

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.04.003

基于光储联合系统的电网分段恢复策略

张英敏¹, 张婉欣¹, 李保宏¹, 黑玉鹏¹, 王腾鑫², 张敏²

(1. 四川大学电气工程学院, 四川 成都 610065;

2. 国网山西省电力公司电力科学研究院, 山西 太原 030002)

摘要:当前新能源大量引入至电力系统,为了使其代替传统的水电、燃气机组作为黑启动电源,文中研究了基于光储联合系统的电网分段恢复策略。首先,根据光储系统的结构和控制方式,提出由储能系统建立稳定的并网母线电压,光伏系统分步并网的启动方式;其次,为了增强光伏发电系统的惯性阻尼支撑,提出在光伏系统逆变器侧加入虚拟同步控制;最后,在待启动机组和系统负荷并网过程中,利用储能系统配置附加阻尼控制器抑制电网黑启动产生的次同步振荡,保证电网稳定恢复。在PSCAD/EMTDC中搭建光储联合系统黑启动的电磁暂态仿真模型并进行分析,结果表明系统恢复过程中母线电压偏差率不超过0.65%、系统频率偏差率不超过1%,满足黑启动要求,验证了文中所提启动策略的可行性。

关键词:光伏系统;储能系统;黑启动;分段恢复;虚拟同步控制;附加阻尼控制器

中图分类号: TM72

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2024)04-0026-10

0 引言

随着电力系统规模的增大,系统结构及运行方式越来越复杂多变。因此,局部系统故障可能会引起电网大规模停电,甚至引起系统崩溃^[1-2]。例如,2021年2月15日,美国得州由于极端天气下用电负荷超预期,电源侧电力出力不足,跨区电力紧急支援不足导致大停电事故^[3];2022年3月3日,中国台湾由于人为误操作后保护拒动导致大停电事故^[4]。电网长时间大面积停电会对社会经济和发展造成严重影响,黑启动作为恢复电力系统稳定运行的常用措施,对于减少电网停电时间、降低因停电导致的经济损失等具有重要意义。传统黑启动策略通常利用水电、燃气机组作为黑启动电源^[5],但受地域资源分布和投资成本限制,存在一些弊端。近年来,以太阳光能、风能为代表的分布式电源大量接入电网,在此基础上,利用新能源代替传统的水电、燃气机组作为黑启动电源已经取得了广泛关注和研究^[6]。光伏、风机出力受限于外部环境,具有较大随机性和波动性,因而需要配备一定容量的储能系统,辅助光伏和风机作为黑启动电源,参与电网恢复^[7]。新能源替代传统黑启动电源,使地区电力系统的黑启动能力得到了极大提升,加速了电力系统故障恢复,拓展了新能源发电的应用领域。

当前针对电力系统中新能源黑启动问题的研究主要集中在新能源黑启动能力、黑启动中新能源控制方式和新能源系统间协调控制等方面。针对新能源黑启动能力,文献[8]分析了光储电站参与电网黑启动的可行性,指出当光伏储能出力配比适当时,光储电厂能够提供较高质量的电能,并对线路充电带动厂用发电机,实现后续黑启动过程。文献[9]在文献[8]的基础上考虑了不同太阳辐照度、不同温度对黑启动过程的影响,但均未详细研究启动过程中新能源的控制策略。文献[10]以不同光强、温度下光伏系统的输出特性为基础,提出了光伏电站参与黑启动的控制策略,同时对储能系统配置和环境改变的影响进行了研究分析。针对黑启动中新能源控制方式以及系统间协调控制,文献[11]介绍了一种P/Q控制初始输出同步跟踪V/f控制输出的切换方式,使得在不同运行模式下,微网不同控制策略之间都可以平滑切换且不会出现较大的暂态振荡。但其研究场景只是单一含光伏源的微电网,并未应用至电网黑启动。文献[12]对常规最大功率点追踪(maximum power point tracking, MPPT)算法进行改进,提出一种负荷跟踪与MPPT相结合的方法。当光伏出力小于负载功率时,采用MPPT控制,储能协助光伏平衡系统功率;当光伏出力大于负载功率时,采用负荷跟踪,多余功率无须向储能充电,从而减小储能所需的充电容量。文献[13]将风光机组负荷跟踪与MPPT结合,有效跟踪负荷功率变化,降低储能系统充放电次数和储能容量,延长其使用寿命。文献[14]针对结构

收稿日期:2024-02-02;修回日期:2024-03-28

基金项目:四川省自然科学基金资助项目(2022NSFSC02-62);国家电网有限公司总部科技项目(5100-202199274A-0-000)

和控制方式较为复杂的光储联合微电网,结合不同运行状态下的光伏系统,提出一种基于网架串行恢复形式的分层分级黑启动策略。已有研究主要是针对新能源黑启动能力及协调控制等方面,对黑启动电源的综合控制策略以及启动过程的振荡问题研究较少。文中侧重于黑启动电源侧的重构和恢复,对光储联合系统实现电网分段恢复控制策略进行综合设计,详细分析了黑启动过程中新能源的控制策略,提出不同控制策略在不同阶段的协调优化方案,考虑黑启动过程中存在的振荡问题并设计了相应的抑制方法。

此外,光伏发电受外部光照强度、温度等因素影响,大规模光伏发电系统接入电网后,电网的电压、频率和功角稳定性均受一定影响。因此,如何提高光伏系统的稳定性成为当前研究热点^[15]。为了使新能源具有和同步发电机相似的惯性阻尼特性,许多学者对虚拟同步发电机(virtual synchronous generator, VSG)技术进行了研究。文献[16]提出了逆变器 VSG 控制的原理及方法,分析了基于频率及电压下垂的逆变器有功及无功功率传输机制。文献[17]分析了孤岛及并网运行模式下的 VSG 控制的特性。孤岛模式下变流器呈电源特性;并网模式下变流器可看作独立电源向电网输送有功及无功功率。文献[18]针对光伏和储能并联在直流母线上的结构,提出了一种分布式电源 VSG 控制策略,提高了微电网频率稳定性。文献[19]将光储系统作为直流侧的传统结构进行了改进,设计储能单元采用独立逆变器,该结构灵活可靠,减小了储能系统失效时,光伏系统逆变器引起频率、功率波动的可能性。现有研究大多是将 VSG 控制与储能系统结合应用至光储系统,鲜有在黑启动过程中将 VSG 控制应用到独立的光伏系统。因此,文中考虑在光伏系统逆变器处单独加入 VSG 控制,使得光伏系统在不依赖其他系统的情况下,可以单独具有惯性阻尼支撑,以减缓外界环境变化引起的光伏系统出力波动。

基于以上研究与分析,文中提出了光伏系统联合储能系统的电网分段恢复策略。首先,研究了光储系统的结构及控制策略,以此为基础,提出黑启动开始由储能系统为光伏系统建立稳定的并网母线电压和频率。为了减小对电网的冲击,光伏系统采用分步并网的方式。接着,考虑到光照强度、温度等外界因素对光伏系统出力的影响,在光伏系统逆变器侧加入 VSG 控制,增强光伏系统惯性阻尼特性。最后,待启动机组和系统负荷并网,储能系

统切换控制方式,并针对黑启动过程中出现的次同步振荡现象,设计基于储能系统的附加阻尼控制器,无论储能处于充电还是放电,均可为系统提供正阻尼,抑制系统振荡,维持系统稳定。通过 PSCAD/EMTDC 软件,对模型进行仿真分析,验证了文中所提启动策略的正确性。

1 光储联合系统结构及控制

光储联合系统的结构如图 1 所示。该系统包括光伏系统、储能系统、DC/DC 变换器、DC/AC 变换器、输电线路、待启动常规机组、辅机、负荷等。

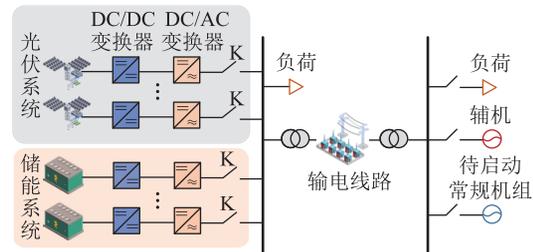


图 1 光储联合系统结构示意图

Fig.1 Schematic diagram of the combined optical storage system

1.1 储能系统结构与典型控制方法

储能并网系统如图 2 所示。双向 DC/DC 变换器用来实现储能系统和电网的能量交互,储能系统既可以向电网输送能量,也能从电网获取能量^[20]。

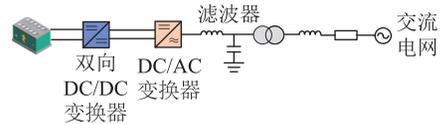


图 2 储能并网系统结构示意图

Fig.2 Schematic diagram of grid-connected structure of energy storage system

储能系统的控制结构如图 3 所示。在图 3 的并网方式中,DC/DC 变换器的控制目标为维持直流侧电压 U_{dc} 恒定, i_B 为储能系统输出的直流电流。DC/AC 变换器采用 V/f 控制,取 50 Hz 为参考频率 f_{ref} ,经过锁相环得到相角 θ 。网侧电压测量值 U_a 、 U_b 、 U_c 作为 DC/AC 变换器的外环控制输入量,滤波电感电流 i_{L_a} 、 i_{L_b} 、 i_{L_c} 作为逆变器内环控制输入量, U_{d_ref} 、 U_{q_ref} 为给定外环电压参考信号, U_d 、 U_q 和 i_d 、 i_q 分别为坐标变换后 dq 轴下的电压、电流。逆变器通过双环控制产生 VSC 调制信号,再经脉宽调制(pulse-width modulation, PWM)技术生成 PWM 脉冲,作用于逆变器,实现了给定电压、频率的跟踪。

1.2 光伏系统结构与典型控制方法

文中选用光伏并网系统,如图 4 所示,该系统具

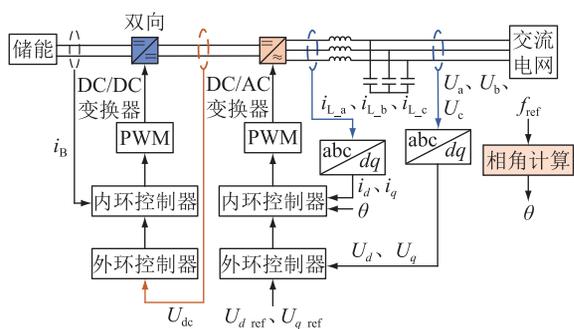


图3 储能系统典型控制结构示意图

Fig.3 Schematic diagram of control structure of energy storage system

有控制结构简单的优点。其中,光伏阵列由光伏电池串并联组成,实现光能到电能的转换;单向 DC/DC 变换器用来实现 MPPT 控制和升压;DC/AC 变换器将直流电能转变为交流电能,向交流负载或电网供电^[21]。



图4 光伏并网系统结构示意图

Fig.4 Schematic diagram of grid-connected photovoltaic system

两级式光伏并网系统的控制结构见图5, f 为系统频率。光伏系统电压 U_{pv} 、电流 I_{pv} 经过 MPPT 算法得到光伏阵列直流电压 U_{pv_ref} , 作为 DC/DC 变换器外环电压参考信号, DC/DC 变换器通过控制开关器件的占空比, 实现光伏系统 MPPT; DC/AC 变换器采用双环控制, 直流侧电压 U_{dc} 及网侧无功功率 Q_{grid} 作为外环控制输入量, 与直流侧电压参考值 U_{dc_ref} 和网侧无功功率参考值 Q_{grid_ref} 进行比较产生内环控制的参考信号, 内环为入网电流 i_a 、 i_b 、 i_c 控制, 双环控制最终得到三相调制信号, 再通过 PWM 模块生成 PWM 脉冲信号, 控制逆变器开关的通断。

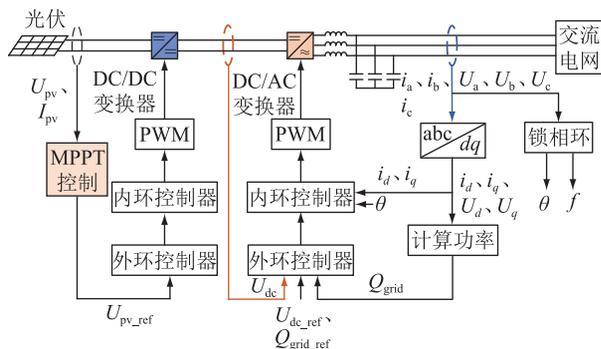


图5 两级式光伏并网系统控制结构示意图

Fig.5 Schematic diagram of control structure of two-stage equation grid-connected photovoltaic system

1.3 电网分段恢复策略

根据光储系统基本结构及典型控制, 提出光储联合系统的电网分段恢复策略, 如图6所示。其具体步骤为:

(1) 黑启动电源自启动。当系统处于全黑情况时, 黑启动电源自启动是保证系统顺利启动的重要步骤。由于光伏系统出力波动, 极易引起电网的频率波动, 不具备独自启动能力, 因此由储能系统采用 V/f 控制建立孤岛时的并网母线电压和频率。

(2) 光伏发电系统并网。待储能系统建立稳定的并网母线电压后, 光伏系统逆变器锁相环获取电压信号, 采用定直流电压和定无功功率的控制方式并网, 同时加入 VSG 控制, 减缓外部环境变化对光伏系统出力的影响, 提高光伏系统的惯性阻尼支撑。光伏系统启动, 新能源恢复供电出力。

(3) 投入常规机组辅机。待系统稳定后, 为保证常规机组的顺利启动, 先投入主机外的辅机系统。

(4) 启动常规机组及负荷。辅机启动完成后, 投入常规机组。为了避免常规机组和储能系统同时维持系统电压、频率而引起系统振荡问题, 在投入常规机组的同时, 储能系统由 V/f 控制切换为 P/Q 控制, 并在逆变器处配置附加阻尼控制器抑制系统黑启动过程中出现的次同步振荡。此时, 电网电压和频率由启动后的常规机组支撑。常规机组启动完成后, 投入一定量的负荷, 稳定系统电压和频率。

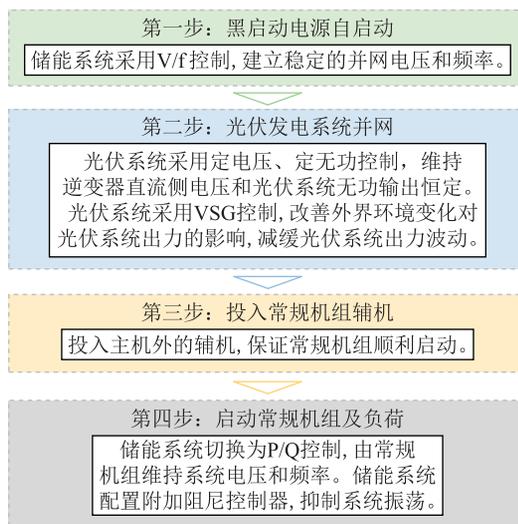


图6 电网分段恢复策略

Fig.6 Segmentation restoration strategy of power grid

2 无源系统启动控制策略

2.1 储能孤岛系统启动策略

储能系统逆变器采用 V/f 控制, 建立光伏系统

稳定运行所需的频率和电压。V/f 控制结构如图 7 所示,其中 U_{ref} 为给定电压; i_{dref} 、 i_{qref} 为内环电流参考值; L 为滤波电感值; ω 为系统角频率;PI 为比例积分调节器。

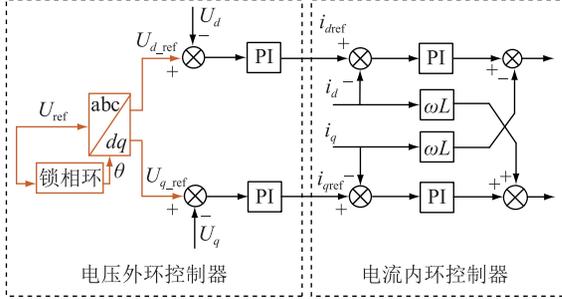


图 7 储能系统 V/f 控制结构示意图

Fig.7 Schematic diagram of V/f control structure of energy storage system

2.2 光伏系统并网运行策略

光伏系统并网,其逆变器在控制直流侧电压 U_{dc} 和网侧无功功率 Q_{grid} 恒定的同时实现光伏电池的 MPPT 控制,最大限度地提高系统运行效率,其控制如图 8 所示。

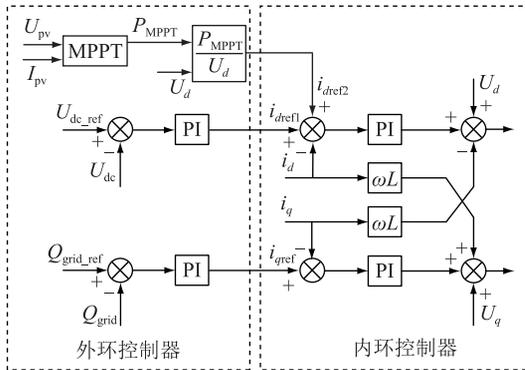


图 8 光伏系统定电压定无功控制结构示意图

Fig.8 Schematic diagram of fixed voltage and reactive power control structure of photovoltaic system

逆变器内环参考信号输入量包括两部分,一部分 i_{dref1} 由直流侧电压经过 PI 调节器得到,一部分 i_{dref2} 由 MPPT 算法得到的最大输出功率 P_{MPPT} 除以并网侧 d 轴电压 U_d 得到。

为了提高光伏发电系统惯性阻尼支撑,文中引入了 VSG 控制。VSG 控制的基本思想是,根据电力电子器件灵活、可控制的特点,对同步发电机的调速器和励磁调节器进行模拟,在逆变器控制中引入阻尼系数、惯性常数,使得分布式发电单元具有同步发电机的特性^[22]。

有功-频率调节器包括同步发电机的转子运动方程及原动机调节方程。转子运动方程反映了发电机转子的惯性和阻尼特性:

$$\begin{cases} J \frac{d\omega}{dt} = T_m - T_e - D\Delta\omega = \frac{P_m}{\omega} - \frac{P_e}{\omega} - D(\omega - \omega_n) \\ \frac{d\delta}{dt} = \omega - \omega_n \end{cases} \quad (1)$$

式中: J 为惯性系数; ω_n 为额定角频率; T_m 、 T_e 分别为机械和电磁转矩; D 为阻尼系数; P_m 、 P_e 分别为机械和电磁功率; δ 为功角。

原动机调速表达式为:

$$P_m = P_{ref} + K(\omega_n - \omega) \quad (2)$$

式中: P_{ref} 为有功功率指令值; K 为调差参数。调节器检测到频率偏差并通过有功下垂得到功率偏差,从而改变 P_m ,进而控制 P_e ,调节输出频率。

VSG 有功-频率调节器的结构如图 9 所示。

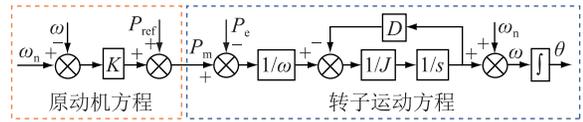


图 9 VSG 有功-频率调节器

Fig.9 VSG active-frequency regulator

针对并网运行模式下的 VSG 控制,可以将式 (2) 整理为:

$$P_e = P_{ref} + \frac{(\omega_n - \omega)(\tau s + 1)}{D_\rho} \quad (3)$$

式中: τ 、 D_ρ 为自定义变量,其计算如式(4)所示。

$$\begin{cases} \tau = \frac{J\omega_n}{D\omega_n + K} \\ D_\rho = \frac{1}{D\omega_n + K} \end{cases} \quad (4)$$

图 10 为光伏系统虚拟同步控制结构示意图,将同步发电机的转子运动方程和有功频率调节引入至光伏系统逆变器的电压外环中。其中,有功功率指令 P_{ref} 为光伏系统 MPPT 控制得到的最大输出功率 P_{MPPT} ; P_{max} 为 VSG 控制得到的功率。在光伏系统逆变器侧加入 VSG 控制可以提高光伏系统的惯性特性。

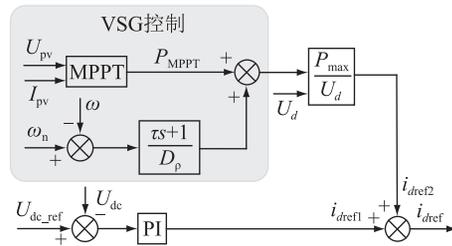


图 10 光伏系统虚拟同步控制结构示意图

Fig.10 Schematic diagram of virtual synchronous control structure of photovoltaic system

3 交流系统恢复控制策略

3.1 储能系统控制切换策略

光伏系统并网后,投入待启动常规机组。储能系统逆变器由 V/f 控制切换为 P/Q 控制,其控制结构如图 11 所示。

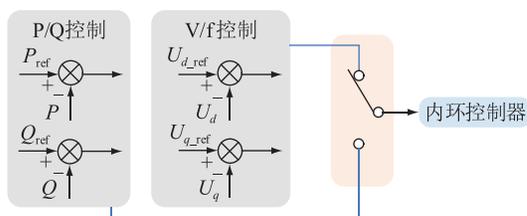


图 11 储能系统 P/Q 控制结构示意图

Fig.11 Schematic diagram of P/Q control structure of energy storage system

储能系统通过 P/Q 控制调整逆变器的有功功率 P 和无功功率 Q 输出; Q_{ref} 为无功功率参考值,进而平抑启动过程中系统功率波动。

3.2 储能系统附加阻尼控制策略

现有文献鲜有研究黑启动过程中可能存在的振荡现象,文中考虑振荡问题并设计相应控制策略对其进行抑制。考虑待启动的常规发电机组若存在机组轴系扭振问题,投入后会导致发电机组存在转子角速度差,引起电力系统发生次同步振荡问题。严重的次同步振荡可能会对大型汽轮发电机组转子轴系产生重大的损坏,造成电网事故,对电网的安全、稳定运行造成不利影响^[23]。因此,文中考虑在储能系统中配置附加阻尼控制器抑制系统次同步振荡。

文中采用具有较高计算效率、计算稳定性和抗扰能力的总体最小二乘-旋转不变 (total least squares-estimation of signal parameters via rotational invariance technique, TLS-ESPRIT) 技术。ESPRIT 算法的主要思想是利用所采集信号数据的自相关矩阵和互相关矩阵,求得信号的旋转因子,并由旋转因子得到信号的频率和衰减因子,然后与 TLS 相结合,得到信号的幅值和相位。该方法基于时域仿真的输出信号,准确获得次同步振荡的频率和阻尼信息,可作为附加阻尼控制器的设计依据。利用 TLS-ESPRIT 方法辨识出光储系统黑启动过程中存在的振荡模式和阻尼比如表 1 所示。该启动过程存在振荡频率为 39.680 3 Hz 的次同步振荡和频率为 0.688 4 Hz 的低频振荡。

附加阻尼控制器相当于在系统中增加了一个负反馈环节,其作用原理如图 12 所示。

图 12 中系统的闭环系统特征方程为:

表 1 光储系统黑启动过程振荡模式

Table 1 Oscillation mode of optical storage system during black start

振荡频率/Hz	阻尼比/%
39.680 3	$1.679 1 \times 10^{-4}$
0.688 4	0.271 2

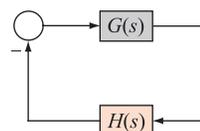


图 12 附加阻尼控制器原理

Fig.12 Principle of additional damping controller

$$1 + G(s)H(s) = 0 \quad (5)$$

式中: $G(s)$ 为研究系统的传递函数; $H(s)$ 为控制系统的传递函数。

辨识出的研究系统传递函数为:

$$G(s) = \frac{0.311 5s^4 + 211.1s^3 + 2.245 \times 10^4 s^2 + 2.05 \times 10^7 s}{s^4 + 4.571s^3 + 1.59 \times 10^5 s^2 + 2.869 \times 10^5 s + 6.02 \times 10^9} \quad (6)$$

文中利用根轨迹法设计附加阻尼控制器。根轨迹法是一种图解法,表示系统特征方程的根和系统某一参数的关系。特征方程闭环系统瞬态响应的基本特性和闭环极点的位置有关,而闭环极点的位置取决于所选的环路增益值。因此,调整系统的增益可以将闭环极点移动到需要的位置,提高闭环主导极点的阻尼比,保证系统具有较好的阻尼特性。附加阻尼控制器设置在储能系统逆变器有功外环控制处,其输入为常规机组的转速差信号,经控制器作用,在系统中产生相应的电流,并在机组上感应产生相应的附加阻尼转矩,进而抑制系统振荡。

利用根轨迹法,最终针对 2 种振荡模式的同步振荡分别设计出纯增益比例-积分-微分 (proportion integration differentiation, PID) 控制器调差参数 K 为 10、-0.05。图 13 为加入附加阻尼控制器后的根轨迹图,可以看出,加入控制器后,改变系统增益为 20,使得系统闭环极点左移至左半平面内,并且随着 K 的增加,一些根沿着轨迹向左方移动,从而利于系统振荡衰减,保证系统稳定。

4 仿真实验

为了验证文中所提基于光储联合系统的电网分段恢复策略的正确性,在 PSCAD/EMTDC 中搭建如图 14 所示的仿真模型,仿真时间为 20 s。

表 2、表 3 为光伏系统和储能系统的仿真模型

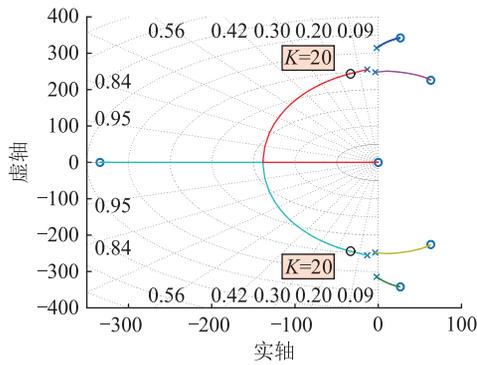


图 13 系统根轨迹

Fig.13 System root trace

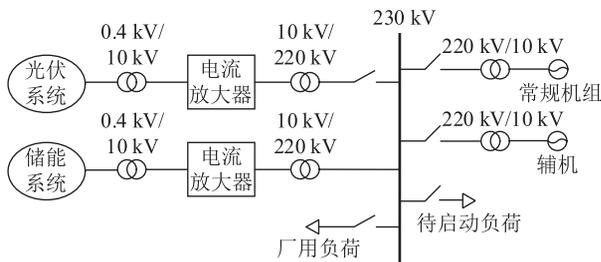


图 14 光储联合系统黑启动仿真模型

Fig.14 Black start simulation model of combined optical storage system

参数。文中采用的单台光伏系统容量为 500 kW;单台储能系统的容量为 10 kW;并网母线电压为 230 kV;系统额定频率为 50 Hz。由于单台光伏和储能的容量无法达到系统黑启动所需容量,故仿真时由单台光伏和储能经过电流放大器模拟 200 台光伏和 4 000 台储能并联扩容后接入电网。光伏初始光照设定为 $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$,温度为 $28\ ^\circ\text{C}$ 。

表 2 光伏系统参数设置

Table 2 Set parameters for photovoltaic system

光伏系统参数	数值
额定功率/kW	500
逆变器直流侧电压/kV	2
并联台数	200
阻尼系数 D	2
惯性系数 J	2.5
换流变压器漏抗/p.u.	0.2

表 3 储能系统参数设置

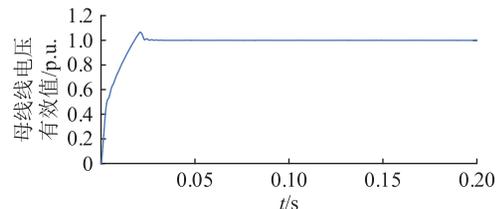
Table 3 Set parameters for energy storage system

储能系统参数	数值
额定功率/kW	10
额定电压/kV	0.4
并联台数	4 000

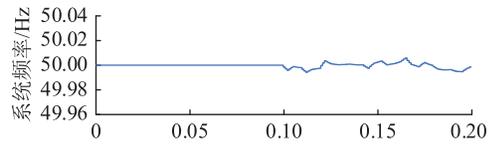
4.1 储能系统孤岛运行

0 s 时,储能系统作为自启动电源带负荷启动,

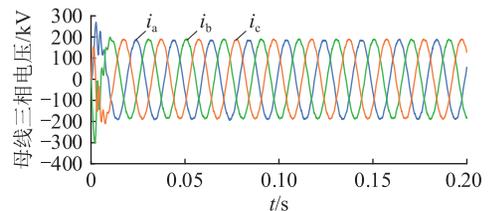
初始有功功率为 27 MW,无功功率为 3 Mvar。图 15 为储能系统建立并网母线电压仿真结果。母线电压由 0 升高,经过约 0.03 s 的波动后稳定在 1 p.u.;储能系统通过 V/f 控制,将频率稳定在 50 Hz 左右,频率偏差率为 0.12%。结果表明储能系统能有效建立稳定的外部电压和频率,为光伏系统提供了并网条件。



(a) 并网母线电压变化曲线



(b) 系统频率变化曲线



(c) 并网母线三相电压变化曲线

图 15 储能系统建立并网母线电压仿真结果

Fig.15 Simulation results of grid-connected bus voltage for energy storage system establishment

4.2 光伏系统并网运行

当储能系统建立的母线电压稳定后,光伏系统并网,为了避免投入时对电网造成过大的冲击,文中选择分步投入光伏单元,0.25 s 时投入 70 台光伏,0.6 s 再投入 130 台光伏,1.3 s 时,外界光照由 $1\ 000\ \text{W}/\text{m}^2$ 变为 $600\ \text{W}/\text{m}^2$ 。光伏系统并入后,其直流侧电压基本稳定在 2 kV。

图 16 为光伏系统并网过程中母线电压、频率的波动情况。可以发现,光伏系统并网后,频率出现波动,最大偏差率为 2.2%,随后稳定在 $50 \pm 0.2\ \text{Hz}$ 范围内。母线电压略微上升,最大波动幅值为 0.1 p.u.,经过调节母线电压稳定在 1 p.u.。可见光伏系统并网对母线电压和频率有一定的冲击,但能够在 0.1 s 左右的时间内回到稳定状态。

图 17 为光伏系统并网后系统各部分功率的变化仿真结果。光伏系统总输出的有功功率 P 为 100 MW,无功功率 Q 为 -1 Mvar。此时储能系统吸收的有功功率为 71 MW,无功功率为 6.3 Mvar,储能处于充电状态。外界光照降低,光伏系统出力减

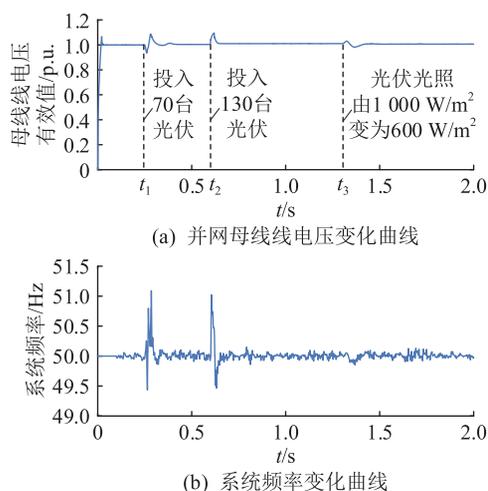


图 16 光伏系统并网仿真结果

Fig.16 Simulation results of grid-connected photovoltaic system

小,由 100 MW 变为 64 MW。由于此时负荷功率较小,储能系统仍在充电,但吸收功率减小。当光伏系统出力不足时,储能系统增加出力,配合光伏系统给负荷供电。综合上述仿真结果可知,光伏系统能在储能系统的辅助下顺利并网,光伏系统接入前主要由储能向负荷供电,此时储能系统放电;光伏系统接入后转由光伏向负荷供电,储能系统吸收多余的能量,进行充电。

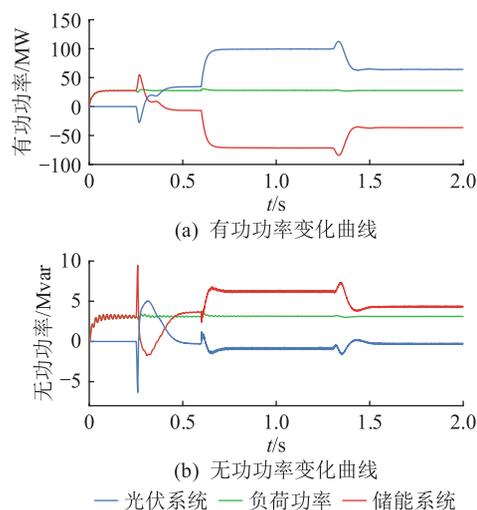


图 17 光伏系统并网后功率变化仿真结果

Fig.17 Simulation results of power change after grid-connected photovoltaic system

图 18 为光伏系统逆变器侧加入 VSG 控制前后光伏系统出力对比的仿真结果。当外界光照降低时,光伏系统输出有功功率减小,并且可以看出加入 VSG 控制后,光伏系统出力具有了惯性阻尼特性,功率变化为振荡,且变化速率减小,减缓了外界环境变化引起的系统功率波动。

为了进一步研究光伏系统加入 VSG 控制的效

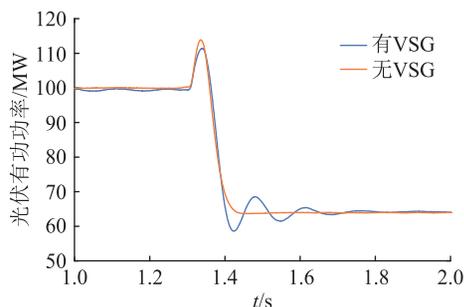


图 18 光伏系统加入 VSG 控制前后出力对比仿真结果

Fig.18 The output comparison simulation results of photovoltaic system before and after with VSG control

果,分别改变惯性系数 J 和阻尼系数 D 对其进行仿真。图 19 为阻尼系数 $D=2$ 固定不变时,光伏系统不同惯性系数 J 的功率变化仿真结果。光照减小时,光伏系统输出有功功率减小,由于存在惯性系数 J ,其输出功率变化速率减小,随着 J 的增大,超调量增大,功率振荡次数增加,同时恢复到稳态的时间加长,变化减缓。

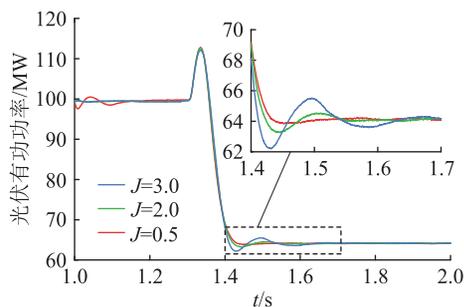


图 19 光伏系统不同惯性系数的功率变化仿真结果

Fig.19 Simulation results of power variation of photovoltaic system with different inertia coefficients

图 20 为惯性系数 $J=2.5$ 固定不变时,光伏系统不同阻尼系数 D 的功率变化情况。可以发现,随着阻尼系数 D 增大,功率波动减小,振荡衰减速度越快。从图 19、图 20 可以看出,光伏系统加入 VSG 控制后,其输出功率响应具有了类似于同步发电机的特性,提高了光伏系统的惯性和阻尼,从而对外界环境波动产生足够支撑,保证系统的稳定运行。

4.3 待启动常规机组并网运行

4.3.1 储能系统控制切换

在 2.6 s 时投入待启动常规发电机组,同时储能系统逆变器控制转换为 P/Q 控制。图 21 为常规发电机组启动仿真结果,电压有效值最大波动达到 0.07 p.u.,频率最大波动达到 2 Hz,经过 0.5 s 左右的波动后趋于稳定。结果表明投入常规发电机组和储能系统控制切换对系统的稳定产生了一定的影响,使得母线电压、频率出现波动,但经过调节能重新趋于稳定,常规机组完成并网。

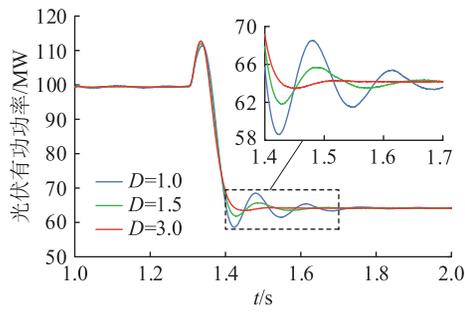


图 20 光伏系统不同阻尼系数的功率变化仿真结果
Fig.20 Simulation results of power variation of photovoltaic system with different damping coefficients

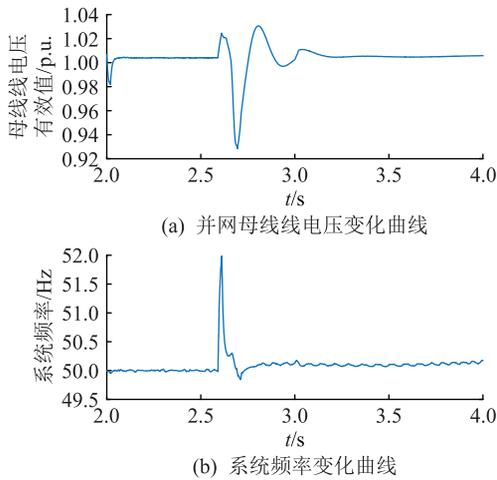


图 21 常规发电机组启动仿真结果
Fig.21 Simulation results of start up of conventional generator unit

4.3.2 储能系统附加阻尼控制

由于待启动的常规机组存在机组轴系扭振问题,投入后会导致受端发电机组存在转子角速度差,出现次同步振荡问题。图 22 为文中设计的附加阻尼控制器对转子角速度差的抑制效果,图 22(a) 为储能处于放电状态,图 22(b) 为储能处于充电状态,可以看出储能系统在充、放电 2 种状态下,其附加阻尼控制器均能抑制由常规发电机组轴系扭振问题引起的系统次同步振荡。在黑启动中加入次同步阻尼控制器可以提高系统黑启动过程的安全性和稳定性。

4.4 系统负荷投入运行

在 5 s 时投入系统负荷,由常规发电机组、光伏系统、储能系统共同向负荷供电。如图 23 所示,电网恢复发电能力后,投入一定量的负荷,系统电压能基本稳定在 1.006 5 p.u., 频率基本稳定在 49.5 Hz, 表明系统完成黑启动后能够带负载稳定运行,验证了文中提出的基于光储联合系统的电网分段恢复策略的有效性。

黑启动各阶段的电压、频率波动情况总结如表

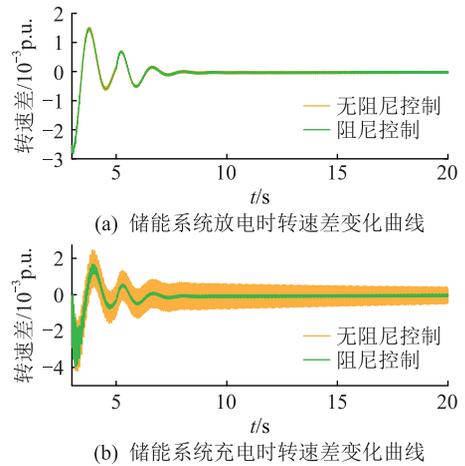


图 22 引入附加阻尼控制器前后转速差仿真结果
Fig.22 Simulation results of rotational speed difference before and after the introduction of additional damping controller

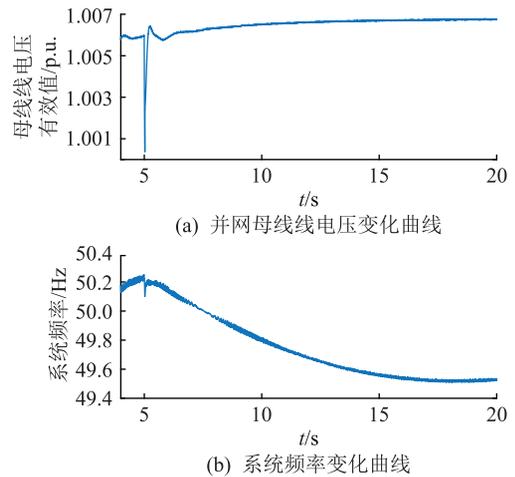


图 23 系统负荷投入仿真结果

Fig.23 Simulation results of system load input

4 所示,根据仿真结果,可以看出电网恢复过程中母线电压偏差不超过 0.65%、系统频率偏差不超过 1%,满足电压控制在 0.9~1.1 p.u.之间,系统频率控制在 49.5~50.5 Hz 之间的启动要求,启动策略有效可行。

表 4 黑启动各阶段电压、频率波动情况

Table 4 The fluctuation of voltage and frequency in each stage of black start

黑启动阶段	电压波动/p.u.	频率波动/Hz
储能系统孤岛运行	1	49.98~50.02
光伏系统投入运行	1	49.8~50.2
常规机组并网运行	1	49.7~50.3
系统负荷投入运行	1.006 5	49.5 左右

5 结论

文中分析了光储联合系统的结构和典型控制

方式,在此基础上提出了一种光储联合系统的电网分段恢复策略。通过仿真验证,得到如下结论:

(1) 储能系统能够自启动建立稳定的并网母线电压,随后光伏系统分步并网,实现光储联合系统的启动,进而完成后续电网的恢复。

(2) 在光伏系统逆变器侧引入 VSG 控制,有效改善了外界环境变化(如光照)对光伏系统出力的影响,使得光伏系统在不依赖其他系统的情况下具有了惯性支撑,减缓了环境变化引起的光伏系统出力波动。

(3) 附加阻尼控制器在储能系统充、放电两种状态下均可提高系统的阻尼特性,抑制启动过程中产生的系统次同步振荡,保证系统平稳运行。

今后将针对黑启动后续网架、负荷恢复等问题,综合考虑储能系统荷电状态、光伏系统出力不确定性等因素的影响,进一步开展光储联合系统黑启动相关研究。

参考文献:

[1] 韩平平,王欢,王希,等. 基于新能源电源的电网黑启动研究综述[J]. 浙江电力,2021,40(10):87-94.
HAN Pingping, WANG Huan, WANG Xi, et al. Summary of black start of power grid based on renewable energy power supply[J]. Zhejiang Electric Power,2021,40(10):87-94.

[2] 程林,柯贤波,霍超,等. 基于 Hopfield 神经网络的供电网黑启动分区方案计算方法[J]. 智慧电力,2022,50(3):72-79.
CHENG Lin, KE Xianbo, HUO Chao, et al. Calculation method of black-start zone partitioning scheme for power supply network based on Hopfield neural network[J]. Smart Power, 2022, 50(3):72-79.

[3] 严道波,文劲宇,杜治,等. 2021 年德州大停电事故分析及其对电网规划管理的启示[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(9):121-128.
YAN Daobo, WEN Jinyu, DU Zhi, et al. Analysis of Texas blackout in 2021 and its enlightenment to power system planning management[J]. Power System Protection and Control,2021,49(9):121-128.

[4] 雷傲宇,周剑,梅勇,等. “3·3”中国台湾电网大停电事故分析及启示[J]. 南方电网技术,2022,16(9):90-97.
LEI Aoyu, ZHOU Jian, MEI Yong, et al. Analysis and lessons of the blackout in Chinese Taiwan power grid on March 3, 2022 [J]. Southern Power System Technology,2022,16(9):90-97.

[5] LI J H, YOU H F, QI J, et al. Stratified optimization strategy used for restoration with photovoltaic-battery energy storage systems as black-start resources [J]. IEEE Access, 2019, 7: 127339-127352.

[6] EL-ZONKOLY A M. Renewable energy sources for complete optimal power system black-start restoration[J]. IET Generation, Transmission & Distribution,2015,9(6):531-539.

[7] 方嵩,彭嵩,赵晋泉,等. 分布式电源辅助电网黑启动研究综

述[J]. 广东电力,2019,32(1):20-28.
FANG Song, PENG Song, ZHAO Jinquan, et al. Research overview of power grid black-start with the aid of distributed generation[J]. Guangdong Electric Power,2019,32(1):20-28.

[8] 刘梦佳,徐青山,朱红,等. 基于光储电站的电网黑启动可行性分析[J]. 电气自动化,2018,40(6):27-30.
LIU Mengjia, XU Qingshan, ZHU Hong, et al. Black-start strategy feasibility analysis in PV power plants[J]. Electrical Automation,2018,40(6):27-30.

[9] 黄滔滔,荣娜. 基于 DIgSILENT 的光储联合系统作为地区电网黑启动电源可行性研究[J]. 电网与清洁能源,2022,38(2):94-101.
HUANG Taotao, RONG Na. A feasibility study on black start strategy for the regional power grid with PV-BESS based on DIgSILENT[J]. Power System and Clean Energy,2022,38(2):94-101.

[10] 刘建坤,崔文琪,汪成根,等. 不确定环境条件下光伏储能系统作为电网黑启动电源的可行性分析[J]. 南方电网技术,2016,10(8):82-88.
LIU Jiankun, CUI Wenqi, WANG Chenggen, et al. Feasibility analysis on using photovoltaic system with battery as black-start unit under uncertain environment[J]. Southern Power System Technology,2016,10(8):82-88.

[11] 张腾飞,黎旭昕. 含光伏源的微电网孤岛/联网平滑切换控制策略[J]. 电网技术,2015,39(4):904-910.
ZHANG Tengfei, LI Xuxin. A control strategy for smooth switching between island operation mode and grid-connection operation mode of microgrid containing photovoltaic generations [J]. Power System Technology,2015,39(4):904-910.

[12] 刘英培,侯亚欣,梁海平,等. 一种适用于黑启动的光储联合发电系统协调控制策略[J]. 电网技术,2017,41(9):2979-2986.
LIU Yingpei, HOU Yaxin, LIANG Haiping, et al. A coordinated control strategy of PV battery-energy storage hybrid power system for black start [J]. Power System Technology, 2017, 41(9):2979-2986.

[13] 赵晶晶,朱天天,陈凌汉,等. 风光储电站对临近火电厂黑启动的协调控制策略[J]. 电力系统及其自动化学报,2021,33(11):105-111.
ZHAO Jingjing, ZHU Tiantian, CHEN Linghan, et al. Coordinated control strategy for black start of adjacent thermal power plants using wind-PV-storage power station[J]. Proceedings of the CSU-EPSS,2021,33(11):105-111.

[14] 杨苹,许志荣,郑群儒,等. 复杂拓扑结构光储型微电网黑启动策略[J]. 电力系统保护与控制,2016,44(15):142-149.
YANG Ping, XU Zhirong, ZHENG Qunru, et al. Black start strategy of PV-ESS microgrid with complicated topology structure[J]. Power System Protection and Control,2016,44(15):142-149.

[15] 刘小靖. 基于虚拟同步发电机的光伏:储能并网系统研究[D]. 南宁:广西大学,2020.

- LIU Xiaojing. Research on photovoltaic-energy storage grid-connected system based on virtual synchronous generator[D]. Nanning:Guangxi University,2020.
- [16] ZHONG Q C,WEISS G. Synchronverters;inverters that mimic synchronous generators[J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics,2011,58(4):1259-1267.
- [17] 张倩. 不平衡工况下虚拟同步发电机控制策略研究[D]. 西安:西安理工大学,2019.
- ZHANG Qian. Research on control strategy of virtual synchronous generator under unbalanced conditions[D]. Xi'an:Xi'an University of Technology,2019.
- [18] 孟建辉,石新春,王毅,等. 改善微电网频率稳定性的分布式逆变电源控制策略[J]. 电工技术学报,2015,30(4):70-79.
- MENG Jianhui,SHI Xinchun,WANG Yi,et al. Control strategy of DER inverter for improving frequency stability of microgrid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2015,30(4):70-79.
- [19] 王振雄,易皓,卓放,等. 应用于光伏微网的一种虚拟同步发电机结构及其动态性能分析[J]. 中国电机工程学报,2017,37(2):444-453.
- WANG Zhenxiong, YI Hao, ZHUO Fang, et al. A hardware structure of virtual synchronous generator in photovoltaic microgrid and its dynamic performance analysis[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(2):444-453.
- [20] 尤宏飞. 储能辅助风光电站参与黑启动的可行性评估和优化控制[D]. 吉林:东北电力大学,2020.
- YOU Hongfei. Feasibility evaluation and optimal control of energy storage assisted wind-PV generation system for power system black start[D]. Jilin:Northeast Dianli University,2020.
- [21] 兰佳,汪东,陈娅,等. 双级式光伏发电并网系统控制策略及仿真研究[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(4):129-136.
- LAN Jia,WANG Dong,CHEN Ya,et al. Research on control strategy and simulation of double stage photovoltaic grid connected system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology,2019,34(4):129-136.
- [22] LI C,CVETKOVIC I,BURGOS R,et al. Assessment of virtual synchronous machine based control in grid-tied power converters[C]//2018 International Power Electronics Conference (IPEC-Niigata 2018-ECCE Asia). Niigata, Japan. IEEE,2018:790-794.
- [23] 肖湘宁,罗超,廖坤玉. 新能源电力系统次同步振荡问题研究综述[J]. 电工技术学报,2017,32(6):85-97.
- XIAO Xiangning,LUO Chao,LIAO Kunyu. Review of the research on subsynchronous oscillation issues in electric power system with renewable energy sources[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2017,32(6):85-97.

作者简介:



张英敏

张英敏(1974),女,博士,教授,研究方向为柔性直流输电技术、高压直流输电保护与控制(E-mail:zhangym_cd@163.com);

张婉欣(1999),女,硕士在读,研究方向为电力系统稳定与控制;

李保宏(1986),男,博士,副教授,研究方向为高压直流输电、柔性交流输电、电力系统稳定与控制等。

Segmentation restoration strategy of power grid based on combined optical storage system

ZHANG Yingmin¹, ZHANG Wanxin¹, LI Baohong¹, HEI Yupeng¹, WANG Tengxin², ZHANG Min²

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. State Grid Shanxi Electric Power Company Research Institute, Taiyuan 030002, China)

Abstract: At present, new energy is introduced into the power system in large quantities. In order to make it replace the traditional hydropower and gas units as the black start power supply, segmentation restoration strategy of power grid based on the combined optical storage system is studied. Firstly, according to the structure and control mode of the optical storage system, the energy storage system establishes a stable grid-connected bus voltage is proposed, and the photovoltaic system is connected to the grid step by step. Secondly, in order to enhance the damping inertial support of photovoltaic power generation system, virtual synchronous control is proposed to be added to the inverter side of photovoltaic system. Finally, in the process of grid connection between the units to be started and the system load, the energy storage system is configured with additional damping controller to suppress the sub-synchronous oscillation generated by the grid black start, so as to ensure the stable recovery of the grid. In PSCAD/EMTDC, the electromagnetic transient simulation model of black start of the combined optical storage system is built and the simulation analysis is carried out. The results show that the busbar voltage deviation and system frequency deviation in the recovery process of the system are less than 0.65% and less than 1%, which meets the requirements of black start and verifies the feasibility of the start-up strategy proposed in the paper.

Keywords: photovoltaic system; energy storage system; black start; segmentation restoration; virtual synchronous control; additional damping controller

(编辑 吴昊)