

# 电力系统继电保护整定计算中运行方式的组合问题

张锋,李银红,段献忠

(华中科技大学,湖北 武汉 430074)

**摘要:** 在进行整定计算前,必须确定整定计算所需的预备量,如保护所在线路末端短路流过保护的最大零序电流、保护所在线路与相邻线路配合的最大/最小分支系数等。为了计算这些预备量,必须选择一定的运行方式,在各种方式下进行故障计算,从中选取最大值或最小值进行整定计算。本文总结了传统的运行方式的选择方法的优缺点,提出了改进的运行方式的选择方法,并将其运用于继电保护整定计算软件的开发工作中。

**关键词:** 电力系统; 整定计算; 运行方式组合; 阻抗矩阵

中图分类号: TM744

文献标识码: A

文章编号: 1003-4897(2002)07-0023-04

## 1 引言

在电力系统实际运行中,系统的运行方式是不断变化的。为了保证继电保护装置在不同系统方式下能够正确动作,在进行继电保护定值整定时,必须考虑系统方式变化的因素,即在各种可能的系统方式下,对继电保护装置的定值进行整定,保证其满足灵敏性、选择性、快速性和可靠性的要求,然后从中选取灵敏度最低、动作时间最长的定值作为保护的最终定值。但是,随着电力系统规模的扩大和电网结构的不断发展,电力系统的运行方式变得越来越复杂,对所有可能的系统运行方式进行整定计算存在计算量大、消耗时间长等问题。如何从复杂的系统方式中选择有限种具有代表性的系统方式进行整定计算并且保证所得结果恰当合理,是继电保护整定计算人员和继电保护整定计算软件编制人员面临的新任务。

作者在进行继电保护整定计算软件的开发工作中,与电力生产部门就继电保护整定计算中运行方式的选择方法进行了探索和研究,总结了传统的运行方式选择方法的优缺点,提出了改进的运行方式的选择方法,并将其运用于继电保护整定计算软件的开发中。

## 2 传统的运行方式的选择方法

传统整定计算中,系统运行方式选择的基本原则为:整定计算以系统常见运行方式为依据、局部考虑外部系统运行方式的改变、特殊运行方式在补算时考虑。由于电力系统大部分时间处于正常运行状态,所以,要充分发挥保护的作用,应着眼于正常运行方式,尽量保证在正常运行方式下,保护有较好的

工作性能。对于系统中可能出现的特殊运行方式,由补算工作对定值进行调整。传统的运行方式选择原则实现简单,并且保证了在大多数的网架结构和系统方式下保护定值的合理性。

但是,随着系统规模和网架结构的发展,系统中大规模电厂的数目不断增多,系统接线方式也日趋复杂,大环、小环交错连接的情况也逐渐增多。在这种系统条件下,传统的运行方式的选择方法无法考虑系统中大电厂的影响和环路结构运行方式选择的特殊性,影响了保护定值的正确性和合理性。

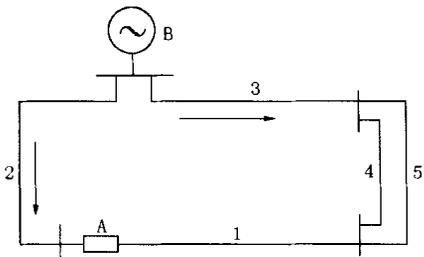


图1 零序保护 A 进行 段整定

如对方 1 中零序保护 A 进行 段整定时,需要确定保护所在线路末端故障流过保护的最大零序电流,传统的运行方式选择方法无法考虑电厂 B 和线路 3 方式变化对整定值的影响,但是,从系统结构图中可以看出,当电厂 B 处于大方式且线路 3 开断时,保护末端故障流过保护电流为最大电流。

随着计算机技术的发展,计算机强大的计算功能实现了继电保护整定计算理念的完全更新。在系统运行方式的选择上,必须选择更加合理有效的选择原则,使继电保护整定计算结果更加精确。

## 3 改进的运行方式的选择方法

### 3.1 基本思想

新的系统运行方式的选择方法仍然以系统常见运行方式为计算依据。改进的运行方式的选择方法与传统运行方式的选择方法并不矛盾。传统运行方式的选择方法的基本原则是可取的,即以系统中常见方式为计算依据(包括正常运行方式和正常检修方式),因为保护大部分时间处于系统正常运行方式下。

在传统运行方式不能兼顾的方面,对新的运行方式的选择方法将进行一定的研究和探索。

(1) 新的运行方式的选择方法将采用阻抗矩阵来描述系统运行状态,在电力系统故障计算中,节点方程常写成阻抗形式,即  $ZI = U$ 。式中  $Z = Y^{-1}$  是  $n$  阶方阵,称为网络的节点阻抗矩阵。上式可展开写成

$$\begin{bmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \dots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \dots & Z_{2n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \dots & Z_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \dots \\ I_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \dots \\ U_n \end{bmatrix} \quad \text{或者写成}$$

$$\sum_{j=1}^n Z_{ij} I_j = U_i \quad (i = 1, 2, \dots, n)$$

节点阻抗矩阵的对角线元素  $Z_{ii}$  称为节点  $i$  的自阻抗或输入阻抗。节点阻抗矩阵的非对角线元素  $Z_{ij}$  称为节点  $i$  和节点  $j$  之间的互阻抗或转移阻抗。则系统内每一个节点的电压  $U_{i(0)}$  与每一条支路的电流  $I_{ij(0)}$  都可以表示为阻抗和故障点注入电流  $I_{f(0)}$  的函数

$$U_{i(0)} = Z_{if(0)} I_{f(0)} \quad \text{则}$$

$$I_{ij(0)} = \frac{[Z_{if(0)} - Z_{if(0)}] I_{f(0)}}{Z_{ij(0)}}$$

式中  $Z_{if(0)}$  表示节点  $i$  到故障点  $f$  的零序互阻抗;  $Z_{ij(0)}$  则表示节点  $i, j$  之间的零序线路阻抗。

(2) 网络中环路上的元件  $mn$  开断或厂站方式的变化,都可以表示为阻抗矩阵元素的变化。在已有的节点  $m, n$  之间,断开一条阻抗为  $Z_{mn}$  的连支,连支  $Z_{mn}$  的断开将改变网络中的电压分布状况。但由于不改变节点数,网络拓扑结构不变,故阻抗矩阵的阶数不变。因此,只需对原有矩阵的各元素作相应的修改。推导矩阵元素的修改公式可以从计算断开连支的网络电压分布入手。

如果保持各节点注入电流不变,连支  $Z_{mn}$  的断开对网络原有部分的影响在于把节点  $m$  和节点  $n$  的注入电流分别从  $I_m, I_n$  变为  $I_m + I_{mn}, I_n - I_{mn}$ 。则流过该保护的零序电流变化量为:

$$I_{ij(0)} = f(Z_{if(0)}, Z_{jf(0)}, Z_{ij(0)}, I_{f(0)}, I_{f(0)})$$

其中  $I_{f(0)}, I_{f(0)}$  最终也可以表示为电压与阻抗的函数。网络中元件的开断,影响  $i, j$  节点电压,自然  $f$  点的正常电压也会按阻抗比例变化,也就是说流过该保护的零序电流变化量可以完全写成阻抗和注入电流的函数。

当  $I = I_{ij}/I_{ij} \times 100\%$   $I_n$  (比如将  $I_n$  的门槛值设为 0.1),则认为元件  $mn$  的开断对  $I_{ij}$  的影响较大,  $mn$  为该环路上的重要线路或薄弱边。

环路上厂站方式的变化同理可以看作其阻抗的变化,只要将上述方法中公式节点符号稍作修改,即可获得  $I$ ,其值大于阈值的就是重要电厂,其方式的变化也应该在运行方式的组合中予以考虑,而这一点是传统的运行方式选择方法所没有考虑到的。

根据阻抗矩阵的特性,阻抗矩阵  $Z$  表征了整个网络的固有属性,可以完全表征整个网络。网络中环路上元件的开断或厂站的方式变化均可以表示为其等值阻抗的变化。此种方法非常直观、准确,由于只需计算环路中的元件的开断与电厂方式的变化(一般并不太多),计算量也不是很大。而传统的运行方式(轮断)的选择方法是无法考虑到环路上重要电厂和重要线路方式变化对整定值的影响。因此改进后的运行方式的选择方法——阻抗矩阵法,在保证系统方式选择合理有效的基础上,大大提高了继电保护整定计算的精确性。

### 3.2 采用阻抗矩阵选择系统运行方式的方法

假定保护安装在某一环路上的线路  $ij$  上,待计算量为流过保护的最大零序电流,下面要确定任意支路开断对保护定值的影响。现以零序电流保护单相(a相)短路接地情况为例,确定  $I$  求取方法。

考虑金属性短路接地,短路处的边界条件为

$$\dot{I}_b = \dot{I}_c = 0, \dot{U}_a = Z_f \dot{I}_a = 0$$

用对称分量法表示可得

$$\dot{I}_{F(1)} = \dot{I}_{F(2)} = \dot{I}_{F(0)}, \quad \dot{U}_{F(1)} + \dot{U}_{F(2)} + \dot{U}_{F(0)} = 0$$

与这种边界条件相适应的复合序网示于图 2。

系统中任意点节点电压与注入电流的关系如式

(1):

$$\begin{bmatrix} Z^{(1)} & 0 & 0 \\ 0 & Z^{(2)} & 0 \\ 0 & 0 & Z^{(0)} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \dot{I}^{(1)} \\ \dot{I}^{(2)} \\ \dot{I}^{(0)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} U^{(1)} \\ U^{(2)} \\ U^{(3)} \end{bmatrix} \quad (1)$$

式中  $Z^{(1)}$  为系统正序阻抗矩阵;  $Z^{(2)}$  为系统负序阻抗矩阵;  $Z^{(0)}$  为系统零序阻抗矩阵;  $\dot{I}^{(1)}$  为系统正序注入电流相量;  $\dot{I}^{(2)}$  为系统负序注入电流相量;  $\dot{I}^{(0)}$  为

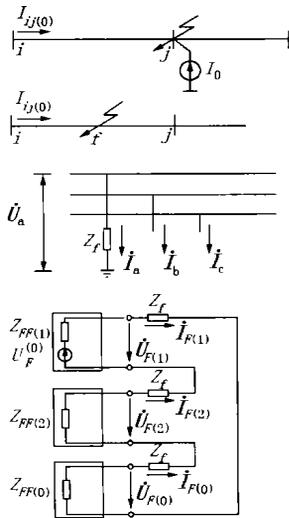


图2 零序电流保护单相(a相)短路接地复合序网系统零序注入电流相量。且

$$\dot{I}^{(0)} = [0, \dots, I_{f(0)}, \dots, 0]$$

则任意点零序电压为:  $U_{i(0)} = Z_{fi(0)} I_{f(0)}$

任意线路零序电流为:

$$I_{ij(0)} = \frac{[Z_{fi(0)} - Z_{ff(0)}] I_{f(0)}}{Z_{ij(0)}}$$

当网络中任意元件 mn 开断时,网络中任意节点与故障点的互阻抗将变为:

$$Z_{if(0)} = Z_{if(0)} + \frac{[Z_{am(0)} - Z_{an(0)}][Z_{mf(0)} - Z_{ff(0)}]}{Z_{mn(0)} - [Z_{mm(0)} - 2Z_{nn(0)} + Z_{nn(0)}]}$$

则任意线路的零序电流变化量为:

$$I_{ij(0)} = I_{ij(0)} - I_{ij(0)} = \frac{Z_{if(0)} I_{f(0)} - Z_{if(0)} I_{f(0)}}{Z_{ij(0)}} - \frac{Z_{if(0)} I_{f(0)} - Z_{if(0)} I_{f(0)}}{Z_{ij(0)}} \quad (2)$$

这里只有  $I_{f(0)}$ ,  $I_{f(0)}$  是未知量,由故障计算边界条件可知:

$$I_{f(0)} = I_{F(0)} = \frac{U_{F(0)}}{Z_{FF(0)} + Z_{FF(1)} + Z_{FF(2)}}$$

单相短路时有

$$U_{F(0)} = U_f^{(0)}$$

$$Z_{FF(q)} = Z_{ff(q)}, (q = 0, 1, 2)$$

$$I_{f(0)} = \frac{U_f^{(0)}}{Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)}}$$

$$I_{f(0)} = \frac{U_f^{(0)}}{Z_{ff(0)} + Z_{ff(1)} + Z_{ff(2)}}$$

其中阻抗参数已知,  $U_f^{(0)}$  表示故障点开路电压(正常电压),网络中元件的开断前故障点电压为

$$U_f^{(0)} = \sum_{i=1}^n Z_{fi(0)} I_{i(0)}$$

开断后故障点电压为:  $U_f^{(0)} = \sum_{i=1}^n Z_{fi(0)} I_{i(0)}$

回到到公式(2)中,则

$$I_{ij(0)} = f(Z_{fi(0)}, Z_{ff(0)}, Z_{ij(0)}, Z_{ff(0)}, Z_{ff(1)}, Z_{ff(2)}, Z_{ff(0)}, Z_{ff(1)}, Z_{ff(2)}, I_{i(0)})$$

当  $I_{0n} = I_{ij(0)} / I_{ij(0)} \times 100\%$   $I_{0n}$  (比如将  $I_{0n}$  的门槛值设为 0.1),则认为元件 mn 的开断对  $I_{ij}$  的影响较大, mn 为环路中的重要线路或薄弱边。可见零序电流保护单相(a相)短路接地情况可以采用阻抗矩阵法选择环路中的重要线路参加运行方式的组合。

显然,环路上的大电厂的方式变化对流过该保护电流的影响,传统运行方式(轮断)选择是无法考虑到的,而利用阻抗矩阵法则可以。

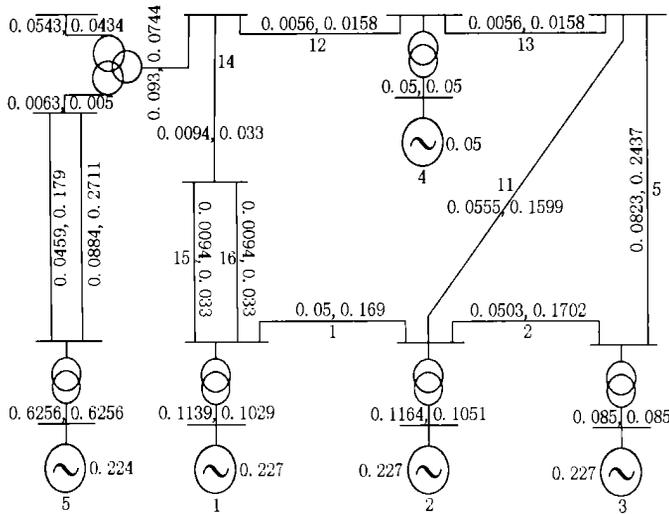
#### 4 算例

图3示电力系统所有线路参数、注入电流、各元件的正序、零序阻抗参数如图中所示。由于存在分流效应,各发电机与相关线路停运或开断时,对保护定值的影响如表1。

表1 对保护定值的影响

方式	保护定值影响百分比
发电机1停运	8.3%
发电机2停运	13.5%
发电机3停运	10.2%
发电机4停运	31.6%
发电机5停运	2.2%
线路2停运	5.9%
线路5停运	0.3%
线路12停运	0.3%
线路13停运	7.7%
线路14停运	14.9%
线路15停运	1.4%
线路16停运	1.4%

从表1中结果可以得出下述结论:发电机4不在保护所在母线上,其方式变化对保护定值将产生较大的影响;线路14不在保护两端母线上,其方式变化对保护定值也将产生较大的影响。因此,在保护整定过程中,发电机4和线路14应该参加运行方式组合。



注:保护设在1号线左端

图3 系统网络拓扑

为例,考虑金属性短路接地,给出一个实际系统的算例。

#### 参考文献:

- [1] 李银红,石东源,段献忠,等. 继电保护计算机整定的断点计算方法的改进[J]. 武汉:华中理工大学学报,1999,27(7).
- [2] 陈永琳. 电力系统继电保护的计算机整定计算[M]. 北京:电力出版社,1990.
- [3] 王梅义. 电网继电保护应用[M]. 北京:中国电力出版社,1999.
- [4] 褚骏伟. 电力系统分析[M]. 北京:水利电力出版社,1994.
- [5] 尹项根,曾克娥. 电力系统继电保护原理与应用[M]. 武汉:华中科技大学出版社,2000.
- [6] 何仰赞,温增银,汪馥瑛,等. 电力系统分析[M]. 武汉:华中理工大学出版社,1995.

## 5 结论

- (1) 总结了传统的运行方式选择方法的优缺点;
- (2) 提出了一种改进的直观、准确的运行方式的选择方法;
- (3) 以零序电流保护单相(a相)短路接地情况

收稿日期: 2001-12-10

作者简介: 张锋(1978-),男,硕士研究生,研究方向为继电保护整定计算软件的研制; 李银红(1976-),女,博士研究生,研究方向为继电保护整定计算软件的研制; 段献忠(1966-),男,教授,博士生导师,研究方向为电力系统信息化。

## The research on problem of operation mode combination in relay coordination for electrical system

ZHANG Feng, LI Yirong, DUAN Xiarzhong

(Huazhong University of Science & Technology, Wuhan 430074, China)

**Abstract:** Before coordination, preparing characters must be determined, such as maximal zero sequence current passing the relay when a fault occurs at the end of the line on which the relay is fixed, maximum and minimum branch coefficient of interaction between the lines which is nearby. For determining these characters, a kind of operation mode has to be chosen, with which the fault current calculation can be done. Then maximum or minimum can be picked out to do the coordination. In this paper, the virtue and shortcoming of traditional measures in choosing operation mode is concluded. And a new actable method in choosing operation mode is proposed, which can be used in the relay coordination software development.

**Keywords:** electrical system; coordination; combination of operation mode; matrix of impendenc

(上接第2页)

## Discussion once and again for system criterion ( $U_{30} <$ ) in loss of field protection

WANG Wei-jian

(E. E. Department, Tsinghua University, Beijing 100084 China)

**Abstract:** In generator loss of field protection, often adopt output with system criterion & impedance criterion up till the present moment, it's possible when only one generator loses its field, voltage collapse may occur in parts of electric network, this is a warning for us. The source of this problem is short of recognizing for operating characteristic of system criterion ( $U_{30} <$ ) on impedance plan.

**Keywords:** loss of field protection; system criterion; impedance characteristic