

考虑电池寿命损耗的园区综合能源电/热混合储能优化配置

郭明萱^{1,2}, 穆云飞^{1,2}, 肖 迁^{1,2}, 贾宏杰^{1,2}, 余晓丹^{1,2}, 何 伟³

1. 智能电网教育部重点实验室(天津大学), 天津市 300072;
2. 天津市智慧能源与信息技术重点实验室(天津大学), 天津市 300072;
3. 国网江西省电力有限公司电力科学研究院, 江西省南昌市 330096)

摘要: 针对园区综合能源系统(PIES)储能容量优化配置问题,为提升PIES规划-运行经济性,提出了考虑电池寿命损耗的PIES电/热混合储能优化配置方法。首先,构建了适用于PIES规划问题的电池寿命损耗模型,用于量化评估电池寿命损耗;进而,在考虑PIES多能互补特性基础上,引入电池置换成本体现电池寿命损耗的长期影响,以电/热混合储能投资置换成本与运行成本等年值最低为目标函数,建立了PIES电/热混合储能容量双层优化配置模型;最后,通过算例验证了文中混合储能配置方法对系统规划-运行经济性、电池使用寿命的提升效果,并比较分析了电/热混合储能与单一储能对系统规划-运行经济性和电池使用寿命的影响。

关键词: 园区综合能源系统; 电池寿命损耗; 电热混合储能; 优化配置; 储能容量规划

0 引言

在全球气候恶化和能源危机加剧的背景下,世界各国都非常重视通过建设综合能源系统来升级能源体系^[1]。园区综合能源系统(park-level integrated energy system, PIES)是能源互联网中的基本单元^[2],对提高能源利用效率、促进可再生能源(renewable energy source, RES)规模化利用具有重要意义^[3]。储能作为PIES的重要组成部分,可与RES进行协同优化、支撑削峰填谷,提升系统运行经济性^[4-5]。在PIES多能互补背景下,如何优化配置电/热混合储能容量已成为PIES规划的重要问题^[6]。

当前已有学者对电/热混合储能规划进行了大量研究。文献[7-8]分析了电/热储能独立规划的弊端,提出了多能互补发电系统电/热混合储能容量的分层优化规划方法;文献[9]考虑RES和多元负荷需求的不确定性,提出了电/热混合储能规划-运行两阶段协同优化方法;文献[10-11]提出了最大化风电消纳的电/热混合储能联合优化配置模型;文献[12-13]从用户侧电能替代和冷/热/电耦合的角度出发,提出了基于供需能量平衡的电/热混合储能优化配置方法。

在工程应用中,储能的寿命损耗是必然存在的。相较于电池,储热设备价格低廉、使用寿命长,在PIES规划周期内可以稳定运行,因而在PIES混合储能优化配置中主要考虑电池寿命损耗的影响^[14]。文献[15]研究表明,在规划中忽视电池的寿命损耗会高估储能的投资效益,导致PIES经济性与预期不符。目前关于PIES电/热混合储能配置的研究对电池寿命损耗所造成的影响考虑相对不足,也未考虑电/热储能之间的协同效应对电池寿命损耗的影响。部分研究限定电池的循环次数和使用时长,将寿命损耗简化为充电行为和时间等因素所引起的一个固定数值^[16],模型精度不足;基于实验数据的损耗密度函数法^[17]、雨流计数法^[18-19]、循环老化^[20]、日历老化^[21]模型则过于复杂,在规划中计算量过大。如何构建合适的电池寿命损耗模型,是PIES储能规划的关键问题之一。

综上,本文重点研究PIES混合储能配置的规划-运行经济性问题,提出了考虑电池寿命损耗的电/热混合储能双层优化配置方法。将电池寿命损耗纳入PIES电/热混合储能规划中,量化评估了运行中的电池寿命损耗。外层模型优化混合储能配置容量,提升PIES储能规划经济性;内层模型优化含储能PIES的经济运行策略,提升PIES运行经济性。最后,算例验证表明,本文方法可考虑混合储能时序互补特性与电池寿命损耗的相互影响关系,分析电池寿命损耗对PIES电/热混合储能配置结果的影

收稿日期: 2020-09-08; 修回日期: 2021-01-27。
上网日期: 2021-03-25。
国家电网公司科技项目(52182019000K)。

响,相较于单一储能,利用电/热混合储能模式不仅可以更好地提升系统规划-运行经济性,还可以有效延缓电池衰减。

1 电池寿命损耗模型

电池使用寿命是体现电池运行经济性的重要参数,在以往规划中,通常将其取为额定运行条件下的标称寿命^[22]。这里所指的额定运行条件是指电池的温度、浮压、放电深度以及充放电电流工作在其出厂的额定设置^[23],以下统称为额定条件。

而在PIES实际运行过程中,电池运行工况复杂,往往工作于非额定条件下。电池使用寿命与放电深度、充放电速率、循环次数等因素密切相关,无法用标称寿命衡量^[24],因而需要考虑电池非额定条件下的不规则充放电过程,对电池的寿命损耗进行准确测算。

文献[25]中,美国国家可再生能源实验室(National Renewable Energy Laboratory, NREL)基于实验数据分析提出的电池累积损伤寿命模型,认为电池在额定条件下全寿命周期内的总有效放电量 Γ_R 可表示为^[26]:

$$\Gamma_R = L_R D_R C_R \quad (1)$$

式中: L_R 为电池额定循环寿命; D_R 为额定放电深度; C_R 为电池额定容量。

在工程应用中,非额定条件下不规则、不同放电深度的充放电过程对电池寿命的损耗程度并不相同^[27]。由于在中等或较低的荷电状态(state of charge, SOC)水平下,充电过程造成的电池寿命衰减很小,故本文忽略充电过程对电池寿命损耗的影响^[28]。为了计算电池非额定条件下的不规则放电过程,量化每次放电过程的电池寿命损耗,需要将非额定条件下的一系列不规则放电过程等效至额定条件下。等效的过程主要受到放电深度和放电速率的影响^[29],将影响因素以加权的形式考虑^[30],可得到等效的方式如式(2)所示。

$$d_i^{\text{eff}} = \eta_i^c \eta_i^d d_i^a \quad (2)$$

式中: d_i^a 为第*i*次非额定条件下不规则放电过程的实际放电安时数; d_i^{eff} 为第*i*次非额定条件下不规则放电过程等效至额定条件下的有效放电安时数; η_i^c 为第*i*次不规则放电过程的电流比系数,用于体现放电速率的影响; η_i^d 为第*i*次不规则放电过程的循环寿命比系数,用于体现放电深度的影响。

储能系统并网时端电压基本保持恒定,功率变化与电流大小变化一致,因而计算时电流比可用功

率比代替计算。 η_i^c 可表示如下:

$$\eta_i^c = \frac{I_R}{I_i^{\text{ES}}} = \frac{P_R}{P_i^{\text{ES,dis}}} \quad (3)$$

式中: I_R 为额定放电电流; P_R 为额定功率; I_i^{ES} 和 $P_i^{\text{ES,dis}}$ 分别为第*i*次不规则放电过程的实际放电电流和实际放电功率。

η_i^d 可表示为:

$$\eta_i^d = \frac{L_R}{L_i^{\text{ES}}} \quad (4)$$

式中: L_i^{ES} 为第*i*次不规则放电过程所对应的实际循环寿命,利用第*i*次放电过程的实际放电深度 D_i^{ES} 进行计算,计算方式通过多次试验拟合得到。以锂离子电池为例,二者曲线如附录A图A1所示,经拟合后表达式为^[31]:

$$L_i^{\text{ES}} = a(D_i^{\text{ES}})^{-b} e^{-cD_i^{\text{ES}}} \quad (5)$$

式中: a 、 b 、 c 均为大于0的拟合系数。这种数据拟合的方式同样适用于其他类型的电池,拟合数据通常由电池制造商通过实验的方式来确定^[31]。

通过以上过程,可对电池每次非额定条件不规则放电过程进行等效。当电池经过*n*次放电过程后,若满足式(6)条件,则认为电池需进入报废流程。

$$\sum_i d_i^{\text{eff}} \geq \Gamma_R \quad (6)$$

式中: $i=1,2,\dots,n$,代表第*i*次放电过程。

通过以上过程可得第*i*次不规则放电过程的电池寿命损耗成本 c_i^{loss} 可表示为:

$$c_i^{\text{loss}} = \frac{d_i^{\text{eff}}}{\Gamma_R} C^{\text{CAPE}} \quad (7)$$

式中: C^{CAPE} 为电池的初始投资成本。

如果在时间段*Y*内电池共经过了*n*个放电过程,则电池实际使用寿命 Y^{ES} 可表示为式(8),此时电池的剩余有效电量(标么值) Γ_A 可表示为式(9)。

$$Y^{\text{ES}} = \frac{\Gamma_R}{\sum_i d_i^{\text{eff}}} Y \quad (8)$$

$$\Gamma_A = 1 - \frac{\sum_i d_i^{\text{eff}}}{\Gamma_R} \quad (9)$$

本文电池寿命损耗模型是基于NREL电池实验数据建立的半经验模型,可从电池材料老化失效的机理出发,考虑放电深度、放电速率和循环次数的影响,通过对电池历史数据拟合来反映电池充放电行为对电池寿命损耗的影响,在一定程度上保证了模型精度,且适用于大部分电池类型并获得验证。同时,通过式(2)至式(5)的进一步等效建模,简化了电池不规则充放电行为的处理过程,相比于传统

电化学模型,可在满足规划精度需求的同时,提升计算速度。

2 PIES结构和数学模型

2.1 PIES结构

本文以图1所示的PIES为例进行混合储能规划,该PIES由光伏、冷热电联供(CCHP)机组、热泵、电制冷机、电池、储热设备组成。

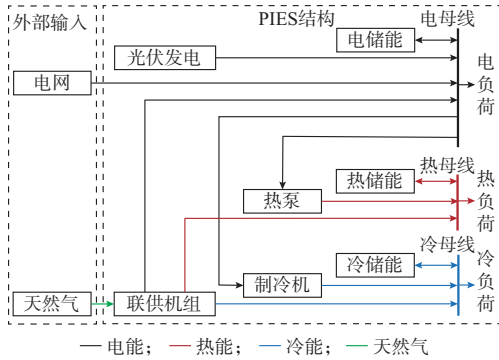


图1 PIES结构和能流示意图
Fig. 1 Schematic diagram of PIES structure and energy flow

2.2 设备模型

1) 光伏

光伏工作在最大功率追踪模式下,在 t 时段的消纳功率不能超过该时段的最大输出功率,即满足:

$$0 \leq P_t^{PV} \leq P_t^{\max, PV} \quad (10)$$

式中: P_t^{PV} 为 t 时段的光伏消纳功率; $P_t^{\max, PV}$ 为 t 时段的光伏最大输出功率。

2) CCHP

CCHP的电/热/冷耦合关系可以表示为机组供电量和供热/冷量关于燃料消耗量的函数关系。本文采用简化后的线性模型,假设机组每生产一定量电能时的制冷/热量是一定的,其模型可表示为:

$$\begin{cases} P_t^{\text{CCHP}, h} = \alpha^{\text{CCHP1}} P_t^{\text{CCHP}} \\ P_t^{\text{CCHP}, c} = \alpha^{\text{CCHP2}} P_t^{\text{CCHP}} \\ P_t^{\text{CCHP}} = \eta^{\text{CCHP}} F_t^{\text{CCHP}} \end{cases} \quad (11)$$

式中: $P_t^{\text{CCHP}, h}$ 为 t 时段的CCHP供热功率; $P_t^{\text{CCHP}, c}$ 为 t 时段的CCHP供冷功率; P_t^{CCHP} 为 t 时段的CCHP供电功率; F_t^{CCHP} 为 t 时段的CCHP燃气消耗功率; α^{CCHP1} 为热电比; α^{CCHP2} 为制冷系数; η^{CCHP} 为气电转换比。

3) 热泵

热泵利用浅层地热能,将热能从低温源传递到高温源,其模型可表示为:

$$P_t^{\text{HP}, \text{out}} = C_{\text{OP}, \text{HP}} P_t^{\text{HP}, \text{in}} \quad (12)$$

式中: $P_t^{\text{HP}, \text{in}}$ 为 t 时段热泵消耗的电功率; $P_t^{\text{HP}, \text{out}}$ 为 t 时段的热泵供热功率; $C_{\text{OP}, \text{HP}}$ 为热泵的能效比。

4) 电制冷机

电制冷机利用电能制冷,其模型可表示为:

$$P_t^{\text{EC}, \text{out}} = C_{\text{OP}, \text{EC}} P_t^{\text{EC}, \text{in}} \quad (13)$$

式中: $P_t^{\text{EC}, \text{in}}$ 为 t 时段电制冷机消耗的电功率; $P_t^{\text{EC}, \text{out}}$ 为 t 时段的电制冷机供冷功率; $C_{\text{OP}, \text{EC}}$ 为电制冷机的能效比。

5) 电池

本文使用线性模型对电池模型进行处理,考虑到电池的自损耗和充放效率,其模型可表示如下。

电池充电时:

$$S_t^{\text{ES}} = (1 - \mu^{\text{ES}}) S_{t-1}^{\text{ES}} + \frac{P_t^{\text{ES}, \text{ch}} \eta^{\text{ech}}}{Q^{\text{ES}}} \Delta t \quad (14)$$

电池放电时:

$$S_t^{\text{ES}} = (1 - \mu^{\text{ES}}) S_{t-1}^{\text{ES}} - \frac{P_t^{\text{ES}, \text{dis}}}{Q^{\text{ES}} \eta^{\text{edis}}} \Delta t \quad (15)$$

式中: S_t^{ES} 为 t 时段电池的SOC; $P_t^{\text{ES}, \text{ch}}$ 为 t 时段的电池充电功率; $P_t^{\text{ES}, \text{dis}}$ 为 t 时段的电池放电功率; η^{ech} 为电池充电效率; η^{edis} 为电池放电效率; μ^{ES} 为电池的自放电率; Q^{ES} 为电池安装容量; Δt 为单位运行时间。

6) 储热设备

类比电池,以下为储热设备模型。

储热设备充能时:

$$S_t^{\text{HS}} = (1 - \mu^{\text{HS}}) S_{t-1}^{\text{HS}} + \frac{P_t^{\text{HS}, \text{ch}} \eta^{\text{hch}}}{Q^{\text{HS}}} \Delta t \quad (16)$$

储热设备放能时:

$$S_t^{\text{HS}} = (1 - \mu^{\text{HS}}) S_{t-1}^{\text{HS}} - \frac{P_t^{\text{HS}, \text{dis}}}{Q^{\text{HS}} \eta^{\text{hdis}}} \Delta t \quad (17)$$

式中: S_t^{HS} 为 t 时段储热设备的SOC; $P_t^{\text{HS}, \text{ch}}$ 为 t 时段的储热设备充热功率; $P_t^{\text{HS}, \text{dis}}$ 为 t 时段的储热设备放热功率; η^{hch} 为储热设备充热效率; η^{hdis} 为储热设备放热效率; μ^{HS} 为储热设备的自损耗率; Q^{HS} 为储热设备的安装容量。

3 考虑电池寿命损耗的PIES电/热混合储能优化配置模型

3.1 模型架构

本文在PIES原有设备及负荷水平基础上,进行电/热混合储能容量配置。为满足系统经济性和安全性要求,同时考虑电/热储能容量规划问题与系统运行优化问题,采用文献[32]的方式,将该具有层次结构的决策问题分解为外层规划模型和内层运行模型,构建如图2所示的双层优化结构。

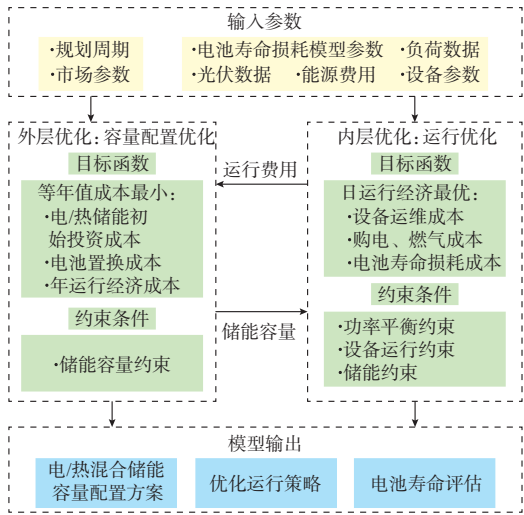


图2 规划-运行双层优化结构

Fig. 2 Double-layer optimization structure of planning and operation

3.2 外层规划模型

3.2.1 外层模型目标函数

本节构建外层规划模型的目标函数是PIES规划周期内的等年值成本 C 最小,即

$$\min C = (C^{\text{cape}} + C^{\text{repe}} + C^{\text{caph}} - F^{\text{RV}})r^{\text{CR}} + C^{\text{om}} + C^{\text{fuel}} + C^{\text{line}} \quad (18)$$

式中: C^{repe} 为由长期的电池寿命损耗所造成的电池置换成本; C^{caph} 为储热设备初始投资成本; F^{RV} 为电池的设备残值; C^{om} 为年设备运行维护成本; C^{fuel} 为年燃料成本; C^{line} 为年购电成本; r^{CR} 为资金回收期,表示为

$$r^{\text{CR}} = \frac{\gamma(1+\gamma)^{Y^a}}{(1+\gamma)^{Y^a} - 1} \quad (19)$$

式中: γ 为贴现率; Y^a 为规划周期。

投资成本可表述为:

$$\begin{cases} C^{\text{cape}} = Q^{\text{ES}} \omega^{\text{cap,e}} \\ C^{\text{caph}} = Q^{\text{HS}} \omega^{\text{cap,h}} \end{cases} \quad (20)$$

式中: $\omega^{\text{cap,e}}$ 和 $\omega^{\text{cap,h}}$ 分别为电池和储热设备的单位容量成本。

C^{repe} 表示为:

$$C^{\text{repe}} = Y^a \sum_m \sum_d N_{m,d} c_{m,d}^{\text{es}} - C^{\text{cape}} \quad (21)$$

式中: $m=1,2,\dots,12$,代表一年12个月; $d=1,2,3$ 分别代表工作日、高峰日、休息日这3种典型日; $N_{m,d}$ 为 m 月典型日 d 的天数; $c_{m,d}^{\text{es}}$ 为 m 月典型日 d 的日电池寿命损耗成本。

F^{RV} 表示为:

$$F^{\text{RV}} = \sum_{x=1}^{N^{\text{repe}}+1} \delta^{\text{RV}} C^{\text{cape}} (1+\gamma)^{\frac{-xY^a}{N^{\text{repe}}+1}} \quad (22)$$

式中: δ^{RV} 为电池的残值率; $x=1,2,\dots,N^{\text{repe}}+1$,代表第 x 次设备残值回收; N^{repe} 为在规划周期内电池需更换的次数,表示为

$$N^{\text{repe}} = \frac{Y^a}{Y^{\text{ES}}} - 1 \quad (23)$$

年燃料成本表示如下:

$$C^{\text{fuel}} = \sum_m \sum_d N_{m,d} c_{m,d}^{\text{fuel}} \quad (24)$$

年运行维护成本表示如下:

$$C^{\text{om}} = \sum_m \sum_d N_{m,d} c_{m,d}^{\text{om}} \quad (25)$$

年购电成本表示为:

$$C^{\text{line}} = \sum_m \sum_d N_{m,d} c_{m,d}^{\text{line}} \quad (26)$$

式中: $c_{m,d}^{\text{fuel}}$ 、 $c_{m,d}^{\text{om}}$ 、 $c_{m,d}^{\text{line}}$ 分别为 m 月典型日 d 的日燃料成本、日设备运行维护成本、日购电成本。

3.2.2 外层模型约束条件

受PIES场地限制,储能投资容量存在以下约束:

$$\begin{cases} 0 \leq Q^{\text{ES}} \leq Q^{\text{max,ES}} \\ 0 \leq Q^{\text{HS}} \leq Q^{\text{max,HS}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: $Q^{\text{max,ES}}$ 和 $Q^{\text{max,HS}}$ 分别为电池和储热设备安装容量的上限。

3.3 内层运行模型

3.3.1 内层模型目标函数

内层目标函数为日运行成本最低:

$$\min c = c_{m,d}^{\text{es}} + c_{m,d}^{\text{fuel}} + c_{m,d}^{\text{om}} + c_{m,d}^{\text{line}} \quad (28)$$

$c_{m,d}^{\text{es}}$ 用于在运行过程中对电池充放电行为进行优化控制,若在 m 月典型日 d 内电池经历了 n 次放电过程,依据式(7)该项表示为:

$$c_{m,d}^{\text{es}} = \sum_i c_{m,d,i}^{\text{loss}} \quad (29)$$

式中: $c_{m,d,i}^{\text{loss}}$ 为 m 月典型日 d 内电池第 i 次放电过程的寿命损耗成本。

CCHP在运行中消耗的天然气的成本表示为:

$$c_{m,d}^{\text{fuel}} = \sum_t C^f F_{m,d,t}^{\text{CCHP}} \Delta t \quad (30)$$

式中: $t=1,2,\dots,24$,代表一日内的24h; C^f 为天然气的价格; $F_{m,d,t}^{\text{CCHP}}$ 为在 m 月典型日 d 内 t 时段的天然气消耗功率。

日设备运行维护成本涉及PIES内全部设备:

$$c_{m,d}^{\text{om}} = \sum_k \sum_t P_{m,d,k,t}^{\text{out}} \omega_k^{\text{om}} \Delta t \quad (31)$$

式中: $k=1,2,\dots,6$,分别代表光伏、CCHP、热泵、电制冷机、电池和储热设备; $P_{m,d,k,t}^{\text{out}}$ 为第 k 个设备 m 月

典型日 d 内 t 时段的出力; ω_k^{om} 为第 k 个设备的单位输出运行维护成本。

购电成本表示为:

$$c_{m,d}^{\text{line}} = \sum_t P_{m,d,t}^{\text{line}} \omega_t^{\text{line}} \Delta t \quad (32)$$

式中: ω_t^{line} 为 t 时段的电价; $P_{m,d,t}^{\text{line}}$ 为 m 月典型日 d 内 t 时段向电网购电的功率。

3.3.2 内层模型约束条件

为了保证 PIES 的用能需求和安全稳定运行, 系统需满足以下约束。

1) 电/热/冷功率平衡约束如式(33)至式(35)所示。

$$P_{m,d,t}^{\text{line}} + P_{m,d,t}^{\text{CCHP}} + P_{m,d,t}^{\text{PV}} + P_{m,d,t}^{\text{ES,dis}} = P_{m,d,t}^{\text{EL}} + P_{m,d,t}^{\text{ES,ch}} + P_{m,d,t}^{\text{HP,in}} + P_{m,d,t}^{\text{EC,in}} \quad (33)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{CCHP}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{PV}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{ES,dis}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{EL}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{ES,ch}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{HP,in}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{EC,in}}$ 分别为 m 月典型日 d 内 t 时段的 CCHP 供电功率、光伏消纳功率、电池放电功率、电负荷功率、电池充电功率、热泵消耗的电功率和制冷机消耗的电功率。

$$P_{m,d,t}^{\text{CCHP,h}} + P_{m,d,t}^{\text{HS,dis}} + P_{m,d,t}^{\text{HP,out}} = P_{m,d,t}^{\text{HL}} + P_{m,d,t}^{\text{HS,ch}} \quad (34)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{CCHP,h}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{HS,dis}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{HP,out}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{HL}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{HS,ch}}$ 分别为 m 月典型日 d 内 t 时段的 CCHP 供热功率、储热设备放能功率、热泵供热功率、热负荷功率和储热设备充能功率。

$$P_{m,d,t}^{\text{CCHP,c}} + P_{m,d,t}^{\text{HS,dis}} + P_{m,d,t}^{\text{EC,out}} = P_{m,d,t}^{\text{CL}} + P_{m,d,t}^{\text{HS,ch}} \quad (35)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{CCHP,c}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{EC,out}}$ 、 $P_{m,d,t}^{\text{CL}}$ 分别为 m 月典型日 d 内 t 时段的 CCHP 供冷功率、电制冷机的供冷功率和冷负荷功率。

2) 设备运行约束

设备出力约束可表示为:

$$P_{m,d,t}^{\text{min},k} \leq P_{m,d,t}^{\text{out}} \leq P_{m,d,t}^{\text{max},k} \quad (36)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{max},k}$ 和 $P_{m,d,t}^{\text{min},k}$ 分别为第 k 个设备的出力上、下限。

3) 与电网联络线功率约束:

$$P_{m,d,t}^{\text{min,line}} \leq P_{m,d,t}^{\text{line}} \leq P_{m,d,t}^{\text{max,line}} \quad (37)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{max,line}}$ 和 $P_{m,d,t}^{\text{min,line}}$ 分别为联络线功率的上、下限。

4) 储能约束

储能需符合安全运行条件, 除需满足约束式(14)至式(17), 还需满足功率约束和 SOC 约束, 该约束同时适用于电池和储热设备, 如式(38)、式(39)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{m,d,t}^{\text{ch}} \leq \chi_{m,d,t}^{\text{ch}} P_{m,d,t}^{\text{max,ch}} \\ 0 \leq P_{m,d,t}^{\text{dis}} \leq \chi_{m,d,t}^{\text{dis}} P_{m,d,t}^{\text{max,dis}} \end{cases} \quad (38)$$

$$S_{m,d,t}^{\text{min}} \leq S_{m,d,t} \leq S_{m,d,t}^{\text{max}} \quad (39)$$

式中: $P_{m,d,t}^{\text{ch}}$ 和 $P_{m,d,t}^{\text{dis}}$ 分别为 m 月典型日 d 内 t 时段的

充、放能功率; $P_{m,d,t}^{\text{max,ch}}$ 和 $P_{m,d,t}^{\text{max,dis}}$ 分别为储能充、放能功率的最大值; $S_{m,d,t}$ 为 m 月典型日 d 内 t 时段的 SOC; $S_{m,d,t}^{\text{max}}$ 和 $S_{m,d,t}^{\text{min}}$ 分别为 SOC 的最大和最小值; $\chi_{m,d,t}^{\text{dis}}$ 为 1 代表储能处于放能状态; $\chi_{m,d,t}^{\text{ch}}$ 为 1 代表储能处于充能状态。储能充放能状态不能同时出现, 存在约束:

$$\chi_{m,d,t}^{\text{ch}} + \chi_{m,d,t}^{\text{dis}} = 1 \quad (40)$$

运行周期始末储能状态需满足约束:

$$S_{m,d,t_0} = S_{m,d,t_N} \quad (41)$$

式中: S_{m,d,t_0} 和 S_{m,d,t_N} 分别为 m 月典型日 d 内运行周期始末的 SOC。

3.4 求解方法

规划-运行双层优化模型中, 内层模型目标函数式(28)中含有非线性项 $c_{m,d}^{\text{es}}$, 为此采用文献[33]所提出的线性化方法对式(28)进行线性化处理; 经过线性化后的内层模型为一个典型的 0-1 混合整数线性规划问题, 可采用 MATLAB 编程结合 Yalmip 进行求解。外层模型属于典型的单目标非线性优化问题, 本文采用遗传算法, 利用 MATLAB 工具箱 ga 求解。算法具体实现流程见附录 A 图 A2。

4 算例分析

4.1 算例配置

本文算例以图 1 所示的某北方 PIES 为例。PIES 运行在并网模式下, CCHP 采用夏季供冷、冬季供暖的运行模式。负荷种类包括冷、热、电 3 种负荷。PIES 内已安装光伏 600 kW、联供机组 250 kW、热泵 125 kW、制冷机 125 kW。以锂离子电池和蓄水罐作为储能规划对象, 蓄水罐可冬季储热、夏季储冷。二者安装容量上限均为 2 000 kW·h。锂离子电池循环寿命系数 $a=694$ 、 $b=1.98$ 、 $c=0.016$ ^[34]。设备的其他参数见附录 B 表 B1 和表 B2^[35]。天然气单位热值价格为 0.26 元/(kW·h)^[36]。电价方案采用如附录 B 表 B3 所示的分时电价^[37]。联络线功率传输上限为 1 000 kW。

规划周期为 20 年, 贴现率为 0.06, 已有研究表明, 电池残值率一般为 3%~6%^[38-39], 本文取 5%。遗传算法的种群规模个体数和最大迭代次数分别为 60 和 200, 遗传算子交叉、变异概率分别为 0.9 和 0.4。为体现全年负荷水平, 在一年中每个月分别选取 3 d 代表工作日、高峰日、休息日这 3 种典型日, 3 种典型日天数统一设为 20、3、8, 全年负荷数据及光伏出力如附录 B 表 B4 和图 B1 所示^[40]。

为说明本文方法的有效性, 分析考虑电池寿命损耗对配置结果的影响, 并比较电/热混合储能配置与单一储能配置, 算例设置 4 个场景进行对比。

场景1:考虑电池寿命损耗,采用本文所提方法,进行电/热混合储能容量配置。

场景2:不考虑电池寿命损耗,进行电/热混合储能容量配置。

场景3:考虑电池寿命损耗,采用本文所提方

法,进行单一电池容量配置。

场景4:进行单一储热的容量配置。

分别求解4个场景下的储能配置方案,得到配置结果如表1中场景1至4所示。

表1 不同场景下的优化结果
Table 1 Optimization results in different scenarios

场景	电池容量/ (kW·h)	蓄水罐容量/ (kW·h)	等年值成本/万元	储能年均投资置换成本 (含设备残值)/万元	年运行 成本/万元	$Y^{ES}/年$	电池实际 循环寿命/次
1	401.34	889.13	190.02	10.87	179.15	6.61	1 120
2	622.21	707.65	201.44	30.82	170.62	3.47	945
3	962.56		206.37	36.71	169.66	5.12	842
4		1 490.75	190.48	0.91	189.57		
5	564.62	823.09	198.17	24.23	173.94	4.04	956
6	943.75	306.87	198.66	28.68	169.98	5.62	870

各场景下运行过程中电池和蓄水罐的出力曲线见附录A图A3;图3所示为各场景运行过程中电池的SOC曲线;利用 Γ_A 可得到电池衰减过程如图4所示。

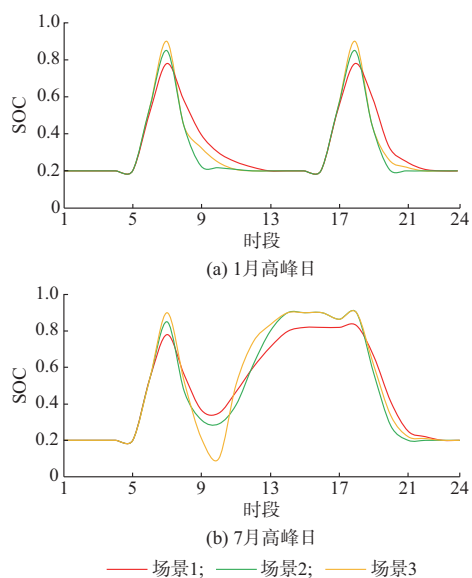


图3 部分典型日的电池SOC曲线
Fig. 3 SOC curves of battery on some typical days

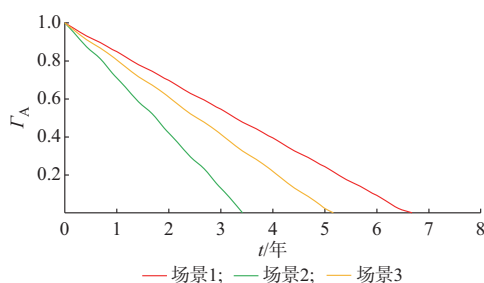


图4 不同场景下的电池衰减曲线
Fig. 4 Battery decay curves in different scenarios

4.2 电池寿命损耗对配置结果的影响分析

为分析电池寿命损耗对配置结果的影响,对场景1和场景2进行对比。

1) 容量配置结果与储能出力对比

对比表1中场景1和场景2的配置结果及附录A图A3中的储能出力情况可以看到:场景1下电池配置容量比场景2降低了35.49%,电池出力和充放电功率范围也相应减小;而场景1的蓄水罐配置容量比场景2增加了25.65%,相应蓄水罐出力也会增加。

2) 电池使用寿命对比

从电池使用寿命的角度来看,对比图3中场景1和场景2下的电池SOC曲线可以看到:场景1的电池SOC曲线更趋平缓,相对充放电深度更低,同样图4中场景1的电池衰减更加缓慢。从表1中可知,场景1下的电池使用寿命为6.61年,相较于场景2的3.47年提升了90.48%,而场景1的电池循环寿命为1 120次,相较于场景2的945次提升了18.52%。

3) 规划-运行经济性对比

对比表1中场景1和场景2的各项经济参数可以看到:从运行成本来看,场景2优于场景1,但场景2由于在规划时没有考虑电池的寿命损耗,认为其可以在规划周期内稳定运行,高估了储能的投资效益,使得电池的配置容量较大;同时,未对电池出力策略进行调整,电池存在过充过放、急充急放的现象。最终较高的电池配置容量与电池不合理的出力情况所造成的电池使用寿命较短使得其储能投资置换成本达30.82万元,高于场景1的10.87万元。尽管场景2的运行成本较低,但仍然无法弥补此时储

能高昂的投资置换成本,最终场景2的等年值成本比场景1高11.42万元。

4.3 混合储能与单一储能的配置结果比较分析

为比较分析电/热混合储能与单一储能配置结果,下文对场景1、场景3和场景4进行对比。

1) 容量配置结果与储能出力对比

对比表1中场景1、3、4的配置结果可以看到:场景3的电池配置容量为962.56 kW·h,场景4的蓄水罐配置容量为1490.75 kW·h,均远高于场景1相应的配置情况。

对比附录A图A3中储能出力情况可以看到:相较于场景3和场景4,场景1的储能运行区间也更加平缓。在场景1中电池和蓄水罐可配合出力,加大对峰谷电价和RES的利用,与PIES多能流协调特性相互配合,缓解了电池的出力压力。

2) 电池使用寿命对比

图3和附录A图A3中场景1的电池相对放电深度和功率范围与场景3相比更加平缓,图4中场景1的电池衰减速度也比场景3缓慢。从表1中可以看到:场景3的电池使用寿命为5.12年,循环寿命为842次。场景1的电池使用寿命相较于场景3提升了29.10%,循环寿命相较于场景3提升了33.02%。

3) 规划-运行经济性对比

对比表1中场景1、3、4的经济参数可以看到:场景3虽然可以有效降低运行成本,但系统过于依赖电池,电池的寿命损耗程度高,使得储能投资置换成本过高;场景4虽然储能投资置换成本低,但单一储热配置下系统运行成本较高。最终得到场景3和场景4的等年值成本分别为206.37万元和190.48万元,均高于场景1。

4.4 模型精度分析

为验证本文所提方法的有效性,算例设置场景5和场景6,对本文所采用模型与传统的电池折旧模型^[39]、固定电池寿命模型^[16]进行对比。分别选取电池单位能量放电折旧成本为0.14元/(kW·h)^[39]、固定电池寿命为10年^[16],所得配置结果如表1中场景5和场景6所示。

场景5:采用电池折旧模型,进行电/热混合储能容量配置。

场景6:采用固定电池寿命模型,进行电/热混合储能容量配置。

对比场景5与场景1配置结果可知:场景5下电池配置容量高于场景1;储能年均投资置换成本提高了122.91%,等年值总成本提高了4.29%;电池实

际使用寿命与实际循环次数分别降低了38.88%和14.64%。场景6与场景1配置结果对比可知:场景6下电池配置容量远高于场景1;储能年均投资置换成本提高了163.85%,等年值总成本提高了4.55%;电池实际使用寿命降低了14.98%,与规划预期偏差为43.8%,电池实际循环次数降低了22.32%。可见,本文模型在提升系统规划-运行经济性和延长电池使用寿命方面均具有一定的改善,验证了本文模型精度及其对规划的适用性。

5 结语

本文提出了考虑电池寿命损耗的PIES电/热混合储能双层优化配置模型,所得结论如下。

1) 与不考虑电池寿命损耗相比,考虑电池寿命损耗后的电/热混合储能容量优化配置方案将对储能的投资效益进行评估,降低电池配置容量,同时为配合满足负荷需求,提升储热配置容量。

2) 通过分析电池寿命损耗对配置结果的影响,表明本文所提方法可优化储能出力策略,使得电池的出力范围更加平缓,有效提升了PIES规划-运行经济性,延缓了电池寿命损耗。

3) 对比电/热混合储能配置与单一储能配置的结果表明,电/热混合储能配置有利于延长电池使用寿命,延缓电池衰减,同时可帮助提升PIES规划-运行经济性,更好地适应PIES能流互补的特性。

本文所提方法忽略了可再生能源、负荷等不确定性因素的影响。后续研究将进一步考虑各类不确定性因素对电/热混合储能配置的影响,提升规划方法的鲁棒性。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>),扫英文摘要后二维码可以阅读网络全文。

参考文献

- [1] 贾宏杰,穆云飞,余晓丹.对我国综合能源系统发展的思考[J]. 电力建设,2015,36(1):16-25.
JIA Hongjie, MU Yunfei, YU Xiaodan. Thought about the integrated energy system in China [J]. Electric Power Construction, 2015, 36(1): 16-25.
- [2] 席磊,武俊男,黄悦华,等.面向综合能源系统的多区域AC协调控制策略[J].中国电机工程学报,2020,40(19):6182-6193.
XI Lei, WU Junnan, HUANG Yuehua, et al. Multi-region AC cooperative control strategy for integrated energy system [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6182-6193.
- [3] 贾宏杰,王丹,徐宪东,等.区域综合能源系统若干问题研究[J].电力系统自动化,2015,39(7):198-207.

- JIA Hongjie, WANG Dan, XU Xiandong, et al. Research on some key problems related to integrated energy systems [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 198-207.
- [4] 程林,齐宁,田立亭.考虑运行控制策略的广义储能资源与分布式电源联合规划[J].电力系统自动化,2019,43(10):27-40.
- CHENG Lin, QI Ning, TIAN Liting. Joint planning of generalized energy storage resource and distributed generator considering operation control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(10): 27-40.
- [5] 胡泽春,丁华杰,宋永华,等.能源互联网背景下储能应用的研究现状与展望[J].电力建设,2016,37(8):8-17.
- HU Zechun, DING Huajie, SONG Yonghua, et al. Research status and prospect of energy storage application under energy internet background[J]. Electric Power Construction, 2016, 37(8): 8-17.
- [6] 周楠,樊玮,刘念,等.基于需求响应的光伏微网储能系统多目标容量优化配置[J].电网技术,2016,40(6):1709-1716.
- ZHOU Nan, FAN Wei, LIU Nian, et al. Battery storage multi-objective optimization for capacity configuration of PV-based microgrid considering demand response [J]. Power System Technology, 2016, 40(6): 1709-1716.
- [7] 史昭娣,王伟胜,黄越辉,等.多能互补发电系统储电和储热容量分层优化规划方法[J].电网技术,2020,40(21):6815-6828.
- SHI Zhaodi, WANG Weisheng, HUANG Yuehui, et al. Hierarchical optimization method for electrical energy storage and heat storage capacity planning in multi-energy complementary generation system [J]. Power System Technology, 2020, 40(21): 6815-6828.
- [8] NAZARI A, KEYPOUR R. A two-stage stochastic model for energy storage planning in a microgrid incorporating bilateral contracts and demand response program [J]. Journal of Energy Storage, 2019, 21: 281-294.
- [9] BOZORGAVARI S A, AGHAEI J, PIROUZI S, et al. Two-stage hybrid stochastic/robust optimal coordination of distributed battery storage planning and flexible energy management in smart distribution network[J]. Journal of Energy Storage, 2019, 26: 100970.
- [10] 陈磊,徐飞,王晓,等.储热提升风电消纳能力的实施方式及效果分析[J].中国电机工程学报,2015,35(17):4283-4290.
- CHEN Lei, XU Fei, WANG Xiao, et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17): 4283-4290.
- [11] 崔杨,陈志,严干贵,等.基于含储热热电联产机组与电锅炉的弃风消纳协调调度模型[J].中国电机工程学报,2016,36(15):4072-4081.
- CUI Yang, CHEN Zhi, YAN Gangui, et al. Coordinated wind power accommodating dispatch model based on electric boiler and CHP with thermal energy storage [J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(15): 4072-4081.
- [12] 赵冬梅,夏轩,陶然.含电转气的热电联产微网电/热综合储能优化配置[J].电力系统自动化,2019,43(17):46-61.
- ZHAO Dongmei, XIA Xuan, TAO Ran. Optimal configuration of electric/thermal integrated energy storage for combined heat and power microgrid with power to gas [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(17): 46-61.
- [13] 杨立滨,曹阳,魏鞞,等.计及风电不确定性和弃风率约束的风电场储能容量配置方法[J].电力系统自动化,2020,44(16):45-52.
- YANG Libin, CAO Yang, WEI Wei, et al. Configuration method of energy storage for wind farms considering wind power uncertainty and wind curtailment constraint [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(16): 45-52.
- [14] HEMMATI R, SABOORI H, SIANO P. Coordinated short-term scheduling and long-term expansion planning in microgrids incorporating renewable energy resources and energy storage systems[J]. Energy, 2017, 134: 699-708.
- [15] LI Shi, PISCHINGER S, HE Chaoyi, et al. A comparative study of model-based capacity estimation algorithms in dual estimation frameworks for lithium-ion batteries under an accelerated aging test [J]. Applied Energy, 2018, 212: 1522-1536.
- [16] 王荔妍,陈启鑫,何冠楠,等.考虑电池储能寿命模型的发电计划优化[J].电力系统自动化,2019,43(8):93-101.
- WANG Liyan, CHEN Qixin, HE Guannan, et al. Optimization of generation scheduling considering battery energy storage life model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(8): 93-101.
- [17] REDONDO-IGLESIAS E, VENET P, PELISSIER S. Eyring acceleration model for predicting calendar ageing of lithium-ion batteries[J]. Journal of Energy Storage, 2017, 13: 176-183.
- [18] BORDIN C, ANUTA H O, CROSSLAND A, et al. A linear programming approach for battery degradation analysis and optimization in offgrid power systems with solar energy integration[J]. Renewable Energy, 2017, 101: 417-430.
- [19] 焦东升,王海云,朱洁,等.基于离散Fréchet距离的电动汽车电池健康状态诊断方法[J].电力系统保护与控制,2016,44(12):68-74.
- JIAO Dongsheng, WANG Haiyun, ZHU Jie, et al. EV battery SOH diagnosis method based on discrete Fréchet distance [J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 68-74.
- [20] 贺鸿杰,张宁,杜尔顺,等.电网侧大规模电化学储能运行效率及寿命衰减建模方法综述[J].电力系统自动化,2020,44(12):193-207.
- HE Hongjie, ZHANG Ning, DU Ershun, et al. Review on modeling method for operation efficiency and lifespan decay of large-scale electrochemical energy storage on power grid side [J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(12): 193-207.
- [21] REDONDO-IGLESIAS E, VENET P, PELISSIER S. Calendar and cycling ageing combination of batteries in electric vehicles[J]. Microelectronics Reliability, 2018, 88(1): 1212-1215.
- [22] 崔全胜,白晓民,董伟杰,等.用户侧综合能源系统规划运行联合优化[J].中国电机工程学报,2019,39(17):4967-4981.

- CUI Quansheng, BAI Xiaomin, DONG Weijie, et al. Joint optimization of planning and operation in user-side multi-energy systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(17): 4967-4981.
- [23] ZHOU Chengke, QIAN Kejun, ALLAN M, et al. Modeling of the cost of EV battery wear due to V2G application in power systems[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2011, 26(4): 1041-1050.
- [24] XU Bolun, OUDALOV A, ULBIG A, et al. Modeling of lithium-ion battery degradation for cell life assessment [J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2018, 9(2): 1131-1140.
- [25] DROUILHET S, JOHNSON B. A battery life prediction method for hybrid power applications [C]// Proceedings of Aerospace Sciences Meeting and Exhibit, January 6-9, 1997, Reno, USA: 1-14.
- [26] BARSALI S, GIGLIOLI R, LUTZEMBERGER G, et al. Optimized operation of storage systems integrated with MV photovoltaic plants, considering the impact on the battery lifetime[J]. Journal of Energy Storage, 2017, 12: 178-185.
- [27] ANSEAN D, GARCIA V M, GONZALEZ M, et al. Lithium-ion battery degradation indicators via incremental capacity analysis [J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2019, 55(3): 2992-3002.
- [28] ZHANG Yongyi, XU Yan, YANG Hongming, et al. Optimal whole-life-cycle planning of battery energy storage for multi-functional services in power systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(4): 2077-2086.
- [29] 娄素华, 易林, 吴耀武, 等. 基于可变寿命模型的电池储能容量优化配置[J]. 电工技术学报, 2015, 30(4): 265-271.
- LOU Suhua, YI Lin, WU Yaowu, et al. Optimizing deployment of battery energy storage based on lifetime prediction [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(4): 265-271.
- [30] LI Jianwei, GEE A M, ZHANG Min, et al. Analysis of battery lifetime extension in a SMES-battery hybrid energy storage system using a novel battery lifetime model[J]. Energy, 2015, 86: 175-185.
- [31] 肖浩, 裴玮, 杨艳红, 等. 计及电池寿命和经济运行的微电网储能容量优化[J]. 高电压技术, 2015, 41(10): 3256-3265.
- XIAO Hao, PEI Wei, YANG Yanhong, et al. Energy storage capacity optimization for microgrid considering battery life and economic operation [J]. High Voltage Engineering, 2015, 41(10): 3256-3265.
- [32] GUO Li, LIU Wenjian, CAI Jiejin, et al. A two-stage optimal planning and design method for combined cooling, heat and power microgrid system [J]. Energy Conversion and Management, 2013, 74: 433-445.
- [33] 贾文皓, 丁涛, 曲明, 等. 适用能源互联网非线性气流方程组的线性优化求解模型[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(24): 7938-7949.
- JIA Wenhao, DING Tao, QU Ming, et al. A linear program to nonlinear gas equations in context of energy internet [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(24): 7938-7949.
- [34] 方斯顿, 王鸿东, 张沈习, 等. 考虑蓄电池寿命损耗的最优船舶储能系统调度[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(23): 7566-7578.
- FANG Sidun, WANG Hongdong, ZHANG Shenxi, et al. Optimal management of shipboard energy storage system considering battery lifetime degradation [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(23): 7566-7578.
- [35] 吴勇, 吕林, 许立雄, 等. 考虑电/热/气耦合需求响应的多能微网多种储能容量综合优化配置[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(16): 1-10.
- WU Yong, LÜ Lin, XU Lixiong, et al. Optimized allocation of various energy storage capacities in a multi-energy micro-grid considering electrical/thermal/gas coupling demand response [J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(16): 1-10.
- [36] 杨志鹏, 张峰, 梁军, 等. 含热泵和储能的冷热电联供型微网经济运行[J]. 电网技术, 2018, 42(6): 1735-1743.
- YANG Zhipeng, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Economic generation scheduling of CCHP microgrid with heat pump and energy storage [J]. Power System Technology, 2018, 42(6): 1735-1743.
- [37] 李正茂, 张峰, 梁军, 等. 含电热联合系统的微电网运行优化[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14): 3569-3576.
- LI Zhengmao, ZHANG Feng, LIANG Jun, et al. Optimization on microgrid with combined heat and power system [J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(14): 3569-3576.
- [38] 韩晓娟, 程成, 籍天明, 等. 计及电池使用寿命的混合储能系统容量优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 91-97.
- HAN Xiaojuan, CHENG Cheng, JI Tianming, et al. Capacity optimal modeling of hybrid energy storage systems considering battery life [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 91-97.
- [39] JIANG Yan, JIANG Jiuchun, ZHANG Caiping, et al. State of health estimation of second-life LiFePO₄ batteries for energy storage applications [J]. Journal of Cleaner Production, 2018, 205: 754-762.
- [40] 孙杰. 微网热电储能容量配置优化[D]. 天津: 天津大学, 2016.
- SUN Jie. Energy storage capacity optimization for micro grid including electricity and heat [D]. Tianjin: Tianjin University, 2016.

郭明萱(1996—), 女, 硕士研究生, 主要研究方向: 综合能源系统规划。E-mail: guomingxuan@tju.edu.cn

穆云飞(1984—), 男, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统稳定性分析、综合能源系统能量管理。E-mail: yunfeimu@tju.edu.cn

肖 迁(1988—), 男, 博士, 讲师, 主要研究方向: 微电网和分布式发电、电能路由器控制。

(编辑 章黎)

Optimal Configuration of Electric/Thermal Hybrid Energy Storage for Park-level Integrated Energy System Considering Battery Life Loss

GUO Mingxuan^{1,2}, MU Yunfei^{1,2}, XIAO Qian^{1,2}, JIA Hongjie^{1,2}, YU Xiaodan^{1,2}, HE Wei³

(1. Key Laboratory of the Ministry of Education on Smart Power Grids (Tianjin University), Tianjin 300072, China;

2. Key Laboratory of Smart Energy & Information Technology of Tianjin Municipality (Tianjin University), Tianjin 300072, China;

3. Electric Power Research Institute of State Grid Jiangxi Electric Power Co., Ltd., Nanchang 330096, China)

Abstract: In view of the optimal configuration of energy storage capacity of the park-level integrated energy system (PIES), in order to improve the economy of the PIES planning and operation, an optimal configuration method for PIES electric/thermal hybrid energy storage considering battery life loss is proposed. Firstly, the battery life loss model applicable to the PIES planning problem is constructed to quantitatively evaluate the battery life loss. Furthermore, by considering the multi-energy complementary characteristics of the PIES, the battery replacement cost is introduced to reflect the long-term influence of the battery life loss. Taking the lowest annual investment, replacement cost and operation cost of electric/thermal hybrid energy storage as the objective function, the double-layer optimal configuration model of the PIES electric/thermal hybrid energy storage capacity is established. Finally, the cases are given to verify the enhancing effect of the hybrid energy storage configuration method on the economy of the system planning and operation and the battery life, and the influence of electric/thermal hybrid energy storage and single type of energy storage on the economy of the system planning and operation and the battery life is compared and analyzed.

This work is supported by State Grid Corporation of China (No. 52182019000K).

Key words: park-level integrated energy system; battery life loss; electric/thermal hybrid energy storage; optimal configuration; energy storage capacity planning

