

面向供电可靠性的配电自动化系统规划研究

刘健¹, 林涛², 赵江河³, 王鹏², 苏标龙⁴, 樊秀娟⁵

(1. 陕西电力科学研究院, 陕西 西安 710054; 2. 国家电网公司运检部, 北京 100108; 3. 中国电力科学研究院, 北京 100192;
4. 国网电力科学研究院, 江苏 南京 210003; 5. 青岛供电公司, 山东 青岛 266002)

摘要: 为了更好地帮助配电自动化系统规划设计, 依据对供电可靠性要求的不同将供电区域划分为六类。从配电自动化主站、终端、通信和继电保护几个方面对配电自动化实现技术进行了梳理和归类。提出了依据城市规模选择配电自动化主站类别、依据区域类别配置配电终端、通信和继电保护的配电自动化系统差异化设计原则。结合全国城市供电可靠性统计数据, 对各类区域的差异化规划原则的可行性与合理性进行了分析和论证。给出了一个具有590条馈线的中型城市配电自动化系统的规划实例, 对所提出方法的应用进行了详细的说明。

关键词: 配电网; 配电自动化; 配电终端; 可靠性; 规划

Specific planning of distribution automation systems based on the requirement of service reliability

LIU Jian¹, LIN Tao², ZHAO Jiang-he³, WANG Peng², SU Biao-long⁴, FAN Xiu-juan⁵

(1. Shaanxi Electric Power Research Institute, Xi'an 710054, China; 2. State Grid Corporation of China, Beijing 100108, China;
3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 4. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;
5. Qingdao Power Supply Company, Qingdao 266002, China)

Abstract: To help the planning and design of distribution automation systems (DAS), the service area is classified into six types. The technologies of distribution automation, such as, the host systems, the terminal units, communication systems and relay protections are discussed and cataloged. It is suggested to determine the mode of the host systems according to the scale of the city. The specific planning principle of implementing the terminal units, communication system and relay protection in accordance with the type of the area is proposed. Based on the static data of service reliability for rural customers in China, the feasibility and effectiveness of the proposed specific planning principle is analyzed. A middle scale city with 590 feeders is given as the example of planning to demonstrate the proposed method in detail.

Key words: distribution grids; distribution automation; distribution terminal units; reliability; planning

中图分类号: TM712; TM715 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2014)11-0052-09

0 引言

配电自动化是保障供电可靠性的重要手段, 自上个世纪末已经建设和推广应用^[1-8]。但是, 一些配电自动化系统设计不够合理: 一方面, 主站按照市区全覆盖的规模配置; 另一方面, 为了实现自动化, 几乎对所有的开关均进行了加装电动操作机构的改造或更换, 并配置了具有遥信、遥测和遥控功能的“三遥”终端, 以及架设了密集的光纤通道, 使大量的投资仅仅解决了较小区域的自动化问题, 不仅与主站的能力不相匹配, 而且投资收益率不高。

基金项目: 国家电网公司重大科技项目“提高配电网故障处理能力关键技术研究”资助

实际上, 不同的供电区域对供电可靠性的要求并不相同, 配电自动化系统应根据对供电可靠性要求的不同差异化设计。

合理的网架结构和可靠的配电设备是保障供电可靠性的基础, 但为了满足供电可靠性的要求, 并非每台开关都一定需要安装配电终端, 而且即使安装终端也不一定非得具备遥控功能。

此外, 适当配置具有本地继电保护功能的配电终端, 与集中智能配电自动化协调配合, 对于提高配电网故障处理性能具有重要意义^[9]。

文献[10]对配电自动化系统中配电终端配置数量规划问题进行了深入研究。

为了更好地帮助配电自动化系统设计, 本文依据对供电可靠性要求的不同, 将供电区域进行划分,

并提出各类区域配电自动化系统的设计原则,结合全国城市供电可靠性统计数据^[11-17]确定相关参数,对各类区域配电自动化系统设计原则的可行性与合理性进行分析和论证。

1 供电区域划分

依据对供电可靠性要求的不同,将供电区域划分为六类。

1) A+区域

负荷密集(30 MW/km²以上),对供电可靠性要求很高(通常要求达到99.999%)的供电区域,比如直辖市与东部重点城市的市中心区和对可靠性有特殊要求的国家级高新技术开发区等。

2) A类区域

负荷较为密集(15~30 MW/km²),对供电可靠性要求高(通常要求达到99.99%)的供电区域,比如直辖市的市区、中西部重点城市的市中心区、国家级高新技术开发区等。

3) B类区域

负荷集中(6~15 MW/km²),对供电可靠性要求较高(通常要求达到99.965%)的供电区域,比如地级市的市中心区、重点城市的市区、省级高新技术开发区等。

4) C类区域

负荷较为集中(1~6 MW/km²),对供电可靠性要求中等(通常要求达到99.897%)的供电区域,比如地级市的市区、较为发达的城镇等。

5) D类区域

负荷较为分散(0.1~1 MW/km²),对供电可靠性要求一般(通常要求达到99.828%)的供电区域,比如一般城镇与农村等。

6) E类区域

负荷极度分散(0.1 MW/km²以下),对供电可靠性要求不高(达到对社会承诺即可)的供电区域,比如偏远农牧区等。

2 配电自动化实现技术

2.1 配电自动化主站

配电自动化主站可分为大、中、小和前置延伸四种典型建设模式。

大、中、小建设模式均采用可扩容平台,通过信息交互总线与EMS、PMS、GIS等系统互联,实现配电网信息的集成整合与共享,获取并建立完整的配电网图模,实现配电网监控、故障处理等功能。

小、中、大型主站分别按照实时信息接入量小于10万点、小于50万点和大于50万点配置硬件设

备和软件模块。小型主站的前置服务器、应用服务器和SCADA服务器可以合并,并只配置SCADA、故障处理和交互软件模块;中型主站可在配置SCADA、故障处理和交互软件模块之外,适当选配个别高级应用软件模块;大型主站可配置SCADA、故障处理、交互和高级应用软件模块。

前置延伸模式是通过将配电自动化主站的前置延伸到所监控区域完成当地的信息采集,并通过当地安装的远程工作站实现就地监控。

2.2 配电自动化终端和通信

配电自动化终端简称为配电终端,可分为“三遥”终端和“二遥”终端两类。

“三遥”终端是指具有遥测、遥信、遥控和故障信息上报功能的配电终端,要求所控制的开关具有电动操作机构,一般需要采用光纤通道并进行非对称加密。

“二遥”终端是指具有故障信息上报(也可有开关状态遥信)和电流遥测功能的配电终端,它不具备遥控功能。基本“二遥”终端所连接的开关不必具有电动操作机构,具有本地保护功能的“二遥”终端所连接的开关必需具有电动操作机构。“二遥”终端一般可以采用无线专网或公共无线通信(GPRS)方式。

2.3 配电网继电保护

1) 农村配电网

农村配电网具有系统短路容量小、供电半径长、分支多、架空为主、分段较少等特点,在线路上不同区段发生故障时,短路电流水平的差异往往比较明显,因此可以在主干线配置断路器和三段式过流保护实现故障的选择性切除。另外,还可以在故障率较高的分支线布置断路器并配置过流保护,与主干线上的保护实现延时级差配合,做到支线故障快速切除不影响主干线和其余支线^[9]。

2) 城市配电网

城市配电网具有系统短路容量大、供电半径短、分段较多的特点,在线路上不同区段发生故障时,短路电流水平的差异往往比较小,导致电流定值整定困难,仅能依靠保护动作延时时间的级差配合确保选择性。

对于变电站出线开关未配置瞬时电流速断保护的情形,可以实现用户(次分支)、分支、变电站出线断路器三级延时级差保护配合,实现用户(次分支)故障不影响分支,分支故障不影响主干线。

即使对于变电站出线开关配置了瞬时电流速断保护的情形,馈线上仍然有较大范围具备延时级差配合的条件,因为瞬时电流速断保护定值一般按

照躲过线路末端最大三相短路电流再乘以不小于 1.3 的可靠系数整定,而大多数架空馈线相间短路故障为两相相间短路,超过一半距离的下游部分发生两相相间短路故障时,将不引起变电站出线开关瞬时电流速断保护动作,下级保护可以和变电站出线开关过流保护配合,实现用户(次分支)、分支、变电站出线开关三级延时级差保护配合。并且,由于一般情况下一条馈线的供电范围大致呈扇形,越向下游分支越多,因此实际上可以实现延时级差配合的部分所占的比例比较大。

3 差异化规划原则

3.1 配电自动化主站

对于大型重点城市建设大型主站,对于大中型城市建设中型主站,对于中小型城市建设小型主站,对于县城采用前置延伸模式建设。

3.2 配电终端和继电保护

1) A+区域

由于 A+区域对供电可靠性要求很高,因此:

- a. 全部采用全电缆供电减少故障率。
- b. 采用双电源供电和备自投减少因故障修复或检修造成用户停电。
- c. 全部采用“三遥”配电终端和通道快速隔离故障和恢复健全区域供电。

2) A 类区域

A 类区域对供电可靠性要求高,因此:

- a. 全部采用电缆或绝缘导线供电,减少故障率。
- b. 全部采用“三遥”配电终端和通道,所需数量根据文献[10]确定。

c. 在具备保护延时级差配合条件的高故障率架空支线布置断路器,并配备具有本地保护和重合闸功能的“二遥”配电终端和 GPRS 通道,实现支线故障时将故障支线快速切除而不影响其余负荷,降低线路故障率。

3) B 类区域

a. 除了联络开关采用“三遥”配电终端和通道以外,每条线路上再配置一个“三遥”配电终端,其余终端全部采用基本“二遥”配电终端和 GPRS 通道,所需数量根据文献[10]确定。

b. 在具备保护延时级差配合条件的高故障率架空支线布置断路器,并配备具有本地保护和重合闸功能的“二遥”配电终端和 GPRS 通道,实现支线故障时将故障支线快速切除而不影响其余负荷,降低线路故障率。

4) C 类区域

a. 全部采用基本“二遥”配电终端和 GPRS 通道,所需数量根据文献[10]确定。

b. 在具备保护延时级差配合条件的高故障率架空支线布置断路器,并配备具有本地保护和重合闸功能的“二遥”配电终端和 GPRS 通道,实现支线故障时将故障支线快速切除而不影响其余负荷,降低线路故障率。

5) D 类区域

a. 具备三段式过流保护配合条件的主干线开关采用断路器实现,并配备具有本地保护和重合闸功能的“二遥”配电终端和 GPRS 通道,实现主干线故障的选择性切除,所需数量根据 4.1 节式(6)确定。

b. 在具备保护延时级差配合条件的高故障率架空支线布置断路器,并配备具有本地保护和重合闸功能的“二遥”配电终端和 GPRS 通道,实现支线故障时将故障支线快速切除而不影响其余负荷,降低线路故障率。

6) E 类区域

不建设配电自动化系统。

7) 模式化接线的情形

多分段多联络、多供一备等模式化接线有助于减少备用容量和提高馈线供电能力,一般应用于负荷密度高的区域。但是,模式化接线提高供电能力的作用必须采取相应的模式化故障处理策略^[18]才能发挥出来(如:对于多分段多联络接线,需要将故障所在馈线的健全部分分解成若干段分别由不同的健全馈线转带它们的负荷)。因此,宜为参与模式化故障处理的开关配置“三遥”配电终端和通道。

8) 重要用户

若 A+区域以外的其他区域中存在对供电可靠性要求很高的重要用户,也宜对该用户采取 1) 中描述的规划原则。

3.3 通信通道

“三遥”终端宜采用光纤通道(如 EPON、工业以太网)并进行非对称加密。

“二遥”终端一般可以采用无线专网或公共无线通信(GPRS)方式。

4 配电终端和继电保护差异化配置原则的分析

4.1 配电终端数量估算

文献[10]给出了在配电线路网架结构满足 $N-1$ 准则条件下配电终端数量的估算方法,为了分析方便列出如下。

对于全部安装“三遥”终端的情形,假设每条馈线安装 k_3 台“三遥”终端,将馈线分为用户均等

的 k_3+1 段, 为了满足只计及故障因素造成停电的可靠性要求 AF_{set} , k_3 应满足

$$k_3 \geq \frac{t_3 F}{8760(1 - AF_{set})} - 1 \quad (k_3 \geq 0) \quad (1)$$

对于全部安装“二遥”终端的情形, 假设每条馈线安装 k_2 台基本“二遥”终端将馈线分为用户均等的 k_2+1 段, 为了满足可靠性 AF_{set} 要求, k_2 应满足

$$k_2 \geq \frac{t_3 F}{8760(1 - AF_{set}) - t_2 F} - 1 \quad (k_2 \geq 1) \quad (2)$$

需要指出的是式(2)是在满足 $k_2+1 > 0$ 条件下推导得到的, 若根据式(2)求出的不等式右边的值是小于-1的, 则应视为无解。对于式(3)、式(5)、式(6)同样应遵循这一处理原则。式(1)由于 $1 - AF_{set}$ 一定大于 0, 所以不会出现不等式右边的值小于-1的情况, 因此不存在这一问题。

对于“三遥”和“二遥”终端结合的情形, 假设每条馈线安装 k_3 台“三遥”终端将馈线分为用户均等的 k_3+1 段, 再在每个由“三遥”终端划分出的区段内安装 h 台基本“二遥”终端模块, 为了满足可靠性 AF_{set} 要求, h 应满足

$$h \geq \frac{t_3 F}{8760(1 - AF_{set})(1 + k_3) - t_2 F} - 1 \quad (h \geq 1) \quad (3)$$

式中: t_2 为在故障定位指引下由人工进行故障区域隔离所需时间; t_3 为故障修复所需时间; F 为故障率。

但是文献[10]没有涉及乡村常见的辐射状网配电网。

对于辐射状网配电网, 设主干线安装 k_2 台基本“二遥”终端将馈线分为用户均等的 k_2+1 段, 其供电可靠性 A_2 需要满足可靠性要求 AF_{set} , 则有

$$A_2 = 1 - \frac{(k_2 + 2)t_3 F + 2(k_2 + 1)t_2 F}{2 \times 8760(k_2 + 1)} \geq AF_{set} \quad (4)$$

由式(4)可以得到

$$k_2 \geq \frac{t_3 F}{17520(1 - AF_{set}) - t_3 F - 2t_2 F} - 1 \quad (k_2 \geq 1) \quad (5)$$

若主干线采用具有本地保护和重合闸功能的“二遥”终端实现 k_2+1 级保护配合, 则可以在故障处理过程中省去 t_2 时间, 则有

$$k_2 \geq \frac{t_3 F}{17520(1 - AF_{set}) - t_3 F} - 1 \quad (k_2 \geq 1) \quad (6)$$

4.2 分析参数的确定

1) 分析用 AF_{set} 的确定

六类区域的划分主要依据可靠性指标 RS-3(供

电可用率), 根据 2002~2009 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性统计数据^[11-17], 预安排停电占主要部分, 设故障停电户数百分比用 f 表示, 限电预安排停电户数百分比用 ρ_1 表示, 非限电预安排停电户数百分比用 ρ_2 表示, 历年数据如表 1 所示。

可见, 面向 RS-3(即不考虑限电因素), 故障停电户数百分比平均数 γ 为 22.55%, 严格起见, 在分析中取 $\gamma=22\%$ 。设允许的供电可用率为 $ASAI3$, 则根据该比例折算得到的只计及故障因素造成停电的可靠性指标 AF_{set} 为

$$AF_{set} = 1 - (1 - ASAI3)\gamma \quad (7)$$

例如, 对于 A+区域, 有

$$AF_{set} = 1 - (1 - 99.999\%) \times 22\% = 99.99978\%$$

表 1 全国城市 10 kV 用户各种原因停电户数百分比

Table 1 Ratio of outage of rural 10 kV customers for various reasons in China

	$F/\%$	$\rho_1/\%$	$\rho_2/\%$	$(f/(\rho_2+f))/\%$
2002	21.47	10.08	68.45	23.88
2003	10.70	42.91	46.39	18.74
2004	10.19	57.00	32.81	23.70
2005	14.33	27.76	57.91	19.84
2006	22.38	2.26	75.35	22.90
2007	21.74	1.53	76.72	22.08
2009	20.82	0.50	78.68	20.92
2011	27.02	4.60	68.38	28.32
平均				22.55

注: 因 2008 年遇自然灾害, 不具普遍性, 故未采用该年数据。

6 类区域的 AF_{set} 如表 2 所示。

表 2 6 类区域的 AF_{set}

Table 2 The AF_{set} for the six types of area

	A+	A	B	C	D
$ASAI3/\%$	99.999	99.99	99.965	99.897	99.828
$AF_{set}/\%$	99.99978	99.9978	99.9923	99.977	99.962

随着配电网带电检测、状态检修和不停电作业等管理提升的全面深入开展, 非限电因素计划停电的比例会逐渐降低, 各类区域的故障停电户数百分比平均数 γ 将会有不同程度的上升, 在 $ASAI3$ 要求不变的前提下, 各类区域需达到的 AF_{set} 值相对于表 2 将有所降低, 本文之所以采用表 2 的 AF_{set} 参数计算是为了考虑最严格的条件, 得到普遍适用的规划原则, 对于采用管理提升后的各类区域, 若是按本文提出的原则进行配置则更能满足可靠性的要求。

2) 分析用故障率的确定

根据 2002~2009 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性统计数据^[11-17], 历年电缆和架空线故障率如表 3 所示。

表 3 电缆和架空线故障率

Table 3 Fault ratio of cables and over-head lines

	架空线路故障率/	电缆线路故障率/
	(次/百公里年)	(次/百公里年)
2002	9.674	4.447
2003	8.343	4.059
2004	9.408	4.148
2005	9.62	4.27
2006	11.656	4.115
2007	9.404	3.553
2008	10.58	3.01
2009	9.19	3.55
平均	9.73	3.89

可见, 架空线故障率比较平稳, 电缆线故障率略呈下降趋势。为了严格起见, 分析中架空裸线的故障率取 0.1 次/km 年, 电缆的故障率取 0.04 次/km 年, 电缆-架空混合馈线和绝缘架空线的故障率取电缆和架空裸线故障率之间, 为 0.07 次/km 年。

3) 分析用的相关时间参数的确定

根据 2005~2009 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性统计数据^[11-17], 历年故障平均停电时间如表 4 所示。

故障平均停电时间反映了故障修复时间。为了严格起见, 分析中城市的故障修复时间取 4 h/次, 乡村的故障修复时间取 6 h/次。

表 4 故障平均停电时间

Table 4 Averaged outage duration time

故障平均停电时间/(h/次)	
2005	3.30
2006	2.63
2007	2.40
2008	3.26
2009	2.28
平均	2.77

在故障定位指引下由人工进行故障区域隔离所需时间, 城市取 1 h/次, 乡村取 2 h/次。

4) 分析用馈线长度的确定

根据 2001~2009 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性统计数据^[11-17], 2001~2009 年平均线路长度为 3.96~5.91 km。

严格起见, 结合负荷密集程度, A+区域、A 类

区域及 B 类区域配电网线路长度取 5 km, C 类区域配电网线路长度取 10 km, D 类区域配电网线路长度取 12 km。

4.3 差异化规划原则分析

1) A+区域

A+区域在全部采用电缆供电的情形下, 即使全部采用“三遥”终端, 根据式(1)和 4.2 节参数, 需要将馈线分为 41 段才行, 这显然是不可行的。

因此, 正如 3.2 节原则 1) 所述, A+区域用户需采用双电源供电, 并采用备自投, 在故障修复期间将故障区域内的用户转移到备用电源上, 以减少故障修复所需时间 t_3 内受影响的用户数, 同时也可以避免因检修造成用户长时间停电。

2) A 类区域

A 类区域如果全部采用基本“二遥”终端, 则无论是全部采用电缆供电还是架空裸线供电的情形下, 根据式(2)和 4.2 节参数, 求出的 k_2 小于 -1, 说明是不可行的。

若全部采用“三遥”终端, 对于电缆馈线, 根据式(1)和 4.2 节参数, 可得出需要将馈线分为 5 段。

若全部采用“三遥”终端, 对于架空裸线, 根据式(1)和 4.2 节参数, 需要将馈线分为 11 段才行, 仍不容易实现。因此, 架空线必须采用绝缘导线。采用绝缘导线条件下, 计算得到需要“三遥”终端 7 台, 将馈线分为 8 段, 仍然偏多。

为了进一步提高故障处理性能, 需要在故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端, 实现分支(或用户侧)故障不影响其余部分。假设这样配置后故障率降低 1/3, 则重新根据式(1)和上节参数, 可以计算出需要“三遥”终端 4 台将主干线分为 5 段。

可见, 正如 3.2 节原则 2) 所述, 对于 A 类区域, 需采用全“三遥”终端方案, 并且架空线需要绝缘化, 并且在故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端。

3) B 类区域

B 类区域若除联络开关采用“三遥”终端外, 在每条馈线上再配置 1 个“三遥”终端, 将线路分为 2 个“三遥”区段, 其余终端全部采用基本“二遥”终端, 并要求每个“三遥”区段内安装的基本“二遥”终端数量相等。

则根据式(3)和 4.2 节参数, 对于全部采用电缆供电的情形, 每条馈线上需要 0 个基本“二遥”终端; 对于全部采用架空绝缘线供电的情形, 每条馈线上需要 2 个基本“二遥”终端; 对于全部采用架空裸线供电的情形, 每条馈线上需要 4 个基本“二

遥”终端。

如果将故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端,实现分支(或用户侧)故障不影响其余部分。假设这样配置后故障率降低 1/3,则对于全部采用架空裸线供电的情形,可以计算出每条馈线上只需要基本“二遥”终端 2 台。

可见,正如 3.2 节原则 3) 所述,对于 B 类区域,可以除联络开关采用“三遥”终端外,在每条馈线上再配置 1 个“三遥”终端,将线路分为 2 个“三遥”区段,其余终端全部采用基本“二遥”终端,并在故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端,即可满足要求。

4) C 类区域

C 类区域在全部采用电缆供电的情形下,若全部采用基本“二遥”终端,则根据式(2)和 4.2 节参数,需要 0 个基本“二遥”终端。

在全部采用架空绝缘线供电的情形下,若全部采用基本“二遥”终端,则根据式(2)和 4.2 节参数,需要 2 个基本“二遥”终端。

在全部采用架空裸线供电的情形下,若全部采用基本“二遥”终端,则根据式(2)和 4.2 节参数,需要 3 台基本“二遥”终端。若将故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端,实现分支(或用户侧)故障不影响其余部分。假设这样配置后故障率降低 1/3,则重新根据式(2)和上节参数,可以计算出每条馈线上只需要基本“二遥”终端 1 台。

可见,正如 3.2 节原则 4) 所述,对于 C 类区域,可以全部采用基本“二遥”终端,并在故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端,即可满足要求。

5) D 类区域

D 类区域通常为一般城镇或农村地区,且大多采用架空线供电,相关分析参数中故障修复时间以及在故障定位指引下由人工进行故障区域隔离所需时间需按农村配电网选取,对于对侧有备用电源的情形:

对于全部采用架空裸线供电的情形,若全部采用基本“二遥”终端,则根据式(2)和 4.2 节参数,每条馈线上需要基本“二遥”终端 7 台。

对于对侧无备用电源的辐射状网:

对于全部采用架空裸线供电的情形,若馈线上全部配置基本“二遥”终端,则根据式(5)和 4.2 节参数,求出的 k_2 小于 -1,说明供电可靠性无法达到要求;若主干线全部配置具备本地保护功能的“二

遥”终端并实现保护配合,则根据式(6)和上节参数,求出的 k_2 仍小于 -1,说明供电可靠性仍无法达到要求。

若将故障率较高的架空分支(或用户侧)配备具有本地保护功能的“二遥”终端,实现分支(或用户侧)故障不影响其余部分,假设这样配置后故障率降低 1/3,可以计算得到,在主干线全部配置基本“二遥”终端的情形下,求出的 k_2 仍小于 -1,说明供电可靠性仍无法达到要求;而在主干线全部配置具备本地保护功能的“二遥”终端实现保护配合的情形下,则仅需要具备本地保护功能的“二遥”终端 2 台。

可见,正如 3.2 节原则 5) 所述,对于 D 类区域,需在主干线配备具有本地保护功能的“二遥”配电终端,实现主干线故障的选择性切除,并在高故障率的架空支线配备具有本地保护功能的“二遥”配电终端,才能达到供电可靠性要求。

5 实例

沿海某经济发达的中型城市,拟在其市区开展配电自动化,以提高供电可靠性。其中城市中心区负荷密集、对供电可靠性要求很高的 A 类区域涉及馈线 50 条(全部为电缆供电),市区负荷集中、对供电可靠性要求较高的 B 类区域涉及电缆馈线 60 条、电缆-架空混合馈线 120 条、架空绝缘馈线 80 条,负荷较为集中、对供电可靠性要求中等的 C 类区域涉及架空裸线馈线 180 条。各类馈线共计 590 条。

若仅仅进行网架和一次设备改造而不开展配电自动化建设,按照 4.2 节的参数估计,A 类区域(中心区)的供电可靠性(RS-3)为 99.9585%,B 类区域(市区)电缆馈线的供电可靠性(RS-3)为 99.9585%、电缆-架空混合馈线和绝缘架空馈线的供电可靠性(RS-3)为 99.9274%,C 类区域的供电可靠性(RS-3)为 99.7924%,显然都达不到供电可靠性要求,因此必须实施配电自动化。

根据差异化规划原则,配电自动化主站采用中型主站。

对于 A 类区域的 50 条全电缆馈线,全部采用“手拉手”接线,且满足 N-1 准则,每两馈线之间通过联络开关互联,25 个含联络开关的环网柜共需 25 台“三遥”DTU 和 EPON 通道,并为每个联络开关配置 1 套电动操作机构,根据式(1)可计算出需要将每条馈线由可遥控开关分割为 5 段,需要 4 套电动操作机构。根据馈线的实际情况,分支环网柜可以安装 1 台“三遥”DTU 实现两个“三遥”分段,

非分支环网柜安装 1 台“三遥”DTU 一般实现 1 个“三遥”分段,当馈线上环网柜比较少时,非分支环网柜安装 1 台“三遥”DTU 也可实现多个“三遥”分段,并且可与联络开关的控制共享 1 台 DTU,如图 1 所示。图中,方块代表遥控的开关,实心代表分段开关,空心代表联络开关。假设共需 140 台“三遥”DTU、140 个 EPON 通道、225 套环网柜开关电动操作机构。

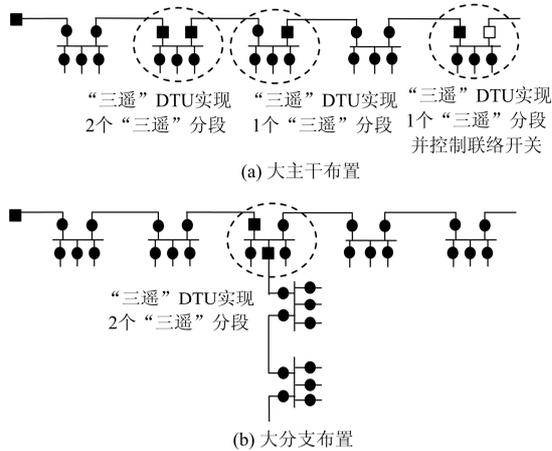


图 1 电缆馈线“三遥”配电终端配置举例

Fig. 1 Examples of DTU with tele-control function for cables

因变电站出线开关采用瞬时电流速断保护,而电缆馈线故障最终大多表现为三相相间短路,下级保护与变电站出线断路器难以实现延时级差配合,故线路上全部不配本地保护,并且环网柜开关全部采用负荷开关。

对于 B 类区域中的 60 条全电缆馈线,全部采用“手拉手”接线,且满足 $N-1$ 准则,30 个含有联络开关的环网柜采用“三遥”DTU (共需要 30 台)和 EPON 通道 (共需要 30 个),并为联络开关配置电动操作机构 (共需要 30 个),除此之外每条线路上还需配置 1 个“三遥”DTU 及 EPON 通道和电动操作机构 (共需要 60 套),线路上也全部不配本地保护,环网柜开关全部采用负荷开关。

对于 B 类区域中的 120 条电缆-架空混合馈线和 60 条绝缘架空馈线,全部采用“手拉手”接线,且满足 $N-1$ 准则,60 个含有联络开关的环网柜采用“三遥”DTU 和 EPON 通道、30 台柱上联络开关采用“三遥”FTU 和 EPON 通道;每条线路上还需配置 1 个“三遥”DTU (或“三遥”FTU) 及 EPON 通道和电动操作机构 (共需要 120 台“三遥”DTU,60 台“三遥”FTU);对于故障率比较高的架空分支线路,因其故障大部分为两相相间短路,在不引起变电站出线瞬时速断保护动作的范围内,可与过

流保护实现延时级差配合,对于这样的分支开关采用断路器实现,并配置具有本地保护功能的“二遥”终端和 GPRS 通道,假设每条馈线需要 3 处 (需要具有本地保护功能的“二遥”终端 3 台和 GPRS 通道 3 个),这样配置后故障率降低 1/3,则根据式(3),每条电缆-架空混合馈线主干线不需要再配置基本“二遥”DTU,每条绝缘架空馈线主干线也不需要再配置基本“二遥”FTU,并且主干线环网柜开关以及主干线柱上开关都可采用负荷开关。

对于 C 类区域中的 180 条架空裸线,全部采用“手拉手”接线,且满足 $N-1$ 准则,90 台柱上联络开关采用基本“二遥”FTU 和 GPRS 通道;在具备保护级差配合条件的高故障率架空支线布置断路器,并配备具有本地保护和重合闸功能的“两遥”FTU 和 GPRS 通道,假设每条馈线需要 3 处 (需要具有本地保护功能的“二遥”FTU 3 台和 GPRS 通道 3 个),这样配置后使故障率降低 1/3。主干线全部采用基本“二遥”FTU 和 GPRS 通道,则每条架空主干线只需要再配基本“二遥”FTU 1 台和 GPRS 通道 1 个,并且主干线柱上开关可采用负荷开关。

该配电自动化系统所需的各类设备的数量如表 5 所示,共需各类终端 1 940 台 (“三遥”DTU 及 FTU 仅 500 台)、EPON 通道 500 个、GPRS 通道 1 440 个、电动操作机构 1 665 台。

表 5 规划结果

Table 5 Results of planning

	A	B	C	合计
主站 (套)		中型主站		1
“三遥”DTU (台)	140	270	0	410
“二遥”DTU 无保护 (台)	0	0	0	0
“二遥”DTU+保护 (台)	0	360	0	360
“三遥”FTU (台)	0	90	0	90
“二遥”FTU 无保护 (台)	0	0	360	360
“二遥”FTU+保护 (台)	0	180	540	720
EPON 通道 (个)	140	360	0	500
GPRS 通道 (个)	0	540	900	1440
环网柜开关电操机构 (套)	225	630	0	855
柱上开关电操机构 (套)	0	270	540	810

发挥配电自动化系统作用后, A类区域(中心区)的供电可靠性(RS-3)预计可达到99.9917%, B类区域(市区)电缆馈线的供电可靠性(RS-3)预计可达到99.9689%、电缆-架空混合馈线和绝缘架空馈线的供电可靠性(RS-3)预计可达到99.9728%, C类区域的供电可靠性(RS-3)预计可达到99.9222%, 显然都满足了供电可靠性要求。

6 结论

配电自动化是保障供电可靠性的重要手段, 但是应当根据各类区域对供电可靠性要求的不同进行差异化设计, 以使建设费用和建设规模合理化, 切忌“见开关就装终端、是终端就上‘三遥’”。

适当配置具有本地继电保护功能的“二遥”配电终端, 对于提高配电网故障处理性能具有重要意义。

合理配置“二遥”配电终端、减少“三遥”配电终端使用量, 不仅可以降低终端投入, 更重要的是可以减少开关设备的电动操作机构改造数量和光纤通道数量, 有效降低工程造价和施工工作量。

本文给出的各项参数来自一般情况下的统计数据, 工程应用中可根据实际情况适当调整。

参考文献

- [1] 陈堂, 赵祖康, 陈星莺, 等. 配电系统及其自动化技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [2] 刘健, 赵树仁, 张小庆. 中国配电自动化的进展及若干建议[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(19): 12-16.
LIU Jian, ZHAO Shu-ren, ZHANG Xiao-qing. Advances of distribution automation in China and some suggestions[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(19): 12-16.
- [3] 沈兵兵, 吴琳, 王鹏. 配电自动化试点工程技术特点及应用成效分析[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(18): 27-32.
SHEN Bing-bing, WU Lin, WANG Peng. Technological characteristics and application effects analysis of distribution automation pilot projects[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(18): 27-32.
- [4] 袁文广, 周文俊, 李春建. 配电自动化系统的实时SOA架构研究[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(17): 150-155.
YUAN Wen-guang, ZHOU Wen-jun, LI Chun-jian. Study on real-time SOA for distribution automation system[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(17): 150-155.
- [5] 袁龙, 滕欢. 基于IEC61850的馈线终端的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(12): 126-129, 145.
YUAN Long, TENG Huan. The research of FTU based on IEC61850[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(12): 126-129, 145.
- [6] 刘晓胜, 张良, 周岩, 等. 低压电力线载波通信新型组网模型性能分析[J]. 电工技术学报, 2012, 27(11): 271-277.
LIU Xiao-sheng, ZHANG Liang, ZHOU Yan, et al. Performance analysis of novel low-voltage power line communication model[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(11): 271-277.
- [7] 张浩, 和敬涵, 薄志谦, 等. 基于动态规划算法的故障恢复重构[J]. 电工技术学报, 2011, 26(12): 162-167.
ZHANG Hao, HE Jing-han, BO Zhi-qian, et al. Service restoration based on dynamic programming[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2011, 26(12): 162-167.
- [8] 张立梅, 唐巍. 计及分布式电源的配电网前推回代潮流计算[J]. 电工技术学报, 2010, 25(8): 123-130.
ZHANG Li-mei, TANG Wei. Back/forward sweep power flow calculation method of distribution networks with DGs[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2010, 25(8): 123-130.
- [9] 刘健, 张志华, 张小庆, 等. 继电保护与配电自动化配合的配电网故障处理[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(16): 53-57.
LIU Jian, ZHANG Zhi-hua, ZHANG Xiao-qing, et al. Relay protection and distribution automation based fault allocation and restoration for distribution systems[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(16): 53-57.
- [10] 刘健, 程红丽, 张志华. 配电自动化系统中配电终端配置数量规划[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(12): 44-50.
LIU Jian, CHENG Hong-li, ZHANG Zhi-hua. Planning of amount of terminal units in distribution automation systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(12): 44-50.

- [11] 赵凯, 蒋锦峰, 胡小正. 2002 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性分析[J]. 电力设备, 2003, 4(3): 61-66.
ZHAO Kai, JIANG Jin-feng, HU Xiao-zheng. Analysis of service reliability for 10 kV urban customers in 2002 in China[J]. Electrical Equipment, 2003, 4(3): 61-66.
- [12] 赵凯, 胡小正, 蒋锦峰. 2003 年全国城市用户供电可靠性分析[J]. 电力设备, 2004, 5(8): 72-74.
ZHAO Kai, HU Xiao-zheng, JIANG Jin-feng. Analysis of service reliability for urban customers in 2003 in China[J]. Electrical Equipment, 2004, 5(8): 72-74.
- [13] 赵凯, 胡小正. 2004 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性分析[J]. 电力设备, 2005, 6(7): 80-83.
ZHAO Kai, HU Xiao-zheng. Analysis of service reliability for urban 10 kV customers in 2004 in China[J]. Electrical Equipment, 2005, 6(7): 80-83.
- [14] 贾立雄, 胡小正, 赵凯. 2005 年全国城市 10 kV 用户供电可靠性分析[J]. 电力设备, 2007, 8(1): 84-88.
JIA Li-xiong, HU Xiao-zheng, ZHAO Kai. Analysis of service reliability for urban 10 kV customers in 2005 in China[J]. Electrical Equipment, 2007, 8(1): 84-88.
- [15] 贾立雄, 胡小正. 2006 年全国城市用户供电可靠性分析[J]. 电力设备, 2007, 8(11): 84-88.
JIA Li-xiong, HU Xiao-zheng. Analysis of service reliability for urban customers in 2006 in China[J]. Electrical Equipment, 2007, 8(11): 84-88.
- [16] 陈丽娟, 贾立雄, 胡小正. 2007 年全国输变电设备和城市用户供电可靠性分析[J]. 中国电力, 2008, 41(5): 1-7.
CHEN Li-juan, JIA Li-xiong, HU Xiao-zheng. Statistic analysis on reliability of power transmission and transformation facilities and power supply for urban distribution user in China in 2007[J]. Electric Power, 2008, 41(5): 1-7.
- [17] 胡小正, 王鹏. 2009 年全国城市用户供电可靠性分析[J]. 供用电, 2010, 27(5): 15-18, 30.
HU Xiao-zheng, WANG Peng. Analysis on reliability of urban distribution user in China in 2009[J]. Distribution & Utilization, 2010, 27(5): 15-18, 30.
- [18] 刘健, 张志华, 张小庆, 等. 配电网模式化故障处理方法研究[J]. 电网技术, 2011, 35(11): 97-102.
LIU Jian, ZHANG Zhi-hua, ZHANG Xiao-qing, et al. Modeled fault isolation and restoration for distribution systems[J]. Power System Technology, 2011, 35(11): 97-102.

收稿日期: 2013-08-22; 修回日期: 2013-12-17

作者简介:

刘健(1967-), 男, 博士, 总工程师, 教授, 博士生导师, 百千万人才工程国家级人选, 国家电网电力公司优秀工程技术专家, 主要研究方向为配电网及其自动化技术;
E-mail: powersys@263.net

林涛(1978-), 男, 高级工程师, 主要研究方向为配电网自动化管理;

赵江河(1958-), 男, 教授级高级工程师, 主要研究方向为配电网自动化与智能电网。