
水电的 角色转变

挑战和机遇

水电水利规划设计总院
中国水力发电工程学会

译



© IRENA 2023

除非另有说明，否则任何人都可自由使用、分享、复印、复制、打印与/或存储本出版物中的资料，但须恰当注明IRENA为出处及版权所有。本出版物中归属于第三方的材料可能会受到单独的使用条款和限制约束，在使用这些材料之前可能需要获得第三方的相应许可。

引用格式：IRENA (2023), 水电的角色转变: 挑战和机遇, 国际可再生能源署, 阿布扎比。

ISBN: 978-92-9260-524-7

本文件为“The changing role of hydropower: Challenges and opportunities”的译本, ISBN: 978-92-9260-522-3 (2023)。如中文译本与英文原版的内容不一致, 概以英文版为准。

IRENA简介

国际可再生能源署作为政府间国际组织, 推动各国政府实现迈向可持续能源未来的转型, 是国际可再生能源合作的主要平台与卓越中心, 也是可再生能源政策、技术、资源以及金融知识的宝库。IRENA致力于推动生物能、地热能、水电、海洋能、太阳能、风能等各类可再生能源的广泛采用以及可持续使用, 以实现可持续发展、能源获取、能源安全以及低碳经济的发展与繁荣。

水电水利规划设计总院简介

水电水利规划设计总院成立于1950年, 是中国一流能源智库, 也是中国国家能源局批准设立的首批能源研究咨询基地, 受政府委托管理国家可再生能源信息管理中心, 可再生能源定额站、国家能源水电工程技术研发中心、可再生能源发电工程质量监督站、水电流域综合监测信息管理平台以及中国-国际可再生能源署合作办公室等。水电水利规划设计总院致力于在可再生能源领域为政府高端决策和行业健康发展提供技术服务, 承担行业规划、政策研究、技术管理、工程咨询、质量监督、标准管理和国际合作等相关工作。

中国水力发电工程学会简介

中国水力发电工程学会于1980年成立, 是由水力发电工程科学技术工作者自愿组成并依法登记的全国性非营利学术团体, 现有个人会员3.7万余人, 团体会员193个, 下设40个分支(代表)机构, 现已发展成为中国水电建设行业中规模最大、最为活跃的全国性科技社团, 为促进中国水电建设发展、科技创新进步、国内外学术交流、科学技术普及、科技人才培养等做出了突出贡献。

致谢

本报告得益于许多专家的支持与建议, 包括Jean-Philippe Bernier(加拿大自然资源部)、Rebecca Ellis(国际水电协会)、Jean-Christophe Fueeg(瑞士联邦能源局)、Pravin Karki(世界银行)、Francisco Kuljevan与Mark Christian(美国电力研究院)、Paul Komor(科罗拉多大学博尔德分校)、Laura Lizano(哥斯达黎加环境与能源部)、Baysa Naran(气候政策倡议组织)和谢越韬(水电水利规划设计总院)。

IRENA的工作人员也提供了宝贵的支持, 包括Dolf Gielen(IRENA原工作人员)、Sonia Al-Zoghoul、Emanuele Bianco、Ute Collier、Arieta Gonelevu、Pablo Ralón、Binu Parthan、Costanza Strinati(IRENA原工作人员)和Emanuele Taibi(IRENA原工作人员)。

本报告由Carlos Ruiz在Roland Roesch(IRENA创新与技术中心代理主任)的指导下编制。

如需更多信息或建议, 请发送邮件至publications@irena.org。可登录www.irena.org/publications下载本报告。

本报告中文版由水电水利规划设计总院和中国水电工程学会共同编写。本报告中文版校对工作由中国科学院数学与系统科学研究院刘德纲负责。

免责声明

本出版物及所含资料均按“原样”提供。IRENA已采取一切合理的预防措施对所含资料的可靠性进行了验证。但是, IRENA及其任何官员、代理、数据或其他第三方内容提供商均不提供任何形式的明示或暗示的保证, 并且不会对使用本出版物或其中任何资料所产生的任何后果承担任何责任或义务。

本出版物所含信息并不一定代表IRENA所有成员的观点。提及特定公司、项目或产品时, 并不意味着IRENA赞同或推荐此类公司、项目或产品或认为其优于其他同类公司、项目或产品。本出版物所使用的名称或所列示的资料并不代表IRENA对任何地区、国家、领土、城市、区域或其当局的法律地位, 或对任何国界、边界的划定发表任何意见。

封面图片: Munimara © Shutterstock

目录

数据图、表格、引述资料.....	5
缩略语.....	7

报告要点	8
------------	---

 01 引言.....	10
---	----

 02 水电行业现状	11
2.1 水电技术	11
2.2 水电服务与价值	13
2.3 开发潜力	14
2.4 开发现状	17
2.5 成本及投资趋势	20

 03 当前的挑战与机遇	25
3.1 老化的发电机组	25
3.2 变革的电力系统	30
3.3 投资需求	33



04 面向未来的水电 36

4.1 可持续性	36
4.2 创新与灵活性	39
4.3 监管与市场	44
4.4 合作	47

参考文献 49

附录A 图表中所示的国家、区域和地区列表 55

附录B 区域数据 57

非洲	57
亚洲	60
中美洲和加勒比地区	63
欧亚大陆	66
欧洲	69
中东	72
北美洲	75
大洋洲	78
南美洲	81

数据图

图 1 典型的调节式水电站.....	12
图 2 按区域列出的储能潜力.....	16
图 3 2000年-2021年各年水电装机容量.....	17
图 4 2021年各地区水电装机容量.....	18
图 5 2000年-2019年全球水电发电量.....	19
图 6 2022年-2037年已被列入开发计划（纳入规划）的水电项目.....	20
图 7 2010年-2021年全球水电项目加权平均装机成本.....	21
图 8 2010年-2021年全球规模以上可再生发电加权平均平准化度电成本.....	22
图 9 按技术列出的2013年-2018年可再生能源年度资金投入.....	23
图 10 2013年-2018年水电行业年度资金投入.....	24
图 11 按投产年份统计的全球水电装机容量.....	26
图 12 按地区统计的水电机组年龄明细.....	27
图 13 有必要在2050年前新增的水电装机容量.....	29
图 14 2001年-2020年可再生能源与非可再生能源净新增容量对比.....	30
图 15 2020年美国加利福尼亚州春季日负荷曲线图.....	31
图 16 不同运行情景对混流式水轮机的损伤影响.....	32
图 B.1 2000年-2021年非洲水电装机容量和发电量.....	57
图 B.2 2021年非洲水电装机容量.....	58
图 B.3 2022年-2037年非洲列入开发计划的水电项目.....	58
图 B.4 按投产年份统计的非洲水电装机容量.....	59
图 B.5 2000年-2021年亚洲水电装机容量和发电量.....	60
图 B.6 2021年亚洲水电装机容量.....	61
图 B.7 2022年-2037年亚洲列入开发计划的水电项目.....	61
图 B.8 按投产年份统计的亚洲水电装机容量.....	62
图 B.9 2000年-2021年中美洲和加勒比地区水电装机容量和发电量.....	63
图 B.10 2021年中美洲和加勒比地区水电装机容量.....	64
图 B.11 2022年-2037年中美洲和加勒比地区列入开发计划的水电项目.....	64
图 B.12 按投产年份统计的中美洲和加勒比地区水电装机容量.....	65
图 B.13 2000年-2021年欧亚大陆水电装机容量和发电量.....	66

图 B.14	2021年欧亚大陆水电装机容量.....	67
图 B.15	2022年-2037年欧亚大陆列入开发计划的水电项目.....	67
图 B.16	按投产年份统计的欧亚大陆水电装机容量.....	68
图 B.17	2000年-2021年欧洲水电装机容量和发电量.....	69
图 B.18	2021年欧洲水电装机容量.....	70
图 B.19	2022年-2037年欧洲列入开发计划的水电项目.....	70
图 B.20	按投产年份统计的欧洲水电装机容量.....	71
图 B.21	2000年-2021年中东水电装机容量和发电量.....	72
图 B.22	2021年中东水电装机容量.....	73
图 B.23	2022年-2037年中东列入开发计划的水电项目.....	73
图 B.24	按投产年份统计的中东水电装机容量.....	74
图 B.25	2000年-2021年北美洲水电装机容量和发电量.....	75
图 B.26	2021年北美洲水电装机容量.....	76
图 B.27	2022年-2037年北美洲列入开发计划的水电项目.....	76
图 B.28	按投产年份统计的北美洲水电装机容量.....	77
图 B.29	2000年-2021年大洋洲水电装机容量和发电量.....	78
图 B.30	2021年大洋洲水电装机容量.....	79
图 B.31	2022年-2037年大洋洲列入开发计划的水电项目.....	79
图 B.32	按投产年份统计的大洋洲水电装机容量.....	80
图 B.33	2000年-2021年南美洲水电装机容量和发电量.....	81
图 B.34	2021年南美洲水电装机容量.....	82
图 B.35	2022年-2037年南美洲列入开发计划的水电项目.....	82
图 B.36	按投产年份统计的南美洲水电装机容量.....	83

表格

表 1 水电站可提供的电力相关服务	13
表 2 全球水电开发潜力	14
表 3 部分水电站设施设备的使用寿命	28

引述资料

引述资料1 “水电+电池”发电项目示例	43
引述资料2 国际可再生能源署电力储能评估框架	46

缩略语

°C	摄氏度	PSH	抽水蓄能
BEP	最佳效率点	PWh	拍瓦·时
GW	吉瓦	TWh	太瓦·时
IDB	泛美开发银行	USD	美元
IHA	国际水电协会	WETO	世界能源转型展望
IFPSH	国际抽水蓄能论坛		
IRENA	国际可再生能源署		
KWh	千瓦·时		
LCOE	平准化度电成本		
MW	兆瓦		
O&M	运行和维护		

报告要点

- ▶ 水电现已成为最主要的可再生电力来源，也是全球能源系统的重要组成部分。尽管尚未开发的水电资源潜力巨大，**但在开发过程中必须遵循严格且透明的可持续性准则，以真正实现水电的可持续开发。**
- ▶ IRENA的“1.5°C情景”表明，如果全球要完全脱碳并实现《巴黎协定》所述气候目标，**到2050年，包括抽水蓄能在内的水电装机容量需要增加一倍以上。**
- ▶ 为此，**水电年度投资需要增长大约五倍。**然而，由于水电项目引资困难，政府及决策者需要创造一个有利于吸引投资的营商环境。
- ▶ 大多数水电开发潜力都集中在发展中国家。**金融机构需要与政府通力合作，化解、排除当地的风险与限制，找到推进合作的共同基础，继而为这些国家与地区输送急需的资金。**
- ▶ **水电具有很高的价值**，因其不仅能实现灵活的电力生产，还能提供电网辅助等服务，同时有助于改善水资源管理，提升社会经济效益。**然而，这些价值并非总能被现有市场所认可。**
- ▶ **监管框架与市场应充分考虑到所有的水电服务，以减少收益补偿与基础设施建设失调的情况。**为吸引所需的近1,000亿美元投资，需要有支持现代化水电运行、并合理重视各种水电服务的价值的市场。
- ▶ **大多数水电资产都是几十年前开发建设的，其运行条件与今日已有所不同。**电力行业的变化及当前趋势要求我们既要承认水电的价值，也要重新思考其未来的作用。整合波动性电源（如太阳能发电和风电）的需求与日俱增，电网灵活性、调峰服务以及改变水电站运行与维护方式的需求也会随之增加。

- ▶ **全球水电设施日益老化**，亟需整修改造。此类需求为根据当前电力系统的需求引进新技术、推进水电站现代化提供了机会。
- ▶ **虽然水电易受气候风险影响，但做好充分规划的项目也能具备充分的适应力**。考虑到日渐严峻的气候风险，必须对现有水电站进行评估并在必要时进行改造，且需要在新建项目的设计中充分考虑这些风险。
- ▶ 为充分认识水电的价值，加快水电的开发，政策制定者可以采取以下关键措施：
 - 创造利于水电招商引资的营商环境。
 - 制定并实施相应政策，培育市场，确保水电在电网灵活性及辅助服务方面的价值能够得到充分认可。
 - 构建市场框架，鼓励市场不成熟国家的水电更广泛地参与电量与容量交易市场（包括按分钟结算的市场）。
 - 制定激励措施及财政支持架构，推动新型水电技术的开发与测试（包括改造与新建项目）。
 - 实施相互协调配合的激励措施，简化监管，加快水电开发。
 - 以稳健的可行性研究为支撑，遵循严格的可持续性准则，规划一批可持续的、具备融资吸引力的项目。
 - 将统筹规划的概念纳入长期发展战略，在保障能源供应的同时，充分考虑气候风险、储能需求以及水资源管理。
- ▶ IRENA的水电合作框架 (Collaborative Framework on Hydropower) 旨在提高人们对当前水电发展障碍的认识，促进各方开展对话、分享最佳实践，并最终实现能源转型所需的新增水电装机的开发。

01 引言

一个多世纪以来，水电创造当地就业机会，提供经济且可靠的清洁电力，为全球发展做出了诸多贡献。水电是全世界电力系统中非常重要的组成部分，也是最大的可再生电力来源。它通过提供调峰及灵活性服务，提高了太阳能、风能等波动性可再生电源的渗透率。抽水蓄能（pumped storage hydropower, PSH）是单一最大的储能方式，占世界电力储能容量的95%（DOE, 2020）。除电力外，水电还提供其他服务，包括存储饮用水与灌溉用水、增强对洪水与干旱的抵御能力、以及创造娱乐机会等服务。

然而，尽管水电是最成熟的可再生能源技术，它也面临着诸多挑战。这些挑战包括：确保可持续性与气候适应能力；解决设施老化问题与新增投资需求；在运维方面适应现代电力系统的要求；更新市场结构和商业模式，让水电在发电以外提供的所有服务得到认可与补偿。

克服这些挑战的关键在于进行现代化改造，运用最新的先进技术，同时保障社会与环境的可持续性。由于波动性可再生能源的渗透率日益提升，且水电站越来越多地被要求在超出其最初设计的外部条件下运行，市场与商业模式必须要适应并适当补偿水电在电力生产之外提供的全套服务。

本文件参照IRENA《水电合作框架》，面向政策制定者及水电行业从业者编制。本文件简要介绍了水电行业的现状，并就如何最大限度发挥和实现水电潜力提出设想。本文件并非要对水电技术进行全面评估。

02

水电行业现状

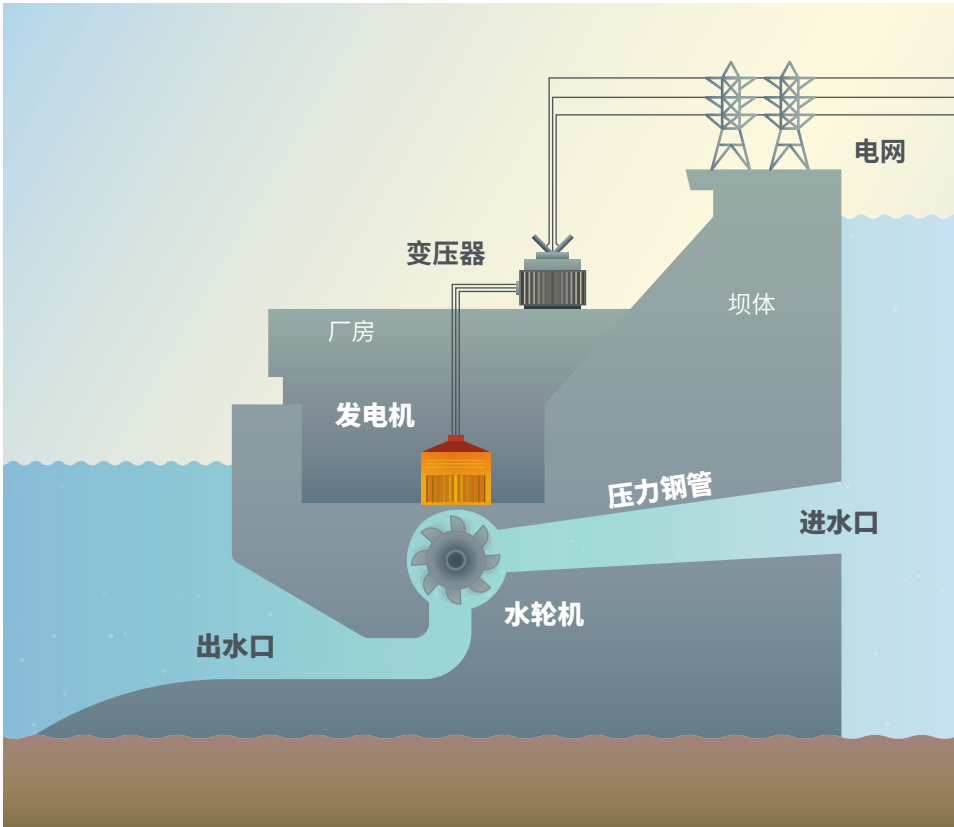
根据IRENA最新发布的《世界能源转型展望》，水电将在控制全球温升1.5°C的目标达成过程中以及为电力系统提供电力、灵活性和可靠支持方面发挥关键作用（IRENA，2022a）。然而，为了实现这一目标，特别是考虑到由于终端用户脱碳导致的清洁电力需求的预期增长及相应加速的水电机组的老化（见第3.1节），水电的开发速度将需要大幅提高。

2.1 水电技术

水电是一种成熟的可再生能源技术，一百多年以来一直都被用于低碳电力生产。它一般可分为三种主要的子类型：

- 常规水电站
 - 调节式：这是最常见的一种水电站，利用水坝将水拦蓄在水库中。如图1所示，水可以被储存并用于各种用途，但主要是流入水轮机带动发电机运行并产生电力。
 - 径流式：此类水电站将水直接从河流引入压力钢管，使水轮机旋转。因此，它蓄水能力较少亦或没有。
- 抽水蓄能电站（pumped storage hydropower, PSH）：此类水电站将不同

图 1 典型的调节式水电站



高程的水存蓄在下水库与上水库之中。在高电力需求期间，将水通过可逆式水泵水轮机从上水库释放到下水库来发电。在低电力需求期间，进行反向操作，即将下水库的水泵送至上水库。抽水蓄能电站可以是开放或闭环系统。开放系统（混合式抽水蓄能）使用天然水源作为其下水库，闭环系统（纯抽水蓄能）则不使用天然水源。虽然上、下水库都不是在河流或河道中修建的，但一般来说，闭环系统给环境带来的影响更小。抽水蓄能电站可以作为未来电力系统中的一种弹性储能方式发挥关键作用，提高风能、太阳能等波动性可再生能源发电的渗透率。

常规及抽水蓄能电站都在本报告探讨之列。

2.2 水电服务与价值

水电是一种低碳可再生电源，但其优势并不仅限于发电。实际上，在能源转型、气候变化等大背景下，水电站所提供的许多其他服务也变得越来越重要。如表1所列，水电站能够为电网提供包括调峰及辅助服务在内的非常广泛的服务，而且与其他一些可再生能源相比，还具有更高的容量系数。此外，水电还可以提供防洪、灌溉、供水、废水治理等水利服务。最后，水库区还可以通过配置划船水道、沙滩区、野餐区、步道系统等设施提供娱乐价值。

表1 水电站可提供的电力相关服务

			水电站类型		
			径流式	调节式	抽水蓄能
发电			●	●	●
调节		正向	●	●	●
		反向	●	●	●
辅助 服务	调频	一次	正向	●	●
			反向	●	●
		二次	正向	●	●
			反向	●	●
		三次调频	正向	●	●
			反向	●	●
	非调频	电压维持	●	●	●
		有功功率损失补偿	●	●	●
		黑启动	●	●	●

注：绿色圆圈表示电站可以提供此项服务，红色圆圈表示电站不能提供此项服务。正向调节是指向电网提供所需电量以平衡需求波动的能力。反向调节指通过消耗电力以解决供给过剩问题。正向调频是指向电网供能以提高系统频率并消除频率偏差的操作。反向调频需要从电网消耗能量。

源自：Gaudard and Romerio (2014)

2.3 开发潜力

尽管无论从装机容量还是发电量来看,水电都是最大的可再生能源,但其尚未得到充分开发利用。如表2所列,许多研究都对水电的开发潜力进行了估算,结果各不相同,但都证实其仍有相当大的开发潜力。这一发现非常重要,因为水电是最便宜的可再生能源之一,且平准化度电成本(levelized cost of electricity, LCOE)在所有发电技术中也属于最低的一类(见章节2.5)。

表 2 全球水电开发潜力

水电开发潜力	PWh/年
理论上	31-127
技术上	13-31
经济上	9-15

注: PWh 拍瓦·时, 即万亿千瓦时。

来源: Lehner, Czisch and Vassolo (2005); Fekete et al. (2010); Pokhrel, Oki and Kanae (2008); Zhou et al. (2015); Hoes et al. (2017); Gernaat et al. (2017)

Gernaat等人(2017)对全球水电开发潜力进行了高精度评估,其结论认为,全球水力发电总开发潜力约为50PWh/年。他们还估计,低于0.1美元/kWh¹的开发潜力为5.7 PWh/年,考虑生态因素后,低于0.1美元/kWh的开发潜力²为3.3PWh/年。把这些估算数值放到现代背景下来看,3.3PWh/年相当于2018年全球水力发电总量(4.2PWh/年)的四分之三以上。这些水力资源大部分都分布在持续增长势头较强、经济发展前景较好的亚洲、南美洲及非洲地区。

¹ 2019年,化石能源发电的平准化电力供应成本为0.05-0.18美元/kWh (IRENA, 2020)。

² 根据生态限制要求,水电站要下泄至少30%的水量,用于维持河流的自然流量,并优先选择小水库。

冰川保护无疑是当务之急。在冰川区域进行蓄水可以缓解冰川消退所造成的一些影响，如水资源减少和径流变化。Farinotti等人（2019）的一项研究调查了本世纪内因气候变化导致局部区域冰川消失所带来的水电开发潜力。在这项研究中，他们估计这些地区的理论水电开发潜力为0.8-1.8PWh/年，其中约40%（0.3-0.7PWh/年）是可以实现的。最早到2050年，占新增水库库容四分之三的调查区域的冰川有可能完全消融。在这种情况下，预计新增水库的拦蓄库容可存储上述地区年径流的一半左右。

水电还可以通过抽水蓄能配置提供长期储能服务。如图2所示，澳大利亚国立大学在其《全球抽水蓄能图集》（Global Pumped Hydro Atlas）中，确定了全球616,000个潜在可行的抽水蓄能电站的场址，其储能潜力为23TWh（太瓦·时，即10亿千瓦时）（RE100, 2019）。同样，Hunt等人（2020）估计，低于0.05美元/kWh的季节性抽水蓄能潜力为17.3PWh/年，并证实与传统调节式水电站相比，季节性抽水蓄能的土地需求更少，因此发展潜力巨大。这一潜力远远超过了能源转型所需的储能量，大致相当于全球发电总量的80%，这对灵活性及调峰能力价值日益显现的水电行业来说极为重要。

此外，水电站并非总被单独看待。一些场址具备综合开发利用的可能（如水风光一体化开发），存在进一步提高可再生能源规模的可能性。一项研究（Lee等人，2020）表明，在全球现有水库上安装漂浮式光伏的技术可开发量能够达到4.2-10.6PWh/年，相当于全球总发电量的三分之一以上。

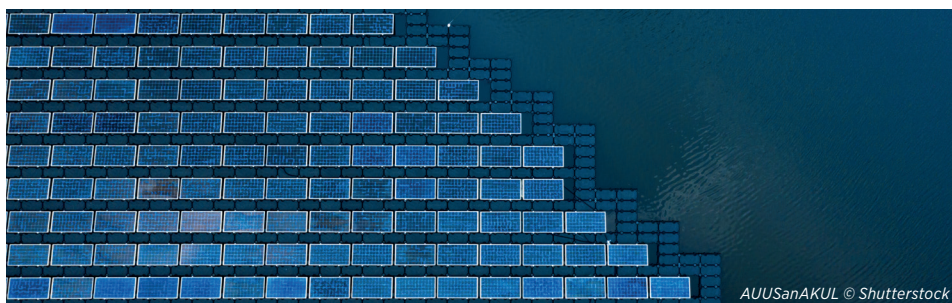
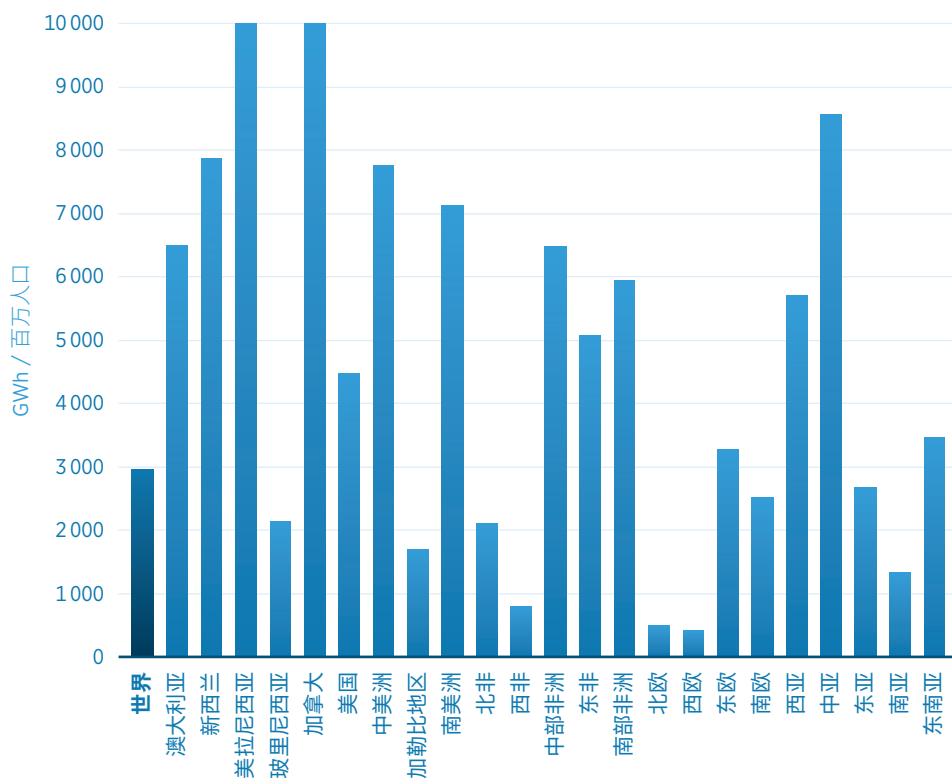


图2 按区域列出的储能潜力



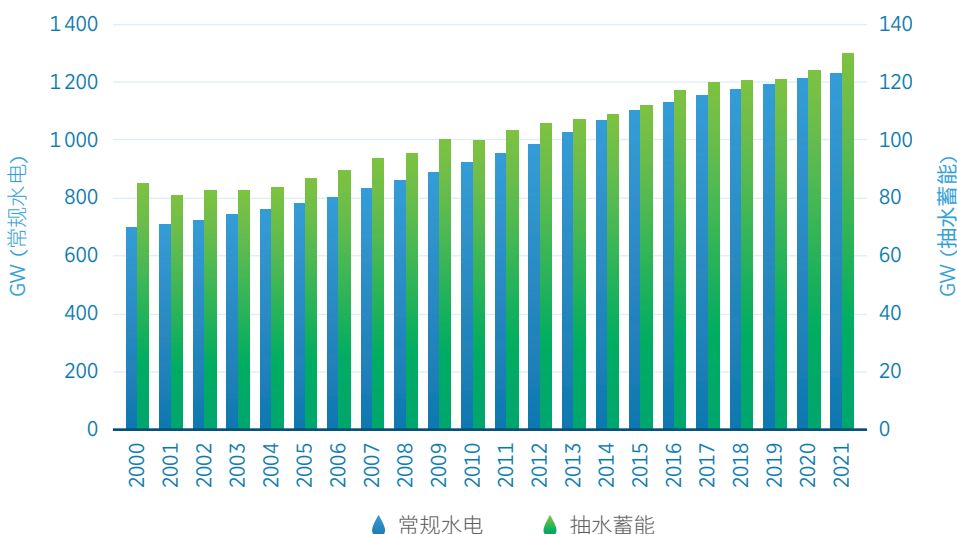
注: GWh = 吉瓦·时。

来源: RE100 (2019)

2.4 开发现状

水电是最成熟的可再生能源技术，第一批水电项目可以追溯到19世纪末期。如图3所示，水电项目建设已取得重大进展，2000-2021年，常规水电装机容量增长超过了75%，数值超过了1,230GW（吉瓦，即100万千瓦）。另一方面，抽水蓄能装机容量在同一时期增长超过了50%，在2021年达到了130GW。两者合计占全球可再生能源装机容量的50%以上。

图3 2000年-2021年各年水电装机容量

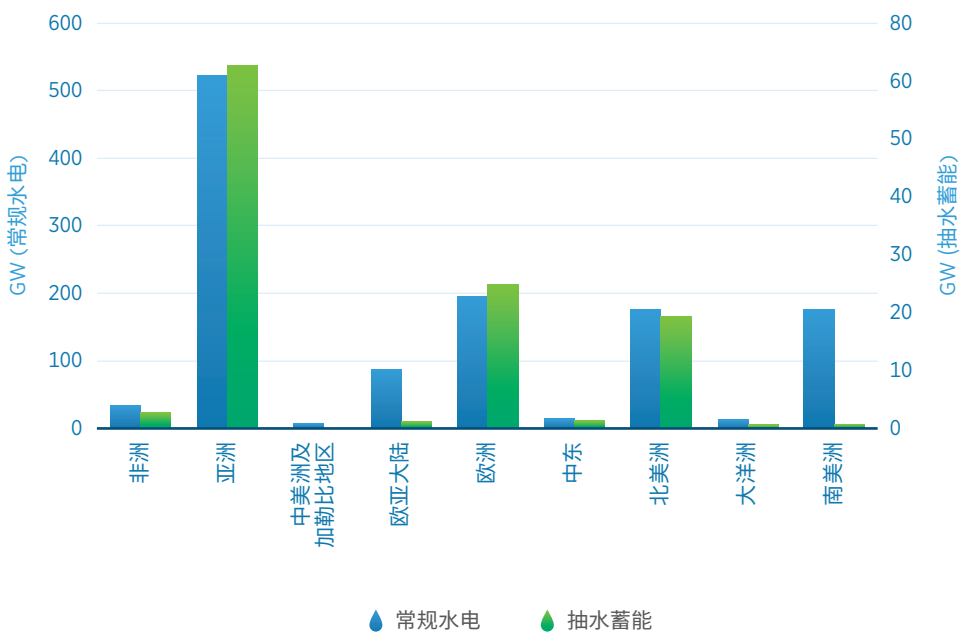


注：GW = 吉瓦。

来源：IRENA(2022b)

从地理分布来看，如图4所示，全球大部分水电装机容量都集中在亚洲（42%），其次是欧洲（17%）、北美洲（15%）、南美洲（13%）、欧亚大陆（7%）以及其他地区（6%）。值得注意的是，在大多数地区，抽水蓄能在水电总装机容量中的占比都能达到9-13%；但在拉丁美洲，除南美洲的少数几个电站（<1GW）之外，几乎没有抽水蓄能电站。

图 4 2021年各地区水电装机容量

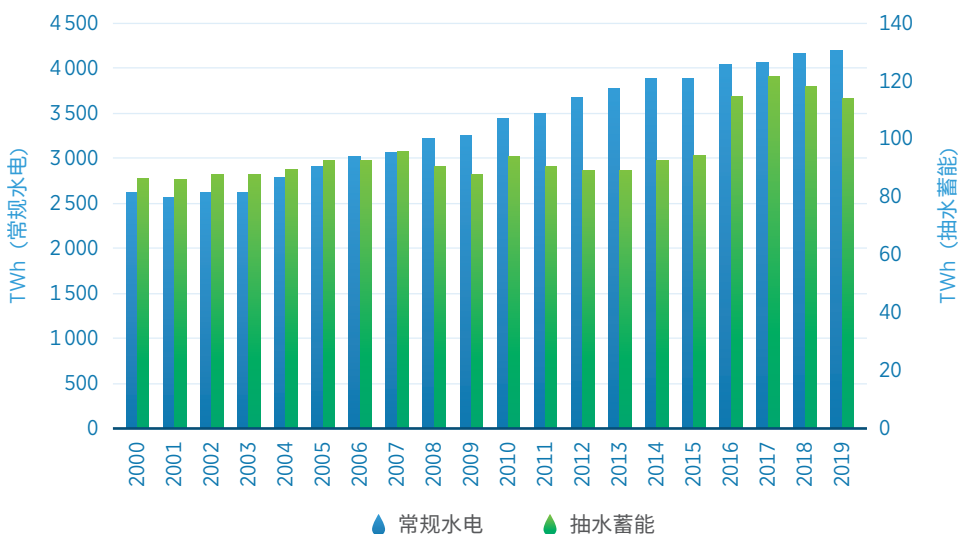


注: GWh = 吉瓦·时。
来源: RE100(2019)



水电也是全球最大的可再生电力来源。如图5所示，2019年，全球水电发电量约为4.3PWh，相当于所有可再生能源发电总量的65%，或所有发电量的16%。因此，无论是作为主要可再生电源，还是对于全球电力系统，水电都极为重要，特别是水电还能为电网提供清洁的灵活性与调峰服务。中国是全球最大的水电生产国（1.3PWh/年），其次是巴西（0.4PWh/年）、加拿大（0.4PWh/年）以及美国（0.3PWh/年）。

图5 2000年-2019年全球水电发电量



注：TWh = 太瓦·时。

来源：IRENA (2022c)

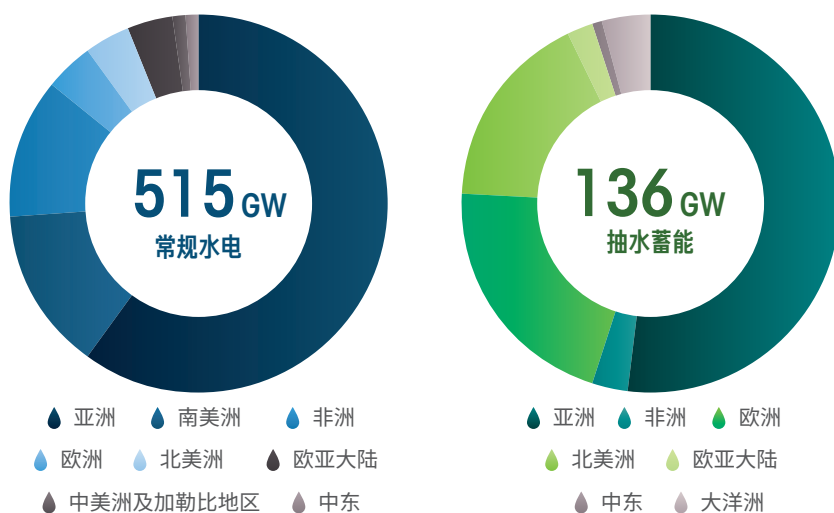
如图6所示，除所列数字之外，还有约650GW的水电项目已被纳入规划，并计划在未来25年内投产，其中包括136GW的抽水蓄能³（S&PGlobal, 2022）。这些项目绝大多数都将在亚洲开发，包括全球60%的常规水电以及超过50%的抽水蓄能。

³ 中国电力建设集团非正式宣布，其计划在2025年前投建装机容量达270GW的抽水蓄能电站（Bloomberg, 2022）。图6不包括该数字，仅考虑了中国40GW的抽水蓄能规划装机容量（译者注：根据中国抽水蓄能中长期发展规划（2021-2035年），发展目标是到2025年，抽水蓄能投产总规模62GW以上，到2030年，投产总规模120GW左右）。

纳入规划的常规水电中,南美洲及非洲分别占总装机容量的14%与12%。抽水蓄能方面,欧洲及北美洲紧随亚洲,分别占总装机容量的21%与17%。与前述观察结果类似,除了智利的300兆瓦(MW)项目之外,拉丁美洲的规划项目中几乎没有任何抽水蓄能电站。

《附录B》按区域汇总列出了上述数字。

图6 2022年-2037年已被列入开发计划(纳入规划)的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

2.5 成本及投资趋势

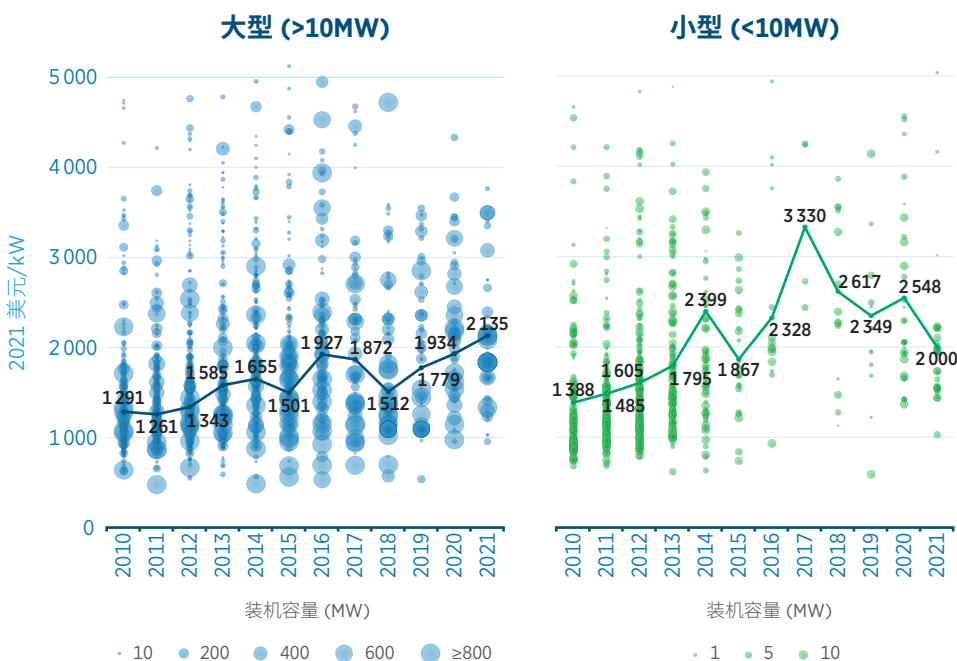
水电成本

水电成本因地制宜,具体取决于项目的规模与规格,其中最大的成本组成是土建工程,约占成本的45%,包括坝体、隧洞、渠道、发电厂房、以及进

入现场所需的任何基础设施的建设。其次是机电设备的采购成本，约占总成本的33% (IRENA, 2022d)。

如图7所示，在过去十年中，新投产水电站的装机成本不断上升。2021年，全球新建大型水电项目的加权平均装机成本为2,135美元/kW，小型项目为2,000美元/kW。导致装机成本上升的部分原因在于，最好的水电站场址已开发完毕，各国目前都正试图在不太理想的场址开发水电站项目，其装机成本高于平均水平。另一个重要原因是新建项目在不同地区的占比和成本各不相同（如大洋洲、中美洲以及加勒比地区的大型水电装机成本最高，而中国及印度的成本则最低）(IRENA, 2022d)。

图7 2010年-2021年全球水电项目加权平均装机成本

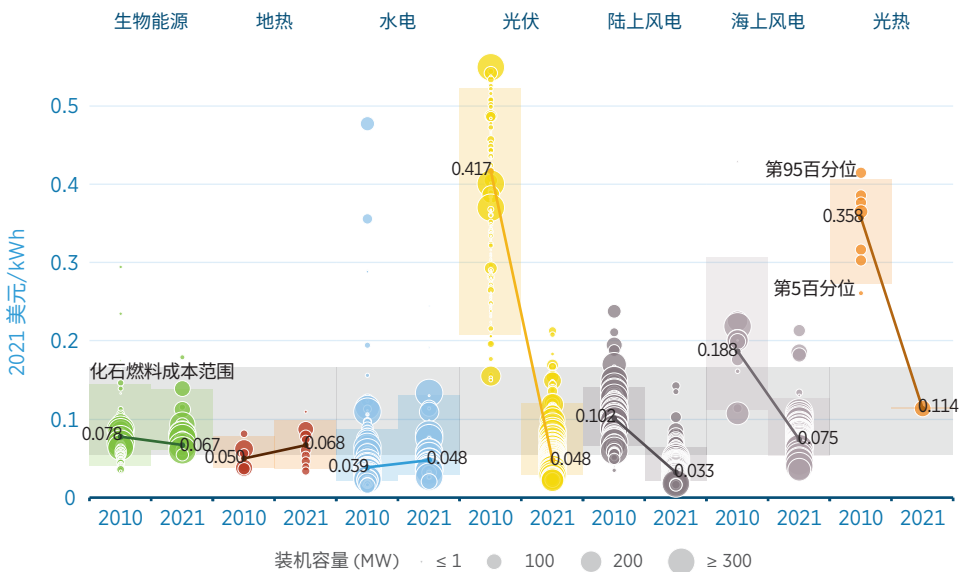


注: kW = 千瓦; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022d)

尽管水电属于资本高度密集型产业,但它是最便宜的电力来源之一。如图8所示,2010年至2021年,全球大型水电的平准化度电成本加权平均值仅为0.048美元/kWh,低于任何一种化石燃料发电,仅略高于陆上风电。平准化度电成本的变动范围非常大,一方面由于投资成本受场址影响,另一方面也受电站的设计运行方式(提供基荷或峰荷、辅助服务等)以及所能达到的容量系数的影响(IRENA, 2022d)。

图 8 2010年-2021年全球规模以上可再生发电加权平均平准化度电成本



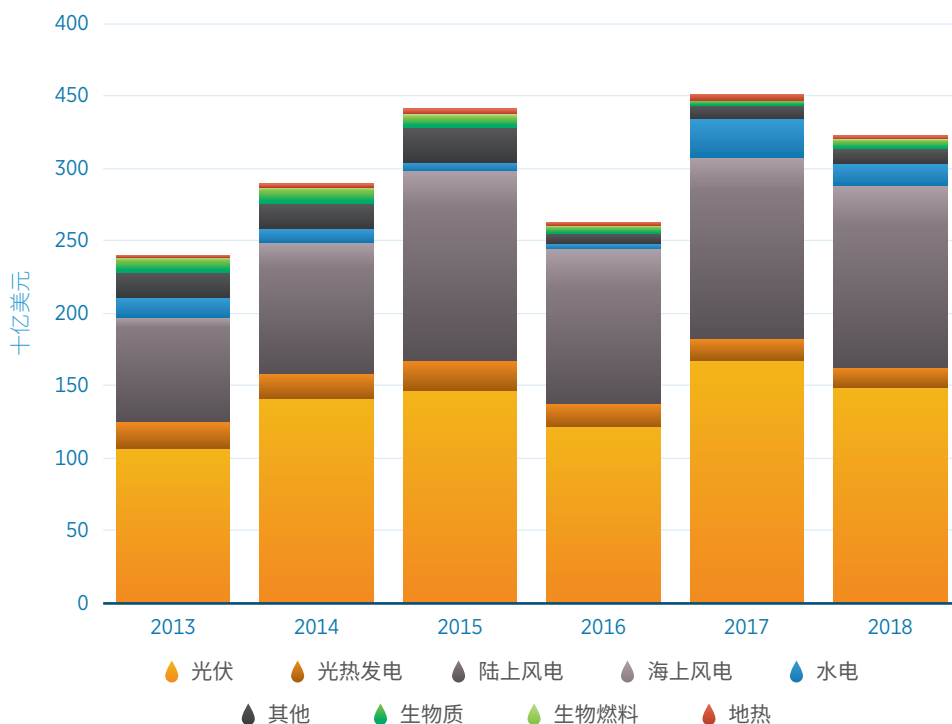
注: kWh= 千瓦·时; MW = 兆瓦。
来源: IRENA (2022d)

有关水电成本的全面分析,请参阅IRENA最新发布的《可再生能源发电成本报告》(IRENA 2022d)。

投资趋势

可再生能源开发的增长极为迅速，在2013年至2018年期间吸引了1.8万亿美元的投资（IRENA and CPI, 2020）。然而，尽管水电是最便宜的可再生能源之一，但如图9所示，在过去十年中，水电投资远不及光伏及风电投资。在这五年间，水电投资约为720亿美元。该数额相当于可再生能源投资总额的4%左右。这个数额相对较小，尤其考虑到水电是一项成熟的技术，且生产了全球约65%的可再生电力。

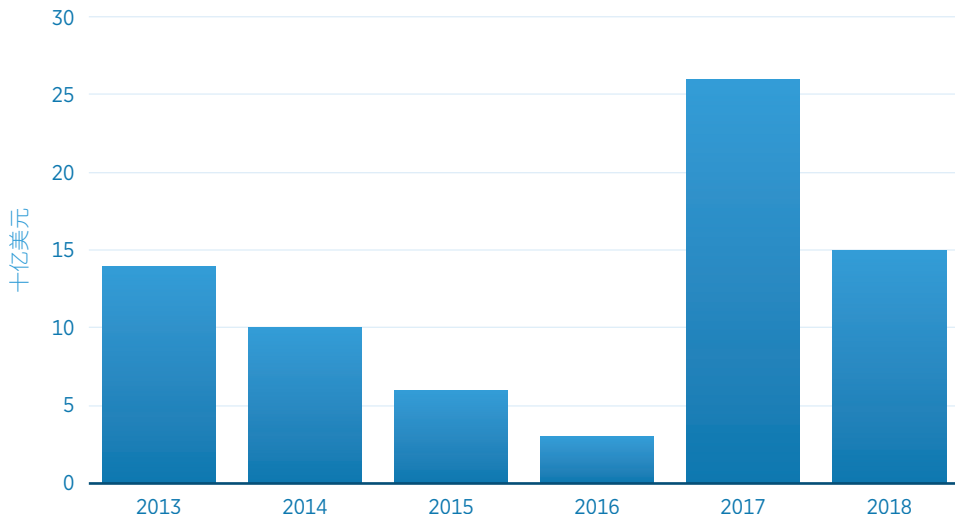
图9 按技术列出的2013年-2018年可再生能源年度资金投入



来源: IRENA and CPI (2020)

图10所示为2013年至2018年水电年度资金投入概况。可以看出，水电投资从2013年到2016年逐年减少，2017年大幅增加。2017年和2018年的水电投资总额分别为260亿美元和150亿美元，超过了此前四年的投资总额。另外，从资金来源来看，在2013年至2018年所投资的720亿美元中，75%属于公共投资，而私营部门的投资仅占同期总投资的四分之一（IRENA and CPI, 2020）。

图 10 2013年-2018年水电行业年度资金投入



来源: IRENA and CPI (2020)



Mihai_Andritoiu © Shutterstock

03

当前的挑战与机遇

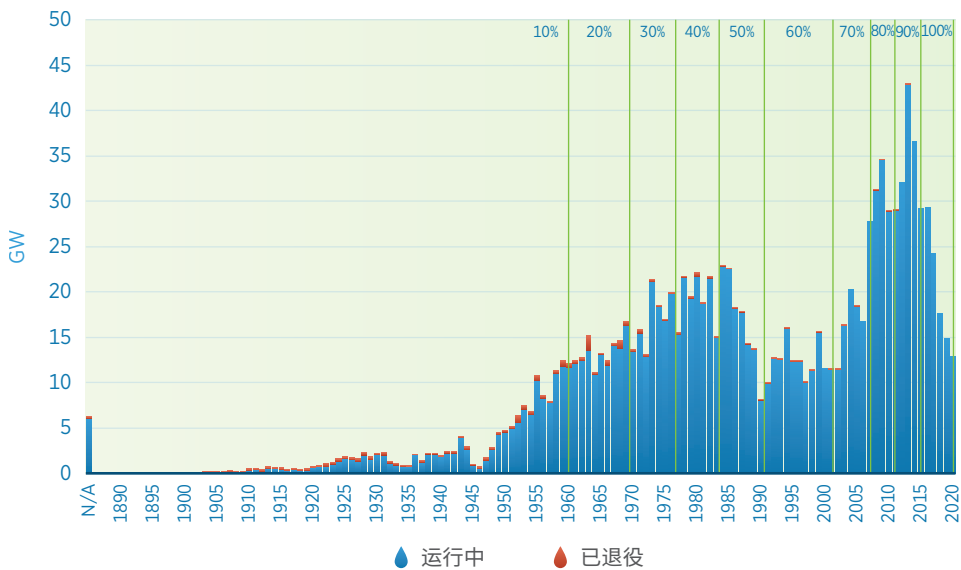
尽管水电是最为成熟的可再生能源技术，但它也面临着诸多挑战。这些挑战包括：由气候变化所导致的河流变化；社会及环境影响；发电机组老化；以及不断变化的电力系统需求——这些需求不断要求水电以与初始设计不同的方式运行。这些挑战需要额外投资，通过改造、扩容等方式实现水电现代化发展，满足当前及未来的电力系统需求。考虑到水电开发的特性和周期，吸引资金就成为了一大挑战，本章将对此进行讨论。构建新型商业模式与市场结构也同样重要。它们可以合理补偿水电提供的非发电类服务，比如价值越来越高的灵活性和调峰服务。

3.1 老化的发电机组

一个多世纪以来，水电一直在世界各地提供可再生电力，这意味着大量的水电站不可避免地因服役时间过长而设备老化。从历史上看，水电站的使用寿命有长有短，从10年到100年不等。对全球水电机组进行的一项分析表明，运行中的水电站平均服役年限接近40年，而已退役的水电站平均寿命约为60年（S&P Global, 2022）。

图11所示为按投产年份统计的全球水电装机容量明细。其中数据也佐证了上述观点,表明水电站设备确实已经陈旧。该图同时也表明,全球超过50%的水电装机(约620GW)服役时长已超过30年,约25%的水电装机(约275GW)运行超过50年。这些数值仅供参考,因为其中一些水电站已被改造。要详细而准确地概述全球水电机组的剩余使用寿命,就需要对水电站逐个进行评估。但很明显,老化机组已经对一些国家造成了现实挑战,最终也会成为困住其他国家的难题。Andritz (2019) 估计,在世界各地安装的一次及二次设备之中,有50%的设备使用寿命已超过40年。

图 11 按投产年份统计的全球水电装机容量

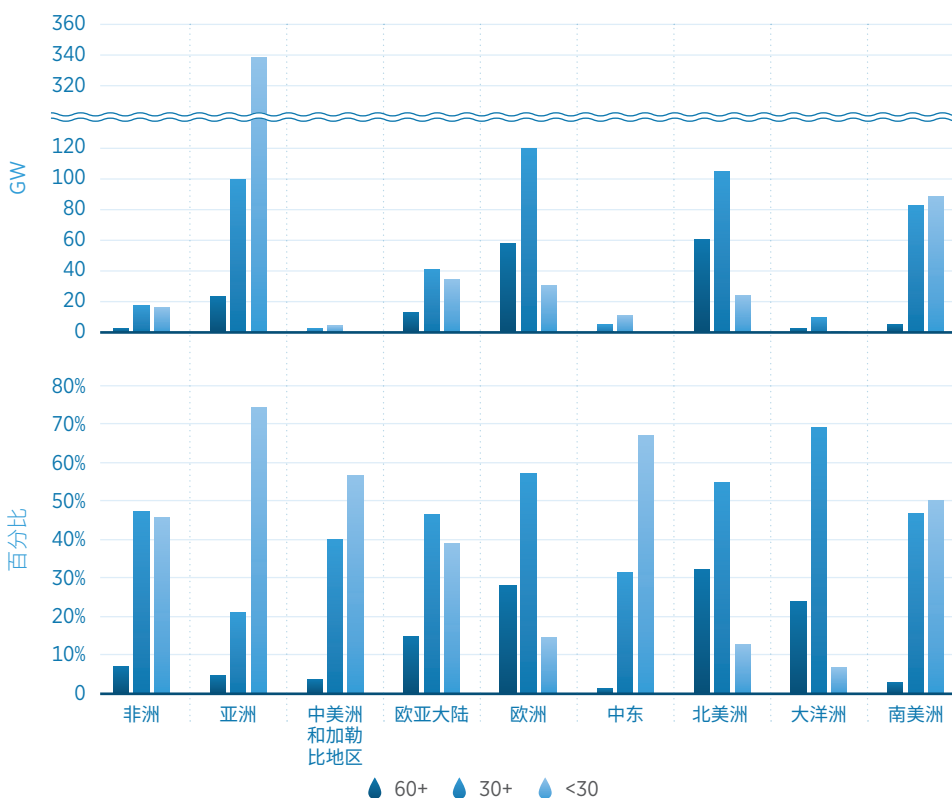


注: 数据包括抽水蓄能。没有调试日期的数据点被归为N/A。带有百分比值的绿色竖线表示某年之前投入运行的水电装机占当前水电总装机的份额,例如,全球10%的装机容量是在1960年之前投产的。GW=吉瓦; N/A=不可用。

基于: S&P Global (2022)

如图12所示，目前老旧发电机组对各个地区的影响并不相同。欧洲、北美洲及大洋洲等地区的发电机组要比非洲、亚洲、中东及南美洲等地区的机组老得多，后者大部分的水电资产都是在过去30年中投产的。在这方面，发达经济体与发展中经济体之间似乎有着明显的区别——发达经济体较早开始开发水电资源，翻修改造需求也更加迫切。然而所有地区最终都会遇到机组老化的问题及改造的需求。水电站投产时间较长的国家需要尽快采取行动，对其发电机组进行现代化改造。由于部署必要的资源可能需要一些时间，即使是发电机组相对较新的国家，也可以开始规划并为实现水电站现代化做好准备。

图 12 按地区统计的水电机组年龄明细



注：数据包括抽水蓄能。GW = 吉瓦。

基于：S&P Global (2022)

全球水电机组正处于一个转折点,很大一部分装机容量需要升级、改造或退役。为保证电站正常运行,无论是扩容或维护,都需要大量的投资。同时还要注意到,不同的设施设备具有不同的使用寿命,如表3所示。

表3 部分水电站设施设备的使用寿命

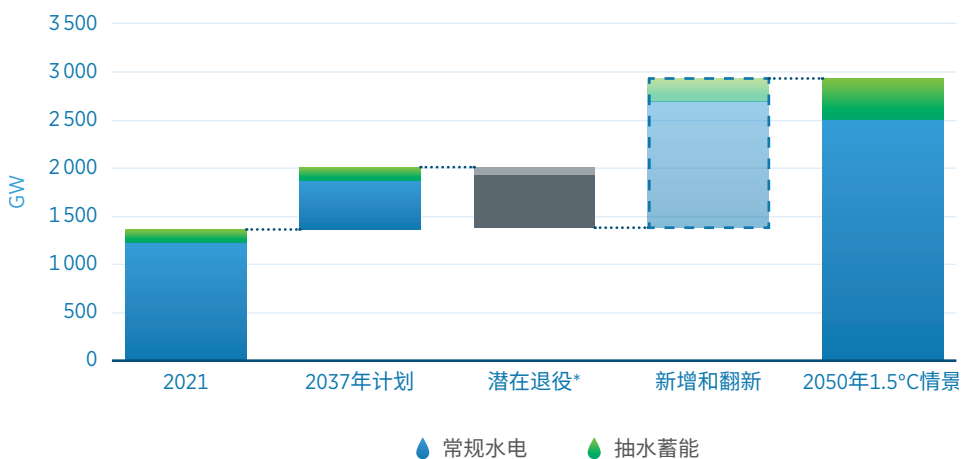
	经济寿命 (年数)	技术寿命 (年数)
机电设备		
发电机、变压器	25-40	30-60
高压开关设备、辅助电气设备、控制设备	20-25	30-40
电池、直流设备	10-20	20-30
水力机械		
水轮机		
轴流转桨式水轮机、混流式水轮机	30-40	30-60
水斗式水轮机	40-50	40-70
水泵水轮机及蓄能泵	25-33	25-50
闸门、蝶阀、专用阀门、起重机、辅助机械	25-40	25-50
土建工程		
坝体、渠道、隧洞、洞室、水库、调压室	60-80	80-150
发电厂房构筑物、汇水区、溢洪道、沉砂池、压力钢管、钢衬、道路、桥梁	40-50	50-80

来源: Goldberg and Espeseth Lier (2011)

IRENA的“1.5°C情景”表明,如果全球要在2050年前完全脱碳并实现《巴黎协定》所述气候目标,水电装机容量应达到约3,000GW,包括420GW的抽水蓄能(IRENA, 2022a)。如图13所示,考虑到现有水电装机容量(1,360GW)、目前规划装机容量(652GW)以及到2050年的可能退役的水电站装机容量(630GW)⁴,新增与/或改造的装机容量需要达到1,545GW。

⁴ 假设水电站的平均使用寿命为60年。

图 13 有必要在2050年前新增的水电装机容量



注：*深灰色表示常规水力发电能力的潜在退役。浅灰色表示抽水蓄能容量的潜在退役。这是假设水电站的平均寿命为60年计算出来的。GW = 吉瓦。

基于：IRENA (2022a, 2022b); S&P Global (2022)

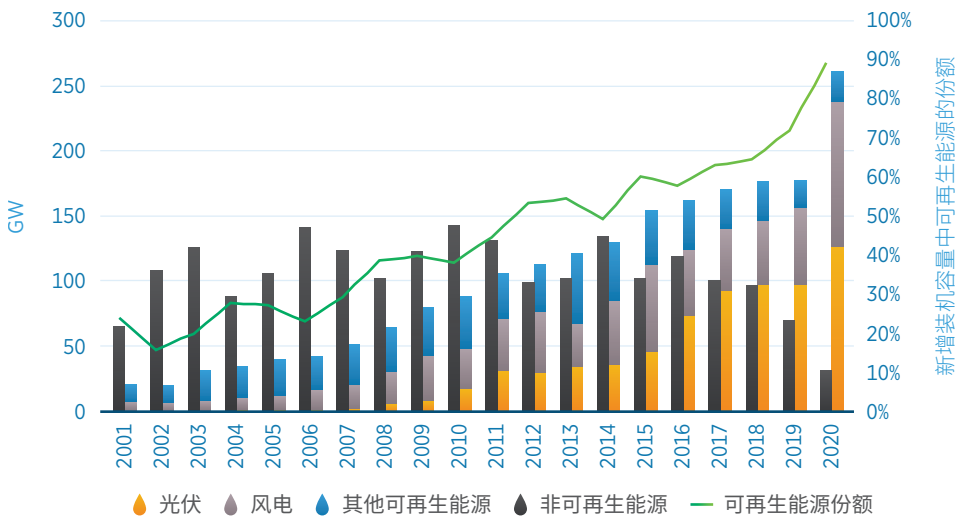
基于这个数据来看，列入开发计划的水电项目平均装机容量为160MW (S&P Global, 2022)，这意味着在未来几十年，到2050年之前，全球需要以每年53GW的速度新增开发数千座水电站。鉴于水电项目规划、建设的时间较长，若要实现《巴黎协定》所述之气候目标，各国都需要在短期内开始进行大量投资，增加水电装机。即使如此，并非所有装机都一定要依托新建项目。比如，可以基于现有设施进行扩容，或对非电力生产水坝进行发电改造。研究估计，通过这两种方案大约可以增加78GW的容量 (Garrett, McManamay and Wang, 2021)。

全球大部分水电机组的老化确实是一个紧迫的挑战。但这也是利用最新先进技术进行现代化改造的绝佳机会，如引入可以提高水电站效率、灵活性和可持续性的先进组件。此外，还可以借助数字化、人工智能以及大数据改善运行与决策。这些做法有助于水电适应当前及未来高比例可再生能源电力系统日益复杂的需求，并持续提供有价值且可靠的能源服务。

3.2 变革的电力系统

近几十年来,可再生能源发电装机容量大幅增加。如图14所示,到2012年,可再生能源发电增量已经超过了非可再生能源发电增量。2020年,近90%的净新增容量来自于可再生能源,其中光伏及风电占比近90%。虽然这一趋势标志着电力行业在脱碳方面取得的巨大进展,但它也意味着电力系统及其管理方式需要发生重大改变。随着波动性可再生能源在电网中份额的不断增加,它们需要更灵活的电源来确保电网的可靠性。

图 14 2001年-2020年可再生能源与非可再生能源净新增容量对比



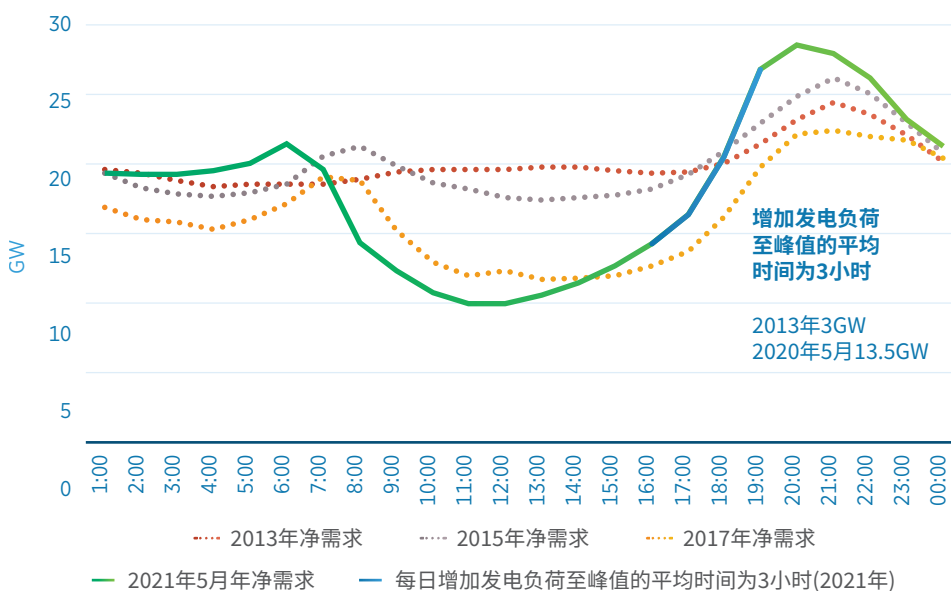
注: GW = 吉瓦; PV = 光伏; RE = 可再生能源。

来源: IRENA (2019, 2022b); IEA (2021a)

由于波动性可再生能源 (variable renewable energy, VRE) 的来源不可调度,其供给在时间上可能不一定与实际电力需求相匹配。例如,太阳能发电量在中午达到峰值,而电力需求可能不会在那时达到最高水平。因此,电力系统运营商越来越需要依靠水电等可调度电源进行频率控制、储能以及峰荷供电。

随着越来越多的波动性可再生能源入网，供给调节需求不断增加，供过于求的风险也会随之增加，而且在需求低谷时还可能会出现弃电的情况。为了说明所谓的“鸭形曲线”（duck curve），图15描绘了美国加利福尼亚州净需求（总需求减去波动性可再生能源满足的需求）的演变过程。该州拥有大量波动性可再生能源，有时可满足75%以上的电力需求。调节需求在加州的增加非常明显：2013年三小时调节需求不到3GW，而2020年春季的三小时调节需求却已超过13.5GW。

图 15 2020年美国加利福尼亚州春季日负荷曲线图



注：净需求是指太阳能或风能无法满足的需求。GW = 吉瓦。

来源：CAISO (2022)

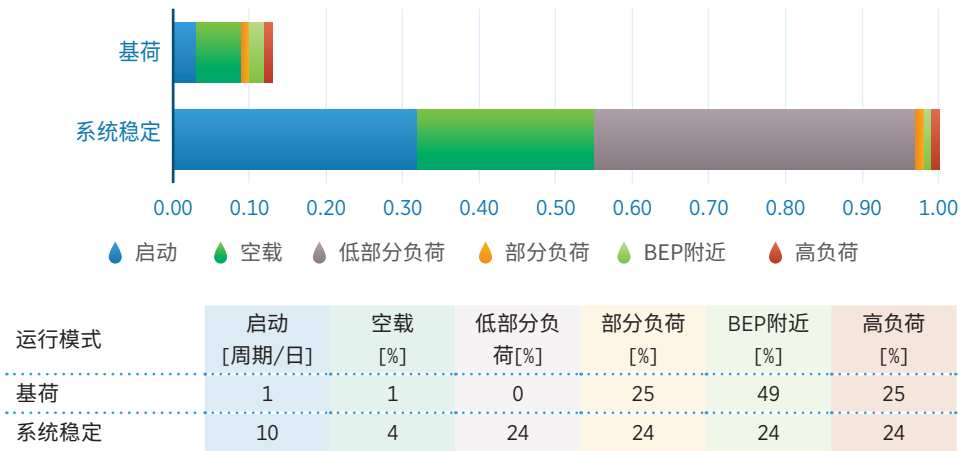
运行影响

大多数水电站当初规划、设计及建造时的运行条件与现在都大不相同，不可避免地会受到电力系统不断变化所带来的影响。历史上，水电一直作为基荷而发挥作用。但如今，水电越来越多地被用来提供调峰及电网辅助服

务, 导致水电站不得不更加频繁地在非满负荷的情况下运行, 启停频率也大幅提高。

水电运行模式的这种变化会增加磨损与损耗、缩短了水轮机等电站重要部件的使用寿命、增加了停机时间及运维成本。为了说明这种情况, Seidel 等人 (2020) 比较了混流式水轮机的基荷与电网稳定方案 (见图16), 发现后一种方案使水轮机的疲劳寿命缩短了大约一个数量级。

图 16 不同运行情景对混流式水轮机的损伤影响



注: 基荷情况考虑一天的工作周期。BEP=最佳效率点(即是水轮机以最高效率运行时的流量)。
来源: Seidel et al. (2020)

财务影响

这种运行模式变化还会带来财务影响。许多水电项目的设计已经过时, 并会影响到其营收来源与盈利能力。停机时间增加、运维成本上升以及发电量减少也都是影响因素。

从抽水蓄能来看, 大多数水电站都是在几十年前以昼夜套利商业模式⁵建造的, 目的是与基于油气的调峰容量相竞争。然而, 在燃料价格下降

⁵ 译者注: 昼夜套利模式, 即白天发电晚上储能的模式。

且燃烧效率提高之后，昼夜套利可能无法使抽水蓄能具备足够投资吸引力（ANL，2014）。但抽水蓄能可以为电网提供如储能和灵活性等化石燃料电厂无法提供的好处，且可借此提高波动性可再生能源的份额。

然而，这些服务的价值很难精确定义，因此也难以得到适当的补偿。这是一个非常重要的课题，是大量研究的重点，也是需要通过政策干预才能解决的问题。但有一点是确定的——随着电力系统中波动性可再生能源份额的增长，水电行业所提供的储能及辅助服务的价值会不断提升，人们也会越来越充分地意识到适当补偿这些服务以及维持水电项目盈利能力的重要性。

3.3 投资需求

如章节3.1所述，若要实现清洁能源转型，就需要大幅度增加水电装机容量。然而，如果没有大量资金的支持，就不可能实现所需的水电项目建设与改造。IRENA在其《全球能源转型展望》中估计，如果要在2050年前实现气候目标，常规水电及抽水蓄能的必要投资分别要达到850亿美元/年及88亿美元/年（IRENA，2022a）。这些必要投资是2017年水电投资的三倍多，是2018年投资的五倍多。这表明，各国政府需要尽早出台相关政策，尤其要考虑到水电较长的开发周期，提高水电项目的可融资性，鼓励投资水电技术。

达到所必需的投资水平并非易事，特别是考虑到特定的社会、技术、监管以及市场相关因素，投资水电可能会比投资其他可再生能源技术更具挑战性，此类因素包括：

- **资本密集度与场址特异性：**与其他一些可再生能源技术一样，水电也是资本密集型的产业。同时，水电还具有高度的场址特异性，从而不可避免地需要为每个项目特别设计若干专用组件，无法像太阳能发电或风电项目一样采用标准化太阳能电池板或风机，这无疑会耗费更多的时间与成本。此外，由于难以在施工开始之前准确预测地质条件，还可能会发生额外成本和延误（Markkanen and Plummer Braeckman, 2019）。

- **融资来源有限:** 水电融资需要长期贷款,对私人投资者的吸引力远不及短期项目。此外,水电项目通常还具有较高的施工风险。风险较高的项目会降低私人投资意愿,因此可能需要更多地依赖公共资金支持——尽管这些项目还可以通过公私合作的方式来开发或融资(IFC, 2015)。
- **社会及环境问题:** 尽管在过去几十年之中,水电已在提高可持续性方面取得了巨大进展,但与许多其他可再生能源技术相比,水电可持续性仍然较差。造成这种情况的主要原因在于,缺乏充分规划与管理的水电项目可能会带来灾难性的后果。不幸的是这种情况在过去已经发生过,因此极有必要加大力度对水电项目进行严格监管,确保其能达到安全与环保要求。也就是说,只有经过充分规划、管理到位的水电项目才能在创造巨大社会效益的同时,最大限度地减少环境影响(章节2.2节已部分提及)。在这一点上,世界银行独立评估小组实施的一项评估发现,90%以上经世行评估的水电投资项目符合适用的环境与社会安全维护要求以及相应的绩效标准(World Bank, 2020)。
- **监管的不确定性:** 与太阳能、风能等其他可再生能源技术相比,水电项目获批特许经营权过程要长得多,也要复杂得多。水电项目需利用水资源而不仅仅是一块土地。这种复杂性可能会导致项目开发延迟,还会带来很多不确定性(Markkanen and Plummer Braeckman, 2019)。此外,环境复杂性、信息不清晰、缺乏专业知识以及主管部门人手不足等都会导致项目延误(Levine, 2021)。
- **价值评估不充分:** 并非水电站提供的所有价值都可以用货币来量化,这就会导致财务可行性与经济可行性之间出现不一致。人们往往会根据其发电能力来评估水电项目的价值,容易忽视其他效益,比如提高电网灵活性与可靠性、提高洪旱灾害抵御能力以及其他难以量化的各类社会经济效益(详见章节4.1)。此外,水电站所提供的辅助服务并不总是能够得到电网运营商的适当补偿,该问题对于抽水蓄能来说更具挑战性。
- **缺乏具备投资吸引力的项目:** 水电项目中。经过充分调研的项目数量有限。同时许多最有投资前景的项目又都集中在发展中经济体。其中

一些发展中经济体可能还不具备贷款所需的信用评级，导致市场上即使有可用资金，相关项目也难以获得融资(Markkanen and Plummer Braeckman, 2019)。



04

面向未来的水电

虽然水电对于能源行业脱碳来说至关重要,但想要拥有光明的未来,还需要与时俱进。这就意味着水电行业、相关市场、监管机构以及其他利益相关者,都需要在某些方面做出改进与调整。本章将对必要的改革进行探讨。

4.1 可持续性

可再生能源项目必须具备可持续性和韧性。水电项目也不例外,因为其规划或管理不力可能会对社会及环境造成严重且不利的影响,如强制移民、水情改变、生态系统破坏以及栖息地的改变。为避免这种情况,在规划、实施新的水电项目时,在不损害其电力生产、提供辅助服务以及水利服务能力的前提下,优先考虑将社会及环境的负面影响降至最低。这可以通过在水电项目的整个开发与运营过程中采取保护社区、水流、水质以及当地物种的适当措施来实现。

与其他基础设施项目一样,水电项目带来的环境影响无法完全避免,但可以采取措​​施使之最小化或予以抵消。例如,在建设抽水蓄能项目时,闭环式(纯抽水蓄能项目)所造成的环境影响通常会比开放式(混合式抽水蓄能)小很多,这主要是由于纯抽水蓄能具有更高的选址灵活性,可以避开河道(PNNL, 2020)。从这个意义上来说,正在规划新建抽水蓄能系统的国家,可能希望优先开发纯抽水蓄能。如果能够利用矿山、采石场等现有基础设施

施，那么还可以进一步减轻影响。此外，多用途水电项目所带来的效益也可以抵消对环境的影响。例如，研究表明，大坝的蓄水能力不仅可以为灌溉、饮水、工业用水提供额外水资源，还可以起到洪水调节的作用，这些都可以转化为经济效益。其中一些收益可以用于植树造林等工作，借以抵消由大坝建设而导致的淹没地区的一些环境成本 (Amjath-Babu et al., 2019)。

在过去几十年中，水电技术在可持续性上已取得了巨大进展，比如目前已投入使用的鱼类友好型水轮机，和越发普遍使用的为防止水坝隔绝鱼类迁徙路线所修建的鱼道。其他一些相关技术创新还包括美国能源部正在研究的标准模块化水电⁶，以及美国Natel Energy公司正在研发的生态恢复型水电⁷。

国际水电协会 (International Hydropower Association, IHA) 为提高水电项目的可持续性也做出了很多重要的贡献。该协会与一个多方利益相关者委员会共同编制了一套水电可持续性评估工具 (*Hydropower Sustainability Tools*)，其中包括优秀实践指南以及可持续性评估协议。此外，2021年9月，国际水电协会还推出了《水电可持续性标准》 (*Hydropower Sustainability Standard*)，该标准主要用于对水电项目的可持续性合规情况进行评级与认证⁸。

尽管在减少水电项目的影响方面已取得了可喜的进展，但我们仍需做出更多努力。我们需要开展更多研究、总结最佳实践来理解并应对某些现象，如蓄水区淹没植被排放的甲烷以及水体甲基汞污染。在规划阶段解决环境影响比在项目建成后处理更容易、更经济、更有效。

支撑未来水电开发的一个关键概念就是统筹规划，即需要综合考虑以下事项 (EC, 2018)：

- 将水资源、自然及能源政策目标相互整合；

⁶ 根据标准模块化水电概念，可以将小型水电站分解成多个独立的功能单元，每个功能单元都具有专门用途及通用接口 (Witt et al., 2017)

⁷ 生态恢复型水电通过使用由低水头结构配合小型水轮机所形成的仿生结构来恢复已退化流域的生态 (Natel Energy, 2020)。

⁸ 可登录www.hydro sustainability.org，了解与《水电可持续发展标准》及《水电可持续发展工具集》相关的更多信息。

- 鼓励所有利益相关者参与,减少后续影响或利益冲突;
- 优先考虑能源、自然及水资源管理;
- 提高透明度、简化审批授权流程;
- 管理水电站累积效应相关风险;
- 立足流域管理,统筹制定战略规划。

最后一点尤为重要。水电项目规划不应仅关注水电站层面,而应在系统层面对新建项目进行规划,考虑其他关联资产、整个流域、甚至整个地区。泛美开发银行(Inter-American Development Bank, IDB)所进行的一项分析表明,与基于项目的规划方法相比,从系统层面入手进行规划的方案能够更早识别潜在冲突,并且在给定发电量的情况下,更有可能减少社会及环境影响(IDB, 2013)。总之,若要使水电真正具有可持续性,政府应重视其透明度,使民间团体能够更多地参与规划过程。

与水电可持续性有关的另一个关键因素是泥沙管理。为确保水电设施的长期适应能力,需要及早并持续关注泥沙淤积。它会降低库容、损坏水力机械设备,对水电、供水、灌溉服务的可持续性构成威胁(Annandale, Morris and Kakri, 2016)。

调节式水电有助于提高对天气相关灾害的抵御能力,例如,在旱季到来前蓄水缓解干旱造成的影响、在洪水期间控制水流与泥流等。然而,此类水电站却也易受天气变化影响。气候变化对水电的影响在不同水电站和国家可能会有所不同,如有些地区会因气候变化而增加降雨,而另一些地区则可能会变得更加干旱⁹。

预测气候变化导致的降雨变化、水流变化以及极端天气事件,对于水电开发规划(IEA, 2021b)以及充分的电力系统规划来说非常关键。政府、运营商以及决策者需要意识到气候变化可以对年径流、径流时间分布以及泥沙

⁹ 不同地区、国家或水电站所受影响均会有所不同。并非所有水电站都会受到气候变化带来的负面影响。有些水电站的径流可能会增加,从而有利于生产。此类影响需要在水电站层面进行更为具体的评估。

造成影响，这一点至关重要。国际水电协会为水电行业编制了《气候适应力指南》(Climate Resilience Guide)¹⁰，旨在提供识别、评估及管理气候风险的方法，提高水电项目的风险适应能力。

4.2 创新与灵活性

如第3章所述，水电站面临着各种挑战，包括发电机组老化以及水电在电力系统中的角色变化，这些都会对水电站的盈利能力造成影响。尽管当前情势极具挑战性，但这也为水电站的现代化改造提供了绝佳的机会，通过提高水电站运行效率和范围提升其整体灵活性，并改善水电站的经济可行性。

数字化

水电站能够通过使用为现代化运行设计（即扩大运行范围、更快的爬坡速率要求、频繁启停）的组件升级资产、采用创新的运维方案等提高综合效益。作为实现这一过程的基础，数字化可以提高数据可用性、改善决策制定、提高水电站控制的精细度与能力。水电站可借助运行数字化扩大运行范围、提高运行效率、降低运维成本、延长设备使用寿命。

随着智能化数字控制策略与监控的引入，运营商能够收集更多数据，更好地了解水电站及其部件在不同条件下的性能。这有助于管理者做出更加明智的决策，更好地管理水电站的运行。数字化还能优化组件设计，实现更加灵活的运行。此外，数字化还能为实施预测性维护策略奠定基础，借以降低运维成本、提高水电站寿命。

数字孪生技术也是该领域的一项创新性应用。数字孪生可以对实体水电站进行数学建模，用于模拟不同的运行条件，同时监控各种参数及系统特性。通过这种方式，数字孪生能够预测水电站在特定条件下的运行，从而实

¹⁰ 可登录www.hhydropower.org/publications/hydropower-Climate-Resilience-Guide查阅《气候变化适应能力指南》并了解更多信息。

现操作优化和维护方案的改进。据Kougias等人(2019)估计,全球水电机组实现数字化,能使年发电量增加42TWh,大约相当于年产量的1%。虽然这个数字看起来相对较小,但该研究量化估算,由此节约的年运行成本可达50亿美元。其他相关工具包括构建信息模型以及虚拟设计与施工,这些工具有助于在整个生命周期内不断改进水电项目。值得强调的是,整套资产并不一定需要完全实现数字化,也可以通过实现部分资产的数字化来增加价值。

如前所述,水电项目具有极高的场址特异性。每个水电站在设计及运营方面都是各具特性,这是水电行业实现数字化面临的难题之一。标准化的重要性也由此显现出来。标准可以推动数字化进程,并实现不同市场参与者以及不同国家地区间的信息兼容和共享。此外,许多水电项目被认为是关键基础设施,因此还需要加强网络安全措施,以防止任何不可预见的安全相关问题。

灵活性

为确保水电站能够在未来能源系统中发挥应有的作用,除基荷发电之外,它还必须为电网提供容量(短期)以及电量(中长期)灵活性(INESC TEC, 2020)。如前所述,许多水电站都是在几十年前开发的,与现在的运行环境大不相同。这导致水电站不得不更加频繁地在非满负荷的状态下运行,启停循环频次以及负荷变化频次都大幅增加。以提升自身灵活性以及电力系统的整体灵活性为目标对水电资产进行改进会产生巨大收益。此类改进可以通过不同方式进行,例如(INESC TEC, 2020):

- **重新设计水电站** :通过安装水泵、可逆式水泵水轮机或电池来增加储能设施。该方案需要修建土木工程、购置新设备,在某些情况下还需要加强与电网的连接。
- **设备升级** :老旧水电站可以通过采用现代化设备来提升效率、扩充容量、扩大运行范围。例如,美国能源部(2018)估计,通过采用现代化设备,水电站可以将运行效率提升1-3%。该方案需要修建土木工程、购置新设备,和/或在某些情况下还需要加强与电网的连接。

- **更智能的电厂**：在过去十年中，技术有了长足的进步，水轮机设备厂家的新型传感与测试能力使应用软件可以提高运行的效率及可控性，同时还有利于水电站扩大运行范围。该方案不需要修建土木工程，也不需要变更主要设备。

此类升级改进不仅有利于电网，还可以通过低负荷运行或促进参与辅助服务市场增加水电站的收益。2013年，美国电力研究院（Electric Power Research Institute, EPRI）估计，扩大美国现有抽水蓄能电站的运行范围可使其收入平均增加61%（EPRI, 2013）。

水电参与的多能互补

将水电与其他波动性可再生能源发电技术相结合，可以产生更多的协同效应。在水电站增设光伏或风电设施可以形成多种优势。例如，将水电与漂浮式光伏相结合具有以下优势（Lee et al., 2020）：

- **提高土地利用效率**，避免占用更多土地，减少用地相关利益冲突。
- 通过减少**水分蒸发**来节约水资源。
- 利用这两种技术的互补性，**改善电力系统在不同的调度区间**（季调节、日调节、小时调节、分钟调节）的运行效率。
- **旱季功率输出补偿**。
- 与抽水蓄能结合后，可增加储能并使用**多余的太阳能为抽水蓄能电站蓄电**。
- 可通过增加发电量以及提供比独立系统更高的容量系数，**提高输电利用率**。
- 可由光伏系统在产电高峰时段供电、水电根据需要进行上行或下行供电调节，或利用光伏为抽水蓄能电站蓄电，**减少弃电**。
- 通过利用现有输电基础设施**减少输电系统并网成本**。

如章节2.3所述，若能在全球现有水库安装漂浮式光伏，其技术可开发

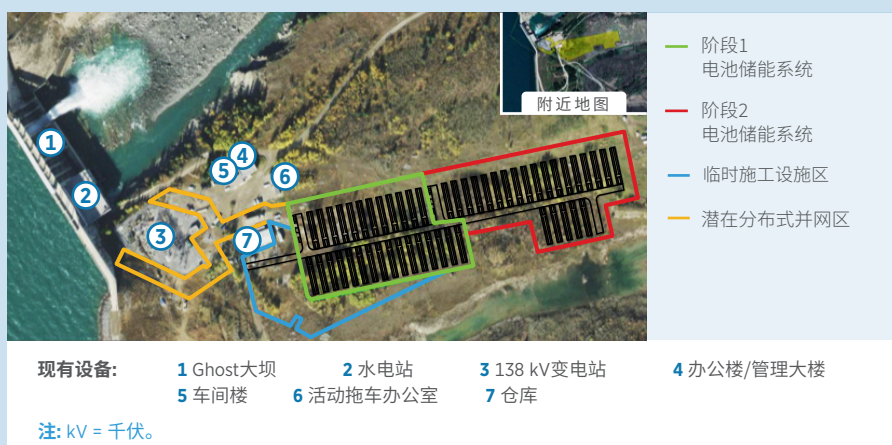
量可达4.2-10.6PWh/年 (Lee等人, 2020) , 其中, 10.6PWh相当于全球年发电量的三分之一以上。

在水电多能互补方面, 还有一个值得探究的方案, 即搭配电池储能系统。将电池与水力发电机配对可以带来诸多益处, 包括: 减少机械压力来延长使用寿命、增加参与能源与辅助市场的机会、提升储能灵活性以及扩大运行范围 (Andritz, 2022) 。



引述资料1 “水电+电池”发电项目示例

加拿大阿尔伯塔省的电网高度依赖化石燃料发电，水电资源有限。光伏及风电的开发正在迅速增长，对其波动性的补偿需求也因而与日俱增。



虽然化石燃料发电可以轻松实现所需灵活性，但更好的替代方案还是无排放的水电。然而，在水电资产有限的情况下，面临的挑战在于如何最大限度地提高其灵活性。

为了解决这一问题，加拿大电力供应商TransAlta正计划开发WaterCharger电池储能项目。该项目计划为56MW的Ghost水电站增设180MW的锂离子电池储能。

该项目可带来多种好处，包括：

- 确保电池使用清洁电力充电（这对于严重依赖化石燃料发电的电网来说很重要）。
- 允许生产商通过使用生态流量（环保要求）为电池组充电来获取利润，来抵消因风电和光伏的过剩而导致的损失。
- 在需求较高或太阳能及风能发电出力较低的时期使用储存的电力。
- 大量扩容以提供更多辅助服务。

该项目计划于2023年开建，预计9个月完工。

来源：TransAlta (2022)

抽水蓄能

作为最大的储能装置,抽水蓄能能够在电网中灵活运行,因此无疑会在未来的电力系统中发挥重要作用。尽管如此,抽水蓄能电站的灵活性仍有改进的空间。采用可变速机组将是现有抽水蓄能电站的重大升级,也是未来项目发展的一项重要技术。根据美国电力研究院(2013)的数据,美国抽水蓄能电站在安装可变速机组后,收入可以增加85%。大多数抽水蓄能电站只能调整发电量,并且水泵也只能满负荷运行。而采用变速机组,可以调整水泵运行功率,使其非满负荷运行,能够更充分地利用电网中的富余电力,运行更加灵活(GE, 2016)。

4.3 监管与市场

政府可以在保证水电持续开发方面发挥作用,并借此为电力行业脱碳铺平道路。政府可以通过提供激励措施、创造适当的营商环境,帮助水电行业吸引必要的投资。这些激励措施包括(Markkanen and Plummer Braeckman, 2019):

- 减免税费。
- 提供优惠性拨款或贷款。
- 加速资产折旧。
- 提供基于环境绩效的补贴。
- 为水资源管理等非发电类服务提供补贴。
- 承担部分资本金(例如在项目提供防洪等难以通过货币量化的好处时)。
- 为新技术的开发与测试建立支持体系。

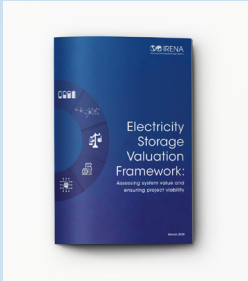
政府还可以通过简化审批和核准流程来加快水电的进一步开发，这将减少水电项目相关监管的不确定性，提高其投资吸引力。但单独依靠激励措施或简化监管可能都不足以开发所需的水电装机。将激励措施与简化监管紧密结合、协调实施，可以加快水电的开发 (Cox, 2016)。此外，将可持续水电纳入绿色债券也有利于筹集更多资金，利于可持续水电的开发；但也有例外，这取决于市场认知度以及债券发行人的风险规避行为。

水电项目的前期费用和审批成本并非依据电站大小成正比增减，因此上述措施对于小型水电项目来说尤为有利。“大型项目可以通过规模经济降低审批费用，但对于小型项目来说这是不可能做到的” (Levine et al., 2021)。

电力市场也必须改变，以充分补偿水电提供的大量非发电服务。随着波动性可再生能源在全球电力系统中的份额不断增加，水电提供辅助服务的能力变得越来越有价值。然而，大多数市场目前并未充分认识或充分补偿此项附加价值。

对于一些市场来说，鼓励水电更多地参与能源市场，包括按分钟结算的市场，有利于水电的发展，同时也能让电力系统得益于其发挥的充分灵活性。期货市场的发展也会使必须提前制定出力方案的水电站获益。此外，建立包含需求侧响应的系统，有助于减弱电量及备用市场上的市场因素，使水电企业（及其他电力生产企业）能够获得更有竞争力的电量及辅助服务价格。简而言之，此类市场应充分利用水电提供的灵活性，并补偿其储能能力和调节服务，如动态无功支持、一次频率响应以及分钟级部署服务等 (EPRI, 2013)。

引述资料2 国际可再生能源署电力储能评估框架



2020年3月,国际可再生能源署发布了一份名为《电力储能评估框架:系统价值评估及项目可行性保障》(*Electricity Storage Valuation Framework Assessing system value and ensuring project viability*)的报告。该报告提出了一个五阶段的方法,用于评估储能价值和创造可行投资条件,旨在为有效整合太阳能及风能而部署储能提供指导。该报告分三个部分从不同角度对储能价值进行了详细探讨:

- 第1部分为决策者、监管机构以及电网运营商概述了框架流程。
- 第2部分为专家及建模人员更为详细地描述了框架的方法。
- 第3部分介绍了实际案例,包括具有成本效益的储能案例以及服务收入最大化示例。

该报告的调查结果包括:

- 储能服务有助于处理太阳能及风能开发给电力系统带来的波动性与不确定性。
- 通过同时提供多种服务,电力储能可以积累收益,提高盈利能力。
- 某些储能技术本质上比其他储能技术更适合某些服务。例如,电池储能系统能够对信号作出快速响应,为开发全新的高价值系统服务开辟了道路。
- 电力储能有助于加快离网电气化进程,可大幅提高波动性可再生能源的占比,并间接帮助运输行业实现脱碳。
- 对储能价值的不良会计核算会导致出现所谓的“资金漏算”,致使低估市场营收,无法吸引投资者。

从历史上看，辅助服务大多都是基于长期合同按固定价格结算，而不是通过现货市场结算。构建创新型市场结构与机制，充分补偿这些越来越有价值的服务，对于确保水电项目（特别是抽水蓄能项目）的经济可行性至关重要。目前，只有少数国家的市场能为这些服务提供充分的补偿，爱尔兰是其中之一，其输电系统运营商EirGrid推出了“DS3计划”，试图解决高比例的可再生能源发电并网面临的问题。该计划选择并支付了14种不同的电网服务，确保电网能够安全高效运行（EirGrid, 2020）。研究表明，如果水电站同时参与能源和辅助服务市场，其价值可能比仅在能源市场运行要高得多。“对于可用水量低的水电站来说，这一变动极为重要，因为它们能够在不使用紧俏的水资源的情况下通过提供辅助服务获利”（Perekhodtsev and Lave, 2018）。

4.4 合作

最后，国际合作以及多方利益相关者合作是未来水电成功的关键。行业、政府及监管机构需要通力合作，分享经验教训，共同开发创新解决方案，应对水电当前面临的各类挑战。流域管理无疑是一个至关重要的合作领域，需要不同国家、不同地区的各利益相关者群体相互协调、相互合作。国际合作能够促进经验与最佳实践的分享，从而可以帮助各国政府加快制定有利于水电开发的政策法规。

目前已有一些正在开展的工作，旨在推进不同层次的水电合作。2020年，国际可再生能源署启动了水电合作框架¹¹，作为一个平台旨在促使各国一道：共同明确优先事项、协调统一行动、增进国际合作，深入认识水电在能源转型中的作用，提高对最迫切问题的认识，确保未来水电的广泛开发。该框架旨在推动水电相关事务，包括融资、灵活性、韧性以及可持续性上的进展。此外，该框架欢迎私营部门积极参与，为有效开展公私对话、合作以及协调提供有效契机，确保水电技术的持续有效运用。

¹¹ 可联系info@irena.org，获取与该《水力发电合作框架》相关的更多信息。

另一项倡议是“国际抽水蓄能论坛” (International Forum on Pumped Storage Hydropower, IFPSH)¹²。该论坛是由国际水电协会发起创办的政府主导的多方利益相关方平台, 现由美国能源部担任主席。该论坛就可持续抽水蓄能如何为能源转型提供最优支持这一问题制定指导与建议, 塑造并强化抽水蓄能的作用。



¹² 可登录<https://pumped-storage-forum.hydropower.org>, 了解与“抽水蓄能式水力发电国际论坛”相关的更多信息。

参考文献

Amjath-Babu, T. S., Sharma, B., Brouwer, R., Rasul, G., Wahid, S.M., Neupane, N., Bhattaraif, U. and Siebera, S. (2019), “Integrated modelling of the impacts of hydropower projects on the water-food-energy nexus in a trans-boundary Himalayan river basin”, *Applied Energy*, Vol. 239/April, pp. 494-503, <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.01.147>.

Andritz (2022), “HyBaTec – Hybrid battery solution for hydropower by ANDRITZ Hydro”, Andritz Hydro, Graz, <https://www.andritz.com/products-en/hydro/products/hybrid-solutions/hybatec> (accessed 20 April 2022).

Andritz (2019), *Large Hydropower Solutions*, Andritz Hydro, Graz, www.andritz.com/resource/blob/33066/28ecc2bdf39febb5e05a8d80134a71ee/hy-large-hydro-data.pdf.

ANL (2014), *Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States*, Argonne National Laboratory, Lemont, IL, <https://publications.anl.gov/anlpubs/2014/07/105786.pdf>.

Annandale, G. W., Morris, G. L. and Kakri, P. (2016), *Extending the Life of Reservoirs: Sustainable Sediment Management for Dams and Run-of-River Hydropower*, Directions in Development – Energy and Mining, World Bank, Washington, D.C., <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/25085>. License: CC BY 3.0 IGO.

Bloomberg (2022), “China’s massive hydro energy storage goals may be getting bigger”, Bloomberg News Website, Bloomberg, London, www.bloomberg.com/news/articles/2022-06-14/china-s-massive-hydro-energy-storage-goals-may-be-getting-bigger.

CAISO (2022), “Today’s outlook”, California Independent System Operator, Folsom, California, www.caiso.com/TodaysOutlook/Pages/index.html (accessed 31 March 2022).

Cox, S. (2016), *Financial Incentives to Enable Clean Energy Deployment Policy Overview and Good Practices*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www.nrel.gov/docs/fy16osti/65541.pdf.

DOE (2020), *DOE Global Energy Storage Database*, U.S. Department of Energy, National Technology & Engineering Sciences of Sandia, LLC, Albuquerque, www.sandia.gov/ess-ssl/global-energy-storage-database/.

DOE (2018), *Hydropower Vision: A New Chapter for America’s 1st Renewable Electricity Source*, U.S. Department of Energy, Washington, D.C., www.energy.gov/sites/default/files/2018/02/f49/Hydropower-Vision-021518.pdf.

EC (2018), *Guidance Document on the Requirements for Hydropower in Relation to EU Nature Legislation*, European Commission, Brussels, <https://ec.europa.eu/environment/nature/natura2000/management/docs/Hydro%20final%20June%202018.pdf>.

EirGrid (2020), “DS3 Programme”, EirGrid Group, Dublin, www.eirgridgroup.com/how-the-grid-works/ds3-programme/ (accessed on 20 January 2020).

EPRI (2013), *Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid: Final Report*, Electric Power Research Institute, Washington, D.C., www.epri.com/research/products/000000000001023144.

Farinotti, D., Round, V., Huss, M., Compagno, L. and Zekollari, H. (2019), “Large hydropower and water-storage potential in future glacier-free basins”, *Nature*, Vol. 575/November, pp. 341-344. <https://doi.org/10.1038/s41586-019-1740-z>.

Fekete, B., Wisser, D., Kroeze, C., Mayorga, E., Bouwman, L., Wollheim, W. M. and Vörösmarty, C. (2010), “Millennium ecosystem assessment scenario drivers (1970-2050): Climate and hydrological alterations”, *Global Biogeochemical Cycles*, Vol. 24/4, <https://doi.org/10.1029/2009GB003593>.

Garrett, K., McManamay, R. A. and Wang, J. (2021), “Global hydropower expansion without building new dams”, *Environmental Research Letters*, Vol 16/11, <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1748-9326/ac2f18#artAbst>.

Gaudard, L. and Romerio, F. (2014), “The future of hydropower in Europe: Interconnecting climate, markets and policies”, *Environmental Science and Policy*, Vol. 37/ March, pp. 172-181, <https://doi.org/10.1016/j.envsci.2013.09.008>.

GE (2016), “Variable-speed pumped storage”, GE Renewables, Paris, www.ge.com/renewableenergy/sites/default/files/related_documents/infographic-psp-ge.jpg.

Gernaat, D. E. H. J., Bogaart, P.W., van Vuuren, D. P., Biemans, H. and Niessink, R. (2017), “High-resolution assessment of global technical and economic hydropower potential”, *Nature Energy*, Vol. 2/10, pp. 821-828, <https://doi.org/10.1038/s41560-017-0006-y>.

Goldberg, J. and Espeseth Lier, O. (2011), “Rehabilitation of hydropower: An introduction to economic and technical issues”, World Bank, Washington, D.C., <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/17251>. License: CC BY 3.0 IGO.

Hoes, O. A. C., Meijer, L. J. J., van der Ent, R. J. and van de Giesen, N.C. (2017), “Systematic high-resolution assessment of global hydropower potential”, *PLOS ONE*, 12, PLOS, San Francisco, <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0171844>.

Hunt, J. D., Byers, E., Wada, Y., Parkinson, S., Gernaat, D. E.H. J., Langan, S., van Vuuren, D. P. and Riahi, K. (2020), “Global resource potential of seasonal pumped hydropower storage for energy and water storage”, *Nature Communications*, Vol. 11/947, <https://doi.org/10.1038/s41467-020-14555-y>.

IDB (2013), *The Next Frontier of Hydropower Sustainability: Planning at the System Scale*, Inter-American Development Bank, Washington, D.C., <https://publications.iadb.org/en/new-frontier-hydropower-sustainability-planning-system-scale>.

IEA (2021a), “Electricity information”, International Energy Agency, Paris, www.iea.org/data-and-statistics/data-product/electricity-information (accessed 16 March 2022).

IEA (2021b), “Hydropower special market report: Analysis and forecast to 2030”, International Energy Agency, Paris, www.iea.org/reports/hydropower-special-market-report.

IFC (2015), “Hydroelectric Power: A guide for developers and investors”, International Finance Corporation, Washington, D.C., <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/22788>. License: CC BY-NC-ND 3.0 IGO.

INESC TEC (2020), *XFLEX Hydro: Flexibility, Technologies and Scenarios for Hydropower*, Institute for Systems and Computer Engineering, Technology and Science, Porto, <https://xflexhydro.net/flexibility-technologies-and-scenarios-for-hydropower-report>.

IRENA (2022a), *World energy transitions outlook 2022: 1.5°C Pathway*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2022/Mar/World-Energy-Transitions-Outlook-2022.

IRENA (2022b), *Renewable capacity statistics 2022*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2022/Apr/Renewable-Capacity-Statistics-2022.

IRENA (2022c), “Statistics time series”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/Statistics/View-Data-by-Topic/Capacity-and-Generation/Statistics-Time-Series.

IRENA (2022d), *Renewable power generation costs in 2021*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2022/Jul/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2021.

IRENA (2019), “Renewable energy now accounts for a third of global power capacity”, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/newsroom/pressreleases/2019/Apr/Renewable-Energy-Now-Accounts-for-a-Third-of-Global-Power-Capacity (accessed 16 March 2022).

IRENA and CPI (2020), *Global landscape of renewable energy finance 2020*, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi, www.irena.org/publications/2020/Nov/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance-2020.

Kougias, I., Aggidis, G., Avellan, F., Deniz, S., Lundin, U., Moro, A., Muntean, S., Novara, D., Pérez-Díaz, J. I., Quaranta, E., Schild, P. and Theodossiou, N. (2019), “Analysis of emerging technologies in the hydropower sector”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 113/October, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109257>.

Lee, N., Grunwald, U., Rosenlieb, E., Mirletz, H., Aznar, A., Spencer, R. and Cox, S. (2020), “Hybrid floating solar photovoltaics-hydropower systems: Benefits and global assessment of technical potential”, *Renewable Energy*, Vol. 162/December, pp. 1415-1427, <https://doi.org/10.1016/j.renene.2020.08.080>.

Lehner, B. Czisch, G. and Vassolo, S. (2005), “The impact of global change on the hydropower potential of Europe: A model-based analysis”, *Energy Policy*, Vol. 33/7, pp. 839-855, <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.018>.

Levine, A. Pracheil, B., Curtis, T., Smith, L., Cruce, J., Aldrovandi, M., Brelsford, C., Buchanan, H., Fekete, E., Parish, E., Uria-Martinez, R., Johnson, M. and Singh, D. (2021), *An Examination of the Hydropower Licensing and Federal Authorization Process*, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, www.nrel.gov/docs/fy22osti/79242.pdf.

Markkanen, S. and Plummer Braeckman, J. (2019), “Financing sustainable hydropower projects in emerging markets: an introduction to concepts and terminology”, The University of Manchester and University of Cambridge Institute for Sustainability Leadership, Cambridge, www.cisl.cam.ac.uk/resources/sustainable-finance-publications/financing-sustainable-hydropower-projects-in-emerging-markets-an-introduction-to-concepts-and-terminology.

Natel Energy (2020), “Restoration hydro”, Natel Energy Inc., Alameda, CA, www.natelenergy.com/restoration-hydro/ (accessed on 20 January 2021).

Perekhodtsev, D. and Lave, L. (2018), *Value of Hydro Power Plants in Integrated Markets for Energy and Ancillary Services*, Carnegie Mellon University, Pittsburgh, PA, <https://doi.org/10.1184/R1/6709043.v1>.

PNNL (2020), *A Comparison of the Environmental Effects of Open-Loop and Closed-Loop Pumped Storage Hydropower*, Pacific Northwest National

Laboratory, Richland, WA, www.energy.gov/eere/water/downloads/comparison-environmental-effects-open-loop-and-closed-loop-pumped-storage.

Pokhrel, Y., Oki, T. and Kanae, S. (2008), “A grid based assessment of global theoretical hydropower potential”, *Proceedings of Hydraulic Engineering*, Vol. 52, pp. 7-12, <https://doi.org/10.2208/prohe.52.7>.

RE100 (2019), *Global Pumped Hydro Energy Storage Atlas*, 100% Renewable Energy Group, Australian National University, Canberra, <http://re100.eng.anu.edu.au/global/>.

S&P Global (2022), *UDI World Electric Power Plants Database*, S&P Global Platts, London.

Seidel, U., Mende, C., Hübner, B., Weber, W. and Otto, A. (2020), “Dynamic loads in Francis runners and their impact on fatigue life”, *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, Vol. 22, <https://doi.org/10.1088/1755-1315/22/3/032054>.

TransAlta (2022), “WaterCharger battery storage”, TransAlta, Calgary, <https://transalta.com/plants-operation/watercharger/> (accessed 20 April 2022).

Witt, A., Fernandez-McKeown, A., Mobley, M., DeNeale, S., Bevelhimer, M. and Smith, B. (2017), “How standard modular hydropower can enhance the environmental, economic, and social benefits of new small hydropower development”, *Proc. HydroVision International*, HydroVision International, Denver, CO, www.osti.gov/biblio/1461945

World Bank (2020), *Evaluation of the World Bank Group's Support for Electricity Supply from Renewable Energy Resources, 2000–2017*, World Bank Group, Washington, D.C., <https://ieg.worldbankgroup.org/evaluations/renewable-energy>.

Zhou, Y., Hejazi, M., Smith, S., Edmonds, J., Li, H., Clarke, L., Calvina, K. and Thomson, A. (2015), “A comprehensive view of global potential for hydro-generated electricity”, *Energy Environmental Science*, Vol. 8/July, pp. 2622-2633, <https://doi.org/10.1039/C5EE00888C>.

附录A

图表中所示的国家、区域和地区列表

非洲

阿尔及利亚、安哥拉、贝宁、博茨瓦纳、布基纳法索、布隆迪、佛得角、喀麦隆、中非共和国、乍得、科摩罗、刚果（金）、刚果（布）、科特迪瓦、吉布提、埃及、赤道几内亚、厄立特里亚、斯瓦蒂尼、埃塞俄比亚、加蓬、冈比亚、加纳、几内亚、几内亚比绍、肯尼亚、莱索托、利比里亚、利比亚、马达加斯加、马拉维、马里、毛里塔尼亚、毛里求斯、马约特、摩洛哥、莫桑比克、纳米比亚、尼日尔、尼日利亚、留尼汪岛、卢旺达、圣赫勒拿岛、阿森松岛和特里斯坦达库尼亚、圣多美和普林西比、塞内加尔、塞舌尔、塞拉利昂、索马里、南非、南苏丹、苏丹、坦桑尼亚联合共和国、多哥、突尼斯、乌干达、西撒哈拉、赞比亚。

亚洲

阿富汗、孟加拉国、不丹、文莱达鲁萨兰国、柬埔寨、中国、香港特别行政区(中国)、澳门特别行政区(中国)、中国台湾、印度、印度尼西亚、日本、哈萨克斯坦、朝鲜民主主义人民共和国、大韩民国、吉尔吉斯斯坦、老挝人民民主共和国、马来西亚、马尔代夫、蒙古、缅甸、尼泊尔、巴基斯坦、菲律宾、新加坡、斯里兰卡、塔吉克斯坦、泰国、东帝汶、土库曼斯坦、乌兹别克斯坦、越南。

中美洲和加勒比地区

安圭拉、安提瓜和巴布达、阿鲁巴、巴哈马、巴巴多斯、伯利兹、博奈尔、圣尤斯特修斯和萨巴、英属维尔京群岛、开曼群岛、哥斯达黎加、古巴、库拉索、多米尼加、多米尼加共和国、萨尔瓦多、格林纳达、瓜德罗普、危地马拉、海地、洪都拉斯、牙买加、马提尼克、蒙特塞拉特、尼加拉瓜、巴拿马、波多黎各、圣巴泰勒米、圣基茨和尼维斯、圣卢西亚、圣马丁、圣文森特和格林纳丁斯、特立尼达和多巴哥、特克斯和凯科斯群岛、美属维尔京群岛。

欧亚大陆

亚美尼亚、阿塞拜疆、格鲁吉亚、俄罗斯联邦、土耳其。

欧洲

阿尔巴尼亚、安道尔、奥地利、白俄罗斯、比利时、波黑、保加利亚、克罗地亚、塞浦路斯、捷克共和国、丹麦、爱沙尼亚、法罗群岛、芬兰、法国、德国、直布罗陀、希腊、梵蒂冈、匈牙利、冰岛、爱尔兰、意大利、科索沃*、拉脱维亚、列支敦士登、立陶宛、卢森堡、马耳他、摩尔多瓦共和国、摩纳哥、黑山、荷兰、北马其顿、挪威、波兰、葡萄牙、罗马尼亚、圣马力诺、塞尔维亚、斯洛伐克、斯洛文尼亚、西班牙、瑞典、瑞士、英国、乌克兰。

中东

巴林、伊朗伊斯兰共和国、伊拉克、以色列、约旦、科威特、黎巴嫩、阿曼、卡塔尔、沙特阿拉伯、巴勒斯坦国、阿拉伯叙利亚共和国、阿拉伯联合酋长国、也门。

北美洲

百慕大群岛、加拿大、格陵兰岛、墨西哥、圣皮埃尔和密克隆群岛、美国。

大洋洲

美属萨摩亚、澳大利亚、圣诞岛、科科斯(基林)群岛、库克群岛、斐济、法属波利尼西亚、关岛、基里巴斯、马绍尔群岛、密克罗尼西亚联邦、瑙鲁、新喀里多尼亚、新西兰、纽埃、诺福克岛、北马里亚纳群岛、帕劳、巴布亚新几内亚、皮特凯恩、萨摩亚、所罗门群岛、托克劳、汤加、图瓦卢、瓦努阿图、沃利斯和富图纳群岛。

南美洲

阿根廷、玻利维亚、巴西、智利、哥伦比亚、厄瓜多尔、福克兰群岛(马尔维纳斯)、法属圭亚那、圭亚那、巴拉圭、秘鲁、南乔治岛和南桑威群岛、苏里南、乌拉圭、委内瑞拉玻利瓦尔共和国。

¹来源: 联合国统计使用的标准国家或地区代码 (M49 清单) <http://unstats.un.org/unsd/methods/m49/m49.htm>。

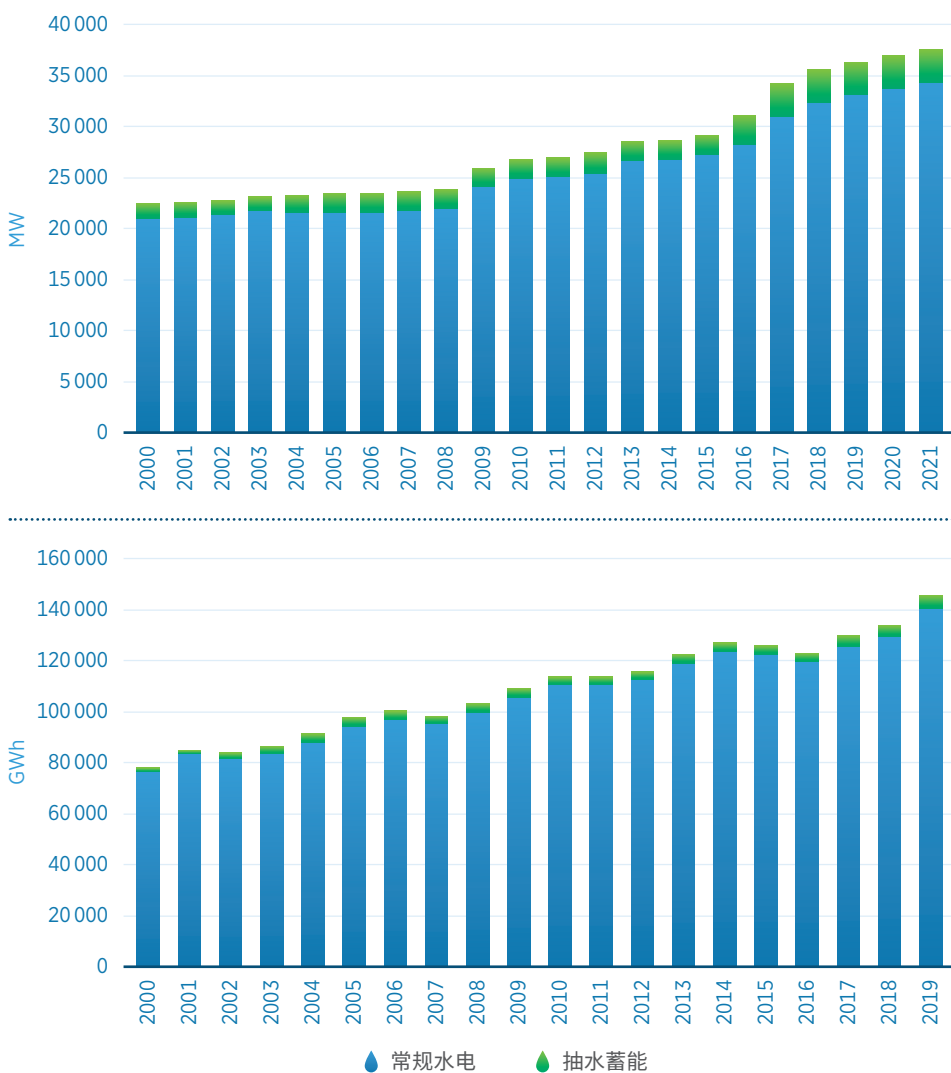
²注: (*) 在本出版物中, 对科索沃*的称呼不影响有关其地位的立场, 并符合联合国安全理事会第1244号决议(1999)。

附录B

区域数据

非洲

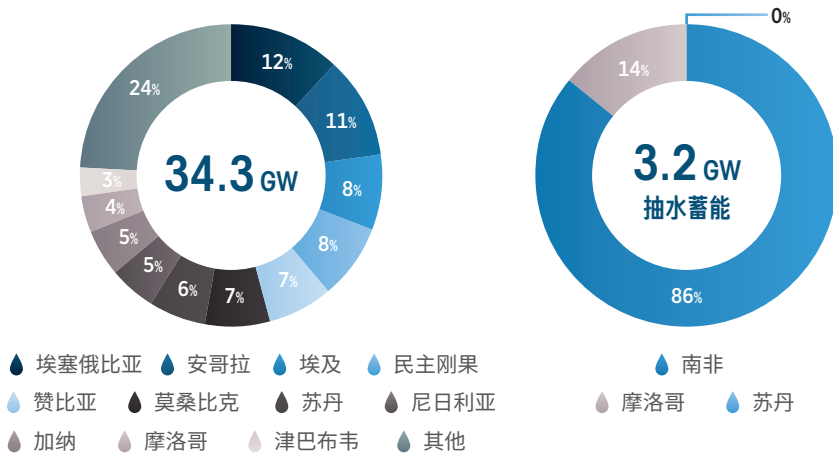
图 B.1 2000年-2021年非洲水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

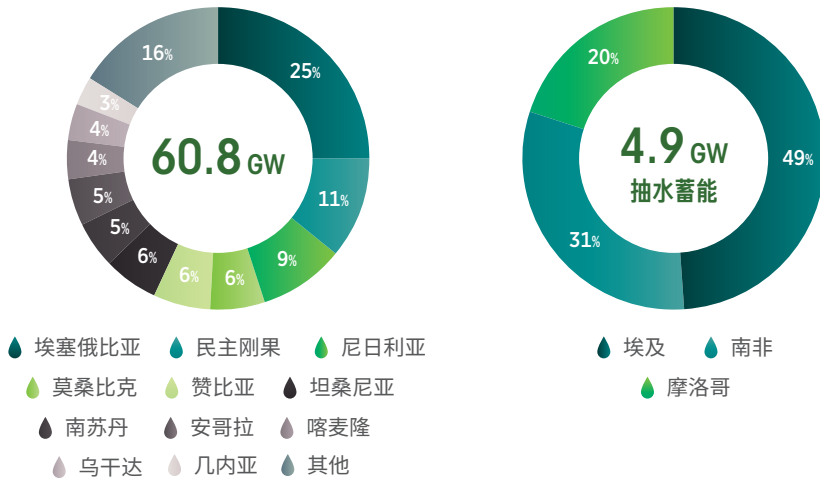
图 B.2 2021年非洲水电装机容量



注: GW = 吉瓦; DR Congo = 民主刚果共和国。

来源: IRENA (2022b)

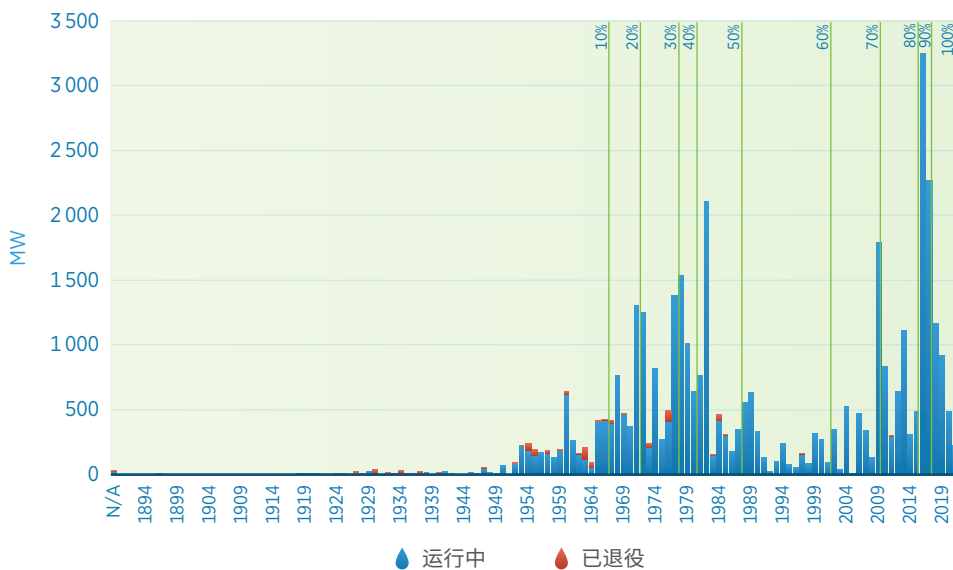
图 B.3 2022年-2037年非洲列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦; DR Congo = 民主刚果共和国。

基于: S&P Global (2022)

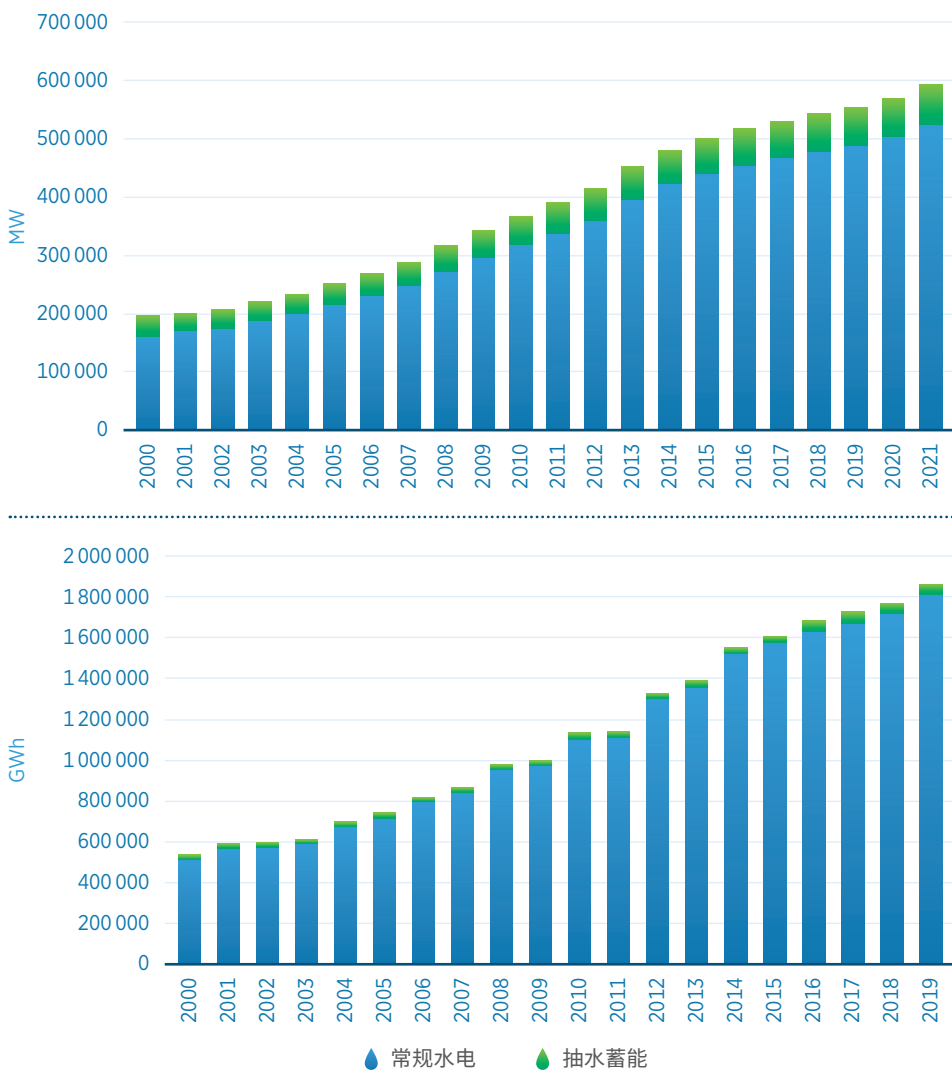
图 B.4 按投产年份统计的非洲水电装机容量



注：数据包括抽水蓄能。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦；N/A =不可用。
 基于：S&P Global (2022)

亚洲

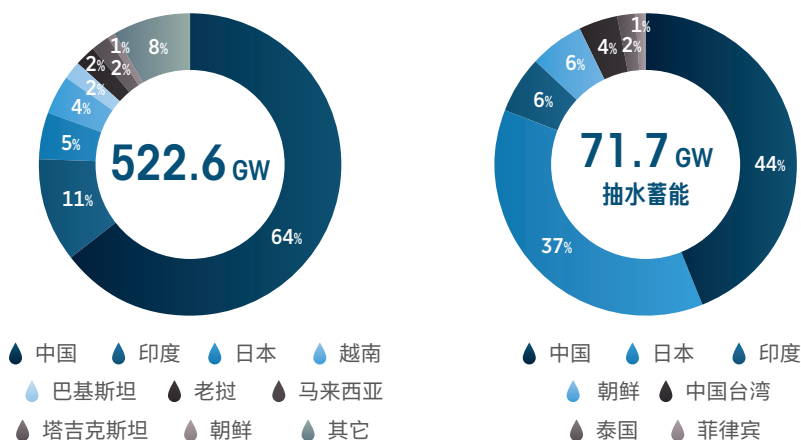
图 B.5 2000年-2021年亚洲水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

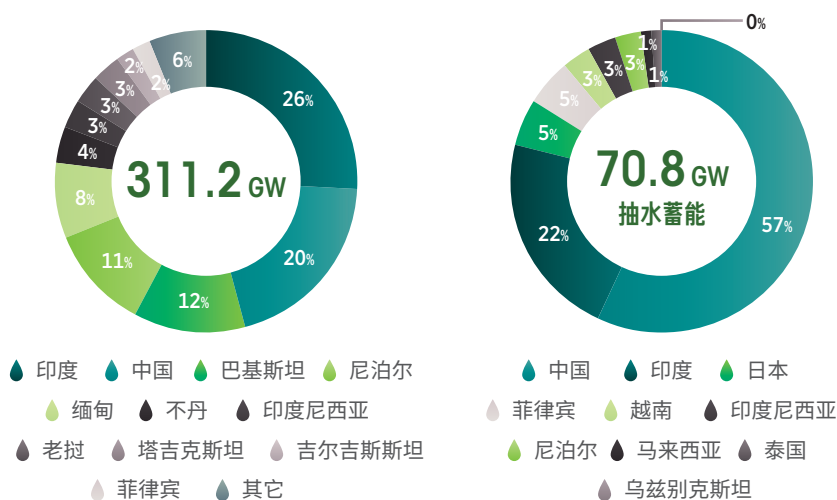
来源: IRENA (2022b)

图 B.6 2021年亚洲水电装机容量



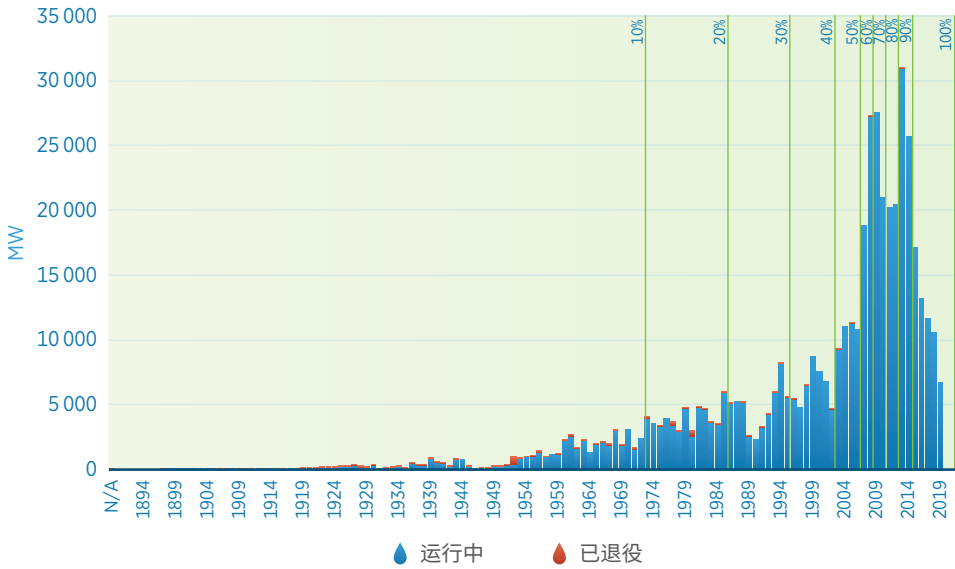
注: GW = 吉瓦; Lao PDR = 老挝人民民主共和国; DPR Korea = 朝鲜民主主义人民共和国。
来源: IRENA (2022b)

图 B.7 2022年-2037年亚洲列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦; Lao PDR = 老挝人民民主共和国。
基于: S&P Global (2022)

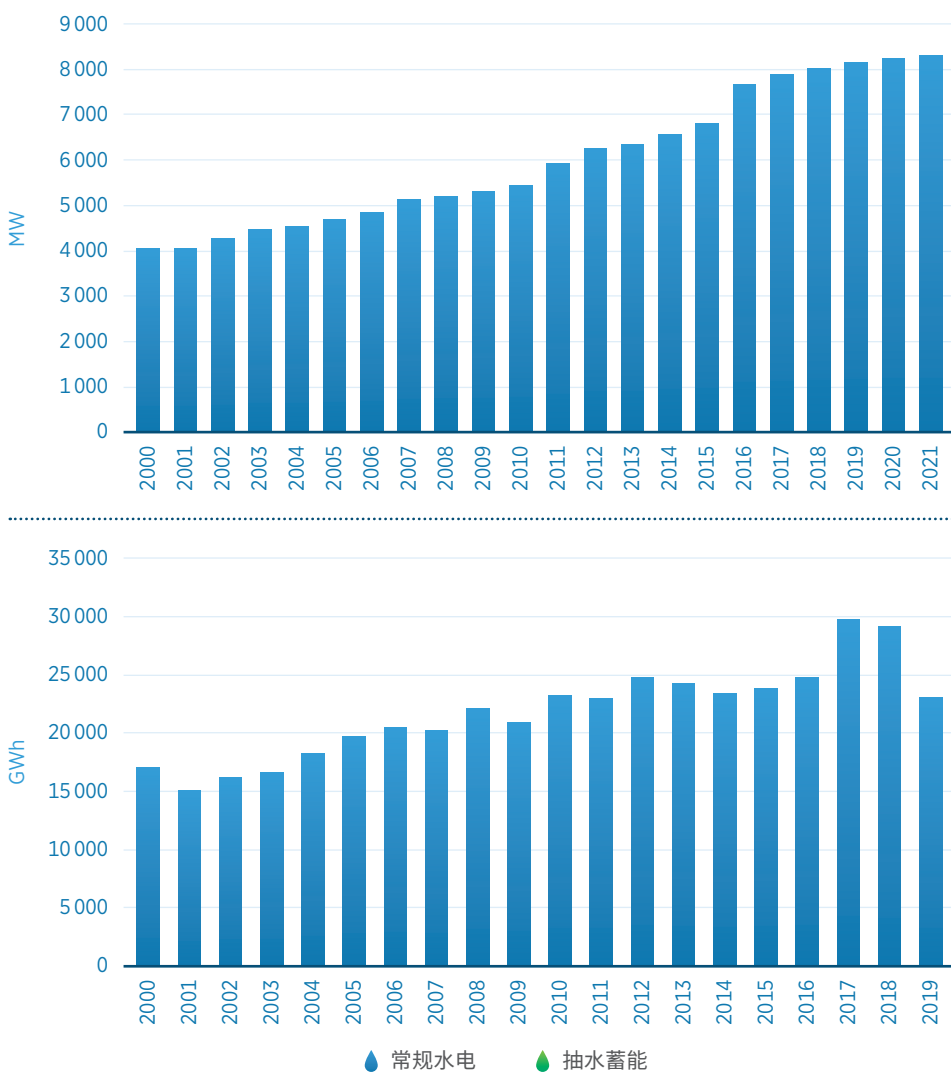
图 B.8 按投产年份统计的亚洲水电装机容量



注: 数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦; N/A =不可用。
基于: S&P Global (2022)

中美洲和加勒比地区

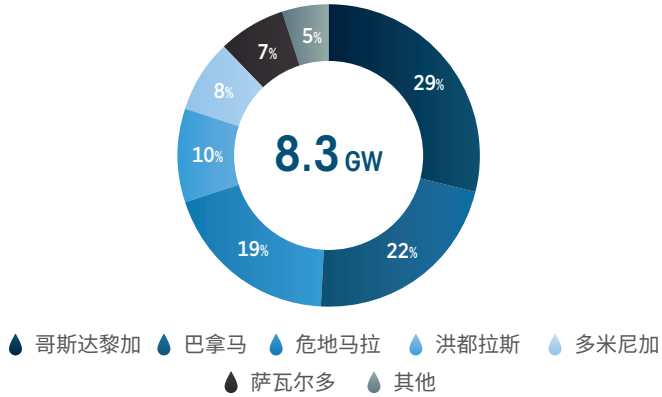
图 B.9 2000年-2021年中美洲和加勒比地区水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

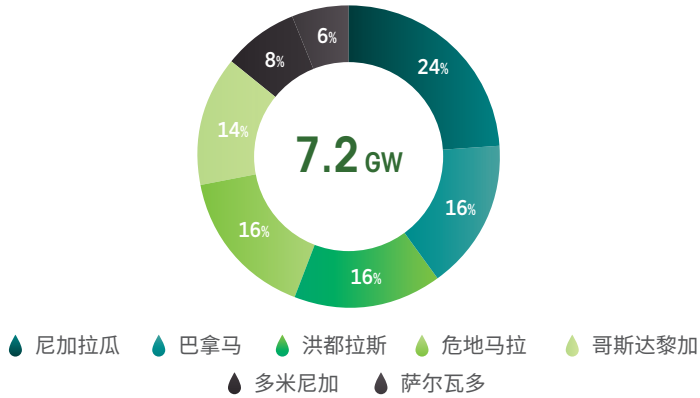
图 B.10 2021年中美洲和加勒比地区水电装机容量



注: GW = 吉瓦。

来源: IRENA (2022b)

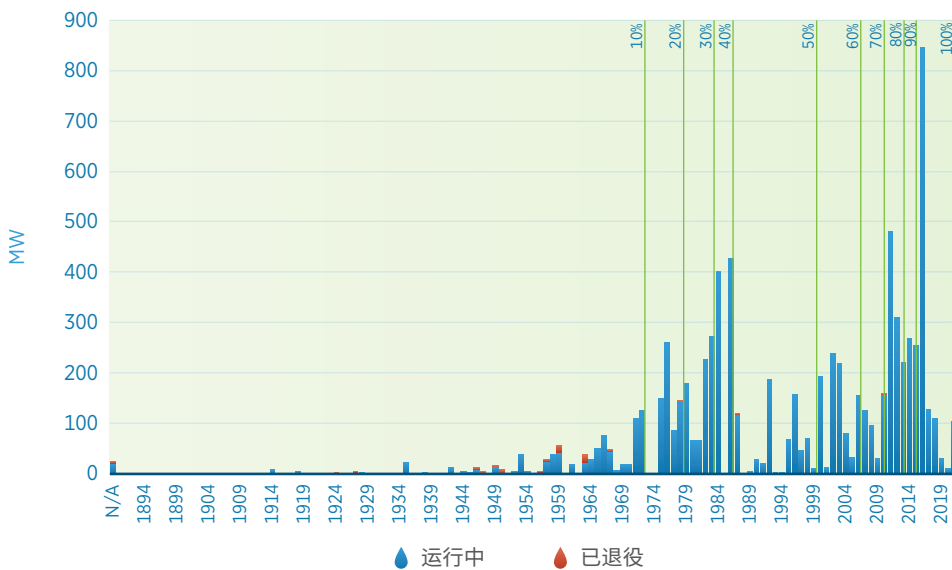
图 B.11 2022年-2037年中美洲和加勒比地区列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

图 B.12 按投产年份统计的中美洲和加勒比地区水电装机容量

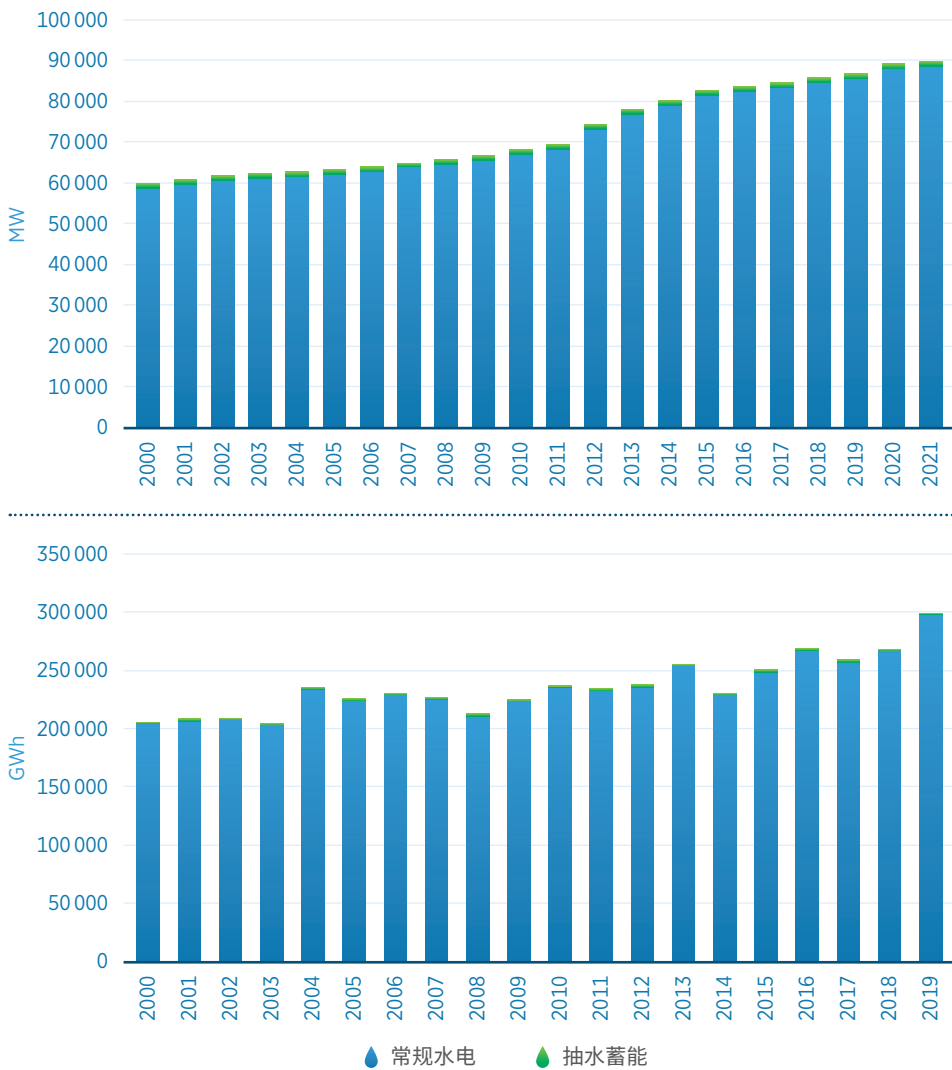


注：数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦；N/A =不可用。

基于：S&P Global (2022)

欧亚大陆

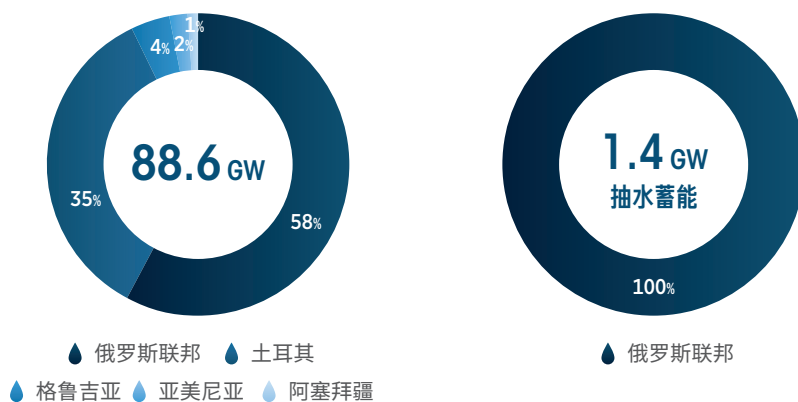
图 B.13 2000年-2021年欧亚大陆水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

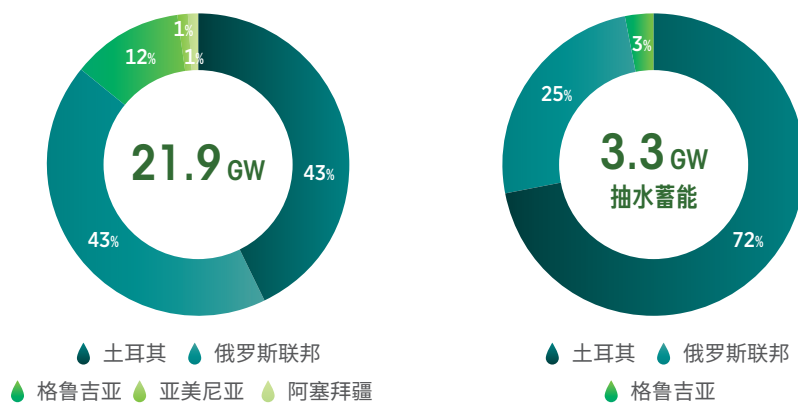
图 B.14 2021年欧亚大陆水电装机容量



注: GW = 吉瓦。

来源: IRENA (2022b)

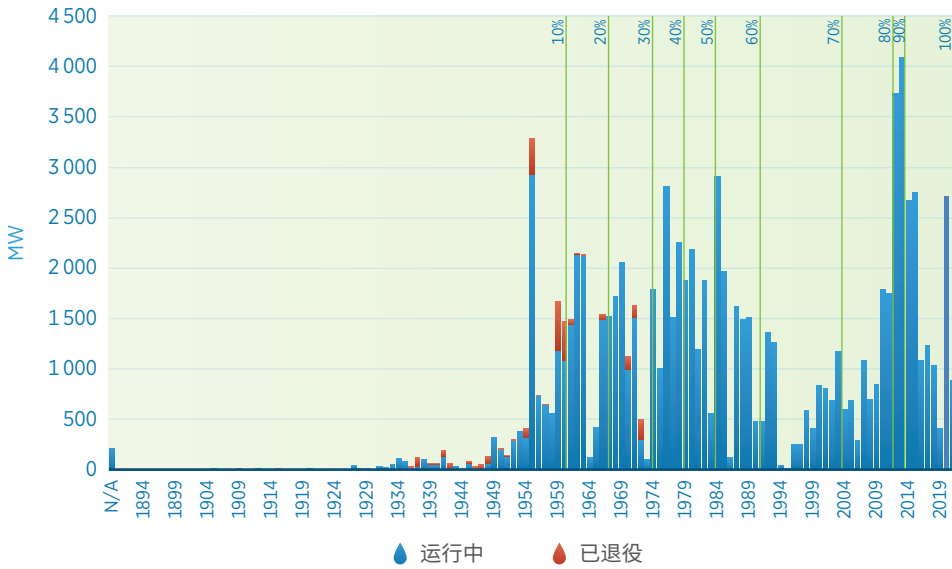
图 B.15 2022年-2037年欧亚大陆列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

图 B.16 按投产年份统计的欧亚大陆水电装机容量

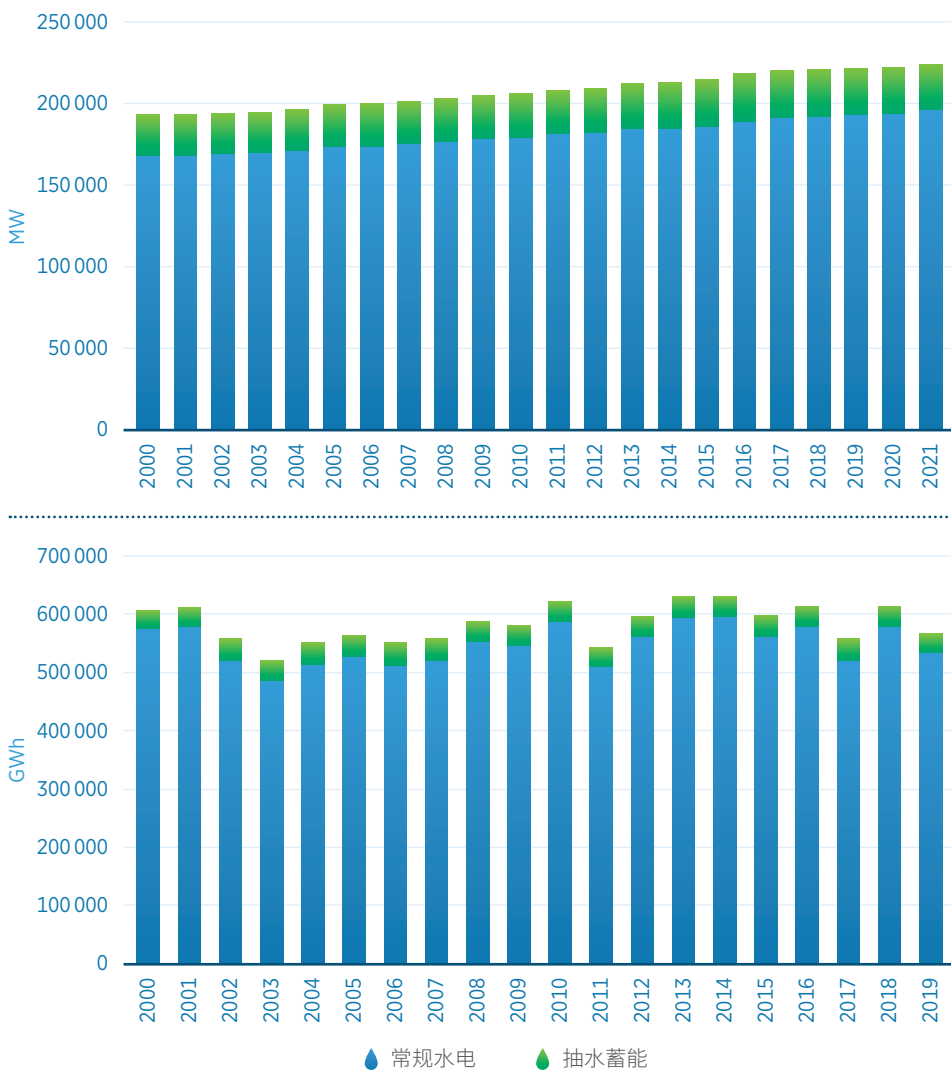


注: 数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦; N/A =不可用。

基于: S&P Global (2022)

欧洲

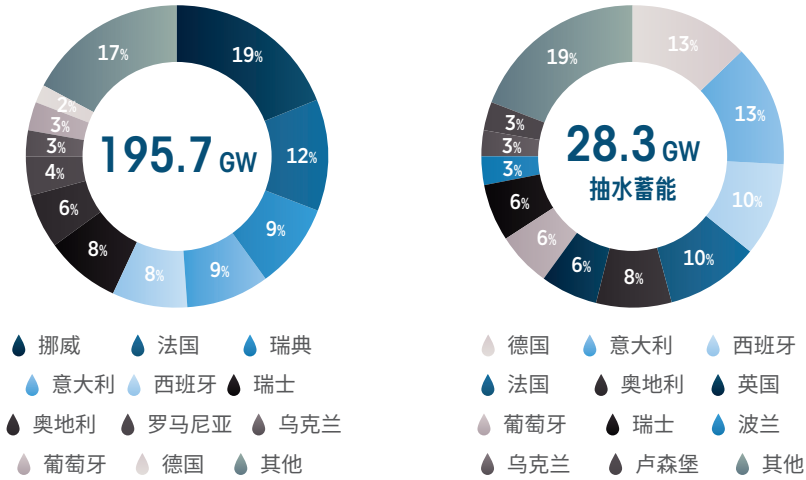
图 B.17 2000年-2021年欧洲水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)。

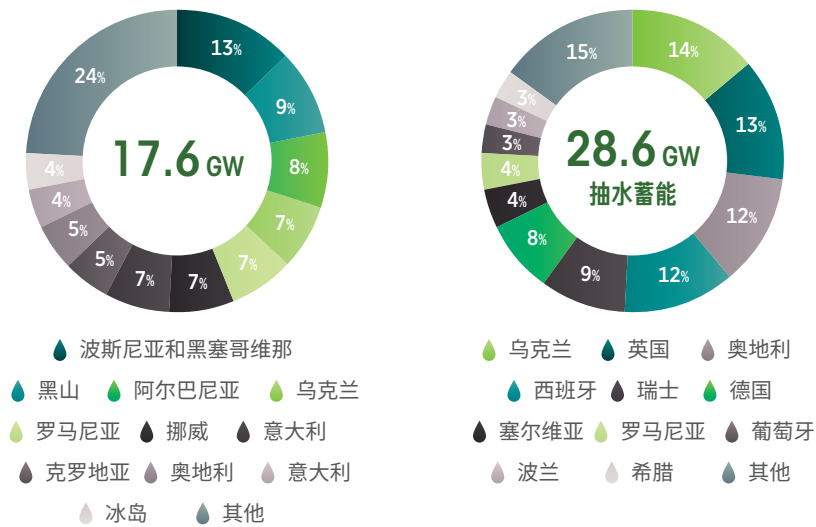
图 B.18 2021年欧洲水电装机容量



注: GW = 吉瓦。

来源: IRENA (2022b)

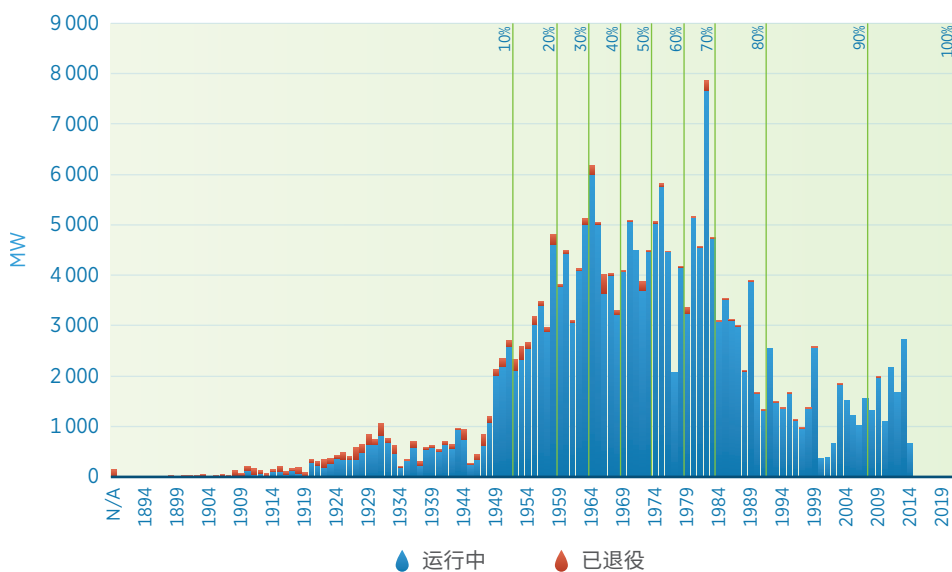
图 B.19 2022年-2037年欧洲列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

图 B.20 按投产年份统计的欧洲水电装机容量

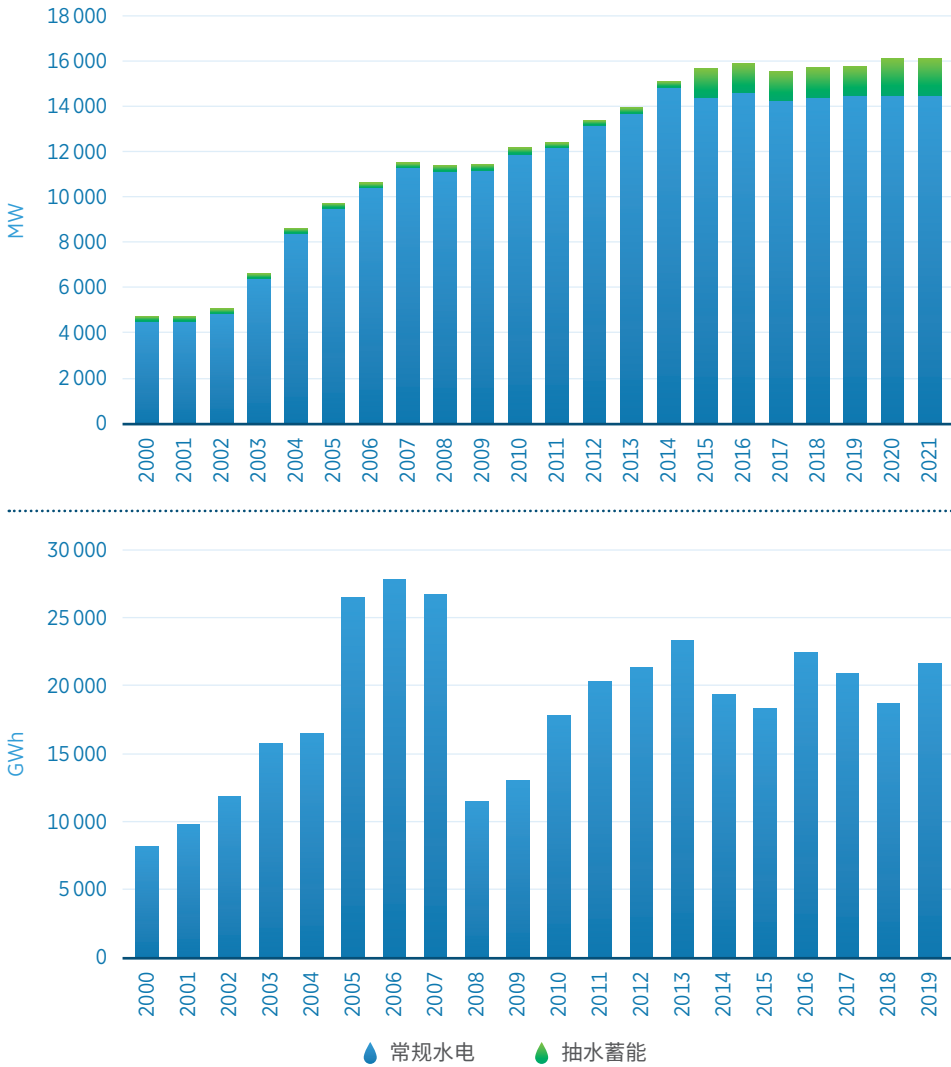


注：数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW = 兆瓦；N/A = 不可用。

基于：S&P Global (2022)

中东

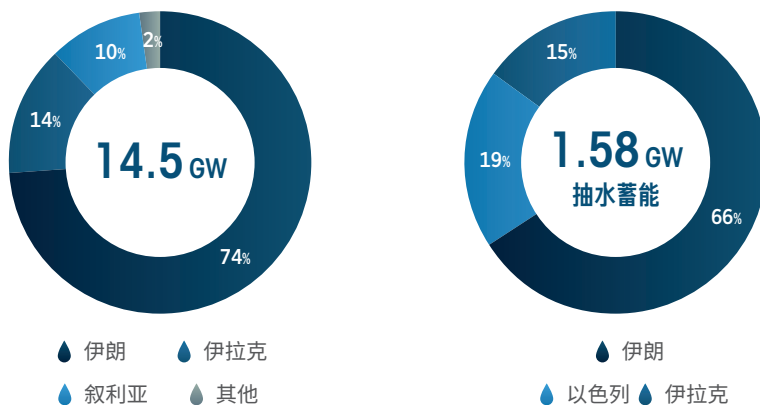
图 B.21 2000年-2021年中东水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

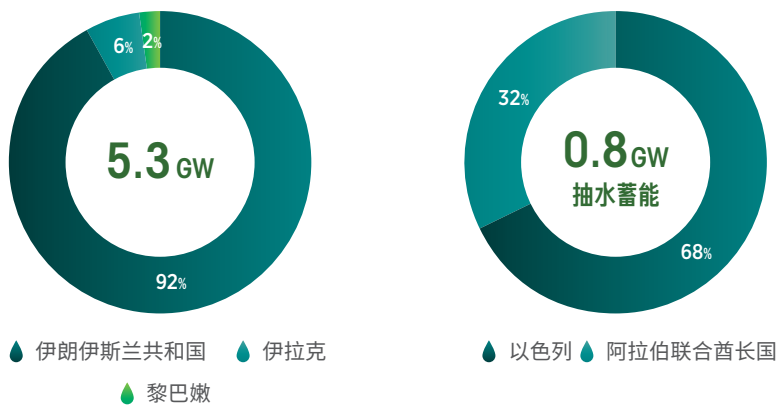
图 B.22 2021年中东水电装机容量



注: GW = 吉瓦。

来源: IRENA (2022b)

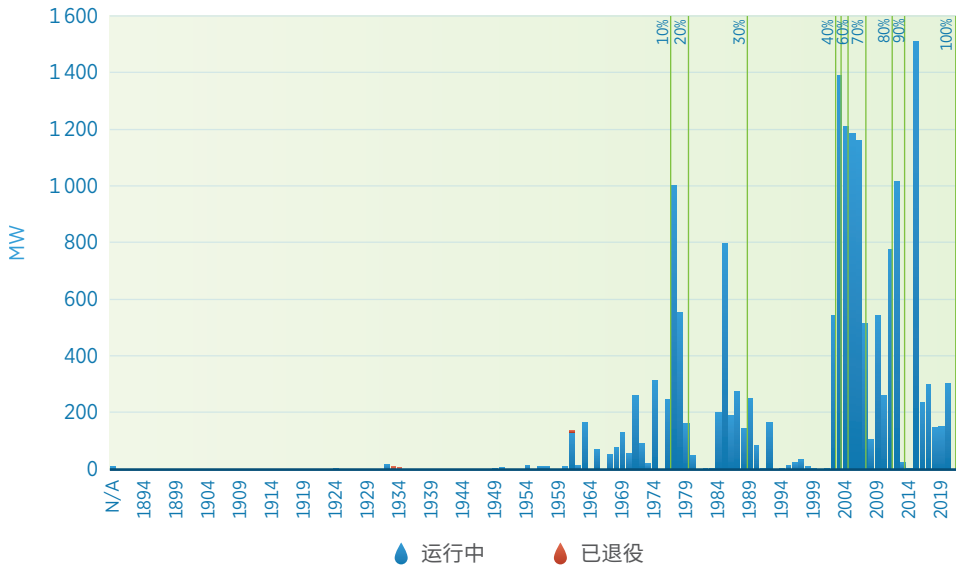
图 B.23 2022年-2037年中东列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

图 B.24 按投产年份统计的中东水电装机容量

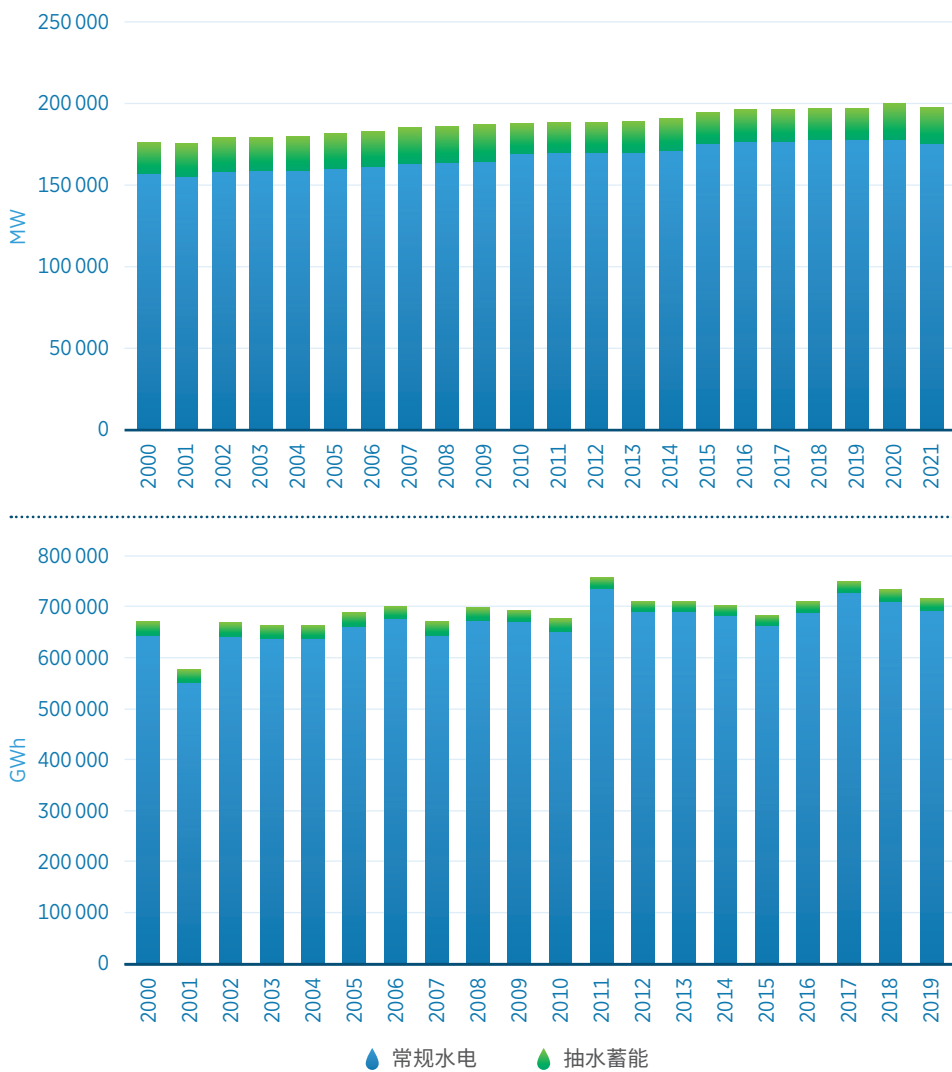


注: 数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦; N/A =不可用。

基于: S&P Global (2022)

北美洲

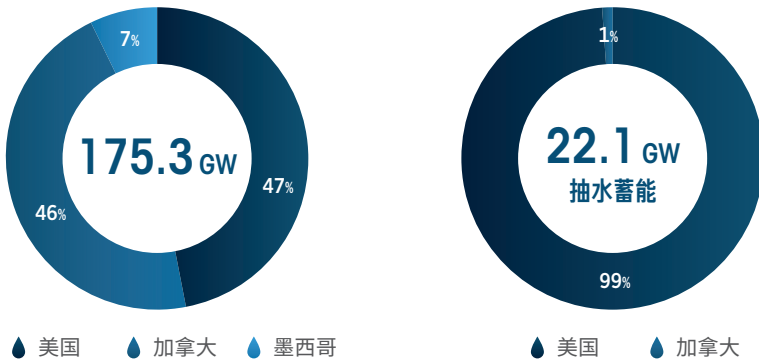
图 B.25 2000年-2021年北美洲水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

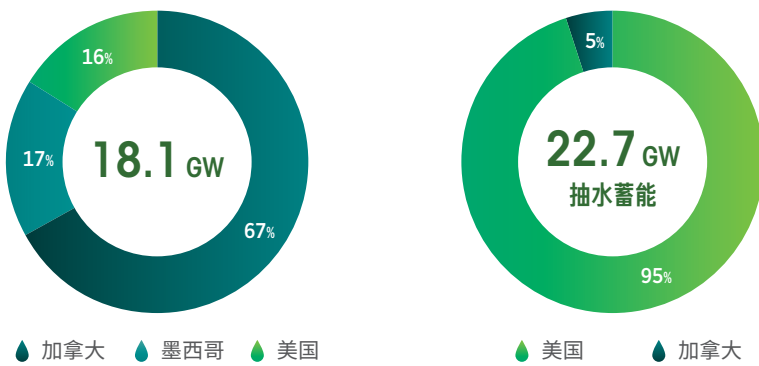
图 B.26 2021年北美洲水电装机容量



注: GW = 吉瓦。

来源: IRENA (2022b)

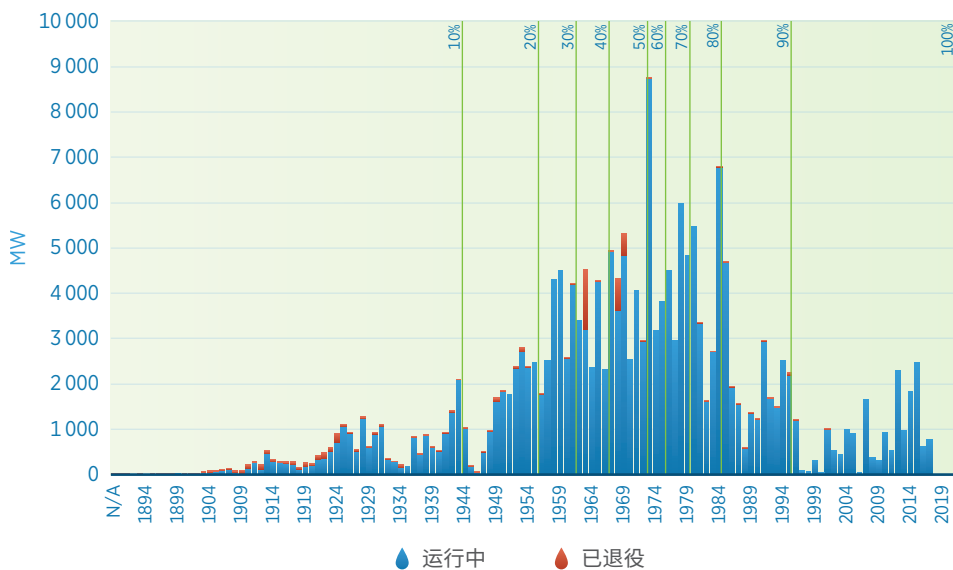
图 B.27 2022年-2037年北美洲列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

图 B.28 按投产年份统计的北美洲水电装机容量

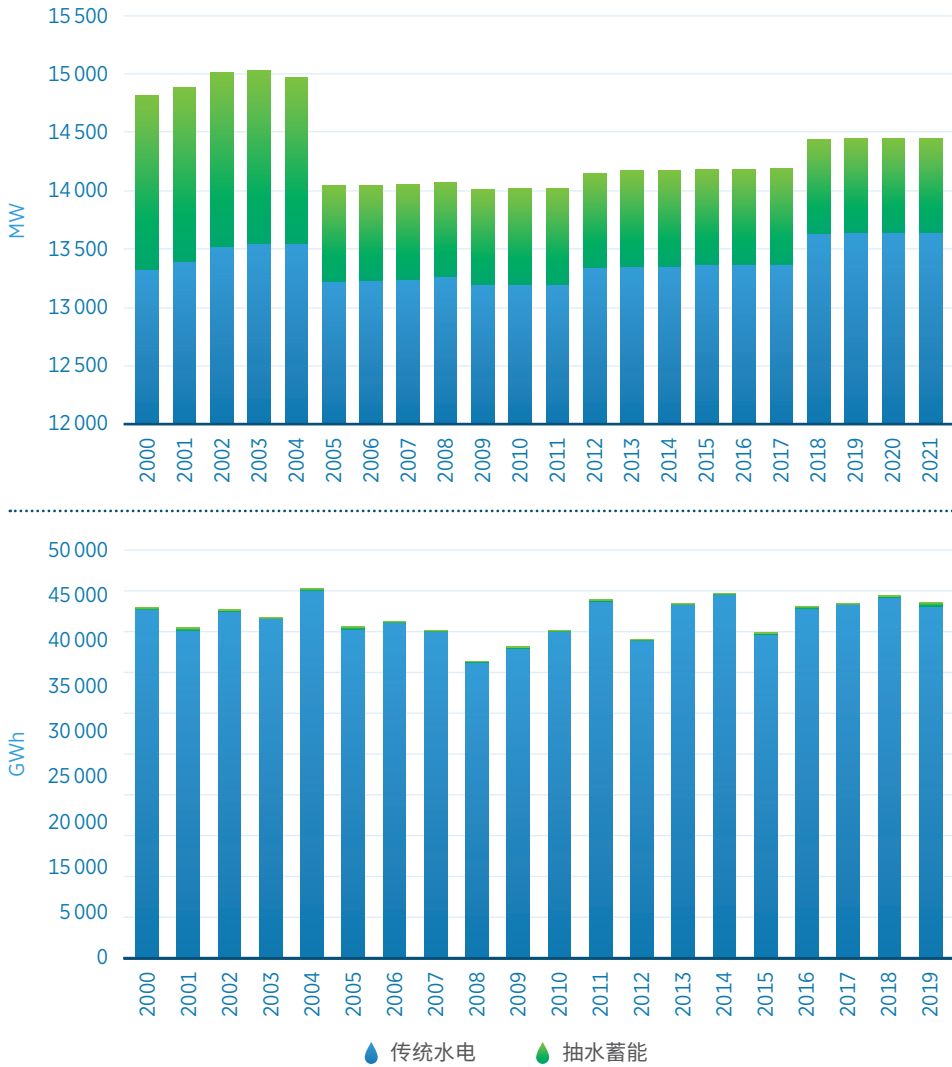


注: 数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW = 兆瓦; N/A = 不可用。

基于: S&P Global (2022)

大洋洲

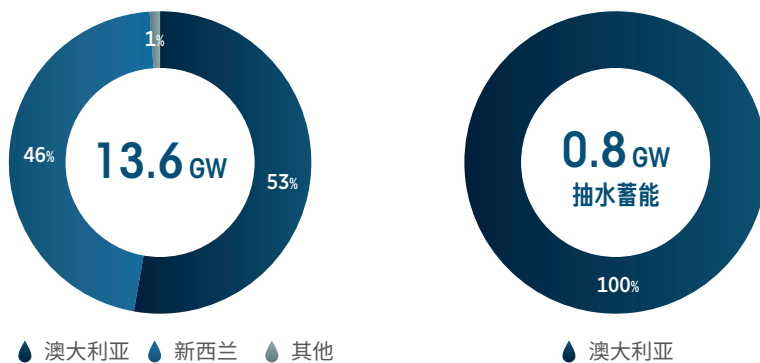
图 B.29 2000年-2021年大洋洲水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

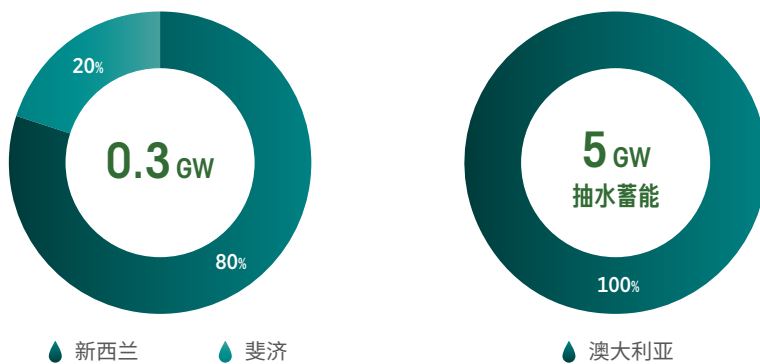
图 B.30 2021年大洋洲水电装机容量



注: GW = 吉瓦。

来源: IRENA (2022b)

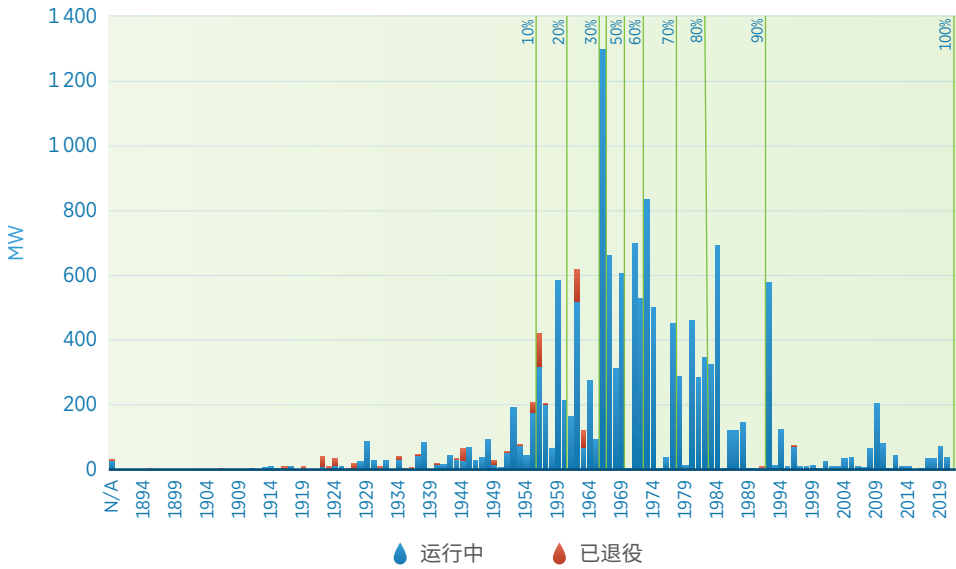
图 B.31 2022年-2037年大洋洲列入开发计划的水电项目



注: GW = 吉瓦。

基于: S&P Global (2022)

图 B.32 按投产年份统计的大洋洲水电装机容量

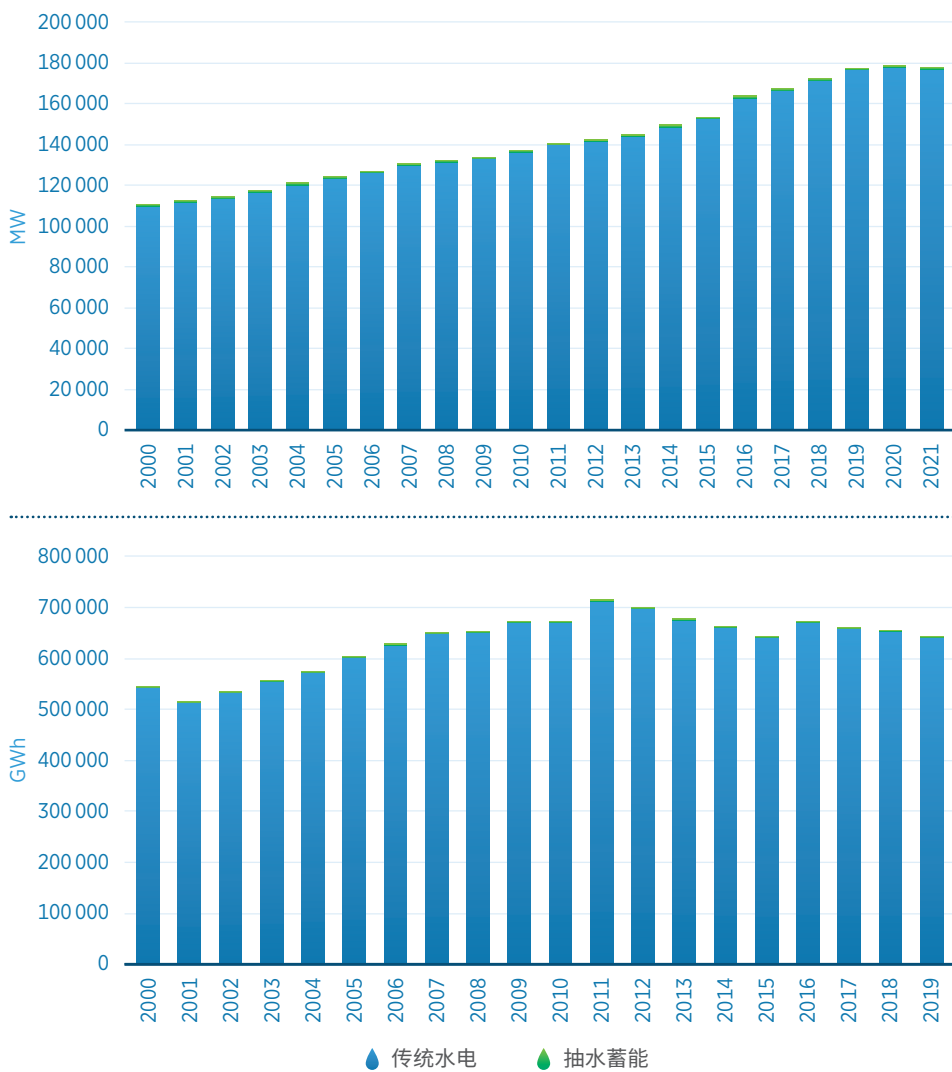


注: 数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦; N/A =不可用。

基于: S&P Global (2022)

南美洲

图 B.33 2000年-2021年南美洲水电装机容量和发电量



注: GWh = 吉瓦·时; MW = 兆瓦。

来源: IRENA (2022b)

图 B.34 2021年南美洲水电装机容量

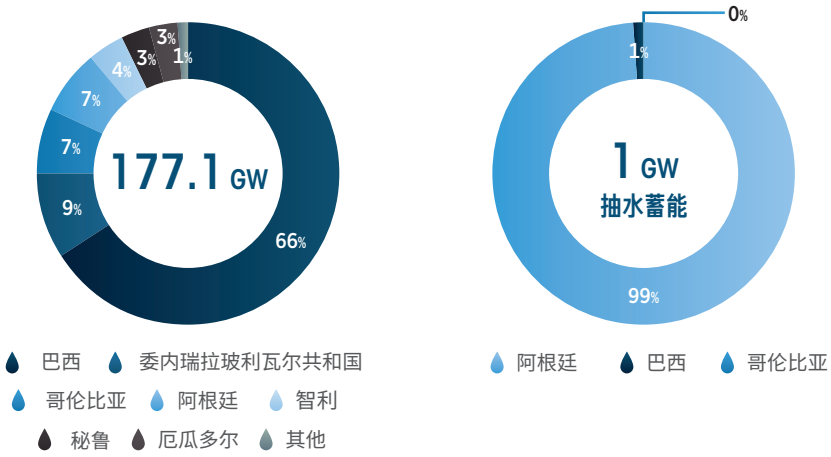


图 B.35 2022年-2037年南美洲列入开发计划的水电项目

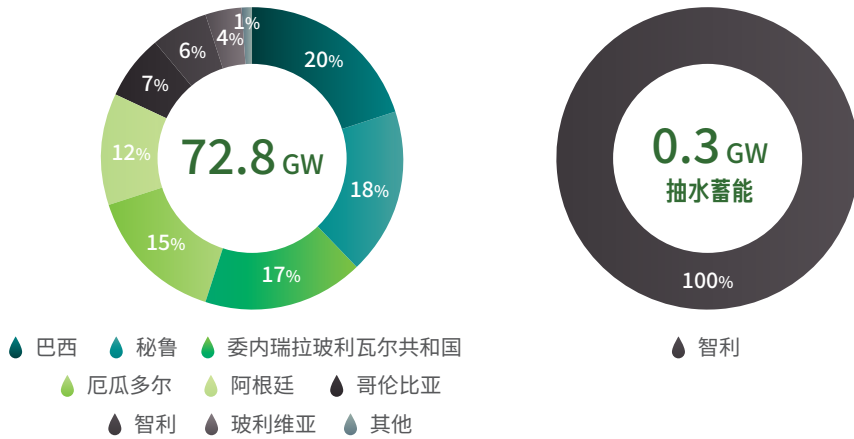
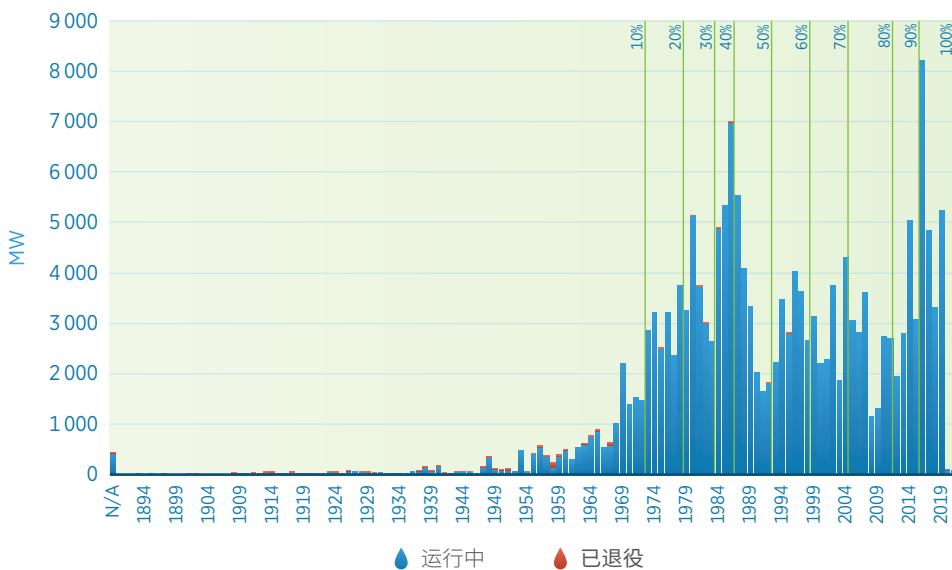


图 B.36 按投产年份统计的南美洲水电装机容量



注：数据包括抽水蓄能水电。没有投产日期的数据点被归为N/A。MW =兆瓦；N/A =不可用。

基于：S&P Global (2022)

