

DOI: 10.19595/j.cnki.1000-6753.tces.240837

跨区资源共享的多区域电-氢综合能源系统灾后恢复策略

温紫豪¹ 任洲洋¹ 董朝阳² 梁钰¹

(1. 输变电装备技术全国重点实验室(重庆大学电气工程学院) 重庆 400044

2. 香港城市大学 香港 610200)

摘要 氢能系统具有跨时空转移特性,在增强配电网弹性方面展现出巨大潜力。针对现有研究中多区域电-氢综合能源系统(MR-EH-IES)灾后协同恢复机制尚不明确,难以挖掘移动弹性资源跨区支撑潜力的问题,该文提出了一种跨区资源共享的MR-EH-IES灾后恢复策略。首先,基于“区内自治-资源统筹-区间共享”的思路,提出了MR-EH-IES双层灾后恢复框架,在下层,考虑移动电源、维修人员与氢能系统在灾后恢复中的协同配合潜力,提出电-氢综合能源系统灾后恢复策略;在上层,考虑移动弹性资源的跨区支撑潜力,提出移动弹性资源的区间共享策略。然后,基于上述框架与策略,提出考虑跨区资源共享的MR-EH-IES双层灾后恢复模型。最后,通过仿真分析验证了所提方法的有效性和优越性。

关键词: 多区域电-氢综合能源系统 跨区资源共享 灾后恢复 移动弹性资源

中图分类号: TM73

0 引言

近年来,由极端天气引发的“黑天鹅”事件层出不穷,给配电网带来了巨大威胁^[1-2]。2019年8月登陆我国东南沿海的超强台风“利奇马”造成超过600万用户停电。2021年,郑州特大暴雨导致电力设施受损,波及用户126.63万户,占全市总户数的1/3,直接经济损失高达1200亿元。因此,发展极端事件下电网负荷快速恢复技术,在电力系统能源转型背景下势在必行^[3-5]。

氢能作为21世纪最具有发展前景的二次能源,因其独特的跨时空灵活调节特性,不仅能够增强配电网的灵活性^[6-8],也能在极端灾害下通过氢燃料发电车与氢长管拖车等氢能设备增强配电网的弹性。此外,具有高度冗余的路网为不同节点和区域之间的氢能调度与及时迁移提供了更可靠的选择。虽然氢能能够在增强配电网灾后恢复的弹性上展现出巨大潜力,但目前的相关研究还较为匮乏,仅文献[9]通过调度氢能系统、氢燃料发电车与移动电储能,缓解灾后恢复中可再生能源的波动性。因此亟须进一步

研究电-氢综合能源系统(Electric-Hydrogen Integrated Energy System, EH-IES)灾后恢复策略,充分挖掘氢能系统对电网的弹性增强潜力。

近年来,国内外学者面向配电网灾后恢复策略开展了一系列研究工作。文献[10]利用分布式电源、固定电储能与网络重构技术,建立了配电网多时段负荷恢复模型。文献[11]考虑负荷的优先级与需求规模,建立了车载应急发电车的实时调度模型。文献[12]提出一种可切换的移动电储能正常-紧急状态调度策略,确保受灾后系统以最小的供能费用实现弹性最大。文献[13-14]通过电动汽车在充电站的充放电行为来提高电力系统弹性,提出同时考虑电力网络和交通网络的双层优化模型。文献[15]建立了一种多层时空网络模型,基于该模型提出了移动电储能参与灾后恢复的滚动优化策略。文献[16-17]建立了考虑维修人员调度的灾后恢复模型,提出维修人员和移动电源的灾后协同调度优化方法。文献[18]考虑负荷需求的时变性,提出一种含分布式电源的配电网故障紧急恢复与抢修协调优化策略。文献[19]综合考虑分布式电源、网络重构、调度维修人员等恢复措施,提出一种基于灾中-灾后两阶段协同决策的配电网快速恢复方法。文献[20]将载

体与功能模块“分解”为独立的调度单元，提出了面向电网灾后恢复过程的移动应急资源分体式调度方法。

综上所述，现有配电网灾后恢复策略研究多通过协同调度移动应急资源与社会资源，增强系统在灾后恢复中的弹性，少有文献考虑到氢能系统的跨时空灵活性与移动应急资源的跨区域支撑能力。其中，文献[9]引入氢能系统增强配电网弹性，但未考虑氢能系统在灾后拓扑恢复阶段的跨时空灵活性，难以充分发挥氢能系统对电网的支撑潜力。文献[15]利用移动电储能能在多个配电网间转移能量，但未考虑氢能与维修人员的跨区支撑能力。实际上，氢能可通过氢燃料电池持续供应电负荷，维修人员调度是影响配电网灾后恢复快速性的关键，两者跨区调度都将提升多区域电-氢综合能源系统（Multi-Region Electricity-Hydrogen Integrated Energy System, MR-EH-IES）弹性。然而，氢能、移动电源与维修人员等弹性资源的多区域协同灾后恢复机制尚未明确，难以充分挖掘移动弹性资源（Mobile Resilience Resource, MRR）的跨区支撑潜力。同时，MR-EH-IES 灾后协同恢复模型涉及多个区域、多种恢复措施的时空变量和 0-1 决策变量，变量之间相互耦合，建模难度大。因此，亟须深入研究 MR-EH-IES 灾后协同调度机制，提升系统的灾后恢复能力。

针对上述问题，本文提出了跨区资源共享的 MR-EH-IES 灾后恢复策略，主要贡献如下：

1) 针对 MR-EH-IES 灾后协同恢复涉及变量众多、变量之间相互耦合、建模困难的问题。本文基于“区内自治-资源统筹-区间共享”的思想，提出了一种考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复框架。在下层，EH-IES 进行区内自治，利用区域内现有弹性资源快速恢复系统，并上报区域恢复计划与 MRR 状态信息；在上层，联合抗灾中心根据各区域上报信息进行 MRR 统筹分配，并通过交通网实现 MRR 的区间共享。

2) 针对现有研究没有考虑氢能系统在灾后拓扑恢复阶段跨时空灵活性的问题，本文充分考虑移动电储能、氢燃料发电车、维修人员与氢能系统在灾后恢复中的协同配合潜力，建立了考虑分布式电源与维修人员协同调度的 EH-IES 灾后恢复模型。

3) 针对区域间 MRR 分配影响因素众多、跨区分配机制不明确的问题。本文从不同类型 MRR 的灾后恢复作用机理出发，剖析影响其分配的关键因素，提出了考虑跨区支撑的 MRR 灾后恢复机制，建立了考虑跨区资源共享的 MRR 灾后分配模型。

1 MR-EH-IES 灾后协同恢复框架与机制

1.1 考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复框架

本文所研究的 MR-EH-IES 结构如图 1 所示。氢能系统通过电力线路与配电网耦合，移动电储能、氢燃料发电车、氢长管拖车及维修人员等 MRR 通

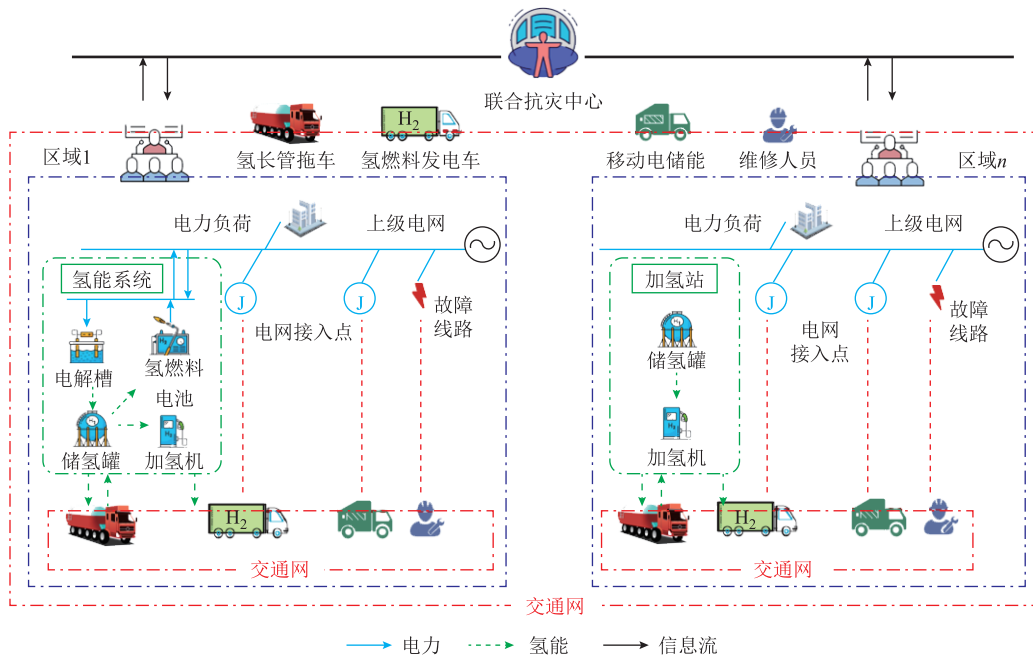


图 1 MR-EH-IES 结构

Fig.1 MR-EH-IES structure

过交通网与区域内不同电网接入点节点、故障线路、氢能系统或加氢站相连。此外，MRR 可通过区域间的交通网支援其他受灾区域。本文假设灾害发生后各区域电网运营商可统筹协调区域内的氢能系统、移动电源、维修人员、远程开关进行灾后恢复。

从图 1 中可以看出，MR-EH-IES 灾后协同恢复

调度包含多个区域内的 MRR 运行与调度、配电网拓扑恢复与重构，涉及多个区域、多种恢复措施的时空状态变量和 0-1 决策变量，变量之间相互耦合，建模难度大。因此本文基于“区内自治-资源统筹-区间共享”的思路建立了考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复框架，如图 2 所示。

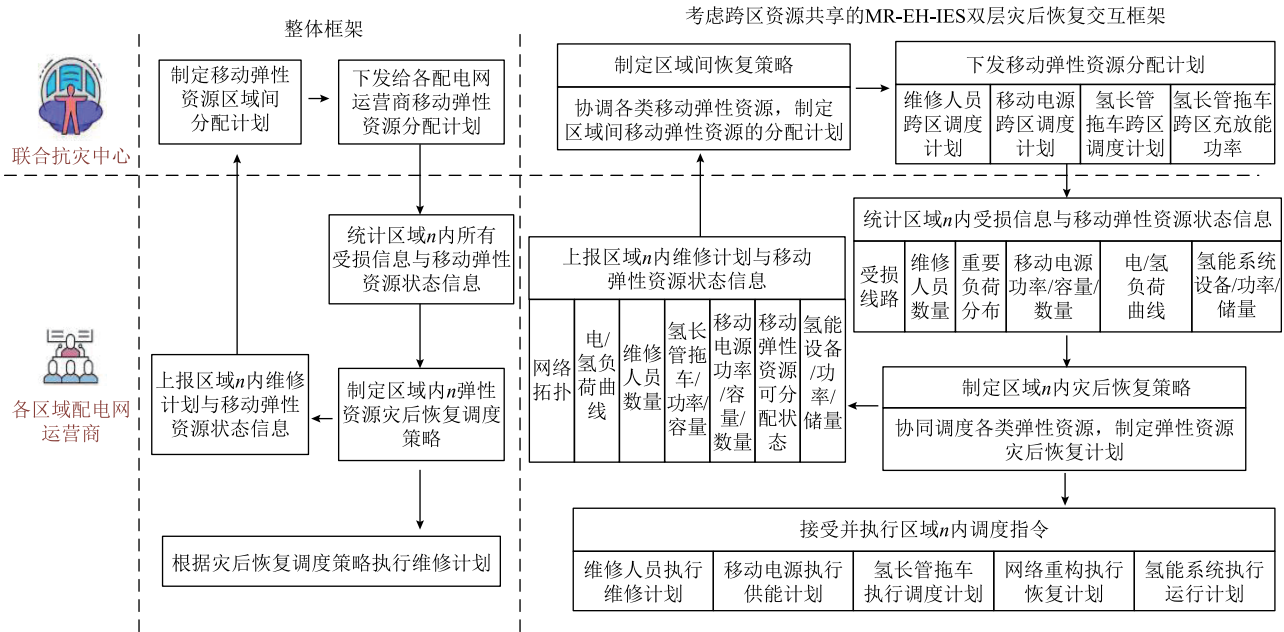


图 2 考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复框架

Fig.2 MR-EH-IES two-layer disaster recovery framework considering resources sharing across regions

区内自治：在区域内，配电网运营商可通过氢能系统中电解槽、氢燃料电池与储氢罐的协同配合，发挥氢能系统时间尺度上的灵活性，增强配电网弹性。在灾后恢复中，可利用氢燃料电池发电回馈电网，提升电负荷恢复率，待氢能系统与上级电网连接后，利用电解槽从上级电网购电制氢，供应氢负荷。同时，配电网运营商能充分考虑各类弹性资源的协同配合潜力，利用区域内现有的弹性资源制定灾后恢复计划，以最大程度地减少区域内的切负荷损失。此外，配电网运营商还需将区域恢复计划与 MRR 状态信息上报给联合抗灾中心，接受联合抗灾中心的统一调配。

区间共享：联合抗灾中心根据各区域上报的恢复计划与 MRR 状态信息统一分配 MRR，发挥 MRR 的跨区域支撑潜力。当个别区域配电网发生线路故障，无法通过电力联络线路进行负荷转供，且区域内分布式电源无法向配电网提供足够电能支撑时，联合抗灾中心会将未受灾区域或受灾后已恢复区域的移动电储能、氢燃料发电车、维修人员分配至受灾区域，并通过氢长管拖车将氢气运送至受灾区域；当所

有区域的配电网均受到极端灾害影响，发生线路故障时，联合抗灾中心将根据各区域的受灾情况合理分配 MRR，优先保证对各区域的重要负荷供应。同时，联合抗灾中心将不断更新各区域的恢复情况，并基于此对 MRR 进行重新分配，提升 MRR 的利用率，进而提升 MR-EH-IES 在灾后恢复中的弹性。

1.2 考虑跨区支撑潜力的 MRR 灾后恢复机制

本节从 1.1 节 MR-EH-IES 双层灾后恢复框架中维修人员、移动电储能、氢燃料发电车与氢能的灾后恢复作用机制出发，剖析影响 MRR 分配的关键因素，为建立考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型打下理论基础。

1.2.1 维修人员灾后恢复机制

维修人员虽然不能直接为受损配电网提供功率支撑，但其可以通过维修关键线路，恢复受损配电网与上级电网以及受损配电网内部微电网之间的供电通道，从而大幅减少受损配电网中的功率缺额。考虑到灾后恢复过程中，通过网络重构改变联络线开关状态也可构建新的供电通道，即使受损线路没有全部被修复，系统依然能供应全部负

荷,因此,维修人员的分配主要取决于各区域内的关键受损线路分布情况,即各区域恢复至无需分布式电源也能供应全部负荷时所需维修故障线路的分布情况。

1.2.2 移动电源灾后恢复机制

移动电源可以直接通过移动电源电网接入点向配电网提供功率支撑。因此,移动电源的分配与各区域功率缺额直接相关。现有研究中的多区域协调分配模型通常将各区域配电网的负荷全部集中于单一电网接入点^[15],但配电网受灾后会在区域内形成多个互不连通的微电网,若将其负荷集中于一点,则无法得到准确的移动电源分配计划。因此,本文首先根据各区域灾后恢复计划中的网络拓扑,基于广度优先搜索算法,获取区域内所有潜在有源微电网的相关信息,并将各有源微电网的负荷分别集中于虚拟节点上。然后,根据各区域虚拟节点的数量与负荷需求,制定移动电源分配计划。此外,移动电源的分配还受到移动电源的时空分布、储能水平等因素的影响。

1.2.3 氢能灾后恢复机制

氢能可以作为燃料通过氢能系统中的氢燃料电池与氢燃料发电车发电支撑电网。此外,氢能与传统化石能源不同,其可以通过电解槽便捷获取。因此,在灾后拓扑恢复阶段可以充分发挥氢能的跨时空灵活性,提升系统弹性。对于仅配置加氢站(包含储氢罐与加氢机)的区域,可根据区域内氢燃料发电车与氢负荷加氢需求,利用氢长管拖车将盈余的氢气支援其他区域;对于配置氢能系统(包含电解槽、氢燃料电池、储氢罐与加氢机)的区域,可根据用氢需求与区域恢复后的制氢潜力,将原本用于供应氢负荷的氢气优先用于氢燃料电池发电支撑电网或支援其余受灾区域,待区域恢复后再利用电解槽制取氢气满足氢负荷供应。综上所述,氢能的分配主要取决于氢能系统或加氢站的运行状态、氢燃料发电车与氢负荷的加氢需求、区域拓扑恢复信息及氢长管拖车运行状态。

2 考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型

2.1 建模思路

本节基于第 1 节提出的考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复框架与考虑跨区支撑潜力的 MRR 灾后恢复机制,充分发挥各类 MRR 协同互补与跨区域支撑潜力,建立考虑跨区资源共享的

MR-EH-IES 双层灾后恢复模型,通过对 MRR 的合理分配与协同利用,可充分挖掘氢能系统的跨时空灵活性与移动应急资源的跨区支撑能力,提高 MR-EH-IES 的灾后恢复能力。

2.2 下层模型——考虑分布式电源与维修人员协同调度的 EH-IES 灾后恢复模型

2.2.1 目标函数

考虑分布式电源与维修人员协同调度的 EH-IES 灾后恢复模型以区域内 EH-IES 总运行成本最小为目标,包括切电负荷惩罚、切氢负荷惩罚、MRR 调度成本、分布式电源运行成本和 MRR 参与区域间分配补贴,即

$$\min C_1 = C^{\text{lose,E}} + C^{\text{lose,H}} + C^{\text{tran}} + C^{\text{gen,E}} + C^{\text{gen,H}} - E^{\text{disp}} \quad (1)$$

式中, $C^{\text{lose,E}}$ 为切电负荷的总惩罚; $C^{\text{lose,H}}$ 为切氢负荷的总惩罚; C^{tran} 为 MRR 的总调度成本; $C^{\text{gen,E}}$ 为移动电储能的总运行成本; $C^{\text{gen,H}}$ 为氢燃料发电车与氢能系统中氢燃料电池的总运行成本; E^{disp} 为 MRR 参与区域间分配的补贴,旨在促使区域内 MRR 无恢复任务时,支援其他区域。

$$C^{\text{lose,E}} = \sum_{i \in N^E} \sum_{t \in N^{T1}} c_i^{\text{lose,E}} P_{i,t}^{\text{lose,E}} \quad (2)$$

$$C^{\text{lose,H}} = \sum_{t \in N^{T1}} c^{\text{lose,H}} M_t^{\text{lose,H}} \quad (3)$$

$$C^{\text{tran}} = c^{\text{tran}} \sum_{t \in N^{T1}} \left(\sum_{n \in N^{\text{EV}}} u_{0,t,n}^{\text{EV}} + \sum_{n \in N^{\text{HEV}}} u_{0,t,n}^{\text{HEV}} + \sum_{n \in N^{\text{RC}}} u_{0,t,n}^{\text{RC}} \right) \quad (4)$$

$$C^{\text{gen,E}} = c^{\text{gen,E}} \sum_{i \in N^M} \sum_{t \in N^{T1}} \sum_{n \in N^{\text{EV}}} P_{i,t,n}^{\text{EV,out}} \quad (5)$$

$$C^{\text{gen,H}} = c^{\text{gen,H}} \sum_{t \in N^{T1}} \left(\sum_{i \in N^M} \sum_{n \in N^{\text{HEV}}} P_{i,t,n}^{\text{HEV,out}} + P_t^{\text{FC,out}} \right) \quad (6)$$

$$E^{\text{disp}} = c^{\text{disp}} \sum_{t \in N^{T1}} \left(\sum_{n \in N^{\text{EV}}} n_{t,n}^{\text{EV}} + \sum_{n \in N^{\text{HEV}}} n_{t,n}^{\text{HEV}} + \sum_{n \in N^{\text{RC}}} n_{t,n}^{\text{RC}} \right) \quad (7)$$

式中, N^E 、 N^{T1} 分别为配电网节点、区域内调度时段集合; $c_i^{\text{lose,E}}$ 为 i 节点的单位切电负荷惩罚; $P_{i,t}^{\text{lose,E}}$ 为 i 节点 t 时刻的切电负荷量; $c^{\text{lose,H}}$ 为单位切氢负荷惩罚; $M_t^{\text{lose,H}}$ 为 t 时刻的切氢负荷量; c^{tran} 为 MRR 单位调度成本; $u_{0,t,n}^{\text{EV}}$ 、 $u_{0,t,n}^{\text{HEV}}$ 、 $u_{0,t,n}^{\text{RC}}$ 分别为第 n 组移动电储能、氢燃料发电车、维修人员 t 时刻位于道路上的状态变量; N^{EV} 、 N^{HEV} 、 N^{RC} 分别为移动电储能、氢燃料发电车、维修人员构成的集合; N^M 为电网接入点集合; $c^{\text{gen,E}}$ 为移动电储能单位运行成本; $P_{i,t,n}^{\text{EV,out}}$ 为第 n 台移动电储能位于 i 节点 t 时刻的放电功率;

$c^{\text{gen,H}}$ 为氢燃料电池单位运行成本, $P_{i,t,n}^{\text{HEV,out}}$ 为第 n 台氢燃料电池发电车位于 i 节点 t 时刻的放电功率; $P_t^{\text{FC,out}}$ 为氢能系统内的氢燃料电池 t 时刻的放电功率; c^{disp} 为 MRR 参与区域间分配的单位补贴; $n_{i,n}^{\text{EV}}$ 、 $n_{i,n}^{\text{HEV}}$ 、 $n_{i,n}^{\text{RC}}$ 分别为第 n 组移动电储能、氢燃料电池发电车、维修人员 t 时刻的可分配状态。

2.2.2 约束条件

1) MRR 时空调度约束

MRR 包括移动电储能、氢燃料电池发电车、维修人员与氢长管拖车,可以在 MR-EH-IES 中的各个位置(例如电网接入节点、氢能系统和故障线路)之间行驶,以实现系统的跨区弹性资源共享。本文基于等效时间网络概念,将不同交通节点间的空间距离等效为各交通节点间的时间距离,构建交通时空网络。MRR 调度约束包括式(8)~式(11) [9]。式(8)为 MRR 时空位置唯一性约束;式(9)表示 MRR 的位置变化状态;式(10)表示 MRR 在所有节点间的位置转移必须经过道路;式(11)为 MRR 时空位置转移约束。

$$u_{0,t,n} + \sum_{i \in N^R} u_{i,t,n} = 1 \quad n \in N^{\text{MRR}} \quad (8)$$

$$h_{i,t,n} = u_{i,t+1,n} - u_{i,t,n} \quad i \in N^R \cup \{0\}, n \in N^{\text{MRR}} \quad (9)$$

$$\sum_{i \in N^R} |h_{i,t,n}| = |h_{0,t,n}| \quad n \in N^{\text{MRR}} \quad (10)$$

$$u_{i,t,n} + u_{j,t+b,n} \leq 1 \quad i \in N^R, b = \{1, \dots, T_{ij}\}, n \in N^{\text{MRR}} \quad (11)$$

式中, $u_{i,t,n}$ 为 MRR 时空位置的状态变量,若为 1 则代表第 n 台 MRR 在 t 时刻位于节点 i ,反之,则不在节点 i ,当下标 $i=0$ 时则代表其位于道路上; N^R 为与电网接入节点、氢能系统和故障线路相耦合的交通网节点构成的集合; N^{MRR} 为所有 MRR 的集合; $h_{i,t,n}$ 为第 n 台 MRR 在 t 时刻 i 节点的位置变化状态变量, $h_{i,t,n}$ 为 1/-1 则代表第 n 台 MRR 在 t 时刻内进入/离开了 i 节点,若为 0,代表第 n 台 MRR 在 t 时刻内停留在 i 节点; T_{ij} 为从节点 i 移动至节点 j 所需要的时间。

2) 移动电源运行约束

移动电源可通过电网接入节点,向电网提供功率支撑,从而提升系统弹性。移动电源运行约束包括移动电储能运行约束与氢燃料电池发电车运行约束。式(12)为移动电储能充/放能状态唯一性约束;式(13)、式(14)分别为移动电储能充、放能功率约束;式(15)为移动电储能能量平衡约束;式(16)

为移动电储能的储能约束;式(17)为氢燃料发电车充/放能状态唯一性约束;式(18)、式(19)分别为氢燃料发电车充/放能功率约束;式(20)为氢燃料发电车能量平衡约束;式(21)为氢燃料发电车的储能约束。

$$u_{i,t,n}^{\text{EV,in}} + u_{i,t,n}^{\text{EV,out}} \leq u_{i,t,n}^{\text{EV}} \quad (12)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{\text{EV,in}} \leq u_{i,t,n}^{\text{EV,in}} P^{\text{EV,in,max}} \quad (13)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{\text{EV,out}} \leq u_{i,t,n}^{\text{EV,out}} P^{\text{EV,out,max}} \quad (14)$$

$$S_{t,n}^{\text{EV}} = S_{t-1,n}^{\text{EV}} + \eta^{\text{EV,in}} \sum_{i \in N^M} P_{i,t-1,n}^{\text{EV,in}} - \frac{\sum_{i \in N^M} P_{i,t-1,n}^{\text{EV,out}}}{\eta^{\text{EV,out}}} \quad (15)$$

$$S^{\text{EV,min}} \leq S_{t,n}^{\text{EV}} \leq S^{\text{EV,max}} \quad (16)$$

$$u_{i,t,n}^{\text{HEV,in}} + u_{i,t,n}^{\text{HEV,out}} \leq u_{i,t,n}^{\text{HEV}} \quad (17)$$

$$0 \leq M_{i,t,n}^{\text{HEV,in}} \leq u_{i,t,n}^{\text{HEV,in}} M^{\text{HEV,in,max}} \quad (18)$$

$$0 \leq P_{i,t,n}^{\text{HEV,out}} \leq u_{i,t,n}^{\text{HEV,out}} P^{\text{HEV,out,max}} \quad (19)$$

$$S_{t,n}^{\text{HEV}} = S_{t-1,n}^{\text{HEV}} + \sum_{i \in N^H} M_{i,t-1,n}^{\text{HEV,in}} - \frac{\sum_{i \in N^M} P_{i,t-1,n}^{\text{HEV,out}}}{\eta^{\text{HEV}}} \quad (20)$$

$$S^{\text{HEV,min}} \leq S_{t,n}^{\text{HEV}} \leq S^{\text{HEV,max}} \quad (21)$$

式中, $u_{i,t,n}^{\text{EV}}$ 、 $u_{i,t,n}^{\text{HEV}}$ 分别为 EV 和 HEV 的时空状态变量; $u_{i,t,n}^{\text{EV,in}}$ 、 $u_{i,t,n}^{\text{EV,out}}$ 分别为第 n 台移动电储能 t 时刻在节点 i 充、放能的状态变量,若为 1 则代表第 n 台移动电储能 t 时刻在节点 i 处于充/放能状态; $P_{i,t,n}^{\text{EV,in}}$ 、 $P_{i,t,n}^{\text{EV,out}}$ 分别为第 n 台移动电储能 t 时刻在节点 i 充、放能的功率; $P^{\text{EV,in,max}}$ 、 $P^{\text{EV,out,max}}$ 分别为移动电源充、放能功率上限; $S_{t,n}^{\text{EV}}$ 为第 n 台移动电储能 t 时刻的储能水平; $\eta^{\text{EV,in}}$ 、 $\eta^{\text{EV,out}}$ 分别为移动电储能充、放能效率; $S^{\text{EV,max}}$ 、 $S^{\text{EV,min}}$ 为移动电储能的储能上、下限; $u_{i,t,n}^{\text{HEV,in}}$ 、 $u_{i,t,n}^{\text{HEV,out}}$ 分别为第 n 台氢燃料发电车 t 时刻在节点 i 处充、放能的状态变量,若为 1 则代表第 n 台氢燃料发电车 t 时刻在节点 i 处于充、放能状态; $M_{i,t,n}^{\text{HEV,in}}$ 、 $P_{i,t,n}^{\text{HEV,out}}$ 分别为第 n 台氢燃料发电车 t 时刻在节点 i 的充能质量、放能功率; $M^{\text{HEV,in,max}}$ 、 $P^{\text{HEV,out,max}}$ 分别为氢燃料发电车充能质量、放能功率上限; $S_{t,n}^{\text{HEV}}$ 为第 n 台氢燃料发电车 t 时刻的储能水平; η^{HEV} 为氢燃料发电车发电效率; $S^{\text{HEV,max}}$ 、 $S^{\text{HEV,min}}$ 分别为氢燃料发电车的储能上、下限; N^H 为氢能系统/加氢站所在点集合。

3) 氢能系统运行约束

氢能系统可通过氢燃料电池、电解槽与储氢罐

的协同配合,发挥氢能时间尺度上的灵活性。氢能系统运行模型如式(22)~式(26)所示。式(22)为电解槽与氢燃料电池运行状态唯一性约束;式(23)为电解槽运行功率约束;式(24)为氢燃料电池运行功率约束;式(25)为储氢罐的储能上、下限约束;式(26)为储氢罐的能量平衡约束。

$$u_t^{\text{ED}} + u_t^{\text{FC}} \leq 1 \quad (22)$$

$$0 \leq P_t^{\text{ED}} \leq u_t^{\text{ED}} P^{\text{ED,max}} \quad (23)$$

$$0 \leq P_t^{\text{FC}} \leq u_t^{\text{FC}} P^{\text{FC,max}} \quad (24)$$

$$S_t^{\text{HS,min}} \leq S_t^{\text{HS}} \leq S_t^{\text{HS,max}} \quad (25)$$

$$S_{t+1}^{\text{HS}} = S_t^{\text{HS}} + \frac{\eta^{\text{ED}} P_t^{\text{ED}}}{\text{LHV}_H} - \frac{P_t^{\text{FC}}}{\text{LHV}_H \eta^{\text{FC}}} - M_t^{\text{load,H}} - \frac{\sum_{i \in N^H} \sum_{n \in N^{\text{HEV}}} M_{i,t,n}^{\text{HEV,in}}}{\eta^{\text{HS,out}}} - \frac{\sum_{n \in N^{\text{HTT}}} M_{t,n}^{\text{HTT,in}}}{\eta^{\text{HS,out}}} + \sum_{n \in N^{\text{HTT}}} M_{t,n}^{\text{HTT,out}} \eta^{\text{HS,in}} \quad (26)$$

式中, u_t^{ED} 、 u_t^{FC} 分别为 t 时刻电解槽、氢燃料电池的运行状态变量,若为 1 则代表 t 时刻电解槽、氢燃料电池处于工作状态,若区域内仅部署加氢站,则 u_t^{ED} 与 u_t^{FC} 均为 0; P_t^{ED} 、 P_t^{FC} 分别为 t 时刻电解槽、氢燃料电池的运行功率; $P^{\text{ED,max}}$ 、 $P^{\text{FC,max}}$ 分别为电解槽、氢燃料电池的最大运行功率; η^{ED} 、 η^{FC} 分别为电解槽、氢燃料电池的能量转换效率; LHV_H 为氢气的低热值; S_t^{HS} 为 t 时刻储氢罐的储氢量; $M_t^{\text{load,H}}$ 为 t 时刻的氢负荷量; $S_t^{\text{HS,min}}$ 、 $S_t^{\text{HS,max}}$ 分别储氢罐的最小、最大储氢质量; $\eta^{\text{HS,in}}$ 、 $\eta^{\text{HS,out}}$ 分别为储氢罐充、放氢效率; N^{HTT} 为氢长管拖车构成的集合; $M_{t,n}^{\text{HTT,in}}$ 、 $M_{t,n}^{\text{HTT,out}}$ 分别为第 n 台氢长管拖车 t 时刻位于氢能系统的充、放氢质量,其值由区域间 MRR 分配计划决定,此处为常数。

4) 网络重构约束

故障发生后,配电网可通过调整联络开关和分布式电源运行状态重构为多个微电网。设接入变电站、分布式电源的节点构成潜在根节点集 N^G ,配电网所有线路组成的集合为 N^{BR} 。在网络重构的过程中建立的微电网需满足辐射状拓扑结构,其充要条件为:①闭合线路数量等于网络节点数减去子图数;②各子图内部是连通的^[21-22],如式(27)、式(28)所示。

$$N^E - \sum_{ij \in N^{\text{BR}}} \delta_{ij,t}^F = \sum_{i \in N^G} \delta_{i,t}^F \quad (27)$$

$$\begin{cases} -M \delta_{ij,t}^F \leq p_{ij,t}^F \leq M \delta_{ij,t}^F & ij \in N^{\text{BR}} \\ \sum_{ij \in N^{\text{BR}}} p_{ij,t}^F - \sum_{jh \in N^{\text{BR}}} p_{jh,t}^F = 1 & i \in N^E \setminus N^G \\ -M \delta_{i,t}^F + 1 \leq \sum_{ij \in N^{\text{BR}}} p_{ij,t}^F - \sum_{jh \in N^{\text{BR}}} p_{jh,t}^F \leq M \delta_{i,t}^F + 1 & i \in N^G \end{cases} \quad (28)$$

式中, N^E 为电网节点数;电 $\delta_{ij,t}^F$ 为虚拟潮流中线路 ij 在时段 t 的闭合状态变量; $\delta_{i,t}^F$ 为潜在根节点 i 在时段 t 是否作为微电网的根节点的状态变量,0 表示否,1 表示是; M 为一足够大的常数; $p_{ij,t}^F$ 为 t 时刻流经 ij 支路的虚拟潮流。

5) 线路维修状态约束

考虑到线路经维修人员抢修后可重新投入使用^[23],设置线路维修状态约束如式(29)~式(31)所示。式(29)表示受损线路在维修人员到达且停留线路所需抢修时间后能恢复为可用状态;式(30)表示受损线路只能由一组维修人员抢修;式(31)表示支路的实际闭合状态受虚拟潮流与线路可用状态共同约束。

$$\delta_{ij,t}^U \leq \sum_{t \in N^{\text{H}}} \sum_{n \in N^{\text{RC}}} \frac{u_{ij,t,n}^{\text{RC}}}{T_{ij}^{\text{re}}} \Delta t \quad ij \in N^D \quad (29)$$

$$\sum_n u_{ij,t,n}^{\text{RC}} \leq 1 \quad ij \in N^D \quad (30)$$

$$\begin{cases} \delta_{ij,t}^R \leq \delta_{ij,t}^F & ij \in N^{\text{BR}} \\ \delta_{ij,t}^R \leq \delta_{ij,t}^U & ij \in N^{\text{BR}} \end{cases} \quad (31)$$

式中, $\delta_{ij,t}^U$ 为受损线路 ij 在 t 时刻的可用状态变量; $\delta_{ij,t}^R$ 为线路 ij 经网络重构后 t 时刻的实际开断状态变量; $u_{ij,t,n}^{\text{RC}}$ 为第 n 组维修人员 t 时刻停留在 ij 线路的状态变量; T_{ij}^{re} 为维修线路 ij 所需时间; N^D 为受损线路集合; Δt 为调度颗粒度。

6) 弃负荷平衡约束

式(32)~式(35)表示实际供应负荷、弃负荷与需求负荷需要满足的关系。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{lose,E}} \leq P_{i,t}^{\text{load,E}} \quad (32)$$

$$P_{i,t}^{\text{re,E}} = P_{i,t}^{\text{load,E}} - P_{i,t}^{\text{lose,E}} \quad (33)$$

$$0 \leq M_t^{\text{lose,H}} \leq M_t^{\text{load,H}} \quad (34)$$

$$M_t^{\text{re,H}} = M_t^{\text{load,H}} - M_t^{\text{lose,H}} \quad (35)$$

式中, $P_{i,t}^{\text{load,E}}$ 为 i 节点 t 时刻的需求电负荷; $P_{i,t}^{\text{re,E}}$ 为 i 节点 t 时刻的实际供应电负荷; $M_t^{\text{load,H}}$ 为 t 时刻的需求氢负荷; $M_t^{\text{re,H}}$ 为 t 时刻的实际供应氢负荷。

7) 配电网潮流约束

本文基于改进的 LinDistFlow 线性潮流模型^[24-26]模拟配电网在灾后恢复中的潮流分布,有

$$\begin{cases} -\delta_{ij,t}^R P_{ij}^{\max} \leq P_{ij,t} \leq \delta_{ij,t}^R P_{ij}^{\max} \\ -\delta_{ij,t}^R Q_{ij}^{\max} \leq Q_{ij,t} \leq \delta_{ij,t}^R Q_{ij}^{\max} \\ \sum_{jk \in N^{BR}} P_{jk,t} - \sum_{ij \in N^{BR}} P_{ij,t} = P_{j,t}^{\text{re,E}} - P_{j,t}^G \\ \sum_{jk \in N^{BR}} Q_{jk,t} - \sum_{ij \in N^{BR}} Q_{ij,t} = Q_{j,t}^{\text{re,E}} - Q_{j,t}^G \\ \bar{V}_{i,t} - \bar{V}_{j,t} \leq 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) + M(1 - \delta_{ij,t}^R) \\ \bar{V}_{i,t} - \bar{V}_{j,t} \geq 2(r_{ij} P_{ij,t} + x_{ij} Q_{ij,t}) - M(1 - \delta_{ij,t}^R) \end{cases} \quad (36)$$

式中, $P_{ij,t}$ 、 $Q_{ij,t}$ 分别为线路 ij 在 t 时刻的有功功率与无功功率; P_{ij}^{\max} 、 Q_{ij}^{\max} 分别为线路 ij 有功功率与无功功率的上限; r_{ij} 、 x_{ij} 分别为线路 ij 的电阻与电抗; $P_{j,t}^G$ 、 $Q_{j,t}^G$ 分别为 j 节点 t 时刻分布式电源注入有功、无功功率总和; $\bar{V}_{i,t}$ 为 i 节点 t 时刻电压的二次方; $Q_{j,t}^{\text{re,E}}$ 为 i 节点 t 时刻的实际供应无功电负荷。

8) MRR 可分配状态约束

为避免联合抗灾中心将正在执行供能或维修任务的 MRR 分配至其他区域,导致当前供能或维修任务出现中断,本节建立 MRR 可分配状态约束。式(37)表示当 EH-IES 在无需分布式电源也能供应全部负荷时,即可认为该区域已完全恢复;式(38)表示移动电源仅有在当前时刻无充、供能任务时才能进入可分配状态;式(39)表示仅有在 EH-IES 完全恢复后,维修人员才可参与区域间分配。

$$n_t^{\text{RE}} = \begin{cases} 1 & \sum_{i \in N^E} P_{i,t}^{\text{lose,E}} + \sum_{i \in N^M} \sum_{n \in N^{\text{EV}} \cup N^{\text{HEV}}} u_{i,t,n}^{\text{out}} + u_t^{\text{FC}} \leq 0 \\ 0 & \sum_{i \in N^E} P_{i,t}^{\text{lose,E}} + \sum_{i \in N^M} \sum_{n \in N^{\text{EV}} \cup N^{\text{HEV}}} u_{i,t,n}^{\text{out}} + u_t^{\text{FC}} > 0 \end{cases} \quad (37)$$

$$\sum_{i \in N^M \cup N^H} (u_{i,t,n}^{\text{in}} + u_{i,t,n}^{\text{out}}) + n_{t,n} \leq 1 \quad n \in N^{\text{EV}} \cup N^{\text{HEV}} \quad (38)$$

$$n_{t,n}^{\text{RC}} \leq n_{t,n}^{\text{RE}} \quad (39)$$

式中, n_t^{RE} 为 EH-IES 恢复状态的 0-1 变量,若为 1 则表示该区域已完全恢复,0 表示没有恢复。

2.3 上层模型——考虑跨区资源共享的 MRR 灾后分配模型

2.3.1 目标函数

考虑跨区资源共享的 MRR 灾后分配模型以 MR-EH-IES 总切负荷损失、总供能成本与总维修时间最小为目标,包括总切电负荷惩罚、总切氢负荷惩罚、MRR 总调度成本、分布式电源总运行成本和

剩余维修时间惩罚,具体为

$$\min C_2 = \sum_{\alpha \in N^A} (C_{\alpha}^{\text{lose,E}} + C_{\alpha}^{\text{lose,H}} + C_{\alpha}^{\text{tran}} + C_{\alpha}^{\text{gen,E}} + C_{\alpha}^{\text{gen,H}} + c^{\text{re}} T_{\alpha}^{\text{re,R}}) \quad (40)$$

式中, N^A 为各区域构成的集合; $C_{\alpha}^{\text{lose,E}}$ 为 α 区域切电负荷总惩罚; $C_{\alpha}^{\text{lose,H}}$ 为 α 区域切氢负荷总惩罚; C_{α}^{tran} 为 α 区域 MRR 的调度成本; $C_{\alpha}^{\text{gen,E}}$ 为 α 区域移动电储能运行成本; $C_{\alpha}^{\text{gen,H}}$ 为 α 区域氢燃料发电车与氢能系统中氢燃料电池的运行成本; c^{re} 为单位关键线路待维修时长权重系数; $T_{\alpha}^{\text{re,R}}$ 为 α 区域关键线路的剩余维修时长。 $C_{\alpha}^{\text{lose,E}}$ 、 $C_{\alpha}^{\text{lose,H}}$ 、 C_{α}^{tran} 、 $C_{\alpha}^{\text{gen,E}}$ 、 $C_{\alpha}^{\text{gen,H}}$ 计算公式如(2)~式(6)所示,与 EH-IES 灾后恢复模型一致; $T_{\alpha}^{\text{re,R}}$ 的计算公式将在 2.3.2 节详细介绍。

2.3.2 约束条件

1) 基于关键线路待维修时长的维修人员分配约束

本节基于各区域的恢复计划,获得配电网的关键线路待维修时间,建立基于关键线路待维修时间的维修人员分配模型。式(41)计算区域间分配初始时刻各区域关键线路待维修时长,式中的线路维修所需时长与维修人员调度结果可由该区域恢复计划获得;式(42)表示关键线路的剩余维修时长。

$$T_{\alpha}^{\text{re,init}} = \sum_{ij \in N^K} \left(T_{\alpha,ij}^{\text{re}} - \sum_{t=t_0}^{t_1} \sum_{n \in N^{\text{RC}}} u_{\alpha,ij,t,n}^{\text{RC}} \right) \quad (41)$$

$$T_{\alpha}^{\text{re,R}} = \sum_{t \in N^{\text{T2}}} \left(T_{\alpha}^{\text{re,init}} - \sum_{t=t_1}^{t_2} \sum_{n \in N^{\text{RC}}} u_{\alpha,t,n}^{\text{RC}} \right) \quad (42)$$

式中, $T_{\alpha}^{\text{re,init}}$ 为 α 区域在区域间分配初始时刻的关键线路待维修时间,其值由区域内调度结果决定,此处为常数; N^K 为由关键故障线路构成的集合; t_0 为灾后恢复起始时刻; t_1 为本次区域间分配初始时刻; N^{T2} 为区域间调度时段集合; $u_{\alpha,t,n}^{\text{RC}}$ 为第 n 队维修人员 t 时刻在 α 区域的分配状态,其值为 1 表示 t 时刻将第 n 组维修人员分配至区域 α 。

2) 基于网络重构的移动电源分配约束

本节基于各区域的灾后恢复计划获得区域内微电网分布信息,并将每个微电网的源荷集中于一个虚拟节点上,建立区域间移动电源分配模型。式(43)表示各微电网内所有移动电源的充放电功率总和;式(44)表示各微电网的功率平衡约束;式(45)表示各级负荷切负荷量应小于其需求量;式(46)表示移动电源的区域间分配状态。移动电源运行约束如式(12)~式(21)所示,与 EH-IES 灾后恢复

模型一致。

$$P_{\alpha,m,t}^{\text{G,all}} = \sum_{i \in N_{\alpha,m}^{\text{MM}}} \left[\sum_{n \in N_{\alpha}^{\text{EV}}} (P_{i,t,n}^{\text{EV,out}} - P_{i,t,n}^{\text{EV,in}}) + \sum_{n \in N_{\alpha}^{\text{HEV}}} P_{i,t,n}^{\text{HEV,out}} \right] \quad (43)$$

$$\sum_{l \in N_{\alpha,m}^{\text{L}}} P_{\alpha,m,l,t}^{\text{load,E}} = P_{\alpha,m,t}^{\text{G,all}} + P_{\alpha,m,t}^{\text{Grid}} + P_{\alpha,m,t}^{\text{FC}} - P_{\alpha,m,t}^{\text{ED}} + \sum_{l \in N_{\alpha,m}^{\text{L}}} P_{\alpha,m,l,t}^{\text{lose,E}} \quad (44)$$

$$0 \leq P_{\alpha,m,l,t}^{\text{lose,E}} \leq P_{\alpha,m,l,t}^{\text{load,E}} \quad (45)$$

$$u_{\alpha,t,n}^{\text{EV}} = \sum_{i \in N_{\alpha}^{\text{EV}}} u_{i,t,n}^{\text{EV}} \quad u_{\alpha,t,n}^{\text{HEV}} = \sum_{i \in N_{\alpha}^{\text{M}} \cup N_{\alpha}^{\text{H}}} u_{i,t,n}^{\text{HEV}} \quad (46)$$

式中, $P_{\alpha,m,t}^{\text{G,all}}$ 为区域 α 微电网 m 内 t 时刻移动电源的总交互功率; $P_{\alpha,m,l,t}^{\text{load,E}}$ 为区域 α 微电网 m 内 t 时刻第 l 级负荷的需求量; $N_{\alpha,m}^{\text{MM}}$ 、 $N_{\alpha,m}^{\text{L}}$ 分别为区域 α 微电网 m 内各电网接入节点、各级负荷构成的集合; $P_{\alpha,m,t}^{\text{Grid}}$ 为上级电网在区域 α 微电网 m 内 t 时刻的注入功率; $P_{\alpha,m,t}^{\text{FC}}$ 为氢能系统中氢燃料电池在区域 α 微电网 m 内 t 时刻的发电功率; $P_{\alpha,m,t}^{\text{ED}}$ 为氢能系统中电解槽在区域 α 微电网 m 内 t 时刻的耗电功率; $P_{\alpha,m,l,t}^{\text{lose,E}}$ 为区域 α 微电网 m 内 t 时刻第 l 级负荷的切负荷量; $u_{\alpha,t,n}^{\text{EV}}$ 、 $u_{\alpha,t,n}^{\text{HEV}}$ 分别为移动电储能、氢燃料发电车的分配状态, 其值为 1 表示 t 时刻将第 n 台移动电储能、氢燃料发电车分配至区域 α 。

3) 基于氢能跨时空转移特性的氢能分配约束

本节根据氢能系统或加氢站的运行状态、氢燃料发电车与氢负荷的加氢需求、区域拓扑恢复信息及氢长管拖车状态信息, 建立区域间氢气分配模型。式 (47) 为氢长管拖车充放氢状态约束; 式 (48)、式 (49) 为氢长管拖车充放氢功率约束; 式 (50) 为氢长管拖车储氢上下限约束; 式 (51) 为氢长管拖车储氢水平约束。氢能系统运行约束如式 (22) ~ 式 (26) 所示, 与 EH-IES 灾后恢复模型一致。

$$u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in}} + u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out}} \leq u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT}} \quad (47)$$

$$0 \leq M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in}} \leq u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in}} M_n^{\text{HTT,in,max}} \quad (48)$$

$$0 \leq M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out}} \leq u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out}} M_n^{\text{HTT,out,max}} \quad (49)$$

$$S_{t,n}^{\text{HTT,min}} \leq S_{t,n}^{\text{HTT}} \leq S_{t,n}^{\text{HTT,max}} \quad (50)$$

$$S_{t,n}^{\text{HTT}} = S_{t-1,n}^{\text{HTT}} + \sum_{\alpha \in N^{\text{A}}} M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in}} - \sum_{\alpha \in N^{\text{A}}} M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out}} \quad (51)$$

式中, $u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in}}$ 、 $u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out}}$ 分别为第 n 台氢长管拖车位于 α 区域 t 时刻的充、放氢状态变量; $u_{\alpha,t,n}^{\text{HTT}}$ 为第 n 台氢长管拖车位于 α 区域 t 时刻的位置状态变量; $M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in,max}}$ 、 $M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out,min}}$ 分别为氢长管拖车最大充、放

氢质量; $S_{t,n}^{\text{HTT}}$ 为第 n 台长管拖车 t 时刻的储能水平; $S_{t,n}^{\text{HTT,max}}$ 、 $S_{t,n}^{\text{HTT,min}}$ 分别为氢长管拖车储能上、下限; $M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,in}}$ 、 $M_{\alpha,t,n}^{\text{HTT,out}}$ 分别为 α 区域 t 时刻氢能的充、放氢质量, 即氢能区域间分配计划。

4) MRR 时空调度约束

区域间 MRR 调度约束与区域内一致, 如式 (8) ~ 式 (11) 所示, 此处不再赘述。

3 基于线性化的考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型求解策略

3.1 基于 Big-M 法的模型转换方法

第 2 节所述考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型为混合整数非线性规划问题, 为提高求解效率, 本节采用 Big-M 法并引入辅助变量对模型中的非线性项进行线性化处理^[27]。

针对式 (10) 中存在的绝对值项, 引入辅助变量 $h_{i,t,n}^{\text{abs}}$ 、 $h_{i,t,n}^+$ 、 $h_{i,t,n}^-$ 将原约束线性化为

$$\begin{cases} \sum_{i \in N^{\text{R}}} h_{i,t,n}^{\text{abs}} = h_{0,t,n}^{\text{abs}} \\ h_{i,t,n} = h_{i,t,n}^+ - h_{i,t,n}^- \\ h_{i,t,n}^{\text{abs}} = h_{i,t,n}^+ + h_{i,t,n}^- \end{cases} \quad (52)$$

原模型式 (37) 为条件约束, 可通过 Big-M 法将其转换为

$$\begin{cases} \sum_{i \in N^{\text{E}}} P_{i,t}^{\text{lose}} \geq 0 - M(1 - u_t^{\text{RE}}) \\ \sum_{i \in N^{\text{E}}} P_{i,t}^{\text{lose}} \leq 0 + M(1 - u_t^{\text{RE}}) \\ u_t^{\text{RE}} + \frac{\sum_{i \in N^{\text{M}}} \sum_{n \in N^{\text{EV}} \cup N^{\text{HEV}}} u_{i,t,n}^{\text{out}}}{N^{\text{EV}} + N^{\text{HEV}}} \leq 1 \\ u_t^{\text{RE}} + u_t^{\text{FC}} \leq 1 \end{cases} \quad (53)$$

基于上述方法可将考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型转换为混合整数线性规划问题, 可依次采用商业求解器高效求解。

3.2 算法流程

经 Big-M 法处理后, 本文所提考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型求解流程如图 3 所示。

具体步骤如下:

1) 灾害发生后, 获取区域内与区域间各节点通行时间矩阵, 统计 MRR 状态信息、受损线路信息与电、氢负荷需求信息。

2) 各区域计算考虑分布式电源与维修人员协同

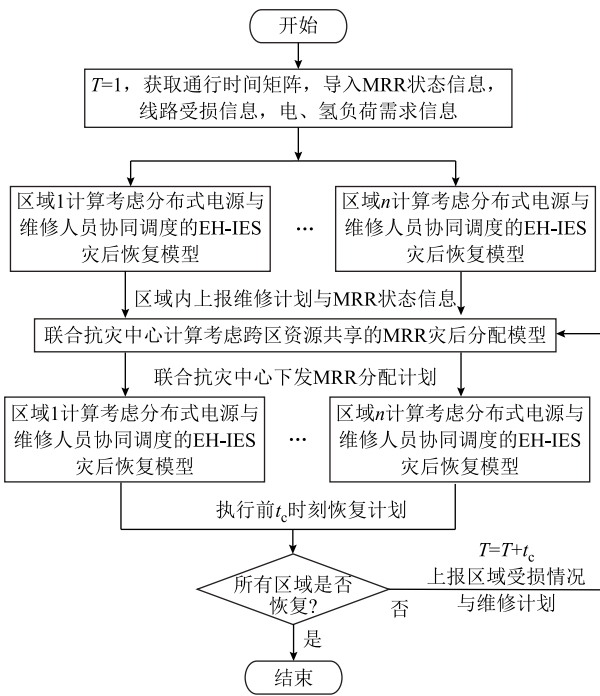


图3 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型求解流程

Fig.3 MR-EH-IES two-layer disaster recovery model solution process

调度的 EH-IES 灾后恢复模型，根据计算结果向联合抗灾中心上报维修计划与 MRR 状态信息。

3) 联合抗灾中心根据各区域上报的维修计划与 MRR 状态信息，计算考虑跨区资源共享的 MRR 灾后分配模型，并向各区域下发 MRR 分配计划。

4) 各区域根据 MRR 分配结果，计算考虑分布式电源与维修人员协同调度的 EH-IES 灾后恢复模型，执行前 t_c 时段的恢复计划，并上传 t_c 时段后的维修计划、MRR 状态信息。

5) 若所有区域已经完全恢复，则停止计算。否则， $T=T+t_c$ ，转到步骤 3)。

4 算例分析

4.1 算例说明

4.1.1 算例信息

本文构建包含 4 个 EH-IES 及其对应交通网的多区域电-氢-交通网耦合系统并进行仿真验证。MR-EH-IES 由 4 个改进的 IEEE 33 节点配电网组成^[28]，其中区域 1、2 配有加氢站（包含储氢罐与加氢机），区域 3、4 配有氢能系统（包含电解槽、氢燃料电池、储氢罐与加氢机），均配置在节点 10。此外，各 EH-IES 包含 4 个移动电源电网接入点，分别配置在节点 4、13、26、32。电负荷按照重要程度分为 3 级，权重系数分别为 1 000、100 和 5^[29]。MRR 在区域内

各节点与各线路间通行时间设置为 1 h，跨区域通行时间为设置为 2 h^[12]。各区域配有两台移动电储能、两台氢燃料发电车及一组维修人员，移动电源与氢能设备相关运行参数见表 1^[28,30]。单次灾后恢复调度时间尺度为 12 h，迭代周期为 4 h^[9,15]。本文使用 Yalmip 优化工具包对优化模型进行建模，并调用 Gurobi 求解器求解。计算机 CPU 型号为 Intel Core I9 14900，主频为 3.2 GHz。

表 1 移动电源与氢能设备相关运行参数表

Tab.1 Mobile power supply and hydrogen energy equipment related operating parameters table

参数	数值	参数	数值
$S^{EV,max}/(kW \cdot h)$	800	$S^{HEV,max}/kg$	100
$M^{HEV,in,max}/(kg/h)$	100	$p^{HEV,out,max}/kW$	200
$p^{EV,in,max}/kW$	400	$p^{EV,out,max}/kW$	400
$p^{ED,max}/kW$	2 000	$p^{FC,max}/kW$	1 000
η^{ED}	0.65	η^{FC}	0.60
$\eta^{EV,in}$	0.99	η^{HEV}	0.47
$\eta^{EV,out}$	0.99	$LHV_H/(kW \cdot h/kg)$	33.3
$\eta^{HS,in}$	0.95	$\eta^{HS,out}$	0.95

4.1.2 受灾情况

本文设置 MR-EH-IES 在 8:00 受到灾害影响发生故障：区域 1、3 各有 6 条线路故障，区域 2、4 各有 9 条线路故障。各区域重要负荷节点、电网接入点、氢能系统或加氢站节点与受损线路分布如图 4 所示，电负荷、氢负荷曲线如图 5、图 6 所示。

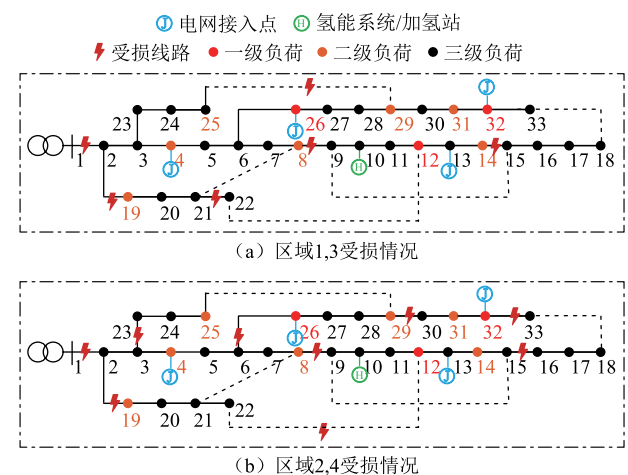


图4 测试系统的网络拓扑

Fig.4 Test system network topology

4.2 仿真分析

为研究跨区资源共享对 MR-EH-IES 运行的影响，验证本文所提方法的有效性，本文设置如下案例对测试系统进行对比分析。

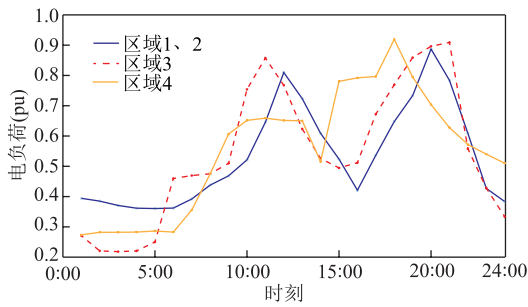


图 5 各区域电负荷曲线

Fig.5 Electric load curves for each region

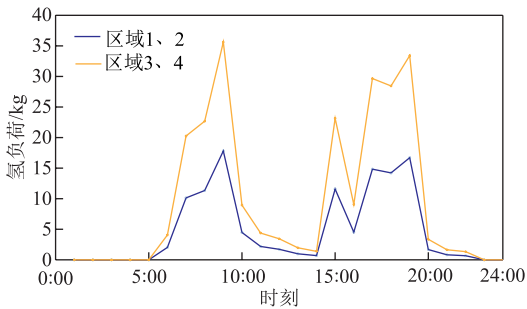


图 6 各区域氢负荷曲线

Fig.6 Hydrogen load curves for each region

案例 1: 采用文献[16]方法, 各区域利用区域内弹性资源, 独立进行灾后恢复调度。

案例 2: 本文所提方法, 各区域按照“区内自治-资源统筹-区间共享”的思路, 协同进行灾后恢复调度。

4.2.1 跨区资源共享对系统切负荷损失的影响分析

不同案例下系统各区域运行结果见表 2。从表 2 中可以看出, 尽管区域 1、3 受损情况相同, 但切负荷损失相差巨大, 案例 1 中区域 3 切负荷损失仅为区域 1 的 5.0%。这是因为移动电源起始时刻位于仓库中, 灾害发生后的第一时间无法向区域 1 负荷供电, 而区域 3 可通过氢能系统中的氢燃料电池配

表 2 不同案例下仿真结果

Tab.2 Simulation results under different cases

(单位: 10^3 元)

案例	区域	总切负荷损失	各区域切负荷损失	电储能供电成本	氢燃料电池供电成本
1	1	945.8	227.9	1.6	2.0
	2		406.2	2.8	6.7
	3		11.3	1.4	7.9
	4		300.4	3.6	9.3
2	1	734.1	229.2	1.4	2.0
	2		248.4	5.5	10.5
	3		18.6	0.7	6.3
	4		237.9	4.1	15.9

合网络重构, 在灾后迅速对负荷供电。考虑跨区资源共享后, MR-EH-IES 总切负荷损失下降了 22.4%, 其中区域 1 与区域 3 的切负荷损失分别小幅上升了 1.3×10^3 元与 7.3×10^3 元, 而区域 2 与区域 4 切负荷损失分别下降了 157.8×10^3 元与 62.5×10^3 元。此外, 分布式电源的总供电成本上升了 31.6%, 表明案例 2 中分布式电源在灾后恢复中的利用率有所提升, 为系统提供了更多的能量支撑。

图 7 比较了两个案例下不同区域的各级切负荷损失。从图中可以看出, 相比于案例 1, 案例 2 中区域 1 与区域 3 的一、二级切负荷损失均未发生改变, 三级切负荷损失小幅度上升; 而区域 2、4 的切二级负荷损失大幅下降, 降幅分别达到了 70.6%与 39.7%。可见, 考虑跨区资源共享的 MR-EH-IES 双层灾后恢复模型能够分析各区域的受灾情况, 合理分配 MRR, 优先保障重要负荷的供应。

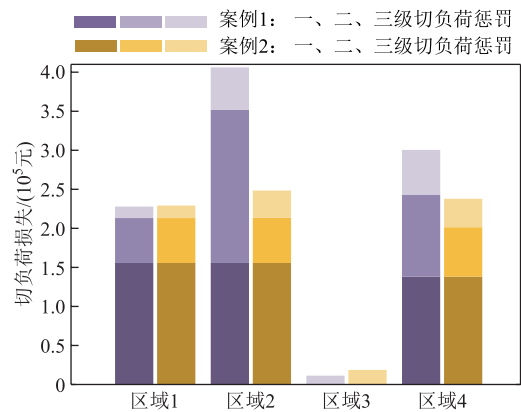


图 7 不同案例下切负荷损失

Fig.7 Loss of load cutting in different cases

4.2.2 跨区资源共享对负荷加权恢复率影响分析

图 8 对比了不同案例下各区域负荷加权恢复率。图 9 展示了案例 2 中移动电储能、氢燃料电池与维修人员在区域间的分配情况。由图 8 与图 9 可见, 8:00 时移动电源从区域 1 与区域 3 离开后, 相比于案例 1, 案例 2 中区域 1 与区域 3 的加权负荷恢复率出现了短暂下降, 最大降幅分别为 0.5%、1.1%, 但均高于重要负荷加权占比, 仍能保证重要负荷的电力需求。同时, 区域 2 与区域 4 的负荷加权恢复率大幅上升, 最大提升幅度分别为 11.0%、4.2%。此外, 12:00 时将移动电源从区域 1 与区域 3 分配至其他区域后, 区域 1 与区域 3 的负荷加权恢复率并未下降。上述结果表明, 本文方法能够准确地分析各区域的受灾情况, 优先供应各区域的重要负荷, 并且能够及时更新各区域的受损情况, 合理调配无恢复任务的移动电源, 提

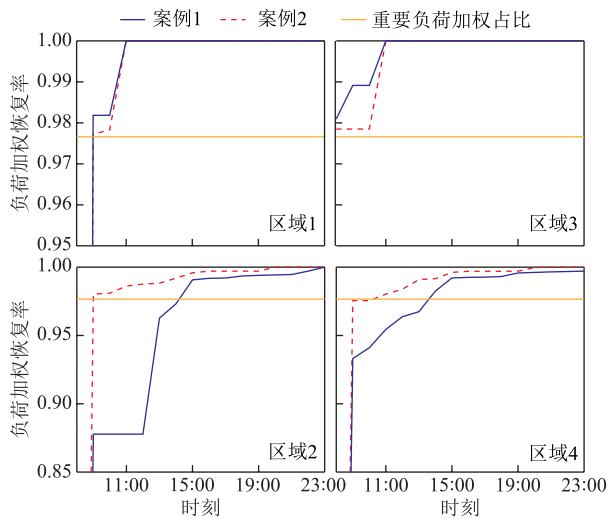


图8 不同案例下各区域负荷加权恢复率

Fig.8 Load weighted recovery rate of each region in different cases

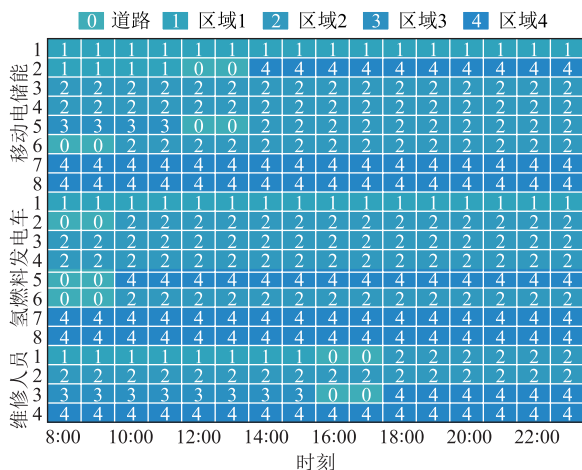


图9 MRR 区域间分配结果

Fig.9 Regional distribution results of MRR

升移动电源利用率,为MR-EH-IES提供更多的能量支撑。

4.2.3 跨区资源共享对移动电源灾后调度策略影响分析

图10对比了不同案例下区域2中移动电源的运行状态。从图中可以看出,案例2中9:00后,由于其他区域的移动电源到达区域2,区域2的移动电源出力相比案例1大幅增加。然而9:00时,跨区域调度的移动电源尚未到达,案例2中区域2的移动电储能出力相比于案例1却增加了198.8%。这是因为案例1中移动电储能为了实现对重要负荷的持续供电,需要与区域内其他分布式电源配合,自身放电功率受到限制。而案例2在考虑跨区资源共享后,即使由其他区域支援的移动电源尚未到达,也可以将其纳入区域恢复计划中。所以相比案例1,

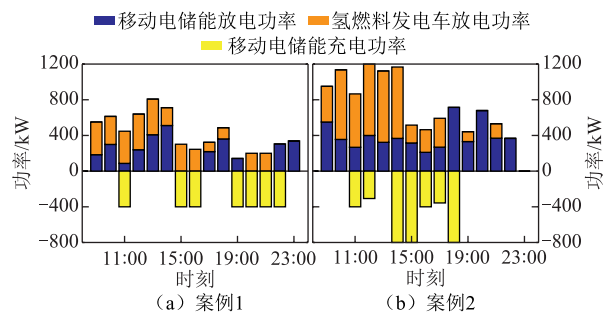


图10 不同案例下区域2中移动电源的运行状态

Fig.10 Operation status of the mobile power supply in region 2 in different cases

案例2中区域2的持续供电能力有所增强,9:00时移动电储能放电功率也相应提高。

考虑跨区资源共享后,区域2在灾后恢复初期由氢燃料发电车承担主要供电任务,随着系统拓扑不断恢复,逐渐由移动电储能进行供电。这是因为相比移动电储能,氢燃料发电车供电时间更长,可以有效减少因频繁充电带来的供电中断问题,体现了氢能在灾后恢复阶段增强电网弹性的关键作用。在灾害恢复初期,系统功率缺额较大时,氢燃料发电车可移动至不同微电网为其提供更为稳定的供电。但随着系统的不断恢复,系统的功率缺额不断减小,在供应相同负荷的前提下,系统会选择供电成本更低的移动电储能。

4.2.4 跨区资源共享对氢能系统灾后调度策略影响分析

案例2中区域3与区域4氢能系统运行状态如图11所示。从图11中可以看出,虽然区域2与区域4均有9条线路故障,但氢长管拖车仅将氢气从区域1~3运送至区域4。这是因为相较于氢燃料发电车,氢能系统中的氢燃料电池发电效率更高,可通过氢长管拖车直接补能,并且充电过程无需中断负荷供应。因此,氢气将优先供给氢能系统供电潜力大的区域4。

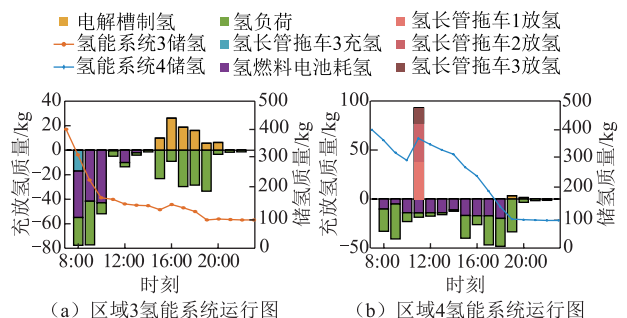


图11 案例2下区域3与区域4氢能系统运行状态

Fig.11 Operation states of hydrogen energy systems in region 3 and region 4 under case 2

区域 3 在 8:00—10:00 通过氢燃料电池发电消耗了大量氢气,但其并没有从其他区域获取氢气。这是因为本文所提方法充分考虑了氢能系统在灾后拓扑恢复阶段的跨时空灵活性,可先将未来供应氢负荷的氢气用于发电或支援其他区域,减少电负荷功率缺额。待氢能系统与上级电网连接后,再通过电解槽制取氢气以满足氢负荷。

上述分析表明,氢气在区域间的合理分配可以提升氢能系统在灾后恢复中对电网的能量支撑能力,进而增强电网弹性。此外,本文所提方法求解时间在 3 min 以内,能够满足灾后恢复的实际使用需求。

4.3 移动电源功率对切负荷损失的灵敏度分析

为分析移动电源功率对 MR-EH-IES 弹性的影响,本节设置不同的移动电源功率配置方案,分别计算不同仿真方案下系统的总切负荷损失,如图 12 所示。

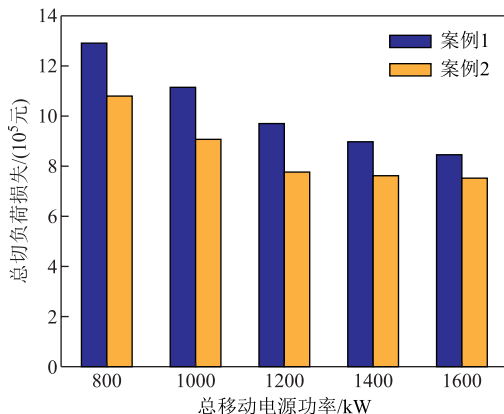


图 12 不同移动电源功率配置下系统总切负荷损失

Fig.12 Total load cutting loss of the system under different power configuration of mobile power supply

从图 12 中可以看出,在不同移动电源功率配置下,考虑跨区资源共享均能有效提升 MR-EH-IES 弹性。在不同的总移动电源功率下(800~1600 kW),案例 2 的总切负荷损失相较于案例 1 分别下降了 21.7 万元、21.6 万元、21.2 万元、14.5 万元、13.1 万元。可以看出,随着移动电源功率配置的提升,MRR 的跨区共享对 MR-EH-IES 弹性提升的效果有所下降。这是因为移动电源功率配置增长后,各区域利用本区域弹性资源供应重要负荷的能力相应提高,对于其他区域移动电源的需求减少,移动电源跨区域供能提升系统弹性的潜力有所削弱。

同时,随着移动电源的功率不断增大,移动电源功率变化对 MR-EH-IES 弹性的影响也逐渐减小,

在案例 2 中总移动电源功率每提升 200 kW,总切负荷损失分别减少 17.7 万元、13.8 万元、1.0 万元、1.0 万元。这是因为,总切负荷损失主要是由 8:00 时的重要负荷切负荷惩罚构成,但受限于移动电源初始时刻位于仓库,该时刻的重要负荷无法及时供应。而随着移动电源功率的提升,9:00 及以后的重要负荷已经被全部恢复,仅有部分三级负荷未能恢复。此时,继续增加移动电源功率对 MR-EH-IES 的总切负荷损失影响较小。

4.4 切负荷惩罚系数对灾后恢复策略的灵敏度分析

为分析灾后恢复过程中经济成本对恢复策略的影响,本节设置不同的切负荷惩罚系数,分别计算不同参数设置下的各级切负荷量与供能成本。不同切负荷惩罚系数下的运行结果如图 13 所示。

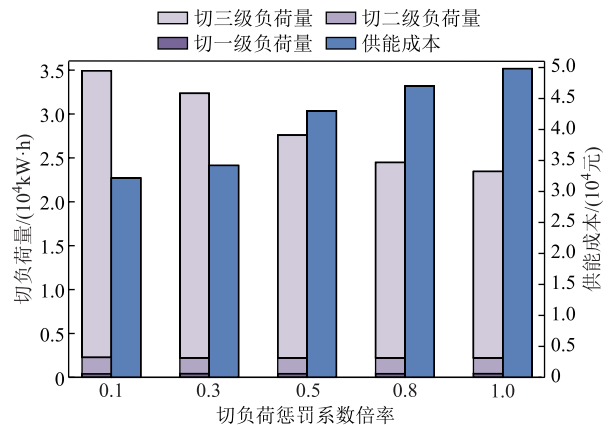


图 13 不同切负荷惩罚系数下的运行结果

Fig.13 Operation results under different load cutting penalty coefficients

从图 13 中可以看出,随着切负荷惩罚系数的逐步降低,系统在灾后恢复中的供能成本逐渐减少,而切负荷总量相应增加。随着惩罚系数逐渐削减至基准值的 0.1 倍,一级负荷与二级负荷的切除量基本保持不变,而三级负荷的切除量随着惩罚系数的降低而不断增加。这表明,随着切负荷惩罚系数的逐渐下降,电网在灾后恢复中的目标不再是最大限度地恢复加权负荷,而是兼顾经济成本,优先保障对社会影响较大的重要负荷供应。

5 结论

针对 MR-EH-IES 灾后协同恢复机制尚不明确问题,本文提出了一种跨区资源共享的 MR-EH-IES 灾后恢复策略,并通过算例仿真验证了所提方法的有效性。主要结论总结如下:

1) 与现有方法对比,本文所提灾后恢复策略通

通过对移动应急资源的合理分配,能够在灾害恢复初期迅速恢复重要负荷的供应,减少系统受灾损失;在灾害恢复的后期提升移动应急资源的利用率,进而提升了 MR-EH-IES 的弹性。

2) 氢能系统与长管拖车的跨时空灵活特性可以在时间与空间尺度上增加 MR-EH-IES 的能量转移通道,充分发挥氢能系统在灾后恢复中对电网的支撑能力。

3) 灾后恢复初期, EH-IES 倾向于利用供能更持久的氢燃料电池发电车承担主要供能任务。随着网络拓扑不断恢复,供能成本更低的移动储能会承担更多的供能任务。

在今后的研究中,将从两个方面进行深入探索:将预防性措施与灾后恢复策略相结合,构建更为全面的 MR-EH-IES 弹性提升方案;采用概率分析方法,量化可再生能源与负荷的不确定性及其对 MR-EH-IES 灾后恢复策略的影响。

参考文献

- [1] Panteli M, Mancarella P. Modeling and evaluating the resilience of critical electrical power infrastructure to extreme weather events[J]. IEEE Systems Journal, 2017, 11(3): 1733-1742.
- [2] 李博达,熊宇峰,任正伟,等.台风期间考虑配电终端功能可用性的配电网重构方法[J].电力系统自动化,2021,45(4): 38-44.
Li Boda, Xiong Yufeng, Ren Zhengwei, et al. Distribution network reconfiguration method considering availability of distribution terminal functions during typhoon disaster[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(4): 38-44.
- [3] 肖娟霞,李勇,韩宇,等.计及台风时空特性和灵活性资源协同优化的配电网弹性提升策略[J].电工技术学报,2024,39(23): 7430-7446.
Xiao Juanxia, Li Yong, Han Yu, et al. Resilience enhancement strategy for distribution networks considering the spatiotemporal characteristics of typhoon and the collaborative optimization of flexible resources[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(23): 7430-7446.
- [4] 阮前途,叶荣.保障极端天气下供需安全的新型电力系统电源规划[J/OL].电力系统自动化,2024: 1-15.
<http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240927.1026.006.html>.
- [5] Ruan Qiantu, Ye Rong. Power source planning of new power system for guaranteeing supply-demand security under extreme weather[J/OL]. Automation of Electric Power Systems, 2024: 1-15. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/32.1180.TP.20240927.1026.006.html>.
- [6] 程欢,任洲洋,孙志媛,等.电能-甲醇跨区协同运输下的电-氢耦合系统调度[J].电工技术学报,2024,39(3): 731-744.
Cheng Huan, Ren Zhouyang, Sun Zhiyuan, et al. A dispatching for the electricity-hydrogen coupling systems considering the coordinated inter-region transportation of electricity and methanol[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 731-744.
- [7] 夏威夷,任洲洋,潘珍.考虑子母站灵活互联的分布式供氢网和配电网多主体协调规划方法[J].中国电机工程学报,2024,44(23): 9187-9200.
Xia Weiyi, Ren Zhouyang, Pan Zhen. A multi-agent cooperative planning method for the distributed hydrogen supply network and the power distribution network considering the flexible interconnections between on-site and off-site hydrogen refueling stations[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(23): 9187-9200.
- [8] 谭洪,王宇炜,王秋杰,等.基于氢能固态运输的电-氢综合能源系统双层调度模型[J].电工技术学报,2025,40(3): 744-758.
Tan Hong, Wang Yuwei, Wang Qiujie, et al. A bi-level dispatching model for electricity-hydrogen integrated energy system based on hydrogen solidity transport [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(3): 744-758.
- [9] Zhao Yuxuan, Lin Jin, Song Yonghua, et al. A hierarchical strategy for restorative self-healing of hydrogen-penetrated distribution systems considering energy sharing via mobile resources[J]. IEEE

- Transactions on Power Systems, 2023, 38(2): 1388-1404.
- [10] 张小彤. 计及电源容量配置的极端灾害下主动配电网应急弹性提升研究[D]. 徐州: 中国矿业大学, 2023.
- Zhang Xiaotong. Research on resilience improvement of active distribution network under extreme disasters considering capacity configuration[D]. Xuzhou: China University of Mining and Technology, 2023.
- [11] Lei Shunbo, Wang Jianhui, Chen Chen, et al. Mobile emergency generator pre-positioning and real-time allocation for resilient response to natural disasters[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(3): 2030-2041.
- [12] Saboori H, Mehrjerdi H, Jadid S. Mobile battery storage modeling and normal-emergency operation in coupled distribution-transportation networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2022, 13(4): 2226-2238.
- [13] Alizadeh M, Jafari-Nokandi M. A bi-level resilience-oriented islanding framework for an active distribution network incorporating electric vehicles parking lots[J]. Electric Power Systems Research, 2023, 218: 109233.
- [14] 孙科, 陈文钢, 陈佳佳, 等. 基于电动汽车的极端场景多微电网韧性提升策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(24): 53-65.
- Sun Ke, Chen Wengang, Chen Jiajia, et al. A resilience enhancement strategy for multi-microgrid in extreme scenarios based on electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(24): 53-65.
- [15] Yao Shuhan, Wang Peng, Liu Xiaochuan, et al. Rolling optimization of mobile energy storage fleets for resilient service restoration[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(2): 1030-1043.
- [16] Lei Shunbo, Chen Chen, Li Yupeng, et al. Resilient disaster recovery logistics of distribution systems: co-optimize service restoration with repair crew and mobile power source dispatch[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(6): 6187-6202.
- [17] Arif A, Ma Shanshan, Wang Zhaoyu, et al. Optimizing service restoration in distribution systems with uncertain repair time and demand[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6828-6838.
- [18] 徐岩, 张荟, 马天祥, 等. 含分布式电源的配电网故障紧急恢复与抢修协调优化策略[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 38-46.
- Xu Yan, Zhang Hui, Ma Tianxiang, et al. Coordinated optimization strategy of fault emergency recovery and repair for distribution network with distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 38-46.
- [19] 刘玉玲, 张峰, 张刚, 等. 考虑分布式电源的配电网灾中-灾后两阶段协同韧性恢复决策[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(2): 48-59.
- Liu Yuling, Zhang Feng, Zhang Gang, et al. In-and post-disaster two-stage coordinated resilience recovery decision of distribution network considering distributed generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(2): 48-59.
- [20] 王伟, 何雨霏, 谢开贵, 等. 面向电网灾后恢复过程的移动应急资源分体式调度方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(8): 3046-3059.
- Wang Wei, He Yufei, Xie Kaigui, et al. Component-separating scheduling method of mobile emergency resources oriented to post-disaster restoration of power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(8): 3046-3059.
- [21] 张亚超, 谢仕炜. 面向配电网弹性提升的多时间尺度恢复策略协调优化框架[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(18): 28-34.
- Zhang Yachao, Xie Shiwei. Coordinated optimization framework of multi-timescale restoration strategies for resilience enhancement of distribution networks [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(18): 28-34.
- [22] Lei Shunbo, Chen Chen, Song Yue, et al. Radiality constraints for resilient reconfiguration of distribution systems: formulation and application to microgrid formation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(5): 3944-3956.
- [23] 彭佳盛, 文云峰, 梁晓锐, 等. 基于弹性系数的配电网重构与故障抢修协同优化[J]. 电力系统自动化, 2025, 49(6): 88-95.
- Peng Jiasheng, Wen Yunfeng, Liang Xiaorui, et al. Resilience coefficient based collaborative optimization

- of distribution network reconfiguration and fault repair[J]. Automation of Electric Power Systems, 2025, 49(6): 88-95.
- [24] Pang Kaiyuan, Wang Chongyu, Hatziargyriou N D, et al. Dynamic restoration of active distribution networks by coordinated repair crew dispatch and cold load pickup[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 4699-4713.
- [25] Su Jinshun, Mehrani S, Dehghanian P, et al. Quasi second-order stochastic dominance model for balancing wildfire risks and power outages due to proactive public safety de-energizations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 2528-2542.
- [26] Qiu Dawei, Wang Yi, Wang Jianhong, et al. Resilience-oriented coordination of networked microgrids: a shapley Q-value learning approach[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2): 3401-3416.
- [27] 姜云鹏, 任洲洋, 李秋燕, 等. 考虑多灵活性资源协调调度的配电网新能源消纳策略[J]. 电工技术学报, 2022, 37(7): 1820-1835.
- Jiang Yunpeng, Ren Zhouyang, Li Qiuyan, et al. An accommodation strategy for renewable energy in distribution network considering coordinated dispatching of multi-flexible resources[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(7): 1820-1835.
- [28] Cao Xiaoyu, Cao Tianxiang, Xu Zhanbo, et al. Resilience constrained scheduling of mobile emergency resources in electricity-hydrogen distribution network [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2023, 14(2): 1269-1284.
- [29] 陈韵含, 许寅, 王颖, 等. 考虑潜在恢复需求的配电网移动应急资源灾前布点[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(14): 105-113.
- Chen Yunhan, Xu Yin, Wang Ying, et al. Pre-disaster positioning of mobile emergency resources for urban distribution network considering potential restoration demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 105-113.
- [30] 陈朝旭, 张亚超, 朱蜀, 等. 考虑多电解槽多工况组合运行的电-氢-热综合能源系统优化调度[J]. 电网技术, 2025, 49(2): 542-551.
- Chen Zhaoxu, Zhang Yachao, Zhu Shu, et al. Optimal scheduling of electricity-hydrogen-heat integrated energy system considering combined operation of multi-electrolyzers under multiple conditions[J]. Power System Technology, 2025, 49(2): 542-551.

作者简介

温紫豪 男, 2000年生, 硕士研究生, 研究方向为电-氢综合能源系统弹性运行与规划策略。

E-mail: 1377337229@qq.com

任洲洋 男, 1986年生, 博士, 副教授, 博士生导师, 研究方向为电氢综合能源系统、电力系统概率分析、电力系统人工智能。

E-mail: rzhouyang1108@163.com (通信作者)

Post-Disaster Recovery Strategy for Multi-Regional Electricity-Hydrogen Integrated Energy System with Cross-Regional Resource Sharing

Wen Zihao¹ Ren Zhouyang¹ Dong Zhaoyang² Liang Yu¹

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment Technology School of Electrical Engineering
Chongqing University Chongqing 400044 China

2. Department of Electrical Engineering City University of Hong Kong Hong Kong 610200 China)

Abstract Hydrogen energy system, with its inter temporal and spatial transfer characteristics, shows great potential for enhancing the resilience of distribution grids. However, few literatures have considered the inter temporal and spatial flexibility of hydrogen energy system and the inter-regional support capability of mobile emergency resources, and the post-disaster collaborative recovery mechanism of multi-region electric-hydrogen integrated energy system (MR-EH-IES) is still unclear, which makes it difficult to exploit the inter-regional support potential of mobile resilience resources. Aiming at the above problems, this paper proposes a post-disaster recovery strategy for MR-EH-IES with cross-regional resource sharing.

This paper firstly proposes a two-layer MR-EH-IES disaster recovery framework based on the idea of “intra-regional autonomy, resource integration, inter-regional sharing”. In the lower layer, the electric-hydrogen integrated energy system (EH-IES) carries out intra-zone autonomy. The potential of synergistic cooperation

between mobile electric energy storage, hydrogen fuel power generation vehicles, maintenance personnel and hydrogen energy system in disaster recovery is fully considered, and the EH-IES disaster recovery model considering the synergistic scheduling of distributed power sources and maintenance personnel is established. At the upper level, the joint disaster resilience center carries out the coordinated allocation of mobile resilience resource (MRR). Starting from the disaster recovery mechanism of different types of MRR, the key factors affecting its allocation are analyzed, the MRR disaster recovery mechanism considering cross-region support is proposed, and the MRR disaster allocation model considering cross-region resource sharing is established. Then, based on the above framework and strategy, the MR-EH-IES two-layer disaster recovery model considering cross-region resource sharing is proposed.

The simulation analysis shows that the total cut-load loss of MR-EH-IES decreases by 22.4% after considering cross-region resource sharing, in which the cut-load loss of region 1 and region 3 increases slightly by $\text{¥}1.3 \times 10^3$ and $\text{¥}7.3 \times 10^3$, respectively, while the cut-load loss of region 2 and region 4 decreases by $\text{¥}157.8 \times 10^3$ and $\text{¥}62.5 \times 10^3$, respectively. Specifically, in the early stage of disaster recovery, when the mobile power supply left from region 1 and region 3 to support region 2 and region 4, the weighted load recovery rate of region 1 and region 3 showed a short drop, with the maximum drop of 0.5% and 1.1%, respectively, but both of them were higher than the weighted proportion of important loads. Meanwhile, the load-weighted recovery rates of region 2 and region 4 increased significantly, with maximum enhancements of 11.0% and 4.2%, respectively. In addition, when region 1 and region 3 were restored, idle mobile power supplies and maintenance personnel were the first to support other regions.

The following conclusions can be drawn from the simulation analysis: (1) The post-disaster recovery strategy proposed in this paper is able to rapidly restore the supply of important loads and reduce the system damage in the early stage of disaster recovery through the reasonable allocation of mobile emergency resources, and improve the utilization rate of mobile emergency resources in the later stage of disaster recovery. (2) The inter temporal and spatial flexibility of the hydrogen system and the long tube trailer can increase the energy transfer channels of MR-EH-IES in time and space scales, giving full play to the ability of hydrogen energy system to support the power grid in disaster recovery.

Keywords: Multi-region electricity-hydrogen integrated energy system, cross-regional resource sharing, disaster recovery, mobile resilience resources

(编辑 赫 蕾)