

山东电力技术

SHANDONG ELECTRIC POWER

山东电力技术

2025年 第52卷 第10期 (总第335期)



能源动力技术实验室



广告

国网山东省电力公司主办

ISSN 1007-9904



9 771007 990250

2025.10 第52卷
2025年10月

收录情况

中国科技核心期刊
中国核心期刊（遴选）数据库收录期刊
中国期刊全文数据库（CJFD）收录期刊
中文科技期刊数据库收录期刊
波兰 ICI World of Journals 数据库收录期刊
美国《乌利希期刊指南》收录期刊
瑞典开放获取期刊目录（DOAJ）收录期刊
美国 EBSCO 学术数据库收录期刊

山东电力技术

SHANDONG DIANLI JISHU
(月刊)

1974 年创刊 2025 年第 10 期
第 52 卷（总第 335 期）
2025 年 10 月 25 日出版

主管单位：国网山东省电力公司
主办单位：国网山东省电力公司
编辑出版：《山东电力技术》编辑部
地址：济南市市中区望岳路 2000 号
邮政编码：250003
电话：(0531) 67982997
电子信箱：sddljs@sina.com
网址：sddljs.cbpt.cnki.net
印刷：济南浪宇印刷有限公司
发行：公开发行 自办征订
定价：18.00 元/册

《山东电力技术》编辑委员会

顾问：陈维江 郑建华 侯保荣 雷清泉 王成山

主任：孙岗

副主任：王伟胜 吴文传 刘玉田 陈志勇 梁作宾
田健

委员：（按姓氏笔画为序）

丁磊 丁勇 王波 王建东 孙波
孙树敏 严志国 苏洲 吴秋伟 赵艳雷
姜雨泽 郭锐 彭道刚 董泽 程新功

青年编委主任委员：姚伟 李正烁

青年委员：（按姓氏笔画为序）

丁涛 王士柏 王中冠 王彬 巨云涛
牛涛 刘晓明 许寅 李志刚 李知艺
杨越 沈欣炜 陈思捷 郑伟业 钟海旺
高嵩 常馨月 薛屹洵

主编：吴文传 孟瑜

执行主编：马艳

责任编辑：郑天茹 姜婷婷 张丹丹 车永强

中国标准连续出版物号：

ISSN 1007-9904

CN 37-1258/TM

期刊基本参数：

CN 37-1258/TM*1974*m*A4*112*zh*P* ¥18.00*8000*10*2025-10*n

《山东电力技术》连续入选 中国科技核心期刊



特约 专栏主编简介



薛屹洵，博士，太原理工大学教授、博士生导师，山西省能源互联网研究院院长助理兼科创部部长。长期从事综合能源系统和极地清洁能源研究，主持国自然集成项目课题、青年基金、省级教改项目等，发表 SCI 论文 40 余篇，ESI 高被引 3 篇，F5000 论文 1 篇，作为项目骨干参与中国工程院战略咨询、国家重点研发计划等 10 余项国家重点项目，获山西省科技进步二等奖、首尔国际发明展专利金奖等。



常馨月，博士，太原理工大学副教授，硕士生导师，煤电清洁智能控制教育部重点实验室副主任，“能源互联网”山西省重点实验室等国家/省部级科创平台核心骨干，中国电工技术学会主动配电网及分布式电源专业委员会委员，《中国电力》《山东电力技术》青年编委。主要从事新型电力系统/综合能源系统规划与运行、虚拟电厂、碳排放追踪和优化、新能源预测和不确定性优化和储能系统能量管理等方面研究。发表学术论文 40 余篇，申请发明专利 30 余项，承担国家自然科学基金青年项目、山西省基础研究项目等 5 项，国家自然科学基金区域创新发展重点项目课题负责人，并作为骨干先后参与项目 10 余项。



仪忠凯，博士，哈尔滨工业大学电力系统研究所副所长，副教授，博士生导师，IET Renewable Power Generation 编委。主要研究方向为机器学习、优化理论在电力系统和虚拟电厂运行调控。主持国家自然科学基金、国家重点研发计划任务、国网总部科技课题等 14 项科技项目，获 NeurIPS 虚拟电厂调度大赛全球冠军、黑龙江省科学技术进步一等奖、电力科技创新一等奖、全国发明展金奖、北京市优秀博士学位论文等科研奖励。



周喆，博士，上海大学讲师，讲师，入选上海市科委“科技创新行动计划”启明星项目（扬帆专项）人才计划。主要研究方向为能源-交通系统优化与建模、网络攻击下智能电网安全调控。发表 SCI 和 EI 论文 20 余篇，主持上海市扬帆人才计划、山东大学电气工程学科平台开放课题、山西省能源互联网研究院重点科研项目等多个项目。

特约主编寄语

能源绿色低碳转型是当今世界共同面临的重大课题。目前，我国单位 GDP 能耗和碳排放强度显著高于全球平均水平，亟须探索一条符合中国特色的清洁低碳能源发展路径，以实现规模化的节能减排。聚焦于城市能源消耗，构建电、热、冷、气多能协同互补的综合能源系统，已成为提升能源效率、促进可再生能源消纳、降低用能成本、实现“双碳”目标的关键技术途径。在这一背景下，《山东电力技术》特设“城市综合能源系统运行调控关键技术”专栏，围绕多能耦合机理与建模、多能协同调控、多主体隐私计算等技术领域中的难点与热点问题，进行深入总结与学术探讨。我们真诚希望本专栏能够为相关领域的专家学者提供交流平台，为我国城市规模化节能减排提供有益的参考与借鉴。

目次

城市综合能源系统运行调控关键技术

- 能源转型背景下虚拟电厂技术综述与应用展望 邓月,邓浩,郑武,李天鹭,刘诗语,薛屹洵(1)
- 考虑电池仓一致性的V2G换电站二次调频控制策略 范晨辰,黄新凯,张圣祺,周喆(14)
- 考虑储能荷电状态均衡的低频减载优化控制策略 罗凯明,徐艺敏,张大林,李骁,岳帅,于海龙(25)

配电网

- 基于分布鲁棒的主动配电网多时间尺度优化调度 张启亮,李开灿,孔维娜,周科,刘学祺(34)
- 基于多源信息融合的有源配电网故障定位方法 夏天宇,牛欢,文玉杰,程雪颖,柳进(46)

电网运行与控制

- 跟网型和构网型混联场站暂态过电压评估与参数影响分析 刘鑫帝,曹嘉文,李常刚,于越(55)
- 混合调制下的可变整流结构宽增益LLC谐振变换器 朱建文,张建华,侯文,李国亮(69)

综合能源

- 考虑电网电压稳定性的电-氢混合储能系统优化配置
..... 胡文波,刘建飞,陈杰,张天闻,苗霞,杨博(81)
- 云储能与含数据中心的多微网系统双层优化调度 岳佳明,钟建伟,梁会军,朱占春,魏云龙(91)
- 电能共享下考虑电动汽车移动储能特性的综合能源楼宇群日前投标策略
..... 吉杨,何海航,穆睿智,张卫欣,冯相龙(102)

CONTENTS

• Key Technologies for Operation and Control of Urban Comprehensive Energy System •

- Review of Virtual Power Plant Technology and Application Prospects Under the Background of Energy Transition
..... DENG Yue, DENG Hao, ZHENG Wu, LI Tianzhi, LIU Shiyu, XUE Yixun(1)
- Secondary Frequency Control Strategy for V2G Battery Swapping Station Considering Battery Cluster Consistency
..... FAN Chenchen, HUANG Xinkai, ZHANG Shengqi, ZHOU Zhe(14)
- Optimal Control Strategy for Low-frequency Load Shedding Considering Energy Storage Charge State Balance
..... LUO Kaiming, XU Yimin, ZHANG Dalin, LI Yao, YUE Shuai, YU Hailong(25)

• Distribution Network •

- Multi-time Scale Optimal Dispatch of Active Distribution Network Based on Distributionally Robust Optimization
..... ZHANG Qiliang, LI Kaican, KONG Weina, ZHOU Ke, LIU Xueqi(34)
- Fault Location Method for Active Distribution System Based on Multi-source Information Fusion
..... XIA Tianyu, NIU Huan, WEN Yujie, CHENG Xueying, LIU Jin(46)

• Power Grid Operation and Control •

- Transient Overvoltage Assessment and Parameter Influence Analysis of Grid-following and Grid-forming
Hybrid-connected Station LIU Xindi, CAO Jiawen, LI Changgang, YU Yue(55)
- Variable Rectifier LLC Resonant Converter With Wide Gain Under Mixed Modulation
..... ZHU Jianwen, ZHANG Jianhua, HOU Wen, LI Guoliang(69)

• Integrated Energy •

- Optimal Configuration of Electric-hydrogen Hybrid Energy Storage System Considering Grid Voltage Stability
..... HU Wenbo, LIU Jianfei, CHEN Jie, ZHANG Tianwen, MIAO Xia, YANG Bo(81)
- Bi-level Optimal Scheduling of Cloud Energy Storage and Multi-microgrid System With Data Center
..... YUE Jiaming, ZHONG Jianwei, LIANG Huijun, ZHU Zhanchun, WEI Yunlong(91)
- Consider the Day-ahead Bidding Strategy for Building Clusters With Energy Sharing
..... JI Yang, HE Haihang, MU Ruizhi, ZHANG Weixin, FENG Xianglong(102)

SHANDONG ELECTRIC POWER

(Monthly, Started in 1974)

Administration State Grid Shandong Electric Power Company

Sponsor State Grid Shandong Electric Power Company

Edited by Editorial Department of Shandong Electric Power

Chief Editor WU Wenchuan MENG Yu

Address No.2000, Wangyue Road, Jinan, China 250003

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240429

·城市综合能源系统运行调控关键技术·

能源转型背景下虚拟电厂技术综述与应用展望

邓月¹, 邓浩¹, 郑武¹, 李天贻¹, 刘诗语^{2*}, 薛屹洵²

(1. 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司, 四川 成都 610021; 2. 太原理工大学, 山西 太原 030024)

摘要: 中国推动清洁能源转型和实现“双碳”目标的过程中, 分布式能源装机容量不断增长, 其出力不确定性给电网稳定运行带来压力。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)通过整合分布式能源资源(distributed energy resources, DER), 有助于缓解电网运行压力、提高新能源消纳能力, 对于推动构建新型电力系统具有重要意义。首先, 介绍了虚拟电厂的概念, 并从功能角度对虚拟电厂分类; 其次, 总结了虚拟电网涉及的通信技术、资源建模与聚合、预测技术、调度控制、参与电力市场等五个方面的研究现状; 然后, 简要介绍了四个国内具有代表性的虚拟电厂项目; 接着, 分析了虚拟电厂的三种商业模式; 最后, 分析虚拟电厂发展过程中的挑战, 展望虚拟电厂在国内的发展前景。

关键词: 虚拟电厂; 分布式能源; 资源聚合; 协调控制

中图分类号: TM73/TK01

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2025)10-0001-13

Review of Virtual Power Plant Technology and Application Prospects Under the Background of Energy Transition

DENG Yue¹, DENG Hao¹, ZHENG Wu¹, LI Tianzhi¹, LIU Shiyu^{2*}, XUE Yixun²(1. Energy Planning and Research Institute of Southwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group, Chengdu 610021, China;
2. Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China)

Abstract: In the process of promoting clean energy transition and achieving the "dual carbon" goals in China, the installed capacity of distributed energy resources (DER) is continuously increasing, bringing pressure on grid stability due to the uncertainty of their output. Virtual power plants (VPP), by integrating DER, help alleviate operational pressures on the grid and increase the capacity for new energy absorption, playing a significant role in building a new type of power system. Firstly, the concept of VPP is introduced, followed by classification based on functionality. Then, the current research status involving five aspects of virtual power grids is summarized, including communication technology, resource modeling and aggregation, prediction technology, scheduling control, and participation in the electricity market. Subsequently, four representative VPP projects within China are briefly introduced. Following this, the three business models of VPP are analyzed. Finally, the challenges faced during the development of VPP are examined, the prospects for the future development of VPP in China are forecasted, and conclusions are drawn.

Keywords: virtual power plant; distributed energy resources; resource aggregation; coordinated control

0 引言

随着人类社会和工业发展, 温室气体排放量增加, 全球气温上升、极端天气频发等一系列环境问题

基金项目: 四川省科技计划(2024YFHZ0138); 国家自然科学基金青年科学基金(52307131)。

Sichuan Science and Technology Program (2024YFHZ0138); Young Scientists Fund of the National Natural Science Foundation of China (52307131).

日益严峻。在此背景下, 各国纷纷提出各自的减排目标, 旨在延缓气候变化的影响。2016年, 中国参与签署《巴黎协定》^[1], 推动了全球应对气候变化制度的总体框架确立。2020年, 在第七十五届联合国大会一般性辩论上, 我国提出“双碳”发展目标。

为加快实现“双碳”目标, 构建我国新型电力系统, 亟须大力发展以分布式风电、光伏为代表的新能源, 推动能源绿色转型^[2]。2014年, 我国提出“四个

革命、一个合作”能源安全新战略,指明中国能源转型道路的前进方向^[3]。2016年,国家发展改革委、国家能源局印发《能源生产和消费革命战略(2016-2030)》^[4],提出到2050年,能源消费总量基本稳定,非化石能源占比超过一半。2024年8月,国务院新闻办公室发布《中国的能源转型》白皮书^[5],介绍了十年来中国能源转型过程中的历史性成就,提出21世纪中叶将全面建成清洁低碳、安全高效的新型能源体系。随着能源转型过程逐步推进,我国分布式新能源得以快速发展。以分布式光伏为例,截至2024年6月底,我国分布式光伏累计并网容量达30951万kW,上半年新增并网容量达5288万kW^[6],累计并网容量同比增长56.14%^[6-7]。然而,分布式新能源出力的随机性和波动性^[8]使得大量分布式能源无约束地接入电网时将会对电网的稳定运行产生一定的负面影响。

聚合大量分布式能源资源(distributed energy resources, DER)的虚拟电厂(virtual power plant, VPP)是解决上述问题最有效的方案之一^[9-10]。通过应用先进的信息、通信和控制技术,虚拟电厂将各类DER整合为一个实体,参与电力市场交易和电网调度运行^[11-12]。随着我国能源结构转型的推进,VPP将在推动可再生能源的消纳、提高电力系统灵活性、保障电力供应安全等方面扮演重要角色。全面深入地研究VPP的关键技术、商业模式、示范应用等对于推动VPP适应能源转型、实现低碳经济发展具有重要意义。文献[13]重点梳理了国内外VPP内部资源调度方法以及市场竞价机制;文献[14]对比分析了VPP与微电网的主要区别,并分析了数字技术在虚拟电厂中的应用;文献[15]根据调节目标的不同对VPP进行了具体分类,并进一步论述了不同类型虚拟电厂的不同运行模式;文献[16]从综合能源、电动汽车、可再生能源3个角度分析了VPP参与系统运行优化调度的关键技术。

然而,上述研究聚焦于VPP技术或应用的某个单一领域,未能综合性概述现阶段VPP各个方面的发展现状,且尚未提出适应当前能源转型背景的关键挑战及应对措施。因此,本文旨在通过全面梳理分析虚拟电厂的概念、分类、关键技术、示范应用、商业模式等内容,深入研究能源转型背景下VPP的新业态、新需求。具体地,本文首先介绍VPP的概念与

分类情况,其次对VPP通信技术、资源聚合、预测技术、调度控制、市场机制五个关键技术进行归纳总结,然后介绍国内VPP主要应用场景及典型应用案例,接着介绍VPP的不同商业模式,在此基础上展望适应能源转型背景下VPP的发展前景与挑战。

1 虚拟电厂概述

虚拟电厂这一概念最早源于1997年由Awerbuch和Preston提出的虚拟公众设施的定义^[17],即以市场为驱动的独立实体之间的一种灵活合作,这些实体可以在未掌握相应资产的情况下向社会大众提供其所需的公共服务。

从世界范围看,虚拟电厂的研究应用主要集中在欧美。因为各地区之间能源体系发展情况不尽相同,美国与欧洲各国的虚拟电厂项目对于这一概念有不同的理解。如欧洲FENIX项目^[18]中,虚拟电厂被定义为聚合众多不同规模的DER,通过对各DER参数的综合分析,并考虑聚合后的DER输出对电网的影响,构建一个统一的运行模式;欧盟虚拟燃料电池电厂(virtual fuel cell power plant, VFCPP)项目将虚拟电厂定义为众多热电联产发电机组的组合^[19-20];荷兰基于功率匹配器的虚拟电厂项目^[21]中,虚拟电厂被定义为聚合不同类型的可再生、不可再生能源及储能设备,在电力市场上表现为具有传统电厂外特性的特殊发电厂;而美国的虚拟电厂在需求响应计划基础上,综合考虑可再生能源的利用,因此主要成分为可控负荷。

总体而言,虽然虚拟电厂尚未有统一的定义,但其核心概念可以概括为“通信”和“聚合”^[22]。即利用先进的通信、信息和控制技术,将地理上分散的分布式电源(distributed generator, DG)、可控负荷、储能系统等多种DER资源聚合起来,作为一个整体参与电力市场和电网调度,有助于提高能源利用效率、增强电网稳定性、帮助平衡电力供需。

从功能角度出发,虚拟电厂可分为商业型虚拟电厂(commercial VPP, CVPP)和技术型虚拟电厂(technical VPP, TVPP)。CVPP和TVPP的运行架构^[23]分别如图1和图2所示。其中, CVPP侧重于经济效益的最大化,在综合考虑内部风电、光伏等分布式能源的参数特性及电力市场情报的基础上,以收益最大化为目标,制定竞标策略,并参与市场交易;

TVPP则侧重于维护电力系统安全,涵盖较多可快速调度且功率可调的灵活性资源,通过综合考虑这些灵活性资源的参数特性和调度中心提供的网络信息,形成TVPP的可调节功率域和调节功率成本,由调度中心评估后确定满足TVPP可调节功率域约束的调度指令。CVPP运行时通常不考虑对电网的实时影响,而TVPP运行时必须将此影响纳入考虑范围^[24]。

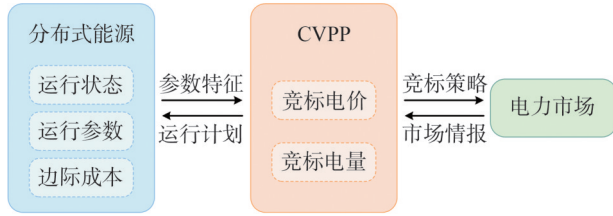


图1 商业型虚拟电厂运行架构
Fig.1 Operating framework of CVPP

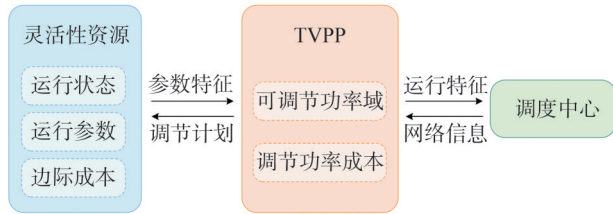


图2 技术型虚拟电厂运行架构
Fig.2 Operating framework of TVPP

具体地, CVPP根据各DER递交的成本特性和数据制定购电或售电计划进行投标;中标后,市场管理者将对CVPP提交的投标方案依据市场交易数据及结算机制进行结算。同时, CVPP须按照补偿机制向DER支付相应的补偿,补偿机制通常分为事前合约型^[25]、激励定价型^[26]和事后核算型^[27]。TVPP则主要负责为电网提供辅助服务,包括响应电网下发的调度指令^[28],运行时须考虑DER聚合对电网运行的实时影响。其运行流程为:TVPP获取可调控资源的参数特性及可调容量等信息,进行分析与评估后综合得到TVPP的运行特性并提交给调度中心;随后,调度中心根据电力系统运行状况和调度需求,向TVPP发出调控指令;TVPP则负责制定调节计划、协调控制可调控资源,以达成预定的调控目标。

2 虚拟电厂关键技术

2.1 通信技术

“通信”是虚拟电厂的核心概念之一。通过集成各种通信技术,虚拟电厂的控制中心能够与各DER实现高速稳定的双向通信及信息共享,从而实现资源的有效聚合与协调控制。

为确保通信的稳定性、安全性及高速传输,虚拟电厂通信网络多采用分层结构接入平台。文献[29]提出了虚拟电厂通信网络的两级架构,包括远程通信层与本地通信层。远程通信层主要用于虚拟电厂终端与管理平台之间的信息交互,而本地通信层则负责终端设备、集控设备与远程传输设备之间的双向通信。文献[30]将虚拟电厂内部通信系统细分为感知(终端)层、接入层、骨干层和平台层。其中,终端层由数据采集和需求侧资源控制终端构成;接入层由接入终端、汇聚路由器和网关等通信设备构成;骨干层作为虚拟电厂通信系统的主干网络;平台层则通过软件平台实现资源聚合、负荷预测及协调调度等功能。

然而,随着聚合资源种类和数量的大幅增长,虚拟电厂控制中心对通信系统提出了更高可靠、更低时延的要求。因此,先进的通信技术对于实现VPP的协调优化至关重要。近年来,5G通信技术克服了有线通信施工周期长、费用高的不足,具备大连接、高速率、低时延、高可靠性等特点,可以很好地满足虚拟电厂应用场景的调控需求,提供高质量体验。文献[31]提出了一种基于负载均衡控制开销的虚拟电厂分布式能源调度方法,以提升在5G通信环境下虚拟电厂的均衡调度能力及抗干扰性能;文献[32]针对虚拟电厂的调控需求,提出了一种基于5G技术的虚拟电厂通信网络架构,利用5G无线通信的技术优势,该架构能够为虚拟电厂提供实时、可靠且安全的数据传输通道,从而避免了传统通信网络建设周期长和成本高的问题。

2.2 资源建模与聚合

构建虚拟电厂的第一步是对大量分布式能源资源进行建模,并将它们聚合形成一个可调度的资源集合。该过程主要包括资源建模和资源聚合两个阶段。

资源建模是指创建用于描述各DER特性的模

型。此类模型可以分为两种:物理驱动模型和数据驱动模型。前者是从物理角度刻画DER本身的特性,如文献[33]中基于传统热力学建立的空调负荷控制模型;后者则是利用统计学方法^[34]、人工智能技术^[35]等技术,基于DER的历史运行数据来构建的模型,如文献[36]通过对电动汽车特征参数进行统计分析构建模型,文献[37]通过结合混沌与量子粒子群算法进行负荷模型参数辨识研究。通过DER模型的建立,能够有效地整合和调度这些资源。

资源聚合是指在完成资源建模的基础上,依据虚拟电厂的调度目标,将大量的DER资源整合成一个统一的、可调度的资源池。这一过程使虚拟电厂可以掌握其可调度容量。资源聚合通常运用最优化技术,根据不同应用场景调整参数,进而建立相应的动态模型。文献[38]面向经典场景集建立风光水VPP协同调度模型,文献[39]面向调压需求同时考虑调节成本建立了相应聚合模型。资源聚合是虚拟电厂实现负荷预测、优化调度策略以及制定购电或售电计划的基础工作。通过有效的资源聚合,虚拟电厂不仅能够更好地响应电网的调度指令,还能优化自身的运营策略,确保更高效可靠的能源供应。

2.3 预测技术

虚拟电厂利用预测技术为其调控决策提供数据支持,预测的准确性对于虚拟电厂的调度和运营策略具有直接影响。虚拟电厂的主要预测需求包括源荷功率预测与可调容量估算。

源荷功率预测可以根据时间尺度进行分类,短期负荷预测既可以采用传统预测方法,也可以借助深度学习^[40]和人工神经网络^[41]等智能算法来实现,而中长期负荷预测通常基于统计学方法实现^[42]。光伏发电出力预测可分为对出力、天气等历史数据进行分析后建立预测模型直接预测方法和通过对天气或日照强度进行预测建立预测模型的间接预测方法^[43]。风电出力预测多采用神经网络等智能算法,如文献[44]提出基于多重时空注意力图神经网络的海上风电场出力预测模型,文献[45]建立基于数据驱动的短期风电出力模型。

资源可调容量是指在特定时间段内虚拟电厂能够调度的资源总量。这一容量通常基于分布式能源资源的物理特性来估算。如文献[46]通过对蓄热式电采暖进行建模分析其可调控容量。鉴于模型存在

局限性,通过将模型与运行数据结合^[47],采用交叉验证、多标签学习等方法能够进一步研究可调容量的估算方法。文献[48]基于空调负荷的热动力学模型,通过分段分析方法分别评估静态与动态参数,进而实现非侵入式从单个居民到大规模负荷中心的空调负荷评估方法。

2.4 调度控制

虚拟电厂的调度控制是指在满足分布式能源资源特性和电网约束的前提下,通过对所属DER的输出进行优化调度,以达到降低碳排放量、最大化VPP收益及最小化运行成本等目标的过程。调度过程中需要满足的约束通常有机组组合约束、配电网安全约束、电网调度指令、需求侧响应等。调度控制常用算法有列约束生成算法、Benders分解算法、启发式算法^[49]等。调度策略研究常关注优化VPP运行成本,如文献[50]提出了综合考虑燃料成本、风-光-储惩罚成本和外售多余电力收益的虚拟电厂优化调度模型,文献[51]在最小化虚拟电厂运行成本的基础上考虑了储能系统的退化成本,制定了最优发电调度策略。

根据控制方式不同,虚拟电厂控制结构可分为集中、集散、分散控制三类^[52]。集中模式下,虚拟电厂的所有决策均由中央调度中心制定^[53]。中央调度中心负责下发包括输出功率调整等相关指令。集散模式下,中央调度中心分为两层,基层中心采集信息数据并提交至高层控制中心,由高层中心实现信息聚合与虚拟电厂整体协调调度;制定调度计划后,高层中心将调度任务拆解并分发到各基层中心,基层中心制定所属DER的具体调度方案。分散模式下,VPP被划分为多个互相协作的子系统,控制中心仅作为子系统之间的数据交换和处理中心。

2.5 市场机制

在日前市场,市场管理者综合多方信息确定次日电价并将其公开,虚拟电厂依据公开信息调整投标情况并汇报,直到电价和投标量达到平衡状态。在日内市场,由于新能源的出力随机性,当弃风、弃光时,虚拟电厂可以参与调峰市场,通过实时出清平衡供需。在这一过程中,良好的市场机制是实现虚拟电厂可持续运营的核心原因。VPP市场机制可分为定价策略和优化两个主要部分。

定价策略指VPP在交易过程中基于预测数据进

行报价以最大化其经济利益的过程。竞价过程中还需要考虑市场价格、用户响应行为等因素。目前竞价策略研究核心在于考虑不确定性问题的影响,采用的方法有随机优化方法^[54]和模糊优化方法等,如文献^[55]通过模糊逻辑模拟人脑不确定性,并利用隶属度函数和模糊集进行规则推理。

运行过程中,VPP基于电网的需求响应补偿价格制定用户补偿策略。若补偿价格过高,会显著增加运行成本;若补偿价格过低,会影响用户参与响应情况,可能导致响应量不满足进而受到惩罚。定价问题可以视为用户与VPP之间的一种博弈过程。现有研究大多运用主从博弈模型探讨双方互动关系,并在此基础上分析双方利益最大化策略。如文献^[56]以虚拟电厂为领导者、新能源热电联供运营商和综合能源用户系统运营商为跟随者,建立了一主多从的博弈决策框架;而文献^[57-58]采用主从博弈模型分析实现虚拟电厂与电动汽车(electric vehicle, EV)的博弈均衡。

3 虚拟电厂应用场景及案例

3.1 虚拟电厂应用场景

虚拟电厂具有灵活的结构和丰富的应用场景。通过整合工业用户的可调负荷、分布式能源与储能资源,工业虚拟电厂能够灵活管理工业园区内的电力网络,提高工业用户侧的电力使用效率,并缓解电网的供电压力。社区虚拟电厂则将分散在家庭中的分布式能源资源和可调负荷聚合起来,不仅促进了居民对可再生能源的认识与使用,还有利于新能源的消纳及电网的稳定运行。商业虚拟电厂通过集成商业建筑中的空调系统、照明设备等可调负荷,参与电力市场交易及电力系统的需求响应,既降低了电力峰值需求,又为商业用户创造了经济效益。在此基础上,城市虚拟电厂进一步聚合了跨越工业、商业与居民等多个领域的分布式能源,提升了城市电网的整体运行效率,并增强了电网的韧性。

3.2 国内虚拟电厂应用案例

近年来随着国内能源行业发展和能源结构转型,多地开展了虚拟电厂项目建设。本文选取其中4个具有代表性的VPP应用案例进行分析介绍。

3.2.1 广东深圳虚拟电厂

深圳虚拟电厂管理平台^[59]是国内首个网地一体

虚拟电厂管理平台,由深圳市政府授权成立、深圳供电局运营、深圳市发展改革委管理,由南方电网总调、深圳供电局直接调度,实现了可调节负荷全时段可观、可测、可调。

深圳虚拟电厂服务于深圳电网,侧重于负荷侧响应,作为调控手段保障电力系统平稳运行,属于TVPP。该虚拟电厂包含两种响应模式,其一为邀约型响应,特点是由供电局提前邀约,VPP竞标后完成响应;其二为实时型响应,特点是时间尺度较短,VPP需要在规定时间内满足响应要求。

深圳虚拟电厂依托当地通信行业优势,运用5G+智能网关技术和专用网络加密通信技术,建设VPP通信网络,确保了调度中心与用户侧资源的通信安全,为VPP稳定运行提供了技术保障。

截至2024年3月,深圳虚拟电厂管理中心接入运营商45家,通过虚拟电厂产业链上、中、下游各类资源聚合,推动华为、中兴等信息与通信技术行业龙头企业布局虚拟电厂新赛道,支持奥特迅、科陆、科士达、比亚迪等能源企业拓展虚拟电厂核心设备生产制造。预计到2025年,深圳将建成具备100万千瓦级可调节能力的虚拟电厂,形成年度最大负荷5%左右的稳定调节能力,每年可减排温室气体约54万t。

3.2.2 上海黄浦区商业建筑虚拟电厂

黄浦区作为上海市重要的商业区域,拥有超过200幢大型商业建筑,总面积接近1000万m²,年耗电量约13亿kWh,峰值负荷接近500MW^[60-61]。而这类负荷具备一定的可调性,且当地建筑能耗监测设施完善,在此基础上构建了面向商业建筑的虚拟电厂。

上海VPP主要参与当地电力辅助市场,通过交易机制引导所属可调度资源参与需求响应,协助当地电力系统“削峰填谷”工作,运营过程中兼具CVPP和TVPP特征,属于混合型虚拟电厂。上海VPP的响应模式有邀约型和通知型两种。其中邀约型响应指VPP发送任务邀约至用户,由用户自行抉择是否参与,适用于非紧急的调度需求。而通知型响应过程中,VPP将直接调度用户设备,无须用户确认,用户可以选择退出响应过程,退出后用户在下一轮邀约中的优先级会下调,同时用户需要自行承担本次响应成本。

在运营初期,上海VPP将参与交易所得全部利

润分配给用户,通过这种方式吸引用户参与响应,缓解运营初期缺乏用户群体的问题,提高了各类用户参与响应的积极性,有利于不断扩大市场主体规模。目前,上海市VPP已基本具备独立参与电力市场并盈利的能力。

该项目合计注册超过550个可调度虚拟发电机资源,包括315种发电组合策略;参与建筑达130幢,建筑总面积达627万 m^2 。黄浦区明确将继续深化VPP项目建设,预计在2030年建成具有100 MW容量、50 MW自动需求响应能力、20 MW二次调频能力的商业建筑虚拟电厂。

3.2.3 国网山西虚拟电厂

2023年12月21日,国网山西电力在电力交易平台注册虚拟电厂^[62]。该VPP是国内首个以“电动汽车+可调工业负荷”为特色的虚拟电厂,也是国家电网有限公司试点建设的充电桩类虚拟电厂。

国网山西电力VPP通过车网互动,利用电动汽车作为可调负荷资源参与电力现货市场,以现货量价申报的形式参与电力交易,并根据调度出清曲线,向用户分解下发调节需求,属于CVPP。与普通虚拟电厂不同,国网山西电力VPP聚合了一批电动汽车充电服务商,服务商每日根据VPP调节需求,向电动汽车车主发送信息,开展相关营销活动,通过充电价格优惠引导车主在相应时间段集中充电,以便VPP调节充电负荷。

国网山西电力VPP聚合全省充电设施负荷资源,直接应用省级智慧能源服务平台,搭配车联网平台等作为技术支持系统,确保VPP稳定运营,为同类虚拟电厂建设起到了示范作用。

该虚拟电厂聚合了总容量达76.4 MW的负荷,具备单次超过24 MW的负荷调节能力,全年可节约用电成本约122万元,消纳可再生能源电量1600余万kWh。

3.2.4 宁波东方电缆园区虚拟电厂

宁波东方电缆园区虚拟电厂^[63]于2024年7月18日正式投入运行,成为国内首个可溯源全绿电供应虚拟电厂项目。

该项目通过光伏、储能、充电桩、工业负荷协同运行,可实现多种电源参考实时经济性智能切换,属于TVPP。该项目在园区内部署了共计12.012 MW的光伏发电设备,并安装5 MW/11.2 MWh储能系统,

同时配备2台120 kW直流分布式充电桩和10台14 kW交流充电桩。

园区通过整合储能、光伏、充电桩等资源可解决80%日常用电需求,剩余电量缺口则通过中广核海上风电场供电填补。该项目创建了一种源荷储充多能分布式资源管理模式,确保全天候供应可追溯绿色电力,为用户提供安全、清洁、稳定的电力供应服务。

3.3 欧洲虚拟电厂应用案例

3.3.1 欧盟FENIX项目

FENIX项目是欧盟第6框架计划下实施的VPP研究与试点项目。该项目从2005年起实施至2009年为止,共有来自8个国家的20个研究机构和组织参与其中。FENIX项目将分布式能源整合为大型VPP,旨在最大限度发挥分布式能源对电力系统的贡献。

该项目包含三个核心元素:FENIX盒(FENIX box, FB)、CVPP和TVPP。其中FB用于实现对分布式能源的远程监测和控制;CVPP负责为分布式电源制定发电计划和参与电力市场;TVPP负责在配电管理系统中执行确认发电计划等。该项目在英国和西班牙两地分别实施了北部和南部方案。北部方案依托英国电力市场,建立了CVPP运行原型;南部方案则在西班牙同时建立了CVPP和TVPP,展示了两种VPP的功能以及在电力系统中运用VPP的潜力。

FENIX是全球首个集成了技术目标和市场目标的VPP项目,开发了可扩展和分层流动的信息和通信架构,提供了成本收益分析,量化了VPP的经济效益,证明了欧洲应用VPP的可能性,为完善现行的大型虚拟电厂提供了宝贵的经验。

3.3.2 德国Next Kraftwerke公司

德国的Next Kraftwerke公司是欧洲最大的虚拟电厂运营商之一,同时是欧洲电力交易市场认证的能源交易商,参与欧洲地区能源的现货市场交易。截至2023年第四季度,Next Kraftwerke聚合DER共计16769单位、网络容量达13500 MW,在2023年内能源交易量达15.1 TWh。

作为虚拟电厂运营商,Next Kraftwerke主要提供三种服务:电力交易、电源调度和能量平衡。针对分散的发电商和用户拥有的分布式资源,该公司通过旗下产品Next Box实现对这些资源的远程控制。

Next Box 是一种远程控制单元,采用 IEC 60870-5-104 远程控制协议。客户可以通过 Next Box 将属于自己的分布式能源接入 VPP,参与电力市场交易并获得收益。

Next Kraftwerke 是德国虚拟电厂商业化的代表。德国虚拟电厂领域已形成完整的市场生态链和商业模式,VPP 在直接参与电力市场获利和为电力系统提供辅助服务获取盈利之外,针对供电公司、工业用户、一般消费用户都有对应的售电套餐。

3.4 美国虚拟电厂应用案例

3.4.1 特斯拉公司 Powerwall 电池

特斯拉公司在其电动汽车产业基础上,不断扩展经营范围,构建起“车+桩+光+储+荷+智”的新能源闭环生态。其中特斯拉通过其推出的家用储能电池 Powerwall 成功打造多个虚拟电厂项目。在虚拟电厂项目开展期间,拥有 Powerwall 的客户可以选择注册加入 VPP,由此特斯拉及其合作公司可以聚合用户的储能资源,在负荷高峰时期参与电网调度。

2016年,特斯拉与佛蒙特州公用事业公司 GPM 合作开展 VPP 项目,GPM 通过提供优惠和补贴换取客户的部分电力使用权,从而实现需求侧资源的聚合。2022年,特斯拉与加利福尼亚州公用事业公司 PG&E 合作开展了紧急减负荷计划,该计划通过聚合用户 Powerwall 资源构建虚拟电厂的方式,减少了需求高峰时期电网承受的压力。2022年9月,该虚拟电厂聚合用户 3 500 户左右,用户收益达 2 美元/kWh。

截至 2023 年 6 月,特斯拉 Powerwall 虚拟电厂项目参与家庭数达到 7 303 户,同比增长 478%,调节能力达 50 MW。

3.4.2 Autogrid 虚拟电厂

Autogrid 是一家成立于 2012 年的智能电网技术公司,其总部位于加利福尼亚州。该公司研发了虚

拟电厂平台 AutoGrid Flex,整合用户侧储能、电动汽车等多种分布式能源构建 VPP,并采用人工智能 (artificial intelligence, AI)、云计算、大数据等新兴技术对 VPP 进行大规模实时优化调度。

2021 年,该虚拟电厂在电网压力最大时供应了总计超过 5 000 MW 的容量和 37 GWh 的电能。

4 虚拟电厂商业运营模式

由于各国电力行业发展现状、电力系统调控需求不同,不同地区虚拟电厂项目落地后的商业运营模式也各不相同,目前主要有以邀约型为主、转向市场型的中国模式,侧重于发电侧管理的欧洲模式和侧重于需求侧管理的美国模式^[64]等三种商业模式。三种商业运营模式的对比如表 1 所示。

4.1 中国模式

目前,中国的 VPP 商业运营模式发展处于以邀约型为主、向市场型过渡的时期。虚拟电厂的定位为聚合分布式能源资源、参与需求响应和电网辅助服务。如上海黄浦区 VPP,既采用邀约形式,又通过市场建设和价格引导用户参与响应。

运营国内 VPP 的主体通常为电网公司、售电公司、第三方独立聚合商等。聚合的资源类型一般以分布式能源、工商业可调负荷、储能装置、电动车充电桩等为主。

现阶段国内虚拟电厂的收益主要来源于参与需求响应和为电网提供辅助服务的补偿。常见的辅助服务为协助电网“削峰填谷”,例如在夏季用电高峰期为电网提供负荷调节服务。

4.2 欧洲模式

欧洲 VPP 的定位主要为统筹电力资源、协助新能源企业并网和协调出力,其运营模式侧重于电源侧管理。

表 1 中欧美虚拟电厂商业模式对比

Table 1 Comparison of VPP business models in China, Europe, and the U.S.

国家或地区	商业模式	定位	运营主体	收益来源
中国	以邀约型为主、向市场型过渡	聚合资源、参与需求响应和电网辅助服务	电网公司、售电公司、第三方独立聚合商等	需求响应和辅助服务补偿
欧洲	侧重于电源侧管理	统筹电力资源、协助新能源企业并网和协调出力	独立 VPP 运营商、发电企业、输电运营商等	帮助发电企业并收取服务费分成、直接获取电力交易及辅服务收益
美国	侧重于需求侧管理	聚合大量家用光伏、实施需求响应项目	能源零售商、公共事业公司等	通过峰谷时段电价差获取收益

欧洲地区VPP的运营主体通常有独立VPP运营商(如Next Kraftwerke)、发电企业、输电网运营商等。聚合的资源类型通常有分布式发电资源、储能资源等。

欧洲地区虚拟电厂应用较早,商业化较为成熟,因此欧洲模式VPP的收益来源渠道相对丰富,其一是协助发电企业降本增效并收取相应服务费分成,其二是直接参与电力市场交易,获取电力交易与辅助服务收益。

4.3 美国模式

美国地广人稀且日照条件较好,家用光伏装机量大,因此美国VPP通常侧重于需求侧管理,聚合大量家用光伏并实施需求响应项目。目前美国是世界上实施需求响应项目最多、种类最齐全的国家。

美国模式VPP通常以能源零售商、公共事业公司等作为运营主体。一般以合约的形式开展VPP项目,过程中通过优惠价格和补偿获取用户部分电力使用权以进行调度。如特斯拉与GPM、PG&E合作开展的VPP项目均采用此模式。

美国模式VPP通常依靠峰谷时段电价差获取收益。在运行过程中,能源零售商利用储能设施在低价时段储存聚合的用户电能,并在用电高峰时段高价售电以套取收益。

5 虚拟电厂面临的挑战

虚拟电厂的应用尚未完全成熟,在发展过程中,虚拟电厂可能面临以下几方面的挑战。

5.1 技术挑战

虚拟电厂通常依赖于复杂的通信网络调控各类分布式能源,其网络结构比传统电力系统更为复杂且开放。为确保系统稳定运行,必须考虑其所面临的网络安全风险。尽管目前尚未有直接针对虚拟电厂通信网络的攻击事件被公开报道,且直接研究VPP网络安全的文献较为有限^[65],但电力行业的网络安全事件已有先例。例如,2016年某国电力局遭受勒索软件攻击,导致大量计算机系统被迫离线。类似事件的发生不仅会破坏虚拟电厂的正常运行,还可能引发大规模的停电事故,造成巨大的经济损失和社会影响。

除网络安全问题外,预测技术也对虚拟电厂的运行产生重要影响。预测技术为虚拟电厂的调控提

供了必要的技术支持,其预测的准确性将直接影响虚拟电厂的调控策略与运营效果。随着虚拟电厂应用范围的不断扩大,供给侧分布式资源的出力特性和需求侧用户的用电行为也将变得更加复杂,预测准确性要求愈发严格。

5.2 政策与市场机制挑战

虚拟电厂的大规模应用不仅依赖于技术创新,还与政策和市场机制密切相关。当前,中国各省市陆续发布了地方性政策^[66],为指导虚拟电厂规范化、常态化、规模化、市场化发展提供政策依据。然而,由于缺乏国家层面统一的虚拟电厂建设与运营标准,各地区虚拟电厂面临不同的技术、市场和法律要求,增加了实施的复杂性和建设成本。

此外,虚拟电厂参与电力市场交易依赖于完善的市场机制。我国电力市场仍处于改革阶段,市场机制尚未完全成熟,存在市场准入门槛高、价格机制缺乏灵活性、激励政策不明确等问题。上述问题使得新兴的虚拟电厂运营商面临较高的竞争壁垒,导致市场资源的分配不均,难以充分释放虚拟电厂灵活性,无法保障虚拟电厂业务活动有序展开,进而严重制约虚拟电厂的商业化进程。

5.3 用户参与积极性

我国虚拟电厂的发展仍处于起步和新兴阶段,在推进虚拟电厂普及与应用的过程中,用户参与意愿的缺乏与用户隐私保护的需求成为了两个突出的问题,这可能对虚拟电厂的建设和运营造成不利影响。

一方面,虚拟电厂作为一个新兴的能源管理模式,其运行模式、监管框架和市场规则尚不完善,用户对虚拟电厂的长期稳定性和合法性缺乏足够的认知和信任。并且由于虚拟电厂参与流程的复杂性和收益分配机制的不透明,用户无法有效评估参与虚拟电厂的成本与收益,导致用户参与积极性不高。这种参与度的不足直接影响了虚拟电厂的资源整合效率和经济效益。

另一方面,随着大数据和智能技术的发展,虚拟电厂需要收集和分析参与用户的用电数据(如电量需求、用电时间等),以确保系统的优化运行。这些用电数据涉及用户个人生活习惯、家庭经济状况等敏感信息。如果虚拟电厂平台的安全措施不够严格,用户数据将遭到网络攻击或泄露,进而影响用户的隐私权和人身安全。上述情况不仅会降低用户的

参与意愿,甚至会引发社会舆论和监管机构的强烈反应,从而对虚拟电厂的进一步发展带来极大的负面影响。

6 虚拟电厂发展展望

虚拟电厂具有广泛互联、智能互动、灵活柔性、低碳经济等众多优点,其构建有利于推动我国新型电力系统发展和促进能源结构转型。然而,现在阶段我国对于清洁能源的需求日益增长,国内外对虚拟电厂的建设仍主要集中于传统模式,亟须提出虚拟电厂的适应性关键技术和商业运营模式,以助力自身全面发展。文章从虚拟电厂外特性量化分析、低碳聚合调控、新型商业运营3方面对虚拟电厂今后的发展进行了展望。

6.1 虚拟电厂聚合特性分析

随着我国能源转型的不断深入,分布式清洁能源发电占比逐步提高。在这一过程中,虚拟电厂需要整合海量且地域分布广泛的能源资源,这些分布式能源的运行特性受自然环境、设备状态等多重因素影响存在显著差异,使得其不确定性显著增加。另一方面,虚拟电厂中需求侧负荷种类日益丰富,其用电模式变得更加复杂,传统的负荷基线已无法适应新的运行需求,进一步导致虚拟电厂整体所呈现的聚合特性难以准确分析。因此,亟须提升虚拟电厂智能化水平,利用先进的人工智能、机器学习等技术,提高对分布式能源出力和需求侧负荷需求的预测精度。

6.2 虚拟电厂低碳优化调度

在“双碳”目标下,虚拟电厂对提升电网安全保障水平、推动能源绿色低碳转型具有重要意义。然而,传统虚拟电厂在聚合调控过程中,往往忽视了聚合资源的碳排放特性,缺乏综合考虑经济效益和碳排放的调控机制。因此,一方面,需要结合大数据与云计算技术,实时监控各类资源的碳排放强度,评估不同调度方案对碳排放的影响;另一方面,需要开发适应低碳目标的多目标优化算法,综合考虑清洁能源发电、需求响应等因素,减少对传统化石能源的依赖,实现虚拟电厂在能源转型过程中全环节的低碳化。

6.3 虚拟电厂多元化商业模式

随着碳交易市场、绿证交易市场的发展与准入,

虚拟电厂不仅能够参与传统电力市场交易,还可以参与电-碳-绿证联合市场交易,利用其天然的低碳优势,提高市场竞争力,进一步拓展多市场下的差异化、融合化商业模式。例如,直接交易绿证、碳排放权等资源,提供“双碳”、绿证咨询与能源管理等增值服务。

与此同时,在传统的中心化交易模式下,虚拟电厂与分布式资源之间的收益分配往往缺乏透明性,可能增加信用风险。区块链技术的去中心化、透明性和不可篡改性特点,可以用于虚拟电厂内部资源的交易和结算,实现交易过程的公平性和透明性。因此,结合区块链技术,虚拟电厂可以探索新的商业运营模式,确保交易过程的安全与透明,提升市场收益,同时为虚拟电厂的可持续发展提供强有力的支撑。

7 结论

虚拟电厂作为一种新兴的能源整合形式,在促进分布式能源高效利用、增强电网稳定性和响应灵活性方面展现了巨大潜力。文中通过对虚拟电厂的概念、分类、研究现状进行了系统梳理,并结合国内外典型案例分析,展示了虚拟电厂在国内外不同商业模式,揭示了虚拟电厂在实际应用中的可行性和优越性。同时,文中分析了虚拟电厂发展过程中面临的部分挑战。随着通信技术和人工智能技术的迅猛发展,虚拟电厂正朝着更加智能、灵活的方向演进。在我国能源结构转型过程中,虚拟电厂凭借其独特的聚合DER的能力,将成为实现能源清洁转型、提升电网对可再生能源接纳水平的关键技术手段,对于推动实现碳达峰碳中和目标具有重要意义。

参考文献

- [1] United Nation.List of parties that signed the Paris agreement on 22 April [EB/OL].(2016-04-22)[2024-11-06].<https://www.un.org/sustainabledevelopment/wp-content/uploads/2016/04/22-April-2016-list.pdf>.
- [2] 李晖,刘栋,姚丹阳.面向碳达峰碳中和目标的我国电力系统发展研判[J].中国电机工程学报,2021,41(18):6245-6259.
LI Hui, LIU Dong, YAO Danyang. Analysis and reflection on the development of power system towards the goal of carbon emission peak and carbon neutrality [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41 (18): 6245-6259.

- [3] 刘华军,石印,郭立祥,等.新时代的中国能源革命:历程、成就与展望[J].管理世界,2022,38(7):6-23.
LIU Huajun, SHI Yin, GUO Lixiang, et al. China's energy reform in the new era: process, achievements and prospects [J]. Journal of Management World, 2022, 38(7): 6-23.
- [4] 国家发展改革委,国家能源局.能源生产和消费革命战略(2016—2030)[EB/OL].(2017-04-25)[2024-11-06].https://www.gov.cn/xinwen/2017-04/25/5230568/files/286514af354e41578c57ca38d5c4935b.pdf.
- [5] 国务院新闻办公室.中国的能源转型[EB/OL].(2024-08-29)[2024-11-06].https://www.gov.cn/zhengce/202408/content_6971115.htm.
- [6] 国家能源局.2024年上半年光伏发电建设情况[EB/OL].(2024-07-25)[2024-11-06].https://www.nea.gov.cn/2024-07/25/c_1310782757.htm.
- [7] 国家能源局.2023年上半年光伏发电建设运行情况[EB/OL].(2023-07-27)[2024-11-06].https://www.nea.gov.cn/2023-07/27/c_1310734298.htm.
- [8] 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(1):1-9.
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-9.
- [9] 徐天奇,田业,高鑫,等.新能源全消纳并网友好型虚拟电厂优化调度研究[J].电力工程技术,2021,40(2):33-38.
XU Tianqi, TIAN Ye, GAO Xin, et al. Optimal dispatching of virtual power plant with new energy power generation full consumption and friendly integration into power grids [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(2): 33-38.
- [10] 宣文博,李慧,刘忠义,等.一种基于虚拟电厂技术的城市可再生能源消纳能力提升方法[J].发电技术,2021,42(3):289-297.
XUAN Wenbo, LI Hui, LIU Zhongyi, et al. A method for improving the accommodating capability of urban renewable energy based on virtual power plant technology [J]. Power Generation Technology, 2021, 42(3): 289-297.
- [11] ASMUS P. Microgrids, virtual power plants and our distributed energy future[J].The Electricity Journal, 2010, 23(10): 72-82.
- [12] 罗其华,李平,张少迪.考虑需求响应和阶梯碳交易的虚拟电厂低碳经济调度[J].浙江电力,2023,42(6):51-59.
LUO Qihua, LI Ping, ZHANG Shaodi. Low-carbon and economic scheduling of virtual power plant considering demand response and stepwise carbon trading [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(6): 51-59.
- [13] 杨翮,骆哲,叶刚进,等.能源互网下虚拟电厂调度及市场竞争综述[J].浙江电力,2021,40(12):46-53.
YANG Xuan, LUO Zhe, YE Gangjin, et al. A review of dispatch and bidding of virtual power plant in the context of energy Internet [J]. Zhejiang Electric Power, 2021, 40(12): 46-53.
- [14] 彭道刚,税纪钧,王丹豪,等.“双碳”背景下虚拟电厂研究综述[J].发电技术,2023,44(5):602-615.
PENG Daogang, SHUI Jijun, WANG Danhao, et al. Review of virtual power plant under the background of “dual carbon” [J]. Power Generation Technology, 2023, 44(5): 602-615.
- [15] 孙秋野,姚蓁,王一帆.从虚拟电厂到真实电量:虚拟电厂研究综述与展望[J].发电技术,2023,44(5):583-601.
SUN Qiuye, YAO Jia, WANG Yifan. From virtual power plant to real electricity: summary and prospect of virtual power plant research [J]. Power Generation Technology, 2023, 44(5): 583-601.
- [16] 张凯杰,丁国锋,闻铭,等.虚拟电厂的优化调度技术与市场机制设计综述[J].综合智慧能源,2022,44(2):60-72.
ZHANG Kaijie, DING Guofeng, WEN Ming, et al. Review of optimal dispatching technology and market mechanism design for virtual power plants [J]. Integrated Intelligent Energy, 2022, 44(2): 60-72.
- [17] AWERBUCH S, PRESTON A. The virtual utility: accounting, technology & competitive aspects of the emerging industry [M]. Boston, MA: Springer US, 1997.
- [18] FENIX. Flexible electricity network to integrate expected “energy solution” [EB/OL]. (2012-05-20) [2024-11-06]. https://cordis.europa.eu/project/id/518272/reporting.
- [19] SCHULZ C, RODER G, KURRAT M. Virtual power plants with combined heat and power micro-units [C] // 2005 International Conference on Future Power Systems. IEEE, 2006.
- [20] SCHULZ C. Business models for distribution power generation with combined heat and power micro-unit [C] // The 3rd International Conference on the European Electricity Market, 2006.
- [21] AMJADY N, KEYNIA F. Electricity market price spike analysis by a hybrid data model and feature selection technique [J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(3): 318-327.
- [22] 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.
WEI Zhinong, YU Shuang, SUN Guoqiang, et al. Concept and development of virtual power plant [J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(13): 1-9.
- [23] 陈会来,张海波,王兆霖.不同类型虚拟电厂市场及调度特性参数聚合算法研究综述[J].中国电机工程学报,2023,43(1):15-28.
CHEN Huilai, ZHANG Haibo, WANG Zhaolin. A review of market and scheduling characteristic parameter aggregation algorithm of different types of virtual power plants [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(1): 15-28.
- [24] KARDAKOS E G, SIMOGLU C K, BAKIRTZIS A G. Optimal offering strategy of a virtual power plant: a stochastic bi-level approach [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(2):

- 794-806.
- [25] WANG F, GE X X, LI K P, et al. Day-ahead market optimal bidding strategy and quantitative compensation mechanism design for load aggregator engaging demand response [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(6):5564-5573.
- [26] MOHANDS B, EL MOURSI M S, HATZIARGYRIOU N D, et al. Incentive based demand response program for power system flexibility enhancement [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2021, 12(3):2212-2223.
- [27] RAHMANI-DABBAGH S, SHEIKH-EL-ESLAMI M K. A profit sharing scheme for distributed energy resources integrated into a virtual power plant[J]. Applied Energy, 2016, 184:313-328.
- [28] HU J J, MORAIS H, LIND M, et al. Multi-agent based modeling for electric vehicle integration in a distribution network operation [J]. Electric Power Systems Research, 2016, 136:341-351.
- [29] 汪莞乔, 苏剑, 潘娟, 等. 虚拟电厂通信网络架构及关键技术研究展望[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18):15-25.
WANG Wanqiao, SU Jian, PAN Juan, et al. Prospect of research on communication network architecture and key technologies for virtual power plant [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18):15-25.
- [30] 李彬, 郝一浩, 祁兵, 等. 支撑虚拟电厂互动的信息通信关键技术研究展望[J]. 电网技术, 2022, 46(5):1761-1770.
LI Bin, HAO Yihao, QI Bing, et al. Key information communication technologies supporting virtual power plant interaction [J]. Power System Technology, 2022, 46(5):1761-1770.
- [31] 陈晓露, 夏天. 5G通信环境下虚拟电厂分布式能源调度方法研究[J]. 微型电脑应用, 2022, 38(9):138-140.
CHEN Xiaolu, XIA Tian. Research on distributed energy scheduling method of virtual power plant in 5G communication environment [J]. Microcomputer Applications, 2022, 38(9):138-140.
- [32] 孔英会, 高会生, 张铁峰, 等. 面向虚拟电厂的5G通信技术应用探讨[J]. 电力信息与通信技术, 2020, 18(8):80-85.
KONG Yinghui, GAO Huisheng, ZHANG Tiefeng, et al. Discussion on application of 5G communication technology for virtual power plant [J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2020, 18(8):80-85.
- [33] 窦晓波, 孙帅, 陆斌, 等. 基于空调自适应修正模型的户用微电网能量优化[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(15):42-50.
DOU Xiaobo, SUN Shuai, LU Bin, et al. Energy optimization of household microgrid based on adaptive adjustment model of air conditioning [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(15):42-50.
- [34] 汤奕, 鲁针针, 伏祥运. 居民主动负荷促进分布式电源消纳的需求响应策略[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(24):49-55.
TANG Yi, LU Zhenzhen, FU Xiangyun. Demand response strategies for promoting consumption of distributed power generation with residential active loads [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(24):49-55.
- [35] CHEN X Y, HU Q R, SHI Q X, et al. Residential HVAC aggregation based on risk-averse multi-armed bandit learning for secondary frequency regulation [J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2020, 8(6):1160-1167.
- [36] 屈富敏, 赵健, 蔡帜, 等. 电动汽车与温控负荷虚拟电厂协同优化控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(1):48-56.
QU Fumin, ZHAO Jian, CAI Zhi, et al. Coordinated optimal control strategy for electric vehicle and thermostatically-controlled load aggregators [J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2021, 33(1):48-56.
- [37] 王振树, 卞绍润, 刘晓宇, 等. 基于混沌与量子粒子群算法相结合的负荷模型参数辨识研究[J]. 电工技术学报, 2014, 29(12):211-217.
WANG Zhenshu, BIAN Shaorun, LIU Xiaoyu, et al. Research on load model parameter identification based on the CQDPSO algorithm [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(12):211-217.
- [38] 邹云阳, 杨莉. 基于经典场景集的风光水虚拟电厂协同调度模型[J]. 电网技术, 2015, 39(7):1855-1859.
ZOU Yunyang, YANG Li. Synergetic dispatch models of a wind/PV/hydro virtual power plant based on representative scenario set [J]. Power System Technology, 2015, 39(7):1855-1859.
- [39] 王琦, 方昊宸, 窦晓波, 等. 基于光伏与空调负荷协调优化的有源配电网经济调压策略[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(24):36-43.
WANG Qi, FANG Haochen, DOU Xiaobo, et al. Economic voltage regulation strategy of active distribution network based on coordinated optimization of photovoltaic and air conditioning load [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(24):36-43.
- [40] 孙庆凯, 王小君, 张义志, 等. 基于LSTM和多任务学习的综合能源系统多元负荷预测[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(5):63-70.
SUN Qingkai, WANG Xiaojun, ZHANG Yizhi, et al. Multiple load prediction of integrated energy system based on long short-term memory and multi-task learning [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(5):63-70.
- [41] 廖旒焕, 胡智宏, 马莹莹, 等. 电力系统短期负荷预测方法综述[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(1):147-152.
LIAO Nihuan, HU Zhihong, MA Yingying, et al. Review of the short-term load forecasting methods of electric power system [J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(1):147-152.
- [42] 张志, 杜延菱, 崔慧军, 等. 考虑关联因素的智能化中长期电力负荷预测方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(2):24-30.
ZHANG Zhi, DU Yanling, CUI Huijun, et al. Intelligent mid-long electricity load forecast method considering associated factors [J].

- Power System Protection and Control, 2019, 47(2): 24-30.
- [43] 王守相, 张娜. 基于灰色神经网络组合模型的光伏短期出力预测[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(19): 37-41.
WANG Shouxiang, ZHANG Na. Short-term output power forecast of photovoltaic based on a grey and neural network hybrid model [J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 37-41.
- [44] 苏向敬, 聂良钊, 李超杰, 等. 基于MSTAGNN模型的可解释海上风电场多风机出力预测[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(9): 88-98.
SU Xiangjing, NIE Liangzhao, LI Chaojie, et al. Interpretable power output prediction of multiple wind turbines for offshore wind farm based on multiple spatio-temporal attention graph neural network model [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(9): 88-98.
- [45] 高亚静, 刘栋, 程华新, 等. 基于数据驱动的短期风电出力预估-校正预测模型[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(11): 2645-2653.
GAO Yajing, LIU Dong, CHENG Huaxin, et al. Predictor-corrector model of wind power forecast based on data-driven [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(11): 2645-2653.
- [46] 屈博, 卜凡鹏, 李德智, 等. 蓄热式电采暖可调节潜力分析[J]. 电力需求侧管理, 2023, 25(5): 9-13.
QU Bo, BU Fanpeng, LI Dezhi, et al. Adjustable potential analysis of regenerative electric heating [J]. Power Demand Side Management, 2023, 25(5): 9-13.
- [47] 孙毅, 毛烨华, 李泽坤, 等. 面向电力大数据的用户负荷特性和可调节潜力综合聚类方法[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(18): 6259-6271.
SUN Yi, MAO Yehua, LI Zekun, et al. A comprehensive clustering method of user load characteristics and adjustable potential based on power big data [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(18): 6259-6271.
- [48] QI N, CHENG L, XU H L, et al. Smart meter data-driven evaluation of operational demand response potential of residential air conditioning loads [J]. Applied Energy, 2020, 279: 115708.
- [49] 陈春武, 钟朋园, 曾鸣, 等. 虚拟电厂内部资源调度算法的对比分析及应用[J]. 水电能源科学, 2014, 32(5): 197-201.
CHEN Chunwu, ZHONG Pengyuan, ZENG Ming, et al. Comparative analysis of dispatching algorithms for distributed energy resources in virtual power plant [J]. Water Resources and Power, 2014, 32(5): 197-201.
- [50] 赵洪山, 刘然. 奖惩机制下虚拟电厂优化调度效益分析[J]. 电网技术, 2017, 41(9): 2840-2846.
ZHAO Hongshan, LIU Ran. Benefit analysis of optimal dispatching of virtual power plant under reward and punishment mechanism [J]. Power System Technology, 2017, 41(9): 2840-2846.
- [51] ZHOU B, LIU X, CAO Y J, et al. Optimal scheduling of virtual power plant with battery degradation cost [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(3): 712-725.
- [52] 刘吉臻, 李明扬, 房方, 等. 虚拟发电厂研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5103-5111.
LIU Jizhen, LI Mingyang, FANG Fang, et al. Review on virtual power plants [J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5103-5111.
- [53] GONG J X, XIE D, JIANG C W, et al. Multiple objective compromised method for power management in virtual power plants [J]. Energies, 2011, 4(4): 700-716.
- [54] AYÓN X, GRUBER J K, HAYES B P, et al. An optimal day-ahead load scheduling approach based on the flexibility of aggregate demands [J]. Applied Energy, 2017, 198: 1-11.
- [55] CHAOUACHI A, KAMEL R M, ANDOULSI R, et al. Multiobjective intelligent energy management for a microgrid [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2013, 60(4): 1688-1699.
- [56] 王佳惠, 牛玉广, 陈玥, 等. 电-碳联合市场下虚拟电厂主从博弈优化调度[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(5): 235-242.
WANG Jiahui, NIU Yuguang, CHEN Yue, et al. Master-slave game optimal dispatching of virtual power plant under electricity-carbon joint market [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(5): 235-242.
- [57] 张高, 王旭, 蒋传文. 基于主从博弈的含电动汽车虚拟电厂协调调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(11): 48-55.
ZHANG Gao, WANG Xu, JIANG Chuanwen. Stackelberg game based coordinated dispatch of virtual power plant considering electric vehicle management [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(11): 48-55.
- [58] 魏韡, 陈玥, 刘锋, 等. 基于主从博弈的智能小区代理商定价策略及电动汽车充电管理[J]. 电网技术, 2015, 39(4): 939-945.
WEI Wei, CHEN Yue, LIU Feng, et al. Stackelberg game based retailer pricing scheme and EV charging management in smart residential area [J]. Power System Technology, 2015, 39(4): 939-945.
- [59] 中国南方电网有限责任公司. 全国首套自动化虚拟电厂系统在深圳试运行[J]. 电世界, 2021, 62(1): 56.
- [60] 屠盛春, 刘晓春, 张皓. 上海市黄浦区商业建筑虚拟电厂典型应用[J]. 电力需求侧管理, 2020, 22(1): 52-57.
TU Shengchun, LIU Xiaochun, ZHANG Hao. Typical implementation of commercial building virtual power plant in Huangpu district of Shanghai [J]. Power Demand Side Management, 2020, 22(1): 52-57.
- [61] 赵建立, 向佳霓, 汤卓凡, 等. 虚拟电厂在上海的实践探索与前景分析[J]. 中国电力, 2023, 56(2): 1-13.
ZHAO Jianli, XIANG Jiani, TANG Zhuofan, et al. Practice exploration and prospect analysis of virtual power plant in

- Shanghai [J].Electric Power,2023,56(2):1-13.
- [62] 山西电力.国网山西电力:注册投运“电动汽车+可调工业负荷”虚拟电厂[EB/OL].(2024-01-02)[2024-11-06].<http://www.sx.sgcc.com.cn/articles/202401/a1158467.html>.
- [63] 中广核.低碳又经济!国内首个全绿电供应虚拟电厂正式投运[EB/OL].(2024-07-19)[2024-11-06].https://www.cgnpc.com.cn/cgn/c100944/2024-07/26/content_67990cdec319420f85bcf42306e71eb5.shtml.
- [64] 中国华电年2023年干部一班第三课题组.虚拟电厂商业模式与发展策略[J].能源,2023(10):38-43.
- [65] 胡金炜,张玉健,蔡莹,等.虚拟电厂网络安全研究综述及展望[J/OL].中国电机工程学报,1-23[2024-11-06].<https://link.cnki.net/doi/10.13334/j.0258-8013.pcsee.232216>.
HU Jinwei, ZHANG Yujian, CAI Ying, et al. Review and prospect on cyber security of virtual power plant[J/OL].Proceedings of the CSEE, 1-23[2024-11-06].<https://link.cnki.net/doi/10.13334/j.0258-8013.pcsee.232216>.
- [66] 广州市工业和信息化局.广州市工业和信息化局关于印发广州

市虚拟电厂实施细则的通知[J].广州市人民政府公报,2021(24):39-46.

收稿日期:2024-11-07

修回日期:2025-01-02

作者简介:

邓 月(1982),女,硕士,高级工程师,主要从事电力通信设计工作;

邓 浩(1988),男,工程师,主要从事电力系统规划工作;

郑 武(1986),男,硕士,高级工程师,主要从事电力系统规划工作;

李天鸞(1986),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统规划设计及仿真分析;

刘诗语(2000),通信作者(2024520545@link.tyut.edu.cn),女,硕士在读,主要研究方向为虚拟电厂运行优化;

薛屹洵(1993),男,博士,教授,主要从事综合能源系统规划与运行研究,特别聚焦城市综合能源系统和极地能源。

(责任编辑 车永强)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240585

考虑电池仓一致性的V2G换电站二次调频控制策略

范晨辰¹, 黄新凯², 张圣祺¹, 周喆^{1*}

(1.上海大学机电工程与自动化学院, 上海 200444; 2.合肥工业大学电气与自动化工程学院, 安徽 合肥 230009)

摘要:电动汽车(electric vehicle, EV)换电站的储能特性为提升城市配电网弹性带来了新的契机,但车网互动(vehicle-to-grid, V2G)换电站具有内部电池仓集群一致性弱、可调功率容量受用户换电行为影响大的特点,不能直接作为配网侧电池储能参与调度。为此,提出一种考虑电池仓集群一致性的V2G换电站二次调频控制策略。首先,通过量化分析经济激励、时间成本及电池损耗等关键因素,构建EV参与V2G服务的用户调频意愿模型。其次,构造换电站电池仓集群调频损耗函数,并通过设置目标函数的惩罚项,实现换电站电池仓电量的主动均衡。最后,建立基于一致性算法的V2G换电站分布式控制策略,以最小化调频损耗总和为目标,通过迭代更新一致性变量,实现电网二次频率调节的需求。由仿真结果可知,所提策略不仅有效满足了电网二次频率调节的要求,而且优化了电池仓集群的调频能力,实现了换电站的安全运行和电池仓集群的电量均衡。

关键词:二次调频; V2G换电站; 用户意愿; 电量均衡; 分布式控制

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2025)10-0014-11

Secondary Frequency Control Strategy for V2G Battery Swapping Station Considering Battery Cluster Consistency

FAN Chenchen¹, HUANG Xinkai², ZHANG Shengqi¹, ZHOU Zhe^{1*}

(1.School of Mechanical and Electrical Engineering and Automation, Shanghai University, Shanghai 200444, China;

2.School of Electrical Engineering and Automation, Hefei University of Technology, Hefei 230009, China)

Abstract: The energy storage characteristics of electric vehicle (EV) battery swapping stations present new opportunities for enhancing the resilience of urban distribution networks. However, vehicle-to-grid (V2G) swapping stations exhibit weak consistency among internal battery clusters, and their power capacity is significantly affected by users' battery swapping behavior, making them unsuitable for direct use in distribution-side energy storage scheduling. To address this issue, a secondary frequency regulation control strategy for V2G swapping stations that accounts for the consistency of battery clusters is proposed. First, a user frequency regulation willingness model for EVs participating in V2G services is constructed by quantitatively analyzing key factors such as economic incentives, time costs, and battery degradation. Then, a frequency regulation loss function for the battery clusters of the swapping station is formulated. The active balancing of the battery energy levels is achieved by incorporating penalty terms into the objective function. Finally, a distributed control strategy for V2G swapping stations based on the consensus algorithm is established, aiming to minimize the total frequency regulation loss. Through the iteration of consensus variables, the proposed strategy meets the requirements for secondary frequency regulation of the power grid. Simulation results demonstrate that the proposed strategy satisfies the secondary frequency regulation needs of the power grid. The strategy also optimizes the frequency regulation capabilities of the battery clusters, achieving balanced energy levels and safe operation status of the swapping station.

Keywords: secondary frequency regulation; V2G swapping station; user willingness; energy balancing; distributed control

基金项目:国家自然科学基金(青年项目)(52107112);上海市青年科技英才启明星计划(扬帆专项)(23YF1411700)。

National Natural Science Foundation of China (52107112); Shanghai Science and Technology Commission's Rising-star Program (23YF1411700).

0 引言

近年来,电动汽车(electric vehicle, EV)行业因其绿色、节能和环保的特性而迅速发展^[1-2]。EV的普及

依赖于完善的充电基础设施建设。换电站通过提供类似传统加油站的即时补能服务,有效减轻了车主对电动汽车续航里程的焦虑,得到国家政策的大力支持^[3]。截至2024年10月,中国换电站保有量达到4 039座,较2023年10月增加了819座,同比增长25.43%。

电动汽车换电站的储能特性为提升城市配电网弹性带来了新的契机。2023年12月,国家发展改革委等四部门联合印发《关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见》^[4],提出要推动车网互动(vehicle-to-grid, V2G)生态建设,充分发挥动力电池快速精准的动态响应能力。V2G换电站^[5-6]具有调节速度快、精度高的优点,在调频方面展现出巨大的潜力^[7],可有效降低电力系统建设大型储能设备的成本,促进新能源并网和消纳,增强电网的灵活性调节能力^[8-9]。

刻画用户调频意愿、评估调频容量是制定V2G换电站调频策略的前提^[10-16]。文献[10]提出一种考虑时间、荷电状态等车主期望的充换电站辅助调频策略,并结合车辆的充放电能力建立了双层调频模型。文献[11]提出了一种基于历史数据分析用户调频需求的日前能量和频率调节市场的两阶段自调度模型,研究了电动汽车换电站参与辅助服务时面临的不确定性问题。虽然通过构建不确定性模型预测了电动汽车需求的分布状况,但缺乏对电动汽车用户的分类和调频意愿的研究。目前,针对用户行为的研究工作主要集中在电动汽车负荷预测领域。文献[12]提出了一个基于后悔理论的电动汽车充电负荷预测框架,分析了行驶时间、排队时间和电价等因素对用户在选择决策时的影响。文献[13]提出电网与充电运营商之间的协同优化框架,利用离散选择理论描述电动汽车用户在选择和路径选择中的概率决策行为,揭示了用户偏好的非完全理性特征。

在V2G换电站中,由于车辆的电池品牌、型号、老化程度不同,且用户的驾驶习惯和充电行为差异较大,电池仓集群一致性弱的问题突出。换电站电池仓电量不均衡,不仅会导致电池过充或过放,增大电池损坏和起火风险,而且会降低换电站运行效率,严重时导致换电设备故障乃至爆炸,对换电站的平稳可靠运行带来极大挑战。

已有学者针对电池仓集群一致性弱的问题提出了相应的控制策略^[17-21]。文献[17]基于动态反馈机

制,通过动态调整电池储能系统(battery energy storage system, BESS)中每个储能电池单元的充放电指令来达到电池单元间荷电状态(state of charge, SOC)的平衡。文献[18]通过设置均衡因子和自适应参数来实现电池储能系统的电量均衡,精确管理BESS充放电过程。然而,上述两种方法计算复杂度较高,且未考虑电池退化的经济成本,在实际应用中挑战性较高。文献[19]采用分层控制方法,通过矢量控制和改进的等时分配策略,增强了储能系统SOC的一致性。然而,该策略的复杂性可能会增加系统崩溃和设备过载风险,且算法的通信延迟也会削弱调频控制效果。

为适应V2G换电站电池仓集群规模化与分布式特点,满足用户即插即用的充放电需求,分布式算法因具有更高的灵活性和鲁棒性,在调频控制策略中获得了广泛应用^[22-26]。文献[22]提出了一种基于迭代梯度方法的分布式控制策略,通过最小化二次成本函数,提升了电网频率控制的跟踪精度。文献[23]采用分布式模型预测控制策略进行动态滚动优化,有效地协调了各个发电单元的输出,实现了系统频率稳定性的精确调控。文献[24]构建了一种基于一致性算法的电池储能二次调频控制策略,该策略有效减轻了调度中心的压力,增强了系统的可靠性。

针对V2G换电站用户行为随机性高、内部电池仓集群一致性弱的特点,本文提出考虑电池仓集群一致性的V2G换电站二次调频控制策略。首先,通过分析经济激励、时间成本及电池损耗等关键因素,构建基于Logit离散选择模型的用户意愿模型。其次,构造换电站电池仓集群调频损耗函数,通过设置目标函数的惩罚项,实现换电站电池仓电量的主动均衡。最后,设计基于一致性算法的分布式算法,求解V2G换电站的二次调频控制策略,实现总调频损耗的最小化。

1 V2G换电站二次调频控制模型

1.1 用户调频意愿模型

电动汽车用户参与V2G服务的意愿主要受经济激励、时间成本和电池损耗这三大关键因素影响。经济激励反映了用户通过参与V2G服务获得的直接经济回报。时间成本即用户为参与V2G服务所投入

的时间,其成本与用户的行程与时间效益紧密相关,是影响用户决策的重要因素。电池损耗考虑了频繁充放电对电动汽车电池寿命的影响,这关系到用户的长期成本和车辆维护成本。

在V2G换电站内,根据电动汽车电池性能、电池运营商等不同,可聚类为 J 个电池仓集群。根据运营商及用户所接收的经济激励、时间成本函数和电池损耗函数,第 j 个电池仓集群($j = 1, 2, \dots, J$)参与V2G服务意愿的效用函数^[27]为 $U_{jl}(l = 0, 1, 2, 3)$ 。其中, $l = 0$ 代表第 j 个电池仓集群不参与V2G服务, $l = 1$ 代表第 j 个电池仓集群仅参与电网上调频服务, $l = 2$ 代表第 j 个电池仓集群仅参与电网下调频服务, $l = 3$ 代表第 j 个电池仓集群同时参与上调频与下调频服务。

针对用户感知偏差及决策的不确定性,本文运用离散选择模型对用户参与V2G服务意愿进行建模。用户的效用综合多个影响因素,如经济激励、时间成本、电池损耗等。效用值越高,表示该选项对第 j 个电池仓集群来说越有吸引力。

基于Logit离散选择模型,电池仓集群 j 选择第 l 个服务选项的概率 F 为

$$F = \frac{\exp(U_{jl})}{\sum_{l=0}^3 \exp(U_{jl})} \quad (1)$$

式中: $l \in \{0, 1, 2, 3\}$, l 在分母中用于遍历用户参与调频的所有意愿,从而计算归一化的选择概率。

对每个时间段的用户参与调频意愿进行统计,即得到对应时间段参与调频的电池仓功率限值,作为后续制定调频策略的输入参数。用户调频意愿模型为换电站作为调频资源的可预测性提供了理论支撑,有效规避了因用户行为不确定性引发的调频资源短缺或过剩问题,从而提升了换电站参与调频调度的可靠性。

1.2 虚拟调频损耗函数

考虑含传统调频机组和V2G换电站的调频模型如图1所示。模型中包含 I 台传统发电机组和换电站中 J 个电池仓集群,共 N 个调频电源, $N = I + J$ 。图1中, ΔP_{tie} 为互联电网联络线交换功率; K_I 为积分系数; Δf 为系统频率偏差; P_k^{AGC} 为 k 时刻区域电网二次调频控制信号,即所有调频电源输出有功总和; P_i ($i = 1, 2, \dots, I$)为第 i 台传统机组二次调频的输出

有功; P_j 为换电站中第 j 个电池仓集群的二次调频的输出有功; P_L 为系统净负荷变化量; R 为一次调频的调节系数; B 为二次调频的调节系数; M 为区域电网惯性时间常数; D 为表征负荷阻尼特性的系数。制定V2G换电站的分布式二次调频控制策略,关键在于依据换电站不同电池仓集群的特性及动态变化,对调频指令信号 P_k^{AGC} 进行有效的优化配置^[28]。

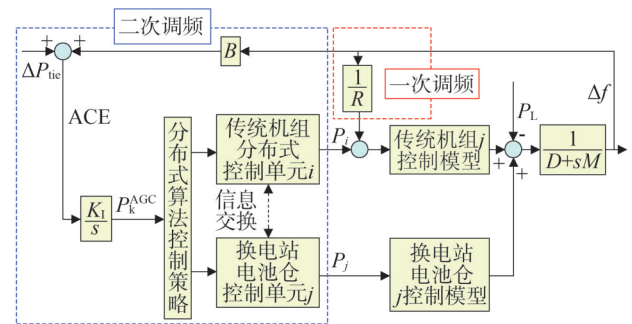


图1 基于分布式算法的V2G换电站二次调频控制策略框图

Fig.1 Block diagram of secondary frequency regulation control strategy for battery swapping station based on distributed algorithm

为权衡传统发电机组与换电站电池调频成本,本文基于传统机组调频成本函数,构建了一个综合考虑多类型调频电源的损耗函数,用于指导二次调频功率的分配。传统发电机组的调频损耗与机组输出有功呈二次函数关系。在二次调频过程中,传统发电机组的调频损耗为调频带来的功率运行点改变所引起的运行成本的变化为

$$C_{i,k}^1 = \alpha_i P_{i,k}^2 \quad (2)$$

式中: $C_{i,k}^1$ 为 k 时刻第 i 台传统机组的调频损耗; $P_{i,k}$ 为 k 时刻第 i 台传统机组的有功调频出力; α_i 为权重系数。

换电站的电池仓集群可以被视为一种电压源,类比传统发电机组调频损耗函数的概念,当换电站的电池仓集群面临较大幅值的调频信号任务或处于深度充放电状态时,会导致单位功率的调频成本上升。因此,本文提出了适用于换电站电池仓集群的虚拟调频损耗函数,即

$$C_{j,k}^1 = a_j [(P_{j,k}^c)^2 + (P_{j,k}^d)^2] + b_j S_j^2 (E_{j,k} - E_j^{ref})^2 \quad (3)$$

式中: $C_{j,k}^1$ 为 k 时刻第 j 个电池仓集群的调频损耗; $P_{j,k}^c$ 和 $P_{j,k}^d$ 分别为 k 时刻第 j 个电池仓集群的充、放电功

率; $E_{j,k}$ 为 k 时刻第 j 个电池仓集群的荷电状态,即电池仓的剩余电量与额定电量的比值; E_j^{ref} 为频率调节控制中期望第 j 个电池仓集群达到的最佳SOC值; S_j 为第 j 个电池仓集群的额定容量; a_j 和 b_j 为权重系数。

式(3)描述了换电站电池仓的功率偏差成本和荷电状态偏移成本项。值得注意的是,通过在目标函数中增加荷电状态偏移的成本项,算法将偏好选择SOC偏差最小的策略,增强调频结果的准确性,实现换电站电池仓集群的电量一致性。

换电站电池仓集群在任意时刻仅会处于充电或放电的单一状态。因此,当电池仓集群充电时,仅存在充电功率 $P_{j,k}^c$,放电功率 $P_{j,k}^d = 0$;同理,当电池仓集群向电网放电时,仅存在放电功率 $P_{j,k}^d$,充电功率 $P_{j,k}^c = 0$;即每一时刻都满足 $P_{j,k}^c P_{j,k}^d = 0$ 。由此,可定义充放电功率 $P_{j,k}$ 为

$$P_{j,k} = \begin{cases} P_{j,k}^c, P_{j,k} \leq 0 \\ P_{j,k}^d, P_{j,k} > 0 \end{cases} \quad (4)$$

对换电站电池仓集群调频损耗函数进行化简后可得

$$C_{j,k}^1 = \alpha_j P_{j,k}^2 + \beta_{j,k} P_{j,k} + \gamma_{j,k} \quad (5)$$

$P_{j,k} \leq 0$ 时,

$$\begin{cases} \alpha_j = a_j + b_j (\eta_j^c \Delta t)^2 \\ \beta_{j,k} = -2b_j S_j (E_{j,k} - E_j^{\text{ref}}) \eta_j^c \Delta t \\ \gamma_{j,k} = b_j S_j^2 (E_{j,k-1} - E_j^{\text{ref}})^2 \end{cases} \quad (6)$$

$P_{j,k} > 0$ 时,

$$\begin{cases} \alpha_j = a_j + b_j (\Delta t / \eta_j^d)^2 \\ \beta_{j,k} = -2b_j S_j (E_{j,k} - E_j^{\text{ref}}) \Delta t / \eta_j^d \\ \gamma_{j,k} = b_j S_j^2 (E_{j,k-1} - E_j^{\text{ref}})^2 \end{cases} \quad (7)$$

式中: α_j 为第 j 个电池仓集群的二次项系数, α_j 为常数; $\beta_{j,k}$ 为第 j 个电池仓集群在 k 时刻的一次项系数; $\gamma_{j,k}$ 为其常数项系数; $\beta_{j,k}$ 和 $\gamma_{j,k}$ 由 k 时刻的荷电状态决定; η_j^c 、 η_j^d 分别为第 j 个电池仓集群的充、放电效率; Δt 为两次采样时刻间隔。

在净负荷频率波动缓慢且幅度较大的情形下,换电站电池仓的调频损耗较高,这与最小化总调频损耗的目标不符,相应的传统机组则会承担这部分的调频任务,且符合传统机组爬坡率较低的特性,降低传统机组因频繁出力调整导致的机械损耗,能更好地发挥二者的优势。而当给定的净负荷频率波动迅速且幅值小时,换电站电池仓集群的调频损耗较

小。利用电池储能系统对调频信号迅速精确的响应特性,换电站会优先承担这部分的调频任务。另外,不同的 a_j 和 b_j 值反映了换电站电池仓集群在调频损耗中受充放电功率和荷电状态影响的重要性,这些参数依据电池仓的额定功率与额定容量之比来设定。

在换电站电池仓集群的调频损耗函数式(3)中, $E_{j,k}$ 可以被详细描述为与 $P_{j,k}^c$ 和 $P_{j,k}^d$ 相关的函数形式,即

$$E_{j,k} = E_{j,k-1} - (\eta_j^c P_{j,k}^c + P_{j,k}^d / \eta_j^d) \Delta t / S_j \quad (8)$$

式中: $E_{j,k-1}$ 为 $k-1$ 时刻换电站电池仓集群的荷电状态。

1.3 二次调频控制模型

1.3.1 目标函数

包含传统机组和V2G换电站电池仓的调频电源二次调频的总调频损耗 $C_{n,k}^1$ 为

$$\begin{cases} C_{n,k}^1 = \sum_{i \in I} C_{i,k}^1 + \sum_{j \in J} C_{j,k}^1 \\ C_{i,k}^1 = \alpha_i P_{i,k}^2 \\ C_{j,k}^1 = \alpha_j P_{j,k}^2 + \beta_{j,k} P_{j,k} + \gamma_{j,k} \end{cases} \quad (9)$$

1.3.2 调频约束条件

传统发电机组的调频能力主要受到两个方面的限制:一是输出功率的限制,二是功率变化速率的限制,即爬坡速率。

传统发电机组的调频出力受限于机组的调频能力范围,这主要表现在调频电源的功率备用容量和爬坡速率上^[29]。传统发电机组的调频能力约束可定义为

$$\begin{cases} P_i^{\min} \leq P_{i,k} \leq P_i^{\max} \\ R_i^{\min} \leq \frac{P_{i,k} - P_{i,k-1}}{\Delta t} \leq R_i^{\max} \end{cases} \quad (10)$$

式中: P_i^{\min} 和 P_i^{\max} 分别为传统机组调频有功出力的最小值、最大值; R_i^{\min} 和 R_i^{\max} 分别为爬坡速率的最小值、最大值。

定义 $\Omega_{i,k}$ 为第 i 台传统机组在 k 时刻输出有功的可行域。

$$\Omega_{i,k} = \left\{ P_{i,k} \left| \begin{array}{l} \max(P_i^{\min}, R_i^{\min} \Delta t + P_{i,k-1}) \leq P_{i,k} \leq \\ \min(P_i^{\max}, R_i^{\max} \Delta t + P_{i,k-1}) \end{array} \right. \right\} \quad (11)$$

换电站电池仓的调频能力主要受功率、爬坡速率和电池仓电量方面的约束。电池仓SOC取值范围为 $[0, 1]$,但为避免电池过充过放导致的寿命损失,电池

仓的SOC通常应控制在限定阈值范围内。同时,为实现电池仓电量的均衡,设定电池仓离网时刻SOC值的约束条件。电池仓集群的调频能力约束可定义为

$$\begin{cases} P_j^{\min} \leq P_{j,k} \leq P_j^{\max} \\ R_j^{\min} \leq \frac{P_{j,k} - P_{j,k-1}}{\Delta t} \leq R_j^{\max} \\ E_j^{\min} \leq E_{j,k} \leq E_j^{\max} \\ E_{j,k} \geq E_j^{\text{exp}} \end{cases} \quad (12)$$

式中: P_j^{\min} 和 P_j^{\max} 分别为换电站电池仓调频有功输出的最小值、最大值; R_j^{\min} 和 R_j^{\max} 分别为换电站电池仓爬坡速率的最小值、最大值; E_j^{\min} 和 E_j^{\max} 分别为换电站电池仓SOC的最小值、最大值; E_j^{exp} 为离网时期待的第 j 个电池仓集群的SOC值,该参数将电动汽车用户意愿与二次调频相结合,体现了用户调频意愿对换电站电池仓约束能力的影响。

定义 $\Omega_{j,k}$ 为在 k 时刻第 j 个电池仓集群输出有功的可行域。

$$\Omega_{j,k} = \{P_{j,k} \mid P_{j,k}^L \leq P_{j,k} \leq P_{j,k}^U\} \quad (13)$$

$$P_{j,k}^L = \begin{cases} \max \left\{ \begin{array}{l} P_j^{\min}, R_j^{\min} \Delta t + P_{j,k-1}, \\ (E_{j,k-1} - E_j^{\max}) S_j / \Delta t \eta_j^c \end{array} \right\}, P_{j,k} \leq 0 \\ \max(P_j^{\min}, R_j^{\min} \Delta t + P_{j,k-1}, 0), P_{j,k} > 0 \end{cases} \quad (14)$$

$$P_{j,k}^U = \begin{cases} \min \left\{ \begin{array}{l} P_j^{\max}, R_j^{\max} \Delta t + P_{j,k-1}, \\ 0, (E_{j,k-1} - E_j^{\text{exp}}) S_j / \Delta t \eta_j^c \end{array} \right\}, P_{j,k} \leq 0 \\ \min \left\{ \begin{array}{l} P_j^{\max}, R_j^{\max} \Delta t + P_{j,k-1}, \\ (E_{j,k-1} - E_j^{\min}) S_j \eta_j^d / \Delta t, \\ (E_{j,k-1} - E_j^{\text{exp}}) S_j \eta_j^d / \Delta t \end{array} \right\}, P_{j,k} > 0 \end{cases} \quad (15)$$

式中: $P_{j,k}^L$ 和 $P_{j,k}^U$ 分别为 k 时刻第 j 个电池仓集群输出有功的下限和上限。

1.3.3 调频控制模型

电网调度中心根据传统机组和换电站电池仓集群的调频特性分配调频任务,不同的调频单元利用各自的调频能力,实现优势互补。系统的二次调频需求 P_k^{AGC} 等于所有调频电源有功出力,即

$$P_k^{\text{AGC}} = \sum_{i \in I} P_{i,k} + \sum_{j \in J} P_{j,k} \quad (16)$$

式中: P_k^{AGC} 为 k 时刻区域电网下达的二次调频控制信号; $\sum_{i \in I} P_{i,k}$ 为传统机组有功出力总和; $\sum_{j \in J} P_{j,k}$ 为换电站电池仓集群有功出力总和。

综上所述,考虑换电站电池仓二次调频的数学模型为:

$$\min C_k^l = \min \left(\sum_{i \in I} C_{i,k}^l + \sum_{j \in J} C_{j,k}^l \right) \quad (17)$$

$$\text{s.t. } P_k^{\text{AGC}} = \sum_{i \in I} P_{i,k} + \sum_{j \in J} P_{j,k} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \Omega_{i,k} = \left\{ P_{i,k} \mid \begin{array}{l} \max(P_i^{\min}, R_i^{\min} \Delta t + P_{i,k-1}) \leq P_{i,k} \\ \leq \min(P_i^{\max}, R_i^{\max} \Delta t + P_{i,k-1}) \end{array} \right\} \\ \Omega_{j,k} = \left\{ P_{j,k} \mid P_{j,k}^L \leq P_{j,k} \leq P_{j,k}^U \right\} \end{cases} \quad (19)$$

2 换电站二次调频分布式控制策略

2.1 分布式一致性算法

相比于集中式算法,分布式算法能显著提高计算效率,且具有更高的可靠性和稳定性,适用于即插即用的换电站电池仓系统。

采用分布式一致性算法,关键在于对一致性变量进行迭代计算。换电站电池仓分布式算法控制策略如图2所示。将调频损耗函数对输出有功的偏导数定义为一致性变量 λ ,则传统机组和换电站电池仓的一致性变量表达式为

$$\begin{cases} \lambda_{i,k} = \frac{\partial C_{n,k}^l}{\partial P_{i,k}} = 2\alpha_i P_{i,k} \\ \lambda_{j,k} = \frac{\partial C_{n,k}^l}{\partial P_{j,k}} = 2\alpha_j P_{j,k} + \beta_{j,k} \\ \beta_{j,k} = -2b_j S_j (E_{j,k-1} - E_j^{\text{ref}}) \eta_j^c \Delta t, P_{j,k} \leq 0 \\ \beta_{j,k} = -2b_j S_j (E_{j,k-1} - E_j^{\text{ref}}) \Delta t / \eta_j^d, P_{j,k} > 0 \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\lambda_{i,k}$ 为 k 时刻第 i 台传统机组的一致性变量; $\lambda_{j,k}$ 为 k 时刻第 j 个电池仓集群的一致性变量; $C_{n,k}^l$ 为 k 时刻第 n 个调频电源的调频损耗。

在频率调节的分配策略中,针对二次频率调节的有功需求,应当选择调频损耗成本最低的调频电源来承担调频需求,即一致性参数 λ 最低的调频电源来承担需求。然而,随着时间的变化,调频电源有功调频的输出和当前荷电状态的改变可能会引起其 λ 值升高,二次调频需求将由更新后的 λ 值最低的调频电源负责。因而,调度中心不会将全部二次频率调节的有功需求让单个调频电源来承担,而是采用优化算法来确定最优调频方案,当所有调频电源 λ 值趋于一致时,总调频损耗最小。

在电力系统网络中,分布式算法的连接度是描述网络拓扑特性的重要参数。通常,具备通信交互能力的调频电源被视为相邻电源。将每个调频电源

所连接的相邻电源数量定义为连接度。例如,5个具备调频功能电源节点的连接度如图3所示,其中调频电源1的连接度为2,调频电源2的连接度为3。若将所有电源的连接度相加,并除以电源总数5,可得图3中网络的平均连接度为2。

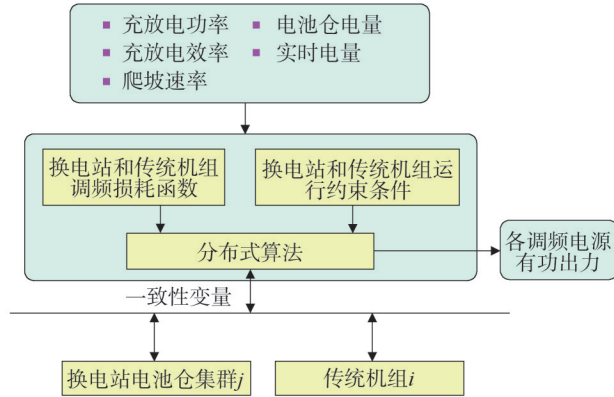


图2 V2G换电站电池仓分布式算法控制策略框图

Fig.2 Block diagram of distributed algorithm control strategy for V2G battery clusters in battery swapping station

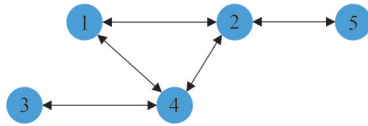


图3 调频电源连接度示意图

Fig.3 Schematic diagram of the connectivity of frequency regulation power sources

2.2 二次调频分布式控制策略

2.2.1 调频电源功率初始化

在二次调频控制之初,首先要为各调频电源设定初始调频功率。可将 P_k^{AGC} 系统的二次调频需求平均分派给各调频电源,如式(21)所示。

$$P_{n,k}^0 = \frac{P_k^{AGC}}{N} \quad (21)$$

式中: $P_{n,k}^0$ 为各调频电源的初始调频功率。

进而计算得到各电源一致性变量初值,如式(22)所示。

$$\begin{cases} \lambda_{i,k}^0 = 2\alpha_i P_{i,k}^0 \\ \lambda_{j,k}^0 = 2\alpha_j P_{j,k}^0 + \beta_{j,k} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $\lambda_{i,k}^0$ 为 k 时刻第 i 台传统机组的一致性变量初值; $\lambda_{j,k}^0$ 为 k 时刻第 j 个电池仓集群的一致性变量初值; $P_{i,k}^0$ 为第 i 台传统机组的初始调频功率; $P_{j,k}^0$ 为第 j 个电池仓集群的初始调频功率。

2.2.2 二次调频分配优化策略

k 时刻各调频电源二次调频出力优化策略如图4所示。

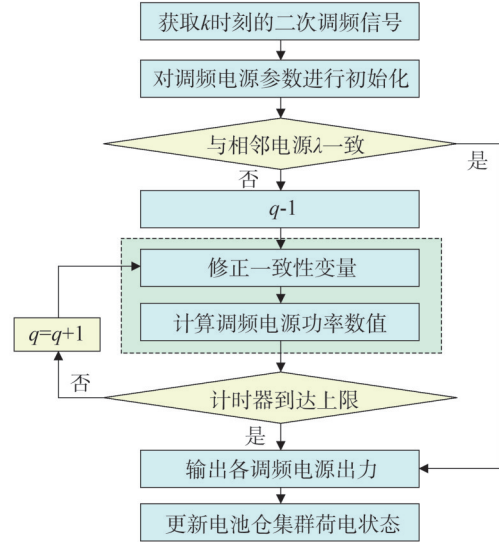


图4 k 时刻调频电源调频优化策略

Fig.4 Optimization strategy for frequency regulation of power sources at time k

通过比较每个分布式调频电源与相邻调频电源的一致性变量 λ 的差值,判断差值是否超过阈值。

$$\sum_{m \leftrightarrow n}^N (\lambda_{m,k,q-1} - \lambda_{n,k,q-1}) < \xi \quad (23)$$

式中: $m \leftrightarrow n$ 表示调频电源 m 与调频电源 n 相邻; $\lambda_{m,k,q-1}$ 、 $\lambda_{n,k,q-1}$ 为经过 $q-1$ 次迭代后调频电源 m 和调频电源 n 各自的一致性变量; ξ 为一个趋近于零的较小常量。

通过对各调频电源的 λ 值不断更新迭代,逐步改变各调频电源的有功输出,最终实现所有调频电源 λ 值趋于一致的目标,具体公式如式(24)一式(28)所示^[30]。

$$\bar{\lambda}_{n,k,q} = \lambda_{n,k,q-1} - \sigma_1 \sum_{q=1}^{q-1} \left(\sum_{m \leftrightarrow n}^N (\lambda_{m,k,q-1} - \lambda_{n,k,q-1}) \right) + \quad (24)$$

$$\sigma_2 (P_{n,k}^0 - P_{n,k-1}) \quad \lambda_{n,k,q} = \left[\bar{\lambda}_{n,k,q} \right]_{\delta} \quad (25)$$

$$\begin{cases} \bar{P}_{n,k,q} = \frac{\lambda_{n,k,q-1}}{2\alpha_i}, n \in I \\ \bar{P}_{n,k,q} = \frac{\lambda_{n,k,q} - \beta_{n,k,q}}{2\alpha_j}, n \in J \end{cases} \quad (26)$$

$$\tilde{P}_{n,k,q} = P_{n,k,q-1} + \sigma_3 (\bar{P}_{n,k,q} - P_{n,k,q-1}) \quad (27)$$

$$P_{n,k,q} = [\tilde{P}_{n,k,q}]_{\Omega} \quad (28)$$

式中: $\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$ 为修正系数; $\bar{\lambda}_{n,k,q}$ 为第个 n 调频电源 k 时刻第 q 次迭代的虚拟一致性变量; $\lambda_{n,k,q}$ 为第 n 个调频电源 k 时刻第 q 次迭代的一致性变量; $\bar{P}_{n,k,q}$ 为第 n 个调频电源 k 时刻第 q 次迭代的调频功率; $\beta_{n,k,q}$ 为第 n 个调频电源 k 时刻第 q 次迭代的一次项系数; $\tilde{P}_{n,k,q}$ 为第 n 个调频电源 k 时刻第 q 次迭代的虚拟功率偏移量; $P_{n,k,q}$ 为第 n 个调频电源 k 时刻第 q 次迭代的功率偏移量; Ω 为换电站二次调频的约束条件,包括传统机组调频的约束条件 $\Omega_{i,k}$ 和电池仓集群调频的约束条件 $\Omega_{j,k}$ 。

式(24)通过优化第 $q-1$ 次迭代的一致性变量和输出有功约束,规定了第 q 次迭代的虚拟一致性变量的更新准则。 $\bar{\lambda}_{n,k,q}$ 的优化包含两部分,第一部分是计算调频电源 $\lambda_{n,k,q-1}$ 与每个相邻电源 $\lambda_{m,k,q-1}$ 的差值,并对差值进行累加;第二部分则是功率约束对一致性变量的修正。

式(25)表示对虚拟一致性变量 $\bar{\lambda}_{n,k,q}$ 进行约束,使计算结果与现实情况相符,保证算法的收敛性。通常规定一致性变量 $\lambda_{n,k,q}$ 的阈值界限为 δ 。若虚拟一致性参数 $\bar{\lambda}_{n,k,q}$ 越过给定阈值时,则取边界值;没有越过给定阈值时,保持不变。

式(26)可由一致性变量 λ 的公式(20)倒推得出。式(27)表示虚拟功率偏移量 $\tilde{P}_{n,k,q}$ 等于修正调频出力之后的结果,此时还没有对其设置约束。

式(28)对虚拟功率偏移量 $\tilde{P}_{n,k,q}$ 进行约束,得到功率偏移量 $P_{n,k,q}$ 。按照调频电源的类别,根据上文提到约束条件 $P_{n,k,q}$ 可取的范围为 $\Omega(P_{i,k} \in \Omega_{i,k}, P_{j,k} \in \Omega_{j,k})$,对 $\tilde{P}_{n,k,q}$ 进行约束。约束过程与一致性变量的约束类似。

2.2.3 判断计时器是否已经达到上限

若计时器达到设定值,则以最后一轮迭代结果作为区域电网的二次调频控制信号,反之,重返2.2.1节。在电网频率控制中,应在 Δt 时间范围内完成该时刻各调频电源的有功出力的计算。因此,计时器通常设定为恒定时长 Δt ,该时长为信号采集的时间间隔。

2.2.4 对换电站电池仓的荷电状态进行更新

更新公式^[31]为

$$E_{j,k} = \begin{cases} E_{j,k-1} - \frac{\eta_j^c P_{j,k}^c \Delta t}{S_j} \\ E_{j,k-1} - \frac{P_{j,k}^d \Delta t}{\eta_j^d S_j} \end{cases} \quad (29)$$

在 $k-1$ 时刻二次调频分配之后,按照电池仓集群的实际输出有功校准其荷电状态,以便于在第 k 时刻进行二次调频出力的分配。

3 算例分析

本文在MATLAB/Simulink上,对换电站二次调频分布式控制策略进行仿真和验证。仿真模型构建了包含一个传统机组和V2G换电站三个电池仓集群的系统,并设传统机组同时参与一次调频和二次调频,电池仓集群仅参与二次调频。其中,区域电网总容量为5 000 MW,仿真模型中参数 M 为5,参数 D 为1;一次调频调节系数 R 设为0.04;二次调频调节系数 B 设为26,积分增益 K_I 设为-0.15。调频周期设为4 s,整个调频时段设为7 200 s。区域电网净负荷波动曲线在300 s和4 500 s附近分别设置一个阶跃上升和阶跃下降,在4 500 s以后,曲线呈正弦波动,其余时段表现为幅值较小的变化。

图5为换电站参与二次调频过程中电网频率偏差随时间 t 变化的曲线。由图可见,本文控制策略可实现对信号的精准追踪,将电网频率偏差 Δf 限制在极小的区间内。具体来说,在极端状况下,区域电网最大频率偏差仅为 1.116×10^{-3} Hz。在正常状态下,其波动在 $\pm 2.13 \times 10^{-7}$ Hz左右,符合区域电网二次频率波动的要求。

图6为传统机组和换电站电池仓集群共同有功出力与二次调频指令信号 P_k^{AGC} 之间的误差曲线。由图可见,本文控制策略可以精准响应二次调频指令信号。除了在319 s和4 503 s附近分别出现了 1.780×10^{-3} MW和 -1.992×10^{-3} MW的瞬时跟踪误差(即 P_{error})外,其余时段对于 P_k^{AGC} 信号的跟踪效果良好,误差均在 $\pm 3.701 \times 10^{-6}$ MW以内。

图7为传统机组和换电站三个电池仓集群各自的有功出力曲线。可以看出,传统机组和换电站三个电池仓集群的有功出力随着区域电网净负荷的波动而变化,净负荷波动越剧烈,有功出力变化也越快。具体来说,在0~300 s时,净负荷在0附近小范围

波动。在300 s时,净负荷发生阶跃性增长时,各调频电源随即提升出力以响应 P_k^{AGC} 。换电站电池仓爬坡速率远大于传统机组,所以在阶跃变化初期,电池仓集群调频速度更快,有功出力更大。电池仓集群1的实时SOC值大于电池仓集群2,因而,容量更大的电池仓集群,其输出功率也相对更高。传统机组爬坡速率较小,机组稳定输出有功,曲线走势平稳。在二次调频中期,电网净负荷达到稳定状态,调频工作主要由传统机组独立负责,电池仓集群电量维持不变。在4 500 s时净负荷阶跃降低,为实现对 P_k^{AGC} 信号的追踪,电池仓集群快速调节输出功率,调频后期机组平稳出力。

图8为传统机组和换电站三个电池仓集群的一致性变量曲线。在二次调频过程中,传统机组和换电站三个电池仓集群的一致性变量的变化大致相同。仅在300 s和4 500 s附近,由于电网净负荷发生阶跃变化,各调频电源的一致性变量经过快速调整期,迅速稳定至近似值,反映了分布式算法良好的收敛性能。

图9为换电站三个电池仓集群的SOC变化曲线,换电站三个电池仓集群的SOC随区域电网净负荷的波动而变化。净负荷增加时,三个电池仓集群SOC均降低;净负荷减少时,SOC均升高。具体来说,调频初期,净负荷阶跃增加,各调频单元增加有功出力响应调频信号,三个电池仓集群的SOC均逐渐降低;初始SOC最大的电池仓集群的SOC降低最多,初始SOC最小的电池仓集群的SOC降低最少。调频中期,主要由传统机组独立承担调频,三个电池仓集群保持电量,SOC基本不变。调频后期,调频信号变化较慢,传统机组的有功出力逐步能精确响应调频信号后,为电池仓集群补充电量,三个电池仓集群的SOC均逐渐升高,慢慢回升到最佳SOC附近,但由于电池仓集群3电池容量最小,所以承担的调频责任也更小,SOC上升值更少。

由此可见,该控制策略有效配置了调频电源的输出功率,使换电站电池仓集群在完成电网二次调频任务的同时,将SOC维持在电池仓期待的SOC值(0.5)附近,保证了电池仓集群的电量均衡,实现了总调频损耗最小的目标。

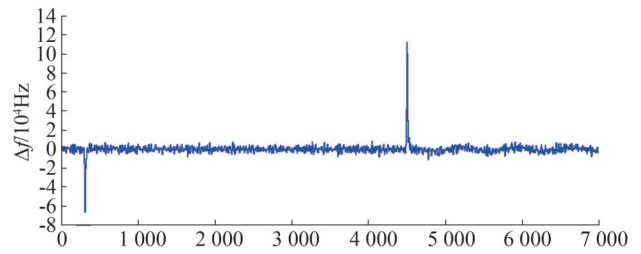


图5 二次调频的电网频率偏差曲线

Fig.5 Frequency deviation curve of the power grid for secondary frequency regulation

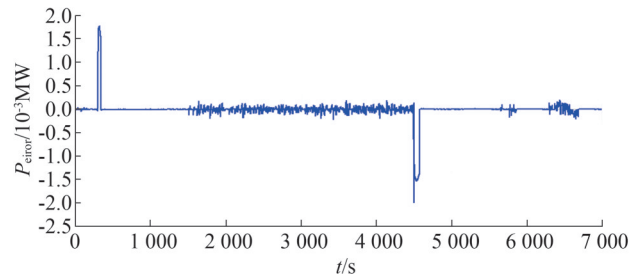


图6 传统机组和换电站电池仓集群有功出力与 P_k^{AGC} 之间的误差曲线

Fig.6 Error curves between active power output and P_k^{AGC} of traditional units and battery clusters in swapping station

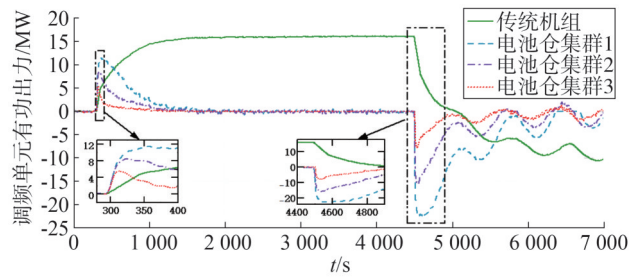


图7 传统机组和换电站三个电池仓集群有功出力曲线

Fig.7 Active power output curves of traditional generation units and three battery clusters in battery swapping stations

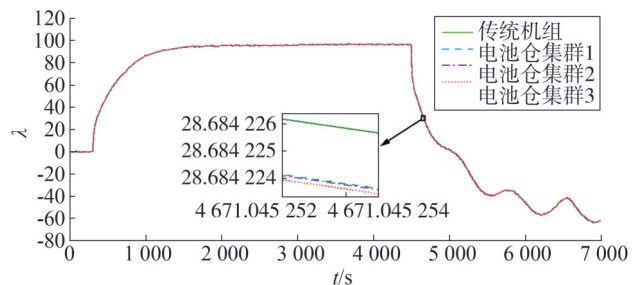


图8 传统机组和换电站电池仓集群一致性变量曲线

Fig.8 Consensus variables of traditional units and battery clusters in battery swapping station

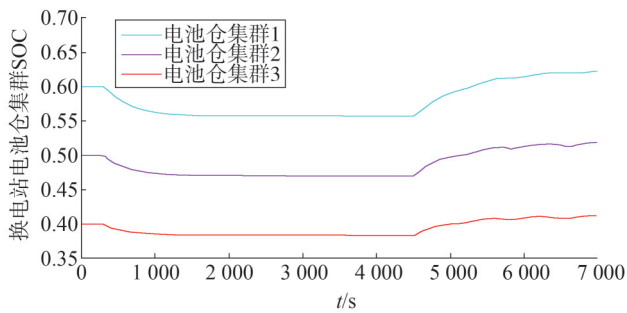


图9 换电站三个电池仓集群的SOC变化曲线

Fig.9 SOC variation curve of three battery clusters in the battery swapping station

为检验本文所提控制策略的有效性,通过仿真实验对比分析不同的调频设定,图10—图13为仿真结果。具体来看,模式1为传统发电机组参与一、二次调频,没有换电站参与调频;模式2为传统机组参与一、二次调频,换电站电池仓集群参与二次调频,且默认所有的用户都同意参与电网调频。本文所提控制策略为传统机组参与一、二次调频,且考虑换电站用户参与二次调频的意愿水平。

从图10可见,在模式1中,区域电网频率偏差保持在较小的区间。鉴于传统机组爬坡速率有限,在区域电网净负荷发生阶跃上升(300 s)和阶跃下降(4 500 s)的时候,出现了较大的电网频率偏差。由图11可知,在模式2下,区域电网的频率偏差显著小于模式1。换电站电池仓集群的快速响应特性,明显改善了电网频率偏差。模式2与本文所提策略的频率偏差(图5)极为相近,展示了换电站参与电网调频的优越性。

由图12可知,在模式1下,对信号的跟踪效果不好,在300 s和4 500 s附近分别出现了很大的瞬时跟踪误差,其余时段的平均误差为 $\pm 4.332 \times 10^{-4}$ MW,

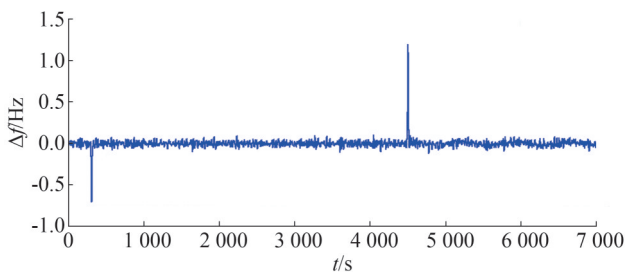


图10 模式1下电网频率偏差曲线

Fig.10 Frequency deviation curve of power grid in Mode 1

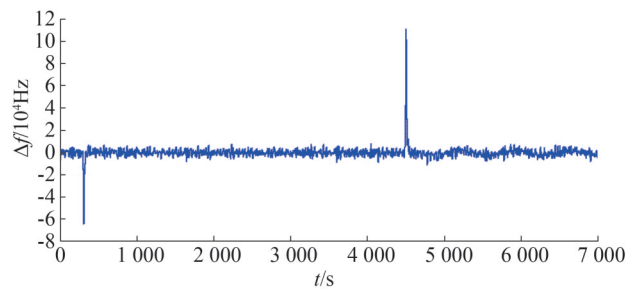


图11 模式2下电网频率偏差曲线

Fig.11 Frequency deviation curve of power grid in Mode 2

与本文所提控制策略(图6)的平均误差相比有较大差距。由图13可知,在模式2下,对于 P_k^{AGC} 信号的跟踪效果略优于模式1,但是与本文考虑了换电站用户调频意愿的控制策略相比仍有较大差距。在300 s和4 500 s附近分别出现了较大的瞬时跟踪误差,其余时段的平均误差为 $\pm 2.351 \times 10^{-4}$ MW。

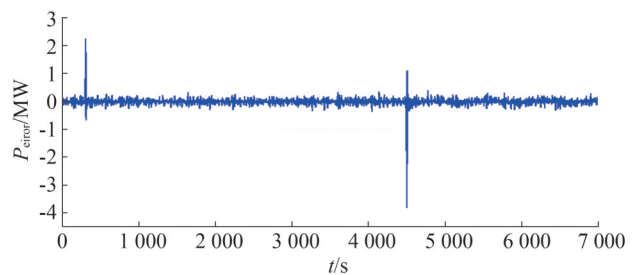


图12 模式1下二次调频有功出力误差

Fig.12 Active power output error of secondary frequency regulation in Mode 1

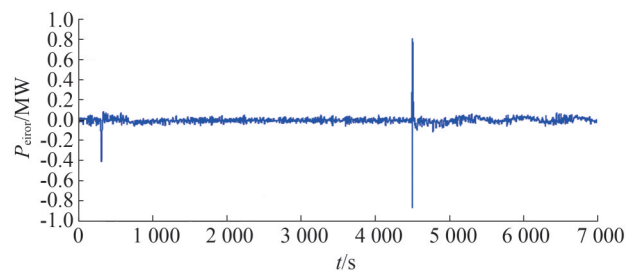


图13 模式2下二次调频有功出力误差

Fig.13 Active power output error of secondary frequency regulation in Mode 2

4 结论

本文提出一种考虑电池仓集群一致性的V2G换电站二次调频的控制策略。首先,通过分析经济激

励、时间成本及电池损耗等关键因素,构建基于Logit离散选择模型的用户意愿模型。其次,构造了换电站电池仓集群调频损耗函数,通过设置目标函数的惩罚项,实现换电站电池仓电量的主动均衡。最后,建立基于一致性算法的V2G换电站分布式控制策略,以最小化调频损耗总和为目标,通过迭代更新一致性变量,达到了电网二次频率调节的需求。由仿真结果可知,本文所提策略不仅有效满足了电网二次频率调节的要求,优化了电池仓集群的调频能力,而且确保了电池仓集群的电量均衡,提高了电网的稳定性和可靠性。同时,该策略提高了系统响应速度和扩展性,降低了通信成本。

参考文献

- [1] 江建,张树森,徐峰亮.考虑电动汽车集群响应的分布式资源协同调度策略研究[J].山东电力技术,2024,51(6):1-11.
JIANG Jian, ZHANG Shusen, XU Fengliang. Research on the collaborative dispatch strategy of distributed resources considering the response of electric vehicle cluster [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(6): 1-11.
- [2] 罗其华,李平,张少迪.考虑需求响应和阶梯碳交易的虚拟电厂低碳经济调度[J].浙江电力,2023,42(6):51-59.
LUO Qihua, LI Ping, ZHANG Shaodi. Low-carbon and economic scheduling of virtual power plant considering demand response and stepwise carbon trading [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(6): 51-59.
- [3] 焦昊东,于艾清,王育飞.考虑换电站的综合能源系统低碳经济调度[J].储能科学与技术,2023,12(10):3254-3264.
JIAO Haodong, YU Aiqing, WANG Yufei. Low-carbon economic dispatch of an integrated energy system considering battery swapping stations [J]. Energy Storage Science and Technology, 2023, 12(10): 3254-3264.
- [4] 国家发展改革委,国家能源局,工业和信息化部,等.关于加强新能源汽车与电网融合互动的实施意见[J].大众用电,2024,39(1):9-11.
- [5] CUI D S, WANG Z P, LIU P, et al. Operation optimization approaches of electric vehicle battery swapping and charging station: a literature review [J]. Energy, 2023, 263: 126095.
- [6] 华光辉,夏俊荣,廖家齐,等.新能源汽车充换电及车网互动[J].现代电力,2023,40(5):779-787.
HUA Guanghui, XIA Junrong, LIAO Jiaqi, et al. New energy vehicle charging and vehicle to grid interaction [J]. Modern Electric Power, 2023, 40(5): 779-787.
- [7] TAN K M, RAMACHANDARAMURTHY V K, YONG J Y. Integration of electric vehicles in smart grid: a review on vehicle to grid technologies and optimization techniques [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2016, 53: 720-732.
- [8] 弭轍,胡健祖,郭珍妮,等.新型电力系统体系下新能源发展态势及市场化消纳研究[J].山东电力技术,2023,50(10):1-8.
MI Zhe, HU Jianzu, GUO Zhenni, et al. Research on the development situation and market-oriented consumption of renewable energy under new power system architecture [J]. Shandong Electric Power, 2023, 50(10): 1-8.
- [9] 葛少云,朱林伟,刘洪,等.基于动态交通仿真的高速公路电动汽车充电站规划[J].电工技术学报,2018,33(13):2991-3001.
GE Shaoyun, ZHU Linwei, LIU Hong, et al. Optimal deployment of electric vehicle charging stations on the highway based on dynamic traffic simulation [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(13): 2991-3001.
- [10] 骆钊,聂灵峰,田肖,等.结合车主期望的充换电站辅助调频策略[J].电力系统保护与控制,2024,52(13):90-101.
LUO Zhao, NIE Lingfeng, TIAN Xiao, et al. Auxiliary frequency regulation strategy for charging and swapping stations combined with the expectations of vehicle owners [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(13): 90-101.
- [11] WU C T, LIN X N, SUI Q, et al. Two-stage self-scheduling of battery swapping station in day-ahead energy and frequency regulation markets [J]. Applied Energy, 2021, 283: 116285.
- [12] 龙雪梅,杨军,吴赋章,等.考虑路网-电网交互和用户心理的电动汽车充电负荷预测[J].电力系统自动化,2020,44(14):86-93.
LONG Xuemei, YANG Jun, WU Fuzhang, et al. Prediction of electric vehicle charging load considering interaction between road network and power grid and user's psychology [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(14): 86-93.
- [13] 陈坤,盛裕杰,李涛,等.计及用户决策的异质性与不完全理性的电网-充电运营商协同运行[J].现代电力,2023,40(3):332-341.
CHEN Kun, SHENG Yujie, LI Tao, et al. Power network-charging station operator coordinated operation considering heterogeneity and incomplete rationality of user decision-making [J]. Modern Electric Power, 2023, 40(3): 332-341.
- [14] 杨颂,王成龙,孙树敏,等.基于集群划分的配电网双层电压协调优化策略[J].山东电力技术,2024,51(3):55-64.
YANG Song, WANG Chenglong, SUN Shumin, et al. Coordination optimization strategy for cluster partition-based two-stage voltage control for distribution network [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(3): 55-64.
- [15] MENG L X, ZAFAR J, KHADEM S K, et al. Fast frequency response from energy storage systems—a review of grid standards, projects and technical issues [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1566-1581.
- [16] 李泽成,孙燕盈.新型电力系统下考虑分布式光伏并网的配电网可靠性评估[J].山东电力技术,2023,50(5):1-5.
LI Zecheng, SUN Yanying. Reliability evaluation of distribution network considering flexible grid connection of distributed photovoltaic power generations [J]. Shandong Electric Power, 2023,

- 50(5):1-5.
- [17] LI S J, XU Q S, FANG L L, et al. Dynamic feedback-based active equalization control method for state of charge of battery energy storage in the power grid [J]. Electric Power Systems Research, 2024, 230: 110201.
- [18] CHEN W, MA Z C, LIU W F, et al. Adaptive control strategy for primary frequency regulation of energy storage battery banks with SOC [C] // 2022 3rd International Conference on Advanced Electrical and Energy Systems(AEES). IEEE, 2023: 165-170.
- [19] WANG K T, TIAN L J, LI J, et al. SOC consistency optimization control strategy of flywheel array energy storage system for grid primary frequency regulation [C] // 2022 IEEE/IAS Industrial and Commercial Power System Asia (I&CPS Asia). IEEE, 2022: 1517-1524.
- [20] CHANG X, ZHENG T W, CHEN Z, et al. State-of-charge balancing control strategy based on discrete consensus algorithm for battery energy storage in islanded microgrid [C] // 2018 2nd IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration(EI2). IEEE, 2018: 1-6.
- [21] 叶凯, 李哲, 程杰, 等. 基于云平台的光伏二次调频双层控制策略[J]. 河北电力技术, 2022, 41(3): 37-41.
YE Kai, LI Zhe, CHENG Jie, et al. Double layer control strategy of photovoltaic secondary frequency modulation based on cloud platform[J]. Hebei Electric Power, 2022, 41(3): 37-41.
- [22] NAMERIKAWA T, KATO T. Distributed load frequency control of electrical power networks via iterative gradient methods [C] // 2011 50th IEEE Conference on Decision and Control and European Control Conference. IEEE, 2012: 7723-7728.
- [23] DENG H Z, LIU X J. Distributed MPC for automatic generation control of power system with wind power and battery energy storage systems [C] // 2021 China Automation Congress (CAC). IEEE, 2022: 7057-7062.
- [24] 张圣祺, 袁蓓, 季振东, 等. 基于分布式控制原理的电池储能系统二次调频控制[J]. 电工技术学报, 2019, 34(增刊2): 637-645.
ZHANG Shengqi, YUAN Bei, JI Zhendong, et al. A secondary frequency control based on the distributed control theory considering battery energy storage systems [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(S2): 637-645.
- [25] 何斯强, 张俊岭, 顾宗奇, 等. 面向分布式资源聚合管控的虚拟电厂建模与优化控制综述[J]. 山东电力技术, 2024, 51(2): 11-24.
HE Siqiang, ZHANG Junling, GU Zongqi, et al. Overview of virtual power plant modeling and optimization control for distributed resource aggregation and control [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(2): 11-24.
- [26] 何晨可, 朱继忠, 刘云, 等. 计及碳减排的电动汽车充换储一体站与主动配电网协调规划[J]. 电工技术学报, 2022, 37(1): 92-111.
HE Chenke, ZHU Jizhong, LIU Yun, et al. Coordinated planning of electric vehicle charging-swapping-storage integrated station and active distribution network considering carbon reduction [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(1): 92-111.
- [27] 房宇轩, 胡俊杰, 马文帅. 计及用户意愿的电动汽车聚合商主从博弈优化调度策略[J]. 电工技术学报, 2024, 39(16): 5091-5103.
FANG Yuxuan, HU Junjie, MA Wenshuai. Optimal dispatch strategy for electric vehicle aggregators based on Stackelberg game theory considering user intention [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(16): 5091-5103.
- [28] 张圣祺, 刘何毓, 汪飞, 等. 面向电网二次调频需求的“PXP”储能集群分布式均衡控制策略[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(3): 886-898.
ZHANG Shengqi, LIU Heyu, WANG Fei, et al. A balancing control strategy for “power-X-power” energy storage cluster in system load frequency control [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(3): 886-898.
- [29] 张圣祺, 袁蓓, 徐青山, 等. 规模化储能参与下的电网二次调频优化控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(5): 82-88.
ZHANG Shengqi, YUAN Bei, XU Qingshan, et al. Optimal control strategy of secondary frequency regulation for power grid with large-scale energy storages [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(5): 82-88.
- [30] MÉGEL O, LIU T, HILL D J, et al. Distributed secondary frequency control algorithm considering storage efficiency [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(6): 6214-6228.
- [31] 袁蓓. 电池储能在电网中的调频控制研究[D]. 南京: 东南大学, 2019.
- 收稿日期: 2024-12-23
修回日期: 2025-03-10
作者简介:
范晨辰(2000), 女, 硕士在读, 主要研究方向为电力系统负荷频率控制、电动汽车充电优化;
黄新凯(2006), 男, 本科在读, 主要研究方向为电动汽车充电优化;
张圣祺(1988), 男, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统负荷频率控制、电池储能规划与控制;
周喆(1993), 通信作者(zhouzhe@shu.edu.cn), 女, 博士, 讲师, 主要研究方向为电动汽车充电优化、网络攻击下智能电网安全调控。
(责任编辑 车永强)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240574

考虑储能荷电状态均衡的低频减载优化控制策略

罗凯明¹,徐艺敏²,张大林²,李 骁¹,岳 帅²,于海龙^{3*}

(1. 国网江苏省电力有限公司, 江苏 南京 210000; 2. 国网江苏省电力有限公司镇江供电分公司, 江苏 镇江 212000;
3. 南京理工大学自动化学院, 江苏 南京 210094)

摘要: 可再生能源高渗透率导致电网低频故障加剧, 传统低频减载策略难以满足现阶段电网的快速调频需求, 储能作为电网调频重要手段又面临荷电状态(state of charge, SOC)越限问题。为维持电网频率稳定, 减少低频减载动作, 文中提出了考虑储能荷电状态均衡的低频减载优化控制策略。首先, 建立考虑荷电状态的储能耗量特性函数, 量化储能运行成本作为控制依据; 其次, 利用分布式一致性算法, 以调频损耗最小为目标, 实现储能参与低频故障功率分配; 最后, 基于所提控制策略进行仿真。仿真结果表明, 基于一致性的分布式控制策略可以减少低频减载动作次数, 缓解用户停电的不佳体验, 实现储能集群的SOC均衡, 提高电网的稳定性和安全性。

关键词: 低频减载; SOC均衡; 分布式储能集群; 分布式算法

中图分类号: TM732

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2025)10-0025-09

Optimal Control Strategy for Low-frequency Load Shedding Considering Energy Storage Charge State Balance

LUO Kaiming¹, XU Yimin², ZHANG Dalin², LI Yao¹, YUE Shuai², YU Hailong^{3*}

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Company, Nanjing 210000, China;

2. Zhenjiang Power Supply Branch of State Grid Jiangsu Electric Power Company, Zhenjiang 212000, China;

3. School of Automation, Nanjing University of Science and Technology, Nanjing 210094, China)

Abstract: The high penetration rate of renewable energy has led to the aggravation of low-frequency faults in the power grid, and the traditional low-frequency load shedding strategy is difficult to meet the current stage of the power grid's rapid frequency regulation needs, energy storage as an important means of frequency regulation in the power grid and face the SOC overrun problem, in order to maintain the frequency stability of the power grid and reduce the low-frequency load shedding action, a low-frequency load shedding optimization control strategy considering the balance of the charge state of the energy storage is proposed. Firstly, the storage energy consumption characteristic function considering the charge state is established to quantify the storage operating cost as the control basis; secondly, the distributed consistency algorithm is utilized to achieve the participation of storage in the low-frequency fault power allocation with the goal of minimizing the FM (frequency modulation) loss; lastly, the simulation is conducted based on the proposed control strategy. The simulation results show that the consistency-based distributed control strategy can reduce the number of low-frequency load shedding actions, alleviate the user's bad experience of blackout and achieve the storage clusters' of SOC equalization, and improve the stability and security of the power grid.

Keywords: low-frequency load shedding; SOC equalization; distributed energy storage clusters; distributed algorithms

0 引言

近年来, 在全球能源供需格局改变及我国“双

碳”战略的驱使下, 大规模新能源发电的规划建设也在稳步推进。然而, 随着新能源发电渗透比例不断提高, 在加剧配电网频率波动的同时也降低了电力系统的惯性^[1-4], 导致系统频率对功率缺额的反应恶化, 降低了系统对频率波动的耐受性, 这对传统低频减载方案提出了新的挑战。

基金项目: 国网江苏省电力有限公司科技项目(J2024020)。Science and Technology Project of State Grid Jiangsu Electric Power Company(J2024020)。

低频减载作为电网安全第三道防线的典型控制策略,通过切除部分需求侧负荷,可以有效防止电网频率跌落并导致崩溃现象的发生^[5-6]。基于加强电网安全稳定运行的考虑,改进低频减载策略受到关注。文献[7]考虑新能源参与调频的频率控制趋势,提出了风火电联合参与的低频减载控制策略;文献[8]针对节点过电压导致的分布式能源脱网问题,提出了定义负荷节点重要性的分层分区切负荷方法优化低频减载策略;文献[9]考虑用户负荷特性,设置用户重要等级标签作为切削优先级,对传统低频减载方案各轮切负荷量进行优化整定。尽管上述文献提出低频减载策略优化的方向不同,但大多以配网负荷节点为研究目标,通过区分节点线路的重要程度来切除负荷,缺乏对众多分布式储能资源的考虑^[10]。

随着储能技术的快速发展,储能已经广泛应用于电网的削峰填谷^[11]、调频调压^[12-14]、辅助服务^[15-16]等场景。其中,电池储能(battery energy storage system, BESS)由于其响应迅速快,已经成为配电网频率稳定的重要保障^[17-18]。由于 BESS 能够在短时间内提供等效于快速负荷削减应对频率波动,可以通过合理设置阈值,使其比传统低频减载方案提前切除负荷,或减少低频减载切除负荷轮次,缓解切负荷给用户用电造成的不便。

目前,现有研究逐渐关注利用 BESS 优化故障场景低频减载策略。文献[19]提出了一种基于本地控制的 BESS 控制方法,通过预定的频率阈值执行调频策略,以防止频率瞬时下跌造成的低频欠载;文献[20]将 BESS 作为可控负荷,通过比传统低频减载动作提前切削,降低低频减载动作概率;文献[21]模拟真实系统,证明了 BESS 参与可以减少低频减载阶段,提高系统稳定性。上述考虑 BESS 参与的低频减载策略,有效提高了低频减载策略的适应性和电网频率的稳定性。同时,基于分布式控制,有效缓解了大量 BESS 接入后控制中心的计算压力,提高了系统的时效性。但上述基于阈值固定的 BESS 控制策略,缺乏对 BESS 个体荷电状态(state of charge, SOC)的均衡控制,无法保证配电网 BESS 集群中各 BESS 个体的荷电状态基本一致,不仅降低了 BESS 集群响应低频故障的能力,且易导致 BESS 发生容量越限,加剧系统频率故障。

为避免 BESS 容量越限,部分研究提出在低频减载策略中将 BESS 充放电功率与实时 SOC 关联。文献[22]根据 SOC 范围划分 BESS 的工作区域,并利用模糊规则平滑 BESS 出力,缓解低频减载问题。文献[23]则构建了 SOC 与 BESS 充放电功率上下限之间的函数,约束 BESS 功率输出,避免其过充过放。尽管上述低频减载策略都在一定程度上实现了 SOC 均衡,但基于经验定义 BESS 出力与 SOC 之间的函数关系,缺乏可量化的理论支撑。

综上所述,现阶段尚没有能够兼顾 BESS 集群 SOC 均衡和动态出力的低频减载控制策略,为此,本文提出了考虑 BESS 集群 SOC 均衡的低频减载优化控制策略。该策略通过合理安排 BESS 集群出力响应低频故障,在维持 SOC 均衡的同时与现有低频减载策略并列运行,利用 BESS 集群减少减载轮次。具体来说,通过建立储能耗量特性函数,量化 BESS 出力成本,以最小化储能集群耗量成本为目标,实现 BESS 个体的 SOC 均衡。在此基础上,采用分布式算法,一方面实现 BESS 即切即弃, BESS 与其同母线负载在低频减载轮次中被切除时,相邻 BESS 可以及时调整出力方案,避免调度中心无法及时调整 BESS 出力方案,导致低频故障恶化。另一方面,为匹配低频系统低频减载策略的时间尺度,分布式算法有效提高了运算速度,运算压力由控制中心和 BESS 集群共同承担。

1 考虑 BESS 集群 SOC 均衡的低频减载控制策略

本文提出了一种考虑 BESS 集群 SOC 均衡的低频减载优化策略,整体控制结构由控制中心和每个分布式 BESS 组成,并假设该区域含有 n 个 BESS,如图 1 所示。控制中心在接收到电网频率故障信号 P^{ref} 后,按容量比将初始输出功率 P_i^0 下发至各 BESS 个体,各 BESS 个体基于分布式一致性算法,并行求解各自输出功率 P_i 。一方面, BESS 个体通过相邻通信交换一致性变量信息,实现 BESS 个体间的功率分配和 SOC 均衡控制,响应电网频率故障,缓解低频减载动作。另一方面,当低频减载动作将 BESS 和同母线负载一起切除后,其他 BESS 个体能够及时调整输出功率方案,防止低频故障恶化。

1.1 耗量特性函数

为实现低频减载控制策略下的SOC均衡,构建BESS耗量特性函数,如式(1)所示,用以量化BESS个体耗量成本,作为控制策略调度BESS的依据。其中,参考传统机组的调频损耗函数,定义BESS耗量成本与功率输出为正相关关系。同时,考虑SOC偏差对配电网稳定运行带来的潜在安全影响,使BESS耗量成本与SOC偏差值总体上也呈正相关关系,避免SOC越限。

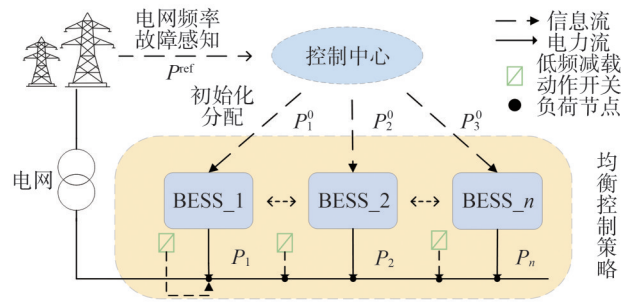


图1 考虑BESS集群SOC均衡的低频频减载控制策略
Fig.1 Low-frequency load shedding control strategy considering SOC equalization of BESS clusters

进一步考虑BESS个体SOC受其输出功率影响,根据式(2)可将BESS的调频耗量变换为以储能充放电功率为单一变量的函数形式,如式(3)所示。

$$C_i(t) = aP_i(t)^2 + b(S_{c,i}(t) - S_c^{\text{ref}})^2 \quad (1)$$

$$S_{c,i}(t) = \begin{cases} S_{c,i}(t-1) - \eta^c P_i(t) \Delta t, & P_i(t) \leq 0 \\ S_{c,i}(t-1) - \frac{P_i(t)}{\eta^d} \Delta t, & P_i(t) > 0 \end{cases} \quad (2)$$

$$C_i(t) = \begin{cases} \alpha^c P_i(t)^2 + \beta_i^c P_i(t) + \gamma_i^c, & P_i(t) \leq 0 \\ \alpha^d P_i(t)^2 + \beta_i^d P_i(t) + \gamma_i^d, & P_i(t) > 0 \end{cases} \quad (3)$$

$$\begin{cases} \alpha^c = a + b(\eta^c \Delta t)^2 \\ \beta_i^c = -2b(S_{c,i}(t-1) - S_c^{\text{ref}}) \eta^c \Delta t \\ \gamma_i^c = b(S_{c,i}(t-1) - S_c^{\text{ref}})^2 \\ \alpha^d = a + b(\Delta t / \eta^d)^2 \\ \beta_i^d = -2b(S_{c,i}(t-1) - S_c^{\text{ref}}) \Delta t / \eta^d \\ \gamma_i^d = \gamma_i^c \end{cases} \quad (3)$$

式中: $C_i(t)$ 为 t 时刻第 i 台BESS的调频耗量; $P_i(t)$ 为 t 时刻第 i 台BESS的输出功率,充电时 $P_i(t) \leq 0$,放电时 $P_i(t) > 0$; $S_{c,i}(t)$ 为 t 时刻第 i 台BESS的荷电状态;

S_c^{ref} 为定义的理想SOC状态值; a 和 b 分别为BESS实时功率和SOC偏差影响调频耗量的权重系数; η^c 、 η^d 分别为BESS个体充、放电效率; α^c 、 α^d 分别为充、放电时BESS二次项系数; β_i^c 、 β_i^d 分别为充、放电时第 i 台BESS的一次项系数; γ_i^c 、 γ_i^d 分别为充、放电时第 i 台BESS常数项系数; Δt 为调频控制时间间隔。

1.2 BESS出力目标函数

为实现考虑SOC均衡的低频频减载优化控制策略,基于每台BESS耗量函数构建最优BESS出力调度方案,以BESS集群耗量成本最小为目标,实现储能集群的SOC均衡控制,建立 t 时刻的BESS集群目标函数如式(4)所示。

$$\min_{P_i(t), i \in I} C^{\text{sum}}(t) = \sum_{i=1}^{|I|} C_i(t) \quad (4)$$

式中: $C^{\text{sum}}(t)$ 为BESS集群总耗量成本; I 为所有BESS的集合。

1.3 BESS出力约束条件

BESS个体出力受其调频范围的客观约束,包括额定功率、额定容量、爬坡速率,最终表示为BESS出力约束集合 $\Omega_i(t)$ 。

$$P_i^{\min} \leq P_i(t) \leq P_i^{\max} \quad (5)$$

$$S_{c,i}^{\min} \leq S_{c,i}(t) \leq S_{c,i}^{\max} \quad (6)$$

$$R_i^{\min} \leq \frac{P_i(t) - P_i(t-1)}{\Delta t} \leq R_i^{\max} \quad (7)$$

$$\Omega_i(t) = \{P_i(t) | P_i^L \leq P_i(t) \leq P_i^U\} \quad (8)$$

$$P_i^L = \begin{cases} \max(P_i^{\min}, R_i^{\min} \Delta t + P_i(t-1), \\ (S_{c,i}(t-1) - S_{c,i}^{\max}) / \Delta t \eta^c), & P_i(t) \leq 0 \\ \max(P_i^{\min}, R_i^{\min} \Delta t + P_i(t-1), 0), & P_i(t) > 0 \end{cases} \quad (9)$$

$$P_i^U = \begin{cases} \min(P_i^{\max}, R_i^{\max} \Delta t + P_i(t-1), 0), & P_i(t) \leq 0 \\ \min(P_i^{\max}, R_i^{\max} \Delta t + P_i(t-1), \\ (S_{c,i}(t-1) - S_{c,i}^{\min}) \eta^d / \Delta t), & P_i(t) > 0 \end{cases}$$

式中: P_i^{\min} 和 P_i^{\max} 分别为第 i 台BESS输出功率的最小值和最大值; R_i^{\min} 和 R_i^{\max} 分别为第 i 台BESS爬坡速率的最小值和最大值; $S_{c,i}^{\min}$ 和 $S_{c,i}^{\max}$ 分别为第 i 台BESS荷电状态的最小值和最大值; P_i^U 、 P_i^L 分别为第 i 台BESS满足运行约束下的输出功率上下限; $\Omega_i(t)$ 为第 i 台BESS输出功率取值范围。

电力系统受到扰动时,会发生频率骤降,须立刻

估算系统功率缺额,进行频率控制。当采用区域误差信号控制模式,控制中心按式(10)估算功率缺额,即目标减载量,同时,系统运行时满足式(11)的等式约束。

$$P^{\text{ref}}(t) = P^{\text{ref}}(t) + K(\Delta f(t-1)B + \Delta P^{\text{tie}}(t-1)) \quad (10)$$

$$P^{\text{ref}}(t) = \sum_{i=1}^{|I|} P_i(t) \quad (11)$$

式中: $P^{\text{ref}}(t)$ 为 t 时刻系统功率缺额; $\Delta f(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻系统频率偏差; $\Delta P^{\text{tie}}(t-1)$ 为 $t-1$ 时刻联络线功率波动,当采取定频率控制模式则置为0; B 为区域频率响应系数; K 为积分系数。

2 基于分布式算法的BESS低频减载优化控制策略

2.1 低频减载控制流程

分布式控制原理可描述为多个智能体通过局部通信和本地控制的方式,实现整体控制目标的一种方法。由于本文所述控制策略的目标函数为凸函数,所以在约束条件下,通过分布式算法可以得到唯一解。

基于分布式算法的均衡控制策略以BESS集群耗量成本最小为目标,通过对BESS集群出力的优化分配,避免低频减载动作和BESS个体容量越限行为,实现配电网运行的稳定性。对目标函数式(4)和约束条件式(8)所组成的原优化问题进行拉格朗日分解,同时将耗量成本函数对BESS输出功率的偏导数作为一致性变量 λ ,最终描述为式(12)所示的新优化问题。 λ 为无量纲数值,其大小可以定性地表承担单位调频功率带来的调频损耗,从物理角度看,每单位的功率需求由耗量成本最小的BESS个体承担,当BESS调度出力后,其功率输出变化和SOC状态变化使 λ 增大,产生新的耗量成本最小的BESS个体。因此,当最优分配方案实现时,各BESS的 λ 趋于一致。

$$\begin{cases} \min_{P_i(t), \lambda_i(t)} C^{\text{II}} = \sum_{i=1}^{|I|} [C_i(t) - \lambda_i(t) (P_i(t) - P^{\text{ref}}(t))] \\ \text{s.t. } P_i(t) \in \Omega_i(t) \end{cases} \quad (12)$$

$$\lambda_i(t) = \frac{dC_i(t)}{dP_i(t)} = \begin{cases} 2\alpha^c P_i(t) + \beta_i^c, & P_i(t) \leq 0 \\ 2\alpha^d P_i(t) + \beta_i^d, & P_i(t) > 0 \end{cases} \quad (13)$$

式中: C^{II} 为新的目标函数; $\lambda_i(t)$ 为 t 时刻第 i 台BESS

的一致性变量。

2.2 控制策略具体流程

基于分布式算法的均衡控制策略由初始化阶段和迭代更新两部分组成。以BESS_1为例,其具体流程如图2所示。

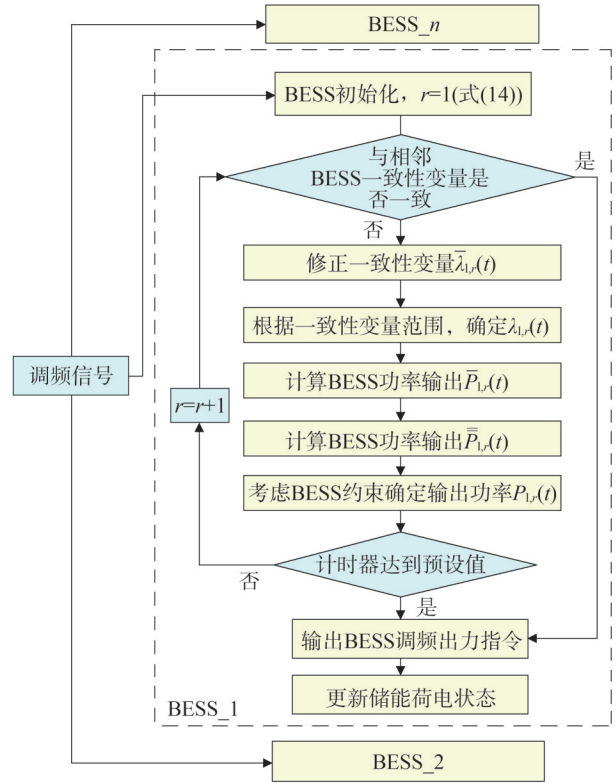


图2 基于分布式算法的SOC均衡控制流程
Fig.2 SOC equalization control process based on distributed algorithm

控制中心依据额定容量大小将调频信号初步分配给传统机组和BESS集群,同时,对一致性变量进行初始化,如式(14)一式(15)所示。为确保BESS耗量成本最小,实现SOC均衡控制,各BESS个体与相邻通信BESS进行一致性变量比较,由于实际情况错综复杂,强行要求一致可能会导致计算时间延长及成本上升问题,所以规定相邻一致性变量差值在一定范围内即可,如式(16)所示。当相邻一致性变量不一致时,对一致性变量进行修正更新,使得调频电源一致性变量趋于一致,如式(17)一式(18)所示,其中式(17)表示对之前的迭代结果进行修正,式(18)表示对修正结果进行范围约束,设置

约束是为了迭代的收敛,避免运算结果的震荡发散,得到期望的调频出力方案。根据更新后的一致性变量, BESS 个体通过式(19)反推出更新后的输出功率,经式(20)修正后,根据式(21)对修正结果进行约束界定,得到该次迭代 BESS 输出功率。随后,进行下一次迭代计算,直至满足一致性条件或迭代达到最大次数。

$$P_i^0(t) = \frac{P_i^{\max}}{N} P^{\text{ref}}(t) \quad (14)$$

$$\lambda_i^0(t) = 2\alpha P_i^0(t) + \beta_i \quad (15)$$

$$\sum_{i \leftrightarrow j} (\lambda_{i,r-1}(t) - \lambda_{j,r-1}(t)) < \xi \quad (16)$$

$$\bar{\lambda}_{i,r}(t) = \lambda_{i,r-1}(t-1) - \sigma_1 \sum_{i \leftrightarrow j} (\lambda_{i,r-1}(t) - \lambda_{j,r-1}(t)) + \quad (17)$$

$$+ \sigma_2 (P_i^0(t) - P_i(t-1))$$

$$\lambda_{i,r}(t) = -\bar{\lambda}_{i,r}(t) |_{\delta} \quad (18)$$

$$\bar{P}_{i,r}(t) = \frac{\lambda_{i,r}(t) - \beta_{i,r}(t)}{2\alpha} \quad (19)$$

$$\bar{P}_{i,r}(t) = P_{i,r-1}(t) + \sigma_3 (\bar{P}_{i,r}(t) - P_{i,r-1}(t)) \quad (20)$$

$$P_{i,r}(t) = \bar{P}_{i,r}(t) |_{\Omega_i(t)} \quad (21)$$

式中: $P_i^0(t)$ 为第 i 台 BESS 功率输出初值; $\lambda_i^0(t)$ 为第 i 台 BESS 一致性变量初值; N 为区域电力系统总备用容量; r 为迭代次数, 初始为 1; α 和 β_i 分别为 BESS 二次项系数和一次项系数, 按 BESS 充放电状态由式(3)取值; $i \leftrightarrow j$ 为 BESS _{i} 和 BESS _{j} 相邻; $\lambda_{i,r-1}(t)$ 、 $\lambda_{j,r-1}(t)$ 分别为 t 时刻第 $r-1$ 次迭代第 i 台、第 j 台 BESS 的一致性变量; ξ 为大于 0 的极小数; $\bar{\lambda}_{i,r}(t)$ 为第 r 次迭代修正后的一致性变量; σ_1 和 σ_2 分别为修

正一致性变量和调频出力的修正系数; δ 为一致性变量约束范围, 具体上下限由人为定义; $\bar{P}_{i,r}(t)$ 为 BESS 的理论输出功率; $\bar{P}_{i,r}(t)$ 为 BESS 的修正值; σ_3 为调频出力修正系数。

3 仿真分析

为验证考虑 SOC 均衡的 BESS 集群参与的低频减载策略的可行性, 在 MATLAB/Simulink 仿真平台搭建了如图 3 所示的仿真模型, 对所提出的考虑 SOC 均衡的低频减载控制策略进行仿真验证。该模型注重频率响应环节, 因此传统机组和电池储能都采用简化动态模型, 区域调频电源由一个传统机组和三个电池储能组成。一次调频只有传统机组参与, 二次调频由传统机组和电池储能共同参与, 考虑 SOC 均衡的控制策略由 m 文件设计。区域电力系统总备用容量取 10 000 MW, 新能源发电渗透率取 10%, 低频减载实施策略设置 4 轮减载, 对应各轮动作阈值分别为 49.2 Hz、49.0 Hz、48.8 Hz、48.6 Hz, 各轮动作延时均为 300 ms, 第 1 轮到第 4 轮的减载比例均为 25%。 ΔP^{tie} 为联络线交换功率; Δf 为系统频率偏差; P^{AGC} 为调频需求信号, 由区域控制误差 (area control error, ACE) 经积分过程求解; 电力系统惯性时间常数 N 和负荷阻尼系数 D 分别为 9 和 1; 一次调频的单位调节系数 R 为 25; 二次调频系数 B 和积分系数 K 分别为 20 和 -0.15; 调速器参数 T_g 为 0.2; 汽轮机参数 T_{ch} 、 T_{th} 、 F_{hp} 分别为 0.2、7、0.3; ΔP_L 为接入的可切负荷, 上述参数取值参照文献[24]。调频电源具体参数如表 1 所示。

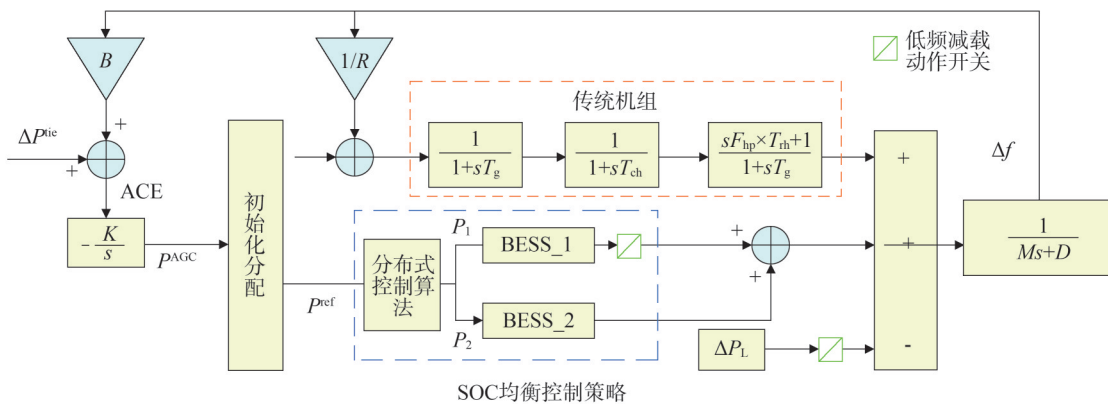


图3 考虑 SOC 均衡的低频减载仿真

Fig.3 Low frequency load shedding simulation considering SOC equalization

表1 调频电源具体参数

Table 1 FM power supply specific parameters

参数	传统 机组	电池 储能1	电池 储能2	电池 储能3
功率偏差上限/kW	60	40	40	40
功率偏差下限/kW	-60	-40	-40	-40
爬坡速率上限/(kW/h)	65	5×10^2	10^6	10^6
爬坡速率下限/(kW/h)	-65	-5×10^2	-10^6	-10^6
电池容量/MWh		40	20	5
充电效率		0.90	0.90	0.85
放电效率		0.90	0.90	0.80
理想SOC		0.5	0.5	0.5
初始SOC		0.5	0.5	0.5

3.1 策略可行性分析

为验证所提出的BESS参与的低频减载策略能够有效减少低频减载动作阶段,在20s时,一台发电机组故障,造成净负荷骤升100MW,系统惯性中心频率下降。图4为传统低频减载方案和BESS参与的低频减载方案的频率波动对比,可以看出传统机组难以应对低频故障,进行三轮负荷切削动作后频率趋于稳定,而BESS参与的低频减载控制策略,最低落脚点高于49Hz,避免了传统的低频减载装置的动作,有效维持了电网频率的稳定性。

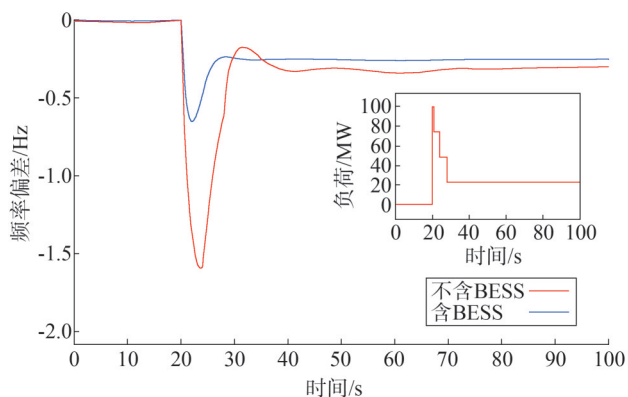


图4 区域电网频率波动

Fig.4 Frequency fluctuations in the regional grid

3.2 SOC均衡策略有效性分析

为验证考虑SOC均衡的控制策略优势,在图5所示的长时间负荷下,进行仿真验证。对比考虑

SOC均衡和不考虑SOC均衡的BESS参与的低频减载控制策略的性能,图6为两种策略下的系统频率偏差对比,在频率发生较大波动时,所述策略的电网频率偏差较不考虑SOC均衡的频率偏差小约10%,证明了SOC均衡的有效性。

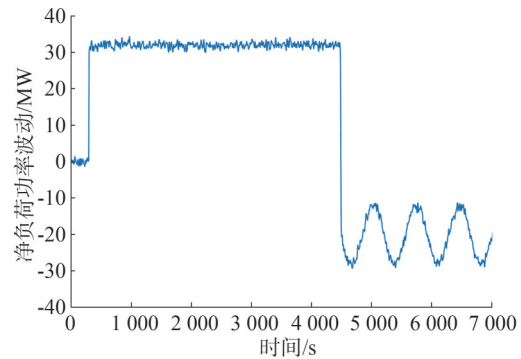


图5 区域电网净负荷波动

Fig.5 Net load fluctuations in the regional grid

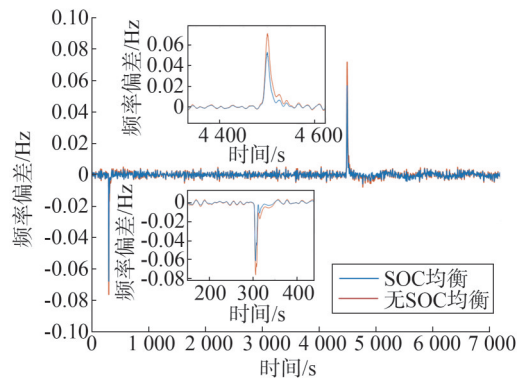


图6 两种策略下电网频率偏差曲线

Fig.6 Grid frequency deviation curves for two strategies

图7为各调频电源有功出力变化曲线, P_c 为传统机组有功出力, P_1 为容量较大、爬坡速率相对较慢的BESS_1的有功出力, P_2 为容量适中、爬坡速率较快的BESS_2的有功出力, P_3 为容量较小、爬坡速率较快的BESS_3的有功出力。初期发生低频故障,净负荷骤升,BESS个体凭借爬坡速率快的优势,优先出力,承担主要调频责任,为爬坡速率较慢的传统机组争取时间;同时,不同BESS依据其自身特性进行区别控制,如BESS_1凭借其容量优势在故障初期输出功率较高。中期净负荷功率不变,传统机组出力平稳,可以独立承担功率需求,BESS个体维持较小

出力,辅助传统机组调频,降低耗量成本。后期净负荷功率骤降的情况下,BESS个体快速响应功率需求,保证功率跟踪的准确性,同时进行充电,保证SOC水平,传统机组仍保持平衡出力,避免频繁调整出力导致的损耗。

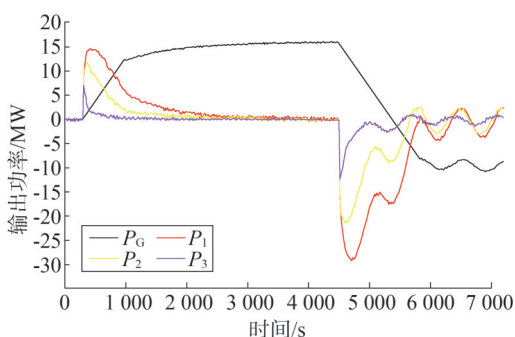


图7 调频电源有功出力

Fig.7 FM power supply active output

图8为BESS的SOC变化曲线。通过控制器的合理分配,BESS不仅满足了系统的调频需求,还成功地将SOC维持在预设值附近,确保了BESS在参与调频过程中的持续稳定运行。另外,当采用现有的低频减载策略,并按照BESS功率的比例进行出力时^[25],仿真结果如图9所示。由于缺乏对SOC的有效管理,导致容量较小的BESS_3发生了SOC越限故障,在1300~4600s的时间段退出调频控制,加剧了低频故障下的风险。同时,其他BESS的SOC也出现了较大的偏移。因此,所述控制策略在维持BESS系统的SOC方面表现出色,确保了其运行的可持续性和稳定性。

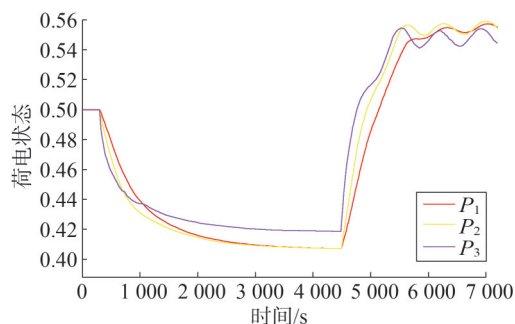


图8 BESS 荷电状态变化曲线

Fig.8 BESS charge state change curve

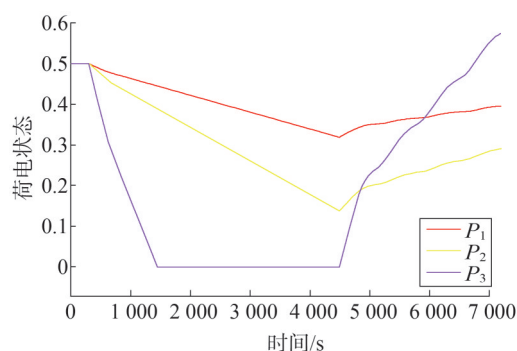


图9 基于功率比例出力的BESS 荷电状态变化曲线

Fig.9 BESS charge state change curve based on power ratio out of force

3.3 分布式控制策略有效性分析

为验证基于分布式算法控制策略的优势,在考虑SOC均衡情况下采用集中式算法的BESS控制策略的仿真结果如图10所示。对比图6的电网频率波动,采用集中式控制策略下的电网频率波动大于分布式控制策略。由于集中式算法对调度中心计算压力较大,无法发挥BESS输出功率快速性的优势,导致在负荷剧烈波动时不能及时求解BESS出力方案,使频率偏差超过了0.2 Hz,最大达到了0.32 Hz。

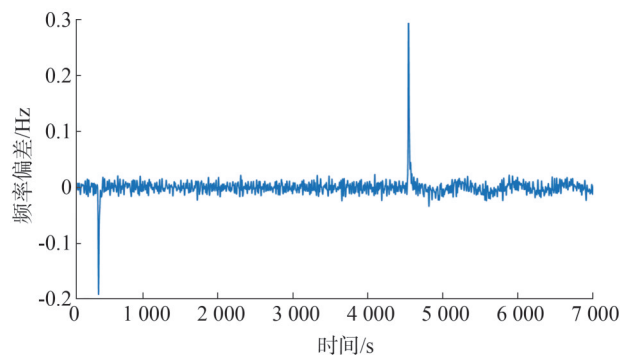


图10 基于集中式算法的电网频率偏差曲线

Fig.10 Frequency deviation curve of power grid based on centralized algorithm

4 结束语

针对新能源高渗透率下的电网频率耐受性降低问题,基于分布式控制原理,本文提出了一种考虑BESS集群SOC均衡的低频减载优化控制策略。该策略通过建立调频电源损耗函数及其调频特性的数学模型,利用分布式控制原理实现配电网的调频控

制,并在区域电网调频动态仿真模型中验证其可行性。

仿真结果表明,考虑SOC均衡的低频减载控制策略能够减轻调度中心负担,提升运算效率和精度,减少低频减载动作阶段。该策略将原本无法参与低频减载的分布式储能作为调节资源,提升了电网对频率波动的耐受性,为低频故障恢复做出贡献,进一步提升电力系统的智能化和可靠性,为用户带来更优质的用电体验。

参考文献

- [1] ALI A Y, BASIT A, AHMAD T, et al. Optimizing coordinated control of distributed energy storage system in microgrid to improve battery life[J]. Computers & Electrical Engineering, 2020, 86: 106741.
- [2] DI SANTO K G, DI SANTO S G, MONARO R M, et al. Active demand side management for households in smart grids using optimization and artificial intelligence [J]. Measurement, 2018, 115: 152-161.
- [3] ZHANG H F, ZHANG Y F, CHEN C, et al. Grid-connection performance evaluation of renewable energy station [C]//2023 8th International Conference on Power and Renewable Energy (ICPRE). IEEE, 2023: 871-877.
- [4] 曲建璋, 丁浩天, 王毓琦, 等. 计及风电机组短时过载能力的风电场多机协同频率控制策略[J]. 山东电力技术, 2024, 51(10): 1-9.
QU Jianzhang, DING Haotian, WANG Yuqi, et al. Multiple turbines coordinated frequency control strategy for a wind farm considering the short-term overload capacity of wind turbines [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(10): 1-9.
- [5] VADILLO M, SIGRIST L, RUDEZ U. Design and comparison of UFLS schemes of isolated power systems based on frequency stability margin [C]//2023 IEEE Belgrade PowerTech. IEEE, 2023: 1-6.
- [6] 李傲, 田宏强, 谢颖, 等. 智慧化低频低压减载装置负荷监测技术研究[J]. 自动化应用, 2024, 65(17): 42-44.
LI Ao, TIAN Hongqiang, XIE Ying, et al. Research on intelligent load monitoring technology of low frequency and low voltage load shedding device [J]. Automation Application, 2024, 65(17): 42-44.
- [7] 马耀东, 刘军福, 刘磐龙, 等. 考虑UFLS响应的大规模风电并网系统频率特性分析[J]. 可再生能源, 2023, 41(10): 1352-1359.
MA Yaodong, LIU Junfu, LIU Panlong, et al. Analysis of the frequency characteristics of large-scale wind power grid-connected system considering under frequency load shedding response [J]. Renewable Energy Resources, 2023, 41(10): 1352-1359.
- [8] 张宇超, 吴文传, 李正烁, 等. 考虑分布式电源影响的分层分区精细化切负荷方法[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 998-1005.
ZHANG Yuchao, WU Wenchuan, LI Zhengshuo, et al. Hierarchical and partitioned refined load shedding method considering the influence of distributed power supply [J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 998-1005.
- [9] 郑世英, 沈国辉, 石研, 等. 考虑用户负荷特性的低频减载优化策略及实现方法研究[J]. 电力大数据, 2024, 27(1): 78-86.
ZHENG Shiying, SHEN Guohui, SHI Yan, et al. Research on low-frequency load shedding optimization strategy and implementation method considering user load characteristics [J]. Power Systems and Big Data, 2024, 27(1): 78-86.
- [10] 王尚斌, 苑丽伟, 方莹, 等. 计及新能源波动的分布式储能分层控制策略[J]. 山东电力技术, 2024, 51(9): 74-84.
WANG Shangbin, YUAN Liwei, FANG Ying, et al. Distributed energy storage layered control strategy considering renewable energy fluctuations [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(9): 74-84.
- [11] 时瑞廷, 杨贺钧, 马英浩, 等. 计及峰谷平滑效益的需求响应和电池储能系统调度联合优化策略[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(8): 49-55.
SHI Ruiting, YANG Hejun, MA Yinghao, et al. Joint optimization strategy of demand response and battery energy storage system dispatch considering peak-valley smoothing benefit [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(8): 49-55.
- [12] 文曹, 肖军, 涂平稳, 等. 电池储能系统并网控制策略及频率调节研究综述[J]. 四川电力技术, 2024, 47(4): 71-77.
WEN Cao, XIAO Jun, TU Pingwen, et al. Research review on grid-connected control strategies and frequency regulation of battery energy storage system [J]. Sichuan Electric Power Technology, 2024, 47(4): 71-77.
- [13] 李家壮, 艾欣, 胡俊杰. 电动汽车参与电网二次调频建模与控制策略[J]. 电网技术, 2019, 43(2): 495-503.
LI Jiazhuang, AI Xin, HU Junjie. Supplementary frequency regulation modeling and control strategy with electric vehicles [J]. Power System Technology, 2019, 43(2): 495-503.
- [14] GU J C, LIN J L, YANG M T. Automatic frequency control ancillary service and virtual inertia from BESS in microgrid [C]//2023 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS). IEEE, 2024: 1-6.
- [15] ALI L, AZIM M I, PETERS J, et al. Local energy markets improve investment returns of residential BESS by arbitrage opportunities [C]//2022 IEEE Sustainable Power and Energy Conference (iSPEC). IEEE, 2023: 1-5.
- [16] ZHANG Y C, ANVARI-MOGHADDAM A, PEYGHAMI S, et al. Optimal sizing of behind-the-meter BESS for providing stackable services [C]//2022 IEEE 13th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). IEEE,

- 2022:1-6.
- [17] NGUYEN H T, MUHS J W, PARVANIA M. Assessing impacts of energy storage on resilience of distribution systems against hurricanes [J]. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, 2019, 7(4):731-740.
- [18] NGUYEN H T, MUHS J, PARVANIA M. Preparatory operation of automated distribution systems for resilience enhancement of critical loads [J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2021, 36(4):2354-2362.
- [19] XU B, DALDEGAN PADUANI V, XIAO Q, et al. Under-frequency load shedding for power reserve management in islanded microgrids [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2024, 15(5):4662-4673.
- [20] 孙毅,李泽坤,黄绍模,等.基于分布式需求侧资源备调池的低频减载优化策略研究[J].*电网技术*,2020,44(3):1016-1025.
SUN Yi, LI Zekun, HUANG Shaomo, et al. An improved UFLS strategy based on distributed demand side resource pools [J]. *Power System Technology*, 2020, 44(3):1016-1025.
- [21] ICKSAN F A, DINI H S, KATMOYO R A. Impact of battery energy storage system penetration on UFLS scheme in NTT electrical system [C]//2023 International Conference on Technology and Policy in Energy and Electric Power (ICT-PEP). IEEE, 2023: 179-184.
- [22] MENG G J, CHANG Q Q, SUN Y K, et al. Energy storage auxiliary frequency modulation control strategy considering ACE and SOC of energy storage [J]. *IEEE Access*, 2021, 9:26271-26277.
- [23] ZHAO L, YANG M, ZHANG R, et al. Control strategy of AGC considering hybrid energy storage resources [C]//2021 IEEE 11th Annual International Conference on CYBER Technology in Automation, Control, and Intelligent Systems (CYBER). IEEE, 2021:782-787.
- [24] 李欣然,黄际元,陈远扬,等.基于灵敏度分析的储能电池参与二次调频控制策略[J].*电工技术学报*,2017,32(12):224-233.
LI Xinran, HUANG Jiyuan, CHEN Yuanyang, et al. Battery energy storage control strategy in secondary frequency regulation considering its action moment and depth [J]. *Transactions of China Electrotechnical Society*, 2017, 32(12):224-233.
- [25] CHENG Y Z, TABRIZI M, SAHNI M, et al. Dynamic available AGC based approach for enhancing utility scale energy storage performance [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2014, 5(2): 1070-1078.
-
- 收稿日期:2024-12-20
修回日期:2025-02-05
作者简介:
罗凯明(1978),男,硕士,正高级工程师,主要从事电网调度运行、电力系统稳定分析、电网规划校核工作;
徐艺敏(1995),女,硕士,工程师,主要从事地区电网运行方式安排及分析工作;
张大林(1982),男,硕士,高级工程师,主要从事电网调度运行工作;
李 骁(1990),男,硕士,工程师,主要研究方向为电力系统稳定性分析与控制、大电网运行风险分析、储能运行控制;
岳 帅(1994),男,硕士,工程师,主要从事电网调度运行、电力系统分析工作;
于海龙(2001),通信作者(15517819338@163.com),男,硕士在读,主要研究方向为电网调度运行、电力系统分析。
(责任编辑 车永强)

基于分布鲁棒的主动配电网多时间尺度优化调度

张启亮¹, 李开灿¹, 孔维娜¹, 周科¹, 刘学祺^{2*}

(1. 国网山东省电力公司济宁供电公司, 山东 济宁 272000; 2. 山东科技大学, 山东 青岛 266590)

摘要:为降低源荷不确定性对主动配电网的安全稳定运行造成的冲击, 构建基于分布鲁棒优化的主动配电网多时间尺度优化模型。首先, 在配电网优化研究中引入模型预测控制(model predictive control, MPC), 通过在线滚动优化和反馈调节将原本开环的配电网优化变为闭环运行。其次, 在日前优化中, 采用基于Copula理论的场景生成法对风光不确定性进行描述; 在日内优化中, 构建基于Wasserstein距离的概率模糊集, 并采用极限场景法进行修正, 建立分布鲁棒优化(distributed robust optimization, DRO)模型; 在实时优化中, 对MPC模型进行反馈矫正。最后, 通过算例验证了模型对降低电压越限和系统运行成本的有效性。

关键词:主动配电网; 多时间尺度优化; 分布鲁棒优化; 基于场景的方法

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2025)10-0034-12

Multi-time Scale Optimal Dispatch of Active Distribution Network Based on Distributionally Robust Optimization

ZHANG Qiliang¹, LI Kaican¹, KONG Weina¹, ZHOU Ke¹, LIU Xueqi^{2*}

(1. State Grid Jining Power Supply Company, Jining 272000, China;

2. Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China)

Abstract: In order to reduce the impact of source load uncertainty on the safe and stable operation of active distribution networks, this paper constructs a multi-time scale optimization model of active distribution network based on distributionally robust optimization. First, model predictive control (MPC) is introduced into the research of distribution network optimization, transforming the original open-loop distribution network optimization into a closed-loop operation through online rolling optimization and feedback adjustment. Then, in the day-ahead optimization, a scene generation method based on Copula theory is used to describe the uncertainty of the scenery; In the intra-day optimization, the probability fuzzy set based on Wasserstein distance is constructed, and the limit scenario method is used to modify it, and the distributed robust optimization (DRO) model is established; In the real-time optimization, the MPC model is corrected by feedback. Finally, a numerical example is given to demonstrate the effectiveness of the model in reducing voltage violations and system operating costs.

Keywords: active distribution network; multi time scale optimization; distributed robust optimization; scenario based approach

0 引言

近年来,为实现国家“双碳”目标的战略规划,各类清洁能源的装机容量开始逐步增加^[1]。但是其发出的功率往往存在较大不确定性,对配电网的安全

可靠运行形成巨大的挑战^[2-3]。

分布鲁棒优化预设不确定参数遵循特定分布,具有较高的准确性。文献[4]提出了一种配电网鲁棒扩展规划的方法,该方法通过极限场景法来处理随机变量,形成了基于极限场景的两阶段鲁棒规划模型,并通过列与约束生成算法求解模型。文献[5]构建了一种应对不平衡配电网的多目标电压无功鲁棒优化模型,该模型通过引入电压不平衡度的二阶锥约束,减少主动配电网的三相不平衡。文献[6]构建了源网荷储协同的鲁棒优化调度系统,能够有效

基金项目:国网山东省电力公司科技项目“计及源荷不确定性的主动配电网协调优化技术研究”(520606220008)。

Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Company “Research on Coordinated Optimization Technology of Active Distribution Network Considering Source Load Uncertainty” (520606220008)。

地减小负荷响应调度的误差。文献[7]提出了一种自适应鲁棒优化方法,考虑了各类可调装置的离散和连续特性,构建了支路潮流模型的优化模型。文献[8]在考虑风电不确定性的基础上,构建了储能和煤电机组深调相协同的电力系统两阶段的分布鲁棒优化(distributed robust optimization, DRO)模型。文献[9]采用拉丁超立方采样对风光出力、需求响应功率的历史样本数据进行相关性出力,通过列与约束生成算法对构造的综合能源系统模型进行求解,可以减少系统总运行成本及提升系统灵活性。文献[10]采用基于 Wasserstein 距离的模糊集构造方法和极限场景法,提高分布鲁棒优化在并网微电网日前调度中的鲁棒性。文献[11]提出利用极限场景法来处理随机变量,研究构建了一种集成主动配电网重构与无功电压调节的联合鲁棒优化模型,通过采用大 M 法及二阶锥松弛法,将该问题改造为一个可解的混合整数二阶锥优化模型。文献[12]提出了一种融合配电网韧性的数据驱动鲁棒规划方法,通过将三阶段模型转化为二阶段模型,并采用考虑极限场景的列与约束生成算法来求解模型。

模型预测控制(model predictive control, MPC)法,即多时间尺度优化法,旨在通过细分时间尺度的优化,进一步减轻源荷不确定性对配电网运行的负面影响^[13-14]。文献[15]基于数据驱动的综合能源生产单元参与的日前电-气耦合市场的分布鲁棒自调度,以利润最大化为目标,以次模型处理价格的不确定性,有效平衡自调度方案的经济性与鲁棒性。文献[16-17]考虑可再生能源的发展,构造考虑电网能源多元化的优化调度模型,以获得考虑风光等新能源的最优调度方案。文献[18]构建了一个考虑日前主辅市场的主动配电网多时间尺度经济调度模型,最大化日前市场收益与最小化日内运行成本。文献[19]和文献[20]分别针对风火协同特性、系统调频相应过程,构建了风火联合发电系统的日前-日内两阶段优化调度模型以及系统动态频率约束的多能源电力系统日前-日内优化调度模型。文献[21]提出了一套考虑分布式光伏和储能支持的配电网日前与日内优化运行协调策略。日前优化以最小化运行和风险成本为目标,制定基准优化计划,为日内操作提供建议;而日内优化则调

整分布式光伏和储能的输出,最小化电压偏差以提高供电质量并确保运行成本效益。文献[22]提出了一套采用模型预测控制技术的主动配电网有功无功多时间尺度调度策略,此策略通过模型预测控制实现了日前调度、日内动态调度及实时反馈调整,以降低清洁能源的间歇性和负荷预测误差对电网运行造成的不良影响。

针对源荷不确定性对配电网运行造成的冲击,本文建立了基于分布鲁棒的配电网多时间尺度优化模型,首先在日前优化中采用基于 Copula 理论的风光生成场景法对风光的不确定性进行描述;其次在日内优化中,针对系统电压的不确定性,建立了计及机会约束的配电网分布鲁棒优化模型,对日内优化中的源荷不确定性构建基于 Wasserstein 距离的概率模糊集,并采用极限场景法进行修正,在实时优化中考虑系统备用容量,对 MPC 进行反馈矫正;最后通过算例验证了模型的有效性。

1 基于 Copula 理论的风光场景

同一地区的风力发电与光伏发电并非是完全相互独立的,而是存在一定的互补特性,为描述风力发电与光伏发电的这种相关性,需要建立风光联合出力模型,可以运用 Copula 理论对风电的相关性进行建模。

当多个变量存在相关性,并且其各自的边缘分布已知,即各自的概率密度分布已知,要求其联合概率分布,需要一个连接函数将各个变量的边缘分布连接起来,形成联合概率分布,这个连接函数便是 Copula 连接函数。Copula 连接函数的具体表达式为 $F(x_1, x_2, \dots, x_n) = C(F_{x_1}(x_1), F_{x_2}(x_2), \dots, F_{x_n}(x_n))$ (1) 式中: n 为变量的个数; x_n 为第 n 个变量的取值; $C(\cdot)$ 为 Copula 连接函数; $F_{x_n}(x_n)$ 为第 n 个变量的边缘分布函数,即概率密度函数; X_n 为边缘分布函数中的第 n 个随机变量; $F(x_1, x_2, \dots, x_n)$ 为 n 个变量的联合概率分布函数。

设 x 和 y 分别为单台风力发电和光伏发电的出力值,设 u 和 v 为风力发电和光伏发电的边缘分布, $u = F_x(x), v = F_y(y)$, X 为风力发电出力值的随机变量; Y 为光伏发电出力值的随机变量。Frank Copula 函数表达式为:

$$C(u, v) = -\frac{1}{\vartheta} \ln \left[1 + \frac{(\exp(-\vartheta u) - 1)(\exp(-\vartheta v) - 1)}{(\exp(-\vartheta) - 1)^2} \right], \vartheta \in \mathbf{R} \quad (2)$$

$$c(u, v) = \frac{\vartheta \exp(\vartheta(1 + u + v))(\exp(\vartheta) - 1)}{\exp(\vartheta) - \exp(\vartheta(1 + u)) - \exp(\vartheta(1 + v)) + \exp(\vartheta(u + v))}, \vartheta \in \mathbf{R} \quad (3)$$

式中: $C(u, v)$ 为联合分布函数; $c(u, v)$ 为概率密度函数; ϑ 为 Copula 函数参数。

利用上述方法构建的风电和光伏的联合概率分布函数, 对每个时间段内的联合分布进行抽样。通过抽样结果与联合概率分布函数的逆变换, 计算得出各时间段内风电和光伏的输出值, 进而形成考虑风电和光伏之间相关性及其随机性的典型日发电曲线。

2 主动配电网分布鲁棒优化策略

2.1 基于 Wasserstein 距离的概率分布模糊集

概率分布模糊集即利用系统风电出力和光伏出力的历史数据构建风光出力的概率分布。为更加充分地体现概率分布模糊集对历史数据的概率分布的紧密程度, 可以先设置一个参考概率分布作为对比的依据, 一般采用 Dirac 函数构建配电网系统随机变量的参考概率分布。

$$\tilde{P}_N = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N \psi_{\tilde{\phi}_k} \quad (4)$$

式中: \tilde{P}_N 为基于历史数据的参考概率分布; N 为历史数据个数; $\tilde{\phi}_k$ 为第 k 个历史数据; $\psi_{\tilde{\phi}_k}$ 为第 k 个历史数据对应的 Dirac 函数。

Dirac 函数的本质是一个阶跃响应函数, 当其中的变量满足某一特定条件时, Dirac 函数取值为 1; 不满足特定条件时, Dirac 函数取值为 0。对式(4)来说, 当函数变量 $\omega = \tilde{\phi}_k$ 时, Dirac 函数 $\psi_{\tilde{\phi}_k}(\omega) = 1$; 当函数变量 $\omega \neq \tilde{\phi}_k$ 时, Dirac 函数 $\psi_{\tilde{\phi}_k}(\omega) = 0$ 。

DRO 概率分布模糊集的构建方法描述真实概率分布与参考概率分布之间的距离。

$$d_w(P', \tilde{P}_N) = \inf \left\{ \int_{\Omega} \|\phi_1 - \phi_2\| \Pi(d\phi_1, d\phi_2) \right\} \quad (5)$$

式中: $d_w(P', \tilde{P}_N)$ 为真实概率分布 P' 和参考概率分布 \tilde{P}_N 的 Wasserstein 距离; ϕ_1 和 ϕ_2 分别为服从真实概率分布的随机变量和服从参考概率分布的随机变量; Ω 为随机变量的取值空间; $\Pi(\cdot)$ 为随机变量的联合概率分布; $\|\cdot\|$ 表示求一阶范数。

由上述所构建的真实概率分布与参考概率分布的 Wasserstein 距离, 可得基于 Wasserstein 距离的概率模糊集, 具体表达式为

$$D_w = \{P' \in \mathfrak{S} | d_w(P', \tilde{P}_N) \leq \rho\} \quad (6)$$

式中: D_w 为概率分布模糊集; \mathfrak{S} 为概率分布所在的集合。Wasserstein 球的半径 ρ 受到历史样本数据的数量和置信度的约束。

$$P(d_w(P', \tilde{P}_N) \leq \rho) = 1 - \exp\left(-\frac{\rho^2}{2S^2} N\right) \quad (7)$$

$$\rho = S \sqrt{\frac{2}{N} \ln\left(\frac{1}{1-\beta}\right)} \quad (8)$$

式中: $P(d_w(P', \tilde{P}_N) \leq \rho)$ 为真实概率分布 P' 和参考概率分布 \tilde{P}_N 的 Wasserstein 距离不超过半径 ρ 的概率; β 为置信度, β 的大小表示样本处于 Wasserstein 球中的概率的大小, 其值越大, 样本处于概率分布模糊集中的概率就越大, 由于 β 的取值范围为 $[0, 1]$, 同时考虑到系统冗余的问题, β 的取值一般为 0.95; S 为随机变量取值空间 Ω 的直径。

从式(8)中可以看出, Wasserstein 球的半径 ρ 与历史数据个数 N 反相关, 与置信度 β 正相关, 历史数据个数越多, 置信度越小, Wasserstein 球的半径就越小, 参考概率分布与真实概率分布就会越接近; 当两者完全相同时, 随机不确定性变量变为确定性变量, DRO 变为确定性优化。

2.2 极限场景法

极限场景指随机变量处于波动极限边界状态的场景。当随机变量的维度为 n 时, 极限场景的个数为 2^n 。对于二维和三维随机变量, 极限场景、预测场景和实际场景的关系如图 1 所示, 其中, S_1 、 S_2 和 S_3 分别为第 1 类、第 2 类和第 3 类随机变量, $S_{1\min}$ 、 $S_{2\min}$ 和 $S_{3\min}$ 分别为第 1 类、第 2 类和第 3 类随机变量取值的最小值, $S_{1\max}$ 、 $S_{2\max}$ 和 $S_{3\max}$ 分别为第 1 类、第 2 类和第 3 类随机变量取值的最大值, 随机变量在最大值和最小值之间变化。极限场景位于随机变量取值边界的各个顶点上。

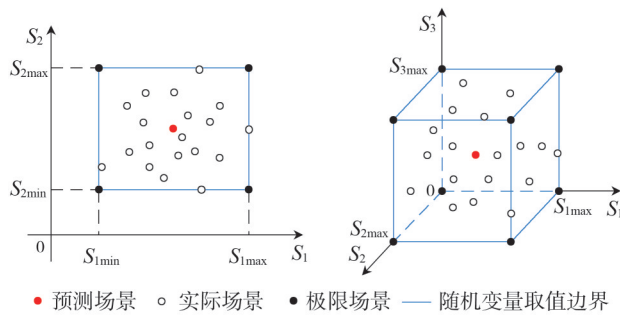


图1 极限场景示意图

Fig.1 Schematic diagram of extreme scenario

由图1可知,精确预测实际情况是不可能的,仅能对实际情形的平均值或最可能发生的状态进行预测。极限场景指的是当所有随机变量达到其极限边界值时的情况,所有这样的极限场景所形成的凸包覆盖了所有潜在的实际情况。在实践中,极限场景的定义可以根据具体需求灵活设定,并不仅限于随机变量达到极端值的情形。通过参考现场操作经验或实际需求,定义一组在特定置信度下视为极限场景的情况,调整置信度的设置,可以在决策的鲁棒性与成本效益之间取得平衡。

2.3 考虑极限场景法的概率分布模糊集

首先根据历史数据样本构建基于 Wasserstein 距离的初始概率分布不确定性集合,然后通过结合极限场景和常态场景,形成具有较高鲁棒性的场景集合,使用此场景集合来更新概率分布不确定性集合,以便同时反映历史统计数据分布和考虑极限场景后的优点。构建考虑极限场景的概率分布不确定性集合的步骤如下。

1)在配电网运行中的历史数据中选取 N_1 组历史数据,组成构建概率分布模糊集的场景集合。

$$\tilde{\phi} = \{\tilde{\phi}_1, \tilde{\phi}_2, \dots, \tilde{\phi}_{N_1}\} \quad (9)$$

将所构建的场景集合 $\tilde{\phi}$ 代入式(4)中,可以得到随机变量的参考概率分布 \tilde{P}_{N_1} ,同时,设此时的 Wasserstein 球的半径为 ρ_1 ,然后利用式(5)一式(6)建立基于 Wasserstein 距离的原始数据概率分布模糊集 D_{w1} ,其具体表达式为

$$D_{w1} = \{P' \in |\mathfrak{S} d_w(P', \tilde{P}_{N_1}) \leq \rho_1\} \quad (10)$$

2)为确定历史数据场景集中的极限场景的取值,本文仿照传统鲁棒优化中不确定性模型中盒式区间模型的构建方法,构建极限场景的盒式模型。

如图1所示,选取随机变量的顶点值作为极限场景的取值,构造极限场景集,将极限场景集加入原历史数据集中,形成新的场景集合,其具体表达式为

$$\tilde{\phi} = \{\tilde{\phi}_1, \tilde{\phi}_2, \dots, \tilde{\phi}_{N_1}, \tilde{\phi}_{N_1+1}, \tilde{\phi}_{N_1+2}, \dots, \tilde{\phi}_{N_1+M}\} \quad (11)$$

式中: M 为极限场景的个数。

设新的 Wasserstein 球的半径为 ρ_2 ,将上述构建的新场景集合通过式(4)一式(6)的重新计算,得到新的基于 Wasserstein 距离的原始数据概率分布模糊集 D_{w2} 。

$$D_{w2} = \{P' \in |\mathfrak{S} d_w(P', \tilde{P}_{N_1}) \leq \rho_2\} \quad (12)$$

3 模型预测控制

日前优化目的是以当日的优化结果确定次日的离散可调设备的投切次数和投切计划以及在日前优化中接入的需求响应负荷的功率,即制定配电网相关设备次日运行计划。由于离散调节设备的动作速度慢并且考虑到其使用寿命,因此通常将其放入日前优化中,日前优化的优化步长较长,为1h,周期为24h。

在MPC的优化过程中,随着预测时间的扩展,预测的准确性逐渐降低,使得日前优化方法难以满足配电网的功率平衡要求。因此,引入日内滚动优化策略,日内滚动优化具有较短的优化步长,通常设置为15min,以1h为周期进行优化。

无论日前还是日内优化,均采用开环控制模式,导致较大误差。为缓解这一问题,采用比日内优化更短的时间步长进行配电网的优化研究。通过对当前时刻的可再生能源产出和负荷需求进行极短期预测,最小化配电网未来输出与设定目标之间的偏差,实时反馈校正机制依据最新的极短期预测误差进行闭环控制优化,实时纠偏以减少预测误差对调控计划的负面效果,从而提升配电网优化调控的准确性。

4 基于分布鲁棒的配电网多时间尺度优化调度

4.1 日前优化

日前优化是基于第1章中建立的风光出力典型场景分布进行的,以日前优化的综合成本最小为目标函数,考虑A类需求响应负荷的接入^[18],在日前优化中需要确定配电网中的离散调节设备如有载调压

变压器(on-load tap changer, OLTC)、电容器组(capacitor bank, CB)等设备的挡位调节与投切计划,为日内优化做好铺垫。

1) 目标函数。

$$\min F = \sum_t \sum_s p_s (F_{MT} + F_{loss} + F_{carry}) \quad (13)$$

$$\left\{ \begin{aligned} F_{MT} &= \sum_i^{N_{MT}} [a_i (P_{i,t}^{MT})^2 + b_i P_{i,t}^{MT} + c_i P_{i,t}^{MT}] \\ F_{loss} &= \sum_{p,q \in B} c_{loss} I_{pq,t}^2 r_{pq} + \sum_m^{N_M} c_{buy} P_{m,t}^{buy} + \sum_a^{N_{DRA}} c_{DRA} P_{a,t}^{DRA} \\ F_{carry} &= \sum_{\kappa}^{N_{ess}} (c_{ch} b_{\kappa,t}^{ch} + c_{dis} b_{\kappa,t}^{dis}) + \sum_r^{N_{CB}} c_{CB} \xi_{r,t}^{CB} + \\ &\quad \sum_o^{N_{OLTC}} c_{OLTC} \zeta_{o,t}^{OLTC} + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{WT}} c_{WT} P_{j,t}^{WT} + \sum_{t=1}^T \sum_{f=1}^{N_{PV}} c_{PV} P_{f,t}^{PV} \end{aligned} \right. \quad (14)$$

式中: T 为时间步长的上限,用于遍历所有时间步长; N_s 为场景数; p_s 为相应场景 s 发生的概率; F_{MT} 、 F_{loss} 和 F_{carry} 分别为燃气轮机损耗、系统损耗和配电网运行成本; $P_{i,t}^{MT}$ 、 $P_{m,t}^{buy}$ 和 $P_{a,t}^{DRA}$ 分别为 t 时刻第 i 台燃气轮机的输出功率、第 m 个配电网关口的购电功率和第 a 个 A 类负荷功率; N_{MT} 、 N_{DRA} 和 N_M 为燃气轮机数量、A 类需求响应负荷数和配电网关口数; a_i 、 b_i 和 c_i 为第 i 台燃气轮机成本系数; c_{loss} 、 c_{DRA} 和 c_{buy} 分别为网损成本系数、A 类需求响应负荷成本系数和配电网购电电价; p 、 q 为系统节点编号; B 为所有分支的集合; $I_{pq,t}^2$ 为 t 时刻支路 pq 电流的平方; r_{pq} 为支路 pq 的电阻; N_{ess} 、 N_{CB} 、 N_{OLTC} 、 N_{WT} 和 N_{PV} 分别为储能数、电容器组数、有载调压变压器数、风机数和光伏数; c_{ch} 、 c_{dis} 、 c_{CB} 和 c_{OLTC} 分别为充电成本系数、放电成本系数、电容器组投切成本系数和 OLTC 挡位调节成本系数; $b_{\kappa,t}^{ch}$ 和 $b_{\kappa,t}^{dis}$ 为 t 时刻第 κ 台储能的充电标识和放电标识; $\xi_{r,t}^{CB}$ 和 $\zeta_{o,t}^{OLTC}$ 为 t 时刻第 r 台电容器组的投切标识和第 o 台有载调压变压器的挡位变化标识; c_{WT} 和 c_{PV} 为风电机组和光伏机组的成本系数; $P_{j,t}^{WT}$ 和 $P_{f,t}^{PV}$ 为 t 时刻第 j 台风电机组和第 f 台光伏机组的输出功率。

2) 约束条件。

日前优化的约束条件需要满足接入配电网日前优化中 A 类需求响应负荷的功率约束。

$$\left\{ \begin{aligned} 0 &\leq P_{a,t}^{DRA} \leq P_{max}^{DRA} \\ |P_{a,t}^{DRA} - P_{a,t-1}^{DRA}| &\leq R^{DRA} \end{aligned} \right. \quad (15)$$

式中: P_{max}^{DRA} 为 A 类需求响应负荷的最大响应量; R^{DRA}

为 A 类需求响应负荷的响应速率。

4.2 日内优化

日内优化中采用考虑极限场景的概率分布模糊集对风光出力的不确定性进行建模,建立起分布鲁棒优化模型。以 15min 的时间间隔进行滚动优化,并考虑 B 类需求响应负荷的接入,修正日前优化结果的偏差,在日内优化中需要储能装置(energy storage system, ESS)、静止无功补偿器(static var compensator, SVC)和微型燃气轮机(micro gas turbine, MT)的出力状态。

1) 目标函数。

日内优化中不再考虑风光出力的场景分布,并且以一定时间间隔为优化周期, A 类需求响应负荷变为 B 类需求响应负荷,其余目标函数不变,因此目标函数变为:

$$\min F_2 = \sum_{t=t'+1}^{t'+(Q-1)\Delta T} F_{loss} + F_{carry} + F_{MT} \quad (16)$$

$$F_{loss} = \sum_{p,q \in B} c_{loss} I_{pq,t}^2 r_{pq} + \sum_z^{N_{DRB}} c_{DRB} P_{z,t}^{DRB} + \sum_m^{N_M} c_{buy} P_{m,t}^{buy} \quad (17)$$

式中: ΔT 为日内优化的时间间隔; t' 为任意一个优化周期的起始点; Q 为日内优化中时间间隔的总段数; N_{DRB} 为 B 类需求响应负荷数; c_{DRB} 为 B 类需求响应负荷的成本系数; $P_{z,t}^{DRB}$ 为 t 时刻第 z 个 B 类需求响应负荷的功率。

2) 约束条件。

除日前优化需要满足的约束条件外,在日内优化中节点电压的大小和偏差受到风光出力以及负荷功率的不确定性的影响。同时,由于建立了考虑极限场景的概率分布模糊集,因此,对节点电压的取值范围可以采用基于机会约束的分布鲁棒优化方法进行建模。

$$\inf_{P \in D_{\alpha}} P \{V_{q,\min}^2 \leq v(\boldsymbol{\phi})_{q,t} \leq V_{q,\max}^2\} \geq 1 - \alpha \quad (18)$$

式中: $v(\boldsymbol{\phi})_{q,t}$ 为 q 节点在 t 时刻计及随机变量不确定性的节点电压大小的平方; $\boldsymbol{\phi}$ 为随机变量向量; $V_{q,\min}^2$ 和 $V_{q,\max}^2$ 为节点电压最小值的平方和节点电压最大值的平方; α 为风险系数,表示节点电压越限的风险大小。

新增安全约束条件中的电压包括随机变量的不确定性取值,无法直接采用求解器进行求解,需要对其进行化简后求解。针对潮流方程中的二阶锥约束

首先进行 ξ 松弛,然后采用多面体近似法对松弛后的约束进行线性化,最后采用仿射函数对节点电压进行重新建模,具体操作如下。

首先,对二阶锥约束进行 ξ 松弛。

$$\begin{cases} \sqrt{(2P_{pq,t})^2 + (2Q_{pq,t})^2} \leq \gamma_{pq,t} \\ \sqrt{(\gamma_{pq,t})^2 + (l_{pq,t} - v_{q,t})^2} \leq l_{pq,t} + v_{q,t} \end{cases} \quad (19)$$

式中: $\gamma_{pq,t}$ 为 t 时刻支路 pq 的辅助变量; $l_{pq,t}$ 为 t 时刻支路 pq 电流的平方; $v_{q,t}$ 为 t 时刻支路 pq 实际电压值的平方; $P_{pq,t}$ 和 $Q_{pq,t}$ 分别为 t 时刻支路 pq 的有功功率和无功功率。

然后,进行多面体线性化。

$$\begin{cases} |x_1| \leq \xi_l, |x_2| \leq \eta_l \\ \xi_l = \xi_{l-1} \cos\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) + \eta_{l-1} \sin\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) \\ \eta_l \geq \left| -\xi_{l-1} \sin\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) + \eta_{l-1} \cos\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right) \right| \\ \xi_l \leq x_3, \eta_l \leq \xi_l \tan\left(\frac{\pi}{2^{l+1}}\right), \forall l = 1, 2, \dots, K \end{cases} \quad (20)$$

式中: ξ_l 和 η_l 为层级为 l 时的辅助变量; K 为一个确定值,其决定了松弛过程中所需添加变量及约束的个数,其值的大小直接影响二阶锥约束松弛的精确性, K 的值越大,松弛越精确。

根据仿射数学的表达形式,计及随机变量不确定性的节点电压采用仿射函数进行表示^[23]。

$$v(\boldsymbol{\phi})_{q,t} = v_{q,t} + \mathbf{b}^T \boldsymbol{\phi} \quad (21)$$

式中: \mathbf{b} 为仿射函数向量。

则此时系统安全约束条件变为

$$\inf_{P \in D_w} P\{V_{q,\min}^2 - v_{q,t} \leq \mathbf{b}^T \boldsymbol{\phi} \leq V_{q,\max}^2 - v_{q,t}\} \geq 1 - \alpha \quad (22)$$

最后,采用文献[24]中 CVaR 近似方法,将上述安全约束条件转化为

$$\begin{cases} \rho c + \alpha e \leq \frac{1}{M} \sum_{\lambda=1}^M h_\lambda \\ h_\lambda - e \leq s(x) - \mathbf{b}^T \mathbf{w} \\ \|\mathbf{b}\|_* \leq c, h_\lambda \leq 0, c \geq 0, e \leq 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中: c 和 e 为辅助变量; h_λ 为辅助变量 h 中编号为 λ 的辅助变量; \mathbf{w} 为样本向量; $\|\cdot\|_*$ 为 Wasserstein 距离的对偶范数; $s(x)$ 为节点电压约束上限和约束下限的相反数。

3)模型求解。

式(16)的目标函数中存在连续与离散变量,同

时,目标函数在风电出力、光伏出力与负荷功率构成的概率分布模糊集中求取最小值,因此目标函数可以简化为矩阵表达式。

$$\min F_2 = \min(\max_{\boldsymbol{\phi} \in D_w} \mathbf{c}^T \boldsymbol{\gamma}(x, \boldsymbol{\phi}_s)) \quad (24)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{C}\boldsymbol{\gamma}(x, \boldsymbol{\phi}_s) \geq \mathbf{H}g(x, \boldsymbol{\phi}_s) \quad (25)$$

式中: x 为目标函数中的常量,即在配电网日内优化中的不变量,如 OLTC 的挡位变化标识、CB 的投切标识、配电网系统结构等; \mathbf{C} 为目标函数的系数矩阵; \mathbf{H} 为约束条件的系数矩阵; $g(x, \boldsymbol{\phi}_s)$ 为变量 x 和 $\boldsymbol{\phi}$ 的函数,表示约束条件; $\boldsymbol{\phi}_s$ 为概率分布模糊集中的随机变量,为风光不确定性出力和负荷的随机值; $\boldsymbol{\gamma}(x, \boldsymbol{\phi}_s)$ 为受到随机变量影响的日内优化决策变量,主要指 SVC 的出力、ESS 的充放电和燃气机组的出力等变量; \mathbf{c} 为目标函数的系数矩阵;式(25)为日内优化的系统约束。

设样本集 $\tilde{\boldsymbol{\phi}}$ 服从于参考概率分布 \tilde{P}_N ;样本集 $\hat{\boldsymbol{\phi}}$ 服从于真实概率分布 P' 。根据 Wasserstein 距离的定义,可以看出,真实概率分布 P' 与参考概率分布 \tilde{P}_N 之间的 Wasserstein 距离是由服从真实概率分布的样本集 $\hat{\boldsymbol{\phi}}$ 和服从参考概率分布的样本集 $\tilde{\boldsymbol{\phi}}$ 之间的距离决定的,那么就可以找到使 P' 与 \tilde{P}_N 之间的 Wasserstein 距离与 $\hat{\boldsymbol{\phi}}$ 和 $\tilde{\boldsymbol{\phi}}$ 之间距离相同的样本集选取方式,由此使式(12)变为

$$D_{w2} = \left\{ P' \in \mathfrak{N} \left\{ \left| \frac{1}{N+M} \sum_{\omega=1}^{N+M} \int_{\boldsymbol{\phi}_s \in \hat{\boldsymbol{\phi}}} \lambda(\hat{\boldsymbol{\phi}}, \tilde{\boldsymbol{\phi}}) P(\boldsymbol{\phi}_s | \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega) d\boldsymbol{\phi}_s \right| \leq \rho_2 \right\} \right\} \quad (26)$$

式中: $\tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega$ 为样本集 $\tilde{\boldsymbol{\phi}}$ 中的第 ω 个样本点。

将式(26)所形成的概率分布模糊集代入目标函数中,则目标函数及其约束条件如下。

$$\min F_2 = \min \max_{\boldsymbol{\phi} \in P'} \frac{1}{N+M} \quad (27)$$

$$\sum_{\omega=1}^{N+M} \int_{\boldsymbol{\phi}_s \in \hat{\boldsymbol{\phi}}} \mathbf{c}^T \boldsymbol{\gamma}(x, \boldsymbol{\phi}_s) P(\boldsymbol{\phi}_s | \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega) d\boldsymbol{\phi}_s \quad (28)$$

$$\text{s.t. } \mathbf{C}\boldsymbol{\gamma}(x, \boldsymbol{\phi}_s) \geq \mathbf{H}g(x, \boldsymbol{\phi}_s) \quad (28)$$

$$\int_{\boldsymbol{\phi}_s \in \hat{\boldsymbol{\phi}}} P(\boldsymbol{\phi}_s | \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega) d\boldsymbol{\phi}_s = 1 \quad (29)$$

$$\frac{1}{N+M} \sum_{\omega=1}^{N+M} \int_{\boldsymbol{\phi}_s \in \hat{\boldsymbol{\phi}}} \lambda(\hat{\boldsymbol{\phi}}, \tilde{\boldsymbol{\phi}}) P(\boldsymbol{\phi}_s | \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega) d\boldsymbol{\phi}_s \leq \rho_2 \quad (30)$$

由式(29)和式(30)可以看出,当 $\boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega$ 时 $P(\boldsymbol{\phi}_s | \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega)$ 为1;当 $\boldsymbol{\phi}_s \neq \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega$ 时 $P(\boldsymbol{\phi}_s | \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega)$ 为0。

$$\begin{cases} P(\boldsymbol{\phi}_s | \tilde{\boldsymbol{\phi}} = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega) = 1, \boldsymbol{\phi}_s = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega \\ P(\boldsymbol{\phi}_s | \tilde{\boldsymbol{\phi}} = \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega) = 0, \boldsymbol{\phi}_s \neq \tilde{\boldsymbol{\phi}}_\omega \end{cases} \quad (31)$$

当 $P(\phi_s|\phi_s = \tilde{\phi}_\omega)$ 值取0时,由于概率分布模糊集的半径 $\rho_2 \geq 0$,满足 Slater 条件,因此在上述模型的可行域内存在可行解。

$$F_2 = \max_{\phi-p} \frac{1}{N+M} \sum_{\omega=1}^{N+M} \int_{\phi_s \in \tilde{\phi}} \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_s) P(\phi_s|\phi_s = \tilde{\phi}_\omega) d\phi_s - \sum_{\omega=1}^{N+M} \mu_\omega \left[\int_{\phi_s \in \tilde{\phi}} P(\phi_s|\phi_s = \tilde{\phi}_\omega) d\phi_s - 1 \right] - \gamma \left[\frac{1}{N+M} \sum_{\omega=1}^{N+M} \int_{\phi_s \in \tilde{\phi}} \lambda(\hat{\phi}, \tilde{\phi}) P(\phi_s|\phi_s = \tilde{\phi}_\omega) d\phi_s - \rho_2 \right] \quad (32)$$

$$= \max_{\phi-p} \frac{1}{N+M} \sum_{\omega=1}^{N+M} \int_{\phi_s \in \tilde{\phi}} \left[\mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_s) - (N+M)\mu_\omega - \gamma\lambda(\hat{\phi}, \tilde{\phi}) \right] P(\phi_s|\phi_s = \tilde{\phi}_\omega) d\phi_s + \sum_{\omega=1}^{N+M} (\mu_\omega + \gamma\rho_2)$$

式中: μ_ω 和 γ 为式(29)和式(30)的对偶变量,其中 μ_ω 为第 ω 个样本点 $\tilde{\phi}_\omega$ 对应的对偶变量。

为保证日内优化目标函数的有界性,须对式(33)一式(34)进行正负判定。

$$\mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_s) - (N+M)\mu_\omega - \gamma\lambda(\hat{\phi}, \tilde{\phi}) > 0 \quad (33)$$

$$\mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_s) - (N+M)\mu_\omega - \gamma\lambda(\hat{\phi}, \tilde{\phi}) \leq 0 \quad (34)$$

当取式(33)时,日内优化目标函数趋于无穷,同目标函数的强对偶理论相斥,因此取式(34)。

为求取模型的最优解,目标函数取最大值,而式(32)改为

$$F_2 = \sum_{\omega=1}^{N+M} (\mu_\omega + \gamma\rho_2) \quad (35)$$

将式(34)代入式(35)中,可得^[25]:

$$F_2 = \frac{1}{N+M} \sum_{\theta=1}^{N+M} (\chi_\theta + \gamma\rho_2) \quad (36)$$

$$\text{s.t. } \begin{cases} \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_{\min}) + \gamma(\phi_{\min} - \phi^*) \leq \chi_\theta \\ \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_{\max}) + \gamma(\phi_{\max} - \phi^*) \leq \chi_\theta \\ \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_{\max}) \leq \chi_\theta \end{cases} \quad (37)$$

式中: χ_θ 为第 θ 个拉格朗日算子; ϕ_{\min} 和 ϕ_{\max} 分别为随机变量的最低和最高可能值; ϕ^* 为随机变量的预测值。

当极限场景为随机变量在其取值范围内的所有可能误差场景提供完备的鲁棒性保障时,若某一运行策略能够在所有极限场景下有效,则它必然适用于这些极限场景所界定范围内的任意场景,因此目标函数的约束条件必须满足随机变量取最大值与最小值的极限情况。

$$\begin{cases} \mathbf{C}\mathbf{y}(x, \phi_{\min}) \geq \mathbf{H}g(x, \phi_{\min}) \\ \mathbf{C}\mathbf{y}(x, \phi_{\max}) \geq \mathbf{H}g(x, \phi_{\max}) \end{cases} \quad (38)$$

综上所述,将目标函数从考虑极限场景概率分布模糊集的分布鲁棒优化变为确定性优化,其目标

由于目标函数为 min-max 结构,直接求解较为困难,因此利用强对偶理论将其转化为 max 问题再进行求解,将目标函数式(27)进行拉格朗日对偶可得

函数与约束条件变为:

$$\min F_2 = \min \frac{1}{N+M} \sum_{\theta=1}^{N+M} (\chi_\theta + \gamma\rho_2)$$

$$\text{s.t. } \begin{cases} \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_{\min}) + \gamma(\phi_{\min} - \phi^*) \leq \chi_\theta \\ \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_{\max}) + \gamma(\phi_{\max} - \phi^*) \leq \chi_\theta \\ \mathbf{c}^T \mathbf{y}(x, \phi_{\max}) \leq \chi_\theta, \gamma \geq 0 \\ \text{式(23)} \\ \mathbf{C}\mathbf{y}(x, \phi_{\min}) \geq \mathbf{H}g(x, \phi_{\min}) \\ \mathbf{C}\mathbf{y}(x, \phi_{\max}) \geq \mathbf{H}g(x, \phi_{\max}) \end{cases} \quad (39)$$

4.3 实时优化

实时优化中优化时间尺度较小,考虑 MT 和 ESS 的备用容量约束,采用机会约束法对实时优化进行分析。

$$\min F = \sum_t F_{\text{MT}} + F_{\text{loss}} + F_{\text{carry}} + F_{\text{R}} \quad (40)$$

$$\begin{cases} F_{\text{MT}} = \sum_i^{N_{\text{MT}}} [a_i (P_{i,t}^{\text{MT}})^2 + b_i P_{i,t}^{\text{MT}} + c_i P_{i,t}^{\text{MT}}] \\ F_{\text{loss}} = \sum_{p,q \in B} c_{\text{loss}} I_{pq,t}^2 r_{pq} + \sum_g^{N_{\text{DRC}}} c_{\text{DRC}} P_{g,t}^{\text{DRC}} + \sum_m^{N_{\text{M}}} c_{\text{buy}} P_{m,t}^{\text{buy}} \\ F_{\text{carry}} = \sum_{\kappa}^{N_{\text{ess}}} (c_{\text{ch}} b_{\kappa,t}^{\text{ch}} + c_{\text{dis}} b_{\kappa,t}^{\text{dis}}) + \sum_r^{N_{\text{CB}}} c_{\text{CB}} \xi_{r,t}^{\text{CB}} + \sum_o^{N_{\text{OLTC}}} c_{\text{OLTC}} \xi_{o,t}^{\text{OLTC}} + \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{\text{WT}}} c_{\text{WT}} P_{j,t}^{\text{WT}} + \sum_{t=1}^T \sum_{f=1}^{N_{\text{PV}}} c_{\text{PV}} P_{f,t}^{\text{PV}} \\ F_{\text{R}} = k_{\text{MT}} \sum_t (R_{i,t}^{\text{MT},+} + R_{i,t}^{\text{MT},-}) + k_{\text{ess}} \sum_{\kappa} (R_{\kappa,t}^{\text{ESS},+} + R_{\kappa,t}^{\text{ESS},-}) \end{cases} \quad (41)$$

式中: F_{R} 为系统备用容量目标函数; N_{DRC} 为 C 类需求响应负荷数; c_{DRC} 为 C 类需求响应负荷的成本系数; $P_{g,t}^{\text{DRC}}$ 为 t 时刻第 g 个 C 类需求响应负荷的功率; $R_{i,t}^{\text{MT},+}$ 和 $R_{i,t}^{\text{MT},-}$ 分别为 t 时刻第 i 台燃气轮机的正负旋转备用容量; $R_{\kappa,t}^{\text{ESS},+}$ 和 $R_{\kappa,t}^{\text{ESS},-}$ 分别为 t 时刻第 κ 台储能正负旋转备用容量; k_{MT} 和 k_{ess} 分别为燃气轮机和储能的备用成本系数。

$$\Pr \left\{ \begin{array}{l} \sum_i^{N_{MT}} (P_{i,t}^{MT} + R_{i,t}^{MT,+}) + \sum_j^{N_{WT}} P_{j,t}^{WT} + \\ \sum_{\kappa}^{N_{ESS}} (P_{\kappa,t}^{dis} - P_{\kappa,t}^{ch} + R_{\kappa,t}^{ESS,+}) + \sum_m^{N_{DL}} P_{m,t}^{buy} \geq \\ \sum_m^{N_L} P_{m,t}^L + \sum_a^{N_{DRA}} P_{a,t}^{DRA} + \sum_z^{N_{DRB}} P_{z,t}^{DRB} + \sum_g^{N_{DRC}} P_{g,t}^{DRC} \end{array} \right\} \geq \eta_1 \quad (42)$$

$$\Pr \left\{ \begin{array}{l} \sum_i^{N_{MT}} (P_{i,t}^{MT} - R_{i,t}^{MT,-}) + \sum_j^{N_{WT}} P_{j,t}^{WT} + \\ \sum_{\kappa}^{N_{ESS}} (P_{\kappa,t}^{dis} - P_{\kappa,t}^{ch} + R_{\kappa,t}^{ESS,-}) + \sum_m^{N_{DL}} P_{m,t}^{buy} \geq \\ \sum_m^{N_L} P_{m,t}^L + \sum_a^{N_{DRA}} P_{a,t}^{DRA} + \sum_z^{N_{DRB}} P_{z,t}^{DRB} + \sum_g^{N_{DRC}} P_{g,t}^{DRC} \end{array} \right\} \geq \eta_2 \quad (43)$$

式中: P_r 为概率,取值范围在0到1之间; N_L 为普通负荷数; $P_{m,t}^L$ 为时刻 t 第 m 个普通负荷的功率需求; $P_{\kappa,t}^{ch}$ 和 $P_{\kappa,t}^{dis}$ 分别为第 κ 台储能能在 t 时刻的充电功率和放电功率; η_1 和 η_2 分别为正负旋转备用的置信度,取值为0.98。

5 仿真分析

本文采用 IEEE 33 节点系统进行模型仿真,节点系统如图 2 所示。基准功率 $S_B = 1 \text{ MVA}$,基准电压 $V_B = 12.66 \text{ kV}$ 。风电机组的额定容量 1.5 MW ,接入节点 17 和节点 32;光伏机组的额定容量为 1.2 MVA ,接入节点 16 和节点 19;OLTC 的变比范围为 $[0.95, 1.05]$,调节步长为 0.01,共计 11 个挡位,接入上级电网与配电网之间;ESS 接入节点 15 和节点 32;CB 有 5 组,每组可提供 0.1 Mvar 的无功功率,最大投入/切出次数为 5 次,接入节点 5 和节点 15;SVC 接入节点 5、节点 15 和节点 31。ESS、CB 和 OLTC 动作成本分别为 15、20 和 30 元/次;网损成本系数为 0.4 元/kWh ;价格型需求响应负荷 (price demand response, PDR) 接入节点 16、节点 20、节点 23 和节点 32;IL 接入节点 3、节点 8 和节点 14;DCL 接入节点 2、节点 5 和节点 17。

从图 3 和图 4 可以看出,在 $00:00-10:00$ 时间段,用户侧负荷功率较小,并且风电与光伏均在出力,系统内出现有功剩余,ESS 开始进行充电,存储电能,保持配电网有功平衡;在 $10:00-18:00$ 时间段内,风电出力与光伏出力开始逐步增加,而用户侧负荷功率也在增加,此时对于 PDR 来说电价处于平

时段,PDR 开始进行负荷转移,维持系统的有功平衡;在 $18:00-24:00$ 时间段内,用户侧负荷陡然增加,始终维持高位,光伏出力降为零,系统出现大量有功缺额,ESS 开始进行持续放电,系统增加上级电网的购电功率,燃气轮机出力增加,IL 开始增大负荷削减量,同时,此时为 PDR 的低谷电价时段,PDR 开始进行大量负荷转移。通过以上措施增加有功出力和减小负荷功率,维持系统有功平衡。

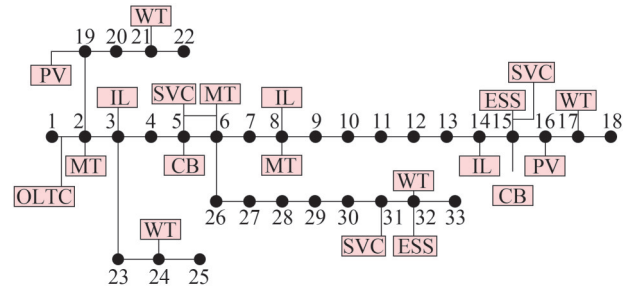
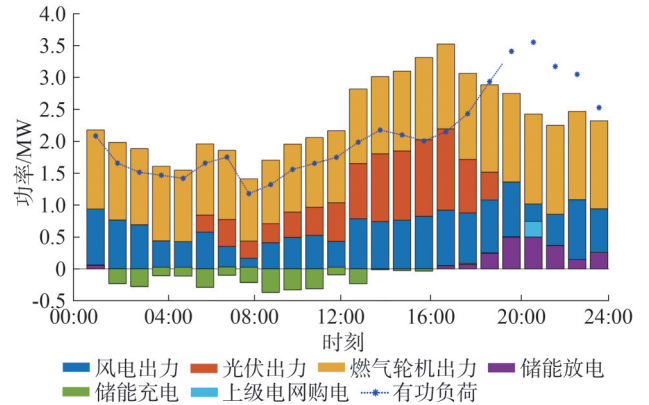
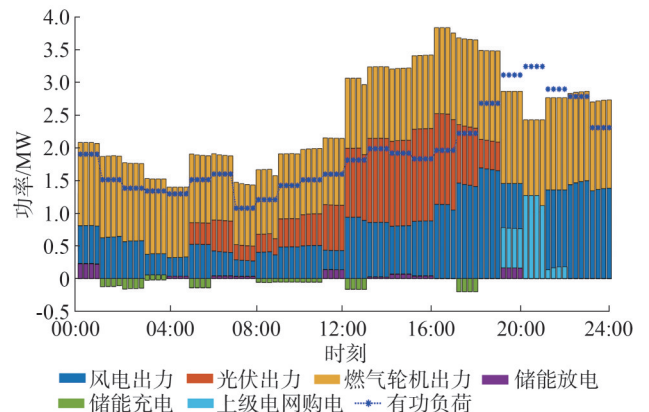


图 2 IEEE 33 节点示意图

Fig.2 IEEE 33 node diagram



(a) 日前优化



(b) 日内优化

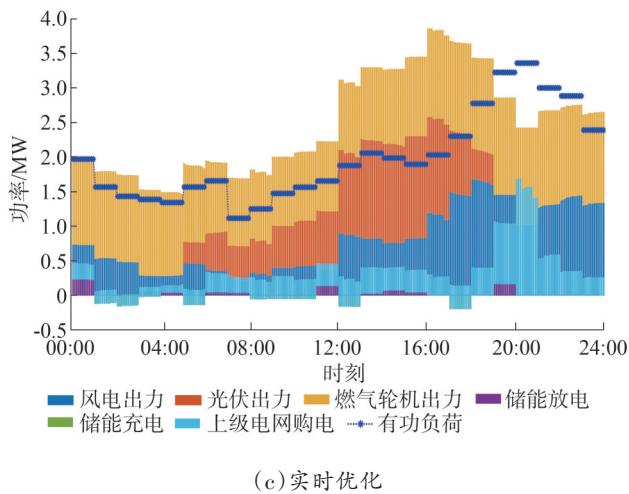


图3 多时间尺度优化结果
Fig.3 Multi-time scale optimization results

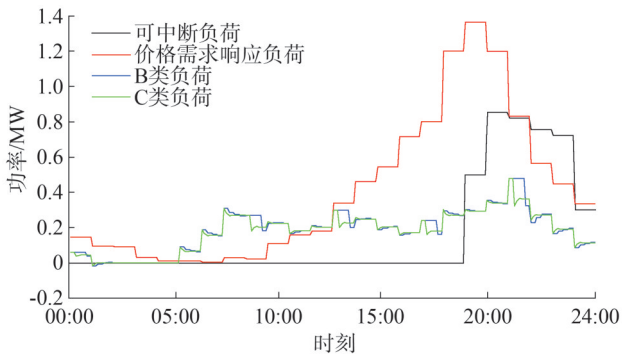


图4 各类需求响应负荷功率分布
Fig.4 Load Power distribution of various demand response

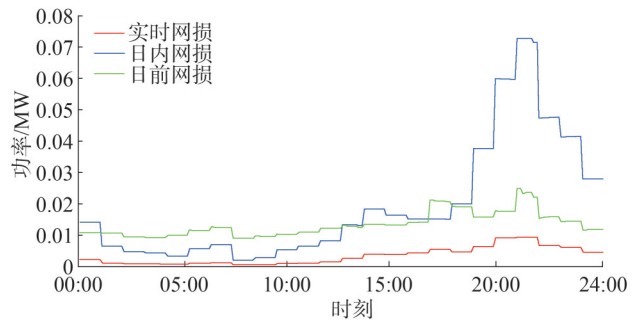
通过对日前、日内和实时三种优化尺度的比较可以看出,随着优化尺度的减小,系统向上级电网的购电增多,而燃气轮机的出力减小,这是因为相较于购电,燃气轮机的出力成本高,增加购电提高了系统的经济性。从图5可以看出日内优化网损最低,日前优化网损最高,多时间尺度优化提高了系统的经济性与运行的可靠性,同时各节点电压均大于1.038 pu,电能质量高。

为验证本文所构建的模型在降低网损,减小电压波动等方面的优势,设置三种调度模型。

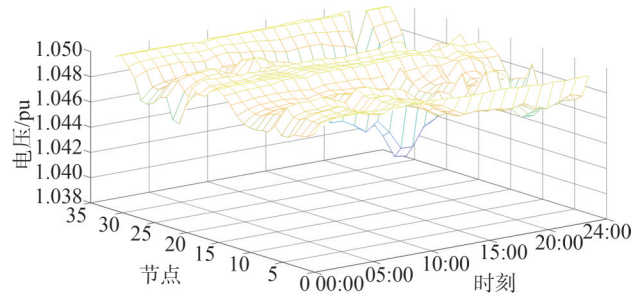
模型一:本文所构建的多时间尺度优化模型。

模型二:日前优化不再考虑风光的多场景出力,日内滚动优化不再考虑极限场景的接入情况。

模型三:日前、日内与实时优化均采用风光与负荷的预测值,不再考虑风光的不确定性集合。



(a)网损分布



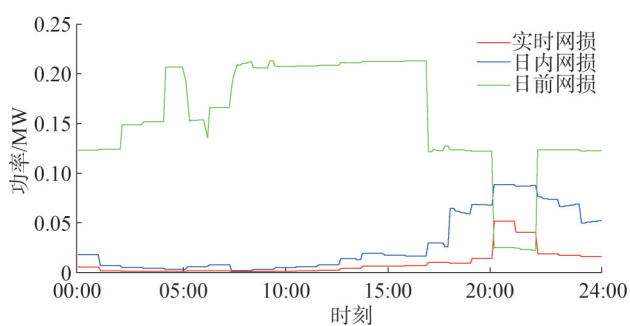
(b)电压分布

图5 电压网损优化结果

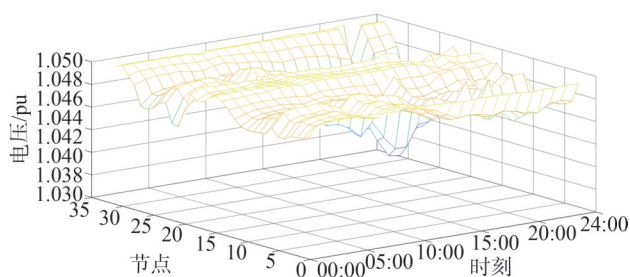
Fig.5 Optimization results of voltage network loss

由图6和图7中可以看出,当日前优化不再采用风光的多场景出力时,模型二的日前优化的网损明显大于模型一,网损降低了13.2%,说明日前考虑风光的多场景出力可以降低系统的网络损耗,提高系统的经济性和稳定性。对比模型一和模型二的电压分布图,可以看出两者的差距并不大,模型一的电压偏差降低了7.8%,说明考虑场景法的前日优化对降低电压偏差有着一定的影响。同时,上述两图同图8的电压分布图相比,可以明显看出模型二和模型一对改善节点电压的有效作用,说明计及风光概率模糊集的配电网节点电压约束可以有效地提高电能质量,增强系统运行的稳定性。对比图6和图7中的网损分布可以看出,模型三的前日优化网损明显高于模型二,说明在日内优化中考虑风光的概率分布模糊集可以有效地降低系统运行的网络损耗,提高系统运行的可靠性。

为验证本文所构建的分布鲁棒优化模型对于遏止电压越限、提高系统运行稳定性的能力,随机生成1000组风光与负荷出力,用以模拟实际处理情况,针对以上三种模型统计电压越限场景数量,结果如表1所示。

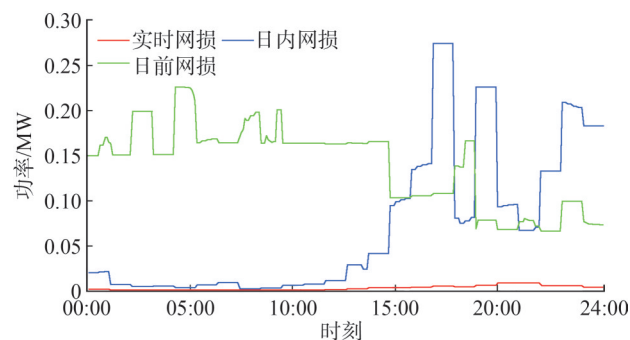


(a)模型二网损

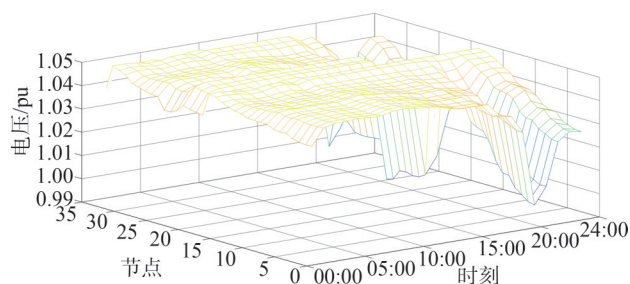


(b)模型二电压分布
图6 模型二优化结果

Fig.6 Optimization results of Model II



(a)模型三网损



(b)模型三电压分布
图7 模型三优化结果

Fig.7 Optimization results of Model III

由表1可以看出,模型三和模型二的电压越限次数远大于模型一,并且模型三电压越限次数远大于其他两者。这是由于模型三在优化中并未考虑

不同时间尺度下的风光出力与负荷功率的概率分布不确定性对系统电压的影响;模型二虽然在日内优化中考虑了风光与负荷的概率分布模糊集,但是其并未考虑极限场景的影响,鲁棒性较差;模型一对风光与负荷的功率不确定性建立了考虑极限场景的概率分布模糊集,可以对其出力的不确定性精确建模,并且随着置信度的增大,模型更加准确,电压越限次数更少,有效地提高了系统运行的稳定性。

表1 不同置信度优化结果分析

Table 1 Analysis of optimization results with different confidence levels

模型	电压越限次数
模型三	447
模型二	56
模型一,置信度为0.65	24
模型一,置信度为0.75	13
模型一,置信度为0.95	4

为验证本文所提出的分布鲁棒优化方法的有效性,在日内优化中分别采用传统鲁棒优化方法和文献[26]提出的基于 Wasserstein 距离的分布鲁棒优化方法对模型进行优化处理。分别在风光与负荷的常规样本集内和极限场景上对上述三种方法进行优化比较,三种方法的比较均以日内优化结果为准,各种方法的优化结果如表2所示。

表2 常规样本集内优化结果

Table 2 Optimization results in conventional sample set

方法	日内成本/元	网损/kW	电压偏移/pu
RO	3 256	3 223	17.8
DRO	2 533	2 855	16.3
本文方法	2 595	2 894	16.4

根据表2的数据,本文方法与DRO,在网络损耗、日内成本及电压偏差等方面的差异较小。这主要是因为常规样本集上,考虑极限场景的本文方法与传统DRO在优化效果上表现一致,同时本文的算法还额外考虑了极限场景的作用,在一定程度上削弱了其在常规样本集中的优化作用。本文算法相较于传统

RO在网损方面降低了10.2%,在日内成本方面降低了20.3%,在电压偏移方面降低了7.9%,这是因为传统的RO在优化时只针对边界情况进行优化,是鲁棒优化中最为保守的,而本文所提方法从样本的概率分布统计特性对其不确定性进行分析,优化效果好。

6 结束语

本文建立了基于分布鲁棒优化模型的配电网多时间尺度优化调度模型。首先,介绍了模型预测控制理论的相关内容,分为日前、日内和实时三个不同的时间尺度,以及各个时间尺度内的优化理论。其次,根据风光与负荷的预测值构成考虑极限场景的概率分布模糊集,通过此模糊集对源荷的不确定性进行建模,建立基于分布鲁棒优化模型的配电网多时间尺度优化调度模型。在日前优化中使用考虑风光的多场景优化方法;在日内优化中考虑源荷不确定性对节点电压造成的影响,采用基于机会约束的分布鲁棒优化方法对节点电压进行建模,并采用拉格朗日对偶法等方法将日内优化模型转化为确定性优化模型进行求解;在实时优化中考虑燃气轮机与储能的备用容量约束。最后,通过算例仿真验证了本文所建优化模型的有效性。

参考文献

- [1] 童光毅.基于“双碳”目标的智慧能源体系构建[J].智慧电力,2021,49(5):1-6.
TONG Guangyi.Construction of smart energy system based on dual carbon goal[J].Smart Power,2021,49(5):1-6.
- [2] 彭元泉,麦志远,艾维,等.含柔性多状态开关的主动配电网有功-无功协调动态优化[J].电力系统自动化,2020,44(14):54-61.
PENG Yuanquan,MAI Zhiyuan,AI Wei,et al.Active and reactive power coordinated dynamic optimization for active distribution network with flexible distribution switch[J].Automation of Electric Power Systems,2020,44(14):54-61.
- [3] 张琦,陈谦,周聪,等.基于机会约束的含分布式电源配电网网损优化[J].供用电,2020,37(12):8-15.
ZHANG Qi,CHEN Qian,ZHOU Cong,et al.Loss optimization of distribution network with distributed power source based on chance constraint [J].Distribution & Utilization,2020,37(12):8-15.
- [4] 黄家祺,张宇威,贺继锋,等.一种考虑极限场景的配电网鲁棒扩展规划方法[J].电力建设,2020,41(7):67-74.
HUANG Jiaqi,ZHANG Yuwei,HE Jifeng,et al.A robust expansion planning method for distribution networks considering extreme scenarios[J].Electric Power Construction,2020,41(7):67-74.
- [5] 符杨,武洁,苏向敬,等.不平衡主动配电网电压无功两阶段多目标鲁棒优化[J].电力自动化设备,2024,44(5):79-87.
FU Yang,WU Jie,SU Xiangjing,et al.Two-stage multi-objective robust optimization of voltage / var for unbalanced active distribution network [J].Electric Power Automation Equipment,2024,44(5):79-87.
- [6] 张晓毅,高振峰,孙雷.源网荷储协同主动配电网分布鲁棒优化调度系统[J].电子设计工程,2023,31(24):113-117.
ZHANG Xiaoyi,GAO Zhenfeng,SUN Lei.Distributed robust optimal dispatching system for active distribution network with source network load storage collaboration [J].Electronic Design Engineering,2023,31(24):113-117.
- [7] 董萍,孙兴鲁,王雅平,等.主动配电网的自适应鲁棒有功-无功联合优化[J].华南理工大学学报:自然科学版,2018,46(5):100-108.
DONG Ping,SUN Xinglu,WANG Yaping,et al.Joint optimization of adaptive robust active and reactive power in active distribution network [J].Journal of South China University of Technology: Natural Science Edition,2018,46(5):100-108.
- [8] 滕孟杰,陈晨,赵宇鸿,等.不确定风电接入下计及煤电机组深调和储能的电力系统分布鲁棒优化日前调度方法[J].电网技术,2024,48(8):3122-3132.
TENG Mengjie,CHEN Chen,ZHAO Yuhong,et al.Distribution robust optimal day-ahead dispatch method for power systems with uncertain wind power access considering deep peak regulation of coal-fired units and energy storage[J].Power System Technology,2024,48(8):3122-3132.
- [9] 赵鑫,李晓露.计及灵活性需求偏差的综合能源系统分布鲁棒优化调度[J].上海电力大学学报,2023,39(5):426-435.
ZHAO Xin,LI Xiaolu.Distributed robust optimal dispatch of integrated energy system considering flexibility demand deviation [J].Journal of Shanghai University of Electric Power,2023,39(5):426-435.
- [10] 曹金声,曾君,刘俊峰,等.考虑极限场景的并网型微电网分布鲁棒优化方法[J].电力系统自动化,2022,46(7):50-59.
CAO Jinsheng,ZENG Jun,LIU Junfeng,et al.Distributionally robust optimization method for grid-connected microgrid considering extreme scenarios [J].Automation of Electric Power Systems,2022,46(7):50-59.
- [11] 赵平,赵期期,艾小猛.考虑极限场景的主动配电网重构与无功电压调整联合鲁棒优化[J].电工技术学报,2021,36(增刊2):496-506.
ZHAO Ping,ZHAO Qiqi,AI Xiaomeng.Network reconfiguration and reactive power voltage regulation coordinated robust optimization for active distribution network considering extreme scenarios[J].Transactions of China Electrotechnical Society,2021,36(S2):496-506.
- [12] 黄梦旗,李勇汇,曾海燕,等.计及高渗透率分布式电源的韧性配电网数据驱动鲁棒规划方法[J].电力建设,2023,44(6):

- 79-90.
- HUANG Mengqi, LI Yonghui, ZENG Haiyan, et al. Data-driven robust planning method for resilient distribution networks considering high-permeability distributed generation [J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(6): 79-90.
- [13] ZHOU Y Z, SHAHIDEHPOUR M, WEI Z N, et al. Distributionally robust co-optimization of energy and reserve for combined distribution networks of power and district heating [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(3): 2388-2398.
- [14] 胡丹尔, 彭勇刚, 韦巍, 等. 多时间尺度的配电网深度强化学习无功优化策略[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(14): 5034-5045.
- HU Daner, PENG Yonggang, WEI Wei, et al. Multi-timescale deep reinforcement learning for reactive power optimization of distribution network [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(14): 5034-5045.
- [15] 李懿鑫, 李正烁, 刘航航. 综合能源生产单元参与日前电-气耦合市场分布鲁棒自调度方法[J]. *山东电力技术*, 2024, 51(4): 47-55.
- LI Yixin, LI Zhengshuo, LIU Hanghang. Distributed robust self-scheduling method for integrated energy production unit participating in day-ahead electricity-gas joint market [J]. *Shandong Electric Power*, 2024, 51(4): 47-55.
- [16] 谭玉东, 周年光, 杨娟, 等. 考虑风险效用的风光水火抽蓄日前联合半调度方法[J]. *电气工程学报*, 2024, 19(2): 229-238.
- TAN Yudong, ZHOU Nianguang, YANG Xian, et al. Combined semi-dispatch method of wind, light, water, fire and storage with risk utility [J]. *Journal of Electrical Engineering*, 2024, 19(2): 229-238.
- [17] 杨蓓佳, 赵清松, 刘刚, 等. 考虑需求响应的风光热联合出力优化调度[J]. *东北电力技术*, 2024, 45(3): 1-6.
- YANG Beijia, ZHAO Qingsong, LIU Gang, et al. Optimal scheduling of wind-PV-CSP hybrid power considering demand response [J]. *Northeast Electric Power Technology*, 2024, 45(3): 1-6.
- [18] 唐杰, 吕林, 叶勇, 等. 多时间尺度下主动配电网源-储-荷协调经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(20): 53-64.
- TANG Jie, LÜ Lin, YE Yong, et al. Source-storage-load coordinated economic dispatch of an active distribution network under multiple time scales [J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(20): 53-64.
- [19] 叶林, 张步昇, 郭凯蕾, 等. 风火联合发电系统日前-日内两阶段协同优化调度[J]. *中国电机工程学报*, 2025, 45(7): 2527-2540.
- YE Lin, ZHANG Busheng, GUO Kailei, et al. Optimal collaborative dispatching of wind-thermal combined power generation system in the day-ahead and intra-day stages [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2025, 45(7): 2527-2540.
- [20] 李杨, 孙斌, 吴峰, 等. 考虑动态频率约束的多能源电力系统日前-日内优化调度[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(2): 406-415.
- LI Yang, SUN Bin, WU Feng, et al. Day-ahead and intra-day optimal scheduling of multi-energy power systems considering dynamic frequency constraints [J]. *Acta Energetica Solaris Sinica*, 2024, 45(2): 406-415.
- [21] 黄立滨, 蔡海青, 顾浩瀚, 等. 计及分布式光伏和储能主动支撑的配电网日前日内协调优化运行策略[J]. *南方电网技术*, 2024, 18(8): 51-60.
- HUANG Libin, CAI Haiqing, GU Haohan, et al. Coordinated optimal strategy for day-ahead and intra-day operation of distribution network considering the active support of distributed photovoltaic and energy storage system [J]. *Southern Power System Technology*, 2024, 18(8): 51-60.
- [22] 任佳依, 顾伟, 王勇, 等. 基于模型预测控制的主动配电网多时间尺度有功无功协调调度[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(5): 1397-1407.
- REN Jiayi, GU Wei, WANG Yong, et al. Multi-time scale active and reactive power coordinated optimal dispatch in active distribution network based on model predictive control [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(5): 1397-1407.
- [23] ZARE A, CHUNG C Y, ZHAN J P, et al. A distributionally robust chance-constrained MILP model for multistage distribution system planning with uncertain renewables and loads [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 5248-5262.
- [24] ZHOU A P, YANG M, WANG M Q, et al. A linear programming approximation of distributionally robust chance-constrained dispatch with Wasserstein distance [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2020, 35(5): 3366-3377.
- [25] WANG Y W, YANG Y J, TANG L, et al. A Wasserstein based two-stage distributionally robust optimization model for optimal operation of CCHP micro-grid under uncertainties [J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 119: 105941.
- [26] RUAN H B, GAO H J, LIU J Y, et al. A distributionally robust reactive power optimization model for active distribution network considering reactive power support of DG and switch reconfiguration [J]. *Energy Procedia*, 2019, 158: 6358-6365.
- 收稿日期: 2024-06-20
修回日期: 2025-04-23
作者简介:
张启亮(1986), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为配电网运行技术;
李开灿(1983), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为配电网智能运检;
孔维娜(1986), 女, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为配电网运检指挥;
周科(1985), 男, 高级工程师, 主要研究方向为配电网优化调度;
刘学祺(1999), 通信作者(2518284210@qq.com), 男, 硕士在读, 主要研究方向为配电网优化调度。
- (责任编辑 车永强)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240313

基于多源信息融合的有源配电网故障定位方法

夏天宇^{1*}, 牛欢¹, 文玉杰¹, 程雪颖¹, 柳进²

(1. 国网青岛供电公司, 山东 青岛 266002; 2. 哈尔滨工业大学, 黑龙江 哈尔滨 150001)

摘要:针对馈线终端(feeder terminal unit, FTU)覆盖范围有限和故障告警信息畸变等因素影响有源配电网故障定位准确率问题,提出一种融合配电变压器终端(transformer terminal unit, TTU)失压告警信息和FTU过流告警信息的有源配电网故障定位方法。首先,建立告警信息与配电网拓扑结构间映射关系,构建区间函数、开关函数获取故障告警信息期望值。然后,以实际告警信息与期望告警信息差异化最小为目标函数,利用混合灰狼优化算法求解单一信息源故障区间定位,将多源信息融合得到最终定位结果。最后,以含分布式电源的IEEE 33节点系统为例进行仿真测试,对比不同畸变数量情况下,单一信息源和多源信息融合故障定位结果。结果表明该方法对故障告警信息具有较强容错能力,可以提高有源配电网故障定位准确率,定位时效性满足配电网实际运行需求。

关键词:故障定位;有源配电网;告警信息畸变;灰狼优化算法;证据融合

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2025)10-0046-09

Fault Location Method for Active Distribution System Based on Multi-source Information Fusion

XIA Tianyu^{1*}, NIU Huan¹, WEN Yujie¹, CHENG Xueming¹, LIU Jin²

(1.State Grid Qingdao Power Supply Company, Qingdao 266002, China; 2.Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China)

Abstract: In order to solve the problem of fault location accuracy in active distribution system affected by the distortion of fault alarm information, a fault location method for active distribution system that integrates the voltage loss alarm information of the distribution transformer terminal unit and the over-current alarm information of the feeder terminal unit is proposed. Firstly, a mapping relationship between alarm information and the topology structure of the distribution system is established, and interval functions and switch functions are constructed to obtain the expected values of fault alarm information. Then, taking the minimum difference between actual alarm information and expected alarm information as the objective function, gray wolf optimization algorithm based on particle swarm optimization is used to solve the fault interval location of a single information source, multi-source information fusion to get the final positioning result. Finally, taking the IEEE 33-bus system with distributed generation as an example for simulation testing, the fault location results of single information source and multi-source fusion are compared under different numbers of distortion points, verifying that the method has strong fault tolerance, and can improve the accuracy of fault location in active distribution system, and the location timeliness can meet the actual operation requirements of distribution system.

Keywords: fault location; active distribution system; fault alarm information; grey wolf optimization algorithm; evidence fusion

0 引言

配电网是电力系统分配电能的重要环节,网络拓扑结构复杂,节点多,规模大,面向终端用户,故障停电直接影响人们日常生产生活秩序,降低客户用电满意度^[1-3]。配电网发生故障停电,快速准确定位至关重要,直接影响抢修资源分配和抢修复电效率^[4]。故障定位按精度可分为3类:故障选线、故障

区间定位和故障测距^[5-6]。故障选线通过调度数据采集与监视控制(supervisory control and data acquisition, SCADA)系统变电站内开关保护动作信息实现,但无法精准定位馈线内部具体故障点。故障测距主要应用于输电线路和结构简单的配电线路,易受过渡电阻和分布电容影响,无法应用于结构复杂的有源配电网^[7-9]。故障区间定位利用馈线终端(feeder terminal unit, FTU)过流告警信息判断故障

区间,与馈线自动化(feeder automation, FA)功能配合实现隔离故障区域,恢复非故障区域送电,是当下研究配电网故障定位的前沿和热点。

配电网故障区间定位主要有矩阵法和人工智能优化法。矩阵法是利用故障电流编码规则与配电网拓扑结构结合生成故障判别矩阵,通过矩阵运算实现故障定位^[10-12]。矩阵法对故障信息准确性要求较高,对不完整信息和畸变信息容错能力较差,难以满足有源配电网故障定位需求^[13]。人工智能优化法核心思想是建立故障定位模型,通过数学优化找到最能合理解释实际告警信号的故障区间组合,从而增强定位容错能力。文献[14-17]将粒子群算法、遗传算法、蚁群算法、神经网络算法应用于配电网故障定位取得一定效果,不足之处是定位精度受限于FTU布置数量,过大的定位区间不利于快速排除故障和缩小停电范围。实际配电网中FTU安装数量远少于节点数,且因产品质量、运维水平、通信故障等因素,告警信息时常出现误报、漏报等畸变情况^[18],加之有源配电网故障电流大小和方向均受分布式电源影响,仅依靠单一过流告警信息故障定位的精度不可避免地降低甚至出现无法定位或定位错误的现象。为落实“双碳”目标和应对配电网新形态,各级电网公司不断发展新质生产力,面向建设新型电力系统转型,初步打通了营销、配电、调度部分系统信息、数据间的壁垒,形成营配调数据集成贯通的新型配电网调控系统,5G+北斗技术提升了数据传输能力,使得营销计量系统配电变压器终端(transformer terminal unit, TTU)失压告警信息用于故障定位成为可能。文献[19]融合FTU和配电变压器告警信息进行故障定位,但未考虑信号畸变情况。文献[20]利用计量系统、95598客户报修工单、低压台区停电等信息辅助故障定位,低压台区信息、户变关系信息难以准确匹配馈线故障区间,未实现告警信息跨系统交互融合。

提出一种融合营销计量系统TTU失压告警信息和配电自动化系统FTU过流告警信息的有源配电网故障定位方法,充分利用不同信息源反映故障的独立性、冗余性和互补性,交叉验证,实现准确可靠定位。首先,提取告警信息和网络拓扑结构特征,构建区间函数、开关函数获取故障告警信息期望值。然后,利用基于Tent映射的混合灰狼优化算法(grey wolf optimization algorithm based on particle swarm

optimization, PSO-GWO)求解单一信息源故障区间定位,将不同信息源定位概率作为证据体进行融合得到最终定位结果。最后,以含分布式电源的IEEE 33节点系统为例进行仿真测试,验证该方法可以有效提升有源配电网故障定位准确率,定位时效性满足配电网FA功能动作时限要求,为配电网调控决策和快速实施抢修提供可靠依据。

1 多源信息融合故障定位流程

配电网发生短路故障,故障点上游FTU采集到过流告警信息,故障点下游TTU采集到失压告警信息或供电异常告警信息,两类信息取自独立系统,通过不同物理量反映故障情况,均可用于定位故障。FTU安装在馈线柱上开关、负荷开关、分段开关等处,覆盖范围有限,配电自动化系统实时采集过流告警信息,存在误报、漏报等畸变情况。TTU安装在配电变压器处,覆盖范围全面,营销计量系统采集失压告警信息实效性不如配电自动化系统,也存在信号畸变情况。两类告警信息独立采集,实效性互补,覆盖范围交叉冗余,信息融合能够降低告警信息畸变对故障定位的影响。

所提基于营配调多源信息融合的有源配电网故障定位方法流程如图1所示。首先,根据TTU失压告警信息、FTU过流告警信息和网络拓扑结构特征

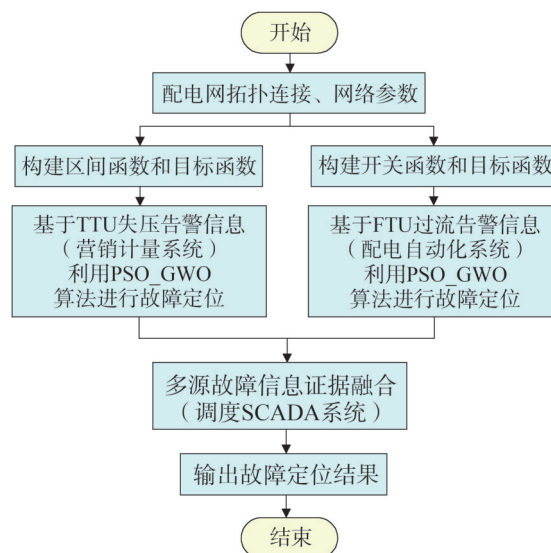


图1 多源信息故障定位流程图

Fig.1 Fault location flow chart based on multi-source information

构建区间函数、开关函数和故障定位目标函数。然后,利用PSO-GWO求解单一信息源故障定位。最后,以不同信息源定位概率为证据体进行证据融合得到最终定位结果。

2 有源配电网故障区间定位模型

2.1 区间函数和开关函数构建

有源配电网拓扑结构如图2所示。DG1、DG2为分布式电源;以馈线开关为节点,用数字1—8表示,未安装FTU的节点1、节点3用红色数字表示;节点间线路为区间,用L1—L8表示;装有TTU的配电变压器连接在各区间,用T1—T8表示。当有源配电网某一区间发生故障,各区间TTU有两种状态,正常供电为0,失压告警为1。FTU可能采集到2个方向的过流信息,定义从系统电源流向故障区间为正方向,正向过流为1,无过流为0,反向过流为-1。

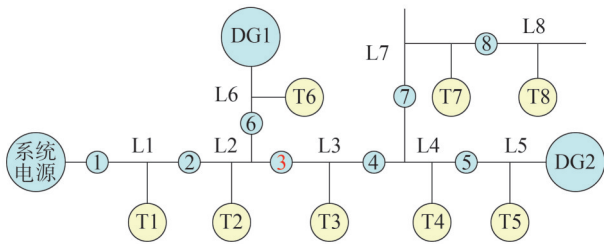


图2 有源配电网拓扑结构示意图

Fig.2 Active distribution network topology diagram

含 K 个分布式电源的配电网,考虑系统电源和分布式电源单独作用于配电网时,反映TTU失压告警信息、FTU过流告警信息与线路区间状态关系的故障判别矩阵分别记为 T_k, F_k (k 表示只有第 k 个分布式电源接入的配电网, $k=0, 1, \dots, K$; $k=0$ 表示只有系统电源的传统配电网)。矩阵元素分别记为 $T_k(i, n)$ 和 $F_k(j, n)$,其取值与故障位置和分布式电源并网点位置有关,TTU位于故障区间下游才会采集到失压告警信息。 $T_k(i, n)$ 表示只有第 k 个分布式电源接入时,区间 n 故障,区间 i 的TTU失压告警值(i, n 取值为1—8,对应区间L1—L8); $T_k(i, n)$ 赋值满足3个规则:

1) $i=n$ 时, $T_k(i, n)=1$,例如对于DG2和故障区间L3来说, $T_2(3, 3)=1$ 。

2) $i \neq n$ 时, 电源 k 到区间 i 经过故障区间 n ,则

$T_k(i, n)=1$ 。例如对于DG2和故障区间L3来说, $T_2(1, 3)=1, T_2(2, 3)=1, T_2(6, 3)=1$ 。

3) 其余情况, $T_k(i, n)=0$ 。例如对于DG2和故障区间L3来说, $T_2(4, 3)=0, T_2(5, 3)=0, T_2(7, 3)=0, T_2(8, 3)=0$ 。

若分布式电源容量较小,无法满足故障后功率需求,即使区间 i 位于故障点上游,TTU也会失压告警,则 $T_k(i, n)$ 修正为1。

FTU位于故障区间上游才会采集到过流告警信息。 $F_k(j, n)$ 表示只有第 k 个分布式电源接入时,区间 n 故障,节点 j 的FTU过流告警值, $F_k(j, n)$ 赋值满足3个规则:

1) 节点 j 只在电源 k 到故障区间 n 的路径上,则 $F_k(j, n)=1$,例如对于DG2和故障区间L8来说, $F_2(7, 8)=1, F_2(8, 8)=1$ 。

2) 节点 j 在电源 k 到故障区间 n 的路径上,同时也在电源 k 到系统电源的路径上,则 $F_k(j, n)=-1$ 。例如对于DG2和故障区间L8来说, $F_2(5, 8)=-1$ 。

3) 其余情况或节点 j 未安装FTU, $F_k(j, n)=0$ 。例如对于DG2和故障区间L8来说, $F_2(1, 8)=0, F_2(2, 8)=0, F_2(3, 8)=0, F_2(4, 8)=0, F_2(6, 8)=0$ 。

若分布式电源容量较小,故障时不足以引起电气距离较远的FTU过流,即使节点 j 位于故障点上游, $F_k(j, n)$ 也需修正为0。

区间函数和开关函数是为确定有源配电网故障时TTU和FTU告警信息期望值。基于上述故障判别矩阵,分别构建只包含简单代数运算的区间函数和开关函数如式(1)和式(2)所示。

$$S_T = \left(\prod_{k=0}^K T_k \right) X \quad (1)$$

$$S_F = \text{sign} \left(\sum_{k=0}^K F_k \right) X \quad (2)$$

式中: X 为有源配电网区间状态列向量,其元素 $X(n)$ 表示线路区间 n 的状态,当 n 为故障区间时, $X(n)=1$,当 n 为正常区间时, $X(n)=0$; S_T 为TTU对应 X 的期望告警信息列向量; S_F 为FTU对应 X 的期望告警信息列向量; $\prod_{k=0}^K T_k$ 表示矩阵对位相乘,物理意义为全部电源均无法实现对配电变压器供电,TTU产生失压告警; $\sum_{k=0}^K F_k$ 表示矩阵相加,物理意义为FTU过流告

警由所有电源共同叠加产生;sign()为符号函数,物理意义为只判断过流告警方向,不判断过流大小。

2.2 目标函数构建

TTU失压告警信息和FTU过流告警信息从不同侧面独立反映配电网故障情况,区间函数 S_T 和开关函数 S_F 对应不同区间状态下故障告警信息期望值,只需寻找与实际告警信息差异化最小的期望告警信息,即可实现故障区间定位。因此,针对TTU告警信息的目标函数如式(3)所示。

$$Z_T(X) = \sum_{n=1}^N |R_T(n) - S_T(n)| + \mu \sum_{n=1}^N X(n) \quad (3)$$

式中: $R_T(n)$ 为区间 n 的TTU实际失压告警信息; $S_T(n)$ 为 S_T 中的元素,表示TTU对应 $X(n)$ 的期望告警信息; N 为区间数量; $\mu \sum_{n=1}^N X(n)$ 作用为限制多点故障权重, μ 为小于1的正数,根据配电网单点故障与多点故障统计数据,本文取0.8。

FTU告警信息有1,0,-1三种状态,信号误报有6种情形,其中1,-1间误报差值为2,对目标函数的影响程度与0到1,0到-1间误报不同。因此,针对FTU告警信息的目标函数采用异或运算,如式(4)所示。

$$Z_F(X) = \sum_{n=1}^N |R_F(n) \oplus S_F(n)| + \mu \sum_{n=1}^N X(n) \quad (4)$$

式中: $R_F(n)$ 为区间 n 的FTU实际过流告警信息; $S_F(n)$ 为 S_F 中的元素,表示FTU对应 $X(n)$ 的期望告警信息; \oplus 为异或运算符,符号两端元素相同为0,不同为1。

3 PSO-GWO故障定位流程

求解有源配电网故障区间定位目标函数最小值的过程是非凸0-1规划问题,本文采用基于Tent映射的PSO-GWO^[21],该算法模拟自然界中灰狼种群依靠等级制度,团队协作围捕猎物的过程,实现优化搜索目的^[22-23]。为了实现更好的全局寻优精度和更快的收敛速度,通过Tent混沌映射产生初始种群,增加种群个体的多样性,采用非线性控制参数,在迭代过程中收敛因子自适应变化增强寻优效率。该算法可以灵活适应有源配电网拓扑结构变化导致模型参数调整、故障告警信息误发、漏发等畸变情况的优化问

题。算法具体步骤如下:

1)初始化PSO-GWO算法基本计算参数:种群规模、最大迭代次数、收敛因子向量 a 、系数向量 A 、协同向量 C 。

2)读取实时告警信息。

3)利用Tent混沌映射初始化 M 个长度为 N 的二进制列向量作为灰狼初始种群。配电网实际故障主要为单点故障,两点故障概率远小于单点故障,三点及以上故障极为罕见,因此按80%、20%比例设置初始种群中对应单点和两点故障的个体数量。

4)计算所有灰狼个体适应度值,并选出适应度前三的个体作为 α 、 β 、 δ 狼。

5)根据 α 、 β 、 δ 狼位置,更新其他灰狼位置。

6)根据狼群位置信息,更新收敛因子向量 a 、系数向量 A 、协同向量 C 。

7)判断是否达到最大迭代次数,若达到则转至8),否则返回4)。

8)计算故障区间概率值。经过搜索、包围、攻击等步骤迭代更新灰狼位置,种群中灰狼都向猎物靠近,最终优化结果内包含故障区间的列向量远多于包含非故障区间的列向量。因此,基于TTU和FTU故障信息求解的故障区间概率如式(5)所示。

$$p_{TF,n} = \frac{\sum_{m=1}^M X_m(n)}{\sum_{m=1}^M \sum_{n=1}^N X_m(n)} \quad (5)$$

式中: $p_{TF,n}$ 为基于TTU或FTU故障告警信息判断区间 n 为故障区间的概率; m 为灰狼个体编号。

基于Tent映射的PSO-GWO算法故障定位流程如图3所示,通过优化可以得到基于TTU和FTU单一信息源故障区间定位概率。

4 多源信息证据融合

D-S(Dempster-Shafer)证据融合理论能够将多个信息源的不完整、不确定信息进行融合加工,削弱数据源中存在的成分,得到一个强可靠性结论^[24]。D-S证据融合理论无需先验概率,运算简单,广泛应用于气候分析、智慧交通、医疗诊断等场景^[25]。D-S证据融合理论应用于故障定位过程中,馈线区间作为证据融合识别框架, $p_{TF,n}; 2^n \rightarrow [0, 1]$ 作为识别框架内的基本概率分配函数,满足式(6)。

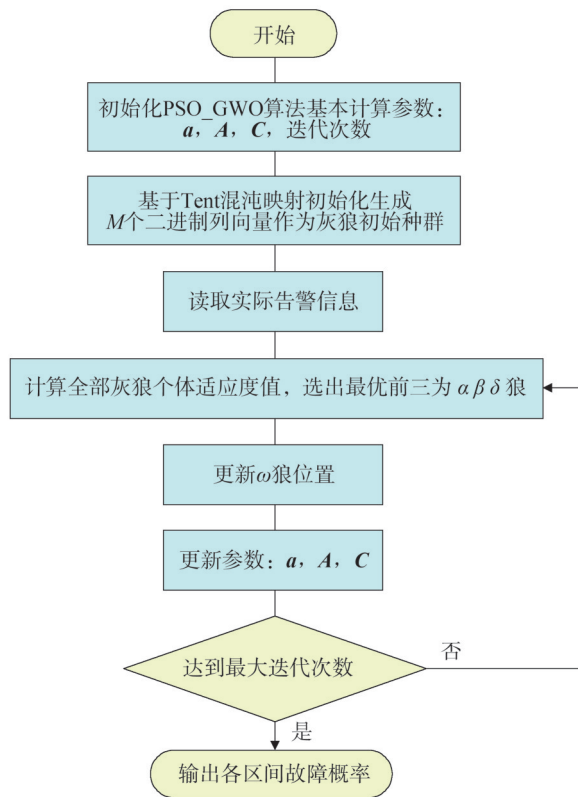


图3 基于Tent映射的PSO-GWO算法故障定位流程图
Fig.3 Fault location flow by PSO-GWO

$$\sum_{n=1}^N p_{TF,n} = 1 \quad (6)$$

PSO-GWO 给出基本概率分配过程, 根据 D-S 合成规则, 区间 n 故障的融合概率如式 (7) 所示。

$$P_n = \frac{p_{T,n} \cdot p_{F,n}}{\sum_{n=1}^N p_{T,n} \cdot p_{F,n}} \quad (7)$$

式中: P_n 为多源信息融合后判断区间 n 为故障区间的概率; $p_{T,n}$ 为基于 TTU 失压告警信息判断区间 n 为故障区间的概率; $p_{F,n}$ 为基于 FTU 过流告警信息判断区间 n 为故障区间的概率。

将所有区间按故障融合概率从大到小排序, 考虑配电网三点及以上同时故障情况非常罕见, 排序前一或者前二, 即为单点或两点故障定位结果。

5 算例分析

以修改后的 IEEE 33 节点系统为例进行仿真测试, 如图 4 所示, 分布式电源 DG1、DG2 通过节点 23、节点 13 接入系统, 为简化仿真, 不考虑分布式电源

容量影响, 与系统电源作等效处理。节点 7、节点 15、节点 18、节点 22、节点 31 未安装 FTU, 无法采集过流告警信息, 节点 33 后段为辐射型线路, 节点 16、28 后段通过联络开关与其他配电网线路相连, 用于事故或检修情况下转供负荷。故障设置方面选取有代表性的情况, 单点故障位于区间 L3 代表线路首端, 区间 L11 代表有源支路, 区间 L31 代表线路末端和无源支路。设置两点故障位于区间 L15, L30 代表两无源支路组合, 区间 L8, L25 代表有源、无源支路组合, 区间 L11, L20 代表两有源支路组合。算法参数设置种群规模 $M=200$, 迭代次数为 100。表 1、表 2 中只列出故障概率大于 0.2 的区间, 概率低于 0.2 的区间对定位结果无影响, 可忽略。最小迭代次数指算法实现定位结果所需最小迭代次数, 定位耗时为从接收故障告警信息至输出融合后定位结果所需时间。分别就故障告警信息准确和存在畸变(误报、漏报)两种情形进行故障定位仿真。

5.1 故障告警信息准确时的定位仿真

故障告警信息准确时的定位结果如表 1 所示, 可以看出, 当告警信息准确时, TTU 因覆盖范围全面, 仅依靠单一失压告警信息即可实现准确故障定位。FTU 覆盖范围有限, 故障点位于未安装 FTU 节点区间(例如故障区间 L31 算例)或与之相邻区间(例如故障区间 L8, L25 算例), 则定位区间扩大或误判为多点故障。经多源信息融合后, 故障区间定位结果准确且定位概率略微提高, 增强与非故障区间的区分度。最小迭代次数均在 50 以下, 远小于本文设置迭代次数 100, 算法充裕度很大, 定位耗时低于 4 s, 定位时效性满足 FA 功能动作时限要求。仿真结果表明本文所构建的模型和方法在故障告警信息准确情况下, 对有源配电网单点和两点故障定位准确, 时效性强, 且能弥补因 FTU 安装数量不足、覆盖范围有限导致定位区间过大的缺点。

5.2 故障告警信息畸变时的定位仿真

以单点故障区间 L3 和两点故障区间 L8, L25 为例, 表 2 列出 TTU、FTU 故障告警信息畸变数量从 1 增加到 5 的仿真定位结果。可以看出, 仅依靠单一信息源的故障定位准确率显著受告警信息畸变影响, 尤其 TTU 失压告警信息畸变位置发生在线路末端(例如故障区间 L3 算例下畸变位置 T13、T28, 故障区间 L8, L25 算例下畸变位置 T16、T28), FTU 过流告

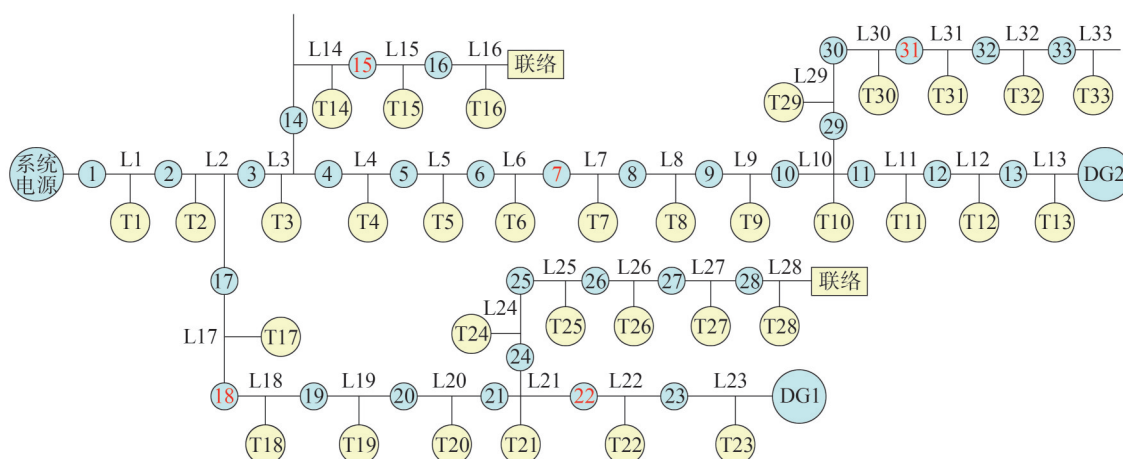


图4 含分布式电源的IEEE 33节点系统示意图

Fig.4 Schematic diagram of IEEE 33 bus system with distributed generation

表1 故障告警信息准确时的定位结果

Table 1 Location results under accurate alarm information

故障区间	告警信息	最小迭代次数	融合前定位(概率)	融合后定位(概率)	定位耗时/s
L3	TTU[00100000000001110000000000000000]	19	L3(0.95)	L3(0.97)	3.2
	FTU[1111-1-1-10-1-1-1-1-1-1000-10-1-1-10-10000000000]	17	L3(0.96)		
L11	TTU[00000000001000000000000000000000]	19	L11(0.95)	L11(0.98)	3.2
	FTU[11111101111-1-1-1000-10-1-1-10-10000000000]	21	L11(0.97)		
L31	TTU[00000000000000000000000000000111]	20	L31(0.96)	L31(0.98)	3.4
	FTU[11111101111-1-1-1000-10-1-1-10-10000011000]	26	L30(0.49) L31(0.49)		
	TTU[000000000000000110000000000001111]	27	L15(0.42) L30(0.46)		
L15, L30	FTU[11111101111-1-1-1100-10-1-1-10-10000011000]	29	L14(0.25) L15(0.25) L30(0.24) L31(0.24)	L15(0.47) L30(0.48)	3.5
	TTU[00000001000000000000000111100000]	35	L8(0.43) L25(0.39)	L8(0.46) L25(0.44)	
L8, L25	FTU[11111101-1-1-1-1-1-1000101110-11100000000]	33	L7(0.33) L8(0.33) L25(0.31)	L20(0.47) L11(0.45)	3.5
	TTU[00000000001000000001000000000000]	25	L20(0.43) L11(0.41)		
L11, L20	FTU[11111101111-1-1000101-1-10-10000000000]	23	L11(0.43) L20(0.42)		

警信息畸变位置发生在连续位置(例如故障区间L3算例下畸变位置14、15、16,故障区间L8,L25算例下畸变位置27、28)的情况,最易出现定位错误。经多源信息融合后,故障区间定位全部正确,且定位概率

只略微下降与非故障区间区分度明显。最小迭代次数均在70以下,小于本文设置迭代次数100,算法充裕度足够,定位耗时低于6s,定位时效性满足FA功能动作时限要求。仿真结果表明本文方法应用于有

表2 故障告警信息畸变时的定位结果
Table 2 Location results under distorted alarm information

故障区间	告警信息	畸变点位	最小迭代次数	融合前定位(概率)	融合后定位(概率)	定位耗时/s
L3	TTU[00100010000001110000000000000000]	T7	27	L3(0.85)	L3(0.96)	3.6
	FTU[111-1-1-10-1-1-10-1-1000-10-1-1-10-1000000000]	11	33	L3(0.94)		
	TTU[00110000000001110000000010000000]	T4, T28	28	L28(0.43) L3(0.42)	L3(0.93)	3.8
	FTU[111-10-10-1-1-1-1-1-1000-10-1-1-10-10000001000]	5, 30	36	L3(0.72) L5(0.23)		
	TTU[00100000000010000001000000000000]	T15, T16, T21	37	L3(0.86)	L3(0.88)	3.9
	FTU[1111-1-10-1-1-1-1-1-1000-10-1-1-10-10000001001]	4, 31, 33	41	L4(0.51) L3(0.23) L33(0.21)		
	TTU[00111100000011110000000000000000]	T4, T5, T6, T13	31	L3(0.39) L13(0.36)	L3(0.81)	4.2
	FTU[111-1-1-10-1-1-1-1-1-1111-10-1-1-10-1000-100000]	14, 15, 16, 28	35	L16(0.45) L3(0.37)		
	TTU[00100000111111110000000000000000]	T9, T10, T11, T12, T13	57	L3(0.29) L13(0.28) L9(0.28)	L3(0.77)	4.5
FTU[111-1-1-10-1-1-1-1-1-1000-10-1-1-10-11111100000]	24, 25, 26, 27, 28	55	L3(0.45) L28(0.43)			
L8, L25	TTU[000100010000000000000000111100000]	T4	31	L4(0.33) L8(0.32) L25(0.32)	L8(0.46) L25(0.44)	3.7
	FTU[1111-1101-1-1-1-1-1000101110-11100000000]	5	33	L8(0.43) L25(0.41)		
	TTU[000000010010000000000000111101000]	T11, T30	33	L8(0.39) L25(0.33) L11(0.21)	L25(0.47) L8(0.26) L7(0.21)	3.6
	FTU[1111110-1-1-1-1-1-1000101110-11100000001]	8, 33	36	L7(0.43) L25(0.41)		
	TTU[001001010000000100000000111100000]	T3, T6, T16	35	L25(0.35) L16(0.31) L8(0.26)	L25(0.46) L8(0.45)	3.9
	FTU[1111110100-1-1-1000101110-111-10000000]	9, 10, 26	37	L25(0.31) L8(0.29) L10(0.28)		
	TTU[000000010000100100000010111000000]	T13, T16, T23, T28	49	L8(0.25) L13(0.23) L16(0.22) L25(0.20)	L8(0.43) L25(0.31) L28(0.20)	4.2
	FTU[11-111101-1-1-1-1-100010111001101100000]	3, 23, 27, 28	46	L8(0.36) L28(0.32) L25(0.22)		
	TTU[000011110000000000000000110000000]	T5, T6, T7, T27, T28	59	L8(0.36) L5(0.34) L25(0.28)	L8(0.45) L25(0.34)	5.1
FTU[11111101-1-1111000101110-11100011000]	11, 12, 13, 29, 30	62	L8(0.25) L25(0.24) L13(0.22) L30(0.21)			

源配电网故障定位效率高,对故障告警信息畸变容错能力强,有效提升故障定位准确率。

为了更好地验证所提方法的普适性,对 IEEE 33 节点系统单点故障 33 种情况,两点故障 528 种情况在不同畸变点位数量下各进行定位仿真 100 次。仿真中随机生成 TTU 和 FTU 告警信息畸变位置,数量为 1~5,统计融合前后定位结果并计算定位正确率,所得结果如图 5、图 6 所示。可以看出,随着畸变点位增加,单一信息源和多源信息融合定位正确率均出现下降,但所提多源信息融合定位方法下降速度较缓。即使 5 个畸变点位情况下,单点故障定位正确率 85%,两点故障定位正确率 81%。仿真结果表明,多源信息融合定位方法能够增强故障告警信息容错能力,有效提高故障定位准确性。

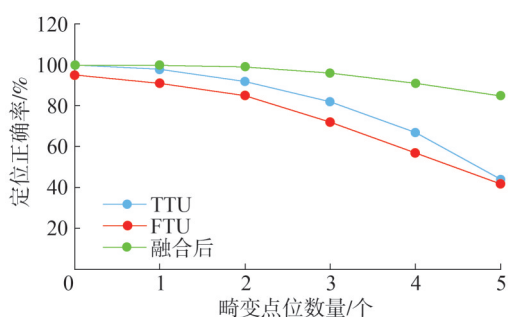


图5 单点故障定位正确率

Fig.5 Accuracy of single fault location

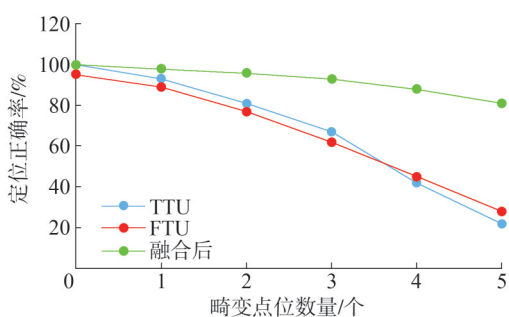


图6 两点故障定位正确率

Fig.6 Accuracy of two fault locations

6 结论

有源配电网故障定位准确率受 FTU 覆盖范围和告警信息畸变等因素影响,提出一种融合营销计量系统 TTU 失压告警信息和配电自动化系统 FTU 过流告警信息的有源配电网故障定位方法。此方法优点如下:

1)故障定位告警信息采用不同物理量且取自独

立系统,从不同角度全面、准确反映故障情况。

2)针对不同告警信息特征和配电网拓扑结构映射关系,构建无需逻辑运算的区间函数和开关函数,将故障定位问题转化为以实际告警信息与期望告警信息差异化最小的优化问题,PSO-GWO 算法全局寻优能力强,收敛速度快,定位时效性满足配电网实际运行需求。

3)利用不同信息源故障定位的独立性、互补性实现多源信息融合,降低 FTU 覆盖范围有限和告警信息畸变对故障定位准确率的影响。

所提方法有效提升有源配电网故障定位准确率和告警信息容错能力,为配电网调控决策和快速实施抢修提供可靠依据,加速营配调融合应用场景落地。

参考文献

- [1] 王成山,李鹏,于浩.智能配电网的新形态及其灵活性特征分析与应用[J].电力系统自动化,2018,42(10):13-21.
WANG Chengshan, LI Peng, YU Hao. Development and characteristic analysis of flexibility in smart distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(10): 13-21.
- [2] SHEN X, SHU H C, CAO M, et al. Influence of distributed power supply in distributed power distribution network [J]. Journal of Intelligent & Fuzzy Systems, 2021, 40(4): 7803-7810.
- [3] 肖白,郭蓓.配电网规划研究综述与展望[J].电力自动化设备, 2018, 38(12): 200-211.
XIAO Bai, GUO Bei. Review and prospect of distribution network planning [J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38 (12): 200-211.
- [4] 黄强,李宽,丁敬明,等.含分布式光伏接入的有源配电网故障区段定位新方法[J].山东电力技术,2023,50(11):68-74.
HUANG Qiang, LI Kuan, DING Jingming, et al. A novel fault section location method of active distribution network with the integration of distributed photovoltaic [J]. Shandong Electric Power, 2023, 50(11): 68-74.
- [5] 高晓策.含分布式电源的配电网故障辨识及定位的研究[D].秦皇岛:燕山大学,2018.
- [6] 刘畅.含分布式电源配电网故障定位研究[D].淮南:安徽理工大学,2020.
- [7] 戴志辉,王旭.基于改进阻抗法的有源配电网故障测距算法[J].电网技术,2017,41(6):2027-2034.
DAI Zhihui, WANG Xu. Impedance method based fault location algorithm for active distribution system [J]. Power System Technology, 2017, 41(6): 2027-2034.
- [8] 邓丰,李欣然,曾祥君,等.基于多端故障行波时差的含分布式电源配电网故障定位新方法[J].中国电机工程学报,2018,38

- (15):4399-4409.
DENG Feng, LI Xinran, ZENG Xiangjun, et al. A novel multi-terminal fault location method based on traveling wave time difference for radial distribution systems with distributed generators [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15):4399-4409.
- [9] JIAO X Q, LIAO Y. Accurate fault location for untransposed/transposed transmission lines using sparse wide-area measurements [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2016, 31(4):1797-1805.
- [10] 马腾飞, 高亮. 含多微网的主动配电网故障区段定位算法[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(7):64-68.
MA Tengfei, GAO Liang. Fault location algorithm for active distribution network with multi micro-grids [J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(7):64-68.
- [11] 徐彪, 尹项根, 张哲, 等. 矩阵算法和优化算法相结合的配电网故障定位[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(5):152-158.
XU Biao, YIN Xianggen, ZHANG Zhe, et al. Fault location for distribution network based on matrix algorithm and optimization algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(5):152-158.
- [12] 胡福年, 孙守娟. 基于图论的矩阵算法在配电网故障定位中的应用[J]. 中国电力, 2016, 49(3):94-98.
HU Funian, SUN Shoujuan. Fault location of distribution network by applying matrix algorithm based on graph theory [J]. Electric Power, 2016, 49(3):94-98.
- [13] 李思远, 国力, 许志元, 等. 基于多源报警信息贝叶斯网络与关联离散系数的配电网故障台区定位方法[J]. 山东电力技术, 2024, 51(3):45-54.
LI Siyuan, GUO Li, XU Zhiyuan, et al. Fault section location method of distribution network based on multi-source Bayesian network and associated discrete coefficient [J]. Shandong Electric Power, 2024, 51(3):45-54.
- [14] 赵乔, 王增平, 董文娜, 等. 基于免疫二进制粒子群优化算法的配电网故障定位方法研究[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(20):83-89.
ZHAO Qiao, WANG Zengping, DONG Wenna, et al. Research on fault location in a distribution network based on an immune binary particle swarm algorithm [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(20):83-89.
- [15] 谢涛, 蒯圣宇, 朱晓虎, 等. 基于改进遗传算法的配电网故障定位方法[J]. 沈阳工业大学学报, 2019, 41(2):126-131.
XIE Tao, KUAI Shengyu, ZHU Xiaohu, et al. Fault location method for distribution network based on improved genetic algorithm [J]. Journal of Shenyang University of Technology, 2019, 41(2):126-131.
- [16] GE J K, ZHANG J, HU X, et al. A fault location method of error correction based on ant colony algorithm for distribution network [C] // 2017 IEEE 2nd Advanced Information Technology, Electronic and Automation Control Conference (IAEAC). IEEE, 2017:18-21.
- [17] 李佳玮, 王小君, 和敬涵, 等. 基于图注意力网络的配电网故障定位方法[J]. 电网技术, 2021, 45(6):2113-2121.
LI Jiawei, WANG Xiaojun, HE Jinghan, et al. Distribution network fault location based on graph attention network [J]. Power System Technology, 2021, 45(6):2113-2121.
- [18] 郭上华, 王钢. 融合 FTU 和配变告警信息的有源配电网故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(22):92-99.
GUO Shanghua, WANG Gang. An active distribution network fault location method based on FTU and transformer alarm information [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(22):92-99.
- [19] 田岑. 基于不同信息源的配电网故障诊断方法研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2019.
- [20] 耿俊成, 田琪, 李晓露, 等. 基于多源信息的配电网停电故障研判[J]. 上海电力学院学报, 2018, 34(6):572-576.
GENG Juncheng, TIAN Qi, LI Xiaolu, et al. Fault location based on multisource information in distribution networks [J]. Journal of Shanghai University of Electric Power, 2018, 34(6):572-576.
- [21] 滕志军, 吕金玲, 郭力文, 等. 一种基于 Tent 映射的混合灰狼优化的改进算法[J]. 哈尔滨工业大学学报, 2018, 50(11):40-49.
TENG Zhijun, LÜ Jinling, GUO Liwen, et al. An improved hybrid grey wolf optimization algorithm based on Tent mapping [J]. Journal of Harbin Institute of Technology, 2018, 50(11):40-49.
- [22] 张娜, 任强, 刘广忱, 等. 基于 VMD-GWO-ELMAN 的光伏功率短期预测方法[J]. 中国电力, 2022, 55(5):57-65.
ZHANG Na, REN Qiang, LIU Guangchen, et al. PV power short-term forecasting method based on VMD-GWO-ELMAN [J]. Electric Power, 2022, 55(5):57-65.
- [23] HEIDARI A A, PAHLAVANI P. An efficient modified grey wolf optimizer with Lévy flight for optimization tasks [J]. Applied Soft Computing, 2017, 60:115-134.
- [24] 章巍. 基于 D-S 证据理论的数据融合方法设计与实现[D]. 北京: 北京邮电大学, 2018.
- [25] 周恩帆, 马俊, 周永杰, 等. 一种 D-S 证据理论的多传感器数据融合算法[J]. 小型微型计算机系统, 2022, 43(4):795-800.
ZHOU Enfan, MA Jun, ZHOU Yongjie, et al. Multi-sensor data fusion algorithm based on D-S evidence theory [J]. Journal of Chinese Computer Systems, 2022, 43(4):795-800.

收稿日期:2024-10-22

修回日期:2025-02-10

作者简介:

夏天宇(1987), 通信作者(xiatianyuhit@126.com), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向为负荷预测、配电网优化调度;

牛欢(1996), 男, 硕士, 从事配电网调控运行工作;

文玉杰(1994), 男, 硕士, 工程师, 从事配电网通信自动化工作;

程雪颖(1999), 女, 硕士, 从事配电网监测指挥、供电优质服务工作;

柳进(1958), 女, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统负荷预测与经济调度。

(责任编辑 娄婷婷)

跟网型和构网型混联场站暂态过电压评估与参数影响分析

刘鑫帝,曹嘉文,李常刚*,于越

(山东大学电气工程学院,山东 济南 250061)

摘要: 构网型变流器具有电压支撑能力,与跟网型变流器混联能有效缓解新能源场站的暂态过电压问题。但混联系统参数众多,特性复杂,暂态过电压定量评估困难。为此,利用电路叠加定理和相量关系图,提出计及跟网型锁相环稳定性的暂态过电压评估方法,并对影响暂态过电压的关键参数进行分析。首先,根据变流器特性将跟网型和构网型混联场站进行简化,降低了分析的复杂性。其次,从短路故障的前、中、后3个阶段分析混联场站的电压变化过程,并推导得到不同锁相环稳定情况的并网点暂态过电压评估方法。然后,基于电压评估过程,探究跟网型参数、构网型参数和跟构网容量占比对暂态过电压的影响。最后,通过仿真对暂态过电压评估方法和参数影响分析进行验证。

关键词: 暂态过电压;跟网型;构网型;锁相环;跟构网容量占比

中图分类号:TM712

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2025)10-0055-14

Transient Overvoltage Assessment and Parameter Influence Analysis of Grid-following and Grid-forming Hybrid-connected Station

LIU Xindi, CAO Jiawen, LI Changgang*, YU Yue

(School of Electrical Engineering, Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: Grid-forming (GFM) converters can support voltage, and their hybrid connection with grid-following (GFL) converters can effectively mitigate transient overvoltage issues in renewable energy station. However, the hybrid-connected system's numerous parameters and complex characteristics make the quantitative assessment of transient overvoltage challenging. To address this, a transient overvoltage evaluation method considering grid-following phase-locked loop (PLL) stability is proposed using the circuit superposition theorem and phasor diagrams, and key parameters affecting transient overvoltage are analyzed. Firstly, this paper simplifies the GFL and GFM hybrid-connected station according to converter characteristics, reducing the complexity of analysis. Secondly, the voltage dynamic process of the hybrid-connected station is analyzed from the three stages: before, during, and after short circuit faults. And this paper derives transient overvoltage assessment methods for the point of common coupling under different phase-locked loop stability conditions. In addition, based on the voltage assessment process, the influence of GFL parameters, GFM parameters, and the capacity ratio of GFL to GFM on transient overvoltage is explored. Finally, the transient overvoltage evaluation method and parameter impact analysis are verified through simulations.

Keywords: transient overvoltage; grid-following; grid-forming; phase-locked loop; ratio of capacity between grid-following and grid-forming

0 引言

随着碳达峰碳中和战略深入实施,我国正加速

基金项目: 国家科技重大专项“高渗透率新能源、高比例直流和高负荷密度的受端电网构建关键技术”(2024ZD0802900)。

National Science and Technology Major Project "Key Technologies for Constructing Receiving-end Power Grids With High Penetration Rate of Renewable Energy, High Proportion of Direct Current, and High Load Density"(2024ZD0802900).

构建以风力发电、光伏发电等新能源为主的新型电力系统。但是新型电力系统中同步发电机的相对减少导致其对电压的支撑作用明显减弱。而目前常用的跟网型^[1-3]控制的电力电子变流器依赖锁相环(phase-locked loop, PLL)维持与电网同步,不具备主动支撑作用,进一步恶化了电力系统的电压稳定性。交流系统的电压支撑能力相对变弱,跟网型设备电

压、同步失稳风险加剧,这成了制约新能源消纳的主要瓶颈之一^[4]。

构网型^[5-7]控制逐渐成熟,其能够自主构建电压和频率,在弱网下有着更强的稳定性,因此受到广泛关注。随着越来越多机组经由构网型变流器并网,新能源场站逐渐成为跟网型和构网型混联系统。但是两者的控制模式不同,内部参数各异,导致跟网型混联场站在遭遇短路故障时的电压特性复杂,为混联场站的暂态过电压分析和评估带来了挑战。

针对以上问题,国内外学者都开展了相关研究。在跟网型混联系统分析方面,文献[8]利用相平面法和相量图法分析了跟网型混联系统的稳定性,给出跟网设备在故障期间输出不同电流对混联系统的影响;文献[9]分析混联系统的小扰动稳定性,论证了在大规模新能源系统中配置构网型变流器可提升系统强度,减少PLL失稳风险。在暂态过电压评估方面,文献[10]和文献[11]都说明了故障清除后新能源机组输出的无功电流不能快速回撤,导致无功盈余,是暂态过电压的根本原因;文献[12]采用无功功率和短路容量近似估算暂态过电压;文献[13]提出了一种基于卷积神经网络的暂态过电压评估方法,准确率较高但是未能揭示暂态过电压的产生原因和参数影响机理。在变流器参数影响方面,文献[14]详细分析了PLL动态对延迟切换阶段暂态过电压的影响,发现系统在某些参数下,PLL的动态可能会恶化暂态过电压;文献[15]给出了PLL失稳状态下的输出相角计算式,并分析PLL动态对VSC暂态过电压的定量影响;文献[16]提出了一种计及PLL稳定性和暂态电压稳定约束的构网-跟网最优配比策略。目前研究主要集中在常规跟网型新能源并网系统的暂态过电压定性分析,计及跟网型控制特性和PLL稳定性的混联系统的暂态过电压的评估和参数影响分析缺乏深入研究。

为此,首先将跟网型和构网型变流器等效为电流源和电压源,得到跟网型混联场站模型并进行简化。然后,从故障前、中、后3个阶段分析短路故障下并网点(point of common coupling, PCC)的电压变化特性,并根据PLL的稳定情况,给出不同的暂态过电压定量评估方法。接着,基于电压分析过程,分别探究跟网型和构网型的内部参数及容量占比对暂态过电压的影响,并提出降低过电压措施。最后,通过

机电暂态仿真对所得结论进行验证。本研究成果对跟网型混联的新能源场站的暂态过电压定量评估和抑制具有一定的指导意义。

1 跟网型和构网型混联场站模型

1.1 变流器控制模式

图1展示了跟网型变流器的控制模式结构。PLL跟踪并网点处电压 $U_1 \angle \theta_1$ 的相位,输出值为 θ_{PLL} ;电流环输出的有功电流(即 d 轴方向的电流)和无功电流(即 q 轴方向的电流)为 I_d 和 I_q 。跟网型变流器等效为电流源^[8],电流环输出电流幅值 $I_{Terminal}$ 和相角 φ 由式(1)计算得到。

$$\begin{cases} I_{Terminal} = \sqrt{I_d^2 + I_q^2} \\ \varphi = \arctan \frac{I_q}{I_d} \end{cases} \quad (1)$$

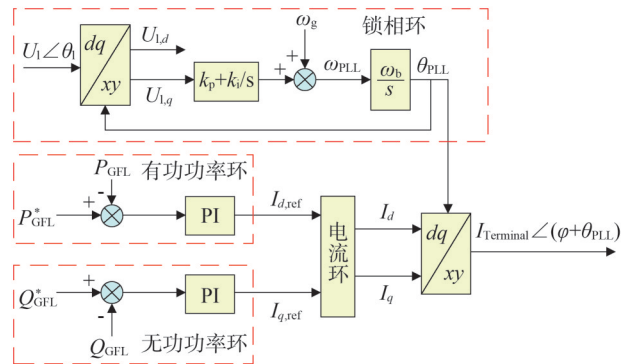


图1 跟网型变流器控制模式

Fig.1 The control mode of grid-following converter

图1中: $U_{1,d}$ 和 $U_{1,q}$ 分别为PLL跟踪电压的 d 轴和 q 轴分量; k_p 和 k_i 分别为PLL的比例和积分系数; ω_g , ω_{PLL} 和 ω_b 分别为电网额定角频率、锁相环输出角频率和基准角频率的标么值; P_{GFL}^* 和 P_{GFL} 分别为跟网型有功功率指令值和实际值; Q_{GFL}^* 和 Q_{GFL} 分别为无功功率指令值和实际值; $I_{d,ref}$ 和 $I_{q,ref}$ 分别为有功和无功电流指令;PI表示比例积分控制环节。

构网型变流器中最常用的控制模式为虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)控制,其模拟了同步发电机的运行特性,具有惯量阻尼特征^[17],控制模式如图2所示。由于电压与电流内环的响应速度很快,因此可将电压和电流环视为理想

模式,构网型变流器的外特性可等效为电压源^[18]。

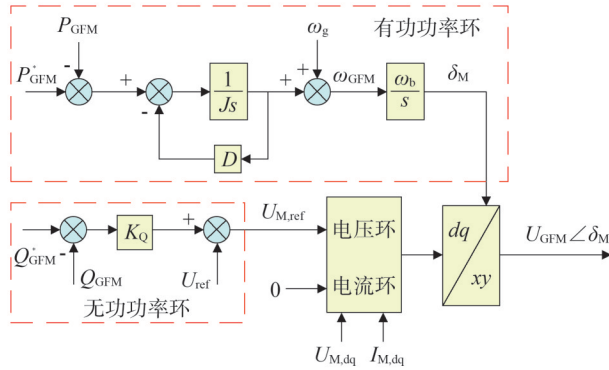


图2 构网型变流器控制模式

Fig.2 The control mode of grid-forming converter

图2中, P_{GFM}^* 和 P_{GFM} 分别为构网型有功功率指令值和实际值; J 为惯量系数; D 为阻尼系数; ω_{GFM} 为有功功率环输出角频率; Q_{GFM}^* 和 Q_{GFM} 分别为无功功率指令值和实际值; K_Q 为无功调整系数; U_{ref} 为额定电压幅值; $U_{M,ref}$ 为参考电压幅值; $U_{M,dq}$ 和 $I_{M,dq}$ 分别为 dq 坐标下构网型输出电压和电流; U_{GFM} 和 δ_M 分别为构网型输出电压幅值和相角。

1.2 混联场站模型

由1.1节分析,可将跟网型和构网型变流器分别等效为电流源 $I_{Terminal} \angle (\varphi + \theta_{PLL})$ 和电压源 $U_{GFM} \angle \delta_M$ 。跟构网混联场站如图3所示,为简化计算,忽略系统中的电阻值,仅考虑电抗值。跟构网变流器并联到PCC点,经线路汇集,接入电网。目前,有关跟构网混联系统的研究大多都采用此模型^[16,19-20]。

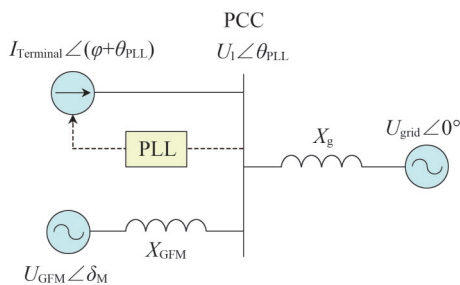


图3 跟构网混联场站模型

Fig.3 The model of grid-following and grid-forming hybrid-connected station

系统的基准容量为 S_{base} ,跟网型变流器的总容量

为 S_{GFL} ,其输出电流幅值为 $I_L = I_{Terminal} (S_{GFL}/S_{base})$ 。构网型变流器的总容量为 S_{CFM} ,其内电抗为 X_{CFM} ,归算到系统容量得 $X_M = X_{CFM} (S_{base}/S_{CFM})$ 。输电线路电抗为 X_g ,电网电压为 $U_{grid} \angle 0^\circ$ 。

1.3 模型假设

跟构网混联系统的参数众多,控制特性复杂,为简化分析,做出如下假设:

1) 电网侧发生三相短路故障,假设PCC处电压低于低电压穿越(low voltage ride-through, LVRT)门槛值。跟网型和构网型变流器在故障期间都切换到LVRT模式,故障清除后进入LVRT恢复模式。由于这些控制策略和各量的暂态过程都集中于机电暂态尺度,因此为研究变流器的输出特性对暂态过电压的影响并提高电压评估效率,可忽略电磁暂态参数影响,利用机电暂态模型分析。

2) 由于LVRT和LVRT恢复模式切换的时间一般在毫秒级,远小于故障持续时间,因此可认为故障发生和清除后的控制模式时延可忽略。

3) 为保障跟网型变流器输出能够快速响应,电流环带宽通常在几十赫兹到几百赫兹。而为减小电网电压谐波和噪声的影响,锁相环带宽一般在几赫兹到几十赫兹之间。电流环带宽为锁相环带宽数倍,因此研究锁相环特性时可忽略电流环调节过程,认为电流环已达到稳态,即 $I_d = I_{d,ref}$, $I_q = I_{q,ref}$ 。

4) 假设构网型变流器的电流过载倍数较大,能保障 U_{GFM} 基本维持不变;惯量系数也较大,构网型变流器功角 δ_M 在短时间内变化较小,认为故障期间的 δ_M 与故障前稳态值 δ_{M0} 相等。

2 跟构网混联场站暂态过电压分析与评估

2.1 故障发生前

故障发生前,系统处于稳态。如图3所示混联模型,由电路叠加定理可知,PCC点电压为场站各电源分量叠加之和,可得

$$U_1 \angle \theta_1 = U_L \angle (\varphi + \theta_{PLL} + 90^\circ) + U_M \angle \delta_M + U_g \angle 0^\circ \quad (2)$$

式中: U_L 、 U_M 和 U_g 分别为跟网型、构网型和电网在PCC处的单独作用时,产生的电压相量的幅值,其值分别为 $U_L = X_M X_g I_L / (X_M + X_g)$, $U_M = X_g U_{GFM} / (X_M + X_g)$, $U_g = X_M U_{grid} / (X_M + X_g)$ 。

由式(2)可得故障前稳态运行时系统的相量关系如图4所示。图中: d_{GFL} 和 q_{GFL} 分别为跟网型的 d 轴

和 q 轴,规定 $I_d > 0$ 和 $I_q > 0$ 的方向为 d 轴和 q 轴正方向。由 dq 变换可推导得,跟网型输出功率工况下 $I_d > 0, I_q < 0, \varphi < 0$ 。

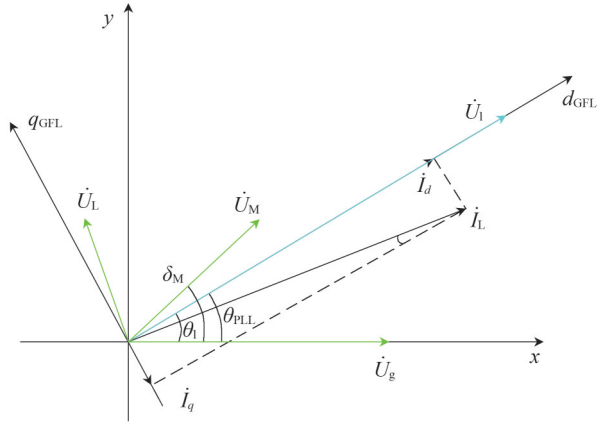


图4 故障前相量图

Fig.4 Phasor diagram before fault

根据图4相量关系,可推导出PCC处电压的相角和幅值如式(3)和式(4)所示。

$$\theta_1 = \arctan \left[\frac{U_L \sin(\varphi + \theta_{PLL} + 90^\circ) + U_M \sin \delta_M}{U_g + U_M \cos \delta_M + U_L \cos(\varphi + \theta_{PLL} + 90^\circ)} \right] \quad (3)$$

$$U_1 = U_L \cos(\varphi + \theta_{PLL} + 90^\circ - \theta_1) + U_M \cos(\delta_M - \theta_1) + U_g \cos \theta_1 \quad (4)$$

式(2)仅由电路叠加定理推导得,式(3)和式(4)由式(2)经相量变换得,因此其在故障期间和故障清除后的暂态过程仍都适用。但需要特别说明的是,在不同暂态过程,式(3)和式(4)中的部分变量如相角和输出电流等会不断变化,某些变量无法直接获取。为评估暂态过电压和探究各参数影响,下面分析各量的暂态变化过程并求取上式中评估过电压所需的未知量。

2.2 故障期间

短路故障发生瞬间,电网电压跌落为 U'_{grid} ,机组进入LVRT状态,此时电压 $U = X_M U'_{grid} / (X_M + X_g)$ 。由式(3)可知, θ_1 增大。由于 θ_{PLL} 是状态变量,不能突变,此时 $\theta_1 > \theta_{PLL}$,各相量关系如图5所示。

PLL在故障期间平衡点是否存在是有条件的^[21]。在低电压条件下,PLL可能无法准确跟踪电网相位,存在失稳风险。下面确定PLL是否能在故障期间保持稳定。

PLL的跟踪目标为 $\theta_{PLL} = \theta_1$,当故障期间该式成立时可认为PLL存在平衡点,能够保持稳定,即要求故障期间各量满足式(5),详细推导过程见附录A第1部分。

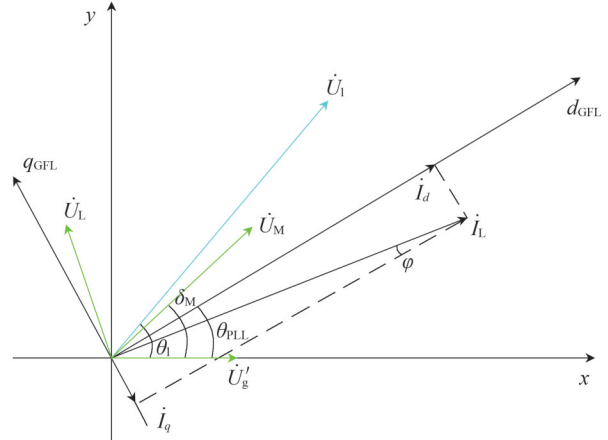


图5 故障发生瞬间相量图

Fig.5 Phasor diagram at the instant of fault occurrence

$$I_{d,ref} \leq \sqrt{\left(\frac{U'_{grid}}{X_g}\right)^2 + \frac{2U'_{grid}U_{GFM} \cos \delta_M}{X_M X_g} + \left(\frac{U_{GFM}}{X_M}\right)^2} \quad (5)$$

式(5)成立情况可分为:a)成立,PLL能达到稳定;b)不成立,PLL失稳。由式(3)和式(4)可知要求得暂态过电压幅值 U_1 ,需要先求出 θ_{PLL} ,因此下文根据PLL是否稳定求解 θ_{PLL} 。

2.2.1 PLL稳定

由图5可知,故障瞬间, θ_{PLL} 和 θ_1 存在差异。PLL能够保持稳定时,随着 θ_{PLL} 跟踪 θ_1 ,两者的差异逐渐减小,可认为故障清除前有 $\theta_{PLL} = \theta_1$,此时各相量关系如图6所示。

将 $\theta_{PLL} = \theta_1$ 代入式(3)计算得式(6),详细推导过程见附录A第2部分。故障清除前的 θ_{PLL} 为

$$\theta_{PLL} = \arctan \left(\frac{U_M \sin \delta_{M0}}{U'_g + U_M \cos \delta_{M0}} \right) + \arcsin \left(\frac{U_L \cos \varphi}{\sqrt{U'^2_g + 2U'_g U_M \cos \delta_{M0} + U_M^2}} \right) \quad (6)$$

式中: θ_{M0} 为故障前构网型输出相角的稳态值。

2.2.2 PLL失稳

由图1的PLL控制框图可知

$$\dot{\theta}_{PLL} = k_p U_{1,q} + k_i \int U_{1,q} \quad (7)$$

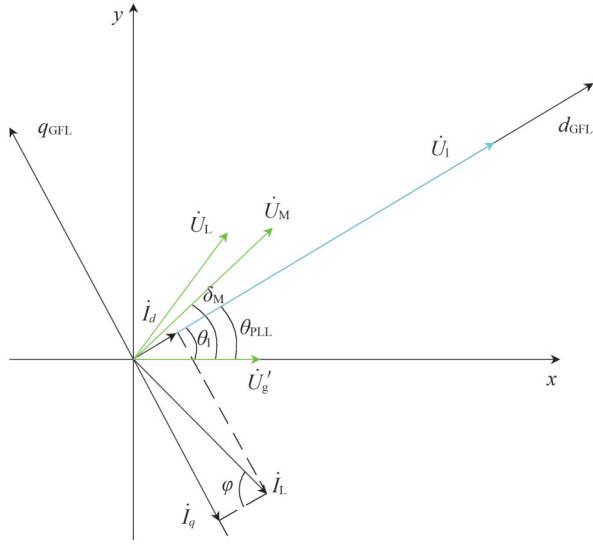


图6 PLL稳定时故障清除前相量图

Fig.6 Phasor diagram before fault clearance under stable PLL

将式(2)分解为 d 轴和 q 轴分量,可求得 $U_{1,q}$ 为

$$U_{1,q} = I_{d,\text{ref}} \frac{X_M X_g}{X_M + X_g} - U_{\text{GFM}} \sin(\delta_M - \theta_{\text{PLL}}) \frac{X_g}{X_M + X_g} - U'_{\text{grid}} \sin \theta_{\text{PLL}} \frac{X_M}{X_M + X_g} \quad (8)$$

将 U_M, U' 和式(8)代入式(7)求得

$$\ddot{\theta}_{\text{PLL}} = -k_p (U_M \cos(\theta_{\text{PLL}} - \delta_M) \dot{\theta}_{\text{PLL}} + U'_g \cos \theta_{\text{PLL}} \dot{\theta}_{\text{PLL}}) + k_i (I_d \frac{X_M \cdot X_g}{X_M + X_g} - U_M \sin(\theta_{\text{PLL}} - \delta_M) - U'_g \sin \theta_{\text{PLL}}) \quad (9)$$

当平衡点不存在时,PLL相位近似呈幂函数级单调变化而发散,并且在短时间内,PLL输出相角 θ_{PLL} 变化不大。故在式(9)中的 θ_{PLL} 可用其故障前的初始值 θ_{PLL0} 代替。电流环调节速度较快,可认为 $I_d = I_{d,\text{ref}}$ 。因此可以引用文献[14]中的求解方法,将变系数的微分方程变为二阶常系数线性微分方程。将式(9)简化为式(10)和式(11)。

$$\ddot{\theta}_{\text{PLL}} + C_1 \dot{\theta}_{\text{PLL}} = C_2 \quad (10)$$

$$\begin{cases} C_1 = k_p (U_M \cos(\theta_{\text{PLL0}} - \delta_{M0}) + U'_g \cos \theta_{\text{PLL0}}) \\ C_2 = k_i (I_{d,\text{ref}} \frac{X_M X_g}{X_M + X_g} - U_M \sin(\theta_{\text{PLL0}} - \delta_{M0}) - U'_g \sin \theta_{\text{PLL0}}) \end{cases} \quad (11)$$

将初始值和导数初始值代入得

$$\begin{cases} K_1 = \theta_{\text{PLL0}} - \frac{C_2 / C_1 - \dot{\theta}_{\text{PLL0}}}{C_1} \\ K_2 = \frac{C_2 / C_1 - \dot{\theta}_{\text{PLL0}}}{C_1} \end{cases} \quad (12)$$

式(10)的全解为

$$\theta_{\text{PLL}}(t) = K_1 + K_2 e^{-C_1 t} + \frac{C_2}{C_1} t \quad (13)$$

假设故障清除前 $\theta_{\text{PLL}} > \theta_1$,各相量关系如图7所示。

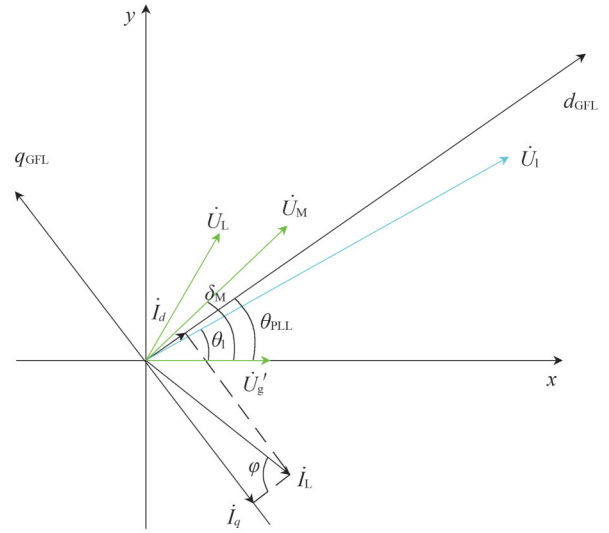


图7 PLL失稳时故障清除前相量图

Fig.7 Phasor diagram before fault clearance when PLL is unstable

2.3 故障清除后

故障清除后,电网电压恢复。跟网型变流器进入LVRT恢复模式,此时输出的 I_q 仍大于稳态值,对于电压的支撑作用较大,导致PCC出现暂态过电压。图8为PLL稳定时故障清除瞬间的相量关系图。

故障清除瞬间, U'_g 恢复为 U_g ,根据式(3)可知, θ_1 瞬间减小,而 θ_{PLL} 不能突变,锁相环产生误差,导致跟网型变流器输出电流失准,可能恶化或者缓解暂态过电压^[13]。令锁相环误差 $\theta = \theta_{\text{PLL}} - \theta_1, -180^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$ 。故障清除瞬间,由式(4)可得跟网型变流器的电压支撑作用与 θ 的关系如图9所示。

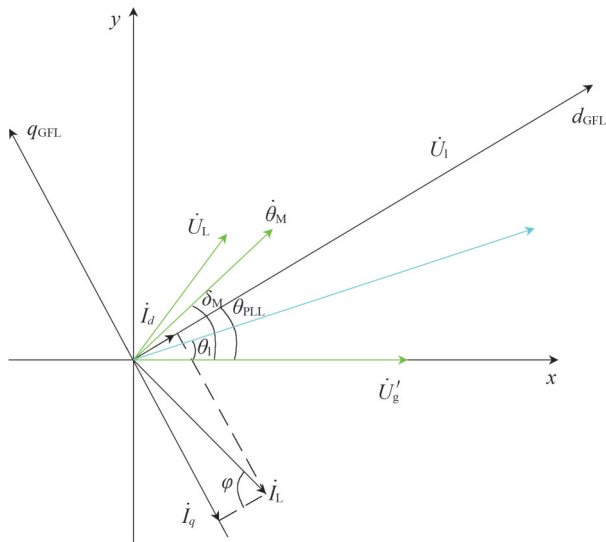


图8 PLL稳定时故障清除瞬间相量图

Fig.8 Phasor diagram at the instant of fault clearance when PLL is stable

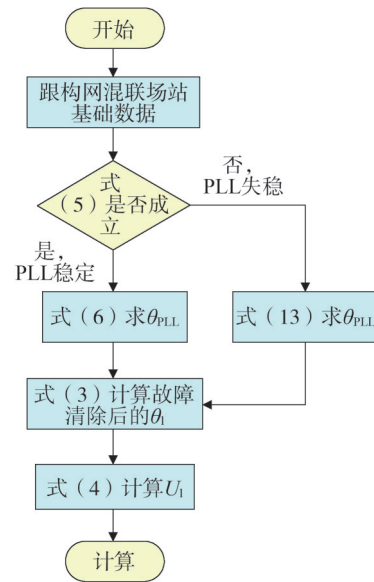


图10 暂态过电压评估流程

Fig.10 Transient overvoltage assessment process

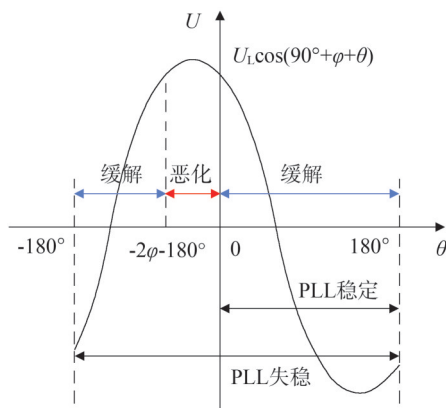


图9 PLL误差对暂态过电压的影响

Fig.9 The influence of PLL deviation on transient overvoltage

由图9可知,PLL稳定时,故障清除期间 $\theta > 0$,有利于缓解过电压。PLL失稳时有可能导致 $-2\varphi - 180^\circ < \theta < 0$,进一步恶化过电压。因此,在评估过电压时需要针对PLL误差进行修正,计及PLL稳定性和误差的PCC处暂态过电压评估流程如图10所示。

3 跟构网变流器参数影响分析

由上文分析可知,故障期间的跟网型和构网型的参数和控制特性都对暂态过电压有显著影响。因此,本节探究各参数的具体影响,并提出降低暂态过电压的措施。

3.1 跟网型参数

故障清除后,跟网型变流器输出的无功电流 I_q 不能快速回撤导致无功盈余是产生暂态过电压的根本原因。 I_q 的大小和回撤速度直接关系到过电压的大小和持续时间。因此,从降低 I_q 大小和加快 I_q 回撤速度两方面进行分析。

I_q 的大小取决于LVRT模式期间的控制参数,如式(14)所示。

$$I_{q,ref} = k_1(U_{in} - U_1) + k_2 I_{q,0} + I_{q,set} \quad (14)$$

式中: k_1 、 k_2 和 k_3 均为无功电流系数; U_{in} 为LVRT模式门槛值; $I_{q,0}$ 为无功电流初始值; $I_{q,set}$ 为无功电流设定值。

降低式(14)中的无功电流系数和无功电流初始值、设定值都能够减小 I_q 。但是过低的 I_q 意味着跟网型变流器的电压支撑能力很低,在故障期间不利于PCC的电压恢复,可能导致机组脱网^[22]。以风电机组为例,根据风电场接入电力系统技术规定^[23],当电网发生短路故障导致PCC处电压处于标称电压的20%~90%时,机组提供的无功电流标么值应满足式(15)。因此 I_q 的大小需要结合故障期间的电压支撑能力和暂态过电压水平综合考虑。

$$I_{q,ref} \geq 1.5 \times (0.9 - U_g') \quad (15)$$

I_q 的回撤速度取决于LVRT恢复模式期间的参数。而时间常数 T_0 决定了无功电流的回撤到正常水平所用的时间,因此减小 T_0 能够提高 I_q 的变化速度,

从而缩短暂态过电压的持续时间,使系统能够快速过渡到安全稳定的运行模式。但是无功变化过快可能引起电压振荡^[24],影响机组正常运行,减少使用寿命。因此在实际运行中,设定参数时需要结合暂态过电压和变流器的稳定性综合考虑。

3.2 构网型参数

3.2.1 电流过载倍数

实际运行中构网型变流器可能出现过电流情况,影响 U_{CFM} ,从而影响其电压支撑能力。因此接下来探究过载电流对 U_{CFM} 的影响。

文献[25]要求构网型在2倍过载电流下至少运行2 s。目前主流的构网设备已能够实现3倍过载电流下运行10 s。当电流大于运行变流器承受要求时,其将切换至限流控制模式,内电势 U_{CFM} 将不能保持恒定,电压支撑能力会发生显著变化。构网型的电流过载倍数常用 I_{max} 来表示。故障期间,不限制过载电流时,构网型输出的电流为 I_m 。而当电流限值为 I_{max} ($I_{\text{max}} < I_m$)时,构网型的内电势不能再保持为 U_{CFM} ,而是 $(I_{\text{max}}/I_m)U_{\text{CFM}}$ 。当 $I_{\text{max}} < I_m$ 时,随着 I_{max} 增大,构网型变流器可被视为一个内电势趋近于 U_{CFM} 的电压源。而当 $I_{\text{max}} \geq I_m$ 时,构网型变流器可被视为理想电压源。 I_{max} 取值与控制模式如图11所示。

在故障期间,构网型变流器存在限流和不限流两种模式,其取决于 I_{max} 的取值。在一定范围内,增大 I_{max} 有助于提高故障期间的电压支撑能力,并降低故障清除后的过电压。然而, I_{max} 越高,变流器成本也越高。在实际应用中,需要结合其电压支撑能力和成本综合考虑。

3.2.2 功角 δ_m

由式(3)和式(4)可知, δ_m 对相角 θ_1 和电压 U_1 都有影响。随着 δ_m 增大, θ_1 增大, $U_g \cos \theta_1$ 减小,电网对于 U_1 的支撑作用减弱,而跟网型和构网型变流器对于电压的支撑作用增强。因此相同的故障程度,即 U_g 变化量相同时,增大 δ_m 有利于减小 U_1 变化量,从而降低暂态过电压。

$$\eta = \frac{X_{\text{CFM}} (nX_g I_{\text{Terminal}} \cos(\theta_{\text{PLL}} + \varphi + 90^\circ - \theta_1) + U_{\text{grid}} \cos \theta_1 - U_{\text{safe}})}{nX_g (U_{\text{safe}} + X_{\text{CFM}} I_{\text{Terminal}} \cos(\theta_{\text{PLL}} + \varphi + 90^\circ - \theta_1) - U_{\text{CFM}} \cos(\delta_m - \theta_1))} \quad (17)$$

式(17)中各量为故障清除瞬间的值,可以看出电压安全阈值 U_{safe} 越小,所需构网型容量占比 η 越大。但式(17)各量在实际运行中难以直接获取,因此下面推导适用于指导实际混联场站建设的构网型

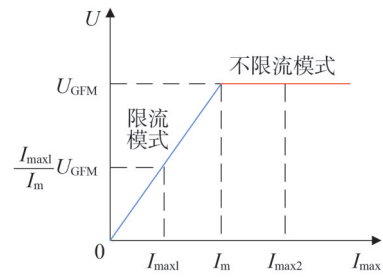


图11 构网型变流器不同 I_{max} 下的内电势

Fig.11 The internal electromotive force of grid-forming converters at different I_{max}

故障清除瞬间的 δ_m 取决于故障前稳态的 δ_{m0} 和故障期间的增量 $\Delta\delta_m$ 。由功-角关系可知, δ_{m0} 与机组的有功出力 P 正相关。为增大 δ_{m0} ,机组可采用最大功率点跟踪(maximum power point tracking, MPPT)等控制模式,最大化有功功率输出。同时,由图2可知,故障期间的 $\Delta\delta_m$ 与构网型变流器的惯量系数 J 负相关,因此减小参数 J 有利于增大 $\Delta\delta_m$ 。

综上所述,为降低暂态过电压,构网型机组可采用MPPT控制并减小惯量系数 J 。但是增大 δ_m 会恶化系统的暂态稳定性,可能引发功角失稳问题,实际运行中需要综合考虑。

3.3 跟构网容量占比

当新能源场站中构网型变流器的容量增加时,其能够提供更强的电压支撑,降低暂态过电压。因此,接下来计算能够满足系统暂态过电压约束下的跟构网容量占比。

设PCC处电压安全阈值为 U_{safe} ,系统的总容量为基准容量 S_{base} 的 n 倍,跟网型容量为 S_{GFL} ,构网型容量为 S_{CFM} 。可以得到

$$S_{\text{GFL}} + S_{\text{CFM}} = nS_{\text{base}} \quad (16)$$

将式(16)代入式(4),且 $I_L = I_{\text{Terminal}} (S_{\text{GFL}}/S_{\text{base}})$, $X_M = X_{\text{CFM}} (S_{\text{base}}/S_{\text{CFM}})$ 。可得构网型容量占比为 η ,如式(17)所示,则跟网型容量占比为 $(1-\eta)$ 。

容量占比公式。

构网型变流器成本较高,出于经济性考虑,在满足暂态过电压要求下应尽可能减小 η 。因此,下面分析当电网侧发生严重金属性短路故障,即 $U_g' = 0$ 时 η

的最小值。在该容量占比下,电网侧发生其他严重程度的短路故障时,PCC电压都能满足暂态过电压的要求。

$U'_g=0$ 时,可认为跟网型只输出无功电流 I_q 且 I_q 幅值达到最大, $I_{q,ref}=I_{Terminal}=I_{q,max}$, $I_{d,ref}=0$, $\varphi\approx-90^\circ$ 。由式(5)可知,PLL显然能保持稳定。则将 $U=0$ 代入式(6)得故障清除前 $\theta_{PLL}=\theta_1=\delta_M$ 。故障清除瞬间 U_g 恢复, θ_1 突增,此时相量关系如图12所示。

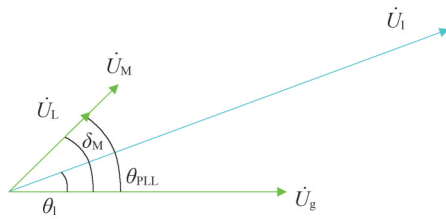


图12 相量关系图

Fig.12 Phasor diagram

由余弦定理得

$$U_1 = \sqrt{U_g^2 + (U_M + U_L)^2 + 2U_g(U_M + U_L)\cos\delta_M} \quad (18)$$

由于 $0^\circ \leq \delta_M \leq 90^\circ$, $0 \leq \cos\delta_M \leq 1$,则有

$$U_1 \leq U_g + U_M + U_L \quad (19)$$

将 U_g 、 U_M 、 U_L 和各量代入式(17),可得

$$\eta \geq \frac{X_{GFM}(nX_g I_{q,max} + U_{grid} - U_{safe})}{nX_g(U_{safe} + X_{GFM} I_{q,max} - U_{GFM})} \quad (20)$$

当构网型不过载且电压安全阈值 U_{safe} 取1.3 pu时,可得

$$\eta \geq \frac{X_{GFM}(nX_g I_{q,max} - 0.3)}{nX_g(X_{GFM} I_{q,max} + 0.3)} \quad (21)$$

式(21)中各量为场站拓扑参数和变流器内部参数整定值,在故障期间保持不变,因此可用于指导混联场站跟网容量配比设计,保障场站遭遇电网侧短路故障时,PCC电压能够满足暂态过电压要求。

4 算例分析

为验证上述理论分析的正确性,基于STEPS^[26]构建如图3所示的跟网混联场站机电仿真基准算例,其中场站基础参数各参数如表1所示,跟网型和构网型变流器参数分别如表2和表3所示。1 s时,在电网侧设置三相短路故障,电网电压 $U'_{grid}=0.33$ pu,故障0.2 s后清除。

表1 场站基础参数

Table 1 The basic parameters of station

参数	取值
S_{base}/MVA	100
S_{GFL}/MVA	90
S_{GFM}/MVA	10
X_{GFM}/pu	0.1
X_g/pu	0.5

表2 跟网型变流器参数

Table 2 The parameters of grid-following converters

参数	取值	参数	取值
P^*_{GFL}/MW	70	k_i	40
$Q^*_{GFL}/Mvar$	12	k_p	20
无功电流时间常数 T_q/s	0.02	单个变流器容量 P_{rated}/MW	2
有功电流时间常数 T_p/s	0.02	U_{in}/pu	0.9

表3 构网型变流器参数

Table 3 The parameters of GFM converters

参数	取值	参数	取值
P^*_{GFM}/MW	6	无功电压调整系数 K_Q	0.2
$Q^*_{GFM}/Mvar$	1	过载倍数 I_{max}	99.99
惯量系数 J	30.0	P_{rated}/MW	2
阻尼系数 D	5.0	U_{in}/pu	0.9

4.1 不同PLL稳定情况下的暂态过电压评估

4.1.1 PLL稳定时评估方法验证

基准参数下式(5)成立,PLL稳定。利用式(6)计算相角 θ_{PLL} ,得到图13(a)。利用2.3节方法评估暂态过电压,其他时刻将各量代入式(4)直接计算电压,得到图13(b)。

由图13(a)可以看出,故障发生瞬间, θ_1 突增,由于 θ_{PLL} 属于状态量,不能发生突变,其追踪 θ_1 而逐渐增大。当 θ_{PLL} 追踪到 θ_1 ,二者达到稳定状态,都与评估值相等,验证了式(6)。

由图13(b)中可知,正常运行时无功功率约为15 Mvar,故障发生时,变流器输出无功增加,故障清除瞬间无功功率约为90 Mvar,无功盈余量 ΔQ 为75 Mvar,因此产生了如图13(c)中的暂态过电压。

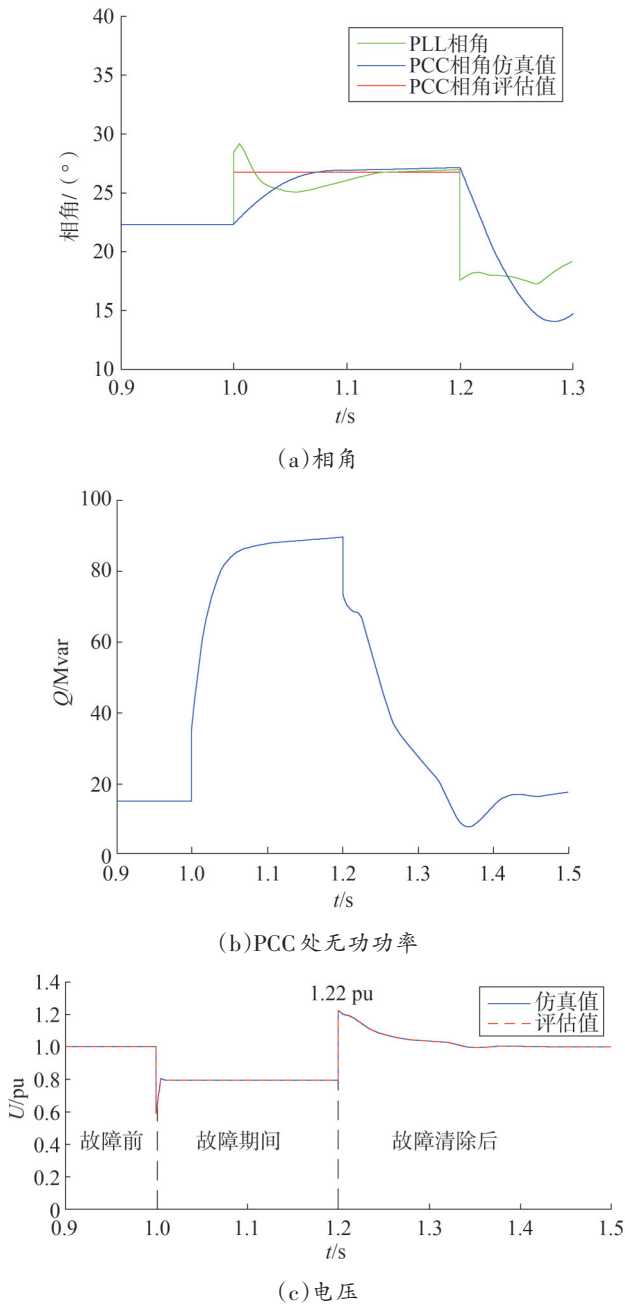


图 13 PLL 稳定时各量对比

Fig.13 Comparison of quantities when PLL is stable

PCC 处的短路容量 S_c 为 300 MVA, 由文献[12] 可得基于无功功率和短路容量的电压近似算法为

$$U_1 = 1 + \frac{\Delta Q}{S_c} = 1.25 \text{ pu} \quad (22)$$

式(22)结果与图 13(c)中故障清除瞬间 $U_1=1.22 \text{ pu}$ 基本相等, 验证本文评估方法的正确性。而且在各个时刻电压评估值和机电暂态仿真值都基本相等, 同样验证了本文方法的正确性。

4.1.2 PLL失稳时评估方法验证

令 $I_{d,rel}=0.85, S_{GFM}=2.0 \text{ MW}$, 使得式(5)不成立, PLL失稳。此时仿真值与评估值如图 14 所示。

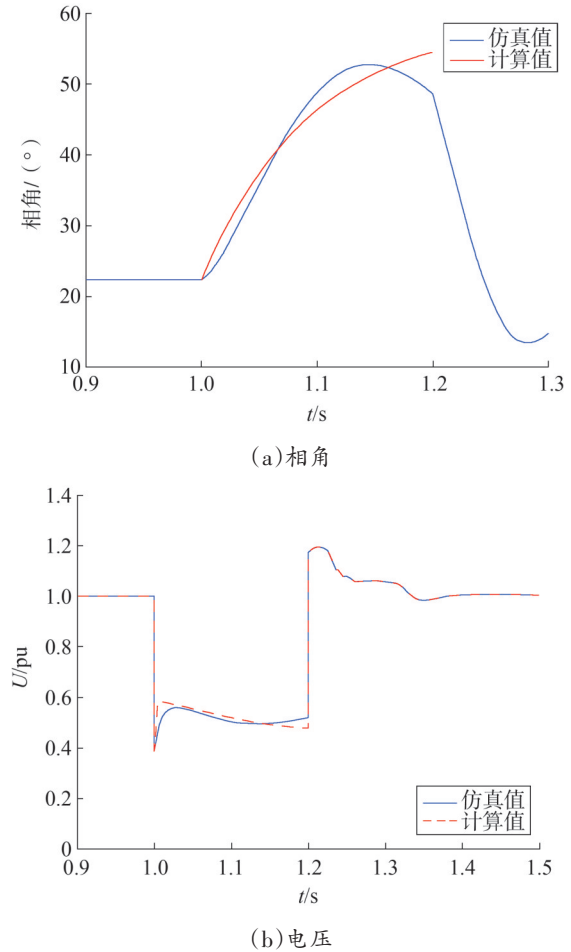


图 14 PLL 失稳时仿真值与评估值对比

Fig.14 Comparison between simulated and evaluated values when PLL is unstable

由图 14(a)可看出, PLL 失稳时输出相角呈现发散增大的趋势, 仿真值与评估值存在一定的误差, 原因可能包括: 1) PLL 的全阶模型简化为二阶模型, 忽略了其他控制环节的影响; 2) 假设二阶微分方程的系数为常数, 忽略了相位变化对方程的影响。但上述误差较小, 不影响暂态过电压的评估。由图 14(b)可知, 电压评估值与仿真值基本相等, 验证了 PLL 失稳时的电压评估方法的正确性。

4.2 变流器内部参数影响验证

4.2.1 跟网型参数影响

在基准算例下, 通过改变无功电流系数来改变 I_q

输出量,仿真得不同 I_q 下PCC电压,如图15所示。需要说明的是,为方便分析,以下 I_q 仅代表跟网型输出无功电流的幅值大小,而不关注其方向。

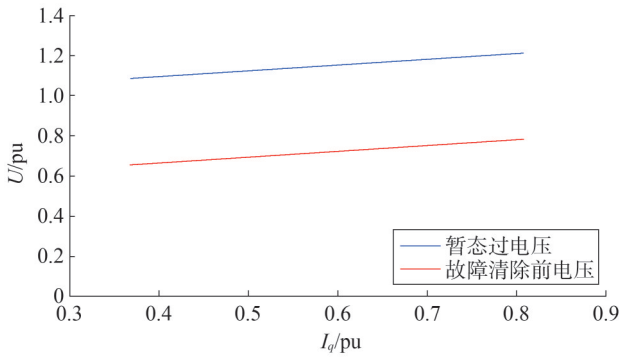


图15 I_q 的影响
Fig.15 The impact of I_q

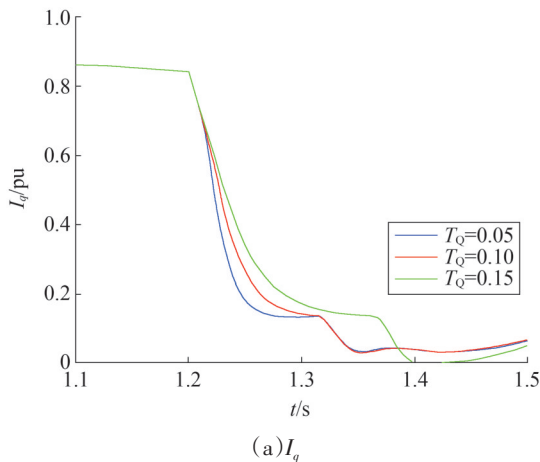
随 I_q 的增大,跟网型变流器的电压支撑能力提高,故障清除前PCC电压增大,故障清除后的暂态过电压也随之增大。电压大小与 I_q 大小成正比,与理论分析一致。

通过改变时间常数 T_Q ,仿真得图16。从图16(a)可看出,随着 T_Q 的减小, I_q 回撤用时明显变短,电流回撤速度加快。因此,从图16(b)可看出, T_Q 的减小能够显著缩短暂态过电压的持续时长,与理论分析结果一致。

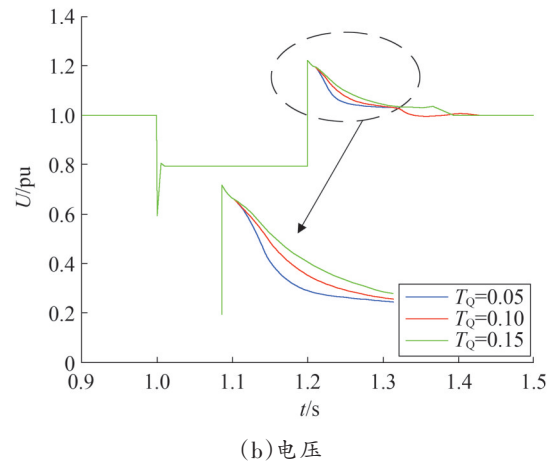
4.2.2 构网型参数影响

1) 过载倍数。

基准算例中不限制过载倍数时,构网型的最大输出电流 $I_m=3.5$ pu。通过改变过载倍数 I_{max} ,得到图15。在 $I_{max}<3.5$ pu时,构网型变流器处于限流模式,



(a) I_q



(b) 电压
图16 T_Q 的影响
Fig.16 The impact of T_Q

增大 I_{max} 能提高其在故障发生瞬间的电压支撑能力,同时抑制暂态过电压。然而,当 $I_{max}>3.5$ pu时,构网型处于不限流模式,其电压支撑能力达到最大值,不再随 I_{max} 增大而变化。仿真结果与理论分析一致。

2) 功角 δ_M 。

通过改变故障前构网型有功出力 and 惯量系数 J ,仿真得PCC暂态过电压与故障清除前 δ_M 的关系如图18所示。

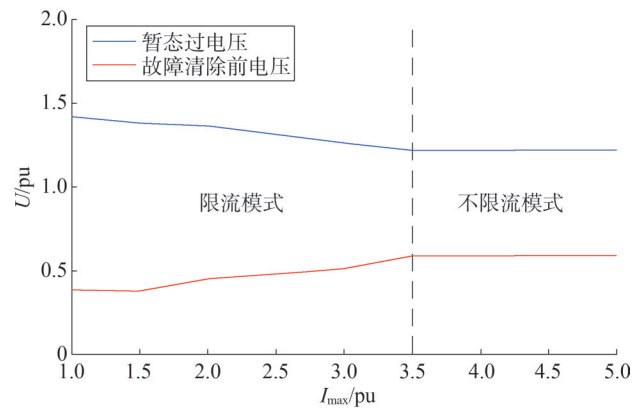


图17 I_{max} 的影响
Fig.17 The impact of I_{max}

由图18可看出,随着 δ_M 的增大,暂态过电压有所下降,验证了理论分析的正确性。但是暂态过电压下降的幅度较小,这两点原因:1) δ_M 不直接影响电压,而是通过影响PCC的相角 θ_1 来改变变流器和

电网的电压分量,从而间接影响暂态过电压;2) δ_M 过大容易导致功角失稳,为保障机组的暂态稳定性, δ_M 调节范围有限。因此,在跟构网混联场站实际运行中,仅依靠增大 δ_M ,不能显著降低暂态过电压,其只能作为辅助措施。

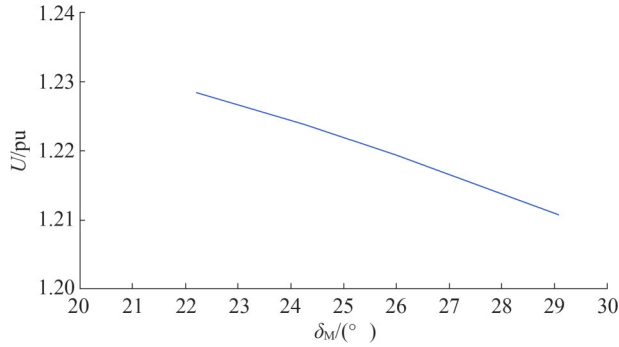


图 18 δ_M 的影响
Fig.18 The impact of δ_M

4.3 跟构网下容量占比的影响

在系统总容量不变的情况下,改变 S_{GFL} 和 S_{CFM} 的容量配比,可得不同构网型容量占比下PCC的电压如图19所示。随着构网型容量占比升高,故障瞬间的PCC电压明显升高,暂态过电压明显降低,与理论分析一致。

取输出无功电流最大值 $I_{q,max}$ 为1.2 pu,基准参数不变,将各量代入式(21)可计算出在暂态过电压约束下,构网型的容量占比 η 应大于14.4%。构建 $\eta=14.4\%$ 的混联场站算例,当电网发生严重短路故障, $U_{grid}=0$ 时,仿真得PCC处电压如图20所示。图中的暂态过电压明显低于1.3 pu,验证了式(21)的正确性。

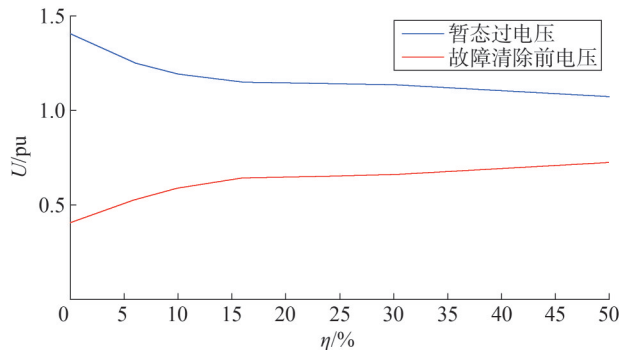


图 19 构网型容量占比的影响
Fig.19 The impact of ratio of grid-forming capacity

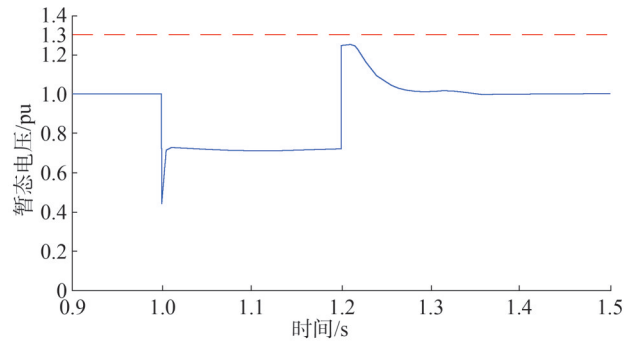


图 20 构网型最小容量占比验证
Fig.20 Grid-forming minimum capacity ratio verification

5 结论

提出跟网型和构网型混联新能源场站的暂态过电压评估方法,并分析了不同参数对暂态过电压的影响,通过机电暂态仿真对结论进行验证。得出的主要结论如下:

1) 基于简化模型及假设,利用电路定理和相量图提出了不同PLL稳定情况下的跟构网混联场站的PCC暂态过电压评估方法。

2) 改变跟网型变流器的无功电流系数和时间常数能分别降低暂态过电压的大小和持续时间;构网型的电流过载倍数对于过电压的影响取决于其限流模式;增大构网型功角有利于缓解暂态过电压。

3) 推导得暂态过电压约束下的跟构网占比公式并进一步简化得到适用于指导混联场站规划的跟构网占比公式。

提出的暂态过电压评估方法可用于定量评估跟构网混联场站的暂态过电压水平,并指导跟网型和构网型变流器的参数配置和容量配比。此外,构网型的不同控制策略和内部参数对于暂态过电压的影响等问题仍需要进一步研究。

参考文献

- [1] LI Y T, GU Y J, GREEN T C. Revisiting grid-forming and grid-following inverters: a duality theory [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6): 4541-4554.
- [2] HUANG L, WU C, ZHOU D, et al. A double-PLLs-based impedance reshaping method for extending stability range of grid-following inverter under weak grid [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(4): 4091-4104.
- [3] 邱晓燕, 闫幸, 周毅, 等. 基于自适应虚拟阻抗的构网型与跟网型逆变器主导微网系统无功功率均分控制策略 [J]. 电力建设,

- 2024,45(1):22-32.
- QIU Xiaoyan, YAN Xing, ZHOU Yi, et al. Reactive power sharing control strategy for microgrids dominated by grid-forming and grid-following inverters based on adaptive virtual impedance [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(1):22-32.
- [4] 杜维柱, 罗亚洲, 李蕴红, 等. 风电汇集系统无功盈余导致暂态过电压问题的研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3224-3239.
- DU Weizhu, LUO Yazhou, LI Yunhong, et al. Reviews of transient overvoltage problem cause by extra reactive power in large scale wind power systems [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3224-3239.
- [5] GAO X, ZHOU D, ANVARI-MOGHADDAM A, et al. Stability analysis of grid-following and grid-forming converters based on state-space model [C] //2022 International Power Electronics Conference (IPEC-Himeji 2022-ECCE Asia). IEEE, 2022: 422-428.
- [6] RATHNAYAKE D B, AKRAMI M, PHURAILATPAM C, et al. Grid forming inverter modeling, control, and applications [J]. IEEE Access, 2021, 9: 114781-114807.
- [7] ROSSO R, WANG X F, LISERRE M, et al. Grid-forming converters: control approaches, grid-synchronization, and future trends—a review [J]. IEEE Open Journal of Industry Applications, 2021, 2: 93-109.
- [8] 黄森, 姚骏, 钟勤敏, 等. 含跟网和构网型新能源发电单元的混联电力系统暂态同步稳定分析 [J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(21): 8378-8392.
- HUANG Sen, YAO Jun, ZHONG Qinmin, et al. Transient synchronization stability analysis of hybrid power system with grid-following and grid-forming renewable energy generation units [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(21): 8378-8392.
- [9] YANG C R, HUANG L B, XIN H H, et al. Placing grid-forming converters to enhance small signal stability of PLL-integrated power systems [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3563-3573.
- [10] 屠竞哲, 张健, 刘明松, 等. 考虑风机动态特性的大扰动暂态过电压机理分析 [J]. 电力系统自动化, 2020, 44(11): 197-205.
- TU Jingzhe, ZHANG Jian, LIU Mingsong, et al. Mechanism analysis of transient overvoltage with large disturbance considering dynamic characteristics of wind generator [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(11): 197-205.
- [11] 贾俊川, 金一丁, 赵兵, 等. 风机低电压穿越控制对系统暂态过电压的影响及优化 [J]. 电网技术, 2021, 45(2): 526-533.
- JIA Junchuan, JIN Yiding, ZHAO Bing, et al. Impact analysis and performance optimization of LVRT control of wind turbine on transient overvoltage of power system [J]. Power System Technology, 2021, 45(2): 526-533.
- [12] 贺静波, 庄伟, 许涛, 等. 暂态过电压引起风电机组连锁脱网风险分析及对策 [J]. 电网技术, 2016, 40(6): 1839-1844.
- HE Jingbo, ZHUANG Wei, XU Tao, et al. Study on cascading tripping risk of wind turbines caused by transient overvoltage and its countermeasures [J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1839-1844.
- [13] 陈厚合, 张赫, 王长江, 等. 基于卷积神经网络的直流送端系统暂态过电压估算方法 [J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2987-2999.
- CHEN Houhe, ZHANG He, WANG Changjiang, et al. A method estimating transient overvoltage of HVDC sending-end system based on convolutional neural network [J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2987-2999.
- [14] 赵博元, 路晨, 陈磊, 等. 锁相环动态对切换延迟导致的VSC暂态过电压的影响 [J]. 电网技术, 2025, 49(1): 284-294.
- ZHAO Boyuan, LU Chen, CHEN Lei, et al. Impact of phase-locked loop dynamics on transient over-voltage in VSC due to switching delays [J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 284-294.
- [15] 骆舒婕, 陈磊, 赵博元, 等. 考虑锁相环动态的VSC暂态过电压解析计算与参数影响分析 [J/OL]. 电力系统自动化, 1-12 [2025-06-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20241113.1945.006.html>.
- LUO Shujie, CHEN Lei, ZHAO Boyuan, et al. Analytical calculation and parameter influence analysis of VSC transient overvoltage considering phase-locked loop dynamics [J/OL]. Automation of Electric Power System, 1-12. [2025-06-16]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20241113.1945.006.html>.
- [16] 李群, 唐伟佳, 汪成根, 等. 计及暂态电压稳定约束的构网-跟网变流器最优配比策略 [J]. 浙江电力, 2025, 44(1): 76-83.
- LI Qun, TANG Weijia, WANG Chenggen, et al. An optimal allocation strategy for GFM and GFL converters considering transient voltage stability constraints [J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(1): 76-83.
- [17] 许诤翔, 刘威, 刘树, 等. 电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势 [J]. 电网技术, 2022, 46(9): 3586-3595.
- XU Jieyi, LIU Wei, LIU Shu, et al. Current state and development trends of power system converter grid-forming control technology [J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3586-3595.
- [18] SHARMA D, SADEQUE F, MIRAFZAL B. Synchronization of inverters in grid forming mode [J]. IEEE Access, 2022, 10: 41341-41351.
- [19] 马子涵, 黄萌, 付熙坤, 等. 构网型电源接入下新能源场站的稳定运行能力评估 [J]. 电力系统自动化, 2025, 49(1): 38-46.
- MA Zihan, HUANG Meng, FU Xikun, et al. Stable operation capability evaluation for renewable energy station with grid-forming power sources [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(1): 38-46.
- [20] 朱冰, 张龙, 司文佳, 等. 跟网型与构网型变流器混合并网的暂态特性分析及故障穿越控制 [J]. 科学技术与工程, 2024, 24(28): 12177-12187.

ZHU Bing, ZHANG Long, SI Wenjia, et al. Analysis of transient characteristics and fault ride-through control of hybrid grid-tied converters with grid-following and grid-forming [J]. Science Technology and Engineering, 2024, 24(28): 12177-12187.

[21] HU Q, FU L J, MA F, et al. Large signal synchronizing instability of PLL-based VSC connected to weak AC grid [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 3220-3229.

[22] 齐金玲, 李卫星, 朱蒙, 等. 直驱风机低电压穿越行为对并网点电压的影响及优化控制 [J]. 电力系统自动化, 2023, 47(7): 105-113.

QI Jinling, LI Weixing, ZHU Meng, et al. Impact of low voltage ride-through behavior of direct-driven wind turbine on voltage of grid-connected point and optimal control [J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 105-113.

[23] 中国电力企业联合会. 风电场接入电力系统技术规定 第1部分: 陆上风电: GB/T 19963.1—2021[S]. 北京: 中国标准出版社, 2021.

[24] 赖启平, 沈沉, 杨艳晨, 等. 风电机组反复低电压穿越切换系统建模及电压振荡机理分析 [J]. 电力系统自动化, 2025, 49(7): 46-56.

LAI Qiping, SHEN Chen, YANG Yanchen, et al. Switched system

modeling for repeated low voltage ride-through of wind turbine and mechanism analysis of voltage oscillations [J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(7): 46-56.

[25] 中关村储能产业技术联盟. 构网型储能变流器技术规范: T/CNESA 1008—2023[S]. 2023.

[26] LI C G, WU Y, ZHANG H X, et al. STEPS: a portable dynamic simulation toolkit for electrical power system studies [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(4): 3216-3226.

收稿日期: 2025-04-07

修回日期: 2025-06-20

作者简介:

刘鑫帝(2001), 男, 硕士在读, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制;

曹嘉文(2001), 女, 博士在读, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制;

李常刚(1984), 通信作者(lichang@sdu.edu.cn), 男, 博士, 教授, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制;

于越(1998), 男, 博士在读, 主要研究方向为电力系统安全稳定分析与控制。

(责任编辑 姜婷婷)

附录 A

1. PLL 稳定性判别条件推导

假设故障期间 PLL 能够保持稳定, 即 $\theta_1 = \theta_{PLL}$ 存在, 代入式(4)可得

$$\tan \theta_{PLL} = \frac{U_L \sin(\theta_{PLL} + \varphi + 90^\circ) + U_M \sin \delta_M}{U'_g + U_M \cos \delta_M + U_L \cos(\theta_{PLL} + \varphi + 90^\circ)} \quad (A1)$$

$$\frac{\sin \theta_{PLL}}{\cos \theta_{PLL}} = \frac{U_L \sin(\theta_{PLL} + \varphi + 90^\circ) + U_M \sin \delta_M}{U'_g + U_M \cos \delta_M + U_L \cos(\theta_{PLL} + \varphi + 90^\circ)} \quad (A2)$$

交叉相乘得

$$\sin \theta_{PLL} (U'_g + U_M \cos \delta_M + U_L \cos(\theta_{PLL} + \varphi + 90^\circ)) = \cos \theta_{PLL} (U_L \sin(\theta_{PLL} + \varphi + 90^\circ) + U_M \sin \delta_M) \quad (A3)$$

整理得

$$\sin \theta_{PLL} (U'_g + U_M \cos \delta_M - U_L \sin(\theta_{PLL} + \varphi)) = \cos \theta_{PLL} (U_L \cos(\theta_{PLL} + \varphi) + U_M \sin \delta_M) \quad (A4)$$

$$\sin \theta_{PLL} (U'_g + U_M \cos \delta_M) - \cos \theta_{PLL} U_M \sin \delta_M = \cos \theta_{PLL} U_L \cos(\theta_{PLL} + \varphi) + \sin \theta_{PLL} U_L \sin(\theta_{PLL} + \varphi) \quad (A5)$$

根据 $\cos \varphi = \cos \theta_{PLL} \cos(\theta_{PLL} + \varphi) + \sin \theta_{PLL} \sin(\theta_{PLL} + \varphi)$, 合并含有 U_L 的项得

$$(U'_g + U_M \cos \delta_M) \sin \theta_{PLL} - U_M \sin \delta_M \cos \theta_{PLL} = U_L \cos \varphi \quad (A6)$$

式(A6)为 $A \sin x - B \cos x = C$ 的形式, 引入幅值 R 和相位 ϕ 可得

$$\begin{cases} R = \sqrt{(U'_g + U_M \cos \delta_M)^2 + (U_M \sin \delta_M)^2} \\ \phi = \arctan\left(\frac{U_M \sin \delta_M}{U'_g + U_M \cos \delta_M}\right) \end{cases} \quad (A7)$$

方程简化为

$$R \sin(\theta_{PLL} - \phi) = U_L \cos \varphi \quad (A8)$$

要使得式(A8)有解,则需满足

$$\left| \sin(\theta_{\text{PLL}} - \phi) \right| = \left| \frac{U_L \cos \varphi}{R} \right| \leq 1 \quad (\text{A9})$$

即需满足式(A9)有解

$$U_L \cos \varphi \leq \sqrt{U_g'^2 + 2U_g'U_M \cos \delta_M + U_M^2} \quad (\text{A10})$$

将 U_g 、 U_M 和 U_L 代入式(A10),化简得式(A10)有解条件为

$$I_{\text{d,ref}} \leq \sqrt{\left(\frac{U_{\text{grid}}'}{X_g}\right)^2 + \frac{2U_{\text{grid}}'U_{\text{GFM}} \cos \delta_M}{X_M X_g} + \left(\frac{U_{\text{GFM}}}{X_M}\right)^2} \quad (\text{A11})$$

2.PLL稳定时 θ_{PLL} 求解

当式(A11)成立时,PLL在故障期间能够保持稳定,式(A8)的解为

$$\theta_{\text{PLL}} = \phi + \arcsin\left(\frac{U_L \cos \varphi}{R}\right) + 2k \times 180^\circ (k \in Z) \quad (\text{A12})$$

或者

$$\theta_{\text{PLL}} = \phi - \arcsin\left(\frac{U_L \cos \varphi}{R}\right) + (2k + 1) \times 180^\circ (k \in Z) \quad (\text{A13})$$

由于故障期间时PLL稳定时有 $0^\circ < \theta_{\text{PLL}} < 90^\circ$,且 $0^\circ < \phi < \delta_M = \delta_{M0} < 90^\circ$,因此 $-90^\circ < (\theta_{\text{PLL}} - \phi) < 90^\circ$,所以 $k=0$ 且式(A13)可舍去。将式(A12)中代入 ϕ 可得

$$\theta_{\text{PLL}} = \arctan\left(\frac{U_M \sin \delta_{M0}}{U_g' + U_M \cos \delta_{M0}}\right) + \arcsin\left(\frac{U_L \cos \varphi}{\sqrt{U_g'^2 + 2U_g'U_M \cos \delta_{M0} + U_M^2}}\right) \quad (\text{A14})$$

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240205

混合调制下的可变整流结构宽增益LLC谐振变换器

朱建文*, 张建华, 侯文, 李国亮

(国网山东省电力公司枣庄供电公司, 山东 枣庄 277000)

摘要:光伏发电系统可以将太阳能通过功率变换器转化为所需要的不同形式的电能。LLC谐振变换器以其较低的功率损耗和较小的电磁干扰,成为此类应用中常用的变换器。为了解决变频调制下LLC谐振变换器可调电压范围较窄,难以应对光伏阵列输出电压大范围变化的问题,设计一种基于整流侧改进的LLC谐振变换器。该变换器采用混合调制方法并对电路整流侧拓扑进行改进,具体为在副边侧增加了开关电容与双向开关的结构,在原边侧采用变频调制与移相调制相结合的混合调制方法,从而调节变换器的电压增益,以保证输出电压在输入电压波动较大的情况下保持稳定。本文首先对变换器的工作原理进行分析,然后对所提出的变换器拓扑结构与混合调制方法进行理论分析,进而得出不同电路结构与调制方式下的电压增益范围,同时通过合理的参数设计,保证变换器的软开关条件。在此调制方法下,变换器可实现原边侧开关零电压开通(zero voltage switching, ZVS)和副边侧二极管零电流关断(zero current switching, ZCS)。搭建了额定功率为400 W的实验样机,以进一步验证所设计变换器的可行性。

关键词: LLC谐振变换器;混合调制;宽电压增益;软开关;多模式

中图分类号: TM46

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2025)10-0069-12

Variable Rectifier LLC Resonant Converter With Wide Gain Under Mixed Modulation

ZHU Jianwen*, ZHANG Jianhua, HOU Wen, LI Guoliang

(State Grid Zaozhuang Power Supply Company, Zaozhuang 277000, China)

Abstract: The photovoltaic power generation system can convert solar energy into different forms of electrical energy through the power converter. LLC resonant converter is widely used in such applications because of its low power loss and small electromagnetic interference. In order to solve the problem that the voltage range of LLC resonant converter is narrow under frequency conversion modulation, and it is difficult to cope with the wide range change of photovoltaic array output voltage, an improved LLC resonant converter based on rectifier side is proposed. The converter adopts hybrid modulation method to improve the topology of the secondary rectifier side of the circuit. It adds a plurality of capacitors and bidirectional switches on the secondary side, and then adjusts the voltage gain of the converter to ensure that the output voltage remains stable under the condition of large fluctuation of input voltage. This paper first analyzes the working principle of the converter, and then theoretically analyzes the proposed converter topology and hybrid modulation method, and then obtains the voltage gain range under different circuit structures and modulation methods. At the same time, through reasonable parameter design, the soft switching conditions of the converter are guaranteed. Under this modulation method, all the secondary side switches of the converter can realize soft switching, and realize zero voltage switching (ZVS) of the primary side switch and zero current switching (ZCS) of the secondary side diode. The rated power of the experimental prototype is set to 400 W, which further verifies the feasibility of the proposed converter.

Keywords: LLC resonant converter; hybrid modulation; wide voltage gain; soft switching; multi-mode

0 引言

近年来,新能源领域发展迅速,以太阳能为代表

的新能源,凭借其清洁环保、可再生等优势,正在逐步替代日常生活所需的传统化石能源。光伏发电技术因其资源丰富、技术成熟和应用灵活等特点,在当今社会应用越来越广泛^[1]。在新能源发电领域直流变换器应用广泛,其可以与直流配电网连接,实现在不同负载与各种电压等级下高效的输出所需功

基金项目:国网山东省电力公司科技项目(520610230002)。
Science and Technology Project of State Grid Shandong Electric Power Company(520610230002).

率^[2-5]。但光伏阵列所得的输出电压的波动较大,为此要求采用较宽电压增益的直流变换器^[6]。LLC谐振变换器所具备的高效率、高功率密度以及软开关等特点^[7-8],使其广泛应用于光伏发电领域^[9-10]。但当LLC谐振变换器工作频率较高时,继续增大工作频率,通常调压范围有限^[11],且如果工作频率太过远离谐振频率,变换器的总体效率会有明显降低^[12-13]。现阶段,国内外相关研究者为了在保持较高输出效率的同时,满足宽电压增益的需求,不断提出新的拓扑结构。这一领域的发展划分为四个主要改进方向:改变谐振槽入口电压、改变谐振槽阻抗、改变整流方式以及改变谐振槽等效入口电压,以期在保持高效率的同时,提高系统的宽电压适应能力和稳定性^[14]。

改变谐振槽入口电压的关键在于对全桥或半桥电路的重新设计。通过调整斩波单元的组合方式,根据增益需求对斩波单元的输出波形幅值进行调节,并修改网络结构^[15]。文献[16]中提出了一种新型的双桥LLC变换器设计,该变换器在工作时,采用定频调制,通过调节一次侧开关管和输入电容中点双向开关的占空比,并结合频率调制,实现了对斩波输出单元幅值分量的调节,从而调整增益。文献[17]中介绍了一种将Buck-Boost变换器与LLC变换器相结合的级联拓扑结构。该设计结合传统Buck-Boost电路,并通过与LLC变换器的级联,利用Buck-Boost电路调节直流电压的特性,间接调整半桥LLC变换器的输入直流电压,实现更大范围的电压增益调节。

改变谐振槽阻抗实际上是等效改变谐振结构,进而改变谐振腔参数。文献[18]为了改善电压增益曲线,引入了辅助LC谐振电路与变压器的等效励磁绕组相结合,使得等效励磁电感可以随着开关频率的变化而变化,进而等效改变电压增益。文献[19]通过改变谐振槽本身的谐振特性,引入了一个附加电容与励磁电感串联,对谐振槽进行改进。使得变换器的等效励磁电感能够随着开关频率的变化而变化,进而改善LLC变换器在高频工作时,调压能力较差的问题。然而,将辅助电容与励磁电感串联,容易影响原有变压器的励磁特性^[20]。

改变整流方式是通过在对副边整流侧结构进行改进,例如引入不同器件,将原本无法调节电压的部

分转变为具备电压增益调节功能的电力电子变换模块^[21]。文献[22]提出了一种具有两次侧交错脉宽调制(pulse width modulation, PWM)整流器的LLC型变换器,虽然拓宽了电压增益范围,但电路的元器件明显增多,生产成本增加。文献[23]设计了一种混合整流结构的谐振变换器,通过混合调制实现全桥整流与倍压整流两种整流模式的结合,但电压的增益范围有待提高。文献[24]提出了一种半主动变结构整流器(semiactive variable-structure rectifier, SA-VSR),这种拓扑具备倍压整流(voltage doubler rectifier, VDR)和四倍压整流(voltage quadrupler rectifier, VQR)的特点,通过与一次侧开关调制策略的配合,对二次侧两个有源开关的占空比进行调制,实现两种整流模式的切换,扩大了电压增益范围,然而该整流器结构的两个有源开关一直处于开关切换状态,增加了损耗,并且调制策略相对复杂,电路的灵活性与可靠性有待提高。

改变谐振槽等效入口电压通常是指将多种调制技术结合使用,形成混合调制策略,可以在不同工作状态下自动调节调制方式,以达到更高的效率和更宽的电压增益范围。文献[25]提出了一种新型控制策略,作用于串联桥式三电平LLC变换器,使其具有三种调制模式:高增益频率调制、低增益频率调制和PWM调制。PWM控制目的是通过产生不同占空比,实现对谐振腔输入电压的调节,但当占空比较小时,前级滞后开关管会失去零电压开通能力。文献[26]基于全桥LLC电路采用了一种混合控制策略,包括了变频模式分析、移相模式分析以及混合控制切换点选择。但由于电路拓扑的约束,仅通过控制模式的切换无法得到理想的电压增益范围。

为了解决上述LLC变换器所存在的开关损耗较大、电压增益范围不够宽或调制策略相对复杂等问题,本文设计一种基于副边整流侧拓扑改进的LLC谐振变换器,并采用变频调制与移相调制配合运行的调制方式进行控制。同时对副边整流网络进行改进,以实现倍压整流和四倍压整流两种工作模式,并且仅通过简单地控制一个开关信号的导通与关断就能实现两种模式的切换,控制简单灵活,开关损耗小,电路可靠性较高。一次侧电路所采用的混合调制策略,可以使变换器随着输入电压的变化,电路拓扑和调制策略实时改变。在拓宽变换器调压范围的

同时,实现原边开关零电压开通(zero voltage switching, ZVS),副边二极管零电流关断(zero current switching, ZCS),并有效降低LLC变换器的工作频率,避免因远离谐振频率,而导致变换器效率下降。这一优势在新能源领域,尤其是光伏发电领域可以得到充分利用,不会因为电压波动性较大,而导致系统整体输出效率降低。

1 工作原理分析

图1为提出的变换器拓扑结构,功率开关管 Q_1 — Q_4 组成一次逆变侧的全桥电路, Q_1 — Q_4 的占空比均设为0.5,同一桥臂上的开关管交替导通;谐振电感 L_r 、励磁电感 L_m 、谐振电容 C_r 组成谐振腔;新型倍压整流电路由滤波电容 C_1 — C_4 、二极管 D_1 — D_4 组成并通过两个MOSFET管将二极管 D_1 、 D_2 与滤波电容 C_3 、 C_4 的中点串联组成双向开关 Q_5 。与文献[24]所提出的电路拓扑相比,仅通过简单地控制一个开关 Q_5 的导通与关断,便可以构造两种不同的整流结构,分别为VDR电路和VQR电路,其控制简单可靠,并有效降低了开关损耗。

这种拓扑结构不仅可以有效减少变压器原副边匝数比,降低生产成本。还可以平衡电容和二极管上的电压应力,从而选用电压应力较低的器件。

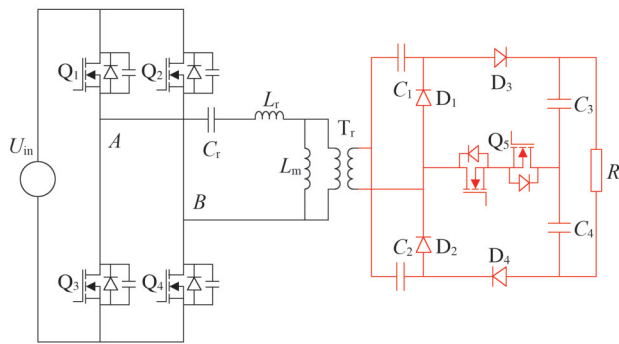


图1 改进型LLC谐振变换器

Fig.1 Improved LLC resonant converter

在此电路拓扑基础上,对原边电路采用变频调制和定频移相调制相结合的混合调制技术,从而形成了电路的四种工作模式:变频调制下的倍压整流(pulse frequency modulation-voltage doubler rectifier, PFM-VDR)模式、变频调制下的四倍压整流(pulse

frequency modulation voltage quadrupler rectifier, PFM-VQR)模式、移相调制下的倍压整流(phase shift modulation-voltage doubler rectifier, PSM-VDR)模式以及移相调制下的四倍压整流(phase shift modulation-voltage quadrupler rectifier, PSM-VQR)模式,通过相应的控制,这些模式间可实现平滑切换。相较文献[26]中所提出的针对传统LLC的调制方式,本文所提出的变换器拓扑并结合调制方法,可以在保证高效率的同时,实现更宽的电压增益范围。

1.1 变频调制模式的模式分析

改进型LLC谐振电路中含有3个谐振元件,能够构成两个不同的谐振频率,变换器的参数定义如下: f_r 为谐振腔的串联谐振频率; f_m 为谐振腔的串并联谐振频率。它们可以表示为

$$f_r = \frac{1}{2\pi\sqrt{L_r C_r}} \quad (1)$$

$$f_m = \frac{1}{2\pi\sqrt{(L_r + L_m)C_r}} \quad (2)$$

根据变换器工作时开关频率 f_s 的大小,变换器可划分为三种工作模式,分别为 $f_s > f_r$ 模式、 $f_m < f_s < f_r$ 模式和 $f_s = f_r$ 模式。变换器在不同工作模式下会呈现出不同的工作模式。且电压增益亦有所不同,当变换器处于 $f_m < f_s < f_r$ 模式时,不仅会出现另外两种工作模式的模式特征,还会出现 L_r 、 L_m 以及 C_r 谐振的模式,通常以该工作模式为例,分析变换器各个时段的工作模式。

此调制模式下,变换器能够通过改变工作频率实时改变电压增益,实现较宽的电压增益范围。但当工作频率过大或远离谐振频率时,会造成不必要的器件与开关损耗,变换器的整体输出效率将会下降,间接限制了该调制模式的工作频率。

本文以VQR结构工作在 $f_m < f_s < f_r$ 模式为例对变换器进行模式分析,VQR结构下变频调制工作波形如图2所示,不同时段下的工作模式如图3所示。

工作模式1:在 t_0 时刻之前,对应图3(a),此时开关管 Q_1 、 Q_4 导通, Q_2 、 Q_3 关断,励磁电流 i_{L_m} 等于谐振电流 i_{L_r} , L_r 、 L_m 以及 C_r 谐振,负载由电容 C_3 和 C_4 提供能量。

工作模式2: $[t_0, t_1)$ 时间内,对应图3(b),在 t_0 时刻, Q_1 、 Q_4 关断,谐振电流 i_{L_r} 给寄生电容 C_{oss1} 、 C_{oss4} 充电, C_{oss2} 、 C_{oss3} 放电,以零电压关断 Q_1 、 Q_4 。电容 C_3 和 C_4

为负载提供能量。

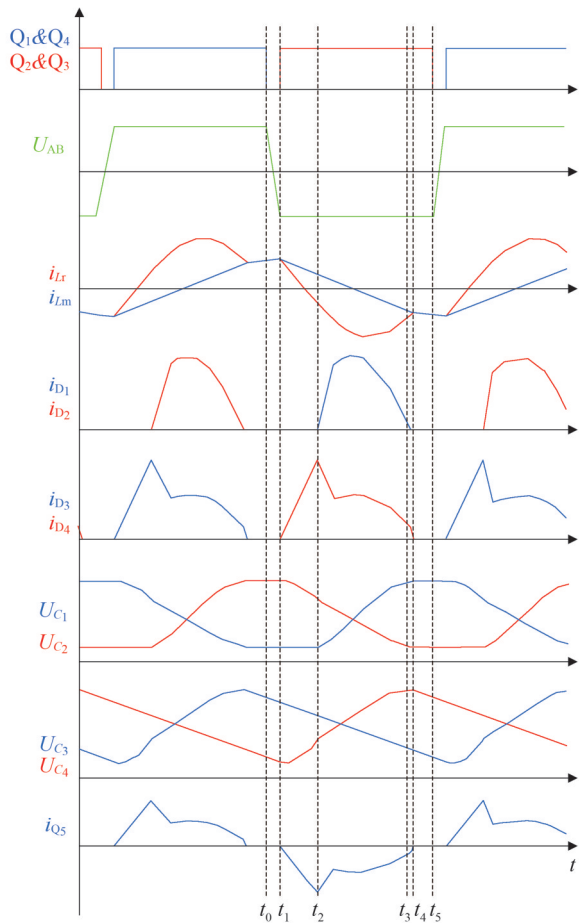


图2 VQR结构下变频调制工作波形

Fig.2 VQR structure variable frequency modulation working waveform

工作模式3: $[t_1, t_2)$ 时间内, 对应图3(c), 在 t_1 时刻, 由于 Q_1 、 Q_4 已关断, 此时由 Q_2 和 Q_3 的反向并联二极管导通, 对谐振电流 i_{Lr} 进行续流, 以实现 Q_2 和 Q_3 的零电压开通, 电容 C_r 和电感 L_r 谐振, 此时变压器副边电压被钳位。 C_4 和负载由电容 C_2 经二极管 D_4 和双向开关 Q_5 提供能量。

工作模式4: $[t_2, t_3)$ 时间内, 对应图3(d), 在 t_2 时刻, C_r 和 L_r 继续谐振, 二极管 D_1 导通, 从而为 C_1 充电, 将能量储存在 C_1 中, 为负半周期给负载充电做好准备。此时谐振电流 i_{Lr} 继续反方向增大, C_4 和负载仍由变压器副边电压与 C_2 提供能量。

工作模式5: $[t_3, t_4)$ 时间内, 对应图3(e), 在 t_3 时刻, C_r 和 L_r 继续谐振, 由于变压器副边电压小于 C_1 的

电压, 二极管 D_1 中的电流自然减小到0, 实现软开关。励磁电流 i_{Lm} 改变极性为负, 从而电流通过二极管 D_4 和双向开关 Q_5 分别对 C_4 充电, C_2 放电。

工作模式6: $[t_4, t_5)$ 时间内, 对应图3(f), 各元件的工作状况与工作模式1相似, 在 t_4 时刻, 谐振电感电流 i_{Lr} 等于励磁电感电流 i_{Lm} , 变压器两侧没有电流流过, 该时间段内 C_r 、 L_m 和 L_r 共同谐振, D_4 零电流关断。电容 C_3 和 C_4 为负载提供能量。在 t_5 时刻, Q_2 、 Q_4 关断, 该模式结束后, 变换器另一半周期开始工作。

1.2 移相调制模式的模态分析

如果变换器的输入电压波动较大, 为了维持输出电压保持稳定, 开关频率变化较大。然而, 随着开关频率的提高, 电压增益曲线趋于平坦, 因此, 要想实现较大幅度的增益变化, 必须进行较大幅度的频率调整。但仅通过调节频率变化, 无法在保证较高输出效率的同时, 满足较低的电压增益水平。为此, 本文引入了移相调制作为一种调制策略。采用移相调制延时开关管 Q_1 、 Q_2 的导通, 通过降低一个周期内传输到谐振腔的能量, 减少变换器谐振腔流入的平均电压, 进而改善变频调制下变换器的电压增益范围与调压能力。

此调制模式与变频调制配合能够实现改进型变换器两种拓扑结构电压增益平滑的切换, 在保证较高输出效率的同时, 拓宽了变换器的电压增益范围与调压能力, 实现了较为优异的动态响应性能, 提高了系统的可靠性与稳定性。

变换器拓扑采用VQR结构, 开关频率保持谐振频率 f_r 不变, 对移相调制下各个时段的工作模式进行分析, VQR结构下移相调制下的工作波形如图4所示, 不同时段下变换器的工作模式如图5所示。

工作模式1: 在 t_0 时刻之前, 对应图5(a), 开关管 Q_1 、 Q_2 导通, Q_3 、 Q_4 关断。一次侧桥臂之间的电压 U_{AB} 为0。 L_r 、 L_m 和 C_r 谐振, 谐振电流 i_{Lr} 等于励磁电流 i_{Lm} 。电容 C_3 和 C_4 给负载提供能量。

工作模式2: $[t_0, t_1)$ 时间内, 对应图5(b), 在 t_0 时刻, Q_2 关断, 此时寄生电容 C_{oss2} 充电, C_{oss4} 放电, 以零电压关断 Q_2 。 U_{AB} 开始上升, 这短时间内可以近似认为 i_{Lm} 与 i_{Lr} 保持不变, 滤波电容 C_3 和 C_4 给负载提供能量。

工作模式3a: $[t_1, t_2)$ 时间内, 对应图5(c), 在 t_1 时刻, Q_4 实现零电压开通, 励磁电流 i_{Lm} 线性增加, 此时变压器副边电压被钳位。 C_3 和负载由滤波电容 C_1 经

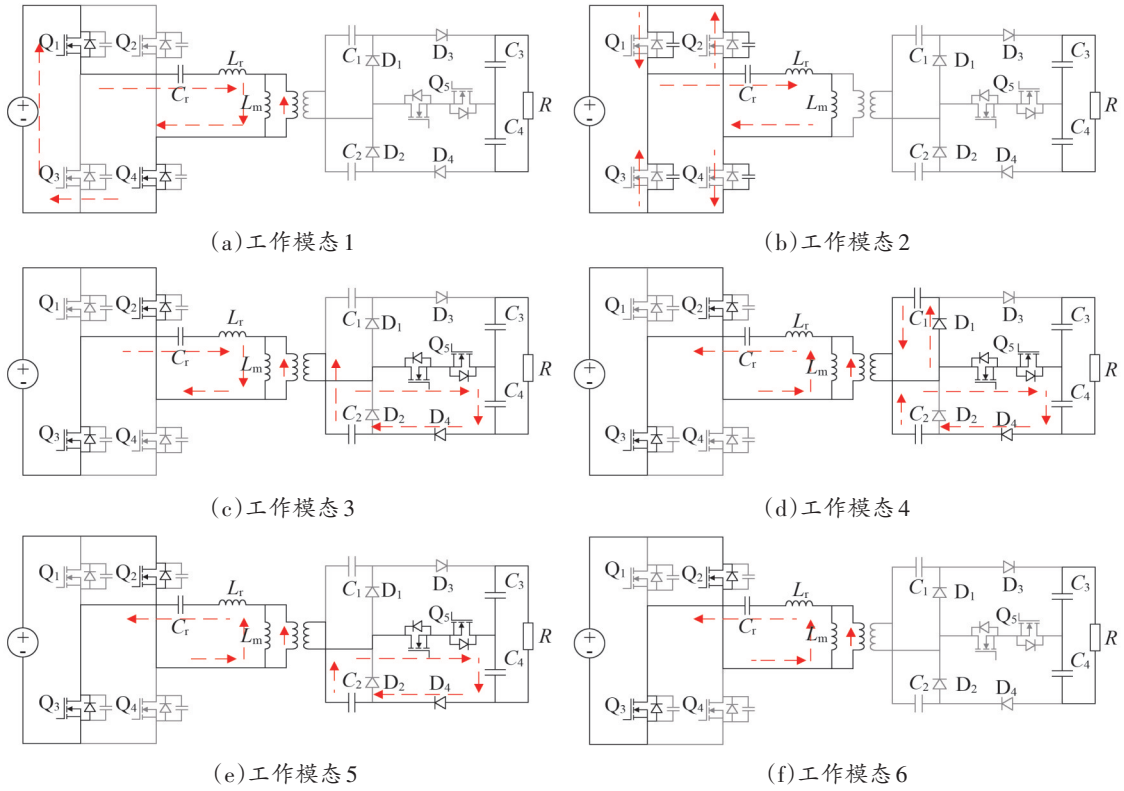


图3 变频调制下VQR结构工作模式

Fig.3 Operating Modes of the VQR Structure under Variable Frequency Control

二极管 D_3 和双向开关 Q_5 提供能量。

工作模式 3b: $[t_2, t_3)$ 时间内, 对应图 5(d), L_r 和 C_r 继续谐振, 二极管 D_1 导通, 变压器副边电压变为 U_{C2} , 从而为 C_2 充电, 将能量储存在 C_2 中, 从而为负半周期给负载充电做好准备。此时谐振电流 i_L 继续反方向增大, C_3 和负载依然由变压器副边侧电压与 C_1 充电。

工作模式 4: $[t_3, t_4)$ 时间内, 对应图 5(e), t_3 时刻, Q_2 关断, 寄生电容 C_{oss1} 充电, C_{oss3} 放电, 为 Q_1 零电压开通做好准备。 C_2 、 C_3 充电, C_1 放电。

工作模式 5: $[t_4, t_6)$ 时间内, 其中 $[t_4, t_5)$ 时段对应图 5(f), $[t_5, t_6)$ 时段对应图 5(g)。在 t_4 时刻, 寄生电容 C_{oss1} 电压变为 U_{in} , C_{oss3} 电压变为 0, 同时续流二极管导通, 以零电压开通 Q_1 。在 t_5 时刻, 由于 U_{C2} 高于变压器副边电压, 从而实现零电流关断二极管 D_2 , 副边电流通过 D_3 和 Q_5 , 为 C_1 放电, C_3 充电。

工作模式 6: $[t_6, t_7)$ 时间内, 对应图 5(h), 在 t_6 时刻, 此时谐振电流 i_L 等于励磁电流 i_{Lm} , 零电流关断二极管 D_3 , 负载由 C_3 和 C_4 提供能量。该模式结束后, 变换器另一半周期开始工作。

2 变换器特性分析

2.1 变频调制下变换器的增益特性

将变换器系统划分为三个主要部分: 开关网络、谐振网络和整流网络。采用基波分析法进一步分析变换器输入电压与输出电压的关系并简化分析过程。

输入电压 U_{in} 经过开关网络后得到方波电压 u_{AB} , 由于谐振腔的滤波作用, 可看作方波中仅有基波分量传输, 其中 u_{AB} 的基波电压有效值 U_{AB1} , 经过傅里叶级数分解可表示为

$$U_{AB1} = \frac{2\sqrt{2}}{\pi} U_{in} \quad (3)$$

当变换器处于 VQR 结构时, 变换器开关管 Q_1 、 Q_4 导通后, 仅有电容 C_4 吸收电容 C_2 的放电电流。因此变压器二次侧电压 u_{res} 可表示为

$$u_{res} = \frac{1}{2} U_o - U_{C2} \quad (4)$$

式中: U_o 为输出电压。

当变换器开关管 Q_2 、 Q_3 导通后, 此时变压器副边电压等于辅助电容 C_2 电压, 以此得到

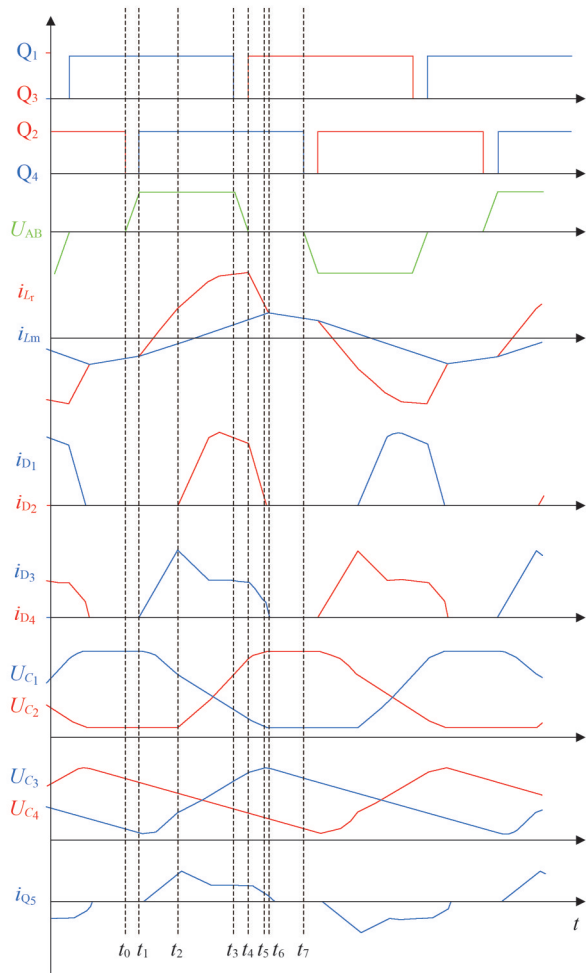


图4 VQR结构下移相调制工作波形

Fig.4 VQR structure phase shift modulation working waveform

$$u_{res} = U_{C_2} \quad (5)$$

由伏秒平衡原理联立式(4)、式(5)可得

$$U_o = 4u_{res} \quad (6)$$

对变压器副边电压进行傅里叶级数展开可得变压器副边电压基波分量 U_{res1} 为

$$U_{res1} = \frac{\sqrt{2}}{2} \frac{U_o}{\pi} \quad (7)$$

当变换器采用变频调制且处于VDR正半周期时,电容 C_3 和 C_4 由电容 C_2 提供能量,因此变压器副边电压 $u_{res} = U_o - U_{C_2}$;当变换器处于VDR负半周期时, $u_{res} = U_{C_2}$,根据伏秒平衡可得 $U_o = 2u_{res}$ 。

定义该变换器的电压增益为变压器一边侧电压与输入电压 U_{in} 之比。可得VQR结构下变频调制的电压增益 M_{VQR}^{PFM} 为

$$\begin{aligned} M_{VQR}^{PFM} &= \frac{NU_o}{U_{in}} = 4 \frac{NU_{res1}}{U_{AB1}} \\ &= \frac{4}{\sqrt{\left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right) Qf_n \right]^2 + \left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right) \frac{1}{k} + 1 \right]^2}} \quad (8) \end{aligned}$$

式中: N 为变压器原副边匝数比; f_n 为归一化开关频率,其中 $f_n = f_s/f_r$; k 为电感比值,其中 $k = L_m/L_r$; Q 为品质因数,其中 $Q = Z_r/R_{ac}$, Z_r 为特征阻抗, R_{ac} 为等效电阻,且 $Z_r = \sqrt{L_r/C_r}$ 。

同理可得变频调制下VDR结构的归一化电压增益 M_{VDR}^{PFM} 为

$$M_{VDR}^{PFM} = \frac{2}{\sqrt{\left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right) Qf_n \right]^2 + \left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right) \frac{1}{k} + 1 \right]^2}} \quad (9)$$

2.2 变频调制下变换器的软开关特性

开关管的寄生电容需要在一定时间内能够完全充放电,以实现变换器的软开关。

为了防止变换器同一桥臂同时导通,导致变换器开关管被击穿损坏,所以每个开关管导通前都需要设置死区时间。寄生电容在死区时间内需要完全放电,即放电时间 t_f 要小于死区时间 t_{dead} ,这就要求在开关管死区时间内需要有足够大的励磁电流峰值,以保证原边开关管能实现ZVS。因此,励磁电流峰值需要满足

$$I_{Lm_pk} t_{dead} \geq 2C_{oss} U_{in} \quad (10)$$

式中: I_{Lm_pk} 为励磁电流峰值; t_{dead} 为死区时间; C_{oss} 为原边开关管的寄生电容值。

其中变频调制下励磁电流峰值表达式为

$$I_{Lm_pk} = \frac{NU_{res} T_s}{4L_m} \quad (11)$$

式中: T_s 为开关周期。

可以得出当变换器采用VQR结构时,励磁电流峰值为

$$I_{Lm_pk} = \frac{NU_o T_s}{16L_m} \quad (12)$$

由式(10)、式(12)联立可得在该调制模式下死区时间的取值为

$$t_{dead} > t_f = 32C_{oss} L_m f_s / M_{VQR}^{PFM} \quad (13)$$

同理可得VDR结构下励磁电流峰值为

$$I_{Lm_pk} = \frac{NU_o T_s}{8L_m} \quad (14)$$

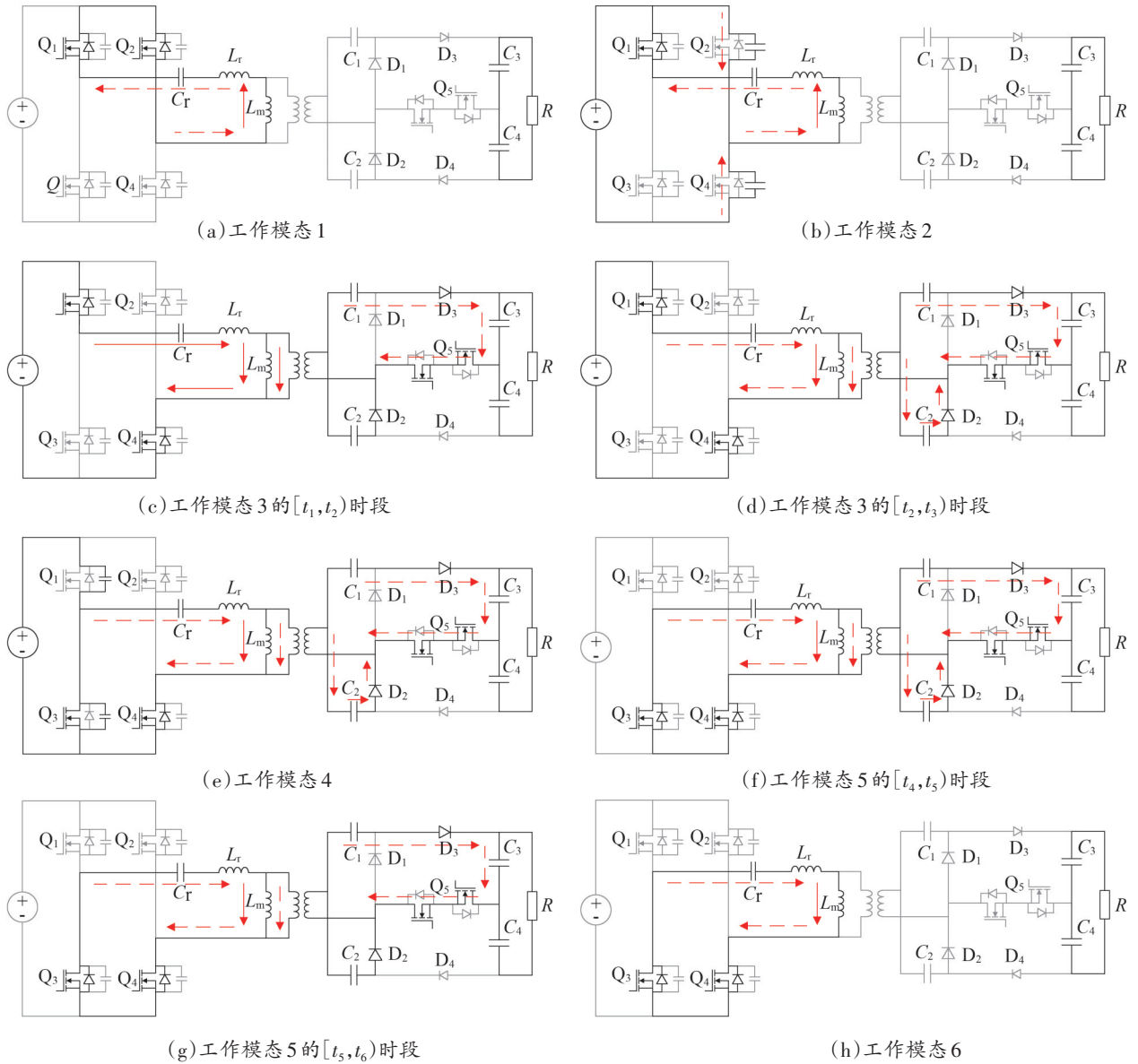


图5 移相调制下VQR结构工作模式

Fig.5 Operating Modes of the VQR Structure under Phase-Shift Control

死区时间要满足

$$t_{\text{dead}} > t_f = 16C_{\text{oss}}L_m f_s / M_{\text{VDR}}^{\text{PFM}} \quad (15)$$

2.3 移相调制下变换器的增益特性

当采用移相调制时,此调制模式将输入电压 U_{in} 的基波分量等效减小了一部分,所以谐振槽输入电压 U_{AB} 小于 $0.5U_{\text{in}}$ 。

采用傅里叶级数将输入电压 U_{AB} 展开后变为

$$\begin{aligned} U_{\text{AB}} &= \frac{1}{\pi} \left[\int_{\theta/2}^{\pi-\theta/2} U_{\text{in}} \sin x dx + \int_{\pi+\theta/2}^{2\pi-\theta/2} -U_{\text{in}} \sin x dx \right] \\ &= \frac{4U_{\text{in}} \cos(\frac{\theta}{2})}{\pi} \end{aligned} \quad (16)$$

式中: θ 为移相调制下的移相角,其取值范围是 $0^\circ \leq \theta \leq 180^\circ$ 。

由式(16)可知,在此调制模式下,基波分量为变频调制下的 $\cos(\theta/2)$ 倍,当变换器采用移相调制并变为VQR结构时,电压增益 $M_{\text{VQR}}^{\text{PSM}}$ 为

$$\begin{aligned} M_{\text{VQR}}^{\text{PSM}} &= \frac{NU_o}{U_{\text{in}}} = \frac{4NU_{\text{res}}}{U_{\text{in}}} \\ &= \frac{4\cos(\frac{\theta}{2})}{\sqrt{\left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right) Qf_n \right]^2 + \left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right) \frac{1}{k} + 1 \right]^2}} \end{aligned} \quad (17)$$

由式(17)可得出当 $f_n=1$ 时,即当开关频率等于谐振频率时。此时增益函数只与移相角 θ 的大小有关,与 k 值和 Q 值的取值无关,只随着移相角 θ 的变化而改变。因此当变换器采用VQR结构,开关频率为谐振频率 f_r 时,变换器的电压增益为

$$M_{VQR}^{PSM} = 4\cos\left(\frac{\theta}{2}\right) \quad (18)$$

同理可得变换器采用VDR结构时,在移相调制下的归一化电压增益 M_{VDR}^{PSM} 为

$$M_{VDR}^{PSM} = \frac{NU_o}{U_{in}} = \frac{4NU_{res}}{U_{in}} = \frac{2\cos\left(\frac{\theta}{2}\right)}{\sqrt{\left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right)Qf_n\right]^2 + \left[\left(1 - \frac{1}{f_n^2}\right)\frac{1}{k} + 1\right]^2}} \quad (19)$$

当采用VDR结构,开关频率为谐振频率 f_r 时,变换器的电压增益为

$$M_{VDR}^{PSM} = 2\cos(\theta/2) \quad (20)$$

2.4 移相调制下变换器的软开关特性

当移相角过大时,会导致电感 L_r 、 L_m 和电容 C_r 谐振的时间相对过长,开关管难以实现软开关。为此死区时间内一次侧桥臂开关管上的寄生电容要将能量完全释放或储存,这一阶段需要谐振电流 i_{L_r} 足够大,即 i_{L_r} 大于死区时间内释放或存储能量所需的最小电流,即满足

$$I_{Lm_pk} t_{dead} \geq 2C_{oss} U_{in} \quad (21)$$

该调制下励磁电流峰值表达式为

$$I_{Lm_pk} = \frac{NU_{res} T_s D}{4L_m} \quad (22)$$

式中: D 为开关管的等效占空比,其中 $D=(\pi-\theta)$ 。

当变换器采用VQR结构时,为保证原副边侧开关管均能实现软开关,开关管的死区时间需满足

$$t_{dead} > t_f = \frac{32C_{oss} L_m f_s}{DM_{VQR}^{PSM}} \quad (23)$$

同理可得,在VDR结构下开关管的死区时间需满足

$$t_{dead} > t_f = \frac{16C_{oss} L_m f_s}{DM_{VDR}^{PSM}} \quad (24)$$

通过合理设置励磁电感与死区时间的相关参数,以使变换器在移相调制模式下满足软开关所需条件,便可实现零电压开通开关管。

3 调制策略

通过采用混合调制策略,在不同增益区域选择合适的调制方式,可以充分发挥每种调制方法的优势,避免变换器输出效率过低。在 $f_n < 1$ 区域,该频率控制下的LLC变换器原副边侧都能实现软开关,从而提高变换器的效率。此外,在该区域,电压增益曲线较为陡峭,调压能力显著。随着输入电压的逐渐升高,为了稳定输出电压,必须降低变换器的增益。然而,如果要继续采用变频调制,通过增大开关 f_s 减小电压增益,由于传统变换器电压增益的限制,调压能力较弱,不足以在维持高效率的同时,保证输出电压稳定。当该变换器工作在 $f_n > 1$ 区域时,副边二极管无法实现ZCS,如果采用移相调制,即可以满足ZCS,同时随着移相角 θ 的增大,LLC变换器电压增益可以有效减小。并且保证变换器的高效率,这种调制方式能够最大限度地提升整体性能。为此将 $f_s = f_r$ 且 $\theta=0^\circ$ 设为两种调制策略的调制切换点。

系统的运行方式可根据电压增益范围确定,由于输出电压不变,可通过输入电压的大小确定电压增益,进而确定变换器具体工作模态,整个系统的调制流程如图6所示。

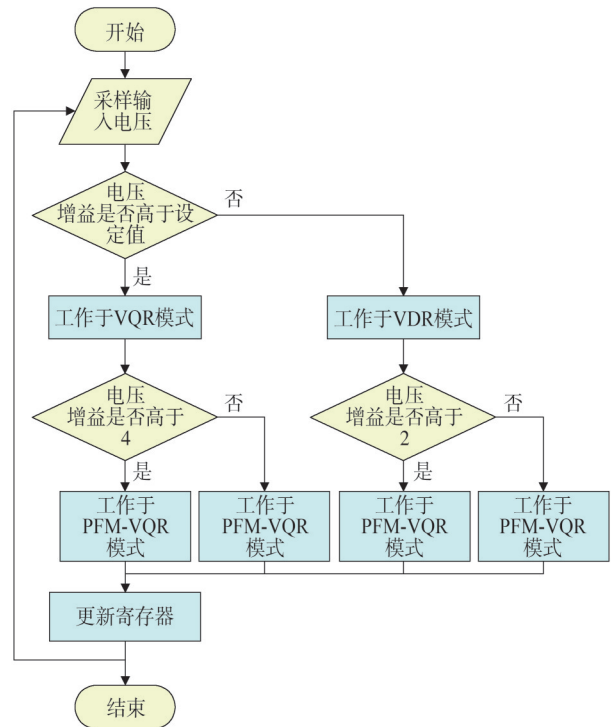


图6 调制流程

Fig.6 Modulation flow chart

图7展示了如何实现各种工作模式之间的平滑切换。当输入电压从最小值逐渐增大时,变换器的工作将采用VQR结构,开关频率为 f_m ,由图可知,此时变换器的电压增益达到最高点,此时如果输入电压继续增大,为了保持输出电压的恒定,首先增大开关频率,当开关频率达到 f_r 时,若想进一步降低电压增益,此时调制系统由变频调制变为移相调制,工作频率保持不变,通过移相角来改变输入电压,进而调节电压增益,随着输入电压进一步增加,变换器增益达到VQR结构下的最低点,但同时也与VDR结构上的最高增益点相近,此时电路拓扑变为VDR结构,以等效改变变换器的增益曲线,同时取消移相调制,切换至变频调制,当输入电压继续增大时,继续增大工作频率,当开关频率达到谐振频率 f_r 时,调制系统工作频率保持不变,通过移相角来改变输入电压,以此拓宽变换器的增益范围。以上为变换器采用两种调制策略以匹配不同输入电压的工作流程。

改进后的变换器通过两种调制策略配合工作后,其增益曲线范围得到明显拓宽,且开关管的工作频率也得到了有效降低。

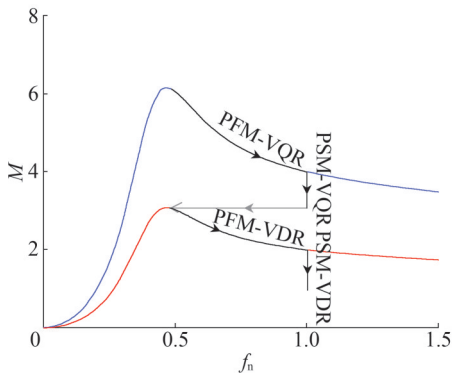


图7 改进变换器的增益曲线

Fig.7 Gain Curve of the Improved Converter

4 实验验证

为了进一步验证所提拓扑与理论分析的可行性,设计了一台输入电压20~60 V,输出电压50 V的实验样机,额定功率设为400 W,如图8所示。变换器实验样机参数列于表1。

在不同输入电压等级下,观察变换器的工作模式与实验波形变化。输入电压22 V时变换器的实验波形如图9所示,此时变换器在采用变频调制的同

时,拓扑结构变为VQR结构。输入电压27 V时变换器的实验波形图如图10所示,此时通过改变桥臂占空比实现移相调制,电路拓扑不变。由图可知,一次侧桥臂间电压 U_{AB} 的电压波形发生改变,这是由于采用移相调制可以减少流入谐振槽内的电能,从而实现对电压增益的调节。输入电压38 V时变换器的实验波形图如图11所示,变换器采用变频调制的同时,拓扑结构变为VDR结构。输入电压52 V时变换器的实验波形图如图12所示,此时通过改变一次侧桥臂的占空比以实现移相调制,该变换器的电压增益降到最低。

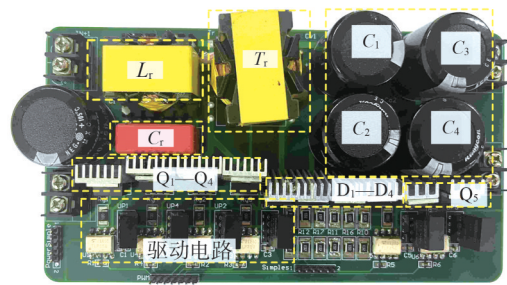


图8 实验样机

Fig.8 Experimental prototype

表1 实验样机主要参数及型号

Table 1 Main Parameters and Models of the Experimental Prototype

参数	数值/型号
输入电压 U_m/V	20~60
输出电压 U_o/V	50
谐振频率 f_r/kHz	120
变压器匝数比 N	2
励磁电感 $L_m/\mu H$	10
谐振电感 $L_r/\mu H$	2
谐振电容 $C_r/\mu F$	0.9
寄生电容 C_{oss}/pF	200
开关管 Q_1-Q_5	IRFB4127PbF
整流管 D_1-D_4	SBR40U300CT

当变换器在不同负载条件下(轻载、半载和满载)工作时,实验结果与理论分析高度一致。变换器根据增益需求可以采用不同结构与调制策略,以保持输出电压稳定。根据不同输入电压下开关

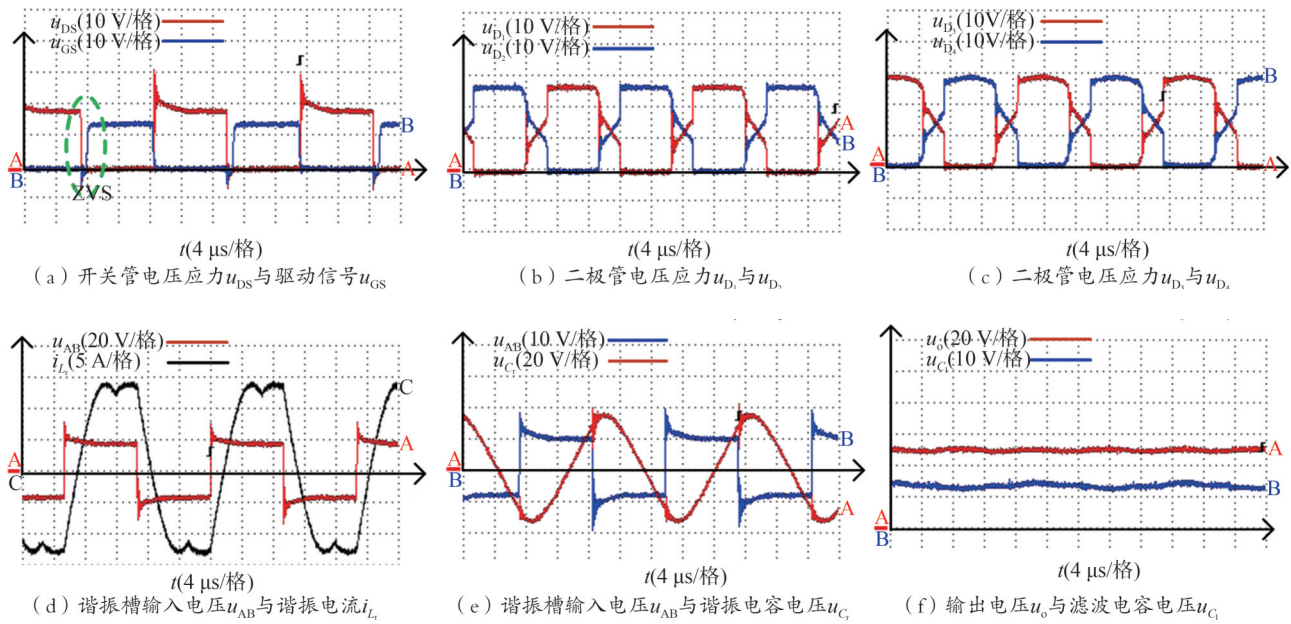


图9 输入电压22 V时的实验波形图

Fig.9 Experimental waveform diagram when the input voltage is 22 V

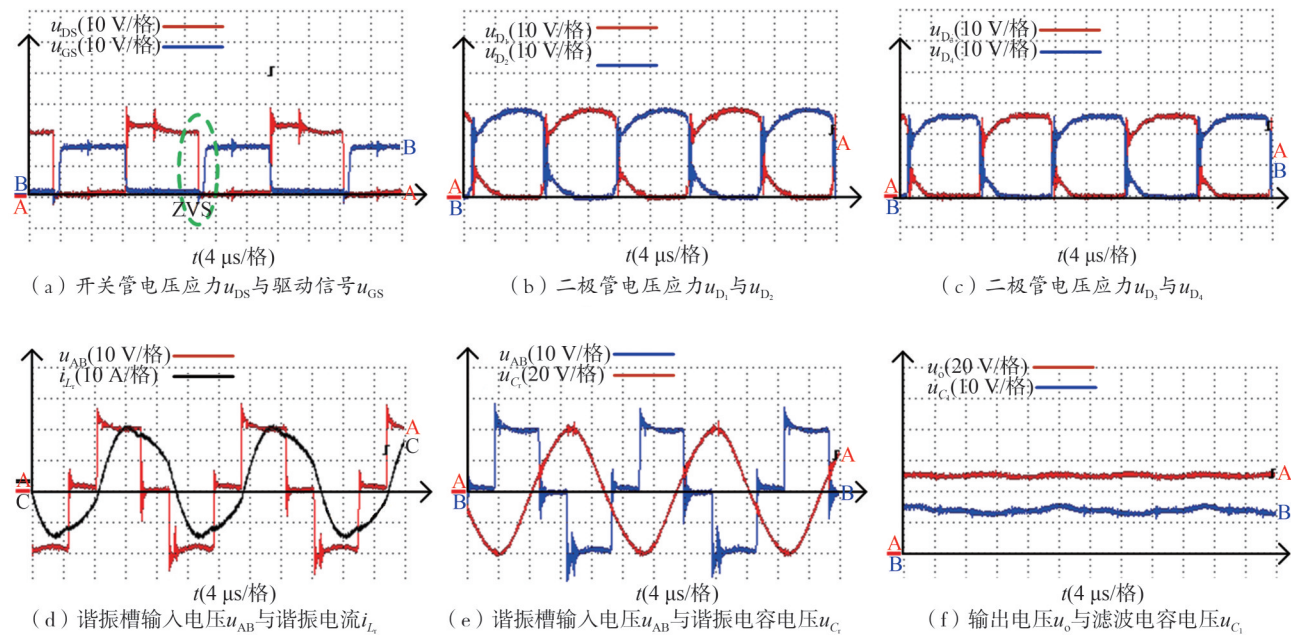


图10 输入电压27 V时的实验波形图

Fig.10 Experimental waveform diagram when the input voltage is 27 V

管电压应力和栅极驱动信号的实验波形,可以确定开关管都实现了ZVS。然而,从实验波形中,可以看到 U_{DS} 会有微小的电压振荡,这是由电容与电感互相谐振引起的,但这种振荡不会导致电路不正常运行。在一个周期内,会出现变压器原副边侧都没有电流流过的模态,实现了自然断流,说明

整流二极管也达到了ZCS状态。此外,实验波形还表明,在负载的快速变化过程中,变换器能够迅速响应并保持电压的稳定。这证明了设计中控制策略的有效性,能够有效抑制负载波动对系统性能的影响。

图13为实验样机在不同输入电压下的效率,样

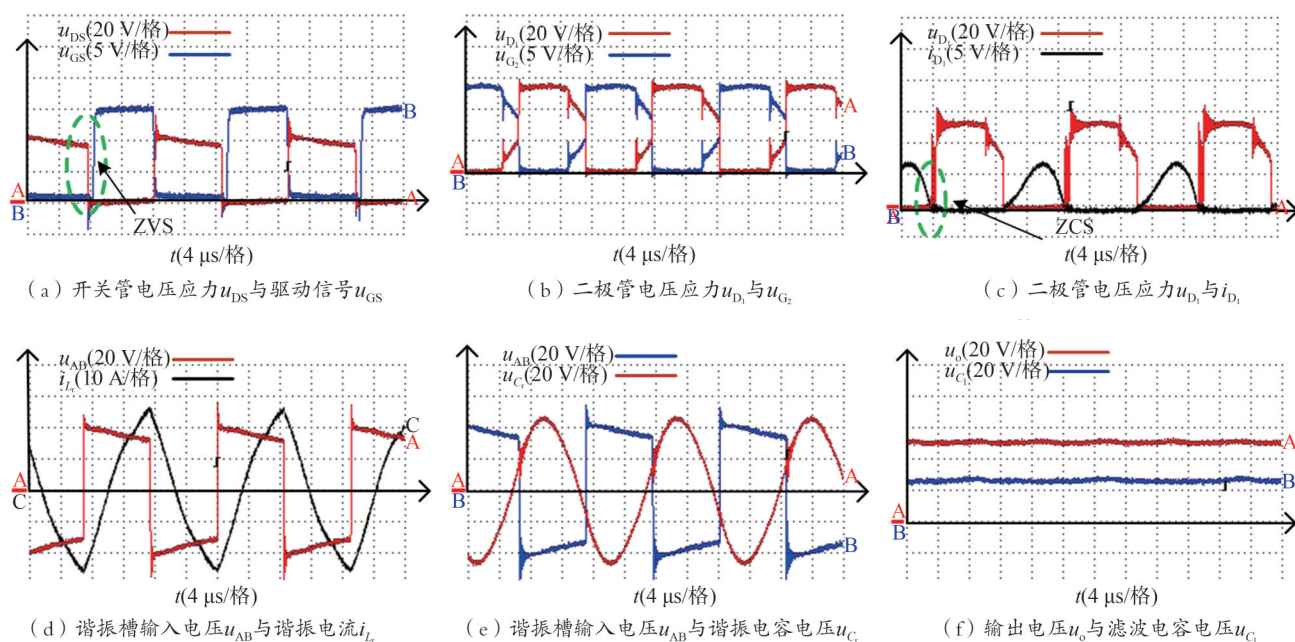


图 11 输入电压 37 V 时的实验波形图

Fig.11 Experimental waveform diagram when the input voltage is 37 V

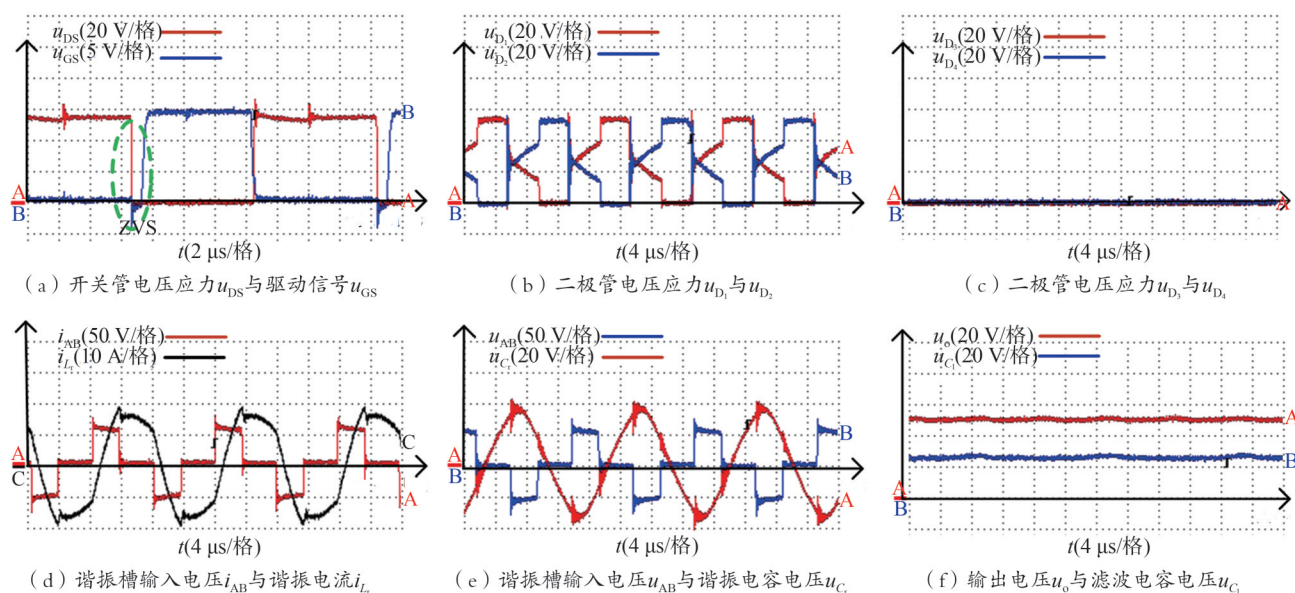


图 12 输入电压 52 V 时的实验波形图

Fig.12 Experimental waveform diagram when the input voltage is 52 V

机转换效率均可以达到 90% 以上,其中变换器在输入电压约 25 V 处效率最高,峰值达到 94.8%,这是因为此时变换器性能达到最佳,不仅可以抑制谐振腔内的环流,同时原边开关管能够实现 ZVS,副边整流管能够实现的 ZCS;移相调制策略适用于在较低输入电压与较高输出电压的情况,用来弥补传统 LLC 变换器高频工作时调压能力不足的缺点。在此模式

下由于工作频率为谐振频率,变压器等磁性元件的性能得到最大程度的利用,但是会略微增大有源元件的开关损耗。通过将两种调制策略结合,使其能够适应光伏阵列输出电压的大范围变化,维持输出电压的稳定。其效率曲线与本文理论分析所得到的结论相同,进一步验证了该变换器与调制策略的优势与可行性。

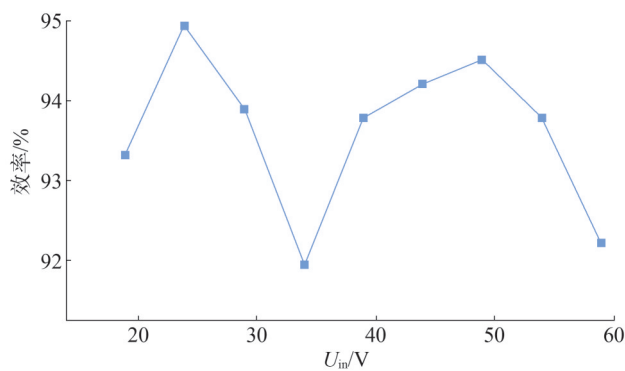


图13 效率曲线

Fig.13 Efficiency curve

5 结束语

为了解决 LLC 变换器应用于光伏发电领域电压增益不够宽的问题,本文设计一种新型整流结构的 LLC 谐振变换器,提出了一种新型混合调制方法,并对其工作原理进行了深入研究。通过 VQR 与 VDR 两种结构实现不同的增益需求。同时,结合变频与移相调制策略,能够有效拓展电压增益范围,还可以实现开关管的软开关。通过理论分析与实物验证,证明了该变换器具备上述优势。

参考文献

- [1] 吕建中. 全球加速能源转型背景下的结构性风险与应对策略[J]. 世界石油工业, 2021, 28(5): 1-5.
LYU Jianzhong. Structural risks and countermeasures of accelerating global energy transition[J]. World Petroleum Industry, 2021, 28(5): 1-5.
- [2] 薛瑞, 许崇福, 王江涛, 等. 多端口直流变换器的协调控制研究[J]. 浙江电力, 2023, 42(6): 43-50.
XUE Rui, XU Chongfu, WANG Jiangtao, et al. Research on the coordinated control of multi-port DC converter [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(6): 43-50.
- [3] 李崎勇, 张伟斌, 赵新哲, 等. 改进鲸鱼算法优化支持向量回归的光伏最大功率点跟踪[J]. 电工技术学报, 2021, 36(9): 1771-1781.
LI Jiyong, ZHANG Weibin, ZHAO Xinzhe, et al. Global maximum power point tracking for PV array based on support vector regression optimized by improved whale algorithm [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(9): 1771-1781.
- [4] BHATTACHARYYA S, DATTU SAMPATH KUMAR P, SAMANTA S, et al. Steady output and fast tracking MPPT (SOFT-MPPT) for P&O and InC algorithms [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2021, 12(1): 293-302.
- [5] 张光明, 刘毅力, 马龙涛, 等. 一种变步长扰动观察法在光伏 MPPT 中的应用[J]. 西安工程大学学报, 2019, 33(4): 433-439.
ZHANG Guangming, LIU Yili, MA Longtao, et al. Application of a variable step size perturbation and observation method on photovoltaic MPPT [J]. Journal of Xi'an Polytechnic University, 2019, 33(4): 433-439.
- [6] 邢星围, 冯硕, 安金海, 等. 一种基于基本拓扑的光伏用高增益变换器[J]. 分布式能源, 2023, 8(2): 67-75.
XING Xingwei, FENG Shuo, AN Jinhai, et al. A high gain converter for photovoltaic based on basic topologies [J]. Distributed Energy, 2023, 8(2): 67-75.
- [7] FOROUZESH M, SIWAKOTI Y P, GORJI S A, et al. Step-up DC-DC converters: a comprehensive review of voltage-boosting techniques, topologies, and applications [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 32(12): 9143-9178.
- [8] RUSU A I, FLORESCU A, TEODORESCU M S. Improved model of a standard LLC resonant converter architecture [C] // 2019 11th International Symposium on Advanced Topics in Electrical Engineering (ATEE). IEEE, 2019: 1-6.
- [9] 曹文君, 张岩, 张安彬, 等. 弱电网条件下分布式光伏并网系统谐振机理及影响特性[J]. 电力建设, 2024, 45(3): 149-159.
CAO Wenjun, ZHANG Yan, ZHANG Anbin, et al. Resonance mechanism and influence characteristics of distributed photovoltaic grid-connected system under weak grid conditions [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(3): 149-159.
- [10] ALTIN N, OZDEMIR S, KHAYAMY M, et al. A novel topology for solar PV inverter based on an LLC resonant converter with optimal frequency and phase-shift control [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2022, 58(4): 5042-5054.
- [11] 卢世蕾, 孙凯, 曹国恩, 等. 面向光伏直流升压系统的高压大功率 LLC 谐振变换器设计方法[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(15): 5970-5982.
LU Shilei, SUN Kai, CAO Guoen, et al. A design method of high voltage and high power LLC resonant converter for photovoltaic DC voltage boosting system [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(15): 5970-5982.
- [12] FANG X, HU H B, CHEN L, et al. Operation analysis and numerical approximation for the LLC DC-DC converter [C] // 2012 Twenty-Seventh Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition (APEC). IEEE, 2012: 870-876.
- [13] BAEK J, KIM K W, YOUN H S, et al. High-efficiency LLC resonant converter with reconfigurable voltage multiplying rectifier for wide output voltage applications [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2021, 36(7): 7641-7651.
- [14] 林辉品. 宽范围 LLC 谐振变换器的研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2019.
- [15] ABBASI M, EMAMALIPOUR R, KANATHIPAN K, et al. A step-up reconfigurable multimode LLC converter module with extended high-efficiency range for wide voltage gain application in medium voltage DC grid systems [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2022, 37(7): 8118-8132. (下转第 90 页)

考虑电网电压稳定性的电-氢混合储能系统优化配置

胡文波¹, 刘建飞¹, 陈杰¹, 张天闻¹, 苗霞¹, 杨博^{2*}

(1. 国网内蒙古东部电力有限公司经济技术研究院, 内蒙古 呼和浩特 010000;

2. 昆明理工大学电力工程学院, 云南 昆明 650500)

摘要:综合能源系统(integrated energy system, IES)是推进能源结构调整的关键平台,合理规划其设备配置能显著提高 IES 运行经济和系统稳定性。此外,由于可再生能源发电固有的随机性和间歇性以及负荷的峰谷特性,导致 IES 中多能耦合设备的输出波动,严重威胁 IES 的运行稳定性。为应对上述挑战,针对 IES 的经济和稳定运行,以混合储能系统配置成本,系统电压偏差以及净负荷波动最小化为目标,建立一个电-氢混合储能系统多目标优化规划模型。该模型在 IEEE-33 标准测试系统下,利用多目标人工蜂鸟算法(multi-objective artificial hummingbird algorithm, MOAHA)对电-氢混合储能系统的容量和位置进行优化规划。仿真结果表明,所提的优化规划方法能有效改善 IES 配电网络的电压分布和净负荷水平,同时凭借电-氢混合储能的互补特性使得 IES 的运行灵活性得到了提升。

关键词:电-氢混合储能系统;优化规划;综合能源系统;多目标人工蜂鸟优化算法

中图分类号:TM31

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2025)10-0081-10

Optimal Configuration of Electric-hydrogen Hybrid Energy Storage System Considering Grid Voltage Stability

HU Wenbo¹, LIU Jianfei¹, CHEN Jie¹, ZHANG Tianwen¹, MIAO Xia¹, YANG Bo^{2*}

(1.State Grid Inner Mongolia East Electric Power Co., Ltd. Economic and Technical Research Institute, Hohhot 010000, China;

2.Faculty of Electric Power Engineering, Kunming University of Science and Technology, Kunming 650500, China)

Abstract: Integrated energy system (IES) is a key platform to promote the adjustment of energy structure. Reasonable planning can effectively improve the operation economy and system stability of IES. In addition, due to the inherent randomness and intermittency of renewable energy generation and the peak and valley characteristics of load, the output fluctuation of multi-energy coupling equipment in IES seriously threatens the operation stability of IES. To cope with the above challenges, aiming at the economical and stable operation of IES, this paper establishes a multi-objective optimization planning model for the electric-hydrogen hybrid energy storage system (ESS) with the goal of minimizing the configuration cost, system voltage deviation and net load fluctuation of IES. Under the IEEE-33 standard test system, the model is solved by the multi-objective artificial hummingbird algorithm (MOAHA) for optimizing the capacity and location of the electric-hydrogen hybrid energy storage system. Simulation results show that the proposed optimization planning method can effectively improve the voltage distribution and net load level of IES distribution network, and enhance the operation flexibility of IES by relying on the complementary characteristics of electric-hydrogen hybrid energy storage.

Keywords: electric-hydrogen hybrid energy storage system; optimal planning; integrated energy system; multi-objective artificial hummingbird optimization algorithm

基金项目:国家自然科学基金项目(62263014);国网蒙东经研院科技项目“2024年新能源接入的分省分区源网荷储与灵活性资源规划”(52660624000H)。

National Natural Science Foundation of China (62263014); Science and Technology Project of State Grid East Mongolia Economic Research Institute “Provincial and Regional Source-Grid-Load-Storage and Flexible Resource Planning Under the New Energy Access in 2024” (52660624000H).

0 引言

为缓解能源危机,降低碳排放、提高能源利用效率,太阳能、风能等不同类型的可再生资源急需被整合利用^[1-2]。随着智能电网技术的快速发展,以多源协同为特征的综合能源系统(integrated energy

system, IES)应运而生^[3-5]。IES可以充分利用多个能源网络的协同作用,满足多种负荷的需求,提高能源转换效率,降低能耗和污染^[6]。

目前,不少研究者针对IES规划问题开展了一系列探索。文献[7]提出了一种长期、多阶段的电-热-气IES规划方法,成功降低了系统碳排放量。文献[8]提出了一种基于纳什议价理论的双边规划方法。通过求解多主体之间的纳什议价问题,实现了社区IES中的多个体利益最大化。文献[9]设计了一种低碳规划方法来优化IES系统的寿命碳排放,并通过该方法得到了成本回收最快的IES的碳交易价格和运行时间。上述研究中,能源枢纽模型被用于刻画IES中能源的输入和输出关系,该模型虽然应用广泛,但只考虑了各种能源系统之间的能量平衡关系,导致系统线路损耗计算困难,因此具有一定的局限性。

随着氢储能技术的不断发展和进步,氢储能系统(hydrogen energy storage system, HESS)可以更有效配合大规模风光发电系统,以消纳更多的风力发电和光伏发电,这有助于推动全球能源结构的转型,减少对化石能源的依赖^[10-11]。然而,HESS建造成本居高不下,运行难度高等问题,阻碍着其大规模应用^[12]。因此,针对HESS容量优化配置研究对实现IES低碳经济运行具有重要意义。文献[13]和文献[14]针对HESS内部运行设备,设计了一种HESS容量优化配置方案,旨在最小化HESS的投资成本和年运行成本。另外,文献[15]提出了一种电、氢储能系统优化配置方法,实现了IES中各储能的容量优化配置,并降低了储能的投资成本。

然而有研究表明,HESS的运行特点使其难以在短时间尺度内满足负荷需求^[16-17],进而需要电储能系统(battery energy storage system, BESS)等快速充放电设备进行调整。文献[18]提出一种电-热-氢混合储能系统容量优化配置方法,结果表明考虑多种储能的结合能保证规划结果的适用性。文献[19]考虑绿证-碳交易联合交易机制,提出了针对电-氢-气混合储能系统的优化配置方法,结果表明多种混合储能系统的互补特性,可有效减少系统对外部能源的依赖以及断供情况的发生。同样,文献[20]分别对比了单一储能和混合储能优化配置方案,结果表

明多能源系统中混合储能具有较高的经济效益。

虽然上述文献将经济指标或碳排放指标纳入优化目标,实现了IES中单一或混合储能系统容量的优化配置,但并未考虑IES中多能耦合设备对系统稳定性的影响。在多能耦合的IES中,能源耦合设备的输入与输出会影响IES系统稳定性^[21]。因此,以系统电压偏差和系统净负荷波动为指标,反映IES系统的稳定性。

综上,提出一种电-氢混合储能系统规划优化方法。首先搭建考虑电-氢混合储能系统的IES数学模型。其次,基于多目标人工蜂鸟算法(multi-objective artificial hummingbird algorithm, MOAHA),以配置成本、电压偏差,净负荷波动最小化为目标对HESS和BESS的容量和位置进行优化规划。最后在IEEE-33测试系统下验证了所提规划方法的有效性。

1 IES建模

IES机组模型包括热电联产机组(combined heat and power, CHP)、电锅炉(electrical boiler, EB)、光伏(photovoltaic, PV)、风力发电(wind turbine generation, WTG)以及由BESS和HESS组成的混合储能系统。

1.1 电-热耦合设备模型

1.1.1 CHP模型

CHP机组数学模型如式(1)所示^[22-23]。

$$\begin{cases} H_{\text{CHP}}(t) = P_{\text{CHP}}(t) \cdot \eta_y \cdot \eta_{\text{rec}} \\ P_{\text{CHP}}(t) = V_{\text{CHP}}(t) \cdot L_{\text{low}} \cdot \eta_y \end{cases} \quad (1)$$

式中: $P_{\text{CHP}}(t)$ 和 $H_{\text{CHP}}(t)$ 分别为 t 时刻CHP的输出电功率和热功率; $V_{\text{CHP}}(t)$ 为 t 时刻CHP的耗气量; η_y 为CHP的热电比; η_{rec} 为CHP余热回收换效率; L_{low} 为天然气的低热值。

1.1.2 EB模型

EB在 t 时刻的输出热功率 $H_{\text{EB}}(t)$ 如式(2)所示^[24]。

$$H_{\text{EB}}(t) = P_{\text{EB}}(t) \cdot \eta_e \quad (2)$$

式中: $P_{\text{EB}}(t)$ 为EB在 t 时刻所消耗的电功率; η_e 为EB的热转换效率。

1.2 供电设备模型

1.2.1 分布式电源模型

园区内WTG和PV的功率输出模型分别如式

(3)和式(4)所示。

$$P_{\text{WTG}}(t) = \begin{cases} 0, & v(t) \leq v_{\text{ci}}, v(t) \geq v_{\text{co}} \\ P_{\text{WTG,R}} \cdot \frac{v(t) - v_{\text{ci}}}{v_{\text{R}} - v_{\text{ci}}}, & v_{\text{ci}} \leq v(t) \leq v_{\text{R}} \\ P_{\text{WTG,R}}, & v_{\text{R}} \leq v(t) \leq v_{\text{co}} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $P_{\text{WTG}}(t)$ 为 t 时刻WTG的输出功率; $P_{\text{WTG,R}}$ 为额定输出功率; $v_{\text{ci}}, v_{\text{co}}, v_{\text{R}}$ 分别为切入风速、切断风速、额定风速; $v(t)$ 为 t 时刻的实际风速。

$$P_{\text{PV}}(t) = P_{\text{s}} \frac{I_{\text{a}}(t)}{I_{\text{s}}} [1 + a_{\text{T}}(T_{\text{a}}(t) - T_{\text{s}})] \quad (4)$$

式中: $P_{\text{PV}}(t)$ 为 t 时刻光伏输出功率; P_{s} 为太阳辐照度 $I_{\text{s}}=1000 \text{ W/m}^2$ 、室温 $T_{\text{s}}=25 \text{ }^\circ\text{C}$ 时PV输出功率; a_{T} 为功率温度系数; $I_{\text{a}}(t)$ 和 $T_{\text{a}}(t)$ 分别为 t 时刻PV运行时实际太阳辐照度和工作温度。

1.2.2 储能系统模型

1) 电池储能系统模型。

本研究考虑以锂电池作为储能介质的BESS^[25]。其充放电模型如式(5)所示。

$$\begin{cases} E_i^{\text{BESS}}(t+1) = E_i^{\text{BESS}}(t) + \eta_{\text{c}} \cdot \Delta t \cdot P_i^{\text{BESS,c}}(t) \\ E_i^{\text{BESS}}(t+1) = E_i^{\text{BESS}}(t) - \frac{\Delta t \cdot P_i^{\text{BESS,d}}(t)}{\eta_{\text{d}}} \end{cases} \quad (5)$$

式中: $E_i^{\text{BESS}}(t)$ 为 t 时刻第 i 个BESS的容量; $P_i^{\text{BESS,c}}(t)$ 和 $P_i^{\text{BESS,d}}(t)$ 分别为 t 时刻第 i 个BESS的充电功率和放电功率; η_{c} 和 η_{d} 分别为充电效率和放电效率; Δt 为时间间隔。

BESS充放电过程中的荷电状态(state of charge, SOC)如式(6)所示。

$$\begin{cases} S_i(t+1) = S_i(t) + \frac{\eta_{\text{c}} \cdot \Delta t \cdot P_i^{\text{BESS,c}}(t)}{E_{i,\text{rate}}^{\text{BESS}}} \\ S_i(t+1) = S_i(t) - \frac{\Delta t \cdot P_i^{\text{BESS,d}}(t)}{\eta_{\text{d}} \cdot E_{i,\text{rate}}^{\text{BESS}}} \end{cases} \quad (6)$$

式中: $S_i(t)$ 为第 i 个BESS在 t 时刻的SOC; $E_{i,\text{rate}}^{\text{BESS}}$ 为第 i 个BESS的额定容量。

2) 氢储能系统模型。

HESS主要由电解槽、氢气罐和燃料电池组成^[26-27]。HESS充放电过程表达为

$$\begin{cases} M_h^{\text{HT}}(t+1) = M_h^{\text{HT}}(t) + \frac{\eta_{\text{EC}} \cdot \Delta t \cdot P_h^{\text{EC}}(t)}{\eta_{\text{z}}} \\ M_h^{\text{HT}}(t+1) = M_h^{\text{HT}}(t) - \frac{\Delta t \cdot P_h^{\text{FC}}(t)}{\eta_{\text{FC}} \cdot \eta_{\text{z}} \cdot \eta_{\text{H}_2}} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $M_h^{\text{HT}}(t)$ 为 t 时刻第 h 个HESS中氢气罐储存的氢的质量; $P_h^{\text{EC}}(t)$ 为 t 时刻第 h 个HESS中电解槽消耗的电功率; $P_h^{\text{FC}}(t)$ 为 t 时刻第 h 个HESS中燃料电池产生的电功率; η_{z} 为质能密度; η_{EC} 为电解槽的能量转换效率; η_{H_2} 为氢在储存和运输过程中的效率; η_{FC} 为燃料电池的能量转换效率。

储氢罐中的氢质量分数计算为

$$\begin{cases} L_h^{\text{HT}}(t+1) = L_h^{\text{HT}}(t) + \frac{\eta_{\text{EC}} \cdot \Delta t \cdot P_h^{\text{EC}}(t)}{\eta_{\text{z}} \cdot M_{h,\text{rate}}^{\text{HT}}} \\ L_h^{\text{HT}}(t+1) = L_h^{\text{HT}}(t) - \frac{\Delta t \cdot P_h^{\text{FC}}(t)}{M_{h,\text{rate}}^{\text{HT}} \cdot \eta_{\text{FC}} \cdot \eta_{\text{z}} \cdot \eta_{\text{H}_2}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $L_h^{\text{HT}}(t)$ 为 t 时刻第 h 个HESS中储氢罐中氢气的质量分数; $M_{h,\text{rate}}^{\text{HT}}$ 为第 h 个HESS中储氢罐的额定质量。

2 目标函数

2.1 电-氢混合储能配置成本

电-氢混合储能规划配置成本为

$$\min f_1 = C_{\text{ESS}}^{\text{TCC}} + C_{\text{ESS}}^{\text{MC}} + C_{\text{ESS}}^{\text{RC}} + C_{\text{ESS}}^{\text{OR}} \quad (9)$$

式中: $C_{\text{ESS}}^{\text{TCC}}$ 为储能系统总配置成本; $C_{\text{ESS}}^{\text{MC}}$ 为储能系统维修成本; $C_{\text{ESS}}^{\text{RC}}$ 为储能系统的置换成本; $C_{\text{ESS}}^{\text{OR}}$ 为储能系统的运行成本。

2.1.1 总配置成本

总配置成本如式(10)所示。

$$C_{\text{ESS}}^{\text{TCC}} = \sum_{n=1}^{N_{\text{ESS}}} \sum_{l=1}^{N_{\text{ESS},n}} [(c_{\text{E}}^{\text{ESS}} \cdot E_{n,l}^{\text{ESS}} + c_{\text{P}}^{\text{ESS}} \cdot P_{n,l}^{\text{r,ESS}}) \cdot \mu_{\text{CRF}}^{\text{ESS},n}] \quad (10)$$

式中: $\mu_{\text{CRF}}^{\text{ESS},n}$ 为第 n 种储能的资金回收系数,计算如式(11)所示; $E_{n,l}^{\text{ESS}}$ 为第 n 种储能中第 l 个单元的额定容量; $P_{n,l}^{\text{r,ESS}}$ 为第 n 种储能中第 l 个单元的额定功率; N_{ESS} 为储能的种类数; $N_{\text{ESS},n}$ 为第 n 种储能的配置数量; $c_{\text{E}}^{\text{ESS}}$ 和 $c_{\text{P}}^{\text{ESS}}$ 分别为储能的单位容量配置成本和单位额定功率配置成本。

$$\mu_{\text{CRF}}^{\text{ESS},n} = \frac{d}{(1+d)^{l_{\text{ESS},n}}} + d \quad (11)$$

式中: d 为总配置成本贴现率; $l_{\text{ESS},n}$ 为第 n 种储能的生命周期。

2.1.2 维修成本

总配置成本如式(12)所示。

$$\begin{cases} C_{\text{ESS}}^{\text{MC}} = \mu_{\text{MC}}^{\text{ESS}} \cdot C_{\text{ESS}}^{\text{TCC}} \\ \mu_{\text{MC}}^{\text{ESS}} = \frac{c_{\text{E}}^{\text{ESS}} + c_{\text{P}}^{\text{ESS}}}{C_{\text{ESS}}^{\text{TCC}}} \end{cases} \quad (12)$$

式中： μ_{MC}^{ESS} 为储能的维修系数。

2.1.3 置换成本

总配置成本如式(13)所示。

$$\begin{cases} C_{RC}^{RC} = \mu_{RC}^{ESS} \cdot C_{RC}^{TCC} \\ \mu_{RC}^{ESS} = \sum_{m=1}^{N_{life}^{ESS}} \frac{(1-\theta)^m}{(1+r)^m} \end{cases} \quad (13)$$

式中： μ_{RC}^{ESS} 为储能的置换系数； N_{life}^{ESS} 为储能关键部件在其使用寿命内的更换次数； θ 为年成本降低率； r 为置换贴现率。

2.1.4 运行成本

总配置成本如式(14)所示。

$$C_{ESS}^{OR} = \sum_{n=1}^{N_{ess}} \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^{N_{ess}} [c_e^{buy} \cdot P_{n,l}^{ESS,buy}(t) - c_e^{sell} \cdot P_{n,l}^{ESS,sell}(t)] \quad (14)$$

式中： T 为总运行时间， c_e^{buy} 和 c_e^{sell} 分别为储能购、售电的单位成本； $P_{n,l}^{ESS,buy}(t)$ 和 $P_{n,l}^{ESS,sell}(t)$ 分别表示第 n 种储能第 l 个单元购买和销售的电功率。

2.2 电压偏差

维持运行时电压的稳定性是保证 IES 稳定运行的重要一环。因此，以电压偏差为指标来表征系统的电压稳定性。具体为

$$\min f_2 = \left[\sum_{u=1}^{N_s} \sum_{j=1}^{N_{node}} \sqrt{\sum_{t=1}^T (U_{j,n,u}(t) - U^{st})^2} \right] / 4 \quad (15)$$

式中： $U_{j,n,u}(t)$ 为第 u 个典型日中 t 时刻第 n 种储能接入后节点 j 的电压标么值； U^{st} 为标准节点电压标么值，此处取之为 1pu； N_{node} 为配电网节点数量； N_s 为 4 种不同季节对应的典型日总数，每种季节对应 1 个典型日。

2.3 净负荷波动

同样，本文将净负荷波动作为评价 IES 运行稳定性的指标之一，具体为

$$\begin{cases} \min f_3^{lower} = \left[\sum_{u=1}^{N_s} \sqrt{\sum_{t=1}^T (P_u^{net}(t+1) - P_u^{net}(t))^2} \right] / 4 \\ P_u^{net}(t) = P_u^{load}(t) + P_{u,EB}(t) - P_{u,CHP}(t) - P_{u,WTC}(t) - P_{u,PV}(t) + \sum_{i=1}^{N_{BESS}} (P_{i,u}^{BESS,c}(t) - P_{i,u}^{BESS,d}(t)) + \sum_{h=1}^{N_{HESS}} (P_{h,u}^{EC}(t) - P_{h,u}^{FC}(t)) \end{cases} \quad (16)$$

式中： $P_u^{net}(t)$ 为第 u 个典型日中 t 时刻的净负荷； $P_u^{load}(t)$ 为第 u 个典型日中 t 时刻电负荷功率； $P_{u,EB}(t)$ 、 $P_{u,CHP}(t)$ 、 $P_{u,WTC}(t)$ 和 $P_{u,PV}(t)$ 分别为 EB、CHP、WTC 以及 PV 在为第 u 个典型日中 t 时刻的出

力或能耗； $P_{i,u}^{BESS,c}(t)$ 、 $P_{i,u}^{BESS,d}(t)$ 分别为第 u 个典型日中 t 时刻第 i 个 BESS 的充、放电功率； $P_{h,u}^{EC}(t)$ 和 $P_{h,u}^{FC}(t)$ 分别为第 u 个典型日中 t 时刻、第 h 个 HESS 的充、放电功率； N_{BESS} 和 N_{HESS} 分别为 BESS 和 HESS 的配置数量。

接入储能后，IES 中电压偏差和净负荷波动越小，则意味着储能系统对 IES 的稳定运行提供了积极影响，反之则造成了消极影响。

2.4 约束条件

2.4.1 配电网功率约束

配电网中的电功率约束条件为

$$\begin{cases} P_k(t) = U_k(t) \sum_{j=1}^{N_{node}} U_j(t) (G_{kj} \cos \delta_{kj}(t) + B_{kj} \sin \delta_{kj}(t)) \\ Q_k(t) = U_k(t) \sum_{j=1}^{N_{node}} U_j(t) (G_{kj} \sin \delta_{kj}(t) - B_{kj} \cos \delta_{kj}(t)) \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_k(t)$ 和 $Q_k(t)$ 分别为 t 时刻节点 k 的有功功率和无功功率； $U_k(t)$ 和 $U_j(t)$ 为 t 时刻节点 k 和节点 j 的节点电压； G_{kj} 和 B_{kj} 为节点 k 和节点 j 组成支路的电导和电纳； $\delta_{kj}(t)$ 为 t 时刻节点 k 和节点 j 的相角差。

2.4.2 配电网电压约束

配电网中节点电压约束条件为

$$U_j^{\min} \leq U_j(t) \leq U_j^{\max} \quad (18)$$

式中： U_j^{\max} 和 U_j^{\min} 分别为节点 j 电压的上、下限。

2.4.3 设备配置约束

储能系统的额定容量、额定功率和安装位置约束为

$$\begin{cases} E^{\min} \leq E_{n,l}^{ESS} \leq E^{\max} \\ P^{r,\min} \leq P_{n,l}^{r,ESS} \leq P^{r,\max} \\ N_{n,l} \neq N_{n,l+1} \\ N_j^{DN} \neq N_1^{DN} \end{cases} \quad (19)$$

式中： E^{\max} 和 E^{\min} 分别为储能系统安装容量的上、下限； $P^{r,\max}$ 和 $P^{r,\min}$ 分别为额定功率的上、下限； $N_{n,l}$ 为第 n 种储能的第 l 个单元的安装节点； N_j^{DN} 为安装在节点 j 的配电网设备。

2.4.4 热功率平衡约束

热功率平衡约束

$$H^{load}(t) = H_{CHP}(t) + H_{EB}(t) \quad (20)$$

式中： $H^{load}(t)$ 为 t 时刻的热负荷需求。

3 模型求解

3.1 MOAHA

MOAHA 是基于蜂鸟觅食习性的元启发式算法,其寻优机制灵感来自蜂鸟的引导觅食,领土觅食以及迁移觅食过程。

首先,蜂鸟通过选取优先级最高的食物,实现引导觅食,其觅食模型为

$$v_q(t+1) = x_{q,tar}(t) + D \cdot a \cdot (x_q(t) - x_{q,tar}(t)) \quad (21)$$

式中: $v_q(t+1)$ 为 $t+1$ 时刻候选食物的位置; $x_q(t)$ 为 t 时刻第 q 个食物的位置; $x_{q,tar}(t)$ 为 t 时刻第 q 个目标食物的位置; a 为服从正态分布(均值为0,标准差为1)的引导因子; D 为飞行系数。

随后,蜂鸟在自身领土内进行局部搜索,其觅食模型为

$$v_q(t+1) = x_q(t) + D \cdot b \cdot x_q(t) \quad (22)$$

式中: b 为服从正态分布(均值为0,标准差为1)的地域性引导因子。

当自身领土内食物来源稀缺时,蜂鸟进行迁移觅食,其觅食模型为

$$x_{q,wor}(t+1) = L + g \cdot (U - L) \quad (23)$$

式中: $x_{q,wor}(t+1)$ 为 $t+1$ 时刻最差食物来源的位置; g 为迁移系数; L 为迁移位置下限; U 为迁移位置上限。

最后,当引导觅食和领土觅食产生的候选食物优于当前食物时,蜂鸟按照式(24)更新更新候选食物来源。

$$x_q(t+1) = \begin{cases} x_q(t), & f(x_q(t)) \leq f(v_q(t+1)) \\ v_q(t+1), & f(x_q(t)) > f(v_q(t+1)) \end{cases} \quad (24)$$

式中: $f(\cdot)$ 为适应度函数。

MOAHA 多用于多目标优化问题,具有收敛速度快,寻优效果好的特点^[28]。此外,MOAHA 的 Pareto 最优解集筛选机制如下^[29]:

1)引入外部存档集合保存固定数量的非支配解;

2)采用基于动态消除的拥挤距离方法保证解的多样性;

3)采用基于非支配排序的解集更新策略,在解集更新阶段细化非支配解,提高解的收敛性。

最终,基于 MOAHA 的电-氢混合储能系统优化

配置模型求解流程如图1所示。

3.2 最优决策模型

通过 MOAHA 的初步求解,可以得到一组 Pareto 解集。本研究采用一种基于熵权法结合灰靶决策的最优解选取策略^[30],从 Pareto 解集中选取最优解。具体如下^[16]:

1)基于 MOAHA 求得的 Pareto 解集,计算其对应的欧氏距离和马氏距离,最终建立含有欧氏距离和马氏距离的初始样本矩阵;

2)基于初始样本矩阵,构建其决策矩阵,设定靶心;

3)基于每个解的指标值,计算其对应的权值;

4)最后,基于加权马氏距离计算每个解与靶心的距离,选取离靶心最近的解作为最优解。

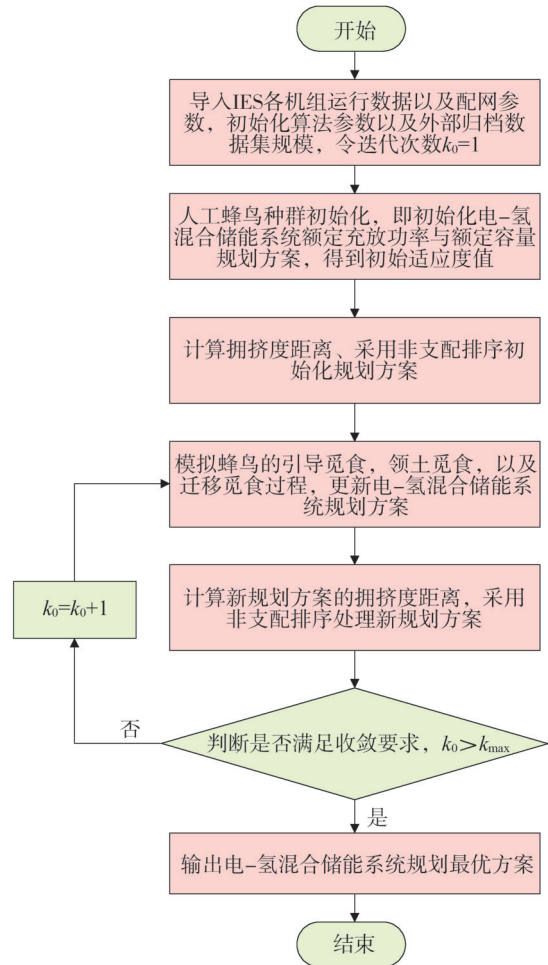


图1 MOAHA算法求解流程示意图

Fig.1 Schematic diagram of the solution process of the MOAHA algorithm

4 算例分析

4.1 仿真模型设置

本研究在标准 IEEE-33 节点配电网测试系统中进行算例分析。仿真平台采用 MATLAB R2022a, 仿真设备配置为 Intel (R) Core (TM) i5-12500 CPU, 3GHz, 64GB RAM。此外, IES 布局结构如图 2 所示。MOAHA 算法中蜂鸟飞行系数设置为 1, 算法最大迭代次数 k_{max} 设为 200。另外, 为验证电-氢混合储能系统的配置对系统电压分布的影响, 分别设置不同场景进行对比分析。具体如下:

场景一: 不含储能系统的 IES;

场景二: 含电-氢混合储能系统的 IES。

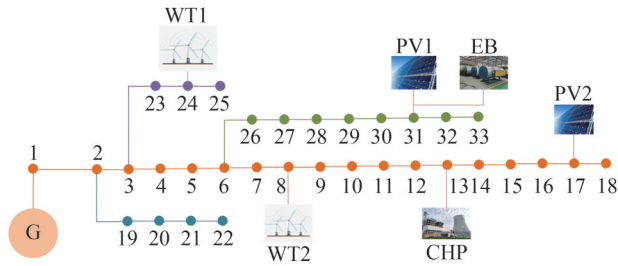


图2 IES 布局结构示意图

Fig.2 Schematic diagram of the layout structure of IES

4.2 仿真结果分析

4.2.1 算法迭代结果分析

本研究以储能配置成本、负荷波动、电压偏差最小化为目标, 建立了电-氢混合储能系统优化规划模型。电-氢混合储能系统最终配置结果如表 1 所示。

表 1 优化配置结果

Table1 Optimal configuration results

设备	参数	数值	
		设备 1	设备 2
电储能	接入节点	20	11
	额定功率/MW	0.07	0.17
	额定容量/MWh	0.22	0.34
氢储能	接入节点	11	17
	电解槽额定功率/MW	0.32	0.17
	燃料电池额定功率/MW	0.08	0.04
	储氢罐容量/kg	19.16	6.28

基于 MOAHA 算法迭代求解的 Pareto 前沿分布如图 3 所示。由图 3 可知, MOAHA 的 Pareto 前沿分布均匀, 最优折中解选取更趋近于最优解。具体而言, 最优折中解的储能配置成本为 715.46 美元/天, 净负荷波动为 6.37 MW/天, 电压偏差为 0.57 pu/天。此外, BESS 的总配置成本、维修成本、置换成本以及运行成本分别为 203.04 美元/天、1.8 美元/天、166.18 美元/天和 15.87 美元/天。HESS 的总配置成本、维修成本、置换成本以及运行成本分别为 137.03 美元/天、37.65 美元/天、67.76 美元/天和 86.13 美元/天。分析上述数据可知, BESS 的总配置成本和置换成本分别占据其总成本的 52.48% 和 42.95%。HESS 的总配置成本和运行成本分别占据其总成本的 41.7% 和 26.21%。

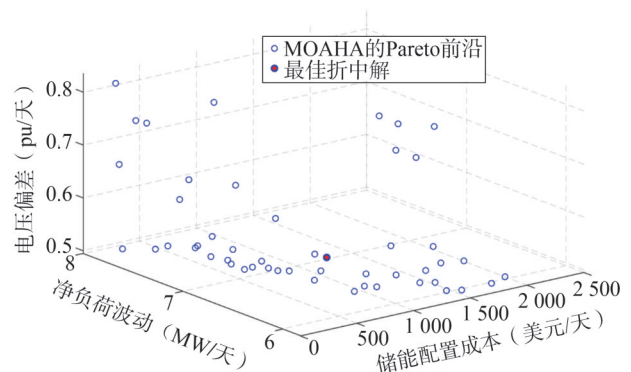


图3 基于 MOAHA 的 Pareto 前沿分布图

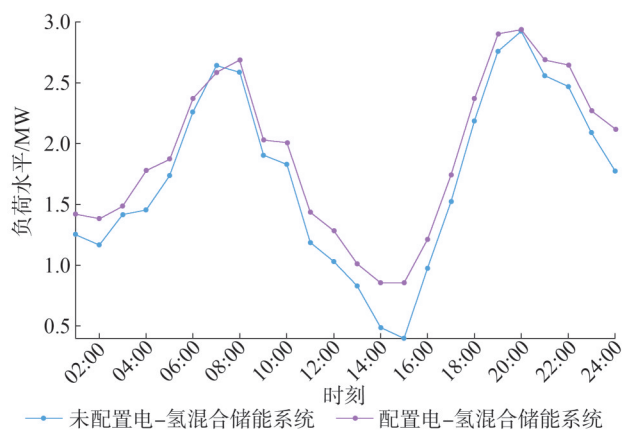
Fig.3 Distribution of Pareto fronts based on MOAHA

4.2.2 配电网电压分布结果分析

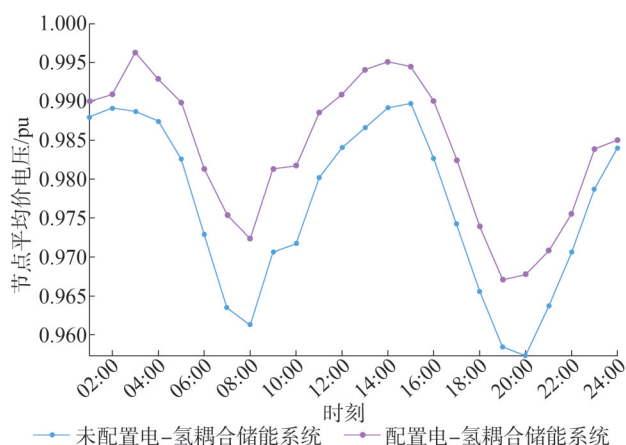
为探究电-氢混合储能系统对 IES 配电网电压分布的影响, 对比场景一和场景二中 IES 配电网电压分布情况。由图 4 可以看出, 接入电-氢混合储能系统整体提高了配电网的节点平均电压水平。具体而言, 当负荷处于低谷时段时, 储能系统通过充电填补低谷负荷。由于本文原始负荷水平较低, 导致储能系统在大多时段都在充电, 以提高净负荷水平。因此, 相较于原始负荷曲线, 接入储能系统后的净负荷曲线得到提高且更加平稳。

此外, 每个节点的电压水平如图 5 所示。图中可以看出, 配置电-氢混合储能系统后除 1 节点外其余各节点电压水平均得到了提升。节点 6—节点 18, 节点 26—节点 33 原始电压水平较低, 配置电-氢

混合储能后其电压水平提升最为明显。其中,节点6电压水平提升了1.08%,在所有节点中提升最大。



(a) 负荷水平对比



(b) 节点平均电压对比

图4 负荷水平和节点平均电压对比

Fig.4 Comparison of load level and nodal average voltage

4.2.3 配电网净负荷优化结果分析

分析图4(a)可知,未配置电-氢混合储能系统时,配电网负荷曲线在05:00—10:00和18:00—23:00两个高峰时段的峰值分别为2.64 MW和2.92 MW,在12:00—16:00低谷时段的谷值为0.4 MW。配置电-氢混合储能后,两个高峰时段的负荷峰值分别为2.7 MW和2.94 MW,低谷时段的谷值为0.86 MW。由此可见,配置电-氢混合储能后净负荷曲线峰值变化不明显,谷值提升了115%。整体上,净负荷曲线呈现整体上移的效果,且峰值与谷值差距减小,这说明对于整体负荷水平较低的系统,混合储能系统可以有效提升其净负荷水平,同时平抑

负荷波动。

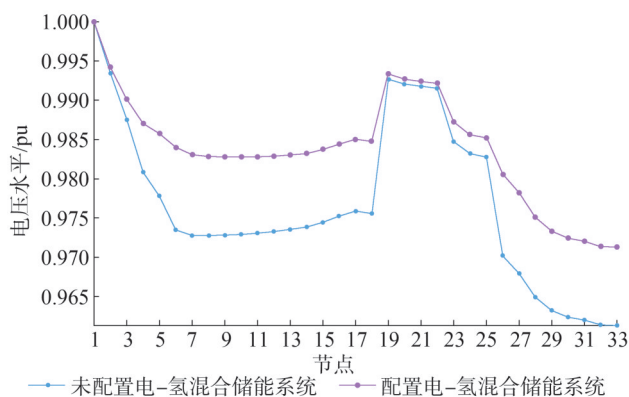
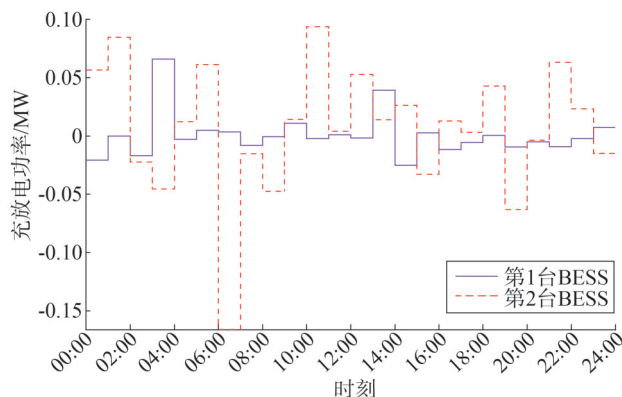


图5 节点电压水平对比

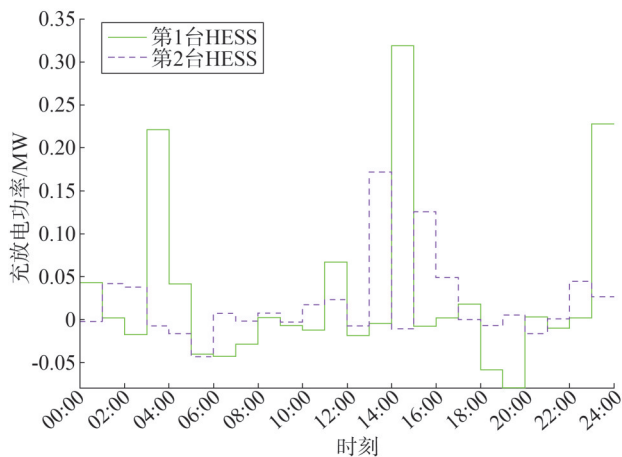
Fig.5 Comparison of nodal average voltage

4.2.4 储能充放电行为分析

BESS 和 HESS 充放电曲线分别如图6(a)与(b)所示。结合图4(a)可知,当在负荷峰值期间(06:00—09:00,18:00—22:00),储能系统集中放电(功率为负值),因为 BESS 具有响应时间快,充放电效率高的特点,故此时期仅第2台 BESS 放电程度较高。另外,由于负荷水平整体偏低,所有其余储能并未放电,反而还有充电的行为,因此在负荷峰值阶段,净负荷水平反而得到提升。在负荷低谷时段(12:00—17:00,00:00—4:00),储能系统集中充电(功率为正值),此时仅第2台 HESS 响应程度较大,这是因为电解槽耗电制氢行为决定了 HESS 具有更好的填谷特性。分析上述混合储能充放电行为可以得出负荷低谷时段,HESS 通过耗电制氢可以消纳此时盈余的可再生电力,并有效提高此时的净负荷水



(a) BESS 充放电曲线



(b) HESS 充放电曲线

图6 电-氢混合储能系统充放电曲线

Fig.6 Charge and discharge curves of electric-hydrogen hybrid energy storage system

平。BESS 凭借其快速响应特性,在负荷高峰时刻快速放电以满足负荷需求。上述 BESS 和 HESS 分工合作体现了其运行互补协调性。

5 结论

本研究建立了电-氢混合储能优化配置模型,实现了储能配置成本、净负荷波动、电压偏差最小化。此外,本研究通过场景分析得出以下结论:

1) IES 中配置储能后,系统节点平均电压得到较大程度的提升,电压分布也得到了有效改善。对于净负荷水平较低的系统,储能系统能有效提升其净负荷水平,并降低净负荷波动。

2) 电-氢混合储能系统的协调互补特性可以有效提高系统的运行灵活性。负荷低谷时段,HESS 通过耗电制氢有效提高净负荷水平;BESS 凭借快速响应特性,在负荷高峰时刻快速放电以满足负荷需求。

需求侧响应目前是储能规划研究的热点。因此在未来的研究中,我们将探索需求侧响应对储能规划影响。

参考文献

[1] 杨博,谢蕊,武少聪,等.基于指数分布优化器的混合光伏-温差系统最大功率点跟踪[J].电力系统保护与控制,2024,52(16):12-25.
YANG Bo, XIE Rui, WU Shaocong, et al. Hybrid PV-TEG system maximum power point tracking based on an exponential

distribution optimizer [J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(16): 12-25.

[2] 李佳欣,王智伟.基于模型预测控制的风光储综合能源系统优化调度[J].分布式能源,2024,9(1):43-53.
LI Jiaxin, WANG Zhiwei. Optimal dispatching of wind-solar-storage integrated energy system based on model predictive control [J]. Distributed Energy, 2024, 9(1): 43-53.

[3] 陈勇,芮俊,肖雷鸣,等.基于动态主从博弈模型的综合能源系统碳交易方法[J].浙江电力,2024,43(4):51-62.
CHEN Yong, RUI Jun, XIAO Leiming, et al. A carbon trading method for integrated energy systems based on a dynamic master-slave game model [J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(4): 51-62.

[4] 钟海旺,张宁,杜尔顺,等.新型电力系统中的规划运营与电力市场:研究进展与科研实践[J].中国电机工程学报,2024,44(18):7084-7104.
ZHONG Haiwang, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Planning, operation and market of new power system: research progress and practice [J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7084-7104.

[5] 赵振宇,任旭.考虑动态电价及碳证交易的综合能源系统零碳优化[J].电力建设,2024,45(8):36-50.
ZHAO Zhenyu, REN Xu. Zero-carbon optimization of integrated energy system considering dynamic energy prices and carbon certificate trading [J]. Electric Power Construction, 2024, 45(8): 36-50.

[6] 刘子华,曹瑞峰,赵志扬,等.基于碳排放流的综合能源系统碳排放监测方法[J].浙江电力,2023,42(10):65-72.
LIU Zihua, CAO Ruifeng, ZHAO Zhiyang, et al. A carbon emission monitoring method for integrated energy systems based on carbon emission flow [J]. Zhejiang Electric Power, 2023, 42(10): 65-72.

[7] LEI D Y, ZHANG Z H, WANG Z J, et al. Long-term, multi-stage low-carbon planning model of electricity-gas-heat integrated energy system considering ladder-type carbon trading mechanism and CCS [J]. Energy, 2023, 280: 128113.

[8] JIANG Q, JIA H J, MU Y F, et al. Bilateral planning and operation for integrated energy service provider and prosumers-A Nash bargaining-based method [J]. Applied Energy, 2024, 368: 123506.

[9] ZHAO N X, GU W B. Low-carbon planning and optimization of the integrated energy system considering lifetime carbon emissions [J]. Journal of Building Engineering, 2024, 82: 108178.

[10] 王士博,孔令国,蔡国伟,等.电力系统氢储能关键技术现状、挑战及展望[J].中国电机工程学报,2023,43(17):6660-6680.
WANG Shibo, KONG Lingguo, CAI Guowei, et al. Current status, challenges and prospects of key application technologies for hydrogen storage in power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(17): 6660-6680.

[11] YANG B, WANG J T, CHEN Y X, et al. Optimal sizing and

- placement of energy storage system in power grids: a state-of-the-art one-stop handbook [J]. *Journal of Energy Storage*, 2020, 32: 101814.
- [12] 鲁明芳,李咸善,李飞,等.季节性氢储能-混氢燃气轮机系统两阶段随机规划[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(18): 6978-6992.
- LU Mingfang, LI Xianshan, LI Fei, et al. Two-stage stochastic programming of seasonal hydrogen energy storage and mixed hydrogen-fueled gas turbine system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(18): 6978-6992.
- [13] 胡臻达,姜文瑾,张林垚,等.基于改进猫群算法的氢储能容量优化配置[J]. *中国电力*, 2023, 56(10): 33-42.
- HU Zhenda, JIANG Wenjin, ZHANG Linyao, et al. Optimal allocation of hydrogen storage capacity based on improved cat swarm optimization [J]. *Electric Power*, 2023, 56(10): 33-42.
- [14] 肖白,韩康琦,张晓华.含氢储能的独立微电网IGDT鲁棒规划[J]. *电力建设*, 2024, 45(4): 77-88.
- XIAO Bai, HAN Kangqi, ZHANG Xiaohua. Robust IGDT planning for stand-alone microgrid with hydrogen energy storage [J]. *Electric Power Construction*, 2024, 45(4): 77-88.
- [15] LI J L, YANG B, HUANG J X, et al. Optimal planning of Electricity-Hydrogen hybrid energy storage system considering demand response in active distribution network [J]. *Energy*, 2023, 273: 127142.
- [16] HU Y, YANG B, WU P Y, et al. Optimal planning of electric-heating integrated energy system in low-carbon park with energy storage system [J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 99: 113327.
- [17] 姜智霖,郝峰杰,袁志昌,等.考虑SOC优化设定的电-氢混合储能系统的运行优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(8): 65-76.
- JIANG Zhilin, HAO Fengjie, YUAN Zhichang, et al. Optimal operation of an electro-hydrogen hybrid energy storage system considering SOC optimization setting [J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(8): 65-76.
- [18] 张利伟,史泽辉,周文婷,等.计及电池寿命的电/热/氢混合储能系统容量优化配置[J/OL]. *电网技术*, 2024: 1-15 [2024-11-07]. https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?v=14Uq_U3qQ8PjffiaFpxcWTW9I66dnEteKqksFhyREA_X1aZuSgO5vhPldRy4Y8IW8CPC0tNmu4kkw7dA1dwb86hPZrU3ujnl4FQE0h0xfEhGYGb0qgoA_lfiU8gl1DIliq8PlmK7oRo5zM1t5HIGOnRVVjk2X5n-EaQ9xKmWXSST82gO1_5U5_trSjg4A&uniplatform=NZKPT&language=CHS.
- ZHANG Liwei, SHI Zehui, ZHOU Wenting, et al. Capacity optimization configuration of battery, thermal and hydrogen hybrid energy storage system considering battery life [J/OL]. *Power System Technology*, 2024: 1-15 [2024-11-07]. https://kns.cnki.net/kcms2/article/abstract?v=14Uq_U3qQ8PjffiaFpxcWTW9I66dnEteKqksFhyREA_X1aZuSgO5vhPldRy4Y8IW8CPC0tNmu4kkw7dA1dwb86hPZrU3ujnl4FQE0h0xfEhGYGb0qgoA_lfiU8gl1DIliq8PlmK7oRo5zM1t5HIGOnRVVjk2X5n-EaQ9xKmWXSST82gO1_5U5_trSjg4A&uniplatform=NZKPT&language=CHS.
- [19] 郑婉婷,赵倩宇,王璇,等.绿证-碳交易机制下新型电力系统电-氢-气混合储能容量优化配置方法[J]. *供用电*, 2024, 41(3): 24-31.
- ZHENG Wanting, ZHAO Qianyu, WANG Xuan, et al. Optimization configuration method for hybrid energy storage capacity of electricity-hydrogen-gas for new power system under the green certificate carbon trading mechanism [J]. *Distribution & Utilization*, 2024, 41(3): 24-31.
- [20] 蒋伟,陈照光,颜浩.基于改进人工蜂群算法的家庭储能容量优化配置[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(10): 24-29.
- JIANG Wei, CHEN Zhaoguang, YAN Hao. Optimal allocation of household energy storage capacity based on improved artificial bee colony algorithm [J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(10): 24-29.
- [21] 赵佩尧,李正烁,高晗,等.电-气-热综合能源系统协同调度优化研究综述[J]. *山东电力技术*, 2024, 51(4): 1-11.
- ZHAO Peiyao, LI Zhengshuo, GAO Han, et al. Review on collaborative scheduling optimization of electricity-gas-heat integrated energy system [J]. *Shandong Electric Power*, 2024, 51(4): 1-11.
- [22] 刘鹏飞,武家辉,王海云,等.计及氢气注入与压缩因子的综合能源系统能流计算[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(2): 118-128.
- LIU Pengfei, WU Jiahui, WANG Haiyun, et al. Calculation of energy flow in integrated energy systems with hydrogen injection and compression factors [J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(2): 118-128.
- [23] YANG C, DONG X F, WANG G, et al. Low-carbon economic dispatch of integrated energy system with CCS-P2G-CHP [J]. *Energy Reports*, 2024, 12: 42-51.
- [24] GUAN A B, ZHOU S Y, GU W, et al. Enhancing stability of electric-steam integrated energy systems by integrating steam accumulator [J]. *Applied Energy*, 2024, 364: 123049.
- [25] MAROCCO P, FERRERO D, LANZINI A, et al. Optimal design of stand-alone solutions based on RES + hydrogen storage feeding off-grid communities [J]. *Energy Conversion and Management*, 2021, 238: 114147.
- [26] YE S M, WANG J J, YIN Z Q, et al. Optimization of a solar-driven community integrated energy system based on dynamic hybrid hydrogen-electric energy storage strategy [J]. *Journal of Energy Storage*, 2024, 101: 113917.
- [27] YANG B, LI J L, LI Y L, et al. A critical survey of proton exchange membrane fuel cell system control: summaries, advances, and perspectives [J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2022, 47(17): 9986-10020.

- [28] 卢子敬,李子寿,郭相国,等.基于多目标人工蜂鸟算法的电-氢混合储能系统最优配置[J].中国电力,2023,56(7):33-42.
LU Zijing, LI Zishou, GUO Xiangguo, et al. Optimal configuration of electricity-hydrogen hybrid energy storage system based on multi-objective artificial hummingbird algorithm [J]. Electric Power, 2023, 56(7): 33-42.
- [29] ZHAO W G, ZHANG Z X, MIRJALILI S, et al. An effective multi-objective artificial hummingbird algorithm with dynamic elimination-based crowding distance for solving engineering design problems [J]. Computer Methods in Applied Mechanics and Engineering, 2022, 398: 115223.
- [30] 杨欢红,王洁,邵能灵,等.基于灰靶决策和多目标布谷鸟算法的微电网分布式电源鲁棒优化[J].电力系统保护与控制, 2019, 47(1): 20-27.
YANG Huanhong, WANG Jie, TAI Nengling, et al. Robust optimization of distributed generation in a microgrid based on grey target decision-making and multi-objective cuckoo search algorithm [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(1): 20-27.
- 收稿日期:2024-11-13
修回日期:2025-01-22
作者简介:
胡文波(1996),男,硕士,从事新能源联网稳定性分析与电力系统规划方面工作;
刘建飞(1991),男,硕士,从事为电力系统规划与仿真方面工作;
陈杰(1996),男,硕士,主要研究方向为电力系统规划与仿真;
张天闻(1995),男,硕士,从事电力系统规划与仿真方面的工作;
苗霞(1994),女,硕士,从事电力系统规划与仿真方面的工作;
杨博(1988),通信作者(yangbo_ac@outlook.com),男,博士,教授,博士生导师,主要研究方向为基于人工智能的新能源系统优化与控制。
- (责任编辑 姜婷婷)

(上接第80页)

- [16] SUN X F, LI X H, SHEN Y F, et al. Dual-bridge LLC resonant converter with fixed-frequency PWM control for wide input applications [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 32(1): 69-80.
- [17] JEONG Y, KIM J K, LEE J B, et al. An asymmetric half-bridge resonant converter having a reduced conduction loss for DC/DC power applications with a wide range of low input voltage [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2017, 32(10): 7795-7804.
- [18] KIM M, JEONG H, HAN B, et al. New parallel loaded resonant converter with wide output voltage range [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2018, 33(4): 3106-3114.
- [19] CHEN Y, WANG H L, HU Z Y, et al. LCLC converter with optimal capacitor utilization for hold-up mode operation [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2019, 34(3): 2385-2396.
- [20] CAO Q, LI Z Q, WANG H Y. Wide voltage gain range LLC DC/DC topologies: state-of-the-art [C] // 2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018 - ECCE Asia). IEEE, 2018: 100-107.
- [21] MUDIYANSELAGE G A, KESHMIRI N, EMADI A. A review of DC-DC resonant converter topologies and control techniques for electric vehicle applications [J]. IEEE Open Journal of Power Electronics, 2023, 4: 945-964.
- [22] LI Z Q, XUE B, WANG H Y. An interleaved secondary-side modulated LLC resonant converter for wide output range applications [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2020, 67(2): 1124-1135.
- [23] 刘松林,潘健,陈庆东.用于车载充电机的谐振变换器及其控制策略研究[J].电源学报, 2023, 21(2): 29-37.
LIU Songlin, PAN Jian, CHEN Qingdong. Research on resonant converter for on-board chargers and its control strategy [J]. Journal of Power Supply, 2023, 21(2): 29-37.
- [24] WU H F, LI Y W, XING Y. LLC resonant converter with semiactive variable-structure rectifier(SA-VSR)for wide output voltage range application [J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(5): 3389-3394.
- [25] INAM W, AFRIDI K K, PERREAULT D J. Variable frequency multiplier technique for high-efficiency conversion over a wide operating range [J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2016, 4(2): 335-343.
- [26] 严雨阳.全桥LLC谐振变换器的优化设计研究[D].南京:南京大学, 2020.
- 收稿日期:2024-07-17
修回日期:2024-11-15
作者简介:
朱建文(1979),通信作者(zhujianwen2024@163.com),男,硕士,高级工程师,主要从事电网、电力系统规划的研究;
张建华(1975),男,高级工程师,主要从事输变配运检技术的研究;
侯文(1988),男,高级工程师,主要从事生产技改大修、配电网项目的研究;
李国亮(1988),男,硕士,高级工程师,主要从事电网、电力系统规划的研究。
- (责任编辑 郑天茹)

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.250395

云储能与含数据中心的多微网系统双层优化调度

岳佳明¹, 钟建伟^{1*}, 梁会军¹, 朱占春², 魏云龙²

(1. 湖北民族大学智能科学与工程学院, 湖北 恩施 445000;

2. 国网湖北省电力有限公司宣恩县供电公司, 湖北 宣恩 445500)

摘要:为解决数据中心能耗过高与独立储能利用率不足的问题,提出一种考虑云储能的多数据中心微网双层协同优化调度方法。首先,基于云储能的特点建立多用户参与云储能的运行模式。其次,对数据中心负载按响应特征分类并构建其时空迁移模型。然后,基于云储能与多数据中心微网集成的系统架构,建立多时间尺度的双层优化模型,上层采用长时间尺度解决云储能容量规划问题,下层通过短时间尺度优化含数据中心的多微网系统运行策略,通过卡罗需-库恩-塔克(Karush-Kuhn-Tucker, KKT)条件与大M法将原双层非线性模型转化为单层线性模型。仿真结果表明,所提方法使得云储能系统额外收益达554.3万元,降低数据中心微网系统总成本30.3%,提高资源利用效率,有效实现数据中心可调节负载时空迁移与云储能系统的协同优化。

关键词:数据中心;负载迁移;云储能;微电网;双层优化;卡罗需-库恩-塔克条件

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 1007-9904(2025)10-0091-11

Bi-level Optimal Scheduling of Cloud Energy Storage and Multi-microgrid System With Data Center

YUE Jiaming¹, ZHONG Jianwei^{1*}, LIANG Huijun¹, ZHU Zhanchun², WEI Yunlong²

(1. College of Intelligent Systems Science and Engineering, Hubei Minzu University, Enshi 445000, China;

2. State Grid Xuanen Power Supply Company, Xuanen 445500, China)

Abstract: To address the problems of high energy consumption in data centers and insufficient utilization of independent energy storage systems, a two-layer collaborative optimization scheduling method for a multi-data-center microgrid integrated with cloud energy storage is proposed. First, an operational model for multi-user participation in cloud energy storage is developed based on its characteristic features. Second, data center loads are categorized according to their response characteristics, and a spatiotemporal migration model is established. Subsequently, leveraging the integrated system architecture of cloud energy storage and the multi-data-center microgrid, we formulate a multi-time scale two-layer optimization model. The upper layer focuses on long-term capacity planning for cloud energy storage, while the lower layer optimizes operational strategies for the multi-microgrid system, which includes data centers, through short-term scheduling. By applying the KKT condition and the Big-M method, the original nonlinear two-layer model is reformulated into a single-layer linear optimization model. Simulation results show that the proposed method can increase the additional revenue of cloud energy storage system to 5.543 million yuan, reduce the total cost of the data center microgrid system by 30.3%, improve the efficiency of resource utilization, and effectively realize the collaborative optimization of data center's adjustable load space-time migration and the cloud energy storage system.

Keywords: data center; load migration; cloud energy storage; microgrid; bi-level optimization; KKT

0 引言

在全球数字化转型加速背景下,数据中心作为

云计算、人工智能等数字技术的核心基础设施,其能耗问题日益凸显。2024年全球数据中心装机容量同比增长20%^[1],预计在2030年,数据中心耗电量将占全球总用电量的13%^[2]。从能量-信息耦合视角看,数据中心负载呈现显著时空异质性:空间上受区

基金项目:国家自然科学基金项目(62163013)。
National Natural Science Foundation of China(62163013)。

域经济水平和业务峰谷影响,时间上受可再生能源波动与分时电价制约,导致能源供需失衡。这种多维耦合特性不仅造成能源浪费,还会增加运营成本。因此亟须挖掘数据中心时空灵活性,实现节能降耗。

现有研究在时空协同优化方面取得一定进展,文献[3]提出多数据中心虚拟电厂调度策略,实现分布式能源与负荷的动态匹配。文献[4]基于鲁棒优化构建时空负荷模型,提升可再生能源消纳率。文献[5]利用全球可再生能源互补特性,设计广域分布式数据中心调控策略。文献[6]构建考虑建筑热动态特性的数据中心时空协同两阶段鲁棒优化框架,保障运行温度、提升经济性与抗风险能力。文献[7]提出算力-电热耦合的边缘数据中心能量优化方法,通过温度感知任务迁移降低运营成本。文献[8-9]分别从需求响应和电力市场角度优化运营成本与碳排放。除负载时空转移特性外,储能系统灵活性利用是提升数据中心能效的新途径。文献[10]建立能源站-变电站-数据中心多站融合模型,利用储能灵活性协同数据中心需求响应提升能效并降低碳排放。文献[11]利用数据中心应急储能系统冗余容量,基于灵活负载特性参与电网调频,显著降低能耗成本。目前数据中心普遍配置大容量不间断电源(uninterruptible power supply, UPS),但存在利用率低的问题。文献[12-13]提出数据中心-可再生能源-储能协同优化框架,将UPS系统转型为可调度资源,但独立储能方案存在容量冗余、投资回报率低等问题^[14]。云储能(cloud energy storage, CES)作为新型共享经济模式,通过多用户储能需求的时空互补特性,可显著提升储能利用率^[15-17]。文献[18]提出绿证-碳交易耦合碳捕集电厂的云储能租赁策略,动态平抑风光波动与负荷峰谷差,提升系统低碳经济性。现有研究如文献[19-21]侧重用户共建储能的容量规划,却未解决投资风险集中问题。

综上,现有研究主要存在如下三方面问题:依赖用户自建共享储能设施不仅忽略了用户参与意愿的差异性,更导致投资风险过度集中;在第三方储能服务模式,缺乏用户自建储能与分布式共享储能的协同机制,难以实现资源最优配置;尤其缺乏对云储能与数据中心微网(data center microgrid, DCMG)协同优化的深入研究,未能充分挖掘云储能灵活调度

能力与数据中心负载迁移特性之间的互补潜力。为此,本文提出考虑云储能服务的多数据中心微网双层优化模型。首先,通过构建“云-边”协同的储能交易平台,统一调度用户自建与第三方分布式共享储能资源,并建立多主体参与的容量共享市场,以分散投资风险并匹配用户参与意愿;其次,设计基于用户响应的算力时空迁移模型与补偿机制,充分激发数据中心负载灵活性;然后,构建云储能容量配置与含数据中心多微网系统运行的双层优化模型,深度协同优化两者的互补特性,模型经单层化线性化处理调用 CPLEX 优化求解器求解;最后,通过算例分析与负载特征的灵敏性测试,验证了所提模型在提升资源配置效率、降低系统成本和增强系统灵活性方面的有效性。

1 云储能-数据中心微网系统运行模式

1.1 云储能的商业运行模式

云储能是基于分布式资源聚合与共享经济理念构建的新型储能模式,借助云储能管理平台实现能量的时空优化配置,形成如图1所示云储能的“云-边”协同运行架构。在云端管理平台建立动态容量交易体系,支持用户通过租赁实现跨时段容量共享;在边缘侧聚合云储能运营商投建的集中式储能与用户侧的分布式储能资源,形成虚拟共享资源池。

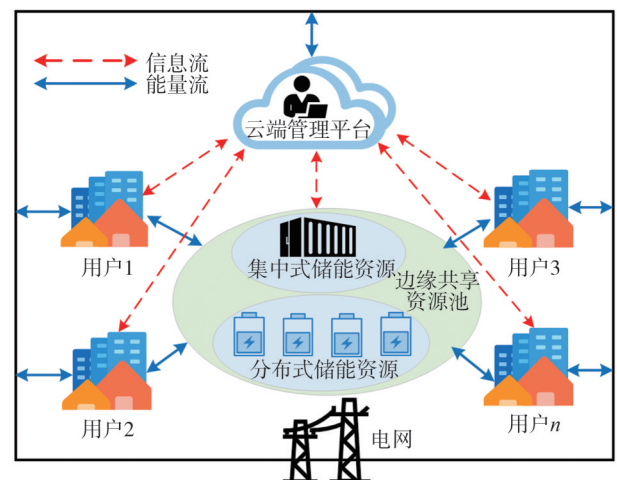


图1 “云-边”协同运行架构

Fig.1 "Cloud-edge" collaborative operation architecture
通过云储能运营商与用户之间实时信息交互,

实现云平台对实体储能的动态调控。基于用户充放电需求的时空互补特性,运营商实际投建容量可显著低于用户需求容量之和,创造运营商与用户的互利空间。该模式具有双重效益:用户通过储能容量租赁免除设备投资,降低用能成本;运营商则通过容量租赁费与服务费实现商业收益,同时提升资源利用率,促进可再生能源消纳。

1.2 云储能-数据中心微网系统框架

基于云储能商业模式与数据中心负载迁移特性,构建如图2所示的云储能与含数据中心的多微网系统框架。该系统由云储能系统和多个含数据中心的微网系统组成,各微网包含燃气轮机、燃气锅炉、余热锅炉、换热装置、电制冷机、吸收式制冷机及风光发电机组等核心设备。

云储能系统通过聚合多数据中心储能需求实现规模化调节,能有效解决单独配置储能导致的峰谷时段资源闲置或不足问题。其与数据中心的协同机制体现在:时间维度上,采用“谷充峰放”策略平抑负荷波动;空间维度上,构建容量租赁与能量交易的双层市场机制。各微网通过动态容量分配机制实现储能资源共享,借助时空电价差驱动算力-电力协同调度,从而在提升储能装置利用率的同时,显著增强了

数据中心运行经济性。

2 数据中心负载迁移模式

2.1 负载分类标准

数据中心因工作负载处理量的波动直接影响用电需求,具备典型需求响应资源特性。现有研究普遍将负载简单划分为交互式负载(interactive load, IN)与批处理负载(batch load, BA)两类:IN类负载具有强实时性要求,须即时响应且对时延敏感;BA类负载则允许一定延迟,适用于科学计算等非实时任务。提出基于需求响应潜力的分类体系,将负载划分为不可调节与可调节两类,负载分类如表1所示。

表1 数据中心负载分类

Table 1 Data center load classification

负载类型	负载编号	时间维度	空间维度
不可调节	IN-0、BA-0	×	×
	IN-1	×	√
可调节	BA-1	√	×
	BA-2	√	√

不可调节负载(编号为 IN-0、BA-0)因负载时延

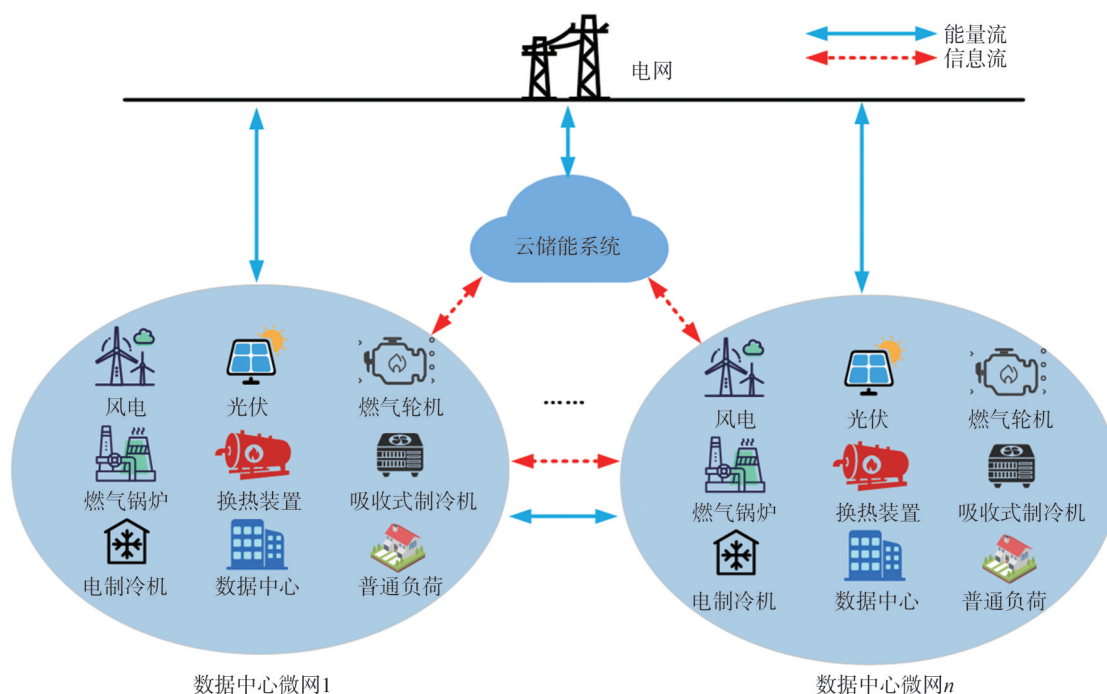


图2 云储能与含数据中心的多微网系统框架

Fig.2 Cloud energy storage and multi-microgrid system framework with data center

敏感性高、用户参与响应意愿低及任务隐私性要求严格等特性而缺乏调节能力,可调节负载(编号为IN-1、BA-1、BA-2)则具备时空双重调节维度。为阐明负载调节机制,将构建基于可调节负载的算力迁移模型。

2.2 算力迁移模型

1)IN-1类负载。

IN-1类负载时延敏感,无法在时间维度进行调节。然而,由于该类负载的服务质量具有一定弹性,可依托低时延网络传输特性,在多个地理分布的数据中心间实现算力迁移,从而体现其空间可迁移性。其空间迁移模型如式(1)所示。

$$\sum_{j=1}^R A_{j,t,1}^{in,flex} = \sum_{j=1}^R A_{j,t,1}^{in,org} \quad (1)$$

式中: $A_{j,t,1}^{in,flex}$ 和 $A_{j,t,1}^{in,org}$ 分别为 t 时刻迁移前后数据中心 j 的IN-1负载数量; R 为数据中心总数量。

2)BA-1类负载。

BA-1类负载具有限时迁移特性,其允许在指定时间窗口内处理完成但不可进行空间迁移。以数据中心负载最大时延2h为例,进行限时迁移特性分析:

首先,对于数据中心 j 来说,引入限时可迁移矩阵 $L_{ocation}$,BA-1迁移前的初始负载对角矩阵 $B_{j,1}^{ba,org}$ 及迁移后的负载数量分布矩阵 $B_{j,1}^{ba,flex}$,如式(2)一式(4)所示。

$$L_{ocation} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 & 1 & 1 \\ 1 & 1 & 0 & \cdots & 0 & 0 & 1 \\ 1 & 1 & 1 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 1 & 1 & 1 \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$B_{j,1}^{ba,org} = \begin{bmatrix} b_{1,1} & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & b_{2,2} & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 0 & b_{24,24} \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$B_{j,1}^{ba,flex} = \begin{bmatrix} c_{1,1} & 0 & 0 & \cdots & 0 & c_{1,23} & c_{1,24} \\ c_{2,1} & c_{2,2} & 0 & \cdots & 0 & 0 & c_{2,24} \\ c_{3,1} & c_{3,2} & c_{3,3} & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & c_{4,2} & c_{4,3} & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & c_{5,3} & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & c_{22,22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & c_{23,22} & c_{23,23} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & c_{24,22} & c_{24,23} & c_{24,24} \end{bmatrix} \quad (4)$$

式中: $b_{t,t}$ 为BA-1类负载迁移前 t 时刻的分布情况;限时可迁移矩阵 $L_{ocation}$ 每列有3个元素为1,其余元素均为0,表示 t 时刻的负载只能迁移至 $t+1$ 或 $t+2$ 时刻,保证了负载能够在限时2h迁移; $c_{t+\Delta t,t}$ 为BA-1类负载迁移后 t 时刻的负载分布情况,其中 $\Delta t=0,1,2$ 。

引入式(5)一式(8)保证了 $B_{j,1}^{ba,flex}$ 迁移时BA-1类负载不越限及迁移后负载数量守恒。

$$0 \leq B_{j,1}^{ba,flex} \leq L_{ocation} B_{j,1}^{ba,org} = B_j \quad (5)$$

$$B_j = \begin{bmatrix} b_{1,1} & 0 & 0 & \cdots & 0 & b_{23,23} & b_{24,24} \\ b_{1,1} & b_{2,2} & 0 & \cdots & 0 & 0 & b_{24,24} \\ b_{1,1} & b_{2,2} & b_{3,3} & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & b_{2,2} & b_{3,3} & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & b_{3,3} & \cdots & 0 & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & b_{22,22} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & b_{22,22} & b_{23,23} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & b_{22,22} & b_{23,23} & b_{24,24} \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$c_{t+\Delta t,t} \leq b_{t,t} \quad (7)$$

$$\left[\sum_{t=1}^{24} c_{t,1} \quad \sum_{t=1}^{24} c_{t,2} \quad \cdots \quad \sum_{t=1}^{24} c_{t,24} \right] = \text{diag}(B_{j,1}^{ba,org}) \quad (8)$$

式中: $\sum_{t=1}^{24} c_{t,1}$ 为调节后矩阵 $B_{j,1}^{ba,flex}$ 第1列的负载数量之和; $\text{diag}(B_{j,1}^{ba,org})$ 为 $B_{j,1}^{ba,org}$ 对角线元素构成的行向量。

同理,若BA-1类负载最大时延小时数为 a , $L_{ocation}$ 矩阵每列非零元素增至 $a+1$ 个,对应允许 t 时刻负载迁移至 $[t+1,t+a]$ 时段,其模型与分析方法与上述2h案例一致。

3)BA-2类负载。

BA-2类负载具有时延容忍特性及跨地域迁移能力,其时空迁移模型为

$$\sum_{t=1}^{t+a} \sum_{j=1}^R B_{j,t,2}^{ba,flex} = \sum_{j=1}^R B_{j,t,2}^{ba,org} \quad (9)$$

式中: $B_{j,t,2}^{ba,org}$ 迁移前为 t 时刻数据中心 j 的 BA-2 类负载数量; $B_{j,t,2}^{ba,flex}$ 为迁移至 $[t+1, t+a]$ 时段的数据中心 j 的负载数量。

3 CES-DCMG 双层优化调度模型

基于云储能与含数据中心的多微网系统架构,建立 CES-DCMG 双层优化模型。上层以云储能系统综合收益最大化为目标,考虑充放电功率及荷电状态约束,求解容量规划方案;下层根据上层结果,以多数据中心微网运行成本最小为目标,结合功率平衡与负载迁移约束,优化各微网运行策略。

3.1 上层模型

3.1.1 上层模型目标函数

以第 d 个典型日为例,云储能系统的收益 C_{ces} 包括:典型日售电收益 $C_{ces,s,d}$ 、储能服务费 $C_{serve,d}$ 、容量租赁费 $C_{lease,d}$ 、日平均投资运维成本 C_{inv} 以及购电成本 $C_{ces,b,d}$,具体目标函数为

$$\max C_{ces} = \sum_{d=1}^D [T_d (C_{ces,s,d} + C_{serve,d} + C_{lease,d} - C_{inv} - C_{ces,b,d})] \quad (10)$$

式中: D 为典型日个数; T_d 为第 d 个典型日对应的天数。

1) 向微网售电收益如式(11)所示。

$$C_{ces,s,d} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [\lambda_s(t) P_{ces,s,i,d}(t)] \quad (11)$$

式中: $\lambda_s(t)$ 为 t 时刻云储能系统向微网售电电价; $P_{ces,s,i,d}(t)$ 为每个典型日 t 时刻云储能系统向微网 i 售电功率; N 为微网总数量; T 为调度周期。

2) 向微网收取的储能服务费如式(12)所示。

$$C_{serve,d} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \delta(t) [P_{ces,b,i,d}(t) + P_{ces,s,i,d}(t)] \quad (12)$$

式中: $\delta(t)$ 为 t 时刻收取微网的服务费单价; $P_{ces,b,i,d}(t)$ 为第 d 个典型日 t 时刻云储能系统从微网 i 购电功率。

3) 向微网收取的容量租赁费。

每个调度周期会根据下层的运行结果对云储能系统的容量进行配置,每个数据中心微网能够根据自身需求获得储能容量分配,对应的容量租赁费用为

$$C_{lease,d} = \sum_{i=1}^N E_{lease,i,d} \frac{\gamma(1+\gamma)^{T_i} \kappa_E E_{ces}^{\max}}{365[(1+\gamma)^{T_i} - 1]} \quad (13)$$

式中: $E_{lease,i,d}$ 为第 d 个典型日云储能系统分配到微网 i 储能容量; γ 为折现率; T_L 为储能设备寿命周期; κ_E 为云储能系统的单位容量成本; E_{ces}^{\max} 为云储能系统的最大容量。

4) 投资运维成本如式(14)所示。

$$C_{inv} = \frac{\kappa_p P_{ces}^{\max} + \kappa_E E_{ces}^{\max}}{T_L} + M_{ces} \quad (14)$$

式中: κ_p 为云储能系统的单位功率成本; P_{ces}^{\max} 为云储能系统的最大充放电功率; M_{ces} 为云储能系统的日运维成本。

5) 从微网购电成本如式(15)所示。

$$C_{ces,b,d} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T [\lambda_b(t) P_{ces,b,i,d}(t)] \quad (15)$$

式中: $\lambda_b(t)$ 为 t 时刻云储能系统从微网购电电价; $P_{ces,b,i,d}(t)$ 为第 d 个典型日 t 时刻云储能系统从微网 i 购电功率。

3.1.2 上层模型约束条件

1) 云储能容量分配约束。

在云储能服务下,考虑每个调度周期进行一次云储能容量分配,各数据中心微网能够根据自身需求获得一定储能容量使用权,如式(16)所示。

$$\sum_{i=1}^N E_{lease,i,d} \leq E_{ces}^{\max} \quad (16)$$

2) 云储能系统充放电功率约束如式(17)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ces,ch}(t) \leq U_{ch}(t) P_{ces}^{\max} \\ 0 \leq P_{ces,dh}(t) \leq U_{dh}(t) P_{ces}^{\max} \\ U_{ch}(t) + U_{dh}(t) \leq 1 \\ \sum_{i=1}^N [P_{ces,b,i,d}(t) - P_{ces,s,i,d}(t)] = P_{ces,ch}(t) - P_{ces,dh}(t) \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_{ces,ch}(t)$ 和 $P_{ces,dh}(t)$ 分别为 t 时刻云储能系统的充放电功率; $U_{ch}(t)$ 和 $U_{dh}(t)$ 分别为 t 时刻云储能系统的充放电状态,为 0-1 变量。

3) 云储能系统荷电状态约束如式(18)所示。

$$\begin{cases} E_{ces}^{\max} = \beta P_{ces}^{\max} \\ E_{ces}(0) = 20\% E_{ces}^{\max} \\ E_{ces}(t) = E_{ces}(t-1) + \eta^{ch} P_{ces,ch}(t) - \frac{1}{\eta^{dh}} P_{ces,dh}(t) \\ 10\% E_{ces}^{\max} \leq E_{ces}(t) \leq 90\% E_{ces}^{\max} \end{cases} \quad (18)$$

式中: β 为云储能系统能量倍率; $E_{ces}(0)$ 为云储能系统初始能量; $E_{ces}(t)$ 为 t 时刻云储能系统的能量; η^{ch} 和 η^{dh} 分别为云储能充放电效率。

3.2 下层模型

3.2.1 下层模型目标函数

以第 d 个典型日为例,含数据中心的微网系统年运行总成本 C_{dc} 包括:典型日电网购电成本 $C_{grid,d}$ 、燃气轮机和燃气锅炉的燃料费用 $C_{fuel,d}$ 、从云储能系统购电成本 $C_{ces,b,d}^{mg}$ 、云储能系统收取的容量租赁费 $C_{lease,d}$ 、云储能系统的储能服务费用 $C_{serve,d}$ 、数据中心负载迁移成本 $C_{tran,d}$ 、向云储能系统售电收益 $C_{ces,s,d}^{mg}$ 以及数据中心负载参与调节的补偿 $C_{ex,d}$ 。其中, $C_{ces,b,d}^{mg}$ 和 $C_{ces,s,d}^{mg}$ 分别与上层模型中的云储能系统向微网售电收益 $C_{ces,s,d}$ 和云储能系统从微网购电成本 $C_{ces,b,d}$ 相等。具体目标函数为

$$\min C_{dc} = \sum_{d=1}^D T_d (C_{grid,d} + C_{fuel,d} + C_{ces,b,d}^{mg} + C_{lease,d} + C_{serve,d} + C_{tran,d} - C_{ces,s,d}^{mg} - C_{ex,d}) \quad (19)$$

1)从电网购电成本如式(20)所示。

$$C_{grid,d} = \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \theta_i(t) P_{grid,i,d}(t) \quad (20)$$

式中: $\theta_i(t)$ 为 t 时刻微网 i 从电网购电电价; $P_{grid,i,d}(t)$ 为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 从电网购电功率。

2)燃气轮机和燃气锅炉的燃气费用如式(21)所示。

$$C_{fuel,d} = \lambda_{gas} \sum_{i=1}^N \sum_{t=1}^T \left[\frac{P_{GT,i,d}(t)}{\eta_{GT} L_{eg}} + \frac{Q_{GB,i,d}(t)}{\eta_{GB} L_{eg}} \right] \quad (21)$$

式中: λ_{gas} 为燃气单位体积价格; $P_{GT,i,d}(t)$ 和 $Q_{GB,i,d}(t)$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 燃气轮机与燃气锅炉输出功率; η_{GT} 和 η_{GB} 分别为燃气轮机与燃气锅炉效率; L_{eg} 为燃气热值。

3)数据中心负载迁移成本。

数据中心的负载迁移成本是指负载任务利用光网络迁移负载过程中的传输成本,与迁移负载的类型数量有关,如式(22)所示。

$$C_{tran,d} = \theta_i(t) \sum_{j=1}^R \sum_{t=1}^T \{ P_{dy} [|A_{j,t,p,d}^{in,flex} - A_{j,t,p,d}^{in,org}| + \sum_{q=1}^2 (B_{j,t,q,d}^{ba,flex} - B_{j,t,q,d}^{ba,org})] + P_{base} \} \quad (22)$$

式中: P_{dy} 为基本网络交换设备迁移计算负载的功耗; P_{base} 为骨干网络交换设备的基础功耗; $A_{j,t,p,d}^{in,org}$ 和 $B_{j,t,q,d}^{ba,org}$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻时空迁移前数据中心 j 的 p 型 IN 和 q 型 BA 负载数量; $A_{j,t,p,d}^{in,flex}$ 和 $B_{j,t,q,d}^{ba,flex}$ 分

别为第 d 个典型日 t 时刻时空迁移后数据中心 j 的 p 型 IN 和 q 型 BA 负载数量; p 取值 0 或 1 ($p=0$ 为 IN-0, $p=1$ 为 IN-1), q 取值 0、1 或 2 ($q=0$ 为 BA-0, $q=1$ 为 BA-1, $q=2$ 为 BA-2); 在式(22)中, p 固定取 1, 而 q 可为 1 或 2。

4)数据中心负载参与调节的补偿如式(23)所示。

$$C_{ex,d} = \sum_{j=1}^R \sum_{t=1}^T \{ q_{in} [|A_{j,t,p,d}^{in,flex} - A_{j,t,p,d}^{in,org}| + q_{ba} [\sum_{q=1}^2 (B_{i,t,q,d}^{ba,flex} - B_{i,t,q,d}^{ba,org})]] \} \quad (23)$$

式中: q_{in} 和 q_{ba} 分别为数据中心交互式 and 批处理负载参与调节得到的单位补偿; 该式中 p 固定取 1, 而 q 可为 1 或 2。

3.2.2 下层模型约束条件

1)微网设备功率平衡约束。

微网设备的功率平衡约束包括电功率平衡、冷功率平衡、热功率平衡以及余热锅炉余热平衡,具体约束为

$$\begin{cases} P_{GT,i,d}(t) + P_{WT,i,d}(t) + P_{PV,i,d}(t) + P_{grid,i,d}(t) + P_{ces,b,i,d}^{mg}(t) - P_{ces,s,i,d}^{mg}(t) - P_{EC,i,d}(t) - P_{load,i,d}(t) - P_{dc,i,t,d}^{flex} = 0 \\ \eta_{ec} P_{EC,i,d}(t) + Q_{AC,i,d}(t) - P_{cool,i,d}(t) = 0 \\ P_{HX,i,d}(t) + Q_{GB,i,d}(t) - P_{heat,i,d}(t) = 0 \\ \frac{P_{HX,i,d}(t)}{\eta_{hx}} + \frac{Q_{AC,i,d}(t)}{\eta_{ac}} - \gamma_{GT} \eta_{wh} P_{GT,i,d}(t) = 0 \end{cases} \quad (24)$$

式中: $P_{WT,i,d}(t)$ 和 $P_{PV,i,d}(t)$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 的风电和光伏出力; $P_{ces,b,i,d}^{mg}(t)$ 和 $P_{ces,s,i,d}^{mg}(t)$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 从云储能系统的购售电功率; $P_{EC,i,d}(t)$ 、 $P_{load,i,d}(t)$ 和 $P_{dc,i,t,d}^{flex}$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 的电制冷机消耗功率、普通电负荷功率以及数据中心负荷功率; $Q_{AC,i,d}(t)$ 和 $P_{cool,i,d}(t)$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 的吸收式制冷机制冷功率和冷负荷功率; $P_{HX,i,d}(t)$ 和 $P_{heat,i,d}(t)$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 的换热装置制热功率和热负荷功率; η_{ec} 、 η_{hx} 、 η_{ac} 、 γ_{GT} 和 η_{wh} 分别为电制冷机的能效比、换热装置的效率、吸收式制冷机的能效比、燃气轮机的热电比以及余热锅炉效率。

2)微网设备出力上下限约束如式(25)所示。

$$\begin{cases} P_{GT}^{\min} \leq P_{GT,i,d}(t) \leq P_{GT}^{\max} \\ Q_{AC}^{\min} \leq Q_{AC,i,d}(t) \leq Q_{AC}^{\max} \\ P_{EC}^{\min} \leq P_{EC,i,d}(t) \leq P_{EC}^{\max} \\ Q_{GB}^{\min} \leq Q_{GB,i,d}(t) \leq Q_{GB}^{\max} \\ P_{HX}^{\min} \leq P_{HX,i,d}(t) \leq P_{HX}^{\max} \end{cases} \quad (25)$$

式中: P_{GT}^{\min} 、 Q_{AC}^{\min} 、 P_{EC}^{\min} 、 Q_{GB}^{\min} 和 P_{HX}^{\min} 分别为燃气轮机、吸收式制冷机、电制冷机、燃气锅炉以及换热装置的最小出力; P_{GT}^{\max} 、 Q_{AC}^{\max} 、 P_{EC}^{\max} 、 Q_{GB}^{\max} 和 P_{HX}^{\max} 分别为燃气轮机、吸收式制冷机、电制冷机、燃气锅炉以及换热装置的最大出力。

3) 从电网购电约束如式(26)所示。

$$0 \leq P_{grid,i,d}(t) \leq P_{grid}^{\max} \quad (26)$$

式中: P_{grid}^{\max} 为微网从电网购电功率的上限。

4) 微网从云储能系统的购售电约束如式(27)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ces,b,i,d}^{mg}(t) \leq P_{ces,mg}^{\max} U_{b,i,d}(t) \\ 0 \leq P_{ces,s,i,d}^{mg}(t) \leq P_{ces,mg}^{\max} U_{s,i,d}(t) \\ U_{b,i,d}(t) + U_{s,i,d}(t) \leq 1 \end{cases} \quad (27)$$

式中: $P_{ces,mg}^{\max}$ 为微网从云储能系统购售电功率的上限; $U_{b,i,d}(t)$ 和 $U_{s,i,d}(t)$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻微网 i 从云储能系统的购售状态, 为 0-1 变量。

5) 数据中心计算负载约束。

根据数据中心负载弹性分析可知, 能够通过负载在时空维度上迁移实现用电功率的削减和迁移, 从而降低运行成本。数据中心负载时空迁移与平衡约束为式(1)一式(9), 数据中心调节前后的负载计算约束如式(28)一式(31)所示。

$$E_{j,t,d}^{org} = \sum_{p=0}^1 A_{j,t,p,d}^{in,org} + \sum_{q=0}^2 B_{j,t,q,d}^{ba,org} \quad (28)$$

$$E_{j,t,d}^{flex} = \sum_{p=0}^1 A_{j,t,p,d}^{in,flex} + \sum_{q=0}^2 B_{j,t,q,d}^{ba,flex} \quad (29)$$

$$P_{dc,j,t,d}^{org} = nP_{idle} + E_{j,t,d}^{org} \frac{P_{peak} - P_{idle}}{v} \quad (30)$$

$$P_{dc,j,t,d}^{flex} = nP_{idle} + E_{j,t,d}^{flex} \frac{P_{peak} - P_{idle}}{v} \quad (31)$$

式中: $E_{j,t,d}^{org}$ 和 $E_{j,t,d}^{flex}$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻时空迁移前后数据中心 j 处理的负载数量; $P_{dc,j,t,d}^{org}$ 和 $P_{dc,j,t,d}^{flex}$ 分别为第 d 个典型日 t 时刻时空迁移前后数据中心 j 负载的用电功率; P_{peak} 和 P_{idle} 分别为服务器峰值和空闲功率; n 和 v 分别为服务器的数量和服务速率; 该式中 p 为 0 或 1, q 为 0、1 或 2。

3.3 求解方法

上述构建的 CES-DCMG 双层优化调度模型因非线性约束、层级耦合特性, 属于典型的双层混合整数非线性规划问题, 直接求解较为复杂。因此, 本文采用 KKT 条件将下层模型转化为上层约束条件, 实现模型单层化^[22]; 针对转化后单层模型中存在的非线性约束, 引入大 M 法进行线性化处理^[23], 最终得到单层混合整数线性规划模型, 并通过调用 CPLEX 求解器对模型进行求解, 求解流程如图 3 所示。

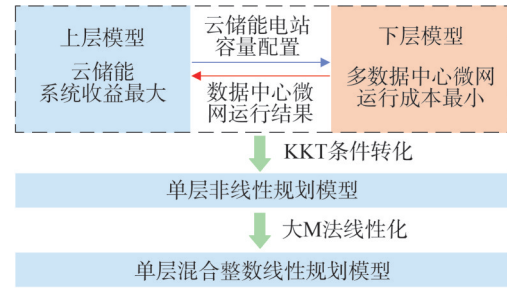


图3 双层模型求解流程

Fig.3 Two-layer model solving process

4 算例分析

4.1 基础参数

基于图 2 系统框架, 构建 3 个微网系统参与云储能服务, 每个微网包含 1 个数据中心, 且各微网与电网交互的电价不同。选取 4 个季节的典型日, 每个典型日为 91 天, 每个调度周期为 24 h。各微网数据中心参数相同: 服务器数量 n 为 10 000 台, 单个服务器的峰值功率 P_{peak} 和空闲功率 P_{idle} 分别为 800 W 和 400 W^[24], 服务器服务速率 v 为 5.4 M/h^[25], 基本网络交换设备迁移计算负载的功耗 P_{dy} 为 $1.28 \times 10^{-9} \text{ kW} \cdot (\text{bits/s})^{-1}$, 骨干网络交换设备功耗 P_{base} 为 1.72 kW^[5]。

数据中心负载请求量源自 Parallel Workloads Archive 网站的任务请求“Intel Netbatch”^[26]。其中 IN 和 BA 类负载比例为 8:2, 各时段下 IN-0 和 IN-1 类负载比例为 1:9, BA-0、BA-1 和 BA-2 类负载比例为 1:4:5, 交互式 and 批处理单位负载参与调节得到的补偿 q_{in} 和 q_{ba} 分别为 1.5 和 2 元^[27]。云储能系统电价如表 2 所示, 系统其他相关参数如表 3 所示^[28-30], 各数据中心微网电价如图 4 所示。

为验证所提 CES-DCMG 双层模型的有效性, 设

置了5个对比方案:

方案1:不考虑数据中心调节能力,且单独建设储能。

方案2:不考虑数据中心调节能力,且参与云储能服务。

方案3:考虑数据中心时间上调节能力,且参与云储能服务。

方案4:考虑数据中心时空调节能力,且单独建设储能。

方案5:考虑数据中心时空调节能力,且参与云储能服务。

表2 云储能系统电价

Table 2 Electricity price of cloud energy storage system

时段	购电电价/(元/MWh)	售电电价/(元/MWh)
峰 08:00—12:00	950	115
17:00—21:00		
平 12:00—17:00	550	750
21:00—24:00		
谷 00:00—08:00	200	400

表3 系统其他参数

Table 3 Other system parameters

参数	数值	参数	数值
$\delta(t)$ / (元/kWh)	0.05	L_{eg} / (kWh/m ³)	9.7
γ / %	8	η_{CT}	0.3
T_L / 年	10	η_{CB}	0.9
κ_p / (元/kW)	1 000	γ_{CT}	1.47
κ_E / (元/kWh)	1 897	η_{hx}	0.9
M_{ces} / 元	82	η_{wh}	0.8
η^{ch}/η^{dh}	0.95	η_{ac}	1.2
λ_{gas} / (元/m ³)	2.2	η_{ec}	4

4.2 优化结果分析

方案优化结果如表4所示。分析可知,方案2引入云储能服务相比独立配置的方案1显著降低运行成本16.8%,并创造490.12万元收益,有效缓解了独立储能的经济性问题,凸显资源共享的经济效益。方案3进一步考虑负载时间调节能力使得成本再降3.3%,并提升云储能收益4.1%,证明负载时间维度调节可优化储能调度策略。方案5考虑时空双维调

节较方案3实现成本降低13.4%,收益增加8.6%。本文模型考虑时空双维调节深度参与云储能服务,使得数据中心在成本降低30.3%的同时获得554.3万元收益,这表明跨区域算力调度能深度挖掘时空协同效益,有效降低用能成本并提升储能套利空间。

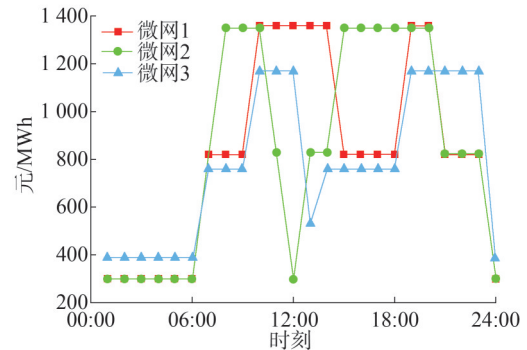


图4 微网电价

Fig.4 Microgrid electricity price

表4 方案优化结果

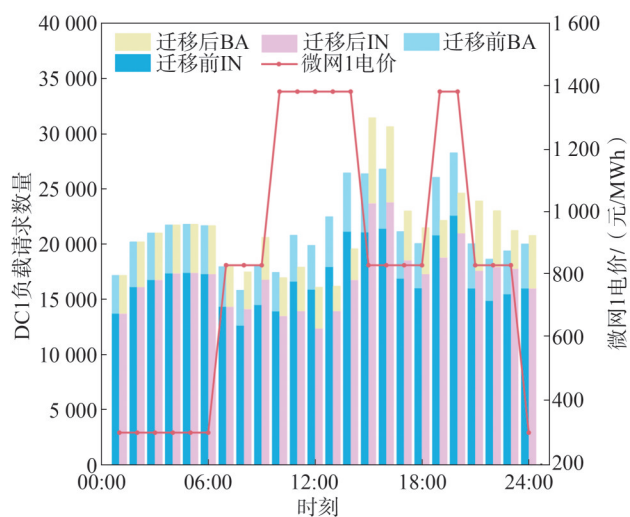
Table 4 The optimization results of the scheme 单位:万元

方案	云储能系统收益	数据中心微网运行成本
1		4 615.26
2	490.12	3 841.23
3	510.41	3 715.78
4		3 880.15
5	554.30	3 216.84

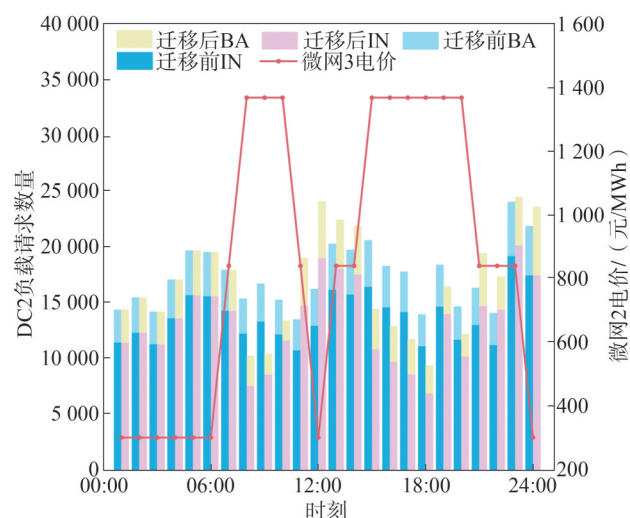
4.2.1 数据中心不同维度调节能力分析

以春季典型日为例,方案2与方案5在时空迁移前后的负载优化调度结果如图5所示。分析可知,在区域分时电价激励下,构建时空双维度的需求响应机制,数据中心能有效协调负载分布:数据中心1、3在08:00—09:00和15:00—18:00电价优势时段吸引IN-1和BA-2类负载跨区域迁移;BA类负载可灵活延迟至11:00电价低谷时段处理,导致数据中心2负载显著下降;数据中心3在10:00和19:00—20:00时段凭借相对的低电价优势承担负载;数据中心1、2的BA类负载则平移至12:00和21:00—22:00电价低谷时段,低电价时段如01:00—06:00和24:00因迁移成本影响,负载请求量保持稳定。上述分析表明,采用本文所提方法能

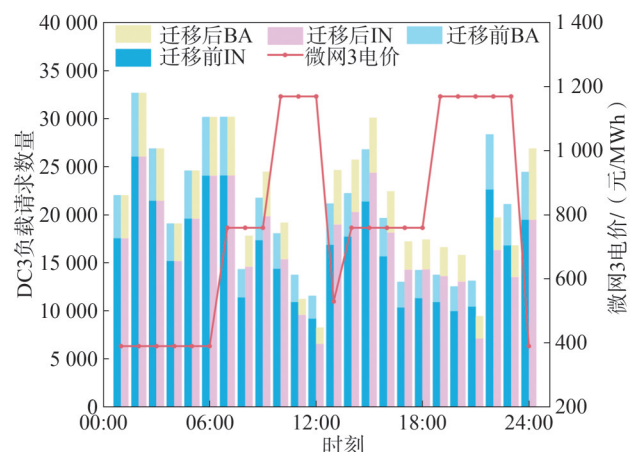
够显著提升数据中心参与需求响应的能力。



(a)数据中心 1



(b)数据 中心 2



(c)数据 中心 3

图5 数据中心负载优化调度结果

Fig.5 Data center load optimization scheduling results

4.2.2 不同储能配置模式分析

方案 4 和方案 5 的储能配置如表 5 所示。云储能模式使系统最大充放电功率和储能容量需求分别大幅降低 76% 和 64.12%。结果表明,云储能服务通过整合多微网互补的储能需求,显著降低系统对储能功率和容量的需求,有效避免独立配置储能导致的资源冗余,大幅提升整体利用率。

表 5 储能配置结果

Table 4 Energy storage configuration results

参数	方案 4			方案 5
	DCMG1	DCMG2	DCMG3	
最大充放电功率/MW	82.37	25.14	14.36	29.25
储能容量/MWh	154.27	42.18	20.85	77.97

春季典型日下云储能服务系统的充放电行为如图 6 所示,其充放电行为取决于数据中心用能需求、分时电价及负载时空迁移。系统优先响应负载时空迁移以实现算力与电力平衡,电能盈缺再与云储能进行能量交互。具体表现为 02:00—08:00 和 13:00—15:00 时段充电,10:00—12:00 和 19:00—21:00 时段放电。该模式下,数据中心微网仅支付服务费与租赁费,免除投资运维成本;云储能则通过价格激励引导的负载时空迁移缓解用户储能需求压力,减少自身容量投入,实现供需双方成本节约与收益提升。

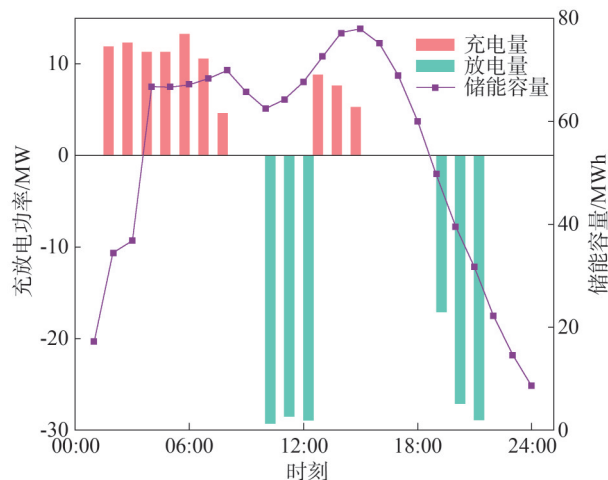


图6 云储能系统充放电行为

Fig.6 Charging and discharging behavior of cloud energy storage system

4.3 负载特征的灵敏性分析

基于方案5,数据中心负载时延、可调节负载占比不同对数据中心微网成本的影响如图7所示。系统成本随允许时延增加呈非线性递减,但降幅趋缓。较短时延限制调度灵活性,时延增加可覆盖更多低价或可再生能源出力峰值时段,显著降低成本;超过8h后,受负载总量与低价时段饱和限制,边际效益衰减明显,揭示了时延约束是影响策略经济性的关键实际因素。当可调节负载占比从10%提升至90%,系统成本下降22.24%,源于其多时空尺度调控能力既能通过时间平移实现源荷协同优化调度,又能利用区域电价差异实施峰谷套利,是充分挖掘微网多区域资源聚合效益的核心。

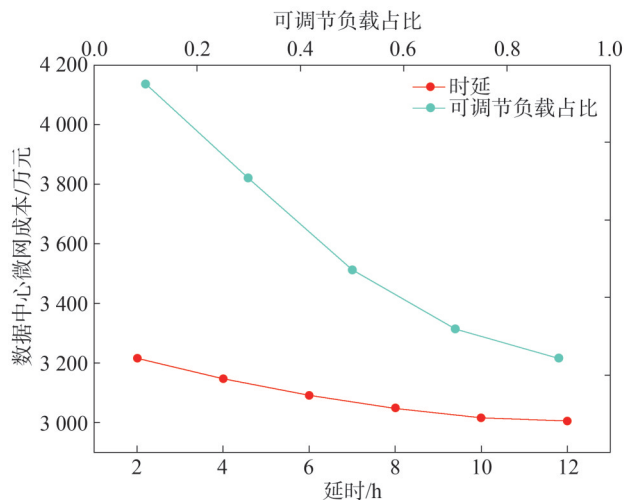


图7 时延、可调节负载占比不同对成本影响

Fig.7 The influence of delay and adjustable load ratio on cost

5 结束语

基于参与云储能服务的经济性与数据中心负载的时空灵活性,提出一种CES-DCMG的双层优化调度模型。云储能服务的引入能避免单独建设储能利用率低、经济效益差问题,同时利用不同用户用电行为的互补性减少储能容量配置并收取服务费带来额外收益。数据中心负载在价格激励作用下的时空迁移,使其能更充分利用不同时空的微网资源,从而显著降低数据中心能效水平。

后续研究中,将探索数据中心冷负荷需求、余热释放特性与云储热、云蓄冷服务之间的协同优化潜

力,构建电-热-冷多能耦合云储能与数据中心协同的综合能源系统优化调度模型,以进一步提升系统综合能效、经济性以及数据中心作为灵活性能源节点的综合价值。

参考文献

- [1] IEA (2025), Global Energy Review 2025, IEA, Paris. [EB/OL]. (2025-03-01)[2025-06-27]https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2025.
- [2] 林嘉瑜,韩俊涛,王永真,等.计及烟效率的低碳数据中心算力综合能源系统规划及运行优化[J/OL].上海交通大学学报:1-27[2025-06-27].https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.528. LIN Jiayu, HAN Juntao, WANG Yongzhen, et al.Capacity planning and operational optimization for low-carbon data center integrated energy system considering exergy efficiency [J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University: 1-27[2025-06-27].https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.528.
- [3] 文渐宇,朱继忠,李盛林,等.基于时空协同的多数据中心虚拟电厂低碳经济调度策略[J].电力系统自动化,2024,48(18):56-65. WEN Xiyu, ZHU Jizhong, LI Shenglin, et al.Low-carbon economic dispatch for multiple data center virtual power plant based on spatio-temporal collaboration [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(18): 56-65.
- [4] ZARE GHALEH SEYYEDI A, AKBARI E, MAHMOUDI RASHID S, et al. Application of robust optimized spatiotemporal load management of data centers for renewable curtailment mitigation [J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 204: 114793.
- [5] 杨挺,姜含,侯昱丞,等.基于计算负荷时-空双维迁移的互联多数据中心碳中和调控方法研究[J].中国电机工程学报,2022, 42(1):164-177. YANG Ting, JIANG Han, HOU Yucheng, et al. Study on carbon neutrality regulation method of interconnected multi-datacenter based on spatio-temporal dual-dimensional computing load migration[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 164-177.
- [6] 秦雪雪,李泽宁,薛屹洵,等.计及建筑热动态特性的数据中心时空协调两阶段鲁棒优化方法[J].电力系统自动化,2025, 49(11):59-69. QIN Xuexue, LI Zening, XUE Yixun, et al. Two-stage robust optimization method for spatio-temporal coordination of data center considering thermal dynamic characteristics of buildings[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(11): 59-69.
- [7] 文亚凤,程祖铭,刘欣雅,等.考虑算力-电热耦合的边缘数据中心能量优化管理[J/OL].中国电机工程学报,1-12[2025-06-27]. https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20250123.1539.012.html. WEN Yafeng, CHENG Zuming, LIU Xinya, et al. Considering the

- energy optimization management of edge data centers with computing power-electricity-heat coupling[J/OL].Proceedings of the CSEE, 1-12[2025-06-27].https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.tm.20250123.1539.012.html.
- [8] 曾博,刘一贤,张卫翔,等.综合考虑内外生不确定性的绿色数据中心多域资源协同规划方法[J].中国电机工程学报,2024,44(12):4732-4748.
- ZENG Bo, LIU Yixian, ZHANG Weixiang, et al. A collaborative optimization approach for green data center multi-domain resource planning considering both endogenous and exogenous uncertainties [J].Proceedings of the CSEE, 2024, 44(12):4732-4748.
- [9] LI W W, QIAN T, ZHANG Y, et al. Distributionally robust chance-constrained planning for regional integrated electricity-heat systems with data centers considering wind power uncertainty [J]. Applied Energy, 2023, 336: 120787.
- [10] 李林虹,贺帅佳,高红均,等.考虑能源站-变电站-数据中心站多站融合的配电网低碳规划方法[J/OL].电网技术, 1-14 [2025-06-27].https://link.cnki.net/doi/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1934.
- LI Linhong, HE Shuaijia, GAO Hongjun, et al. A low-carbon planning method for distribution network considering multi-station integration of energy station, substation and data center [J/OL]. Power System Technology, 1-14[2025-06-27].https://link.cnki.net/doi/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1934.
- [11] ZHANG Y B, TANG H, LI H X, et al. Unlocking the flexibilities of data centers for smart grid services: optimal dispatch and design of energy storage systems under progressive loading [J]. Energy, 2025, 316: 134511.
- [12] 周世博,周明,孙黎滢,等.激发多元灵活性的数据中心协同优化运行方法[J].电网技术,2024,48(11):4417-4426.
- ZHOU Shibo, ZHOU Ming, SUN Liying, et al. Optimal synergistic operation method for data center by activating multiple flexibilities [J].Power System Technology, 2024, 48(11):4417-4426.
- [13] CHEN M, ZHAO Y X, LI Y X, et al. Optimal operation of Internet Data Center with PV and energy storage type of UPS clusters [J]. Global Energy Interconnection, 2024, 7(1):61-70.
- [14] 王云鹏,胡健,张晓杰,等.云储能模式下分布式用户虚拟储能需求评估[J].可再生能源,2024,42(5):694-703.
- WANG Yunpeng, HU Jian, ZHANG Xiaojie, et al. Demand assessment for virtual energy storage of distributed user under the cloud mode [J]. Renewable Energy Resources, 2024, 42 (5) : 694-703.
- [15] LIU J K, ZHANG N, KANG C Q, et al. Cloud energy storage for residential and small commercial consumers: a business case study [J].Applied Energy, 2017, 188:226-236.
- [16] SONG X H, QU Z W, WANG Y J, et al. Optimization of multi-energy cloud energy storage for multi-microgrid system with hydrogen refueling station [J]. Renewable Energy, 2025, 241: 122382.
- [17] 陈昌铭,张群,黄亦昕,等.考虑最优建设时序和云储能的园区综合能源系统优化配置方法[J].电力系统自动化,2022,46(2):24-32.
- CHEN Changming, ZHANG Qun, HUANG Yixin, et al. Optimal configuration method of park-level integrated energy system considering optimal construction time sequence and cloud energy storage [J].Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(2): 24-32.
- [18] 程杉,卢渊涛,王灿.考虑P2G-CCS-HFC协调运行的园区综合能源系统分布鲁棒优化调度[J].电力系统保护与控制,2025,53(10):87-101.
- CHENG Shan, LU Yuantao, WANG Can. Distributed robust optimal scheduling for a regional integrated energy system considering coordinated operation of P2G-CCS-HFC [J].Power System Protection and Control, 2025, 53(10):87-101.
- [19] 陆宝奇,蒋伟,杨俊杰,等.基于云储能容量动态分配的微电网系统双层优化模型[J].现代电力,2025,42(1):19-27.
- LU Baoqi, JIANG Wei, YANG Junjie, et al. Double-layer optimization model for microgrid system based on dynamic capacity allocation of CES [J].Modern Electric Power, 2025, 42 (1):19-27.
- [20] 吴云芸,方家琨,艾小猛,等.计及需求响应的数据中心联盟共享储能规划[J].电力系统自动化,2023,47(7):42-50.
- WU Yunyun, FANG Jiakun, AI Xiaomeng, et al. Shared energy storage planning for data center alliance considering demand response [J].Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(7): 42-50.
- [21] 王继东,许秋铭,黄婷,等.含共享储能的数据中心微网群分布式优化调度[J].电网技术,2024,48(8):3238-3247.
- WANG Jidong, XU Qiuming, HUANG Ting, et al. Distributed optimal scheduling of data center microgrids cluster with shared energy storage [J].Power System Technology, 2024, 48(8): 3238-3247.
- [22] LUO S J, CHEN C M, QIU W Q, et al. Bi-layer optimal planning of rural distribution network based on KKT condition and Big-M method [J].Energy Reports, 2021, 7:637-644.
- [23] NASROLAHPOUR E, KAZEMPOUR J, ZAREIPOUR H, et al. A bilevel model for participation of a storage system in energy and reserve markets [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2):582-598.
- [24] NIU T, HU B, XIE K G, et al. Spacial coordination between data centers and power system considering uncertainties of both source and load sides [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 124:106358.
- [25] 耿圣杰,贾燕冰,江珂滕,等.电网数据中心服务器容量及其综合供能系统联合规划策略研究[J].电网技术,2022,46(9):3281-3292.

DOI: 10.20097/j.cnki.issn1007-9904.240513

电能共享下考虑电动汽车移动储能特性的综合能源楼宇群 日前投标策略

吉 杨¹, 何海航², 穆睿智^{3*}, 张卫欣¹, 冯相龙⁴

(1. 国网天津营销服务中心, 天津 300220; 2. 国网天津市电力公司, 天津 300010;

3. 河北工业大学人工智能与数据科学学院, 天津 300130; 4. 国网天津城西供电分公司, 天津 300193)

摘要:随着现代电力市场的发展,综合能源楼宇也逐渐参与市场。基于电动汽车(electric vehicle, EV)的移动储能特性,提出一种在电能共享下考虑电动汽车移动储能特性的综合能源楼宇群日前投标策略。首先,提出综合能源楼宇群参与日前市场运行机制及运行框架,通过引入代理商作为第三方协调各楼宇内的能量管理并制定楼宇群日前投标策略;其次利用出行链对综合能源楼宇群所属EV进行分群,建立考虑移动储能特性的EV集群模型以及楼宇资源模型;然后,代理商考虑楼宇运行约束以及能量市场收益,以楼宇群运行成本最小为目标建立日前市场投标模型;最后,通过对模型进行求解得出各楼宇运行计划以及楼宇群最佳日前投标策略,并分析EV移动储能特性对日前投标的影响。算例结果表明在电能共享下利用EV的移动储能特性可以有效减少楼宇群在高电价时段的购电投标量,增加该时段的售电投标量,能够使综合能源楼宇群代理商的总运行成本下降13.58%。

关键词:电能共享;综合能源楼宇;日前投标策略;电动汽车;移动储能特性

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:1007-9904(2025)10-0102-11

Consider the Day-ahead Bidding Strategy for Building Clusters With Energy Sharing

JI Yang¹, HE Haihang², MU Ruizhi^{3*}, ZHANG Weixin¹, FENG Xianglong⁴

(1. Marketing Service Center (Measurement Center), State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300220, China;

2. State Grid Tianjin Electric Power Company, Tianjin 300010, China;

3. School of Artificial Intelligence and Data Science, Hebei University of Technology, Tianjin 300130, China;

4. State Grid Chengxi Electric Power Company, Tianjin 300193, China)

Abstract: With the development of the modern electricity market, integrated energy buildings are also gradually participating in this market. A day-ahead bidding strategy is proposed for integrated energy building clusters, taking into account electric energy sharing via electric vehicles and incorporating the thermal storage characteristics of buildings. Firstly, the operation mechanism and framework of the day-ahead market for the integrated energy building group are proposed. Energy management within each building is coordinated by introducing agents as a third party, and a day-ahead bidding strategy for the building group is formulated. Secondly, a model of electric vehicle (EV) clusters is established by utilizing travel chains to cluster EVs belonging to the integrated energy building, taking into account the characteristics of mobile energy storage. Then, combining the analysis of building thermal storage characteristics and resource models, the agent considers the operational constraints of each building and the revenue from the energy market to establish a day-ahead market bidding model. Finally, by solving the model, we provide the operating plan for each building and the optimal day-ahead bidding strategy for the building cluster. Additionally, we analyze the impact of electric vehicle (EV) energy sharing on day-ahead bidding. The results show that leveraging the mobile energy storage characteristics of EVs under power sharing can effectively reduce the number of power purchase bids in the building group during periods of high electricity prices. Furthermore, it can increase the number of electricity sales bids during these times, which can reduce the total operating cost of the agents of the integrated energy building group by 13.09%.

Keywords: electric energy sharing; integrated energy buildings; day-ahead bidding strategy; electric vehicles; mobile storage characteristics

基金项目: 国网天津市电力公司科技项目(营服-研发2024-03)“考虑多重不确定性的综合能源楼宇群需求响应协同调度策略研究”。
Science and Technology Project of State Grid Corporation of Tianjin (Marketing Services-Research and Development 2024-03) “Research on Collaborative Scheduling Strategy for Comprehensive Energy Building Cluster Demand Response Considering Multiple Uncertainties”.

0 引言

在当前全球积极推动可再生能源发展、电力网络互联^[1]以及能源市场建设的背景下,现代电力市场的改革与技术进步使得需求侧更愿意参与电力市场^[2]。需求侧能够通过聚合自身的资源来参与包括日前市场在内的多种电力市场^[3],而综合能源楼宇作为需求侧参与电力市场调节的主要媒介^[4],运用信息技术和智能控制系统实现对自身分布式能源的有效整合,从而完成楼宇自身的优化调度并参与进电力市场中^[5]。

由于楼宇用电特性的不同以及各类分布式资源的不确定性^[6],单个楼宇直接参与电力市场可调能力较小且容量有限,因此常引入第三方代理商整合多个楼宇的资源^[7],优化利用楼宇内部的能源资源,通过配电网协调楼宇间的电力共享^[8],形成楼宇聚合体参与电力市场,提高楼宇群的效率和效益。文献[9-11]通过收集综合能源楼宇的能源消耗与生产数据,利用集中式算法解决不同类型的综合能源楼宇间的能量分配问题实现了电能的就近平衡,促进了内部资源的合理利用,但集中式优化算法需要收集大量的用户信息,会增大通信负荷且降低用户的参与意愿;文献[12]将楼宇间电能共享问题分解为楼宇子问题和代理商问题,利用分布式算法求解后提高了楼宇群的经济效益和能源效率;文献[13]利用楼宇间电能双向传输的特性解决楼宇群的电能共享问题;文献[14-15]引入外部电价采用分布式算法对楼宇群进行优化降低楼宇运行成本;文献[16]利用楼宇的蓄热特性结合配电网的分层调度方法减少运行成本;文献[17]利用建筑热惯性提出基于共享储能服务的智能楼宇双层优化方法。上述文献只以运营成本最小为目标,利用楼宇间电能共享减少楼宇与电网的交互量,并未考虑在楼宇群参与能量市场时,利用楼宇间电能共享在高电价时增加售电量以提高楼宇群收益。

随着新能源的发展,电动汽车(electric vehicle, EV)也逐渐成为综合能源楼宇参与电力市场的主要资源^[18],其中文献[19]利用EV在充电时的储能特性结合楼宇中空调负荷的响应特性参与电力辅助服务市场;文献[20-22]将EV作为需求侧资源,通过

综合能源服务商进行聚合,并以楼宇运行成本最小为目标制定投标策略从而参与日前市场;文献[23]解决了EV参与调频辅助服务中的电池跟踪误差问题,提高了EV在电网服务中的响应速度与准确度;文献[24]利用数据驱动的方法验证了充电站内EV提供调频服务的可行性;文献[25-26]利用EV得到储能特性联合楼宇内柔性负荷参与电力辅助服务市场,提高了电网的灵活性与聚合商收益。但上述文献只考虑将EV作为一种储能资源,利用其储能特性,未考虑电动汽车的移动特性。

综上所述,本文将EV移动储能特性与楼宇间电能共享作为研究重点,提出一种考虑EV移动储能特性的综合能源楼宇群日前投标策略。首先,分析综合能源楼宇群运行及参与市场机制和EV移动储能特性,并建立EV集群模型;其次,引入代理商作为第三方协调楼宇间电能共享,并以综合能源楼宇群运行成本最小为目标建立综合能源楼宇群日前投标模型;然后,考虑楼宇运行约束以及日前能量市场收益对模型进行求解;最后,通过算例验证了本文所提策略可降低综合能源楼宇群运行成本。本文的创新点为:考虑电动汽车移动储能特性并建立电动汽车集群模型;在楼宇群参与电力市场投标时考虑电能共享机制与电动汽车移动储能特性的影响并建立楼宇群日前投标模型。

1 综合能源楼宇群参与日前市场运行机制及运行框架

电力市场运行机制参照美国电力市场,日前投标阶段以1h为一个时段,一天24h为一个运行周期。综合能源楼宇考虑自身设备约束以及用能需求,在日前向代理商上报预测日内运行情况,代理商综合考虑EV的移动信息以及综合能源楼宇群总运行成本,协调楼宇间电能共享并制定日前投标计划。

楼宇内结构参考文献[20]中夏季楼宇典型结构。楼宇内部设备包含光伏系统,储能系统,微型燃气轮机以及吸收式制冷机,其中微型燃气轮机利用余热为吸收式制冷机供能。楼宇间通过配电网进行连接,在日前优化调度过程中,综合能源楼宇内能量管理系统(energy management system, EMS),结合内部资源功率预测信息,制定用能计划。代理商作为

楼宇群参与电力市场的中间方,平衡各楼宇电能。

综合能源楼宇群运行框架如图1所示。综合能源楼宇首先确定内部资源的预测信息以及EV车主的行程信息并上报给代理商,代理商利用楼宇间电能共享机制,基于市场电价,在低电价时利用储能系统与电动汽车存储各楼宇富余电能,并协调EV在不同楼宇的充电量,制定各楼宇最优的功率分配计划,并制定楼宇群整体的日前投标策略。

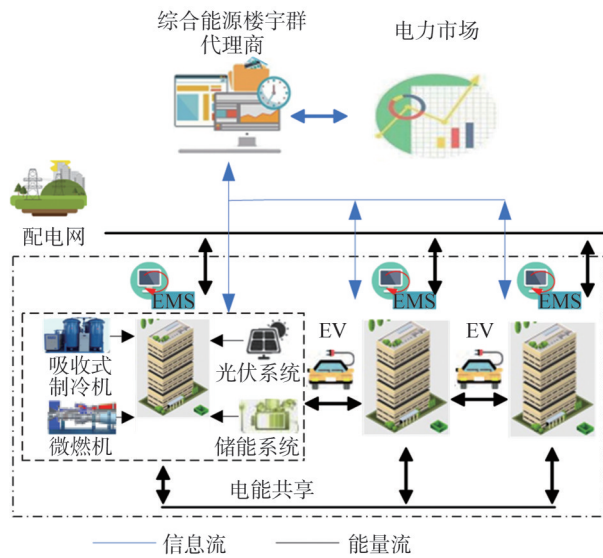


图1 综合能源楼宇群运行框架

Fig.1 Integrated energy building cluster operation framework

2 EV移动储能特性分析及集群模型

2.1 EV移动储能特性分析

以居民楼宇中的EV为例进行EV时空特性分析,考虑用户出行的目的,建立主要出行链,包含简单链(H-W/S-H)和复杂链(H-W-S-H)两种,其中H表示回家、W表示工作、S表示商业。对EV用户出行时间概率分布建立模型,用来描述楼宇中各EV的出行时间,即为

$$F(T_c) = \frac{1}{\sigma_c \sqrt{2\pi}} \exp\left[-\frac{(T_c - \mu_c)^2}{2\sigma_c^2}\right] \quad (1)$$

式中: T_c 为区域C中EV用户首次出行时间,区域C可以指区域H/W/S; μ_c 、 σ_c 分别为区域C中该分布概率函数的均值和方差; $F(\cdot)$ 为EV用户出行时间概率分布。

用户在某一时刻,某一起点开始行程,目的地可以是任意区域,以居民区作为起点为例,任意出行时刻的目的地可以是W,也可以是S。利用式(1)确定EV出行时间后,可以用某一时段的转移概率来描述该时段的空间转移情况,本文以1h为间隔建立24个时段的状态转移矩阵,利用状态转移矩阵确定EV在居民区、工作区以及商业区之间的转移规律,状态转移矩阵 $P_{ij}(t)$ 为

$$P_{ij}(t) = \begin{bmatrix} P_{11}(t) & P_{12}(t) & P_{13}(t) \\ P_{21}(t) & P_{22}(t) & P_{23}(t) \\ P_{31}(t) & P_{32}(t) & P_{33}(t) \end{bmatrix}, \quad (2)$$

(1 = H, 2 = S, 3 = W)

式中: $P_{ij}(t)$ ($i, j=1, 2, 3$)为t时段从区域i到区域j的转移概率,可根据调研数据统计确定。

通过出行时间和状态转移矩阵可以得到EV全时段出行的时间特性与空间特性,将独栋楼宇中的所属EV按出行时段可以分为24个集群,对每个时段中的EV可以按照EV出行链进一步分群,楼宇对于各个时段中的集群进行优化调度。

针对H-W-H简单链进行EV的移动储能分析。对于出行链为H-W-H的EV来说,其移动性主要体现在白天从居民区到工作区的往返,在这一周期里,单辆EV的充电时段可以分为三段,利用EV的储能特性可以在全局视角下对EV途径地的楼宇进行优化调度,由EV充放电的变动改变楼宇内部资源出力,实现途径地多栋楼宇资源的联合。

2.2 EV集群模型

假设EV车主在日前向代理商上报行程信息,代理商基于上报的日前行驶信息中的出行时间与空间位置信息将EV按照出行链模型进行分群,将具有相同出行链的EV进行集群,并按出行链数分为K类群,编号为1,2,...,K。针对不同的EV群构建EV集群模型,对EV群进行优化调度,按照平均充电的准则将EV群的充放电功率平均分配到EV群中的每一辆EV中。

$$\delta_{b,k,t}^{ch} + \delta_{b,k,t}^{dis} \leq 1 \quad (3)$$

$$P_{b,t}^{EV, ch} = \frac{P_{b,k,t}^{EV, ch}}{N_{b,k,t}} \quad (4)$$

$$P_{b,t}^{EV, dis} = \frac{P_{b,k,t}^{EV, dis}}{N_{b,k,t}} \quad (5)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{EV, ch} \leq \delta_{b,k,t}^{ch} P_{b,t}^{EV, max} \quad (6)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{EV, dis} \leq \delta_{b,k,t}^{dis} P_{b,t}^{EV, min} \quad (7)$$

$$S_{soc,b,t}^{EV} = S_{soc,b,t-\Delta t}^{EV} + (P_{b,t}^{EV, ch} \cdot \eta_{ch}^{EV} - P_{b,t}^{EV, dis} / \eta_{dis}^{EV}) \cdot \Delta t \quad (8)$$

$$S_{soc}^{EV, min} \leq S_{soc,b,t}^{EV} \leq S_{soc}^{EV, max} \quad (9)$$

式中: $N_{b,k,t}$ 为综合能源楼宇 b (以下简称楼宇 b) 在 t 时段第 k 个 EV 群的车辆数; $P_{b,k,t}^{EV, ch}$ 为楼宇 b 在 t 时段第 k 个 EV 群的总充电功率; $P_{b,k,t}^{EV, dis}$ 为楼宇 b 在 t 时段第 k 个 EV 群的总放电功率; $P_{b,t}^{EV, ch}$ 、 $P_{b,t}^{EV, dis}$ 分别为楼宇 b 在 t 时段第 k 个 EV 群中单体 EV 的平均充、放电功率; $P_{b,t}^{EV, max}$ 、 $P_{b,t}^{EV, min}$ 分别为楼宇 b 在 t 时段单体 EV 充放电过程中电池允许的充放电功率上限、下限; $\delta_{b,k,t}^{ch}$ 为楼宇 b 在 t 时段第 k 个 EV 群的充电状态, $\delta_{b,k,t}^{ch} = 1$ 表示其正在充电; $\delta_{b,k,t}^{dis}$ 为楼宇 b 在 t 时段第 k 个 EV 群的放电状态, $\delta_{b,k,t}^{dis} = 1$ 表示其正在放电; Δt 为调度时间间隔; $S_{soc,b,t}^{EV}$ 为楼宇 b 在 t 时段 EV 电池容量; η_{ch}^{EV} 、 η_{dis}^{EV} 分别为 EV 的充电、放电效率; $S_{soc}^{EV, max}$ 、 $S_{soc}^{EV, min}$ 分别为 EV 的电池容量上限、下限。

3 楼宇资源模型

1) 微型燃气轮机模型为:

$$P_{b,t}^{MT} = F_{gas} F_{b,t}^{MT} \eta_{MT} \quad (10)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{MT} \leq P_{b,t}^{MT, max} \quad (11)$$

式中: $P_{b,t}^{MT}$ 为楼宇 b 在 t 时段微燃机的发电功率; F_{gas} 为天然气的热值; $F_{b,t}^{MT}$ 为楼宇 b 在 t 时段天然气输入量; η_{MT} 为微燃机的发电效率; $P_{b,t}^{MT, max}$ 为微燃机出力上限。

2) 吸收式制冷机模型。吸收式制冷机通过微型燃气轮机的余热驱动, 其制冷功率为

$$Q_{b,t}^{AC} = \eta_{HE} \times \gamma_{MT} \times P_{b,t}^{MT} \times \delta_{AC} \quad (12)$$

式中: $Q_{b,t}^{AC}$ 为楼宇 b 在 t 时段吸收式制冷机的制冷功率; γ_{MT} 为微型燃气轮机的热电比; η_{HE} 为换热装置的效率; δ_{AC} 为吸收式制冷机的能效比。

3) 储能模型为:

$$\delta_{b,t}^{BT, ch} + \delta_{b,t}^{BT, dis} \leq 1 \quad (13)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{BT, ch} \leq \delta_{b,t}^{BT, ch} P_{b,t}^{BT, max} \quad (14)$$

$$0 \leq P_{b,t}^{BT, dis} \leq \delta_{b,t}^{BT, dis} P_{b,t}^{BT, min} \quad (15)$$

$$W_{b,t}^{BT} = W_{b,t-\Delta t}^{BT} + (P_{b,t}^{BT, ch} \cdot \eta_{ch}^{BT} - P_{b,t}^{BT, dis} / \eta_{dis}^{BT}) \cdot \Delta t \quad (16)$$

$$W_{b,1}^{BT} = W_{b,24}^{BT} \quad (17)$$

式中: $\delta_{b,t}^{BT, ch}$ 为楼宇 b 在 t 时段蓄电池的充电状态, $\delta_{b,t}^{BT, ch} = 1$ 表示其正在充电; $\delta_{b,t}^{BT, dis}$ 为楼宇 b 在 t 时段蓄

电池的放电状态, $\delta_{b,t}^{BT, dis} = 1$ 表示其正在放电; $P_{b,t}^{BT, ch}$ 为楼宇 b 在 t 时段蓄电池充电功率; η_{ch}^{BT} 为充电效率; $P_{b,t}^{BT, dis}$ 为楼宇 b 在 t 时段蓄电池放电功率; η_{dis}^{BT} 为放电效率; $P_{b,t}^{BT, max}$ 、 $P_{b,t}^{BT, min}$ 分别为楼宇 b 在 t 时段充放电功率的上限、下限; $W_{b,t}^{BT}$ 为楼宇 b 在 t 时段蓄电池的电量。式(17)表示蓄电池经过整个调度周期后电量不变。

4) 屋顶光伏模型为

$$P_{b,t}^{PV} = \eta_{PV} S_b^{PV} I_t \quad (18)$$

式中: $P_{b,t}^{PV}$ 为楼宇 b 在 t 时段光伏输出功率; η_{PV} 为光伏转换效率; S_b^{PV} 为楼宇 b 的光伏阵列的面积; I_t 为 t 时段为太阳辐射强度。

4 综合能源楼宇群日前投标模型

4.1 目标函数

代理商作为管理者协调综合能源楼宇间电能共享以及 EV 充电功率分配, 同时根据预测的市场出清电价制定综合能源楼宇群日前投标策略。以综合能源楼宇群总运行成本 C 最小化为目标, 包括各楼宇内设备运行成本、蓄电池和光伏维护成本、EV 调度成本以及日前能量市场投标收入。

$$\min C = C_s + C_{PV} + C_{BT} + C_{EV} - C^{en} \quad (19)$$

式中: C_s 为楼宇设备运行成本; C_{PV} 为光伏维护成本; C_{BT} 为蓄电池维护成本; C_{EV} 为电动汽车调度成本; C^{en} 为日前能量市场投标收入。

1) 楼宇设备运行成本为

$$C_s = \sum_{b=1}^N \sum_{t=1}^{24} (P_{b,t}^{MT} C_b^{MT} + F_{b,t}^{MT} C_b^f) \quad (20)$$

式中: C_b^{MT} 为楼宇 b 微燃机维护成本; C_b^f 为楼宇 b 购气成本; N 为总楼宇数量。

2) 光伏维护成本为

$$C_{PV} = \sum_{b=1}^N \sum_{t=1}^{24} F_{b,t}^{PV} C_b^{PV} \quad (21)$$

式中: C_b^{PV} 为楼宇 b 光伏维护成本。

3) 蓄电池维护成本为

$$C_{BT} = \sum_{b=1}^N \sum_{t=1}^{24} \{ |P_{b,t}^{BT, ch} + P_{b,t}^{BT, dis}| C_b^{BT} \} \quad (22)$$

式中: C_b^{BT} 为楼宇 b 蓄电池维护成本。

4) 电动汽车调度成本为

$$C_{EV} = \sum_{b=1}^N \sum_{k=1}^K \sum_{t=1}^{24} (P_{b,k,t}^{EV, ch} + P_{b,k,t}^{EV, dis}) C_b^{EV} \quad (23)$$

式中： C_b^{EV} 为楼宇**b**的EV调度成本。

5)日前能量市场投标收入为

$$C^{en} = \sum_{b=1}^N \sum_{t=1}^{24} (m_t^{pm} P_{b,t}^{pm} - m_t^{en} P_{b,t}^{en}) \quad (24)$$

式中： m_t^{pm} 为t时段预测市场售电价； m_t^{en} 为t时段预测市场购电价； $P_{b,t}^{pm}$ 为楼宇**b**在t时段代理商作为发电商参与市场时的投标量； $P_{b,t}^{en}$ 为楼宇**b**在t时段代理商作为购电商参与市场时的投标量。

4.2 约束条件

1)电平衡为

$$P_{b,t}^{im} + P_{b,t}^{PV} + P_{b,t}^{BT,dis} + P_{b,t}^{MT} + P_{b,t}^{EV,dis} + P_{b,t}^{en} = P_{b,t}^{el} + P_{b,t}^{ex} + P_{b,t}^{BT,ch} + P_{b,t}^{EV,ch} + P_{b,t}^{pm} \quad (25)$$

式中： $P_{b,t}^{ex}$ 为综合能源楼宇**b**在t时段送向其他楼宇的功率； $P_{b,t}^{im}$ 为t时段其他楼宇送入综合能源楼宇**b**的功率； $P_{b,t}^{el}$ 为综合能源楼宇**b**在t时段的负荷。

2)冷负荷平衡为

$$Q_{b,t}^{AC} = Q_{b,t}^{cl} \quad (26)$$

式中： $Q_{b,t}^{cl}$ 为楼宇**b**在t时刻的冷负荷。

3)室内温度约束为

$$T_{b,t}^{in,min} < T_{b,t}^{in} < T_{b,t}^{in,max} \quad (27)$$

式中： $T_{b,t}^{in}$ 为楼宇**b**在t时刻的室内温度； $T_{b,t}^{in,max}$ 和 $T_{b,t}^{in,min}$ 为楼宇**b**在t时刻室内温度的上限、下限。

文中所建模型为混合整数线性规划问题,利用Cplex求解器对模型进行求解。

5 算例分析

5.1 算例设置

选取3种类型的综合能源楼宇组成综合能源楼宇群,设置楼宇1为居民楼宇,楼宇2为商业楼宇,楼宇3为办公楼宇。楼宇中光伏、微燃机等设备参数参考文献[27],建筑参数参考文献[28]。此外,楼宇1夜间停放60辆电动汽车,在天亮时按照出行链模型预测情况开始移动,楼宇2与楼宇3初始车辆数为20,EV相关数据见文献[29];楼宇系统及各设备维护成本基于文献[30]。预测的电力市场购售电价如图2所示。

由于楼宇群参与市场时的容量限制,为确保投标结果能全部中标,代理商可以将竞价设置为0,只需要根据预测的市场出清价格优化自己的投标量。而且由于楼宇群的特殊性,既可以当作发电商售电,也可以当作购电商购电。

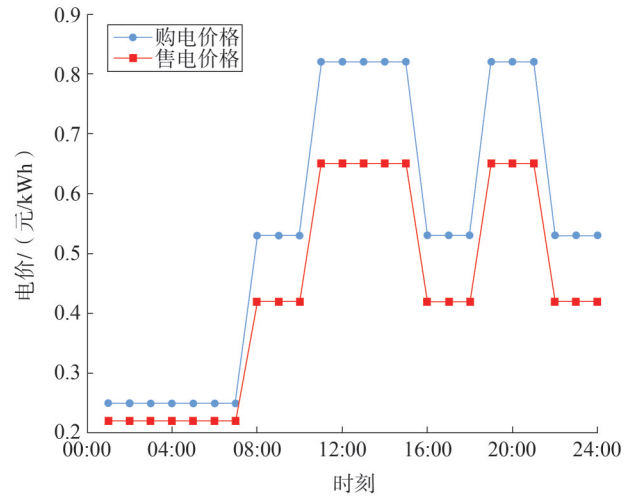


图2 电力市场购售电价

Fig.2 Electricity market purchase and sale prices

基于出行链对楼宇EV移动进行预测,设定楼宇1所属EV在白天行程结束后夜间全部返回,楼宇2与楼宇3所属EV白天自由移动。各区域内24h的EV数量变化情况如图3所示。

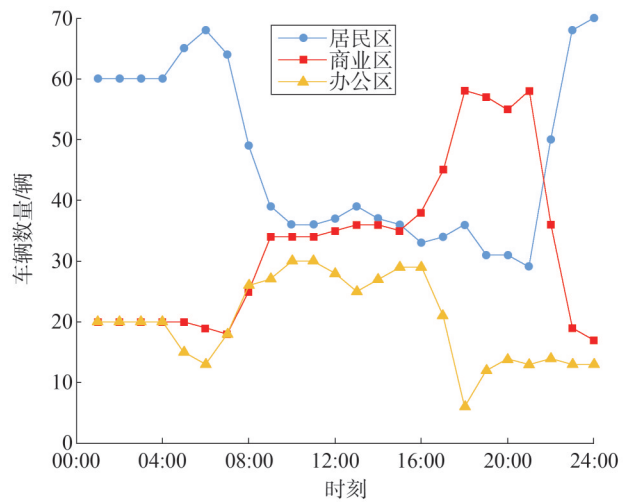


图3 24h各区域EV数量变化曲线

Fig.3 24 h EV quantity change curves in various regions

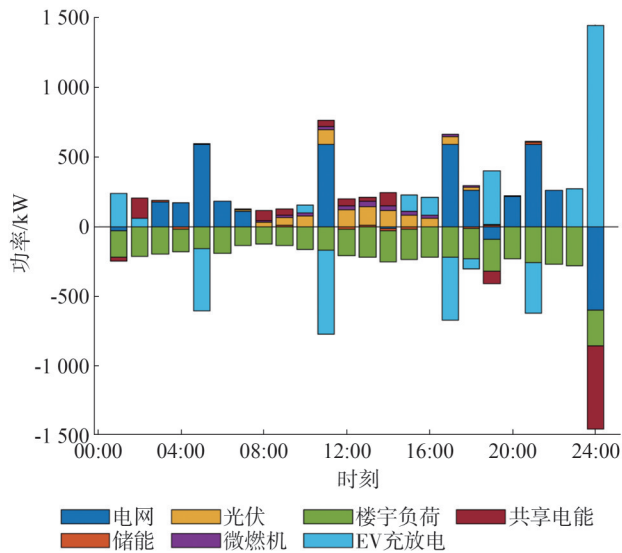
5.2 结果分析

5.2.1 各楼宇内部资源优化结果

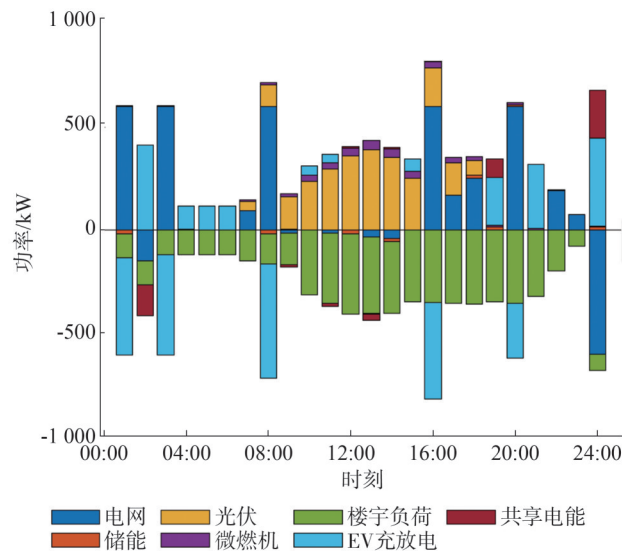
各楼宇日前内部资源优化结果如图4所示,其中对于EV来说,正值代表放电,负值代表充电;其他功率则正值代表发电,负值代表负荷。

由图4可见,电能共享下考虑EV的移动储能可

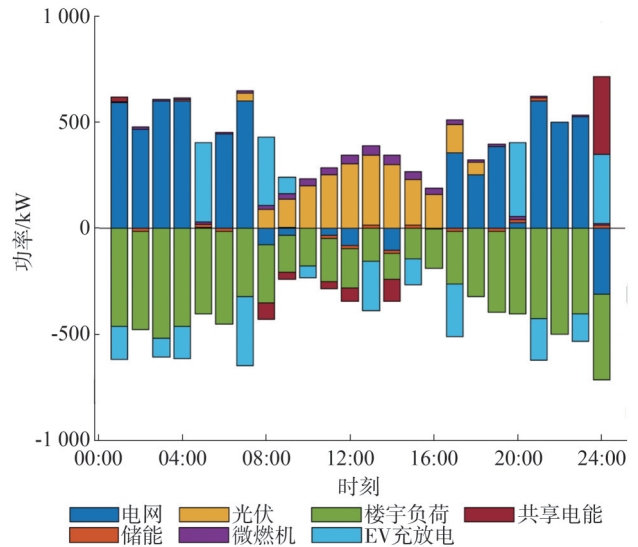
以更好地调整楼宇内部的资源分配,楼宇在进行自身优化调度时,在低电价时多购入电能,在完成自身负荷需求时,对所属的EV群体进行充电,当EV群体电量充足时,利用EV群体电能满足自身负荷需求,减少外部购电。如图4中01:00—04:00时段所示,三栋楼宇在其所属EV未开始移动时,楼宇1中EV将满足自身电量下限后的多余电量进行放电,满足该时刻楼宇1的负荷需求,楼宇3在该低电价时段提前为EV充电,为楼宇提前储备电能。在04:00时EV开始移动时,楼宇1为EV进行充电以保证用户出行,楼宇2由于此时负荷水平较低,因此在



(a)楼宇1



(b)楼宇2



(c)楼宇3

图4 各楼宇内部资源优化结果

Fig.4 Optimization results of internal resources in each building

04:00—06:00利用EV进行放电来满足自身用能以减少电网购电,完成楼宇优化调度。在电价升高时,EV可以利用其储能特性,作为一种特殊的储能设备参与楼宇优化调度,如08:00时电价升高时,楼宇3在07:00时提前为EV充电,在08:00时,利用EV放电满足楼宇用能并将多余电能进行共享。

由于各楼宇间负荷特性的差异,楼宇群中有些楼宇并不能完全消纳光伏出力,而利用EV的移动储能特性,能够在楼宇不能完全消纳光伏出力时储存电能,如图4(c)中10:00—15:00所示,楼宇3在此时光伏出力足够满足负荷需求,在满足自身用电后,将剩余的光伏出力进行共享或利用EV的储能性存储起来。在EV结束一天的移动后,会将自身电量进行放电,从而进一步减少楼宇群运营成本,直到自身电量下限,如图4(a)所示,当楼宇1所属EV返回后,在24:00时EV群将剩余电量进行放电用来共享或售电以获得收益。

5.2.2 投标策略对比分析

为验证本文所提方法在综合能源楼宇群参与日前市场时的有效性和优越性,设置3种场景与本文方法(场景4)进行对比。

场景1:楼宇间电能不共享,不考虑EV移动储能特性;

场景 2:楼宇间电能不共享,考虑 EV 移动储能特性;

场景 3:楼宇间电能共享,不考虑 EV 移动储能特性;

场景 4:楼宇间电能共享,考虑 EV 移动储能特性。

设置场景 1—场景 4 中各楼宇间距为 15 km,线路容量为 600 kW,楼宇 1—楼宇 3 中充电桩数量分别为 70、60 和 30,电动汽车充电功率为 25 kW,初始荷电状态为 0.3,电池容量为 50 kWh,能耗为 9 km/kWh。为分析不同参数下所提策略的有效性,设置场景 5 以分析线路容量较小时的影响,设置场景 6 以考虑楼宇间距和 EV 能耗的变化。

场景 5:楼宇间电能共享,考虑 EV 移动储能特性(线路容量 500 kW,充电桩数量不变)。

场景 6:楼宇间电能共享,考虑 EV 移动储能特性(楼宇间距变为 20 km, EV 能耗变为 8 km/kWh)。

场景 1 中综合能源楼宇群条件设置为独立运行情况。楼宇间不考虑电能共享, EV 不进行移动只考虑其储能性,作为楼宇内的储能设备参与调度。各楼宇完成内部的优化调度后,分别将各自的用能计划上报给代理商。对 24 时段每个场景中综合能源楼宇群中设备运行成本与参与市场成本进行对比,如表 1 所示。

表 1 各场景下综合能源楼宇运行成本

Table 1 Comprehensive energy building operating cost

场景	设备运行成本/元	参与市场成本/元	总运行成本/元
1	1 422.5	5 987.2	7 409.7
2	1 171.0	5 621.3	6 792.3
3	1 100.0	5 514.6	6 614.6
4	1 058.3	5 345.2	6 403.5
5	1 081.9	5 322.8	6 404.7
6	1 185.9	5 480.0	6 665.9

由表 1 可知,相比于楼宇独立运行(场景 1),在考虑 EV 移动储能特性(场景 2)或引入电能共享机制(场景 3)后,都减少了楼宇群参与投标后的总运行成本,其中,在采用了本文方法(场景 4)后,总运行成

本下降了 13.58%。

首先考虑 EV 移动储能特性的影响。场景 2 与场景 1 相比,考虑了 EV 的移动储能特性,利用 EV 的移动储能特性,将途经地的楼宇资源进行联合,为场景 1—场景 4 下 EV 集群总体的充放电功率如图 5 所示。

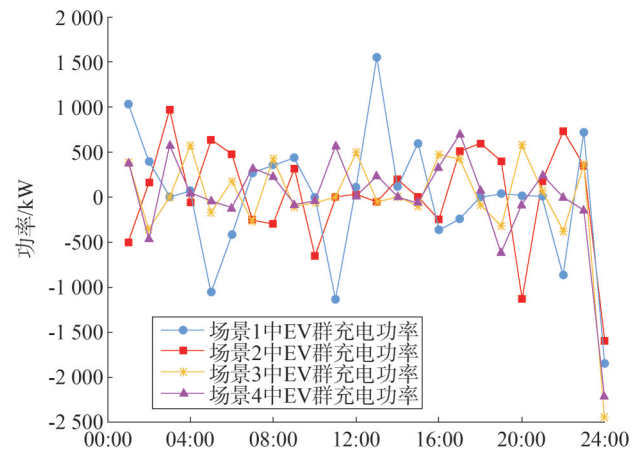


图 5 场景 1—场景 4 下 EV 充电功率
Fig.5 EV charging power in case 1-4

由图 5 可知,场景 2 在考虑了 EV 的移动储能特性后,相比于场景 1, EV 群充电功率的波动较小,减少了对电网的充电压力以及 EV 集群的调度成本,如表 1 中设备运行成本所示。各楼宇完成优化调度后,代理商制定投标策略,场景 1—场景 4 下综合能源楼宇群日前投标策略如图 6 所示,其中正值表示楼宇群作为购电商参与市场投标,负值表示楼宇群作为售电商参与市场投标。

其次,考虑引入电能共享机制的影响,场景 3 相比于场景 1,引入了楼宇间的电能共享机制, EV 只考虑其储能性。当楼宇群内某栋楼宇电能满足自身用能需求后还有剩余,场景 1 会选择将多余电能参与市场进行售电,增加自身售电收益;而场景 3 中会选择利用电能共享机制将多余电能送入其他楼宇,减少其他楼宇的购电需求,虽然减少了自身的售电收益,但由于购售电价的差异,却极大减少了楼宇群整体的运行成本。且由于存在电能共享,场景 3 中对于 EV 充放电功率的调控相比于场景 2 更加稳定,如图 5 中 02:00—04:00 与 19:00—20:00 时段所示,同样也减少了设备运行成本。

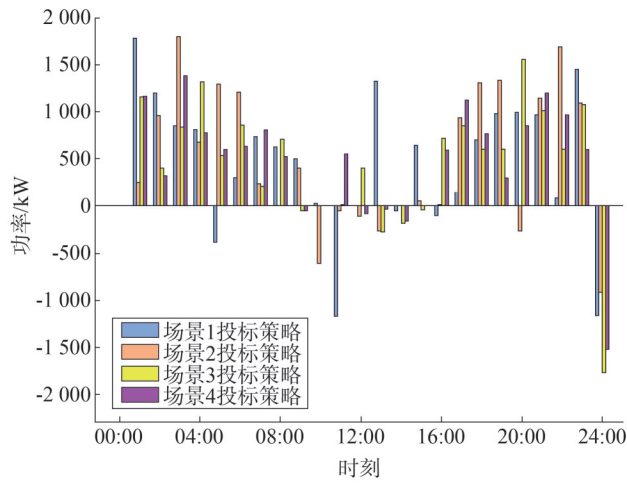


图6 场景1—场景4下综合能源楼宇群日前投标策略
Fig.6 Comprehensive energy building cluster bidding strategies in case 1-4

与场景2和3中考虑单一运行机制相比,场景4采用本文所提方法,在电能共享机制下考虑EV的移动储能特性使得楼宇进行调控时更加灵活,如表1中场景4与场景3的成本对比所示,利用EV移动储能特性参与楼宇调控虽然增加了楼宇内设备运行成本,但利用EV带来的灵活性同样也减少了参与市场的成本。完成楼宇优化调度后,代理商制定投标策略,从图6中可以看出场景4在采用本文所提策略后指定的策略与其他场景的对比,在参与购电市场投标时的平均购电量最少;在参与售电市场投标时,场景1的平均售电量高于场景4,但由于购电量差异,场景1实际成本远高于场景4,如表1中所示。

通过场景4与场景5—场景6对比分析,讨论在不同参数下所提策略的有效性。图7为不同参数下楼宇投标策略对比,图8为不同参数下EV充电功率对比图。首先考虑楼宇线路容量限制的影响,通过场景5与场景4相比,可知虽然线路容量较小,导致楼宇群参与电力市场的交互能力受到限制,但利用EV集群的移动储能特性将楼宇进行联合可减少楼宇群总运行成本。由图8可知,在01:00—08:00时段,由于楼宇线路容量约束,场景5中的EV充电功率对比场景4更加保守;虽然电动汽车的调度导致楼宇内设备运行成本的增加,但总成本与场景4基本相等,如表1所示。

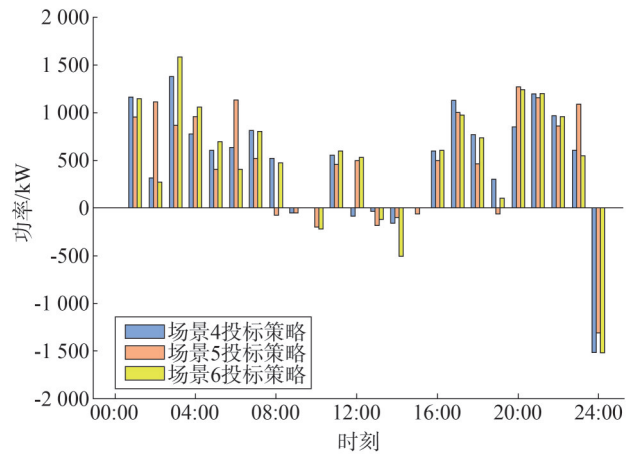


图7 不同参数下楼宇投标策略对比
Fig.7 Comparison of building bidding strategies under different parameters

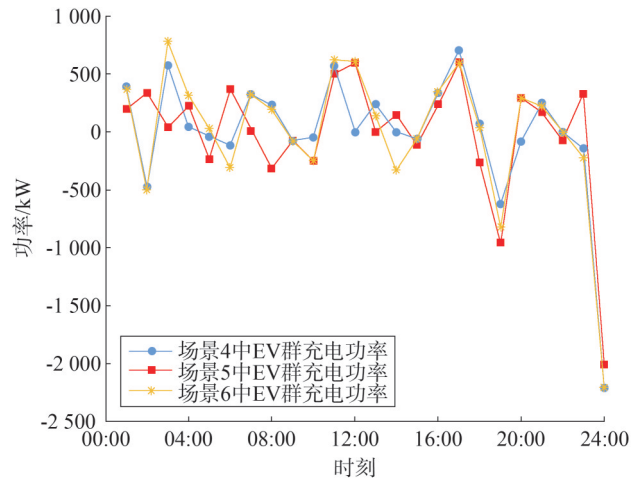


图8 不同参数下EV充电功率对比
Fig.8 Comparison of EV charging power under different parameters

引入场景6分析当EV集群的特点改变时对投标策略的影响,场景6相比于场景4,增大了楼宇间距与EV能耗。由图8可知,场景6与场景4中EV总体充放电计划基本相等,可以看出EV自身能耗的变化不会影响集群的充放电计划,但EV能耗的改变降低了楼宇对EV的可调控性,增大了楼宇群参与市场的成本,同样也增加了楼宇群的设备运行成本,如表1所示;当EV集群的特点改变时,依然可利用本文所提策略帮助楼宇群制定日前投标策略。

6 结论

针对楼宇内的EV建立了EV集群模型,在电能共享机制下利用EV的移动储能特性构建综合能源楼宇群日前投标模型,通过算例仿真,得到以下结论:

1)基于EV移动储能特性建立的EV集群模型,能够更灵活的参与楼宇调度,促进多栋楼宇的能源互补。

2)考虑电能共享机制结合EV移动储能特性建立的综合能源楼宇群日前投标模型,减少综合能源楼宇群在高电价时段的购电投标量,增加该时段的售电投标量,参与市场后能使综合能源楼宇群总运行成本下降13.58%。

随着我国建筑运行能耗的增加以及储能技术的发展,未来可将楼宇群与储能电站结合,依靠楼宇资源配置的丰富及内部资源运行特性差异所带来的调节灵活性,结合共享储能电站进一步提高楼宇在电力市场上的投标竞争力。本文虽然在理论框架部分建立了楼宇群日前投标模型,并在不同场景下完成对模型的求解,但由于缺乏真实数据,本文在仿真工作中缺少一定的实际适用性。而在后续工作中可通过获取真实数据,进一步考虑完善所做工作。

参考文献

- [1] 张爱祥,宋士瞻,高扬,等.含能源互联微网的主动配电网分层分布式协调控制[J].电力系统保护与控制,2019,47(19):131-138.
ZHANG Aixiang, SONG Shizhan, GAO Yang, et al. Hierarchical distributed coordinated control of active distribution network including energy interconnection micro grid [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(19): 131-138.
- [2] 雷金勇,李战鹰,卢泽汉,等.分布式发电技术及其对电力系统影响研究综述[J].南方电网技术,2011,5(4):46-50.
LEI Jinyong, LI Zhanying, LU Zehan, et al. Review on the research of distributed generation technology and its impacts on electric power systems [J]. Southern Power System Technology, 2011, 5(4): 46-50.
- [3] 王珂,吴峰,曹若琳,等.市场环境下需求响应行为特性及模型研究综述[J].电力系统自动化,2024,48(15):1-14.
WANG Ke, WU Feng, CAO Ruolin, et al. Review on characteristics and models of demand response behavior in market environment [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(15): 1-14.
- [4] 吴林林,陈璨,胡俊杰,等.支撑新能源电力系统灵活性需求的用户侧资源应用与关键技术[J].电网技术,2024,48(4):1435-1450.
WU Linlin, CHEN Can, HU Junjie, et al. User side resource application and key technologies for flexibility demand of renewable energy power system [J]. Power System Technology, 2024, 48(4): 1435-1450.
- [5] 贾宏杰,汪晗忱,靳小龙,等.集成差异化建筑集群的微网系统分层分布式优化调度[J].电力系统自动化,2024,48(22):96-107.
JIA Hongjie, WANG Hanchen, JIN Xiaolong, et al. Hierarchical and distributed optimal scheduling for microgrid system integrating differentiated building clusters [J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(22): 96-107.
- [6] 董燕,陈乙瑞,朱永胜,等.多时间尺度下智能楼宇异构负荷协同调度研究[J].太阳能学报,2024,45(8):210-217.
DONG Yan, CHEN Yirui, ZHU Yongsheng, et al. Research on coordinated scheduling of heterogeneous loads in smart buildings under multi-time scales [J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2024, 45(8): 210-217.
- [7] 黄莉,周赣,张娅楠,等.考虑贡献度的聚合商需求响应精准评估与动态激励决策[J].电力工程技术,2022,41(6):21-29.
HUANG Li, ZHOU Gan, ZHANG Yanan, et al. Accurate evaluation and dynamic incentive decision of aggregators' demand response considering contribution degree [J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 21-29.
- [8] 杨秀,胡晓龙,孙改平,等.考虑电能共享的楼宇虚拟电厂协调优化调度[J].电力科学与技术学报,2022,37(1):96-105.
YANG Xiu, HU Xiaolong, SUN Gaiping, et al. Coordinated optimization scheduling of building virtual power plant considering power sharing [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 96-105.
- [9] JOO I Y, CHOI D H. Optimal household appliance scheduling considering consumer's electricity bill target [J]. IEEE Transactions on Consumer Electronics, 2017, 63(1): 19-27.
- [10] 吴界辰,艾欣,张艳,等.配售分离环境下高比例分布式能源园区电能日前优化调度[J].电网技术,2018,42(6):1709-1719.
WU Jiechen, AI Xin, ZHANG Yan, et al. Day-ahead optimal scheduling for high penetration of distributed energy resources in community under separated distribution and retail operational environment [J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1709-1719.
- [11] 胡鹏,艾欣,杨昭,等.考虑电能共享的综合能源楼宇群日前协同优化调度[J].电力自动化设备,2019,39(8):239-245.
HU Peng, AI Xin, YANG Zhao, et al. Day-ahead optimal scheduling for cluster building with integrated energy system

- considering power sharing [J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8): 239-245.
- [12] 杨昭,艾欣.考虑电能共享的综合能源楼宇群分布式优化调度[J].电网技术,2020,44(10):3769-3778.
YANG Zhao, AI Xin. Distributed optimal scheduling for integrated energy building clusters considering energy sharing [J]. Power System Technology, 2020, 44(10): 3769-3778.
- [13] 周军,李佳旺,马鸿君,等.考虑点对点电能共享的智能楼宇群分布式优化调度[J].电力自动化设备,2021,41(10):113-121.
ZHOU Jun, LI Jiawang, MA Hongjun, et al. Distributed optimal scheduling for smart building clusters considering peer-to-peer electric energy sharing [J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(10): 113-121.
- [14] 胡洁,李培强,林仕满,等.考虑分时电价差异性和基于主从博弈的智能楼宇集群能量共享方法[J].电网技术,2021,45(12):4738-4750.
HU Jie, LI Peiqiang, LIN Shiman, et al. Energy-sharing method for smart building clusters considering differences of time-of-use prices and based on master-slave game [J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4738-4750.
- [15] 范宏,于伟南,柳璐,等.“双碳”目标下考虑电氢互补的智慧园区多楼宇协调调度[J].电力系统自动化,2022,46(21):42-51.
FAN Hong, YU Weinan, LIU Lu, et al. Multi-building coordinated dispatch in smart park for carbon emission peak and carbon neutrality considering electricity and hydrogen complementary [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21): 42-51.
- [16] LI Z N, SU S, JIN X L, et al. A hierarchical scheduling method of active distribution network considering flexible loads in office buildings [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2021, 131: 106768.
- [17] 张浩鹏,李泽宁,薛屹洵,等.基于共享储能服务的智能楼宇双层优化配置[J].中国电机工程学报,2025,45(3):899-910.
ZHANG Haopeng, LI Zening, XUE Yixun, et al. Bi-level optimal configuration of intelligent buildings based on shared energy storage services [J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(3): 899-910.
- [18] 李昭昱,艾芊.分时电价下居民用户用电需求响应估计方法[J].电力自动化设备,2023,43(10):121-127.
LI Zhaoyu, AI Qian. Demand response estimation method of electricity consumption for residential customer under time of use price [J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(10): 121-127.
- [19] 湛归,殷爽睿,艾芊,等.智能楼宇型虚拟电厂参与电力系统调频辅助服务策略[J].电力工程技术,2022,41(6):13-20.
ZHAN Gui, YIN Shuangrui, AI Qian, et al. A strategy for smart building-based virtual power plants participating in frequency regulation auxiliary service [J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(6): 13-20.
- [20] 彭钰茗,曾方迪,李更丰.综合能源服务商参与多能源市场的决策建模研究[J].供用电,2018,35(11):27-33.
PENG Yuming, ZENG Fangdi, LI Gengfeng. Research on decision modeling of multi-energy players participating in multi-energy markets [J]. Distribution & Utilization, 2018, 35(11): 27-33.
- [21] LIU H, QI J J, WANG J H, et al. EV dispatch control for supplementary frequency regulation considering the expectation of EV owners [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(4): 3763-3772.
- [22] WANG M S, MU Y F, SHI Q X, et al. Electric vehicle aggregator modeling and control for frequency regulation considering progressive state recovery [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 4176-4189.
- [23] WENZEL G, NEGRETE-PINCETIC M, OLIVARES D E, et al. Real-time charging strategies for an electric vehicle aggregator to provide ancillary services [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 5141-5151.
- [24] 吴洲洋,艾欣,胡俊杰,等.基于充电行为预测的电动汽车参与系统调频备用:容量挖掘与风险评估[J].电力自动化设备,2022,42(4):18-26.
WU Zhouyang, AI Xin, HU Junjie, et al. EVs' participation in system frequency regulation reserve based on charging behavior prediction: capacity mining and risk evaluation [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(4): 18-26.
- [25] 许梦瑶,艾小猛,方家琨,等.考虑用户积极性的电动汽车与机组联合调频的两阶段随机优化调度模型[J].电网技术,2022,46(6):2033-2041.
XU Mengyao, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Two-stage stochastic optimal scheduling model for joint regulation of EV and thermal units considering users enthusiasm [J]. Power System Technology, 2022, 46(6): 2033-2041.
- [26] VATANDOUST B, AHMADIAN A, GOLKAR M A, et al. Risk-averse optimal bidding of electric vehicles and energy storage aggregator in day-ahead frequency regulation market [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 2036-2047.
- [27] 靳小龙,穆云飞,贾宏杰,等.融合需求侧虚拟储能系统的冷热电联供楼宇微网优化调度方法[J].中国电机工程学报,2017,37(2):581-591.
JIN Xiaolong, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Optimal scheduling method for a combined cooling, heating and power building microgrid considering virtual storage system at demand side [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(2): 581-591.
- [28] 程杉,陈诺,徐建宇,等.考虑综合需求响应的楼宇综合能源系统能量管理优化[J].电力工程技术,2023,42(2):40-47.
CHENG Shan, CHEN Nuo, XU Jianyu, et al. Optimal energy management of residential integrated energy system with

consideration of integrated demand response [J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(2): 40-47.

- [29] 王岱,管晓宏,吴江,等.基于车辆行驶行为特性建模的电动汽车充放电策略与分析[J].电网技术,2014,38(9):2322-2327.

WANG Dai, GUAN Xiaohong, WU Jiang, et al. Vehicle driving pattern based modeling and analysis of centralized charging / discharging strategy for plug-in electric vehicles [J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2322-2327.

- [30] 徐青山,李淋,蔡霖霖,等.考虑电能交互的冷热电多微网系统日前优化经济调度[J].电力系统自动化,2018,42(21):36-44.

XU Qingshan, LI Lin, CAI Jilin, et al. Day-ahead optimized economic dispatch of CCHP multi-microgrid system considering power interaction among microgrids [J]. Automation of Electric

Power Systems, 2018, 42(21): 36-44.

收稿日期:2024-12-03

修回日期:2025-04-09

作者简介:

吉杨(1992),男,硕士,工程师,研究方向为电力系统自动化;

何海航(1986),男,硕士,高级工程师,研究方向为电力系统自动化;

穆睿智(1999),通信作者(202332804029@stu.hebut.edu.cn),男,硕士在读,研究方向为智慧能源与智能控制;

张卫欣(1973),女,硕士,正高级工程师,研究方向为电力系统自动化;

冯相龙(1990),男,工程师,研究方向为电力系统稳定性。

(责任编辑 郑天茹)

(上接第101页)

GENG Shengjie, JIA Yanbing, JIANG Keteng, et al. Joint planning strategy of grid data center server capacity and its integrated energy supply system [J]. Power System Technology, 2022, 46(9): 3281-3292.

- [26] Logs of Real Parallel Workloads from Production Syst-ems [EB/OL].(2019-09-24)[2025-06-27].https://www.cs.huji.ac.il/labs/parallel/workload/logs.html.

- [27] 祁兵,曹望璋,李彬,等.计及负载特征及响应特性的多数据中心双层优化模型[J].电力系统自动化,2022,46(21):30-41.

QI Bing, CAO Wangzhang, LI Bin, et al. Bi-level optimization model of multiple data centers considering workload features and response characteristics [J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(21): 30-41.

- [28] 吴盛军,李群,刘建坤,等.基于储能电站服务的冷热电多微网系统双层优化配置[J].电网技术,2021,45(10):3822-3832.

WU Shengjun, LI Qun, LIU Jiankun, et al. Bi-level optimal configuration for combined cooling heating and power multi-microgrids based on energy storage station service [J]. Power System Technology, 2021, 45(10): 3822-3832.

- [29] 栗然,吕慧敏,彭湘泽,等.阶梯成本下考虑混合租建模式的云储能优化配置[J].太阳能学报,2024,45(2):263-273.

LI Ran, LYU Huimin, PENG Xiangze, et al. Optimal configuration of cloud energy storage considering hybrid self-built and lease mode under tiered cost [J]. Acta Energetica Sinica, 2024, 45(2): 263-273.

- [30] GAN W, AI X M, FANG J K, et al. Security constrained co-planning of transmission expansion and energy storage [J]. Applied Energy, 2019, 239: 383-394.

收稿日期:2025-05-15

修回日期:2025-07-09

作者简介:

岳佳明(2001),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统及其自动化;

钟建伟(1972),通信作者(zhjwei163@163.com),男,硕士,教授,主要研究方向为电力系统运行与控制;

梁会军(1978),男,博士,副教授,主要研究方向为电力系统优化与调度。


朱占春(1976),男,硕士,高级工程师,主要研究方向为电力系统运行与控制;

魏云龙(1984),男,高级工程师,主要研究方向为电气工程及其自动化。

(责任编辑 姜婷婷)

“基于人工智能的车桩网协同最优规划 调度关键技术”专栏

征稿启事



全球“双碳”目标的推进与可再生能源技术的迅猛发展，推动了电动汽车的广泛应用。与此同时，人工智能技术的突破性进展为电动汽车、充电基础设施与电网的协同优化开辟了全新路径。电动汽车充电基础设施是配电网与路网的重要组成部分。对电网而言，充电桩的规划与运行必须考虑大规模电动汽车充电负荷带来的安全、可靠性和经济性挑战。同时，充电桩的建设和运营也受到电网容量和运行可靠性的制约。对路网而言，电动汽车的出行行为以及充电桩的选址与容量规划显著改变了电动汽车在路网上的时空分布，进而影响充电基础设施的规划与运营。在此背景下，利用人工智能技术对车桩网协同交互策略进行深入研究，实施充电桩的合理选址与容量规划，并确保大规模电动汽车接入下电网的安全稳定运行，对于推动新能源汽车技术的发展以及提升电网的安全性、稳定性和经济性具有重要意义。同时，如何制定合适的调度策略使得车主 - 运营商 - 电网三方利益最大化，电网运营压力最小也是亟待解决的重要问题。

为展示车桩网一体协同规划关键技术的最新研究进展和发展趋势，解决技术研究和应用中的难题和热点问题，推动技术创新和交流，**诚邀请昆明理工大学教授杨博、英国利物浦大学教授蒋林、东北大学副教授张孝顺和新西兰奥克兰理工大学讲师周率担任特约主编**，拟针对“基于人工智能的车桩网协同最优规划调度关键技术”开设专栏，欢迎国内外相关领域的专家学者踊跃投稿！

一、征稿方向（包括但不限于）

- 1、基于人工智能的电动汽车充电负荷预测技术；
- 2、基于人工智能的车桩网耦合的规划与调度技术；
- 3、基于人工智能的充电基础设施选址与容量规划技术；
- 4、基于人工智能的车桩网一体化系统调度技术；
- 5、基于人工智能的车桩网深度耦合的电网协同规划与运行技术；
- 6、含大规模电动汽车与充电基础设施的电网安全稳定运行技术；
- 7、考虑电动汽车运行的综合能源系统规划与调度技术；
- 8、基于人工智能车桩网协同互动（V2G）策略优化；
- 9、基于人工智能的电动汽车 - 充电桩 - 电网系统故障诊断与预测性技术；
- 10、基于人工智能的车桩网协同互动（V2G）参与多元市场调度策略优化。

二、投稿要求

- 1、请从山东电力技术网站投稿，请在题名后标注“基于人工智能的车桩网协同最优规划调度关键技术”，网址：<http://sddljs.cbpt.cnki.net>
- 2、稿件详细要求请参照《山东电力技术》投稿须知及论文写作模版，投稿须知及论文写作模版请在山东电力技术网站下载。
- 3、稿件一经采用，本刊将按照《山东电力技术》期刊稿费发放标准向作者发放稿费，稿酬优厚。
- 4、征文截止时间 2025 年 12 月 31 日，其他不明事宜，请联系《山东电力技术》编辑部。电话：0531-67982997。



关注《山东电力技术》