

同行专家业内评价意见书编号：20250858222

## 附件1

# 浙江工程师学院（浙江大学工程师学院） 同行专家业内评价意见书

姓名：                                徐海栋

学号：                                22260131

申报工程师职称专业类别（领域）：                能源动力

浙江工程师学院（浙江大学工程师学院）制

2025年03月16日

## 填表说明

一、本报告中相关的技术或数据如涉及知识产权保护、军工项目保密等内容，请作脱密处理。

二、请用宋体小四字号撰写本报告，可另行附页或增加页数，A4纸双面打印。

三、表中所涉及的签名都必须用蓝、黑色墨水笔，亲笔签名或签字章，不可以打印代替。

四、同行专家业内评价意见书编号由工程师学院填写，编号规则为：年份4位+申报工程师职称专业类别(领域)4位+流水号3位，共11位。

## 一、个人申报

**（一）基本情况【围绕《浙江工程师学院（浙江大学工程师学院）工程类专业学位研究生工程师职称评审参考指标》，结合该专业类别(领域)工程师职称评审相关标准，举例说明】**

### 1. 对本专业基础理论知识和专业技术知识掌握情况(不少于200字)

基础理论知识方面，工程师需熟练掌握电力系统的基本概念和分析方法，包括电力系统的组成（发电、输电、配电和用电）、潮流计算、短路计算和稳定性分析等。例如，潮流计算是电力系统分析的基础，工程师需掌握牛顿-拉夫森法、快速解耦法等数值计算方法，能够对电力系统的稳态运行状态进行精确分析，确保系统各节点的电压和功率分布满足运行要求。此外，短路计算是电力系统设计的重要环节，工程师需理解对称分量法、正序、负序和零序网络的分析方法，能够计算系统在故障情况下的短路电流，为设备选型和保护配置提供依据。

在专业技术知识方面，电力系统稳定性分析是关键内容之一。工程师需掌握静态稳定性、暂态稳定性和动态稳定性的分析方法，能够评估系统在受到扰动后的恢复能力。例如，在新能源大规模接入的背景下，工程师需结合电力电子技术和控制理论，分析风电场、光伏电站对系统稳定性的影响，并提出相应的控制策略（如无功补偿、储能系统配置）以增强系统稳定性。此外，工程师还需熟悉电力系统仿真工具（如PSCAD、PSASP）的使用，能够建立系统模型并进行仿真分析，为工程实践提供理论支持。

通过扎实的理论基础和专业技术知识的结合，电气工程师能够有效解决电力系统规划、运行和控制中的复杂问题，确保电力系统安全、稳定、经济运行。

### 2. 工程实践的经历(不少于200字)

在国网浙江经济技术研究院的实践期间，我参与了共享储能优化配置的研究项目，重点研究了储能在电力系统中的多场景应用及其优化配置方法。该项目旨在通过共享储能模式提升电网的灵活性，解决新能源波动性和负荷峰谷差带来的挑战。我的主要工作包括数据收集、模型构建和仿真分析。首先，我收集了浙江省多个地区的负荷曲线、新能源出力数据以及电网运行参数，结合历史数据分析了区域电网的峰谷特性及新能源消纳的瓶颈问题。随后，我基于混合整数线性规划（MILP）方法，构建了共享储能的优化配置模型，目标函数包括最小化投资成本、最大化储能利用率以及提升新能源消纳率。

在模型求解过程中，我利用MATLAB和GUROBI工具对模型进行求解，并通过仿真验证了共享储能在调峰、调频和备用容量等多场景下的经济性和技术可行性。

这段实践经历让我深入理解了储能在电力系统中的重要作用，也提升了我在数据分析、建模优化和方案设计方面的综合能力，为未来从事电力系统规划和新能源领域的研究工作积累了宝贵经验。

### 3. 在实际工作中综合运用所学知识解决复杂工程问题的案例（不少于1000字）

在实际工作中，我曾参与浙江省共享储能区域划分和优化配置的项目，该项目旨在解决浙江省因新能源大规模接入导致的电网波动性问题和峰谷差压力。浙江省作为中国经济发达地区，新能源发展迅速，尤其是光伏和风电的装机容量逐年增加。然而，新能源的波动性和间歇性给电网运行带来了巨大挑战，传统调峰手段成本高且效率有限。为此，国网浙江电力公司计划引入共享储能系统，通过优化配置和区域划分提升电网的灵活性和经济性。以下是我综合运用电力系统所学知识解决该问题的详细案例描述：

## 项目背景

浙江省电网新能源渗透率较高，尤其是分布式光伏和海上风电的快速发展，导致电网频率和电压稳定性问题突出。同时，负荷峰谷差较大，传统调峰手段（如火电机组调峰）成本高且效率有限。为此，国网浙江电力公司计划引入共享储能系统，通过优化配置和区域划分提升电网的灵活性和经济性。

## 问题分析

1. 区域划分问题：需要根据负荷特性、新能源分布和电网结构，将浙江省划分为若干个子区域，每个子区域配置共享储能系统，以实现资源的优化利用。

2.

优化配置问题：需要在各子区域内确定储能系统的容量、位置和运行策略，以最小化投资和运行成本，同时满足调峰、调频和新能源消纳的需求。

## 解决思路与方法

1.

数据收集与分析：收集浙江省电网的负荷曲线、新能源出力数据和电网拓扑结构。分析负荷的时空分布特性、新能源的波动规律以及电网的薄弱环节。

2. 区域划分：

基于聚类算法对负荷和新能源数据进行聚类分析，将浙江省划分为若干个子区域。结合电网拓扑结构和电气距离，确保每个子区域内的负荷和新能源具有较高的相关性，同时减少跨区域备用功率流动。

3.

优化配置模型构建：建立以最小化投资和运行成本为目标函数的混合整数线性规划模型。约束条件包括储能系统的充放电功率、容量限制、调峰调频需求以及新能源消纳率等。

4.

模型求解与仿真：利用MATLAB对模型进行求解，得到各子区域储能系统的最优容量和位置。通过电力系统仿真软件验证配置方案的可行性，评估其对电网频率、电压稳定性和新能源消纳的改善效果。

## 实施效果

在大型储能电站全寿命周期的经济性测算和运营模式研究方面，结合源网荷侧储能电站实际案例，构建了源网荷储能电站全寿命周期成本-

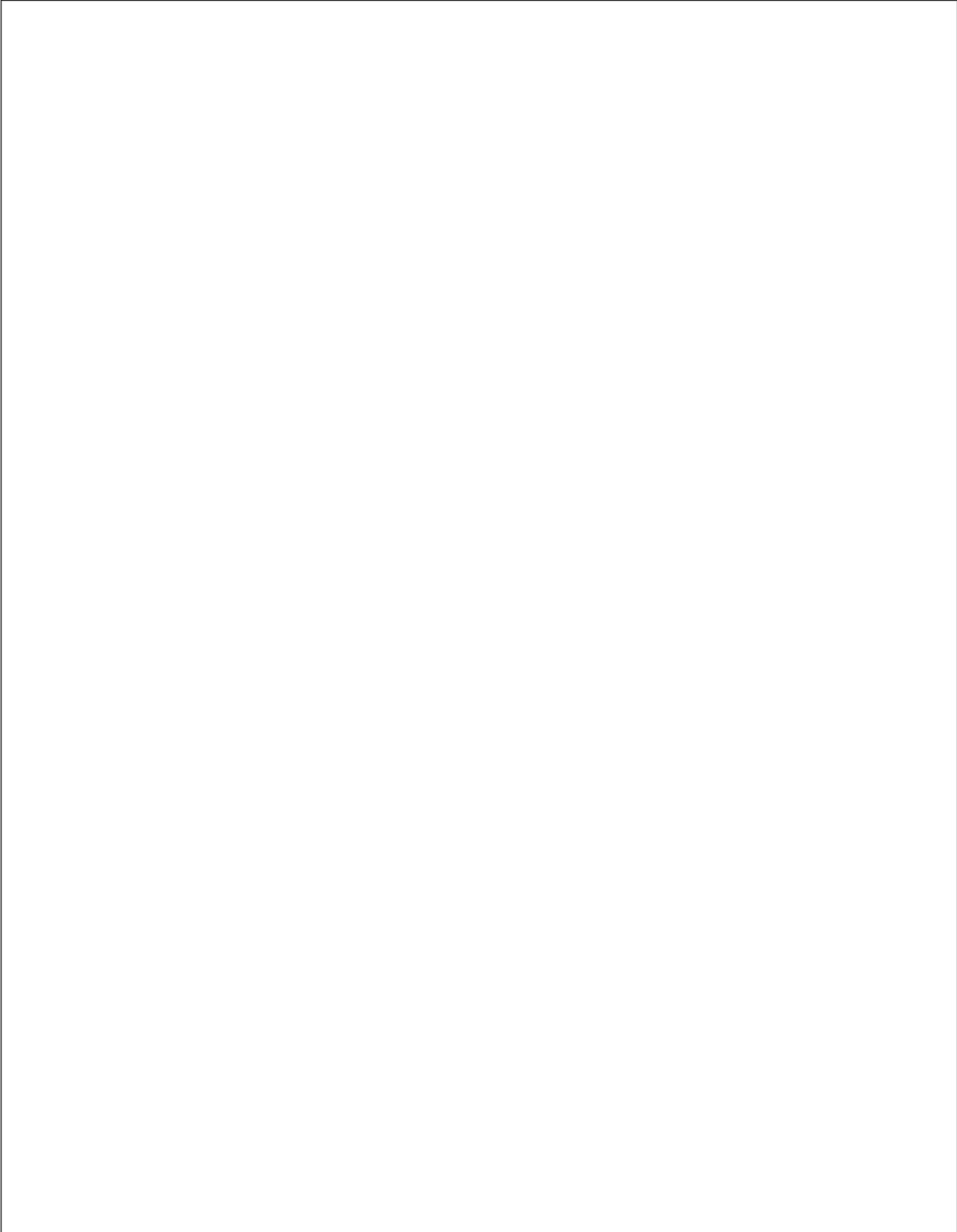
收益模型，分析评估了不同运营模式下储能电站的各项经济性指标，可为源网荷储能电站的实际应用运营模式提供参考。

在高比例新能源接入下浙江电网共享区域划分方面，通过共享区域划分，减少了区域内部线路阻塞的风险；区域内备用容量充足，使得区域内具有一定的自平衡能力；将重载线路作为区间交互支路，可在简化调度指令的同时实现对重载线路的监视。

共享模式下的多元储能多场景需求分析与经济性配置研究方面，基于浙江电网共享区域，对不同分区的储能需求进行评估；在不同共享区域的储能需求分析基础上，形成共享储能配置及收益评估方案。

## 案例总结

通过综合运用电力系统分析、优化理论和仿真工具，我成功解决了浙江省共享储能区域划分和优化配置问题。该项目不仅提升了电网的灵活性和经济性，也为新能源的高比例接入提供了技术支持，体现了电力系统知识在实际工程中的重要作用。



(二) 取得的业绩(代表作)【限填3项, 须提交证明原件(包括发表的论文、出版的著作、专利证书、获奖证书、科技项目立项文件或合同、企业证明等)供核实, 并提供复印件一份】

1. 公开成果代表作【论文发表、专利成果、软件著作权、标准规范与行业工法制定、著作编写、科技成果获奖、学位论文等】

成果名称	成果类别 [含论文、授权专利(含发明专利申请)、软件著作权、标准、工法、著作、获奖、学位论文等]	发表时间/授权或申请时间等	刊物名称/专利授权或申请号等	本人排名/总人数	备注
基于输电网络区域划分的共享储能优化配置	一级期刊	2024年06月25日	中国电机工程学报	1/6	
Consecutive Year-by-Year Planning of Grid-Side Energy Storage System Considering Demand-Side Response Resources, Energies	国际期刊	2024年06月28日	Energies	1/6	
一种考虑分区备用的电网侧共享储能配置方法及系统	发明专利申请	2024年12月10日	申请号: 202411808338.X	1/3	

2. 其他代表作【主持或参与的课题研究项目、科技成果应用转化推广、企业技术难题解决方案、自主研发设计的产品或样机、技术报告、设计图纸、软课题研究报告、可行性研究报告、规划设计方案、施工或调试报告、工程实验、技术培训教材、推动行业发展中发挥的作用及取得的经济社会效益等】

(三) 在校期间课程、专业实践训练及学位论文相关情况

课程成绩情况	按课程学分核算的平均成绩： 84 分
专业实践训练时间及考核情况(具有三年及以上工作经历的不作要求)	累计时间： 1.2 年 (要求1年及以上) 考核成绩： 91 分

**本人承诺**

个人声明：本人上述所填资料均为真实有效，如有虚假，愿承担一切责任，特此声明！

申报人签名：徐海栋



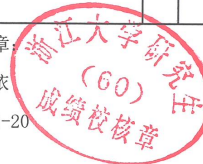


浙江大学研究生院  
攻读硕士学位研究生成绩表

学号: 22260131	姓名: 徐海栋	性别: 男	学院: 工程师学院	专业: 电气工程	学制: 2.5年						
毕业时最低应获: 24.0学分	已获得: 29.0学分			入学年月: 2022-09	毕业年月:						
学位证书号:			毕业证书号:			授予学位:					
学习时间	课程名称	备注	学分	成绩	课程性质	学习时间	课程名称	备注	学分	成绩	课程性质
2022-2023学年秋季学期	新时代中国特色社会主义思想理论与实践		2.0	89	专业学位课	2022-2023学年秋冬学期	高阶工程认知实践		3.0	84	专业学位课
2022-2023学年秋季学期	研究生英语基础技能		1.0	免修	公共学位课	2022-2023学年秋冬学期	研究生论文写作指导		1.0	75	专业选修课
2022-2023学年秋季学期	研究生英语能力提升		1.0	免修	跨专业课	2022-2023学年春季学期	电气装备健康管理		2.0	85	专业选修课
2022-2023学年秋季学期	工程技术创新前沿		1.5	86	专业学位课	2022-2023学年春季学期	数学建模		2.0	92	专业选修课
2022-2023学年秋季学期	新能源发电与变流技术		2.0	88	专业学位课	2022-2023学年春夏学期	工程伦理		2.0	95	专业学位课
2022-2023学年秋季学期	研究生英语		2.0	免修	专业学位课	2022-2023学年春夏学期	优化算法		3.0	69	专业选修课
2022-2023学年冬季学期	综合能源系统集成优化		2.0	85	专业学位课	2022-2023学年夏季学期	自然辩证法概论		1.0	80	专业学位课
2022-2023学年冬季学期	产业技术发展前沿		1.5	88	专业学位课		硕士生读书报告		2.0	通过	

说明: 1. 研究生课程按三种方法计分: 百分制, 两级制(通过、不通过), 五级制(优、良、中、及格、不及格)。  
2. 备注中“\*”表示重修课程。

学院成绩校核章:  
成绩校核人: 张梦依  
打印日期: 2025-03-20



# 《中国电机工程学报》稿件录用证明

浙江大学工程师学院：

贵单位同志来稿《基于输电网络区域划分的共享储能优化配置》  
(稿件编号：X240752) 我刊拟录用。作者情况如下：

作者	徐海栋 <sup>1</sup> ，丁一凡 <sup>2</sup> ，王仁顺 <sup>3</sup> ，耿光超 <sup>3</sup> ， 江全元 <sup>3*</sup> ，孙飞飞 <sup>2</sup>
单位	1. 浙江大学工程师学院 2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院 3. 浙江大学电气工程学院

特此证明。

此致

敬礼！

《中国电机工程学报》编辑部



2024-07-05

中国电机工程学报 · 查看该刊数据库收录来源

(录用定稿) 网络首发时间: 2024-06-25 10:45:20

“ ☆ < ☰ 🔔 笔记

## 基于输电网络区域划分的共享储能优化配置

徐海栋<sup>1</sup> 丁一凡<sup>2</sup> 王仁顺<sup>3</sup> 耿光超<sup>3</sup> 江全元<sup>3</sup> 孙飞飞<sup>2</sup>

1. 浙江大学工程师学院 2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院 3. 浙江大学电气工程学院

**摘要：**针对共享储能服务范围不明确、新能源侧储能备用冗余配置的问题，提出一种基于输电网络区域划分的共享储能优化配置方法。首先，结合电力系统网络结构，节点、线路的动态特性，提出了输电网络共享区域划分指标；其次，将输电网络区域划分问题抽象为图论模型，并以模块度指标和负载率约束为依据对模型进行化简，借鉴Dijkstra算法的思想，求解以实现划分指标最优为目标的区域划分问题，完成对输电网络的区域划分；然后，建立了基于输电网络区域划分的共享储能选址定容模型，实现覆盖全网的共享储能优化配置；最后，算例部分通过分析区域划分结果以及区域划分对储能配置的影响验证本文方法的有效性。

**关键词：**区域划分；共享储能；分区备用；选址定容；

**专辑：**工程科技II辑

**专题：**电力工业

**分类号：**TM91

**在线公开时间：**2024-06-25 (知网平台在线公开时间，不代表文献的发表时间)

中国知网网络首发，未经许可，禁止转载、摘编。

# 基于输电网络区域划分的共享储能优化配置

徐海栋<sup>1</sup>, 丁一凡<sup>2</sup>, 王仁顺<sup>3</sup>, 耿光超<sup>3</sup>, 江全元<sup>3\*</sup>, 孙飞飞<sup>2</sup>

(1. 浙江大学工程师学院, 浙江省 杭州市 310015; 2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江省 杭州市 310008; 3. 浙江大学电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027)

## Optimal Allocation of Shared Energy Storage Based on Transmission Network Zoning

XU Haidong<sup>1</sup>, DING Yifan<sup>2</sup>, WANG Renshun<sup>3</sup>, GENG Guangchao<sup>3</sup>, JIANG Quanyuan<sup>3\*</sup>, SUN Feifei<sup>2</sup>

(1. College of Engineers, Zhejiang University, Hangzhou 310015, Zhejiang Province, China; 2. Economic and Technical Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, Zhejiang Province, China; 3. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China)

**ABSTRACT:** Aiming at the problem of unclear scope of shared energy storage services and redundant configuration of energy storage reserve on the new energy side, an optimal allocation method of shared energy storage considering transmission grid zonal reserve is proposed. Firstly, combined with the dynamic characteristics of power system network structure, nodes and lines, the regional division index of transmission network considering zoning backup is proposed. Secondly, the regional division problem of transmission network is abstracted into a graph theory model, and the model is simplified based on the modularity index and load rate constraint, and the idea of Dijkstra is used to solve the regional division problem with the goal of achieving the optimal division index, and complete the regional division of the transmission network. Then, a shared energy storage location and capacity model considering zonal backup is established to realize the optimal configuration of shared energy storage covering the whole network. Finally, the example part verifies the effectiveness of the proposed method by analyzing the regional division results and the influence of regional division on energy storage configuration.

**KEY WORDS:** regional division; shared energy storage; zonal reserve; siting and sizing power system

**摘要:** 针对共享储能服务范围不明确、新能源侧储能备用冗余配置的问题,提出一种基于输电网络区域划分的共享储能优化配置方法。首先,结合电力系统网络结构,节点、线路的动态特性,提出了输电网络共享区域划分指标;其次,将输电网络区域划分问题抽象为图论模型,并以模块度指标和负载率约束为依据对模型进行化简,借鉴 Dijkstra 算法的思想,求解以实现划分指标最优为目标的区域划分问题,完成对输电网络的区域划分;然后,建立了基于输电网络区域划分的共享储能选址定容模型,实现覆盖全网的共享储能优化配置;最后,算例部分通过分析区域划分结果以及区域划分对储能配置的影响验证本文方法的有效性。

**关键词:** 区域划分; 共享储能; 分区备用; 选址定容

## 0 引言

为应对负荷预测的不准确性、新能源的随机性与不确定性,系统需要留有一定的备用容量,而储能是系统备用容量的重要资源。近年来,“共享经济”模式的出现为储能应用提供了新的思路<sup>[1]</sup>。2022年初,国家发改委、能源局印发《“十四五”新型储能发展实施方案》,文件提出:“创新新型储能商业模式,探索共享储能、云储能、储能聚合等商业模式应用”。新能源场站方面,共享储能可以在满足新能源场站需求的同时,作为独立的实体为系统提供辅助服务<sup>[2]</sup>。用户方面,鉴于不同用户能源消费的时间互补性,共享使用单个储能单元将是一种有前途的商业模式<sup>[3]</sup>。

共享储能的现有工作集中在容量规模、调度和商业模式设计上<sup>[3]</sup>。文献[4]提出多微电网租赁共享储能组成微电网联盟参与配电网调峰的调度策略,促进了储能高效利用和新能源就地消纳,实现了多主体利益共赢。文献[5]提出一种用户虚拟储能共享的商业模式,并仿真证明该商业模式可降低用户总成本 34.7%。文献[6]提出管理共享储能系统的管理者和从储能系统借用容量和能源的消费者之间的两阶段信用共享模型。

共享储能的以上工作,是在一个给定区域内,或者给定储能位置、容量的前提下进行的研究,难以实现共享储能的选址定容分析。若要实现共享储能最优配置,有必要对系统进行区域划分,明确共享储能的服务范围。且未来电力系统中,源与荷、供给方与需求方、输电网与配电网的边界将变得模

糊<sup>[7]</sup>；新型电力系统必须具备自平衡能力，能够独立、主动地在一定范围内平衡电力和电量，以保障系统安全和正常供电<sup>[8]</sup>。因此为实现共享储能最优配置，满足新型电力系统的安全运行需求，需要对系统划分进行深入研究。

现阶段电力系统区域划分的目的是实现区域电压控制<sup>[9,10]</sup>、提高新能源消纳<sup>[11]</sup>、优化区域备用配置<sup>[12,13]</sup>、可再生能源规划<sup>[14,15]</sup>。文献[9]提出一种利用最少的无功补偿和有功弃电，在响应时间内实现区域电压控制的方法。文献[10]提出一种基于平衡深度的分区电压控制方法，其目的是在保证分区高质量的同时提高划分效率，从而实现区域电压快速控制。文献[11]提出一种以提高可再生能源就地消纳能力为目标，服务于规划的集群划分方法。文献[14]、[15]提出了分布式电源集群规划方法，基于集群划分，建立考虑新能源场商收益和区域功率匹配度的可再生能源规划模型。但以上以实现系统规划为目的的区域划分在确立分区时，仅用了一个典型场景，难以体现长期规划存在的长期不确定性问题<sup>[16]</sup>。

综上所述，现有工作鲜有在考虑输电网络区域划分的基础上，实现共享储能优化配置的研究。为此，本文提出了一种基于输电网络区域划分的共享储能优化配置方法。结合电力系统网络结构、节点及线路的动态特性（包括节点新能源、负荷特性，常规机组出力特性，线路传输功率曲线等），提出了输电网络共享区域划分综合性能指标；设计算法求解以实现综合性能指标最优为目标的区域划分问题，完成对输电网络的区域划分；建立了基于输电网络区域划分的共享储能选址定容模型，实现覆盖全网的共享储能优化配置。

本文主要创新性工作及解决的关键问题包括：

1) 提出了一种输电网络共享区域划分方法，明确了共享储能的服务范围。2) 根据区域特性，调节分区备用容量系数，优化了区域内备用资源容量。3) 根据不同区域对共享储能的需求，实现了覆盖全网的共享储能优化配置。

## 1 输电网络共享区域划分

为明确共享储能服务范围，通过配置尽可能少的储能，就近平抑净负荷不确定性（预测误差）和波动性。本小节在考虑分区备用的前提下对输电网络进行共享储能区域划分，使得区域内部节点间电

气联系紧密、备用容量传输阻塞风险小、源荷特性互补；区域间电气联系松散、备用容量传输阻塞风险大、源荷互补性弱。

### 1.1 区域划分指标

区域划分指标可分为两方面：网络结构指标和网络动力学指标，或称为静态指标和动态指标。分别表征网络的“结构”和“性能”，两者存在相互映射关系，一方面，结构对发生在其上的动态过程存在影响；另一方面，通过这些动态过程揭示其所在网络的结构<sup>[17]</sup>。文献[18]同时考虑了两方面的指标，而文献[19-20]仅考虑了网络结构指标难以体现网络节点间的互补特性。

针对上述问题及本文共享区域划分的目的和原则，提出了模块度指标，表征区域内部的电气联系，以实现预测误差的就近平抑；线路饱和度指标，表征线路对储能功率的传输能力；区域匹配度指标，表征区域内负荷、新能源特性，以反映区域对共享储能的需求。以下对上述指标进行详细说明：

#### 1.1.1 模块度指标

模块度常见于复杂网络的社区检测，用以衡量网络的社区结构强度，通过改变网络节点间边权的定义，模块度所代表的意义也不尽相同<sup>[21]</sup>。本小节将边权表示为电气距离的函数，从而可通过模块度表征区域内部节点间的电气联系。基于电气距离的模块度指标定义如下：

$$\rho_1 = \frac{1}{2\Omega} \sum_{i \in S} \sum_{j \in S} (v_{ij} - \frac{\kappa_i \kappa_j}{2\Omega}) \phi(i, j) \quad (1)$$

其中：

$$v_{ij} = 1 - \frac{L_{ij}}{\max(L)} \quad (2)$$

$$\kappa_i = \sum_{j \in S} v_{ij} \quad (3)$$

$$\Omega = (\sum_{i \in S} \sum_{j \in S} v_{ij}) / 2 \quad (4)$$

式中： $\rho_1$ 为模块度指标； $L$ 为电气距离矩阵，求解方法与文献[22]一致， $L_{ij}$ 为 $L$ 第 $i$ 行第 $j$ 列元素，表示节点 $i$ 与节点 $j$ 之间的电气距离； $v_{ij}$ 为由电气距离定义的边权值，表示节点 $i$ 与节点 $j$ 之间的边权值； $\kappa_i$ 为所有与节点 $i$ 相连的边权之和； $\Omega$ 为网络所有边的边权之和； $\phi(i, j)$ 为区域划分问题的唯一优化变量，该变量决定区域划分的划分结果，当节点 $i$ 与节点 $j$ 在同一个区域时 $\phi(i, j)=1$ ，否则

$\phi(i, j) = 0$ ;  $S$  为系统节点集合。

### 1.1.2 线路饱和度指标

线路饱和度指标体现在应对负荷、新能源的波动性和预测的不准确性时，线路对备用容量的传输能力。线路饱和度越高对备用容量的传输能力越弱；饱和度越低对备用容量的传输能力越强。所以当线路饱和度指标较高时，为避免备用容量区内调用阻塞，倾向于将其作为区间联络支路。

由于仅考虑线路负载率难以全面体现线路对备用容量的传输能力，本文从两方面定义线路饱和度指标，分别为线路剩余容量和线路功率波动：

$$\rho_2^* = \frac{1}{2} \sum_{k \in K} p_k \sum_{i \in T} \sum_{i \in S} \sum_{j \in S} (P_L^{i,j} - |P_L^{k,i,j}(t)|)(1 - \phi(i, j)) \quad (5)$$

$$\rho_3^* = \frac{1}{2} \sum_{k \in K} p_k \sum_{i \in S} \sum_{j \in S} \delta(P_L^{k,i,j})(1 - \phi(i, j)) \quad (6)$$

式中： $\rho_2^*$ 为区间联络支路剩余容量； $P_L^{k,i,j}(t)$ 为场景  $k$  节点  $i$  与节点  $j$  之间的输电线路在  $t$  时刻的传输功率（本文变量上标  $k$  表示场景、 $i, j$  表示节点，变量后缀  $t$  表示时刻，为使表达简洁下文不再赘述）； $P_L^{i,j}$  输电线路额定传输功率； $p_k$  为场景  $k$  出现的概率； $\rho_3^*$  为区间联络支路传输功率的方差，表征功率的波动性； $\delta(*)$  表示一个周期内数据  $*$  的方差； $K$  为场景集合； $T$  为一个场景的周期。

在节点遍历的时候，一条边会被选中两次，所以式(5)、(6)中最终结果要乘  $1/2$ ；当节点  $i$  和节点  $j$  在同一区域内时  $\phi(i, j) = 1$ ，那么  $1 - \phi(i, j) = 0$  其表示这条边在区域内。

线路饱和度指标在性质上不同于模块度指标，模块度指标是静态指标表征网络的“结构”，在网架结构固定的时候各边的权重就已经确定了；而线路饱和度指标涉及到线路的传输功率，是动态指标表征网络的“性能”，线路权重的确定需要先进行生产模拟，本文的生产模拟模型与文献[23]一致。

为统一各指标数量级，分别选取全网净负荷均值和全网净负荷波动均值按场景概率的加权值作为基准，对线路剩余容量和线路功率波动进行归一化：

$$\rho_2^{st} = \frac{1}{N_d} \sum_{k \in K} p_k \sum_{i \in T} \sum_{i \in S} (P_d^{k,i}(t) - P_S^{k,i}(t) - P_W^{k,i}(t)) \quad (7)$$

$$\rho_3^{st} = \frac{1}{N_d} \sum_{k \in K} p_k \delta(\sum_{i \in S} (P_d^{k,i} - P_S^{k,i} - P_W^{k,i})) \quad (8)$$

$$\rho_2 = \rho_2^{st} / \rho_2^* \quad (9)$$

$$\rho_3 = \rho_3^{st} / \rho_3^* \quad (10)$$

式中： $\rho_2^{st}$ 、 $\rho_3^{st}$  分别为全网净负荷均值和全网净负荷波动均值按场景概率的加权值，其表示的是系统特性在节点上的平均水平，是一种节点特性； $P_d^{k,i}(t)$  为节点负荷； $P_S^{k,i}(t)$  为节点光伏实际出力； $P_W^{k,i}(t)$  为节点风电实际出力； $N_d$  为系统节点数量； $\rho_2$ 、 $\rho_3$  是线路饱和度指标在线路剩余容量和线路功率波动两方面的体现。

### 1.1.3 系统匹配度指标

区域匹配度指标表征区域内负荷、新能源的互补程度，本文用区域内净负荷波动表征区域匹配度指标。区域内净负荷波动越小，则负荷、新能源的互补程度越高。因此，区域划分应尽量提升各区域的匹配度。净负荷波动通过各区域净负荷方差之和表示：

$$\rho_4^* = \sum_{k \in K} p_k \sum_{u \in U} \delta(\sum_{i \in u} (P_d^{k,i} - P_S^{k,i} - P_W^{k,i})) \quad (11)$$

式中： $\rho_4^*$  为各区域净负荷方差之和； $U$  为区域划分集合， $u$  为某一区域。

$\rho_4^*$  是全网层面的特性，为方便不同区域划分结果的对比，用  $\rho_3^{st} N_d$  对其进行归一化，并以此定义区域匹配度指标：

$$\rho_4 = \rho_3^{st} N_d / \rho_4^* \quad (12)$$

式中  $\rho_4$  是区域匹配度指标。

### 1.1.4 综合性能指标

综上所述，区域划分指标体系包括模块度指标、线路饱和度指标、区域匹配度指标。其中，模块度指标越大，区域内电气联系越紧密；线路饱和度指标越大，区域间交互支路的饱和度越大，区域内备用容量传输阻塞风险越小；区域匹配度指标越大，区域内负荷、新能源互补性越好。

区域匹配度指标不同于其它两项指标，通过指标的表达式可以看出，该指标难以用区域划分问题的唯一优化变量  $\phi(i, j)$  进行表达，该指标只有在区域划分完毕后才能求解，这使得本来就是强 NP 难的区域划分问题更难求解。但因为线路饱和度指标表征的是区间联络支路的功率，在一定程度上可以反应区域内的净负荷特性。因此，本文将区域匹配度指标作为区域划分的后验指标，在分区完毕后用以检验分区的优劣。

区域划分的目标是使得综合性能指标最大，本

文使用统一目标法将多目标转换为单目标,并配以相应权重反应各指标的重要程度<sup>[13]</sup>,综合性能指标表示如下:

$$\rho = \alpha\rho_1 + \beta\rho_2 + \gamma\rho_3 \quad (13)$$

$$\alpha + \beta + \gamma = 1 \quad (\alpha, \beta, \gamma > 0) \quad (14)$$

式中:  $\rho$  为综合考虑模块度指标和线路饱和度指标的综合性能指标;  $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$  为指标的权重值。

### 1.2 基于图论的区域划分建模

利用图论理论可将电力系统表示为一个无向赋权图  $G=(V,E)$ , 电力系统中的节点集合  $S$ 、输电线路、综合性能指标  $\rho$  依次映射为图论中的点集  $V$ 、边集  $E$ 、边权重。

在 1.1 节中,综合性能指标是输电线路多种指标的加权组合,因此在电力系统中寻求分区后综合性能指标最大可等价为图论中的最小割问题。因为电力系统中求的是最大化指标,而图论中是最小割,因此将图论中的边权重定义为:

$$W = \alpha \frac{1}{\rho_1} + \beta \frac{1}{\rho_2} + \gamma \frac{1}{\rho_3} \quad (15)$$

式中:  $W$  为图论模型中边的权重值。

因此目标函数为:

$$\min(W) \quad (16)$$

不同于一般的图论问题,输电网络区域划分需要满足电力系统的实际运行约束,这也是该问题不能用传统最小割方法求解的原因,相关约束包括:

1) 连通性约束:分区后区域内的每个节点都至少存在一条路径与区域内的其它任意节点相连,以保证区域内部的连通性。

2) 平衡性约束:每个分区内必须包含至少一个负荷节点和一个常规机组节点,以保证区域有一定的自平衡性<sup>[8]</sup>。

3) 负载率约束:生产模拟中线路负载率达到 0.9 的线路为重载线路。因为重载线路在传输备用容量时阻塞风险大,且是实际运行中需要重点关注的线路,规定重载线路只能作为区间联络支路。

4) 电气距离约束:电气距离太远的两个节点不允许在同一个区域。本文用模块度表征电气距离,而模块度的取值范围在 0.2~0.7,若模块度大于 0.5 则视为取得了较好的分区效果<sup>[21]</sup>。因此若两个节点间的模块度小于 0.1 则可认为电气距离太远,这两个节点不允许在同一个区域内。

### 1.3 区域划分算法

区域划分问题具有较强的复杂性,根据指标不

同的数学性质和实际需求,有 Gomory-Hu 树算法<sup>[13]</sup>、谱分析算法<sup>[23]</sup>、线性规划算法<sup>[22]</sup>。由于遗传算法普适性较强,大部分文献采用的是遗传算法及其改进算法<sup>[25-26]</sup>,但该类算法效率较低<sup>[24]</sup>。而且,相对于配电网,输电网的网络结构较为复杂、节点类型多样,因此配电网区域划分的算法<sup>[15,23-26]</sup>在输电网中难以适用。

针对上述问题本文提出了一种输电网络共享区域划分方法。本文算法分为两部分,第一部分,以模块度指标和负载率约束为依据的区域划分预处理(模块度反应电气距离,若模块度大于某一值,表示节点间电气耦合度较高,宜将两节点划分在同一区域;同理,若模块度小于某一值,则将两节点分离。此处模块度约束仅作为区域划分的必要条件,因此可实现预处理的作用);第二部分,借鉴 Dijkstra 最短路算法思想的精细化区域划分。

预处理在合并节点以减小问题规模的同时,附加产生节点间约束以收缩区域划分搜索域;精细化区域划分是预处理的延展,在节点合并的同时考虑约束条件保证解的可行性,通过设置步骤回退保证解的最优性。算法详细步骤如下:

1) 进行生产模拟,标记所有重载线路,并将重载线路依负载率降序排列;依次将重载线路添加到割集  $A$ ,为保证解的可行性,根据连通性约束和平衡性约束对节点进行合并化简;

2) 反复执行步骤 1) 直到遍历所有重载线路,得到割集  $A$ ;

3) 计算网络中所有节点间的模块度;合并模块度最大且大于 0.8 的两个节点后,检验是否满足负载率约束,若满足则合并该节点对成为新的节点,否则跳过该节点对;

4) 调整模块度矩阵、邻接矩阵,反复迭代步骤 3),直到不存在两节点间的模块度 ( $\rho_i^{i,j}$ ) 最大值大于 0.8 为止;

5) 标记模块度小于 0.2 的节点,为满足电气距离约束,标记节点不能在同一个区域内,将标记节点和最新的邻接矩阵输入到第二部分;

6) 根据边权重定义,计算各边权重,将边按权重大小升序排列;依次将边集中的边添加到割集  $B$ ,为保证解的可行性,根据连通性约束和平衡性约束对节点进行合并化简,并检验是否满足电气距离约束和负载率约束;

7) 反复执行步骤 6),直到满足所有约束条件为止;

8) 将割集  $B$  中的割边按权重大小升序排列,

依次移除割边，并检验是否满足约束条件，若满足则将其移除，不满足则将其收回到割集  $B$  中；

9) 反复执行步骤 8) 直到遍历所有割边，得到割集  $B$ ；

10) 为获得全局最优解，检查割集  $B$  中是否存在两条割边在同一个圈中，若存在进入步骤 11)，若不存在进入步骤 12)；

11) 进一步检查在该圈中是否存在两个标记节点，若存在进入步骤 12)，若不存在，将该圈等效为一条边，该边的权重值等于圈内割边的权重值之和，返回步骤 6)；

12) 最终割集  $C = \text{割集}A \cup \text{割集}B$ ，割集  $C$  即为满足约束条件的最小割集。

计及分区备用的输电网络区域划分流程图，见附录 A，图 A1。

## 2 基于区域划分的共享储能选址定容模型

### 2.1 目标函数

本模型的目标函数是弃风成本  $f_{\text{wind}}$ 、弃光成本  $f_{\text{solar}}$ 、切负荷成本  $f_{\text{ds}}$ 、常规机组运行成本  $f_g$  和储能建设运维成本  $f_{\text{ess}}$  之和最小。

1) 弃风成本  $f_{\text{wind}}$ ：

$$f_{\text{wind}} = \sum_{k \in K} p_k \sum_{t \in T} \sum_{i \in S} C_W (P_{W, \max}^{k,i}(t) - P_W^{k,i}(t)) \quad (17)$$

式中， $P_{W, \max}^{k,i}(t)$  为风电机组最大出力； $C_W$  为风电上网电价。

2) 弃光成本  $f_{\text{solar}}$ ：

$$f_{\text{solar}} = \sum_{k \in K} p_k \sum_{t \in T} \sum_{i \in S} C_S (P_{S, \max}^{k,i}(t) - P_S^{k,i}(t)) \quad (18)$$

式中， $P_{S, \max}^{k,i}(t)$  为光伏电场最大出力； $C_S$  为光伏上网电价。

3) 切负荷成本  $f_{\text{ds}}$ ：

$$f_{\text{ds}} = \sum_{k \in K} p_k \sum_{t \in T} \sum_{i \in S} C_D d_s^{k,i}(t) \quad (19)$$

式中， $d_s^{k,i}(t)$  为切负荷功率； $C_D$  为单位切负荷成本。

4) 常规机组运行成本  $f_g$ ：

$$f_g = \sum_{k \in K} p_k \sum_{t \in T} \sum_{i \in S} C_G^{k,i} P^{k,i}(t) \quad (20)$$

式中， $P^{k,i}(t)$  为常规机组出力； $C_G^{k,i}$  为常规机组运行成本系数。

5) 储能建设运维成本  $f_{\text{ess}}$ ：

$$f_{\text{ess}} = f_{\text{cs}} + f_{\text{op}} \quad (21)$$

$$f_{\text{cs}} = \sum_{i \in S} (C_{\text{fixed}} X_{\text{ess}}^i + C_P P_R^i + C_E E_R^i) \cdot \frac{r(1+r)^{T_{\text{life}}}}{(1+r)^{T_{\text{life}}}-1} \quad (22)$$

$$f_{\text{op}} = \sum_{i \in S} k_{\text{op}} \cdot (C_P P_R^i + C_E E_R^i) \quad (23)$$

式中，储能的建设运维成本由建设成本  $f_{\text{cs}}$  和运行维护成本  $f_{\text{op}}$  组成。其中  $C_{\text{fixed}}$  为储能固定成本； $C_P$ 、 $C_E$  分别为储能单位功率造价和单位容量造价； $X_{\text{ess}}^i$  为是否建设储能的 0-1 变量，0 表示不建设储能，1 表示建设储能； $P_R^i$ 、 $E_R^i$  为储能的额定功率和额定容量； $T_{\text{life}}$  为储能使用年限； $r$  为贴现率； $k_{\text{op}}$  为储能运行维护成本系数。

最终，目标函数为：

$$\text{Min } f = (f_{\text{wind}} + f_{\text{solar}} + f_{\text{ds}} + f_g + f_{\text{ess}}) \quad (24)$$

### 2.2 分区备用系数

分区备用系数用于 2.3 节对分区备用容量约束的调节。

本模型将系统的调频需求转化为备用容量需求，频率的上调和下调分别对应发电机有功出力和储能调频功率的上下调节。由于各分区的区域特性不同，使得不同区域对备用容量的需求也不同，所有区域设置相同的分区备用系数<sup>[15]</sup>，会导致分区备用容量不足或者冗余。

区域内净负荷方差表征区域内净负荷波动，反应了区域内对备用容量的需求，净负荷方差越大，对备用容量的需求越大；由于存在预测误差，相同的预测误差下，基数越大，对备用容量的需求越大。基于以上两点原因，本文引入区域净负荷波动程度和区域净负荷水平对分区备用系数进行调节：

$$\sigma_2^u = \rho_5^u \rho_6^u \sigma_{20} \quad (25)$$

$$\sigma_3^u = \rho_5^u \rho_6^u \sigma_{30} \quad (26)$$

$$\rho_5^u = \frac{1}{N_d^u} \sum_{k \in K} p_k \delta \left( \sum_{i \in u} (P_d^{k,i} - P_W^{k,i} - P_S^{k,i}) \right) / \rho_3^{st} \quad (27)$$

$$\rho_6^u = \frac{1}{N_d^u} \sum_{k \in K} p_k \sum_{i \in u} \sum_{t \in T} \left| (P_d^{k,i}(t) - P_W^{k,i}(t) - P_S^{k,i}(t)) \right| / \rho_2^{st} \quad (28)$$

式中： $\sigma_2^u$ 、 $\sigma_3^u$  分别为区域  $u$ （本文变量上标  $u$  表示区域，为使表达简洁下文不再赘述）负荷、新能源的分区备用系数； $\rho_5^u$  为区域净负荷波动程度； $\rho_6^u$  为区域净负荷水平； $\sigma_{20}$ 、 $\sigma_{30}$  分别为负荷、新能源备用系数基值； $N_d^u$  为区域  $u$  内节点个数。

本文选取  $\rho_3^s$  和  $\rho_2^s$  作为基准, 对区域净负荷波动程度和区域净负荷水平进行标么化, 其与分区备用系数基准形成呼应, 使得  $\rho_5^u$  和  $\rho_6^u$  可以对分区备用系数进行调整; 由于基准  $\rho_2^s$ 、 $\rho_3^s$  是系统特性在节点水平的体现, 且分区备用系数是作用在区域负荷总量和区域新能源总量上的, 不宜直接用区域整体净负荷水平调整分区备用系数, 因此式(27)、(28)需要除以分区内节点个数  $N_d^u$ 。

### 2.3 约束条件

约束包括系统节点电力电量平衡约束、常规机组约束(包括出力约束、爬坡约束、启停时间约束)、支路潮流约束、线路输送容量约束、分区备用容量约束、新能源出力约束和储能约束(包括储能充放电约束、储能荷电平衡约束等), 其中系统节点电力电量平衡约束、分区备用容量约束、储能约束的具体形式如下(其他约束与文献[27]一致):

1) 系统节点电力电量平衡约束:

$$P^{k,i}(t) + P_W^{k,i}(t) + P_S^{k,i}(t) + A_o^{i,j} \cdot P_L^{k,i,j}(t) - P_{E,ch}^{k,i}(t) + P_{E,dch}^{k,i}(t) = P_d^{k,i}(t) - d_s^{k,i}(t) \quad (29)$$

$$0 \leq d_s^{k,i}(t) \leq \sigma_1 \cdot P_d^{k,i}(t) \quad (30)$$

式中,  $P_{E,ch}^{k,i}(t)$ 、 $P_{E,dch}^{k,i}(t)$  分别为储能充、放电功率;  $A_o^{i,j}$  为节点  $i$  与线路  $j$  的关联系数, 若线路  $j$  功率流入节点  $i$  则  $A_o^{i,j}$  取 1, 若线路  $j$  功率流出节点  $i$  则  $A_o^{i,j}$  取 -1, 若线路  $j$  与节点  $i$  无关联则  $A_o^{i,j}$  取 0;  $\sigma_1$  为最大切负荷比例。

该约束通过遍历系统节点集合  $S$ , 使得系统所有节点满足电力电量平衡约束。

2) 分区备用容量约束:

$$\sum_{i \in U} (u^{k,i}(t) \cdot P_{\max}^i - P^{k,i}(t) + P_{\text{reg,u}}^{k,i}(t) - P_{\text{reg,d}}^{k,i}(t)) \geq \sigma_2^u \sum_{i \in U} (P_d^{k,i}(t) - d_s^{k,i}(t)) + \sigma_3^u \sum_{i \in U} (P_W^{k,i}(t) + P_S^{k,i}(t)) \quad (31)$$

$$\sum_{i \in U} (P^{k,i}(t) - u^{k,i}(t) \cdot P_{\min}^i + P_{\text{reg,d}}^{k,i}(t) - P_{\text{reg,u}}^{k,i}(t)) \geq \sigma_2^u \sum_{i \in U} (P_d^{k,i}(t) - d_s^{k,i}(t)) + \sigma_3^u \sum_{i \in U} (P_W^{k,i}(t) + P_S^{k,i}(t)) \quad (32)$$

式中,  $P_{\max}^i$ 、 $P_{\min}^i$  分别为常规机组最大、最小出力;  $P_{\text{reg,u}}^{k,i}(t)$ 、 $P_{\text{reg,d}}^{k,i}(t)$  为储能上调频、下调频功率;  $u^{k,i}(t)$  为常规机组启停 0-1 变量, 0 和 1 分别表示机组处于关闭和开机状态。

该约束通过遍历区域集合  $U$ , 使得各区域内满

足分区备用容量约束。

3) 储能约束:

$$0 \leq P_{E,ch}^{k,i}(t) \leq z_{ch}^{k,i} \cdot P_R^i \quad (33)$$

$$0 \leq P_{E,dch}^{k,i}(t) \leq z_{dch}^{k,i} \cdot P_R^i \quad (34)$$

$$z_{ch}^{k,i} + z_{dch}^{k,i} \leq 1 \quad (35)$$

$$0 \leq P_{\text{reg,u}}^{k,i}(t) \leq P_R^i, \quad 0 \leq P_{\text{reg,d}}^{k,i}(t) \leq P_R^i \quad (36)$$

$$0 \leq P_{E,ch}^{k,i}(t) + P_{E,dch}^{k,i}(t) + P_{\text{reg,u}}^{k,i}(t) + P_{\text{reg,d}}^{k,i}(t) \leq P_R^i X_{\text{ess}}^i \quad (37)$$

$$(S^{k,i}(t) - S^{k,i}(t-1))E_R^i = \eta_{ch} P_{E,ch}^{k,i}(t) - \frac{P_{E,dch}^{k,i}(t)}{\eta_{dch}} \quad (38)$$

$$S^{k,i}(0) = S^{k,i}(T) \quad (39)$$

$$S_{\min} \leq S^{k,i}(t) \leq S_{\max} \quad (40)$$

其中, 式(33)(34)为储能功率上下限约束,  $z_{ch}^{k,i}$ 、 $z_{dch}^{k,i}$  分别表示储能充放电工作状态的 0-1 变量; 式(35)为储能工作状态约束, 保证储能不能同时充放电; 式(36)为储能调频功率约束, 保证储能留有足够的功率提供调频服务; 式(37)通过储能站点 0-1 变量  $X_{\text{ess}}^i$  限制储能功率, 以在全网节点层面实现储能选址; 式(38)-(40)为储能容量约束与荷电状态约束,  $S^{k,i}(t)$ 、 $S_{\max}$ 、 $S_{\min}$  分别为储能荷电状态及其上下限,  $\eta_{ch}$ 、 $\eta_{dch}$  分别为储能充放电效率。

## 3 算例分析

本文基于我国东部某沿海省份 2022 年 500 kV 及以上电网网络结构, 以及常规机组、风电场、光伏电站和已投运的抽水蓄能电站实际运行数据; 结合政府政策和该省规划文件<sup>[28-32]</sup>, 预测该省份 2025 年相关数据(取负荷、煤电、气电、光伏和风电每年同比增长率为 6.6%、1.6%、10%、14%和 12%, 抽水蓄能在节点 42 和节点 44 分别新增装机 1800MW 和 1400MW), 并以此作为生产模拟和共享储能优化配置的输入, 进行算例分析。

其中, 2022 年网络结构见附录 B, 图 B1, 共 65 个节点, 81 条线路; 负荷、新能源典型场景曲线见附录 B, 图 B2~B4, 典型场景是通过对该省份 11 个地市(序号 A~K)全年数据聚类而得, 共 12 个典型场景, 以此体现不同地市间负荷、新能源特性; 已投运的抽水蓄能电站以储能的形式参与到电



网运行。共享储能类型选取电力系统中应用最为广泛的磷酸铁锂储能（储能价格参数与文献[26]一致），最大放电时长设定为2小时。

负荷、新能源备用系数基值 $\sigma_{20}$ 、 $\sigma_{30}$ 分别取5%（负荷备用3%、事故备用2%）与10%；区间联络支路最高允许的负载率取0.9，区域内部线路需要为传输备用容量留存一定的裕度，最高允许的负载率取0.85；最大弃风弃光率取5%；最大切负荷比例 $\sigma_1$ 取3%。本文使用MATLAB软件编写了所述方法，并调用Gurobi进行求解。

### 3.1 输电网络区域划分分析

#### 3.1.1 区域划分结果分析

本节指标的权重值 $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ 分别取0.3、0.4、0.3（3.1.2节将遍历权重值，以探究权重值的选取对区域划分的影响）。整个输电网络被分为九个区域，网络分区节点拓扑图见附录C，图C1，其对应的网络区域拓扑图如图1：

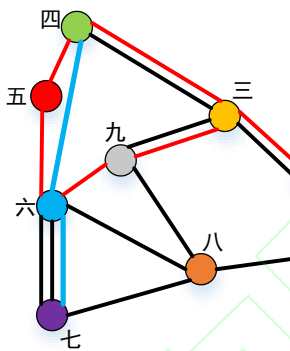


图1 网络区域拓扑图

Fig. 1 Network region topology diagram

图1中，红色线路代表网络中的重载线路，蓝色线路代表网络中交流特高压线路，特高压线路相较于500kV线路具有更大的线路阻抗。由观察可知，上半部分电网分区的主导因素是线路负载率约束，下半部分电网分区的主导因素是模块度指标。各区域对应的节点信息如表1：

表1 区域划分结果

区域序号	节点序号	节点数量
一	1~4	4
二	5~11	7
三	12~15, 17~22	10
四	23~25, 28~32	8
五	26, 27, 33~36	6
六	37, 38, 58, 60~64	8
七	45~57, 65	14

八	42~44, 59	4
九	16, 39~41	4

由表1可知，区域间节点数量较为均衡，仅有区域一、八、九节点数量较少。由图1可知，区域九与区域三、六、八相邻，区域九之所以不与区域三、八合并，是因为联络支路存在重载线路，若合并，重载线路便成为了区域内部支路，可能会使得区域内部备用容量传输受阻，导致弃风弃光甚至切负荷；区域九之所以不与区域八合并，是因为即使两区域间有直接的线路相连，但其间的电气联系仍然不够紧密，若合并，会导致区域内部备用容量的远距离传输。区域一、八节点数量较少的原因与之类似。

本节区域划分所得系统模块度为：0.5873，大于0.5，可视为分区内节点电气距离较小，电气联系较为紧密。分区后各场景净负荷曲线如图2，图中12条曲线，代表12个典型场景：

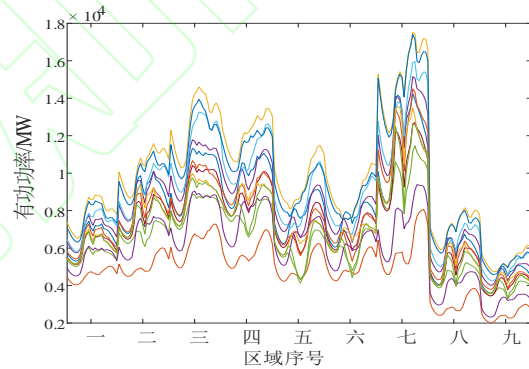


图2 各分区典型场景净负荷曲线

Fig. 2 Typical scenario net load curves by subdivision

由图2可知，分区后各区域的净负荷特性有明显差异，个别分区内的净负荷波动较大，如第七个分区。第七个分区主要包括I市和J市的节点，因为I市和J市本身的负荷波动性就较强，又存在占比较大的新能源出力，即使区域七内部包含净负荷波动较小的E市节点，仍不足以改变此分区内的净负荷特性。相比之下，区域划分使得A市与F市的节点重组，分区内的净负荷波动性大为降低。各分区不同场景下的净负荷方差，见附录D，表D1。

由表D1可知，区域三、区域七的净负荷方差较大，与图2的净负荷曲线波动相符，该区域节点数量较多，累积到整个区域必然会使得区域波动较大。根据公式(8)求取方差的基准值（通过计算基准值为105MW），根据公式(26)将表D1中的数据进行标幺化，结果见附录D，表D2。

由表D2可知,虽然区域七的净负荷波动绝对值较大,但标幺值较小,这是因为该区域包含节点较多,平均到每个节点的波动性会有所减弱。相反,包含节点相对较少的区域,如区域一、五、八,净负荷波动绝对值较小,而标幺值较大,但这些区域有较为丰富的备用资源(常规机组和抽水蓄能机组),有较强的自平衡能力。

值得注意的是,虽然基准值是系统整体特性的体现,但其中没有考虑节点电气距离和重载线路。因此若标幺值小于1,则说明该区域在克服了包括电气距离约束、负载率约束、平衡性约束、连通性约束这些区域划分约束下,使得区域特性有所提升。

### 3.1.2 指标权重对区域划分的影响分析

为分析指标权重值 $\alpha$ 、 $\beta$ 、 $\gamma$ (分别为模块度指标、线路剩余容量指标和线路功率波动指标的权重值)的取值对输电网络区域划分的影响,依次选取不同的权重值完成输电网络区域划分,并计算分区指标值,相应结果见表2。

由表2可知,随着指标权重的变化,各项指标并未有太大的变动,甚至出现很多完全相同的指标值。这是因为,经过模块度指标和线路负载率的预处理后,网络得到了化简且形成了诸多约束,使得区域划分结果较为稳定,仅有少数节点会随着权重值的变动在两个分区间摆动。

其中,少数在区域间摆动的节点有:节点9在区域三、四之间摆动,节点19在区域八、九之间摆动,节点45~55在区域七、八之间摆动。

表2 不同指标权重值的区域划分结果

Table 2 The results of the regionization of different metric weight values

指标权重值			模块度指标	区域匹配度指标
$\alpha$	$\beta$	$\gamma$		
1	0	0	0.66	0.88
0.8	0.1	0.1	0.64	0.92
0.6	0.2	0.2	0.59	0.95
0.4	0.3	0.3	0.59	0.95
0	1	0	0.59	0.95
0.1	0.8	0.1	0.59	0.95
0.2	0.6	0.2	0.59	0.95
0.3	0.4	0.3	0.59	0.95
0	0	1	0.59	0.95
0.1	0.1	0.8	0.59	0.95

0.2	0.2	0.6	0.59	0.95
0.3	0.3	0.4	0.59	0.95

值得注意的是,当指标权重偏向模块度指标时,分区结果中系统模块度会有所增加,但区域匹配度指标会相应降低,这验证了本文所提算法的有效性,以及将匹配度指标作为后验指标的可行性。

因为模块度指标在达到0.5以上时,即可认为在电气距离方面取得了较好的分区效果。在实际问题中没有必要为了极致的模块度指标舍弃匹配度指标,因此,本文选择3.1.1节的结果作为最终区域划分结果。

### 3.1.3 不同划分指标对区域划分的影响分析

3.1.2节是在本文所提区域划分指标体系下,研究指标权重对区域划分的影响,最终确定了本文的区域划分结果。3.1.3节意在对比分析不同划分原则下的区域划分结果。

本文选取模块度指标、匹配度指标、区域阻塞风险度指标<sup>[33]</sup>,以评价不同划分原则下共享区域划分结果的优劣。其中,模块度指标表征区域电气耦合程度,该指标值越大各区域内部电气耦合度越高;区域匹配度指标表征区域净负荷特性,该指标值越大区域内源荷特性互补性越强;阻塞风险度指标,取为各区域内部线路最高负载率的均值<sup>[33]</sup>,反应区域内部传输共享储能功率的阻塞风险,该指标值越大区域内部储能功率传输阻塞风险越大。相应结果见表3,其中,按行政区划划分指的是按照地市A~K分区,常规四分区指的是按照该省份长久以来的分区方法分区(A、B、C同一区域,D、E、G同一区域,F、H、K同一区域,I、J同一区域)。

表3 不同划分原则的分区结果

Table 3 Zoning results for different zoning principles

划分原则	模块度指标	区域匹配度指标	阻塞风险度指标
本文划分方法	0.59	0.95	0.66
文献[26]划分方法	0.63	0.96	0.90
行政区划划分	0.50	0.88	0.84
常规四分区	0.46	0.97	0.79
不分区	0	1	1

文献[26]区域划分方法侧重于电气距离、区域有功平衡和源荷匹配,缺少对区域内部阻塞风险的考量,因此模块度指标和匹配度指标均优于本文方法,但阻塞风险度指标明显偏高。若通过配置储能缓解区域内部阻塞问题,则会导致储能需量较高,系统经济性较差(3.2.2节将具体分析不同划分原则

下储能配置结果)。

按行政区域划分所成分区的各项指标都次于本文划分方法。虽然常规四分区和不分区区域匹配度指标略大于本文方法,但模块度指标较小,导致储能功率的远距离传输;阻塞风险度指标较大,区域内部备用容量传输存在较大的阻塞风险,会出现“备用不能用”的情况,导致切负荷和弃风弃光。

### 3.2 计及分区备用的共享储能优化配置

#### 3.2.1 各区域备用系数计算

根据公式(7)求取功率的基准值(通过计算基准值为 24679MW),根据公式(28)求取各分区净负荷水平,结果见附录 D,表 D3、表 D4。各区域净负荷波动程度( $\rho_5^u$ )、净负荷水平( $\rho_6^u$ )以及备用系数调整值见表 4:

**表4 各区域备用系数调整值**

**Table. 4 Alternate factor adjustment values by region**

区域	净负荷波动程度	净负荷水平	备用系数调整值
一	1.40	1.51	2.13
二	1.08	1.10	1.19
三	1.05	0.92	0.96
四	0.95	1.10	1.05
五	1.44	1.15	1.65
六	0.90	0.83	0.75
七	1.04	0.76	0.80
八	1.56	1.27	1.98
九	0.93	1.00	0.93

由表 4 分析可知,在本文分区备用系数的调整下,并非所有区域的备用容量都会减小,这不是因为区域划分不能减少对备用容量的需求,本研究对备用容量的需求通过净负荷特性表征,完全可能存在一种划分方式使得每个区域内的备用系数调整值都小于 1。但本文区域划分不仅仅是考虑了区域净负荷特性,还考虑了电气距离和线路饱和度,这使得各个分区的备用容量之和大于不分区时全网的备用容量需求。况且,虽然区域一、五、八,的备用系数明显增大,但该区域节点数量较少,区域整体负荷、新能源水平较低,备用容量基数较小;相反,区域三、六、七,节点数量较多,备用容量基数较大,但该区域备用系数都有所下降。

#### 3.2.2 共享储能优化配置

为验证区域划分的有效性,本小节按不同原则实现储能选址定容,并进行对比分析。结果见表 5,其中,本文与文献[26]的分区配置是在 3.1 节区域

划分的基础上,以分区备用系数对各分区备用容量的调整下,实现共享储能配置;不分区配置,即传统方法<sup>[27]</sup>全网不分区实现储能配置;源侧固定比例配置,各新能源场站按照装机容量的 10% 配储能,网侧储能不做限制。

由表 5 分析可知,各配置原则下,系统总成本皆远大于储能成本,常规机组运行成本占系统总成本的大部分;系统皆须通过有序用电限制部分负荷,各原则下全年切负荷电量相近,约为 1.3 小时的全省最高负荷电量。

**表5 不同配置原则的储能选址定容结果**

**Table. 5 Results of energy storage siting and capacity determination with different configuration principles**

配置原则	储能配置容量及位置	储能成本 等年值	切负荷 电量	系统总 成本
本文 分区配置	一区, 节点 1, 1130 MW	19 亿元	171910 MWh	1238 亿元
	二区, 节点 8, 202 MW			
	三区, 节点 19, 765 MW			
	七区, 节点 56, 227 MW			
	七区, 节点 57, 958 MW			
	<b>总计: 3282 MW</b>			
文献[26] 分区配置	一区, 节点 1, 2469 MW	25 亿元	178030 MWh	1244 亿元
	一区, 节点 17, 316 MW			
	五区, 节点 56, 286 MW			
	五区, 节点 57, 1245 MW			
	<b>总计: 4316 MW</b>			
不分区配 置	节点 1, 2613 MW	16 亿元	156160 MWh	1233 亿元
	节点 56, 276 MW			
	<b>总计: 2889 MW</b>			
源侧固定 比例配置	源侧 3383 MW	34 亿元	154970 MWh	1251 亿元
	网侧节点 1, 1993 MW			
	节点 56, 130 MW			
	<b>总计: 5506 MW</b>			

**注:** 各配置方案皆无弃风弃光现象

在本文分区配置原则下,并非所有的区域都需要配置储能,区域八虽然分区备用系数调整值较大,但由于区内负荷基数较小,且存在抽水蓄能电站提供备用资源,因此并没有配置新型储能;相反,区域七分区备用系数调整值较小,但区域内部新能源渗透率较高、负荷基值较大,且灵活性调节资源相对匮乏,因此需要配置新型储能以提供灵活性支撑。

相较于文献[26]区域划分的配置结果,本文储能配置容量更少,系统总成本更小。这是因为文献[26]区域划分使得多条重载线路位于区域内部,除满足分区备用外,还需要配置额外的储能缓解区域内部的线路阻塞,以保证区域内部备用容量的可用性。而本文区域划分倾向于将重载线路作为区间联络支路,区域内部阻塞风险相对较小,配置储能的主要作用是区域内部提供备用,从而配置的容量

更少。

不分区配置是传统的储能配置方法,在全网范围内留取系统备用容量。但由于未考虑备用容量阻塞风险、节点间的电气距离和电能的远距离传输,使得不分区时储能配置容量过于乐观,储能的实际效益难以保证(该部分将在3.2.3节中进一步讨论)。不分区配置由于未考虑“备用可用性”<sup>[33]</sup>问题,配置结果往往偏低,仅当系统线路无阻塞风险时,该配置方案才具有可用性,因此不分区配置结果仅提供了一个储能配置的容量下限。

相对于不分区,本文分区配置多配置了12%的储能装机,这是因为分区配置需要保证每个分区内部的备用容量充足,约束更加紧致。该点体现在储能优化配置结果上即为:不分区时储能站点仅在节点1和节点56,而分区配置时站点位置包含了以上节点外,还有节点8、19和57。

相对于源侧配置固定比例的储能,本文分区配置降低了40%的储能装机。虽然源侧储能的冗余容量可以参与到网侧的服务,消除了部分切负荷现象,但源侧站点附近未必都存在对储能的需求,从而导致源侧固定比例配置储能容量远大于本文分区配置。这体现出共享模式比场站独立配置经济性更优,也证明了对全网实现共享区域划分的必要性。

### 3.2.3 备用可用性分析

本小节以区域一和区域二配置的储能为例,进一步讨论分区配置与不分区配置的备用可用性。图3为反映区域一和区域二内部结构的局部精细化区域拓扑图。其中红色边代表重载线路,红色数字为节点编号,蓝色字母为线路编号。

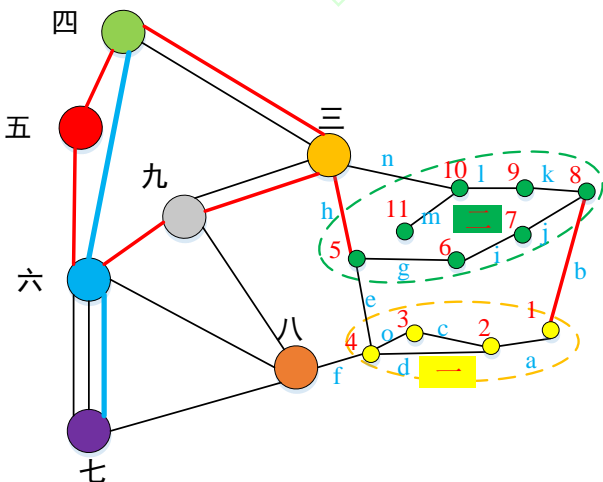


图3 局部精细化区域拓扑图

Fig. 3 Topology diagram of local refinement regions

3.2.2节中本文分区配置在区域一节点1配置了1130 MW储能,在区域二节点8配置了202 MW储能,共1332 MW。由于储能配置存在固定成本,且不分区配置在全网范围内留取备用,因此不分区时在节点1集中配置了2613 MW储能,远大于分区配置时区域一和区域二的总量。由分区储能配置可知1130 MW储能足以满足区域一的需求,不分区时在节点1配置的多余储能需要为其他区域提供备用服务。

不分区配置时,若区域二的节点7有对储能的需求,由图4功率转移分布因子热力图可知,节点1对线路b的功率转移分布因子最大,因此节点1配置的储能更倾向于通过线路b提供相应服务。但线路b是重载线路,会造成因线路阻塞导致的备用不可用问题。若通过节点4传输到区域二,则会导致储能功率远距离传输,线损严重。因此,不分区时,配置的储能存在较大的不可用性。

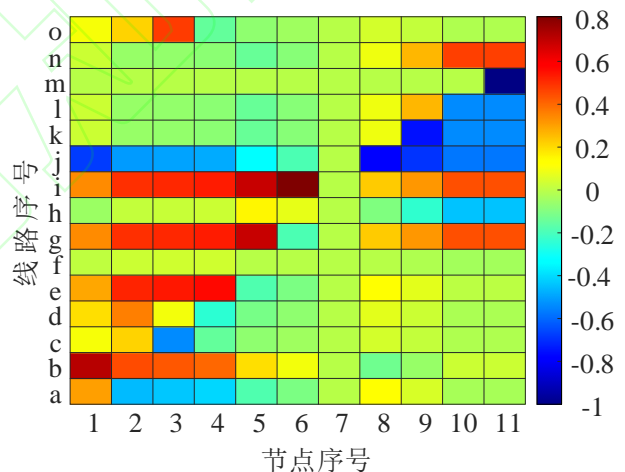


图4 功率转移分布因子热力图

Fig. 4 Heat map of power transfer distribution factor

分区配置时,若同样也是节点7有对储能的需求,由于区域内部不存在重载线路且电气距离相对较小,可以由区域二节点8配置的储能提供相应服务,不会存在备用不可用和远距离传输的问题。

## 4 结论

本文提出了基于输电网区域划分的共享储能优化配置方法,并通过算例说明其功能。得到主要结论如下:

1) 本文所提区域划分方法可兼顾电气距离、源荷特性、备用容量传输阻塞风险,而且区域划分结果具有一定的稳定性,可满足共享储能选址定容

需求。

2) 相较于不分区, 分区配置储能虽然使得我国东部某沿海省份 2025 年储能规划装机容量增加了 12%, 但储能的布局更合理, 保证了储能资源的可用性; 相对源侧配置固定容量储能, 分区配置减少 40% 的储能装机, 体现了共享模式的优越性。

## 参考文献

- [1] 李姚旺, 张宁, 张世旭, 等. 面向电力系统的多能源云储能模式: 基本概念与研究展望[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(06): 2179-2190.  
Li Yaowang, Zhang Ning, Zhang Shixu, et al. Multi-energy Cloud Energy Storage for Power Systems: Basic Concepts and Research Prospects[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(06): 2179-2190(in Chinese).
- [2] Ma Y, Hu Z, Song Y. Hour-Ahead Optimization Strategy for Shared Energy Storage of Renewable Energy Power Stations to Provide Frequency Regulation Service[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(4): 2331-2342.
- [3] Zhang W, Wei W, Chen L, et al. Service pricing and load dispatch of residential shared energy storage unit[J]. Energy, 2020, 202: 117543.
- [4] 李咸善, 方子健, 李飞, 等. 含多微电网租赁共享储能的配电网博弈优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(18): 6611-6625.  
Li Xianshan, Fang Zijian, Li Fei, et al. Game-based Optimal Dispatching Strategy for Distribution Network With Multiple Microgrids Leasing Shared Energy Storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(18): 6611-6625(in Chinese).
- [5] Zhao D, Wang H, Huang J, et al. Virtual Energy Storage Sharing and Capacity Allocation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1112-1123.
- [6] Lai S, Qiu J, Tao Y. Credit-Based Pricing and Planning Strategies for Hydrogen and Electricity Energy Storage Sharing[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(1): 67-80.
- [7] 陈皓勇, 谭碧飞, 伍亮, 等. 分层集群的新型电力系统运行与控制[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(02): 581-595.  
Chen Haoyong, Tan Bifei, Wu Liang, et al. Operation and Control of the New Power Systems Based on Hierarchical Clusters[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(02): 581-595(in Chinese).
- [8] 鞠平, 姜婷玉, 黄桦. 浅论新型电力系统的“三自”性质[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(07): 2598-2608.  
Ju Ping, Jiang Tingyu, Huang Hua. Brief Discussion on the “Three-self” Nature of the New Power System[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(07): 2598-2608(in Chinese).
- [9] Zhao B, Xu Z, Xu C, et al. Network Partition-Based Zonal Voltage Control for Distribution Networks With Distributed PV Systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(5): 4087-4098.
- [10] Yang Y, Sun Y, Wang Q, et al. Fast Power Grid Partition for Voltage Control With Balanced-Depth-Based Community Detection Algorithm[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(2): 1612-1622.
- [11] 毕锐, 刘先放, 丁明, 等. 以提高消纳能力为目标的可再生能源发电集群划分方法[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(22): 6583-6592.  
Bi Rui, Liu Xianfang, Ding Ming, et al. Renewable Energy Generation Cluster Partition Method Aiming at Improving Accommodation Capacity [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(22): 6583-6592(in Chinese).
- [12] Wang F, Hedman K. Dynamic Reserve Zones for Day-Ahead Unit Commitment With Renewable Resources[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 612-620.
- [13] 黄煜, 徐青山, 许彪, 等. 采用图割算法的含风电电网动态分区备用配置[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(12): 3765-3775.  
Huang Yu, Xu Qingshan, Xu Biao, et al. Graph Cut Method for Dynamic Zonal Reserve Allocation in Power Grid With Wind Power Integration [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(12): 3765-3775 (in Chinese).
- [14] 丁明, 方慧, 毕锐, 等. 基于集群划分的配电网分布式光伏与储能选址定容规划[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(08): 2187-2201+2.  
Ding Ming, Fang Hui, Bi Rui, et al. Optimal Siting and Sizing of Distributed PV-storage in Distribution Network Based on Cluster Partition [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(08): 2187-2201+2(in Chinese).
- [15] 胡迪, 丁明, 毕锐, 等. 光伏和风电互补性对高渗透率可再生能源集群接入规划影响分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(03): 821-836.  
Hu Di, Ding Ming, Bi Rui, et al. Impact Analysis of PV and WT Complementarity on Access Planning of High Penetrated Renewable Energy Cluster [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(03): 821-836(in Chinese).
- [16] 黎博, 陈民铀, 钟海旺, 等. 高比例可再生能源新型电力系统长期规划综述[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(02): 555-581.  
Li Bo, Chen Minyou, Zhong Haiwang, et al. A Review of Long-term Planning of New Power Systems With Large Share of Renewable Energy[J]. Proceedings of the CSEE, 2023, 43(02): 555-581(in Chinese).
- [17] 魏震波. 复杂网络社区结构及其在电网分析中的应用

- 研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(07): 1567-1577.
- Wei Zhenbo. Overview of Complex Networks Community Structure and Its Applications in Electric Power Network Analysis [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(07): 1567-1577(in Chinese).
- [18] Hu D, Ding M, Bi R, et al. Sizing and placement of distributed generation and energy storage for a large-scale distribution network employing cluster partitioning[J]. Renewable and Sustainable Energy, 2018, 10(2): 025301.
- [19] Cotilla S, Hines P, Barrows C, et al. Multi-Attribute Partitioning of Power Networks Based on Electrical Distance[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(4): 4979-4987.
- [20] Chen Z, Xie Z, Zhang Q. Community detection based on local topological information and its application in power grid[J]. Neurocomputing, 2015, 170: 384-392.
- [21] Girvan M, Newman M. Finding and evaluating community structure in networks[J]. Physical Review E, 2004, 69(2): 26113.
- [22] 胡迪. 含分布式可再生能源集群的配电系统规划研究[D]. 合肥工业大学, 2021.
- Hu Di. Research on Planning of Distribution Systems with Distributed Renewable Energy Clusters [D]. Hefei University of Technology, 2021 (in Chinese).
- [23] Lamadrid A. Stochastically Optimized, Carbon-Reducing Dispatch of Storage, Generation, and Loads[J]. in IEEE Transactions on Power Systems, 2015, 30(2): 1064-1075.
- [24] Tyuryukanov, Popov M, Meijden M, et al. Discovering Clusters in Power Networks From Orthogonal Structure of Spectral Embedding[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6441-6451.
- [25] Guerrero M, Montoya F, Baños R, et al. Community detection in national-scale high voltage transmission networks using genetic algorithms[J]. Advanced Engineering Informatics, 2018, 38: 232-241.
- [26] 欧阳斌, 马瑞, 朱文广, 等. 计及碳减排分摊的配电网分布式储能集群配置[J/OL]. 中国电机工程学报: 1-12[2023-09-02]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2107.TM.20230810.1810.010.html>.
- Ou Yangbin, Ma Rui, Zhu Wenguang, et al. Distributed Energy Storage Cluster Configuration Method of Distribution Network Considering Carbon Emission Reduction Allocation[J]. Proceedings of the CSEE, 1-12[2023-09-02](in Chinese).
- [27] Wang S, Geng G, Jiang Q. Robust Co-Planning of Energy Storage and Transmission Line With Mixed Integer Recourse[J]. in IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(6): 4728-4738.
- [28] 浙江省能源局. 浙江省电网发展“十四五”规划[EB/OL]. 中国, 2021[2021-06-23]. [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/6/23/art\\_1229123366\\_2305635.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/6/23/art_1229123366_2305635.html).
- Zhejiang energy administration. Zhejiang Provincial Power Grid Development "14th Five-Year" Plan[EB/OL]. China, 2021[2021-06-23]. [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/6/23/art\\_1229123366\\_2305635.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/6/23/art_1229123366_2305635.html)(in Chinese).
- [29] 浙江省发展和改革委员会, 浙江省能源局. 浙江省电力发展“十四五”规划[EB/OL]. 中国, 2022[2022-05-07]. [https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art\\_1229505857\\_2404396.html](https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art_1229505857_2404396.html).
- Development and reform commission of Zhejiang province, Zhejiang energy administration. Zhejiang Province power development "14th Five-Year Plan"[EB/OL]. China, 2022[2022-05-07]. [https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art\\_1229505857\\_2404396.html](https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art_1229505857_2404396.html)(in Chinese).
- [30] 浙江省人民政府. 浙江省能源发展“十四五”规划通知[EB/OL]. 中国, 2022[2022-05-07]. [https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art\\_1229505857\\_2404396.html](https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art_1229505857_2404396.html).
- People's government of Zhejiang province. Zhejiang Province energy development "14th Five-Year Plan" Notice[EB/OL]. China, 2022[2022-05-07]. [https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art\\_1229505857\\_2404396.html](https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art_1229505857_2404396.html)(in Chinese).
- [31] 浙江省发展改革委, 浙江省能源局. 浙江省“十四五”第一批新型储能示范项目[EB/OL]. 中国, 2022[2022-05-22]. [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art\\_1229539890\\_4933248.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art_1229539890_4933248.html).
- Development and reform commission of Zhejiang province, Zhejiang energy administration. The first batch of new energy storage demonstration projects in Zhejiang Province in the "14th Five-Year Plan"[EB/OL]. China, 2022[2022-05-22]. [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art\\_1229539890\\_4933248.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art_1229539890_4933248.html)(in Chinese).
- [32] 浙江省发展改革委, 浙江省能源局. 浙江省“十四五”新型储能发展规[EB/OL]. 中国, 2022[2022-05-25]. [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art\\_1229539890\\_4933248.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art_1229539890_4933248.html).
- Development and reform commission of Zhejiang province, Zhejiang energy administration. Zhejiang Province "14th Five-Year" new energy storage development plan[EB/OL]. China, 2022[2022-05-25]. [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art\\_1229539890\\_4933248.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art_1229539890_4933248.html)(in Chinese).
- [33] 雷雪姣, 潘士娟, 管晓宏, 等. 考虑传输安全裕度的电力系统发电经济调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5651-5658.
- Lei Xuejiao, Pan Shijuan, Guan Xiaohong, et al.



energies

an Open Access Journal by MDPI

CITESCORE  
6.2

IMPACT  
FACTOR  
3.0

# CERTIFICATE OF PUBLICATION



The certificate of publication for the article titled:  
Consecutive Year-by-Year Planning of Grid-Side Energy Storage System Considering Demand-Side Response Resources

Authored by:  
Haidong Xu; Yifan Ding; Feifei Sun; Renshun Wang; Guangchao Geng; Quanyuan Jiang

Published in:  
*Energies* 2024, Volume 17, Issue 15, 3639



Academic Open Access Publishing  
since 1996

Basel, July 2024

*Shu-Kun Lin*

Dr. Shu-Kun Lin  
Publisher & President

https://www.mdpi.com/1996-1073/17/15/3639

Search for Articles:

Title / Keyword

Author / Affiliation / Email

Energies

All Article Types

搜索

Search

Advanced

Journals / Energies / Volume 17 / Issue 15 / 10.3390/en17153639



energies

Submit to this Journal

Review for this Journal

Propose a Special Issue

## Article Menu

### Academic Editors

Raffaello Cozzolino

Gino Bella

Subscribe SciFeed

Recommended Articles

Related Info Link

More by Authors Links

K

Order Article Reprints



Share

Help

Cite

Discuss in  
SciProfiles

Open Access Article

## Consecutive Year-by-Year Planning of Grid-Side Energy Storage System Considering Demand-Side Response Resources

by Haidong Xu<sup>1</sup>, Yifan Ding<sup>2</sup>, Feifei Sun<sup>2</sup>, Renshun Wang<sup>3</sup>, Guangchao Geng<sup>3</sup> and Quanyuan Jiang<sup>3</sup>\*

<sup>1</sup> Polytechnic Institute, Zhejiang University, Hangzhou 310015, China

<sup>2</sup> Economic and Technical Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, China

<sup>3</sup> College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China

\* Author to whom correspondence should be addressed.

*Energies* 2024, 17(15), 3639; <https://doi.org/10.3390/en17153639>

Submission received: 17 June 2024 / Revised: 20 July 2024 / Accepted: 21 July 2024 /

Published: 24 July 2024

(This article belongs to the Special Issue Design, Optimization and Applications of Energy Storage System)

Download

Browse Figures

Versions Notes

### Abstract

Demand-side response (DR) and energy storage system (ESS) are both important means of providing operational flexibility to the power system. Thus, DR has a certain substitution role for ESS, but unlike DR, ESS planning has a coupling relationship between years, which makes it difficult to guarantee the reasonableness of the ESS planning

## Article

# Consecutive Year-by-Year Planning of Grid-Side Energy Storage System Considering Demand-Side Response Resources

Haidong Xu <sup>1</sup>, Yifan Ding <sup>2</sup>, Feifei Sun <sup>2</sup>, Renshun Wang <sup>3</sup> , Guangchao Geng <sup>3</sup>  and Quanyuan Jiang <sup>3,\*</sup><sup>1</sup> Polytechnic Institute, Zhejiang University, Hangzhou 310015, China; 22260131@zju.edu.cn<sup>2</sup> Economic and Technical Research Institute of State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310008, China<sup>3</sup> College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, China

\* Correspondence: jqy@zju.edu.cn

**Abstract:** Demand-side response (DR) and energy storage system (ESS) are both important means of providing operational flexibility to the power system. Thus, DR has a certain substitution role for ESS, but unlike DR, ESS planning has a coupling relationship between years, which makes it difficult to guarantee the reasonableness of the ESS planning results by considering only a single year. To achieve the optimal construction timing of ESS, this paper develops a consecutive year-by-year framework integrating DR and ESS to analyse and quantify the substitution effect of DR on energy storage while realizing year-by-year ESS planning. Our methods are as follows: (1) A consecutive year-by-year DR model and an ESS model are proposed; (2) These two models are combined together to achieve the purpose of considering DR in the ESS planning stage. Here, system reserve, renewable energy consumption, and preservation of power supply are given consideration to optimise the reliability and economy of the system; (3) The method is validated using a provincial real-world power grid in the eastern part of China. The optimal results of five consecutive years of planning show that DR substitutes 19.7% of the ESS capacity.

**Keywords:** demand-side response; grid-side energy storage; consecutive planning

**Citation:** Xu, H.; Ding, Y.; Sun, F.; Wang, R.; Geng, G.; Jiang, Q. Consecutive Year-by-Year Planning of Grid-Side Energy Storage System Considering Demand-Side Response Resources. *Energies* **2024**, *17*, 3639. <https://doi.org/10.3390/en17153639>

Academic Editors: Raffaello Cozzolino and Gino Bella

Received: 17 June 2024  
Revised: 20 July 2024  
Accepted: 21 July 2024  
Published: 24 July 2024



**Copyright:** © 2024 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

## 1. Introduction

Influenced by the rigid growth of power demand and the insufficient production of large supportive power sources in recent years, the overall power supply of some provinces in China is tightening [1]. Energy storage, with its fast response characteristics, can assist in providing peak power demand and alleviate the tight supply situation [2–5]. Relying on ESS alone to provide grid flexibility resources is not economical [6,7], but the advancement of DR in the power system provides an opportunity to improve the economics of the ESS in the planning stage [8,9].

Existing studies that consider both ESS and DR mostly focus on optimal dispatch. Among them, reference [10] proposes a microgrid operation cost minimisation method considering DR. Operators and consumers can shift some loads from high-price hours to low-price hours through DR. DR reduces the need to use ESS to balance supply and demand. This leads to an increase in the lifetime of the ESS and results in significant savings in ESS investment costs. Reference [11] proposes a coordinated and optimal decision-making method for DR for railway trains and ESS with respect to the operation mode of railway trains and their load power characteristics. A controllable rail train load dynamic adjustment coordination method is designed to optimise the rail train operating speed trajectory, traction system load power, and energy storage battery output power with the goal of minimising the energy cost of rail trains. Reference [12] studied the optimal scheduling problem of regional energy systems with multiple energy supply modes and flexible loads. For the multi-energy system, an energy hub model including ESS and electric vehicles is established. Based on this, the impact of the pollutant trading market on the total operating cost of this system is analysed.



With the development of DR measures, it is desirable to incorporate DR into the planning as a resource of the new type of power system [13,14]. In order to improve the power supply guarantee and renewable energy consumption capacity of the power system, reference [15] takes the lowest total cost of the system as the optimisation objective. It considers the investment decision of multiple flexible resources in all aspects of the system. Through the system's investment decision-making strategy settings in different planning level years, it gives the system's full life cycle the economic and weighted environmental benefits of the evolution path analysis method. To improve the carbon emission reduction capability and economy of microgrids, reference [16] proposes a capacity optimisation allocation method considering stepped carbon trading and DR for grid-connected microgrids consisting of photovoltaic (PV), battery, and hydrogen storage units. The integrated operation and control strategy of the microgrid is determined by combining the mathematical model and system structure of each unit in the microgrid. In order to maximise the economic indicators and the average voltage stability factor of the distribution network and minimise the average power losses, Reference [17] formulates a multi-objective planning model by determining the ESS and DR capacity. In the paper, the effectiveness of the proposed methodology in optimising the technical and economic performance is verified by different test cases. Reference [18] investigates the joint planning problem of DR and ESS for the case of the high proportion of renewable energy connected to the active distribution network. The effectiveness of joint planning in solving the problem of the high proportion of renewable energy sources is demonstrated through an example analysis, which improves the economic efficiency.

Reference [19] contributes to the modelling and algorithmic foundations of the real-time load scheduling problem in a DR program. It models the problem within an AC optimal power flow framework and designs an efficient online algorithm that outputs scheduling decisions provided with information solely on past and present inputs. Reference [20] proposes an improved incentive-based integrated DR model to effectively cope with the substitute and complementary effects. In addition, both output uncertainty of renewable energy sources and responsiveness uncertainty of consumers are taken into account, with an improved energy storage unit model to deal with balancing power deviation and measure corresponding risk costs caused by the uncertainties. Reference [21] presents a novel DR scheme that avoids the need to predict the price elasticity of demand or demand forecast, yet still delivers a significant DR. In order to prevent crowding phenomena, Reference [22] proposes a priority-based demand response program for local energy communities. In the program, past contributions made by residential houses and demand are considered as essential parameters while calculating the priority factor. The model proposed in this study seeks to reschedule loads at low-cost intervals to alleviate crowding phenomena.

In summary, some achievements have been made in the field of ESS configuration considering DR. However, most of the studies focus on the ESS configuration problem in a certain year, and do not consider the coupling relationship of ESS in a consecutive time scale. Since ESS planning is a long time-scale planning problem, only considering the substitution effect of DR on ESS in a single year will miss the rationality and optimality of the planning results.

Aiming at the above problems, a method of grid-side ESS consecutive year-by-year optimisation considering DR is proposed. Firstly, a consecutive year-by-year DR model and an ESS model are established. The models give the operation constraints and cost calculation methods of DR and ESS in consecutive years, considering the coupling of ESS planning between years. Next, these two models are combined together to achieve the purpose of considering DR in the ESS planning stage. Here, system reserve, renewable energy consumption, and preservation of power supply are given consideration to optimise the reliability and economy of the system. Finally, based on the actual operation data of a coastal province in the east of China, the optimal planning of ESS for five consecutive years from 2023 to 2027 is realised to explore the substitution effect of DR on energy storage in consecutive

long time scales. Comparing with the storage planning of a single year, this paper illustrates the necessity and advantage of ESS planning in consecutive long time scales.

## 2. Modelling for DR in Consecutive Year-by-Year Planning

In 2023, the National Development and Reform Commission (NDRC) issued the “Measures for Electricity Demand Side Management (2023 Edition)”, which called for the enhancement of DR capacity: by 2025, the DR capacity of each province will reach 3–5% of the maximum electricity load. In Zhejiang Province, for example, in 2022, the General Office of the Zhejiang Provincial People’s Government issued the “14th Five-Year Plan for Energy Development in Zhejiang Province”, which pointed out that the DR capacity of electricity would be raised from 3% in 2020 to 5% in 2025. In 2023, more than seventy times the DR were initiated to participate in the peak-shaving and valley-filling services.

There is a maximum adjustment ratio for DR, which varies from year to year as the government guides it. The maximum adjustment ratio is reflected in the DR model as the maximum adjustment ratio constraint for DR as follows:

$$0 \leq P_{DR,u}^{m,i,t} \leq \sigma_u^m \cdot P_d^{m,i,t}, \quad (1)$$

$$0 \leq P_{DR,d}^{m,i,t} \leq \sigma_d^m \cdot P_d^{m,i,t}, \quad (2)$$

where  $P_d^{m,i,t}$  is the load of the node  $i$  in the year  $m$  at the period  $t$  (the variables in this paper are superscripted  $m$  for year,  $i$  for node, and  $t$  for period, and will not be repeated below for the sake of simplicity).  $P_{DR,u}^{m,i,t}$  and  $P_{DR,d}^{m,i,t}$  are the power of the DR participating in the peaking and valley-filling services, respectively.  $\sigma_u^m$  and  $\sigma_d^m$  are the maximum adjustment ratios of the DR to peaking and valley filling, respectively, which are a function of the year.

The DR cost for year  $m$  is the sum of the DR power multiplied by the corresponding unit price for each time period in that year as follows:

$$f_{DR}^m = \sum_{i \in \Omega_{DR}} \sum_{t=1}^T (P_{DR,u}^{m,i,t} p_{DR,u}^m + P_{DR,d}^{m,i,t} p_{DR,d}^m), \quad (3)$$

where  $f_{DR}$  is the cost of DR in the  $m$  year.  $p_{DR,u}^m$  and  $p_{DR,d}^m$  are the unit prices of DR participation in the peaking and valley-filling services, respectively.  $\Omega_{DR}$  is the set of DR nodes.  $T$  is the operation period.

In the consecutive year-by-year DR model, the DR costs for each year need to be converted to the base year and summed to indicate the total DR costs over consecutive long time scales as follows:

$$f_{DR} = \sum_m f_{DR}^m \cdot \tau_m, \quad (4)$$

$$\tau_m = 1/(1+r)^{m-1}, \quad (5)$$

where  $f_{DR}$  is the total cost of DR over consecutive long time scales,  $\tau_m$  is the coefficient for year  $m$  inputted to the base year, and  $r$  is the annual interest rate.

## 3. Modelling for ESS in Consecutive Year-by-Year Planning

Unlike the single-year ESS model, the consecutive year-by-year ESS model needs to consider the coupling relationship between years, i.e., the ESS planned in year  $m$  is still operating in year  $m+1$ . The ESS construction cost is a one-time investment in the first year of building the ESS. In contrast, the operation and maintenance costs are expended every year since the completion of the construction, which are described separately below.

### (1) ESS power constraints:

The sum of the ESS charging and discharging power, and the frequency regulation power shall be less than the ESS rated power. The ESS rated power at node  $i$  in year  $m$  is

jointly determined by the ESS planning at that node in year  $m$  and the previous years, with the following expression:

$$0 \leq \left| P_E^{m,i,t} \right| + \left| P_R^{m,i,t} \right| \leq \sum_{k=1}^m P_{\text{ess}}^{k,i} \cdot X_{\text{ess}}^{k,i}, \quad (6)$$

where  $P_E^{m,i,t}$  is the ESS charging and discharging power, the input power is positive, and the output power is negative.  $P_R^{m,i,t}$  is the ESS frequency regulation power, the downward frequency regulation power is positive, and the upward frequency regulation power is negative.  $P_{\text{ess}}^{k,i}$  is the rated power of the planned ESS in the  $k$ -th year.  $X_{\text{ess}}^{k,i}$  is the 0–1 variable whether or not to construct the ESS in the  $k$ -th year. Either the value of 0 or 1 is used to realize the ESS site selection and indicates that the  $k$ -th year does not construct the ESS in the node  $i$  or construct the ESS, respectively.

This constraint sums the ESS power ratings for year  $m$  and the previous years to constrain the ESS power in year  $m$ . It expresses the power coupling relationship of the ESS between years.

(2) ESS capacity constraints:

The ESS capacity change is determined by the ESS power in that time period. The ESS capacity is the same as the ESS power; both have the coupling relationship between years. The rated capacity of ESS at node  $i$  in year  $m$  is jointly determined by the ESS configuration of that node in the year  $m$  and the previous years, with the expression as follows:

$$(S^{m,i,t} - S^{m,i,t-1}) \cdot \sum_{k=1}^m E_{\text{ess}}^{k,i} \cdot X_{\text{ess}}^{k,i} = P_E^{m,i,t} + \beta \cdot P_R^{m,i,t}, \quad (7)$$

where  $E_{\text{ess}}^{k,i}$  is the rated capacity of the ESS in year  $k$ ,  $S^{m,i,t}$  is the state of charge (SOC) of the ESS, and  $\beta$  is the frequency regulation coefficient.

This constraint correlates the storage charging state for multiple time periods in year  $m$ . It expresses the coupling of ESS capacity between years by summing the ESS rated capacity of year  $m$  and the previous years to constrain the ESS capacity in year  $m$ .

(3) ESS charge state constraints:

Under the assumption that ESS decay is not taken into account, the upper and lower bounds of the ESS charge state are inherent properties of the ESS that do not vary with time and do not have a coupling relationship between years with the following expression:

$$S_{\min} \leq S^{m,i,t} \leq S_{\max}, \quad (8)$$

$$S^{m,i,0} = S^{m,i,T}, \quad (9)$$

where  $S_{\max}$  and  $S_{\min}$  are the upper and lower limits of the ESS charge state, and  $S^{m,i,0}$  and  $S^{m,i,T}$  are the ESS state at the beginning and end stages, respectively.

The constraint characterises the upper and lower bound constraints of the SOC. SOC needs to return to the initial value after one operating cycle to ensure the sustainability of the operation.

(4) Cost of ESS:

The cost of ESS consists of ESS construction costs and ESS operation and maintenance costs, which are as follows:

$$f_{\text{ess}} = f_{\text{cs,ess}} + f_{\text{op,ess}}, \quad (10)$$

where  $f_{\text{ess}}$  is the cost of ESS,  $f_{\text{cs,ess}}$  is the cost of ESS construction, and  $f_{\text{op,ess}}$  is the cost of ESS operation and maintenance.

ESS construction costs are invested in a lump sum in the first year of building the ESS, and this portion of the cost needs to be converted to the base year on a one-time basis. If the ESS does not reach the end of its service life in the total planning time span, the service

life beyond the planning time period will be removed from the cost on a proportional basis. The assumption will be expressed in terms of the conversion factor  $\gamma_m$ . The expression is as follows:

$$f_{cs,ess} = \sum_m \sum_{i \in \Omega_{ess}} \gamma_m \cdot (C_{fixed} X_{ess}^{m,i} + C_P P_{R,ess}^{m,i} + C_E E_{R,ess}^{m,i}) \cdot \tau_m, \quad (11)$$

$$\gamma_m = (H - m + 1) / T_{life}, \quad (12)$$

where  $C_{fixed}$  is the fixed cost of ESS,  $C_P$ ,  $C_E$  are the per unit power cost and per unit capacity cost of ESS, and  $X_{ess}^{m,i}$  is the 0–1 variable of whether or not to construct ESS, with 0 indicating that no ESS is constructed and 1 indicating that ESS is constructed.  $P_{R,ess}^{m,i}$ ,  $E_{R,ess}^{m,i}$  are the rated power and rated energy of the ESS,  $H$  is the total time span of planning, and  $T_{life}$  is the life span of the ESS.  $\Omega_{ess}$  is the set of nodes that ESS permitted to configure.

Operation and maintenance costs are incurred annually from the time of completion. This portion of the cost needs to be discounted to the base year by the conversion factor  $\tau_m$ . The expression is as follows:

$$\begin{aligned} f_{op,ess} &= \sum_m \sum_{i \in \Omega_{ess}} k_{op} \cdot (C_P P_{R,ess}^{m,i} + C_E E_{R,ess}^{m,i}) \cdot (\tau_m + \tau_{m+1} + \dots + \tau_H), \\ &= \sum_m \sum_{i \in \Omega_{ess}} k_{op} \cdot (C_P P_{R,ess}^{m,i} + C_E E_{R,ess}^{m,i}) \cdot \tau_m \cdot [1 + 1/(1+r) + \dots + 1/(1+r)^{H-m}], \\ &= \sum_m \sum_{i \in \Omega_{ess}} k_{op} \cdot (C_P P_{R,ess}^{m,i} + C_E E_{R,ess}^{m,i}) \cdot (\tau_{m-1} - \tau_H) / r, \end{aligned} \quad (13)$$

where  $k_{op}$  is the ESS operation and maintenance cost coefficient.

#### 4. Formulation for Consecutive Year-by-Year Planning of ESS Considering DR

In order to achieve a reasonable plan of ESS and avoid redundancy or insufficiency of ESS resources due to overheated investment and disorderly development of ESS, this subsection establishes a consecutive year-by-year optimal planning model of ESS taking into account DR on the basis of considering system reserve, consumption of renewable energy, and power supply preservation.

Renewable energy consumption is guided by adding wind curtailment cost and solar curtailment cost to the objective function. Load shedding cost is added to the objective function to guide power supply preservation. Reserve capacity constraints are added to the constraints to satisfy the system reserve demand.

##### 4.1. Objective Function

The objective function of the model is to minimise the sum of wind curtailment cost, solar curtailment cost, load shedding cost, demand-side response cost, and ESS investment and O&M cost, as mentioned above.

Wind curtailment cost, solar curtailment cost, and load shedding cost are calculated in a similar way to the demand-side response cost above, i.e., the  $m$ -th year cost is calculated first, and then the costs of each year are converted to the base year and added up, with the following expressions:

(1) Wind curtailment cost:

$$f_{wind} = \sum_m f_{wind}^m \cdot \tau_m, \quad (14)$$

$$f_{wind}^m = \sum_{i \in \Omega_{wind}} \sum_{t=1}^T C_W (P_{W,max}^{m,i,t} - P_W^{m,i,t}), \quad (15)$$

where  $f_{wind}^m$  is the wind curtailment cost in year  $m$ ,  $C_W$  is the wind power feed-in tariff,  $P_{W,max}^{m,i,t}$  is the maximum output of the wind turbine,  $P_W^{m,i,t}$  is the actual output of the wind turbine, and  $\Omega_{wind}$  is the wind farm aggregation.

(2) Solar abandonment cost:

$$f_{\text{solar}} = \sum_m f_{\text{soalr}}^m \cdot \tau_m, \quad (16)$$

$$f_{\text{soalr}}^m = \sum_{i \in \Omega_{\text{solar}}} \sum_{t=1}^T C_V (P_{V,\text{max}}^{m,i,t} - P_V^{m,i,t}), \quad (17)$$

where  $f_{\text{solar}}^m$  is the solar curtailment cost in year  $m$ ,  $C_V$  is the PV feed-in tariff,  $P_{V,\text{max}}^{m,i,t}$  is the maximum output of the PV farm,  $P_V^{m,i,t}$  is the actual output of the PV farm, and  $\Omega_{\text{solar}}$  is the pool of PV farms.

(3) Load shedding costs:

$$f_{\text{ds}} = \sum_m f_{\text{ds}}^m \cdot \tau_m, \quad (18)$$

$$f_{\text{ds}}^m = \sum_{i \in \Omega_{\text{ds}}} \sum_{t=1}^T C_D \cdot d_s^{m,i,t}, \quad (19)$$

where  $f_{\text{ds}}^m$  is the load shedding cost in year  $m$ ,  $C_D$  is the unit load shedding cost,  $d_s^{m,i,t}$  is the load shedding power, and  $\Omega_{\text{ds}}$  is the set of load shedding nodes.

The objective function is:

$$\text{Min } f = (f_{\text{wind}} + f_{\text{solar}} + f_{\text{ds}} + f_{\text{ess}} + f_{\text{DR}}). \quad (20)$$

#### 4.2. Constraints

The constraints include system node power balance constraints, reserve capacity constraints, conventional unit constraints (including output constraints, ramp-up constraints, and start-stop time constraints), branch tidal current constraints, line delivery capacity constraints, renewable energy output constraints, demand-side response constraints in Section 2, and energy storage constraints in Section 3. The specific forms of constraints related to energy storage and demand-side response are given below, and other constraints are given by citing references as follows:

(1) System node power balance constraints:

$$P^{m,i,t} + P_W^{m,i,t} + P_V^{m,i,t} + A_o^{i,j} \cdot P_L^{m,j,t} - \eta \cdot P_E^{m,i,t} = P_d^{m,i,t} - P_{\text{DR,u}}^{m,i,t} + P_{\text{DR,d}}^{m,i,t} - d_s^{m,i,t}, \quad (21)$$

$$0 \leq d_s^{m,i,t} \leq \sigma_s \cdot P_d^{m,i,t}, \quad (22)$$

where  $P^{m,i,t}$  is the output of conventional unit,  $P_L^{m,j,t}$  is the power delivered by line  $j$ , and  $A_o^{i,j}$  is the correlation coefficient between node  $i$  and line  $j$ . If the power of line  $j$  flows into node  $i$ , then  $A_o^{i,j}$  takes 1, and if the power of line  $j$  flows out of node  $i$ , then  $A_o^{i,j}$  takes  $-1$ ; if there is no correlation between line  $j$  and node  $i$ , then  $A_o^{i,j}$  takes 0.  $\eta$  is the charging and discharging efficiency of the ESS and  $\sigma_s$  is the proportion of maximum load shedding.

(2) Rotating reserve capacity constraints:

$$\sum_{i \in \Omega_g} (u^{m,i,t} \cdot P_{\text{max}}^{m,i} - P^{m,i,t} - \eta \cdot P_R^{m,i,t}) \geq \rho_1 \sum_{i \in \Omega_g} (P_d^{m,i,t} - P_{\text{DR,u}}^{m,i,t} + P_{\text{DR,d}}^{m,i,t}) + \rho_2 \left( \sum_{i \in \Omega_{\text{wind}}} P_W^{m,i,t} + \sum_{i \in \Omega_{\text{solar}}} P_V^{m,i,t} \right), \quad (23)$$

$$\sum_{i \in \Omega_g} (P^{m,i,t} - u^{m,i,t} \cdot P_{\text{min}}^{m,i} - \eta \cdot P_R^{m,i,t}) \geq \rho_1 \sum_{i \in \Omega_g} (P_d^{m,i,t} - P_{\text{DR,u}}^{m,i,t} + P_{\text{DR,d}}^{m,i,t}) + \rho_2 \left( \sum_{i \in \Omega_{\text{wind}}} P_W^{m,i,t} + \sum_{i \in \Omega_{\text{solar}}} P_V^{m,i,t} \right), \quad (24)$$

where  $P_{\text{max}}^{m,i}$  is the maximum output of conventional unit,  $P_{\text{min}}^{m,i}$  is the minimum output of conventional unit,  $u^{m,i,t}$  is the start-stop flag of conventional unit, the value of which is 1 and 0, indicating that the unit is in the start-up and shutdown state, respectively.  $\rho_1$  is the proportion of rotating reserve capacity to the total load,  $\rho_2$  is the proportion of rotating reserve capacity to the renewable energy capacity, and  $\Omega_g$  is the set of system nodes.

**Conflicts of Interest:** Authors Yifan Ding and Feifei Sun were employed by the company State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. The authors declare that this study received funding from State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. The authors declare that the research was conducted in the absence of any commercial or financial relationships that could be construed as a potential conflict of interest.

### Abbreviations

The following abbreviations are used in this manuscript:

DR	Demand-side Response
ESS	Energy Storage System
PV	Photovoltaic
PHS	Pumped Hydro Storage

### References

1. Cao, X.; Ma, H.; Huang, J. Practice and Innovation of Power Demand Side Response in China. *Energy Energy Conserv.* **2024**, *3*, 20–23.
2. Liu, W.; Yang, M.; Wand, J. Energy Storage Planning for Incremental Power Distribution Systems Based on the Intellectual Generating Method of Operational Strategies. In Proceedings of the CSEE, Rome, Italy, 21–23 June 2021; Volume 41, pp. 3317–3329.
3. Khabbouchi, I.; Said, D.; Oukaira, A.; Mellal, I.; Khoukhi, L. Machine Learning and Game-Theoretic Model for Advanced Wind Energy Management Protocol (AWEMP). *Energies* **2023**, *16*, 2179. [\[CrossRef\]](#)
4. Cozzolino, R.; Bella, G. A review of electrolyzer-based systems providing grid ancillary services: Current status, market, challenges and future directions. *Front. Energy Res.* **2024**, *12*, 1358333. [\[CrossRef\]](#)
5. Hossain, M.B.; Islam, M.R.; Muttaqi, K.M.; Sutanto, D.; Agalgaonkar, A.P. Advancement of fuel cells and electrolyzers technologies and their applications to renewable-rich power grids. *J. Energy Storage* **2023**, *62*, 106842. [\[CrossRef\]](#)
6. Sun, B.; Zhang, Z.; Hu, J.; Meng, Z.; Huang, B.; Li, N. An Energy Storage Capacity Configuration Method for a Provincial Power System Considering Flexible Adjustment of the Tie-Line. *Energies* **2024**, *17*, 270. [\[CrossRef\]](#)
7. Short, J.; Infield, D.; Freris, L. Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control. *IEEE Trans. Power Syst.* **2007**, *22*, 1284–1293. [\[CrossRef\]](#)
8. Wang, B.; Zhang, C.; Zhao, Y. Interval Optimization Based Coordination of Demand Response and Battery Energy Storage System Considering SOC Management in a Microgrid. *IEEE Trans. Sustain. Energy* **2020**, *11*, 2922–2931. [\[CrossRef\]](#)
9. Said, D. Survey on Information Communication Technologies in Modern Demand-Side Management for Smart Grids: Challenges, Solutions, and Opportunities. *IEEE Eng. Manag. Rev.* **2023**, *51*, 76–107. [\[CrossRef\]](#)
10. Ali, M.; Abdulgali, M.A.; Habiballah, I.; Khalid, M. Optimal Scheduling of Isolated Microgrids with Hybrid Renewables and Energy Storage Systems Considering Demand Response. *IEEE Access* **2023**, *11*, 80266–80273. [\[CrossRef\]](#)
11. Yang, H. Coordinated Demand Response of Rail Transit Load and Energy Storage System Considering Driving Comfort. *CSEE J. Power Energy Syst.* **2020**, *6*, 749–759.
12. Luo, Y.; Zhang, X.; Yang, D.; Sun, Q. Emission Trading Based Optimal Scheduling Strategy of Energy Hub with Energy Storage and Integrated Electric Vehicles. *Mod. Power Syst. Clean Energy* **2020**, *8*, 267–275. [\[CrossRef\]](#)
13. Dominguez-Jimenez, J.; Henao, N.; Agbossou, K.; Parrado, A.; Campillo, J.; Nagarsheth, S.H. A Stochastic Approach to Integrating Electrical Thermal Storage in Distributed Demand Response for Nordic Communities with Wind Power Generation. *IEEE Ind. Appl.* **2023**, *4*, 121–138. [\[CrossRef\]](#)
14. Amiri, M.M.; Ameli, M.T.; Aghamohammadi, M.R.; Bashooki, E.; Ameli, H.; Strbac, G. Day-Ahead Coordination for Flexibility Enhancement in Hydrogen-Based Energy Hubs in Presence of EVs, Storages, and Integrated Demand Response. *IEEE Access* **2024**, *12*, 58395–58405. [\[CrossRef\]](#)
15. Li, X.; Qian, J.; Yang, C.; Chen, B.; Wang, X.; Jiang, Z. New Power System Planning and Evolution Path with Multi-Flexibility Resource Coordination. *Energies* **2024**, *17*, 273. [\[CrossRef\]](#)
16. Xu, Z.; Chen, F.; Yang, X.; Lu, Q. Optimal Configuration of Hybrid Energy Storage Capacity in a Grid-Connected Microgrid Considering Laddering Carbon Trading and Demand Response. *Energies* **2024**, *17*, 139. [\[CrossRef\]](#)
17. Taha, H.A.; Alham, M.H.; Youssef, H.K.M. Multi-Objective Optimization for Optimal Allocation and Coordination of Wind and Solar DGs, BESSs and Capacitors in Presence of Demand Response. *IEEE Access* **2022**, *10*, 16225–16241. [\[CrossRef\]](#)
18. Liu, H.; Wang, Z. Research on Energy Storage and High Proportion of Renewable Energy Planning Considering Demand. *IEEE Access* **2020**, *8*, 198591–198599. [\[CrossRef\]](#)
19. Karapetyan, A. A Competitive Scheduling Algorithm for Online Demand Response in Islanded Microgrids. *IEEE Trans. Power Syst.* **2021**, *36*, 3430–3440. [\[CrossRef\]](#)
20. Zheng, S.; Sun, Y.; Qi, B.; Li, B. Incentive-Based Integrated Demand Response Considering S&C Effect in Demand Side with Incomplete Information. *IEEE Trans. Smart Grid* **2022**, *13*, 4465–4482.
21. Mnatsakanyan, A.; Kennedy, S. A Novel Demand Response Model with an Application for a Virtual Power Plant. *IEEE Trans. Smart Grid* **2015**, *6*, 230–237. [\[CrossRef\]](#)

22. Gundu, A.; Simon, S.P.; Kasi, V.; Padhy, N.P.; Khatod, D.K. Priority-based Residential Demand Response for Alleviating Crowding in Distribution Systems. *J. Mod. Power Syst. Clean Energy* **2023**, *11*, 502–510. [[CrossRef](#)]
23. Pulazza, G.; Zhang, N.; Kang, C.; Nucci, C.A. Transmission Planning with Battery-Based Energy Storage Transportation For Power Systems with High Penetration of Renewable Energy. *IEEE Trans. Power Syst.* **2021**, *36*, 4928–4940. [[CrossRef](#)]
24. Cebulla, F.; Haas, J.; Eichman, J. How Much Electrical Energy Storage Do We Need? A Synthesis for The U.S., Europe, and Germany. *Clean. Prod.* **2018**, *181*, 449–459. [[CrossRef](#)]
25. Zhejiang Energy Administration. Zhejiang Provincial Power Grid Development “14th Five-Year” Plan. 2021. Available online: [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/6/23/art\\_1229123366\\_2305635.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2021/6/23/art_1229123366_2305635.html) (accessed on 1 June 2024).
26. Development and Reform Commission of Zhejiang Province. Zhejiang Province Power Development “14th Five-Year Plan”. 2022. Available online: [https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art\\_1229505857\\_2404396.html](https://www.zj.gov.cn/art/2022/5/19/art_1229505857_2404396.html) (accessed on 1 June 2024).
27. Development and Reform Commission of Zhejiang Province. The First Batch of New Energy Storage Demonstration Projects in Zhejiang Province in the “14th Five-Year Plan”. 2022. Available online: [https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art\\_1229539890\\_4933248.html](https://fzggw.zj.gov.cn/art/2022/6/6/art_1229539890_4933248.html) (accessed on 1 June 2024).
28. Li, B.; Chen, M.; Haiwang, Z. A Review of Long-term Planning of New Power Systems with Large Share of Renewable Energy. In Proceedings of the CSEE, Lisbon, Portugal, 29–31 March 2023; Volume 42.
29. Ou, Y.; Ma, R.; Zhu, W. Distributed Energy Storage Cluster Configuration Method of Distribution Network Considering Carbon Emission Reduction Allocation. In Proceedings of the CSEE, Lisbon, Portugal, 29–31 March 2023 .
30. Schmidy, O.; Hawkes, A.; Gambhir, A. The future cost of electrical energy storage based on experience rates. *Nat. Energy* **2017**, *2*, 17110. [[CrossRef](#)]

**Disclaimer/Publisher’s Note:** The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.



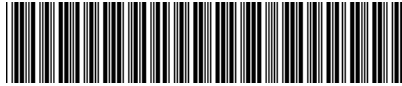
# 国家知识产权局

310013

浙江省杭州市西湖区古墩路 701 号紫金广场 B 座 1103 室 杭州求是  
专利事务所有限公司  
傅朝栋(0571-87911726-812)张法高(0571-87911726)

发文日:

2024 年 12 月 10 日



申请号: 202411808338.X

发文序号: 2024121001372400

## 专利申请受理通知书

根据专利法第 28 条及其实施细则第 43 条、第 44 条的规定, 申请人提出的专利申请已由国家知识产权局受理。现将确定的申请号、申请日等信息通知如下:

申请号: 202411808338X

申请日: 2024 年 12 月 10 日

申请人: 浙江大学

发明人: 徐海栋, 耿光超, 江全元

发明创造名称: 一种考虑分区备用的电网侧共享储能配置方法及系统  
经核实, 国家知识产权局确认收到文件如下:

权利要求书 1 份 5 页, 权利要求项数: 10 项

说明书 1 份 13 页

说明书附图 1 份 2 页

说明书摘要 1 份 1 页

专利代理委托书 1 份 2 页

发明专利请求书 1 份 4 页

实质审查请求书 文件份数: 1 份

申请方案卷号: 傅-241-281-徐

提示:

1. 申请人收到专利申请受理通知书之后, 认为其记载的内容与申请人所提交的相应内容不一致时, 可以向国家知识产权局请求更正。

2. 申请人收到专利申请受理通知书之后, 再向国家知识产权局办理各种手续时, 均应当准确、清晰地写明申请号。

审查员: 自动受理

联系电话: 010-62356655

审查部门: 初审及流程管理部



200101  
2023.03

纸件申请, 回函请寄: 100088 北京市海淀区蓟门桥西土城路 6 号 国家知识产权局专利局受理处收  
电子申请, 应当通过专利业务办理系统以电子文件形式提交相关文件。除另有规定外, 以纸件等其他形式提交的文件视为未提交。