

# 35 kV 大容量变压器继电保护整定及配合

郝福忠, 侯元文, 郭海燕

(济源供电公司, 河南 济源 454650)

**摘要:** 35 kV 大容量变压器短路阻抗相对较小, 造成 35 kV 线路过流保护与 35 kV 主变压器 10 kV 侧后备保护无法配合, 通过对实例变电站保护定值进行计算, 对存在的问题进行分析, 提出了采用 35 kV 变压器 10 kV 侧增加一段与 10 kV 出线有灵敏度段进行配合的后备保护的方法, 可解决保护不配合问题, 提高供电可靠性。

**关键词:** 大容量变压器; 继电保护; 后备保护; 整定; 配合

## Setting and coordination on relay protection for 35 kV large capacity transformer

HAO Fu-zhong, HOU Yuan-wen, GUO Hai-yan  
(Jiyuan Power Supply Company, Jiyuan 454650, China)

**Abstract:** The short-circuit impedance of the 35 kV large-capacity transformer is relatively small, which makes it hard to coordinate between the 35 kV line over-current protection and the backup protection on 10 kV side of 35 kV main transformer. This paper suggests to add backup protection section which coordinates 10 kV line sensitivity section protection on 10 kV side of 35 kV transformer through the setting calculation of the substation and analysis of existing problems. It resolves the problem that the protection doesn't coordinate, and improves the reliability of power supply.

**Key words:** large-capacity transformer; relay protection; back-up protection; setting; coordination

中图分类号: TM77 文献标识码: B 文章编号: 1674-3415(2010)04-0116-03

## 0 引言

近年来, 济源地区电网工业用户 35 kV 变电站广泛采用如 16 MVA、20 MVA 甚至 25 MVA 的大容量变压器, 以满足用户的用电需求。但变压器容量增大造成短路阻抗变小, 使 35 kV 线路延时电流速断(全线有灵敏度段)保护与 35 kV 主变压器后备保护无法配合, 扩大停电范围, 降低供电可靠性。本文针对 35 kV 大容量变压器的相关继电保护整定计算进行分析, 并提出在 35 kV 变压器 10 kV 侧增加一段后备保护的方法, 可实现 10 kV 母线或 10 kV 线路故障时动作的选择性, 提高了用户变电站的供电可靠性。

## 1 保护的整定计算

计算以 110 kV 润北变电站的一条 35 kV 线路所连接金利变电站的 20 MVA 变压器为例。整个系统的电气连接如图 1 所示。已知 35 kV 线路长度为 4.0 km, 35 kV 变压器型号为 SFZ11-20 MVA, 阻抗电压为 8%, 金利变 10 kV 母线采用单母分段接线。润北变 35 kV 系统母线阻抗为 0.28/0.36 (标么值, SB=100 MVA)。



图 1 系统接线图

Fig.1 Wiring diagram of system

### 1.1 35 kV 线路电流保护

35 kV 线路延时电流速断保护的整定计算。

按照 DL/T584-2007 《3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程》(以下简称《整定规程》)第 6.2.6.3 条规定, 延时电流速断定值应对本线路末端故障有足够的灵敏度, 可按式(1)整定:

$$I_{DZ} \leq I_{D.min}^{(2)} / K_{LM} \quad (1)$$

式中:  $K_{LM}$  为灵敏系数,  $K_{LM} \geq 1.5$ ;  $I_{D.min}^{(2)}$  为本线路末端两相短路最小电流。

为保证选择性, 35 kV 线路延时电流速断保护应躲过 35 kV 变电站 10 kV 母线短路, 即应满足式(2):

$$I_{DZ} \geq K_k \cdot I_{D.max}^{(3)} \quad (2)$$

式中:  $I_{D,max}^{(3)}$  为 35 kV 变电站 10 kV 母线短路时流过 35 kV 线路三相短路最大电流;  $K_k$  为可靠系数,  $K_k \geq 1.2$ 。

对于 35 kV 中、小容量变压器变电站其 35 kV 供电线路延时电流速断保护定值一般应能同时满足式 (1) 和式 (2), 这样的定值既可对全线路故障有足够灵敏度, 又能可靠躲过对侧 10 kV 母线故障。

针对图 1 实例, 金利变 35 kV 母线两相短路最小电流为:

$$I_{D,min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{1560}{(0.36+0.12)} = 2702 \text{ A} \quad (3)$$

金利变 10 kV 母线短路流过 35 kV 线路的三相短路最大电流为:

$$I_{D,max}^{(3)} = \frac{1560}{(0.28+0.12+0.375)} = 2012 \text{ A} \quad (4)$$

根据上述式 (1) 和式 (2), 电流定值应满足式 (5)、(6):

$$I_{DZ} \leq I_{D,min}^{(2)} / K_{LM} = 2702 / 1.5 = 1801 \text{ A} \quad (5)$$

$$I_{DZ} \geq K_k \cdot I_{D,max}^{(3)} = 1.2 \times 2012 = 2414 \text{ A} \quad (6)$$

很显然, 同时满足以上两式的定值是不存在的。从以上计算不难看出, 正是由于大容量变压器的投入, 使变压器的阻抗值变小, 35 kV 变电站 10 kV 母线短路时流过 35 kV 线路短路电流较大, 是造成保护不配合的重要原因。

### 1.2 35 kV 主变后备保护

按照 GB/T 14285-2006 《继电保护和安全自动装置技术规程》第 4.3.5.1 条及《整定规程》第 6.2.9 条的规定, 济源供电区 35 kV 主变压器后备保护整定计算的一般原则为: ①高、低压侧均采用过电流保护; ②过流保护定值按躲过最大负荷电流整定; ③对用户变电站一台主变运行一台备用 (或单台主变) 的运行方式, 高、低压侧过流保护均采用以较短时限跳低压侧分段, 以较长时限跳变压器两侧开关, 跳两侧开关时间与 35 kV 线路过流保护动作时间采用相同。

根据以上原则, 对 35 kV 金利变主变高、低压侧后备保护整定如下:

高压侧后备保护:

$$I_{DZ} = \frac{K_k}{K_f} I_{FH,max} = \frac{1.3}{0.95} \times 330 = 451 \text{ A} \quad (7)$$

动作时限按 110 kV 主变压器 2.0 s 跳 35 kV 侧开关, 1.7 s 跳 35 kV 侧分段开关的时间往下类推为: 1.1 s 跳 10 kV 侧母线分段开关, 1.4 s 跳主变两侧。

低压侧后备保护:

$$I_{DZ} = \frac{K_k}{K_f} I_{FH,max} / k_{PH} = \frac{1.3}{0.95} \times 1100 / 1.05 = 1434 \text{ A} \quad (8)$$

式 (8) 中:  $k_{PH}$  为配合系数, 低压侧后备保护动作时限及跳闸开关与高压侧相同。

## 2 保护整定计算中存在的问题

根据《整定规程》规定, 35 kV 线路延时电流速断保护必须保证灵敏度要求, 即定值必须按式 (5) 的计算进行取值, 这样 35 kV 线路延时电流速断保护保护范围延伸至 10 kV 母线。为保证电网故障时保护有选择性地动作, 根据《整定规程》4.3.4 条规定, 35 kV 线路延时电流速断保护可按与 10 kV 出线有灵敏度段电流保护进行配合, 按 10 kV 线路有灵敏度段保护时限为 0.3 s 考虑, 35 kV 线路限时电流速断保护可按延长一个时限级差即 0.6 s 考虑。

此时, 如图 2 所示, 在 35 kV 变电站 10 kV 母线发生短路故障时, 如 D2 点发生短路, 此时在变压器后备保护动作前 (1.1 s 跳 10 kV 分段后恢复 10 kV 另一段母线正常供电), 35 kV 线路延时电流速断保护 (0.6 s) 可能已经先动作跳开 35 kV 线路, 在经过不少于 1.0 s 延时重合闸动作后将再次重合于永久性故障而跳闸。同样, 在图 2 所示 D2 点所在母线 10 kV 线路故障, 10 kV 开关拒动时, 同样会发生上述越级跳闸现象。这种在 35 kV 大容量变压器系统中按常规的整定配合方法在故障时扩大了停电范围 (多停了一段 10 kV 母线), 而且可能使变压器后备保护因时限较长在母线故障时没有动作机会。

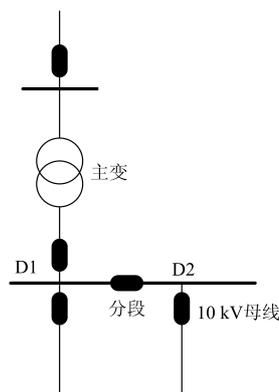


图 2 35 kV 变电站接线图

Fig.2 Main connection of the 35 kV substation

## 3 解决不配合问题的措施

为解决所出现的不配合问题, 可以考虑在现有接线方式的情况下, 探索新的整定配合方案, 以做到满足保护配合关系, 提高供电的可靠性。

(1) 35 kV 线路限时电流速断保护按保证线路末端故障灵敏度整定, 并考虑和 10 kV 线路有灵敏度段电流保护 (0.3 s) 配合, 保护时限按比 10 kV 线路电流有灵敏度段保护长一个时限段 (0.6 s) 整定, 10 kV 线路有灵敏度段电流定值亦应满足式(9):

$$I_{DZ.10} \leq \frac{35}{10.5} I_{DZ.35} / K_{PH} \quad (9)$$

式中:  $I_{DZ.10}$  为 10 kV 线路有灵敏度段保护电流定值;  $I_{DZ.35}$  为 35 kV 线路限时电流速断保护电流定值;  $k_{PH}$  为配合系数,  $k_{PH} \geq 1.1$ 。

(2) 考虑在 35 kV 变压器 10 kV 侧后备保护中增加一段过流保护, 保护电流定值按 10 kV 母线故障又不低于 1.5 倍的灵敏度整定, 动作时限按与 10 kV 线路有灵敏度段保护长一个时限整定。

10 kV 母线短路流过主变低压侧开关的两相短路最小电流为:

$$I_{D.min}^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{5500}{(0.36+0.12+0.375)} = 5570 \text{ A} \quad (10)$$

$$I_{DZ} \leq \frac{I_{D.min}^{(2)}}{K_{LM}} = \frac{5570}{1.5} = 3713 \text{ A} \quad (11)$$

动作时限: 与 10 kV 线路有灵敏度段保护配合, 0.6 s 跳 10 kV 母线分段开关, 0.9 s 跳主变 10 kV 侧开关。

主变 10 kV 侧增加一段后备保护, 如图 2 所示, 当 D2 点所在母线及其所连设备发生故障时或本段母线上 10 kV 线路故障开关拒动时, 后备保护 0.6 s 跳开 10 kV 母线分段开关切除故障点, 同时 35 kV 线路延时电流速断保护动作后重合成功, 恢复对 10 kV 另一段母线供电。这样可以很好地解决 10 kV 母线

及其连接设备故障及 10 kV 线路故障开关拒动时的保护配合问题, 保留原后备保护 (电流定值较小), 可对 10 kV 线路末端故障起后备作用。

#### 4 结束语

对于 35 kV 大容量变压器由于阻抗较小造成的保护不能相互配合问题, 本文通过分析计算, 提出了采用 35 kV 主变压器 10 kV 侧增加一段后备保护的方法, 可有效解决 10 kV 母线及其连接设备故障及 10 kV 线路故障开关拒动时的保护配合问题, 防止出现越级跳闸扩大事故停电范围, 保留原后备保护, 可对 10 kV 线路末端故障起到很好的后备作用, 保护方案做到了较好配合, 提高了供电可靠性。

#### 参考文献

[1] GB14285-2006, 继电保护和安全自动装置技术规程[S].  
GB14285-2006, Technical Code for Relaying Protection and Security Automatic Equipment[S].  
[2] DL/T 584-2007, 3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程[S].  
DL/T 584-2007, Operational and Setting Code for Relay Protection of 3~110 kV Electrical Power Networks[S].

收稿日期: 2009-03-13

作者简介:

郝福忠 (1971-), 男, 硕士, 高级工程师, 主要从事电力生产技术管理工作;

侯元文 (1973-) 男, 工程师, 长期从事电力系统继电保护整定计算和运行管理工作。E-mail:hyw689292@sohu.com

(上接第 115 页 continued from page 115)  
约, 其结果对实际工程设计应用具有参考指导作用。通过这些研究可以预计, IEC 61850-9-2 LE 版规约将是以后的数字化变电站的过程层网络的应用发展方向。

#### 参考文献

[1] IEC 60044-8: 2002 (E), Instrument Transformers – Part 8: Electronic Current Transformers[S].  
[2] IEC 61850-9-1: 2003 (E), Communication Networks and Systems in Substations–Part 9-1 : Specific Communication Service Mapping (SCSM) – Sampled Values Over Serial Unidirectional Multidrop Point to Point Link[S].  
[3] IEC 61850-9-2: 2004 (E), Communication Networks and

Systems in Substations–Part 9-2: Specific Communication Service Mapping (SCSM) –Sampled Values Over ISO/IEC 8802-3[S].

[4] UCA International Users Group: 2006, Implementation Guideline for Digital Interface to Instrument Transformers Using IEC 61850-9-2[Z].

收稿日期: 2009-03-18; 修回日期: 2009-05-12

作者简介:

廖泽友 (1964-), 男, 博士, 研究方向为数字化变电站自动化; E-mail: zeyoul@xjgc.com

郭 赞 (1966-), 女, 副教授, 从事工业自动化方面的教学与科研工作;

杨恢宏 (1973-), 男, 工程师, 从事变电站自动化产品技术开发工作。