

面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型

汪颖¹,周原¹,张姝¹,张华赢²,李鸿鑫²,汪清²

(1. 四川大学电气工程学院,四川成都 610065;2. 深圳供电局有限公司,广东深圳 518000)

摘要:线路改造是在电网侧进行电压暂降治理的主要方式之一。为了经济、合理地确定线路的改造位置和治理方式,建立了面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型。针对断路器重合闸和熔断器配合保护的配电网,考虑故障位置、故障类型等因素,讨论分析了10种典型的保护动作配合方式,评估了配电网电压暂降持续时间。结合传统电压暂降幅值的计算方法,计算线路改造治理方案的成本及效果。考虑用户电压暂降耐受能力,建立了用户生产中断次数评估模型。定义了电压暂降总支出,以总支出最小为目标,计及技术约束、经济约束、治理范围约束和风险域约束,建立了面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型,并基于人工蜂群算法进行模型求解。以IEEE 33节点系统为算例,考虑治理投资成本充足和不足2种场景,通过仿真验证了所提方法的正确性和实用性。

关键词:电能质量;电压暂降;配电网;线路改造;风险域;人工蜂群算法;模型

中图分类号:TM 726

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202010020

0 引言

电压暂降是最严重的电能质量问题之一,会导致敏感工业用户生产中断,造成严重的用户经济损失^[1]。高端用户向政府投诉电网公司的案例频发,电网公司采取线路改造等技术手段,在电网侧治理电压暂降问题是必然趋势。

通过改造线路以减少故障次数,是最直接和最根本的电压暂降治理手段。但是,目前电网公司几乎没有以电压暂降治理为目标的线路改造执行方案,主要存在以下三大问题尚未解决。

(1)治理位置。敏感用户往往接入电网中的某一个或某几个节点,存在多个敏感用户接入点地理位置分散的情况。围绕受电压暂降影响的关键母线和脆弱母线的定位难题,学者们开展了大量的研究^[2-4],文献[3-4]从监测和评估的角度出发,探索了电压暂降治理区域的估计方法。但是,以治理成本低、受益用户广为目标的治理位置筛选问题尚未得到解决。

(2)治理方式。降低电网故障率的线路治理方式包括线路电缆化、安装避雷器、加装屏蔽线、加装动物防护、修剪树木等^[5]。针对动物活动,可以采用动物守卫、电栅栏和装设声学装置等措施以减少短路故障;加装屏蔽线对减少雷电引起的故障有良好

的效果;文献[6]量化了带外皮的绝缘导线和树木修剪对系统可靠性的影响。各种治理方式的成本、治理效果、生命周期不同,如何选择最经济、合理、有效的方式,尽可能多地解决敏感用户的电压暂降问题尚未得到解决。

(3)治理方案的技术经济性。电压暂降治理区域的范围越大,意味着需要更高的投资成本和更好的治理效果。治理成本^[7]、用户因电压暂降承受的经济损失^[8]、治理效果等多因素共同影响着治理方案的技术经济性。如何系统地计算其技术经济性,保证投资效益最高的问题尚未得到解决。

因此,本文基于电压暂降幅值的计算方法和配电网的典型保护方案,建立了一种配电网电压暂降水平评估方法;基于用户电压暂降耐受曲线和各种线路治理技术的治理效果,建立了用户生产中断次数模型。考虑用户生产中断损失和治理成本,定义了电压暂降总支出,以电压暂降总支出最小为目标,计及技术约束、经济约束、治理范围约束和风险域约束,建立了面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型。采用人工蜂群ABC(Artificial Bee Colony)算法进行求解,明确治理线路和治理技术。根据所提模型合理选取最具技术经济性的治理方案,解决了电网侧电压暂降治理的位置估计、方式决策等问题。以IEEE 33节点系统为算例进行仿真验证,证明了所提方法的经济性和有效性。

1 电压暂降评估与线路改造

为了确定电压暂降治理方案的治理位置、治理方式等,确保最优的治理技术经济性,需确认敏感用户在治理前/后的暂降频次、经济损失以及治理技

收稿日期:2020-02-15;修回日期:2020-08-24

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51807126);中国南方电网有限责任公司科技项目(090000KK52180110)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51807126) and the Science and Technology Project of China Southern Power Grid Company Limited (090000KK52180110)

术的投资成本。

敏感用户的电压暂降耐受能力是暂降频次评估的关键,一般用电压耐受曲线 VTC (Voltage Tolerance Curve) 进行描述,如附录中图 A1 所示,当电压暂降的幅值 V 或持续时间 T 超出了敏感用户的耐受能力时,将导致正常生产的中断,造成用户经济损失 C_{loss} 。

某区域/园区电网内,所有敏感用户每年因电压暂降造成的损失 $C_{\text{loss_all}}$ 如式(1)所示。

$$C_{\text{loss_all}} = \sum_{u=1}^U C_{\text{loss_u}} N_{\text{trip_u}} \quad (1)$$

其中, U 为该区域内的敏感用户总数; $C_{\text{loss_u}}$ 为用户 u 因电压暂降导致生产中断后造成的平均单次经济损失,可由敏感用户的生产经验获得; $N_{\text{trip_u}}$ 为单位时段内用户 u 因电压暂降造成生产中断的次数,本文取 1 a 为单位时段。电网侧采取各项措施进行电压暂降治理的主要目的是减少 $N_{\text{trip_u}}$, 而减少用户中断次数的方法包括提高电压暂降幅值和缩短电压暂降持续时间。

1.1 电压暂降幅值评估

电压暂降幅值与网络拓扑结构、故障点位置、故障类型等因素有关。设电网节点总数为 N_B , 敏感用户接入节点 i , 电网线路总数为 N_L , 当电力系统任意位置发生短路故障时, 都可能导致节点 i 发生电压暂降。以线路 $j-k$ 上的点 f 发生短路故障为例, 如附录中图 A2 所示, 计算敏感用户接入节点 i 的电压幅值。首先定义故障距离 λ 为:

$$\lambda = L_{jf}/L_{jk} \quad 0 \leq \lambda \leq 1 \quad (2)$$

其中, L_{jf} 为线路起点 j 到故障点 f 的距离; L_{jk} 为线路起点 j 到终点 k 的距离。当 $\lambda=0$ 时, 表示节点 j 发生短路故障; 当 $\lambda=1$ 时, 表示节点 k 发生短路故障。为了计算节点 i 的电压幅值, 将故障点 f 设置为虚拟节点, 其与节点 i 间的互阻抗 Z_{fi} 及自阻抗 Z_{ff} 为:

$$\begin{cases} Z_{fi} = (1-\lambda)Z_{ji} + \lambda Z_{ki} \\ Z_{ff} = (1-\lambda)^2 Z_{jj} + 2\lambda(1-\lambda)Z_{jk} + \lambda^2 Z_{kk} + \lambda(1-\lambda)z_{jk} \end{cases} \quad (3)$$

其中, Z_{ji} 、 Z_{ki} 分别为线路起点 j 、终点 k 与敏感用户接入节点 i 之间的互阻抗; Z_{jj} 、 Z_{kk} 分别为线路起点 j 、终点 k 的自阻抗; Z_{jk} 为线路起点 j 和终点 k 之间的互阻抗; z_{jk} 为线路 $j-k$ 的单位线路阻抗。

将各序变量代入式(3), 求出虚拟节点与接入节点之间的各序互阻抗 $Z_{if(012)}$ 及自阻抗 $Z_{ff(012)}$ 后, 即可通过对称分量法计算不同故障类型下节点 i 的电压幅值。以 a 相为特殊相, 计算节点 i 的三相电压幅值 V_{iabc} 。

当点 f 发生单相故障时, 有:

$$\begin{cases} V_{ia} = V_{ia_pf} - \frac{Z_{if(0)} + Z_{if(1)} + Z_{if(2)}}{Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)} + 3R_f} V_{fa_pf} \\ V_{ib} = \omega^2 V_{ia_pf} - \frac{Z_{if(0)} + \omega^2 Z_{if(1)} + \omega Z_{if(2)}}{Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)} + 3R_f} V_{fa_pf} \\ V_{ic} = \omega V_{ia_pf} - \frac{Z_{if(0)} + \omega Z_{if(1)} + \omega^2 Z_{if(2)}}{Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)} + 3R_f} V_{fa_pf} \end{cases} \quad (4)$$

其中, $\omega = e^{j120^\circ}$ 为旋转因子; V_{ia_pf} 、 V_{fa_pf} 分别为发生故障前节点 i 、故障点 f 的电压; R_f 为故障电阻。

当点 f 发生两相故障时, 有:

$$\begin{cases} V_{ia} = V_{ia_pf} - \frac{Z_{if(1)} - Z_{if(2)}}{Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)} + 2R_f} V_{fa_pf} \\ V_{ib} = \omega^2 V_{ia_pf} - \frac{\omega^2 Z_{if(1)} - \omega Z_{if(2)}}{Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)} + 2R_f} V_{fa_pf} \\ V_{ic} = \omega V_{ia_pf} - \frac{\omega Z_{if(1)} - \omega^2 Z_{if(2)}}{Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)} + 2R_f} V_{fa_pf} \end{cases} \quad (5)$$

当点 f 发生两相接地故障时, 有:

$$\begin{cases} V_{ia} = V_{ia_pf} - \frac{Z_{if(1)}(Z_{ff(0)} + Z_{ff(2)} + 2R_f)}{Z_{ff(0)} + 2R_f Z_{ff(2)} + 3R_f^2} V_{fa_pf} - \frac{Z_{if(2)}(Z_{ff(0)} + R_f) - Z_{if(0)}(Z_{ff(2)} + R_f)}{Z_{ff(0)} + 2R_f Z_{ff(2)} + 3R_f^2} V_{fa_pf} \\ V_{ib} = \omega^2 V_{ia_pf} - \frac{\omega^2 Z_{if(1)}(Z_{ff(0)} + Z_{ff(2)} + 2R_f)}{Z_{ff(0)} + 2R_f Z_{ff(2)} + 3R_f^2} V_{fa_pf} - \frac{\omega Z_{if(2)}(Z_{ff(0)} + R_f) - Z_{if(0)}(Z_{ff(2)} + R_f)}{Z_{ff(0)} + 2R_f Z_{ff(2)} + 3R_f^2} V_{fa_pf} \\ V_{ic} = \omega V_{ia_pf} - \frac{\omega Z_{if(1)}(Z_{ff(0)} + Z_{ff(2)} + 2R_f)}{Z_{ff(0)} + 2R_f Z_{ff(2)} + 3R_f^2} V_{fa_pf} - \frac{\omega^2 Z_{if(2)}(Z_{ff(0)} + R_f) - Z_{if(0)}(Z_{ff(2)} + R_f)}{Z_{ff(0)} + 2R_f Z_{ff(2)} + 3R_f^2} V_{fa_pf} \end{cases} \quad (6)$$

其中, $Z_{ff} = Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)}$; $Z_{ff(0)} = Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)}$ 。

当点 f 发生三相故障时, 节点 i 的三相电压相等, a 相电压幅值为:

$$V_{ia} = V_{ia_pf} - \frac{Z_{if(1)}}{Z_{ff(1)} + 2R_f} V_{fa_pf} \quad (7)$$

1.2 电压暂降持续时间评估

由附录中图 A1 可知, $N_{\text{trip_u}}$ 的统计需要考虑到敏感用户的电压暂降耐受曲线以及每年对电网电压暂降水平的预估, 且对于具有相同电压暂降幅值的电压暂降事件而言, 电压暂降持续时间不同, 对敏感设备产生影响的后果也不尽相同。因此, 对电压暂降持续时间进行评估也成为电压暂降治理的关键。

1.2.1 配电网典型保护动作配合方式

电网的继电保护系统直接影响电压暂降事件的持续时间, 如环网中保护动作时限及动作随机性直

接影响电压暂降持续时间^[9-10],断路器(具有重合闸功能)和分段器在发生瞬时性故障和永久性故障时分别对上、下游节点会有不同的影响^[11],不同的保护类型动作特性也对电压暂降持续时间存在影响^[12]。本文针对一种带熔断器的中低压配电网,分析了采用主保护(具有重合闸功能的断路器)及熔断器相互配合进行线路保护时的电压暂降持续时间计算方法。

一种带熔断器的典型配电网结构如附录中图 A3 所示。故障可能发生在主馈线(故障 1)或支线(故障 2 或故障 3)上,并以用户 1 及用户 2 作为电压暂降过程的分析对象。配电网典型保护动作配合方式如表 1 所示,考虑故障类型、保护配合等因素,分析了用户 1 和用户 2 受故障的影响及经历电压暂降的情况。

表 1 配电网典型保护动作配合方式

Table 1 Typical protection operation coordination modes of distribution network

编号	故障类型	故障位置	保护动作配合方式	
			主保护	熔断器
1	瞬时性故障	主馈线	动作	不动作
2			不动作	不动作
3		支线	不动作	不动作
4			不动作	动作
5			动作	不动作
6			不动作	动作
7	永久性故障	主馈线	动作	不动作
8			不动作	动作
9		支线	动作	不动作
10			不动作	动作

(1)当主馈线或支线发生瞬时性故障时,保护分别可能有 2 种或 4 种动作配合方式。

a. 配合方式 1:故障 1 为瞬时性故障,检测到故障电流后,主保护(具有重合闸功能的断路器)清除故障,熔断器不动作。此时的电压暂降曲线如图 1(a)所示,用户 2 经历一次持续时间为重合闸保护定值的电压暂降事件(浅暂降),随着保护动作,用户 2 的供电电压恢复正常;用户 1 在故障发生时经历一次深暂降,主保护分闸动作时经历一次短时中断,随着重合闸成功,故障得以清除,用户 1 的电压恢复正常。

b. 配合方式 2:故障 1 为瞬时性故障,还未到达主保护的動作时间,故障就自清除;熔断器不动作。此时的电压暂降曲线如图 1(b)所示,用户 1 经历一次深暂降的同时用户 2 经历一次浅暂降,暂降持续时间为 T_x (即故障自清除时间),且有 $T_x < T_{\text{mian}}$ (T_{mian} 为主保护的動作时间)。

c. 配合方式 3:故障 2 或故障 3 为瞬时性故障,故障电流值未达到熔断器发热熔断限值,在 T_x 时间内故障自清除,由于 $T_x < T_{\text{mian}}$,主保护未动作。此时

用户 1 与用户 2 所经历的电压暂降情况与配合方式 2 类似,见图 1(b)。

d. 配合方式 4:故障 2 为瞬时性故障,在故障未自清除之前,故障电流值达到熔断器发热熔断限值,熔断器在 T_r (T_r 不是确定值,由支线故障电流大小决定)时刻切断支线;由于 $T_r < T_x < T_{\text{mian}}$,主保护未动作。此时用户 1 与用户 2 所经历的电压暂降情况与配合方式 2 类似,见图 1(b)。

e. 配合方式 5:故障 2 或故障 3 为瞬时性故障,故障电流值未达到熔断器发热熔断限值,在故障还未自清除之前就到达主保护動作时间 ($T_x > T_{\text{mian}}$),主保护分闸期间故障自清除,主保护重合闸成功。此时用户 1 与用户 2 所经历的电压暂降情况与配合方式 1 类似,见图 1(a)。

f. 配合方式 6:故障 3 为瞬时性故障,在故障未自清除之前,故障电流值达到熔断器发热熔断限值。此时的电压暂降曲线如图 1(c)所示,用户 1 经历一次长时中断,用户 2 经历一次浅暂降。

(2)当主馈线或支线发生永久性故障时,保护分别可能有 1 种或 3 种动作配合方式。

a. 配合方式 7:故障 1 为永久性故障,检测到故障电流后,主馈线保护动作,由于故障未能自清除,重合闸失败,断路器再次断开且不再闭合。此时的电压暂降曲线如图 1(d)所示。对于用户 2 而言,其在故障期间会经历一次浅暂降,断路器分闸后恢复正常供电;断路器合闸时,经历第二次浅暂降;断路器再次分闸后,恢复正常供电。对于用户 1 而言,其在故障期间会经历一次深暂降;随着断路器分闸动作,经历一次短时中断;断路器重合闸期间经历第二次深暂降;断路器永久分闸后,经历长时中断。

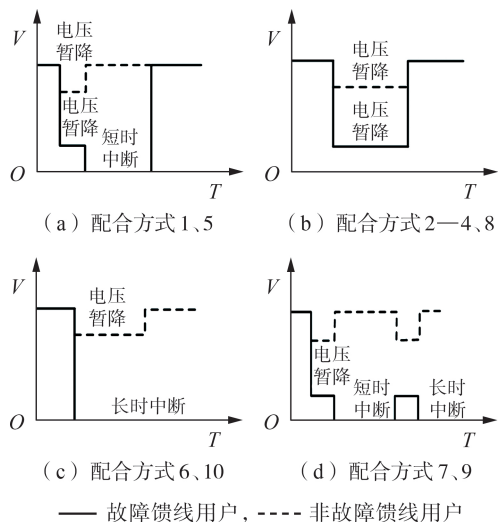


图 1 故障类型、保护动作配合方式对电压暂降的影响

Fig.1 Influence of fault types and protection operation coordination modes on voltage sag

b. 配合方式 8:故障 2 为永久性故障,故障电流

值达到熔断器发热熔断限值,熔断器先于主馈线保护动作,切断故障支线。此时用户1经历一次深暂降,用户2经历一次浅暂降,暂降持续时间为 T_r ,电压暂降情况与配合方式2类似,见图1(b)。

c. 配合方式9:故障2或故障3为永久性故障,故障电流值达到熔断器发热熔断限值之前,主保护动作,与配合方式7类似,主保护重合闸失败,馈线1被切除。用户2经历2次浅暂降,用户1会依次经历深暂降、短时中断、深暂降和长时中断,见图1(d)。

d. 配合方式10:故障3为永久性故障,故障电流值达到熔断器发热熔断限值,故障3被熔断器清除。此时电压暂降曲线与配合方式6情况类似,用户1经历一次长时中断,用户2经历一次浅暂降,见图1(c)。

1.2.2 用户接入处的电压暂降持续时间

由图1可知,故障类型、保护动作配合方式、故障点位置、用户接入点位置等因素都会导致用户经历的电压暂降幅值和持续时间不同。为了确定不同暂降事件所导致的敏感用户生产中断次数 $N_{trip,u}$,本节从故障位置和用户接入点位置等角度进行分析。

(1) 敏感用户位于非故障馈线。

当主馈线发生故障时,保护动作配合方式可能为1、2、7,敏感用户(如图A3中的用户2)可能经历的电压暂降情况分别如图1(a)、(b)、(d)中的虚线所示。当支线发生故障时,保护动作配合方式可能为3—6、8—10。暂降持续时间 T_d 主要由主保护动作时间 T_{mian} 、熔断器熔断时间 T_r 和故障自清除时间 T_x 决定。

已知暂降持续时间 T_d ,可对比其对应的敏感设备耐受幅值 $f_{VTC}(T_d)$,判断设备是否中断。如附录中图A1所示,当发生持续时间为200 ms的暂降时,设备能耐受的电压幅值 $f_{VTC}(200)=0.4$ p.u.,点a处的暂降幅值高于0.4 p.u.,该设备正常运行;点b处的暂降幅值低于0.4 p.u.,该设备会发生生产中断。 $N_{trip,u}$ 的具体取值如表2所示。

表2 非故障馈线敏感用户的生产中断次数

Table 2 Number of production interruption for sensitive users located in non-fault feeders

故障点位置	保护动作配合方式	T_d	$N_{trip,u}$	
			$V > f_{VTC}(T_d)$	$V \leq f_{VTC}(T_d)$
主馈线	1	T_{mian}	0	1
	2	T_x	0	1
	7	$2T_{mian}$	0	1
	3	T_x	0	1
支线	4	T_r	0	1
	5	T_{mian}	0	1
	6	T_r	0	1
	8	T_r	0	1
	9	$2T_{mian}$	0	1
	10	T_r	0	1

其中,当保护动作采取配合方式7和9时,位于非故障馈线的敏感用户会经历2次电压暂降,第一次电压暂降的持续时间为主保护的定值 T_{mian} ,之后断路器断开 T_{rec} 时间后再次合闸,合闸后仍检测到故障电流,在 T_{mian} 时间后,断路器永久断开。理论上,当暂降幅值低于 $f_{VTC}(T_{mian})$ 时,用户会发生2次中断,但表2中只记为1次,这是因为当用户在经历第一次暂降发生中断后,一般不太可能在秒级的时间尺度内恢复正常生产(T_{rec} 一般为3~5 s),当第二次暂降发生时,用户还处于第一次暂降导致的中断状态,所以用户实际生产中断1次。

(2) 敏感用户位于故障馈线。

当主馈线或支线发生故障时,敏感用户(如图A3中的用户1)的生产中断次数 $N_{trip,u}$ 如表3所示。以主馈线发生故障为例,当保护动作采取配合方式1时,敏感用户首先经历一次持续时间为 T_{mian} 的电压暂降,再经历一次持续时间为 T_{rec} 的短时中断(大约3~5 s),之后恢复正常供电。根据现有敏感设备耐受能力的测试结果^[13],典型敏感设备不能耐受3~5 s的短时中断,所以不管持续时间为 T_{mian} 的电压暂降的幅值大小如何,用户都会因短时中断而遭遇生产中断。如果电压暂降已经导致用户生产中断,则短时中断并不会造成生产的第二次中断。所以,当保护采取配合方式1时,敏感用户的生产一定会发生一次中断。当采取配合方式7时,用户经历了持续时间为 T_{mian} 的暂降以及持续时间为 T_{rec} 的短时中断后,会再经历一次持续时间为 T_{mian} 的暂降(重合闸)和一次持续时间为 T_{long} 的长时中断(重合闸失败后,断路器断开),本文记敏感用户发生一次生产中断。支线发生故障的情况不再赘述。

表3 故障馈线敏感用户的生产中断次数

Table 3 Number of production interruption for sensitive users located in fault feeders

故障点位置	保护动作配合方式	T_d	$N_{trip,u}$	
			$V > f_{VTC}(T_d)$	$V \leq f_{VTC}(T_d)$
主馈线	1	$T_{mian} + T_{rec}$	1	1
	2	T_x	0	1
	7	$2T_{mian} + T_{rec} + T_{long}$	1	1
	3	T_x	0	1
支线	4	T_r	0	1
	5	$T_{mian} + T_{rec}$	1	1
	6	—	1	1
	8	T_r	0	1
	9	$2T_{mian} + T_{rec} + T_{long}$	1	1
	10	—	1	1

1.2.3 其他典型配电网保护配合方式与持续时间计算

现阶段我国中压配电网典型的接线方式种类较多,架空线路的典型接线方式包括单电源辐射式接

线、单联络接线的手拉手环式接线及多种类型的分段两联络式接线等;电缆线路的典型接线方式包括单(双)环网接线、双电源辐射开关站接线、双并双环网开关站接线及 N 供 1 备式中的 2 供 1 备式和 3 供 1 备式等。本节针对架空线路的手拉手环式接线方式及电缆线路的 2 供 1 备式接线方式,提出中压配电网中电压暂降持续时间的计算方法。

某典型手拉手环式架空线路接线方式如附录中图 A4 所示。架空线路采用“闭环设计,开环运行”的方式,并考虑就地控制的馈线自动化实现方式。基于重合器的馈线自动化一般通过多级重合器、重合器与分段器相配合或者重合器与熔断器相配合的方式实现。针对图 A4 所示的典型架构,考虑由重合器、分段器及熔断器相配合的馈线自动化方式,设其动作时间分别为 T_{mian} 、 T_f 、 T_r ,计算该配合方式下电压暂降的持续时间。

当发生瞬时性故障时,手拉手环式电网的电压暂降持续时间计算方法与 1.2.1 节中的计算方法类似。当发生永久性故障时,需考虑重合闸与分段器相配合下的故障隔离与恢复过程。

设故障隔离后的网络拓扑如附录中图 A5 所示。当发生永久性故障 f_1 时,用户 1—3 经历 2 次重合闸及分段器的开闭过程,经历的暂降持续时间及用户生产中断分析与 1.2.1 节类似,暂降持续时间应增加分段器的开闭时间;用户 4、5 因受分段器隔离导致生产中断;用户 6 经历 2 次重合闸及分段器开闭过程与联络开关的闭合过程后,由电源 S_2 恢复供电;用户 7—11 由电源 S_2 供电而不受故障影响。

当发生永久性故障 f_2 时,若故障在重合闸动作前先被熔断器隔离,重合闸及分段器不动作,则用户 4、5 发生生产中断,用户 1—3、6 发生持续时间为熔断时间的电压暂降,用户 7—11 不受故障的影响;若故障在 1 次重合闸及分段器动作前被熔断器隔离,则用户 1—3、6 经历一次重合闸及分段器开闭过程,遭受持续时间为 $T_{\text{mian}} + T_f$ 的电压暂降,用户 4、5 发生生产中断;若故障在 1 次重合闸及分段器闭合前未被熔断器清除,则电压暂降持续时间的分析与发生故障 f_1 时类似。

某典型 2 供 1 备式电缆线路连接方式如图 2 所示,图中 S_3 为备用电源。当发生瞬时性故障时,2 供 1 备式电网的电压暂降持续时间的计算方法与 1.2.1 节中的方法类似。当发生永久性故障 f_1 时,情况与手拉手环式接线方式类似,用户 1—3 经历 1 次电压暂降,持续时间为 $2T_{\text{mian}} + 2T_f$,用户 4、5 遭受生产中断。不同的是,在联络开关闭合后,用户 6 由备用电源 S_3 恢复供电,在开关闭合前,用户 6 遭遇一次持续时间为 $2T_{\text{mian}} + 2T_f + T_s$ 的电压暂降,其中 T_s 为联络开关的闭合时间。若永久性故障能够在重合闸 1 次动

作前被熔断器清除(如故障 f_2),则用户 6 仍由电源 S_1 恢复供电。

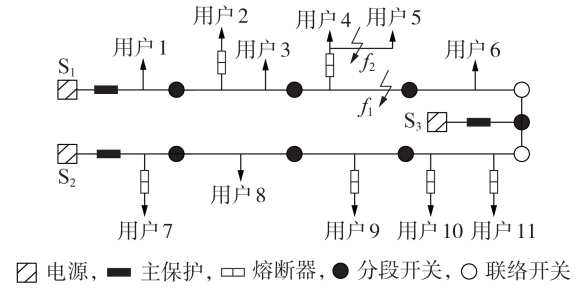


图 2 2 供 1 备式电缆线路连接方式

Fig.2 Two-supply one-spare connection mode of cable line

1.3 治理技术与用户生产中断次数模型

1.3.1 治理技术分类

减少电压暂降频次、降低用户中生产中断次数的主要途径是降低电网的故障率。电网短路故障的原因包括设备故障、树木触碰、雷击、动物接触、过负荷及人为事故等,由于地势、天气、区域发展建设等因素,不同地区的故障原因比例不等。不同故障原因导致的故障次数占线路总故障次数的比例 P_{reason} 如式(8)所示。

$$P_{\text{reason}} = \frac{N_{\text{reason}}}{N_{\text{fault}}} = \frac{N_{\text{reason}}}{\sum_{i=1}^{N_l} \sum_{l=1}^4 \alpha_{l,i} L_i} \quad (8)$$

其中, N_{reason} 为某区域中某种故障原因导致的故障次数; N_{fault} 为该区域线路的总故障次数; N_l 为该区域的线路总数; i 为短路故障类型; $\alpha_{l,i}$ 为第 l 条线路发生第 i 类故障的故障率,单位为次/(km·a); L_i 为第 l 条线路的长度。

设每年由树木触碰、雷击、动物接触及其他原因引发短路故障的次数占线路总故障次数的比例分别为 P_{tree} 、 P_{lig} 、 P_{ani} 、 P_{others} ,则可得:

$$\sum P_{\text{reason}} = P_{\text{tree}} + P_{\text{lig}} + P_{\text{ani}} + P_{\text{others}} = 1 \quad (9)$$

通常,某种具体的治理技术仅治理某种具体的故障原因,以降低由该原因引起的故障次数,如:安装动物防护可减少 50% 由动物接触等引起的短路故障;加装屏蔽线可减少 78% 由雷击引起的短路故障等;线路电缆化可避免树木触碰、雷击等外界因素引起的故障,仅本体发生故障和外力破坏等其他因素影响时,才会引起短路故障。

各种电压暂降治理技术及其治理效果如附录中表 A1 所示^[7]。由表 A1 可知,电压暂降治理技术能够针对性地减少相应故障原因导致的故障次数。某项电压暂降治理技术在考虑地区故障原因占比情况下的总体治理效果 P_m 为:

$$P_m = \frac{N_{\text{reason}} \delta_m}{N_{\text{fault}}} = P_{\text{reason}} \delta_m \quad (10)$$

其中, δ_m 为第 m 种治理技术不考虑地区故障原因占比时自身的治理效果。如避雷器的治理效果 $\delta = 78\%$, 设当地线路的故障率为 $1 \text{ 次}/(\text{km} \cdot \text{a})$, 其中由雷击引起的故障率为 $0.4 \text{ 次}/(\text{km} \cdot \text{a})$, 导致的短路故障占比 $P_{\text{lig}} = 40\%$, 则避雷器对当地故障的总体治理效果 $P_m = 31.2\%$, 治理后当地线路故障率为 $0.688 \text{ 次}/(\text{km} \cdot \text{a})$, 包含治理后由雷击引起的故障率 $0.088 \text{ 次}/(\text{km} \cdot \text{a})$ 和未治理时由其他原因引起的故障率 $0.6 \text{ 次}/(\text{km} \cdot \text{a})$ 。

1.3.2 用户生产中断次数模型

为了确认治理方案的治理位置及治理技术, 需建立用户生产中断次数模型对治理方案技术性进行分析。为了分析某区域治理方案的治理技术性, 本文采用故障点法估计电压暂降治理前、后该区域所有敏感用户因电压暂降导致的生产中断次数。故障点法将线路划分为若干分段, 每一分段为一个故障点, 该故障点引起的电压暂降幅值和持续时间可分别由 1.1 节和 1.2 节中的方法计算得到。结合该故障点的故障发生频率, 确定敏感用户 u 每年遭受电压暂降的次数, 如式(11)所示。

$$N_{\text{dip}_u} (V_{\min} \leq V \leq V_{\max}, T_{\min} \leq T \leq T_{\max}) = \sum_{l=1}^{N_l} \sum_{p=1}^{N_p} N_{\text{dip}_p} = \sum_{l=1}^{N_l} \sum_{p=1}^{N_p} \sum_{i=1}^4 \alpha_{l,i} L_l \gamma_p \quad (11)$$

其中, N_{dip_u} 为敏感用户 u 每年遭受的暂降幅值在 $[V_{\min}, V_{\max}]$ 范围内、持续时间在 $[T_{\min}, T_{\max}]$ 范围内的电压暂降事件总数; N_p 为每条线路上导致上述暂降特征的故障点总数; N_{dip_p} 为故障点 p 每年导致电压暂降的次数; γ_p 为故障点 p 所在线路分段内每年发生短路故障的概率。

对故障点 p 所在线路分段采取 M 种电压暂降治理技术后, 故障点 p 每年导致电压暂降的次数 N'_{dip_p} 为:

$$N'_{\text{dip}_p} = \sum_{i=1}^4 \alpha_{l,i} L_l \gamma_p \left(1 - \sum_{m=1}^M P_m \beta_m \right) \quad (12)$$

其中, β_m 为 0-1 变量, 当故障点 p 采取第 m 种治理技术时, $\beta_m = 1$, 否则 $\beta_m = 0$ 。

设故障点 p 发生故障时敏感用户 u 遭受暂降幅值为 V 、持续时间为 T_d 的电压暂降事件, 若暂降幅值和持续时间满足表 2 或表 3 所示关系, 则该次事件造成用户 u 生产中断。本文在计及电压暂降特征时, 以敏感用户 u 的电压耐受特性 f_{VTC} 作为阈值, 同时考虑了敏感用户 u 与故障点的位置关系以及配电网保护动作配合方式。根据表 2, 当敏感用户 u 位于非故障馈线时, 其遭受电压暂降导致的生产中断次数

N_{trip_u1} 为:

$$N_{\text{trip}_u1} (V \leq f_{\text{VTC}}(T_d)) = \sum_{l=1}^{N_{l_{\text{nf}}}} \sum_{p=1}^{N_p} N'_{\text{dip}_p} \quad (13)$$

其中, $N_{l_{\text{nf}}}$ 为电网中与敏感用户 u 不属于同一配电主馈线的所有线路数。

根据表 3, 当敏感用户 u 位于故障馈线时, 其遭受电压暂降导致的生产中断次数 N_{trip_u2} 为:

$$\begin{cases} N_{\text{trip}_u2} = N_{\text{trip}_u1} + N_{\text{trip}_u2}^2 \\ N_{\text{trip}_u2}^1 (V \leq f_{\text{VTC}}(T_d)) = \sum_{l=1}^{N_{l_{\text{nf}}}} \sum_{p=1}^{N_p} N'_{\text{dip}_p} \\ N_{\text{trip}_u2}^2 (V > f_{\text{VTC}}(T_d)) = \sum_{l=1}^{N_{l_{\text{f}}}} \sum_{p=1}^{N_p} N'_{\text{dip}_p} \end{cases} \quad (14)$$

其中, $N_{l_{\text{f}}}$ 为电网中与敏感用户 u 属于同一配电主馈线的线路数。当 $V \leq f_{\text{VTC}}(T_d)$ 时, 在任意保护动作配合方式下, 用户都会发生生产中断; 当 $V > f_{\text{VTC}}(T_d)$ 时, 仅在保护动作配合方式 1、5—7、9、10 下, 用户会发生生产中断。因此, 敏感用户 u 每年因电压暂降事件导致生产中断的次数为:

$$N_{\text{trip}_u} = N_{\text{trip}_u1} + N_{\text{trip}_u2} \quad (15)$$

1.4 电压暂降损失与治理成本

为了评估治理方案的技术经济性, 需对治理方案的治理成本与治理效益进行分析。电压暂降的治理成本与治理效益之间存在关联性, 如图 3(a) 所示。纵轴为用户单纯受电压暂降造成的经济损失, 由于电压暂降治理设备的接入不应导致用户遭受电压暂降的次数增加, 因此在无治理设备时用户的经济损失最大。同时, 治理投资成本越大、治理的故障原因越多、治理区域越广时, 用户经历的电压暂降次数就越少, 遭受的经济损失也越小, 所以经济损失与投资成本成反比关系。将经济损失与治理成本相加就得到电压暂降总支出曲线, 如图 3(b) 所示。

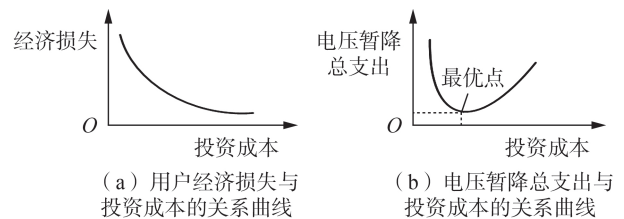


图3 电压暂降治理投资成本与治理效益

Fig.3 Investment costs and benefits of voltage sag governance

当投入较高的治理成本时, 虽然能大幅减少电压暂降所引起的经济损失, 但电压暂降总支出(投资成本与经济损失之和)可能较高, 甚至超出由电压暂降本身引起的经济损失; 反之, 当投资成本较小时, 治理范围小和治理手段单一等, 都可能难以大幅减少用户的经济损失, 电压暂降总支出仍可能居高不

下。由图3(b)可知,采取合理、经济的治理方案,针对性地减少用户的经济损失,从而减少电压暂降总支出的关键是明确投资成本最优点。本文以最小化电压暂降总支出为优化目标,研究电压暂降最优治理方案,达到以尽可能少的投入获得最优的治理效果。

2 线路改造优化模型

2.1 目标函数

本文定义电压暂降总支出为电压暂降治理投资成本与用户因电压暂降导致的经济损失之和。电网侧治理的最佳投资点应以年均电压暂降总支出最小为目标,如式(16)所示。

$$\min C = C_{\text{loss_all}} + C_{\text{cost}} \quad (16)$$

$$C_{\text{cost}} = \sum_{l=1}^{M_l} \sum_{m=1}^M C_{l,m} \beta_{l,m} / Y_m \quad (17)$$

其中, C_{cost} 为电压暂降治理技术的年均投资成本(治理技术的寿命周期为 Y_a); M_l 为实施电压暂降治理技术的线路总数; $C_{l,m}$ 为线路 l 采取第 m 种电压暂降治理技术的单位投资成本; $\beta_{l,m}$ 为 0-1 变量, 当线路 l 采取第 m 种电压暂降治理技术时, $\beta_{l,m}=1$, 否则 $\beta_{l,m}=0$; Y_m 为第 m 种电压暂降治理技术的寿命周期。各种电网侧电压暂降治理技术的投资成本如附录中表 A2 所示^[7]。

2.2 约束条件

2.2.1 技术约束

线路进行电缆化改造后,能较好地杜绝外物接触等导致的故障,不必再开展其他类型的电压暂降治理工作。所以,对于线路 l 上所采取的电压暂降治理技术而言,应有:

$$\beta_{l,m} = \begin{cases} 0 & m \neq 1 \\ 1 & m = 1 \end{cases} \quad (18)$$

其中, $m=1$ 表示线路 l 采取电缆化改造技术, $m \neq 1$ 表示线路 l 采取除电缆化外的其他电压暂降治理技术。

2.2.2 经济约束

由图3(b)可知,当超过电压暂降治理投资成本的最优点后,电压暂降总支出将随着治理成本的增加而不断上升。为了保证治理方案的实施效果,电压暂降总支出应小于不采取治理技术时用户的经济损失总和,则治理方案投资的经济约束如下:

$$C_{\text{loss_all}} + C_{\text{cost}} < C_{\text{loss_all0}} \quad (19)$$

其中, $C_{\text{loss_all0}}$ 为电网侧不采取任何电压暂降治理技术时,电网所有敏感用户每年遭受电压暂降造成的总损失。

2.2.3 治理范围约束

当距离敏感用户接入点较远的线路上发生短路故障时,不会导致用户生产中断。面向配电网电压

暂降的线路改造无需治理较远的线路,因此本文引入暂降域的概念,筛选某区域网络中会对所关心的敏感负荷的正常运行造成影响的线路,降低优化模型的维数,进行针对性的治理。

暂降域是针对某一节点,系统故障引起该节点的电压暂降幅值低于某电压阈值的区域,是由线路和节点构成的集合。本文采用文献[14]所提暂降域的计算方法,以敏感用户 u 电压耐受曲线 $f_{\text{VTC},u}(T_d)$ 的最大值作为暂降域的电压阈值,在暂降域内任意一点 f 发生故障时应满足:

$$\begin{cases} V_{u,f} \leq V_{\text{th},u} & f \in S_{\text{dip},u} \\ V_{\text{th},u} = \max \{ f_{\text{VTC},u}(T_d) \} \end{cases} \quad (20)$$

其中, $S_{\text{dip},u}$ 为敏感用户 u 的暂降域; $V_{u,f}$ 为故障点 f 发生故障时敏感用户 u 的电压; $V_{\text{th},u}$ 为敏感用户 u 的电压阈值。计算并合并所有敏感用户的暂降域,则治理线路 l 应在所有暂降域的并集 S 内,即:

$$\begin{cases} l \in S \\ S = \bigcup_{u=1}^U S_{\text{dip},u} \end{cases} \quad (21)$$

2.2.4 风险域约束

在实际的工程中,由于投资成本的限制,可能存在无法对暂降域 S 全面进行线路改造的情况,为此本文引入风险域的概念,以风险域作为治理范围约束,并依据风险域的风险等级确定治理技术的优先级。风险域为多个敏感用户暂降域的重合部分,如图4所示。图中, R_φ 为风险等级为 φ ($\varphi = 1, 2, 3$) 时的风险域,风险等级 φ 为该区域多个敏感用户暂降域的重合个数,可根据式(22)计算。

$$\begin{cases} \varphi = \sum_{u=1}^U \eta_{R,u} \\ \eta_{R,u} = \begin{cases} 0 & R \not\subseteq S_{\text{dip},u} \\ 1 & R \subseteq S_{\text{dip},u} \end{cases} \end{cases} \quad (22)$$

其中, $\eta_{R,u}$ 为判别系数,用于判断风险域 R 是否属于敏感用户 u 的暂降域 $S_{\text{dip},u}$,若属于则取值为1,否则取值为0。

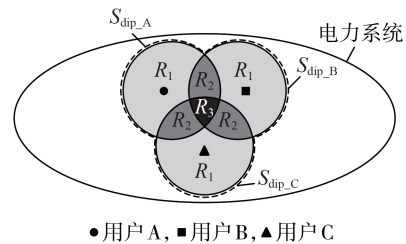


图4 暂降域与风险域

Fig.4 Sag domain and risk domain

风险等级越高,表示该区域发生故障时会导致更多的用户生产中断,同时也代表对该区域的治理将获得更大的收益。因此,在投资成本有限时应计

算得到投资成本足够完全治理的临界风险等级,先针对风险等级较高的区域进行优先治理。

当以暂降域 S 为治理范围,最优治理方案的投资成本 $C_{\text{cost_best}}$ 超出其投资限值 $C_{\text{cost_lim}}$ 时,先根据式(23)通过 $C_{\text{cost_lim}}$ 计算临界风险等级 φ_{lim} ,选择治理风险等级高于 φ_{lim} 的所有线路优先治理。

$$\begin{cases} \sum_{\varphi=\varphi_{\text{lim}}}^{\varphi_{\text{max}}} C_{\text{cost_}R_{\varphi}} \leq C_{\text{cost_lim}} \\ \sum_{\varphi=\varphi_{\text{lim}}-1}^{\varphi_{\text{max}}} C_{\text{cost_}R_{\varphi}} > C_{\text{cost_lim}} \end{cases} \quad (23)$$

其中, $C_{\text{cost_}R_{\varphi}}$ 为在风险域 R_{φ} 内进行治理的投资成本; φ_{max} 为风险等级 φ 的最大值。优先治理风险等级高于 φ_{lim} 的所有风险域内的待改造线路 l , 如式(24)所示。

$$l \in \bigcup_{\varphi=\varphi_{\text{lim}}}^{\varphi_{\text{max}}} R_{\varphi} (C_{\text{cost_best}} > C_{\text{cost_lim}}) \quad (24)$$

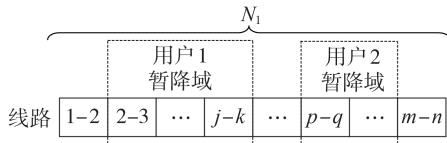
若风险域治理完成后存在投资余额,则尽可能多地对下一风险等级风险域内待治理的线路进行治理。

3 优化模型的求解算法

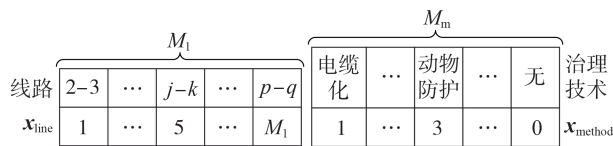
第2节建立了面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型,通过对电网中部分线路开展电压暂降治理,实现电网中所有敏感用户电压暂降总支出最小。该模型的决策变量包括线路编号及其治理技术,见式(25)。

$$\min C = f(\mathbf{x}_{\text{line}}, \mathbf{x}_{\text{method}}) \quad (25)$$

其中, $\mathbf{x}_{\text{line}}$ 为治理线路编号变量,首先根据2.2.3节中的治理范围约束减少 $\mathbf{x}_{\text{line}}$ 中包含的无效变量,提升求解算法的收敛速度。配电网线路和用户暂降域的编码方式如图5(a)所示,选择所有用户电压暂降域内的所有线路作为备选治理线路,并通过建立线路编号对应矩阵实现对备选治理线路的编码,本文采取整数型编码方式,如图5(b)所示。 $\mathbf{x}_{\text{method}}$ 为治理技术



(a) 配电网线路编号及用户暂降域



(b) 治理线路编号

(c) 治理技术编号

图5 优化模型的编码方案

Fig.5 Coding scheme of optimization model

变量,通过建立决策变量对应矩阵实现对治理技术及其所有可能组合的整数型编码,如图5(c)所示,图中 M_m 为备选治理技术及其组合方案总数。设共有 N_m 种治理技术,根据式(18)所示的技术约束条件可得:

$$\begin{aligned} M_m &= (C_{N_m}^0 + C_{N_m}^1 + \dots + C_{N_m}^{N_m-1} + C_{N_m}^{N_m}) - \\ &= (C_{N_m-1}^1 + \dots + C_{N_m-1}^{N_m-2} + C_{N_m-1}^{N_m-1}) = \\ &= 2^{N_m} - 2^{N_m-1} + 1 \end{aligned} \quad (26)$$

考虑到优化模型中的等式约束及不等式约束,面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型是电力系统中一种常见的整数非线性规划模型。传统的整数非线性规划问题的求解算法是数学解析方法,通常需要对非线性问题进行线性化,将其面向电网进行电压暂降治理优化问题求解时计算复杂度高。本文采用ABC算法进行优化模型求解。ABC算法是模拟蜂群采蜜机制产生的一种群集智能算法,对所求解问题的数学性质要求宽松,能有效处理各种多维、非线性等复杂的应用性规划问题,不受问题的具体领域、具体场景影响,具有良好的鲁棒性,求解结果具有良好的收敛性和均匀性,因此适用于求解多种场景下的线路改造优化模型。

文献[15]阐述了ABC算法的详细流程,本文不再赘述。根据ABC算法的原理,以备选治理线路总数 M_l 作为变量维数,对算法中的个体采用如附录中图A6所示的编码方式进行编码。图中, $\mathbf{x}$ 为维度是 M_l 的个体, $\mathbf{x}$ 的每一列元素与 $\mathbf{x}_{\text{line}}$ 的元素一一对应,代表备选治理线路, $\mathbf{x}$ 每一列中的元素为该列对应备选治理线路所采取的电压暂降治理技术 $\mathbf{x}_{\text{method}}$ 。

考虑到 $\mathbf{x}_{\text{method}}$ 为整数变量,元素的取值范围为 $[0, M_m]$,在使用ABC算法进行求解时需要将其转换为实数变量。本文通过式(27)将其转换为 $[0, 1]$ 范围内的实数变量 $\mathbf{y}_{\text{method}}$ 。

$$\mathbf{x}_{\text{method}} = R \{ [(M_m + 1)\mathbf{y}_{\text{method}}], M_m \} \quad (27)$$

其中, $[(M_m + 1)\mathbf{y}_{\text{method}}]$ 表示取不大于 $(M_m + 1)\mathbf{y}_{\text{method}}$ 的最大整数; $R \{ [(M_m + 1)\mathbf{y}_{\text{method}}], M_m \}$ 表示将向量 $[(M_m + 1)\mathbf{y}_{\text{method}}]$ 中所有大于 M_m 的元素替换为 M_m 。

完成对ABC算法中个体的编码,并由多个个体构建初始种群,进行模型的迭代求解。

4 算例分析

本文以IEEE 33节点系统为例进行验证计算。设节点16—18、21、29为敏感负荷接入节点,各敏感负荷用户的电压耐受曲线如图6所示(图中 V 为标幺值),各敏感负荷单次生产中断的损失成本如附录中表A3所示。

以各敏感负荷用户电压耐受曲线的最大值 $V_{\text{th},u}$ 作为暂降域的阈值,计算各敏感负荷用户的暂降域

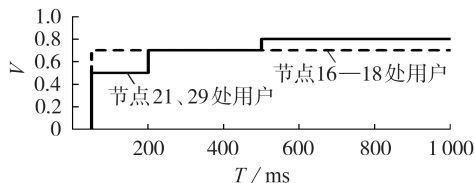


图6 敏感负荷用户的电压耐受曲线

Fig.6 VTCs of sensitive load users

及风险域如附录中图 A7 所示。其中在线路 1-2、2-3、2-19 上装设主保护,动作时间为 500 ms;在线路 3-23、6-7、6-26、21-22 上装设熔断器,用于电压暂降持续时间的仿真计算。

当 IEEE 33 节点测试系统发生单相故障、两相故障、两相接地故障及三相故障时,线路的平均故障率分别为 0.175、0.0425、0.0175、1.5 次/(km·a)^[16]。并设地区故障原因中 P_{tree} 、 P_{lig} 、 P_{ani} 、 P_{others} 分别为 14.5%、40%、45%、0.5%,瞬时性故障、永久性故障的发生比例分别为 70%、30%。

拟采用表 A1 中的电缆化、加装屏蔽线及加装动物防护 3 种技术作为备选治理方案,并同时考虑 3 种技术的组合方案。考虑到技术约束,电缆化技术无法与其他方案进行组合,本文共选取 4 种备选治理方案,计及地区故障原因占比与表 A1 中各治理技术不考虑地区故障原因时自身的治理效果 δ_m ,由式 (10) 计算得到各治理方案在考虑地区故障原因情况下的总体治理效果 P_m ,结果如表 4 所示。

表 4 电压暂降治理方案及其特征

Table 4 Voltage sag mitigation schemes and their characteristics

治理方案	$P_m / \%$	寿命周期 / a	投资成本 / (万元·km ⁻¹)
电缆化	99.5	20	80.00
加装屏蔽线	31.8	10	15.96
加装动物防护	22.5	5	0.14
加装屏蔽线+加装动物防护	54.3	10	16.14

4.1 场景 1:治理投资成本充足

设电压暂降治理投资成本无限制,电压暂降总治理周期为 20 a,在治理过程中,不同的治理方案根据其寿命周期进行更换。如在某段线路采用加设动物防护的治理方案,则需在总治理周期内每 5 a 更换动物防护措施,共计 4 次,以保证防护措施的有效性。

以暂降域并集 S 内的所有线路为备选治理线路,以表 4 中的电压暂降治理方案作为备选治理方案,建立面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型。通过 ABC 算法对优化模型进行求解,设置蜂群数量为 50,蜜源被抛弃的次数为 1 500,最大循环次数为 5 000。求解得到在投资成本充足的情况下最优电压暂降治理方案如附录中表 A4 所示,其中线

路 $j-k$ 的治理长度是指从起点 j 向终点 k 的被治理线路的长度。表 A4 明确了治理方案的治理位置及治理方式,为了进一步分析治理方案的技术经济性,需对治理前敏感负荷用户的经济损失进行对比分析。

治理前,5 位用户共发生生产中断 15.072 次/a,造成经济损失总和为 1 444.1 万元/a,如表 5 所示。采用电压暂降治理方案后,减少了 70.7% 的电压暂降总支出。电压暂降治理前、后效果对比见表 5。

表 5 电压暂降治理效果对比(场景 1)

Table 5 Comparison of voltage sag mitigation effect (Scenario 1)

敏感负荷用户接入节点	生产中断次数 / (次·a ⁻¹)		经济损失 / (万元·a ⁻¹)		治理后经济损失降低百分比 / %
	治理前	治理后	治理前	治理后	
16	3.887	0.995	388.7	99.5	74.4
17	3.859	1.002	385.9	100.2	74.0
18	3.845	0.998	384.5	99.8	74.0
21	0.656	0.237	59.0	18.9	67.9
29	2.825	0.599	226.0	53.9	76.2
总计	15.072	3.831	1 444.1	372.3	—

4.2 场景 2:治理投资成本有限

设电压暂降治理投资成本限值为 500 万元,电压暂降总治理周期为 20 a,在治理过程中,不同的治理方案根据其寿命周期进行更换。在该场景下,有限的投资成本不足以实现所有线路的改造方案,应优先对风险等级较高区域内的线路进行治理。由式 (23) 计算得到风险域临界等级为 5,对等级为 5 的风险域内所有线路依据最优方案进行线路改造,并根据投资成本限值对风险等级为 4 的风险域内部分线路进行改造,结果如附录中表 A5 所示,其中包括治理方案的治理位置及治理方式。

以线路 19-20 的改造为例,在场景 1 中,由于投资成本充足,其改造长度为线路全长 1.5 km;在场景 2 中,由于投资成本有限,仅改造了线路 19-20 中风险等级为 5 的一小段线路,长度为 0.14 km。

根据投资成本限值对部分线路优先采用电压暂降治理方案后,相较于治理前电压暂降总支出减少了 36.3%。电压暂降治理前、后效果对比见表 6。

表 6 电压暂降治理效果对比(场景 2)

Table 6 Comparison of voltage sag mitigation effect (Scenario 2)

敏感负荷用户接入节点	生产中断次数 / (次·a ⁻¹)		经济损失 / (万元·a ⁻¹)		治理后经济损失降低百分比 / %
	治理前	治理后	治理前	治理后	
16	3.887	2.410	388.7	241.0	37.9
17	3.859	2.410	385.9	241.0	37.5
18	3.845	2.410	384.5	241.0	37.3
21	0.656	0.393	59.0	31.4	46.7
29	2.825	1.569	226.0	141.2	46.9
总计	15.072	9.192	1 444.1	895.6	—

5 结论

(1)针对采取重合闸和熔断器相配合保护方式的配电网,考虑故障位置、故障类型等因素,分析了10种典型动作配合方式,建立了一种配电网电压暂降持续时间评估方法。

(2)为了确认治理方案的治理位置及治理技术,评估治理技术的治理效果,本文基于传统的电压暂降幅值计算方法和本文所建立的持续时间评估方法,计及用户电压暂降耐受能力,建立了用户生产中断次数评估模型。

(3)考虑用户生产中断经济损失和治理成本,定义了电压暂降总支出,以电压暂降总支出最小为目标,计及技术约束、经济约束、治理范围约束和风险域约束,构建了面向配电网电压暂降治理的线路改造优化模型。

(4)应用ABC算法实现模型求解,求取得到最优治理方案。基于IEEE 33节点系统进行算例仿真,同时考虑治理投资成本充足和治理投资成本有限2种场景,验证了本文所提方法的经济性和有效性。

(5)优化算法求取所得最优治理方案明确了配电网电压暂降治理的治理位置、治理方式以及治理技术经济性,验证了本文所提方法的有效性。本文所提方法能够为配电网电压暂降治理规划提供一定的指导和建议。

(6)本文围绕面向配电网电压暂降治理的电网线路改造优化方法展开研究,未考虑除线路改造以外的其他电网侧治理方式。优化保护配置、优化网络拓扑结构等都是电网侧可以开展的电压暂降治理技术,这将在未来的研究中进行进一步的探讨分析。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

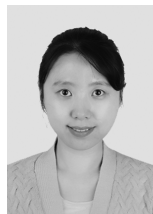
参考文献:

- [1] 李春海,李华强,刘勃江. 基于过程免疫不确定性的工业用户电压暂降经济损失风险评估[J]. 电力自动化设备,2016,36(12):136-142.
LI Chunhai, LI Huaqiang, LIU Bojiang. Risk assessment based on process immunity uncertainty for industrial customers' financial losses due to voltage sags[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(12): 136-142.
- [2] 马莉. 基于母线故障引起电压暂降的关键母线和脆弱母线辨识[J]. 科学技术与工程, 2014, 14(21): 98-103.
MA Li. Key busbars and vulnerable busbars identification based on voltage sag caused by busbar fault[J]. Science Technology and Engineering, 2014, 14(21): 98-103.
- [3] 石磊磊,贾清泉,孙海东,等. 基于数据驱动的电能质量分区治理策略[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(4): 992-1000.
SHI Leilei, JIA Qingquan, SUN Haidong, et al. Regional abatement strategy for power quality based on data driven[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(4): 992-1000.
- [4] LIU Yang, XIAO Xianrong, ZHANG Xiaoping, et al. Multi-objective optimal STATCOM allocation for voltage sag mitigation[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2020, 35(3): 1410-1422.
- [5] BOLLEN M H J. Understanding power quality problems: voltage sags and interruptions[M]. New York, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2000: 1-34.
- [6] KUNTZ P A, CHRISTIE R D, VENKATA S S. Optimal vegetation maintenance scheduling of overhead electric power distribution systems[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2002, 17(4): 1164-1169.
- [7] LIAO H L, MILANOVIĆ J V. Techno-economic analysis of global power quality mitigation strategy for provision of differentiated quality of supply[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 107: 159-166.
- [8] 赵会茹,欧大昌,李天友,等. 基于模糊隶属函数的电压骤降损失估算[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(11): 51-55.
ZHAO Huiru, OU Dachang, LI Tianyou, et al. Voltage sag loss estimation based on fuzzy membership function[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(11): 51-55.
- [9] 陈礼频,肖先勇,张志,等. 考虑保护时限特性的电压暂降频次评估[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(2): 113-119.
CHEN Lipin, XIAO Xianrong, ZHANG Zhi, et al. Voltage sags frequency assessment considering the time characteristic of protection system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(2): 113-119.
- [10] 陈礼频,肖先勇,汪颖,等. 考虑保护配合动作随机性的电压暂降频次评估[J]. 电网技术, 2012, 36(5): 132-138.
CHEN Lipin, XIAO Xianrong, WANG Ying, et al. Assessment on voltage sag frequency considering randomness of protection cooperation[J]. Power System Technology, 2012, 36(5): 132-138.
- [11] 张国华,杨京燕,张建华,等. 计及电压暂降和保护性能的配网可靠性算法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(1): 28-34.
ZHANG Guohua, YANG Jingyan, ZHANG Jianhua, et al. Arithmetic of distribution network reliability calculation in consideration of voltage sags and protective relays[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(1): 28-34.
- [12] 叶曦,刘开培,李志伟. 不确定条件下计及线路保护动作特性的电压暂降频次评估[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(3): 169-176.
YE Xi, LIU Kaipei, LI Zhiwei. Voltage sag frequency assessment considering action characteristics of line protection in uncertain conditions[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(3): 169-176.
- [13] 汪颖,周杨,莫文雄,等. 设备电压暂降耐受能力测试技术分析与测试规范建议[J]. 电力自动化设备, 2020, 40(2): 196-204.
WANG Ying, ZHOU Yang, MO Wenxiong, et al. Technical analysis and recommendation of test specification for equipment voltage sag tolerance test[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(2): 196-204.
- [14] PARK C H, JANG G. Stochastic estimation of voltage sags in a large meshed network[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2007, 22(3): 1655-1664.
- [15] 何尧,刘建华,杨荣华. 人工蜂群算法研究综述[J]. 计算机应用研究, 2018, 35(5): 1281-1286.
HE Yao, LIU Jianhua, YANG Ronghua. Survey on artificial bee colony algorithm[J]. Application Research of Computers, 2018, 35(5): 1281-1286.
- [16] BISWAS S, CHATTERJEE A, GOSWAMI S K. Optimal distribution of the CSEE, 2019, 39(4): 992-1000.

buted generation placement in shunt capacitor compensated distribution systems considering voltage sag and harmonics distortions[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2014, 8(5): 783-797.

作者简介:

汪颖(1981—),女,重庆人,副教授,博士,主要研究方向为电能质量与优质供电(E-mail:20312028@qq.com);



汪颖

周原(1997—),男,甘肃天水人,硕士研究生,主要研究方向为电能质量与优质供电(E-mail:2435333151@qq.com);

张姝(1988—),女,四川自贡人,助理研究员,博士,通信作者,主要研究方向为配电网保护与定位、电能质量与优质供电(E-mail:ZS20061621@163.com)。

(编辑 陆丹)

Optimization model of line reconstruction for voltage sag governance of distribution network

WANG Ying¹, ZHOU Yuan¹, ZHANG Shu¹, ZHANG Huaying², LI Hongxin², WANG Qing²

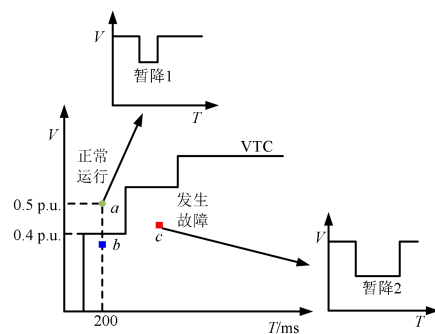
(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Shenzhen Power Supply Bureau Company Limited, Shenzhen 518000, China)

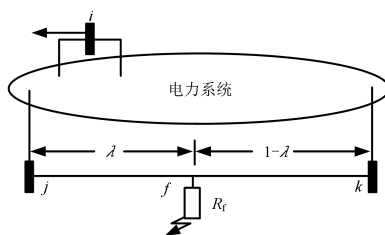
Abstract: Line reconstruction is one of the main ways of voltage sag governance in power grid side. In order to determine the reconstruction position and governance mode of lines economically and reasonably, an optimization model of line reconstruction oriented to the voltage sag governance of distribution network is established. For the distribution network with coordinated protection of circuit breaker reclosing and fuse, considering fault location, fault type and other factors, 10 typical protection operation coordination modes are discussed and analyzed, and the duration of voltage sag is evaluated. Combined with the traditional calculation method of voltage sag amplitude, the cost and effect of line reconstruction scheme are calculated. Considering the user's voltage sag tolerance, the evaluation model of user's production interruption times is established. The total voltage sag expenditure is defined, and the optimization model of line reconstruction for voltage sag governance of distribution network is established with the minimum total voltage sag expenditure as its objective, considering the technical constraints, economic constraints, governance region constraints and risk domain constraints. The model is solved by artificial bee colony algorithm. Taking the IEEE 33-bus system as an example, the correctness and practicability of the proposed method are verified by simulation considering two scenarios of sufficient and insufficient governance investment cost.

Key words: power quality; voltage sag; distribution network; line reconstruction; risk domain; artificial bee colony algorithm; models

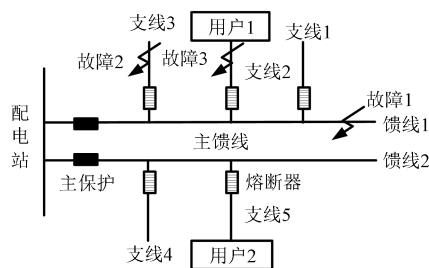
附录



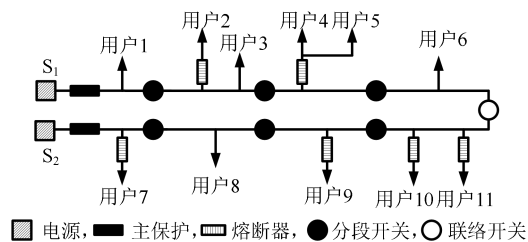
图A1 电压暂降对敏感负荷用户的影响
Fig.A1 Influence of voltage sag on sensitive load user



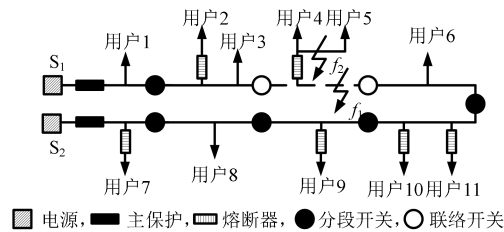
图A2 电网短路计算模型
Fig.A2 Short circuit calculation model of power grid



图A3 带有熔断器和重合闸装置的架空线路配电网
Fig.A3 Overhead distribution networks with fuses and reclosing devices



图A4 手拉手环式线路连接方式(故障前)
Fig.A4 Hand-in-hand line connection mode(pre-fault)



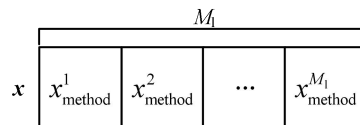
图A5 手拉手环式线路连接方式(故障后)
Fig.A5 Hand-in-hand line connection mode(post-fault)

表A1 电压暂降治理技术及其治理效果
Table A1 Voltage sag governance technologies and their governance effect

治理技术	治理效果
电缆化	减少 100%因接触和雷电导致的故障
加装屏蔽线	减少 78%的雷电故障
加装避雷器	减少 78%的雷电故障
加装动物防护	减少 50%由动物接触导致的故障
树木修剪	减少 20%由树木接触引起的故障
绝缘线路	减少 75%由雷电引起的故障，减少 100%由接触引起的故障

表A2 电网侧治理技术的投资成本
Table A2 Investment costs of grid side governance technologies

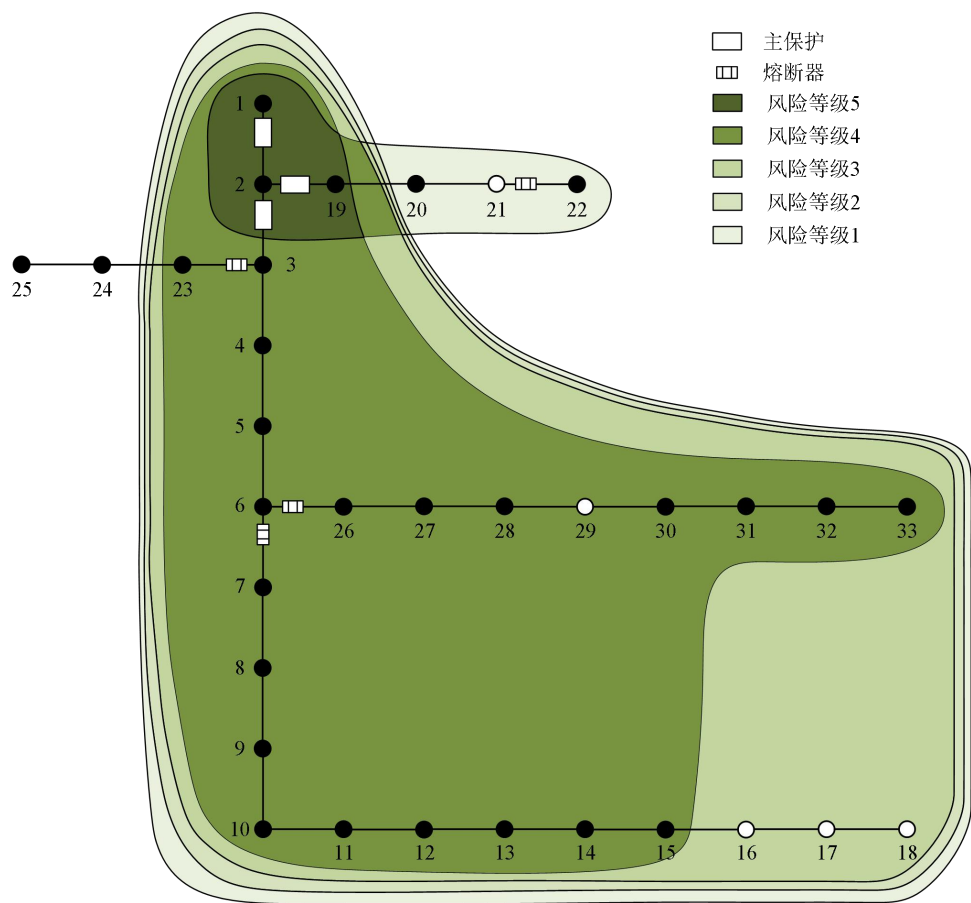
治理技术	投资成本	治理技术	投资成本
电缆化	80 万元/km	加装动物防护	0.14 万元/km
加装屏蔽线	15.96 万元/km	树木修剪	0.14 万元/次
加装避雷器	5.705 万元/km	绝缘线路	7 万元/km



图A6 ABC算法的编码方式
Fig.A6 Coding method of ABC algorithm

表A3 敏感负荷用户单次生产中断损失成本
Table A3 Loss cost of one industry production tripping for sensitive load users

敏感负荷用户接入节点	单次生产中断损失成本/万元	敏感负荷用户接入节点	单次生产中断损失成本/万元
16	100	21	80
17	100	29	90
18	100		



图A7 IEEE 33节点测试系统
Fig.A7 IEEE 33-bus test system

表A4 最优电压暂降治理方案（场景1）
Table A4 Optimal voltage sag governance scheme(Scenario 1)

线路	治理方案	治理线路长度/km	线路	治理方案	治理线路长度/km
1-2	电缆化	0.1	16-17	加装屏蔽线+加装动物防护	1.3
2-3	电缆化	0.5	17-18	电缆化	0.7
3-4	电缆化	0.35	2-19	加装屏蔽线+加装动物防护	0.15
4-5	电缆化	0.35	19-20	加装屏蔽线+加装动物防护	1.5
5-6	电缆化	0.8	20-21	电缆化	0.4
6-7	电缆化	0.2	21-22	加装屏蔽线+加装动物防护	0.7
7-8	电缆化	0.7	23-24	屏蔽线	0.29
8-9	电缆化	1.0	6-26	屏蔽线	0.2
9-10	电缆化	1.0	26-27	电缆化	0.3
10-11	加装屏蔽线+加装动物防护	0.2	27-28	电缆化	1
11-12	加装屏蔽线+加装动物防护	0.35	29-30	电缆化	0.5
12-13	电缆化	1.5	30-31	电缆化	0.95
13-14	加装屏蔽线+加装动物防护	0.55	31-32	电缆化	0.3
14-15	加装屏蔽线+加装动物防护	0.6			
电压暂降总支出/(万元·a ⁻¹)		投资成本/(万元·a ⁻¹)	治理后用户经济损失/(万元·a ⁻¹)		
425.8		53.5	372.3		

表A5 最优电压暂降治理方案（场景2）
Table A5 Optimal voltage sag governance scheme(Scenario 2)

线路	治理方案	治理线路长度/km	线路	治理方案	治理线路长度/km
1-2	电缆化	0.1	8-9	电缆化	1.0
2-3	电缆化	0.5	9-10	电缆化	1.0
3-4	电缆化	0.35	10-11	加装屏蔽线+加装动物防护	0.2
4-5	电缆化	0.35	11-12	加装屏蔽线+加装动物防护	0.35
5-6	电缆化	0.8	12-13	电缆化	0.397
6-7	电缆化	0.2	2-19	加装屏蔽线+加装动物防护	0.15
7-8	电缆化	0.7	19-20	加装屏蔽线+加装动物防护	0.14
电压暂降总支出/(万元·a ⁻¹)		投资成本/(万元·a ⁻¹)	治理后用户经济损失/(万元·a ⁻¹)		
920.6		25	895.6		