



清华大学 碳中和研究院
Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University



清华大学 电机工程与应用电子技术系
Department of Electrical Engineering, Tsinghua University



新型电力系统技术路线展望

Technology Roadmap Outlook On the New Power System

新型电力系统 技术路线展望

Technology Roadmap Outlook
On New Power System

序言

全球气候变化是 21 世纪人类面临的严峻挑战。在这一背景下，低碳、零碳乃至负碳技术的发展将成为引领未来全球产业革命和科技竞争的关键力量。对于中国而言，构建一个适应国情、具备强大新能源消纳能力的新型电力系统，是推动能源体系向清洁低碳转型、实现碳达峰和碳中和目标的紧迫任务。随着新能源的大规模开发和高比例并网，电力供应结构的主体正在发生深刻变化，这为电力系统的电力电量平衡和安全稳定控制带来了前所未有的挑战。因此，新型电力系统对传统电力系统及相关领域的科技创新提出了更高的要求。

为了深入剖析新型电力系统的核心要义和特点，明确构建这一系统所面临的技术挑战，并对未来关键核心技术的突破进行分析和预测，在能源基金会的大力支持下，清华大学碳中和研究院联合清华大学电机系及众多研究机构和电力企业，共同开展了对新型电力系统关键技术与发展路径的系统性研究。研究成果汇集于《新型电力系统技术路线展望》报告中，旨在为电力系统的绿色低碳转型提供技术支撑和建议，助力实现“双碳”目标。该报告是清华大学碳中和研究院“碳中和技术路线研究”系列报告之一。

本报告详细阐述了新型电力系统的建设愿景和内涵，探讨了在碳中和目标下的电力系统发展目标与路径，并梳理了新型电力系统技术体系。报告以电力系统的“源网荷储碳数”六大要素为主线，深入分析了高比例新能源并网支撑技术、新型电能传输技术、电力系统运行优化技术、柔性智能配电网技术、智能用电与供需互动技术、电力系统多类型储能灵活调节技术、电网数字化技术以及电力系统碳核算与碳计量技术等关键领域。报告不仅总结了各领域的核心技术，分析了当前的发展水平，还介绍了相关的示范工程，探讨了技术挑战，

并预测了未来的发展趋势。在此基础上，报告绘制了新型电力系统技术发展路线图，展望了未来技术发展的重点，并从源、网、荷、储、碳、数等多个维度提出了促进新型电力系统发展的政策建议。

本报告不仅对电力系统的现状进行了梳理，明确了关键问题，凝聚了各界共识，还对中国电力系统的未来结构形态进行了预测。它将与“碳中和技术路线研究”系列报告一道，为中国碳中和技术路线的制定提供支撑。

本报告的研究团队由来自十多所高等院校和电力系统科研机构的数十位科研人员组成。在报告的编纂过程中，我们荣幸地获得了来自学术界和工业界多位资深专家的宝贵指导。同时，本报告也广泛汲取了国内外在该领域的最新研究成果与观点。为了深化对“新型电力系统”主题的理解，研究团队还精心策划并举办了一系列的技术论坛和学术沙龙。在这些活动中，众多专家不仅从技术角度，也从政策层面，为我们提供了深入的见解和建议。对于所有参与讨论并贡献智慧的专家，我们在此表达最深切的感激之情。本报告在撰写过程中，尽管研究团队已尽力追求准确与全面，但鉴于能力的限制，报告中可能仍有不足之处，我们诚挚地期待并欢迎各位专家的宝贵意见与建议，以便对报告内容进行进一步的完善和修正，感谢您给予的关注与支持。

关于作者

报告总召集人：

张 宁 清华大学碳中和研究院电力系统研究中心副主任、电机系副教授

章节召集人：

杜尔顺 清华大学

穆云飞 天津大学

王雅婷 电力规划设计总院

李姚旺 清华四川能源互联网研究院

董启环 清华大学

杨知方 重庆大学

颜湘莲 中国电力科学研究院有限公司

雍 培 重庆大学

报告作者：

清华大学：杜尔顺、钟海旺、董启环、方宇晨、李蔚然、虞泽宽、魏泓屹、王璇、张为荣、姜海洋、

郭鸿业、蔡 啸、余扬昊、周杨林

中国电力科学研究院有限公司：颜湘莲、陈宋宋、黄 印、霍 锋、诸嘉慧、石 坤、陈淑娇

电力规划设计总院：王雅婷、王一珩

全球能源互联网发展合作组织：江 涵、任大伟

国网智能电网研究院有限公司：陆振纲、李旭东、赵国亮、杨志昌

南方电网科学研究院有限责任公司：张 野、周保荣

中国长江三峡集团有限公司科学技术研究院：苏一博、贾 娜

国家电网有限公司大数据中心：李俊妮

南方电网数字电网研究院股份有限公司：王 朋、甘 露、周尚礼、曾梦妤

重庆大学：杨知方、雍 培、向明旭

北京大学：王剑晓、杜高宇、邹 洋

天津大学：穆云飞、于 浩、靳小龙、赵倩宇、何佳伟

武汉大学：董旭柱、王 波、赵 洁、尚 磊

华北电力大学：王 飞、戴浩男

香港大学：王 毅、林 伟

清华四川能源互联网研究院：李姚旺、张世旭、刘昱良、杨 晨、陈秋语、吕岚春、管 伟

清华大学能源互联网创新研究院：戴 璟、孟 垚、许庆宇

顾问专家组：

贺克斌 中国工程院院士、清华大学碳中和研究院院长、清华大学环境学院教授

康重庆 清华大学电机系主任、教授

邹 骥 能源基金会首席执行官兼中国区总裁

张 强 清华大学地球系统科学系副主任、教授

肖晋宇 全球能源互联网发展合作组织经济技术研究院副院长

傅 莎 能源基金会战略规划主任

王志峰 中国科学院电工研究所研究员

王跃峰 水电水利规划设计总院新能源院副院长

刘 宇 北京大学城市与环境学院教授

免责声明

若无特别声明，报告中陈述的观点仅代表作者个人意见，不代表清华大学碳中和研究院、清华大学电机工程与应用电子技术系和能源基金会的观点。清华大学碳中和研究院、清华大学电机工程与应用电子技术系和能源基金会不保证本报告中信息及数据的准确性，不对任何人使用本报告引起的后果承担责任。

凡提及某些公司、产品及服务时，并不意味着它们已为清华大学碳中和研究院、清华大学电机工程与应用电子技术系和能源基金会所认可或推荐，或优于未提及的其他类似公司、产品及服务。



CONTENTS

目录

执行摘要 _____ 2

第 1 章 碳中和目标下的新型电力系统

1.1 什么是新型电力系统 _____ 6

1.2 碳中和下新型电力系统结构与形态的转变 _____ 12

1.3 碳中和下的新型电力系统发展路径 _____ 18

1.4 新型电力系统技术体系 _____ 25

参考文献 _____ 35

第 2 章 新型电力系统发展现状

2.1 全球新型电力系统发展现状和趋势 _____ 38

2.2 全球新型电力系统技术挑战及解决方案 _____ 44

2.3 中国新型电力技术发展现状 _____ 51

参考文献 _____ 53

第 3 章 高比例新能源并网支撑技术

3.1 关键支撑技术简介 _____ 56

3.2 新能源多时间尺度高精度功率预测技术 _____ 58

3.3 新能源并网网源协调控制技术 _____ 61

3.4 系统友好型新能源电站可靠替代技术 _____ 63

3.5 构网型新能源电站主动支撑技术 _____ 67

3.6 灵活可控型新能源光热发电技术 _____ 71

3.7 技术展望 _____ 75

参考文献 _____ 76

第4章 新型电力系统电能传输技术

4.1 关键支撑技术简介	80
4.2 极端场景下特高压输电技术	82
4.3 直流电网输电技术	84
4.4 新型柔性交流输电技术	88
4.5 柔性低频输电技术	90
4.6 高温超导输电技术	92
4.7 发展趋势展望	95
参考文献	96

第5章 电力系统运行优化技术

5.1 关键支撑技术简介	100
5.2 电力系统预测技术	103
5.3 电力系统调度优化建模与求解技术	106
5.4 多区域电力系统协调调度技术	109
5.5 应对不确定性的电力系统调度优化技术	112
5.6 电力市场环境下的调度优化技术	114
5.7 发展趋势展望	118
参考文献	119

第6章 柔性智能配电网技术

6.1 关键支撑技术简介	124
6.2 柔性交直流配电网技术	127
6.3 智能配电网态势感知技术	130
6.4 配电网与综合能源集成技术	132
6.5 配电网新形态与规划技术	135
6.6 配电网保护技术	136
6.7 发展趋势展望	138
参考文献	139

第7章 智能用电与供需互动技术

7.1 关键支撑技术简介	142
7.2 智能用电技术	144
7.3 需求响应技术	147
7.4 车网互动技术	150
7.5 虚拟电厂技术	155

7.6 发展趋势展望 159

参考文献 161

第 8 章 电力系统多类型储能灵活调节技术

8.1 关键支撑技术简介 166

8.2 储能调频技术 168

8.3 储能调峰技术 172

8.4 平抑季节性波动技术 177

8.5 多类型储能协同与共享技术 180

8.6 发展趋势展望 184

参考文献 186

第 9 章 电网数字化技术

9.1 关键支撑技术简介 190

9.2 电网先进传感理论与技术 193

9.3 电力能源装备智能感知技术 195

9.4 基于全景信息的电网智能分析运行控制技术 197

9.5 发展趋势展望 206

参考文献 207

第 10 章 电力系统碳排放核算与计量技术

10.1 关键支撑技术简介 210

10.2 用电间接碳排放实时计量技术 211

10.3 基于电力大数据的全口径碳排放测算技术 214

10.4 发展趋势展望 216

参考文献 217

第 11 章 技术展望与政策建议

11.1 重点技术发展展望 224

11.2 未来新型电力系统技术发展路线图 230

11.3 新型电力系统发展的政策建议 234

■ 执行摘要

在应对气候变化、全球能源产业链遭受严重冲击、世界能源格局动荡等百年未有之大变局形势下，能源电力系统向安全高效、绿色低碳转型已经成为全球发展趋势。2021年3月，习总书记在中央财经委员会第九次会议上提出构建新型电力系统。2023年1月，国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书（征求意见稿）》，描绘了新型电力系统的内涵特征与发展路径。构建新型电力系统已成为中国实现碳中和目标的关键抓手。

新型电力系统的核心在于其对传统电力系统的重大革新，使得电力系统向着：安全高效、清洁低碳、柔性灵活、智慧融合的方向发展。为此，构建新型电力系统不仅仅是电源侧、电网侧或用户侧的工作，而是需要从“低碳化”出发，统筹源、网、荷、储多方资源，以“数字化”为手段，促进源网荷储协调互动，以实现绿色消费、安全供应、经济高效的综合性目标。因此，新型电力系统结构形态将由“源网荷储”四要素拓展为“源网荷储碳数”六要素。其中，源网荷储是新型电力系统的物理架构；碳中和目标是建设新型电力系统的核心动因，数字化转型是建设新型电力系统的关键途径。

在“源”侧，需要研究高比例新能源发电与友好并网技术。该技术用于改善新能源发电的随机性和波动性，支持新能源逐步具备与主体电源相匹配的支撑与调节能力，提升新能源接入的友好性。该技术进一步细分为：新能源多时间尺度高精度功率预测技术、新能源并网网源协调控制技术、系统友好型新能源电站可靠替代技术、构网型新能源电站主动支撑技术和灵活可控型新能源光热发电技术。预计到2025~2030年，随着新能源比重提升，高比例新能源并网支撑技术的重要性日益凸显，高比例新能源并网支撑技术逐渐成熟，新能源电站将具备一定的频率、电压、惯量主动支撑能力。到

2050~2060年，新能源成为发电量结构主体电源，多种高比例新能源发电与友好并网技术取得全面突破，以确保新能源普遍具备可靠电力支撑、系统调节等重要功能，成为发电量结构主体电源和基础性保障性电源。

在“网”侧，需要研究新型电力系统电能传输技术、电力系统运行优化技术和柔性智能配电网技术。新型电力系统电能传输技术主要用于将清洁能源高效、安全地传输到负荷中心，保障能源供给，同时通过现代输电手段提升电网的灵活性和可靠性。新型电力系统运行优化技术主要采用先进的数学算法和计算工具，实现对电力系统资源的实时监控与调配，以确保电力系统的安全、可靠、经济、低碳运行。柔性智能配电技术主要为了应对新型电力系统中提高供电可靠性、优化能源利用效率、消纳分布式新能源等问题。预计到2025~2030年，新型柔性交流输电、柔性低频输电等技术开始示范；应对不确定性、多区域协同的电力系统调度策略逐渐成熟；配电网柔性运行体系初步建立。到2050~2060年，特高压输变电技术将广泛应用，直流电网输电技术将支持超过50%的新能源电力接入电网；先进调度技术能够支撑100%绿电传输下的跨区跨省灵活输电、能够应对新能源电量占比50%以上的电力系统运行；柔性配电技术能够大幅提高本地分布式新能源和远距输送集中式新能源消纳能力。

在“荷”侧，需要研究智能用电与供需互动技术。该技术主要包括：智能用电技术、需求响应技术、车网互动技术和虚拟电厂技术，实现了对用户资源的智能化管理，通过智能化、灵活化和高效化的管理手段，大幅提升了电能利用效率，同时借助用户侧资源帮助提升电网的安全稳定运行能力和低碳化运行水平。预计到2025~2030年，工商业

需求响应与虚拟电厂技术将实现大规模推广，车网互动的市场应用条件趋于成熟，电动汽车参与电力系统调控技术逐步实现工程应用。到2050~2060年，居民负荷也将纳入新型电力系统供需互动的范畴，居民负荷需求响应与车网互动技术将实现大规模推广，在用户侧，将形成大规模工商业用户、居民用户、电动汽车等分布式柔性资源共同参与、优势互补、有机融合的发展格局。

在“储”侧，需要研究电力系统多类型储能灵活调节技术。储能装置是提供系统灵活性的重要资源，是新型电力系统中的重要组成部分。多类型储能灵活调节技术通过整合各类经济技术特性各异的储能，并借助储能资源协同与共享技术，为电力系统低成本的提供调频、调峰、季节性波动平抑等多时间尺度的储能服务。预计2025~2030年，抽水蓄能技术平稳发展，电化学储能性能进一步提升，多类型储能协同与共享技术快速发展；到2050~2060年，新型储能将全面市场化发展，季节性储热/冷和储氢将成为重要的季节性储能，以共享储能、云储能为代表的新型储能商业模式将成为支撑多类型储能协同与共享的主要载体。

在“数”方面，需要研究电网数字化技术。该技术包括一系列利用数字化手段和工具来提升电力系统的监控、管理、优化和控制能力的技术。可以通过实时监测、智能分析和优化调度，提升电网的灵活性和适应性。相比传统电网，数字化技术能够更好地管理和利用风能、太阳能等能源，确保电能质量和供电可靠性。同时，它还能促进用户与电网的互动，使用户能够根据需求调整用电行为，从而更高效地使用电力资源。预计到2025~2030年，电力系统全环节数字化方面将实现重大突破，大数据分析技术将在电力系统运行决策中扮演重要角色。到2050~2060年，高可靠性、高抗干扰性传感设备将被研制，实现复杂电力系统的全景感知与有效特征信息提取，并基于感知信息与人工智能技

术实现电力系统安全稳定高效运行。

在“碳”方面，需要研究电力系统碳排放核算与计量技术。该技术是厘清电力系统全环节碳排放信息，指引新型电力系统碳减排方向的基础性技术。预计到2025~2030年，电力系统实时用电碳排放计量方法的理论体系更加成熟，相关标准体系逐渐建立与完善，电力碳排放计量体系开始由“年度统计核算”过渡至“实时精准计量”，电力系统直接碳排放和间接碳排放的计量器具的使用范围不断扩大，基于电力大数据的全口径碳排放测算技术的测算精度进一步提高。到2050~2060年，电力系统直接碳排放和间接碳排放的计量器具的精度不断提升，相关标准化体系已完善，电力系统实时碳排放计量技术得到规模化应用。基于电力大数据的全口径碳排放测算也已成熟并实现广泛应用。

新型电力系统的构建不仅需要技术层面的完善与创新，还需要体制改革与政策支持：在源侧，建议建立规模化新能源开发并网政策协同机制，加强新能源开发政策的协同及长效机制，并因地制宜地提出煤电机组改造与保容减量方案。在网侧，建议推动电网成为电力系统低碳化的安全保障平台与资源优化平台，保障电力系统低碳转型中的安全性，增强配电网对分布式新能源的适应性与灵活性。在荷侧，要推动建立需求侧响应机制与系统平台，积极挖掘负荷侧跨系统灵活调节潜力。在储侧，建议建立保障储能投资成本回收的长效机制政策，推广多类型储能的规模化、综合化应用，适时推进季节性储能建设。在数字化方面，要推动电力系统数字孪生技术的全面应用，推动电力系统全链条云化、信息化，提高能源转换效率和安全性，加速电力系统的智能化发展。从碳视角来看，建议推动电力系统全环节高时空分辨率碳计量，开展促进碳减排的电力系统低碳规划与低碳调度，建立电碳耦合的新型市场交易机制。



第 1 章 碳中和目标下的新型电力系统

经济发展，电力先行，目前，中国已建成了全球规模最大、电压等级最高的电力系统，一方面，电力系统规模保持快速增长，每年装机与输电规模增量相当于一个英国电网；另一方面，电力系统新技术的应用层出不穷，各类型新能源发电、新型输电技术、配用电技术、储能技术发展迅速。中国于 2021 年首次提出构建以新能源为主体的新型电力系统。新型电力系统建设是电力系统全面转型升级的重大机遇。当前，绿色发展将进一步成为全球共识，“双碳”目标加速落地，新型电力系统建设带来广阔蓝海，为支撑煤炭、石油、天然气消费达峰，中国需要在工业、建筑、交通等领域实施电能替代，实现更高水平的电气化，终端电气化是碳减排的重要途径，但同时也是将能源领域减排责任向电力系统转移的过程。因而“电力系统低碳化”和“终端部门电气化”，将成为中国“双碳”目标落地重要支撑，新型电力系统将为实现碳中和目标做出重要的贡献。



WIND AND 01 SOLAR POWER

1.1

什么是新型电力系统

1.1.1 电力系统的概念与基本功能

电力系统可以划分为四个部分：电源侧、电网侧、负荷侧以及储能。电力的生产和使用也就是发电、送电配电、用电的过程，电源侧也就是发电端，电网侧即是送电主体，负荷侧即是用电端，储能是新型电力系统特有的环节，起到保障电力系统安全，保持电力系统的稳定运行，提升电力质量等作用。具体而言：

电源侧：目前中国的电力根据生产方式分类可以分为火电、水电、风电、光伏发电和其他类型。截至2023年底，结构上看，火电是中国的第一主体电源，装机占比47.6%；可再生能源占比超过火电，其中，水电装机占比14.4%，风光新能源作为中国目前政策推动的方向近年发展迅速，已成为中国两大新兴电源，风电与光伏发电容量占比分别由2011年的4%与0.04%上升至15.1%与20.9%。



电网侧：主要负责将电源侧产生的电力通过输电、变电和配电输送到负荷侧。输电是将高电压电力从发电厂传输到变电站，变电是通过变电站将高电压转换为适合配电网的较低电压，配电则是将电力从变电站通过中压和低压线路分配到各个最终用户。这些环节确保电力从发电端安全、高效地输送到用电端，满足各类用电需求。中国的输配电网主要由国家电网公司、南方电网公司和内蒙古电网等企业运营。

负荷侧：即用电端，直接与中国经济发展相关，

包括第一产业（如农业灌溉、农产品加工、渔船照明）、第二产业（如工厂里的机器运转、生产线的运作、建筑工地的照明和设备运行）、第三产业用电（商场的照明和空调，学校的教学设备，医院的医疗仪器），以及城镇和农村居民用电。负荷侧的用电需求是多样且变化多端的，不同的时间和区域有不同的用电需求。例如，夏季炎热时空调使用频繁，用电需求高；而冬季寒冷时，取暖设备的使用使得用电需求增加。工业生产的用电需求也可能根据季节和市场需求的变化而变化。负荷侧的管理和优化是确保电力系统供需平衡的重要环节。如果电

力供应不足，可能会导致停电，影响生产和生活；如果电力供应过剩，则会浪费资源。为了满足这些多样化的用电需求，电力系统需要具备高度的响应能力。也就是说，电力系统要能够灵活调配电力资源，确保在不同时间和区域都能满足用户的用电需求。

储能：传统电力系统几乎不包含储能环节，电力的生成和使用是即时的，即发电量需要与用电量实时匹配。传统发电方式如煤电、水电等，通常具有较高的可控性，能够根据需求调节发电功率。因此，传统电力系统更多依赖于调节电源来应对电力

需求的波动，而不是依赖储能系统。在此情况下，储能装置的应用主要面向特定用户的特定需求，例如抽蓄可面向特定供电区域进行电能储备，而电池储能可用于企业的不间断电源等。而在新型电力系统中，储能成为不可或缺的一部分。随着新能源逐步接入，新能源的波动性和间歇性日益明显，导致电网的电压和频率不稳定。因此，电网需要储能能在电力过剩时储存电力，在电力不足时释放电力，确保电网的稳定运行。常见的储能设备包括锂离子电池、抽水蓄能、飞轮储能、压缩空气储能和液流电池等。

1.1.2 新型电力系统的提出背景

在过去的几十年，中国经济与社会的发展呈现出令人瞩目的活力。但温室气体排放量也伴随化石燃料的大量使用呈上升趋势，目前中国的碳排放量占全球排放量的 31.8%。中国是“煤炭大国”，煤电经济、简捷，但是在使用过程中低效能、高排放，极不利于“双碳”目标的实现。天然气发电产生的二氧化碳比起煤炭大幅减少，但是天然气开发、运输和燃烧过程中也伴随着甲烷的大量排出。因此，使用清洁能源与新能源替代传统的化石能源，对于建立低碳化的电力系统极为重要。

2021 年 3 月 15 日召开的中央财经委员会第九次会议强调，要深化电力体制改革，构建以新能源为主体的新型电力系统；中共中央国务院 2021 年 10 月印发的《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》进一步指明了新型电力系统的发展方向，明确了以消纳新能源为主的增量配电网、微电网和分布式电源的市场主体地位。在政府引导和支持下，电力行业成为碳中和的先行者。

双碳目标的设定以及新型电力系统的建设背景来源于三个方面：传统化石能源日益短缺；化石

能源燃烧带来的温室气体排放与污染问题不断加剧；能源安全问题日益突出。传统化石能源的短缺长期以来困扰着世界各国。化石能源消费量增长持续超过化石能源新增探明储量，造成煤炭、石油、天然气等化石能源储采比在过去 30 年中不断下降。根据 2023 年世界资源研究所统计，中国电力行业二氧化碳排放占全国能源消耗产生二氧化碳排放总量的 40% 左右，其中火电是最主要的碳排放源，因而电力行业的低碳化是实现中国双碳目标的重中之重。同时，近年来中国二氧化硫、氮氧化物、颗粒物等大气污染物排放有所下降，但仍然处于较高水平，每年由于空气污染造成外部成本超过 2000 亿元，大规模发展新能源和清洁能源是碳中和的必经之路。中国的能源结构是“富煤、缺油、少气”，能源安全日益严峻，石油对外依存度超过 70%，天然气对外依存度超过 40%，这在当前形势下将给能源安全、经济安全、国家安全带来隐忧，构建以新能源为主体的新型电力系统，有助于落实国家能源安全新战略，降低油气对外依存度，增强中国能源供应的韧性和弹性。

传统电力系统主要有以下特征：一是以火电等化石能源发电为主体；二是即发即用，调节能力薄

弱，造成弃风弃光弃水现象；三是发电、输配电、市场化程度不高。在“双碳”目标的背景下，传统的电力系统已经难以满足未来碳达峰碳中和的要求，构建新型电力系统已经成为必然趋势。



1.1.3 构建新型电力系统的战略需求与挑战

构建新型电力系统，促进电力领域脱碳，将在推动能源清洁低碳转型发挥关键作用，但在新型电力系统构建的过程中，仍面临一系列重大战略需求与科学技术挑战。

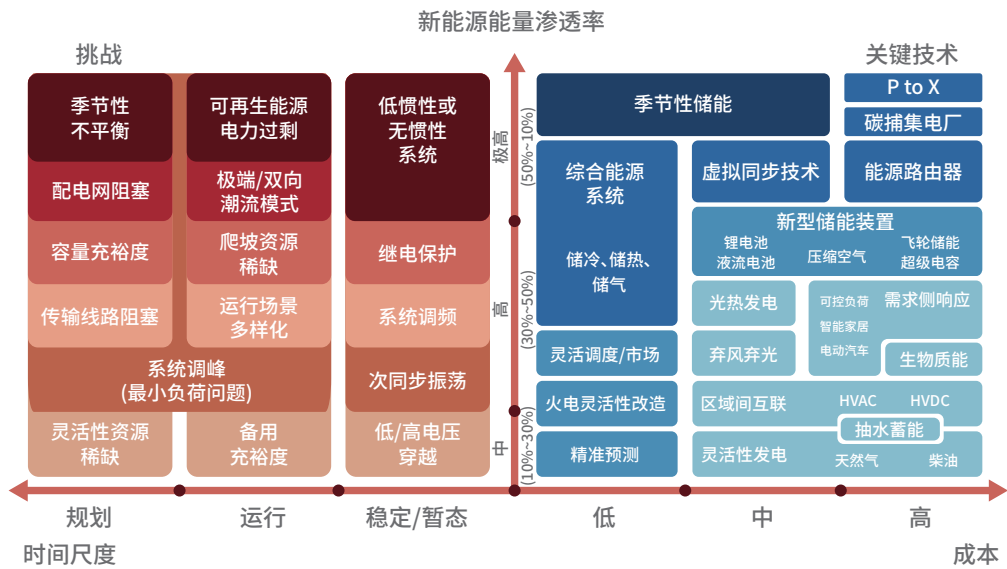


图 1.1 构建新型电力系统面临的挑战

新能源消纳与电力保供压力并存，电力系统面临巨大调节压力。高比例新能源发电并网，使电力系统从“可控机组平衡可预测负荷”向“波动新能源平衡随机负荷”的方向变革，新型电力系统支撑供需实时平衡的挑战愈发严峻。新能源发电出力波动性大，且发电出力与用电负荷曲线匹配度较低，甚至某些时段完全相反。风电在负荷高峰时刻发电出力处于较低水平，光伏在晚高峰时发电出力基本

为零。新能源对常规机组从增量替代逐渐转向存量替代，降低了系统容量与备用充裕度。未来尖峰负荷将持续保持高速增长，但累计时间短、出现频次低，常规机组增加了保供难度。与此同时，新能源消纳问题也日益严峻。受限于“富煤、缺油、少气”的资源禀赋特征，中国一直面临灵活调节电源不足的局面，在西北部新能源富集地区，水电、抽蓄等快速调节电源匮乏，在东北地区大量煤电机组冬季

因承担供热负荷需“以热定电”运行，部分地区企业自备电厂占比较高，导致系统调峰与爬坡能力不足。尽管目前实施一系列技术和政策有效限制了“三弃”电量，2023年，全国平均弃风率2.7%，平均弃光率2.0%，但青海、蒙西等地弃风率仍然超过5%。

随着未来新能源装机占比持续大幅提高，弃风弃光问题极可能再次凸显。此外，高比例新能源并网将带来电力系统运行方式分散化、多样化，电力系统可能产生多种复杂极端运行方式，增加系统输电阻塞、备用不足等运行安全风险。



新能源并网及交直流混联带来的高比例电力电子化结构形态对新型电力系统安全稳定运行带来空前的挑战。大规模、远距离交直流电能传输仍是中国实现“西电东输”资源优化配置的重要途径。随着新能源大规模开发、高比例并网以及电力电子设备的大量应用，电力系统呈现“双高”特征，高比例电力电子设备接入的大规模新能源逐渐弱化电力系统的同步特征，呈现低惯量、低阻尼、弱电压支撑的特性，降低了系统强度和稳定裕度，电力系统的控制方式和运行机理将发生深刻变化。传统电力系统调度运行机制在控制方法、调节手段等方面均难以适应新型电力系统的运行安全要求，电力系统产生频率失稳、电压稳定、次同步振荡等安全稳定问题的风险日益加大。

电力系统源荷界限模糊，荷侧可控对象增加，配套调节能力亟待提高。高比例新能源集中式与分布式并网大幅提升电力系统的调节需求，需求侧未来将成为重要的灵活调节资源来源。近年来中国在需求侧灵活性方面取得重要进展，江苏和广东佛山

实施了单次需求响应量超过350万千瓦的用户需求响应技术验证应用，中国电动汽车数量突破2000万，电力系统可控对象从以源为主扩展到源网荷储各环节，控制规模呈指数级增长，随着数量众多的新能源、分布式电源、新型储能、电动汽车、算力负荷的接入，预计到2030年电力系统需要控制的分布式资源对象数量将超过千万。与此同时，目前电力系统对于负荷侧资源的信息感知能力不足，现有调控技术手段无法做到全面可观、可测、可控，多元用户互动仍面临市场机制匮乏、技术成本高昂、综合利用不足等瓶颈与挑战，电力负荷机制缺乏弹性，很多成果仍局限于部分先进技术的示范，规模性经济效益难于体现，和欧美等国家相比差距较大。现有的基础设施和技术、政策体系还难以应对未来需求侧为系统提供大量灵活性的需求。

现有储能技术难以满足中国高比例新能源发展的战略需求，亟待突破高安全、长寿命、低成本新型储能技术。储能技术是平抑太阳能和风电等新能源波动性的关键，是构建新型电力系统的必要手段，

可有效促进电网对新能源的大比例并网消纳。尽管近年来中国锂离子电池、液流电池、电化学超级电容器等储能技术产业迎来蓬勃发展，部分储能系统实现兆瓦级甚至 100 兆瓦级示范，然而目前除抽水蓄能，其他储能技术难以同时满足与电力系统互动的规模、寿命、成本和安全要求，亟需从储能本体的经济性和安全性实现技术攻关和突破，以支撑高

比例新能源的友好并网与全额消纳。与此同时，电力系统季节不平衡问题日益严重，长时间无风无光、高温枯水等极端天气对电力系统保供的影响持续增加，需要配置长时间储能应对电力系统季节不平衡以及极端天气下的负荷保供。目前，长时间尺度的储能技术亟待突破，经济性仍难以满足大规模应用的条件。

1.1.4 新型电力系统的愿景与内涵

新型电力系统的基本前提是确保能源与电力的安全供应，以清洁能源作为主要供给来源，目标在于推动绿色电力消费。该系统以电网为核心平台，通过源网荷储的互动及多种能源的互补，实现绿色低碳、安全可控、智慧灵活、开放互动、数字赋能和经济高效等显著特点。新型电力系统需要依托数字化技术，统筹管理源、网、荷、储资源，完善调度运行机制，从多个维度提升系统的灵活调节能力、安全保障水平和整体运行效率，满足电力的安全供应、绿色消费和经济高效等综合目标。

其核心内涵可以概括为安全、低碳和高效三点：

1) 保障能源供需和防范风险的安全性电力系统

安全是新型电力系统的基本要求。当前中国间歇性、波动性新能源发电接入电网规模快速扩大，多区域交直流混联以及新能源与储能并网使新型电力电子设备应用比例大幅提升，负荷结构形态变



化及分布式能源并网使负荷波动增加，这些变化极大地改变了传统电力系统的运行规律和特性。同时，极端天气、外力破坏或通过信息攻击手段引发电网大面积停电事故等非传统电力安全风险增加。新型电力系统需要在理论分析、控制方法、调节手段等方面创新发展，应对日益加大的各类风险和挑战，保持高度的安全性。

2) 适应大规模高比例新能源的低碳化电力系统

低碳是新型电力系统的重要目标。电力系统作为能源转型的中心环节，不仅将承担电力系统本身的清洁低碳转型任务，还将承担其他类型能源系统电气化后的低碳转型任务。中国未来电力系统低碳化主要依靠大力发展新能源，新能源对传统电源将逐渐从增量替代到存量替代转变，从安全约束下的经济供电转向安全约束下的低碳与经济相互协调的发展目标。仅依靠传统电源的调节手段，已经难以满足新能源持续大规模并网消纳的需求。新型电

力系统亟需面向低碳目标形成源网荷储协同消纳新能源的格局，适应大规模高比例新能源的持续开发与经济利用的需求。

3) 全国统一电力市场优化的高效率电力系统

高效是新型电力系统的关键要素。未来高比例新能源与海量用户接入电力系统，将对输变电资源的利用效率带来重大影响，新能源大规模广域消纳需要电力系统源网荷储资源的大范围广泛协同。现阶段电力系统尚未实现全国范围内的资源优化配置，跨省跨区、跨环节的协同仍存在技术与机制上的阻碍，部分领域仍存在交叉补贴。新型电力系统将建设全国统一电力市场，实现更大的资源优化协同空间以及更高的资源优化配置效率。未来在市场架构上，将形成各层次电力市场协同运行、统一交易规则与技术标准、健全多层次的统一市场体系，通过中长期市场稳定供需平衡预期，通过现货市场准确发现电力实时价格，通过电力交易实现电力系统运行优化调度，提高电力系统运营效率。

1.2

碳中和下新型电力系统结构与形态的转变

1.2.1 新型电力系统的结构转变

1) 清洁低碳电源为电量主体电源，化石能源为电力主体电源

新型电力系统的电源结构主要分为三部分，第一部分是具有强不确定性的新能源，包括风电、光伏、小水电等，未来将成为电量主体，具备一定主动支撑能力；第二部分是可提供灵活性的可靠电源，比如大中型水电、核电、生物质、光热、氢能/氨发电等，未来将形成多元化的电力灵活性资源体系，成为调节电源的主体，第一部分与第二部分电源发电量占比将达 90% 以上；第三部分涉及化石能源发电机组，比如燃煤电站和燃气电站。近期，

这些发电机组通过灵活性改造，以实现系统调峰的功能。在中期，这些发电机组将转向“保容减量”策略，主要作为保障系统容量和电网强度的重要电源。远期内，将安装碳捕集装置，推进深度脱碳逐步转型为支撑性电源和应急备用电源。

2) 大电网与分布式智能电网的融合发展

结合中国的国情与资源优势，新型电力系统将继续强化“西电东送、北电南送”的电力流分布。在新能源开发方面，将呈现集中式和分布式并重的发展模式。电网结构将逐步演变为“大电源、大电网”与“分布式电源、分布式智能电网”相互补充的格局。输电网不仅将继续履行电能传输的职能，还将更多地承担电力互联、电能调剂和灵活性共享





的任务。配电网则将从传统交流网络转型为柔性交直流配网，接入分布式新能源、储能、电动汽车和需求响应等多种灵活性资源，强化其作为输电网广域平衡补充的角色。

3) 终端用能多样化、弹性化与有源化

在负荷侧，随着能源消费和产业结构的调整，电气化水平将稳步提高，高耗能工业负荷逐渐减少，数据中心和电动汽车等用电需求将大幅增加。电制氢、储能和智能电器等交互式用能设备的广泛应用，未来的负荷种类将更加多元化。与此同时，终端用能的弹性将显著增强。一方面，随着数字化和智能化的推进，海量用户的双向互动和需求响应将成为常态；另一方面，通过不同能源形式（如电、热、冷、气）的协同优化，实现负荷的弹性替代，灵活可控负荷将成为电力系统的重要组成部分。此外，随着分布式能源和多能转换技术的推广，终端负荷将逐步从单一用能转变为有源微网模式。

4) 跨时空多元融合的共享储能体系

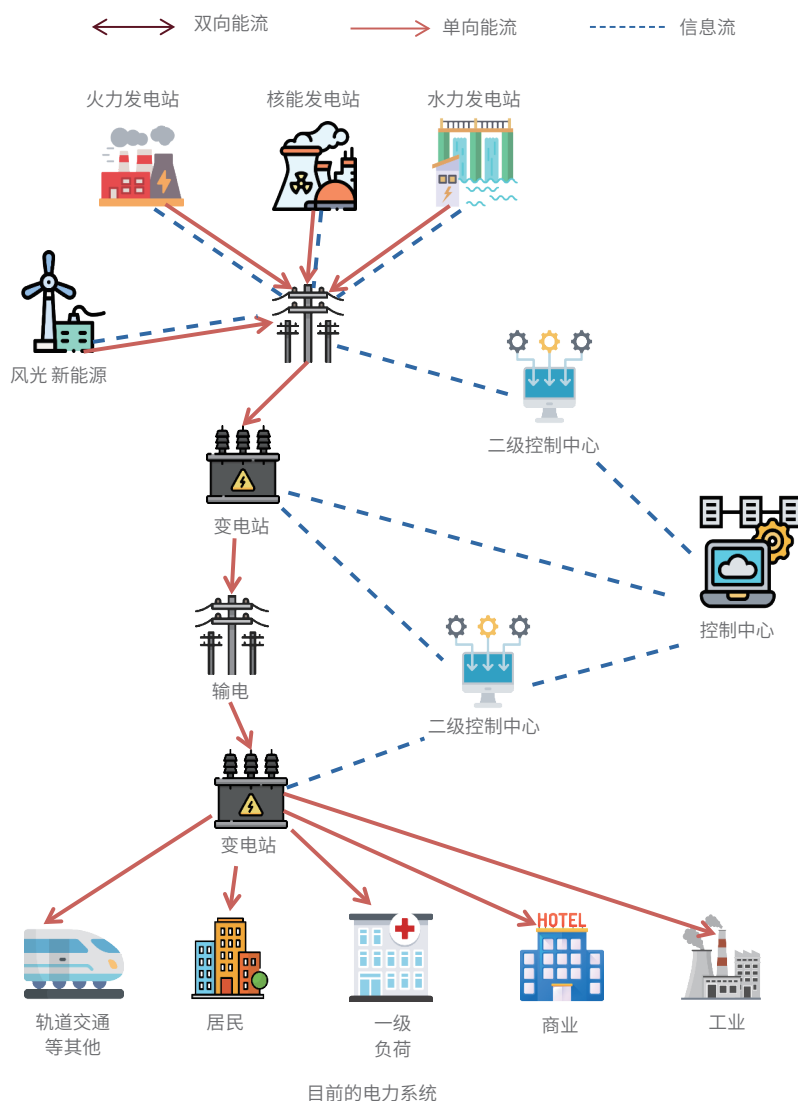
在储能侧，不同环节和时间尺度对储能技术的需求各不相同，功能侧重也有所不同。用户侧以大量接入的电动汽车作为短时储能，主要用于日内需求响应；电源侧则主要配置以电化学储能为主的短时储能，并适度开发具备调节能力的光热发电，以平滑新能源的出力，同时参与调频和日内调峰。对于长期储能，采用压缩空气和“电-氢（甲烷）-电”等技术，为系统提供长周期的调节能力。电网侧配置以电化学和抽水蓄能为主的短时储能，提供保障电网安全、应急备用和缓解输变电阻塞的调节能力。总体而言，新型电力系统将依托多元储能技术体系，通过电网将电网侧、电源侧和用户侧的储能资源进行全网优化配置，推动源-网-荷各环节储能能力的全面释放，构建多元融合、开放共享的储能体系。

1.2.2 新型电力系统的形态转变

1) 从单一能源结构转向多能互补

中国传统以火电为主的能源结构，依靠扩大机组容量和扩建发电厂来满足日益增长的用电需求，存在常规化石能源机组运行效率低下、能源消耗大、环境污染等严重问题。中国新能源的能源储量

丰富，分布式能源技术的发展，为新能源的利用提供了途径。充分利用多种新能源的技术特性，将储能技术与新能源技术相融合，利用燃气技术、潮汐发电技术，提高风电与光伏发电在总能源中的发电比例，并引入海洋能、生物质能、地热能等新能源，实现多种能源的优势互补，能够提高能源利用效率，是实施节能减排与可持续发展道路的重要举措。



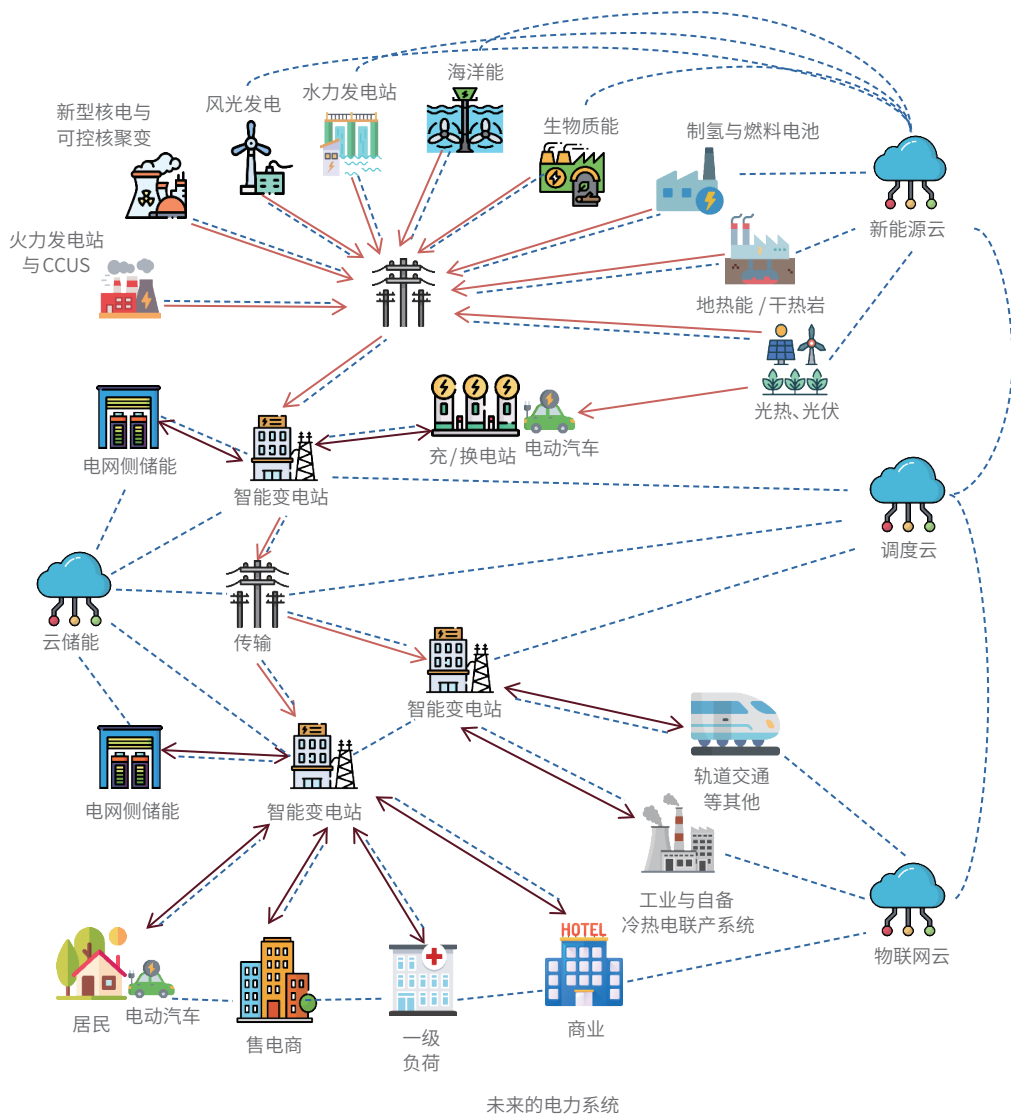


图 1.2 电力系统演化形态结构对比图

2) 从传统电力系统转向云边互联

基于电能的瞬时性，以电能为主的能源互联网业务大多具有较为严格的时延要求，且随着网络规模的扩大，智能能源业务处理需要消耗大量的数据处理和计算通信资源，在此情况下，结合边缘计算与云平台的云边互联成为保障能源互联网正常运行的必要手段。在云边协同中，云端（如图 1.2 所示的新能源云、调度云、物联网云等）负责大数据分析、模型训练、算法更新等任务，边缘端负责基于就地信息进行数据的计算、存储和传输。云边协同技术贯穿于能源互联网控制系统各个层面，通过云边协同技术，

能源互联网的上层信息分析和控制能力与底层设备所具有的物理实体运行功能能够实现有效的协调配合，为能源互联网的整体协作、高效运行提供及时的资源和决策支持。通过分散协同控制最大化网络运行效率，能够保障能源互联网平稳有效运行。

3) 从分散孤立到对等互济的能源系统

在传统的能源供应方式中，能源的生产、传输、储存和消费通常是分散、孤立和零碎的。而能源网荷储一体化则利用信息技术和智能控制系统，将不同的能源连接在一起，实现彼此之间的互联和协同

操作，从而实现能源的配置和高效利用。能源网荷储一体化这一概念是指通过全面规划和整合能源资源、能源网络、能源负荷和能源储存等要素，达到能源的有效利用和管理。源网荷储一体化和多能互补发展是实现电力系统高质量发展的客观需要，是提升新能源开发消纳水平和非化石能源消费比重的必然选择，对于促进中国能源转型和经济社会发展具有重要意义。

4) 从确定性系统转向不确定性系统

传统电力系统通常通过调节发电机组的出力来满足需求侧的随机负荷波动，具有供应侧可控、需求侧随机的特性。然而，随着风能和光伏发电等具有波动性和间歇性的新能源在电源结构中的占比不断增加，供应侧也逐渐呈现出强随机波动的特性。因此，能源电力系统正在从传统的单侧随机系统向源-荷双侧随机系统演进。现有电力系统必须从“被动适应新能源并网所带来的不确定性”转变为“主动适应强不确定性的源网荷储协同互动”

模式。

5) 从机电主导转向机电-电磁耦合

随着新能源的大规模并网、传输和消纳，电力系统的源-网-荷各端广泛引入了电力电子装备，呈现出高比例新能源和高比例电力电子设备（“双高”）的趋势。由此，电力系统的基本特性也从以旋转电机主导的机电暂态过程，逐渐演变为以电力电子控制主导的机电-电磁耦合特性。由于电力电子装置具有低惯性、低短路容量、弱抗扰性和多时间尺度响应特性，“双高”电力系统的响应时间常数更小（毫微秒级），动态频率范围更宽（上千赫兹），运行控制要求更高。在多种扰动情形下，系统的机电暂态和电磁振荡等因素交织影响，导致新的安全稳定问题更加突出。例如，新能源基地现有的暂态电压支撑不足、风电机组高/低电压穿越性能不佳、从数赫兹到数千赫兹的宽频电磁振荡，以及多馈入直流换相失败等问题，给电力系统的安全高效运行带来了巨大挑战。





6) 从传统电力系统转向能源互联网

随着电力系统的数字化与智能化转型，新型电力系统将逐步演变为以智能电网为核心、新能源为基础、互联网为纽带的能源互联网形态。通过能源与信息的高度融合，实现能源的高效清洁利用，推动能源互联网的形成与发展。一是传统电网与智能技术的深度融合，通过先进的输电技术将传统电网升级为具备强大能源资源优化配置能力的智能化平台。二是采用先进的信息技术、智能终端和平台，实现能量和信息的双向流动，增强电网的可见性与可控性，支持源—网—荷—储之间的高效互动，并提升高比例新能源的消纳能力。三是将分布式发电、储能系统和负荷等组成多个微型能源网络，形成产消合一的新模式，挖掘和释放负荷侧的灵活调节潜力。四是通过打破行业壁垒，接纳各类市场主体，促进行业资源共享，实现产业互补，最终将新型电力系统打造为现代清洁能源高效利用体系的

重要载体。

7) 从电视角转向电碳耦合视角

面向“双碳”目标，未来电力系统的发展趋势和形态将转向以节能减排和低碳发展为驱动的机制转变。一方面，各种宏观调控和经济手段的引入，如减排立法、碳税、碳配额和碳交易机制等，将为电力行业的发展提供全新的宏观经济和政策环境，各类低碳技术的迅速发展也为电力行业带来了新的机遇与挑战。另一方面，在低碳环境下，碳减排将成为电力行业可持续发展的重要目标之一，从而改变电力行业的运作模式，并在行业内部各个环节引入“碳约束”。此外，低碳理念的深入渗透和各类低碳要素的引入，将使电力行业呈现出显著的低碳特性和全新的运行模式，广泛影响电力系统的运行、投资、调度和规划等多个环节。

1.3

碳中和下的新型电力系统发展路径

1.3.1 不同阶段新型电力系统发展特点

构建新型电力系统是一个复杂的工程，需要通过逐步推进和不断演化来实现，不可能一蹴而就。在不同的发展阶段，需要集中解决特定的基本矛盾，同时在政策设计上要综合考虑发展与减排、整体与局部、以及短期与中长期之间的关系。随着清洁能源比例的逐步上升，在有序推进煤电转型和适度发展气电的基础上，必须稳步、安全地推进核电，同时积极发展并合理消纳不同形式的新能源，以适应各个阶段的技术特征和成本结构。

总体而言，电力系统的演进可以划分为三个阶段。到 2030 年，将利用现有的技术框架，挖掘其潜力，并解决体制机制中的关键问题。从 2031 年到 2050 年，将着重推动技术创新，实现电源形式、电网结构、用电方式和体制机制的深度转型。2050 年以后，各种技术、应用以及体制机制将逐渐成熟完善。不同演化阶段的电力系统特性对比如表 1.1 所示。

新型电力系统发展阶段：

2030 年以前 碳达峰期及平台期

• 利用现有技术框架挖掘技术潜力，突破体制机制痛点。

2031~2050 年 快速减排期

• 大力推进技术创新，实现电源形态、电网形态、用电形态、体制机制等方面的深度变革。

2050 年以后 碳中和期

• 各项技术、应用、体制机制等日趋成熟。

图 1.3 新型电力系统发展阶段

1) 碳达峰期及平台期

2021~2030 年是电力系统的碳达峰和平台阶段。在此期间，电力系统的碳排放将率先达到峰值，然后迅速下降。随着终端部门电气化进程的加快，电力需求将持续增长，预计到 2030 年电力需求将超过 12 万亿千瓦时。为应对新增的电力需求，力求全部由清洁能源满足，预计到 2030 年风电和光伏发电的装机占比将迅速提升至 50% 以上。

这一阶段是传统电力系统向新型电力系统的转型期。在电源形态方面，新能源装机容量将大幅增长，以煤电、水电、气电为主的电源将为电力系统提供灵活性。为了满足日益增长的电力需求，电

容量将稳步提升，尽管电量增幅有限，但利用小时数将逐渐下降。在电网形态方面，大电网和分布式电网将并行发展，整体上保持较高的转动惯量和交流同步运行特性，推动交流与直流、大电网与微电网的协同发展。用电形态则表现出灵活和多样化的特点，清洁取暖、港口岸电、工业电锅炉等电能替代形式将加速发展，电动汽车、新型储能、电供暖等可调节负荷也将快速增长。在体制机制方面，全国统一的电力市场体系将基本建成，统一的交易规则和技术标准将消除市场壁垒，推动适应能源结构转型的电力市场机制建设。电碳市场将形成较为完善的交易产品、市场主体和关键机制，基本覆盖碳排放重点行业。

2) 快速减排期

2031~2050 年是电力系统的快速减排期。在碳达峰之后,电力系统的碳排放将迅速下降。随着终端部门电气化的进一步深化,以及 5G、电动汽车、数据中心等新型负荷的快速发展,预计到 2050 年电力需求将达到 17 万亿千瓦时以上。到 2050 年,风电和光伏发电的装机占比将提升至 75% 以上,其发电量占比将达到 60%。

这一阶段是新型电力系统的快速发展期。在电源形态方面,新能源将逐步成为主要电力来源,煤电和气电的调节深度将显著增加,同时储能容量将快速提升,以满足系统对灵活性的需求,并支持大规模风电和光伏的并网消纳。煤电的功能和定位将转变为“保容减量”,成为支撑电力平衡与灵活调节的灵活性电源。在电网形态方面,电力传输将从以交直流远距离输电、区域交流电网互联为主,逐步演进到交直流互联电网与局部直流电网并存的模式,从单向输电逐步演变为单向输电与双向互济并存。在用电形态方面,电力消费将更加多样化,覆盖范围扩大,重点领域包括柔性工业生产、楼宇空调、电动汽车等,继续扩展可中断、可调节负荷,并集中组织高耗能行业、城市生活商业照明、公司系统空调负荷等参与需求响应。在体制机制方面,全国统一的电力市场将全面建成,覆盖终端用能行业和用能主体;电碳市场也将基本建成,交易产品和市场主体将更加多元化。

3) 碳中和期

2051~2060 年为电力系统的碳中和期。在这一阶段,电力系统的碳排放将迅速下降,并通过碳捕集技术实现净零排放。终端部门的电气化率将持续提升,加上绿色电力制氢的应用,电力需求将继续增长,预计到 2060 年电力需求将超过 18 万亿千瓦时。非化石能源发电的占比将进一步提升,达到 90% 以上,风电和光伏发电的发电量占比将达到 70% 左右。与此同时,煤电装机将保留一定容量,配备碳捕集技术,以支撑电力系统的安全和备用需求。清洁能源将成为主要的电量供应来源,全面建成新型电力系统。

这一阶段是新型电力系统的成熟发展期。在电源形态方面,清洁能源将成为电力供应的主力,具备主动支撑能力,新能源将通过电力、氢能等多种二次能源形式进行传输和利用;退役煤电机组将保留一定容量,以保障安全备用,保留的煤电容量将取决于碳捕集技术和负排放生物质发电技术的发展和运用;全面形成包括核电、水电、光热、储能、灵活负荷等在内的低碳多元化灵活性资源体系。在电网形态方面,将呈现“大电源、大电网”与“分布式系统”的兼容互补,交直流混联大电网、柔直电网、主动配电网、微电网等多种电网形态并存;高比例电力电子化电力系统的安全稳定技术将全面突破,实现跨时空、跨能源的源-网-荷-储优化调控。在用电形态方面,将展现出多样化、智

表 1.1 不同演化阶段的电力系统特点对比

	碳达峰期及平台期	快速减排期	碳中和期
电源侧	新能源装机量高速增长,煤电容量稳步提升,电量小幅提升,利用小时数逐渐下降	清洁能源发展成为装机主体,煤电保容减量,转变为灵活性条件电源	清洁能源发展成为电量主体、部分煤电“退而不拆”,保障安全备用
电网侧	呈现大电网与分布式并举,总体维持较高转动惯量和交流同步运行特点	交直流互联电网和局部直流电网并存,单向输电和双向互济并存	交直流混联大电网、柔直电网、主动配网、微电网等多种形态电网并存
负荷侧	清洁取暖等多种形式的电能替代加速、电动汽车等可调节灵活负荷加快发展	扩大工商业可调负荷资源覆盖面,重点组织柔性工业生产、高耗能企业、新型负荷等参加需求响应	与建筑、工业、交通等终端部门深度融合,建成清洁智慧的未来能源互联网
储能侧	储能充分发挥其灵活性	抽蓄与电化学储能快速发展	多尺度多技术类型的储能体系与共享模式
体制机制	基本建成全国统一电力市场体系	全面建成全国统一电力市场,基本建成电碳市场	全面建成电碳市场

能化、主动性特征，并与建筑、工业、交通等终端部门深度融合，构建清洁智慧的未来能源互联网。在体制机制方面，全面建成电碳市场，新型电力系

统将成为绿色低碳、安全可控、智慧灵活、开放互动的清洁能源资源优化配置平台。

1.3.2 新型电力系统转型场景分析

由于全球温度上升与二氧化碳的累积排放总量密切相关，2020年至2060年间电力系统的累积碳排放总量目标及相应的碳减排路径将对电力系统的转型产生深远影响。根据《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告中提出的长期深度脱碳目标，约束2020年至2060年电力系统低碳转型期间各规划年累积碳排放总量不得超过1056亿吨，并约束2060年电力系统实现零碳运行。

电量及最大负荷预测曲线如图1.4所示，其增长率基于《中国“十四五”电力发展规划研究》和《中国长期低碳发展战略与转型路径研究》综合报告的数据。全社会用电量与终端电气化水平密切相关。考虑到中国制造业水平和经济发展潜力，特别是在电动汽车等交通领域电气化的逐步推进下，预计2040年后全社会用电量仍将保持快速增长，到2060年预计将达到18.5万亿千瓦时。同时，全社会最大负荷预计在2035年前将保持较快增速，并在2060年达到21.81亿千瓦。

本报告中采用的全社会2020年至2060年用

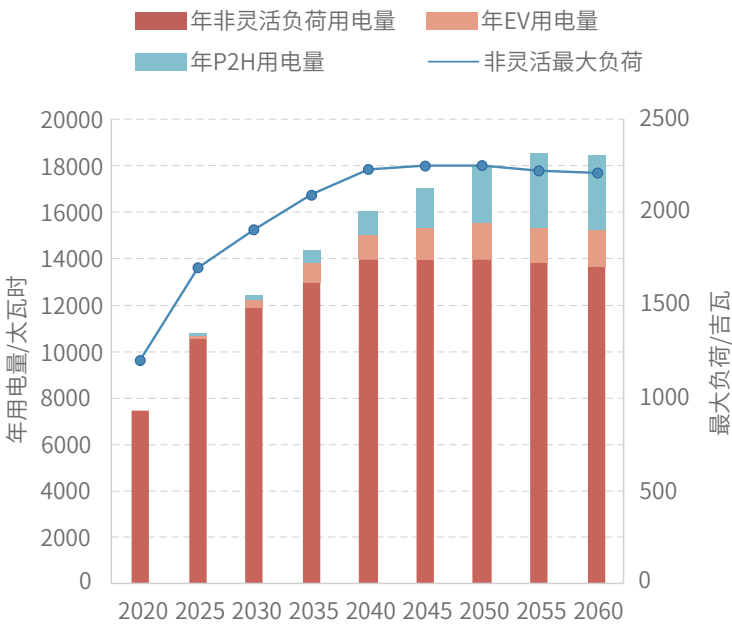


图 1.4 2020 年至 2060 年全社会用电量及最大负荷预测曲线

针对煤电转型问题，本报告对煤电进行差异化建模和多转型道路设置。在煤电转型道路方面，设置了新建、达寿退役、提前退役、延寿、灵活性改造、CCS改造共6种转型道路。在煤电建模方面，将2020年末正在运行的煤电机组按照类型和运行年龄进行分类聚合和年龄段细分，并将其容量作为

煤电初始容量边界条件。

对于风光装机的路径规划，在前期根据风光装机增速预测2020年至2025阶段风光装机量。另外考虑政策驱动对风光装机发展的影响，设置2030年风光装机容量不低于23.3亿千瓦。

1.3.3 新型电力系统转型场景展望

中国 2020 年至 2060 年各类型电源装机容量的变化展望如图 1.5 所示。在转型的初期，电源总装机容量的增速较为缓慢；进入中期后，增速明显加快，而在后期增速再次减缓。到 2030 年和 2060 年，电源总装机容量分别预计达到 47 亿千瓦（包括储

能 1.2 亿千瓦）和 87 亿千瓦（包括储能约 5.5 亿千瓦）。在转型的中后期，电源装机容量的增量将显著高于最大负荷的增量，总装机容量与最大负荷的比值将从 2020 年的约 1.78 上升至 2060 年的接近 3.99。

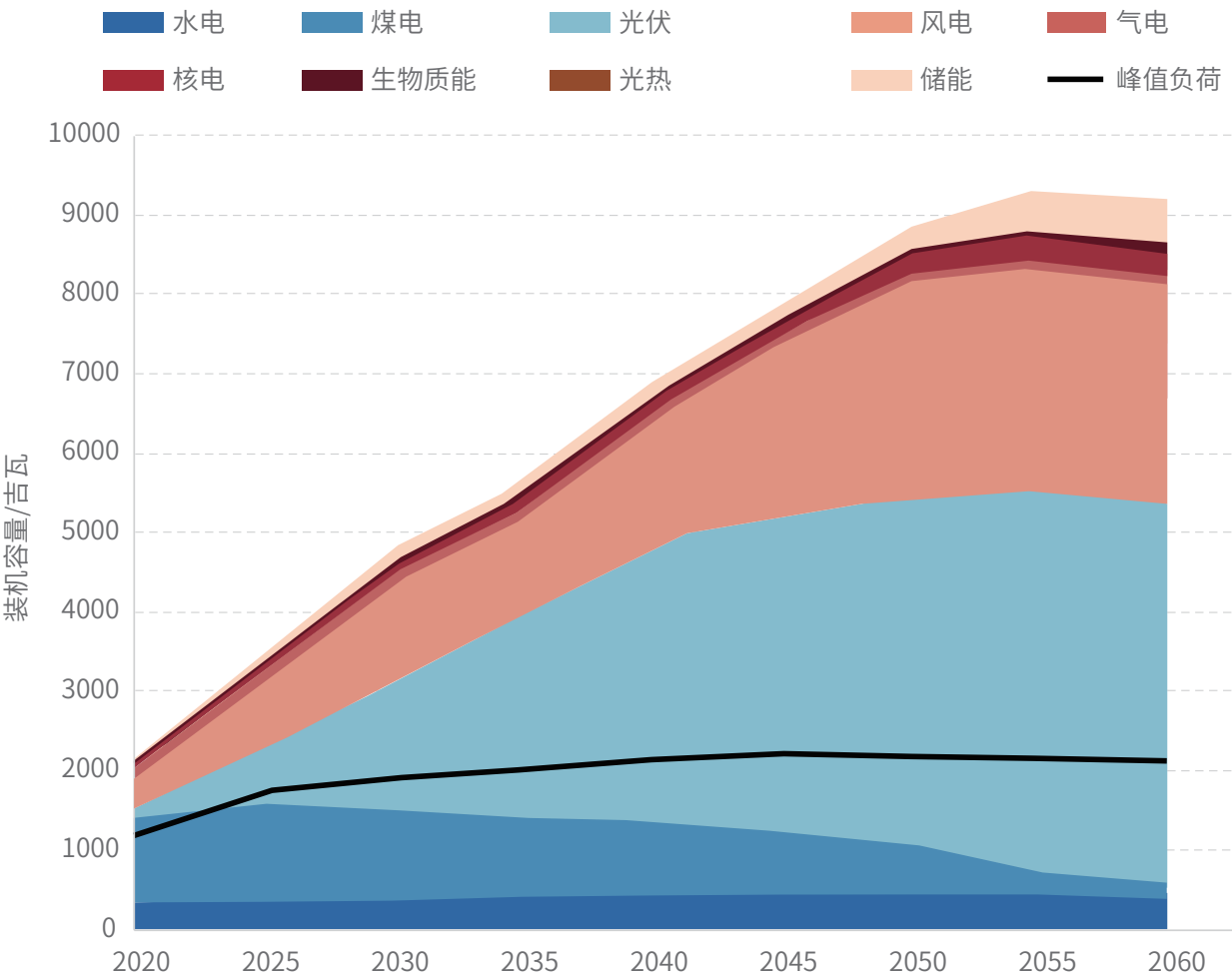


图 1.5 中国 2020 至 2060 年各类型电源装机容量发展展望

未来电力系统的电源结构将以高比例的新能源为主，清洁能源与灵活性资源的互补为电力系统的稳定运行提供保障。到 2060 年，风电和光伏装机渗透率预计将达到 88%。光伏和风电将成为新型电力系统中的主要电源，光伏装机容量持续以较高速增长，预计到 2060 年将增至约 48 亿千瓦，

占总装机容量的 55%。集中式光伏主要分布在中国西北地区以及四川、广东等地，而分布式光伏则在上海、江苏、山东等负荷中心需求较大。风电装机容量也将在 2050 年前保持较高增速，预计到 2060 年将达到约 29 亿千瓦，占总装机容量的 33%。

储能装机容量由 2030 年的 1.2 亿千瓦攀升至 2060 年的 5.5 亿千瓦,装机需求呈逐渐增加的态势。电化学储能需求主要在 2045 年后快速增加,约为 4.3 亿千瓦,分布在中国东部及南部负荷中心。

煤电容量需求在转型前期仍将继续上升,在 2025~2030 年间达到峰值约 13 亿千瓦,尽管煤电容量于 2025~2030 年间达峰,但随着煤电利用小时数的逐渐下降,煤电电量也将持续降低。2030 年后煤电容量将逐渐下降,2060 年预期仅存约 1 亿千瓦,其中大部分为煤电 CCS 机组。气电机组作为重要的调峰电源,于 2030 年增长至 1.3 亿千瓦。生物质能机组在 2060 年装机容量达到 0.6 亿千瓦。

此外,各类火电(包括煤电、气电、生物质能和 CCS 机组)、水电、核电及储能装机容量的总和与最大负荷的比值在 2020 年至 2060 年期间迅速下降,从 2020 年的 1.34 逐渐稳定在转型后期的 0.48。火电的部分份额将被核电和储能替代,而储能则在维持系统惯量和频率稳定中扮演关键角色。风电和

光伏电源的高渗透率与其低利用小时数的矛盾推动了装机需求的大幅增长,风光装机容量与最大负荷的比值从 2020 年的约 0.45 增长到 2060 年的接近 3.51。

电力系统实现碳中和的转型依赖于清洁能源发电量的显著提升,核电、水电与风光电源将互补供应低碳电力。各类型电源的发电量变化如图 1.6 所示,到 2060 年,总发电量预计将达到 19.7 万亿千瓦时。火电的发电量占比将从 65% 下降到 6% 以下,并从以煤电为主的结构转变为煤电、气电和生物质发电并存的格局。风电和光伏发电量在 2030 年后将迅速增加,并在后期趋于稳定。要实现高比例清洁能源发电的目标,需平衡装机容量与年利用小时数之间的矛盾。尽管风电的装机容量低于光伏,但到 2060 年,风电将贡献 34% 的发电量,而光伏的发电量占比将为 31%。核电发电量的占比将从 8% 提升至 18.6%,并且年利用小时数将始终保持在较高水平。

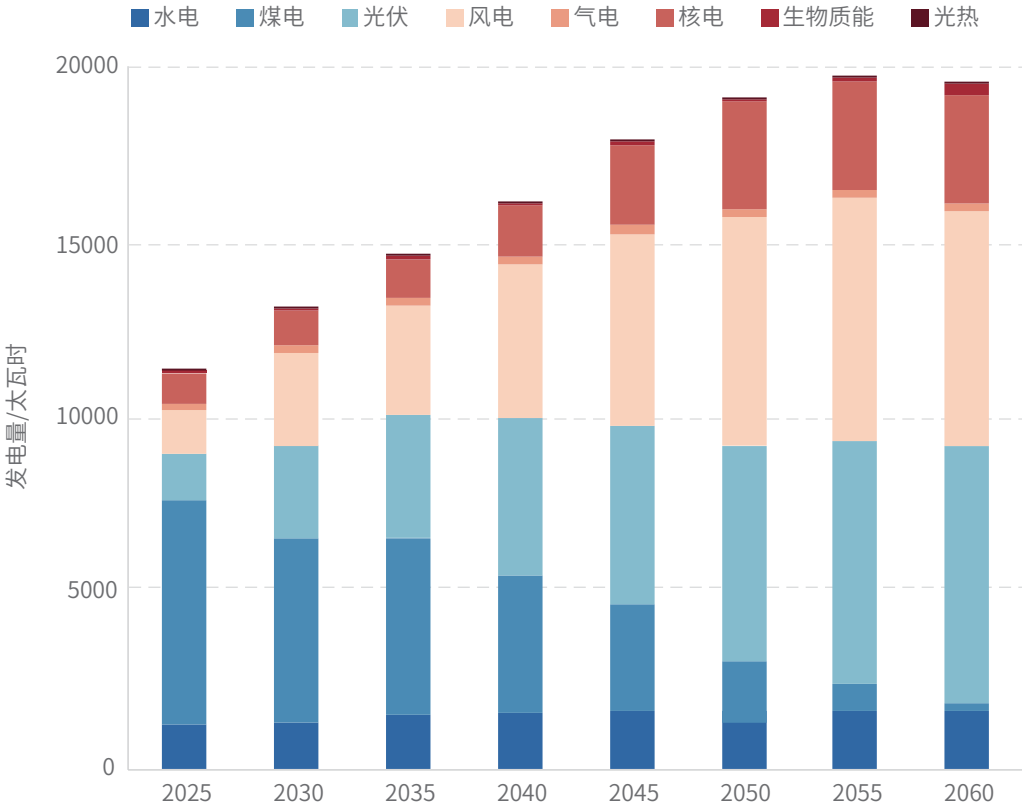


图 1.6 各类型电源发电量发展展望

在电网结构方面, 2060 年跨省电力交换容量需求为 13.1 亿千瓦, 相比 2020 年电网, 新增容量需求为 7.4 亿千瓦。2060 年跨区电量交换需求如图 1.7 所示。未来, 中国电力系统仍将保持“西电东送、北电南送”的整体格局, 新增的输电需求主要用于将西北和华北的新能源基地电力输送至东部和南部沿海的负荷中心。在跨区输电方面, 西北、华北和西南地区的外送电量将占较大比例, 而华中、

华东和华南地区则将主要接收外来电力。预计到 2060 年，跨省电量交换量将超过 5.5 万亿千瓦时，是 2020 年的约 3.66 倍，而同期全社会用电量仅为 2020 年的 2.3 倍左右。因此，在实现碳达峰与碳中和目标的过程中，电力系统将面临更大的跨省输电需求。新增的跨省输电量需求主要集中在将西部地区的风电和光伏电力输送至沿海负荷中心，形成跨省电量平衡的新特征。

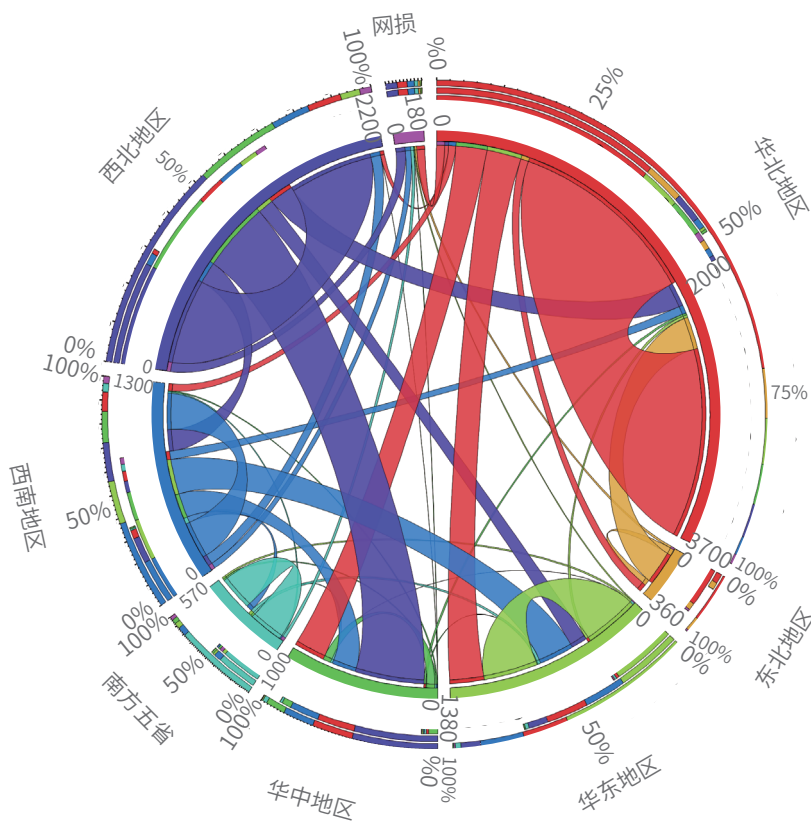


图 1.7 2060 年跨区电量交换需求

构建新型电力系统需要海量负荷侧灵活性资源提供支撑，需求响应资源、灵活可控的电制氢设备和灵活充放电的电动汽车集群将在碳中和转型过程中承担关键支撑重任。负荷侧灵活性资源容量需求将在碳达峰后迅速增加，2030 年总容量需求约为 2.4 亿千瓦，2060 年总容量达到约 6.8 亿千瓦。在各类负荷侧灵活性资源中，灵活充放电的电动汽车集群和灵活可控的电制氢设备在未来容量需求中占据主导，二者通过调节自身充电负荷或电制氢

负荷提供灵活性空间，兼具负荷和储能特性。灵活充放电的电动汽车集群最大充电容量将在 2030 年后迅速增加，2060 年达到约 14.2 亿千瓦，占比达到约 64.5%。灵活可控的电制氢设备容量需求将在未来快速增加，2060 年将达到约 6.9 亿千瓦，占比约 31.5%。需求响应资源为新型电力系统提供容量备用和紧急负荷响应功能，其容量将逐步增长，2060 年达到约 0.7 亿千瓦，占比达到 3%。

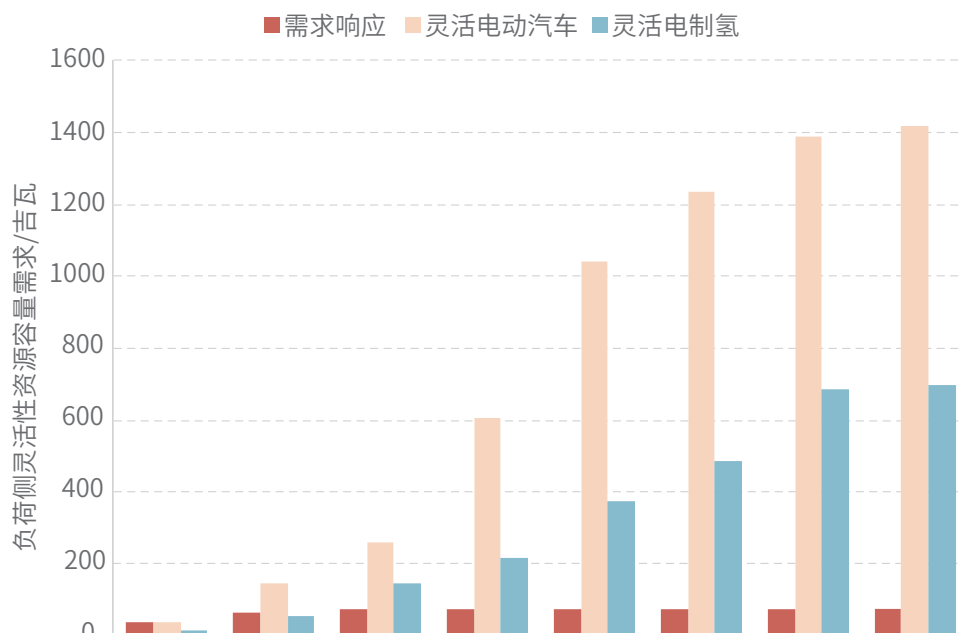


图 1.8 2025-2060 年负荷侧灵活性资源容量

在碳排放方面，电力系统低碳转型依赖清洁能源对传统化石能源的逐步替代，以及传统机组在CCS技术下的零碳化运行。碳排在2025~2030年达到峰值，而后于2030~2035年期间缓慢下降，到2035年至2050年迅速下降，最终在2060年实

现电力系统零碳运行。转型前期电力系统碳排放绝大部分来自于煤电机组，至2060年煤电和气电均将成为主要的碳排放源，煤电CCS机组与生物质CCS机组共捕集2.41亿吨二氧化碳，实现传统化石能源机组的清洁化运行。

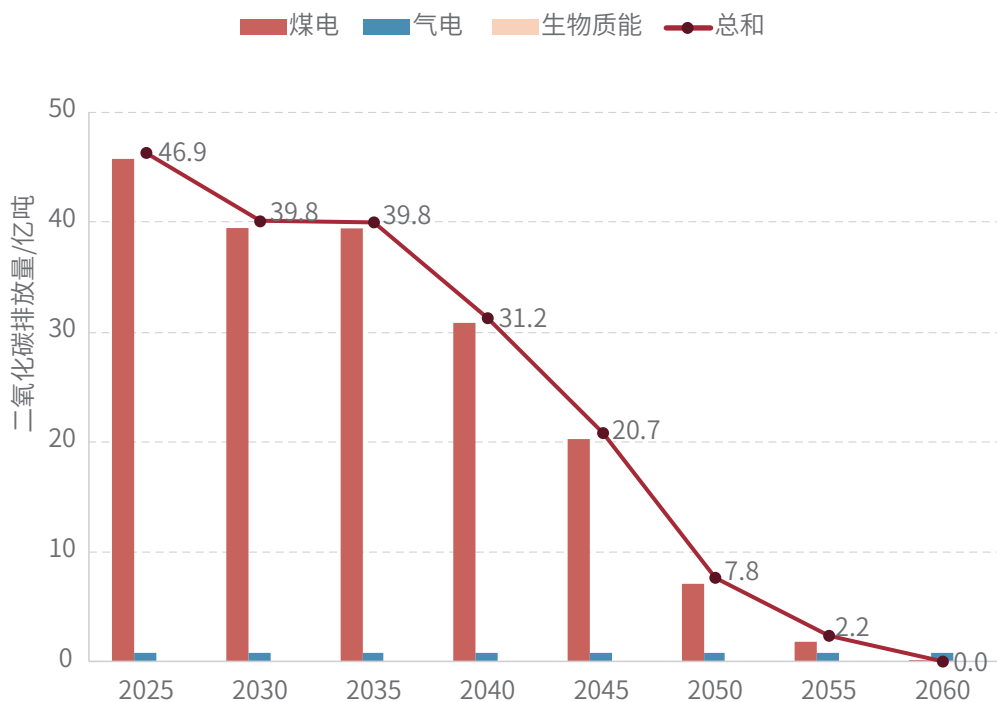


图 1.9 2020 年至 2060 年电力系统碳排放情况

1.4

新型电力系统技术体系

构建新型电力系统是实现碳中和目标的关键抓手，需要依托数字化技术以及市场化机制，统筹源、网、荷、储资源，以实现电力安全供应、促进绿色

消费和经济高效运行等综合目标。新型电力系统的转型升级是整个电力系统技术革命的重要方面。图 1.10 给出了构建新型电力系统的关键技术框架。

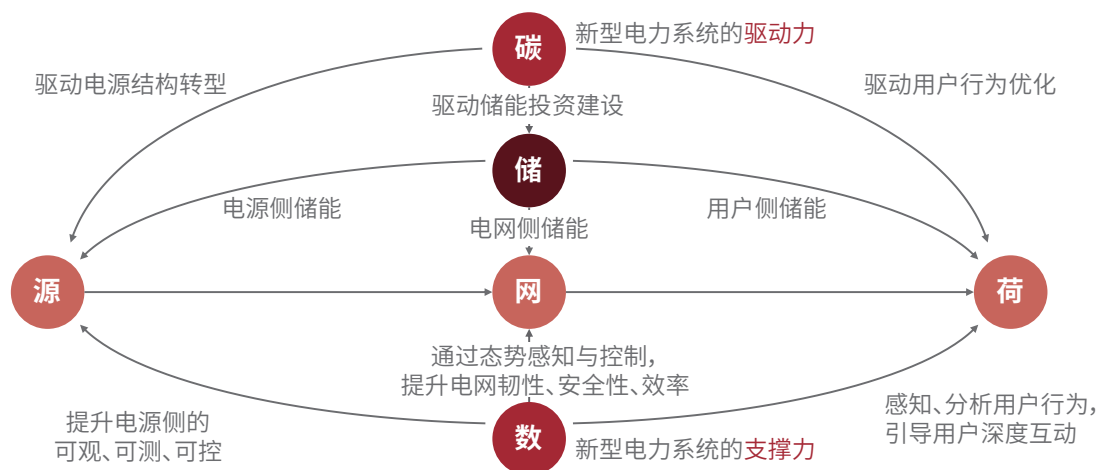


图 1.10 构建新型电力系统的关键技术框架

本报告从多个关键角度探讨了未来新型电力系统的关键技术，如图 1.11 所示。这些技术的筛选标准基于专家判断，包括未来电力系统必需的技术，即不采用就难以运行的技术，以及最有可能被采用的技术，即解决未来电力系统问题的最经济方

案。具体来说，涉及到能源源头的多样化和清洁化、电网的智能化和弹性增强、负荷需求的灵活响应能力、储能技术的发展和运用、数字化技术在电力系统中的应用、运行调度的优化以及碳排放的管理与减少等方面。

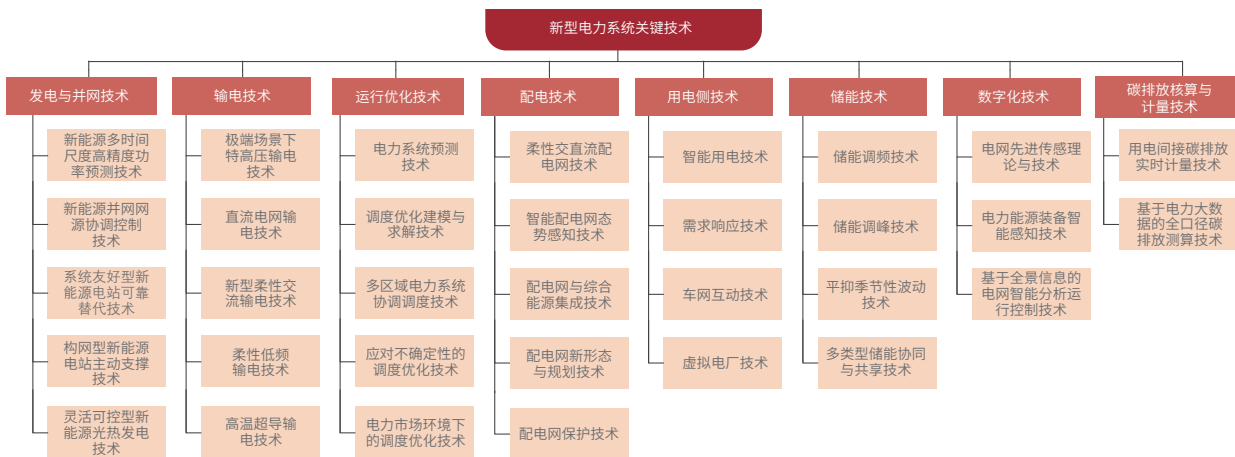


图 1.11 新型电力系统各环节关键技术

这些技术将协同作用，推动电力系统朝着更加智能、高效、可靠和环保的方向发展，为实现碳中和目标和可持续能源未来做出重要贡献。

1.4.1 发电与并网技术

在源侧，大规模新能源发电与友好并网技术主要针对风能和太阳能等新能源发电。由于风能和太阳能的自然特性，这些新能源发电形式具有显著的随机性和波动性。此外，新能源发电设备中的电力电子元件与传统电源在并网性能上存在显著差异，主要面临预测难、控制难、调度难等问题。因此，需要研究适用于新能源并网的支撑技术，以改善新能源发电的随机性和波动性，支持新能源逐步具备与主体电源相匹配的支撑与调节能力，提升系统的友好性。

新能源多时间尺度高精度功率预测技术 (High-Precision Multi-time Scale Power Forecasting Technology for Renewable Energy) 是一种用于预测风能、太阳能等新能源发电输出的技术，能够在不同时间尺度上提供高精度的功率预测。这些预测技术对新能源电力系统的运行、调度和管理具有重要意义，有助于电网更好地应对新能源发电的波动性和不确定性。

新能源并网网源协调控制技术 (Grid-Connected Control Technology for Renewable Power Considering Generator and Grid Coordination) 通过综合利用多种电力资源，采用先进的控制和优化手段，实现新能源与传统电源的高效协调，确保电网的安全稳定运行，最大限度地发挥新能源的潜力。

系统友好型新能源电站可靠替代技术 (System-Friendly Reliable Replacement Technology for New Energy Power Plants) 是一种提升新能源电站对电网友好性和可靠性的技术方案。其目标是通过优化新能源电站的设计、控制和运行方式，使其在并网过程中更好地与电网协调，提供稳定可靠的电力输出，减少对电网运行的负面影响。

构网型新能源电站主动支撑技术 (Active Support Technology for Grid-Forming Renewable Power Plants) 旨在增强新能源电站对电网的主动支撑能力。这项技术通过优化新能源电站的设计、控制和运行方式，使其不仅被动地向电网输送电力，还能主动参与电网的运行管理，提供类似传统发电厂的辅助服务，增强电网的稳定性和可靠性。



灵活可控型新能源光热发电技术 (Flexible and Controllable Solar Thermal Power Generation Technology) 利用太阳能热能进行发电, 其核心在于通过先进的控制和调度手段, 实现光热发电系统的灵活性和可控性, 从而提高发电效率和电网适应能力。

随着风能和太阳能等新能源发电在电力系统中的比重不断增加, 研究和应用适应于新能源并网的支撑技术显得尤为重要。上述技术可以有效应对新能源发电的随机性和波动性问题, 降低新能源并网对于传统电源以及电网强度的依赖, 提升新能源对于电网稳定性和可靠性的支撑力, 进而提升新能源在电力系统中的发电量占比。

1.4.2 输电技术

输电技术是将电能从发电厂传输到用户的关键手段。中国幅员辽阔, 风能和太阳能往往分布在偏远地区, 通过先进输电技术将这些清洁能源高效、安全地传输到负荷中心, 保障能源供给。同时, 现代输电技术提高了电网的灵活性和可靠性, 能够更好地应对新能源的波动性, 支持电力系统的稳定运行和能源转型。

极端场景下特高压输电技术 (UHV Transmission Technology under Extreme Conditions) 是指在极端恶劣大气环境、高海拔、极端复杂地形/地质条件下建设特高压输电工程所需关键技术。在极端环境中, 面临输变电外绝缘设计、电磁环境控制、主设备研制等系列技术难题, 研究这项技术对于开发和利用偏远地区的清洁能源基地具有战略意义。

直流电网输电技术 (DC Grid Transmission Technology) 是以柔性多端直流技术组成直流电网为骨干网架的电网技术。尽管中国主要电网是交流电网, 但在交流电网中合理嵌入直流线路或直流电

网, 可以有效解决大规模新能源并网消纳和送出难题。它能够实现区域间电网的互联互通, 优化资源配置, 提高电力供应的安全性和可靠性。在城市电网中应用柔性多端直流技术, 可以提高电力输送能力, 满足不断增长的电力需求, 并提高城市电网的灵活性和应急响应能力。直流电网输电通过柔性互联提升新能源大范围优化配置能力, 构建新型电力系统的枢纽平台。

新型柔性交流输电技术 (New Flexible AC Transmission Technology) 在传统交流输电系统基础上, 将电力电子技术与现代控制技术结合, 对交流输电系统参数进行灵活快速控制。该技术能够快速调节电网参数, 优化电力传输路径。在支持新能源并网、优化电力资源配置、提升电能质量和电网可靠性方面发挥着重要作用, 成为构建新型电力系统的重要技术支撑。通过实时调节电网的电压、相角和阻抗, 柔性交流输电技术能够快速响应电网波动, 抑制电网振荡, 提高系统的动态稳定性和暂态稳定性。此外, 该技术可以有效缓解输电线路的拥堵, 提升现有输电网络的利用率, 减少对新建输电线路的依赖。在未来, 随着电力系统对灵活性和可靠性的要求不断提高, 新型柔性交流输电技术将在推动能源转型、保障电力供应稳定性和提升电网运行效率方面发挥更加关键的作用。

柔性低频输电技术 (Flexible Low-Frequency Transmission Technology) 是一种新型电力输电技术, 它结合了低频交流输电和柔性输电技术的优点, 旨在提高长距离输电的效率和可靠性。相比传统的 50/60 Hz 工频交流输电, 低频交流输电通常使用 15-20 Hz 的低频率。这种低频输电可以显著减少传输过程中的电容和感性损耗, 提高长距离输电的效率, 同时通过柔性控制技术实现对电网参数的实时调节, 增强系统的动态响应能力和稳定性, 有望应用于未来电力系统超远距离输电。

高温超导输电技术 (High-Temperature Superconducting Transmission Technology) 是一种

利用高温超导材料进行电力输送的新型技术。高温超导材料在液氮温度（约 77K 或 -196° C）下表现出零电阻特性，从而实现无损耗的电力传输。高温超导电缆的载流能力是相同体积下传统电缆的 5 至 10 倍，电力损耗较传统电缆减少 95% 以上，相同传输容量下占地空间减少 40%，且不会对环境造成电磁污染，有利于提高电网安全性和可靠性，是最理想的低损耗大容量输电技术。随着材料科学和冷却技术的进步，高温超导输电技术将在电力传输领域发挥越来越重要的作用。其高效、环保和紧凑的特点，使其在未来和新能源并网中具有广阔的应用前景。

极端场景下特高压输电技术通过解决极端环境下的技术难题，实现偏远地区清洁能源的高效传输。直流电网输电技术通过柔性多端直流技术构建直流电网，优化资源配置，提高电力供应的安全性和可靠性。新型柔性交流输电技术结合电力电子与控制技术，快速调节电网参数，优化电力传输路径，提升电网稳定性。柔性低频输电技术利用低频交流输电和柔性控制技术，提高长距离输电效率和系统稳定性。高温超导输电技术利用高温超导材料实现无损耗电力传输，大幅减少电力损耗，提高输电效率。这些先进的输电技术共同提升了电力系统的效率、灵活性和可靠性，确保了清洁能源的高效传输和利用。

1.4.3 运行优化技术

运行优化技术是指利用先进的数学算法和计算工具，对电力系统中的发电、输电和配电资源进行实时监控、管理和优化，以确保电力系统的安全、可靠和经济运行。其核心任务是根据电力需求的变化，合理安排发电和输电设备的运行状态，协调各类电力资源的供给和需求。在传统电力系统中主要用于提高发电和输电效率、稳定电网运行和应对故障，而在新型电力系统中则更加侧重于支持新能源接入、提升电网灵活性、智能需求响应和综合能源

管理。

电力系统预测技术（Power System Forecasting Technology）是一种利用历史数据、实时数据和先进的预测算法，对电力需求、发电量和电网运行状态进行预测的技术。该技术可以预测短期、中期和长期的电力需求变化，提供电力负荷、新能源发电量以及电力价格等方面的预测结果。这些预测结果帮助电力公司和电网运营商更好地规划电力生产和分配，提高电力系统的运行效率和可靠性，减少电力短缺和过剩。

电力系统调度优化建模与求解技术（Power System Scheduling Optimization Modeling and Solving Technology）通过建立数学模型和优化算法，实现对电力系统调度的优化。该技术考虑了电力系统的各类约束条件，如发电机组运行特性、输电网络拓扑结构和市场规则等，通过求解优化模型，制定出最优的电力生产和分配方案。调度优化技术提高了电力系统的经济性和安全性，减少了运行成本，提升了系统的整体效益。

多区域电力系统协调调度技术（Multi-area Power System Coordinated Scheduling Technology）针对多个相互连接的电力系统区域，进行协调调度优化。该技术考虑了区域间的电力传输能力和各区域内的发电资源分布，通过协调不同区域的调度策略，实现整体电力系统的最优运行。多区域协调调度技术能够有效利用跨区域的电力资源，平衡区域间的供需差异，提高电力系统的可靠性和经济性。

应对不确定性的电力系统调度优化技术（Power System Scheduling Optimization Technology for Uncertainty Handling）专注于解决电力系统中因新能源发电、负荷波动和设备故障等不确定因素带来的挑战。该技术通过引入概率模型、鲁棒优化和随机优化等方法，建立能够应对不确定性的调度优化模型，制定出具有灵活性和弹性的调度方案。这样可以有效减少不确定性对电力系统运行的影



响，提升系统的稳定性和可靠性。

电力市场环境下的调度优化技术（Scheduling Optimization Technology in Power Market Environment）针对电力市场运营机制，通过优化发电计划和电力交易策略，实现电力系统的经济高效运行。该技术综合考虑市场价格、发电成本、输电约束和市场规则等因素，通过优化算法制定出参与市场交易的最优方案。电力市场环境下的调度优化技术促进了市场竞争，提高了电力系统的运行效率，推动了电力市场的健康发展。

电力系统预测技术通过精准预测电力需求和供给，支持电力运行和决策；电力系统调度优化建模与求解技术通过优化算法提高电力调度的经济性和安全性；多区域电力系统协调调度技术通过跨区域协调提高电力资源利用效率；应对不确定性的电力系统调度优化技术通过应对不确定性因素提高系统稳定性；电力市场环境下的调度优化技术通过优化电力市场交易策略实现经济高效运行。这些技术对于提升新型电力系统的安全性、稳定性及经济性上有重要作用。

1.4.4 配电技术

在新型电力系统中，新型配电技术起着至关重要的作用。随着能源结构的转型和电力需求的增长，传统配电网络面临着诸多挑战，如提高供电可靠性、优化能源利用效率、消纳分布式新能源等。为了应对这些挑战，配电新技术应运而生，这些技术不仅提升了配电网的智能化和自动化水平，还为构建更加灵活、可靠和高效的电力系统提供了技术支撑。

柔性交直流配电网技术（Flexible AC/DC Distribution Network Technology）是一种结合了交流和直流配电优势的新型电力系统技术。它通过引入电力电子装置，如柔性直流输电（HVDC）、柔性交流输电（FACTS）以及变频器等，实现交流和直流之间的灵活转换与分配，结合了交流和直流配电系统的优点，提升了电网的可靠性、灵活性和稳定性。该技术可以在不同电压等级之间灵活转换，提高配电网的适应性和可靠性。柔性交直流配电网技术有助于提升电网对新能源的消纳能力，并改善电能质量。

智能配电网态势感知技术 (Situational Awareness Technology for Smart Distribution Networks) 利用先进的传感器、数据采集和分析技术,对配电网的运行状态进行实时监测和评估。通过对电网数据的实时分析,态势感知技术能够及时发现异常和潜在故障,提升电网的安全性和可靠性。

配电网与综合能源集成技术 (Integrated Energy System Technology for Distribution Networks) 致力于将电力、热力、燃气等多种能源形式有机结合,实现能源的高效综合利用。通过综合能源集成技术,可以优化能源资源配置,提升能源利用效率,减少碳排放。该技术在智能建筑、工业园区等应用场景中具有显著优势,能够实现多能互补、协同优化,促进新能源的大规模利用,推动能源系统的绿色低碳发展。

配电网新形态与规划技术 (New Forms and Planning Technologies for Distribution Networks) 针对现代电力系统的发展需求,提出了配电网的新形态和规划方法。它不仅包括传统配电网的优化和改进,还涉及到新型能源系统的整合和管理。该技术综合考虑了分布式能源、储能系统、电动汽车等新兴技术的接入,旨在构建灵活、可靠、高效的配电网。通过科学的规划设计,能够优化配电网的布

局和运行模式,提升电网的适应性和韧性,为未来智能电网和能源互联网的建设提供有力支持。

配电网保护技术 (Distribution Network Protection Technology) 旨在保障配电网的安全运行,通过快速检测和隔离故障,防止事故扩大。现代配电网保护技术利用智能继电保护装置、断路器、自动重合器等设备,结合先进的故障检测和定位算法,能够在故障发生时迅速响应并采取措施。该技术提升了配电网的安全性和可靠性,减少了停电时间和范围,对保障电力供应的稳定性具有重要作用。

柔性交直流配电网技术通过灵活转换交流和直流电力,提高了电网的可靠性和适应性;智能配电网态势感知技术利用实时监测和数据分析,提升了电网的安全性和可靠性;配电网与综合能源集成技术通过多种能源形式的有机结合,优化了能源利用效率并减少碳排放;配电网新形态与规划技术通过科学的规划设计,构建了灵活、高效的配电网;配电物联网技术实现了对配电设备的全面连接和智能化管理,提升了运行效率和可靠性;配电网保护技术通过快速检测和隔离故障,保障了配电网的安全运行。



1.4.5 用电侧技术

传统用电侧技术主要指的是依赖于集中式发电和配电系统的电力供应和管理方式，这些技术通常包括集中式供电，传统电表、固定电价、被动用电管理、低效率和高能耗设备等。主要依赖固定的电力供应模式，缺乏灵活性和实时性，难以适应电力需求的快速变化。

新型用电侧技术实现了从电源到用户的全链条智能化管理，通过智能化、灵活化和高效化的管理手段，大幅提升了能源利用效率和电网稳定性。与传统用电侧技术相比，新型用电侧技术在用户互动、能源管理、电能质量和环境影响方面表现出显著优势，推动了现代电力系统向更加智能、绿色和可靠的方向发展。

智能用电（Smart Consumption）指通过智能电表和先进的通信技术，实现对家庭、商业和工业用户用电的实时监控和管理。智能用电系统可以收集用户的用电数据，提供实时反馈和建议，帮助用户优化用电行为，节省能源费用。此外，智能用电还支持动态电价、远程控制电器设备以及与其他智能家居系统的联动，提升用户的生活质量和用电体验。

需求响应（Demand Response）是一种通过激励电力用户在高峰时段减少或转移用电量的技术和策略。电力公司或电网运营商通过价格信号、激励措施或直接负荷控制，鼓励用户在电力需求高峰期减少用电，从而缓解电网压力，平衡供需。这种技术不仅提高了电网的稳定性和可靠性，还能帮助用户节约能源成本。需求响应通常应用于商业和工业用户，但随着技术进步，也逐渐扩展到家庭用户。

车网互动（Vehicle-to-Grid, V2G）是一种将电动汽车与电网相互连接的技术，通过双向充放电装置，实现电动汽车与电网之间的能量交换。当电网

负荷较低时，电动汽车可以从电网充电；当电网负荷较高时，电动汽车可以将储存的电能反馈到电网，从而平衡电网负荷。这种互动不仅有助于提高电网的稳定性和灵活性，还能为电动汽车用户提供额外的收入来源，同时促进新能源的利用和发展。

虚拟电厂（Virtual Power Plant, VPP）是一种通过信息通信技术将分布式能源（如太阳能、风能、小型水电、储能系统等）和可调负荷（如工业负荷、商业负荷、家庭负荷等）集成在一起，形成一个可调度的综合能源系统。虚拟电厂通过实时监控和优化调度，实现对分布式能源和负荷的灵活管理，提供与传统电厂类似的调峰、调频和备用服务。VPP提高了分布式能源的利用效率，增强了电力系统的灵活性和可靠性，促进了能源的可持续发展。

用电侧未来将成为支撑电力系统电力电量平衡及稳定的重要力量。需求响应通过调控用电行为平衡供需；智能用电通过数据和智能控制优化用电；车网互动通过电动汽车与电网的双向能量交换提升电网灵活性；虚拟电厂通过整合分布式能源和可调负荷，实现更高效的能源管理和调度。这些技术在提高电网稳定性、优化能源利用和推动新能源发电比例提升具有重要意义。

1.4.6 储能

在传统电力系统中，储能技术主要应用于调峰调频和应急备用，典型的例子是抽水蓄能电站，虽然应用较少但仍然存在；而在新型电力系统中，新能源具有波动性和间歇性，储能系统可以在新能源发电过剩时存储电能，在发电不足时释放，平滑输出波动，提升新能源的利用率，还显著增强了电网的灵活性和可靠性，优化了电力资源的配置，因此，储能技术在新型电力系统中具有格外重要的地位，是实现智能电网和能源转型的核心支撑。

储能调频技术（Frequency Regulation with

Energy Storage Technology) 是一种利用储能系统快速响应电网频率变化,以维持电网频率稳定的技术。储能系统可以在毫秒级别内吸收或释放电能,补偿电力供需的不平衡,防止频率偏差过大导致的电网不稳定。这种技术特别适用于高比例新能源并网的低惯量电力系统中。

储能调峰技术 (Peak Shaving with Energy Storage Technology) 利用储能系统在电力需求低谷时储存电能,并在需求高峰时释放电能,以削减电力负荷峰值。此技术不仅能够减少高峰时期的电力需求压力,还可以平衡电力负荷曲线,降低电力系统的运行成本。储能调峰技术在缓解电网负荷压力、优化电力资源配置和提高电网运行效率方面发挥着重要作用,特别是在应对高峰负荷和紧急情况时尤为有效。

平抑季节性波动技术 (Seasonal Fluctuation Smoothing Technology) 通过长时间储能系统(如压缩空气储能、抽水蓄能等),将能源在季节之间进行转移,以应对季节性供需不平衡。比如,在风能和太阳能发电量较大的季节储存多余电能,并在发电量较少的季节释放储存的电能,确保能源供应的连续性和稳定性。该技术可以解决新能源季节性波动问题,有效提升能量的综合利用效率。

多类型储能协同与共享技术 (Multiple Types of Energy Storage Coordination and Sharing Technology) 通过整合多种储能技术(如电化学储能、机械储能、热储能等),实现不同储能系统的协同优化和资源共享。这种技术能够充分发挥各类储能系统的优势,提供更高效的能源管理和调度服务。多类型储能协同与共享技术可以在不同应用场景中实现灵活调度,提升储能系统的整体性能和经济效益,并促进能源系统的综合优化和高效运行。

储能调频技术通过快速响应电网频率变化维持电网稳定;储能调峰技术通过削减负荷峰值优化电力资源配置;平抑季节性波动技术通过长时间储

能平衡季节性供需不平衡;多类型储能协同与共享技术通过整合多种储能系统实现高效能源管理和调度。

1.4.7 数字化

电力系统中的数字化技术包括一系列利用数字化手段和工具来提升电力系统的监控、管理、优化和控制能力的技术。可以通过实时监测、智能分析和优化调度,提升电网的灵活性和适应性。相比传统电网,数字化技术能够更好地管理和利用风能、太阳能等能源,确保电能质量和供电可靠性。同时,它还能促进用户与电网的互动,使用户能够根据需求调整用电行为,从而更高效地使用电力资源。这些特点有效解决了传统电网在应对新能源波动性和管理分布式能源时的不足之处。

电网先进传感理论与技术 (Advanced Sensing Theory and Technology for Power Grid) 是一种利用先进传感器和传感技术,实现对电网运行状态的精确监测和数据采集的技术。通过先进的传感器网络,可以实时监测电网中的电流、电压、温度、振动等参数,为电网的运行和维护提供准确的数据支持。这种技术有助于提高电网的监控精度,快速发现故障和异常,提升电网的安全性和稳定性。电网先进传感理论与技术在大规模电网中尤其重要,因为它能够提供全面、精确的电网运行状态信息,支持智能电网的高效管理和运行。

电力能源装备智能感知技术 (Intelligent Sensing Technology for Power Equipment) 通过在电力设备上安装智能传感器,实时监测设备的运行状态和环境参数,如温度、湿度、振动、压力等。该技术利用传感器收集的数据,结合大数据分析和人工智能技术,对电力设备的运行状态进行评估和预测,及时发现潜在故障和异常情况。电力能源装备智能感知技术不仅提高了设备的运行效率和可靠性,还能够延长设备的使用寿命,减少维护成本,

确保电力系统的安全稳定运行。

基于全景信息的电网智能分析运行控制技术 (Smart Grid Operation and Control Technology Based on Panoramic Information) 通过整合电网的全景信息, 包括实时运行数据、历史数据、环境数据和市场数据, 利用大数据分析和人工智能技术, 对电网运行进行全面、深入的分析和预测。该技术可以实现电网的智能调度、优化运行和故障预测, 提升电网的运行效率和稳定性。基于全景信息的智能分析运行控制技术有助于应对复杂多变的电力市场环境和日益增长的电力需求, 支持新能源的高效利用, 推动智能电网的发展。

数字化是新型电力系统的重要特征。电网先进传感理论与技术通过精确监测和数据采集提高电网的安全性和稳定性; 电力能源装备智能感知技术通过智能传感器实时监测和预测设备状态, 提升设备运行效率和可靠性; 基于全景信息的电网智能分析运行控制技术通过整合和分析全景信息, 实现电网的智能调度和优化运行。这些技术在提升电网监控、优化设备管理方面具有重要意义。

1.4.8 碳排放核算与计量技术

电力系统中的碳排放计量技术旨在精确测量和管理发电、输电、配电及用电过程中的碳排放。这些技术通过先进的传感器、数据分析和实时监测手段, 提供详细的碳排放数据, 帮助电力企业和用户了解其碳足迹。通过精确的碳排放计量, 电力系统能够更有效地制定和实施减排措施, 推动低碳转型, 支持全球碳中和目标的实现。以下是几种关键的碳排放计量技术:

用电间接碳排放实时计量技术 (Real-time Measurement Technology for Indirect Carbon Emissions in Electricity Consumption) 通过实时监测用户的电力消耗, 计算其间接碳排放量。该技术利用智能电表和碳排放因子, 提供实时的用电碳排放数据。实时计量技术帮助用户及时调整用电行为, 减少碳排放, 优化能源使用效率, 支持智能电网和可持续发展。

基于电力大数据的全口径碳排放测算技术 (Comprehensive Carbon Emission Calculation Technology Based on Electricity Big Data) 通过收集和分析电力系统中的大数据, 全面计算各环节的碳排放量。该技术整合发电、输电、配电和用电等全生命周期的碳排放数据, 利用大数据分析和机器学习



习算法，提供精准的碳排放测算结果。这种测算技术支持政府和企业进行碳排放管理和决策，推动绿色能源转型和碳中和目标的实现。

低碳化是新型电力系统发展的重要目标之一。发电直接碳排放统计核算技术和发电直接碳排放实时计量技术帮助发电企业精确管理其碳排放；用电间接碳排放统计核算技术和用电间接碳排放实

时计量技术支持用户了解和优化其用电碳足迹；基于电力大数据的全口径碳排放测算技术通过综合分析电力系统的碳排放，为碳减排政策和措施提供数据支持。这些技术在应对气候变化、实现碳中和目标方面具有重要意义。



参考文献

- [1]. 全国工商联副主席、正泰集团董事长南存辉两会访谈 [EB/OL]. [2024-03-10]. https://www.cpn.cn/zt/zt2024/2024lhzt/lhhkt2024/202403/t20240310_1682968.html.
- [2]. British Petroleum. Statistical Review of World Energy 2021 [R/OL]. [2021-07-08] <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]. 舒印彪、康重庆. 新型电力系统导论 [M]. 北京: 中国科学技术出版社, 2022.
- [4]. BCG 中国气候与可持续发展中心. 中国碳中和通用指引 [M]. 北京: 中信出版集团, 2021.
- [5]. 张勋奎. 以新能源为主体的新型电力系统发展路线图 [J]. 分布式能源, 2021, 6(06): 1-8.
- [6]. 孔力, 裴玮, 饶建业, 等. 建设新型电力系统促进实现碳中和 [J]. 中国科学院院刊, 2022, 37(4): 522-528.
- [7]. 康重庆, 杜尔顺, 郭鸿业等. 新型电力系统的六要素分析 [J]. 电网技术, 2023, 47(05): 1741-1750.
- [8]. 康重庆, 杜尔顺, 李姚旺等. 新型电力系统的“碳视角”: 科学问题与研究框架 [J]. 电网技术, 2022, 46(03): 821-833.
- [9]. 舒印彪, 陈国平, 贺静波等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(06): 61-69.
- [10]. 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(08): 2806-2819.
- [11]. 辛保安. 抢抓数字新基建机遇 推动电网数字化转型 [J]. 电力设备管理, 2021(2): 17-19.



第 2 章 新型电力系统发展现状

新型电力系统正在全球范围内进行一场技术革命，这场革命的核心是新能源的广泛应用和电力系统的智能化、数字化转型。新型电力系统的发展已经成为实现可持续发展的关键途径，这不仅是一个技术进步的问题，更是一个关乎世界各国碳中和目标的全局性问题。

本章将探讨新型电力系统在国内外的的发展现状，将从全球视角出发，概述新型电力系统在各国的发展趋势，包括风光等新能源技术的快速发展，以及储能技术、智能电网、分布式发电等关键技术的创新。然后，本章将讨论新型电力系统在全球范围内面临的挑战，包括技术成本、电网稳定性、政策和法规的不确定性等。最后，本章将聚焦于中国，探讨新型电力系统在国内的发展情况。



WIND AND 02 SOLAR POWER

2.1

全球新型电力系统发展现状和趋势

2.1.1 全球电力系统规模

电力生产方面，2023 年发电装机容量前十名的国家依次为中国、美国、印度、日本、俄罗斯、德国、巴西、加拿大、韩国和法国，总装机容量约为 62.4 亿千瓦，约占世界总装机容量的 69%。

2023 年中国发电量位列世界第一，达到 9.3 万亿千瓦时，较 2022 年增长 6.8%，受电力消费不断增加和清洁能源利用水平持续提高的影响，火电与核电发电量占比基本持平，非水可再生能源发电量及发电占比快速增长，火电、水电、非水可再生能源发电量占总发电量的比例分别为 60%、20%、15.3%。美国发电量以火电为主，2023 年发电量约为 4.18 万亿千瓦时，比 2022 年下降了 1.4%。火电、核电、水电、非水可再生能源发电量占总发电量的比例分别为 60.1%、18.6%、5.7%、15.7%。日本发电量 2023 年发电量约为 1.02 万亿千瓦时，比 2022 年增长了 1.4%。火电、核电、水电、非水可再生能源发电量占总发电量的比例分别为 72.9%、6.9%、8.0%、12.2%。

电力消费方面，2023 年世界电力十大消费国依次为中国、美国、印度、日本、俄罗斯、德国、巴西、韩国、加拿大、法国，总消费电量约为 14.6 万亿千瓦时，约占世界总消费电量的 57%。

美国、法国电力消费以居民用电和商业服务业用电为主；日本、德国电力消费以工业和商业服务业用电为主；加拿大电力消费以居民、工业、商业服务业用电为主；韩国、印度、巴西、俄罗斯电力消费均以工业为主；中国电力消费以工业用电量为

主，占全社会用电量的 64.8%。

世界范围内新能源发展迅速。截至 2023 年，装机方面，全球光伏发电装机总量达到 14 亿千瓦，2010~2022 年装机容量年平均增速 30%。全球风电装机总量达到 10 亿千瓦，2010~2023 年装机容量年平均增速 14%。发电量方面，2023 年全球太阳能发电量达到 1.419 万亿千瓦时，风电发电量达到 1.071 万亿千瓦时。风光发电较 2022 年增长 26.14%；其中，亚洲、欧洲、北美洲风光发电量占全球主导地位，占比分别为 54.18%、21.89%、13.17%。在非水可再生能源方面，中国、美国、日本 2023 年非水可再生资源发电量占总发电量的占比为 11.41%、11.42%、9.78%。

化石能源增长趋缓。截至 2023 年，全球火电装机 45.2 亿千瓦。2010~2022 年，火电装机年均增速仅为 2%。其中，全球煤电新增装机呈明显下降趋势，2011~2016 年、2017~2022 年，平均每年新增煤电装机容量分别为 6700 万千瓦、3800 万千瓦；发电量增速也从 2011~2016 年的 5% 下降到 2017~2022 年的 3.28%，占总发电量比重从 66.17% 下降到 59.5%。

电力需求持续稳步增长，终端消费比重不断上升。2000~2023 年，全球用电量由 14 万亿千瓦时增长至 29 万亿千瓦时，年均增速 3%~4%；年人均用电量由约 2000 千瓦时增长至约 3240 千瓦时。欧洲、北美洲、大洋洲年人均用电量均超过世界平均水平，其中北美洲超过 1.3 万千瓦时。电能在终端能源消费比重不断提升，2023 年全球终端能源中电能比重约 20%。

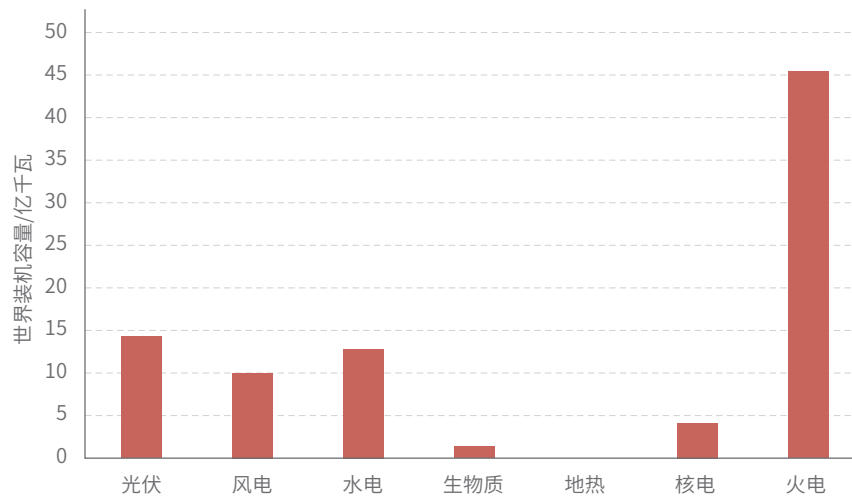


图 2.1 世界装机现状 (2023)

电网规模不断扩大，区域互联互通日益提升。20 世纪中期以来，全球电网规模不断扩大，相继形成了北美互联电网、欧洲互联电网等跨国互联大

电网，建成了 330 千伏及以上的超高压交直流输电系统。交直流电网电压等级不断提高，中国已建成世界上最高电压等级 1100 千伏的直流输电工程。



欧洲形成包括欧洲大陆、北欧、波罗的海、英国、爱尔兰洲级互联电网。北美洲形成北美东部电网、北美西部电网、美国得克萨斯州电网、加拿大魁北克电网和墨西哥电网五大互联电网。

碳排放不断增长，交通和电力部门增长显著。2023 年，全球能源相关二氧化碳排放量增长 1.1%，增加 4.1 亿吨，达到 374 亿吨。分部门看，交通部门排放增长位列第一，全球增长 2.4 亿吨，电力部

门排放增长 2 亿吨。2019 年至 2023 年期间，与能源相关的总排放量增加了约 9 亿吨。IEA 指出，排放主要来自化石燃料燃烧、水泥制造等工业领域，其中化石燃料发电量增长导致碳排放量增加约 1.7 亿吨，约占去年排放总增量的 40%。如果没有自 2019 年以来五种关键清洁能源技术（太阳能光伏、风能、核能、热泵和电动汽车）不断增长的部署，排放量增长将是目前的三倍。

2.1.2 全球能源电力技术绿色转型战略

1) 亚洲地区

亚洲是世界经济发展的重要引擎，经济社会发展全面绿色转型已经在亚洲形成共识，各国根据各自发展基础和阶段，提出了本国碳中和发展目标。中国宣布力争 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和，加快调整优化产业结构、能源结构，加快能源消费方式转变。日本力争 2030 年温室气体排放量比 2013 年减少 46%，并将朝着减少 50% 的目标努力，提出《2050 碳中和绿色增长战略》作为面向 2030 年以及 2050 年日本能源中长期发展规划的政策指南和行动纲领。韩国宣布将在 2050 年

前实现碳中和，发布《韩国 2050 年碳中和实施方案（草案）》，设定三个温室气体净排放量值估算方案。印度表示 2030 年计划实现 4.5 亿千瓦的新能源目标，发展氢能等新兴能源，加速新能源建设和数字化改造。印尼重视能源开发利用方式多样化，实施新能源工程，积极发展水电、地热能、太阳能等清洁能源。沙特阿拉伯发布《2030 愿景》、《国家转型计划》，积极推动发展油气和矿业、新能源、数字经济、物流等产业，将新能源发电占比提升至 4%。哈萨克斯坦积极转变高耗能发展模式，建立严格的排放限制和废弃物管理办法，力争到 2030 年温室气体排放量较 1995 年减少 30%。

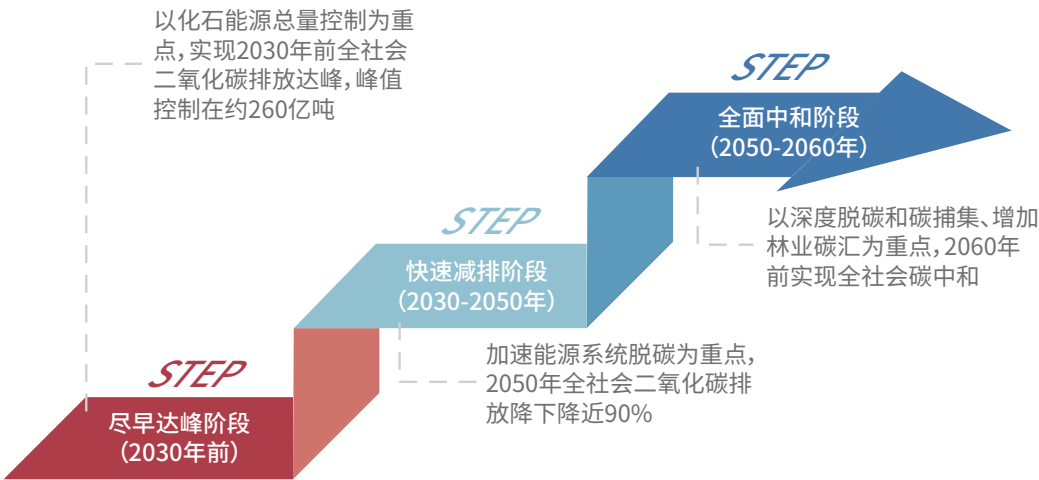


图 2.2 中国碳中和绿色发展战略图



预计亚洲碳达峰碳中和总体分为尽早达峰、快速减排、全面中和三个阶段。尽早达峰阶段（2030年前）：以化石能源总量控制为重点，实现2030年前全社会二氧化碳排放达峰，峰值控制在约260亿吨。快速减排阶段（2030~2050年）：加速能源系统脱碳为重点，2050年全社会二氧化碳排放下降近90%。全面中和阶段（2050~2060年）：以深度脱碳和碳捕集、增加林业碳汇为重点，2060年前实现全社会碳中和。在碳达峰碳中和过程中，电力系统在2050~2060年之间实现近零排放。用电量方面，受快速工业化、城镇化进程支撑，电力需求仍有较大上升空间。至2050年，年人均用电量增长至接近1万千瓦时。新能源装机方面，逐步形成清洁主导，2050年风光装机占比有望提升至80%以上。配置方面，构建西亚太阳能、中亚风光发电、东南亚水电等大型清洁能源基地开发外送通道，形成跨洲跨区广域电网互联，总体呈现“西电东送、北电南送，跨洲与欧洲、非洲和大洋洲互联”的格局。

2) 欧洲地区

欧洲在应对气候变化、促进清洁能源发展、区域一体化协同等方面走在世界前列，欧洲各国围绕碳中和积极开展行动，大力推动重大研究和行业创新发展，为实现绿色低碳发展奠定了坚实基础。欧盟推出《欧洲绿色新政》、《欧洲气候法》，以立法形式明确“2050气候中和”目标。欧盟将绿色发展和数字经济视为未来战略自主支柱和新经济增长点，重点在循环经济、新能源、节能建筑及低排放交通等领域，预计每年将新增2600亿欧元的投资，并制定和实施“欧洲产业未来新长期战略”，调整欧盟竞争政策使之更好地服务产业战略。芬兰计划在2035年成为世界上第一个实现碳中和的国家。奥地利承诺在2040年实现气候中性，在2030年实现100%清洁电力。德国发布“德国适应气候变化战略”、“适应行动计划”、《气候保护规划2050》、《联邦气候立法》、《可再生能源法》、《国家氢能战略》等一系列国家法律法规及长期战略规划。英国颁布《气候变化法案》，确定到2050年实现温室气体“净零排放”，启动500万英镑新研究计划，以帮助其适应气候变化，增强抵御能力。瑞士、挪威、爱尔兰、葡萄牙等国家纷纷宣布于2050年实现碳中和。

预计欧洲碳中和总体分为加速减排、全面中和两个阶段。加速减排阶段（2020~2040 年）：全面落实各项计划和政策，推动 2030 年前碳排放下降逐步加速，2040 年左右实现近零排放，全社会二氧化碳排放较当前水平下降 90% 以上。全面中和阶段（2040~2050 年）：以深度清洁替代与电能替代为重点，2045 年左右实现全社会碳中和。至 2050 年，通过保持适度规模的负排放，控制和减少历史累积碳排放量。用电量方面，伴随终端电能替代不断加深以及新兴用能负荷发展，欧洲年人均用电量水平持续提升，至 2050 年达到约 1.5 万千瓦时。新能源装机方面，风光装机占比持续提升，2050 年达到 80% 左右。配置方面，跨国输电容量继续扩大，满足北海、波罗的海和北极千万千瓦级风电基地送出需要，发挥北欧水电“欧洲调节池”作用，加强跨洲互联通道，总体呈现“洲内北电南送、跨洲受入亚非电力”的格局。

3) 北美洲地区

北美洲经济社会发达，区域合作紧密，经济一体化发展水平高，具有能源资源丰富、科技创新

能力领先、教育发展水平高等优势，也面临电力基础设施建设滞后、碳排放量大等挑战。近年来，北美洲战略扶持新兴产业发展，加速绿色转型。美国拜登政府提出美国将在 2050 年实现 100% 清洁能源经济和碳中和，以“绿色新政”为框架，依托技术创新、需求激发和基础设施投资三大支柱，通过向绿色经济转型拉动经济，创造就业。美国政府拟投资 2 万亿美元，用于基础设施、清洁能源研究和清洁技术创新等重点领域的投资。加拿大制定氢能国家战略。2020 年，加拿大自然资源部发布《加拿大氢能战略》，提出通过氢能基础设施建设和终端应用扩张，促进加拿大成为全球主要氢供应国，推动清洁能源转型。墨西哥能源部 2017 年公布了能源转型规划，制定了清洁能源生产发展的目标和战略，可再生能源占总发电量比例在 2036 年为 45%，2050 年为 60%。

预计北美碳中和总体可分为加速减排、全面中和两个阶段。加速减排阶段（2020~2040 年）：保持稳定的清洁能源发展政策，2030 年前碳排放从稳中有降向加速下降转变，2040 年左右实现近零排放，全社会二氧化碳排放较当前水平下降近





85%。全面中和阶段（2040~2050年）：推进深度清洁替代与电能替代，2045年前实现全社会碳中和。至2050年，通过保持适度规模的负排放，控制和减少历史累积碳排放量。在碳中和过程中，电力系统在2045年前实现净零排放。用电量方面，伴随终端电能替代不断加深、产业转型发展，北美人均用电量超过2万千瓦时。新能源装机方面，风光装机占比持续提升，2050年达到85%左右。配置方面，构建加拿大水电、美国中西部风电太阳能、墨西哥太阳能等大型清洁能源基地送出通道，加强跨国跨洲电网互联，总体呈现“洲内北电南送、中部送电东西、跨洲与中南美洲互济”的格局。

总体上，全球电力系统主要发展趋势为：消费侧，推动电能替代，以电代煤、以电代油、以电代气、以电代初级生物质促进电能消费。低成本的清洁能源电解水制氢促进终端能源使用深度脱碳。电

源侧，以集中式和分布式相结合的方式开发风电和太阳能，充分利用沙漠、戈壁，减少绿地和城市及其周边高附加值土地占用，优先开发资源条件优、经济性好的地区；严格控制煤电，优先发展气电核电；因地制宜、安全高效发展核电。配置侧，清洁能源大范围大容量配置与就地产销协同，实现多能源融合、跨时区互补、跨季节互济。

为应对全球气候变化和确保能源安全，许多国家/地区开始寻求向低碳发展模式转变，制定相应的发展战略、行动计划和政策措施。中、美、欧、日、英发展目标趋同，路线各异。新能源和清洁能源技术成为主要发展方向，除了部署氢能、核能等技术外，节能和储能技术也备受关注。欧盟、英美等在低碳领域积极创新、探索前沿技术，以此来抢占未来低碳经济科技制高点。

2.2

全球新型电力系统技术挑战及解决方案

2.2.1 亚洲区域—以日本为例

1) 现状与挑战

日本在太阳能和风能等新能源方面投入巨大。目前，日本的新能源发电量已经占到全国总发电量的 20% 以上，系统运行状态受新能源主导，其中太阳能发电量尤为突出，超过新能源发电总量的三分之一。在新型电力系统转型过程中，日本也面临着许多挑战。

新能源的利用效率低。由于地理条件的限制，日本的新能源资源分布不均，特别是太阳能和风能在不同地区的资源禀赋差异较大。例如，北部地区风力资源丰富，而南部地区太阳能资源更为充足。这种资源分布的不均导致了在全国范围内有效整合和利用新能源的困难。

电力系统的稳定性和安全性差。高比例的新能源并网会导致电网的不稳定，特别是在天气变化剧烈的情况下，太阳能和风能的发电量会出现大幅波动。这种波动性增加了电网的调度难度和运行风险，容易引发电力供应不足或过剩的情况，威胁到电力系统的可靠性和安全性。

电力成本高。高昂的新能源发电成本使得电价居高不下，影响了经济的可持续发展。尽管日本在新能源技术方面有显著进步，但太阳能和风能发电的初始投资和维护成本仍然较高。这不仅给电力消费者带来了沉重的负担，也限制了新能源的大规模应用和推广。

2) 技术解决方案

发展智能电网技术。日本通过发展智能电网技术来提升新能源的利用效率。智能电网可以实时监控和调整电力供需，确保电力系统的稳定运行。例如，东京电力公司（TEPCO）正在推进一个智能电网项目，利用先进的传感器和数据分析技术来优化电力分配和减少能源浪费。智能电网不仅能有效整合分布式能源，还能提高电网的抗风险能力，通过自动化控制和远程监控技术，快速响应电力系统的变化，预防和减少停电事故。

完善储能系统。储能系统能够在电力需求低时储存过剩电能，在需求高峰时释放，平衡电力供需。日本正在大力发展电池储能技术，并且在福岛县建立了世界上最大的锂离子电池储能系统之一，以平衡太阳能和风能的波动。除了电池储能，日本还在探索其他储能技术，如压缩空气储能和飞轮储能，以满足不同场景下的储能需求。这些储能系统不仅能平滑新能源发电的波动，还能提供紧急备用电源，提高电力系统的可靠性。

3) 政策和机制

设立新能源固定价格收购制度（FIT）。日本政府实施了 FIT 政策，通过高于市场价格的固定价格收购新能源电力，吸引了大量投资，推动了太阳能和风能等新能源的发展。FIT 政策的实施，为投资者提供了稳定的收益预期，激发了市场的投资热情，推动了新能源项目的迅速增长。同时，政府还在不断调整 FIT 政策，逐步降低收购价格，以反映技术进步带来的成本下降，确保政策的可持续性。

大力推动电力市场改革。日本正在推进电力市场改革，打破电力公司的垄断，增强市场竞争力和灵活性。例如，开放电力零售市场，允许更多企业和个人参与电力生产和销售，促进新能源的发展。通过引入市场竞争，电力价格变得更加透明，消费者有更多选择，这有助于降低电价，提高电力供应的效率和质量。此外，市场改革还包括建立电力交易平台，促进电力现货市场和期货市场的发展，增强电力市场的活力和弹性。

日本的经验表明，智能电网和储能系统是提高新能源利用效率和确保电力系统稳定的关键。政府的激励政策和市场机制改革也是推动新型电力系统发展的重要手段。通过智能电网技术实现电力系统的高效管理和优化配置，储能系统在平衡供需、应对波动方面发挥了重要作用。FIT 政策等激励措施保障了新能源投资，电力市场改革引入竞争机制，提高了电力供应效率和质量。日本在转型过程中，通过技术创新、政策激励和市场改革，克服了资源分布不均、电网不稳定和高成本等挑战，为其他国家提供了宝贵经验。

2.2.2 欧洲区域—以德国为例

1) 现状与挑战

德国是全球可再生能源发展的先锋，尤其在风能和太阳能领域发展迅速。截至 2023 年底，德国的新能源发电量已占总发电量的 50% 以上，其中风电和太阳能分别占比 20% 左右，新能源在某些时段几乎提供全部用电需求。在转型过程中，德国主要面临以下挑战。

电力系统平衡性和稳定性差。高比例新能源并网导致电力系统平衡和稳定运行的难题，特别是在风能和太阳能发电量大幅波动时。德国的风能和太阳能发电量受天气和季节影响显著，容易出现发电量过剩或不足的情况。尤其是在风力和阳光强烈的日子里，发电量可能远超需求，导致电网过载；而在风力和阳光较弱时，发电量则可能不足，难以满足需求。这种发电量的波动性增加了电网调度的难度，要求电网具有更高的灵活性和调节能力，以应对不稳定的电力供应。同时，还需要发展先进的预



测技术，以准确预测风能和太阳能的发电量，提前调整电网运行计划。

对社会经济的影响。能源转型对传统煤矿区的经济和就业带来冲击，需要妥善解决经济转型和就业安置问题。德国的许多地区，尤其是东部和西部传统煤矿区，长期以来依赖煤炭产业提供就业和经济支撑。随着能源转型政策的推进，煤矿关闭和煤电厂停运，不仅直接影响到大量工人的就业，还对相关产业链和地方经济带来冲击。因此，德国政府需要制定综合的经济转型和就业安置计划，包括职业培训和再就业支持，以帮助受影响的工人顺利转型。此外，还需投资发展替代产业，如新能源技术制造和服务业，以提供新的就业机会，支持地方经济的可持续发展。

电力价格波动大。高比例新能源发电导致电力价格波动剧烈，需要有效的市场机制来稳定电价。德国的电力市场受新能源发电量波动的影响，电力价格也随之剧烈波动。当新能源发电量高时，电力供应充足，价格可能大幅下降，甚至出现负电价；而在发电量低时，电力供应紧张，价格则可能飙升。这种价格波动对电力生产和消费都带来了不确定性，影响了电力市场的稳定性和可预测性。为此，德国需要建立健全的市场机制，如电力现货市场和期货市场，增强市场弹性和价格发现功能。同时，推动需求侧响应措施，通过激励用户在电价低时增

加用电，在电价高时减少用电，平滑电力需求，减轻电力价格波动对市场的冲击。

2) 技术解决方案

发展电力调度技术。德国通过发展先进的电力调度技术来应对高比例新能源并网带来的挑战。例如，德国电网公司（TenneT）采用了高效的电力调度系统，实时监控和调整电力供需，确保电力系统的稳定运行。TenneT 的调度系统利用先进的数据分析和预测算法，结合天气预报数据，准确预测风能和太阳能的发电量，并在发电量波动时快速调整电力调度计划。此外，TenneT 还开发了虚拟电厂技术，将多个分布式能源整合为一个整体，通过集中控制和优化调度，提高电网的灵活性和稳定性。

强调对需求侧的管理。德国推广需求侧管理，通过激励用户在电力需求高峰期减少用电，缓解电力供应压力。例如，提供动态电价，让用户根据电价波动调整用电时间。德国的需求侧管理项目包括智能电表的广泛应用，用户可以实时监测电价和用电量，合理安排用电时间，减少高峰期用电负荷。政府和电力公司还推出了多种激励措施，如高峰时段电价补贴和低谷时段电价优惠，鼓励用户在电价较低时段使用电力，从而平衡电网负荷，减少电力系统的压力。





推动跨国电力互联互通。德国通过与邻国的电力互联互通，实现更大范围的电力资源优化配置。例如，德国与丹麦、荷兰等国建立了跨国电网，平衡电力供需，增强电力系统的稳定性。跨国电力互联互通不仅能在本国电力供应不足时从邻国进口电力，还能在电力过剩时向邻国输出电力，优化电力资源的利用。德国参与的北海电网互联项目（North Sea Wind Power Hub）就是一个典型案例，通过将北海周边国家的风电资源整合，建立跨国电网，提升风电利用效率，稳定电力供应。

3) 政策和机制

制定全国能源转型政策。德国政府实施了能源转型政策，明确了退出核电和逐步减少煤炭使用的目标，并通过新能源法（EEG）等法律保障新能源的发展。能源转型政策涵盖了从发电、传输到消费的各个环节，强调能源效率和新能源的利用。政策还包括对新能源技术的研发支持、基础设施建设投资以及公众教育和宣传，提高全社会对新能源的认知和接受度。

建立碳排放交易体系（EU-ETS）。德国积极参与与欧盟碳排放交易体系，通过市场机制推动减排，提高碳排放成本，促进企业减少碳排放。EU-ETS为企业设定了碳排放上限，超过上限的企业需购买碳排放配额，未达到上限的企业可以出售剩余配额。通过碳排放交易，企业有动力投资清洁技术，减少碳排放。德国在 EU-ETS 框架下，进一步制定了国家碳减排目标和政策，推动各行业的减排工作。

实施新能源补贴政策。德国政府为新能源发电提供上网电价补贴，激励新能源项目的发展。例如，风电和太阳能发电项目可以获得固定电价补贴，确保项目的经济可行性。补贴政策不仅吸引了大量私人和企业投资，还促进了技术进步和成本降低。德国的补贴政策根据市场变化和技术进步进行动态调整，逐步降低补贴水平，确保政策的可持续性和财政负担的可控性。

德国的经验表明，先进的电力调度技术、需求侧管理和跨国电力互联互通是应对高比例新能源并网挑战的有效手段。同时，能源转型政策、碳排

放交易体系和新能源补贴政策也是推动新型电力系统发展的重要手段。通过这些措施，德国不仅成功提升了新能源的利用效率，确保了电力系统的稳定运行，为其他国家提供了宝贵的经验和借鉴。

2.2.3 北美洲区域—以美国为例

1) 现状与挑战

美国不同地区的发展阶段有所差异。例如，加利福尼亚州和纽约州已经实现了高比例的新能源并网，而中部和南部一些地区仍以传统化石燃料为主。截至 2023 年底，美国的新能源发电量占全国总发电量的 20% 以上，其中风能和太阳能发电量分别占比 6% 左右。以下为美国在新型电力系统升级所面临的挑战。

电网的灵活性和稳定性不足。高比例新能源并网需要提升电网的灵活性和稳定性，以应对风能和太阳能发电量的波动。随着风能和太阳能在美国能源结构中占比的增加，电网需要能够快速响应和调

整，以应对这些能源的间歇性和不稳定性。当前的电网基础设施多为集中式设计，难以灵活应对分布式新能源的接入。

新能源资源分布不均。美国各地区的新能源资源禀赋差异较大，需要优化资源配置。例如，德克萨斯州和中西部地区风力资源丰富，加利福尼亚州和西南部地区太阳能资源充足，而东北部和东南部地区的新能源资源相对较少。这种资源分布的不均衡导致了各地新能源发展的不平衡。为优化资源配置，美国需要加强全国范围内的电力传输能力，建设高效的跨州输电网络，将资源丰富地区的新能源输送到资源匮乏的地区。

气候变化带来的极端天气影响。气候变化导致极端天气事件频发，对电力系统造成冲击，需要提升电力系统的韧性。美国近年来频繁遭遇极端天气事件，如飓风、热浪和寒潮等，对电力基础设施造成了严重破坏，导致大范围停电和电力供应中断。为应对气候变化带来的挑战，美国需要加强电力基础设施的抗灾能力，改进电网设计，提升电网的韧性和恢复能力。





电力市场监管和政策协调难度大。美国各州的电力市场监管政策不一，需要协调统一，以促进新能源的发展。美国的电力市场分为多个区域，每个区域的监管政策、市场规则和电价机制各不相同，导致了政策执行的碎片化和市场运行的复杂性。这种不一致性阻碍了全国范围内的新能源发展和电力资源的高效利用。

2) 技术解决方案

发展先进电网技术和储能系统。美国通过发展先进的电网技术提升电网的灵活性和稳定性。例如，加利福尼亚州电力公司（PG&E）正在实施一项智能电网计划，利用先进传感器和大数据分析技术优化电力调度。智能电网能够实时监控电力需求和供应，快速响应变化，预防和减少停电事故。同时大力发展储能系统，特别是在太阳能和风能资源丰富的地区建设大规模电池储能项目。例如，特斯拉在内华达州建设了全球最大的锂离子电池储能系统，这些储能系统能够在电力需求低时储存多余电能，在需求高峰时释放，平衡电力供需，缓解电

网压力。

推广分布式能源。美国推广分布式能源系统，减少对集中式电力系统的依赖，增强电力系统的韧性。例如，德克萨斯州的社区太阳能项目，通过建设小型太阳能发电站为社区供电，提高能源利用效率。分布式能源系统不仅能减轻集中式电网的负担，还能提高能源的本地化利用率，减少能源传输损耗，增强社区在极端天气和紧急情况中的能源自给能力。

3) 政策和机制

实施新能源投资税收抵免（ITC）和生产税收抵免（PTC）。美国政府实施了一系列激励政策和补贴计划，推动新能源项目的发展。例如，太阳能和风能项目可以获得税收减免和补贴，降低项目成本，吸引更多投资。ITC 和 PTC 政策为投资者提供了稳定的收益预期，促进了新能源技术的快速发展和应用。

设立气候政策。美国政府积极应对气候变化，通过制定严格的碳排放标准和鼓励清洁能源发展来减少温室气体排放。例如，《清洁电力计划》（Clean Power Plan）旨在通过限制电厂碳排放，推动各州增加新能源发电比例。此外，政府还推动了碳排放交易体系的建立，通过市场机制引导企业减少碳排放，投资清洁技术，促进低碳经济的发展。

推动电力市场改革。美国正在推进电力市场改革，鼓励市场竞争和创新。例如，开放电力市场，允许更多企业和个人参与电力生产和销售，促进新能源的发展。通过市场竞争，提高电力生产和供应的效率，降低电力成本，促进新能源的广泛应用。此外，电力市场改革还包括建立电力交易平台，促进电力现货市场和期货市场的发展，增强电力市场的活力和弹性。

美国的经验表明，先进电网技术、储能系统和分布式能源系统是提升电网灵活性和稳定性的重要手段。通过智能电网和大规模储能项目的实施，美国提高了新能源的利用效率，增强了电力系统的稳定性和抗风险能力。同时，政府的激励政策和电力市场改革也为新能源的发展提供了有力支持。ITC 和 PTC 政策有效降低了项目成本，吸引了大量投资，而市场改革则促进了竞争和创新，提高了电力供应的效率和质量。此外，美国在气候政策方面的积极行动，通过严格的碳排放标准和市场机制推动了低碳经济的发展。总体而言，美国在新型电力系统转型过程中，通过技术创新、政策支持和市场机制改革，逐步克服了电网不稳定、资源分布不均和极端天气带来的挑战。



2.3

中国新型电力技术发展现状

低碳清洁能源生产技术持续进步。在煤炭清洁高效灵活智能发电方面，中国已经实现了大规模煤炭超低排放技术的应用，可以将二氧化硫、氮氧化物等主要污染物排放量控制在国家排放标准以下；已经在超临界和超超临界技术上取得了突破，提高了燃烧效率和热能利用率，减少了燃烧产生的污染物排放；已经在先进的控制系统、灵活调度等方面取得了突破，提高了发电机组的灵活性和智能化水平，为应对市场需求的变化和电力系统的调度要求提供了保障；已经在绿色煤炭领域取得了一定的成就，例如开发利用煤层气、煤矸石发电等技术，将废弃资源转化为新能源，同时减少了煤炭开采对环境的影响。在先进风电和太阳能利用技术方面，中国作为全球最大的风力和光伏发电国家，已经在10兆瓦级风机、双馈变流器等技术方面实现了突破，大幅提高了风机的效率和可靠性；已经在单晶、多晶、发射极及背面钝化等技术方面实现了突破，大幅提高了光伏电池的转换效率，同时降低了生产成本；此外，中国也已经在光热发电技术方面也有所突破，例如实现了高温太阳能热发电、中温盐媒体热发电等技术的应用。在负碳生物质技术方面，中国的生物质发电技术已经逐渐成熟，包括直接燃烧和气化两种方式；生物质锅炉和生物质热泵技术也在中国得到了广泛应用，用于供暖、生产和制冷等领域；生物质燃料技术在中国也得到了较为广泛的应用，生物柴油、生物乙醇等燃料正在逐渐替代传统的化石燃料。在氢能技术方面，中国在氢能储存、氢能传输、氢能燃料电池等技术领域取得了一定进展；此外，还在联合国氢能技术平台、亚太经合组织氢能合作等国际组织中发挥积极作用。在核能技术方面，中国已经开发了第三代核电技术，具备非常高的安全性和可靠性，同时也在积极进行第四代核电技术的研究和开发，如钍基熔盐反应堆和

快中子反应堆等。

安全高效的能源网络技术稳步发展。在高比例新能源并网支撑技术方面，中国已经在适应高比例新能源并网的电网优化规划技术、大规模集群风电和光伏并网控制技术、分布式新能源并网技术、电力系统精细化管理调度技术、高比例新能源并网后的电网控制技术等方面积累了大量技术储备。在新型电能传输技术方面，中国在特高压交直流输电等方面取得了领先世界的成果，建成世界电压等级最高、规模最大的交直流远距离输电体系，以适配中国能源供给和需求的空间分布，在柔性直流输电、智能化输电技术等方面同样取得了重要进展。在新型电网保护与安全防御技术方面，中国相关科研机构已经提出了一系列针对未来电力系统的新型保护方案，并提高保护技术的数字化水平，提高电力系统保护的可靠性和精确性；已经提出了一系列安全防御技术方案，并建立了智能电网安全保障中心，引入大数据和人工智能等技术手段，实现对电网安全态势的实时监测和分析，提高了电网安全防御的能力。

能源高效利用技术持续提高。在柔性智能配电网技术方面，中国在智能变电站、智能用电终端、智能配电网等领域研发了一系列新技术和新产品，增强配电网的可观性和可控性，提高电能质量，提高电能终端利用效率，促进消纳新能源的灵活性。在智能用电与供需互动技术方面，中国已经形成了大规模的智能电表和智能家居市场。智能电表通过实时监测电力的用量和用电负荷情况，提供用电数据的分析和预测，为用户提供更加准确的用电量统计和能源管理服务；智能家居则通过智能化的控制系统，实现家电设备的智能化控制和协调，使得家



庭用电更加便捷和高效。中国已经建成了大规模的新能源电力调峰电力市场，用于实现电力系统供需互动。在分布式低碳综合能源技术方面，中国分布式新能源发电已经形成了雄厚的技术积累，并获得广泛推广。终端用能的综合能源系统也取得较大成效，通过能量的梯次利用，提高能源利用效率，降低碳排放，建设了一系列综合能源示范园区。在电气化交通方面，中国具备领先的技术水平和实践经验，全国电气化高速铁路里程遥遥领先、电动汽车年销量和保有量飞速增长。

能量高效存储技术快速发展。在电化学储能方面，中国企业在锂离子电池技术领域取得了很多进展，已经成为全球领先的制造国，在锂离子电池安全性、耐久性和成本方面也有了很大的提升，使得锂离子电池应用范围更广；其他电化学储能技术如钠离子电池、液流电池等技术，也在积极技术发展中。在机械储能与电磁储能技术方面，中国在抽水蓄能、压缩空气储能、飞轮储能等技术方向上积极开展布局，已经建成了多座规模较大的抽水蓄能电站，并开展了压缩空气储能电站的建设工作；在超导储能、电容储能等方向上也具备一定的研究基础，开展超导储能示范、研发高性能电容器等。在异质能源存储技术上，在储热罐、热泵、热储系统、氢储存材料的研究和应用等方面均取得了较大

的进展。在云储能技术方面，在储能资源聚合共享、协同控制、价值分配的相关技术上已经取得了初步的研究成果。

数字化支撑技术进步显著。在电网先进传感理论与技术方面，中国开展了微机械微结构 (Micro-Electro-Mechanical System, MEMS) 传感、磁场 / 电流传感、光传感及传感器融合集成关键技术等多方面的研究工作，为实现电网全景信息智能感知奠定了一定的基础。然而，中国本土企业智能传感器产值较小，与制造业大国地位不匹配，在高性能先进传感器方面更是受制于人。在电力能源装备智能感知技术方面，国内清华大学、西安交通大学、华北电力大学、重庆大学、武汉大学、中国电力科学研究院、平高集团等开展了大量电气装备状态诊断的研究，为发展智慧电力能源装备奠定了一定的基础，但当前对于电力装备的智能化感知程度仍存在不足，且基于采集信息的处理与分析技术不够成熟。在基于全景信息的电网智能分析运行控制方面，中国在数据驱动的电力系统稳态分析与控制、数据驱动的电力系统暂态分析和故障分析、数据驱动的电力用户侧分析等研究方向上均取得了一定成果，但在技术成熟度和实际应用方面仍然需要持续努力。

参考文献

- [1].IRENA. World Energy Transitions Outlook 2022[R]. Abu Dhabi: International Renewable Energy Agency, 2022.
- [2].WEF. Fostering Effective Energy Transition 2023[R]. Geneva: World Economic Forum, 2023.
- [3].GEIDCO. The Path to Global Carbon Neutrality [M]. Beijing: China Electric Power Press, 2021.
- [4].GEIDCO. ESCAP, ACE. Energy interconnection in ASEAN[R]. Bangkok: ESCAP, 2018.
- [5].GREENBLATT J B, BROWN N R, SLAYBAUGH R, et al. The future of low-carbon electricity[R]. Palo Alto: Annual Reviews, 2017.
- [6].ENTSO-E. Connecting Europe: electricity[R]. Brussels: ENTSO-E, 2018.
- [7].SAARC. Harmonizing transmission grid codes of SAARC member states to combat regulatory challenges for intra-region power trading / interconnections[R]. Islamabad: the South Asian Association for Regional Cooperation, 2015.
- [8].ESCAP. Electricity connectivity roadmap for Asia and the Pacific[R]. Bangkok: The Economic and Social Commission for Asia and the Pacific, 2019.
- [9].IDB. The Energy Sector-Opportunities and Challenges[R], Inter-American Development Bank, 2016.
- [10].SAPP. Southern African Power Pool Annual Report 2020[R], Southern African Power Pool, 2020.
- [11].EIA. Annual Energy Outlook 2018 with projections to 2050[R], Energy Information Administration, 2018.
- [12].APERC. APEC Energy Demand and Supply Outlook 7th Edition[R]. Tokyo: Asia Pacific Energy Research Centre, 2019.



第 3 章 高比例新能源并网支撑技术

高比例新能源并网是新型电力系统实现降碳的前提，风光等新能源往往通过电力电子装置并网，与常规火电、水电、核电等同步机具有不同的特性。随着中国新型能源体系的稳步建设，电网中传统电源逐渐退出、占比日益降低，电力系统实现碳中和时，风光等新能源电量比例将占 70% 以上，而常规同步机组电量比例则下降至 30% 以下。大规模高比例新能源接入给电网的安全稳定运行带来的挑战也越来越大，因此，需要研究适应于新能源并网的支撑技术。本章从源侧介绍能够提升新能源消纳能力、支撑系统稳定安全的新型技术——高比例新能源并网支撑技术。该技术能够改善新能源自身出力随机性、波动性问题，支撑新能源逐步具备与主体电源地位相匹配的支撑与调节能力，提升系统友好特性，是电力系统实现碳中和的必要技术。本报告中主要关注新能源相关的技术发展，氢能发电技术以及绿色化石能源技术将在其他平行报告中详细分析。



WIND AND 03 SOLAR POWER

3.1

关键支撑技术简介

为助力实现碳达峰、碳中和，大量新能源不断被并入电网，电力系统将呈现出高比例新能源占比的特点。然而，以风光为主的新能源发电单元本身电网支撑能力弱、抗干扰性差，虽然目前基于其电力电子装置的灵活控制，得以实现低电压故障穿越等功能，但其电网支撑和调节能力与传统同步发电

机相比还有很大不足。新能源并网支撑技术如表 3.1 所示，主要包括新能源多时间尺度高精度功率预测技术、新能源并网网源协调控制技术、系统友好型新能源电站可靠替代技术、构网型新能源电站主动支撑技术、灵活可控型新能源光热发电技术。

表 3.1 高比例新能源并网支撑技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
1. 新能源多时间尺度高精度功率预测技术	建立气象预报数据与功率数据之间的映射关系，提前预知一段时间内（七天、日前、日内、超短期等）逐时刻的新能源功率	指导电力调度部门制定科学合理的调度计划，提升新能源消纳能力及并网稳定性，达到系统安全性约束条件下的最佳经济性	为电力系统运行提供决策边界，应用于不同时间尺度的电力系统调度计划制定中
2. 新能源并网网源协调控制技术	对新能源场站进行一体化整合、集中协调控制，对外响应上级调控指令，对内协调控制各新能源场站	实现新能源场站在线有功控制、无功电压调整、运行优化和本地安全策略，保障系统安全稳定运行	应用于风电、光伏等新能源场站并网的稳态运行控制，实现不同场站、场站与电网之间的协调运行
3. 系统友好型新能源电站可靠替代技术	通过配置储能等方式，提高新能源频率主动支撑能力；通过配置调相机设备，维持系统电压稳定、提供短路容量	确保新能源具备主动支撑控制能力、具备接近或高于同步电源的控制特性，支撑系统的电压、频率稳定以及提供备用容量	应用于风电、光伏等新能源场站并网的暂态运行控制，提升场站暂态的支撑能力
4. 构网型新能源电站主动支撑技术	建立新能源并网变流器功率和内电势之间的数学联系，使变流器自生内电势表现为受控电压源特性	突破新能源场站依赖锁相环同步的电流源控制模式，提高新能源并网变流器的电压、频率支撑能力	应用于风电、光伏等新能源场站并网的暂态运行控制，实现新能源场站对传统火电机组的外特性模拟
5. 灵活可控型新能源光热发电技术	由聚光集热环节、储热环节以及发电环节组成，经过“光能—热能—电能”的转化过程实现发电	定位于灵活调节电源和基荷电源，作为调节支撑性电源形成多能互补的开发建设形式	应用于与大规模风光打捆的光热电站并网的运行控制

系统友好型新能源电站可靠替代技术、构网型新能源电站主动支撑技术以及灵活可控型新能源光热发电技术是功能提升类技术。系统友好型新能源电站可靠替代技术通过为新能源场站配置储能或调相机，构网型新能源电站主动支撑技术通过提升新能源并网换流器自身特性，确保新能源场站具备电压、频率支撑功能，实现新能源并网从“被动适应”转变为“主动支撑和自主运行”，灵活可控

型新能源光热发电技术则是通过灵活调节电源和基荷电源，与支撑性电源形成多能互补；新能源并网网源协调控制技术和新能源多时间尺度高精度功率预测技术是底层支撑类技术，前者从调度层面实现对新能源场站的在线控制及运行优化，后者通过精准预测新能源出力特性控制新能源不确定性，这两类技术共同保障功能提升类技术可靠应用。

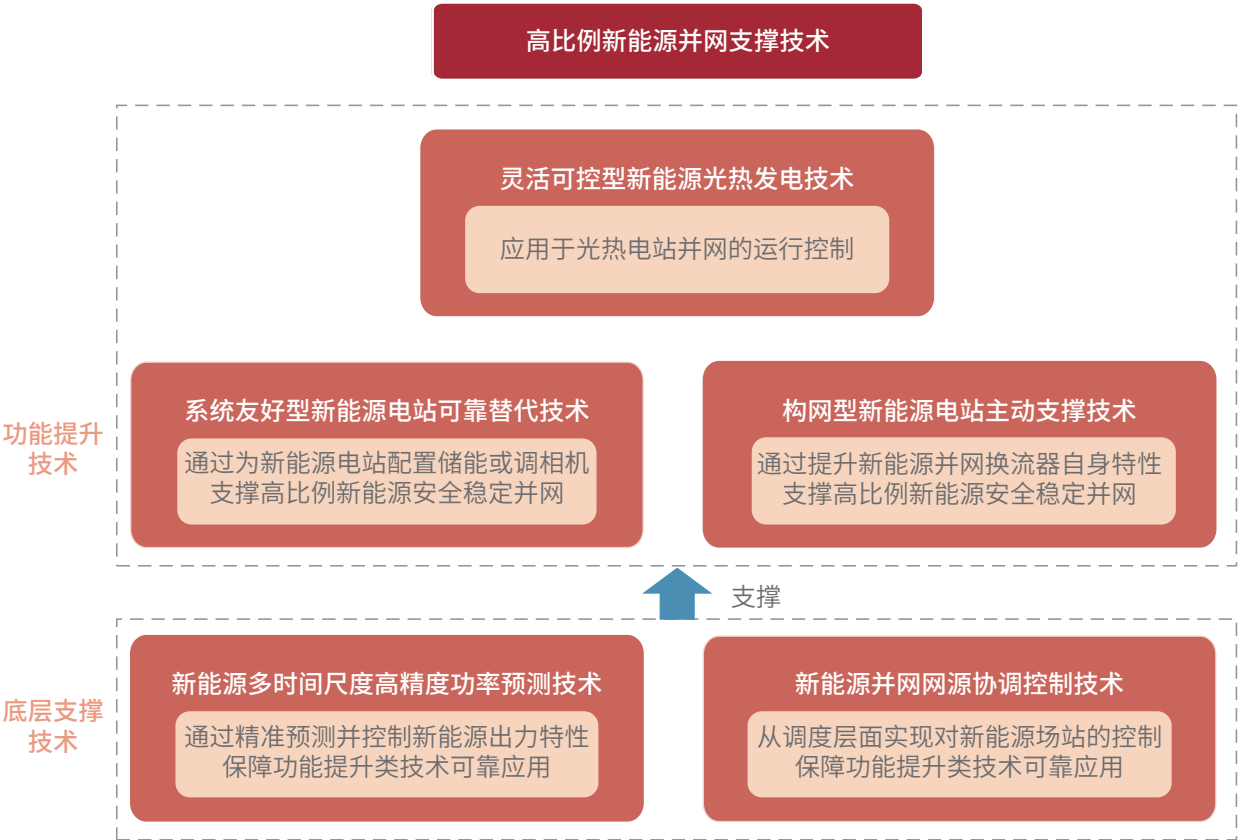


图 3.1 高比例新能源并网支撑技术体系

3.2

新能源多时间尺度高精度功率预测技术

3.2.1 关键技术

风电和光伏发电受气象因素、日夜周期等因素影响较大，具有强波动性、间歇性、随机性。高比例新能源电力系统将发电跟踪负荷的单向匹配转变为供需双侧的双向动态匹配，新能源发电功率预测是双向动态匹配的基础，未来发展方向是研究空间分辨率更高、时间间隔更小、精度适用性更强的新能源发电功率预测技术，支撑电力供应与需求的精准双向匹配，指导电力调度部门制定科学合理的调度计划，提升风 / 光伏发电消纳能力，同时通过控制新能源不确定性对电力系统造成的影响，提升新能源并网稳定性和可靠性。

新能源功率预测技术使用新能源场站基础信息、功率、气象信息（风速、太阳辐照度）等动态数据，建立气象预报数据与功率数据之间的映射关系（即功率预测模型），进而根据气象预报或实测功率等输入数据，提前预知未来一段时间内（七天、日前、日内、超短期等）逐时刻的新能源功率，有助于电力调度机构调整机组的组合方案，优化常规电源机组发电计划，根据超短期预测结果滚动调整日发电计划，达到系统安全性约束条件下的最佳经济性。

3.2.2 发展现状

国外从 20 世纪 90 年代开始新能源功率预测的研究与应用工作，提出了物理预测方法、统计预测方法和混合预测方法，并得到了广泛应用，在商业化的数值天气预报服务方面有充分的积累和技术

优势。美国、德国、西班牙、丹麦、英国等风电功率预测技术较为成熟。

中国风电功率预测工作刚刚起步。中国气象局、中国电力科学院有限公司、清华大学以及华北电力大学等机构在新能源功率预测领域进行了大量研究，开发了适应中国新能源特点的预测系统，这些预测系统在超短期、短期和中长期等不同时间尺度上建立了较为完善的预测模型，涵盖了基于多数据源的统计方法、结合微尺度气象和计算流体力学的物理方法，以及自适应组态耦合风电功率预测方法等多种技术手段。目前，中国已经形成了一套较为完备、有效的新能源功率预测体系，使用了多种预测方法建立了混合式的新能源功率预测模式，解决了新能源电站历史数据丢失、风电场 / 光伏电站情况较为复杂的难题，具有自主知识产权的新能源功率预测系统已覆盖各网的省级电力公司、新能源场站，在很大程度上提高了新能源电站的综合经济效益。未来可融合数值天气预报、数据挖掘、人工智能等技术，不断提高新能源功率预测精度。

3.2.3 技术挑战

目前，中国数值天气预报系统（Numerical Weather Prediction, NWP）时间分辨率为小时级别，预测结果较为粗糙，而且对实际地形地貌造成的风速、光照等方面影响考虑较少。亟需研究分区精细化建模技术，研究分析多维混合气象下地形、云层分布、气象条件、风机尾流效应对电站有功出力的影响。

新能源功率预测技术普遍采用“离线建模、在

线预测”的运行模式，存在预测模型更新不及时、不能实时响应新能源电站运行状态等问题，尤其是当新能源电站环境参数和运行参数等发生较大变化时，模型预测精度可能出现明显下降。亟需研究“在线建模、实时调整、集中分布”的在线互动预测技术，动态调整模型的行为与参数。

过往在进行新能源电量预测时，长期预测往往从资源评估角度关注年发电小时数，短期预测则从

电网安全运行和实际消纳最大化等角度关注日前、日内等短期或超短期功率，而以季、月维度的新能源中长期电量预测受关注较少。但从已开放现货省份的运行情况来看，新能源中长期的电量预测无论是从电网运行角度还是从新能源企业经营角度，都具有必要性。需采取气候动力与气候统计相结合的方法，研究实现涵盖超短期、短期、中长期、长期的多时间尺度发电量预测技术。

3.2.4 示范工程

目前中国电力科学研究院研发的 WPFS Ver1.0 预报系统和清华大学研发的风功率综合预测系统基本达到了国外同等水平，已接入多个风电场开展示范应用。

专栏 WPFS Ver1.0 预报系统

WPFS Ver1.0 预报系统结合了历史气象数据、风电数据以及风机数据，通过物理建模（针对新建风电场）和统计方法（针对已建风电场）建立预测模型。该系统基于欧洲商用全球模式的气象数据，结合微观选址技术，并针对不同地区特点的参数化方案，通过大型计算机的模式计算优化，最终生成微观尺度的数值天气预报（NWP），提供短期（0~24 小时）和超短期（0~4 小时）的风电功率预测。该系统已在全国 11 个省区的近 50 个风电场进行建模预测，并在这些地区得到了实际应用，模型的适用性得到了广泛验证。以吉林省电网的查干浩特、长岭王子、双辽瑞丰、洮北、洮南和同发等 6 个风电场为例，其功率预测结果显示：单个风电场的输出功率预测均方根误差在 16% 至 19% 之间，而全省 6 个风电场的总输出功率预测均方根误差为 11.67%。



清华大学开发的风功率综合预测系统是国内首个由气象服务部门提供永久性 NWP 服务的风功率预报系统。该系统最初应用于内蒙古的风电功率预测，采用美国 MMD5 中尺度模式进行数值天气预报（NWP）。系统支持风电场、区域和省网三种预测场景，并考虑了雨、雪、扬沙、低温等极端天气因素。该系统提供短期（0-24 小时）和超短期（0-6 小时）的功率预测，其中超短期预测参考 NWP 数据，并采用自回归滑动平均模型法、回归分析法和人工神经网络法进行预测。系统预报误差小于 3%。此外，该系统还支持预报员向导和风速统计分析功能。目前，该系统已接入多家风电场，并直接连接内蒙古调度中心的能量管理系统，为电网运行提供参考。

3.2.5 发展展望

新能源多时间尺度高精度功率预测技术呈现出较快发展的速度。在碳达峰及平台期，中国数值天气预报系统时间分辨率显著提升，且能兼顾考虑实际地形地貌造成的风速、光照等方面影响，分区精细化建模技术较为成熟；基于人工智能的新能源多时间尺度高精度功率预测系统基本建成，“在线

建模、实时调整、集中分布”的在线互动预测技术普遍应用。

在快速减排及碳中和期，涵盖超短期、短期、中长期、长期的多时间尺度高精度新能源资源评估和功率预测技术取得全面突破，能够适应新能源电站环境参数和运行参数变化，高精度的功率预测数据支撑高比例新能源下电力系统的调度运行，为新能源场站参与电力市场提供强有力的支撑。

3.3

新能源并网网源协调控制技术

3.3.1 关键技术

电力调度优化是提高新能源并网稳定性、确保新能源并网消纳的一种有效方式。风、光发电的随机性与波动性增加了电网调度的难度,面向常规火电、水电等确定性电源的调度运行技术难以适应高比例新能源接入,需要将风电场、光伏电站进行一体化整合、集中协调控制,对外响应上级调度中心的调控指令,配合大电网完成风、光、火、水协调调度和紧急控制;对内协调控制各风电场、光伏电站、无功补偿设备等,实现风、光基地内部的在线有功控制、无功电压调整、运行优化和本地安全策略,从而保障电力系统安全稳定运行。

3.3.2 发展现状

国内外相关机构对计及风/光发电不确定性的优化调度问题开展了深入的研究,提出了以随机规划与鲁棒优化方法为代表的理论方法,丰富与发展了电网调度的理论体系。在实践上,欧美国家通常借助市场手段,一方面,允许市场参与者在更短时间内进行交易,促进最新预报结果的利用,增强市场交易的灵活性;另一方面,通过市场手段配置调频、调峰容量,平衡预测误差提高供电的安全性与可靠性。

在国内,多所高校针对新能源并网网源协调控制技术开展了深入研究,部分研究成果已示范应用。清华大学在主动配电网区域协调调控和分布式自治控制方面开展了具有创新性的研究,并开发了配电网高级应用软件。华北电力大学开发了一种预

测型直流附加控制方法以及涉网保护定值的全局优化策略,成功实现了对多断面输电能力的最大化利用。这种方法有效抑制了风光电外送通道的无功功率大幅波动,并减少了送端电网的频率波动和弱阻尼振荡,显著提升了电网的电压支撑能力。与此同时,该团队还研制出一体化的智能安全稳定控制装置,并成功应用于河西走廊千万千瓦级的新能源基地,实现了源网的协调控制。

3.3.3 技术挑战

风光等新能源与常规电源打捆接入及外送已成为中国新能源开发的主要格局。当前,异特性多类型机组联运的控制复杂性问题、强刚性风火联运源端系统应对新能源发电波动性难题是实现源端系统有功优化运行的关键技术难题,亟需研究提高中国风光火互济系统整体效益的协同控制技术,配合大电网完成风、光精细化协调调度和紧急控制,使得风、光发电资源与火、水等常规能源协调,区域互联电网之间协调。

新能源场站功率控制系统作为大规模新能源并网协调控制的关键执行单元,其性能直接决定了大规模新能源协调控制的效果。然而,当前新能源场站功率控制技术常常难以满足预期要求,尤其在风电场方面。有功功率控制常常超限,无功电压控制时风机通常不参与,这直接影响了电网对新能源的接纳能力。迫切需要提升新能源场站的控制能力,在主动感知电网运行需求的基础上,研究新能源场站集群协同主动支撑电网调峰、主动平抑有功功率、主动提升新能源消纳能力、主动支撑电网一次调频、惯量响应、快速调压等关键技术。



3.3.4 示范工程

专栏 河西走廊千万千瓦级风光电集群源网协调控制系统示范工程

中国新能源并网网源协调控制技术已实现示范应用。在河西走廊首次建成了千万千瓦级风光电集群源网协调控制系统示范工程，共接入敦煌、酒泉等 5 个协调控制主站，瓜州、玉门等 40 个控制子站，覆盖河西走廊 84 个风电场（1282 万千瓦）、154 个光伏电站（807 万千瓦）、4 个火电厂（240 万千瓦）和 1 座特高压直流换流站，建成了包含 44 座测风塔，18 座测光站的风光资源实时监测网络与数据平台。系统自 2015 年投运后，甘肃电网未发生大规模风光电脱网事故，同时提升河西风光电基地交直流外送输电能力超过 200 万千瓦，弃风弃光率分别由 39%、31% 降低到 18.9%、10.1%，推动了风光电场站并网调度管理技术进步。

该项目采用风光电源与常规电源正常状态有功 - 无功自适应和紧急状态相互协调的全场景源源控制方法，采取集群内部的在线有功控制、无功电压调整、运行优化和本地安全策略，实现了多断面输电能力尽限利用，有效抑制了风光电外送通道无功大幅度波动和送端电网频率波动及弱阻尼振荡。首次实现了千万千瓦级风光电集群资源可发电量的精准评估，攻克了风电集群自适应协调控制、源网协调、交直流协调控制难题，填补了国际千万千瓦级风光电集群源网协调控制技术的空白。控制系统推广至宁夏、河北和吉林等 15 个省级电网，覆盖了中国全部千万千瓦级风光电基地。

3.3.5 发展展望

在碳达峰及平台期，系统友好型并网新能源与电网调度协同交互技术、新能源场站集群协同控制技术进一步成熟，新能源基地对外与电网调度联合运行的功能模式基本完善，风光基地内部的在线有功功率控制、无功电压调整、运行优化基本实现，风光火互济系统整体效益全面提升。

在快速减排期以及碳中和期，网源协调智慧集控技术取得全面突破，依托先进量测技术、现代信息通信、大数据、物联网技术等，形成全面覆盖电力系统发、输、配、用全环节、及时高速感知的“神经系统”，基于人工智能技术，升级智慧化调控运行体系，打造新一代电力系统的“中枢大脑”。总体而言，新能源并网网源协调控制技术呈现出较快发展的速度。

3.4 系统友好型新能源电站可靠替代技术

3.4.1 关键技术

在以水电、火电等同步电源为主体的传统交流系统中，电网的频率、电压的建立和维持主要依赖同步电源完成。相比同步电源，新能源出力波动性大、转动惯量小，保障系统频率稳定能力有限；新能源机组无功支撑能力远小于同步电源，新能源主导电力系统的电压调节难度较大。随着新能源的大规模高比例并网，新能源并网技术需要从“被动适应”到“主动支撑和自主运行”转变，确保新能源

具备主动支撑控制能力、具备接近或高于同步电源的控制特性，支撑系统的电压、频率稳定以及提供备用容量。

具有主动支撑能力的系统友好型新能源发电控制技术主要包括两方面：有功频率动态支撑技术，通过配置储能、留有备用容量等方式，实现频率主动支撑能力；无功电压动态支撑技术，通过配置调相机设备，在系统出现故障时维持系统电压稳定，并为系统提供短路容量。

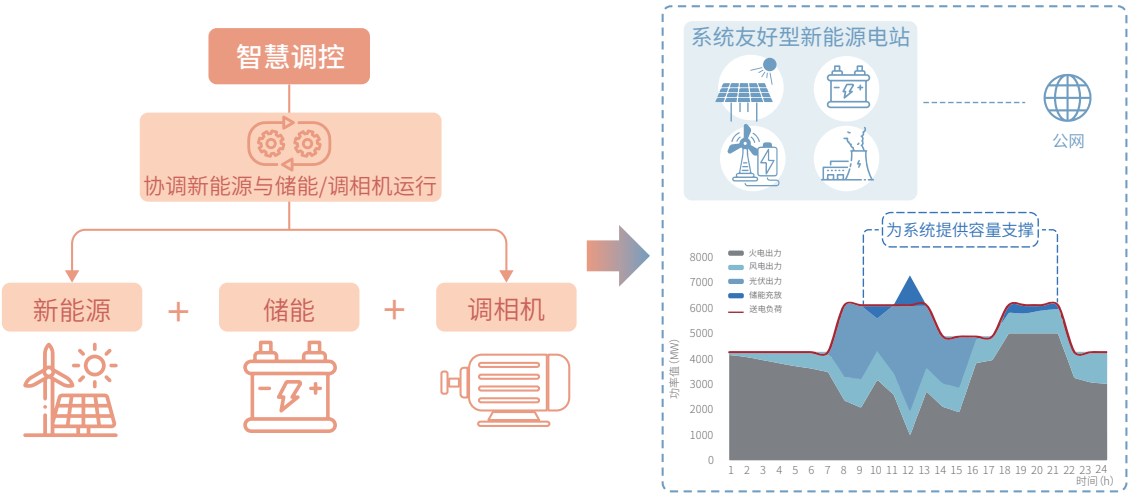


图 3.2 “新能源 + 储能 + 调相机” 系统友好型新能源电站

储能技术通过将高峰时段的电能进行存储，在低谷时通过能量转换装置以不同形式释放，为新能源电力系统提供了额外的容量支撑，吸收过剩电力、减少“弃风弃光”并支撑新能源机组即时并网，有效解决电网运行安全、新能源消纳、电力电量平衡等方面存在的突出问题，成为电网和新能源的缓冲，是新能源开发利用的关键技术支撑。

调相机是运行于发电机状态、向电网提供和吸收无功功率的同步电机。新能源分布式调相机具有集成度高、系统简单、建设周期短、调节性能好等优点，同时也具备更优的暂态、次暂态和稳态性能。在电源侧安装分布式调相机，可以有效解决跨区直流输电和新能源大规模接入电网带来的电压稳定问题，进一步提升电网的安全保障能力和资源优化配置能力。

3.4.2 发展现状

近年来, 中国对储能支撑新能源并网问题做了一些有益的探索和尝试。有研究提出利用超级电容和蓄电池组成的混合储能来分别抑制新能源输出功率不同周期的波动; 有研究探讨了未来风电功率波动对储能充放电行为的影响, 提出了一种超前控制策略, 能够有效平滑风电功率的短期波动; 同时, 在大规模新能源与储能联合发电系统的广域协调控制方面, 有研究提出了一种考虑风险约束的风储广域协调调度策略, 实现风电、储能与常规机组的广域协调。此外, 还有研究提出了通过风储联合发电系统的优化控制, 抑制风电爬坡率, 以满足国家风电并网标准中关于风电有功功率变化的要求。

由于经济因素, 储能技术尚未在电力系统中得到广泛应用。目前, 储能技术主要在国家张北风光储输示范工程中投入运行, 其控制系统具备了平滑风光发电输出、削峰填谷、跟踪计划发电以及参与系统调频等四项功能。这为未来在新能源并网领域推广大规模储能应用提供了一定的参考经验。此外, 通过将风能、光能以热能的形式存储于材料中, 并根据使用需求以热能或电能形式释放的储热技术, 已在全世界太阳能热发电系统和风光互补新能源领域中得到了一定应用, 德国航空太空中心和斯图加特大学从 2015 年开始了基于 700℃ 高温氯化物熔盐储热技术的研究, 通过“电 - 热 - 电”过程将光伏和风电等强不稳定电力转换为平稳电力输出; 美国、中国等国家先后开展了基于超临界二氧化碳太阳能热发电的高温氯化物盐和 800℃ 陶瓷颗粒储热技术的研究。

北美利用调相机的时间较早, 主要用途是提高加利福尼亚州和德克萨斯州的系统强度和支持缅因州和怀俄明州风电场并网。新能源分布式调相机起步较晚, 世界上第一台分布式调相机由哈尔滨电气研制, 并于 2021 年 9 月正式投运。2022 年 1 月, 世界最大规模的 21 台 50 兆乏新能源分布式调相机

群在青海全面建成投运。相比之下, 国外分布式同步调相机相关研究较少, 日立能源 (原 ABB 电网) 拥有 50-75 兆乏调相机, 但缺少有关分布式部署的报道。

3.4.3 技术挑战

1) 当前中国大规模新能源基地源储优化配置技术缺乏统一规划性。新能源配套储能的配置规模和时长需根据应用场景、发挥功能科学合理确定, 需结合各地区新能源出力特性、消纳情况、负荷特性、电力平衡情况、技术经济性等多要素统筹分析, 目前缺乏系统性的规划技术。另外, 当前主要采用年利用小时数和等效年循环次数去评价储能利用率, 但两个指标的合理数值需因地制宜进行分析, 导致源储优化配置技术的推广应用存在地域限制。考虑到不同新能源发电占比下系统的差异化运行特性和稳定运行需求, 需结合当地新能源消纳规模、资源特性以及储能调节特性, 对新能源基地源储优化配置技术进行系统性规划。当前常见的储能建设成本为锂电池储能建设成本约 1000-1500 元 / kWh, 抽水蓄能的建设成本约 4500-7000 元 / kW, 压缩空气储能建设成本约 4000-6000 元 / kW, 光热电站建设成本约 15000-25000 元 / kW。需有效提升储能利用率优化储能商业模式, 提升储能收益, 从而保障储能的成本有效回收。

2) 配置了储能 / 调相机的新能源电站控制对象数量庞大、动态特性复杂、源储协调困难, 当前协调控制技术尚未成熟, 导致储能利用率不高, 未能有效提升新能源可靠出力。需围绕新能源电站惯量支撑、频率控制及电压控制需求, 研发提升系统稳定性的“新能源 + 储能 + 调相机”一体化主动支撑控制技术。然而, 当前同步调相机成本仍偏高, 新疆天山换流站工程 60 万千瓦同步调相机投资 3.4 亿元, 为此需进一步降低成本, 解决调相机推广的经济性挑战。

3.4.4 示范工程

中国系统友好型新能源电站可靠替代技术已实现示范应用，典型应用包括乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目及青海新能源送出配置分布式调相机项目。

专栏 内蒙古乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目规划总容量为风电 170 万千瓦、光伏发电 30 万千瓦，配套建设比例为 27.5% 的 55 万千瓦 /2 小时储能系统和 1 座智慧联合集控中心。项目一是提供可靠电力支撑，缓解地区电力供应紧张问题；二是发挥灵活调节能力，缓解新能源消纳压力；三是显著提升新能源电站并网特性，示范电网友好型绿色电站。



图 3.3 内蒙古乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

专栏 青海海南千万千瓦级新能源基地内的旭明 330 千伏汇集站

青海新能源送出配置分布式调相机项目于 2022 年初转入商业运行，标志着世界最大规模新能源分布式调相机群在青海全面建成投运，对未来国内其他大型清洁能源基地的建设、运行及外送消纳提供了成功示范。建成投运的 21 台 50 兆乏新能源分布式调相机全部由中国自主研发生产，动态电压支撑能力较传统电机提升 2 倍，温升降低 50%，过载能力大幅提升 4.5 倍。该调相机群投运后，可直接提升青海海南地区新能源外送能力 350 万千瓦，预计年均增发新能源电量 70 亿千瓦时，若全部输送至华中地区，年均可替代当地火电原煤 319 万吨，减排二氧化碳 574 万吨，经济效益良好，节能减排收益显著。



图 3.4 青海海南千万千瓦级新能源基地内的旭明 330 千伏汇集站

3.4.5 发展展望

在碳达峰及平台期，系统友好型新能源电站可靠替代技术呈现较快发展的速度。风电、光伏机组具备一定的主动支撑能力，新能源电站可靠替代能力显著提升。新能源基地源储优化实现系统性规划，大规模新能源基地源储优化配置技术、规模化储能支撑新能源外送技术开始大规模应用，其成本下降到负荷中心火电机组平均发电成本相当，具有商业化推广的价值。“新能源+储能+调相机+智慧调控”一体化主动支撑技术进一步成熟，能够开

展示范应用和初步推广，成本仍然较高，可在政策支持下开展推进建设。

在快速减排期与碳中和期，该技术将随着新能源快速发展实现大规模应用，多时间尺度储能技术、高温超导同步调相机技术与新能源灵活融合，配置了储能/调相机的“系统友好型”新能源电站的控制模式成熟、动态特性稳定，以确保新能源普遍具备可靠电力支撑、系统调节等重要功能，平均度电成本与送端火电机组相当，成为能够可靠替代传统电源的发电量结构主体电源和基础保障性电源。



3.5

构网型新能源电站主动支撑技术

3.5.1 关键技术

风电、光伏都依赖电力电子换流器串联 / 并联接入电网，光伏控制系统如图 3.5 所示。

当前新能源发电主要采用电流源控制模式，与传统水、火、核、气电的同步机并网方式不同。新能源依赖锁相环进行同步，跟随电网频率和电压进行运行，因此几乎不具备转动惯量。尽管通过附加控制环节可以提供一定的频率支撑和故障电压支

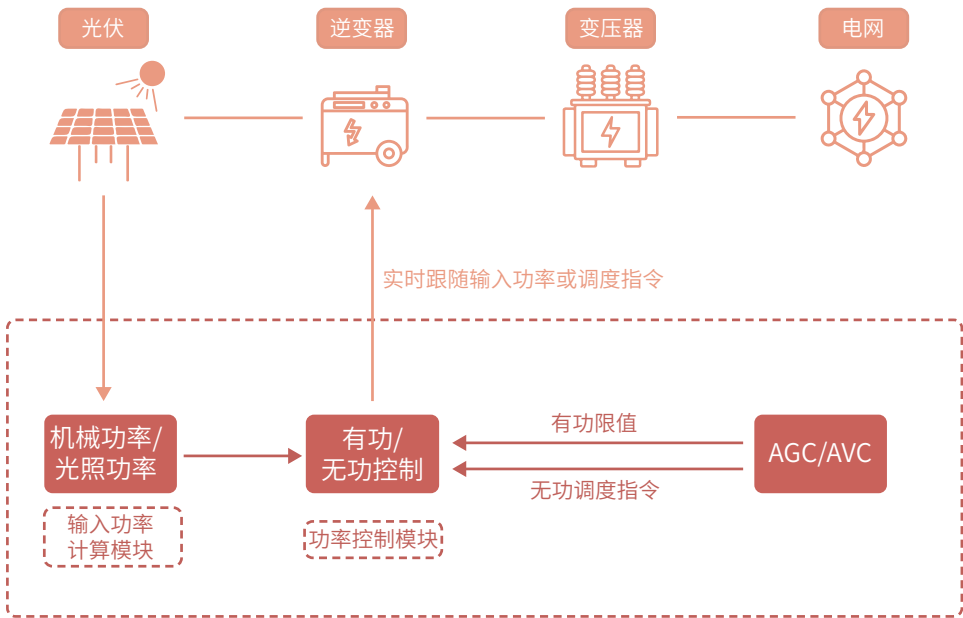


图 3.5 光伏控制系统示意图

撑，但随着新能源比例的不断增加和电网无法提供稳定参考电压的情况，电流源型新能源的稳定运行仍面临挑战。因此，需要突破现有的依赖锁相同步的电流源控制模式，实现从“电网跟随型”到“电网构建型”的转变，以便使新能源发电成为维持电网频率和电压的主要支持力量。

采用构网型 (grid-forming, GFM) 新能源并网控制技术可以提高变流器的电压、频率支撑能力，增强电力系统稳定性。该技术采用适当的控

制算法，通过建立功率变化和内电势之间简单直接的数学联系，使换流器自生并网内电势、对外表现为受控电压源特性，能够类似水、火、核、气电的“同步机”，给系统提供惯量及阻尼支撑，典型应用为虚拟同步发电机 (Virtual synchronous generator, VSG)。构网型变流器不依赖电网频率 / 相位测量以实现同步，在弱电网中对频率和电压的调节更为灵活。构网型新能源发电技术典型场景与应用模式包括高比例新能源接入弱同步支撑电网、新能源海岛 / 海上平台 / 孤网供电。

3.5.2 发展现状

目前,国内外在构网型新能源发电技术方面的研究主要分为电压源型虚拟同步机技术、自同步电压源型新能源发电技术。虚拟同步发电机的概念最早由 IEEE Task Force 在 1997 年提出,并将其命名为静止同步发电机 (Static Synchronous Generator, SSG)。2012 年,美国 Hussam Alatrash 提出的发电机模拟控制方案首次引入光伏逆变器,实现了独立 VSG 在新能源发电技术中的应用。2021 年 Siemens Gamesa 公司宣布已在苏格兰风电场成功实验了构网型直驱风电技术,且实现黑启动、孤岛

和并网运行。

中国相关研究虽起步较晚,但已走在世界前列。目前针对 VSG 的研究主要分为两个方面:第一方面是 VSG 接入交流系统后,自身控制策略的优化及其控制参数的选择,第二方面是 VSG 接入对交流系统稳定性的影响。中国电力科学研究院、南瑞集团、许继集团攻克了虚拟励磁调压、惯性控制和协调控制等关键技术,研制了单机容量 10~500 千瓦的系列样机,并完成了多个工程应用,其中包括 2015 年全球首套分布式光伏虚拟同步发电机实际应用以及 2017 年张北风光储输基地虚拟同步机技术示范工程。

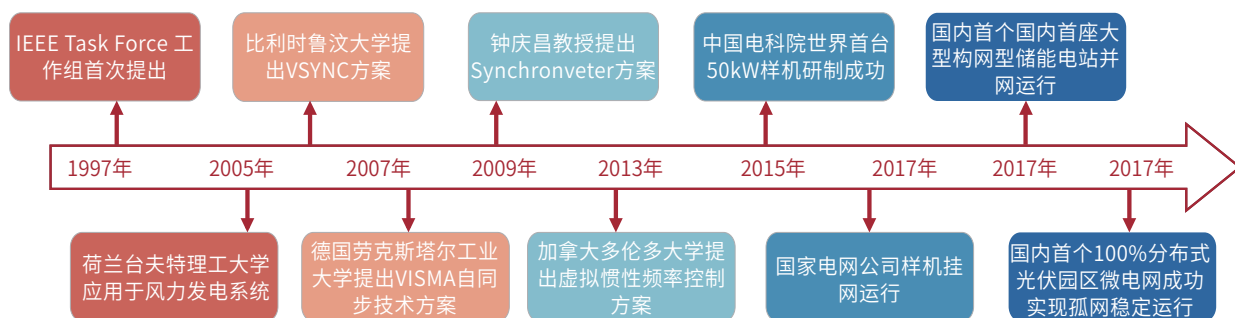


图 3.6 构网型技术发展历程图

3.5.3 技术挑战

1) 构网型新能源发电技术采取功率同步策略,在弱电网中的小干扰同步稳定性比跟网型机组更好,然而在电网强度较大时,变流器与电网之间相位差的微小变化可能引起明显的功率波动,构网控制的小干扰稳定裕度有所降低,可能失去与电网的同步。此外在系统扰动下构网型技术将产生多时间尺度的复杂动态行为,各时间尺度的动态行为可能存在交互现象直接影响系统的稳定性。为使构网型新能源发电技术能广泛适用于不同强度的电网条件下,亟需开展构网型变流器多时间尺度动态行为

与同步稳定性机理分析、高比例构网型新能源发电同步稳定控制策略研究。

2) 在电网发生短路故障时,构网型新能源机组为了维持内电势不变,可能引起很大的短路电流,危害变流器装置。构网型新能源发电技术暂态故障动态行为与机理尚不明确,传统关于跟网型机组暂态稳定与继电保护等方面的理论基础与重要技术不再适用,需要突破构网型新能源机组在对称及不对称故障期间的保护、控制和故障穿越技术。

3) 构网型变流器技术也可用于储能、可变负荷及柔性直流系统中,提高系统的电压、频率稳定

性，但是数量庞大的构网型变流器协同运行需要高端的通信技术和控制策略，需要考虑如何在复杂的系统动态条件下实现数量庞大的变流器的协同控制。

整体上而言，构网型技术与现有传统的跟网型技术在设备硬件方面几乎一致，但构网型技术的控制策略和方法与跟网型技术存在显著差别。因此，

从经济性角度而言，二者所需的硬件设备几乎相同，主要的差距在于电网发生短路故障时，构网型控制下的变流器需承受更大的故障电流，对于变流器故障电流承受能力以及其配套的储能等设备要求更高，因此会提升系统整体成本。目前由于构网型技术仍处在较为初级的发展阶段，未来随着电网中构网型设备比例的增加，其对应的控制性能的要求也将不断提升。

3.5.4 示范工程

中国已在世界范围内率先开展构网型新能源电站主动支撑技术示范应用，典型项目为张北风光储输基地虚拟同步机技术示范工程。

专栏 张北风光储输基地虚拟同步机技术示范工程

2017 年 12 月，国家电网公司采用了构网型控制方案对 500 千瓦光伏、2 兆瓦风电样机在张北风光储示范基地挂网运行，这是世界首座百兆瓦级新能源虚拟同步机示范工程。工程对原有风机、光伏发电的逆变器和控制系统开展大容量集中式虚拟同步机改造，工程一期 140 兆瓦，改造 59 台容量 118 兆瓦风机、和 24 台 500 兆瓦光伏逆变器，新建 2 套 5 兆瓦基于电池储能的电站式虚拟同步机。该工程使新能源发电机组具备主动支撑电力系统频率和电压的功能，提升风电、光伏等新能源调频、调压等主动支撑能力，为新型电力系统建设打造“样板间”。



图 3.7 张北风光储输基地虚拟同步机技术示范工程

目前，该项目成果已应用于天津、江苏、辽宁、青海等 10 余个省（自治区、直辖市）的多个新能源电站，虚拟同步机装备也出口至海外，提高了中国新能源装备自主创新水平和国际竞争力。虚拟同步机技术已应用到微电网、屋顶光伏、汽车充换电站等多个场景，表 3.2 为虚拟同步机技术成功应用案例。其中，中新天津生态城智能营业厅微电网项目为全球首套分布式虚拟同步机的工程案例；浙江兆山电器有限公司屋顶光伏，完成 4 套虚拟同步发电机成功投运，展示了分布式虚拟同步发电机多机并联的良好效果。

表 3.2 虚拟同步机技术示范工程

应用案例	装机性质及容量	投产年份
张北风光储输基地	风机改造 435.5 MW，光伏改造 12 MW，集中式储能 VSG 新建 10 MW，按照 10% 惯性容量配比建设	2017
浙江绍兴诸暨市兆山电器屋顶光伏项目	光储一体 VSG 新建 120 kVA	2017
中新天津生态城智能营业厅内微电网	风机改造 6 kW，光伏改造 30 kW，储能改造 100 kW，电动汽车充电桩改造 10 kW	2018
安徽金梧桐 MW 级直流微电网工程	光伏发电新建 960 kW，铅碳储能系统新建 200 kW，超级电容储能系统新建 200 kW×30 s，VSG 新建 1000 kW	2018
山西太原迎春路汽车充换电站	光伏发电新建 100 kW，电动汽车充电桩新建 60 kW，惯量储能装置新建 1 路	2019
河北平山县营里乡示范工程	10 千伏，兆瓦级光储一体化系统，采用构网型技术并网	2022
湖北随州广水的高比例新能源县域电网项目	244MW 的新能源装机容量，最大负荷为 61MW	2022
湖北荆门新港储能电站	50 MW/100 MWh 电化学储能，采用构网型技术并网	2023

3.5.5 发展展望

跟网型技术向按需选取适用的并网控制技术过渡，其并网容量比例约在 10% 之内。

在碳达峰及平台期，高比例构网型新能源发电同步稳定控制策略、故障保护系统取得一定突破，灵活可靠的构网型电力电子变换器广泛应用，虚拟同步机等构网型电力电子换流器工程示范逐步实现，新能源发电项目友好并网能力大幅提升，相关技术达到可以成熟应用的程度，初步具备电网主动支撑能力，同时具备经济推广潜力。在新能源发电项目建设中，可根据实际工程项目所在地的电网情况和新能源电站的建设目的，从当前几乎全部应用

在快速减排期与碳中和期，基于新一代控制策略的构网型新能源机组全面应用，广泛适用于不同强度的电网条件，新能源机组特性接近常规电源特性，具备建立和支撑小区域电力系统电压、频率、惯量的能力，实现高比例新能源可接入、可消纳、可预测、可调控，将广泛应用于高比例新能源并网与消纳、弱电网、微电网等各种场景，其并网容量逐渐上升至 20%~40%。

3.6

灵活可控型新能源光热发电技术

3.6.1 关键技术

太阳能光热发电 (Concentrating solar power, CSP) 技术是新兴的新能源发电技术。相比于风电、光伏等间歇性新能源发电技术,光热发电技术能够

配备高性价比的储热设备,从而拥有与常规火电机组相媲美的调节特性,因而既是“新能源电源”又是“灵活性电源”,协调了新能源发电利用与新能源发电不确定性之间的矛盾,受到了全球能源行业的广泛关注,近年来迎来了高速发展。

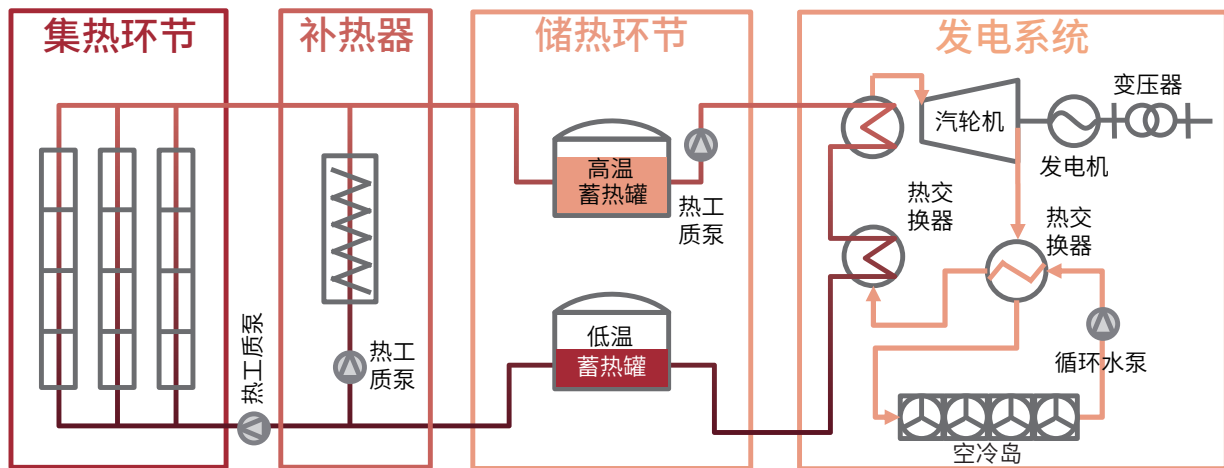


图 3.8 太阳能光热发电技术的原理

太阳能光热电站一般由聚光集热环节、储热环节以及发电环节三个子系统构成,通过导热介质实现各个环节直接能量的传递,其结构示意图如图 3.8 所示。聚光集热环节通过反射镜将太阳光汇聚到太阳能集热装置,进而加热集热装置内的导热介质;高温导热介质继而进入发电环节加热液态水形成过热蒸汽后推动汽轮发电机发电;导热介质也可以流入储热环节进行热交换实现热存储或热释放。大容量的储热系统使得光热电站能在无光照条件下满负荷运行数十小时,电站中发电系统与热交换系统相结合的方式可以起到控制输出功率的作用。预计到 2030 年,全球光热发电可以满足 6% 的电力

需求,到 2050 年这一数字将超过 12%。同时,光热发电还将在增加就业机会和减少二氧化碳排放等方面做出贡献。

3.6.2 发展现状

太阳能热发电技术的研究起源于 20 世纪初期,1950 年前苏联研究人员第一次搭建了塔式太阳能热发电实验装置,对太阳能热发电技术进行了基础性的探索和研究。1968 年意大利 Giovanni Francia 教授设计和建造了第一座光热电站。1981 年美

国在南加州的沙漠中建成名为“Solar One”的 1 万千瓦塔式光热电站。2008 年西班牙建设了世界上第一座商业化运营的光热电站。2013 年 10 月，全球最大的槽式光热电站 Solana 在美国正式投产。2018 年 8 月由中国中电建承包的摩洛哥 Noor III 期光热发电项目首次并网运行，标志着世界上单机容量最大的 15 万千瓦塔式光热电站正式并网运行，该电站储热时长为 7.5 小时。根据世界能源署 (International Energy Agency, IEA) 预计，到 2050 年全球光热发电量将占总发电量的 11.3%。

中国是太阳能资源较丰富的国家之一，西藏、甘肃、青海和内蒙古等地区年总辐照量均在 1300 千瓦时 / 平方米以上，是建设光热电站的理想站址。中国光热发电技术产业化虽然起步较晚，但发展势头却十分迅猛。2015 年 9 月底国家能源局印发了《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》，提出建设首批 100 万千瓦示范性光热电站。2016 年 8 月底国家发展改革委出台了《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》，核定光热发电标杆上网电价为 1.15 元 / 千瓦时 (含税)，这也标志着中国光热发电技术产业进入到商业化发展的新阶段。根据中国可再生能源学会预计，预计到 2030 年和 2060 年中国光热电站总装机容量将分别达到 0.3 亿千瓦和 1.8 亿千瓦。

3.6.3 技术挑战

1) 光热发电系统的能量密度相对较低，需要占用较大的土地面积来获得可观的能源产出。同时，光热发电依赖于太阳辐射，天气条件对其能源产出具有重要影响。云天、雨天等不利天气可能导致发电效率降低。现阶段定日镜场的成本约占光热电站投资成本的 40%-50%。而定日镜场中每一个单台定日镜主要由支撑结构、反射镜单元、驱动装置、控制系统等组成。此外，高温环境下运行的光热系统需要耐高温材料，其研发和生产可能较为昂贵，影响系统的成本效益。

2) 光热发电技术发展需要更高的光热效率转换效率其能够将太阳辐射有效转化为热能，进而转化为电能。此外，寻找更有效的储热材料和系统，以确保能够在夜间或低辐射时段持续供应电力，并且研发高温环境下稳定性强、成本相对低廉的材料，以降低系统制造和维护成本。同时，引入自动化和智能化技术，使光热发电系统能够根据天气预测、电网需求等因素进行智能调节，提高效率和稳定性。此外，需要发展更先进的能量存储技术，如高容量的热储存、化学储能等，以平衡能源波动性。

3.6.4 示范工程

2015 年 9 月底国家能源局印发了《关于组织太阳能热发电示范项目建设的通知》，提出建设首批 100 万千瓦示范性光热电站，同时出台了促进光热电站的电价补贴政策。表 3.3 为中国首批 20 座光热发电示范项目的列表。

表 3.3 中国首批 20 座光热发电示范项目

序号	项目名称	技术路线
塔式		
1	青海中控太阳能发电有限公司德令哈熔盐塔式 5 万千瓦光热发电项目	熔盐塔式，6 小时熔融盐储热
2	北京首航艾启威节能技术股份有限公司敦煌熔盐塔式 10 万千瓦光热发电示范项目	熔盐塔式，11 小时熔融盐储热
3	中国电建西北勘测设计研究院有限公司共和熔盐塔式 5 万千瓦光热发电项目	熔盐塔式，6 小时熔融盐储热
4	中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司哈密熔盐塔式 5 万千瓦光热发电项目	熔盐塔式，8 小时熔融盐储热
5	国电投黄河上游水电开发有限责任公司德令哈水工质塔式 13.5 万千瓦光热发电项目	水工质塔式，3.7 小时熔融盐储热
6	中国三峡新能源有限公司金塔熔盐塔式 10 万千瓦光热发电项目	熔盐塔式，8 小时熔融盐储热
7	达华工程管理（集团）有限公司尚义水工质塔式 5 万千瓦光热发电项目	水工质塔式，4 小时熔融盐储热
8	玉门鑫能光热第一电力有限公司熔盐塔式 5 万千瓦光热发电项目	熔盐塔式，熔岩二次反射 6 小时
9	北京国华电力有限责任公司玉门熔盐塔式 10 万千瓦光热发电项目	熔盐塔式，10 小时熔融盐储热
槽式		
1	常州龙腾太阳能热设备有限公司玉门东镇导热油槽式 5 万千瓦光热发电项目	导热油槽式，7 小时熔融盐储热
2	深圳市金钒能源科技有限公司阿克塞 5 万千瓦熔盐槽式光热发电项目	熔盐槽式，15 小时熔融盐储热
3	中海阳能源集团股份有限公司玉门东镇导热油槽式 5 万千瓦光热发电项目	导热油槽式，7 小时熔融盐储热
4	内蒙古中核龙腾新能源有限公司乌拉特中旗导热油槽式 10 万千瓦光热发电项目	导热油槽式，4 小时熔融盐储热
5	中广核太阳能德令哈有限公司导热油槽式 5 万千瓦光热发电项目	导热油槽式，9 小时熔融盐储热
6	中节能甘肃武威太阳能发电有限公司古浪导热油槽式 10 万千瓦光热发电项目	导热油槽式，7 小时熔融盐储热
7	中阳张家口察北能源有限公司熔盐槽式 6.4 万千瓦光热发电项目	熔盐槽式，16 小时熔融盐储热
菲涅尔式		
1	兰州大成科技股份有限公司敦煌熔盐线性菲涅尔式 5 万千瓦光热发电示范项目	熔盐线性菲涅尔式，13 小时熔融盐储热
2	北方联合电力有限责任公司乌拉特旗导热油菲涅尔式 5 万千瓦光热发电项目	导热油菲涅尔式，6 小时熔融盐储热
3	中信张北新能源开发有限公司水工质类菲涅尔式 5 万千瓦光热发电项目	水工质类菲涅尔式，14 小时全固态配方混凝土储热
4	张北华强兆阳能源有限公司张家口水工质类菲涅尔式 5 万千瓦太阳能热发电项目	水工质类菲涅尔式，14 小时全固态配方混凝土储热

其中，中广核德令哈 50 MW 槽式光热发电示范项目场址海拔 3000 米，极端低温 -30°C ，为全球首个高寒、高纬度槽式光热电站，为国家首批“光热示范项目”中第一个开工建设、第一个并网发电的光热项目，项目于 2018 年 10 月 10 日正式并网发电。项目占地面积 2.46 平方公里，采用抛物面槽式导热油太阳能热发电技术，建设有 190 个槽式标准回路，镜场集热面积 62.13 万平方米，配备一套二元硝酸盐熔盐储能系统（储热容量达到 1300 MWth），同时建设一套 50 MW 规模的中温、高压、一次再热的水冷汽轮发电机组，可实现 24 小时连续稳定发电。项目每年可节约 6 万吨标准煤，减少二氧化碳排放约 10 万吨，相当于造林 4200 亩，环保效益显著。2023 年 7 月 8 日，机组单日上网电量首次突破 100 万千瓦时大关，达到 102 万千瓦时，创造单日上网电量新高。



图 3.9 中广核德令哈 50MW 槽式光热发电示范项

3.6.5 发展展望

在碳达峰及平台期，光热发电系统的效率有望显著提高，同时，储热材料和系统的创新可使储热效率大幅提升，从而增加系统的可持续性，并且光热发电系统会更加集成化和具有可扩展性，能够适应不同规模的应用。此外，随着技术成熟度的提高，光热发电系统的成本下降，使得光热发电成为能源基地电源结构的重要组成部分。到 2030 年，G20 国家光热电站度电成本将从 2018 年的平均 0.86 元/千瓦时降至 0.56 元/千瓦时，其中中国光热发电的度电成本有望下降至 0.70 元/千瓦时以下，在

送端电源基地容量比例约占 3%~5%。

在快速减排期与碳中和期，灵活可控型新能源光热发电技术将加快发展，随着新型能量存储技术的突破进一步增强光热发电系统的稳定性和可靠性，并且光热发电技术可能会在更多领域得到应用，包括工业生产、海水淡化、暖通空调系统等，实现能源的多元利用。随着新技术的全面突破，2040~2050 年期间 LCOE 可达 0.35~0.45 元/千瓦时，未来在送端能源基地容量比例约为 10%~20%，与电化学储能协同为风光发电提供灵活性。

3.7

技术展望

表 3.4 高比例新能源并网支撑技术成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
新能源多时间尺度高精度功率预测技术	已广泛应用于各个新能源场站，向空间分辨率更高、时间间隔更小、预测向前时间更长的方向发展，2030~2040 年向智能化方向迈进，预测精度及鲁棒性进一步提升，在灾害预报、极端天气等预测更准确	发展较快，在成熟应用中逐步迭代升级，人工智能技术助力该领域快速发展
新能源并网网源协调控制技术	预计 2030 年进一步成熟，支撑新能源电量占比 50% 以上电源基地；2035 年实现全面应用，支撑新能源电量占比 60% 以上系统协调控制，2050 年实现 70% 以上系统协同控制	发展较快，并朝向更高效、更智能化的方向发展
系统友好型新能源电站可靠替代技术	预计 2030 年系统友好型电站可靠替代能力明显提升，提高新能源的置信出力水平至 10% 以上；2040~2050 年全面应用，实现包含 100% 新能源的系统友好型电站。	技术成熟度正在提升，并且有明确的发展速度预期，随沙戈荒基地的建设，预计将在未来几年内实现快速发展
构网型新能源电站主动支撑技术	已实现理论到实践的突破，2030 年逐渐推广，在系统中并网容量比例约在 10% 之内；2030~2040 年经济性不断增加，广泛适用于不同强度的电网条件，并网容量占比上升至 20%~40%；2040~2060 年实现大规模应用，成为支撑电网安全稳定的重要部分。	在实践中逐步不断迭代发展，部分理论与技术难题仍待解决
灵活可控型新能源光热发电技术	成本不断下降，光热发电系统效率有望显著提高，2030~2040 年商业化运行电站快速增加，成为系统重要的零碳灵活性资源；2040~2060 年全面成熟，成本与火电机组相当，成为系统中主要的灵活性资源之一。	技术经济迭代进步速度依赖于市场及政策，在沙戈荒基地的建设中逐步发展

高比例新能源并网支撑技术在未来展现出广阔的技术前景和发展趋势。新能源多时间尺度高精度功率预测技术从早期的短时预测和低精度发展到了季、月的中长期预测，预示着未来在多个时间尺度上将全面实现新能源功率的高精度预测，为电网的稳定运行提供有力的数据支撑。新能源并网网源协调控制技术从过去的分散并网，逐渐转向一体化控制的研究，显示了未来新能源将实现完全的一体化整合，进一步提高了电网的协调性和稳定性。系统友好型新能源电站可靠替代技术的发展方向

则是实现新能源电站与储能、调相机及智慧调控的融合，使其成为电网的可靠支撑，确保电网在高比例新能源接入时仍能稳定运行。构网型新能源电站主动支撑技术将使新能源从跟随电网转变为具有自主支撑能力，这不仅提高了新能源的渗透率，也为电网带来了更大的稳定性。最后，灵活可控型新能源光热发电技术将在沙戈荒地区推动光热发电与光伏发电、风电的互补调节，“利用新能源消纳新能源”，进一步提高新能源的利用率和装机渗透率。

参考文献

- [1]. 中华人民共和国中央人民政府. 国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知 [EB/OL]. [2021 10 24]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/2021 10/26/content_5644984.htm
- [2]. 全国电力系统标准化技术委员会. GB/T 40594-2021 电力系统网源协调技术导则 [S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.
- [3]. 陈国平, 李明节, 许涛等. 关于新能源发展的技术瓶颈研究 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(01): 20-27.
- [4]. 谢小荣, 贺静波, 毛航银, 等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(02): 461-475.
- [5]. Miranda V. Successful large-scale renewables integration in portugal: Technology and intelligent tools[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(1): 7-16.
- [6]. 白建华, 辛颂旭, 刘俊, 等. 中国实现高比例可再生能源发展路径研究 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3699-3705.
- [7]. Chu S, Majumdar A. Opportunities and challenges for a sustainable energy future[J]. Nature, 2012, 488(7411): 294-303.
- [8]. 谢小荣, 刘华坤, 贺静波, 等. 电力系统新型振荡问题浅析 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10): 2821-2828.
- [9]. 丁明, 王伟胜, 王秀丽, 等. 大规模光伏发电对电力系统影响综述 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(01): 1-14.
- [10]. Widen J, Wackelgard E, Paatero J, et al. Impacts of distributed photovoltaics on network voltages: stochastic simulations of three Swedish low-voltage distribution grids[J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(12): 1562-1571.
- [11]. 辛焕海, 甘德强, 鞠平. 多馈入电力系统广义短路比: 多样化新能源场景 [J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5516-5527.
- [12]. 迟永宁, 张占奎, 李琰, 等. 大规模风电并网技术问题及标准发展 [J]. 华北电力技术, 2017, 449(03): 1-7.
- [13]. Du W, Bi J, Wang H F. Small-signal angular stability of power system as affected by grid-connected variable speed wind generators- A survey of recent representative works[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2017, 3(3): 223-231.
- [14]. Arash J, Ghadir R. Small signal analysis of power systems with wind and energy storage units[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(01): 298-305.
- [15]. 王伟胜, 林伟芳, 何国庆, 等. 美国德州 2021 年大停电事故对中国新能源发展的启示 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4033-4043.

- [16].Li Y, Fan L, Miao Z. Replicating real-world wind farm SSR events[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(1): 339-348.
- [17].Hu J, Huang Y, Wang D, et al. Modeling of grid-connected DFIG-based wind turbines for DC-link voltage stability analysis[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2015, 6(4): 1325-1336.
- [18].Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21). Global status of renewable energy: REN21's Renewables 2021 Global Status Report[EB/OL]. (2021-6). [2021-9-1]. https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2021_Full_Report.pdf.
- [19]. 中国可再生能源学会, 国家发展和改革委员会能源研究所, 国家可再生能源中心. 中国可再生能源发展路线图 2050[R]. 北京: 国家可再生能源中心, 2015.
- [20]. 杜尔顺, 张宁, 康重庆, 等. 太阳能光热发电并网运行及优化规划研究综述与展望 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(21): 5765-5775.
- [21].Zhang H L, Baeyens J, Degrevé J, et al. Concentrated solar power plants: Review and design methodology[J]. Renewable and sustainable energy reviews, 2013, 22: 466-481.
- [22].Fuqiang W, Ziming C, Jianyu T, et al. Progress in concentrated solar power technology with parabolic trough collector system: A comprehensive review[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2017, 79: 1314-1328.
- [23].Islam M T, Huda N, Abdullah A B, et al. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (CSP) technologies: Current status and research trends[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 91: 987-1018.
- [24].Yousefzadeh M, Lenzen M. Performance of concentrating solar power plants in a whole-of-grid context[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2019, 114: 109342.



第 4 章 新型电力系统电能传输技术

输电网是电力系统实现广域资源优化配置的平台，是电力系统实现碳中和的关键。输电网连接着电源、负荷以及储能，负责承担电力电量平衡的任务。输电网使得不同地区的电力供应和需求可以更好地协调和平衡。这有助于解决新能源波动性的问题，确保电力系统在能源需求高峰时能够灵活地供应足够的电力，减少对传统高碳能源的依赖。据测算，在快速减排期与碳中和期，全国约有 35% 的电量需要跨省区输送。随着沙戈荒基地的建设，更多的清洁能源将会从能源基地直接输送至负荷中心。针对未来源荷不确定性特征，高比例新能源接入电网的演进趋势，需发展支撑新型电力系统的新型电能传输技术，建立协调统一的新型电力输电系统网络，满足能源转型的输电发展需求。



WIND AND **04** SOLAR POWER

4.1

关键支撑技术简介

随着中国电力需求总体不断增加，大型能源基地电能的外送能力迫切需提升；城镇化和工农业生产快速发展，使土地资源越来越紧张，架空输电线路走廊的选择已受到较大的制约。因此，提高单位输电走廊传输容量已迫在眉睫。随着近年中国特高压输电技术的发展，以远距离大容量输送为代表的新兴输电技术已发挥出重要作用，在解决东南部地区工农业电力需求的过程中扮演了重要角色，但随着中国各类清洁能源发电量的快速增长和“双碳”目标的确立，如何适应大容量新能源接入，建

设体现水电、光伏、风电等各类能源特点的输电网络已成为需要深入研究和发展的重大科学技术问题。

发展新型电力系统电能传输技术，主要聚焦于极端场景下特高压输电技术、直流电网输电技术、新型柔性交流输电技术、柔性低频输电技术和高温超导输电技术，这些技术均是未来应对高比例新能源并网后不同场景下的输电技术。如图 4.1 所示。

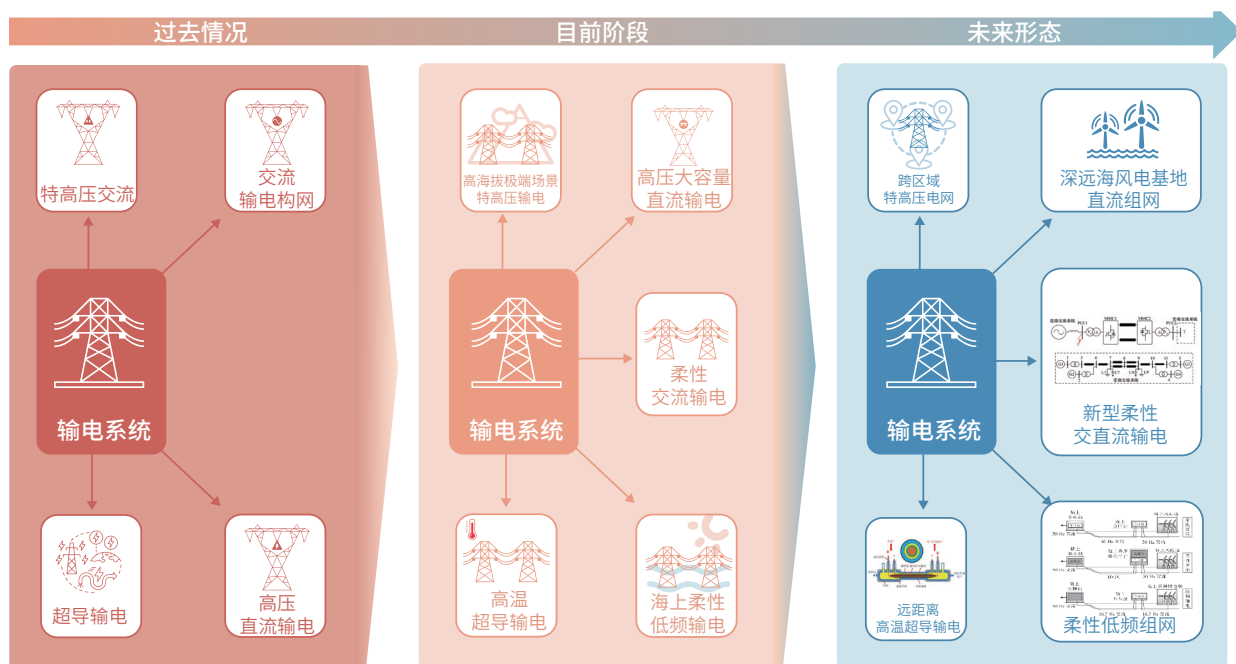


图 4.1 新型电能传输技术发展历程图

新型电力系统电能传输技术中，针对大规模新能源并网消纳和送出，须采用直流电网输电和新型柔性交流输电技术进行组网传输电能，极端场景下特高压输电方式是极端恶劣环境下清洁能源输送的支撑性技术，中短距离海上风电和沙戈荒新能源

输送适于采用柔性低频输电技术，高温超导输电是目前超导材料成本较高情形下变电站中电缆传输方式的重要补充。综上，新型电力系统电能传输技术，各项输电技术的特点及适合场景等简介列于表 4.1。

表 4.1 新型电力系统电能传输技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
极端场景下特高压输电技术	在极端恶劣大气环境、高海拔、极端复杂地形 / 地质条件下建设特高压输电工程所需关键技术	解决输变电外绝缘设计、电磁环境控制、主设备研制等系列技术难题，以支撑大规模新能源电力送出的国家战略需求	应用于西北以及西南地区新能源外送、电网骨干网架以及跨国跨洲网架建设，支撑新能源电量占比 50% 以上新能源基地建设
直流电网输电技术	以柔性多端直流技术组成直流电网为骨干网架的电网技术	解决大规模新能源并网消纳和送出难题，通过柔性互联提升新能源大范围优化配置能力，构建新型电力系统的枢纽平台，助力实现双碳目标	应用于大规模新能源基地、跨国跨洲骨干电网组网以及海上风电送出、海岛、城市中心等地区支撑 100% 新能源电力系统的构建
新型柔性交流输电技术	在传统交流输电系统基础上，将电力电子技术与现代控制技术结合，对交流输电系统参数进行灵活快速控制	大幅提升线路输送容量，实现电网潮流、电压的优化控制，提高电网的稳定极限，有效提升电网安全运行水平，是解决新能源并网与消纳难题的关键技术	用于线路通道紧张场景下提升电网输电能力、提升电网潮流控制能力、海岛互联、城市电网柔性分区以及大规模新能源基地汇集组网等场景，提升交流电网新能源汇集与输送能力
柔性低频输电技术	一种用于输送电能的新型电力传输技术。该技术主要应用于低频（通常指 50/3 赫兹或 20 赫兹）的电力输电系统，用于将电能从发电站传输到终端用	降低输电频率以成倍降低海缆充电功率或长线路阻抗，等价缩短电气距离，成倍提升输送容量、距离和系统稳定性，是大规模新能源高效经济汇集与送出、支撑新型电力系统组网的新手段	用于城市电网互联、海上风电送出、边远地区新能源发电并网、海岛地区供电互联、100% 新能源基地组网以及广域弱电网组网等场景，是常规交流输电与直流输电的重要补充
高温超导输电技术	利用高温超导材料的零电阻和高密度载流能力的一种新型超导电缆输电技术	高温超导电缆的载流能力是相同体积下传统电缆的 5~10 倍，电力损耗较传统电缆减 95% 以上，相同传输容量下占地空间减 40%，不会对环境造成电磁污染，有利于提高电网安全性和可靠性，是最理想的一种低损耗大容量输电技术	应用于输电走廊紧张情况下的城市电网扩容改造等场景，支撑高比例分布式新能源在城市高密度负荷并网场景

4.2

极端场景下特高压输电技术

4.2.1 关键技术

极端场景下特高压输电技术是指在极端恶劣大气环境、极端复杂地形 / 地质条件下建设特高压输电工程所涉及的关键技术。在中国西南、西北地区建设特高压工程，沿线海拔高度可以超过 3000 m，个别地区甚至达到 4000 m 以上，工程设计和建设涉及超高海拔极端场景下特高压输电技术。根据中国西南水电外送的工程建设需求，国家规划在川渝地区和青藏高原建设海拔 4000 m 以上川渝、金上等特高压交直流输电工程。在高海拔低气压、重覆冰、高地震烈度等恶劣环境条件下，电力传输将面临输变电外绝缘设计、电磁环境控制、主设备研制等系列技术难题。对此，研究高海拔特高压输电技术，支撑大规模新能源环境友好型电力送出，已成为国家重要战略需求。

4.2.2 发展现状

在特高压输电技术领域，美国、日本、俄罗斯、意大利和加拿大等国在完成特高压理论研究和工程技术研究后，只有俄罗斯（前苏联）和日本建成商业化运行特高压线路，但目前已投运线路均降压运行。

中国交直流特高压输电技术近十几年得到快速发展，2009 年 1 月晋东南 - 长治 - 南阳特高压交流试验示范工程建成投运，2010 年 6 月云广特高压直流工程建设投运，同时中国先后建设了大量特高压交直流线路，截至 2023 年 12 月，共有 35 条特高压交直流线路投运。中国低海拔特高压线路和

变电站技术成熟完善，形成标准化建设模式，设计可靠性和经济性逐步提高。

国际上已研究的特高压输电技术尚未涵盖海拔 2000m 以上高海拔地区、沙戈荒地区等极端场景，而中国早已开展高海拔地区的超高压及以下等级输电技术研究，为极端场景下特高压输电技术研究奠定了基础。截至 2023 年年底，全球最高海拔的特高压输电技术为 2018 年 5 月投运的滇西北至广东 ±800 千伏特高压直流工程，其位于云南大理境内的新松换电站海拔为 2328 m，所在线路最高海拔达到 3700 m。坐落于地震频发、自然条件严峻区域的新松换流站，在抗震设计方面实现重大突破，站内重要建筑物及电气设备均按 9 度地震烈度严格设防，其 ±800 千伏直流穿墙套管采用柔性安装方式等技术，为换流站安全稳定运行提供有力保障。目前，国家电网公司正在建设川渝交流特高压线路工程，组织开展高海拔复杂环境特高压外绝缘特性及绝缘配置技术、高海拔特高压线路电磁和噪声预测及控制技术、高海拔极端运行环境特高压变压器、气体绝缘金属封闭开关设备等关键设备研制及关键技术攻关。目前以上技术仍处于产品实验室环境验证阶段，研发初期，成本会高于平原地区特高压输电技术，随着技术发展，输电可靠性提升，可辐射至极端场景下其他电压等级输电技术的应用。

4.2.3 技术挑战

中国西部高原存在高海拔低气压、重覆冰、高地震烈度等极端恶劣环境条件，当海拔高度达到 4000 m 时，输变电设备外绝缘强度在较低海拔地



区显著降低、电晕和噪声明显增强。如何合理配置设备外绝缘间隙,控制电晕和噪声干扰,提升抗震性能,研制出特高压等级套管、变压器、电抗器等核心设备和组部件,存在极大技术挑战,需要结合中国规划建设的西南交直流输变电工程,开展基础理论和工程应用技术科研攻关。

该技术需重点开展以下研究工作:研究高海拔复杂环境下的特高压外绝缘特性及绝缘配置技术,重点突破海拔 2500 m 以上特高压线路杆塔和变电站、换流站典型结构电极间隙放电特性和绝缘配置,重点突破海拔 2500~5000 m 下特高压交直流线路绝缘子(瓷、复合)污闪特性,以及海拔 1000~4000 m 下变电站、换流站特高压套管、支柱等绝缘设备污秽闪络特性,重点突破重覆冰特高压线路绝缘子闪络特性、绝缘配置和防覆冰技术;研究高海拔特高压线路电磁和噪声预测及控制技术,重点突破高海拔地区特高压交流输电线路可听噪声和无线电干扰预测技术,实现高海拔特高压线路电晕效应有效控制;研究高海拔极端运行环境特高压关键设备研制关键技术,突破海拔 4000 m 级高海拔特高压交流变压器和 GIS 套管、特高压直流

穿墙套管关键技术、高海拔特高压变压器解体组装关键技术,以及特高压变压器直出式升高座出线装置技术,重点突破高海拔高可靠性电抗器及无功补偿装置关键技术,研制高海拔大容量油浸式低压无功补偿用电抗器和高海拔大温差特高压 GIS 伸缩节等装置。

4.2.4 发展展望

在碳达峰及平台期,攻克高海拔、污秽、覆冰、风沙、高地震烈度等恶劣环境条件下特高压输变电外绝缘、导线选型及电磁环境控制、高抗震性能关键设备研发技术,实现商业化,在多个新能源基地外送工程中应用。

在快速减排期与碳中和期,极端场景下特高压输变电技术得到广泛应用,跨区域特高压电网实现高效可靠运行,形成完备的技术体系,服务于中国新型电力系统大容量远距电能传输,实现大规模推广应用。总体而言,极端场景下特高压输电技术的稳步发展。

4.3

直流电网输电技术

4.3.1 关键技术

电网规模和供电负荷的增长以及大规模新能源接入电网,对采用新技术、新装备和新电网结构提出了迫切需求,直流电网的概念在这一背景下被提出来。欧洲于2008年提出以直流电网为骨干网架的跨洲际超级电网(Super Grid),其主要目标是解决大规模新能源并网消纳和送出难题,通过柔性互联提升新能源大范围优化配置能力,构建新型电力系统的枢纽平台。

目前国际上关于直流电网的定义尚未统一,也缺乏具体的建设标准,但是无论直流电网如何构建,都应具有以下特点:

- 1) 直流电网是一个“低惯量”系统,响应时间常数比交流电网至少小2个数量级。
- 2) 直流电网既是对已有电网的拓展与补充,也独立于现有交流电网,并与其并行发展,二者共同形成广域内的交直流骨干网架。
- 3) 与交流电网类似,直流电网的拓扑形式多样,且运行方式及控制手段灵活。
- 4) 直流电网有助于提高整个交直流混联电力系统运行稳定性。

4.3.2 发展现状

国外已有研究涉及直流电网的可行性、规划、

换流器形式、拓扑结构、运行方式、控制保护技术和关键设备研发等方面,但目前相关研究成果还不成熟,尚未实现大规模应用。

2008年11月欧洲各国正式推出了超级电网(Super Grid)计划,旨在通过直流电网,将北海和波罗的海的风力发电,以及北非和中东的太阳能发电连接到地中海电网,从而实现风能、太阳能及传统能源的协调发展,达到增大新能源发电接入量,降低碳排放和提高能源利用效率的目的。2011年,美国提出了“Grid 2030”计划,将建立由东到西,由南到北的未来电网,主要采用超导技术、储能技术和更先进的直流电网技术构建骨干网架,以满足新能源发展和建设清洁、灵活、环保的智能互联电网的需求。2012年以来,国际大电网组织(CIGRE)结合直流电网技术的发展趋势,先后成立了7个技术工作组,分别对直流电网可行性、规划、换流器模型、潮流控制技术、保护技术、可靠性评估和电压等级等7个方面开展研究工作。

国内关于直流电网研究包含直流输电网和直流配电网两个方面。直流配电网研究驱动力来自于分布式发电的发展和负荷多样性的发展。目前在直流配电网拓扑、控制策略、保护以及可靠性评估等关键技术获得了一定的研究成果。直流输电电网研究驱动力来自于大型新能源互补接入和传统能源的广域互联。中国已全面掌握特高压直流输电技术,建成吉泉 ± 1100 kV特高压直流输电工程,建成十余条 ± 800 kV特高压直流输电工程;掌握了柔性直流输电技术,开展了多端直流输电技术、混合多端直流输电技术和直流电网技术的研究工作,并建成了南澳 ± 160 kV、舟山 ± 200 kV、厦门 ± 320 kV、渝鄂 ± 420 kV、张北 ± 500 kV、昆

柳龙 ±800 kV 等多个多端柔性直流输电（网）示范工程。目前，高压大容量柔性直流输电技术成熟度较高，但高压大容量直流断路器及直流变压器还处于研发阶段，制造成本相对较高。

当前，柔性直流技术快速发展，相比于传统直流技术，其区别可总结如下。在换流技术方面，传统直流电网使用基于晶闸管的换流器（LCC），也称为电流源换流器（CSC），这种换流器需要强大的交流电源支撑，且换流过程中会产生大量谐波；柔性直流电网使用基于绝缘栅双极型晶体管（IGBT）的换流器，也称为电压源换流器（VSC），这种换流器不需要强大的交流电源支撑，换流过程产生的谐波较少，并且可以实现无功功率的独立控制。在电压控制方面，传统直流电网主要采用恒流控制，电压控制相对较弱；柔性直流电网可以实现恒压控制，更适合现代电力系统对电压稳定性的要求。在系统灵活性方面，传统直流电网系统灵活性较低，难以适应复杂电力网络的需求，特别是在多端直流输电系统中；柔性直流电网系统灵活性高，适应性强，可以方便地实现多端直流输电，支持多种接入方式和不同类型的可再生能源发电。在损耗和效率方面，传统直流电网损耗相对较大，特别是在长距离输电中，换流器的损耗较高；柔性直流电网换流器的损耗较低，整体效率较高，更适合长距离、大容量输电。在动态响应方面，传统直流电网由于换流技术的限制，动态响应较慢，难以快速适应负荷变化；柔性直流电网动态响应速度快，能够更好地应对负荷波动和系统故障。在建设成本方面，传统直流电网建设成本相对较低，但后期运维成本较高；柔性直流电网建设成本较高，但运维成本较低，且具有更好的长期经济性。

4.3.3 技术挑战

柔性直流电网在引领输电技术变革的同时，也带来了全新的故障特性。柔性直流电网具有低惯量特性，在直流线路故障情况下，承担着交直流能量

交互的换流器电容将迅速释放电能，故障电流可在若干毫秒内上升至数倍额定值。若故障不能被及时清除，将会迫使换流器闭锁以防止其全控型开关元件损毁，影响非故障区域的功率传输，甚至出现全网崩溃的情况。因此，与具有转动惯量的交流电力系统相比，柔性直流电网故障电流上升更快，且不存在可供断路器开断的过零点；与基于半控型开关元件的常规直流输电相比，柔性直流电网过流能力更弱，在故障情况下更容易闭锁；与“单点对单点”结构的柔性直流输电相比，柔性直流电网输电通道更多，故障影响范围更广。

故障隔离是柔性直流电网应对故障的执行环节，其应以最快速度将故障区域切除，最大程度降低故障带来的影响。直流侧隔离方式可将停电区域控制在直流电网中，避免了交流线路的切除，被认为是柔性直流电网主流的故障隔离方式。为此，直流侧隔离设备的研究备受关注，常见的有直流断路器、故障自清除型换流器等。其中，直流断路器可实现故障线路的切除，确保故障影响最小。然而，由于直流电流不存在过零点，快速开断存在难度。

不同于传统交流电力系统仿真建模，由于直流电网中引入了大量电力电子设备和开关器件，使得传统的电力系统仿真模型和工具难以满足直流电网应用的需要。直流电网的精确建模与仿真主要面临以下技术难点：

1) 相量模型不再适用。交流系统有明显的主导频率，主要研究 50 Hz 以下动态特性，采用基波相量模型进行分析。而直流电网系统无主导频率，主要研究宽频带（0~3 kHz）特性，因此相量模型不再适用。

2) 新设备模型需要研究。直流电网的一些新型电力电子设备并没有在交流系统中应用，需要研究他们的动态特性，建立模型，同时，另一些电力电子设备也不再能采用交流系统中采用的基波建模方法建模，需要针对直流电网重新研究和建模。

3) 控制保护系统复杂, 需要详细建模研究。交流系统的运行特性由机电特性决定, 而直流电网的运行特性由控制系统决定。控制系统中大量非线性模块是否准确描述将严重影响直流电网的运行特性。直流电网建模仿真精确性与效率同时兼顾难度很大。

4) 直流电网的响应时间比交流系统至少小 2 个数量级, 而且现在使用的模块化多电平变换器内部电磁节点数量庞大, 对仿真方法精度和速度要求更高。随着电压等级提升和直流系统规模扩大, 仿真数据处理规模将呈现指数型增长。全数字实时

仿真是直流电网仿真技术的一种发展趋势, 但对于 IGBT 等电力电子器件在内的电磁暂态过程, 数字仿真仍然无法实现对电力电子装备全部稳态和暂态工况的精确模拟。

综上, 未来技术需求包括具备直流故障自清除能力的换流器, 突破直流组网新技术; 研制高压大容量直流断路器和直流变压器; 研究直流电网嵌入交流电网的形式、故障响应特性及与交流电网的交互影响机理, 研究含直流电网的混合系统运行控制技术, 提升系统稳定性。

4.3.4 示范工程

专栏 张北示范性项目

张北示范性项目是国网冀北电力服务绿色冬奥的“涉奥六大工程”之一, 为北京冬奥提供 100% 绿色电力。项目综合了大规模风、光、储等清洁能源发电和直流电力传输, 是包含直流电网及清洁能源、抽蓄储能协调互补的示范工程, 直流电压等级为 ± 500 kV, 如图 4.2 所示。工程总投资为 125 亿元, 于 2017 年 12 月获得国家发改委核准, 2018 年 2 月开工建设, 2020 年 6 月 29 日竣工投产, 张家口地区的新能源成功接入北京电网, 送至 2022 年北京冬奥场馆。现已建成丰宁、康保、张北、北京四端环形直流电网, 其中北京、张北换流站设计容量为 3000 MW, 康保、丰宁换流站容量均为 1500 MW。在张北四端柔性直流电网中, 张北和康保换流站作为送端, 用于汇集当地风电; 丰宁换流站作为调节端, 接入当地抽水蓄能, 抑制风电波动; 北京换流站作为受端, 为北京提供稳定清洁的电力。远期计划完成御道口、唐山两个换流站的建设, 分别联接至丰宁换流站和北京换流站, 建设蒙西换流站联接到张北换流站, 最终形成泛京津冀地区的直流电网, 初步实现大范围清洁能源的调峰调频功能。

张北直流工程投产后, 能够满足 700 万千瓦新能源装机的外送和消纳需求, 每年向北京输送约 140 亿千瓦时绿色电力, 每年节约标准煤 490 万吨, 减排二氧化碳 1280 万吨。



图 4.2 张北四端直流电网地理位置

张北直流工程采用半桥模块化多电平变换器 + 直流断路器方案。由于采用架空线路，张北柔性直流电网故障恢复需要考虑重合闸功能；为了减小故障对交直流电网的影响，发生故障时，仅允许近端换流器闭锁，确保直流电网功率传输不间断。

张北直流工程采用了三种技术路线的直流断路器，如图 4.3 所示，分别为混合式、负压耦合式和机械式。其中，丰宁站配置 2 台机械式直流断路器，康保站配置 2 台负压耦合式直流断路器，北京站、张北站、康保站和丰宁站共配置 12 台混合式直流断路器。

作为集大规模可再生能源的友好接入、多种形态能源互补和灵活消纳、直流电网构建等为一体的重大科技试验示范项目，张北柔直工程不仅具备重大创新引领和示范意义，对于推动能源转型与绿色发展、服务绿色办奥、引领科技创新、推动电工装备制造业转型升级等具有显著的综合效益和战略意义。北京冬奥会期间，张北柔直工程整体运行情况良好，首个柔性直流电网系统的稳定性、全套自主化核心装备的可靠性均得到了充分验证，累计输送新能源电量 3.26 亿千瓦时，输电功率最高超过北京全市用电负荷的八分之一，在世界舞台上全面展示了中国“能源生产和消费革命”的新模式。

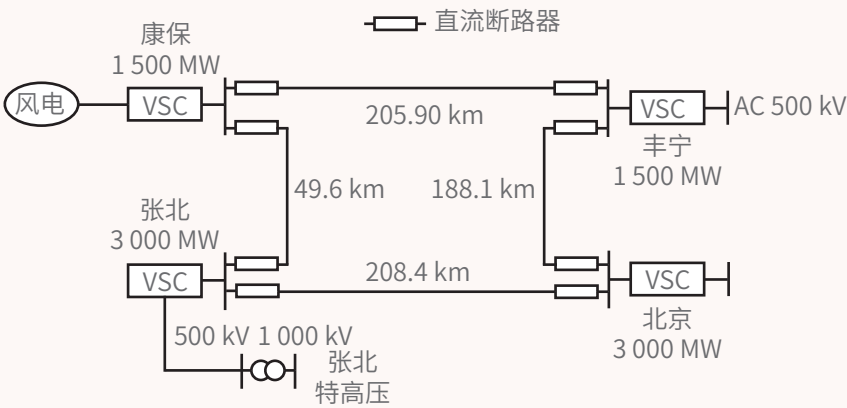


图 4.3 张北直流电网示范工程

4.3.5 发展展望

在碳达峰平台期，随着技术逐渐成熟，将攻克多等级直流组网新型经济高效汇集送出关键技术，装备实现工程应用，支撑 100% 占比新能源基地送出，具备应用的条件。

在快速减排与碳中和期，直流电网输电技术呈现高速发展的态势。直流电网技术成本不断下降、可靠性与控制灵活性逐渐提升，逐渐应用于海上风电基地、沙戈荒基地、藏东南等边远地区直流组网新汇集送出，并随着成本的下降实现大规模推广应用。

4.4

新型柔性交流输电技术

4.4.1 关键技术

新型柔性交流输电技术 (Flexible Alternative Current Transmission Systems, FACTS) 是在传统交流输电系统基础上, 将电力电子技术与现代控制技术结合, 通过对交流输电系统参数的灵活快速控制, 大幅提升线路输送容量, 实现电网潮流、电压的优化控制, 提高电网的稳定极限, 有效提升电网安全运行水平, 是解决新能源并网与消纳难题引起的电网关键环节安全稳定的关键技术之一。随着新能源并网比例的不断提升, 电网调节支撑能力不足, 潮流阻塞、电压、惯量、频率稳定等问题相互交织, 传统 FACTS 装备功能单一、成本高、过载能力低, 推广应用受限, 亟需多功能、低成本的 FACTS 技术, 采用有源无源混合的 FACTS 以实现多功能集成、高过载、低成本成为技术发展趋势。柔性交流输电技术通过控制设备, 可有效地控制和调节电网运行的柔性, 支撑新能源占比超过 50% 的电力系统安全灵活运行需求。

4.4.2 发展现状

国外潮流控制设备以采用移相器为主, 已应用固定串补、可控串联电容器 (Thyristor Controlled Series Capacitor, TCSC), 统一潮流控制器 (Unified Power Flow Controller, UPFC)、静止同步串联补偿器 (Static Synchronous Series Compensator, SSSC)、静止同步补偿器 (Static Synchronous Compensator, STATCOM) 等装备。美国、韩国等国家在 2004 年前应用 3 套基于 GTO 多重化拓扑的 UPFC, 最高水平 345 kV/200 MVA 后, 由于技

术未能进一步突破, 经济性不佳而停滞发展; 韩国电力公社 2018 年成功安装世界最大规模的 MMC-STATCOM (400 MVA) 用以改善首都圈电力供需情况。

中国在新型柔性交流输电技术方面, 已经建成世界上规模最大、结构最复杂的交直流电网, 对潮流、电压控制的要求高, 且需求迫切; 中国潮流控制装置主要采用固定串补和 TCSC 等, 电压控制方面主要采用可控并联电抗器及 STATCOM, 并已经广泛应用在电网中。在新型柔性交流输电技术方面, 中国研制了基于模块化多电平换流技术的新一代统一潮流控制器, 并已在上海、江苏等地成功应用, 其中苏南 500 kV UPFC 工程是目前世界上电压等级最高、容量最大的 UPFC 工程; 研制的全球首个自励型 220 kV/30 MVA 静止同步串联补偿器装置在天津石各庄变电站顺利投运; 2018 年在苏州电网投运的 300 MVA STATCOM 是中国容量最大的电网 STATCOM; 针对沽源大规模风电汇集系统, 研发了世界首套 35 kV/10 MVA 网侧次同步阻尼控制装置; 提出了柔性变电站概念, 已于张北、崇礼地区建成世界首个柔性变电站与交直流配电网示范工程。

4.4.3 技术挑战

柔性交流输电技术向功能多元化方向发展, 在实现潮流快速调节和无功动态补偿的基础上, 增加宽频振荡抑制、暂态过电压控制、抵御直流换相失败等功能, 提升设备动态响应速度、过载能力等性能, 提高装备的经济性和实用性。如何实现电力电子化主动支撑电网关键技术、新型混合潮流及电压

柔性调控装备研发及应用,有效服务于高比例新能源接入和高比例电力电子电力系统的安全稳定经济运行,成为柔性交流输电技术面临的新挑战。

该技术需重点针对新能源接入对电网潮流时空分布的冲击、输电通道潮流分布不均等问题,研究多功能集成型 FACTS 及应用技术、混合型 FACTS 拓扑及控制技术、换流阀性能提升基础技术,提高新能源外送能力和灵活调节的能力;针对系统中引发宽频振荡/谐波等问题,研究宽频振荡/谐波感知与监测技术,构建电网宽频振荡/谐波数据地理信息监测系统,开展宽频振荡/谐波特性分析与整体治理方案研究,掌握面向宽频振荡/谐波抑制的装备关键技术,并进行装备研制;针对高比例新能源的系统电压支撑能力不足、直流换相失败、新能源机组无序脱网、故障影响扩散等风险,开展源网荷多场景主动支撑装备系统应用技术、高韧性构网型装备共性技术研究,研制多场景电压主动支撑装备样机,开展面向主动支撑装备试验方法及试验平台构建技术研究;针对超/特高压交流系

统中操作过电压过高影响线路走廊、设备绝缘、制造难度及工程造价高昂的问题,研究过电压柔性抑制技术,深度抑制超/特高压交流输电线路操作过电压;研究新型电压调节器关键技术,实现动态调压和抵御直流换相失败,大幅提升输电系统运行可靠性。

4.4.4 发展展望

在碳达峰及平台期,研制出含储能的 GW 级电网电压/惯量主动支撑柔性交直流装备并示范,有效降低多功能集成型 FACTS、混合型 FACSTS 装置的经济成本,在电网中进行推广,处于完全商业化。

在快速减排与碳中和期,在新能源场站、直流送受端换流站、弱支撑受端电网等场景下,主动支撑装备、可控避雷器、潮流控制器等柔性交流输电装备将得到全面大范围应用,实现交流电网全面柔性化,达到大规模推广程度。总体而言,新型柔性



4.5

柔性低频输电技术

4.5.1 关键技术

大规模陆上 / 海上新能源开发与利用是推动中国能源转型与“双碳”目标实现的重要途径。海上风电正向深远海域规模化开发发展，陆上新能源向沙漠、戈壁、荒漠等偏远无电网 / 弱电网地区大规模广域开发发展。柔性低频交流输电是一种新型交流输电技术，其借鉴直流输电频率变换的思路，基于电力电子变流技术降低输电频率以成倍降低海缆充电功率或长线路阻抗，等价缩短电气距离，成倍提升输送容量、距离和系统强度，并实现功率、电压、无功灵活调控，进一步提升系统稳定性，同时保留了交流输电易于变压及故障电流过零开断等组网优势；利用新能源变流器直接输出低频电能，无需多次换流；通过高压大容量电压源型交交变频器实现工频与低频之间有效变换，无需无功补偿和滤波器，实现系统潮流 / 电压 / 宽频振荡与故障电流抑制等诸多柔性调控功能，可提升电网输电能力和稳定控制水平。低频输电是工频交流和直流两种输电方式的有益补充，是大规模新能源高效经济汇集与送出、支撑新型电力系统组网构建的新型有效手段。

4.5.2 发展现状

15 kV/16.7 Hz 的低频铁路供电系统已在国际上运行多年，研制了 132 kV/16.7 Hz 断路器、变压器等铁路牵引电气设备，以及变频调速用 M3C 型交交换流器试验样机。

柔性低频输电技术为中国首创，20 世纪初叶，

受限于直流输电技术瓶颈的限制和工频供电导致涡流损耗巨大的影响，德国、澳大利亚、瑞典、挪威国家，为解决电刷寿命及电压波动等问题，构建了 110 kV 单相 16.67 Hz 低频铁路供电系统，用于铁路机车牵引，一直沿用至今。这是低频供电技术的工业实践，虽不具备柔性调控功能，但也为柔性低频输电技术与装备提供了一定的借鉴。

系统构成方面，国内外经历了从倍频变压器构建的分频输电技术到基于交交变频器的柔性低频输电技术。系统拓扑方面，得克萨斯大学奥斯汀分校等开展了海上风电汇集方式及电压等级优化研究，智研院构建了三端柔性低频输电系统低压模型以及海上风电单端送出系统，明确了考虑设备成本的系统频率选择。在柔性低频输电系统运行特性方面，开展了系统效率及静稳极限分析以及海上送出系统特性分析。在柔性低频运行控制技术方面，国内外学者分析了基于倍频变压器的低频输电系统潮流分布与故障特性。在低频设备特性方面，提出杭州 220 kV/300 MW 柔性低频成套设备技术要求，研制了交交换流器、低频变压器、低频交流断路器等系列高压设备，已在示范工程中投运。

4.5.3 技术挑战

低频输电系统电力电子化程度高，且电源随机性强，系统运行控制、保护难度大；交交换流器是工 / 低频电网能量交互载体，受电力电子器件容量水平限制，高压大容量交交换流器需大量功率模块级联、并联，造价高，损耗大，交交换流器拓扑简化需求迫切，技术挑战大；同时，换流器实现频率转换的同时异频分量不可互相渗透，且在电网各种

工况下能量交互的暂态过程复杂，控制难度大；因此，创新高压大容量交交换流器拓扑及其控制策略，是亟需解决的关键技术问题。柔性低频输电系统电压周期长，变压器等线圈类设备紧凑化困难；电流过零点间隔长，断路器燃弧时间延长、电弧能量大，开断难度大；海上应用对设备紧凑性、可靠性要求高，电气设备的低频化设计存在较大挑战。

该技术需重点研究柔性低频系统适用场景与形态构建技术、低频系统柔性控制支撑与保护技术、交交换流器等核心装备研制、系统及装备试验等技术，占领核心技术高地，建设标准体系，引领柔性低频输电技术领域发展，整体技术达国际领先水平。

4.5.4 示范工程

专栏 杭州 220 kV 柔性低频输电示范工程

杭州 220 kV 柔性低频输电示范工程，突破了频率选择、典型场景系统构建、控制保护、高压大容量交交换流等关键技术。对亭山 - 中埠线开展低频输电改造，如图 4.4 所示，在 220 kV 中埠变和 220 kV 亭山变两侧分别建设换频站，容量均为 300 MW/20 Hz，电压等级 220 kV。低频互连连接起富阳和萧山南部两大负荷中心，实现 500 kV 富阳供区和昇光供区柔性互联互通，提供动态无功 / 电压支撑，提升杭州富阳区域灵活供电能力和供电可靠性。于 2023 年 6 月投运，是国内首个高压大功率柔性互联低频工程，预计可实现供区之间 300 MVA 规模的潮流灵活互济，提升跨江通道的输电能力和系统事故、检修支援能力。



图 4.4 杭州柔性低频输电工程接入方案

4.5.5 发展展望

在碳达峰及平台期，实现 500 kV/GW 级柔性低频组网成套装备研制，实现柔性低频组网技术在沙戈荒新能源基地集群送出等场景示范应用。

在快速减排及碳中和期，建成海上 500 kV 柔性低频交流电网，海上 500 kV 低频变电站约 30 座，输变电容量约 1.5 亿千瓦，有力支撑中国海上风电

高效可靠汇集并网；建成特高压和 500 kV 两级柔性低频交流同步电网，并与工频交流电网异步互联；特高压低频交流变电站 10 座，500 kV 低频交流变电站 35 座，输变电容量达 1.8 亿千瓦，将有力支撑中国西部新能源高效可靠汇集并网，支撑跨区特高压直流向中国东部、南部乃至跨国远距离送出，实现规模化推广。总体而言，柔性低频输电技术发展随电力电子技术发展以及工程应用而逐渐进步，呈现中速发展的态势。

4.6

高温超导输电技术

4.6.1 关键技术

高温超导材料是指具有高临界转变温度、能在液氮温度（77 K）条件下工作的超导材料。高温超导电缆输电是利用高温超导材料的零电阻和高密度载流能力发展起来的一种新型超导电缆输电技术。高温超导输电系统主要由高温超导电缆本体和维持超导状态的冷却系统构成，图 4.5 为高温超导电缆结构的示意图。高温超导电缆的载流能力强，是相同体积传统电缆的 5~10 倍，可以在低电压等级下高功率传输电能，替代城市变电站和相关辅助设备；其电力损耗较传统电缆减 95% 以上；金属和绝缘材料用量较少，在生产和运行过程中能大大减少碳排放；结构紧凑，相同传输容量下占地空间是传统电缆的 40%，且磁场集中在电缆内部，不会对环境造成电磁污染，因此有利于提高电网安全性和可靠性，是最理想的一种低损耗大容量输电技术。成本方面，由于目前高温超导带材价格昂贵，高温超导电缆价格比传统电缆高 75% 左右，但考虑高温超导电缆一般安装在大城市负荷中心，结合土地成本和变电站设备投入减少的因素，高温超导输电和传统输电方式之间的经济差距有望进一步缩小。随着高温超导带材价格逐渐降低，超导输电的成本有望在未来 10 年内低于传统输电方式。

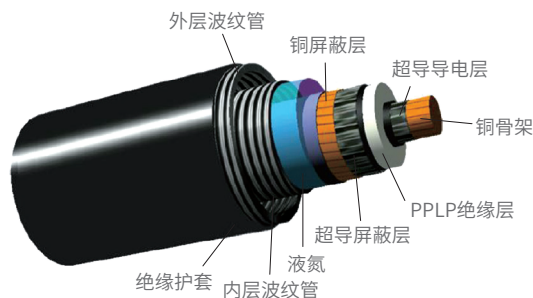


图 4.5 超导输电电缆结构示意图

4.6.2 发展现状

从 20 世纪 90 年代起，美国、欧洲和亚洲等国都相继开展高温超导输电技术的研究。美国能源部提出了“美国电网 2030 计划”，采用超导技术建造骨干网络并建设国家新能源枢纽将美国三大主要电网连接起来，更科学地实现电力分配、储存。欧洲批准了超导电力联接（SUPERPOLI）计划、欧洲超导技术公司合作计划（CONECDUC）、AmpaCity 项目等，发展超导输电及超导材料技术，而且欧洲 ABB、西门子、耐克森等公司都积极投资超导装备的研究，以争取未来的市场。日本政府批准了“Super-ACE 计划”来促进超导电力技术的产业化，日本 NEDO、通产省和各大电力公司（如东京电力、九州电力、中部电力）以及日本东芝、住友、古河、藤仓等企业联合开展超导输电技术研究和示范应用。韩国政府以商业化为目标，批准了“DAPAS 计划”，主要研究开发高温超导电缆、高温超导限流器、高温超导变压器和高温超导电动机等，投入资金达 1.5 亿美元。中国从“九五”时期就开始超导输电技术研究，近 5 年来，随着国内高温超导材料的商业化，中国上海电缆研究所、富通集团、中天集团等多个国内电缆企业也开始进入超导电缆的研发与生产领域，目前，高温超导输电技术在中国已经进入实用化示范应用阶段。

4.6.3 技术挑战

高温超导技术相比于传统输电技术具有显著优势，但要投入实用，仍面临一系列严峻挑战。在冷却技术和成本方面，超导材料需要保持在低温环

境下才能展现出超导特性，目前常用的是液氮冷却，但保持低温环境的冷却系统建设和运行成本较高。在材料性能和成本方面，当前高温超导材料的制造成本高，且在大规模应用中的性能一致性和长期稳定性仍需进一步验证和提高。在连接技术方面，超导电缆之间以及超导电缆与常规电缆之间的连接需要特殊处理，以确保超导特性不受影响，同时要避免冷却液的泄漏和热量传导。在故障处理和保护方面，超导电缆一旦发生故障，修复过程复杂且费用高昂。传统电网保护装置可能不适用于超导系统，需要开发专门的保护技术和设备。在磁场屏蔽方面，超导体在工作时会产生强磁场，必须进行有效的屏蔽，以防止对周围环境和设备产生干扰。在规模化生产和工程应用方面，目前高温超导材料的生产尚未达到大规模工业化水平，批量生产的工艺和质量控制需要进一步改进，以降低成本并提升产品的一致性和可靠性。在长期可靠性和维护方面，超导系统的长期运行可靠性和维护成本尚未得到充分验证，特别是在复杂的电力系统中，需要进行大量的实际运行测试和经验积累。

因此，高温超导输电技术需重点开展相应的关键技术攻关，才能推动该技术的规模化应用。具体包括低成本产业化高温超导带材制备技术、长距离经济型高效低温制冷技术和超导输电系统长期运行与维护技术。

1) 低成本产业化高温超导带材制备技术：降低高温超导带材原材料成本，研究带材内部层间应力和致密性等问题，提出新的制备工艺，进一步提升高温超导带材的载流密度性能，实现高温超导带材的规模化量产。

2) 长距离经济型高效低温制冷技术：提高制冷装备整体系统冷却效率，降低制冷成本，提高低

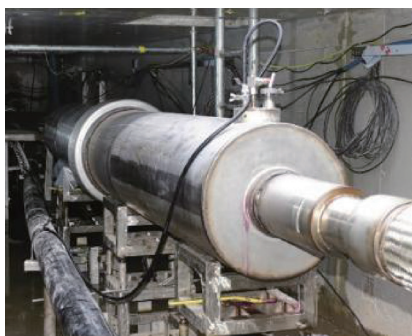
温系统的运行可靠性和性价比。开发国产化大型制冷机，重点提升低温中继技术和液氮泵扬程，以满足不低于5公里长超导电缆的制冷需求，助力提高超导电缆的实用性。

3) 超导输电系统长期运行与维护技术：通过研究快速、准确、可靠的超导故障信号处理方法与定位分析技术，提高对超导电缆内部温度、压力、电压和电流等运行状态的预警准确性，掌握超导故障维护技术，确保长距离超导输电系统运行安全和维护方便。

4.6.4 示范工程

国内在2004年建成35 kV普吉变电站首条超导电缆工程，到2022年，中国上海市、深圳市均已经开展了高温超导输电示范工程。其中最具有代表性的是上海市三芯一体高温超导电缆输电工程。

2019年，上海市开始建设首条国产化1.2 km，35 kV/2200 A的三芯一体高温超导输电示范工程，如图4.6所示，这是目前世界上最长的超导输电线路，于2021年12月实现并网运行，传输损耗几乎为零，标志着全球第一条撑起超大城市骨干电网的高温超导电缆正式投运，对高温超导输电技术的产业化具有重要意义。在生产方面，由于采用不同的原材料，高温超导电缆的碳排放量较传统电缆具有较大优势，约为传统电缆的69%；在运行方面，由于超导电缆需要使用制冷系统，该高温超导电缆的碳排放量约为传统电缆工程的94.7%，但当长度达到5公里时，其碳排放可以降为常规电缆的80%，可见随着电缆长度的增加，高温超导电缆节能减排优势会逐渐突显。



(a) 超导电缆中间接头



(b) 超导电缆终端



(c) 高温超导电缆并网接线

图 4.6 上海 1.2 km, 35 kV/2200 A 超导输电工程

4.6.5 发展展望

在碳达峰及平台期，突破高温超导材料批量化制备关键技术，国产化冷却系统效率和可靠性通过示范工程完成验证，提升长距离长期可靠制冷能力，10~110 kV 高温超导输电电缆小规模应用于城市电网，处于发展中程度。在经济性方面，基于生产工艺的改进和规模化生产，超导材料成本预计降低 50%；基于新冷却技术的应用，使得冷却成本

和能耗降低 30~40%；同时，通过技术创新和经验积累，进一步优化系统集成和运维成本。

在快速减排期与碳中和期，实现 10~220 kV 高温超导输电技术的低成本远距离传输，完善超导输电技术标准体系和运营模式，承载电网增容改造和新能源的传输，全面实现高温超导带材商业化。在经济性方面，将高温超导输电的度电成本降低到与普通电力系统输电技术相当的水平。总体而言，高温超导输电技术呈现出较快发展的速度。

4.7

发展趋势展望

表 4.2 新型电力系统电能传输技术成熟度研判

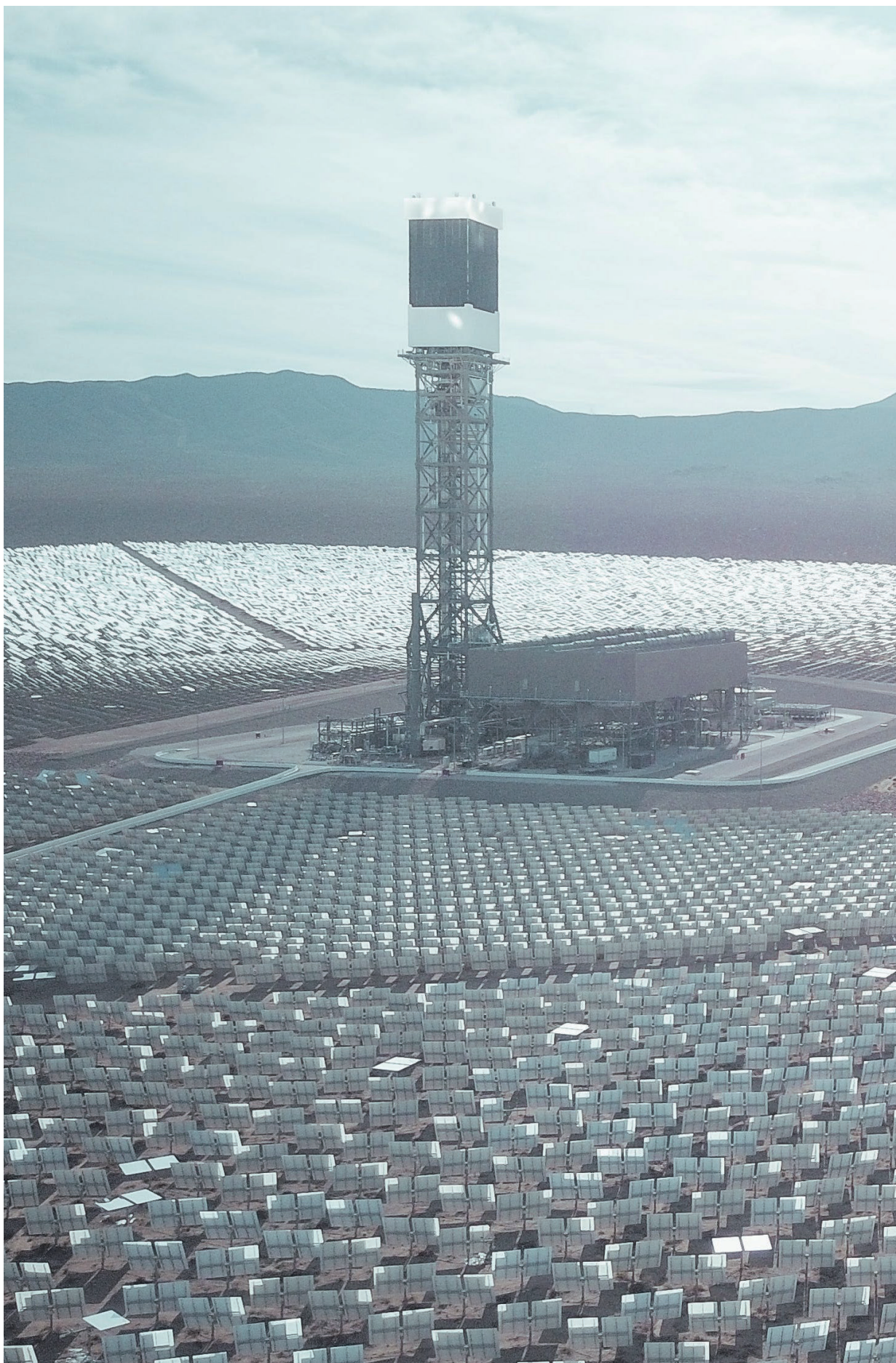
技术名称	技术成熟度	技术发展速度
极端场景下特高压输电技术	预计随着西北电网、西南电网以及藏东南能源基地开发技术不断成熟；2030~2040 年实现广泛应用，提升特高压输电技术对于极端场景的适应能力	随特高压网架建设，稳步发展
直流电网输电技术	预计 2030 年实现直流电网支撑 100% 新能源基地的推广应用；2030~2040 年成本逐渐下降，实现海上风电以及能源基地组网的大规模推广应用；2050 年实现区域级电网乃至跨国电网的组网应用	持续发展，技术前景明朗，随新能源基地的发展技术日趋成熟，成本不断下降
新型柔性交流输电技术	预计 2035 年多种设备达到可推广商业化应用的程度；2040~2050 年将新型交流输电技术全面大规模应用于新型电力系统的交流输电环节	高速持续发展，技术前景明朗，向长距离、大容量方向快速发展
柔性低频输电技术	预计 2020~2035 年逐步实现示范应用；2035~2050 年成本逐渐降低实现规模化推广	随电力电子技术发展以及工程应用而逐渐进步，呈现中速发展的态势
高温超导输电技术	预计 2035 年突破材料批量制备关键技术，高温超导基础技术能够显著降低成本，具备特殊场景下应用的经济性；在 2050~2060 年实现大规模推广应用	依赖于高温超导基础理论技术的发展进步而快速发展，未来主要解决技术经济性问题

新型电能传输技术的发展是推动新能源大规模外送、海上风电送出及新能源输送的关键。这些技术在新型电力系统的电源、电网和负荷等多个环节中具有不可替代的重要性。在碳达峰及平台期，极端环境下的特高压输电技术将在商业化方面取得显著进展，克服了高海拔、极端气候等条件下的技术难题。直流电网技术也将在远海风电基地送电方面实现工程应用，逐步进入规模化发展阶段。新型柔性交流输电技术预计将融入储能，实现 GW 级的电网支撑，降低经济成本并达到完全商业化。同时，柔性低频输电技术也将在特定场景下展开示范应用，并逐步发展成熟。快速减排期与碳中和期，

这些技术将更加广泛应用，实现高可靠性运行。特高压技术将在跨区域电网中形成完备的技术体系，直流输电技术将支持超过一半新能源的经济高效接入电网。柔性交流技术将全面提升交流电网的柔性化程度。柔性低频技术将实现大规模海上风电汇集并网，以及西部新能源的高效汇集并网，支撑国内乃至跨国的远距离能源输送。高温超导技术将实现更广泛的商业化应用，提升电网传输能力，低成本远距离输电将成为现实。这些技术的发展预示着能源传输效率和稳定性的大幅提升，为实现新能源的广泛应用和电力系统的现代化打下坚实基础。

参考文献

- [1]. 温家良, 吴锐, 彭畅, 等. 直流电网在中国的应用前景分析 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(13):7-13.
- [2]. 宋强, 赵彪, 刘文华, 等. 智能直流配电网研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(25):9-21.
- [3]. Qing Zhong, Lingxue Lin, Yao Zhang, Zhigang Wu. Study on the Control Strategies and Dynamic Performance of DC Distribution Network[C]. IEEE PES General Meeting, 2012, Detroit, MI, USA.
- [4]. 胡竟竞, 徐习东, 裘鹏, 等. 直流配电系统保护技术研究综述 [J]. 电网技术, 2014, 38(4):844-851.
- [5]. 汤广福, 庞辉, 贺之渊. 先进交直流输电技术在中国的发展与应用 [J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7):1760-1771.
- [6]. 汤广福, 王高勇, 贺之渊, 等. 张北 500kV 直流电网关键技术与设备研究 [J]. 高电压技术, 2018, 44(7):2097-2106.
- [7]. J. F. Maguire, J. Yuan, W. Romanosky, et al. Progress and status of a 2G HTS power cable to be installed in the Long Island power authority (LIPA) grid[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2011, 21(3): 961-966.
- [8]. M. Stemmler, F. Merschel, M. Noe, et al. Ampa City—Advanced superconducting medium voltage system for urban area power supply[J]. IEEE International Conference on Applied Superconductivity and Electromagnetic Devices (ASEMD), 2014, 23(3): 2031-2036.
- [9]. S. Honjo, T. Mimura, Y. Kitoh, et al. Status of superconducting cable demonstration project in Japan[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2011, 21(3): 967-971.
- [10]. Seung Ryul Lee, Jong-Joo Lee, Jaeyoung Yoon, et al.. Impact of 154-kV HTS Cable to Protection Systems of the Power Grid in South Korea[J]. IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 2016, 26(4): 5402404.
- [11]. 张喜泽, 宗曦华, 黄逸佳. 上海公里级超导电缆的设计研究 [J]. 低温与超导, 2022, 50(6):35-41.





第 5 章 电力系统运行优化技术

电力系统运行优化主要解决以系统化视角进行电力资源安全与经济配置的问题。一方面，电力系统源网荷储环节电力资源间通过电气耦合具备物理层面的相互连接；另一方面，电力系统区别于其他能源系统，具有更为严苛的运行要求（如电力供给和电力负荷必须保持瞬时平衡）。为实现电力资源的经济高效配置并且满足电力系统严苛运行要求，必须以系统化视角，统筹协调具备不同功能的电力资源。以往传统电力系统的安全运行调度强烈仅需调度人员的人工经验即可实现安全调度。然而，面向快速减排期与碳中和期，更多的清洁能源将接入电力系统，导致源网荷储环节各侧电力资源迅猛发展，需以更为高效手段实现电力系统调度优化，以在保证电力系统安全运行的前提下促进清洁能源消纳。为实现上述目的，本章介绍电力系统运行优化技术，涵盖电力系统预测技术、电力系统调度优化建模技术、多区域电力系统协调调度、应对不确定性的电力系统调度优化技术、电力市场环境下的调度优化技术等关键核心技术。



WIND AND 05 SOLAR POWER

5.1

关键支撑技术简介

电力系统需要源侧和荷侧之间的实时平衡。为此，全球各国建立输电网络和配电网络，以实现源荷双侧的紧密连接。在电力实际运行中，上述电力系统源荷双侧匹配运行往往还追求一定的运行目标，比如更低的成本、更低的碳排放、更低的网损、更高的安全裕度等。同时，上述电力系统运行还需考虑各种安全运行要求，包括功率平衡约束、输电安全约束、发电运行约束等。可以看出，上述过程是一个决策优化技术问题：决策变量为电力系统可利用资源（如机组发电计划安排），约束是电力系统安全运行要求，目标是电力资源高效和经济输送。该类决策问题可统称为电力系统调度问题。

电力系统调度优化在依托人工经验阶段，主要采用是手动化方式，调度人员需要根据人工经验和判断进行调度决策。人工方式较为耗时，易出差错，可能导致安全隐患和能源浪费等问题。除此之外，过去阶段还存在以下问题：一是计算机技术水平不高，难以应对大规模电力系统的有效管理和调控；

二是缺乏足够的运筹优化模型和工具，难以对电力系统有更加深入的了解和管理。

随着技术和算法的不断发展（如计算机技术、运筹优化算法），电力系统调度优化可依托软件实现。现阶段通过借助不断发展的先进技术和算法，可面向电力市场化等需求，减少调度人员对于人工经验的依赖，减少人工干预程度，以提升电力系统调度优化水平。

新能源的快速发展需求，对电力系统带来显著影响，如显著的功率波动不确定性。为此，还需采用人工智能等先进技术，增强电网调度安全边界感知，实现源网荷储智能协同调度，支撑新型电力系统构建。

电力系统调度优化阶段演变总结如图 5.1 所示。

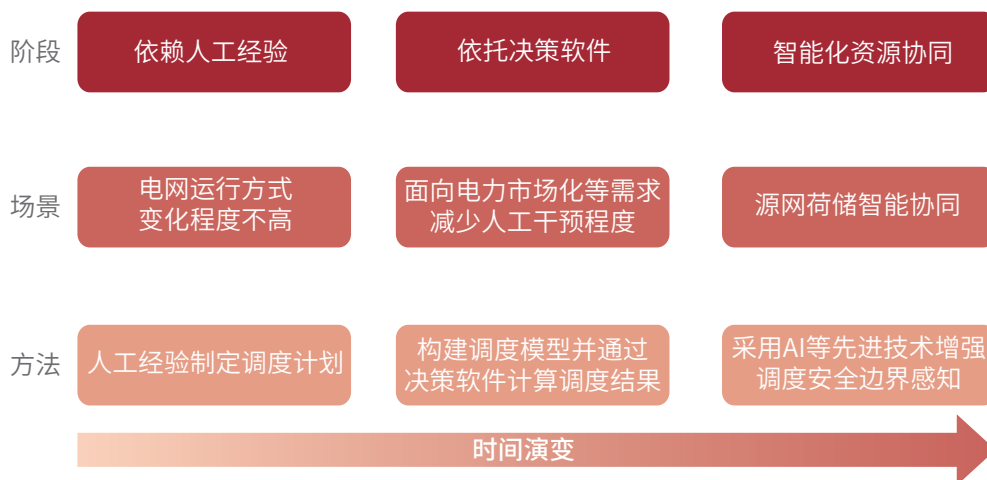


图 5.1 电力系统调度优化发展演变历程

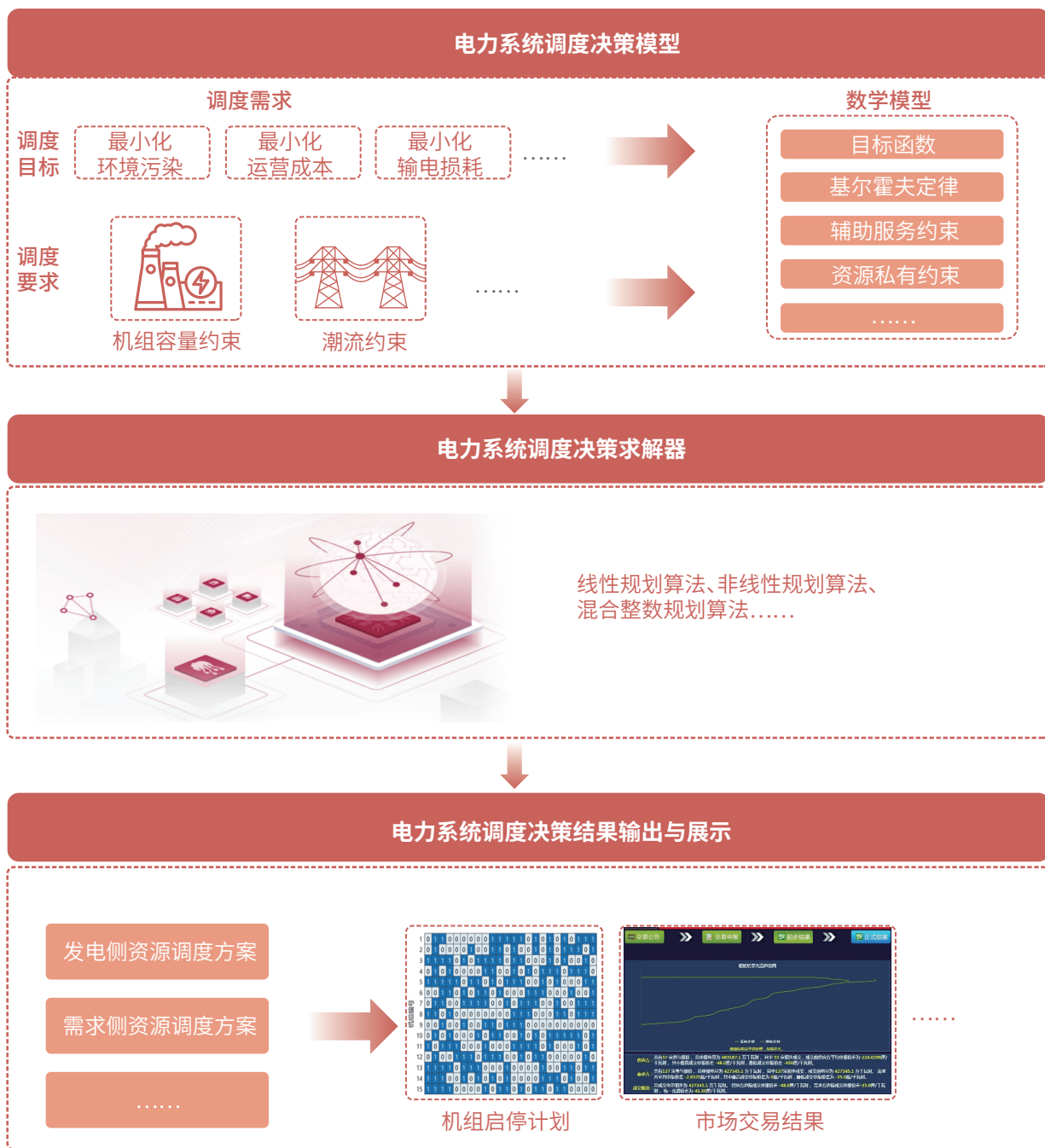


图 5.2 电力系统调度技术的产业化应用示意图

电力系统调度可分为日前调度阶段和日内调度阶段。在日前调度阶段, 调度人员依据负荷预测曲线, 考虑电网安全及机组安全等运行约束, 制定需较长调度响应时间的决策 (如具有最小启动时间和最小关闭时间的火电机组启停计划)。然而, 日前预测负荷需求与日内实际负荷需求难免具有偏差, 同时系统运行条件可能发生变化 (如机组异常故障等)。为此, 调度人员还需在日前调度决策基

础上, 进一步制定快速响应资源 (如火电机组功率) 的日内调度决策方案, 以期在保证安全运行前提下, 实现源荷实时平衡。调度技术在电力工业的产业化应用如图 5.2 所示。调度人员可根据调度目标建立所需调度决策模型, 将其输入求解器进行求解, 最终在电力系统调度决策软件系统中生成满足电网安全运行要求、同时实现预期电网优化运行目标的电力资源调度方案。

为实现电力系统调度优化，需基于电力系统负荷预测技术实现电力负荷预测，收集电力系统运行调度边界信息，基于电力系统调度优化建模技术构建电力系统调度优化问题；此外，电力系统调度优化协调多区域电力系统运行资源并考虑电力系统不确定性，还在市场环境下给出电力系统的经济信号分析。为此，本章还将根据上述调度需求，介绍相应的电力系统运行优化关键技术及相应挑战，主要包括：电力系统预测技术、电力系统调度优化建模求解技术、多区域电力系统协调调度技术、应对不确定性的电力系统调度优化技术、电力市场环境

下的调度优化技术。

电力系统运行优化关键技术如表 5.1 所示。为实现电力系统调度优化，需基于电力系统负荷预测技术实现电力负荷预测，进而收集电力系统运行调度边界信息，基于电力系统调度优化建模技术构建电力系统调度优化问题；进而，电力系统调度优化协调多区域电力系统运行资源并考虑电力系统不确定性，还需在市场环境下给出电力系统的经济信号分析。

表 5.1 电力系统运行优化关键技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
电力系统预测技术	基于电力系统负荷历史数据以及相关因素（如气象因素等）数据，构建挖掘数据内部相关性的数学 / 物理模型和算法，对于电力系统未来不同时间尺度内的负荷、新能源发电进行预测	准确预知未来时间段的负荷 / 电价 / 新能源出力水平，为发电调度优化决策提供边界条件	应用于电力系统调度决策前，确定电力系统调度决策边界
电力系统调度优化建模与求解技术	将电力系统的调度决策问题建模为数学优化模型，基于数学语言解析表达电力系统调度目标与安全运行规则，并运用相应数学优化引擎求解模型，映射为电力系统调度方案	通过计算机优化调度方案，增强调度方案的经济性	应用于电力系统调度决策中，实现优化决策的建模和调度计划的获取
多区域电力系统协调调度技术	对于电力系统不同区域的调度决策进行协调，确定不同区域间输电线路的送电功率	实现跨省跨区域的调度决策之间的协调	应用于电力系统调度决策中，解决跨省以及跨区域电力系统调度的广域协同问题
应对不确定性的电力系统调度优化技术	以数学形式描述电力系统不确定性因素（如新能源功率波动随机性），并将其以解析形式纳入电力系统调度优化模型	提高调度应对负荷、新能源发电以及电力系统其他不确定性事件的能力	应用于电力系统调度决策中，解决电力系统持续增长的不确定对于电力系统调度决策的影响
电力市场环境下的调度优化技术	基于电力市场交易框架，将电力交易规则转化为数学表达形式并纳入电力系统调度优化模型，通过市场供需形成市场价格，引导电力系统成员优化决策	通过市场机制实现电力资源最优调配	解决电力市场规则下的电力系统优化调度问题

5.2

电力系统预测技术

5.2.1 关键技术

电力系统调度的主要任务是通过资源配置实现供需平衡，调度的边界主要由负荷和新能源出力预测确定。高精度的电力预测结果能够减少电力系统调度的备用需求，从而有效降低电力系统运行成本。

1) 电力系统预测对象与时空尺度

传统的电力系统预测对象主要是负荷和电价，而随着新能源占比的不断提升，新能源出力的随机性和间歇性给电力系统供需平衡带来挑战，为解决这一问题，电力系统的预测对象拓展到了风电、光伏、小型水电等的出力。此外，较为新兴的预测对象还包括净负荷、负荷调节潜力、降温负荷、多能负荷等等。

2) 电力系统预测结果形式与评价指标

传统的电力系统预测主要是给出未来预测对象的一个期望值，评价预测结果的好坏主要包括平均绝对误差、均方误差、均方根误差、平均绝对误差、平均绝对百分比误差、 R^2 决定系数等。随着新能源、电动汽车等并网，电力系统供需两端均呈现较大的不确定性，概率预测得到了广泛的关注，其主要呈现形式包括分位数、区间和概率密度函数。概率预测结果需要采用通用的评价指标进行评估以验证预测有效性。概率预测常用的性能评价指标包括可靠性指标、锐度指标和衡量预测总体性能的综合性能指标。

3) 基于大数据与人工智能的预测技术

传统电力系统预测技术主要包括基于模型的方法和基于统计的方法。随着新一代人工智能技术的兴起，数据驱动的人工智能方法逐渐成为电力系统预测的主要研究方法，特别是基于传统机器学习、深度学习的大数据分析方法，由于其具备提取复杂抽象特征的优越能力，因而在电力预测领域表现出更好的预测精度。一般而言，预测问题可以定义为：在给定的预测信息空间中选取特定信息作为预测输入（如天气、地理位置、时间标签、电价、政策等信息），应用一定的预测模型（通常是指机器学习、深度学习等数据驱动模型），构建某时刻预测输入向量至未来预测时刻负荷 / 电价 / 新能源出力的映射关系。

5.2.2 技术挑战

1) 负荷影响因素多样复杂

电力系统负荷预测的时空尺度和调度的时空尺度是基本一致的。以负荷预测为例，时间尺度一般包括短期（比如日前或提前 4 小时）和超短期（提前 1 小时或者 15 分钟）；空间尺度一般包括省级、区域、母线、馈线、微网、单一用户等。由于传统电力系统的负荷组成成分简单，其预测场景大多局限于系统或者母线级负荷，然而，随着电力系统的快速发展与不断演变，尤其是新型电力系统的构建在很大程度上将会引入大量的分布式新能源、电动汽车等新元素，使得电力系统的负荷更加复杂且灵活。同时，随着需求侧管理的日益广泛应用，产消者、负荷聚合商的参与使用户与电网互动的主动性提升。在上述多元因素影响下，传统基于统计学分析方法的负荷预测技术已难以支撑新型电力系统背景下负荷模式的精准构建。

2) 对指标可靠性依赖性强

可靠性指标可通过预测得到的概率分布与预测对象的实际分布之间的偏差体现，是概率预测模型评估的主要指标；如果可靠性不达标，将会影响电力系统的科学决策，增加决策风险。锐度指标用于衡量概率预测结果集中于实际值的程度：在概率密度预测中，预测概率分布呈现出的尖峰薄尾特征越明显，且尖峰越接近实际值时，锐度性能更优；在区间预测和分位数预测中，通常利用预测区间的宽窄反映锐度。综合性能评价指标用于评估概率预测的整体性能，Winkler 分数和连续等级概率分数（Continuous ranked probability score, CRPS）是常用的综合性能指标。

3) 大数据模型对数据质量、特征选择、模型类型要求较高

开发一个好的电力系统预测技术需要以下几个方面：1) 高质量数据，数据量足够大质量足够高是训练人工智能模型的基础；2) 特征选择，好的特征选择能够很大程度提升预测精度，而这部分需要融入对物理世界的认知，比如在负荷预测中引入人体舒适度这一特征，在风电预测中引入不同地面高度的数值和天气预报数据；3) 预测模型，人工智能模型丰富多样，一个模型也可以设置不同的超参数，需要根据训练数据量大小等选择合适的预测模型。





5.2.3 示范工程

专栏 广东电网全覆盖全时域电量跟踪分析预警系统

传统负荷预测主要基于历史负荷数据和相关气象数据开展预测，忽略了系统总负荷内部更细粒度的特性，例如行业用电特性；也没有把超短期、短期和中长期负荷预测统筹协调起来。如何充分利用细粒度用电数据和气象、经济等多元数据进一步提升负荷预测精度是亟需解决的问题。针对上述问题，广东电网公司提出了面向中长期尺度考虑气象 - 经济 - 行业耦合关系的电量预测方法。建立了基于时间序列分解和向量回归的电量 - 气象 / 经济 / 行业耦合关系模型，提出了基于季节分解与回归分析的气象因素剥离方法，建立了外部因素与行业、省地两级电量间的关系模型，分析典型行业的气象敏感电量，深入分析电量变化的机理；中长期月度精度为 97.78%，与常规时间序列方法相比预测误差减少 3.25%。此外，还提出了面向短期尺度的单一用户与集成负荷概率性预测方法。针对用户用电随机性较强问题，采用分位数回归作为无参回归方法，对非高斯分布等任何分布进行拟合预测，有效揭示负荷不确定性；针对传统神经网络对于长时间序列建模效果差的问题，结合长短时记忆网络有效挖掘时间序列长期和短期的内在相关性，构建长短时记忆网络与分位数损失函数深度融合的概率预测模型；概率预测精度达到 96.21%，较传统神经网络、长短时记忆网络等方法分别提高 4.2% 与 8.9%。在开发出多个概率预测模型后，进一步提出概率集成模型，实现多种概率预测模型的综合与筛选，进一步提升多层级用户负荷预测精度。

5.2.4 技术展望

在碳达峰与平台期，负荷预测技术将在人工智能与大数据技术的推动下实现大规模应用，负荷预测技术与通用大模型技术的耦合程度将不断加深，从而提升新型电力系统多环节多对象的人机交互

水平，使预测模型和算法更加精确和智能化。在快速减排期与碳中和期，负荷预测技术将与数字传感物联网技术以及云计算、边缘计算等数字技术深度融合，在全面感知和多层级互联的终端设备支持下实现数据的精准采集与全域安全共享以及云边协同高效计算，推动负荷预测技术的全环节在线服务，支撑源网荷储海量分散对象的智能协调控制。

5.3

电力系统调度优化建模与求解技术

5.3.1 关键技术

人员可通过电力系统调度模型制定电力系统优化运行方案。

电力系统调度模型是调度目标以及安全运行约束的数字化描述形式。基于调度求解算法，调度

电力系统调度模型如图 5.3 所示：

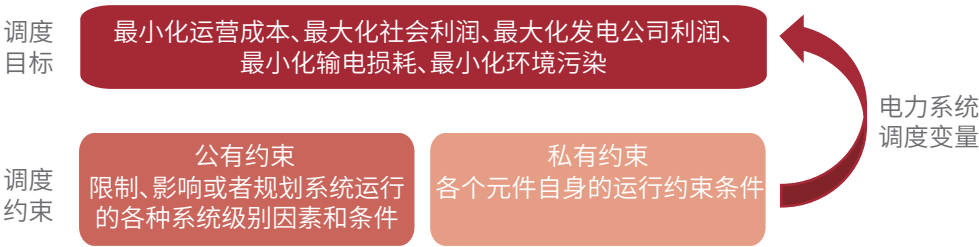


图 5.3 电力系统调度模型简介

调度模型主要包括：

电力系统调度约束是电力系统安全运行要求的数字化描述。特别地，电力系统调度约束包含公有约束和私有约束。

电力系统调度变量。

电力系统调度变量包括决策变量和状态变量。决策变量代表调度人员在实际运行中的可执行操作，包括但不限于火发电机组的启停和功率。状态变量用于描述电力系统所处状态，包括但不限于节点电压幅值、节点电压相角、支路功率等。

1) 公有约束

公有约束指的是限制、影响或者规范系统运行的各种系统级别因素和条件。公有约束类型通常分为物理约束和人为约束：

电力系统调度目标。

物理约束：电力系统客观存在的运行约束条件。典型物理约束包括但不限于：由于基尔霍夫电压与电流定律产生的潮流约束、由于线路输送容量产生的线路物理容量约束（电力系统中各个线路的输送容量是有限的，因此需要满足线路物理容量约束）。

电力系统调度目标可为最小化运营成本、最大化社会利润、最大化发电公司利润、最小化输电损耗、最小化环境污染问题等。此外，调度目标还可上述多类目标的综合考量。

电力系统调度约束。

人为约束：电力系统人为设定的运行约束条件，通常是为了满足经济、环保、安全等方面的要

求。常见的人为约束包括：为保证储能利用效率的储能单天充放电次数规定。

2) 私有约束

私有约束指的是各个元件自身的运行约束条件，主要包括发电侧私有约束和负荷侧私有约束。

发电侧私有约束主要包括火电机组约束（即火电机组的基本运行约束条件）以及新能源功率预测值约束。

负荷侧私有约束主要考虑在有分布式资源的负荷端中，负荷需求具有一定弹性范围，该弹性范围可通过一组约束进行描绘。

5.3.2 技术挑战

电力工业对电力系统调度计算效率往往具有一定要求，从调度优化边界收集到计算获得优化结果的时效性要求高，且需要采用具有收敛性保证的计算技术。然而，电力系统调度模型具备高复杂性，使得上述目标的达成通常往往难以达成，面临如下两类挑战：

1) 电力系统调度模型非凸非线性。

电力系统调度优化涉及源网荷储，各侧资源往往需以非凸非线性约束进行数学描绘。然而，现有

运筹优化算法难以保证非凸非线性形式下电力系统调度模型的计算效率与收敛性。为此，电力系统调度模型往往通过线性化技术简化为线性规划问题（如输电系统广泛采用的直流模型、配电系统最新出现的具有交流可行性保证的线性模型）。然而，如何进一步提升现有线性化技术在模型简化与模型精度两者间的权衡，仍有待研究。

2) 电力系统调度模型规模庞大。

电力系统调度模型有时需考虑离散变量（如机组启停），使得电力系统调度模型最终转变为整数规划问题求解。近期，随着商业求解器的发展，可实现直接将整数线性规划问题输入求解器并获得结果。然而，由于整数线性规划问题的“组合爆炸”特性，现有商业求解器直接应用于实际电力系统机组组合问题仍具有相当大的挑战。以中国某区域电网日前机组组合为例，该问题模型约有 70 万约束数目和 16 万离散变量，CPLEX、GUROBI 等商用求解器在部分负荷场景下无法在 1 个小时内获得可行解。同时，中国目前依赖国外进口的商用求解器，其内部算法作为“黑箱”难以深度调试。然而，开源求解器如 SCIP、CBC 等在求解效率上与进口商用求解器仍存在较大差距。国内企业也陆续推出了自主研发的求解器，例如杉数科技的 COPT 和阿里巴巴达摩院决策智能实验室的 MindOpt 等。然而，面对省级电网及区域电网的超大规模机组组合等组合优化问题，其求解效率与国外求解器仍有一定差距。

5.3.3 示范工程

中国电力系统运行传统上较多依靠调度人员进行人工操作，比如：日前发电计划系统对 N-1 预想故障通常采用开环考虑的方式，先不考虑 N-1 预想故障，编制一套发电计划，然后对该发电计划进行 N-1 扫描，若发现 N-1 越限，则人工调整发电计划边界条件，重新调用发电计划编制程序，直到得到一套满足 N-1 安

全约束的发电计划；依赖调度人员人工计算电力供需平衡方案，电话通知逐厂下达发电计划调整量，平均日电话次数较多。这是由于电力系统是人类创

造的最大的物理系统，调控操作较为繁杂，因此只能依靠人工的简单、保守方式，在牺牲经济性的前提下，实现电力系统调度运行。

专栏 自适应、自校正、感知化的智能调度计划技术支持系统

针对上述问题，中国展开了一批发电调度优化项目。这里以国家电网某省级电网公司牵头的“自适应、自校正、感知化的智能调度计划技术支持系统”举例说明。该项目通过如图 5.4 所示三个方面，实现节能发电调度优化：1) 提出基于 N-1 内嵌式自校正的日前发电计划优化新方法，实现了电力系统运行风险预控，科学地预留日内滚动调度和实时滚动调度的再调度空间，大幅提升电力系统抵御 N-1 故障的能力；2) 提出自适应和自校正的日内滚动发电计划优化新方法，在国内首次实现了从日前到日内的时序有机衔接和自适应滚动优化，无需人工参与；3) 将认知心理学、思维科学与电力系统理论相结合，提出电网有功调度的感知化理论与方法，实现实时地感知电网拓扑结构、风电与母线负荷变化，感知电网资源优化配置的空间和安全距离。项目所研发系统可适用于 10000 节点以上电力系统、日前发电计划编制时间不超过 3 分钟、日内滚动发电计划潮流准确度不小于 90%、功能年可用率高达 99.95%。

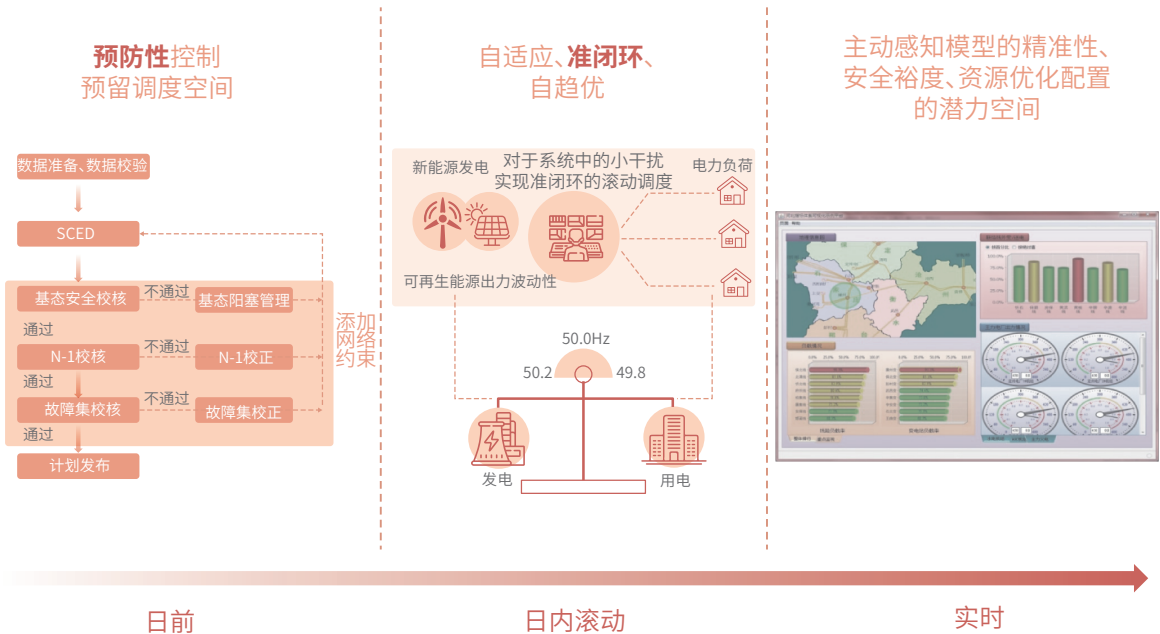


图 5.4 “自适应、自校正、感知化的智能调度计划技术支持系统”框架

5.3.4 发展展望

在碳达峰及平台期，针对伴随新能源随机波动、低惯量等新型电力系统特性，实现考虑安全稳定的电力系统模型 - 数据驱动混合模型，并在有限计

算时间范围内将区域机组组合问题计算精度逐步提升。在快速减排期与碳中和期，伴随数学领域运筹优化技术以及人工智能技术的成熟及其与电力系统调度优化模型求解算法的紧密结合，在中国全范围内实现以新型电力系统智能调度与安全经济运行。

5.4

多区域电力系统协调调度技术

5.4.1 关键技术

- 基于交互功率可行域的多区域电力系统互动协调技术

电力系统往往多个调度区域系统构成，不同多区域电力系统可通过互动协调，实现电力资源互补，促进新能源消纳，助力新型电力系统建设。为此，中国在2022年出台《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，进一步明确基于多区域电力系统协调调度的能源低碳转型方针。然而，在现实电力行业中，多区域电力系统由于运营主体不同（如中国不同省级电网由不同省公司运营、配电网由不同的供电局运营），存在一体化协同调度的信息壁垒；同时，一体化调度需同时考虑所有互联的电力系统，其庞大的调度规模将产生显著的计算负担。为克服上述问题，现有电力研究往往采用如下两类无需一体化计算的多区域新型电力系统互动协调技术。

交互功率可行域描绘某一电力系统与其余互联系统在耦合节点处的容许输送电范围：当交互功率处在该范围内，该电力系统均能找到一组不违反自身运行约束的调度指令。图5.5展示基于交互功率可行域的多区域电力系统互动协调框架，包括：

- 1) 信息提交：配电网运营商提交输-配耦合节点交互功率可行域至输电网运营商；进而，输电网运营商提交联络线交互功率可行域至协同控制中心。
- 2) 指令发布：协同控制中心依据联络线交互功率可行域，制定联络线交互功率计划；进而，输电网运营商以联络线交互功率计划为边界条件，制定涵盖输-配耦合节点交互功率的输电网资源调度指令；最后，配电网运营商以输-配耦合节点交互功率计划为边界条件，制定配电网资源调度指令。

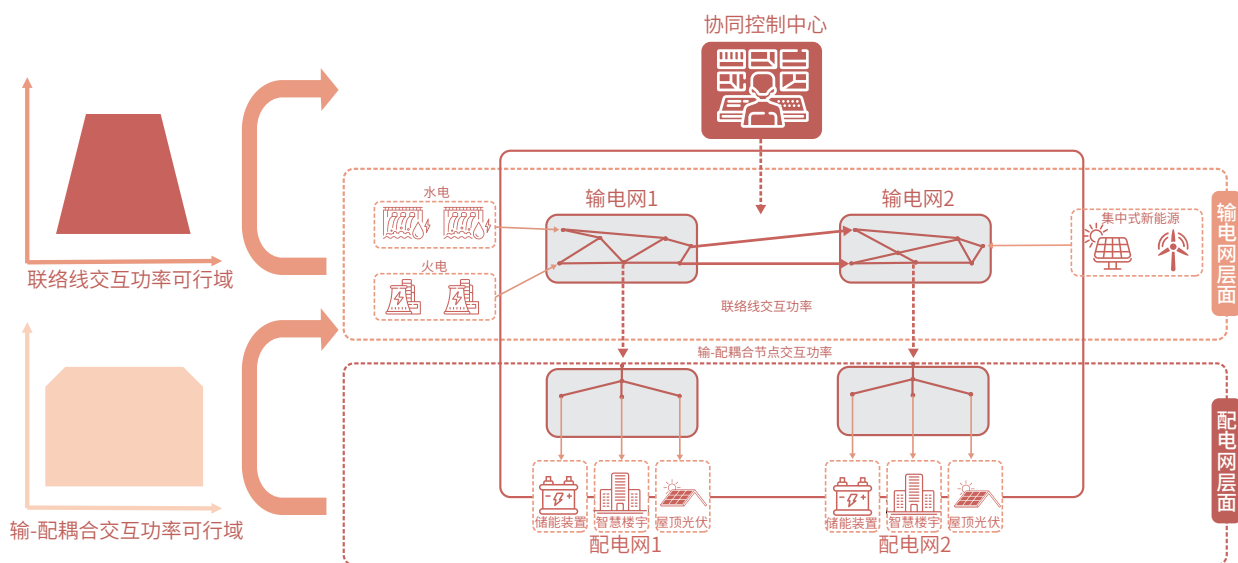


图 5.5 基于交互功率可行域的多区域电力系统互动协调框架

• 基于分解运行的互动协调技术

基于分解运行的多区域电力系统互动协调方法以“中心协调、分散决策”为核心理念，将一体化优化问题按区域分解为子问题，通过反复交换相

邻区域之间的电力系统交互功率，最终实现高效协调。依据是否需要上层协调机构，基于分解运行的多区域电力系统互动协调方法可分为分散式协调模式和分布式协调模式，如图 5.6 所示。

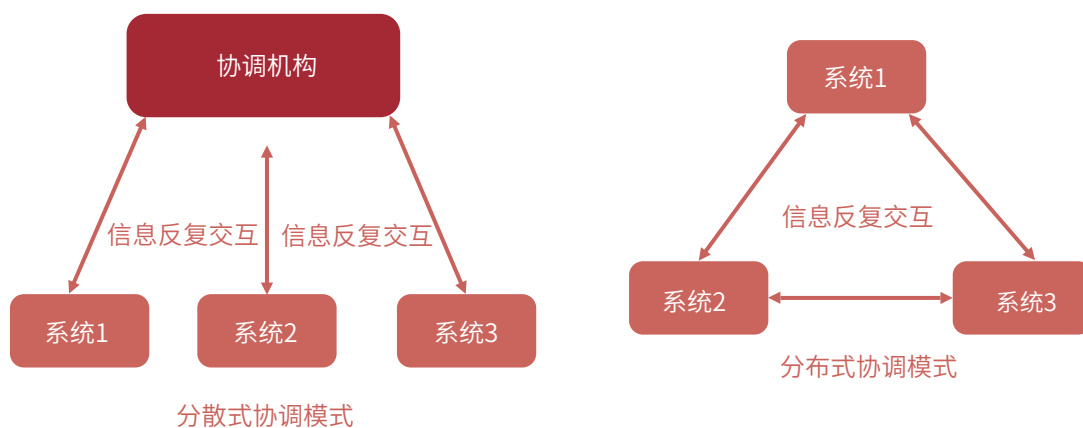


图 5.6 基于分解协调的多区域电力系统互动协调框架

分散式协调模式。该模式由协调级根据区域子问题的计算结果，按照一定策略，更新电力系统交互功率，将其返回区域子问题为边界条件。拉格朗日松弛技术及其增广技术已在分散式协调模式得到广泛关注，其核心思想在于：将耦合约束作为惩罚项放入目标函数，通过协调拉格朗日对偶乘子实现不同子问题的协同调度。

分布式协调模式。为适应上级协调机构并不存在或上级机构不具备集中协调资质的情形，完全分布式协调技术得到关注，如仅需相邻区域之间交换边界变量和价格信息的最优性条件分解技术。

基于交互功率可行域的多区域电力系统互动协调技术的工业化应用挑战。

多区域电力系统互动协调无需互动协调信息反复交互，其互动协调核心在于：如何有效刻画各区域电力系统交互功率可行域。然而，可行域计算复杂度随系统规模、耦合节点数、调度时段数等呈爆炸性增长，制约现有技术在大规模系统的实际应用。因此，目前实际互动协调一般仅考虑耦合节点通道容量限制（如北欧市场可用输电容量），无法完备表征多区域电力系统互动协调可行空间，制约多区互激模式下的新能源促消纳。

5.4.2 技术挑战

为保证多区域电力系统协调调度的有效性，电力工业对多区域电力系统协调调度的计算精度和计算效率具有较高要求，对现有“基于交互功率可行域的多区域电力系统互动协调技术”和“基于分解运行的互动协调技术”提出工业化应用新挑战：

基于分解运行的互动协调技术的工业化应用挑战。

基于分解运行的互动协调技术的核心在于：如何通过反复交换相邻区域之间的电力系统交互功率信息，有效制定满足多区域电力系统全局最优的调度决策方案。然而，功率信息交互的复杂度将随着参与互动协同的区域数目增加而增加（如区域数

目越多，需考虑的不同区域间交互功率信息愈多；不同区域规模不尽相同，功率信息交互的时间尺度存在异步性)。因此，现有基于分解运行的互动协

调技术在电力工业中往往仅涉及微电网层面，还未在输电网和配电网层面得到普及。

5.4.3 示范工程

以区域间电力传输为手段，实现电力资源的广域优化配置，已成为现代电力系统的重要特征。由于中国资源禀赋分布不均，源荷呈现逆向分布，电力跨区跨省传输是中国常态需求。例如重庆电网为典型受端电网，其一次能源匮乏，装机容量受限，近 1/3 电力负荷由其余省份经由联络线跨省供给，如：从 2017 年 6 月 26 日至 2018 年 6 月 27 日，“十三五”期间四川的首条水电外送通道“川渝第三通道”累计向重庆输送电能 101.4884 亿千瓦时，日均超过 0.2781 亿千瓦时，及时缓解了重庆电网供电压力。近年来，随着重庆市经济高速发展，电力负荷需求快速增长。据中国产业信息网推测：随着新兴产业的不断发展，“十四五”期间重庆市用电缺口将继续扩大。2020~2025 年期间，即便重庆市全社会用电量维持 3%，每年也需引入约 35 亿千瓦时新增电量，外来电比例呈持续攀升态势是必然的。然而，目前重庆电网部分外受电断面输电能力受阻，不利于外来电消纳。以川渝断面为例，洪板、资铜、黄万三条联络线通道潮流分布不均，

其中洪板线长期重载、黄万线长期无潮流，断面输电通道并未得到充分利用。为此，国网重庆市电力公司经济技术研究院展开《电网联络线功率可行域评估及其改善策略研究》。该项目研究能够有效表征安全输送 / 消纳的所有联络线功率组合的可行域（即联络线功率可行域），以精准反应电网输电能力，增加重庆电网外来电消纳量；进而，基于联络线功率可行域评估结果，辨识制约电网输电能力的关键因素，从而引导基于 FACTS 设备的关键因素改造，进一步释放重庆电网消纳外来电的能力，减少供电压力，有效提升边界断面输电通道利用，提高电网收益。

5.4.4 技术展望

在碳达峰与平台期，通过在中国普及多区域电力系统协调调度技术，打通跨区跨省灵活输电能力，逐步提升中国跨区输电通道利用率。在快速减排期与碳中和期，实现多区域电力系统协调调度技术的成熟化应用，逐步提升跨区绿电传输电量占比，实现 100% 绿电传输下的跨区跨省灵活输电。

5.5.1 关键技术

随着新能源大规模开发、高比例并网，电力系统不确定性激增，需应对不确定性的新型电力系统运行技术。传统电力系统不确定性主要来自负荷侧的负荷需求不确定性，产生了许多关于长、短期负荷预测、负荷不确定性建模等方面的研究。相较于传统电力系统，新型电力系统不确定性来源增多，主要包括：

电源侧：不同于火电、水电等可控性较强的传统发电机组，新能源发电受气象和环境等条件影响较大，其出力呈现出间歇性与波动性的特点，例如光伏发电与晴 / 阴天密切相关。

负荷侧：负荷侧分布式资源的快速发展，如以分布式光伏为代表的分布式发电、以电动汽车为代表的新型负荷等。相较于传统负荷，分布式资源可受天气、用户行为等多重随机因素影响，显著性增强负荷侧不确定性。

电网侧：由于源荷随机波动影响，电网侧可能产生随机潮流波动。

因此，随着新能源占比不断提高，如何在电力系统调度中计及源网荷侧各类不确定性，并制定相应的电力系统调度决策愈发重要，即需研究应对不确定性的电力系统调度优化技术。

5.5.2 发展现状

现有研究应对不确定性的电力系统调度优化方式为将不确定性内嵌入电力系统调度优化约束。嵌入原则包括多场景嵌入原则、极端场景嵌入原则、概率密度函数嵌入原则。依据上述三大不同嵌入原则，相应衍生出多场景技术、鲁棒优化技术、机会约束技术。

1) 多场景技术

多场景技术根据新能源出力分布特性生成典型场景，并据此制定使系统期望运行成本最低的决策方案。多场景技术通常将系统期望运行成本最小作为优化目标，通过对新能源预测出力或误差分布函数抽样生成海量不确定性场景，然后分别针对各个场景求解调度决策问题，最终将各个场景下的决策方案进行加权平均。多场景技术基于新能源的不确定性，通过概率密度函数或累积分布函数进行蒙特卡洛模拟，随机生成新能源不确定性场景。所得的场景集合能够包含任意新能源不确定性的概率信息。由于模型的最优解与生成的场景数量和质量密切相关，因此需要生成大量场景进行模拟求解，以确保所得最优解的质量。

2) 鲁棒优化技术

鲁棒优化技术确保新能源出力波动极端场景下的电力系统运行安全，调度决策方案可应对最坏情况。鲁棒优化本质是一类基于区间扰动信息的不

确定性决策技术，其目标在于实现不确定参量最劣情况下的最优决策。由于鲁棒优化不需要精确的不确定参数概率分布信息，因此在考虑不确定性的电力系统调度决策问题中有着广泛的应用。

3) 机会约束技术

利用机会约束技术，确保在新能源波动性对电力系统运行产生影响时，电力系统潮流等安全运行约束越限概率低于设定阈值，决策方案可兼顾经济性。机会约束优化是一种随机优化技术，其考虑不确定性环境下，决策可能不满足约束条件的情况，允许决策不满足约束的概率不超过给定阈值。其核心思想是将传统的确定性约束条件转化为概率形式，以确保在不确定性条件下决策大概率满足约束，减少小概率极端情况对最优解的影响，从而平衡决策的最优性和保守性。目前，解决机会约束调度决策问题的常用技术可分为两类：解析技术和模拟技术。解析技术的核心思想是假设新能源不确定性符合特定概率分布，通过数学推导获得机会约束的解析表达式，以实现快速求解机会约束模型。

性。由于最不利场景的发生概率极低，这使得鲁棒优化得到的最优解不可避免地带有一定的保守性。同时，电力系统在实际运行中可能无法完全实现最不利场景下的新能源不确定性平抑。为解决鲁棒优化最优解保守性问题，分布式鲁棒优化技术应运而生，其核心思想为：基于新能源不确定性分布信息构建分布模糊集，然后在该模糊集内寻找最恶劣不确定性分布情况下电力系统调度决策问题的最优解。

3) 机会约束技术依赖于对新能源不确定性分布的假设，这限制了其适用范围。模拟技术的核心思想在于通过大量新能源不确定性场景，结合电力系统潮流分析（概率潮流计算），来模拟并获得电力系统运行边界的不确定性分布特征，以确定在给定机会约束越限阈值下的系统运行边界，并通过迭代过程不断根据潮流分析确定的系统运行边界来修正调度决策问题的最优解，并在满足收敛条件后终止迭代。然而，由于每次迭代都需要进行潮流分析，模拟技术的计算负担较重，因此难以满足电力系统实时调度的需求。

5.5.3 技术挑战

1) 多场景技术面临巨大的计算负担，这导致其在追求最优解准确度和求解效率之间存在一定的矛盾。此外，在多阶段随机过程中，随着决策阶段的增加，场景数量呈指数级增加，造成显著的计算负担。为了应对多场景技术的高计算成本，极限场景技术和场景削减技术应运而生。虽然上述技术可在一定程度缓解多场景法计算负担重求解问题，但未从根本上解决多场景技术最优解准确度与其求解计算能力的矛盾关系，难以满足电力系统调度决策时间窗的要求。

2) 鲁棒优化的核心思路是确保系统在新能源不确定性最不利情况下仍能保持调度方案的最优

5.5.4 技术展望

在碳达峰期与平台期，随着人工智能技术的蓬勃发展，基于数据驱动形式的电力系统调度模型不确定性建模以及多场景决策技术将被逐步引入，支撑新能源电量占比 30% 以上电力系统运行。在快速减排期与碳中和期，多场景、鲁棒优化、机会约束等物理技术模型的电力系统调度模型不确定性建模技术将与数据驱动形式的电力系统调度模型不确定性建模技术深度融合，形成以“物理技术模型引导数据驱动模型，数据驱动模型辅助物理技术模型”的电力系统调度模型多环节不确定性高效与精准建模，支撑新能源电量占比 50% 乃至 70% 以上的电力系统运行。

5.6

电力市场环境下的调度优化技术

5.6.1 关键技术

电能商品的交易依赖于物理电力系统，电能交易的顺利进行离不开电力系统的稳定运行。在电力系统中，电能商品的传输速度极快，且难以经济地实现大规模储存，供应（发电）与需求（负荷）需要时时保持平衡。因此，电力市场出清需基于考虑电力系统运行物理规律的调度机制，而电力现货市场是实现调度与市场一体化运作，确保安全性与经济性统一的重要环节。不同于传统调度机制，在电力现货市场中，市场运营机构基于市场成员的自由投标进行系统调度优化，实现系统供需平衡，确定市场成员的中标量与结算价格。

当前，各国电力现货市场常基于边际成本定价理论设计定价机制，如：系统边际电价、区域边际电价和节点边际电价。系统边际电价被定义为满足系统新增单位负荷需求的系统边际成本增量，由考虑机组发电特性约束和功率平衡约束的经济调度模型的对偶解构成。系统边际电价所对应的市场出清模型不考虑线路传输容量约束。系统边际电价机制下，市场运营机构根据发电企业的报价从低到高

进行排序，根据市场的实际需求，在满足市场需求的最后报价机组的价格就是所有发电企业生产电力的市场价格，即同一时段系统所有中标电量的价格相同，该价格也被称为电力现货市场无约束出清价格。区域边际电价被定义为满足区域新增单位负荷需求的系统边际成本增量，由考虑机组发电特性约束，功率平衡约束和区域间输电断面安全约束的跨区域调度问题的对偶解构成。区域边际电价所对应的市场出清模型仅考虑受跨区交易影响显著的线路传输容量限制。因此，区域电价通常适用于阻塞频繁发生在区域间而区域内阻塞概率较小的情况。节点边际电价是广东、山西等国内现货市场试点地区与 PJM、MISO、CAISO 等国外主要电力市场广泛采用的定价机制。节点边际电价被定义为满足节点新增单位负荷需求的系统边际成本增量，由考虑机组发电特性约束，功率平衡约束和线路传输容量约束的经济调度问题的对偶解构成。若系统发生支路阻塞，阻塞支路会对全网所有节点造成影响，节点电价能够精确反映各节点的供求关系。在完全竞争且不考虑市场成员成本非凸性的理想市场环境下，节点电价具有良好的经济学意义，可满足激励相容性、收支平衡性与非歧视性，为用户提供了恰当的激励信号，维护了市场的稳定运营。

5.6.2 发展现状

电力市场环境下的调度优化技术与电力市场的发展密不可分。同时，由于不同国家 / 地区的电力资源、电力系统建设与运行情况等存在天然差异，不同国家 / 地区的市场发展情况和路径不尽相同，使得电力市场环境下的调度优化亦存在差异。为此，本报告选取中国、美国、欧洲的现货市场作为典型代表，介绍相应市场环境下的调度优化技术。

专栏 中国电力市场环境下的调度优化技术

2022年,国家能源南方监管局发布了包括《广东电力市场运营规则(2022 试行版)》在内的一系列电力现货市场建设配套文件,旨在引导南方电力现货市场有序运行。在南方电力现货市场框架下,现货市场分为日前电能量-辅助服务市场和实时电能量-辅助服务市场,并以节点电价反映成本与供需失控价值的电价信号。

日前电能量市场采用全电量申报、集中优化出清的方式开展,在运行日前一日对运行日96个交易日时段进行出清,每个交易时段为15分钟。具体出清过程如下:先采用多时段安全约束机组组合制定机组开停机计划。之后,计算调频辅助服务市场的预出清结果,并修改相应机组出清上下限。获得调频出清结果后,采用安全约束经济调度模型制定多时段的机组发电计划以及分时节点电价。根据安全约束经济调度制定的机组发电计划,最后进行交流潮流安全校核。在满足交流潮流安全约束后形成日前电能量市场的最终出清结果。

实时电能量市场是在实际运行前15分钟组织的交易出清过程,并采用日前电能量市场封存的发电侧申报信息进行出清。各市场参与者在实时电能量市场中均无需进行申报。该过程以发电成本最小为优化目标,采用安全约束经济调度算法进行集中优化计算,得到各发电机组需要实际执行的发电计划和实时节点电价。具体出清流程如下:在实时开机组合基础上,计算调频辅助服务市场出清结果,修改机组上下限。之后,采用安全约束经济调度计算实时出力计划。在计算时间窗口内对机组出力曲线进行交流潮流安全校核,通过后最终获得实时电能量市场的发电计划和实时节点电价。

专栏 美国电力市场环境下的调度优化技术

在美国,独立系统运营商采用集中式调度组织市场,其工作重点在于维持现货市场交易有序和电力系统可靠运行。美国日前市场出清模型是考虑能量-辅助服务联合出清的安全约束机组组合模型。

在日前市场出清完毕后,系统运营商将按照每小时的成交电量和节点边际电价提前确定大部分交易电量,并及时发布日前节点边际电价和日前市场调度计划。在日前市场关闭后到实时市场开始前,美国市场允许市场参与者重新申报部分信息,并可以使用可靠性机组组合与前瞻机组组合重新确定部分机组启停状态。该过程可统称为场外调整,意在为实际运行提前准备更多的调度资源,保障实时平稳运行,避免调用昂贵的应急机组。

在运行日实际运行的30分钟前,实时市场会根据系统的当前运行情况,使用安全约束经济调度对能量-辅助服务进行联合出清。实时市场采用以1小时为调度长度,5分钟为调度基准的滚动优化模型,逐时段计算实时市场出清价格实时出清电量与日前出清电量之间的偏差值将根据实时节点边际电价进行计算。近期,一些美国现货市场开始考虑实现能量充裕度验证的前瞻机组组合或前瞻调度,计划在OH-30时同时获得实时出清结果和前瞻机组组合结果,以提高资源调度的效率。

欧洲电力市场运营结构中，两个主要的运行商分别是欧洲电力交易所和欧洲输电系统运营商。前者专注于跨区域的电力交易，在日前和日内时段内确保跨区互联的电力在日前和日内时间框架内交易并平衡；后者的主要职责是保障实时可获得足够辅助服务和平衡服务维持供能实时平衡。由于欧洲电力市场中能量和辅助服务商品独自出清，根据不同国家的市场设计不同，日前辅助服务市场可在日前能量市场的出清前、出清中和出清后组织开展。

欧洲电力交易所在日前根据买卖双方供需曲线报价信息形成发电曲线，得出系统边际电价，并出清能量交易的标准产品。与美国市场不同，系统边际电价是不考虑系统内部物理约束的日前价格，但考虑单一区域和其他区域的联络线传输容量约束形成的。因此，系统边际电价也可视为针对不同区域的分区电价。

在日前市场关闭后，欧洲电力交易所还组织了日内市场对日前市场出清结果作为补充。日内市场将再组织机组进行投标，并持续滚动至运行日实际运行的 30 分钟前。北欧电力交易所“价格优先、时间优先”的原则进行撮合，即首先交易会在那些报出高负荷价格和低发电价格的双方之间进行撮合，如果价格相同，则按照到达先后的顺序进行。在每个负荷 - 频率控制区，多个欧洲输电系统运营商同时参与日内市场并准备平衡市场的调整。该过程将在控制区内进行能量充裕度验证和运行安全约束校验，统称为综合调度环节。由综合调度环节确定的电能和机组，被视为特殊产品并参与平衡市场。

在日内市场后，由欧洲输电系统运营商组织开展平衡市场的活动，并在负荷 - 频率控制区内实现能量平衡出清。该市场过程类似于美国的实时市场，其调度资源由日前市场和日内市场共同确定。



5.6.3 示范工程

自2015年在中共中央、国务院发布的《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》指导下，中国各省因地制宜，积极开展电力体制改革试点方案，推进电力交易市场化进程。同时，随着2022年《中共中央国务院关于进一步加快建设全国统一大市场的意见》发布，中国将加快构建全要素、全区域、全主体的全国统一电力市场，扩大电力源荷资源的时空配置范围。为此，电力市场化调度应运而生。相较于传统电力系统调度，电力市场化调度需在不同市场范围内通过优化调度协同不同市场主体，最终实现基于市场化手段的电力资源优化配置与红利释放。然而，由于需考虑多市场范围、多市场主体，电力市场化调度结果又需在给定市场出清时间窗口内发布结果，这对电力市场化调度结果的高效求解提出了极高的挑战，以图5.7为例展示中国南方区域电力现货市场高效求解挑战。

专栏 南方区域电力现货市场技术支持示范系统研发和网省一体化建设项目

为此，中国在展开了一批电力市场化调度项目，如“南方区域电力现货市场技术支持示范系统研发和网省一体化建设项目——南方区域电力现货系统出清实施及求解计算模块建设”。该项目通过高效求解SCUC和SCED模型，确保在南方电网中以SCUC和SCED模型为基础的电力市场环境下的调度优化的有效性和准确性。

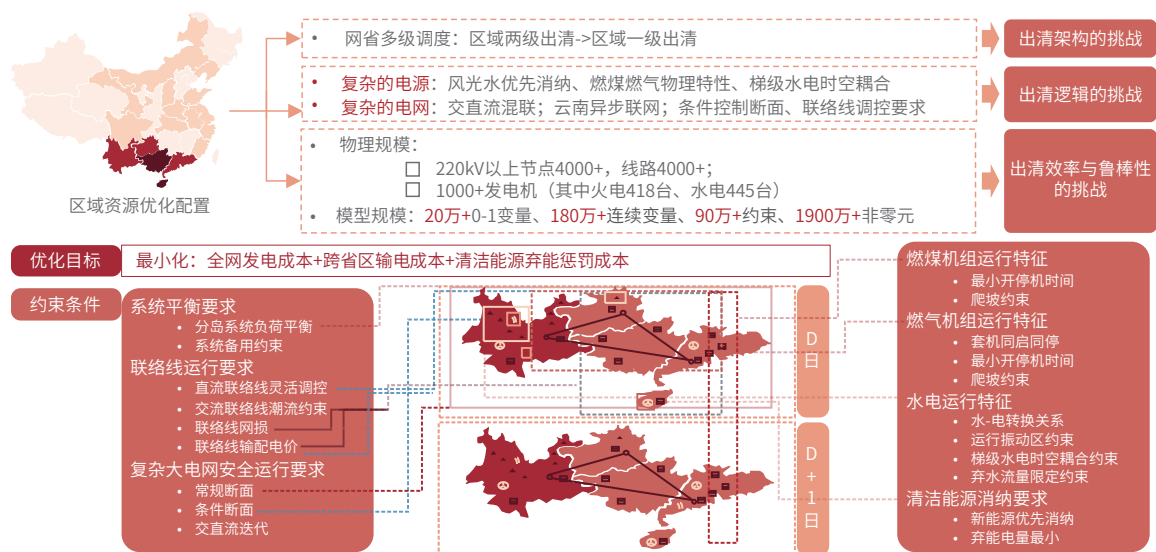


图 5.7 电力市场化调度挑战（以南方区域电力现货市场为例）

5.6.4 技术展望

在碳达峰期与平台期，电力市场环境下的调度优化技术将在中国全范围省份的输电网层面得到应用，全面支撑中长期以及现货市场交易下的电力

系统优化调度。在快速减排期与碳中和期，电力市场环境下的调度优化技术将在电力系统数字化和智能化的浪潮下，支持源网荷储全环节电力资源参与电力市场化调度，支撑多市场品种联合出清下的电力系统优化调度，全面实现以电力市场为核心载体的电力资源全域优化配置。

5.7

发展趋势展望

表 5.2 电力系统运行优化技术成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
电力系统预测技术	预计 2025~2035 年在人工智能与大数据技术的推动逐渐升级换代，实现大规模应用；2040~2060 年在预测对象、预测时空尺度以及预测精度方面全面提升，实现海量分散对象、全环节多层次应用	随人工智能与大数据技术的进步而高速发展
电力系统调度优化建模与求解技术	预计 2025~2035 年实现新型电力系统调度优化建模技术的推广应用，实现调度决策优化技术的初步推广应用；2040~2060 年形成全面适应新型电力系统多元要素的智能化调度决策体系，在中国全范围内实现适应复杂新型电力系统调度决策问题的高效快速求解技术成熟应用	随国产求解器的不断成熟而高速发展，未来借助人工智能技术的助力而逐步走向智能化
多区域电力系统协调调度技术	预计 2025~2035 年，多区域协调调度技术逐渐成熟，打通跨区跨省灵活输电能力，逐步提升中国跨区输电通道利用率。预计 2040~2060 年，实现多区域电力系统协调调度技术的实时化与智能化，逐步提升跨区绿电传输电量占比，实现 100% 绿电传输下的跨区跨省灵活输电	随计算能力以及分布式算法的发展而逐步发展
应对不确定性的电力系统调度优化技术	预计 2025~2030 年电力系统调度中逐渐引入不确定性建模与多场景决策技术，支撑新能源电量占比 30% 以上电力系统运行；预计 2035~2060 年逐步实现多环节不确定性高效与精准建模，支撑新能源电量占比 50% 乃至 70% 以上的电力系统运行	随新能源占比不断提升而逐渐发展
电力市场环境下的调度优化技术	预计 2025~2030 年逐渐成熟，全面支撑中长期以及现货市场交易下的电力系统优化调度；2030~2060 年技术不断升级，支撑源网荷储全环节电力资源参与电力市场化调度，支撑多市场品种联合出清下的电力系统优化调度。	随电力市场的逐渐成熟而高速发展

电力系统运行优化技术在未来展现出广阔的技术前景和发展趋势。电力系统预测技术将在人工智能与大数据技术以及数字技术的浪潮下，以智能化、精准化为导向涵盖源网荷储全方位的调度优化边界预测。电力系统调度优化建模与求解技术将根据新型电力系统中新能源随机波动、低惯量等崭新特性，对电力系统运行约束进行全面升级改造。同时，伴随数学领域运筹优化技术的日渐成熟及其与电力系统调度优化模型求解算法的紧密结合，新型电力系统调度优化模型也可在中国全范围内实现更为高效求解。多区域电力系统协调调度技术也持

续充分提升跨区输电通道利用率和跨区绿电传输电量占比，推动新能源的广域优化高效消纳。应对不确定性的电力系统调度优化技术将由目前物理技术模型逐渐演变至数据驱动模型，最后实现“物理技术模型 - 数据驱动模型”的融合成熟表征，支撑中国新能源的安全消纳。电力市场环境下的调度优化技术将由输电网层面延伸至源网荷储全环节，支撑以市场化手段实现电力系统全域资源的优化配置。上述技术的进步将使得新型电力系统各环节资源获得充分利用，最终保证新型电力系统的安全与经济运行。

参考文献

- [1]. 康重庆, 夏清, 刘梅. 电力系统负荷预测 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2017.
- [2]. W. Lin, Y. Chen, Q. Li, et al. An AC-feasible linear model in distribution networks with energy storage[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023.
- [3]. Z. Tan, H. Zhong, Q. Xia. Estimating the robust P-Q capability of a technical virtual power plant under uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4285-4296.
- [4]. T. Zhang, J. Wang, G. Li, et al. Characterizing temporal-coupled feasible region of active distribution networks[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(5): 5687-5696.
- [5]. W. Lin, Z. Yang, J. Yu. Determination of transfer capacity region of tie lines in electricity markets: theory and analysis[J]. Applied Energy, 2019, 239: 1441-1458.
- [6]. W. Lin, C. Zhao. Cost functions over feasible power transfer regions of virtual power plants[J]. IEEE Systems Journals, 2022.
- [7]. 包铭磊, 丁一, 邵常政, 宋永华. 北欧电力市场评述及对中国的经验借鉴 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(17): 4881-4892+5207.
- [8]. J. Wu, P. B. Luh, Y. Chen, et al. A novel optimization approach for sub-hourly unit commitment with large numbers of units and virtual transactions[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 37(5): 3716-3725.
- [9]. R. J. Hyndman, S. Fan. Density forecasting for long-term peak electricity demand[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 1142-1153.
- [10]. 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 考虑风储一体的多场景两阶段调度决策模型 [J]. 电力自动化设备, 2014, 34(1): 135-140.
- [11]. 王勇超, 陈皓勇, 禰培正, 等. 基于最优场景集的含多类型电源鲁棒调度 [J]. 电网技术, 2016, 40(2): 354-362.
- [12]. 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等. 基于极限场景集的风电机组安全调度决策模型 [J]. 电网技术, 2013, 37(6): 1590-1595.
- [13]. 国家能源南方监管局. 广东电力市场运营规则 (2022 试行版) [S]. 2022.

[14].E. Litvinov, F. Zhao, T. Zheng. Electricity markets in the United States: power industry restructuring processes for the present and future[J]. IEEE Power Energy Magazine, 2019, 17(1): 32-42.





第 6 章 柔性智能配电网技术

配电网是电力系统的末梢，直接决定了供电质量与可靠性，是电力系统中发展最为迅速的部分之一。配电网可以消纳分布式能源，如光伏及小型风机。这有助于推动电力系统向更加分布式、清洁和可再生的方向发展，减少对传统高碳能源的依赖。配电网的智能化和数字化使得能源生产者和消费者能够更加灵活地进行电能交易。这有助于提高能源的使用效率，优化系统运行，降低整体碳排放。配电网的升级可以更好地支持电动交通。通过在合适的位置安装电动车充电站，提供便捷的充电服务，可以促进电动车的普及，减少交通领域的碳排放。此外，配电网的数字化和智能化技术使得能源管理更加智能和灵活。用户可以通过智能电网系统优化用电行为，响应系统需求，提高能源的利用效率，减少浪费。



WIND AND 06 SOLAR POWER

6.1

关键支撑技术简介

据测算，中国实现碳中和时，分布式光伏将占整个光伏装机的 30%~50%。按 2060 年光伏 48 亿千瓦计算，分布式光伏容量将达到 14~24 亿千瓦，占最高负荷比例为 37%~64%，此外，随着电气化进程的加快，各类型大功率、电力电子化负荷迅速增加。

随着分布式能源以及新型负荷的增加，传统以供电为主的配电网面临着日益增加的挑战，其主要特点包括：

1) 多源网络：分布式电源大量接入，使配电网从单向供电转变为多源网络，带来潮流方向频繁转变的问题。

2) 供电可靠性：电力电子负荷增加，停电事故造成严重损失，要求配电系统网架结构转变为多

联络多电源模式。

3) 负荷侧需求响应：季节性负荷增加，需要负荷侧响应来支持配电系统的运行。

4) 控制策略：分布式电源、储能、软开关等设备增多，需要灵活的控制策略实现柔性运行。

在这种背景下，柔性智能配电网技术应运而生，成为推动电力系统智能化的关键领域。

柔性智能配电网技术的核心理念是将智能化和灵活性引入传统配电网，实现对电能更加精细化的管理和优化控制。这一技术将传统的单向能量流转变为多能源的双向交互，通过智能感知、智能控制和智能优化等手段，实现对能源的高效利用、可靠供应和环境友好。

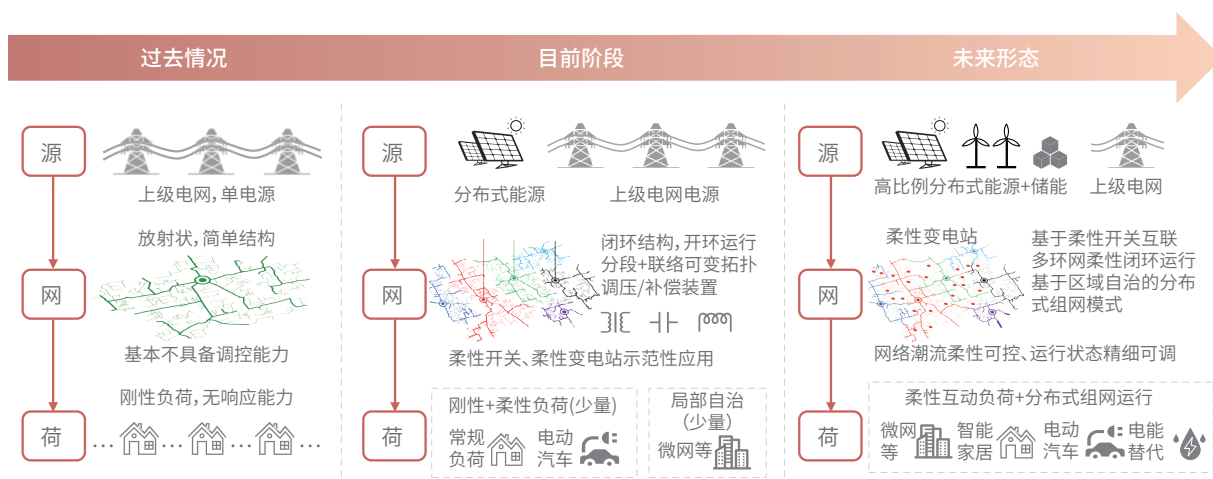


图 6.1 智能配电网发展演变历程

柔性智能配电网技术主要关注柔性交直流配电网技术、智能配电网态势感知技术、配电网与综

合能源集成技术、配电网新形态与规划技术以及配电网保护技术这五个方面展开讨论。

表 6.1 柔性智能配电网技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
柔性交直流配电网技术	通过交流配电和直流配电系统的协调配合和柔性互联，使电动汽车、储能、分布式光伏等资源直接通过直流接入电网与负荷进行互动	提升配电网的灵活性、可控性、可靠性和高效性，为消纳分布式新能源提供优良的配电网动态调节能力	应用于同时具有大量交流负荷和直流负荷的配电网，可用于高比例分布式新能源渗透的配电网
智能配电网态势感知技术	基于传感器、数据采集和分析技术，实现对于配电网运行状态和负荷需求的实时感知	为配电网的智能调度和控制决策提供量测，作为消纳分布式可再生能源的数据依据	应用于配电网的实时监测和运行状态分析，可用于各种可再生能源渗透比例的配电网
配电网与综合能源集成技术	在用户侧实现配电网与其他能源供给系统（冷、热、气等）的协同，构建区域综合能源系统	提升能源的综合利用效率和可再生能源的消纳水平，通过增强灵活性实现分布式可再生能源的近 100% 消纳	应用于具有冷热电气等多种能源需求的区域综合能源系统，系统适用于不同可再生能源渗透比例的场景
配电网新形态与规划技术	适应各类新兴元素（如分布式新能源、电动汽车、用户储能、微电网等）发展的配电网形态分析与规划技术	促进配电网的可持续、智能化和高质量发展，提高配电网设施优化水平，为消纳分布式可再生能源提供基础设施	应用于配电网投资决策规划环节
配电网保护技术	在配电网发生故障后，快速检测和隔离故障，保障配电网安全运行，降低故障对电力用户的影响	提升配电网对于故障的应对能力和自愈能力，为配电网发生故障后的应急处置和供电恢复提供硬件和软件基础	应用于配电网发生故障后的紧急控制和故障恢复环节，适用于不同可再生能源渗透比例的场景

表 6.2 柔性智能配电网技术发展演变过程

技术名称	过去	现在	未来
柔性交直流配电网技术	传统的数学模型适用性有限	提高电网灵活性、优化供电质量和可靠性、实现多能源协同	在分布式控制架构和软开关调度方面取得更好的平衡和效果
智能配电网态势感知技术	对于态势预测的研究仍处于起步阶段	在数据融合、数据挖掘和模式识别等方面取得了一些进展	将在学术界取得进展，并在数据融合、数据挖掘和模式识别等方面有所突破
配电网与综合能源集成技术	各种能源技术的研究和开发正在进行	ICES 规划和运行优化确实面临许多复杂的挑战	综合能源系统的技术研究和开发将进一步加强，建立统一的能源数据标准和共享平台将取得一定进展。
配电网新形态与规划技术	提出绿色低碳规划、多元化供电形式的支持、复杂配电网结构和需求响应的管理等概念	正面临能源转型和环境挑战，探索实现绿色低碳、可持续和高质量发展的途径	综合能源集成和配电网绿色低碳、可持续、高质量发展将成为实现“双碳”目标的重要途径，体制壁垒将被打破
配电网保护技术	关注配电网的故障保护和自愈能力	在柔性交直流混合配电网方面，相关的继电保护、故障处理和自愈技术已经在一些示范工程中得到了试点应用	将实现重大突破。电力电子设备控制非线性响应的研究将实现精确解析计算，配电网故障响应特性将得到准确预测和分析

上述关键支撑技术的持续发展和规模化应用，将显著改变配电网形态，呈现出柔性配电网的对应特征。包括智能化和数字化、灵活性特征、电力电子装备的广泛应用、高级监测和控制系统、运行模式灵活、主动管理和故障恢复。

表 6.3 柔性配电网特征

特征	描述
智能化和数字化	利用先进的数字通信、传感器和自动化技术，实现对配电网各个节点和设备的监测、控制和管理，使得配电网更加智能化和数字化。
灵活性特征	分布式能源、电动汽车灵活广泛接入，源 - 网 - 荷形态变化愈发显著，使得配电网能量双向流动。
电力电子装备的广泛应用	新型电力电子装置以各种不同的形式存在于配电网中，并能够通过对电能的灵活变换与控制，使源荷行为更加“柔性”和“主动”，从而释放各种源荷新要素的运行调度潜力，共同支撑配电网运行目标的实现。
高级监测和控制系统	通过对配电网状态、负荷需求和能源供给进行实时监测和分析，可以进行更加精确和高效的电力调度和优化，以确保配电网的稳定和可靠性。
运行模式灵活	柔性配电网可以根据不同的运行需求和条件，灵活地调整运行模式。例如，在电力需求高峰期可以通过调整能量流向和供应策略来缓解负荷压力，并优化能源利用效率。
主动管理和故障恢复	柔性配电网具有主动管理和故障恢复能力，可以自动检测和诊断故障，并采取相应的措施进行恢复。这种能力可以大大减少故障对电网运行的影响，提高电网的可靠性和鲁棒性。



6.2

柔性交直流配电网技术

6.2.1 关键技术

柔性交直流配电网技术是一种配电网架构和电力电子装备的技术，旨在实现配电网的灵活性、可控性和高效性。它提供了一种新的能源转换和传输方式，使得交流和直流电源能够协同工作，支持新能源的接入，改变传统配电网仅能接入少量分布式可再生能源的问题，能够实现分布式新能源占主导（超过 50%）的配电网，并提高配电网的供电可靠性，使得供电可靠性达到三到四个九（99.9%-99.99%）。

6.2.2 发展现状

目前，柔性交直流配电网技术已在一些示范工程中得到实际应用。这些示范工程包括杭州大江东新城柔性直流配电网、天津北辰八端口柔性交直流混合配电网、江苏同里多端柔性直流配电网等。这些项目展示了柔性配电系统的潜力和优势，但仍处于示范应用阶段，大规模商业应用尚需进一步推进。当前，阻碍其进一步发展的原因主要是成本相

比现有成熟的配电系统而言相对较高，且基于电力电子设备的配电网运行控制仍不成熟。

6.2.3 技术挑战

在复杂配电网环境中，获取精确的配电网络参数和个体用户信息变得困难，同时，分布式能源高比例接入增加了挑战。传统的数学模型在这种情况下的适用性有限，因此，利用多源数据集合和挖掘关键信息成为解决问题的关键。随着实时量测和通信系统的发展，配电网可以获取海量多源异构的运行数据，利用这些数据集合可以提升柔性配电系统在复杂场景下的动态自适应能力，并解决电压越限等问题。

另一方面，多电压等级直流配电系统中，各种电力电子装置之间的相互影响使得故障特征变得复杂，故障电流快速上升时电力电子装置可能表现出脆弱性。为满足直流配电系统对快速准确保护的要求，需要实现基于多特征量综合判别和网络化多点信息的多电压故障定位和限流技术。这将有助于更好地解决多电压直流配电系统中的故障问题。

6.2.4 示范工程

专栏 英国 FUN-LV 示范工程

英国 FUN-LV 示范工程：该示范工程于 2015 年建造了容量为 400 kVA 的三端柔性交直流配电网，用于探索柔性交直流配电网技术的应用。该示范工程在小规模应用阶段，主要用于实验室和小型社区等场景，以验证柔性交直流配电网技术的可行性和效果。

专栏 天津北辰柔性互联配电网示范工程

天津北辰柔性互联配电网示范工程：该示范工程在天津北辰地区建设了四端柔性交直流配电网，采用各端换流器容量为 6 MVA。该示范工程的使用场景是城市配电网，通过柔性互联和负荷用电互补的方式提高线路负荷均衡度。该示范工程在商用阶段，已取得一定的技术成熟度，实现了一定的效果和收益。

专栏 北京延庆地区智能电网创新示范区

北京延庆地区智能电网创新示范区：该示范工程采用三端柔性交直流配电网作为柔性环网控制装置，使两个 10 kV 单环网实现柔性闭环运行。该示范工程的使用场景是智能电网创新示范区，用于解决设备利用率低、供电可靠性和供电能力提升受限等问题。该示范工程在商用阶段，展示了柔性直流配电网在特定场景下的技术成熟度和实际效果。

专栏 浙江杭州大江东新城智能柔性直流配电网示范工程

浙江杭州江东新城智能柔性直流配电网示范工程：该示范工程是全国首个智能柔性直流配电网示范工程，于 2018 年投入运行。该示范工程采用区域协调控制、故障快速定位及隔离保护等技术，实现了多路电源同时为用户供电，并能在百毫秒内快速隔离系统故障并恢复正常运行。该示范工程在商用阶段，展示了柔性直流配电网在城市配电网中的技术成熟度和实际效果，优化了供电能力、可靠性和质量。

专栏 贵州智能直流配电中心示范工程

贵州智能直流配电中心示范工程：该示范工程是世界首个投运的智能直流配电中心示范工程，于 2019 年竣工。该示范工程集成了交直流配电网、微电网、分布式电源、储能装置、电动汽车充电站和需求侧管理平台等技术，实现了智能直流配电的闭环运行、故障自愈控制和能量优化管理。该示范工程攻克了馈线功率互济、配电网最优潮流、削峰填谷和非计划停电零秒转供等关键技术难题。通过该示范工程的实施，实现了智能直流配电中心的多端闭环运行，并取得了较好的效果和收益。

综合来看，以上示范工程反映了柔性交直流配电网技术在不同阶段和使用场景下的应用和发展。从小规模实验到商用阶段，这些示范工程验证了柔性交直流配电网技术的可行性和实际效果。它们在提高电网灵活性、优化供电质量和可靠性、实现多能源协同等方面取得了一定的成果。这些示范工程为柔性交直流配电网的进一步推广和应用提供了技术参考和实践经验，推动了配电网向智能、可持续和高效的发展方向迈进，为用户提供更加可靠和高质量的电力供应。

尽管已经开展了广泛的示范应用，制约柔性交

直流配电网技术推广的主要原因有二。一是成本仍然距离商业化运行有较大差距，仅能开展示范；二是应用场景较少，当前新能源比例下无需该技术即能实现配电网的运行。

6.2.5 发展展望

在碳达峰及平台期，柔性配电网集中 - 分布协调控制技术将在分布式控制架构和软开关调度方面取得更好的平衡和效果。配电系统故障自愈控制技术将进一步提高系统供电可靠性。通过该技术的

应用，实现局部以分布式新能源为主体的配电网，即渗透率超过 50%。

在快速减排期与碳中和期，柔性交直流配电网技术将成熟并得到广泛应用。配电系统的仿真模拟与分析技术将实现高度精确的模型建立，实现智能配电网的快速仿真模拟。配电系统运行优化技术将

实现经济、环境和可靠性等多目标的协调优化。柔性配电网集中 - 分布协调控制技术将实现更高效的分布式控制和软开关调度。配电系统故障自愈控制技术将成熟，提高系统的故障隔离和供电可靠性。实现极高比例由分布式新能源供电的配电网，甚至 100% 分布式新能源的配电网。总体而言，柔性交直流配电网技术呈现出快速发展的态势。



6.3

智能配电网态势感知技术

6.3.1 关键技术

智能配电网态势感知技术关注配电网的实时监测、数据融合和决策支持。它利用传感器、数据采集和分析技术，实时感知配电网的运行状态和负荷需求，以支持智能调度和控制决策，提高配电网的运行效率和可靠性。

6.3.2 发展现状

智能配电网态势感知技术目前主要还处于学术研究阶段。虽然在数据融合、数据挖掘和模式识别等方面取得了一些进展，但对于态势预测的研究仍处于起步阶段。目前还没有广泛的商业化应用，但该技术在配电网智能调度控制方面具有潜力，有望为配电网的智能化发展提供支持。

6.3.3 技术挑战

态势觉察技术在智能配电网中起着重要作用，其核心是合理配置量测以获取所需数据。具体包括提高可观测性的量测优化配置技术、同步相量测量装置（Phasor Measurement Unit, PMU）优化配置及数据应用技术、高级量测体系构建技术。

在实际配电网中，由于规模大、结构复杂，全面覆盖数据采集和监控设备是困难的，配电网的量测严重不足。因此，如何在有限的资金投入下实现最佳的量测配置，提高系统的可观测性成为关键。配电网态势觉察技术要根据实际需求，考虑配电网的实际运行情况，综合考虑状态估计精度、可观测性、可靠性、经济性、鲁棒性和信息安全等多个因素，实现量测和控制终端的优化配置和规划。通过混合配置多种设备，灵活配置和方便部署量测系统，建立强健有效的量测和控制系统。这样可以为配电网的状态估计、评估和预测提供坚实的基础。

6.3.4 示范工程

专栏 青岛泛在电力物联网示范工程

青岛泛在电力物联网示范工程是一个以 5G+ 配网运行态势感知为创新场景的项目。该示范工程在配电网的线路节点部署了同步相量测量装置和高级量测单元设备，并通过 5G 通信满足高频采集数据的大容量和低延时传输需求。通过应用态势感知模型，实现了配网运行状态的实时态数据分析和未来态预测预警。

实际发展阶段：青岛泛在电力物联网示范工程已经完成了设备部署和系统搭建，并进行了实际应用。

使用场景：该示范工程应用于青岛的配电网系统，用于实时监测和预测配网的运行状态，包括线路的电压、电流、功率等参数。通过感知和分析配网的实时数据，可以及时发现故障和异常情况，并提供预警

信息，以支持配电网的快速响应和故障诊断。

效果及收益：青岛泛在电力物联网示范工程通过 5G 通信和智能感知技术，提高了配电网的监测能力和数据分析能力。这使得配电网运行状态能够实时被感知、分析和预测，有助于提高配电网的安全性、可靠性和效率。通过准确的状态感知和预测预警，可以降低故障发生的概率和对电力设备的损坏程度，提高电网的可靠性和稳定性。此外，通过配网运行态势感知的优化，可以提高电力系统的能源利用效率，实现节能减排的效果。然而，实现该示范工程的成本仍然较高，尚难实现商业推广。

青岛泛在电力物联网示范工程的实施为泛在电力物联网技术在配电网领域的应用提供了实践经验和技
术支持。该工程的成功实施为配电网的智能化和信息化提供了重要的借鉴和参考，对未来的智能配电网发展具有重要意义。

6.3.5 发展展望

在碳达峰及平台期，态势感知技术将在学术界取得进展，并在数据融合、数据挖掘和模式识别等方面有所突破。但对于态势推演的研究仍处于起步阶段。技术整合和功能一体化方面仍需进一步努力，实现 50% 的配电网可观可控。

在快速减排期与碳中和期，智能配电网态势感知技术将取得重大突破，实现对配电网运行态势的全面准确把握。数据融合、数据挖掘和模式识别等技术将成熟，并能有效支持复杂配电网的智能调度控制，实现 90% 以上配电网的可观可控。总体而言，智能配电网态势感知技术呈现出快速的发展速度。



6.4

配电网与综合能源集成技术

6.4.1 关键技术

配电网与综合能源集成技术旨在实现能源系统的协同运行和互联互通。它涉及清洁能源的接入、能源转换和储存技术、智能能源管理和控制等。通过综合利用不同能源形式，如太阳能、风能、储能等，以及优化能源供应和消耗的协同调度，实现能源的高效利用和可持续发展。其主要关键技术包括：

1) 考虑新型储能的综合能源系统规划

源侧综合能源系统规划通过整合风电、光伏、储能、火电、水电等发电资源的空间分布和容量，实现外送功率的平稳可调。当前，新型储能蓬勃发展，有一些技术的技术经济特性已经逐步接近或达到商业运行的水平，有望在可再生能源外送基地的规划中扮演重要的作用。需要较为细致地研究当前新型储能技术的技术经济特性，建立用于规划的装置模型。研究利用新型储能提升系统供能韧性的综合能源系统规划方法，利用新型储能装置提升综合能源系统韧性，研究以光热电站为核心的电热综合能源系统的规划问题，研究考虑 8760 小时运行的跨季节储能协同规划问题，研究跨能源形式的云储能。

2) 面向碳达峰碳中和的综合能源系统结构形态优化规划方法

综合能源系统可以通过消纳高比例可再生能源，提升能效，提升系统灵活性显著削减碳排放，对于能源行业实现碳达峰碳中和目标具有重要的

意义。需要研究综合能源系统中的碳排放分配计算方法，研究面向碳达峰碳中和的综合能源系统的结构形态及其演化规律，研究降低碳排放的综合能源系统规划方法，研究考虑碳市场、碳交易的综合能源系统规划方法，研究考虑多主体的综合能源系统分布式低碳规划方法，研究促进综合能源系统多主体低碳规划的协调机制，充分挖掘综合能源系统降低碳排放的潜力，为实现碳达峰碳中和目标做出实际贡献。

3) 面向安全、经济与低碳的综合能源系统精细化运行模拟技术

综合能源系统运行模拟对于分析综合能源系统运行特性具有重要的意义，是认识规划的综合能源系统的主要手段。需要在运行模拟中精细化地评估综合能源系统的安全、经济、低碳指标。针对多种空间尺度的综合能源系统，研究区域和跨区综合能源系统双层联合运行模拟方法；针对安全性和韧性评估的需求，建立综合能源系统可靠性运行模拟方法；针对灾害情况下综合能源系统韧性评估，提出综合能源系统灾害事件的建模方法，生成不同灾害事件的海量模拟场景用以有效检测城市能源系统的韧性水平；针对综合能源系统碳排放特性分析的需求，进行综合能源系统全生命周期碳排放分析和评估。

6.4.2 发展现状

配电网与综合能源集成技术在能源领域得到了广泛关注和研究。在技术方面，各种能源技术的研究和开发正在进行，但大规模商业应用仍面临挑

战。政策方面已经制定了相关政策法规，并推动了综合能源系统的建设和运行，但尚需要进一步加强政策支持和经济激励机制。

6.4.3 技术挑战

综合能源系统规划和运行优化确实面临许多复杂的挑战。以下是其中几个方面的挑战：

多目标和多约束。综合能源系统规划是一个多目标、多约束的优化问题，需要考虑不同利益相关方的需求和目标，并在整体和局部之间寻求平衡。这使得规划过程更加复杂，需要综合考虑多个因素并做出权衡决策。

不确定性。综合能源系统涉及到高比例接入的间歇性新能源和具有特性差异的综合用能负荷，这导致了系统的不确定性增加。在规划和运行优化过程中，需要综合考虑这些不确定性对系统性能和可靠性的影响，并采取相应的措施来应对不确定性带

来的挑战。

多主体投资。综合能源系统涉及到多个投资主体，其投资体量和利益诉求存在差异。投资主体的不确定性会给系统的投资和运营模式带来更多的复杂性和变化性，需要在规划和运行优化中考虑不同主体的利益平衡和合作机制。

复杂性和多样性。综合能源系统涉及多种能源形式和能源环节，包括易于控制的能源环节和具有间歇性和随机性的能源环节。运行优化需要考虑这些不同能源环节的特性，并综合考虑经济性、安全性、可靠性、灵活性、可持续性、环境友好性等多个因素。

总的来说，综合能源系统规划和运行优化是一个复杂且具有挑战性的任务，需要综合考虑多个因素、权衡不同利益，并在不确定性和复杂性的背景下做出决策。相关研究需要进一步探索和发展，以推动综合能源系统的可持续发展和优化运行。

6.4.4 示范工程

专栏 国网客服中心综合能源示范工程项目

实际发展阶段：示范工程已经投运 3 年，运行稳定。

使用场景：该示范工程应用于国网客服中心的园区，涵盖冷、热、电和热水等综合能源的管理与调度。

效果及收益：通过绿色复合能源网运行调控平台的应用，整个园区能效比为 4.5，可再生能源占比约 40%。每年累计节约电量约 1100.2 万千瓦时，节约电费共计 987.7 万元。同时，减排二氧化碳约 1 万吨，二氧化硫约 73 吨，氮氧化物约 40 吨，带来环境效益。

实际发展阶段：该示范工程已投运两年。

使用场景：工程位于浙江台州大陈岛，探索海岛地区新能源制氢储能与高效利用，提供清洁能源消纳与电网潮流优化的示范样板。

效果及收益：该工程利用大陈岛丰富的风电资源，通过质子交换膜技术电解水制备“绿氢”，构建了“制氢—储氢—燃料电池”热电联供系统。预计每年可消纳岛上富余风电 36.5 万千瓦时，并产出 7.3 万标方的氢气。同时，高纯度氧气作为电解水制氢的副产品将为当地渔民提供服务，而燃料电池发电产生的热量通过热回收，为岛上的民宿、酒店提供热水。该示范工程实现了清洁能源的高效利用和多元耦合，为海岛地区提供了可持续发展的能源解决方案。

这些示范工程展示了配电网与综合能源集成技术在实际应用中的技术成熟度和效果。它们在不同的场景中展示了综合能源的管理、调度和高效利用，为可持续能源发展提供了有益的经验 and 示范。

走向商业化应用，其综合成本相较于建立独立不同能源形式的系统的优势开始凸显，开始规模化推广。

6.4.5 发展展望

在碳达峰及平台期，综合能源系统的技术研究和开发将进一步加强，包括清洁能源、能源转换和存储技术、智能能源管理和控制技术等方面。建立统一的能源数据标准和共享平台将取得一定进展。在终端用能侧，不同能源形式的耦合度将达到较高的水平，实现 50% 新能源电量占比的能源系统运行，构建综合能源系统将从当前的纯示范工程逐渐

在快速减排期与碳中和期，配电网与综合能源集成技术将取得显著进展。智能控制技术将成为该技术领域的重点研究方向，通过人工智能等技术手段实现对能源的智能化管理，实现 100% 新能源电量占比的综合能源系统运行。配电网与综合能源集成技术将融入未来能源互联网的建设中，实现多种能源的协同作用。在技术方面，能源转型和技术进步的推动将为该技术提供新的机遇和发展空间，多元化供应、可靠性和可持续性将得到提高。总体而言，配电网与综合能源技术呈现较快的发展态势。

6.5

配电网新形态与规划技术

6.5.1 关键技术

配电网新形态与规划技术关注配电网的未来发展形态和规划方法。它考虑到能源转型和可持续发展的需求,提出绿色低碳规划、多元化供电形式的支持、复杂配电网结构和需求响应的管理等概念,以促进配电网的可持续、智能和高质量发展。

6.5.2 发展现状

配电网新形态与规划技术正面临能源转型和环境挑战,探索实现绿色低碳、可持续和高质量发展的途径。在技术方面,需要解决技术的复杂性多样性等挑战,需要科学评价和协同优化设计。在实际应用方面,该技术还需要进一步发展完善,以适应不同类型和来源能源的多元化供应。

6.5.3 技术挑战

配电网新形态与规划技术面临以下挑战:柔性智能配电网规划解决新能源高渗透率配电系统优化问题。关键技术包括多层面优化配置、复杂网络环节规划、协同规划和多场景优化运行。其中,多层面优化配置技术涉及从配电网整体到局部的不同层次上的优化,包括规划、设计、建设、运行等多个阶段;复杂网络环节规划技术涉及对配电网

中多个环节的优化,包括电网拓扑结构、设备配置、电网潮流等方面;协同规划技术涉及不同能源系统、不同层级之间的协调和协同优化,包括电网、热网、气网等多能源系统的联合规划;多场景优化运行技术涉及在不同运行场景下对配电网进行优化,包括正常运行、紧急故障、极端天气等多种场景。通过综合考虑因素和先进技术,实现可持续、高效、可靠的电力供应。

6.5.4 发展展望

在碳达峰及平台期,配电网新形态与规划技术将在研究和应用方面取得进展。在规划中能够充分考虑高比例新能源并网以及多能源耦合等配电网新形态,充分考虑分布式储能、可调节负荷、电动汽车等各类新兴元素,支撑新能源 50%~100% 电量占比的配电网规划。

在快速减排期与碳中和期,配电网新形态与规划技术将得到广泛应用。综合能源集成和配电网绿色低碳、可持续、高质量发展将成为实现 " 双碳 " 目标的重要途径。智能化协同优化设计以及全场景、多能源系统联合仿真与模拟评估将成为规划技术的重要特征。在此阶段,相应技术将能够完全适应配电网的发展目标,实现经济性、可靠性、环保性等多种目标最优的配电网规划方案。总体而言,配电网新形态与规划技术呈现出快速的发展速度。

6.6

配电网保护技术

6.6.1 关键技术

配电网保护技术关注配电网的故障保护和自愈能力。它涉及配电网保护技术关注配电网的故障检测、故障定位和故障隔离等方面。这项技术包括继电保护设备、故障检测算法、故障隔离装置等。配电网保护技术的目标是快速检测和隔离故障，以保护系统的安全运行，同时最大限度减少对用户的供电中断时间。

6.6.2 发展现状

在新型电力系统的发展背景下，配电网保护技术已取得了一定的研究进展。在柔性交直流混合配电网方面，相关的继电保护、故障处理和自愈技术已经在一些示范工程中得到了试点应用，例如高比例分布式光伏接入的配电网继电保护、柔性交直流混合配电网保护与故障自愈等。然而，这些技术仍需在实际应用中克服一些挑战，例如交流侧保护消除对电源特性的依赖，实现超高速精准动作的直流

侧保护，以及解决直流断路器、直流限流器等核心技术与装备方面的问题。

6.6.3 技术挑战

分布式新能源、储能和新型负荷等电力电子设备大量接入配电网，对传统的基于线性叠加原理的故障分析方法提出了挑战。因此，需要研究考虑电力电子设备控制非线性响应的故障特性分析方法。

在高比例分布式光伏接入的情况下，传统的配电网保护动作性能面临严峻挑战，因此需要研究适应高比例分布式光伏接入的交流配网保护新原理。

柔性直流配电网具有突出的优势，如新能源接入和直流负荷供电等方面。然而，与交流配电网不同，柔性直流配电网面临着阻尼较小、故障发展速度快、冲击危害大等挑战。因此，需要对故障保护、限流和隔离等技术提出更为苛刻的要求，以适应柔性直流配电网的发展。

6.6.4 示范工程

专栏 浙江温州集中式保护技术示范工程

该示范工程已经实现了新型保护控制装置和相关设备的实际应用，并取得了一定的成果。在浙江温州南麂岛海岛独立微电网示范工程和珠海东澳岛微网配网一体化示范工程中，天津大学与许继公司合作研发的保护控制装置等设备得到了应用，实现了高比例新能源的并网发电和配电系统的故障保护与自愈。这些技术的应用在实际工程中展示了一定的技术成熟度。

专栏 直流配电网故障保护与快速隔离技术示范工程

柔性直流配电网示范工程在杭州大江东、天津北辰和江苏同里等地建成投运，展示了直流配电网的柔性特性和相关设备的应用。在这些工程中，示范应用了直流线路超高速保护、自清除换流器、直流断路器等直流保护与故障处理设备，并对相关技术的性能进行了全面测试与验证。然而，由于投资成本等因素的限制，直流配电网仍处于示范应用阶段，大规模推广和商业应用仍需要进一步推进。

以上示范工程的实际发展阶段是基于实际应用和工程实施的，并取得了一定的成果。它们的使用场景是高比例新能源配电网和柔性直流配电网。通过集中式保护技术和直流配电网故障保护与快速隔离技术的应用，实现了新能源的高效利用、配电系统的故障保护与自愈，为可持续能源和电网变革提供了有益的实践经验。

6.6.5 发展展望

在碳达峰及平台期，针对新型电力系统的发展，配电网保护技术将进行重新思考，对故障特性和保护需求进行研究。电力电子设备控制非线性响应和基于暂态、时域信息的保护原理等方面的研究

将取得进展。在此期间，配电网保护技术大规模推广，应用于不同类型、不同特点的配电网，解决 80% 以上的配电网保护问题。但柔性交直流混合配电网下的交流侧保护和直流侧保护等技术仍面临挑战。

在快速减排期与碳中和期，配电网保护技术将实现重大突破。电力电子设备控制非线性响应的研究将实现精确解析计算，配电网故障响应特性将得到准确预测和分析。交流侧保护消除对电源特性的依赖，直流侧保护实现超高速精准动作将成为可能。核心技术和装备，如直流断路器、直流限流器等，将得到进一步研究和解决。基于上述发展，配电网保护中的技术问题得到全面解决。总体而言，配电网保护技术呈现较快的发展态势。



表 6.4 柔性配电网技术的成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
柔性交直流配电网技术	预计 2025~2030 年实现局部以分布式新能源为主体的配电网试点，即分布式新能源超过 50%；预计 2030~2060 年，技术经济性增强，实现极高比例由分布式新能源供电的柔性交直流配电网的推广应用	技术成熟度快速发展，成本缓慢降低
智能配电网态势感知技术	预计 2030~2035 年实现主要配电网可观可控，普及率超过 50%；预计 2040~2060 年实现智能态势感知在配电网的全面推广	随着传感设备、智能算法的进步而快速发展
配电网与综合能源技术	预计 2025~2035 年成本下降至可大规模商业化应用，实现 50% 新能源电量占比的能源系统运行；预计 2040~2050 年实现多类型能源供应的深度融合，实现 100% 新能源电量占比的综合能源系统运行	技术逐渐成熟，随着应用规模扩大成本迅速降低
配电网新形态与规划技术	预计 2025~2035 年广泛应用于配电网的新形态新元素规划；预计 2040~2050 年全面实现配电网设计、仿真以及评估的全景化及智能化	快速发展，根据配网形态演进持续更新
配电网保护技术	预计 2025~2030 年部分成熟，实现配电网的精准保护和快速恢复；预计 2030~2060 年，实现交直流保护技术全面成熟，实现配电网保护的全面智能化	较快成熟，并根据配网发展而持续更新

总体而言，这些配电网技术目前仍处于不同的发展阶段。柔性交直流配电网技术和配电网保护技术在示范工程中已经得到了一定程度的实际应用，但仍需要进一步的推进和成熟。智能配电网态势感知技术、配电网与综合能源集成技术、配电网新形态与规划技术仍主要处于研究和探索阶段，尚未大规模商业化应用。这些技术在学术界和行业内受到

广泛关注，并且在实验室和示范项目中得到了验证和初步应用。然而，要实现它们的商业化和广泛应用，还需要解决一系列技术挑战、制定相应的政策支持和标准体系，并推动市场营造和产业协同发展。在未来，随着技术的进一步发展和实践经验的积累，这些配电网技术有望逐步成熟并得到广泛应用。

参考文献

- [1]. 阮琼琼,李裕,张立芸,等.多能互补的柔性互联智能配电网拓扑结构设计[J].电工技术,2023(15):229-232+235.
- [2]. 胡鹏飞,朱乃璇,江道灼,等.柔性互联智能配电网关键技术研究进展与展望[J].电力系统自动化,2021,45(08):2-12.
- [3]. 董旭柱,刘志文,李鹏,等.基于多端柔性多状态开关的智能配电网调控技术[J].中国电机工程学报,2018,38(S1):86-92.
- [4]. 王成山,宋关羽,李鹏,等.基于智能软开关的智能配电网柔性互联技术及展望[J].电力系统自动化,2016,40(22):168-175.
- [5]. 韩永霞,何秋萍,赵宇明,等.采用柔性直流技术的智能配电网接入交流电网方式[J].电力系统自动化,2016,40(13):141-146.
- [6]. 李鹏,王瑞,冀浩然,等.低碳化智能配电网规划研究与展望[J].电力系统自动化,2021,45(24):10-21.
- [7]. 廖凯,高柔性源荷渗透率复杂配电网智能故障诊断与自愈控制研究.四川省,西南交通大学,2021-06-22.
- [8]. 王金丽,韦春元,段祥骏,等.含微型同步相量测量的智能配电网信息集成方法[J].电网技术,2021,45(01):284-291.
- [9]. 李明琪,晏寒婷,董洁,等.含多端柔性多状态开关的智能配电网供电能力评估[J].浙江电力,2020,39(02):10-16.
- [10]. 郑雪筠,何维国,王少荣,等.基于PMU的智能配电网动态特性在线评估方法[J].电网技术,2019,43(09):3210-3217.
- [11]. 贾冠龙,陈敏,赵斌,等.柔性多状态开关在智能配电网中的应用[J].电工技术学报,2019,34(08):1760-1768.
- [12]. 王金丽,韦春元,潘旭,等.面向运行优化需求的智能配电网关键节点快速匹配方法[J].电网技术,2019,43(03):848-855.
- [13]. 白宝军.柔性交流输电在现代智能配电网上的应用[J].机械设计与制造工程,2019,48(02):115-118.
- [14]. 钱越.智能配电网动态特性优化控制研究[D].华中科技大学,2019.
- [15]. 陈汝斯.智能配电网电能质量系统分析方法和应用技术研究[D].武汉大学,2020.



第 7 章 智能用电与供需互动技术

智能用电与供需互动技术指的是能够调整用电行为以适应电力系统需求的负荷。这种灵活性使得用户能够响应新能源的波动，可以积极参与电力市场，从而帮助平衡电力系统。智能用电与供需互动有助于更好地平衡供需关系。通过在高负荷时段减少用电甚至生产电能，低负荷时段增加用电，减少对传统高碳电源容量的需求，提高电力系统效率。根据相关研究，在快速减排期与碳中和期，需要可参与响应的系统负荷占最大负荷的比例约 25%，在电力电量平衡中的贡献超过 15%，是电力系统碳中和不可或缺的一环。



WIND AND 07 SOLAR POWER

7.1

关键支撑技术简介

相对于传统电力系统，新型电力系统的发电、输电、配电、用电界限相互交叉，兼具生产者与消费者的角色，根据需求可以改变角色身份特征。例如新能源汽车，既是用电设备，也是储能设备，在需要的时候还可以用作供电设备。新能源装机比例及用户侧间歇性负荷的进一步增长，对电力系统灵活调节能力提出了越来越高的要求，传统“源随荷动”的运行模式亟须向“源荷互动”转变，解

决电网实时供需平衡难题。智能用电与供需互动技术，为“源荷互动”的新型电力系统运行方式提供了技术支撑，其关键技术主要包含智能用电技术、需求侧响应技术、车网互动技术和虚拟电厂技术。本章中提到的需求侧响应技术指狭义的需求侧响应技术，即工商业及居民负荷通过调整用电行为而实现的负荷削峰或填谷。

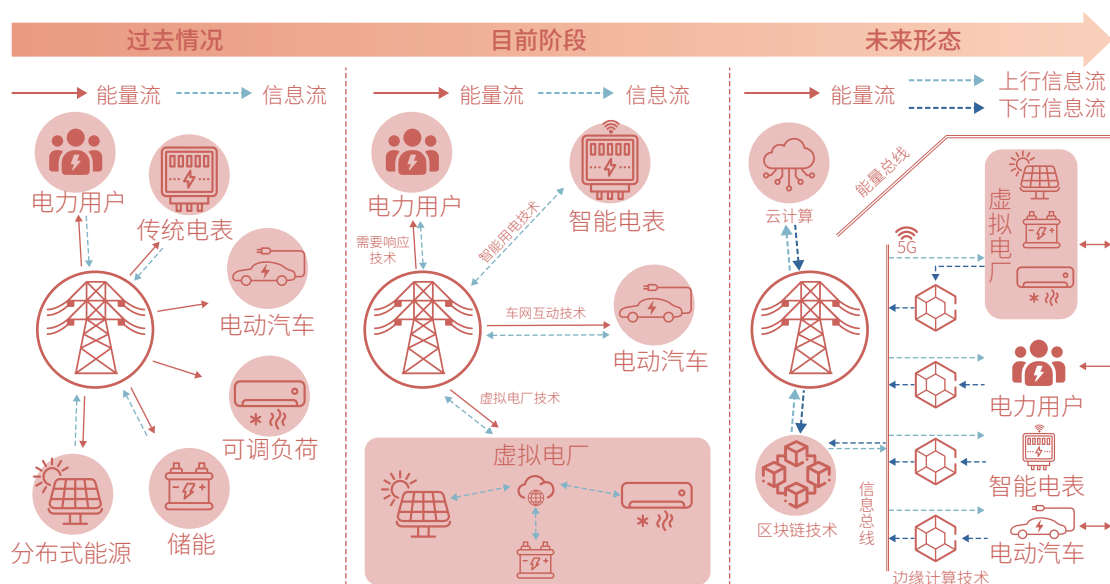


图 7.1 智能用电与供需互动发展演变过程

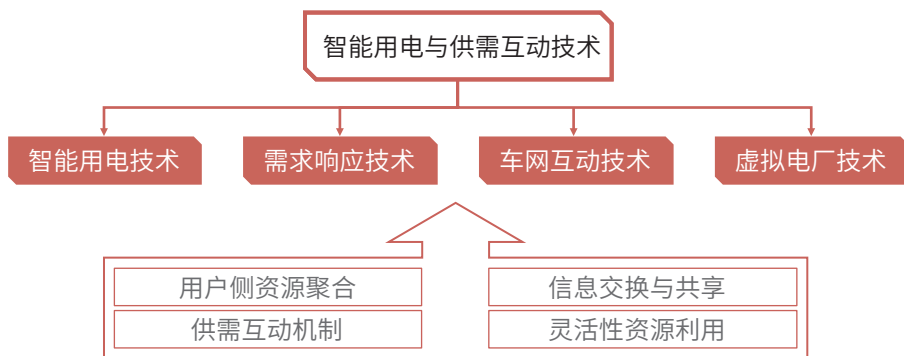


图 7.2 智能用电与供需互动技术体系

表 7.1 柔性智能配电网技术发展演变过程

技术名称	过去	现在	未来
智能用电技术	处于起步阶段,存在较多不足	在电力用电信息采集、电力光纤到户、电动汽车充电、智能住宅等领域取得了快速发展,但智能用电服务需求还存在一定的不足	在现有智能电表等硬件技术的基础上,以政策导向为前提,针对用电大数据的信息整合与智能分析等技术将进一步发展成熟
需求响应技术	正处于电力市场大范围推广实践阶段	目前在需求响应技术研究、试点项目实施过程中,借鉴了国外成功项目的有关经验,但更多的是立足国内现状,基于电网企业相关业务应用系统建设需求响应平台	面向工商业大用户负荷的需求响应技术及互动机制将率先发展成熟并实现推广,结合工商业用户生产规律充分发掘其参与新型电力系统源荷互动的调节潜力
车网互动技术	电动汽车作为用户载具的交通属性使得车网互动机制需考虑用户用车需求的随机性,对其灵活性要求更高	现阶段中国电力辅助服务市场主要针对火电等大容量可调度的发电侧资源设计,在充放电功率、持续充放时间、充放电量规模等方面准入门槛较高,缺乏对分散型用户侧资源的准入政策且补偿额度低	结合主动配电网等相关技术的发展,电动汽车的车网互动技术将初步发展成熟,实现办公园区等电动汽车用户交通行为规律性较高地点的覆盖。
虚拟电厂技术	初在德国、英国、法国、荷兰等欧洲国家兴起,并已拥有多个成熟的示范项目	目前中国虚拟电厂发展总体处于试点示范阶段,由邀约型向市场化过渡,仍在探索商业模式,更多通过价格补偿或政策引导来参与市场。	结合用户侧分布式新能源、柔性负荷、储能等多类型资源的虚拟电厂技术将发展成熟并实现初步推广

四种重要的智能用电与供需互动技术特点总结如下表所示。

表 7.2 智能用电与供需互动技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
智能用电技术	智能用电技术是利用高级量测、高效控制、高速通信、快速储能等技术,构建电网与客户能量流、信息流,业务流实时互动的新型供用电关系的技术	智能用电技术用于电能供给侧与需求侧的双向互动,实现电网和用户的灵活双向互通,加强了用户侧和电网侧的联系	应用于对于用电负荷的监测控制和电力用户与电网的交互环节
需求响应技术	需求响应技术是响应价格信号或系统调度指令而使电力用户根据价格或激励措施,暂时地改变用电行为,减少或增加用电的技术	需求响应技术用于将负荷从用电高峰期转移到低谷期,“熨平”负荷曲线,实现“削峰填谷”,促进电力供需平衡、保障电网稳定运行、抑制负荷尖峰时期电价上升	在电力系统需要灵活性的场景下,发挥电力负荷调节特性,为电力系统提供调节能力
车网互动技术	车网互动技术是一种利用大量电动汽车蓄电池的储能潜力作为电网和新能源的缓冲从而实现电动汽车和电网双向充放电的技术	车网互动技术用于实现电网能量双向、高速、可控、可靠地在电网和电动汽车之间流动,有效提升了电网灵活调节能力和智能化水平	针对电动汽车这类快速增长的新型主体,为其与电力系统互动的协调控制提供支撑
虚拟电厂技术	虚拟电厂是一套把分布式电源、储能、电动汽车等多种可调节资源有机结合,通过通信技术与控制技术,对可调节资源进行调控和优化的能源管理系统	虚拟电厂用于实现分布式能源低成本并网,清洁能源发电量充分消纳	扮演大量分布式用户侧资源与电力系统协调互动的中间环节

7.2

智能用电技术

7.2.1 关键技术

智能用电主要依托通信网络技术、智能电表技术和智能用电交互终端技术等方面创新,通过电力网络、高效设备和信息网络,实现电网和用户双向互通,从而为电力用户提供灵活便捷的供用电服务,提升能源综合利用效率。智能用电技术主要包括智能电表、智能家居与智能楼宇/小区,工业用户错峰/移峰用电等。

智能电表是电网数据采集的核心感知单元,能够及时反映电价,电力供应量和需求量等最新的电力市场信息,以此建立消费者和电力公司之间的实时通讯,使人们了解到即时信息之后最大程度的优化电能的使用行为。智能小区主要基于光纤到户技术,搭建电力光纤到户公共服务平台,实现电力网与互联网、电信网、广播电视网的融合与互动。在此基础上配合运营监控和能效服务平台,通过接入技术,实现广电网络、电信运营商等相关业务主体的信息共享和业务互动,达到资源共享的目标。智能用电技术是需求响应等供需互动技术投入实际应用、实现用户侧资源充分利用的基础,且能够帮助用户提升对自身用电行为的认识和管理水平。配备智能用电设备及用电侧智能终端是开展需求响应、虚拟电厂等项目的前提。

7.2.2 发展现状

在推动智能用电发展方面,欧洲起步较早,法国自 20 世纪七十年代起就着手电网自动化,德国作为欧洲智能用电发展的领先国家,自 20 世纪 80

年代起便开始探索电网智能化和自动化。近年来,德国大力推广智能电表和智能家居系统,以提高能源效率和用户参与度。日韩同样发展较快,日本重视智能社区的建设,通过智能家居和智慧城市技术提高生活的品质。

而中国在智能用电发展的研究领域也有一些新的突破,处于领先的地位,在技术上具备较大的优势,但是其智能用电的服务技术与国外相比还有一定的差距。中国在电力用电信息采集、电力光纤到户、智能住宅等领域取得了快速发展,但智能用电服务需求还存在一定的不足。在智能用电关键技术装备领域,原有的大客户负荷管理、低压集中抄表系统不够规范、功能不够完善,尚未形成规模化的新型变配自动化检测仪器和信息采集终端。

单从智能电表的发展情况来看,截至 2021 年底,美国在运的智能电表数量已达 1.15 亿只,较 2019 年增长了 21.3%。英国拟定了智能用电服务实施计划,截至 2021 年底,英国在运的智能电表数量已达 2360 万台,其中居民用户智能电表占 93% 以上。在中国,自 2009 年国家电网开始部署使用智能电表,2016 年国网智能电表覆盖率已达 95%。

英国的电力市场基本上已经完全市场化,用户可以通过应用程序了解不同时段的电力构成,并选择是否参与购买。要实现这种模式,中国面临的挑战既包括体制机制障碍,也包括技术层面的差异。体制机制方面,英国的电力市场已经高度市场化,用户能够通过竞争性市场购买电力。但中国的电力市场仍然受到国家电网和南方电网等几大电网公司的垄断,市场化程度较低。电力交易和分配更多

是通过行政手段，而非市场机制来进行。同时，虽然近年来中国在推进电力市场化改革，但政策和法规尚未完全到位，市场化进程较慢。

技术方面，英国的智能电表普及率高，技术上也相对成熟，能够实时提供详细的用电数据，并支持用户通过应用程序参与市场交易。中国的智能电表普及率高，但在技术功能上与英国存在差异。例如，数据的实时性、精确性以及与市场交易系统的

集成度等方面还不及英国。并且在数据管理和隐私保护方面中国仍需加强，尤其是在如何利用用户数据进行市场交易和优化方面，可能面临技术和政策的双重挑战。

在新型电力系统建设的背景下，原有智能电表与采集系统将难以满足用户侧多元化互动需求，2020 年 8 月国网发布电表新标准。

表 7.3 中国智能电表设计标准

	智能电能表（2013 版）	智能电能表（2020 版）	智能物联电能表
设计原则	-	部分适应 IR46	完全适应 IR46
通信协议	645	698	698
通讯能力	支持单向通信，只能记录和传输用电数据	支持双向通信，可以接收和执行远程指令，如调整电价和远程断电	支持全面通信，不仅可以传输数据，还能够与其他智能设备和系统进行联动，实现更全面的能源管理和优化
使用寿命	产品的设计和元器件选用应保证整表使用寿命大于等于 10 年	产品的设计和元器件选用应保证整表使用寿命大于等于 16 年	

7.2.3 技术挑战

在智能用电技术方面，作为其硬件设备基础的智能电表技术及相应计量架构已达到较为先进的水平，并得到了大规模推广，相关标准也较为成熟。然而，智能终端采集所得的用电数据规模庞大、信

息繁杂，其有效利用涉及到高效数据分析算法的针对性研发与应用，具有一定的交叉学科门槛。因此，智能用电技术的主要挑战在于用户用电信息的收集、整合、数据挖掘、智能分析等技术，基于用电大数据得到用户用能模式，从而分析其互动潜力，为供需互动技术提供支撑。

7.2.4 示范工程

专栏 北京市智能用电小区

北京市丰台区莲香园小区是国内首个面向普通居民的实现运营的智能用电小区，国网信息通信有限公司于 2011 年 6 月底正式向该小区的居民提供智能用电服务。服务开展后，居民家中的水、电、气表无需人工上门抄收，通过智能交互终端即可看到水表、气表的实时读数，交费信息一目了然，通过家中的智能交互终端就能充值操作。

此外，智能用电服务制订的更省钱、低碳的“用电方案”，能够让社区居民实现家庭节能低碳，节约用电，让居民真正受益。智能交互终端上列出了居民的用电绿色指数、用电明细、耗能分析、分时电价等多项数据，业主能够直观地看到电器的实时的用电情况和用电量，并对家庭用电及时做出调整。粗略估算，通过智能用电用户服务系统，业主可以减少用电费用 5% 以上，高峰用电量可减少 10% 左右。

7.2.5 发展展望

对于智能用电技术，在碳达峰及平台期，在现有智能电表等硬件技术的基础上，以政策导向为前提，针对用电大数据的信息整合与智能分析等技术将进一步发展成熟，使得结合智能电表及计量架构与用电大数据分析的智能用电技术实现大规模推广。目标是在 2030 年前智能电表覆盖率达到 95% 以上，每年分析处理的用电大数据量达

到 500PB，并通过智能用电技术使整体用电效率提升 10%。在快速减排期与碳中和期，智能用电技术将深入电力系统用电侧的海量负荷用户，显著提升覆盖范围，预计到 2050 年智能电表覆盖率达到 99%，数据处理能力提升至每年 1000PB，分析精度提高至 99.9%。同时，用户参与度将在 2030 年达到 70%，并在 2050 年提升至 90%。供需互动响应时间在 2030 年减少至 5 分钟以内，并在 2050 年进一步缩短至 1 分钟以内，为供需互动技术提供硬件基础与数据支撑。



7.3 需求响应技术

7.3.1 关键技术

需求响应 (Demand response) 是响应价格信号或系统调度指令而有计划地削减电力负荷的技术。当电力市场价格明显升高 (降低) 或系统安全可靠存在风险时, 电力用户根据价格或激励措施, 暂时改变其用电行为, 减少 (增加) 用电, 从而促进电力供需平衡、保障电网稳定运行、抑制电价上升。需求响应使电力消费者能够直接参与电网的运行, 在用电高峰时间段减少或转移用电量, 以获得更低廉的电价或其他形式的激励。图 7.3 是电力负荷曲线, 在一天的不同时段, 用电负荷有高峰和低谷, 而电网调度机构希望负荷曲线尽可能平

坦, 需求响应的作用就是将负荷从用电高峰期转移到低谷期, “熨平” 负荷曲线, 实现 “削峰填谷”。一般电力需求响应的成本包含初始技术投资、响应者机会成本、组织者实施成本。其中初始技术投资包括测量和通信系统更新升级成本、电力设备及软件成本、账务系统升级成本等。响应者机会成本包括因参与需求响应产生的不便或舒适性下降、作息日程变动带来的成本、自备电源的燃料和维护费用等。组织者实施成本包括项目管理和经营成本、市场营销成本、项目评估成本、用户培训成本等。需求响应技术的效益主要包括: 延缓建设新的发电厂和输电基础设施, 减少购买高价电力、提高电网可靠性、降低重要负荷停电概率以及助力新能源消纳。

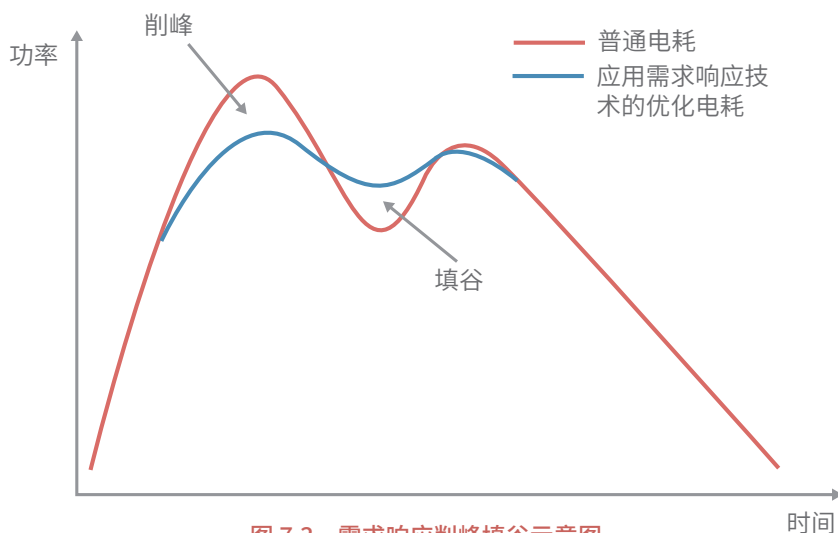


图 7.3 需求响应削峰填谷示意图

7.3.2 发展现状

国内外需求响应技术目前正处于电力市场大范围推广实践阶段, 相关市场机制和政策逐渐完

善。在国外, 美国电力市场相对成熟, 是世界上实施需求响应项目最多、种类最齐全的国家。根据国网能源研究院和国家电网的统计研究, 美国需求侧响应资源利用规模占最大负荷的比例已经从 2005 年的 3% 提升至 2020 年的 6%。在美国已经形成了

政府主导，电网、负荷聚合商、用户参与的实施模式。在英国，经过电力库和双边电力市场等多轮改革后，已允许 100 千瓦以上的工商业大用户、中小型企业与负荷聚合商参与辅助服务市场，主要包括短期运行备用和频率响应两种需求响应项目。

在国内，目前在需求响应技术研究、试点项目实施过程中，借鉴了国外成功项目的有关经验，但更多的是立足国内现状，基于电网企业相关业务应用系统建设需求响应平台，通过招募负荷聚合商等对电力用户侧负荷资源进行统一调控。截至 2021 年底，国网公司经营区内累计开展削峰需求响应 191 次，响应容量 7680.66 万千瓦；填谷需求响应 85 次，响应容量 4457.71 万千瓦。在国内，目前在需求响应技术研究、试点项目实施过程中，借鉴了国外成功项目的有关经验，但更多的是立足国内现状，基于电网企业相关业务应用系统建设需求响应平台，通过招募负荷聚合商等对电力用户侧负荷资源进行统一调控。截至 2023 年，中国需求响应资源参与响应占最大负荷的比重大约在 3% 到 5% 之间。用户构成仍然以大工业用户为主，工业用户占据了主要的需求响应能力。工业用户的电力消费量

巨大，占总电力消费的 65% 左右，因此具备显著的需求响应潜力。同时，商业建筑和储能设施也参与其中，但规模和影响相对较小。

7.3.3 技术挑战

在需求响应技术方面，其主要技术挑战在于响应主体互动机制的设计。一方面，新型电力系统的建设与发展将使得需求响应参与主体数量进一步增加，类型进一步丰富，通过统一的需求响应互动机制调动规模庞大的需求侧资源存在挑战；另一方面，随着中国电力市场化改革的稳步推进，需求响应的机制设计还需及时与电力市场机制有效衔接配合，充分发挥市场在资源配置中的关键作用，实现需求响应的市场化运作。此外，作为需求响应技术的新兴发展方向，低碳需求响应技术能够直接引导用户降低碳排放、提升用电清洁化水平，同样为需求响应技术的重要发展方向。但低碳需求响应的相关技术及机理研究仍较为初步，如基于动态碳排放因子的碳计量标准、碳市场对低碳需求响应的影响机理等问题，有待进一步研究。

7.3.4 示范工程

专栏 江苏节假日填谷需求响应项目

2021 年春节期间，江苏电网峰谷差高达 1600 万千瓦，峰谷差率超过 35%。受春节期间负荷整体水平较低的影响，全省火电机组停机容量较多，电网调峰、调差能力不足，电网平衡存在较大困难。为此江苏开展了节假日填谷需求响应项目，该项目于大年初一～初三期间通过竞价模式实施，三天六次，每天两次，分别是 0:00-8:00、11:00-17:00。采用竞价模式，其中 0:00-8:00 时段响应激励标准为 5 元 / 千瓦，11:00-17:00 时段响应激励标准为 8 元 / 千瓦。

此次需求响应工作，共有 527 户电力客户和 8 家负荷集成商（代理 118 家子客户）通过竞价流程参与进来。其中时段 1（0:00-8:00）申报总量为 352.13 万千瓦，时段 2（11:00-17:00）申报总量为 350.52 万千瓦。需求响应执行期间，最大响应规模为 342.90 万千瓦，三天六次累计填谷 1651.53 万千瓦。总共增加新能源发电消纳量为 11553.78 万千瓦时，最大降低电网峰谷差率约 6.71 个百分点。

在新型电力系统建设背景下,通过开展需求响应,加强电网与用户的双向互动,可提高电能利用效率,有效解决电网“双峰”“双高”带来的用电

质量下降问题,保障电网运行可靠性。同时能够在降低用户用能成本的同时促进节能减排和经济社会健康发展。

7.3.5 发展展望

对于需求响应技术,在碳达峰及平台期,面向工商业大用户负荷的需求响应技术及互动机制将率先发展成熟并实现推广,结合工商业用户生产规律充分发掘其参与新型电力系统源荷互动的调节潜力。在2035年前,工商业用户的需求响应能力

占最大负荷的比例将达到10%。在快速减排期与碳中和期,面向居民用户负荷的需求响应技术及互动机制将发展成熟并实现推广,进一步将居民用户负荷纳入需求侧资源的范畴。在2050年前,居民用户的需求响应能力占最大负荷的比例预计超过10%,工商业用户需求响应能力占最大负荷比例达到30%以上,从而实现用户侧经济、有效的互动,实现新能源的充分消纳。



7.4

车网互动技术

7.4.1 关键技术

新能源汽车与能源转型的融合发展的过程中，车网互动将经历无序充电(V0G)、有序充电(V1G)、车网互动(V2G)（又称车网一体(VGI)）的过程。无序充电(V0G)是最初阶段，车辆充电没有任何协调和控制，充电时间和功率完全由用户自行决定。有序充电(V1G)阶段，通过智能充电系统，根据电网的实时负荷情况调节车辆的充电时间和功率，从而实现负荷均衡分布，减少电网压力，提高充电效率，并降低电网运行成本。车网互动(V2G)阶段，标志着双向能量流动的实现。车辆不仅从电网获取电能，还能将存储的电能反馈回电网，作为分布式储能资源，帮助平衡电网负荷，优化能源使

用，特别是在可再生能源占比高的情况下，显著提高电力系统的稳定性和可靠性。车网一体(VGI)是未来理想阶段，车辆与电网深度融合，形成高度智能化的能源系统。目前，车网互动(V2G)是电力系统中最新、最重要的技术，因为它实现了电动汽车与电网的双向能量流动，能够平衡电网负荷，作为分布式储能资源优化能源使用，特别是在可再生能源比例增加的情况下显著提升电力系统的稳定性和可靠性。此外，政策支持和技术成熟度的提高，以及其在减少碳排放和推动能源绿色转型方面的巨大潜力，使得V2G技术成为行业内的重点发展方向。

随着数量规模不断提升，电动汽车充电负荷对电网带来的压力也日益加大，这对电网的负面影响



主要体现在四个方面。第一，电动汽车充电导致负荷增长，集中充电将加剧电网负荷峰谷差，加重电力系统运行负担。第二，由于用户行为和充电时空分布的不确定性，充电负荷具有较大的随机性，将加大电网优化控制的难度。第三，电动汽车充电设备中的电力电子装置将产生谐波，可能引起电能质量问题。第四，电动汽车接入将改变电网负荷结构和特性，传统的电网规划方法可能无法适用。

车网互动技术不仅提升了电力系统的灵活调节能力，对电动汽车用户而言，能够在低电价时从电网购电（电动汽车充电），在高电价时向电网售电（电动汽车放电），通过价差套利而增加收益。这将成为用户参与车网互动的重要驱动力，也是车网互动技术推广应用的重要机制支撑。此外，与其他需求侧资源相比，电动汽车在响应时长、响应可靠性、响应可控性以及节能减排效果等方面均具有

一定优势，因此电动汽车可以参与辅助服务市场的各项服务，包括调峰、调频、旋转备用及调压等，对提高电能质量、实现电力电量平衡具有重要意义。

在车网互动的成本方面，电动汽车频繁充放电将不可避免地加速动力电池容量衰减，从而造成电动汽车使用成本增加，这是目前车网互动技术的主要成本来源。未来随着电池技术的发展，车载动力电池的寿命将不断增加，单次充放电的电池损耗成本也将逐年降低使得车网互动总成本也随之降低。随着车网互动技术的推广，新能源汽车制造标准进一步完善，车企以及消费者会将 V2G 等一系列与车网互动相关的服务纳入电动汽车制造、销售、购买等多个环节的考虑范畴，这将对新能源汽车产业链的完善起到积极的促进作用。

表 7.4 车网互动技术应用效果

	效果
用户方面	节省费用：单位电能比单位汽油便宜，行驶相同距离，电动汽车花费少。
	获得收益：给电网供电时，可获得电价补偿。
电网方面	移峰填谷：谷荷充电，峰荷放电。
	旋转备用：作为分布式储能单元（风电、太阳能发电等）。
	电压支持：高负荷时放电抑制电压的下降等。

7.4.2 发展现状

电动汽车作为电力系统的灵活性资源，利用 V1G 调节负荷国内外已有不少案例。相比，V2G 的发展需要进一步技术突破以及市场机制的支撑，在国内外均处于探索阶段，目前还没有规模化、商业化的成功案例。在市场机制下，电动汽车为电力系统提供资源的时候，定价过程比较透明，有助于利益相关方做出有依据的选择。技术突破和市场机制的建设以外，用户侧也是关键因素之一。

国内车网互动技术试点初期以小批量多批次的 V2G 试验验证为主，参与互动的电动汽车数量一般控制在 10~300 辆。该阶段主要任务是验证多台电动汽车与电网互动的技术可行性，实现电动汽车有序充放电。从 2019 年末华北能监局正式明确了电动汽车（充电桩）等负荷侧资源可作为第三方独立主体参与调峰辅助服务市场开始，国内电动汽车与电网互动技术的发展进入新阶段。现阶段中国电力辅助服务市场主要针对火电等大容量可调度的发电侧资源设计，在充放电功率、持续充放时间、充放电规模等方面准入门槛较高，缺乏对分散型用户侧资源的准入政策且补偿额度低。相比有序充

电，目前市场上配备放电功能的新能源汽车和双向充电桩的数量都有限，因而用户很难参与充放电互动。同时，充放电模式下，用户面临动力电池寿命加速衰减的成本问题。因此，近中期，有序充电的可行性高于充放电，但随着电池成本降低，充放电的优势将逐步显现。

表 7.5 中国车网互动部分试点项目与前景

	试点案例	优势与前景	问题
辅助服务	北京、上海、河南、江苏、天津、广东、山东等地广泛开展小区、公共场站、园区有序充放电；华北调峰辅助服务试点；多地高速、工业园区开展分布式光储充一体化模式。	电动汽车双向调节和响应速度快的优点与辅助服务需求相适应；辅助服务补偿收益较高。	现阶段中国电力辅助服务市场设计存在充放电功率、持续充放时间、充放电量规模等准入门槛，缺乏分散型用户侧资源的准入政策；二次调频市场容量有限；新能源消纳市场空间存在不确定性。
能量市场	广州计划开展电动汽车参与现货市场试点；北京、重庆等地电动汽车消纳跨省绿电交易。	市场潜力大。	电动汽车参与电力市场的地位尚未得到充分确立，多数城市峰谷电价差较窄，用户侧利用峰谷价差套利空间有限。

7.4.3 技术挑战

在车网互动技术方面，电力网与交通网的耦合为其带来了独特的技术挑战。电动汽车的交通属性使得车网互动机制需考虑用户用车需求的随机性，对其灵活性要求更高。而电动汽车参与电力系统调

控，涉及到对于电动汽车电池调节潜力的预测和评估，离不开对于电动汽车用户交通行为的分析。因此，车网互动技术的难点在于在机制设计与调控策略中充分考虑与应对海量电动汽车用户决策的大规模不确定性，并结合交通流分析有效利用电动汽车用户决策的模式规律，助力车网互动灵活性潜力的挖掘与利用。

7.4.4 示范工程

专栏 上海市车网互动的试点工作

上海市于 2019 年开展了车网互动的试点工作。对具体试点时间分别为 2019 年 6 月 7 日凌晨 2-5 点、2019 年 8 月 9 日 12-14 点，以及 2019 年 12 月 5 日 10-11 点。电动汽车参与车网互动试点流程包括资源注册，响应能力预上报，实时数据上报，费用结算。响应资源颗粒度包括站、配电柜、桩。参与响应的时间最短 1 小时。充电功率、电量数据以 15 分钟的频率向平台上报。用户的负荷基线与实际电力负荷曲线的差值即是用户的负荷削减贡献，以电费抵扣方式补偿，需要充电运营商在上海有独立账号。目前，上海市响应量的计量模型基于电力用户的关口计量，计算负荷基线与当天响应时段负荷的差值，并乘以补偿系数。该模型分为削峰和填谷两种类型，补偿价格上限分别为每千瓦 30 元和 12 元（高于灵活性资源调节的补偿成本）。单个用户每年响应次数不超过 10 次，响应时长不超过 10 小时，才能获得补偿基准值。补偿系数则根据单次响应量、通知时间提前量、单次响应时长和年度响应参与度进一步计算。

在需求响应聚合商的固定投资成本（每个充电桩 500 元）和确定的响应补偿单价下，参与需求响应的频次决定了整体的经济性。当响应频次较低时，例如每年 3 次，每个充电桩的年均收益仅为 42 元（收益分成后）。然而，如果响应频次增加到每年 10 次，每个充电桩的年均收益将超过 140 元，参与需求响应的内部收益率达到 27%。

表 7.6 专用充电桩削峰需求响应经济性

主要假设			
聚合商固定资产投资（元）	500	单次响应时长	3
单车充电功率（千瓦）	7	响应速度	提前 24 小时
响应率	5.3%		
分析结果			
响应次数（次 / 年）	3	5	10
年均收益（元 / 年）	42	71	141
内部收益率（%）	<0	9%	27%

图 7.4 基于目前试点的响应情况，对上海市三类充电设施总体所能提供的响应规模和收益率水平进行了比较。发现就参与需求响应的市场规模来看，专用充电桩的功率规模接近 210 兆瓦，为各类充电设施中最高。目前私人充电桩响应率偏低，但由于私人充电桩数量多、车辆接入时间长，其需求响应的挖潜空间仍然很大。换电站响应率最高，

但由于数量较少，且一定程度受换电服务强度的影响，目前看来总体响应规模相对有限。就参与响应的收益水平，以目前上海市换电网络运营强度看，换电站参与需求响应的收益率最高。虽然专用及私人充电桩收益率相对偏低，但也分别达到 21% 和 9%。

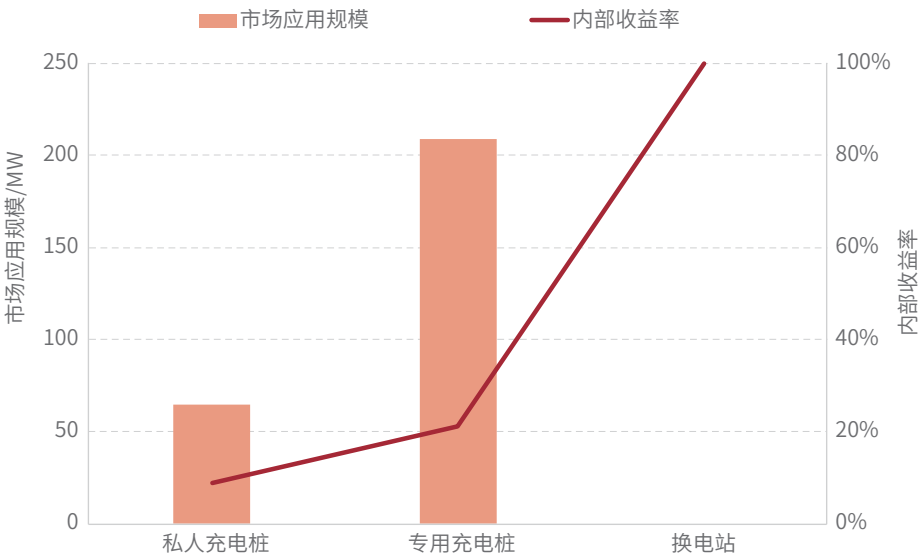


图 7.4 上海市三类充电设施收益率及应用规模

表 7.7 上海市三类充电设施响应特征

	私人桩	专用桩	换电站
填谷 / 削峰	填谷	削峰 / 填谷	削峰 / 填谷
响应率	低	较高	高
资源潜力	高（数量）	高（响应率）	有限
日内调峰	可行	可行	可行

7.4.5 发展展望

在不同碳中和时期，车网互动技术（V2G）将展现出显著的发展潜力，并在各个阶段发挥重要作用。预计到 2025 年，中国将有超过 500 万辆电动车具备 V2G 功能，提供约 50 吉瓦的调节能力，并安装超过 100 万台支持 V2G 的充电桩，这将大幅缓解电网负荷压力，提升电网稳定性。在此阶段，通过 V2G 技术的推广，可以优化用电高峰和低谷的负荷分配，有效减少对化石燃料电厂的依赖。

到 2030 年，具备 V2G 功能的电动车数量将达到 1000 万辆，总计 150 吉瓦的调节能力，将帮助平衡 100 吉瓦的风电和光伏发电波动，大大提高可再生能源的利用率。随着 V2G 技术的进一步成熟，电动汽车不仅仅是交通工具，而是移动的储能

单元，每年预计可减少 5000 万吨的二氧化碳排放。政策激励和市场需求的驱动下，V2G 技术将在更多城市和地区推广应用，进一步促进绿色出行和低碳经济的发展。

展望 2050 年，具备 V2G 功能的电动车将超过 8000 万辆，总计 1600 吉瓦的调节能力，相当于目前中国电网最大负荷的两倍。V2G 技术将实现全天候的电力平衡，确保电网的稳定性和安全性，并最大化利用可再生能源，通过大数据分析和人工智能技术，优化整个电力系统的运行管理。此时，V2G 技术每年将减少 2 亿吨以上的二氧化碳排放，对实现碳中和目标起到至关重要的作用。随着科技进步和政策支持，车网互动技术将成为未来智慧能源系统的重要组成部分，推动能源的绿色转型，助力全球应对气候变化的挑战。



7.5

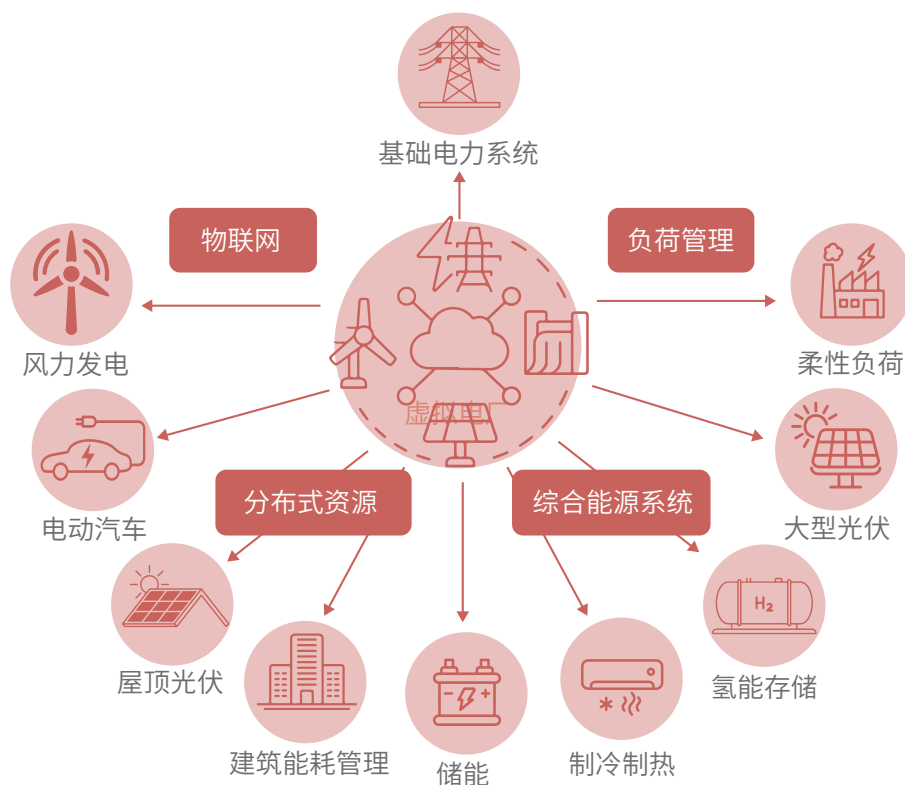
虚拟电厂技术

7.5.1 关键技术

虚拟电厂是一套能源管理系统，把分布式电源、储能、电动汽车等多种可调节资源有机结合，通过通信技术与控制技术，对可调节资源进行调控和优化。“虚拟”是指其没有实体电厂的存在形式；“电厂”是指其具有电厂的某些属性，如提供调峰调频等辅助服务、参与电力市场并获得收益等。虚拟电厂所聚合的资源越多，调节能力越强，核心竞争力也就越强。虚拟电厂是需求侧响应的延伸版，兼顾削峰和填谷，部分具有储能特征。

虚拟电厂不仅能够聚合分布式资源，还能提升电力系统灵活调节能力，可以有效的解决电网供给

侧结构性变化带来的矛盾。虚拟电厂（VPP）的核心为“通信”和“聚合”。构成虚拟电厂的三大要素包括分布式能源、储能、可调负荷。分布式能源分布较广，种类繁多，发电受自然条件等因素影响，具有随机性特征。在风能水能发电高峰，虚拟电厂可以调节减少火力发电强度，从而调节分布式电源，减少电力浪费。储能的作用在于当电力供大于求的时候，暂时储存富余的电力，供小于求时，减少电网端的供电压力，从物理层面达到削峰填谷的作用，稳定电网输出功率。可调负荷是指在冬夏两季用电高峰期，虚拟电厂控制系统通过 AI 和远程控制调节空气温度；根据电能时段的不同调节电梯运行方式和楼宇中的储能设备；在小区用电紧张时将周边楼宇充电桩的充电模式由快充变成慢充等。



在虚拟电厂的成本方面，由于虚拟电厂主要是对分布式资源实施协同优化的技术，几乎不涉及额外的建设费用，其成本总体较低，主要集中在智能控制软件平台开发等固定成本，并包含对于少量老式设备进行智能化改造的成本。

虚拟电厂的产业链由上游基础资源、中游系统平台和下游电力需求方共同构成。上游基础资源主要包括分布式电源（太阳能光伏发电、风力发电等）、可控负荷（工业、商业和公共建筑、居民）、储能等。中游为提供虚拟电厂运营服务与技术支持的系统平台以及资源聚合商。平台的功能是协调控制，依靠物联网、大数据等技术，整合、优化、调度、决策各方的数据信息，是虚拟电厂产业链的关键环节。产业链下游为电网公司、售电公司等参与电力市场化交易的主体，实现电力交易、调峰调频和需求侧响应的参与并获取收益。

根据全球能源互联网发展合作组织的预测，2025 年、2030 年中国最大负荷则将分别达到 15.7、18.2 亿千瓦。中泰证券根据国家电网的数据测算得到，虚拟电厂可调负荷资源库的投资成本约为 914 元 / 千瓦，由此预计 2025 年、2030 年虚拟电厂投资规模将分别达到 718、998 亿元。虚拟电厂的核心服务为平抑峰值负荷，因此通过测算虚拟电厂用可调负荷资源库解决峰值负荷调节问题所带来的平抑负荷的价值，作为虚拟电厂运营市场规模的估计。预计 2025 年、2030 年虚拟电厂的运营市场规模将分别达到 9329 亿元以及 12830 亿元。

虚拟电厂技术的效益主要包括：发挥规模效应，增加分布式资源经济效益；不同类型资源综合互补，提升供电质量；整合分布式新能源，提高新能源利用率；整合柔性负荷与用户侧储能，提高电力系统可靠性；无需对现有分布式资源进行大规模改造，投资成本低。

虚拟电厂其实不是一个新概念或新事物，它的提出已有 20 余年。21 世纪初在德国、英国、法国、荷兰等欧洲国家兴起，并已拥有多个成熟的示范项目。虚拟电厂发展分为三个阶段，邀约型，交易型和自治型。

邀约型阶段：在没有电力市场情况下，由政府机构牵头，各个聚合商参与，共同完成邀约、响应和激励流程。

交易型阶段：电能量现货市场、辅助服务市场和容量市场建成后，虚拟电厂聚合商以类似于电厂的形式，参与市场获取收益。

自治型阶段：跨空间自主调度型虚拟电厂。随着电厂聚合的资源种类越来越多，数量越来越大，空间越来越广，形成“虚拟电力系统”，既包括可调负荷、储能和分布式电源等基础资源，也包括这些基础资源整合而成的微网、局域能源互联网。

成熟的电力市场是虚拟电厂商业化的基础。德国和美国电力现货市场 / 辅助服务市场已比较成熟，虚拟电厂已完全实现商业化。德国是全球新能源转型翘楚，2023 年，德国可再生能源发电量达到 251.2 太瓦时，较 2022 年同比上涨 7.5%。德国虚拟电厂资源来源于发电侧、需求侧和储能，但其高分布式能源占比的特点决定了其以分布式电源的聚合为主。

目前中国虚拟电厂发展总体处于试点示范阶段，由邀约型向市场化过渡，仍在探索商业模式，更多通过价格补偿或政策引导来参与市场。据中电联预计，2025 年全社会用电量达 9.5 万亿千瓦时，而最大负荷将达到 16.3 亿千瓦，假设可调节能力为 5%、投资成本为 1000 元 / 千瓦，预计到 2025 年虚拟电厂投资规模有望达 815 亿元。

7.5.2 发展现状

表 7.8 中国虚拟电厂发展阶段及特征

阶段	类型	主要特征	目的	工具	市场关键主体	场景
第一阶段	邀约型	通过需求响应激励资金池推动	削减峰荷	需求响应	政府机构	供冷供热
第二阶段	交易型	通过电力交易引导主体加入电力市场	电力平衡	现货市场	交易机构	调峰调需
第三阶段	自治型	通过信息强化市场主体参与度	能源改革	智能算法	运营机构	有源负荷

7.5.3 技术挑战

在虚拟电厂技术方面，理想的虚拟电厂对于电网应当与传统电厂功能基本相当，可供应电能、提供调峰调频等辅助服务、响应电网调度中心的调度指令。而对于虚拟电厂内部，其对外实现多样化功能的前提为其对于多元异质资源的有效管理和协

调控制。例如对于某虚拟电厂而言，其管理的资源可能包含分布式可再生能源、储能、柔性负荷等多种类型，且不同类型资源在虚拟电厂对外提供不同服务时可能表现出不同特性，在虚拟电厂与电力市场、电网调度中心进行交互时均需提前获知。因此，虚拟电厂的技术挑战在于多元异质资源的高效协调控制与能量管理技术，对外满足电网运行需求，对内优化能量管理、提升能源利用效率。

7.5.4 示范工程

专栏 国内首次基于虚拟电厂技术的电力需求响应行动

国家电网于 2021 年在上海黄浦区开展了国内首次基于虚拟电厂技术的电力需求响应行动，是迄今最大规模的一次试运行。黄浦区有大型商业建筑数量超过 200 幢，年耗电量约 13 亿千瓦时，峰值负荷近 50 万千瓦，楼宇能耗占全区总能耗 65% 以上。此次参与虚拟电厂的楼宇超过 50 栋，释放负荷 10 兆瓦，仅仅 1 小时的测试，就能产生 150 兆瓦时的电量。黄浦区虚拟电厂总体架构上实现了“物联网通信”+“互联网聚合”+“人工智能调度”+“智慧楼宇控制”，精准有效管理每栋建筑的每小时能源消费。每个建筑均具备约 200 kW 的柔性负荷调节能力，即虚拟发电能力。该虚拟电厂作为上海电力需求响应日常调度资源，截至 2021 年 11 月累计调节电网负荷 562 兆瓦时，消纳清洁能源电量 1236 兆瓦时，减少碳排放量约 336 吨，单次最大削减负荷 50.5 兆瓦，柔性负荷调度能力超过 10%。具体实现方式为，在用电高峰时段，系统对虚拟电厂区域内，相关建筑中央空调的温度、风量、转速等多个特征参数，进行自动调节，且对用户体验影响不大。补贴价格根据响应时间也有区分。用户在 30 分钟之内进行削峰，补贴是基准价格的 3 倍，30 分钟到 2 小时之间是基准价格的 2 倍，时间更长补贴更低。虽然虚拟电厂在优化电力资源配置、提升系统效率和可靠性方面具有巨大潜力，但其大规模推广仍面临技术复杂性、标准化问题、市场机制不完善和数据安全等多方面的挑战。要实现虚拟电厂的广泛应用，需要在技术研发、政策支持和市场机制建设等方面做出更多努力。

7.5.5 发展展望

对于虚拟电厂技术，在碳达峰及平台期，结合用户侧分布式新能源、柔性负荷、储能等多类型资源的虚拟电厂技术将发展成熟并实现初步推广，调

节电量逐步达到全社会用电量的 2% 左右。在快速减排期与碳中和期，随着用户侧资源在新型电力系统灵活性调节资源的比重进一步上升，虚拟电厂技术将充分、经济、高效聚合利用用户侧的分布式资源，成为供需互动的重要组成部分，可调容量达到至少 1 亿千瓦。



7.6

发展趋势展望

表 7.9 智能用电与供需互动技术成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
智能用电技术	预计 2025~2035 年智能电表等智能用电终端将随用电侧用户数量的增长持续实现基本全覆盖，实现用电管理的初步智能化并开始大规模推广；2040~2060 年达成用电管理水平的全面智能化	随着数字化智能化技术的发展而快速发展
需求响应技术	预计 2025~2035 年需求侧资源利用规模达到最大负荷的 10%，基本实现工业需求响应的商业化推广，居民需求响应开展示范应用；2050 年需求响应技术广泛推广，居民用户的需求响应能力占最大负荷的比例预计超过 10%，工商业用户需求响应能力占最大负荷比例达到 30% 以上	随着政策的驱动较快发展
车网互动技术	预计 2025~2035 年基本实现车网互动技术的大规模商业化应用；2050 年车网互动技术为电网提供的调节能力将达 5000 万千瓦以上；2060 年全面推广，进一步提升车网互动灵活性	随着电动汽车的快速增加及充电设施的普及而高速发展
虚拟电厂技术	预计 2025~2030 年初步实现虚拟电厂技术的商业化应用，实现虚拟电厂分布式资源参与电力系统稳态优化调度，调节电量达到全年用电量的 2%；2050 年大规模推广，基于虚拟电厂技术实现分布式资源支撑电力系统暂态调节能力	随着分布式能源的发展以及商业化的普及而高速发展

* 工商业需求响应技术将先于居民负荷需求响应技术发展成熟。

电力供需互动本质意义在于电能产生与电能消耗两者地位的平等化。在新一轮电改大力推进以及综合能源业务逐渐兴起的大背景下，供需两侧技术不断发展，负荷集成商纷纷涌现，分布式电源及储能持续渗透，需求侧呈现出用户多元化、用能多样化、管理自动化的特点，在互动能力和手段不断提升的同时，也带来了用能行为难以预测、与电网难以友好互动等实际问题，这些都对电力供需业务提出了新的要求，促使供需业务向互动智能化、服务多样化、供需有序化的方向发展。建议按照需求响应传统分类，考虑市场竞争机制下多元用户弹性需求等多种因素，分析峰谷、阶梯等长时间尺度

电价调节及尖峰、实时电价等短时间尺度电价调节下的用户价格敏感度，以及可中断负荷激励驱动效果，以移峰填谷、提高用户综合能效和用户满意度为目标，建立市场竞争机制下多时间尺度、多主体、多目标的供需平衡主动响应的电价模型、激励机制。用户侧资源聚合与信息共享等技术是新型电力系统供需互动有效开展的重要技术支撑。未来随着海量、多元的需求侧资源接入电力系统，需求侧资源数字化、智能化成为必然发展趋势。随着未来大数据、云计算、区块链、5G 通信技术等先进领域不断发展突破，以智能电表为主的先进测量基础设施网络将不断完善，并实现全网覆盖。

表 7.10 智能用电与供需互动技术概况一览

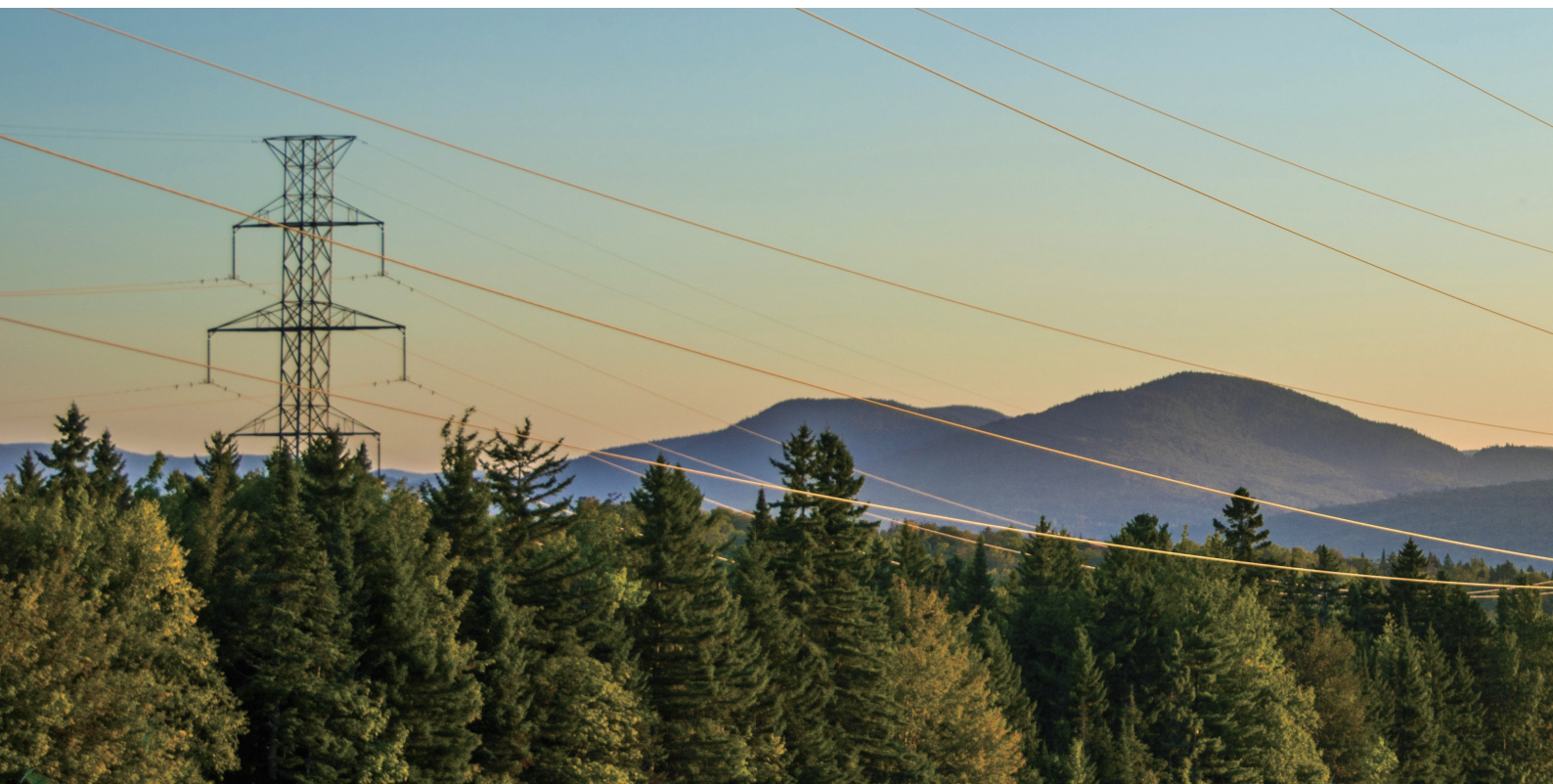
技术路线		技术特点	优势	劣势	调节潜力	应用障碍	示范工程
需求响应	分时电价	按时段定价，分峰时谷时平时等	定价规则简单，易于实施	时段及价格固定，难以体现供需情况	一般	/	江苏节假日填谷需求响应项目、浙江电力高弹性电网需求响应项目等
	尖峰电价	针对少部分负荷尖峰时段设置尖峰电价	补充了分时电价不够灵活的缺点，一定程度体现尖峰时段供需情况	定价较为主观，难以充分体现供需情况	一般	/	
	实时电价	根据电力市场实时定价，利用市场机制引导用户参与响应	充分体现供需情况，用户直接参与市场	电价波动性强，用户不得不接受过高的瞬时电价	大	帮助用户减少决策压力的负荷聚合商、服务商模式的推广	
	直接负荷控制	受系统调度机构直接控制，不参与市场调控	响应速度快，响应容量可信度高	部分牺牲用户体验，用户可能受到经济损失	一般	支持直接负荷控制的智能电表及智能用电设备的改进和应用	
车网互动		聚合海量电动汽车储能源，融合需求侧管理、通信、调度和计量等先进技术，与交通网耦合	响应速度快、灵活性好、经济效益显著、并网特性得到改善	损耗电池寿命，充电桩设备升级成本高，对通信和计量要求较高，交通属性带来不确定性	大	电动汽车电池技术与通信、计量技术的改进和应用	浙江车网互动项目、山西“新能源+电动汽车”协同互动智慧能源试点、“中国新能源汽车与新能源综合应用商业化推广（GEF6）”上海示范项目等
虚拟电厂		聚合柔性负荷、用户侧储能等多种分布式资源，电网可控制程度高	充分挖掘分布式资源潜力；并网特性得到改善	资源间信息交换量大，通信压力大，自动化程度要求高	大	通信技术与自动化技术的改进和应用	上海虚拟电厂试点项目、冀北泛（FUN）电平台混合型虚拟电厂项目、深圳网地一体虚拟电厂平台建设等

参考文献

- [1]. 中国电力网. 国家电网 2021 年迎峰度夏工作纪实. [EB/OL]. (2021-10-08). [2022-09-01]. <http://mm.chinapower.com.cn/nd/ywzl/20211008/106210.html>.
- [2]. 中华人民共和国中央人民政府. 国务院关于印发 2030 年前碳达峰行动方案的通知 [EB/OL]. (2021-10-24). [2022-09-01]. https://www.gov.cn/zhengce/content/2021-10/26/content_5644984.htm.
- [3]. 中国石油新闻中心. 双碳目标下中国能源发展与能安全若干问题思考 [EB/OL]. (2022-01-08). [2022-09-01]. <http://center.cnpc.com.cn/sysb/system/2022/01/05/030055142.shtml>.
- [4]. 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(01): 1-9.
- [5]. 闫华光, 陈宋宋, 李世豪, 等. 需求响应发展现状及趋势研究 [J]. 供用电, 2017, 34(03): 2-8.
- [6]. 李姚旺, 张宁, 杜尔顺, 等. 基于碳排放流的电力系统低碳需求响应机制研究及效益分析 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(08): 2830-2842.
- [7]. 卫志农, 余爽, 孙国强, 等. 虚拟电厂的概念与发展 [J]. 电力系统自动化, 2013, 37(13): 1-9.
- [8]. 胡泽春, 宋永华, 徐智威, 等. 电动汽车接入电网的影响与利用 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(04): 1-10+25.
- [9]. 王锡凡, 邵成成, 王秀丽, 等. 电动汽车充电负荷与调度控制策略综述 [J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(01): 1-10.
- [10]. 刘敦楠, 王梅宝, 李根柱, 等. 电动汽车参与电力市场的商业运营模式研究 [J]. 全球能源互联网, 2019, 2(05): 516-524.
- [11]. DU P, LU N, ZHONG H. Demand response in smart grids[M]. Springer, 2019.
- [12]. HUANG W, ZHANG N, KANG C, et al. From demand response to integrated demand response: Review and prospect of research and application[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(1): 1-13.

- [13].ZHONG H, XIE L, XIA Q. Coupon Incentive-Based Demand Response: Theory and Case Study[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1266-1276.
- [14].Chen S, Gong F, Zhang M, et al. Planning and Scheduling for Industrial Demand-Side Management: State of the Art, Opportunities and Challenges under Integration of Energy Internet and Industrial Internet[J]. Sustainability, 2021, 13(14):7753.
- [15].NOSRATABADI S M, HOOSHMAND R A, GHOLIPOUR E. A comprehensive review on microgrid and virtual power plant concepts employed for distributed energy resources scheduling in power systems[J]. Renewable & Sustainable Energy Reviews, 2017, 67: 341-363.
- [16]. 钟永洁, 纪陵, 李靖霞, 等. 虚拟电厂基础特征内涵与发展现状概述 [J]. 综合智慧能源, 2022, 44(6): 25-36.
- [17]. 乔学明, 翟颖, 孟平, 等. 基于光纤到户的智能互动用电技术研究与应用 [J]. 电力信息与通信技术, 2013, 11(10): 24-29.
- [18]. 侯桐, 杨振. 国内外智能用电发展分析比较 [J]. 电力设备管理, 2022(12): 112-114.
- [19]. 宋安琪, 李新. 美国加州分布式储能参与电力市场分析 [J]. 机电信息, 2019(35): 166-167, 169.
- [20]. 沈运帷, 李扬, 高赐威, 等. 需求响应在电力辅助服务市场中的应用 [J]. 电力系统自动化, 2017, 41(22): 151-161.
- [21]. 自然资源保护协会 电动汽车与电网互动的商业前景: 上海市需求响应试点案例 [EB/OL] [2020-6-1]. <http://www.nrdc.cn/information/informationinfo?id=250&cook=2>.





第 8 章 电力系统多类型储能灵活调节技术

储能装置是解决新型电力系统接入高比例新能源后灵活性调节能力不足的最有效手段之一。一方面，新能源快速增长、电力负荷峰谷差持续增大、系统电力电子化特征愈发明显，传统的发、输、配电设施和技术难以有效兼顾清洁低碳与安全高效的电网发展要求。而储能在系统中的规模化应用可改变电能生产、传输与消费必须同步完成的传统模式，一定程度将实时电力平衡转变为电量平衡，推动电力系统更加灵活。另一方面，抽水蓄能、锂离子电池储能、压缩空气储能等各类储能技术快速发展，成本持续下降，储能的规模化商业应用已迎来爆发式增长的临界点。据测算，2060 年中国储能需求将超过 16 亿千瓦，超过最高负荷的一半。在系统中应用和发展储能，可以有效促进储能与系统源网荷各环节的深度融合，极大改善传统系统源随荷动的平衡调度方式，促进新能源消纳、保障电能质量、减少调节型能源投资、提升电力系统灵活性和可靠性，支撑电力系统智能柔性、经济高效运行。



WIND AND 08 SOLAR POWER

系统的灵活性需求可以分为短时、中时及长时等尺度。短时层面，由于风光等新能源场站均属于基于逆变器的电源，其出力随机性和波动性会立即反映为系统频率的改变，新能源渗透率增加势必带来更大的系统调频需求。中长时层面，受风电和光伏电站“极热无风”、“极寒无光”的出力特性影响，在用电晚高峰时段新能源场站难以提供有效出力，有装机无出力的矛盾在冬季枯水期及用气高峰季节愈发凸显，调峰资源严重不足。服务于不同场景的灵活性需求，储能技术分为功率型（≤30 min）、能量型（1~2 h）及容量型（≥4 h）。功率型储能包括飞轮储能、超导储能、超级电容储能等，以高比功率为特点，支撑跟踪出力计划、调频、日内削峰

填谷、提升电能质量等服务；能量型储能包括锂离子电池、抽蓄储能、压缩空气、液流电池等，以高比能量为特点，支撑系统调峰及负荷调节需求等服务；容量型储能包括季节性抽蓄储能、洞穴式压缩空气储能、氢储能、储热蓄冷等，支撑系统季节性调峰、离网储能等。从系统运行层面，不同时段的灵活性不是割裂存在的，从短时的秒级至长时间尺度的跨季节灵活性具有连续性，更长时间尺度的灵活性需求隐含了更短时间尺度的灵活性调节能力。为此，协同多类型储能，构建基于短时储能和中长时储能互补的系统全时间尺度灵活性调节体系，是新型电力系统规划储能建设的核心任务。

表 8.1 储能技术的发展演变过程

技术名称	过去	现在	未来
1. 源侧储能技术	应用较少	以小时级电化学储能为主，主要用于提升新能源并网发电平稳性	利用中长期和长时间储能技术，解决大规模新能源发电功率的波动平抑，以及从小时到季度为单位周期的电量调节需求
2. 网侧储能技术	以中长期抽水蓄能电站为主，主要用于系统调峰等能量型服务	以中长期抽水蓄能电站为主，主要提供调峰、调频、备用等电网辅助服务	利用短时高频、中长时间尺度和长时间储能，解决电网运行实时、中长期、季节性的平衡需求
3. 荷侧储能技术	应用较少	以小时级分布式电化学储能为主，主要用于“低储高放”套利或配合分布式新能源接入	不同时间尺度的多类型储能技术将和车网、多元负荷等供需互动技术协同，进一步提升分布式新能源友好消纳水平

综上，本章从储能支撑电力系统运行的时间尺度方面，将储能的关键技术分为分钟级储能调频技术，小时级储能调峰技术、长时间尺度的平抑季节性波动技术，并通过多类型储能协同共享技术推动

各类储能技术更加经济、高效地服务。下面就各项技术的发展现状、技术挑战、关键技术、示范工程和发展展望开展综述。

表 8.2 储能技术的技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
1. 储能调频技术	抽水蓄能电站、电化学储能、压缩空气储能及飞轮储能当前是能够提供调频服务的常见储能类型。	储能装置通常具有响应时间短、控制精度高等特点，其能够有效提升系统调频性能。目前，储能装置在一次调频和二次调频领域均具有良好的表现，在未来，随着高比例新能源接入程度的不断提升，储能调频领域的作用将愈发凸显。	应用于储能参与电力系统调频辅助服务的场景，时间尺度为秒级至分钟级
2. 储能调峰技术	包括抽水蓄能、压缩空气、锂离子电池及液流电池在内的多种储能形式均以调峰为其主要应用功能。	提供调峰服务是储能装置目前应用最为广泛的功能之一，储能的能量时移功能也为其发挥调峰功能提供了良好的保障。在未来，调峰服务还将持续作为储能装置最主要的应用功能之一，以支撑新型电力系统的电量调节需求。	应用于储能参与电力系统调峰辅助服务的场景，时间尺度为分钟级至小时级
3. 平抑季节性波动技术	季节性储能主要分为狭义季节性储能与广义季节性储能两种形式。其中，狭义季节性储能主要包括：季节性抽水蓄能与压缩空气储能；广义季节性储能主要包括：季节性储热/冷，以及 Power-to-X 技术。目前，季节性储能技术尚未大规模应用，但其将在高比例新能源电力系统中发挥重要作用，将成为未来新型电力系统中不可或缺的组成部分。	随着新能源接入比例的不断提升，电力系统中数日、数周甚至季度性的电量波动程度将不断加剧，催生出储能的季节性波动平抑需求。季节性波动平抑服务主要通过长时间尺度、多能源形式与跨空间范围的季节性储能技术实现。	应用于储能参与电力系统长时间尺度调节的场景，时间尺度为季节级
4. 多类型储能协同与共享技术	该技术通过共享储能商业模式，将多类型储能资源聚合，并采用一体化调控的方式，实现储能系统的最优调控，降低储能成本。目前，云储能技术尚处于理论研究以及初步工程示范阶段。	为了降低用户的储能使用成本，充分发挥多类型储能技术各自的独特优势，多类型储能协同与共享技术（又称：云储能技术）应运而生。在未来，随着储能资源类型的不断丰富，以及储能用户对平价储能使用需求的加剧，云储能技术有望成为新型电力系统中重要、且广泛的储能应用商业模式。	应用于不同类型的储能的协调配合

8.2.1 关键技术

储能调频技术是一种利用储能设备来调整电力系统频率的技术。在电力系统中，供电必须与用电平衡，以维持系统频率在标准值（通常是 50Hz 或 60Hz）附近。频率的波动可能导致电网不稳定，甚至引发停电事件。储能调频技术的原理是在电力系统频率偏离标准值时，储能设备可以快速响应并注入或抽取电能，以平衡供需关系，使系统频率恢复到标准值。这种技术在电网频率调节、提高电力系统稳定性、应对电力系统突发波动负荷等方面具有重要作用。

储能调频技术分为一次调频和二次调频。储能一次调频是采用虚拟惯性控制和下垂控制方法，模拟传统同步发电机的惯性响应，减少扰动初期系统频率变化率和最大频率偏差，并适时增加出力以保证调频效果。储能二次调频则是利用储能电站所具有快速响应、跟踪精准及功率优异特性，在电网频率由于功率或负荷变化而产生偏移时，通过调整储能出力控制系统频率偏差在规定范围内。

支撑储能一次与二次调频服务的技术包括抽

水蓄能电站、电化学储能、压缩空气储能及飞轮储能，其中飞轮等功率型储能更适用于一次调频，抽水蓄能、压缩空气以及锂离子电池能量型储能更适用于二次调频。各类型储能调频方式包括火电 + 储能、新能源 + 储能以及独立储能等。

火电 + 储能调频，通过给火电机组配置小容量储能作为补充单元，改善火电机组调频性能。火储联合调频方式，可有效缩短火电机组响应时间、提高调节速率及调节精度，同时还可以减少火电机组调速阀门的动作，降低磨损，延长火电机组使用寿命。新能源 + 储能调频，通过给新能源机组配置储能以弥补新能源机组出力不可控的缺陷，及时支撑系统频率。基于新储联合调频系统可有效缓解新能源机组与储能系统单独参与调频时调频能力不足、投资成本高昂、经济效益差等问题。

相较于前两种储能调频方式，独立储能调频效果更佳。一方面独立储能调频精度高，以电化学储能为例，在额定功率范围内电储能 1s 内完成指定功率的输出精度达 99% 以上，无需系统反向、偏差或延迟调节。再一方面，独立储能可以通过吸收或发出虚拟同步机的转子动能，控制虚拟惯量，提高电网电压和频率稳定性。

表 8.3 不同储能类型调频成本

储能类型	调频成本（元 / 兆瓦）
磷酸铁锂电池	6.34~9.08
三元锂电池	6.08~9.78
钛酸锂电池	6.18~8.46
超级电容器	12.74~17.39
飞轮储能	9.23~12.75

储能调频是短时高频低深度充放电行为，依据全生命周期投资成本折算，锂电池调频里程成本最低，为 6.08~9.78 元 / 兆瓦。随着锂离子电池的共享型应用规模化发展，其成本将进一步降低，是未来重要的储能调频资源。

储能调频技术的发展，填补了新型电力系统中逐步扩大的调频资源缺口，支撑大规模新能源并网消纳的同时，降低了新能源机组参与调频的需求，保障其依然以最大程度利用可用发电能力为目标优化出力，无需降出力参与系统调频服务，相应减少了系统弃风弃光情况。

8.2.2 发展现状

储能作为一种优质的调频资源，在美国、澳大利

亚、英国等国是调频辅助服务市场的重要参与者，与国外相比国内提供调频服务尚处于示范应用阶段。

在美国，装机不小于 0.1 兆瓦的储能即可参与调频辅助服务市场，市场以“调频 + 电能”市场整体购买成本最小为目标联合出清，以调频容量与调频里程考虑调频效果计费。澳大利亚将调频辅助服务市场分为调节调频和应急调频 2 类，共 8 个市场。额定容量 5 兆瓦及以上的储能电站可注册参与，基于电能与调频市场联合出清机制，8 个调频市场各自形成出清价格，并按调度时段结算。区别于美国和澳大利亚，英国的储能需通过国家电网公司组织的月度（多月）市场参与固定频率响应。储能可以独立响应不同的调频需求，也可组合投标获取收益。

表 8.4 不同国家储能调频技术概览

国家 / 区域	服务类型	准入条件	交易方式	定价机制	收益计算公式
美国 PIM	自动发电控制	0.1 兆瓦，且部分市场要求性能测试达标	市场竞价，与电能市场联合出清	根据调频市场报价，按总成本最低原则出清，确定调频市场出清价格；设计了容量 + 里程两部制价格，并考虑了机组调频效果	调频收益 = 容量价格 × 调频性能指标 × 中标容量 + 里程价格 × 调频性能指标 × 实际里程
澳大利亚	自动发电控制	5 兆瓦	市场竞价，与电能市场联合出清	根据各类调频市场报价，按总成本最低原则出清，确定各调频市场出清价格	调频收益 = 里程价格 × 实际里程
英国	固定频率响应	1 兆瓦，通过固定频率响应测试	定期招标	根据投标价格确定	调频收益 = 投标容量价格 × 中标容量 × 服务时长 + 投标里程价格 × 实际里程

在国内，储能调频技术以火储联合调频方式为主，典型区域包括广东、山西和内蒙古，储能可以参与部分地区的调频辅助服务市场获取调频里程收益以及调频容量收益，也可以通过《两个细则》增加调频补偿，减少调频考核。以山西的火储联合

调频项目为代表，火储联合可以将调频性能指标值由平均 2.8 显著提升至平均 4.6 左右，大幅增加了调频效益。此外，江苏、甘肃等地业已明确将储能作为独立主体参与调频辅助服务市场，但在具体的准入门槛、价格机制等方面的设计存在差异。

表 8.5 国内不同城市储能调频价格机制

地区	山西	广东	福建	江苏
准入门槛	独立：15 兆瓦 联合调频：9 兆瓦	2 兆瓦	10 兆瓦	10 兆瓦
价格机制	里程	里程	容量 + 里程	容量 + 里程
根据调频效果 调整收益	调频补偿 = 实际里程 × 调节性能指标 × 里程 价格	调频补偿 = 实际里程 × 调节性能指标 × 里程 价格	调频补偿 = 调频容量 × 投运率 × 容量价格 + 实际里程 × 调节性能 指标 × 里程价格 × 调 节系数	调频补偿 = 调频容量 × 投运率 × 调节性能指 标 × 容量价格 + 实际 里程 × 调节性能指标 × 里程价格
地区	甘肃	安徽	山东	云南
准入门槛	10 兆瓦	独立：10 兆瓦 负荷聚合：5 兆瓦	5 兆瓦	独立：30 兆瓦
价格机制	里程	容量 + 里程	容量 + 里程	里程
根据调频效果 调整收益	调频补偿 = 实际里程 × 调节性能指标 × 里程 价格	调频补偿 = 调频容量 × 投运率 + 实际里程 × 里程价格	调频补偿 = 实际调频深 度 × 调节性能指标 × 补偿出清价格 × AGC 贡献率（储能为 0.1）	调频补偿 = 实际里程 × 调节性能指标 × 里 程价格 + AGC 调节容 量 × AGC 服务时长 × AGC 调节容量补偿 标准

8.2.3 技术挑战

储能的调频支撑作用对促进新能源友好并网、保障供电质量具有重要意义，但目前储能装置在提供调频服务时还面临着一些技术挑战：1）针对以变速抽蓄蓄能、绝热压缩空气储能为代表的新型大规模物理储能技术，需要进一步提升调频控制

性能，挖掘其在抽水 / 压缩工况下的调频能力；2）针对以锂电池为代表的电化学储能技术，需要完善调频功能下的电池能量管理能力，在保障调频效果的前提下，避免电池快速老化，维持电池的安全可靠运行；3）针对以飞轮储能、超级电容器为代表的功率型储能技术，需要进一步提升技术成熟度，降低投资成本。

8.2.4 示范工程

专栏 广东珠海金湾“锂电池 + 超级电容器”混合储能辅助调频项目

广东珠海金湾“锂电池 + 超级电容器”混合储能辅助调频项目于 2023 年 10 月 2 日进入商业试运行，项目由一套 16 兆瓦 / 8 兆瓦时磷酸铁锂电池和一套 4 兆瓦 × 10 分钟超级电容器组成。该系统提出了兆瓦级超级电容器系统集成、“锂电池 + 超级电容器 + 机组”协同控制技术、基于补偿度实时优化的混合储能智慧调控技术及基于大数据分析的智能化运维等关键技术难题的解决方案，实现了对燃煤机组调频综合性能指标的显著提升，基于锂电池及超级电容器的技术优势互补，实现了储能调频系统安全性及寿命提升。

专栏 福建罗源电厂“锂电池+超级电容器”混合储能辅助调频项目

福建罗源电厂“锂电池+超级电容器”混合储能辅助调频项目于 2023 年 2 月全功率投运。该系统使用了许继集团提供的 8 套 2.5 兆瓦储能调频升压一体机系统和 6 套高倍率锂电池储能系统，储能系统总功率 20 兆瓦。为满足快速调频需要，充分利用超级电容和电池发电响应快的特点，该系统使用了面向锂电池和超级电容器混合储能系统的低延时控制系统，实现了储能单元对调节功率指令的毫秒级响应。使用了该辅助调频混合储能系统后，福建罗源电厂的火电机组二次调频性能显著提升。

8.2.5 技术展望

新能源发电占比提升对系统调频资源支撑提出了新的要求。面向双碳目标，基于火电机组大规模建设的系统调频支撑受到约束，大力发展储能技术或成为解决调频需求的关键手段。储能装置作为一类优质的调频资源，具备显著的技术优势及盈利

前景。一方面，储能的火电替代能力将逐步增强，预计当新能源发电比例达到 45% 时，储能的火电容量替代比例能达到 14:1；另一方面，储能参与调频的经济性将逐步凸显，目前储能参与调频的动态回收期为 2.37 年，而随着电池造价降低 10%、20% 和 30%，其参与调频的内部收益率将分别达到 76.47%、91.93% 及 111.77%。



8.3.1 关键技术

储能调峰技术是一种利用储能设备来平衡电力系统峰谷负荷差异的技术。在电力系统中，电力需求通常在一天内经历波峰和波谷。波峰时期，即白天高峰时段，电力需求较大；而波谷时期，即夜间低谷时段，电力需求相对较小。储能调峰技术的目的是在波峰时期储存多余的电能，而在波谷时期释放储存的电能，以便平衡供需，提高电力系统的稳定性和经济性。

储能调峰资源以能量型资源为主，包括抽水蓄能、压缩空气、锂离子及液流电池等，各类型储能参与调峰的方式可以分为源侧机组 + 储能、荷侧 + 储能以及独立主体等。

源侧机组 + 储能调峰，是利用储能双向调节特性，平滑机组出力。配置储能系统可以平滑新能源出力、降低新能源发电企业偏差结算，同时借助储能的充放电效率，增加机组的爬坡速率，为电网调峰提供灵活性调节能力。荷侧主体 + 储能调峰，

可有效提升负荷的智能化，减少系统峰谷差，降低系统爬坡需求，减少荷侧用电成本。独立储能调峰，是为电能引入时间因素，让其可存储、可错峰、可调节，极大提高了系统能效。同时，独立储能运行更有利于明确储能的投资收益评估，厘清市场计量与结算界限，量化储能价值，推动储能规划发展。

依据全生命周期投资成本折算各类型储能的调峰成本，锂电池、铅酸电池等技术充放电循环次数相对较大，单位循环成本相对较低，平均度电成本约为 0.6-1.2 元 / 千瓦时。得益于电动汽车等共享型规模经济的应用，锂离子电池的成本将持续降低。基于美国国家可再生能源实验室的测算，考虑偏低、中等、偏高三种锂电池成本预测偏好，与 2022 年相比，到 2030 年锂离子电池储能的成本将分别下降 47%、32% 和 16%，而到 2050 年则将分别下降 67%、51% 和 21%。基于不同类型储能的成本变化趋势，未来锂离子与抽水蓄能将更具调峰优势。

储能调峰技术有助于打破系统即发即用的电力平衡方式，促进风光高效并网消纳，有效提升新

表 8.6 不同储能类型调峰成本

储能类型	调峰成本（元 / 千瓦时）
磷酸铁锂电池	0.62~0.82
三元锂电池	0.86~1.26
铅蓄电池	0.5~1
铅碳电池	0.52~0.747
全钒液流电池	0.44~0.69
钠离子电池	0.270~0.662
抽水蓄能电站	0.23~0.34
压缩空气储能	0.252~0.413

能源机组容量可信度，降低系统风光弃电量，提升系统运行经济和环保效益。

8.3.2 发展现状

调峰本质是电能量交易，为此本章以国外储能参与电能量市场、国内储能参与调峰介绍相关技术的发展现状。

在国外，储能参与电力市场运行机制相对成熟。在美国各区域电力市场中，储能电站多以独立主体参与电能量市场，在日前和实时阶段参与竞价获取出清收益，或在谷电价时充电、峰电价时放电获取套利收益。其中，加州市场的储能更多支撑电网调峰和负载管理，以抽水蓄能为主，通过电力市场中提供 4~16 小时的长时储能，支撑电网调峰和容量备用。

在国内，储能调峰技术目前正处于大范围推广实践阶段，相关市场机制和政策逐渐完善。目前，南方能监局以及甘肃省、新疆省、山东省等各地能监办陆续发布了各区域级、省级电力辅助服务市场运营规则、新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则等相关文件，如《南方区域电化学储能电站并网运行管理及辅助服务管理实施细则（试行）》等，给予了储能电站和传统电厂同等的辅助服务市场地位，明确了储能电站的补偿标准和考核约束条件。该类文件主要将参与辅助服务的储能装置准入条件界定为具备独立计量、控制等技术条件，接入

调度自动化系统，可被电网监控和调度，符合相关标准规范和电力市场运营机构等有关方面要求，具有法人资格的独立储能电站，主要包括独立电化学储能及以压缩空气储能为代表的独立新型储能电站。河南进一步指出可再生能源发电配储等配建储能通过技术改造满足独立储能项目同等技术条件和安全标准，也可转为独立储能项目参与电力调峰辅助服务市场。

储能提供调峰辅助服务有两种主要途径，包括参与辅助服务市场交易，以及由系统面向安全、保供运行需求直接调用。目前，不同地区对储能提供调峰辅助服务的经济性保障机制有所差异，部分省份完全按照辅助服务市场交易结果进行储能调峰收益结算，而不给予额外补偿，例如河南、湖北、福建、河北南网等；部分省份则对未纳入市场交易的调峰辅助服务设立额外补偿，例如南网五省区域、四川、湖南等。以下所提及的储能调峰辅助服务补偿均指对未纳入市场交易的调峰行为进行补偿，此类调峰辅助服务一般为深度调峰，储能响应行为为充电，其补偿结算方式为：储能调峰辅助服务补偿费用 = 储能调峰充电响应量（单位为千瓦时、兆瓦时等）× 调峰补偿价格（单位为元 / 千瓦时、元 / 兆瓦时等）。调峰辅助服务的补偿费用将由火电厂、风电场、光伏电站、水电厂按政策要求进行分摊。

各地对储能机组的调峰辅助服务补偿机制规定列举如下。

表 8.7 不同地区储能调峰服务补偿机制

区域	准入门槛	未参与辅助服务市场的储能调峰服务补偿机制
南方区域	5 兆瓦 / 5 兆瓦时	按调峰充电量进行补偿，各省储能调峰充电补偿价格为： 广东：0.792 元 / 千瓦时 广西：0.396 元 / 千瓦时 云南：0.6624 元 / 千瓦时 贵州：0.648 元 / 千瓦时 海南：0.5952 元 / 千瓦时
河南	2 兆瓦 / 4 兆瓦时	依据调峰市场出清电价结算，不给予补偿；出清价格上限暂按 0.3 元 / 千瓦时执行

(续表)

区域	准入门槛	未参与辅助服务市场的储能调峰服务补偿机制
四川	10 兆瓦 /20 兆瓦时	按储能调峰充电电量补偿：0.4 元 / 千瓦时
湖南	4 兆瓦 /4 兆瓦时	按储能调峰充电电量补偿：0.3 元 / 千瓦时
福建	5 兆瓦 /2.5 兆瓦时	依据调峰市场出清电价结算，不给予补偿；若当天未启动深度调峰市场，则依据前一天调峰服务出清价格进行补偿
青海	10 兆瓦 /20 兆瓦时	在辅助服务市场与风电场、光伏电站签订调峰 交易合约，其剩余容量可由调度机构直接调用，此部分容量按调峰充电电量补偿：0.5 元 / 千瓦时
华东区域	5 兆瓦，10 兆瓦时	依据低于基本调峰下限的少放电量或增加的充电电量进行补偿：0.16 元 / 千瓦时 已在调峰市场获得补偿的不重复补偿，已参与现货市场的并网主体不重复补偿
河北南网	第三 方 独 立 主 体：2 兆瓦 /2 兆瓦时 聚合商：5 兆瓦 /5 兆瓦时	依据调峰市场出清电价结算，不给予补偿
山东	5 兆瓦 /10 兆瓦时	按储能调峰充电电量进行补偿：≤ 0.4 元 / 千瓦时
湖北	4 兆瓦 /4 兆瓦时	依据调峰市场出清电价结算，不给予补偿
新疆	5 兆瓦 /10 兆瓦时	放电容量补偿：2023~2025 年的补偿标准分别为 0.2 元 / 千瓦时、0.16 元 / 千瓦时、0.128 元 / 千瓦时 紧急调峰：充电 0.55 元 / 千瓦时；放电 0.25 元 / 千瓦时，不再享受放电容量补偿
山西	20 兆瓦 /40 兆瓦时	依据调峰市场出清电价结算，不给予补偿（价格区间为 0.75-0.95 元 / 千瓦时）
甘肃	10 兆瓦 / 兆瓦时	通过电力辅助服务市场参与深度调峰，按交易结果出清（价格 ≤0.3 元 / 千瓦时），不给予额外补偿。

8.3.3 技术挑战

储能的调峰支撑作用对促进高比例新能源消纳具有重要意义，但受限于高昂的储能装置投资成本及土地使用费等非技术成本，以及尚不完善的市场激励机制，储能参与调峰的投资回收路径仍不明确。

具体而言，电源侧、用户侧及独立储能等不同主体的储能装置参与调峰等服务及面临差异化的挑战。针对电源侧储能，2021 年中国国家能源局印发的《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》提出发电企业“超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率

15% 的挂钩比例(时长 4 小时以上)配建调峰能力”，对新能源配储提出了强制性要求，但目前大装机电源侧储能利用率普遍偏低，导致突出的成本增加与资源浪费问题。在山东、山西等省份，目前已允许新能源配储作为独立储能参与市场，从服务发电企业本身转向服务电网需求，提升利用率、增加盈利点并加速投资回收。然而，虽然储能可通过削峰填谷、系统备用、提升供电质量等服务支撑电力系统多环节性能优化，但目前发电侧储能成本仍主要由发电企业自身承担，且国内电网侧辅助服务成本也主要由电源侧承担而未传导到用户侧，导致电源侧同时为新能源及负荷导致的电力系统波动性买单，造成了储能成本疏导不畅、社会投资意愿不强等问题。为了改善上述情况，可考虑将现行大电网集中控制的储能调控方法转变为电力企业分散控制、按

需参与市场,以及建设电网侧集中独立共享储能电站等手段,进一步降低源侧储能应用成本、提升储能利用率与盈利水平。

用户侧储能存在类似的精准定容困难、储能利用率低、收益来源单一、投资回收周期长等问题,如何优化储能寿命、增加储能收益来源仍是促进用户侧储能发展的关键挑战。此外,面向调峰等辅助服务需求,目前用户侧储能还存在预测能力不足、调峰调节响应速率与精度不足、调峰响应能力不确定性等问题。

相较电源侧和用户侧配储而言,电网侧独立储能一般归属电网统一调控,具备规模效应相对明

显、收益来源相对多样等优势。在此情况下,配套市场机制的不完善成为了独立储能高效参与多类型服务并有效盈利的重要阻碍,具体体现在面向系统稳定运行的独立储能经济调用补偿机制不完善、独立储能参与电力现货市场机制不完善、独立储能容量补偿机制不完善等方面。

综上所述,储能参与调峰等多类型电力系统服务存在以下关键难点:1)需进一步提升大规模能量型储能的技术成熟度,降低大规模能量型储能装置技术成本;2)需完善相关政策保障,降低非技术成本在储能投资成本中的占比;3)需建立健全储能参与调峰等多类型服务的市场机制。

8.3.4 示范工程

三峡集团在内蒙古乌兰察布市建设了集研发、实证、应用为一体的全规模“源网荷储”技术研发试验基地,其中建设成果较为“乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目”及“三峡现代能源创新示范园”两部分。

专栏 三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目新能源发电总装机 2000 兆瓦,其中风电 1700 兆瓦、光伏 300 兆瓦。该项目配套新型电化学储能 550 兆瓦 /1100 兆瓦时,为国内首个储能配置规模达到千兆瓦时的新能源场站。项目采用数字储能动态重构电池网络系统实现了电池运行特征参数在线甄别与灵活调控,有效提升了储能系统的有效容量和寿命。其中涉及调峰应用的



图 8.1 三峡乌兰察布新一代电网友好绿色电站示范项目

新型储能项目主要为一套基于 0.5 兆瓦 /1 兆瓦时锂电池储能、1 兆瓦 /0.1 兆瓦时超级电容器及 1.5 兆瓦储能变流器搭建了兆瓦级直流耦合接入的混合储能系统,发挥锂离子电池能量密度高、储 / 释能时间长及超级电容器功率密度高、响应速度快、寿命长的优势互补,基于锂电池开展削峰填谷,基于飞轮储能参与系统一次调频,有效满足电网调峰调频多维需求。截至 2024 年 6 月,示范项目的其他大规模储能系统也开始陆续启动上电测试,预计将为示范项目实现风光储一体化、高度电网友好运营提供有力支撑。

三峡现代能源创新示范园拟搭建兼具前沿科研、验证优化、示范应用三位一体的储能技术验证平台，包括：一是结合管线钢储气技术和槽式光热技术的 10 兆瓦多源蓄热式压缩空气储能电站；二是 1 兆瓦 /15 兆焦飞轮储能示范项目；三是锂离子电池（500 千瓦 /1 兆瓦时）/ 超级电容器（1 兆瓦 /100 千瓦时）混合储能系统示范项目；四是首座 3 兆瓦 /1.5 兆瓦时钠离子电池数字储能示范电站；五是国内首座固态锂离子电池储能电站（1 兆瓦 /2 兆瓦时 +0.5 兆瓦 /1 兆瓦时）；六是第二代水系钠离子电池储能示范项目（2.5 兆瓦 /6 兆瓦时）；七是关键材料国产化的 25 千瓦 /100 千瓦时新一代全钒液流电池示范。



图 8.2 三峡现代能源创新示范园

试验基地以产业园区的能源需求为引导，遵循“源网荷储”一体化的设计理念。在源端部分，计划建设光伏、碟式斯特林机光热发电 38 兆瓦，并引入创新技术，即通过槽式光热结合压缩空气供热提高能源利用效率；在网端，研制高效率、高可靠的大容量功率路由器和超快速、紧凑化的故障电流控制器，搭建柔性接入和灵活互动的交直流混合网架；在储能部分，基于技术指标、成熟度和经济性等多个维度考虑筛选出了 7 种物理和电化学储能方案，总容量为 19.5 兆瓦 /51.7MWh。研发基于智能传感网络和智慧能源大数据模块的能量管理系统，满足不同形式、不同时段负荷的绿色用能需求，每年约减少二氧化碳排放约 4.9 万吨。

基于该示范系统规划方案，多类型储能并网后将为系统调峰、调频等多维需求提供有效支撑，例如 10 兆瓦多源蓄热式压缩空气储能电站利用槽式太阳能光热系统结合压缩级间回热和余电加热实现蓄热系统多源输入，综合能源利用效率有望突破 80%，并网后预计日度发电量达 4 万千瓦时，年发电量达 1320 万千瓦时；锂离子电池 - 超级电容器混合储能将为论证基于容量型及功率型储能装置优势互补电网调峰调频多类型辅助服务提供支撑；钠离子电池、固态锂离子电池、水系钠离子电池储能示范项目将为分析高能量密度新型电化学储能本质安全性、运行能效、运行经济效益提供支撑。

8.4 平抑季节性波动技术

8.4.1 关键技术

平抑季节性波动技术，是要采用长时间、大容量的储能技术通过较长时间尺度的能量平移，平抑数日、数周乃至季节性的电量波动，完成月、季、年乃至跨年的能量调节。该类储能技术也被定义为季节性储能，在电力系统电能富余时将电能转化为其他可长期存储的能量形式进行储存，实现跨能源形式的长期储能与优化利用。

依据能量转换的特性，季节性储能可分成两种：狭义季节性储能与广义季节性储能。狭义季节性储能是将电能转化为其他形式的能量进行长期存储，并在需要时再将其转变回电能的储能方式，实现电能与其他形式能量之间的转换。这种储能方式与电力系统紧密耦合，但两次能量转化过程会增加能量损耗。按存储能量形式分类，狭义储能技术主要包括抽水蓄能与压缩空气储能等。

季节性抽水蓄能电站，通过在年调节水电站中加装水泵完成长时间储能调整。季节性抽蓄储能容量更大，水头要求更高，使用寿命较长，转换效

率高，综合效率一般可以达到 70%~95%。压缩空气储能的建造成本和响应速度与抽水蓄能电站相当，使用寿命长，储能容量大，可利用低谷电、弃风电、弃光电等对空气进行压缩，并将高压空气密封在地下盐穴、地下矿洞或新建储气室中，在电网负荷高峰期释放压缩空气推动透平机发电。

广义季节性储能是指将电能转化为其他形式能量存储，在利用环节通常不转换回电能，而是直接利用所存储能量形式的储能方式，完成电能 - 其他形式能量的转换，将终端负荷需求由电转变为冷、热等多种能量形式，实现跨能源品种的季节性储能与优化利用，间接改善了用电负荷的季节特性。广义储能技术以容量型储能为主，包括储热 / 冷，基于 Power-to-X 的电替代等。其中，Power-to-X 中的常见形式为电制氢及氢气甲烷化，获得化工生产原料氢气以及天然气的主要成分甲烷并进行存储，以水电解制氢为主要转换方式。

当前季节性储能场景应用较多的是压缩空气、抽水蓄能以及氢储能技术。其中，压缩空气及抽蓄储能调峰成本虽然较低，但是水电解制氢作为当前主流的氢储能方式之一，随着制氢技术的提高，单

表 8.8 不同储能类型调峰成本

储能类型	调峰成本（元 / 千瓦时）
500Nm ³ /h 碱水电解槽	1.41
1000 Nm ³ /h 碱水电解槽	1.40
质子交换膜（电制氢环节）	1.56
压缩空气储能	0.252~0.413
季节性抽水蓄能电站	0.21~0.25

槽制氢能力提升，制氢规模的加大，成本还有很大降幅空间，未来氢储能较压缩空气及抽水蓄能将更具优势。

季节性储能技术，可以显著减少大规模弃风弃光，提升新能源消纳能力，不同于常规调峰，季节性储能还可以通过长时间能量时移，降低由于季节性不平衡导致的额外火电装机，侧面减少系统碳排放量，提升投资运行的整体经济性和环保性。尤其广义季节性储能技术与供热供冷相结合可形成“冷-热-电”三联供系统，可有效提升能量的综合利用效率。

8.4.2 发展现状

常见的季节性储能装置包括电转气、抽水蓄能电站、大容量压缩空气储能、储热等在国内外系统均有广泛的研究和应用。

电转气，特别是电转氢技术，得到世界各国的重视。目前全球已宣布 520 多个大型项目和 90 多吉瓦的电解槽产能，相当于 1600 亿美元的直接投

资，均处于示范应用阶段。挪威正在研究一个名为 Deep Purple 的系统，它可以在风机电力供应过剩时，使用海水在海上风电场附近制造氢气。氢气将被制造并储存在海底。在风电场短缺时燃料电池将气体转换回电能。中国广州南沙建设的电氢智慧能源站，有 7 个储存氢气的长方体，可储存 200 立方米的氢气，用电高峰阶段可持续稳定出力 23 小时、发供电 2300 度，在 2023 年 3 月 25 日首次将光伏发电制成固态氢能应用于电力系统。

抽水蓄能电站，在当前在一些水资源发达的国家例如中国、巴西等均有一定的季节性抽水蓄能研究或商业化应用，但大规模季节性抽水蓄能受特殊场地的要求限制其选址困难，实际工程应用需要对地质环境条件进行先期考察与评估。

压缩空气储能技术是有效解决大规模储能问题的重要选择，国内外正在建设或研发多座大规模压缩式空气储能电站，尚处于示范应用阶段。德国汉特福 Huntorf 压缩空气储能电站是全球首座投入商业运行的压缩空气储能电站，压缩机组功率为 60 兆瓦，膨胀发电机组输出功率为 290 兆瓦，能够连续储能 8 小时，连续对外输出电能 2 小时，储



能效率 42%。国内第一套 1.5 兆瓦超临界压缩空气储能系统于 2013 年在河北廊坊建成，系统完成了 168 小时运行试验，储能系统效率约 52%。目前国内已实现 300 兆瓦级压缩空气储能工程示范，山东肥城 300 兆瓦 /1800 MWh 先进压缩空气储能国家示范电站于 2024 年 4 月完成首次并网发电测试，其系统单位成本较 100 兆瓦级系统下降 30% 以上，额定效率 72.1%，设计年发电约 6 亿千瓦时，是目前全球规模最大的新型压缩空气储能电站；湖北应城 300 兆瓦 /1500 兆瓦时压缩空气储能示范工程于 2024 年完成并网测试，预计年发电达 5 亿千瓦时，同样创造了单机功率、储能规模和转换效率的世界领先。据国家能源局 2024 年发布的新型储能试点示范项目名单，涉及的压缩空气储能项目（含二氧化碳储能）共 13 个，总规模达 2800 兆瓦 /14190 兆瓦时。

储热技术，以显热储热技术最为成熟。西班牙 Andasol 槽式光热发电是全球首个成功运行的配置

熔盐储热系统的商业化聚光太阳能热电站。伴随熔盐储热技术的日渐成熟，越来越多的太阳能热电站开始使用熔盐技术。中国熔融盐储热尚处于开发初期阶段，截止到 2019 年底，熔融盐储热累计运行装机规模为 420 MW，同比增长 91.4%。

8.4.3 技术挑战

面向未来新型电力系统中新能源电力、电量占比持续提升的趋势，通过储能装置为系统提供长周期调节弹性已成为储能的又一重要用途。储能为系统提供季节性波动平抑支撑仍面临以下技术挑战：1) 新型季节性储能如压缩空气储能、氢储能、季节性储热等技术成熟度相对较低，投资成本、储能效率等技术经济性能有待进一步提升；2) 需要进一步探索能够经济、低损、安全的实现长时间能量存储和跨能源形式时大范围空间运输的方案。

8.4.4 示范工程

专栏 西藏仲巴县大规模跨季节储热示范项目

西藏仲巴县大规模跨季节储热示范项目于 2019 年开工并于同年投产运行，项目基于大规模太阳能采暖 + 蓄热水池跨季节储热，实现了面向仲巴县的清洁廉价供暖，入选了 2021 年国家能源局《全国可再生能源供暖典型案例汇编》。

项目主要核心设备包括高效平板集热器（瞬时截距达 91.8%，比真空管集热器节省占地面积 50% 以上，系统故障率低）、储热钢罐（容积 15000 立方米）以及智能远程监控控制系统等。基于高效大平板 + 蓄热水池，项目充分利用当地供暖时间长、太阳辐射量高特点，实现太阳能光能热的高效存储与应用。项目储热供热系统具备良好节能效益，虽然所采用集热器成本高于普通平板集热器，但产热品质高，为居民采暖、大型热水项目建设提供了技术参考。



图 8.3 西藏仲巴县大规模跨季节储热示范项目

8.5

多类型储能协同与共享技术

8.5.1 关键技术

多类型储能的协同与共享技术，又称云储能技术，是将原本分散在系统各处的多类型储能装置集中到云端，用云端的虚拟储能容量来代替用户实体储能的一种商业模式。

云储能系统主要由云储能运营商、储能供应商和储能用户组成。其中，云储能运营商是云储能模式的组织者，负责设计云储能系统的基本商业模式，收集用户的多类型储能需求，集中组织多来源、多类型储能资源并统一调度，以最小的运行成本为用户提供优质的储能服务。储能供应商主要包括多类型电力储能装置、热力及燃气系统的广义电力储能等，其是云储能系统中储能资源的主要提供者。云储能用户是储能服务的使用者，主要包括源侧新能源场站、网侧电网公司和荷侧工商业负荷等。

多类型储能协同的云储能模式能够有效盘活系统内的闲置储能资源，利用用户充放电需求的互补性降低全系统储能容量投资需求，通过集中投资的规模效应降低单位储能投资成本，基于储能资源高度复用与共享提升储能资源利用率，降低储能服务的投资使用成本，提升多方利益主体的整体效益。

作用于电源侧，多类型储能协同与共享技术可提升新能源厂站的储能使用经济性，提升大规模新能源就地消纳率，平抑新能源出力不确定性与波动性，提升新能源场站一次调频能力，降低新能源场站在调峰、调频辅助服务市场中的成本分摊。作用于电网侧，多类型储能协同共享可以更好、更便宜的为电网提供调峰、调频、备用等灵活性资源支撑。作用于负荷侧，多类型储能的协同与共享可促进负荷侧分布式新能源的就地消纳，并面向峰谷电价等引导信号实现用户负荷的灵活调整，降低用户的储能使用成本与用能成本。

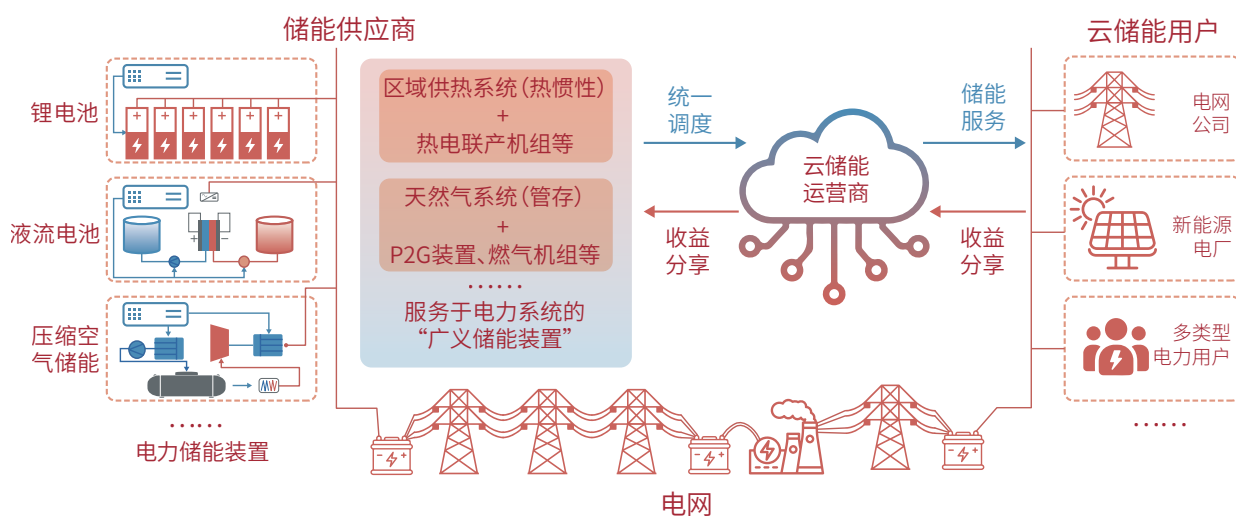


图 8.4 云储能系统

采用运行模拟技术分析配置多类型储能所能带来的效益：以新疆电网 2035 年的规划数据为基础，全疆储能规划容量 1909.2 万千瓦，其中，抽水蓄能 1393.4 万千瓦，电化学储能 160.4 万千瓦，光热电站 355.4 万千瓦；配置多类型储能后，新疆电网全年新能源电量占比可由 39.5% 提升至 43.1%，系统全年碳排放量降低 1762 万吨，全年燃料成本降低 126 亿元。

8.5.2 发展现状

基于多类型储能协同与共享的云储能技术是一种基于“共享经济”的新型储能投资与应用模式。目前，云储能模式主要包括以下两种实现类型：1) 对分布式储能的“聚合”复用；2) 对集中式储能的“分散”复用。

对分布式储能的“聚合”复用主要指：将散落在各处的储能装置进行聚合调控，在保证储能用户的使用需求下，使其为电网提供调峰、调频、紧急功率支撑等服务。目前，该模式下聚合的储能资源主要为用户侧的分布式储能，提供共享储能服务的受益方主要为电网公司，但同时，多类型分布式储能资源聚合与调控系统也需要由电网公司组织构建。在该模式下，电池的所有权依然归属于用户，但电网公司有权利通过合理的调控手段，发挥其在空闲时段、空闲容量时的价值，为电网提供辅助服务，同时电网公司需要支付给电池所有者相关费用。目前，中国广东广州和江苏南京均已开展了分布式储能“聚合”复用的应用示范。广州将 100 余个通讯基站的备用电池进行“聚合互联”，形成了 0.48 兆瓦 / 3.94 兆瓦时的云储能系统，并实现了为广州电网提供调峰服务的功能。江苏电网于 2018 年建立了基于云储能的分布式储能聚合调控平台，平台总储能容量达到 202 兆瓦 / 404 兆瓦时。该平台接受江苏省电力调控中心的调度指令，为电网提供灵活性调节服务。山东省对分布式储能聚合应用给予高度关注，山东省人民政府及能源局等单位于

2023~2024 年发布了多项支持云储能建设的工作文件，并拟于德州、临沂、枣庄、济宁开展云储能项目试点，试点项目总规模将达到 50 兆瓦 / 100 兆瓦时。其中，德州齐河于 2023 年 1 月建设了面向农村分布式光伏高效并网接纳的云储能示范项目，后续拟建成聚合容量达 27000 兆瓦时的云储能系统；枣庄峰城区云储能项目于 1 月 18 日开工建设，项目聚合规模达到 5 兆瓦 / 10 兆瓦时并可参与电力市场交易。特别的，山东省开发的上述项目主要以“光伏集中汇流、建设台区储能提供租赁式云储能服务”的光伏配储模式开展，重点实现对配变反向重过载、居民过电压问题及台区供电质量的改善，促进分布式光伏可靠并网、就地消纳。

对集中式储能的“分散”复用主要是指：对集中式储能进行优化调控，使其能够同时为多个用户提供储能服务。目前，该模式下参与共享的储能资源主要为容量较大的单一类型集中式电力储能资源，参与该模式的储能用户目前以新能源厂站和电网公司为主。在该模式中，参与储能共享的储能用户之间需要事前协商储能投资、运维成本支付比例，以及储能运行策略、收益分配比例等规则，并根据事先约定好的运营策略执行储能装置的优化运行。目前，中国青海省已开展了集中式储能“分散”复用领域的相关应用探索：2019 年 12 月，国内首个市场化运营电网侧共享储能电站在青海开工建设。该项目一期储能容量 32 MW / 64 MWh，工程毗邻 110 kW 变电站，其直接接受青海省调度中心调度，同时还将作为调峰资源提供商，与新能源电站直接通过平台实现市场竞价交易。此外，内蒙、山东、山西、湖北、宁夏、河南等地均有大量“共享储能”、“云储能”项目陆续备案并即将开始建设，目前，中国已备案的共享储能总建设规模已超 12 GW / 24 GWh。国际上，爱尔兰 Gaelectric 公司开展了基于压缩空气储能的共享储能“分散”复用模式探索，该模式下，330 MW 的压缩空气储能装置将由多家风电场共享，储能装置将为多家风电场提供预测误差平抑、弃风回收等服务。

储能共享应用已成为目前最活跃的储能商业模式之一，为应对新能源大规模开发配储需求及电网稳定、调峰需求提供了有力解决方案。据不完全统计，截至 2023 年年底，共享储能并网规模占 2023 年新投运新型储能项目规模的比例达到 54.91%，增速迅猛。

8.5.3 技术挑战

多类型储能协同与共享技术是储能运营的一次全新尝试，仍处在技术探索及经济可行性验证阶段，尚未形成规模化应用，其进一步推广应用面临以下挑战：1) 需构建支撑多储能、多用户之间安全、高效交互与协同的云储能运营平台，实现供需灵活匹配并保障储能与用户信息安全；2) 需开发支撑多类型储能长期稳定盈利且可复制的商业模式。

8.5.4 示范工程

专栏 青海省鲁能海西州多能互补集成优化示范项目

2019 年 4 月，国网青海电力新能源建设重点项目——鲁能海西州多能互补集成优化示范工程储能电站进行了共享储能交易试运营，该工程储能规模 50 兆瓦 /100 兆瓦时，是国内首座接入大电网的共享式储能电站。该工程的储能装置由第三方投资建设，储能设备接受青海省调度中心调度，具备自动发电控制功能，由新能源厂商和电网共享使用。在新能源厂商方面，新能源可以和储能通过双边协商的方式，共同参与市场竞价，达成包含交易时段、交易电力、交易电量及交易价格等内容相关的交易意向。在电网调用方面，当市场竞价交易未达成且新能源调峰受限时，电网可直接对该储能进行调用，在电网有接纳空间时释能，以增发新能源电量，该应用场景下按照 0.7 元 /kWh 支付储能，该费用由受益新能源分摊。据鲁能多能互补储能电站站长李海宁介绍，该电站在 2019 年“绿电 15 日”期间累计充电电量 74.2 万千瓦时，累计放电量 50.12 万千瓦时，创造直接经济效益 37.59 万元。该示范工程是中国对储能共享商业模式的一次有益探索，对于促进储能的规模化应用和新能源消纳有积极意义。

此外，青海省已基于一系列工程示范针对储能共享应用平台建设开展了探索性实践。国网青海省电力公司与国网电商公司(国网金融科技集团)共同建设了基于区块链技术的共享储能市场化交易平台，截至 2020 年 11 月底，平台累计成交 1801 笔、充电电量 3750 万千瓦时、放电电量 2987 万千瓦时，充放电效率达到 79.65%，获得补偿费用合计 2095 万元，引导了青海省内 335 座新能源电站参与储能辅助服务市场交易，新能源增发电量为 3866 万千瓦时。

专栏 广州基站储能云储能示范工程

基于多储能协同与共享技术，广州将 100 余个通讯基站的备用电池进行“聚合互联”，形成了 480 kW/3.94 MWh 的云储能系统，并实现了为广州电网提供调峰服务的功能。

该应用示范为丰富基站备用电池储能的套利途径提供了良好的借鉴意义，既盘活了“沉睡型”的储能资源，又丰富了电力系统中的可调度储能类型。据统计，广州铁塔公司旗下就有 2 万多个 4G 通

信基站，机房里配有超过 400 MWh 的备用电池储能资源，其可为广州电网提供客观的辅助服务支撑。5G 全面普及后，基站功耗、布点密度将为 4G 的 3~4 倍，根据测算，仅广州可利用的储能将达到 8000~10000 MWh，其应用潜力将更加巨大。然而，目前部分通信基站备用储能尚未接入统一能量管理系统，面向聚合共享应用的储能系统远程监控、智能调度和数据分析能力不足。为此，深圳等城市已经推动主要通信运营商的 5G 基站储能系统接入虚拟电厂管理中心，为基站备用储能资源的大规模聚合管理和优化控制提供了基础条件。



8.6

发展趋势展望

表 8.9 储能技术的技术成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
1. 储能调频技术	预计 2025~2030 年技术逐渐成熟，逐步推广应用；2040~2060 年储能调频技术全面成熟，经济性进一步提升，成为电力系统重要调频手段。	随着技术快速应用发展较快
2. 储能调峰技术	目前技术已较为成熟，已是储能的主要应用领域；预计 2030~2035 年储能调峰技术经济性能达到商业化应用的水平，2035~2050 年逐渐实现大规模应用成为电力系统重要的调峰资源。	目前相关技术已较为成熟，技术经济性不断增强
3. 季节性储能技术	预计 2035~2040 年季节性储热 / 冷和储氢将成为代表性的季节性储能技术，其技术经济性提升，进入初步商业化应用阶段；2040~2060 年技术逐渐成熟，经济性提升，应用广泛。以储氢为例，2025 年实现绿电制氢 10-20 万吨 / 年，2035 年建成完善绿电制氢技术与机制体系，2050 年实现绿电制氢占比达 70%。	逐渐从研究进入到试验示范环节
4. 多类型储能协同与共享技术	预计 2030 年技术较为成熟，开展商业化应用，新增共享储能市场占比达到新增新型储能规模的 85%，累计共享储能装机规模将占到累计新型储能总规模的 65% 左右；2030~2050 年全面成熟，广泛应用于源侧、网侧、荷侧的不同应用场景。	随着商业模式的成熟而发展较快

随着未来新型电力系统建设的不断推进，储能将成为推动新型电力系统柔性运行的重要组成部分。目前，储能行业已经进入了规模化、产业化发展的新阶段，预计 2025~2030 年，抽水蓄能技术平稳发展，电化学储能性能进一步提升，火电与核电机组抽汽蓄能等新型储能由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件；到 2030 年，新型储能将全面市场化发展，预计在快速减排期与碳中和期，储能电站装机容量将达到 16 亿千瓦以上。

在储能的应用领域方面，调频、调峰未来仍然是储能的重要应用场景。目前，中国已经建成了百兆瓦级 / 百兆瓦时级储能电站，完成多点布局储能聚合，实现考虑新能源发电主动支撑、出力波动率、跟踪计划出力的误差范围带及参与系统调频、调峰等应用的不同组合，基于储能提升火电机组调峰、调频综合能力也将成为未来储能的重要应

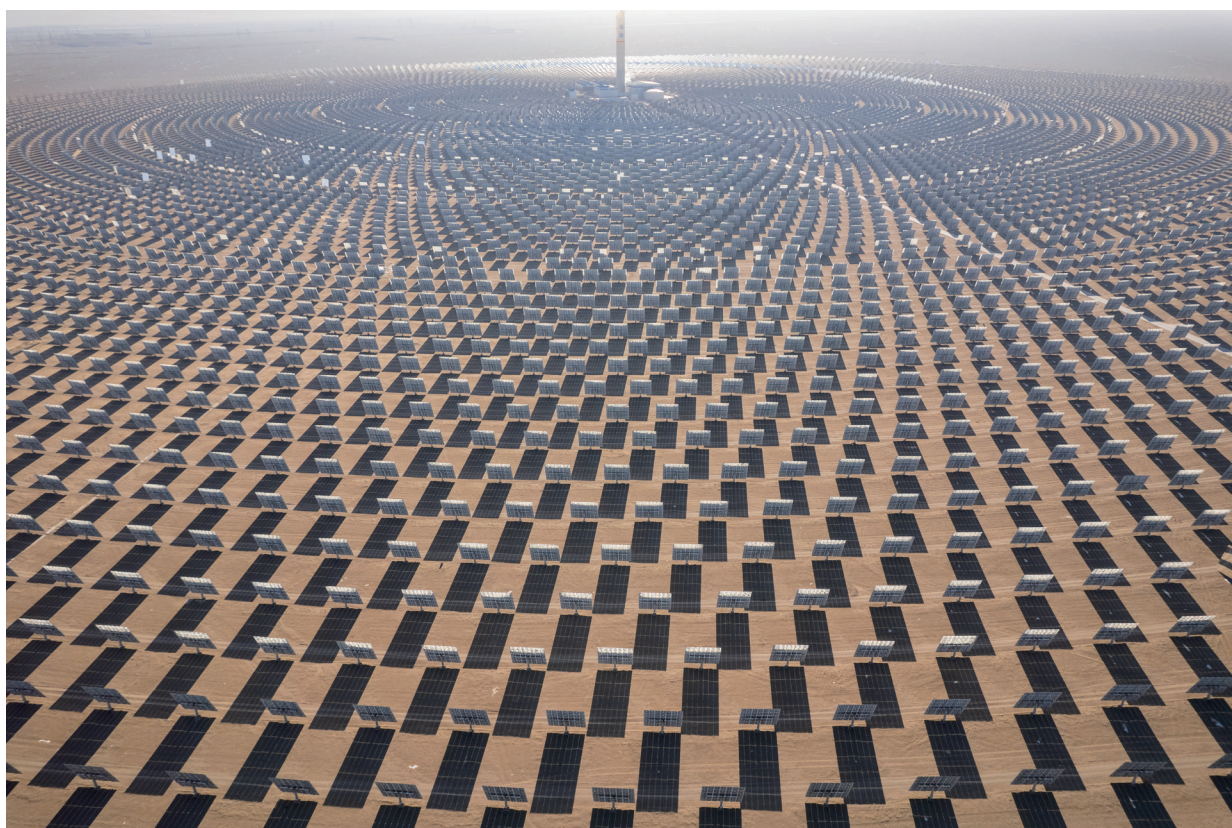
用场景之一。预计到 2030 年，抽水蓄能投产总规模达到 1.2 亿千瓦左右，全国新型储能总功率达到 1.2 亿千瓦，储能调频、调峰技术将实现规模化应用；在快速减排期与碳中和期，新型储能的装机水平显著提升，将进一步提升储能调峰、调频技术的经济性。

在季节性储能方面，季节性储热 / 冷和储氢将成为重要的季节性储能。目前，在季节性储热 / 冷领域，相关理论研究和示范探索较为活跃，自 2000 年以来，国内外跨季节储热项目数量逐渐增多，并且储热规模也在持续扩大。目前，季节性储热的整体储热效率在 60% 左右，初步具有商业化应用能力。预计在碳达峰及平台期，相关季节性储热技术将更加成熟，商业化运营表现将更加突出，在快速减排期与碳中和期，相关技术将更为成熟，应用范围将更为广泛。在氢储能方面，氢能作为推动传统能源高效清洁利用和支撑新能源大规模发

展的理想互联媒介，将成为新型电力系统中重要的季节性储能技术。目前，新能源制绿氢难度较大，产业链成本居高不下，氢能转化效率较低，氢供给中化石能源制氢技术占80%。基于中国国家发展改革委、能源局印发的《氢能产业发展中长期规划（2021-2035年）》，中国拟于2025年实现可再生能源制氢量达10-20万吨/年，成为新增氢能消费的重要组成部分，到2030年，中国将逐步建成较为完备的清洁能源制氢及供应体系。此外，据预测在2050年电解水制氢占比将达到70%，替代化石能源制氢成为主要氢供给技术。

在多类型储能协同与共享方面，以共享储能、云储能为代表的新型储能商业模式将成为支撑多类型储能协同与共享的主要载体。其中，共享储能模式可认为是云储能模式的初级形态，其强调储能资源的共享利用，通过多个储能用户共同投资或租

赁集中式储能资源的方式，实现储能利用率的提升，并借助投资规模效应和用户储能资源的互补性，降低储能投资成本。云储能模式则更加强调多类型储能资源的协同与共享，其收益来源不仅来自于储能资源的共享，还来自于多类型储能资源的协同优化、优势互补。目前，共享储能和云储能模式均处于示范应用阶段，中国诸多省份均已开展了相关示范探索，发展迅速。依据中国化学与物理电源行业协会发布的《2024年度中国共享储能发展白皮书》测算，2024至2028年间新增共享储能新增规模将达60.64GW，到2030年，新增共享储能的份额预计将占据新增新型储能规模总量的85%，累计共享储能装机规模有望达到累计新型储能总规模的65%左右，在未来发展趋势中，共享储能和云储能模式将革新储能的运营方式，为解决中国储能大规模应用所面临的挑战开辟全新的路径。



参考文献

- [1]. 中国电力网. 国家电网 2021 年迎峰度夏工作纪实 [EB/OL]. (2021-10-08). [2022-09-01]. <http://mm.chinapower.com.cn/nd/ywzl/20211008/106210.html>.
- [2]. 国家能源局. 美国推动储能参与电力市场的政策演进 [EB/OL]. [2016-01-16]. <http://www.oepe.com.cn/>.
- [4]. PJM. Full committee hearing to examine expanded deployment of grid scale energy storage [EB/OL]. [2019-07-21]. <https://www.energy.senate.gov/public/index.cfm/files/serve?Fileid=08C06596-519A-42C9-BAB6-DC45E9166152>.
- [5]. PJM. Energy & ancillary services market operations [EB/OL]. [2019-09-03]. <https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11-redline.ashx?la=en>
- [6]. CAISO. Business practice manual for market operations [EB/OL]. [2019-09-23]. https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Operations/BPM_for_Market%20Operations_V62_redline.pdf.
- [7]. ERCOT. ERCOT nodal market guide v3.0 [EB/OL]. [2019-07-25]. <https://www.scribd.com/document/249467429/ERCOT-NodalMarket-Guide-v3-0>.
- [8]. CAISO. Business practice manual for market instruments [EB/OL]. [2019-09-27]. https://bpmcm.caiso.com/BPM%20Document%20Library/Market%20Instruments/BPM_for_Market%20Instruments_V55_redline.pdf.
- [9]. AEMO. Guide to ancillary services in the national electricity market [EB/OL]. [2019-05-27]. <https://www.aemo.com.au/-/media/Files/PDF/Guide-to-Ancillary-Services-in-the-National-Electricity-Market.pdf>
- [10]. National grid ESO. Firm frequency response (FFR) [EB/OL]. [2019-09-26]. <https://www.Nationalgrid.co.uk/balancing-services/frequency-response-services/firm-frequency-response-ffr>.

[11]. 国家能源局山西监管办公室 . 山西能源监管办关于印发《山西电力调频辅助服务市场运营细则》的通知 [EB/OL]. [2022-12-10]. https://sxb.nea.gov.cn/xxgk/zcjd/202401/t20240119_227431.html.

[12]. 北极星储能网 . 山西省鼓励电储能参与调峰调频辅助服务电储能设施可作为独立主体 [EB/OL]. [2021-12-10]. <https://chuneng.bjx.com.cn/special/?id=860694>.

[13]. 国家能源局江苏监管办公室 . 关于印发《江苏电力辅助服务 (调频) 市场交易规则 (试行)》的通知 [EB/OL]. [2022-12-11]. http://jsb.nea.gov.cn/dtyw/tz/202309/t20230910_32184.html.

[14]. 南方能源监管局 . 关于印发《广东调频辅助服务市场交易规则》的通知 [EB/OL]. [2022-12-11]. https://nfj.nea.gov.cn/file_upload/20180831/48741535676232760_5da41239-065b-41d3-8d4d-0ce94b5cae43.pdf.

[15]. 国家能源局福建监管办公室 . 关于印发《福建省电力调频辅助服务市场交易规则 (试行)(2019 年修订版)》的通知 [EB/OL]. [2021-12-11]. https://fjb.nea.gov.cn/xxgk/zcfg/202311/t20231114_217701.html.

[16]. 国家能源局甘肃监管办公室 . 关于印发《甘肃省电力辅助服务市场运营暂行规则》(2020 年修订版)的通知 [EB/OL]. [2022-12-11]. https://gsb.nea.gov.cn/dtyw/tzgg/202309/t20230910_27132.html.

[17]. 中国储能网 . 100MW/400MWh 辽宁大连液流电池储能调峰电站一期项目并网发电 [EB/OL]. [2022-12-11]. <https://www.desn.com.cn/news/show-1497772.html>. [18] 中国国家地方发展改革委 , 国家能源局 . 氢能产业发展中长期规划 (2021- 2035 年) [EB/OL]. [2022-03-23]. https://www.nea.gov.cn/2022- 03/23/c_1310525755.htm.



第 9 章 电网数字化技术

新型电力系统将成为具有显著数字化特征的信息物理系统。一方面，数字化技术能更加有效地进行数据处理。云计算、大数据、人工智能、边缘计算等新一代数字化技术可以高速和快捷地处理新型电力系统中庞大的数据体系，推动电力和算力的深度融合，确保新型电力系统的安全、可靠、高效运行；另一方面，数字化技术为新型电力系统构建奠定了技术基础，可在新型电力系统构建中发挥枢纽、平台的作用。未来的电网将呈现“新能源高比例并网”和“电力电子设备高比例并网”的“双高”特点。这种“双高”特性给电网的安全稳定性带来了新的挑战，同时，电力系统的数字化转型也在迅速推进。随着传感器技术、通信技术、智能电力设备以及电力系统集成智能技术的快速发展，电网的可观性、可控性和智能化水平都有了巨大的提升空间。



WIND AND 09 SOLAR POWER

9.1

关键支撑技术简介

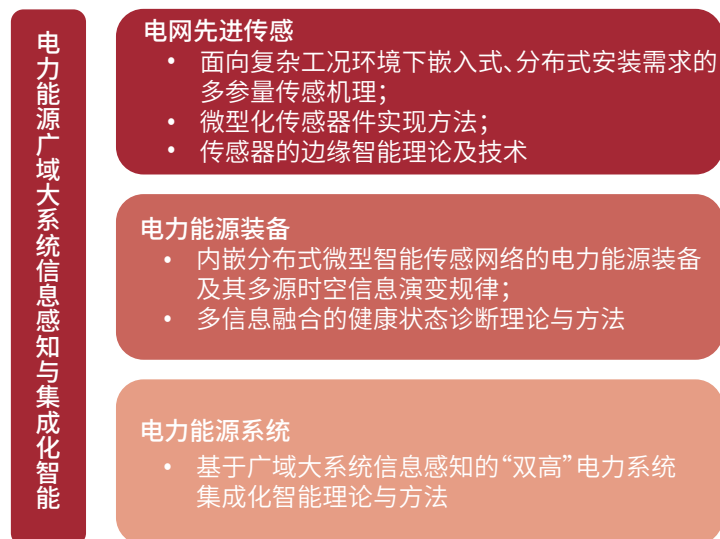


图 9.1 电力系统数字化技术框架

分布式传感器技术和基于大数据的人工智能技术将使电力系统发生深刻变革：通过低功耗自取能、芯片化和智能化的微型传感设备，实现对电力设备的全景信息感知，并进行设备健康状态的评估和预测。在此基础上，建立广域、分布式的电网全景信息实时采集传感网络，通过对物理系统的智能感知和全面实时连接，构建一个实时完整映射的数字孪生体。基于传感网络，建立电力系统大数据和人工智能平台，对电力系统的调度运行和控制进行智能决策，实现机理与数据融合的建模方法、智能决策、自主控制等，并将这些结果通过闭环反馈应用到物理系统中。通过互联互动和数字赋能，实现各要素之间的高效协同和资源的优化配置，支持高比例新能源的消纳，提升电力系统的安全稳定性，促进电网的低碳高效运行。

电力系统面临的问题以及相关技术的革新，正在赋予其“智慧电网”的特性。相比智能电网，“智慧电网”是其更高级的形式。智能电网通过测量和通信技术，增强了电力系统的可观性、可控性、可测性和可调性，而智慧电网则在此基础上，能够主动感知并定位系统中的问题，并通过基于数据挖掘的自主学习来具备解决问题的能力。

本章从电网先进传感理论与技术、电力能源装备智能感知技术，以及基于全景信息的电网智能分析与运行控制三个方面，探讨了全景信息感知和智慧电网技术。这三个方面分别对应智慧电网的传感层、设备层和系统层，具体关系如图 9.2 所示。

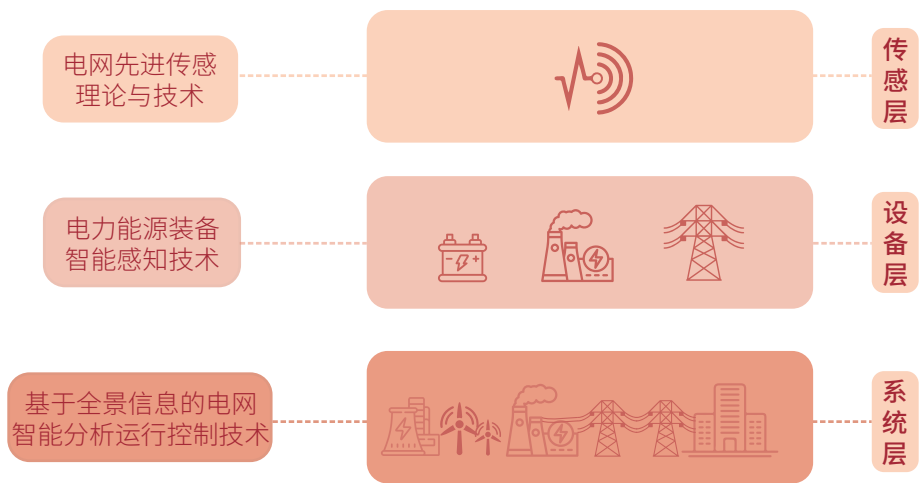


图 9.2 电力系统数字化技术层次

1) 传感层

为了确保电网安全、可靠、高质量和经济运行，电网对先进传感技术提出了更高要求。这包括在复杂工况下研究多参量传感机理、满足嵌入式和分布式安装需求的微型化传感器开发，以及边缘智能的传感器理论与技术。

2) 设备层

电力能源装备的可靠运行对信息感知和融合提出了更高的标准。需要研究内嵌分布式微型智能传感网络的电力装备，并探索其多源时空信息演变规律，以及多信息融合的健康状态诊断理论和方法。



3) 系统层

全景信息感知将显著增强电力系统的可观性和可控性。为应对“双高”电力系统的挑战，有必要在广域大系统信息感知的基础上，研究集成化智能理论与方法。

如图 9.3 所示，传统电力系统以量测为主的信息采集、依赖人工的装备运维和调度运行，近年来，电力系统通过数字化转型，加速数字技术对电力系统的渗透与改造进程，电力技术呈现数字化、智能化发展趋势。未来，电力系统将向智慧电网迈进，实现电力系统全环节的透明化和智能化。

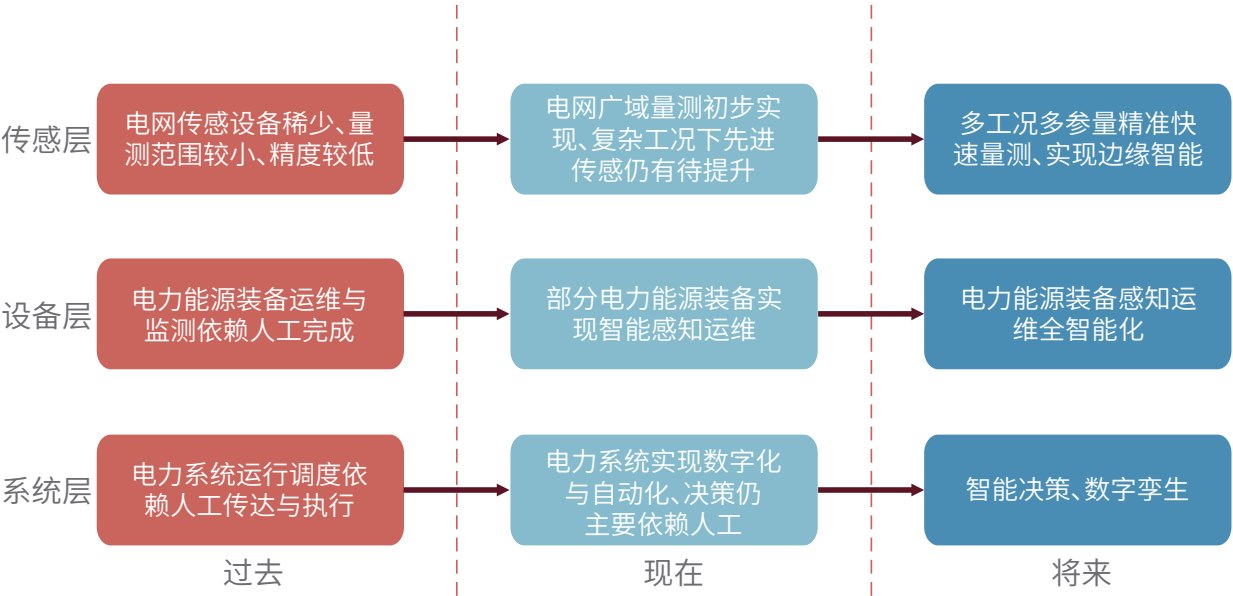


图 9.3 电网数字化发展演变过程

9.2

电网先进传感理论与技术

9.2.1 关键技术

电网数字化的技术基础在于电力系统的全景信息，这依赖于能够广泛部署且适应强电磁环境的高可靠性先进传感器。目前，中国在高性能先进传感器领域仍面临瓶颈。随着数字技术的跨界融合，传感技术正在从化学、材料、物理、机械等单一学科，向与微电子、光学、计算机、人工智能等多学科结合的智能感知方向发展。近年来，中国在电网信息智能感知方面，重点开展了 MEMS 传感、磁场 / 电流传感、光传感以及传感器融合集成等关键技术的研究，为实现电网全景信息的智能感知奠定了基础。

9.2.2 发展现状

在 MEMS 传感研究上，目前已经开展了包括电、磁、机械、声、热、微量气体等参量的基础研究，以及结构设计和传感器封装测试等工作。研究探索了电气工程领域中的电压场传感、电流场传感、磁场传感、输电线路状态传感、电气设备振动传感、可听噪声和环境传感等特征参量的感知技术。由于受到绝缘性能、供能方式和信号传输的限制，目前 MEMS 传感仍主要应用于弱电磁环境下。基于巨磁阻效应和隧穿磁阻效应的磁场传感器能够实现宽频、宽量程的磁场测量和电流监测，但在变压器、气体绝缘开关等关键电力设备的内部传感研究较少。未来，MEMS 传感器的发展将重点关注多参量融合和嵌入式传感技术。

在光传感研究上，由于其具备强抗电磁干扰能

力、良好的绝缘性能以及分布式非接触测量的诸多优势，近年来电网状态信息的光学感知方法得到了迅速发展。研究人员已经初步开展了光纤电场感知、光纤磁场感知、光纤局部放电感知、光纤气体感知、光纤分布式温度感知、光纤分布式应变感知以及多光谱感知等领域的基础理论和关键技术研究，探索了变压器、气体绝缘开关等关键电力设备的内部光学状态检测方法，以及输电线路、电缆等在不良工况下的分布式检测手段。然而，在检测信噪比、系统稳定性以及电力设备内部传感器安装方法等方面，当前技术仍难以完全满足智能感知的需求。

在传感器融合集成关键技术上，当前进行了基于 MEMS 技术的传感器微型化研究，探索了温差取能、电磁取能和振动取能等多种供能方法，初步实现了低功耗传感器的供能。同时，还研究了多种信噪分离方法，以减少强电磁噪声的干扰。由于电力系统运行受到气候和电磁环境的显著影响，传感器在微型化、取能功率、抗电磁干扰和长期可靠性等方面仍面临挑战。

9.2.3 技术挑战

高可靠的先进传感器是信息获取的基础。然而，现有传感器在物理尺寸、感知能力、供电方式和强电磁防护等方面存在局限，并在技术上对国外高度依赖。目前的研究主要存在以下不足：① 对特征参量微弱信号的高灵敏感知机理研究不够深入，多参量融合感知技术尚不能满足电气设备缺陷诊断的需求；② 传感器在复杂电磁环境下的抗干扰能力和高可靠性不足，寿命较短；③ 低功耗、芯片化



的微型传感器研究落后于国外先进水平。

9.2.4 技术展望

在碳达峰及平台期，随着对电、磁、光、机械、声、热和微量气体等特征参量微弱信号的敏感材料与传感机理研究的深入，基于分布式光纤的多参量融合传感方法将得到推广。微纳制造工艺的发展将推动多参量融合传感技术、多特征参量微弱信号的高灵敏感知和融合感知能力的提升，实现多特征参量微弱信号的融合感知。随着对强电磁场环境中传

感器干扰和损伤机理的研究深入，有效屏蔽和封装技术的成熟，以及复杂工况下传感器抗干扰能力提升技术的应用推广，传感器在复杂工况下的长期运行稳定性和寿命评估方法将不断改进，逐步满足设备缺陷诊断的需求，并大幅提高传感器在复杂电磁环境中的抗干扰能力和可靠性。在快速减排期与碳中和期，随着微型传感器件与数据处理、通信等功能模块的芯片化融合，及其低功耗技术的发展，微型传感器将实现低延时通信和高精度时间同步。传感器的自配置、自评估、自校准以及云边协同的边缘智能技术将推动微传感器件的集成和智能化，逐步达到国际先进水平。

9.3

电力能源装备智能感知技术

9.3.1 关键技术

电力能源装备故障是导致电网突发停电事故的主要原因，约 60% 的停电故障由此引发，造成了巨大的经济损失和社会影响。因此，对电力能源装备进行状态感知、缺陷诊断和故障预警至关重要。自 2000 年以来，国内机构在电气装备感知与诊断领域进行了大量研究，为智慧电力能源装备的发展奠定了基础。这些研究的关键技术包括装备内部缺陷特征研究、实时监测网络及健康状态诊断等。

9.3.2 发展现状

在装备内部缺陷信息特征研究上，当前通过实验室小尺寸模型试验，探索了微小缺陷的发生与发展过程，并利用传感系统采集了特高频信号、超声信号、光信号和脉冲电流信号等多维度的缺陷表征信息。通过数据挖掘，初步建立了实验室小模型下的多维信息融合方法，并探讨了状态参量与故障类型、部件、严重程度及发展趋势之间的关联。然而，由于电力能源装备内部信息感知手段的不足，缺陷发生发展过程中多物理场信息及其时空演变规律的认知仍不够充分。

在实时监测网络研究上，当前在站域缺陷设备定位和装备内部缺陷监测两方面取得了进展。在站域缺陷设备定位上，开展了基于特高频信号的故障设备定位、超声天线阵列电晕放电定位以及基于多光谱的电力装备缺陷定位研究，并取得了良好效果。对于装备内部缺陷的监测，研究集中在壳体传

感器阵列布置方法、检测效率以及缺陷信号在电气设备内部的传播规律等方面。然而，由于可测信号从内部传至外部时会显著衰减，通过外部电气参量难以准确获取设备内部的相关信息，导致监测的有效性和准确性受到较大限制。

在健康状态诊断上，装备内部缺陷的诊断与预测是一个重要方向。当前利用多元统计分析、支持向量机、神经网络和贝叶斯网络等方法，对变压器、气体绝缘开关、电缆等设备的状态特征参量与故障类型、部件、严重程度及发展趋势之间的关联进行了研究。在现场监测数据的应用上，研究人员针对输变电设备的在线监测数据、带电检测数据以及预防性试验数据，采用深度关联分析和模糊聚类大数据挖掘方法，试图揭示设备状态数据的耦合关系及内在机理，探索部件故障与设备故障之间的关联与演化规律，并初步开展了基于现场数据驱动的缺陷诊断算法研究。此外，在电气装备外部缺陷的多光谱诊断研究中，综合分析红外、可见光、紫外等多光谱数据，取得了良好效果，实现了电力能源装备外部状态的智能识别与缺陷诊断。

9.3.3 技术挑战

电力能源装备是电网数字化的核心，其故障常常导致巨大的经济和社会损失。因此，设计集量测、感知和信息融合为一体的智慧装备具有重要意义。然而，当前研究仍存在以下不足：1) 对缺陷发生和发展的多物理场信息及其时空演变规律的理解不足；2) 缺乏设备内部分布式全景信息感知网络，依赖于外部间接参量对电力能源装备内部进行分析判断，其有效性和准确性受到显著限制；3) 多

源数据融合的设备健康状态诊断与寿命预测的理论与方法尚未完整建立。

9.3.4 技术展望

在碳达峰和平台期，电力能源装备内部全景信息特征及其时空演变规律的研究将进一步深化，实现对关键部件失效机理及其时空演变特性和健康状态的有效识别。随着电力能源装备全景信息分布式实时监测网络技术的逐步成熟，基于内置光纤和

低功耗无线通信的分布式实时监测局域网络及其灵活组网方式将得到广泛应用，信噪比改善的噪声抑制方法将被灵活采用，多元、高效环境微取能的原理和方法也将不断更新，最终建立起完善的实时监测网络。在快速减排期与碳中和期，随着电力能源装备多源时空信息耦合关系的增强，多源时空信息融合理论与方法将得到广泛推广。融合多源时空演变信息的装备健康状态诊断理论及方法将进一步发展，基于数字孪生技术的运行风险和安全域估计方法将全面普及，从而实现基于全景信息的电力能源装备健康状态监测与诊断。



9.4

基于全景信息的电网智能分析运行控制技术

9.4.1 关键技术

近年来,大量新能源接入电网使得电力系统的不确定性和随机性显著增加。分布式资源、电动汽车和需求响应的发展,使得电网的分析和控制变得更加复杂。同时,数据分析和处理技术取得了显著进展,国内外学者越来越关注数据驱动的电力系统研究。大量量测装置的应用为数据驱动方法提供了丰富的数据基础。

从研究对象上看,数据驱动的电力系统研究涵盖稳态分析与控制、暂态分析与故障分析以及电力用户侧分析等方向。此外,大量实时电网运行数据也为电力系统精准用电碳计量技术的研究提供了有力支持。关键技术包括机理与数字融合的高精度能源预测技术、数据驱动的电力系统稳态和暂态分析与控制、故障分析、电力用户侧分析,以及机理与数据融合的电池储能原位监测和配电物联网技术等。

9.4.2 发展现状

• 机理 - 数字融合高精度能源预测

机理与数字融合的高精度新能源预测技术是一种将机器学习、数据分析和物理模型相结合,以准确预测新能源发电量、能源消耗和需求的技术方法。随着新能源的广泛应用和快速发展,能源领域的需求不断增加。然而,由于新能源的波动性和不确定性,传统预测方法难以准确预估未来的能源需

求和供应。因此,结合机理与数字化技术的高精度预测方法应运而生。

该技术通过机理模型和数据驱动算法来提高能源预测的准确性。机理模型利用物理机制和数学模型,基于物理方程和实验数据,模拟和预测能源的生成、转化和消耗过程。结合传感器数据、气象数据和市场数据,这些模型可以更精确地描述能源系统的行为及其组件之间的相互作用。

此外,数据驱动算法通过大量历史和实时数据,利用机器学习和数据分析技术,自动学习并识别数据中的模式,以预测未来的能源需求和供应。这些算法包括监督学习、无监督学习和强化学习,根据数据特征和预测目标选择最适合的模型,从而提高预测的准确性和系统运行的效率。

该技术还结合了数字化和物联网技术,实时连接能源系统的运行数据和环境数据。这些技术的应用不仅提升了预测的实时性和准确性,还实现了能源系统的自动化控制和智能化运营,增强了系统的稳定性和可靠性。

总而言之,理与数字融合的高精度新能源预测技术通过整合机理模型、数据驱动算法、数字化技术及物联网技术,精准预测未来能源需求与供应,提升能源利用效率和系统运行稳定性。该技术不仅助力能源系统精细化调度与运营管理,还为能源企业和政府部门提供决策支持与战略规划,促进新能源产业发展与能源转型。随着数据与技术的不断进步,该技术将持续优化深化,为能源领域的可持续发展做出更大贡献。

• 数据驱动的电力系统稳态分析与控制

数据驱动的电力网络分析与优化涵盖元件参数与网络拓扑辨识、系统基础矩阵辨识、潮流和最优潮流计算。

电力系统的拓扑辨识主要在状态估计框架下进行。在输电网中，关键在于识别现有拓扑信息中的量测错误；在配电网中，针对频繁变动的分布式新能源并网，联合辨识元件参数与拓扑已成为研究重点。矩阵辨识主要涉及节点导纳矩阵和灵敏度矩阵。对于节点导纳矩阵的辨识，通常基于广义测量系统的数据进行最小二乘回归，主要应用于数据量测较为完善的输电网。对于潮流方程的雅可比矩阵等灵敏度矩阵，直接辨识方法包括使用最小二乘及其衍生方法。

潮流计算是电力系统稳态分析的基础。当系统缺乏元件参数与拓扑信息时，配电网信息的不完备

性使基于物理模型的潮流方程难以建立。在此情况下，有研究将潮流方程转化为向量积，并通过支持向量机回归模型，利用历史数据中的有功功率、无功功率、电压与相角来训练数据驱动的潮流模型。最优潮流问题的数据驱动研究则主要集中在不确定性的描述上，通过学习历史数据，利用均值、方差等统计量描述不确定性变量，从而推断概率密度函数在某一自变量取值时因变量的范围。

在数据驱动的电力系统控制与决策方面，先进的信息通信和数据分析技术备受关注。强化学习模型通过实际数据或仿真数据进行训练，优化模型参数，形成控制决策模型，并实时应用于电力系统控制。对于实时决策要求较高的场景，传统方法可能无法在有限时间和算力下提供优化结果，而强化学习模型经过离线训练后，能在在线应用中展现出高效计算能力，满足能量管理和电压控制等场景的决策需求。



• 数据驱动的电力系统暂态分析和故障分析

随着大量新能源的并网和直流输电工程的推进,电网的电力电子化比例不断增加,传统的稳定性分析方法如数值积分法、直接法和时域仿真法已经难以满足电力系统暂态分析的需求。相较之下,基于数据驱动的暂态分析方法无需复杂的机理分析,直接建立输入与输出的映射关系,结合电网广域量测的快速发展,为该方法提供了丰富的数据基础,因此受到广泛关注。

在电力系统稳定性判断方面,通过建立机器学习模型进行稳定性分析,并使用训练数据集优化模型参数,已经取得了积极进展。例如,利用人工神经网络建立电力系统运行状态与稳定性指标之间的联系,使用支持向量机判断三相短路故障的稳定性,或使用基于交叉熵的集成学习算法预测电网在多种对称与不对称暂态故障后的频率变化趋势。随着深度学习技术的发展,相关模型也被应用于电力系统稳定性分析中,如使用深度置信网络评估暂态故障后的电力系统稳定性。此外,具有可解释性的稳定性模型也是当前研究的重要方向,例如利用决策树模型学习电力系统的稳定规则。

在电力系统稳定控制方面,基于强化学习的算法成为研究热点。研究人员建立了结合卷积神经网络与强化学习的模型,用于电力系统在大扰动故障后的切机决策;还研究了基于经典 Q-learning 强化学习算法的广域控制策略,用于解决大扰动故障后的系统振荡问题。

在电力系统连锁故障分析方面,基于机器学习和统计分析的数据驱动算法也得到应用。例如,研究建立了人工神经网络模型用于判断电力系统中的连锁故障,并使用马尔科夫链模型实现了电力系统连锁故障传播路径的快速搜索。

• 数据驱动的电力用户侧分析

随着能源消费者逐渐转型为产销者,用户在电力系统中的角色日益重要。通过个性化服务和广泛的用户互动,电力系统可以获得更大的灵活性。伴随智能电表等信息渠道的建设,电力系统逐步形成了“社会-物理-信息”的深度耦合。当前,数据驱动的电力用户分析研究主要集中在负荷分析、负荷预测和负荷管理等领域。

在负荷分析方面包括坏数据识别、窃电检测和用电模式识别等。坏数据识别指的是在负荷数据中,由于传感器或通信问题导致的异常数据,通过数据驱动方法如矩阵分解来区分和修复这些数据。窃电检测则通过分析智能电表数据,判断用户是否存在异常行为或窃电行为。用电模式识别则通过分析用户的用电行为,将用户进行分类。

在负荷预测方面涵盖了不含智能电表数据预测、含智能电表数据预测以及概率预测等。其中,不含智能电表数据预测的精度较低,而含智能电表数据预测能够提供更细致的预测。概率预测是近年来的一个发展趋势,它不同于传统预测的单一结果,而是提供预测结果的概率分布。

在负荷管理方面包括用户特性识别、需求响应资源定位和需求响应实施等。用户特性识别通过用户的用电数据,采用数据驱动的方法来识别用户的用电特征。需求响应资源定位用于评估用户参与需求响应的潜力,并基于此设计个性化的需求响应方案。

数据驱动的电力用户分析采用的数学工具包括传统的数据挖掘方法,如基于统计和矩阵分析的方法,以及广泛应用的机器学习算法。近年来,深度学习算法在电力用户分析领域取得了显著进展,应用于负荷预测、窃电检测和用户画像等业务场景。



• 机理与数据融合的电池储能原位监测

电池原位监测指的是通过实时获取和分析电池系统的运行数据，精确评估和优化电池储能系统状态的一种技术。该技术利用传感器和数据采集系统，实时监控电池的电压、电流、温度等参数，并通过数据处理和分析，对电池状态进行即时监测和预测，以确保电池储能系统的可靠管理和性能提升。

这项技术基于对电池的原位监测。传统的电池监测方法通常依赖于离线测试和实验室分析，频率低且无法实时反映电池状态的变化。而通过在电池系统中布置传感器，基于原位监测的电池储能技术能够实时收集电池的关键运行参数，并将这些数据传输到数据采集系统进行分析处理。通过这种实时监控，可以更准确地评估电池的状态和性能，及时发现异常并进行调整和维护。

该技术融合了机理与数据分析方法。通过处理

电池的原位监测数据，可以提取系统特征和变化趋势，建立数学、物理或机器学习模型。这些模型利用算法如神经网络、支持向量机、遗传算法等，对电池的容量、电荷状态、寿命等进行精准预测和优化。

该技术还能实现电池系统的在线调控和监控。通过实施实时状态估计和优化控制策略，可以动态管理电池系统，提升其工作效率和寿命。同时，实时监测可以及时发现并处理电池的异常和故障，避免系统损坏或安全事故。

电池储能原位监测技术的应用具有显著价值。首先，它能够提升电池储能系统的可靠性和安全性，防止过充、过放等不正常操作，降低损坏和事故风险。其次，通过优化管理，可以提高电池系统的效率和使用寿命。最后，基于原位监测数据的技术为电池管理和运维提供了决策支持，提出合理的使用和维护建议，从而提高电池的效能和经济效益。

• 配电物联网技术

配电物联网技术在信息技术和能源领域已经取得了一定进展，但仍处于发展阶段。在信息模型构建方面，已基于 IEC 标准进行了适当简化，并对国内电网特有部分进行了扩展建模。在人工智能算法的应用上，物联网数据的智能分析已在配电网故障分析、设备运维管理、现场作业等方面展现了广阔的应用前景。然而，支持物联网、人工智能与配电网深度融合的全栈统一且可扩展的人工智能技术架构仍需进一步研究，以适应多样化的配网业务和快速变化的服务需求。此外，关键技术领域，如基于人工智能的配电网运行故障在线分析和预测、配用电设备健康状态智能检测与管理、用电现

场高效作业与安全风险智能预警等，仍需深入研究以提升配电网的智能化水平。

9.4.3 技术挑战

基于全景信息的电网智能分析与运行控制存在以下不足：1) 复杂广域系统的数据质量不高，数据安全问题尚未解决；2) 复杂广域大系统与用户信息感知与建模的理论与方法仍需突破；3) 基于人工智能的电力系统分析与控制方法在可信、可解释和可迁移性能等方面仍需提升；4) 海量异构电力设备的并网分析与控制方面仍有改进空间。

9.4.4 示范工程

专栏 松山湖能源互联共享平台

松山湖能源互联共享平台是广东东莞供电局探索数字化转型、建设新型电力系统、构建智慧能源生态而建设的数字化应用和展示平台。该平台对内支撑业务数字化转型升级；对外提供覆盖能源生产、运营、服务、交易的全环节互联共享应用，构建数字驱动、多方参与、多能互补的能源生态圈。松山湖智慧能源生态系统采用“1+N+1”顶层设计，1 张可靠电网、N 个示范项目、1 个能源互联共享平台，松山湖智慧能源生态系统“1+N+1”顶层设计示意图如图 9.4 所示。

能源互联共享平台采用物理层、接入层、信息层、应用层四层技术架构，为兼顾能源调控业务的稳定性以及能源服务业务的灵活性，采用“稳态+敏态”的双模 IT 架构，在接入层部署边缘计算能力，信息层基于通用能力中心、应用层采用松耦合的微服务技术架构。

该平台已接入东莞市 570 个充电站、3013 个充电桩，6326 个光伏站点；同时平台可调控资源能源站 1 组、光伏站 6 个、储能站 12 个、充电站 2 个、柔性负荷 3 个、微电网 4 个，形成 10 兆瓦的虚拟电厂参与实施需求侧响应；在泛松山湖区域已实现 68 个智能配电房、212 条低压线路、7080 户用户的实时监控。通过平台的用户智慧用能服务，提升用户综合能效 3%~5%；通过运行数据监测、视频数据调取等数字化手段，将台区配电房的巡视效率提升 4 倍。通过该项目建设，为区域电网的数字化转型、前沿技术发展和关键技术国产化提供参考，并形成一套区域能源生态圈构建方案，为各类工业园区、社区的能源信息共享、协同优化、价值挖掘提供一种可行的运行模式。

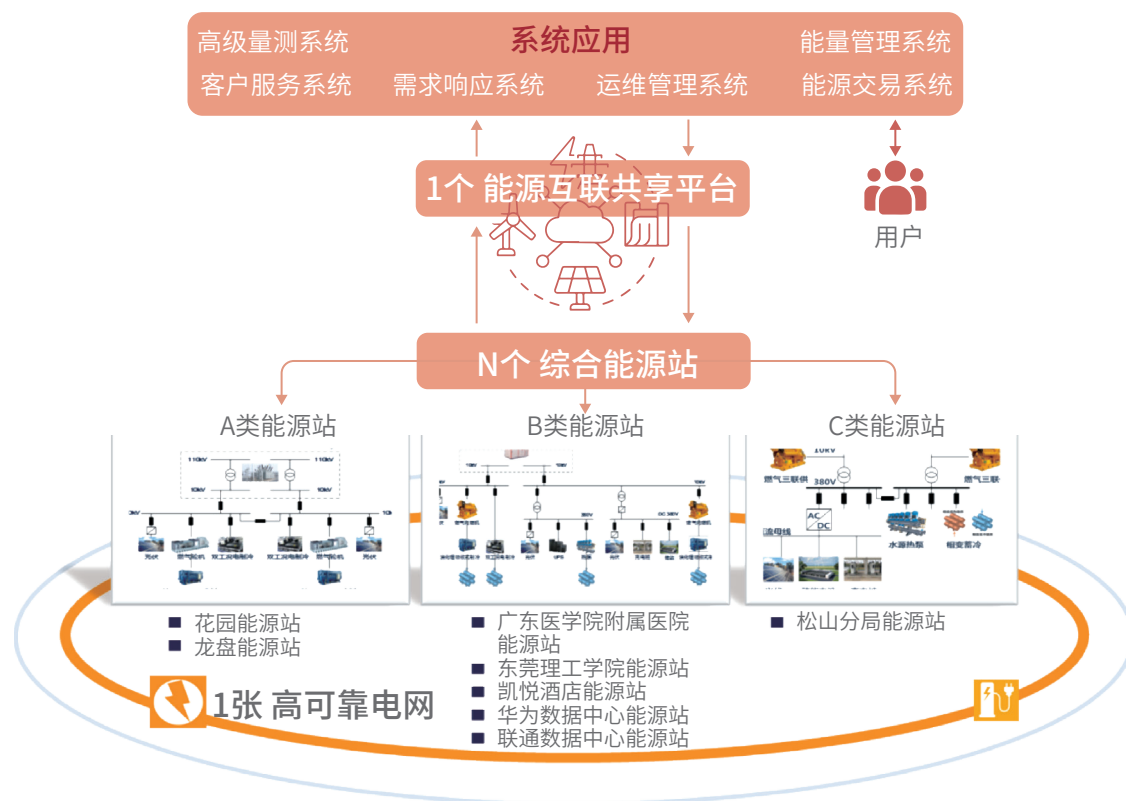


图 9.4 松山湖智慧能源生态系统“1+N+1”顶层设计示意图

专栏 珠海“互联网+”智慧能源运营管理平台

珠海“互联网+”智慧能源运营管理平台是国家首批“互联网+”智慧能源示范项目。该平台以“提升终端能源利用效率、创新能源服务模式”为目标，覆盖供电、供水、燃气等各类综合能源信息，支持新能源接入、用户信息智能管理等综合能源运营管理，珠海“互联网+”智慧能源运营管理平台示意图如图 9.5 所示。

该平台包含了物理层、信息层、应用层三层结构。在物理层面，唐家科技园区建立了柔性交直流混合配电网，而在横琴自贸区则建设了高可靠性交流配电网，从而解决了能源互联互通和配电网智能高效运行的问题。在信息层面，全市范围内部署了智慧能源终端和多元通信网络，并构建了智慧能源大数据云平台，这不仅实现了各种资源信息的互联互通和海量数据的融合，还为各类市场主体提供了一个共享互动的平台。在应用层面，横琴自贸区实现了多能协同运营，同时在全市范围内推广了基于互联网理念与技术的分布式资源管理、市场机制下的需求响应以及智慧用能服务。通过创新运行机制，解决了各类能源资源的协同互动问题，并通过互联网化的商业模式创新，利用市场化手段协调综合能源供需平衡问题。

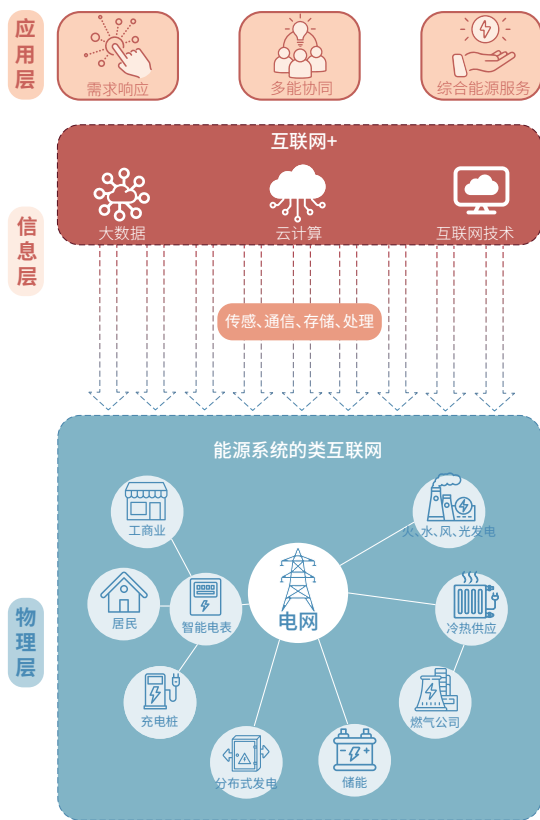


图 9.5 珠海“互联网+”智慧能源运营管理平台示意图

专栏 广水 100% 新能源新型电力系统科技示范工程

广水 100% 新能源新型电力系统科技示范工程是国网湖北省电力有限公司为构建新型电力系统、服务“双碳”目标打造的“十大科技示范项目”之一。工程覆盖广水市的主要商业、工业和居民用户，供电面积为 418 平方公里，服务超过 20 万人，最大负荷为 61 兆瓦。该项目的新能源装机总容量为 244 兆瓦，包括英姿寨、牛脊山、莲花村的 3 座风电场和宝林风光一体化发电站，其中风电装机容量为 194 兆瓦，光伏装机容量为 50 兆瓦。项目于 2022 年 11 月 19 日启动送电程序。全部建成后，广水将成为全球首个可长期独立运行，并实现 100% 新能源独立供电的示范工程，全年在 418 平方公里范围内的新能源独立供电时间占比将超过 70%，新能源供电量占比将超过 80%。

广水 100% 新能源新型电力系统就是以新能源供电为主体、与大电网柔性互联、源网荷储协同互动、面向未来的电网新形态。该系统使用 100% 风电、光电新能源作为供电电源，既可以独立运行，实现示范区独立组网，平滑过渡到由 100% 风电、光伏新能源作为供电电源的独立运行方式，用广水本地的风、光资源来为广水供电，也可以与大电网互联，当本地发电量富余时把多余的电送向大电网，当本地发电量不够时从大电网取电，在示范区源荷极端不平衡下迅速响应保障供区电网稳定运行，是对 100% 变流器组网的新型电力系统安全稳定运行的积极探索。

此外，电源侧、电网侧、负荷侧和储能侧通过源网荷储实时协同控制系统实现灵活互动，即使新能源发电出现剧烈波动，也能快速响应，确保电网安全稳定运行。源网荷储实时协同控制系统是广水 100% 新能源新型电力系统的调度中心。当新能源出力出现波动时，该系统通过储能设备存储或释放

能量，利用需求侧响应来削峰填谷，并通过能量路由器进行双向潮流控制，从而实现电力电量的平衡，确保 100% 新能源的稳定供电。该系统基于云计算和人工智能技术的研发，具有电压频率动态控制、精细化气象分析、5 分钟超临近发电预测、源网荷储调节潜力判断、控制策略推演和源网荷储实时协同控制等功能。该系统可实现对广水县域示范区内源、网、荷、储运行的全景、全过程监控，通过多层次运行全过程监控，根据电网最新运行状态，调配电网中源、网、荷、储各侧资源，实现电网实时最优运行。

专栏 南方电网调度全景监视云平台

调度自动化系统基于运行数据的采集、计算、分析和展示，为调度运行提供全景监视，是支撑电网运行控制、异常处置和调度指挥的重要技术手段，直接关系电力系统安全稳定运行。

随着新能源设备接入快速增长，电网规模和监视范围不断扩大，传统基于 IOE 系统架构的调度自动化系统，暴露出平台扩展能力低、实时库性能瓶颈、总线技术壁垒等结构性问题，造成数据精度下降、系统响应缓慢，影响全景监视的准确性。自 2019 年以来，南方电网基于云计算技术，构建了全网调度 IT 资源统一管控、自动部署和资源共享的调度智能云平台，实现全系统数据、计算、应用资源的分发和管理，为调度运行各类应用提供安全可靠、性能优良的 IT 资源及数据平台支撑，大幅提升海量实时数据处理、系统功能灵活扩展和快速迭代能力。

依托云平台强大计算处理能力，南方电网已实现对电能量、环境、设备状态等多类别的实时数据采集，实现全网 10 千伏及以上电压等级电网容量、实时出力和各类备用等基础实时运行数据的全面可观（总计接入厂站 8256 座，其中仿真厂站 501 座，35 千伏及以上厂站 7755 座），实时数据点超过 200 万，系统处理的数据点达到了每秒 6 万以上，云化 SCADA 验证系统如图 9.6 所示。



图 9.6 云化 SCADA 验证系统

9.4.5 技术展望

在碳达峰及平台期，随着社会物理信息系统混杂数据特征的整合与数据自治融合，数据质量将得到提升和高效利用。信息 - 物理系统针对网络攻击的智能识别与安全防控技术将逐步增强，5G 通信组网和高速通信技术将广泛应用，以满足电网对高安全性和高可靠性的要求。复杂广域系统的数据质量与安全问题在信息 - 物理耦合下将得到解决。随着量测数据驱动的源网荷储动态特性在线建模与辨识方法的推广，以及反映广域系统复杂动态特性的智能模型更新，复杂大系统的可观性和有效特征信息提取能力将显著增强。此外，随着数据驱动的双高电力系统复杂行为关联分析与因果推断机理

的深入研究，电力系统分析与优化的可信、可解释、可迁移的人工智能方法将得到推广应用。基于电力物联网和人工智能的配电网 - 边协同运行调控技术逐渐成熟，综合能源系统的广域自适应协同控制与动态规划方法也将得到广泛应用，从而实现双高电力系统的安全稳定与低碳高效运行。

在快速减排期与碳中和期，随着数据驱动的相关性模型与知识驱动的因果性模型融合方法的不断完善，以及多物理场仿真方法与场路耦合优化方法的进步，电力系统将构建支持复杂大系统运行与规划的数字孪生平台与仿真工具，从而极大提升其分析与控制方法的可信性、可解释性与可迁移性，最终实现闭环、自治、无人化的智慧调度与控制。



表 9.1 电网数字化关键技术发展成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
电网先进传感理论与技术	预计 2025~2035 年基本达成微弱信号的高灵敏感知，提升在复杂工况下传感器的性能，实现低功耗、芯片化微传感器器件的商业化应用；2035~2060 年实现电网多参量融合感知以及边缘智能	技术前景明确，随传感技术与材料的进步而较快发展
电力能源装备智能感知技术	预计 2025~2035 年完成电力能源装备全景信息特征感知监测、健康状况智能诊断的大规模应用；2035~2060 年向智能化、全景信息化以及数字孪生的方向发展，实现大规模推广应用	技术前景明确，随着信息技术的发展而较快发展
基于全景信息的电网智能分析运行控制技术	预计 2030~2040 年实现新型电力系统信息 - 物理系统大数据集成与广域信息感知，初步完成智能化电力系统分析控制；2040~2060 年全面实现新型电力系统的分析、控制、调度与规划的集成化智能	随人工智能技术的发展而快速发展，需持续实现新理论技术突破

在电网先进传感理论与技术方面，多特征参量微弱信号的高灵敏感知机理、多参量融合感知技术，以及复杂工况下的传感器抗扰能力和寿命评估技术已初步成熟，未来有望继续快速发展。低功耗、芯片化微型传感器的融合与边缘智能化仍属新兴领域，具备广阔的前景。电网先进传感技术是电力系统数字化和智慧电网建设的基础，能够显著扩展量测范围和提高量测精度。

在电力能源装备智能感知技术方面，已经在装备全景信息特征的时空演变、电力装备实时监测网络、以及多源信息融合的健康诊断技术上取得初步成果，这些技术在未来碳达峰和碳中和的进程中具有广阔前景。

基于全景信息的电网智能分析和运行控制技术层面，信息 - 物理系统大数据集成与信息安全技术已相对成熟，双高电力系统的分析、控制、调度与规划的智能化技术也初步应用。但广域大系统的用户信息感知与建模、物理与数字孪生系统的协同

技术仍需进一步研究和应用。

在碳达峰及平台期，通过传感层、设备层和系统层的协同互动，电网先进传感技术、电力装备智能感知技术和基于全景信息的电网智能分析运行控制技术将取得显著进展，助力中国能源转型和碳中和战略目标。随着减排加速和碳中和进程的推进，中国电力领域科技竞争力将进一步增强，传感、设备和系统层级的全面打通将推动智慧电网的发展，实现感知智能、分析智能和决策智能，为碳中和提供强大的数字化支撑。

传感层、设备层和系统层的协调发展，是电力系统数字化、透明化、智能化的重要前提，不同层面的相关技术相互依赖，协同为中国新型电力系统建设贡献数字化能力，从提升电力系统可观性和可控性、优化电力系统量测和控制的角度，实现电力系统更高比例清洁能源的消纳，助力双碳目标的实现。

参考文献

- [1]. 张宁, 马国明, 关永刚等. 全景信息感知及智慧电网 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(04): 1274-1283+1535.
- [2]. 王继业, 蒲天骄, 仝杰等. 能源互联网智能感知技术框架与应用布局 [J]. 电力信息与通信技术, 2020, 18(04): 1-14.
- [3]. 蒲天骄, 乔骥, 韩笑等. 人工智能技术在电力设备运维检修中的研究及应用 [J]. 高电压技术, 2020, 46(02): 369-383.
- [4]. 别朝红, 王旭, 胡源. 能源互联网规划研究综述及展望 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(22): 6445-6462+6757.
- [5]. 彭小圣, 邓迪元, 程时杰等. 面向智能电网应用的电力大数据关键技术 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(03): 503-511.
- [6]. 刘羽霄, 张宁, 康重庆. 数据驱动的电力网络分析与优化研究综述 [J]. 电力系统自动化, 2018, 42(06): 157-167.
- [7]. 王继业, 季知祥, 史梦洁等. 智能配用电大数据需求分析与应用研究 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(08): 1829-1836.
- [8]. 张东霞, 苗新, 刘丽平等. 智能电网大数据技术发展研究 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(01): 2-12.
- [9]. 刘科研, 盛万兴, 张东霞等. 智能配电网大数据应用需求和场景分析研究 [J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(02): 287-293.
- [10]. 董朝阳, 赵俊华, 文福拴等. 从智能电网到能源互联网: 基本概念与研究框架 [J]. 电力系统自动化, 2014, 38(15): 1-11.
- [11]. 白浩, 周长城, 袁智勇等. 基于数字孪生的数字电网展望和思考 [J]. 南方电网技术, 2020, 14(08): 18-24+40.
- [12]. 江秀臣, 许永鹏, 李曜丞等. 新型电力系统背景下的输变电数字化转型 [J]. 高电压技术, 2022, 48(01): 1-10.



第 10 章 电力系统碳排放核算与计量技术

能源部门碳排放约占中国二氧化碳总量的 88%，其中，电力行业碳排放超过能源部门碳排放的 40%，是中国碳排放占比最高的单一行业。因此，落实“双碳”目标，能源是主战场，电力是排头兵。实现电力行业的降碳减排，离不开一套准确、全面的电力系统碳排放核算与计量技术，该技术是厘清电力行业碳排放现状与趋势，挖掘电力系统全环节碳减排潜力，引导电力用户互动减碳，支撑电碳市场健康稳定发展的关键。



WIND AND 10 SOLAR POWER

10.1

关键支撑技术简介

在国际温室气体核算体系中，碳排放被分为直接碳排放和间接碳排放。直接碳排放是指由排放源直接释放到大气中的二氧化碳，如化石燃料燃烧或工业过程中的碳排放，这些都是实际的碳排放量。间接碳排放则是因主体活动间接引发的碳排放，发生在其他地方，例如消费者在购买商品时不会直接产生碳排放，但商品生产过程中产生的碳排放则算作该消费者需要承担的间接碳排放。因此，间接碳排放被视为一种虚拟的责任。在电力系统中，直接碳排放主要是由于燃煤、燃气等发电机组在燃烧化石燃料时产生的。通过精确的计量和分析直接碳排放的方法，可以全面掌握电力系统的实际碳排放水

平，识别系统内的主要排放源。这为发电环节的碳排放管理提供了精准和详尽的基础数据。电力系统中的间接碳排放是指电力用户在使用电能时所产生的碳排放，其实质是与电力供应侧发电过程中产生的碳排放量相关。采用准确且合理的间接碳排放核算方法对于明确电力系统中各方的碳排放责任以及进行碳排放总量控制至关重要。

电力系统中的碳排放核算与计量技术，主要聚焦于用电间接碳排放实时计量技术以及基于电力大数据的全口径碳排放测算计算。其特点及技术目标列于表 10.1。

表 10.1 电力系统碳排放核算与计量技术简介

技术名称	技术描述	技术目标	应用场景
用电间接碳排放实时计量技术	通过实时追踪电力用户的电力来源，确定其间接碳排放责任，实现电力系统用电间接碳排放的实时计量	实现考虑交易行为影响的电力系统高时空分辨率用电碳排放量自动化计量	电力系统负荷侧的实时碳排放计量场景
基于电力大数据的全口径碳排放测算技术	建立电力消耗和碳排放间的关联关系，基于电力大数据测算区域、行业、企业的碳排放量	实现低成本、高精度的碳排放实时测算	电力系统全环节碳排放分析与测算场景

10.2

用电间接碳排放实时计量技术

10.2.1 关键技术

用电间接碳排放实时计量技术主要以电力潮流作为开展用电碳排放计量的依据，通过实时追踪用户使用电能的电力来源，实现电力系统用电间接碳排放的实时计量。目前，基于电力潮流的用电碳排放责任追踪主要基于电力系统碳排放流理论。电力系统碳排放流定义为：依附于电力潮流存在，且用于表征电力系统中支路潮流碳排放所形成的虚拟网络流。简单来说，这种碳排放流可以看作是在每条支路潮流上附加了碳排放的标签，并确定了从发电侧经过网侧，最终流向荷侧的唯一路径。电力系统碳排放流理论通过将碳排放与潮流耦合，来实现碳排放责任的转移与分配，由于电力潮流数据具有实时性强、空间精细度高的特征，而该理论又以电力潮流为用电碳计量依据，因而能够较为容易的实现高时空分辨率的用电间接碳排放计量。

当采用碳排放流理论开展用电间接碳排放计量时，通常也是分为两步：首先，计量用户所在区域的实时用电碳排放因子，之后，根据用户的实时用电负荷，计量用户在每个计量时段内的用电碳排放量。在计算实时用电碳排放因子时，用电间接碳排放实时计量方法的计算原则与传统平均碳排放因子法一致，也是采用平均化的思路，根据该节点的本地发电碳排放与区外注入等效碳排放之和除以节点用电量计算得到。其不同之处主要在于：基于碳排放流理论的用电间接碳排放实时计量方法将计量空间尺度由全国、省份或大区电网缩小至节点，计量时间尺度由全年缩小至一小时或数十分钟。根据碳排放流理论计算节点碳排放因子的原理示意图如图 10.1 所示。

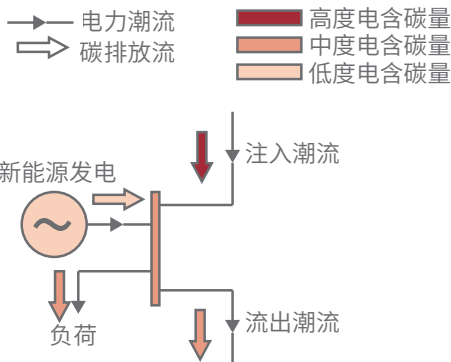


图 10.1 节点碳排放因子计算原理示意图

此外，在传统用电碳排放计量问题中，由于间接碳排放是一种虚拟的碳排放量，难以直接测量，因而难以实现间接碳排放的表计式计量。但在用电间接碳排放实时计量技术中，由于将电力潮流作为间接碳排放计量依据，其给予了基于表计式装置开展用电间接碳排放计量的可能性。因此，电力系统碳表装置成为了承载用电间接碳排放实时计量的重要载体。碳表装置以电力系统碳排放流理论为基础，主要由分散设置在全网需要计量碳排放的各处的碳表以及连接各碳表的通讯链路组成。其中，源侧碳表可通过自动烟气监测装置或实时发电燃料消耗换算实现，网侧和荷侧的碳表主要以电表为基础。

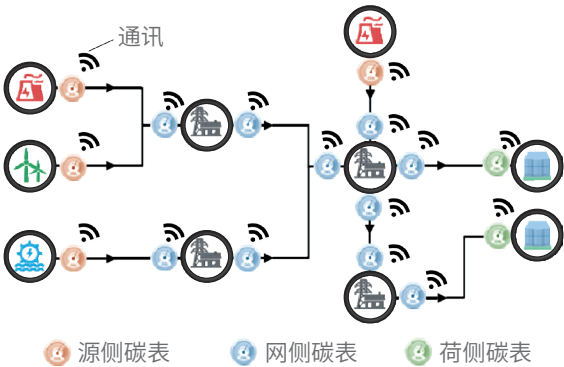


图 10.2 碳表系统架构示意图

础，通过加装内嵌碳流计算程序的碳计量芯片的方式实现。碳表装置通过表间通讯传递信息，并基于去中心化的碳流计算算法，实现全电力系统的实时碳排放计量。碳表系统架构示意图如图 10.2 所示。

10.2.2 发展现状

用电间接碳排放实时计量技术能够准确反映碳排放因子的时空差异性，实现用电间接碳排放的实时、精准计量。目前该技术已在国内外得到初步应用。在国内，江苏、北京、广东、大连等省市已构建了省级、市级电力系统实时用电间接碳排放计量平台，能够实现小时级或分钟级的实时用电碳排放计量，碳排放因子的最小计量空间分辨率可达到区县级。此外，碳计量表计已在江苏常州、辽宁大连、广东东莞的多家企业挂网试运行。

着眼于国际，美国根据电力平衡区划分，对 50 个计算区内的用电平均碳排放因子进行实时计算和更新，计算得到区域实时用电碳排放因子。英国国家电网公司基于碳排放流分析理论，开发了英

国网实时碳排放因子数据计算系统，该系统的数
据时间颗粒度达到 30 分钟。美国加州独立系统运营
商对电力平衡区内温室气体排放量进行实时追踪计
量，并在碳排放追踪过程中考虑了平衡区内电力调
度碳排放以及平衡区间电力交换的碳排放，数据时
间颗粒度达到 1 小时。法国输电网运营商对法国
用电碳排放因子进行了实时计算，时间颗粒度达到
15 分钟，但是该计算系统所得因子仅考虑了法国
发电厂使用的初级燃料消耗产生的二氧化碳排放
量，并未考虑电网互联的电力交换的等效碳排放
水平。

10.2.3 技术挑战

用电间接碳排放实时计量技术目前主要存在
以下技术挑战：目前尚未考虑市场交易行为对实时
计量的影响。实际上，电力交易行为隐含着碳排放
责任的转移，而当前基于碳排放流追踪的实时碳计
量技术无法将此部分碳排放责任从物理潮流的追
踪和转移中拆分出来，进而可能导致碳排放责任的
重复计算。

示范工程

专栏 江苏省电力系统实时用电碳排放计量系统

清华大学与国网江苏省电力有限公司于 2022 年 4 月联合发布了全国首个电力系统实时用电碳排放计量平台。平台由实时碳追踪和综合碳分析两大主要功能模块组成。该平台基于江苏电网实时运行数据，利用数字化专业技术底座，汇聚的海量电网全域量测数据，依托数据后台强大算力，实现海量数据的分钟级计算。实时碳追踪模块基于内嵌的碳排放流算法，支撑电网实时电碳测算和碳流追踪分析，实现了江苏电网用电间接碳排放的实时在线计量，在线展示全省碳排放流动情况，该模块的用电碳排放计量时间分辨率达到 10 分钟级，最小空间分辨率可达区县级；综合碳分析模块基于碳排放流计算结果，展示源侧发电碳排放信息、网侧碳流信息和荷侧用电碳排放信息等多元电碳信息的分析结果，支撑电网开展降碳减排决策。

以电力系统实时用电碳排放计量平台计算得到的用电碳排放因子为引导信号，在江苏常州卿卿服装进出口公司、江苏恒力液压股份有限公司、常州常宝滔邦石油管件公司等企业开展了低碳需求响应应用示范。在试点企业内使用储能、可转移负荷等灵活性响应资源，将高碳时段的用电行为转移至低碳时段，实现了企业用电碳排放量的削减。



图 10.3 江苏省电力系统实时用电碳排放计量系统

专栏 江苏常州电力系统全环节碳表示范工程

2021 年 10 月，清华大学电机系、清华大学四川能源互联网研究院和国网常州供电公司联合研发了基于碳流分析理论的实体碳表系统和能源碳计量平台，实现了全球首个“全域碳计量 - 全链碳响应 - 全景碳足迹”的工程示范。示范工程在亚太电厂、500 千伏茅山变、220 千伏洮湖变、110 千伏指前变以及江苏常州卿卿服装进出口公司试点安装了实体碳表，实现了“源网荷”物理碳表装置的全链路部署。“源网荷”物理碳表装置的落地应用，解决了电力系统直接与间接碳排放的实时计量问题，为电力企业的产品碳足迹核算提供了新的思路。



图 10.4 江苏常州碳计量表计样机

10.2.5 技术展望

在碳达峰及平台期，用电间接碳排放实时计量技术取得突破，可以实现考虑交易行为的大规模电力系统高时空分辨率用电间接碳排放计量。在快速

减排期与碳中和期，用电间接碳排放实时计量技术将完全成熟并得到广泛应用，相关计量标准体系完备并且计量结果得到国内外广泛认可，实现与电力市场、碳市场等市场机制的衔接互动，用电间接碳排放实时计量表计实现市场推广，实现全国重点用能企业的全量用电碳排放实时监测。

10.3 基于电力大数据的全口径碳排放测算技术

10.3.1 关键技术

电力大数据具有采集范围广、准确性高、实时性强、价值密度大等特点，已在负荷识别、宏观经济预测、产业布局诊断、社会保障治理、住房空置率检测、贫困人口识别等方面发挥了重要作用。同时，电力是能源消费的重要构成，也是工业企业的重要生产要素之一。针对电解铝、水泥等高碳排放行业，电力消费与碳排放相关活动之间具有较高的相关性。因此，基于电力大数据实现碳排放的反演、推算可以有效解决当前碳排放监测方法存在的监测成本高、灵活性低、覆盖范围有限等问题，有望在未来成为一种全新的碳排放测算技术。

基于电力大数据的碳排放测算步骤为：首先，以历史维度的海量电力消费数据及碳排放数据作为核心输入，挖掘电力大数据与碳排放数据之间直接或间接隐含的关联关系；在此基础上，建立数据驱动的电力数据与碳排放数据的关联关系模型；然后，将当前高频电力大数据作为关联关系模型的输入，计算得到高频的碳排放数据，实现碳排放的低成本、高频度、高置信度测算。基于电力大数据的碳排放测算技术只需要历史电碳数据和当前电力数据，即可开展不同区域、行业以及企业的碳排放测算，具有较强的灵活性和较低的使用成本。基于电力大数据的碳排放测算方法原理框图如图 10.5 所示。

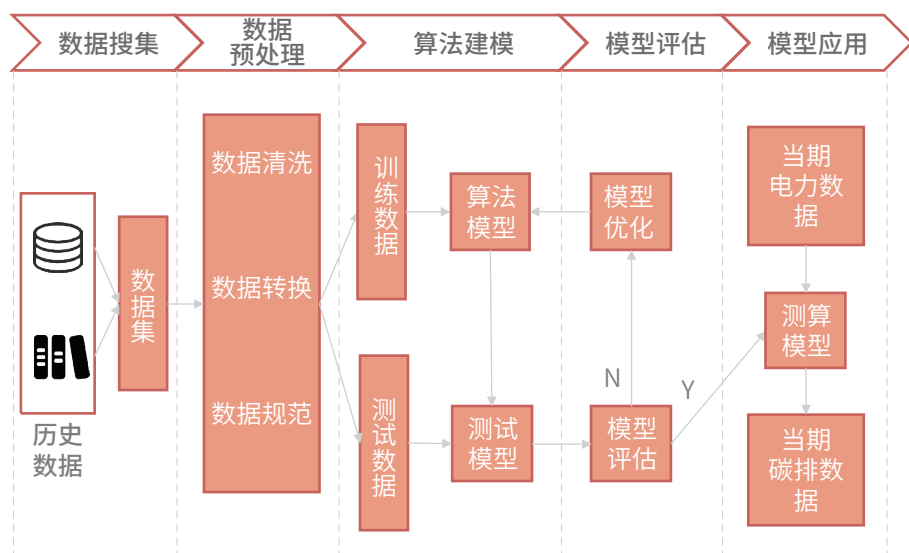


图 10.5 江苏常州碳计量表样机

10.3.2 发展现状

以以较低的成本掌握高频度的碳排放变化趋势，快速评估不同监测对象的碳排放情况，目前，针对该技术的探索和应用主要集中在国内：

基于电力大数据的全口径碳排放测算技术可

国网大数据中心采用自回归分布滞后算法，构建了“以电算能、以能折碳”的区域排放测算模型，该模型首先使用电力消费量测算能源消耗量，然后采用排放因子法得到对应区域及行业的能源碳排放数据。国网青海省电力公司以企业电力数据为输入，依托大数据分析技术构建企业“电-能-碳”分析模型，对企业用电数据与碳排放量间的关系规律进行拟合回归，实现基于电力消费数据的企业碳排放总量及排放强度的监测。中国人民大学的研究人员基于广西地区不同行业历史电力数据与碳排放数据，测算了广西各行业的电力-碳排放转换系数，然后利用时间序列回归法实现了当前电力-碳排放转换系数的测算，并结合高频电力大数据实现了企业实时碳排放监测。香港中文大学团队通过构建高频电力数据和企业设备运行工况之间的关系，

提出了基于非侵入式辨识的企业全口径碳排放实时监测方法。

10.3.3 技术挑战

基于电力大数据的全口径碳排放测算技术主要基于数据驱动方法，因此其测算准确度和有效性将高度依赖于历史数据的丰富程度与准确性和使用模型的合理性与有效性。在基础数据方面，当前能源电力相关统计数据存在省间数据情况差异大、行业及企业数据获取途径有限等问题。在测算模型方面，当前基于电力大数据的全口径碳排放测算模型仍然存在可靠性不足、适用范围较小等问题。

10.3.4 示范工程

专栏 全国碳排放监测服务平台

2023 年 6 月，由国家电网有限公司联合南方电网公司、内蒙古电力公司、新疆生产建设兵团电力集团等单位共同建设的全国碳排放监测服务平台通过了国家发展改革委环资司组织的平台验收会。该平台基于电力大数据和“电-碳计算模型”，提出了碳排放数据测算方法，实现了全国及分地区、分行业月度碳排放计算、监测、分析功能，平台测算结果与国内外主要碳排放数据库公开数据对比，历年数据偏差率均在 5% 以内。

10.3.5 技术展望

在碳达峰及平台期，基于电力大数据的全口径碳排放测算技术将得到快速发展，公开、透明的能源电力数据发布与更新机制有望建立，测算模型的准确度和测算成本将得到进一步优化，基于电力大

数据的全口径碳排放测算技术将在碳排放的测算预警、辅助核查校验、趋势分析等方面发挥重要作用。在快速减排期与碳中和期，基于电力大数据的全口径碳排放测算技术将实现规模化应用，相关标准的体系和法律法规将不断完善健全，形成系统的技术规范和操作指南，实现标准化测算。

10.4

发展趋势展望

表 10.2 电力系统碳排放核算与计量技术成熟度研判

技术名称	技术成熟度	技术发展速度
用电间接碳排放实时计量技术	预计 2030~2035 年基本成熟，实现高精度、高认可度用电碳排放计量器具的广泛使用；预计 2040~2050 年完全成熟，实现标准化大规模应用	随碳市场不断成熟与扩展而高速发展
基于电力大数据的全口径碳排放测算技术	预计 2030~2035 年基本成熟，测算精度进一步提高；2040~2050 年，向智能化、实时化发展，实现大规模应用	随政策不断深化而高速发展

电力系统碳排放计量技术是摸清电力行业碳排放现状与趋势、挖掘电力行业碳减排潜力、实现电力系统低碳转型的关键支撑技术。实现电力系统直接碳排放的在线连续监测，以及用户侧间接碳排放的实时精准计量，准确全面把握全网直接与间接碳排放信息，是电力系统碳计量技术的发展趋势。同时，电力数据和碳排放数据间具有较强的关联关系，海量电力数据有望在碳排放测算领域发挥重要价值。

目前，电力系统碳排放核算与计量技术已经得到了一定程度的发展和应用，但部分计量技术仍然存在计量精度不足、成本较高、技术成熟度不够等问题。预计到 2035 年，电力系统中的相关碳计量技术将逐渐成熟，当前存在的技术挑战将逐步得到解决。到 2040~2050 年一些新兴的电力系统碳计量技术将完全发展成熟并得到广泛的应用。



参考文献

- [1]. 张宁, 马国明, 关永刚, 等. 全景信息感知及智慧电网 [J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(04): 1274-1283+1535.
- [2]. IPCC. Special report on global warming of 1.5 °C [M]. UK: Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, USA, 2018.
- [3]. Chen L, Griffiths H, Haddad A, et al. Breakdown of CF₃I gas and its mixtures under lightning impulse in coaxial-GIL geometry [J]. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2016, 23(4): 1959-1967.
- [4]. 马学礼, 王笑飞, 孙希进, 等. 燃煤发电机组碳排放强度影响因素研究 [J]. 热力发电, 2022, 51(01): 190-195.
- [5]. 张钦, 张达, 张希良. 在线监测应用于中国碳排放监测的相关问题和制度建议 [J]. 环境经济研究, 2021, 6(3): 136-146.
- [6]. 袁书林, 马瑞. 基于电力系统碳排放流理论的碳排放分摊模型研究 [J]. 现代电力, 2014, 31(6): 70-75.
- [7]. 张安安, 周奇, 李茜, 等. “双碳”目标下火电厂 CO₂ 计量技术研究现状与展望 [J]. 发电技术, 2024, 45(1): 51.
- [8]. 王常凯, 谢宏佐. 中国电力碳排放动态特征及影响因素研究 [J]. 中国人口资源与环境, 2015, 25(4): 21-27.
- [9]. 蒋忠, 张亮, 王海峰, 等. 企业核算碳排放量不确定度评估 [J]. 计量学报, 2022, 43(03): 420-426.
- [10]. 郭怡, 马艳. 基于质量平衡法的污泥处理处置工艺碳减排量核算分析 [J]. 净水技术, 2019, 38(10): 107-111.
- [11]. 王霖晗. 火电厂碳排放监测体系与核算方法的研究 [D]. 南京信息工程大学, 2020.
- [12]. 李鹏, 吴文昊, 郭伟. 连续监测方法在全国碳市场应用的挑战与对策 [J]. 环境经济研究, 2021, 6(01): 77-92.
- [13]. 李峥辉, 卢伟业, 庞晓坤, 等. 火电企业 CO₂ 排放在线监测系统的研发应用 [J]. 洁净煤技术, 2020, 26(04): 182-189.
- [14]. 郭振, 王小龙, 任健, 等. 二氧化碳排放连续在线监测过程的模拟与不确定度评定 [J]. 计量学报, 2022, 43(01): 120-126.
- [15]. 周全. 节能减排环境下电力系统碳排放责任分摊机制研究 [D]. 上海交通大学, 2016.

- [16]. Ji L, Liang S, Qu S, et al. Greenhouse gas emission factors of purchased electricity from interconnected grids[J]. Applied Energy, 2016, 184 : 751-758.
- [17]. 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 电力系统碳排放流分析理论初探 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(7):38-43, 85.
- [18]. 周天睿, 康重庆, 徐乾耀, 等. 电力系统碳排放流的计算方法初探 [J]. 电力系统自动化, 2012, 36(11):44-49.
- [19]. Kang C, Zhou T, Chen Q, et al. Carbon emission flow in networks[J]. Scientific reports, 2012, 2(1):1-7.
- [20]. 李业辉, 李姚旺, 刘昱良, 等. 基于碳排放流迭代算法的分布式碳表系统 (一): 理论方法与分析 [J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2165-2174.
- [21]. 李业辉, 包维瀚, 周特, 等. 基于碳排放流迭代算法的分布式碳表系统 (二): 系统设计与验证 [J]. 电网技术, 2023, 47(7): 2682-2690.
- [22]. 李鹏, 吴文昊, 郭伟. 连续监测方法在全国碳市场应用的挑战与对策 [J]. 环境经济研究, 2021, 6(1): 77-92.
- [23]. 韩良煜. 基于电力高频数据的碳排放测算研究 - 以青海省为例 [J]. 技术与市场, 2022, 29(9):41-43.
- [24]. CHEN H, WANG R, LIU X, et al. Monitoring the enterprise carbon emissions using electricity big data: A case study of Beijing[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 396: 136427.
- [25]. 刘昱良, 李姚旺, 周春雷, 等. 电力系统碳排放计量与分析方法综述 [J]. 中国电机工程学报, 2023.





第 11 章 技术展望与政策建议

本章基于本报告对于新型电力系统技术的分析与总结，提出中国建设新型电力系统的技术路线图，提出面向碳达峰、碳中和的新型电力系统发展演化建议，在此基础上提出适应新型电力系统发展的政策建议。

新型电力系统的核心在于其对传统电力系统的重大革新，尤其是在实现碳中和目标方面的关键作用。这不仅标志着电力生产和消费方式的转变，更是向低碳、高效、智能化方向迈出的重要一步。在这个体系中，新能源发电成为主导，电力系统的运行更加灵活和高效，同时，电力市场的构建和完善也是实现这一目标的重要环节。目前，中国电力系统在发电装机总容量、非化石能源发电装机容量、远距离输电能力和电网规模等方面均居世界领先地位。电力供应保障能力不断增强，电力系统的绿色低碳转型稳步加速。特别是非化石能源装机规模的快速增长和新型储能技术的多元化发展，新型输电技术、配用电技术和储能技术的迅速发展，标志着中国电力系统全面转型升级的重大机遇。



WIND AND 11 SOLAR POWER



在技术创新方面，相比欧美，中国已经在清洁能源装备制造、特高压输电技术、大电网数字化技术等多个领域取得了突破性进展。在市场化 and 高效运营方面取得了快速进步。在“双碳”目标的推动下，新型电力系统技术的持续进步至关重要，在碳达峰和碳中和不同阶段呈现出不同的需求。

报告深入探讨了新型电力系统在碳达峰期的技术需求，强调了新能源成为装机主体的重要性，以及大电网与分布式电源并举的战略。在碳中和初期，技术发展需要适应新能源逐渐成为电力电量主体的趋势，推动电网形态的多样化，并与终端用能部门深度融合。到了碳中和后期，技术应支持部分煤电的优化调整，多种形态电网的并存，以及清洁智慧能源互联网的构建。



中国电力系统将于 2025 至 2030 年碳达峰、2060 年实现碳中和。碳减排目标下，风光发电比重将不断提高，从补充能源逐渐成为主要电源，最终成为主力电源。与此同时，煤电将实现角色转型，从主力电源，逐渐成为安全保供支撑性电源，最终成为调节性电源。煤电容量的发展路径为先增后降，在 2025~2040 年保持较高水平，在 2040 年后大量退役，而煤电电量从 2030 年起逐年下降，实现碳中和时需要大幅度保容减量。碳中和目标下，风光装机迅速增加，达到碳中和时其电量占比约为 70%。多种清洁能源与灵活性资源互补为电力系统正常运行提供保障，储能为系统提供惯量和调频资源，与新增气电、生物质和 CCS 机组一同填补煤电退役缺口，维持系统备用容量。风光电源、核电

与水电共同承担清洁能源发电任务，气电、储能、生物质电源、光热等灵活性资源在电力系统电力电量平衡中起到重要作用。碳中和目标下，跨省跨区输电需求快速增加，跨省输电继续保持“西电东送”，“北电南送”基本格局，输电网络由电量输送通道转型不同发电资源地区电力互济的平台。碳中和目标下，负荷侧灵活性资源将成为电力平衡的关键支撑因素。各类型资源总容量需求将在碳达峰后迅速增加，在整体负荷中占比将超过 25%。

现有电力系统技术难以完成碳中和的愿景，新型电力系统呼唤一系列关键技术革新，经过研判，分别从源、网、荷、储、数五个维度展望新型电力系统关键技术，具体如下：

• 高比例并网支撑技术

高比例新能源并网支撑技术能够解决新能源自身出力随机性、波动性问题，支撑新能源逐步具备与主体电源地位相匹配的支撑与调节能力，提升新能源与电网的友好互动水平，是构建以低碳、安全、高效为核心内涵的新型电力系统的关键技术。

• 到 2025 年

到 2025 年，随着新能源占比逐渐提高，高比例新能源并网支撑技术的重要性愈发凸显。新一代人工智能技术、数值天气预报系统（NWP）等在新能源发电功率预测技术中的研究全面开展。构网控制策略集中攻关加强，虚拟同步机等构网型电力电子变换器工程示范逐步实现。系统友好型并网新能源与电网调度协同交互技术、新能源场站集群协同控制技术、大规模新能源基地源储优化配置技术、规模化储能支撑新能源外送技术进一步成熟，完成多个应用示范，风电、光伏机组逐步具备主动支撑能力。

• 到 2030 年

到 2030 年，碳达峰战略目标推动非化石能源发电快速发展，新能源逐步成为发电量增量主体。基于人工智能的新能源多时间尺度高精度功率预测系统基本建成，“在线建模、实时调整、集中分布”的在线互动预测技术普遍应用。新能源基地对外与电网调度联合运行的功能模式基本完善，风光基地内部的在线有功功率控制、无功电压调整、运行优化基本实现。提升系统稳定性的“新能源 + 储能 + 调相机”一体化主动

支撑控制技术逐步成熟，灵活可靠的构网型电力电子变换器广泛应用，新能源电站具备一定的频率、电压、惯量主动支撑能力。

• 2050~2060 年

到 2050~2060 年，新能源成为发电量结构主体电源，需重点解决新能源替代化石能源后电力安全可靠供应问题，支撑碳中和目标实现。基于新一代控制策略的构网型新能源机组全面应用，多时间尺度储能技术、高温超导同步调相机技术与新能源灵活融合，长时间尺度高精度新能源资源评估和功率预测技术、网源协调智慧集控技术取得全面突破，以确保新能源普遍具备可靠电力支撑、系统调节等重要功能，成为发电量结构主体电源和基础保障性电源。

• 新型电力系统电能传输技术

新型电能传输技术为大规模新能源外送、中短距离海上风电送出和新能源输送提供了重要手段，将在新型电力系统的电源、电网和负荷等多个环节发挥不可替代的作用。

• 到 2030 年

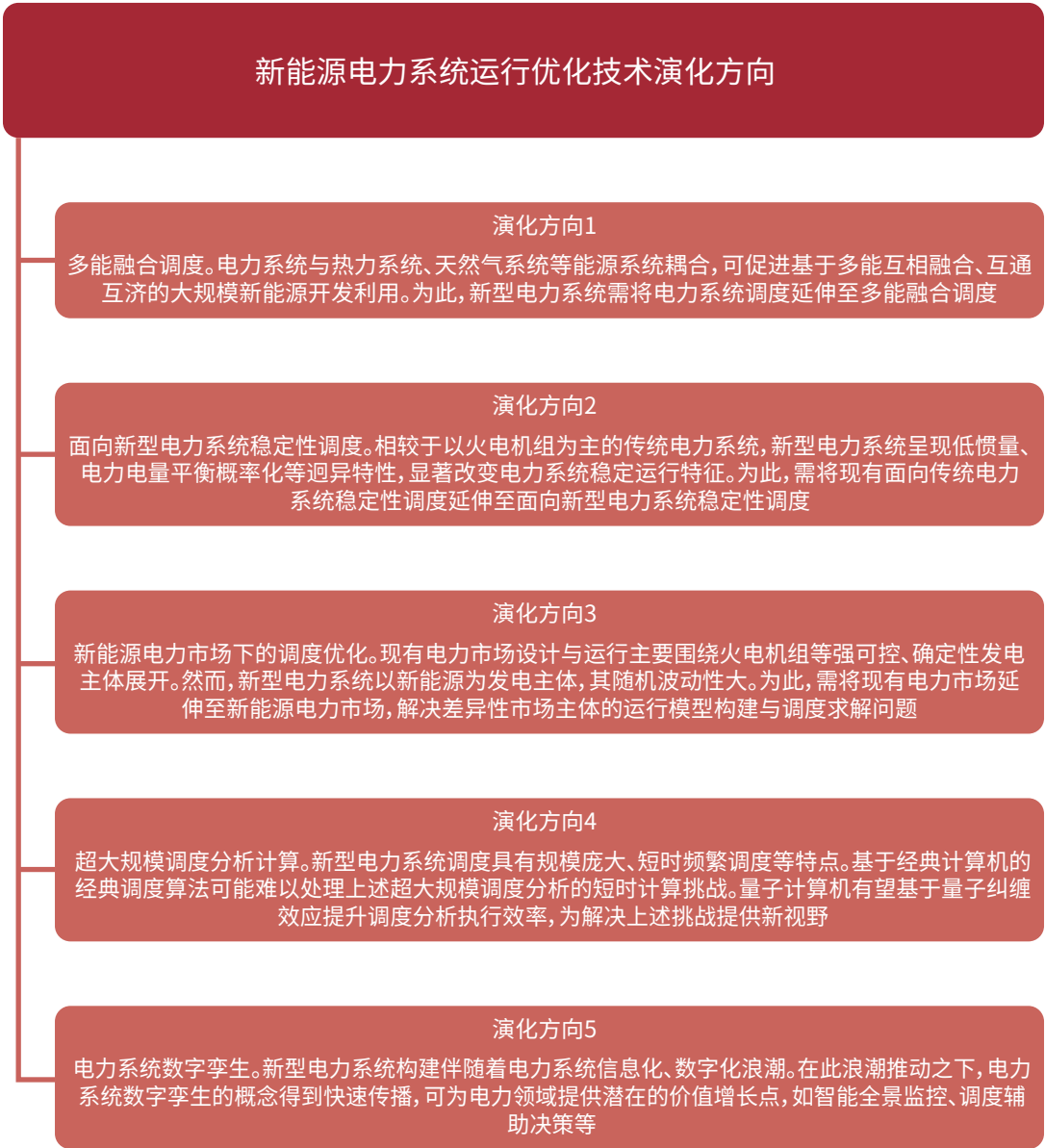
到 2030 年，根据中国川渝、藏东南大容量水电外送特高压工程，以及西北风光电外送特高压工程的建设需求，攻克高海拔、污秽、覆冰、风沙、高地震烈度等恶劣环境条件下特高压输变电外绝缘技术、导线选型及电磁环境控制技术、高抗震性能主设备技术，极端场景下特高压输电技术逐步成熟。直流电网输电技术方面，攻克深远海风电基地等边远地区多等级直流组网新型经济高效汇集送出关键技术，装备实现工程应用，由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件。新型柔性交流输电和柔性低频输电技术方面，研制出含储能的 GW 级电网电压 / 惯量主动支撑柔性交直流装备并示范，有效降低多功能集成型 FACTS、混合型 FACSTS 装置的经济成本，实现柔性低频组网技术在沙戈荒新能源基地集群送出等场景示范应用。高温超导输电技术方面，材料成本降低 50%，年产量达 1000 千米，载流能力达 500~1000 安培，突破高温超导材料批量化制备关键技术，国产化冷却系统效率和可靠性通过示范工程完成验证，提升长距离长期可靠制冷能力，10~110 千伏高温超导输电电缆小规模应用于城市电网。

• 2050~2060 年

到 2050~2060 年，极端场景特高压输变电技术得到广泛应用，跨区域特高压电网实现高可靠运行，形成完备的技术体系，服务于中国新型电力系统大容量远距电能传输，以及全球能源互联下国际电能互补。直流电网输电技术方面，深远海风电基地等边远地区多等级直流组网新型经济高效汇集送出关键技术广泛应用，支撑发电量占比超过 50% 的新能源经济高效接入电网。柔性交流输电技术方面，主动支撑装备、可控避雷器、潮流控制器等柔性交流输电装备在新能源场站，直流送受端换流站，弱支撑受端电网等场景全面大范围应用，实现交流电网全面柔性化。柔性低频输电技术方面，构建全新、以风力发电为主的可与陆上主网多点互联的海上柔性低频输配电网，具备经济高效、灵活柔性、高可靠、可自愈等特征。高温超导输电技术方面，全面实现高温超导带材商业化，材料选择多样化，10~220 千伏高温超导输电技术实现低成本远距离传输，超导输电技术标准体系和运营模式完善，取代传统电缆进行电网增容改造和新能源的传输。

• 电力系统运行优化技术

电力系统运行优化技术是在满足电力系统源荷平衡及安全运行前提下，最大化电力资源利用效率的调度决策方法，将助力新型电力系统的新能源消纳。相较于传统电力系统运行优化技术，新能源电力系统运行优化技术将具有以下五大演化方向：



• 柔性智能配电网技术

作为电能利用环节的终端，配电网的智能化和柔性化对于提高电能利用水平、改善用电可靠性、降低电力系统用电损耗、增加电力系统用电灵活性、消纳分布式新能源具有重要作用。

• 到 2025 年

到 2025 年，将进一步提升配电网自动化水平。推广配电网中自动化的数据采集、设备控制和运行管理技术，提高配电网的可观性和可控性，改善传统配电网运行状态难以有效监测、运行调控主要依赖人工的局面。通过配电网自动化水平的提升，降低用电损耗、提高电能质量、改善供电可靠性。同时，分布式新能源接入电力系统，由柔性配电网实现分布式新能源消纳。

• 到 2030 年

到 2030 年，配电网智能监测技术、智能保护技术、智能管理技术得到广泛普及。通过对配电系统的实时监测，对实现系统实时状态评估、故障诊断和预测；通过智能化的保护措施，对配电系统中的故障及时处理，保障安全运行并为电力用户提供更优质服务；通过智能化的管理手段，实现配电系统的智能维护、管理和优化。此外，大量分布式新能源接入，同时配电网将和其他用能形式（如热力网络、燃气网络等）深度耦合，通过多种能量来源的有机协调，进一步建立配电网柔性运行体系。

• 2050~2060 年

到 2050~2060 年，配电网将根据实际需求更加丰富化，将存在相应的多能耦合配电网、智慧园区微电网、直流配电网等多种形式。同时，在高度数字化、智能化的配电网基础设施加持下，电力用户将深度参与到配电网运行中，通过配置的分布式新能源和储能资源，实现用电侧的灵活柔性运行，大幅提高本地分布式新能源和远距输送集中式新能源消纳能力。

• 智能用电与供需互动技术

随着新型电力系统建设的不断推进，需求侧资源将成为新型电力系统调节资源的重要组成部分，通过供需互动的方式解决高比例新能源并网下电网实时供需平衡的难题。

• 到 2025 年

到 2025 年，以工商业用户为主体的需求侧资源仍将成为电力系统用户侧主要的灵活调节资源，同时，针对大规模工商业用户及园区的需求响应技术将进一步发展，实现需求响应与生产控制的深度融合。此外，在现有试点示范基础上，虚拟电厂技术将初步实现商业化运营，通过挖掘用户侧分布式资源的调节潜力，参与新型电力系统的实时供需平衡。

• 到 2030 年

到 2030 年，随着电力市场体制机制的进一步完善，基于价格信号与多种激励形式的需求响应互动机制也将同步完善，工商业需求响应与虚拟电厂技术将实现大规模推广。在市场机制的激励作用下，大用户负

荷与分布式资源将主动参与供需互动，保障新型电力系统安全、经济运行。此外，随着电动汽车保有量的快速增加，车网互动的市场应用条件趋于成熟，电动汽车参与电力系统调控技术逐步实现工程应用，车网互动机制初步形成，车网互动技术将加速商业化进程。

• 2050~2060

到 2050~2060 年，居民负荷也将纳入新型电力系统供需互动的范畴，居民负荷需求响应与车网互动技术将实现大规模推广，在用户侧，将形成大规模工商业用户、居民用户、电动汽车等分布式柔性资源共同参与、优势互补、有机融合的发展格局。这种充分的供需互动将支撑高比例新能源占比下新型电力系统的安全和经济运行。

• 电力系统高效储能技术

储能技术是解决高比例新能源并网后新型电力系统多时间尺度电力、电量不平衡问题的重要手段之一，将在新型电力系统的电源、电网和负荷等多个环节发挥不可替代的作用。

• 到 2025 年

到 2025 年，抽水蓄能仍将作为电网侧储能的主要类型存在，在电力系统中起调峰作用并稳步发展，大型变速抽水蓄能机组和开关设备技术取得突破。同时，新型储能将由商业化初期步入规模化发展阶段，具备大规模商业化应用条件，装机迅猛发展。在储能形式方面，电化学储技术性能进一步提升，系统成本降低 30% 以上；火电与核电机组抽汽蓄能等依托常规电源的新型储能技术、百兆瓦级压缩空气储能技术实现工程化应用；兆瓦级飞轮储能等机械储能技术逐步成熟；氢储能、热（冷）储能等长时间尺度也将取得突破。在提供电力系统支撑能力方面，构网型储能技术逐步实现工程应用。

• 到 2030 年

到 2030 年，新型储能将迎来全面市场化发展，成本进一步降低、技术持续成熟，市场机制、商业模式、标准体系逐步成熟健全，实现与电力系统各环节的深度融合发展。同时，分布式储能协同聚合技术实际应用，实现用户侧储能、电动汽车、备用储能、共享储能等储能形式依托虚拟电厂、云储能、需求响应等多种方式接入电力系统，形成分布式储能与集中式储能并重的布局，助力消纳高比例新能源，支撑能源领域碳达峰。

• 2050-2060 年

到 2050-2060 年，碳中和目标下的新型电力系统新能源渗透率进一步增长，对于储能装机的需求显著增长。抽水蓄能、电化学储能、压缩空气储能、飞轮储能、氢储能、热储能等多样化储能技术协调发展，在新型电力系统不同时间尺度上的电力电量平衡中发挥重要调节作用。

• 电力系统数字化技术

数字化技术是提高电力系统源网荷储各环节可观性和可控性的共性关键技术，是促进新型电力系统实现智能化的基础。

• 到 2025 年

到 2025 年，在智能传感与智能量测方面，针对电力系统各环节的实时数据采集能力将进一步得到提升，包括负荷、电压、电流、运行状态等设备层级的数据采集普及率不断增长。在发电侧，新型智能电站管控系统架构和关键技术初步实现。在电网侧，电力系统实时在线量测技术进一步发展。在负荷侧，配电系统的数字化程度提高，实现大规模的可调度资源聚合调控示范应用。

• 到 2030 年

到 2030 年，将在电力系统全环节数字化方面实现重大突破。建成国家级能源数据中心，实现电力系统各类数据的存储、处理、计算。基于机器人技术的设备、站点监测运维逐步推广。数字孪生技术得以充分应用，在设备层级和系统层级均实现基于数字孪生的分析与控制。大数据分析技术将在电力系统运行决策中扮演重要角色。

• 2050-2060 年

到 2050-2060 年，在电网先进传感理论与技术层面，实现多特征参量微弱信号的融合感知，研制高可靠性、高抗干扰性传感设备，并实现微传感器件的融合集成和边缘智能。在电力能源装备智能感知层面，实现电力能源装备全景信息特征监测以及实时健康状态检测与诊断。在电网智能分析运行控制层面，解决信息—物理耦合下复杂广域系统数据质量与数据安全问题，实现复杂电力系统的全景感知与有效特征信息提取，并基于感知信息与人工智能技术实现电力系统安全稳定高效运行。

• 电力系统碳排放核算与计量技术

电力系统碳排放核算与计量技术是厘清电力行业碳排放现状与趋势，挖掘电力系统全环节碳减排潜力的关键技术。

• 到 2025 年

到 2025 年，排放因子法在电力系统的直接碳排放和间接碳排放核算中任然占据主要地位：电力系统的发电直接碳排放主要采用燃料排放因子法核算得到，用户的用电间接碳排放主要采用电网平均排放因子法计算得到。但同时，电力系统实时用电碳计量方法、基于电力大数据的全口径碳排放测算方法已初步提出，并不断完善，相关应用示范已初步开展。

• 到 2030 年

到 2030 年，电力系统实时用电碳计量方法、基于电力大数据的直接碳排放测算方法不断完善，理论体系更加成熟，相关标准体系逐渐建立与完善；传统基于统计核算的碳排放计量方法逐渐过渡至基于实时计量的碳排放监测方法，电力系统直接碳排放和间接碳排放的计量器具的使用范围不断扩大，基于电力大数据的全口径碳排放测算技术的测算精度进一步提高。

• 2050-2060 年

到 2050-2060 年，电力系统直接碳排放和间接碳排放的计量器具的精度不断提升，相关标准化体系已完善，电力系统实时碳排放计量技术得到规模化应用。基于电力大数据的全口径碳排放测算已成熟，并实现广泛应用。

11.2

未来新型电力系统技术发展路线图

11.2.1 技术发展目标

新型电力系统的技术发展需要适应碳达峰碳中和的整体路径。随着碳达峰碳中和进程的演进，相关技术需要持续进步，以达到不同阶段的电力和能源系统的发展需求。

在碳达峰期，新型电力系统相关技术需要能够支撑电力系统实现新能源成为装机主体，大电网与分布式并举，电能替代与灵活负荷加速发展，储能技术快速进步，电力市场体系进一步完善的宏观目标。在碳中和的初期，新型电力系统相关技术需要

适应支撑新能源逐渐成为电力电量主体，电网形态多样化，与终端用能部门深度融合，多尺度多技术储能体系形成，全国统一电力市场与电碳市场建设推进的需求。在碳中和后期，新型电力系统相关技术需要支撑部分煤电“退而不拆”，多种形态电网并存，建成清洁智慧能源互联网，储能装机进一步增长并建成共享利用模式，电碳耦合市场成熟局面的形成。

图 11.1 给出了新型电力系统发展技术路线图，表明了不同时期中国电力系统电源装机情况与整体碳排放情况，并给出了不同方面关键支撑技术的发展路线。



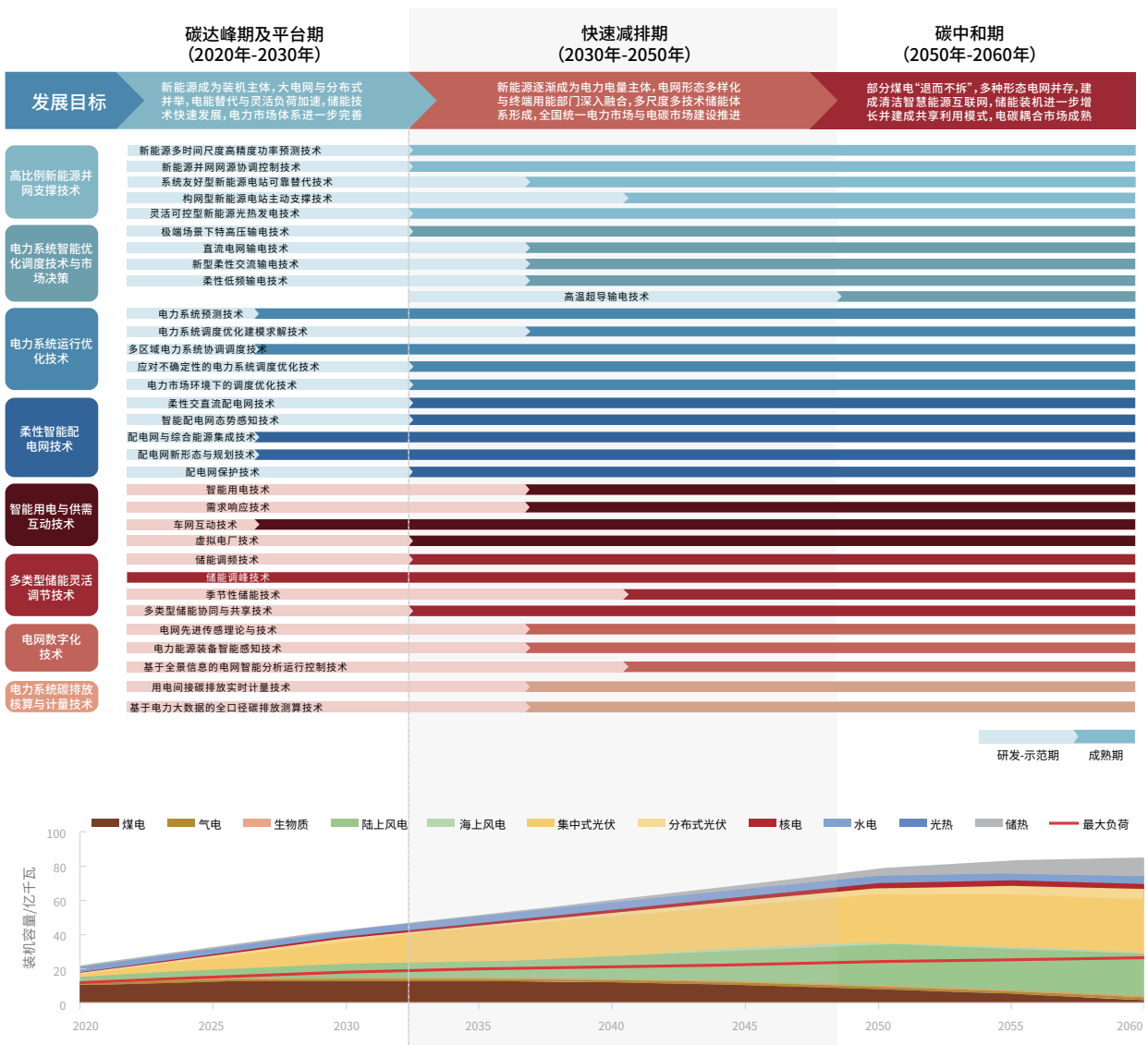


图 11.1 新型电力系统技术路线图

11.2.2 新型电力系统建设投资测算

占比 52%，与运行与维护成本 29.0 万亿元，占比 48%。

为适应碳达峰碳中和的整体路径，新型电力系统的建设仍需持续资金投入。2020 年至 2060 年新型电力系统建设成本预计 60.9 万亿元（折算至 2020 年初水平），其中包括投资成本 31.9 万亿元，

在源网荷储的硬件投资以及相应支撑技术方面，新型电力系统建设各阶段的投资、运维需求测算结果如下图所示。

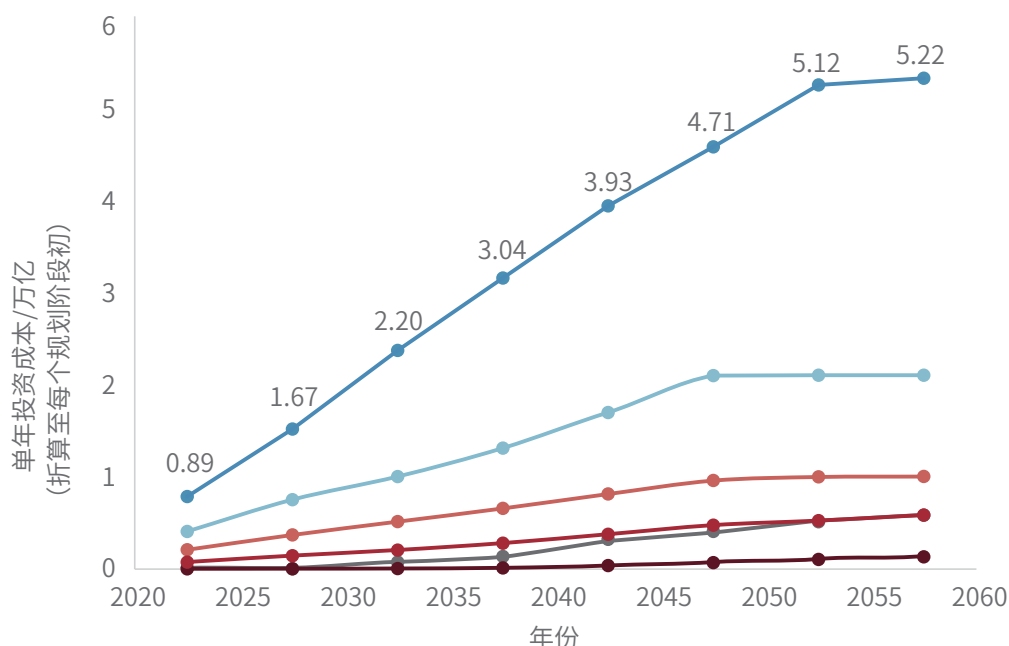


图 11.2 新型电力系统建设投资需求测算

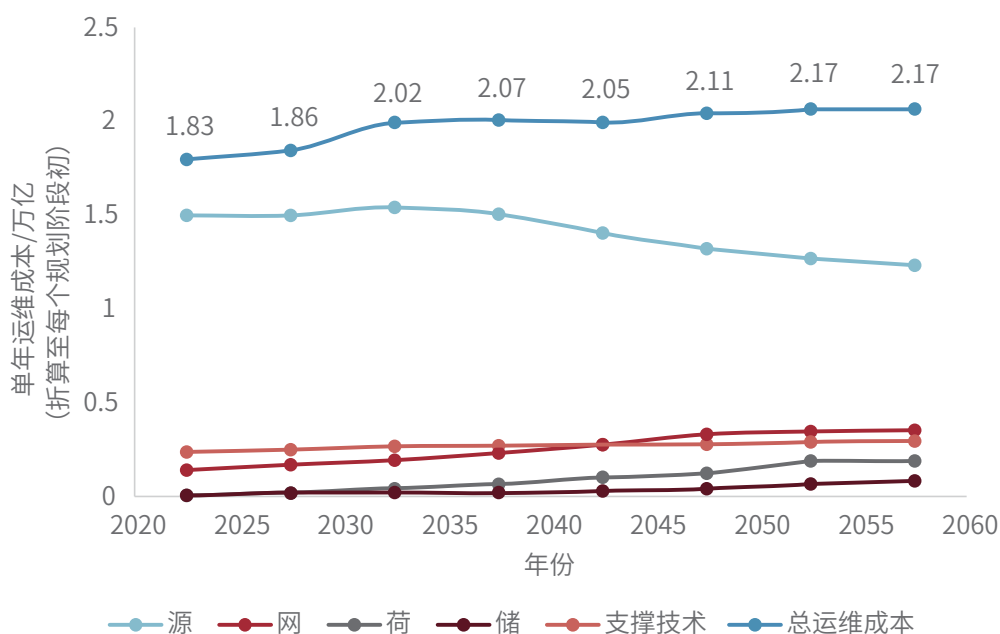


图 11.3 新型电力系统建设运维需求测算

图中从2020年至2060年以五年为一个规划阶段测算投资成本与运维成本，其中投资成本以等年值的形式分配到了各阶段，每个阶段的单年规划投资、运维成本均折算至各规划阶段初。

在投资成本方面，新型电力系统建设投资成本主要集中在源、网端（包括输电网与配电网），总投资成本在碳达峰、快速减排期迅速增长，至碳中和期增长速度放缓。源端、网端与支撑技术的投资成本也呈现出前中期高速增长、后期由于装机增速下降成本增长渐缓的趋势。储能的投资成本在中后

期高速增长，在碳中和期为保障以新能源为电力电量主体的电力系统安全稳定运行，储能的投资将大幅增加，以提升电力系统灵活调节能力，促进实现碳中和。在运行与维护成本方面，新型电力系统建设运维成本主要来源于源端，总运维成本在2020~2060年期间仍大致维持平稳的水平。其中源端运维成本在电源装机量增长下仍在中后期整体呈现下降趋势，这得益于零运行成本的新能源此时已成为电力电量主体，燃料消耗对应的运行成本下降；网、荷、储侧与支撑技术的运维成本在装机水平持续增长的情况下呈上升趋势。

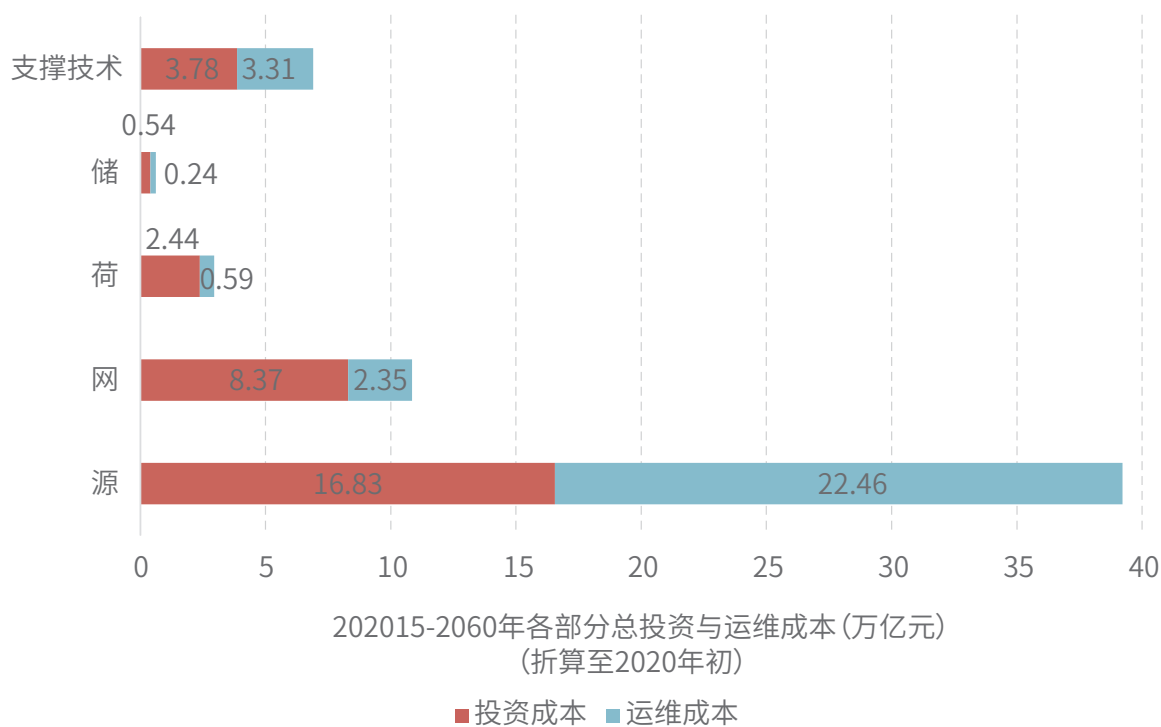


图 11.4 新型电力系统建设各部分投资与运维成本测算

上图展示了新型电力系统建设下各部分的投资与运维成本。可见新型电力系统建设成本主要来

源于源侧，其次是网侧与支撑技术，荷侧与储侧所占比例较小。

11.3

新型电力系统发展的政策建议



源侧：建立规模化新能源开发并网政策协同与利益协同机制

网侧：推动电网成为电力系统低碳化的安全保障平台与资源优化平台

荷侧：促进负荷成为可调度资源的重要组成部分

储侧：降低储能成本，推广多类型储能的规模化、综合化应用

数字化：应用数字孪生技术，推动电力系统信息化、智能化发展

碳视角：推动电碳耦合的规划、运行以及市场机制

11.3.1 源侧：建立规模化新能源开发并网政策协同与利益协同机制

未来中国新能源发电将继续保持高速增长，新能源增量与负荷的增量的相对速度将决定电力系统的碳达峰时间，即碳达峰实质上是新能源增量替代的进程；碳达峰后，新能源的存量替代进程将决定电力系统碳减排的速度。中国虽然新能源整体渗透率不高，但新能源分布不均匀，部分地区新能源已达到较高比例甚至极高比例。新能源持续高速发展使新能源的并网进入“深水区”，技术与政策的挑战逐步凸显，具体表现为：新能源对电力系统电力电量平衡以及安全稳定的影响逐渐增加，一系列能源基地本地负荷极少，电网比较薄弱，因此需要逐渐发展一系列新能源协调控制与主动构网技术提升新能源对电网安全稳定的支撑能力；部分新能源已实现平价上网，但平价上网并不等于平价消

纳，电力系统需要协调其他类型的电源持续提升调节能力，消纳新能源成本仍然较高，新能源消纳存在成本 - 价格 - 充裕性的三角矛盾；新能源开发以及送出可能与国土用地规划、生态环保等产生矛盾，使新能源资源较好地区无法得到充分开发，新能源开发成本提高，未来价格竞争力可能存在下降风险。为此，分别从新能源开发、煤电发展以及电源侧调节能力三个方面提出政策建议如下：

1) 加强新能源开发政策的协同与长效机制建设。建议构建自然资源、生态环境与能源主管部门间的协同机制，以土地规划为核心，实现新能源建设用地指标的差异化管理，有效降低新能源项目的土地使用成本。在新能源项目的审批与并网接入环

节, 提议完善跨领域的融合发展审批流程, 确立新能源项目接网送出工程的规范化投资审批与回购机制, 以降低接网成本。针对新能源对电力系统的影响, 建议制定符合地区特性的并网标准, 确保新能源在正常及故障状态下对电力系统的频率、电压等提供有效支撑, 减少对系统安全稳定的影响。在新能源消纳方面, 对于成本趋稳的新能源项目, 建议建立长效激励政策与价格体系, 差异化地放宽利用率限制, 明确绿证市场与绿电交易机制, 通过市场手段增强新能源的消纳能力。对于“沙戈荒”大基地”, 推动新型交直流输电技术以及构网型控制技术应用, 提升系统安全稳定运行水平, 有效降低配套煤电比例, 实现高比例或纯新能源外送。

2) 因地制宜地制定煤电机组改造与优化方案。明确煤电在新型电力系统中的功能定位, 引导发电厂根据地区特性对煤电机组进行灵活性改造, 并在技术成熟时逐步实施碳捕集改造。推动电力辅助服务市场机制的实施, 完善煤电机组深度调峰的补偿

机制, 合理设定调峰深度与收益, 加强火电机组作为应急备用电源的能力。

3) 显著提升电源侧的灵活调节能力。对于煤电, 建议提供制度保障, 促使其从主体性电源向基础性调节性电源转变, 并建立辅助服务分担与容量补偿机制, 确保“谁受益、谁承担”的原则得到贯彻。对于水电, 建议加速龙头水库电站的建设, 实现流域内运行的统筹协调, 构建利益共享机制, 提升水电的调节能力。对于光热发电、生物质能等新能源, 建议重视其在电力系统转型中的作用, 明确其市场定位, 并建立支持其健康发展的成本回收机制。对于抽水蓄能电站, 建议进一步优化其作用与效益形成机制, 完善运行管理体制与电价形成机制, 以发挥其在电力系统中的调节功能。对于天然气调峰电站, 建议优化气价与电价的联动机制, 完善电价定价机制, 确保经济效益。对于自备电厂, 建议明确其在新能源消纳中的责任, 激发其灵活调节的潜力。

11.3.2 网侧: 推动电网成为电力系统低碳化的安全保障平台与资源优化平台

输电网连接着电源、负荷以及储能, 负责承担电力电量平衡的任务。高比例新能源并网为电力系统电力电量平衡、安全稳定以及可靠性带来挑战。具体而言, 在稳态层面, 新能源强波动性会导致电力系统运行状态频繁变化, 维持电力电量平衡困难, 消纳压力与保供压力并存; 在故障情况下, 由于新能源低惯量、电力电子化的特征, 电力系统稳定问题日趋复杂; 在灾害情况下, 新能源的抗灾保供能力有限, 系统应对灾害能力随新能源比例的提升将呈下降趋势。因此, 现有电力系统的强度和调节能力尚不能完全支撑未来高比例新能源并网。与此同时, 分布式新能源大规模并网使配电网的运行产生前所未有的变化, 分布式能源在监控、预测等方面存在盲区, 配电网扩容与改造投资滞后, 未来分布式能源的并网可能在局部存在瓶颈。为此, 分别从电网安全稳定、供需平衡以及配电网三个方面

提出政策建议如下:

1) 保障电力系统低碳转型的安全稳定性。深化对高比例新能源并网与电力电子化电力系统稳定性机理的理解, 识别并制定针对性的稳定问题解决方案。推进新能源基地并网友好型输电技术的发展, 加速柔性交流输电技术、柔性低频输电技术的创新与示范应用。探索适应弱送端电网的大型新能源基地组网技术, 试点电力电子化电力系统的新型调度与控制策略。制定预防极端气象事件的抗灾电源电网规划, 建立新能源长时间低出力及季节性能量波动的应对机制, 确保电力供应的稳定性。

2) 优化电网侧资源配置平台功能。研究适应高比例新能源并网需求的新型输电网与配电网结构, 开发交直流互联系统的构建技术, 提高系统的

气候适应性和安全韧性。利用电网跨区域调节能力,完善计划调度与市场配置相结合的电力调节和备用共享机制,优化电网开机方式,提升新能源发电效率。鼓励区外来电参与调峰,通过电力市场机制,激发分布式可调节电源、储能及灵活性负荷的调节潜力,增强电网在清洁能源资源配置中的平台作用。

3) 增强配电网对分布式新能源的适应性与灵

活性。研究适应高比例新能源的配电网新结构,推动配电网从传统单向网络向双向交互系统转变,提升其作为源网荷储资源配置平台的功能。适度超前规划配电网建设,试点新技术如柔性交直流配电网,确保供电可靠性,缩小城乡差距。推动配电网向柔性化、智能化、数字化转型,试点物联网、态势感知技术及智能保护技术,实现多级协同、资源聚合互动,促进分布式智能电网与大电网的深度融合。

11.3.3 荷侧:促进负荷成为可调度资源的重要组成部分

在源侧新能源占比不断提升的同时,负荷侧也面临新的挑战和机遇,随着终端电气化率的提升,未来电力系统中将涌现出包括电动汽车、柔性建筑、电制氢在内的众多新型负荷,然而中远期技术经济性与产业发展进程仍有较高的不确定性,估计未来新型负荷的总体规模、主要形态以及内部比例构成具有挑战性;传统基于刚性负荷的规律性认知难以用于推断新型负荷的灵活互动潜力。现有研究显示,新型负荷的灵活调节能力受到反应机制、决策偏好、行为特性等大量外部因素影响,负荷灵活调节能力的大小与特性并不明确。未来负荷侧灵活性将成为未来电力系统电力电量平衡的重要资源,为此,分别从需求响应以及跨系统调节潜力两个方面提出政策建议如下:

1) 推动建立需求侧响应机制与系统平台。持续推进售电侧改革,鼓励通过价格信号调配负荷需求,如拉大峰谷价差,实施尖峰电价等措施。建立用户侧需求响应补偿机制、完善电力现货市场实时价格等手段,建立完善市场化激励机制,明确各参与主体的市场地位,引导各类市场主体参与负荷控制建设和运营,引导负荷成为系统重要的可调度资源之一。扩大工商业用户需求响应示范应用,

构建全国及地方用户侧资源集中调度平台,探索新型负荷控制技术和方式,强化负荷分级分类管理和保障,实现负荷精准控制和用户精细化用能管理。推动虚拟电厂等技术应用,完善虚拟电厂运营及调度机制。建设便于共享的用户负荷特性大数据集,研究市场驱动下的新型负荷形态、供需互动模式及其多时间尺度灵活调节能力,更深入理解与认知不同地区、不同产业的用户负荷特性。

2) 积极挖掘负荷侧跨系统灵活调节潜力。将微电网、分布式智能电网、虚拟电厂、电动汽车充电设施、用户侧源网荷储一体化聚合等纳入需求侧响应范围,推动可中断负荷、可控负荷参与稳定控制。在交通领域,推动车网互动,挖掘充电站、换电站需求响应潜力,形成基于电动汽车灵活充放电的跨日移峰能力。在建筑领域,鼓励公共机构、商业楼宇等用户侧加装空调负荷监测和调节装置,挖掘基于建筑电-热耦合产生的需求响应潜力,形成基于热惯性的小时级移峰能力。培育负荷集成商、售电公司、综合能源公司、智能家电厂商等新兴主体,允许其参与现货市场和各类辅助服务市场以充分发挥多元化系统效益并获取相应收益,形成规模化需求侧调节能力参与系统运行。

11.3.4 储侧：降低储能成本，推广多类型储能的规模化、综合化应用

储能是支撑新型电力系统的重要技术和基础装备，对推动新能源发展、应对极端事件、保障电网安全具有重要意义。但目前储能的发展仍然面临一些挑战，一些储能技术的建设和运行成本较高，需要进一步降低成本以扩大应用范围。一些储能技术的储能时间和能量密度有限，无法满足快速调频、中长期电力电量平衡等某些领域的需求。储能的市场和价格机制目前正在探索中，储能投资收益仍然具有较大的不确定性。此外，不同储能技术的性能特点以及成本相差较大，统一化的电价政策难以对各类型储能均起到激励和支持作用，具备不同技术经济性的储能相互协调的技术体系与市场机制并未建立。因此，从降低储能使用成本的支撑机制、多类型储能的规模化、综合化应用以及季节性储能建设方面提出政策建议如下：

1) 建立保障储能投资成本回收的长效机制政策。对于电网侧储能，建议明确电网侧储能规划建设原则，即储能建设的目标是提升大规模高比例新能源及大容量直流接入后系统灵活调节能力和安全稳定水平、提升电网供电能力，需科学核定各地区电网侧储能容量需求，并建立激励相容的成本疏导机制。对于荷侧储能，建议围绕分布式新能源、微电网、大数据中心、5G 基站、充电设施、工业园区等其他终端用户，探索储能融合发展新场景。建议鼓励储能发挥其调峰、调频、调压、事故支撑等多元效益的市场机制，鼓励荷侧储能围绕分布式

新能源等探索融合发展新场景，并建立市场机制，使储能多元效益得到合理回报，加快电力市场对储能的开放和参与。

2) 推广多类型储能的规模化、综合化应用。推动单个储能的多元用途复用机制建设，建立单个储能同时面向多用户提供多元服务的储能共享应用商业模式，形成面向不同服务类型的共享储能服务定价机制。推动多类型分散式储能聚合应用，挖掘用户侧分散式储能、电动汽车、备用储能等储能资源的聚合调控潜力，形成健全分散式储能参与聚合应用的商业模式，形成不同储能供应主体之间的收益贡献度评估方案与收益分配机制。推动单储能多元用途复用机制与多类型储能聚合应用机制的深度融合，搭建高效聚合储能资源、全局统筹用户需求的云储能服务平台。

3) 适时推进季节性储能建设。挖掘储氢/热等为代表的季节性储能资源的长时间尺度能量调节能力，推进能源系统多时间尺度、多能源形式的储能体系构建；挖掘以氢/氨/甲醇等为能源载体的季节性储能资源对电力系统季节供需不平衡的调节能力；基于季节性储热/氢技术推进电-氢-热-碳耦合的城市建筑能源系统的建设。因地制宜合理规划建设多类型季节性储能资源，通过多类型季节性储能协同运行提升能源系统的季节灵活性及极端灾害下的保供能力。

11.3.5 数字化：应用数字孪生技术，推动电力系统信息化、智能化发展

电力系统数字化转型已经成为不可逆转的趋势，电力系统的数字化转型是增强系统可控性与灵活性的重要手段，是应对高比例新能源接入的关键途径。伴随着全球新一轮科技革命和产业革命的加速兴起，云计算、大数据、物联网、人工智能、

5G 通讯等数字化技术将快速融入电力系统，促进电力系统的数字化转型。以“云大物移智链边”为代表的数字化技术将全面提升电力系统的性能：先进传感技术将全面提升电力系统的感知能力；5G 通讯等先进通讯技术将为电力系统中的大量数字

信息交互提供可靠保障；云计算与大数据技术将为电力系统中海量数据的处理、存储、分析及交互提供了高速平台服务与可靠技术支撑；人工智能与数字孪生技术将为能源物理系统实现智能控制、智能管理、智能优化、数字赋能等提供多重功能支撑；区块链技术将为电力 / 碳市场中的高效安全交易提供关键保障。电力行业数字转型将成为支撑新型电力系统建设的关键途径。为此，从数字孪生、电力系统信息化以及智能化三个方面提出政策建议如下：

1) 推动电力系统数字孪生技术的全面应用。通过建设全电压等级的电网数字孪生体，加强电网的智能感知能力，构建实时性、高保真、无限逼近物理空间的数字映射，实现可观测、可描述、可预测、可互动的电网数字孪生体，实现虚实同步、闭环互动。同时，研发跨环节的能源控制数字孪生体，增强多能源协调控制能力，促进电网运行状态在规划设计与验证、电网运行、智能巡检、协同控制、智能决策与长期演进等方面的实时监管，实现源网荷储协同调控，提升电网安全稳控和现场运维检修作业的管理水平。助推电力行业实现数字化、可视化、智能化控制能力，为新能源消纳、多能互补、电力系统安全稳定控制等能源互联网典型业务场景提供运行推演决策支撑。

2) 推动电力系统全链条云化、信息化，提高能源转换效率 and 安全性。研发新能源发电功率预测系统、智能运维系统和智慧电厂，支持储能能源管理系统、储能调度控制等信息化技术的应用，增强能源管控能力。优化继电保护、监测设备、预警软件平台和变电自动化系统，确保电能长距离稳定运输。利用配电控制系统、智能交互终端、智能调度云平台 and 分布式监控终端，实现电能精细、节约配送。推进智慧管理系统和聚合充电平台等信息化技术，满足用电侧的能源管理和个性化需求。

3) 加速电力系统的智能化发展。结合先进算法模型与实际数据，推动智能功率预测的实施，以优化电力平衡与调度，提高负荷与新能源预测准确性。其次，建设完善的并网控制系统，通过自动发电控制系统等技术，实现新能源发电的实时平衡，并提供精准的电力调节和控制。同时，应推广新能源电站智能运营系统，整合智能监测等多元模块，以提升电站运行的稳定性和管理效率。倡导建设电网新能源管理系统，加强电网对新能源接入的管理能力，优化电网承载能力，保障电力系统稳定运行。此外，鼓励储能等资源的聚合，推动虚拟电厂的建设，利用先进的通信网络技术和软件系统，实现电力系统的灵活性和稳定性提升。

11.3.6 碳视角：推动电碳耦合的规划、运行以及市场机制

在传统的“电视角”下，能源安全和能源经济是电力系统最为关注的发展目标，电力系统的研究围绕“电视角”下的潮流分析、调度运行、电力规划、电力交易等环节展开。双碳目标的提出，为电力行业的发展提出了全新的视角——“碳视角”，使得电力行业由能源安全与经济为主导的“内因驱动”模型转变为碳排放约束倒逼的“外力驱动”模式。在“碳视角”下，能源低碳将成为与能源安全、能源经济并驾齐驱的关键因素，安全 - 低碳 - 经济将成为新型电力系统的重要发展目标。为此，在碳计量、

碳优化以及电 - 碳耦合市场机制层面提出政策建议如下：

1) 推动电力系统全环节高时空分辨率碳计量。制定和实施统一的电力系统间接碳排放计量标准，以提高计量的准确性和一致性。推动建立覆盖电力系统全环节的碳计量体系，实现从源到荷的碳排放实时监测和管理。发展和应用高精度的碳排放监测技术，如激光雷达和光谱分析技术，以提升碳排放因子的动态监测能力。设计用户侧碳管理激励政

策，鼓励用户参与碳减排活动，充分挖掘用户侧的减碳潜力。同时，厘清绿电绿证交易中的碳减排核算方法，以支撑电 - 碳 - 绿证耦合市场的健康发展。

2) 开展促进碳减排的电力系统低碳规划与低碳调度。制定低碳电力系统规划指导方针，强调源网荷储的协同规划，确保电力系统低碳转型的连贯性和阶段性。推动低碳电力技术与减排策略的集成优化，明确不同阶段的低碳发展路径。加强碳捕集与新能源发电技术的融合应用，优化调度策略，实现电力系统的安全、经济与环境效益的平衡。通过政策引导，促进多类型储能等灵活性资源的合理布局 and 高效运行，以支持新能源的大规模并网和

消纳。

3) 建立电碳耦合的新型市场交易机制。构建电碳协同的市场交易机制，确保碳排放的外部性成本得到合理反映。研究和设计电碳交易市场架构，扩大碳交易品种，以促进电力系统碳减排。明确碳配额的核算、分配和交易规则，结合中国实际情况，建立与电力市场相协同的多级碳市场交易机制。探索绿证交易与碳市场之间的衔接，确保可再生能源的环境价值得到市场认可。通过政策激励，引导市场主体积极参与碳减排活动，优化资源配置，推动绿色低碳技术的创新和应用。

表 11.1 建设新型电力系统的政策建议

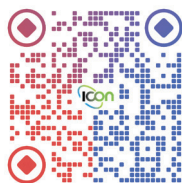
电力系统	政策建议
源侧：建立规模化新能源开发并网政策协同与利益协同机制	1、加强新能源开发政策的协同及长效机制。 2、因地制宜地提出煤电机组改造与保容减量方案。 3、大力提升电源侧灵活调节能力。
网侧：推动电网成为电力系统低碳化的安全保障平台与资源优化平台	1、保障电力系统低碳转型中的安全稳定性、提高城市电力系统韧性。 2、充分发挥电网侧资源配置平台作用。
荷侧：促进负荷成为可调度资源的重要组成部分	1、建立需求侧响应机制与系统平台。 2、积极挖掘负荷侧跨系统灵活调节潜力。
储侧：降低储能成本，推广多类型储能的规模化、综合化应用	1、推动降低储能使用成本的支撑机制政策出台。 2、推广多类型储能的规模化、综合化应用。 3、挖掘季节性储能资源，适时推进季节性储能建设。
数字化：应用数字孪生技术，推动电力系统信息化、智能化发展	1、推动电力系统数字孪生技术的全面应用。 2、推动电力系统全链条云化、信息化，提高能源转换效率 and 安全性。 3、加速电力系统的智能化发展。
碳视角：推动电碳耦合的规划、运行以及市场机制	1、推动电力系统全环节高时空分辨率碳计量。 2、推进电碳耦合的电力系统低碳规划与低碳调度。 3、设计电碳耦合的新型市场交易机制。



清华大学 碳中和研究院
Institute for Carbon Neutrality, Tsinghua University



清华大学 电机工程与应用电子技术系
Department of Electrical Engineering, Tsinghua University



扫一扫 了解更多
Scan to learn more