



UNITED NATIONS
INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION



小水电技术导则 设计

第6-2部分:电气

SHP/TG 002-6-2: 2019



免责声明

本导则未经联合国正式编辑。本导则内采用的名称和资料并不代表联合国工业发展组织的秘书处关于各国、领土、城市、地区或其当局的合法地位，以及关于国土、边界的界定、或对经济体系及其发展程度等问题的任何意见和立场。例如“发达的”、“工业化的”和“发展中”等一类词汇只为方便统计，未必表示一个国家或者地区的真实发展程度。本导则中提及的公司名称或者商业产品并非联合国工业发展组织为其代言。本导则尽可能保持内容的准确性，但联合国工业发展组织及其成员国均不对使用本导则可能产生的结果承担任何责任。本导则可被自由引用或转载，但需注明出处。

© 2019 UNIDO/INSHP – 版权所有

小水电技术导则 设计

第 6-2 部分：电气

鸣 谢

本导则是联合国工业发展组织（UNIDO）和国际小水电联合会（INSHP）共同合作努力的成果，约 80 名国际专家和 40 家国际机构参与了导则的编制、同行审查，并提出了具体意见和建议，使导则更具实用性和专业性。

UNIDO 和 INSHP 非常感谢许多机构在制定本导则期间作出的贡献，特别是以下国际组织：

——东南部非洲共同市场（COMESA）

——全球区域可持续能源中心网（GN-SEC），特别是西非国家经济共同体可再生能源和能源效率中心（ECREEE）、东非可再生能源和能源效率中心（EACREE）、太平洋可再生能源和能源效率中心（PCREEE）和加勒比可再生能源和能源效率中心（CCREEE）。

中国政府推动了本导则的最终定稿，对其完成具有重要意义。

以下人士为编制本导则作出了贡献，包括有价值的投入、审查和提供建设性意见：Mr. Adnan Ahmed Shawky Atwa, Mr. Adoyi John Ochigbo, Mr. Arun Kumar, Mr. Atul Sarthak, Mr. Bassey Edet Nkposong, Mr. Bernardo Calzadilla-Sarmiento, Ms. Chang Fangyuan, Mr. Chen Changjun, Ms. Chen Hongying, Mr. Chen Xiaodong, Ms. Chen Yan, Ms. Chen Yueqing, Ms. Cheng Xialei, Ms. Chileshe Kapaya Matantilo, Ms. Chileshe Mpundu Kapwepwe, Mr. Deogratias Kamweya, Mr. Dolwin Khan, Mr. Dong Guofeng, Mr. Ejaz Hussain Butt, Ms. Eva Kremere, Ms. Fang Lin, Mr. Fu Liangliang, Mr. Garaio Donald Gafiye, Mr. Guei Guillaume Fulbert Kouhie, Mr. Guo Chenguang, Mr. Guo Hongyou, Mr. Harold John Annegam, Ms. Hou ling, Mr. Hu Jianwei, Ms. Hu Xiaobo, Mr. Hu Yunchu, Mr. Huang Haiyang, Mr. Huang Zhengmin, Ms. Januka Gyawali, Mr. Jiang Songkun, Mr. K. M. Dharesan Unnithan, Mr. Kipyego Cheluget, Mr. Kolade Esan, Mr. Lamyser Castellanos Rigoberto, Mr. Li Zhiwu, Ms. Li Hui, Mr. Li Xiaoyong, Ms. Li Jingjing, Ms. Li Sa, Mr. Li Zhenggui, Ms. Liang Hong, Mr. Liang Yong, Mr. Lin Xuxin, Mr. Liu Deyou, Mr. Liu Heng, Mr. Louis Philippe Jacques Tavernier, Ms. Lu Xiaoyan, Mr. Lv Jianping, Mr. Manuel Mattiat, Mr. Martin Lugmayr, Mr. Mohamedain Seif Elnasr, Mr. Mundia Simainga, Mr. Mukayi Musarurwa, Mr. Olumide TaiwoAlade, Mr. Ou Chuanqi, Ms. Pan Meiting, Mr. Pan Weiping, Mr. Ralf Steffen Kaeser, Mr. Rudolf Hüpfel, Mr. Rui Jun, Mr. Rao Dayi, Mr. Sandeep Kher, Mr. Sergio Armando Trelles Jasso, Mr. Sindiso Ngwenga, Mr. Sidney Kilmete, Ms. Sitraka Zaraso Rakotomahefa, Mr. Shang Zhihong, Mr. Shen Cunke, Mr. Shi Rongqing, Ms. Sanja Komadina, Mr. Tareqemtairah, Mr. Tokihiko Fujimoto, Mr. Tovoniaina Ramanantsoa Andriampaniry, Mr. Tan Xiangqing, Mr. Tong Leyi, Mr. Wang Xinliang, Mr. Wang Fuyun, Mr. Wang Baoluo, Mr. Wei Jianghui, Mr. WU Cong, Ms. Xie Lihua, Mr. Xiong Jie, Ms. Xu Jie, Ms. Xu Xiaoyan, Mr. XuWei, Mr. Yohane Mukabe, Mr. Yan Wenjiao, Mr. Yang Weijun, Ms. Yan Li, Mr. Yao Shenghong, Mr. ZengJingnian, Mr. Zhao Guojun, Mr. Zhang Min, Mr. Zhang Liansheng, Mr. Zhang Zhenzhong, Mr. Zhang Xiaowen, Ms. Zhang Yingnan, Mr. Zheng Liang, Mr. Zheng Yu, Mr. Zhou Shuhua, Ms. Zhu Mingjuan.

使用中如有其他意见和建议，欢迎提供，以便再版更新。

目 次

前言	III
引言	IV
1 范围	1
2 规范性引用文件	1
3 术语和定义	1
4 水电站接入电力系统设计	1
4.1 一般要求	1
4.2 提交成果	1
5 电气主接线设计	2
5.1 一般要求	2
5.2 型式、特点及适用范围	2
5.3 隔离开关配置原则	4
6 短路电流计算	5
6.1 计算的目的	5
6.2 计算的基本原则	5
7 主变压器选择	5
7.1 一般要求	5
7.2 参数的选择	6
7.3 冷却方式选择	6
8 高压电气设备选择	6
8.1 一般要求	6
8.2 高压断路器选择	7
8.3 隔离开关选择	7
8.4 电流互感器、电压互感器的选择	8
8.5 高压负荷开关及高压熔断器的选择	9
8.6 高压成套开关柜的选择	10
8.7 电缆选型及敷设	10
9 过电压保护与接地	11
9.1 过电压保护	11
9.2 接地	12
10 照明	14
11 厂内外主要电气设备布置	14
12 继电保护及系统安全自动装置	14
12.1 一般要求	14
12.2 发电机保护	15

12.3	主变压器保护	17
12.4	母线保护	19
12.5	保护与其他系统的配合及接口	19
13	励磁系统	20
13.1	选型	20
13.2	励磁方式的选择	20
13.3	自并励静止可控硅励磁系统	20
13.4	励磁系统的现地指示及对外接口	21
14	电站自动化监控系统	22
14.1	计算机监控系统选型	22
14.2	计算机监控系统技术要求	22
14.3	测量和控制仪表选型	22
15	厂用电及坝区供电	23
15.1	厂用电电源	23
15.2	厂用电变压器容量的选择	23
15.3	坝区供电	23
15.4	生活区供电	23
16	直流操作电源	24
17	视频监视系统	24
18	通信	24
19	电工修理及电气试验	24

前 言

联合国工业发展组织(UNIDO)是旨在促进全球包容和可持续工业发展(ISID)的联合国专门机构。为联合国和各国未来 15 年可持续发展提供框架的《2030 年可持续发展议程》和联合国可持续发展目标,已将 ISID 列为其可持续发展的三大支柱之一。能源对经济、社会发展和提高生活质量不可或缺,UNIDO 的 ISID 任务明确将支持建立可持续能源体系。过去 20 年里,国际社会对能源的关注和讨论越来越多,扶贫、环境风险和气候变化等问题正成为焦点。

国际小水电联合会(INSHP)是一个协调和促进全球小水电发展的国际组织,各区域、次区域和国家对口单位、相关机构、公共单位和企业自愿加入,以社会效益为其主要目标。INSHP 旨在通过发达国家、发展中国家和国际组织间的三方经济技术合作促进全球小水电发展,为广大发展中国家的农村提供环保、负担得起、充足的能源,从而增加就业机会、改善生态环境、减少贫困、提高农村生活文化水平和经济发展水平。

UNIDO 和 INSHP 自 2010 年起合作编制的《世界小水电发展报告》显示,全球对小水电的需求和其发展程度并不匹配,技术缺乏是大多数国家发展小水电的主要障碍之一。UNIDO 和 INSHP 决定基于成功发展经验并通过全球专家合作,共同编制《小水电技术导则》(简称导则)以满足各成员国的需求。

本导则根据 ISO/IEC 指令第二部分(详见 www.iso.org/directives)的编制规则起草。

提请注意,本导则中的一些内容可能涉及专利权问题。UNIDO 和 INSHP 不负责识别任何此类专利权问题。

引 言

小水电是广泛认可的解决偏远农村地区电气化问题的重要可再生能源。尽管欧洲、北美、南美和中国等大多数国家都拥有很高的装机容量,但许多发展中国家受到许多因素的阻碍(包括缺乏全球认可的小水电好案例或标准),仍有大量小水电资源未得到开发。

本导则将通过应用全球现有的专门知识和最佳实践,解决目前缺乏适用于小型水电站的技术导则的问题,让各国利用这些达成共识的导则来支持他们目前的政策、技术和生态环境。对于机构和技术能力有限的国家,将夯实他们发展小水电的知识基础,从而制定鼓励小水电发展的优惠政策和吸引更多的小水电投资,以促进国家经济发展。本导则对所有国家都是有益的,特别是在技术知识比较缺乏的国家中分享经验和最佳实践。

本导则适用于装机容量 30 MW 及以下的小型水电站,可作为小型水电站规划、设计、建设和管理的技术性指导文件。

- 《小水电技术导则 术语》给出了小型水电站常用的专业技术术语和定义。
- 《小水电技术导则 设计》给出了小型水电站设计的基本技术要求、方法学和程序,专业涵盖了电站选址规划、水文、工程地质、工程布置、动能计算、水工、机电设备选型、施工、工程造价估算、经济评价、投资、社会与环境评价等。
- 《小水电技术导则 机组》对小型水电站水轮机、发电机、调速系统、励磁系统、主阀和监控保护及直流电源系统设备提出了具体的技术要求。
- 《小水电技术导则 施工》对小型水电站施工技术提出了规范性指导意见。
- 《小水电技术导则 管理》对小型水电站项目管理、运行维护、技术改造和工程验收等技术方面提出了规范性指导意见。

小水电技术导则 设计

第 6-2 部分:电气

1 范围

本部分规定了小型水电站电气设计中接入系统、电气主接线、接地、照明、继电保护、控制与操作系统等电气设备选型和布置的具体技术要求。

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)适用于本文件。

SHP/TG 001 小水电技术导则 术语和定义

3 术语和定义

SHP/TG 001 界定的术语和定义适用于本文件。

4 水电站接入电力系统设计

4.1 一般要求

4.1.1 应根据电站特性和电力系统要求,确定送出地点、输出电压、出线回路数、输送容量(包括穿越功率)、运行方式及其与电网的连接形式。

4.1.2 应根据系统及现场条件尽可能简化电站出线电压和出线回路数。

4.1.3 接入系统设计应注意远景和近期结合,由近及远,进行多方案技术经济比较。

4.2 提交成果

4.2.1 水电站接入电力系统设计应提交下列设计成果:

- a) 电力系统地理接线、单线接线图。
- b) 输电电压,各级电压出线回路数,各回出线的走向、接点,最大、最小输送容量,及年最大负荷利用小时数。
- c) 系统对电站电气主接线的要求,包括电站在系统中的作用和地位及运行方式等。
- d) 系统对电站主变压器的要求,如主变压器型式、调压方式、中性点接地方式,以及阻抗等。
- e) 发电机是否作为调相运行。
- f) 系统对发电机参数、励磁参数及励磁方式的要求,包括额定电压及允许变化范围、额定功率因数及允许变化范围、暂态电抗、短路比、转动惯量、最大充电容量和调相容量、励磁电压顶值倍数与上升速度等。
- g) 系统对电站的自动化、通信和继电保护等方面的要求。

4.2.2 当电站须装并联电抗器时,应确定电抗器的型式,电压,容量,接线方式,以及中性点小电抗的参

数和绝缘水平等。

5 电气主接线设计

5.1 一般要求

电气主接线设计应满足下列要求：

- a) 满足用户或电力系统的供电可靠性和电能质量的要求；
- b) 简单、清晰、操作维护方便，具有一定的灵活性；
- c) 满足电站初期发电及最终规模的运行要求，还应考虑便于分期过渡；
- d) 应依据下列基础资料 and 具体条件进行设计：
 - 1) 电站的装机容量、台数，水库调节性能、利用小时数和保证出力等水能资料；
 - 2) 电站在系统中的地位及其运行方式，接入电力系统的地理接线图、阻抗图；
 - 3) 出线电压等级、回路数及其投入顺序，最大最小运行方式下的潮流分布和穿越功率的要求，两级升高电压间交换功率的大小等；
 - 4) 厂用电源数量及其引接方式以及有无近区供电要求等；
 - 5) 电站自动化和调度管理方式的要求；
 - 6) 电力系统对电站的调相、调压和进相运行等要求；
 - 7) 电力系统对变压器的调压要求和范围；
 - 8) 系统稳定和限制内过电压对电站接线的要求；
 - 9) 电站枢纽布置与交通运输。
- e) 在满足基本要求的前提下，接线设计应尽量适应布置的具体条件。

5.2 型式、特点及适用范围

小水电电气主接线型式、特点及适用范围见表 1 和表 2。

表 1 发电机电压接线


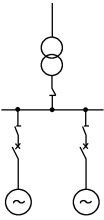
接线名称	简图	优、缺点	适用范围
单元接线		1. 主变压器与发电机容量相同，故障影响范围最小； 2. 接线简单、清晰、运行灵活； 3. 发电机电压设备最少，布置简单； 4. 继电保护简单； 5. 主变压器与高压电气设备增多。	可靠性要求很高的电站；分期建设的电站
扩大单元接线		1. 两台（或两台以上）机组接一台主变压器，故障时影响范围较大； 2. 接线简单清晰、运行维护方便； 3. 减少主变压器高压侧出线。	1. 电站在电网中占重要地位，机组台数又在 4 台及以上时； 2. 一般电站且近区负荷较小时；

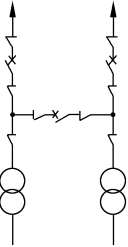
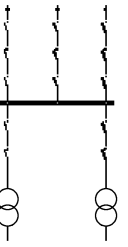
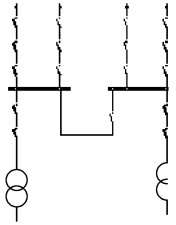
表 1 (续)

接线名称	简图	优、缺点	适用范围
单母线接线		<ol style="list-style-type: none"> 1. 主变压器数量少; 2. 发电机电压配电装置元件多; 3. 母线或与母线所连接的隔离开关故障或检修时,需全站停电。 	一般小型水电站,且近区有较大负荷时。
单母线隔离开关分段接线		<ol style="list-style-type: none"> 1. 当任一段母线及其所接隔离开关故障或检修时,只需短时间停电,将分段隔离开关拉开后,仍可保持另一段母线所接机组送电; 2. 分段隔离开关故障或检修需全站停机; 	用分段隔离开关有可能带负载误操作,因此较少使用。
单母线断路器分段接线		当任一段母线及其所接隔离开关故障或检修时,另一段母线的机组可继续向电网送电。	<ol style="list-style-type: none"> 1. 在电网中占有重要地位的小型电站; 2. 机组较多且有近区负荷的电站。

表 2 升高电压侧接线

接线名称	简图	优、缺点	适用范围
变压器-线路组接线		<ol style="list-style-type: none"> 1. 接线最简单,设备最少; 2. 线路故障或检修时,主变停止运行。反之亦然。 	单回出线的电站。
T 接接线		优缺点同变压器-线路组接线。	电站在电网中所占比重很小,附近又有送电线路经过时采用。
外桥接线		<ol style="list-style-type: none"> 1. 接线简单,高压断路器数量少,为进出线数减一; 2. 一台主变压器回路故障或检修,不影响线路和另一台主变压器运行; 3. 一回出线故障或检修,电站一半功率需暂停输出,待线路隔离开关拉开后,全部功率可由另一回路送出。 	<ol style="list-style-type: none"> 1. 进出线各两回路,且电站年利用小时数低,主变压器投、切频繁,或线路短的电站; 2. 有穿越功率时也宜采用外桥。

表 2 (续)

接线名称	简图	优、缺点	适用范围
内桥接线		<ol style="list-style-type: none"> 1. 接线简单,高压断路器数量少,为进出线数减一; 2. 一回出线故障或检修,不影响主变压器运行; 3. 一台主变压器故障或检修,需暂时切除一回出线,待主变压器隔离开关拉开后,可由两回出线送出电站一半功率。 	进出线各两回路,且电站年利用小时数较高,主变压器不需经常切合或线路较长的电站。
单母线接线		<ol style="list-style-type: none"> 1. 每一进出线回路各自配备一台断路器,互不影响; 2. 母线及所连隔离开关故障或检修造成全站停电。 	在电力系统中不重要且对供电连续性要求不高的水电站,其出线电压为 35(33)kV 及以上,回路不多于 3~5 回。
单母线隔离开关分段接线		母线及所连接的设备检修或故障,造成全厂停电,当分段隔离开关拉开后,另一段母线仍可恢复供电。但分段隔离开关检修或故障,仍须全厂停电。	同单母线接线。

5.3 隔离开关配置原则

5.3.1 隔离开关应满足设备检修对主接线设计的下列要求:

- a) 在发电机母线上,一般应装设隔离开关,其位置宜靠近发电机出口;
- b) 扩大单元接线,当引出线较长,断路器位置距机组较远,且拆母线接头有困难时,可考虑在发电机出口处加装一组隔离开关;
- c) 35(33)kV 及以上高压隔离开关,应在隔离开关的一侧或两侧带有接地刀;
- d) 进出线、电压互感器、避雷器、以及旁路母线断路器侧的隔离开关,宜选用两侧设接地刀;
- e) 接至母线断路器两侧用的隔离开关一般在靠断路器一侧装设接地刀。

5.3.2 电压互感器、避雷器和主变压器高压侧出口避雷器回路隔离开关的配置应满足下列原则:

- a) 引接在母线上的电压互感器、避雷器,电压在 110 kV 及以下时,可合用一组隔离开关;
- b) 主变压器高压侧出口的避雷器,可不设隔离开关;
- c) 在出线线路侧装有电压互感器,作为通信和保护用时(专作同期用除外)宜装设隔离开关。

6 短路电流计算

6.1 计算的目的

短路电流的计算结果应为电气接线方案的比较和选择、电气设备和载流导体的选择、继电保护的选择与整定、接地装置的设计提供依据。

6.2 计算的基本原则

6.2.1 验算导体和电器动稳定、热稳定以及电器开断电流所用的短路电流,应按本工程的设计规划容量计算,并考虑电力系统的远景发展规划(一般为本期工程建成后 5~10 年)。

6.2.2 选择导体和电器用的短路电流,在电气连接的网络中,应考虑具有反馈作用的异步电动机的影响和电容补偿装置放电电流的影响。

6.2.3 选择导体和电器时,其短路计算点的选择,应以正常接线方式时短路电流最大为原则。

6.2.4 导体和电器的动稳定、热稳定以及电器的开断电流,可按三相短路验算。若发电机出口的两相短路,或中性点直接接地系统及自耦变压器等回路中的单相、两相接地短路较三相短路严重时,则应按严重情况计算。

6.2.5 高压短路电流计算可只计及各元件(即发电机、变压器、电抗器、线路等)的电抗,

6.2.6 应采用标么值计算。通常取基准容量 $S_j=100 \text{ MVA}$ 或 $S_j=1000 \text{ MVA}$,基准电压 U_j 一般取用各级的平均电压。

6.2.7 计算的基本假设应满足下列要求:

- a) 正常工作时,三相系统对称运行。
- b) 所有电源的电动势的相位角相同。
- c) 系统中的同步和异步电机均为理想电机,不考虑电机磁饱和、磁滞、涡流及导体集肤效应等影响;转子结构完全对称;定子三相绕组空间位置相差 120° 电气角度。
- d) 电力系统中各元件的磁路不饱和,即带铁芯的电气设备电抗值不随电流大小发生变化。
- e) 电力系统中所有电源都在额定负荷下运行。
- f) 同步发电机都具有自动调整励磁装置(包括强行励磁)。
- g) 短路发生在短路电流为最大值的瞬间。
- h) 不考虑短路点的电弧阻抗和变压器的励磁电流。

7 主变压器选择

7.1 一般要求

7.1.1 主变压器的容量应大于与其连接的发电机容量。受运输条件限制时可选择两台较小容量的三相变压器作并联运行。

7.1.2 应采用节能变压器。

7.1.3 宜采用标准系列变压器。

7.1.4 如有两种升高电压向电网送电,选择变压器时,若中压侧输送容量占一台主变压器容量的 20% 以上,可采用三线圈变压器或自耦变压器。若其中一种电压为中性点不直接接地系统,则应选用三线圈变压器。

7.1.5 变压器型式应与外部运行环境相适应。环境温度变化大的不宜采用全封闭式油浸变压器。

7.1.6 变压器并联运行应满足下列要求:

- a) 线圈连接组相同;
- b) 一次线圈和二次线圈的额定电压相同(变比相同);

c) 一次线圈和二次线圈的阻抗电压相等。

7.2 参数的选择

7.2.1 阻抗电压选择应满足下列要求：

- a) 普通双线圈变压器的阻抗电压可按标准规定值进行选择；
- b) 应综合考虑三线圈变压器与自耦变压器的最大阻抗电压与高、中、低压的位置关系。

7.2.2 主变压器的调压方式及分接头选择应根据电站接入系统设计对主变压器的要求进行，水电站无载调压方式的主变压器的低压侧电压应与发电机额定电压相同，变压器高、中压的线圈电压应为受电设备额定电压的 110%，并应带有 $\pm 4 \times 2.5\%$ 的分接头；有载调压应带有 $\pm 8 \times 1.25\%$ 分接头。

7.2.3 35(33)kV 及以上电压等级升压变压器的连接组别宜选择如下方式：

- a) 三相双线圈电力变压器为 YNd11 或 Yd11；
- b) 三相三线圈电力变压器为 YNYd-12-11。

7.3 冷却方式选择

在满足温升限值的情况下，宜选用油浸自冷冷却方式。

8 高压电气设备选择

8.1 一般要求

8.1.1 高压电气设备选择应满足下列要求：

- a) 满足正常运行、检修、短路和过电压的各种情况的要求；
- b) 满足当地环境条件要求；
- c) 技术先进，经济合理，维护方便；
- d) 同类设备应尽量减少品种。

8.1.2 高压电气设备选择应按下列要求进行：

- a) 各种高压电气设备可按表 3 所列项目进行选择。

表 3 选择高压电气设备的项目

序号	项目	额定电压 (kV)	额定电流 (A)	额定容量 (kVA)	额定开断 电流(kA)	短路电流稳定性	
						热稳定	动稳定
1	断路器	√	√		√	√	√
2	隔离开关	√	√			√	√
3	电流互感器	√	√			√	√
4	电压互感器	√					
5	熔断器	√	√		√		
6	负荷开关	√	√			√	√
7	限流电抗器	√	√			√	√
8	消弧线圈	√	√	√			
9	支柱绝缘子	√					√
10	穿墙套管	√	√			√	√

- b) 电气设备装设地点的环境温度可按表 4 选择。当装设地点的环境温度高于 +40 °C (不超过 +60 °C) 时, 每增加 1 °C 减少额定电流 1.8%。

表 4 选择电气设备的环境温度

安装场所	最高环境温度(°C)	最低环境温度(°C)
户外	年最高温度	年最低温度
户内电抗器	该处通风设计最高排风温度	
户内其他	该处通风设计温度,或最热月平均最高温度加 5 °C	

8.2 高压断路器选择

8.2.1 断路器参数选择应按表 5 所列各项进行选择。

表 5 断路器选择项目的计算公式

序号	选择项目	计算公式	单位	备注
1	按工作电压选择	$U_{\max} \geq U_g$	V	U_{\max} 断路器允许最高工作电压; U_g 回路最高运行电压
2	按工作电流选择	$I_n \geq I_g$	A	I_n 断路器长期允许工作电流; I_g 回路持续工作电流
3	按开断电流选择	$I_{dn} \geq I_{dt}$	kA	I_{dn} 断路器额定开断电流; I_{dt} 回路在 t 【一般取断路器实际开断时间(继电保护动作时间与断路器固有分闸时间之和)】秒的短路电流
4	按额定关合电流选择	$i_{Gn} \geq i_{ch}$	kA	i_{Gn} 断路器额定关合电流峰值; i_{ch} 回路的短路冲击电流峰值
5	按热稳定校验	$Q_t \geq Q_{dt}$ $Q_t = I_t^2 \cdot t$	$\text{kA}^2 \cdot \text{s}$	Q_t 断路器允许热效应; Q_{dt} 回路在 t 秒时短路电流热效应; I_t 断路器热稳定电流; t 热稳定电流的作用时间
6	按动稳定校验	$i_{gt} \geq i_{ch}$	kA	i_{gt} 断路器极限通过电流峰值;

8.2.2 断路器型式选择应满足下列要求:

- 小水电站断路器类型 3 kV 及以上可选择真空断路器或六氟化硫断路器。
- 当发电机出口回路断路器选择真空断路器时,应装设浪涌保护器或阻容吸收器。
- 发电机出线电压为 400 V 时,发电机出口回路断路器可选用空气断路器。

8.3 隔离开关选择

8.3.1 隔离开关参数选择应按表 6 中所列各项进行。

表 6 隔离开关选择项目的计算公式

序号	选择项目	计算公式	单位	备注
1	按工作电压选择	$U_{\max} \geq U_g$	V	U_{\max} 隔离开关允许最高工作电压； U_g 回路最高运行电压
2	按工作电流选择	$I_n \geq I_g$	A	I_n 隔离开关长期允许工作电流； I_g 回路持续工作电流
3	按热稳定校验	$Q_t \geq Q_{dt}$ $Q_t = I_t^2 \cdot t$	$\text{kA}^2 \cdot \text{s}$	Q_t 隔离开关允许热效应； Q_{dt} 回路在 t 秒时短路电流热效应； I_t 隔离开关热稳定电流； t 热稳定电流的作用时间
4	按动稳定校验	$i_{gf} \geq i_{ch}$	kA	i_{gf} 隔离开关极限通过电流峰值 i_{ch} 回路的短路冲击电流峰值

8.3.2 隔离开关型式选择应满足下列要求：

- 隔离开关型式应根据装设地点、环境条件、配电装置型式和布置方式等要求，经综合比较确定。
- 操动机构，有远方操作需要的 35(33)kV 及以上隔离开关宜用电动操动机构，同时应具备有手动操动机构。

8.4 电流互感器、电压互感器的选择

8.4.1 电流互感器选择项目及计算应按照表 7 的要求。

表 7 电流互感器选择项目的计算公式

序号	选择项目	计算公式	单位	备注
1	按工作电压选择	$U_{\max} \geq U_g$	V	U_{\max} 电流互感器允许的最高工作电压； U_g 回路最高运行电压
2	按一次工作电流选择	$I_{n1} \geq I_g$	A	I_{n1} 电流互感器一次线圈额定电流； I_g 回路持续工作电流
3	按热稳定校验	$K_t \geq \frac{I_t}{I_{n1}}$ 也可以写成 $K_t \geq \sqrt{\frac{Q_{dt}}{I_{n1}^2}} \times 10^3$		K_t 电流互感器热稳定电流倍数； I_t 电流互感器热稳定电流(通常以 1 秒表示)； Q_{dt} 短路电流引起的热效应($\text{kA}^2 \cdot \text{s}$)
4	按动稳定校验	$i_{gf} \geq i_{ch}$ 或 $K_d \geq \frac{i_{ch}}{\sqrt{2} I_{n1}} \times 10^3$	kA	i_{gf} 电流互感器极限通过电流峰值 i_{ch} 回路的短路冲击电流峰值； K_d 动稳定电流倍数
5	电流互感器还应根据保护和测量的不同要求及二次负荷、准确级次、10%倍数等进行选择和校验。			

8.4.2 电压互感器选择满足下列要求：

- 电压互感器型式选择：
 - 1 kV 及以下户内配电装置宜采用固体绝缘或塑料壳式的电磁式电压互感器；
 - 35(33)kV 户内配电装置宜采用固体绝缘的电磁式电压互感器，35(33)kV 户外配电装置

可采用适用于户外环境的固体绝缘或油浸绝缘的电磁式电压互感器；

- 3) 66 kV 户外配电装置宜采用油浸绝缘的电磁式电压互感器；
- 4) 110(132)kV 配电装置可采用电容式、电磁式电压互感器。

b) 电压互感器参数选择：

- 1) 电压互感器额定一次电压应由所用系统的标称电压确定；
- 2) 电压互感器额定二次电压应按互感器使用场合来选定；供三相系统线间连接的单相互感器，其额定二次电压应为线电压；供三相系统相与地之间用的单相互感器，额定二次电压应为相电压；电压互感器剩余电压绕组的额定二次电压，当系统中性点有效接地时应为线电压；当系统中性点为非有效接地时应为线电压除以 3；
- 3) 电压互感器二次绕组数量、容量、准确等级等应满足测量、保护、同期和自动装置要求。

8.5 高压负荷开关及高压熔断器的选择

8.5.1 高压负荷开关应按表 8 所列各项进行选择。

表 8 高压负荷开关选择项目的计算公式

序号	选择项目	计算公式	单位	备注
1	按工作电压选择	$U_n \geq U_g$	kV	U_n 负荷开关额定电压； U_g 回路最高运行电压
2	按工作电流选择	$I_n \geq I_g$	A	I_n 高压负荷开关额定电流； I_g 回路持续工作电流
3	按开断电流选择	$I_{dn} \geq I$	kA	I_{dn} 高压负荷开关最大开断电流； I 回路短时最大过载电流
4	按热稳定校验	$Q_t \geq Q_{dt}$	$kA^2 \cdot s$	Q_{dt} 短路电流引起的热效应 ($kA^2 \cdot s$) Q_t 负荷开关允许热效应；
5	按动稳定校验	$i_{gt} \geq i_{ch}$	kA	i_{gt} 负荷开关极限通过电流峰值 i_{ch} 回路的短路冲击电流峰值

8.5.2 高压熔断器应按表 9 所列各项进行选择。

表 9 高压熔断器选择项目的计算公式

序号	选择项目	计算公式	单位	备注
1	按工作电压选择	$U_{max} \geq U_g$	kV	U_{max} 设备允许最高工作电压； U_g 回路工作电压
2	按工作电流选择	$I_n \geq I_{nj} \geq I_g$	A	I_n 熔断器额定电流； I_{nj} 熔断器熔体的额定电流； I_g 回路持续工作电流
3	按断流容量选择	$S_{dn} \geq S_d$ 或 $I_{dn} \geq I_d$		S_{dn} 熔断器的额定断流容量 (MVA)； S_d 零秒的短路容量 (MVA)； I_{dn} 熔断器的额定开断电流 (kA)； I_d 短路次暂态电流 (kA)

表 9 (续)

序号	选择项目	计算公式	单位	备注
4	按保护熔断特性选择	<p>1) 保护电力变压器的高压熔断器,其熔体的额定电流可按下式计算: $I_{nj} = K_{st} I_n$ (K_{st} 系数,当不考虑电动机自启动时取 1.1~1.3,考虑自启动时取 1.5~2.0; I_n 变压器高压侧的额定电流);</p> <p>2) 保护电力电容器的熔断器,其熔体的额定电流可按下式选择: $I_{nj} = K_r I_{nc}$ (K_r 系数,对跌落式高压熔断器取 1.2~1.3;对限流式高压熔断器,当为一台电力电容器时,取 1.5~2.0,当为一组电力电容器时,取 1.3~1.8; I_{nc} 电力电容器回路的额定电流)</p>		

8.6 高压成套开关柜的选择

高压成套开关柜应按表 10 所列的各项性能参数进行选择。

表 10 高压成套开关柜的性能参数表

序号	名称	性能参数	备注
1	型式	移开式、固定式等	
2	额定电压	3.6、7.2、12、40.5 kV 等	
3	额定电流	630、1 250、1 600、2 000、2 500、3 150、4 000、5 000 A 等	
4	额定频率	60 Hz、50 Hz	
5	额定绝缘水平	依据相关标准确定	
6	额定短路开断电流	16、20、25、31.5、40、50、63 kA 等	
7	额定短路关合电流(峰值)	为相应额定短路开断电流的 2.5 倍	
8	额定短时耐受电流	16、20、25、31.5、40、50、63 kA 等	
9	额定峰值耐受电流	为相应额定短时耐受电流的 2.5 倍	
10	额定短路持续时间	额定短路持续时间为 4 s。装负荷开关的高压开关柜,根据用户需要额定短路持续时间可采用 2 s 或 4 s。	
11	分、合闸线圈和辅助回路的额定电压	直流:110 V、220 V; 交流:220 V、380 V 等标准电压	

8.7 电缆选型及敷设

8.7.1 电力电缆宜选用阻燃电缆。高压电力电缆宜选用阻燃交联聚乙烯绝缘电力电缆。易受机械损伤的场所应采用阻燃铠装电缆。控制电缆应采用铜芯全塑阻燃电缆。有抗电磁干扰要求时,应采用屏蔽阻燃电缆。

8.7.2 电力电缆与控制电缆应分开敷设。当敷设在同一侧或同一电缆托架(桥架)上时,控制电缆宜敷设在电力电缆的下方。

8.7.3 埋地电缆的埋设深度不宜小于 700 mm。当冻土层厚度超过 700 mm 时,应采取防止电缆损坏的措施。

8.7.4 电缆竖井上、下两端以及电缆穿越墙体、屏柜和楼板等孔洞处,应采用非燃烧材料封堵。

9 过电压保护与接地

9.1 过电压保护

9.1.1 水电站直击雷过电压保护应满足下列要求：

- a) 直击雷过电压保护的避雷针或避雷线,应满足以下要求：
 - 1) 保护范围应包括开关站及开关等设备、主副厂房、及与主副厂房相邻建筑物；
 - 2) 水电站的主厂房、主控制室和配电装置室一般不装设直击雷保护装置。强雷区的主厂房、主控制室和配电装置室宜设有直击雷保护装置。为保护其他设备而装设的避雷针不宜装在独立的主控制室和 35 kV 及以下开关室的屋顶上；
 - 3) 为保护其他设备而在主厂房上装设的避雷针、屋顶避雷带或可作为接闪器的金属屋顶,应采取加强分流、装设集中接地装置、设备的接地点尽量远离避雷针接地引下线的入地点、避雷针接地引下线尽量远离电气设备等防止反击的措施；
 - 4) 装设有直击雷保护装置的主控制室、35 kV 及以下配电装置室的金属屋顶或屋顶上的金属结构、设备金属外壳、电缆金属外皮等均应接地。钢筋混凝土结构屋顶内的钢筋应焊成网并接地。非导电结构的屋顶,应采用避雷带保护；避雷带的网格为 8 m~10 m,每隔 10 m~20 m 设接地引下线,该接地引下线应与主接地网连接,并在连接处加装集中接地装置；
 - 5) 屋顶上的设备金属外壳、电缆金属外皮和建筑物金属构件均应接地；
 - 6) 露天布置的 GIS 设备的外壳可不装设直击雷保护装置；
 - 7) 峡谷地区的水电站和变电站宜用避雷线保护。
- b) 架构或屋顶上安装的避雷针应符合下列要求：
 - 1) 110 kV 及以上的配电装置,宜将避雷针装在配电装置的架构或房顶上。在土壤电阻率大于 $1\,000\ \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,宜装设独立避雷针。否则,应通过验算,采取降低接地电阻或加强绝缘等措施；
 - 2) 66 kV 的配电装置,可将避雷针装在配电装置的架构或房顶上,但在土壤电阻率大于 $500\ \Omega \cdot \text{m}$ 的地区,宜装设独立避雷针；
 - 3) 35 kV 及以下高压配电装置架构或房顶不宜装避雷针；
 - 4) 装在架构上的避雷针应与接地网连接,并应在其附近装设集中接地装置。装有避雷针的架构上,接地部分与带电部分间的空气中距离不得小于绝缘子串的长度；但在空气污秽地区,如有困难,空气中距离可按非污秽区标准绝缘子串的长度确定。
- c) 独立避雷针(线)应符合下列要求：
 - 1) 宜设独立的接地装置。在非高土壤电阻率地区,其接地电阻不宜超过 $10\ \Omega$ 。当有困难时,该接地装置可与主接地网连接,但避雷针与主接地网的地下连接点沿接地体的长度不得小于 15 m。
 - 2) 独立避雷针不应设在人经常通行的地方,避雷针及其接地装置与道路或出入口等的距离不宜小于 3 m,否则应采取均压措施。

9.1.2 雷电侵入波过电压保护应满足下列要求：

- a) 未全线架设避雷线的 35(33)kV~110(132)kV 架空送电线路,应在变电站 1 km~2 km 的进线段架设避雷线。
- b) 应在 35(33)kV~110(132)kV 进线隔离开关或断路器的线路侧装设一组避雷器。
- c) 应在具有 35(33)kV 及以上电缆进线段的电缆与架空线的连接处应装设避雷器,其接地端应与电缆金属外皮连接。

- d) 具有架空进线的 35(33)kV 及以上水电站敞开式高压配电装置中避雷器的配置应满足下列要求：
 - 1) 每组母线上应装设避雷器。所有避雷器应以最短的接地线与配电装置的主接地网连接，同时应在其附近装设集中接地装置；
 - 2) 架空进线采用双回路杆塔，有同时遭到雷击的可能，确定避雷器与变压器最大电气距离时，应按一路考虑，且在雷季中宜避免将其中一路断开。
- e) 有效接地系统中的中性点不接地的变压器，如中性点采用分级绝缘且未装设保护间隙，应在中性点装设中性点金属氧化物避雷器。中性点不接地、消弧线圈接地和高电阻接地系统中的变压器中性点，宜装设金属氧化物避雷器。
- f) 与架空线路连接的三绕组自耦变压器、变压器(包括一台变压器与两台电机相连的三绕组变压器)的低压绕组如有开路运行的可能和水电站双绕组变压器当发电机断开由高压侧倒送厂用电时，应在变压器低压绕组出线上装设避雷器；但如该绕组连有 25 m 及以上金属外皮电缆段，则可不装设避雷器。
- g) 气体绝缘全封闭组合电器(GIS)变电站雷电侵入波过电压保护应满足下列要求：
 - 1) 进线无电缆段的 GIS 升压站，在 GIS 管道与架空线路的连接处，应装设金属氧化物避雷器，其接地端应与管道金属外壳连接；
 - 2) 进线有电缆段的 GIS 升压站，在电缆段与架空线路的连接处应装设金属氧化物避雷器，其接地端应与电缆的金属外皮连接。三芯电缆，末端的金属外皮应与 GIS 管道金属外壳连接接地；单芯电缆，应经金属氧化物电缆护层保护器接地；
 - 3) 进线全长为电缆的 GIS 升压站内是否需装设金属氧化物避雷器，应根据电缆另一端有无雷电过电压波侵入的可能，经校验确定。

9.2 接地

9.2.1 接地电阻应满足下列要求：

- a) 有效接地系统的接地电阻值应符合以下要求：

$$R \leq 2000/I \quad \dots\dots\dots(1)$$

式中：

R ——考虑到季节变化的最大接地电阻(Ω)；
 I ——计算用流经接地装置的最大入地电流(A,有效值)。

- b) 非直接接地系统的接地电阻应符合以下要求：

$$R \leq 120/I \quad \dots\dots\dots(2)$$

接地电阻 R 不宜超过 4 Ω。

9.2.2 降低接地电阻措施应满足下列要求：

- a) 水电站可在水下敷设人工接地装置以降低接地电阻，如：水库、上游围堰、施工导流隧洞、尾水渠、下游河道或附近的低电阻率的水源中，且应布置在水库蓄水及引水系统最低水位以下区域。
- b) 当水电站附近有可利用的低土壤电阻率地区或水源，可采用引外接地措施降低接地电阻。
- c) 当水电站及其附近地区地下深处土壤电阻率较低或有地下水，而地表层土壤电阻率很高时，可采用深井接地。
- d) 在不可能采用深井接地和引外接地的地方，当接地网面积不太大时，可根据现场情况和技术经济比较，因地制宜地采用人工降阻措施来降低接地电阻。人工降阻措施包括使用降阻剂、电解极和低电阻率材料置换。

9.2.3 高压配电装置应设置均压网。均压设计应满足下列要求：

- a) 均压网的外缘应闭合,外缘各角应做成圆弧形,圆弧的半径不宜小于均压带间距的一半,均压网内应敷设水平均压带,埋设深度宜采用 0.6 m~0.8 m;
- b) 均压网的设计应以网内的接触电位差和网外的跨步电位差作为设计的安全标准。接触电位差和跨步电位差允许值规定如下:

- 1) 在有效接地短路电流系统中,当电网发生单相接地或同点两相接地故障时,产生的接触电位差、跨步电位差不应超过下列数值:

$$E_j = \frac{174 + 0.17\rho_b}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots(3)$$

$$E_k = \frac{174 + 0.17\rho_b}{\sqrt{t}} \dots\dots\dots(4)$$

式中:

E_j —— 接触电位差允许值(V);

E_k —— 跨步电位差允许值(V);

ρ_b —— 人脚站立处地表面的土壤电阻率($\Omega \cdot m$);

t —— 接地短路故障的持续时间,与接地装置热稳定校验的接地故障等效持续时间取相同值(s)。

- 2) 在非直接接地短路电流系统中,当发生单相接地故障时,电力设备接地装置的接触电位差、跨步电位差不应超过下列数值:

$$E_j = 50 + 0.05\rho_b \dots\dots\dots(5)$$

$$E_k = 50 + 0.2\rho_b \dots\dots\dots(6)$$

9.2.4 接地装置应满足下列规定:

- a) 接地网应至少用两根接地干线连接,构成整个工程的接地系统。接地干线间宜相距较远,干线宜采用截面不小于 50 mm×6 mm 的扁钢或直径不小于 20 mm 的圆钢。
- b) 接地的自然接地体可选择如下材料:
 - 1) 与水或潮湿土壤相接触的水工建筑物的钢筋混凝土的表层钢筋;
 - 2) 压力钢管、尾水锥管和尾水管金属里衬;
 - 3) 各种闸门、拦污栅的金属结构;
 - 4) 建筑物的金属板桩、钢筋笼;
 - 5) 埋设地中的供水用钢管;
 - 6) 金属井管等。
- c) 水平敷设的接地体可采用圆钢、扁钢;垂直敷设的可采用角钢、圆钢和钢管。垂直接地体的长度宜为 2.5 m~3.0 m,埋设深度宜为 0.6 m~0.8 m。
- d) 接地线与接地体的连接宜采用焊接;接地线与电力设备的连接可用螺栓连接或焊接。
- e) 直接接地或经消弧线圈接地的主变压器、发电机的中性点与接地体或接地干线连接,应采用单独的接地线。变压器中性点接地时,应有两根与主接地网不同干线连接的接地引下线。
- f) 电力设备每个接地部分应用单独的接地线与接地干线相连接,不应在一个接地线中穿插几个需要接地的部分。
- g) 用作接地体的混凝土内的钢筋的连接应采用焊接,在分段处应焊为一体。
- h) 钢接地线的截面积应符合载流量、短路时自动切除故障段时间内热稳定与均压的要求,且不应小于表 11 所列规格。

表 11 钢接地体和接地线的最小规格

种类	规格	地上		地下
		屋内	屋外	
圆钢	直径(mm)	8	10	12
扁钢	截面(mm ²)	75	100	120
	厚度(mm)	3	4	4
角钢	厚度(mm)	2.5	3	4
钢管	管壁厚度(mm)	2.5	3	4

10 照明

10.1 电站工作照明和应急照明的供电网络应分开设置。工作照明应由厂用电系统供电。当交流电源全部消失后,应急照明可由蓄电池组供电。

10.2 工作照明发生故障中断后仍需继续工作的场所和主要通道应装设独立应急照明。室外配电装置可不装设应急照明。

11 厂内外主要电气设备布置

11.1 升压变电站宜靠近厂房。开关站和主变压器分开布置时,主变压器应设在发电机电压配电装置室附近。

11.2 6 kV~35 kV 配电装置可采用成套开关柜户内式布置,也可采用户外配电装置。66 kV 及以上配电装置宜采用户外式布置。但在污秽地区或地形条件受到限制时,经技术经济比较,也可采用封闭式组合电器。

11.3 中央控制室应按电站的自动化控制方式设置。中央控制室面积应根据控制屏(台)的数量、布置要求和布置形式确定。

12 继电保护及系统安全自动装置

12.1 一般要求

12.1.1 继电保护装置应满足可靠性、选择性、灵敏性和速动性的要求。继电保护的最小灵敏系数应满足表 12 的规定。

12.1.2 继电保护的选型、配置应满足电站电气主接线的要求,并考虑电力网和电站运行方式的灵活性。

12.1.3 继电保护装置应与电站被保护设备同步投运。

12.1.4 电力设备和线路应装设主保护和后备保护装置。

表 12 继电保护的最小灵敏系数

保护分类	保护类型	组成元件	灵敏系数	备注	
主保护	发电机、变压器纵联差动保护	差电流元件的启动电流	1.5	—	
	发电机、变压器、线路电流速断保护	电流元件	1.5	按保护安装处短路计算	
	母线的完全电流差动保护	差电流元件的启动电流	1.5	—	
	母线的不完全电流差动保护	差电流元件	1.5	—	
后备保护	远后备保护	电流、电压及阻抗元件	1.2	按相邻电力设备和线路末端短路计算(短路电流应为阻抗元件精确工作电流 1.5 倍以上),可考虑相继动作	
		零序或负序方向元件	1.5		
	近后备保护	电流、电压及阻抗元件	1.3		按线路末端短路计算
		负序或零序方向元件	2		
辅助保护	电流速断保护		1.2	按正常运行方式保护安装处短路计算	

12.1.5 配置各类保护装置的电流互感器应满足消除保护死区和减小电流互感器本身故障所产生的影响的要求。

12.1.6 电压互感器二次回路断线使保护装置有可能产生误动作,应装设断线闭锁装置,并发出信号。二次回路断线不导致保护装置误动作,可只装设电压回路断线信号装置。

12.1.7 装有断路器的 10 kV 及以上电压等级线路宜装设自动重合闸装置;当对侧有电源时,宜装设检同步或检无压自动重合闸装置。

12.1.8 设有 2 台及以上厂用变压器的电站应装设厂用电备用电源自动投入装置。

12.2 发电机保护

12.2.1 发电机保护的基本要求应满足下列规定:

- a) 发电机应对下列故障及异常运行方式,装设相应的保护:
 - 1) 定子绕组相间短路;
 - 2) 定子绕组接地;
 - 3) 发电机外部相间短路;
 - 4) 定子绕组过电压;
 - 5) 定子绕组过负荷;
 - 6) 励磁绕组过负荷;
 - 7) 励磁回路一点接地;
 - 8) 励磁电流异常下降或消失;
 - 9) 调相运行时与系统解列;
 - 10) 发电机逆功率;
 - 11) 频率异常;
 - 12) 其他故障及异常运行。

- b) 发电机保护,宜根据故障和异常运行方式的性质,分别进行下列动作:
 - 1) 停机:断开发电机断路器、灭磁,关闭导水叶;
 - 2) 解列灭磁:断开发电机断路器、灭磁,关导水叶至空载;
 - 3) 解列:断开发电机断路器、关导水叶至空载;
 - 4) 减出力:将水轮机出力减到给定值;
 - 5) 缩小故障影响范围:例如断开预定的其他断路器;
 - 6) 程序跳闸:先将导水叶关至空载位置,再断开发电机断路器并灭磁;
 - 7) 信号:发出声光信号。

12.2.2 发电机定子绕组及其引出线的相间短路保护应满足如下要求:

- a) 1 MW 及以上的发电机,应装设纵联差动保护,作为定子绕组及其引出线的相间短路的主保护,保护应瞬时动作于停机。1 MW 以下的装设电流速断保护,能够作为定子绕组及其引出线的相间短路的主保护,保护应瞬时动作于停机。
- b) 当发电机与变压器之间有断路器时,发电机宜装设单独的主保护。
- c) 纵联差动保护应采用三相接线方案。

12.2.3 发电机定子绕组的单相接地故障保护应满足如下要求:

- a) 应根据发电机中性点接地方式和发电机接地电流允许值装设不同的接地保护。发电机定子绕组单相接地故障电流允许值按制造厂的规定值,如无规定时可参照表 13 中所列数据。

表 13 水轮发电机定子绕组单相接地故障电流允许值

发电机额定电压(kV)	接地电流允许值(A)
6.3	≤4
10.5	≤3

- b) 当单相接地故障电流(不考虑消弧线圈的补偿作用)大于允许值时应装设有选择性的单相接地保护装置,保护带时限动作于信号,但当消弧线圈退出运行或由于其他原因使残余电流大于接地电流允许值时,应切换为动作于停机。当单相接地故障电流小于允许值时可由单相接地监视装置动作于信号,必要时动作于停机。为了在发电机与系统并列前检查有无接地故障,保护装置应能监视发电机端零序电压值。
- c) 可根据发电机中性点不同的接地方式装设不同的单相接地保护装置或单相接地监视装置。

12.2.4 发电机外部相间短路故障近后备和相邻元件相间短路故障的远后备保护应满足下列要求:

- a) 非自并励的发电机,宜装设复合电压(包括负序电压及线电压)起动的过电流保护,电流宜取自发电机的中性点侧电流互感器。灵敏度不满足要求时可增设负序过电流保护。
- b) 自并励发电机,宜采用带电流记忆的低压过电流保护,电流宜取自发电机中性点侧电流互感器。
- c) 当作为相邻元件(变压器)的远后备时,应按保护区末端相间短路验算保护灵敏度,保护区不宜超出相邻线路保护第一段范围。
- d) 本节各条中规定装设的各项保护装置,宜带有两段时限,以较短的时限动作于缩小故障影响范围,或动作于解列、解列灭磁,较长的时限动作于停机。
- e) 并列运行的发电机和发电机变压器组的后备保护,对所连接母线的相间短路故障,应具有必要的灵敏系数,并不宜低于表 15 规定值。

12.2.5 发电机应装设过电压保护,其整定值根据定子绕组绝缘状况决定。过电压保护宜动作于解列灭磁或停机。

- 12.2.6 发电机应装设定子绕组过负荷保护,带时限动作于信号。
- 12.2.7 发电机应装设专用的励磁回路一点接地保护装置,保护装置应能有效地消除励磁回路中交、直流分量的影响。保护带时限动作于信号,宜减负荷平稳停机,有条件时可动作于程序跳闸。
- 12.2.8 发电机应装设失磁保护,保护应带时限动作于解列。
- 12.2.9 对有调相运行工况的水轮发电机组,在调相运行工况下,应装设与系统解列即失去电源的保护,保护装置可用低频保护,保护带时限动作于停机。
- 12.2.10 对于发电机有可能变电动机运行的异常运行方式,宜装设逆功率保护,保护带时限动作于解列。
- 12.2.11 发电机应装设频率异常保护。正常运行工况下,发电机频率异常保护应与电网低频减载装置的整定值相配合。保护动作于解列灭磁或程序跳闸。

12.3 主变压器保护

12.3.1 主变压器保护的应满足下列基本要求:

- a) 绕组及其引出线的相间短路和在中性点直接接地侧或经小电抗接地侧的单相接地短路;
- b) 外部相间短路引起的过电流;
- c) 中性点直接接地或经小电抗接地电力网中,外部接地短路引起的过电流及中性点过电压;
- d) 中性点非有效接地侧单相接地故障;
- e) 匝间短路;
- f) 过负荷;
- g) 油面降低;
- h) 变压器油温、绕组温度过高及油箱压力过高和冷却系统故障。

12.3.2 瓦斯保护应满足下列规定:

- a) 油浸式变压器,有载调压装置,以及嵌入变压器油箱的高压电缆终端盒,均应装设瓦斯保护,作为变压器绕组相间、匝间、层间以及中性点直接接地侧单相接地短路和调压装置、高压电缆终端盒内部短路的主保护。
- b) 轻瓦斯保护,当油浸变压器、有载调压装置、高压电缆终端盒的壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时,应瞬时动作于信号。
- c) 重瓦斯保护,当油浸变压器、有载调压装置、高压电缆终端盒的壳内故障产生大量瓦斯时,应瞬时动作于断开变压器各侧断路器。
- d) 瓦斯保护应采取措施,防止因瓦斯继电器的引线故障、振动等引起瓦斯保护误动作。

12.3.3 变压器引出线、套管及内部的短路故障主保护应满足下列规定:

- a) 发电机变压器组接线方式,当发电机与变压器之间有断路器时,变压器宜装设单独的主保护。
- b) 容量在 2 MVA 及以上的变压器,应装设纵联差动保护。
- c) 纵联差动保护瞬时动作断开变压器各侧断路器。

12.3.4 相间短路后备保护应满足如下规定:

- a) 变压器相间短路后备保护,应作为变压器主保护和相邻元件保护的后备,对变压器各侧母线的相间短路应具有必要的灵敏度。当保护作为相邻线路的远后备时,可适当降低对保护灵敏度的要求。
- b) 变压器相间短路后备保护宜选用电流保护,过电流保护不能满足灵敏性要求时,宜采用复合电压(负序电压和线间电压)启动的过电流保护或复合电流保护(负序电流和单相式电压启动的过电流保护)。保护带延时跳开相应的断路器。
- c) 根据各侧接线、连接的系统和电源情况的不同,应配置不同的变压器相间短路后备保护,该保护宜考虑能反映电流互感器与断路器之间的故障,要求如下:

- 1) 单侧电源双绕组变压器和三绕组变压器,相间短路后备保护宜装于各侧。非电源侧保护带两段或三段时限,应用第一时限断开本侧母联或分段断路器,缩小故障影响范围;用第二时限断开本侧断路器;用第三时限断开变压器各侧断路器。电源侧保护带一段时限,断开变压器各侧断路器。
- 2) 两侧或三侧有电源的双绕组变压器和三绕组变压器,各侧相间短路后备保护可带两段或三段时限。相间短路后备保护可带方向,方向宜指向各侧母线,但断开变压器各侧断路器的后备保护不带方向。
- 3) 如变压器低压侧无专用母线保护,变压器高压侧相间短路后备保护,对低压侧母线相间短路灵敏度不够时,可在变压器低压侧配置两套相间短路后备保护。该两套后备保护接至不同的电流互感器。
- 4) 发电机变压器组,在变压器低压侧不另设相间短路后备保护,而利用装于发电机中性点侧的相间短路后备保护,作为高压侧外部、变压器和分支线相间短路后备保护。

12.3.5 单相接地过电流和过电压后备保护应满足下列规定:

- a) 中性点直接接地的电力网中,如变压器的中性点直接接地运行,对外部单相接地引起的过电流,应装设零序电流保护,并满足下列要求:
 - 1) 中性点直接接地的升压变压器,可装设两段式延时零序过电流保护,每段设两个时限,以较短的时限动作于缩小故障影响范围,或动作于跳开本侧断路器;以较长的时限动作于跳开变压器各侧断路器。
 - 2) 对自耦变压器和高、中压侧中性点都直接接地的三绕组变压器,当有选择性要求时,应增设方向元件,方向宜指向各侧母线。
 - 3) 普通变压器的零序电流保护,应接入变压器中性点引出线上的电流互感器二次绕组,零序电流方向保护也可接入高、中压侧三相电流互感器的零序回路。
 - 4) 自耦变压器的零序电流保护,应接入高、中压侧三相电流互感器的零序回路。
 - 5) 可在自耦变压器中性点回路增设零序过电流保护。
- b) 中性点直接接地的电力网中,如低压侧有电源的变压器中性点可能接地运行或不接地运行时,则对外部单相接地引起的过电流,以及因失去接地中性点引起的电压升高,应按下列规定装设保护:
 - 1) 应装设零序电流保护,满足变压器中性点直接接地运行的要求。此外,应增设零序过电压保护,当变压器所连接的电力网失去接地中性点时,零序过电压保护经 0.3 s~0.5 s 时限动作于跳开变压器各侧断路器。
 - 2) 应在变压器中性点装设放电间隙。应装设零序电流保护,并增设反应零序电压和间隙放电电流的零序电流保护。当电力网单相接地且失去接地中性点时,间隙零序电流电压保护经 0.3 s~0.5 s 时限动作于跳开变压器各侧断路器。
- c) 中性点非有效接地的电力网中,对变压器内部及其引出线单相接地故障引起的过电压,应装设零序过电压保护。

12.3.6 根据变压器实际可能出现过负荷的情况,应装设过负荷保护。

12.3.7 温度、油箱压力、油位和冷却系统等保护应满足下列规定:

- a) 应装设温度保护。温度保护可分为温度升高和温度过高二级,温度升高应动作于信号,温度过高应动作于跳开变压器各侧断路器。
- b) 应装设变压器油位升高和降低保护。所有油位升高和降低保护,应瞬时动作于信号,必要时也可动作于跳开变压器各侧断路器。
- c) 强迫油循环风冷或强迫油循环水冷变压器,应装设冷却系统故障保护。
- d) 对变压器油箱内压力升高,应装设压力释放保护,保护应瞬时动作于信号,必要时也可动作于

跳开变压器各侧断路器。

12.3.8 低压厂用变压器应按下列规定装设保护：

- a) 应装设电流速断保护,作为变压器绕组及高压侧引出线相间短路故障的主保护。保护瞬时动作于跳开低压厂用变压器各侧断路器。低压厂用变压器容量在 2 MVA 及以上,当电流速断保护灵敏性不符合要求时,也可装设纵联差动保护。
- b) 应装设过电流保护,作为变压器及相邻元件的相间短路故障的后备保护。
- c) 高压侧可与其引接母线共用单相接地保护,不另设单相接地保护。
- d) 当变压器低压侧中性点直接接地时,应装设零序过电流保护,作为变压器低压侧单相接地短路故障的后备保护。
- e) 油浸式变压器应装设瓦斯保护。当变压器壳内故障产生轻微瓦斯或油面下降时保护动作于信号,当产生大量瓦斯时保护应瞬时动作于跳开变压器各侧断路器。
- f) 反应变压器油温及绕组温度升高,应装设温度保护。温度保护可分为温度升高和温度过高二级,温度升高动作于信号,温度过高动作于跳开变压器各侧断路器。

12.4 母线保护

12.4.1 专用母线保护使用情况应满足下列规定：

- a) 对于 3 kV~10 kV 分段母线及并列运行的双母线,可由发电机和变压器的后备保护实现对母线的保护。在下列情况下应装设专用母线保护：
 - 1) 须快速而有选择地切除一段或一组母线上的故障,才能保证电站及电力网安全运行和重要负荷的可靠供电时；
 - 2) 当线路断路器不允许切除线路电抗器前的短路时。
- b) 对电站的 35(33)kV~110(132)kV 电压母线,110(132)kV 单母线及重要电站的 35(33)kV~66kV 母线,需要快速切除母线上的故障时,应装设专用的母线保护。

12.4.2 专用母线保护应满足以下要求：

- a) 当交流回路不正常或断线时应闭锁母线差动保护,并发出报警信号。
- b) 在一组母线或某一段母线充电合闸于有故障的母线时,母线保护应能快速而有选择地断开故障母线。
- c) 母线保护应能适应主接线各种运行方式。
- d) 母线保护应允许使用不同变比的电流互感器。
- e) 对各种类型区外故障,母线保护不应由于短路电流中的非周期分量引起电流互感器的暂态饱和而误动作。
- f) 母线保护应接在电流互感器的一组专用二次线圈上。
- g) 母线保护动作后,对不带分支且有纵联保护的线路,应采取措施,使对侧断路器能速动跳闸。
- h) 母线保护仅实现三相跳闸出口,且应允许接于本母线的断路器失灵保护共用其跳闸出口回路。

12.4.3 旁路断路器和兼作旁路的母联断路器或分段断路器上,应装设可代替线路保护的保护装置。在旁路断路器代替线路断路器期间,如必须保持线路纵联保护运行,可将该线路的一套纵联保护切换到旁路断路器上,或者采用其他措施,使旁路断路器仍有纵联保护继续运行。

12.4.4 母联或分段断路器上,宜装设相电流或零序电流保护,作为母线充电的保护。

12.5 保护与其他系统的配合及接口

保护装置应能与电站计算机监控系统通信,具体要求如下：

- a) 保护装置及其出口回路应不依赖于电站计算机监控系统能独立运行。
- b) 保护装置逻辑判断回路所需的各种输入量应直接接入保护装置,不应经电站计算机监控系统

及其通信网转接。

- c) 保护装置应与电站保护信息子站通信,并上传或接收以下类型的信息:
 - 1) 装置的识别信息、安装位置信息;
 - 2) 开关量输入(例如断路器位置、保护投入压板等);
 - 3) 异常信号(包括装置本身的异常和外部回路的异常);
 - 4) 故障信息(故障记录、内部逻辑量的事件顺序记录);
 - 5) 模拟量测量值;
 - 6) 装置的定值及定值区号;
 - 7) 电站计算机监控系统的有关控制信息和断路器跳合闸命令等。
- d) 保护装置应能接收卫星时钟系统的时钟同步信号。
- e) 保护装置与电站计算机监控系统及保护信息子站的通信协议应符合标准的规定。

13 励磁系统

13.1 选型

13.1.1 励磁系统选型应依据发电机的励磁方式和运行方式选择励磁系统的控制方式和主回路构成,发电机的机组参数计算励磁变压器、功率单元和灭磁装置的参数,进行励磁系统选型。

13.1.2 励磁系统选型设计应包括下列基础资料:

- a) 发电机励磁方式及强励倍数;
- b) 发电机额定功率;
- c) 发电机额定电压;
- d) 发电机额定电流;
- e) 发电机额定功率因数;
- f) 发电机额定频率;
- g) 发电机(或励磁机)额定励磁电压;
- h) 发电机(或励磁机)额定励磁电流;
- i) 发电机(或励磁机)空载励磁电压;
- j) 发电机(或励磁机)空载励磁电流;
- k) 励磁绕组直流电阻(75℃)。

13.2 励磁方式的选择

旋转式励磁方式应采用无刷励磁。静止励磁方式应采用自并励励磁。

13.3 自并励静止可控硅励磁系统

13.3.1 励磁调节器应满足下列要求:

- a) 宜采用微型计算机来完成调节控制计算(P、PI、PID);
- b) 励磁调节器需要采集的测量信号应包括发电机机端电压、发电机定子电流、发电机有功功率、发电机无功功率、发电机频率、励磁电压、励磁电流;
- c) 励磁调节器的调节算法宜采用PID控制算法;
- d) 励磁调节器在电力系统发生故障而使发电机出口电压急剧降低时,应强行励磁;
- e) 励磁调节器在水轮发电机转速升高引起过电压时,应强行减磁;
- f) 满足下列条件的机组装设电力系统稳定器(PSS):
 - 1) 系统中的主力机组;

- 2) 与系统长距离、弱联系的机组；
- 3) 长期运行在高功率因数情况下的机组。

13.3.2 励磁系统应采用残压起励方式,辅以他励作为补充。励磁系统的起励电流应不大于发电机空载励磁电流 10%~20%。

13.3.3 灭磁单元应满足下列规定:

- a) 灭磁过程中,励磁绕组反向电压应控制在出厂试验时绕组对地耐压试验电压幅值的 30%~50% 范围内。
- b) 对于三相全桥式整流电路,正常停机应采用逆变灭磁方式。事故情况下,可采用线性或非线性灭磁方式,灭磁方式的选择及参数计算应满足下列要求:
 - 1) 线性灭磁方式适用于励磁容量小、励磁电压较低的发电机。其阻值按 75℃ 时发电机励磁绕组电阻的 4~5 倍选取;容量按额定工况下转子储能的 10% 考虑。
 - 2) 非线性灭磁方式适用于励磁容量大、励磁电压高的发电机。
- c) 灭磁开关的选型应考虑下列内容:
 - 1) 额定电流值大于额定励磁电流的 110%;
 - 2) 额定电压值大于额定励磁电压的 110%;
 - 3) 额定绝缘电压值大于额定励磁电压的 200%;
 - 4) 最大分断电流大于额定励磁电流的 300%;
 - 5) 断口弧压的叠加峰值大于强励励磁电压峰值与非线性电阻两端的最高残压之和,或大于最大励磁电压峰值与最大励磁电流×线性电阻之和;
 - 6) 不应采用交流断路器作为直流灭磁开关。

13.3.4 励磁变压器应满足下列规定:

- a) 励磁变压器的技术要求:
 - 1) 接线方式:接线方式宜采用 Y/△-11,变压器二次侧电压宜采用多抽头输出;
 - 2) 励磁变压器短路阻抗宜应在 4%~8% 范围内;
 - 3) 励磁变压器高压侧不宜安装自动开关或快速熔断器;
 - 4) 考虑保护要求可在变压器二次侧增加电流互感器;
 - 5) 励磁变压器低压侧三相电压不对称度应不大于 5%。
- b) 励磁变压器的型式选型:
 - 1) 励磁变压器可选择干式和油浸式两种,适用条件应满足下列规定:
 - ① 普通干式:适用于低压机组。应采用阻燃性好、绝缘等级高的绝缘材料;
 - ② 环氧树脂干式:适用于高压机组;
 - ③ 油浸式:适用于户外安装。不宜在防火要求较高的环境下采用。
 - 2) 励磁变压器的参数应包括副边线电压、副边线电流、容量及一次线圈和二次线圈的匝数比等。
- c) 励磁用电流互感器及电压互感器宜使用开关柜中测量用所配的电感器及电压互感器。电压互感器副边可为 100 或 110 V,精度为 0.5 级。电流互感器副边可为 5 A 或 1 A,精度为 0.5 级。

13.4 励磁系统的现地指示及对外接口

13.4.1 励磁系统应配置:机端电压表、励磁电压表、励磁电流表,容量较大的机组还可配置无功功率表。

13.4.2 励磁系统应具有通讯接口。

14 电站自动化监控系统

14.1 计算机监控系统选型

14.1.1 计算机监控系统选型应根据电站装机容量及单机容量、电站电压等级,从技术、经济和运行安全可靠等方面综合分析后选定:

- a) 总装机容量 5 MW 及以上的水电站,宜采用全开放、分层分布式结构的计算机监控系统。
- b) 总装机容量 5 MW 以下的水电站,宜采用电站综合监测系统。
- c) 发电机电压为 0.4 kV 及以下的水电站,宜采用将控制保护系统和低压一次设备合为一个柜的紧凑型一体式监控系统。

14.1.2 计算机监控系统应根据电站特点、运行方式和电力系统调度要求,选择少人值班控制方式或“无人值班”(少人值守)控制方式。

14.1.3 宜采用全站计算机监控系统实现全站综合自动化功能,提高电站的自动化水平。

14.1.4 计算机监控系统应满足水电站实时性控制的要求:

- a) 完成全站安全运行监视及数据采集处理。
- b) 能以一个指令完成机组的开机、并网和停机操作。
- c) 自动调节机组的有功功率和无功功率。
- d) 实现全站自动经济运行。
- e) 能接受远程监控命令,应可随时接受各级调度的命令信息,满足调度自动化系统对水电站的遥测、遥信、遥调及遥控功能。

14.2 计算机监控系统技术要求

14.2.1 计算机监控系统的通信功能宜采用通信控制器实现,通信控制器的操作系统应满足水电站运行的安全性和稳定性的要求。

14.2.2 自动控制应满足下列要求:

- a) 机组的自动控制宜采用可编程控制器(PLC)实现。
- b) 机组辅助设备、全厂公用设备的自动控制宜采用可编程控制器(PLC)实现。
- c) 对于装机容量 5 MW 以下机组的辅助设备及公用设备的控制,可采用分散安装于机组现地控制柜内的可编程控制器(PLC)实现。

14.2.3 对于通过总线连接方式实现与计算机监控系统通信功能的可编程控制器(PLC),通信接口宜装设电涌保护器(SPD)。

14.2.4 模拟量输入点宜装设电涌保护器(SPD)。

14.2.5 计算机监控系统应能正确接收对时信息,并实现系统内各节点的时钟同步。

14.2.6 计算机监控系统电厂控制级应配置逆变电源或不间断电源,优先采用逆变电源。

14.2.7 逆变电源、不间断电源宜加装电涌保护器(SPD)。

14.3 测量和控制仪表选型

14.3.1 测量和控制仪表选型应遵循下列要求:

- a) 测量和控制仪表应优先采用电子式智能化仪表。仪表带数字显示,应具有通信接口,满足与计算机监控系统通信的要求;
- b) 电气量测量仪表和电能计量表应符合国家标准的规定要求;
- c) 单路温度测量仪表应具有温度指示、报警和温度控制功能;
- d) 多路温度测量仪表宜用于温度指示和报警,不宜用于温度控制;

- e) 机组过速保护应装设电气转速信号装置;电气转速信号装置可采用残压测频或齿盘测速方式;
- f) 对于不能采用有线通信的远程水位测量,宜采用远程无线测量仪表,仪表应具有模拟量变送输出和通信接口。

14.3.2 同步装置选型应遵循下列要求:

- a) 手动同步装置宜优先采用带有相角补偿功能的数字式同步表,其次选用组合式同步表;
- b) 手动同步装置/自动准同步装置可全站共用一套,也可每台机组设置一套;
- c) 自动准同步装置应具备自动调频和调压功能。

15 厂用电及坝区供电

15.1 厂用电电源

15.1.1 厂用电电源应满足下列要求:

- a) 各种运行方式下厂用电负荷的需要;
- b) 电源相对独立;
- c) 应不少于 2 个厂用电电源。一个电源故障时,另一个电源能自动投入。

15.1.2 厂用电电源的取得方式可有以下几种:

- a) 由发电机电压母线或单元引线引接;
- b) 当水电厂高压侧装有联络变压器时,从变压器第三绕组引接;
- c) 从与电力系统连接的地方电网引接;
- d) 柴油发电机组作为备用电源。

15.1.3 机组自用电与全厂公用电宜采用混合供电方式。

15.1.4 厂用电系统由一级电压供电,或是由高、低两级电压供电,需根据厂用电负荷大小、负荷分布、枢纽布置及地区电网等确定。

15.2 厂用电变压器容量的选择

15.2.1 厂用电变压器容量满足在各种运行方式下可能出现的最大负荷。

15.2.2 一台厂用电变压器计划检修或故障时,其余厂用电变压器应能担负重要厂用电负荷或短时担负厂用电最大负荷。

15.2.3 能够保证需要自启动的电动机在故障切除后电动机启动时所连接的厂用电母线电压不低于额定电压的 65%。

15.3 坝区供电

15.3.1 坝区生产用电应由专设的坝区变压器或公用厂用电变压器供电。对坝区重要负荷应有 2 个独立电源供给。对特别重要的泄洪设施,经过论证可增设第三电源或专用发电机,厂坝区内一些非重要负荷,也可由地区网络供电。

15.3.2 坝区供电网络电压应根据供电范围、厂用电高压电源及地区网络电压确定。

15.4 生活区供电

15.4.1 水电厂生活区用电首先考虑由地区网络降压变压器供电。如无地区网络降压变电所时,可设专用变压器由厂用电供电。

16 直流操作电源

16.1 电站的直流操作电源应采用带蓄电池的直流电源装置,蓄电池只装设 1 组,并按浮充电方式运行。当电站控制方式为扩大厂站方式时,宜装设 2 组蓄电池。

16.2 直流操作电源电压宜采用直流 220 V 或 110 V 等标准电压。

16.3 蓄电池容量应满足全厂事故停电时的用电容量和最大冲击负荷的容量。事故停电时间可按 1 h 计算,扩大厂站方式的水电站可按 2 h 计算。

16.4 蓄电池宜采用阀控式蓄电池。蓄电池的充电及浮充电宜采用 1 组蓄电池配置 1 套整流装置。蓄电池组充电电源回路应设相应的电源指示。

16.5 直流装置应具有自动完成充放电控制、电池容量及电压检测、绝缘监测及故障报警等功能。

17 视频监视系统

17.1 电站宜设置视频监视系统。监控点应根据生产运行、消防监控和必要的安全警卫需要确定。

17.2 视频监视系统设备应满足工作环境的要求。

18 通信

18.1 电站应设有厂内通信设施。电力调度通信和厂内通信可合用一台程控调度总机。对梯级水电站,可在梯级控制中心设置一台调度总机,电站侧采用远端用户模块实现话音通信。

18.2 电站对外通信可采用以下方式:

- a) 硬线通信线路(电话线路、光缆等);
- b) 租用电话线;
- c) 电力载波通信系统;
- d) 微波通信系统。

18.3 通信设备电源应设置专用 24 V 或 48 V 通信电源,蓄电池容量应能满足 8 h 供电计算。

19 电工修理及电气试验

19.1 电站可设置专用的电工修理间,并按其规模和集中管理的要求,配置电工修理工具和设备。

19.2 装机容量 10 MW 及以上的电站可设电气试验室;装机容量小于 10 MW 的电站可配置简易电气试验室。

19.3 集中管理的梯级水电站和水电站群宜设置集中的电气中心试验室。电气试验室仪器仪表设备的配置标准可根据现行等级分类标准执行。



**UNITED NATIONS
INDUSTRIAL DEVELOPMENT ORGANIZATION**

Vienna International Centre
P.O. Box 300 · 1400 Vienna · Austria
Tel.: (+43-1) 26026-0
E-mail: info@unido.org
www.unido.org



**INTERNATIONAL NETWORK
ON SMALL HYDROPOWER**

136 Nanshan Road
Hangzhou · 310002 · P.R.China
Tel.: (+86-571)87132793
E-mail: secretariat@inshp.org
www.inshp.org