

基于潮流计算的电力网线损理论计算

卫志农¹ 鞠 平¹ 董 峰¹ 王步华² 陈淑华²

(1. 河海大学电气工程学院,江苏 南京 210098 2. 河南省电力公司,河南 郑州 450052)

摘要 给出基于潮流计算的线损计算模型,对负荷曲线造成的病态潮流,采用直流潮流,根据灵敏度判别异常负荷点,并调整运行参数,从而使计算收敛.

关键词 电力系统 理论线损 潮流

中图分类号 :TM714 **文献标识码** :A **文章编号** :1000-1980(2000)06-0043-04

发电厂生产的电能通过输电、变电和配电环节供给用户.在输送和分配电能的过程中,电力网中的各个元件(线路、变压器、无功补偿设备、测量仪表等)都要消耗电能.在给定时间段内,电力网的所有元件产生的电能损耗称为电力网的线损电量,简称线损.线损电量占供电量的百分数叫线损率.理论线损是指可以计算的技术线损,它又可分为空载损耗和负载损耗.线损计算具有十分重要的意义.目前,如果全国的平均线损率下降 1%,每年可以减少数十亿 kW·h 的电能损耗,其经济效益是非常可观的.

1 线损计算的几种方法

由于电力网的线损是一定时间段内各元件上的功率损耗对时间的积分值的总和,因而准确的线损计算比在电力系统确定的运行方式下潮流计算还复杂^[1].由于精确的线损计算十分困难,所以应根据不同的要求和具体情况,采用不同的线损简化计算方法.目前,线损计算主要有下面几种方法.(a)根据最大负荷损耗时间求电能损耗和利用损失因数 F 求电能损耗是最简单的方法,但该方法的计算精度不高,只适用于电力网的规划中.(b)利用均方根电流计算线损是一种比较普遍的方法,对于局部电网和个别元件的电能损耗计算或当线路出口处仅仅装设电流表时,它还是相当有效的.但在实际应用中受到各种条件限制,效果不十分理想.主要是因为负荷的测计工作量太大,而且数据的整理工作量也是很大的,因此很难进行一次全网计算,更不能经常化.(c)节点等效功率法的优点是:计算中依据的运行数据取自电度表,因而原始数据较为准确,将电能损耗的计算问题转化为计算功率损耗的问题,适用于较复杂的电力网线损计算.基于概率潮流的线损计算方法^[2],该方法的主要问题在于如果系统的非线性较强,则线损计算结果误差较大,同时计算时段不能太大.

上述几种方法都没有考虑负荷节点的负荷曲线形状变化和电源节点的出力曲线形状变化对线损的影响.大量的实际计算表明,不计负荷曲线的影响所导致的误差可达 $-23\% \sim +29\%$,显然,这么大的误差对于分析降损措施及线损指标考核都是不能接受的.

国家电力科学研究院、重庆大学等单位^[1,3]提出了根据负荷曲线利用潮流来计算线损的方法.笔者在该方法的基础上,进一步提高其收敛的可靠性和计算的准确性,使其满足工程要求^[4].

2 基于潮流的电量法线损计算

2.1 理论线损计算模型

本文主要对输电网络进行研究.不同变电站 24h 负荷的变化是随各个地区负荷构成而异的,相应发电厂的出力曲线也各不相同.笔者首先将电网各母线的负荷或发电出力曲线折算成以平均功率为基准的负荷系数,形成负荷系数表,再将计算时段内的电量折算成平均功率后乘以相应负荷或发电系数,得到 24h 节点负荷或发电数据,再进行 24h 潮流计算,然后将各小时的线损值相加,得到典型日的线损,再乘以计算时段得到

收稿日期 :1999-08-30
作者简介 :卫志农(1962—),男,副教授,在职博士生,主要从事电力系统运行与控制的教学与研究.

计算时段系统线损值.

第 i 节点第 k 小时有功负荷系数为

$$f_{i,k} = \frac{P_{i,k}}{P_{av,i}} \qquad P_{av,i} = \frac{A_{ip}}{24}$$

式中: $P_{i,k}$ ——第 i 节点第 k 小时有功功率; A_{ip} ——第 i 节点典型日的有功电量; $P_{av,i}$ ——第 i 节点典型日的有功功率.

相应的无功负荷系数为

$$b_{i,k} = \frac{Q_{i,k}}{Q_{av,i}} \qquad Q_{av,i} = \frac{A_{iq}}{24}$$

式中: $Q_{i,k}$ ——第 i 节点第 k 小时无功功率; A_{iq} ——第 i 节点典型日的无功电量; $Q_{av,i}$ ——第 i 节点典型日的平均无功功率.

PV 节点的无功负荷系数形成相应的电压曲线,由此曲线,用户只要输入每个节点计算时段的日供电量,即可得到 24 h 的负荷数据和发电数据:

$$P_{i,k} = \left(\frac{A_{ip}}{24}\right) \times f_{i,k} \qquad Q_{i,k} = \left(\frac{A_{iq}}{24}\right) \times b_{i,k}$$

根据每小时的负荷数据和发电数据以及网络的拓扑结构,计算潮流,得到每小时的线损,则典型日有功损耗电量为

$$\Delta A_{pd} = \sum_{i=1}^{24} \Delta P_i \cdot 1$$

式中 ΔP_i 为典型日每小时的有功损耗.

计算时段内的线损为

$$\Delta A_T = \Delta A_{pd} \times T$$

式中 T 为计算时段的总天数.

上述计算模型只取计算时段中的一天为典型日,然而在 T 时段内,系统的发电功率、负荷功率和网络拓扑结构会发生较大的变化,仅选用一种运行模式必然会造成较大的计算误差.同时,采用这种方法得到的平均功率与实际运行方式下的功率相差也较大,这也是导致潮流计算不易收敛的原因.以河南电网的实际运行情况为例,该电网一年内分为两种主要的运行方式,即冬季的本网火电南送湖北和夏季的湖北水电北送河南,如在一年内仅仅取一种运行方式计算河南电网的线损,势必造成较大的误差,在实际计算中也证明了这一点.因而有必要在计算时段内选取多种不同的运行方式^[5],但并不是计算时段内每一天的运行方式都有很大差异,总有若干天其负荷、网络拓扑结构大致相同(例如在一周内,五天工作日可以归为一类运行模式,两天休息日可以归为另一类运行模式),因而可以将计算时段内系统的运行方式归为几类运行模式,只要计算这几类运行模式所对应的线损,然后分别乘以各个模式所对应的天数,将它们相加即可得到总的线损.即

$$\Delta A_T = \Delta A_{pd1} T_1 + \Delta A_{pd2} T_2 + \Delta A_{pd3} T_3 + \dots + \Delta A_{pdn} T_n$$

运行模式的分类可以采用聚类分析方法,也可以采用人工分类方法,文献[6]采用 Kohonen 神经网络和模糊系统相结合,对负荷曲线分类,取得了比较好的结果.以人工方法进行线损计算模式的判别,一般一年内可以分为 8 个模式,如表 1 所示.

表 1 运行模式分类表
Table 1 Classification of operating modes

模式 1	模式 2	模式 3	模式 4	模式 5	模式 6	模式 7	模式 8
春季	春季	夏季	夏季	秋季	秋季	冬季	冬季
工作日	休息日	工作日	休息日	工作日	休息日	工作日	休息日

在计算过程中,由用户指定工作模式和每种模式的持续时间.根据该模式的负荷曲线和系统拓扑图计算线损,然后乘以天数,得到总线损.

假设计算时段内有三种模式,则得各模式的电量分配公式为

$$\begin{aligned} A &= A_1 T_1 + A_2 T_2 + A_3 T_3 \\ K_1 &= \frac{A_1}{(A_1 + A_2 + A_3)} \qquad K_2 = \frac{A_2}{(A_1 + A_2 + A_3)} \qquad K_3 = \frac{A_3}{(A_1 + A_2 + A_3)} \\ A'_1 &= \frac{A}{(T_1 + T_2 K_2 / K_1 + T_3 K_3 / K_1)} \qquad A'_2 = \frac{A}{(T_1 K_1 / K_2 + T_2 + T_3 K_3 / K_2)} \end{aligned}$$

$$A_3' = \frac{A}{(T_1K_1/K_3 + T_2K_2/K_3 + T_3)}$$

式中 : A ——整个时间段的预测电量 ; A_1, A_2, A_3 ——各个模式的电量 ; A_1', A_2', A_3' ——由预测电量分配到每一模式的平均电量 ; T_1, T_2, T_3 ——各个模式持续的时间 ; K_1, K_2, K_3 ——各个模式电量分配系数。

2.2 灵敏度分析与自适应调整

当计算电力系统稳态潮流时 ,会出现不收敛 ,我们称之为病态潮流 ,并称此时的电力系统为具有病态条件的电力系统^[7]。病态条件的电力系统可分为两类 :结构病态的电力系统和运行病态的电力系统。理论线损计算不收敛主要是由第二种情况引起。

利用典型日负荷曲线 ,由平均功率计算潮流 ,其形成的运行方式并不是实际的运行方式 ,因而更加容易产生病态电力系统。原因是 (a)典型负荷曲线选取不当 ,造成系统局部或全局功率严重不平衡 ,使系统表现为运行参数病态 (b)由平均功率引入的误差。

对计算不收敛情况的分析可知 ,辐射型线路、重负荷线路很容易导致发散。其表现为该区域内节点的电压相角差很大 ,区域内支路的流动功率越限可能性较大。针对这种情况 ,我们提出将直流潮流法作为网络异常负荷点的识别方法。利用直流潮流快速估算潮流 ,它与精确潮流法计算的电压相角差不超过 10% ,且能判断出最大的电压相角差。

直流潮流的数学模型推导参见文献 [8]。由文献 [8]知 ,节点注入功率列向量

$$P = B \times \theta \tag{1}$$

式中 : B ——电纳矩阵 ,应去掉平衡节点所在的行和列 ; θ ——节点相角差列向量。

将式 (1)写成
$$\theta = B^{-1} \times P \tag{2}$$

根据电压相角的偏差程度 ,判断引发潮流不收敛的重负荷节点 ,找到负荷功率较重的区域。其后根据一定的规则调整负荷曲线 ,使计算收敛。

由式 (2)可得相角对有功功率的灵敏度 :

$$\frac{\partial \theta}{\partial P} = B^{-1}$$

从而给出第一种检验策略 :当直流潮流计算出节点的相角后 ,选择相角最大的节点 i ,由该节点相角得到各个节点的有功功率的灵敏度向量 ,选择灵敏度最大的节点 ,灵敏度大说明该节点的有功功率对节点 i 的相角影响最大 ,是导致计算发散的主要原因。调整该节点的有功功率可以使计算迅速收敛。但是第一种检验策略由灵敏度矩阵入手 ,即仅仅判断 B^{-1} 的值 ,而事实上 B^{-1} 只反映了网络拓扑结构造成的有功功率对相角的影响 ,没有考虑到实际的运行方式。第二种检验策略 :为了计及网络的运行方式 ,采用综合灵敏度方法 ,即当算得最大相角差的节点以后 ,由该节点对应的灵敏度矩阵的行与有功功率列向量相乘 ,即 $S = B_i^{-1} \times P$,然后选择综合灵敏度最大的点 ,该点是导致计算发散的主要原因。

3 算例及结果分析

应用本文提出的方法和开发的软件对一个试验系统和一个实际系统进行了计算。算例 1 有 18 个节点 , 27 条支路 ,其中发电节点 4 个 ,负荷节点 8 个 ,空节点 6 个。基准容量取 100 MW ,电压均归算至 110 kV 侧 ,网络参数见文献 [1]。文献 [1]算法的计算结果如表 2、表 3 所示。

表 2 文献 [1]算法的计算结果

Table 2 Results of the method in [1]

发电节点总电量	负荷节点总电量	电能损耗	线损率
(MW·h)	(MW·h)	(MW·h)	/%
6560.3	6353.9	206.3	3.145

表 3 文献 [1]算法计算时段内的计算结果

Table 3 Results of the method in [1] during calculation time

发电节点总电量	负荷节点总电量	电能损耗	线损率
(MW·h)	(MW·h)	(MW·h)	/%
20336.9	19697.1	639.5	3.145

现对该网络在计算时段内采用两种运行模式进行计算 ,运行模式 1 为工作日 ,运行模式 2 为休息日。在各负荷节点、发电节点电量不变的情况下计算结果是 :运行模式 1 见表 2 ,运行模式 2 见表 4、表 5 为计算时段内系统总的发电量、负荷电量、线损率、电能损耗。

表 4 运行模式 2 的计算结果

Table 4 Results of operating mode 2

发电节点总电量 (MW·h)	负荷节点总电量 (MW·h)	电能损耗 (MW·h)	线损率 /%
5960.3	5787.5	172.8	2.91

由计算结果知 ,在计算时段内仅考虑一种计算模式 ,与考虑两种模式所得线损率相差 5% ,考虑更多模式时肯定相差还要大.

算例 2 为某省实际电网 ,按线损的归属 ,该省电力系统需要计算的范
围包含 108 个节点、153 条支路和两台三绕组变压器.该系统 8 月份的线损统计数据和理论计算结果如表 6 所示.由表 6 可知该系统 8 月份统计线损值包括理论线损和不明技术、管理线损 ,理论线损值占总线损值的 77% .该实际算例表明 ,本文提出的方法为基础开发的软件具有计算准确度高、收敛性好的特点 ,可用于实际系统.

表 5 现有算法计算时段内的计算结果

Table 5 Results of the present method in calculation time

发电节点总电量 (MW·h)	负荷节点总电量 (MW·h)	电能损耗 (MW·h)	线损率 /%
20303.4	19697.1	606.3	2.99

表 6 某省电力系统理论线损计算结果

Table 6 Results of theoretical transmission energy loss in a certain power system

项目	系统供电量 (MW·h)	系统用电量 (MW·h)	网 损 (MW·h)	网损率 /%
统计数据	3459667	3374976	84689.4	2.54
理论计算	3440136	3374976	65154	1.89

4 结 论

通过试验系统和实际系统的计算表明 本文提出的方法具有以下优点 (a)线损计算模型更符合实际 ,计算结果准确度高.(b)该方法适应性强 ,实用性好.(c)当计算出现发散时 ,能快速识别并调整有关参数 ,使计算收敛到合理的结果.

参考文献 :

[1] 杨秀台. 电力网线损的理论计算和分析[M]. 北京 :水利电力出版社 ,1987.246 ~ 252.
[2] Guo Jinagyu. Transmission loss evaluation on PLF and application to northeast chiang power system[J]. PSCC ,1996 :170 ~ 174.
[3] 吴安官 ,倪保珊. 电力系统线损[M]. 北京 :中国电力出版社 ,1990. 1 ~ 350.
[4] 董峰. 电网理论线损计算与无功优化规划的研究[D][学位论文]. 南京 :河海大学 ,1999.
[5] Roman Nadira ,WU Felix F , et al. Bulk transmission system loss analysi[J]. IEEE Trans on Power System , 1993 , 8(2).
[6] Dai Zhongcheng. Load pattern classification using kohonen network with fuzzy[J]. PSCC , 1996.180.
[7] 张伯明 ,陈寿孙. 高等电力网络分析[M]. 北京 :清华大学出版社 ,1996.60.
[8] 王锡凡. 电力系统优化规划[M]. 北京 :水利电力出版社 ,1990.240.

Calculation of Theoretical Transmission Energy Loss Based on Load Flow

WEI Zhi-nong¹ ,JU Ping¹ ,DONG Feng¹ ,WAN Bu-hua² ,CHEN Shu-hua²

(1. College of Electrical Engineering , Hohai Univ. , Nanjing 210098 , China ;
2. Henan Power Company , Zhengzhou , 450052 , China)

Abstract :At first , a model for calculation of theoretical transmission energy loss is proposed in this paper , which is based on the load flow method. A direct-current load flow is worked out to solve the ill-condition load flow caused by load curve. According to the function sensitivity , an operating mode is reestablished. The results show this method is reliable.

Key words :power system ; theoretical transmission energy loss ; load flow