

基于测量的中压配电网线损计算研究

杨霖¹, 王卫东², 陈得治¹, 郭志忠^{1,3}

(1. 哈尔滨工业大学电气工程系, 黑龙江 哈尔滨 150001; 2. 广东能兴科技发展有限公司, 广东 佛山 528200;

3. 许继电力科学研究院, 北京 100085)

摘要: 配电网线损计算是配电管理和运行的一项重要任务, 结合当前国内配电自动化水平的现状, 提出了用以计算半自动化配电网线损的模型, 并充分依据网络量测配置的特点, 根据基于测量、面向时间过程的思想, 以馈线为基本单元, 以辐射状配电网为研究对象, 对系统的实测节点、电量信息节点、容量信息节点区别对待、配合使用, 使半自动化水平下的配电网的负荷节点信息得以补充完整, 并由此提出了该自动化水平下的线损计算方法, 解决了由于配电网自动化程度不高、量测不全所产生的线损计算困难的问题。算例表明本方法简捷有效, 能够满足工程上对于线损计算的精度要求。

关键词: 配电网; 线损; 半自动化; 非量测负荷; 匹配潮流

中图分类号: TM744; TM727

文献标识码: A

文章编号: 1003-4897(2005)03-0028-06

0 引言

线损计算对于配电网的运行和管理具有重要意义, 已有很多研究成果^[1~3], 多数基于配电网具有充足自动化量测数据的假设。目前我国的配电网建设还比较落后, 配电自动化水平普遍不高, 本文研究半自动化量测数据情况下的理论线损计算方法具有实际意义, 同时本文所述半自动化配电网综合了多种量测配置的情况, 而任何单独一种情况又是其特殊的形式, 所以具有通用性。

1 半自动化配电网特点

1.1 定义

我国配电网的量测配置一般具有如下特点: 根节点量测丰富而其它节点量测不足, 较为常见的量测量有: 根节点电压量测, 根节点功率注入量测, 负荷功率量测, 支路功率量测, 支路电流幅值量测, 以及少量的节点电压量测。一般情况下, 配电变压器低压侧负荷的测量大体有两类, 一类是安装了如 FIU、TIU 或其他综合测量装置的实时量测节点, 这样的负荷节点在历史数据库中有按时序存储的负荷记录, 本文称为实测节点; 第二类是没有安装测量装置的配电变压器, 称为非量测节点。非量测节点又分为两种类型, 一种是可以按月得到月有功、无功用电量信息, 本文称为电量信息节点, 另一类节点只有配电变压器容量参数^[4], 本文称为容量信息节点。在当前基础自动化水平不高的配电系统中, 这种量测情形十分普遍, 即配电网的自动化和无自

动化并存, 信息全面和信息缺乏并存, 本文称此类配电网为半自动化配电网。在我国, 虽然配电系统一般具有环形网络, 但实际运行时, 常常是开环运行, 馈线与馈线之间除在根节点处 (即馈线首端) 通过高压供电网相连以外, 没有其它电气联系, 所以配电网的潮流计算可以不再以全网为单位而是以馈线为基本单元, 按辐射状结构解算, 因此, 本文所设计的半自动化配电网线损计算方法是基于辐射状配电网的。对于个别支路配置有实时量测装置的情况, 可分区间处理, 将支路量测点等值为具有实时量测的虚拟负荷节点和下一区间的虚拟根节点。如图 1 所示。

1.2 负荷节点分析

负荷节点信息处理的目的是获得潮流计算所需的节点注入功率。配电网由于负荷节点的量测信息不完整, 造成无法直接利用潮流计算线损。本文以辐射状配电网为研究对象, 对系统的实测节点、电量信息节点、容量信息节点区别对待、配合使用, 使半自动化水平下的配电网的负荷节点信息得以补充完整, 本文的基本思路是: 首先根据首端丰富的代表日实时量测信息和历史信息, 配合非量测节点信息, 借鉴馈线负荷预测和状态估计的思想估计出网络代表日每小时各节点注入功率, 然后用匹配潮流法对估计值进行修正以匹配根节点量测信息, 并从而求得网络每小时的线损值。

1.2.1 具有实时功率量测的负荷节点

对于可以获得实测数据的负荷节点 (配电变压器) 根据其实测负荷信息形成计算所用负荷数据。

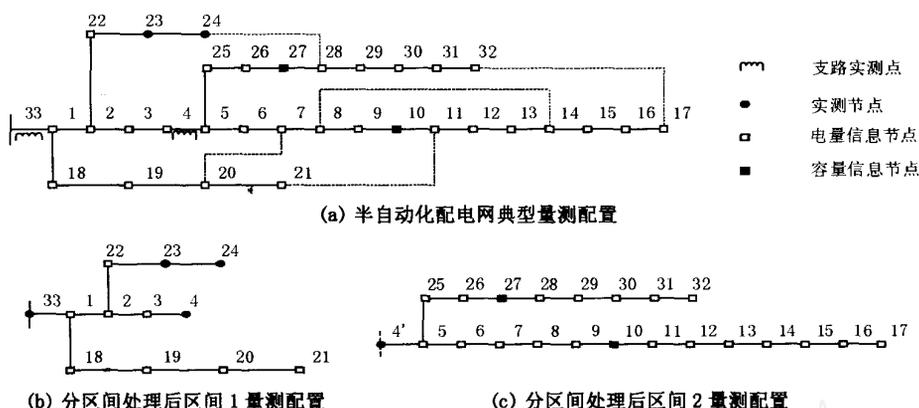


图 1 线路上装有实时量测装置情况的处理

Fig 1 Case of real-time measurement meters on branch

由于各负荷节点量测数据是离散的数据,可能不具有同时性,可以根据数据的时间标签做插值运算,将所有离散量测数据归算为同时性数据后形成节点每小时注入功率。

对于首端(根节点),由于量测丰富,可以获得以下关键数据,从而为非量测节点的负荷信息的估计提供基础。

1) 首端功率系数^[4]:用来表征日负荷水平的物理量,定义为首端代表日当天用电量与历史上 N 天日用电量的平均值之比。

$$\begin{cases} K_{Pc}^H = \frac{A_{Pc}^H}{(\sum_{i=1}^N A_{Pi}^H) / N} \\ K_{Qc}^H = \frac{A_{Qc}^H}{(\sum_{i=1}^N A_{Qi}^H) / N} \end{cases} \quad (1)$$

其中: K_{Pc}^H 、 K_{Qc}^H 为代表日首端有功、无功功率系数; A_{Pc}^H 、 A_{Qc}^H 为代表日有功、无功用电量; A_{Pi}^H 、 A_{Qi}^H 为历史上第 i 天的首端有功、无功日用电量; N 为所用历史数据的总天数。

2) 首端日负荷系数曲线: 负荷特性的主要指标,反映了一定时间段内负荷随时间变化的特性。有功日负荷系数曲线计算公式为:

$$\begin{cases} K_{Pi}^H = \frac{P_i^H}{(\sum_{j=1}^{24} P_j^H) / 24} \\ K_{Qi}^H = \frac{Q_i^H}{(\sum_{j=1}^{24} Q_j^H) / 24} \end{cases} \quad i = (1, 2, \dots, 24) \quad (2)$$

其中: K_{Pi}^H 、 K_{Qi}^H 为代表日当天第 i 小时的首端有功、无功负荷系数; P_i^H 、 Q_i^H 为当天的第 i 小时首端有功、无功功率,由量测获得。

1.2.2 只具有电量信息的负荷节点

此类节点在实际系统中数量最多,这是因为配电变压器一般都会安装电度表,而且电度表的准确度较高(应为 0.5 级),所以通过定期抄表所得信息是可信的。电量信息节点的每小时注入功率由代表日用电量和典型负荷曲线配合根节点信息获得。

1) 日典型负荷曲线。具有电量信息的负荷节点可以通过代表日定期抄表获得该节点的典型负荷曲线。本文利用典型负荷系数来表征节点的功率变化规律。典型负荷系数由下式确定:

$$\begin{cases} K_{Pi}^n = \frac{P_i^n}{A_p^n / 24} \\ K_{Qi}^n = \frac{Q_i^n}{A_Q^n / 24} \end{cases} \quad i = (1, 2, \dots, 24) \quad (3)$$

其中: K_{Pi}^n 、 K_{Qi}^n 为节点 n 第 i 小时典型有功、无功负荷系数; P_i^n 、 Q_i^n 为节点 n 在采样日第 i 小时的采样有功、无功功率; A_p^n 、 A_Q^n 为节点 n 采样日的售电量。

K_{Pi}^n 、 K_{Qi}^n 也可根据各种负荷类型的典型曲线的叠加获得。基于配电网实际情况对采集的数据进行分类统计,可以得到本地区负荷类型的典型曲线,建立如重工业、轻工业、服务业、居民生活用电、倒班制企业、学校、工厂、写字楼和公共设施等几类典型负荷曲线。这样可以对同一种负荷类型分别设置有功负荷曲线和无功负荷曲线。则某一节点的典型负荷曲线可以根据该节点所供负荷的类型将各类型的典型曲线按一定比例叠加获得。

2) 代表日用电量。实用的处理方法是假设这些配变的每日负荷曲线形状相似,这时可由代表日所在月的有功电量和无功电量按下式计算出代表日负荷电量,如配变无无功电度表,则假设负荷功率因数相同。

$$\begin{cases} A_p^D = K_{pc}^H \cdot \frac{A_p^M}{N} \\ A_Q^D = K_{Qc}^H \cdot \frac{A_Q^M}{N} \end{cases} \quad (4)$$

其中: A_p^D, A_Q^D 为代表日有功、无功用电量; A_p^M, A_Q^M 为代表日所在月有功、无功用电量; K_{pc}^H, K_{Qc}^H 为代表日首端有功、无功功率系数; N 为全月实际天数。

3) 每小时注入功率。潮流所用非量测节点的注入功率由节点典型负荷系数曲线和首端负荷系数曲线计算得到,对于节点 n :

$$\begin{cases} P_i = \frac{A_p^D}{24} \cdot (h_i \cdot K_{pi}^H + n_i \cdot K_{pi}^n) \\ Q_i = \frac{A_Q^D}{24} \cdot (h_i \cdot K_{Qi}^H + n_i \cdot K_{Qi}^n) \end{cases} \quad i = (1, 2, \dots, 24) \quad (5)$$

其中: P_i, Q_i 为代表日第 i 小时该节点的有功、无功功率; A_p^D, A_Q^D 为代表日该节点的有功、无功用电量; K_{pi}^H, K_{Qi}^H 为代表日首节点第 i 小时的有功、无功功率系数; K_{pi}^n, K_{Qi}^n 为节点 n 代表日的典型负荷系数; h_i, n_i 为该节点的首端负荷系数影响因子、典型负荷曲线影响因子, $h_i + n_i = 1$, 本文算例分别取 0.5。

1.2.3 只具有容量信息的负荷节点

设除首端以外的所有实测节点构成集合 I_1 , 所有具有电量信息的节点构成集合 I_2 , 所有只具有容量信息的节点构成集合 I_3 。对于只有配电变压器容量参数信息的非实测节点, 信息条件虽然最差, 但数目并不多, 可以根据容量参数按比例分配负荷, 所产生的误差可以接受的。具体方法是用首端 i 时刻的负荷减去所有实测节点和无量测节点 i 时刻的负荷, 所得的差即为 i 时刻非实测节点的总负荷 (忽略网损), 然后按各节点配电变压器的容量进行分配, 则每小时注入功率:

$$\begin{cases} P_i^n = \frac{S_n^N}{\sum_j S_j^N} \cdot \left(P_i^H - \sum_m \sum_{I_1, I_2} P_j^m \right) \\ Q_i^n = \frac{S_n^N}{\sum_j S_j^N} \cdot \left(Q_i^H - \sum_m \sum_{I_1, I_2} Q_j^m \right) \end{cases} \quad n \in I_3, i = (1, 2, \dots, 24) \quad (6)$$

其中: P_i^n, Q_i^n 为节点 n 在第 i 小时的有功、无功负荷功率; S_j^N 为节点 j 的配变额定容量; P_i^H, Q_i^H 为首端在第 i 小时的有功、无功注入功率。

1.3 半自动化配电网潮流

由 1.2 获得系统各节点每小时注入功率, 可采用潮流计算方法计算网络线损值, 然而传统计算方法通常将辐射状网络的根节点作为平衡节点, 在半自动化配电网中则意味着忽略了根节点来源于测量的准确信息。因此本文借鉴匹配潮流的思想, 对于 n 个节点构成的网络, 认为根节点是 P, Q, V 节点, 其余节点为 P, Q 节点, 显然对潮流计算而言存在冗余数据 (冗余是指模型计算所需数据的冗余), 可以基于测量的观点 (由于量测数据与预测数据在精度上相差很大, 可作如下假定, 量测是精确的, 量测误差为零), 设潮流计算中 X 为所有未知的 V 和 S , S 为所有给定量, 由 1.2 可知在半自动化配电网中每小时的功率给定量 S 中有一部分是通过估计产生的, 认为是可以修正的。另一部分由测量得到的, 它们是固定变量。因此所谓半自动化配电网潮流即是文献 [5] 中所提出的匹配潮流问题, 可以采用状态估计的方法得到一种虚拟的潮流分布, 在这种潮流分布中, 各种实时量测被严格地匹配^[5], 但对估计的负荷数据按照节点的信息准确程度 (用权重系数表示) 进行不同程度的修正, 以匹配量测信息相对准确的根节点信息。

将匹配潮流方程写成复矢量的形式, 可表达为^[5]:

$$[S^M + S(V)] + \text{diag}\{V_i\} YV = 0 \quad (7)$$

式中: S^M 为经过 1.2 负荷节点处理后由估计得到的节点注入功率。参考文献 [5], 修正量 $S(V) = \sum P_\Sigma(V) + j \sum Q_\Sigma(V)$ 由根节点失配量按负荷节点信息的置信权重分配获得, 进一步有:

$$YV = \text{diag}\{V_i^{-1}\} \cdot [-S^M - S(V)] \quad (8)$$

右边即为节点注入电流, 进一步表达为:

$$YV = I(V) \quad (9)$$

其中导纳阵 Y 与常规潮流的导纳阵完全相同, 因此配电匹配潮流方程的解算方法与常规的配电匹配潮流的解法完全相同, 即采用完全一样的前推回推法进行, 只是迭代过程中利用迭代中最新的状态量, 求出负荷节点功率注入修正量 S 后根据算式 $S = -S^M - S(V)$ 求出节点注入功率, 在负荷数据中, 只比常规恒功率负荷的配电潮流多了一项

$S(V)$,因此此方法的收敛性应与前推回代法相近^[5]。

2 基于半自动化配电网潮流的线损计算

在文献[5]所提出的基于辐射网的配电匹配潮流前推回代算法的基础上,进一步推导其适用于半自动化配电网线损计算的步骤如下:

1) 从数据库中读取网络数据,包括节点支路连接关系和支路参数,并根据支路参数获得支路阻抗。

2) 读取网络量测配置数据并根据配置数据设置代表各节点信息准确度的权重系数。计算匹配潮流中各节点的分配因子。

3) 读取配网根节点代表日实时数据,包括电压,每小时有功、无功功率。计算代表日有功、无功用电量和首端负荷曲线系数。读取根节点历史数据中的每天的用电量信息,计算出首端功率系数。

4) 读取电量信息节点的月电量和典型负荷曲线系数,根据首端功率系数计算各节点的代表日用电量,根据典型负荷曲线系数和首端负荷曲线系数计算代表日内节点每小时的有功、无功负荷。

5) 读取容量信息节点的容量数据,根据各节点配变额定容量分配节点代表日内每小时的有功、无功负荷。

6) 获得第 i 小时各节点的负荷数据。

7) 给各负荷节点电压赋初值。

8) 进行前推计算,得到网络的功率分布,计算根节点边界功率失配量。

9) 进行回代计算,得到网络各节点的电压幅值,并根据分配因子和计算根节点边界功率失配量修正各节点负荷。

10) 计算各节点电压幅值与本次迭代前电压幅值之差是否满足收敛精度。如收敛则执行(11),否则重复执行(8)、(9)。

11) 由本次迭代的前推过程获得各支路的损耗功率并计算出网络总的损耗功率。

12) 判断是否代表日每小时的损耗功率计算都已完成,未完成则 $i = i + 1$ 后转(6),完成则转(13)。

13) 根据网络潮流结果,计算网络中其它设备的24小时可变和固定损耗功率。

综上所述求得代表日线损电量,配合月售电量信息可计算月线损率。全月理论线损电量 A_M 可以用《电力网电能损耗计算导则》中公式来计算:

$$A_M = \left[A_{DF} + A_{DC} \cdot \frac{A_M}{A_D \cdot N} \right] \cdot N \quad (10)$$

其中: A_{DF} 为代表日固定线损电量; A_{DC} 为代表日可变线损电量; A_M 为全月供电量; A_D 为代表日供电量; N 为全月实际天数。

3 半自动化配电网线损计算算例

本文首先以 IEEE33 节点网络为例,利用某一组的代表日负荷数据,进行了线损的仿真计算。每隔一小时求解一次潮流,一天求解 24 次,并根据潮流计算出代表日线损率和全月线损建立基准算例。然后模拟工程实际情况,根据潮流结果取出 33 节点的注入功率为根节点实测信息;保留负荷较大的 23、24 节点的每小时注入功率作为实测信息;取负荷较小的 10、27 节点作为容量信息节点;其余节点信息更换为月用电量和典型负荷曲线,形成电量信息节点,从而构造出一个典型的半自动化配电网。如图 2 所示。

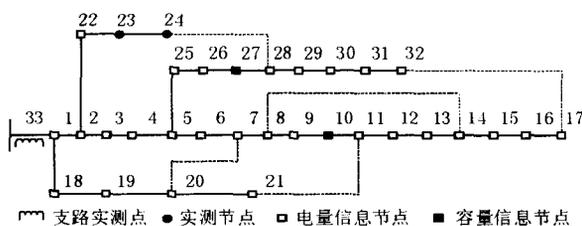


图 2 IEEE33 节点量测配置

Fig 2 Measurements setting of IEEE33 bus system

3.1 基准算例

表 1 线损计算结果表(部分)

Tab 1 Energy losses results (detail)

时间	7:00	12:00	21:00		
支路 $P_{Loss}/(\%)$	190.78 (4.95%)	404.96 (7.37%)	185.33 (4.94%)		
支路 $Q_{Loss}/(\%)$	126.91 (5.36%)	270.43 (7.94%)	123.63 (5.33%)		
总负荷 $P_L (Q_L)$	3 659.27 (2 239.60)	5 085.91 (3 133.64)	3 561.37 (2 193.20)		
日供电	A_P	93 960.49	日支路损耗电量	A_P	5 665.49
	A_Q	58 197.49		A_Q	3 784.08
日负荷	A_P	88 295.00	日支路损耗率	$P\%$	6.03%
	A_Q	54 413.40		$Q\%$	6.50%

注:功率 kW、kVar;电量 kW·h、kVar·h;首端电压:12.66 kV。

3.2 本文算例

应用本文计算方法再次进行线损的仿真计算。每隔一小时求解一次,并根据潮流计算出代表日线损率和全月线损。由于计算数据较多,此处不一一罗列。

本文方法计算结果见表 2。

表 2 线损计算结果表 (部分)

Tab 2 Energy losses results (detail)

7:00匹配潮流修正结果							
节点号	$ V /p.u.$	修正后 P/kW	修正前 P/kW	修正量 $/kW$	修正后 $Q/kVar$	修正前 $Q/kVar$	修正量 $/kVar$
1	0.997	-95.696	-96.535	0.839	-57.363	-57.921	0.558
6	0.949	-192.231	-193.069	0.838	-95.977	-96.535	0.558
8	0.938	-57.083	-57.921	0.838	-18.749	-19.307	0.558
10*	0.932	-62.242	-146.070	83.828	-26.954	-82.764	55.810
11	0.930	-57.083	-57.921	0.838	-33.229	-33.787	0.558
13	0.922	-115.004	-115.842	0.838	-76.670	-77.228	0.558
17	0.917	-86.043	-86.881	0.838	-38.056	-38.614	0.558
23#	0.973	-492.700	-492.700	0.000	-234.600	-234.600	0.000
24#	0.970	-391.200	-391.200	0.000	-180.500	-180.500	0.000

注: *表示容量信息节点, #表示实测信息节点

时间	7:00		12:00		21:00	
支路 $P_{Loss}/(\%)$	191.12(4.98%)		405.43(7.43%)		185.70(4.97%)	
支路 $Q_{Loss}/(\%)$	127.24(5.39%)		271.22(8.02%)		123.98(5.36%)	
总负荷 $P_L(Q_L)$	3 658.92(2 239.27)		5 085.44(3 132.85)		3 561.00(2 192.85)	
日供电	A_P	93 473.14		日支路损耗电量	A_P	5 673.87
	A_Q	57 919.7			A_Q	3 795.15
日负荷	A_P	88 286.60		日支路损耗率	$P\%$	6.07%
	A_Q	54 402.33			$Q\%$	6.55%
收敛精度: $1.0e-007$	平均迭代次数: 2		计算时间: 0.02 s		迭代误差: $0.0e+000$	

注:功率 kW、kVar;电量 kW·h、kVar·h;首端电压:12.66 kV。

表 3 线损计算误差表 (部分)

Tab 3 Energy losses errors (detail)

时间	7:00		12:00		21:00	
支路 $P_{Loss}/(\%)$	0.17		0.12		0.20	
支路 $Q_{Loss}/(\%)$	0.26		0.37		0.28	
总负荷 $P_L(Q_L)$	0.03%(0.04%)		0.02%(0.03%)		0.03%(0.04%)	
日供电	A_P	0.5%		日支路有功损耗	0.14%	
	A_Q	0.5%				
日负荷	A_P	0.5%		日支路无功损耗	0.2%	
	A_Q	0.5%				
收敛精度: $1.0e-007$	平均迭代次数: 2		计算时间: 0.02 s		迭代误差: $0.0e+000$	

注:运行环境 P4 2.2 GHz, 384 M

算例结果表明在所有测量值均准确的条件下,本文所述方法计算误差不超过 1%,在实际应用中具有很大的使用价值。

4 结论

本文所述线损计算方法要求的配网量测配置并无苛刻的要求,只要求根节点量测信息丰富,与电量信息节点和容量信息节点配合使用就可以得到与实际情况相接近的结果,能够满足工程实际的需要。其计算的精确度主要取决于电量信息节点给定负荷曲线的准确度,以及容量信息节点的个数。网络中量测配置越齐全,则线损计算结果越准确,是一种通用的计算方法。由于基于前推回代法潮流思想,计算速度也较快。

参考文献:

- [1] 王刚军,王承民,李恒,等. 基于实测数据的配网理论网损计算方法[J]. 电网技术, 2002, 26(12): 18-20. WANG Gang-jun, WANG Cheng-min, LI Heng, et al. Calculation Method of Theoretical Network Loss in Power Distribution Network Based on Measured Data[J]. Power System Technology, 2002, 26(12): 18-20.
- [2] 刘伟,李恒,张江,等. 基于馈线区间和 GIS的配电网网损计算拓扑分析方法[J]. 继电器, 2002, 30(8): 10-13. LIU Wei, LI Heng, ZHANG Jiang, et al. Topology Analysis Method for Loss Calculation of Distribution Network Based on Feeder Section and GIS[J]. Relay, 2002, 30(8): 10-13.
- [3] 张步涵,李可文,沙立华,等. 基于树状网潮流的配电网电能损耗计算[J]. 华中理工大学学报, 2000, 28(2): 58-59. ZHANG Bu-han, LI Ke-wen, SHA Li-hua, et al. A Computation Method for Electric Energy Losses Based on Radial Distribution Network Load Flow[J]. Journal of Huazhong University of Science & Technology, 2000, 28(2): 58-59.
- [4] 焦建林,卢晶晶. 基于改进时间序列法的配电网短期负荷预测模型[J]. 电工技术杂志, 2002, 17(5): 25-28.

- JIAO Jian-lin, LU Jing-jing Short-term Load Forecast Based on Time-series in Distribution System [J]. Transactions of Electrotechnical Society, 2002, 17 (5): 25-28
- [5] 孙宏斌,张伯明,相年德. 配电匹配潮流技术及其在配电状态估计中的应用 [J]. 电力系统自动化, 1998, 7 (22): 18-22
- SUN Hong-bin, ZHANG Bo-ming, XIANG Nian-de Distribution Matching Power Flow Technology and Its Application to State Estimation for Distribution Systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 1998, 7 (22): 18-22
- [6] 孙宏斌,张伯明,相年德. 配电潮流前推回推法的收敛性研究 [J]. 中国电机工程学报, 1999, 19 (7): 26-29
- SUN Hong-bin, ZHANG Bo-ming, XIANG Nian-de Study on Convergence of Back/Forward Sweep Distribution Power Flow [J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19 (7): 26-29
- [7] 丁心海,罗毅芳,刘巍,等. 改进配电网线损计算方法的几点建议 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25: 27-60
- DING Xin-hai, LUO Yi-fang, LIU Wei, et al Proposals on Improving the Current Methods for Calculating Line Losses of Distribution Network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2001, 25: 27-60
- [8] 王琨,刘丽平. 10kV 线损理论计算方法的误差分析 [J]. 电力学报, 2002, 17 (4): 251-256
- WANG Kun, LIU Liping Error Analysis on 10 kV Line Loss with Theoretical Calculating Method [J]. Journal of Electric Power, 2002, 17 (4): 251-256

收稿日期: 2004-05-26; 修回日期: 2004-07-25

作者简介:

杨霖 (1979 -),男,硕士研究生,研究方向为电力系统分析与控制、配电网网络分析; Email: yanglin@bjxj-xjgc.com

王卫东 (1969 -),男,工程师,研究方向为电力系统自动化;

陈得治 (1974 -),男,博士研究生,研究方向为电力系统分析与控制、配电网网络分析;

郭志忠 (1961 -),男,博士,教授,博士生导师,研究方向为电力系统分析与控制、计算机在电力系统中的应用、电力市场、光学电流互感器等。

A research on theoretical energy losses of medium-voltage distribution networks based on measurements

YANG Lin¹, WANG Weidong², CHEN De-zhi¹, GUO Zhi-zhong^{1,3}

(1. Dept of Electrical Engineering, Harbin Institute of Technology, Harbin 150001, China;

2. Guangdong Nenking Technology Development Co., Ltd, Foshan 528200, China;

3. Electric Power Research Institute of XJ Group Corporation, Beijing 100085, China)

Abstract: Energy losses evaluation is an important assignment for management and operation of distribution networks. Combined with engineering application of DAS and its situation in many distribution networks, a conception of incomplete automatic distribution networks is presented in the paper. According to the characteristic of measurement settings in networks and the thought based on measurements and oriented process, it puts forward a new method for calculating theoretical energy losses based on radiate distribution, which differentiates information of node including real-time, energy and capacity information, and uses them cooperatively to implement load information in the distribution networks with incomplete automatic measurements completely. As the result, the method can solve the difficulty in calculating energy losses in distribution networks due to high unmeasured loads. Example shows that the method is practical and efficient for distribution networks, and can satisfy the request of precision in the engineering application.

Key words: distribution network; energy losses; incomplete automatic; non-measured loads; DMPF

(上接第 24 页 continued from page 24)

Abstract: The current transmission error of CT saturation is one of the main factors of current differential protection maloperation. The principle of CT saturation is briefly introduced in this paper. On analyzing the saturation figures of CT secondary current, it gets the new CT saturation detection method—derivative method. In the end, RTDS is used to simulate the CT saturations and the simulation results prove that the new method can detect CT saturation quickly and exactly. It can prevent the maloperation of current differential protection in time.

Key words: CT saturation; derivative method; RTDS simulation; current differential protection