

博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界2024年度报告

Boao Forum for Asia Sustainable Development: Asia and the World

Annual Report 2024



迈向零碳电力时代 推动亚洲绿色发展

Striding Towards Zero-Carbon Electricity Era
and Bolstering Green Development in Asia



对外经济贸易大学出版社
University of International Business and Economics Press

更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

中国电力企业联合会规划发展部主任 张琳

多元化的亚洲电力面临着绿色转型的共同挑战，技术和市场的双轮驱动是实现亚洲绿色转型的关键路径，本报告为凝聚亚洲电力绿色发展共识提供了支持。将绿色发展与更加雄心勃勃的国家自主承诺结合起来，是亚洲国家未来的发展机遇。建立更为广泛的绿色能源合作是必要的，为应对气候变化共识下促进亚洲绿色发展将创造更多电力国际合作新机遇。

中国国际金融股份有限公司首席经济学家、研究部负责人、中金研究院院长 彭文生

实现碳中和需要在经济活动中降低绿色溢价，即降低清洁能源成本，提高化石能源成本，其中发展零碳电力体系是降低绿色溢价的关键。亚洲国家大多为发展中国家，建设零碳电力体系相较于发达国家面临着更大挑战。本报告以电力市场、碳市场、绿电和绿证交易等机制为切入点，系统梳理了亚洲国家零碳电力体系建设的现状与挑战，并针对性地提出了加强亚洲国家合作的政策建议。报告提及的亚洲国家最佳实践案例亦可为亚洲各国持续推动零碳电力建设提供宝贵经验。

德勤亚太理事会理事、德勤中国副首席执行官、首席质量与转型官 刘明华

整体来看，本报告不仅高度概括了亚洲绿色电力发展的必要性和巨大潜力，也实事求是地指出了在实现零碳转型过程中必须面对的复杂问题和障碍。通过提出切实可行的行动策略，报告鼓励各方利益相关者共同努力，推动亚洲迈向零碳电力时代。报告主题是“迈向零碳电力时代 推动亚洲绿色发展”，报告不仅总结了亚洲绿色电力的现状、未来趋势，也从电力市场建设、价格机制、商业模式、新技术、多边合作等角度对迈向零碳电力提出见解，让报告对亚洲电力行业的转型和全球能源格局的转变更具实践参考价值。此外，报告在全面覆盖的基础上体现区域差异和共性，并且从宏观和微观上都有深入探讨，力求为亚洲乃至全球的绿色电力发展探索出更加可行和可持续的模式。

全球绿色增长研究所全球可再生能源部门负责人/副总监 Nishant Bhardwaj

本报告对电力行业在实现碳中和目标中的重要性进行深入分析，提出重要见解。报告重点介绍了近期在亚洲区域内的政策、市场趋势以及对绿色能源转型的未来展望。亚洲区域是电力需求快速增长和清洁能源加速部署的地区。报告强调了电力行业转型中价格信号的关键作用，并且通过该地区关键国家的例子来突出该地区绿色转型的多样性、挑战和机遇。报告巧妙地将国际合作在促进亚洲实现碳中和转型中的作用与技术细节结合在一起，融入了绿色投资和融资合作机制；并探讨了创造有利环境、增强项目准备能力和风险评估能力、利用风险管理工具、混合融资工具以及其他创新金融工具，并与金融机构紧密合作等关键解决方案。

全球能源互联网发展合作组织高级研究员 宋福龙

当前亚洲能源绿色低碳转型面临能源安全保供压力激增、零碳经济增长动力不足、极端天气事件频发等新挑战，随着亚洲各国积极应对气候变化并制定净零排放目标，可再生能源开发利用以及电网互联已成为推动亚洲地区可持续发展的关键。本报告深入探讨区域电力互联和低碳转型关键问题，分享亚洲地区能源电力清洁发展的最佳实践案例。未来，亚洲地区将通过电力互联互通实现清洁能源资源大范围共享，促进相关产业发展和区域合作共赢，有效应对气候变化和生态环境保护。

博鳌亚洲论坛
可持续发展的亚洲与世界
2024年度报告
**迈向零碳电力时代
推动亚洲绿色发展**

对外经济贸易大学出版社
中国·北京

图书在版编目（CIP）数据

博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2024 年度报告：
迈向零碳电力时代 推动亚洲绿色发展. —北京：对外
经济贸易大学出版社，2024.3
ISBN 978-7-5663-2593-8

I. ①博… II. III. ①经济发展—研究报告—亚洲—
2024②绿色经济—经济发展—研究报告—亚洲—2024
IV. ①F130.4

中国国家版本馆 CIP 数据核字（2024）第 036647 号

博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2024 年度报告 ——迈向零碳电力时代 推动亚洲绿色发展

责任编辑：高 卓

出版发行：对外经济贸易大学出版社
社 址：北京市朝阳区惠新东街 10 号
网 址：www.uibep.com
资源网址：www.uibepresources.com

邮政编码：100029
邮购电话：010-64492338
发行部电话：010-64492342
E-mail: uibep@126.com

成品尺寸：215mm×278mm
印 张：8.75
字 数：235 千字
ISBN 978-7-5663-2593-8

印 刷：北京博海升彩色印刷有限公司
版 次：2024 年 3 月北京第 1 版
印 次：2024 年 3 月第 1 次印刷
定 价：200.00 元

序 言

2023 年已成为有记录以来最暖的一年。全球变暖导致的冰川融化、海平面上升、能源价格危机和物种灭绝的风险进一步加剧。2023 年年底结束的第 28 届联合国气候变化大会（COP28）根据《巴黎协定》对世界应对气候变化努力进行首次“全球盘点”。盘点结果表明，要实现将全球变暖控制在 1.5℃ 以内的目标，当前所有气候行动领域的进程都过于缓慢。COP28 达成了“阿联酋共识”，缔约方最终通过了“争取到 2030 年在全球范围内实现可再生能源装机规模增加两倍，能源效率增加 1 倍”的目标。COP28 开启了全球各国加速脱离化石能源、实现能源转型的新阶段。

能源转型是促进亚洲拥抱绿色产业革命，实现绿色发展的关键所在。可再生能源利用、能效提升、终端消费电气化、零碳发电技术、储能、氢能和数字化等新质生产力的出现，将在生产、运输、销售、消费等领域催生一批崭新的行业和创造可观的就业机会。根据联合国贸易和发展会议近期的预测，到 2030 年，电动汽车、太阳能、风能、绿色氢能和其他十几种绿色技术的全球市场规模将达到 2.1 万亿美元，是目前市场总规模的 5 倍。国际劳工组织和国际可再生能源署 2023 年联合发布的报告显示，可再生能源领域在过去十年创造的就业岗位几乎翻番，2022 年全球可再生能源领域的就业人数达到 1,370 万。特别值得注意的是，中国可再生能源领域的就业人数占全球可再生能源领域就业人数的 41%。占比较高的国家还包括巴西、欧盟国家、印度和美国。这些国家拥有全球大多数的装机容量，在设备制造、工程和相关服务方面发挥着关键作用。

零碳电力系统是应对气候变化的基石。未来，终端用能电气化和电力生产零碳化是能源转型的必由之路。向零碳电力转型需要政策支持、市场机制设计和包括行业、地方、企业和个人在内的全社会共同参与。政策制定者需要在保证电力供应、兼顾社会公平和实现可持续转型之间找到平衡。市场化的电价机制可以为零碳电力转

型提供重要的推动力，将有力促进可再生能源的投资、建设和消纳。在市场机制下催生出的商业模式将是激励技术应用的重要手段，需要设计、建立一系列支撑可再生能源应用的商业模式，为相关新技术带来收入来源。许多亚洲国家已经积累了丰富的经验。

亚洲发展任务艰巨，能源需求大，打造零碳电力系统的潜力也巨大。亚洲拥有丰富的可再生能源和工业原料及先进的生产技术和有力的制造能力。2023 年，中国电动汽车、锂电池和太阳能电池“新三样”产品合计出口 1.06 万亿元，首次突破万亿元大关。近五年，中国、印度、日本等亚洲国家在全球清洁能源投资中排名靠前，成为全球清洁能源投资的加速器。不过，也需要看到，亚洲众多的发展中国家亟待大规模的绿色技术和低碳产业投入，这一点在电力系统零碳转型上表现得十分突出。

为应对全球气候变化，全面了解亚洲电力系统现状、电力市场发展，分析亚洲零碳电力系统建设的问题和挑战，并为建立零碳电力系统可能的路径和助力加速全球绿色低碳转型提出建议，博鳌亚洲论坛研究院联合中国电力企业联合会、新开发银行和德勤中国推出《博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2024 年度报告——迈向零碳电力时代 推动亚洲绿色发展》，这也是“可持续发展的亚洲与世界”系列旗舰报告的第四期。面对气候变化挑战，人类命运与共，盼望本报告能够帮助读者更深入地了解亚洲电力系统转型的重点和前景，为促进亚洲绿色发展，应对全球气候变化共同行动。

博鳌亚洲论坛秘书长



致 谢

《博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2024 年度报告——迈向零碳电力时代 推动亚洲绿色发展》由博鳌亚洲论坛研究院邀请中国电力企业联合会（CEC）、新开发银行（NDB）和德勤中国（Deloitte China）共同撰写，全球绿色增长研究所（GGGI）和中金研究院也提供了宝贵支持。报告的出品体现了各合作机构致力于推动亚洲零碳电力转型，实现绿色可持续发展的坚定承诺。

博鳌亚洲论坛副理事长周小川和秘书长李保东在本报告的撰写过程中对报告给予了悉心的指导。我们很荣幸邀请到六位中外绿色发展领域的专家学者，他们从报告立项之日起对报告的写作进行了全程指导。他们分别是：中国电力企业联合会规划发展部主任张琳、世界资源研究所北京代表处首席代表方莉，澳大利亚中国工商业委员会南澳分会会长孔晓安（Sean Keenihan），全球绿色增长研究所全球可再生能源部门负责人/副总监 Nishant Bhardwaj，德勤中国副首席执行官、首席质量和转型官刘明华，中金研究院执行总经理陈济。特别感谢 Nishant Bhardwaj 和陈济具体指导了报告的修改。专家们提供的宝贵意见和建议是本报告质量的重要保证。

报告作者团队展现了高度的责任感、专业性、高效的沟通与密切的协作。写作团队成员包括：博鳌亚洲论坛研究院曹莉（牵头人，研究院副院长）、刘琰博士、王兆玉；中国电力企业联合会高长征博士（牵头人，中国电力企业联合会电力发展研究院院长助理）、韩超、魏玲博士、赵名锐、郭永成、张正中、梁浩、刘禹含；新开发银行 Alessandro Golombiewski Teixeira 博士（牵头人，行长高级顾问）、徐兵博士、张驰博士、林艳钧博士、Shreyans Bhaskar 和外部作者李新星；德勤中国李晓晨（可持续发展主管合伙人）、陈岚（研究合伙人）、屈倩如。在此特别感谢中金研究院郑宽博士对报告写作做出的贡献、博鳌亚洲论坛研究院朱容立对

报告翻译和校对给予的帮助。在本书付梓之际，我们再次对报告合作机构的领导、专家团队、写作团队以及为协助报告完成提供无私帮助的同事表示衷心感谢！

免责声明：

本报告中提出的观点均为作者本人观点，不一定代表作者所在机构。

缩 略 语

ADB	亚洲开发银行
AIIB	亚洲基础设施投资银行
APAEC	东盟能源合作行动计划
APG	东盟电网
APX TIGR	全球可再生能源交易工具
ASEAN	东盟
BERC	孟加拉国能源管理委员会
BIMSTEC	环孟加拉湾多领域经济技术合作倡议
BRIGC	“一带一路”绿色发展国际联盟
CAREC	中亚区域经济合作
CBAM	碳边境调节机制
CBI	气候债券倡议
CCER	国家核证自愿减排量
CCUS	碳捕集、利用与封存
CGE	计算一般均衡
CIF	气候投资基金
COP26	第 26 届联合国气候变化大会
COP28	第 28 届联合国气候变化大会
CORSIA	国际航空碳抵消和减排计划
CRMs	容量收入机制
CTF	清洁技术基金
CTMs	煤炭过渡机制
DAC	直接大气碳捕获
DACS	直接大气碳捕获和利用
DICE	动态综合气候—经济
EBRD	欧洲复兴开发银行
EU ETS	欧盟碳排放交易体系
GCF	绿色气候基金
GEC	绿色电力证书
GEF	全球环境基金
GGGI	全球绿色增长研究所
GIFP	绿色发展投融资合作伙伴关系

GIH	全球基础设施中心
GIP	绿色投资原则
GO	欧盟来源担保证书
ICAO	国际民用航空组织
ICVCM	自愿碳市场诚信委员会
IEA	国际能源署
IETA	国际排放贸易协会
IFC	国际金融公司
IoT	物联网
I-REC	国际可再生能源证书
IRENA	国际可再生能源署
ISGF	印度智能电网联盟
ISPF	国际可持续金融平台
ITMO	国际转移缓解成果转让
JETP	公平能源转型伙伴关系
KEPCO	韩国电力公司
LCA	生命周期评估
LTM-PIP	老挝—泰国—马来西亚电力一体化项目
LTMS-PIP	老挝—泰国—马来西亚—新加坡电力一体化项目
MCDF	多边开发融资合作中心
MIGA	多边投资担保机构
NDB	新开发银行
NETA	新电力交易规则
NFVs	国家融资工具
OECD	经济合作与发展组织
OSOWOG	“一太阳、一世界、一网”倡议
PBR	基于业绩的管制
PCREEE	太平洋可再生能源和能效中心
PFAN-Asia	亚洲私人融资咨询网络
PPA	购电协议
PRG	部分风险担保
PRI	负责任投资原则

RE	可再生能源
REC	可再生能源证书
RoR	回报率管制
SAARC	南亚区域合作联盟
SBN	可持续银行网络
SBTi	科学碳目标倡议
SCC	碳社会成本
SDM	可持续发展机制
UNGC	联合国全球契约组织
USAID	美国国际开发署
V2G	车网互动
VCMI	自愿碳市场诚信倡议
VPP	虚拟电厂
VRE	波动性可再生能源
WMO	世界气象组织
WRI	世界资源研究所
WWF	世界自然基金会

C 目录 Contents

导言	001
----------	-----

第 1 章 亚洲电力转型的现状与挑战	007
--------------------------	-----

1.1 亚洲电力转型的现状	007
1.2 亚洲电力转型的挑战	024

第 2 章 电力市场和价格机制对亚洲电力转型的作用	033
---------------------------------	-----

2.1 亚洲电力市场与价格	033
2.2 碳价与绿电环境价值	038
2.3 合理的电价结构和形成机制	043
2.4 亚洲电价机制的问题、挑战与改进建议	049

第 3 章 亚洲零碳电力未来展望	051
------------------------	-----

3.1 供给端	051
3.2 需求端	059
3.3 技术赋能绿电展望	065

第 4 章 迈向零碳电力时代的亚洲合作机制建设	073
-------------------------------	-----

4.1 绿色产业对话交流机制	073
4.2 产业技术合作机制	075
4.3 亚洲能源领域绿色投融资合作机制	080
4.4 碳市场联通机制	093

附录 零碳电力关键技术发展及在亚洲的应用 103

附 1 非化石能源高效开发利用技术 103

附 2 提高资源配置能力和保障电网安全稳定技术 106

附 3 提高终端用能电气化和电能替代技术 110

附 4 电力系统数智化技术 111

附 5 电—碳市场的建设与协同技术 114

参考文献 117

表目录
List of Tables

表 1-1 2020 年亚洲与世界各行业碳排放量与亚洲占比 007

表 1-2 欧美碳关税机制主要差异 031

表 2-1 煤电碳成本占电价比例 039

表 2-2 隐性碳价计算 041

表 2-3 常见的输配电价管制方式 045

表 4-1 各国符合标准的 CDM 项目数量前十排名 094

表 4-2 各国已提出过渡申请的项目数量前十排名 095

表 4-3 亚洲主要碳排放权市场 096

表 4-4 亚洲主要自愿碳市场 098

图目录

List of Figures

图 0-1	1990—2020 年全球二氧化碳排放结构·····	001
图 0-2	2019—2023 年部分国家和地区清洁能源投资年均增长情况·····	002
图 0-3	系统成本随新能源电量渗透率变化的拟合曲线·····	003
图 0-4	部分国家及地区可再生能源渗透率现状·····	004
图 0-5	可再生能源渗透率的提高对市场化机制提出更高要求·····	004
图 1-1	亚洲与世界各行业碳排放占比·····	008
图 1-2	1990—2025 年全球用电需求量统计及预测·····	010
图 1-3	2013—2022 年世界及亚洲等地区用电量·····	011
图 1-4	2013—2022 年世界及亚洲等地区用电量年增长率·····	011
图 1-5	2013—2022 年亚洲等地区用电量占全球比例·····	012
图 1-6	2012—2021 年亚洲用电量及年增长率·····	012
图 1-7	2012 年和 2021 年南亚、西亚和东北亚用电量占亚洲比例·····	013
图 1-8	2012—2021 年亚洲及各大区用电量年均增长率·····	013
图 1-9	2012—2021 年东北亚国家用电量占比·····	014
图 1-10	2021 年中国与日本主要行业用电量占比对比·····	014
图 1-11	2012—2021 年中国分行业用电量占比·····	014
图 1-12	2012—2021 年东南亚主要国家用电量占比·····	015
图 1-13	2022 年越南分行业用电量占比·····	015
图 1-14	2013—2022 年亚洲电源装机结构变化趋势·····	016
图 1-15	2022 年亚洲各区域电源装机比重·····	017
图 1-16	2013—2022 年亚洲各区域电源装机结构变化趋势·····	017
图 1-17	2013—2022 年印度电源装机结构变化趋势·····	018
图 1-18	2013—2022 年中国电源装机结构变化趋势·····	019
图 1-19	印度尼西亚煤电退役计划·····	028
图 1-20	2021 年印度尼西亚可再生能源潜力与装机容量·····	029
图 2-1	2021 年亚洲主要电力进口国家净进口电量·····	035
图 2-2	2021 年亚洲主要电力出口国家净出口电量·····	035
图 2-3	2023 年 6 月亚洲主要国家工业电价水平·····	036
图 2-4	2023 年 6 月亚洲主要国家居民电价水平·····	037
图 2-5	2020—2023 年中国煤炭价格和电价水平·····	037

图 2-6	2020—2021 年韩国煤炭价格和电价水平·····	038
图 2-7	2020 年 1 月至 2024 年 2 月欧盟碳排放配额价格·····	039
图 2-8	主要碳市场碳价走势·····	040
图 2-9	合理电价结构·····	043
图 2-10	英国的电价结构·····	048
图 2-11	中国电价机制改革历程·····	048
图 3-1	2020—2060 年选定年份亚洲电力需求量·····	052
图 3-2	2020—2060 年选定年份亚洲电源装机规模分情景对比·····	052
图 3-3	2020—2060 年选定年份亚洲电源装机结构分情景对比·····	053
图 3-4	2020—2060 年选定年份亚洲新能源装机结构分情景对比·····	053
图 3-5	2020—2060 年选定年份亚洲核电装机结构分情景对比·····	054
图 3-6	2020—2060 年选定年份亚洲水电装机结构分情景对比·····	055
图 3-7	2020—2060 年选定年份亚洲火电装机结构分情景对比·····	055
图 3-8	数字化 EaaS 细分商业模式·····	061
图 3-9	绿色电力销售模式·····	064
图 3-10	前沿清洁能源技术产业化进展·····	066
图 3-11	中国电力数字化市场规模高速增长·····	068
图 3-12	数智化技术在电力系统发展不同阶段的典型赋能场景·····	069
图 3-13	虚拟电厂关键技术·····	070
图 4-1	亚洲典型能源电力区域性合作平台和机制示意图·····	074
图 4-2	2019—2023 年全球新能源企业 500 强·····	076
图 4-3	2022 年各大洲水电装机占比及装机容量·····	077
图 4-4	亚洲地区“净零排放”、减排目标概览和“退煤”行动示意图·····	079
图 4-5	亚洲可再生能源的投资需求和投资水平·····	081
图 4-6	加强亚洲绿色投融资合作路线图·····	092
图 4-7	2023 年中国碳市场月度收盘价·····	096
图 4-8	自愿碳市场规模（按交易价值计算，2005 年前至 2022 年）·····	099
图 4-9	自愿碳市场规模（按交易量计算，2005 年前至 2022 年）·····	099
图 4-10	2020 年 10 月至 2023 年 1 月标准碳信用合同价格·····	100
图 4-11	CORSIA 2021—2023 年试运行阶段接受的碳信用·····	101
附图 1	漂浮式光伏典型应用场景·····	104
附图 2	储能服务应用场景及潜在收益·····	108
附图 3	电力数字孪生技术典型应用场景·····	112
附图 4	电力 AI 大模型典型应用场景·····	113

导 言



气候变化对人类社会、经济和生态环境同时带来深远影响,是当前全球共同面临的系统性重大挑战之一。根据世界气象组织报告,2011年至2020年是有记录以来最热的十年,其间温室气体浓度持续上升,使陆地和海洋温度达到创纪录新高,加速了冰川融化和海平面上升¹,与此相关的山火、风暴、地震、海啸等极端天气与自然灾害频发,给人类健康、生态环境带来了难以估量的损失。

在人类活动中,近90%的二氧化碳排放来源于能源活动(见图0-1),能源转型已成为减缓全球气候变化的首要议题。刚刚结束的第28届联合国气候变化大会(COP28)就《巴黎协定》首次全球盘点达成共识,明确了在本世纪中叶,全球需要通过公正能源转型,摆脱化石能源,实现净零排放。在此过程中,大力发展非化石能源,有序替代化石能源是必经之路,而超过80%的非化石能

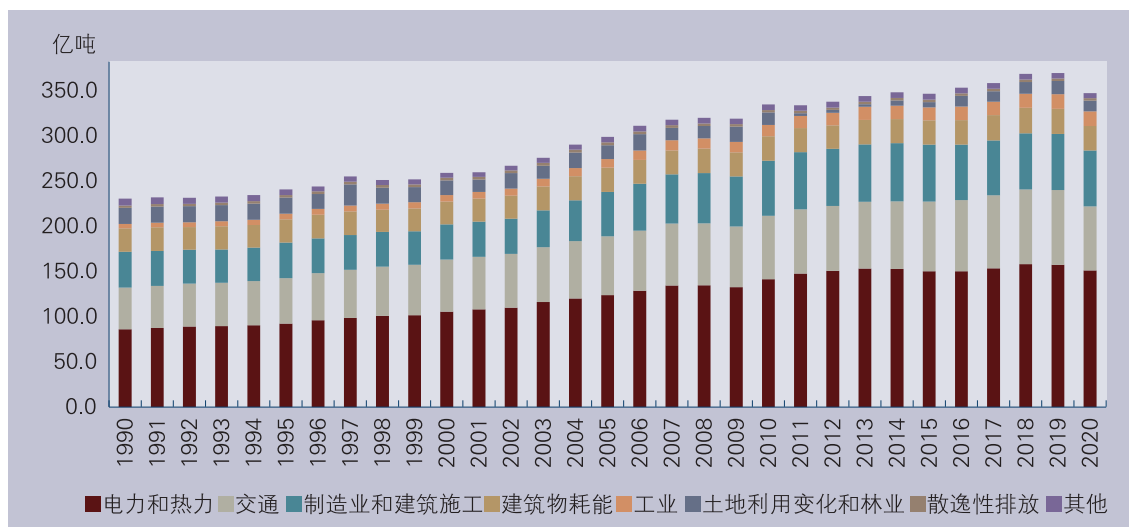


图 0-1 1990—2020 年全球二氧化碳排放结构

资料来源: Our World in Data, 中金研究院整理。

¹ <https://wmo.int/resources/publications/global-climate-2011-2020-decade-of-acceleration>.

源需转化为电力进行消费¹。由此，电力系统向零碳转型是全球应对气候变化的首要任务，零碳化电力生产和终端用能的电气化是能源转型的必由之路。

亚洲作为全球人口最多、能源消耗和碳排放最多的地区之一，减碳压力巨大。根据 Energy Institute 统计，2022 年亚洲地区碳排放量占全球的一半以上²。考虑亚洲作为全球经济最重要的增长引擎，且高度依赖传统化石能源，目前约 75% 以上的能源消耗来自碳氢化合物，到 2030 年亚洲的能源需求预计将增加 1 倍³，如不加速转型，届时全球很难达成既定减排目标。因此，亚洲已然成为全球应对气候变化任务最为紧迫的区域，碳减排进程亟需按下加速键。

亚洲作为全球重要的“世界工厂”，产业链供应链相对完备，且新兴经济体众多，蕴含着巨大的市场潜力；同时，亚洲可再生能源资源丰富，具备大力发展清洁能源、打造

零碳电力系统的潜力优势。在资源方面，根据全球能源互联网发展合作组织发布的《亚洲清洁能源开发与投资研究》报告，亚洲水能理论蕴藏量占全球的 47.2%，技术可开发风电、光伏分别占全球的 28.4%、22.9%，同时铝、镍、钴等主要工业原料资源丰富⁴。在技术方面，亚洲拥有世界清洁生产技术的 60% 的制造能力，可为全球降低碳排放所需要的绿色产品提供有力保障。以中国为例，其生产的光伏组件、风力发电机、齿轮箱等关键零部件约占全球市场的 70%，2022 年中国出口的风电、光伏产品合计减排约 28.3 亿吨，约占全球同期可再生能源（RE）折算碳减排量的 41%⁵。在资金方面，亚洲是全球清洁能源投资最为显著的地区，根据国际能源署（IEA）发布的《2023 年世界能源投资》，近五年全球清洁能源投资主要经济体中，亚洲国家排名靠前（见图 0-2），成为全球清洁能源投资的加速器。

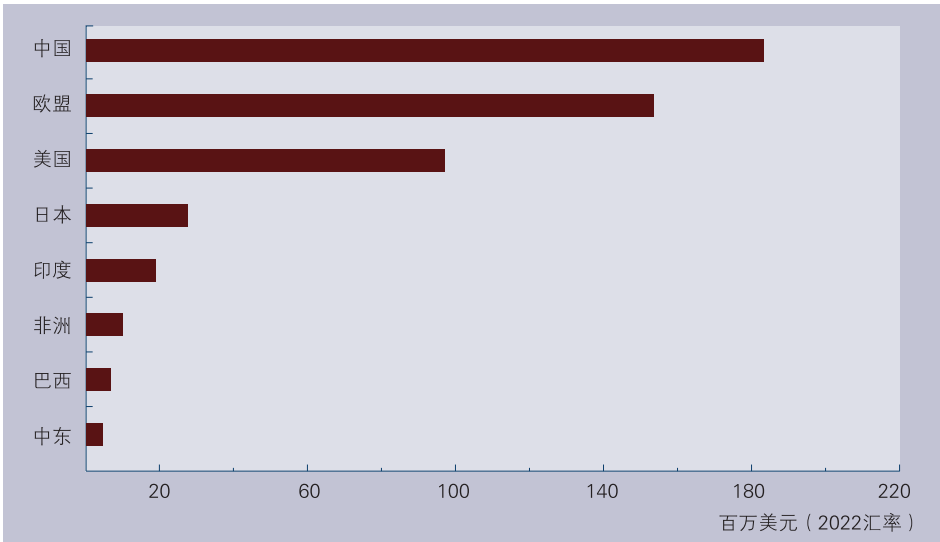


图 0-2 2019—2023 年部分国家和地区清洁能源投资年均增长情况

注：2023 年数据为预测数据。

资料来源：IEA《2023 年世界能源投资》，中金研究院整理。

1 https://www.gov.cn/jrzq/2011-10/23/content_1976533.htm.
2 https://www.energyinst.org/_data/assets/pdf_file/0007/1408075/5456af7ed79ea2b1943197dce2f0b019e78f3ee2.pdf.
3 <https://static.nfapp.southcn.com/content/202306/27/c7835484.html>.
4 <https://www.geidco.org.cn/publications/focus/2023/5662.shtml>.
5 https://www.nea.gov.cn/2023-02/13/c_1310697149.htm.

因此,亚洲需要加快迈向零碳电力时代。在此过程中,需要在保证电力供应、照顾社会公平和实现可持续转型之间找到最优解,逐步加大绿色环境溢价对电力供给方、需求方的激励作用,同时让由市场供需均衡决定的电力价格引导绿电投资,并在更大范围内促进电网互联互通,保障大电网安全高效运行。碳配额、自愿碳减排等价格以及碳税是最为重要的绿色环境价格,韩国、中国、日本、新加坡、哈萨克斯坦等亚洲国家已经建立官方机制,印度、印度尼西亚、泰国、马来西亚、越南等国已有准绿色价格安排或正在建立相关机制。

不过,电力市场化程度低是亚洲国家绿电发展普遍面临的问题之一,会影响绿电在亚洲各国的配置效率。通常一个国家或地区的市场化建设,会从传统生产价格定价机制(成本+平均利润率)转向供需均衡定价机制,然而随着可再生能源渗透率提高,尤其是风光等高随机性、波动性可再生能源(Variable Renewable Energy, VRE)比例的提高,传统的定价模式已不适用,因为一个

波动性较大的市场环境下很难精准地制定合理的成本或利润率。发展可再生能源的壁垒会从发电侧的“上量降本”逐步转移到系统性的消纳能力以及相应成本的疏导,其背后的原因是风、光等新能源需要电力系统提供更多的灵活性和调节能力,因此必然增加系统成本。根据相关研究,当一个系统的新能源渗透率¹超过 10%,系统成本²会大幅提高(见图 0-3)。目前,亚洲大部分国家目前的新能源渗透率还不高,但近两年发展很快,尤其像中国、越南、日本等国家(见图 0-4),消纳压力已经逐步显现,电力价格直接影响本国用能成本及系统运行安全。中国等亚洲国家正在大力推进全国电力市场的建设。

用好亚洲国家的绿电资源,最为关键的是发挥好政府和市场的引导与激励作用,稳步提升新能源在电力系统中的渗透率。从国际经验看,虽然新能源在各国发展阶段存在差异,但总体上都经历了发展初期的“从 0 到 1”,以及技术成熟后快速发展的“从 1 到 100”,而在不同阶段政府与市场所发挥的作用也存在较大差异。在发展初期,强有力的

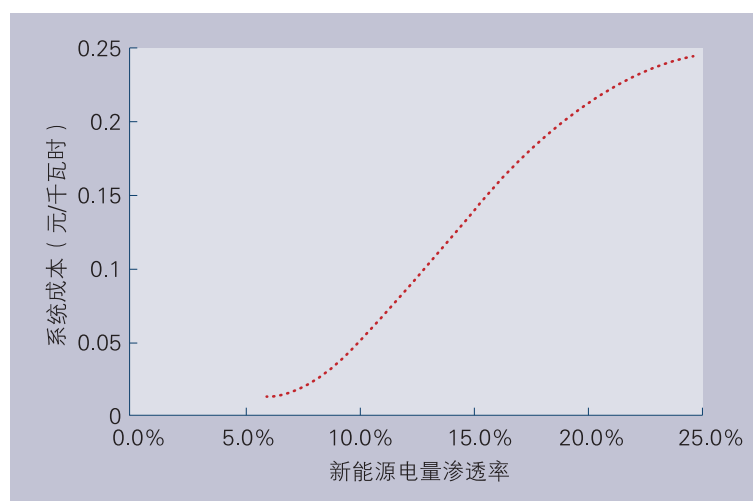


图 0-3 系统成本随新能源电量渗透率变化的拟合曲线

资料来源：国网能源研究院，中金研究院整理。

1 新能源渗透率主要指风力、太阳能等间歇性、波动性可再生能源的发电量占总电量的比重。

2 根据国网能源研究院发布的《2021 中国电源发展分析报告》，新能源系统成本包括灵活性电源投资/改造成本、系统调节运行成本、大电网扩展及补强投资、接网及配网投资四类。

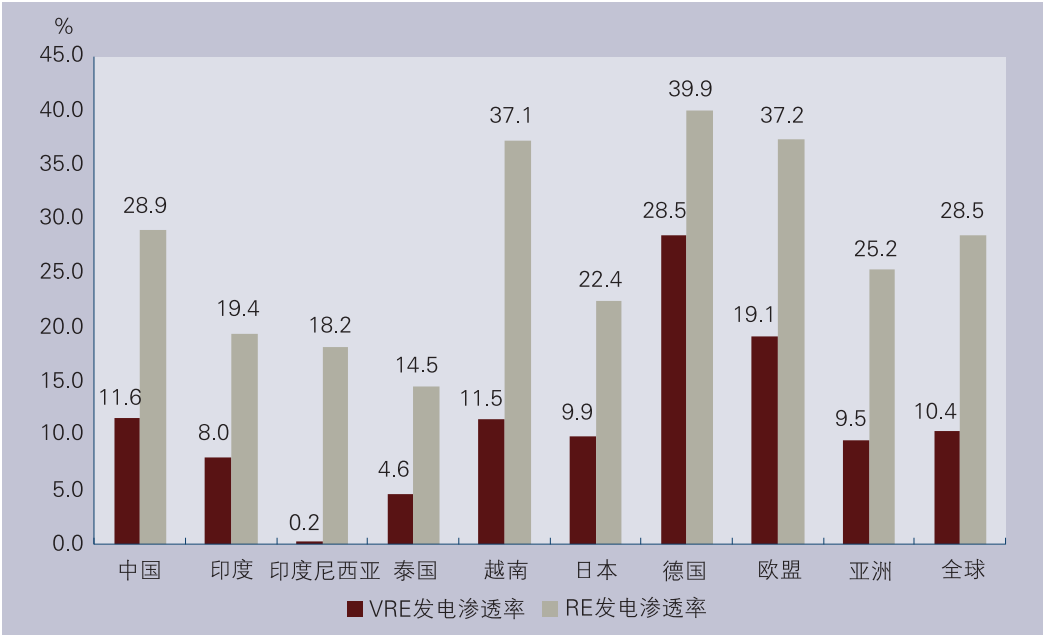


图 0-4 部分国家及地区可再生能源渗透率现状

资料来源：EMBER，中金研究院整理。

政策保证，如高强度的上网电价补贴、相对激进的可再生能源发展目标及配额制等行政手段，无疑为可再生能源发电的催化与壮大起到关键作用，如图 0-5 所示；而当发展到

一定规模，尤其是经济性上与本地常规电源基本实现平价上网后，如何发挥市场的资源优化配置作用就显得更为重要。

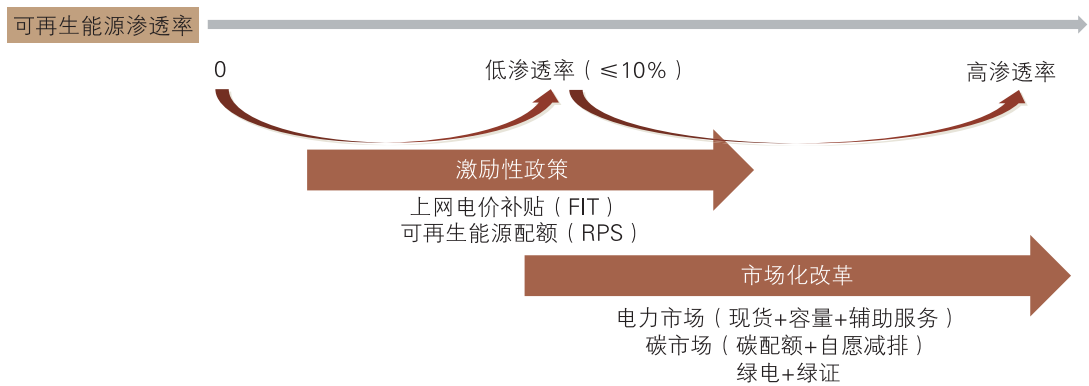


图 0-5 可再生能源渗透率的提高对市场化机制提出更高要求

资料来源：中金研究院。

中国作为全球可再生能源领域的领导者，不仅装机规模全球第一，且通过精准的政策调控和技术创新，大幅降低了可再生能源发电成本。截至 2023 年底，中国可再生能源发电装机突破 14.5 亿千瓦，风电光伏发

电装机突破 10 亿千瓦。亚洲多国正在复制中国的经验。东南亚国家纷纷开出资金补贴、廉价土地等优惠条件，积极承接了大量包括中国在内的可再生能源相关产业，并通过多种方式合作壮大本地光能、风能和储能在内

的零碳电力产业。

国际合作是亚洲迈向零碳电力时代的重要助推器。亚洲已经在电力基础设施、绿色产业、技术和投融资等方面进行了广泛和富有成效的务实合作。在电力基础设施合作上，亚洲打造跨国跨洲互联电网已经具备一定基础，东北亚、东南亚、南亚和中亚等几大区域电网互联工程均有相关规划或实际项目落地。东亚及西太平洋电力工业协会（简称亚

太电协）等亚洲行业合作平台就各国电力系统转型升级需要的技术、设备和标准深入开展合作。亚洲开发银行（ADB）、亚洲基础设施投资银行（AIIB）和新开发银行（NDB）等多边开发机构与亚洲各类金融机构合作，用好当地金融市场，为亚洲新一代电力系统建设提供了大规模的混合融资。此外，亚洲多国在建立碳市场和实现电力市场联通上积极进取，加强合作。

第1章

亚洲电力转型的现状与挑战

1.1 亚洲电力转型的现状

全球绿色低碳转型进入快速发展新阶段，各国将绿色清洁发展、实现碳中和作为提高经济竞争力、提升国际影响力、抢占科技制高点的重大机遇和关键抓手。全球超过 150 个国家提出了碳中和目标，覆盖全球 80% 以上的二氧化碳排放量、国内生产总值（GDP）和人口。COP28 大会首次提出以公正有序的方式推动能源系统逐步远离

化石能源。

在“碳中和”目标下，能源电力行业作为碳排放大户，是碳减排和向低碳、零碳发展的关键。根据 Our World in Data 数据，在 2020 年全球全口径温室气体排放中，电力和热力系统温室气体排放量为各行业之首，达到 151.8 亿吨，占全球排放量的 31%，如表 1-1 和图 1-1 所示。根据 IEA 的报告¹，2022 年全球能源发电相关碳排放创历史新高，达到 132 亿吨，比上年高 1.3%。基于

表 1-1 2020 年亚洲与世界各行业碳排放量与亚洲占比

单位：吨，%

	亚洲	世界	亚洲占比
农业	2,511,130,000	5,865,470,500	43
土地利用变化和林业	-5,070,000	1,392,230,000	-0.36
废物	763,990,000	1,652,870,000	46
建筑	1,268,290,020	2,980,520,000	43
工业	2,165,609,901	3,126,930,000	69
制造和建筑	4,528,850,020	6,223,020,000	73
交通	2,455,540,010	7,288,009,700	34
电力和热力	9,721,120,020	15,181,350,000	64

1 电力行业净零排放：解析美国脱碳路线图. <https://www.mckinsey.com.cn/>.

续表

	亚洲	世界	亚洲占比
散逸性排放物	1,553,440,000	3,223,690,000	48
其他燃料燃烧	341,519,999	579,050,000	59
船用燃料	432,099,996	938,140,000	46

资料来源：Our World in Data，博鳌亚洲论坛研究院整理。

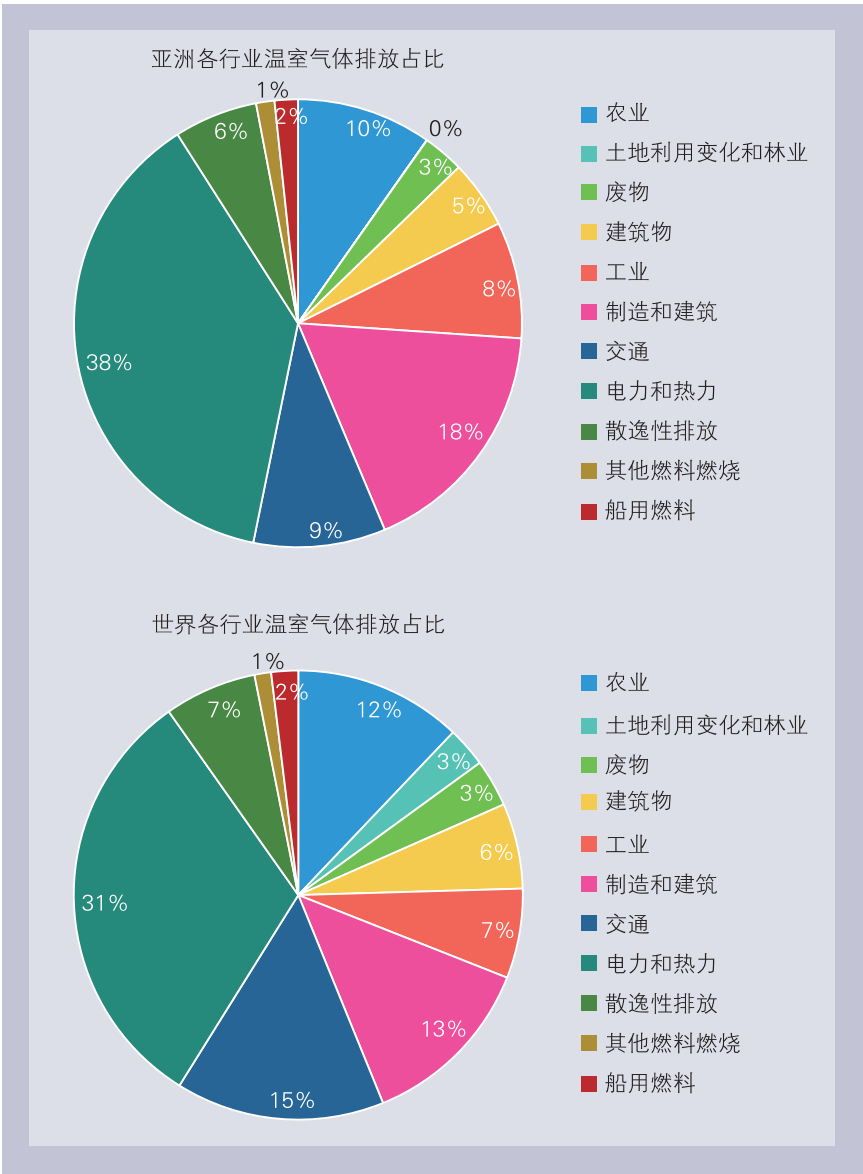


图 1-1 亚洲与世界各行业碳排放占比

资料来源：Our World in Data（<https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>），博鳌亚洲论坛研究院整理。

麦肯锡全球碳中和模型的测算¹，如要达到 1.5℃ 的控温目标，全球电力行业需要在 2050 年前减少 99% 以上的碳排放量。经济合作与发展组织（简称经合组织，OECD）认为，若要实现 2050 年全球净零排放，则需要电力系统在 2040 年前实现净零排放，发达经济体电力系统需要在 2035 年实现净零排放²。

亚洲的能源消耗在全球位居首位，能源需求也远高于其他地区，是世界上最大的碳排放地。截至 2022 年，亚洲能源消耗占世界一次能源消耗总量的 49%，而截至 2021 年，亚洲的碳排放量已经占据全球排放量的一半。亚洲是全球最大的化石燃料净进口地，亚洲也有印度尼西亚、马来西亚等能源出口国，但总体而言亚洲高度依赖进口能源，中国、印度、日本和韩国是能源进口大国。亚洲的能源转型之路紧迫且艰巨，亚洲各国受国家经济发展水平、能源结构和政策不同的影响，能源转型的目标、进程和发展前景存在明显差异。东南亚地区高碳能源占比较高，清洁能源开发进展缓慢，日本、韩国等国将率先实现碳中和目标，中国和印度尼西亚次之，泰国和印度较晚。制约亚洲地区能源转型的因素主要体现在电力行业清洁化程度、可再生能源行业资金支持及发电成本的长期竞争力等方面。整体来看，亚洲短期内不得不保持对化石燃料（尤其是煤炭）的高度依赖，天然气和可再生能源将在亚洲能源转型中发挥长期的重要作用。

亚洲大力推进电力行业零碳排放，对全球碳中和目标的实现具有重大现实意义。IEA 测算，2022 年亚洲电力与供暖系统温室气体排放量已达 97.2 亿吨，占本地区总排放量的 38%，占世界排放量的 64%。随着工业生产

活动的增加、电气化程度不断提高、电动汽车的广泛推广，亚洲发展中国家的用电量将持续增加。IEA 预测³（见图 1-2），到 2025 年，亚洲将消耗全球一半的电量，中国用电量将达到全球的 1/3；未来三年，全球电力需求量 70% 以上的增长将来自中国、印度和东南亚。麦肯锡也预测中国电力需求量将以年均 2% 左右的速度增长，到 2050 年电力总需求量将为 2020 年的 2 倍左右。IEA 还预测，未来世界各地电力行业碳强度会逐年下降，但印度、中国两大发展中经济体电力行业碳排放强度仍会高于全球平均水平。

1.1.1 电力消费

全球用电量持续增长，2013—2022 年，全球用电量年均增长率为 2.25%。2022 年全球用电量为 28,635.35 太瓦时，增长 2.28%，如图 1-3 和图 1-4 所示。亚洲地区呈现出强劲的增长态势，亚洲用电量从 2013 年的 9,708.84 太瓦时，增长到 2022 年的 14,447.64 太瓦时，年均增长 4.66%，比 OECD、欧盟以及北美洲 2013—2022 年年均增长率分别高出 4.33、5.08、4.09 个百分点。另一方面，亚洲地区的终端用电量占全球用电量的比例逐年增加，由 2013 年的 42.34% 增长到 2022 年的 50.45%，而 OECD、欧盟和北美洲的占比在持续下降，如图 1-5 所示，因此亚洲地区的终端用电量的增长带动了全球用电量的增长。

终端能源消费电气化率的提高，将有利于减少污染物排放，提高能源利用效率。2020 年，电能占终端能源消费比重最高的 3 个国家分别是日本（28.7%）、中国（25.5%）、法国（24.8%），中国电能占终端能源消费比重高于 OECD 国家平均水平（21.8%）3.7 个百分点。与 2019 年相比，中国、日本、法

1 <https://www.mckinsey.com.cn/%E4%B8%AD%E5%9B%BD%E5%8A%A0%E9%80%9F%E8%BF%88%E5%90%91%E7%A2%B3%E4%B8%AD%E5%92%8C%E7%94%B5%E5%8A%9B%E7%AF%87-%E7%94%B5%E5%8A%9B%E8%A1%8C%E4%B8%9A%E7%A2%B3%E5%87%8F/>.

2 https://read.oecd-ilibrary.org/energy/net-zero-by-2050_c8328405-en#page21.

3 IEA. Electricity Market Report 2023.

国电能占终端能源消费比重增长，同比增幅分别为 0.4 个、0.1 个和 0.05 个百分点；美国、英国、德国电能占终端能源消费比重下降，主要原因是受新冠疫情影响，这 3 个国家的用电量均出现了下降。

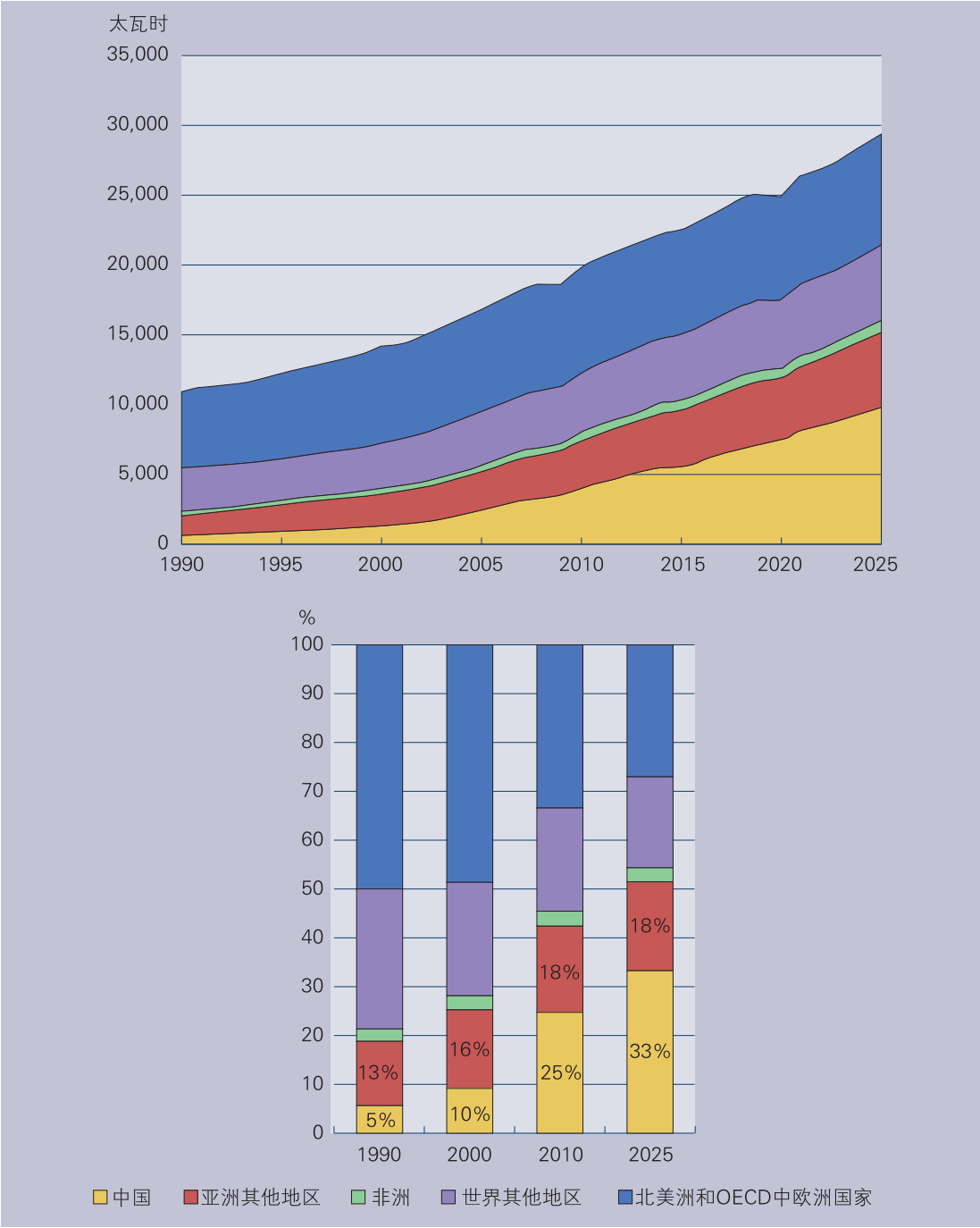


图 1-2 1990—2025 年全球用电需求量统计及预测

资料来源：IEA, <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-2023/executive-summary>。

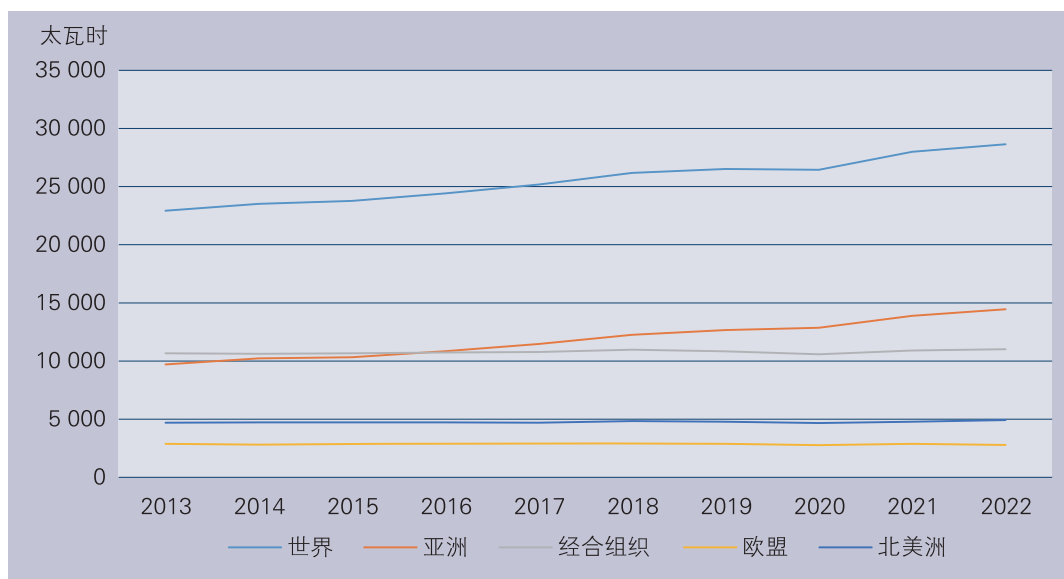


图 1-3 2013—2022 年世界及亚洲等地区用电量

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

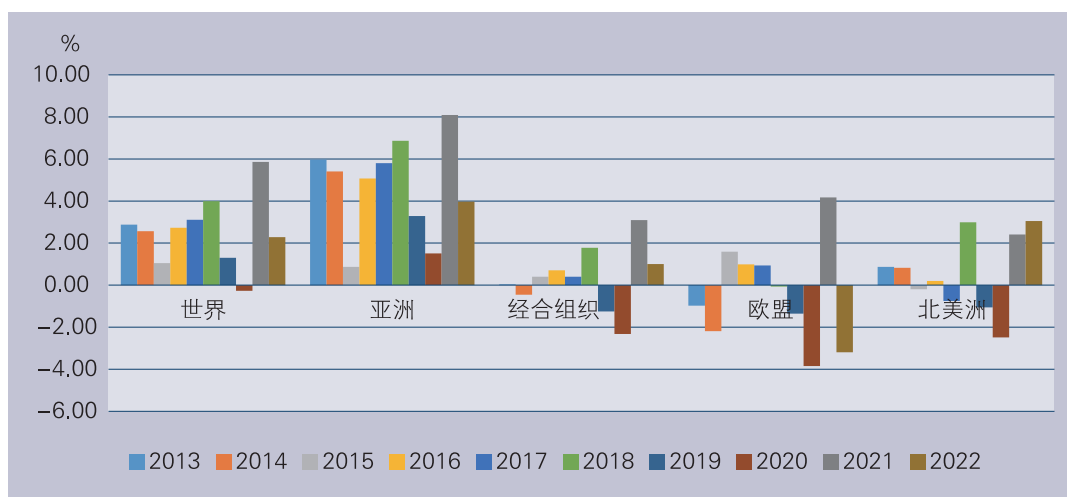


图 1-4 2013—2022 年世界及亚洲等地区用电量年增长率

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

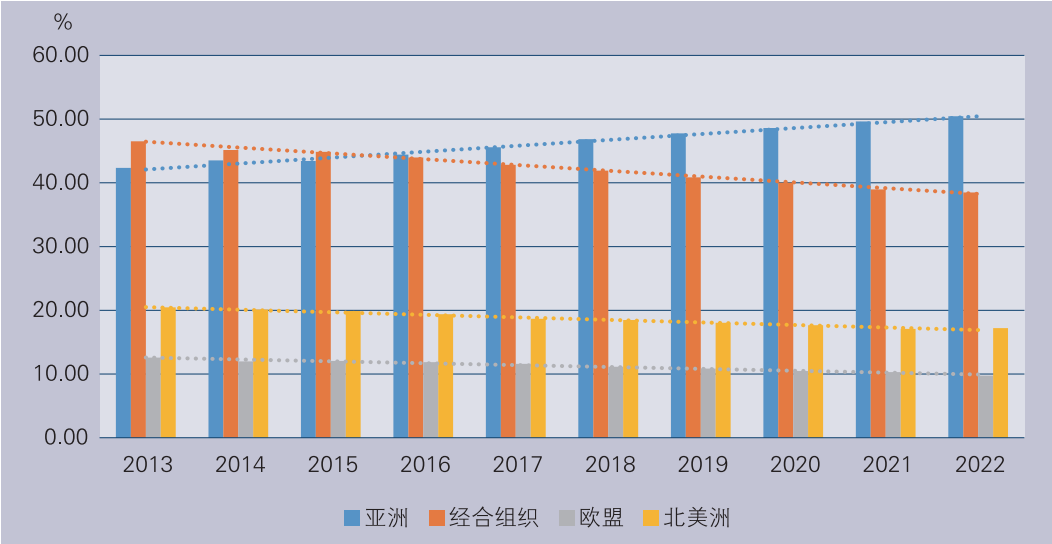


图 1-5 2013—2022 年亚洲等地区用电量占全球比例

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

亚洲地区用电量在 2012—2021 年总体上呈增长趋势（见图 1-6），但 2015 年和 2020 年的年增长率仅为 0.87% 和 1.51%，低于这 10 年的年均增长率（4.74%）。东北亚地区用电量占亚洲总用电量的比例最大，

2012 年和 2022 年达到 65% 以上（见图 1-7）；其次为南亚、西亚、东南亚和中亚地区；在 2012—2021 年年均增速方面（见图 1-8），南亚年均增速最快，达到 5.20%；中亚增长最慢，年均增速为 2.44%。

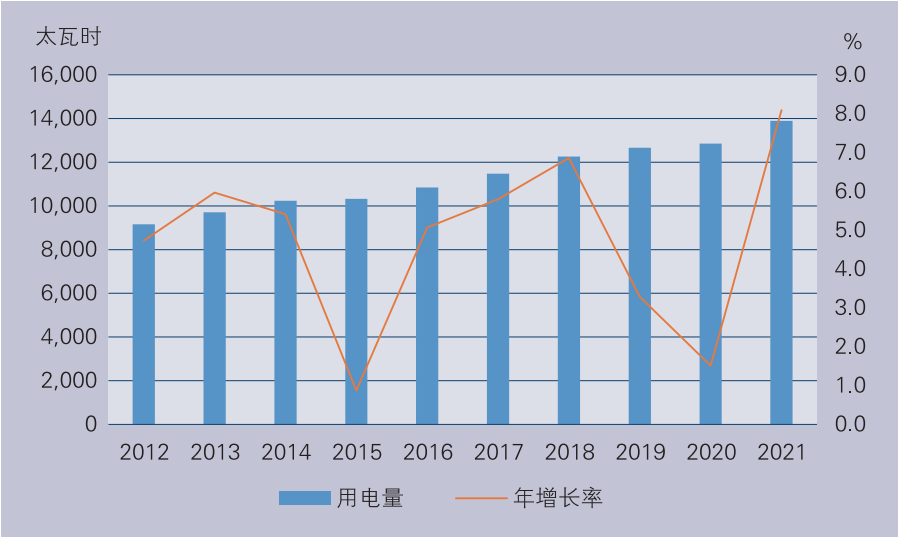


图 1-6 2012—2021 年亚洲用电量及年增长率

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

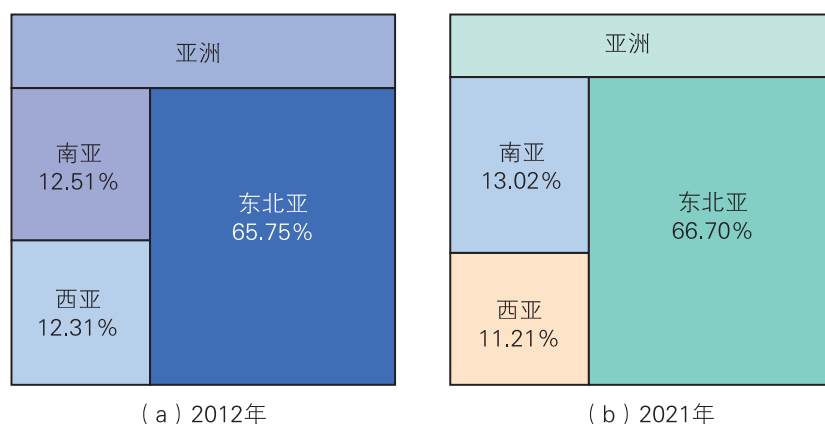


图 1-7 2012 年和 2021 年南亚、西亚和东北亚用电量占亚洲比例

资料来源: <https://ember-climate.org/data/>, 中国电力企业联合会整理。

图 1-8 2012—2021 年亚洲及各大区用电量年均增长率

资料来源: <https://ember-climate.org/data/>, 中国电力企业联合会整理。

在东北亚国家中,中国用电量占比超过全东亚总用电量的 75% 以上,且呈逐年增长的趋势,2021 年达到了 83.92%,日本和韩国的占比逐年下降,如图 1-9 所示。中国和日本的工业用电量占本国用电量的比重均为最大,日本的商业及公共服务的用电量接近于工业用电量,且居民用电量也远远高于中国,如图 1-10 所示。中国工业用电量近十年来呈现出缓慢下降趋势(见图 1-11)。近年来,钢铁、化工、建材等电气化水平偏低的传统高载能行业工业增加值保持较快增

长,带动产业化石能源需求明显提升,一定程度上抑制了工业部门电气化率的提高;同时,专用设备制造、汽车制造、电气机械和器材制造、计算机/通信和其他电子设备制造等电气化水平较高的高技术装备制造业用电量高速增长,促进工业部门电气化发展态势向好。居民和商业及公共服务的用电量占比逐年上升,中国用电结构正在发生改变。近年来中国的电气化政策持续发挥作用,带动电气化发展态势持续向好,电力消费在能源消费结构中的地位进一步提升,2021 年中国

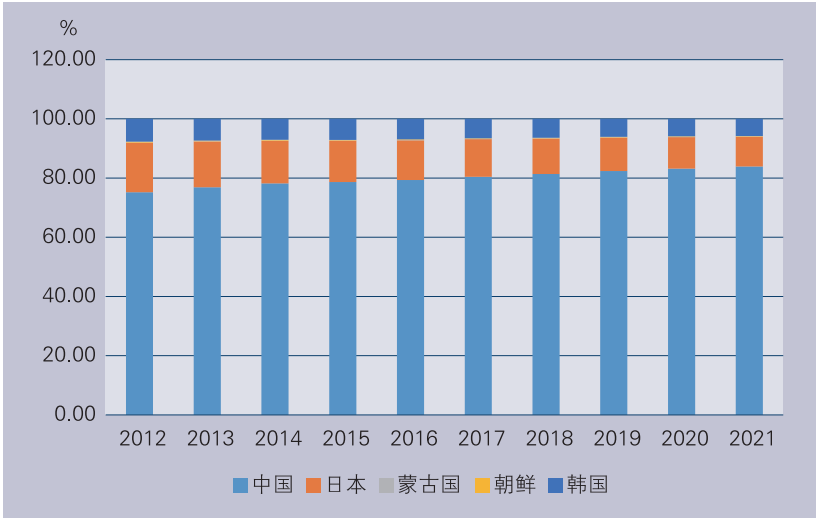


图 1-9 2012—2021 年东北亚国家用电量占比

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

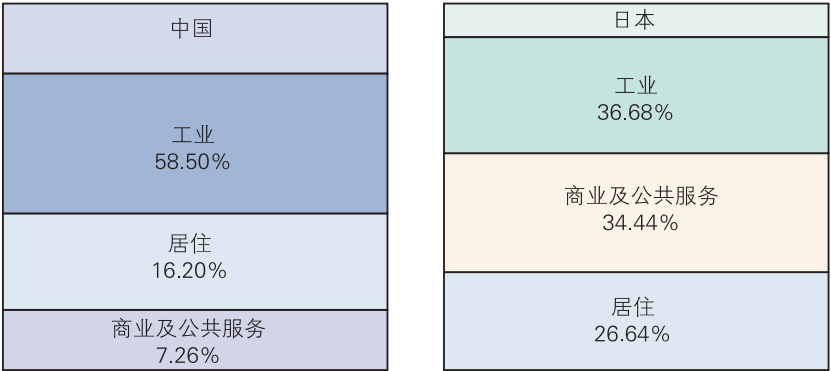


图 1-10 2021 年中国与日本主要行业用电量占比对比

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

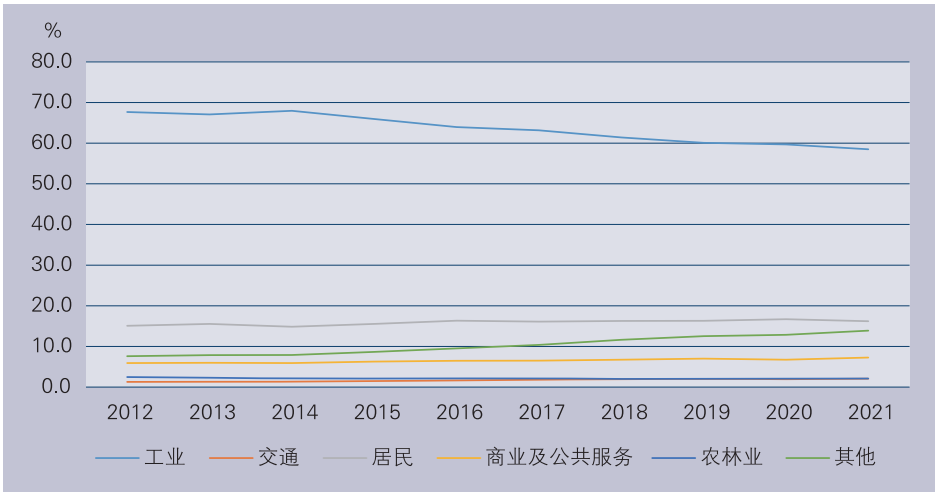


图 1-11 2012—2021 年中国分行业用电量占比

资料来源：IEA World Energy Balances，中国电力企业联合会整理。

电力消费占终端能源消费比重约为 26.9%，电气化在促进工业、建筑、交通部门用能清洁低碳转型、提高能源利用效率、保持合理用能成本方面持续发挥积极作用。

东南亚地区用电量近 10 年来持续增长，年均增长率达到 4.92%，其中，印度尼西亚、马来西亚、泰国、越南和菲律宾五国的用电量总和占整个东南亚地区用电的 90% 以上，

印度尼西亚和泰国年均占比均达到 20% 以上，如图 1-12 所示。2012—2021 年，越南用电量占比持续增加，菲律宾基本保持平稳，而印度尼西亚、马来西亚及泰国有小幅下降。东南亚地区的发展中国家工业用电量仍然是各国用电量占比中最大的，2022 年越南工业用电量占比达 54.4%，居民用电量占 32.5%，商业仅占 9.5%，如图 1-13 所示。

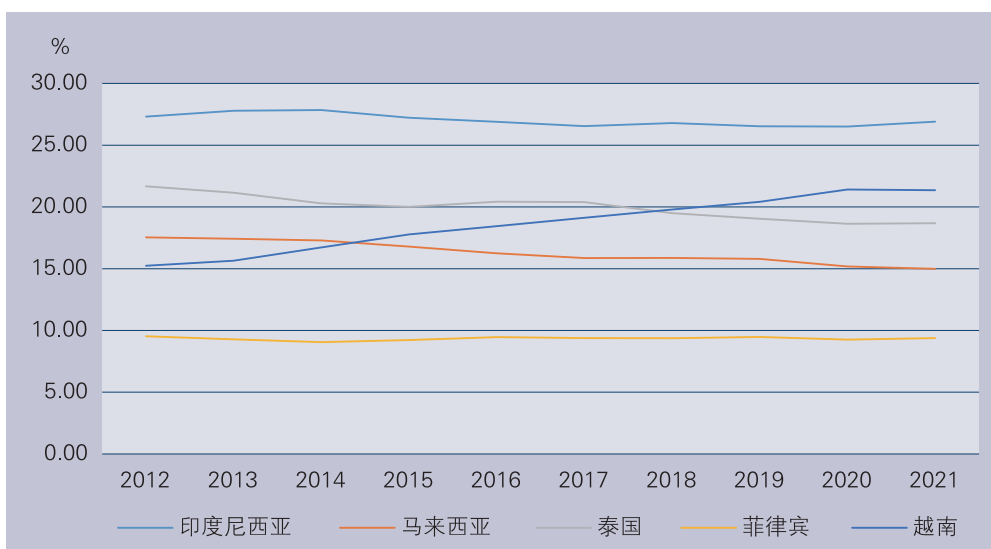


图 1-12 2012—2021 年东南亚主要国家用电量占比

资料来源：<https://ember-climate.org/data/>，中国电力企业联合会整理。

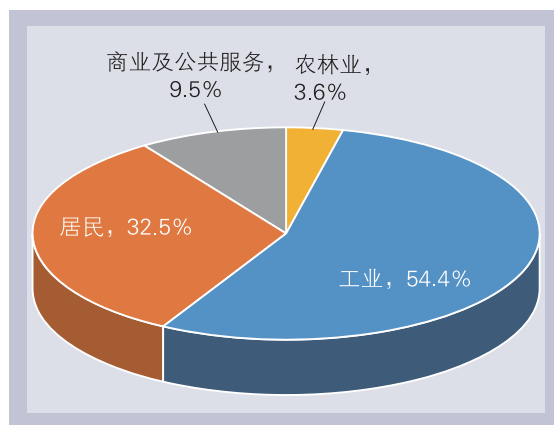


图 1-13 2022 年越南分行业用电量占比

资料来源：IEA World Energy Balances，中国电力企业联合会整理。

在南亚地区，印度的用电量占整个南亚地区的 86% 以上，2012—2022 年年均增长率为 5.12%，印度的用电量增长带动了南亚地区的用电量增长（南亚地区年均增长率为 5.20%）。印度主要用电部门为工业、商业及公共服务和农业，2021 年印度的工业用电量占全社会用电量的 43.85%，商业及公共服务用电量占比为 25.32%，农业用电量占比为 18.98%。

在西亚地区，2012—2022 年，用电量年均增长率为 3.78%。主要的电能消费国有伊朗、沙特阿拉伯和土耳其，2021 年的用电消费量总和占西亚地区用电量的 70% 以上。伊朗的工业用电量与居民用电量相当，甚至在 2019—2021 年略低于居民用电量，商业及公共服务用电量与农业用电量占比基本持平，在 15% 左右。

在中亚地区，主要电能消费国是哈萨克斯坦和乌兹别克斯坦，两国的总用电量占中亚地区的 75% 以上。其中，2021 年，哈萨克斯坦的用电量占中亚地区的 50.39%。吉尔吉斯斯坦最大的用电部门是居民用电，在

2019—2021 年均超过全国用电量的 70%。

1.1.2 电力供应

1.1.2.1 电源发展

亚洲电源装机持续增长，绿色低碳发展趋势明显，如图 1-14 所示。截至 2022 年底，亚洲电源装机容量达到 45.0 亿千瓦，较 2013 年增长了 19.4 亿千瓦，年均增速 5.8%。亚洲各国政府逐步加大对可再生能源的投资力度，以实现能源安全和减缓气候变化的目标，其中，太阳能和风能为亚洲可再生能源发展的重点领域。2013—2022 年，亚洲风电、太阳能发电装机容量占总装机比重快速提升，2022 年亚洲风电、太阳能发电装机容量为 10.5 亿千瓦，占总装机比重达到 23.4%，较 2013 年增长了 18 个百分点；火电发电装机容量占总装机比重逐年下降，2022 年降至 58.3%，较 2013 年下降了 13.5 个百分点；水电和核电装机容量呈现增长态势，2022 年水电和核电装机容量分别为 6.7 亿千瓦、1.3 亿千瓦，较 2013 年分别增加 1.8 亿千瓦、0.4 亿千瓦。

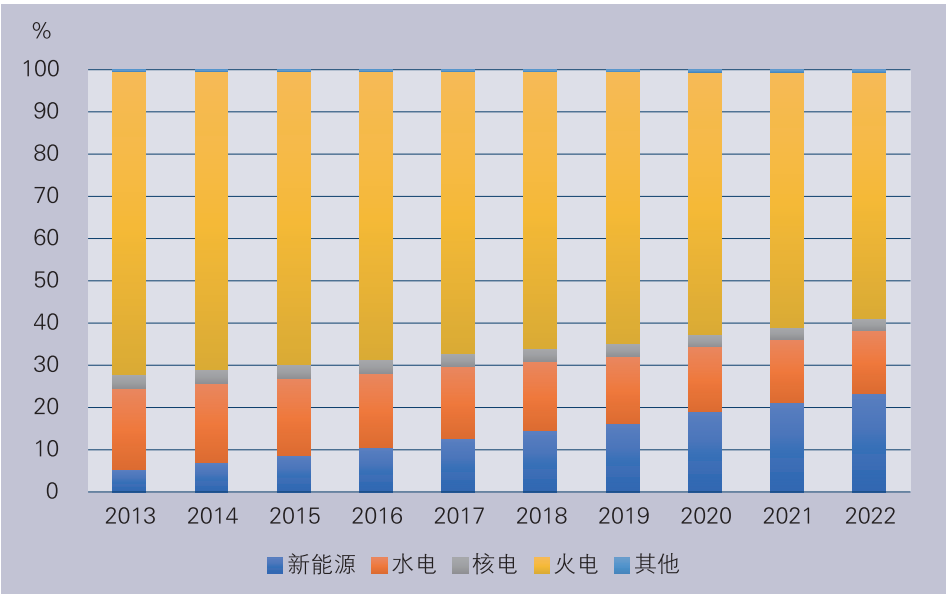


图 1-14 2013—2022 年亚洲电源装机结构变化趋势

资料来源：国际可再生能源署，中国电力企业联合会整理。

东北亚地区电源装机容量占亚洲电源装机容量的比重近 70%，为亚洲电力绿色发展先行区域。东北亚地区电源装机容量在亚洲占据主体地位，2022 年东北亚地区电源总装机容量为 30.9 亿千瓦，占亚洲发电总装机容量的比重为 68.6%，如图 1-15 所示。

其中，风电、太阳能发电装机容量为 8.7 亿千瓦，占亚洲风电、太阳能发电装机容量的 82.8%；水电装机容量为 6.7 亿千瓦，占亚洲水电装机容量的 71.1%；核电装机容量为 1.3 亿千瓦，占亚洲核电装机容量的 88.7%。

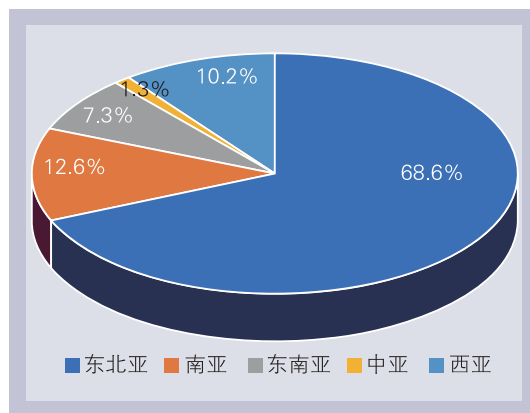


图 1-15 2022 年亚洲各区域电源装机比重

资料来源：国际可再生能源署，中国电力企业联合会整理。

亚洲各区域电源装机结构持续优化（见图 1-16）。2022 年，东北亚地区风电、太阳能发电装机的比重为 28.3%，较 2013 年增长 21.5 个百分点；火电装机的比重为 52.0%，

较 2013 年下降 15.7 个百分点；水电、核电装机规模持续扩大，分别由 2013 年的 3.4 亿千瓦、0.8 亿千瓦增长到 2022 年的 4.7 亿千瓦、1.1 亿千瓦。2022 年，南亚地区风电、

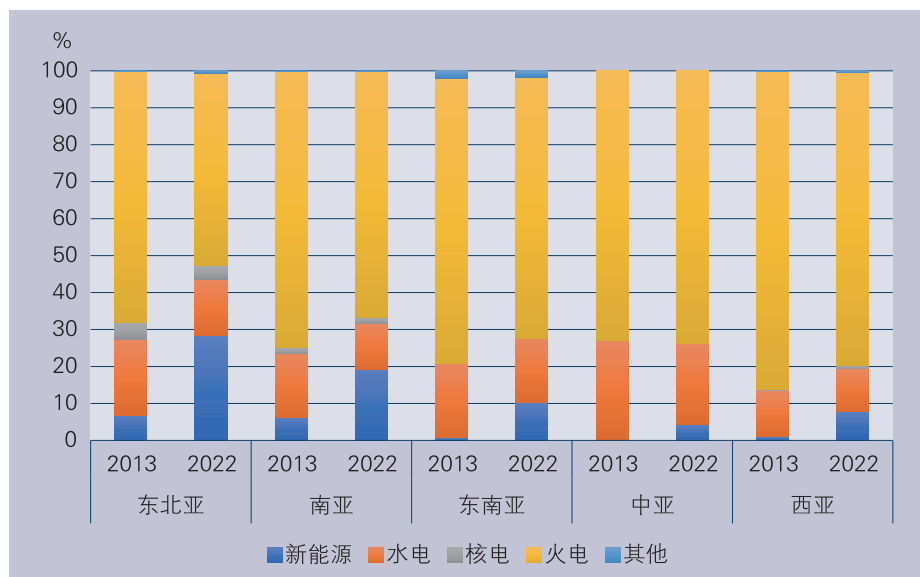


图 1-16 2013—2022 年亚洲各区域电源装机结构变化趋势

资料来源：国际可再生能源署，中国电力企业联合会整理。

太阳能发电装机的比重为 19.2%，较 2013 年增长 12.9 个百分点；火电装机的比重为 66.4%，较 2013 年下降 8.2 个百分点；水电、核电装机规模分别由 2013 年的 5,562 万千瓦、557 万千瓦增长到 2022 年的 6,993 万千瓦、1,021 万千瓦。2022 年，东南亚地区风电、太阳能发电装机的比重为 10.2%，较 2013 年增长 9.5 个百分点；火电装机比重 70.8%，较 2013 年下降 6.4 个百分点；水电

装机规模分别由 2013 年的 3,801 万千瓦增长到 2022 年的 5,632 万千瓦。中亚地区风电、太阳能发电装机的比重增长到 2022 年的 4.3%。2022 年，西亚地区风电、太阳能发电装机的比重为 7.8%，较 2013 年增长 6.7 个百分点；火电装机的比重为 79.1%，较 2013 年下降 6.9 个百分点；水电、核电装机规模分别由 2013 年的 4,130 万千瓦、143 万千瓦增长到 2022 年的 5,361 万千瓦、425 万千瓦。

专栏 1-1

印度电力绿色转型实践

印度在可再生能源方面具有巨大的潜力。基于人口数量的不断增长和工业生产发展的需要，为增加能源供给、缓解电力短缺，印度政府在发展传统化石能源发电的同时，积极推动风能、太阳能等可再生能源开发利用。2022 年，印度风电、太阳能发电装机容量超过 1 亿千瓦，约为 2013 年的 5 倍，风电、太阳能发电装机容量占电源总装机容量比重由 2013 年的 7.1% 增长到 2022 年的 21.5%；火电装机容量为 3.2 亿千瓦，约为 2013 年的 1.5 倍，占电源总装机容量的比重由 2013 年的 75.4% 降至 2022 年的 66.1%，如图 1-17 所示。

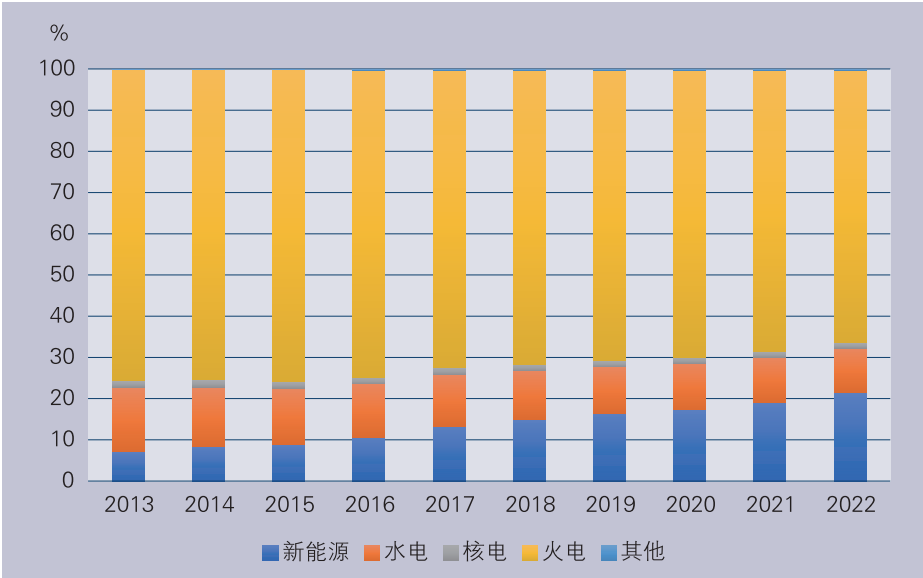


图 1-17 2013—2022 年印度电源装机结构变化趋势

资料来源：国际可再生能源署，中国电力企业联合会整理。

在 COP26 会议上，印度提出到 2030 年，可再生能源发电装机规模达到 5 亿千瓦，可再生能源电力比重由 2020 年的 38% 提高到 2030 年的 50%，到 2070 年实现净零碳排放的目标。

中国对亚洲电源装机发展的贡献率超五成，对亚洲绿色电源装机发展的贡献率约为七成。2013—2022 年，中国电源装机规模快速增长，2022 年，中国电源装机容量为 25.7 亿千瓦，约为 2013 年的 2 倍，占亚洲电源总装机容量的比重为 57.1%。近年来，能源电力清洁低碳转型加快，以风电、光伏发电为代表的新能源发展成效显著(见图 1-18)，装机规模稳居全球首位。2022 年，中国风电、光伏发电装机容量为 7.6 亿千瓦，占亚

洲风电、光伏发电装机容量的比重为 72.0%；水电装机容量稳步增长，乌东德、白鹤滩等多座大型水电站陆续建成，2022 年中国水电装机容量为 4.1 亿千瓦，占亚洲水电装机容量的比重为 61.9%；2022 年，中国核电装机容量为 5,553 万千瓦，为 2013 年的近 4 倍，占亚洲核电装机容量的比重为 43.5%；中国火电装机容量占亚洲火电装机容量的比重快速下降，由 2013 年的 68.9% 降至 2022 年的 51.5%。

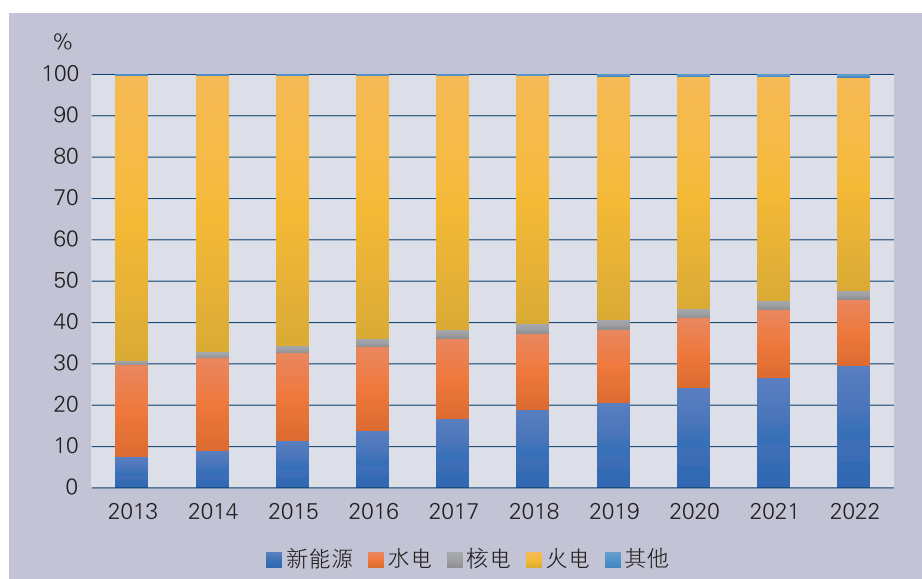


图 1-18 2013—2022 年中国电源装机结构变化趋势

资料来源：国际可再生能源署，中国电力企业联合会整理。

1.1.2.2 电网发展

亚洲各国经济发展水平差异大，电网形态和发展道路各不相同，政治体制和法规政策也有较大差别，因此亚洲各国电网发展水平差异较大。

东北亚地区的中国、日本和韩国已经实现电力全覆盖，电能终端能源消费中的占比均超过 25%，日本高达 28%。东北亚国家间经济发展、能源禀赋差异较大，中国、日本、韩国排名靠前，朝鲜和蒙古国靠后。中国已建成世界上规模最大、配置能力最强的特高压交直流混合电网。依据中国的能源及负荷分布情况，考虑到支撑高比例新能源

接入系统和外送消纳，近年来主要围绕煤电基地、水电基地和风光基地的电力外送以及部分跨国输电的需要，形成“西电东送”“北电南送”的基本电力流向，未来电力系统仍以交直流区域互联大电网为基本形态，将存在大规模的跨区域电力流；以分布式智能电网为发展方向的新型配电系统形态逐步成熟，就地就近消纳新能源，形成“分布式”与“大电网”兼容并存的电网格局。日本作为一个岛国的性质所固有的地理限制，一直保持着一个分散的电网系统，分为两个广域同步电网（50Hz 和 60Hz）。为加强地区之间的互联线路，于 2015 年成立了跨区域输电

运营商协调组织，同时结合输配电部门与发电部门的合法分离等监管改革和目前相对开放的电力市场，将使日本有可能考虑与其他国家进行互联。韩国作为严重依赖进口化石燃料的国家，其独特的地理位置造就了其具有技术成熟、装机规模占主要发电装机的核电产业，电网总体上形成了东电西送的格局，其中北部电网通过 765 千伏输电线路将电力输送至首尔周边区域，南部电网通过 345 千伏电网将西部核电送至东部负荷区域。蒙古国具有辽阔的国土和负荷中心距离遥远的特点，其四个独立的电力系统覆盖了全国大部分地区，但 90% 以上的发电能力集中在中央电力系统，如何充分利用资源丰富的可再生资源，对蒙古国来说是一项挑战。对满足国内需求来讲，离网和微型电网解决方案是蒙古国可行的选择，为增加国家间的清洁电力边贸，从地理位置上蒙古国有能力连接俄罗斯和中国。

东南亚地区各国电网建设水平参差不齐，普遍面临可靠性不足、新增电源接入困难等问题。东南亚地区大多数国家通电率超过 90%；少数国家通电率较低，部分地区仍存在无电人口，目前尚未形成统一的区域电网，各国骨干网架也亟待增强。越南、马来西亚、菲律宾和泰国等发展中国家的电网覆盖率较高，国内电网建设较为完备，主要面临可靠性不足、新增电源接入困难等问题。印度尼西亚岛屿众多，由于特殊地理环境限制及电网建设能力不足等原因，全国尚未建成统一的电网系统。缅甸、柬埔寨等国家经济基础较薄弱，其国内电网建设输配电范围小、可靠性差，仍有较多地区存在电力输送困难的问题，电网建设尚处于起步阶段。在柬埔寨、新加坡、泰国等电力进口大国与老挝等电力出口国，电网建设的另一主要方向是区域内电网的互联互通建设。目前已经建成了东南亚两国之间、多国之间的电力联络线，如老挝电网与泰国和越南北部地区相连；柬埔寨电网与老挝、泰国和越南相连；印度尼西亚电

网连接到马来西亚沙捞越，马来西亚半岛与新加坡和泰国相连，沙捞越和沙巴也出现了类似的整合，并作为东盟电网（ASEAN Power Grid, APG）的一部分与文莱和印度尼西亚加里曼丹省相连。新加坡计划扩大东盟内部以及与澳大利亚的互联互通，以实现 4 吉瓦的低碳电力进口；泰国与邻国柬埔寨、老挝和马来西亚半岛互联互通。根据《2016—2025 年东盟能源合作行动计划》第二阶段，2021—2025 年发布的第一阶段取得的成就，截至 2020 年 4 月已有 18 个互联子项目投入商业运营。

南亚地区电网智能化普及率较低，能源利用成本较高，能源保障水平较低。南亚地区输配电网线路设备老旧落后，平均线损率高，与中国的线损率水平相比差距较大。同时，南亚各国不少农村及偏远地区尚未实现电力覆盖，加大电网覆盖区域的需求较为迫切。能源效率提升与基础设施改善是转型的首要任务。

西亚地区已形成阿拉伯半岛与伊朗同步电网及海湾国家同步电网，并计划将来加强与北非电网的联通。

中亚地区目前的电力系统由中亚统一电力系统演变而来。中亚统一电力系统是将中亚五国的电网相互连接，由位于乌兹别克斯坦首都塔什干的统一调度中心对各国电力统一调配。系统最高运行电压等级为 500 千伏，500 千伏和 220 千伏电网为中亚联合电网的主网架，中亚电网从北到南沿负荷中心呈长链式结构，在中部形成覆盖哈萨克斯坦、乌兹别克斯坦、吉尔吉斯斯坦和塔吉克斯坦的 500 千伏单回大环网，吉尔吉斯斯坦与塔吉克斯坦两国修建了 CASA-1000 跨国输电通道，将富余电力直送巴基斯坦。中亚各国近年来经济发展迅速，电力总需求量增长势头明显，哈萨克斯坦建立了贯穿其南北的 500 千伏输电线路，南北打通后北部多余电力可以输送至南部，使南部地区缺电问题得到了根本性解决。不过，中亚各国电力产业发展

相对缓慢，存在多条线路老化、电力设备使用寿命，急需改造和更新。耗率高等问题，部分低压电网已超过既定使

专栏 1-2

中国特高压

中国能源资源与负荷中心呈逆向分布：80%以上的能源资源分布在西部、北部地区，70%以上的电力消费集中在东部和中部地区，能源富集地区距离东、中部电力需求中心1,000~4,000千米，已有的500/750千伏输电技术面临输电能力不足、损耗高、走廊资源紧张等一系列问题，无法满足远距离高效率送出电能的要求。在这一背景下，远距离、大容量的特高压输电技术成为破解难题的必由之路。根据中国国家能源局发布的数据，2018—2020年，已投运特高压工程累积输送新能源电量分别为2,084亿千瓦时、2,352亿千瓦时和2,441亿千瓦时，占输送通道总电量的比重分别为52.30%、52.40%和45.90%。截至2023年底，已建成投运“20直19交”39项特高压工程，西电东送规模超过3亿千瓦。已建的特高压输电线路中，中国国家电网在东部地区重点建设交流特高压工程，包括华北、华中和华东三个区域的特高压交流主网架，同时建设西电东送特高压直流输电通道；南方电网则重点构建可再生能源跨省输送的特高压直流输电通道。

中国的特高压工程经历了三个阶段的发展历程：第一阶段：从无到有。自2005年中国众多科研机构、电网公司、高等院校、设备制造企业等联合开展特高压可行性研究以来，攻克了一系列世界难题，建成晋东南—南阳—荆门首个1,000千伏特高压交流工程和云南—广东、向家坝—上海±800千伏首批特高压直流工程。第二阶段：提速阶段。中国在“十二五”期间在特高压技术研究、工程实践以及设备制造方面都取得了显著成效，2014年5月，国家能源局印发《关于加快推进大气污染防治行动计划12条重点输电通道建设的通知》，中国特高压建设进程加速。第三阶段：高速发展阶段。中国特高压技术更加先进，建设模式更加成熟、工程经验更加丰富。2019年投产的昌吉—古泉±1,100千伏特高压直流输电工程是目前世界上电压等级最高、输送容量最大、输电距离最远、技术水平最先进的特高压直流输电工程；2020年投产的昆柳龙±800千伏特高压多端直流输电工程是全球首个特高压柔性直流工程。

中国在“十四五”规划和2035年远景纲要中提出，未来中国将持续开发包括水电、风电、光伏等电源在内的多个清洁能源基地，形成九大集风光（水火）储于一体的大型清洁能源基地以及五大海上风电基地。大型清洁能源基地建设提高了跨区域、跨省大规模输送新能源电力需求，对电网输送和安全可靠运行能力提出新的要求，特高压交直流输电工程建设需求随之增加。中国国家电网公司“十四五”期间规划建设特高压工程“24交14直”，涉及线路3万余千米，变电换流容量3.4亿千伏安，总投资3,800亿元；中国南方电网公司也将加大投资力度，推进多项特高压直流输电工程建设和柔性化改造。

当前，中国是世界上唯一全面掌握特高压核心技术和全套装备制造能力的国家，特高压不仅在中国境内蓬勃发展，还将特高压先进技术和经验带给世界其他国家。中国和巴西合作先后建成投运巴西美丽山水电特高压直流送出一期和二期工程，积极开展与“一带一路”沿线国家的国际能源合作，将特高压输电技术、标准、装备、工程总承包、运行管理全产业链、全价值链成功输出到国际。

1.1.3 电力绿色转型政策环境

面对日趋严峻的气候变化形势，减少温室气体排放以提升应对气候变化的能力逐渐成为全球共识。为应对气候挑战，多数亚洲国家做出气候承诺，并设定相应目标。根据 NetZero Tracker 的数据，亚洲已有 25 个国家提出碳中和承诺，碳中和时间集中在 2050—2070 年。在各国气候目标指引下，相应的绿色发展政策相继出台，特别是在电力绿色转型发展领域，亚洲主要国家发布大量政策并采取多种举措，助力实现亚洲电力绿色转型。

在可再生能源供应方面，主要国家明确提出可再生能源阶段发展目标，持续扩大风电、太阳能发电等可再生能源装机规模，不断提升可再生能源发电比例。中国加大新型能源体系与新型电力系统构建力度，着力发展可再生能源发电，2023 年，中国国家能源局发布了《2023 年能源工作指导意见》，提出深入推进能源绿色低碳转型，大力发展风电太阳能发电，积极推进光热发电规模化发展，稳妥建设海上风电基地，谋划启动建设海上光伏，大力推进分散式陆上风电和分布式光伏发电项目建设。日本于 2021 年 10 月发布了《能源基本计划》（第六版），该计划首次提出“最优先”发展可再生能源的能源方针，并将 2030 年可再生能源发电占比提高到 36%~38%。印度提出到 2030 年底，非化石发电装机规模将提高至 5 亿千瓦，届时印度 50% 的电力将来自可再生能源。印度尼西亚于 2023 年 11 月正式发布《综合投资与政策计划》，提出到 2030 年将可再生能源发电占比提高到 44%。伊朗能源部宣布自 2022 年 3 月 21 日开始，计划在 4 年内增加 1,000 万千瓦的可再生能源装机规模，并在年度政府预算中，为可再生能源开发分配了超过 30 万亿里亚尔的预算，以支持可再生能源发展。土耳其于 2023 年 1 月发布了《国家能源计划》，计划到 2035 年，太阳能装机容量达到 5,290 万千瓦，风电达到 2,960 万

千瓦，水电达到 3,510 万千瓦，其可再生能源增长对总装机规模增量的贡献率将达到 74.3%。沙特阿拉伯于 2021 年 3 月发出“绿色沙特”倡议，计划到 2030 年国内可再生能源装机占比提升至 50%。以色列于 2022 年 5 月公布了《可再生能源发展计划》，提出到 2025 年将其太阳能装机规模提高 1 倍以上。孟加拉国于 2021 年在 COP26 峰会上表示，到 2041 年可再生能源装机占比达到 40%。菲律宾能源部发布其 2020 年至 2040 年期间的国家可再生能源计划（NREP），提出可再生能源发电量占比到 2030 年达到 35%，到 2040 年达到 50% 的目标。巴基斯坦于 2020 年 8 月正式公布《可再生能源和替代能源政策（2020）》，将为投资者提供税收优惠，并承诺在可再生能源电站开发过程中引入公开竞价模式确定电价，希望通过招标将风能和太阳能电价降低到 3.5 美分以下，以实现最低电价和技术转让，该政策还计划在 2025 年将可再生能源市场占比提高到 20%，并在 2030 年提高到 30%。哈萨克斯坦在《绿色经济转型构想》和《哈萨克斯坦—2050》中明确要求，到 2050 年，将可再生能源发电量在国家总发电量中的占比提升至 50%。伊拉克政府宣布，到 2030 年，光伏电站装机容量达到 1,200 万千瓦，可再生能源发电量占总发电量的比重达到 33%。

在核电等清洁能源供应方面，部分国家也做出明确规划，将根据自身国情适时扩大核电装机规模。中国于 2022 年 1 月发布了《“十四五”现代能源体系规划》，提出在确保安全的前提下，积极有序地推动沿海核电项目建设，合理布局新增沿海核电项目，到 2025 年，核电运行装机容量达到 7,000 万千瓦左右；2022 年 10 月，将积极安全有序发展核电写入中国共产党第二十次全国代表大会报告，充分凸显了中国对核电发展的高度重视。日本于 2023 年 2 月发布了《绿色转型实现基本方针》，提出核电站停运接受审查的时间可以从服役年限中扣除，使核电站服

役超过 60 年成为可能，并宣布将致力于研发和建设新一代核反应堆。韩国政府于 2022 年 7 月审议并通过了《新政府能源政策方向》，提出到 2030 年将核能反应堆扩建至 28 座，以及将核电比重提升至 30% 以上等具体目标。阿联酋于 2017 年推出了《国家能源战略 2050》，计划到 2050 核电占比提升至 6%；2023 年 7 月，阿联酋政府审议通过《国家能源战略 2050 更新》，进一步明确 2030 年中期目标，计划在能源领域增加投资 2,000 亿迪拉姆，将清洁能源（包括可再生能源和核能）在能源结构中的比例提高到 32%。

在煤电供应方面，已有部分国家明确停止新建煤电项目，并制定逐步淘汰燃煤发电路线图。中国于 2021 年 9 月承诺不再新建境外煤电项目，将大力支持发展中国家能源绿色低碳发展。韩国于 2021 年 12 月公布首个碳中和行动计划，指出将在 2034 年之前永久关闭 24 座老化的燃煤发电厂。印度尼西亚于 2022 年 9 月签署题为“加快可再生能源开发以提供电力”的总统令，规定停止为新建燃煤电厂发放许可证，并根据其国家电力公司（PLN）碳中和路线图，印度尼西亚将在 2030 年、2035 年、2040 年、2045 年依次淘汰燃煤电站，至 2056 年实现燃煤电站全部退役。越南修订国家电力规划，明确在 2030 年后停止新建燃煤电厂，到 2045 年逐步淘汰燃煤电厂。马来西亚于 2023 年 7 月发布国家能源转型路线图，提出到 2050 年完全淘汰燃煤电厂。

在电力需求端，部分国家持续推进国内电气化进程，特别是在交通领域加大电动汽车扶持力度，促进实现交通电气化。中国于 2020 年 11 月发布了《新能源汽车产业发展规划（2021—2035 年）》，提出到 2035 年纯电动汽车成为新销售车辆的主流，公共领域用车全面电动化，燃料电池汽车实现商业化应用，高度自动驾驶汽车实现规模化应用，有效促进节能减排水平和社会运行效率的提升。泰国于 2023 年宣布了 2024—2027 年

支持新能源汽车产业发展的系列新举措，旨在推动产业规模扩大，提升本地化生产制造能力，加速泰国汽车行业电气化转型，根据新政策，2024—2027 年泰国政府将为购买新能源汽车的消费者提供每辆最高 10 万泰铢的购车补贴。新加坡于 2021 年发布了《新加坡 2030 绿色发展蓝图》，计划从 2030 年起所有新注册的汽车必须为清洁能源车型。卡塔尔政府将对电动汽车进行大规模投资，计划包括到 2030 年电动汽车完全替代燃油车，设立 600 座充电设施，并建设可容纳 478 辆电动巴士的大型停车场。

在氢能生产及利用方面，部分国家制定氢能发展规划，明确氢能在实现行业脱碳中的重要作用，并提出未来绿氢发展目标。中国于 2022 年 3 月发布了《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》，提出到 2025 年将初步建立以工业副产氢和可再生能源制氢就近利用为主的氢能供应体系，可再生能源制氢量达到 10 万～20 万吨/年，到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系。到 2035 年，形成氢能产业体系，构建涵盖交通、储能、工业等领域的多元氢能应用生态。可再生能源制氢在终端能源消费中的比重明显提升。印度于 2022 年 1 月批准《国家绿色氢能计划》，旨在把印度打造成绿氢及其衍生物的全球生产、使用和出口中心，根据计划，印度将在 2030 年前新增约 1.25 亿千瓦可再生能源装机，为年产 500 万吨绿氢提供支持。土耳其于 2023 年 1 月发布了《氢技术战略和路线图》，提出到 2030 年电解槽装机容量达到 20 万千瓦，到 2035 年容量达到 500 万千瓦、每千克制氢成本降低到 2.4 美元，到 2050 年容量达到 7,000 万千瓦、每千克制氢成本降低到 1.2 美元的目标。新加坡于 2022 年 10 月宣布启动《新加坡国家氢能战略》，提出将发展氢能作为主要脱碳途径，以支持新加坡在 2050 年实现净零排放的国际气候承诺，根据技术发展和能源转型深入，到 2050 年

氢气将可满足一半的电力需求，并将在行业脱碳中发挥重要作用。越南于 2023 年 7 月批准了《2021—2030 年国家能源总体规划和 2050 年愿景》，规划提出到 2050 年绿氢年均产量将达到 1,000 万~2,000 万吨。

此外，近年来亚洲多国越来越重视电力市场和价格机制的建设，让市场与价格在零碳电力体系中发挥重要作用。本报告第 2 章将对此专门详述。

1.2 亚洲电力转型的挑战

在全球能源转型的大趋势下，亚洲地区推动碳减排、清洁能源转型及绿色发展已经成为共识，亚洲地区的许多国家也各自承担起了相应的责任，用积极的态度和切实的行动为地区经济可持续发展和应对气候变化做出了自身贡献。亚洲大多数国家认为减煤和发展可再生能源并举是实现能源转型所采用的主要战略，并制定了可再生能源行业发展目标以及退煤目标，也计划制定更多支持性政策以实现其目标；另外制定完善碳排放政策并严格执行碳排放政策也被认为是亚洲地区关键的脱碳战略。虽然各国在亚洲能源转型战略上达成了基本共识，目前也取得了初步进展，可再生能源发展迅速，2022 年亚洲风电、太阳能发电装机容量占总装机容量的比重达到 23.4%，火电发电装机容量占总装机容量的比重 2022 年降至 58.3%，部分国家已经建立了碳定价及碳交易的机制，但亚洲能源转型过程仍然面临一系列的挑战：控煤减碳背景下可再生能源快速发展，电力系统形态发生深刻转变，保障电力供应安全难度大；可再生能源的技术、标准和综合利用等方面还存在不足，可再生能源利用效率较低；退煤过程中煤电机组的搁置成本损失、可再生能源持续接入带来的系统调节成本上升等造成电力系统经济性不高；亚洲作为全球生产工厂，而煤炭作为亚洲主要的能源来源，高碳行业占出口份额较高，亚洲高碳产品面临碳贸易壁垒的挑战。

1.2.1 电力供应安全性挑战

1.2.1.1 主要挑战

全球应对气候变化近年来逐渐成为共识并取得稳步推进，能源绿色低碳转型已呈不可逆转之势。在电力供应侧持续加大清洁能源开发力度，在电力消费侧协同推进电能替代和节能节电，逐步减少对化石能源的依赖，是符合亚洲发展转型实际的能源电力安全保障实施途径，并将带动亚洲电力系统发展形态发生深刻演变，未来电网负荷及各类新兴市场主体的系统定位和功能均将发生深刻变化：在电源结构方面，由可控连续出力的火电等传统同步电源占主导，向强不确定性、弱可控出力的新能源发电装机占主导转变，火电由主体性电源转变为基础保障性和系统调节性电源；在电网形态方面，由单向逐级输电为主的传统电网，向包括交直流混联大电网、微电网、局部直流电网和可调节负荷的能源互联网转变；在负荷特性方面，由传统的刚性、纯消费型负荷，向柔性、生产与消费兼具的“产消者”转变；在储能作用方面，由原来主要作为电网少量调节手段，向支撑未来电力系统构建的重要技术和基础装备转变；在新兴业态方面，能源互联网、分布式能源、绿色微电网、虚拟电厂（VPP）等新模式、新业态将大量涌现。在亚洲电力绿色转型进程中，保障电力安全供应也将面临新挑战。

电力生产结构深刻变化，高不确定性特点突出，电力平衡保障体系亟待拓展。新能源快速发展，逐步成为主导电源。火电发展将严格受限，保障供应能力相对不足。一次能源供应主体将由稳定可控的常规能源转向风能、太阳能等新能源，电源出力高度不确定，电源总体接入位置更加远离负荷中心、更加深入低电压等级。常规电源装机难以满足“尖峰”负荷需求，新能源出力小期间电力供应不足和出力大期间消纳受限的“两难”问题日益突出。

传统交流电网向高比例新能源交直流混

联网转型，电力供需失衡风险加剧。新能源快速发展，“极热无风”“晚峰无光”等特征导致其电力支撑能力不足，常规电源难以覆盖尖峰负荷需求，整体电力平衡存在“软缺口”。随着高比例新能源、高比例电力电子设备接入电力系统，系统脆弱性上升、抗扰动能力下降，系统复杂性大幅上升，电力系统与外部系统环境深度耦合，极端情况下发生大停电连锁故障演化时间更短，故障形态和故障路径更加复杂，亟须加强一次能源、二次能源综合平衡，变革传统“源随荷动”平衡模式，提升绿色低碳电力供应保障能力。

适应大规模绿色电力（简称绿电）供给消纳要求，电力系统运行控制难度将显著上升。随着新能源、微电网、互动式设备大量接入，传统旋转惯量系统逐步向旋转—静止混合系统转变。传统电力系统理论与认知手段基于秒级的机电暂态过程，而电力电子器件为电力系统引入了微秒级开关过程，并与毫秒、秒级的交流电机过渡过程交互影响，电气量状态形成机理复杂，变化时间尺度大大缩短。原有构筑在以同步发电机为主体的电力系统稳定基础理论亟需拓展，仿真分析方法和控制技术手段亟待突破。

专栏 1-3

电力绿色转型背景下有关国家典型大停电事故

2019 年英国大停电事故

2019 年 8 月 9 日 17 时左右，英国发生大规模停电事故，造成英格兰与威尔士部分地区停电，事故损失电力负荷约 3.2%，约 100 万人受到停电影响。事故发生后，包括伦敦在内的英国部分重要城市出现地铁与城际火车停运、道路交通信号中断等紧急情况，市民被困在火车或地铁中，居民正常生活受到影响；部分医院由于备用电源不足无法进行医事服务。停电发生约一个半小时后，英国国家电网宣布电力基本得到恢复。这是自 2003 年伦敦大停电以来，英国发生的规模最大、影响人口最多的停电事故。

因雷击引起输电线路停运及后续诱发的一系列故障是本次停电事故的直接原因。按照英国电网安全标准，英国电网在事故发生时拥有 1,000 兆瓦的频率调节能力。雷击造成线路停运及分布式电源脱网并没有超出预想，但霍恩海上风电场意外脱网及小巴福德燃气电站蒸汽轮机和燃气轮机意外停机，导致累计功率缺额达到 1,691 兆瓦，超过了电网的频率调节能力，最终造成频率下降到 48.8 赫兹，触发了低频减载动作。海上风电场由于涉网技术特性不足、分布式电源由于涉网保护配置不合理、小巴福德燃气电站由于网源协调存在不足，三重因素叠加影响，导致短时损失电源功率累计超出了英国电网的设防标准是本次停电事故的主要原因。

2021 年美国得克萨斯州大停电事故

2021 年 2 月 14 日，美国得克萨斯州（以下简称得州）受到异常寒冷天气影响，电力供需严重失衡，电力现货价格暴涨，发生大面积、轮流停电。截至当地时间 2 月 17 日，部分地区停电超过 60 小时，电力现货价格已达到系统上限 9,000 美元/兆瓦时，相当于 2020 年平均电价的 400 倍。公开信息显示，该次停电事件的主要原因是异常寒冷天气下，得州电力系统无法适应短时激增的用电负荷和超出预期的天气状况。

一方面，得州约 60% 的居民用户采用电加热方式采暖，极寒天气使得州电网负荷急剧上升，在美国东部时间 2 月 14 日晚 8 时左右，达到 6,922 万千瓦，创冬季负荷新高。

而同一时刻，得州电网最大发电能力仅约 4,800 万千瓦，由此出现了约 2,000 万千瓦的电力供应缺口。

另一方面，恶劣气候导致供电能力下降。得州电源结构以燃气和风电机组为主，占总装机的 77%。受极寒和雨雪天气影响，大量天然气管道出现冰堵导致气源供应中断，燃气机组被迫停运；许多风电机组也因设备结冰无法发电。美东时间 2 月 15 日用电高峰期，得州总计约 4,000 万千瓦机组无法正常运行，超过总装机的三分之一。

此外，得州电网通过仅 125 万千瓦的 5 回小容量直流，与美国其他地区电网和墨西哥电网相连，不足最大负荷的 2%。当得州电网内部供应能力不足时，无法通过跨区互济获取外部支援，加剧了得州供电紧张形势。

1.2.1.2 应对举措

加快形成科学合理的电源结构。为适应高比例新能源友好接入，电力系统需要统筹各类资源有序发展，统筹水电、核电、火电、新型储能、抽水蓄能等资源，协调各类电源充分发挥作用，确保电力系统的充裕性和调节能力。结合各类电源的功能定位，差异化提出不同发展模式，坚持集中式和分布式并举开发新能源，稳步推进流域水电建设，积极安全有序地发展核电，大力发展多元新型储能，持续优化抽水蓄能建设布局，因地制宜部署调峰气电，推动煤电逐步由基础保障性电源向系统调节性电源转变，充分挖掘负荷侧调节资源，显著提升电力系统韧性。同时，在新能源发电占比较高区域，充分考虑火电、核电等常规电源配置规模，作为极端情况下的重要电力支援。

增强电源协调优化运行能力，优化电源侧多能互补调度运行方式，推动新能源合理参与电力平衡。一次能源互济互补是指利用风、光、水、火等各个一次能源发电系统在一个系统内互为补充，从而提升可再生能源的可靠性。通过建立各类一次能源协同运行体系，在能源供给侧形成风、光、水、核、火等多能互补一体化运行模式，实现多种异质能源子系统之间的协调优化和运行管理，促进新能源消纳，保障系统稳定。同时，随

着新能源装机占比不断增加，在各时间尺度电力电量平衡分析中均需考虑新能源发电，完善不同时间尺度新能源发电参与平衡规则。各国结合电源、负荷特性实际，参考相关规则确定将新能源发电参与平衡分析的具体方式。

建设坚固电网，优化网架结构。加强电网规划顶层设计统筹，增强区域间、国家间电网互济能力，在用电需求集中高增长地区，加快跨区域互联电网建设，优化利用存量输电通道扩大外送电规模，充分发挥区域间联络通道作用，提高电力汇集、输送和互济互保能力。整合、协调分布式电源与配电网的关系，配电网规划设计要满足分布式电源和新型负荷安全接入和调控运行需要，同时分布式电源开发规模也应考虑配电网承载能力。

持续加强网源协调。在新能源发电机组并网协调方面，完善新能源网源协调标准，尤其是涉及新能源机组控制、保护系统与电网协调，新能源机组并网检测、并网验证、商运实时监测等网源协调技术标准，促进新能源控制结构标准化和并网性能规范化；在分布式电源并网协调方面，加强分布式电源接入能力评估，从电能质量、电网适应性、故障穿越等多方面规范分布式电源并网技术参数和性能，促进分布式电源和配电网协调发展。

专栏 1-4

保障电力安全供应的中国实践

近年来，中国积极应对电力需求持续刚性增长、新能源大规模高比例接入等挑战，统筹发展和安全，全力保障电力安全稳定供应，深入推动电力绿色低碳转型，不断满足人民美好生活的用电需要。

电力供应安全充裕水平持续提升。着力推进电源规划建设，在清洁能源加快建设的同时，大力推动支撑性调节性电源建设，中国发电总装机已超过 29 亿千瓦，电力供应保障基础稳固。近年来，中国充分发挥常规电源基础保障作用，持续强化电力供需监测预警，经受住了多轮夏季负荷高峰和强台风的考验，经受住了多轮大范围寒潮天气的考验，保障了人民生活和企业生产用电需要。

大电网安全控制水平持续提升。建成了仿真规模最大、计算能力最强、技术最先进的新一代仿真平台，自主研发的智能电网调度技术支持系统全面应用，采用先进数字信息技术，重构大电网调度控制技术支撑体系，完成监视控制从局域向广域、分析决策从局部向全局、技术手段从离线向在线的转变，实现大电网主动调度和自动巡航，巩固夯实大电网安全稳定防御体系，助力中国电网成为当前全球输电能力最强、运行电压等级最高、新能源并网规模最大、安全运行纪录最长的特大型电网。

电力可靠性和电能质量保持较高水平。2022 年，中国主网频率合格率达到 99.99%，主要城市电压合格率达到 99.99%，全国供电系统用户平均供电可靠率达到 99.896%。近年来，北京、上海、广州、深圳等特大型城市用户平均停电时间持续处于世界先进行列。

1.2.2 可再生能源高效利用挑战

1.2.2.1 主要挑战

亚洲作为世界上人口最多、经济活动最活跃的地区，其能源电力需求日益增长。在应对气候变化和传统能源有限的背景下，可再生能源的发展显得尤为重要。亚洲地区拥有丰富的太阳能、风能、水能等可再生能源资源，这些资源的开发利用成为该地区能源电力转型的重要方向，然而，亚洲各国在推进可再生能源高效利用的过程中，仍面临着诸多挑战。

可再生能源投资不足。对于一些亚洲发展中国家来说，可再生能源的开发和利用成本相对较高，从传统能源向可再生能源的转型需要大量的资金支持，目前亚洲部分国家的融资渠道尚不畅通，缺乏多元化的融资工具和平台，缺乏必要的投资成为这些国家实

现绿色电力转型的一项巨大挑战。虽然政府可以通过补贴和税收优惠等方式来降低成本，但长期来看，如何实现可再生能源的经济可行性和商业化，是摆在亚洲各国面前的重要问题。因此，在推动亚洲发展中国家能源电力绿色转型过程中，需要国际社会加大对亚洲国家的支持和援助。

可再生能源技术普及率低。由于亚洲地区地形复杂、气候多变以及土地和资源限制等因素，建设可再生能源设施面临诸多技术挑战。除了中国、日本等少数亚洲国家外，与欧美等发达国家相比，亚洲一些发展中国家的可再生能源技术研发能力有限，缺乏核心技术，在可再生能源领域的创新能力和竞争力不足，难以实现技术突破和产业升级。同时这些国家的可再生能源设备制造水平相对较低，缺乏高端设备制造能力，导致设备

成本较高，限制了可再生能源的规模化和商业化应用。

可再生能源接网工程建设滞后。可再生能源的快速发展需要足够的电力基础设施来支持，例如，在太阳能发电和风电领域，需要建设大量的接网工程和输电线路，以确保可再生能源能够顺利接入电网并传输到电力负荷中心。可再生能源设施的建设需要大量的资金投入，包括设备采购、施工建设、运营维护等方面的费用，对于许多亚洲发展中国家来说，成本偏高、资金短缺和技术薄弱是制约可再生能源电力接网工程建设的关键因素。

可再生能源市场配套机制不完善。亚洲

各国的可再生能源政策差异较大，有的国家政策支持力度较大，有的国家则相对较弱。部分亚洲国家的可再生能源法律法规体系不够完善，缺乏对可再生能源开发、投资、运营等方面的明确规定和规范，可能导致市场的不规范行为和无序竞争，影响可再生能源的健康发展。为了鼓励可再生能源的发展，一些亚洲国家采取了一系列激励措施，如补贴、税收优惠等，然而，这些激励措施在部分国家不够充分，未能有效地激发市场主体对可再生能源的投资和开发热情。政策的不稳定和制度的不完善可能导致投资者和企业的信心不足，从而影响可再生能源的推广和应用。

专栏 1-5 印度尼西亚从煤电转向可再生能源发电

印度尼西亚是世界上最重要和最大的煤炭生产国之一，由于煤炭资源丰富，煤电在其电源结构中占据主体地位。2022 年，印度尼西亚煤电装机约 4,600 万千瓦，占电源总装机的比重超过 50%。为了满足近年来快速增长的电力需求，印度尼西亚实施燃煤电厂（CFPP）快速通道计划，煤电装机规模持续扩大，预计煤电装机总容量将在 2026—2030 年达到峰值。

发电厂煤炭消耗量的增加将导致二氧化碳排放量的增加，面对这种不利局面，印度尼西亚政府通过开发多样化的能源资源，在保障能源供应安全的同时推动电力系统向低碳电力供应过渡。印度尼西亚国家电力公司宣布了长期逐步淘汰煤电计划（见图 1-19）和增加绿色能源供应的计划，计划到 2030 年将可再生能源发电量占总发电量的比重提高到

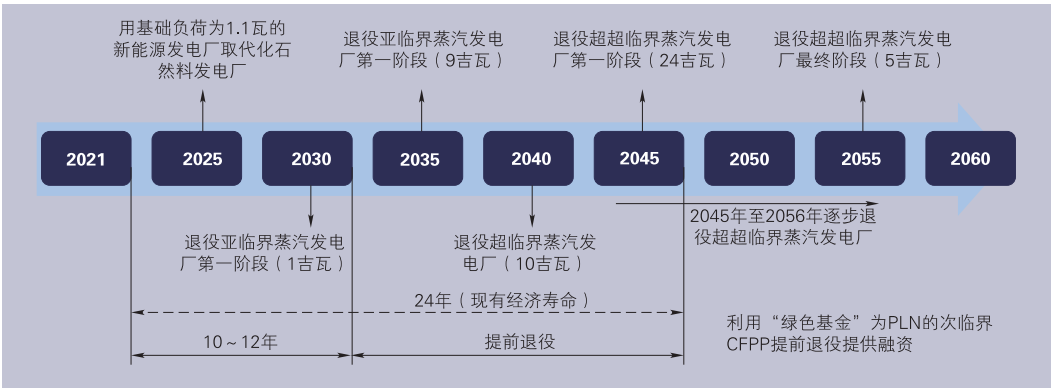


图 1-19 印度尼西亚煤电退役计划

资料来源：亚洲开发银行《从煤炭到可再生能源的转变：来自印度尼西亚的证据》。

24.8%（2021 年相关数据如图 1-20 所示），煤电在总发电量中的份额下降到 2030 年的 59.4%，并在 2060 年实现净零排放。

印度尼西亚如何从煤电顺利转向可再生能源发电存在诸多挑战。在资金来源方面，印度尼西亚国家电力公司长期需要政府预算支持，发展可再生能源需要增加电力投资，进一步增加财政负担；在技术和基础设施方面，印度尼西亚国家电力公司长期以来更加重视发电侧投资，电网建设滞后成为制约可再生能源发展的重要因素；在可再生能源融资方面，金融机构认为目前的可再生能源项目风险评估方法难以评估绿色电力项目的真实风险水平，对可再生能源项目参与融资活动施加了限制。

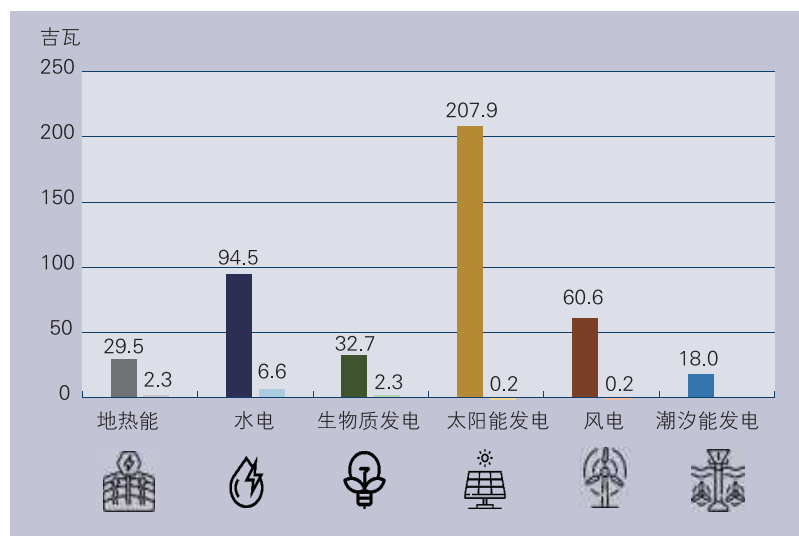


图 1-20 2021 年印度尼西亚可再生能源潜力与装机容量

资料来源：亚洲开发银行《从煤炭到可再生能源的转变：来自印度尼西亚的证据》。

1.2.2.2 应对举措

积极推动源网协调发展，促进可再生能源消纳。通过源网协调发展促进可再生能源发展是一个重要的方向。首先，各国政府应该制定明确的源网协调发展政策，鼓励可再生能源发电设施与电网的协调发展，包括建立合理的电价机制、制定配额制度、提供税收优惠等措施，以激励可再生能源的发展和电网的升级改造。其次，加强基础设施建设是实现源网协调的关键，包括建设数字电网、输电线路等，提高电网的自动化水平。同时，应加强储能技术的研发和应用，解决可再生能源的不稳定性问题，提高电网的运行效率

和安全性。最后，加强国际合作与交流也是促进可再生能源开发的重要途径。通过国际合作引进先进的技术和设备，提高本国的可再生能源发展水平，推动整个亚洲地区的能源转型和可持续发展。

充分发挥政府在政策制定、监管和资源配置方面的关键作用。一是制定明确的可再生能源政策，包括发展目标、补贴政策、税收优惠等，以激励企业和个人参与可再生能源的开发和利用。二是加强监管，制定可再生能源标准和质量要求，确保可再生能源的安全和可靠供应。三是提供财政支持，加大对可再生能源项目的投资力度，推动技术创

新和产业升级。四是促进国际合作与交流，与其他国家和地区共同研发新技术、分享经验和资源，提高整个亚洲地区的可再生能源发展水平。

充分发挥市场机制作用促进可再生能源的创新和发展。持续完善可再生能源发展市场机制：一是通过市场竞争机制，促进可再生能源技术的创新和进步。在市场竞争中，

企业为了获得市场份额和利润，会不断研发新技术、降低成本，提高可再生能源的效率和竞争力。二是通过价格机制，反映可再生能源的市场需求和价值，引导投资和消费行为。在价格机制的作用下，可再生能源的价格会逐渐降低，同时也会促使消费者更加倾向于使用可再生能源。

专栏 1-6

日本促进可再生能源发展的措施与经验

作为人口超过 1 亿的发达经济体，日本能源消耗量巨大，化石燃料缺乏导致严重依赖进口，由于国土面积狭小及近海水域使用等方面的约束，《能源基本计划（草案）》明确将推动太阳能和风力等可再生能源成为“主力电源”。日本太阳能发电和风电快速发展，2022 年，太阳能发电和风电装机规模 8,743 万千瓦，占电源总装机容量的比重为 24.2%，较 2013 年提高了 18.9 个百分点。

日本多措并举支持可再生能源发展。调整电价政策，以市场竞价促电价下降。2012 年 7 月，日本开始实施固定电价收购政策，电力公司被允许通过征收附加费的方式将购买可再生能源发电量的高成本转移给电力用户；为了降低太阳能发电的收购价格，日本于 2017 年开始对 2 兆瓦及以上容量的太阳能发电启动竞价制度，使太阳能发电中标价大幅下降。

加强电力改革与市场建设。日本于 2013 年 4 月启动电力改革。改革进程分为三个阶段：第一阶段，2015 年建立输电运营商跨区协调组织。第二阶段，2016 年建立完全自由的电力市场、放开零售和发电。第三阶段，到 2020 年正式拆分垂直一体化公司的输配电业务，消除管制的零售价格。

加强跨区联合规划。输电运营商跨区协调组织的主要职责是作为控制中心，管理跨区域的电力供应和需求发展规划、促进跨区域电力互济、确保电力供应安全，升级日本全国范围内的跨区电力联网系统。

可再生能源发电出力控制管理。在固定电价收购政策的激励下，一些地区的光伏装机容量已超过当地电网可接纳能力。如九州电力公司经营区可接纳能力为 820 万千瓦，而 2018 年 8 月的并网容量已达 810 万千瓦。2018 年 10 月后，在春、秋季电力负荷较低的节假日期间采取了限制火电出力、利用跨区联络线、利用抽水蓄能电站等措施后，对风光出力进行控制。

利用数字信息技术挖掘系统调节能力。为满足具有间歇性、波动性的风电和光伏发电大规模并网，目前主要依靠火电和抽水蓄能电站提供灵活调节能力。未来，将利用电池存储提升系统灵活能力，并积极探索发展利用数字信息技术的虚拟电厂和需求侧响应及人工智能技术和区块链技术应用等。

1.2.3 碳关税挑战

1.2.3.1 主要挑战

近年来，美国、欧盟等发达国家加速制定“碳关税”政策，成为影响全球产业链供应链的新因素。2023 年 10 月，欧盟为抵制碳泄漏风险，推动碳边境调节机制（CBAM）正式生效，成为世界上第一个征收碳关税的经济体。根据最近协议，欧盟将对水泥、钢铁、铝、化肥、电力、氢气 6 个行业进口货

物及部分钢铁制品全生命周期碳排放进行征税，并计划逐步扩大产品范围。2023 年下半年以来，美国多次就《清洁竞争法（草案）》进行讨论，谋划设立碳边境调节机制，以美国产品的平均碳含量为基准线，对含碳量超过基准线的产品征收关税。与此同时，英国政府宣布将于 2027 年实施英国碳边境调节机制，加拿大政府通过《环境选择方案》。欧美碳关税机制主要差异如表 1-2 所示。

表 1-2 欧美碳关税机制主要差异

	欧盟 CBAM	美国《清洁竞争法（草案）》
征收范围	覆盖钢铁、铝、电力、水泥、化肥和氢能 6 个行业	化石燃料、精炼石油产品、石化产品、肥料、氢、己二酸、水泥、铁和钢、铝、玻璃、纸浆和造纸、乙醇等，征收产品逐渐从初级产品扩大到加工产品
征收基准线与标准	针对进口商品全生命周期碳排放征税	以美国产品的平均碳含量为基准线，仅对产品超出基准线的部分排放征收边境碳税
碳关税价格	$(\text{产品碳排放量} - \text{欧盟同业获得的免费排放额度}) \times (\text{欧盟碳价} - \text{出口国碳价})$	$(\text{产品含碳量} - \text{碳含量基准线}) \times \text{碳价}$ ，其中碳价以 55 美元/吨二氧化碳征收起步，后续逐年上浮 5%
豁免机制	对已加入欧盟碳市场或与欧盟碳市场挂钩的国家实施征收豁免	仅对“最不发达”国家和地区的产品减免碳边境税

资料来源：公开信息，中国电力企业联合会整理。

亚洲高碳产品成本上涨，出口贸易或受显著冲击。亚洲作为全球生产工厂，高碳产品占出口份额较高。单边碳关税实施将迫使相关企业加速产业升级，增加减排成本提高绿电使用比例，增加减排成本，削弱价格优势。同时，出口企业还需增加有关产品碳排放的检验、测试、认证和签订等手续并产生相关费用，进一步提高出口产品生产成本。近中期看，欧盟 CBAM 初期覆盖水泥、电力、化肥、钢铁、铝和氢 6 个行业，对韩国、中国、土耳其等国钢铁和铝产品出口影响较大。随着 CBAM 覆盖的行业和产品范围扩大、排放范围统计口径扩大、免费配额削减和碳价的提升、发

达国家集团形成统一碳关税壁垒，亚洲碳密集型行业的出口成本将大幅升高，推动外迁欧盟企业向本土回流，导致全球产业链出现连锁反应。

亚洲开发银行数据显示，截至 2022 年 6 月，亚洲碳市场涵盖碳排放总量的 21%，低于欧洲 13 个百分点。在建立碳定价机制的亚洲国家中，相关政策主要针对发电行业，并不包括交通运输和制造业等排放活动。此外，亚洲地区碳价水平远低于世界其他地区，碳关税的实际征收依据为各国碳定价机制的差异，这将倒逼亚洲各国逐渐完善碳市场和碳定价机制，使本国逐渐接近国际碳价机制。

专栏 1-7

碳关税对中国钢铁出口影响

根据清华大学能源环境经济研究所的估算，碳边境税的实施可能会使中国钢铁和铝业的出口成本增加约 6.8%。据中国最大的钢铁上市公司宝钢股份在其《2021 年气候行动报告》中预测，如果按照每吨 80 欧元的二氧化碳税收标准来计算，企业每年将支付 4,000 万~8,000 万欧元（约合人民币 2.82 亿~5.64 亿元）的碳边境税。若未来 CBAM 覆盖范围进一步扩大至机械、电子器件和车辆等下游产品，则将对整体出口造成更大压力。

1.2.3.2 应对举措

广泛开展国际合作。倡导各国就应对气候变化加强沟通，维护发展中国家正当权益，共同推进气候变化国际合作和国际规则标准制定，采取与多边规则要求相一致的碳减排措施，避免单边主义、保护主义冲击自由开放的多边贸易体系；就碳关税透明度、核算体系、工作机制和世界贸易规则的协调性开展对话，倡导减排量在生产与消费国之间的合理分配；进一步加快国际机制协调，推动形成具有国际共识的碳定价标准，促进绿电、绿证国际互认。

进一步健全碳市场和碳核算体系。分阶段进行行业覆盖范围扩充，进一步丰富交易品种和交易方式，通过碳市场价格调节机制促使企业减排；构建科学互认的行业、企业、重点产品碳排放统计核算方法，在统一的绿

色产品标准中纳入碳足迹相关要求，完善体现消费责任的碳足迹评价核算方法。鼓励企业开展碳资产管理、产品碳足迹管理、优化供应链管理等系列工作，自主开展常态化碳排放统计监测工作，定期跟踪、盘活集团内企业存量碳配额，降低整体履约成本。

推动高碳排放行业低碳转型。加强绿色科技投入，推进产业技术革新，通过技术引进、技术改造、技术升级降低能源消耗和碳排放；发挥绿色金融的支撑作用，依托碳配额、碳期货、碳期权、碳基金等，融资工具如碳质押、碳回购、碳托管、碳债券等机制，加强对高耗能企业在绿色融资、技术研发、能源结构调整方面的扶持，发挥金融扶持实体的作用，促进绿色全产业链的建设和发展；提升企业参与绿电绿证交易的积极性，鼓励企业采用直接绿电直购或签订长期可再生能源发电协议。

专栏 1-8

中国企业应对碳壁垒举措

2024 年 1 月 5 日，中国首笔应对欧盟“碳关税”数据产品经北方大数据交易中心批准登记，交易双方在天津排放权交易所完成线下交易。此次应对欧盟“碳关税”数据产品使用权的出让方为天津华源线材制品有限公司，受让方是天津吉茂制钉有限公司，交易标的是出口钢铁线材产品的嵌入碳排放相关数据，数据有效性由天津排放权交易所证明，数据产品登记及交易过程经北方大数据交易中心合规管理并上链存证。此次数据产品交易成功，开启“产业链联动”与“碳数要素融合创新”应对欧盟“碳关税”新模式，既能发现并量化产业链头部企业技术与数据价值，又能有效降低产业链碳排放数据要素流通成本，缓解下游企业数据获取难、成本高的难题，同时为产业链降碳增效构建要素流转基础设施，提供绿色要素服务，对于促进产业链协同增效，助力国家双碳目标的达成具有重要意义。未来，双方将围绕促进碳要素与数据要素流通、融合创新降低要素服务流通成本、释放碳—数融合创新的经济价值和社会价值、激发重点产业链绿色转型和数字化转型动能、保护出口贸易企业参与国际绿色竞争、防范数据跨境风险等方面建立长期、深入合作伙伴关系。

第2章

电力市场和价格机制对亚洲 电力转型的作用

近年来，亚洲多国立足国情，统筹资源禀赋和市场基础，积极推动电力体制改革，逐步构建具有鲜明特色的电力市场体系。在迈向零碳电力时代的过程中，不断完善电力市场与价格机制可以有效助力亚洲各国在保证电力供应、兼顾社会公平和实现可持续转型之间找到最优解。让以碳价为主的绿色环境价格发挥作用，通过电力价格给予电力供给方、需求方更大激励，让由供需平衡决定的市场价格发挥更大作用，让电网发挥重要的价格“二传手”作用是亚洲电力系统零碳转型的大方向。

2.1 亚洲电力市场与价格

近年来，亚洲电力市场建设成效显著，

为电力系统迈向零碳时代打下良好基础。印度于 2003 年启动中长期电力市场建设，探索引入关闸机制、利润共享计划等机制，稳步推动中长期交易与现货市场有效衔接，形成“中长期+现货”的市场体系。日本于 2013 年启动第五次电力改革，推动构建涵盖中长期、日前、日内市场的多维市场架构，并创新开展非化石电力交易市场、基荷电力市场、间接输电权市场、容量市场、辅助服务市场机制建设。中国于 2015 年 3 月开启新一轮电力体制改革，围绕“管住中间，放开两头”的逻辑思路，有序推动发电侧和用户侧参与市场化交易，持续推进电力价格改革，支持可再生能源参与交易，通过市场机制实现各类电能商品、服务和资源最优化利用和社会福利最大化。

专栏 2-1

中国电力市场建设实践

新一轮电改以来，中国电力市场建设稳步有序推进，多元竞争主体格局初步形成，市场在资源优化配置中的作用明显加强，电力市场建设取得显著成效。

市场体系持续完善，全国统一电力市场体系建设取得重要进展。截至 2022 年底，经

过持续深化电力市场建设，中国已基本建成“统一市场、协同运作”的电力市场基本架构，形成了衔接省际省内，覆盖全国范围、全类型周期、不同交易品种的市场体系。中长期市场启动连续运营，稳定市场预期基础作用得到有效发挥，各省中长期交易电量同比持续增长，占总交易电量的比重维持在 90% 以上，成交价格基本稳定在基准电价上浮 8% ~ 20%。现货市场建设稳步推进，首批 8 个电力现货试点均已启动连续结算试运行，第二批 6 个试点也陆续开展了模拟试运行，初步建立反映实时电力供需的价格机制；辅助服务市场逐步完善，全国各电网区域实现辅助服务市场全覆盖，普遍建设运行了区域内调峰辅助服务市场，部分区域开展了区域备用辅助服务市场。绿电交易需求稳步增长，绿电交易规范有序开展。

市场规模不断扩大，市场化程度显著提高。随着煤电机组计划全面放开，工商业用户通过直接从市场购电或由电网公司代理购电方式全部进入市场，电力市场交易规模迅速扩大。2022 年，全国各电力交易中心累计组织完成市场交易电量 52,543 亿千瓦时，比上年增长 39.0%，占全社会用电量的 60.8%，比上年提高 15.4 个百分点。其中，省内市场交易电量合计为 42,181 亿千瓦时，比上年增长 37.1%；省际市场交易电量（中长期和现货）合计为 10,362 亿千瓦时，比上年增长 47.5%；全国燃煤发电机组市场平均交易价格达到 0.449 元/千瓦时，较全国平均基准电价上浮约 18.3%。截至 2022 年底，在电力交易机构注册的市场主体数量 61 万家，比上年增长 30.6%。

电力价格改革持续推进，发电侧和售电侧竞争性环节电价有序放开。发电侧深化燃煤发电价格形成机制改革，形成燃煤发电上网电价“基准价+上下浮动”的市场化价格机制，建立煤电容量电价机制，稳步推进风电、光伏发电上网电价市场化改革，进一步完善抽水蓄能价格机制；售电侧全面放开经营性电力用户发用电计划，推动工商业用户参与电力市场交易，电网企业代理购电价格的市场化形成机制初步建立。加快健全输配电价监管体系，2015 年启动输配电价改革试点，2016 年实现全覆盖，初步建立起以“准许成本+合理收益”为核心的输配电价监管制度框架，完成两个周期的输配电价核定。完善峰谷分时电价机制，引导电力削峰填谷。

随着跨国电力联网项目的推进，亚洲各国能源电力需求快速增长，多边跨境电力贸易持续拓展。恩博数据显示，亚洲五大区域中，蒙古国、泰国、孟加拉国、伊拉克、乌兹别克斯坦分别为其所在区域最大电力进口国，2021 年净进口电量分别达到 1.70 亿千瓦时、33.78 亿千瓦时、6.66 亿千瓦时、14.18 亿千瓦时、1.31 亿千瓦时，如图 2-1 所示。

中国、老挝、不丹、伊朗、塔吉克斯坦为各区域最大电力出口国，2021 年净出口电量分别达到 16.8 亿千瓦时、22.77 亿千瓦时、4.58 亿千瓦时、3.63 亿千瓦时、2.89 亿千瓦时，如图 2-2 所示。与此同时，以中国与澜湄国家为代表的区域间电力交互快速发展，加速形成电力余缺互济、优势互补的新格局。

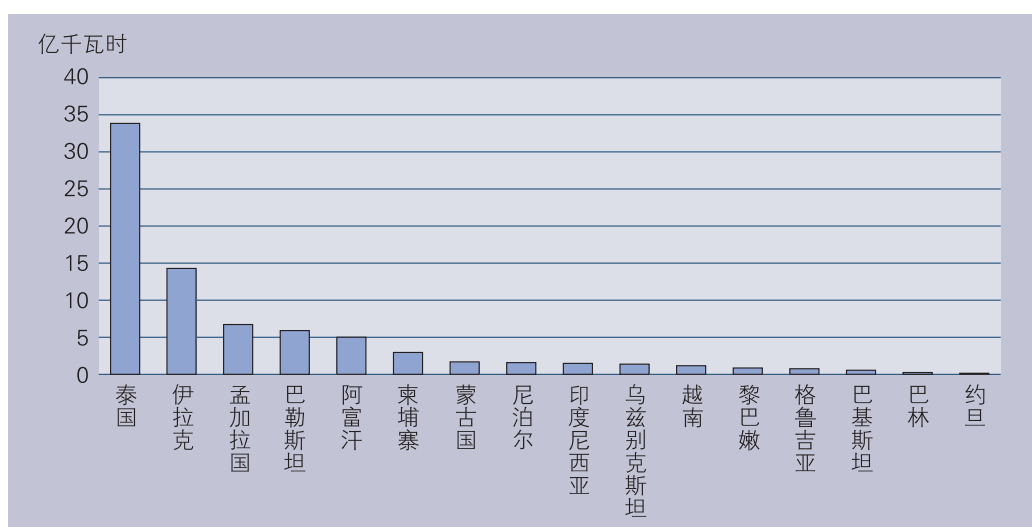


图 2-1 2021 年亚洲主要电力进口国家净进口电量

资料来源：恩博数据，中国电力企业联合会整理绘制。

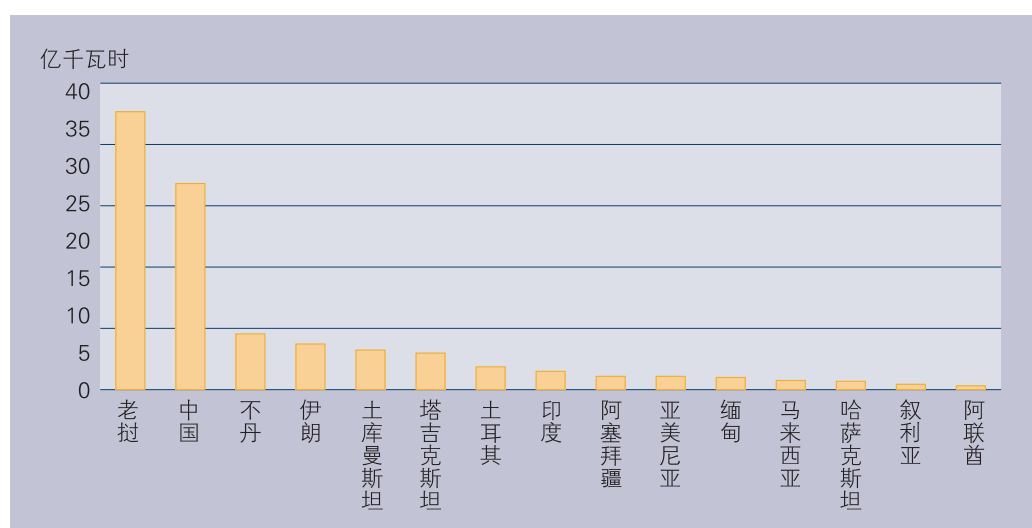


图 2-2 2021 年亚洲主要电力出口国家净出口电量

资料来源：恩博数据，中国电力企业联合会整理绘制。

专栏 2-2

东南亚跨境电力贸易实践

东南亚区内跨境电力交易

东盟出台的相关政策为东南亚地区跨境电力交易提供了明确的政策导向。2015 年，东盟出台《2016—2025 年东盟能源合作行动计划（APAEC）》明确，在此阶段要推进 16 个、共 45 条双边电力联网项目的建设。根据 2019 年发布的《东盟电力互联互通项目进展与展望》，至 2018 年已有 14 个互联子项目投入商业运营，送电规模达 550 万千瓦。2022 年，新加坡能源市场管理局宣布将从老挝进口 100 兆瓦电力，电力输送将途经泰国和马来西亚，这也意味着老挝—泰国—马来西亚—新加坡电力一体化（LTMS-PIP）计划

启动。LTMS-PIP 的基本框架是将老挝大量过剩的水电出口到其南部邻国，通过输电线路将四个国家与邻国连接起来，并为这些国家提供额外的电力供应。根据新加坡和老挝达成的协议，LTMS-PIP 计划正式启动后，老挝电力公司将在 2022 年至 2023 年的雨季和旱季分别为新加坡供应 100 兆瓦和 30 兆瓦可再生能源电力。此外，印度尼西亚也正在探索向新加坡出口电力，印度尼西亚政府正计划在廖内群岛地区建设太阳能发电厂，计划将可再生能源电力出口到马来西亚和新加坡。新加坡计划到 2035 年从东盟区域进口电力达到 4,000 兆瓦，以实现统筹区域能源电力资源，减少碳排放，强化能源安全的目标。

东南亚与中国跨境交易

依托中国与东南亚国家相连的区位优势，东南亚通过 21 条输电线路实现与中国电力联网，并在跨境交易机制、跨境资金结算、境外主体入驻等方面不断突破创新，助力境外市场主体进行交易。“十三五”期间，中国云南电力市场跨境交易电量累计超过 176 亿千瓦时，出具跨境电力市场化结算单 600 余份，交易额超过 12 亿美元，截至 2022 年 8 月，已有老挝、越南、缅甸三个国家的 100 余家购售电主体进场交易。

从电价来看，亚洲电价水平在全球具有较强竞争力，区内电价水平差异较大，工业电价普遍高于居民电价。根据相关国际第三方能源价格监测机构的数据，2023 年 6 月，亚洲主要国家平均工业电价和平均居民电价分别为 0.102 美元/千瓦时和 0.076 美元/千瓦时，分别为全球平均水平的 67.2% 和

48.8%。工业电价上，新加坡、日本、阿曼、黎巴嫩、菲律宾高于全球平均水平，分别达到 0.314 美元/千瓦时、0.225 美元/千瓦时、0.223 美元/千瓦时、0.164 美元/千瓦时、0.156 美元/千瓦时（见图 2-3）；居民电价上，新加坡、日本、菲律宾、以色列高于全球平均水平，分别达到 0.221 美元/千瓦时、

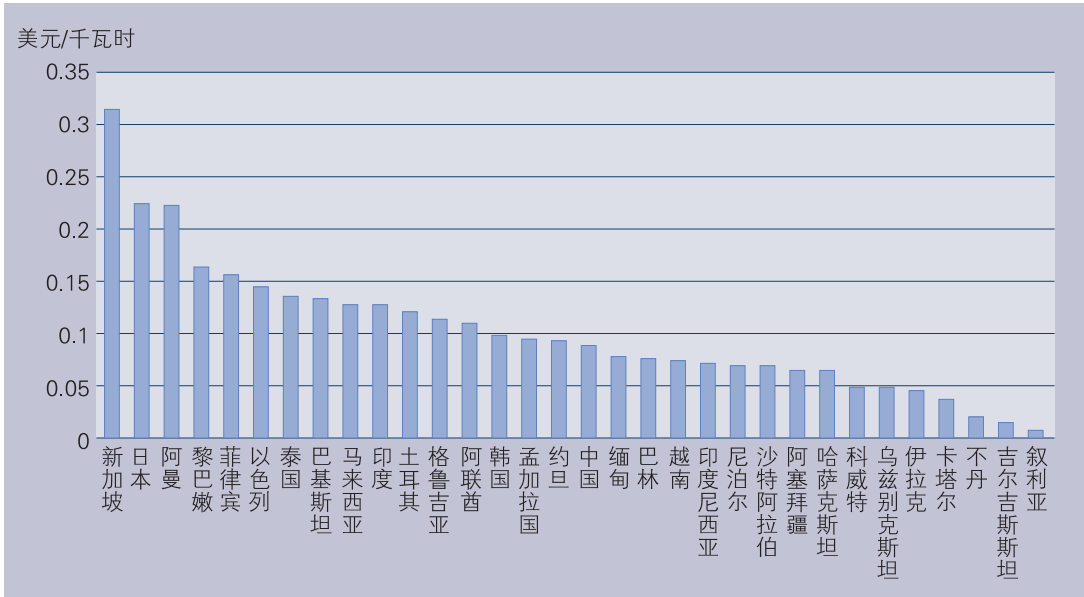


图 2-3 2023 年 6 月亚洲主要国家工业电价水平

资料来源：GlobePetrolPrices, <https://zh.globalpetrolprices.com/>。

0.212 美元/千瓦时、0.201 美元/千瓦时、0.171 美元/千瓦时(见图 2-4)。亚洲居民电价水平从 0.002 美元/千瓦时到 0.221 美元/千瓦时,主要受到资源禀赋、生产成本、政府政策等影响。一般而言电力供需紧张、生产成本高、电力补贴少的国家电价较高,如

日本、新加坡、韩国等;反之,则比较低,如中国、印度等。同时,亚洲多国用电交叉补贴现象突出,即用工业电价补贴居民电价。亚洲多国居民电价与工业电价之比小于 1,而发达国家这个数值普遍大于 1,如英国 1.08,德国 1.38,美国 1.13。

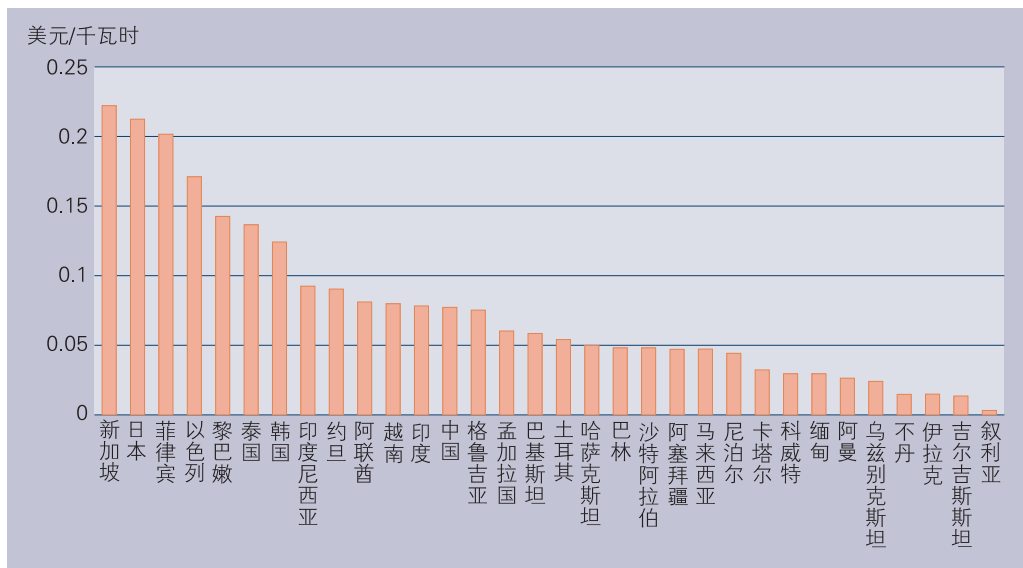


图 2-4 2023 年 6 月亚洲主要国家居民电价水平

资料来源: GlobePetrolPrices, <https://zh.globalpetrolprices.com/>。

过去几年,煤炭、天然气等大宗商品价格上涨,给亚洲电力企业带来巨大的成本压力。以中、韩两国为例,如果以中国各地煤电基准平均价格作为煤电企业收入标准,用煤炭价格指数衡量煤

电企业的燃煤成本。假设每千瓦时电燃煤 400 克(以 5,000 大卡动力煤为例),可得中国煤电企业燃煤成本占电价收入比重由 2020 年的 60%,上升到近两年的 80%左右,如图 2-5 所示。

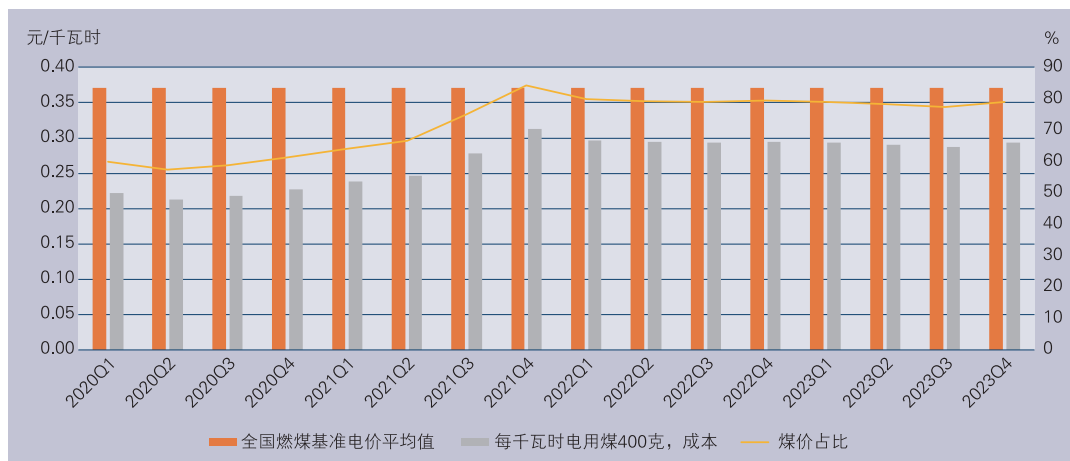


图 2-5 2020—2023 年中国煤炭价格和电价水平

资料来源: 中国各省发展改革委、资讯, 博鳌亚洲论坛研究院整理计算。

同时，如果使用韩国工业电价作为韩国煤电企业的电价收入，用同样方法计算可得韩国煤电厂煤炭成本占比自 2020 年起也在 60%~80% 之间浮动，如图 2-6 所示。

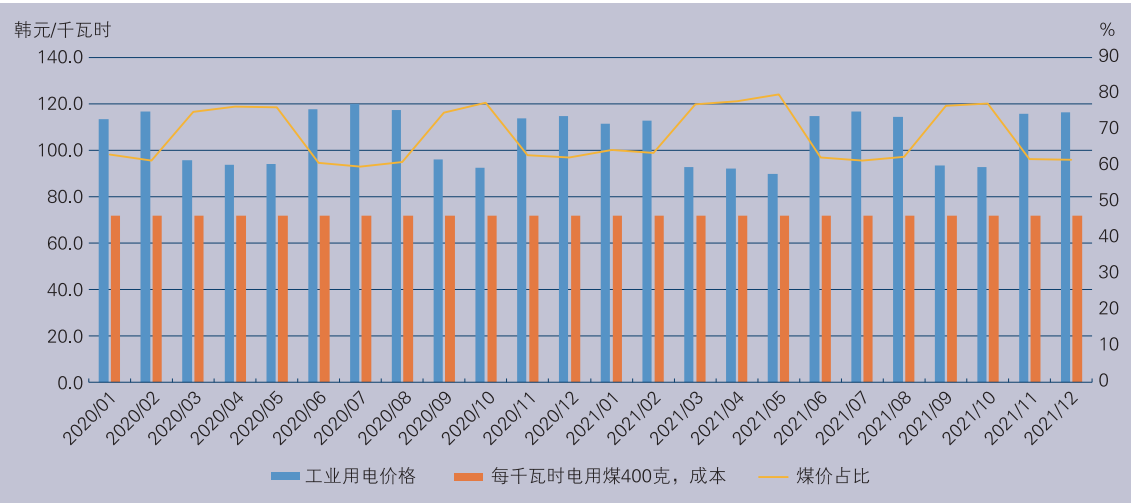


图 2-6 2020—2021 年韩国煤炭价格和电价水平

资料来源：CEIC 数据库，博鳌亚洲论坛研究院整理计算。

2.2 碳价与绿电环境价值

2.2.1 绿电环境价值应以碳价作为参考基准

让绿色环境价值在电力价格中得到体现，是亚洲电力系统向零碳转型的重要手段，也是新一代电力系统建设的必然要求。碳价是将碳排放负外部性内部化的重要工具，电力价格中的绿色环境价值应以碳价作为参考基准。碳税、强制碳市场、自愿碳市场等显性碳定价信号应该在电价上得以体现，直接加大煤电发电成本，提升清洁电力的成本优势和碳减排效益，使碳价成为电力供应端生产活动的成本硬约束。绿电交易和绿证交易是用户端向电力供应端支付的额外绿色环境价值。有关学者研究表明，在电力市场和碳市场建设相对成熟的欧洲，那些纳入欧盟碳排放交易体系（EU ETS）的欧洲发电企业已将 60%~100% 的碳排放成本转移到电价中¹。欧盟的碳排放配额价格在 2021 年前维持在 40 欧元/吨以下，2021 年开始逐渐上升，随着俄乌冲突爆发，2022 年初飙升

至 97 欧元/吨，2023 年 2 月突破 100 欧元后开始逐渐下降，2024 年 2 月降至 60 欧元/吨以下，如图 2-7 所示。与之相对应，2021 年初开始，欧洲多国的电价逐渐攀升，从 2021 年初的约 60 欧元/兆瓦时上涨至 2022 年初的 300 欧元/兆瓦时，于 2022 年 7 月触达高点 550 欧元/兆瓦时后逐渐下降，自 2023 年 5 月后逐步稳定在 100 欧元/兆瓦时。虽然影响欧洲电力市场价格的因素很多，但无疑高效联动的碳价传导效应不可忽视。

从亚洲情况看，越来越多的国家开始建立碳定价机制，韩国、中国、日本、印度、印度尼西亚、新加坡、哈萨克斯坦等国家相继建立起碳市场或碳税机制。新加坡是首个引入碳税的东南亚国家，2019 年起每年对排放 2.5 万吨以上温室气体（GHG）的所有设施以每吨 5 新加坡元（约 3.7 美元）征收碳税，并自 2024 年起提高至每吨 25 新元（约 18.5 美元）。印度于 2003 年推动其国内钢铁、水泥、化肥等多个行业企业实施强制性减排交易。韩国于 2015 年建立东北亚首个

1 <https://ricn.sjtu.edu.cn/Web/Show/977>.



图 2-7 2020 年 1 月至 2024 年 2 月欧盟碳排放配额价格

资料来源: Statista, <https://www.statista.com/statistics/1267500/eu-monthly-wholesale-electricity-price-country/>.

全国范围的强制性碳排放交易系统，碳市场涵盖钢铁、水泥、石油化工、炼油、能源、建筑、废弃物处理和航空业等领域，截至 2022 年底，碳市场交易规模达到 6.09 亿吨，约占韩国碳排放总量的 74%。中国自 2011 年起在多个省份和城市建立了区域性碳交易市场，经过多年探索实践，于 2021 年推出了覆盖电力行业的全国性碳市场。与此同时，印度尼西亚和越南等国积极推进碳市场建设，在建立数据收集和监测相关的基础设施的同时，印度尼西亚着力推动碳定价框架的立法体系；越南已经通过法律授权启动国内碳交易系统和信用机制的设计，计划在 2025 年进行碳交易市场的试点，并在 2027 年前建成全面运行的碳交易系统。菲律宾、巴基斯坦、泰国和孟加拉国等国也均表示将碳市场作为能源电力市场机制的重要组成

部分。

然而，综合考虑到经济发展需要和社会可承受能力，亚洲国家当前的碳价整体较低，电力价格中所反映的碳价也比较有限。例如，2023 年中国全国碳排放权市场的平均价格约为每吨 70 元人民币，根据单位火力发电量二氧化碳排放为 832 克计算，火电企业承担的碳成本约为 0.06 元/千瓦时，占各省平均上网电价基准价（0.37 元/千瓦时）的 15%。用同等方式来计算日本、韩国和欧洲碳价与电价比例，结果如表 2-1 所示。日本碳价占电价比例约为 17.94%，韩国为 8.51%。欧洲碳价和电价波动幅度较大，利用 2022 年 7—8 月碳价峰值和电价计算，碳成本占电价比例约为 18.92%。随着电价逐渐回归欧洲电价中的正常水平，这一比例超 60%。由此可见，欧洲碳成本显著高于亚洲。

表 2-1 煤电碳成本占电价比例

	单位火力发电量 二氧化碳排放	碳价	每千瓦时电碳 成本	当地电价	碳成本占比
日本 2023	894 克/千瓦时	41.95 美元/吨	0.037,5 美元	0.209 美元	17.94%
韩国 2023	939 克/千瓦时	11.24 美元/吨	0.010,6 美元	0.124 美元	8.51%
欧洲 2022	1,041 克/千瓦时	100 欧元/吨	0.104,1 欧元	0.550 欧元	18.92%

续表

	单位火力发电量 二氧化碳排放	碳价	每千瓦时电碳 成本	当地电价	碳成本占比
欧洲 2024	1,041 克/千瓦时	60 欧元/吨	0.062,5 欧元	0.1 欧元	62.46%

资料来源：IEA，世界银行，博鳌亚洲论坛研究院整理计算。

近年来，碳定价机制覆盖的行业和地理范围持续扩大，为碳减排和世界经济低碳转型提供了激励机制。根据世界银行统计，截至 2024 年 1 月 25 日，全球共有 73 个碳定价机制，覆盖了 39 个经济体和 33 个地方辖区。2023 年，这些碳定价体系覆盖了全球 116.6 亿吨二氧化碳排放，约占全球温室气体排放量的 23%。根据世界银行报告，2022 年来自碳交易市场和碳税的全球碳定价收入已达 950 亿美元，比 2021 年增长 10%，是 2017—2021 年总收入的近 3 倍。其中，来自碳交易市场的收入占比 69%，碳税收入占比 31%¹。

然而，目前的碳价水平远不足以帮助实

现 2050 年碳中和目标。根据世界银行碳定价高级别委员会发布的 2021—2022 年碳价报告，要实现 2℃ 的温控目标，2020 年碳价要达到 40~80 美元/吨二氧化碳当量，2030 年需要达到 50~100 美元。国际货币基金组织（IMF）测算，若要达到 2050 年净零目标，到 2030 年全球平均碳价至少需升至 85 美元/吨。目前达到这一碳价的仅有欧盟和瑞士的碳市场（见图 2-8）。英国碳市场碳价在 2022 年初接近 110 美元/吨后跌落至 2023 年末的 40 美元/吨。新西兰碳市场、德国碳市场、RGGI、中国碳市场和韩国碳市场价格均在 40 美元/吨以下。

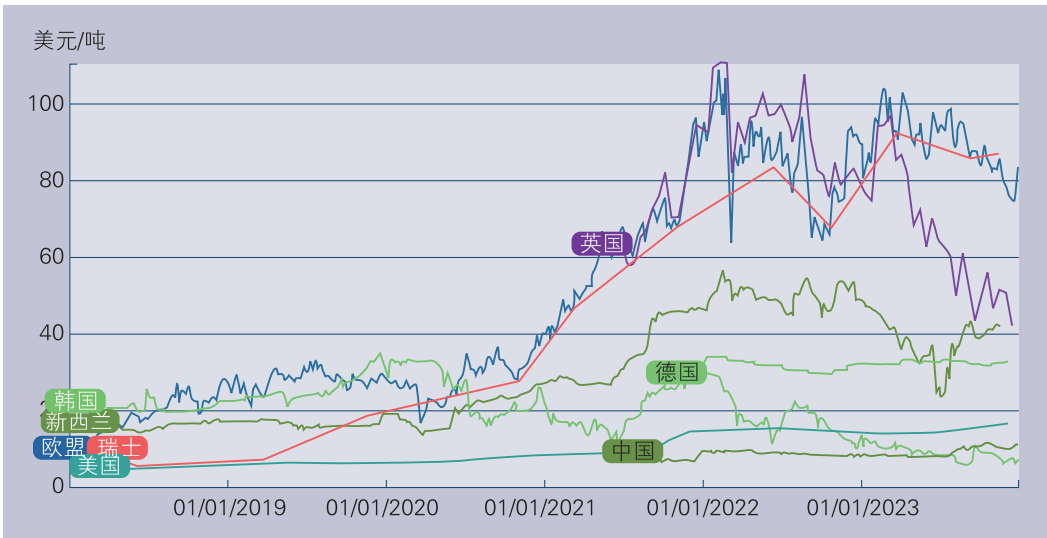


图 2-8 主要碳市场碳价走势

资料来源：国际碳行动伙伴组织（ICAP）。

2.2.2 碳价与电力系统的碳减排成本

理论上说，碳价体现的是排放机构为每

单位碳排放造成的负外部性影响而应承担的成本。碳定价的重要依据应该是碳社会成本，

1 <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/58f2a409-9bb7-4ee6-899d-be47835c838f>.

即碳排放带来的气候变化影响、健康影响、生态系统破坏影响、经济影响的综合经济成本。学术界对碳社会成本建立了多个模型进行测算，如动态综合气候—经济（DICE）模型、Rice—EMF 模型等综合评估模型，碳社会成本（Social Cost of Carbon, SCC）模型，计算一般均衡（Computable General Equilibrium, CGE）模型以及生命周期评估（Life Cycle Assessment, LCA）模型等。美国环境保护署基于 SCC 模型估算出 2021 年社会碳成本大约在每吨二氧化碳当量 40 美元；瑞典环境研究所估算的碳社会成本范围在每吨二氧化碳当量 50~100 美元；IEA 测算的全球碳社会成本范围在每吨二氧化碳当量 25~250 美元。

从实践来看，高排放部门碳减排成本可以成为碳定价的一个重要参考。充分考虑碳

减排成本的碳定价，一方面可以给碳减排活动带来足够的财务额外性激励，另一方面可以保障这些部门的经济竞争力和可持续发展。中国光伏、风力发电等快速发展，得益于发展初期的新能源价格补贴政策，这实际上是基于碳减排成本的隐形碳价激励。

表 2-2 显示了用新能源发电高于火电发电的成本作为社会总减排成本除以部署新能源所节省的碳排量作为总减排量计算出的隐形碳价。从中可见，在新能源技术发展早期，每吨二氧化碳的隐形碳价在 255~805 元人民币之间，约合 35~110 美元¹。2006 年，对陆上风电实行的“标杆电价+0.25 元”指导价，实际上包含了每吨二氧化碳 255.67 元人民币的隐性碳价收益，与日本、德国、新西兰等国的碳价相当，极大地激励了新能源发电的快速部署。

表 2-2 隐性碳价计算

年份	类型	华北电网电量边际排放系数 kgCO ₂ /kWh	新能源排放系数 kgCO ₂ /kWh	当年火电上网电价假设 元/kWh	当年新能源上网电价水平 元/kWh	等同碳价水平 元/tCO ₂
2006	陆上风电	1.058,5	0.080,69	0.334	标杆电价+0.25	255.67
2011	光伏	0.980,3	0.006,308	0.366	1.15	804.93
2014	海上风电	1.058,0	0.083,99	0.325	0.85	539.01

资料来源：伦敦大学学院基建可持续转型特聘教授、中英（广东）CCUS 中心秘书长梁希及其团队。

2021 年起，中国光伏行业进入平价上网新时代，隐形碳价激励已大幅下降或结束。然而，由于新能源发电天然的间歇性特点，对电网、储能、需求响应及整个系统的预测和调度能力要求很高，这些成本仍需要额外的碳价激励。现有的碳价水平如何与以上综合性碳减排成本相匹配，亚洲各国向零碳转型的过程中都应尽早找到答案。

2.2.3 碳市场、绿电、绿证与碳关税

在碳排放权和碳信用市场以外，中国、日本、韩国、新加坡等亚洲国家还建立了绿电交

易和绿证交易安排。绿证是可再生能源发电量的确认和属性证明以及消费绿色电力的唯一凭证，可以进行交易和转让，其价格只反映环境属性。绿电是由可再生能源发出的电力，具有低碳环保的特点。绿电是实体电力，需要直接消纳，绿电的价格包含电量价值和环境价值。

可以说，碳排放权、碳信用²、绿证、绿电交易凭证均是新能源发电项目绿色环境价值的体现，是绿色能源生产消费市场体系的制度创新。绿电与绿证可以帮助呈现企业和居民的碳足迹，但是否有碳排放的活动应该直接通过

1 该计算方法由伦敦大学学院基建可持续转型特聘教授、中英（广东）CCUS 中心秘书长梁希及其团队贡献。

2 强制碳排放权市场可以理解为对高排放企业的惩罚性市场，交易碳信用的自愿碳市场是对植树造林等节能减碳行为的鼓励性市场。在中国，电力企业可通过向可再生能源企业购买国家核证自愿减排量（CCER），用以抵扣不超过 5% 的应清缴配额。

碳价在电力价格中予以体现。在碳价过低或者电力价格传导到终端用户不充分的情况，绿电和绿证交易对促进清洁电力的使用会有帮助。不过，绿电和绿证交易可能会使用户使用绿电的成本高于使用火电的成本，与让清洁能源应该更便宜的市场逻辑相悖。因此，大规模推行绿证，往往需要对生产企业和用户作出绿电消纳责任的强制性要求，比如美国一些州实行了强制性的可再生能源消纳责任（Renewable Portfolio Standards, RPS）要求。

欧洲推行 CBAM，在境内实施严格气候政策的基础上，要求进口的高碳产品缴纳相应的碳税。如果出口国国内有相应的碳定价机制，就可以豁免。CBAM 的实施对亚洲出口国可能带来深远的影响，一方面加重出口国高碳企业的负担，特别是首批六大行业如钢铁、水泥、铝、化肥、电力和氢；另一方面，也在一定程度上倒逼新兴出口经济体加快本国碳定价机制的建设。

对出口国家的新能源电力企业而言，其既可以在绿电平台做交易，又可以领绿证，还有可能作为碳信用出售，三者可能会有重复。这里更本质的问题是缺少和碳市场的联系。如

果以碳市场为基础，以碳价作为锚定，那么各个市场之间的相互关系就比较容易确立。已经领了补贴和有了投融资计划和资金回收计划的项目是否可以领碳证，也存在重复认证的问题。是不是要把所有含补贴的项目都排除在外操作起来也比较麻烦，而且除了直接补贴，还有间接补贴。此外，还需要加强沟通和宣传来推动 CBAM 认可绿证，但碳价仍可能成为关注的重点。

那么，出路是什么。首要的还是要围绕中心目标，即按应对气候变化，控制二氧化碳排放总量。各种不同的碳市场应形成合力而不是把产品设计得五花八门且复杂。应考虑是不是进一步发展碳市场，以二氧化碳价作为锚定，给各个分行业提供一些环境价值。碳市场要搞好，必须考虑减少免费配额，形成明确的淡出机制。这样，如果出售配额的收入较多，可以从中拿出一部分做返还。比如，第一年应该减少 10% 的免费配额，可以对某些行业给予 90% 的返回，如同税收返还；第二年返还 80%，第三年返 70%。十年可以逐渐淡出。

专栏 2-3

中国的绿电交易与绿证交易

从 2021 年 9 月启动绿电交易试点至 2023 年 10 月底，中国已累计达成绿电交易电量 878 亿千瓦时，核发绿证 1.48 亿个，绿电绿证交易规模稳步扩大。中国开始绿电交易主要出于以下原因：一是有些欧洲公司做出了碳减排承诺，特别是范围二减排承诺，需要海外公司使用绿电、自建电厂或购买绿电来履行承诺。这些机构都是影响力比较大的公司，需要提高公司形象和满足 ESG 评级和帮助企业提升市值。二是过去发展绿电主要依靠财政补贴，现在随着补贴淡出需要向绿电生产方提供一些额外激励。三是应对碳边境调节税，如果本地碳价太低或者无碳市场，可能会被征税。自建绿电、购买绿电和绿证的企业七成左右为外资企业和外向型企业，都希望绿电未来能被认可，其产品的碳足迹不被征税，这是无碳市场或者碳价太低的一种替代方案。

2023 年 8 月 3 日，中国国家发展和改革委员会（简称国家发展改革委）、财政部、国家能源局联合印发《关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作 促进可再生能源电力消费的通知》（简称“1044 号文”），明确了绿证的适用范围、规范绿证核发、完善绿证交易，对做好可再生能源绿色电力证书全覆盖做了部署，标志着中国的绿证制度迈入新阶段。

从国际上看，美国的一些州实行了绿证制度，但是出现了证书的真实性和价值难以确认等问题。目前，中国全国性碳市场免费配额发放过多，排放限制覆盖面不够，起步阶段碳价不高。在此情况下，推出绿证可能为未来对欧洲的出口创造好的条件，并为发展绿电提供一些额外的激励。但是，目前绿证提供的激励不足甚至可能是逆向的。要求化石能源发电要为碳配额付费，相当于要求发电企业多承担一些成本或者是罚款，罚款所得全部用于减排和碳吸收，支持低碳发展项目。化石能源发电加上碳税或者是碳排放价格应该比绿电更贵。然而，购买绿电和绿证可能实际上加大了成本，比化石能源所发的电力要贵，购买者多是为了完成承诺，与成本最小化的方向相左。因此，对于可能存在的逆向激励问题，需要研究分析。

应对气候变化是电力行业零碳转型的最终目标，电力行业的价格激励应与限制二氧化碳的排放挂钩。绿电溢价实际上没有锚，应从到底帮助减少了多少二氧化碳来确定溢价，与碳信用的价值确定相类似。此外，绿电交易涉及跨地区、跨省调度，能否如实地递交绿电需要依靠电网。据有关机构测算，现实中大约有 25% 的需求因线路阻塞或线损电网无法满足或存在严重的瓶颈。

2.3 合理的电价结构和形成机制

2.3.1 合理的电价结构

各国电价结构的差异成因复杂，不仅与发电、输配电能力等微观因素有关，还与各国经济体制、经济发展水平、产业构成等宏观条件密切相关。一般来说，电力市场开放程度高、电力商品价值体现全面、政府政策导向明确的国家，电价结构能够更多反映电力的多重价值。例如日本、韩国等国家采用多元的电量电价、需量电价、时间电价、区域电价等结构，实际上是把电价与用电量、用电容量、用电时间、用电地点等因素进行了关联。

随着能源转型和碳中和的推进，电力结构逐渐由传统的化石燃料向可再生能源和核能转变，电力的环境效应和社会效益在电力形成中的权重加大，电力价格的结构也更加复杂和差异化。一些国家引入了绿色环境价格、可再生能源补贴、碳税等政策价格，以反映电力的清洁性和低碳性。同时，新一代电力系统的多元化，电力系统的运行和管理更加智能化和数字化，要求电力价格适应电力系统的灵活性和动态性。在向零碳电力转型的过程中，电量价值是基础，除环境价值外，可靠性价值（容量电价）、调节价值（辅助服务费用）是新一代电力系统价格的重要组成部分（见图 2-9）。

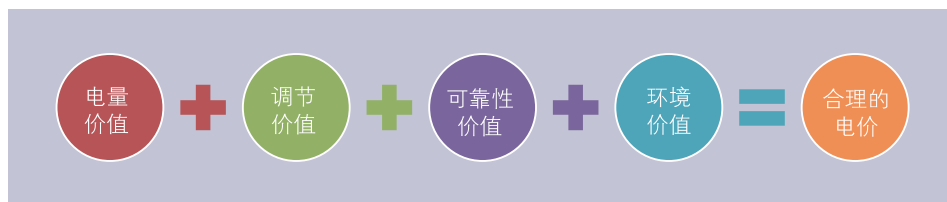


图 2-9 合理电价结构

资料来源：博鳌亚洲论坛研究院绘制。

2.3.1.1 容量电价

容量电价是电力市场中的一种定价机制，是向发电企业支付一定的费用确保在用

电高峰或在应急情况下提供足够的发电能力。该机制旨在鼓励发电企业持续运营，投资新发电设施满足电力系统的需求。随着风

能、太阳能等可再生能源发电比例不断增加，对电力系统备用容量的需求迅速加大，以确保电网的稳定运行。煤电已从传统的基础负荷保障电量供应角色向“基荷保供、灵活调峰、辅助备用”多重角色转变，对抽水蓄能电站在需要时提供额外电力供应的需求也急剧上升。煤电企业和抽水蓄能电站均需要通过容量电价来回收固定成本。在亚洲，日本、韩国、新加坡、中国、印度等多国均已实现了对煤电和水电的包括电量价格和容量价格的两部制电价机制。印度对火力发电和水力发电采取两部制电价，容量电价根据年平均成本计算，包括股权收益率、贷款利息、折

旧、营运费用等。中国已先后建立抽水蓄能和煤电容量电价机制，实现了两部制电价。两部制电价反映在消费侧，包括基本费和从量费，与电信行业的“月租费”与“话费”相类似。电量价格对应从量费，容量价格对应基本费。两部制电价能够较为真实地反映电力供需平衡状况和电力资源的价值因而被各国广泛采用，但是在具体的实践中，在执行用户范围、电压等级、辅助制度方面存在差异。

欧盟的容量收入机制（Remuneration Mechanism）的实践可供亚洲国家借鉴。总的经验是，容量价值应避免系统需要的机组由于经营亏损退出，同时激励新的灵活性容量投资进入。

专栏 2-4

欧盟容量收入机制¹

欧盟的容量收入机制（Capacity Remuneration Mechanisms, CRMs）主要包括以数量为基础和以价格为基础的两种备份容量收入决定机制。以价格为基础的机制是按容量大小付费，目前意大利、葡萄牙、西班牙、爱尔兰等国家采取这种方式。

以数量为基础的机制分为以下四种付费方式：

一是对战略储备（Strategic Reserve）付费。政府提前选定一些电力供应商作为战略储备提供方，并与电力系统管理机构提前制定下一年需要的储备容量，之后仅面对战略储备提供方进行投标和签订合约。中标的电厂不参加常规电力市场，而是按照合约容量规模准备发电所需的资源、人力和设备，在政府需要使用战略储备电力的时候及时提供。目前德国、比利时、波兰、瑞典采取这种方式。

二是对容量责任（Capacity Obligation）付费。即政府在电力市场中与一些大电厂签订合约，后者根据下一年的预期产能和预期市场需求确定“额外储备”（Reserve Margin，一般占预期电力需求的 15%~20%）。签订容量责任合同的大电厂可以通过以下三种方式实现容量责任并降低履约成本：（1）扩大产能；（2）与下游小型电厂进一步签订合约，将储备容量责任传导下去；（3）在二级市场上购买 Tradable Capacity Certificates（将容量责任以凭证的形式分散化传递到所有电力市场供应者，凭证出售方帮助凭证购买方建立储备容量）。目前法国采取这种方式。

三是拍卖容量（Capacity Auction）。政府与电力系统管理机构提前制定下一年需要的储备容量并向全市场参与者进行拍卖。中标的电力供应商需要增加供应能力，新增加的产能可以进入常规电力市场进行交易。目前英国采取这种方式。

四是可靠性期权（Reliability Options）。它是一种买入期权 Call Option，允许持有人在任何时候行使期权，以约定价格获得约定数量的电力供应。使用可靠性期权构建储备容量的国家需要进一步协助或监督关键的电力需求方，通过一级市场拍卖或二级市场交易，储备足够的可靠性期权，以保证在电力高峰时段的获得安全的电力供应。意大利正在考虑采取这种方式。

¹ 引自博鳌亚洲论坛研究院课题报告《基于激励机制和碳市场的净零路径》。

2.3.1.2 辅助服务费用

国际上对辅助服务所包含的内容没有统一的界定。中国国家能源局 2021 年《电力辅助服务管理办法》给出了广义的定义,即电力系统的辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行,保证电能质量,促进清洁能源消纳,除正常电能生产、输送、使用外,由火电、水电、核电、风电、光伏发电、光热发电、抽水蓄能、自备电厂等发电侧并网主体,电化学、压缩空气、飞轮等新型储能,传统高载能工业负荷、工商业可中断负荷、电动汽车充电网络等能够响应电力调度指令的可调节负荷(含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合)提供的服务。狭义的定义指的是输配电系统运营商为维持输配电系统的完整性、稳定性以及电能质量需要提供的服务,总的来说,可以分为有功平衡、无功平衡和事故应急及恢复三大类。

对于电力辅助服务的成本补偿并支付费用就是电力辅助服务费用。电力辅助服务的成本主要分为固定成本、变动成本、机会成本三大类。辅助费用的分摊原则有引发分摊原则、受益分摊原则和平均分摊原则三种方式,即“谁引发、谁承担”“谁受益、谁承担”和按照上网电量或装机容量比例分摊,但是这些方式在测度量化上存在着一定的难度。

2.3.1.3 输配电价

输配电价是电网经营企业提供接入系统、联网、电能输送和销售服务的价格总称,又称输配电费用。输配电价处于电力价格链的中间环节,合理的输配电定价有利于向电力交易主体传递准确的经济信号,调节市场供需关系,促使电网企业更高效地管理和使用输配电资源,同时提高电力系统运行的安全经济性。

目前,国际上比较流行的输配电价管制方式是回报率管制(RoR)和基于业绩的管制(PBR),如表 2-3 所示。回报率管制是采取“平均成本+收益”定价,监管机构每年对企业输配电业务的年度准许收入进行核定,包括核定输配电业务准许成本,确定合理收益率。日本、中国、印度采用此种方式。基于业绩的管制主要采用价格上限管制和收入上限管制,新加坡、韩国电力市场监管机构就是通过设定价格上限或收入上限来规范电力输配电运营商的定价行为。在电力来源复杂程度不断加大,长距离跨区域电力传输增多的情况下,确定平均成本的难度不断增加,政府的管制成本也加大。基于业绩的管制可以通过延长监管周期和引入效率激励手段来改变企业的行为和决策,加大成本控制和价格灵活性,提高输配电行业的效率和竞争力,为消费者提供更为优化和灵活的输配电服务。

表 2-3 常见的输配电价管制方式

管制方式	定义	模式	优势	劣势	各国实践
回报率管制	政府相关价格监管部门通过核定电网企业开展输配电业务的准许成本,进而考虑通胀、社会及行业平均投资回报等,确定企业的合理收益率,最终核定企业输配电价水平	准许成本+合理收益	有助于实现特定的政策目标;有助于降低电网企业投资决策和经营风险	当前背景下平均成本不易确定;增加监管成本;导致低效率的投资	中国、日本、印度等
基于业绩的管制	监管机构对未来监管期内受监管企业业务的价格或收入设定限,并在监管期内按照一定的原则进行调整	价格上限或收入上限	提高资源配置效率;价格预期更加清晰;降低监管成本	难以充分实现特定的政策目标;造成监管后期企业生产效率难以提升	新加坡、韩国

资料来源:公开信息,博鳌亚洲论坛研究院整理。

2.3.1.4 需求侧响应价格激励

需求侧响应价格激励是一种通过价格信号激励消费者在高峰时段减少用电、在低峰时段增加用电的机制。这种机制旨在平衡电力系统的供需关系，降低高峰时段的负荷压力，提高系统的效率和可靠性。日本针对商业用户和中高压各类用户采取两部制电价，并辅以季节性电价、分段电价、电费和负荷调整制度。韩国针对不同的用户类别提供多种定价选项，如阶梯电价、季节性电价、时间段电价。中国电力市场通过峰谷电价、分时电价等鼓励用户在高峰时段减少用电、在低峰时段增加用电。

2.3.2 电价形成机制

电价形成机制是指影响电价水平和结构的各种因素和规则，包含制定电价决策的主体，电价形成的方式和电价调控的方式这三个部分。根据电价决定主体的不同，电价形成机制主要包括三大类，即计划电价形成机

制（人工生产价格体系）、市场电价形成机制（供需均衡价格体系）以及两者并存的机制。计划电价形成机制是由政府作为电价决定主体的价格形成机制，是指在单一计划经济体制下，国家按照国民经济总体发展目标，根据相关产业政策制定电价，如孟加拉国能源管理委员会（Bangladesh Energy Regulatory Commission, BERC）在 2008 年发布电价条例，其中规定常规项目发电电价的“成本加成方法”。

市场电价形成机制是由市场作为电价决定主体的价格形成机制，是指通过市场竞争来形成电力商品价格的机制，这种机制常见于电力市场已经开放或开放程度较高的国家，如英国、日本、新加坡等。双轨制电价形成机制就是计划和市场并存的电价形成机制，这种机制多见于电力市场正在转型或开放程度适中的国家，如中国。

专栏 2-5

电力系统的人工生产价格和供求均衡价格

生产价格体系指的是依靠生产成本加上平均利润率形成的商品价格。马克思在《资本论》中提出了平均利润和生产价格理论，对当时资本主义社会的一些现象进行了分析和解释，但是并未提出生产价格能够决定价格制定。用投入成本加上平均利润率来制定价格可以称为人工生产价格体系。

首先，电力系统平均成本的确定存在困难。由于电源的来源、输送距离、输送路线、储能、调节能力、煤价、机组效率不同，只掌握一种平均成本十分困难。平均利润率确保投入的资金能够还本付息并有所回报，但实际上投到电力不同子行业的回报率不一，年限也不同。因此，需要对投资回报率细分后再做考虑。就是说，人工生产价格定价方法需要对平均成本、平均利润率做更多细分。当前，人工生产价格定价方法根据实际需要不断做出改进，区分了煤电、风电和光电成本，而且还有容量电价（相当于一种备用成本），但改进仍不能应对实际定价需要。在此基础上，还需要加上绿证、碳价等绿色成本。如果绿证、碳价定得低，绿色成本计算起来也会低；如果绿证、碳价高或者价格出现类似抛物线似的变化，那么必须据此来计算绿色成本。还需要计算输配电成本，远距离输送或跨境输送会使输配电成本大幅增加。此外，还需要将辅助服务成本考虑进来。在这些基础上再按照平均回报率来计算价格。

人工生产价格定价存在诸多矛盾，很多时候与供求规律并不相符，例如煤电价格倒挂。生产价格有的环节定得高有的环节定得低，这有可能造成局部过热或步子过快，信号不对，甚至带来阶段性浪费，可能导致金融部门所投资产搁浅。未来，在可再生资源快速

提升的情况下，电源、输配电、负荷调节、储能、消纳方面都会发生适应性变化。此外，投资还需要考虑技术的发展，例如对储能投资必须考虑十年内能使用多少，二十年以后的技术可能已经改变。所以在投资时就要考虑建设期、政策和技术变化等因素。

与此同时，在电力价格形成机制的改革中，“基准加浮动”的设计思路在一些地方落地。由于基准本身会快速变化，这种设计思路可能会使定价变得更为复杂，从而偏离“成本+平均利润率”这一基础规律。从全球实践看，俄乌战争以来欧洲天然气和电力价格的形成更多依靠市场决定，而不是由平均成本决定。随着供求关系变化，电力系统的平均成本会变动，平均成本很难作为可度量、稳定的价格体系定价基础。而且，如果基准价加上二氧化碳排放的价格肯定需要提高，那么围绕着基准价上下对称性浮动的机会已经很小。

有人会提出供求均衡价格存在很大问题，因为供求均衡价格会反映稀缺性。诚然，多数资源性产品不管是油气还是电力都会出现稀缺，到一定程度价格就可能提高。但是，从欧洲的情况看，事实并没有那么糟糕。首先，储能设施帮助缓解了一部分的稀缺性；其次，跨国石油管道输送和大量的液化天然气船只也确保了资源供应。因此，一旦有了储存保障就不会导致非常极端的稀缺价格。

另一个帮助调节、缓解稀缺价格的是衍生品市场。衍生品市场是按未来的价格进行买卖。尽管局部战争、地震、火灾等突发情况有可能导致市场短期内出现极度稀缺价格，但是，买方由于已经锁定了未来的价格并不会受到影响。同时，整个市场体系除了有助于未来价格发现和风险吸收以外，可以通过提供保险产品做风险吸收。尽管电力系统出现“黑天鹅”事件的概率不可能完全排除，但是不应据此选择用人工生产价格定价，而不是供求均衡价格定价。而且，这种小概率风险可以通过巨灾保险进行补偿。小概率问题永远都存在，但是不应据此夸大稀缺价格对定价的影响。

总之，人工生产价格定价可能导致市场不能出清，资源得不到优化配置。电力系统的价格决定应该扬弃偏离经济最优化的人工生产价格，转向依靠供求平衡来决定。

计划电价机制是按照平均成本加上平均利润来进行定价的，但是，随着电源多元化、远距离输送和新能源消纳等问题，使得电力系统的平均成本确定存在困难，电价不能够充分反映电力合理的价值构成。市场化定价是指电力价格由市场供需关系和竞争机制决定，而不是由政府或行政部门核定或干预。英国是电力市场化改革的先驱，主要的改革举措是对电力市场进行私有化改革和引入竞争机制，其创建的新电力交易规则（NETA）模式是国际上典型的电力改革成功模式，NETA模式不采用实时电价机制，而是采用合约电价机制，该电价形成机制包括远期期货市场、短期双边市场和平衡结算机制。在该模式中，配电、售电分开，对用户完全开放，发电公司、

供电公司和电力用户可以直接交易。NETA模式是国际上典型的电力改革的成功模式，改革成效显著，电力价格能够反映电力的多重价值。英国的电价结构如图2-10所示。

日本从20世纪90年代开始启动电力市场化改革，通过成立特定规模电力企业、引入独立发电企业等方式，在售电侧和发电侧引入竞争机制。福岛核事故发生后，日本开始着手新一轮电力市场化改革成立广域系统运行协调机构、全面放开售电市场，将电网环节与发电等业务进行法律分离。经过电力体制改革后，日本成立了多元的售电企业，促进跨区电力交易和批发市场交易。

中国的电价形成机制主要经历了以下几个阶段（见图2-11）：完全管制定价（1949—

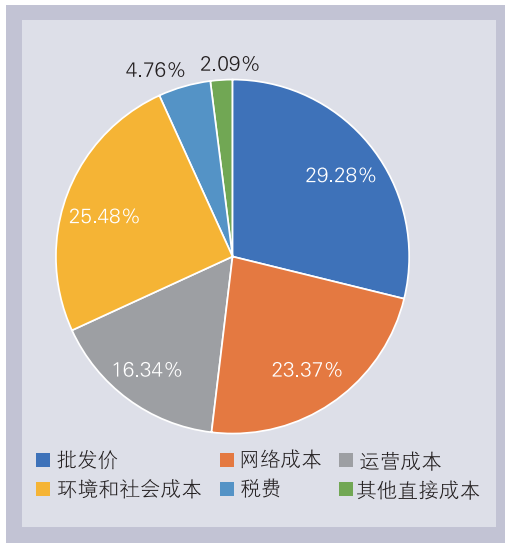


图 2-10 英国的电价结构

资料来源：Ofgem。

1985 年)，这段时期的电力价格的决定与计划经济体制相适应，政府对电力建设和电价管理采用了高度集中的计划管理体制；还本付息电价（1985—1997 年），为调动各方办电积极性，特别是鼓励社会资本投入电力行业，政府放松上网环节价格管制；经营期电价（1997—2002 年），从 1997 年开始，电力供需形势开始出现逆转，电力供应充足甚至过剩，2001 年实现“还本付息电价”向“经营期电价”的定价机制转变；标杆电价（2002—2015 年），政府逐渐放开了电价管制，引入了市场竞争机制，确立了“三段式电价”定价机制；深化定价改革（2015 年至今），为了进一步推进电力市场化改革，中国政府出台了一系列政策措施，加快了电价改革的步伐，2023 年将煤电单一制电价调整为两部制电价。

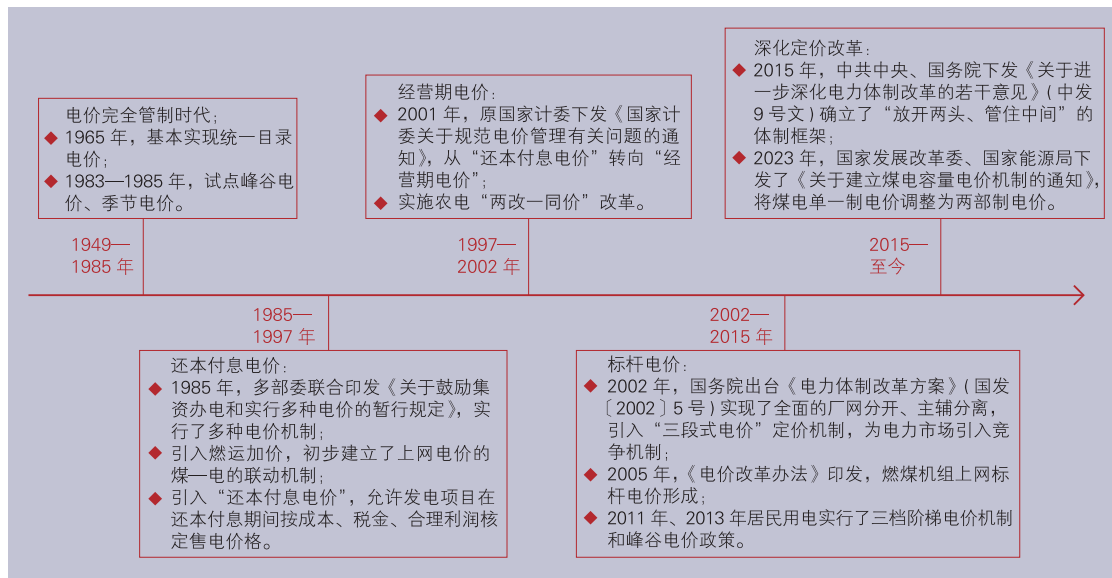


图 2-11 中国电价机制改革历程

资料来源：公开信息，博鳌亚洲论坛研究院整理绘制。

随着亚洲各国可再生能源的快速增长，电力系统的供需变化和峰谷特性更加复杂，供需均衡的定价体系加灵活和精细，能够激励电力用户和发电商调整负荷和发电，提高电力系统的平衡和安全。日本、中国、印度、韩国等亚洲国家已形成现货市场与中长期合同市场有机结合的电力市场格局。现货市场

实时反映市场供求，提供了灵活、快速响应市场变化的交易平台；中长期合同市场提供了稳定的价格信号，帮助市场参与者规避短期价格波动的风险，更好地进行投资和生产决策。韩国和日本先后于 2001 年建立了全国性电力交易所。目前中国的电力交易主要是在各省级电力交易中心进行，并已实现了

省际的联网交易。中国国家发展改革委、国家能源局于2022年明确提出,到2025年初步建成中国统一电力市场体系,到2030年,基本建成全国统一电力市场体系,适应新一代电力系统要求。

2.4 亚洲电价机制的问题、挑战与改进建议

2.4.1 突出问题和挑战

(1) 系统调节成本加速上升。随着以风电、光伏为代表的新能源加速开发,电力系统形态与平衡模式发生显著改变,大电网、微电网,多种电网形态并存的格局正在形成,源网荷储互动的非完全的实时平衡模式逐步建立,受新能源固有的间接性和波动性影响,亚洲电力系统运行成本发生重大变化。一方面,新能源功率预测、自动电压控制、自动发电控制等考核费用逐步增加,电网服务新能源接网及消纳的投资也不断增加;另一方面,为平抑新能源出力波动并提高消纳率,

电力系统需新增部署储能装置、控制系统及其他设备,并推动传统火电机组灵活性能力持续提升,进一步导致电力系统总成本明显增加。

(2) 能源转型推动终端电价上涨压力加大。从国际经验看,能源绿色转型普遍推动电力供应成本抬升,且电价涨幅与转型速度呈现高度正相关。例如,近十年来,英国可再生能源发电量占比从12.6%提高到43.3%,累计增幅30.7个百分点,工业电价上涨40.4%;德国可再生能源发电量占比从24.4%提高到45.2%,累计增幅20.8个百分点,工业电价上涨14.0%;法国、美国可再生能源发电量占比分别从16.2%、12.8%提高到26.1%、22.5%,累计增幅均为10个百分点左右,工业电价均上涨10%左右。亚洲各国正处新能源高速发展时期,在电力市场体系成熟运行之前,系统调节成本增幅将大于机组造价成本降幅,推动终端电价上涨压力加大。

专栏 2-6

韩国电力因缺乏疏导机制持续承压

2022年2月24日,韩国电力公司(Kepco)发布报告称,2022年全年公司净亏损金额达到创纪录的24.4万亿韩元(约合人民币1,300亿元),连续两年亏损,且亏损金额较上年扩大了4倍。亏损主要受两方面影响:一是燃料成本高企。韩国能源禀赋匮乏,能源自给率常年低于20%,化石燃料严重依赖进口,且化石能源在全国电力供应中仍发挥关键作用。地缘政治冲突加剧后,全球化石燃料价格快速上涨,导致发电成本高企。二是缺乏有效的价格疏导机制。为抑制高通胀,受韩国政府实施终端销售电价上限管控,禁止韩国电力大幅涨价,导致韩国电力购售电价倒挂。

(3) 碳价向电价传导不够,电价难以向消费端传导。目前,亚洲电力行业是重点排放行业中市场化程度最低的行业。从欧美发达国家的经验看,电力的社会公益性和技术复杂性决定了电力行业是市场经济发展过程中最后一批具备市场化改革的商品。同时,亚洲的经济基础决定了电价向消费侧传导具有先天的困难。正是基于此,各国碳价总体

水平低,向电价传导不够;同时,电价向消费端特别是居民端的传导十分有限。2021年以来,各国发电成本随着全球能源价格大幅波动呈现出波动上涨趋势,但亚洲国家对电价进行了管制和交叉补贴,电价波动未能向消费端及时传导,导致电价和成本脱节,无法反映发电的真实成本和供需变化,电力供应商只能自己消化这部分的成本变化,造成

供应商亏损和投资不足。

(4) 电力市场发展多在起步阶段, 电价弹性及系统灵活性不足。亚洲电力市场化程度总体不高, 很多国家的电力市场存在单一购买者垄断或寡头垄断的情况, 市场竞争程度较低, 市场竞争对电力价格的影响有限。很多电力价格结构单一, 电力市场化工具的发展大多在起始阶段, 对可再生电力的激励作用非常有限。缺乏弹性的电价无法反映电力的稀缺程度和价格波动, 导致用户需求扭曲, 抑制对电力系统的投资, 难以适应未来电力系统的快速发展。

2.4.2 建议

(1) 深化电力市场改革, 逐步建立由市场供需作为电价决定主体因素的价格形成机制, 持续推进电力市场建设。加强中长期、现货、辅助服务交易的统筹衔接。深化电力中长期交易, 缩短周期, 提高频次, 发挥中长期交易的风险规避作用; 稳妥有序地推进电力现货市场建设, 建立适应新能源特性的现货市场机制, 通过价格信号促进新能源消纳。创新电力市场的模式和方式, 开展绿色电力、跨境电力、分布式电力等市场的交易。

(2) 通过市场化机制, 让电力价格反映碳价的环境价值和社会成本, 激励发电企业提高清洁能源的使用比例, 降低碳排放强度, 激励消费者购买和使用绿色电力。进一步优化煤电价格, 在煤电价格中体现供电成本、市场供需、碳成本等, 发挥煤电的灵活调节作用, 实现安全稳定的能源转型。加强市场监管, 规范市场主体行为, 防范市场风险, 维护市场秩序, 保障市场公平竞争。推动碳市场和电力市场协同发展。将电能价格与碳排放成本有机结合, 发挥两个市场相互促进、协同互补作用, 提高清洁能源的市场竞争力, 助推碳减排技术快速进步。

(3) 探索高效储能容量电价机制。高效储能技术是突破电力“发、输、配、用”时连续进行的传统模式, 实现电能的“跨时空

调配”。明晰新型储能电站的“责—权—利”关系是分摊储能成本的关键, 因此, 在现阶段, 考虑储能功能特性与收益模式, 电网侧新型储能应采用竞争性电度电价与核定容量电价相结合的两部制电价机制, 竞争性电度电价提供电站的风险性收益, 容量电价提供电站的保障性收入。

(4) 进一步完善辅助服务定价, 赋予输电电网更大主动性。建立合理的辅助服务定价机制, 激励各类电源、储能、负荷等并网主体提供辅助服务, 让受益者承担相应的成本。给予电网更多的定价权, 逐渐由回报率管制向基于业绩的管制转变, 促进电网侧储能设备投资。深化辅助服务市场建设, 引导抽水蓄能、可中断负荷等参与系统调节, 推动享受电力辅助服务的用户侧主体根据合理标准和规则共同分摊辅助服务费用。研究新能源汽车等参与电力市场交易的机制。

(5) 绿色电力消纳给消费者明确的激励。随着未来 5G、云计算、大数据等信息技术与电力市场的深度融合, 售电公司可积极参与虚拟电厂、储能等需求侧响应工程建设。加快完善电力绿色转型多元成本疏导机制。加快推动可再生能源消纳权重向终端用户分摊, 鼓励市场用户积极参与绿电绿证交易履行可再生能源消纳责任; 探索设计基于分时电价的用户侧疏导机制, 基于用户对容量需求增加的贡献度进行容量补偿费用的分摊, 构建不同环境权益产品体系间的流通规则, 建立反映新能源综合价值的多市场耦合价格形成机制。

(6) 发挥先进前沿技术创新牵引带动效应, 推动电力先进生产力综合成本持续下降。加强基础前沿研究和源端技术研发, 持续推动技术进步, 积极发展在高效新能源发电及主动支撑、新型储能、绿色氢能、碳捕集利用与封存 (CCUS) 等重大关键技术和高端电力基础材料、电力气象、数字化智能化等重要支撑技术, 支持高效率、低成本清洁低碳电力技术装备先行先试。

第3章

亚洲零碳电力未来展望

3.1 供给端

能源转型在很大程度上依赖于能源效率和清洁能源利用。在亚洲，电力供应侧将持续加大清洁发电能源开发力度，大力发展风电、太阳能发电、水电、核电等非化石能源，积极推动储能设施规模化发展，构建多元化清洁能源供应体系，逐步减少对化石能源的依赖，预计到2060年亚洲电源装机规模较2020年增长约3倍，风电、太阳能发电装机占总装机的比重将超过70%，风电、太阳能发电装机规模达到110亿千瓦。与清洁资源本地开发、本地利用发展模式相比，电网实现互联互通将有助于提高清洁电力比重，节省清洁发电及储能投资。亚洲互联电网目前已形成了东北亚、东南亚、南亚和中亚等几个大的电网互联区域，跨洲互联也取得了一些进展，未来亚洲将统筹可再生能源资源、负荷需求等边界条件，进一步加强各大区电网内部互联，加强中国—中亚—西亚跨区互联以及西亚—欧洲跨洲互联，实现能源需求与高质量、低价格清洁资源优化配置，能够推动国家、区域的共赢发展。

3.1.1 电源发展路径

亚洲电力需求具有较大增长空间。综合

不同国家未来经济发展、工业化进程、电气化加速、城市化发展等驱动因素，预测亚洲电力需求量为将保持快速增长态势。到2030年，亚洲电力需求量为20.5万亿千瓦时，较2020年增长45.5%；到2060年，亚洲电力需求量为38.4万亿千瓦时，为2020年的2.7倍（见图3-1）。

为应对气候变化，许多亚洲国家已迅速采取行动，并承诺电力绿色转型。考虑不同区域电力系统不同减排责任及减排关键举措的不同实施力度，设置基准情景和绿色加速情景，推演两类情景亚洲电源规模和结构的发展路径。两种情景下，亚洲电力供给侧大力发展风电、太阳能发电、水电、核电等非化石能源，积极推动储能设施规模化发展，构建多元化清洁能源供应体系，其中，绿色加速情景将进一步加大可再生能源电力开发力度。

2060年，亚洲电源装机规模较2020年增长约3倍，两种情景下风电、太阳能发电装机占电源总装机的比重分别超过70%和80%，如图3-2和图3-3所示。按照电力需求预测水平，基准情景下，到2030年，亚洲电源总装机规模达到70亿千瓦，较2020年增长约30亿千瓦。到2060年，亚洲电源总装机规模达到153亿千瓦，较2020年增长约113亿千瓦。

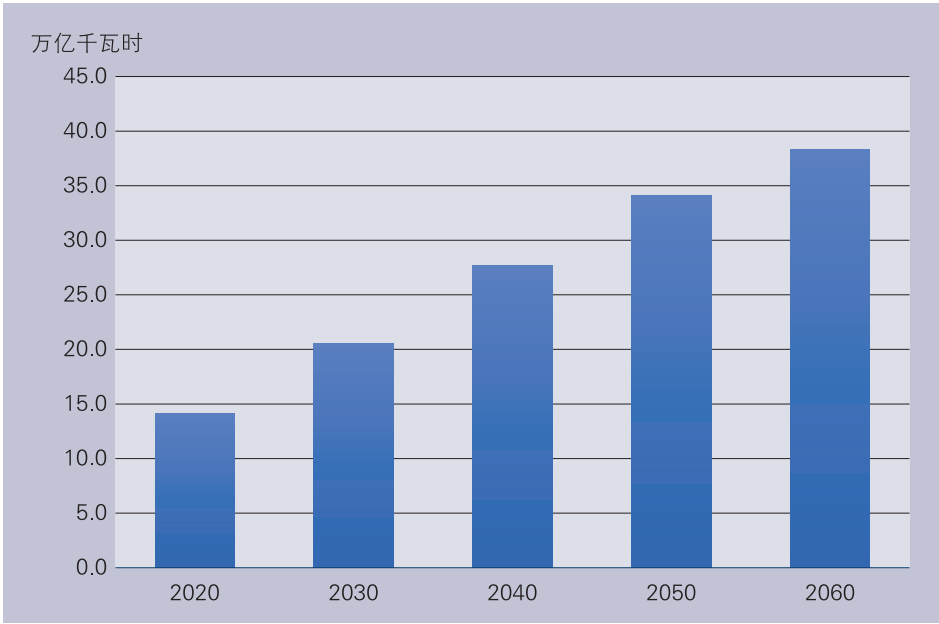


图 3-1 2020—2060 年选定年份亚洲电力需求量

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

绿色加速情景下，到 2030 年，亚洲电源总装机规模达到 72 亿千瓦，较 2020 年增长约 32 亿千瓦。到 2060 年，亚洲电源总装

机规模达到 161 亿千瓦，较 2020 年增长约 121 亿千瓦。

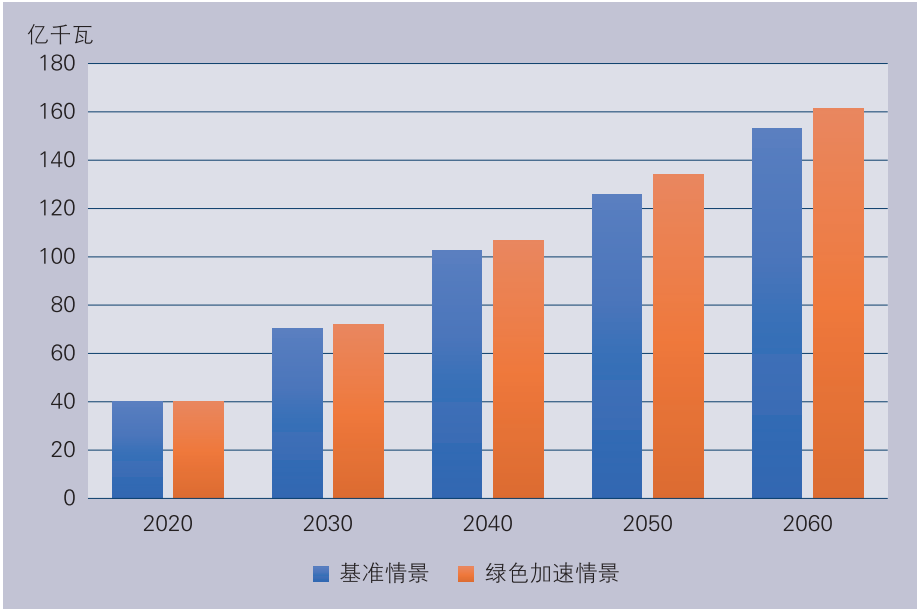


图 3-2 2020—2060 年选定年份亚洲电源装机规模分情景对比

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

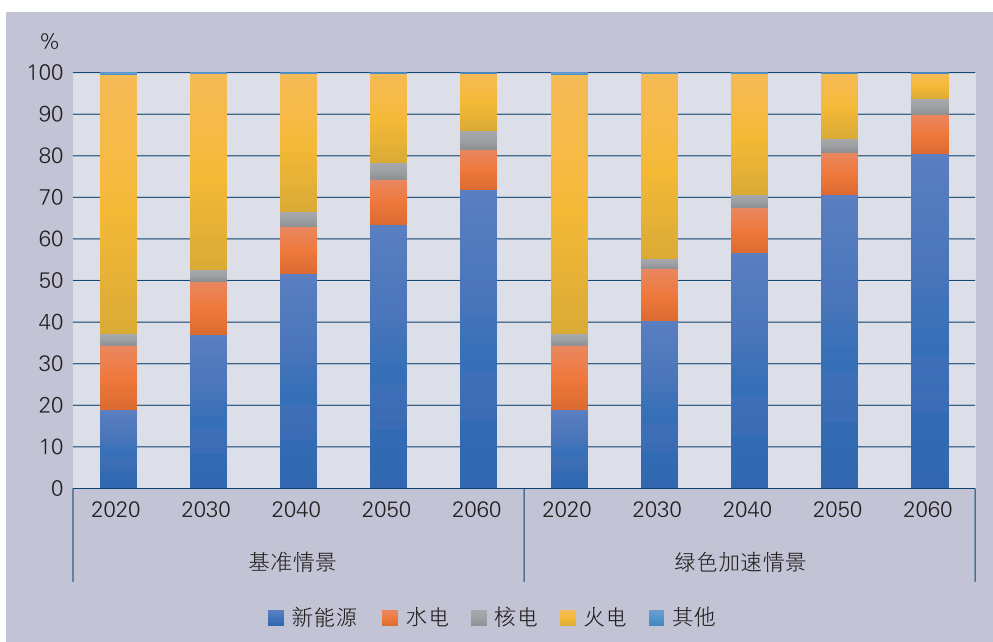


图 3-3 2020—2060 年选定年份亚洲电源装机结构分情景对比

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

3.1.1.1 新能源发电

新能源发电快速发展，预计 2060 年新能源发电装机规模较 2020 年增长超过百亿千瓦（见图 3-4）。目前在全球大多数国家，陆上风电和太阳能发电与化石燃料发电相比具有成本优势，将新能源发电列为国家能源

发展战略。中国在可再生能源领域具有技术、成本优势和长期稳定的政策环境，在推进全球能源革命尤其是降低全球风电、太阳能发电成本方面发挥了重要作用。基准情景下，到 2030 年，亚洲风电、太阳能发电装机规模达到 26 亿千瓦，较 2020 年增长 18.4 亿

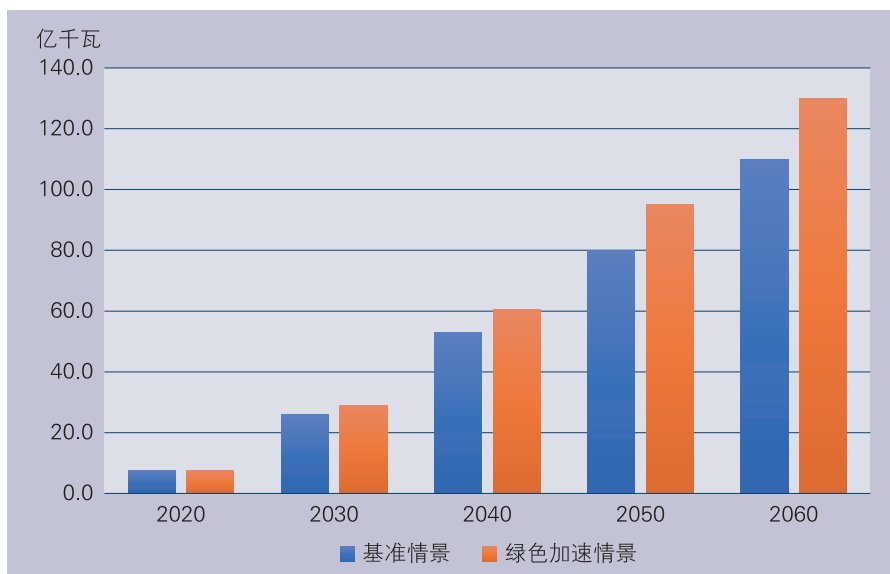


图 3-4 2020—2060 年选定年份亚洲新能源装机结构分情景对比

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

千瓦，到 2040 年，风电、太阳能发电将成为亚洲的主体电源，到 2060 年，亚洲风电、太阳能发电装机规模达到 110 亿千瓦，较 2020 年增长超过百亿千瓦。绿色加速情景下，到 2030 年，亚洲风电、太阳能发电装机规模达到 29 亿千瓦，较基准情景增长 3 亿千瓦，到 2060 年，亚洲风电、太阳能发电装机规模达到 130 亿千瓦，较基准情景增长 20 亿千瓦。

3.1.1.2 核电

核电具有较大发展空间。核电作为清洁低碳高效的电源代表，具有能量密度高、出

力稳定、转动惯量大等特征，能有效替代化石能源发电装机，助力地区实现碳减排。中国积极安全有序发展核电，对保障能源安全，落实“双碳”目标具有重要意义。基准情景下，到 2030 年，亚洲核电装机规模达到 2 亿千瓦（见图 3-5），较 2020 年增长 0.8 亿千瓦，到 2060 年，亚洲核电装机规模达到 7 亿千瓦，较 2030 年增长 5 亿千瓦。绿色加速情景下，到 2030 年，亚洲核电装机规模达到 1.8 亿千瓦，较基准情景减少 0.2 亿千瓦，到 2060 年，亚洲核电装机规模达到 6 亿千瓦，较基准情景减少 1 亿千瓦。

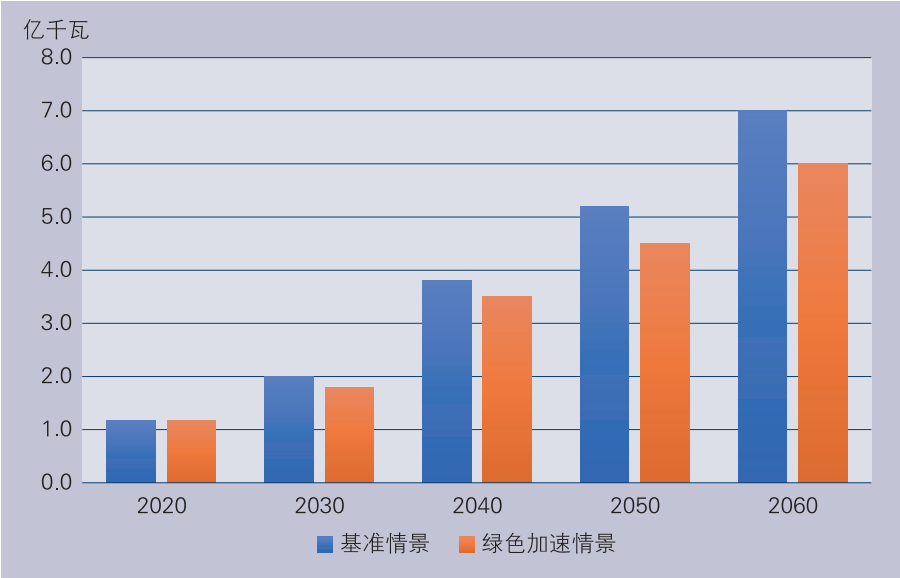


图 3-5 2020—2060 年选定年份亚洲核电装机结构分情景对比

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

3.1.1.3 水电

亚洲水电装机规模保持增长态势，增长速度将有所放缓。当前，水电作为可再生能源利用的重要组成部分，约一半的水电经济潜力尚未开发。未来，亚洲水电装机增长速度将有所放缓，中国水电开发不再像过去那样突飞猛进，扩张期已经结束，印度、东南亚国家仍将有所增长。到 2030 年，亚洲水电装机规模达到 9 亿千瓦（见图 3-6），约为 2020 年的 1.5 倍；到 2060 年，亚洲水电装机规模达到 15 亿千瓦，约为 2020 年 2.5 倍。

3.1.1.4 火电

亚洲火电装机规模于 2035 前后达峰。短期内，为保障电力供应安全、为新能源消纳提供灵活性资源，亚洲煤电装机仍将保持一定程度的增长。从中长期看，中国、印度两个煤电大国已分别提出了 2060 年、2070 年碳中和目标，出于应对气候变化、防治环境污染等承诺将逐步放缓或限制煤电增长。油电主要集中在西亚，未来，油电将逐步退出电力领域，被气电、可再生能源发电替代。天然气发电更多地用于保障高峰时段电力供

应和为可再生能源消纳提供灵活性，是化石能源发电中唯一具有增长潜力的品种。考虑电源发展多元化及气电排放相对较低、灵活调节性能优异，各国应结合实际情况量力而行发展气电。基准情景下，到2030年，亚洲火电装机规模达到33亿千瓦（见图3-7），较2020年增长8亿千瓦，亚洲火电装机于

2035前后达峰，随后火电装机规模持续下降，到2060年，亚洲火电装机规模达到21亿千瓦，较2030年减少12亿千瓦。绿色加速情景下，到2030年，亚洲火电装机规模达到32亿千瓦，较基准情景减少1亿千瓦，到2060年，亚洲火电装机规模达到10亿千瓦，较基准情景减少11亿千瓦。

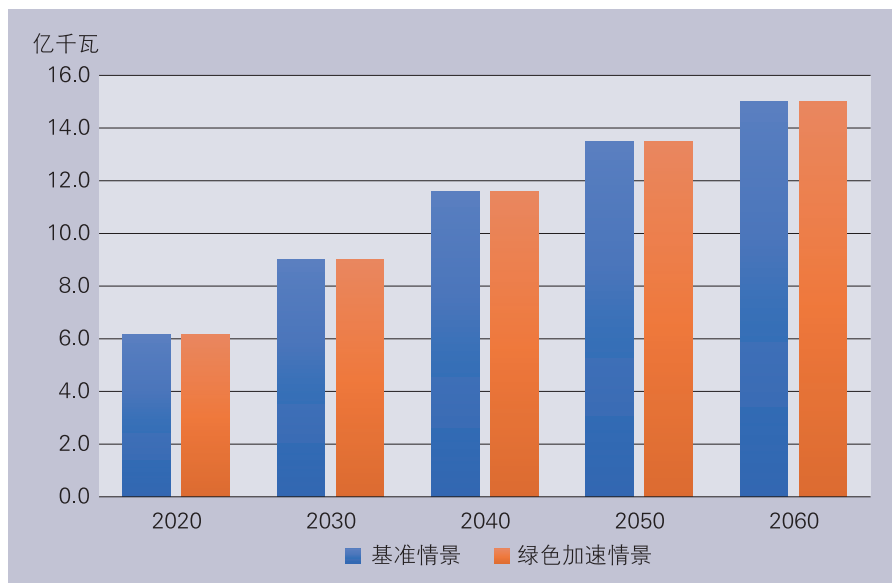


图 3-6 2020—2060 年选定年份亚洲水电装机结构分情景对比

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

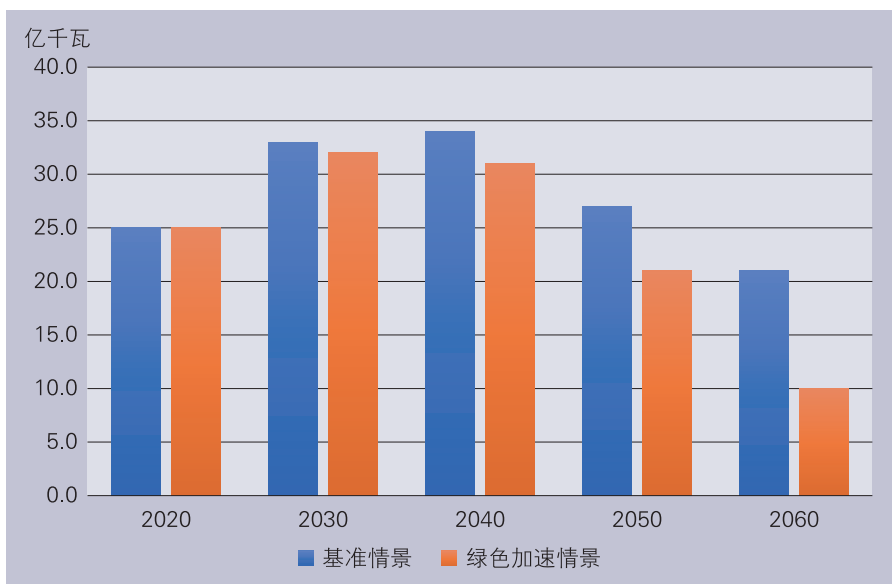


图 3-7 2020—2060 年选定年份亚洲火电装机结构分情景对比

资料来源：中国电力企业联合会分析预测。

3.1.2 电网互联格局

亚洲是全球负荷增长最快的地区，拥有丰富的可再生能源资源，亚洲区域内能源资源分布不均衡，大规模电力需要通过远距离输电通道送至负荷中心，未来将形成以洲内大型可再生能源基地为电源基地、连接各大负荷中心的亚洲互联电网，并接受来自“一极一道”的跨国跨洲电力。当前，亚洲互联电网已经形成了东北亚、东南亚、南亚和中亚等几个大的电网互联区域，各区域国家间均建成多条跨国输电通道。2022 年 9 月，LTMS-PIP 正式启动。亚洲跨国跨洲电网互联也具有一定基础，2022 年 11 月，伊朗、亚美尼亚、阿塞拜疆、俄罗斯四国电网首次完成互联后同步运行测试，标志西亚向电网互联目标更进一步。跨洲互联方面，2022 年 8 月，沙特阿拉伯—埃及±500 千伏高压直流电力互联项目获得 5.68 亿美元融资，该项目起自沙特阿拉伯麦地那，终至埃及开罗，最高传输容量 300 万千瓦，是中东北非地区首个大规模 HVDC 互联项目，预计 2026 年建成投运。通过互联互通实现能源需求与高质量、低价格清洁资源优化配置，能够推动国家、区域的共赢发展，与清洁资源本地开发、本地利用发展模式相比，互联互通将有助于提高清洁电力比重，并节省清洁发电及储能投资。

3.1.2.1 亚洲典型区域互联格局

东北亚既有经济发达国家，也有发展中国家，各国经济发展水平不同，经济结构差异明显，资源禀赋也各有特点，但互补性很强，合作空间极大。一些学术研究已经探索了通过东北亚的互联互通发展跨境输电线路和通过优化区域能源组合来形成区域电网的替代方案，研究一致证实了在该区域各国之间连接国家传输网络的多重益处。

中国国家电网公司于 2016 年 3 月与俄罗斯电网公司、韩国电力公社、日本软银集团共同签署《东北亚电力联网合作备忘录》，拉开东北亚地区跨国电力联网工程合作序

幕。按照清洁发展和协调发展的原则，东北亚总体形成“西电东送、北电南送”的电力发展新格局。重点开发中国西南水电、中国“三北”和蒙古国风电、中国西北和蒙古国太阳能等清洁能源基地，跨区受入中亚和俄罗斯远东清洁能源，通过水电、风电、太阳能互补互济，满足中国东部南部、日本和韩国等负荷中心的电力需求。据国际可再生能源署（IRENA）数据，蒙古国的可再生能源丰富，储量达 2.6 亿千瓦，且发电成本极低，可以作为东北亚重要的电力来源。东北亚超级电网计划将在蒙古国建造风能和太阳能发电厂，通过超高压直流线路将电力输送到东北亚五国。

2019 年，韩国贸易、工业和能源部提出了第三次能源总体规划（2020—2040 年），制定了雄心勃勃的可再生能源发电目标，到 2040 年可再生能源发电目标在 30%~35% 之间。韩国 97% 的能源依赖进口，主要来自国外东北亚地区。韩国在第三次能源总体规划中探索了东北亚超级电网的概念，使其成为稳定能源供应的手段。韩国正在推进连接周边国家电网的“东北亚超级电网”事业。通过建立跨国电网，可以提高各国之间的能源利用效率，韩国也可以从更加稳定的供需体系中受益。与 ENTSO-E 的北欧超级电网一样，它连接了韩国、日本、中国、蒙古国和俄罗斯。韩国电力研究院的研究小组认为，在俄罗斯远东地区的洲际电网和朝鲜半岛之间建设±500 千伏直流符拉迪沃斯托克平壤—首尔输电线路是可行的。有研究分析扩展了模型，将中亚纳入东北亚网格的一部分，研究证实了哈萨克斯坦与俄罗斯统一电力系统（UPS）和东北亚一体化电网的整合也是可行的。

东南亚的东盟电网建设采用渐进式的发展策略，第一步是实现成员国之间的双边互联，进而逐步延伸到次区域互联互通，建设北部（主要覆盖老挝、缅甸、柬埔寨、泰国、越南）、南部（主要覆盖新加坡、马来西亚、

印度尼西亚)和东部电网(主要覆盖文莱、菲律宾),最终建立完全一体化的东盟电网系统。东南亚电力流总体呈现中南半岛“北电南送”、马来群岛“中心辐射外送”的格局。东盟2015年制定的《2016—2025年东盟能源合作行动计划》明确要推进16个电网互联互通项目,共45项双边电力联网项目的建设,内容为首先依照跨境双边条款实现双边互联,然后延伸到此区域互联互通,逐步形成整体区域电网,建设东盟国家互联电网(APE),按地理位置划分为北部、东部和西部三个分区,即大湄公河次区域国家分区、跨婆罗洲分区及印度尼西亚、马来西亚和新加坡分区,最终建立一体化的东盟电网系统,实现区域电力能源全方位合作。《2016—2025年东盟能源合作行动计划》第一阶段(2015—2020年)成功启动了LTMS-PIP的贸易,截至2020年8月,在LTMS-PIP一期和老挝—泰国—马来西亚电力整合项目(LTM-PIP)一期和二期下交易的电力总量为30.2吉瓦时,这些项目不仅能够满足马来西亚电力的需求,也更好地促进可再生能源的渗透和发展。老挝、泰国、马来西亚三国同意未来进一步将LTM-PIP的最大承诺能源容量交易从100兆瓦提高到300兆瓦。《2016—2025年东盟能源合作行动计划》第二阶段(2016—2025年)计划扩大区域多边电力交易,加强电网弹性和现代化建设,促进清洁能源和可再生能源并网。东盟和大湄公河次区域经济合作的成员也正致力于推进互联互通项目和多边电力贸易。2022年,依托LTMS-PIP,新加坡从老挝进口100兆瓦电力,电力输送途经泰国和马来西亚,这是首次涉及4个东盟国家的多边跨境电力贸易。

中亚统一电力系统较好地解决了各国国内电力资源分布不均的问题,也较为有效地保障了油气资源匮乏的上游国家冬季用电以及水资源短缺的下游国家夏季农业灌溉用水,缓解了各国在跨界水资源利用上的矛盾。

目前中亚地区统一电力网由哈萨克斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦与乌兹别克斯坦通过500千伏线路连接形成网络。哈萨克斯坦建立了贯穿全国南北的500千伏输电线路后,哈南部地区长期依赖中亚统一电力系统和缺电问题得到根本性解决,不再从乌兹别克斯坦购电;塔吉克斯坦虽然水力资源丰富,但水电大多集中于中部,其北部地区用电需要通过统一电力系统由土库曼斯坦经乌兹别克斯坦进口;吉尔吉斯斯坦为保证境内托克托古尔水电站的蓄水量,保障下游国家夏季灌溉用水,不得不在冬季时由乌兹别克斯坦进口部分电力。

3.1.2.2 跨地区互联

在许多双边和多边论坛上,亚洲各国领导人都明确表示有意向深化区域能源合作,并将其扩大到电力领域。通过将跨境电力互联与可再生能源发展相结合,各国可以利用国界以外偏远地区的水电、太阳能和风能资源。由于亚洲大同步电网在实施上难度大,因此根据特高压技术特点考虑采用更为直接的“点对网”方式。根据亚洲电源布局和负荷中心的距离,采用特高压直流输送是较为合理的方式。从电力流向来看,蒙古国风电、光伏输送至东北亚地区;中亚风电、光伏输送至中国西南、西北地区;东南亚水电输送至中国华南地区;西亚光伏输送至南亚地区。

东南亚总体形成中南半岛和马来群岛两个次区域电网,并与周边国家广泛互联,实现清洁能源在更大范围内优化配置。按照双边、多边、次区域、区域分阶段构建东南亚电网,形成跨区跨洲七通道,成为连接东北亚、南亚等区域的枢纽,实现亚洲和大洋洲互联。中国南方区域与老挝、越南、缅甸毗邻,与澜湄国家具有较好的电力合作基础。自2004年110千伏中国河口—越南老街输电线路投运至今,中国南方电网公司通过多回110千伏及以上线路与越南、老挝、缅甸电网互联互通,累计贸易电量超过655亿千瓦时,其中,清洁能源占比超90%。中国积

极融入“一带一路”建设，紧紧抓住区域全面经济伙伴关系协定（RCEP）落地机遇期，充分发挥自身区位优势，以中老合资建设的老挝国家输电网为平台，助力打造中老命运共同体。2022 年 6 月，老挝电网通过 115 千伏东盟—那磨线与中国云南西双版纳地区电网联网运行，实现中老双向电力贸易；2022 年 3 月，中国南方电网公司与老挝国家电力公司正式签署 115 千伏中老联网项目购售电协议，协定汛期将老挝富余水电送至中国消纳，枯水期由中国向老挝北部地区进行补充供电，实现两国电力互补。2022 年 1—8 月，南方电网公司累计从缅甸和老挝进口清洁水电 12.1 亿千瓦时，有效形成南方区域与澜湄区域电力余缺互济、优势互补新格局。未来中国将进一步加强与周边国家电网互联互通，推动缅甸、老挝等澜湄国家水电资源有序开发，积极争取建设境外澜湄国家水电送电南方电网输电通道，构建区域共同电力市场。

中亚地区拥有丰富的风能、太阳能、煤炭、水电资源，除满足自身需要外，电力外送潜力巨大，可西送西欧，东送东北亚，北送俄罗斯。中亚作为电力输送枢纽，有利于可再生能源发电的全额消纳，并获得欧亚时差/峰谷差效益。中亚输电线路整体走向与欧亚高铁走向相近，与中国提出的“一带一路”倡议相融合，有利于欧亚大陆经济共同发展。中国与中亚五国的能源合作及电网互联互通建设是“一带一路”倡议实施的重要领域，对于实现资源的优化配置、促进经济合作及地区发展具有重要意义。2014 年 12 月，中国国家电网公司与哈萨克斯坦就建设可再生能源基地以及中哈电网互联互通签署战略合作协议，实现从哈萨克斯坦向中国和周边其他国家输送电能的可能。中国参与吉尔吉斯斯坦南部电网改造项目，是加强基础设施互联互通的重要举措，为构建中亚电网和实现电力互联互通提供了实践样板。中亚地区从北到南的长链式环网将最终与中亚地区周边的其他国家相连：未来中亚地区在特高压技术的支持

下将通过哈萨克斯坦—德国 ± 800 千伏直流输电工程向西与欧洲电网互联互通；哈萨克斯坦新建大量风电场的盈余清洁电力将通过 500 千伏高压线路传输至新疆，再通过天中直流送至中国中东部地区；中国新疆喀什地区与吉尔吉斯斯坦规划建立 ± 800 千伏背靠背直流送电工程跨国线路，将吉、塔两国多余水电送至中国南疆；通过塔吉克斯坦桑格图达—巴基斯坦瑯谢拉 ± 500 千伏直流输电工程，与南亚电网互联互通；中国—中亚—西亚通道将建设西亚至土耳其及欧洲负荷中心的两条 ± 800 千伏直流工程，使亚洲与欧洲互联互通能力提升 1,600 万千瓦。

南亚地区的印度北部、印度南部、巴基斯坦北部、孟加拉国将成为主要的电力受入中心。尼泊尔和不丹、印度北部水电基地，以及印度与巴基斯坦交界处塔尔沙漠地区风光基地在满足近区负荷的基础上，将成为主要电力外送地区。南亚作为亚洲负荷“南中心”，跨区总体的电力流呈现“周边送电中心”的格局，主要受入西亚和中国的清洁电力。中国与巴基斯坦两国的中巴经济走廊是“一带一路”建设重要先行先试项目。中巴之间的能源合作成为中巴经济走廊的一条主线，中国助力巴基斯坦建设其国内唯一的直流输电项目，实现巴基斯坦大规模“南电北输”，解决南北之间的供需结构性矛盾；在中巴联网通道方面，未来将建设中国新疆伊犁—巴基斯坦 ± 800 千伏直流工程，实现中国—巴基斯坦之间更广泛的能源互济。2023 年，印度宣布了加强洲际输电系统的新计划，以实现可再生能源的整合。同年 10 月，印度内阁批准了绿色能源走廊二期洲际输电系统，用于拉达克 13 吉瓦的可再生能源项目。为了促进与邻国的电力贸易，印度还计划在未来 10 年内从尼泊尔购买 10 吉瓦电力，这意味着将扩大跨境电力线的容量。根据 2023 年 10 月印度政府宣布的可再生能源购买义务指导方针，允许印度境外的项目履行义务，可能会进一步扩大从尼泊尔进口水电的市场规

模。除了加强与南亚邻国的互联外，印度政府还宣布计划在 2023 年下半年与沙特阿拉伯、阿联酋和新加坡建立电力互联，作为“一太阳、一世界、一网”（OSOWOG）倡议的一部分。

3.2 需求端

作为全球电力需求增长速度最快的区域，亚洲正迅速推动其终端用电向绿色转型。在工业、交通、建筑等关键能源消耗重点领域，向电气化转变并逐渐消纳绿色电力，已成为推进减排和实现碳中和目标的重要手段。虽然亚洲各国在电力供应水平和转型步伐上各不相同，但都依据各自电力系统的实际情况，制定了雄心勃勃的绿电发展策略。

3.2.1 需求端电气化水平提升

随着需求端电气化的加速，新兴商业模式不断涌现，推动了绿电更广泛地进入交易市场。这不仅为电力消费者提供了更多选择和灵活性，也为亚洲的绿色能源市场注入了新活力，为区域迈向绿电时代打开新的篇章。

3.2.1.1 整体趋势提升

2024 年 1 月，IEA 发布的《电力 2024》报告预测，2024—2026 年，电力需求将平均每年增长 3.4%，其中约 85% 的需求增长来自中国、印度和东南亚。终端用能电气化的大幅提升，有助于加速经济增长，改善能源安全，减少气候变化带来的影响，在工业、交通及建筑领域均有较高程度的体现。

工业领域。随着可持续发展议题关注度的提升以及成本平价的实现，多数工业制造商开启了工业车队、工业流程及工业空间的电气化进程。德勤近期的一项调查显示，大部分工业制造商计划在 2035 年实现 40% 的车队电气化率和 45% 的工业流程电气化率。制造业领导人计划在未来十年内采用电动汽车作为运输和物流工具，并由此向低碳燃料替代品过渡，提高车队管理效率。同时，通过工业流程电气化使整体系统拥有更高的性

能寿命，提升系统效率。

交通领域。通过各类交通工具的新能源化、交通相关电力系统的改造升级以及车路电气化协同等来推进电气化。最具典型代表性的是电动汽车领域，根据国际能源署发布的《全球电动汽车展望 2023》，未来五年内，全球电动车销量将达到 1.17 亿辆，其中，亚洲将占据 60% 以上。亚洲国家如印度、印度尼西亚及泰国等市场已经呈现出快速增长的势头。同时，带来更加充足的公共充电基础设施，包括充电网络、充电服务等。此外，轨道交通电气化、船舰电气化及航空电气化也在进行不同程度的技术探索及应用。

建筑领域。建筑电气化可以有效减少燃气设备在燃烧过程以及相关供应链中所产生的温室气体排放。未来十年内，空间制热和水暖设备将越来越多地使用电气资源。与传统天然气或煤炭能源相比，电气化可以基于智能能源系统实现更高效的建筑能源管理，成为加速利用电气资源优化家庭、商业、办公场所的催化剂。

3.2.1.2 亚洲地区差异

亚洲地区电气化水平不一，经济不发达国家的电气化水平相对较低。截至 2019 年，亚太地区 96.6% 的人口用上了电。城市地区几乎实现了电力全覆盖，但农村地区的电气化率和服务质量仍然较低。尽管印度加快了电网的铺设、孟加拉国积极部署离网解决方案，大幅减少了区域的未通电人口数量。根据最新数据，亚太地区仍有 1.57 亿人无电可用，其中近四分之三的人生活在南亚和西南亚。由于农村人口日益增多，电力设施的建设相对困难，巴基斯坦是亚太地区唯一通电率不断降低的经济体。根据 IEA 数据，到 2025 年，亚洲将占世界用电量的一半，通电率将成为该地区发展的关键部分。预计到 2030 年，亚洲基本有望实现普及电力。¹

东北亚（中国、日本、韩国、朝鲜、俄

¹ ESCAP. Asia and the Pacific's Progress towards Sustainable Development Goal 7.

罗斯、蒙古国)的清洁能源占比和电气化率正逐年稳步提升。2017 年,东北亚地区的电能占终端能源消费比重(终端电气化率)约为 25%。2020 年,中国、韩国及日本承诺各自国家将在本世纪中叶或接近本世纪中叶实现净碳中和,促进了地区主要发电能源从化石燃料向可再生能源的转变。IRENA 的分析表明,通过将可再生能源占总发电量的比例从 23%提高到 90%,东北亚地区与能源相关的二氧化碳排放量可以在未来 30 年内下降 80%以上。当可再生能源成为发电成本最低的选择时,将使终端用户的电气化程度提高。预计在 2030 年左右,东北亚清洁能源装机容量占比将超过化石能源装机容量,届时该区域终端电气化率将达到 37%。随着能源转型不断深入,电动汽车、电制热制冷设备等领域电能替代比例大幅提高,2050 年清洁能源占一次能源的比重将超过 70%,电能占终端能源的比重或将达到 58%。¹

虽然大规模开发可再生能源资源有限,但日本终端电气化水平仍处于较高水平。日本人口密度和土地成本高,使得大规模开发其能源转换所需的太阳能、光伏发电和风力发电较为昂贵和困难。2017 年,日本的能源进口量约占能源总量的 93%,且以国外化石能源进口为主。日本政府在其基本能源政策中指出,到 2030 年,预计可再生能源将占总发电量的 22%~24%。然而,作为一个岛国,日本的土地供应有限,自然保护区保护良好,一定程度上限制了可再生能源的部署。因此,目前海上风能和新能源存储系统的发展,如氢燃料电池,是日本可再生能源发展的重点方向。日本终端电气化率 2018 年为 26%,在世界范围内处于较高水平。在高能效情景下,预计 2050 年日本终端电气化率将超过 55%。²

中国在扩大可再生能源电力供应方面取得了重大进展,终端电气化水平逐年提升。可再生能源已成为中国电力新增装机的主体。2023 年上半年,可再生能源发电新增装机共 1.09 亿千瓦,占中国新增装机总量的 77%,其中,光伏发电新增并网占比超过 70%。可再生能源体系的建设是推动电气化提升的重要途径和方式。2021 年,中国终端电气化率约 26.9%,预计 2025 年,中国电能占终端能源消费比重将提高到 31.2%,东部、中部、西部、东北地区将分别达到 33.1%、28.2%、31.4%、17.4%。电能可在 2025 年前可超过煤炭成为最主要的终端用能品种,届时终端电气化率将提升至 32%,2035 年、2050 年将分别增至 40%、52%。³

东南亚(缅甸、泰国、柬埔寨、老挝、越南、菲律宾、马来西亚、新加坡、文莱、印度尼西亚、东帝汶)有望在 2030 年前实现电力普及,提升电气化水平。2000—2016 年,东南亚地区有超过 1.7 亿人用上了电,通电率从 62%上升到 90%。然而,仍有 6,500 多万人无法用上电,主要集中在柬埔寨、缅甸和菲律宾。缅甸的通电率从 2010 年的 49%上升到 2020 年的 70%,主要类型是水电和天然气。⁴

东盟其他国家也在提高电气化率方面取得了进步。在印度尼西亚,通电率从 2010 年的 94%稳步增长到 2020 年的 97%,很大程度上要归功于爪哇—巴厘岛电力系统,该系统产生了印度尼西亚 64%的电力。同时,印度尼西亚政府计划通过 145 兆瓦的 Cirata 浮动太阳能光伏项目扩大电网规模,该项目预计将为该国一半以上的人口提供电力,进一步提高印度尼西亚的电气化率和可再生能源占比。⁵新加坡在 2019 年基本实现了天然气对石油的全面替代,石油发电占比下降至 0.2%,天然

1 IRENA. Renewable Energy and Electricity Interconnections for a Sustainable Northeast Asia.

2 日本电气事业联合会. 世界“电气化”趋势与清洁能源.

3 中国电力企业联合会. 中国电气化年度发展报告 2022. 2023.

4 IRENA. Smart Electrification with Renewables—Driving the Transformation of Energy Services.

5 Energy Asia. Powering Up: Asia's Unprecedented Growth in Electrification.

气发电占比达 96%。可再生能源发电量占比保持在 3%左右，且以垃圾发电为主。由于可再生能源资源限制，新加坡电力需求几乎全部由本国发电装机供应，天然气依赖程度高、电力系统零碳转型压力大。但近年来新加坡致力于交通部门的清洁化改造，2009—2018 年，在交通部门终端能源消费中，电力占比从 5.9%上升至 10.7%。预计至 2050 年，新加坡电动汽车占比将达到 100%，总数超过 70 万辆，电力占交通部门能源消费的 69.7%。¹

印度在扩大电力供应方面取得了重大进展，通电率从 2010 年的 76.3%提高到 2020 年的 99.6%，目前印度的住宅建筑电气化率约为 17.8%，烹饪和取暖等终端使用活动仍然严重依赖固体燃料如煤炭和木材。²印度政府采取了各种措施来促进可再生能源的使用，并将电网扩展到农村地区，例如，通

过 Saubhagya 计划为农村地区和贫困城市地区未通电的家庭供电。通过这一举措，印度政府已经成功地为全国约 2,800 万户家庭提供了电力。³在 2018 年，印度的终端能源消费的电气化率约为 16%。为 2070 年前实现印度的净零排放目标，2021 年印度开始开展“国家绿氢使命”计划，采取了配套的激励计划等多项政策及措施来推进绿氢的生产和使用。同时，政府批准了一项约 24 亿美元的预算项目，旨在打造印度成为全球绿氢制造和出口中心，并预计到 2030 年达到约 500 万吨/年的绿氢产能。

3.2.2 绿电消费推动新商业模式

EaaS 是一种创新的商业模式，它将能源从传统的商品销售模式转变为服务提供模式（见图 3-8）。在这种模式下，客户并非购买能源本身（如电力、热能等），而是购买能源

商业模式	针对市场需求或痛点	应用场景
 虚拟电厂整合分布式电源并参与电力市场	• 单个分布式电源收益能力有限	• 数字系统提供监控、预测、交易服务 • 聚合资源以获得规模效应
 V2G允许电动车主向电网卖电	• 财务回报不明显或投资回报周期长 • 分布式电源降低电费、减少高峰，电力需求或电容与频率要求	• APP和数字平台绑定不同的收入来源以提高经济性，可以增加收入或缩短投资回收期
 智能化能源“订阅服务”（如智能化充电、制冷、取暖等）	• 初始投资高或资金有限	• 使用APP，平台或授权软件，而非购买或投资固定资产 • 远程监控
 随用随付（如仓库制冷、家庭用热）	• 偏远地区缺乏能源、智能技术、付费能力的家庭和拥护	• 智能供能设备 • 移动支付平台或APP
 点对点（P2P）能源交易平台	• 电力交易积极性和能力有限	• 交易平台允许多方卖家和买家按需、按意愿交易
 智能价格服务	• 能源价格高企且波动频繁	• 价格风险提示为用户提供实时、按供需变化电价 • 用量风险控制为用户规定用电高峰期的总用电量 • 管理充放电时间
 实时智能绿证服务	• 漂绿问题	• 绿证交易

图 3-8 数字化 EaaS 细分商业模式

资料来源：德勤研究。

1 白苏，白云飞，袁骏，等. 碳中和目标下可再生能源匮乏型国家电力发展研究——以新加坡为例. 全球能源互联网，2022，5（4）：398—408.
2 Ran Y, Minda M, Nan Z, et al. Towards COP27: Decarbonization Patterns of Residential Building in China and India. Applied Energy, 2023, 352.
3 Energy Asia. Powering Up: Asia’s Unprecedented Growth in Electrification.

服务。随着越来越多的消费者和企业选择绿电，市场上对可再生能源的安装、优化、维护和交易等服务的需求随之增加，为 EaaS 提供商创造发展机遇。另一方面，EaaS 模式通过提供灵活的能源解决方案和服务，鼓励更多的消费者和企业转向绿电。

EaaS 通常依赖于先进的技术，如物联网（IoT）、大数据分析、智能电网技术等，以实现能源的高效管理和优化。EaaS 提供商会根据客户的具体需求和情况，设计定制化的能源服务方案，如客户现有能源系统的评估、客户能源采购指导、优化客户能源组合、分布式能源管理和需求响应等。随着很多国家能源市场逐步开放，多样化的市场需求和解决方案催生多种新兴服务。虚拟电厂、车网互动（V2G）、点对点（P2P）能源交易平台、智能化能源“订阅服务”、随用随付（Pay-As-You-Go）、智能价格服务及绿证追踪等服务兴起，并在亚洲多点开花。

近年来，日本虚拟电厂模式取得显著进展。日本政府通过各种政策和补贴计划支持虚拟电厂的发展，例如，提供财政支持来鼓励私营企业和研究机构开发相关技术和项目。日本同时在全国范围内启动多个虚拟电厂试点项目，包括电力公司、技术提供商、政府机构和研究机构均参与其中。日本东芝（Toshiba）与德国虚拟电厂运营商 Next Kraftwerke 成立合资公司——Next Kraftwerke Toshiba Corporation，并向第三方提供虚拟电厂解决方案。两家公司都拥有能够预测发电量和用电量、开展能源市场交易和控制分布式能源资源的技术，可以在电力现货市场和控制备用市场中降低不平衡风险，优化交易机会，提高客户收益。

韩国有序推动 V2G 模式发展。随着动力电池成本快速下降，电动汽车快速普及。双向充电不仅可以缓解大量电动汽车同时充电带来的变压器超载压力，还可以利用峰谷差价为主车主赚收益。电动汽车在白天电力

紧张时高价卖出电力，在晚上电力富余时以低价充电，从而赚取差价。韩国的一些大型企业，如现代汽车参与了 V2G 技术的研发和试验。

印度正积极探索 P2P 能源交易模式，特别是在太阳能丰富的地区。2020 年，印度北方邦启动了由印度智能电网联盟（India Smart Grid Federation, ISGF）和澳大利亚的 Powerledger 公司合作基于区块链技术的 P2P 能源交易试点项目。该项目的核心是搭建区块链平台以支持太阳能电力的 P2P 交易。平台建成后，太阳能电力的生产者可以直接将电力出售给其他消费者，而无需通过传统的电网公司或售电公司。

未来，EaaS 模式在亚洲的发展和扩大，需要考虑亚洲特有的市场和技术环境。在技术成熟度及本地化适应方面：数字化能源技术涉及能源采集、传输、存储、分配和监测等多个领域，需要支持实时监控和远程控制等功能，以实现能源的高效管理和利用。亚洲能源结构多样，数字化水平各异，数字化能源技术需要适应这种多样性，包括对不同能源类型的有效管理。在数据安全和隐私保护方面，EaaS 需要处理大量的敏感数据，包括能源消耗、设备状态、用电负荷等，而亚洲各国在数据保护方面的法律规定和文化敏感度各不相同，EaaS 提供商须根据当地法规建立数据安全和隐私保护机制，以保障用户数据的安全性和私密性。在资源整合方面，EaaS 模式需要整合能源设施、数字技术、各类服务提供商等资源，这需要能源服务提供商具备资源整合能力，以构建可持续的数字化能源服务系统。在适应亚洲市场的定制化服务方面，亚洲各国在能源需求强度、消费习惯和可支付能力方面存在差异，EaaS 解决方案需要针对这些差异进行定制。

3.2.3 企业绿电采购推动绿电走向交易市场

3.2.3.1 企业绿电采购动力

在全球开展能源转型、减碳脱碳、应对

气候变化影响的背景下，可再生能源所具有的低碳、清洁和高效属性已成为能源转型的核心要素之一。绿色电力交易作为推动可再生能源发电企业发展、促进企业通过可再生能源电力减碳以及优化电力能源结构的重要手段，近年来得到了国内外政府的支持，很多企业和一些国际非营利环保组织也对绿电交易实现减碳的方式给予了认可。目前，驱动企业采购绿色电力的主要因素如下：

(1) 政策强制要求。中国政府鼓励企业积极采用可再生能源电力，国家发展改革委、工信部、住建部、商务部等部门于2022年联合发布了《促进绿色消费实施方案》，鼓励行业龙头企业、大型国有企业、跨国公司等企业消费绿色电力。部分地区出台了强制政策，例如，江苏省印发《江苏省促进绿色消费实施方案》，方案明确要求“到2025年，高耗能企业电力消费中绿色电力占比不低于30%”。欧盟国家可再生能源发展起步较早，对于区域内的企业绿色能源使用要求更为严格，例如，欧盟委员会公布的“RE Power EU”能源计划，要求2030年建筑行业总用能中可再生能源占比至少达到49%，生物质占交通用能比例2025年达到1%，2030年达到5%。

(2) 下游链大客户要求。大型跨国企业如苹果、宜家等企业，均对其供应商提出了绿色电力消费的要求，并通过逐年提高绿色电力使用的比例要求供应商最终实现100%可再生能源消费，对于未能满足可再生能源电力使用比例要求的企业，可能面临被下游链大客户排除在供应链之外。

(3) 国际相关环保倡议或标准要求。目前已有多个国际非营利环保组织发起使用可再生能源的倡议，或要求企业通过使用绿色电力降低其范围二温室气体排放。例如，2014年联合国气候组织和全球环境信息披露组织联合推出了RE100全球企业清洁能源计划，所有自愿参与RE100的公司须公开承诺不晚于2050年在整个运营过程中100%使用绿色电力。此外，由气候变化披露计划(CDP)、联合国全球契约组织(UNGC)、世界资源研究所(WRI)和世界自然基金会(WWF)联合发起的科学碳目标倡议(Science-Based Targets Initiative, SBTi)，鼓励加入倡议的企业设定2025年使用不低于80%、2030年达到100%使用可再生能源的目标，从而实现外购电力零排放。

(4) 提升企业社会形象。目前，国际主流温室气体排放核算标准如GHG Protocol、ISO 14064对企业组织边界的外购电力排放，可以采取基于区域(Location-Based)和基于市场(Market-Based)的电力排放因子，其中基于区域的电力排放因子是根据区域整体电力结构计算得出的，而基于市场的电力排放因子则可以根据报告企业通过市场化合同购买电力而使用相应的市场排放因子，采购和使用绿色电力的企业，其电力排放因子为零，即企业消费绿色电力视为零排放，从而降低企业整体温室气体排放量。此外，企业主动采购绿色电力，也显示了企业的环保意识和可持续发展方面的努力，有助于提升企业社会形象，在吸引客户、投资方和合作伙伴方面具有积极作用。

3.2.3.2 企业加大绿电采购的影响

绿色电力一般泛指可再生能源发电项目所产生的电力，简称“绿电”，其中“绿色”所代表的就是可再生能源电力所具备的环境属性，不同国家对于绿电项目的规定存在差别。目前，用电企业获取绿电主要有电力与环境属性捆绑销售(购电协议, PPA)和电力与环境属性非捆绑销售(绿色电力证书，即“绿证”)两种形式(见图3-9)。

3.2.3.2 企业加大绿电采购的影响

绿色电力一般泛指可再生能源发电项目所产生的电力，简称“绿电”，其中“绿色”所代表的就是可再生能源电力所具备的环境属性，不同国家对于绿电项目的规定存在差别。目前，用电企业获取绿电主要有电力与环境属性捆绑销售(购电协议, PPA)和电力与环境属性非捆绑销售(绿色电力证书，即“绿证”)两种形式(见图3-9)。

绿电交易和绿证交易都基于绿色电力，均能支持企业的可再生能源使用声明，但差别在于是否实现“证电合一”，其中：绿证是

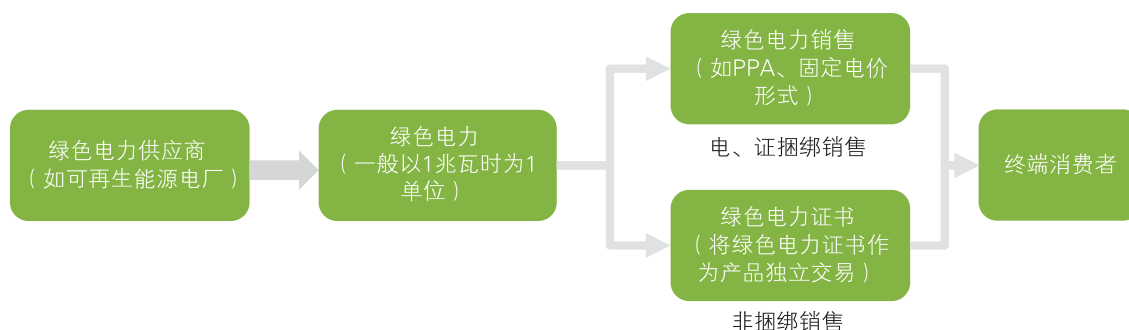


图 3-9 绿色电力销售模式

资料来源：德勤研究。

将可再生能源电力的环境属性分离后，经相关主管机构或证书标准方发放的环境属性凭证。可再生能源发电企业通过出售绿证获取环境属性收益，绿证的购买方则获得了声明权，即宣称自身使用了绿电，是一种“非捆绑式”的交易方式。不同于绿证交易的“证电分离”，绿电交易在实现环境属性传递的同时，通过电力购买协议的形式，将绿电的电力属性与环境属性相捆绑，实现绿电生产与消费的匹配一致。对于非捆绑形式的绿证市场，目前中国唯一的官方绿证为中国绿色电力证书（GEC）。国际绿证则包括如国际可再生能源证书（I-REC）、全球可再生能源交易工具（APX TIGR）、欧盟来源担保证书（GO）、北美可再生能源证书（REC）等。

以 RE100 倡议为例，据统计，2021 年加入该倡议的企业声明绿电消费中，有 730 亿千瓦时电力来源于绿证，占比达到 39%，是企业声明绿电消费的主要形式。除了直接加入 RE100 倡议的企业自身进行绿电消费声明，很多企业还对其供应商提出了绿电使用比例的要求，进一步催生了绿证市场的发展。截至 2023 年末，中国项目累计签发的国际绿色电力证书（I-REC）达到 2,120 亿千瓦时、注销量达到 1,110 亿千瓦时¹，即采

购企业通过注销 I-REC 证书，声明企业使用了 1,110 亿千瓦时的绿电。I-REC 单价在 2018—2023 年整体呈上涨趋势。相对的，自 2017 年 2 月我国开始实施可再生能源绿证交易以来，GEC 由于其不具备注销（或退役）机制，导致其市场认可度和价格并不稳定，交易持续遇冷，市场价格也相对起伏不定，尽管 GEC 的核发量和挂牌量相对较大，但全国范围内 GEC 交易量较低，自 2017 年开放绿证交易至今累计出售量约 45 亿千瓦时²。

随着 RE100 对“证电合一”要求的提高，企业使用绿证声明的比例逐年降低，更多的企业趋向于通过绿电交易的形式来完成绿电消费的声明，2016—2021 年，加入 RE100 倡议企业采用绿电交易形式声明的绿电使用量比例从 14% 上升到了 35%³，提升显著。此外，2021 年 8 月 28 日，中国国家发展改革委、国家能源局发布了《关于绿色电力交易试点工作方案复函》，同意中国国家电网公司、南方电网公司开展绿电交易试点。2023 年 7 月 25 日，中国国家发展改革委发布了《国家发展改革委 财政部 国家能源局关于做好可再生能源绿色电力证书全覆盖工作促进可再生能源电力消费的通知》，明确了

1 I-REC Statistics。

2 中国绿色电力证书认购平台统计数据。

3 RE100. 2021 Annual Disclosure Report.

“在电力交易机构参加绿电交易的,相应绿证由核发机构批量推送至电力交易机构,电力交易机构按交易合同或双边协商约定将绿证随绿色电力一同交易,交易合同中应分别明确绿证和物理电量的交易量、交易价格”。通知明确了绿电交易相当于捆绑式绿证交易模式,购买绿电的用户将获得绿证,即绿电交易包含了电力交易及其对应的环境属性交易,达到“证电合一”。据中国国家电网统计,2023年,中国国家电网经营区完成绿电结算电量576亿千瓦时,同比增长279%,对比2022年增长约3倍,发展迅猛。

国际社会对企业绿电消费也提出了更高要求,例如2023年正式生效的欧盟CBAM,明确规定了在核算企业间接温室气体排放时,认可购电协议形式的绿电交易、直供电厂的排放因子、欧盟提供的电网排放因子默认值、出口企业所在国家公布的电网排放因子,但不认可绿色电力证书抵消电力排放,因此对于涉及产品出口欧盟的企业,其采购绿电的意愿可能会更强,也会导致对绿电的需求量提高。

对于中国国内的碳排放交易市场,北京、湖北试点碳交易市场已经认可重点碳排放单位通过市场化手段购买使用的绿电碳排放量核算为零。未来全国碳市场也有望实现“电碳协同”,绿电交易所带的环境属性价格可能逐渐与碳价持平。

3.3 技术赋能绿电展望

技术赋能是亚洲迈向零碳电力时代的关键要素。一方面,清洁能源技术在政策、资本和应用的推动下快速迭代。另一方面,数字化和智能化技术的融入,有效降低清洁能源解决方案的成本、提高效率,并持续推动创新。

3.3.1 清洁能源技术加速迭代

3.3.1.1 新兴技术爆发贯穿电力生产、输配、存储与消费

新兴技术的爆发正在全面改变电力系统

的各个环节。在供能端,光伏和风电等清洁能源的增加使电力生产更加波动;在输配环节,柔性电网和智慧配网的应用提高了电网的效率和可靠性;在存储环节,先进的电池技术和储能系统正在解决可再生能源的间歇性问题,增强电网的稳定性;消费端则随着电气化率的提升变得更加多样化,尤其是新能源汽车的兴起,使其成为电能消费的重要组成部分。这些变化不仅改变了能源消费习惯,也深刻影响了能源生态。电力系统的这些变化正在重新定义能源消费者的角色,屋顶光伏、工商业储能设施、私人新能源充电桩等产品的普及,使消费者从传统的单一用电角色转变为“产消者”。

而为适应这些变化,多地政府相继发布文件提出新能源配储要求;分布式能源、充电桩这些新型设施也纷纷加入,随着电力市场化的推进,源网荷储各种基础设施之间的互动趋于频繁,共同构建起更加庞大也更加错综复杂的新一代电力系统。

相关制度正逐步完善,支持新型储能作为独立储能参与电力市场的政策不断出台,个人、工商业用户、社区等主体将可以通过优化用能策略,依托私人供能、储能设施参与能源互动从而提升用能效益。在此趋势下,能够支持对用能设施聚合管理、对用能和供应趋势进行预测、支撑用户深入参与能源互动的技术,将成为未来能源生态中必备的核心竞争力。

3.3.1.2 技术加速迭代,新一代更高效、更具成本优势技术渐行渐近

发展清洁能源产业正成为世界多国推动减排进程并创造经济新增长点的共同选择,在政策及资本驱动下,相关技术正以前所未有的速度迭代创新,如图3-10所示。

在光伏领域,Topcon、HJT等N型电池技术正逐步落地量产的同时,钙钛矿作为新一代材料凭借效率潜力高、原材料储量丰富、生产流程短等诸多优势又成为新的焦点,多家企业已经在建或已建有兆瓦级生产

线，吉瓦级量产也陆续被提上日程。这些新的光伏电池技术应用场景也不再限于陆上电站，漂浮式光伏技术支持将组建布设在水库、湖泊乃至海面之上，以更高效地收集阳

光转化为电能。这正与亚洲部分国家多湖泊水库、长海岸线的自然条件相契合，印度、印度尼西亚、泰国等地已纷纷开展相关示范项目。

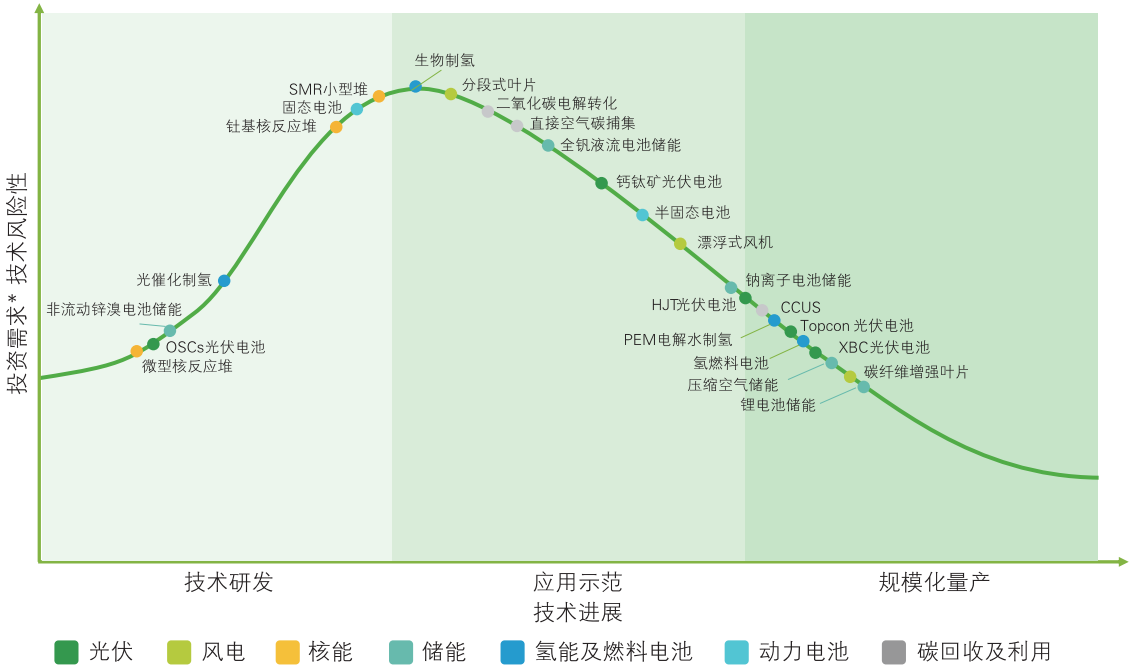


图 3-10 前沿清洁能源技术产业化进展

注：本图参考 IEA 在《储能技术路线图》中提出的技术成熟度曲线，在其基础上增加光伏、风电、储能等领域新兴技术；图中纵轴表示该技术对投资的需求程度与技术风险性，横轴表示该技术当前所处的产业化阶段（以截至 2023 年 3 月示范项目及量产进展为判断依据）。

资料来源：德勤研究。

对于深远海风开发而言，碳纤维增强材料相比于传统玻璃纤维材料在轻量化的同时，可为叶片提供更优的力学性能，中国已有厂家实现碳纤维叶片的生产，随着 2022 年丹麦风机制造商 Vestas 专利到期，其应用规模有望进一步增长。而在风机大型化的趋势下，尚在应用示范阶段的分段式叶片技术或将是化解大型叶片制造及运输难题的关键。

在储能领域，液流电池、固态电池等新一代产品正蓄势待发。其中，固态电池已成为电池厂商及车企研发竞争的主要赛道，半固态电池作为过渡技术路线，则有望更快一

步被推向市场。

中国凭借产业配套、政策支持及市场需求驱动，在光伏、风电、储能及动力电池等多个领域具有明显的产能优势，并在钙钛矿光伏电池等细分领域引领技术创新。我们也应关注到，尽管中国的产能优势加快了光伏、电池等领域新兴技术的产业化进程，但仍需要加强对处于研发期的技术的投入和配套支撑。

亚洲其他国家在清洁能源领域的潜力有望与中国深度协同、相互促进。例如，日本、韩国、新加坡等国家在电化学材料体系、先进电气化设备等领域的研发能力，以

及电动汽车等下游绿电消纳环节的成熟产业链，有望与中国的优势环节形成互补，共同推动新兴清洁能源技术从研发到规模化应用的进程。而东南亚、中亚等国家，具备良好的清洁能源资源禀赋，以及庞大的清洁电力市场需求，有望为前沿技术提供适用的场景完成技术验证和迭代，同时填补自身电力供应的短板，实现电力普惠与低碳化转型双赢。

3.3.1.3 清洁电力技术初创企业作用日益显现

在亚洲积极推动电力绿色转型的背景下，清洁电力技术投资持续抬升。根据 IEA 统计数据，2023 年，亚洲是全球对清洁电力投资最热区域，总投资高达 3,730 亿美元，占全球清洁电力投资的一半以上。¹同时，随着清洁电力技术的驱动力日益显现，在融资市场，技术型初创企业对投资机构及收购方企业的吸引力与日俱增，锂电储能、光伏、电力消费侧技术等是尤为热门的投资方向。在印度，能源技术初创公司 Exponent Energy 于 2022 年获得 1,300 万美元的 A 轮融资，该公司核心优势为一项“能在 15 分钟内快速给电动汽车充满电的技术”，业务聚焦于电动车充电相关基础设施配套，包括电池组和充电桩等。在中国，极电光能、纤纳光电等多家钙钛矿光伏电池技术相关初创企业在 2023 年完成了十余笔融资，最高融资金额超 2 亿元人民币。²随着清洁电力技术的加速部署应用，围绕发电、储能等设备的回收循环技术也成为新的热点。在 2023 年 7 月，新加坡锂离子电池回收初创公司 NEU Battery Materials 获得 370 万美元种子轮融资，该公司拥有的电化学氧化还原靶向技术专利支持仅消耗电力和再生化学品实现电池的可持续回收。³

与此同时，龙头企业也与清洁能源技术初创企业展开了一系列的合作。中国台湾固

态电池制造商辉能科技凭借其固态锂陶瓷技术，在 2022 年获得汽车行业龙头企业奔驰公司的投资，其后又在 2023 年获得越南汽车品牌 Vinfast 的投资，并预期将在越南建立合资工厂推动固态电池的量产。在电网领域，中国电网公司与初创企业拓普能源合作开发储能技术，以平衡电网负载并提高电力系统的可靠性和稳定性。通过合作，初创企业能够借助龙头企业的资源和专业知识，扩大其产品和解决方案的规模，同时为龙头企业提供创新技术和商业模式的机会。

3.3.2 零碳电力之路从“数字化”到“数智化”

亚洲国家在电力数字化方面的努力已经取得显著成果。例如，中国在智能电网和数字电力系统方面的投资（见图 3-11）正在改变其能源结构；印度和日本也在积极推动智能电表和能源管理系统的应用。这些技术的应用不仅提高了电网的可靠性和灵活性，还为电力系统的进一步智能化铺平了道路。

然而，仅实现数字化还不够，亚洲的绿电之路需向更高级的“数智化”阶段迈进。数智化意味着利用智能物联、人工智能、机器学习等技术，不仅自动收集和分析数据，还能进行预测和自我调整，以优化能源使用和减少浪费。随着数智化技术在电力系统中加速渗透，从云端到终端的数据交互将触及源网荷储每一个环节、每一台设施。在终端，亿万台智能化设备全面采集各类运行数据，汇聚为电力数据流，驱动系统高效、安全运行，同时通过部分分析、交互算法的下沉实现边缘自治，降低数据中心压力；在云端，海量数据通过精细缜密的计算牵引复杂的电力设施实现高效协同配合，并通过自主学习、优化算法持续提升统筹能力。

1 IEA. 2023 年世界能源投资. 2023.

2 36 氪, <https://www.36kr.com/p/2107006475370881>.

3 Startup-Weekly, <https://startup-weekly.com/NEU-Battery-Materials-concludes-3-7m-seed-funding-round/>.

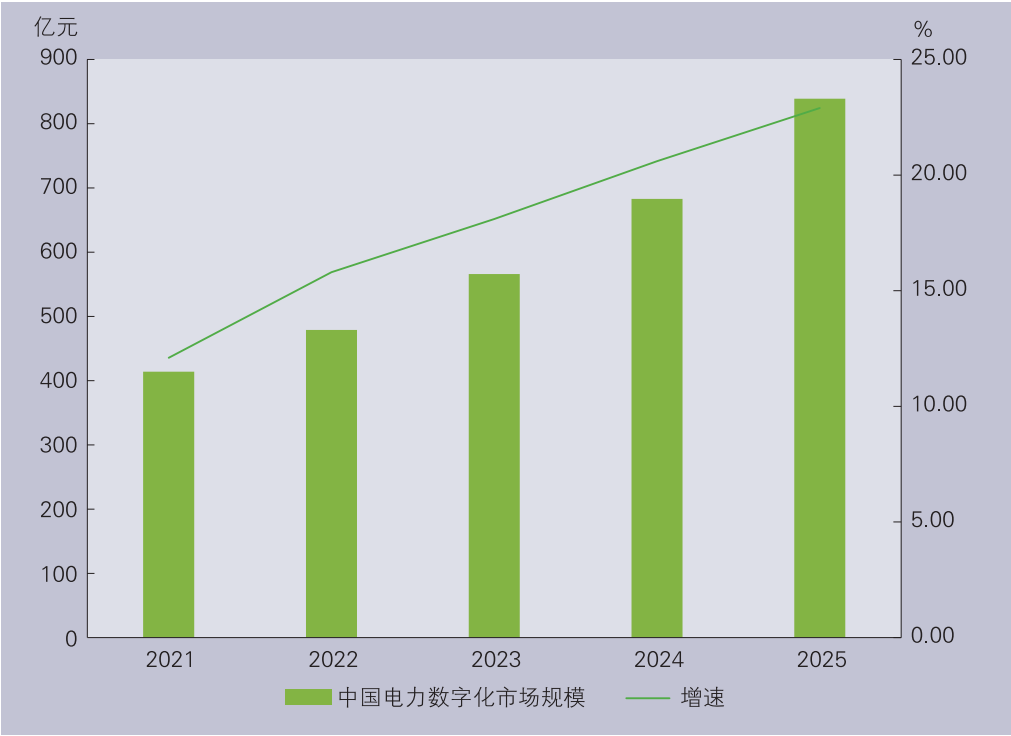


图 3-11 中国电力数字化市场规模高速增长

资料来源：艾瑞咨询，德勤研究。

3.3.2.1 新一代电力系统高度复杂，更加需要数智化技术

新一代能源体系将呈现多能耦合、多网协同、多元互动的高度复杂形态。一次能源供给由化石能源主导的能源结构转向以可再生能源为主体，协同煤、油、气、核等多轮共同驱动的格局。新一代电力系统、氢能产供储销网络、区域供暖/供冷网络等多网协同，电、氢、热、气等多种能源高效灵活转换、互济互通，能源体系脱碳在过程中依然保障安全稳定的供应。能源行业与其他行业深度融合，伴随能源系统的演进而涌现的新兴技术和新兴市场机制将重新定义用能模式，车网互动、虚拟电厂等新兴场景将引入跨领域主体深度参与能源互动，共同组成庞大且错综复杂的能源生态。

新一代电力系统高度复杂，清洁发电技术需要为电力系统稳定输出能量；交直流互

联的大电网与分布式智能电网需兼容并存，共同塑造能源配送的效率与韧性；多元化的储能设施需要为系统提供充足的调节资源，也更为灵活、更经济的用能模式提供支持；终端用能的电气化不仅助力脱碳，也带来能源消费的新业态与新模式。

实现这一蓝图需要借助数智化技术继续强化能源流程的管理，并进一步利用其强大的推算和整合能力为绿电体系注入智慧。物联网、数字孪生、人工智能、边缘计算等新一代数智化技术，借助其全面感知、高效协同、自主学习、数据追溯等能力，将来自泛在电力智能终端的海量数据经过深入的整合与挖掘，提取出其中蕴含的设备出力特性、负荷峰谷曲线、区域用能结构等关键信息，再反哺设备，支持其优化运行策略与协同模式，驱动电力系统高效稳定运行。进一步还能通过电力数据的开放共享将数据价值带到各行各业，释放巨大能量。

3.3.2.2 处于不同发展阶段的电力系统都有
机会获得数智化技术赋能
尽管当前亚洲各国电力供应水平与发展

需求存在一定差异性，但数智化技术对电力
系统的赋能贯穿了电力系统转型的每个阶段
(见图 3-12)。

	⚡ 电力普及阶段	🔄 电力转型阶段	🔌 电力融合阶段
源	分布式智慧能源推动电力普惠	智能化协同以应对波动性	打通电—碳交易渠道
网	电力BIM提升电力基建效率	全网资源整合与调度	大电网与分布式电网融合发展，电与油气氢等深度耦合
荷	智能电表掌握电力需求	参与电力系统双向能量互动	电力数据与经济、贸易等数据融合，发挥跨领域价值
储	储能资产监控，降低安全风险	储能参与电网协同调度	泛在储能，电能高效利用

图 3-12 数智化技术在电力系统发展不同阶段的典型赋能场景

资料来源：德勤研究。

在仍处于电力普及阶段，迫切需提升电力供应水平的区域，数智化技术促进清洁电力技术的部署应用，推动实现电力普惠。例如，智慧光储一体化解决方案可通过协调光伏发电、储能设备以及用电负荷，为偏远村庄、海岛等场景提供稳定的电力供应。数智化技术同样帮助政府或电力企业洞察当地用电需求，支持更优化的电力建设规划。泰国电力公司(PEA)在2022年宣布将在未来10年内将投资超过70亿美元建设全国性的智能电网系统¹，以进一步了解电力消费者行为，从而提升服务质量。此外，数智化技术有望为降低电力基建项目成本、提高清洁能源开发效率提供了行之有效的解决方案。通过数字孪生技术对电力设备、建筑结构基准建模，结合地形、气候条件等信息预判设备运行状态，AI辅助项目规划和设备选型，可使项目设计更为科学，同时大大缩短项目周期，降低成本，进而还可衔接项目的后续

运营，实现全生命周期的智能化运营管理。这种新的开发模式已经在中国湖北的一个光伏电站项目中得到验证，借助三维建模与人工智能技术的融合，将项目开发周期缩短了15天以上，并节省了约140万元人民币的建设成本。²

在那些全力推进电力系统绿色转型的区域，风、光等清洁电力的波动性，日趋多样化的电力负荷类型，以及日益错综复杂的电网运行模式，无不考验着电力系统的韧性与灵活性。而数智化技术在预测电力生产与消费、连接整合海量分散设备、辅助系统调度决策等方面的巨大潜力，使其成为转型的关键引擎。新加坡启动国家级电网数字孪生计划，以帮助电网管理日益扩大的资产规模，并适应电动车、光储系统等新型负载的接入。中国则将数智化坚强电网示范工程作为电力系统建设的重要任务，持续加码相关投资。

1 Southeast Asia in Frastructure, <https://southeastasiainfra.com/pea-allocates-thb253-billion-in-capital-expenditure-till-2032/#:~:text=The%20PEA%20plans%20to%20add%20up%20to%2050%2C000,PEA%20plans%20to%20execute%20it%20in%20two%20phases>.
2 Bentley, <https://www.bentley.com/wp-content/uploads/2022/05/CS-POWERCHINA-80mw-Solar-LTR-EN-LR.pdf>.

面向未来可持续的绿色电力系统，数智化技术有望打通大电网与分布式电网，乃至电能与油、气、氢等其他能源系统的边界，推动建立集中式与分布式并举、多能耦合的全新能源供应模式。进一步，借助数智化技术掌握电与碳、电与工业生产、电与交通等要素之间的内在联系，从而发挥跨领域价值。

3.3.2.3 虚拟电厂发展迅速，数智化技术大有可为

虚拟电厂（Virtual Power Plant，VPP）通常指利用物联网和先进通信技术和软件系统，聚合分布式电源、储能、可控负荷等分散资源，并进行协同优化运行控制和市场交易的综合能源管理系统。

随着全球能源转型的深入推进，虚拟电

厂作为一种新型的能源管理模式，正逐渐成为市场的焦点。据最新数据显示，虚拟电厂将进入快速发展期，市场规模增长强劲。全球虚拟电厂市场规模预计将在 2022 年达到 15.87 亿美元，主要包括相关设施制造、需求响应管理、电网优化及能源整合等方面的市场份额。相关研究进一步预测，全球虚拟电厂市场规模预计到 2032 年将达到 116.31 亿美元，复合年增长率为 22%。¹

虽然各国开发的虚拟电厂项目各具特色，但是欧美日等成熟虚拟电厂项目的运作模式和架构中所运用的核心技术具有很强的相似性，主要可以概括为“云大物移智链边”技术和“源网荷储”技术两方面的技术，并在资源层、信息层及业务层发挥关键作用（见图 3-13）。

业务层关键技术	资源建模与聚合	功率预测	交易策略优化算法	充放电策略优化	电网协同调度算法
信息层关键技术	智能计量技术	通信技术	算力支持	数据分析	安全保障
	智能电表	协议适配技术	云计算技术	电力大数据	安全态势感知
	直流电能计量检测	网络虚拟化技术	边缘计算技术	电力大模型	区块链
资源层关键技术	新型储能技术	建筑负荷柔性调节	车网互动（V2G）技术	微网分层控制技术	“即插即用”对等控制

图 3-13 虚拟电厂关键技术

资料来源：德勤研究。

从业务层看，关键技术为支持虚拟电厂业务流程与运营决策的核心技术，主要包括资源建模与聚合、功率预测、充放电策略优化算法、交易策略优化算法和电网协同调度算法。其中，电网协同调度主要由电力系统内主体完成分析预测，向参与调度的主体传递调度指令，运营商作为指令响应方需重点关注充放电策略优化算法、交易策略优化算法等技术，以高效完成对调度指令的响应并获取最大化的收益。

从信息层看，关键技术为支撑虚拟电厂生态中信息流的核心技术，主要包括智能计

量技术、通信技术、算力支持、数据分析和安全保障技术。其中，智能计量技术支持获取分布式资源在虚拟电厂中出力信息，基于网络虚拟化技术、通信协议识别技术等向虚拟电厂平台传递，并在云计算、大数据、AI 大模型、安全态势感知等新一代信息技术的支持下完成数据的集成与分析。

从资源层看，关键技术为支撑虚拟电厂生态中分布式资源与电力系统协同互动的核心技术。当前较为成熟的分布式资源主要包括新型储能、电动车、建筑楼宇等，对应的技术主要包括新型储能技术、建筑

¹ Polarismarketresearch, <https://www.polarismarketresearch.com/press-releases/virtual-power-plant-market>.

负荷柔性调节、车网互动技术、微网分层控制技术和“即插即用”对等控制等技术。

未来,虚拟电厂的发展,很大程度上取决于对关键技术的突破。如由于用户种类多、感知交互难度大、信息获取不健全会降低可调节潜力评估准确度,不利于分析预测;做出准确的电力市场预测还需要尽可能减少通信延时,实现更快速的负荷控制,提高VPP的调频性能。为支持虚拟电厂业态中海量分布式设备资源特征信息、实时发/用电数据、电网调度指令、交易价格等的采集、传递与整合,并高效且安全地完成与电力系统的响应互动,需要跨领域技术深度融合协作。

3.3.2.4 数据质量与安全隐私保护越来越受到重视

由于电力数据采集自亿万级的智能化设备,从数据源到最终用户往往历经冗长的传输链路,易出现数据缺失、延迟、偏离等问题。数据作为驱动电力系统的关键要素,唯有保证自身的准确、完整与及时性,才能为系统的安全稳定运行提供可靠的基础。另一方面,数据体量呈指数级增长,也使数据的高效整合成为一项挑战。因此,不仅需要提升边端感知设备采集数据的维度、精度,建立高带宽、低时延的信息传递通道,以提高数据的准确性与时效性,也需要打造一套长效数据治理与开放模式,以适应未来海量数据整合应用的趋势。

电力是关键的生产资源,涵盖了庞大的用户和设备群体,对工业生产和社会经济活

动有着广泛影响。随着网络攻击频发,系统的安全运行面临着日益增长的威胁。一方面,关键基础设施如核电站的控制系统若发生故障,可能导致巨大损失;另一方面,电力系统中含有大量敏感、私密信息,一旦数据泄露,用户的核心利益可能受损。因此,在推进新兴数字智能技术的同时,加强风险管理和防护,确保系统和数据安全,是一项长期而艰巨的任务。

智能物联网技术有助于提高数据质量和数据安全。泛在电力物联网在海量分散的电力设备之间建立联结,支持对源网荷储各个环节运行状态的全面感知和动态交互,为电力系统的智能化提供数据基础。而随着未来电力信息与气象、空间等信息协同分析的需求日益旺盛,物联网所采集的数据在电量、温度、压力等结构化数据之外,还需包括大量图像、声音等大量非结构化数据,要求物联终端在数据采集的基础上,融合更多智能,实现对部分信息的识别、筛选乃至本地化分析,从而缓解大规模信息传递和处理的压力,数据运输与存储的本地化也同样有助于保护用户数据隐私。当前电力物联网络正在持续升级迭代中,在用电侧智慧新能源电站、主网智慧变电站等场景下的智能物联终端已应用较为广泛,而配网及用电侧的物联设备智能化水平相对较低,应用集中在智能电表等细分领域。未来需要将智能物联技术进一步在配网及用电侧推广,从而支持整个电力生态的融合协同。



第4章

迈向零碳电力时代的亚洲 合作机制建设

4.1 绿色产业对话交流机制

在应对气候变化共识下，协同推动亚洲国家政府间和行业层面绿色电力产业对话交流，将有力促进亚洲绿色发展，创造更多电力国际合作新机遇，为亚洲各国携手迈向零碳时代打造共建共商共享的高端平台。中国国家主席习近平在第三届“一带一路”国际合作高峰论坛开幕式上的主旨演讲中宣布中国支持高质量共建“一带一路”的八项行动，其中强调了要促进绿色发展，持续深化绿色基建、绿色能源、绿色交通等领域合作，建设光伏产业对话交流机制和绿色低碳专家网络；要完善“一带一路”国际合作机制，加强能源、绿色发展、智库等领域的多边合作平台建设。这为进一步完善新时期亚洲电力绿色转型的对话交流机制提供了新思路、新方案、新愿景。

4.1.1 政府间对话交流

加强绿色电力宽领域、多层次、全产业链对话交流，打造绿色电力产业合作的利益共同体和命运共同体，更好造福亚洲各国人民。推动亚洲绿色能源合作走深走实，围绕能源转型、政策沟通、绿色电力投资合作、

绿色电力产能合作、电力基础设施互联互通、人人享有可持续清洁电力和重点领域，开展务实对话交流，促进亚洲绿色电力产能合作迈上新台阶，积极开展绿色电力产业跨国人才交流，培养、塑造“一带一路”能源合作伙伴关系、全球清洁能源合作伙伴关系、亚洲主要区域级能源合作平台等国际组织认可的绿色电力产业管理和专业人才，统筹开展能源安全、电力转型、新能源发电装备链、绿色电力科技等领域的国际人才对话和交流。推动建立亚洲各国关于绿色电力发展的广泛共识，形成多国间绿色电力融通创新的新生态。

依托多双边机制，完善亚洲绿色电力治理原则，在全球能源治理和电力绿色转型中发出更多亚洲声音。在持续融入现有全球能源治理机制基础上，着力加强亚太经济合作组织可持续能源中心、亚太经社会亚洲及太平洋能源论坛、国际能源变革联盟、大湄公河次区域经济合作计划、中亚经济合作方案、南亚区域能源一体化倡议等政府间国际组织合作，聚焦促进绿色电力生产和消费的共性关键议题，积极推动绿色电力多边规则改革进程，如图 4-1 所示。借助二十国集团（G20）、亚太

经济合作组织、上海合作组织、金砖国家、东盟+中日韩等重要平台和多边机制，推动亚洲各国在能源领域的务实合作，构建反映全球能源电力现实并体现发展中国家关切的亚洲绿色电力治理格局。通过交流沟通协调各国间绿色电力政策规划和务实合作，维护亚洲

能源电力市场稳定，提升发展中国家绿色电力发展能力。探索建立区域级绿色电力定价机制，提升亚洲国家能源转型抗风险能力。注重跨国绿色电力标准制订的合作，推动标准对接与认证，形成亚洲绿色电力产业标准引领带动效应。

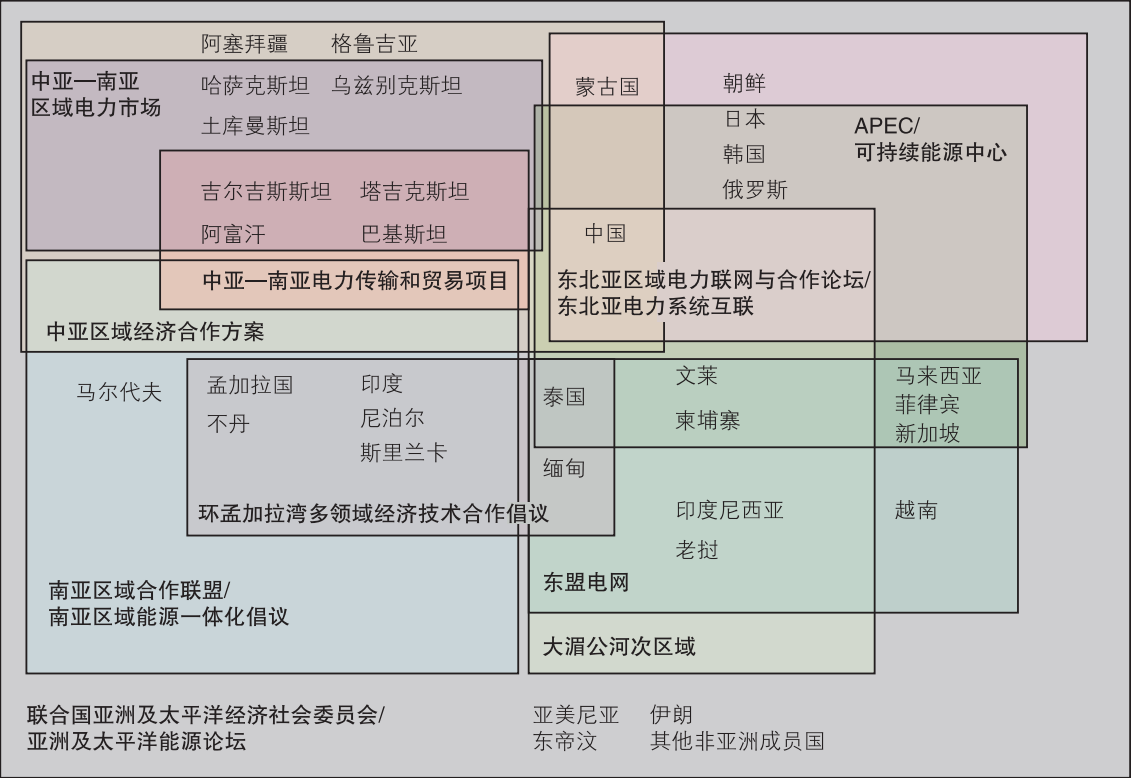


图 4-1 亚洲典型能源电力区域性合作平台和机制示意图

资料来源：中国电力企业联合会绘制。

4.1.2 行业对话交流

完善绿色电力发展洲际行业交流机制。推动建立亚洲各国电力行业与世界能源理事会、国际能源署、国际可再生能源署、亚太电协、欧电联等国际知名能源电力机构和行业组织的常态化沟通交流机制，依托博鳌亚洲论坛年会，举办能源电力绿色转型主题平行论坛，聚焦亚洲电力绿色转型热点、焦点问题，坚持定期沟通与灵活交流相结合，积极开展磋商和研讨，在更宽领域内凝聚亚洲电力绿色发展共识。围绕清洁电力装备、电气化发展等领域筹划一批具有全球影响力的

亚洲电力品牌交流论坛，展示亚洲电力行业形象，拉近和深化与国际合作伙伴的关系。

协同实施绿色电力新模式、新业态“引进来”和“走出去”。探索绿色电力产业创新跨国孵化等新型合作模式，积极培育跨国绿色电力产业创新合作主体，促进全球先进技术装备在亚洲市场加速孵化、多元布局。依托共建能源电力基础设施合作项目，为源网荷储一体化、虚拟电厂、综合能源服务、能源互联网等绿色电力新业态发展提供实践平台，促进亚洲绿色电力创新资源在更大范围内有序流动。

推动构建亚太电气化发展命运共同体。

围绕亚太国家电力系统转型升级广泛适用的高效新能源发电、高端电工装备、柔性输电、分布式微网、电力污染物控制技术等重点领域，加大亚太电协成员间的跨行业、跨学科联合研发攻关力度，依托亚太电协行业平台，健全常态化创新合作机制。推动由

中国牵头，联合日本、德国等国家共同实施的“ChaoJi”大功率充电技术研究工作走深走实，邀请伙伴国合作深化电动汽车产业化发展路线研究，促进充电技术升级和标准国际化，共同推动“ChaoJi”充电技术成为覆盖亚太地区、具有全球兼容性的通用标准。

专栏 4-1

第 24 届亚太电协大会续写亚太电力绿色新篇章

2023 年 10 月 20—22 日，第 24 届亚太电协大会在中国厦门召开。中国国家副主席韩正出席大会开幕式并致辞。韩正指出，能源绿色低碳转型已成为世界各国共识，是不可逆转的时代趋势。韩正提出三点倡议：一是加强互联合作，推动能源转型。要加强能源电力交流合作，共建能源电力基础设施，促进清洁能源在区域范围内大规模开发利用。二是推进绿色低碳，应对气候变化。要坚定维护以联合国为核心的国际体系，全面有效落实《联合国气候变化框架公约》及其《巴黎协定》，推动建立公平合理、合作共赢的气候治理体系。三是深化务实合作，推动科技创新。要以更加开放的思维和举措，合作开展新能源和关键技术的研发应用，共同探索新技术、新业态、新模式，为亚太电力科技创新注入强劲动力。

来自全球 50 多个国家和地区的政府部门、电力企业、行业协会、研究机构及高等院校等近 600 家单位 3,000 多位嘉宾参加会议。与会嘉宾围绕亚太及全球关注的能源电力领域关键议题，共同探讨绿色低碳发展趋势，分享行业领先理念和发展经验，形成共识、凝聚合力，打造东亚及西太平洋电力命运共同体，以应对能源安全、气候变化和可持续发展等方面的新挑战。

大会为期 3 天，除主旨演讲外，还发布了亚太电协技术委员会专题报告，举行了 11 场专题论文交流会，举办了 3 场平行边会，并开展了文化之夜、展览展示、技术参观等内容丰富、主题多元、形式多样的系列活动，为参会嘉宾和代表打造多维度、跨领域的交流及合作平台。大会展览会展区总面积 17,500 平方米左右，全方位展示了亚太电协成员单位的创新成果与发展成就。大会的举办，标志着亚太能源合作与交流进入新阶段，打造亚太电力命运共同体迈出重要一步。

亚太电协自成立以来，“大家庭”不断发展壮大，目前拥有来自 18 个国家和地区的 66 家成员单位，成为亚太地区最具影响力的电力行业国际组织。两年一度的亚太电协大会，成为极具号召力的能源电力峰会。

4.2 产业技术合作机制

亚洲的绿色产业发展潜力巨大，但各国发展阶段不同存在明显的梯度差异，大部分国家仍以传统化石能源为主，转型压力较大，亟须通过国家间、区域间的通力合作才能更有效地促进整个亚洲的可持续绿色转型。然而，合作的过程必然涉及技术共享、资金动

员、政策协调和风险分担等问题，如何利用好不同国家的发展梯度，产生“1+1>2”的合作效果，需要一套行之有效的合作机制，这方面不仅需要借鉴欧美的先进经验，更需要充分考虑亚洲自身的特点。当前，亚洲以风光发电、新能源汽车为代表的新能源产业，已逐渐形成以中国、日本、韩国引领技术创新，并辐射东南亚等地区的完整产业链，进

而销往亚洲乃至全球市场；同时，全球瞩目的氢能、先进核电、碳捕集利用和封存等新兴能源技术也在蓬勃发展，亚洲如果可以打破固有合作研发模式的壁垒，极有可能引领下一代能源技术产业的变革。正是这样不同能源产业的发展差异，增加了亚洲相关技术合作的多样性，也意味着实际合作过程中可能面临高复杂性，需要结合具体产业技术特点，分阶段有的放矢的设计相关机制。

4.2.1 当前合作重点：通过产业链整合保持亚洲新能源制造优势

当前，全球能源由化石能源向清洁能源转型大势所趋，能源产业由资源属性逐渐转向制造业属性，使新能源全产业链的制造能力成为时代发展的关键。然而打造新能源完整产业链需要很多客观条件，除了需要充足的土地资源、相对低廉的劳动力成本，最主要

的是需要强大的技术自主研发能力和广阔的市场潜力。然而，想要集齐以上要素仅靠一个国家越来越难。如印度或很多东南亚国家，有搭建新能源产业链的基础条件，但较难突破技术研发的瓶颈；即便是 2021 年已取代日本成为与美国、德国并肩的全球三大产成品贸易中心节点之一的中国¹，当下也面临着全球去中心化的横向风险以及人口红利消退带来的劳动力成本上升等问题。因此，在亚洲范围内加强技术合作，既可以保证亚洲新能源产业的发展势头，也可以促成多方共赢。在这一过程中，政府、科研机构 and 高校、企业等不同主体在各个环节都承担了不同程度的责任，尤其是企业扮演了至关重要的角色。在 2023 年全球新能源企业 500 强（见图 4-2）中，亚洲新能源企业占比达到 63.8%，并且连续三年稳定发展。²

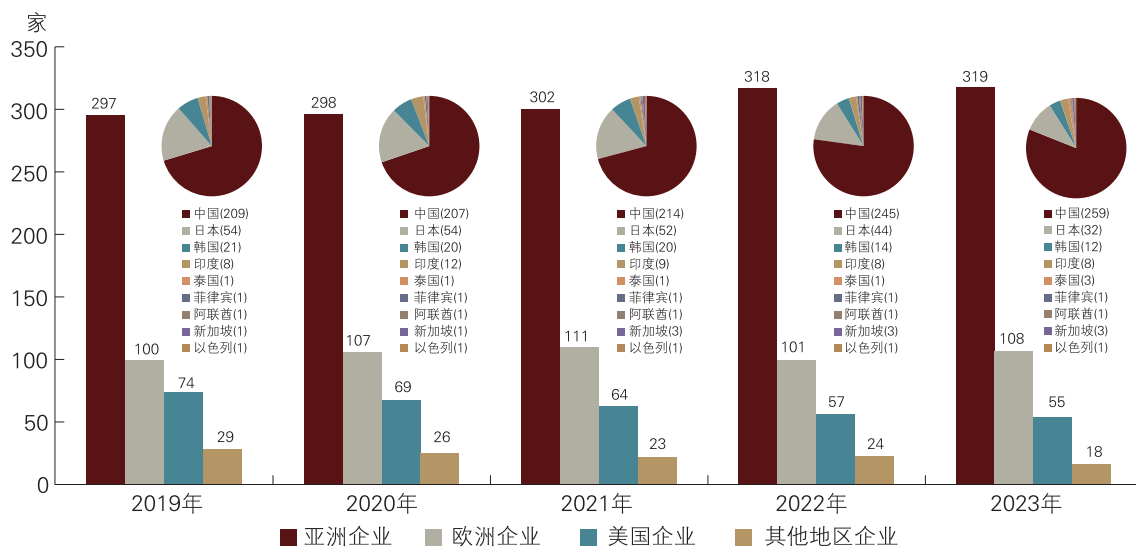


图 4-2 2019—2023 年全球新能源企业 500 强

资料来源：魏秋利《2023 年全球新能源企业竞争力分析》（中国能源报，2023-09-11），中金研究院整理。

从合作模式来看，产业链“本地化”趋势明显，即从产业链某一环节入手，再由点及链、由链及面打造合作生态。这一点在近些年中国与东南亚合作的成功案例中得到了

集中体现。2017 年，中国品牌上海通用五菱在印度尼西亚建厂生产“五菱印度尼西亚”电动汽车，先后形成主机厂、供应商园区等完整的供应链生态，五菱印度尼西亚制造的

1 中金公司研究部，中金研究院：中国产业链面临这些横向风险。

2 http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023-09/11/content_26017726.htm.

电动汽车现已开始出口至泰国。¹除了新能源汽车，中国光伏企业在东南亚布局光伏产业链，涉及组件、电池片、硅片及玻璃胶膜等，总产能已突破 40 吉瓦²，由原来的单一光伏组件出口延伸至组件产能的外移，以及海外新能源发电项目的工程总承包、维护和运营，市场持续扩大。

另外，“新能源+传统能源”一体化建设运营的模式与理念也在东南亚、中亚等地区蓬勃发展。水电作为优质的清洁能源和可靠电源，在资源、技术允许的前提下，各国通

常是“能开尽开”。亚洲虽然自身水电资源丰富，但大型水电项目建设周期长、开发难度大、资本要求高，亚洲很多国家都需要引进外国技术和资本，这也客观上促进了相关技术、工程的合作。随着环境保护、生物多样性等要求越来越高，水电的开发生态许可也日益严苛，对应的技术要求和资本开支也日渐提高，这就增加了部分相对落后国家变现水电资源的难度，如巴基斯坦、缅甸现在仍有 90% 以上的水电蕴藏量未被开发³（见图 4-3）。相较于传统的水电工程，现代水电

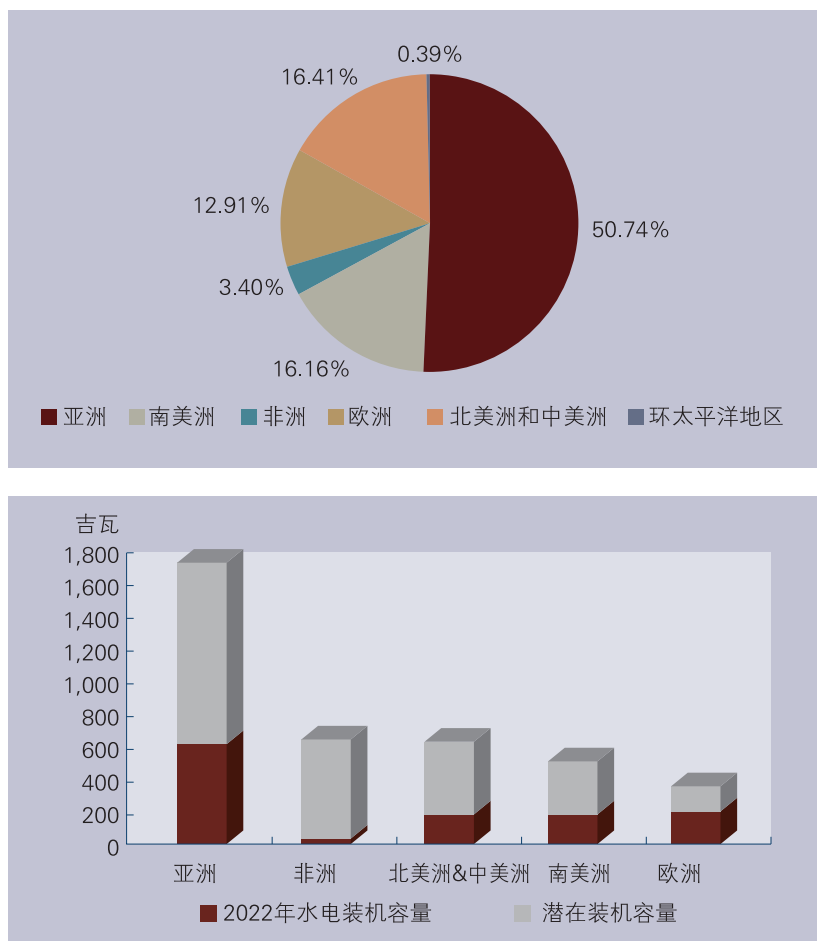


图 4-3 2022 年各大洲水电装机占比及装机容量

资料来源：国际水电协会（IHA）《世界水电展望 2023》，中金研究院整理。

1 https://www.thepaper.cn/newsDetail_forward_25849200.

2 <https://m.icbc.com.cn/page/860470982723399680.html>.

3 <https://www.gdshe.org/article/4754.html>.

工程的跨国合作需在传统基建合作的基础上,更加注重生态友好的理念和应用,可以通过“水风光储”一体化建设¹等新型开发模式实现生态效益最大化。2023 年 12 月,位于中国广西崇左市首个“水风光储”一体化项目全要素并网,为东盟国家输送清洁绿电。

不仅是东南亚,中亚也是承接亚洲新能源产业链转移和一体化开发的重要区域。特别是在中亚区域经济合作(CAREC)地区(如塔吉克斯坦、吉尔吉斯斯坦和格鲁吉亚),水电是该区域最大的可再生能源来源²,同时风能和太阳能也有巨大潜力。以乌兹别克斯坦为例,其政府已明确提出,到 2030 年可再生能源发电占比达到 1/4 的目标³,自 2021 年起,来自阿联酋、沙特阿拉伯⁴、中国等国家的新能源公司分别在乌兹别克斯坦建设光伏、风电等项目,并深化拓展相关配套电网新建和改造、技术装备、科技创新等领域合作⁵。

4.2.2 未来合作方向:“一体化研发”助力亚洲绿电技术从并跑到领跑

亚洲地区的工业化进程起步较晚,在传统能源开发与利用方面经历了“学习、模仿、追赶”的过程。随着新能源产业的快速发展,亚洲凭借着规模优势实现了与欧美的并跑,甚至在某些领域取得了身位领先。当前,以氢能、先进核电、CCUS 技术为首的新兴能源技术快速兴起,但整体仍处于起步阶段,对于亚洲和欧美的机会是平等的。如果亚洲可以在基础技术的研发上有所突破,凭借产业链制造能力的优势,很有可能引领下一个能源时代。

技术的突破不仅需要从研发端发力,更需要从纵向和横向两个方向加强“一体化”合作。纵向一体化通常指从本地区的产学研用合作,这也是之前大部分国家所倚重的;但是亚洲国家发展梯度差异较大,有能力研发、有能力生产以及有销售市场的国家并不一定匹配,需要在纵向一体化的同时进行横向一体化,打破国家之间的壁垒,让所有国家都有机会公平与平等的参与,摆脱国界的限制,建立行业协会或者联盟,实现更加开放和包容的全球合作。例如,中国积极推动成立中国—东盟清洁能源合作中心⁶,推进清洁能源技术共享,加强金融支持,深化区域合作,为推动地区能源转型和可持续发展做出贡献⁷。各国的高校以及科研院所也可以加强紧密的学术交流。

从产业端的实际应用看,由于亚洲火电比重较高,通过加装 CCUS 实现自身减排的需求本身具有十分广阔的市场,可以为相关技术的合作创新提供丰富的试验场。在 2023 年 COP28 大会上,全球约 200 个缔约方代表就“公平、有序、公正的方式减少能源系统对化石燃料的依赖,以实现 2050 年净零排放”达成一致⁸。“转型、脱碳、减排”已成为亚洲各国统一的目标,中国、日本、印度、韩国等主要亚洲国家都提出了实现净零排放目标的时间表后,亚洲其他国家也逐渐响应(见图 4-4)。2021 年,继韩国和日本相继宣布海外“弃煤”后,中国也承诺“不再新建境外煤电项目”。然而,传统能源仍然扮演着不可或缺的角色。因此,涉及大规模存量基础设施的改造,对低碳技术的依赖度和迫切性

1 <https://www.escn.com.cn/20231015/9cc40a7708e748d49803670175de2644/c.html>.

2 <https://www.adb.org/zh/news/features/five-things-know-about-future-energy-central-asia>.

3 http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2021-11/22/content_25890345.htm.

4 <http://news.cnpcc.com.cn/system/2021/09/28/030045805.shtml>.

5 https://www.cpn.com.cn/news/nytt/202310/t20231019_1643220.html.

6 东亚合作领导人系列会议合作倡议清单, https://www.gov.cn/yaowen/liebiao/202309/content_6902520.htm.

7 <http://world.people.com.cn/n1/2023/1206/c1002-40132667.html>.

8 <https://www.cenews.com.cn/news.html?aid=1101831>.

也愈加显著。早在 2008 年，日本 CCS 有限公司（JCCS）就受日本政府委托开始进行 CCUS 的研究。2020 年，JCCS 与全球碳捕集与封存研究院联合主办 2020 日本亚洲

CCUS 论坛¹，邀请世界各地专家一同讨论、分享 CCUS 技术在火力发电、工业和交通部门的巨大优势以及在亚洲的部署。



图 4-4 亚洲地区“净零排放”、减排目标概览和“退煤”行动示意图

注：1. 左上角数字表示目标年份（如 30 表示 2030 年）；
2. 红色边框表示有“退煤”行动的国家；
3. 右上角红色数字表示发布“退煤”行动的时间（如 21 表示 2021 年）；

资料来源：ZeroTracker，中金研究院整理。

考虑到目前低碳技术的成本较高，除了技术的不断成熟，市场手段和政策支持同样重要，碳市场和碳税是很好的选择。碳市场可以为碳排放成本以市场化方式形成一个合理价格，倒逼高碳排放行业采用 CCUS 等技术来减少排放。2019 年电力行业的 CCUS 成本仍在 50~100 美元/吨²，让很多企业在面

对旧设备的“改与不改”中选择观望等待。此时，亚洲部分国家通过建立碳市场为脱碳技术市场化的推广提供了有力推动³，同时也增进了 CCUS 等技术在亚洲各国间的技术交流和应用示范。目前亚洲几个 CCUS 研发或示范较领先的国家都建立了全国性的碳市场。2022 年 8 月，马来西亚国家石油公司

1 <https://cn.globalccsinstitute.com/news-media/press-room/media-releases/japan-forum-to-highlight-vital-role-of-carbon-capture-utilisation-and-storage-technology-in-asia/>.

2 <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/levelised-cost-of-co2-capture-by-sector-and-initial-co2-concentration-2019>.

3 <https://chinadialogue.net/zh/1/71158/>.

(Petronas) 与 6 家韩国企业签订“碳捕集、运输、储存”CCUS 全价值链项目，成立亚洲首个 CCUS 中心¹；2023 年 6 月中国国家能源集团泰州电厂二氧化碳 CCUS 项目正式投产，成为亚洲最大的火电 CCUS 项目²。

4.3 亚洲能源领域绿色投融资合作机制

据亚洲开发银行的数据，化石燃料占亚洲能源消耗的 75%，亚洲的能源消耗则占全球一半以上。³到 2030 年，该地区约 48% 的能源需求将由可再生能源满足，而气候变化相关的以及为适应气候变化所需的能源投资的年融资需求将达到 11,900 亿美元⁴，因为投资于可再生能源技术、开发新的可再生能源电厂和输电线路的需求巨大。⁵因此，亚洲向绿色能源的转型取决于能否调动大量的投资。

然而，无论是通过私人股权、政府资金还是创新融资模式，向亚洲绿色能源行业提供融资仍然非常具有挑战性。主要的原因在于相对较差的投资条件、长期回报的不确定性和通常低于预期的风险调整回报。在亚洲欠发达地区，许多政府和当地开发商在规划、准备和执行项目方面的能力有限；亚洲的投资成本远高于其他发达市场；可融资的项目往往稀缺，出现巨大的投资缺口。

本节将探讨解决这些障碍的关键解决方案，包括亚洲各国政府如何创造有利环境，增强项目准备能力和评估风险能力，如何利用降低风险的工具、混合融资工具和其他创新金融工具，以及如何与多边机构紧密合作等方面。同时，鉴于加强区域和国际合作以及公私合作伙伴关系对于成功实施这些解决方案的重要性，本节还探讨了如何加强亚洲的绿色投资和融资合作机制，因为实现高质量绿色能源项目的发展和满足该地区巨大的能源需求已成为迫切问题。⁶

4.3.1 亚洲能源领域绿色投资和融资概述

近年来，亚洲在绿色能源项目上的投资显著增加。根据亚洲开发银行的数据，2020 年亚洲占全球可再生能源投资的约 50%。根据彭博新能源财经(BloombergNEF, 2021) 的数据，中国作为世界上最大的可再生能源投资者，仅在 2020 年就投入了超过 836 亿美元用于可再生能源，成为全球该领域投资的重要部分。⁷项目中太阳能和风能投资占主导地位，而中国、印度和日本在太阳能和风能投资方面处于领先地位。

麦肯锡管理咨询公司(McKinsey)估计，将亚洲能源部门“绿化”的市场规模很广阔，即使按照最低情景，也可能达到 8,500 亿美元。⁸2016—2030 年在清洁能源方面的年均投资需求约为 5,690 亿美元⁹，但是亚太地区

1 <http://www.tanjiaoyi.com/article-40049-1.html>.

2 <https://www.coalchina.org.cn/index.php?m=content&c=index&a=show&catid=42&id=147933>.

3 ADB, Energy in Asia and the Pacific | Asian Development Bank (adb.org).

4 这个数据包含适应和减缓气候变化相关的电力行业投资。

5 ADB. Meeting Asia's Infrastructure Needs. Asian Development Bank, 2017. <https://www.adb.org/publications/asia-infrastructure-needs>.

6 感谢马骏博士(可持续性投资能力建设联盟主席)对本节的指导以及 Nishant Bhardwaj 博士(全球绿色发展研究所)和蒋希衡博士(国务院发展研究中心)的信息分享。

7 BloombergNEF. Energy Transition Investment Trends: Tracking Global Investment in the Low-Carbon Energy Transition. 2021. https://assets.bbhuh.io/professional/sites/24/Energy-Transition-Investment-Trends_Free-Summary_Jan2021.pdf.

8 Ashwin Balasubramanian, Jun Hao Chua, Tomas Nauclic, Daniel Pachod. Green Growth: Capturing Asia's \$5 trillion green business opportunity. McKinsey, 2022. <https://www.mckinsey.com/featured-insights/future-of-asia/green-growth-capturing-asias-5-trillion-green-business-opportunity>.

9 ADB. Meeting Asia's Infrastructure Needs. Asian Development Bank, 2017. <https://www.adb.org/publications/asia-infrastructure-needs>.

目前的年度可再生能源投资水平，即使在2008—2022年投资最高的情况下，也仅为2,559亿美元，这造成了3,131亿美元的显著年度投资缺口（见图4-5）。东盟（ASEAN）国家已承诺，到2025年其一次能源中可再

生能源供应将达到35%，这需要每年为清洁能源投资1,500亿美元，直到2030年（IEA，2022）。¹然而，2016—2020年，东南亚国家的年均清洁能源投资不足300亿美元。

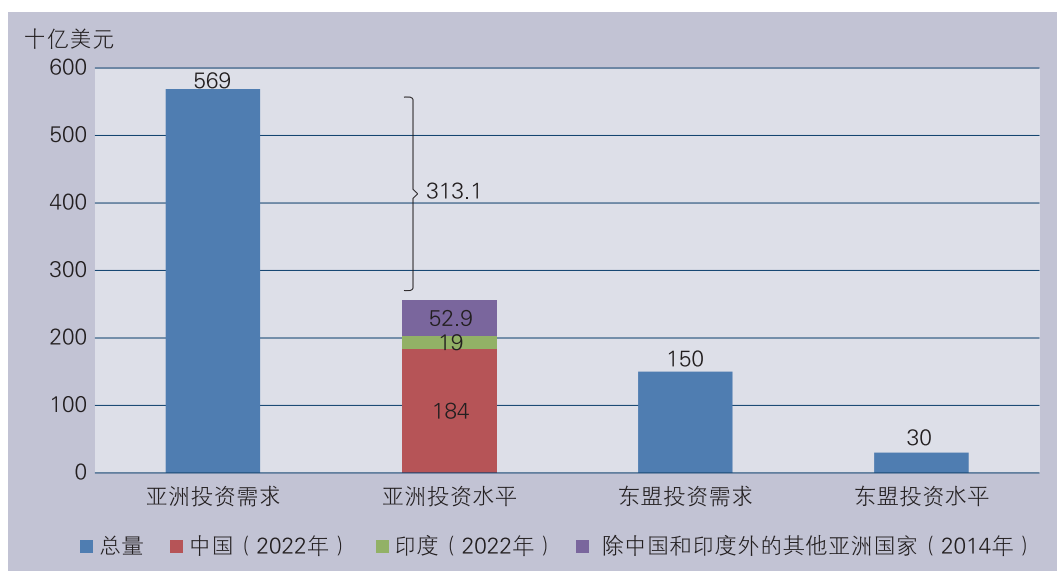


图4-5 亚洲可再生能源的投资需求和投资水平²

为了增加可再生能源投资，亚洲各国政府正在提供多种激励措施以促进绿色能源部门的发展。根据不同国家的国情和可再生能源市场的成熟程度，各国已经采用了不同的激励措施，如上网电价补贴、竞价/拍卖、自用方案、优惠贷款、资本补贴、税收优惠等。例如，泰国和越南提供额外的电价补贴，使其可再生能源的上网电价补贴相对于其他国家较高，这促使其可再生能源安装容量的快速增长。在中国，中国人民银行在2021年

宣布了一项以优惠利率的碳减排贷款便利，商业银行可以为企业的绿色贷款提供高达60%的贷款本金。

然而，过度依赖政府补贴和优惠贷款计划来为绿色能源项目融资，并不是一种可持续的选择，尤其是考虑到许多亚洲经济体的公共资金资源和财政空间是有限的。

令人鼓舞的是，传统和创新的市场化融资机制在亚洲发展迅速，有力地动员了相关资源去填补可再生能源项目的融资缺口。按

1 IEA. Southeast Asia Energy Outlook.2022. <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2022>.

2 亚洲是指亚洲和太平洋地区。“除中国和印度外的其他亚洲国家”的数据是2014年的，这是2008—2022年的最高投资水平。东盟国家可再生能源投资需求以2030年可持续发展愿景为基础，东盟国家可再生能源投资水平以2016—2020年年均水平为基础。作者呈现的数据和计算有多个来源，包括：ADB. Meeting Asia's Infrastructure Needs. Asian Development Bank, 2017. <https://www.adb.org/publications/asia-infrastructure-needs>; IEA. Overview and Key Findings – World Energy Investment 2023 – Analysis. 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023/overview-and-key-findings>; IEA. ASEAN Renewables: Opportunities and Challenges.2023.https://iea.blob.core.windows.net/assets/057bafda-0c09-40fe-934c-4f2fe5e080f4/ASEANRenewables_InvestmentOpportunitiesandChallenges.pdf; REN21. Asia and the Pacific Renewable Energy Status Report(Paris:REN21 Secretariat).2019. [asia-pacific-renewable-energy-status.pdf](https://www.adb.org/publications/asia-pacific-renewable-energy-status)(adb.org).

照是否为资产负债表融资、项目融资或通过其他创新工具融资来划分，这些融资工具包括但不限于债权（投资贷款和绿色债券）、股权（直接股权和股权基金）、资产支持证券、降低风险的工具（如担保和保险产品）以及其他转型融资机制。¹

4.3.2 能源领域绿色投资和融资的障碍

为了有效填补亚洲清洁能源领域的投资缺口，识别和解决绿色投资和融资所面临的关键障碍至关重要。这些挑战可以分为四个不同的领域，每个领域都有助于解决各投资项目中，低于预期的风险调整回报率这一总体问题。这个框架强调了政策、金融和市场的交互，以及项目准备能力之间相互交织的本质，这些共同影响了绿色能源的格局。

4.3.2.1 政策和监管错位影响定价

不合理的激励措施（例如，结构不合理的购电协议、无效的上网电价补贴和不协调的税收优惠）会在电价方面造成不确定性，对化石燃料的大量补贴扭曲了定价机制，创造了不可预测并且相当不利的环境，进而阻碍了投资。由于政策和监管变化，普通补贴、上网电价补贴和环境法规的可变性会导致不可预测性，进而降低了可再生能源投资的经济吸引力。

此外，某些亚洲国家的资本管制和不友好的外国投资政策限制了绿色项目的外国资本流入，对国际绿色金融和地方项目融资的运作带来了挑战。更严重的是，限制

性的贸易政策，导致可循环技术成本上升和利润率下降，进而有更负面的影响。短期政治目标和官僚效率低下也削弱了政府的有效性，破坏了投资者信心，并阻碍了行业进步。

4.3.2.2 交易成本高和项目准备能力不足导致的可融资问题

亚洲地区经济上可行的绿色项目显著短缺，同时识别和开发此类项目也很困难。博鳌亚洲论坛（2023）强调，亚洲新兴市场中 55% ~ 65% 的基础设施项目缺乏可融资性。此外，尽管 15% ~ 20% 的项目具有可融资性，但这些项目质量较低、风险较高。这些风险部分源于高交易成本，以及在项目准备方面明显的不足，削弱了可再生能源倡议的可融资性。

鉴于可再生能源投资的项目准备过程既昂贵又耗时，高昂的交易成本，特别是大量的项目准备，提高了绿色能源项目所需的总体投资。例如，泛美开发银行（IDB）的专家表明，发展中国家的项目从构思到融资关闭，通常需要 24 ~ 30 个月，一些极端情况甚至可能需要 10 年。²一般来说，发展中国家的基础设施项目准备成本占总项目投资的 5% ~ 10%。³大型项目的典型尽职调查成本范围则在 50 万至 100 万美元之间。⁴环境、社会和治理（ESG）评估成本，根据行业基准可占总项目投资金额的 0.5% ~ 1.5%。特别对于亚洲中小型可再生能源项目（0.5 兆 ~ 30 兆瓦）而言，其交易成本与规模相比显著

1 The World Bank. Financing Renewable Energy Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds. 2021. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/196071468331818432/pdf/765560WP0Finan00Box374373B00PUBLIC0.pdf>.

2 Reinaldo Fioravanti, Carolina Lembo, Akash Deep Filling. The Infrastructure Investment Gap—The Role of the Project Preparation Facilities: An Overview of MDBs and the Inter-American Development Bank Approach. IDB Report. 2019. C:\Users\CompChem\AppData\Local\Temp\MicrosoftEdgeDownloads\c8e97432-5c9f-4268-a0e2-739ef711b351\Filling_the_Infrastructure_Investment_Gap_the_Role_of_Project_Preparation_and_Structuring_Facilities_en_en.pdf.

3 GIH, CRISIL. Leading Practices in Governmental Processes Facilitating Infrastructure Project Preparation A Practical Guide for Governments, Informed by a Country-Lens Review of Leading Practices. 2019. [gih_project-preparation_full-document_final_art_web.pdf\(worldbank.org\)](https://documents1.worldbank.org/curated/en/196071468331818432/pdf/765560WP0Finan00Box374373B00PUBLIC0.pdf).

4 The World Bank. Financing Renewable Energy Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds. 2021. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/196071468331818432/pdf/765560WP0Finan00Box374373B00PUBLIC0.pdf>.

更高，这使得获得充足的资金变得特别困难。¹ 国际商业银行通常对 1,000 万美元以下的项目不感兴趣，2,000 万美元以下的项目也难以吸引银行的关注。²

另一个关键的问题是，在准备可融资的项目方面，政府、金融机构和项目开发商之间存在显著的专业知识差距，特别是如果进行全面项目可行性研究时。某些亚洲国家超过一半的金融机构报告其内部资源严重短缺，特别缺乏在可持续金融相关领域的专业人员。³ 此外，可再生能源项目的项目融资模式需要与利益相关者谨慎协商财务条款，但亚洲地区的本地金融机构往往缺乏较强的协商能力促成这些交易。

4.3.2.3 高风险导致的收益潜力降低

亚洲的可再生能源投资和融资常常需要考虑政策法规、市场、技术（限电、电网基础设施和资源）、外汇和 ESG 等风险因素的变化。风险评估不足和次优的融资结构进一步降低了潜在收益。

除了所有项目开发和融资所面临的一般经济、政治和市场风险外，更特别的是可再生能源项目依赖政府补贴带来的政策风险，以及前面所述的电价不确定性的市场风险。

限电风险以及和电网基础设施无法消纳所产生的能源等有关的潜在因素，也会导致可再生能源项目收入减少。特别是，安装容量的规模的扩大与传输能力的增长不匹配将导致严重的电网限制和可再生能源的大量

损失。2019 年，为享受每千瓦时 9.35 美分的优惠价格，越南的太阳能电网连接急速增加而最终导致严重过载，带来了惨痛的教训。⁴

其他尤其在可再生能源项目中突出的风险包括：自然禀赋方面，项目所在区域实际和预测发电量的差异及其波动；频繁的币值波动和贬值导致的外汇风险；可能阻碍项目进展、影响投资回报的 ESG 风险等。

4.3.2.4 高融资成本导致的收益潜力降低

一般来说，发展中国家的融资成本比发达国家显著较高。新兴市场和发展中国家的全国范围内的名义融资成本高达 700 ~ 1,500 个基点，是美国和欧洲的数值的 7 倍左右。⁵ 这些经济体的加权平均资本成本 2017—2018 年的变化在 5% ~ 11% 之间，而 OECD 国家的同一数值在 2.5% ~ 6.5% 之间。⁶

此外，在当地融资市场中，长期贷款的限制、金融体系的不发达和尚不成熟的资本市场导致缺乏专为绿色投资定制的金融工具，显著增加了对更便宜的国际融资资源的竞争，这也提高了亚洲各个发展中国家的融资成本。与此同时，许多当地项目开发商的信用等级低，并且国际贷方不提供当地货币融资，也大幅提高了融资成本，挤压了收益。

4.3.3 加强绿色投资和融资合作的机遇和建议解决方案

为了有效加强亚洲能源领域的绿色投融资合作，采用综合的解决方法是必要的，其中包括充分的政策和监管激励、有效的利益

1 REN21. Asia and the Pacific Renewable Energy Status Report (Paris:REN21 Secretariat). 2019. asia-pacific-renewable-energy-status.pdf (adb.org).

2 The World Bank. Financing Renewable Energy Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds. 2021. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/196071468331818432/pdf/765560WP0Finan00Box374373B00PUBLIC0.pdf>.

3 马骏，程琳. 克服全球绿色金融发展的能力瓶颈. 中国金融市场，2024（1）：35-37.

4 绿色金融发展研究中心. “一带一路”国家可再生能源项目投融资模式、问题和建议. 清华大学国家金融研究院，2019. 3031F975CC19B19BDEDAF39CA43_C07DBC49_1F3CE3.pdf (tsinghua.edu.cn).

5 IEA, World Bank, World Economic Forum. Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies. IEA World Energy Investment 2021 Special Report. 2021. https://iea.blob.core.windows.net/assets/6756ccd2-0772-4ffd-85e4-b73428ff9c72/FinancingCleanEnergyTransitionsinEMDEs_WorldEnergyInvestment2021SpecialReport.pdf.

6 NDB. Annual Report 2019: Investing for Innovation. Shanghai: NDB. 2020. https://www.ndb.int/wp-content/uploads/2020/07/NDB_2019_ARA_1.pdf.

相关者参与和创新金融机制,以解决 4.3.2 节中强调的难题。

4.3.3.1 创造有利环境以释放可再生能源投资机会

为了促进亚洲绿色投资和融资的扩大,建立一个由连贯的政府政策和监管框架支持的有利环境至关重要。这种环境应优先考虑政治和监管环境的稳定性和可预测性,以吸引投资,例如,菲律宾采取了放开并解绑电力市场等有效的策略。¹解决金融壁垒,如国际资本市场可及性、高融资成本和投资风险,对于降低可再生能源关税和吸引私营部门投资至关重要。

首先,采用并完善支持性政策,如上网电价补贴和可再生能源的拍卖,可以缓解政策和监管方面的风险,进而显著提升投资气候。亚洲可再生能源项目的一些成功的反向拍卖案例,使得太阳能和风能发电的竞争成本最终达到电网平价水平。例如,东北亚(中国、韩国)、中亚(哈萨克斯坦)、南亚(印度、巴基斯坦)和东南亚(印度尼西亚、菲律宾、泰国、越南)都举行了成功的拍卖。²拍卖在印度可获得了最低的电价,例如 2017 年古吉拉特邦乌尔哈维克斯尼格姆有限公司的 500 兆瓦拍卖,当时实现了有史以来最低的风电投标价,每千瓦时 2.43 印度卢比(约 0.038 美元)。³在泰国,2017 年的一次拍卖中,85 个提案中有 17 个以平均 7.39 美分的价格获得了 300 兆瓦的总容量,远低于 11.09 美分的投标价格。⁴

其次,利用财政激励、公共融资和政府支持机制,如资本补贴和税收抵免,可以促

进可融资项目的发展并刺激私营部门的投资。例如,印度尼西亚使用了各种公私伙伴关系(PPP)促进机制和政府支持机制,包括项目开发设施(PDF)、担保设施、可行性差距基金(VGF)和可用性支付,以促进基础设施发展,为私人投资者提供有保证的回报并提高项目的可融资性(博鳌亚洲论坛,2023)。

再次,促进政策制定者、私营部门和金融机构之间的对话,对于解决绿色溢价挑战和消除供应方瓶颈至关重要。亚洲开发银行和全球绿色增长研究所(GGGI)等多边机构在提供政策支持和技术援助方面发挥着重要作用,尤其在亚洲的低收入国家更是如此。

最后,采用与国际环境和社会保障原则一致的最佳实践政策和标准,如世界银行环境和社会框架、亚洲开发银行保障政策声明和赤道原则,将进一步提升投资环境。

4.3.3.2 促进项目准备能力的提升和知识共享,以增强融资能力和可再生能源投资水平

正如 4.3.2 节所讨论的,与其他地区一样,可融资项目的短缺是实现亚洲绿色转型的关键挑战之一。私人投资者和银行只有在项目准备就绪的情况下才能进行融资架构的搭建。来自 GGGI 的丰富经验表明,每投入 1 美元用于对项目准备的技术援助,GGGI 就能为绿色项目动员 15 美元的投资。在印度,600 兆瓦的奥姆卡雷什瓦尔大坝浮动太阳能 PPP 项目成功动员了资方,证明了通过 GGGI 应用的全面项目准备和风险缓解措施的良好效果,GGGI 作为印度政府的值得信赖的顾问,在该项目中发挥了重要作用,通过低成

1 Ranjit Lamech,Kazim Saeed.What International Investors Look for When Investing in Developing Countries:Results from a Survey of International Investors in the Power Sector. Washington, D.C.: World Bank Group, 2003. 280910Investors Paper0EMS0No6.pdf(worldbank.org).

2 REN21. Asia and the Pacific Renewable Energy Status Report. Paris:REN21 Secretariat, 2019. asia-pacific-renewable-energy-status.pdf (adb.org).

3 Breaking News:New Low Tariff of ₹2.43/kWh Recorded in GUVNL's 500 MW Auction,Mercom India,31 December 2017. <https://mercomindia.com/wind-breaches-guvnls-auction/>.

4 REN21. Asia and the Pacific Renewable Energy Status Report. Paris:REN21 Secretariat, 2019. asia-pacific-renewable-energy-status.pdf (adb.org).

本融资选择大大提高了项目的可融资性（博鳌亚洲论坛，2022）。

联合国西亚经济及社会委员会（UN ESCWA）能源部制作的《项目开发商准备可再生能源投资商业计划指南》提供了有关如何成功筹备可再生能源项目的宝贵参考。虽然项目准备过程和管道开发的标准化可以降低前期成本，但在融资关闭前要使得项目具备可行性，需要项目识别、项目概念开发、投资风险识别和项目构建与设计等全方位的专业知识。

为了提高当地开发商和金融机构有效评估和管理风险的能力，亚洲机构间专门的培训项目和知识共享日益重要。例如，在2023年COP28上启动的可持续投资能力建设联盟（CASI）可以提供低成本、广覆盖和大规模的培训支持，以加强亚洲经济体和其他发展中国家内所有相关合作伙伴和利益相关者的能力，支持他们向可持续投资的实践过渡。¹

鉴于亚洲发展中国家政府和私营部门实体普遍缺乏项目准备能力，以及如4.3.2节所强调的高准备成本、长时间跨度，使得政府预算分配通常不足以覆盖所有成本。一些现有的由捐赠资金资助的技术援助的项目准备机制和设施，也可以用来支持项目的准备活动。这些工具包括GGGI的绿色投资服务、全球基础设施中心（GIH）、国际金融公司（IFC）的上游倡议、亚洲开发银行的亚太项目准备设施、东盟催化绿色融资设施、欧洲复兴开发银行（EBRD）的基础设施项目准备设施以及多边开发融资合作中心（MCDF）等。²

4.3.3.3 利用降低风险工具动员私营部门参与

亚洲发展中国家的绿色投资项目往往具有风险和不确定性，因此需要能够“降低风险”并增强信用的技术来吸引商业资本，因为公私合作伙伴关系对于调动万亿资金实现气候融资和绿色可再生能源发展的议程至关重要。

私营部门参与可再生能源项目依赖于项目的可融资性，其中化解风险是成功的关键。项目风险的严格评估和缓解，包括政治、监管、技术、信用和资本市场风险，是前提条件，应在项目准备阶段完成。还应该使用各种降低风险工具，来缓解项目中涉及的特定风险，例如使用保险产品、担保以及其他增信工具来覆盖相关的政治风险，建立与政府的可信协议以确保监管稳定性，结构良好的购电协议和强有力的技术评估以避免限电风险，对冲货币风险或直接使用本地货币融资等。³例如，由中兴能源拥有的巴基斯坦300兆瓦金纳光伏项目，突显了中国出口信用保险公司（Sinosure）提供的保险产品，在促进大规模可再生能源项目的开发和融资方面的至关重要性，其通过提供针对潜在风险的保险，从而增强投资者信心和项目的可行性。⁴在没有主权担保的国家，世界银行〔包括多边投资担保机构（MIGA）〕和亚洲开发银行等发展金融机构和多边机构通常提供第三方担保或保险机制。例如，亚洲开发银行的部分风险担保（PRG）主要旨在通过为融资合作伙伴提供覆盖政治风险的担保，进而促进私营部门的发展。⁵

1 北京绿色金融与可持续发展研究院. 可持续投资能力建设联盟（CASI）在COP28期间正式启动. <https://mp.weixin.qq.com/s/J3zUSFPmpvwLOi20hEyhQ>.

2 MCDF. A Multilateral Financial Mechanism Designed to Promote High-Quality Infrastructure and Connectivity Investments in Developing Countries. www.themcdf.org.

3 GGGI. GGGI Insight Brief 1, Mind the Gap: Bridging the Climate Financing Gap with Innovative Financial Mechanisms. 2016.

4 绿色金融发展研究中心“一带一路”国家可再生能源项目投融资模式、问题和建议. 清华大学国家金融研究院, 2019. 3031F975CC19B19BDEDAF39CA43_C07DBC49_1F3CE3.pdf (tsinghua.edu.cn).

5 ADB, [https://www.adb.org/what-we-do/private-sector-financing/guarantees#:~:text=A%20partial%20risk%20guarantee%20\(PR, default%20by%20the%20power%20utility](https://www.adb.org/what-we-do/private-sector-financing/guarantees#:~:text=A%20partial%20risk%20guarantee%20(PR, default%20by%20the%20power%20utility).

此外，行政流程的透明化和简化可以降低监管风险，促进可再生能源项目的发展。例如，马来西亚和菲律宾开发的上网电价在线申请平台简化了购电协议，并使申请流程透明化，对投资者更加友好。IEA 称，降低与采购和合同机制相关的障碍也可以吸引私营部门参与可再生能源市场。¹

即使对于小型废物能源项目，也可以通过有效缓解项目风险和构建可行的商业模式，利用公私合作伙伴关系的模式来动员私营部门的参与。例如，在越南，GGGI 支持 Thang Long Energy Environment JSC 这家私人企业开发越南北宁省的市政固体废物能源 (MSWTE) 项目，并成功地帮助调动了 5,800 万美元的高级债务融资和股权投资。² 此类公私合作伙伴关系项目得以实现，也是因为越南政府在 2018 年颁布了一项旨在消除实施公私合作伙伴关系项目中常见困难和障碍的新法令。

4.3.3.4 有效管理利益相关者并处理社会政治因素，以降低项目风险

协调政府、投资者和当地社区的利益和意见对于推进绿色能源项目至关重要。社会政治因素在可再生能源项目生命周期的每个阶段都起着关键作用，有效的利益相关者管理对于成功至关重要。成功的利益相关者参与可以缓解社区反对意见，否则可能招致监管障碍、导致项目延误甚至使得项目被取消。此外，强大的社会政治支持通过提供更稳定的风险配置，可以增强项目对投资者的吸引力，也能够得到稳定政策、激励措施和监管框架的支持。

鉴于社会政治因素的关键作用，将这些考虑因素纳入可再生能源项目的早期规划和

实施阶段至关重要。政府在这个过程中可以发挥重要作用，通过创造激励措施和建立机制，鼓励利益相关者合作和支持绿色发展。通过这样做，不仅增强了可再生能源项目的可行性，而且还为项目在社区内的长期可持续性和接受度的提高做出了贡献。例如，菲律宾的北风邦盖湾项目是东南亚首个风电场，通过有效的公众参与取得了显著成功。该项目确保了风电场运营的收益与当地社区公平分享，从而促进了当地支持，并最大程度地减少了地方抵制。

4.3.3.5 应用混合融资工具以确保可融资性

混合金融工具将公共资源与金融工具（如拨款、贷款、担保和技术援助）结合起来，通常是使项目具备可融资性并吸引必要私人投资的必要条件。有效的混合优惠融资结构对于弥合项目与融资之间的巨大气候融资缺口至关重要，特别是对于可再生能源项目而言。根据博鳌亚洲论坛（2022，2023）的数据，混合融资有潜力将投资规模增加十倍，亚洲已成为混合资本的重要目的地，2020 年已达到 16.2 亿美元，占全球交易的 36%。研究发现，优惠融资可以将太阳能光伏项目的平准电价降低 2% 至 7%，对陆上风电项目则降低 4% ~ 8%。³

除了公共资金资源外，双边和国际开发银行以及多边机构如绿色气候基金（GCF）、气候投资基金（CIF）和多边开发银行（MDBs）也提供拨款和优惠资金，也可以利用这些资源来调动私人融资。世界银行和气候投资基金报告，为利用公共资源给可再生能源融资过程中的开发不同的融资机制提供了良好的参考。⁴ G20 巴厘全球混合融资联盟于 2022 年 11 月在 G20 巴厘峰会上成立，可以通过

1 IEA. Southeast Asia Energy Outlook. 2019. <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2019>.

2 GGGI. Closing the Climate Financing Gap. 2021. GGGI-Technical-Report-20_Closing-the-Climate-Financing-Gap_Final_20210914.pdf.

3 NDB. Annual Report 2019: Investing for Innovation. Shanghai: NDB, 2020. https://www.ndb.int/wp-content/uploads/2020/07/NDB_2019_ARA_1.pdf.

4 The World Bank. Financing Renewable Energy Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds. 2021. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/196071468331818432/pdf/765560WP0Finan00Box374373B00PUBLIC0.pdf>.

帮助扩大和复制混合融资解决方案，来促进 G20 国家及其他国家对亚洲可再生能源领域的私人投资。¹

慈善基金会等其他参与者在亚洲能源转型融资方面也发挥着重要作用，因为它们也可以作为降低风险的合作伙伴，动员私人资本。例如，腾讯的可持续社会价值组织利用其慈善基金，动员了工业合作伙伴，在中国的贫困城镇安康市为 70 多户家庭建造屋顶太阳能电池板。²

4.3.3.6 加强绿色融资，促进可再生能源资金来源多元化

除了项目融资外，创新金融工具如绿色债券等，可以提供克服投资挑战的可行解决方案，使项目集聚，促进新市场增长，吸引新投资，并将资本引向亚洲的可再生能源项目。根据气候债券倡议，2021 年亚太地区的绿色债券发行量排名第二，占全球发行量的 26.28%，对可再生能源项目的资金支持做出了重大贡献。³2008—2017 年，大约 2,910 亿美元的绿色债券中仅有 20% 用于资助与新增 150 万兆瓦可再生能源容量、5,700 万兆瓦时年可再生能源发电量和 7.37 亿兆瓦时年节能相关的资产。⁴例如，2023 年 4 月 19 日，新开发银行成功定价了一笔价值 12.5 亿美元、期限 3 年的基准绿色债券，作为该行 500 亿美元欧洲中期票据计划的一部分。⁵

设立专门的绿色股票交易所和推出绿色债券、主题债券和其他金融工具，在增加可再生能源项目的资本获取方面起着关键作用。一些亚洲国家在建立绿色和可持续分类标准方面所做的努力，可以增强绿色债券在增加亚洲可再生能源项目投资方面的作用。中国、孟加拉国、蒙古国、马来西亚、印度尼西亚、哈萨克斯坦、巴基斯坦和斯里兰卡等国家在金融和可持续性研究所（Institute of Finance and Sustainability）的支持下取得了显著进展。

值得注意的是，推广绿色银行或者国家融资机构（NFVs）⁶也有助于弥补融资缺口，从而增加对可再生能源的投资。在这方面，一个成功例证是蒙古国的绿色金融公司，由 GGGI 开发。该国家融资机构获得了来自绿色气候基金（2,700 万美元）、蒙古国政府（1,800 万美元）和国内私人银行（500 万美元）的资金。MGFC 已成为蒙古国能源部门应对气候变化努力的战略性融资工具。⁷

4.3.4 加强绿色投资和融资的区域和国际合作

国家政府、区域和国际组织需要加强合作，有效实施适当的政策和联合倡议，以促进亚洲能源领域的绿色投资和融资。区域对话，将政府和区域合作框架汇集在一起，进而动员起来，围绕区域能源政策建立共识，实施区域能源互联网路线图，最终降低投资

1 G20 Bali Global Blended Finance Alliance | Tri Hita Karana Forum (thkforum.org).

2 腾讯. 腾讯可持续社会价值季度报告 2023. 2023. tencent-ssv-2023q1-report.pdf; 秦朔. 阳光照在善行之上：一个小小的乡村振兴试验. 2024. <https://mp.weixin.qq.com/s/R3COlvbfuTrZEtHOdWcvhw>.

3 S&P. Green Bond Sales to Surge in Asia-Pacific as Region Lays Out Path to Net-Zero. 2022. Green bond sales to surge in Asia-Pacific as region lays out path to net-zero | S&P Global Market Intelligence (spglobal.com).

4 Clarence Tolliver, Hidemichi Fujii, Alexander Ryota Keeley, Shunsuke Managi. Green Innovation and Finance in Asia. Asia Economic Policy Review. 2020. https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/166185/aepr12320_am.pdf?sequence=2.

5 NDB, <https://www.ndb.int/news/ndb-launches-new-usd-1-25bn-3-year-green-bond/>.

6 NFVs 是在国家内部建立的基金，旨在为一系列项目提供绿色气候融资、赠款和其他工具，并配备管理国际基金的治理结构。这些工具既有简单的赠款实体，也有处理债务或其他金融工具的复杂组织。

7 GGGI. Closing the Climate Financing Gap. 2021. GGGI-Technical-Report-20_Closing-the-Climate-Financing-Gap_Final_20210914.pdf.

者的交易成本，实现规模经济。

4.3.4.1 区域和国际合作的政策分享和对话

通过分享国家和地方可再生能源项目的最佳做法和经验教训，制定衡量、报告和核实温室气体排放的共同标准和框架，对在促进电力部门低碳和气候适应型技术、产品和服务中的跨境贸易和投资的政策法规进行了解，可以加强区域合作。推进区域研究和创新，以促进知识创造和传播、技术开发和转让、能力建设和培训以及公众意识和教育，并加强区域对话和宣传，可以增强政治意愿和承诺，调动资源和支持，并解决可再生能源项目的冲突和争端。各国还可以利用各国在自然禀赋、融资资源、投资机会、项目经验等方面的比较优势，加强本地区可再生能源项目绿色投融资合作。

在区域内建立关于能源投资的区域政策框架，对于为可持续能源道路奠基至关重要。鉴于“一带一路”倡议在亚洲的巨大影响力，中国生态环境部与商务部于 2022 年发布的更新版《对外投资合作绿色发展指南》可以为中国在海外运营的电力和能源公司提供重要指导，遵循国际或中国国内最优实践原则进行环境保护和可持续发展。^{1,2} 值得鼓舞的是，“中国—东盟”投资合作基金也发布了《东盟地区投资的社会责任和环境保护指南》，该指南建立了基于环境和社会影响的项目分类系统，并设有全生命周期管理流程。³ 东盟资本市场论坛自 2017 年起进一步努力，推出绿色、社会 and 可持续债券标准，与此同时其他亚洲金融协会也旨在标准化该地区的绿色

金融产品。⁴

通过统一的绿色采购标准和风险评估方法，提高区域能源互联性路线图的发展和与能源部门各利益相关者的合作，可以促进互联性的增强并显著降低投资成本。随着区域长期政策和框架的发展以及创新金融工具的出现，区域能源互联项目中私人的气候融资可以得到解放。例如，亚洲超级电网（Asia Super Grid）计划是一个富有远见的项目，旨在连接中国、韩国、蒙古国、俄罗斯和日本，建立一个使用可再生能源的跨国电力传输网络，其容量超过 10 吉瓦。东盟成员国也一直在发展东盟电网，连接 10 个东盟国家，以帮助实现共同的可再生能源目标，为私营部门投资提供机会。值得鼓舞的是，东盟能源行动计划 2021—2025 年第二阶段设定了雄心勃勃的目标和举措，以增强区域能源安全和可持续性。⁵

亚洲的几个次区域还制定了跨境输电计划，包括环孟加拉湾多领域技术经济合作倡议（BIMSTEC），该倡议旨在整合不丹、孟加拉国、印度、缅甸、尼泊尔、斯里兰卡和泰国之间的电力系统，以及 CASA-1000（一个将连接吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦、阿富汗和巴基斯坦的输电线项目）等。为了实现规模经济，如果实施了联合国亚太经社会成员国在 2021 年批准的区域电力系统互联路线图，可能对亚洲电网投资的私人融资的调动产生巨大的积极影响。诸如中南亚电力传输和贸易项目等项目，就已经展示了跨区域能

1 中华人民共和国生态环境部。对外投资合作建设项目生态环境保护指南 2022。https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk05/202201/t20220110_966571.html。

2 Christoph Nedopil Wang. Interpretation of the 2022 “Guidelines for Ecological Environmental Protection of Foreign Investment Cooperation and Construction Projects” – Green Finance & Development Center.2022。https://greenfdc.org/interpretation-2022-guidelines-ecological-environmental-protection-of-foreign-investment-cooperation-and-construction-projects/。

3 BRIGC. Green Development Guidance for BRI Projects Phase III: Study of China Overseas Investment Funds. 2021。http://en.brigc.net/Reports/Report_Download/2023/202305/P020230510553969079367.pdf。

4 ADB, ASEAN Capital Markets Forum (ACMF) Initiative (adb.org)。

5 ASEAN. APAEC Phase II。https://asean.org/wp-content/uploads/2023/09/Booklet-APAEC-Phase-II-Final-5.pdf。

源互联基础设施的好处。¹

4.3.4.2 关于可再生能源融资的双边和区域合作倡议

在亚洲，双边和区域机构正在携手合作，推动该地区的绿色能源合作。联合国亚洲及太平洋经济社会委员会（UN ESCAP）非常重视该地区的清洁能源实践和合作。区域能源政策的主要对话平台是亚太经济合作组织能源工作组，它拥有专门的能源转型平台，包括东亚峰会清洁能源论坛等。由“一带一路”绿色发展国际联盟（BRIGC）发起的绿色发展投融资合作伙伴关系（GIFP），是增强合作和确保中国发展机构将融资资源有效部署到“一带一路”国家最需要绿色发展的领域的另一个重要平台。在次区域层面，中亚区域经济合作（CAREC）计划、东盟能源中心和太平洋可再生能源和能效中心（PCREEE），以及南亚区域合作联盟（SAARC）能源合作框架、南亚区域能源一体化倡议等也在发挥作用。一些三边合作机制也很突出，包括大湄公河次区域经济合作计划，该计划为中国和其他一些亚洲国家之间的能源和电力贸易提供规则指导；以及“东盟+3”合作机制，它提供多个平台促进能源合作，例如“东盟+3”能源部长会议、“东盟+3”清洁能源圆桌对话、“东盟+3”减排合作计划和“东盟+3”能源新业务计划。

为了促进亚洲的绿色投资和融资合作，多个融资机制也已设立。例如，中国—东盟投资合作基金于2013年成立，是专注于东盟地区基础设施、能源和自然资源项目的最大私募基金之一。CAREC计划也强调通过能源市场一体化来加强区域能源合作。从2001

年到2023年6月，CAREC在其参与国家投资了大约97亿美元的能源项目，主要目的是扩大双边电力贸易并改善区域电网，对贸易增长起到支持作用²。丝路基金（Silk Road Fund）于2023年10月与乌兹别克斯坦政府共同建立了一个中乌合资投资平台，注资50亿元人民币或等值外币，大规模投资乌兹别克斯坦和中亚市场的可再生能源等领域。

美国国际开发署（USAID）运行的亚洲私人融资咨询网络（PFAN-Asia）2013—2018年在亚洲支持了38个清洁能源项目，获得超过5亿美元的融资。由美国国际开发署开发的“繁荣绿色印度尼西亚”（Green Prosperity Indonesia）项目计划提供3亿美元支持印度尼西亚的能源转型，而其清洁电力亚洲倡议已在东南亚国家投资超过7.5亿美元。公平能源转型伙伴关系（JETP）计划预计将分别为印度尼西亚和越南提供200亿美元和150亿美元的资金支持，帮助它们走上绿色发展道路。³然而，这一项目并没有像最初预期的那样成功，主要的障碍是不清晰的谈判和资格审查流程，捐助国家几乎没有提供承诺的额外资金支持。

最后，亚洲创建了多个旨在促进各种利益相关者之间对话和协商的平台，以解决与历史、政治和安全领域中紧张关系带来的社会政治问题，以及南亚地区利益分歧和合作机制薄弱的问题，以提高公众参与能源项目的积极性。这些平台包括南亚区域合作联盟能源对话、南亚环境项目区域咨询委员会、南亚可持续发展目标论坛和南亚气候变化公民社会论坛（The South Asia Civil Society Forum on Climate Change）等。⁴通

1 UNESCAP. Attracting Private Finance to Transmission in the Asia-Pacific Region.2022. <https://hdl.handle.net/20.500.12870/4560>.

2 CAREC, CAREC Project Portfolio | CAREC Program.

3 公平能源转型伙伴关系是在2021年联合国气候变化大会（COP26）上首次宣布，由七国集团推动的一项新的多边和长期方案，旨在支持碳密集型发展国家的气候行动，这些国家有可能因存在低碳目标发展的阻碍，而被限制于高碳排放的发展未来。

4 Hassan Qudrat-Ullah. A Review and Analysis of Green Energy and the Environmental Policies in South Asia. 2023. Energies | Free Full-Text | A Review and Analysis of Green Energy and the Environmental Policies in South Asia (mdpi.com).

过这些论坛，来自各个行业的利益相关者聚集在一起，讨论和应对该地区能源部门的挑战和机遇，推动更具包容性的项目开发方法。此外，煤炭过渡机制（CTMs）包括再融资、转型工具管理、补偿计划和公正转型一揽子方案，随着越来越多的国家承诺逐步淘汰煤炭，其在亚洲也变得越来越有影响力。菲律宾的 ACEN 公司就是一个很好的例子，该公司采用 CTMs 加速了其剩余燃煤电厂的退役。¹

4.3.4.3 与多边机构合作以增加绿色投融资

多边倡议和机构在推动亚洲向可持续能源转型方面起着重要作用。为了实现发展中国家更多高质量绿色项目的发展，一些专门的多边气候基金和机构已经成立，例如全球环境基金、清洁技术基金、绿色气候基金、气候投资基金和全球绿色增长研究所等。以绿色气候基金为例，截至 2023 年 12 月，其已经向亚洲和太平洋地区提供了 45 亿美元资金。在去年，亚太地区获得绿色气候基础 1.841 亿美元的准备金拨款。²2022 年，亚洲从多边开发银行获得的气候融资占 32%，总额近 200 亿美元，其中仅能源部门就占这些资金的 18%。³

与多边机构合作可带来多重好处。首先，这些机构促进知识交流，加强了亚洲各国间绿色能源领域的合作。作为“知识银行”，开发融资机构（如亚洲开发银行、亚洲基础设施投资银行、欧洲复兴开发银行、新开发银行和世界银行）为政府提供宝贵的技术援助和政策建议，对决策过程产生帮助。其次，它们还支持政府和监管机构改善发展中国家

亚洲的市场运作。他们可以作为各界可信的合作伙伴，协调公共和私营部门的利益与区域可再生能源战略。

如前所述，多边开发银行通常设立项目准备资金，并提供技术协助资源，以推动成本高昂且周期漫长的项目前期准备的开展。像多边开发融资合作中心和全球绿色增长研究所这样的组织也在为开发可融资的绿色项目提供关键支持，以吸引私营部门和融资机构的参与。凭借其专家团队，这些机构可为绿色项目进行全面的风险评估，并构建融资解决方案来缓解项目各方面的风险，确保项目成功落地。它们还利用降低风险的工具来调动私营部门合作伙伴的参与，并支持对利益相关者有效管理以处理社会政治因素，从而降低项目风险。

它们凭借首屈一指的结构融资能力，擅长利用混合融资工具和其他创新融资解决方案，确保项目实现融资关闭，并进一步实现亚洲的可持续能源目标。哈萨克斯坦的 100 兆瓦扎纳塔斯项目是一个很好的例子，它利用了绿色气候基金的优惠贷款和亚洲基础设施投资银行、欧洲复兴开发银行、中国工商银行和私人开发商之间的合作。⁴在绿色债券发行中，有涉及关于多边开发银行的一些例子：新开发银行在 2016 年发行的 30 亿元人民币绿色债券，得到了中国投资者的大力支持，资助了中国四个重要的可再生能源项目；⁵亚洲基础设施投资银行在 2023 年发行的首个适应气候变化债券；⁶国际金融公司在 2023 年对菲律宾岛银行发行的 2.5 亿美元债券的

1 CBI, CPI, RMI. Working Paper: Guidelines for Financing a Credible Coal Transition – A Framework for Assessing the Climate and Social Outcomes of Coal Transition Mechanisms. 2022.: [Guidelines_for_financing_a_credible_coal_transition.pdf](https://climatebonds.net/guidelines_for_financing_a_credible_coal_transition.pdf) (climatebonds.net).

2 GCF. GCF Spotlight. 2024. <https://gcfrod.blob.core.windows.net/public/odi/pdf/asia-pacific.pdf>.

3 MDBs. Joint Report on MDBs' Climate Finance 2022. 2022. https://www.ndb.int/wp-content/uploads/2023/10/2023-0128_MDB-Report-20220.pdf.

4 李新星. 碳中和时代多边金融机构如何有效支持新能源企业拓展海外业务——以欧洲复兴开发银行为例. 国际工程与劳务, 2022 (9): 46-49.

5 博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2022 年度报告——绿色转型亚洲在行动. 北京: 对外经济贸易大学出版社, 2022.

6 AIIB. AIIB Climate Action Plan. 2023. https://www.aiib.org/en/how-we-work/paris-alignment/_download/AIIB-Climate-Action-Plan.pdf.

独家认购。¹多边开发银行在此类发行中的参与不仅为绿色项目提供了重要资本，还增强了投资者对该地区可再生能源领域的市场信心。

多边机构在聚合、复制和扩大规模较小的可再生能源项目方面表现出色，利用其多国会员结构在较小的市场中发挥作用。把多国投资设计或监管框架作为一种成本效益的战略，可以显著促进气候资金流动。例如，GGGI 开发的多国项目，聚集规模较小的可再生能源和能源效率技术，以降低交易成本并增加投资规模。²

多边开发银行正在为推出全面的煤炭转型计划奠定基础，以支持从以煤炭为基础的电力生产转型，并促进社会公平，如亚洲开发银行的能源转型模型（ETM）或气候投资基金的加速煤炭转型（ACT）投资计划。

4.3.4.4 区域和国际合作在实现亚洲能源绿色转型和投融资中的作用

区域合作可以通过以下几个方面得到加强：分享国家和地方可再生能源项目、产品和电力部门服务的最佳实践和经验教训；促进区域研究和创新，促进知识创造和传播、能力建设和培训；协调政策法规以促进低碳和气候适应型技术的跨境贸易和投资，以及相关的技术开发和转让；加强区域对话和宣传，增强可再生能源项目的政治意愿和承诺，调动资源和支持，解决冲突和争端。

总而言之，除了制定和实施区域能源互联互通路线图以提供便利外，重要的是地区和国际参与者应共同努力，确保 4.3.3 所强调的关键解决方案的成功实施，并解决 4.3.2 所指出的可再生能源投融资瓶颈。亚太经合组织能源工作组、“10+3”合作机制和南盟

能源合作框架的能力将进一步提升，为落实上述目标提供便利。

鉴于技术在各国的分布非常不均衡，发展中国家缺乏先进甚至必要的技术以及资金资源，以合理的成本开发这些技术来交付可再生能源项目。区域组织可以鼓励各国加强技术开发和转移。例如，欧洲复兴开发银行的绿色技术选择器为发展中国家的本地开发商提供了良好的激励，使他们可以选择更先进的可再生能源技术来开展项目，同时降低资金成本。³

基于 4.3.3 节中推荐的一些解决方案，可以实施一些切实有用的促进区域和国际合作的建议，包括：

（1）鼓励亚洲金融机构、投资者和项目开发商参与国际平台和倡议，促进最佳实践的交流。这些平台包括联合国框架下的负责任投资原则（PRI）、国际金融公司支持的可持续银行网络（SBN）、绿色投资原则（GIP）和国际可持续金融平台（IPSF）。

（2）利用多边机构如全球绿色增长研究所、多边开发融资合作中心和多边开发银行提供的项目准备资源和设施，使亚洲的可再生能源项目的发展成为可能，并且最大化私人部门的参与。

（3）在加强项目准备、风险评估和创新融资解决方案等方面的努力，如增强可持续投资能力建设联盟培训模块中关于项目准备的内容建设，以支持政府、本地开发商和投资者在亚洲可再生能源项目的交付能力。

（4）建立多边开发银行和国家发展金融机构中的项目匹配机制和私营部门业务发展职能，以确保项目信息的自由流动，并加强这些机构与私营部门之间的公私合作伙伴关

1 News: Philippines' BPI green bond gets US\$250 million investment from IFC | News | Eco-Business | Asia Pacific.

2 GGGI. Closing the Climate Financing Gap. 2021. GGGI-Technical-Report-20_Closing-the-Climate-Financing-Gap_Final_20210914.pdf.

3 这是一个在线购物平台，提供特定国家的产品和供应商目录，为企业提供高性能技术，其中包括可再生能源领域。这些预先批准的技术已经过评估，并自动有资格通过参与的金融机构获得价值链融资。融资最高可达成本的 100%，每台选定设备不超过 30 万欧元。来源：Green Technology Selector – SME Green Value Chain (ebrdgeff.com)。

系和合作。例如，利用“一带一路”绿色发展国际联盟发起的绿色发展投融资合作伙伴关系，加强合作并确保国家开发性金融机构的资源有效部署到“一带一路”国家中最需要绿色发展的领域。

（5）提高私营部门、多边开发银行和慈善组织在 G20 巴厘全球混合融资联盟中的参与度，推动该联盟成员成功应用混合融资工具用于亚洲的可再生能源项目。建立一个以亚洲为基础的混合融资基金可能是一个可行的选择，以便促进该联盟为实际项目的落地提供资金支持。

（6）加快从发达经济体向新兴和发展

中经济体转移技术的力度，以促进使用先进的清洁技术，加快亚洲能源部门的绿色化进程。

4.3.5 结论

亚洲国家越来越多地转向绿色投融资，以实现其能源部门的可持续发展目标。为了有效加强亚洲能源领域的绿色投融资合作，创建一个由合理的政策、法规和国际合作支持的有利环境至关重要。这涉及多方面的措施，包括激励投资、促进利益相关者参与和开发创新金融机制。其中的每一个组成部分，在解决挑战和释放该地区可持续能源发展机遇方面都发挥着重要作用（见图 4-6）。

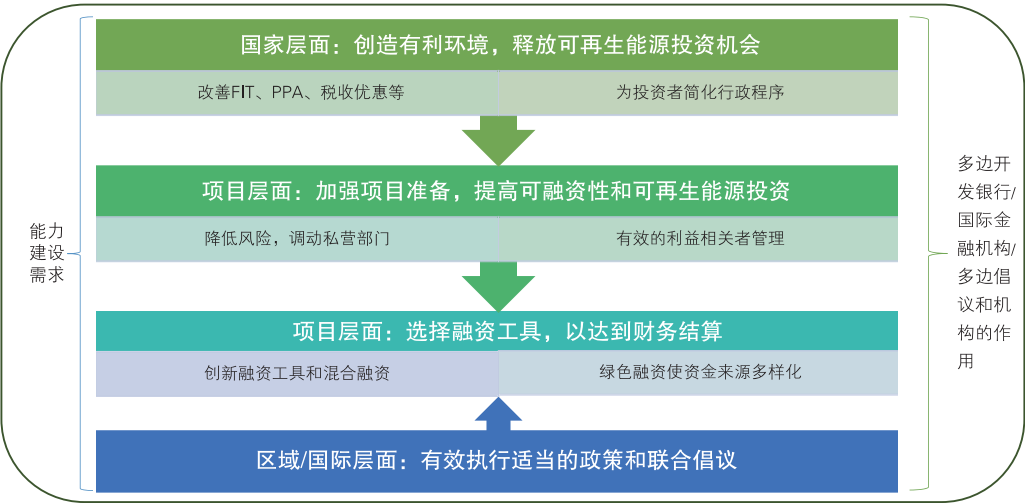


图 4-6 加强亚洲绿色投融资合作路线图

资料来源：新开发银行。

总的来说，为了解决亚洲能源领域的绿色投融资障碍，为投资者带来合适的风险调整回报，以下七条建议对于促进亚洲电力部门绿色投融资的增长至关重要。

第一，亚洲各国政府需要创造有利的政策和法规环境，以释放亚洲可再生能源投资机会。这意味着建立稳定和支持性的政策框架，这些框架对于减轻政策和监管风险、降低融资成本以及完善上网电价补贴拍卖和财政激励措施，最终吸引私人投资者至关重要。另外，改善政府间关于绿色投资的标准、监

管框架和争端解决机制的协调也同样重要。

第二，政府、本地投资者和金融机构需要提升项目准备能力和全面风险评估能力，以增加项目的可行性。这一过程包括举办能力建设研讨会、培训项目和知识分享活动，以促进对亚洲可再生能源领域绿色投资机会和风险的更深入的了解，并调动国家和次国家层面的项目开发基金，以及国际组织或国际倡议的项目准备资金的支持。另外，还可以进一步提升投资项目在准备期间的国际知名度，以吸引外国投资者参与。

第三，私人项目开发商和融资方应利用化险工具参与亚洲的可再生能源项目。对项目风险进行严格评估和采取化险工具是动员私营部门参与可再生能源项目的关键。简化行政流程并引入正确的政策机制和化险工具，如担保和保险，可以降低进入市场的壁垒和减少监管风险，鼓励商业金融机构更积极地参与亚洲的可再生能源市场。另外，国际发展融资机构能够通过创新工具和丰富经验提供有价值的支持，其中包括缓解项目风险。

第四，政府、项目开发商和投资方需要有效处理各种利益相关者的利益和其他社会政治关系，以降低可再生能源项目风险。利益相关者参与会直接影响项目的发展进程，可能影响其时间安排、投入成本和项目的整体可行性。与当地社区公平分享利益的策略，以及在项目生命周期中持续交流沟通可确保政策目标、公众舆论和各相关者的利益保持一致。

第五，投资方可以应用混合融资工具，结合公共资源和金融工具，如拨款、贷款、担保和技术援助，使亚洲的可再生能源项目具备可融资性。可以利用双边和国际开发银行、多边机构和慈善基金会的公共资金资源、拨款和优惠资金来撬动私人部门的融资。

第六，投资方可以使用创新金融工具，如绿色债券和国家融资机构，以实现亚洲可再生能源项目投资的资金来源多元化。这些工具提供了克服投资挑战的可行解决方案，使项目集聚，促进新市场增长，吸引新投资，并将资本引向亚洲的可再生能源项目。在这方面，与国际金融机构的合作是必要的，这样才能在绿色债券发行中吸引更多的外国投资者。

第七，国家政府、区域和国际组织需要加强合作，有效实施适当的政策和联合倡议，并利用多边机构的资源和专业知识和知识，最终成功交付切实可行的可再生能源项目。可以实施的一些建议包括：（1）与国际平台和倡议接触，交流最佳实践方法；（2）利用多边机构如全球绿色增长研究所、多边开发融资合作中心和多边开发银行提供的项目准备资金；

（3）加强项目准备、风险评估和创新融资解决方案等方面的能力建设；（4）在开发银行中建立项目匹配机制以及设立发展私营部门业务的部门；（5）增加私营部门、多边开发银行和慈善组织在 G20 巴厘全球混合融资联盟中的参与力度，并在亚洲建立混合融资基金；（6）进一步加快从先进经济体向新兴和发展中经济体转移技术的进程。

4.4 碳市场联通机制

正如报告前文所述，向零碳电力转型需要发挥好碳市场的作用，激励生产消纳清洁电力，提高能源效率，研发新技术。加强碳交易机制的国际协同和碳市场联通将为亚洲电力转型提供重要的市场信号，引导资金投向零碳转型的各个环节。

1997 年联合国第三届气候变化大会通过的《京都议定书》（The Kyoto Protocol）首次以法规形式限制温室气体排放，在建立碳减排量国际交易安排上做出了尝试。2015 年签署的《巴黎协定》第六条为碳交易机制的全球协同提供了新的制度框架。国际民用航空组织（ICAO）于 2024 年开始正式执行国际航空碳抵消和减排计划（CORSIA），是第一个全球性行业减排市场机制。同时，全球自愿碳信用市场的规模快速增长。推动形成包括碳排放计量、报告和验证（MRV）标准在内的国际标准和规则，推进全球碳交易机制建设以及碳市场间的可控连通，以此促进发展中国家获得包括电力系统建设在内的气候融资。

4.4.1 《巴黎协定》框架下的国际碳交易机制

《巴黎协定》第六条第二款允许各国通过双边或多边协议相互交易减排量和清除量，这些可交易的碳减排信用被称为国际转移缓解成果转让（ITMO），可以帮助其他国家履行减排承诺。同时，《巴黎协定》第六条第四款提出可持续发展机制（Sustainable Development Mechanism, SDM），该机制的项目将替代《京都议定书》下的清洁发展项目（CDM 项

目成为国际间碳减排额度的重要交易形式。《协定》第六条被许多发展中国家认为是获得发展融资的工具。许多市场参与者也在关注 ITMO 的交易规则，以及如何开发 SDM 项目。根据国际排放贸易协会 (IETA) 和马里兰大学的一份研究,《巴黎协定》第六条落地可以使国家自主贡献的成本减少六成，到 2030 年每年节省 2,500 亿美元。

一些国际组织和国家已开始推动建立国家之间的 ITMO 交易机制，帮助 ITMO 出售国获得气候变化融资，购买国用来履行国家自主减排承诺。联合国开发计划署 (UNDP) 和 GGGI 均建立了相关碳交易平台，支持成员国 ITMO 交易的操作。日本成立了联合信用机制 (Joint Crediting Mechanism)，该机制将作为 ITMO 的双边交易平台，由日本从发展中国家购买 ITMO，然后在公开市场上进行交易。截至 2024 年 2 月，日本已经通过这一平台与 29 个国家进行了合作，包括蒙古国、越南、斯里兰卡等。瑞士气候保护和碳抵消基金会 KliK 近两年从发展中国家购买了近两千个 ITMO 项目。其中，向泰国

Energy Absolute 公司购买 ITMO 帮助曼谷私人巴士公司将内燃机汽车转向电动汽车，该笔交易成为首个经双方政府认证用于履行国家自主贡献承诺的 ITMO。

联合国正在积极推进《巴黎协定》第六条第四款框架下的碳信用交易机制，促进原 CDM 项目向第 6.4 条机制过渡。2024 年初，第 6.4 条监督委员会制定的《清洁发展机制向第 6.4 条机制项目过渡的标准》(2.0 版) 开始实施。¹从项目库看，符合标准的 CDM 项目有 3,494 个，其中，中国的项目有 1,245 个，印度的有 999 个 (见表 4-1)。此外，越南、泰国、印度尼西亚、韩国等亚洲四国也排在项目数量前十名的国家中。截至 2023 年底²，有 254 个项目提出了过渡申请，其中印度有 113 个，中国有 56 个³。项目数量前十名的国家 (见表 4-2) 中，还有泰国、斯里兰卡两个亚洲国家。亚洲国家申请的项目有 203 个，占比 80.2%，其次是南美国家申请了 13 个，占比 5.1%。联合国方面预计 6.4 条款机制能在 2024 年正式运行。该条款实施将帮助发展中国家和最不发达国家获得气候融资。

表 4-1 各国符合标准的 CDM 项目数量前十排名

排名	国家	数量
1	中国	1,245
2	印度	999
3	巴西	140
4	越南	130
5	泰国	73
6	印度尼西亚	67
7	智利	64
8	韩国	56
9	南非	48
10	墨西哥	41

资料来源：《联合国气候变化框架公约》(UNFCCC)，博鳌亚洲论坛研究院整理。

1 https://unfccc.int/sites/default/files/resource/SB008_repan07_TransitionStandard%20%28v02.0%29.pdf

2 UNFCCC 规定的最迟申请日。

3 https://cdm.unfccc.int/Transition/public_forms?_gl=1*erl2mo*_ga*MTI1ODU3NzM0MS4xNjk2OTIxODQ4*_ga_7ZZWT14N79*MTcwODQxOTcxOC4xMC4wLjE3MDg0MTk3MTguMC4wLjA

表 4-2 各国已提出过渡申请的项目数量前十排名

排名	国家	数量
1	印度	113
2	中国	56
3	泰国	9
4	巴西	7
5	斯里兰卡	7
6	南非	6
7	智利	5
8	塞内加尔	4
9	墨西哥	3
10	乌干达	3

资料来源：《联合国气候变化框架公约》（UNFCCC），博鳌亚洲论坛研究院整理。

4.4.2 碳排放权市场与碳信用市场

碳市场是通过市场方式进行配额配置的一种重要举措，包括买卖排放额度、信用额度和基于此类信用额度的金融工具。一方面，碳市场会寻找和决定碳排放的价格，并在奖惩两方面发挥作用：对排放者发挥惩罚性的作用，对减排者进行鼓励，特别是对未来可能有重要意义的碳汇（Carbon Sink），CCUS 以及直接大气碳捕获（DAC）、直接大气碳捕获和利用（DACS）等减碳技术有鼓励和激励作用。另一方面，很多减排投资需要花费很长时间才能见效，其间还面临各种不确定性，因此，通过碳市场和碳价激励机制，让包括金融机构在内的各类投资者参与，可以引导大量的跨期投资，并在此过程中做好风险管理。

亚洲碳市场建设步伐不断加快。哈萨克斯坦于 2013 年 1 月建成了亚洲首个碳排放交易体系（KAZ ETS），已覆盖该国 2020 年约一半的排放量。韩国于 2015 年建成了东亚第一个全国性强制碳市场，覆盖温室气体排放量 5.07 亿吨，全球占比 1.01%。日本有两家区域性碳市场，分别是 2010 年

建成的东京碳市场和 2011 年建成的埼玉碳市场。两个区域碳市场规模不大，覆盖的温室气体排放总和占全球的 0.03%。同时，日本于 2023 年 4 月建成全国性碳市场 GX-ETS。GX-ETS 是日本绿色转型（Green Transformation，GX）计划的一部分。该计划是日本实现碳中和目标的核心政策，概述了绿色产业的监管、融资和技术开发优先事项。GX-ETS 第一履约周期为 3 年，从 2023 年 4 月到 2026 年 3 月。日本自愿碳市场的碳信用，如日本碳信用机制（J-Credits Scheme）或国际碳信用 ITMOs 都被允许作为抵消单位在 GX-ETS 使用。

中国于 2017 年正式启动建设全国碳排放交易市场，首先纳入电力行业，所覆盖温室气体排放全球占比 8.92%。截至 2024 年 1 月 24 日，该市场碳排放配额累计成交量 443,352,384 吨，累计成交额 25,039,119,880 元人民币（合 3,482,588,523.7 美元）。2023 年全年的中国全国碳市场月度收盘价（见图 4-7）平均值为 64.83 元人民币。然而，截至目前，中国碳市场仍以免费

发放配额为主，市场参与者有限。

印度尼西亚发电量的五成来源于煤电，在东南亚国家中二氧化碳排放量最高，2022 年达到了 7 亿吨。为了充分发挥碳市场的作用促进减排，印度尼西亚证券交易所于 2023 年 9 月 26 日设立印度尼西亚碳交易所 (IDX Carbon)，从事该国政府认证的“碳

额度”交易。目前卖家主要有印度尼西亚国家石油公司和印度尼西亚国营电力公司 (PLN)。印度尼西亚前总统佐科有信心印度尼西亚碳市场规模增长到 3,000 万亿印尼盾 (合 1,920 亿美元)。然而，同样由于政府排放量限制较为宽松，交易所正式运行一个月后的交易量仅为 10 吨。

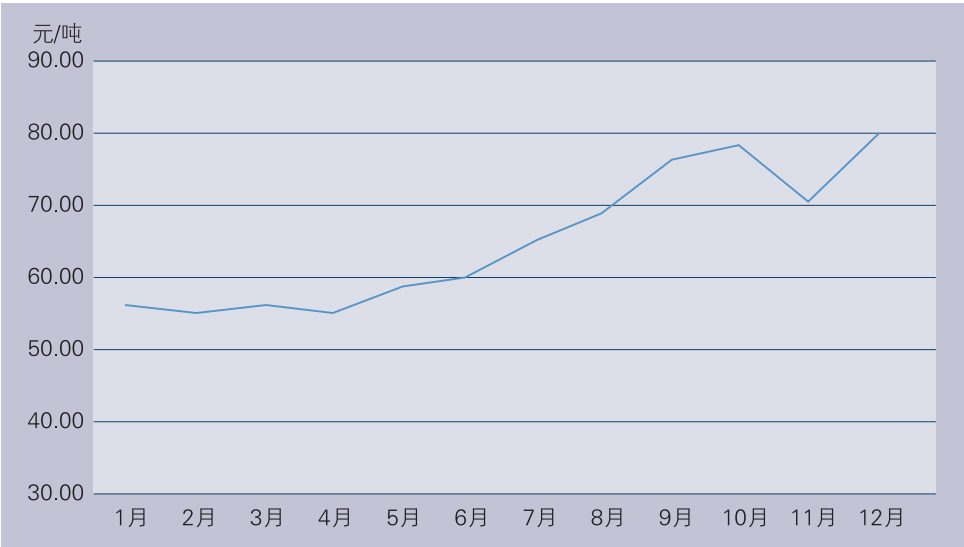


图 4-7 2023 年中国碳市场月度收盘价

资料来源：公开信息，博鳌亚洲论坛研究院绘制。

总体来看，亚洲碳排放权市场(见表 4-3)的碳价仍处于较低水平，市场发展机制尚不健全，发展水平有待提高。需要建设更具流

动性和价格发现能力的碳市场，更好形成碳定价，优化资源配置。

表 4-3 亚洲主要碳排放权市场

碳市场名称	2023 年碳价/ 美元	建成年份	覆盖温室气体排放/ MtCO ₂ e	覆盖温室气体排放 全球占比/%
印度尼西亚碳市场	2.02	2023	300.38	0.60
中国全国碳市场	8.15	2021	4,500	8.92
中国福建试点区域碳市场	4.66	2016	124.95	0.25
韩国碳市场	11.24	2015	506.85	1.01
中国重庆试点区域碳市场	4.66	2014	72.93	0.14
中国湖北试点区域碳市场	6.96	2014	125.01	0.25

续表

碳市场名称	2023 年碳价/ 美元	建成年份	覆盖温室气体排放/ MtCO ₂ e	覆盖温室气体排放 全球占比/%
中国北京试点区域碳市场	12.96	2013	35.28	0.07
中国广东试点区域碳市场	12.34	2013	277.6	0.55
哈萨克斯坦碳市场	1.12	2013	135.81	0.27
中国上海试点区域碳市场	8.72	2013	107.28	0.21
中国深圳试点区域碳市场	8.77	2013	24.9	0.05
中国天津试点区域碳市场	4.6	2013	75.25	0.15
日本埼玉区域碳市场	1.08	2011	6.64	0.01
日本东京碳市场	41.95	2010	12.4	0.02

资料来源：世界银行¹，博鳌亚洲论坛研究院整理。

除了强制性碳排放配额市场外，还有另外一种自愿交易碳抵销机制形成的市场，初始买家是自愿想要抵销其碳排放的企业，国际上通常称之为自愿碳抵销市场，交易的产品称为碳信用（Carbon Credit），对削减、避免或消除有害温室气体项目的投资产生激励作用。气候行动储备（Climate Action Reserve, CAR）、黄金标准（Gold Standard, GS）、核证碳标准（Verified Carbon Standard, 已更名为 Verra）和全球碳委员会（Global Carbon Council, GCC）几大自愿碳市场的标准和认证机构为确保碳信用的真实性、可靠性和可追溯性，增强市场信任度，促进碳市场的发展做了大量工作。高度诚信的自愿碳市场有助于动员私营部门积极行动弥补气候缺口。

亚洲建成了一些国家层面和区域层面的

自愿碳信用市场（见表 4-4）。亚洲自愿碳市场 2021 年碳价在 1.57~20.75 美元之间，其中，日本碳信用机制价格最高。中国碳信用市场 CCER 市场于 2012 年建立，2017 年暂停，2024 年 1 月 22 日重启。重启当日 CCER 市场交易总量为 37.5 万吨，总交易额 2,383.5 万元人民币，平均价格每吨 63.5 元人民币，即 8.84 美元。

2023 年底，印度也宣布将根据“碳信用交易计划”启动自愿碳市场建设。印度成立了国家指导委员会。印度是重要的碳信用生产国，截至 2023 年 6 月，印度已在全球两大碳信用机构 Verra 和 Gold Standard 注册了 860 个项目。假设全球碳信用价格为每个碳信用 4 美元，目前，印度自愿碳市场的规模约为 12 亿美元。

¹ https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/map_data; Indonesia carbon price based on Kamandika and Dhakal (2023), Impact of Carbon Price on Indonesia's Power Sector up to 2050, Carbon Neutrality, 2023 (2): 27.

表 4-4 亚洲主要自愿碳市场

机制名称	价格区间 (2021)	国家	地区	建成年份
“碳惠通”项目自愿减排量	2.7 ~ 4.6 美元	中国	重庆	2021
哈萨克斯坦信用机制	—	哈萨克斯坦		2020
北京停车碳抵消积分机制	7.55 美元	中国	北京	2017
福建林业碳汇抵消机制	1.57 ~ 3.15 美元	中国	福建	2017
广东碳普惠抵消信用机制	3.46 ~ 6.6 美元	中国	广东	2017
斯里兰卡碳信用机制	—	斯里兰卡		2016
韩国碳抵消机制	2.89 ~ 10.74 美元	韩国		2015
北京林业碳汇抵消机制	8.99 美元	中国	北京	2014
泰国自愿碳减排项目	—	泰国		2014
日本碳信用机制	12.42 ~ 20.75 美元	日本		2013
国家温室气体核证自愿减排量	8.84 美元	中国		2012
联合信用机制	—	日本		2012
埼玉排放设定目标交易系统	3.84 美元	日本	埼玉	2011
埼玉林业吸收认定系统	—	日本	埼玉	2010
台湾温室气体抵消管理项目	—	中国	台湾	2010

资料来源：世界银行（https://carbonpricingdashboard.worldbank.org/carbon_crediting），博鳌亚洲论坛研究院整理。

从全球来看，近年来全球自愿碳信用市场规模呈现波动式增长（见图 4-8 和图 4-9）。全球碳信用市场交易金额 2021 年较 2020 年增长 3 倍，达到 21 亿美元，2022 年出现小幅下降，到 19 亿美元。从交易量来看，2022 年交易量约为 2021 年交易量的一半。¹碳交易平台 Xpansiv Market CBL 数据显示，碳信用价格在 2023 年初较 2022 年水平有显著下滑（见图 4-10）。交易量和价格的下滑体现了对自愿碳市场质量的担忧。然而有理由

相信，在经历 2022—2023 年充满挑战的两年后，随着 CORSIA 第一阶段的启动、中国 CCER 市场的重启、全球自愿碳市场诚信委员会（ICVCM）《核心碳原则》和自愿碳市场诚信倡议（VCMI）《实践准则声明》的持续作用和市场标准的逐步提升，自愿碳市场有望恢复到 2022 年以前的增长水平。有研究表明，预计 2024 年的市场价值可以达到 30 亿美元。²

1 参考“Paying for Quality”，Ecosystem Marketplace。

2 http://www.ideacarbon.org/news_free/61686/。

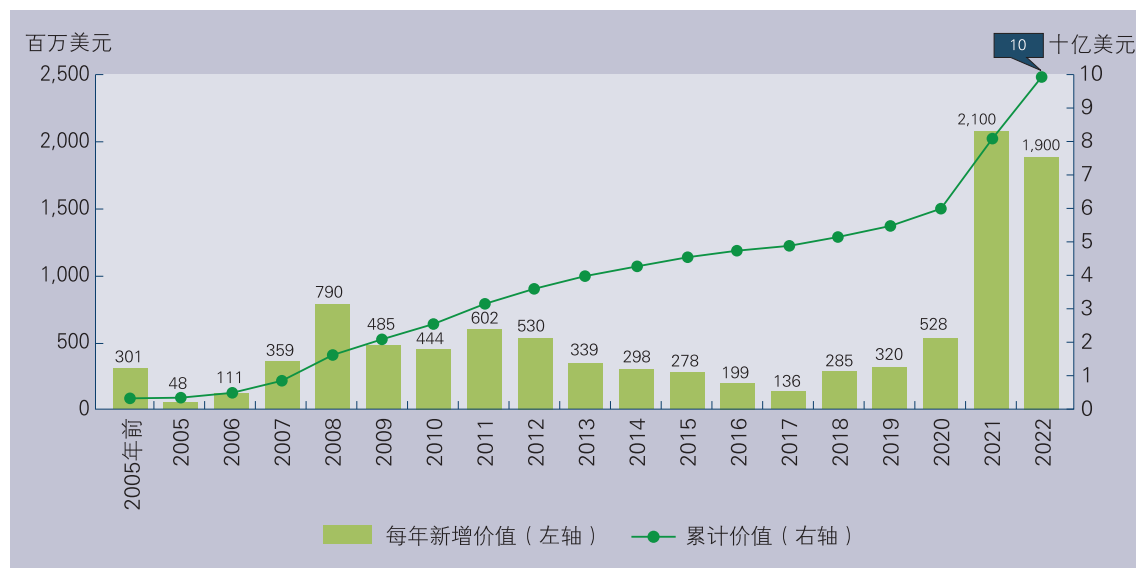


图 4-8 自愿碳市场规模（按交易价值计算，2005 年前至 2022 年）

资料来源：Ecosystem Marketplace。

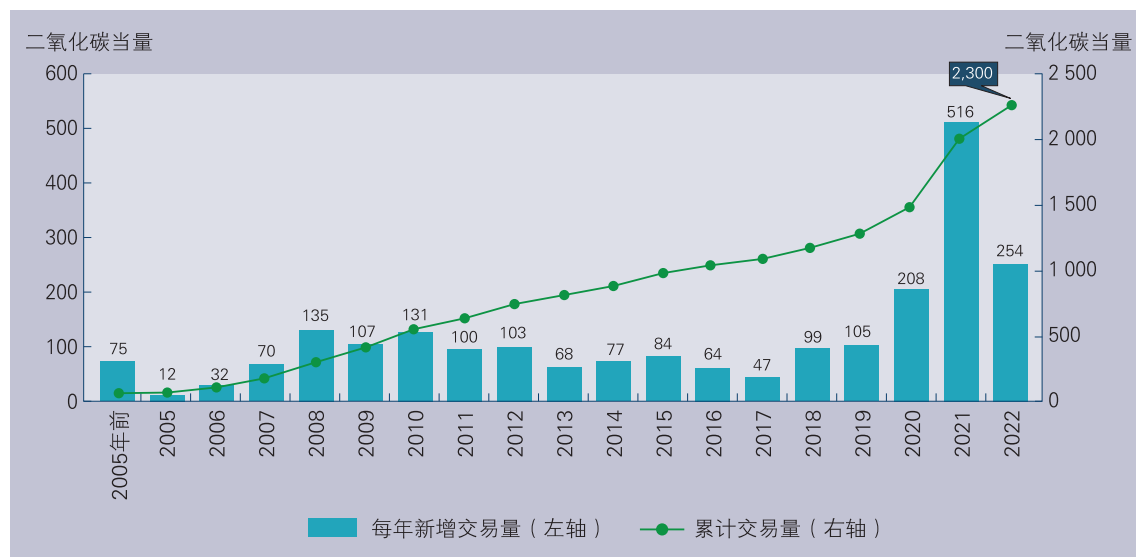


图 4-9 自愿碳市场规模（按交易量计算，2005 年前至 2022 年）

资料来源：Ecosystem Marketplace。

4.4.3 碳信用标准与碳市场联通

提升碳信用标准和碳市场联通成为亚洲碳交易合作的总体方向。

目前，除《巴黎协定》第六条在推动官方提升碳信用标准外，ICVCM 和 VCMI 正在推动市场提升碳信用标准。前者发布了《核

心碳原则》，以增强供给侧自愿碳市场（VCM）的诚信度；后者发布了《实践准则声明》，提高需求侧诚信度。《核心碳原则》强调为高质量或高诚信度的碳信用提供“可信、严格和易获取”的全球性准入标准，进而对气候产生真实的、额外的并且可验证的影响。该原

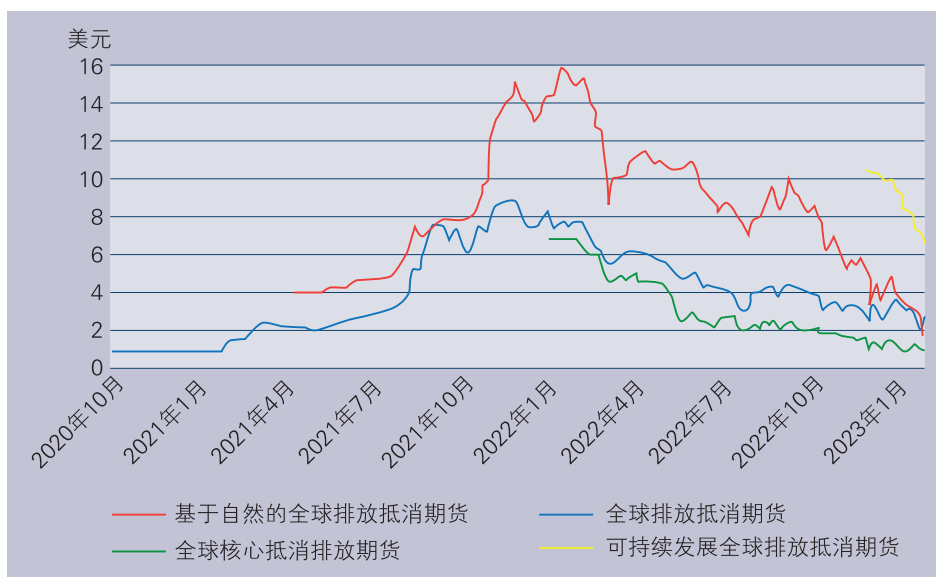


图 4-10 2020 年 10 月至 2023 年 1 月标准碳信用合同价格

资料来源：Xpansiv Market CBL。

则概括了评估碳信用质量的指导方针，旨在制定整个行业范围内的指南，与 VCM 碳核算项目和标准(例如 Verra 和 Gold Standard)相兼容(并且促进一致性)。《实践准则声明》则是在为企业和其他非官方行动者在追求气候目标时，提供要求、建议和支持性指导，对碳信用使用做出的相关声明提供指导。¹虽然目前自愿碳市场的交易多为双边交易，尽调成本高，但是随着市场标准化进度加快，有望提升交易量，形成期货市场，以更好实现风险对冲和价值发现。

同时，从成熟市场的经验看，强制性碳市场的联通有利于提高市场的流动性，通过协调碳价来改善国际竞争环境，降低减碳成本以及加强气候行动的国际合作。²例如，

2017 年，欧盟碳市场与瑞士碳市场签署合作协议，进行市场联通。该协议在 2020 年 1 月 1 日生效后，欧盟和瑞士碳市场互认彼此的减排额度。美国加利福尼亚碳市场和加拿大魁北克碳市场、安大略碳市场签署协议，将三家碳市场进行连接，目标以更低成本实现更大的减排。³

国际民用航空组织的国际航空碳抵消和减排计划建设的第一个全球性行业减排市场机制在 2021—2023 年试运行阶段，接受 9 个自愿碳市场的碳信用(见图 4-11)⁴，推动了全球碳交易体系的联通。不过，在 2024—2026 年进入第一阶段后，CORSIA 只接受来自两个自愿碳市场的碳信用，分别是美国碳注册和 REDD+ 交易框架。

1 ADB. National Strategies for Carbon Markets under the Paris Agreement.

2 https://climate.ec.europa.eu/eu-action/eu-emissions-trading-system-eu-ets/international-carbon-market_en.

3 <https://archive.gov.ca.gov/archive/gov39/2017/09/22/news19963/index.html>.

4 https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Documents/TAB/CORSIA%20Eligible%20Emissions%20Units_March%202023.pdf.

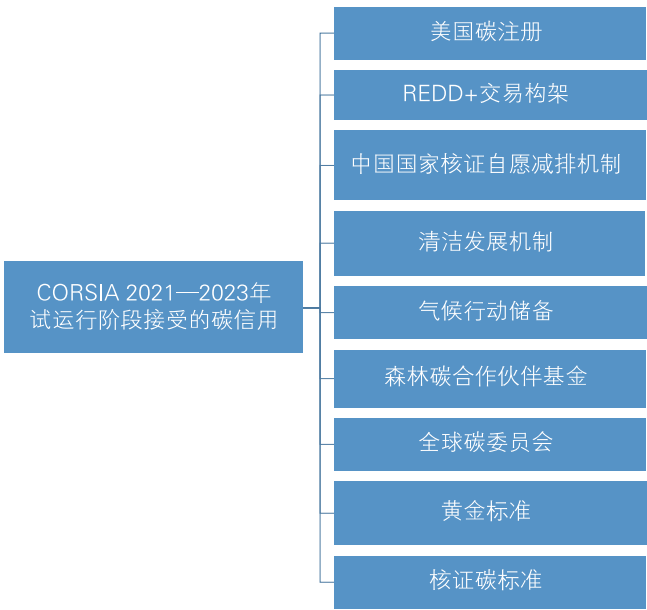


图 4-11 CORSIA 2021—2023 年试运行阶段接受的碳信用

资料来源：国际民用航空组织，<https://www.icao.int/environmental-protection/CORSIA/Pages/CORSIA-Emissions-Units.aspx>。

总之，亚洲各国可以考虑基于共识对不同的碳市场进行可控联通，允许投资者跨市场投资和交易，从而推动碳价趋同。中国在

股票市场推行的沪港通、沪伦通、中德通等市场连通技术和做法可供借鉴。

零碳电力关键技术发展 及在亚洲的应用

附 1 非化石能源高效开发利用技术

实现亚洲绿色电力转型的必经途径之一是加快实施可再生能源替代行动，扩大可再生能源开发规模，提高可再生能源的发电装机比重，完善新能源消纳保障机制，减少能源电力行业化石能源消耗及二氧化碳排放，优化绿色电力供给结构。研究和应用风光、氢能、核能以及生物质能等非化石能源高效开发利用技术以提高非化石能源的开发利用效率是优化电力供给结构的重点。

附 1.1 风电和光伏

全球风电机组向着“大容量、轻量化、高可靠，智慧化”趋势发展，海上风电装机规模不断扩大并向深远海迈进，已开展漂浮式风电和风电制氢技术示范。根据彭博新能源财经预测，到 2030 年全球海上风电装机规模将达到 1.54 亿千瓦。风电前沿技术主要聚焦在：轻量化、紧凑型、大容量海上超导风力发电机组技术、深远海域海上风电开发及超大型海上风机基础研发、大规模深远海风电送出方式及集成设计关键技术等方面，研究漂浮式风电技术和研制更大容量机型，成为应对深远海挑战和平价海上市场的行业共识。未来十年海上风电机组的平均额定功率将翻一番，6 兆瓦以上机型占据海上风电绝

对主导地位，8~10 兆瓦研发和投产速度加快。

太阳能发电是当前国际能源实现绿色转型的重点领域。光伏发电技术持续进步，迭代速度加快，太阳能发电前沿技术主要聚焦在：新型光伏系统及关键部件技术、新一代太阳能热发电技术方面。目前太阳能电池已由常规铝背场（BSF）太阳电池技术转向背钝化（PERC）太阳电池技术、由砂浆切割技术转向金刚线切割技术、由多晶硅太阳电池转向单晶硅太阳电池，钙钛矿太阳电池技术有较大发展潜力，近期的相关研究更是提升了钙钛矿太阳电池的稳定性和大面积钙钛矿太阳电池的光电转换效率，使钙钛矿太阳电池技术成为太阳电池领域中最令人期待也是最重要的技术新方向之一；在太阳能热发电方面，新一代以固体颗粒或液体金属作为传热工质的超临界太阳能热发电技术，可以获得更高的发电效率，美国、德国、法国及西班牙等国家开展了大量的超临界 S-CO₂ 太阳能发电技术研究，中国在该领域的研究也取得了节点性进展。

在漂浮式光伏技术的支持下，水面也有望成为其大展身手的舞台，而亚洲则在这一领域扮演着引领者的角色。这意味着许多亚洲国家绵长的海岸线或丰富的水库资源，都可能成为未来的清洁能源“富矿”，如附图 1 所示。据统计，2022 年亚太区域开发的漂浮



漂浮式光伏典型应用场景

资料来源：德勤研究。

式光伏项目超过 3 吉瓦，占当年全球漂浮式光伏总装机量的 90% 以上。到 2031 年，全球预计有 15 个国家将部署超过 500 兆瓦的漂浮式光伏，其中 11 个位于亚洲，中国、印度、印度尼西亚等国家潜力尤为突出。¹

中国是当前全球漂浮式光伏装机量最高的国家，在漂浮式光伏的创新应用中作出了卓越探索。例如在 2023 年并网的安徽阜阳风光电基地漂浮式光伏电站，利用 1.3 万多亩采煤沉陷区闲置水面部署漂浮式光伏，年均发电量可达 7 亿千瓦时，每年减排二氧化碳约 58 万吨，同时还结合“渔光互补”模式发展渔业养殖，实现水体环境改造。山东烟台深远海风光同场漂浮光伏项目则尝试将漂浮式光伏带到深远海，该项目在 2022 年成功发电，成为全球首个投用的深远海风光同场漂浮式光伏实证项目。近年来中国组件厂商和电站建设商也积极参与亚洲其他国家的漂浮式光伏项目，为推动亚洲绿电转型贡献力量与经验。中国和泰国合作修建的泰国最大水上漂浮式光伏项目——诗琳通大坝漂浮式光伏项目自 2021 年投运以来，以“水光互补”形式稳定地输出清洁电力，预计未来将会推广至另外 15 个水电站。2023 年 11 月并网的印度尼西亚奇拉塔漂浮光伏项目是印度尼西亚首个、东南亚目前最大的漂浮式光伏项目，预计年发电量 30 万兆瓦时，可支持 5 万户家庭的用电需求，该项目的承建方、关键组件供应商均为中国企业。未来漂浮式光伏将向着降本增效和材料创新方向发展，有望通过技术推广应用带来的规模效应推动成本的下降，此外优化建设施工方案、风光同场共用线路等也是得到验证的降本途径；研发耐腐蚀、抗湿热、高可靠性的组件产品及浮体结构等配套设施，材料体系同样也需创新。

附 1.2 氢能

近年来，世界各国都已认识到氢能作为二次能源在能源转型中的重要性，很多国家都高度重视氢能产业的发展，把氢能产业提升到国家能源战略的高度，制定氢能发展战略，并出台促进其发展的扶持政策。可再生能源电解水制氢在国际上呈现快速发展态势，许多国家已经开始设定氢能在交通领域之外的工业、建筑、电力等行业发展目标，在政府规划、应用示范等方面都有积极表现，欧洲已经开展不少天然气管道掺输氢气的试验项目，以期为氢产业大规模发展做好准备。预计到 2050 年，世界上 20% 的二氧化碳减排可以通过氢能替代完成，氢能消费将占世界能源市场的 18%。一旦电解制氢技术取得重大突破，氢燃料大规模甚至完全替代化石燃料将可能实现。目前，氢能前沿技术主要聚焦在适用于可再生能源质子交换膜（PEM）电解水制氢及高温固体氧化物（SOEC）电解制氢关键技术、海上风电制氢技术、氢管输及混氢天然气输氢技术等方面。

中国全面推动氢能技术创新，重点开展可再生能源电解水制氢、氢气长距离输送、液氢生产和输送技术研发，同时加快氢能各种应用场景的试点示范应用，创新商业模式，并使其尽快形成商业应用的产业链。中国于 2022 年 3 月发布的《氢能产业发展中长期规划（2021—2035 年）》指出，到 2025 年，基本掌握核心技术和制造工艺，燃料电池车辆保有量约 5 万辆，部署建设一批加氢站，可再生能源制氢量达到 10 万～20 万吨/年，实现二氧化碳减排 100 万～200 万吨/年。到 2030 年，形成较为完备的氢能产业技术创新体系、清洁能源制氢及供应体系，有力支撑碳达峰目标实现。到 2035 年，形成氢能多元应用生态，可再生能源制氢在终端能源消费中的比例明显提升。

¹ Wood Mackenzie. Global Floating Solar to Top 6GW Threshold by 2031 Asia-Pacific Region Leads Demand for Floating Solar. <https://www.woodmac.com/press-releases/global-floating-solar-to-top-6gw-threshold-by-2031/>.

日本能源转型以氢能规模化利用为显著特色和重要抓手，将氢能与电力、热能并列为核心二次能源，提出建设氢能社会的愿景，实现氢能在家、工业、交通甚至全社会领域的应用，从绿色创新基金中拨款 3,700 亿日元（约合 32.2 亿美元）用于在未来 10 年内加速氢能技术研发、促进氢能使用。日本新能源产业技术综合开发机构宣布在“燃料电池大规模扩展应用产学研协同攻关项目”框架下投入 66.7 亿日元（约合 5,793 万美元），以推进氢燃料电池研发。日本在氢能源和燃料电池领域的专利占全球的 50% 以上，位居全球第一，并且在质子交换膜燃料电池、燃料电池系统和车载储氢这三大关键技术上遥遥领先。

2021 年 10 月，韩国发布《氢能领先国家愿景》，将打造覆盖生产、流通、应用的氢能生态环境，争取到 2030 年构建产能达 100 万吨的清洁氢能生产体系，并将清洁氢能比重提升至 50%。韩国现代汽车在 2018 年推出的氢燃料电池车 NEXO 搭载了现代汽车第四代燃料电池技术，加氢只需 5 分钟，便可续航 800 千米以上；2021 年 9 月，现代汽车集团发布了“氢能愿景 2040”，计划 2030 年之前所有商用车型全部搭载氢燃料电池系统；2030 年，氢燃料汽车的价格下降到纯电动汽车同等水平。

附 1.3 核能

综合考虑清洁低碳、经济性、灵活性和能源安全等要素，核能将为全球过渡到净零能源系统提供“必不可少的基础”。据 IEA 预计，到 2050 年，在全球 90% 的可再生能源电力中，风力和光伏发电的份额将占 70%，其余的 30% 则需要由核能来提供。核能和可再生能源相结合的混合能源系统可以显著减少温室气体排放，其固有的高安全性和高效率的热电联产能力，可以满足不同用户的电力需要。除核电外，核能的非电力应用潜力巨大。目前，新一代核能前沿技术主要聚焦在多用途小型模块化反应堆、钠冷快堆技术、

（超）高温气冷堆技术、钍基熔盐堆技术、铅基堆技术等方面。小型模块化反应堆（SMR）及先进四代堆技术能够供应更高温度的热量，这使得核能技术可以满足某些电力和供热领域的生产要求，包括海水淡化、制氢、原油开采、石油化工、船舶运输甚至是太空应用。目前全球共有 11 个国家正在开展小堆研究，已公布的设计共有约 50 种：2 种首堆已启动建设（阿根廷 CAREM-25 和俄罗斯 KLT-40S），将在未来几年内投入运行；另有超过 20 种设计方案准备在未来 10 年内建设首堆。据预测，到 2030 年全球小型堆核电机组装机容量将达到 8.8GWe，2040 年达到 22.1GWe。美国芝加哥大学等国际研究机构预测，到 2050 年，模块式小型堆将占核电总装机容量的 25%。充分发挥核电的综合能源作用，优化其特性，并与其他能源形成有效配合互补，逐步小型化并降低成本将是核电未来的发展方向。

附 2 提高资源配置能力和保障电网安全稳定技术

电网作为能源大范围高效配置的物理平台，正在向多元化、清洁化、互联化、数字化、智能化的方向发展，具体表现为对电力消费者、输电网、微网和多种发电单元进行控制、管理、优化，从而实现电力系统的快速响应与安全稳定，并在直流输电技术、智能配电网技术、智能输电控制技术等方面进行革新。亚洲各国电网形态和发展道路各不相同，因此亚洲各国电网发展水平差异较大。中国电网技术发展迅猛，总体上是国家骨干输电网与地方输配电网、微网相结合的模式，目前已攻克交直流串并联复杂大电网一系列前沿和关键技术问题，建立了一体化电网运行智能系统，保障电网安全稳定运行。

附 2.1 特高压输电技术

相比于常规高压输电与超高压输电技术，特高压输电技术具有输送容量大、送电距离远、线路损耗低、走廊占地省和跨区能源灵

活调配与消纳等优点。未来根据大洲间、大洲内电力输送的需要,研究发展更高电压、更大容量的交直流输电技术,直流输电的输送距离将超过 5,000 千米,而基于半波输电技术的交流输电可以在 3,000 千米左右的输送距离内提供更经济的输送方式。柔性直流输电技术属于第三代直流输电技术。拥有良好的可控性和适应性,运行方式灵活、可应用范围广,对于未来电力系统建设中大规模新能源消纳和电网智能化、数字化建设有着重大作用。其突出特点包括不依赖电网换相、可孤岛运行、谐波小、可独立调节有功和无功功率等,在孤岛输电、弱电网供电、新能源并网、海上风电外送等方向上有着独特优势。中国创立了世界领先的特高压直流研究技术体系,突破了特高压组部件、柔性直流装备等核心技术,在不久的将来建设的新疆伊犁—巴基斯坦 ± 800 千伏直流工程、新疆喀什—吉尔吉斯斯坦 ± 800 千伏背靠背直流送电工程,将实现巴基斯坦、吉尔吉斯斯坦、塔吉克斯坦与中国之间更广泛的能源互济,推动中国的特高压输电技术走出去,为“一带一路”跨国能源互联提供中国方案。

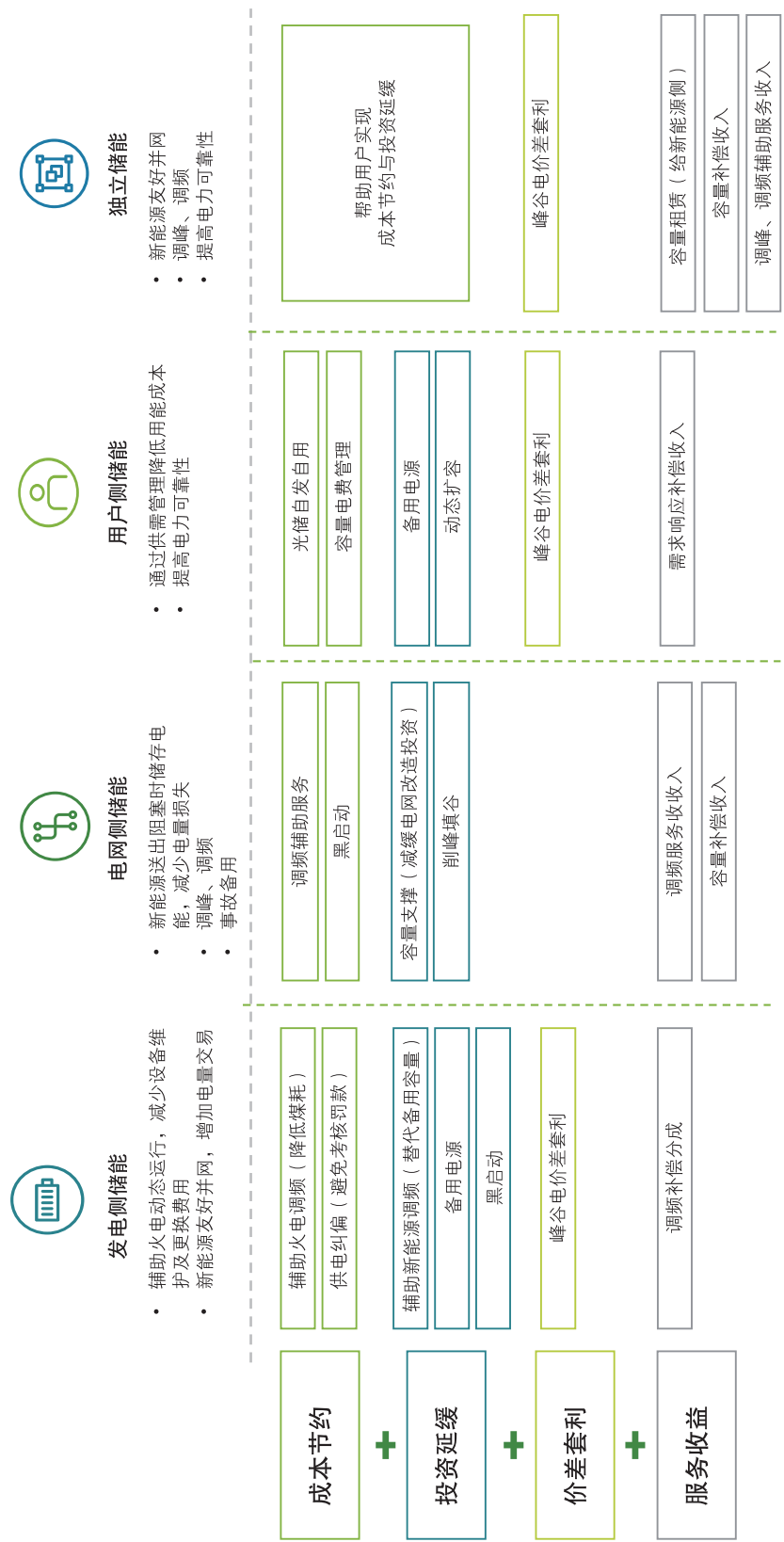
附 2.2 储能技术

储能作为平衡电力供需的主要手段,应用场景丰富(见附图 2)。储能可有效地平抑大规模新能源发电接入电网带来的波动性,促进电力系统运行中电源和负荷的平衡,提高电网运行的安全性、经济性和灵活性,已被视为电网运行过程中的重要组成部分。储能技术也成为构建智能电网与实现可再生能源发电的核心关键,特别是电网替代性储能和大容量长时储能,将在促进可再生能源消纳以及为电网提供灵活性方面起到重要的作用。目前,在储能前沿技术方面除了关注抽水蓄能技术外主要聚焦各类型的新型储能技术。随着新能源在整个能源体系中的比重快速增加,储能技术也迎来爆发式增长。国内

外大规模新型储能项目陆续启动,储能技术呈现出“百家争鸣”局面,储能应用规模也持续扩大,共享储能等商业模式也层出不穷。在新型储能技术中,包括锂离子电池、钠离子电池、液流电池、压缩空气储能等技术的基础研发和工程化方面均取得了重大进展。其中,锂离子电池技术发展最快,目前所占市场份额最大;全钒液流电池、压缩空气储能已具备大规模产业化条件;钠离子电池、铅炭电池、锌基液流电池等也已具备初步进入产业化准入条件,这些技术有望在能源电力绿色转型的过程中扮演重要角色。随着储能技术的不断发展以及储能电池成本下降和独立储能市场地位明确,储能电站经济性提升,为储能的商业模式推广应用提供有利条件。

在多元的应用场景驱动下,独立储能成为中国储能电站的主要发展方向。独立储能电站通常采用共享储能模式进行运营。共享储能是指由第三方或用户投资、运维,并由用户共享储能电站容量或功率的商业模式。共享模式下,独立储能电站的收入来源更加多元,包括容量租赁、峰谷电价差套利、容量电价补偿以及辅助服务收益。从实际应用情况来看,根据中关村储能产业技术联盟不完全统计,2022 年,独立储能接近新增投运新型储能装机规模的 50%。由于地方储能政策差异,独立储能项目商业模式也有所不同。未开展电力现货市场的省份以容量租赁、辅助服务为主;在开展了电力现货市场试点省份,有“价差套利+容量租赁+容量电价补偿”“价差套利+一次调频”“价差套利+调峰容量市场”多种模式。

日本共享储能模式也取得进展,尤其是在推动社区级别的能源管理和灾害应对。在社区级别能源管理领域,日本的一些地区已经开始实施社区级别的共享储能项目。这些项目通常涉及多户家庭或多个建筑共享一个大型储能系统,以提高能源效率和可靠性。



附图 2 储能服务应用场景及潜在收益

资料来源：德勤研究。

例如，一些住宅区可能会安装大型电池存储系统，供社区成员在高峰时段或紧急情况下使用。在灾害应对领域，鉴于日本频繁发生地震和其他自然灾害，共享储能系统被视为重要的灾害应对工具。在紧急情况下，这些储能系统可以为关键基础设施（如医院、避难所）或家庭提供备用电源。例如，东京某些区域已经安装了可以在断电时提供电力的共享储能设施；日本神奈川县的藤沢可持续智慧城市（Fujisawa Sustainable Smart Town）项目包括了太阳能发电和储能系统，社区内的每个家庭都安装了太阳能板和储能电池，这些系统可以在需要时共享能源。从成效来看，该项目可减少 70% 的二氧化碳排放，提高 30% 的能源自给自足率，并在灾害发生时确保城市能够连续运行三天。

共享储能系统在亚洲的发展前景是可期的，但目前大多数国家仍处于由示范应用向商业化过渡的阶段。亚洲各国在能源结构、经济发展水平、政策环境等方面存在差异，这些因素都影响着共享储能系统的发展。要实现该模式在亚洲范围内的扩大应用，需要考虑以下几方面的条件支持：

（1）经济效益。要进行成本效益分析。亚洲各国需要进行详细的成本效益分析，确保储能电站的建设和运营成本在可控范围内。这包括考虑设备成本、安装费用、运维成本以及潜在的经济回报。要考虑电力市场机制。在亚洲不同的电力市场机制下，储能电站需要获得合理的经济回报。这可能需要各国根据自身的电力市场结构和运作方式调整策略。

（2）技术可行性。要考虑技术适应性。亚洲各国在电力系统的技术水平和结构上存在差异。因此，储能技术需要能够高效充放电、具有长寿命和低维护成本，并与各国的电力系统运行和管理相适应。同时，亚洲国家应鼓励技术创新，并通过区域合作分享最

佳实践和技术解决方案。

（3）政策执行。亚洲国家应推动新能源与储能的结合，如太阳能、风能与储能系统的集成，以提高能源利用效率。在市场机制方面，需要制定和完善储能电站参与电力市场、新型储能参与电能量市场和辅助服务市场的机制。这包括容量电价、需求响应机制等。各国政府应提供政策支持，包括财政补贴、税收优惠、研发资助等，以促进储能技术的商业化和规模化应用。

附 2.3 智能配电网技术

随着越来越多新能源接入配电网就地消纳，使其承担更大的系统平衡和供电稳定的责任；电网接入大量电力电子设备，呈现数字化、智能化趋势；电动车、分布式光伏、家用储能等接入，使配电网负荷更加多元。可以说，能源转型很大程度发生在配电网层面。虽然目前全球配电网智能化渗透率仅为 34%，但智慧配电网系统市场规模增长迅速。亚洲地区相关基础设施和智能设备及技术采购为主要驱动之一。例如，日本在福岛核事故后大力升级配电网，以接入更多太阳能和风能电源，同时提高灾害响应能力。韩国推动智能电表的普及和配电网的现代化升级，以更好整合可再生能源。印度的“智能城市”计划包括升级城市配电网，使其更加智能化和高效。中国在智能配电网建设方面投入巨大，据估算 2021—2025 年间，配电网年均投资额超过 3,500 亿元人民币。未来配电网源网平衡、柔性分区互联、自适应要求不断提升。在配电网层面，实现源网平衡的核心在于有效整合可再生能源，并通过需求侧响应等手段平衡供需。柔性分区互联的概念正在成为现代配电网设计的关键部分。这意味着电网需要能够在不同区域之间灵活地调配资源，以应对局部负荷变化和潜在的供电中断。自适应能力的提升是未来配电网的另一个重要方

向。这包括利用先进的信息技术和大数据分析，以实时监控电网状态并预测电力需求变化。配电网运行控制兼顾协调全局与解决局部问题，云边协同智能控制将配电网调控向边缘转移。配电网海量数据广泛连接的新特征对传统集中控制方式提出挑战，将配电网调控向边缘转移，可降低通信压力，提升配电网数字化水平。新加坡在亚洲的城市配电网方面处于领先地位，其配电网的典型接线率和可转供电率均接近 100%，供电的可靠性高达 99.999,9%。新加坡的智慧配电网不仅技术先进，而且在运营效率和可靠性方面也树立了高标准，为亚洲其他国家的城市智慧配电网建设和管理提供参考和借鉴。

附 3 提高终端用能电气化和电能替代技术

随着电力系统变得更加清洁，电气化将成为整个经济范围内碳减排的重要工具，也使电力在全世界能源安全方面，占据比今天更为核心的地位。全球能源消费侧将逐步实现电能对传统能源直接消费的替代，电气化水平持续提升将成为全球普遍现象。世界主要国家在推动电力供应低碳转型方面呈现出趋同性，非化石能源发电量稳步提高，电力排放强度稳步下降，在推进终端电力用能电气化方面具有一定差异，与欧美发达国家电能占终端能源消费比重保持稳定相比，发展中国家的终端用能电气化水平快速提升。深入实施工业领域电气化、交通领域电气化、建筑领域电气化，推进基于住宅节能与智能化改造的用能高效化等一系列技术和措施，将进一步凸显电气化与电力系统在能源转型中的作用和定位。例如，在工业领域，钢铁行业的电炉炼钢技术，炼钢企业需扩大电炉炼钢规模，引导废钢资源合理流向，加强先

进电炉炼钢装备及工艺研发和推广，引导钢铁企业持续优化工艺技术与流程，推动电炉钢技术高效智能化发展；针对生产工艺用热量较大的各类生产制造行业推广蓄热式工业电锅炉，针对玻璃、铸造等行业推广电热隧道炉、中频炉炼等电窑炉技术，推动电动皮带廊在具有物料运输环节的企业中广泛应用。2021 年 8 月，韩国政府发布《碳中和产业核心技术开发计划（草案）》，提出实现 2050 年碳中和目标的第一阶段（2023—2030 年）产业核心技术开发计划。该计划针对钢铁、石油化工、水泥、纺织、有色金属等 13 个行业，将投资 6.7 万亿韩元开发氢还原铁、高碳原料替代、氢/氨等无碳新能源/燃料、生物燃料、电加热分解工艺、塑料先进热解等核心技术。在交通领域方面，推动电动汽车、氢燃料电池汽车产业发展，推进充电设施与服务网络建设，满足不同充电需求的立体充电体系。2020 年 7 月，韩国政府公布绿色新政以促进经济由碳依赖向低碳型转变，其中，包括 2025 年拥有 113 万辆电动汽车和 20 万辆氢动力燃料电池电动汽车，建设 4.5 万个电动汽车充电站以及约 450 个氢燃料补给装置的目标。交通领域电气化还包括扩大电气化铁路覆盖范围，提高电气化铁路比重，加大电力机车对内燃机车的替代力度；在港口码头，推广高低压岸电系统和电动货物装卸，积极开拓优质港口岸电市场。在建筑领域方面，在大型建筑冷热负荷需求集中的区域推广应用电蓄冷空调、电蓄热锅炉、地源热泵、空气源热泵，在接近城市污水主干管网的建筑物推进污水源热泵采暖和制冷；居民采暖领域因地制宜推进清洁电采暖和分散式电采暖；普及建筑节能改造和智能家电应用，推动炊事、供热、制冷等全面电气化，推动形成绿色生产生活方式。

附 4 电力系统数智化技术

研究和利用大数据、云计算、物联网、人工智能（AI）、区块链、5G 等技术，并将这些技术应用于电力行业数字化智能发电、电网智能调度运行控制与智能运维、火电厂数字化智能化、核电数字化智能化以及综合智慧能源系统等不同的场景，驱动电力行业自身转型升级和可持续发展；聚焦新一代信息技术和能源电力融合发展，开展能源电力领域数字化、智能化共性关键技术研究，推动源网荷储用与数字化、智能化技术深度融合，引领能源电力产业转型升级，为加快亚洲电力绿色转型提供关键动力。

附 4.1 数字孪生技术

电力数字孪生技术以泛在感知的物联系统为基础，针对电力设施的运行状态进行多维度、实时的数据采集与传递，进而融合地理、气象等多源数据，借助建模和仿真技术实现对设施实体的数字化映射，从而支持远程对设备与资产状况进行全面、直观的掌控。相较于传统的可视化技术，数字孪生不仅可以反应设备的实时状态，还能够基于历史数据、高精度模型等完成对设备状态的模拟推演，结合人机交互技术实现沉浸式的远程操控，在故障预警、远程检修、辅助运营决策等场景下发挥独到优势，如附图 3 所示。根据 Fortune 测算，亚洲是当前全球第三大数字孪生技术应用市场，并以 45.9% 的年均增长率证明了其在未来的巨大潜力¹。电力部门被视为是应用数字孪生技术优化资产管理的关键领域，中国、新加坡等电力体系数字化水平领先的国家已率先起步，探索基于数字孪生技术的全新电力系统运营模式。但其价值并不止于此，对于那些电力普及程度仍然有待提升的区域，数字孪生技术可以成为电力

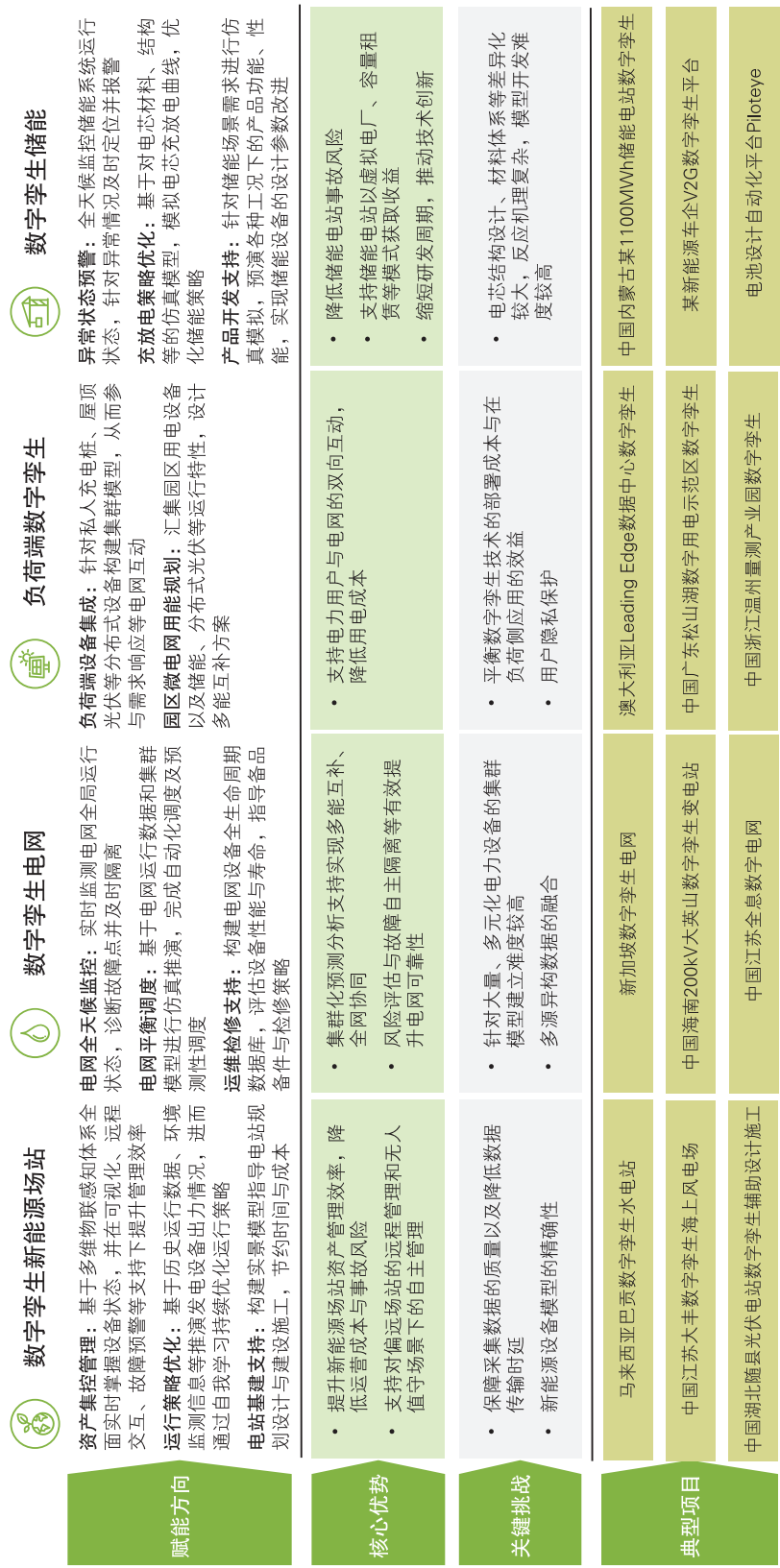
基建项目的生产力工具，借助虚拟模型推算清洁电力开发前景，提升项目设计和施工效率，从而推动这些国家在提升电气化水平的同时实现向绿色电力的平稳转型。未来电力数字孪生技术将逐步走向全电网的系统孪生技术，实现对源网荷储各个环节的有机整合，为贯穿电力设备全生命周期的精细化管理和供需灵活匹配提供基础。进一步，电力系统的数字孪生模型可与气象、交通、工业等跨领域模型交叉融合，赋能更广层面的公共服务，共同构筑未来城市治理的新范式。

附 4.2 电力 AI 大模型

电力 AI 大模型即在通用大模型的基础之上，使用海量电力行业信息加以训练，打造出具备适配于电力调度、巡检、交易等行业特色场景的思维链能力的专业大模型。电力 AI 大模型在语言模型、深度学习等算法加持下，可成为具备理解和推理能力的中枢平台，集成其他各类可用工具，结合用户需求和应用场景灵活调用，降低应用门槛；同时，电力 AI 大模型可基于自身的学习能力，在应用中自主优化迭代，持续提升预测精度和泛化能力，促进电力系统智能化水平快速跃升。亚洲有望抓住这一电力体系转型与产业智能化升级的交点，走上绿色高质量发展的轨道。据统计，截至 2023 年 6 月，中、日、韩三国已贡献了全球 70% 以上的 AI 大模型专利²。电力行业积累的海量业务数据不仅可为 AI 大模型的训练提供资源，电力系统在预测、调度、管理等方面的需求也可为大模型提供应用场景以实现商业价值，亚洲有望依托 AI 大模型领域的技术优势，引领电力体系绿色化和智能化的双重变革，如附图 4 所示。

1 Fortune. <https://www.fortunebusinessinsights.com/asia-pacific-digital-twin-market-107451>.

2 《博鳌亚洲论坛创新报告 2023》。



附图 3 电力数字孪生技术典型应用场景

资料来源：德勤研究。



附图 4 电力 AI 大模型典型应用场景

资料来源：德勤研究。

附 5 电—碳市场的建设与协同技术

近年来，电力行业市场化趋势愈加明显，电力市场发展趋势有以下特点：在时间上，建立了贴近实际运行状况的市场体系及交易机制，交易周期不断缩短；在空间上，加速构建跨区跨国大范围电力市场，充分利用了区域间电源结构互济、负荷特性互补的优势；市场主体不断丰富，储能等需求侧资源逐步参与市场；市场价格信号进一步精准化，从而适应可再生能源带来的波动性；容量机制及电力辅助服务也在不断探索和优化中，以保证发电充裕度和系统运行安全，并进一步促进可再生能源消纳。因此，在电力市场方面的前沿技术包括电力市场化理论研究、电力市场一体化平台支撑技术、电力系统优化引擎及分析技术以及基于区块链技术的市场机制设计等。电力市场化理论研究对电力市场化改革的引导作用愈加显著。新技术发展及应用的进程则依赖有效的电力市场机制建设，合理的市场机制能够为新技术的发展和应用提供动力，推动新技术从研究走向应用。适应新能源、分布式发电、储能、电动汽车等新型电力市场主体灵活参与、成本合理回报的电力市场机制，创新电力市场商品类型、交易周期、出清机制，提出适应集中式与分布式电源共同发展、需求侧响应广泛参与的电力市场模式设计，激励电能生产及利用新技术推广应用成为电力市场理论及机制创新研究的主要方向。电力市场一体化平台支撑技术为现货市场系统各项应用提供稳定、易用、高效的基础运行环境，兼具调度实时运行监控特点和交易支持系统特点，在模型、数据、功能等方面需要与能源管理系统 EMS、智能调度管理系统 OMS 及中长期交易等相关系统实现互操作。同时，电力交易需要充分利用各种大数据技术，全面支撑各种电力市场数据存储与运行分析，加强对市场成员行为的精准化预测与监管，并利用大数据技术为市场主体提供增值服务，促进电力交易

不断向着成熟化发展。在电力市场数据逐步放开、机器学习与数据科学飞速发展的背景下，要以电力市场实际交易数据为研究对象，应用数据驱动的电力市场分析方法，提取市场个体的典型报价行为进行分析，并进一步应用在市场行为分析、优化投标策略、市场模拟运行、机制设计验证等多个方面，以不断优化电力市场建设。电力系统优化引擎及分析技术是支撑电力市场的高效稳定运行关键技术之一。在大力发展风、光等可再生能源的背景下，风电和光伏发电等新能源发电、可调度负荷以及储能等的市场占比将逐步扩大。相关不确定性因素对电网运行和电力市场运行的影响更为复杂。这为电力系统优化引擎及分析技术带来了挑战，但也带来了广阔发展前景。目前电力市场方面稳定可靠的核心算法、全维度模型与数据管理、全景评估分析以及仿真模拟推演等技术方面各国做了大量的应用尝试。随着新能源高比例消纳、碳排放权交易、电碳市场协同等领域的不断演进，区块链技术能够解决集中式框架下信息开放和数据安全性问题，符合电力市场改革方向。碳排放权的市场化交易能够推动电力的清洁低碳生产，是电力系统低碳运行的重要保障。区块链技术的去中心化特性能够与电力交易的适应性转变契合，提升新能源电力交易的即时性，推动新能源参与现货交易市场并构建中长期交易机制。在分布式电力交易中，参与者众多导致信息不透明、利益不对等、流程复杂等问题杂生，而区块链技术则能够通过数字签名、共识机制、智能合约、非对称加密算法等关键技术提供匹配的解决方案。基于区块链的分布式交易中各节点地位平等，以报价加密传输、智能合约和共识机制达到电力自动交易、自动结算和良性竞争，实现交易安全透明、产销利益最大化和交易均衡竞争，有效支撑电力交易的市场化运作，提高市场效率，有利于交易市场的长期稳定发展。

碳市场将为能源转型提供动力，自 1997

年第一份限制温室气体排放的国际性法规《京都议定书》首次提出碳排放权市场以来，已有超过 30 个国家和地区采用了碳市场管理体系。包括中国在内的许多国家正在积极建设碳市场，通过市场手段寻找碳减排的有效措施，实现低成本的碳排放总量控制和低碳能源转型目标。碳市场要想发挥设计初衷中的理想作用，实现“低成本促减排”机制的良好运行，就必须确保科斯定理中“产权明晰”和“交易成本低”这两大关键因素得到满足。欧盟碳市场“低成本促减排”的功能特性在欧盟经济增速与排放增速的脱钩中得到良好体现，主要归功于三大关键支柱：坚实的法制基础、有效的数据治理、活跃的市场交易。

碳市场与电力市场相对独立，两个市场形成根源不同，市场运作相对独立，但两个市场通过共同的市场主体相连，市场价格也形成联动，在减排目标上具有一致性，从不同方面体现了环境价值属性，共同促进可再生能源产业发展，推动能源电力低碳转型。电—碳市场相互影响、互为约束，在交易机制、价格机制、市场信息等方面加强协同，形成推动电力系统低碳转型的最大合力。在电—碳市场交易机制研究方面，电—碳市场通过市场参与主体行为耦合。由于各地区碳市场的规则和完善程度不一，市场交易主体基于个体利润最大化原则在电力不同类型市

场交易中会采取不同的交易行为策略。长期来看，市场交易主体会采取清洁化生产降低碳成本，碳市场如果想一直发挥价格信号作用，需要根据电力市场变化调整配额和拍卖比例。在电—碳市场价格机制研究方面，碳市场可通过配额配置释放价格信号，进而影响电力市场。免费碳配额数量的多少影响碳市场交易中有偿碳配额的稀缺程度，即影响碳价的高低。碳市场的出现提高了化石能源发电企业的成本。发电端成本的变化将促使发电企业提高上网电价，进而传导到用户端，反映在用电价提高。而用电价的提高缩小了可再生能源发电企业与化石能源发电企业之间的相对价差。短期内，由于可再生能源装机量不足以及发电波动性大的特点，将会影响电力系统稳定性。长期来看，碳成本将会促进电源结构转变，可再生能源装机增加，绿电交易量扩大。在电—碳市场交易信息研究方面，由于电—碳市场参与交易主体高度相同，交易标的价格及数量互相影响，以及市场间交易行为互相影响导致两个市场间交易信息关联度高，电力市场环境权益的核算核查和数据信息将直接影响电—碳市场的交易情况。由于电—碳市场业务数据庞大，为避免市场敏感数据的直接交互，有学者提出采用区块链技术提供的跨链服务，区块链技术的兴起为电—碳市场信息交互注入了新的活力。

参考文献

- [1] ADB. Meeting Asia's Infrastructure Needs. Asian Development Bank, 2017. <https://www.adb.org/publications/asia-infrastructure-needs>.
- [2] ADB. Financing Clean Energy in Developing Asia Volume 2. Edited by Bambang Susantono, Yongping Zhai, Ram M Shrestha, Lingshui Mo. 2022. <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/822906/financing-clean-energy-developing-asia-volume-2.pdf>.
- [3] ADB, Energy in Asia and the Pacific | Asian Development Bank([adb.org](https://www.adb.org)).
- [4] ADB, ASEAN Capital Markets Forum(ACMF) Initiative([adb.org](https://www.adb.org)).
- [5] ADB, [https://www.adb.org/what-we-do/private-sector-financing/guarantees#:~:text=A%20partial%20risk%20guarantee%20\(PR,default%20by%20the%20power%20utility](https://www.adb.org/what-we-do/private-sector-financing/guarantees#:~:text=A%20partial%20risk%20guarantee%20(PR,default%20by%20the%20power%20utility).
- [6] AIIB. AIIB Climate Action Plan.2023. https://www.aiib.org/en/how-we-work/paris-alignment/_download/AIIB-Climate-Action-Plan.pdf.
- [7] Ariyapruchya S,Volz U. Sustainable Finance in Southeast Asia// D Schoenmaker, U Volz. Scaling Up Sustainable Finance and Investment in the Global South. London & Paris: CEPR Press, 2022: 281-302.
- [8] ASEAN. APAEC Phase II. 2023. <https://asean.org/wp-content/uploads/2023/09/Booklet-APAEC-Phase-II-Final-5.pdf>.
- [9] Ashwin Balasubramanian, Jun Hao Chua, Tomas Nauc  r, Daniel Pachod. Green Growth: Capturing Asia's \$5 Trillion Green Business Opportunity. McKinsey. 2022. <https://www.mckinsey.com/featured-insights/future-of-asia/green-growth-capturing-asias-5-trillion-green-business-opportunity>.
- [10] Azhgaliyeva, Beirne J,Mishra R. WhatMatters for Private Investment in Renewable Energy? Climate Policy,2023,23(1):71-87. <https://www.tandfonline.com/doi/10.1080/14693062.2022.2069664>.
- [11] BloombergNEF. Energy Transition Investment Trends:Tracking Global Investment in the Low-Carbon Energy Transition. 2021. https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/Energy-Transition-Investment-Trends_Free-Summary_Jan2021.pdf.
- [12] BRIGC. Green Development Guidance for BRI Projects Phase III:Study of China Overseas Investment Funds. 2021. http://en.brigc.net/Reports/Report_Download/

2023/202305/P020230510553969079367.pdf.

- [13] CAREC, CAREC Project Portfolio | CAREC Program.
- [14] CBI. China's Transition Finance Research Report—Debt Financing to Support Electricity Sector's Low-Carbon Transition. 2020. [cbi_cn_transitionfinance_new.pdf](#) (climatebonds.net).
- [15] CBI, CPI, RMI. Guidelines for Financing a Credible Coal Transition – A Framework for Assessing the Climate and Social Outcomes of Coal Transition Mechanisms. Working Paper, 2022. [guidelines_for_financing_a_credible_coal_transition.pdf](#) (climatebonds.net).
- [16] Christoph Nedopil Wang. Interpretation of the 2022 “Guidelines for Ecological Environmental Protection of Foreign Investment Cooperation and Construction Projects”—Green Finance & Development Center. 2022. <https://greenfdc.org/interpretation-2022-guidelines-ecological-environmental-protection-of-foreign-investment-cooperation-and-construction-projects/>.
- [17] Clarence Tolliver, Hidemichi Fujii, Alexander Ryota Keeley, Shunsuke Managi. Green Innovation and Finance in Asia. Asia Economic Policy Review, 2020. https://deepblue.lib.umich.edu/bitstream/handle/2027.42/166185/aep12320_am.pdf?sequence=2.
- [18] ETC. Financing the Transition: How to Make the Money Flow for a Net-Zero Economy. 2023. [ETC-Financing-the-Transition-MainReport_update.pdf](#) (energy-transitions.org).
- [19] GCF. GCF Spotlight. 2024. <https://gcfrod.blob.core.windows.net/public/odl/pdf/asia-pacific.pdf>.
- [20] GGGI. Closing the Climate Financing Gap. 2021. [GGGI-Technical-Report-20_Closing-the-Climate-Financing-Gap_Final_20210914.pdf](#).
- [21] GIH, CRISIL. Leading Practices in Governmental Processes Facilitating Infrastructure Project Preparation a Practical Guide for Governments, Informed by a Country-Lens Review of Leading Practices. 2019. [gih_project-preparation_full-document_final_art_web.pdf](#) (worldbank.org).
- [22] GIP. GIP Casebook on Innovative Green Financial Products and Investments. 2023. [6383754539766645644821685.pdf](#) (gipbr.net).
- [23] GIP. Green Investment Principles (gipbr.net).
- [24] Hassan Qudrat-Ullah. A Review and Analysis of Green Energy and the Environmental Policies in South Asia. 2023. [Energies | Free Full-Text | A Review and Analysis of Green Energy and the Environmental Policies in South Asia](#) (mdpi.com).
- [25] IEA. Southeast Asia Energy Outlook 2019. <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2019>.
- [26] IEA. World Energy Outlook. 2020. <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.
- [27] IEA. Southeast Asia Energy Outlook. 2020. <https://www.iea.org/reports/southeast-asia-energy-outlook-2022>.
- [28] IEA. Overview and Key Findings—World Energy Investment 2023—Analysis. 2023. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2023/overview-and-key->

- findings.
- [29] IEA. ASEAN Renewables: Opportunities and Challenges. 2023. https://iea.blob.core.windows.net/assets/057bafda-0c09-40fe-934c-4f2fe5e080f4/ASEANRenewables_InvestmentOpportunitiesandChallenges.pdf.
 - [30] IEA, World Bank, World Economic Forum. Financing Clean Energy Transitions in Emerging and Developing Economies. IEA World Energy Investment 2021 Special Report, 2021. https://iea.blob.core.windows.net/assets/6756ccd2-0772-4ffd-85e4-b73428ff9c72/FinancingCleanEnergyTransitionsinEMDEs_WorldEnergyInvestment2021SpecialReport.pdf.
 - [31] IRENA, CPI. Global Landscape of Renewable Energy Finance 2018. Abu Dhabi: IRENA, 2018. <https://www.irena.org/publications/2018/Jan/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance>.
 - [32] IRENA, CPI. Global Landscape of Renewable Energy Finance, 2023. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2023. https://mc-cd8320d4-36a1-40ac-83cc-3389-cdn-endpoint.azureedge.net/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2023/Feb/IRENA_CPI_Global_RE_finance_2023.pdf?rev=8668440314f34e588647d3994d94a785.
 - [33] MCDF. A Multilateral Financial Mechanism Designed to Promote High-Quality Infrastructure and Connectivity Investments in Developing Countries. Multilateral Cooperation Center for Development Finance (MCDF) (themcdf.org).
 - [34] MDBs. Joint Report on MDBs' Climate Finance 2022. 2022. https://www.ndb.int/wp-content/uploads/2023/10/2023-0128_MDB-Report-20220.pdf.
 - [35] NDB, <https://www.ndb.int/news/ndb-launches-new-usd-1-25bn-3-year-green-bond/>.
 - [36] News: Philippines' BPI Green Bond Gets US\$250 Million Investment from IFC | News | Eco-Business | Asia Pacific.
 - [37] Prosper Babon-Ayeng, Eric Oduro-Ofori, De-Graft Owusu-Manu, David James Edwards, Ernest Kissi, Augustine Senanu Komla Kukah. Socio-Political Factors Underlying the Adoption of Green Bond Financing of Infrastructure Projects: The Case of Ghana. Journal of Capital Markets Studies, 2022. socio-political factors underlying the adoption of green bond financing of infrastructure projects: the case of Ghana | Emerald Insight.
 - [38] REN21. Asia and the Pacific Renewable Energy Status Report (Paris: REN21 Secretariat). 2019. <https://www.adb.org/sites/default/files/publication/611911/asia-pacific-renewable-energy-status.pdf>.
 - [39] Ranjit Lamech, Kazim Saeed. What International Investors Look for When Investing in Developing Countries: Results from a Survey of International Investors in the Power Sector. Washington, D.C.: World Bank Group, 2003. 280910InvestorsPaper0EMSONo6. pdf(worldbank.org).
 - [40] Reinaldo Fioravanti, Carolina Lembo, Akash Deep. Filling the Infrastructure Investment

- Gap—The Role of the Project Preparation Facilities:An Overview of MDBs and the Inter-American Development Bank Approach. IDB Report, 2019. [Filling_the_Infrastructure_Investment_Gap_the_Role_of_Project_Preparation_and_Structuring_Facilities_en_en.pdf](#).
- [41] REN21. Asia and the Pacific Renewable Energy Status Report (Paris: REN21 Secretariat). 2019. [asia-pacific-renewable-energy-status.pdf\(adb.org\)](#).
- [42] Roman Vakulchuk, Indra Overland, Beni Suryadi. ASEAN's Energy Transition: How to Attract More Investment in Renewable Energy. 2022. [s40974-022-00261-6.pdf \(springer.com\)](#).
- [43] S&P. Green Bond Sales to Surge in Asia-Pacific as Region Lays out Path to Net-Zero. 2022. [green bond sales to surge in Asia-Pacific as region lays out path to net-zero | S&P Global Market Intelligence\(spglobal.com\)](#)
- [44] The World Bank. Financing Renewable Energy Options for Developing Financing Instruments Using Public Funds. 2021. [https://documents1.worldbank.org/curated/en/196071468331818432/pdf/765560WP0Finan00Box374373B00PUBLIC0.pdf](#).
- [45] United Nations Environment Programme. Demystifying Private Climate Finance. Geneva: UNEP, 2014. [https://www.unep.org/resources/report/demystifying-private-climate-finance](#).
- [46] UNESCAP. Regional Road Map on Power System Connectivity: Promoting Cross-Border Electricity Connectivity for Sustainable Development. 2021. [https://www.unescap.org/sites/default/d8files/event-documents/CE_2021_4.pdf](#).
- [47] UNESCAP. Attracting Private Finance to Transmission in the Asia-Pacific Region. 2022. [https://hdl.handle.net/20.500.12870/4560](#).
- [48] UN ESCWA. Guidebook for Project Developers for Preparing Renewable Energy Investments Business Plans. 2016. [https://archive.unescwa.org/sites/www.unescwa.org/files/publications/files/guidebook-project-developers-renewable-energy-investments-business-plans-english.pdf](#).
- [49] Volz U. Governing Sustainable Finance. Asia Bond Monitor, June, 43–47. 2021. [https://asianbondsonline.adb.org/documents/abm/abm_jun_2021_governing_sustainable_finance.pdf](#).
- [50] 博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2021 年度报告——世界大变局下的可持续复苏之路. 北京: 对外经济贸易大学出版社, 2021.
- [51] 博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2022 年度报告——绿色转型亚洲在行动. 北京: 对外经济贸易大学出版社, 2022.
- [52] 博鳌亚洲论坛可持续发展的亚洲与世界 2023 年度报告——亚洲发展融资: 政府社会共行动. 北京: 对外经济贸易大学出版社, 2023.
- [53] 中华人民共和国生态环境部. 对外投资合作建设项目生态环境保护指南. 2022. [https://www.mee.gov.cn/xxgk2018/xxgk/xxgk05/202201/t20220110_966571.html](#).
- [54] 北京绿色金融与可持续发展研究院. 可持续投资能力建设联盟 (CASI) 在 COP28 期间正式启动. [https://mp.weixin.qq.com/s/J3zUSFPmpvwLOi20ohEyhQ](#).

- [55] 马骏，程琳. 克服全球绿色金融发展的能力瓶颈. 中国金融市场，2024（1）：35-37.
- [56] 绿色金融发展研究中心. “一带一路”国家可再生能源项目投融资模式、问题和建议. 清华大学国家金融研究院，2019. 3031F975CC19B19BDEDAF39CA43_C07DBC49_1F3CE3.pdf（tsinghua.edu.cn）.
- [57] 秦朔. 阳光照在善行之上：一个小小的乡村振兴试验. 2024. <https://mp.weixin.qq.com/s/R3COlvbfuTrZEtHOdWcvhw>.
- [58] 腾讯. 腾讯可持续社会价值季度报告 2023. 2023. tencent-ssv-2023q1-report.pdf.
- [59] 李新星. 碳中和时代多边金融机构如何有效支持新能源企业拓展海外业务——以欧洲复兴开发银行为例. 国际工程与劳务，2022（9）：46-49.

博鳌亚洲论坛秘书处
北京市朝阳区建国门外大街1号
国贸大厦A座42层
电话 +86 10 65057377
传真 +86 10 65051833
网址 www.boaoforum.org

Secretariat of Boao Forum for Asia
Floor 42 China World Tower A
No. 1 Jianguomenwai Avenue
Beijing, People's Republic of China
Tel +86 10 65057377
Fax +86 10 65051833
www.boaoforum.org

责任编辑：高卓
责任印制：沈德军
封面设计： FEALL.com



定价：200.00元

更多免费行业报告

并购家

www.ipoiipo.cn