

基于关联度变权的台区理论线损水平评估方法研究

赵永红¹,张旭¹,程少华¹,周永刚¹,黄时²

(1. 国网安徽省电力有限公司,合肥 230022;2. 东南大学 电气工程学院,南京 210096)

Evaluation method of line loss level in low voltage area based on correlation degree variable weight

ZHAO Yonghong¹, ZHANG Xu¹, CHENG Shaohua¹, ZHOU Yonggang¹, HUANG Shi²

(1. State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, China;

2. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

摘要:针对台区线损精益化管理对台区理论线损水平的计算需求,提出一种基于关联度变权的台区理论线损水平评估方法。首先分析理论线损的影响因素,建立包含台区固有性质和运行因素两类指标的台区理论线损评估指标体系;接着利用斯皮尔曼系数、灰色关联度及余弦定量的分析方法,构建评估指标的综合关联度分析模型;进而提出台区理论线损的评估方法。最后以安徽6个不同类型台区为例,进行理论线损水平的评估分析,验证研究方法的有效性影响因素做了敏感性分析,为海上风电项目成本控制提供了方向。

关键词:低压台区;线损;关联度;斯皮尔曼相关系数;台区状态

Abstract: Aiming at the calculation requirements of the theoretical line loss level of the station line loss lean management, a method for estimating the line loss of the theoretical line loss based on the correlation degree variable weight is proposed. Firstly, the influencing factors of theoretical line loss are analyzed and a theoretical line loss evaluation index system including the inherent characteristics of the station area and operational factors are established. Then, Spearman coefficient, grey correlation degree and cosine quantitative analysis method are used to construct the evaluation index. The evaluation method of the theoretical line loss of the station area is proposed. Finally, the theoretical line loss level is analyzed by using six different types of stations in Anhui as an example to verify the effectiveness of the proposed method.

Key words: low-voltage area; line loss; correlation degree; Spearman correlation coefficient; station status

0 引言

低压台区线损是衡量电网经济运行水平和电网综合管理水平的重要指标。传统的台区线损管理目标多按区域固定设置,缺少针对性。为进一步提升、优化线损的管理水平,国网公司发布了《国家电网公司关于实施台区线损精益化管理的意见》,鼓励相关单位开展台区理论线损典型值研究工作,合理制定台区线损管理目标^[1-3]。

开展理论线损分析,将理论线损和管理线损从统计线损中抽离出来,分析台区异常原因,是改善台区线损水平的基础。但对于低压台区而言,台区线损影响因素多,网络拓扑结构、各支路线型、线路长度部分数据缺失,使得计算理论线损异常困难^[4-5]。

针对低压台区数目多、量测点少、节点多的现

状,如何利用低压配电网各台区的基础数据,快速评价台区理论线损状态是亟待解决的问题。目前的研究方法大多利用潮流计算来评估台区的理论线损情况,而对于大规模台区,涉及潮流计算时往往面临着可操作性低的问题,这让此类策略无法广泛运用。大数据的崛起、机器学习方法的发展,使得各种台区的理论线损指标建立成为可能^[6]。其中现阶段理论线损指标建立的主要困扰是对不同台区的线损率主要影响因素的选取。文献[7]选择反映网架结构的参数和与负荷相关的参数;文献[8]选择配电网线路的相关参数。这些方法均基于电力从业人员对低压台区线损主要影响因素的判断,容易出现漏判和误判等因素,而且当台区数目庞大时,人工处理工作过于繁琐。针对这些问题,文献[9]从绝对关联度和相对关联度两方面分析判断低压台区影响因素与线损率的关系,从而评估台区状态。但是低压台区的影响因素众多,有台区本身基本性质,如变压器容量、供电半径等,有外界因素,如天气等;还有台区用户的有功、无功等因素^[10]。不同台区的理论线损主要影响因素不一致,以一种固态的权值指标评估数目庞大的低压台区状态会造成较大的误差。

收稿日期:2019-12-04;修回日期:2019-12-12

基金项目:国家电网公司科技项目(SGAHDKOOKFJS1900244)

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation(No.SGAHDKOOKFJS1900244)

本文拟建立涵盖台区基本性质特征和运行特征的台区特征指标体系,其中的特征既能包含主要的理论线损影响因素,较好的评估台区理论线损,更需要满足数据易于获取的要素。提出一种基于灰色关联度、斯皮尔曼相关系数和余弦距离的综合关联度分析方法,针对多种影响因素的数据特征,利用不同的关联度计算方法对台区影响因素建模^[11-13],同时,针对数目庞大的台区理论线损影响因素不一致问题,对不同台区的影响因素利用变权处理改善理论线损评价指标。

1 台区理论线损水平评估指标体系

1.1 理论线损概念

低压配电网的总损耗称为统计线损,即电力公司从发电厂的购电量和售电量的差值,统计线损包括可变线损、固定线损和管理线损,其中可变线损和固定线损称为理论线损^[14-16]。理论线损是反映台区状态的重要指标,本节从台区性质和台区运行因素两方面评估台区理论线损水平。

1.2 理论线损评估指标体系

本文的台区状态水平评价体系建立在台区理论线损的基础上,理论线损率基于台区的特征指标体系,其中台区特征指标体系分为台区固有性质指标和运行因素指标。根据国家电网有限公司撰写的《台区同期线损异常处置手册》和数据库中现有的数据情况^[17],台区性质指标中选取供电半径、低压线路总长度、变压器容量与户数比和线路单位阻抗;台区运行指标分为三相不平衡度、功率因数和负载率。依据台区特征指标基于综合关联度分析模型计算理论线损水平评价价值。

1.2.1 台区固有性质评估特征指标

一个台区的本身的基本性质起源于台区初始的设计,设计的合理程度对一个台区线损影响巨大。结合数据获取难度,本文选取的台区性质影响因素^[18]有:

(1) 供电半径(Z_1),指台区最远负荷点距离配电变压器的线路距离,用以判断网架结构是否合理。

(2) 低压线路总长度(Z_2),指台区所有低压线路长度之和,考虑到电力公司对低压线路总长度很难采集,或者误差过大,利用台区户数、地理位置进行修正。

$$Z_2 = \alpha_i n + \lambda Z_1 \quad (1)$$

式中: α_i 为地理位置修正系数; n 为台区户数; λ 为台区变压器距分支箱的平均修正系数。

(3) 变压器容量与用户数比(Z_3)。一个台区的变压器的容量代表着一个台区的用电水平,考虑

到容量和户数息息相关,利用户均的容量反映台区居民的用电水平。

(4) 线路单位阻抗(Z_4)。线路型号直接影响整体的阻抗水平,反映台区的整体阻抗情况。

1.2.2 台区运行因素评估指标

台区的运行参数多种多样,本文从三相不平衡度、功率因数、负载率进行研究。

(1) 三相不平衡度(Z_5)。当三相不平衡时,零线电流不为零,零线上将产生巨大的可变损耗,从而影响线损率^[14]。三相不平衡度的计算公式为

$$Z_5 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{\max I_i(t) - I_{av}(t)}{I_{av}(t)} \quad (2)$$

式中: $\max I_i(t)$ 为 t 时刻A、B、C三相电流的最大值; $I_{av}(t)$ 为 t 时刻三相电流的平均值; T 为当天内数据采集次数。

(2) 功率因数(Z_6)。指变压器侧有功与无功的夹角,一定程度上反映了用电性质。线损与功率因数的关系为

$$Z_6 = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{P(t)}{\sqrt{P(t)^2 + Q(t)^2}} \quad (3)$$

式中: $P(t)$ 和 $Q(t)$ 为 t 时刻有功和无功功率。

(3) 负载率(Z_7)。在电网运行过程中,重载会导致线路电流上升,导线载流量的提高会导致线损率急剧上升。负载率的计算公式为

$$Z_7 = \frac{P_{avg}}{P_{max}} \quad (4)$$

式中: P_{avg} 为台区平均日用电量; P_{max} 为当月台区日最大用电量。

2 评估指标关联度分析

各种特征指标序列具有不同的数据来源、精度和特点,在评估其与理论线损的关系时,仅利用某种策略进行评估不符合客观事实。本文综合3种不同的关联度分析方法对评估指标进行计算。

2.1 基于斯皮尔曼系数关联度分析

理论线损率部分评价指标,例如供电半径、线路总长度等来自于统计数据,会存在的漏采、误差等问题,利用斯皮尔曼系数来减少误差。

假设线损率序列为 X ,所对应的元素 X_i ,任一影响因素序列为 Y ,所对应的元素为 Y_i ,各有 N 个数据,如式(5)

$$\begin{cases} X_0^0 = (X_0(1) - X_0(1), X_0(2) - X_0(1), \dots, X_0(n) - X_0(1)) \\ X_1^0 = (X_1(1) - X_1(1), X_1(2) - X_1(1), \dots, X_1(n) - X_1(1)) \end{cases} \quad (5)$$

将2个序列矩阵转换为各自列向量中的排名序列,记为 $R(X_i)$ 和 $R(Y_i)$ 。利用式(6),计算2个向量

中对应元素的 $R(X_i)$ 和 $R(Y_i)$ 之间的差异 d

$$d = \sum_{i=1}^N |R(X_i) - R(Y_i)|^2 \quad (6)$$

2个序列的相关性为

$$\varepsilon_1 = 1 - \frac{6 \times d}{N \times (N^2 - 1)} \quad (7)$$

2.2 基于灰色的关联度分析

灰色关联度能突出局部因素间的相互关系,适用于部分运行因素的与线损率的关联度分析。其值仅与 X_1 和 X_2 序列的几何形状有关,与其在空间所处的位置无关。

令几何因子 β_0, β_i 为

$$\begin{cases} \beta_0 = \int_1^n (X_0^0) dt \\ \beta_i = \int_1^n (X_i^0) dt \\ \beta_i - \beta_0 = \int_1^n (X_i^0 - X_0^0) dt \end{cases} \quad (8)$$

则2个序列的相关性为

$$\varepsilon_2 = \frac{1 + |\beta_0| + |\beta_i|}{1 + |\beta_0| + |\beta_i| + |\beta_i - \beta_0|} \quad (9)$$

2.3 基于余弦系数关联度分析

在标准化的前提下,2个向量的夹角余弦能反映序列的变化情况。若相关度越高,则结果越接近1;若结果越小,则越不相关。对于 $(x_1, y_1), (x_2, y_2)$ 二维向量有

$$\cos \theta = \frac{x_1 x_2 + y_1 y_2}{\sqrt{(x_1^2 + y_1^2)(x_2^2 + y_2^2)}} \quad (10)$$

假设共有 N 个数据元素,共有 $N-1$ 个余弦系数 $\cos \theta$, 则关联度为

$$\varepsilon_3 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \cos \theta_i \quad (11)$$

2.4 综合关联度分析

上述3种关联度分析方法中,斯皮尔曼系数关联度淡化台区统计数据中的近似和误差;灰色关联度侧重时间维度下数据的波动、几何形状的相关性;余弦系数关联度侧重于两者的波动情况大小。对于不同特征指标数据特点,利用不同的关联度方法能客观的反映系统关联关系

$$\xi = \alpha \varepsilon_1 + \beta \varepsilon_2 + (1 - \alpha - \beta) \varepsilon_3 \quad (12)$$

式中: ξ 为综合关联度; α, β 为分辨系数。对于不同影响因素序列,通过 α, β 对选择的方法进行修正,本文 α, β 取0或1。

3 理论线损变权评估方法

3.1 综合评价模型

传统理论线损评估值基于专家对台区特征指标的权值评估,不同的台区应用相似的评价模型,

计算公式如式(13)所示。虽然节约了大量的台区建模时间,但是针对特殊台区的差异评价对台区的当前状态评估效果较差。

$$T_i = \sum_{k=1}^m w_k z_{ik} \quad (13)$$

式中: T_i 为第 i 个台区的状态评价值; w_k 为第 k 个特征指标的权重; z_{ik} 为第 i 个台区第 k 个特征指标的标准化后的数值。

3.2 关联度变权方法

通过台区特征指标的关联度计算得出不同台区不同线损率评估指标的综合关联度序列,利用综合关联度反映其对线损率的贡献率从而生成不同特征指标的权值。基于不同台区特征指标的权值的变化更准确的反映当前台区状态,过程如下:

(1) 确定台区各特征指标 $(Z_1, Z_2, \dots, Z_7)$ 序关系和对应的综合关联度 $(\xi_1, \xi_2, \dots, \xi_7)$;

(2) 利用综合关联度 (ξ_k) 确定各特征指标的相对重要程度。设 r_k 为指标 Z_k 相对重要程度,为

$$r_k = \frac{\xi_k}{\xi_{\max}} \quad k = 1, 2, \dots, 7 \quad (14)$$

当 $r_k \in (0.9, 1]$, 表明此台区指标 Z_k 对理论线损率有极强的贡献度;当 $r_k \in (0.8, 0.9]$, 表明指标 Z_k 有一定的贡献度;当 $r_k \in (0, 0.8]$, 表明对此台区理论线损率的贡献度小。

(3) 权重系数 w_k 为

$$w_k = \frac{\alpha_k \xi_k}{\sum_{i=1}^7 \alpha_i \xi_i} \quad k = 1, 2, \dots, 7 \quad (15)$$

$$\alpha_k = \begin{cases} 1 & 0.9 < r_k < 1.1 \\ 0.8 & 0.8 < r_k \leq 0.9 \\ 0.5 & 0.6 < r_k \leq 0.8 \\ 0.2 & r_k \leq 0.6 \end{cases} \quad (16)$$

(4) 台区理论线损评价值为

$$T = \sum_{k=1}^7 w_k Z_k \quad (17)$$

台区理论线损率评价值 T 形成了量化的标准用于每个台区状态的评估,以 T 值来反映台区运行状态的不利程度,评价值越大,台区的理论线损率水平越高,台区的管理水平越差,说明台区越迫切需要进行改造和管理。

3.3 评估分析步骤

本节基于上述台区指标体系,利用不同的关联度方法的权重量化影响因素的大小,通过关联度的大小评估理论线损率。具体流程如下:

步骤1:从数据库中提取台区特征数据并进行标准化处理。考虑电气量的取值范围和单位均不同,为了不受量纲的干扰,需要对原始数据进行标准化

处理。设参数 m 个,样本个数 N 个,标准化方法如下

$$\begin{cases} Z_{ij} = x_{ij} - \bar{x}_j / \sqrt{s_{ij}} \\ \bar{x}_j = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N x_{ij} \\ s_{ij} = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N (x_{ij} - \bar{x}_j)^2 \end{cases} \quad (18)$$

式中: Z_{ij} 为 x_{ij} 标准化处理后的量; $\bar{x}_j$ 为 x_{ij} 的平均值; s_{ij} 为 x_{ij} 的方差。

步骤2:基于不同关联度方法对不同评价指标的适用情况,确定 α 和 β 。

步骤3:通过综合关联度计算台区的各指标的综合关联度 ξ_i 。

步骤4:基于关联度变权方法式(15)确定评价指标权重。

步骤5:基于式(13)和式(17)计算传统方法和变权后的台区理论线损评估值,并对比分析结果。

4 算例分析

本文以安徽部分台区数据为实例进行理论线损评估分析。从数据库中选择6个台区,编号为A1—A6,其中A1、A2来自城市;A3、A4来自城镇;A5、A6来自农村。台区均为电力公司的重点实验台区,具有统计数据完整、数据精度高的优势,且有理论线损率来验证评估方法的有效性。

4.1 台区评价特征指标关联度分析

以A1台区为例,首先针对不同台区理论线损评价指标根据对不同方法的适用性经验确定 α 和 β ^[19],根据式(12)计算综合关联度。以 Z_1 为例,供电半径 Z_1 数据来自电力公司的人为统计,会存在一定的精度问题,利用斯皮尔曼系数可以有效减小精度造成的误差。A1台区的指标关联度计算结果如表1所示。

表1 台区A1特征指标关联度计算结果

Table 1 Calculation results of correlation degree of characteristic indexes of A1 station area

台区特征指标	Z_1	Z_2	Z_3	Z_4	Z_5	Z_6	Z_7
α	1	1	0	1	0	0	0
β	0	0	0	0	1	1	1
ξ	0.667	0.724	0.585	0.596	0.694	0.746	0.658

如表1所示,A1台区 Z_6 和 Z_2 与线损率关联程度最高,即在A1台区, Z_2 和 Z_6 在台区理论线损率水平评价指标中权重较大。

4.2 台区评价指标权重计算

本文基于台区特征指标的综合关联度计算结果对各种指标的权重进行修正,从而改进了固态权

重的评价体系。其中台区A1—A6的权重的计算结果如表2所示。

表2 台区评价指标权重计算结果

Table 2 Station area feature index weight calculation result

台区	w_1	w_2	w_3	w_4	w_5	w_6	w_7
A1	0.14	0.19	0.07	0.08	0.18	0.20	0.14
A2	0.18	0.19	0.06	0.14	0.17	0.14	0.12
A3	0.13	0.20	0.08	0.07	0.18	0.20	0.14
A4	0.09	0.20	0.12	0.12	0.15	0.21	0.11
A5	0.14	0.17	0.06	0.18	0.13	0.18	0.14
A6	0.15	0.17	0.10	0.11	0.15	0.17	0.15

以A1台区为例,其特征指标的综合关联度数值与对应的权值如图1所示,两者具有一定相关性。

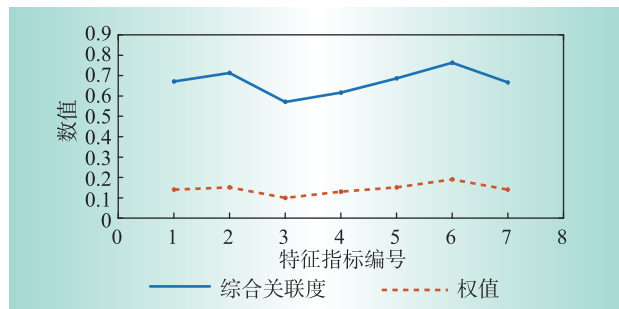


图1 A1台区特征指标综合关联度和权重

Fig. 1 A1 station area comprehensive correlation value and weight value

4.3 台区理论线损水平评估

根据权值系数 ($w_1, w_2, \dots, w_7$) 和标准化后的台区特征指标数值 ($Z_1, Z_2, \dots, Z_7$) 对台区进行状态评估计算,各台区状态评价结果如表3所示。

表3 各台区理论线损评估结果

Table 3 Results of evaluation value calculation of all station areas

台区	传统固态权值下的 T 值	基于关联度权重改进的 T 值	理论线损率
A1	0.312 2	0.232 6	0.041 7
A2	0.367 7	0.271 6	0.044 6
A3	0.486 5	0.312 3	0.051 7
A4	0.634 6	0.441 8	0.066 7
A5	0.501 7	0.632 1	0.112 0
A6	0.429 3	0.496 3	0.101 6

T 值反映了台区运行状态的不利程度, T 值越大,理论线损越大,台区的运行状态越差,越迫切需要治理。由表3可以看出 T 值较大的台区为A4—A6。而传统算法计算出的A3台区 T 值也较大,根据数据库中理论线损率数据中,理论线损率仅为0.051 7,属于正常的范围,其中在传统算法评估A4台区所得 T 值高达0.634 6,显然不符合真实情况,也验证了改进方法的有效性。

5 结束语

低压台区的线损率由多种多样的因素决定,综合灰色关联度、余弦距离、斯皮尔曼系数的方法能更客观的了解某个台区影响因素的实际情况。不同的台区某个特征指标对台区理论线损率的影响程度不同,基于综合关联度数值的特征指标变权使得权值更加合理,同时提升了对评价对象差异性的辨识能力。本文提出的面向理论线损的台区状态评估方法克服了运维人员依靠经验和主观进行判断的缺陷,为台区的管理提供了依据。D

参考文献:

- [1] 周俊. 浅谈利用用电采集系统分析线损[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(S1): 9-10.
ZHOU Jun. Line loss analysis based on electric energy data acquisition system [J]. Power Demand Side Management, 2017, 19(S1): 9-10.
- [2] MARINKO S, KRUNO T, SRETE N. Technical losses in power distribution network [C]. 2006 IEEE Mediteranean Electrotechnical Conference, 2006(3): 1 048-1 051.
- [3] 符冰超, 郑野园, 陈刚, 等. 台区线损数据治理的创新与推进[J]. 电力需求侧管理, 2016, 18(S1): 86-87.
FU Bingchao, ZHENG Yeyuan, CHEN Gang, et al. Innovation and advance on governance of area line loss data [J]. Power Demand Side Management, 2016, 18(S1): 86-87.
- [4] 林秋景. 供电台区线损异常分析及处理方法研究[D]. 广州: 华南理工大学, 2016.
LIN Qiujing. Research on analysis and treatment method of line loss abnormality in power supply station area [D]. Guangzhou: South China University of Technology, 2016.
- [5] 王一, 马子明, 谭跃凯, 等. 广东日前电力市场方案设计与市场仿真[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(1): 10-14.
WANG Yi, MA Ziming, TAN Yuekai, et al. Day-ahead power market design and market simulation in Guangdong Province [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(1): 10-14.
- [6] 张漫, 王主丁, 李强, 等. 中压目标网架规划中供电分区优化模型和方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(16): 125-131.
ZHANG Man, WHANG Zhuding, LI Qiang, et al. Optimization model and method of power supply area division for planning of medium-voltage target network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 125-131.
- [7] 李亚, 刘丽平, 李柏青, 等. 基于改进 K-Means 聚类 and BP 神经网络的台区线损率计算方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4 543-4 552.
LI Ya, LIU Liping, LI Boqing, et al. Calculation of line loss rate in transformer district based on improved K-Means clustering algorithm and BP neural network [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4 543-4 552.
- [8] MIKIC O M. Variance-based energy loss computation in low voltage distribution networks [J]. IEEE Transactions on Power System, 2007, 22(1): 179-187.
- [9] 沈云超, 王慧芳, 黄志华, 等. 配电网保护配置方案评估方[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(20): 138-145.
SHEN Yunchao, WANG Huifang, HUANG Zhihua, et al. Evaluation method of protection configuration scheme for distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(20): 138-145.
- [10] 魏小曼, 余昆, 陈星莺, 等. 基于 Affinity propagation 和 K-means 算法的电力大用户细分方法分析[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(1): 15-19, 35.
WEI Xiaoman, YU Kun, CHEN Xingying, et al. Analysis of power large user segmentation based on Affinity propagation and K-means algorithm [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(1): 15-19, 35.
- [11] 赵磊, 栾文鹏, 王倩. 应用 AMI 数据的低压配电网精确线损分析[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3 189-3 194.
ZHAO Lei, LUAN Wenpeng, WANG Qian. Accurate line loss analysis of LV distribution network using AMI data [J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3 189-3 194.
- [12] 周磊, 吴辉, 嵇文路, 等. 微电网脆弱性预评估方法[J]. 电力需求侧管理, 2018, 20(1): 20-24.
ZHOU Lei, WU Hui, JI Wenlu, et al. Vulnerability pre-assessment method for microgrid [J]. Power Demand Side Management, 2018, 20(1): 20-24.
- [13] 黄小耘, 欧阳卫年, 吴树鸿, 等. 基于准实时数据的智能配电网理论线损计算方法[J]. 自动化与仪器仪表, 2016(4): 130-131, 133.
HUANG Xiaoyun, OUYANG Weinian, WU Shuhong, et al. Intelligent distribution network theoretical line quasi-real time data loss calculation method [J]. Automation and Instrumentation, 2016(4): 130-131, 133.
- [14] 张晓毅, 贺惠民, 李胜杰, 等. 三相不平衡造成的台区电能损耗分析[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(2): 36-38.
ZHANG Xiaoyi, HE Huimin, LI Shengjie, et al. Study on power loss caused by three phase imbalance [J]. Power Demand Side Management, 2017, 19(2): 36-38.
- [15] 栾文鹏, 王兵, 周宁, 等. 基于量测数据的低压配电网精确建模[J]. 电网技术, 2015, 39(11): 3 141-3 146.
LUAN Wenpeng, WANG Bing, ZHOU Ning, et al. Modeling of LV distribution network based on metering data [J]. Power System Technology, 2015, 39(11): 3 141-3 146.
- [16] 李滨, 杜孟远, 韦维, 等. 基于准实时数据的智能配电网理论线损计算[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(11): 122-128, 148.
LI Bin, DU Mengyuan, WEI Wei, et al. Calculation of the oretical line loss based on quasi real-time data of smart distribution network [J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(11): 122-128, 148.
- [17] 蔡欣灵, 郝思鹏. 电网三相不平衡的度量与治理综述[J]. 电力工程技术, 2019, 38(5): 185-192.
CAI Xinling, HAO Sipeng. Review of the measurement and control of three-phase unbalance [J]. Jiangsu Electrical Engineering, 2019, 38(5): 185-192.
- [18] 陈慧, 夏桃芳, 詹世安. 基于用电信息采集系统的分相线损计算[J]. 电力需求侧管理, 2017, 19(1): 53-57.
CHEN Hui, XIA Taofang, ZHAN Shian. Split phase line loss calculation based on the electric information acquisition system [J]. Power Demand Side Management, 2017, 19(1): 53-57.
- [19] 张勇军, 石辉, 翟伟芳, 等. 基于层次分析法-灰色综合关联及多灰色模型组合建模的线损率预测[J]. 电网技术, 2011, 35(6): 71-76.
ZHANG Yongjun, SHI Hui, ZHAI Weifang, et al. Line loss rate prediction based on combinatorial modeling by analytic hierarchy process-gray comprehensive relationship and multi grey models [J]. Power System Technology, 2011, 35(6): 71-76.

(责任编辑 柴明哲)