

变频器新应用——变速抽水蓄能水电机组

马小亮

(天津电气科学研究院有限公司,天津 300180)

(原名——天津电气传动研究所)

摘要:抽水发电机组是既能抽水又能发电的水电装备,主要用于抽水蓄能电站,也用于调水工程,常规机组恒速运行。为提高电能调控的快速性和灵活性,扩展水轮机运行范围和提高效率,随着变频技术发展,越来越多的机组改为变速运行。介绍了变速运行的优点以及两种变速方案和它们的变频器,阐述了两种变速运行的控制策略。

关键词:变速抽水蓄能;变速运行的优点;变速方案;变频器;控制策略

中图分类号:TM28 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqcd23529

New Applications of Frequency Converters—Variable Speed Pumped-storage Hydropower Facilities

MA Xiaoliang

(Tianjin Research Institute of Electric Science Co., Ltd., Tianjin 300180, China)

(Former Name—Tianjin Design & Research Institute of Electrical Drive)

Abstract: Pump-turbine units are kind of hydropower facilities with both pump and power generation abilities, they are used mainly in pumped-storage plants and also in water-managing projects. Conventional units operate with fixed-speed. To make power control quick and flexible and to extend operation ranges of turbines as well as improve their efficiency, more and more units change to variable-speed operations following the development of frequency converters. Benefits of variable speed operations, two solutions and their frequency converters as well as control schemes for realizing variablespeed were introduced.

Key words: variable speed pumped-storage; benefits of variable speed operations; solutions for realizing variable speed; frequency converters; control schemes

抽水-发电机组是既能抽水又能发电的水电装备。它主要用于抽水蓄能电站,是电网中重要的贮能设施,由上、下蓄水池、可逆水泵-水轮机和电机机组构成,如图1所示,主要任务是“削峰-填谷”:在电网需要电能时,水从上池流向水池,机组正转按发电模式工作,向电网送能;在电网有多余电能时,机组反转按电动抽水(水泵)模式工作,从电网吸取能量,水从下池返回上池。除抽水蓄能电站外,抽水-发电机组也用于调水工程。

抽水蓄能电站是电网中重要的大功率蓄能设施,始于20世纪70年代,那时电机采用同步机并直接联接至电网,恒速运行。从20世纪90年代初起,随着大功率电力电子4象限变频技术的发展,为提高电能调控的快速性和灵活性,扩展

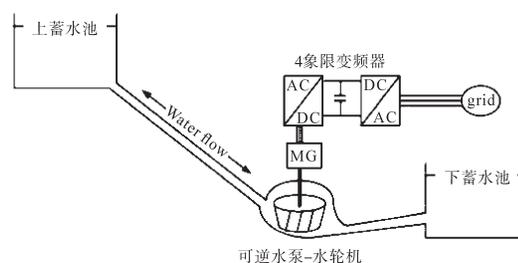


图1 变速抽水蓄能电站

Fig.1 Variable-speed pumped-storage power plant

水轮机运行范围和提高效率,越来越多的抽水蓄能机组改为变速运行。

20世纪80年代末潘家口水电站曾从ABB公司引进一套90 MW的变速抽水蓄能机组,由于采用晶闸管电流型LCI变频器,因谐波大引起电网

振荡而失败,仍恒速运行,LCI装置只用来做水泵模式工作时的软启动器。它严重影响了变速运行在我国的推广,后来我国建造了许多抽水蓄能电站,基本都恒速运行。现在国内许多高校、研究机构和设计院都在开展变速运行的试验研究。引汉济渭调水工程中三河口水电站采用的2套12 MW变速抽水-发电机组即将投运,它的变频器采用4象限H桥级联变频器。

本文第1节介绍了变速运行的优点^[1];第2节介绍两种变速方案和它们的变频器^[1];第3节介绍两种变速运行的控制策略。

1 变速运行的优点

与恒速运行机组相比,变速运行机组除了能“削峰-填谷”外还有许多其它优点。下面分别从电网和水电站两方面介绍这些优点。

1.1 变速运行对电网的好处

恒速运行机组在发电时借助水轮机中的机电调速器通过改变导叶开度(改变水流量)调节注入电网的功率,响应慢;在电动抽水时因转速固定不能根据电网需要调节从电网抽取的功率。变速运行机组在发电时除用调速器控制导叶开度外,又增加了用变频器控制电机的手段,可以通过改变转速调节注入电网功率(把机组的动能变为电能——飞轮效应),响应非常快,阶跃响应时间仅0.2~0.3 s(几乎瞬时);在电动抽水时可以根据电网需要通过改变转速调节从电网抽取的功率。灵活和快速的功率调控能力对电网有如下好处:

- 1)快速吸收电网中的随机功率扰动,提高电网稳定性;
- 2)改善电网频率调节能力,减小为稳定电网频率设置的备用发电机的数量及启停次数;
- 3)风和光伏等新能源发电的功率随机变化且难预测,限制了它们在电网中的占有率,变速抽水蓄能机组的优良功率调控性能可以提高新能源发电的占有率。

上述优点主要针对大功率机组而言。对于独立电网,中、小功率机组同样能获得良好效果,特别是它可以靠近负荷中心或新能源发电场,近年来备受关注。

1.2 变速运行对水电站的好处

1)水轮机有最佳工作点(最高效率点),它是水头、流量和转速的函数。恒速运行时水头和流

量偏离额定点导致效率降低,从而限制水头和流量的允许工作范围。变速运行可以在较大水头和流量变化时通过改变转速提高效率,从而扩大允许工作范围。恒速运行时最大和最小水头变化率限制约为1.25,变速运行时该变化率限制可扩展至约1.45^[1]。日本 Okawachi 抽水蓄能电站称它的400 MW变速运行机组水力效率的改善可达10%,平均效率提高3%^[1],如图2所示。低水头和无水库水电站流量变化范围大,恒速运行机组多采用机械结构复杂且昂贵的轴流转浆水轮机,改用变速运行可采用简单且便宜的轴流定浆水轮机+变频器。

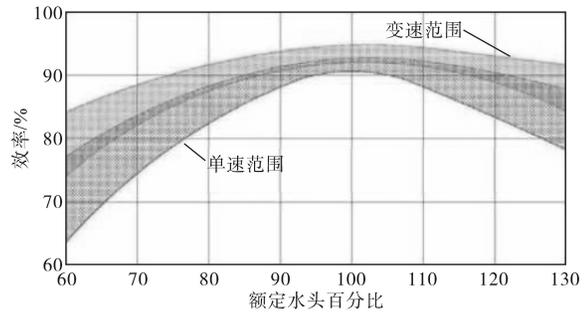


图2 Okawachi抽水蓄能电站(400 MW)的水力效率与水头关系
Fig.2 Relation between hydro-efficiency and head of Okawachi pumped-storage power plant(400 MW)

2)恒速运行电站在某些功率段会出现严重的水压波动和振荡问题,采用变速运行能显著减小波动和振荡。图3是日本 Yagisawa 抽水蓄能电

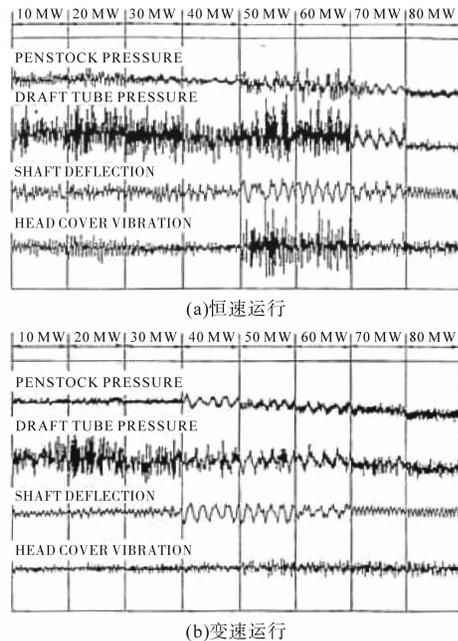


图3 Yagisawa抽水蓄能电站(85 MW)示波形
Fig.3 Waveforms of Yagisawa pumped-storage power plant (85 MW)

站(85 MW)的示波图^[1]。图3中,从上到下的波形依次为压力钢管水压、尾水管水压、主轴挠度、水轮机顶盖震荡。

2 两种电机变速方案和它们的变频器

有两种实现电机变速的方案:双馈异步电机系统(DFIM)和变频器供电同步电机系统(CFSM)。

2.1 双馈异步电机系统(DFIM)

双馈异步电机即绕线型异步电机,它的定子绕组直接联接至电网,转子三相绕组经滑环和电刷联接至4象限变频器,通过控制变频器输出频率来实现变速。在变频器输出电压矢量和定子电压矢量旋转方向相反时,转速从同步速向上调;在变频器输出电压矢量和定子电压矢量旋转方向相同时,转速从同步速向下调。这种系统的变频器功率等于电机最大转差功率,电机调速范围小时变频器功率也小。通常变速抽水蓄能机组的转速变化范围约20% ($\pm 10\%$),变频器额定容量一般不超过电机额定功率的20%^[2],这是该系统的最大优点,使其成为大功率电站(≥ 100 MV·A)的首选。另外,变频器的额定电压按最大转差时的转子电压选取,通常低于电网电压(< 10 kV),给变频器的选型提供了方便。

早期DFIM系统的变频器多选用晶闸管交-交变频器(cycloconverter)^[2],它输出频率低、功率大、可靠、便宜。采用12脉波晶闸管交-交变频器

的系统示于图4。这种系统的缺点是:

1)变频器网侧谐波和无功电流大,需加装滤波和无功补偿设备;

2)交-交变频器的最高输出频率小于1/3工频,在电动抽水时无法用它启动机组,需辅以软启动器(功率约10%~20%电机额定功率,常用晶闸管LCI变频器)。

近年来,随着大功率高压自关断电力电子器件(IGCT和IEGT)以及基于它们的变频技术的发展,电压型中压4象限变频器倍受推崇。ALSTOM公司300 MV·A采用电压型中压4象限三电平变频器的DFIM系统如图5所示^[2],4套Converteam公司的MV-7000型10 MV·A/3 kV变频器并联工作,为减小变频器网侧电流谐波,4台进线变压器移相 7.5° 。这种系统的优点是:

1)变频器网侧电流谐波小,功率因数可调或等于1,不需要滤波和无功补偿设备;

2)电压型中压变频器可以输出工频,在电动抽水时不需要软启动器,启动时图5中开关 S_2 断开和 S_3 接通,电机定子绕组短路,变频器输出频率从0逐渐升至工频,电机转速从0升至同步转速,然后断开 S_3 和经同期控制接通 S_2 ,定子并网。为避免频率升高后转子电压太高,启动期间电机深度弱磁,在这个实例中电机弱磁至1/8额定磁场(机组静阻转矩小于2.5%)^[2]。

DFIM系统的缺点如下:

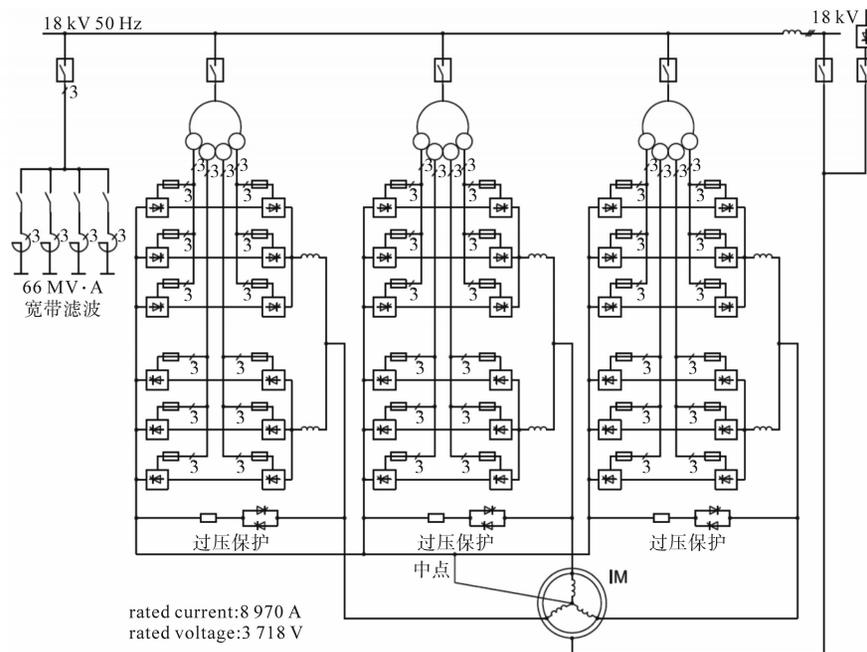


图4 采用12脉波晶闸管交-交变频器的DFIM系统

Fig.4 DFIM system based on 12 pulse thyristor cycloconverter

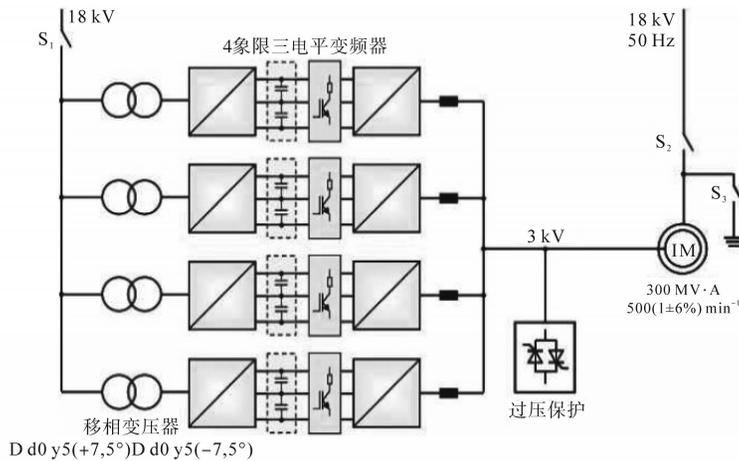


图5 采用电压型中压4象限三电平变频器的DFIM系统

Fig.5 DFIM system based on medium voltage 4Q 3-level frequency converter

1) 流过双馈电机滑环和电刷的功率是转差功率,远大于流过常规同步电机滑环和电刷的直流励磁功率,以250 MW抽水蓄能机组为例^[3],流过双馈电机滑环和电刷的电压/电流为3 300 V/11.6 kA,流过常规同步发电机滑环和电刷的电压/电流为360 V/1.6 kA。另外,双馈电机的转子装有三相绕组的隐极转子,也比常规同步机的凸极转子复杂。电机转子复杂、昂贵及维护工作量大是DFIM系统的主要缺点;

2) 电网发生短路、接地等故障时电机转子绕组会感应出高电压并危及变频器,必须在转子侧加装晶闸管过压保护器(见图4和图5),若采用电压型变频器还需在其直流母线上装设防直流电压过高的保护单元和电阻(见图5),并且此系统实现低压穿越复杂、代价高。

2.2 变频器供电同步电机系统(CFSM)

在CFSM系统中,常规同步电机定子经全功率(100%)4象限变频器接至电网,转子侧接常规晶闸管直流励磁装置,通过改变定子频率来实现变速。

变频器功率大且昂贵是CFSM系统的主要缺点,它限制了该系统的应用范围(<50 MW^[1]或100 MW^[2])。另外,变频器功率大,损耗也大,但可以从同步机效率比双馈异步机高(同步机转子损耗小)得到补偿。

与DFIM系统相比,CFSM系统的优点如下:

1) 定子侧频率变化范围大,可适应更大水头和流量变化范围;

2) 定子侧频率从0升至工频时电压从0升至电网电压,电动抽水工况的电机启动简单,不用弱磁和切换控制,启动转矩大;

3) 电机和电网被变频器隔开,电网的短路、

接地等故障由变频器常规保护措施处理,电机不受影响,实现低压穿越简单且性能好;

4) 在运行于额定水头附近,水轮机效率较高时,可以用高压开关旁路变频器,电机直接联接至电网,省去变频器损耗,在变频器故障时也可通过旁路维持机组恒速运行;

5) 如果4象限变频器是电压型VSC且其整流单元采用PWM控制,可快速和灵活控制注入电网的无功功率(从感性到容性),起静止无功电流补偿器(STATCOM)作用。

早期CFSM系统的变频器多用晶闸管电流型LC变频器^[1],它谐波大、功率因数差,谐波吸收和无功补偿装置复杂、庞大,且易引发电网振荡。近年来随着大功率自关断电力电子器件及变频技术的发展,多改用电压型中压变频器(中压VSC)。各种中压VSC中首选4象限H桥级联变频器CHB,如图6a,这是因为其输出电压高(可≥10 kV)及功率大(数十至上百MW);电网侧和电机侧谐波小,不需要谐波吸收和无功补偿装置;多级功率单元串联结构使之可以在1或2个单元故障时通过旁路事故单元维持运行,可靠性高。采用中压VSC变频器时,同步电机产生的无功功率不能通过VSC的中间直流母线到达电网,因此借助控制直流励磁电流使电机在各种运行工况下都维持功率因数等于1,励磁功率比常规同步机小。

有专家建议建立地区性高压直流电网HVDC^[1],把该地区所有常规发电、新能源发电、蓄能装置及用电负荷都接在此网上,这时变速抽水发电站宜选用模块化多电平变换器MMC,如图6b,因为它有公共直流母线。

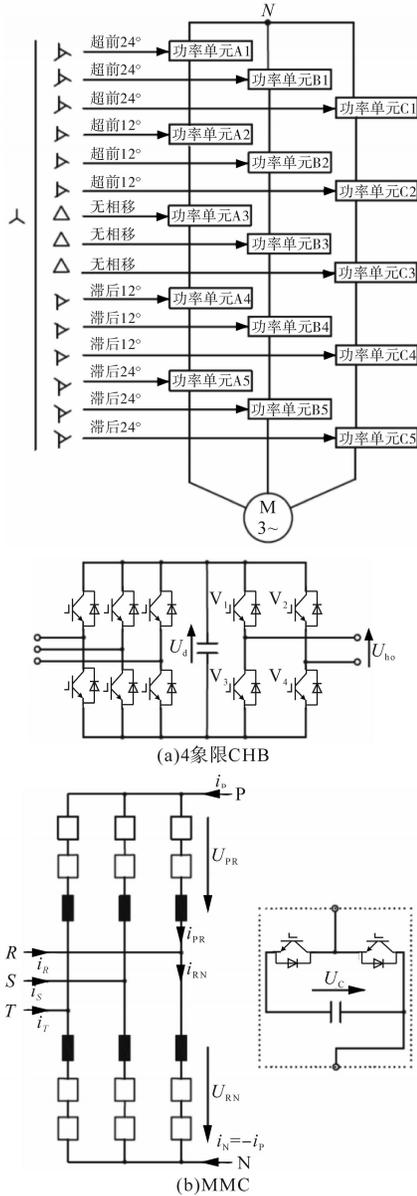


图6 4象限CHB和模块化多电平变换器MMC示意图
Fig.6 Schematic diagram of 4Q CHB and MMC

3 两种变速运行系统的控制策略

恒速运行系统转速固定不变,只有一个控制手段——水轮机中调节导叶开度(调水流量)的机电调速器,用它控制一个目标变量。准备发电启动机组时,调速器通过调节水流量控制机组转速,使之从0升至同步转速,经同期控制电机并网。发电工作期间,调速器根据电网需要调节输送给电网的功率。抽水工作时该调速器调节抽水流量,电机功率不能根据电网需要调节。

除上述控制手段外,变速运行系统又增加一个控制手段——变频器,相应控制目标变量也增加一个,即变速运行系统有两个控制手段——机

电调速器和变频器,且有两个控制目标变量——功率和转速(或导叶开度)。那么问题是应该用谁调谁?解决办法有两种发电控制策略,方案1是变频器调节转速、调速器调节功率,方案2是变频器调节功率、调速器调节转速。电动抽水也有两种控制策略,方案1是变频器调节功率,方案2是变频器调节转速,两个方案中调速器都调节导叶开度。与常规调速控制不同,抽水蓄能电站的任务是“削峰-填谷”,因此无论是发电还是抽水,控制系统的主设定都是电网所需的功率 P_{set} 。

3.1 发电控制策略

3.1.1 变频器调转速、调速器调功率^[4]

该方案的控制框图示于图7。根据电网期望的功率 P_{set} 和水头高度 h 计算最佳(水轮机效率最高)转速期望值 n_{set} 并送至变频器输入,变频器的常规双闭环转速调节系统确保机组实际转速 n 稳定于此期望值。功率期望值 P_{set} 也送入调速器,它按功率控制模式工作,通过调节导叶开度使注入电网的功率 P 等于期望值。

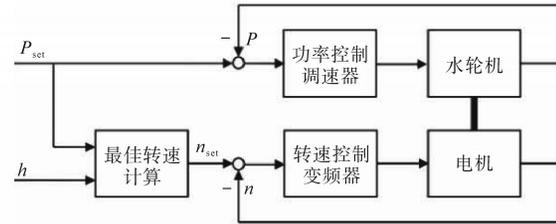


图7 发电模式方案1控制框图

Fig.7 Scheme 1 control block diagram of power generation mode

这种控制方法与常规水电站的控制非常相似,只是转速不再固定在同步转速,而是稳定于期望转速,可使用现有的通用电机调速变频器并容易掌握。如果电站采用变频器供电且同步电机系统(CFSM)有旁路的变频器运行工况,该控制方案在旁路前后的调速器控制方法不变,易为现场人员接受。

方案1的主要缺点是功率调节响应慢,在转速变化时功率反调。瑞士320 MW变速抽水蓄能机组的方案1仿真结果示于图8^[4],仿真时功率期望值 P_{set} 突降20%,转速期望值 n_{set} 突降大于4%。变频器控制的转速变化快(4 s),调速器控制的导叶开度变化慢,在降速期间机组旋转部分减小的动能(飞轮效应)与水轮机产生的机械功率叠加促使注入电网的功率 P 不降反升,功率反调对电网不利。在降速结束后飞轮效应消失,功率 P 快速下降,经超调20 s后趋于稳定,响应慢。减小 n_{set} 变化率可以避免这种不良暂态过程,但会增加 P 到达稳态的时间。和恒速运行系统类似,电站

中的水压波动和振荡也会引起注入电网功率波动和振荡,这是该方案的另一缺点^[5],但既然和常规发电一样,那么它不是要害问题。

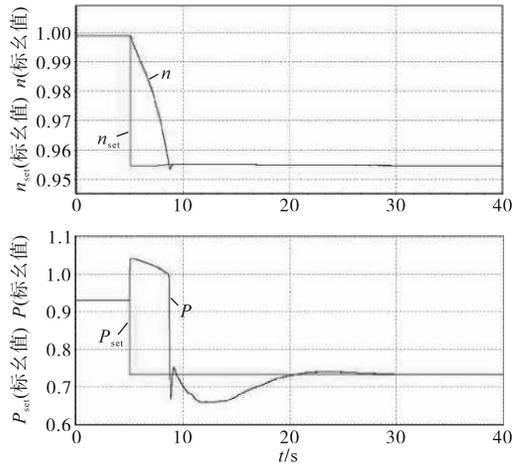


图8 320 MW 机组的方案1仿真结果

Fig.8 Scheme 1 simulation results of 320 MW unit

综上,方案1适合用于功率不大、功率调节动态性能对电网影响小的电站。采用变速的出发点是获取对水电站的好处(见第1.2节)。日本 Yagisawa 抽水蓄能电站(85 MW)采用该方案^[6]。

3.1.2 变频器调功率、调速器调转速^[4]

采用此方案的变速水力发电和变速风力发电都是通过变频器调功率使涡轮机工作于最高效率点,但因二者追求的目标不同,故控制方法也不同。风电追求输出功率最大;抽水蓄能是按电网需求输出功率,追求功率调节的灵活和快速。

方案2的控制框图示于图9^[4]。电网期望的功率 P_{set} 送至变频器输入,变频器功率闭环,它确保注入电网的实际功率 P 等于期望值,且与转速无关。根据期望功率 P_{set} 和水头高度 h 计算最佳转速期望值 n_{set} 并送至调速器输入,它按转速控制模式工作,通过调节导叶开度使机组转速 n 等于期望值。

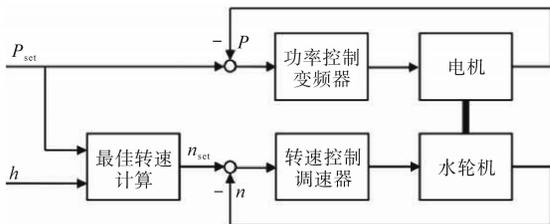


图9 发电模式方案2控制框图

Fig.9 Scheme 2 control block diagram of power generation mode

方案2的主要优点是功率调节响应快。瑞士 320 MW 变速抽水蓄能机组的方案2仿真结果示于图10^[4],与方案1的仿真一样,功率期望值 P_{set} 突降20%,转速期望值 n_{set} 突降大于4%。变频器

的功率控制用电流控制环实现,阶跃功率响应非常快,到达稳态时间小于0.3 s(几乎瞬时),对电网稳定非常有利。另外,由于无转速闭环,注入电网功率与转速波动无关,电站中的水压波动和振荡不影响功率^[5],这是该方案的另一优点。

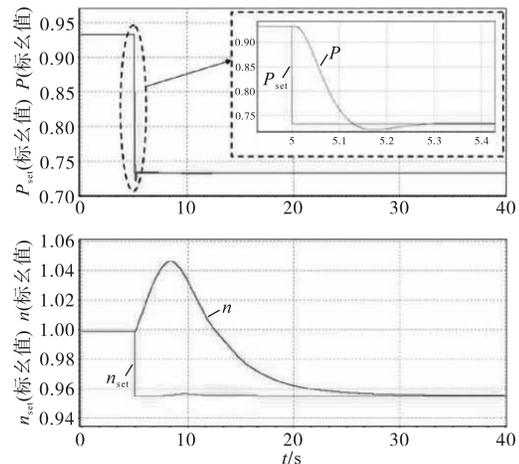


图10 320 MW 机组的方案2仿真结果

Fig.10 Scheme 2 simulation results of 320 MW unit

方案2的主要问题是功率快速变化引起大转速反向超调。功率变化快,调速器控制的导叶开度变化慢,在功率减小初期水轮机产生的机械功率大于注入电网的功率 P ,转速不降反升,引起转速反向超调,图10中的超调量近似等于 n_{set} 的变化量。转速超调导致电机电压超调,对变频器安全不利。另外,如果电站采用变频器供电且同步电机系统(CFSM)有旁路的变频器运行工况,该控制方案在旁路前后的调速器控制方法不同,不易为现场人员接受。

转速反向超调大问题从两方面解决^[5]:1)限制 P_{set} 的阶跃变化量小于10%~20%,以及在 P_{set} 变化范围大时限制它的变化率;2)在控制系统中引入转速限制环节,DFIM 系统限制最高和最低转速,CFSM 系统只限制最高转速。

采用双馈电机+交-交变频器 DFIM 系统的日本 Okawachi 抽水蓄能电站(400 MW)采用此发电控制方案,框图示于图11^[5]。整个控制系统的主设定是电网期望的功率 P_{set} ,变频器的功率控制由功率控制器和交-交变频器实现。根据 P_{set} 和水头 h 计算最佳转速期望值并送至调速器,经它的转速调节器和开度控制器调节导叶开度实现转速闭环。图11中的阈值设定及拉回控制环节用以实现最高和最低转速限制,在转速超过阈值时减缓变频器功率控制给定信号的变化。此电站的额定发电功率是331 MW,为避免转速反向超

测量过大,限制 P_{set} 的阶跃变化量 ≤ 32 MW(约10%额定发电功率)。如果要求 P_{set} 的变化幅度大于此值,需限制其变化率,从0至额定值的变化时间约40 s。图12是该电站示波图,其中图12a是 P_{set} 阶跃变化32 MW波形,图12b是 P_{set} 在0~320 MW间变化的波形^[5]。

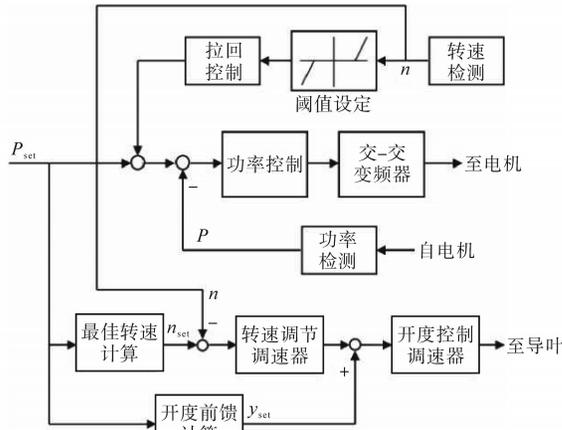


图11 Okawachi 抽水蓄能电站发电模式控制框图
Fig.11 Power generation mode control block diagram of Okawachi pumped-storage plant

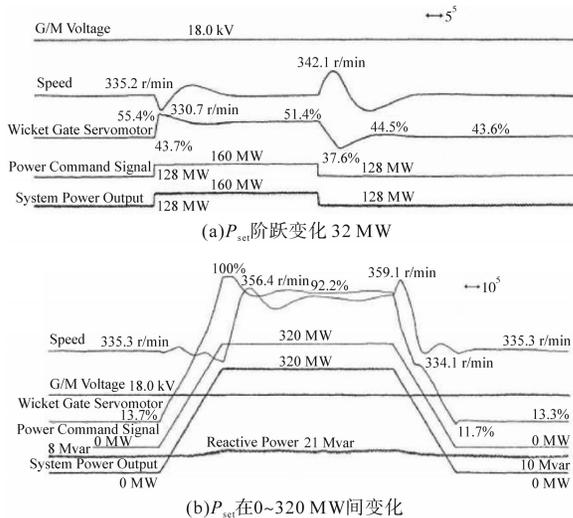


图12 Okawachi 抽水蓄能电站发电模式示波图
Fig.12 Power generation mode waveforms of Okawachi pumped-storage power plant

综上,方案2适合用于功率大、功率调节动态性能对电网影响大的电站。采用此方案可以获得对电网和对水电站两方面好处(见第1节)。

3.2 电动抽水(泵模式)控制策略

常规变速水泵的控制关注节能效果,把控制流量的阀门开至最大,通过变频器调节转速来改变流量。与常规变速水泵不同,抽水蓄能电站的电动抽水控制关注电网对功率的需求,要求电机从电网吸取“填谷”所需功率,电网期望功率 P_{set}

是整个控制系统的主设定。电站的电动抽水也有两种控制策略,方案1是变频器调节功率,方案2是变频器调节转速,两个方案中调速器都调节导叶开度。

3.2.1 变频器调功率、调速器调导叶开度^[4]

抽水控制系统方案1的框图示于图13,根据机组转速 n 和水头 h 计算最佳(水轮机抽水效率最高)导叶开度设定值 y_{set} ,并送至调速器给定端,经调速器开度控制使导叶实际开度 y 等于其设定值。瑞士320 MW装置泵模式的导叶开度设定值 $y_{set} = y_{optimum}$,与单位转速 n_{11} 的关系如图14所示^[4],其计算如下式:

$$n_{11} = \frac{D_{ref}}{\sqrt{h}} n$$

式中: D_{ref} 为水轮机直径。

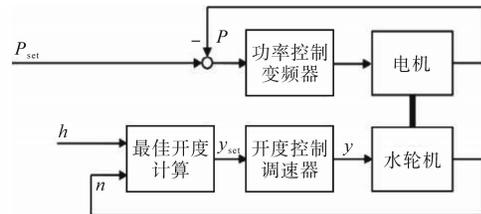


图13 抽水模式控制系统方案1框图

Fig.13 Scheme 1 control block diagram of pump mode

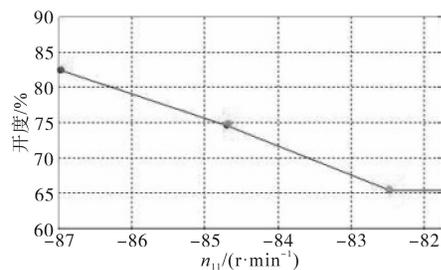


图14 320 MW装置泵模式的 $y_{optimum} = f(n_{11})$

Fig.14 $y_{optimum} = f(n_{11})$ of 320 MW unit for pump mode

此方案中变频器按功率控制模式工作,通过电流控制环实现,阶跃功率响应非常快(几乎瞬时),对电网稳定有利。因无转速闭环,机组转速 n 取决于水轮机特性,可能偏离估算值。

3.2.2 变频器调转速、调速器调导叶开度^[5]

日本Okawachi抽水蓄能电站(400 MW)采用此电动抽水控制方案,框图示于图15。与方案1类似,调速器也调节导叶开度,不同之处是此电站根据 P_{set} 和水头 h 计算最佳导叶开度设定值 y_{set} 。 P_{set} 信号还送给最佳转速计算环节,经它算出与电网抽取期望功率对应的期望转速 n_{set} ,借助转速调节器实现转速闭环控制(外环),调节器输出 ΔP_{set} 与 P_{set} 相加(功率前馈)后经变频器功率闭环

控制(内环)使实际功率 P 稳定于 $P_{set} + \Delta P_{set}$ 。该方案的优点是转速控制外环能确保实际转速 $n = n_{set}$, 功率 P_{set} 前馈又促使功率响应快。它的缺点是实际功率 P 可能偏离期望值 P_{set} , 因为 n_{set} 和 y_{set} 依据厂家提供的水轮机特性算出, 实际特性可能有偏差。Okawachi抽水蓄能电站电动抽水工况示波图如图16所示^[5], 功率响应很快且无转速超调。

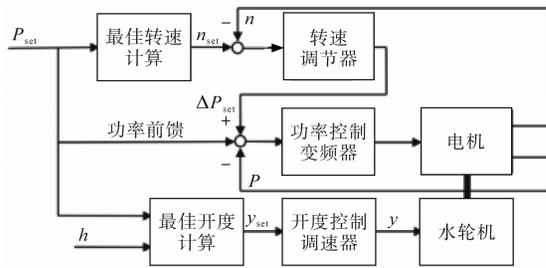


图15 抽水模式控制系统方案2框图

Fig.15 Scheme 2 control block diagram of pump mode

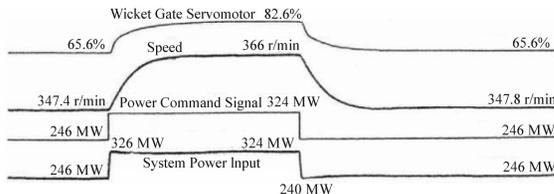


图16 Okawachi抽水蓄能电站电动抽水模式示波图

Fig.16 Pump mode waveforms of Okawachi pumped-storage power plant

4 结论

1)抽水蓄能机组是电网中重要的储能设施,任务是“削峰-填谷”。常规机组都恒速运行,随着变频技术发展,越来越多的机组改为变速运行。

2)变速运行除能“削峰-填谷”外还有以下优点:对电网的好处——在发电和抽水运行时都能根据电网需要快速、灵活地调控电能,改善电网稳定性和提高新能源发电占有率;对水电站的好处——可以在较大水头和流量变化时通过改变转速提高效率、扩大允许工作范围及能减小水压波动和振荡。

3)两种变速方案:双馈异步电机系统(DFIM)和变频器供电同步电机系统(CFSM)。DFIM系统变频器容量小($< 20\%$ 电机功率)及电压低,是大功率电站首选,宜采用电压型变频器。它的缺点是:电机转子复杂、昂贵及维护工作量大;电网故障时转子绕组会感应出高电压并危及变频

器,需设置过压保护。CFSM系统适合中小功率电站,因其变频器容量按电机全功率选,电压按电网电压选,宜采用H桥级联变频器。其优点为:频率变化范围大,能适应更大水头和流量变化范围;抽水时电机启动简单;在水轮机效率较高或变频器故障时,可旁路变频器维持机组恒速运行。

4)变速运行电站有两个控制手段——机电调速器和变频器,因而在发电和抽水运行时都有两种控制策略。发电控制方案1——变频器调转速、调速器调功率,与常规水电站控制非常相似,适用于功率不大、功率调节动态性能对电网影响小的电站,采用变速的出发点是获取对水电站的好处;方案2——变频器调功率、调速器调转速,适用于功率大、功率调节动态性能对电网影响大的电站,可以获得对电网和对水电站两方面好处。抽水控制方案1——变频器调功率,方案2——变频器调转速,这两个方案中调速器均调节导叶开度。

参考文献

- [1] Vilavi M, Nysveen A. Variable-speed operation of hydropower plants: past, present, and future[C]//2016 XXII International Conference on Electrical Machine(ICEM), 2016.
- [2] Janning J, Schwery Alexander. Next generation variable speed pump-storage power stations[C]//2009 13th European Conference on Power Electronics and Applications, 2009.
- [3] Joseph A, Chelliah Thanga Raj. A review of power electronic converters for variable speed pumped storage plants: configurations, operational challenges and future scopes[J]. IEEE Journal of Emerging and Selected Topics in Power Electronics, 2018, 6(1): 103-119.
- [4] Pannatier Y, Nicolet Christophe, Kawkabani Basile, et al. Transient behavior of variable speed pump-turbine units[C]//24th Symposium on Hydraulic Machinery and Systems, 2008.
- [5] Kuwabara T, Shibuya A, Furuta H, et al. Design and dynamic response characteristics of 400 MW adjustable speed pumped storage unit for Ohkawachi power station[J]. IEEE Trans. on Energy Conversion, 1996, 11(2): 376-384.
- [6] Furuya S, Taguchi T, Kusunoki K, et al. Successful achievement in a variable speed pumped storage power system at Yagisawa plant[C]//Conference Record of the Power Conversion Conference, Yakohama, 1993.

收稿日期:2021-05-20

修改稿日期:2021-08-03