



中华人民共和国国家标准

GB/T 20996.3—2020/IEC TR 60919-3:2016
代替 GB/Z 20996.3—2007

采用电网换相换流器的高压直流 系统的性能 第3部分:动态

Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with
line-commutated converters—Part 3: Dynamic conditions

(IEC TR 60919-3:2016, IDT)

2020-12-14 发布

2021-07-01 实施

国家市场监督管理总局 发布
国家标准化管理委员会

目 次

前言	III
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 高压直流动态性能规范概要	2
3.1 动态性能规范	2
3.2 一般说明	2
4 交流系统潮流和频率控制	3
4.1 概述	3
4.2 功率潮流控制	3
4.3 频率控制	5
5 交流动态电压控制及与无功功率源的相互影响	6
5.1 概述	6
5.2 高压直流换流站及其他无功功率源的电压和无功功率特性	6
5.3 高压直流换流站母线电压偏移	10
5.4 换流站与其他无功功率源的电压和无功功率的相互作用	11
6 交流系统暂态和稳态稳定性	12
6.1 概述	12
6.2 有功功率和无功功率调制的特点	13
6.3 网络状态分类	17
6.4 交流电网与高压直流系统并联	17
6.5 相连交流电网内稳定性的改善	18
6.6 阻尼控制特性的确定	18
6.7 阻尼控制器的实现及通信要求	19
7 较高频率下高压直流系统的动态性能	19
7.1 概述	19
7.2 不稳定性类型	20
7.3 设计所需信息	21
7.4 抑止不稳定的有效措施	21
7.5 通过控制作用阻尼低次谐波	22
7.6 满足较高频性能要求的验证	22
8 次同步谐振	22
8.1 概述	22
8.2 与高压直流系统相关的次同步振动判据	23

8.3 确定发电机组对扭振影响敏感性的筛选判据 23

8.4 采用次同步阻尼控制器(SSDC)的性能要求 24

8.5 性能试验 24

8.6 涡轮发电机的保护 24

9 与发电厂的相互影响 25

9.1 概述 25

9.2 特殊影响 25

9.3 核电站的特殊考虑 27

参考文献 28

前 言

GB/T 20996《采用电网换相换流器的高压直流系统的性能》分为 3 个部分：

- 第 1 部分：稳态；
- 第 2 部分：故障和操作；
- 第 3 部分：动态。

本部分为 GB/T 20996 的第 3 部分。

本部分按照 GB/T 1.1—2009 给出的规则起草。

本部分代替 GB/Z 20996.3—2007《高压直流系统的性能 第 3 部分：动态》，与 GB/Z 20996.3—2007 相比，除编辑性修改外主要技术变化如下：

- 修改了范围(见第 1 章,2007 年版的第 1 章)；
- 修改了规范性引用文件(见第 2 章,2007 年版的第 2 章)；
- 增加了“零功率设置的频率控制”的规定(见 4.3)；
- 修改了高压直流换流器的有功功率/无功功率相关因素中“换相阻抗”的表述(见 5.2.2,2007 年版的 5.2.1)；
- 增加了满足稳态条件下的无功功率需求需安装设备的规定(见 5.2.5)；
- 增加了“静止同步补偿装置(STATCOM)的电压特性”及相关内容(见 5.2.7)；
- 增加了静止同步补偿装置抑制暂态电压变化的表述(见 5.4.2)；
- 增加了同步调相机缺点的表述(见 5.4.3)；
- 增加了“高压直流换流器、可投切的无功功率源和静止同步补偿装置”及相关内容(见 5.4.4)；
- 增加了基于电力电缆的两端高压直流系统限制功率反转的相关规定(见 6.2.2)；
- 增加了实时仿真装置对于控制系统验证的表述(见 6.6)；
- 增加了较高频率下高压直流系统动态性能设计的外部条件需考虑“阻抗频率特性,包括并联电容器数量的改变”和“近区发电机组(从交流主网隔离出来)形成孤岛的可能性。”(见 7.3)；
- 增加了实时仿真装置的重要性和测试要求的规定(见 7.6)；
- 修改了扭振的自然频率,(见 8.1,2007 年版的 8.1)；
- 增加了次同步扭振的表述(见 8.1)；
- “SSR”修改为“SSTI”(见 8.2,2007 年版的 8.2)；
- 增加了当 UIF 大于 0.1 时,需要进一步开展研究的内容(见 8.3)；
- 修改了发电机组的相互作用系数的表达式(见 8.3,2007 年版的 8.3)；
- 删除了“因此,对于每个有潜在扭振不稳定的涡轮发电机组,都应设有次同步谐振(SSR)保护继电器。”(见 2007 年版的 8.4)；
- 增加了安装次同步阻尼控制器的高压直流输电系统中对涡轮发电机控制保护的相关规定(见 8.6)；
- 增加了直流重启顺序时的表述(见 9.2.6)；
- 全文中的“直流电抗器”修改为“平波电抗器”。

本部分使用翻译法等同采用 IEC TR 60919-3:2016《采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第 3 部分：动态》。

与本部分中规范性引用的国际文件有一致性对应关系的我国文件如下：

- GB/T 3859.1—2013 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第 1-1 部分：基本要求规

范(IEC 60146-1-1:2009,MOD);

- GB/T 3859.2—2013 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第1-2部分:应用导则(IEC/TR 60146-1-2:2011,MOD);
- GB/T 3859.3—2013 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第1-3部分:变压器和电抗器(IEC 60146-1-3:1991,MOD);
- GB/T 20996.1—2020 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第1部分:稳态(IEC TR 60919-1:2020,IDT);
- GB/T 20996.2—2020 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第2部分:故障和操作(IEC TR 60919-2:2020,IDT)。

本部分还做了下列编辑性修改:

- 根据 IEC TR 60919-1:2010,将文中的“图 16”修改为“图 18”(见 5.2.2);
- 增加了发电机组相互作用系数表达式中第 i 台发电机组的额定功率的文字符号的说明(见 8.3)。

本部分由中国电器工业协会提出。

本部分由全国电力电子系统和设备标准化技术委员会(SAC/TC 60)归口。

本部分起草单位:中国电力科学研究院有限公司、南方电网科学研究院有限责任公司、西安高压电器研究院有限责任公司、西安西电电力系统有限公司、全球能源互联网研究院有限公司、国网经济技术研究院有限公司、中国南方电网有限责任公司超高压输电公司、南京南瑞继保电气有限公司、许继电气股份有限公司、西安电力电子技术研究所、西安端怡科技有限公司。

本部分主要起草人:李新年、李岩、周会高、任军辉、高冲、傅闯、申笑林、林少伯、严喜林、王永平、王明新、李亚男、杨晓辉、洪波、王高勇、李婧靓、张晋华、董添华、吴战锋。

本部分所代替标准的历次版本发布情况为:

- GB/Z 20996.3—2007。

采用电网换相换流器的高压直流 系统的性能 第3部分:动态

1 范围

GB/T 20996 的本部分给出了高压直流系统动态性能的综合导则。本部分中的动态性能是指其特征频率或时间区域覆盖暂态条件到稳态条件之间范围的事件和现象。它涉及的动态性能应属于在稳态或暂态条件下,两端高压直流系统与相连的交流系统或其部件,如电厂、交流线路和母线、无功功率源等之间的相互影响。设定两端高压直流系统采用由三相桥式接线(双路)组成的12脉动换流器单元构成,具有双向功率传输能力,而换流器采用由无间隙金属氧化物避雷器进行绝缘配合的晶闸管阀作为桥臂。本部分中未考虑二极管换流阀。对于多端高压直流输电系统虽未特别提及,但本部分中的许多内容也适用于多端系统。

本部分仅涉及电网换相换流器,包括电容换相电路结构的换流器。IEC 60146-1-1、IEC TR 60146-1-2 和 IEC 60146-1-3¹⁾ 中给出了电网换相半导体变流器的一般要求,不包括电压源换流器。

GB/T 20996 由三个部分组成。第1部分稳态,第2部分暂态,第3部分动态。当使用者编制两端高压直流系统规范时,三个部分都宜考虑。

对系统中的各个部件,注意系统性能规范与设备设计规范之间存在差异。本部分没有规定设备规范和试验要求,而是着眼于影响系统性能规范的那些技术要求。不同的高压直流系统可能存在许多不同之处,本部分没有对此详细讨论。本部分不宜直接用作具体工程项目的技术规范。但是,可以此为基础为具体的输电系统编制满足实际系统要求的技术规范。本部分涉及的内容没有区分用户和制造厂对规定工作的责任。

2 规范性引用文件

下列文件对于本文件的应用是必不可少的。凡是注日期的引用文件,仅注日期的版本适用于本文件。凡是不注日期的引用文件,其最新版本(包括所有的修改单)适用于本文件。

IEC 60146-1-1 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第1-1部分:基本要求规范(Semiconductor converters—General requirements and line commutated converters—Part 1-1: Specification of basic requirements)

IEC/TR 60146-1-2 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第1-2部分:应用导则(Semiconductor converters—General requirements and line commutated converters—Part 1-2: Application guidelines)

IEC 60146-1-3 半导体变流器 通用要求和电网换相变流器 第1-3部分:变压器和电抗器(Semiconductor converters—General requirements and line commutated converters—Part 1-3: Transformers and reactors)

IEC TR 60919-1:2010²⁾ 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第1部分:稳态[Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters—Part 1:

1) IEC 60146-1-3 已废止,被 IEC 61378 系列和 IEC/IEEE 60076-57-129 覆盖。

2) 现行有效版本 IEC TR 60919-1:2020。

Steady-state conditions]

IEC TR 60919-1:2010 修正案 1:2013(AMD 1:2013)

IEC TR 60919-2:2008³⁾ 采用电网换相换流器的高压直流系统的性能 第2部分:故障和操作
[Performance of high-voltage direct current (HVDC) systems with line-commutated converters—Part 2: Faults and switching]

IEC TR 60919-2:2008 修正案 1:2015(AMD 1:2015)

3 高压直流动态性能规范概要

3.1 动态性能规范

高压直流系统完整的动态性能规范宜包括以下章条:

- 交流系统潮流和频率控制(见第4章);
- 交流动态电压控制及与无功功率源的相互影响(见第5章);
- 交流系统暂态和静态稳定性(见第6章);
- 较高频率下高压直流系统的动态性能(见第7章);
- 次同步振动(见第8章);
- 与发电厂的相互影响(见第9章)。

第4章涉及利用高压直流系统的有功功率控制影响相关交流系统潮流和/或频率,以改善交流系统的性能。在设计高压直流有功功率控制模式时宜考虑以下几点:

- a) 稳态运行时,使交流系统损耗最小化;
- b) 稳态运行和扰动时,防止交流输电线路过负荷;
- c) 与交流发电机调速器控制配合;
- d) 稳态运行和扰动时,抑制交流系统频率偏差。

在第5章中,当采用交流母线电压控制时,考虑高压直流换流站和其他无功功率源(交流滤波器、电容器组、并联电抗器、静止无功补偿装置、同步调相机)的电压和无功功率特性,以及它们之间的相互作用。

在第6章中,对通过控制高压直流有功功率和无功功率,以阻尼机电振荡提高互联交流系统的静态和/或暂态稳定性的方法进行了讨论。

第7章涉及由换流器产生的特征谐波和非特征谐波所引起的在二分之一工频及以上频率范围内的高压直流系统动态性能,也讨论了防止失稳的措施。

在第8章中,考虑了由于高压直流控制系统(定功率和定电流调节方式)与火电厂的涡轮机在它们的自然频率下,发生扭矩放大和机械振动的现象。定义了次同步振动的阻尼控制的规范。

在第9章中,考虑了一个电厂与电气距离较近的高压直流系统之间的相互影响,考虑了核电站的一些特点和对高压直流系统可靠性的要求。

3.2 一般说明

对于所要考虑的高压直流系统,其任何设计要求均宜在稳态性能(IEC TR 60919-1)和暂态性能(IEC TR 60919-2)所覆盖的设计限值之内。在制定高压直流系统动态性能规范时,宜以详细的电力系统研究为基础,确定正确的高压直流系统控制策略,并规定输入信号的优先级和处理方法。

3) 现行有效版本 IEC TR 60919-2:2020。

4 交流系统潮流和频率控制

4.1 概述

高压直流系统有功功率控制能用于控制相连交流系统的潮流及频率,以便改善交流系统在稳态运行和扰动下的性能。

本章将涵盖用于改善交流系统性能的高压直流有功功率运行方式,以达到如下目的:

- 稳态运行时,高压直流功率控制用于使电力系统总损耗最小化;
- 扰动以及稳态条件下,高压直流功率控制用于防止交流线路过负荷;
- 高压直流功率控制与交流系统发电机调速器控制配合;
- 在稳态运行以及扰动时,高压直流功率控制用于抑制交流系统频率偏差。

使用有功功率和/或无功功率的方式改善交流系统动态和暂态稳定性,或改善交流电压控制,在第5章和第6章论述。

4.2 功率潮流控制

4.2.1 稳态功率控制要求

高压直流系统的功率控制用于使电力系统总损耗最小、防止交流输电线路过负荷,并与交流发电机的调速器控制配合。随着高压直流系统在整个电力系统中的作用变化,对直流功率控制的要求也有所不同。

当高压直流系统用于输送远端发电厂功率时,高压直流传输功率控制与发电厂发电机调速器控制相配合。此时发电机的电压、频率或转速可作为高压直流功率控制系统的参考值。

当一个高压直流系统连接两个交流系统时,在常规条件下按预定方式控制高压直流功率,但可在此高压直流功率控制上附加一个功能,以便控制任何一端或两端交流系统的频率。当其中一个交流系统是一个独立系统时,如向孤岛供电,此时该独立交流系统就一定要由高压直流系统实现频率控制。

在4.3中讨论由高压直流系统控制交流系统频率。

当两个交流系统通过一个以上的直流系统相连或同时由直流和交流线路连接时,或当一个直流系统处于一个交流系统中时,均可对高压直流功率进行控制,以使整个互联系统的总输送损耗最小。

在上述交/直流系统结构的一些工况下,控制高压直流系统功率的变化,能防止电力系统中一条或多条输电线路过负荷。

在某些特殊的高压直流控制方案中,例如方案设计为扰动过程或扰动后增加直流功率改善交流系统的性能,稳态直流传输功率一定要设置在一限定范围内,以便此控制被启动时,直流功率就不会超出直流额定功率或过负荷能力。此时还要考虑为高压直流换流器和交流系统提供所需的无功功率。

在稳态控制要求的规范中需要考虑到下列a)~g)。在制定规范时要注意,由于完整的稳态控制要求可能还没有设计或决定,因此,有必要为将来可能的输入留有裕度:

- a) 当设计的潮流控制系统有多个功能时,包括交流系统频率控制,宜对这些控制功能设置优先级。
- b) 在稳态条件下,防止交流线路过负荷控制的优先级通常高于其他潮流控制。对于使电力系统损耗最小的控制,或是通过电力系统数据确定的预置直流功率参数控制实现,或是根据负荷调度中心的在线计算执行操作,通常它的控制响应较慢,达几秒或几分钟甚至更长。
- c) 在孤岛系统或有大型直流输电接入的系统,频率通常由高压直流功率维持。此时,高压直流频率控制优先于系统损耗最小控制,但它可能受到过负荷保护的限制。
- d) 无功功率需求随着功率变化而改变,这可能导致频繁切换无功补偿装置。此时,需要特殊的交

流电压控制措施,例如通过换流器单元的无功功率控制,或对高压直流功率变化幅值设置限制等。

- e) 宜对电力系统所需的特殊功率指令调节信号加以确定、研究和规范。不准许这些信号引起直流电流或功率或交流电压偏差超过装置和系统的额定值和限制值。当两个或更多的输入信号同时要求直流系统功率调节时,宜对其建立优先权并进行协调。
- f) 双极直流系统通常要求直流功率和电流在各极之间有效均分。当一个极退出,剩余极的过负荷能使交流系统的潮流、电压和频率的扰动最小。
- g) 直流系统送端和受端之间通信中断不宜引起对交流系统的扰动。规范至少应要求:在通信中断时,保持输送功率不变。如果在通信线路暂时中断时仍需要如频率控制这样的辅加功能,均宜在规范中规定。

4.2.2 功率阶跃变化的要求

在某种条件下,电力系统在扰动中或扰动后,可能要求高压直流系统功率阶跃变化以改善交流系统的性能。有时,这种功率阶跃变化也包括直流功率反转。

通常,通过改变设置的直流系统功率指令值或改变功率范围以响应输入信号,实现直流功率阶跃变化。阶跃变化需要的功率变化率和直流功率变化的限制量,宜被限制在交流系统要求的范围内进行调节。例如,对于不同的事件可能要求不同的变化率。当功率阶跃变化包括功率反转时,可能需要特殊考虑。

在规范直流功率阶跃变化时,可考虑的电力系统扰动包括:交流线路跳闸、失去大的供电电源、交流系统频率大幅度降低、突然增加或减少电力系统负荷导致的大幅度频率偏移等。

在上述一些电力系统扰动中,交流系统也将由直流系统提供的交流频率控制支持。

在设计和规定高压直流控制功能时,宜针对各种电力系统条件,详细考察功率阶跃功能的影响。最好规定功率变化的限值、范围以及变化率,而不是规定定值。在直流系统运行时能进行定值整定。

高压直流功率阶跃变化的启动信号包括:过负荷继电器信号,或送到高压直流换流站特别的输电线路跳闸信号,或在高压直流换流站以及交流系统某些点测得的交流系统频率等。

传输这些启动信号的通信系统的延时可能影响直流或交流系统的性能。因此,对某些情况,需要高速通信系统。当传输延时太长时,宜考虑其影响。

某些情况,信号要同时送给两个高压直流换流站或一个高压直流换流站需要接受多个信号,此时应设置控制功能的优先级。

直流功率阶跃变化量可能受交流和直流系统条件的限制,因此需要在特定工况下检测系统条件的变化,更新其限制值。

特别是当直流系统功率阶跃变化很大时,可能会使交流电压产生相当大的变化。因此,需研究交流电压允许波动的范围进而决定功率阶跃变化的限值,或是提出一种特殊的交流电压控制方法。

在稳态运行和暂态条件下,允许的交流电压偏移限值可能不同,宜分别予以规定。

当高压直流系统与一个高阻抗和/或小惯性的交流系统相连接时,直流功率阶跃变化对交流系统电压稳定、暂态稳定和频率可能会有不利的影响。在此情况下,宜限制功率的变化率和变化量,或是提出其他特殊的方法阻止交流系统动态性能的恶化。当一个高压直流系统和两个交流系统互联时,一定要详细评定直流功率阶跃变化的影响,不仅要考虑发生扰动的交流系统,而且要考虑另一个未发生故障的交流系统的情况。

当直流功率阶跃变化会造成直流电流低于高压直流系统允许运行的最小值时(通常是额定电流的5%~10%),换流器运行宜不小于最小电流。否则,经过一段允许时间的低电流运行后,换流器宜被闭锁,或规定运行电流宜降到零。解决最小允许运行电流的一种可能的措施是当高压直流系统设计为双极结构时设置两极的潮流方向相反并且使两极的潮流互相抵消。两极潮流的差额是整个高压直流系统

的实际运行潮流。

在失去通信时,因为逆变器控制的限制和可能对交流系统运行带来的危害,除非采取特殊的控制策略,否则电流的阶跃变化一般不建议大于电流裕度。

当高压直流系统需从空载备用状态起动以响应一个功率阶跃变化指令时(见 IEC TR 60919-1:2010 的第 7 章),可能还需要考虑某些条件。

4.3 频率控制

利用高压直流系统控制交流系统频率,能用于以下情况:

- a) 一个从远端电源送电的直流系统,送端和/或受端所连接交流系统的频率控制;
- b) 一个孤岛或小的交流系统,当它通过直流系统与一个大交流系统互联时的频率控制;
- c) 通过高压直流系统互联的任一端交流系统的频率控制,同时要考虑另一端系统的频率。

交流系统频率控制是指稳态条件下频率的持续控制功能,或是当交流系统的频率偏差超出了某一线值时执行的控制功能。频率控制可能仅在某些情况下才起作用,例如,当与高压直流换流站连接的局部交流系统与主交流系统无联系时(形成孤岛)。因此,规范宜规定频率控制功能的任务和性能要求。

如果利用改变或调节直流系统输送功率控制受端的频率,直流系统的频率控制就一定要与其连接的任一台相关交流发电机的调速器控制进行协调。有可能利用异步的送端系统暂态频率偏差能力支持受端系统,进而提出交流发电设备的设计要求。

当高压直流换流站在电气上远离交流系统中心时,高压直流换流站的交流电压相角完全随功率变化而改变,此时频率信号的响应速度将减慢。为了避免这种低速的响应,可在交流系统中心检测频率信号,并将其传输给高压直流换流站。

在频率控制时,为了使交流系统电压的波动维持在允许的范围内,要求提供功率变化和功率变化率的限制,或者采用特殊的电压调节法,例如利用换流器或静态无功补偿装置控制无功功率。宜规定在稳态频率控制期间,允许的电压波动限值。

当直流系统承担交流系统频率控制时,如果配合不当,可能使发电机频率控制减弱。当两个不同的电力系统互联时,可能需要对高压直流系统的频率控制规定适当的死区或选择适当的增益,以通过直流功率控制补偿大的或快速的频率波动,而通过属于独立交流系统的电厂控制小的、慢速的频率波动。

对于频率控制被设计为应对严重扰动,例如,大型发电机组跳闸引起的扰动,如果发电机组的跳闸信号传输给高压直流换流站去启动控制作用,可更有效地实现频率控制。

频率控制时直流功率的快速和大幅度变化,可能引起交流系统的过电压或电压降低。这种情况可通过限制功率变化率或采用快速无功补偿缓解。宜规定允许的过电压或电压降低的数值,以及允许的持续时间。

当直流输电系统是双极配置时,为了使频率控制更加平稳,一种可行的方案是在两极设置相反的潮流方向,使两极的潮流相互抵消。这种特殊的运行模式称为“零功率设置的频率控制”。然而,在穿越最小电流边界的时候,需要注意会有额外的系统损失和伴随的极性反转。

由于电力系统的结构常常会随着输电线路停电和/或变电站的检修而改变,有时很难设置最优的频率控制参数,因此需要采用多变量频率控制。

当实施直流功率控制实现频率控制时,通常需要提供快速通信通道,例如在两个高压直流换流站间安装微波通道或光纤通道。当两个直流换流站间通信中断时,频率控制通常受到实施电流控制的换流站侧交流系统限制。

当频率检测点远离高压直流换流站控制端时,或准备利用交流系统提供的特殊信号启动频率控制作用时,要求使用通信通道。

在任何工况下,都宜计及通信延时的影响。

对于通信通道的说明,参见 IEC TR 60919-1:2010 的第 13 章。

5 交流动态电压控制及与无功功率源的相互影响

5.1 概述

负荷改变、倒闸操作或故障时引起的无功功率潮流变化,会在交流电网中产生电压波动。对于高阻抗交流电力系统,即短路容量小、电压波动大的系统,电压控制的需要就尤为明显。

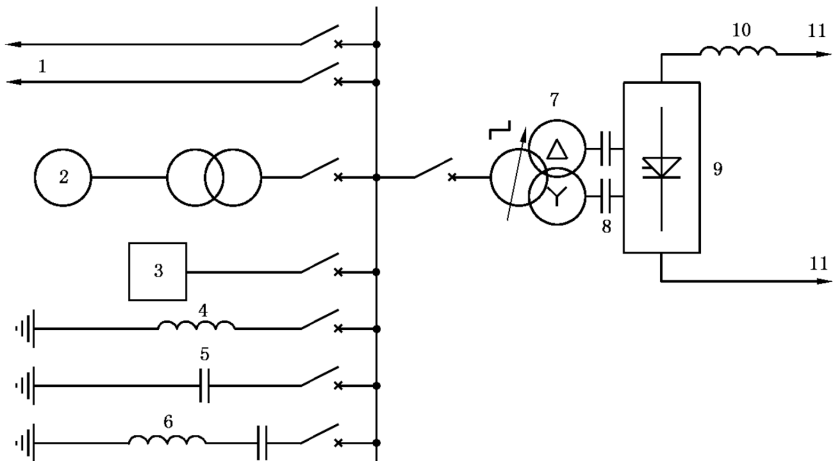
宜对电网电压的突然变化量规定一个适当的限值,例如,经常发生的电压波动小于 3%,偶尔发生的电压波动小于 10%。

在短路容量小的电网中,由于大的负荷变化及甩负荷会造成超过正常运行范围的高暂态过电压,它可能危及变电站设备,此时可切除无功功率源对其进行限制。宜规定可接受的暂态过电压限值和持续时间。

5.2 高压直流换流站及其他无功功率源的电压和无功功率特性

5.2.1 概述

采用不同的设备能实现高压直流换流站交流母线的动态无功功率和电压控制。图 1 给出一个高压直流换流站的无功补偿设备示意图。无功补偿设备的选取取决于交流电网特性和高压直流换流站有关数据的要求,以及对各种可能方案的经济评估。



说明:

- | | |
|--------------|------------|
| 1——交流系统; | 7——换流变压器; |
| 2——同步调相机; | 8——换相电容器; |
| 3——静止无功补偿装置; | 9——换流器; |
| 4——交流电抗器; | 10——平波电抗器; |
| 5——电容器; | 11——直流端。 |
| 6——交流滤波器; | |

图 1 高压直流站无功补偿元件

5.2.2 换流器作为有功功率/无功功率源

高压直流换流器的有功功率/无功功率与以下因素有关:

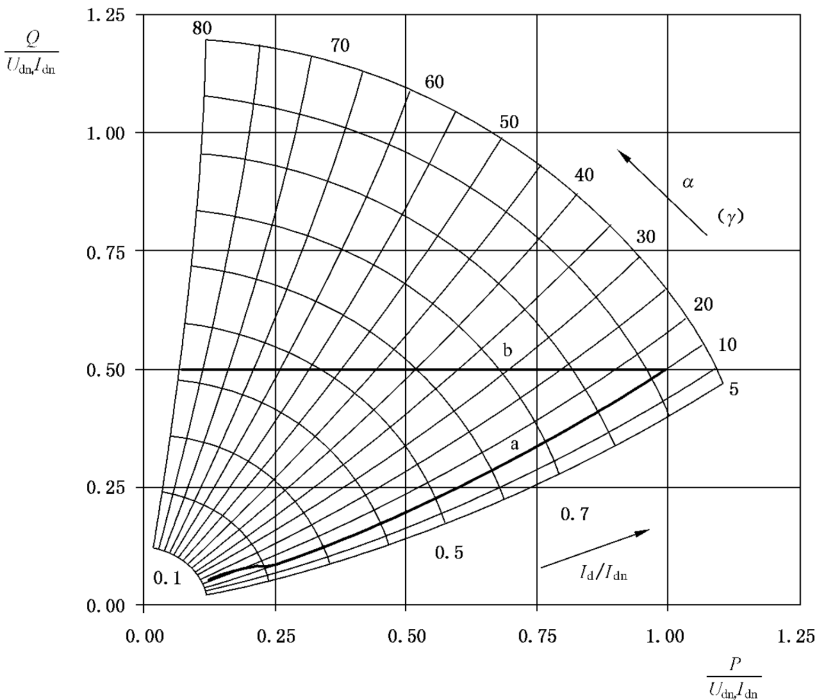
- 换相阻抗(若适用,需包含换相电容);
- 换相电压;

- 整流器的触发角 α 或逆变器的关断角 γ ；
- 直流电流。

换流器的运行时间常数是由控制系统、测量系统以及直流输电线的时间常数组成。如果典型控制系统时间常数范围是几毫秒,其触发角和关断角的控制将在小于 20 ms 的范围内,而整个直流系统的响应时间通常为 50 ms~150 ms。

除了换流器的触发控制,还可通过分接开关进行控制。但每级分接开关的改变要有几秒的延时。因此,这种控制不能用于快速有功功率/无功功率控制,只能用于调整最优运行条件的新运行点。

考虑动态工况时,换流器的有功功率/无功功率特性如图 2 所示(也见 IEC TR 60919-1:2010 的图 18)。图 2 中所给定的最大直流电流,以及从几度到 90°的触发角运行有效范围可作为理论值使用。



注：本图适用于恒定换相电压。

说明：

- Q —— 换流器的无功功率； U_{dn}, I_{dn} —— 额定直流电压和额定直流电流；
- P —— 换流器的有功功率； α —— 触发角；
- γ —— 熄弧角。

图 2 换流器的有功功率/无功功率特性

然而,实际的变化范围要受到设备的设计和运行条件的限制。下述为不同动态运行条件下换流器特性的一些实例：

- 在定触发角 α 或定关断角 γ 运行时,动态工况的无功功率随有功功率变化的相应曲线由图 2 的曲线 a 表示；
- 当有功功率改变时无功功率保持恒定(图 2 的 b 线),触发角 α 或关断角 γ 随之改变。

如果换流站确定了相应的应力要求,根据交流电网的要求,曲线 a 和曲线 b 之间面积范围内的所有运行点都能用于动态控制目的。

在背靠背直流系统中,换流器的无功功率控制能在较大范围内进行。对于长距离或电缆输电系统,

换流器无功功率控制的范围将受到一定的限制。它首先要考虑保持直流线路或电缆的电压恒定,以经济地输送有功功率。

当一个换流器用于无功功率控制时,需要考虑对另一端换流器运行的影响。尽管两个换流器在背靠背连接时被一个平波电抗器隔离,在两端输电的情况下由多个平波电抗器、直流线路或电缆、直流滤波器隔离,但一个换流器的有功功率/无功功率动态改变将影响另一端换流器的有功功率/无功功率,因此,需要对高压直流系统两端的控制进行协调。

对远距离架空线或长电缆输电线路,直流输电系统较长的响应时间会影响有功/无功功率的动态性能,但能通过两端通信信号加以协调。如果通信系统故障,两端间的协调能基于控制中的电压/电流控制特性进行,这时控制响应较慢。

在背靠背换流站中,控制的协调更易实现。

5.2.3 与高压直流换流站母线潮流有关的交流电网电压特性

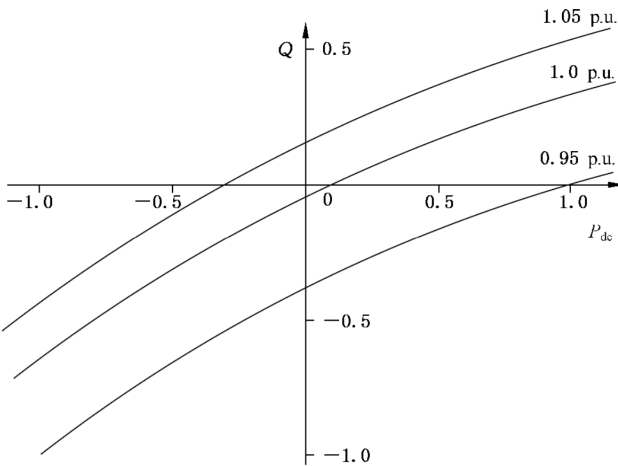
在进行动态电压控制时,重要的是描述不同电压水平下,交流母线上有功功率/无功功率与交流电网特性的关系。图 3 是这种稳态性能的典型曲线。为保持某一电压(如额定电压 1 p.u.)恒定,每个直流换流站要根据无功功率和有功功率的关系规定高压直流换流站宜输出或消耗的无功功率量。

图 3 能用于确定动态电压控制,曲线通常通过潮流和稳定程序计算得到。此外把交流电网简化为一个简单的戴维南(Thevenin)等值电路(见图 4)也是可行的。

在发电机远离高压直流换流站母线的交流网络中,发电机电动势 E (见图 4)近似地维持恒定,仅当交流电网的结构改变,如输电线路、负荷或发电机跳闸时才改变。

但当发电机处在高压直流换流站附近时,有功功率/无功功率工况和相应电压工况的变化将会影响发电机的电压,发电机励磁控制将会动作并影响高压换流站母线的电压工况。

这种情况下,电压变化时间常数大约是 100 ms~500 ms;当发电机与高压直流换流站的电气距离很近时,例如,独立发电机-高压直流网络结构,该值会更小。对于这种馈入方式的高压直流系统需要考虑更多的细节,例如高压直流控制和发电机电压控制宜紧密协调等。

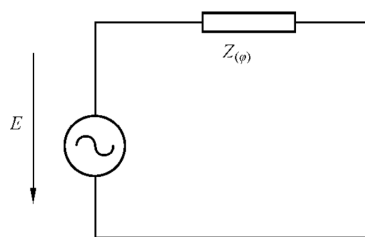


说明:

Q ——交流系统所需无功功率的标么值;

P_{dc} ——注入交流系统的直流功率标么值。

图 3 弱交流系统的无功功率需求,基于有功负荷的高压直流换流站交流母线不同电压特性



说明:

E ——一个交流电网的发电机的戴维南等值电动势;

$Z_{(\varphi)}$ ——交流电网的戴维南等值阻抗;

φ ——交流电网的戴维南等值阻抗角。

图 4 交流系统的等效电路图

5.2.4 用于高压直流换流站无功补偿的交流滤波器、并联电容器组和并联电抗器的电压特性

为了满足稳态工况下的无功功率需求,通常需要安装交流滤波器、电容器组、换相电容器和并联电抗器。为满足谐波特性所需的最小交流滤波器组宜连接在高压直流换流站。其余可投切的无功补偿设备也能用于动态电压控制和系统所需无功功率的调节。

无功补偿设备的容量由交流电网的需求决定,并限制投切时电压的阶跃变化。在换流器运行时,能利用换流器控制的帮助抑制无功功率的变化,以减小换流器运行时投切引起的暂态电压变化。二进制切换(例如同时控制投入和切除不同容量和类型的无功设备)也能用于减小无功功率的变化。

在对无功补偿设备进行规划配置时,宜考虑交流合闸时间、控制系统处理时间,以及这些设备的放电或工作周期等限制因素,还需要特别考虑电气回路开关的操作方式,包括在误操作或故障情况时设备的暂态恢复电压(TRV)。

5.2.5 静止无功补偿装置(SVC)的电压特性

交流网络的动态电压能通过静止无功补偿装置控制。当高压直流换流站退出运行或换流器无功功率控制由于其他原因不能实现时,静止无功补偿装置可用于高压直流换流站母线的电压控制。

与高压直流换流站母线连接的静止无功补偿装置的容量宜根据母线电压变化的要求和需要补偿的无功功率决定。

静止无功补偿装置的无功功率额定值宜大于连接于母线上的最大可投切无功功率时,才能平稳地调压。

静止无功补偿装置的容量也能根据过电压限制要求确定,例如甩负荷时,能利用静止无功补偿装置的过负荷能力。

当确定静止无功补偿装置的动态补偿容量时,需考虑连续运行期间的运行点。从连续运行开始,静止无功补偿装置就应具有足够的调节范围维持电压控制。

静止无功补偿装置设计的一个重要方面是其可用率问题。如果在静止无功补偿装置可能退出运行时仍要考虑静止无功补偿装置的动态性能,需要有一个备用单元,或宜对运行进行限制。

为满足稳态条件下的无功功率需求,可能需要安装交流滤波器、电容器组、换相电容器和并联电抗器。

5.2.6 同步调相机(SC)的电压特性

在无惯性或小惯性的交流网络中,可采用同步调相机增大短路额定值和惯性。此时同步调相机的容量由无功功率和频率控制的要求决定。在弱交流电力系统中,同步调相机通过减小网络阻抗实现高

压换流站的稳定运行。

对于支撑动态电压控制的同步调相机,适合采用具有高强励倍数的快速励磁系统。尽管同步调相机的响应时间常数慢于静止无功补偿装置,但由于同步调相机的内部电压滞后于它的暂态电抗,增加了交流系统的短路容量,暂态电压变化能固有地、瞬时地被限制在设计可接受的偏移水平。励磁系统的作用就是使交流电压返回正常的理想运行点。

确定同步调相机时,宜考虑其设备的可靠性。由于计划检修的需要和可能的故障情况,在某些情况下需要配备备用单元。

5.2.7 静止同步补偿装置(STATCOM)的电压特性

静止同步补偿装置(STATCOM)采用电压源换流器(VSC)技术,使用可关断功率半导体器件(如IGBT、GTO),由自换相桥式电路组成,通过电抗器并联接入交流电网中。静止同步补偿装置将通过适当调节桥式电路交流网侧输出电压的幅值和相位或者直接控制交流网侧电流实现动态无功补偿,根据电网需求吸收或是发出无功功率。对于运行在低电压限制时的无功补偿,由于静止同步补偿装置输出无功功率随着系统电压线性减小,而静止无功补偿装置输出无功功率随着系统电压平方减小,所以静止同步补偿装置比静止无功补偿装置具有更好的补偿性能。

具有上述特性的静止同步补偿装置能对交流系统的电压支撑和改善系统稳定性提供鲁棒和有效的控制。

5.3 高压直流换流站母线电压偏移

高压直流换流站母线交流电网的强度能用短路比(SCR)表示。短路比定义为高压直流换流站母线在 1p.u 电压时的短路水平(MVA)与额定直流功率(MW)的比值。

连接在交流母线上的电容器和交流滤波器明显地降低了短路容量。有效短路比(ESCR)可表达为交流系统短路容量减去连接在交流母线上的电容器和交流滤波器在 1p.u.电压下的容性无功补偿量后与直流换流器额定功率的比值。

较低的 ESCR 或 SCR 值意味着高压直流换流站与交流系统的相互影响更严重。交流网络能根据强度^[1],分为下述几类:

- 高 ESCR 值的强系统: $ESCR > 3.0$;
- 低 ESCR 值的中等系统: $3.0 > ESCR > 2.0$;
- 低 ESCR 值的弱系统: $ESCR < 2.0$ 。

在高 ESCR 值的系统中,高压直流换流站有功功率/无功功率的改变会导致电压有较小或中度的变化。因此,通常不需要附加母线暂态电压控制。通过投切无功设备能实现交流系统和高压直流换流站之间的无功功率平衡。

在低 ESCR 值和极低 ESCR 值系统中,交流网络的变化或高压直流传输功率的变化可能导致电压振荡并需要特殊的控制策略。

因此,在这些系统中,需要换流器的动态无功功率控制、附加的静态无功补偿装置或同步调相机。当交流电压降低时,为了避免电压不稳定,逆变器宜运行在定电流方式或定直流电压方式,该设计既不降低逆变器的功率因数也不增加逆变器消耗的无功功率。

在背靠背换流站中,可能用高压直流换流器控制因另一侧交流输电中断而在本端产生的甩负荷过电压(反之亦然)。在故障侧,阀通过旁路继续传输直流电流。在非故障侧,为了吸收无功功率,阀触发被调整为去控制在这短路方式下的直流电流,如同采用一个晶闸管控制电抗器的方式进行过电压控制。在这种方式下,允许运行的持续时间宜足够用于无功功率操作。或者,在装置的额定容量范围内,还能使这个时间尽可能地长,以有足够的时间等待交流系统恢复,进而使直流输电也尽快恢复。

但如果甩负荷是由于高压直流换流站内的故障,这种方法不可用,此时需要其他措施降低过电压。

高压直流输电在甩负荷时的暂时过电压随短路比的减小而增大。高短路比系统在甩负荷时的过电压倍数低于 1.25 p.u.,并在多数情况下低于设备应力的临界值。这种过电压会持续很长时间,直至切除无功设备后才降低,这是强电网供电的高压直流换流站降低暂时过电压常用的方法。

在短路比低或很低的系统中,如果没有其他措施限制,其甩负荷过电压倍数会很高,会危及交流和高压直流设备或增加换流站的造价。

此时,通常要求高压直流换流站的无功功率控制能限制这种由于全部或部分甩负荷引起的过电压。然而,由于换流站内部故障引起高压直流换流站跳闸时,需要采取其他措施降低过电压。例如能采用过电压限制器,或在母线上加装静止无功补偿装置,或采用无功设备的快速跳闸,或装设同步调相机等。

5.4 换流站与其他无功功率源的电压和无功功率的相互作用

5.4.1 高压直流换流器、可投切的交流滤波器、电容器组和并联电抗器

无调节功能的可投切无功元件提供的是阶跃变化的无功功率。无功元件容量的设计宜使投切时电压的变化不超过某一限值。通常可投切无功元件只配置用于强系统。

通过对换流器触发角或关断角进行几度变化的控制,直流系统能抵御操作时的无功功率变化。为了允许中等强度系统可能要求的使用换流器进行小范围的附加无功功率控制,只需要换流器的额定值稍有增加。

在满负荷时,触发角或关断角改变 3° ,引起高压直流换流站无功功率的改变量相当于实际有功功率的 10%,它能通过提高约 2%的设备额定值提供这种调节性能(见图 2)。如果两个站相互协调是可行的,这种方法也适用远距离直流输电。带部分负荷时,为了增加相同的无功功率调节量,就需要更大的触发角或关断角。这可能导致低于额定直流电压的运行,并因此将影响另一端换流站。较低的直流电压将导致电流增加,以致输电线损耗的增加。

在弱电力系统中为了控制电压需要有无功功率范围变化更大的换流器。无功功率的调节范围宜至少为最大可投切无功元件的容量。此时,需要高压直流换流站具有更大的额定容量,这将导致成本的增加。这种方法通常更适用于背靠背高压直流换流站。

换流器的电压控制时间常数范围约为 10 ms ~ 20 ms。如果两侧根据每端交流侧的要求投切无功元件实施同步控制时,尽管实际需要一定的判定时间,原则上能按每步 100 ms 计及。如果由于每侧有不同的电压条件,而最佳运行条件不能只通过投切无功元件获得,还需要通过改变换流变压器的分接开关校正电压条件,这种校正很慢,每步约在几秒的范围。

5.4.2 高压直流换流器、可投切无功功率源和静止无功补偿装置

如果因为系统弱而需要电压和无功功率控制,但又不能由换流器实现,可在高压直流换流站母线上安装额外的静止无功补偿装置。这种解决方法的优点是:即使在高压直流停止运行或跳闸,电压也受控。静止无功补偿装置的进一步应用是交流侧的电压控制不会对直流输电的另一侧产生任何影响。对于两端高压直流系统的情况,由静止无功补偿装置控制电压,能使高压直流系统不考虑无功功率控制而运行在经济运行点。

宜根据调节范围的要求设计静止无功补偿装置的容量,此容量宜大于最大可投切无功元件的容量。宜考虑高压直流工程连续运行时静止无功补偿装置所有可能的运行点,以满足调节的要求。此外,如果考虑到静止无功补偿装置由于停运或维修而退出运行时的情况,宜考虑使用两个静止无功补偿装置单元,或接受没有静止无功补偿装置运行时的限制。

高压直流工程和静止无功补偿装置各自具有时间常数相匹配的控制系统。宜仔细研究它们的协调,以避免两者之间可能发生的振荡。

静止无功补偿装置通常用于抑制暂态的电压变化,当静止无功补偿装置动态调节启动后,并联电容

器或者分接开关随之动作达到一个新的稳态。这种协调方式有助于更加经济地配置静止无功补偿装置的容量。

5.4.3 高压直流换流器、可投切的无功功率源和同步调相机

同步调相机也能用于高压直流换流站母线的动态电压控制。如果交流系统的惯量低,同时出现暂态负荷变化或故障,会导致无法接受的大的频率偏差,这时可采用同步调相机。同步调相机能提供部分所需的无功补偿和电压控制。电压补偿的时间常数取决于同步调相机的励磁系统,通常在 $100\text{ ms} \sim 200\text{ ms}$ 范围内,该时间长于直流控制的时间常数。

同步调相机增加交流系统的短路容量,因此它有利于防止弱系统中的电压不稳定。

同步调相机的调节范围要大于最大的可投切无功功率单元,同时宜考虑同步调相机所有可能的运行点。

由于调相机强迫停运和维护时间长,宜考虑有一个或更多的备用机组,或者必须接受没有同步调相机运行时的限制条件。

同步调相机的一个主要缺点是检修周期长,因为检修旋转部件和大量的机械部件需要更长的时间。

5.4.4 高压直流换流器、可投切的无功功率源和静止同步补偿装置

与静止无功补偿装置相似,如果高压直流系统连接弱交流系统,也可考虑安装静止同步补偿装置。典型的晶闸管投切电抗器(TCR)型静止无功补偿装置,它需要配置如 5 次、7 次、11 次、13 次和高通谐波滤波器。而最新的静止同步补偿装置只需要小型滤波器或者不需要滤波器。

与静止无功补偿装置相比,该特性的优点是静止同步补偿装置只需要更小的安装空间。另外,可能由滤波支路引起的系统谐振问题,在安装静止同步补偿装置的系统中几乎不会发生。

一些静止同步补偿装置设计为可扩展和可移动型,更容易满足客户需求。静止同步补偿装置还有平衡系统电压和减小负序分量的性能。

对于受端系统没有或仅有小型同步发电机和同步调相机的应用场景,如果静止同步补偿装置能获得足够的有功功率,例如通过柴油发电机,那么静止同步补偿装置通过交流电压和频率控制维持高压直流系统的换相。静止同步补偿装置通过高压直流从其他电源系统馈入电能恢复停电系统,这个能力称为“黑启动”功能。

静止同步补偿装置在高压直流输电系统的最新应用是替代同步调相机。因为静止同步补偿装置没有旋转设备,与同步调相机相比其最大的优点是检修时间短且更容易检修。

注:研究表明,当 $0.05 < \text{UIF} < 0.1$ 时在额定直流电压情况下风险很小。而参考文献[11]报告在降压和降功率运行条件(例如 70% 的额定电压和功率)下会产生重大风险。

静止同步补偿装置的设计容量宜比最大的可投切无功功率装置大,所以静止同步补偿装置的容量宜根据所需的调节范围进行设计。

6 交流系统暂态和稳态稳定性

6.1 概述

高压直流工程有功功率和/或无功功率的可控性能用于改善与其相连的交流系统的暂态和稳态稳定性,以达到良好的运行状态。

如果一个电力系统在任何小扰动后,达到稳态运行的状态与初始状态相同或接近,称该系统是稳态稳定的。

如果一个电力系统在一系列扰动(非前述的“小”扰动)之后恢复到稳态同步运行,称该系统是暂态稳定的。

本章中涉及的是在电网受扰动之后,各同步机之间以及多机组之间或多个地区之间的机电振荡现象。如果不采用适当的防范措施,这种振荡可能严重至使系统失稳,并使发电机失去同步。在有些情况中,系统可能是稳定的,但由于低阻尼会导致过长的振荡时间,这种机电振荡会导致发电机、传输线路等产生有功功率和无功功率振荡,还会导致变电站的电压振荡。

关注的振荡频率变化的范围为 $0.1\text{ Hz} \sim 2\text{ Hz}$ 。大电网区域之间的振荡通常在这个频率范围中的较低部分,而涉及小惯量电机的振荡,例如同步调相机,振荡频率将在这个频率范围的较高部分。

为了抵御这种振荡,有时通过高压直流输电有功功率的自动控制改善所连交流系统的稳定性能。如果需要,能通过控制换流器的无功功率消耗改善系统的性能。

高压直流系统有一个基本的控制特性能帮助保持交流系统的稳定性,即要求功率潮流进行阶跃变化,这在第4章中已讨论。

高压直流系统还有一些涉及交流系统稳定的特性,如故障时的功率输送,或故障消除后的功率恢复等,不在此赘述,详见 IEC TR 60919-2:2008 的 5.3.2 和 5.3.3。

6.2 有功功率和无功功率调制的特点

6.2.1 概述

有功功率和无功功率的改变通过控制触发角实现。换流变压器分接开关动作太慢而使其不能在所关心的频率变化范围内对振荡起作用,或因为调制水平太低而不能启动分接开关动作。因此,调制控制通常不包括分接开关的操作。在调制期间也可能闭锁分接开关的操作。

在扰动期间可能有几种振荡模式同时出现。此时控制器应同时对几种振荡频率作出响应。但有时,系统条件可能呈现为控制器不能对某些频率正确响应。这些情况能通过对控制器的输入信号进行适当的滤波处理。

大信号调制或小信号调制均能实现自动控制作用,它们均与有功功率调制相关。大信号调制包括同时调制整流侧和逆变侧的电流指令,而小信号调制仅在电流控制站中就地进行。大信号调制是最普遍采用的办法。

6.2.2 大信号调制

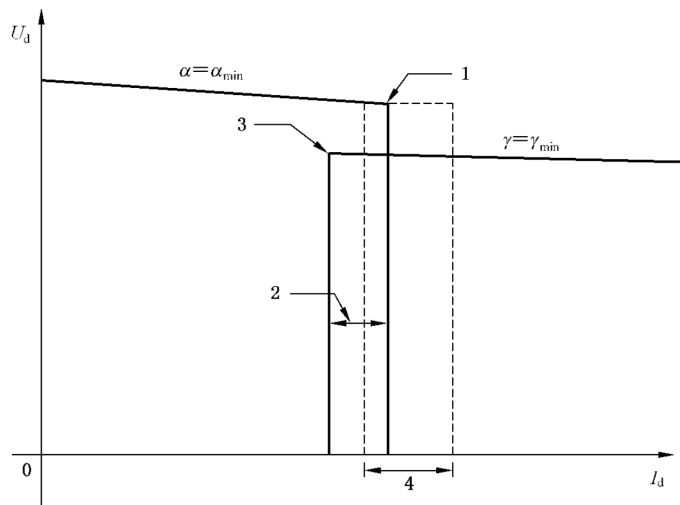
大信号有功功率调制通常利用换流设备的短时过负荷能力,这是获得有效阻尼作用的重要因素。因此,宜确定是由阻尼控制功能决定所需的过负荷量,还是控制作用仅受限于使用固有过负荷能力。在确定用于阻尼调制目的过负荷要求时,宜综合考虑短时或稳态过负荷运行要求。对于过负荷要求其他方面的讨论,详见 IEC TR 60919-1:2010 第6章。

在背靠背换流站中,有可能使用功率反转的调制功能。如果在一个两端直流系统中,调制期间需要功率反转,需要一个高速通信系统。

在基于电力电缆的两端高压直流系统中,由于功率反转造成极性的改变,电缆的绝缘将承受较大的应力,缩短了高压直流电缆绝缘寿命,所以,宜限制功率反转的次数和速度。

在两端高压直流系统中,大信号调制通常需要通信设备,用来在高压直流换流站之间传输电流指令,有时传输频率信息。

当通信设备不可用时,在电流控制的换流站中的有功功率调制仍能进行,但是宜严格规定不得失去电流裕度。见图5。



说明:

- 1 —— 整流器电流定值=直流电流 I_d 的值;
- 2 —— 电流裕度 ΔI ;
- 3 —— 逆变器电流定值 $= I_d - \Delta I$;
- 4 —— 电流调制范围的限制;
- U_d —— 直流电压;
- I_d —— 直流电流。

图 5 整流器与逆变器之间无通信时,电压-电流特性显示的电流的可能调节范围(示例)

6.2.3 小信号调制

一些情况下,使用通信设备传输调制的功率或电流指令可能是不切实际或不可能实现的。例如,如果通信延时大到可与调制周期相比,或者通信设备失灵时,均会发生这种情况。此时,小信号的功率调制仍能在电流控制站中进行,调制幅度通常限于电流裕度的 30%~50%。在一些振荡开始自然增强的工况下(静态不稳定工况),这样的小信号调制仍能提供不可忽视的阻尼作用。

6.2.4 无功功率调制

在多数情况下有功功率调制相当有效。而无功功率调制有时也很有益,特别是当交流系统或在直流系统接入处呈现高阻抗时。因为有功功率的变化总是伴随着无功功率的变化,所以宜注意高压直流有功功率调制只会导致不希望出现的交流电压振荡,这有时能通过有功功率和无功功率的联合控制解决。抵御交流电压的波动是无功功率调制的一种功能,此时控制器的输入信号是交流电压。

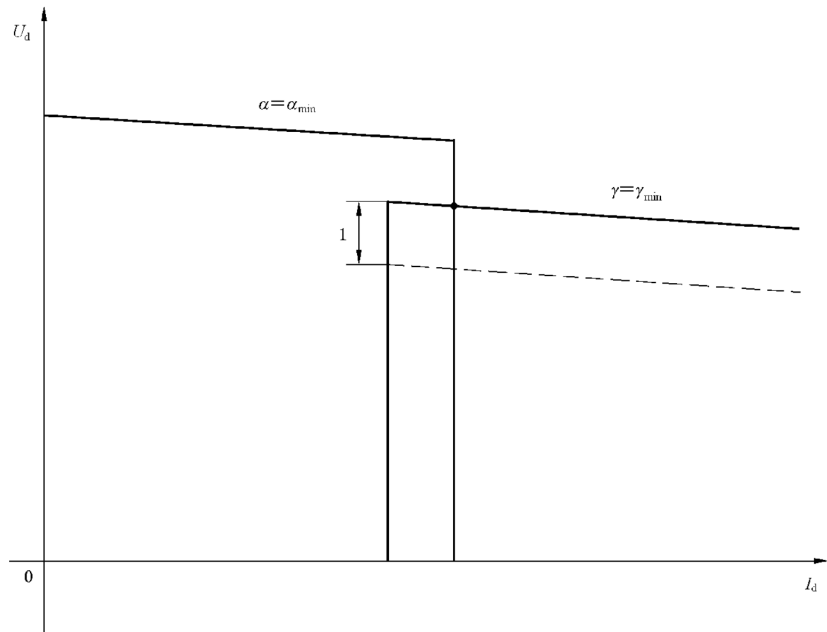
无功功率调制是通过改变电压控制站的触发角和关断角实现的。这通常会影响到逆变器。为了增加逆变器的无功功率消耗而增大关断角会导致直流电压的降低,同时为了维持恒定的直流电流和功率,整流器的触发角也会自动增大。因此,逆变器的无功功率调制也会导致整流器无功功率消耗的变化,这有时会限制调制的幅度。

以上机制表明,无功功率调制能在电压控制站完成,而不需要任何特殊的通信要求。如果电流控制站需要无功功率调制,控制动作仍然需要在电压控制站进行,此时控制信号需要通过通信通道发送。在电流控制站中的最终动作,将间接地通过定电流或定功率控制实现。

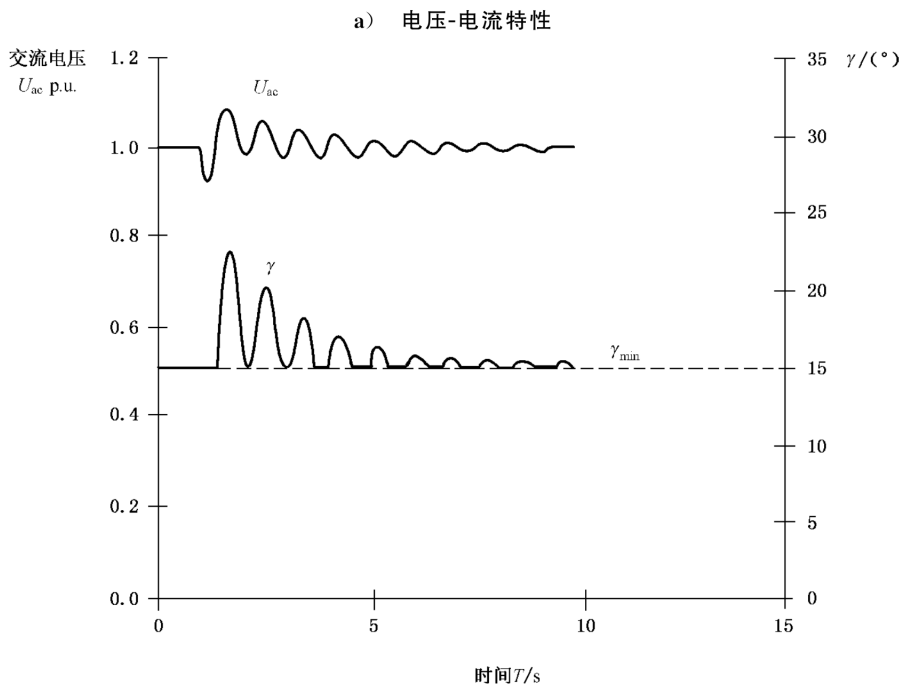
如果高压直流系统运行在最小关断角(最大直流电压),在调制中只可能使无功功率消耗从稳态值增大。只有在高压直流系统运行在低于最大直流电压,并且稳态触发角和关断角大于最小值时,才会出

现无功功率从稳态值减小的情况。图 6 和图 7 表明在这两种情况下,逆变器运行的电压电流特性和无功功率变化。

如果调制期间可能要求无功功率消耗减少,需要对此作出规范要求,因为这会导致换流阀、换流变压器、滤波器的费用的增加。

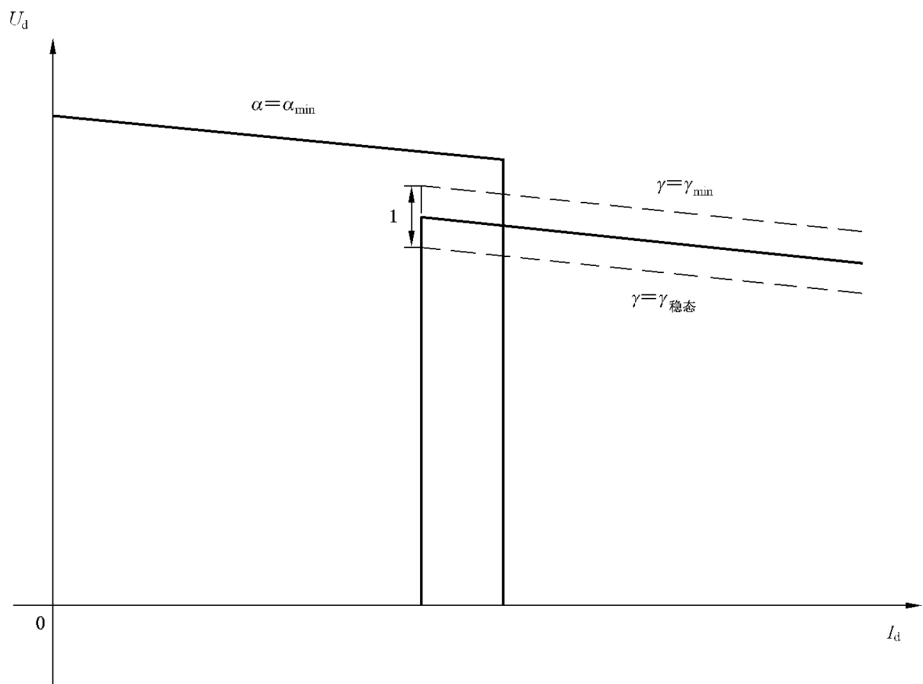


说明:
1 —— 在无功功率调制期间的 U_d 范围;
 U_d —— 直流电压;
 I_d —— 直流电流。



b) 交流电压 U_{ac} 和关断角 γ 的变化

图 6 高压直流输电运行在最小关断角 γ_{min} 时的无功功率调节

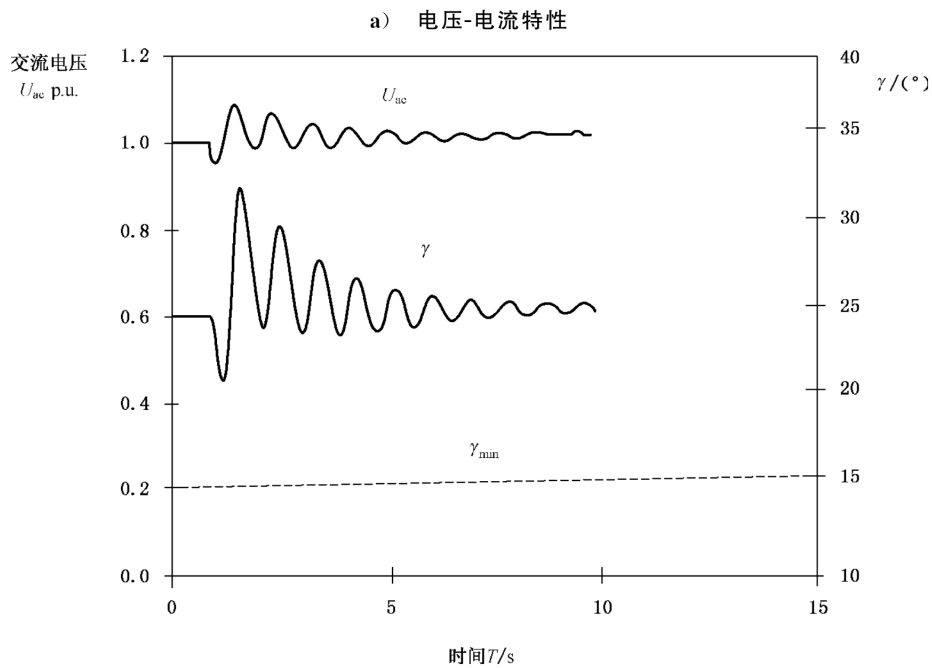


说明：

1 —— 在无功率调制期间的 U_d 范围；

U_d —— 直流电压；

I_d —— 直流电流。



b) 交流电压 U_{ac} 和关断角 γ 的变化

图 7 高压直流输电运行在关断角 $\gamma > \gamma_{\min}$ 时的无功功率调节

6.3 网络状态分类

交流系统稳定性的改善程度取决于调制幅度的大小与电网强度、电网的特性以及高压直流系统在电网中的连接点的关系。稳定性的改善有两种不同的概念,一种是当交流线路或交流电网与高压直流系统并联时对稳定性的改善,另一种是当一个电网与一个高压直流换流站连接时电网内部稳定性的改善。这两种情况如图 8 a)和图 8 b)所示。

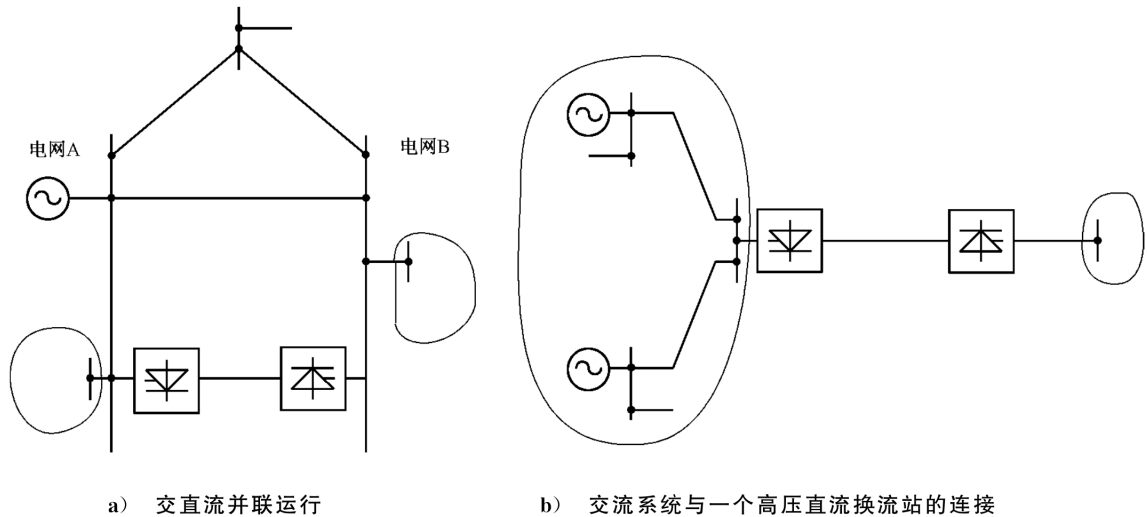


图 8 交流线路或网络稳定性的改善

6.4 交流电网与高压直流系统并联

这可能是一种充分利用高压直流系统能力以改善交流系统稳定性的配置。一般的控制行为是调制传输的有功功率抵御电网 A 和电网 B 间相角的变化[如图 8a)所示]。电网 A 和电网 B 间的频率差或并联的交流线路中的有功功率或电流是高压直流系统阻尼控制器可能的输入。图 9 给出阻尼控制器的两种原理结构。如果控制策略判别系统状态为并联的交流连接已断开,并且电网 A 和电网 B 已失步,该调制就无意义了。

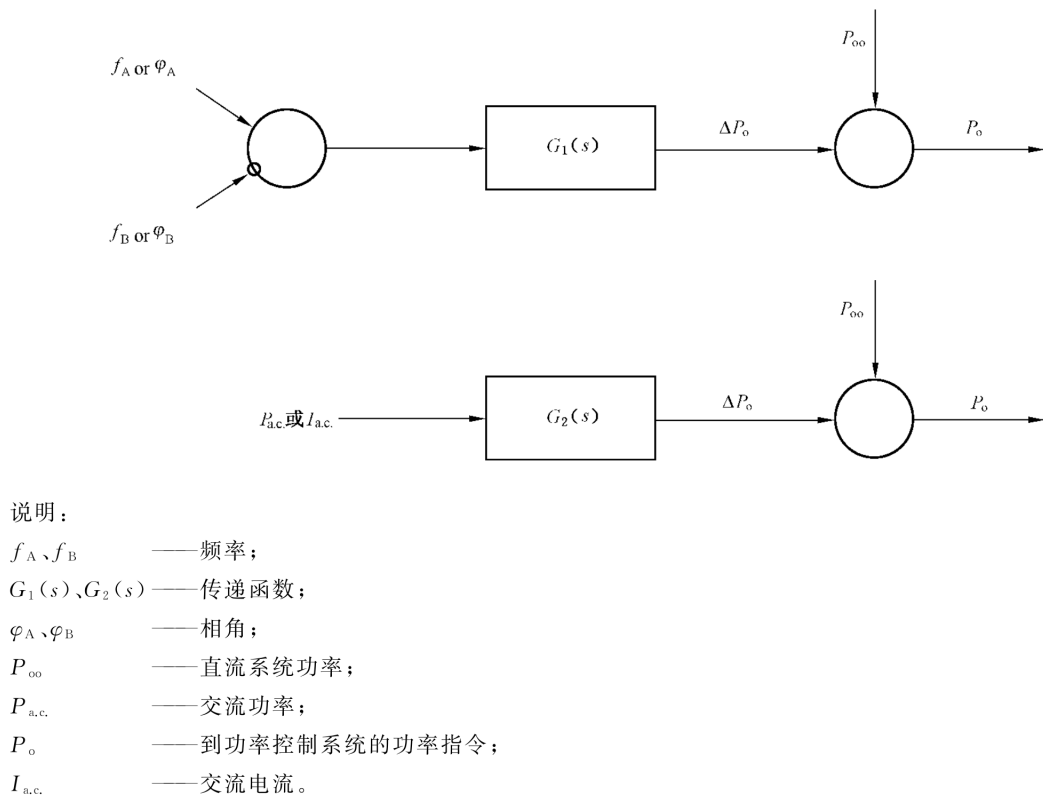


图 9 阻尼控制器的原理结构

通常采用测量频率差的方法。使用交流线路的功率用作控制器的输入有时会有难度，因为线路两端存在大相角差，而线路的功率可能随着相角差的增加而减小，这会引起直流系统的错误控制。

6.6 描述了如何确定传递函数 $G(s)$ 。 $G(s)$ 通常有一个带通特性，它使稳态变化不会导致控制器的非零输出。同时，在输入信号快速变化时，传递函数宜能抑制控制器作用。

从稳定意义讲，在交流并联连接的状态下，高压直流阻尼控制有时能增加并联交流回路稳定状态的输送功率。增加的幅度取决于非稳定性类型决定的功率限值。在第一次不稳定摆动中，只有当高压直流系统容量很大或具有很大的短期过负荷能力时，才会有预期的改善；然而，在调制幅度相对较小时也能改善系统阻尼。某些情况下，即使在电流控制站本地完成小信号调制，仍可能增加并联交流线路中的输送功率。

6.5 相连交流电网内稳定性的改善

对于这种情况，高压直流系统改善稳定性的能力很大程度上取决于需要改善的电网的结构和特性，也取决于获得阻尼控制器相应输入信号的可能性。在某些情况下，输入信号可能不得不从交流电网中其他变电站传输到高压直流换流站。控制器的输入信号可以是频率、电压、交流线路功率、线路电流或它们的组合。

在这种情况下，当规范阻尼控制时，宜考虑与另一端高压直流换流站连接的交流电网接受由于阻尼控制所引起的功率波动的能力。

6.4 中给出的对于并联交流网络的控制器传递函数的一般考虑，也适用于这种情况。

6.6 阻尼控制特性的确定

通常使用具有模拟高压直流系统和不同控制器特性能力的暂态稳定计算程序对高压直流系统阻尼控制的要求和有效性进行研究。这种研究可揭示高压直流系统和其他系统元件（如静止无补偿装置或

同步调相机)之间的低频相互影响的潜在问题。

控制器的外部条件还包括很多无法精确模拟或根本就无法模拟的元件。因此,除了模拟研究外,宜在现场进行可能的试验和实际测量。

在进行暂态稳定性研究时,很重要的是需要对高压直流线路及其控制系统进行准确的模拟,过于简化的模型会导致错误的结论。因此,稳定性程序或者数字仿真程序中直流系统的模型宜是有效的,它可通过使用高压直流暂态网络仿真器或数字仿真装置验证,工程建成后宜通过实际直流系统测量验证。

值得注意的是,即使使用了一个简单的模型,也宜给出保守的结果。对于高压直流输电的触发控制而言,建立尽可能精确的锁相环模型也是非常重要的。

高压直流输电仿真装置和等效程序能用来验证阻尼控制器的传递函数。

实时仿真装置对于控制系统的验证非常有效。采用实时仿真装置进行的闭环测试更接近实际情况。实时仿真装置能是像 TNA 模拟式的或数字式的。由于是仿真装置测试,可模拟各种扰动工况对控制策略进行验证。此外,如果有可能,特别是对于新建高压直流输电系统,推荐采取人工短路故障试验的方法进行验证。

尽管阻尼控制器通常是设计为针对低于约 2 Hz 的范围,但它可能对次同步谐振阻尼控制器有不利的影响(见第 8 章)。

当确定一个高压直流系统改善稳定性的性能规范要求时,有两种不同的方法。不同点在于是由用户,还是由高压直流换流站设备的供应商决定阻尼控制器传递函数及其他特性。

对于前一种情况,规范的相关控制内容宜根据各输入量、传递函数、附加逻辑和各输出量规定控制器的特性。然后,设计控制设备以正确实现所规定的特性,并通过试验得到验证。

第二种情况更为复杂。供应商宜得到完整的电网及发电机的数据资料,使其能进行暂态稳定性及与多种运行条件有关的研究。在这种情况下,对性能的要求就会更加复杂,可能很难提出清晰的性能指标,需要进行多次协商。如果选择这种方法,宜在发布技术规范之前就进行稳定性研究,以确立稳定性水平和/或预期由直流系统控制功能所能达到的阻尼作用。

不管是上述哪种情况,在确定控制器的增益和幅值限值时,都宜考虑换流站设备的容量,特别是阀的容量。宜明确规定在工程调试及以后的周期性检查中,对控制器性能进行工程评价。

6.7 阻尼控制器的实现及通信要求

阻尼控制器易于集成到高压直流控制设备中。通常,它被分配在高压直流换流站一级的控制中(见 IEC TR 60919-1:2010 第 12 章)。

大信号调制时,宜考虑两个高压直流换流站间的通信能力,它宜能传输调制信号,并且在大多数情况下,能将输入信号(如频率)传送至控制器,且不会引起大的相移。

在调制控制需要通信的地方,通信设备的可靠性很重要。通信系统宜设计为不因通信故障而使“调制退出”,即如果通信通道中断,系统应设计成当通道恢复运行时,调制功能也能正确恢复。

7 较高频率下高压直流系统的动态性能

7.1 概述

本章阐述了高压直流系统在二分之一基频及以上的频率范围的动态性能。高压直流换流器产生或响应频率为基频的整数倍或者非整数倍的振荡,因此换流器特性取决于交流和直流系统的阻抗。在某些情况下可能会发生失稳的换流器特性是不能被接受的。稳定性和不稳定性之间的区别是:在一个稳定系统中,其不稳定的因素(例如非特征谐波)与其起因(例如交流系统的不平衡)是成比例的,而不稳定性通常指产生的振荡频率为基频的非整数倍,或者在完全平衡的系统中甚至无缘由地发生振荡。在参

考文献中,特别是在 CIGRE TF14-07/IEEE,第 1 部分^[1]中对这部分内容做了详细地描述。

本部分仅进行简明扼要的描述,并且提出所需相关信息的要点以及高压直流工程规范的特殊要求。

7.2 不稳定性类型

7.2.1 回路不稳定(谐波不稳定)

一些早期的高压直流工程中存在这种不稳定,通常被称作谐波不稳定。它可能呈现为基频的整数倍或者非整数倍,可能涉及主回路或者控制回路(包括测量回路)。它与控制和测量回路的参数关系密切。如果交流或者直流系统存在不恰当的控制特性,即使在非常平衡及无畸变的交流系统中,也可能发生不稳定性,并且交流侧和直流侧均会出现。它通常从接近基频整数倍,并且靠近主回路谐振点的频率开始,然后,随着不稳定幅值的增长,可能被锁定在最邻近的谐波频率上。

由于现代控制类型为“等距触发”,这种不稳定很少发生。

7.2.2 电流回路不稳定

高压直流系统的响应速度主要受交流和直流系统的电容和电感的限制。通常认为换流器自身的响应比交流系统或发电机的响应要快的多。但是,如果过分强调采用高增益的电流控制回路提高响应速度,会导致高压直流系统的不稳定。特别是如果包含测量和控制装置在内的直流系统响应时间与交流系统响应时间具有可比性时,这种影响更为明显。在某些情况下,一个系统如果需要完全稳定,就意味着应降低高压直流系统的控制响应。

7.2.3 铁心饱和和不稳定性

这种不稳定性通常在换流变压器局部饱和情况下发生。直流电流中的基波分量将导致在换流变压器阀侧绕组中产生二次谐波和直流电流。如果直流分量达到某一可比的水平,如换流变压器励磁电流的 50%,换流变压器的局部饱和会在励磁电流中产生显著的附加谐波(包括二次谐波)。这些二次谐波电流增加了交流电压中的二次谐波含量,在某些特殊情况下可能导致系统完全失稳。

在交流侧接近二次谐波的高阻抗谐振和/或直流侧接近基频的低阻抗谐振都可能导致系统的不稳定。某些情况下,通过主回路参数的优化设计(如平波电抗器或交流滤波器)避免这类谐振是可行的。然而,在某些情况下,线路阻抗起主导作用,即使通过优化高压直流换流站设备的实际参数也无法避免基波或谐波谐振。此时,这种不稳定性还可通过修改控制系统参数或在控制系统中提供特殊的反馈回路抵御。但这时需要特别注意控制系统的暂态性能,例如过电压,尤其是在谐振被轻度阻尼时。

7.2.4 谐波的相互影响

交流电压谐波会导致直流电压中产生两个边带频率的谐波,进而导致产生这些频率下的直流电流谐波。同样,直流电流谐波会导致在换流变压器阀侧绕组和交流系统产生两个边带频率的交流电流谐波,最终使得交流侧在这些频率下产生谐波电压畸变。在谐振条件下,交流侧或直流侧,或者两侧同时均可能产生不能接受的谐波畸变。

与 7.2.1 和 7.2.2 所描述的不稳定性的区别是,这种现象仅仅发生在直流系统或交流系统出现内部自激源的条件。该现象的一个例子就是直流架空线路与交流架空线路长距离并联运行时,交流系统基频分量就会叠加在直流电流上。这种基频分量会在换流变压器阀侧绕组中产生直流电流和二次谐波,进入交流系统的二次谐波分量很难降低。因此,可能有必要采取交流线路换位或者在换流器的直流侧或交流侧加装相应的滤波装置等必要的措施。

其他自激源,如交流系统不平衡(负序基频,或阻抗不平衡)或换流变压器的漏抗不平衡等,都会引起直流侧的二次谐波,进而反过来影响交流系统。后者的一个边频是三次谐波,有时可能需要加装三次

谐波滤波器抑止较大的交流电压畸变。

由于产生非特征谐波的机理取决于各换流器直流侧的各次谐波回路,因此两端换流器之间可能会存在相互影响。除非直流线路或电缆和直流滤波器与另一个换流器阻抗相比具有很低的并联阻抗,否则两个换流器在这些频率下是耦合的。因此,两个高压直流换流站对非特征谐波的处理不能独立进行,这就意味一端换流站对非特征谐波的处理都会影响另一端换流站的非特征谐波性能。甚至如果在直流线路出现驻波,两个直流换流站对其都有放大作用。一个可行的方法是通过故意改变回路参数以暴露这些现象进行分析。

7.3 设计所需信息

为了保证高压直流系统在高频时具有满足要求的动态性能,设计中宜考虑整个系统各不同部分间紧密的相互影响。全系统包括与两端换流站相连的交流系统、直流线路、直流换流站主回路和换流器控制系统。制定规范阶段的研究是不可能达到确定高压直流换流站各部件特殊要求的深度的。因此,规范的功能是宜规定制造商设计高压直流换流站元部件时所需要满足的、系统各种条件的所有实际组合下所需要的较高频特性。制造商宜给出能证明其产品较高频条件下具有满意的动态谐波性能的过程。

当进行高压直流系统在较高频下具有满足要求的动态性能的设计时,需要考虑高压直流换流站的外部条件如下:

- 分别从每个换流器看过去的交流系统阻抗和相位角,以及已知的直流系统。对于强交流系统和弱交流系统都宜提供模型。如果可能,还需提供可能发生事故停运时的网络结构。
- 交流侧或直流侧的谐振,特别注意是否存在互补谐振(例如, $f_{\text{res,ac}} = f_{\text{res,dc}} \pm f_0$,其中 f_0 是基频, $f_{\text{res,ac}}$ 和 $f_{\text{res,dc}}$ 分别是交流侧和直流侧的谐振频率)。
- 交流系统阻抗或电压的不平衡度。
- 存在的带有相应源阻抗的其他谐波源,以及在直流和/或交流终端、电气上接近高压直流换流站的非线性负荷。直流侧存在基频源是其中一个特例。
- 基频下可能出现的交直流线路耦合,需提供交直流线路并联运行时的几何结构、交流线路电流和电压的最大值及换位点等。
- 阻抗频率特性,包括并联电容器数量的改变。
- 近区发电机组(从交流主网隔离出来)形成孤岛的可能性。

规范中宜包含上述信息,或提供相关交流和直流系统的数据,以满足进而得到上述信息的要求。以上所列信息,也基本符合高压直流换流站稳态设计的需要(见 IEC TR 60919-1)。但宜注意,在某些应用实例中,基频 f_0 可能有很大的变化范围(例如独立的发电厂站),这可能导致发生不常碰到的谐振。

7.4 抑止不稳定的有效措施

通常通过改变控制系统能避免或改善大多数的高频不稳定,这可能仅涉及选择合适的调谐。而另一些情况下,有必要从交流电压或直流电压,或交流阀侧绕组电流或直流电流等引入附加的反馈环节。不同的制造商或不同的工程会采用不同的解决措施。

通过控制技术解决不稳定问题,通常简便且易于实施,因此往往首先研究控制技术。但是,在某些场合控制系统单独动作不能解决所有遇到的问题。此时,或者改变控制目标,或者寻找其他的措施。

通过带宽阻尼滤波器滤掉大幅度的谐振能显著改善全系统的性能。但是,阻尼滤波器在单个频率上的谐波抑制能力(每 kvar)远低于调谐滤波器。因此,这种抑止不稳定的方法造价相对较高,特别是当发生低频不稳定时。例如在无法换位的交流线路与架空直流线路并行距离很长、外部谐波源较强的情况下,如果在直流侧不使用昂贵的基频阻塞滤波器,或在交流侧不使用二次谐波并联滤波器,很难得到满意的性能。

7.5 通过控制作用阻尼低次谐波

目前的控制系统(等距触发)通过对触发角(α)的适当调制即可有效地阻尼低次非特征谐波(例如来自交流网络的)。这在高压直流与弱交流电网相连,或交流系统导线没有进行换位,甚至是交流系统故障后恢复阶段发生严重的波形畸变等特殊情况下,是有明显作用的。尽管通过控制系统改变触发角(α)对抑制低频非特征谐波有效,但它却不能同时抑止直流侧的二次谐波和交流侧的三次谐波。

7.6 满足较高频性能要求的验证

在设计阶段通常采用高压直流仿真试验验证一个高压直流工程的稳定性。仿真是进行这种研究的方便的工具,它能快速研究许多系统条件和结构。研究时通常要进行阶跃响应试验,以显示快速动态响应对抑制不稳定所具有的良好阻尼作用。但其研究的准确性会受仿真元件的限制。

例如,很多可观察到的正常谐波由于含量很小,以至于被仿真元件不平衡所产生的虚假谐波所掩盖。虽然换流变压器模型在模拟真实变压器的 B-H 特性时具有很高的准确度,但大多数模型在检测铁心饱和和不稳定性方面是不能满足需要的。

近年来,计算机仿真成为高压直流暂态网络仿真器的一种可行的替代方案,用于证明是否存在不稳定性。由于它能很好的反映实际系统和元件的损耗,因此计算机仿真比借助高压直流暂态网络仿真器进行的仿真更方便且更准确。除非计算机仿真实时运行,否则使用实际的和完整的控制硬件是不现实的。将仿真结果与实际系统的真实测量进行比较以证明它的有效性很重要。

此处宜提及实时仿真装置的重要性,大量试验表明,控制系统在工程应用前可使用实时仿真装置进行闭环测试。

由于换流器和它的谐波环境(交直流侧的谐波阻抗和其他谐波源产生的谐波)存在相互影响,因此有必要证明换流器是否放大了低次非特征谐波且使之达到一个无法接受的程度,或需要证明这些谐波的振幅不会导致不稳定。

在相连的交流及直流网络之间具有低次谐波互补谐振的系统中,通过对换流器及其控制系统的仿真,进行相关的研究工作。通过适当的试验,通常能证明即使出现较大幅值的谐波,换流器及其控制系统的特性也不会受到严重干扰。

调试期间,宜尽可能安排与换流站相关的交流系统和/或直流系统处于最恶劣的谐振条件下,并通过电流指令阶跃变化和/或在适当频率下的小信号调制的系统响应试验,验证相关措施是否足以防范系统的不稳定性。

8 次同步谐振

8.1 概述

只有接近整流站并且和交流网络有弱连接的涡轮发电机单元才易受到次同步谐振的危害。通常,扭振的自然频率处于 15 Hz~40 Hz。大型核能涡轮发电机的最低扭振频率可达到 5 Hz,其他扭振模式频率较高。

涡轮发电机转子的扭振振动可能受输电系统中许多常见的电气扰动的激励。而且,在一定条件下,由于涡轮发电机转子和串联补偿线路之间的接近谐振的相互影响,或通过直流控制系统的相互作用可能使扭振放大或加强。

由于涡轮发电机扭振的固有阻尼很小,轴振动在被激励后会持续相当一段时间。大幅度的重复激励会导致轴寿命的缩短,严重时会出现疲劳损坏。

在高压直流系统中,定功率和定电流调制模式可能会对转子扭振产生失稳影响。高压直流系统电流控制典型的调节器频带范围内可能包括两到三个扭振模式。

为了准确区分次同步谐振(SSR)和次同步扭振,把后者称为 SSTI,其是高压直流输电控制和涡轮发电机的相互作用产生的。

与串联补偿相关的交流线路次同步谐振(SSR)与带有高压直流系统时扭振不稳定现象有一些基本区别。与串联补偿有关的次同步谐振主要影响扭振频率的高频部分,而与高压直流系统相关的扭振主要影响低频扭振模式。相比之下,串联补偿相关的次同步谐振在扭振失稳幅度上更加严重。

8.2 与高压直流系统相关的次同步振动判据

高压直流系统控制电流的目标,使之对涡轮发电机扭振模式呈现固有的振动负阻尼特性。电流控制调节回路的带宽范围内存在一定程度的负阻尼。

只有位于整流站附近并与交流电网有弱连接的涡轮发电机组,才易受扭振的影响。接近逆变站的单元不会有很多的失稳情况发生,因为逆变器相位角变化的反应与整流器不同。

涡轮发电机转子旋转将会引起供给换流器的交流电压相角和幅值变化。对换流器触发角的影响,以及闭环控制使触发角偏移的作用,将导致直流电压和电流的改变,进而改变直流功率。改变高压直流功率的最终影响是改变发电机的电磁转矩。发电机如果在发电机轴速变化和发电机转子上电磁转矩变化总量之间的累积相位迟后超过 90° ,那么扭振振动可能变成失稳。

一个恒定功率负荷对于发电机轴速的任何偏移都会呈现为负特性。

如果逆变器控制电流,直流电压将随着整流器变化。当发电机转子速度增加时,交流电压也会增加。如果整流器处于触发角控制模式,直流电压也会增加,并会导致功率增加。因此,电流控制频带范围内为正阻尼,并接近与控制作用无关的固有的正阻尼特性。

靠近高压直流系统逆变器的涡轮发电机组,通常有一个与负荷互联的并联交流网,因此很少有像靠近整流侧的机组那种与直流控制之间的相互影响。同样,当靠近逆变器的机组轴速度增加时,逆变器的电压幅值也会增加,这就导致直流电流幅值的减小,导致与整流器相反的阻尼效应。

换流器运行时的稳态触发角对相互作用有很显著的影响。这是由于触发角和直流电压之间存在固有的非线性余弦关系。电流调节器对触发角的线性增益将会减小这种相互作用,但不会使之消除。

以较大的滞后角运行会明显降低扭振稳定性。因此,在高压直流系统规范中,考虑对以电压控制为目的进行的降压运行,或由于传输线路绝缘强度降低时采用的降压运行需要特别关注。

扭振影响在水轮发电机组中不会发生,只在热力发电机组中才有。对于较低速度和中速度(低水头)的机组,与汽轮机惯量相比,水轮发电机较大的惯量能降低与电力系统的相互影响,实际上消除了串联补偿交流线路和高压直流系统扭振相互作用的可能性。如果使用高速(高水头)机组,水轮发电机和涡轮机的惯量比率不会很大,这增加了扭振影响的可能性。技术规范宜说明在给定的结构配置中是否会有 SSTI 问题发生。8.3 中给出了 SSTI 筛选可能性的简化方法示例。在可能存在 SSTI 的情况下,需要更详细的系统研究。

直流系统采用控制方式增加对功率摇摆的阻尼,典型频率在 $0.1\text{ Hz} \sim 2\text{ Hz}$ 的范围内,可能与扭振模式相互影响,并且有时会导致附近的涡轮发电机组产生显著的失稳。在任何高压直流系统的技术规范中,无论何时都宜考虑次同步谐振的存在及阻尼控制。如果一些装置中两种控制都需要,它们应以一种互补的方式共存。

在很多扭振是稳定的串联补偿线路上,附加的直流系统对扭振稳定的影响可忽略。如果采用次同步阻尼控制器,附加的高压直流系统将对扭振模式增加一个小的正阻尼。规范宜要求对每一个类似系统进行研究,以确保不出现次同步扭振问题。

对于潜在扭振不稳定的系统,规范宜提供所有关注的发电机组的扭振频率、振动阻尼和机械振型等信息。如果不可用,能通过相对简单的现场试验得到 SSTI 的频率,还宜提供有关的输电网络数据。

8.3 确定发电机组对扭振影响敏感性的筛选判据

对于任何可能与汽轮发电机发生扭振相互作用的新的 HVDC 系统,其规范宜包含筛选研究的内

容,以确定是否需要深入进行次同步谐振研究和采用次同步阻尼控制器(SSDC)的可能性。

次同步谐振是高压直流系统一个潜在的问题,如果在初期设计阶段未考虑次同步阻尼控制器,技术规范宜要求在高压直流控制系统中预留适当的输入装置,以备将来可能增加次同步谐振阻尼控制器的需要。

已经建立了相互作用强度与交流系统强度之间的近似关系。这种关系作为一种定量筛选工具,用于识别需要详细研究机组和系统事故,如式(1)所示:

$$UIF_i = \frac{P_{dN}}{S_i} \left(1 - \frac{SC_i}{SC_{tot}} \right)^2 \dots\dots\dots (1)$$

式中:

- UIF_i ——第 i 台发电机组的相互作用系数;
- P_{dN} ——高压直流系统的额定功率,单位为兆瓦(MW);
- S_i ——第 i 台发电机组的额定功率,单位为兆伏安(MVA);
- SC_i ——高压直流换流母线除去第 i 单元的短路容量(不包括交流滤波器);
- SC_{tot} ——高压直流换流母线包括第 i 单元的短路容量(不包括交流滤波器)。

大量研究表明,当影响系数近似小于 0.1 时将不会有明显的相互影响,在进一步的研究中可被忽略。

如果 UIF 大于 0.1 时,需要开展进一步的研究,包括特征值分析、频率响应分析,使用 EMTP 类型的软件进行电力系统仿真以及实时仿真装置模拟。在每一项研究中,要精确建立高压直流输电的触发控制模块(例如,ACR 和 PLL)和含有机电阻尼的涡轮发电机轴系模型。

8.4 采用次同步阻尼控制器(SSDC)的性能要求

次同步谐振阻尼控制器对直流系统触发角的调制作用,以确保附近所有发电机组在所对应的所有实际系统运行条件下均对扭振振动呈现正阻尼。

次同步阻尼控制器(SSDC)设计中使用的交流系统的典型信号包括整流器交流母线频率、发电机轴的角速度或由换流器电压和电流组成的合成信号。

次同步阻尼控制器的动态范围要足够大,在扭振振动受到系统扰动激发达到最大时,宜至少提供一些正阻尼。

规范宜包括对次同步阻尼控制器的可靠性要求,至少与其他控制系统的要求相同,其功能宜是故障安全的。

次同步阻尼控制器只宜作为一个阻尼控制器考虑,而不能将其作为一个保护装置。

次同步阻尼控制器不宜降低换流器其他任何方面的性能(例如:谐波、故障响应等)。

宜对次同步阻尼控制器与连在相关交流系统的串联电容补偿的相互影响进行研究。

8.5 性能试验

次同步阻尼控制器的阻尼性能宜通过一系列控制器现场试验进行验证。现场试验宜包括高压直流系统以及受影响的涡轮发动机组。扭振测量宜在发电机组上进行。

宜通过测量检验次同步阻尼控制器的增益裕度(例如测量通过次同步阻尼控制器和相连系统的开环传递函数)。

8.6 涡轮发电机的保护

基于详细的系统分析和完全冗余的控制系统的设计与实现,安装了 SSDC 的高压直流输电系统的运行经验表明是不需要考虑安装扭振保护继电器。

可能损害发电机的扭振在换流站不能可靠、安全地被检测到,在控制系统中设有基于测量的 SSTI

监视功能,能根据振动幅值、衰减速度两个判据闭锁直流系统。

对可能与高压直流换流系统有潜在相互影响的任何涡轮发电机,能采用扭振保护继电器保护。

9 与发电厂的相互影响

9.1 概述

发电厂与直流工程越近,它受直流系统的影响就越大。发电厂可将其全部或大部分的功率输入直流输电系统的整流器,或者与逆变站共同向负荷供电。如果直流系统负荷直接来自电厂的发电机,它们之间必定存在明显的相互影响。这宜在直流系统和相关交流系统的设计中说明,还包括涡轮机和发电机的规范。本章讨论还涉及发电厂发出的功率同时供给交流负荷或系统情况下的相互影响,以及交流/直流系统的运行在这个负荷或系统上产生的其他方面有关的影响。

9.2 特殊影响

9.2.1 概述

发电厂产生电力,它的能量或者来源于水力,或者来源于热能和核能。本条重点说明直流系统和与之相连的任何类型发电厂之间的相互影响。当相互影响以不同的或者更加敏感的方式影响一个特定的电厂时,需要相应制定特殊的参考标准。

宜注意到,交流输电系统作为直流输电的替代方案,与发电机有类似相互影响,宜与此章中所提及的等同考虑。当然,这并不是说在直流系统的规范书准备中,不需要考虑与发电厂的相互影响。

9.2.2 频率变化的影响

发电机宜在特定频率范围内运行,这些限制取决于发电机和与之相连的主交流系统是同步还是非同步。由于换相失败、故障或阀组闭锁引起的直流输电系统的功率损失将导致电厂的频率偏移。当直流系统完全闭锁,并且没有可选择的回路让发电厂向负荷供电时,将导致电厂甩掉全部负荷,此时将发生频率的严重过冲。

当发电机与直流逆变器形成孤岛且又与负荷断开,发电机将承受更严重的应力。如果从逆变器馈入发电机的功率不能通过降低直流功率得到保护,在发电机中功率反向会导致转子损伤。

宜详细研究直流系统停运的后果。制定电力系统规划时,宜确保如果发生甩掉全部直流系统负荷时,不使发电厂应力超过其设计限制。无论是水电厂、热电厂还是核电厂,要规定辅助输电设备和保护系统的要求,这对减小直流系统甩去全部负荷带来的影响十分重要。核电站因为需要较长的时间恢复全部功率,所以输电系统保护的设计要有严格的限制,以抵御直流甩去全部负荷的影响。当使用直流系统输送核电厂的大部分能量时,直流系统的设计应具备更高的可靠性。对于单极闭锁,宜考虑剩余极的过负荷能力,以避免发电厂的停机,或以一种更便利的方式使发电厂的功率逐步减少。

9.2.3 频率控制的相互影响

由涡轮机调速器控制的机械速度与直流输电系统之间的相互影响,如果不采用特别的措施去协调,就会产生低频不稳定(0.5 Hz 以下)。可通过研究和试验找出最优的调速器定值。在系统不稳定时,高压直流系统通过对交流系统频率增量的特定闭环控制有助于系统产生阻尼。更多信息见第 6 章。

9.2.4 过电压影响

直流系统甩负荷产生的过电压将影响与之相连的发电厂。如果在甩负荷后滤波器和并联电容器没有被切除,过电压就可能损坏发电机及其他设备。辅助电动机和励磁系统的过电压需要特殊考虑。除

非在系统设计时使用适合的跳闸顺序,否则发电机在甩负荷时可能会产生自励磁。可能需要在闭锁换流器的同时切除滤波器和并联电容器。

在甩负荷时产生过电压和自励磁的情况下,要求断路器能切除交流滤波器和并联电抗器,断路器的额定值宜根据 IEC TR 60919-2:2008/AMD1:2015 的 5.3 相应的应力要求确定。在自励磁条件下用于切除滤波器和电容器组的相应保护的灵敏度和速度,能保护发电机和站内设备不受过电压的影响,同时也要区分直流系统是暂时还是永久甩负荷。如果因为直流系统暂时停运而切除滤波器和电容器,会使系统在恢复到扰动前功率水平时缺少无功功率支持。

在这种情况下,滤波器和电容器的再投入宜与设备容量和直流恢复的顺序仔细协调,特别是当要求暂态停运的持续时间被最小化时。

当发电厂和高压直流换流站的连接系统在当地的交流负荷很小或无负荷的情况下,其交流侧可能会呈现弱阻尼。在这种情况下,要特别注意断路器的谐振、过电压和暂态恢复电压。

9.2.5 谐波

换流站产生的特征和非特征谐波电流不能被完全滤除或阻尼,因此谐波电流可能流入发电机。不希望的机械振动会引起水电机组及火电机组内部的发热,特别是对于转子的热效应尤为突出。在这两种情况下,可能会引起设备的损坏。宜确定预期或允许流入与直流系统相连的或位于直流系统附近的发电机的谐波值,并作为发电机和交流滤波器的技术规范或设计规范内容。更深入的讨论在 IEC TR 60919-1:2010 第 16 章中论述。对于汽轮发电机,宜特别关注 5 次和 7 次谐波的大小,因为相互影响的磁场将在转子上产生一个 6 次谐波的脉动转矩。如果与一个超同步机械谐振频率(包括转子元件上的扭振振动和涡轮机叶片弯曲)同时发生,就可能出现汽轮机轴疲劳和叶片的损坏。

9.2.6 次同步与轴的相互影响

在第 8 章中讨论了强加于发电机、轴和涡轮机的次同步谐振危害的严重性。由某种柴油发电机产生的次谐波电流可能影响直流系统。如果这种可能性存在,宜通过系统试验确定系统中次谐波的存在,并写入技术规范以便在直流系统的控制中设计相应的阻尼装置。与此相关的是:由于直流甩负荷或换相失败可能导致的转矩阶跃变化对发电机轴的影响。即使发电机和涡轮机轴上质量块之间的机械振动受到抑制,轴的寿命也将降低。热电厂和核电厂可能对此更为敏感。如果证实问题存在,那么宜将导致轴系寿命缩短的换相失败的可能性降到最低。

当采取直流重启顺序时,也会产生轴冲击影响。每一次不成功的重启会对发电机的轴产生额外的应力。就重启策略而言,宜在直流规范中研究和预测这种影响。

9.2.7 谐振

与电站和换流器互连的交流系统结构通常包括一些短线、大量集中式的无功设备等。这种结构存在着产生谐振条件的潜在危险,并呈现低阻尼特性。

9.2.8 过电压

作为 9.2.7 中所指出的谐振条件以及谐振低阻尼特性的结果,还应考虑除直流甩负荷之外的其他暂时过电压。它们可能涉及的有交流故障清除时产生的过电压和由变压器充电时产生的过电压。

9.2.9 交流开关设备的应力

除了 9.2.4 讨论的问题,在 9.2.7 提到的具有多条短线的交流系统结构中,可能要求所使用的断路器的暂态恢复电压(TRV)水平要高于标准值。

9.2.10 低频

还宜考虑由于大的扰动导致的低频工况,例如失去发电机组。

9.2.11 高压直流换流器的起动过程

在换流器单元起动过程期间,宜考虑送端系统的频率调节和发电机无功功率的容量要求。

9.3 核电站的特殊考虑

宜在模拟试验中详细研究可能引起核反应堆紧急停机的保护继电器相关的特性。如果一个蒸汽旁路的容量和反应堆的容量相同,在直流系统或受端交流系统中的扰动可能不会引起反应堆紧急停机。

当研究次同步谐振现象时,宜注意核电站汽轮发电机的机械谐振频率,它通常低于其他类型蒸汽汽轮发电机的谐振频率。

参 考 文 献

- [1] Guide for Planning D.C. links Terminating at A.C. System Locations Having Low Short Circuit Capacity. CIGRE document TF14-07/IEEE 15.05.05, Parts I and II.
- [2] ANDERSSON G., SVENSSON S., LISS G., Digital and Analog Simulation of Integrated A. C. and D. C Power Systems. CIGRE paper 14-02 1984.
- [3] GRUND C. E., POLLARD E.M., PATEL H., NILSSON S.L., REEVE J., Power Modulation Controls for HVDC Systems. CIGRE paper 14-03, 1984
- [4] Tentative Classification and Terminologies Relating to Stability Problems of Power Systems. Electra, No.56, Jan 1978, pp 57-67.
- [5] A.C. Harmonic Filters and Reactive Compensation for HVDC with Particular Reference to Non-characteristic Harmonics. CIGRE publication no.65 June 1990. Complement to the Electra paper of issue 63(1979).
- [6] KAUFERLE J., SADEK K., KOELSCH, A.C. System Representation Relevant to A.C. Filtering and Overvoltages for HVDC Application . CIGRE paper 14-08, 1984.
- [7] SALGADO E., LIMA A.C.G. , PILOTTO L.A.S., SZECHTMAN M., CUARINE A.P., ROITMAN M., Technical and Economic Aspects of the Use Of HVDC Converters as Reactive Power Controllers. CIGRE paper 14-08, 1984.
- [8] GAVRILOVIC A., Interaction Between A.C. and D.C. Systems. CIGRE paper 14-09, 1986.
- [9] LAMBAIE T., HOLMBERG K., JONSSON U., AIRAMME E., HAGMAN E., JASSKELAINEN K., Fenno-Scan HVDC Link as a part of interconnected A.C./D.C. System. CIGRE paper 14-02, 1988.
- [10] TAAM M., PRACA A.S. , PORANGABA F.D., DE TOLEDO F., MENZIES D., ERIKSSON K., Itaipu HVDC Transmission System. Principal Aspects of A.C./D.C. interaction. CIGRE paper 14-03, 1988.
- [11] YANG YU, QIU WEI, ZHAO XIAO-BIN, DENG JING, WANG XI-TIAN, “Evaluation of Subsynchronous Oscillation of Xiluodu Right Station—Guangdong Double line ± 500 kV DC Transmission Project”, IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON), 2012.

中 华 人 民 共 和 国
国 家 标 准
采用电网换相换流器的高压直流
系统的性能 第3部分:动态

GB/T 20996.3—2020/IEC TR 60919-3:2016

*

中国标准出版社出版发行
北京市朝阳区和平里西街甲2号(100029)
北京市西城区三里河北街16号(100045)

网址:www.spc.org.cn

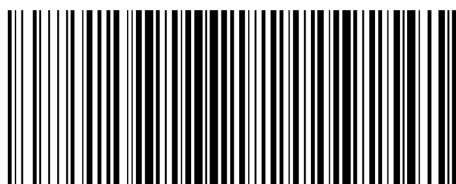
服务热线:400-168-0010

2020年12月第一版

*

书号:155066·1-66693

版权专有 侵权必究



GB/T 20996.3-2020