

先立后破 迈向零碳电力

探索适合中国国情的新型电力系统实现路径





关于落基山研究所(RMI)

落基山研究所(RMI)，是一家于1982年创立的专业、独立、以市场为导向的智库。我们与政府部门、企业、科研机构及创业者协作，推动全球能源变革，以创造清洁、安全、繁荣的低碳未来。落基山研究所致力于借助经济可行的市场化手段，加速能效提升，推动可再生能源取代化石燃料的能源结构转变。落基山研究所在北京、美国科罗拉多州巴索尔特和博尔德、纽约市、加州奥克兰及华盛顿特区设有办事处。

作者与鸣谢

作者

陈梓浩 高硕 李婷 刘雨菁 刘子屹 姚远 周勤

其他作者

李洁* 彭丽楠* 周锋*

作者姓名按姓氏首字母顺序排列。
除非另有说明，所有作者均来自落基山研究所。
带*的作者来自能源基金会。

联系方式

高硕，sgao@rmi.org

版权与引用

高硕,周勤,刘雨菁,李婷等，先立后破,迈向零碳电力——探索适合中国国情的新型电力系统实现路径，落基山研究所，2022年12月，https://rmi.org.cn/insights/new_power_system_report/

鸣谢

本报告作者特别感谢以下来自企业和研究机构的专家对报告撰写提供的洞见与建议。

(按姓氏拼音排序)

丁振华 东方电子股份有限公司
韩雪 国务院发展研究中心资源与环境政策研究所
李宁君 中国水电工程顾问集团有限公司
王春森 华能集团市场营销部
王晓波 California Independent System Operator (CAISO)
魏昭峰 中国电力企业联合会
杨宇 国网电力科学研究院 (南瑞集团)
袁家海 华北电力大学
张永平 百度智能云

本报告所述内容不代表以上专家及其所在机构观点。

RMI感谢能源基金会对“构建新型电力系统——从成功实验到加速实践”项目的支持。

目录

执行摘要	7
第一章 应对全球气候变化与实现电力脱碳	10
1.1 电力脱碳是全球应对气候变化的切入点	10
碳中和已成为全球主要经济体的重要战略目标,其核心是实现能源系统转型	10
能源系统转型的关键是电力生产零碳化和终端用能电气化	10
1.2 构建新型电力系统,实现电力系统脱碳	12
新型电力系统支撑高比例可再生能源的生产、输送与消纳	12
构建新型电力系统是全球各国都面临的崭新课题	12
中国的探索与实践将提供具有普遍借鉴意义的方案	14
第二章 构建中国特色新型电力系统 – 特征与难题	15
2.1 新型电力系统理念的诠释	17
2.2 构建新型电力系统亟需攻克的四大难题	18
第三章 破解构建新型电力系统难题的八项建言	20
3.1 长周期性交易机制是促进可再生能源投资的重要抓手	21
新型电力系统中,可再生电源需实现市场化发展	21
传统电力市场经济学理论与实践的局限	22
利用拍卖或竞争机制形成长期合同,对冲短期电力市场价格波动风险,为可再生能源规模发展提供更强确定性	23
尽快推出并不断优化省间绿电直购模式,明晰环境外部性权属与认证,发挥用户参与碳中和实践的意愿	25
3.2 就近开发与“西电东送”相辅相成是可持续发展的最佳模式	27
通过市场化机制提升“西电东送”能力	27
完善激励机制以优先就近集中开发海上风电	28
以分布式市场化交易及绿色属性认证为激励,推广以光伏为代表的分布式能源就地开发	30
3.3 有的放矢,因地制宜的辅助服务市场设计是充分利用灵活性资源的最有效手段	32
高比例可再生能源的开发与消纳大幅度增加了对系统灵活性能力的需求	32
建立辅助服务市场是充分利用资源以满足系统灵活性需求的当务之急	32

辅助服务市场与价格机制设计需秉持有的放矢,因地制宜的理念	36
3.4 氢能是具有综合优势的系统灵活性技术选择	37
实现电能的大规模存储是解决系统灵活性需求的革命性手段.....	37
氢能是具有综合优势的储能技术选择,掌握具有自主知识产权的核心技术是关键.....	38
3.5 扩大电力平衡区域与区域市场化调度应是电网优化资源以消纳可再生能源的范式	41
电网大规模消纳可再生能源的能力取决于其对资源的调度能力与方式	41
扩大电力平衡区域边界以提升可再生能源的消纳能力	41
打破省间壁垒的区域现货市场可实现电力资源在更大地理尺度下灵活优化配置.....	43
一体化的电能量与辅助服务市场才能实现可再生能源消纳系统成本的最优	44
3.6 数智技术的广泛应用才能大幅增强电网应对供需剧烈变化的能力.....	46
采用数字孪生技术实现电网全天候360度掌控	46
基于机器学习技术提升电网的实时运行能力.....	47
发挥大数据技术优势应对电网运行的安全风险	48
3.7 模块化的可观可控是需求侧弹性化的理想技术形态	49
实现需求侧的可观可控是电力用户、分布式能源及储能参与电力平衡的必须条件	49
大力推动微电网是实现需求侧可观可控且多能互补的理想方式.....	49
发展虚拟电厂是短期内加速挖掘需求侧灵活性的有效手段	53
3.8 全方位成为市场主体是需求侧能弹性地参与电力平衡的前提.....	55
缺乏市场参与的机遇严重制约了需求侧参与电力平衡的能力.....	55
全面放开用户侧参与电力市场准入资格	56
建立更通畅的价格传导机制.....	57
培育用户侧参与电力市场的能力.....	57

第四章 构建新型电力系统的探索与实践..... 59

4.1 可再生能源大规模消纳与输送 - 国家电网风光储输一体化试点实践	60
4.2 数智技术助力的电网运行与调度 - 南方电网建设数字电网的尝试	62
4.3 大范围电力资源的市场化优化配置 - WEIM区域电力平衡市场	64
4.4 需求侧参与电力市场的实践 - 德国TSO需求侧响应机制设计	66

第五章 结语与展望	68
5.1 政策、市场、技术合力驱动新型电力系统构建	70
5.2 立足国情，着眼全球，探索零碳电力发展之路	70
设计差异化的省/区域电力系统转型路线图是构建适合中国国情的电力系统的关键举措 ...	70
提供具有普遍借鉴意义的零碳电力实践与方案是中国对人类应对全球气候变化的贡献.....	71
参考文献	72

执行摘要

如何应对日益加剧的气候变化是各国共同关心的全球性问题，也是人类社会必须协力合作才能解决的挑战。

在人类活动中，能源活动是温室气体排放的最主要贡献者，目前，能源转型已成为减缓全球气候变化的首要议题。碳中和作为全球主要经济体应对气候变化的重要战略目标，其核心是实现能源系统转型。而在这一转型过程中，电力系统的脱碳无疑十分关键，电力生产的零碳化和终端用能的电气化将是全球应对气候变化的首要切入点。

电力系统运行的核心任务是要安全可靠、经济高效地实现电力的供需平衡。在过去一百多年内发展起来的传统电力系统，以化石能源作为主要一次能源，为社会经济发展与生产生活提供兼具安全性与经济性的支撑。在全社会碳中和的目标下，电力系统需要以可再生能源作为主要一次能源，实现安全、经济、绿色的电力供应。但考虑到由电力生产、输送与消费共同构成的电力系统的复杂性，实现零碳电力绝非是以可再生能源替代化石能源发电这么简单。

可再生能源（特别是非水可再生能源）发电技术与化石能源发电技术截然不同，前者的供应表现出高度的波动性与不确定性，而后者则可以实现稳定供应和灵活调节。此外，可再生能源发电依靠大量的电力电子设备，这将明显改变以同步发电机为主体的传统电力系统的元件构成与运行特性。因此，构建与“双高”特性（高比例可再生能源、高比例电力电子设备）相适应的新型电力系统势在必行。

基于上述洞察，本报告旨在探索如何构建适合中国国情的新型电力系统，以期实现“先立后破，迈向零碳电力”的最终目标。

构建新型电力系统的起点在于建立起对中国电力现状的充分认识。目前，电力供需现状表现为：持续增长的用电需求，以化石能源为主的发电量结构，由于资源禀赋原因形成的“西电东送”“北电南供”的长距离送电格局，以及亟待成熟的电力供需市场化机制。

未来，适合中国国情的新型电力系统应具备“可再生能源的高比例与均衡发展”，“大规模储能条件下灵活的电力平衡”，“数智技术助力的电网智能化”，“以及富有弹性的电力需求侧”四个鲜明的特征。因此，构建新型电力系统将面临如何确保可再生能源的可持续发展，如何化解煤电占比减少与系统灵活性需求日益增加的矛盾，如何提升电网大规模消纳可再生能源的能力，以及如何赋能需求侧弹性以实现安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力平衡这四个棘手的难题。

破解构建新型电力系统的四大难题需要有的放矢地协调利用政策、市场、技术等多方面工具。本报告从电源侧、电网侧、负荷侧各相关方的差异化视角和诉求入手，以问题为导向，以解决方案为目标，从全局性的视角出发，有针对性地提出了以下八项核心建言，并结合“十四五”“十五五”及2030年之后三个发展阶段提出了相应的行动建议与目标（图表ES1）。

图表 ES1 构建新型电力系统的四大难题与八项建言

主要难题	核心建言	2025		2030
		“十四五”期间	“十五五”期间	“碳中和”实践期
如何确保可再生能源的可持续发展？	长周期性交易机制是促进可再生能源投资的重要抓手	推广基于拍卖或竞争机制的长期（多年）电力合同 优化绿色电力直接交易，建立制度化、标准化的省间绿电直接交易机制	到2020年代末，成为全球第一大绿电交易市场	
	就近开发与“西电东送”相辅相成是可持续发展的最佳模式	通过市场机制提升西电东送能力 对海上风电等靠近负荷侧的零碳电源提供优惠 分布式可再生能源的绿色属性认证	近海海上风电全面实现平价 推动规范化、制度化的隔墙售电 推广电力分布式交易	靠近负荷中心的海上风电和分布式能源成为供给侧的重要组成部分
	有的放矢、因地制宜的辅助服务市场设计是充分利用灵活性资源的最有效手段	完善以频率稳定为目标的省级辅助服务市场 完善以电压稳定为目标的本地化辅助服务价格机制	全面建设区域辅助服务市场	各辅助服务品种市场成熟运行
如何化解煤电占比减少与系统灵活性需求日益增加的矛盾？	氢能是具有综合优势的系统灵活性技术选择	掌握氢燃机、氢燃料电池等产业链和产品的核心技术，培育氢能社会化应用		氢燃机等技术在电力系统内实现规模化、商业化利用
如何提升电网大规模消纳可再生能源的能力？	扩大电力平衡区域与区域市场化调度应是电网优化资源以消纳可再生能源的范式	在有条件的地方建设跨地域的区域电力现货市场	扩大电力平衡区边界	
	数智技术的广泛应用才能大幅增强电网应对供需剧烈变化的能力	现货市场与辅助服务市场由分级出清向联合出清转型 大数据平台与基于大数据分析技术的电网运行与维护业务应用在省级电网的全面落地		数字孪生技术应用于多数省级电网 电力系统设备和运行维护实现非人工化和自动化
如何赋能需求侧弹性以实现安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力平衡？	模块化的可观可控是需求侧弹性化的理想技术形态	发展虚拟电厂以在短期内加速挖掘灵活性	推动微电网作为低零碳技术广泛应用	实现“主干+模块化”的新型电网形态
	全方位成为市场主体是需求侧弹性地参与电力平衡的前提	逐步完善电能量和辅助服务等价格传导机制 加快培育成熟的需求侧市场主体	全面放开需求侧参与市场和价格传导	

行动 目标

资料来源：落基山研究所

展望未来，电力脱碳的成功离不开政策、市场与技术三大驱动力。精准的政策扶持、完善的市场化机制、大胆的技术创新将形成合力，支持构建符合中国国情的新型电力系统。

- 政策层面：过去、现在和将来，可再生能源的可持续发展、新型电力系统的构建都离不开国家相关政策的引导与扶持，应在国家与省级地方政府层面继续提供精准而又有差异化的政策扶持与激励措施，特别是针对一些潜力巨大，但短期内尚且难以实现经济效益的核心零碳电力技术的发展与应用。
- 市场层面：在今后的五至十年内，加快和深化电力市场改革对优化电力系统的安全、经济运行和确保可再生能源的高效利用至关重要。具体行动方向包括全面建设省级电能量现货市场与辅助服务市场，拓展多年尺度长期电能量交易，尽快试点建立区域电力市场，落实跨省输电电价机制优化和保证条件成熟的用户全方位参与电力市场等。
- 技术层面：中国的电网已经储备了较为成熟的大规模消纳可再生能源的技术能力及解决方案。在已经广泛应用的特高压交直流输电技术基础上，应推动柔性直流电网技术、风光储输一体化系统调度技术、多元化储能技术、数智技术、基于模块化理念的多能互补型微电网与虚拟电厂技术等已经进行试点和示范的项目，进入规模化发展与应用阶段。

在探索零碳电力的实践之路上，一方面要立足国情，以地方为抓手，从地方实际出发，因地制宜，设计本地化、差异化的新型电力系统建设方案；另一方面要着眼全球，引领全球气候治理与新型电力系统建设，依托中国电力系统“海纳百川”的多元化特征，为世界各国，特别是发展中国家，提供具有重要借鉴意义的中国方案。

希望本报告的研究成果，能够为全球各国电力脱碳的利益攸关者洞察零碳电力的政策走向、市场规律与技术趋势，设计电力系统脱碳最佳路线图，提供有价值的思路与可借鉴的方案，从而支撑全社会乃至全球更好地完成应对气候变化行动目标。

第一章 应对全球气候变化与实现电力脱碳

1.1 电力脱碳是全球应对气候变化的切入点

碳中和已成为全球主要经济体的重要战略目标，其核心是实现能源系统转型

应对日益加剧的气候变化是各国共同关心的全球性问题，也是人类社会必须协力合作才能解决的挑战。自工业化以来，与人类活动相关的温室气体排放已经将全球平均气温提高了超过1摄氏度。近年来，全球气候变化引发的极端天气事件（高温热浪、暴雨洪水、干旱等）频发，强度也越发猛烈，直接影响到人们的生产生活和生命安全。海平面上升、海水升温、冰川融化和海水酸化等变化，正深刻影响着陆地与海洋的生态系统和大气环流。面对气候变化这一共同的挑战，自上世纪90年代开始，全球各国在政府间气候变化专门委员会（IPCC）和联合国气候变化框架公约（UNFCCC）下开展了一系列合作，并达成了《京都议定书》《巴黎协定》等具有里程碑意义的合作文件。

自《巴黎协定》签署以来，碳中和逐渐成为全球各主要经济体的重要目标。2015年，全球各国代表在巴黎气候大会上通过《巴黎协定》，提出将本世纪全球气温升幅限制在2°C以内，同时寻求将气温升幅进一步限制在1.5°C以内的措施。2018年，欧盟委员会提出了“建立繁荣、现代、有竞争力且气候中和的欧盟经济体长期战略愿景”，提出到2050年实现气候中和，成为首个提出碳中和目标的发达经济体。2020年，中国作为全球最大的发展中经济体，提出2060年前实现碳中和，成为全球气候行动的重要支撑。包括美国（2050年）、印度（2070年）等在内的主要发达和发展中经济体，也陆续提出各自的碳中和目标，支持全球共同的气候行动。

在人类活动中，能源活动是温室气体排放的最主要贡献者，能源转型是减缓全球气候变化的首要议题。IPCC第六次评估报告¹显示，自工业化以来，全球温室气体（二氧化碳、甲烷等）排放几乎都来自于化石燃料燃烧和土地利用变化。在过去十年，约86%的二氧化碳排放来自于化石燃料燃烧。能源活动在温室气体排放中的压倒性占比，使得摆脱化石燃料依赖成为气候变化行动的重中之重。第六次评估报告指出，降低温室气体排放需要能源全行业实现重大转型。可喜的是，能源转型正在如火如荼的快速推进，能效技术、可再生能源电力、电动汽车、氢能汽车、氢冶金等技术的发展与推广为能源转型提供了技术选项，全球非化石能源一次能源消费量从2010年的65 EJ增长到2020年的94 EJ，在一次能源中占比达到约17%。²

但能源转型也同样存在难点。历史上，还没有任何经济体依托非化石能源实现工业化和现代化。作为全球最大的发展中经济体，中国需要回答如何在经济、社会高质量发展的情况下实现能源转型这一极具挑战性的问题，为实现经济增长与能源消费和温室气体排放的脱钩提供有代表性、经济性和可行性的实施方案。

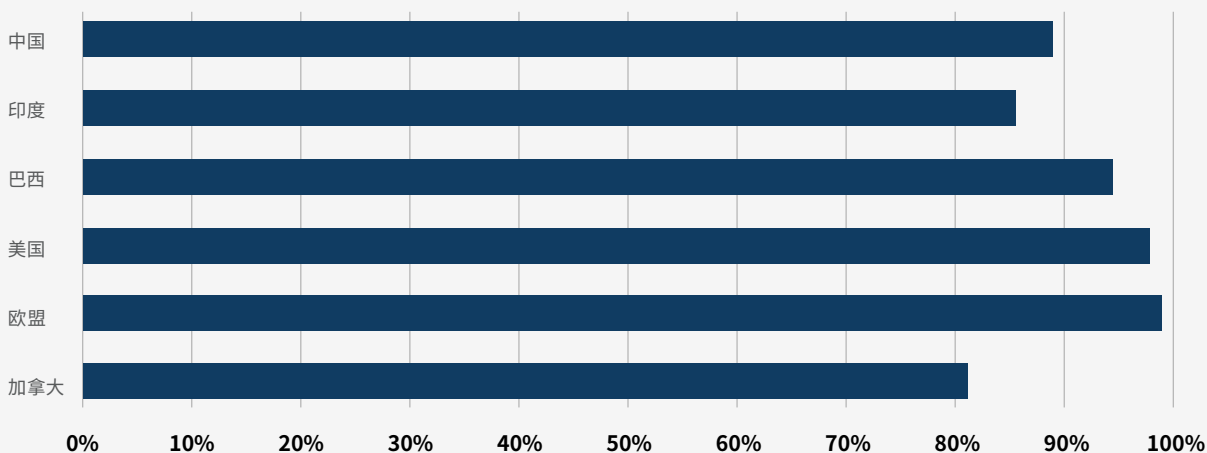
能源系统转型的关键是电力生产零碳化和终端用能电气化

电力行业二氧化碳排放占全球能源活动二氧化碳排放的约40%，它在能源系统转型中占有举足轻重的地位。同时，相比于工业（重化工业等）、交通（航运、航空、公路货运等）、建筑（大规模供暖等）等行业，电力也是现有能源转型解决方案规模化发展较为成熟的行业。电力行业在能源转型中的角色可以用两个要点来概括，即电力供给侧的生产零碳化和电力消费侧的终端电气化。在中国，从碳达峰到碳中和，电力生产零碳化和终端用能电气化将分别贡献约31%和16%的二氧化碳减排量，是实现净零碳排放的两大重要策略。³

¹ 指21世纪末相对前工业化时期的全球气温变化。

电力行业在能源系统转型中的首要任务是电力生产的零碳化，即通过大规模发展零碳排放的可再生能源发电技术，替代传统的高碳排放的化石能源发电技术，从而最终实现电力供应的零碳化。未来30年，全球主要经济体的零碳电源（风电、太阳能发电、水电等）装机容量将普遍上升至80%以上，从而大幅降低电力系统的碳排放水平（图表1.1）。

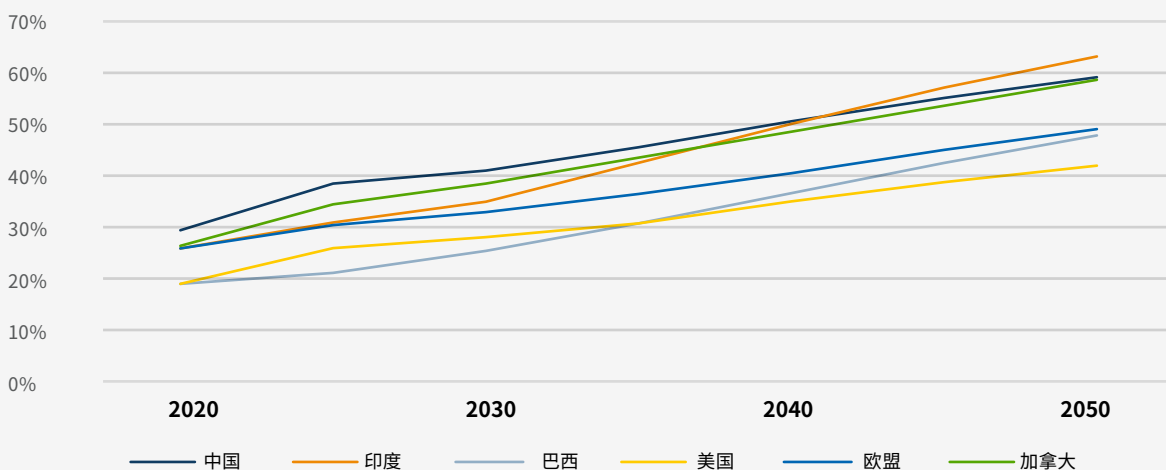
图表 1.1 2050年零碳电源装机占比情景模拟



数据来源: IEA World Energy Outlook⁴, Canada Energy Regulator⁵

在电力碳排放下降的基础上，大幅改变终端能源消费模式，实现用能电气化则是能源转型另一个重要的风向标。在工业、建筑、交通等领域，终端用能电气化都是各自领域减排的关键手段。目前，全球终端能源电气化率仅为19.6%⁶，主要经济体的终端能源电气化率普遍处于20%-25%的区间⁷。随着未来终端用能电气化的迅速提高，电力系统将承接更高比例的工业、建筑、交通等领域转移的能源消费。到本世纪中叶，中国等主要经济体的终端电气化水平将上升到50%左右（图表1.2）。结合届时的高比例零碳化电力生产水平，整个能源系统的碳排放水平将因电力脱碳而发生根本性的变化。

图表 1.2 终端能源电气化率情景模拟



数据来源: IPCC AR6 Scenario Database⁸, Enerdata⁹

1.2 构建新型电力系统，实现电力系统脱碳

新型电力系统支撑高比例可再生能源的生产、输送与消纳

电力系统运行的核心任务是要安全可靠、经济高效地满足电力的供需平衡。过去一百多年发展起来的传统电力系统，以化石能源作为主要一次能源，安全、经济地支撑了社会经济发展与生产生活。在全社会碳中和的目标下，电力系统需要以可再生能源作为主要一次能源，实现安全、经济、绿色的电力供应。但电力的生产、输送与消费构成了一个复杂的电力系统，实现零碳电力绝非是简单的以可再生能源替代化石能源发电即可实现。

可再生能源发电技术（特别是非水可再生能源）与化石能源发电技术截然不同，前者的供应表现出高度的波动性与不确定性，而后者则可以稳定供应和灵活调节。此外，可再生能源发电依靠大量的电力电子设备，将明显改变以同步发电机为主体的传统电力系统的系统元件的构成与系统的运行特性。例如，高比例的采用电力电子技术的发电设备将降低电力系统中同步发电机的占比，使得电力系统整体转动惯量减少，这将影响电力系统运行的稳定性。因此，高比例可再生能源电源与高比例的电力电子设备的这种“双高”特性，意味着与其相适应的电力系统理论、系统结构、运行模式与技术手段将发生革命性的改变，构建新型电力系统势在必行。

新型电力系统将以可再生能源等非化石能源作为主要一次能源，提供安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力供应。未来，新型电力系统将呈现模块互联、弹性互动、刚柔兼济、和谐发展的形态：

- 在供给侧，集中式可再生能源、大容量储能、氢能发电等的协调互动，将提供安全、稳定的绿色电力；
- 在电网侧，坚强而高效的特高压与高压电网，依托电力电子、规模化储能、数智技术等前沿技术而坚韧智能地有效支撑绿色电力的安全与经济的输送；
- 在需求侧，分布式可再生能源与储能、微电网、虚拟电厂，以及需求侧响应的应用，将构建可观、可控的模块化绿色电力产消合一者。

构建新型电力系统是全球各国都面临的崭新课题

到目前为止，全球单位发电量碳排放强度仍处于高位的状态。设立近中期电力系统目标，推动电力行业向低碳和零碳方向转型，是各经济体实现碳中和目标的重要一步（图表1.3）。

图表 1.3 部分经济体碳中和以及电力系统目标

	经济体	碳中和目标年	近中期电力系统目标
发展中经济体	中国	2060	到2030年,风电、太阳能发电总装机容量达到1,200GW以上
	印度	2070	到2030年,实现500GW非化石能源装机
	巴西	2050	到2031年,可再生能源装机占比约83%
发达经济体	美国	2050	到2035年,实现电力系统零排放
	欧盟	2050	到2030年,可再生能源总装机达到1,236 GW
	加拿大	2050	到2035年,实现电力系统零排放

数据来源：中国国务院新闻办公室¹⁰，The Economic Times¹¹，Ministério de Minas e Energia do Brasil¹²，The White House¹³，European Commission¹⁴，Government of Canada¹⁵

设立明确的零碳电力目标无疑是良好的开端，但选择什么样的路径、采取什么样的技术路线与行动方案以实现这些目标，目前尚无清晰的答案。全球的主要经济体中，除个别水电资源特别丰富的国家如加拿大、巴西等外，多数国家的可再生能源发电量比例均在30%或更低的水平，其中非水可再生能源发电量的占比则更低（图表1.4）。电力的生产、输送及消费在很大程度上仍是沿袭传统电力系统的运行模式。而要实现各国所设定的高比例可再生能源电力的目标，电力系统应如何构建，无疑对各国都是一个没有先例、需要“摸着石头过河”的探索。

图表 1.4 G20成员国2021年可再生能源发电量占发电总量的比例

	可再生能源发电占比	非水可再生能源发电占比
巴西	77.5%	22.0%
加拿大	67.2%	7.8%
德国	40.5%	37.2%
意大利	39.9%	24.9%
英国	39.3%	37.7%
土耳其	35.5%	18.8%
澳大利亚	28.9%	22.9%
中国	28.7%	13.5%
阿根廷	24.2%	11.3%
墨西哥	22.2%	11.8%
法国	22.1%	11.5%
日本	20.4%	12.8%
美国	20.0%	14.2%
印度	19.4%	10.0%
俄罗斯	19.0%	0.5%
印度尼西亚	18.2%	10.2%
南非	7.3%	6.8%
韩国	7.2%	6.7%
沙特阿拉伯	0.2%	0.2%

数据来源：Our World in Data ¹⁶

以美国为例，美国在《中美关于在21世纪20年代强化气候行动的格拉斯哥联合宣言》宣布了2035年实现零碳电力这一非常雄心勃勃的目标，比美国政府之前宣布的2050年零碳电力目标提前了15年。但主流媒体、研究机构、行业组织普遍质疑这一目标的可能性和可行性，相当一部分观点认为白宫公布的信息缺乏具体的落实计划，所设立的零碳目标在现有的政策与电力系统的现状条件下难以实现。例如，在系统灵活性方面，在2035年实现零碳电力的目标下，太阳能加风电的发电量需要在短短15年间从10%提升至74%，如此高比例的间歇性可再生能源发电势必形成对现有电网运行与调度灵活性的巨大挑战。同时，与中国类似，美国可再生能源电源与负荷中心的地理分布同样需要大规模、长距离输送可再生能源，这亟需对现有的输电系统进行现代化升级改造，预期将累计花费超过一万亿美元¹⁷。但是，如何保障有足够资金实现电网现代化，又如何在缺乏储能等系统灵活性资源量化发展目标的情况下解决电网的灵活性要求，许多疑问都缺乏明确可行的解决方案。

虽然一些国家已经实现了接近100%的可再生能源电力供应，但其经验对主要经济体电力转型的指导作用有限。目前，包括阿尔巴尼亚、冰岛、巴拉圭、哥斯达黎加、塔吉克斯坦、挪威、乌拉圭等十余个国家和地区已经实现可再生能源在电力中占比超过90%，甚至达到100%。但是，这些国家的电力系统中水电的占比极高，因此难以被定义为新型电力系统：在这些国家中，水电占比最低的国家也达到了六成，阿尔巴尼亚、巴拉圭、塔吉克斯坦、挪威等国占比甚至达到或接近100%。同时，一些得天独厚的资源条件也是这些国家实现零碳的主要支撑：由于优越的地热资源，冰岛和哥斯达黎加的电力供应体系中地热发电占比10%-30%，与水电互为有效补充，支撑零碳电力系统运行。这些零碳电力系统的建设与运行实践与经验固然有利于电力和能源系统转型，但对于应对高比例可再生能源接入和新型电力系统构建的挑战，仍缺乏普遍的借鉴意义。

国际实践与争论给我们的有益提示是，如何在电力系统的转型进程中遵循电力运行和市场规律，顺应低碳技术发展趋势，推动形成适合各国资源禀赋和社会经济发展需求、具备高比例新能源消纳能力的新型电力系统，将是全球各国共同面临的课题。

中国的探索与实践将提供具有普遍借鉴意义的方案

全球各国的电力系统的运行都遵循同样的物理规律，担负着为社会经济发展与人民生活提供安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力供应这一共同的核心任务。但是，每个电力系统因其电源的类型与组合比例、电网的结构与互联方式、负荷的构成与特性及运行调度与控制方式和技术的差异而各有其自身的特点。

中国的国情使得中国的电力系统“海纳百川”，包含了全球许多国家电力系统具备的不同的特点。中国广阔的地域与经济的蓬勃发展使得其不同地区的电力系统呈多元化的特征：在电源侧，从西北部的大型风电、光伏、光热基地，到西南部的大型水电站，再到东部海域的海上风电场，以及部分农村地区的生物质发电，中国的可再生能源发电资源品种丰富多样；在电网侧，由于电源与负荷中心的地理逆向分布，中国的电网呈现出多种形式（交直流）的系统互联以支撑电力长距离输送的形态；在需求侧，高比例的工业负荷、快速的城镇化及分布式能源的整片开发，使得需求侧体现出多种不同的电力消费与生产模式。

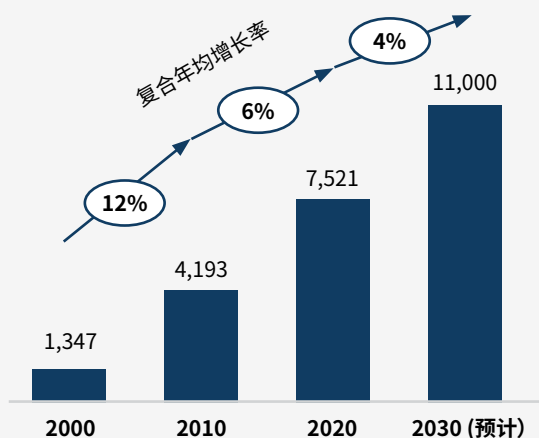
因此，中国构建新型电力系统的探索与实践，特别是在可再生能源的可持续开发、长距离输送与消纳、高比例煤电顺利转型、大规模互联电网的智能化演进、需求侧弹性参与电力平衡等领域给出的中国方案，将对世界各国具有非常重要的借鉴意义。

第二章 构建中国特色新型电力系统 – 特征与难题

在探讨中国特色新型电力系统理念与特征之前，需要清晰地了解与认识中国电力系统的现状。

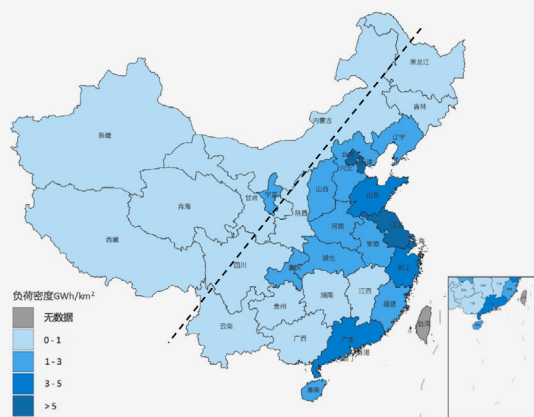
中国电力系统具备以下四个主要的特征。一是持续增长的用电需求：预期到2030年，电力需求约达到11万亿千瓦时，年均增长率约4%（图表2.1）。二是“富煤，贫油，少气”的能源资源禀赋和以煤电为主的发电资源：2020年煤电发电量占全部发电量比例约为60%。三是逆向分布的电源与电力负荷：以“胡焕庸”线ⁱⁱ为界，中国的煤电、水电、风电与太阳能发电资源主要集中在西北部地区，而负荷中心则集中在东南部沿海地区（图表2.2-2.3），东南部地区占全国用电量的85%以上，人口占94%以上，GDP占95%以上。四是任重道远的电力市场化改革进程：过去二十年中国的电力行业在市场化方向上进行了许多有益的尝试，积累了大量宝贵的经验，也取得了显著的成果，但同时也还面临许多的困难和挑战，集中体现在“体系不完整、功能不完善、交易规则不统一、跨省跨区交易存在市场壁垒等问题”。同时，与发达国家所经历的先完成电力市场化改革、后进入电力脱碳进程不同，中国将需要同步地推进电力市场化改革与电力脱碳进程。

图表 2.1 中国电力需求增长预测



数据来源：国家统计局，落基山研究所¹⁸

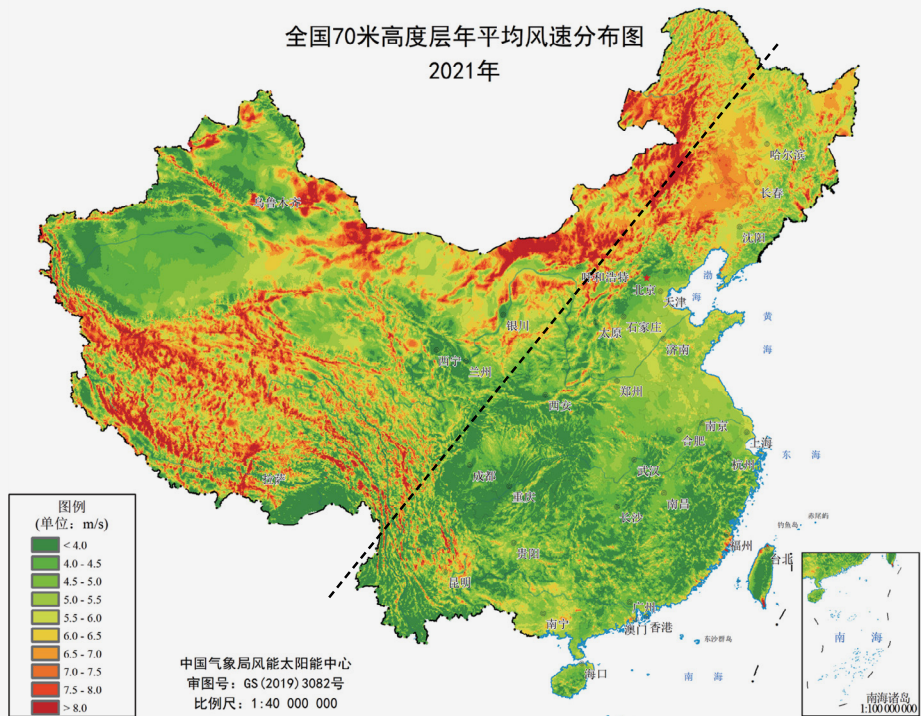
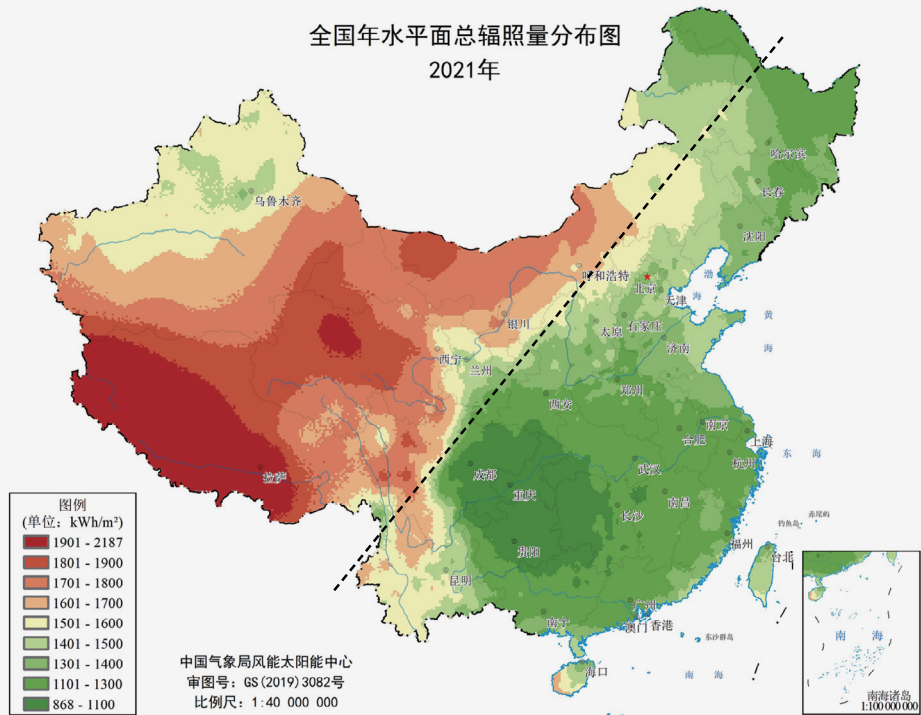
图表 2.2 中国内地电力需求地理分布



数据来源：中国电力企业联合会¹⁹，落基山研究所

ii 胡焕庸线是中国经济地理重要分界线，是北起黑龙江黑河，南至云南腾冲的地理连线。

图表 2.3 中国风能、太阳能发电资源地理分布



资料来源: 中国气象局风能太阳能中心²⁰

实现“双碳”目标，电力的零碳化是必然选择。《关于完整准确全面贯彻新发展理念做好碳达峰碳中和工作的意见》提出到2060年，非化石能源在能源消费中的占比至少达到80%。考虑到电力脱碳在全社会低碳发展中的角色，电力消费中非化石能源占比可能更高。到2060年，可再生能源，特别是非水可再生能源，将是电力系统电源的主力军。但可再生能源发电的大规模发展将给电力系统增添一个新的“特色”，即非水可再生能源输出的波动与不确定性给电力系统的实时调度带来额外挑战。此外，以风电与太阳能发电为代表的绿色电力供应曲线与电力需求曲线在日内乃至季节之间的变化上往往失配，这意味着“要时没电、不要时太多”场景的出现，将在多个时间尺度上给电力系统的核心任务，即保障安全可靠的电力与电量平衡，提出重大的难题。因此，电力系统需从当前主要以化石能源为一次能源的电力系统，向适应大规模高比例可再生能源的新型电力系统方向演进。

2.1 新型电力系统理念的诠释

尽管电力相关领域的专家和机构对新型电力系统理念展开了诸多讨论与实践，但在诠释理念和判断电力系统发展态势方面，尚没有形成全行业共识。我们认为，新型电力系统至少应具备下述四个基本特征。

绿色电力将高比例、均衡发展

可再生能源需要大规模开发。与大多数发达国家的电力需求增长缓慢甚至持平不同，中国在未来的几十年中必须新增足够的发电能力以跟上电力需求增长的速度。这意味着中国需要比发达国家更大规模地开发可再生能源，一方面满足未来的需求增长，另一方面取代大部分由煤电组成的现有发电能力。

新型电力系统不仅仅是指高比例可再生能源的开发与消纳，更重要的是保障可再生能源的均衡与可持续的发展，而均衡发展有多个维度的体现，一是集中式发电与分布式发电的均衡发展，如平衡大型集中式光伏基地建设与分布式光伏整县开发，二是电源资源集中地区与负荷集中地区的新能源均衡发展，如西部地区陆上风电的开发与靠近沿海负荷中心的海上风电的开发，三是在不同类型的零碳能源（风电、光伏、光热、水电、核电、生物质、海洋能等）资源之间的均衡发展，如波动性输出的风电、光伏的开发与稳定的、可调节输出的光热、水电的开发。

灵活的电力平衡将源于大规模储能

目前，电力尚不能大规模存储，而电力需求随时随地变化，导致电力的生产必须能够灵活地随需求的变化即产即消，以保证电力供需的实时平衡。

可再生能源大规模开发对电力系统灵活平衡电力供需的能力提出更高要求。传统上电力系统的灵活性需求来自于依靠火电等可调节电源来实时平衡负荷的变化，而非水可再生能源则因其输出具有强烈的波动、间歇与不确定性使其成为输出不稳定的电源。

新型电力系统需实现电能的大规模存储。这将有效地平衡负荷与可再生能源造成的双重波动性与不确定性，电力无需为实时供需平衡而即产即消，从而大大降低了电力生产与输送的成本与风险。“储能+”技术将在供给侧保障可再生能源提供可控、稳定输出的绿色电力，在电网侧大幅提升电力系统在多时间尺度下的灵活调节能力，在需求侧则赋能用户的需求弹性。

数智技术将助力电网的智能演进

中国的可再生能源和负荷中心在地理位置上的逆向分布，意味着需要更长的输电线路，更大容量、更灵活可靠的输电技术，以及在更大范围（跨省、区域）内调度电网资源的能力来实现可再生能源的大规模输送与消纳。此外，分布式可再生能源的整片开发与大规模接入配电网，将使得传统的电力从电网单向流动至负荷的简单形态，变成网荷之间电力双向流动的复杂运行模式。

数字化与人工智能技术的创新，将赋予电网刚柔兼济的特性与灵活调度能力来实现可再生能源的大规模消纳与输送。新型电力系统的运行与调度模式将从传统上被动的监测、调整与人工应对，演变为主动的预测、预警与自适应修复。在正常运行时能精准预测可再生能源的波动与不确定性，动态地最优配置资源并充分发挥网络的能力，而在电网面临风险、事故及极端灾害时能先知先觉，提前预警、决策、行动，防患于未然。

需求侧将弹性地参与供需平衡

长期以来，传统电力系统的电力需求有着两大特点：其一，缺乏对用户电力消费按实时电力价格的收费结算，造成用户不知何时“柴米”最贵；其二，用户无需事先签约即可消费电力，导致实时电力消费时用户“爱用多少就用多少”。因此，在电力需求无弹性，或需求弹性无法反馈到供给侧的时候，如果供应稀缺，电力生产的边际成本会疾速攀升，甚至导致供需无法平衡。

新型电力系统将赋能需求侧，使其具备弹性，主动地参与电力的供需平衡过程。而需求的弹性特性包含了两层含义：首先，需求侧具备为响应供给与输送条件变化而自动调整负荷的能力；其次，需求侧将从单一的电力消费模式，向既需要消费电力又同时生产电力，特别是生产可再生能源电力的产消合一（Prosumer）模式转化。

2.2 构建新型电力系统亟需攻克的四大难题

构建适合中国国情的新型电力系统无法一蹴而就，而将是一个充满挑战、历经不断探索、破解各种难题的过程。我们认为，在众多难题中要抓住主要矛盾，亟需攻克四个主要难题。

如何确保可再生能源的可持续发展？

尽管可再生能源生产的边际成本低，但投资成本高，需要长期稳定、可预期的收益保障，而目前新增可再生能源开发项目的上网电价形成机制将带来投资成本回收的不确定性，影响开发者的决策与意愿。

鉴于中国可再生能源与负荷中心在地理上逆向分布的特征，大规模长距离输送具有强波动性与不确定性的可再生能源电力，还将导致激增的输电系统成本及对电网安全稳定运行的压力。

如何化解煤电占比减少与系统灵活性需求日益增加的矛盾？

当可再生能源实现高比例，成为主力电源时，电力系统必须实时平衡负荷和可再生能源造成的供需双重波动性与不确定性，这意味着对灵活性资源的需求大幅增加。

而在缺乏气电做为提供灵活性的过渡手段的情况下，煤电做为目前中国电力系统的主要安全支撑与灵活性资源，其占比却需要逐步减少。

如何提升电网大规模消纳可再生能源的能力？

消纳可再生能源需要灵活配置电源与输电通道资源，而目前电网的调度主要是以省为实体进行电力平衡，同时，缺乏市场价格信号的调度方式无法在更大范围内基于电力生产与输送的边际成本实时配置资源。

在必须实时平衡负荷与可再生能源造成的双重波动性与不确定性的场景下，传统电力系统以应对、调整事件发生后系统状态为导向的调度方式难以适应电网规模的不断扩大与互联、系统监测采集信息海量增长、高比例电力电子设备条件下系统运行与调度的模式日趋复杂的新形势。

如何赋能需求侧弹性以实现安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力平衡？

当供应稀缺时，若负荷缺乏弹性，电力生产的边际成本将疾速攀升，电力供需甚至可能无法平衡。同时，电力系统负荷高峰时段往往需要高碳排放电源的出力来承担峰值负荷，这将潜在地影响煤电发展路径。

长期以来，由于缺乏对电力供应成本的实时感知，需求侧尚缺少为响应电力生产与输送条件的变化而自动调整其需求的能力。

具有中国特色的新型电力系统将具备绿色电力高比例且均衡发展、电能大规模存储、电网智能化、需求富有弹性这四个鲜明的特征，而构建新型电力系统将面临保障可再生能源可持续发展、化解煤电占比减少与满足系统灵活性需求的矛盾、提升电网大规模消纳能力和赋能需求侧弹性参与电力平衡这四个主要的挑战。如何先立后破，探索适合中国国情的新型电力系统实施路径，破解构建新型电力系统的难题，将是政府、电网公司、发电企业、能源用户等所有利益攸关方的共同关切之处和携手努力的方向。

第三章 破解构建新型电力系统难题的八项建言

有针对性地协调利用政策、市场、技术等多方面工具，是攻克构建新型电力系统四大难题的必然选择。在本章中，我们综合了电源侧、电网侧、用户侧各参与者的差异化视角与诉求，以问题为导向，以解决方案为目标，有针对性地提出了以下八项核心建言。我们将在本章中分八个小节对以下各建言进行详细地分析和阐述。

图表 3.0.1 新型电力系统的四大难题与八大建言

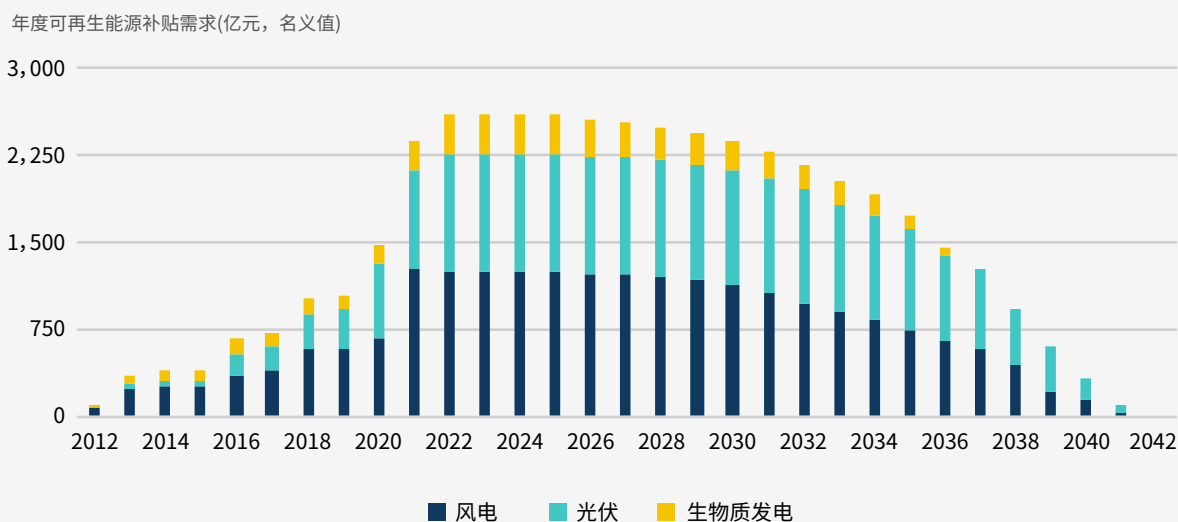
主要难题	核心建言
如何确保可再生能源的可持续发展？	长周期性交易机制是促进可再生能源投资的重要抓手
	就近开发与“西电东送”相辅相成是可持续发展的最佳模式
如何化解煤电占比减少与系统灵活性需求日益增加的矛盾？	有的放矢，因地制宜的辅助服务市场设计是充分利用灵活性资源的最有效手段
	氢能是具有综合优势的系统灵活性技术选择
如何提升电网大规模消纳可再生能源的能力？	扩大电力平衡区域与区域市场化调度应是电网优化资源以消纳可再生能源的范式
	数智技术的广泛应用才能大幅增强电网应对供需剧烈变化的能力
如何赋能需求侧弹性以实现安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力平衡？	模块化的可观可控是需求侧弹性化的理想技术形态
	全方位成为市场主体是需求侧弹性地参与电力平衡的前提

3.1 长周期性交易机制是促进可再生能源投资的重要抓手

新型电力系统中，可再生电源需实现市场化发展

2010年代，全球可再生能源发电蓬勃发展，电源装机容量连年保持高速增长，设备成本持续快速下降。可再生能源发展的背后，离不开的是政策和补贴的强力支持。在2010年代，中国为新能源电源发展提供了上网电价补贴政策，目前对这些既有补贴项目的财政补贴规模约为每年2,600亿元（图表3.1.1）。

图表 3.1.1 中国可再生能源补贴规模(既有补贴项目)ⁱⁱⁱ

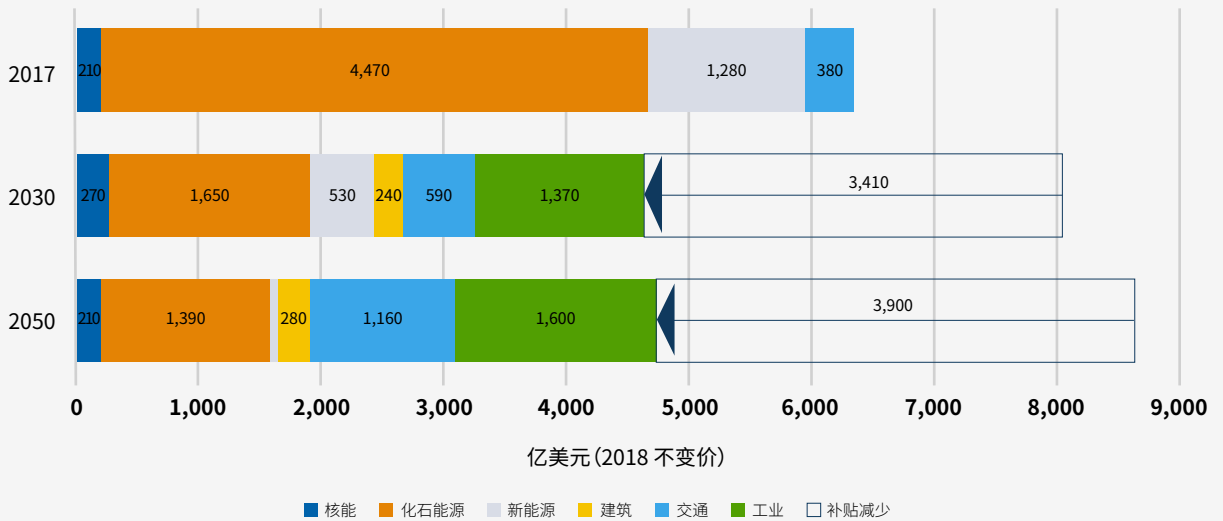


数据来源: BloombergNEF

在风电和光伏发电成本下降的大趋势下，全球范围内新能源发电装机增长的驱动力正从财政补贴转向市场驱动。数据显示，新能源发电补贴正快速下降，能源方面的财政补贴正逐渐转向交通、工业等难减排领域（图表3.1.2）。在中国，2021年起，新建集中式光伏和陆上风电项目不再享受各级政府财政补贴；2022年起，新建海上风电、光热发电项目不再享受国家层面财政补贴。伴随着补贴退出，新能源市场化发展是政策的引导方向。2022年1月发布的《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》中提出，到2030年，全国统一电力市场体系基本建成，适应新型电力系统要求，新能源全面参与市场交易。

ⁱⁱⁱ 估计值不考虑电网公司发行债券融资的情形。

图表 3.1.2 能源领域财政补贴在REmap情景下的变化



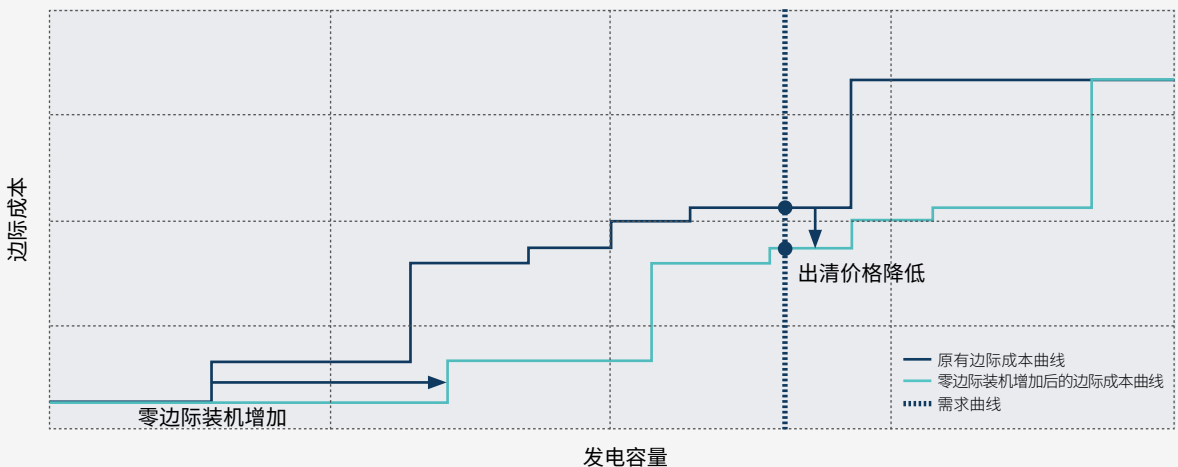
数据来源：国际可再生能源署（IRENA）²¹

传统电力市场经济学理论与实践的局限

自上世纪八九十年代欧美部分地区开展电力市场化改革以来，电力市场设计与实践长期服务于以可调度火力发电机组为主的电力系统，主要支撑边际运行成本高的煤电、气电等机组的投资与运行。但由于新能源电源投资和运行特性的改变，当前广泛应用于欧美电力市场的价格形成方式，可能无法支持新能源快速发展和高比例新能源电网的运行。

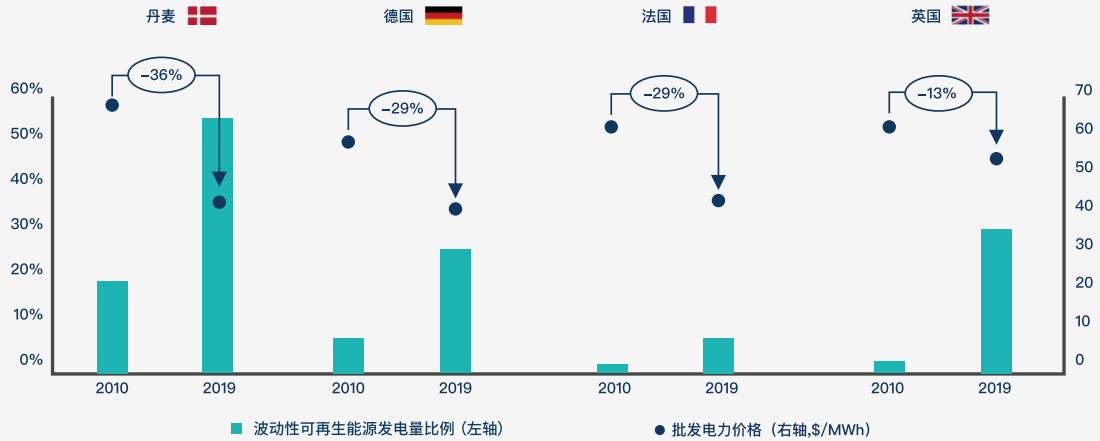
目前电力市场普遍以“优先次序”（Merit Order）作为竞价上网的基本规则，各发电机组按照边际成本进行报价，所有机组按价格由低到高排序，价低者优先出清，边际机组的报价即为所有出清机组共同的出清价格。新能源的快速发展带来了“优先次序效应”（Merit Order Effect），即由于新能源边际成本趋近于零，其大规模发展将显著拉低出清边际价格（图表3.1.3）。由于各交易时段出清价格的下降，电力批发市场的平均价格也会相应走低。历史数据表明，随着新能源占比在2010年代提升，英国、德国、丹麦等欧洲国家的平均电力批发价格下降了13%-36%（图表3.1.4），新能源接入水平提升是价格下降的部分原因。

图表 3.1.3 边际成本出清示意图



资料来源：落基山研究所

图表 3.1.4 波动性可再生能源发电量占比和批发电力价格



数据来源: Energy Transitions Commission²²

与边际运行成本高的火电机组相比，新能源等投资成本高、运行成本低的电源对稳定且足量的电价具有更强的偏好。而市场出清电价显著下降的趋势意味着新能源电源对投资者的吸引力下降，即既有电力市场规则下新能源发展速度潜在地受制于自身的普及程度。国际风能协会的研究显示，在现有市场模式下，2030年全球风电市场化发展规模仅为碳中和情景下风电装机需求的约2/3，不能支持全球气候目标的实现。

无论是已经有成熟电力市场运行的区域（如欧洲各国、北美部分地区、澳大利亚等），还是电力市场正在持续建设的地区（如中国、日本等），针对新型电力系统高比例新能源电源的发展需求，优化传统电力市场理论与实践，构建适应于“投资成本高、边际成本低”特点的新能源电源大比例接入的电力市场机制，是全球电力系统转型需要共同探索的课题。

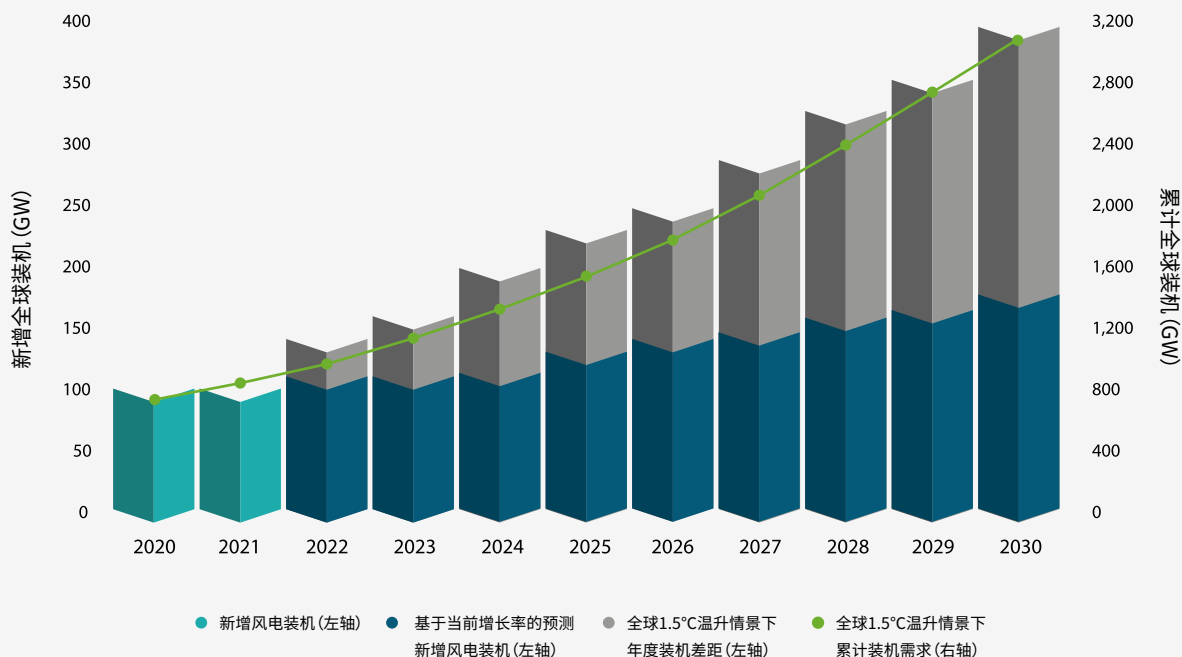
利用拍卖或竞争机制形成长期合同，对冲短期电力市场价格波动风险，为可再生能源规模发展提供更强的确定性

在新能源电源“投资成本高、边际成本低”的成本特点下，新能源电源发电量能否在长周期内持续、稳定地获得合理水平的收入，会显著影响新能源电源的开发决策。特别是对于非央企的投资者而言，由于其承受市场和收入不确定性的能力更低，如果市场模式下的长期收入水平可以更具确定性，这部分投资者的意愿将被更好的激活和利用，助力新型电力系统的构建。

我们认为，在政府预设的年度装机目标下，开发商通过拍卖或竞价机制确定开发权属和成交价格，并形成长期电力合同，是确保新型电力系统中可再生能源平稳发展的支柱。

虽然政府层面的财政补贴不再是集中式光伏和陆上风电发展的源动力，但市场条件下，政府在可再生能源发展中的引导作用仍不可或缺。在政府装机目标缺位的情况下，现行投资环境下的投资量可能远远无法满足新型电力系统建设和气候目标实现的需要。全球风能理事会的分析显示，在现有环境下，2020年代全球风电投资量仅达到1.5度温升控制情景下本时段内实际投资需求量的1/4（图表3.1.5）。而政府主导的年度装机目标，可以有效确保各类可再生能源电源的发展速率与新型电力系统的需求相一致。

图表 3.1.5 全球风电装机预期



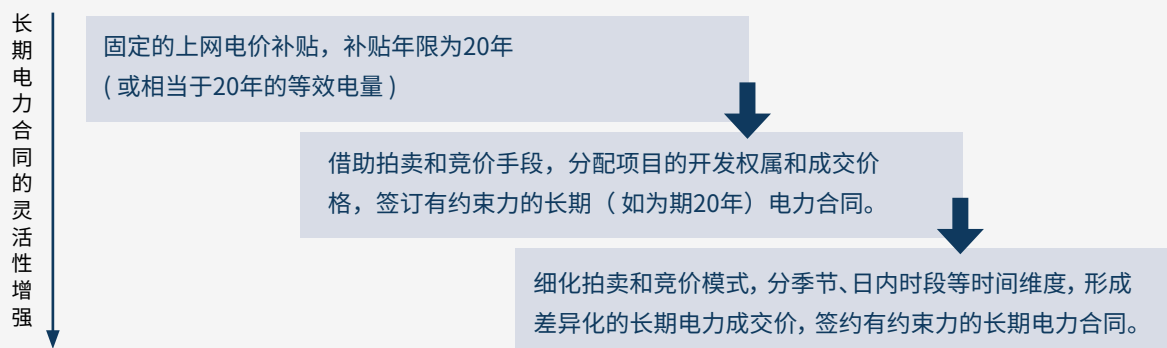
数据来源: 全球风能理事会 (GWEC) ²³

依托拍卖或竞价方式,形成长期电力合同,是为可再生能源发展提供确定性的核心。事实上,长期电力合约一直在可再生能源发展中扮演着重要的角色,在2010年代采用的新能源电价补贴政策(光伏、风电标杆上网电价)就是长期电力合同的一种形式:光伏和风电项目可以获得20年或相当于20年(按电量核算)的电价补贴,以确保项目成本回收和合理收益。

设计长期电力合同的目的是对冲短时电力市场波动,为可再生能源投资方提供具有确定性的收益预期。市场化趋势下,长期电力合同的形成方式应当变得更加灵活。在上网电价补贴时代,长期电价的形成模式是固定的,即所有项目获得同等条件的长期合约;而在市场化时代,长期电价的形成应当更加灵活,它一方面体现在价格的灵活性,即通过拍卖或竞价来灵活地确定不同项目的收入水平,另一方面体现在时间维度的灵活性,即细化价格设计,对不同季节、日内不同时段的价格进行差异化竞争,反映不同时段电力的价值,从而支撑可再生能源装机多元化发展,为海上风电、光热发电等可以在枯水季、夜间时段出力的电源提供市场化发展的可能。(图表3.1.6)

需要特别注意的是,长期电力合同在设计时需与短期电力合同做好衔接,避免价格异常和市场扭曲。针对新能源出力与预测的特点,市场设计者应有针对性地调整和优化合同考核机制,更灵活地衔接长期合同与短期运行,从而助力新能源电源更有效地参与市场。

图表 3.1.6 长期电力合同及其灵活性



资料来源：落基山研究所

尽快推出并不断优化省间绿电直购模式，明晰环境外部性权属与认证，发挥用户参与碳中和实践的意愿

随着新能源成本的下降和全社会绿色消费理念的提升，越来越多的终端用户认识并肯定绿色电力^{iv}的气候与环境价值，并有意愿参与到新能源的发展与消纳中。2015年以来，以双边长期购电协议（PPA）为代表的绿色电力长周期直接交易方式，已逐渐发展成为国际上用户侧绿色意愿转化的重要途径。

中国在2021年9月进行了首次全国范围内的绿色电力直接交易，总成交量近80亿千瓦时，支持了绿色电力溢价消纳，也为终端用户提供了用电零碳化的选择。2022年，北京电力交易中心和广州电力交易中心分别发布了绿色电力交易实施细则或交易规则对绿电交易的参与方式、环境权益划转、定价等做出了指导，进一步明晰了绿电交易的流程。今年以来，国网和南网地区的交易量较去年9月试点实现成倍增长，环境溢价平均水平也有所上升。目前，绝大多数省份都已有实际绿电交易落地，其中部分省份还发布了省内的交易规则，并开展月度常态化交易。从绿色电力直接交易的现行实践看，绝大部分交易是供用电双方形成的年以内尺度交易合约，这一交易模式面向的是绿色电力在年以内尺度的供需平衡，着重于绿色电力高质量消纳而非绿色电力装机的扩增。从新型电力系统构建的实际需要来看，充分发挥用户侧的绿色意愿是必要的，而延长绿色电力直接交易的时间尺度，利用包括双边PPA在内的更长时间尺度的绿色电力直接交易形式，将为新型电力系统下可再生能源发展注入新的动力（图表3.1.7）。

iv 本文中的绿色电力一般指风电和太阳能发电。

图表 3.1.7 电力交易时间尺度与绿色电力发展



资料来源: 落基山研究所

在此基础上, 由于可再生资源与用电负荷的空间异质性, 着力优化省间、区域等更大地理尺度的绿色电力直接交易, 是新型电力系统下绿色电力直接交易设计的另一个关键。在当前的绿色电力直接交易实践中, 省级电网公司仍扮演着绿色溢价传递者的角色。面对新型电力系统下跨省跨区输电需求和电力输送中绿电占比双增长的情况, 简化交易中间流程, 适度引入输电权交易等支持性工具, 让不同地区的发用电方更直接、更透明地达成绿色电力交易, 将更好地转化用户参与新型电力系统构建和碳中和实践的意愿。

作为促进可再生能源投资的重要抓手, 长周期性交易机制需要尽快、全面的落地实施, 以确保在政府补贴退坡的环境下可再生能源的大规模、可持续发展。在“十四五”期间应切实推广基于拍卖或竞争机制的长期（多年）电力合同, 从而有效对冲短时电力市场波动, 为可再生能源开发投资提供确定性与可预期性。同时, 应大力推广与优化绿电直接交易, 特别是电力用户与可再生能源企业之间的跨省多年绿电直接交易, 通过建立和完善制度化、标准化的省间绿电直接交易机制, 促进绿色电力高质量消纳与绿色电力装机扩增。预期到“十五五”末期, 中国将成为全球第一大绿电交易市场^v。

^v 参见3.2节。

3.2 就近开发与“西电东送”相辅相成是可持续发展的最佳模式

从电力供应高可靠、低损耗的角度而言，电源开发应当尽量靠近负荷中心。但中国资源禀赋和电力系统的特点及历史发展原因决定了难以完全依靠这一方式大规模发展零碳电力。一方面，全国水电、风电及太阳能资源主要集中于“胡焕庸线”以西地区，但该线以东地区的电力负荷占全国用电量的比例常年维持在85%左右；另一方面，在过去几十年，中国已经建成全球规模最大的长距离输电系统，充分利用既有资产、进一步提高利用率是资源优化利用的必要手段。在这样的既成格局之下，确保中国零碳电力可持续发展的最佳模式应为可再生能源就近负荷中心开发与“西电东送”相辅相成、均衡发展，以期在二者之间综合平衡，特别是应重点关注下述三个方向上的相关扶持政策、市场化激励机制及技术创新方案的推广与落实。

通过市场化机制提升“西电东送”能力

通过建立跨省现货市场、优化跨省输电价格等市场机制，有望大幅提高现有西电东送通道利用率，减少并延缓大规模增加电网西电东送能力的成本。

鉴于西部可再生能源资源最为丰富这一国情，可以预期目前的可再生能源西电东送的开发模式还将继续，而相应所需的新增输电通道容量将持续增加。如图表3.2.1所示，“十四五”期间，国家电网规划建设特高压工程“24交14直”，共计38条特高压线路，涉及线路3万余公里，变电换流容量3.4亿伏安，总投资3,800亿元。

图表 3.2.1 2025年特高压骨干网架示意图



资料来源：全球能源互联网发展合作组织²⁴

除了合理规划新的特高压与高压输电线路满足西部可再生能源的大规模开发的需求，还需要重点关注的是存量输送能力的利用率提升问题。提升西电东送能力的重点应是首先提高现有输电系统的利用率，在此基础上再根据实际需求合理规划建设新的输电通道。根据全球能源互联网发展合作组织、国家能源局披露的信息，在当前省间交易模式下，部分特高压输电工程的利用率较低：如酒泉—湖南特高压通道、晋北—江苏特高压通道，它们的实际最大输电功率均未超过线路容量的60%²⁵。电力行业的专家也指出，多年来中国的电力系统的可靠性水平有了长足进步，但确实存在某种程度的线路低载运行的现象，即系统可靠但代价是牺牲了经济性^{vi}。

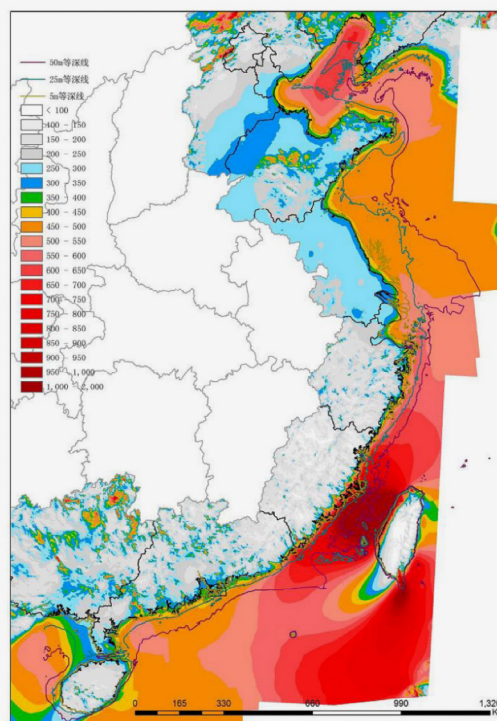
为了提升输电系统利用率，可从两个方面入手促进电力跨区域流动、提升可再生能源消纳水平。一是尽快建立区域电力现货市场^{vii}，以充分利用电网实时运行时输电通道的富余容量，这方面美国西部区域电力平衡市场（Western Energy Imbalance Market, WEIM）是一个很好的借鉴。WEIM利用实时市场调度每5分钟调度一次资源，以重新平衡即将到来的5分钟区间和随后几个区间的供需。这种前瞻性的调度范围对于确保平稳地跟踪负荷和可再生能源的输出变化非常重要。二是缓解输电价格在可再生能源跨省消纳时的壁垒效应，在近期可采用灵活向下调整输电价格，在现货交易中采用减征富余输电通道费用的方式。在远期，可选择扩大“邮票法”^{viii}体系下输配电费统一核算的地理边界或调整为按阻塞租金确定输电收益的方式。

完善激励机制以优先就近集中开发海上风电

海上风电拥有利用小时高、输出比较稳定、用地资源少并且靠近负荷中心的优势，在配套储能与柔性直流后，还将提供稳定、可灵活调节的绿色电力解决方案。因此，有必要继续采取补贴和疏导输送线路投资成本等政府激励性措施，以加快其规模化发展。

海上风电是中国理想的可就近负荷中心大规模集中开发的可再生能源，全社会用电量排名前四的省份（广东、江苏、山东、浙江）的近海及远海区域的风力资源丰富。图表3.2.2显示了近海风能资源分布，其中福建、浙江南部、广东和广西近海风能资源丰富，自福建向北近海风能资源逐渐减小，渤海湾的风能资源又有所加强。如图表3.2.3所示，大部分沿海省份都制定了中远期省级海上风电装机规划目标。按规划目标，2030年全国海上风电累计装机量有望在2021年的基础上增加大约5倍。

图表 3.2.2 中国近海5~20米水深的海域内、100米高度年平均风功率密度分布



资料来源：国家发展和改革委员会能源研究所²⁶

vi 基于2021年5月南方电网数字电网推动构建新型电力系统专家研讨会总结

vii 本文的区域市场，泛指省级市场以上的电力市场，不特指大区的（如东北、西北等）概念。

viii 邮票法指在一定区域内，输配电价格按照电量计费，不考虑节点位置和输配电距离。

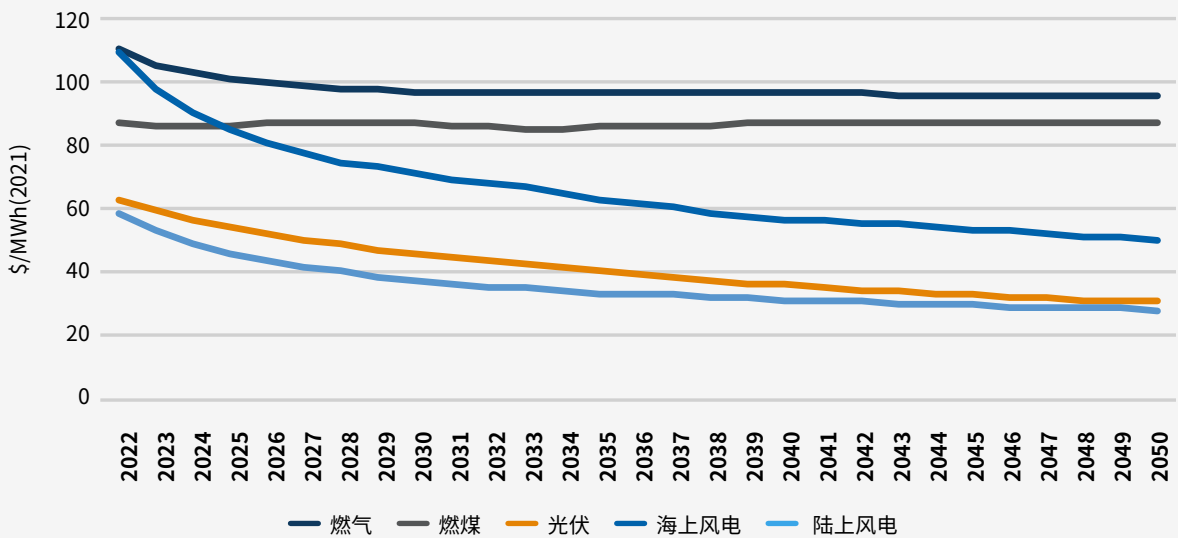
图表 3.2.3 省级海上风电累计装机目标

	2021年海风装机(GW)	2025年目标 (GW)	2030年目标 (GW)
广西	0	7.5	-
江苏	11.83	14	28
广东	6.5	18	30
浙江	2.2	5	7.93
福建	3.14	10	50
山东	0.6	5	12
海南	0	3	11

数据来源: 落基山研究所, 水电水利规划设计总院 (Netherlands Ministry of Foreign Affairs转引) ²⁷

海上风电提速发展的首要障碍在于成本,而未来海上风电的大规模开发需要从降低平准化度电成本以及输配送出成本合理疏导两方面入手。研究显示,到2030年之前海上风电的平准化度电成本(LCOE)仍显著高于煤电以及陆上风电,需要完善与补充差异化、精细化的政策扶持,尤其是对深海风电项目需要继续提供补贴支持及舒缓投资成本的措施。如图表3.2.4所示,国内海上风电LCOE将会持续下降,预计最迟自2025年起海上风电成本将低于燃煤发电。相关研究预测,到2060年风电装机容量将达到20亿千瓦,其中含海上风电5亿千瓦。²⁸

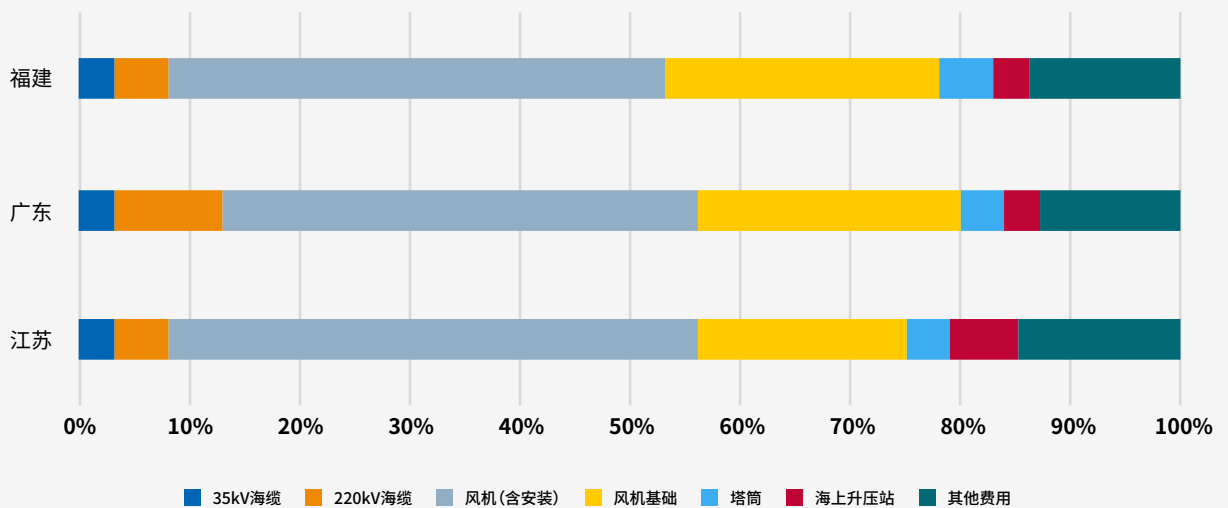
图表 3.2.4 中国新能源以及煤电平准化电力成本(高成本情景)



数据来源: BloombergNEF

此外,合理疏导海上风电配套送出工程的成本也是进一步加速海上风电发展的重要抓手。如图表3.2.5所示,在沿海地区海上风电项目相关的输电网络的融资与建设占总投资成本的8-13%。目前海上风电配套送出工程均由发电企业投资建设,而水电、核电等配套送出工程都由电网公司统一建设,这一区别导致了海上风电的市场竞争力降低,因为其输配成本难以通过上网电价疏导。未来这部分成本可以效仿国内其他类型发电的处理方式,即对于新开发的海上风电项目电网统一出资建设配套送出工程,以此来促进海上风电的规模化发展²⁹。

图表 3.2.5 中国沿海省份海上风电投资构成



数据来源: 上海勘测设计研究院有限公司, 中葡新能源技术中心(上海)有限公司³⁰

以分布式市场化交易及绿色属性认证为激励, 推广以光伏为代表的分布式能源就地开发

在负荷中心处与靠近负荷中心的地方挖掘分布式可再生能源的潜力, 可充分调动用户参与实现零碳电力的积极性, 最大限度降低可再生能源消纳对电网输送能力的需求。在强力政策支持和优越经济性的双重驱动下, 中国的分布式能源的发展近些年来十分迅速, 分布式光伏是当前分布式能源发展的重点领域之一。“十三五”后期以来, 分布式光伏新增装机约占全部光伏新增装机的三成³¹, 分布式光伏在光伏累计总装机容量中的占比逐步提高。

在明确的分布式可再生能源开发目标与鼓励政策环境下, 我们建议近期从以下两个方面着手, 加速分布式可再生能源的发展。

分布式可再生能源市场化交易

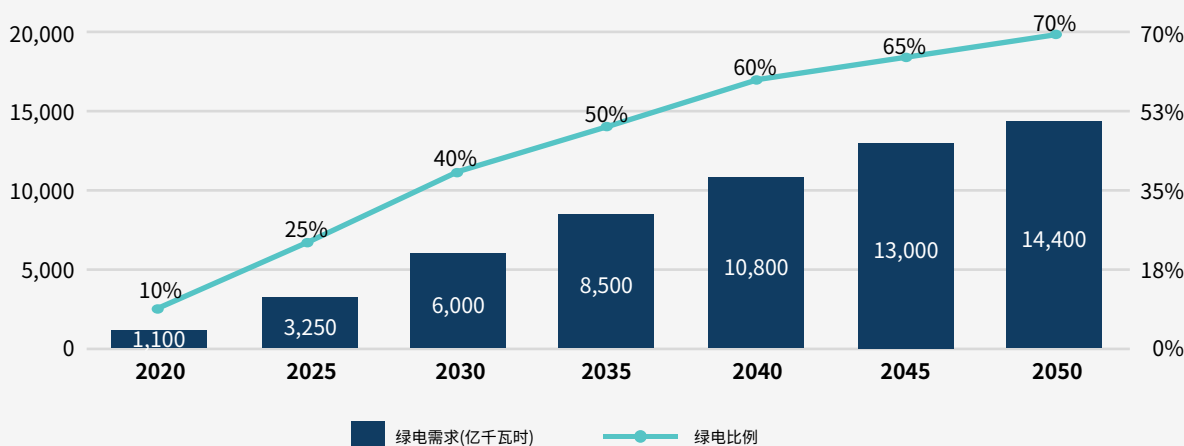
首先, 应该进一步推动分布式能源交易市场与机制的落实和推广。2017年国家能源局在《关于开展分布式发电市场化交易试点的通知》中提到, 鼓励分布式能源主动参与市场交易, 特别是在满足相关技术条件下, 允许分布式电源在110kV/电压等级之内可以选择就近销售电量, 并获得合法的售电资质, 集发售(电)于一体。依据这一通知, 2019年起全国范围内10个省区开展了26个试点项目, 总计165万千瓦的容量参与了试点。2020年末, 试点项目中的江苏省常州市郑陆工业园5兆瓦分布式发电市场化交易项目率先实现并网发电; 项目年发电量680万千瓦时, 就近在110千伏武澄变电所供电区域内直接进行市场化交易。我们建议在前期试点基础之上, 在厘清交叉补贴的前提下, 尽快在沿海主要负荷中心地区全面放开分布式能源参与分布式电力交易。

在分布式交易的基础上, 下一步还应允许分布式能源直接参与集中式批发现货市场交易, 从而使其能在更大的范围内参与电力资源的优化配置。美国联邦能源管理委员会(FERC)2019年颁布的行政命令, 要求所有的系统运行调度机构(RTO与ISO)必须允许所管辖区域内100kW及以上容量的分布式能源直接参与现货交易市场, 这为分布式能源提供了与集中式电源同样的公平参与市场的机遇。

分布式可再生能源的绿色属性认证

可再生能源电力在电力生产与消纳中的重要特点是其附带的绿色属性，即环境外部性，这也是部分用户偏好绿色电力的原因。RMI近期的市场调研表明，用户侧有着强烈、明确和日益增长的绿色电力需求。以在中国的世界500强企业及其供应链为例，其绿电需求将从2020年的1,100亿千瓦时（110TWh）升至2050年14,400亿千瓦时（1,440TWh）³²。

图表 3.2.6 世界500强企业及其供应链在中国市场的绿色电力需求规模预测



数据来源：落基山研究所

2021年北京电力交易中心、广州电力交易中心开启了用户绿电直购试点，并由交易中心等颁发绿色电力消费证明^{ix}，开拓了国内可再生能源供应商与电力用户双向直接购买绿色电力，以及相应电力绿色属性的交易与认证这一广阔的市场。但是，分布式可再生能源项目目前尚无法申请绿色电力证书^x，绿色电力证书交易目前仅限于集中式可再生能源电源与大型能源用户企业及其供应链之间。因此，对分布式可再生能源发电的绿色属性的认证与交易，利用绿证等激励机制推广需求侧绿色电力产消合一的模式，将是鼓励分布式能源开发的一个重要措施。

可再生能源就近负荷中心开发与“西电东送”相辅相成、均衡开发的模式，在构建新型电力系统进程中的不同时期应有不同的侧重点。在“十四五”期间，应通过市场化机制提升现有及新建的“西电东送”输电通道的可再生能源输送能力，并对海上风电的可持续开发继续提供政策优惠，对分布式可再生能源开展绿色属性的认证与交易。在“十五五”期间，应在现有的试点与示范的基础上全面推广分布式的电力交易，同时初步实现海上风电的平价上网。预期在2030年之后，靠近中东部沿海地区的海上风电（特别是远海风电）将得以成熟地大规模商业应用，从而有效缓解可再生能源“西电东送”对电力系统的压力，显著降低可再生能源消纳与输送的系统成本。

ix 绿色电力消费证明由北京电力交易中心和国网区块链司法鉴定中心颁发，参与交易的买方市场主体通过“e交易”平台完成绿电交易即可获得相应证明，并由交易中心核销卖方发电企业对应电量的绿色电力证书。国网、南网经营区内的交易均遵循这一流程。

x 绿色电力证书由国家可再生能源信息管理中心向发电企业核发。当发电企业通过“e交易”平台完成绿电交易时，相应绿色电力证书即被核销。发电企业亦可通过“绿证认购平台”单独售卖绿色电力证书，当买卖双方完成交易时，卖方绿色电力证书将被核销，买方将获得国家可再生能源信息管理中心签发的购买证明（目前这一证明亦被称为绿色电力证书，与核发给发电企业的绿色电力证书不同，这一证书仅作为购买证明，不可进行交易）。

3.3 有的放矢, 因地制宜的辅助服务市场设计是充分利用灵活性资源的最有效手段

高比例可再生能源的开发与消纳大幅度增加了对系统灵活性能力的需求

系统灵活性的核心问题是保证供电安全条件下的电力平衡, 即保持频率稳定下的有功功率平衡与电压稳定下的无功功率平衡。当可再生能源成为电力系统的主力电源时, 供需侧的双重波动性与不确定性, 将增加实现电力系统运行实时平衡的难度, 大幅增加对灵活性资源需求。

随着“十四五”规划的实施, 中国的非化石能源电源装机将从“十三五”末期的9.86亿千瓦¹⁹增长至“十四五”末的14.9~15.9亿千瓦³³, 发电量占比将从33.9%¹⁹提高到约39%³⁴。到2030年, 按照现有装机速度外推, 风电、光伏的装机将极有可能显著超过12亿千瓦³⁶。无疑, 未来十年将是电力系统灵活性需求快速增长的时期。

解决系统灵活性问题的本质是保证系统中有足够的可调节资源可被电网调度所调用, 以满足有功功率平衡与无功功率的平衡。保证电力供应和电网稳定运行所需的一系列以频率稳定(有功功率平衡)与电压稳定(无功功率平衡)为目标的服务称为辅助服务。其中, 保证频率稳定的服务主要解决两类平衡问题: 一是实时运行时经常会发生需求偏离其预测值所致的小扰动情况, 电网调度需要有足够的灵活性资源快速调整输出以平衡负荷; 二是当系统中发生故障等大扰动情况时, 例如一台机组故障跳闸离线, 或输电线路故障跳闸导致受影响的机组无法出力或减少出力时, 电网调度需调用其他的在线或离线发电机组在规定的时间内快速启动并大幅增加出力以维持电力的供需平衡。保证电压稳定的服务是指电力系统需要有足够的无功功率来维持系统中每一个节点的电压在允许的运行值范围内, 但无功功率的大范围流动将导致系统损耗的增加, 因此, 电网调度需要在相应节点附近确定能提供无功功率的灵活性资源, 就地或就近获得保证电压稳定的服务。

由于每个电力系统(平衡区域)的电源、负荷及电网结构的不同, 要解决的灵活性问题也会是不同的。例如, 高比例风光发电的系统会面临日内频繁的电力供应波动与不确定性, 而高比例水电的系统则可能面临季节性的发电出力不足问题, 因此需要配置不同的可调节资源来提供不同的辅助服务。同时, 不同类型的可调节资源由于其调节特性与能力的不同, 需要针对不同的灵活性需求来物尽其用。

为了充分利用灵活性资源, 以最经济的方式来满足高比例可再生能源的开发与消纳带来的日益增加的对系统灵活性能力的需求, 我们认为应尽快建立与完善辅助服务市场与价格机制, 同时有的放矢地针对不同地区与系统的安全性及灵活性问题进行多元化的辅助服务市场设计。

建立辅助服务市场是充分利用资源以满足系统灵活性需求的当务之急

建立辅助服务市场的目的是为保证电网调度有足够的可调节(灵活性)资源来确保安全可靠的电力平衡, 电网调度作为市场的唯一的买家, 根据预期的电力供需情况, 确定所需要的辅助服务(可调节资源的类型与容量, 例如: 调频, 备用等), 通过辅助服务市场的竞价方式以最小的成本获得。而被购买的灵活性资源必须保证所被购买的容量“随时待命”, 在电网调度需要的时候能够立即提供相应的电力。以美国加州系统独立调度(CAISO)为例, 其辅助服务市场有四个响应速度与方向不同的辅助服务品种, 即向上调频(Regulation Up)、向下调频(Regulation Down)、旋转备用(Spinning Reserve)和非旋转备用(Non-spinning Reserve)。

此外, 与传统电力系统相比, 高比例可再生能源的消纳与高比例电力电子设备的应用给电网调度保证频率稳定带来了新的挑战, 其中一个突出的方面是系统转动惯量不足问题。在传统电力系统中, 作为主力电源的火电、水电机组所具备的转动惯量在保证频率稳定时发挥了重要的作用, 而以可再生能源为主力电源的新型电力系统则面临着转动惯量不足的问题。因此, 作为一种新的服务需求, 电网系统调度有必要通过辅助服务市场获得足够的转动惯量服务。

作为电力市场化改革的一部分，中国的辅助服务市场的发展尚处在初期建设阶段，在一期（2017）与二期（2021）共十四个省级现货市场试点地区，市场体系建设中都在不同程度上包括了辅助服务市场的内容（图表 3.3.1），但这些市场试点主要以提供调频服务为试点^{xi}，并且成本主要由电源侧承担，存在着体系不完善、新能源不能主动参与、市场成本疏导不合理等问题。目前，各地方实践中还缺乏对供需侧各种灵活性资源公平开放、服务品种相对丰富并持续运行的辅助服务市场。这使得当前解决系统灵活性需求面临两个主要的问题：一是许多新型的灵活性资源，如储能、需求侧响应等，缺乏提供灵活性服务并获得相应的经济效益的渠道；二是电网调度无法以最低的成本获得其为了保证安全可靠的电力平衡所需的辅助服务。

为了解决上述问题，我们认为辅助服务市场建设过程中需要重点关注供需双方（包括储能）的公平参与和价格的合理传递这两个方面。

辅助服务市场的公平参与

辅助服务市场的供需侧公平参与首先体现在为有条件、有能力的需求侧主体提供参与机会。目前，大部分的规划或实施的电力市场试点项目缺乏需求侧参与的内容。传统电力系统的需求侧呈刚性，具有不可控的特征，无法提供与频率稳定相关的服务，而随着技术的创新与发展，需求响应等技术解决方案的应用，使得需求侧具备了通过多种方式提供调频与备用服务的能力，辅助服务市场的设计应确保需求侧的灵活性资源与供应侧的可调节电源具有同等的参与市场的机会。

辅助服务市场的供需侧公平参与还体现在为新型灵活性资源提供与传统的火电与水电（包括抽水蓄能）机组同等的提供辅助服务的机会。新型的灵活性资源包括电源与电网侧的电化学、飞轮及压缩空气等多种储能设备，也包括在需求侧融合了分布式能源、负荷及分布式储能的微电网和虚拟电厂这样的可调节模块。这些新型的灵活性资源都应在评估认证后被赋予独立的辅助服务市场主体地位，从而使系统调度得以从众多的可提供灵活性服务的资源中以最小成本获得所需的辅助服务。

价格的合理传递

价格向利益方的合理传递是降低辅助服务市场成本的重要因素。购买辅助服务的成本，本着“谁受益，谁承担”的原则，应由引起电力供需波动的电力用户或电源共同承担。但在目前多个省份运行的调峰、调频等辅助服务市场中，辅助服务的成本并未直接由消费电力的用户承担，而是在供应侧的电源中由未提供灵活性服务的电源承担。这并不符合“谁受益，谁承担”的原则。电网调度所需购买的辅助服务的数量（容量）与系统最大负荷预测直接关联，只有当辅助服务的成本与每个用户的用电量、用电时段和对供电可靠性的要求直接挂钩时，才能促使用户有意识地规划自身其对电力的需求。

同时，价格的合理传递的另一个含义是指波动性可再生能源也应该承担因其供应的波动性与不确定性造成的频率稳定所需的服务的成本。传统电力系统是源随荷动，也即负荷是波动的，电源是可随负荷的变化而调节的，因此，电网调度所需的维持频率稳定的服务是直接服务于负荷的。但新型电力系统中的高比例波动性可再生能源造成了供应侧的额外波动，系统为维持频率稳定所需的额外辅助服务成本，按“谁受益，谁承担”的原则，也应由带来出力波动的电源参与分担。

^{xi} 在中国，调峰服务目前也是主要辅助服务品种，但由于它与现货市场的覆盖内容和发展方向有较大重叠，本文的辅助服务内容不含调峰服务。

图表 3.3.1 国内辅助服务市场现状

省份	二次调频								一次调频
	山东	山西	蒙西	浙江	福建	广东	甘肃	四川	山西
参与主体	发电企业(包括公用火电机组、自备电厂、风电、光伏、核电等)、地方公用发电企业、分布式光伏(户用、扶贫项目除外)、送入山东电网的跨省区联络线、满足电网接入技术规范的储能设施、满足电网接入技术要求的虚拟电厂	省调并网火电企业、满足并网技术标准的独立辅助服务供应商	电力调度机构直调AGC单元	并网发电企业的发电单元和独立辅助服务提供者	省直调的单机容量5万千瓦且可调节容量2万千瓦及以上的水电机组、单机容量30万千瓦且可调节容量15万千瓦及以上的火电机组,以及单机容量30万千瓦且可调节容量10万千瓦及以上的燃气机组;储能设备、电站容量不少于1万千瓦,并暂时参照常规机组标准参与	具备AGC功能的,由省级及以上电力调度机构调管的并网发电单元;允许第三方辅助服务提供方参与,包括储能装置、储能电站等;现阶段广东省内抽水蓄能电站、BOT电厂按规定提供服务,不纳入市场补偿范围	省内发电企业(包括火电、水电、风电、光伏等),以及经市场准入的电储能和需求侧资源;自备电厂可自愿参与辅助服务市场;网留电厂、户用、扶贫项目光伏暂不参与辅助服务市场	省内直调水电、火电机组所属的发电企业,风电、光伏暂不参与调频辅助服务市场	获得准入的发电侧并网主体及新型储能,包括火电、燃气、水电、风电、光伏等及电化学、压缩空气、飞轮等
市场运行	持续运行中	持续运行中	持续运行中	试运行	持续运行中	持续运行中	持续运行中	持续运行中	试运行
报价	调频辅助服务市场交易价格限值由每兆瓦8元提升至12元,下限为0元/兆瓦;调峰采用“阶梯式”分档报价方式,其中自备电厂、储能、虚拟电厂的有偿调峰报价上限暂按400元/兆瓦时执行	调频辅助服务市场交易价格分为五个时段,下限为5元/兆瓦,上限在部分时段由15元/兆瓦提高至30元/兆瓦	申报调频里程价格的最小单位是0.1元/兆瓦,申报价格上限为15元/兆瓦,下限为6元/兆瓦	调频容量申报价格上、下限分别建议为10元/兆瓦和0元/兆瓦;调频里程上、下限分别建议为15元/兆瓦和0元/兆瓦	申报调频里程价格的最小单位是0.1元/兆瓦,申报价格上限暂定为8元/兆瓦	申报调频里程价格的最小单位是0.1元/兆瓦,申报价格上限暂定为15元/兆瓦,下限为6元/兆瓦	申报调频里程价格的最小单位是0.1元/兆瓦,申报价格上限暂定为15元/兆瓦	发电企业以发电单元为单位参与辅助服务市场,申报价格的最小单位是0.1元/兆瓦时,申报价格上限为50元/兆瓦时	调频补偿下限为5元/兆瓦,上限为10元/兆瓦

转下页

续表

省份	二次调频								一次调频
	山东	山西	蒙西	浙江	福建	广东	甘肃	四川	山西
需求	机组调频性能需符合调度机构要求,并视市场实际运行状况进行调整;有明确量化调频性能的公式	对应时段统调负荷预测最大值的3%-7%;有明确量化调频性能的公式	对应时段统调负荷预测最大值的3%-7%;有明确量化调频性能的公式	省电力调度机构依据相关规定确定调频市场容量需求,并可结合电网运行需要进行调整	机组调频性能需符合调度机构要求,并视市场实际运行状况进行调整;有明确量化调频性能的公式	机组调频性能需符合调度机构要求,并视广东市场实际运行状况进行调整	AGC性能满足电网管理规定	AGC性能满足电网管理规定	按照运行日新能源场站预测最大发电出力的10%确定电网一次调频需求
出清方式	按照“价格/性能优先,时间优先,按需调度”的原则,根据市场主体的调频服务排序价格从低到高依次进行出清	依据市场需求以调频服务供应成本最小化为目标,进行调频市场集中出清,根据市场主体的调频服务排序价格从低到高依次进行出清	依据市场需求以调频服务供应成本最小化为目标,进行调频市场集中出清,根据市场主体的调频服务排序价格从低到高依次进行出清	根据系统调频需求、机组调频报价信息及机组综合调频性能,按照调频组合排序价格由低到高进行调频市场出清	按照调频边际价格由低到高进行调频市场出清	经安全审核后按照调频里程排序价格,由低到高排序进行调频市场出清	经安全审核后按照调频里程排序价格,由低到高排序进行调频市场出清	经安全审核后按照调频里程排序价格,由低到高排序进行调频市场出清	依据市场需求以调频服务供应成本最小化为目标,进行调频市场集中出清,根据市场主体的调频服务排序价格从低到高依次进行出清
结算	调频补偿费用按照日前出清价结算	调频按市场出清结算边际价格计算调频收益	调频容量补偿价格固定,里程补偿根据里程、性能指标、出清价格按照公开公式确定	调频价格包括调频容量价格和调频里程价格	调频容量补偿价格固定,里程补偿采用市场化补偿方式	调频容量补偿价格固定,里程补偿根据里程、性能指标、出清价格按照公开公式确定	调频容量补偿价格固定,里程补偿根据里程、性能指标、出清价格按照公开公式确定	里程补偿根据里程、性能指标按照公开公式确定	调频费用按照性能指标和实际调频贡献量确定
分摊	费用由火电厂、风电场、光伏电站、核电厂以及送入山东的跨省区联络线按当日发和受电量比例分摊	由所有市场化用户(含电网代理购电的工商业用户)按实际用电量比例分摊	在包括火电(燃煤、燃气)、新能源(风电、光伏)等发电企业之间按照实际上网电量比例进行分摊	分摊方式根据市场实际情况适时调整,由浙江电力市场管理委员提议,报省发展改革委、省能源局、浙江能源监管办同意后执行	由在运机组按照各自的上网电费比例进行分摊,细则明确了计算公式	在包括火电(燃煤、燃气)、新能源(风电、光伏)等发电企业之间按照实际上网电量比例进行分摊;位于南方区域内,以“点对点”方式向广东送电的电源,按照广东落地电量比例缴纳补偿费用	在包括火电(燃煤、燃气)、新能源(风电、光伏)等发电企业之间按照实际上网电量比例进行分摊;风电场、光伏电站、水电厂和火电厂辅助服务分摊金额均设置上限	由四川电网内四川省直调电厂的上网电量和网调、国调电厂的留川电量按比例分摊	分摊费用首先由《电力并网运行管理规定》中一次调频考核费用支付,不足部分由发电侧并网主体按照当月上网电量进行分摊

资料来源:落基山研究所

辅助服务市场与价格机制设计需秉持有的放矢，因地制宜的理念

相对于电能量现货市场，辅助服务市场的设计有其独特性，电能量现货市场的设计是趋于标准化的设计，例如美国联邦能源管制委员会（FERC）在多年前提出了标准市场设计（Standard Market Design）的指导原则，其目的是提高市场的经济效益，降低能源生产与输送的成本，保持电力系统的可靠性，抑制市场操纵力量，并增加电力市场参与者的选择，同时促进不同地区及不同层级（省，区域，国家）的电能量现货市场的衔接与融合。

而辅助服务市场的目的是为了服务于所在电力系统的安全、可靠运行。中国地域广阔，地区之间经济发展不平衡，电力资源禀赋各异。不同省份和区域的电力系统，由于电源类型与组合比例的不同、电网结构与互联方式不同、负荷构成与特性的差异，在满足系统灵活性需求方面，也将面临差异化的挑战。因此，辅助服务市场的设计应当有利于充分利用所在区域所有的灵活性资源（如煤电、水电、储能与需求侧响应等），并有针对性地解决所在区域特有的系统灵活性问题。

充分利用系统中的灵活性资源

辅助服务市场设计的一个原则是需要充分利用所在区域的灵活性资源，为所有有条件的灵活性资源创造平等的市场参与机会，这对于电网调度能以最小的成本获得所需的辅助服务十分重要。众所周知，煤电机组需要大幅减少出力以实现2030年前碳达峰和2060年前碳中和的目标，但煤电机组同时又是一种灵活性资源，在缺乏足够的替代资源的情况下，煤电机组仍是电网调度用来保证频率稳定的有效工具，而建立辅助服务市场将是充分利用煤电机组灵活性能力的重要渠道。但是，目前在许多省份的电力市场设计中，大量非电网直接调度的企业自备电厂（以火电机组为主）尚无法直接参与辅助服务市场。截止2018年底，全国拥有总装机容量超过1.56亿千瓦的自备电厂，占全国总装机的比例约为8.2%³⁵，而部分省份由于历史原因自备电厂装机容量占比更高，以山东为例，共有约180个自备电厂，占山东省煤电装机的近30%。如此规模的自备电厂无疑可以为系统的灵活性提供支持。我们认为应创造条件给予符合政策与环保等要求的自备电厂辅助服务市场主体地位，这将保证电网调度有更充裕的灵活性资源，用更低的成本来满足灵活性的需求。同时，通过参与辅助服务市场也有助于缓解自备电厂在环保改造中面临的经济成本压力。

有针对性地解决所在区域的灵活性需求

辅助服务市场的设计必须有针对性地解决所在区域面临的问题。以可再生能源大省青海为例，青海在2021年末清洁能源装机占比达到90.8%，发电量占比达86.1%，而火电发电量的占比仅为13.9%。青海省计划在“十四五”与“十五五”期间大力开发以风电与光伏为主的可再生能源，规划到2030年光伏与风电装机分别达到70GW与30GW，基本实现零碳电力系统的目标。在这样的高比例非水可再生能源装机的场景下，如果在运行当中水电与煤电等机组所占比例过小，特别是在枯水期水电出力不足的情况下，青海电力系统将面临比较严重的转动惯量不足的问题。此外，青海是可再生能源电力输出大省，有相当一部分的非水可再生能源资源位于青海省西部地区，需经省内长距离输送后再经现有的及规划建设中的特高压直流外送至省外，这导致了比较严重的电压稳定问题的出现，特别是现有的青豫特高压直流线路，为了避免因换流设备闭锁造成过电压，致使目前线路无法充分发挥其输送可再生能源的能力。因此，青海在“十四五”期间建设辅助服务市场时除了要包括传统的调频、旋转备用、非旋转备用服务外，需优先考虑引入转动惯量作为辅助服务的交易品种，吸引有技术能力的可调节电源为电网调度提供相应的服务。而在电压稳定方面，电网调度也需针对青海电网各个电压中枢点的具体需求，与当地有条件提供电压稳定支持的灵活性资源通过长期合同等方式交易以获得足够的辅助服务。

充分利用灵活性资源的有效手段是有的放矢、因地制宜的辅助服务市场设计。在“十四五”期间应根据各省的实践情况，因地制宜的全面建成以保障电力系统频率稳定为目标的省级辅助服务市场，并建立保证电压稳定的辅助服务价格机制，最大限度地发挥供需两侧的灵活性资源的作用，确保可再生能源的大规模开发与消纳。而在“十五五”期间，应着力建设与完善区域辅助服务市场，进一步促进市场的公平参与和价格的合理传递，以确保电力系统调度机构在更大范围的灵活性资源的配置能力，以最经济的形式确保高比例可再生能源场景下电力系统的安全运行。

3.4 氢能是具有综合优势的系统灵活性技术选择

中国的资源禀赋决定了传统电力系统主要依靠火电（燃煤机组与天然气机组）与水电作为可灵活调节的电源。在实现零碳电力、构建新型电力系统的进程中，系统调度需要更多的可调节手段，应对不同时间尺度的平衡需求，既保持实时的有功功率平衡和无功功率平衡，又保持在更长时间周期（日、月、年）内的电量平衡。但是，传统技术方案有各自的发展限制因素：水电的地理限制明显；气电由于成本和本土供给充裕度的制约难以在全国范围内大规模担当灵活性的过渡手段；煤电也面临着更加严格的发展约束。解决这一矛盾需要借助突破传统的创新性技术解决手段，主要技术手段之一将是多元化的电能存储技术。

实现电能的大规模存储是解决系统灵活性需求的革命性手段

如果电能可大规模存储，则电力系统灵活平衡电力供需关系的能力将发生革命性的改变。电力无需为了实时供需平衡而即产即消，同时将大大降低电力生产与输送的成本与风险，保障电力系统安全可靠运行。与新型电力系统中的源、网、荷三个核心要素协调互动时，“储能+”技术将在供给侧保障可再生能源提供可控、稳定的绿色电力，在电网侧减缓线路投资并消除阻塞，在需求侧使用户的需求弹性，从而大幅提升电力系统的灵活调节能力。

电力储能的技术路线是多元化的，如抽水蓄能、电化学储能、氢能、储能型光热发电、压缩空气储能、飞轮储能、熔融盐储能，以及基于电动车充放电应用的V2G技术等。不同的储能技术在不同时间尺度下为电力与电量平衡提供灵活性的能力也不尽相同。

图表 3.4.1 储能技术路线汇总

充放容量	储能类型	选址灵活性	响应速度	启动时间	最优场景	成本水平
秒 - 分钟	飞轮储能	★★★	<2毫秒	<2毫秒	辅助一次调频 提供系统阻尼 改善电能质量	具备商业化条件
	超级电容器	★★★	毫秒级	<1秒		示范
小时	锂离子电池	★★★★★	<10毫秒	<1秒	平滑可再生能源 二次调频 用户侧， 微网侧光热， 电热转换	部分具备商业化条件
	铅蓄电池	★★★★	<10毫秒	<1秒		具备商业化条件
	蓄冷/蓄热	★★★	-	-		具备商业化条件
	钠硫电池	★★★★	毫秒级	秒级		具备商业化条件
	液流电池	★★★	毫秒级	秒级		示范
小时 - 多日	抽水蓄能	★	分钟级	3-5分钟	大规模调峰、 多日以内的调频	具备商业化条件
	压缩空气	临界:★★★★ 洞穴:★	约1分钟	6分钟	可再生打捆	临界:示范 洞穴:具备商业化条件
	氢能	★★★	<1秒	3-5分钟	长时间平衡	示范

资料来源：电规总院，中国化学与物理电源行业协会储能应用分会（CESA），落基山研究所

多元化的储能技术在构建新型电力系统进程的不同阶段将发挥不同的作用。按照国家发改委发布的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》³⁶，抽水蓄能、电化学储能与氢储能等将是中国未来构建电力系统储能体系的核心技术。在近期（2030年之前），技术成熟、经济效益良好的抽水蓄能将继续承担主要角色，电化学储能等新型技术也将快速发展，预期到2025年抽水蓄能与电化学储能容量将分别达到62GW³⁷与30GW³⁸。在中远期，随着可再生能源实现高比例接入，充分开发的抽水蓄能资源、成本进一步下降的电化学储能，以及逐步成熟的绿氢制造、储运及发电技术，将共同支撑系统灵活性，系统灵活性资源将呈现更多元化的发展格局。

氢能是具有综合优势的储能技术选择，掌握具有自主知识产权的核心技术是关键

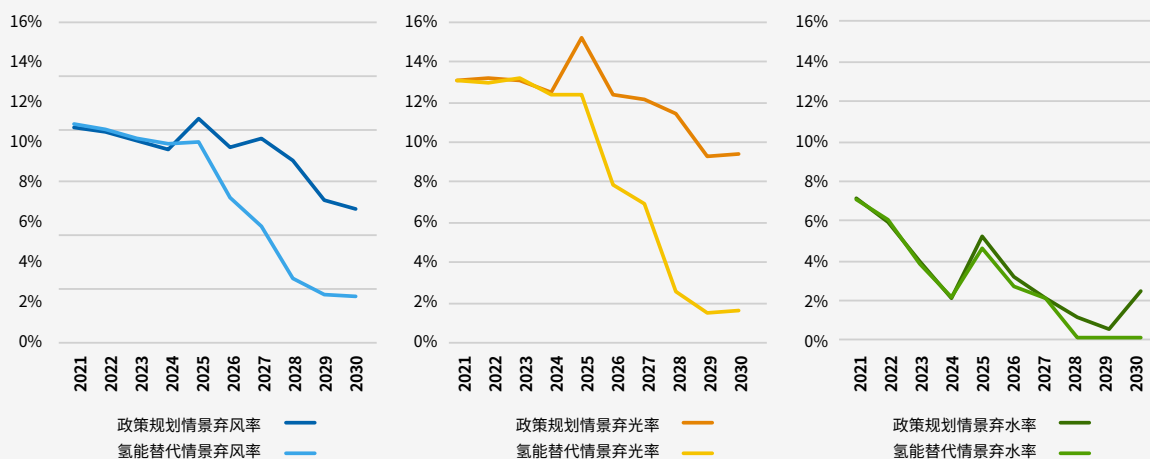
从中长期（2030至2060年）而言，氢能凭借其可零碳循环、可规模化、可存储、可运输等特性，将成为多个领域中非常具有潜力的零碳技术，应利用政策激励措施重点扶持技术创新，提早实现氢能规模化发展的经济效益。

在非电力领域，通过绿氢（即可再生能源电能转化的氢能）的制取与储存，氢能在交通、化工、钢铁等行业的脱碳进程中具有非常广泛的应用前景。在交通领域，氢燃料电池公交和重型卡车具备较为广阔的应用前景，且中国在相关领域处于领先地位：目前全球氢能巴士、氢能卡车的应用中，超过90%的应用在中国；预计到2030年，中国氢燃料电池汽车保有量将达到62万辆³⁹，相当于2021年全球氢燃料电池汽车保有量的15倍。在化工领域，绿氢作为重要的生产原料，具备替代原有煤炭和天然气制氢，从而实现化工行业零碳转型的巨大潜力。在钢铁行业，利用绿氢替代焦炭进行直接还原铁生产并配加电炉炼钢的模式是最具前景的脱碳解决方案之一。

而氢能在新型电力系统中的应用主要体现在：在电力供应充足时利用风、光、水等可再生能源发电制氢，以气、液或固态的方式可长期存储并长距离运输，再在电力供应短缺、需要灵活性支持的时间与空间点，以氢能燃气轮机、燃气轮机掺烧、煤电机组掺氢发电（通过绿氢制氢）或氢燃料电池发电等方式提供电力。

相较于其他储能技术，氢能在发电方面具备非常明显的综合技术优势。与抽水蓄能相比，其最大的优点是提供电力不受地理位置的限制，可以像天然气、煤炭等一次能源一样方便地运输到负荷中心附近的电厂用于发电；与电化学储能相比，氢能具有可提供大容量、长周期电力与电量的优势。此外，在满足电力系统灵活性需求方面，氢能发电技术既可以满足负荷跟踪、系统调频等秒级和分钟级应用需求，也能支撑针对新能源消纳和系统调峰所需的大容量、中长时间尺度的应用。基于RMI在可再生能源大省青海的研究，如果引入12GW制氢电解槽，并通过改造3GW燃气轮机以掺烧氢气（2025-26）并最终实现纯氢燃烧（2027-30），“十四五”和“十五五”期间可累计降低可再生能源弃电52.2%，并减少本省火电出力22.7%，对应减排量1,879万吨CO₂（图表3.4.2）。

图表 3.4.2 青海引入氢能发电后弃电率对比(为经济调度原则下的模型仿真结果)

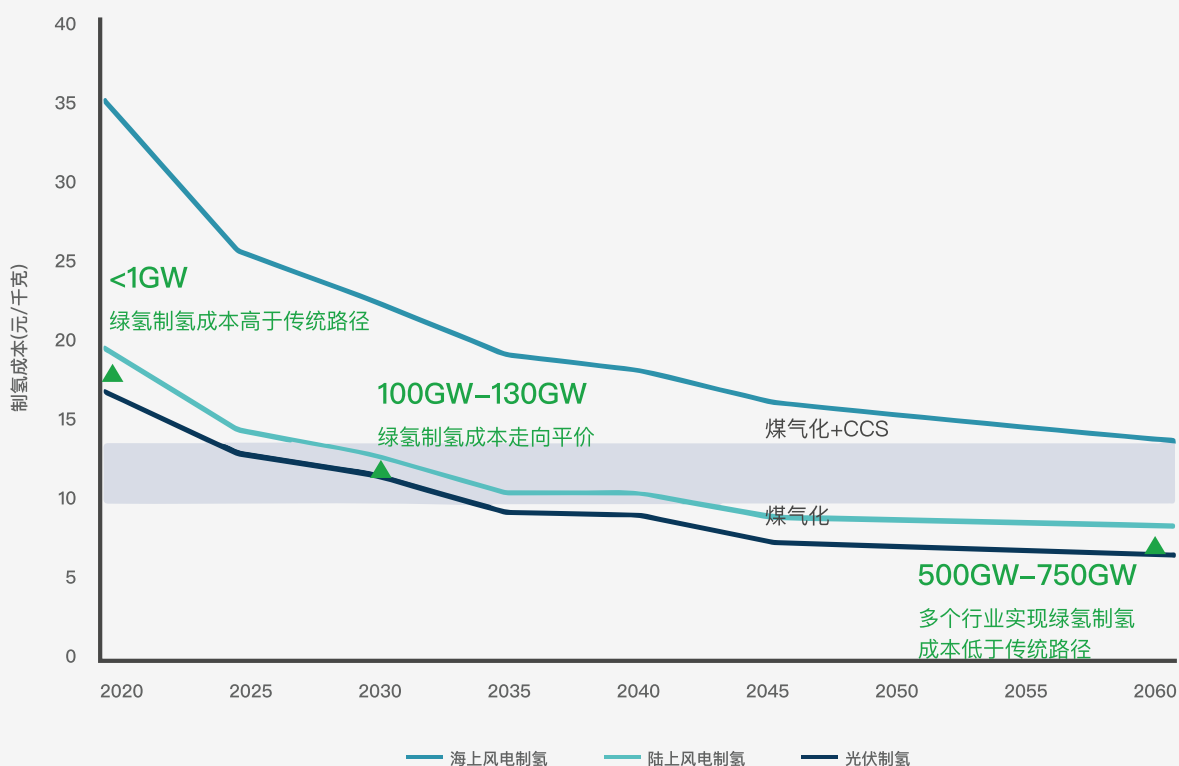


数据来源：落基山研究所⁴⁰

尽管氢能在电力领域的应用前景广阔，且中国目前的制氢量为全球第一，但绿氢发电应用方面仍处在起步阶段，目前仅有少量仍在规划中的技术示范项目。阻碍中国绿氢发电应用的主要原因有两个：

- **绿氢成本过高，缺乏规模化的经济效益。**目前煤制氢和工业副产氢的成本约为每公斤10-12元，绿氢成本约为每公斤20-25元，只有充分提高成本经济性的竞争力，才有可能实现灰氢^{xii}和蓝氢^{xiii}向绿氢的转型，而产业规模的扩大特别是装机量的快速提升恰恰是降低成本的最有效方式。到2030年，如果全国制氢电解槽规模扩大到100GW，其单位千瓦投资成本有望降低25%以上，同时得益于光伏和风电的度电成本进一步降低，绿电制氢总成本有望下降至每公斤13元（图表3.4.3）。

图表 3.4.3 不同制氢技术路线成本演变



数据来源：落基山研究所³⁹

- **缺乏具有自主知识产权的制氢、储氢及氢能发电的核心技术。**在制氢与储氢环节，中国从核心设备到制备工艺方面都与国际水平存在较大差距。如目前国内对于高压气态储氢技术仅掌握35MPa储气，而70MPa储气主要依赖技术引进；在氢能发电环节，中国尚不掌握核心关键技术，更多地要依靠主机原厂提供技术和设备材料，在寿命期内进行掺氢改造的整体经济性差；同时，中国也尚未掌握大型燃气轮机的核心技术，在燃氢型燃气轮机研发方面远远落后于国际厂家，市场主要的燃氢型燃气轮机均为国际厂家设计研发⁴¹。因此，不掌握核心技术直接导致了推广氢能发电需要进口昂贵的国外设备，大幅增加了投资成本，无法大规模的应用。

^{xii} 指采用化石燃料生产的氢气。

^{xiii} 指采用化石燃料搭配碳捕集技术生产的氢气。

综合上述的分析，我们认为推动氢能发电应用最关键的举措是要突破核心技术自主研发的瓶颈，将氢能发电领域各环节核心技术的创新研发作为国家科技发展重大战略，给予政策和资金支持。近十几年中国的风电与光伏的长足发展，在全球独领风骚，正是得益于在政府扶持下掌握了核心技术并快速实现了规模经济效益。结合中国的国情，在燃料替代发电与燃料电池发电两种主流技术方案中，应重点发展燃料替代方式的发电，即燃气掺氢、氨与煤混燃及纯氢燃气发电，这些方式将可充分利用现有的煤电与天然气发电机组设备，在逐步增加可再生能源的氢能利用规模的同时，逐渐降低现有化石能源发电电源的碳排放强度。另外，在具备可再生发电资源的地区，应大力开发下游用氢产业，降低长距离储运的需求，从而提升绿电制氢的整体经济性。

作为具有综合优势的系统灵活性技术，氢能的发展需要以自主技术创新为突破口，出台鼓励技术创新的政策，并通过政策层面更系统性的措施来加快其在未来十年的试点、示范与早期市场化应用。针对中国的国情，在“十四五”期间应下大气力掌握制氢、储氢及氢能发电（如氢燃机领域）的核心技术，从而大幅降低绿氢发电应用的全供应链成本；在“十五五”期间应大范围推广利用风、光、水等可再生能源发电制氢技术，长期存储与长距离运输技术，并在电力供应短缺、需要灵活性支持的时间与空间点开展利用氢能发电提供电力的试点与商业化应用示范，从而最终实现2030年之后氢能与抽水蓄能、电化学储能一道构成中国电力系统储能体系核心要素的目标。

3.5 扩大电力平衡区域与区域市场化调度应是电网优化资源以消纳可再生能源的范式

电网大规模消纳可再生能源的能力取决于其对资源的调度能力与方式

电力系统调度运行的核心任务是保证在正常频率下的电力供需平衡，而这一功能是以平衡区域（balancing authority）为基础实现的。当只有一个独立的平衡区域时（独立运行的电力系统），电网调度必须在实时保证系统频率维持在正常频率值的条件下，实现区域内的电力供应与需求的平衡。而当多个电力平衡区域互联（互联电力系统）时，互联系统需共同维持同一频率，因此维持系统频率稳定需要系统内所有平衡区域的系统调度共同参与实现。

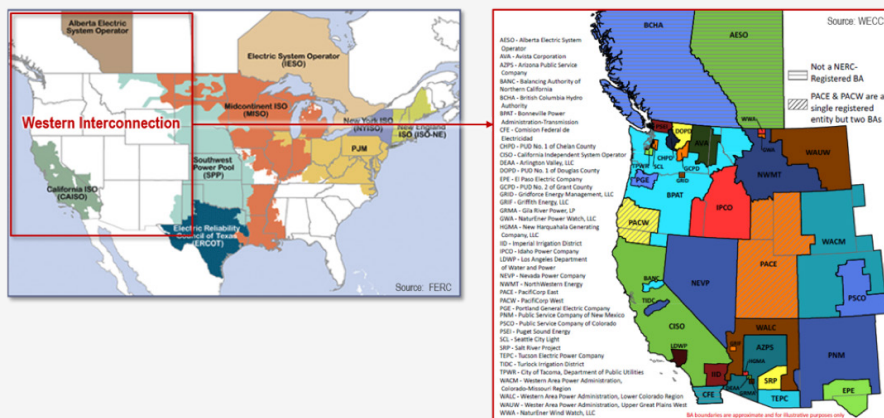
区域控制偏差（ACE）是每个平衡区域的电网调度实现电力平衡的关键指标，ACE直接反映了系统的频率偏差，及联络线上的功率偏差（也即平衡区域内电力供需的偏差）的变化，调度必须实时地保证ACE在电力系统运行所规定的范围之内。

而当一个平衡区域内需要大规模消纳，或送出非水可再生能源时，非水可再生能源输出的波动性无疑将造成ACE的变化，给电网调度维持本区域的电力平衡与全系统的频率带来更大的压力。首先，电网调度需要确保在其平衡区域内有足够的可调度的电力资源来跟踪电力供需的变化；其次，系统调度需要以最经济（电力生产成本最低）的方式来确定哪些电力资源需要被调度以实现电力的平衡。为解决这一日益增加的对系统运行调度能力的需求，我们认为应重点从调整平衡区域、建立区域现货市场和优化市场化调度等方面入手。

扩大电力平衡区域边界以提升可再生能源的消纳能力

由于历史的发展与沿革，中国电网的平衡区域目前主要是以省级电网公司的辖区为边界，各省电力公司的调度部门负责本省电网内电力的实时供需平衡。而更合理的电力系统平衡区域应根据电源、负荷的分布及电网的结构（互联状态与紧密程度）来确定。原则上，随着电力系统的更紧密互联，应在更大的平衡区域范围内实现电力平衡。以北美各地区的电力系统为例：在东部地区，该地区目前多以独立系统运营商（ISO）或区域输电组织（RTO）为平衡区域，平衡区域的划分突破了州的行政边界，实现了在州以上更大范围的电力平衡；与之相比，北美西部的互联发展相对落后，在美国西部14个州及加拿大、墨西哥部分地区所在的互联电力系统 Western Interconnection 内部，平衡区域划分多按照州界或州以下更小行政区域的边界，目前存在多达39个平衡区域，但这一地区也正在考虑向西部区域输电组织（Western RTO）这一单一平衡区形态推进。

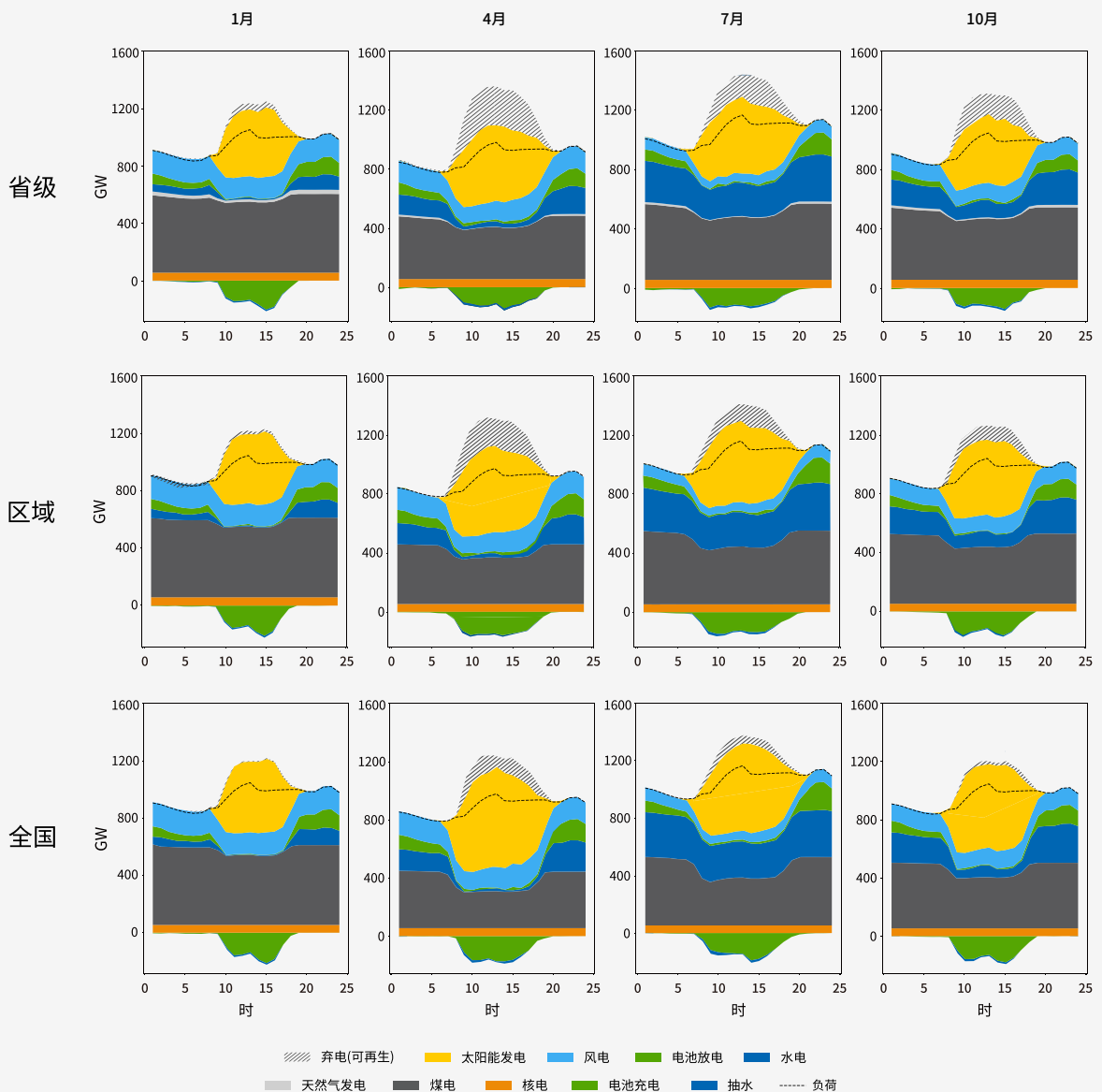
图3.5.1 北美ISO/RTO版图(左)以及西部电网的电力平衡区域(右)



相关研究机构所做中国高比例可再生能源电力系统的灵活性的研究显示⁴²，在保证电力系统可靠性的同时，扩大电力平衡区域、分散化可再生能源布局对以可再生能源为主的电力系统的灵活性大有裨益，同时还可以减少弃风、弃光和弃水现象。

情景分析显示，随着可再生能源渗透率的增加，扩大平衡区的收益也明显增加。如果沿袭目前以省级电网为平衡区域的模式，到2030年，电力系统的弃风，弃光率最高可达37%。而当电力平衡区域从省级电网扩大到区域电网乃至全国电网时，这种高弃风、高弃光的现象将得到明显改善。下图展示了一年四季中一月、四月、七月及十月四个典型月份，分别以省、区域及全国作为平衡区域时，可再生能源发电的消纳程度。结果表明，当电力平衡区域从省内平衡扩大为区域平衡后，弃风、弃光、弃水率可降低5-7%，而当电力平衡区域从区域平衡扩大为全国平衡后，弃风、弃光、弃水率可降低11-21%。其中，春、夏、秋三个季节的弃风、弃光、弃水率的改善效果更加明显。扩大电力平衡区域显著提高了可再生能源消纳水平和电力系统灵活性。

图表3.5.2 省、区域和全国平衡条件下典型月份的日调度平均曲线(可再生能源场景)



数据来源: Lawrence Berkeley National Laboratory⁴²

在中国，相当一部分集中式可再生能源将需要大范围跨省输送与消纳。“十四五”与“十五五”期间，随着更多的特高压与高压线路的规划、建设与投运，中国的电力系统将实现更加紧密的互联。在这一大趋势下，突破传统的以省界为条件的电力供应平衡区域，建立更大范围的平衡区域将大大提升电力系统调度优化配置电源与电网资源的能力，从而助力可再生能源实现更高比例消纳。

打破省间壁垒的区域现货市场可实现电力资源在更大地理尺度下灵活优化配置

以省为边界的电力市场是当前电力市场建设的主力，这是电网物理结构与经济体制共同作用的结果：电网平衡区边界与省级边界重合，经济活动的税收与统计亦以省为单位进行。在传统电力系统中，省内负荷波动多可以调用省内灵活性电源完成负荷追踪，因此对于省间电力灵活互济的要求相对较低。但在新型电力系统中，波动性可再生能源扩张和用电结构变化叠加形成的净负荷波动，需要更多的灵活性电源加以应对。以省为边界的电力市场设计，意味着仅有省内的灵活性资源可以参与调节，因此各省级电网内部都需要储备大量灵活性资源以被调用。

区域现货市场使得电网调度能够看见相邻的省级电网中可供调度的资源和负荷需求，从而能在一个更大的区域内自动找到最好的资源来平衡实时的电力供应和需求。在新能源快速增长的过程中，在更大地理范围和更短的时间尺度下实现灵活性资源的交易，是全球电力行业发展的趋势。

这一趋势不仅体现在电力市场实践比较成熟的地区，比如美国东部的PJM区域，美国西部CAISO周边的WEIM市场区域，也体现在未放开电力管制、未建设集中式批发电力市场的地区，比如美国东南部区域。在美国东南部，南方电力公司（Southern Company）、杜克能源（Duke Energy）等电力公司在各自经营区仍保持着电力行业垄断地位。为了消纳更高比例的新能源并提升各自平衡区内的系统灵活性，目前，这些公司正寻求建设东南能源交换市场（Southeast Energy Exchange Market, SEEM），通过15分钟时段的双边交易，实现跨平衡区资源的近实时灵活交易。

同时，虽然平衡区范围会影响电力市场设计，但区域电力现货市场的建设进程可以超出电力平衡区扩大的速度。图表3.5.3中对比了PJM、WEIM和SEEM三个市场的平衡区形式和交易形式。三个市场中，只有PJM的区域现货市场实现了在单一平衡区的集中交易。WEIM市场仍存在多个平衡区，但其市场设计实现了平衡区间剩余输电容量的优化利用。SEEM市场同样存在多个平衡区，并且没有集中交易模式，但仍可在近期为系统运行商和消费者带来每年4000-5000万美元，远期每年1-1.5亿美元的收益⁴³。

图表3.5.3 美国PJM、WEIM和SEEM电力市场的平衡区形式和交易形式

市场	市场区域内的平衡区形式	出清频度	区域交易形式
PJM	区域输电组织 (RTO)	5分钟	集中交易
WEIM	加州独立系统运营商 (CAISO) 与周边二十余个平衡区	5分钟	利用剩余跨平衡区输电容量集中交易
SEEM	东南部区域15家公共事业电力公司	15分钟	双边交易

资料来源：落基山研究所

这一区域市场建设对比表明，虽然电力平衡区的物理限制可能成为电力大范围优化的限制条件，但在打破物理限制、扩大平衡区域之前率先启动区域现货市场建设仍具有相当的必要与收益，区域电力现货市场仍可以有效提升资源配置的效率，为更好地消纳可再生能源和提高系统灵活性提供有力支持。

一体化的电能量与辅助服务市场才能实现可再生能源消纳系统成本的最优

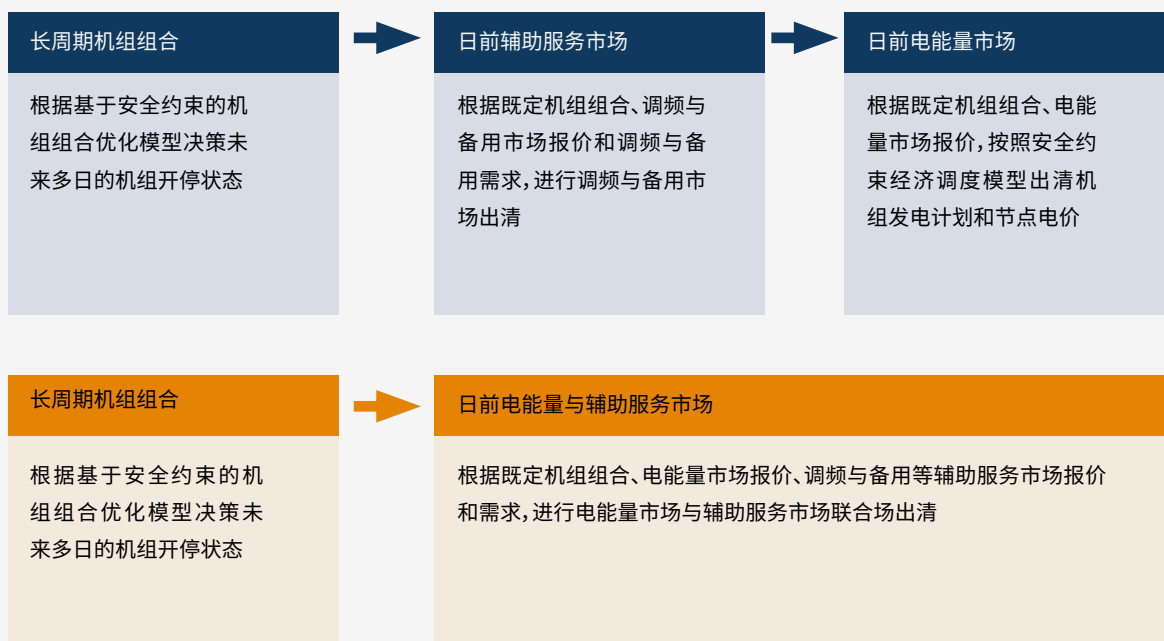
为了大规模地消纳可再生能源，电网调度需要以最经济（电力生产成本最低）的方式来确定哪些电力资源需要被调度以实现电力的平衡。当电力系统出现供需不平衡时，经济调度的目标是通过确定每个发电机组的实际功率输出将如何调整以满足预期的负荷，从而使电力生产与输送的总运营成本最小化。每个发电机组生产一单位电能量的成本不同，将电能量传输到负荷的损耗也不同，其可能造成的电网的阻塞程度也不相同。在考虑电网安全可靠运行的各种物理约束条件下，基于电力市场的价格信号选择边际成本低的机组增加或减少出力以满足电力平衡的需求，是实现经济调度的最优方法，即系统的经济调度是基于现货市场价格的市场化调度。

但是，为了确保安全可靠的电力平衡，电力系统的调度还需要系统内的可调节资源能够提供调频、热备用、冷备用、转动惯量及电压支持等多种的辅助服务。同样，这些服务需要市场化的机制来优化利用，从而保证电网调度是以最低的成本获得服务。这些市场化机制即为辅助服务市场。

因此，为了大规模消纳可再生能源，不仅需要基于电能量现货市场的价格信号来决定哪些可调节电源需要调整电力输出功率，还需要辅助服务市场的价格信号来确定哪些可调节资源需要随时准备着被电网调度调用以确保电网的安全、可靠运行。而电力系统中的可调节资源可以同时参与电能量市场与辅助服务市场的竞价，一个有待解决的关键问题是电能量市场与辅助服务市场如何实现协调运行，才能真正实现电力生产与输送的总运营成本最小化。

按照国家发改委《关于建立全国统一电力市场的指导意见》，以2030年基本建成为目标，各省市纷纷出台电力现货市场的试点方案，并开展试点运行，目前大多数省份的电力现货市场试点与试点计划仍是采取辅助服务市场与电能量市场按顺序先后出清的方式（图3.5.4上），此种方式的市场设计简单，易操作，但最终的出清结果并不是满足系统的总成本最优。在建设新型电力系统的大背景下，我们建议，在设计与实施各省及区域的现货市场时，应明确其最终的模式是建立电能量与辅助服务同时出清的一体化现货市场，以实现电力生产与输送的最低成本（图3.5.4下）。同时出清的一体化现货市场将所有交易品种耦合，进行一次联合出清得到电能量和辅助服务出清结果，并达到电能量和辅助服务总系统成本最优。

图表3.5.4 日前电力市场顺序出清(上)与联合出清(下)示意图



资料来源: 落基山研究所

扩大电力平衡区域与区域市场化调度对电网优化配置资源以大规模消纳可再生能源发挥着关键作用。鉴于扩大电力平衡区域涉及多方面的利益攸关方, 在“十四五”期间, 在维持现有电力平衡区域的框架下, 应重点建设区域电力现货市场, 从而打破省间交易的壁垒, 实现电力资源在更大地理尺度下的市场化的灵活配置。同时, “十四五”到“十五五”期间, 在现货市场的建设与完善中, 需要逐步实施一体化的电能与辅助服务市场的运营与清算, 有效地优化电力安全生产与输送的系统成本。在“十五五”期间, 应推动电力系统调度从省级平衡扩大到区域平衡区域, 从而进一步提升电力系统的运行调度能力, 助力可再生能源实现更高比例消纳。

3.6 数智技术的广泛应用才能大幅增强电网应对供需剧烈变化的能力

高比例可再生能源电力系统亟需新一代的信息化技术以应对日益复杂的运行与调度模式。新型电力系统将是一个具备“双高”特点的电力系统，这使得系统的运行与调度将面临更加剧烈变化的供需关系与更多变的运行方式的挑战。在必须实时平衡负荷与可再生能源造成的双重波动性与不确定性的场景下，传统上以监测、应对、调整事件发生后系统状态为导向的调度方式将难以适应电网规模不断扩大与互联、电网运行与调度模式日趋复杂的新形态。此外，大量使用智能电表和电子传感设备有助于系统调度机构获得海量的历史与实时电网运行状态信息。这为系统调度员更全面、准确、及时地掌握电网的状态与发展趋势既提供了机遇，也带来了技术上的挑战。

研究结果表明⁴⁴，数智技术（即数字技术与人工智能技术）将是构建新型电力系统的助推器，与风电、光伏、储能等低零碳技术相辅相成、缺一不可。特别是迅速发展的人工智能技术，它是解决大规模且高度复杂的系统运行与调度问题时必不可少的工具。数字孪生、机器学习和大数据挖掘将是数智技术在新型电力系统构建与应用中的三个核心方向。

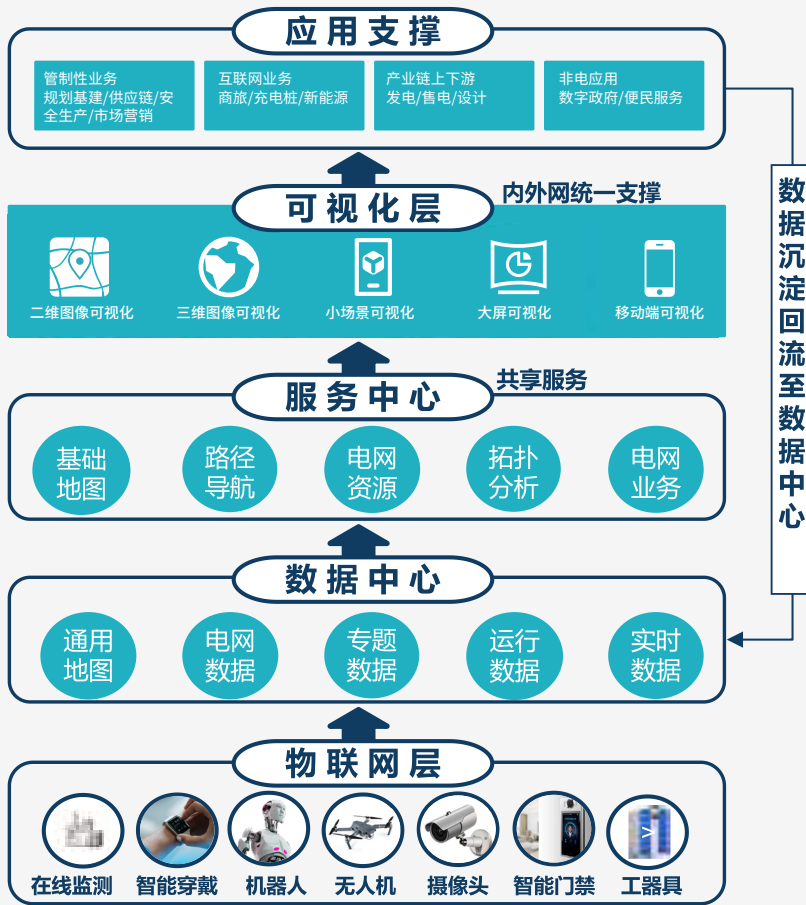
采用数字孪生技术实现电网全天候360度掌控

实现虚拟与物理世界同步的电网实时感知与预测，变被动为主动来前瞻地预判与掌控电网运行的行为与走势，对高比例可再生能源电力系统尤为重要。数字孪生技术的应用是在数字空间中构建电力系统运行的虚拟模型，并动态地对其状态进行实时更新、仿真分析与控制决策。与传统的电力系统仿真模拟技术相比，数字孪生技术可以让电网运行变得可视、可预测、可假设、可解释和可互动。

数字孪生技术在电网调度的一个重要应用实例是秒级在线分析系统（DSA），它可把对电网运行状态的响应分析速度由传统上的分钟级大幅提升为秒级。例如，中国电科院的研究团队将这一技术试点应用在湖南电网的实时调度中，重点针对湖南电网通过特高压直流从外省购电、本地电网为弱交流系统且本地可调节资源有限的问题，为调度人员提供辅助决策支持，支撑电网在风险可管控条件下能够超限额运行，从而满足负荷高峰时的电力平衡需求⁴⁵。

数字孪生技术同样在电网运行状态的实时感知、电网设备的状态监测、风险评估及运维管理方面发挥着重要的作用。例如，南方电网实现数字电网目标的一个重要举措是构建了110kV及以上电压等级的主网数字孪生基础设施（图3.6.1），打造了“地理+物理+管理”多维信息贯通，空间位置准确，运行环境一致，实时鲜活的可视、可测、可算、可信的“特高压+城市电网+常规电网”。

图3.6.1 南方电网110kV及以上主网数字孪生基础设施



资料来源：中国南方电网⁴⁶

基于机器学习技术提升电网的实时运行能力

机器学习可以高效地精准预测可再生能源输出、动态最优配置资源，并充分发挥网络输送能力。机器学习技术的一个重要应用是准确预测具有强波动性与不确定性的风电、光伏发电出力力和电力系统节点（母线）负荷。电网运行的核心任务是实时满足电力的供需平衡要求，而及时准确地预测电力供应与需求是保障电网安全运行的前提条件，利用大数据平台提供的海量历史数据，采用深度学习算法建立的预测模型将大幅提高对供给和需求双侧的预测精度。

机器学习技术的另一个重要应用方面是考虑电力系统安全约束的机组组合与经济调度。一个典型的案例是国家电网调控AI创新大赛的命题“电网运行组织智能安排”⁴⁷。该题目针对电源负荷双侧波动性带来的平衡及可再生能源消纳问题，采用人工智能算法训练智能体，快速给出电网运行方式调整策略，在保证电网安全运行条件下最大程度消纳可再生能源（图3.6.2）。

图表3.6.2 国网调控人工智能竞赛



资料来源：国家电网调控AI创新大赛⁵²

发挥大数据技术优势应对电网运行的安全风险

在高比例可再生能源消纳场景下，电网必须在对海量数据分析评估的基础上，具备超强的预警、决策和执行能力，才能在面临风险、事故和极端灾害时仍然保障电力系统安全可靠运行。

大数据挖掘技术的一个重要应用是电网设备的风险评估与预警。电网由大量的输送设备构成（如变压器和线路电缆等），设备维护与检修是电网企业的核心业务之一。电网企业需要及时发现故障风险、进行更新换代，从而确保所有的设备随时处于健康并且可持续运行的状态。传统的人工巡查、检测及更换的模式耗时费力，成本高效率低，而通过无人机、机器人等人工智能手段完成设备巡检，利用图像处理技术实时监视设备的运行状态，同时用大数据平台收集的海量历史运维数据来建立设备风险评估模型，可更准确地预测设备发生故障的风险，及时进行设备的更新换代⁴⁸。

大数据的挖掘分析及可视化技术的另一个应用是在极端天气灾害条件下向电网预警大面积停电事故，对紧急应对方案与抢险团队进行资源优化与预先配置，并对事故中与事故后的故障类型、地点、用户影响范围等进行准确诊断并迅速隔离，从而及时恢复供电⁴⁹。

中国对电网数字化基础设施的投资非常可观，电力行业总体的数字化程度相当高。以南方电网为例，在2019年已经全面建成基于云数一体的数字化平台，并且实现亿万级终端便捷接入、终端互通互联。可以预见，未来十年电网运行调度领域数字化与智能化的主要提升空间将集中在数智技术“软件”能力的开发，特别是基于系统监测采集的海量数据的高级软件系统与应用的广泛使用，比如对供给侧可再生能源发电与需求侧产消合一用户负荷与分布式发电的精准预测，对大规模接入与输送可再生能源时电网设备及线路故障与事故进行风险评估，以及对极端天气灾害条件下电网大面积停电的预报预警等一系列确保电网安全、可靠、经济、环保的数字化业务应用。

近年来，以人工智能技术为代表的信息技术发展迅速，不断取得重大突破。预计在2030年后，人工智能的应用将深入到社会经济生活的每个角落，届时近50%的工作将可能由机器人等人工智能技术替代⁵⁰。在电力行业，数智技术，特别是人工智能技术，同样将在未来新型电力系统的规划与建设、运行与调度、维护与管理等关键环节扮演举足轻重的角色。

在高比例可再生能源接入的未来电力系统中，大幅增强电网应对供需剧烈变化的能力需要广泛的应用数智技术。在“十四五”期间，应着力推广基于大数据平台与机器学习等大数据分析技术的电网运行、维护与应急响应技术，使其在省级电网中全面落地应用；在“十五五”期间，实现数字孪生技术大范围地应用于电网运行的监测、控制、预测与决策支持。展望2030年之后，新型电力系统将具备高度的智能化特性，人工智能技术将在电网运行、调度、维护及事故应急抢险等场合取代人工，发挥主导作用。

3.7 模块化的可观可控是需求侧弹性化的理想技术形态

实现需求侧的可观可控是电力用户、分布式能源及储能参与电力平衡的必须条件

电力的需求侧需要具备弹性才能主动地参与电力的供需平衡，实现安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力供应与消费。需求的弹性特性不仅体现在根据供给与输送条件的变化而自动调整负荷的能力，还体现在电力用户从单一的电力消费者转变为同时具备电力生产能力的产消合一者（Prosumer）。模块化的需求侧是指基于信息、控制与平台技术将负荷、分布式能源、分布式储能等集成为可观、可控的、规模不等的电力生产/消费单元，它有两个主要特征：

- **电力用户（单个或群体的方式）与电网调度之间建立了双向的实时的信息交换通道。**对系统调度而言，可以对用户的电力需求或供给实时地监视测量及远程地调节与控制；而对用户而言，能够随时地感知电网运行状态（如频率、电压及连接点交换功率）的变化、市场价格的实时信号及系统调度给出的调节控制指令，并能够迅速地依据这些指令信号或者是自身需求来调节其电力的消费或供给。
- **用户之间也具备相互沟通信息与协调行动的能力，**例如基于分布式代理与控制的手段使某个区域内的所有模块化的用户共同与电网之间互动，促使整个区域的电力负荷协助电网进行削峰填谷。

模块化的需求侧与电网紧密互联，将实现电网与用户双赢：

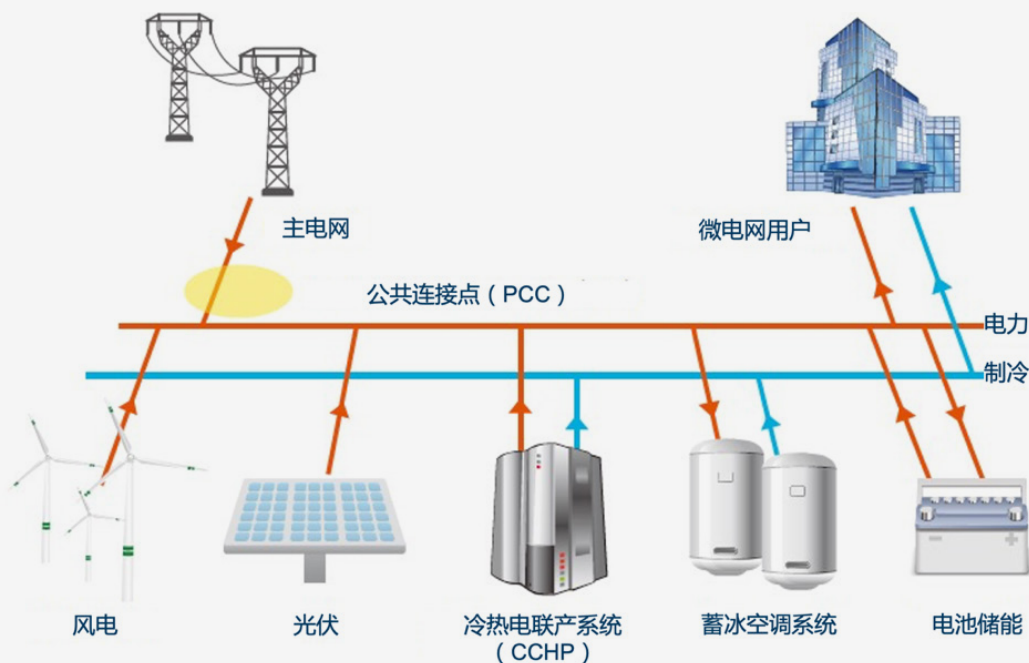
- **首先是为用户提供低成本的能源。**可充分利用电网的分时电价、可再生能源的“免费”优势和多种能源储存技术，发挥模块化需求侧的优化调度功能，最大限度地降低用户的能源消耗总成本。
- **其次是提供有安全保障的能源。**提升供电和用电的安全可靠性是电网的核心诉求。在接入了具备模块化特征的微电网后，电网就能真正为用户提供电力安全双保险。电网故障后，微电网能够实现孤岛运行模式，避免电网故障给用户带来损失。而电网用电需求激增时，微电网也可发挥调节作用，为电网送电。
- **最后是协助支持电网运行。**模块化还能很好地提供配电网调度与运行支持。随着可再生能源与储能的快速发展，在配电网（35kV及以下电压等级）中接入了大量的分布式电源与储能设备。分布式发电与储能具有单体容量小、数量巨大、发电技术特性多样的特点，在省级大电网层面很难被充分预测、分析和调度，而模块化技术将有助于对海量的分布式电源、储能及负荷的高度集成，以支撑电网公司通过分区分层的调度模式实现电力供需的就地平衡，从而减少对大电网安全稳定运行的影响，更好地实现可再生能源的就地消纳。

未来五年，需求侧分布式发电将快速发展，《“十四五”现代能源体系规划》中明确要求新建的工业园区与公共建筑需满足至少50%的屋顶面积安装光伏发电设备。以南方电网为例，“十四五”期间预计需要满足22GW分布式光伏并网的需求。如果这些产消合一者不能成为可观可控的模块，则负荷的波动性与分布式可再生能源的波动性，以及大量分布式电源接入带来的双向电力流动，将对配电网运行与保护造成冲击与压力。因此，需求侧向产消合一者方向转化是促进分布式新能源接入的发展趋势和迫切需要。

大力推动微电网是实现需求侧可观可控且多能互补的理想方式

微电网是一个具有明确电气边界的本地电网，作为一个单一的、可控制的模块实体运行（图3.7.1）。微电网的基本构成包括需求侧的负荷、分布式能源和分布式储能，其中用于发电的一次能源完全因地制宜，可包括可再生能源、天然气电源等。微电网也能提供多种形式的能源，不但包括电能，还包括能源阶梯利用后生成的冷或热能。电能提供的形式也有多样性，全面覆盖了交流、直流、交直流混合模式。此外，与直接接入配电网的分布式电源有明显区别，微电网具有联网和离网两种运行模式，而且两种模式间能无缝切换。上述特征也决定了微电网应用范围广泛灵活，既可以在供电困难的偏远地区，也可以在可再生能源丰富的地区，或者能源需求旺盛的城镇负荷中心与园区。

图表3.7.1 多能耦合型微电网示意图



资料来源：埃森哲技术研究院⁵¹

传统而言，微电网的核心价值之一是可以多能互补、整体优化的方式满足用户的多种能源需求。而在高比例可再生能源的新型电力系统的背景下，微电网还能在分布式能源大规模接入时保障电网安全。微电网作为一个模块化的可控负荷与电源系统，通过就地消纳分布式可再生能源发电，可有效解决分布式可再生能源出力波动性与不确定性的问题。如此一来，电网将直接面对的是可观、可控的微电网，而不是成千上万的难以直接调控的分布式可再生能源和随时波动的负荷。

微电网在全球范围内都已经有过许多的有益的试点实践。在海外，GE公司与综合能源公司PowerStream合作的试点微电网项目对于企业多样化能源需求做了一次有益的尝试。该项目证明了能源消费者和电力公司可以利用可再生能源和天然气发电，将富余电力进行存储和再分配，以此支撑安全可靠且可持续的能源需求增长。在国内，中国近十年来在全国范围内进行了相关的试点与示范工作，其中重要的尝试是国家发改委《关于推进新能源微电网示范项目建设的指导意见》及随后公布的28个新能源微电网示范项目⁵²。这些示范项目重点关注技术集成、运营管理模式及市场交易机制等方面的创新，涵盖了不同地域、不同类型的能源用户，使用了不同的分布式能源技术，也采用了并网与独立两种不同的运行模式。地方政府、国有及民营发电企业、电网公司等均积极主导或参与了微电网工程项目的建设。微电网的应用场景涵盖了中心城市、工业园区、校区、海岛、及边远地区等（图表3.7.2）。其中，以北京市海淀区北部新区新能源微电网为代表的一批项目，重点示范了在负荷中心对多能互补微电网进行从规划建设到运营管理的实践探索。

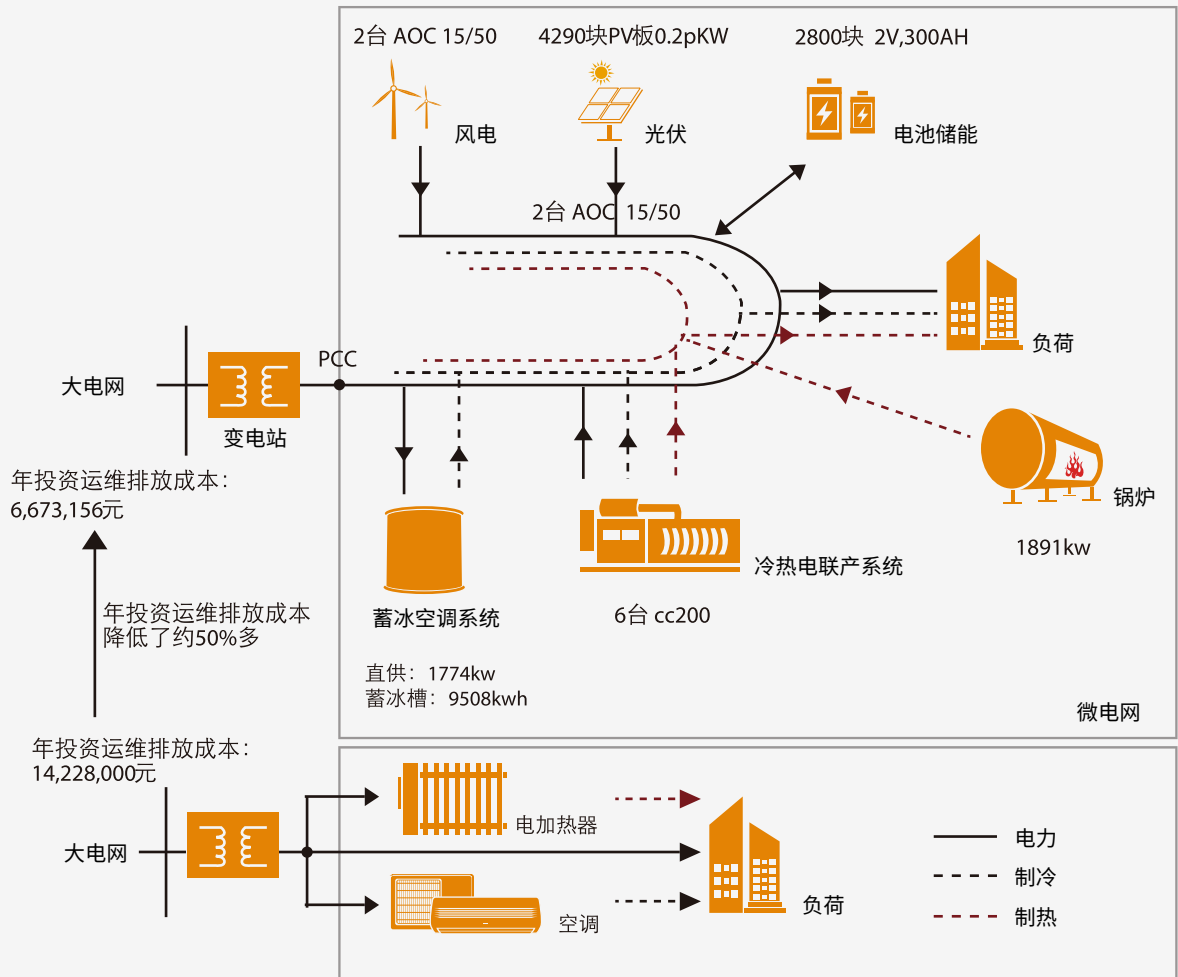
图表 3.7.2 新能源微电网示范项目

项目名称	模式	电源	供能范围
舟山摘箬山岛新能源微电网项目	离网	风力2*0.85MW、光伏0.3MW、海流能发电0.3MW、锂电池500kWh、超级电容200kW±10s、柴油发电200kW(应急备用电源)	为岛内居民及公共设施供电
北京市海淀区北部新区新能源微电网示范项目	联网	屋顶光伏50MW、电池储能10MWh、地源热泵47MW,并配套冷热储能	海淀北部翠湖和永丰地区
上海电力学院临港新校区智能微电网示范项目	联网	光伏2MW、风力150kW、储能系统2MWh、超级电容100W±10s	上海电力学院临港新校区
张北云计算基地绿色数据中心新能源微电网示范项目	联网	光伏80MW、风力120MW、电储能20MW	张北云计算基地区域
风光氢储互补型智能微电网	联网	光伏20MW、风力1MW、储能系统4MWh、氢能发电500kW	宝光集团老厂区改造而成的工业园区

资料来源: 国家发展和改革委员会⁵³

目前,微电网的技术方案已相对成熟,但尚未培育形成面向大规模应用的成熟商业模式和市场机制。针对国内现状,我们认为应从以下两个方面采取措施。首先,应从城镇园区等负荷中心起步,重点发展满足用户多种能源需求的微电网。若单纯为满足用户电力需求而建设微电网,其投资与运行成本与直接从大电网获得电力相比往往无法实现经济效益。研究表明,在同等条件下,基于综合能源利用理念的微电网在同时满足用户的电、热、冷总需求时,其成本将比没有微电网时的年投资成本下降约50%(图3.7.3),运行成本降低20-30%⁵¹。其次,微电网作为一种综合性、集成性的低零碳技术,尚需要明确的政府扶持政策与激励措施,可采取推广既有新能源微电网示范项目中的试行政策、延续对微电网中新能源发电项目的补贴、设定优惠的微电网上网电价(在向大电网提供电力时)、允许微电网作为独立市场主体参与电力市场、允许微电网内用户与微电网外其他新能源项目直接交易等措施。

图表3.7.3 多能源微网最优容量规划与传统供能方式成本比较

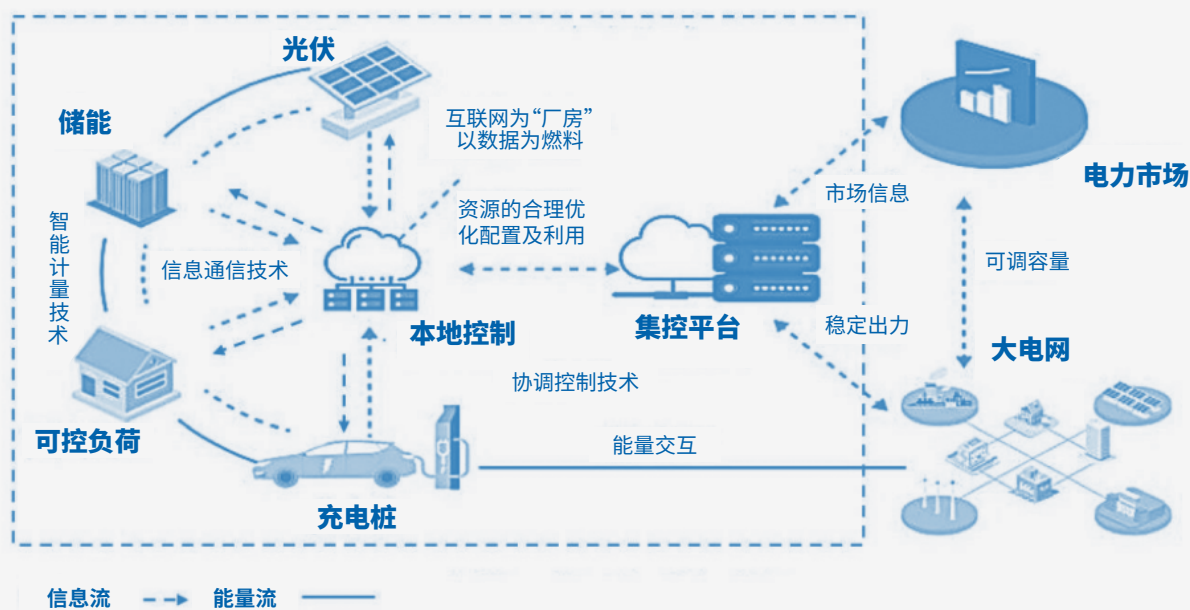


资料来源：埃森哲技术研究院⁵¹

发展虚拟电厂是短期内加速挖掘需求侧灵活性的有效手段

虚拟电厂（VPP）可聚合电力系统中分布在不同地理位置的不同类型的负荷与分布式能源资源，比如可控可调节的负荷、微型热电联产、分布式电源、备用发电机和储能系统（ESS）等，通过基于云平台的集中控制系统，形成一个等效的、具备产消合一特性的虚拟发电厂/负荷，可直接参与电力系统的调度与平衡及电力市场交易。

图表3.7.4 虚拟电厂VPP示意图



资料来源：国网上海经研院，36氩研究院，天风证券研究所⁵⁴

VPP的优势在于能够将大量的负荷与分布式能源进行聚合，形成一个对于电力系统调度而言可观可控的模块化单元，从而在更短时间内、以更高的效率来提供更大的灵活性，使系统能够对负荷波动作出更好的反应。要实现这一模块化的功能，协调控制、智能计量与信息通信是三项关键技术，也导致了VPP的集成、协调、控制与管理系统的复杂性较高。

与微电网相比，VPP的最大优势在于其构成不受地理位置限制，组成同一VPP的各种分布式电源和负荷不必处于同一地点，因而VPP能够灵活地聚合不同电源类型、不同地点的多种资源来实现需求侧的可观可控，也为用户及分布式电源参与电力市场提供了便利。但是，VPP的局限性在于它尚不具备微电网具有的多能供给能力，而且它对配电网运行的影响也较微电网要更为复杂。

《“十四五”现代能源体系规划》中提出“推动储能设施、虚拟电厂、用户可中断负荷等灵活性资源参与辅助服务”。北京、山西等省市也相继出台了建设虚拟电厂的指导意见及方案，明确了虚拟电厂的类型、技术要求、参与市场、建设及入市流程等，成功引导了一批示范实践项目顺利开展。一个典型的案例是国网冀北电力公司虚拟电厂参与电力交易的示范项目。该示范项目利用虚拟电厂的实时响应，可减少相当于冀北电网夏季空调负荷约10%的用电需求，其效应等同于少建一座60万千瓦的传统燃煤电厂⁵⁵。

然而，VPP在国内的发展还处于初期，现行的示范项目主要以政府或电网公司牵头为主，由负荷聚合商组织资源进行削峰、填谷等需求响应。VPP具备直接参与电网调度及电力市场的能力，但仍面临挑战：在参与电网调度方面，鉴于VPP由在地理空间上分布广阔的多个分布式电源、储能和负荷构成，因此其参与实时电力平衡时对电网（特别是对配电网）运行的影响（如路线阻塞及电压越限等）是电网调度必须考虑与解决的问题；在参与电力市场方面，VPP在电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场未建成或未建设成熟阶段，难以基于自身商业模式分别参与这些市场获得收益。此外，目前VPP平台所需的控制设备及信息化运算设备成本高企，要大范围应用和复制成功案例仍需进一步优化成本。

随着2030年全国统一电力市场的基本建成，我们预期VPP作为需求侧负荷与分布式电源全方位参与市场化交易的一个上佳选项，将迎来快速发展的时期。根据中金公司的研报，2021年，虚拟电厂利润市场空间约为659亿元。伴随虚拟电厂的渗透，预计VPP调节负荷量占比有望在2030年达到5%。按中金公司的测算，全国虚拟电厂行业有望在2030年触达1320亿元的理论市场空间。

模块化的可观可控是实现需求侧弹性化的理想技术形态，微电网与虚拟电厂作为主流的模块化技术将在未来得到快速发展与广泛应用。在“十四五”期间，结合电力市场改革的全面推进，全国统一电力市场的初步建成，应大力推广虚拟电厂技术，作为需求侧广泛、灵活、有效参与电力市场，充分发挥需求侧的灵活性能力的重要手段。在“十五五”期间，应广泛推动微电网作为满足需求侧多种可再生与清洁能源综合、经济、高效利用的系统集成技术，实现分布式能源、储能的大规模开发与消纳，以及需求侧与电网之间的友好互动。展望2030年后，迈向碳中和场景下的电力系统将展现模块互联、弹性互动、刚柔兼济、和谐发展的形态；特别是在需求侧，大规模的分布式可再生能源与储能、微电网、虚拟电厂以及需求侧响应的应用，将构建可观、可控的模块化绿电产销合一者。

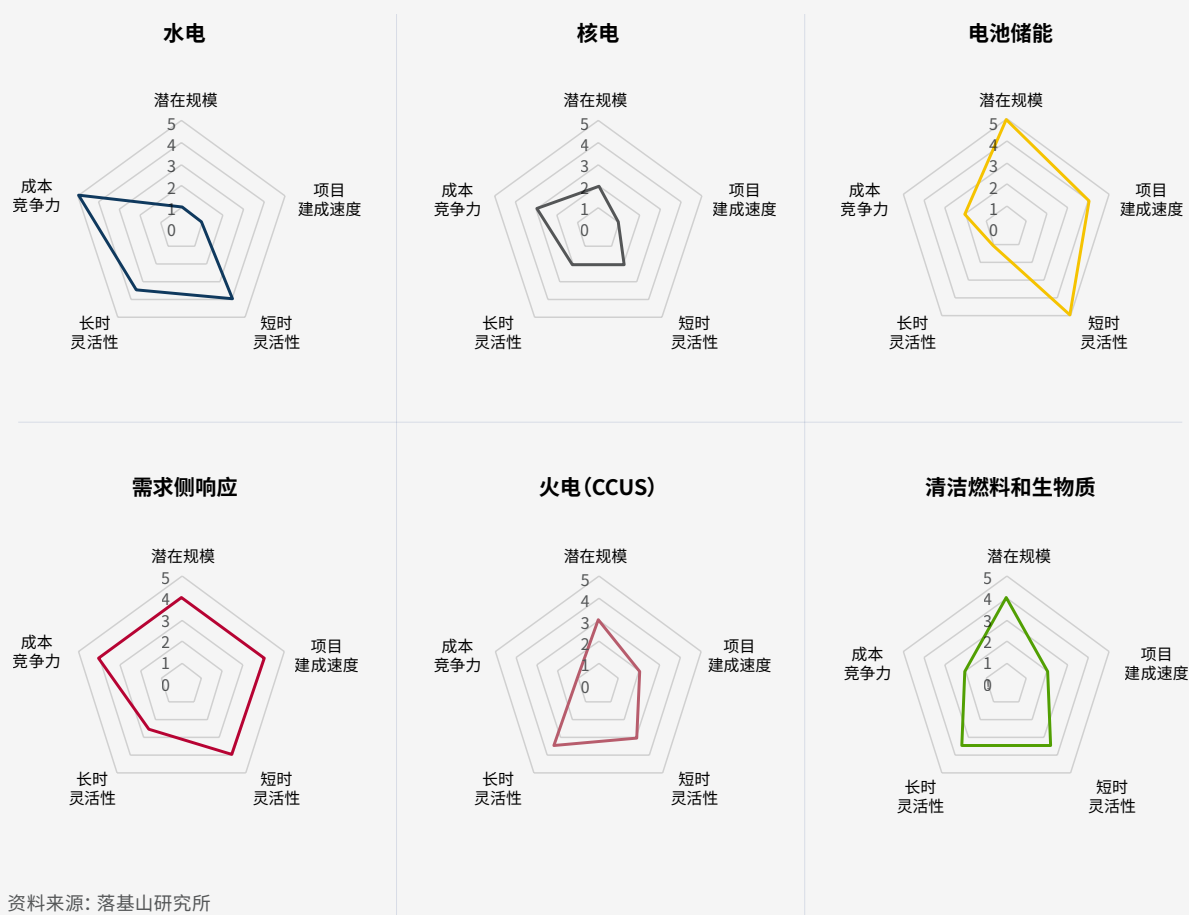
3.8 全方位成为市场主体是需求侧能弹性地参与电力平衡的前提

缺乏市场参与的机遇严重制约了需求侧参与电力平衡的能力

随着间歇性可再生电力渗透率的提高，电力系统亟需提高灵活性来满足每时每刻的供需平衡。电力系统的灵活性可以来自于可调节电源、储能、电网以及需求侧。电源侧的水电、光热、地热、包括储能中的抽水蓄能等均具有比较明显的地域限制，化学电池具有调节时间较短、成本较高的问题，电网的灵活性涉及线路输电能力、区域协调、电力市场等多个因素。相比之下，需求侧灵活性广泛可得，可以提供多个时间维度的灵活性，而且调用成本相对较低，是在降低对煤电依赖性前提下提高供电可靠性的有效手段。

需求侧灵活性具有非常大的技术潜力，但要真正发挥这些潜力，则需要进一步提高需求侧的主观能动性。就这一点而言，目前绝大部分省份的电力价格机制设计有着两大特点：其一，缺乏对用户电力消费按实时电力价格的收费结算，造成用户不知何时“柴米”最贵；其二，用户无需事先签约即可消费电力，导致用户在实时层面可以无限制地提高或降低需求，进一步加大电力系统供需平衡中的波动性。要解决这两个问题，应该将用户充分纳入到电力市场当中，一方面使得用户对于价格信号的变化有更直接的感知，另一方面也可以更好地利用价格补偿机制激发用户侧通过调节自身行为来支撑电力系统平衡的意愿。这一前提要求需求侧获得充分的市场准入资格，拥有多层次且较为实时的价格信号，以及具备参与市场的能力。

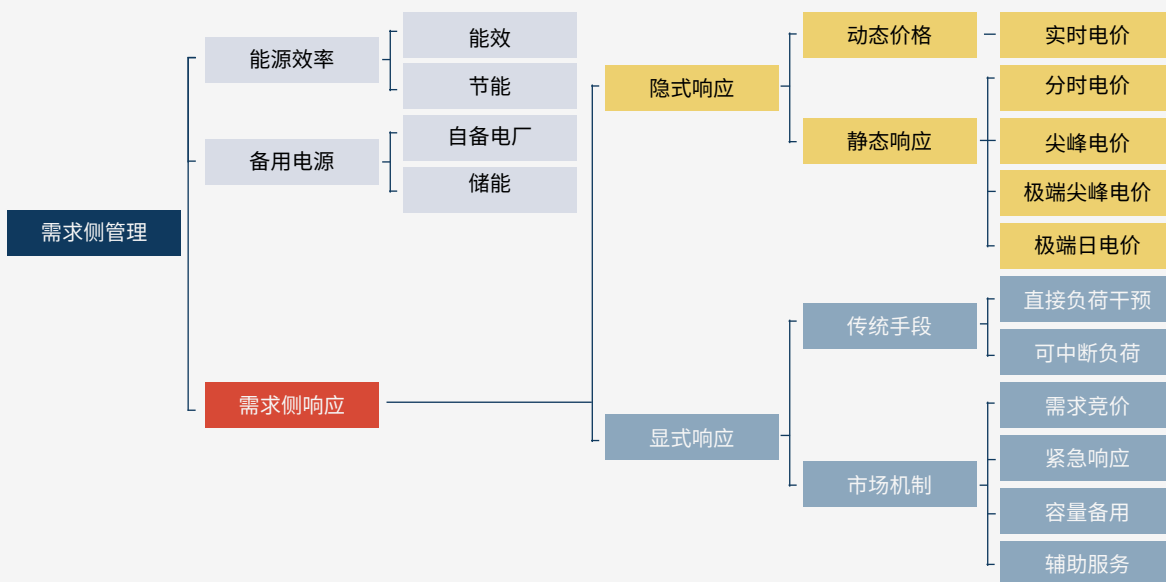
图表3.8.1 2020-2030年间零碳灵活性资源对比



全面放开用户侧参与电力市场准入资格

完善电力市场交易品种、丰富电力交易机制的时间维度。不同的需求侧主体可以提供从秒级别到季节级别的灵活性，要激励需求侧提供灵活性的关键任务在于建设不同时间维度的电力交易机制，准确反映不同时间维度下灵活性资源的价值，并允许需求侧主体参与到这些机制当中，从而充分体现它们在多个时间维度下的灵活性价值。具体而言，在中长期市场里，用户可以跨省跨区自主签署绿电多年合同，有助于长期电量的平衡；在短时市场里，拥有分布式能源、储能及可调节负荷能力的用户可以提供调频、调压、备用等多种功能，一些大工业用户如电解铝行业也能直接提供调频服务。

图表3.8.2 需求侧管理机制一览



资料来源: TenneT⁵⁶

开放有条件的小规模用户进入市场。全国多个省份普遍存在第三产业和城乡居民生活用电量及负荷增速高于第二产业的情况，过去十年，这两个部门的用电占比已经从2010年的23%上升到了2021年的31%。而且这些负荷受气温、作息时间等因素的影响更大，电力消费时间聚集度更高，将进一步推高日内用电高峰和季节性高峰。随着智能家电、电动汽车与充电桩等小规模用电单元的普及，其聚集之后的灵活性规模效应不容忽视。此外，工商业大用户通常对用电连续性有着更高的要求，对电价的敏感度不一定高，某些行业对于连续性用电甚至存在较高的溢价支付意愿。因此，允许一般工商业负荷、电动车等非基础性民用负荷以直接或间接（通过聚合）形式参与电力市场，是提高需求侧灵活性潜力的可行手段。

建立更通畅的价格传导机制

将实时价格信号反映到需求侧。如图表3.8.2所示，市场可以通过提供多层次的价格信号引导需求侧提供灵活性。其中，“隐式”需求侧灵活性是指消费者对动态（如实时价格）或静态（如分时电价、尖峰电价等）分时电能量电价的短期反应。一般而言，消费者直接面对实时电价的情况不太常见，更普遍的是由售电公司为消费者提供静态分时电价，并根据批发市场的价格变动情况适时调整分时电价的结构和水平。零售侧分时电价要参考批发市场价格信号，才能较好地反映电力供需的时间差异，从而影响消费者的用电行为。在“十四五”初期和中期，各省现货市场未正式进入连续运行之前，应该加大力度推广批发市场中长期合同分时签约，鉴于绝大部分省份都已经积累了三年以上中长期市场的运行经验，这个方式更具备在短期内大范围、精细化铺开的基础，从而为零售侧分时电价提供参照。从“十四五”后期开始，待现货市场运行更加成熟之后，售电公司可以根据用户行为偏好、负荷曲线、可调节能力及意愿等因素，提供高度定制化的零售电价套餐。两个极端的例子是，售电公司可以完全承担批发市场的价格波动风险，为用户提供没有时间差异的零售电价套餐，也可以选择完全将批发市场的波动风险传导给用户。

完善用户侧电价结构。除了通过传导电能量价格激发“隐式”需求侧灵活性，进一步完善辅助服务、容量备用等市场、并由此激励“显式”灵活性需求也是必不可少的措施。相比起“隐式”，“显式”需求侧灵活性主要特点是消费者主动为电力市场提供能量、容量、平衡等服务，因此它可以被认为是可控的。在这个模式下，消费者或其代表（如售电公司和负荷集成商）管理他们对系统的净需求。“显式”需求侧灵活性是一种新的灵活性来源，通过为消费者提供更强的经济激励，准确地反映需求侧在系统中的价值，因此这种模式具备着可大规模、持续性发展潜力。在将电力安全生产的相应的成本传导到需求侧的同时，也应该允许需求侧提供辅助服务、容量备用等服务并获得相应补偿，从而形成“出力者获利、受益者承担”的格局。目前，国内电力辅助服务市场的费用普遍在发电侧内部分摊，基本在发电侧形成“零和”局面，抑制了发电侧针对提高灵活性的投资积极性，也使得用户侧无法对电力系统平稳运行的成本结构产生直接感知。实际上，随着发电侧间歇性可再生能源渗透率的提高，全球多个市场已经出现了电价结构中发电成本下降、电力输送和平衡成本提高的趋势，在这样的前提之下，完善用户侧电价结构，形成顺价机制，用户才能更好地根据系统成本的变化调整自身用电行为。

培育用户侧参与电力市场的能力

中国电力需求侧直接或间接参与电力市场的时间较短，且电力市场设计与交易机制仍在不断动态调整推进当中。因此，提高需求侧市场参与度离不开对其参与能力的培养，这个能力主要分为技术认知与市场参与这两个方面。

- **深化研究并普及需求侧灵活性相关技术认知。**虽然需求侧响应在国内已经有了多年的实践，但在具体操作层面基本仅局限于高峰时段负荷削减，在提供辅助服务、备用容量等方面几乎没有经验。绝大多数用户本身并不具备精细管理自身负荷的能力，缺乏相应的能源管理和数字化水平，也并不清楚改变耗电设备运行模式会对生产成本、设备折旧等方面带来何种影响。目前，我们认为无论在用户、售电公司、电网、电力市场设计者还是政府的层面，对于不同行业调节能力和调节意愿的认知并不足够，彼此之间亦缺乏足够的数据共享。在行业相关方内形成一定的技术共识，是需求侧大规模参与多样化电力市场交易的前提。应该通过政府牵头、电网和电力交易中心统筹、用户及售电公司充分参与的模式，开展技术试点、深度调研、迭代模拟市场运行等方式加速技术共识的普及。
- **提高用户对电力市场的认知水平与参与意识：**虽然这一轮以开放配售电为重点的电力市场改革已经开展了7年，但对于全国范围内绝大部分的电力用户来说，并没有真正意识到和感受到负荷的时间价值。过往的需求侧响应实践也多以行政命令为主，用户侧多数处于“听命而行”的状态。未来，虽然绝大部分用户都将通过售电公司等第三方机构参与电力市场，主要依赖于第三方机构的专业知识，但电力用户本身对市场的认知水平仍然不可缺位。应该通过电力交易中心、用户侧行业协会等渠道推广普及，才能充分挖掘用户主观能动性、自下而上提高用户侧对电力市场的参与度。

- **提升负荷聚集商专业运营能力。**按照欧洲、澳大利亚等电力市场的经验，即使在电力用户市场化意识较高的条件下，需求侧大规模参与市场仍然离不开专业的第三方代理机构。因此，在“十四五”期间，快速培育用户侧能力的另一个关键在于引入并培育负荷聚集商等新型市场主体。目前，国内的负荷聚集商主要分为三大类，一类是以电网为主体，具有客户数量多、投资规模大等优势，但普遍存在缺乏围绕客户特定需求提供定制化服务的问题；第二类以发电企业为主，通常通过科技项目、政府试点等形式建设运行，普遍缺乏持续性、大规模运营的经验；第三类主要是非国有背景的民营企业、创业团队，优势在于业务模式灵活、决策流程较短，但因为负荷聚集业务本身的盈利能力仍不明确，通常需要其他业务进行输血，因此这类企业的负荷聚集业务规模难以快速增长。

为需求侧提供全方位成为市场主体的机会，是需求侧能弹性地参与电力平衡的前提，而目前缺乏市场准入严重制约了需求侧参与电力平衡的能力。在“十四五”期间，应加强需求侧的市场主体能力建设，特别是在省级现货市场的设计与建设中，应切实为需求侧不同类型的电力用户提供参与电能量与辅助服务市场的机会，落实实时电能量价格与辅助服务成本对需求侧的及时传导；在“十五五”期间，对于有条件、有意愿的需求侧市场主体，应为其提供全方位参与电力市场的机会，参与从中长期交易到实时现货市场，从电能量到辅助服务乃至容量价格机制等多个层面与维度的体系化电力交易。

第四章 构建新型电力系统的探索与实践

实践是检验真理的唯一标准，构建新型电力系统以加快能源低碳转型速度、降低转型成本、保障安全平稳过渡，必将是一个充满挑战、持续探索、不断创新的过程。在这一过程中，需要针对所面临的主要挑战，探寻适合中国国情的构建电力系统的方法与路径。通过反复地实践与试点、试错与纠错，才能找到成本最优并具有推广价值的方案。同时，他山之石，可以攻玉，世界各国在电力零碳化过程中的不同尝试，也将为构建适合中国国情的新型电力系统提供宝贵的借鉴经验。

图表4.0.1 案例与对应的主要挑战

案例	对应的主要挑战
国家电网风光储输一体化试点实践	提升电网大规模消纳和长距离输送可再生能源
南方电网建设数字电网的尝试	数智技术增强高比例可再生电网应对供需剧烈变化的能力
WEIM区域电力平衡市场	区域电力市场促进可再生能源的消纳
德国TSO需求侧响应机制设计	建立基于市场信号和用户激励机制的需求侧响应市场

4.1 可再生能源大规模消纳与输送 - 国家电网风光储输一体化试点实践

新型电力系统的基本特征之一是可再生能源的大规模开发与消纳。由于全国可再生能源与负荷中心在地理上存在逆向分布，大规模、长距离输送具有强波动性与输出不确定性的可再生能源电力是重点需要攻克的难题。张家口示范项目为解决可再生能源大规模并网的世界性技术难题提出了具有中国特色的解决方案，尤其是柔性直流、虚拟同步机等助力消纳新能源的先进技术与理念。

张家口国家电网风光储输示范工程位于国家风电基地之一的冀北张家口坝上地区。张北风电、太阳能资源丰富，张家口示范项目将张北地区丰富的可再生能源连接在一起，实现张北千万千瓦级新能源基地汇集外送。项目分两期规划建设500MW风电、100MW光伏、70MW储能，通过联合发电智能全景优化控制系统的统一调度安排，实现多种资源的互补利用，可以大幅改善风电、光伏出力的波动性和间歇性并使其安全稳定的并入电网运行。

作为集风力发电、光伏发电、储能及输电工程“四位一体”的可再生能源项目，张家口示范项目在以下两个方面都起到了创新示范的作用：

新能源特高压柔性直流电网

高压直流输电（HVDC）是一种高效的电力传输技术，具有远距离、低损耗、大容量输电优势，传统高压直流通常是点对点传输。新一代柔性直流输电（VSC-HVDC）技术日趋成熟，不仅不受距离限制、能向无源负荷供电，还具有有功功率和无功功率独立控制，响应迅速且无需无功补偿等技术优势，因此成为可再生能源接入电网的理想传输方式。⁵⁷

张北柔直工程是世界首个柔性直流电网工程，覆盖京津冀地区，包括666千米±500千伏直流输电线路，4座变电站，额定输电能力450万千瓦（图表4.1.1）。电力可以在四个区域变电站形成的网格状环形电网之间传输，其中张北和康保换流站为送端，用于汇集当地风电；丰宁换流站为调节端，接入当地抽水蓄能；北京延庆换流站为受端，用于为负荷中心提供稳定的绿色电力。项目能够满足约700万千瓦新能源装机的外送和消纳需求，每年可输送140亿千瓦时清洁电力，不仅成功助力了北京冬奥场馆实现100%清洁能源供电，而且可以实现每年减排二氧化碳约1280万吨。⁵⁸

图表4.1.1 张北四端直流电网地理位置



资料来源：张北500 kV直流电网关键技术与设备研究⁵⁹

具有虚拟同步机功能的新能源电站

在高比例可再生能源的电网中，由于新能源发电设备不具备响应系统频率变化的惯性支撑能力和一次调频能力，将导致电力系统安全稳定运行水平降低。虚拟同步发电机(VSG)技术利用电力电子变换器模拟同步发电机的特性，使变流器具有同步发电机一次调频、一次调压、阻尼及惯性等特性，增强了变流器对电网电压及频率的支撑作用，提高了电网接入的友好性⁶⁰。张家口示范项目实现了能够应用于大电网的兆瓦级风电、光伏和电站式虚拟同步机成套装备，完成了以下三种虚拟同步机的尝试：

- 风电：对59台风电机组共118兆瓦进行软件及主控改造，释放风机叶轮和传动链机械能量增加对电网的惯性支持。
- 光伏：对光伏发电单元配套加装磷酸铁锂及超级电容储能装置，研发新的控制策略，实现12个光伏发电单元共12兆瓦的虚拟同步机功能。
- 储能：建设两套共10兆瓦磷酸铁锂电站式虚拟同步机，通过电化学储能实现电站级虚拟同步机功能。

张家口示范项目深入探索风、光、储各模块之间多组态、多功能、可调节、可调度的联合发电创新模式，实现大规模绿色能源的稳定可靠输出。值得指出的是，项目中柔性直流和虚拟同步机技术的运用进一步提高了新能源发电调频、调压的能力，有效解决新能源安全并网与传输的难题。总体来说，张家口示范项目为未来可再生能源的大规模接入、长距离的输送与消纳、高比例可再生能源场景下电力系统安全稳定的运行提供了技术上的创新，以及大范围应用切实可行的解决方案。

4.2 数智技术助力的电网运行与调度 - 南方电网建设数字电网的尝试

未来高比例可再生能源的电网意味着电力系统的运行与调度将面临供需关系更加剧烈的变化与运行方式多变的挑战。数字电网将是应对复杂多变电力系统的核心。数字电网的概念是通过数字技术与能源企业的深度融合，不断提高数字化、网络化、智能化水平，从而更全面、准确地保障高度复杂的电力系统安全运行，助推新型电力系统的建立。

2021年，南方电网提出以数字电网的理念推动构建新型电力系统，依托强大的“电力+算力”实现电力系统安全稳定运行和资源大范围优化配置，使得电网具备超强感知能力、智慧决策能力和快速执行能力。具体来看，数字电网以数据为关键生产要素，并以云计算、大数据、物联网、移动互联网、人工智能、区块链等新一代数字技术为核心驱动力。南方电网建设数字电网的主要特点体现在以下几个方面：

发输变配用全方位数字化升级

南网数字电网的建设开展了全方面的数字化升级，其中包括发电、输电、变电、配电以及用电五个方面。举例来说，从数字发电方面，南网实施设备状态实时监测，通过海量数据分析打造“全面可观、精确可测、高度可控”的蓄能电站；从输电方面开展了三维数字化通道建设和无人机自主巡检等；从变电方面实现变电站巡视、操作、安全智能化；从配电方面逐步建成“资产透明、运行透明、管理透明”的配电网；从用电方面将数据信息化并进行有机互联、融合，打造需求侧管理平台。

输电侧-深圳供电局应用案例：深圳供电局安装视频在线检测设备约2,000套，实现了输电线路设备本体和走廊通道的完全覆盖。与此同时，这些设备也100%替代了人工日常巡视，输电巡视效率由传统人巡4,000米/人日提升至无人机自主巡检14,500米/人日，总体效率提升2.6倍。

电网监控数字化

从电网监控的角度，基于统一的调度云平台，南网逐步向“云大脑+边缘节点”两级融合的系统架构转型升级，从而全面支撑智能电网运行、电力市场运营，以及新能源并网等电网监控数字化业务。一方面，南网实现了调控一体化，其中包含了35kV及以上厂站集中监控覆盖率提升至98.2%，以及广泛应用智能告警和程序化控制。另一方面，南网监控数字化也全面支撑了地县集约化。这也就意味着，地级主站系统采用主配一体化建设，通过运行数据中心集成调度、GIS、计量、营销等数据，实现主配网协同自愈控制、故障研判、程序化控制等高效应用。

新能源与综合调控数字化案例：南网完成了全网集中式新能源场站100%上云，提升新能源可观、可测、可控水平，整体监视容量达到53GW（图表4.2.1）。举例来说，上线人工智能将提升新能源功率预测准确率约6%。综合调控方面，南网完成了虚拟电厂、综合园区、充电聚合商等新兴市场主体试点接入，一共提供可调节能力约70MW。其中的试点独立储能接入统一调频控制的性能是传统火电的10倍左右，这也就意味着，南网正在逐步形成源网荷储自主巡航控制的新模式。

图4.2.1 南网电网监控数字化-新能源“三可”



资料来源：中国南方电网⁶¹

调度运行数字化

南网调度运行方面的数字化主要从运行监视、运行指挥、运行调控、运行防误四个方面出发，旨在进一步提升电网的稳定性。其中，运行监视指的是通过海量的信息准确推理电网事故异常信息、有效减少判断时间以及提高电网故障处理效率；从运行指挥方面来看，南网实现了调度全程信息化、数字化，成功将传统的调度电话语音交互转为“网络交互”模式；从运行调控方面，南网实现了日内电力偏差系统自动感知、计划滚动优化；在运行防误方面，构建一体化调度端智能防误平台，逐步由“人防”向“技防”转变。

南网调度指挥控制系统应用案例：从运行监视的角度来看，南网智能告警覆盖率达到92%，调度指挥业务堆积情况显著减少、操作准点率和操作效率大幅提升。数字化的调度运行使得设备操作效率提升35%，信息处理效率提升42%，事故处置效率提升28%，全网范围内节省业务时间约15万小时。

总体来说，新型电力系统的运行与调度模式意味着传统被动的监测与人工应对将逐渐演变为主动的监测、预警与修复。可再生能源大规模接入与消纳给电网带来了安全、可靠、经济运行的巨大挑战，而广泛应用数智技术建设数字化、智能化的电网将有效地解决这一挑战。在提升电网应对供需大幅波动能力的同时，建设数字化电网也将显著提升电力系统的运营效率，增强应对事故与极端灾害的提前预警与实时处置能力，降低安全运行的风险。

4.3 大范围电力资源的市场化优化配置 - WEIM区域电力平衡市场

北美西部部分地区组建的能源平衡市场 (WEIM)是目前比较成熟的跨区市场实践，主要特点是以经济、可靠、自动的方式来管理电网的实时不平衡。总体来看，WEIM市场在更大范围内实现多种资源的优化配置、提高可再生能源的利用率、降低总体系统成本、并且增强电力系统的可靠性，为未来中国新型电力系统可再生能源的大规模消纳提供了宝贵的经验。

电力平衡机构 (Balancing Authorities)，即调度区域 (Control Areas)，传统上试图通过人工调度和额外的电力储备来管理本平衡区域内由实时电力供需偏差导致的不平衡。而以加利福尼亚州独立系统调度(CAISO)为主导的跨区域电力市场WEIM则通过5分钟的自动能源调动服务，更精确、实时地解决这些不平衡问题。简单来说，WEIM的自动化和经济调度降低了市场参与者的成本，并且随着更多的可再生资源接入电网而变得更有价值。WEIM市场具有以下几个主要特点：

- 利用CAISO现有的5分钟与15分钟实时市场和调度，实现WEIM区域内每个电力平衡区 (Balancing Authority Area) 内的资源更为经济、自动的调度。WEIM利用实时市场调度每5分钟调度一次资源，以重新平衡即将到来的5分钟区间和随后几个区间的供需。这种前瞻性对于确保平稳地跟踪负荷和可再生能源的输出变化非常重要。
- WEIM市场通过在西部电网更大区域内获取更广泛的资源组合，可以确保在需要的地方和时间提供电力，有效降低对负荷跟踪能力的要求。
- WEIM市场提供了方便和经济的市场进入和退出。WEIM参与者将根据其系统的规模设置成本，并根据其参与程度支付费用。随着未来参与者数量的增加，预计所有参与者的管理费用应该会逐步降低。

跨区域市场化调度是提升可再生能源消纳能力的重要条件。以WEIM市场为例，区域的电力市场建设可以从经济、环境、以及系统可靠性等多方面提供诸多益处 (图表4.3.1)。

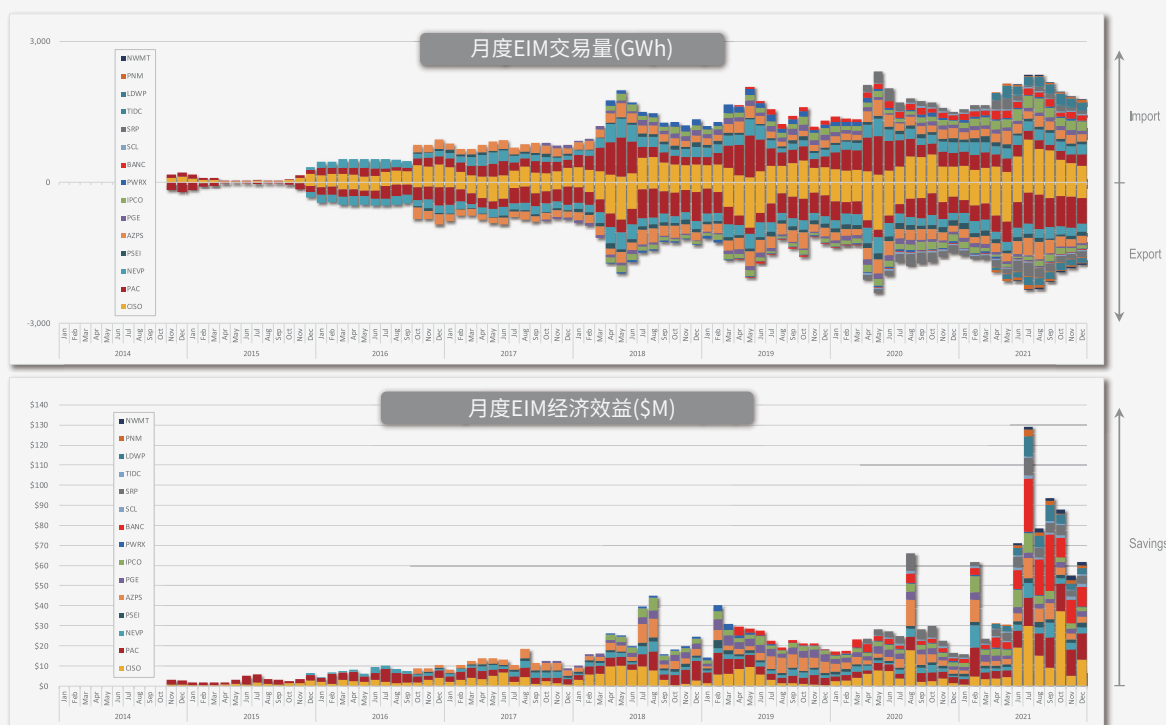
图表4.3.1 WEIM市场特点与优势

经济利益	WEIM市场可以通过调度最经济的资源来降低运营成本。WEIM市场充分利用了负荷和资源的地理多样性的优势。例如，美国西北地区的风力资源生产时间与西南地区不同。当太阳向西移动时，整个地区的负荷在不同时间达到峰值。WEIM市场可以通过在大范围内调动资源以利用这种多样性，并且减少对系统提供调峰能力的机组的需求从而降低投资成本。
环境利益	WEIM市场有利于吸收更多的大量的清洁能源以及减少可再生能源弃电的情况。加州拥有丰富的风光资源，面临着可再生资源供应过剩的问题。而WEIM市场可以实现平衡机构之间关于电力输送情况的共享，通过市场平台自动识别区域内最低成本的资源来满足供需的波动，促进可再生能源的消纳。与此同时，通过可再生能源替代化石能源发电将减少西部电网的整体碳排放水平。
系统可靠性	通过对整个ISO和WEIM市场范围内的资源和传输的实时可见性和态势感知，同时自动和精确的阻塞管理减少了线路过载的情况，整体增强了电力系统的可靠性。

数据来源: Western EIM, 落基山研究所

未来，随着越来越多新的电力平衡机构加入WEIM市场，市场交易的总额以及系统的收益也将逐渐上升。截止至2022年，一共有22个电力平衡机构参与了西部电网WEIM市场，覆盖西部电网约80%的用电需求。如图表4.3.2所示，WEIM市场月度交易量从2014年到2021年总体呈上升的趋势，节省的月运行费用也不断增加。从2014年到2022年第一季度累计减少的运行成本达21亿美元。根据2022年度市场报告，WEIM市场在2022年前三季度效益为9.86亿美元，预计年度总效益将超出10亿美元。⁶²与此同时，CAISO近年来正在筹划将WEIM实时市场扩大到日前市场，即建立延伸日前市场(Extended Day-ahead Market, EDAM)，从而更好的优化利用各平衡区内的发电资源，特别是可再生能源。

图表 4.3.2 WEIM市场的交易总额和系统收益



数据来源: Western EIM⁶³

由此可见，WEIM市场的成功运行说明区域电力市场从经济、环境、系统可靠性各个方面都提供了益处，尤其是可以有效促进可再生能源的大规模消纳。在广泛开展的省级现货电力市场建设的基础上，中国可以建立更大范围的区域电力市场，通过获取更广泛的资源组合，在区域内识别最低成本的资源满足供需的波动、促进可再生能源的消纳。这也为中国下一步加快电力市场的改革，并最终建立统一的全国电力市场体系以实现电力生产成本的系统性优化提供了有价值的借鉴。

4.4 需求侧参与电力市场的实践 - 德国TSO需求侧响应机制设计

德国的输电系统运营商（Transmission System Operator, TSO）针对工业、商业和民用需求侧都有相应的参与市场机制，鼓励需求侧参与电力市场交易。德国的电力需求冠绝欧洲，根据2020年的统计数据，德国在2020年的电力需求达到5510亿千瓦时，比处在第二位的法国高出13.6%⁶⁴。德国的工业品种较多，工业用电结构丰富，用电集中在第二和第三产业，同时德国也和中国一样拥有大量的居民需求侧响应潜力。随着分布式电源、储能、电动车渗透率的提升，商业和居民的需求侧灵活性潜力在稳步提升。对中国而言，无论是从国家层面的用电需求，还是从工商民用电的需求结构，德国TSO的需求侧响应机制设计都有参考意义。根据德国国际合作机构（GIZ）的初步预计，完全释放工业、商业和居民用户需求侧响应的潜力可以为德国电网显著提升系统灵活性。其中，工业板块拥有5至15GW、商业板块拥有3至10GW、居民用户板块拥有7至21GW的调节潜力⁶⁵，分别相当于德国峰值需求（约82GW）的6%至18%、4%至12%和9%至26%⁶⁶。

完善的产品类别、详细明确的准入条件和及时的价格传导机制是激励需求侧响应参与电力市场的必要条件。目前，根据德国四家TSO中的TenneT公开的电力市场准入规则，可以看到关于需求侧响应的产品多样，覆盖范围广。在电力市场中，需求侧可以参与到中长期、日前和日内电能市场，参与用户的最小需求功率为0.1MW。最小需求功率为0.1MW的准入条件意味着工业、商业、和居民用户都可以参与到市场中来。TenneT目前允许不同体量的需求侧主体参与不同时间跨度的电力市场，充分体现了需求侧在多个时间维度下的灵活性价值。在辅助服务市场中，最小需求功率为1MW的需求侧用户可以参与频率维持备用（Frequency Containment Reserve, FCR）、自动频率恢复备用（aFRR, automatic Frequency Restoration Reserve）和手动频率恢复备用（mFRR, manual Frequency Restoration Reserve），最小需求功率为5MW的需求侧用户可以参与可中断负荷（Interruptible Loads）。图表4.4.1中罗列了对应不同辅助服务的市场准入要求。

图表 4.4.1 TenneT的需求侧响应产品列表

市场	产品	需求响应准入	市场时间线	参与要求	市场主体	市场主体主要责任
现货市场	中长期市场	是	D-1日12:00前	最低0.1兆瓦持续15分钟	平衡责任方(调度), 负荷聚集商, 系统运营商	满足电力平衡的市场优化出清
	日前市场	是	D-45日至D-1日12:00	最低0.1兆瓦持续15分钟, 每日竞价		
	日内市场	是	D-1日15:00至实际调度前5分钟	最低0.1兆瓦持续15分钟, 不间断交易		
辅助服务市场	频率维持备用	是	D-14日11:00至D-1日8:00	最低1兆瓦响应时间小于30秒, 每日竞价	平衡责任方(调度), 平衡服务提供商, 负荷聚集商, 系统运营商	避免系统供给不平衡, 提供平衡能量
	自动频率恢复备用	是	D-1日12:00至实际调度前15分钟	最低1兆瓦响应时间小于5分钟, 每日竞价		
	手动频率恢复备用	是	D-1日12:00至实际调度前15分钟	最低1兆瓦响应时间小于12.5或15分钟, 每日竞价		
	可中断负荷	是	D-8日11:00至D-7日11:00	最低5兆瓦, 每日竞价		

资料来源: TenneT⁶⁶, 落基山研究所

除了丰富的需求侧响应产品类别，TenneT的价格传导机制设计也有助于鼓励不同用户参与到需求侧响应中，不同用户参与不同的市场。需求侧作为市场参与主体不会有别于其他参与市场的电源，中长期、日前和日内电能市场的价格信号都可以顺畅地传导到需求侧响应提供方。在辅助服务市场中，TenneT会及时地发布交易前市场需要的调节能力、交易后市场的出清价格以及相关的预测信息。德国电网为此专门设计了一个数据共享平台为各个市场参与主体提供信息。有了这些信息，需求侧响应可以建立相应的商业模型，可以及时评估参与交易的盈亏能力，有机地参与到电力市场中。

TenneT在培育用户参与市场的能力、拓宽用户参与市场的渠道等方面也有丰富的经验。在运行和管理层面，德国TSO要求想要参与市场的用户安装智能电表并及时披露用电信息。这些信息可以帮助运营商优化调度，并反映相应时段需求侧响应的价值。在交易落地上面，参考TenneT公布的交易规则，用户不仅可以直接与运营商签订合同，也可以通过委托专业的负荷聚集商完成交易。允许需求侧用户直接或间接地完成交易大大降低了用户参与电力市场的门槛。同时运营商对市场参与主体是否履行交易合约要求严格，为买卖双方排除了“无效交易”的风险。在工商民用户申请参与市场时，参与前的审批流程不会过于繁琐，不会打击潜在用户参与的积极性。

德国TSO现行的需求侧响应的参与机制设计在现货市场与辅助服务市场丰富的产品类别、完善的市场准入细则和对市场参与主体的广泛覆盖三个方面对我国在未来计划让需求侧响应参与到电力市场中有借鉴意义。在未来的新型电力系统中，若能释放中国工商业用户和居民用户的需求侧响应潜力，电网应对峰谷负荷、调整区域平衡的压力将大幅减轻。

第五章 结语与展望

先立后破，迈向零碳电力，是我们探索适合中国国情的新型电力系统实现路径所遵循的原则。可再生能源的高比例与均衡发展，大规模储能条件下灵活的电力平衡，数智技术助力的电网智能化，以及富有弹性的电力需求侧，是适合中国国情的新型电力系统所具备的四个鲜明特征。

在构建新型电力系统的道路上，我们将面临如何确保可再生能源的可持续发展，如何化解煤电占比减少与系统灵活性需求日益增加的矛盾，如何提升电网大规模消纳可再生能源的能力，及如何赋能需求侧弹性以实现安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力平衡这四个棘手的难题。

破解构建新型电力系统的难题，是政府、电网公司、发电企业、能源用户等所有利益攸关方的共同关切之处和携手努力的方向。本报告的研究团队从电源侧、电网侧、负荷侧各相关方的差异化视角和诉求入手，通过定量与定性的分析与判断，以问题为导向，以解决方案为目标，以全局性的视角，提出了破解新型电力系统难题的八项建言，并结合“十四五”“十五五”及2030年之后三个发展阶段提出了相应的行动建议与目标（图表5.1）。

图表5.1 破解新型电力系统难题的八项核心建言与行动建议

核心建言	2025		2030
	“十四五”期间	“十五五”期间	“碳中和”实践期
长周期性交易机制是促进可再生能源投资的重要抓手	<ul style="list-style-type: none"> 推广基于拍卖或竞争机制的长期（多年）电力合同 优化绿色电力直接交易，建立制度化、标准化的省间绿电直接交易机制 	到2020年代末，成为全球第一大绿电交易市场	
就近开发与“西电东送”相辅相成是可持续发展的最佳模式	<ul style="list-style-type: none"> 通过市场机制提升西电东送能力 对海上风电等靠近负荷侧的零碳电源提供优惠 分布式可再生能源的绿色属性认证 	<ul style="list-style-type: none"> 近海海上风电全面实现平价 推动规范化、制度化的隔墙售电 推广电力分布式交易 	靠近负荷中心的海上风电和分布式能源成为供给侧的重要组成部分
有的放矢、因地制宜的辅助服务市场设计是充分利用灵活性资源的最有效手段	<ul style="list-style-type: none"> 完善以频率稳定为目标的省级辅助服务市场 完善以电压稳定为目标的本地化辅助服务价格机制 	全面建设区域辅助服务市场	各辅助服务品种市场成熟运行
氢能是具有综合优势的系统灵活性技术选择	掌握氢燃机、氢燃料电池等产业链和产品的核心技术，培育氢能社会化应用		氢燃机等技术在电力系统内实现规模化、商业化利用
扩大电力平衡区域与区域市场化调度应是电网优化资源以消纳可再生能源的范式	<ul style="list-style-type: none"> 在有条件的地方建设跨地域的区域电力现货市场 现货市场与辅助服务市场由分级出清向联合出清转型 	扩大电力平衡区边界	
数智技术的广泛应用才能大幅增强电网应对供需剧烈变化的能力	大数据平台与基于大数据分析技术的电网运行与维护业务应用在省级电网的全面落地	数字孪生技术应用多数省级电网	电力系统设备和运行维护实现非人工化和自动化
模块化的可观可控是需求侧弹性化的理想技术形态	发展虚拟电厂以在短期内加速挖掘灵活性	推动微电网作为低零碳技术广泛应用	实现“主干+模块化”的新型电网形态
全方位成为市场主体是需求侧弹性地参与电力平衡的前提	<ul style="list-style-type: none"> 逐步完善电能量和辅助服务等价格传导机制 加快培育成熟的需求侧市场主体 	全面放开需求侧参与市场和价格传导	

■ 行动 ■ 目标

资料来源：落基山研究所

展望未来，新型电力系统的成功构建需要政策、市场与技术三大驱动力，通过精准的政策扶持、完善的市场化机制、大胆的技术创新构建适合中国国情的新型电力系统。而在探索零碳电力的实践之路上，应立足国情，着眼全球：立足于中国“地域广阔、各省经济蓬勃发展又各有不同”的国情，探索差异化的省/区域电力系统转型实践路径；同时，要着眼全球，讲好中国故事，为各国实现零碳电力提供实践证明是切实可行的中国方案。

5.1 政策、市场、技术合力驱动新型电力系统构建

过去的二十多年的发展可以认为是电力系统转型的浅水区，中国大力发展以风电、光伏为代表的可再生能源，通过政府出台的各种优惠政策与补贴机制，充分鼓励了可再生能源的投资，极大促进了低零碳技术的创新，大幅度降低了其生产成本，使得风电、光伏等零碳技术的生产成本具备了与传统的化石能源发电技术相竞争的能力与优势，并为2010年代全球可再生能源的蓬勃发展注入了非凡的活力。

而今天，电力系统转型已经进入深水区，需要在安全、可靠、经济的前提下，大规模提升电网大规模接入、输送与消纳可再生能源的能力，同时控制可再生能源大规模开发的系统总成本。

在技术层面，中国的电网已经储备了较为成熟的大规模消纳可再生能源的技术能力及解决方案：特高压交直流线路已经并持续大规模建设，柔性直流电网示范已投入运行，风光储输一体化的系统调度已作出有益尝试，多元化储能技术正快速与日益规模化的应用，数智技术正持续支撑数字电网升级改造，基于模块化理念的多能互补型微电网与虚拟电厂也开展了广泛的试点与示范应用。

在市场层面，今后的五至十年中，加快和深化电力市场化改革对优化电力系统的安全、经济运行和确保可再生能源的高效利用至关重要。目前电力市场化改革方面的进展尚不能满足日益增大的可再生能源大规模开发与消纳需求，仍需要全面建设与运行省级电能现货市场与辅助服务市场，拓展多年尺度长期电能交易，尽快试点建立区域电力市场，落实跨省输电电价机制优化，并保证有条件的用户全方位参与电力市场。

在政策层面，过去、现在和将来，可再生能源的可持续发展、新型电力系统的构建都离不开国家相关政策的引导与扶持。在现有政策的基础上，应注重在国家与省级地方政府层面继续提供差异化、精细化的政策扶持与激励措施，特别是针对一些潜力巨大，但短期内尚难以实现经济效益的核心零碳电力技术的发展与应用。支持海上风电、光热发电大规模开发的地方性补贴，支持多能互补微电网发展的优惠电价机制，支撑绿色氢能核心技术与产业应用发展的鼓励政策等，都是政策发展可以着力的方向。

5.2 立足国情，着眼全球，探索零碳电力发展之路

设计差异化的省/区域电力系统转型路线图是构建适合中国国情的电力系统的关键举措

地方的计划与行动，是切实推动国家碳达峰、碳中和目标落实的重要保障。省级研究对新型电力系统的建设尤为重要，因为省级电网一直以来都是中国电力系统运行的核心单元，是电力系统规划、系统供需平衡、频率控制和电力市场建设的主要模块。

中国幅员辽阔，各地区或省份拥有不同的经济结构、增长动力、资源禀赋、负荷特点和电网结构等条件，在电力系统低碳转型的共同目标下面临着差异显著的挑战与机遇。地方电力转型，必须从实际出发，识别阶段性抓手，在进行本地化讨论的同时，形成可复制推广的经验。

提供具有普遍借鉴意义的零碳电力实践与方案是中国对人类应对全球气候变化的贡献

如何以可再生能源等非化石能源作为主要一次能源，提供安全可靠、经济高效、绿色低碳的电力供应，全球没有现成的答案。在零碳电力的发展情景下，电力系统如何锐意改革才能满足可再生能源的大规模消纳需求，对全球所有国家都是崭新的命题。

为了实现电力脱碳，电力系统转型应遵循电力运行和市场规律，顺应低碳技术发展趋势，实现电力资源在更大范围内共享互济和优化配置，提升电力系统安全、稳定、灵活运行能力，最终推动形成适合各国资源禀赋和社会经济发展需求、具备高比例新能源消纳能力的新型电力系统。

中国是全球气候治理的重要参与者、贡献者和引领者，中国构建新型电力系统的探索与实践，特别是在可再生能源的可持续开发、长距离输送与消纳、高比例煤电顺利转型、大规模互联电网的智能化演进、需求侧弹性参与电力平衡等领域给出的中国方案，对世界各国特别是发展中国家具有重要的借鉴意义。

希望本报告的研究成果，能够为全球各国电力脱碳的利益攸关者洞察零碳电力的政策走向、市场规律与技术趋势，设计电力系统脱碳最佳路线图，提供有价值的思路与可借鉴的方案，从而支撑全社会乃至全球更好地完成应对气候变化行动目标。

参考文献

- 1 IPCC, Sixth Assessment Report, <https://www.ipcc.ch/assessment-report/ar6/>
- 2 BP, Statistical Review of World Energy 2021, <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>
- 3 Sha Yu, Ryna Cui, Haewon McJeon, Nate Hultman, Leon Clarke, Brinda Yarlagadda, 五项策略实现中国2060年碳中和目标, https://cgs.umd.edu/sites/default/files/2020-09/final_5%20Strategies_China%202060_Chinese%20%281%29.pdf, 2020年9月.
- 4 IEA, World Energy Outlook 2021, <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2021>
- 5 Canada Energy Regulator, Canada's Energy Future 2021: Energy Supply and Demand Projections to 2050, <https://apps.cer-rec.gc.ca/ftppndc/dflt.aspx?GoCTemplateCulture=en-CA>
- 6 IEA, Electrification, <https://www.iea.org/reports/electrification>, 2022年9月.
- 7 Enerdata, Share of Electricity in Total Final Energy Consumption – Breakdown by Country, <https://yearbook.enerdata.net/electricity/share-electricity-final-consumption.html>
- 8 IPCC, AR6 Scenario Explorer and Database hosted by IIASA, GCAM5.2 NGFS1_Immediate 2C with CDR, <https://data.ece.iiasa.ac.at/ar6/>
- 9 Enerdata, Share of Electricity in Total Final Energy Consumption – Breakdown by Country, <https://yearbook.enerdata.net/electricity/share-electricity-final-consumption.html>
- 10 中华人民共和国国务院新闻办公室, 2030年中国风电光伏装机容量将超12亿千瓦, <http://www.scio.gov.cn/xwfbh/xwfbh/wqfbh/42311/44521/xgbd44528/Document/1695010/1695010.htm>, 2020年12月.
- 11 Ajay Shankar, What India Should Do to Achieve 500 GW Non-fossil Fuel Capacity by 2030, The Economic Times, <https://economictimes.indiatimes.com/industry/renewables/view-reaching-500-gw-non-fossil-fuel-capacity-by-2030/articleshow/91317366.cms>
- 12 Ministério de Minas e Energia do Brasil, 2031 Ten-year Energy Expansion Plan, https://www.epe.gov.br/sites-en/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-245/Relatorio_PDE%202031_Cap11_EUS.pdf
- 13 The White House, Fact Sheet: President Biden Sets 2030 Greenhouse Gas Pollution Reduction Target Aimed at Creating Good-Paying Union Jobs and Securing U.S. Leadership on Clean Energy Technologies, <https://www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2021/04/22/fact-sheet-president-biden-sets-2030-greenhouse-gas-pollution-reduction-target-aimed-at-creating-good-paying-union-jobs-and-securing-u-s-leadership-on-clean-energy-technologies/>, 2021年4月.
- 14 European Commission, REPowerEU Actions, https://ec.europa.eu/info/strategy/priorities-2019-2024/european-green-deal/repower-eu-affordable-secure-and-sustainable-energy-europe_en
- 15 Government of Canada, Canada Launches Consultations on a Clean Electricity Standard to Achieve a Net-Zero Emissions Grid by 2035, <https://www.canada.ca/en/environment-climate-change/>

- [news/2022/03/canada-launches-consultations-on-a-clean-electricity-standard-to-achieve-a-net-zero-emissions-grid-by-2035.html](https://www.rmi.org.cn/news/2022/03/canada-launches-consultations-on-a-clean-electricity-standard-to-achieve-a-net-zero-emissions-grid-by-2035.html) , 2022年3月.
- 16 Our World in Data, Renewable Energy, <https://ourworldindata.org/renewable-energy>
 - 17 Reuters, Creaky U.S. Power Grid Threatens Progress on Renewables, EVs, <https://www.reuters.com/investigates/special-report/usa-renewables-electric-grid/>, 2022年5月.
 - 18 曹艺严, 陈济, 刘秉祺, Adair Turner, 朱思捷, 电力增长零碳化(2020-2030):中国实现碳中和的必经之路, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2021/08/202104081342531626.pdf> , 落基山研究所, 2021年1月.
 - 19 中国电力企业联合会, 中国电力统计年鉴2021, ISBN 978-7-5037-9619-7, 2021年9月.
 - 20 中国气象局风能太阳能中心, 2021年中国风能太阳能资源年景公报, https://www.cma.gov.cn/zfxxgk/gknr/qxbg/202204/t20220429_4798342.html , 2022年4月.
 - 21 IRENA, Energy subsidies: Evolution in the global energy transformation to 2050, ISBN 978-92-9260-125-6, 2020年4月.
 - 22 Energy Transition Commission, Making Clean Electrification Possible: 30 Years to Electrify the Global Economy, <https://www.energy-transitions.org/publications/making-clean-electricity-possible/> , 2021年4月.
 - 23 Global Wind Energy Council, Global Wind Report 2022, <https://gwec.net/global-wind-report-2022/>, 2022年4月.
 - 24 全球能源互联网发展合作组织, 中国能源转型与“十四五”电力规划研究, <https://upload.geidco.org.cn/2020/0801/1596270079592.pdf>, 2020年7月.
 - 25 高硕, 周勤, 电力市场与电价改革——通向零碳电力增长和新型电力系统的必由之路, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/08/Final-%E7%94%B5%E5%8A%9B%E5%B8%82%E5%9C%BA%E6%8A%A5%E5%91%8A530.pdf>, 落基山研究所, 2022年5月.
 - 26 国家发展和改革委员会能源研究所, 中国风电发展路线图2050, <http://wbmngo.oss-cn-beijing.aliyuncs.com/images/companyNewsImages/1578986179261.pdf>
 - 27 Netherlands Ministry of Foreign Affairs, China Offshore Wind Factsheet for Dutch Companies, <https://www.rvo.nl/sites/default/files/2022/03/Rapport-Offshore-wind-China.pdf> , 2022年3月.
 - 28 舒印彪, 张丽英, 张运洲, 王耀华, 鲁刚, 元博, 夏鹏, 我国电力碳达峰、碳中和路径研究, <http://www.hydropower.org.cn/showNewsDetail.asp?nsId=31629> , 2021年.
 - 29 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 欧洲典型国家海上风电平价上网的经验与启示, https://www.ndrc.gov.cn/wsdwhfz/202206/t20220630_1329645.html?code=&state=123 , 2022年6月.
 - 30 上海勘测设计研究院有限公司, 中葡新能源技术中心(上海)有限公司, 海上风电支撑结构设计及发展趋势, 2021年海上风电创新发展大会会议资料, 2021年6月.
 - 31 Yin Changjie, Quan Nan, Su Kai, Zheng Zhanghua, Zhang Tianci. Status and Outlook of Distributed Energy Development in China, <http://der.tsinghuajournals.com/article/2022/2096-2185/101427TR-2022-2-001.shtml> , 2022年.
 - 32 Li Ting, Hao Yihan, Generating a Green Power Leap, China Daily, <https://www.chinadaily.com.cn/a/202109/15/WS61413253a310e0e3a6821939.html> , 2021年9月.
 - 33 中华人民共和国国家发展和改革委员会, 中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和2035年远景目标纲要, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202103/t20210323_1270124.html?code=&state=123 , 2021年3月.

- 34 国家发改委, 国家能源局, “十四五”现代能源体系规划, http://www.nea.gov.cn/1310524241_16479412513081n.pdf, 2022年3月.
- 35 中国电力企业联合会, 自备电厂参与碳排放权交易调研, <https://www.cec.org.cn/detail/index.html?3-282214>, 2019年12月.
- 36 国家发改委, 氢能产业发展中长期发展规划(2021-2035年), <https://zfxgk.ndrc.gov.cn/web/iteminfo.jsp?id=18747>, 2022年3月.
- 37 国家能源局, 抽水蓄能中长期发展规划(2021-2035年) http://zfxgk.nea.gov.cn/2021-09/17/c_1310193456.htm, 2021年9月.
- 38 国家发展改革委, 国家能源局, 关于加快推动新型储能发展的指导意见, https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghxwj/202107/t20210723_1291321.html, 2021年7月.
- 39 李婷, 刘玮等, 开启绿色氢能新时代之匙: 中国2030年“可再生氢100”发展路线图, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/07/Chinas-Green-Hydrogen-New-Era-2030-Chinas-Renewable-Hydrogen-100GW-Roadmap.pdf>, 落基山研究所, 中国氢能联盟研究院, 2022.
- 40 刘雨菁, 刘子屹, 周勤等. 西北地区电力系统低碳转型探索——打造零碳电力系统的青海样本, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/11/final-%E8%A5%BF%E5%8C%97%E5%9C%B0%E5%8C%BA%E7%94%B5%E5%8A%9B%E7%B3%BB%E7%BB%9F%E4%BD%8E%E7%A2%B3%E8%BD%AC%E5%9E%8B%E6%8E%A2%E7%B4%A2.pdf>, 落基山研究所, 2022.
- 41 中国能源网, “双碳”形势下电力行业氢能应用研究, <https://www.china5e.com/news/news-1129276-1.html>, 2022年1月.
- 42 Jiang Lin, Nikit Abhyankar, Gang He, Xu Liu, Shengfei Yin, Enhancing grid flexibility under scenarios of a renewable-dominant power system in China, Lawrence Berkeley National Laboratory, https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/final_national_plexos_081221_addappen_3.pdf
- 43 Duke Energy, New Southeast Energy Exchange Adds Value, <https://news.duke-energy.com/our-perspective/new-southeast-energy-exchange-adds-value>
- 44 落基山研究所&百度智能云, 数智碳中和——以数智技术助力关键相关方实现碳达峰碳中和, <https://rmi.org.cn/wp-content/uploads/2022/03/shuzhitanzhonghe-1.pdf>, 2022年1月.
- 45 周二专, 数字孪生技术在电网调度运行中的应用报告, <https://news.bjx.com.cn/html/20210923/1178457.shtml>
- 46 中国南方电网, 数字电网实践白皮书, 2021年12月.
- 47 刘金波, 国网调控人工智能竞赛综述-AI赋能, 推动调度自动化技术进步, 2021年12月.
- 48 埃森哲技术研究院, 基于数据挖掘技术的电网设备健康风险评估, 2016年.
- 49 Zhou, Q., Zhang, J., Li, M., Yang, Z., & An, J. (2015, July). A framework of advanced outage pre-warning and contingency planning. In 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting (pp. 1-5). IEEE.
- 50 李开复, AI 未来, 浙江人民出版社, 2018年9月.
- 51 埃森哲研究所, 探索中国微电网价值实现——友好互动、安全高效的微电网解决方案, 2014年.
- 52 中国能源网, 28个新能源微电网示范项目获批 西电东送单日送电8.9亿千瓦时, <https://www.china5e.com/news/news-1004309-1.html>
- 53 国家发展改革委 国家能源局, 关于印发新能源微电网示范项目名单的通知, <http://drc.gd.gov.cn/attachment/0/111/111871/844299.pdf>, 2017年5月.

- 54 天风证券研究所, 如何看待虚拟电厂投资价值?, https://pdf.dfcfw.com/pdf/H3_AP202207271576583957_1.pdf?1658940975000.pdf, 2022年7月.
- 55 王莹, 虚拟电厂FUN--“三型两网”的冀北实践, <https://kns.cnki.net/KCMS/detail/detail.aspx?dbcode=CJFD&filename=HBDY201912015>, 2019年.
- 56 TenneT, Unlocking Industrial Demand Side Response, https://www.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/News/Dutch/2021/Unlocking_industrial_Demand_Side_Response.pdf, 2021年7月.
- 57 袁志昌, 郭佩乾, 刘国伟, 赵宇明, 史梓男, 新能源经柔性直流接入电网的控制与保护综述, <http://www.csee.org.cn/pic/u/cms/www/202103/040853111g5l.pdf>, 2020年5月.
- 58 叶丽莎, 张北柔性直流电网试验示范工程, http://www.heec.com/ywy/wyw_yjzs/show-13778.html, 2021年10月.
- 59 汤广福, 王高勇, 贺之渊, 庞辉, 周啸, 单云海, 李强, 张北500 kV直流电网关键技术与设备研究, <http://e-press.dwjcs.com.cn/epri/periodical/html/2018-44-07-2097.html>
- 60 李旭, 丁勇, 李勇, 刘为群, 虚拟同步发电机的相角控制方法, <https://www.epet-info.com/dlgcjs/article/abstract/2016365>, 2017年.
- 61 中国南方电网, 数字电网实践白皮书, 2021年12月.
- 62 Western EIM, Quarterly Benefits, <https://www.westerneim.com/Pages/About/QuarterlyBenefits.aspx>
- 63 Western EIM, Presentation on CAISO by Mark Rothleder and Xiaobo Wang, 2022年6月.
- 64 Statista, Electricity Demand in the European Union in 2021 – by country, <https://www.statista.com/statistics/1260553/eu-power-demand-country/>
- 65 GIZ, Flexibility Technologies and Measures in the German Power System, https://www.energypartnership.cn/fileadmin/user_upload/china/media_elements/publications/2022/Flexibility_Technologies_and_Measures_in_the_German_Power_System.pdf

高硕,周勤,刘雨菁,李婷等, 先立后破,迈向零碳电力——探索适合中国国情的新型电力系统实现路径, 落基山研究所, 2022年12月, https://rmi.org.cn/insights/new_power_system_report/

RMI 重视合作, 旨在通过分享知识和见解来加速能源转型。因此, 我们允许感兴趣的各方通过知识共享 CC BY-SA 4.0 许可参考、分享和引用我们的工作。 <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>



除特别注明, 本报告中所有图片均来自iStock。



RMI Innovation Center

22830 Two Rivers Road
Basalt, CO 81621

www.rmi.org

©2022年12月, 落基山研究所版权所有。
Rocky Mountain Institute和RMI是落基山研究所的注册商标。