

基于多类型虚拟电厂协同及交易结算的 配电网弹性提升策略

杨祺铭¹, 邬嘉雨², 李更丰³, 季陈林⁴, 别朝红³, 李明昊³, 周政³

(1. 国网上海市电力公司浦东供电公司, 上海 200122; 2. 国网上海市电力公司市区供电公司, 上海 200080; 3. 电工材料电气绝缘全国重点实验室(西安交通大学), 陕西 西安 710049; 4. 国网江苏省电力公司无锡供电公司, 江苏 无锡 214061)

摘要:提出一种基于多类型虚拟电厂(VPP)协同与交易结算优化的配电网弹性提升策略。首先,构建多类型VPP参与电网调度与电力交易的全流程管理框架。其次,设计VPP参与供电恢复的交易结算机制,其激励单价由申报响应量与实际响应量共同确定。进而,建立灾前-灾后协同的双层供电恢复模型:灾前以最小切负荷为目标,优化VPP响应量并上报;灾后根据实际与预测偏差调整响应方案、网络重构及应急资源调度。最终,结算灾害阶段的激励费用。基于改进IEEE-33节点系统的仿真结果表明,所提策略可有效提升配电网灾后供电恢复弹性,并通过合理激励促进VPP积极参与恢复过程。

关键词:配电网;弹性;虚拟电厂;网络重构;实时调度;电力交易结算

中图分类号:TM732

文献标志码:A

DOI: 10.20204/j.sp.2025.10005

Resilience Enhancement Strategy for Distribution Networks Based on Coordination and Transaction Settlement of Multiple Types of Virtual Power Plants

YANG Qiming¹, WU Jiayu², LI Gengfeng³, JI Chenlin⁴, BIE Zhaohong³, LI Minghao³, ZHOU Zheng³

(1.State Grid Pudong Power Supply Company, Shanghai 200122, China; 2.State Grid Shanghai Electric Power Company Urban Power Supply Company, Shanghai 200080, China; 3.State Key Laboratory of Electrical Insulation and Power Equipment (Xi'an Jiaotong University), Xi'an 710049, China; 4.State Grid Wuxi Power Supply Company, Wuxi 214061, China)

Abstract: This paper proposes a distribution network resilience enhancement strategy based on the coordination of multiple types of VPPs and the optimization of transaction settlement. First, a full-process management framework for the participation of multiple types of VPPs in grid dispatch and electricity trading is constructed. Second, a transaction settlement mechanism for VPPs participating in power supply restoration is designed, where the incentive unit price is determined by both the declared response quantity and the actual response quantity. Furthermore, a two-layer power supply restoration model with pre-disaster and post-disaster coordination is established: in the pre-disaster stage, the model aims to minimize load shedding, optimizes the VPPs' response quantities, and reports them to the dispatch center; in the post-disaster stage, the response plan, network reconfiguration, and real-time dispatch of emergency resources are adjusted based on the deviation between actual and predicted values. Finally, incentive payments for the disaster phase are settled. Simulation results based on a modified IEEE 33-node system show that the proposed strategy can effectively enhance the post-disaster power supply restoration resilience of the distribution network and promote the active participation of VPPs in the restoration process through reasonable incentives.

Key words: distribution network; resilience; VPP; network reconfiguration; real-time dispatch; electricity transaction settlement

0 引言

在极端灾害频发背景下^[1-4],“弹性配电网”的概念被提出并受到广泛关注。其核心在于通过主动

基金项目:国家自然科学基金联合基金集成资助项目(U23B600006);
国家自然科学基金优秀青年科学基金资助项目(52222705)

Project Supported by the Integrated Program of the Joint Funds of the National Natural Science Foundation of China(U23B600006); the National Natural Science Fund for Excellent Young Scholars(52222705)

防御、快速响应与自适应恢复的三重机制,构建具有抗灾韧性、故障容错能力和灾后自愈能力的配电系统^[5-6]。

配电网常用弹性提升措施主要包括网络重构^[7]、应急资源预先部署^[8]和实时调度^[9]等。网络重构可主动优化配电网拓扑以缩小故障范围,灾前应急资源合理部署可提高灾后配电网响应速度,灾后应急资源实时调度对于快速负荷恢复具有重要意义。文献^[10]提出基于车辆并网的电网弹性提升

策略,该策略考虑电动汽车灾前调度行为、灾后激励及反向供电行为,验证了电动汽车参与弹性提升的有效性。文献^[11]考虑多种分布式资源协同的配电网两阶段供电恢复策略,在灾前阶段预先部署移动储能和抢修队应急仓库,并将灾后阶段分为紧急功率支撑和负荷快速恢复 2 个过程,依据不同分布式资源特点协同恢复。文献^[12]进一步考虑了台风及内涝复合型灾害下排水工作与电力抢修的协同工作。文献^[10-12]验证了计及网络重构的配电网灾前预部署-灾后实调度两阶段弹性提升模型的有效性。

随着“双碳”目标的推进和新型电力系统的加速建设,以风电、光伏为主体的高比例可再生能源接入配电网对其弹性提升提出了严峻挑战^[13-14]。虚拟电厂(Virtual Power Plant, VPP)将地理上分散的分布式资源聚合形成一个虚拟能源网络^[15],可在灾害场景下作为快速响应的动态供电恢复单元,为配电网弹性提升提供新路径^[16]。

目前,VPP 的研究多集中于统一协调调度^[17]、参与电能量市场^[18]以及辅助服务市场交易^[19]等方面,而针对 VPP 提升电力系统弹性的研究仍处于起步阶段。文献^[20]将 VPP 假定为一个多载体能源系统,研究可重构网络中技术型 VPP 在线路故障场景下的弹性提升策略。但该文献侧重于配电网运行安全性,未考虑配电网弹性提升经济性。文献^[21]通过考虑水库库容的动态调节,提出了 VPP 预调度模型,旨在降低台风灾害下的系统运行成本并提升可再生能源消纳水平。文献^[22]针对电力市场缺乏完善的极端灾害故障应对机制这一问题,通过聚合分布式资源参与电能量市场与辅助服务市场,设计了 VPP 在极端灾害下的应急响应策略。然而,文献^[20-22]在探讨 VPP 参与配电网弹性提升时,仅侧重于灾前或灾后单一阶段,将 VPP 视为可调度元件,并未充分考虑其参与过程中相关主体的利益。

综上,本文提出了一种考虑多类型 VPP 资源协同及交易结算的配电网弹性提升策略。本文的创新之处在于:(1)构建了多类型 VPP 参与电网调度与电力交易的全流程管理框架,实现了 VPP 在供电恢复与交易结算过程中的统一协调与管理;(2)建立了灾前-灾后协同的双层供电恢复模型,在灾前阶段基于预测信息以最小切负荷为目标优化 VPP 响应量,在灾后阶段结合实际与预测偏差动态调整响应策略、网络重构与应急资源调度,提升响应准确性与恢复效果;(3)设计了基于申报响应量与实际响应量差异的激励定价机制,通过交易结算体现

VPP 参与恢复的实际贡献,增强主体积极性并保障配电网安全稳定运行。

1 多类型 VPP 参与电网调度及电力交易全流程管理框架

VPP 是一种将不同区域和类型的分布式资源(如分布式发电、储能系统、可控负荷和电动汽车等)进行虚拟整合的系统。通过集中控制系统将大量小容量、多样化类型的分布式资源进行优化调度,使其能够作为一个统一整体为电网运行提供辅助服务,并参与电力市场交易。

目前,主要试点 VPP 类型包括商业楼宇型 VPP、电动汽车(Electric Vehicle, EV)电站型 VPP、新能源型 VPP 等^[23-24]。根据汇聚主体资源不同,VPP 可被定义为需求侧资源型、供给侧资源型和混合资源型 3 种。其中,新能源型 VPP 为供给侧资源型;商业楼宇型 VPP 为需求侧资源型,其负荷灵活可调,可进行灵活高效的需求响应;EV 电站型 VPP 为混合资源型,依托有序充电和车网互动(Vehicle-to-Grid, V2G)技术,既可灵活响应需求,也可在必要时反向供电。主要试点 VPP 类型所聚合的分布式资源如下:

- 1) 商业楼宇型 VPP: 储能系统、新能源发电、EV、柔性负荷(照明系统、中央空调系统、新风系统)。
- 2) EV 电站型 VPP: 充电桩、电储能、光伏板、照明系统。
- 3) 新能源型 VPP: 以光伏、风电为主的新能源出力机组。

图 1 为多类型 VPP 参与电网调度及电力交易

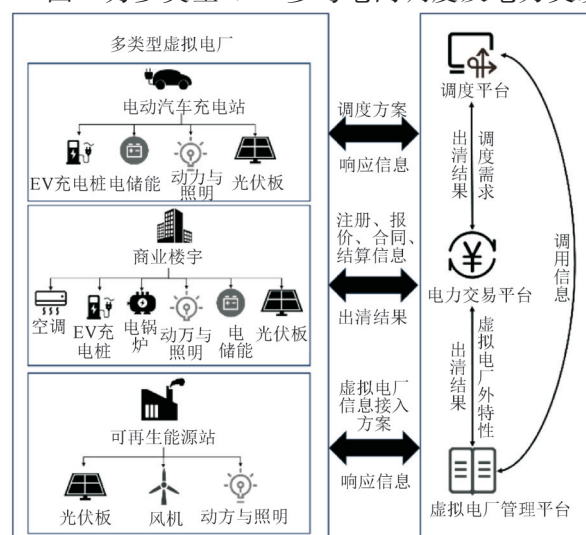


图 1 多类型 VPP 参与电网调度及电力交易全流程管理框架
Fig.1 Comprehensive management framework for multi-type VPPs participating in grid dispatch and electricity trading

的全流程管理框架,集成了注册、交易、运行与结算功能。该框架涉及3个平台:虚拟电厂管理平台、电力交易平台、调度平台。虚拟电厂管理平台负责VPP接入、负荷预测、分布式新能源出力预测、调节能力上报、执行调度计划等功能;电能交易平台负责处理VPP注册、报价、合同、结算信息;调度平台依据虚拟电厂管理平台上报的调节能力,制定调度计划并下发。

2 计及多类型VPP资源协同优化的配电网两阶段供电恢复模型

本节提出了一种计及VPP资源协同优化的配电网两阶段供电恢复模型。该模型的2个阶段分别对应于VPP参与供电恢复全流程中的灾前预防与灾后响应阶段。

在灾前阶段,基于配电网预测故障断线场景、可再生能源出力及V2G反向供电能力,以最小化切负荷量为目标函数,制定灾前供电恢复预案。根据该预案,各参与供电恢复的VPP确定其可提供的恢复能力申报值,并上报至调控中心。

在灾后阶段,以最小化VPP申报响应量与实际响应量之间的偏差以及实际切负荷量为目标,综合考虑网络重构、应急资源实时调度与VPP协调调节等因素,生成实时供电恢复策略。

2.1 灾前应急预案的制定

灾前阶段,调度平台首先基于文献[25]所提出的灾害线路故障模型,预测配电网故障断线场景,并结合分布式电源及负荷预测数据,以配电网切负荷量最小 $\min f$ 为目标,制定灾前供电恢复预案并下发至虚拟电厂管理平台。

$$\min f = \sum_{k \in V} \omega_1 \Delta p_{k,1}^d + \omega_2 \Delta p_{k,2}^d + \omega_3 \Delta p_{k,3}^d \quad (1)$$

式中: V 为配电网节点集合; $\omega_1, \omega_2, \omega_3$ 分别为一级、二级、三级负荷权重系数; $\Delta p_{k,1}^d, \Delta p_{k,2}^d, \Delta p_{k,3}^d$ 分别为节点 k 的一级、二级、三级负荷削减量。

在灾前阶段,配电网制定供电恢复预案时,应综合考虑接入的可控机组、储能元件、可再生能源、电动汽车充电站及需求响应资源等的运行约束及网络拓扑约束。其中,网络约束可参考文献[10]。

1) 可控机组运行约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{CG}^k(t) \leq S_{CG}^k(t) \cdot P_{CG}^{\max} \\ -R_{CG}^{\text{down}} \leq P_{CG}^k(t) - P_{CG}^k(t-1) \leq R_{CG}^{\text{up}} \\ Q_{CG}^k(t) = a \cdot P_{CG}^k(t) \end{cases} \quad (2)$$

式中: $S_{CG}^k(t), P_{CG}^k(t), Q_{CG}^k$ 分别为接入配电网节点 k 的

可控机组在 t 时刻的状态、有功、无功出力; $P_{CG}^{\max}$ 为最大出力; $R_{CG}^{\text{up}}, R_{CG}^{\text{down}}$ 分别为最大上、下坡功率; a 为功率系数。

2) 储能元件运行约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{ch}^k(t) \leq S_{ch}^k(t) \cdot P_{ch}^{\max} \\ 0 \leq P_{dis}^k(t) \leq S_{dis}^k(t) \cdot P_{dis}^{\max} \\ E_{ESS}^k(t) = (1 - \delta_{ESS}) \cdot E_{ESS}^k(t-1) + \\ \left[\eta^{ch} \cdot P_{ch}^k(t-1) - \frac{P_{dis}^k(t-1)}{\eta^{dis}} \right] \cdot \Delta t \\ E_{ESS}^{\min} \leq E_{ESS}^k(t) \leq E_{ESS}^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式中: $S_{ch}^k(t), S_{dis}^k(t), P_{ch}^k(t), P_{dis}^k(t)$ 分别为接入配电网节点 k 的储能元件在 t 时刻充、放电状态以及充、放电功率; $P_{ch}^{\max}, P_{dis}^{\max}$ 为最大充、放电功率; $E_{ESS}^k, E_{ESS}^{\max}, E_{ESS}^{\min}$ 分别为储能元件剩余电量、最大、最小电量; η^{ch}, η^{dis} , δ_{ESS} 分别为充、放电系数及自损耗系数; Δt 为单位时间间隔。

3) 可再生能源出力约束为:

$$0 \leq P_{RES}^k \leq P_{RES,Pre}^k \quad (4)$$

式中: P_{RES}^k 为接入节点 k 的可再生能源出力功率; $P_{RES,Pre}^k$ 为可再生能源预测出力功率^[26]。

4) V2G反向供电约束为:

$$0 \leq P_{V2G}^k \leq P_{V2G,Pre}^k \quad (5)$$

式中: P_{V2G}^k 为与配电网第 k 个节点耦合的电动汽车充电站V2G反充电功率; $P_{V2G,Pre}^k$ 为预测V2G反充电功率,由充电站内EV数量、剩余电量及用户意愿共同决定^[10]。

5) 需求响应约束。本文需求响应负荷分为可削减负荷、可转移负荷2类,服从以下约束:

$$0 \leq P_{xj}^k \leq P_{xj,max}^k \quad (6)$$

$$\sum_{t=t_{zy1}}^{t_{zy2}} P_{zy}^k(t) = \sum_{t=t_{zy1}}^{t_{zy2}} L_{zy}^k(t) \quad (7)$$

式中: $P_{xj}^k, P_{xj,max}^k$ 为配电网 k 节点负荷削减功率及最大可削减功率; t_{zy1}, t_{zy2} 分别为负荷转移开始及结束时间; $L_{zy}^k(t), P_{zy}^k(t)$ 分别为节点 k 在时间 t 优化转移前及转移后负荷。

6) 配电网拓扑重构约束为:

$$\sum_{kj \in E_{re}} d_{kj}^t + d_{kj}^t = 0 \quad (8)$$

式中: E_{re} 为预测故障断线支路集合; d_{kj}^t, d_{kj}^t 为表征支路 kj 实际潮流流向的二进制变量,其中, $d_{kj}^t=1, d_{kj}^t=0$ 时,潮流由节点 k 流向节点 j , $d_{kj}^t=0, d_{kj}^t=1$ 时,潮流由节点 j 流向节点 k 。

本文所研究的VPP包含4类接入元件:电动汽车充电站、可再生能源、需求响应负荷与储能元件。

调控中心在灾前阶段以最小化切负荷量为目标,依据故障断线预测场景、可再生能源预测出力及 V2G 预测反向供电量,制定灾前应急预案并下发至虚拟电厂管理平台。参与供电恢复的 VPP 需申报的响应量为:

$$P_{VPP,Dec}^{i,t} = \sum_{k \in I} P_{V2G}^{k,t} + P_{RES}^{k,t} + (P_{dis}^k(t) - P_{ch}^k(t)) + P_{xy}^{k,t} + (L_{zy}^k(t) - P_{zy}^k(t)) \quad (9)$$

式中: $P_{VPP,Dec}^{i,t}$ 为第 i 个 VPP 在 t 时刻申报供电恢复响应功率; I 为第 i 个 VPP 内分布式资源接入节点; $P_{V2G}^{k,t}, P_{RES}^{k,t}, P_{dis}^k(t), P_{ch}^k(t), P_{xy}^{k,t}, (L_{zy}^k(t) - P_{zy}^k(t))$ 分别为第 i 个 VPP 内节点 k 在 t 时刻申报的电动汽车 V2G 反向充电量、可再生能源出力、储能元件放电量、储能元件充电量、负荷削减量及负荷转移量。

2.2 灾后实时响应方案的制定

灾后阶段以最小化切负荷量及 VPP 实际响应量与申报响应量之间的偏差 $\min h$ 为目标函数,综合考虑应急资源实时调度、网络重构与 VPP 协调调节等因素,制定灾后供电恢复响应方案。

$$\min h = \sum_{i \in R} \sum_{t \in T} |P_{VPP,Dec}^{i,t} - P_{VPP,Act}^{i,t}| + \sum_{k \in V} \omega_1 \Delta p_{k,1}^d + \omega_2 \Delta p_{k,2}^d + \omega_3 \Delta p_{k,3}^d \quad (10)$$

式中: $P_{VPP,Act}^{i,t}$ 为第 i 个 VPP 在 t 时刻实际供电恢复响应量; R 为 VPP 集合; T 为供电恢复持续时间。

灾后实时供电恢复中,储能元件、配电网络与需求响应的运行约束与灾前阶段一致,在此不再赘述。其余约束条件如下:

1) 灾后移动充电车 (Mobile Energy Generator, MEG) 与移动储能 (Mobile Energy Storage System, MESS) 实时调度约束。MEG 和 MESS 在灾后阶段分别为配电网络提供有功与无功支撑。两者依据供电恢复方案,从应急资源仓库调度至相应配网节点后即固定部署,不再移动。该部分调度模型建模参考了文献[12]。

2) 可控机组实时调控约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{up}^k(t) \leq P_{up}^{max} \\ 0 \leq P_{down}^k(t) \leq P_{down}^{max} \\ -R_{CG}^{down} \leq P_{CG}^k(t) + P_{up}^k(t) - P_{down}^k(t) \\ -[P_{CG}^k(t-1) + P_{up}^k(t-1) - P_{down}^k(t-1)] \leq R_{CG}^{up} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_{up}^k(t), P_{down}^k(t)$ 分别为接入节点 k 的可控机组 t 时刻上调量、下调量; $P_{up}^{max}, P_{down}^{max}$ 分别为最大上调量、下调量。

3) 可再生能源实时出力约束为:

$$0 \leq P_{RES}^k \leq P_{RES,Act}^k \quad (12)$$

式中: $P_{RES,Act}^k$ 为可再生能源实际出力功率。

4) V2G 实时反向供电约束为:

$$0 \leq P_{V2G}^k \leq P_{V2G,Act}^k \quad (13)$$

式中: $P_{V2G,Act}^k$ 为 V2G 实际最大反充功率。

5) 配电网实时拓扑重构约束为:

$$\sum_{kj \in E_{Act}} d_{kj}^t + d_{kj}^t = 0 \quad (14)$$

式中: E_{Act} 为实际故障断线支路集合。

3 面向供电恢复的 VPP 交易与结算机制

3.1 报价与结算模式

VPP 主体在参与极端灾害下配电网供电恢复时,需统筹考量经济与社会双重因素。其中,经济因素包括分布式能源调度成本、灾后供电设备运维成本,以及 VPP 参与供电恢复的激励补偿收益等;社会因素则涵盖供电恢复速度的提升、配电系统弹性的增强以及重要负荷的可靠保障等。在此基础上,综合考虑 VPP 主体的经济效益与社会影响,构建供电恢复响应决策模型,以表征影响其参与意愿的关键因素[25]:

$$w_d = \alpha w_e + \beta w_s \quad (15)$$

式中: α, β 为权重系数; w_d 为参与 VPP 主体参与供电恢复的关键因素; w_e 为 VPP 主体考虑经济效益的因素; w_s 为 VPP 主体考虑社会影响的因素。

采用 logit 模型表征 VPP 参与供电恢复的概率 p_r [27]。

$$p_r = \frac{1}{1 + e^{-w_d}} \quad (16)$$

为提高 VPP 参与配电网供电恢复的响应意愿与精度,本文设计了一种激励定价机制。该机制综合考量其申报量、实际响应量、历史参与度及历史参与容量等因素来确定最终激励价格。

$$R_i = \begin{cases} 0, & \frac{P_{ac}^{i,t}}{P_D^{i,t}} < \mu^{\min} \\ q_i f_i \frac{(R^{\min} - R^{\max}) P_{ac}^{i,t}}{(\mu^{\min} - 1) P_D^{i,t}}, & \mu^{\min} \leq \frac{P_{ac}^{i,t}}{P_D^{i,t}} < 1 \\ q_i f_i \frac{(R^{\min} - R^{\max}) P_{ac}^{i,t}}{(1 - \mu^{\max}) P_D^{i,t}}, & 1 \leq \frac{P_{ac}^{i,t}}{P_D^{i,t}} < \mu^{\max} \\ 0, & \frac{P_{ac}^{i,t}}{P_D^{i,t}} > \mu^{\max} \end{cases} \quad (17)$$

式中: q_i, f_i 分别为第 i 个 VPP 容量补偿系数、响应次数补偿系数[28],由过去 1 年第 i 个 VPP 参与供电恢复容量及频率计算得到; R_i 为供电恢复激励价格; $P_{ac}^{i,t}$ 为第 i 个 VPP 在 t 时刻的实际响应量; $P_D^{i,t}$ 为申

报响应量; $R^{\min}, R^{\max}$ 分别为最小、最大补贴价格; $\mu^{\min}, \mu^{\max}$ 分别为供电恢复响应比例的左、右边界,本文设置为 75% 和 125%。

VPP 主体历史参与度越高,历史响应容量越大,申报量响应量与实际响应量越接近,则激励价格越高。

按照 VPP 实际响应容量及激励价格计算 VPP 补偿收益:

$$C_i = \sum_{n=1}^N R_{i,n} \int_{t_{st}}^{t_{end}} P_{ac}^{i,t} dt \tag{18}$$

式中: C_i 为第 i 个 VPP 参与供电恢复补偿收益; $R_{i,n}$ 为第 i 个 VPP 在时段 n 的供电恢复激励价格; t_{st}, t_{end} 分别为参与供电恢复的起始时间和结束时间; $P_{ac}^{i,t}$ 为第 i 个 VPP 在时刻 t 参与供电恢复的输出功率; N 为时段集合。

3.2 计及 VPP 参与的供电恢复全流程

VPP 参与配电网供电恢复及交易的全流程如图 2 所示,具体流程如下:

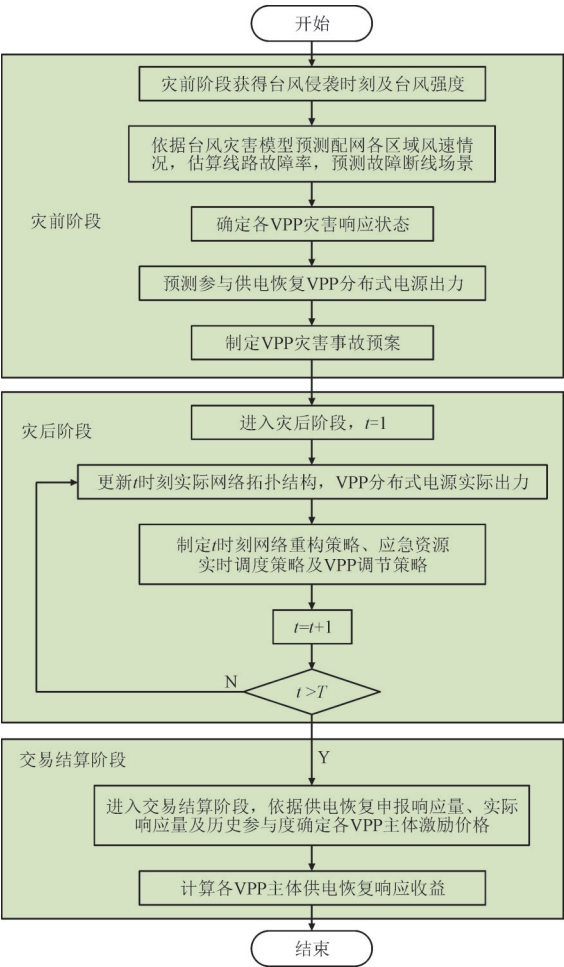


图2 计及 VPP 参与的供电恢复全流程

Fig.2 Full process of power supply restoration considering VPP participation

1) 灾前阶段,首先在 VPP 管理平台注册参与供电恢复的各类型 VPP 及其接入的分布式电源类型及负荷量。VPP 管理平台负责预测各 VPP 的新能源出力及负荷需求,并将汇总后的预测数据上传至调度平台。

2) 调度平台基于台风登陆时刻、风速及线路故障模型预测灾害导致的断线场景,并结合虚拟电厂管理平台上报的信息制定 VPP 调度方案^[29-30];VPP 根据该方案向电力交易平台申报供电恢复响应量。

3) 灾后阶段,由于分布式电源、负荷需求、故障断线场景预测值与实际值存在偏差^[31],调度平台需依据实际网络拓扑结构制定各时段网络重构策略、应急资源实时调度策略及 VPP 调节策略,下发至电力交易平台及虚拟电厂管理平台。

4) 交易结算阶段,电力交易平台参考调度平台下发的 VPP 实际响应量、虚拟电厂管理平台上报的申报响应量及 VPP 历史参与度,计算各 VPP 主体参与供电恢复激励单价及总收益。

4 算例分析

在改进的 IEEE-33 节点配电系统中进行算例仿真,该系统网络参数与负荷数据参见文献[10,32-34]。台风半径范围内的支路均存在断线概率,各时段的预测断线场景及修复场景详见表 1。仿真考虑台风灾害场景,台风自晚上 20:00 持续至次日凌晨 1:00,其侵袭路径及各时段影响范围如图 3 所示。系统中接入了 3 个 VPP,其中 VPP1, VPP2 和 VPP3 的接入元件分别以橙色、绿色和蓝色图标标示。本文将商业建筑的负荷特性刻画为可削减负荷与可转移负荷。新能源预测出力的典型场景生成方法参见文献[26],电动汽车充电站 V2G 反向供电量的预测方法参见文献[10]。

表 1 不同时刻预测故障场景

Table 1 Predicted fault scenarios across different time points

项目	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	1:00
故障线路	17	14, 17	9, 14, 17	9, 14, 27	9, 14, 22	14, 22
修复线路	-	-	-	17	17, 27	9, 17, 27

4.1 灾后供电恢复结果分析

本节假设预测故障场景与实际故障场景一致,采用蒙特卡洛方法生成了 100 个可再生能源出力和 V2G 反向供电能力的随机场景,用于分析灾后供电恢复效果。VPP 参与供电恢复的激励单价如表 2

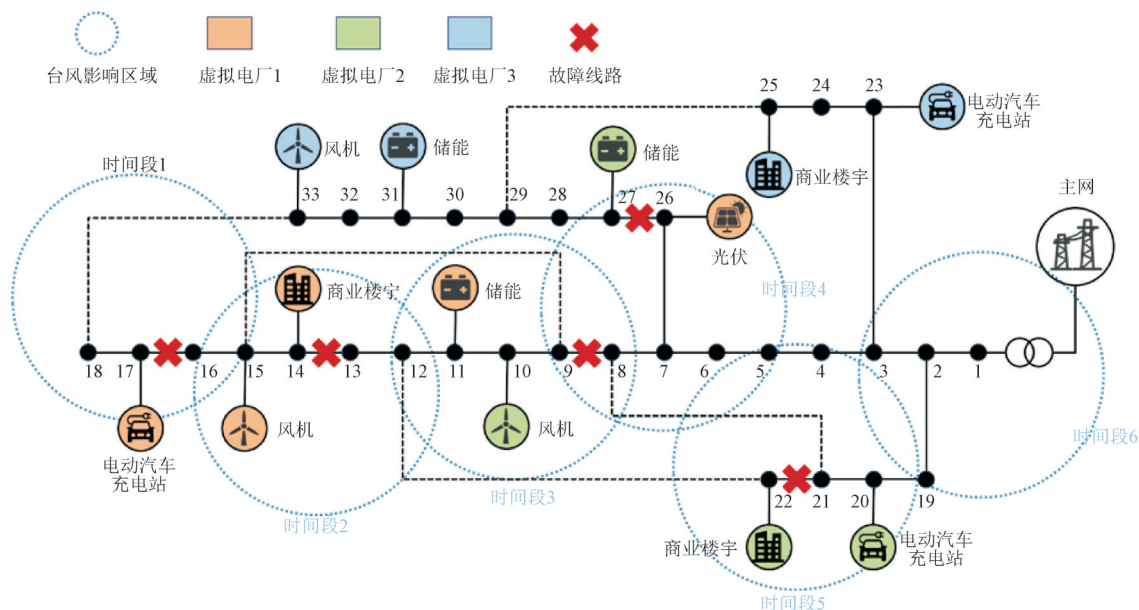


图3 改进的IEEE-33节点系统示意图

Fig.3 Schematic diagram of modified IEEE 33-node test system

所示,各 VPP 在灾前申报的响应量与灾后实际响应量的对比如图 4—6 所示,灾后各 VPP 的结算结果及系统切负荷情况如表 3 所示。

表2 各VPP激励单价

Table 2 Incentive unit price for each VPP 元/kWh

项目	VPP1	VPP2	VPP3
激励单价	1.34	1.46	1.39

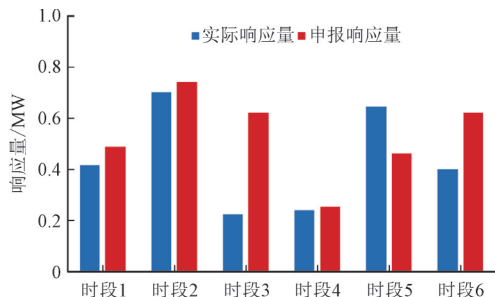


图4 VPP1实际响应量与申报响应量对比

Fig.4 Comparison between actual response quantity and declared response quantity of VPP1

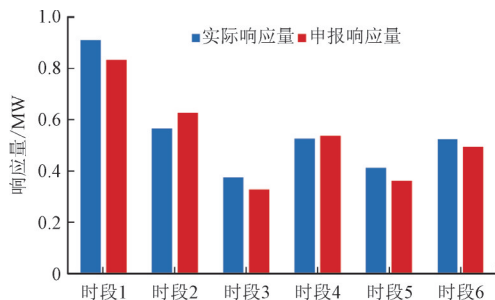


图5 VPP2实际响应量与申报响应量对比

Fig.5 Comparison between actual response quantity and declared response quantity of VPP2

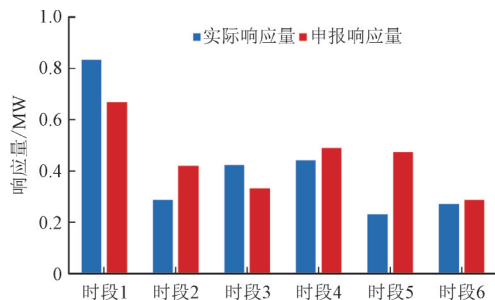


图6 VPP3实际响应量与申报响应量对比

Fig.6 Comparison between actual response quantity and declared response quantity of VPP3

表3 各VPP供电恢复激励收益及切负荷量

Table 3 Incentive income for power supply restoration and load shedding quantity of each VPP

项目	激励收益/元			切负荷量/ MW
	VPP1	VPP2	VPP3	
时段 1	560.13	1 334.63	1 155.80	0.15
时段 2	941.44	827.69	400.23	1.97
时段 3	303.99	547.71	588.52	2.52
时段 4	324.18	769.91	612.99	2.42
时段 5	866.98	604.44	324.56	2.20
时段 6	537.33	766.50	379.08	2.13
所有时段	3 534.04	4 850.87	3 461.18	11.40

从响应量对比来看,VPP1 在时段 3、时段 5、时段 6 的申报响应量与实际响应量差距较大,VPP3 在时段 1 和 5 也存在较大偏差,其余时段两者较为接近;VPP2 的实际响应量与申报响应量差异较小,且响应容量较大。因此在激励定价方面,VPP1 的激励单价最低,VPP3 次之,VPP2 因表现最佳而获得最高激励收益。

在切负荷方面,台风初始登陆阶段配电网受损

较轻,仅1条线路故障,时段1切负荷量最小;随着台风推进,更多线路受损,切负荷量逐步上升,并在时段3达到峰值。随后,调控中心派出抢修队伍修复故障线路,在时段4成功恢复第一条受损线路,切负荷量自此逐渐下降。

4.2 VPP灾后调节策略对供电恢复的影响分析

本节通过以下3种策略对比VPP在灾后调节申报响应方案对供电恢复效果的影响。

策略1:灾后考虑VPP申报响应量与实际响应量差距,以切负荷量最小为目标调整VPP申报响应方案,制定实际响应方案,并按式(17)计算所得的激励单价进行结算。

策略2:灾后各VPP以申报响应方案参与配电网供电恢复,原则上按最高激励价格进行结算,若可再生能源、V2G反向供电实际值低于申报响应值,则按实际值响应,该时段按最低激励价格进行结算。

策略3:灾后各VPP依据调控中心发布计划进行实时响应,统一按最低激励价格进行结算。

在假设预测故障场景与实际故障场景一致的前提下,采用蒙特卡洛方法生成100个可再生能源出力 and V2G反向供电随机场景,以对比3种策略在提升配电网弹性方面的效果。最低激励价格为0.5元/kWh,最高激励价格为1.5元/kWh。台风路径保持不变,预测故障场景见表4。

表4 3种策略下不同时刻预测故障场景
Table 4 Predicted fault scenarios across different time points under three strategies

项目	20:00	21:00	22:00	23:00	24:00	1:00
故障线路	16	13,16	11,13,16	11,13,26	11,19,26	19,26
修复线路	-	-	-	16	13,16	11,13,16

表5展示了策略1下各VPP的激励单价;图7—图10分别对比了3种策略在各时段下的VPP实际响应量;表6汇总了3种策略下各VPP的供电恢复激励收益与系统切负荷量。由表5可知,VPP2的激励单价最高,VPP3次之,VPP1最低。结合图7—图10可看出,策略1与策略3在各时段实际响应量较为接近;策略2在灾害前期响应量高于策略1和策略3,但在灾害中后期响应量明显降低。

表5 策略1下各VPP激励单价
Table 5 Incentive unit price for each VPP under strategy 1

项目	VPP1	VPP2	VPP3
激励单价	1.27	1.35	1.29

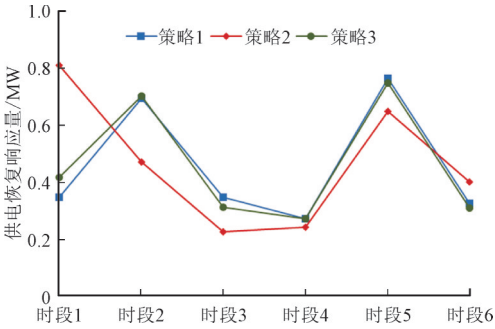


图7 3种策略下VPP1恢复响应对比
Fig.7 Comparison of VPP1 recovery response under three strategies

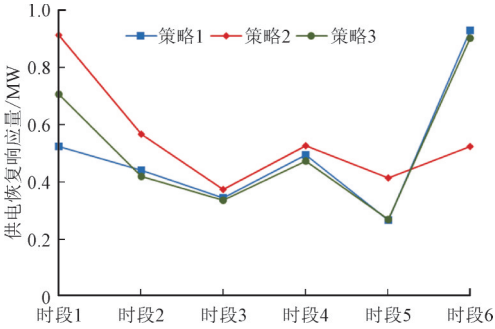


图8 3种策略下VPP2恢复响应对比
Fig.8 Comparison of VPP2 recovery response under three strategies

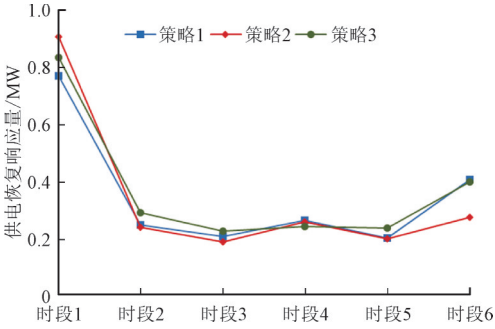


图9 3种策略下VPP3恢复响应对比
Fig.9 Comparison of VPP3 recovery response under three strategies

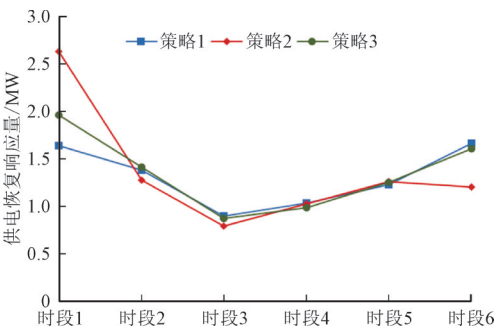


图10 3种策略下所有VPP恢复响应对比
Fig.10 Comparison of all VPP recovery response under three strategies

由表6可知,策略3的切负荷量最小,策略1

略高于策略3,策略2的切负荷量最大;在VPP激励收益方面,策略1最高,策略2稍低于策略1,策略3最低。这一结果可解释为:策略2直接采用灾前申报响应方案,未根据实际故障与出力场景对需求响应、储能等单元进行动态调整,导致应对预测偏差能力不足,因此切负荷量最大。策略3虽实现了最小切负荷量,但由于未参与灾前申报,仅按最低激励价格结算,因此VPP收益最低。

综合而言,策略1在灾后供电恢复中表现出最优的综合效果:既显著提升了配电网弹性,又通过较高的激励收益有效鼓励VPP在灾害阶段积极参与响应。

表6 3种策略下各VPP供电恢复激励收益及切负荷量对比
Table 6 Incentive income for power supply restoration and load shedding quantity of each VPP under three strategies

项目	激励收益/元				切负荷量/ MW
	VPP1	VPP2	VPP3	总收益	
策略1	3 490.6	4 052.7	2 677.4	10 220.7	10.02
策略2	2 606.8	4 458.8	1 930.2	8 995.8	11.75
策略3	1 379.6	1 554.7	1 105.9	4 040.2	9.95

4.3 多类型VPP的供电恢复能力对配电网弹性增强的影响分析

受地域特性限制,不同地区的VPP构成存在显著差异。例如,上海地区以商业建筑型VPP和EV型VPP为主,而四川等水电富集地区则以可再生能源型VPP占比更高。本节重点探讨不同类型VPP参与供电恢复对配电网弹性提升的影响,其中VPP1为可再生能源型VPP,VPP2为商业建筑型VPP,VPP3为EV型VPP。表7给出了不同VPP参与策略下配电网切负荷量及VPP实际响应量,表8给出了不同VPP参与策略下各VPP的激励收益及

平均激励单价。

表7 不同VPP参与策略下供电恢复响应量及切负荷量
Table 7 Power restoration response volume and load shedding under different VPP participation strategies

项目	VPP1	VPP2	VPP3	切负荷量/ MW	实际响应量/MW		
					VPP1	VPP2	VPP3
策略1	不参与	不参与	不参与	18.28	—	—	—
策略2	参与	不参与	不参与	17.26	1.95	—	—
策略3	不参与	参与	不参与	13.19	—	2.69	—
策略4	不参与	不参与	参与	15.25	—	—	1.99
策略5	不参与	参与	参与	12.04	/	2.49	1.93
策略6	参与	不参与	参与	13.32	1.97	—	1.61
策略7	参与	参与	不参与	12.85	2.09	2.20	—
策略8	参与	参与	参与	11.42	1.92	2.06	1.30

由表7可知,策略8的切负荷量最小,策略1最大;策略7的切负荷量低于策略2和3,策略6低于策略2和4,策略5低于策略3和4,这表明多VPP协同参与有助于降低切负荷量,提升系统弹性。策略3和4的切负荷量均小于策略2,说明以可再生能源为主的VPP在弹性提升效果上略逊于其他类型VPP。

由表8可知,策略2的平均激励单价最低,策略5最高。这一定价结果与申报响应量同实际响应量之间的偏差密切相关:可再生能源出力波动较大,导致实际响应量与申报值差异显著,因此以其为主的VPP激励单价普遍较低。

综合表7和表8可发现,策略8中各VPP的响应量和激励收益均低于其他策略中单一VPP的对应值。这表明随着参与恢复的VPP数量增加,在配电网支路容量约束下,供电恢复资源逐渐趋于饱和,限制了单个VPP的响应空间与收益水平。

表8 不同VPP参与策略下激励收益及平均激励单价
Table 8 Incentive income and average incentive unit price across different VPP participation strategies

项目	VPP1	VPP2	VPP3	激励收益/元				平均激励单价/ [元·(kWh) ⁻¹]
				VPP1	VPP2	VPP3	总收益	
策略1	不参与	不参与	不参与	—	—	—	—	—
策略2	参与	不参与	不参与	3 981.1	—	—	3 981.1	1.102
策略3	不参与	参与	不参与	—	5 178.3	—	5 178.3	1.293
策略4	不参与	不参与	参与	—	—	4 373.7	4 373.7	1.289
策略5	不参与	参与	参与	—	4 861.3	3 586.9	8 448.2	1.309
策略6	参与	不参与	参与	4 106.8	—	4 247.6	8 354.4	1.174
策略7	参与	参与	不参与	4 434.5	4 315.8	—	8 730.3	1.207
策略8	参与	参与	参与	4 034.8	3 858.0	2 494.0	10 386.9	1.115

5 结语

本文提出了一种多类型 VPP 协同优化与交易结算相结合的配电网弹性提升策略,涵盖灾前预防、灾后响应和交易结算 3 个阶段。灾前阶段基于预测故障场景与分布式资源出力,以最小化切负荷量为目标,确定 VPP 响应量并上报调控中心。灾后阶段根据实际与申报响应量偏差动态调整响应方案,优化网络重构与应急资源调度。结算阶段依据实际与申报响应量计算激励单价,完成收益分配。基于 IEEE-33 节点的仿真结果表明,所提策略有效提升了供电恢复弹性,并通过合理激励促进了 VPP 的积极参与。

参考文献

- [1] 李更丰,孙少华,别朝红,等.面向新型电力系统弹性提升的储能优化配置与灵活调度研究综述[J].高电压技术,2023,49(10):4084-4095.
LI Gengfeng, SUN Shaohua, BIE Zhaohong, et al. Review on optimal configuration and flexible scheduling research of energy storage for resilience improvement of new power system[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(10): 4084-4095.
- [2] 鞠雪强,杨超,刘鹏,等.基于 DFS 算法的配电网故障停电实时感知技术[J].电子设计工程,2025,33(15):135-139.
JU Xueqiang, YANG Chao, LIU Peng, et al. Real-time perception technology of distribution network fault outage based on DFS algorithm[J]. Electronic Design Engineering, 2025, 33(15): 135-139.
- [3] 别朝红,卞艺衡,张理寅,等.新型电力系统应对极端事件的风险防范与应急管理关键技术[J].中国电机工程学报,2024,44(18):7049-7068.
BIE Zhaohong, BIAN Yiheng, ZHANG Liyin, et al. Key technologies of risk prevention and emergency management against extreme events for new power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(18): 7049-7068.
- [4] 郑罡,南钰,孟凡斌,等.计及储能装置与配网重构的主动配电网分层优化调度[J].高压电器,2025,61(5):53-63.
ZHENG Gang, NAN Jue, MENG Fanbin, et al. Hierarchical optimal scheduling of active distribution network considering energy storage device and distribution network reconfiguration[J]. High Voltage Apparatus, 2025, 61(5): 53-63.
- [5] 杨佳辉,王玉玺,随权,等.考虑频率越限风险的氢能港口配电网灾后应急调度[J].电测与仪表,2025,62(6):81-92.
YANG Jiahui, WANG Yuxi, SUI Quan, et al. Post-disaster emergency dispatch of hy-drogen port distribution network considering the risk of frequency over-limit[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2025, 62(6): 81-92.
- [6] 葛延峰,邱雨,张云旭,等.计及多种灵活性资源的园区智能配电网灾时弹性提升策略[J].电力系统保护与控制,2024,52(17):139-149.
GE Yanfeng, QIU Yu, ZHANG Yunxu, et al. Disaster resilience enhancement strategy of an intelligent distribution network in parks

- considering a variety of flexibility resources[J]. Power System Protection and Control, 2024, 52(17): 139-149.
- [7] 刘达夫,钟剑,杨祺铭,等.基于 V2G 与应急通信的配电网信息物理协同快速恢复方法[J].电力系统自动化,2024,48(7):147-158.
LIU Dafu, ZHONG Jian, YANG Qiming, et al. Fast recovery method for distribution network through cyber-physical collaboration based on vehicle to grid and emergency communication[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(7): 147-158.
 - [8] 蔡胜,谢云云,张玉坪,等.考虑孤岛微电网建立过程功率冲击的弹性配电网主动预防调度[J].电工技术学报,2023,38(23):6419-6432.
CAI Sheng, Xie Yunyun, Zhang Yuping, et al. Proactive scheduling of resilient distribution systems considering power impact during islanded microgrid formation process[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2023, 38(23): 6419-6432.
 - [9] 刘蓉晖,陈耿,孙改平,等.考虑风光荷联合场景的配电网动态重构策略[J].浙江电力,2025,44(7):93-101.
LIU Ronghui, CHEN Geng, Sun Gaiping, et al. Dynamic reconfiguration strategy of distribution network considering wind-solar-load joint scenario[J]. Zhejiang Electric Power, 2025, 44(7): 93-101.
 - [10] 杨祺铭,李更丰,别朝红,等.台风灾害下基于 V2G 的城市配电网弹性提升策略[J].电力系统自动化,2022,46(12):130-139.
YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Vehicle-to-grid based resilience promotion strategy for urban distribution network under typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 130-139.
 - [11] 李明昊,杨祺铭,李更丰,等.台风场景下基于多种分布式资源协同的弹性配电网两阶段供电恢复策略[J].高电压技术,2024,50(1):93-104.
LI Minghao, YANG Qiming, LI Gengfeng, et al. Two-stage power supply restoration strategy of resilient distribution network based on coordination of multiple distributed resources in typhoon scenario[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(1): 93-104.
 - [12] 杨祺铭.考虑输配协同的弹性城市电网供电恢复优化决策模型和方法研究[D].西安:西安交通大学,2024.
 - [13] RONG J, ZHOU M, LI G. Resilience-oriented restoration strategy by offshore wind power considering risk[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2023, 9(6): 2052-2065.
 - [14] DU M, ZHANG J, GU C, et al. Resilience Improving Strategy for Power Systems With High Wind Power Penetration Against Uncertain Attacks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2024, 15(4): 2625-2637.
 - [15] 刘军会,龚健,佟炳坤,等.基于分布式储能与光伏的虚拟电厂与配电网协同优化方法[J].中国电力,2025,58(6):1-9.
LIU Junhui, GONG Jian, TONG Bingshen, et al. Coordinated optimization method for virtual power plants considering distributed energy storage and photovoltaics with distribution networks[J]. Electric Power, 2025, 58(6): 1-9.
 - [16] 王法顺.考虑多利益主体的主动配电网规划与弹性评估[D].上海:上海电力大学,2020.
WANG Fashun. Considering the active distribution network planning of multi-stakeholder and resilience evaluation[D]. Shanghai: Shanghai University of Electric Power, 2020.
 - [17] 陈雨鸽,陈昌铭,张思,等.考虑时空耦合的小水电富集型虚拟

- 电厂优化调度策略[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(18): 90-98.
CHEN Yuge, CHEN Changming, ZHANG Si, et al. Optimal dispatching strategy of small hydropower enriched virtual power plant considering temporal-spatial coupling[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(18): 90-98.
- [18] 汤军, 高洪超, 余涛, 等. 电力市场环境超大城市虚拟电厂的建设理念与创新实践[J]. 电网技术, 2025, 49(1): 103-112.
TANG Jun, GAO Hongchao, YU Tao, et al. Construction concept and innovative practices of virtual power plants in megacities under electricity market environment[J]. Power System Technology, 2025, 49(1): 103-112.
- [19] 李嘉媚, 艾芊, 殷爽睿. 虚拟电厂参与调峰调频服务的市场机制与国外经验借鉴[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 37-56.
LI Jiamei, AI Qian, YIN Shuangrui. Market mechanism and foreign experience of virtual power plant participating in peak-regulation and frequency-regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 37-56.
- [20] ADHDAM F H, JAVADI M, CATALO J. Optimal stochastic operation of technical virtual power plants in reconfigurable distribution networks considering contingencies[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 147(3): 142-154.
- [21] 陈雨鸽. 支撑高弹性电网的高比例新能源虚拟电厂运行优化调度研究[D]. 杭州: 浙江大学, 2023.
- [22] 黄倩. 考虑虚拟电厂统一调度的配电网韧性提升策略研究[D]. 太原: 太原理工大学, 2023.
- [23] 王伟, 刘敦楠. 面向“双碳”目标的上海虚拟电厂运营实践[J]. 中国电力企业管理, 2022, (13): 64-66.
WANG Wei, LIU Dunnan. Operation practice of Shanghai virtual power plant facing the goal of double carbon[J]. China Power Enterprise Management, 2022, (13): 64-66.
- [24] 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.
- [25] 周晓敏, 葛少云, 李腾, 等. 极端天气条件下的配电网韧性分析方法及提升措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(2): 505-513, 681.
ZHOU Xiaomin, GE Shaoyun, LI Teng, et al. Assessing and boosting resilience of distribution system under extreme weather[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(2): 505-513+681.
- [26] 杨祺铭, 李更丰, 别朝红, 等. 计及间歇性新能源的弹性城市电网输配电协同供电恢复方法[J]. 高电压技术, 2023, 49(7): 2764-2774.
YANG Qiming, LI Gengfeng, BIE Zhaohong, et al. Coordinated power supply restoration method of resilient urban transmission and distribution networks considering intermittent new energy[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(7): 2764-2774.
- [27] 周椿奇, 向月, 童话, 等. 轨迹数据驱动的电动汽车充电需求及V2G可控容量估计[J]. 电力系统自动化, 2022, 46(12): 46-55.
ZHOU Chunqi, XIANG Yue, TONG Hua, et al. Trajectory-data-driven estimation of electric vehicle charging demand and vehicle-to-grid regulable capacity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(12): 46-55.
- [28] 徐俊俊, 程奕凌, 张腾飞, 等. 计及充电行为特征与可调性的电动汽车集群优化调度[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(23): 23-32.
XU Junjun, CHENG Yiling, ZHANG Tengfei, et al. Optimal scheduling of electric vehicle clusters considering characteristics and adjustability of charging behavior[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(23): 23-32.
- [29] 李兆泽, 张继红, 吴振奎, 等. 面向源网荷储的虚拟电厂分层优化控制[J]. 电力工程技术, 2025, 44(4): 177-186.
LI Zhaoze, ZHANG Jihong, WU Zhenkui, et al. Hierarchical optimal control of virtual power plants for source-network-load-storage[J]. Electric Power Engineering Technology, 2025, 44(4): 177-186.
- [30] 杨力帆, 周鲲, 齐增清, 等. 基于需求响应的虚拟电厂多时间尺度优化调度[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(3): 10-21.
YANG Lifan, ZHOU Kun, QI Zengqing, et al. A multi-time scale optimal scheduling strategy of virtual power plants based on demand response[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(3): 10-21.
- [31] 许桐, 唐彦嫣, 马超, 等. 计及数据驱动与 Wasserstein 度量的虚拟电厂分布鲁棒优化方法研究[J]. 可再生能源, 2025, 43(8): 1120-1129.
XU Tong, TANG Yanyan, MA Chao, et al. Distributionally robust optimization for virtual power plant considering data-driven and Wasserstein metric-based method[J]. Renewable Energy Resources, 2025, 43(8): 1120-1129.
- [32] 谢宇峥, 章德, 杨祺铭, 等. 台风灾害下考虑修复不确定性和V2G的弹性城市电网动态供电恢复方法[J]. 电网与清洁能源, 2024, 40(6): 107-114.
XIE Yuzheng, ZHANG De, YANG Qiming, et al. A dynamic power supply restoration method for resilient urban power grids considering repair uncertainty and V2G under typhoon disaster[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 40(6): 107-114.
- [33] 史家驹, 杨祺铭, 刘达夫, 等. 基于火用损能效评估的多能耦合微电网双层协同优化方法[J]. 电力需求侧管理, 2025, 27(4): 1-9.
SHI Jiaju, YANG Qiming, LIU Dafu, et al. Two-layer collaborative optimization method for multi-energy coupled microgrids based on exergy loss energy efficiency evaluation[J]. Power Demand Side Management, 2025, 27(4): 1-9.
- [34] 谢宇峥, 章德, 杨祺铭, 等. 基于移动储能和电动汽车 V2G 的弹性配电网经济性灾后恢复决策方法[J]. 电工电能新技术, 2024, 43(7): 91-101.
XIE Yuzheng, ZHANG De, YANG Qiming, et al. Economic post-disaster restoration method of resilient distribution network based on mobile energy storage and electric vehicle V2G coordination[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy, 2024, 43(7): 91-101.

(责任编辑 付小平)

收稿日期: 2025-03-24; 修改日期: 2025-09-01

作者简介: 杨祺铭(1999), 男, 江苏南京人, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统恢复力、V2G 技术及其应用。E-mail: yangqiming13@gmail.com

别朝红(1970), 女, 通信作者, 博士, 教授, 主要研究方向为电力系统恢复力、能源互联网、电力系统规划与市场。E-mail: zhbic@mail.xjtu.edu.cn