

ICS 27.140

P 59

DB32

江苏省地方标准

DB32/T 3983-2021

泵站反向发电技术规范

Technical specification for reverse power generation of pumping station

2021-02-03 发布

2021-03-03 实施

江苏省市场监督管理局 发布

目 次

前言..... II

1 范围..... 1

2 规范性引用文件..... 1

3 术语和定义..... 1

4 一般规定..... 2

5 水能条件分析..... 2

6 水力性能测试..... 2

7 发电方式选择..... 3

8 发电安全评估..... 3

9 发电功能实现..... 4

10 经济指标分析..... 4

11 发电启动验收..... 4

12 发电工况运行..... 5

附录 A（资料性附录）泵站反向发电典型主接线..... 6

前 言

本文件按照 GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》的规定起草。

本文件由江苏省水利厅提出并归口。

本文件起草单位：江苏省水力发电工程学会、江苏省河道管理局、扬州大学电气与能源动力工程学院、江苏省骆运水利工程管理处、南水北调东线江苏水源有限责任公司、江苏省水利勘测设计研究院有限公司。

本文件主要起草人：问泽杭、王震球、王岩、莫兆祥、赫邵鹏、陆范彪、蔡付林、陈卫东、王朝俊、刘劲松、杨淮、莫岳平、张仁田、黄海田。

泵站反向发电技术规范

1 范围

本文件规定了泵站反向发电的水能条件分析、水力性能测试、发电方式选择、发电安全评估、发电功能实现、经济指标分析、发电启动验收、发电工况运行等。

本文件适用于现有泵站增加或改造反向发电功能、新建泵站配置反向发电功能的设计、施工，具有反向发电功能泵站的发电运行。

2 规范性引用文件

下列文件中的内容通过文中的规范性引用而构成文本必不可少的条款。其中，注日期的引用文件，仅该日期对应的版本适用于本文件；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。

- GB/T 14549 电能质量 公用电网谐波
- GB/T 15613.1 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机模型验收试验
- GB/T 20043 水轮机、蓄能泵和水泵水轮机水力性能现场验收试验规程
- GB/T 30948 泵站技术管理规程
- GB 50071 小型水力发电站设计规范
- GB 50265 泵站设计规范
- GB/T 51033 水利泵站施工及验收规范
- DL/T 751 水轮发电机运行规程
- SL 168 小型水电站建设工程验收规程
- SL 172 小型水电站施工技术规范
- SL 223 水利水电建设工程验收规程
- SL 316 泵站安全鉴定规程
- DB32/T 2334.3 水利工程施工质量检验与评定规范 第3部分 金属结构与水力机械
- DB32/T 2334.4 水利工程施工质量检验与评定规范 第4部分 电气设备与自动化

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本文件。

3.1

泵站反向发电 reverse power generation at pumping station

利用水能使水泵反转运行于水轮机工况，驱动电机发电，产生的电能通过变频并网或直接并网的方式接入公共电网。

3.2

变频机组 2 synchronous generators based variable-frequency drive

通过同轴的2台极对数不相同的同步电机，将低于工频的电能转换成工频电能的装置。

3.3

水力性能测试 test of hydraulic performance

对水泵机组原型或模型进行水力性能及特性检测的过程，包括能量（或效率）试验、空化试验、飞逸试验、稳定性试验和动力特性试验等。

4 一般规定

- 4.1 反向发电应利用既有设备和设施，提高水能资源的利用效率，满足安全、经济、环保的要求。
- 4.2 反向发电应不影响泵站功能的发挥，不明显降低泵站的抽水效率，不影响泵站水工建筑物的安全。
- 4.3 发电水能条件较好，且年抽水运行小时数较少的新建泵站，水泵选型时可选择发电性能较好的水力模型。
- 4.4 反向发电的设计应符合 GB 50265、GB 50071 的规定，施工应符合 GB/T 51033、SL 172 的规定。
- 4.5 反向发电的运行应符合 GB/T 30948、DL/T 751 的规定，并制定发电操作规程和安全运行规程等规章制度，对运行管理人员进行培训。
- 4.6 反向发电应采用技术成熟可靠、自动化程度高的设备。
- 4.7 电力接入系统方案应获得行业主管部门、电力企业的认可。
- 4.8 反向发电用水应获得行业主管部门的许可。

5 水能条件分析

- 5.1 反向发电用水应主要利用泄洪排水、灌溉供水。
- 5.2 水文水资源分析应以泵站上下游或相关流域实测水文资料为基础，主要包括泵站所在河道、湖泊的特征水位，可供发电的水头、水量和流量，多年平均发电量，年利用小时数等。
- 5.3 反向发电的最低水头宜大于 2 m，最小发电流量宜大于泵站总发电流量的 50%。
- 5.4 水能条件分析时，应分析发电对河道工程、河道生态的影响。

6 水力性能测试

- 6.1 水力性能测试按照 GB/T 20043、GB/T 15613.1 的规定进行。
- 6.2 水力性能测试根据泵站具体条件采用不同的试验方式。改造的泵站，宜进行模型试验测试，单机发电容量在 800 kW 以下可进行现场测试；新建的泵站，发电工况性能试验应结合水泵模型试验一并进行。
- 6.3 水力性能测试内容包括最大、最小、平均水头下的发电出力，单位转速、单位流量、飞逸转速、发电效率，发电工况下空蚀性能、水力脉动、机组运行稳定性等。
- 6.4 根据模型试验结果，反向发电最优转速可按公式（1）确定：

$$n_T = n_{11} \frac{\sqrt{H_T \eta_T}}{D_1} \dots\dots\dots (1)$$

式中： n_T -反向发电最优转速（r/min）；

n_{11} -单位转速 (r/min) ;

H_T -平均水头 (m) ;

η_T -发电效率;

D_1 -水泵叶轮直径 (m) 。

6.5 反向发电最优转速也可通过现场试验测试确定; 不具备模型和现场试验测试条件的, 最优转速可按公式 (2) 估算:

$$\frac{n_T}{n_P} = \sqrt{\eta_T \eta_P} \sqrt{\frac{H_T}{H_P}} \dots\dots\dots (2)$$

式中: n_P -水泵工况转速 (r/min) ;

n_T -水轮机工况转速 (r/min) ;

η_P -水泵工况水力效率;

η_T -水轮机工况水力效率;

H_P -水泵设计扬程 (m) ;

H_T -水轮机工作水头 (m) 。

7 发电方式选择

7.1 反向发电可采用电子变频器变频、变频机组变频、电机变极、同转速等方式, 电子变频器发电典型电气接线图见附录 A.1, 变频机组发电典型电气接线图见附录 A.2、变频机组示意图见附录 A.3。

7.2 反向发电方式根据平均发电水头、水泵类型及调节方式、电机型式等因素确定。

7.3 平均发电水头大于等于泵站设计扬程 75%、且水泵叶片角度全调节, 宜选用同转速发电方式; 小于泵站设计扬程 75%, 宜选用变频或变速发电方式。

7.4 发电水头相对稳定, 且水泵叶片角度全调节, 宜选用变频机组变频发电方式, 或选用电机变极发电方式; 水头变幅较大, 宜选用电子变频器变频发电方式。

8 发电安全评估

8.1 泵站增加或改造反向发电功能, 应对水工建筑物、主机组、电气设备、金属结构等设施进行安全评估; 新建泵站配置反向发电功能, 应对发电安全进行专项设计。

8.2 泵站按照 SL 316 鉴定为四类的, 或机电设备、金属结构鉴定为三类的, 不应增加反向发电功能。

8.3 抽水工况下机组有明显振动, 水泵的水力性能、稳定性能、空蚀性能较差, 下游的消能设施不满足发电要求, 不应增加反向发电功能。

- 8.4 泵站上游应有拦污设施和防止人畜落水的安全防护设施。
- 8.5 泵站管理单位的技术力量和能力，应满足发电安全运行的要求。

9 发电功能实现

- 9.1 主机组的机械紧固件、水泵叶片调节机构连接件等应有适应长期反转运行的措施。
- 9.2 电机的轴承、冷却装置应适应发电运行要求，必要时应采取附加冷却措施；采用减速箱传动的水泵机组，减速箱应适应长期增速运行要求；水泵填料、水导轴承冷却与润滑供水量应适应机组低速运行的需要。
- 9.3 变频机组电动机的功率应大于全站最大发电总容量的 1.05 倍；电子变频器的容量应大于单机最大发电容量的 1.1 倍，且应选用四象限变频器，谐波指标应符合 GB/T 14549 的要求。
- 9.4 应计算发电工况下的短路电流和继电保护定值，宜增加方向、频率、过压等保护，必要时设置抽水、发电 2 套继电保护。
- 9.5 发电并网一般由主供电线路接入公共电网。发电容量 1000kVA 以下，也可接入泵站的所用电供电线路的电网。
- 9.6 变频机组方式，虹吸式流道的，采用自同期并网；平直管流道的，采用准同期并网。电子变频器方式，电机直接接入变频器，由变频器控制自动并网。同转速或电机变极方式，采用自同期并网。
- 9.7 虹吸式流道应设置抽真空系统，真空泵按 30min 抽出流道内空气选用。
- 9.8 虹吸式断流宜采用电动真空破坏阀；快速闸门断流闸门下落速度宜不小于 10 m/min。
- 9.9 励磁装置应能适应主电机低频和低负载运行要求。

10 经济指标分析

- 10.1 经济及财务评价按照 GB 50071 的规定进行。
- 10.2 发电投资成本，主要包括在原有泵站抽水功能的基础上，为实现反向发电功能而在主机组、辅机设备、电气设备与自动化、土建设施、运行管理等方面所增加的直接投资。
- 10.3 发电运行成本主要包括水资源费（税）、按照设计抽水运行时间与设计发电运行时间的比例所应分摊的运行管理人员经费、设备维修费用、机组大修费用等。
- 10.4 发电主要经济指标包括单位千瓦投资、单位电能运行成本、年利用小时数。

11 发电启动验收

- 11.1 反向发电启动验收，按照 SL 223、SL 168 的规定进行。
- 11.2 发电启动验收委员会应包括泵站所在地行业主管部门、电力企业的代表。
- 11.3 发电启动试运行前，应编制试运行大纲和方案，经启动验收委员会批准后进行试运行。
- 11.4 反向发电运行所涉及的主机组、变频机组或电子变频器、辅机系统、输变电、电气与自动化等设备，断流、拦污、消能等设施，均应作为试运行的内容。
- 11.5 启动试运行前，应对机电设备和水工建筑物进行全面清理和检查，重点清理和检查变频机组或电子变频器、断流设施、拦污设施等。
- 11.6 检查电气主接线已处于发电工况，确认相序正确，必要时可以先进行空载启动；检查并确认继电保护、自动控制、测量仪表的接线和定值等处于发电工况，进行模拟或联动试验，自动控制程序和继电保护的動作应正确。

11.7 试运行应尽量安排在接近平均水头的工况下进行，在尽可能大的负载下进行单机 24h 连续运行、全站联合 6h 连续运行。

11.8 每台机组主动开机、停机不少于 3 次，全站模拟系统失电 1 次，检验机组的启动和并网性能、断流设施工作性能、机组飞逸性能。

11.9 试运行期间分别调节主电机、变频机组电动机、变频机组发电机的励磁电流，检验励磁设备性能，确定合适的励磁电流，建立各设备之间无功功率和功率因数的匹配关系。

11.10 应记录试运行过程中水头、流量、电机功率，实测各部位温度和油位、噪音与振动、电气参数。

11.11 试运行结束后，应检查主机组、变频机组或电子变频器、拦污设施、下游消力池消能设施的情况；按照 DB32/T 2334.3、DB32/T 2334.4 的要求，编制质量检验与评定资料。

11.12 启动试运行完成后，应参照 SL 223、SL 168 的要求，由启动验收委员会形成验收鉴定书。

11.13 启动验收合格并办理发电并网手续，方可正式投入发电运行。

12 发电工况运行

12.1 发电运行前，电气主接线、主机定子和转子接线应改接成发电运行接线方式并进行相序核定，继电保护定值应按发电工况进行整定和试验，励磁系统定值、参数调整至发电工况。

12.2 采用变频机组发电方式，一般操作流程为：

- a) 变频机组的发电机投入并运行于电动机状态，
- b) 变频机组电动机运行于发电机状态，
- c) 水泵反向转速达到额定转速的 70%~90%，
- d) 主电机投入，
- e) 其他机组陆续投入，
- f) 变频机组发电机逐步转入发电运行状态。

12.3 采用电子变频器发电方式，一般操作流程为：

- a) 电子变频器接入系统上电，
- b) 预设频率为主机组发电对应转速的频率，
- c) 主电机投入，
- d) 水泵反转，
- e) 主电机输出电压达到变频器的泵升电压，
- f) 进入发电状态。

12.4 采用同转速反向发电、变极发电方式，一般操作流程与抽水工况的操作流程相同。

12.5 发电运行过程中，应按照 GB/T 30948 的要求进行巡视检查。重点检查变频设备的运行状态、水泵空蚀和振动情况，尾水消能及对下游护坦、河道的冲击冲刷情况。

12.6 根据运行状况，适时调整叶片角度、闸门开度、机组频率，调整励磁电流以调整发电功率因数。

12.7 发电运行结束后，退出变频机组或电子变频器运行；将电气主接线、主机定子和转子接线恢复至抽水状态，采用抽水、发电 2 套电流互感器的，应将发电用电流互感器一次侧短接。继电保护定值及程序设置、主机励磁系统参数设置恢复至抽水状态。

附录 A
(资料性)
泵站反向发电典型主接线

A.1 电子变频器发电典型电气接线，变频机组发电典型电气接线，变频机组示意分别见图 A.1、图 A.2 和图 A.3。

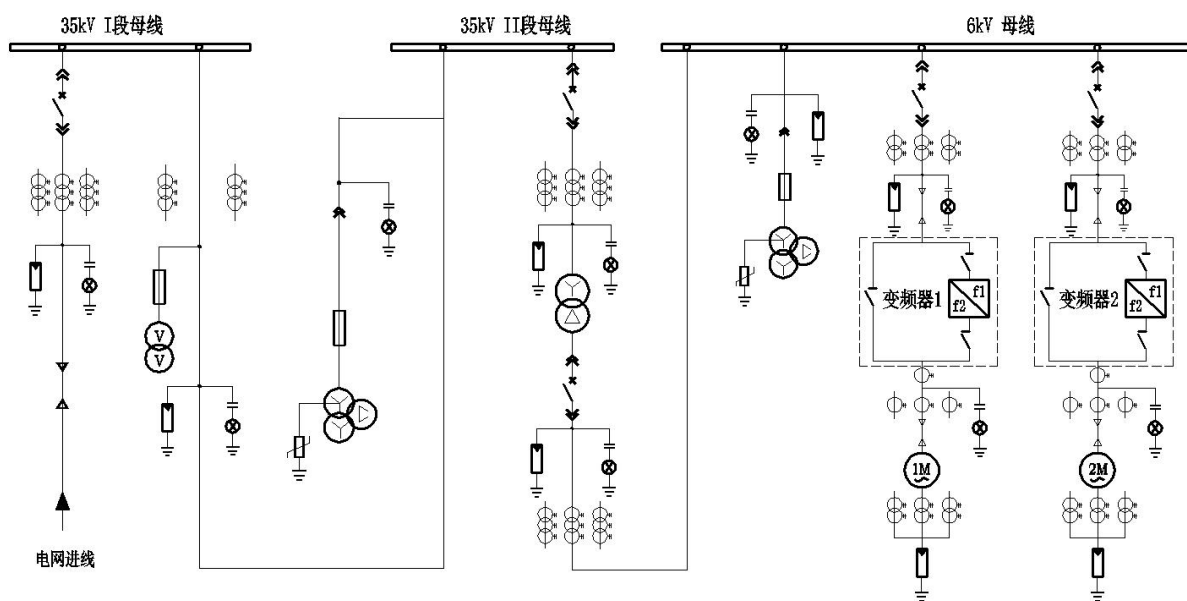


图 A.1 电子变频器发电典型电气接线图

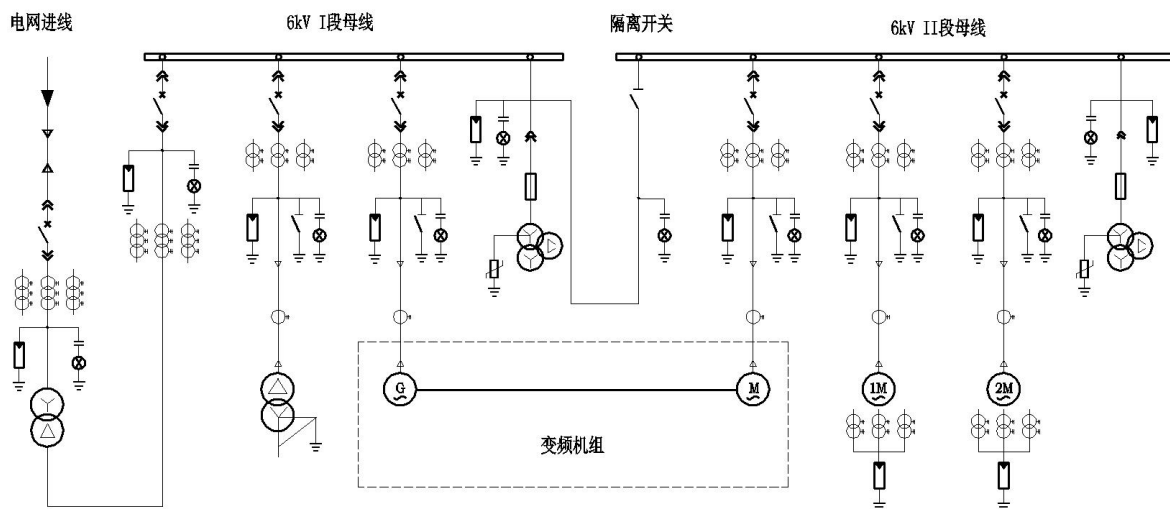


图 A.2 变频机组发电典型电气接线图

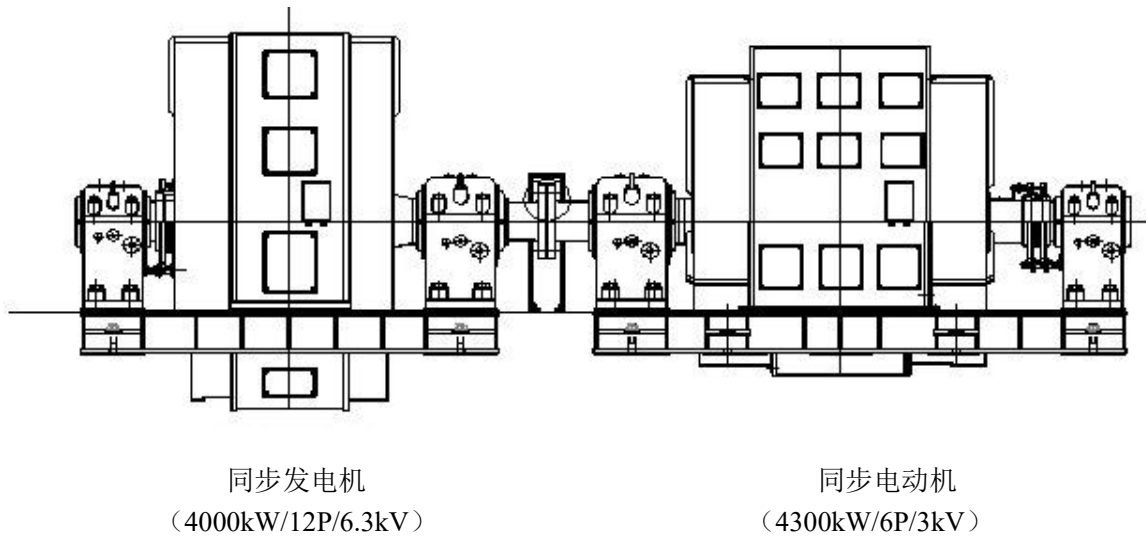


图 A.3 变频机组示意图