

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2023.03.004

计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性评估

岳大为¹, 赵文体², 袁行行², 杨明哲¹, 姜毅², 李练兵¹

(1. 省部共建电工装备可靠性与智能化国家重点实验室(河北工业大学), 天津 300130;
2. 河北工业大学人工智能与数据科学学院, 天津 300130)

摘要:电-氢混合储能为提高孤岛直流微电网可靠性提供了有效途径,然而不同电-氢混合储能策略也会影响系统的可靠性水平,文中针对不同电-氢混合储能运行顺序,对比分析了3种储能策略对孤岛直流微电网可靠性的影响。首先,建立氢气储能模型、蓄电池储能模型和微电网可靠性评估指标体系;然后,计及系统元件故障,基于序贯蒙特卡洛法,提出计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性评估方法;最后,采用改进的RBTS BUS6 F4馈线系统对孤岛直流微电网进行可靠性评估,对比分析储能策略和电-氢混合储能容量对系统可靠性的影响。结果表明:氢储能可以有效提高系统可靠性,不同的电-氢储能策略和容量对系统可靠性具有不同的影响。

关键词:孤岛直流微电网;电-氢混合储能;可靠性评估;蒙特卡洛法;储能策略;可靠性指标

中图分类号:TM73

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2023)03-0027-09

0 引言

石油、煤炭等传统化石能源被大量消耗的同时造成了严重的环境污染问题。为了解决这些问题,以风、光为代表的可再生能源得到了大量应用,但是这些可再生能源具有波动性、时序性等特点^[1-2]。孤岛直流微电网是以消纳可再生能源为主的一种新型电力系统,具有结构简单、换流损耗小、发配效率高优点,但其运行可靠性会受到系统中可再生能源出力波动的影响^[3-5]。氢作为一种清洁能源,具有能量高、密度大、存储周期长等特点,是实现“双碳”目标的重要选择,利用风、光制氢可以实现电能与氢能之间的相互转化^[6-10]。采用电-氢混合储能可以有效解决当前孤岛直流微电网出力不稳定问题^[11-12]。然而,与只含有蓄电池储能的微电网相比,含电-氢混合储能的微电网不仅结构更加复杂^[13],其不同运行策略也会影响系统的可靠运行。因此须对计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性展开研究。

文献[14]对含电-氢系统的孤岛型交直流混合微电网进行可靠性评估,采用序贯蒙特卡洛法,以改进的RBTS BUS6 F4馈线系统作为算例,根据氢气系统元件的利用率和新能源总量的不同对系统进行仿真分析。文献[15]对电能和天然气混合系统进行可靠性评估,提出储气罐寿命模型和新的可靠性指标用于评估电-气系统的可靠性。文献[16]针对孤岛型光储微电网的多态不确定性进行可靠

性评估,分析微电网中光伏和储能容量对系统可靠性的影响。文献[17]提出一种机器学习的方法,用于评估电-气综合能源系统的可靠性,并在3个测试系统上验证了该方法的有效性。

目前针对含电-氢混合储能的微电网的可靠性研究主要集中在氢储能对系统可靠性的影响,忽略了加入氢储能后不同的电-氢混合储能策略对系统的影响。文中在对微电网进行可靠性评估时充分考虑了不同储能策略的影响。首先,建立氢储能模型、蓄电池储能模型和可靠性评估指标;然后,基于序贯蒙特卡洛模拟法提出计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性评估方法;最后,以改进的RBTS BUS6 F4馈线系统作为算例,对比分析了孤岛直流微电网在3种电-氢混合储能策略下的可靠性水平。结果表明,不同储能策略对系统可靠性有不同影响,验证了在对含电-氢混合储能的微电网进行可靠性评估时考虑储能策略的必要性。

1 系统结构

计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网拓扑如图1所示,主要由发电系统、储能系统和负荷(load, LD)组成。发电系统包括风力发电机组(wind turbine, WT)、微型燃气轮机(micro turbine, MT)和光伏(photovoltaic, PV),通过变换器连接至直流母线。储能系统包括蓄电池储能系统(battery energy storage system, BSS)和氢气储能系统(hydrogen energy storage system, HSS)。其中, HSS包括质子交换膜燃料电池(fuel cell, FC)、碱性电解槽(alkaline electrolyzer, AE)和储氢罐(hydrogen tank, HT), AE和

收稿日期:2022-10-11;修回日期:2022-12-19

基金项目:河北省重点研发计划资助项目(20312102D)

FC 通过 DC/DC 变换器连接至直流母线。AE 消耗系统多余电能用于制氢,并将氢气存于 HT 中,FC 通过消耗 HT 中的氢气向系统放电。

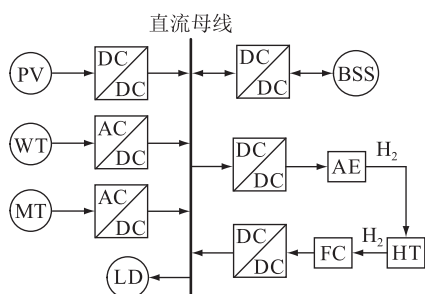


图 1 计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网拓扑
Fig.1 Topology of islanded DC microgrid considering electric-hydrogen hybrid energy storage

2 模型建立

2.1 HSS 模型

2.1.1 AE 模型

假设 AE 的额定功率为 $P_{ae,max}$,当系统内功率过剩时,AE 电解水制氢,消耗多余电能。

AE 的制氢速率为:

$$V_{AEH} = \eta_F N_{ae} P_{ae} \eta_{ae} \quad (1)$$

其中:

$$\eta_F = a_1 \exp\left(\frac{a_2 + a_3 T_{ae}}{I_{ae}/A_{cell}} + \frac{a_4 + a_5 T_{ae}}{(I_{ae}/A_{cell})^2}\right) \quad (2)$$

式中: η_F 为法拉第效率; a_n 为法拉第效率系数($n=1, 2, 3, 4, 5$); N_{ae} 为 AE 串联模块的个数; η_{ae} 为每消耗 1 kW·h 电能可制取的氢气量; P_{ae} 、 T_{ae} 、 I_{ae} 分别为 AE 的输入功率、温度和电流; A_{cell} 为 AE 模块面积。

2.1.2 FC 模型

设 FC 的额定功率为 $P_{fc,max}$,当系统内功率不足时,FC 消耗氢气发电,弥补系统功率缺额。

FC 的输出功率为:

$$P_{fc} = \frac{V_{FCH}}{\beta_{fc}} \eta_{fc} \quad (3)$$

其中:

$$V_{FCH} = \frac{N_{fc}}{zF} I_{fc} \quad (4)$$

式中: V_{FCH} 为 FC 的耗氢速率; η_{fc} 为 FC 的效率; β_{fc} 为每产生 1 kW·h 电能消耗的氢气量; z 为每次反应电子转移数; F 为法拉第常数; I_{fc} 、 N_{fc} 分别为 FC 的电流和数量。

2.1.3 HT 模型

设 HT 中初始压强为 P ,AE 制得的氢气进入会导致压强增加 ΔP_1 ,使用 FC 发电时会导致压强减少 ΔP_2 。HT 中的压强 P_g 表达式为:

$$P_g = P + \Delta P_1 - \Delta P_2 \quad (5)$$

由理想气体状态方程得:

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta N_1 R T_a}{V_g} = \frac{V_{AEH} t R T_a}{V_g} \quad (6)$$

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta N_2 R T_a}{V_g} = \frac{V_{FCH} t R T_a}{V_g} \quad (7)$$

式中: ΔN_1 、 ΔN_2 分别为制取和消耗氢气的量; t 为时间; R 为热力学常数; T_a 、 V_g 分别为 HT 的环境温度和容积。

为防止 HT 中氢气的量过大,进行以下约束:

$$\begin{cases} H_{SOC}^{min} \leq H_{SOC} \leq H_{SOC}^{max} \\ H_{SOC} = \frac{P_g}{P_{gmax}} \end{cases} \quad (8)$$

式中: H_{SOC}^{max} 、 H_{SOC}^{min} 分别为储氢状态的上、下限,分别取 0.1 和 0.8; P_{gmax} 、 H_{SOC} 分别为 HT 的压强上限和储氢状态。

2.2 BSS 模型

由于 BSS 的充放电功率和容量有限,建立 BSS 充、放电模型。

充电过程:

$$\begin{cases} E_{BSS}(t+1) = (1 - \delta_e) E_{BSS}(t) + P_{ch}(t) \eta_{ch} \\ E_{BSS}(t+1) \leq E_{BSS}^{max} \\ P_{ch}(t) \leq P_{ch,max}(t) \end{cases} \quad (9)$$

放电过程:

$$\begin{cases} E_{BSS}(t+1) = (1 - \delta_e) E_{BSS}(t) - P_{dch}(t) / \eta_{dch} \\ E_{BSS}(t+1) \geq E_{BSS}^{min} \\ P_{dch}(t) \leq P_{dch,max}(t) \end{cases} \quad (10)$$

式中: $E_{BSS}(t)$ 为 t 时刻 BSS 的剩余电量; δ_e 为 BSS 的自放电效率,文中取 0.001; $P_{ch}(t)$ 、 $P_{dch}(t)$ 分别为 t 时刻 BSS 的充、放电功率; η_{ch} 、 η_{dch} 分别为 BSS 的充、放电效率,文中均设置为 0.9; E_{BSS}^{max} 、 E_{BSS}^{min} 分别为 BSS 容量的最大、最小值; $P_{ch,max}(t)$ 、 $P_{dch,max}(t)$ 分别为 t 时刻 BSS 的额定充、放电功率。

为防止 BSS 过充或过放,对其电量状态进行约束:

$$\begin{cases} E_{SOC} = E_{BSS} / E_{BSS}^{max} \\ E_{SOC}^{min} \leq E_{SOC} \leq E_{SOC}^{max} \end{cases} \quad (11)$$

式中: E_{SOC} 为 BSS 荷电状态; E_{SOC}^{max} 、 E_{SOC}^{min} 分别为 BSS 荷电状态的最大值和最小值,分别取 0.9 和 0.2。

风机出力模型详见文献[18-19],光伏出力模型、负荷模型详见文献[19-20]。

3 孤岛型直流微电网可靠性分析

3.1 可靠性评估指标体系

文中用以评估微电网负荷点可靠性的指标包

括故障率和年均停电时间,具体计算步骤参考文献[21]。评估整个系统可靠性的指标包括失负荷概率(loss of load probability, LOLP)、用户平均停电持续时间指数(customer average interruption duration index, CAIDI)、系统平均停电频率指数(system average interruption frequency index, SAIFI)和系统电力不足期望值(expected electric demand not supplied, EEDNS)^[16,21-22]。

(1) 失负荷概率 L_{LOLP} 。

$$L_{LOLP} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T F(t) \quad (12)$$

$$F(t) = \begin{cases} 1 & P_L(t) > P_{DC}(t) \\ 0 & P_L(t) \leq P_{DC}(t) \end{cases} \quad (13)$$

式中: T 为总仿真时长; $P_L(t)$ 为 t 时刻负荷的需求功率; $P_{DC}(t)$ 为 t 时刻WT、PV、MT、BSS和HSS输出功率的总和。

(2) 用户平均停电持续时间指数 L_{CAIDI} 。

$$L_{CAIDI} = \sum_{i=1}^{N_{LP}} U_i N_i / \sum_{i=1}^{N_{LP}} \lambda_i N_i \quad (14)$$

式中: λ_i 、 N_i 、 U_i 分别为负荷点 i 的年故障率、用户数和年停运时间; N_{LP} 为负荷点总数。

(3) 系统平均停电频率指数 L_{SAIFI} 。

$$L_{SAIFI} = \sum_{i=1}^{N_{LP}} \lambda_i N_i / \sum_{i=1}^{N_{LP}} N_i \quad (15)$$

(4) 系统电力不足期望值 L_{EEDNS} 。

$$L_{EEDNS} = \sum_{x \in G} P(x) C_e(x) \quad (16)$$

式中: G 为出现负荷削减的状态集合; $P(x)$ 为系统状态 x 的概率; $C_e(x)$ 为在系统状态 x 下的负荷削减量。

3.2 电-氢混合储能运行策略

在孤岛运行模式下,储能系统对于孤岛微电网的平稳运行具有重要作用,能够有效提升电能质量、提高可再生能源利用率。文中针对BSS和HSS储能方式的不同运行顺序,建立3种电-氢混合储能策略,流程如图2所示,其中 P_{MT} 为MT的输出功率。

设孤岛微电网内的差额功率为:

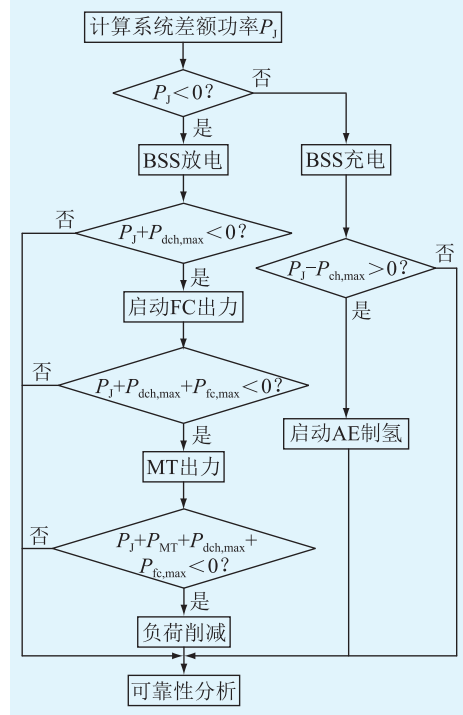
$$P_J = P_{WT} + P_{PV} - P_L \quad (17)$$

式中: P_{WT} 为WT的输出功率; P_{PV} 为PV发电系统的输出功率; P_L 为负载功率。

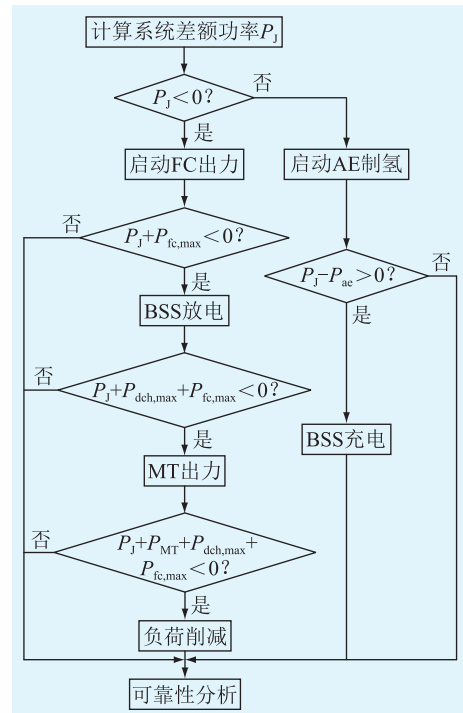
策略1:优先利用BSS平抑系统电源出力波动。当系统的差额功率过剩,即 $P_J > 0$ 时,优先给BSS充电,若还有过剩功率,则利用HSS消耗剩余电能制氢。当系统的差额功率不足,即 $P_J < 0$ 时,优先利用BSS出力弥补系统差额功率,若此时功率仍不足,则利用HSS消耗氢气向系统放电。

策略2:优先利用HSS平抑系统电源出力波动。当 $P_J > 0$ 时,优先利用HSS消耗电能制氢,若还有过剩功率,则剩余电能给BSS充电。当 $P_J < 0$ 时,优先利用HSS消耗氢气向系统放电,若功率仍不足,则利用BSS出力弥补系统差额功率。

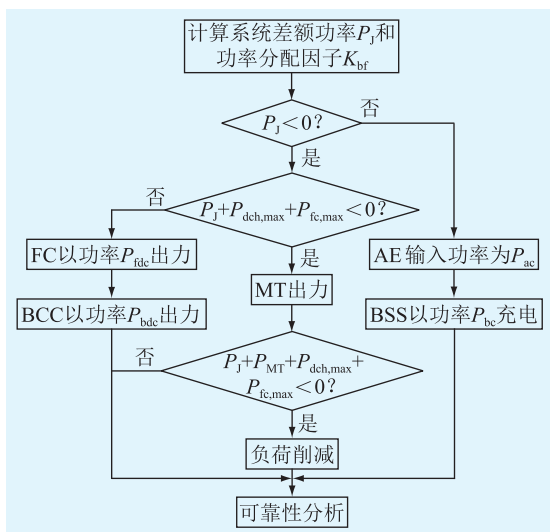
策略3:对HSS和BSS模糊功率分配^[23-24]。模糊功率分配方法如图3所示。AE-BSS模块用于系统内差额功率过剩时优化BSS和AE的功率分配。FC-BSS模块用于系统内差额功率不足时优化BSS



(a) 策略1流程



(b) 策略2流程



(c) 策略3流程

图2 3种储能策略下的流程

Fig.2 Flow charts in three energy storage strategies

和FC的功率分配。其输入、输出变量采用三角形隶属度函数。为防止发生振荡,图3中加入了滞环控制。当 $P_j > 0$ 时,开关接通2,将 H_{SOC} 和 E_{SOC} 输入到AE-BSS模块得到BSS的功率分配因子 K_{bf} ,通过 K_{bf} 与 P_j 相乘得到BSS的充电功率参考值 P_{bc} ,再用 P_j 减去 P_{bc} 得到AE的功率参考值 P_{ac} ; $P_j < 0$ 时,开关接通1,利用FC-BSS得到BSS的功率分配因子 K_{bf} ,乘以 P_j 得到BSS的放电功率参考值 P_{bdc} ,再用 P_j 减去 P_{bdc} 得到FC的输出功率参考值 P_{fdc} 。

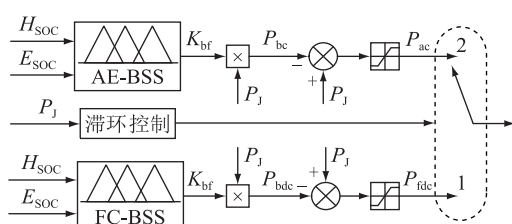


图3 基于模糊控制器的功率分配策略

Fig.3 Power allocation strategy based on fuzzy controller

3.3 电-氢储能成本

在3种电-氢混合储能策略中,仅考虑HSS和BSS的使用成本,电-氢储能系统的总成本为:

$$C_{SUM} = C_{BSS} + C_{HSS} \quad (18)$$

其中:

$$C_{BSS} = \frac{C_{bss_in}/L_{bss} + C_{bss_O\&M}}{\eta_{ch}\eta_{dch}} + \frac{C_{bss_in}/L_{bss} + C_{bss_O\&M}}{\eta_{dch}} \quad (19)$$

$$C_{HSS} = C_{ht_in}/L_{ht} + C_{ht_O\&M} + \frac{C_{ae_in}/L_{ae} + C_{ae_O\&M}}{\eta_{ae}} + \frac{C_{fc_in}/L_{fc} + C_{fc_O\&M}}{\eta_{fc}} \quad (20)$$

式中: C_{BSS} 、 C_{HSS} 分别为BSS和HSS的总成本; $C_{ae_O\&M}$ 、 $C_{fc_O\&M}$ 、 $C_{ht_O\&M}$ 、 $C_{bss_O\&M}$ 分别为AE、FC、HT和BSS的运维成本; C_{ae_in} 、 C_{fc_in} 、 C_{ht_in} 、 C_{bss_in} 分别为AE、FC、HT和BSS的购买成本; L_{ae} 、 L_{fc} 、 L_{ht} 、 L_{bss} 分别为AE、FC、HT和BSS的使用寿命。其中 L_{bss} 一般与BSS的深度充放电次数有关。

$$L_{bss} = E_{BSS}^{max} N_{BSS} U_{DC} N_{cy} / P_{BSS} \quad (21)$$

式中: N_{BSS} 为BSS的组数; U_{DC} 为BSS的额定电压; N_{cy} 为BSS的充放电次数; P_{BSS} 为BSS的功率绝对值。

3.4 可靠性评估流程

电力系统中常用的可靠性评估方法有解析法和模拟法。解析法是通过故障枚举法来获得随机状态,但随着故障数目的增多,难以枚举所有的故障状态。模拟法包括非序贯蒙特卡洛模拟法和序贯蒙特卡洛模拟法,其中序贯蒙特卡洛模拟法能够获得更丰富的可靠性数据,保留系统的时序性,生成概率、频率和持续时间等可靠性指标,因此文中选用序贯蒙特卡洛模拟法进行模拟仿真。

微电网中元件故障和不同的储能运行策略均会影响系统的稳定运行,文中计及系统微电源、变流器、储能系统和线路等元件故障,基于序贯蒙特卡洛法提出了计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性评估方法。其评估流程如下:

(1) 系统数据初始化。输入系统参数,设置仿真年限 $N=100$,初始化系统累计仿真时间 $T_{MC}=0$,初始化负荷削减 $L_{shed}=0$ 。

(2) 求出系统每个元件的无故障工作时间 $T_{TTF,i} = -(\ln x)/\lambda_i$,其中 λ_i 为元件 i 的年故障率, x 为 $(0,1)$ 中服从均匀分布的随机数。令 $T_w = \min(T_{TTF,i})$,选取工作时间为 T_w 的元件为故障元件。

(3) 求出故障元件的修复时间 $T_{TTR} = -(\ln y)/\mu$,其中 y 为 $(0,1)$ 中服从均匀分布的随机数, μ 为元件的修复率,令仿真时间 $t_c=1$ 。

(4) 系统中若有故障元件,判断该故障元件是否为电源元件,若是,则令该元件出力为0,若为非电源元件,则该元件以及与其连接的下流负荷均断电。

(5) 基于3种电-氢混合储能运行策略对孤岛直流微电网进行可靠性分析。

(6) 若 $t_c < T_w + T_{TTR}$,令 $t_c = t_c + 1$,返回步骤(4),否则进行下一步。

(7) 累计系统模拟仿真时间 $T_{MC} = T_{MC} + T_w + T_{TTR}$,若 $T_{MC} < 8760N$,则返回步骤(2),否则进行下一步。

(8) 根据各负荷点的累计停电时间和停电次

数,计算负荷点的平均故障率、平均故障时间以及整个系统的可靠性指标。

4 算例分析

文中采用改进的 RBTS BUS6 F4 馈线系统作为计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性测试系统,如图 4 所示。该测试系统包括储能系统、WT、PV、MT 和 LD。储能系统包含 BSS 和 HSS 两部分, S1—S4 为智能开关,能有效切断负荷电流。元件的不确定性参数见表 1^[25],负荷参数参见文献[26-27],储能系统的成本及寿命见表 2^[28-30]。

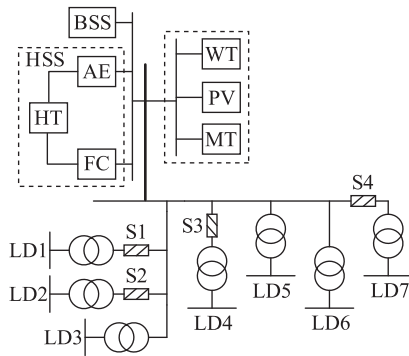


图 4 可靠性测试系统

Fig.4 Reliability test system

表 1 元件参数

Table 1 Parameters of components 次·a⁻¹

元件	λ	μ
线路	0.050	0.250
变流器	0.015	0.005
WT	0.050	0.017
PV	0.120	0.014
MT	0.180	0.083
BSS	0.050	0.020
AE	0.150	0.033
FC	0.120	0.230
HT	0.100	0.210

表 2 储能元件成本及寿命

Table 2 Costs and life time of storage components

元件	购买成本	寿命/a	运维成本
BSS	800 元/(kW·h)	L_{bss}	0.02 元/(kW·h)
AE	3.2 万元/kW	15	0.05 元/h
FC	2.5 万元/kW	5.78	0.04 元/h
HT	0.83 万元/L	25	0.01 元/h

设 WT、MT 和 PV 的额定功率分别为 2 MW、1.5 MW 和 1 MW;BSS 的储能容量为 2 MW·h,最大充放电功率为 0.25 MW;HSS 中 HT 的体积为 250 L,最大压强为 35 MPa,初始压强为 15 MPa,FC 和 AE

的最大功率分别为 0.2 MW、0.16 MW, η_{fc} 、 β_{fc} 、 η_{ae} 分别为 0.5、0.8 m³/(kW·h)、0.3 m³/(kW·h)。

4.1 HSS 和电-氢储能策略对系统可靠性与经济性的影响

分别对含有 HSS 的 3 种电-氢混合储能策略和不含 HSS 的微电网系统进行仿真,得到系统和负荷点的可靠性指标,具体如表 3 和图 5、图 6 所示。

表 3 微电网可靠性与经济性指标

Table 3 Reliability and economic indices of microgrid

可靠性指标	含 HSS			不含 HSS
	策略 1	策略 2	策略 3	
LOLP/%	13.548	13.569	13.373	15.725
CAIDI/ [h·(户·a) ⁻¹]	0.976	0.993	0.905	1.238
SAIFI/ [次·(户·a) ⁻¹]	3.743	3.815	3.236	4.311
EEDNS/MW	2.832	2.867	2.694	3.414
成本/万元	655.27	533.93	548.37	357.54

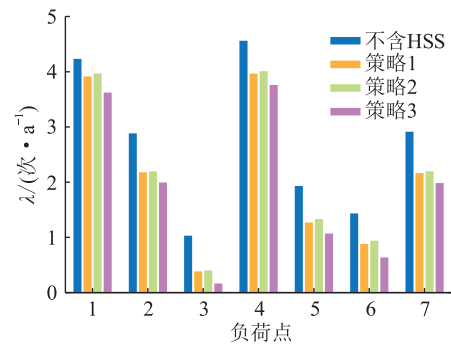


图 5 不同储能策略下负荷点的故障率

Fig.5 Failure rate of load points in different energy storage strategies

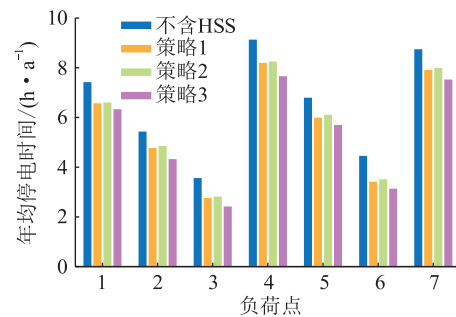


图 6 不同储能策略下负荷点的年平均停电时间

Fig.6 Annual average interruption duration of load points in different energy storage strategies

由表 3 可知,含有 HSS 和不含 HSS 相比,系统的可靠性指标 LOLP、CAIDI、SAIFI 和 EEDNS 最多分别降低了 17.59%、36.80%、33.22% 和 26.73%,说明加入 HSS 能够有效提高微电网系统的可靠性。但是含 HSS 的储能成本最低增加了 49.33%,在含

HSS 的 3 种储能策略中策略 1 的成本最高。

通过对比 3 种策略下的可靠性指标可知,策略 3 的可靠性最高,这是因为策略 1 和策略 2 总是优先采用一种储能方式,使得 BSS 和 HSS 总是处于深度充、放电状态,不仅影响 BSS 的工作寿命和性能,而且达到 H_{soc} 和 E_{soc} 上、下限的概率也更大。一旦 H_{soc} 或 E_{soc} 达到上、下限,为了保证系统稳定,须切换不同的储能系统接口装置,切换过程中会存在冲击电压和电流,降低电能质量和可再生能源利用率。策略 3 中对 BSS 和 HSS 进行了模糊功率分配,根据 2 种储能系统的 H_{soc} 和 E_{soc} ,计算其电能输入、输出功率,同时采用 2 种储能方式,降低了系统内各接口装置控制策略的切换次数,提高了微电网中可再生能源的利用率。

由图 5 和图 6 可知,加入 HSS 能够有效降低负荷点的故障率和年平均停电时间。对比 3 种策略可知,策略 3 的负荷点可靠性最高,相比于策略 2,策略 1 也能够略微提高负荷点的可靠性。微电网系统中不同负荷点的可靠性水平和对应的负荷点功率排序一致,说明了该评估方法的正确性。

4.2 电-氢储能容量和策略对系统可靠性的影响

设 WT、PV 和 MT 的额定功率不变,分别改变 HSS 中 HT 的体积和 BSS 的容量,研究电-氢储能系统中设备容量和运行策略对系统可靠性的影响。通过仿真分析,系统可靠性指标变化情况如图 7、图 8 所示。

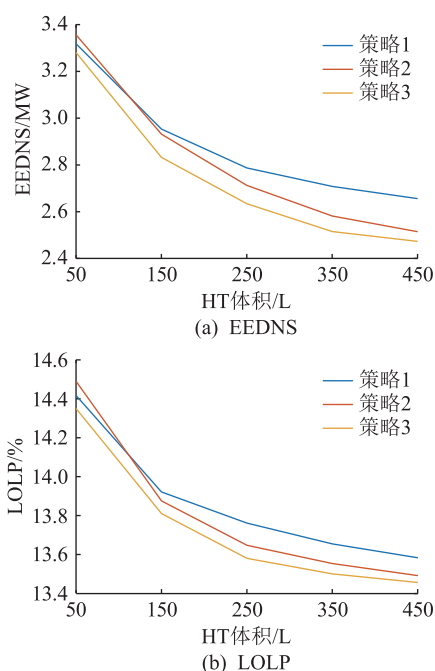


图 7 不同 HT 体积和储能策略下的 EEDNS 和 LOLP
Fig.7 EEDNS and LOLP in different HT volumes and energy storage strategies

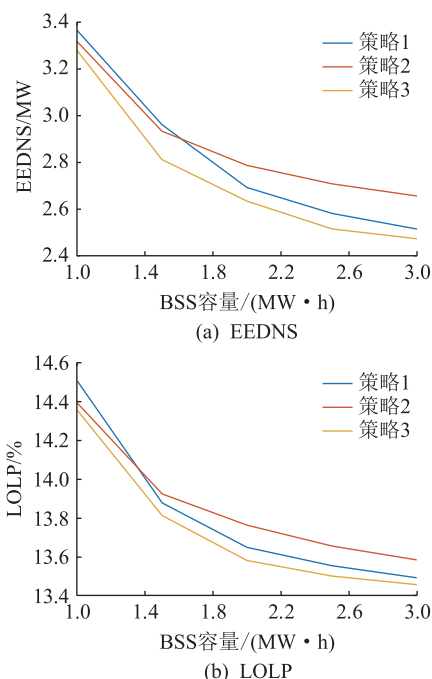


图 8 不同 BSS 容量和储能策略下的 EEDNS 和 LOLP
Fig.8 EEDNS and LOLP in different BSS capacities and energy storage strategies

由图 7 可知,当 BSS 容量不变时,增加 HT 的体积,3 种策略均能提高系统的可靠性,EEDNS 和 LOLP 变化趋势相同。以 LOLP 为例,当 HT 体积较小时,增加其体积,可靠性指标 LOLP 下降的幅度较大,随着 HT 体积的不断增大,LOLP 的下降幅度会逐渐减小。这是因为当 HT 体积较小时,系统中 HSS 的容量较小,总储能容量也较小,一旦增加 HT 体积,系统的可靠性会有明显提升,而当 HT 体积足够大时,系统中的总储能容量已经基本趋于饱和,同时还受 HSS 中 FC 和 AE 功率的限制,因此,即使继续增加 HT 体积,LOLP 下降的幅度也并不大。3 种储能策略中策略 3 的可靠性水平最高,当 HT 体积较小时,策略 1 的 LOLP 比策略 2 低,随着 HT 体积的不断增大,策略 2 的 LOLP 会逐渐低于策略 1,并且逐渐接近于策略 3。这是由于 HT 体积较小时,策略 2 会增加储能接口装置的切换次数,降低可再生能源的利用率。随着 HT 体积的不断增大,HSS 能够逐渐单独满足系统需求,不用进行切换,其可靠性会逐渐接近于策略 3。

类比于图 7,图 8 中 HT 的体积不变,增加 BSS 的容量,能够提高系统的可靠性,LOLP 和 EEDNS 的变化趋势和图 7 类似。当 BSS 容量较小时,策略 2 的 LOLP 比策略 1 的低,随着 BSS 容量增加,策略 1 的可靠性逐渐优于策略 2,当 BSS 容量足够大时,能够单独满足系统需求,此时,策略 1 的可靠性水平逐渐接近于策略 3。

综上所述,得出如下结论:

(1) 3种储能策略中策略3的可靠性水平最高,但BSS容量足够大时,策略1和策略3对系统可靠性水平的影响基本一致;当HT体积足够大时,策略2和策略3对系统可靠性水平的影响基本一致。

(2) 当系统储能容量较小时,增加HT体积或BSS容量均能有效提高系统可靠性水平,当系统储能容量较大时,增加BSS容量或HT体积对系统可靠性的影响不大。

5 结语

文中对比分析了3种电-氢混合储能策略对系统可靠性的影响,建立了HSS和BSS模型,定义了系统的可靠性指标,基于序贯蒙特卡洛法,提出了计及电-氢混合储能的孤岛直流微电网可靠性评估方法,通过算例进行了仿真和分析。结果表明:加入HSS后能够有效提高孤岛直流微电网的可靠性,但要增加投资成本。在3种储能策略中,策略1的成本最高,策略3的可靠性水平最高。增加HSS或BSS的容量后,3种储能策略均会提高微电网的可靠性,但提升的幅度不同,因此可以选择合适的储能容量和策略来提高微电网的可靠性。

参考文献:

- [1] IUORAS A M, SALCU S I, RUSU C G, et al. Power factor compensation for a single-phase AC-DC hybrid micro-grid [C]// 2020 IEEE 11th International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems (PEDG). Dubrovnik, Croatia. IEEE, 2020: 455-458.
- [2] 崔凯, 孔祥玉, 金强, 等. 考虑分布式电源出力间歇性的微电网可靠性评估[J]. 电力系统及其自动化学报, 2018, 30(9): 97-102.
CUI Kai, KONG Xiangyu, JIN Qiang, et al. Reliability analysis method for microgrid with intermittent distributed generations [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(9): 97-102.
- [3] 汪凯琳, 许仪勋, 潘瑞媛, 等. 考虑风光可靠性的微电网混合储能优化配置 [J/OL]. 电测与仪表: 1-8 [2022-10-11]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210513.0930.002.html>.
WANG Kailin, XU Yixun, PAN Ruiyuan, et al. Optimal configuration of hybrid energy storage systems in micro-grid considering wind-solar reliability [J/OL]. Electrical Measurement & Instrumentation; 1-8 [2022-10-11]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/23.1202.TH.20210513.0930.002.tml>.
- [4] SABOUHI H, DOROUDI A, FOTUHI-FIRUZABAD M, et al. Hybrid AC/DC microgrids flexible reliability index by using the axiomatic design concept [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2020, 14(23): 5456-5462.
- [5] 王杨, 万凌云, 胡博, 等. 基于孤岛运行特性的微电网可靠性分析[J]. 电网技术, 2014, 38(9): 2379-2385.
WANG Yang, WAN Lingyun, HU Bo, et al. Isolated island operating characteristics based analysis on reliability of microgrid [J]. Power System Technology, 2014, 38(9): 2379-2385.
- [6] 孙彩, 李奇, 邱宜彬, 等. 余电上网/制氢方式下微电网系统全生命周期经济性评估[J]. 电网技术, 2021, 45(12): 4650-4660.
SUN Cai, LI Qi, QIU Yibin, et al. Economic evaluation of whole life cycle of the micro-grid system under the mode of residual power connection/hydrogen production [J]. Power System Technology, 2021, 45(12): 4650-4660.
- [7] 张红, 袁铁江, 谭捷, 等. 面向统一能源系统的氢能规划框架[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 83-94.
ZHANG Hong, YUAN Tiejia, TAN Jie, et al. Hydrogen energy system planning framework for unified energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 83-94.
- [8] 李彦斐, 江涵, Farhad Taghizadeh-Hesary, 等. 可再生能源制氢技术经济性评述及其在东盟地区应用评估[J]. 全球能源互联网, 2021, 4(3): 292-300.
LI Yanfei, JIANG Han, TAGHIZADEHHESARY F, et al. Review on the economics of hydrogen production technology from renewable energy and its application evaluation in ASEAN [J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021, 4(3): 292-300.
- [9] 李雪临, 袁凌. 海上风电制氢技术发展现状与建议[J]. 发电技术, 2022, 43(2): 198-206.
LI Xuelin, YUAN Ling. Development status and suggestions of hydrogen production technology by offshore wind power [J]. Power Generation Technology, 2022, 43(2): 198-206.
- [10] 顾玖, 王晨磊, 解大. 电力市场环境下的电-氢一体化站优化运行[J]. 电力科学与技术学报, 2022, 37(1): 130-139.
GU Jiu, WANG Chenlei, XIE Da. Research on optimal operation of electricity-hydrogen integrated station in electricity market environment [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2022, 37(1): 130-139.
- [11] 李萃一, 韩莹, 李奇, 等. 计及效率特性的电-氢混合储能直流微电网经济下垂控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(7): 69-80.
LI Luoyi, HAN Ying, LI Qi, et al. Economic droop control strategy of a hybrid electric-hydrogen DC microgrid considering efficiency characteristics [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(7): 69-80.
- [12] 李蕊睿, 李奇, 蒲雨辰, 等. 计及功率交互约束的含电-氢混合储能的多微电网系统容量优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(14): 53-64.
LI Ruirui, LI Qi, PU Yuchen, et al. Optimal capacity allocation of multi-microgrid system with hybrid energy storage of electricity and hydrogen considering power interaction constraints [J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(14): 53-64.
- [13] 余娟, 马梦楠, 郭林, 等. 含电转气的电-气互联系统可靠性评估[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 708-715.
YU Juan, MA Mengnan, GUO Lin, et al. Reliability evaluation of integrated electrical and natural-gas system with power-to-

- gas[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 708-715.
- [14] 岳大为,袁行行,赵文体,等. 含电-氢系统的孤岛型交直流混合微电网可靠性评估[J]. 高电压技术, 2021, 47(11): 4002-4012.
YUE Dawei, YUAN Hanghang, ZHAO Wenti, et al. Reliability evaluation of islanded AC/DC hybrid microgrid with electricity-hydrogen system[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(11): 4002-4012.
- [15] ZENG Z Y, DING T, XU Y T, et al. Reliability evaluation for integrated power-gas systems with power-to-gas and gas storages[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 571-583.
- [16] 宋晓通,翁志鹏,周京华,等. 基于多态不确定性全时序仿真的微电网可靠性评估与规划[J]. 高电压技术, 2020, 46(5): 1508-1517.
SONG Xiaotong, WENG Zhipeng, ZHOU Jinghua, et al. Reliability evaluation and planning of microgrid based on whole time sequence simulation of multi-state uncertainty[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(5): 1508-1517.
- [17] LI S, DING T, MU C G, et al. A machine learning-based reliability evaluation model for integrated power-gas systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(4): 2527-2537.
- [18] CHEN Y K, WU Y C, SONG C C, et al. Design and implementation of energy management system with fuzzy control for DC microgrid systems[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2013, 28(4): 1563-1570.
- [19] 彭寒梅,郭颖聪,昌玲,等. 主从控制孤岛运行微电网的短期可靠性评估[J]. 电网技术, 2018, 42(2): 463-472.
PENG Hanmei, GUO Yingcong, CHANG Ling, et al. Short-term reliability assessment of islanded microgrid under master-slave control[J]. Power System Technology, 2018, 42(2): 463-472.
- [20] MERABET A, AHMED K T, IBRAHIM H, et al. Implementation of sliding mode control system for generator and grid sides control of wind energy conversion system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(3): 1327-1335.
- [21] 苏敏. 交直流混合微电网安全性及供电可靠性评估研究[D]. 湘潭:湘潭大学, 2019.
SU Min. Study on safety and power supply reliability evaluation of AC-DC hybrid microgrid[D]. Xiangtan: Xiangtan University, 2019.
- [22] ALAHMED A, SIDDIKI M K, CHAUDHRY G M. Reliability evaluation of microgrid power systems based on renewable energy in Saudi Arabia [C]//2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC). Calgary, AB, Canada. IEEE, 2021: 2799-2802.
- [23] 张学,裴玮,梅春晓,等. 含电/氢复合储能系统的孤岛直流微电网模糊功率分配策略与协调控制方法[J]. 高电压技术, 2022, 48(3): 958-968.
ZHANG Xue, PEI Wei, MEI Chunxiao, et al. Fuzzy power allocation strategy and coordinated control method of islanding DC microgrid with electricity/hydrogen hybrid energy storage systems[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(3): 958-968.
- [24] 李奇,蒲雨辰,韩莹,等. 电-氢孤岛直流微电网的分层能量管理[J]. 西南交通大学学报, 2020, 55(5): 912-919.
LI Qi, PU Yuchen, HAN Ying, et al. Hierarchical energy management for electric-hydrogen island direct current micro-grid[J]. Journal of Southwest Jiaotong University, 2020, 55(5): 912-919.
- [25] GUO J, LIU W X, SYED F R, et al. Reliability assessment of a cyber physical microgrid system in island mode[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(1): 46-55.
- [26] BILLINTON R, JONNAVITHULA S. A test system for teaching overall power system reliability assessment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1670-1676.
- [27] 周保荣,黄廷城,张勇军. 计及激励型需求响应的微电网可靠性分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(13): 70-78.
ZHOU Baorong, HUANG Tingcheng, ZHANG Yongjun. Reliability analysis on microgrid considering incentive demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(13): 70-78.
- [28] 蒲雨辰,李奇,陈维荣,等. 计及最小使用成本及储能状态平衡的电-氢混合储能孤岛直流微电网能量管理[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 918-927.
PU Yuchen, LI Qi, CHEN Weirong, et al. Energy management for islanded DC microgrid with hybrid electric-hydrogen energy storage system based on minimum utilization cost and energy storage state balance[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 918-927.
- [29] 李彦哲,郭小嘉,董海鹰,等. 风/光/储微电网混合储能系统容量优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2020, 32(6): 123-128.
LI Yanzhe, GUO Xiaojia, DONG Haiying, et al. Optimal capacity configuration of wind/PV/storage hybrid energy storage system in microgrid[J]. Proceedings of the CSU-EPSC, 2020, 32(6): 123-128.
- [30] 李奇,赵淑丹,蒲雨辰,等. 考虑电氢耦合的混合储能微电网容量配置优化[J]. 电工技术学报, 2021, 36(3): 486-495.
LI Qi, ZHAO Shudan, PU Yuchen, et al. Capacity optimization of hybrid energy storage microgrid considering electricity-hydrogen coupling[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2021, 36(3): 486-495.

作者简介:



岳大为

岳大为(1978),男,博士,副教授,研究方向为电力系统运行与控制、新能源技术等(E-mail:cdc@hebut.edu.cn);

赵文体(1996),男,硕士在读,研究方向为微电网可靠性评估;

袁行行(1996),男,硕士在读,研究方向为微电网可靠性评估。

Reliability evaluation of islanded DC microgrid considering electric-hydrogen hybrid energy storage

YUE Dawei¹, ZHAO Wenti², YUAN Hanghang², YANG Mingzhe¹, JIANG Yi², LI Lianbing¹

(1. State Key Laboratory of Reliability and Intelligence of Electrical Equipment (Hebei University of Technology), Tianjin 300130, China; 2. School of Artificial Intelligence, Hebei University of Technology, Tianjin 300130, China)

Abstract: An effective way is provided by the electric-hydrogen hybrid energy storage to improve the reliability of islanded DC microgrids. However, the reliability level of the system will also be affected by different electric-hydrogen hybrid energy storage strategies. According to different operation sequences of electric-hydrogen hybrid energy storage, the impact of three energy storage strategies on the reliability of islanded DC microgrid is compared and analyzed. Firstly, the hydrogen storage model, battery storage model and microgrid reliability evaluation index system are established. Then, considering the fault of system components, based on the sequential Monte Carlo method, a reliability evaluation method of islanded DC microgrid considering electric-hydrogen hybrid energy storage is proposed. Finally, the improved RBTS BUS6 F4 feeder system is applied to evaluate the reliability of the islanded DC microgrid, and the influence of different energy storage strategies and different capacities of electric-hydrogen hybrid energy storage on the system reliability are compared and analyzed. The results show that system reliability can be effectively improved with hydrogen energy storage. Different electric-hydrogen energy storage strategies and capacities have different effects on system reliability.

Keywords: islanded DC microgrid; electric-hydrogen hybrid energy storage; reliability evaluation; Monte Carlo method; energy storage strategy; reliability indices

(编辑 方晶)

(上接第 18 页)

Opening characteristics of high current fast switch for DC circuit breaker

LAN Jian, FENG Ying, WANG Chengyu

(China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: The stability of opening process of fast mechanical switch is the key factor affecting the breaking performance of DC circuit breaker. Based on the finite element method, the multi-field coupling calculation of electromagnetic, thermal and momentum is carried out for the opening process of high current fast switch with permanent magnet operating mechanism and electromagnetic repulsion mechanism. The influence of the driving coil input for the permanent magnet operating mechanism and different driving coil currents on the opening process of double-action mechanism are analyzed. The calculation results show that the permanent magnet suction force can be cancelled in advance when the driving coil of the permanent magnet operating mechanism is put in, thereby avoiding the opening spring back phenomenon caused by the electromagnetic repulsion force due to the short working time. Because the electromagnetic repulsion force is very large at the initial stage of opening, the driving coil input of the permanent magnet operating mechanism has little influence on the initial speed of opening. After the electromagnetic repulsion disappears, the greater the driving coil current of the permanent magnet operating mechanism is, the greater the speed to reach the rated opening distance after the electromagnetic repulsion force disappearing. In order to avoid opening rebound phenomenon, the current value of the driving coil should be selected reasonably. The comparison between the simulation results and the opening process characteristic curves of the actual prototype shows that two curves are in good agreement, which verifies the correctness of the simulation method.

Keywords: high current fast switch; DC circuit breaker; permanent magnet operating mechanism; electromagnetic repulsion mechanism; multi-field coupling; finite element calculation

(编辑 吴昊)