

DOI: 10.7667/PSPC161470

辅助风电场参与初期黑启动时储能电站容量配置策略

杜康, 刘艳, 叶茂, 顾雪平

(华北电力大学电气与电子工程学院, 河北 保定 071000)

摘要: 为了让风电参与初期黑启动, 提出了新的储能配置策略。首先求取了初期恢复系统所能平抑的最大功率波动, 将此作为风电输出功率的限幅目标。然后将限幅目标作为确定储能电站功率的主要依据, 将限幅目标和典型火电机组辅机的启动时间作为确定储能电站容量的主要依据, 从而确保在储能电站发挥平抑作用的时间长度内, 风电场的输出功率波动值限定在限幅目标内。最后用 PSCAD/EMTDC 搭建了风储模型, 通过仿真验证了配置的储能电站能够使风电场安全平稳地参与初期黑启动。此储能电站容量配置策略同样适用于参与黑启动的其他新能源。

关键词: 储能容量; 初期黑启动; 风电; 最大功率波动; 置信度

Capacity configuration strategy of energy storage power station when assisting the wind farm in integrating into the preliminary black start

DU Kang, LIU Yan, YE Mao, GU Xueping

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071000, China)

Abstract: A new strategy of capacity configuration of energy storage system is proposed for making full use of wind power in the preliminary black start (BS). First, maximum power fluctuation which the preliminary restoration system could balance is got, which is regarded as the limitation objective of the wind power output. Then, the limitation objective is treated as the main evidence for determining the power of the energy storage station and the limitation objective and the start-up time of the typical thermal units auxiliary system are regarded as the main evidence of determining the capacity of energy storage station, which ensure that wind power output fluctuation is limited in the limitation objective during the period when the energy storage station plays a role in balancing fluctuation. At last, wind-storage model is established in PSCAD/EMTDC and it is verified that the configured energy storage power station could ensure the wind farm integrate into the preliminary BS safely and smoothly by simulation. The proposed capacity configuration strategy of energy storage system is indicated for other new energies which would be integrated into the BS.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51677071) and Fundamental Research Funds for the Central Universities (No. 2016XS95).

Key words: energy storage capacity; preliminary black start; wind power; maximum power fluctuation; degree of confidence

0 引言

近年来发生的多次大停电事故警示我们, 电网的大规模互联虽然能平息电力系统日常的“小风小浪”, 但电力系统偶遇的“大风大浪”很可能引起连锁故障, 进而引发大停电, 带来巨大的经济损失和社会危害。因此, 有必要提前制定黑启动(Black Start,

BS)方案, 以便大停电发生时能有条不紊地尽快恢复系统。

随着全球风电装机容量的不断增加, 风电渗透率的不断提高, 黑启动方案的制定不得不考虑风电的参与。文献[1]分析了具有大容量钒液流储能设备的风电场作为黑启动电源的可能性, 验证了当外界风力、储能容量等条件具备时, 风储发电系统具备黑启动能力。文献[2-3]提出在网架重构阶段末期接入风电可以提前恢复更多重要负荷。风速的波动性和随机性是风电场参与黑启动需要解决的技术难

基金项目: 国家自然科学基金项目(51677071); 中央高校基本科研业务费专项资金资助(2016XS95)

题,也是已有研究通常将其置于系统恢复最后环节的主要原因。若使风电场在系统恢复初期发挥更加稳定的作用,需要储能系统发挥平抑功率波动的作用。

近些年来,储能技术取得了飞速发展,我国多地区已有储能装置正逐渐具备大规模可用性,多种类型的储能系统已有了兆瓦级示范工程。文献[4]介绍了我国风光储输示范工程一期为 98.5 MW 风电和 40 MW 光伏发电配置了 20 MW 混合储能装置。储能电站具有平抑风电功率波动的作用,在一定程度上解决了风力发电的随机性和波动性问题,使风电安全平稳地参与黑启动过程成为可能。

近年来,国内对于储能容量的配置有过较多研究。文献[5-6]将滑动平均法应用于储能配置策略,分别平滑了风电场短时间和长时间功率波动,减小了风电随机功率波动对电力系统的影响。文献[7]提出一种基于小波包分解的风电混合储能容量配置方法,将风电输出功率分解为低频部分和高频部分,通过高斯逼近法最终得出混合储能的容量。文献[8]提出了应用上下限约束法以及加权移动平均控制法,以最小储能配置容量为目标的容量配置方法,使含分布式发电的微电网满足电网接入的要求。文献[9]以全生命周期费用理论为基础的储能装置年均费用为目标函数,以独立风光发电系统等可靠性指标为约束条件,提出一种针对独立风光发电中混合储能容量优化配置方法。文献[10]利用 Copulas 函数得到风电场和光伏电站输出功率间的关系,找到了影响平抑风光系统的混合储能系统费用的主要影响因素。文献[11]对目前已有的应用于平抑风电功率波动的示范工程进行了介绍,对储能类型的选取、储能系统的功率和容量配置以及储能系统的能量管理等 4 个问题进行了探讨和分析。

针对不同的控制目标,所得到的储能容量差别很大。目前尚无针对辅助风电场参与初期黑启动的储能电站容量配置策略的相关研究。为此,本文求取了风电场接入点处初期恢复系统所能承受的最大功率波动值,基于此值配置储能电站,使储能电站的最大充放电功率和容量分别起到瞬时、长期的功率平抑作用,从而将风电场的输出功率波动值限定在初期恢复系统所能承受的范围内,最终在接入风储系统后使其能安全平稳地参与此后的恢复过程。

1 储能容量的优化配置

系统恢复初期,传统黑启动机组较少且启动速度较慢导致启动功率稀缺,因此系统主网架恢复需要较长时间。然而风电机组具有启动速度快、所需厂用电少和结构简单等优点,如能在此阶段接入风

电并提供一定有功功率,将大大加快系统恢复进程。但是风电本身的随机性和不完全可控性导致风电输出功率波动频繁,尤其在系统发生大停电事故后的黑启动初期阶段,当接入的风电容量较大、占系统比例较高时,可能导致系统频率和电压的剧烈波动,从而使恢复系统崩溃。

初期恢复系统虽然脆弱,但其并网运行机组仍可平抑一定功率波动。如图 1 所示,若其中 ΔP_{wbmax} 为初期恢复系统所能承受的最大功率波动,则并网风电出力中超出此范围的波动功率需要储能电站来平抑。由此可知,配置储能的关键在于找到初期恢复系统所能承受的最大功率波动值。

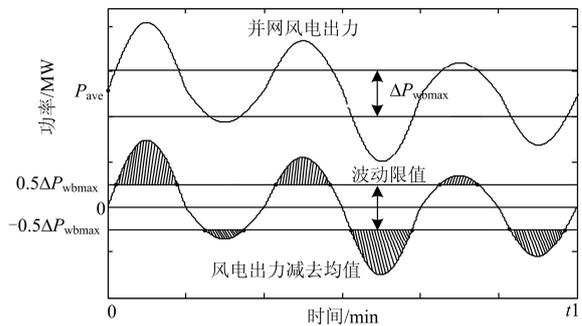


图 1 储能电站的配置方法

Fig. 1 Configuration method of the energy storage station

1.1 节点可承受的最大功率波动值

恢复初期的主要目标是充分利用有限的黑启动电源,启动系统中无自启动能力的骨干机组,构建初始带电系统,为在后续网架重构过程中快速恢复系统发电能力奠定基础。由于恢复初期系统规模较小,网架薄弱,并网并可以稳定出力的机组较少,因此,频率稳定是保证恢复安全所要考虑的主要问题^[12]。启动迅速的风电若要成为有益的初期恢复启动功率的补充,必须对其可能引起的频率波动进行限制,进而为系统中其他机组发挥频率调节能力创造条件。因此,确定对所接入风电的功率波动的限幅目标也即成为确定储能电站功率的依据。其频率约束如式(1)所示。

$$|\Delta P_w| \leq K_G \cdot \Delta f_{max} \quad (1)$$

式中: $|\Delta P_w|$ 为初期恢复系统所能平抑的功率波动; K_G 为初期恢复系统的频率调节效应系数; Δf_{max} 为初期恢复系统允许频率最大偏移量。文献[13]规定了风电场在不同频率范围内的运行要求,对风电场接入后允许引起的频率变化进行了限定。当恢复初期系统确定时,初期恢复系统所能承受的最大频率偏差值对应风电接入点所能承受的最大功率波动值。由于风速在 1 min 内基本不会变化,本文研究

系统所能承受风电场最大功率变化的时间尺度为 10 min。

实际机组平抑风电功率波动的能力还要受到有关运行安全的其他等式和不等式约束的影响,包括:线路的传输功率约束、发电机的出力约束、节点的电压约束以及潮流平衡约束^[14]。因此得到如下求取可承受的最大功率波动值的模型。

$$\left\{ \begin{array}{l} \max \quad \Delta P_{wb} \\ \text{s.t.} \quad |\Delta P| \leq K_G \cdot \Delta f_{\max} \\ P_L \leq P_{L\max} \\ P_{g\min} \leq P_g \leq P_{g\max} \\ Q_{g\min} \leq Q_g \leq Q_{g\max} \\ V_{\min} \leq V \leq V_{\max} \\ \sum_i P_{gi} = \sum_j P_{dj} + \sum_k P_{lk} \end{array} \right. \quad (2)$$

式中: ΔP_{wb} 为风储接入节点的功率波动值; P_L 为线路传输功率; P_g 和 Q_g 分别为常规发电机组的有功和无功出力; V 和 f 分别为系统的电压和频率; P_d 和 P_l 分别为各节点的负荷和支路的损耗; \max 和 \min 脚标分别为其对应的上、下限值。

黑启动初期,所构建的初始带电系统有多种可能,这意味着当风电参与初期黑启动时,其引起的功率波动可能由具备不同调节性能的机组来承担。因此,在确定的允许频率偏差下,初始带电系统所能承受的风电功率波动程度将有所不同。为使配置的储能功率满足各种初期恢复场景的需要,应选择可承受的风电功率波动的最小值作为储能系统的功率平抑目标。

1.2 储能电站功率和容量的求取

前已述及,超出波动限值的风电场输出功率需要储能电站来平抑。文献[11]指出系统对风电功率波动所提出的限制指标有两个方面:波动幅值和时间尺度。波动幅值为经过储能电站发挥平抑作用后的风电场的最大功率波动值;时间尺度为储能电站发挥平抑作用的时间长度。储能电站的配置主要涉及两个量:储能电站的额定功率 P_N 和容量 E_N 。一般储能电站最大充放电功率 P_{\max} 是 P_N 的 2 倍。配置的储能电站能否将并网风电出力限定在 $\Delta P_{wb\max}$ 范围内,主要取决于储能电站的 P_{\max} ,而能否坚持一定的时间长度则主要取决于储能电站的 E_N 。

判断储能电站的 P_{\max} 能否瞬时将风电出力限定在 $\Delta P_{wb\max}$ 范围内,可采用如下方法。假定图 1 为风电场在某段时间内的输出功率曲线,首先将并网风电出力与其出力平均值作差,得到其在 0 轴上下的波动值如图中所示;然后根据 $\Delta P_{wb\max}$ 得到波动的上

下限值分别为 $\pm 0.5\Delta P_{wb\max}$;则图中超出波动限值的阴影部分需要储能电站来平抑,如果 P_{\max} 总是大于阴影部分幅值的绝对值,则认定所配置的储能电站功率满足平抑瞬时功率的要求。考虑充放电效率后的储能电站最大充放电功率的计算公式为

$$P_{\max}\eta \geq \max \left(P_w(t) - \frac{\int_0^{t_1} P_w(t)dt}{t_1} \right) - \frac{\Delta P_{wb\max}}{2} \quad (3)$$

式中: η 为储能系统的充放电效率,充电效率取为 0.75,放电效率取为 0.9; $P_w(t)$ 为 t 时刻风电场输出功率; t_1 为储能电站发挥平抑的时间尺度,应不小于典型火电机组辅机的启动时间 3 h^[15]。

功率的时间积分为能量。在图 1 中,对超出波动限值的部分进行积分运算可以求得从 0 时刻到任意时刻出现过的最大连续充电面积和最大连续放电面积。波动限值上方的阴影面积,表示储能电站在充电;波动限值下方的阴影面积,表示储能电站在放电;其余时间储能电站不动作。若储能电站的电能大于最大连续充电面积和最大连续放电面积,则认定配置的储能容量满足在长时间尺度内发挥平抑作用的要求。

储能电站为了延长使用寿命,一般不能过充和过放^[11]。本文规定其只在荷电状态(state of charge, SOC)在[0.1, 0.9]时能既充电又放电,当 $SOC > 0.9$ 时只能放电,当 $SOC < 0.1$ 时只能充电。此外,由于黑启动时风电场的并网时刻并不确定(与风速有关),因此风电场并网时储能电站的初始荷电状态(original state of charge, SOC_{ori})也是不确定的,而 SOC_{ori} 的不同,会影响到储能电站的平抑效果。为保证担任辅助风电场参与黑启动任务的储能电站在风电接入时仍然留有一定裕量来平抑风电功率波动,本文规定所配置储能电站在其他运行模式下,其 SOC 变化范围为[0.2, 0.8]。在考虑 SOC_{ori} 、 SOC 上下限和充放电效率后,得到储能电站容量的计算公式为

$$E_N SOC_{ori}\eta \geq \max \left(\int_{t_i}^{t_j} P_m(t)dt \right) \quad (4)$$

式中: $P_m(t)$ 为超出波动限值之外的风电场输出功率; t_i 与 t_j 均为超出波动限值之外的时刻。

2 求解方法

2.1 节点可承受的最大功率波动值的求取

式(1)中, Δf_{\max} 可以参考规程得到,而 K_G 在系统恢复过程中不断变化,因此需要首先确定风电接入时机。在恢复初期接入风电,接入时机越早(如在

水电机组启动后接入)恢复系统越脆弱,其功率波动带来的风险越高;且在黑启动过程中由于启动功率较宝贵,对于水电厂来说,火电厂厂用电为一级负荷;对于并网发电的火电厂来说,需要首先投入其周边重要负荷,待其达到机组最小稳定出力后,再考虑为未启动机组提供启动功率。因此本文初步考虑在水火机组并列运行且火电机组达到最小稳定出力后将风储系统接入,可以为风电场近端负荷或邻近火电机组提供部分启动功率。

基于以上接入时机,在黑启动初期所有可能的初始带电系统中任选一初期恢复系统,求得初期恢复系统频率调节效应系数,确定风电并网运行时允许最大频率偏移量后,根据式(1)得到初期恢复系统所能平抑的最大功率变化量 $|\Delta P_w|_{\max}$,则 $\Delta P_{wb} \in [0, |\Delta P_w|_{\max}]$ 。对此范围内的 $\Delta P_{wb\max}$ 进行潮流校验,找到能够满足模型2中其他约束的 ΔP_{wb} 的最大值即为所求。遍历所有可能的初始带电系统进行上述计算,求得其中的最小值即为储能电站的功率平抑目标。

2.2 储能电站功率和容量的确定

求得储能系统的功率平抑目标后,基于历史风速数据,引入置信度判断所配置储能电站的功率和容量是否合理。

步骤 1: 利用滑动平均法以储能发挥平抑的时间尺度 t_1 为时间窗,一定的时间间隔 t_2 为移动步长对风电场历史风速数据进行采集,组成初始风速序列集,从中筛选出时间窗 t_1 内风电出力均大于5%额定出力的风电出力序列组成并网风电出力序列集 ϕ_1 , ϕ_1 中总元素个数为 N_a 。

步骤 2: 给定 P_{\max} ,对 ϕ_1 中满足式(3)的风电出力序列个数进行累加为 N_b ,因此求得此给定 P_{\max} 情况下的置信度如式(5),最终得到不同 P_{\max} 与置信度 α 的关系,其中置信度 α 代表储能电站平抑瞬时风电功率波动的效果。通过给定置信度 α ,求得满足此置信度的 P_{\max} 。

$$\alpha = \frac{N_b}{N_a} \times 100\% \quad (5)$$

步骤 3: 按照配置 P_{\max} 同样的方法,可以得到不同 E_N 在不同 SOC_{ori} 时与置信度 β 的关系,置信度 β 代表储能电站平抑长时间尺度风电功率波动的效果。最终给定置信度 β 和 SOC_{ori} ,得到 E_N 。

3 算例与分析

本文以 IEEE39 节点系统为例,假定在 16 号母线附近接入风储系统,并以文献[16]优化获得的 4

种黑启动方案的初期系统为基础,验证所提出的储能配置策略对辅助风电场参与初期黑启动的有效性。

3.1 节点可承受的最大功率波动值的求取

其中频率最大允许波动范围为 ± 0.1 Hz;电压上下限取为 1.1 和 0.9 倍的额定电压;线路传输功率限制和发电机出力限制可参考文献[15]。根据 4 种黑启动方案下首台并网火电机组达到 30%出力时的电网数据和以上约束条件来求取初期恢复系统所能承受的最大功率波动 $\Delta P_{wb\max}$,各并网机组出力如表 1 所示。根据以上数据求解模型 2 得到 4 种黑启动方案下的 $\Delta P_{wb\max}$ 分别为 19.36 MW, 16.36 MW, 20.36 MW 和 15.46 MW,因此按照方案四的初期恢复系统求得的 $\Delta P_{wb\max}$ 来配置储能电站。

表 1 各并网机组出力表

Table 1 Output power table of each grid-connected unit

方案一	并网机组编号	G33	G36	G34	G30
	机组出力/MW	614.93	115.5	75	35
方案二	并网机组编号	G33		G34	
	机组出力/MW	616.87		105	
方案三	并网机组编号	G33	G34	G30	G31
	机组出力/MW	612.31	105	99	90
方案四	并网机组编号	G33		G37	
	机组出力/MW	584.38		99.2	

方案四的机组恢复顺序为 G33, G37, G31, G32, G34, G38, G36, G35, G30, G39, 当 G37 机组达到 30%出力时,投入风电场的容量为 60 MW。此时方案四的初期恢复系统如图 2 所示。

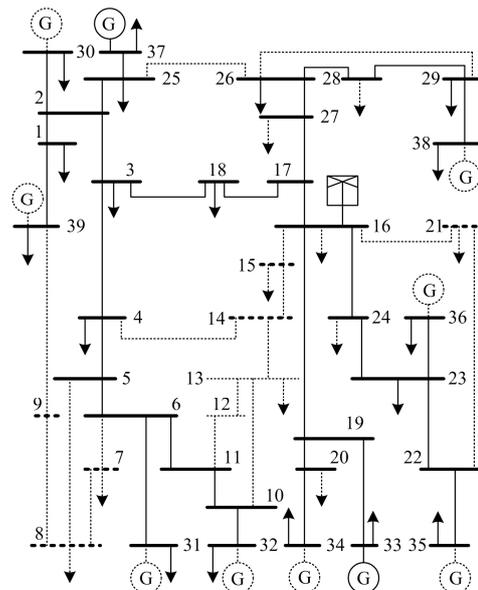


图 2 风储系统接入时的前期恢复系统接线图

Fig. 2 Wiring diagram of preliminary restoration system when the wind-storage system integrates

其中 G33 号机组和 G37 号机组总出力为 683.58 MW, 此外其他机组的辅机已经开始启动, 但还未并网出力。1, 3, 4, 18, 23, 25, 26 和 29 号母线上已经恢复部分负荷, 系统总恢复负荷量为 664 MW。

3.2 储能电站的容量配置

以某地区风电场连续 3 个月实际历史风速数据(每分钟测 1 次)为历史风速序列。以 $t_1=3\text{ h}$ 为时间窗, $t_2=10\text{ min}$ 为步长移动时间窗, 从历史风速序列中截取得到 12 943 组风速序列; 从中筛选出 3 h 内风电出力均大于 5% 额定出力的风电出力序列组成 ϕ_1 , $N_a=4975$ 。其中 ΔP_{wbmax} 为 15.46 MW, 通过给定 P_{max} 求得不同 P_{max} 与置信度 α 之间的关系如图 3 所示。

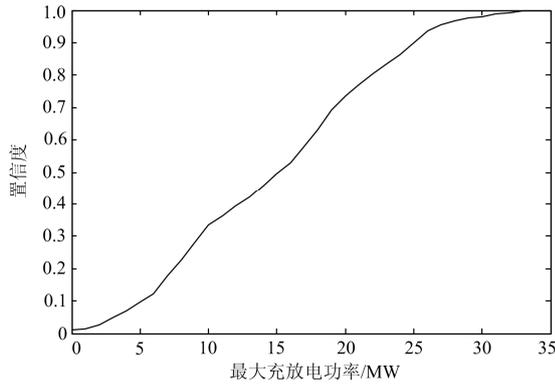


图 3 置信度 α 与最大充放电功率 P_{max} 间关系曲线

Fig. 3 Related curve between degree of confidence α and maximum charging and discharging power P_{max}

由图 3 可知, 当 P_{max} 达到 33 MW 时, 储能电站可以 100% 地将 ϕ_1 中的风电场出力波动平抑在 15.46 MW 波动范围内。随着 P_{max} 的增大, 其平抑风电瞬时功率波动的效果也不断增强, 但二者是一种“S 相关”, 即在 P_{max} 较大或较小时, P_{max} 的相同变化带来的置信度 α 变化较小, 即此时的经济效益较差。粗略考虑储能电站的经济效益及其平滑效果, 本文选取置信度 $\alpha=0.9$, 则 $P_{\text{max}}=27\text{ MW}$, 额定功率 $P_N=13.5\text{ MW}$ 。储能电站发挥平抑作用的时间长度为 3 h, 考虑 SOC_{ori} 和充放电效率, 得到不同 E_N 在不同 SOC_{ori} 时与置信度 β 的关系如图 4 所示。

由图 4 可知, 储能电站容量相同的情况下, 风电场并网初始时刻的储能电站 SOC_{ori} 不同, 会导致置信度的不同。 SOC_{ori} 太高会限制风电场出力; 太低会浪费启动功率, 均不利于系统的恢复。当 $SOC_{\text{ori}} \in [0.5, 0.6]$ 时, 储能电站平抑长时间尺度功率波动的效果最好。当 $SOC_{\text{ori}}=0.5$ 且 $E_N=38\text{ MWh}$ 时, 储能电站可以 100% 地将 ϕ_1 中的风电场出力波动限

定在 15.46 MW 以内并坚持 3 h。粗略考虑经济性后, 为保证所配置储能电站容量满足一定置信度范围, 本文选取 E_N 为 23.5 MWh。在此容量下, 当风电场接入时若 $SOC_{\text{ori}} \in [0.2, 0.8]$, 即可保证置信度 β 在 $[0.7, 0.96]$ 。

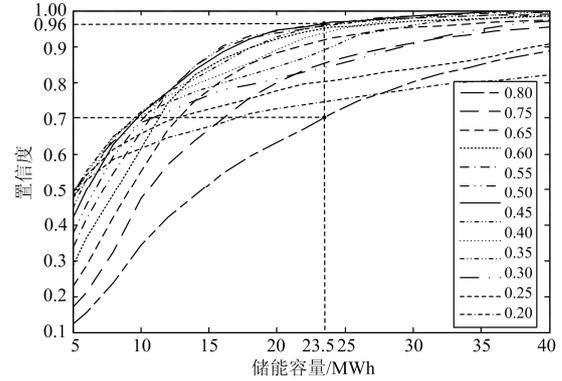


图 4 不同 SOC_{ori} 时置信度 β 与储能容量 E_N 间关系曲线

Fig. 4 Related curve between degree of confidence β and energy storage capacity E_N in the case of different SOC_{ori}

综上所述, 在满足置信度在 $[0.7, 0.96]$ 时, 为使接在节点 16 的 60 MW 风电场在 3 h 内平稳的参与黑启动, 本文配置的储能电站为 13.5 MW/23.5 MWh, 储能系统和风电场规模约保持在 1:2.5 的容量比较为适宜。

3.3 仿真验证

储能电站配置完成后, 在 PSCAD/EMTDC 中搭建 IEEE39 节点系统和风储系统。其中风电场用一台双馈感应风电机组(DFIG)等效, 采用恒功率控制策略; 储能系统采用 PQ 控制以发挥瞬时和长时间平抑的作用, 风电场和储能电站与电网均不交换无功功率。

储能电站配置为 13.5 MW/23.5 MWh, 其 SOC_{ori} 设定为 0.8, 从风储系统并网时刻开始仿真。从 ϕ_1 中满足当 $SOC_{\text{ori}}=0.8$ 时 $\beta=0.7$ 的风电出力序列中任选一风速序列如图 5 所示。积分求得该风电出力序列的平均值 $P_{\text{ave}}=37.2\text{ MW}$, 已知 16 号节点的 ΔP_{wbmax} 为 15.46 MW, 可得经过储能电站平滑后的风储系统出力应当在 $(29.47, 44.93)\text{ MW}$ 。风储系统并网瞬间, 按照 P_{ave} 在 16 号母线上额外投入 37.2 MW 的负荷。

在图 5 所示风速场景下, 由图 6、图 7 和图 8 可知, 按本文提出策略配置的储能电站可以将风电场的输出功率波动平抑在 $(29.47, 44.93)$, 初期恢复系统的频率基本在 $(49.9, 50.1)$, 且储能电站的 SOC

始终在(0.1, 0.9)。

以上结果表明, 本文提出的储能容量配置策略, 可以在一定置信度的前提下使风电场平稳安全地参与初期黑启动, 为待恢复负荷或待启的火电机组提供启动功率, 加快系统恢复进程。

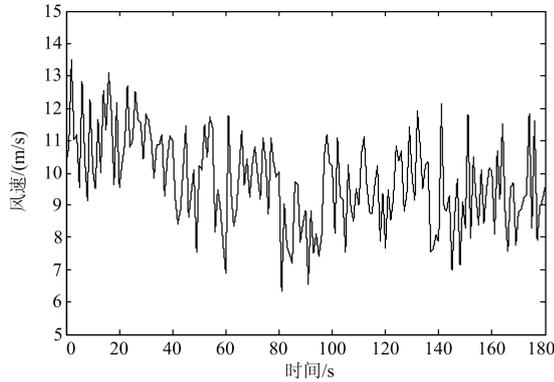


图5 风速随时间变化图

Fig. 5 Curve of wind speed

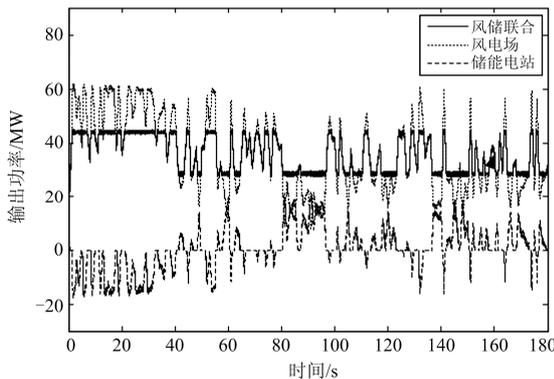


图6 风电场、储能电站和风储系统输出功率

Fig. 6 Output power curves of wind farm, energy storage station and the wind-storage system

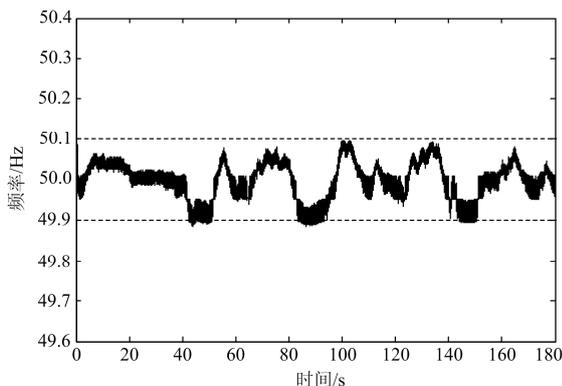


图7 风储系统参与初期黑启动时频率变化图

Fig. 7 Frequency curve when the wind-storage system integrates in the preliminary restoration system

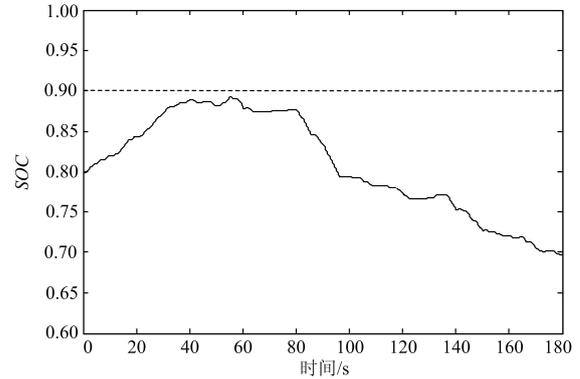


图8 储能电站 SOC 随时间变化图

Fig. 8 SOC curve of energy storage station

4 结论

本文基于初期恢复系统可承受的最大功率波动, 利用储能电站将风电出力波动限定在系统可承受范围内, 使风电能够平稳的参与初期黑启动, 加快系统恢复进程, 为东北和西北等缺水多风地区电网的新能源参与黑启动提供了一定参考。

本文提出的储能容量配置策略, 同时考虑了储能电站的瞬时和长期平抑能力, 得到了和置信度相关的储能容量与风电场容量的配比关系。此外, 该储能容量配置策略可以推广至除风电外的其它出力不稳定电源, 也可以推广至除黑启动外的其他应用场景。

参考文献

- [1] 孙峰, 朱钰, 王刚, 等. 风储发电系统黑启动模型及仿真研究[J]. 电气应用, 2015(增刊): 521-527.
SUN Feng, ZHU Yu, WANG Gang, et al. Modeling of black-start and simulation research of wind-storage power system[J]. Electrotechnical Application, 2015(S): 521-527.
- [2] EL-ZONKOLY A. Integration of wind power for optimal power system black-start restoration[J]. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 2015, 23: 1853-1866.
- [3] ZHU H N, LIU Y T. Aspects of power system restoration considering wind farms[C] // International Conference on Sustainable Power Generation and Supply (SUPERGEN 2012), Sept 8-9, 2012, Hangzhou, China: 1-5.
- [4] 高明杰, 惠东, 高宗河, 等. 国家风光储输电示范工程介绍及其典型运行模式分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 59-64.
GAO Mingjie, HUI Dong, GAO Zonghe, et al. Presentation of national wind/photovoltaic/energy storage and transmission demonstration project and analysis of

typical operation modes[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 59-64.

[5] 冯江霞, 梁军, 冯益坤. 基于风电功率 min 级分量波动特性的风电场储能容量优化计算[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(3): 1-6.
FENG Jiangxia, LIANG Jun, FENG Yikun. Optimization calculation of wind farm storage capacity based on minute-scale wind power characteristic[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(3): 1-6.

[6] 韩涛, 卢继平, 乔梁, 等. 大型并网风电场储能容量优化方案[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 169-173.
HAN Tao, LU Jiping, QIAO Liang, et al. Optimized scheme of energy-storage capacity for grid-connected large-scale wind farm[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 169-173.

[7] 卢芸, 徐骏. 基于小波包分解的风电混合储能容量配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 149-154.
LU Yun, XU Jun. Wind power hybrid energy storage capacity configuration based on wavelet packet decomposition[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 149-154.

[8] 刘舒, 李正力, 王翼, 等. 含分布式发电的微电网中储能装置容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 78-84.
LIU Shu, LI Zhengli, WANG Yi, et al. Optimal capacity allocation of energy storage in micro-grid with distributed generation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 78-84.

[9] 杨珺, 张建成, 周阳, 等. 针对独立风光发电中混合储能容量优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(4): 38-44.
YANG Jun, ZHANG Jiancheng, ZHOU Yang, et al. Research on capacity optimization of hybrid energy system in stand-alone wind/PV power generation system[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(4): 38-44.

[10] FENG L, ZHANG J N, LI G J, et al. Cost reduction of a hybrid energy storage system considering correlation between wind and PV power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1: 8pp.
DOI 10.1186/s41601-016-002-1

[11] 汪海蛟, 江全元. 应用于平抑风电功率波动的储能系统控制与配置综述[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(19): 126-135.
WANG Haijiao, JIANG Quanyuan. An overview of control and configuration of energy storage system used for wind power fluctuation mitigation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 126-135.

[12] 廖萍, 李兴源. 风电场穿透功率极限计算方法综述[J]. 电网技术, 2008, 32(10): 50-53.
LIAO Ping, LI Xingyuan. A survey on calculation methods of wind power penetration limit[J]. Power System Technology, 2008, 32(10): 50-53.

[13] 风电场接入电力系统技术规定: GB/T 19963—2011[S]. 北京: 中国标准出版社, 2012.

[14] 雷亚洲, 王伟胜, 印永华, 等. 基于机会约束规划的风电穿透功率极限计算[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(5): 32-35.
LEI Yazhou, WANG Weisheng, YIN Yonghua, et al. Wind power penetration calculation based on chance constrained programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(5): 32-35.

[15] 周敏. 机组启动时间的不确定性对系统后续恢复影响的研究[D]. 保定: 华北电力大学, 2011.

[16] 刘艳, 张华. 基于失电风险最小的机组恢复顺序优化方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(14): 46-53.
LIU Yan, ZHANG Hua. Optimization of units' restoration sequence based on minimizing risk of electrical energy loss[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(14): 46-53.

收稿日期: 2016-09-07; 修回日期: 2016-11-28

作者简介:

杜康(1991—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 主要研究方向为电力系统安全防御与恢复控制; E-mail: ncepudukang@163.com

刘艳(1973—), 女, 博士, 教授, 主要研究方向为电力系统安全防御与恢复控制、智能技术在电力系统中的应用;

叶茂(1991—), 男, 博士研究生, 主要研究方向为电力系统安全防御与恢复控制、智能技术在电力系统中的应用。

(编辑 张爱琴)