

考虑快速可拆卸变压器的变电站-配电网协同故障恢复方法

汪顺其¹, 丁涛¹, 丁玉杰², 杨岳洋¹, 赵焕蓓², 赵东宁²

(1. 西安交通大学 电气工程学院, 陕西 西安 710049;

2. 国网青海省电力公司电力科学研究院, 青海 西宁 810000)

摘要:变电站故障会导致供电区内的配电网瘫痪,造成大面积失电。为此,提出一种考虑快速可拆卸变压器的变电站-配电网协同故障恢复方法。构建快速可拆卸变压器应用下的故障恢复框架,阐明变电站变压器的恢复机理;提出“运输—维修”二阶段恢复策略,涵盖快速可拆卸变压器、线路、小型配电变压器3类故障;计及网络重构,建立变电站-配电网故障恢复优化模型,利用广义Benders分解算法进行求解。基于改进的141节点配电网算例进行仿真,验证所提方法的有效性。仿真结果表明,所提方法能够有效缩短变电站-配电网系统故障恢复时间,提高负荷恢复率,且具有更高的求解效率。

关键词:配电网;故障恢复;快速可拆卸变压器;线路维修;变电站

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202508016

0 引言

近年来,全球极端灾害呈现频发态势,对电力系统安全运行构成严峻挑战^[1-2]。2023年四川泸定6.8级地震造成9座35 kV及以上变电站以及46条10 kV及以上线路停运,43 158户用户受到影响^[3]。2021年7月郑州市出现暴雨,短时降雨量达201.9 mm,造成1 854条10 kV及以上线路停运,374万用户停电^[4]。2023年北京暴雨累计造成1 812个台区共9 600余处变压器等电力设备受损,超6万用户停电^[5]。在此背景下,如何实现故障快速恢复,已成为提升电力系统韧性的重大技术命题^[6-7]。

针对极端灾害下的配电网故障恢复问题,国内外学者已开展了大量研究。文献[8]提出计及线路维修人员、移动储能车、软开关的配电网恢复优化模型。文献[9]提出一种基于电动汽车充放电的分布式优化方法,支撑配电网通信故障的恢复。此外,现有文献还探讨了地震^[10]、台风^[11]、冰灾^[12]、洪涝^[13]、山火^[14]等具体极端灾害对配电网的影响,并设计了相应的恢复策略:文献[10]面向地震灾害,提出一种多时段分布式鲁棒模型,在恢复过程中,利用无人机恢复通信,利用移动储能支持关键负荷;文献[11]基于随机抽样生成台风灾害下的配电网故障场景,通过电动汽车放电实现故障恢复,并设计灾后放电的激励响应机制;文献[12]基于脆弱性分析和信息熵

原理,生成冰灾灾害下的典型故障场景,利用网络重构实现快速恢复;文献[13]面向洪涝灾害,考虑天然气网与配电网的耦合,利用两网互联装置实现恢复过程中的能源共享;文献[14]面向山火灾害,采用公共安全停电策略,提前切断容易引发火灾的脆弱性线路,并且通过网络重构和维修人员调度实现故障恢复。

以上研究为配电网恢复提供了理论基础,但是一旦供电区所属变电站发生故障,整个配电网就会失去主网连接,处于瘫痪状态。现有研究对极端灾害下变电站整体功能恢复的决策优化关注不足。极端灾害事件中变电站设备群故障已多次被观测证实,例如:地震引起变电站大型变压器套管断裂与气体绝缘开关设备母线变形^[15];暴雨灾害导致变电站大型变压器受潮,绝缘性能下降^[16]。目前,少数研究关注了极端灾害对变电站设备的破坏机理,例如:文献[17]分析暴雨内涝对变压器绝缘性能的影响,并在此基础上探讨变电站大型变压器故障的演化规律;文献[18]研究雷击对变电母线及设备的破坏机理,并提出相应的防护措施;文献[19]基于知识图谱,提出变电站告警信息故障知识表示方法,提升了故障处置效率。然而,变电站故障往往呈现大型变压器等关键设备与在线监测装置等辅助设备的恢复时间非对称性:辅助设备可通过备用零件拆卸更换实现快速恢复;而大型变压器运输受限、整体生产调配周期长成为变电站故障恢复的刚性瓶颈。此外,现有研究未能给出相应的快速恢复方案。

快速可拆卸变压器为变电站大型变压器恢复提供了新思路。这类变压器采用模块化设计,将核心部件设计为独立模块,当变压器发生故障时,仅需更换故障模块即可恢复设备运行,无须经过复杂维修

收稿日期:2025-04-21;修回日期:2025-08-09

在线出版日期:2025-08-29

基金项目:智能电网重大专项(2030)(2024ZD0802000);国家电网公司科技项目(52280024000L)

Project supported by the Smart Grid-National Science and Technology Major Project (2030)(2024ZD0802000) and the Science and Technology Project of SGCC(52280024000L)

或整体更换。目前,国内外对快速可拆卸变压器进行了有益的研发探索和应用实践:加拿大 Ontario 公司已投运 14 组快速可拆卸变压器,用于保障检修时的临时供电,可在 10~15 h 内完成现场运输与组装^[20];2021 年,西门子项目提出数小时变电站快速组装方案,用于保障美国联邦政府关键设施供电^[21];2025 年,鹤壁淇滨变电站 50 MV·A 快速可拆卸变压器通过预制舱模块化设计投运,实现了 110 kV 主变进线间隔与 10 kV 配电装置的快速组装^[22]。文献[23]考虑运输限制和组装效率,提出快速可拆卸变压器设计的参数指标。文献[24]考虑各生产基地的生产成本及库存能力,提出变压器各模块的备用规划方案,提升了变电站的韧性。然而,如何利用快速可拆卸变压器实现极端灾害下变电站与配电网故障的协同恢复尚属研究空白。

针对上述问题,本文提出一种考虑快速可拆卸变压器的变电站-配电网协同故障恢复方法。首先,构建快速可拆卸变压器应用下的故障恢复框架,阐明变电站变压器的恢复机理;其次,提出“运输—维修”二阶段恢复策略,对快速可拆卸变压器、线路、小型配电变压器三者的恢复过程耦合建模;然后,建立变电站-配电网故障恢复优化模型,利用广义 Benders 分解算法进行求解;最后,通过仿真实验验证所提方法的有效性。

1 研究框架

可以依据关键设备类型以及功能层级将地震、暴雨等极端灾害下的故障划分为变电站大型变压器故障、线路故障与小型配电变压器故障三大类,其失效机理、影响范围及恢复挑战呈现显著异质性:变电站大型变压器处于高压/中压枢纽的核心地位,其故障将导致整座变电站供电区域的全停,对应供电区的配电网也会瘫痪,可以通过快速可拆卸变压器的模块化更换实现快速恢复;线路故障涵盖线路杆塔倾斜、线路断线、线路开关故障等,可以通过线路维修恢复供电;小型配电变压器则集中于用户侧,其故障将导致节点相邻线路无功功率传输,接入的低压配电网全区域无供电,小型配电变压器可通过直接更换实现快速恢复。变电站-配电网协同故障恢复框架如图 1 所示,总体分为元件故障恢复以及负荷恢复两大层面。在元件故障恢复层面,基于“运输—维修”二阶段恢复策略形成维修资源与故障元件的最优匹配;在负荷恢复层面,根据元件故障恢复的时间进度,调整变电站-配电网系统运行方式,实现负荷逐步恢复。

本文所建立的故障恢复框架基于以下边界。

1) 本文面向的变电站经过了快速可拆卸变压器

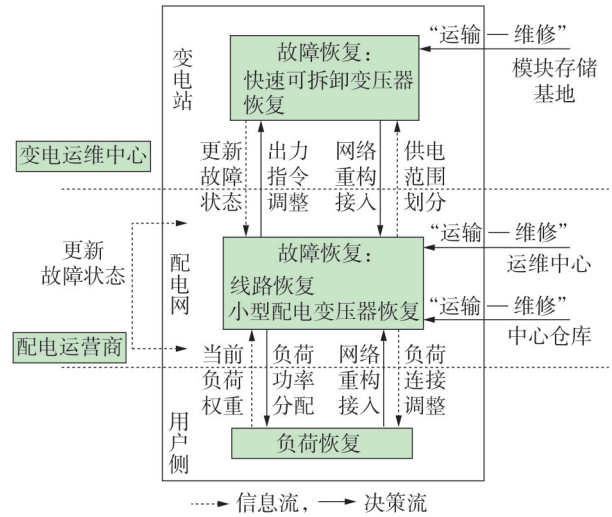


图 1 故障恢复总体框架

Fig.1 Overall framework of fault recovery

的技术改造,传统大型变压器不纳入快速恢复。

2) 本文假设所有故障最终均可被恢复,其现实可行性基于如下前提:快速可拆卸变压器的模块、小型配电变压器等备件设备可在故障发生前完成预配置生产,即使局部库存出现短缺,系统也可通过跨区域调拨确保总体资源充足度。

3) 本文未涉及输电网层面的恢复。

2 “运输—维修”二阶段恢复策略

本章针对快速可拆卸变压器、线路以及小型配电变压器 3 类元件故障的恢复过程进行建模,过程均遵循“运输—维修”二阶段恢复策略。快速可拆卸变压器的恢复过程包括:①从模块存储基地至故障变电站大型变压器的运输阶段;②基于现场拼装的模块更换阶段,如套管、有载分接开关等关键组件的独立置换。快速可拆卸变压器的组成以及恢复机理如附录 A 图 A1 所示。线路故障的恢复流程为:运维中心抢修人员进行路径机动决策,在抵达故障坐标之后进行破损导线更换、线路绝缘子测试等标准化维修作业。小型配电变压器的恢复过程为:备用设备进行点对点物流调配,即从中心仓库到故障节点,并进行整体更换操作,即旧设备的整体拆卸与新设备的参数校验。该恢复策略在数学上可以统一抽象为:

$$\begin{cases} \text{阶段1(运输): } T^{\text{trans}} = f(o, d, C^{\text{road}}) \\ \text{阶段2(维修): } T^{\text{repair}} = g(\Lambda, \zeta^{\text{skill}}) \end{cases} \quad (1)$$

式中: T^{trans} 为运输时间,该时间由出发地 o 、目的地 d 及运输网络的交通条件 C^{road} 共同决定, $f(\cdot)$ 为与之对应的映射函数; T^{repair} 为故障设备或设备模块维修时间,由故障类型 Λ 及维修技术条件 ζ^{skill} 共同决定, $g(\cdot)$ 为与之对应的映射函数。下面分别对 3 类故障

恢复进行详细建模。

2.1 快速可拆卸变压器恢复

根据变电站快速可拆卸变压器所在电网节点和实际地理位置的连接关系,建立反映道路交通通行距离和实际路况的模块存储基地至故障变电站大型变压器的通行时间邻接矩阵 T^{rel} ,即:

$$T^{\text{rel}} = \begin{bmatrix} t_{1,1}^{\text{rel}} & t_{1,2}^{\text{rel}} & \cdots & t_{1,R}^{\text{rel}} \\ t_{2,1}^{\text{rel}} & t_{2,2}^{\text{rel}} & \cdots & t_{2,R}^{\text{rel}} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{K,1}^{\text{rel}} & t_{K,2}^{\text{rel}} & \cdots & t_{K,R}^{\text{rel}} \end{bmatrix} \quad (2)$$

式中: $t_{k,r}^{\text{rel}} (k=1, 2, \dots, K; r=1, 2, \dots, R)$ 为从模块存储基地 k 运输至故障变压器 r 需要的通行时间, K 为模块存储基地的总数, R 为故障变压器的总数。故障发生后,可通过现有商业导航系统接口快速定位并输入模块存储基地 k 和故障快速可拆卸变压器 r 的对应地理坐标,获取通行时间邻接矩阵 T^{rel} 。

快速可拆卸变压器的恢复过程依赖于故障模块的运输以及安装更换。基于运输网络,各运输车辆需要按照既定路线,将相应模块从模块存储基地精准配送至故障变压器所在变电站。模块在抵达变电站之后,由维护人员安装调试(即维修)。该过程满足:

$$t_{m,r}^{\text{del}} = t_m + \sum_{k=1}^K \alpha_{m,k}^{\text{rel}} \beta_{k,r}^{\text{car}} t_{k,r}^{\text{rel}} \quad m \in \omega^{\text{F}}(r), r \in F^{\text{qdt}} \quad (3)$$

$$t_{m,r}^{\text{del}} = 0 \quad m \in \omega^{\text{N}}(r), r \in F^{\text{qdt}} \quad (4)$$

$$t_r^{\text{trans}} \geq t_{m,r}^{\text{del}} \quad m \in \omega^{\text{F}}(r) \cup \omega^{\text{N}}(r), r \in F^{\text{qdt}} \quad (5)$$

$$\sum_{t=1}^T t f_{r,t}^{\text{rep}} \geq t_r^{\text{trans}} \quad r \in F^{\text{qdt}} \quad (6)$$

$$\sum_{t=1}^T t f_{r,t}^{\text{rep}} \leq t_r^{\text{trans}} + 1 - \varepsilon \quad r \in F^{\text{qdt}} \quad (7)$$

$$y_{r,t}^{\text{trans}} = \sum_{\delta=1}^{t-1} f_{r,\delta}^{\text{rep}} \quad r \in F^{\text{qdt}}; t=2, 3, \dots, T \quad (8)$$

$$y_{r,1}^{\text{trans}} = 0 \quad r \in F^{\text{qdt}} \quad (9)$$

式中: $t_{m,r}^{\text{del}}$ 为变压器 r 的模块 m 恢复时间; $\alpha_{m,k}^{\text{rel}}$ 表示模块存储基地 k 是否存储模块 m ; $\beta_{k,r}^{\text{car}}$ 为二元变量,表示模块是否从存储基地 k 运输至故障变压器 r ; $\omega^{\text{N}}(r)$ 、 $\omega^{\text{F}}(r)$ 分别为变压器 r 各模块的正常、故障状态集合; F^{qdt} 为所有故障快速可拆卸变压器的集合; T 为调度时间尺度单元总数; $f_{r,t}^{\text{rep}}$ 为二元变量,表示变压器 r 在 t 时刻是否恢复; t_r^{trans} 为变压器 r 的总恢复时间; ε 为误差因子; $y_{r,t}^{\text{trans}}$ 为二元变量,表示变压器 r 在 t 时刻是否正常运行。式(3)表示变压器模块的恢复时间由运输时间和维修时间组成;式(4)、(5)表示变压器恢复的判定条件为当且仅当变压器所有故障模块完成恢复;式(6)——(9)表示在时间尺度上标记故障快速可拆卸变压器的恢复过程。

图2展示了快速可拆卸变压器恢复过程在时间

尺度上标记的机制。假设变压器 r 共由3个模块组成且3个模块均因故障需要更换,其中模块1的运输与更换总耗时最长。在第 $T-2$ 个时间尺度单元, $f_{r,T-2}^{\text{rep}}=1$,表明模块1的运输与更换完成;随后, $y_{r,T-1}^{\text{trans}}=1$ 、 $y_{r,T}^{\text{trans}}=1$ 标志着变压器 r 完成恢复,在第 $T-1$ 和第 T 个时间尺度单元变压器 r 可参与电力调度。

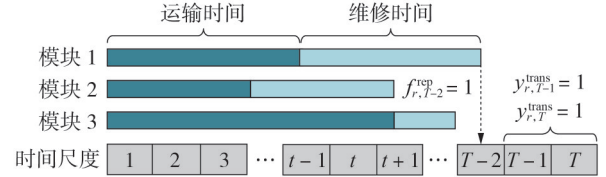


图2 快速可拆卸变压器“运输—维修”过程

Fig.2 “Transport-repair” process of quickly-detachable transformer

为确保所有故障的快速可拆卸完全恢复,并避免模块存储基地库存不足,模块运输过程需满足以下约束条件:

$$\sum_{k=1}^K \alpha_{m,k}^{\text{rel}} \beta_{k,r}^{\text{car}} = 1 \quad m \in \omega^{\text{F}}(r); r=1, 2, \dots, R \quad (10)$$

$$\sum_{r \in F^{\text{qdt}}} \beta_{k,r}^{\text{car}} \leq N_k^{\text{trans}} \quad k=1, 2, \dots, K \quad (11)$$

式中: N_k^{trans} 为模块存储基地 k 的模块最大库存数量。式(10)表示变压器的每个故障部件会且仅会被运输1次;式(11)表示被运出的快速可拆卸变压器模块总数不得超过库存。

快速可拆卸变压器功率的时效性与恢复过程密切相关。对于配备备用大型变压器的变电站,为优化恢复效率,需综合考虑故障变压器修复与备用变压器更换的决策方案。该过程需满足:

$$P_{r,t}^{\text{trans}} \leq (y_{r,t}^{\text{trans}} + \beta_r^{\text{norm}} + \beta_r^{\text{sta}}) M \quad t=1, 2, \dots, T \quad (12)$$

$$0 \leq P_{r,t}^{\text{trans}} \leq P_r^{\text{max}} \quad t=1, 2, \dots, T \quad (13)$$

$$P_{i,t}^{\text{sub}} = \sum_{r \in A(i)} P_{r,t}^{\text{trans}} \quad i \in \Omega^{\text{SUB}}; t=1, 2, \dots, T \quad (14)$$

$$0 \leq Q_{i,t}^{\text{sub}} \leq Q_i^{\text{submax}} \quad i \in \Omega^{\text{SUB}}; t=1, 2, \dots, T \quad (15)$$

$$\sum_{r \in A(i)} \beta_r^{\text{sta}} \leq N_i^{\text{sta}} \quad i \in \Omega^{\text{SUB}} \quad (16)$$

$$\beta_r^{\text{norm}} + \beta_r^{\text{sta}} \leq 1 \quad r \in A(i), i \in \Omega^{\text{SUB}} \quad (17)$$

式中: $P_{r,t}^{\text{trans}}$ 为变压器 r 在 t 时刻的有功功率; β_r^{norm} 表示变压器 r 是否正常运行; β_r^{sta} 为二元变量,表示变压器 r 是否需要退出,并切换到备用变压器; M 为一个很大的数; P_r^{max} 为变压器 r 的额定有功功率; $P_{i,t}^{\text{sub}}$ 、 $Q_{i,t}^{\text{sub}}$ 分别为节点 i 的变电站在 t 时刻的有功、无功功率; $A(i)$ 为节点 i 的变电站所有变压器集合; Ω^{SUB} 为所有变电站所在节点的集合; Q_i^{submax} 为节点 i 的变电站最大提供的无功功率; N_i^{sta} 为节点 i 的变电站备用变压器数量。式(12)表示若故障变压器未恢复且不更换备用变压器,则无有功出力;式(13)——(15)表示变压器和

变电站输出之间的关系;式(16)表示待切换的备用变压器总数量不能超过变电站的备用变压器库存数量;式(17)表示若没有故障,则不允许切换到备用变压器。

2.2 线路恢复

故障线路恢复流程始于运维中心,抢修人员进行路径决策,抵达故障线路坐标后执行破损导线更换、线路绝缘子测试等标准化维修作业。类似地,故障发生后系统将自动通过商业导航系统接口定位运维中心与故障线路的实时地理坐标,利用实时路况数据生成通行时间邻接矩阵 T^{swit} , 矩阵元素 $t_{e,ij}^{swit}$ 表示维修中心 e 到故障线路 ij 的通行时间。该过程需满足:

$$t_{ij}^{swi} = t_{ij}^{swir} + \sum_{e=1}^E \beta_{e,ij}^{swi} t_{e,ij}^{swit} \quad ij \in F^{swi} \quad (18)$$

$$\sum_{e=1}^E \beta_{e,ij}^{swi} = 1 \quad ij \in F^{swi} \quad (19)$$

$$\sum_{ij \in F^{swi}} \beta_{e,ij}^{swi} \leq N_e^{swi} \quad e = 1, 2, \dots, E \quad (20)$$

$$\sum_{t=1}^T t f_{ij,t}^{swi} \geq t_{ij}^{swi} \quad ij \in F^{swi} \quad (21)$$

$$\sum_{t=1}^T t f_{ij,t}^{swi} \leq t_{ij}^{swi} + 1 - \varepsilon \quad ij \in F^{swi} \quad (22)$$

$$x_{ij,t}^{swi} = \sum_{\delta=1}^{t-1} f_{ij,\delta}^{swi} \quad ij \in F^{swi}; t = 2, 3, \dots, T \quad (23)$$

$$x_{ij,t}^{swi} = 0 \quad ij \in F^{swi} \quad (24)$$

式中: t_{ij}^{swi} 为维修与恢复故障线路 ij 需要的总时间; t_{ij}^{swir} 为维修故障线路 ij 需要的时间; E 为线路运维中心的总数; $\beta_{e,ij}^{swi}$ 为二元变量, 表示是否从维修中心 e 到故障线路 ij ; F^{swi} 为所有故障线路的集合; N_e^{swi} 为维修中心 e 中线路维修队的数量; $f_{ij,t}^{swi}$ 为二元变量, 表示故障线路 ij 在 t 时刻是否被修复; $x_{ij,t}^{swi}$ 为二元变量, 表示线路 ij 在 t 时刻是否正常运行。式(18)表示故障线路的恢复时间由运输时间和维修时间组成; 式(19)表示每条故障线路被且仅被恢复 1 次; 式(20)表示被派遣的线路维修队数量不得超过运维中心储备数量; 式(21)——(24)表示在时间尺度上标记了故障线路的恢复过程。

线路恢复与配电网调度决策的逻辑关系满足:

$$x_{ij,t}^0 \leq x_{ij,t}^{swi} \quad ij \in F^{swi}; t = 1, 2, \dots, T \quad (25)$$

式中: $x_{ij,t}^0$ 表示线路 ij 在 t 时刻是否闭合开关。式(25)表示若故障线路未被恢复, 则线路开关不能闭合。

2.3 小型配电变压器恢复

经验表明, 故障小型配电变压器整体更换的成本效益比通常优于现场内部拆解维修, 因此可采用整体更换的处置方案。具体而言, 小型配电变压器的恢复表现为备用设备的点对点物流调配及整体更

换操作。类似地, 根据商业导航系统接口生成通行时间邻接矩阵 T^{mint} , 矩阵元素 $t_{u,i}^{mint}$ 表示中心仓库 u 到故障小型配电变压器所在节点 i 的通行时间。该过程满足:

$$t_i^{mini} = t_i^{minir} + \sum_{u=1}^U \beta_{u,i}^{mini} t_{u,i}^{mint} \quad i \in F^{mini} \quad (26)$$

$$\sum_{u=1}^U \beta_{u,i}^{mini} = 1 \quad i \in F^{mini} \quad (27)$$

$$\sum_{i \in F^{mini}} \beta_{u,i}^{mini} \leq N_u^{mini} \quad u = 1, 2, \dots, U \quad (28)$$

$$\sum_{t=1}^T t f_{i,t}^{mini} \geq t_i^{mini} \quad i \in F^{mini} \quad (29)$$

$$\sum_{t=1}^T t f_{i,t}^{mini} \leq t_i^{mini} + 1 - \varepsilon \quad i \in F^{mini} \quad (30)$$

$$x_{i,t}^{mini} = \sum_{\delta=1}^{t-1} f_{i,\delta}^{mini} \quad i \in F^{mini}; t = 2, 3, \dots, T \quad (31)$$

$$x_{i,1}^{mini} = 0 \quad i \in F^{mini} \quad (32)$$

式中: t_i^{mini} 为从中心仓库到故障小型配电变压器所在节点 i 并修复故障需要的总时间; t_i^{minir} 为节点 i 的故障小型配电变压器整体更换需要的时间; $\beta_{u,i}^{mini}$ 为二元变量, 表示是否从中心仓库 u 运输到故障小型配电变压器所在节点 i ; U 为小型配电变压器中心仓库总数; F^{mini} 为所有故障小型配电变压器所在节点集合; N_u^{mini} 为中心仓库 u 中小型配电变压器的库存数量; $f_{i,t}^{mini}$ 为二元变量, 表示节点 i 的故障小型配电变压器在 t 时刻是否被修复; $x_{i,t}^{mini}$ 为二元变量, 表示节点 i 的故障小型配电变压器在 t 时刻是否正常运行。式(26)表示故障小型配电变压器的恢复时间由运输时间和整体更换(维修)时间组成; 式(27)表示每台故障小型配电变压器被且仅被恢复 1 次; 式(28)表示被运送的小型配电变压器数量不得超出总库存; 式(29)——(32)表示在时间尺度上标记了故障小型配电变压器的恢复过程。

小型配电变压器恢复与配电网调度决策的逻辑关系满足:

$$\begin{cases} x_{ij,t}^0 \leq x_{i,t}^{mini} & i \in F^{mini}; j \in \beta(i); t = 1, 2, \dots, T \\ x_{ij,t}^0 \leq x_{j,t}^{mini} & j \in F^{mini}; i \in \alpha(j); t = 1, 2, \dots, T \end{cases} \quad (33)$$

$$P_{i,t}^r \leq x_{i,t}^{mini} M, Q_{i,t}^r \leq x_{i,t}^{mini} M \quad i \in F^{mini}; t = 1, 2, \dots, T \quad (34)$$

式中: $\alpha(j)$ 为节点 j 的所有子节点集合; $\beta(i)$ 为节点 i 的所有父节点集合; $P_{i,t}^r, Q_{i,t}^r$ 分别为 t 时刻负载节点 i 恢复的有功、无功功率。式(33)表示在小型配电变压器故障期间连接的所有方向线路开关均不能闭合; 式(34)表示在小型配电变压器故障期间所在节点的负荷无任何功率接受。

3 变电站-配电网故障恢复优化模型

3.1 目标函数

历史大停电事故表明, 失负荷量和失电时间是

评估事故严重程度的关键指标^[25-26]。为最小化停电损失,以全时段负荷恢复总量最大和故障恢复总时长最短为优化目标,构建如下目标函数:

$$\min F = -\sum_{i=1}^T \sum_{i \in \Omega} \omega_i P_{i,t}^r \Delta t + \lambda T^{\text{res}} \quad (35)$$

式中: F 为目标函数; Ω 为所有节点的集合; ω_i 为节点 i 负荷的权重; Δt 为最小调度时间单元; λ 为折扣因子,用于实现单位度量匹配; T^{res} 为变电站-配电网系统故障恢复总时长。

3.2 约束条件

变电站-配电网系统故障恢复总时长 T^{res} 满足:

$$\begin{cases} T^{\text{res}} \geq t_r^{\text{trans}} & r \in F^{\text{qdt}} \\ T^{\text{res}} \geq t_{ij}^{\text{swi}} & ij \in F^{\text{swi}} \\ T^{\text{res}} \geq t_i^{\text{mini}} & i \in F^{\text{mini}} \end{cases} \quad (36)$$

式(36)表示当所有故障快速可拆卸变压器、线路、小型配电变压器均恢复完成时,系统才算恢复。

此外,在恢复过程中发挥分布式电源(distributed generator, DG)的调控作用,同时考虑开关动作下的负荷转供,优化模型应满足网络重构下^[27]的线性化 DistFlow 潮流^[24]约束,即:

$$\sum_{ij \in \Psi} x_{ij,t}^o = V - \sum_{j \in \Omega} y_{j,t} \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (37)$$

$$\begin{cases} -1 - y_{j,t} M \leq \sum_{l \in \alpha(j)} F_{jl,t} - \sum_{l \in \beta(j)} F_{jl,t} \leq -1 + y_{j,t} M \\ j \in \Omega; t = 1, 2, \dots, T \end{cases} \quad (38)$$

$$\begin{cases} -x_{ij,t}^o M \leq F_{ij,t} \leq x_{ij,t}^o M & ij \in \Psi; t = 1, 2, \dots, T \\ -x_{ij,t}^o M \leq P_{ij,t} \leq x_{ij,t}^o M & ij \in \Psi; t = 1, 2, \dots, T \\ -x_{ij,t}^o M \leq Q_{ij,t} \leq x_{ij,t}^o M & ij \in \Psi; t = 1, 2, \dots, T \end{cases} \quad (39)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^r \leq P_i^L \\ 0 \leq Q_{i,t}^r \leq Q_i^L \\ P_{i,t}^r = \tan \theta_i Q_{i,t}^r \end{cases} \quad i \in \Omega; t = 1, 2, \dots, T \quad (40)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{sub}} \leq P_{i,t}^{\text{sub_max}} \\ 0 \leq Q_{i,t}^{\text{sub}} \leq Q_{i,t}^{\text{sub_max}} \end{cases} \quad i \in \Omega^{\text{SUB}}; t = 1, 2, \dots, T \quad (41)$$

$$\begin{cases} 0 \leq P_{i,t}^{\text{dg}} \leq P_{i,t}^{\text{dg_max}} \\ 0 \leq Q_{i,t}^{\text{dg}} \leq Q_{i,t}^{\text{dg_max}} \end{cases} \quad i \in \Omega^{\text{DG}}; t = 1, 2, \dots, T \quad (42)$$

$$-P_{j,t}^{\text{sub}} - P_{j,t}^{\text{dg}} + P_{j,t}^r = \sum_{i \in \alpha(j)} P_{ij,t} - \sum_{l \in \beta(j)} P_{jl,t} \quad j \in \Omega; t = 1, 2, \dots, T \quad (43)$$

$$-Q_{j,t}^{\text{sub}} - Q_{j,t}^{\text{dg}} + Q_{j,t}^r = \sum_{i \in \alpha(j)} Q_{ij,t} - \sum_{l \in \beta(j)} Q_{jl,t} \quad j \in \Omega; t = 1, 2, \dots, T \quad (44)$$

$$P_{ij,t} R_{ij} + Q_{ij,t} X_{ij} - x_{ij,t}^o M \leq U_{i,t} - U_{j,t} \leq P_{ij,t} R_{ij} + Q_{ij,t} X_{ij} + x_{ij,t}^o M \quad ij \in \Psi; t = 1, 2, \dots, T \quad (45)$$

$$U_i^{\text{min}} \leq U_{i,t} \leq U_i^{\text{max}} \quad i \in \Omega; t = 1, 2, \dots, T \quad (46)$$

式中: V 为系统的节点总数; $y_{j,t}$ 为二元变量,表示 t 时刻节点 j 是否为网络重构下虚拟网络^[1]中的源节

点,变电站节点固定作为系统源节点,DG节点根据其离/并网的优化策略分别作为源/负荷节点,非发电节点在正常情况下均视为负荷节点,在故障孤岛中可作为源节点; $F_{ij,t}$ 为虚拟网络中 t 时刻线路 ij 的虚拟潮流; P_i^L, Q_i^L 分别为节点 i 的负荷有功、无功额定功率; $P_{ij,t}, Q_{ij,t}$ 分别为 t 时刻线路 ij 的有功、无功潮流; Ψ 为配电网中所有支路的集合; $\tan \theta_i$ 为节点 i 的负荷功率因数; $P_i^{\text{sub_max}}, Q_i^{\text{sub_max}}, P_i^{\text{dg_max}}, Q_i^{\text{dg_max}}$ 为相应出力的最大值; Ω^{DG} 为所有 DG 节点的集合; $P_{i,t}^{\text{dg}}, Q_{i,t}^{\text{dg}}$ 分别为 t 时刻节点 i 处 DG 输出的有功、无功功率; R_{ij}, X_{ij} 分别为线路 ij 的电阻和电抗; $U_{i,t}$ 为 t 时刻节点 i 的电压幅值; $U_i^{\text{max}}, U_i^{\text{min}}$ 分别为节点 i 电压幅值的上、下限。式(37)、(38)表示网络重构辐射状约束,推导证明过程参考文献[1];式(39)表示若线路开关断开,则线路上无功率传输;式(40)表示负荷恢复不超过额定值,且负荷有功、无功需求满足恒定功率因数关系;式(41)表示变电站有功或无功出力不得超过额定值;式(42)表示 DG 有功或无功出力不得超过额定值;式(43)、(44)分别表示有功和无功的潮流平衡;式(45)表示节点电压降落与潮流的关系;式(46)表示恢复过程中电压不得越限。

此外,应满足故障恢复约束,即:

$$\text{式(3)—(34)} \quad (47)$$

式(47)表示快速可拆卸变压器恢复、线路恢复、小型配电变压器恢复的约束。

式(36)—(47)共同构成变电站-配电网故障恢复优化模型的约束条件。

3.3 求解方法

模型式(35)—(47)为混合整数线性规划(mixed integer linear programming, MILP)问题,涵盖二元变量 $\beta_{k,r}^{\text{car}}, f_{r,t}^{\text{rep}}, y_{r,t}^{\text{trans}}, \beta_r^{\text{sla}}, f_{ij,t}^{\text{swi}}, x_{ij,t}^{\text{swi}}, \beta_{e,ij}^{\text{swi}}, f_{i,\delta}^{\text{mini}}, x_{ij,t}^o, x_{i,t}^{\text{mini}}, \beta_{u,i}^{\text{mini}}, y_{j,t}$ 以及连续变量 $t_r^{\text{trans}}, P_{r,t}^{\text{trans}}, P_{i,t}^{\text{sub}}, Q_{i,t}^{\text{sub}}, t_{ij}^{\text{swi}}, t_i^{\text{mini}}, P_{i,t}^r, Q_{i,t}^r, T^{\text{res}}, U_{i,t}, P_{i,t}^{\text{dg}}, Q_{i,t}^{\text{dg}}, P_{ij,t}, Q_{ij,t}$ 。快速决策是故障恢复的核心需求之一,模型可直接采用商业求解器求解,但由于二元变量较多,存在潜在计算瓶颈。

广义 Benders 分解算法是公认且广泛用于处理此类多阶段资源-网络耦合问题的高效算法^[28-29]。为降低复杂度,采用广义 Benders 分解算法求解模型。广义 Benders 分解算法的原理是将原问题划分为主问题和子问题,通过迭代生成子问题的不可行割和最优割,形成约束并将其逐步加入主问题中。割平面排除了不可行或次优解,保证了模型收敛。根据广义 Benders 分解算法原理,对原问题式(35)—(47)进行特征分析,模型对应的简写形式如式(48)所示。

$$\begin{cases} \min(\mathbf{F}^M \mathbf{X} + \mathbf{F}^S \mathbf{Y}) \\ \text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{X} = \mathbf{b} \\ \mathbf{B}\mathbf{X} + \mathbf{D}\mathbf{Y} = \mathbf{d} \\ \mathbf{Y} = (\mathbf{Y}^1, \mathbf{Y}^2)^T \end{cases} \quad (48)$$

式中: $\mathbf{F}^M$ 、 $\mathbf{F}^S$ 、 $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ 、 $\mathbf{D}$ 为对应系数矩阵; $\mathbf{X}$ 为 H 维元素均为 0 或 1 的向量, 由 3 类故障恢复决策二元变量组成, 涵盖 $\beta_{k,r}^{\text{car}}$ 、 $f_{r,t}^{\text{rep}}$ 、 $y_{r,t}^{\text{trans}}$ 、 $f_{ij,t}^{\text{swi}}$ 、 $x_{ij,t}^{\text{swi}}$ 、 $\beta_{e,ij}^{\text{swi}}$ 、 $f_{i,\delta}^{\text{mini}}$ 、 $x_{i,t}^{\text{mini}}$ 、 $\beta_{u,i}^{\text{mini}}$; $\mathbf{Y}$ 为模型式 (35) — (47) 中的其余变量, 涵盖二元变量 $x_{ij,t}^0$ 、 β_r^{sta} 、 $y_{i,t}$ 组成的向量 $\mathbf{Y}^1$ 以及原问题中所有连续变量组成的向量 $\mathbf{Y}^2$, $\mathbf{Y}^1$ 为 B 维元素均为 0 或 1 的向量, $\mathbf{Y}^2 \in \mathbf{R}^C$; $\mathbf{b}$ 、 $\mathbf{d}$ 为对应系数向量。通过引入辅助变量, 将所有不等式约束改写成等式约束^[28], $\mathbf{A}\mathbf{X} = \mathbf{b}$ 涵盖约束式 (3) — (5)、(10)、(11)、(18) — (20)、(26) — (28), $\mathbf{B}\mathbf{X} + \mathbf{D}\mathbf{Y} = \mathbf{d}$ 涵盖模型中剩余的约束。

基于上述特征, 将原问题分解为“运输—维修”主问题和电力调度子问题。

“运输—维修”主问题模型如式 (49) 所示, 旨在保证在尽可能短的时间内进行故障恢复。

$$\begin{cases} \min(\lambda T^{\text{res}} + z) \\ \text{s.t. 式 (3) — (5)、(10)、(11)、(18) — (20)、(26) — (28)} \end{cases} \quad (49)$$

式中: z 为辅助变量。

主问题式 (49) 简写为:

$$\begin{cases} \min(\mathbf{F}^M \mathbf{X} + z) \\ \text{s.t. } \mathbf{A}\mathbf{X} = \mathbf{b} \end{cases} \quad (50)$$

电力调度子问题如式 (51) 所示, 旨在保证在固定“运输—维修”决策下的负荷恢复总量尽可能最大。

$$\begin{cases} \min F = -\sum_{i=1}^T \sum_{i \in \Omega} \omega_i P_{i,t}^r \Delta t \\ \text{s.t. 式 (6) — (17)、(21) — (25)、(29) — (34)、} \\ \quad (36) — (46) \end{cases} \quad (51)$$

子问题式 (51) 简写为:

$$\begin{cases} \min \mathbf{F}^S \mathbf{Y} \\ \text{s.t. } \mathbf{B}\bar{\mathbf{X}} + \mathbf{D}\mathbf{Y} = \mathbf{d} \\ \mathbf{Y} = (\mathbf{Y}^1, \mathbf{Y}^2)^T \end{cases} \quad (52)$$

式中: $\bar{\mathbf{X}}$ 为求解主问题式 (49) 后得到的模型变量 $\mathbf{X}$ 的具体取值。

主问题目标函数的故障恢复时间决定了故障元件何时可重新投入运行, 限制了该元件所带负荷的最早恢复时间, 在一定程度上可以反映子问题的负荷恢复总量, 因此主问题生成的决策方案可以为子问题提供可行边界, 避免全局搜索的冗余计算。原问题分解形成的主问题具有 2 个特征: ①子问题解的可行性不受主问题决策的影响, 即无论以何种方案进行故障恢复, 都能在子问题中找到一种可解调度决策 (最劣情况无负荷恢复时, 仍属于可行解);

②主问题为整数规划问题, 子问题为 MILP 问题, 均无标准对偶形式, 子问题无法直接通过对偶变换返回割约束。针对特征①, 处理方式是在 Benders 分解中减少可行解校验和可行割生成步骤, 降低算法冗余度。针对特征②, 处理方式是依次对子问题二元变量固定取值或松弛, 分别形成 2 个线性规划问题, 直接基于线性规划生成最优割^[28-29]。最优割生成方式如下。

在获得主问题提供的决策变量取值 $\bar{\mathbf{X}}$ 后, 直接求解 MILP 子问题式 (51), 得到最优解对应的二元变量 $\bar{\mathbf{Y}}^1$ 。固定 $\bar{\mathbf{Y}}^1$, 将其代入子问题式 (51) 中, 得到线性规划问题式 (53), 求解其对偶问题并记录对偶变量值 $\bar{\Pi}$ 。

$$\begin{cases} \min \mathbf{F}_2^S \mathbf{Y}^2 \\ \text{s.t. } \mathbf{D}_2 \mathbf{Y}^2 = \mathbf{d} - \mathbf{B}\bar{\mathbf{X}} - \mathbf{D}_1 \bar{\mathbf{Y}}^1 \\ \mathbf{Y}^2 \in \mathbf{R}^C \end{cases} \quad (53)$$

式中: $\mathbf{F}_2^S$ 为在子问题式 (51) 的二元变量固定为 $\bar{\mathbf{Y}}^1$ 后, 目标函数与 $\mathbf{Y}^2$ 对应的系数矩阵; $\mathbf{D}_1$ 、 $\mathbf{D}_2$ 分别为子问题的二元变量固定为 $\bar{\mathbf{Y}}^1$ 后, 在改写的等式约束中与 $\bar{\mathbf{Y}}^1$ 和 $\mathbf{Y}^2$ 对应的系数矩阵。

线性规划问题式 (53) 对应的最优割约束为:

$$\boldsymbol{\alpha}^T (\mathbf{d} - \mathbf{B}\bar{\mathbf{X}} - \mathbf{D}_1 \bar{\mathbf{Y}}^1) \leq z \quad (54)$$

式中: $\boldsymbol{\alpha}$ 为线性规划问题式 (53) 对应的对偶问题极点。

固定 $\bar{\Pi}$, 将二元变量 $\mathbf{Y}^1$ 松弛为连续变量, 得到线性规划问题式 (55)。

$$\begin{cases} \min(\mathbf{F}_1^S \mathbf{Y}_1 + \boldsymbol{\rho}) \\ \text{s.t. } \boldsymbol{\rho} \geq \bar{\Pi}^T (\mathbf{d} - \mathbf{B}\bar{\mathbf{X}} - \mathbf{D}\mathbf{Y}^1) \end{cases} \quad (55)$$

式中: $\boldsymbol{\rho}$ 为辅助变量。

线性规划问题式 (55) 对应的最优割约束如式 (56) 所示。

$$\boldsymbol{\beta}^T \bar{\Pi}^T (\mathbf{d} - \mathbf{B}\bar{\mathbf{X}}) \leq z \quad (56)$$

式中: $\boldsymbol{\beta}$ 为线性规划问题式 (55) 对应的对偶问题极点。

广义 Benders 分解算法求解流程如附录 A 表 A1 所示。

4 算例分析

4.1 仿真环境与参数设置

基于改进的 141 节点^[30]配电网, 构建变电站-配电网协同故障恢复算例。采用 CPLEX 求解器编程, 硬件环境为 Intel Core i7-12700H 处理器 / 16 GB 内存。改进的 141 节点配电网故障场景设置如附录 B 图 B1 所示。相应故障的交通运输时间与元件维修时间在指定时间区间内随机生成具体数值, 具体时

间参数设定及依据如附录B表B1所示。

4.2 结果对比分析

为验证所提协同恢复方法的有效性,设置4种算例进行对比分析:算例A,考虑网络重构,不考虑快速可拆卸变压器的快速恢复,即在全恢复期间所有变电站故障大型变压器始终不出力;算例B,不考虑网络重构,考虑变电站快速可拆卸变压器快速恢复,即基于固定网络拓扑进行求解;算例C,考虑网络重构和变电站大型变压器恢复,交通运输按就近原则恢复,仅优化电网调度,即按总恢复时长最短得到维修决策,再基于固定维修方案求解式(51)所示子问题;算例D,按照所提方法,考虑网络重构和快速可拆卸变压器恢复,对整个模型进行联合优化求解。

图3展示了4种算例下的加权负荷恢复量曲线(图中加权负荷恢复量为标么值)。4种算例下的核心恢复指标对比如附录B表B2所示。算例A没有考虑网络重构约束,最终负荷仅恢复了51.14%,但由于没有快速变压器维修模块的参与,第12小时即完成了最大负荷恢复。算例B—D由于使用了快速可拆卸变压器,均完成了全部负荷恢复。由于算例B没有考虑网络重构,整体恢复速度较慢;算例C和算例D的恢复速度明显优于算例B;算例D的恢复速度优于算例C。在交通运输就近原则恢复下,算例C在第15小时完成负荷恢复,而算例D在第13小时就完成了全部负荷恢复,速度快于算例C,这是由于算例D考虑了协同优化,算例D虽然在第16小时完成所有故障元件的恢复,但在第13小时的系统恢复状态(仅剩节点121的1号变压器故障,其余均完成故障恢复)中所有负荷已恢复。算例D的恢复过程充分利用了系统的功率裕度,展现出了联合优化的优势,算例D在负荷恢复总量、关键节点恢复时效性等核心指标上均表现出显著优势。

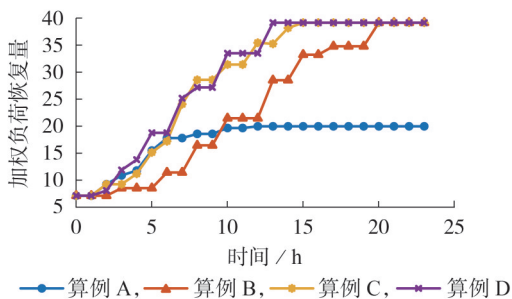


图3 4种算例下的加权负荷恢复量曲线对比

Fig.3 Comparison of weighted load recovery curves among four cases

进一步分析所提方法(算例D)的恢复过程。算例D的变电站变压器模块恢复图谱如附录B图B2所示。对应的各类元件恢复序列如附录B表B3所

示。在第2小时至第6小时,故障元件有且仅有线路恢复,此时负荷恢复主要依靠网络重构。值得注意的是,线路102-103在第6小时恢复,而负荷总体恢复水平在第5小时至第6小时均维持在18.81 p.u.,并无增长,这是由于线路101-103位于节点112处变电站所属供电区的配电网末端,而此时该变电站的2台主变压器都处于故障状态,配电网能提供的有功功率严重不足,故障线路恢复无法,从而无法进一步促进负荷恢复。

从第8小时开始,快速可拆卸变压器陆续完成恢复并开始投运,例如:在第8小时,节点46处变电站1号变压器的模块2完成运输和安装全过程,此时该变压器无故障,并投入运行;在第10小时到第11小时、第13小时到第14小时这2个时段,随着变压器的修复,负荷恢复量增加,这反映出变电站变压器对系统负荷恢复的强支撑作用,其中在第13小时到第14小时时段,负荷恢复水平相对较低,此时系统大部分负荷已经恢复完成,变电站快速可拆卸变压器的恢复对系统负荷恢复量的提升作用较小。

4.3 参数灵敏度分析

本节通过参数灵敏度分析揭示多目标优化框架中权重系数对恢复策略的影响机理。在优化模型中,目标函数式(35)为全时段负荷恢复总量和恢复总时长的加权组合,分析目标函数中折扣因子 λ 不同取值带来的影响。在使用CPLEX求解MILP模型时,对偶间隙参数设置为1%。恢复结果随折扣因子的变化趋势如表1所示,表中 λ 为标么值。

表1 恢复结果随折扣因子的变化趋势

Table 1 Variation trend of recovery results vs. discount factor

λ	全时段负荷 恢复总量 / (p.u.·h)	故障恢复 总时长 / h	最大负荷 恢复时长 / h
0	716.62	22	13
10	714.72	17	13
20	696.72	16	13
40	696.72	16	13
60	676.72	15	14
10000	646.73	15	15

在上述方案中,恢复总时长最长为22 h,最短为15 h。故障后的负荷初始量为7.2 p.u.,最大负荷恢复量为39.15 p.u.·h。当折扣因子取值为40 p.u.时,目标函数中2项指标取值相近,此时可以认为全时段负荷恢复总量和故障恢复总时长在优化过程的优化权重近似相同。折扣因子越小,表示越优先恢复负荷,反之代表越优先恢复3类故障。当折扣因子取值为0时,仅考虑负荷恢复总量最大,完成最大负荷恢复需要13 h,但故障恢复总时长却达到了22 h,这是由于系统存在备用裕度,当系统全部负荷恢复

完毕时,并不需要所有故障均恢复,这反映出该参数下模型决策的不合理性,故障延迟恢复不符合实际工程决策,因此在模型目标函数中有必要体现故障恢复总时长。

随着折扣因子的增大,全时段负荷恢复总量不断减小,故障恢复总时长也呈缩短趋势,但最大负荷恢复时长呈增长趋势,这反映出全时段负荷恢复总量和最大负荷恢复时长的强关联性。当折扣因子取值为 60 p.u. 时,故障恢复总时长已达到理论最小值 15 h。当折扣因子取值为 10 000 p.u.(代替无穷大)时,故障恢复在恢复过程中占主导地位,故障恢复总时长为 15 h,而全时段负荷恢复总量明显低于折扣因子取值为 60 p.u. 时的仿真结果,这是由于在利用 CPLEX 求解 MILP 模型时,对偶间隙造成最优解误差,使得负荷恢复率较低,因此,折扣因子过大会放大优化求解器的求解误差,损失决策的最优性。综上分析,为保证决策合理性,需对折扣因子合理取值,使得全时段负荷恢复总量和故障恢复总时长均能满足实际恢复要求。

4.4 求解效率分析

本节针对 4.2 节设置的 4 种算例进一步开展计算效率的定量分析。表 2 展示了不同算例下的求解效率,其中在算例 D 下分别采用直接法和广义 Benders 分解算法对原问题进行求解。由表可知,不同算例的求解效率呈现显著差异。

表 2 求解效率对比

Table 2 Comparison of solving efficiency

算例	二元变量数	连续变量数	求解时间 / s
A	4 281	9 458	687
B	1 416	11 042	145
C	108+3 501	39+8 415	201
D(直接法)	4 917	11 543	912
D(广义 Benders 分解算法)	—	—	281

由表 2 可知:算例 A 排除快速可拆卸变压器的恢复过程,算例 B 排除网络重构开关决策,2 种算例下 MILP 模型对应的二元变量分别削减 12.9 % 和 71.2 %,求解时间分别提升至原来的 1.32 倍和 6.2 倍;算例 C 将原问题解耦划分为修复决策和电力调度决策 2 个独立子问题,同样减少了模型变量数,求解时间较短;算例 D 的原问题涉及网络重构和 3 类故障,二元变量较多,直接求解耗时较长,而采用广义 Benders 分解算法有效剪枝可行解空间,相较于直接法,广义 Benders 分解算法将求解效率提升至原来的 3.25 倍,广义 Benders 分解算法通过主问题与子问题的迭代求解,有效降低了原混合整数规划问题的求解复杂度。通过以上分析可以得出 2 个重要结论:网络重构是影响求解效率的主要因素,占用了较多的计

算资源;变电站-配电网故障恢复模型涉及较多二元变量,广义 Benders 分解算法可有效提升求解效率。

5 结论

本文提出考虑快速可拆卸变压器的变电站-配电网协同故障恢复方法:在故障后,预先存放在快速可拆卸变压器的每个模块被从存储基地运送到不同的故障节点,使变电站大型变压器能够分模块恢复;基于“运输—维修”二阶段恢复策略,实现了快速可拆卸变压器、线路、小型配电变压器 3 类故障快速恢复;建立变电站-配电网故障恢复优化模型,并利用广义 Benders 分解算法进行求解。将该方法应用于改进的 141 节点配电网,仿真结果表明,相较于传统的变电站恢复方法,该方法应用快速可拆卸变压器,使最大负荷恢复率由 51.14 % 提高到 100 %,通过网络重构充分考虑变电站-配电网系统的协同恢复,使最大负荷恢复时长从 20 h 缩短到 14 h,采用广义 Benders 分解算法求解的速度提高至直接法的 3.25 倍。综上所述,该方法有效缩短了变电站-配电网系统故障恢复时间,提高了负荷恢复率,且具有更高的求解效率。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 丁涛,杨岳洋,汪顺其,等. 配电网拓扑重构下辐射状约束建模综述[J/OL]. 电网技术. (2025-02-26)[2025-06-08]. <https://link.cnki.net/doi/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.2167>.

[2] WANG Y Z, CHEN C, WANG J H, et al. Research on resilience of power systems under natural disasters: a review[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(2): 1604-1613.

[3] 京报网. 四川泸定 6.8 级地震造成多处电力设施受损,抢修加紧进行中[EB/OL]. (2022-09-06)[2025-04-21]. <https://news.bjd.com.cn/2022/09/06/10148090.shtml>.

[4] 武星,田雪乔,霍鑫. 人民至上[N]. 国家电网报, 2021-08-25(1).

[5] 唐永兰,徐桂荣,唐国瑛,等. “23.7”华北特大暴雨过程小时强降雨时空分布特征[J]. 大气科学学报, 2024, 47(5): 778-788. TANG Yonglan, XU Guirong, TANG Guoying, et al. Temporal and spatial distribution characteristics of hourly heavy rainfall of the “23.7” heavy rainstorm event in North China[J]. Transactions of Atmospheric Sciences, 2024, 47(5): 778-788.

[6] 毛志鹏,孙建军,黄志强,等. 考虑闭式潮流优化分布的主动配电网供电恢复方法[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(8): 109-115. MAO Zhipeng, SUN Jianjun, HUANG Zhiqiang, et al. Power supply recovery method of active distribution network considering optimal distribution of closed-loop power flow[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(8): 109-115.

[7] 王则凯,丁涛,李立,等. 美国加州地区提高山火灾害下电网弹性的公共安全停电政策和措施[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(3): 36-44. WANG Zekai, DING Tao, LI Li, et al. Policies and measures of public safety power shutoff for enhancing grid resilience under catastrophic wildfire in California state of America[J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42(3): 36-44.

- [8] DING T, WANG Z K, JIA W H, et al. Multiperiod distribution system restoration with routing repair crews, mobile electric vehicles, and soft-open-point networked microgrids[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(6): 4795-4808.
- [9] NIMALSIRI N I, RATNAM E L, PERERA M, et al. Distributed coordination of electric vehicles in unbalanced distribution grids: enhancing resilience to peer-to-peer communication failures[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2025, 61(2): 1887-1895.
- [10] WANG Z, DING T, MU C, et al. A distributionally robust resilience enhancement model for transmission and distribution coordinated system using mobile energy storage and unmanned aerial vehicle[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2023, 152: 109256.
- [11] 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.
- [12] LIU X R, WANG H, SUN Q Y, et al. Research on fault scenario prediction and resilience enhancement strategy of active distribution network under ice disaster[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 135: 107478.
- [13] SHABANIAN-POODEH M, HOOSHMAND R A, SHAFIE-KHAH M. Risk-constrained strategic resilience enhancement of power distribution and natural gas systems through G2P and P2G planning and distributed load restoration against flood[J]. Sustainable Cities and Society, 2024, 112: 105618.
- [14] WANG Z K, DING T, ZHANG X S, et al. Multi-period resilient model for VSC-based AC-DC HDS considering public-safety power shutoff to mitigate wildfires[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2024, 10(2): 821-833.
- [15] 付兴, 谭向鹏, 李钢, 等. 基于深度学习的变电站互联电气设备地震易损性高效评估方法研究[J/OL]. 工程力学. (2025-04-07) [2025-06-07]. <https://kns.cnki.net/kcms/detail/11.2595.03.20250407.1517.035.html>.
- [16] 曹辰, 王增平. 极端天气对新型电力系统的影响及应对措施思考[J]. 南方能源建设, 2025, 12(1): 43-57. CAO Chen, WANG Zengping. Reflections on the impact of extreme weather on new power systems and countermeasures[J]. Southern Energy Construction, 2025, 12(1): 43-57.
- [17] 梁振锋, 闫俊杰, 李江峰, 等. 极端暴雨灾害下城市配电网风险评估方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4180-4190. LIANG Zhenfeng, YAN Junjie, LI Jiangfeng, et al. Risk assessment of urban distribution network under extreme rainstorm disasters[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4180-4190.
- [18] 胡晓宇, 陈皓, 刘守豹. 不同接地方式下变压器35 kV绕组外部过电压特性分析及防治措施[J]. 电瓷避雷器, 2023(2): 95-103. HU Xiaoyu, CHEN Hao, LIU Shoubao. External overvoltage characteristics of 35 kV winding of transformer under different grounding modes and prevention measures[J]. Insulators and Surge Arresters, 2023(2): 95-103.
- [19] 林凌云, 陈青, 金磊, 等. 基于知识图谱的变电站告警信息故障知识表示研究与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(12): 90-99. LIN Lingyun, CHEN Qing, JIN Lei, et al. Research and application of substation alarm signal fault knowledge representation based on knowledge graph[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(12): 90-99.
- [20] 赵学华. 基于移动变电站的旁路不停电检修技术应用与研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2017. ZHAO Xuehua. Application and research of uninterruptible power bypass maintenance technology based on mobile substation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2017.
- [21] Siemens. Mobile microgrids: the ultimate emergency backup power source for critical government and defense operations[EB/OL]. [2025-06-06]. <https://www.siemensgovt.com/insights/articles/article-mobile-microgrids>.
- [22] 桑萍, 崔志永. 我市首座车载移动变电站投运, 鹤壁电网迎峰度夏又添“生力军”[EB/OL]. (2025-05-30) [2025-06-06]. https://hbrb.hebiw.com/pc/con/202505/30/content_26332.html.
- [23] 郭步丞. 移动式变电站在呼市供电局的应用研究[D]. 北京: 华北电力大学, 2019. GUO Bucheng. Application research of mobile substation in Hohhot power supply bureau[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2019.
- [24] WANG S Q, DING T, SHAHIDEHPOUR M, et al. Optimal capacity planning for manufacturing, transportation, and replacement of quickly-detachable transformer modules in substations of resilient distribution networks[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2024, 60(2): 2012-2024.
- [25] 张筱慧, 潘永超, 张璐, 等. 考虑综合能源聚合商与配电公司利益均衡的配电网故障恢复方法[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(3): 38-45, 62. ZHANG Xiaohui, PAN Yongchao, ZHANG Lu, et al. Distribution network fault recovery method considering balance of interests between integrated energy aggregators and power distribution company[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(3): 38-45, 62.
- [26] WANG Y, XU Y, LI J X, et al. Dynamic load restoration considering the interdependencies between power distribution systems and urban transportation systems[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2020, 6(4): 772-781.
- [27] DING T, LIN Y L, BIE Z H, et al. A resilient microgrid formation strategy for load restoration considering master-slave distributed generators and topology reconfiguration[J]. Applied Energy, 2017, 199: 205-216.
- [28] SHERALI H D, FRATICELLI B M P. A modification of Benders' decomposition algorithm for discrete subproblems: an approach for stochastic programs with integer recourse[J]. Journal of Global Optimization, 2002, 22(1): 319-342.
- [29] ZHENG Q P, WANG J H, PARDALOS P M, et al. A decomposition approach to the two-stage stochastic unit commitment problem[J]. Annals of Operations Research, 2013, 210(1): 387-410.
- [30] KHODR H M, OLSINA F G, DE OLIVEIRA-DE JESUS P M, et al. Maximum savings approach for location and sizing of capacitors in distribution systems[J]. Electric Power Systems Research, 2008, 78(7): 1192-1203.

作者简介:

汪顺其(2001—), 男, 博士研究生, 主要研究方向为主动配电网恢复控制、优化运行(E-mail: sqwang2020@stu.xjtu.edu.cn);

丁涛(1986—), 男, 教授, 博士, 通信作者, 主要研究方向为电力系统经济运行、电力市场、能源经济等(E-mail: tding15@xjtu.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Substation-distribution network cooperative fault recovery method considering quickly-detachable transformer

WANG Shunqi¹, DING Tao¹, DING Yujie², YANG Yueyang¹, ZHAO Huanbei², ZHAO Dongning²

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. State Grid Qinghai Electric Power Research Institute, Xining 810000, China)

Abstract: The substation fault will lead to the paralysis of distribution network within the supply area, resulting in widespread power outage. Therefore, a substation-distribution network cooperative fault recovery method considering quickly-detachable transformer is proposed. A fault recovery framework under the application of quickly-detachable transformer is constructed, the recovery mechanism of transformer in the substation is elucidated. A “transport-repair” two-stage recovery strategy is proposed, which covers three types of faults of quickly-detachable transformer faults, line faults, and small distribution transformer faults. Considering the network reconfiguration, an optimization model for substation-distribution network fault recovery is established, and the generalized Benders decomposition algorithm is used for solution. The simulation is carried out based on a modified 141-node distribution network example to validate the effectiveness of the proposed method. The simulation results show that the proposed method can effectively shorten the fault recovery time of substation-distribution network system, improve the load recovery rate, and has higher solving efficiency.

Key words: distribution network; fault recovery; quickly-detachable transformer; line repair; substation

(上接第 83 页 continued from page 83)

Resilience enhancement strategy of UIES under extreme cold weather considering electric and thermal demand substitution

ZHU Zhaiqi¹, CAI Sheng¹, XIE Yunyun¹, WU Hao², CHANG Kang³, YU Chen³

(1. School of Automation, Nanjing University of Science and Technology, Nanjing 210094, China;

2. State Key Laboratory of Intelligent Power Distribution Equipment and System, Tianjin University, Tianjin 300072, China;

3. NARI Group Corporation (State Grid Electric Power Research Institute), Nanjing 211106, China)

Abstract: To enhance the resilience of urban integrated energy system (UIES) by leveraging flexible resources at load side under extreme cold weather, a resilience enhancement strategy of UIES considering electric and thermal demand substitution is proposed. By considering the thermal inertia of buildings and the fuzzy nature of users' comfort, an electric-thermal coupled load demand model is constructed under extreme cold weather. For scenarios in which the UIES loses the supply from main grid due to faults, a decision analytical model for islanded micro-energy grid topology is established based on virtual power flow. On this basis, an optimization model for UIES resilience operation is formulated, aiming to maximize the multivariate load recovery while maintaining user's comfort, with the consideration of complementary and substitution relationship between electric and thermal loads. The model is further linearized and transformed into a mixed integer linear programming problem for efficient solution. The simulation analysis is conducted on a test system consisting of the IEEE 33-node power distribution network and 43-node thermal network. The results demonstrate that the proposed method can effectively utilize the demand substitution ability between electrical and thermal loads to increase the load recovery by 18.07% in UIES, while maintaining indoor temperature of buildings at a higher level.

Key words: extreme cold weather; urban integrated energy system; resilience enhancement; thermal inertia of buildings; electric and thermal demand substitution