

The Grounding Mode Based on the DG Interconnection Transformer and the Selection of Relevant Zero Sequence Protection Scheme

Xia Lin, Yao Li, Qiang Li, Xinying Zhu, Yingbin Zhang

Control Center of Zaozhuang Power Company, State Grid Shandong Electric Power Company, Zaozhuang Shandong

Email: boulevard@126.com

Received: Oct. 8th, 2015; accepted: Oct. 22nd, 2015; published: Oct. 28th, 2015

Copyright © 2015 by authors and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

Abstract

More and more DG is interconnected through the low voltage distribution network; how to choose a protection scheme which doesn't depend on the nature of DG, and find a reliable operation mode are a big issue faced by engineers. The rational allocation of interconnection coupling point protection scheme not only can judge the system fault in time, but also at the same time can maintain the protective properties in the dynamic process of the formation of island and after the operation mode of island division in DG Island. Always keeping the fault with sufficient selectivity within the island is the problem to be solved in this study. This paper analyzed the relationship between the zero sequence current and zero sequence voltage through the selection of the grounding method of the DG interconnection transformer; the optimization of the protection scheme can realize the inhibition of zero sequence over-voltage occurring in DG interconnection and running off network, and at the same time, it can work out a set of the protection optimization scheme in view of DG interconnection transformer grounding system by using the zero sequence quantity as a stable criterion at fault time. Finally, the protection scheme of DG low-voltage interconnection is generated by the COBASE system, which is proved to be of good quality in the process of interconnection and island formation.

Keywords

Parameter Identification of Operation Mode, Reliability of Power Supply, Coordinated Protection Scheme, Information Exchange, Scheme Optimization

基于DG并网变压器接地方式及相关零序保护方案选择

林霞, 李瑶, 李强, 朱新颖, 张英彬

国网枣庄供电公司, 山东 枣庄

Email: boulevard@126.com

收稿日期: 2015年10月8日; 录用日期: 2015年10月22日; 发布日期: 2015年10月28日

摘要

越来越多的DG通过低压配网并网, 如何选择一种可以不依赖于DG性质, 并且运行方式可靠的保护方案是工程技术人员面临的一大问题。合理配置并网耦合点保护方案, 不仅可以对系统故障进行及时判断, 同时在DG孤岛时, 在孤岛形成的动态过程及孤岛划分后的运行方式下仍旧保持保护特性, 始终保持对孤岛内故障具有足够的选择性是本文着重解决的问题。本文通过对DG并网变压器接地方式的选择, 分析出零序电流与零序电压的关系; 通过优化保护方案, 可实现抑制 DG并网及脱网运行时出现的零序过电压, 还可以利用零序量当作故障时稳定判据, 制定出了一整套针对DG并网变压器接地系统的保护优化方案。本文最后通过COBASE系统生成一个DG经低压并网的保护方案, 验证其在并网及孤岛动态形成过程中的保护优良特性。

关键词

运行方式参数识别, 供电可靠性, 协调性保护方案, 信息交流, 方案优化

1. 引言

分布式发电(DG)不仅在发生短路时需要保护, 异常的运行条件下也需要。许多异常状况都是系统施加于 DG 的。这些不正常的运行条件包括过励磁、过压、不平衡电流、频率异常和当系统进行自动重合闸时产生的轴扭矩损坏。当以上情况发生时, 几秒以内将发生 DG 损坏或发电机完全故障 [1]-[5]。DG 损坏是业主关注的问题。而供电公司普遍关心 DG 接入后导致的电网设备损坏。恰当的保护配置、保护方案应同时符合 DG 业主及供电公司双方的利益。

两种 DG 跳闸/恢复的方法被行业内广泛使用 [5]-[7]。第一种恢复方法(情况 1)用于 DG 与当地负荷不匹配的情况。此时, 并网联锁保护通常跳开 DG 断路器。当供电系统恢复时, DG 通常自动重新同步。许多供电公司需要同期继电器在主要并网点断路器进行同期合闸, 以避免不同步合闸。同期继电器一般配备母线欠压逻辑, 使 DG 所连接失压母线重合于系统。第二种并网恢复方法(情况 2)用于 DG 大致与本地负载匹配的情况。在这种情况下, 该联锁保护跳开主进线断路器。在许多情况下, 石油化工、造纸行业的 DG 配有内部低频减载装置, DG 脱网后有与其相匹配的局部负荷。

对于许多小型 DG, 一般不提供专门的故障反馈电流检测。只有 DG 对外部故障提供 2~3 个周波的故障电流, 类似于感应电动机。通常故障后系统侧变电站断路器跳闸, 小容量同步机过载时, 提供的短路电流是非常小的。对于这些小型 DG, 仅同期继电器是并网保护必需的。而较大容量的 DG 会在系统故障

时提供大的短路电流 [7]-[10], 这时一般会设置专门的故障反馈电流检测和失步保护。故障发生时, DG 经受故障时间越长, 该 DG 提供给故障点的故障电流越小。对于同步机, 故障电流大小取决于发电机电抗(X''_d , X'_d 和 X_d), 衰减速率取决于故障终端电压和电路开路时间常数(T''_{do} , T'_{do}), 因此需要同时需要考虑是否可以提供足够短路电流让过流保护正确动作。

通过以上分析, 可知 DG 保护方案需要考虑以下三点, 并同时满足以下要求:

1) 保护要同时兼顾电力系统和 DG 业主双方的要求, 在不影响系统保护配合关系的前提下, 同时还要做到不损坏系统设备及 DG 设备。

2) 保护方案不仅要能保证 DG 并网运行时的配合性, 在形成孤岛运行的过程中也要能够不失去其保护功能。即保护方案同时考虑稳态运行及孤岛动态操作过程, 并且在这两种状态的转换中, 依然要保证其保护方案适用性。

3) 保护方案要考虑到不同 DG 性质时的短路电流特性, 并能根据其特性选择合适的保护方案。特别是要考虑到 DG 所供短路电流的衰减特性, 寻找一个可靠的故障判据, 以准确判断其故障特征。如果判据本身存在某些盲区, 要考虑采用多种判据的综合量, 以期达到自适应性的保护方法。

本文首先介绍系统及 DG 业主保护配置原则及要求, 然后通过 DG 并网变压器选择及接地方式的选择, 分析系统侧保护与 DG 保护的配合原则; 最后通过实例说明在工程实践中如何进行保护方案的选择及配置。

2. 基于 DG 并网保护的相关准则与要求

在 DG 并网设计过程中, 供电系统管理部门曾经多次努力尝试进行了规范 DG 并网保护要求。但是由于以下所列变量, 证明规范要求是非常困难的。

1) 由于供电系统的配网保护配置不一, 有些仅使用“保险丝”, 有些采用线路重合闸和分段器。自动重合闸的动作时间、机械特性也各不相同。

2) 各种类型的 DG 发电机可以被分为三大类: ① 同步发电机: 包含发动机、燃气轮机、小水电; ② 感应发电机: 主要指风力发电机; ③ 异步发电机: 包含微型涡轮机、燃料电池、光伏。

这些发电机类型具有不同的电特性并因此具有不同的互联保护要求。目前最常见的 DG 类型是同步发电机。供电系统对每种类型 DG 的并网互联要求看法不一。

国际上普遍采用的是 IEEE-1547 标准, 可是此标准对 DG 互联保护要求提供了非常有限的实际指导。它要求过/欠频率和过压/欠压互联保护。它清楚地定义了 DG 和供电系统公共耦合(PCC)点之间安装互联保护, 还规定 DG 并网操作要求, 但没有提供方法、解决方案或可选方案, 以满足这些要求。

3. 并网变压器对并网保护的重大影响

3.1. DG 并网变压器选择原则及相关标准

DG 通常连接到配网系统中。接入的电压等级范围从 4~35 千伏不等, 并四线制系统。这种配电系统允许单相运行, 运行电压为相电压, 采用柱上变压器, 通常有大量的馈线负荷。图 1 是一个典型的供电电路。DG 并网变压器选择取决于变压器中性点和避雷器是否可经受破坏性过电压的冲击。

五柱式变压器连接被广泛用于 DG 与供电系统的并网连接。所有这些变压器连接方式均各自有优缺点。图 2 给出了一些可能的选择和每个连接方式的优缺点。

IEEE-1547 针对 DG 引起的并网运行过电压问题指出: 配电系统 DG 互联接地方案不得造成“过电压”, 超过该地区的电力系统连接设备的额定电压, 并不得破坏区域接地故障保护的配合关系。

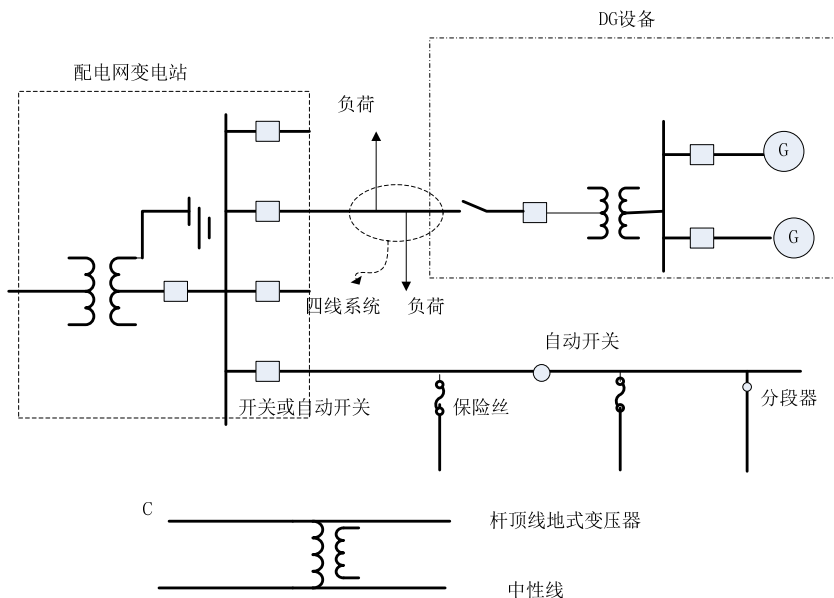


Figure 1. Primary drawing of DG interconnecting the distribution network
图 1. DG 并入配电网一次图

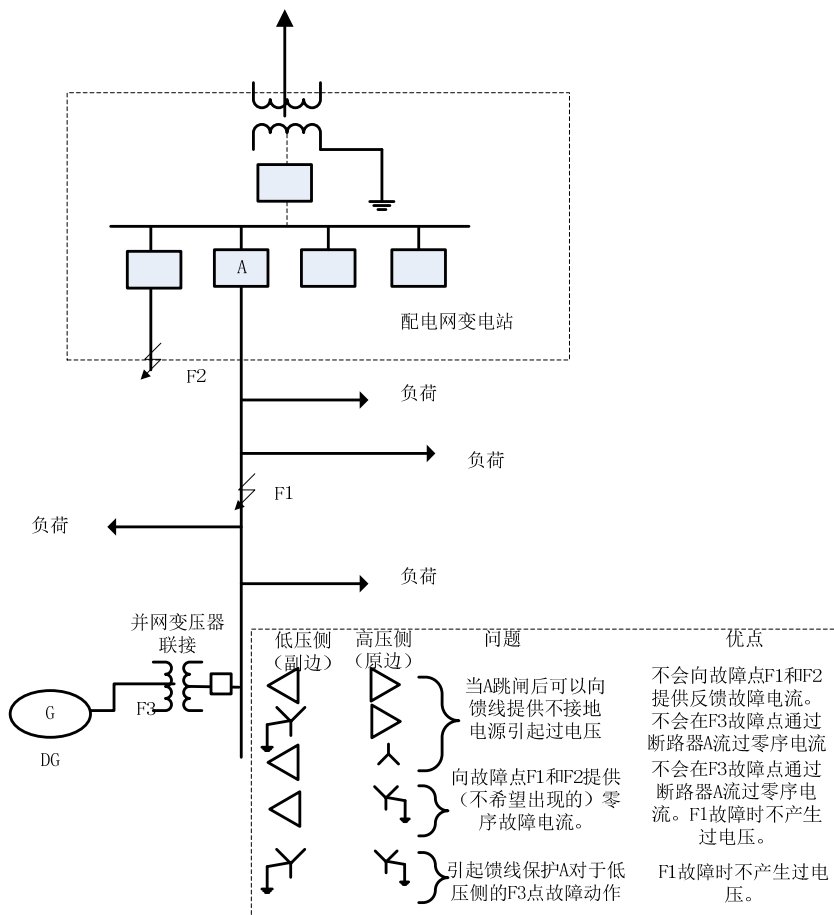


Figure 2. Different connection groups of DG interconnection transformer
图 2. DG 并网变压器不同联接组别

在实际中,供电公司和 DG 业主只有两种互联变压器一次绕组结构可选择。不接地的一次绕组(Δ 侧或 Y 侧不接地)会有过压风险,接地的一次绕组(Y 侧接地)有可能注入不必要的接地故障电流从而破坏馈线接地保护配合关系。因此在进行保护方案选择时要充分考虑这两个方面,一方面要避免故障隔离进入孤岛运行方式时出现过电压,另一方面要考虑后者对系统零序保护带来的影响。最好的解决方案是在综合考虑 DG 接入容量及接入地点后,采用综合保护及安全自动装置动作方案,即避免产生过电压又能充分利用零序保护增加保护灵敏度。

3.2. DG 并网变压器选择的方法

1) 一次绕组不接地变压器

如 图 2 所示,当发生永久性相间故障(故障点 F1)时,变电站内的断路器 A 跳开,而当 DG 容量与接带的负荷相近时,非故障相过压会引起柱上变压器发生磁饱和,一般会在饱和曲线拐点处发生。因此,断路器跳闸后,在孤岛运行方式下当地负荷会产生 2 倍 DG 容量而导致过载时,因为负荷的阻尼作用而不会产生铁磁谐振过电压,这种情况下考虑使用不接地变压器。这种小容量变压器,在发生相间故障时,由于当地负荷远大于其容量的原因,非故障相电压不会高于正常 LN 电压,从而避免变压器饱和。出于这个原因,一次绕组不接地变压器一般应用于较小的 DG 上。

如 图 3 所示,当发生相间(或两相接地)故障时,变电站内的断路器跳闸,DG 进入孤岛运行状态,这时非故障相电压升高,变压器过饱和产生铁磁谐振过电压。如果 DG 保护能在这种异常情况下快速动作,则可以避免铁磁谐振的发生。当 DG 侧接带负荷时,流过 DG 并网变压器的故障电流较大,可以保证其 DG 保护快速动作。相反,当 DG 侧未接带负荷时,则系统侧流过 DG 的故障电流较小,DG 保护不易快速动作,引起铁磁谐振。

通过以上分析可以看出,对于小型 DG,装配有“反孤岛装置”,在 DG 侧接带有相当负荷时可以考虑 DG 并网变压器采用不接地方式。如果 DG 容量较大,且 DG 侧接带有充分的负荷,如 200%以上,或者经校验,系统侧发生故障时,有足够的故障电流使的 DG 异常运行保护可靠动作,也可选用不接地变压器。

2) 一次接地变压器绕组

它的主要缺点是,为故障点提供了“不希望的”接地故障电流和降低了变电站断路器中流过的故障电流。这样会破坏原有的保护配合关系。考虑以下情况:

① 如果故障靠近馈线末端,变电站接地故障电流的减小可能会导致变电站对接地故障无法响应。如 图 4 所示,由于并网变压器接地点对零序电流的分流作用,使其馈线保护区变小,无法感知馈线末端故障。如果是这种情况,在实际实用中将不得不增加一个柱上重合器来检测附近供电电路的终端接地故障。这一重合器对零序电流比较敏感,当感受到接地故障时并不跳开(因为是单相接地故障),但是会报警,这种配置已在配电自动化中实现。

② 如果在现实中是用的保险丝,而电源的故障电流减少和保险丝电流增加会导致保险丝熔断,并与变压器保护失去配合关系。如 图 2 中的 F1 故障。

③ 如 图 2 所示,如果故障是在相邻的馈线(F2)上,会有故障电流流过变电站母线并可能导致在保护不配合时引起断路器 A 跳闸。要避免这种情况,断路器 A 的保护需要加上方向,只对馈线 A 故障动作。

如 图 4 所示,即使当 DG 是脱网(发电机断路器是打开的),如果 DG 变压器与系统互联,仍会向供电系统提供接地故障电流,在 DG 接地变压器低压绕组中也会有零序电流通流。除了以上问题,在 DG 并网之前负载电流的不平衡量也会通过主变电站变压器接地中性点返回,在变电站变压器中性点与 DG 变压器中性点间进行分流。由于不对称分量的影响,发电机过负荷能力降低,这会减少 DG 变压器的承载

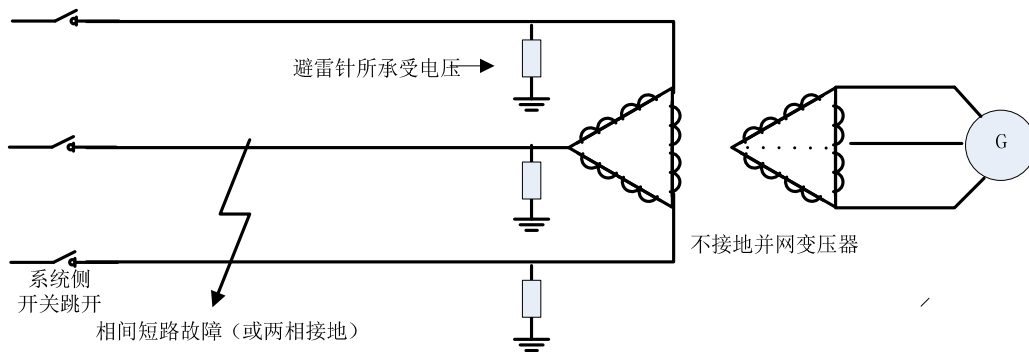


Figure 3. Primary drawing of excitation transformer ferromagnetic resonance

图 3. 激发变压器铁磁谐振一次图

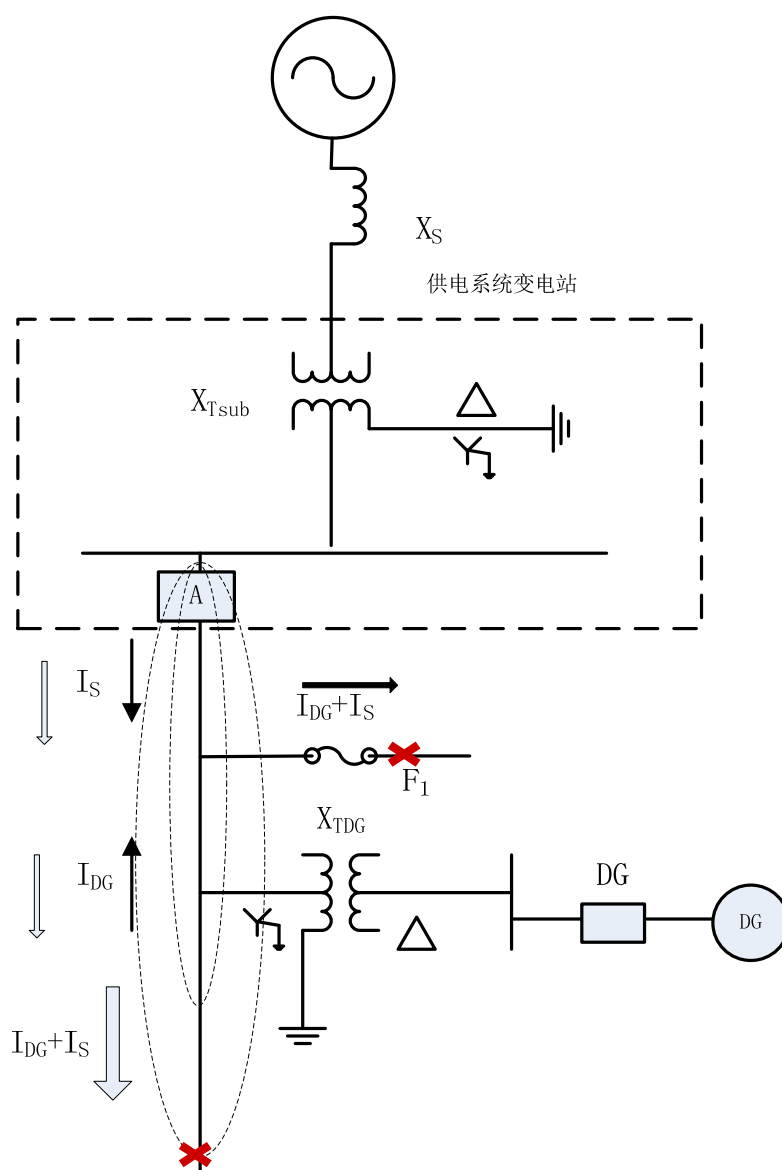


Figure 4. Zero sequence protection range at DG interconnection

图 4. DG 并网时零序保护范围变化

能力，并且会在单相保护装置如保险丝和线路重合动作时，带来馈线电流不平衡的问题。

4. 工程实践 DG 并网变压器及保护方法的选择

由以上分析可知，并网变压器不论选择接地与否，总是存在其优缺点。因此，最好的方案是根据 DG 接入实际情况因地制宜，结合实际情况选择适合的变压器并网绕组方式及相应保护方案。如图 5 所示，在第一象限内，当 DG 容量越趋向于大于当地负荷时，应宜采用变压器一次侧直接接地运行方式。反之，在第二象限内，可能引起过压的运行方式时，变压器一次绕组宜优先选择非直接接地的接地方式，确定其方式后，根据其参数特点，包括零序网络参数，分析其对系统保护的影响(主要是零序保护)，最终确定保护方案。

由于可能出现的感应过电压主要来自于铁磁谐振，但铁磁谐振并不局限于感应发电机，也可发生在同步发电机上。以下列出了可能导致铁磁谐振的条件。

- 1) DG 必须从系统脱网，即处在孤岛运行状态；
- 2) 在孤岛上有功负荷必须小于 3 倍 DG 容量；
- 3) 系统电容必须大于 25% 而小于 500% DG 容量；
- 4) 电路必须存在变压器，用以提供非线性电抗。

由图 5 可知，对于并网变压器及保护方案，运行方式的选择都要充分考虑 DG 容量及对当地负荷的平衡能力。当 DG 容量较大，且具备一定的孤岛运行能力时，就应该考虑接地的并网变压器，当通过保护定值校验使系统零序保护灵敏度降低无法正确判断馈线末端故障时，则在并网变压器上加装重合器，以小的零序保护定值作为辅助保护跳开并网变压器，以恢复系统保护的灵敏度。而 DG 容量较小，不具备对当地负荷的孤岛运行能力时，就应该考虑采用不接地并网变压器，这时不会因为引入另外的接地点而因此破坏与系统保护的配合性，并且采用零序过压告警即可。

5. 工程实例分析

图 6 给出了风电场的一次主接线图，其装机容量为 30 万千瓦，风机分为 1.8 MW 与 2.3 MW 两种型

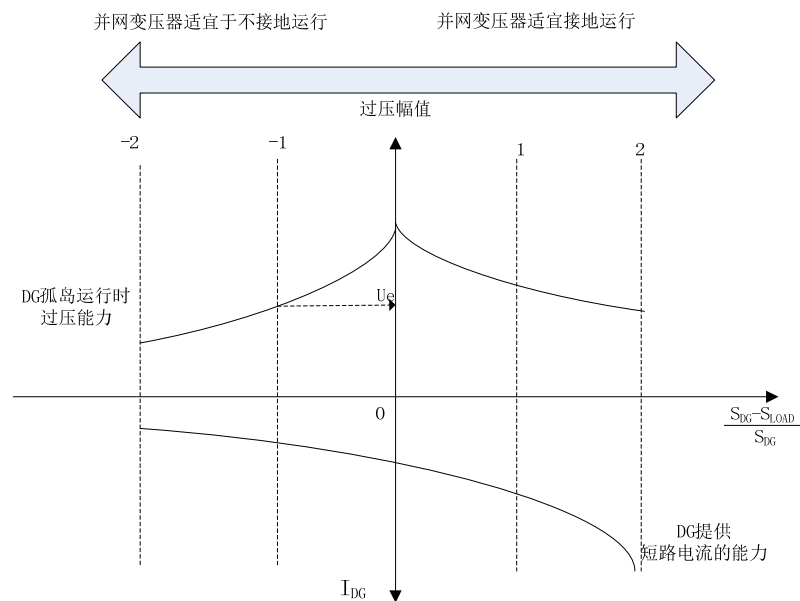


Figure 5. Selection trend graph of interconnection transformer
图 5. 并网变压器选择趋向图

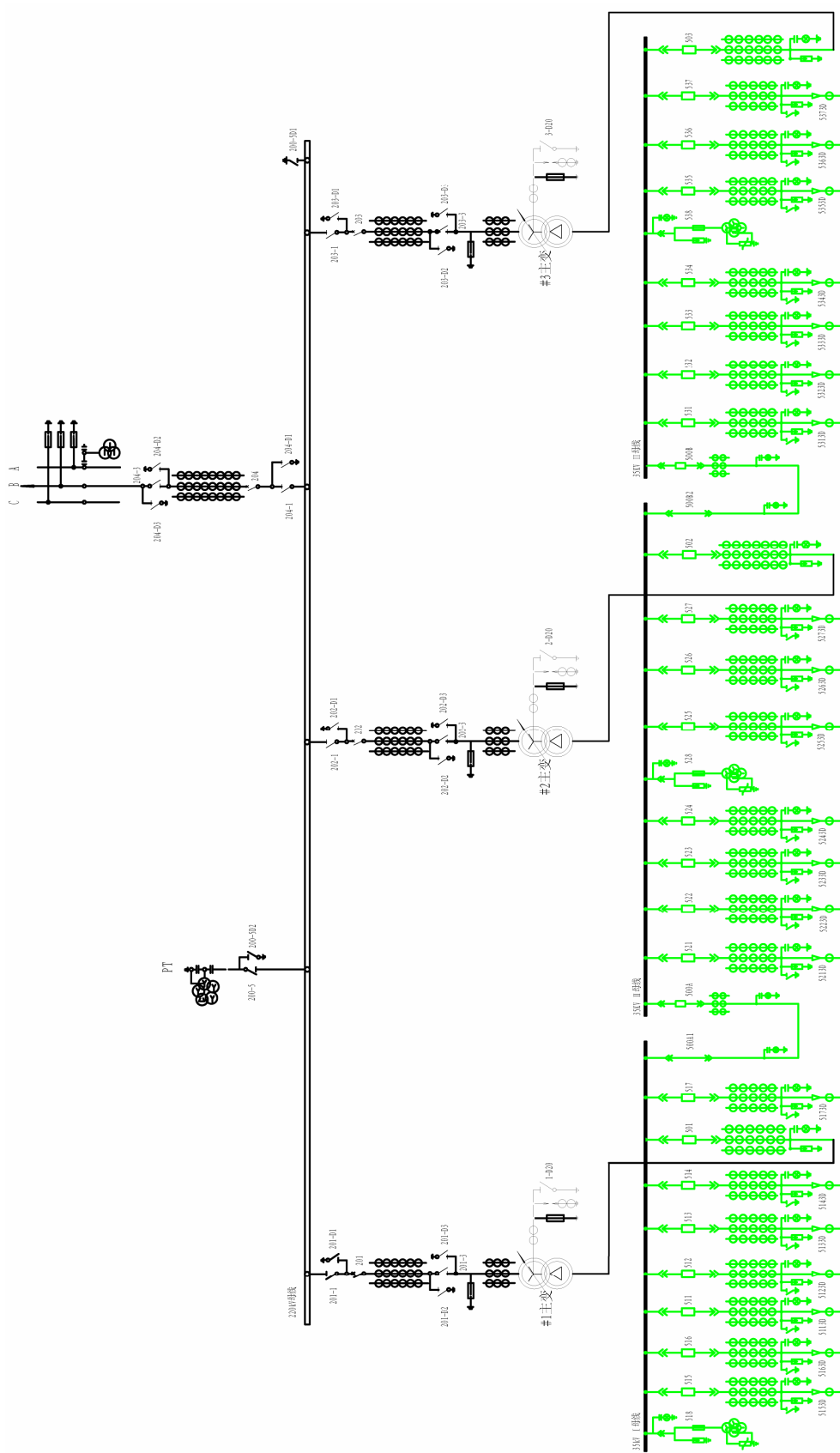


Figure 6. Selection trend graph of interconnection transformer

图 6. 某风电场并网一次图

式，其型号分别为 EN21/EN23B 型。其并网电压等级为 220 kV，其保护配置基本与常规变电站相同，风机内配置了反孤岛装置。由于考虑到风电厂双馈机性质，其失步解列装置退出运行。

现结合本身低压侧低阻接地特点，对其接地变压器保护配置作详细分析。

依据最新国标 GB/T 50064-2014 标准《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》，其中 3.1.4 款规定：6 kV~35 kV 主要由电缆线路构成的配电系统、发电厂厂用电系统、风力发电场集电系统和除矿井的工业企业供电系统，当单相接地故障电容电流较大时，可采用中性点低电阻接地方式。变压器中性点电阻器的电阻，在满足单相接地继电保护可靠性和过电压绝缘配合的前提下宜选较大值。此风电场 3 台主变的型号为 SZ11-100000/220，其接线方式为 Y/△接线方式，单母线接线方式上网。低压侧采用接地变压器带电阻器形式接地。接地变压器参数如下所示：型号 DKSK-450/35，容量 450 KVA，额定电流 7.1 A，额定电压 36.75 kV，接地电阻 108 欧。

由于是经低阻接地，发生单相接地故障时应该跳闸。计算得，接地变压器发生接地故障时的零序电流为 54 A。零序电流 I 段按 1.2 倍零序系数考虑，取为 44 A，时间考虑后于集电线路动作，时间取为 0.6 S，跳低压侧分段；零序保护 II 段取为 22 A，时间考虑与集电线 II 段配合，时间取为 1.8 S，跳接地变压器高压侧断路器与供电变压器低压侧断路器。配置两段式电流保护：I 段躲变压器低压侧最大短路电流、变压器励磁涌流，取为 240 A，时间为 0 S，跳接地变进线开关；II 段保低压侧灵敏度不小于 1.5，取为 40 A，时间与供电变压器后备保护跳低压侧断路器时间一致，跳接地变压器高压侧断路器与供电变压器低压侧断路器。

图 7 是《风电场电力系统典型设计》中关于低电压穿越的要求，从图中可以看出，低电压穿越要求：风电场并网点电压跌至 20% 标称电压时，风电机组能够保证不脱网连续运行 625 ms。风电场并网点电压在发生跌落 2 s 内能够恢复到标称电压的 90% 时，风电场内的风电机组能够保证不脱网连续运行。

当系统发生故障时，风电要求的低电压穿越时间为 2 s，因此过流 II 段动作时间 2.3 s 可以躲过这一时间保证系统故障时不误动，因此此段保护不加方向，这样可兼作系统的后备保护。

同时，考虑到接地变跳开后会使低压侧失去接地，尽管高压侧配置了间隙过电压保护，但是仍考虑联跳供电变压器低压侧断路器，以防止过电压传递到高压侧。

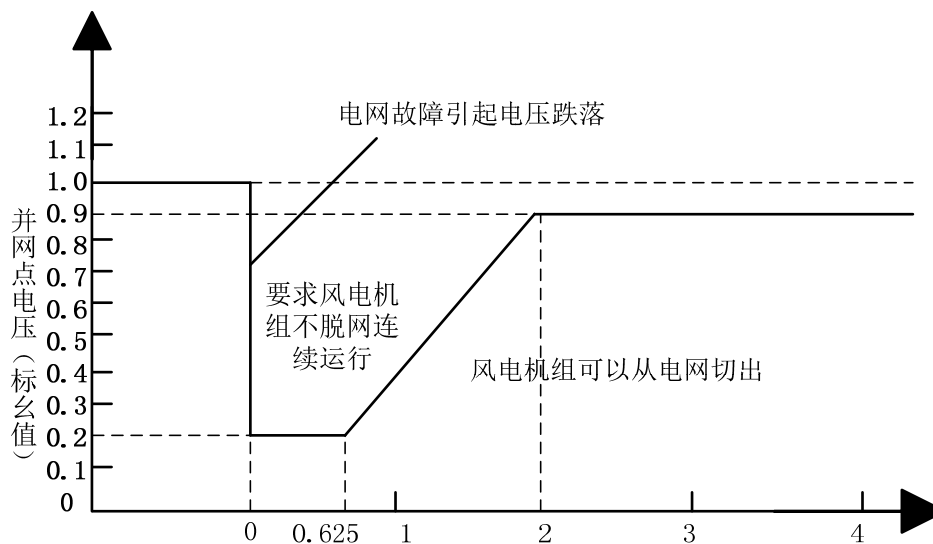


Figure 7. Schematic diagram of low-voltage ride through at the system failure of the wind power station

图 7. 风电场系统故障时低电压穿越示意图

6. 结论

本文通过介绍 DG 并网的一些运行特点以及故障状态下的不同特征, 说明以一套统一的标准规范来确定保护方案对于 DG 并网情况是不适用的。因此, 通过分析 DG 引入后引起的感应过电压问题及对系统保护配合关系的配合问题, 指出了对于不同 DG 接入情况应采取不同的并网变压器绕组接线方式及相应的保护方案。通过比较分析并网变压器的接地问题, 给出了工程实践中如何进行变压器选择及保护配置的方法。通过以上分析可以看出只有综合分析 DG 接入配网的具体情况, 并结合其运行方式的考虑, 因地制宜才能选择出优化的适用于本身 DG 接入情况的保护配置方案。在面临当前配网保护的典型设计并非针对高渗透度的 DG 接入的情况下, 为解决 DG 接入下的保护配置提供了有效的思路和解决方法。

参考文献 (References)

- [1] Huang, Y.-C., Yang, H.-T. and Huang, C.-L. (1997) A new intelligent hierarchical fault diagnosis system. *IEEE Transactions on Power Systems*, **12**, 349-356. <http://dx.doi.org/10.1109/59.574958>
- [2] Minakawa, T., Kunugi, M. and Shimada, K. (1995) Development and implement of a power system fault diagnosis expert system. *IEEE Transactions on Power Systems*, **10**, 932-940. <http://dx.doi.org/10.1109/59.387936>
- [3] Working Group H-5 of the Relaying Channels Subcommittee of the IEEE Power System Relaying Committee (1992) A new standard for common format for transient data exchange. *IEEE Transactions on Power Delivery*, **7**, 1920-1926. <http://dx.doi.org/10.1109/61.156995>
- [4] 方勇灵, 陆榛, 宋福海, 等 (2013) 一种继电保护故障信息智能分析方案及应用. *电力系统保护与控制*, **5**, 114-118.
- [5] 童晓阳, 谢红涛, 孙明蔚 (2013) 计及时序信息检查的分层模糊 Petri 网电网故障诊断模型. *电力系统自动化*, **6**, 63-68.
- [6] 郭创新, 游家训, 彭明伟, 等 (2010) 基于面向元件神经网络与模糊积分融合技术的电网故障智能诊断. *电工技术学报*, **9**, 183-190.
- [7] 杨健维, 何正友 (2012) 基于时间约束 Petri 网的电网警报处理及故障诊断. *电力系统保护与控制*, **1**, 77-84.
- [8] 宋功益, 王晓茹, 周曙 (2011) 基于贝叶斯网的电网多区域复杂故障诊断研究. *电力系统保护与控制*, **7**, 20-25.
- [9] 邢佳磊, 杨洪耕, 陈文波 (2010) 智能电网框架下的开放式电网模型管理系统. *电力系统保护与控制*, **21**, 227-232.
- [10] 罗建, 朱伯通, 蔡明, 等 (2011) 基于 CIM XML 的 CIM 和 SCL 模型互操作研究. *电力系统保护与控制*, **7**, 18-22.