

考虑储能电站恢复能力的 风储联合黑启动协调控制策略

章海静¹, 潘忠美², 党鹏飞², 张青蕾¹, 郑天悦¹, 李怡然¹

(1.国网陕西省电力有限公司电力科学研究院, 陕西 西安 710100; 2.西安理工大学 电气工程学院, 陕西 西安 710054)

摘要: 储能电站与风电场联合参与系统黑启动,可减少负荷停电时间和加速系统恢复。文章针对大型风储联合发电系统,提出了考虑储能电站恢复能力的黑启动协调控制策略。风电场采用最大功率跟踪控制方式,储能电站采用恒频恒压控制方式,二者联合构成黑启动电源;储能电站采用软启动技术自启动,先恢复部分重要负荷,再启动风电机组,提高了风电并网的稳定性。提出了考虑储能电站恢复能力的负荷恢复量估算方法,基于被启动火电厂辅机负荷需求和风功率预测,对黑启动过程中储能电站的荷电状态进行预估,进而考虑储能电站的功率和荷电状态约束,确定重要负荷的恢复量,从而在确保启动火电机组的前提下,尽可能恢复重要负荷。基于PSCAD/EMTDC的暂态仿真结果验证了所提策略的有效性。

关键词: 黑启动; 风储联合发电系统; 软启动; 负荷恢复量

中图分类号: TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)02-0206-09

0 引言

极端天气等因素会引发大面积停电事故,黑启动在电力系统恢复过程中具有重要作用。近年,风力发电装机容量的增加及规模化储能的持续发展,为黑启动提供了新的思路^[1,2]。黑启动是一个复杂的动态过程,各个元件恢复的动作都会给系统带来暂态冲击,严重时将损坏设备或者失去稳定而导致黑启动失败^[3]。储能电池组及风电机组经电力电子设备与电网相连,其控制方法和策略较为复杂,且以逆变器为主导的电力电子化电力网络系统惯性很小,容易出现电压和频率严重偏差,从而影响系统稳定性。因此,有必要研究其协调控制策略及恢复过程中的暂态响应特性。

国内外学者围绕风电机组及风储联合系统的黑启动控制策略展开了深入的研究。文献[4]提出了以永磁直驱风电机组为黑启动电源的构网控制策略,在风速波动时通过变桨控制维持电网稳定。文献[5]提出了以双馈风电机组作为黑启动电源的改进虚拟同步控制策略,通过调节风机的叶片角速度,达到支撑电网电压和频率的目的。文献[4,5]研究了风电独立作为黑启动电源的控制策略,为风电场进一步参与大电网黑启动提供

了条件。考虑到风电出力随机性,在大电网黑启动时,往往采用柴油机或者储能与风电协同恢复的方案策略。文献[6]以风柴系统作为黑启动电源,提出了双馈风机的调频控制策略,通过对风机桨距角和变换器的控制,实现黑启动过程中的频率稳定。文献[7-9]以配置柴油发电机的风电场为黑启动电源,提出了基于虚拟惯量的频率协同控制策略,通过附加功率外环控制和跟踪曲线切换控制并辅以桨距角控制参与调节,提升了风电场作为黑启动电源的频率控制能力,并进行了现场实验。文献[10]研究了利用小容量辅助柴油发电机启动海上风电机组,并经高压海底电缆启动陆上火电机组的方案,提出了风柴协同频率控制和利用静止无功发生器的无功补偿控制策略。文献[11,12]分别提出了以风电场配置大容量储能系统作为黑启动电源带动热电机进行黑启动的方案和基于多储能系统的风电场黑启动方案,并通过对方案进行初步的暂态分析验证其可行性。文献[13]设计了风光储发电系统作为黑启动电源的可行性评估方法,基于功率预测评估风光储发电系统的输出功率,确定风光储发电系统执行黑启动的可行性。文献[14]提出了基于模型

收稿日期: 2023-01-26。

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(52177114)。

通信作者: 潘忠美(1980-),女,博士,讲师,研究方向为电力系统黑启动与恢复。E-mail:panpan@xaut.edu.cn

预测控制的风光储黑启动功率协调策略,以降低储能充放电深度并减小风电和光伏出力的波动性为目标,对风光储发电系统的出力进行优化调节。文献[15]针对风储联合系统在电源黑启动过程中的频率波动,提出了风电机组和风电场两个层面的模型预测控制方法。文献[16]提出了一种风光储电站作为黑启动电源的负荷跟踪功率协调控制策略,当风光出力不足时,风光机组采用最大功率跟踪;当风光出力充足时,光伏根据直流电压偏离约束减载,风机根据负荷功率需求减载。上述风电与储能系统配合进行黑启动的研究中,考虑的场景均是在风电场配置小容量储能,因而往往需要风电场减载运行以起到调节稳定系统频率的作用。随着越来越多大型集中共享式储能电站的规划和建设投入运行^[17,18],在储能电站与风电场联合进行系统黑启动时,若充分利用大型储能电站的恢复能力及时恢复重要负荷,可减少负荷停电时间和加速系统恢复。而储能电站的恢复能力直接受其荷电状态的制约,为提高储能使用寿命,有必要控制其充放电动作,避免过冲、过放发生的电池故障。

本文采用大型储能电站与风电场联合作为黑启动电源,提出了考虑储能电站恢复能力的黑启动协调控制策略。首先,风电场采用跟网型控制方式,储能电站采用V/f控制方式,并采用软启动技术自启动;其次,为提高风电并网稳定性,采用先恢复部分重要负荷再启动风电机组的方法;同时,提出了考虑储能电站恢复能力的负荷恢复量估算方法,根据被启动火电厂的辅机负荷和风电场的预测出力以及储能电站的初始SOC,计算黑启动进行中储能电站的实时SOC,分析系统电量供需情况,在电量供应充足的情况下,确定可恢复的重要负荷;最后,基于PSCAD/EMTDC搭建了模型,仿真验证所提策略的有效性。

1 支撑电网黑启动的风储联合发电系统

本文所研究的支撑电网黑启动的风储联合发电系统拓扑结构如图1所示。系统包括储能电站、双馈型风电场、系统负荷和被启动电厂的辅机负荷等。储能电站采用构网型控制维持系统电压频率稳定,并启动风电场,二者联合作为黑启动电源,根据出力情况恢复火电厂辅机负荷及其它重要负荷,启动火电机组发电,从而逐步扩大系统恢

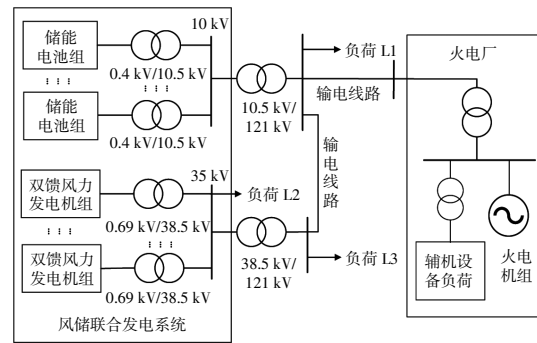


图1 风储联合发电系统黑启动拓扑结构

Fig.1 Topology of wind-storage combined power system for black start

复范围。

基于以上储能电站与风电场构成的风储联合发电系统,本文设计的黑启动方案的具体过程如下。

①储能系统自启动。储能系统作为主黑启动电源,其变流器采用构网型控制策略,在黑启动过程中为孤网提供稳定的电压幅值和频率参考,将母线电压的幅值和频率控制在额定值。②接入重要负荷。为减小风电场并网引起的冲击,储能电站根据其功率和容量情况,恢复部分重要负荷,以形成一个更稳定的独立系统。③风电场自启动。利用储能系统对双馈风电机组的辅机设备进行供电,当风速满足启动条件时,风电机组开始捕获风能,按照最大功率跟踪控制方式并网发电。④风储系统孤网运行。储能系统根据风电场输出功率及负荷需求情况进行充放电工作状态的控制,以达到孤网系统功率平衡的目的。⑤火电厂辅机启动。孤网系统稳定运行后,逐步启动火电机组热启动时所涉及的辅机。在辅机启动过程中,储能系统功率及负荷根据变化情况做出响应,以维持系统频率稳定,最终实现火电机组热启动。

2 风储联合发电系统建模与控制

结合实际工程背景,本文中风电场采用最大功率跟踪控制方式,系统的电压频率控制及功率平衡由采用V/f控制的储能电站承担。储能系统能够有效跟踪风电场输出功率及负荷变化情况而快速切换充/放电工作状态,当风电场输出功率大于负荷需求时,储能系统运行于充电模式,吸收风电场多余输出功率;当风电场输出功率小于负荷需求时,储能系统运行于放电模式,以保持系统功率平衡和维持电压频率稳定。

2.1 双馈型风力发电系统建模与控制

2.1.1 双馈型风力发电系统结构

本文研究的风电场由双馈型风力发电机组构成。双馈型风力发电系统主要由风力机、齿轮箱、双馈异步风力发电机(DFIG)、电力电子交流环节以及相关控制系统组成,其基本结构如图2所示。变流器采用背靠背式双PWM变流器,包括转子侧变流器、直流环节和网侧变流器。

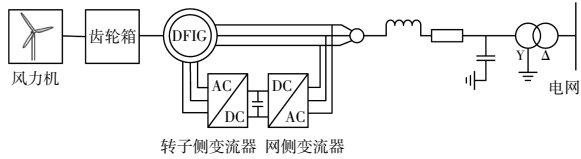


图2 双馈型风力发电系统拓扑结构

Fig.2 Topology of doubly-fed wind power system

2.1.2 变流器控制策略

双馈式风电机组变流器控制系统主要实现有功无功解耦控制功能,控制风电机组发出的有功功率。本文采用基于电网电压定向的矢量控制策略的最大功率跟踪(MPPT)控制方式。图3为双馈型风力发电系统网侧变流器和转子侧矢量控制结构。网侧变流器的主要功能是维持直流母线电压的稳定,并控制网侧功率因数。

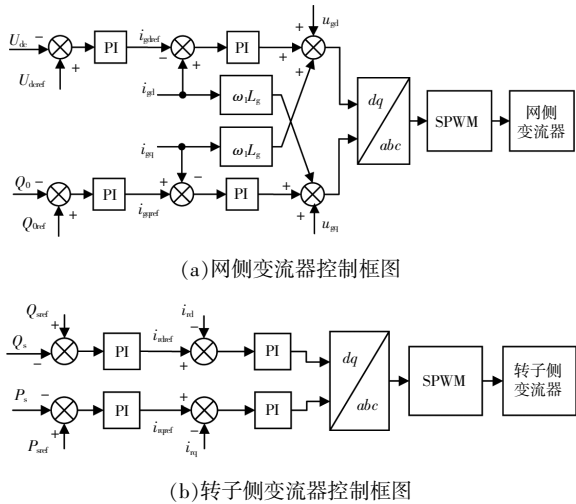


图3 双馈型风力发电系统变流器控制结构

Fig.3 Converter control structure of doubly-fed wind power system

图中： U_{dc} 、 U_{dcref} 分别为网侧变换器直流母线电压及其参考值； i_{gd} 、 i_{gdref} 分别为网侧d轴电流及其参考值； i_{gq} 、 i_{gqref} 分别为网侧q轴电流及其参考值； Q_0 、 Q_{0ref} 分别为网侧向电网输出的无功功率及其参考值； u_{gd} 、 u_{gq} 分别为网侧电压d轴和q轴分

量； ω_1 为同步转速； L 为等效并网电感；转子侧变流器主要实现双馈式风电机组定子侧向电网输出的有功功率 P_s 、无功功率 Q_s 以及功率因数的控制； P_{sref} 、 Q_{sref} 分别为定子侧有功和无功功率参考值； i_{rd} 、 i_{rdref} 分别为转子侧d轴电流及其参考值； i_{rq} 、 i_{rqref} 分别为转子侧q轴电流及其参考值。

2.2 储能系统建模与控制

2.2.1 储能系统结构

本文所研究的储能系统为电池储能,包括电池组、双向DC/DC变换电路和DC/AC逆变器3部分。其中,电池组通过双向DC/DC电路控制储能的充放电,实现储能电池与外部电网的双向功率流动。

图4为储能系统拓扑结构。

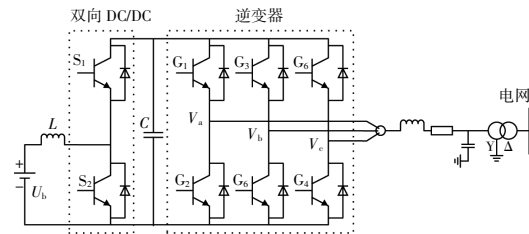


图4 储能系统拓扑结构

Fig.4 Topological structure of ESS

2.2.2 储能系统控制策略

储能系统控制框图如图5所示。

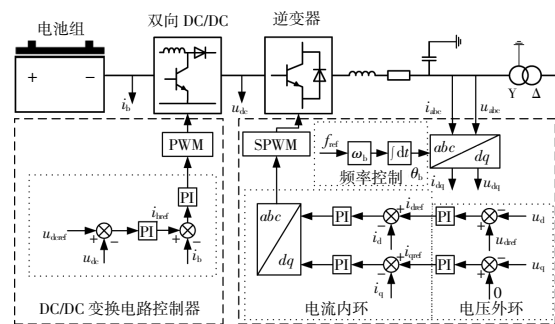


图5 储能系统变流器控制结构

Fig.5 Converter control structure of BESS

双向DC/DC电路的控制系统是一个双闭环控制系统,其中,外环为电压控制环,内环为电流控制环。通过外部电压回路输出的电流参考值 i_{bref} 控制主电路中的IGBT开关元件,即控制双向DC/DC电路的工作状态。当 $i_{bref}>0$ 时,双向DC/DC电路处于boost升压状态,储能系统工作于放电模式;当 $i_{bref}<0$ 时,双向DC/DC电路处于buck降压状态,储能系统工作于充电状态。双向DC/DC电

路控制储能系统的充放电,实现储能系统与外部电网的双向功率流。并网逆变器控制采用V/f控制策略,实现零起升压自启动,并将母线电压的幅值和频率控制在额定值,为孤网提供稳定的电压幅值和频率参考。V/f控制策略由频率控制器和电压电流双闭环控制组成,其中: u_d, u_q 和 u_{dref} 分别为交流母线电压d轴、q轴分量及d轴分量的参考值; i_d 和 i_{dref} 分别为储能输出交流电流的d轴分量及其参考值; i_q 和 i_{qref} 分别为储能输出交流电流的q轴分量及其参考值; f_{ref} 为频率给定。

2.2.3 软启动控制策略

基于储能电站和风电场实现电力系统黑启动的过程中,首先需要实现电池储能装置的启动,进而对每组电池设备的箱式变压器进行充电,并需要对主变进行空载充电以实现储能电站并网。而这些操作可能会引发较大的励磁涌流,对储能电站造成冲击。为避免励磁涌流对储能电站和风电场产生不利影响,本文采用软启动策略,在储能变流器控制中,取 u_{dref} 为

$$u_{dref} = \begin{cases} \frac{U_{dref} - U_{dinit}}{t_{end} - t_0} t & t_0 \leq t \leq t_{end} \\ U_{dref} & t > t_{end} \end{cases} \quad (1)$$

式中: U_{dref} 为正常运行时的交流母线电压d轴参考值; U_{dinit} 为交流母线电压d轴参考值的起始值; t_0, t_{end} 分别为电压上升的起始和结束时刻。

3 考虑储能恢复能力的风储黑启动协调控制策略

为充分利用储能电站的恢复能力,并提升黑启动过程中系统的稳定性,本文提出以启动火电机组并尽可能恢复重要负荷为目标的协调控制策略。此目标的达成,主要取决于储能电站的功率和荷电状态及风电场的出力情况。黑启动过程中,通常根据待恢复负荷的重要度进行排序,优先恢复重要度高的负荷。根据对供电可靠性的不同要求,通常将电力负荷分为I类、II类和III类负荷。可根据负荷重要度的定义^[19],母线或出线所带负荷中I类、II类和III类负荷的相对权重为

$$f_i = \omega_I K_{iI} + \omega_{II} K_{iII} + \omega_{III} K_{iIII} \quad (2)$$

式中: K_{iI}, K_{iII} 及 K_{iIII} 分别为母线或者出线*i*中的全部I类、II类和III类负荷在其所带负荷中的比重; ω_I, ω_{II} 及 ω_{III} 分别为母线或出线*i*中I类、II类和III类负荷的相对权重。

通常I类负荷所占比例越大,该负荷的重要

度越高,在恢复时具有更高的优先权。运行人员可根据实际负荷情况确定各类负荷的相对权重,进而计算负荷的重要度,并确定待恢复的重要负荷。

根据储能系统荷电状态及风电场预测功率估计*t*时刻储能电站的功率 P_{BESS} ,有:

$$P_{BESS}(t) = P_W(t) - P_{Aux}(t) - P_{Load}(t) \quad (3)$$

式中: $P_W(t)$ 为*t*时刻并网风电机组的预测出力,若*t*时刻风电机组未启动,则 $P_W(t)=0$; $P_{BESS}(t)$ 为*t*时刻储能系统出力; $P_{Aux}(t)$ 为*t*时刻系统已投入的火电厂辅机负荷及恢复路径中的有功损耗; $P_{Load}(t)$ 为*t*时刻系统已恢复的重要负荷及恢复路径中的有功损耗,若*t*时刻负荷未投入,则 $P_{Load}(t)=0$ 。

由式(3)可知,当 $P_W - P_{Aux} - P_{Load} > 0$ 时, $P_{BESS} < 0$,即风电场输出功率大于系统负荷需求,此时储能系统工作于充电模式,吸收风电场多余输出功率;相反,当 $P_W - P_{Aux} - P_{Load} < 0$ 时, $P_{BESS} > 0$,即风电出力不能满足系统负荷需求,此时储能系统工作于放电模式,系统功率缺额由储能系统承担。

黑启动过程中,考虑到风功率的不确定性,风电出力预测值与实际值往往存在偏差,为保证风电预测出力在一定误差范围内波动时,系统仍可安全运行,需要使储能出力留有一定裕量,即任一时刻*t*储能出力满足:

$$|P_{BESS}(t)| \leq (1 - \sigma\%) P_{BESSmax} \quad (4)$$

式中: $P_{BESSmax}$ 为储能电站额定功率; $\sigma\%$ 为应对风功率预测误差预留的裕量,可根据实际风电场运行工况取经验值。

要保证黑启动的顺利进行,除了功率平衡约束外,还要求储能电站的剩余电量足够支撑黑启动持续时间内的功率需求。因此,有必要对储能的荷电状态进行预估,控制电池的充放电动作,避免过冲及过放,防止电池故障。设黑启动起始时刻为 t_0 ,采用安时积分法估计黑启动过程中任一时刻*t*的储能电站的荷电状态SOC(*t*),计算式为

$$SOC(t) \approx SOC_0 - \frac{\int_{t_0}^t P_{BESS}(\tau) d\tau}{E_{cap}} \quad (5)$$

式中: E_{cap} 为储能电池额定容量;SOC₀为储能电池的初始荷电状态。

以 Δt 间隔对从当前时刻*t*至火电机组并网时刻 t_{BS} 时段内的储能电站的荷电状态进行计算评估,对于黑启动过程中的相邻两个时刻 t_{i-1}, t_i ,

储能荷电状态存在以下递推关系:

$$SOC(t_i) \approx SOC(t_{i-1}) - \frac{P_{BESS}(t_i)\Delta t}{E_{cap}} \quad (6)$$

根据黑启动动作序列及风电场预测出力的变化情况,可得到不同时段内的储能功率变化。根据储能功率,将黑启动持续时间分为多个时段,设任一时刻 t 到黑启动结束有 n 个时段,任一时段 k 持续时间为 Δt_k ,则:

$$SOC(t_{BS}) \approx SOC(t) - \frac{\sum_{k=1}^n P_{BESS}(t_k)\Delta t_k}{E_{cap}} \quad (7)$$

为避免过充过放,储能电站在任一时刻 t 的预计荷电状态需满足:

$$SOC_{min} \leq SOC(t) \leq SOC_{max} \quad (8)$$

式中: SOC_{max} , SOC_{min} 分别为储能电站荷电状态的上限和下限。考虑到风电出力的预测偏差,为保证在风电预测出力波动时储能荷电状态仍保持在安全范围内,可将 $[SOC_{min}, SOC_{max}]$ 设置为比正常运行要求更为严格的区间。

考虑以上风储联合发电系统的功率及储能荷电状态的安全约束,本文提出的黑启动协调控制策略流程如图 6 所示。

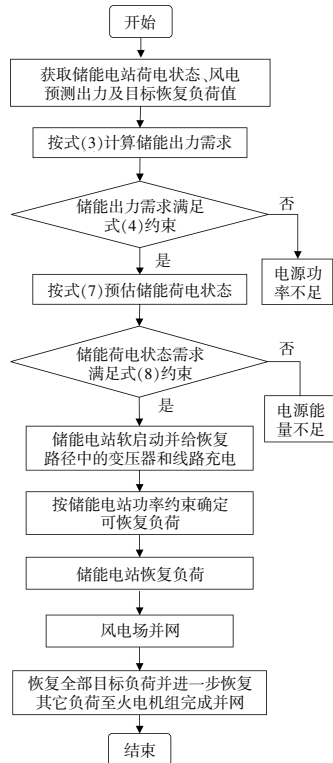


图 6 黑启动协调控制策略流程图

Fig.6 Flowchart of the proposed black-start algorithm

4 仿真分析

为验证本文所提基于风储的黑启动协调控制策略的有效性,在 PSCAD/EMTDC 平台搭建如图 1 所示的风储联合发电系统黑启动仿真模型,对黑启动动作过程中的暂态过程进行仿真。设储能电站由 30 组 1~2 MW·h 的电池组构成,风电场由 18 台 1.5 MW 的风电机组构成。风储系统仿真参数设置如表 1 所示。表 2 为储能电站与风电场变压器参数。设 110 kV 线路均为 20 km 型号为 LGJ-240 的架空线路。储能 SOC 的上下限分别为 0.8 和 0.2。设黑启动过程持续时间为 1 h,待启动火电机厂的辅机负荷为 14 MW。

表 1 储能及双馈型风力发电系统参数

Table 1 Parameters of BESS and doubly-fed wind power system

| 储能参数 | 数值 | 风机参数 | 数值 |
|----------|-------------|---------|-------------|
| 额定容量/MW | 30 | 额定功率/MW | 1.5 |
| 直流母线电压/V | 500 | 风机台数 | 18 |
| 交流线电压/V | 380 | 额定电压/V | 690 |
| 升压变比 | 380 V/10 kV | 升压变比 | 690 V/35 kV |

表 2 主变压器仿真参数

Table 2 Simulation parameters of transformers

| 储能电站主变压器 | 数值 | 风电场主变压器 | 数值 |
|----------|--------------|---------|--------------|
| 额定容量/MW | 50 | 额定容量/MW | 50 |
| 变比 | 10 kV/121 kV | 变比 | 35 kV/121 kV |
| 电抗/p.u. | 0.1 | 电抗/p.u. | 0.1 |

4.1 未接入场景下储能电站黑启动能力验证

设储能电站 SOC_0 较高,且黑启动过程中,预测风速小于最小启动风速,储能电站独立作为黑启动电源。储能电站作为主参考源,采用 V/f 控制策略自启动,经升压变压器升压至 10 kV 后,经主变压器升压至 110 kV,为系统提供稳定的电压幅值和频率参考。若不采用软启动,箱变和主变压器合闸过程中均会产生励磁涌流现象。以下只给出主变压器合闸时的电气量,设 $t=0$ s 时刻启动储能单元,投入箱变,设箱变励磁涌流在 $t=1$ s 前已衰减, $t=1.2$ s 合闸主变压器,合闸动作后储能电站 10 kV 母线出口测得的 A 相电流、线电压有效值、有功功率及频率波形如图 7 所示。

由图 7 可知,空载投入变压器会引起较大的励磁涌流,引起电压振荡和功率损耗,进而导致系统频率的冲击。本文采用软启动方法, $t=0$ s 时,闭合储能单元逆变器输出电压从 0 逐渐上升达到额

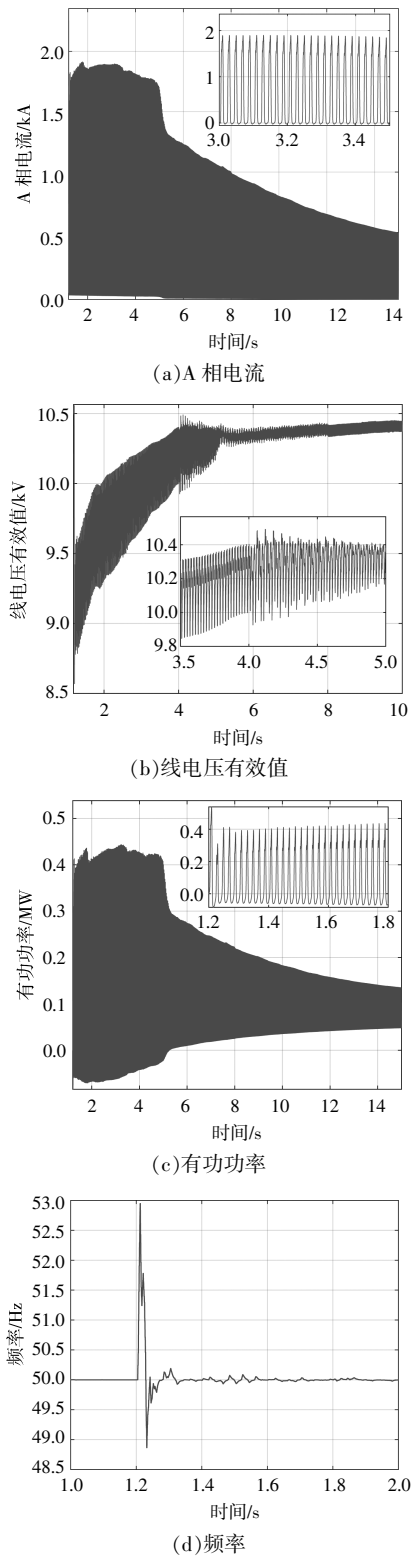


图7 主变压器合闸时储能电站 10 kV 母线的电气量
Fig.7 Measurements at 10 kV bus of BESS during the energization of main transformer

定值, $t=1$ s 时, 储能逆变器输出电压达到 380 V。储能电站软启动后, 运行自身负荷 0.6 MW,

在 $t=1.5, 2, 2.5$ s 时, 恢复火电厂辅机负荷 4.5 MW, 测得的 A 相部分参数如图 8 所示。

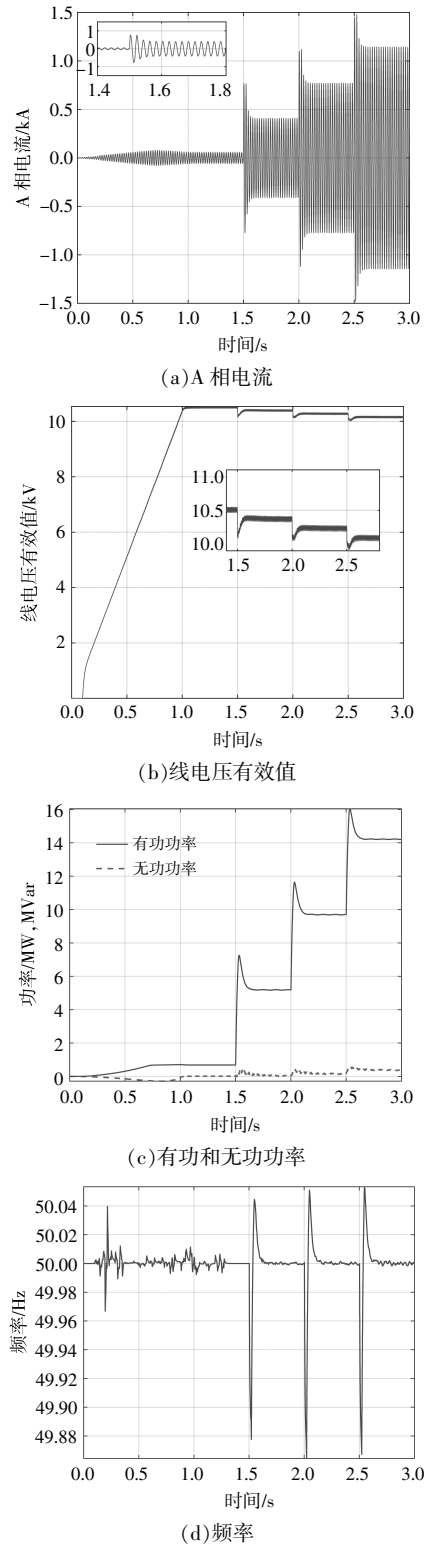
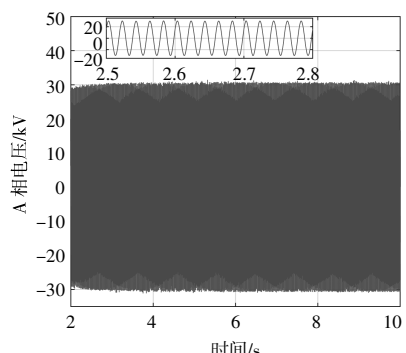


图8 软启动情况下负荷恢复过程的电气量
Fig.8 Electrical parameters of load recovery process under soft start

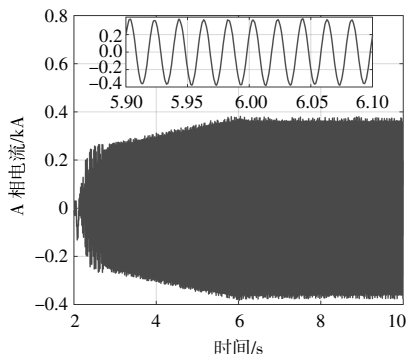
由图 8 可以看出,采用 V/f 控制的储能电站,能够实现快速调节,保持系统频率和电压的稳定,且软启动方法有效避免了励磁涌流等对系统的影响。负荷恢复瞬间会对电压、电流、功率和频率等产生一定冲击,但均在系统安全运行允许范围内,且很快恢复到正常运行状态。证明了本文所提储能电站控制和启动策略的有效性。此外,储能电站电量需要满足带辅机负荷运行约 60 min,其 SOC₀ 需高于 0.45。若 SOC₀ 较 0.45 有较大裕度,则可继续恢复重要负荷。

4.2 储能电站与风电场联合的黑启动策略验证

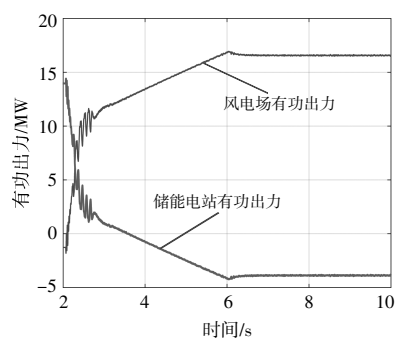
设黑启动持续时间内预测风速大约为 9 m/s,大于最小启动风速 7 m/s,满足风电场参与启动条件。 $t=1$ s 储能电站完成软启动后,对两种条件下的风电场启动暂态过程进行仿真:案例 1,采用本文策略先恢复负荷再启动风电场。设此时储能 SOC₀ 为 0.36,根据系统功率平衡约束及储能剩余电量的情况确定可投入重要负荷为 12 MW,考虑到负荷投入时引起的暂态冲击,在 $t=1.5$ s 和 1.7 s 时刻,分别投入系统负荷 L1 和 L2 各 6 MW,继而在 $t=2$ s 启动风电场;案例 2, $t=2$ s 直接启动风电场。图 9 为本文策略下风电场 35 kV 母线处 A 相电压、电流幅值、电源出力和系统频率仿真波形。



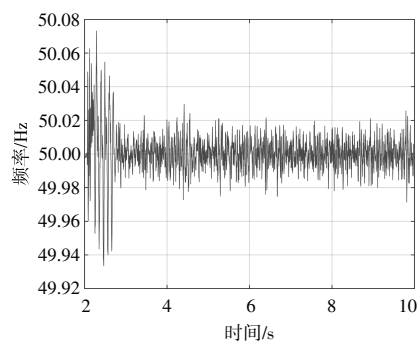
(a) 本文策略下 A 相电压



(b) 本文策略下 A 相电流



(c) 本文策略下电源有功出力



(d) 本文策略下系统频率

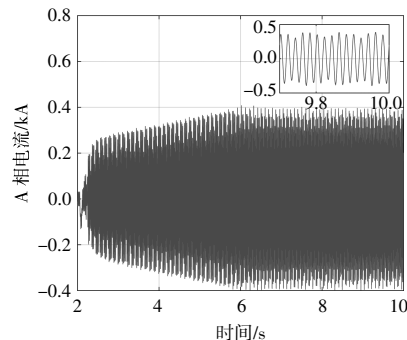
图 9 案例 1 风电场 35 kV 母线 A 相电压、电流及电源有功出力与系统频率波形

Fig.9 Voltage and current at 35 kV bus of wind farm, active power of resources and frequency in case 1

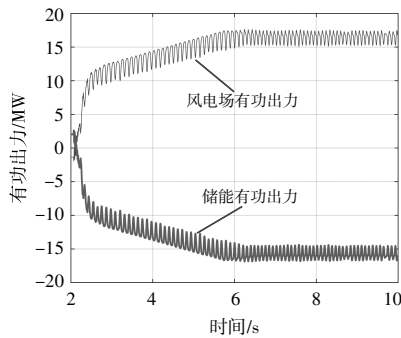
由图 9 可知:本文策略下,风电机组启动后,风电场出口母线电压可维持在额定值附近并保持稳定;电流和功率在风机并网后,约持续 1 s 的振荡,随后进入稳定增长状态,经过大约 4 s,电流和功率达到稳定值;风电场并网后系统频率偏差在 0.08 Hz 以内。

图 10 为风电场直接并网方式下 A 相电流幅值及电源有功出力。

对比图 9,10 案例 1,2 情况,电流和功率出现持续的振荡,可见采用本文所提黑启动方法,通过协调负荷恢复和风电场启动次序,可提高系统恢



(a) 风机直接并网时 A 相电流



(b) 风机直接并网时的电源有功出力

图 10 案例 2 风机直接并网时 35 kV 母线 A 相电流与电源有功出力波形

Fig.10 Current at 35 kV bus and active power of resources in case 2

复能力及被恢复系统的稳定性。同时,风电场并网后稳定输出功率达到 17 MW,供给负荷需用的同时为储能充电,避免出现储能 SOC 过低的情况。

5 结论

针对储能电站与风电场构成的风储联合发电系统作为黑启动电源的黑启动过程,本文提出了一种考虑储能电站恢复能力的协调控制策略,并进行了暂态仿真,主要结论如下。

①储能电站采用结合软启动技术的 V/f 控制方式,可以有效避免励磁涌流等冲击,实现自启及路径恢复,并恢复部分负荷和启动风电场并网,维持被恢复系统的功率平衡及电压频率稳定。

②本文策略中,风电场采用最大功率跟踪控制,且基于被启动火电厂辅机负荷需求及风功率预测,对储能电站的荷电状态进行预估,可在保证启动火电机组及系统安全运行的前提下加快重要负荷恢复供电的速度。

③风电场与储能的联合,可有效降低风电出力随机性及储能荷电状态不确定性带来的黑启动电源不可用的风险。此外,仿真结果表明,先恢复部分负荷有助于减小双馈型风电场并网带来的冲击及电流和功率的振荡,提升系统稳定性。

④本文提出的策略中采用风电场的出力预测值来预估储能电站的出力和剩余电量,由于风力的不确定性,必然存在预测值与实际值的偏差问题。本文在考虑储能出力约束的时候设置裕量因子,在考虑储能剩余电量约束的时候采用更严格的储能荷电状态约束,可以在一定程度上避免由于风电出力预测误差引起的储能功率或能量不足问

题。但由于裕量因子及储能荷电状态的取值具有一定的主观性,取值太保守时将出现储能恢复能力不能充分利用的情况,反之,则存在储能功率或能量不足的风险。

参考文献:

- [1] 刘艳,叶茂,顾雪平,等.基于概率分布列的风电参与黑启动时电力系统安全裕度分析[J]. 电工技术学报, 2018,33(21):5059-5068.
- [2] 叶茂,刘艳,顾雪平,等.基于动态风电穿透功率极限的黑启动方案制定 [J]. 中国电机工程学报,2018,38(3):744-752.
- [3] 胡应宏,余志森,邓春,等.国家风光储示范电站黑启动中风机启动失败原因及对策分析[J].电力自动化设备,2017,37(2):50-53.
- [4] 桑顺,齐琛,张新松,等.永磁直驱风电机组的构网型控制与黑启动[J].电网技术,2022,46(8):3168-3180.
- [5] 朱慧敏,苑舜,李春来.含储能环节的光伏电站虚拟同步发电机控制策略与分析 [J]. 电测与仪表,2023,60(5):45-50.
- [6] 李新军,杨超,顾需平,等.柴油发电机辅助的风电场黑启动过程及频率控制 [J]. 电网技术,2018,42(6):1853-1860.
- [7] 汤奕,戴剑丰,冯祎鑫,等.基于虚拟惯量的风电场黑启动频率协同控制策略[J].电力系统自动化,2017,41(3):19-24,32.
- [8] Tang Y, Dai J, Wang Q, et al. Frequency control strategy for black starts via PMSG-based wind power generation[J].Energies,2017,10(3):1-14.
- [9] Tan M, Tang Y, Zhang C. PMSG-based black-start technology and its field tests[J].Energies,2019,12(11):1-18.
- [10] 陈夏,辛妍丽,唐文虎,等.海上风电场黑启动系统的风柴协同控制策略 [J]. 电力系统自动化,2020,44(13):98-105.
- [11] 刘力卿,杜平,万玉良,等.储能型风电场作为局域电网黑启动电源的可行性探讨 [J]. 电力系统自动化,2016,40(21):210-216.
- [12] 李翠萍,张世宁,李军徽,等.基于多储能系统的风电黑启动方案设计 [J]. 全球能源互联网,2020,3(6):643-652.
- [13] 李军徽,尤宏飞,李翠萍,等.风光储支撑黑启动的可行性评估方法[J].电力建设,2020,41(9):30-38.
- [14] 李军徽,尤宏飞,李翠萍,等.基于模型预测控制的风光储黑启动功率协调策略 [J]. 电网技术,2020,44(10):3700-3708.

- [15] Liu W, Liu Y. Hierarchical model predictive control of wind farm with energy storage system for frequency regulation during black-start[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2020, 119: 1–11.
- [16] 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.
- [17] 李建林, 牛萌, 王上行, 等. 江苏电网侧百兆瓦级电池储能电站运行与控制分析 [J]. *电力系统自动化*, 2020, 44(2): 28–35.
- [18] 李颜鑫, 付强, 肖先勇. 电池储能并网系统小干扰稳定性研究综述[J]. *电力自动化设备*, 2023, 43(9): 125–137.
- [19] 朱冬雪, 顾雪平, 钟慧荣. 电力系统大停电后机组恢复的多目标优化方法[J]. *电网技术*, 2013, 37(3): 814–820.

Black-start coordination control strategy of wind-storage combined system considering restoration capability of storage power stations

Zhang Haijing¹, Pan Zhongmei², Dang Pengfei², Zhang Qinglei¹, Zheng Tianyue¹, Li Yiran¹
(1.State Grid Shaanxi Electric Power Research Institute, Xi'an 710100, China; 2.School of Electrical Engineering, Xi'an University of Technology, Xi'an 710054, China)

Abstract: The joint participation of energy storage stations and wind farms in the black start of a system can reduce load outage time and accelerate system recovery. This paper focuses on a large energy storage power station and wind farm combined power generation system and proposes a coordinated control strategy for black start considering the restoration capability of energy storage power stations. The wind farm employs a maximum power tracking control method, while the energy storage power station adopts the V/f control method to jointly form a black start power source. Soft energization is employed for the energy storage power station and critical load restoration are performed before the wind turbines are connected to enhance the stability of restored system. An estimation method for the recovery amount of load is introduced, considering the recovery capability of energy storage stations. Based on the auxiliary load demand of the thermal power plant and wind power prediction, the state of charge of the energy storage power station during the black start process is predicted. Then, considering the power and state of charge constraints of the energy storage power station, the amount of critical load to be restored is determined. Transient simulations are carried out in PSCAD/EMTDC to verify the effectiveness of the proposed strategy.

Keywords: black start; wind-storage combined power generation system; load restoration; soft energization