例分析总结	28
5.2 印尼独立能源项目现状与提前退出资金需求案例测算	30
5.2.1 印尼独立能源项目现状	30
5.2.2 提前退出资金需求案例测算	32
第六章 中资企业视角：印尼能源转型的机遇与挑战	36
第七章 JETP 和 ETM 机制下印尼典型能源项目发展路径及挑战	39

7.1 规划项目提前退出	39
7.2 提前退出的挑战与应对措施	40
7.2.1 项目 PPA 变更困难	40
7.2.2 资金缺口	41
7.2.3 转型机制实施挑战	41
第八章 结论与建议	43
8.1 报告结论	43
8.2 报告建议	44
8.2.1 东道国政策及能源转型机制的完善建议	44
8.2.2 能源项目发展的策略建议	45
8.2.3 金融机构及海外资金的建议	46
8.2.4 建立共商共建的能源转型工作协同机制	47
参考文献	48

执行摘要

通过可落地的金融手段解决全球能源转型和传统能源项目退役难的问题，是国际能源转型机制的核心目标，也是推动全球能源转型进程的关键解法。

目前，最受瞩目的国际能源转型机制包括印度尼西亚（以下简称“印尼”）政府和国际合作伙伴集团（IPG）在 G20 峰会期间启动的“印尼公正能源转型伙伴关系（JETP）”，和亚洲开发银行（ADB）与印尼政府发起的“能源转型机制（ETM）”。这两个机制分别于 2021 和 2022 年正式官宣，自启动以来每一步进展都备受关注。

绿色和平与国家应对气候变化战略研究和国际合作中心联合发起关于国际能源转型机制对印尼独立能源项目影响的研究，通过呈现 JETP 和 ETM 的具体内容、执行机制与实施进度，深入分析当前机制下印尼独立能源项目有序转型所面临的机遇与挑战。

电力企业是能源项目的财务主体和推动电站转型的实际操作方，其对现行国际能源转型机制的反馈，以及对利用国际金融援助实现传统电站提前退役的接受度，既能为现有金融机制的完善提供重要参考，也对未来更广泛的金融解决方案设计提供有益借鉴。

在 2023 年《中国企业海外可再生能源投资的主要难点与应对研究》报告的基础上，本报告进一步探讨了企业在能源转型策略中的现实困境以及提前退役的实际需求，从多角度为海外独立能源项目的转型及国际能源转型机制的优化提出了建议。

报告主要结论：

JETP 和 ETM 作为印尼能源转型的关键驱动力之一，为印尼实现净零排放提供了资金支持和技术协助，但这一进程仍面临政策协调与资金不足的挑战。现有资金远不能覆盖印尼能源转型所需的庞大投资额，且赠款和技术援助资金比例较低。同时，现有机制均不具法律效力，未来执行仍依赖于印尼政府决策和具体部署。

中资能源企业在印尼能源转型中挑战与机遇并存。随着能源转型战略的推进，印尼传统能源项目发展的政策压力和市场风险将持续增加。通过积极借助以能源转型机制为代表的国际绿色金融工具，可有效降低项目提前退出的资金压力，提高项目退出的经济性。且越早参与能源转型机制，项目经济性越优。此外，通过持续深化在可再生能源领域的布局，加强国际合作，中资企业可以在印尼能源转型中发挥更大作用，实现高质量发展。

机制要点总结

分阶段目标：JETP 在 2030 年前，将重点投资可再生能源项目和电网建设，增强电网容量和稳定性，逐步提高可再生能源在电力系统中的占比；2030 年后，将逐步淘汰燃煤发电

厂，直至 2050 年实现电力系统净零排放。ETM 将致力于加速淘汰现有燃煤电厂，通过试点项目推动燃煤电厂提前退出，并逐步扩大试点范围。

资金形式：JETP 与 ETM 为印尼能源转型提供多种资金形式，包括优惠贷款、非优惠贷款、赠款、股权投资等。从现有公共资金来看，优惠贷款占比最高。但从用于燃煤电厂提前退出的 ETM 资金来看，其数额不高且用于独立燃煤电厂的资金支持主要为非优惠贷款。

筛选标准：基于项目是否符合印尼电力行业发展路径、是否得到相关政府机构认可，以及是否能在 2030 年前发起等指标，JETP 在五个重点投资领域筛选出 400 个优先项目，其中 50 个被列为最高优先项目。ETM 试点项目的选择标准包括：提前退出不会影响当地电力供应、项目拥有适合再融资的财务结构，以及项目所有者有意愿提前退出。

企业视角

转型压力：当前海外中资传统电站规模庞大，投资额高，且平均运营年限短，资本回收周期较长，企业和项目面临政策压力和市场风险。

政策不确定性：以印尼为代表的东南亚国家，其国家能源政策存在一定的不确定性，且可再生能源电站投资方向的政策仍存在限制。这些因素增加了能源转型实施风险，导致企业在转型进程中持观望态度。

能源机制的实施：国际能源转型机制作为一种新型工具，现有试点项目还未完成转型步骤，且相关协议条款和合同内容尚未公开披露，企业对机制的运作步骤缺乏清晰了解。

报告建议

东道国政策层面应加快整体部署，明确且稳定的政策信号是提升企业转型决心的关键。当前印尼政府已多次提前燃煤电厂全面退出的时间表，从宏观层面表明了转型意愿，但仍缺乏与顶层框架相配套的执行措施和激励政策，如放宽海外可再生能源投资政策限制，逐步取消煤炭发电价格补贴等。

在国际能源转型机制完善方面，应充分发挥现有 JETP 和 ETM 资金的催化作用，了解企业诉求，增强资金分配透明度，扩大机制影响力和适用性，从而吸引更多资本流入能源转型投资领域。同时，应构建高效监管框架以保障能源转型机制实施，在评估转型成本和技术可能性方面为企业提供有力支持。

国际多边机构应发挥其国际属性和引领作用，通过案例试点形式为独立能源项目转型提供示范。同时，应与国际绿色基金、能源企业、东道国国家电力公司等各方，共同探讨优化融资模式，增加开发援助融资比例，积极开发创新型绿色金融工具，支持国际绿色投融资合作伙伴关系，推动绿色投融资国际合作。

针对持有海外传统能源资产的企业，应审时度势，适时对其名下资产进行梳理与评估。全面了解所持能源资产的运营成本、年限、转型资金缺口和未来风险。同时，增加对现行国际能源转型机制以及新型绿色金融工具的了解，积极寻找提前退役与转型的契机。

对东道国国有电力公司而言，加强国家电网稳定性建设，促进国际能源电力技术交流，是实现能源转型的必经之路。因此，应加大对电网基础设施的投资力度，提升电网的承载能力与灵活性，为可再生能源的大规模接入和高效运行提供有力保障。

第一章 印尼能源电力发展概览

1.1 印尼能源消费现状

1.1.1 印尼化石能源消费总体情况

印度尼西亚拥有 2.5 亿人口，位居世界第四，是东盟最大的经济体，也是 20 国集团（G20）、亚太经济合作组织（APEC）和东南亚国家联盟（ASEAN）的活跃成员，是区域和国际市场中重要的能源生产者和消费者。在化石能源领域，印尼是世界最主要的煤炭生产国和出口国之一，同时也是东南亚最大的天然气供应国之一；在清洁能源方面，印尼是全球最大的生物燃料生产国，拥有丰富的可再生能源资源，展现出巨大的开发潜力。

化石能源在印尼的能源供应中占主导地位。根据《印尼能源和经济统计手册 2023》，印尼一次能源结构仍以煤炭为主，占 39.69%，其次是石油（包括原油、石油产品和液化石油气），占 29.91%，天然气占 17.11%，新能源与可再生能源（New and Renewable Energy, NRE）仅占 13.29%，其中风能和太阳能占比不足 0.3%。

印尼发电厂用煤量在 2013 年至 2023 年呈总体上涨趋势。2013 年，印尼发电厂用煤量约为 0.62 亿吨，此后逐年上涨，至 2022 年达到峰值 1.29 亿吨，较 2013 年增长了 108%。2023 年，该数值有所下降，较 2022 年下降 6%，但仍比 2013 年增长 95%。在燃煤电厂（Coal-fired Power Plant, CFPP）发电方面，印尼燃煤电厂发电量自 2013 年至 2023 年持续增加，2023 年达到约 21.68 万吉瓦时（GWh），较 2013 年上涨 95%，占总发电量的约 62%，显示出印尼电力系统对煤炭的高度依赖。^[1]

表 1 2013-2023 年印尼发电厂用煤量

年份	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
用煤量 (亿吨)	0.62	0.63	0.70	0.75	0.83	0.91	0.99	1.05	1.12	1.29	1.21

来源：《印尼能源和经济统计手册 2023》

表 2 2013-2023 年印尼燃煤电厂发电量

年份	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
燃煤电厂发电 (GWh)	111,252	119,532	124,657	135,381	147,964	160,013	174,493	180,869	189,684	205,308	216,777
总发电量 (GWh)	216,189	228,555	233,982	247,918	254,660	283,776	295,449	291,831	309,076	333,537	350,609
煤炭发电量占比	51%	52%	53%	55%	58%	56%	59%	62%	61%	62%	62%
煤炭发电量占比增速	/	1.63%	1.87%	2.50%	6.40%	-2.95%	4.74%	4.94%	-0.98%	0.30%	0.44%

来源：《印尼能源和经济统计手册 2023》

1.1.2 印尼化石能源碳排放情况

印尼是全球第七大温室气体排放国，同时也是第八大碳排放经济体。根据全球大气研究排放数据库（Emissions Database for Global Atmospheric Research, EDGAR）《世界各国温室气体排放报告（2024 年）》显示，2023 年全球温室气体（CO₂、CH₄、N₂O 和氟化气体）总排放量 529.68 亿吨，其中印尼的排放量为 12 亿吨，占比 2.27%，位列全球第七。在化石能源二氧化碳排放方面，2023 年全球排放总量为 390.24 亿吨，印尼的排放量为 6.75 亿吨，占比 1.73%，位列全球第八。相比 2014 年印尼化石能源二氧化碳排放量为 5.05 亿吨，2023 年该数值达到 6.75 亿吨，近十年间增长了 33.5%，增速较快，凸显出印尼在能源转型过程中控制碳排放的紧迫性和挑战。^[2]

作为印尼化石能源二氧化碳排放的最大来源，2014-2023 年间，印尼电力部门的排放量和占比均逐年上升。2014 年，印尼电力部门化石能源二氧化碳排放为 1.69 亿吨，占当年全国排放总量的 33.43%，到 2023 年，这一数字增至 2.7 亿吨，较 2014 年增长 60%，占比提升至 40%，增长近 7 个百分点。值得注意的是，即便在 2020 年和 2021 年，印尼化石能源碳排放总量因受新冠疫情影响而有所下降，电力部门的化石能源二氧化碳排放仍逆势上升，显示出印尼电力部门对全国化石能源二氧化碳排放的驱动效应。

表 3 近十年印尼化石能源二氧化碳排放量及电力部门排放量

年份	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
化石能源二氧化碳排放量（亿吨）	5.05	5.12	5.07	5.36	5.97	6.37	5.94	6.19	6.57	6.75
电力部门化石能源二氧化碳排放量（亿吨）	1.69	1.719	1.819	1.959	2.17	2.25	2.25	2.40	2.55	2.70
电力部门排放占比（%）	33.43	33.45	35.71	36.42	36.32	35.27	37.85	38.79	38.78	40.01

来源：全球大气研究排放数据库《世界各国温室气体排放报告（2024 年）》



图 1 近十年印尼化石能源二氧化碳排放量及电力部门占比变化趋势

1.1.3 印尼电力消费情况

印尼政府实施的扩大电力供应计划取得了积极成果。随着人口增长了近四分之一，无法获得电力供应的人数从 2000 年的约 1 亿人下降到 2016 年的约 2300 万人，占东南亚地区自 2000 年以来无电人口净减少总量的 55%。为实现电力的普遍覆盖，印尼政府提出了多元化政策措施，包括扩建现有电网，推广微型水电和离网太阳能技术，以及太阳能—柴油混合和孤立柴油发电机等。^{【3】}这些措施不仅扩大了电力供应的覆盖范围，也为偏远地区提供了可行的能源解决方案。

在电力消费占终端能源消费比重方面，印尼始终稳定在 15%-20%，呈波动上升趋势。2013 年印尼电力消费占终端能源消费的比重为 15.37%，此后逐步增长，并在 2018 年持续上升，2021 年达到峰值 19.5%。在主要电力指标方面，印尼的人均用电量和电气化率均显著提高。根据印尼国家统计局数据，2022 年印尼人均用电量达到 120 兆瓦时（MWh），较 2021 年的 110MWh 增长约 9%；电气化率从 2021 年的 99.45% 提升至 2022 年的 99.63%。这些数据表明，近年来印尼在电力普及和能源消费结构优化方面取得了积极进展。

表 4 印尼 2021 年和 2022 年人均用电量和电气化率对比

年份	2021 年	2022 年
人均用电量（MWh） ^{【4】}	110	120
电气化率（%） ^{【5】}	99.45	99.63

来源：印度尼西亚统计局

表 5 印尼 2013-2023 年电力消费占终端能源消费比重

年份	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
电力消费占终端能源消费比重（%）	15.37	16.01	16.35	17.56	17.29	17.32	16.68	18.77	19.5	15.97	15.85

来源：《印尼能源和经济统计手册 2023》

1.2 印尼可再生能源开发潜力

根据《印尼能源和经济统计手册 2023》，截至 2023 年，在已开发的并网和离网项目装机容量中，光伏项目仅有 0.59 吉瓦（GW），风电项目 0.15GW，水电项目 5.61GW，地热项目 2.60GW，生物质项目 3.20GW。

根据国际可再生能源署（International Renewable Energy Agency，IRENA）2017 年报告，理论上印尼太阳能最大开发潜力为 532.6GW，水电为 94.4GW，生物质能为 32.7GW，地热能为 29.5GW，海洋能为 18GW，陆上风电为 9.3GW，其对应的现有开发比例分别仅为 0.11%、5.94%、9.79%、8.81%、0%和 1.67%。整体来看，印尼拥有相对丰富的清洁能源资源，但开发比例仍然较低，总体开发水平不足 2%，显示出开发和利用的巨大潜力。^{【6】}

表 6 印尼清洁能源最大潜力及开发比例

清洁能源种类	理论最大潜力（GW）	现有装机量（GW）	开发比例（%）
太阳能	532.6	0.59	0.11
水电	94.4	5.61	5.94
生物质能	32.7	3.20	9.79
地热能	29.5	2.60	8.81
海洋能	18.0	0.00	0.00
风能	9.3（陆上）	0.15	1.67

来源：国际可再生能源署（2017），《印尼能源和经济统计手册 2023》

1.3 能源转型目标的提出

1.3.1 印尼净零排放目标

在《巴黎协定》控温目标的框架下，印尼于 2021 年提出 2060 净零排放目标，并在 2022 年版国家自主贡献（Nationally Determined Contribution, NDC）中予以确认。自 2016 年 11 月首次向联合国提交 NDC 文件以来，印尼于 2021 年 7 月和 2022 年 9 月先后提交了更新版本的 NDC 文件。较前两个版本，印尼的第三份 NDC 文件加大了减排目标力度，首次明确提出到 2060 年实现碳中和，并提高了 2030 年温室气体减排目标。根据最新文件，印尼设立了两种情景下的 2030 年温室气体减排目标：相较于基准情景，无条件情景（无额外国际资金支持的情景）计划将温室气体排放减少 31.89%；在有条件情景（有适当国际资金支持的情景）下，这一目标则是 43.2%。^[7]

表 7 印尼 NDC 文件减排目标对比

版本		第一版	第二版	第三版
提交时间		2016 年 11 月 6 日	2021 年 7 月 22 日	2022 年 9 月 23 日
减排目标	净零目标	/	/	2060 年
	2023 年无条件 NDC 目标	29%	29%	31.89%
	2023 年有条件 NDC 目标	38%	41%	43.20%

来源：联合国气候变化框架公约

2024 年 11 月 19 日，在巴西召开的 G20 峰会上，印度尼西亚总统普拉博沃·苏比安托（Prabowo Subianto）表示，对印尼在 2050 年之前实现净零排放持乐观态度。这一目标比印尼现有净零计划提前了十年。

1.3.2 印尼能源转型目标

在 2022 年的第三版 NDC 中，印尼政府提出了一系列针对能源部门的政策和目标，旨在推动可再生能源发展并实现碳中和目标：印尼政府颁布 2017 年第 22 号总统条例，并将通过实施电力供应商业计划（RUPTL）、家电最低能源性能标准（MEPS）等支持印尼可再生能源发展。

在煤炭领域，印尼政府为在 2060 年前实现碳中和目标，于 2021 年宣布将不再批准新建燃煤电厂，并承诺与电力部门合作，逐步淘汰现有煤电项目。2023 年，政府进一步明确将在 2050 年前全面淘汰所有燃煤电厂。在 2024 年的 G20 峰会期间，印尼再次强化其承诺，宣布计划在未来 15 年内淘汰所有燃煤发电厂及其他化石燃料发电厂，为实现清洁能源转型迈出了更坚实的一步。

在可再生能源方面，根据《国家能源政策》（KEN）和《国家能源规划》（RUEN），印尼将以下几种可再生能源纳入能源转型的重点方向：地热能、风能、生物质能、太阳能、水电，以及海洋能（包括动能和热能）。同时提出到 2025 年年底，将可再生能源占比提高至 23%，煤炭占比降低到 30%；到 2050 年年底，可再生能源占比提高至 31%，煤炭占比降低到 25%。在 2024 年的 G20 峰会期间，印尼总统承诺将在未来 15 年内，在国内建设超过 75GW 的可再生能源项目，包括太阳能 27GW、水电 25GW、风能 15GW、地热能 7GW、生物质能 1GW。

尽管印尼确定了较为具有雄心的可再生能源发展目标，但实际进度滞后于规划。2023 年，印尼可再生能源在能源结构中的占比未能达到为实现 2025 年目标所需的 17.8%，影响了能源转型的节奏。此后，印尼国家能源委员会提议，将 2025 年年底可再生能源在能源结构中占比 23% 的目标，下调至 17-19%。^[8] 能源结构目标的计划调整，一定程度上反映出印尼在能源结构规划中的不稳定。

第二章 JETP 和 ETM 机制概述

2.1 背景和目标

过去的二十年中，煤炭占据了印尼国家能源需求的主要位置。截至 2024 年，印尼仍有超过 60% 的电力来源于煤炭，并网与离网燃煤电厂的总装机量超过 52GW，其中并网燃煤电厂装机量超过 37GW。^{【9】}自 2015 年《巴黎协定》批准以来，印尼政府将能源转型作为在国家自主贡献下实现温室气体减排目标的关键战略之一，并在提交给联合国气候变化框架公约（UNFCCC）的《2050 年低碳和气候韧性长期战略》（LTS-LCCR 2050）文件中，承诺在 2060 年前实现净零排放。^{【10】}为此，印尼建立了多个双边和多边伙伴关系来支持能源转型，本报告将重点关注由亚洲开发银行（Asian Development Bank, ADB，以下简称“亚行”）建立的能源转型机制（Energy Transition Mechanism, ETM），以及由印尼政府和国际合作伙伴集团（International Partners Group, IPG）共同发起的印尼公正能源转型伙伴关系（Just Energy Transition Partnership, JETP Indonesia）。

2.1.1 ETM 机制

在 2021 年的第 26 届联合国气候大会上，亚行宣布与印度尼西亚及菲律宾发起伙伴关系，建立能源转型机制。该计划旨在通过加速淘汰现有的燃煤电厂、增加可再生能源投资，减少亚太地区的温室气体排放来帮助应对气候问题。ETM 最初在印度尼西亚、菲律宾和越南试点，后又拓展至巴基斯坦和哈萨克斯，其初始目标是在未来 10 年到 15 年内淘汰三个最初试点国家 50% 的燃煤发电厂（共计大约 30GW），随着 ETM 的发展，其有望成为全球最大的碳减排项目。^{【11】}

亚行将与试点国政府联合开展此国最佳商业模式的研究，汇集捐助国政府和慈善机构的优惠资源，与全球气候变化基金密切协调，并利用大量商业资本来引发脱碳的决定性转变。2022 年 6 月，亚行在原有清洁能源融资伙伴关系基金（Clean Energy Financing Partnership Facility, CEFPPF）下，成立能源转型机制伙伴关系信托基金（Energy Transition Mechanism Partnership Trust Fund, ETMPTF），该基金为 ETM 调动资源，旨在催化公共和私营资本，使亚行发展中成员国内的碳密集型燃煤电厂加速转型为清洁能源。同时，亚行重视与当地社区及民间社会组织的沟通合作，尤其是对环境和社会的评估，从而确保能源转型机制的每个步骤都符合亚行的公正转型承诺。^{【12】}

2.1.2 JETP 机制

2022 年 11 月 16 日，印尼政府和国际合作伙伴集团在印尼巴厘岛举行 G20 峰会，会议期间启动了“印尼公正能源转型伙伴关系（JETP Indonesia）”。IPG 由美国和日本主导，成员还包括加拿大、丹麦、欧盟、法国、德国、意大利、挪威和英国。目前，JETP 已在全球

四个国家达成协议，分别为南非、印度尼西亚、越南和塞内加尔，其中，JETP 最初承诺为印尼提供 200 亿美元资金，被认为是迄今全球最大的能源转型融资计划。此后，印尼政府和 IPG 发布联合声明，宣布将致力于实现开创性的气候目标，特别是在电力领域，并提供相关融资以支持印尼与《巴黎协定》目标保持一致，其中包括通过国际支持加速燃煤电厂退役，在 2050 年前实现印尼电力系统的净零排放；加快可再生能源部署，使可再生能源到 2030 年至少占总发电量的 34%。

2023 年 2 月，印尼政府和 IPG 成立 JETP 秘书处，设在印尼的能源矿产资源部，由亚行支持，负责协调由国际机构领导的四个工作组，以及与 JETP 有关的内外部利益相关方。四个工作组及其目标包括：1）技术工作组，由国际能源署（International Energy Agency, IEA）领导，主要目标为整合印尼电力部门的能源转型路径，确定支持能源转型路径的优先项目；2）政策工作组，由世界银行（World Bank）领导，主要目标为分析政策促成因素，提供支持电力部门脱碳的建议；3）金融工作组，由亚行领导，主要目标为确定项目的融资需求、要求和方式；4）公正转型工作组，由联合国开发计划署（United Nations Development Program, UNDP）领导，主要目标为促成一个公正转型框架来指导执行。后续将增加第五个工作组，聚焦于能源效率和电气化。^{【13】}

2.2 主要架构及关联性

ETM 和 JETP 机制均为印尼在实现净零目标和能源转型中的关键助力因素。从治理架构来看，两者既相互独立，又互相关联。在印尼，亚行为 JETP 秘书处提供技术支持，而由亚行领导的 ETM 将成为确保 JETP 成功实施的关键交付机制之一。

JETP 的治理架构分为三层：1）指导和监督：由印尼政府、IPG 和印尼国家能源转型平台（Energy Transition Mechanism Country Platform）组成，其中印尼政府以国家能源过渡特别工作组（National Energy Transition Taskforce）为代表，将为 JETP 秘书处提供方向与指导；2）协调：由 JETP 秘书处来确保所收到的方向与指导和执行的工作保持一致，JETP 秘书处还将为项目和金融机构配对，向政策决策者提供召集和分析性支持，并每年统筹印尼综合投资与政策计划（Comprehensive Investment and Policy Plan, CIPP）的更新；3）实施：包括多个选定实体的参与，其中两个主要实体为 JETP 优先项目中的项目开发商和金融机构。

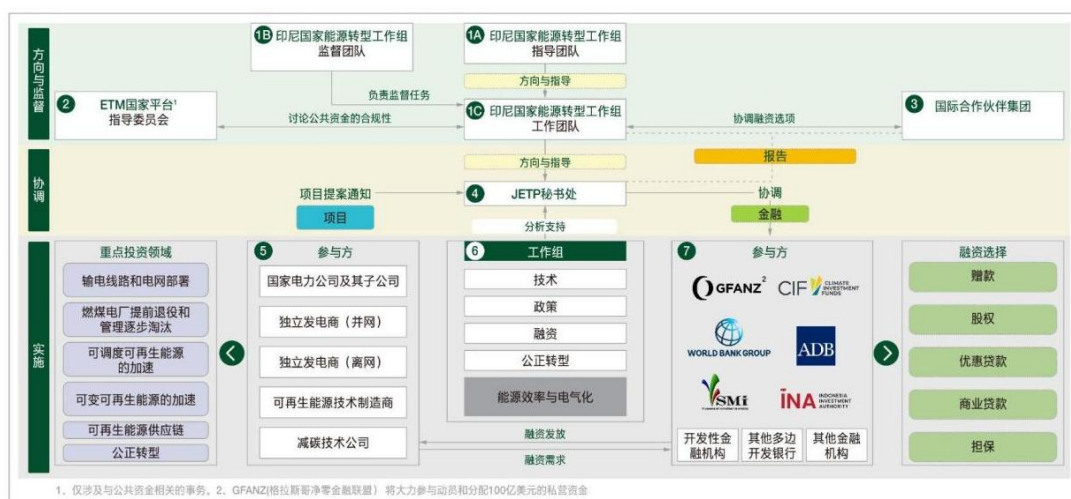


图 2 JETP 治理结构

来源：JETP 秘书处及工作组，2023

从资金角度来看，由亚行领导的 ETM 融资是 JETP 融资的一部分。ETM 资金主要用于燃煤电厂的提前退役，其中包括由气候投资基金加速煤炭转型（Climate Investment Funds Accelerated Coal Transition, CIF-ACT）和能源转型机制伙伴关系信托基金（ETMPTF）提供的资金。JETP 资金包含五个重点投资领域：1）输电线路和电网部署；2）燃煤电厂的提前退役和逐步退出管理；3）可调度可再生能源的加速运行；4）可变可再生能源的加速运行；5）可再生能源供应链的加强。JETP 资金将优先考虑准备在 JETP 投资窗口期内融资的项目。

2.3 资金来源及运作模式

亚行 ETM 资金来源包括政府、多边银行、私营部门投资者、慈善机构和长期投资者的公共和私营投资，这些资金将用于项目及指定的 ETM 基金。2021 年，日本政府率先向亚行的 ETM 提供 2500 万美元赠款，随后德国和新西兰陆续宣布向 ETMPTF 提供系列赠款，以支持 ETM 的实施。ETM 在印尼和菲律宾均已开展燃煤电厂提前退役试点项目研究，而 ETMPTF 将为这些符合 ETM 目标的项目提供资助。

JETP 最初承诺在未来三到五年内为印尼提供 200 亿美元资金，其中 100 亿美元公共资金来自 IPG，融资形式包括优惠贷款、非优惠贷款、多边开发银行担保、赠款、技术援助和股权投资等；另外 100 亿美元由格拉斯哥净零金融联盟（Glasgow Financial Alliance for Net Zero, GFANZ）旗下的私营融资机构负责筹集，GFANZ 工作组成员包括美国银行、花旗银行、德意志银行、汇丰银行、麦格理银行、三菱日联金融集团和渣打银行，融资形式包括商业贷款、公司融资或项目融资，以及股权或准股权投资等。

JETP 的基本融资理念是将印尼整体能源转型成本降至最低，尽量使用有限的公共资金作为催化剂，撬动更多的私营资本。运作模式上，GFANZ 和其他金融机构提供的资金作为直接来源，可直接作用至被投资的项目；由 IPG 提供的资金将通过印尼财政部直接管理的基础设施融资公司（Sarana Multi Infrastruktur, SMI）、多边开发银行（Multilateral Development Bank, MDB）和开发性金融机构（Development Finance Institution, DFI）等融资中介机构进行管理和分配。

2.4 进展和成效

自 2021 年启动以来，ETM 在五个试点国家都取得了不同程度的进展，其中印尼的 ETM 项目进展最为顺利。亚行已与印尼独立电力生产商（Independent Power Producer, IPP）——井里汶电力公司（Cirebon Electric Power）及其他相关方签署非约束性框架协议，计划将 660 兆瓦井里汶燃煤电厂 1 号机组（Cirebon-1）的退役时间从原本的 2042 年提前至 2035 年，比原计划退役时间提前 7 年。如实施成功，这将是 ETM 框架下第一座提前退役的燃煤电厂。同时，井里汶 1 号燃煤电厂和皇后港燃煤电厂（Pelabuhan Ratu）也是 JETP 重点投资领域“燃煤电厂提前退役和管理逐步退出”的两个优先项目。

目前，ETM 正就该项目提前退役进行利益相关方的咨询。如果最终协议达成，ETM 预计采用混合融资形式助力该电厂提前退役，包含优惠资金（来自 ETMPTF 和 CIF-ACT）和亚行私营部门资金。

JETP 方面，经过 JETP 秘书处和工作组与各政府机构及非政府利益相关者的密切合作，JETP 秘书处于 2023 年 11 月发布了印尼综合投资与政策计划（CIPP）。CIPP 以 2050 年实现印尼电力部门的净零排放、2030 年实现可再生能源占比 44% 为目标，为印尼脱碳和能源转型提供了战略蓝图。CIPP 作为 JETP 联合声明中商定的成果之一，是印尼政府和 IPG 共同实施能源转型的基础。JETP 秘书处将会对 CIPP 定期进行评估和更新，以确保反映市场最新发展和政策优先事项。

2023 年版 CIPP 中概述了并网电力系统的能源转型路径，重点主要包括：商定五个 JETP 重点投资领域及实施路径；从印尼现有项目中确定超 400 个项目为 JETP 优先项目，和将近 50 个最高优先项目；分析能源转型的资金需求，并探讨 JETP 背景下融资结构的选择；提供政策改革建议和公正转型框架。

目前 JETP 秘书处正在组织进行对离网电力系统以及能源效率和电气化的研究，这些内容计划将包含在 2024 年版 CIPP 中。此外，CIPP 的实施涉及与政府机构和非政府利益相关者的持续合作，确保政策和资金支持能够有效落实，以推动印尼的能源转型目标。

第三章 JETP 和 ETM 实施方案及印尼政府行动计划

3.1 JETP 和 ETM 实施方案

3.1.1 现有融资规模、来源与资金缺口

印尼 JETP 的资金随着各种追加，已从最初的 200 亿美元增加至 216 亿美元。其中，116 亿美元为来自 IPG 的公共资金，具体组成详见表 8《JETP 公共资金贡献单位及占比》。公共资金融资形式包括优惠贷款、非优惠贷款、多边开发银行担保、赠款、技术援助和股权投资，具体组成为非优惠贷款（15.9 亿美元）、优惠贷款（69.4 亿美元）、股权投资（3.845 亿美元）、赠款和技术援助（2.954 亿美元）、多边担保（20 亿美元）和其他形式（3.453 亿美元）。

从资金结构来看，现有赠款和技术援助资金合计不足资金总额的 1.5%。根据 JETP 秘书处 2024 年 6 月 30 日的披露，约 2.816 亿美元的赠款和技术援助已用于指定用途，并在 2024 年上半年启动或已经开始执行，共有来自 5 家金融机构的约 40 个项目，由 8 个不同的执行机构实施。^[14]

另外 100 亿美元为私营融资，将来自参与 GFANZ 工作组的国际银行。私营融资主要是商业贷款，通过企业融资或项目融资计划以及股权或准股权投资。

表 8 JETP 公共资金贡献单位及占比

贡献单位	金额（亿美元）	占比（%）
加拿大	0.9	0.8
丹麦	1.6	1.4
欧盟	11.2	9.7
法国	5.4	4.7
德国	16.5	14.3
意大利	2.7	2.3
日本	17	14.7
挪威	2.5	2.2
英国	11.5	9.9
美国	20.7	17.9
ETM	25.6	22.1

来源：JETP 秘书处及工作组，2023

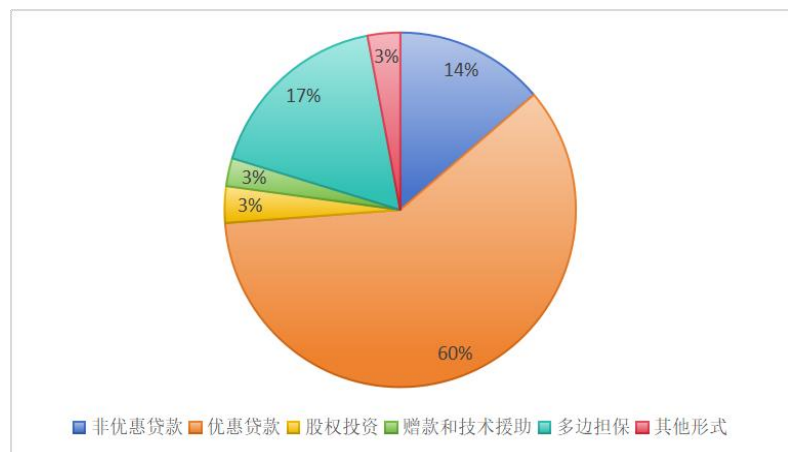


图 3 JETP 公共资金组成占比

来源：JETP 秘书处及工作组，2023

作为 JETP 的额外资金池，ETM 融资通过 CIF-ACT 投资计划提供。作为一个全球基金，CIF-ACT 已确认捐款的国家及金额包括：美国贡献 10 亿美元，英国贡献 5 亿美元，德国贡献 2.6 亿欧元，加拿大贡献 10 亿加元，以及丹麦贡献的部分资金。印尼的 CIF-ACT 投资计划由印尼政府与亚行、世行集团合作制定，计划利用 CIF-ACT 的 5 亿美元以及多边开发银行的 20.59 亿美元共同融资，共计 25.59 亿美元，主要用于燃煤电厂的退役、拆除和再利用，以及煤矿区的正向转型和可再生能源项目。^{【15】}

表 9 印尼 ETM 项目及资金

项目名称/描述	部门	项目/资助机构	机制	金额 (百万美元)
1.1.a.PLN 提前退役计划 (RBL)	未知	CIF-ACT	优惠贷款	50.0
		ADB	优惠贷款	530.0
1.1.b.PT SMI 提前退役计划	燃煤电厂提前退役	CIF-ACT	优惠贷款	98.0
		CIF-ACT	赠款	1.0
		ADB	优惠贷款	102.0
1.2 私营燃煤电厂提前退役计划	燃煤电厂提前退役	CIF-ACT	优惠贷款	100.0
		ADB（私营部门）	非优惠贷款	400.0
2.1.a. 燃煤电厂转型	燃煤电厂的拆除、修复和再利用	CIF-ACT	优惠贷款	125.0
		CIF-ACT	赠款	5.0
2.1.b.煤炭地区的公正转型	煤矿地区的公正转型	世界银行	优惠贷款	620.0
		CIF-ACT	优惠贷款	57.0
		CIF-ACT	赠款	5.0
		世界银行	优惠贷款	128.0

2.2 可再生能源转型计划（并网+离网）	可再生能源	CIF-ACT	优惠贷款	50.0
		IFC	非优惠贷款	140.0
2.3 可再生能源技能培训	公正转型 - 可再生能源技能培训	CIF-ACT	赠款	9.0
		ADB	优惠贷款	139.0
赠款小计				20.0
优惠贷款小计				1,999.0
非优惠贷款小计				540.0
总计				2,559.0

来源：2023 年 7 月 13 日提交至 JETP 秘书处的印尼 ETM 资金计划

截至目前，ETM-CIF-ACT 项目中第一部分（燃煤电厂提前退出）资金分配情况如下：

1、印尼国家电力公司（PLN）成果导向贷款（RBL）项目：根据亚行的定义，RBL 是一种基于绩效的融资方式，其中资金的发放与既定成果挂钩。针对拟向 PLN 提供的加速印尼清洁能源转型 RBL 项目，亚行设定了 9 个与发放挂钩的指标（Disbursement-Linked Indicators），这些指标定义了 PLN 需要实现的目标，以触发贷款的发放。贷款包括来自亚行的 5.3 亿美元优惠贷款和来自 CIF-ACT 的 5000 万美元优惠贷款。一旦 PLN 达到绩效目标，即可自由使用这些贷款。

2、印尼国有基础设施融资公司（PT SMI）早期退役项目：该部分专门提供优惠资金，用于提前退役 PLN 旗下的燃煤电厂。目前，利益相关方们正在就皇后港燃煤电厂项目（Pelabuhan Ratu）的提前退役进行谈判，该项目装机容量为 1050 兆瓦的，融资结构详见表 10。如果谈判成功，该项目将使用 ETM 联合基金中 PT SMI 提前退役计划的全部资金（2.01 亿美元）。这也意味着 ETM 现有资金池将无法支持 PLN 其他燃煤电厂的提前退役。

表 10 PT SMI 提前退役计划分配资金

来源	金额（百万美元）	类型
亚行	102	优惠贷款
CIF-ACT	98	优惠贷款
CIF-ACT	1	赠款
总计	201	

来源：2023 年 7 月 13 日提交至 JETP 秘书处的印尼 ETM 资金计划

3、私营燃煤发电厂早期退役项目：该部分资金来自 CIF-ACT 的优惠融资，以及由亚行私营部门/私营部门运营部提供的商业融资，旨在支持独立发电商（IPP）拥有的燃煤发电厂

的早期退役计划。目前，660兆瓦的井里汶燃煤电厂1号机组（Cirebon-1）正在进行尽职调查，其提前退役所需资金估计约为2.5亿至3亿美元，如果交易成功，将动用部分ETM联合基金，资金分配详见下表11。根据《私营燃煤电厂提前退役计划》设定的资金总额为5亿美元（其中亚行提供了4亿美元的商业资金，CIF-ACT提供了1亿美元的优惠资金），这意味着如果该退役项目落地，仍有约2亿美元的资金剩余（1.5亿美元的商业资金和5000万美元的优惠资金），可用于其他私营燃煤发电厂的提前退役。

表 11 为井里汶 1 号分配的私营燃煤电厂提前退役项目资金

来源	金额（百万美元）	类型
亚行（私营）	250	非优惠贷款
CIF-ACT	50	优惠贷款
总计	300	

来源：2023 年 7 月 13 日提交至 JETP 秘书处的印尼 ETM 资金计划

根据 CIPP 测算，要在 2030 年前，实现五个重点投资领域（输电和电网；燃煤电厂；可调度可再生能源；可变可再生能源以及可再生能源供应链）的投资目标，所需资金之和将高达 973 亿美元。其中，输电线路和电网部署需 197 亿美元、燃煤电厂的灵活性改造和提前退役（1.7GW）需 24 亿美元（灵活性改造 13 亿美元、提前退役 11 亿美元）、可调度可再生能源到 2030 年发电容量增加 16.1GW 需 492 亿美元、可变可再生能源到 2030 年发电容量增加 40.4GW 需 257 亿美元、公正转型需 2 亿美元。

根据从印尼政府收集的项目，目前已有超过 400 个项目被确认为 JETP 优先项目，其投资总额超 669 亿美元，远远超过印尼 JETP 现有承诺的 216 亿美元资金，凸显出当前资金支持和实际需求间的巨大缺口。在已计划分配的 42 亿美元公共资金中（含 ETM 资金），用于燃煤电厂的数额为 14.51 亿美元，其中仅有 0.06 亿美元为赠款或技术援助，10.45 亿美元为优惠贷款，4 亿美元为非优惠贷款，意味着仅靠当前能源转型机制的资金池并不足以支持印尼实现能源转型的宏大目标。^{【13】}

3.1.2 机制融资模式

JETP 项目的资金流动分为直接和间接两种方式。在直接流动渠道下，私营资本的融资直接流向项目开发商。在间接流动渠道下，公共资本通常通过开发金融机构（DFI）、多边开发银行（MDB）或印尼国有基础设施融资公司（PT SMI）等国家平台进行分配。

以下是拟议的 JETP 融资原则，以及为 JETP 协议提供资金的建议方法：

1. 确保公共资金的高效利用，避免市场扭曲和挤出商业融资。JETP 将有助于促进市场发展，调动私营部门资源，并将优惠资源重点用于私营部门无法独立资助和实施的项目。

具有商业可行性的项目可能会吸引商业银行的潜在投资，包括来自 GFANZ 工作组的成员及其他金融机构。

2. 优惠资金的分配应遵循 JETP 的五个投资重点领域（IFA），其优先级排序为：IFA1 输电和配电项目，IFA2 早期煤炭退役交易，IFA3 和 IFA4 可调度 and 可变可再生能源项目，IFA5 可再生能源制造项目。

3. JETP 将优先考虑在投资期窗口期内具备融资条件的项目。

4. 项目准备融资原则下的选择标准应与技术评估和公正转型框架保持一致。

综上，以及根据印度尼西亚政府的建议，JETP 公共资金将优先用于 IFA1、IFA2 和部分 IFA3 项目。而商业资金将主要用于 IFA4 和 IFA5 项目。

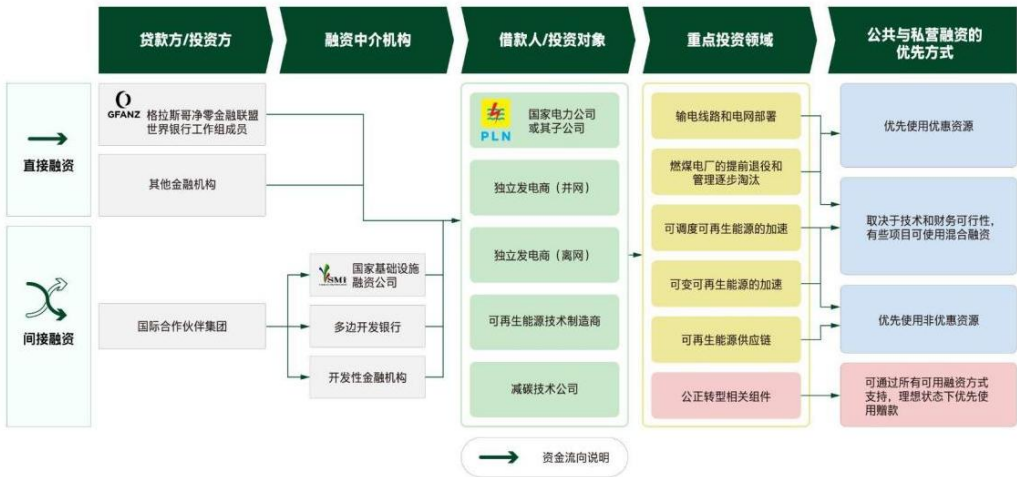


图 4 JETP 资本部署优先级

来源：JETP 秘书处及工作组，2023

私营资本应优先用于项目融资。在私营融资中，容易获取的资金形式是无追索或有限追索债务，尤其是“项目融资”贷款。项目融资可根据项目的具体情况，债务规模、期限和宽限期做相应地调整，以最佳方式匹配预期收入的时间安排。

如果项目无法完全由私营资本融资，可利用公共资金的催化作用吸引私人资本。这可以通过利用公共资本工具来减轻特定的已识别风险，或通过混合优惠和非优惠资本降低融资成本。

对于私营部门认为风险较高或商业可行性低的高度战略性的 JETP 项目，可选择单独使用公共资金。这种情况相对受限，只有在 JETP 秘书处充分分析和咨询后，确认无法通过使用混合模式调动私营资本后才能部署。

3.1.3 资金形式与实施模式

根据 CIPP 公布的信息，ETM 针对燃煤电厂的提前退出主要提供三种资金形式：优惠贷款、非优惠贷款以及赠款。截至目前，针对 PLN 旗下的燃煤电厂项目，资金支持主要包括优惠贷款（2 亿美元）和赠款（100 万美元）；对于独立燃煤电厂项目，资金支持则主要由非优惠贷款（4 亿美元）和优惠贷款（1 亿美元）组成（具体见 3.1.1，表 9《印尼 ETM 项目及资金》）。

在独立燃煤电厂项目中，亚行将预先向现有债权人付款，并以较低的利率和较短的期限成为新的贷款方，利用优惠融资缩短债务和股权回报时间，从而实现项目提前退出。以井里汶 1 号燃煤电厂项目为例，其计划交易结构主要包括以下三个方面：1）购电协议（Power Purchase Agreement, PPA）调整：修订并缩短 PPA 期限（涉及 IPP 和 PLN）；2）签订合作协议：在 PPA 终止的情况下，项目将永久停止燃煤电厂的运营（涉及 PLN、印尼政府、亚行和贷款方）；3）签订三方协议：确保项目在新贷款偿还后提前退役（涉及 IPP、赞助方/印尼投资局 INA、亚行和贷款方）。

在此基础上，亚行和贷款方将向项目公司提供高级债务，并根据投资期限内的现金流安排进行还款。此外，印尼投资局（Indonesia Investment Authority, INA）与现有赞助方进行股份购买交易，以调整股权结构。亚行和贷款方的贷款收益将用于：1）偿还现有贷款方的贷款；2）向股东支付特别股息，以补偿因现金流损失而造成的现值损失。在这一过程中，独立发电厂将在缩短的 PPA 期限内继续运营，股东则在此期间获得剩余的现金流回报。通过这种综合性融资和运营安排，确保了提前退役方案的财务可行性，同时为股东和债权人提供相对公平的补偿机制。

对属于印尼国家电力公司所有的燃煤电厂项目，印尼政府和亚行计划向 SMI 提供总计 8.51 亿美元的金融中介贷款（Financial Intermediation Loan, FIL），具体资金构成为：1）ETM 资金（2.01 亿美元）：9800 万美元 CIF-ACT 优惠贷款、100 万美元 CIF-ACT 赠款、1.02 亿美元亚行优惠贷款；2）商业融资（1.5 亿美元）；3）印尼政府资金（5 亿美元）。

这笔 8.51 亿美元贷款主要包括两个部分：第一部分加速煤炭退役资金（Accelerating Coal Retirement Facility, ACRF）将提供债务融资以支持印尼国家电力公司下燃煤电厂的提前退出，重点投资于 SMI 的能源转型机制国家平台（ETMCP）计划，例如“资产剥离方案”（Asset Spin-off Scheme）。在该方案下，SMI 将提供：1）投资贷款（债务）：向燃煤发电厂的投资方或特殊目的公司（SPV）提供贷款，用于支持资产的剥离或重新利用，同时缩短 PPA 期限，实现提前退役；2）股权投资：通过收购燃煤发电厂的多数股权，缩短燃煤电厂的运营和经济寿命，从而减少碳排放。值得注意的是，ACRF 的资金将仅用于投资贷款（即债务部分），而股权投资所需资金将由 SMI 通过其他内部预算渠道获取。

第二部分将是一笔 100 万美元的 CIF-ACT 赠款，用于亚行提供的技术援助，此计划将在 ACRF 之前设计和部署，以支持“公正转型框架实施指南”的开发与执行。

3.1.4 投资策略和优先项目标准

JETP 资金聚焦于五大重点投资领域：1）输电线路和电网部署；2）燃煤电站的提前退役和逐步退出管理；3）可调度可再生能源的加速运行；4）可变可再生能源的加速运行；5）可再生能源供应链的加强，同时优先考虑在 JETP 投资窗口期内准备融资的项目。

在 2030 年前，JETP 将重点投资可再生能源和电网建设。计划通过输电线路与电网的扩展将输电回路长度大幅增加，并加快太阳能和风能等可再生能源项目的开发，从而提高可再生能源的发电占比，减少对化石燃料的依赖。同时，电网的现代化和运营优化将有助于更好地连接各岛屿系统，整合可再生能源资源，提升能源系统的整体效率和稳定性。

2030 年后，印尼将实施逐步退煤策略，逐步淘汰燃煤发电厂，转向更加清洁、可持续的能源供应。在退煤过程中，印尼政府一方面计划通过加强可再生能源项目的开发和建设，确保能源供应的稳定性和可靠性；另一方面，通过推进能源技术创新和产业升级，提高能源利用效率，降低能源成本，为能源转型和可持续发展奠定基础。

为了优先支持五个重点投资领域的项目，CIPP 中制定了一个标准化的优先排序策略，以提供公平的比较并明确投资重点。该策略旨在设定一系列标准，这些标准与 JETP 指导原则保持一致，并以印尼政府和 IPG 对 JETP 资金的分配原则为依据。为了确保资金的最优利用，图示中的拟议标准将在项目层面加以应用。

	选择标准 确定符合JETP要求的项目		优先标准 在符合JETP要求的项目中进行优先级排序	
	B1	B2	B3	B4
标准	与JETP的五个重点投资领域保持一致	与政府监管框架保持一致	在能源路径和总体脱碳中的重要性	与计划和项目开发状态的一致性
关键指标	对与JETP五个重点投资领域相关的定性评估	- 与国家政策对齐（如，国家能源政策、环境与林业部法规） - 若与国家政策不符，将进行进一步研究以确保一致性	- 与JETP提出的电力部门转型路径保持一致 - 对二氧化碳减排的影响 - 在印尼能源结构中新增的可再生能源发电量	- 符合相关方的优先事项（如，能源与矿产资源部、电力供应业务计划等） - 尚未获得融资（如，尚未包含在电力供应业务计划建设阶段的项目）
评分类型	二元制 是——符合JETP资金支持条件 否——不符合JETP资金支持条件	二元制 是——符合JETP资金支持条件 否——不符合JETP资金支持条件	二元制 是——关键项目 否——非关键项目	二元制 是——对齐 否——未对齐
评分数据来源	JETP分析	国家能源政策、强化的国家自主贡献、政府法规	JETP提出的电力部门转型路径	- 国家电力公司或自供型电力供应业务计划 - 能源与矿产资源部文件
JETP项目优先选择是一项持续性过程，以确保项目对能源转型产生重要和公平的影响				

图 5 JETP 项目优先级标准

来源：JETP 秘书处及工作组，2023

在向 JETP 申请资助之前，所有项目都需经过两个关键阶段。第一个阶段是筛选项目，通过筛选标准将不符合 JETP 投资重点领域的项目排除。第二个阶段是优先排序，根据优先

排序标准对项目进行排序，以确定哪些项目最能推动印尼电力部门的发展，并确保现有资金得到最优利用。

第一阶段由两个关键标准组成，项目筛选前必须满足两个条件：一是项目需在 JETP 确定的五个投资重点领域内，二是项目还须遵守相关政府机构制定的监管框架。通过第一阶段的项目将被视为符合 JETP 要求。

第二阶段同样包含两个关键标准，用于确定符合 JETP 资助条件的项目的优先级。第一个标准是项目对实现 JETP 目标的关键性。第二个标准是项目与 JETP 主要利益相关者规划的契合性，包括但不限于能源与矿产资源部（MEMR）和国家电力公司（PLN）。尚未完成融资且已在官方文件中得到认可的项目将优先于已获得融资或尚未得到认可的项目。通过第二阶段的项目将被视为 JETP 优先项目。在实施期间，项目必须严格遵循 JETP 框架，如果项目在 JETP 框架应用上未达到预期，该项目则可能会被推迟，直至符合相关要求为止。

下图说明了优先项目选择的过程。初始项目清单包括来自能源与矿产部、国家电力公司和 JETP 的提案。首先，通过筛选排除已完成融资并已在建的项目，以及计划在 2030 年之后启动的项目。在筛选后剩下的项目列表中，按照优先级标准，选出最高优先的项目。

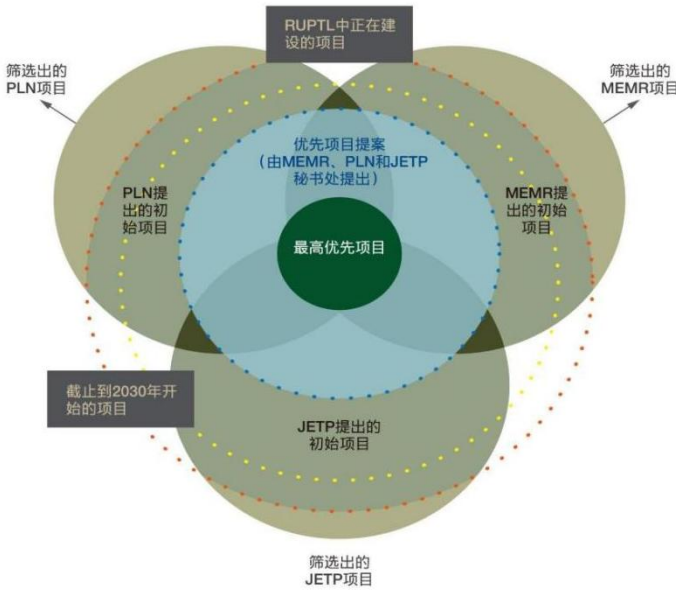


图 6 选择 JETP 项目的方法

来源：JETP 秘书处及工作组，2023

目前 JETP 已经确定了一份截至 2030 年的优先项目清单，涵盖超过 400 个项目。JETP 秘书处基于这些项目对 JETP 电力行业发展路径和印度尼西亚能源转型的战略价值，确定了将近 50 个最高优先项目。这份最高优先项目清单已传递至印尼政府，将为未来的能源转型提供明确的执行路径和投资方向。

3.2 印尼政府行动计划

2021 年，印尼曾宣布计划在 2056 年前逐步淘汰所有燃煤电厂，在 2023 年又进一步将这一时间线提前至 2050 年。此外，印尼在 2022 年 9 月颁布的第 112/2022 号总统条例《关于加速可再生能源电力供给》中对煤电退出做了具体规定：除已列入 2021-2030 年电力商业规划（RUPTL）的燃煤电厂项目和工业区的自备电厂外，印尼将不再批准新建燃煤发电厂；运行 10 年以上的燃煤电厂需在排放量上减少 35%，并必须在 2050 年前退役。

在 2024 年巴西举办的 G20 峰会上，印尼总统普拉博沃的表态将印尼燃煤电厂退出时间提前至 2040 年前。同时，他宣布在未来 15 年内印尼将凭借地处赤道，拥有丰富光照资源的优势，增加超过 75GW 可再生能源装机容量，将实现净零排放的时间提前至 2050 年。^{【16】}

此前，亚行与印尼政府、PLN 和其他发展伙伴合作制定了印尼燃煤电厂资产加速退役的指示性路线图。该初步路线图重点关注爪哇-巴厘岛（Java-Bali）和苏门答腊（Sumatra）区域，涵盖国有资产和独立发电厂，目标是加速从 2026 年至 2034 年累计 14GW 燃煤电厂的退役，这些项目较原有退役日期提前 5 到 10 年。根据路线图，对于 PLN 资产，效率最低的电厂将优先退出；对于独立燃煤电厂，其退役时间将取决于商业谈判结果。^{【15】}

表 12 燃煤电厂加速退出路线图

退役年份	燃煤电厂项目	装机容量 (MW)	项目所有者及位置
2026	PLTUSuralaya#1	400	PLN(Java-Bali)
	PLTUSuralaya#2	400	PLN(Java-Bali)
	PLTUPaiton#1	400	PLN(Java-Bali)
2027	PLTUSuralaya#5	600	PLN(Java-Bali)
	PLTUSuralaya#6	600	PLN(Java-Bali)
2028	PLTUSuralaya#7	600	PLN(Java-Bali)
	PLTUPaiton#9	660	PLN(Java-Bali)
2029	PLTUSuralaya#8	625	PLN(Java-Bali)
	PLTUAdipala	660	PLN(Java-Bali)
2030	LabuanU1	300	PLN(Java-Bali)
	LabuanU2	300	PLN(Java-Bali)
	LontarU1	315	PLN(Java-Bali)
	LontarU2	315	PLN(Java-Bali)
	LabuhanAnginU1	115	PLN(Sumatra)
	Paiton2U5	610	IPP(Java-Bali)
	Paiton2U6	610	IPP(Java-Bali)
	CilacapU1	281	IPP(Java-Bali)
	CilacapU2	281	IPP(Java-Bali)

2031	LontarU3	315	PLN(Java-Bali)
	TanjungAwar-AwarU1	350	PLN(Java-Bali)
	TanjungAwar-AwarU2	350	PLN(Java-Bali)
	LabuhanAnginU2	115	PLN(Sumatra)
2032	RembangU1	315	PLN(Java-Bali)
	RembangU2	315	PLN(Java-Bali)
	PacitanU1	315	PLN(Java-Bali)
	OmbilinU1	100	PLN(Sumatra)
	OmbilinU2	100	PLN(Sumatra)
	Cirebon	660	IPP(Java-Bali)
2033	PacitanU2	315	PLN(Java-Bali)
	PelabuhanRatuU1	350	PLN(Java-Bali)
	PelabuhanRatuU2	350	PLN(Java-Bali)
	PelabuhanRatuU3	350	PLN(Java-Bali)
	NaganRayaU1	110	PLN(Sumatra)
2034	IndramayuU1	330	PLN(Java-Bali)
	IndramayuU2	330	PLN(Java-Bali)
	IndramayuU3	330	PLN(Java-Bali)
	NaganRayaU2	110	PLN(Sumatra)
	CelukanBawangU1	125	IPP(Java-Bali)
	CelukanBawangU2	125	IPP(Java-Bali)
	CelukanBawangU3	125	IPP(Java-Bali)

来源：气候投资基金

2023 年 11 月 15 日，PLN 总裁在印尼国会第七委员会的会议上表示，PLN 已提交 2024-2033 年电力供应业务规划（RUPTL）的修订草案。新规划提出，75% 的新增发电装机容量将来自新能源和可再生能源，总计约 60-62GW，包括 31GW 的基础负荷型发电设施、28GW 的可变可再生能源。该修订版将取代现行的 2021-2030 年 RUPTL 规划，后者曾计划新增 20.9GW 新能源和可再生能源，占比 51.6%。他表示，PLN 已与能源和矿产资源部达成共识，将采用“加速可再生能源发展并逐步淘汰煤炭”的情景规划，以推动绿色转型。

此外，印尼能源与矿产资源部拟投入约 1450 万美元在 70 个政府部门安装屋顶太阳能电池板，预计每年可节省 1500 万千瓦时电力，并在 25 年内减少 33.96 万吨温室气体排放。印尼政府还推出“太阳能群岛”计划，拟在 4-5 年内为数百万贫困家庭安装屋顶太阳能电池板。印尼太阳能项目还包括：在矿场旧址、非生产性土地上兴建大规模太阳能发电厂，在水坝建造浮式太阳能发电场，屋顶太阳能板，以及将蒸汽发电厂改为太阳能发电厂等。这些举措表明印尼正在加速推动可再生能源发展，以实现能源结构绿色转型。^[17]

第四章 能源转型机制的影响分析

4.1 对印尼政府政策的影响

能源转型是印尼实现长期经济愿景的重要组成部分，能源转型机制的出台将会加速低碳发展，最终帮助印尼达到净零目标。JETP 的重点是建立健全的监管框架和战略计划，其带来的资金和技术支持将有助于印尼现有政策的落地，如支持落实停止发展 2021-2030 年现行电力供应计划（RUPTL）中列出的计划中的并网燃煤电厂的政策，并根据《可再生能源总统令》第 112/2022 号，确认完全暂停所有新投资的并网燃煤发电厂。同时，能源转型机制也将为印尼未来政策的出台奠定规划和实践基础，如促进可再生能源法规的建立，以及推动相关定价机制和税收激励措施等。^{【18】}

JETP 秘书处发布的 CIPP 补充完善了印尼政府现有的能源转型计划。CIPP 以到 2050 年实现电力行业净零排放为目标，其对并网系统的路径目标包括：到 2030 年，并网电力部门总排放量达到峰值，排放量不超过 2.5 亿吨二氧化碳；到 2030 年，可再生能源发电占比达到 44%。这一目标超越了印尼政府和 IPG 联合声明中的到 2030 年可再生能源至少占总发电量 34% 的目标。

CIPP 作为联合声明的成果，为印尼实现能源转型提供了战略方向。该投资计划根据多方意见编写，这些意见由 JETP 秘书处协调，并与各利益相关方，尤其是印尼政府内的多个机构进行了磋商。尽管 CIPP 不具备法律效力，但在其编制和呈现过程中已经引入了政府的利益相关方，为印尼政府在 JETP 过程中进行电力部门规划和政策制定提供了基础和蓝图，也将在一定程度上影响后续政策的出台。

此外，ETM 机制对燃煤电厂提前退役试点项目的探索，将会为政府在此领域政策的出台提供指导和依据。试点项目的推行不仅可以向政府展示燃煤电厂提前退役的可行性，还为政府制定相关政策提供了经验和数据支持。

4.2 对印尼市场经济环境的影响

作为东盟最大的经济体，印尼是全球最大的煤炭生产国和出口国之一，煤炭开采占据了印尼国民生产总值的约 6.6%，是该国最重要的商品之一。^{【19】} 印尼的电力行业为其经济发展提供了强有力的支持，并在过去三十年中快速增长。支持印尼经济发展是 JETP 的核心目标之一，该机制旨在利用清洁能源作为印尼经济的催化剂，吸引更多的可再生能源投资和推动能源经济的创新。燃煤电厂的退出在一定程度上将对印尼经济产生影响，但同时也为可再生能源的发展提供了重要契机。

可再生能源的发展将推动印尼经济的多样化，使其从依赖煤炭的单一经济模式转变为包括可再生能源及其相关组件在内的绿色经济链。印尼经济统筹部长艾尔朗加在 2024 年印尼绿色经济博览会上表示，长期实施绿色经济预计将帮助印尼在 2045 年之前将经济增长率稳定在 6.22% 左右，减少相当于 8600 万吨二氧化碳的排放量，并创造 440 万个就业机会。绿色经济的关键举措包括在更大范围内推广和利用以太阳能、风能为主的可再生能源。^[20]

加速部署可再生能源发电厂和输电线路的建设将对能源行业之外的多个行业产生深远影响。制造业将因发电厂和输电关键部件的材料和产品需求增加而受益。例如，随着太阳能电池板及其他可再生能源基础设施需求的增长，这些材料的市场将扩大，进而推动原材料制造需求的上升，这也可能吸引企业在印尼建立生产设施，从而进一步增强经济的正面效应。同时，使用可再生能源生产的低碳产品将有助于印尼制造商在新产品和新市场中获得竞争优势，促进产品出口。建筑行业作为可再生能源电厂和输电线路建设的直接受益者，将在未来得到进一步扩展，并在行业发展过程中引领技术创新与突破。

由于能源转型需要大量的资金投入，这一变革还将对印尼的金融服务业产生显著影响。根据 JETP 的投资方案，到 2030 年，印尼电力部门将需要累计 1400 亿美元的投资，包括上网和离网系统。这一投资需求远超政府和 PLN 的预算，需动员私营部门的资金。

4.3 对印尼公众社会的影响

根据印尼能源和矿产资源部数据，2020 年，印尼煤矿开采行业估计有 15 万名员工，^[21] 印尼能源转型进程势必将对公众就业产生重大影响。

国际气候倡议 2019 年在越南做的研究表明，用太阳能或风能取代煤炭发电将使平均兆瓦（MW）容量的工作岗位数量增加一倍以上。据 JETP 预测，每兆瓦太阳能装机量将创造 3.5 个工作岗位，每兆瓦风能装机量将创造 2.8 个工作岗位，而印尼现在运行中的煤电厂，每兆瓦装机量仅有 1.3 个工作岗位。^[22] 根据 JETP 目前的投资方案，从 2023 到 2030 年，印尼预计将新增 27.7GW 的太阳能和 8.5GW 的风能装机量，总计将创造 12.07 万个工作岗位。这些新岗位将有助于减少失业率，缓解燃煤电厂逐步退出过程中对公众就业带来的负面影响。根据一项使用太阳能光伏发电取代 Suralaya 燃煤电厂的评估研究，使用产生同等电量的 10GW 的并网光伏项目取代 3.4GW 的燃煤电厂，每年将产生多达 25 万个直接就业岗位，主要集中在建设、制造和专业服务领域，同时也将创造间接和其他相关就业机会。

燃煤电厂的逐步关闭、会导致现有工作岗位的流失，特别是对于那些高度依赖煤炭产业的社区。为了应对这一挑战，CIPP 提到，印尼需要实施电子技能和职业培训相关的社会援助项目，例如技术性职业教育和培训项目（Technical Vocational Education and Training

program, TVET)。这些项目应作为国家就业计划的一部分，在相对早期阶段开始实施，以确保受影响的劳动力能够顺利过渡到可再生能源产业。

能源转型中燃煤电厂的退出也将为印尼带来环境和健康的正效益。印尼的煤炭发电量在过去十年中翻了一倍，而燃煤发电会释放大量细小颗粒物和有毒物质，这些物质与心血管疾病、呼吸系统疾病以及癌症等多种严重健康问题密切相关。燃煤导致的空气污染被认为是多种非传染性疾病的直接诱因。^{【23】}根据绿色和平印尼办公室 2015 年的报告显示，印尼已运行的燃煤电厂每年约导致 6500 人过早死亡，每新建一座 1000 兆瓦装机量的燃煤电厂将会使平均每年死亡人数增加 600。^{【24】}除此之外，能源转型也将进一步减少温室气体排放，缓解由气候变化导致的海平面上升等问题。

4.4 对印尼独立能源项目的影响

印尼的煤炭产量和出口数量在 2023 年创下新高，但全球能源市场的变化和国内政策的驱动正逐渐削弱燃煤电厂的主导地位。^{【25】}高煤价虽暂时维持了煤炭厂商的收益，但能源转型的迫切性日益增加。以井里汶燃煤电厂（Cirebon-1）为例，该项目运营商表示，加入 ETM 的主要原因是其股东致力于实现净零排放，显示出燃煤电厂利益相关方对项目提前退役的潜在意向和兴趣。^{【26】}除此之外，亚行表示其正在与印尼其他燃煤电厂业主讨论提前退役事宜，并将与包括印尼主权财富基金以及行业协会在内的许多利益相关者合作，寻找更多可以加速化石能源向清洁能源转型的潜在交易。^{【27】}

JETP 重点关注印尼电力系统的脱碳，特别是可再生能源的加速部署和燃煤电厂的提前退出。根据 CIPP 的规划，到 2030 年，以光伏和风电为主的可变可再生能源在印尼电力系统中的占比将从目前的不足 1% 提升至 14%，装机容量将从目前的不足 1GW 激增至 37GW。燃煤电厂方面，除了井里汶燃煤电厂和皇后港燃煤电厂（Pelabuhan Ratu）这两个 JETP 重点的优先项目已经在 ETM 支持下开始研究实施外，CIPP 预测，到 2040 年，在 ETM 国际资金的支持下，将有 1.7GW 的并网独立燃煤电厂实现提前退役。

随着印尼政府净零目标和退煤目标的提出，以及相应政策制度的规划和推行，印尼以燃煤电厂为主的化石能源项目将面临包括政策、经济、企业声誉等方面的发展挑战。

政策层面，印尼政府正在加快燃煤电厂的退出进程。根据 CIPP 的预测，印尼燃煤电厂的装机量在 2030 年前仍处于上升状态，在 2030 年达到顶峰后开始逐步下降。这意味着在 2030 年前仍有新的燃煤电厂投入运营，然而，如果按照 2040 年前全部退出的时间线，新投入运营的项目将面临运营年限不足 15 年的困境，且监管要求将更加严格，资金搁置和项目不可持续的风险更加显著。

经济层面，根据雅加达智库基本服务改革研究所（Institute for Essential Services Reform, IESR）发布的《2023 年印尼电力平准化成本和储能平准化成本的最新更新》报告显示，随着以太阳能和风能为主的可再生能源技术不断发展，且成本持续下降，其平准化成本将进一步降低。目前，燃煤电厂的成本优势主要得益于印尼国内市场义务（DMO）规定的煤炭价格上限，使得煤价远低于市场水平。一旦价格上限取消，传统燃煤电厂在未来将不再具备竞争力。^[28]另一方面，如果将空气、水和气候成本计算在内，现有煤炭的平均运营成本将比清洁能源的成本高出 27%，即建设和运营新的可再生能源比几乎所有的燃煤电厂都更具成本效益。^[29]

此外，未来煤炭价格上涨以及印尼碳排放税的实施也将进一步推高燃煤电厂的运营成本。印尼于 2021 年颁布了碳税法，旨在合理化煤炭隐藏成本，规定凡是购买生产过程中产生碳排放商品的企业或个人，均须缴纳碳税。该税主要针对从事碳排放活动的企业，特别是涉及煤炭的经济活动。政府计划自 2025 年起实施碳税法^[30]，规定碳税的最低税率为每公斤二氧化碳当量或等价单位 30 印尼盾，折算成每吨约为 3 万印尼盾（约合 1.82 美元）。^[31]燃煤电厂每生产一兆瓦时的电能，就会向大气排放 700 至 900 吨二氧化碳，这将给项目和企业带来一定的负担。相比之下，太阳能发电场每兆瓦时仅产生约 50 公斤二氧化碳，主要来自太阳能电池板材料的开采和生产过程。

企业声誉层面，随着全球对气候变化的关注增强，继续投资或运营燃煤电厂的企业可能被视为与全球减排目标背道而驰，从而损害其在国际市场上的声誉。一些印尼煤炭企业如 Indika Energy 和 Adaro Energy 已开始多元化转型，向清洁能源领域发展。^[32]资本市场也在对气候风险进行重新评估，投资者和融资机构正在逐渐远离高碳排放的项目，转而支持可再生能源的发展。企业在未来要想获得资本支持，需要展示出向可持续发展转型的承诺，继续依赖燃煤电厂的企业可能会面临投资者撤资或融资成本上升的风险。公众对环境问题的关注日益增加，特别是在印尼这样一个受气候变化影响严重的国家。燃煤电厂被广泛认为是空气污染、酸雨以及健康问题的主要来源之一，不仅可能加剧企业与社区的紧张关系，还可能引发抗议、诉讼和更加严格的监管，进一步损害企业声誉。

JETP 为印尼提供了一条较为清晰的能源转型发展路径，涵盖了输电线路升级、燃煤电厂的提前退役和逐步退出、可再生能源投资以及可再生能源供应链的发展。ETM 则为燃煤电厂的提前退出提供了具体的可行性研究并促进退出协议达成。通过这些能源转型机制，印尼将加强与多边或私营金融机构以及国际组织的合作与联合。这将为印尼带来技术转移、人才培养和管理经验的共享，推动国内新能源产业链的完善和升级。在全球可再生能源行业的快速发展中，印尼有望通过这些机制成为区域内甚至全球的重要参与者，推动能源转型目标的实现，并为全球应对气候变化贡献力量。

第五章 能源转型试点项目分析与提前退出案例测算

5.1 能源转型试点项目分析

燃煤电厂的提前退出是印尼能源转型中至关重要且极具挑战性的一步，需要印尼政府、出资国政府和国际机构的共同努力。在亚行领导的 ETM 框架下，独立发电商 Cirebon Electric Power（CEP）所有的井里汶 1 号（Cirebon-1）660 兆瓦燃煤电厂作为目前进展最快的项目，已取得阶段性成果。同时，印尼国家电力公司所有的皇后港燃煤电厂项目（Pelabuhan Ratu）也已进入提前退出的规划研究阶段。井里汶 1 号和皇后港燃煤电厂作为 JETP 优先项目，其背景及现状均备受关注。本节旨在通过对以上两个燃煤电厂项目的提前退出分析，为印尼其他燃煤电厂的退出提供思路和经验借鉴。

5.1.1 井里汶 1 号燃煤电厂项目（Cirebon-1）

Cirebon Electric Power 是一家位于印尼西爪哇的独立发电商，由日本丸红株式会社（Marubeni Corporation）牵头，与韩国电力公社（KEPCO）和印尼当地公司共同持有，拥有两个燃煤发电机组。其中，井里汶 1 号机组于 2012 年投入使用，隶属印尼最大最完善的电力系统爪哇-马都拉-巴厘岛（Java-Madura-Bali）电力系统。该项目总成本约 8.5 亿美元，包括约 5.95 亿美元债务融资，2.55 亿美元股权融资。^[33]在 JETP 和 ETM 机制下，井里汶 1 号燃煤电厂通过采取“公正且性别平等”的能源转型路径，加速从煤炭向清洁能源的转变，迈出印尼能源转型进程中的重要一步。

井里汶 1 号燃煤电厂已运行 12 年，作为一座处于“中老年”阶段的电厂，现已度过初期建设和高成本投入的阶段，进入运营稳定期。项目稳定的现金流和盈利能力，使其具备良好的财务结构，适合进行再融资。同时，其所有者有提前退役的意愿，并已经有积极的企业社会责任计划，能够确保项目在退役时有公平的过渡，因此被选为 ETM 试点项目。

2022 年 11 月，亚行与项目主要合作伙伴签署谅解备忘录，后又签署非约束性框架协议，计划将井里汶 1 号燃煤电厂的供电终止时间从原来的 2042 年提前至 2035 年，这一提前退役计划预计将通过混合融资模式实施，总融资金额为 3 亿美元，其中包括 2.5 亿美元的非优惠贷款（由亚行私营部门业务资本提供）和 0.5 亿美元的优惠贷款（由 CIF-ACT 提供）。根据交易模式，亚行将成为该项目的新贷款方，在缩短的 PPA 期限内完成贷款偿还。在新 PPA 终止后，项目将永久停止作为燃煤电厂的运营。

综上，在短期内，该项目会继续运营，同时开展转型计划，根据亚行披露，该项目正处于利益相关方咨询阶段，原计划于 2024 年完成提前退役计划的最终交易。尽管企业声明情况乐观，但目前来看交易有推迟迹象，其实践仍面临众多挑战。待最终交易确认后，该项目将按照退役机制执行，在缩短的购电协议期限结束时，项目所有者将根据合同义务永

久终止无减排燃煤运营，并制定与亚行商定的后购电协议计划。后购电协议计划活动将涉及燃煤电厂退役，或重新利用现有资产以支持低碳发电。^{【34】}

5.1.2 皇后港燃煤电厂项目（Pelabuhan Ratu）

皇后港燃煤电厂位于印尼西爪哇的苏卡布米，该项目由印尼国家电力公司独资所有，同属于爪哇-马都拉-巴厘岛电力系统，于 2013 年正式投入运营。项目成本约为 14 亿美元，^{【35】}包括约 6.6 亿美元债务融资。^{【36】}电厂总装机容量约为 1050MW，由三台机组组成，每台机组的容量为 350MW。

皇后港燃煤电厂的提前退役被列为优先项目，这不仅因为其在环境、生态和经济效益方面的重要性，还因其与所有者的战略目标高度一致。^{【37】}根据印尼国家电力公司 2022 年计划，皇后港燃煤电厂将缩短剩余运行寿命，于 2037 年提前退役，此次运营期的缩短将减少 5000 万吨二氧化碳排放。

作为 JETP 优先项目，皇后港燃煤电厂将获得 ETM 约 2 亿美元的资金支持。然而，根据 CIPP 评估，该项目提前退出预计需要 8.3 亿美元，目前亚行表示该项目处于研究阶段。同时，SwitchCoal 的研究表明，该电厂可以通过可再生能源加储能的组合（3251MW 光伏，33MW 风电，以及 676MWh 储能电池）进行替代，总投资约 23.44 亿美元。该可再生能源组合预计未来具备良好的盈利能力。^{【38】}

在短期内，该项目将继续运营，同时制定包括提高运营效率和探索整合可再生能源在内的转型计划，以逐步减少煤炭使用和碳排放。长远来看，该项目可能经历更重大的转型，包括实现提前退役或完全改用可再生能源，实现该转型的关键在于资金、技术选择和监管支持。

5.1.3 案例分析总结

（1）项目对比

在项目的选择上，基于印尼燃煤电厂的特性，ETM 分别选定了由独立发电商和印尼国家电力公司运营的两个项目作为试点项目。这两个项目均已运行超过十年，其财务结构符合再融资需求，且均属于爪哇-马都拉-巴厘岛电力系统，该电力系统满足了印尼约 70% 的电力需求。两个项目均位于印尼电网完整度最高、电力建设最快的区域，由于当地电网容量处于过剩状态，燃煤电厂的提前退出不会对区域电力供应造成影响，从而为试点项目的实施提供了良好的基础条件。^{【39】}

在能源转型机制方面，两个项目均被列为 JETP 的优先项目。井里汶 1 号燃煤电厂作为 ETM 进展最快的试点项目，目前已完成初步转型评估和环境及社会合规审计，具备更清晰

的退出路径，未来有望获得更多资源，成功实现燃煤机组的提前退役。相比之下，皇后港燃煤电厂项目可能需要更多时间和资源规划退出和执行。

从资金结构上看，两个项目的再融资路径有所区别。井里汶 1 号燃煤电厂作为独立煤电项目，其融资路径更为清晰；而皇后港燃煤电厂则因所有权归印尼国家电力公司，其退出计划需涉及更多公共资金和国家政策的协调。根据计划，这两个试点项目的再融资工作将于 2030 年前启动，以支持按计划实现提前退出目标。

在两个试点项目未来发展潜力方面，井里汶 1 号燃煤电厂在亚行 ETM 支持下，具备较高的提前退役可行性。如果最终协议达成，该项目将成为印尼煤电提前退出的标杆示范，为印尼以及其他东南亚国家燃煤电厂提前退出带来宝贵实践经验。而皇后港燃煤电厂由于规划暂不明晰，其转型过程可能更为漫长，但在国际资金支持及政策激励到位的情况下，仍可能在未来完成退出或转型，为印尼的能源转型目标作出贡献。

表 13 项目信息对比

项目名称	井里汶 1 号燃煤电厂（Cirebon-1）	皇后港燃煤电厂（Pelabuhan Ratu）
位置	西爪哇省芝勒贡（Cirebon）	西爪哇省速卡密（Sukabumi）的 Pelabuhan Ratu
装机容量	660MW	3 台机组，每个 350MW，总计 1050MW
燃料类型	煤炭	煤炭
技术	超临界技术	常规燃煤技术
投运时间	2012 年	2013 年
原退出时间	2042 年	2045 年
预计提前退出时间	2035 年	2037 年
提前退出资金支持（ETM）	2.5 亿-3 亿美元	约 2 亿美元
能源转型机制应用情况	JETP 的重点项目，ETM 试点项目，且为 ETM 下进展最快的项目	JETP 的重点项目
未来发展预测	短期内继续运营，同时开展转型计划；待最终交易确认后，该项目将按照退役机制执行	短期内继续运营，同时制定转型计划；中长期内可能进行重大改造或转换能源类型

来源：根据印尼综合投资与政策计划和亚行官网整理

（2）分析总结

井里汶 1 号燃煤电厂和皇后港燃煤电厂均为其他燃煤电厂在能源转型机制推动下提前退出或转型提供了启示和示范。试点项目的选择标准、转型资金来源及提前退出方案等，为印尼及其他东南亚国家的能源转型路径探索提供了参考。然而，不同发电厂在实现提前退出或能源转型过程中仍面临不同的资金需求、技术可行性以及公正转型要求等挑战。

一是资金需求存在差异，各煤电厂因运行时间、财务状况和设施老化程度不同，其退出或转型所需的资金规模差异显著，特别是老旧电厂的改造成本更为高昂。有效利用国际能源转型机制（如 JETP 和 ETM）提供的资金支持，以及投资国和东道国的财税政策，吸

引多方投资，是解决资金问题的关键。二是技术可行性有待提高，煤电项目在转型过程中需克服多种技术难题，例如使用可再生能源替代、建设新型电力系统，以及提升电网稳定性及灵活性，从而支持能源结构的转型。三是公正转型难度大，煤电行业涉及大量就业岗位，能源转型必须考虑工人利益，通过再就业培训和经济补偿，确保社区和地区经济的平稳过渡。四是转型进程透明度不足，2022年11月14日，亚行、印度尼西亚投资局、印尼国家电力公司和 Cirebon Electric Power 签署谅解备忘录，但最终协议尚未公开，且当地居民等社会团体对项目退役的详细信息获取有限。五是现有购电协议的限制，对于无法获得优惠融资的独立发电项目，若提前退役可能触发购电协议中的赔偿条款，谈判修改 PPA 内容可能对私营合作方造成负面财务影响，PPA 谈判与补偿机制的协调将是一个重大挑战。

面对上述挑战，印尼独立煤电厂可以积极寻求国际支持与合作，充分利用国际机制提供的资金支持和技术援助，加速能源转型。根据亚行披露，其正在摸排印尼现存独立燃煤电厂提前退出及转型意愿，旨在助力更多项目快速转型。与此同时，各项目需加快创新技术和可再生能源的应用，以能源转型为契机，大力发展可再生能源，如风能、太阳能等。通过调整企业资产结构，逐步减少对煤炭的依赖，最终实现能源结构的绿色低碳转型。

井里汶1号燃煤电厂在再融资和社会责任规划上的探索为其他独立煤电项目提供了重要参考。皇后港燃煤电厂则展现了国有煤电项目在转型中的独特路径。未来这两个试点项目如若实施成功，有望为印尼更多煤电项目的退出或转型提供借鉴，进一步加速印尼的能源转型进程。

5.2 印尼独立能源项目现状与提前退出资金需求案例测算

5.2.1 印尼独立能源项目现状

传统的独立煤电项目在印尼电力系统中发挥重要作用，尤其是由中、日、韩资企业投资运营的独立煤电项目，占据印尼外资独立煤电项目的主要份额。这些项目不仅是印尼电力供应的重要组成部分，也体现了中日韩在东南亚能源市场的重要投资布局。

印尼目前正在建设及运营的独立煤电项目中，中资项目共16个，分别由7家中资公司投资，项目分布在苏门答腊、爪哇-巴厘、苏拉威西和加里曼丹区域；日资项目5个、韩资项目1个、日韩合作项目2个，由8家企业投资，主要集中于爪哇-巴厘和加里曼丹区域。从投产年份上看，印尼外资独立煤电项目主要集中于21世纪10年代投产；进入21世纪20年代后，由于韩国、日本和中国先后宣布停止海外煤电投资，新投产的煤电项目数量显著下降。现存项目的PPA期限一般为25年或30年，在印尼现行的燃煤电厂退出政策下，这些项目仍面临在未满PPA运营期限提前退出的风险。

表 14 印尼中资煤电项目信息表

公司名称	项目名称	装机量 (MW)	状态	所在地区	投产年份	退出年份 (预计)
国家能源集团 (中国神华)	Sumsel 国华南苏电厂	300	运营中	苏门答腊	2013	2033
	Jawa-7 爪哇 7 号	2100	运营中	爪哇-巴厘	2019/2020	2039/2040
	Sumsel-1 南苏 1 号	700	建设中	苏门答腊	/	2043
大唐集团	Pindo-Deli-Ii	50	运营中	爪哇-巴厘	2007	近期
	Sumsel-5 苏姆塞尔 5 号	300	运营中	苏门答腊	2016	2036
	Kendari-3	100	运营中	苏拉威西	2019	2039
	Kalselteng-1 卡尔腾电站	200	运营中	加里曼丹	2020	2040
	Meulaboh/Nagan Raya-3、 4 大唐米拉务电站	450	运营中	苏门答腊	2023	2043
华电集团	Tanjung Kasam 巴淡岛 JTK 电站	130	运营中	苏门答腊	2012	2032
	Celukan Bawang 巴厘岛电站	426	运营中	爪哇-巴厘	2015	2035
	Bangko Tengah 玻雅电站	1320	运营中	苏门答腊	2023	2042
中国能建	Parit Baru-1、2 巴比巴卢电站 1、2 机组	100	运营中	加里曼丹	2018/2019	2038/2039
中国电建	Sulut-3 北苏 3 号	100	运营中	苏拉威西	2021	2041
	Bengkulu 明古鲁电站	200	运营中	苏门答腊	2022	2042
国家电投	Sulbagut-1 哥伦打洛电站	100	运营中	苏拉威西	2022	2042
协鑫集团	Kalbar-1 卡巴电站	200	运营中	加里曼丹	2021	2041

来源：马里兰大学报告《印度尼西亚加速煤炭转型对中国发电商的影响》及项目官方披露^{【40】}

表 15 印尼日/韩资煤电项目信息表

公司名称	项目名称	装机量 (MW)	状态	所在地区	投产年份	退出年份 (预计)
三菱集团	Asahimas Chemical-1、2 旭硝子化学电站	300	运营中	爪哇-巴厘	2019	2039
日本电力	Central Java-1、2/Batang 中爪哇电站	2000	运营中	爪哇-巴厘	2022	2042
住友集团	Tanjung Jati B-1、2 丹绒加 蒂电站	1320	运营中	爪哇-巴厘	2006	2026
	Tanjung Jati B-3、4 丹绒加 蒂电站	1320	运营中	爪哇-巴厘	2011/2012	2031/2032
关西电力； 住友集团	Tanjung Jati B-5、6 丹绒加 蒂电站	2000	运营中	爪哇-巴厘	2022	2042
丸红株式会社； 韩国电力	Cirebon-1 井里汶电站 1 号机组	660	运营中	爪哇-巴厘	2012	2035
	Cirebon-2 井里汶电站 2 号机组	924	运营中	爪哇-巴厘	2023	2043
韩国电力	Tabalong-1、2 塔巴隆电站	200	运营中	加里曼丹	2019	2039

来源：根据 Global Energy Monitor（2024 年 7 月更新内容）整理^{【41】}

5.2.2 提前退出资金需求案例测算

在印尼独立煤电项目中，国家能源集团的爪哇 7 号项目是目前中国企业在海外投资建设的最大规模燃煤电站，具备印尼电力建设史上装机容量最大、参数最高、技术最先进、指标最优等特点。该项目机组分别于 2019 年和 2020 年投产运营，PPA 期限为 25 年，预计 PPA 结束时间为 2044 年和 2045 年。

由于爪哇 7 号项目数据公开性强，且投产年份在印尼现有煤电厂项目中具有较强代表性，故本报告选取该项目作为提前退出资金需求测算的案例，以探讨燃煤电厂项目在能源转型背景下退出的经济可行性，并分析参与 ETM 机制对项目提前退出的影响。

研究方法与分析框架：

本报告采用项目股东收益净现金流测算方法，以净现值（NPV）为核心衡量指标，评估项目在正常运行与参与 ETM 机制下提前退出的资金需求。测算基于项目现有公开信息，结合印尼能源转型试点项目退出策略，结合印尼最新的退煤承诺时间线，设定 2040 年为项目提前退出年限，对以下两种情景进行资金需求测算分析：

1、项目正常运行至 2040 年退出：即项目按照预定计划继续运营，直至 2040 年退出。

2、项目参与 ETM 机制，在 2040 年退出运营：即项目通过参与 ETM 机制，利用低息贷款置换现有融资债务，并在项目剩余运营年限内偿还，从而提早退出。

在参与 ETM 的情景下，报告进一步分析不同参与时间点（即运行 8 年后、10 年后、12 年后参与 ETM）对股东收益净现值的影响，量化参与 ETM 的时间对项目经济性影响。

财务测算与核心结论：

净现值（NPV）用于衡量项目计算期内，按设定折现率或基准收益率计算的各年净现金流量现值之和。股东收益净现值反映的是项目扣除融资成本后，带给股东的实际收益。

本报告以项目正常运行至 PPA 期限结束和提前退出两种情景下股东收益净现值相等为原则，测算以下核心数据：

- 项目提前停止运营时所需的资金
- 参与 ETM 情景与不参与情景下，项目停运时的资金需求对比
- 参与 ETM 机制所需的贷款数额（新贷款仅用于偿还项目融资债务，暂不考虑提前支付股东回报）

测算股东收益净现值的计算公式如下：

$$NPV = \sum_{t=0}^n (CI_t - CO_t) \cdot (1+r)^{-t}$$

CI（Cash Inflow，现金流入）表示该项目发电收入

$$\text{项目年平均电费收入} = C \times P_{\text{电}}$$

C: 年均发电量 (GWh/年)

$P_{\text{电}}$: 电价 (美分/KWh)

CO (Cash Outflow, 现金流出) 表示项目各成本支出, 包括煤炭支出、项目运营管理费、融资还本付息和所得税。

1、煤炭支出

$$\text{煤炭支出} = C \times C_{\text{耗}} \times P_{\text{煤}}$$

$C_{\text{耗}}$: 供电煤耗 (g/KWh)

$P_{\text{煤}}$: 煤炭价格 (美元/吨)

2、融资还本付息

$$\text{融资还本付息} = \text{PMT} (R, N, -\text{融资数额})$$

R: 融资利率

N: 还本付息年限

3、所得税

还款期内:

$$\text{年平均所得税} = (\text{年平均电费收入} - \text{煤炭支出} - \text{年运营管理费} - \text{还款利息} - \text{折旧}) \times T$$

还款期外:

$$\text{年平均所得税} = (\text{年平均电费收入} - \text{煤炭支出} - \text{年运营管理费} - \text{折旧}) \times T$$

T: 所得税税率

爪哇 7 号项目基础条件、计算参数及相关计算假设具体说明如下:

表 16 爪哇 7 号项目测算信息表

序号	名称	数据	说明及来源
1	总投资额 (亿美元)	18.83	国务院国有资产监督管理委员会 ^[42]
2	装机容量 (MW)	2100	国务院国有资产监督管理委员会
3	电价 $P_{\text{电}}$ (美分/KWh)	4.2122	PLN Nusantara Renewables ^[43]
4	PPA 年限 (年)	25	中国神华能源股份有限公司 ^[44]
5	自有资金比例	30%	国务院国有资产监督管理委员会
6	项目融资比例	70%	国务院国有资产监督管理委员会
7	年发电量 C (GWh/年)	15000	国务院国有资产监督管理委员会

8	供电煤耗 $C_{耗}$ (g/KWh)	288.64	国务院国有资产监督管理委员会
9	煤炭价格 $P_{煤}$ (美元/吨)	60	INDONESIA COAL PRICE ^[45] , 结合专家咨询
10	融资利率 R	6%	PWC Alternating Currents: Indonesian Power Industry Survey 2018 ^[46]
11	还本付息年限 N (年)	15	假设融资期限为 15 年
12	项目运营管理费 (万美元/年)	10000	根据中资项目标准假设
13	所得税税率 T	22%	印尼现行公司所得税税率
14	ETM 贷款加权平均利率 R_{wacc}	3.5%	假设优惠贷款 1% ^[47] 占贷款总额 16.7%, 非优惠贷款 4% ^[48] 占 83.3% (优惠贷款和非优惠贷款比例参考井里汶项目)
15	折现率	8%	根据中资项目均值假设

基于上述数据和假设, 报告通过项目股东收益净现金流测算方法, 对该项目在正常运行和参与 ETM 情景下的净现值进行计算, 得出不同情景下项目提前退出的资金需求。

在测算数据不考虑未来碳税及各项环境成本前提下, 测算结果显示: 爪哇 7 号项目正常运行至 2040 年退出需要资金约为 9.13 亿美元。参与 ETM 机制可以有效降低其提前退出的资金需求: 项目运行 8 年后参与 ETM 可减少约 2.79 亿美元, 运行 10 年后参与减少约 1.72 亿美元, 运行 12 年后参与减少约 0.89 亿美元。

从数据对比可得, 项目运行 8 年后参与 ETM 比项目正常运行至 2040 年退出节省近 30% 资金, 而项目运行 8 年后参与 ETM 所节省的资金比运行 12 年后参与节省资金的三倍还多, 即参与 ETM 越早, 项目退出资金压力越小, 经济性更优。

表 17 爪哇 7 号项目提前退出资金需求测算结果

序号	名称	金额 (万美元)
1	项目正常运行至 2040 年退出	91342.23
2	项目参与 ETM 机制, 在 2040 年退出运营	
2.1	项目运行 8 年后参与 ETM	63483.17
2.2	项目运行 10 年后参与 ETM	74100.90
2.3	项目运行 12 年后参与 ETM	82443.96
3	参与 ETM 情景与不参与情景下, 项目停运时减少的资金需求	
3.1	项目运行 8 年后参与 ETM	27859.06
3.2	项目运行 10 年后参与 ETM	17241.34
3.3	项目运行 12 年后参与 ETM	8898.27

报告进一步测算了不同时间节点下，项目所需的 ETM 贷款总额及优惠贷款和非优惠贷款分配情况。数据结果表明，项目越早参与 ETM，对 ETM 的贷款金额需求越高：项目运行 8 年后参与 ETM，需要的贷款金额约 7.58 亿美元；运行 10 年后参与，需要的贷款金额约 5.72 亿美元；运行 12 年后参与，需要的贷款金额约 3.63 亿美元。

对 ETM 而言，若想推动现有燃煤电厂项目参与，加速重点煤电项目的转型，应进一步增加燃煤电厂提前退出资金池的规模。同时，根据井里汶燃煤电厂项目公开信息，该试点项目中，ETM 提供的优惠贷款仅占 16.7%，其余 83.3% 仍需商业贷款。因此，提升优惠贷款份额、降低商业贷款利率，或结合可再生能源项目优惠融资条件作为置换方案，可能是优化提前退出项目再融资的有效策略。

表 18 参与 ETM 机制所需的贷款数额

序号	名称	金额（万美元）
1	项目运行 8 年后参与 ETM	75761.41
1.1	优惠贷款	12626.90
1.2	非优惠贷款	63134.51
2	项目运行 10 年后参与 ETM	57168.19
2.1	优惠贷款	9528.03
2.2	非优惠贷款	47640.16
3	项目运行 12 年后参与 ETM	36276.84
3.1	优惠贷款	6046.14
3.2	非优惠贷款	30230.70

本节测算结论总结：

现有项目提前退出资金需求较大，参与 ETM 机制可以有效降低燃煤电厂提前退出的资金需求。

参与 ETM 的时间节点对项目经济性影响显著，越早参与 ETM，节省的提前退出资金越多，项目经济性越优。

ETM 贷款资金需求庞大，现有资金池可能无法满足未来项目参与需求。为有效弥补资金缺口，应加大公共资金投入，同时加速撬动私营部门资金入场，增强 ETM 资金支持的充足性，从而推进更多煤电项目转型进程。

项目经济性仍是燃煤电厂股东考量的主要因素，增加优惠贷款比例或降低商业贷款利率，将进一步提高提前退出的吸引力和可行性，为印尼能源转型提供更具可持续性的金融支持。

第六章 中资企业视角：印尼能源转型的机遇与挑战

自中国宣布不再新建境外燃煤电厂以来，中资企业逐步加强在海外可再生能源领域的发展规划。随着印尼能源转型进程的加快，当地政府加大可再生能源发展力度，印尼丰富的可再生能源开发潜力使其成为中资企业投资的重点区域之一。例如，在印尼拥有三座燃煤电厂的中国国家能源集团，于 2024 年宣布中标印尼卡朗卡德斯地区的 10 万千瓦漂浮式光伏电站项目，标志着其在印尼的能源投资从传统煤炭投资到可再生能源投资的转型。同时，其他发电企业近年来也开始规划在印尼的可再生能源项目布局。这些举措反映出中资企业对印尼能源转型的关注与重视。

通过访谈，中资企业表示，现存海外中资煤电厂体量大，投资额高，其转型问题受到企业内部重视。由于近年来全球能源转型趋势显著，海外中资煤电厂面临压力，因此可实施性强的能源转型机制将可能成为企业煤电资产转型的一种途径。

目前，影响中资海外煤电厂转型的主要因素主要有以下几点：

1、政策与煤炭市场的不确定性

印尼政府从 2021 年宣布计划在 2056 年前逐步淘汰所有燃煤电厂，到 2023 年将目标提前至 2050 年，再到进一步提前至 2040 年。这一系列政策调整标志着现有燃煤电厂未来运营时间大幅缩短，同时，未来煤炭价格和碳税政策的不确定性将会进一步影响现有燃煤电厂的收益和发展前景，尤其是对于仍在建设中或刚投运的项目。如果退煤政策全面落地，且煤炭价格不再具备利润优势，企业将面临政策压力和市场风险，能源转型机制则是缓解这些压力和风险的渠道之一。

2、资金成本变化

印尼现有中资燃煤电厂项目中有不少采用美元计价，近年来国际市场上美元贷款项目的融资利率不断攀升，显著增加了企业的资金成本压力。如果能源转型机制能够通过再融资模式提供低息贷款，置换现有项目贷款，从而降低燃煤电厂项目提前退役的成本，这将为承受高资金成本压力的企业提供一种更具成本效益的融资方式，值得重点关注和尝试。

3、试点项目的进展

井里汶 1 号燃煤电厂若能如期提前退出，将为处于相似阶段的燃煤电厂提供借鉴案例。一些持有已运行多年、达到盈利阶段的燃煤电厂项目的企业，对通过能源转型机制进行提前退役试点持积极态度。

从另一方面看，尽管企业认为能源转型机制一定程度上有助于推动燃煤电厂的提前退出，但针对印尼能源系统现状、政策的执行以及机制设计，企业表达了多维度的担忧：

1、印尼能源系统稳定性有待加强

燃煤电厂在印尼电力系统中占据主要位置，目前可再生能源仅占总发电量的 13% 左右，其中风能和太阳能的总和不足 1%。要实现燃煤电厂的逐步退出，势必需要大幅度提高可再生能源在电力系统中的占比。但研究表明，当可再生能源比例超过 15% 时，将对现有电网系统运行产生明显影响，也对传统电网稳定性和灵活性提出了挑战。^[49]

印尼未来可再生能源的大规模发展可能对当地电网稳定性构成威胁。如果电网稳定性无法得到提高，燃煤电厂能否按既定目标实现提前退出将存疑。企业表示，在储能技术没有取得新突破的情况下，可变可再生能源（如风能和太阳能）能否满足印尼电力供应的需求有待证实。

与此同时，印尼国家电力公司效率水平需进一步提高。随着燃煤电厂退出时间表的临近，企业认为相关的电网改造和储能配套建设工作需要加速推进，以确保转型平稳过渡。

2、政策缺乏明确支持

截至 2024 年，印尼约有并网燃煤电厂 135 单元，总装机容量超 37GW。^[9] 企业认为，这些燃煤电厂的逐步退出需要政府主导制定详细规划。应根据燃煤电厂的技术类型、在电网中的重要性及碳排放水平进行分阶段的评估和排序，并出台明确的时间表。然而，现有能源转型机制均不具备法律效力，最终能源转型的实际进展仍依赖于印尼政府的决策和具体部署。

此外，能源转型机制的资金规模目前远远不足以满足印尼能源转型的需求，再加上印尼新首都迁移需要大量资金投入，转型资金与国家发展资金之间可能存在矛盾，进一步增加了企业对政府支持力度的疑虑。

企业还指出，印尼现有可再生能源投资政策中对外资控股比例的限制较为严苛，阻碍了可再生能源项目的外资参与度，降低了燃煤电厂退出后在原址进行再利用的可能性，限制了能源转型的潜在成效。

3、能源转型机制仍需完善

企业表示，在现有能源转型机制中应进一步明确燃煤电厂退出相关补偿及再融资机制，包括针对具体项目，能源转型机制能够提供的资金规模、补偿标准及再融资的优惠力度。燃煤电厂退出后，场地的再利用政策也是企业关注的重点，退出后的原址是否可以改造用于可再生能源项目建设，也是企业评估参与意愿的重要依据之一。企业认为将原址改为可再生能源项目不仅能够降低环境和气候风险，也有益于社区发展和现有职工再就业，从而更好地实现公正转型。

同时，能源转型机制实施的透明度也需进一步加强。目前燃煤电厂提前退出试点项目（如井里汶 1 号燃煤电厂项目）的协议条款和合同内容并未公开，其他项目难以借鉴和参考，企业对机制的操作流程和利益分配缺乏清晰认知。机制本身在法律法规上的支持力度不足，后续大规模执行可能面临法律和金融方面的阻碍。例如，银行可能对项目担保或提前还款存在协议限制，进一步增加了机制实施的复杂性。

第七章 JETP 和 ETM 机制下印尼典型能源项目发展路径及挑战

7.1 规划项目提前退出

印尼正在加快燃煤电厂的退出进程。对于规划、在建和运营年限较短的煤电厂而言，提前退出已是必由之路；而对于运营年限较长的煤电厂，提前退出一定程度上有利于企业的 ESG 管理，并降低由于煤价和碳税政策变动可能带来的财务风险。

JETP 机制强调有管理地逐步淘汰煤电厂策略，包括将现有资产重新灵活运营和提前退役等。从碳排放角度来看，提前退役和替代方案的减排效果最为显著，其碳排放量将远低于继续依赖现有燃煤电厂的灵活运营方案。虽然短期内这些方案可能需要大量的资本投入，用于补偿电厂所有者、支付退役费用和建设替代的清洁能源设施，但可再生能源的低运营成本和不断下降的资本成本将使这些方案在未来更具经济优势。此外，随着煤电资产的进一步折旧和未偿贷款期限的缩短，提前退役的经济性将在 2030 年中后期不断显现。

燃煤电厂提前退役试点项目的推行，展示了在亚行支持下，印尼国家电力公司和印尼政府切实落实燃煤电厂提前退役路线图的意愿，为印尼燃煤电厂项目在能源转型背景下的发展路径提供了参考。

根据印尼现有燃煤电厂所处的不同阶段，可以制定不同的提前退出规划：

对于规划及在建的项目，需根据前期投入、运营成本和投资回收期的测算，审慎评估继续推进项目建设的风险与回报，综合考虑持续推进项目的多维影响，对项目建设的必要性进行重新论证和再评估，以降低因环境政策变化导致的资产搁置及其相关的减值损失风险。相对于已经投入运营的煤电厂而言，仍在规划和在建中的项目，或具备较大的改造空间。

对于运行年限较短的项目，其前期投入成本相对较高，且因减碳技术的更新，通常不具备列入优先退出序列的条件，因此转型难度相对较大。一方面，为实现能源转型并减少未来资产损失风险，企业应尽早意识到东道国能源转型趋势的不可逆性，在必要时可设立专门的工作小组或指定专门人员，对煤炭资产转型开启全面的技术经济分析，评估提前退役方案的财务可行性和环境效益，根据项目条件确定最优的退出时间表和策略组合。另一方面，企业应积极寻求代偿性措施。尽管运营年限较短的煤电厂往往不处于转型资助的优先顺位，但仍可通过提前退役带来的环境效益而争取潜在的代偿，例如向多边金融机构申请优惠融资利率支持等。

对于运行年限较长的项目，其通常已经收回大部分或全部成本，但伴随折旧损耗等存量资产贬值，项目再交易也不具有市场竞争力。此类项目通常一定程度上满足国际转型机制对优先退出项目的部分筛选标准，易于获得转型资金支持，国家电力公司或独立发电商

应参考试点项目的退出方案，积极寻求及配合能源转型机制的支持。以南非 Komati 电厂为例，2022 年，世界银行为其提供了 4.97 亿美元的优惠贷款，用于关停这座拥有 56 年历史的燃煤电厂，以 220MW 的可再生能源解决方案（150MW 太阳能光伏、70MW 风能，再加 150MW 电池储能）来重新利用项目所在区域，并为工人和社区提供支持。该贷款设有 5 年的资本偿还宽限期，随后分 15 年逐步偿还^[50]。通过提前规划和积极与利益相关方的交流合作，燃煤电厂项目可以获得国际资金支持和政策保障，最大限度地降低系统成本和减排成本。燃煤电厂的提前退出也有助于企业提升 ESG 表现，进一步提升企业声誉与信誉，为其可持续发展奠定基础。

7.2 提前退出的挑战与应对措施

7.2.1 项目 PPA 变更困难

在印尼的能源转型过程中，电力购买协议（PPA）变更是煤电项目面临的重大挑战之一。PPA 通常是由煤电项目与印尼国家电力公司签订，是规定了电力供应量、价格和合同期限的长期合同。这些合同为煤电项目提供了稳定的收入保障，但也限制了项目在转型过程中的灵活性。

根据印尼能源与矿产资源部的报告，印尼现有的 PPA 大多数为 20 年以上的长期合同，最长可达 30 年，项目总发电能力超过 30GW。这些合同中的电价通常是固定的，且与煤炭价格挂钩，这使得煤电项目在进行能源转型时，限制了可再生能源的可用空间，难以灵活调整电力供应和价格。

在实际操作中，PPA 的变更不仅需要法律上的重新谈判，还涉及复杂的经济利益分配。例如，如果煤电项目整合了可再生能源，原有的煤炭发电量可能会减少，这意味着项目向 PLN 供应的电力将不再是全部来自煤炭。这种变化可能需要重新计算电价和供应条款，以反映新的能源结构。PLN 承担着确保全国电力供应稳定的责任，对电力供应的变化持保守态度，尤其是在电力需求高峰期，PLN 对电力供应波动的接受程度较低，增加了 PPA 变更的复杂和不确定性。

此外，PPA 的变更还可能引发违约风险及投资者的担忧。煤电项目通常依赖 PPA 提供的稳定现金流来偿还贷款和支付运营费用。如果 PPA 发生变更，可能会影响项目的财务稳定性，从而导致投资者对项目的信心下降。

为了解决 PPA 变更难题，印尼政府可以考虑制定新的政策，如引入灵活的 PPA 合同，允许在一定条件下调整供应量和价格，或为转型项目提供额外的补贴和激励措施等。此

外，政府和国际金融机构还可以提供法律和技术支持，协助项目与 PLN 进行有效谈判，确保 PPA 变更过程顺利进行，减少其复杂性和风险，推动煤电项目的顺利转型。

7.2.2 资金缺口

尽管能源转型机制为印尼的绿色转型提供了大量的资金支持，但资金缺口仍然是煤电项目在转型过程中面临的重大挑战。即便根据 CIPP 的保守预测，印尼现有燃煤电厂将于 2030 年后逐步退出，但在此之前，印尼需为燃煤电厂的灵活性改造和提前退役投入共计约 24 亿美元。在 JETP 已计划分配的 42 亿美元公共资金中，仅有 14.51 亿美元用于支持燃煤电厂。在 ETM 资金池中，除去井里汶 1 号燃煤电厂项目所需资金外，用于私营燃煤电厂退出的资金仅剩 2 亿美元，难以满足现有资金缺口。

在目前情境下，私营资本的参与是填补资金缺口的关键。但能源转型项目的投资回报周期较长，且面临较高的技术和政策风险，导致许多私营投资者在考虑投资时态度谨慎。根据 2022 年印尼能源投资论坛的报告，许多投资者对印尼能源转型项目的盈利能力和政策支持持怀疑态度，尤其是在政府的长期承诺和政策稳定性方面。

此外，印尼的财政政策和税收制度也可能对资金募集不利。高额的税收负担和复杂的审批流程可能导致项目的实际成本增加，从而降低投资者的兴趣。印尼的税收政策不够透明，审批流程耗时长且不确定性高，这些因素都会对项目的投资回报率产生负面影响。

为应对这些挑战，印尼政府和 IPG 可以采取多种措施。首先，应进一步推动更多公共资金注入能源转型机制，同时增加资金池中用于煤电厂提前退出和转型的资金比例。其次，政府可通过政策支持和投资激励（如税收减免、优惠贷款等），吸引更多私营资本参与。创新融资模式也是关键，比如发行绿色债券和设立能源转型基金，以多样化的方式引导私营资本进入能源转型领域，从而缓解资金压力并加速实现绿色转型目标。

7.2.3 转型机制实施挑战

在印尼的能源转型过程中，尽管 JETP 和 ETM 等机制为项目提供了较为明确的指导和资金支持，但在实际执行中，转型机制的实施仍然面临诸多挑战。

首先是优先项目的选择。JETP 和 ETM 规划的优先项目通常基于碳排放量、技术可行性、社会影响等标准进行选择，但尚未完全公开其选择标准。部分关键项目由于地理位置偏远或技术升级难度较大，未能被纳入优先支持范围，从而错失了获得资金和政策支持的机会。

其次，资金分配也存在问题。尽管 JETP 和 ETM 承诺了大量资金，但在实际操作中，这些资金的分配和使用往往受到地方政府执行力、行政效率等因素的影响，导致资金无法

及时到位或被有效使用。这种情况在印尼并不少见，尤其是在涉及跨部门合作和多方协调的复杂项目中，资金分配的效率和透明度往往受到制约。^[51]

此外，政策协调和执行力度也是一个关键挑战。能源转型需要国家、地方政府和企业之间的紧密合作，但在实际执行中，各方的协调往往存在障碍。例如，国家层面的政策变动可能导致地方政府和企业难以及时跟进，从而影响项目的推进速度和效果。

为应对这些问题，JETP 和 ETM 等能源转型机制需要更大的转型雄心，同时印尼政府需要采取更为积极的措施和出台相关助力政策。印尼政府应加强与地方政府和企业的沟通协调，确保各方在政策执行和项目推进上步调一致。此外，政府可以通过制定更为详细的政策指南和执行计划，减少政策变动带来的不确定性，提高执行效率，从而提高 JETP 和 ETM 机制的执行力度，确保能源转型项目能够按计划推进，从而加速印尼向可持续能源体系的过渡。

第八章 结论与建议

8.1 报告结论

作为印尼能源转型的关键驱动力，JETP 和 ETM 为印尼实现净零排放提供了资金支持和技术协助，并为加速淘汰燃煤电厂及推动可再生能源项目奠定了基础，但这一进程仍面临政策协调与资金不足的挑战。

JETP 的成立标志着印尼政府在全球气候目标下的重要承诺，其核心目标是到 2050 年实现电力系统的净零排放，到 2030 年前将印尼的可再生能源发电量占比提升至 44%，相较于印尼政府和 IPG 联合声明中 34% 的可再生能源发电占比更具雄心。要实现这一目标，不仅要加速淘汰燃煤电厂，还需要大规模的可再生能源项目投入。ETM 通过试点项目（如井里汶 1 号燃煤电厂）的实践，将为当地燃煤电厂的提前退役提供经验参考。

虽然国际金融机构如亚洲开发银行、世界银行以及各出资国等承诺了部分资金支持，但这些资金远不能覆盖印尼能源转型所需的庞大投资额，且赠款和技术援助资金比例较低，私营投资者因较长的回报周期及政策和技术风险而更加谨慎。与此同时，政策协调不足也限制了转型的进程。一方面，现有能源转型机制不具法律效力，未来执行仍依赖于印尼政府决策，另一方面，尽管印尼政府已宣布一系列能源政策推动转型，但由于政策出台仓促，地方政府和企业未能及时调整规划，导致转型进度受阻。为解决这些问题，印尼政府需要出台更多激励措施，包括优化投资环境、简化审批流程及提供更有吸引力的政策保障。同时，应进一步增加公共资金的投入，吸引更多私营资本参与，强化对地方政府和企业的政策指导，以加速转型进程。

中资能源企业在印尼能源转型中挑战与机遇并存。当前，中资项目在印尼的化石能源供应，特别是煤电领域，占据着重要地位，对印尼电力供应发挥了关键作用。随着能源转型战略的推进，印尼对煤电厂提出了明确的退出时间表。这为中资企业带来了战略调整的压力，也创造了新的发展契机。一方面，现有燃煤电厂项目未来发展面临不确定性。如果退煤政策全面落实且煤炭价格失去优势，企业将面临政策压力和市场风险。此外，项目提前退出或转型可能面临着多重挑战，包括 PPA 变更困难、转型资金短缺以及转型机制实施及政策支持不足等。另一方面，能源转型机制为中资企业提供了应对提前退出挑战和布局可再生能源领域的双重机遇。通过积极参与能源转型机制，可有效降低项目提前退出所需的资金压力，提高项目退出的经济性。且越早参与能源转型机制，资金需求减少幅度越大，项目经济性越优。此外，通过持续深化在可再生能源领域的布局，加强国际合作，中资企业可以在印尼能源转型中发挥更大作用，实现高质量发展。面对印尼能源转型带来的

挑战与机遇，中资企业需要制定科学的转型策略，灵活调整项目路径，积极争取国际资源支持。

8.2 报告建议

8.2.1 东道国政策及能源转型机制的完善建议

政策层面加快整体部署，推动能源转型相关政策出台。CIPP 中提出政策改革的建议，八个主要政策推动因素被认为是实现印尼能源转型的关键，其中包括：通过改革本地内容要求 (LCR) 加强可再生能源的国内供应链；调整供应方激励措施；改进可再生能源采购流程；制定更有融资价值的电力购买协议；燃煤电厂提前退役和逐步退出；加强金融政策以支持能源转型；推动自备电厂脱碳。印尼政府需要加快政策的部署和实施，落实具体责任部门以及建立保障措施。同时，应加快推动转型法律出台，从法律层面明确转型的时间线和退出路径。尤其是在燃煤电厂提前退役和逐步退出部分，亟需补充具体的发展方向、补偿机制和再融资机制等，为转型提供法律和政策基础。^[52]此外，印尼政府应进一步评估能源转型对国家经济的影响，使其成为经济增长的助推剂。

加快新型电力系统建设和可再生能源项目开发。在政策上，印尼政府应加快推动电网基础设施建设，提高电力系统稳定性和灵活性，增加可再生能源装机量及其在电力系统中的占比，为燃煤电厂的提前退出奠定基础。一方面，这需要出台更有利于可再生能源项目投资的政策，减少对外资控股的过多限制，简化许可流程，加速开发进程。另一方面，印尼政府应尽快逐步取消煤炭价格上限以及对煤电生产商的补贴，以真实反映现有燃煤电厂运营成本。在保障能源安全的前提下，通过市场机制推动燃煤电厂逐步减少发电份额，并筹划其提前退出。此外，印尼国家电力公司应统筹燃煤电厂在退出前的灵活性应用，并加快购电协议变更的洽谈进程，以妥善应对燃煤电厂提前退役可能遇到的障碍。

充分发挥 JETP 和 ETM 资金的催化作用，增强资金分配透明度。现有机制的资金仅满足印尼 2030 年前实现能源转型所需资金的一部分，意味着全面能源转型仍面临资金不足的问题。公共资金是吸引私营资本的助推剂，对于项目能否成功实施至关重要。应充分发挥 JETP 和 ETM 公共资金的催化作用，吸引更多私营资本对印尼能源转型进行支持。截至目前，印尼政府共向 JETP 秘书处提交备选项目约 1000 个，但仅有约 400 个项目被列为优先支持项目，50 个项目被列为最高优先支持项目，项目入选比例较低，项目选择及资金分配等标准透明度有所欠缺。为此，在公共资金的使用上做出透明且明确的承诺至关重要，尤其是在为关键项目（如提前退役燃煤电厂）进行再融资等方面。

构建高效监管框架以保障能源转型机制实施。有效的监管制度能够支持和加快能源政策的制定和改革，为能源基础设施投资创造长期稳定性。在项目层面，监管框架有助于保障必要的资源获取和相关措施的实施，开发商和贷款方可通过定期监测和评估项目绩效，确保其符合相关法律协议、贷款方要求或 GIIP（良好国际行业实践）的标准。为进一步加强治理，可以建立项目实施的元监控平台，用于评估能源转型项目的实施进展，并设立监督和治理机构，如监督委员会等，确保项目透明、高效运行。针对能源转型下的不同领域，政府可以根据需求分别建立负责机构统筹引领，明确职能分工，强化多方协调，以有效应对转型进程中的复杂挑战，推动能源转型目标的实现。

8.2.2 能源项目发展的策略建议

加快评估转型成本和技术可能性。基于印尼的气候目标，项目应及时评估将特定燃煤电厂转为灵活调峰电源或采用低碳替代技术的可能性及成本。对于预计 2035 年后仍继续运营或预计运行时间超过 20 年的燃煤电厂，项目主与发电商应提前进行技术和经济评估，探索适合的转型方案，以优化资源利用并降低长期环境和经济风险。

加强利益相关方的交流与合作，确保转型有效推进。在印尼仍持有煤电资产的中国企业应持续关注当地能源转型机制的动态和进展，及时调整发展路径。应积极与印尼各级政府、印尼国家电力公司以及其他利益相关方保持沟通，提高项目再融资能力，为项目提前退役或逐步退出奠定基础。^{【53】}从发展趋势来看，印尼可再生能源领域的投资具有广阔的成长空间，中资企业应利用市场发展潜力积极投资风电和光伏等领域，优化资产配置，减少未来风险和损失。

充分关注并利用现行和新出台的国际金融机制，加强与国际绿色基金的合作，如在第三届“一带一路”国际合作高峰论坛绿色发展高级别论坛上提出的绿色发展投融资合作伙伴关系（GIFP）等。随着可再生能源成本的降低和燃煤电厂碳排放成本增加，现有燃煤电厂的价值将在未来进一步下降。根据印尼长期气候目标下的碳排放预算，现有燃煤电厂可能会因新增的煤电产能而更早地淘汰。能源企业应提前制定煤电项目的退出策略，避免煤炭资产长期锁定，同时，积极探索绿色投资机会，为后续转型奠定基础。例如，在退役煤电厂的厂址上部署可再生能源，同时利用退役发电机提供电网服务等。此类方案可直接纳入煤电厂的提前退役协议，推动能源替代和绿色发展。^{【54】}

促进公正转型，争取金融支持。对于在建或在运行的燃煤电厂，独立发电商应积极与各方合作，制定公正的转型路径，争取公共金融机构的支持。例如，为受煤电退出影响的工人和社区提供再就业机会和技能培训等。同时，能源企业还应关注并践行环境、社会与治理（ESG）标准，通过透明和可持续的发展模式，适应国际金融市场的需求，提升企业在国际金融市场中的竞争力。

8.2.3 金融机构及海外资金的建议

政策性银行及其他公共金融机构应与印尼政府、印尼国家电力公司及相关企业共同探索和完善煤电提前退出机制。在政府的主导下，公共金融机构可以率先发挥作用，提供金融专业知识和机制支持，以推动煤电厂的提前退出。公共金融机构可以积极参与到印尼能源转型进程中，协助印尼设计和实施符合国际标准的煤电退出机制，包括开发适应当地市场条件的绿色债券、碳交易和其他金融工具等。这将推动中资企业参与印尼能源转型，降低煤电项目退出对能源企业发展的负面影响。通过金融创新、技术转移与政策协调等方式，中国与印尼可在能源领域实现深度合作，共同推动绿色转型，为全球应对气候变化贡献中国智慧与力量。^{【55】}

优化融资模式，增加开发援助资金比例。从当前 JETP 和 ETM 资金组成中看，赠款或技术援助等外援性质融资比例较低，大部分资金为贷款（商业贷款或优惠贷款），且部分资金仅为资金名称更换，而非新增投入。此情景下，为能源转型机制提供资金的金融机构和国际资金可考虑提升赠款或技术援助等外援性质资金比例。与贷款等其他形式的融资相比，这类援助能够显著减轻项目经济负担，且具备更高的灵活性，可根据受援方的实际需要进行调整，确保资源利用效率最大化。通过优化融资结构，提升开发援助在资金组合中的比重，不仅可以更好地支持能源转型目标的实现，还能增强机制的可持续性。

积极开发适用于东道国的绿色金融工具。金融机构应与政府密切合作，共同制定符合印尼国情的绿色金融政策框架，推动绿色金融工具的开发与应用。例如，借鉴其他国家及国际金融机构经验，开发本土化的绿色债券和绿色投资基金，吸引更多资本流入绿色项目。印尼已启动电力碳交易的第一阶段，并计划通过碳交易、碳税和基于成果的支付（RBP）等机制来促进碳经济价值的实现。金融机构可以在符合环境完整性标准的前提下，探索激活燃煤电厂提前退役并转向清洁能源生产的碳信用额机制，为相关企业融资提供支持。对于中国企业海外投资项目产生的减排量，可以考虑纳入中国碳排放权交易市场，并将碳交易收益作为企业收入，降低投融资成本。

建立新的国际绿色投融资合作关系。国际绿色投融资合作是推动能源转型的重要途径。目前，包括“一带一路”绿色发展国际联盟在内的多家机构已在绿色投融资领域开展合作。例如，在 2023 年第三届“一带一路”国际合作高峰论坛绿色发展高级别论坛上发起的绿色发展投融资合作伙伴关系（GIFP）。该机制将致力于推动共建绿色“一带一路”投融资生态圈建设，建立开放、包容的国际合作网络，服务发展中国家绿色转型需求。目前，GIFP 尚处于起步阶段，尚未制定具体实施方案，应加快启动相关机制运行工作，为中期内建立绿色项目服务平台和投融资准备机制奠定基础。

8.2.4 建立共商共建的能源转型工作协同机制

东道国政府、电网公司、发电企业、金融机构、能源转型机制等相关方，应建立一个共商共建的工作协同机制。该机制旨在发现能源转型推进过程中的问题，关注各方诉求，协商利益平衡策略，寻找各方可接受的转型方式，推动能源转型的顺利实施。

发挥东道国政府的引导作用。东道国政府应加强对能源转型紧迫性的认识，对转型有坚定且明确的态度，根据转型目标提出可操作的转型路径。东道国政府应出台与能源转型机制相适应的政策，既助力低碳转型，又符合法律和商业规则，推动多方积极参与。同时，东道国政府应发挥引领和协调作用，通过科学的顶层设计，协商能源替代过程中能源项目损失的补偿机制，确保转型过程的公正与透明，促进各方共商共建。此外，东道国政府还需与外资独立能源项目企业保持良好的沟通，增强各方信心。

各方应协力增强能源转型机制的创新性。在外部资金有限的情况下，应探索现有金融手段之外的新方式，以扩大转型机制的影响力并撬动更大范围的私营投资。创新措施应注重综合多种模式，结合经济补偿与责任分担、近期损失和长期收益平衡，共同推进能源转型工作持续推进。

参考文献

1. 印尼能源与矿产资源部, 《印度尼西亚能源与经济统计手册 2023》
<https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2023.pdf>
2. 欧洲委员会联合研究中心, 《世界各国温室气体排放报告 2024》
https://edgar.jrc.ec.europa.eu/report_2024
3. 国际能源署 (IEA), 《印度尼西亚-国家概况》
<https://www.iea.org/countries/Indonesia>
4. 印度尼西亚统计局, 人均电力消费量 (MWh/人)
<https://www.bps.go.id/en/statistics-table/2/MTE1NiMy/electricity-consumption-per-capita--mwh-capita-.html>
5. 印度尼西亚统计局, 电气化比率
<https://www.bps.go.id/en/statistics-table/2/MTE1NSMy/electrification-ratio.html>
6. 国际可再生能源署 (IRENA), 印尼可再生能源路线图, 2017 年
https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Mar/IRENA_REmap_Indonesia_report_2017.pdf?la=en&hash=79237811C02D9722E35F5049ACBA278B126493BB
7. 联合国气候变化框架公约 (UNFCCC), 印度尼西亚
<https://unfccc.int/gcse?q=Indonesia#gsc.tab=0&gsc.q=Indonesia&gsc.page=1>
8. Ember, 印尼清洁能源扩展可推动增长与平等 <https://ember-energy.org/latest-insights/indonesias-expansion-of-clean-power-can-spur-growth-and-equality/>
9. 清洁空气与能源研究中心和全球能源监测, 印尼自备煤电使用量上升趋势
https://globalenergymonitor.org/wp-content/uploads/2024/11/EN-CREA_GEM_Indonesia-Captive_2024.pdf
10. 联合国气候变化框架公约 (UNFCCC), 印尼低碳与气候韧性长期战略 (LTS-LCCR) 2021
https://unfccc.int/sites/default/files/resource/Indonesia_LTS-LCCR_2021.pdf
11. 亚洲开发银行 (ADB), 亚洲开发银行与印尼及菲律宾启动能源转型机制合作伙伴关系
<https://www.adb.org/news/adb-indonesia-philippines-launch-partnership-set-energy-transition-mechanism>
12. 亚洲开发银行 (ADB), 能源转型机制合作信托基金
<https://www.adb.org/what-we-do/funds/energy-transition-mechanism-partnership-trust-fund>
13. 印尼公正能源转型伙伴关系 (JETP), 印尼综合投资与政策计划 2023
https://jetp-id.org/storage/official-jetp-cipp-2023-vshare_f_en-1700532655.pdf
14. 印尼公正能源转型伙伴关系 (JETP)
<https://jetp-id.org/>
15. 气候投资基金 (CIF), 加速煤炭转型印尼投资计划 (修订版)
https://d2qx68gt0006nn.cloudfront.net/sites/cif_enc/files/meeting-documents/act_indonesia_investment_plan_revised.pdf
16. 新浪财经, 推动能源转型与可持续发展: 印尼与国际合作伙伴的多方协同
<https://finance.sina.cn/esg/2024-11-25/detail-incxhyze8033477.d.html>
17. 中华人民共和国商务部, 印度尼西亚国别指南
<https://www.mofcom.gov.cn/dl/gbdqzn/upload/yindunixiya.pdf>
18. 国际能源署 (IEA), 与印尼公正能源转型伙伴关系一起探索印尼电力系统的脱碳路径
<https://iea.blob.core.windows.net/assets/c5427919-6f48-48e4-aae3-e2d8e874d385/NavigatingIndonesiasPowerSystemDecarbonisationwiththeIndonesiaJustEnergyTransitionPartnership.pdf>
19. Statista, 印度尼西亚煤电行业概况
<https://www.statista.com/topics/5895/coal-power-industry-in-indonesia/#topicOverview>
20. 中华人民共和国驻印度尼西亚大使馆经济商务处, 印尼投资指南: 煤炭产业

<http://id.mofcom.gov.cn/article/sxtz/202408/20240803528489.shtml>

21.地球新闻网网络，第三部分：印尼计划于2050年前关闭煤电厂，但如何实现？
<https://earthjournalism.net/stories/part-three-indonesia-to-close-coal-plants-by-2050-but-how>

22.TransitionZero，煤电退役：印尼煤炭资产转型工具
<https://www.transitionzero.org/insights/coal-phase-out-indonesia-coal-asset-transition-tool>

23.国际可持续发展研究院（IISD），印尼煤炭的健康成本
<https://www.iisd.org/system/files/publications/health-cost-coal-indonesia.pdf>

24.绿色和平印度尼西亚，煤电的代价
<https://www.greenpeace.org/static/planet4-indonesia-stateless/2019/02/676f10e5-676f10e5-full-report-human-cost-of-coal-power.pdf>

25.印尼能源与矿产资源部（MEMR），印度尼西亚能源与经济统计手册2023
<https://www.esdm.go.id/assets/media/content/content-handbook-of-energy-and-economic-statistics-of-indonesia-2023.pdf>

26.Channel News Asia，印度尼西亚Cirebon煤电厂提前退役：能源转型融资与碳中和目标
<https://www.channelnewsasia.com/asia/indonesia-cirebon-coal-power-plant-retire-early-energy-transition-finance-net-zero-3943106>

27.亚洲开发银行（ADB），能源转型机制（ETM）
<https://www.adb.org/what-we-do/energy-transition-mechanism-etm#>

28.印尼可再生能源研究所（IESR），2023年电力平准化成本（LCOE）和储能平准化成本（LCOS）更新
<https://iesr.or.id/en/pustaka/making-energy-transition-succeed-a-2023s-update-on-the-levelized-cost-of-electricity-lcoe-and-levelized-cost-of-storage-lcos/>

29.格拉斯哥零净值金融联盟，为亚太地区燃煤电厂有序退出提供融资支持
https://assets.bbhub.io/company/sites/63/2024/07/GFANZ-Coal-MPO-Report_CHI.pdf

30.雅加达环球报，碳税推动印尼迈向2030气候目标
<https://jakartaglobe.id/business/carbon-tax-to-put-indonesia-on-track-toward-2030-climate-goal>

31.穆罕默迪亚大学，印尼能否实现碳中和目标？
<https://www.ums.ac.id/en/news/global-pulse/can-indonesia-achieve-carbon-neutrality>

32.Ember，印尼清洁能源扩展可推动增长与平等
<https://ember-energy.org/latest-insights/indonesias-expansion-of-clean-power-can-spur-growth-and-equality/>

33.全球能源监测（Global Energy Monitor），Cirebon Power Station
https://www.gem.wiki/Cirebon_power_station

34.亚洲开发银行（ADB）
<https://www.adb.org/projects/56294-001/main>

35.Power Technology, Pelabuhan Ratu Power Plant
<https://www.power-technology.com/marketdata/pelabuhan-ratu-power-plant-indonesia/?cf-view>

36.全球能源监测（Global Energy Monitor），Pelabuhan Ratu Power Station
https://www.gem.wiki/Pelabuhan_Ratu_power_station

37.PT Bukit Asam，PLN与PTBA合作提前退役Pelabuhan Ratu煤电厂
<https://www.ptba.co.id/berita/pln-dan-ptba-kerja-sama-pensiun-dini-pltu-pelabuhan-ratu-1546>

38.SwitchCoal,Pelabuhan Ratu Power Station
<https://www.switchcoal.org/en/power-plant/pelabuhan-ratu-power-station>

39.清洁空气与能源研究中心，模糊与雄心并存：印尼能源转型政策回顾
https://energyandcleanair.org/wp/wp-content/uploads/2023/03/CREA_Trend-Asia_EN_Ambiguities-versus-Ambition.pdf

40.美国马里兰大学全球可持续发展中心，印度尼西亚加速煤炭转型对中国发电商的影响
https://cgs.umd.edu/sites/default/files/2023-06/file_CGS%20report_Indonesia%20coal_CN.pdf

41.全球能源监测（Global Energy Monitor）
<https://globalenergymonitor.org/projects/global-coal-plant-tracker/>

42.国务院国有资产监督管理委员会，《国家能源集团国华印尼爪哇7号项目全面竣工》
<http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c15544796/content.html>

43. PLN Nusantara Renewables
<https://www.ptplnnr.com/zh/profile/portfolio/detail/pltu-jawa-7>
44. 中国神华能源股份有限公司, 《关于投资建设印尼爪哇 7 号燃煤电厂的公告》
https://www.sse.com.cn/disclosure/listedinfo/announcement/c/2015-12-29/601088_20151229_1.pdf
45. JWC Indonesia, *INDONESIA COAL PRICE INDEX*
<https://www.jwcindonesia.com/price-index>
46. PWC, 《Alternating Currents: Indonesian Power Industry Survey 2018》
<https://cdn.github.org/umbraco/media/2233/power-survey-2018.pdf>
47. 亚洲开发银行 (ADB), 《亚行宣布为小岛屿发展中国家提供更多优惠贷款条件》
<https://www.adb.org/news/adb-announces-more-concessional-lending-terms-small-island-developing-states>
48. New York Fed, *Secured Overnight Financing Rate Data*
<https://www.newyorkfed.org/markets/reference-rates/sofr>
49. 东方财富, 印尼煤炭市场报告
https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202001101373828869_1.pdf
50. 世界银行, 南非 Eskom 公正能源转型项目概况
<https://www.worldbank.org/en/news/factsheet/2023/06/05/factsheet-eskom-just-energy-transition-project-in-afe-south-africa>
51. Eco-Business, 印尼能源转型的融资路径: JETP 之外的可能性
<https://www.eco-business.com/news/financing-indonesias-energy-transition-can-happen-beyond-sluggish-jetp-deals-heres-how/>
52. 陈红, 印度尼西亚新能源发展前景浅析
<https://drcnet.istiz.org.cn/DRCNet.Mirror.Documents.Web/DocSummary.aspx?DocID=6723993&leafID=3049>
53. 邓秀杰, 印度尼西亚能源转型困境分析
https://qikan.cqvip.com/Qikan/Article/Detail?id=7111026117&from=Qikan_Article_Detail
54. 波士顿大学全球发展政策中心, 提前逐步淘汰燃煤电厂: 开发性金融机构的作用
<https://www.bu.edu/gdp-cn/files/2024/05/Coal-Phase-Down-Report-CH-FIN.pdf>
55. Resosudarmo, BP, Rezki, JF 和 Effendi, Y. (2023), 印度尼西亚能源转型的前景。印度尼西亚经济研究公报, 59 (2), 149-177
<https://doi.org/10.1080/00074918.2023.2238336>