

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2024.05.003

光-蓄-储混合储能系统灵活性提升与容量规划

冯弋舟¹, 吴志¹, 李新煜², 元博³

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2. 山东泰山抽水蓄能有限公司, 山东 泰安 271021; 3. 国网能源研究院有限公司, 北京 102209)

摘要:抽水蓄能电站是当前发展最为成熟、配置容量最大的储能设施,但其功率变化速率较慢,调节灵活性较为匮乏。电化学储能是当前发展最快的储能形式,具备灵活的功率调节能力。文中的目的在于构建光-蓄-储混合储能系统,通过不同储能设施的特性互补,大幅提升抽水蓄能电站的运行灵活性。文中基于抽水蓄能的功率振荡区间描述机组的功率调节能力,并根据单台机组的功率调节能力以及多台机组的组合方式定义抽水蓄能的灵活性。考虑灵活性约束以及提升机组运行寿命的需求,建立光-蓄-储混合储能系统的容量规划模型。以山东某抽水蓄能电站为例,进行实例分析。结果表明,配置额定功率等于抽水蓄能容量10%的电化学储能系统可以提升40%的蓄-储系统灵活性,减少14%的机组发电启动次数。但在当前的两部制电价下,峰谷电价差需要超过0.5元/(kW·h)时电化学储能系统才具备盈利空间。

关键词:混合储能系统;灵活性评估;抽水蓄能;电化学储能;容量规划;机组启停

中图分类号: TM744; TV743; TM912 **文献标志码:** A **文章编号:** 2096-3203(2024)05-0027-10

0 引言

近些年来,世界各国纷纷倡导节能减排,构建新型电力系统,推动电力低碳转型^[1-2]。储能作为新能源并网稳定运行的重要支撑,在平滑负荷、削峰填谷、降低供电成本、提高系统稳定性等方面具有突出的优势^[3-5]。抽水蓄能装置作为当今发展历史最长、技术最成熟、单位容量成本最低的储能设施,在电网中发挥着重要作用^[6-7]。但由于其功率调节范围窄、速率慢、准确性较低,难以承担电网中的快速调节任务。以锂电池为代表的电化学储能设施具有响应速度快、调节准确性高的优势。混合储能系统将抽水蓄能与电化学储能组合,利用其特性互补提升系统的总体性能^[8-10]。

在混合储能系统的配置方面,文献[11]基于功率分解策略进行蓄-储容量规划,通过混合储能协同运行满足负荷需求,减少微电网的初始投资成本。文献[12]提出了一种蓄-储能量管理策略以减少系统与电网的能量交换,通过风-蓄-储系统实现区域自治。文献[13]基于风-蓄-储系统运行特征提出了一种基于储能容量比例的功率分配策略,验证了混合储能系统性能的优越性。文献[14]表明在孤岛系统中,相较于单一储能设施,蓄-储混合储能系统可明显提升系统技术、经济性能指标。文献[15]使用抽水蓄能平衡大功率缺额,利用锂电池调节功率

波动,通过能量利用率,储能使用系数等指标评价混合储能系统容量规划的合理性。相关研究表明,光-蓄-储混合储能系统可有效提升新能源消纳率^[16]、提高系统可靠性与经济性^[17],达成100%可再生能源供应^[18]。但现有研究多关注微电网,侧重于寻找混合储能系统的功率分配策略。以提升抽水蓄能电站运行灵活性为目的,直接服从电力系统调度的相关研究尚不成熟。

配置混合储能系统可以显著提升抽水蓄能的运行灵活性,但针对其灵活调节能力的评价指标尚不完善。灵活性作为一种衡量电力系统响应负荷波动能力、评价电站功率调节准确性的指标受到广泛的关注。当前学界普遍将站级灵活性定义为以一定成本适应可再生能源波动、电网拓扑调整及负荷随机变化的能力^[19]。文献[20]认为限制火电机组灵活调节的主要原因在于其调峰能力不足、响应速度缓慢以及偏离设计工况。文献[21]将水电站的灵活性描述为影响其爬坡速度的环境因素,如径流量、水头高度等。文献[22]认为抽水蓄能的灵活性可用其为系统提供的备用容量来描述。文献[23]将电化学储能-超级电容混合储能系统的灵活性描述为各个时段混合储能系统的可用容量,反映系统消纳可再生能源的能力。可以看出,发电侧灵活性评价多基于机组爬坡能力、备用容量等指标^[24-26]。然而,针对不同机组的运行特征,灵活性的定义不尽相同。对于抽水蓄能的运行灵活性描述,还应更加细致地考虑其运行特征。

收稿日期:2024-03-19;修回日期:2024-05-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52177077)

针对抽水蓄能系统灵活性提升以及光-蓄-储混合储能系统的协同规划方案,文中首先根据抽水蓄能电站的功率调节特征,基于功率振荡区间与机组组合方式定义抽水蓄能的灵活性。相较于文献[22,27]中所定义的灵活性,文中考虑了抽水蓄能电站的实际运行特性。其次在现有抽水蓄能电站的基础上,考虑灵活性提升约束,进行光-蓄-储混合储能系统的运行优化与容量规划。模型中引入抽水蓄能短时启停约束,探寻通过光-储协同运行减少抽水蓄能不必要启停的可能性。算例结果表明,使用电化学储能系统可显著提升抽水蓄能运行灵活性,减少短时启停次数,有效减少抽水蓄能运行损耗。

1 抽水蓄能灵活性

1.1 机组调节能力分析

由于传统抽水蓄能发电时存在水力振荡,振荡区间将抽水蓄能运行范围拆分成多个离散的功率区间。除了在运行区间内进行小范围功率调节,传统抽水蓄能主要参与电网调节的方式便是通过状态转换或者多台机组组合优化,以此改变系统输出功率。为了便于描述抽水蓄能的功率调节特性,类比文献[27]中提出的“调节充裕度”概念,文中引入“可调带”描述功率调节区间,其定义为:运行状态改变时始末功率区间之差,即1台或多台机组从某一功率区间转移至另一功率区间时的功率变化范围。

每一段可调带代表一种机组的功率调节可能性,同一初始状态下所有可能性的集合代表当前电站总体的可调性,如图1所示。文中定义发电功率为正,抽水功率为负。在现有抽水蓄能电站的基础上引入电化学储能可双向拓宽功率调节范围,进而提高电站可调性。例如:当前某一机组运行功率为-250 MW 抽水(机组在抽水状态下功率不可调),下一时刻运行区间为[240,260] MW 发电,其所对应的功率调节区间(可调带)为[490,510] MW,即当前时刻可向电网提供500 MW 的功率支撑,但功率可调节的范围仅有20 MW;若2台机组均按上述策略调节,则提供功率支撑[980,1020] MW。在此基础上,若配置100 MW 的电化学储能,则忽略其容量限制的理想状态下调节区间分别提升至[390,610] MW、[880,1120] MW,分别对应于坐标轴上的独立可调带。由于抽水蓄能可在5 min 内转换至任意运行状态,因此在文中的考察时间尺度下,忽略机组状态转换过程。

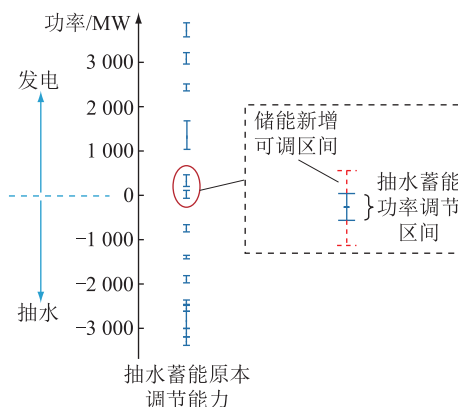


图1 可调性示意

Fig.1 Schematic diagram of variability

可调性的计算流程如图2所示,图中 s 为机组数量; δ 为运行区间数目。可调性的计算分为3个步骤:(1) 计算机组状态组合的数目。若机组的额定功率各不相同则最多有 δ^s 种组合。机组无差异时删除无效状态组合,如发电/抽水同时进行或重复状态组合。(2) 针对某一种特定的状态组合,列举调度过程中所有可能的功率调节方式。调度 s 台机组时最多有 s^δ 种可调带(其中包括维持当前状态)。(3) 统计某一机组组合状态下所对应的功率可调范围覆盖区间。

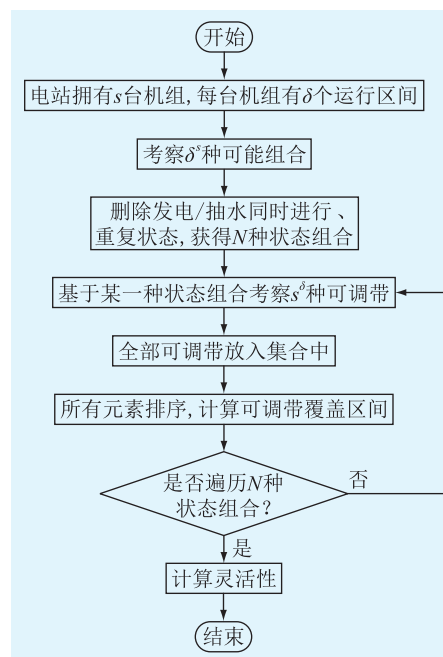


图2 可调性计算流程

Fig.2 Flow chart of variability evaluation

以山东某抽水蓄能电站为例,该电站使用4台立轴单极混流可逆式水泵机组,发电状态下额定功率为250 MW,抽水状态下额定功率为-250 MW。考虑到发电状态下机组振荡中心位于额定功率的

40%和80%,抽水功率不可调,因此每一台机组存在4个运行区间:[140,160] MW、[240,260] MW发电,-250 MW抽水以及停机。若机组各不相同,且无运行状态约束,则最多有 4^4 种状态组合。机组之间无差别且不允许同时抽水/发电时,4台机组共有19种状态组合满足运行约束。不含电化学储能的情况下电站整体可调性如图3所示。其中,横轴代表机组状态组合,不同状态组合之间相互独立;纵轴代表功率调节区间。

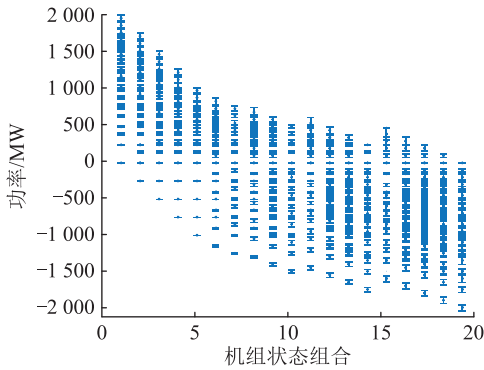


图3 山东某抽水蓄能电站可调性

Fig.3 Variability of a pumped hydro storage (PHS) in Shandong province

4台机组最大发电功率变化范围为1 040 MW,最大抽水功率变化范围为-1 000 MW,因此在考察时间尺度内最大功率变化范围为2 040 MW。每一段可调带表示一种调节可能性,若干相互独立的可调带共同描述某一状态下的电站可调性。文中仅考虑功率单方向变化,因此下一时刻必定符合状态组合约束(不可同时发电/抽水)。

1.2 抽水蓄能灵活性定义

可调性表示电站某一时刻对电网的支撑能力,用某一状态下所有可调带的集合表示。由于机组可调节的范围无法完全覆盖全功率区间,如图3所示,调节过程中存在功率死区或振荡区间,因此文中将灵活性定义为:可调区间覆盖范围占全功率区间的比例,如图4所示。灵活性越高,机组所能覆盖的功率调节范围越广,功率调节精度越高。其中,全功率区间指当前状态下功率变化的最大范围,与电站当前机组状态组合有关,图3中为某一组合下所有可调带集合的最大与最小功率之差。

a_1 、 a_2 、 b_1 、 b_2 、 c_1 、 c_2 、 d_1 、 d_2 为可调带的范围,一对相同字母代表一种机组组合方式所能达到的功率调节区间。图4中状态组合的灵活性为: $\{[(b_2-a_1)+(c_2-c_1)+(d_2-d_1)]/(d_2-a_1)\} \times 100\%$ 。图3中对应抽水蓄能电站的灵活性分布如图5所示。

文中所定义的灵活性特征在于:(1)系统灵活

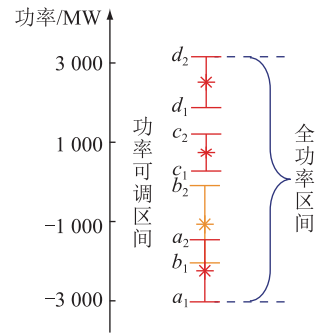


图4 灵活性示意

Fig.4 Schematic diagram of flexibility

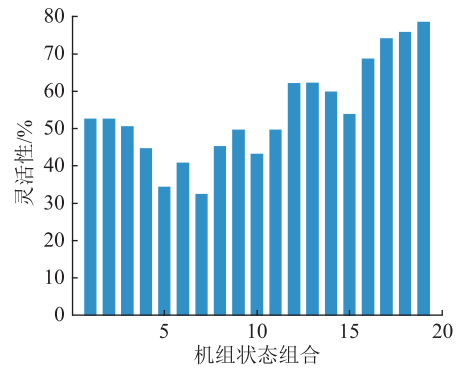


图5 山东某抽水蓄能电站实际灵活性分布
Fig.5 Real flexibility distribution of a PHS in Shandong province

性与当前各机组运行状态紧密相关,不同状态下系统调节范围不同,可调节的功率区间不同,灵活性不同。例如,4台机组停机时灵活性仅有34.31%,而4台机组满功率运行时灵活性可达78.43%。其主要原因在于发电状态下机组功率调节能力更佳,系统具有更高的调节精度。因此,评价系统灵活性时需要综合考虑系统所有可能的状态组合。(2)可调性可正可负,代表不同调节方向;而灵活性为可调区间所占比例,在 $[0,1]$ 之间。(3)在常见调度时间尺度下(15 min及以上)抽水蓄能电站可快速响应,因此灵活性与时间尺度、爬坡速率无关。(4)文中所提灵活性评估方案由系统运行特性决定,反映电站可调节的运行范围,无须使用统计学方法构建其概率模型。(5)灵活性仅考虑机组的功率调节能力,忽略能量限制所带来的影响。

2 混合储能系统建模

2.1 目标函数

文中研究旨在配置光伏、储能后系统总运行成本最低,其中包含:光伏、储能建设成本,蓄-储电量套利收益,光伏发电直接上网所得收益,减少抽水蓄能短时启停的收益。

$$C_{\text{obj}} = \min(C_{\text{ess}}^{\text{ins}} + C_{\text{pv}}^{\text{ins}} - C^{\text{phs}} - C^{\text{ess}} - C^{\text{pv}} - C_{\text{phs}}^{\text{st}}) \quad (1)$$

$$C_{\text{ess}}^{\text{ins}} = \sum_{l=1}^{L^{\text{ess}}} c^{\text{ess}} C_{\text{ap}}^{\text{ess}} \frac{d(1+d)^l}{(1+d)^l - 1} \quad (2)$$

$$C_{\text{pv}}^{\text{ins}} = \sum_{l=1}^{L^{\text{pv}}} c^{\text{pv}} C_{\text{ap}}^{\text{pv}} \frac{d(1+d)^l}{(1+d)^l - 1} \quad (3)$$

$$C^{\text{phs}} = 0.75 \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T (p_{s,t}^{\text{pump}} c^e + p_{s,t}^{\text{gen}} c^e) \quad (4)$$

$$C^{\text{ess}} = 0.75 \sum_{t=1}^T (p_t^{\text{ess}} \theta_t^{\text{ec}} c^e + p_t^{\text{ess}} \theta_t^{\text{ed}} c^e) \quad (5)$$

$$C^{\text{pv}} = \sum_{t=1}^T p_t^{\text{pv}} c^e \quad (6)$$

$$C_{\text{phs}}^{\text{st}} = \sum_{t=1}^T \psi_t I_t c^{\text{st}} \quad (7)$$

式中: $C_{\text{ess}}^{\text{ins}}$ 为储能配置成本; $C_{\text{pv}}^{\text{ins}}$ 为光伏配置成本; C^{phs} 为抽水蓄能与电网能量交换收益; C^{ess} 为电化学储能与电网能量交换收益; C^{pv} 为光伏直接发电上网收益; $C_{\text{phs}}^{\text{st}}$ 为减少启停收益; L^{ess} 、 L^{pv} 分别为储能、光伏的全寿命周期; l 为使用年份; c^{ess} 、 c^{pv} 分别为储能、光伏的单位容量配置成本; $C_{\text{ap}}^{\text{ess}}$ 、 $C_{\text{ap}}^{\text{pv}}$ 分别为储能、光伏配置容量; d 为通货膨胀率; S 为机组总数; t 为运行时刻; T 为总研究时刻数量; $p_{s,t}^{\text{gen}}$ 、 $p_{s,t}^{\text{pump}}$ 分别为抽水蓄能机组 s 在 t 时刻的发电功率、抽水功率; p_t^{ess} 、 p_t^{pv} 分别为 t 时刻电化学储能功率、光伏发电功率; c^e 为燃煤机组标杆上网电价; θ_t^{ec} 、 θ_t^{ed} 分别为储能 t 时刻充电、放电状态; c^{st} 为抽水蓄能单次短时启停成本; ψ_t 为短时启停决策变量, 取 0、1, 取 1 时表示 t 时刻能够使用光伏、电化学储能替代抽水蓄能支撑电网从而减少启停, 仅在标记时刻可能取值为 1, 取 0 时表示 t 时刻不可用电化学储能支撑电站; I_t 为低功率发电启动指示变量, 取 0、1, 取 1 时表示 t 时刻抽水蓄能系统存在机组低功率发电启动, 取 0 时表示 t 时刻抽水蓄能机组额定功率启停或平稳运行。仅当 I_t 取值为 1 时短时启停决策变量 ψ_t 存在优化空间, 详见 2.3 节。

2.2 约束条件

$$0 \leq p_t^{\text{pv}} \leq \frac{G_t C_{\text{ap}}^{\text{pv}} \eta^{\text{pv}}}{G^{\text{STD}}} \quad (8)$$

式中: G_t 为 t 时刻光照强度; η^{pv} 为光伏发电效率; G^{STD} 为标准光照强度。式(8)表明光伏不能完全被消纳时, 系统可以弃光。

$$\theta_t^{\text{ec}} + \theta_t^{\text{ed}} \leq 1 \quad (9)$$

$$-P^{\text{ess}} \theta_t^{\text{ec}} \leq p_t^{\text{ess}} \leq P^{\text{ess}} \theta_t^{\text{ed}} \quad (10)$$

$$E_t^{\text{ess}} = E_{t-1}^{\text{ess}} + \eta^{\text{ess}} p_t^{\text{ess}} \quad (11)$$

$$k C_{\text{ap}}^{\text{ess}} \leq E_t^{\text{ess}} \leq C_{\text{ap}}^{\text{ess}} \quad (12)$$

$$P^{\text{ess}} \geq P^{\text{flex}} \quad (13)$$

式中: P^{ess} 为储能额定功率; η^{ess} 为储能效率; E_t^{ess} 为 t 时刻储能电量; k 为最大放电系数, 用于减少储能寿命损耗, $k \in [0, 0.5]$; P^{flex} 为满足灵活性要求的最低配置功率。式(9)为电化学储能运行状态约束, 不允许同时充放电。式(10)为功率约束。式(11)、式(12)为能量约束。式(13)为 1.2 节所述的灵活性约束。

抽水蓄能基本运行约束:

$$P^{\text{h1}} \delta_{s,t}^{\text{h1}} + P^{\text{h1}} \delta_{s,t}^{\text{h}} \leq p_{s,t}^{\text{gen}} \leq P^{\text{h2}} \delta_{s,t}^{\text{h1}} + P^{\text{h2}} \delta_{s,t}^{\text{h}} \quad (14)$$

$$\delta_{s,t}^{\text{h1}} + \delta_{s,t}^{\text{h}} = \theta_{s,t}^{\text{gen}} \quad (15)$$

$$P^{\text{pump}} \theta_{s,t}^{\text{pump}} \leq p_{s,t}^{\text{pump}} \leq P^{\text{pump}} \theta_{s,t}^{\text{pump}} \quad (16)$$

$$\theta_{s,t}^{\text{gen}} - \theta_{s,t-1}^{\text{gen}} = y_{s,t}^{\text{gen}} - z_{s,t}^{\text{gen}} \quad (17)$$

$$y_{s,t}^{\text{gen}} \leq 1 - \theta_{s,t-1}^{\text{gen}}, z_{s,t}^{\text{gen}} \leq \theta_{s,t-1}^{\text{gen}} \quad (17)$$

$$\theta_{s,t}^{\text{pump}} - \theta_{s,t-1}^{\text{pump}} = y_{s,t}^{\text{pump}} - z_{s,t}^{\text{pump}} \quad (18)$$

$$y_{s,t}^{\text{pump}} \leq 1 - \theta_{s,t-1}^{\text{pump}}, z_{s,t}^{\text{pump}} \leq \theta_{s,t-1}^{\text{pump}} \quad (18)$$

$$\begin{cases} \sum_{s=1}^S \theta_{s,t}^{\text{gen}} \leq s \varphi_t^{\text{gen}} \\ \sum_{s=1}^S \theta_{s,t}^{\text{gen}} \geq \varphi_t^{\text{gen}} \end{cases} \quad (19)$$

$$\begin{cases} \sum_{s=1}^S \theta_{s,t}^{\text{pump}} \leq s \varphi_t^{\text{pump}} \\ \sum_{s=1}^S \theta_{s,t}^{\text{pump}} \geq \varphi_t^{\text{pump}} \end{cases} \quad (20)$$

$$\varphi_t^{\text{gen}} + \varphi_t^{\text{pump}} \leq 1 \quad (21)$$

$$p_{s,t}^{\text{phs}} = p_{s,t}^{\text{pump}} + p_{s,t}^{\text{gen}} \quad s = 1, 2, \dots, 5 \quad (22)$$

$$\begin{cases} \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{agc}} \pm \delta^{\text{ins}} = p_t^{\text{pv}} + p_t^{\text{ess}} + \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{phs}} - \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{agc}} \neq 0 \\ \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{phs}} = 0 \quad \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{agc}} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

式中: $\delta_{s,t}^{\text{h}}$ 为额定发电功率区间指示变量, 取 0、1, 取 1 时表示机组 s 在 t 时刻的额定功率区间发电, 取 0 时表示不在该区间运行; $\delta_{s,t}^{\text{h1}}$ 为低功率区间发电指示变量, 取 0、1, 取 1 时表示机组 s 在 t 时刻的低功率区间发电, 取 0 时表示不在该区间运行; P^{h1} 、 P^{h2} 和 P^{h1} 、 P^{h2} 分别为低功率区间和额定功率区间上、下界。 $\delta_{s,t}^{\text{h1}} = 1$ 时发电功率 $p_{s,t}^{\text{gen}}$ 属于区间 $[P^{\text{h1}}, P^{\text{h2}}]$, $\delta_{s,t}^{\text{h}} = 1$ 时发电功率 $p_{s,t}^{\text{gen}}$ 属于区间 $[P^{\text{h1}}, P^{\text{h2}}]$, 功率区间 $[0, P^{\text{h1}}]$ 、 $[P^{\text{h2}}, P^{\text{h1}}]$ 为机组的振荡区间, 不可在其中长期稳定运行, 因此文中规避该区间。 P^{pump} 为抽水状态下的额定功率; $\theta_{s,t}^{\text{gen}}$ 、 $\theta_{s,t}^{\text{pump}}$ 为运行状态指示变量, 取 0、1, 取 1 时分别表示机组 s 在 t 时刻处于发电、抽水状态, 取 0 时表示不处于该状态; $y_{s,t}^{\text{gen}}$ 、 $z_{s,t}^{\text{gen}}$ 为发电状态的机组启停特征, 取 0、1, $y_{s,t}^{\text{gen}} = 1$ 时表示

机组 s 在 t 时刻发电开机, $z_{s,t}^{\text{gen}} = 1$ 时表示机组 s 在 t 时刻终止发电, 反之则等于 0; $y_{s,t}^{\text{pump}}$ 、 $z_{s,t}^{\text{pump}}$ 为抽水状态的机组启停特征, 取 0、1, 含义与 $y_{s,t}^{\text{gen}}$ 、 $z_{s,t}^{\text{gen}}$ 类似; φ_t^{gen} 、 φ_t^{pump} 为系统运行状态指示变量, 取 0、1, 若 t 时刻系统中存在机组处于发电状态, 则 $\varphi_t^{\text{gen}} = 1$; 若存在机组处于抽水状态, 则 $\varphi_t^{\text{pump}} = 1$; $p_{s,t}^{\text{phs}}$ 为机组 s 在 t 时刻的输出功率; $p_{s,t}^{\text{agc}}$ 为机组 s 在 t 时刻系统原始调度指令; δ^{ins} 为引入光伏、储能后系统允许的功率偏差。

式(14)~式(16)为规避振荡区间的运行功率约束, 发电状态下可在 2 个功率区间内调节。式(15)为单台机组在发电状态下仅可处于 1 个功率区间。式(16)为抽水时功率不可调。式(17)、式(18)为启停约束, 使用 0、1 变量描述启停状态。式(19)~式(21)为抽水蓄能运行逻辑约束, 不允许多台机组同时发电/抽水。式(22)、式(23)为电网调度约束。在原有调度指令不等于 0 时, 光-蓄-储混合储能系统满足系统的原始调度指令。

2.3 短时启停约束

文中引入短时启停约束, 针对部分时刻单独进行优化, 减少系统的不必要启停次数, 延长机组使用寿命。低功率短时支撑电网时, 抽水蓄能电站功率特征为: (1) 运行功率低且变化速度快; (2) 有效运行时长较短, 通常在 1 h 以内; (3) 低功率运行后关机, 不作为备用资源。基于功率特征, 对历史调度数据进行筛选, 标记符合要求的时刻, 通过优化光伏、储能出力减少此时刻抽水蓄能的启停损耗。标记方式为在原始调度指令基础上减少一定功率。

$$I_t = U_t - U_{t-1} \quad (24)$$

式中: U_t 为 0-1 变量, $U_t = 1$ 表示 t 时刻机组处于低功率发电区间, 存在优化启停次数的空间, $U_t = 0$ 则相反。 U_t 、 I_t 均通过遍历抽水蓄能电站的原始调度曲线获得。

短时运行约束如式(25)~式(27)所示, 存在短时低功率运行时 ($U_t = 1$) 取代式(23)。

$$p_t^{\text{ess}} + \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{phs}} + p_t^{\text{pv}} = \sum_{s=1}^S p_{s,t}^{\text{agc}} - \Delta p(1 - \psi_t) \quad (25)$$

$$-(p_t^{\text{ess}} + p_t^{\text{pv}} - \gamma_t^{\text{gen}}) \leq M(1 - \psi_t) \quad (26)$$

$$\psi_t \leq U_t \quad (27)$$

式中: Δp 为短时启停的标记功率, 其数值选取须结合电网的实际调度需求、系统经济性、电站调节能力等方面综合考虑; γ_t^{gen} 为目标机组 t 时刻运行功率, 等于机组历史调度功率减去 Δp ; M 为任意足够

大的数。引入 Δp 、 U_t , 标记潜在可减少启停的时刻, 将其划分出来单独优化: 若 $U_t = 1$, 功率约束为式(25)、式(26); 若 $U_t = 0$, 仅须满足约束式(23)。式(25)表示若不可减少启停, 则恢复原调度功率运行。式(26)表示若抽水蓄能未动作, 则光伏、储能出力大于所需功率。此外, 由于启停成本的式(7)仅考虑 $I_t = 1$ 时刻减少启停的收益。因此补充约束:

$$U_t = U_{t+1} = 1 \Leftrightarrow \psi_t = \psi_{t+1} \quad (28)$$

低功率运行时长为 1 h, 即 $U_t = U_{t+1} = 1$ 时, 该机组运行状态一致。避免在 U_t 时刻计及减少启动的收益后机组在 U_{t+1} 时刻启动, 干扰减少启停收益的计算。

3 算例验证

文中以山东某实际抽水蓄能电站为研究对象。该电站拥有 4 台立轴单极混流可逆式水泵水轮机组, 总装机容量为 1 000 MW。每台机组发电可稳定运行在 [140, 160] MW、[240, 260] MW, 抽水额定功率 P^{pump} 为 -250 MW 不可调。因山东电网调节能力不足, 自投产以来, 该电站的调度方式均为“随调随启”, 承担山东电网中调峰、调频、调相、储能、系统备用、黑启动等任务。2020 年, 机组发电启动 1 955 台·次, 抽水启动 1 755 台·次; 电站总发电量 7.88 亿 kW·h, 抽水电量 9.79 亿 kW·h; 电站总共服务电网 319 次。其中, 提供紧急事故支撑 3 次, 对山东电网乃至华北地区的安全稳定运行有着重要作用。

文中仿真步长为 0.5 h, 基于该电站 2021 年—2022 年的运行信息, 通过聚类获得四季中的 8 个典型日进行优化。在综合考虑电网需求与系统经济性的基础上, 取机组短时启停标志功率 Δp 为 40 MW, P^{dex} 为 50 MW。减少短时启停的收益按照年均运行维护费用 6 820 万元/a 折算。考虑到机组损耗几乎均来源于启停, 且快速启停对机组损伤更大, 因此文中选取减少短时启停的效益 c^{st} 为 40 000 元/次, 而运行时长在 1 h 及以上的启动成本为 5 000 元/次。抽水蓄能上网电价 c^{e} 按燃煤机组上网标杆电价计算, 即 395 元/(MW·h); 抽水电价 c^{p} 按发电电价的 75% 计算, 即 296.25 元/(MW·h), 电化学储能上网电价同抽水蓄能。光伏发电同样以上网标杆电价为基准计算收益; 电化学储能选取磷酸铁锂电池, 考虑灵活性约束的条件下同时优化额定功率与额定容量。电化学储能效率 η^{ess} 为 0.9, 最大放电系数 k 为 0.2, 以保障其运行寿命。电化学储能全寿命周期 L^{ess} 为 10 a; 光伏的单位配置费用

c^{pv} 为 2 000 元/(kW·h); 光伏寿命周期 L^{pv} 为 15 a; 通货膨胀率 d 为 0.08; 光伏发电效率 η^{pv} 为 0.9; 标准光照强度 G^{STD} 为 1 000 kW/m²; δ^{ins} 为系统额定功率的 2%。光伏配置功率 30 MW, 主要考虑电站场地约束, 文中不参与优化。抽水蓄能调度指令如图 6 所示。在原始调度功率的基础上, 考虑潜在减少启停的可能性后, 进行部分时段功率调整。调整后的调度指令如图 6 中黄色调度指令所示, 从原始的 150 MW 需求变为 110 MW。

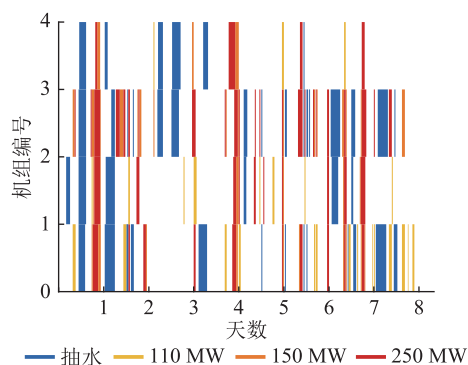


图 6 机组调度指令

Fig.6 Unit dispatch instruction

文中所述光-蓄-储混合储能系统的运行策略中, 光伏直接上网, 电化学储能保障光-蓄-储满足原系统运行规律的同时, 可在没有调度指令的时段进行电量套利。考虑电化学储能寿命的约束, 单日充、放电循环不超过 3 次。当前套利电价与抽水蓄能一致, 暂不考虑其进一步参与市场的套利空间与市场价格。由于当前市场机制不完善, 成本回收路径不明确, 因此文中所提优化配置模型中假设存在电化学储能容量补贴。经测算, 当储能单位配置费用高于 600 元/(kW·h) 时, 系统没有优化空间, 因此 c^{ess} 选取 600 元/(kW·h)。

文中以电化学储能安装容量及系统运行参数为决策变量, 同时求解运行优化与容量规划模型。首先进行电化学储能容量对系统的灵敏性分析, 并考虑机组故障、检修时仅部分机组可用的极端情形, 获得可显著提升灵活性所需要的最小电化学储能容量; 然后同时进行容量规划与运行优化, 获得系统最佳配置方案, 并进行系统经济性分析; 最后基于该配置方案进行系统灵活性分析并给出相关建议。文中研究基于 MATLAB R2021b 平台, 使用 Yalmip 通用语言建模, Gurobi 9.5.2 求解。

3.1 灵活性提升需求分析

本节以电化学储能的额定功率为自变量, 分析配置不同规模电化学储能对系统灵活性的影响。首先分析配置不同容量电化学储能后系统最

大功率调节区间, 其次分析系统灵活性随电化学储能容量的变化情况, 给出电化学储能配置容量约束。

在配置电化学储能规模与可调度机组数量变化的情况下, 电站最大功率调节区间变化规律如图 7 所示。当可调度机组数目一定时, 最大功率调节区间随电化学储能额定功率增加而增加, 但增加速度逐渐放缓。其原因在于初始时可调带之间间隙较大, 如图 3 所示, 随着电化学储能额定功率增加, 灵活性增加, 不可调区间减少。因此, 在可调性达到 100% 后电化学储能功率增加仅能拓宽全功率区间的宽度, 并不改变系统灵活性。

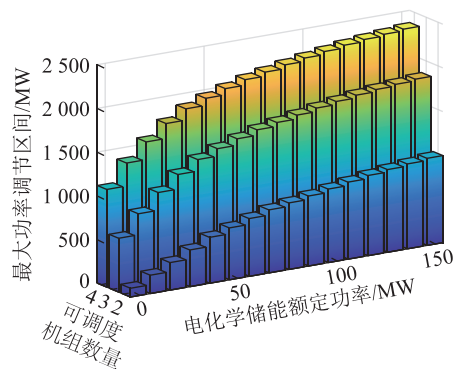


图 7 各状态下最大功率调节区间

Fig.7 Maximum power regulation range in each state

由于机组运行在不同工况下灵活性不同, 如图 3 和图 5 所示, 在 4 台机组正常运行的基础上加入由于故障仅能调度部分机组的情形, 反映电站的极端运行情景。如图 8 所示, 1 台机组故障时对电站灵活性影响不大, 但 2 台机组检修便会显著降低电站的调节能力。调度 2 台机组时由于总体调节范围小, 因此最大灵活性随电化学储能容量变化更快, 配置 50 MW 电化学储能时灵活性便接近 100%。在正常运行条件下, 电化学储能额定功率达到 80 MW 时所有机组组合中的最大灵活性达到 100%, 达到 130 MW 时任意状态全功率区间可调。总体来看, 电化学储能额定功率低于 50 MW 时灵活性增加速度最快, 配置 50 MW 的电化学储能后, 常规状态下最大灵活性可达到 95%, 各种状态组合下的灵活性均可超过 70%。而即便 2 台机组检修时, 系统的最低灵活性也可达到 50%, 大大提升了电站调峰能力。因此, 文中选取 50 MW 作为电化学储能配置容量的下限。

3.2 混合储能系统容量规划

规划方案为配置额定功率 112.98 MW 的电化学储能。运行优化结果如图 9 所示, 系统经济性分析如表 1 所示。

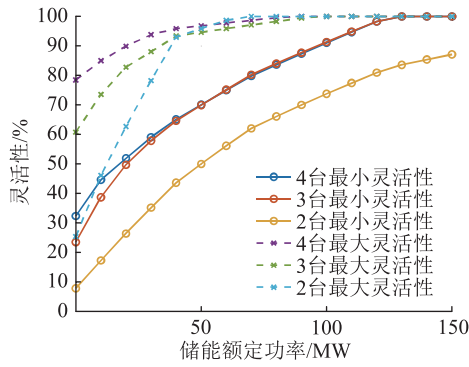


图8 不同储能配置容量下系统运行灵敏性分析

Fig.8 Sensitivity analysis of system operation under different energy storage configuration capacities

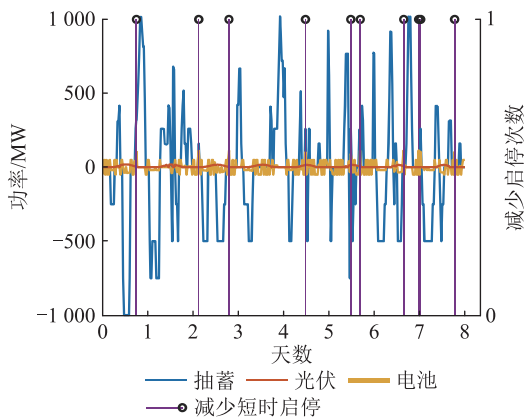


图9 优化调度曲线

Fig.9 Optimized dispatch curves

表1 混合储能系统经济性分析

Table 1 Economic analysis of the hybrid energy storage system 10^6 元

项目	抽水蓄能	光-蓄-储
收入		
光伏发电收益	—	15.52
锂电池发电收益	—	4.75
抽水蓄能发电收益	95.11	95.63
收入合计	95.11	115.90
支出		
运行维护成本	83.72	65.47
电化学储能配置成本	—	10.10
光伏配置成本	—	7.01
支出合计	83.72	82.58
净收入	11.39	33.32

图9中蓄-储系统运行功率特征,紫色竖线为1时代表 t 时刻启停决策变量 $\psi_t = 1$,即在该时刻光-蓄-储系统减少了抽水蓄能启停次数。抽水蓄能一般在凌晨和午间的负荷低谷时段抽水,在晚间用电高峰时段发电,依据电网平衡的需求决定启动的机组数目。机组短时运行的时段多发生在负荷高峰时段,此时电网出现短时功率缺额,需要使用抽水蓄能临时支撑系统。有效运行时长较短的启停可

用电化学储能、光伏协同运行,以此减少机组损耗。在部分没有光照的时段则只能通过电化学储能替代。当前由于没有完善的机制指导抽水蓄能与电化学储能协同运行,因此大部分时段二者分别运行,满足当前调度需求。

文中相较于传统抽水蓄能电站,光-蓄-储混合储能系统年电量收益增加2 079万元,系统年运行成本降低114万元。光伏的成本回收期大约为7 a。若电化学储能没有相关容量补贴,则年均配置成本在4 000万元左右,使得光-蓄-储混合储能系统经济性不佳。若要使光-蓄-储混合储能系统初步具备经济性,则应至少增加年收益1 800万元。文中峰谷电价差为0.098元/(kW·h)。经核算,若电化学储能市场中套利的峰谷电价差超过0.5元/(kW·h),结合减少短时启停次数所节省的成本,光-蓄-储混合储能系统便存在盈利空间。同时,若光-蓄-储混合储能系统能够作为一个整体参与辅助服务市场,则可通过配置储能显著提升系统运行灵活性,改善相关性能考核指标。理想情况下,若辅助服务市场收益与灵活性正相关,则文中的配置方案可提升电站相关收益约40%。

优化后4台机组的运行状态以及输出功率如图10所示。系统日均发电时长6.3 h(存在1台及以上机组处于发电状态),抽水时长6.1 h。对于单台机组,日均抽水时长2.9 h,日均发电时长3.4 h(其中低功率发电1.6 h,额定功率发电1.8 h)。配置电化学储能前额定功率下的发电时长占总发电时长54.8%,配置后下降至53.7%。低功率区间运行可为系统提供更多备用,增加预留的功率调节区间。

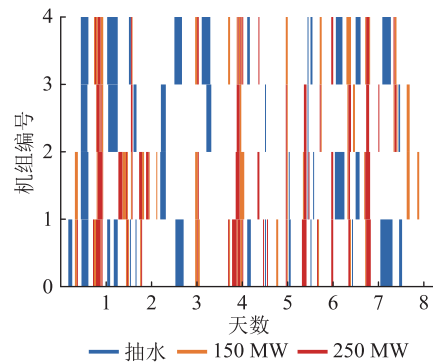


图10 抽水蓄能电站运行状态以及输出功率

Fig.10 Operational status and power output of PHS

经验证,利用电化学储能、光伏替代抽水蓄能短时支撑电网有效可行,可减少抽水蓄能短时启停次数,改善机组运行环境。电站启停信息统计如表2所示。该电站8 d共发电启动71次,其中24次为短时低功率运行。通过储能、光伏协同运行,8 d共

减少机组 10 次启动,占总发电启动次数的 14%;节省维护费用约 40 万元,减少了总运行维护费用的 20%。在 24 次低功率运行中,0.5 h 以内的短时运行全部被替代,而这种情况对机组造成的损耗最为严重。随着可再生能源渗透率持续增加,抽水蓄能将在电网中承担更多的调峰任务,短时低功率运行所占比例持续上升。通过电化学储能可以减少非必要启停,延长有效运行时间,从而改善机组使用寿命与电站整体经济性。

表 2 抽水蓄能电站 8 d 中发电启动次数统计

Table 2 Generation start-up times of PHS in eight days

项目	次数	
总发电启动次数	71	
可减少启停次数	运行 0.5 h	10
	运行 1 h	14
	合计	24
实际减少启停次数	运行 0.5 h	10
	运行 1 h	0
	合计	10

3.3 混合储能系统灵活性分析

基于优化获得的容量配置方案可比较储能前后电站运行灵活性。配置储能前系统可调性如图 3 所示,灵活性如图 11 所示,图中灵活性为 0 表示状态组合不存在。未配置电化学储能时,机组大多数状态下灵活性低于 50%,功率可大幅度变化但缺乏运行灵活性,仅能通过机组频繁启动/停机以实现功率分段调节。而检修期间由于仅有 2 台机组可投运,电站灵活性不足 30%。因此当前电站仅适用于紧急故障支撑,难以满足电网调频需求。

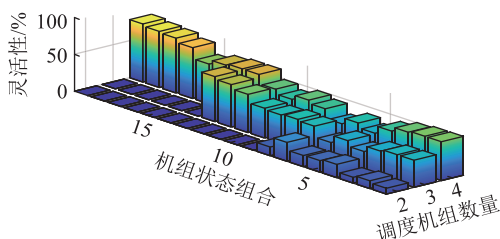


图 11 配置储能前系统灵活性

Fig.11 System flexibility before configuring energy storage

配置 112.98 MW 的电化学储能后系统灵活性如图 12 所示。在正常运行情况下,所有组合灵活性都近乎为 100%,可保证机组在指定时间内迅速调节至任意功率,完成电网调频需求。在调度 3 台机组时依旧全功率区间可调,个别组合下最低灵活性也超过 95%。即便 2 台机组处于检修状态,最低灵活性也高于配置储能前的最高灵活性。综上,基于抽水蓄能配置储能系统可显著提升系

统调节能力,在正常运行时提升灵活性约 40%,极端场景下灵活性增加超 70%,更好满足系统的精确调频需求。

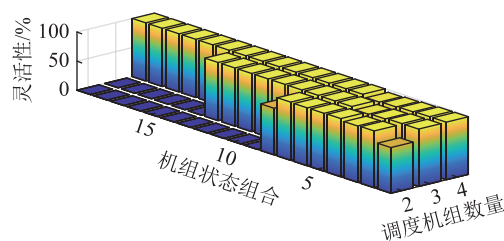


图 12 混合储能系统灵活性

Fig.12 Flexibility of the hybrid energy storage system

4 结论

文中基于抽水蓄能状态转换与机组组合,考虑抽水蓄能的振荡特性并定义系统运行灵活性,基于灵活性约束与短时启停约束提出光-蓄-储混合储能系统的运行优化与容量规划模型。针对山东某实际抽水蓄能电站进行算例分析,得出以下结论:

- (1) 当配置的电化学储能容量等于电站额定功率的 10% 时,可以有效提升抽水蓄能电站的运行灵活性 40%,增加系统的功率调节能力。
- (2) 通过电化学储能与光伏协同运行可减少抽水蓄能总发电启动次数 14%,减少维护费用 20%,改善机组运行环境,延长机组寿命。
- (3) 当前混合储能系统盈利空间不足,缺少相关政策支持。若电化学储能套利的峰谷电价差超过 0.5 元/(kW·h),将更有效地激励抽水蓄能电站进行灵活性改造。

电力系统中抽水蓄能电站的灵活性提升对系统稳定运行具有重要意义,但同时需要政策和经济激励以满足进一步发展的需求。结合当前市场建设情况以及抽水蓄能灵活性提升需求,文中给出如下政策建议:

- (1) 对于光-蓄-储混合储能系统,改变调度策略与电价补偿方式,允许其在完成基本职责的基础上参与电力市场获得收益。
- (2) 对抽水蓄能电站的调频性能进行考核,允许性能达标的抽水蓄能电站作为市场主体参与二次调频等辅助服务市场。
- (3) 建立基于调频表现补偿的辅助服务市场。灵活性可以作为一个参考指标,以优化电力辅助服务市场机制。

未来随着电力市场相关政策的进一步完善,抽水蓄能电站参与市场的相关政策将会更加明晰,文中所提灵活性提升方式也将进一步增加市场竞争力。

致 谢

本文得到国网新源控股有限公司科技项目(525718220005)资助,谨此致谢!

参考文献:

- [1] 舒印彪,张丽英,张运洲,等. 我国电力碳达峰、碳中和路径研究[J]. 中国工程科学,2021,23(6):1-14.
SHU Yinbiao,ZHANG Liying,ZHANG Yunzhou, et al. Carbon peak and carbon neutrality path for China's power industry[J]. Strategic Study of CAE,2021,23(6):1-14.
- [2] 郭峰,王悦,陆鑫,等. 含高比例风电的新型电力系统的经济运行及储能配置[J]. 智慧电力,2023(11):76-82.
GUO Feng,WANG Yue,LU Xin, et al. Economic operation and energy storage configuration of new power system with high penetration of wind power[J]. Smart Power,2023(11):76-82.
- [3] ALI S, STEWART R A, SAHIN O. Drivers and barriers to the deployment of pumped hydro energy storage applications: systematic literature review[J]. Cleaner Engineering and Technology,2021,5:100281.
- [4] 杨贤东,袁旭峰,熊炜,等. 考虑源荷不确定性的风光火储系统低碳经济调度[J]. 智慧电力,2022,50(8):22-29,53.
YANG Xiandong,YUAN Xufeng,XIONG Wei, et al. Low-carbon economic dispatch of wind-solar-fired-storage system considering source-load uncertainty [J]. Smart Power, 2022, 50(8): 22-29,53.
- [5] 刘凡,李凤婷,张高航,等. 计及循环寿命和运营策略的风电汇集区域储能电站优化配置[J]. 电力系统保护与控制,2023,51(8):127-139.
LIU Fan,LI Fengting,ZHANG Gaohang, et al. Optimal configuration of storage power stations in a wind power gathering area considering cycle life and operation strategy[J]. Power System Protection and Control,2023,51(8):127-139.
- [6] STECCA M, ELIZONDO L R, SOEIRO T B, et al. A comprehensive review of the integration of battery energy storage systems into distribution networks[J]. IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society,2020,1:46-65.
- [7] 刘长义,谢勇刚. 抽水蓄能在新型电力系统中的功能作用分析[J]. 水电与抽水蓄能,2021,7(6):7-10.
LIU Changyi,XIE Yonggang. Analysis on the function and effect of pumped storage in new power system[J]. Hydropower and Pumped Storage,2021,7(6):7-10.
- [8] LI J Y, YI C B, GAO S J. Prospect of new pumped-storage power station [J]. Global Energy Interconnection, 2019, 2(3): 235-243.
- [9] GIOUTSOS D M, BLOK K, VAN VELZEN L, et al. Cost-optimal electricity systems with increasing renewable energy penetration for islands across the globe [J]. Applied Energy, 2018, 226: 437-449.
- [10] 陈逸文,赵晋斌,李军舟,等. 电力低碳转型背景下氢储能面临的挑战与展望[J]. 发电技术,2023,44(3):296-304.
CHEN Yiwen,ZHAO Jinbin,LI Junzhou, et al. Challenges and prospects of hydrogen energy storage under the background of low-carbon transformation of power industry [J]. Power Generation Technology, 2023, 44(3): 296-304.
- [11] MOGHADDAM I N, CHOWDHURY B. Optimal sizing of hybrid energy storage systems to mitigate wind power fluctuations [C]//2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM). Boston, MA, USA. IEEE, 2016: 1-5.
- [12] ABDELSHAFY A M, JURASZ J, HASSAN H, et al. Optimized energy management strategy for grid connected double storage (pumped storage-battery) system powered by renewable energy resources [J]. Energy, 2020, 192: 116615.
- [13] GUEZGOUZ M, JURASZ J, BEKKOUCHE B, et al. Optimal hybrid pumped hydro-battery storage scheme for off-grid renewable energy systems [J]. Energy Conversion and Management, 2019, 199: 112046.
- [14] SHABANI M, DAHLQUIST E, WALLIN F, et al. Techno-economic comparison of optimal design of renewable-battery storage and renewable micro pumped hydro storage power supply systems: a case study in Sweden [J]. Applied Energy, 2020, 279: 115830.
- [15] JAVED M S, ZHONG D, MA T, et al. Hybrid pumped hydro and battery storage for renewable energy based power supply system [J]. Applied Energy, 2020, 257: 114026.
- [16] 何意,郭苏,彭怀午,等. 风电-光伏-抽水蓄能-蓄电池联合发电系统容量及运行协同优化[J]. 西北水电,2021(3):6-10,17.
HE Yi, GUO Su, PENG Huaiwu, et al. Collaborative optimization of capacity and operation of wind power-PV-pumped storage-battery power generation system [J]. Northwest Hydropower, 2021(3): 6-10, 17.
- [17] 赵心怡,谢俊,周翠玉,等. 风-光-抽蓄零碳电力系统多时间尺度协调调度模型[J]. 电力工程技术,2023,42(3):121-129.
ZHAO Xinyi, XIE Jun, ZHOU Cuiyu, et al. A multi-time scale coordinated dispatching model of wind-photovoltaic-pumped storage zero-carbon power system [J]. Electric Power Engineering Technology, 2023, 42(3): 121-129.
- [18] CANALES F A, JURASZ J K, GUEZGOUZ M, et al. Cost-reliability analysis of hybrid pumped-battery storage for solar and wind energy integration in an island community [J]. Sustainable Energy Technologies and Assessments, 2021, 44: 101062.
- [19] 鲁宗相,李海波,乔颖. 高比例可再生能源并网的电力系统灵活性评价与平衡机理[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):9-19.
LU Zongxiang, LI Haibo, QIAO Ying. Flexibility evaluation and supply/demand balance principle of power system with high-penetration renewable electricity [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 9-19.
- [20] 牟春华,居文平,黄嘉骊,等. 火电机组灵活性运行技术综述与展望[J]. 热力发电,2018,47(5):1-7.
MU Chunhua, JU Wenping, HUANG Jiasi, et al. Review and prospect of technologies of enhancing the flexibility of thermal power units [J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 1-7.

- [21] 张俊涛,甘霖,程春田,等. 大规模风光并网条件下水电灵活性量化及提升方法[J]. 电网技术, 2020, 44(9): 3227-3237.
ZHANG Juntao, GAN Lin, CHENG Chuntian, et al. Quantification and promotion of hydropower flexibility with large-scale wind and solar power incorporated into grid[J]. Power System Technology, 2020, 44(9): 3227-3237.
- [22] 陈伟伟,张增强,张高航,等. 计及需求响应及抽水蓄能的含风电系统鲁棒机组组合[J]. 电力工程技术, 2022, 41(2): 75-82.
CHEN Weiwei, ZHANG Zengqiang, ZHANG Gaohang, et al. Robust unit commitment of power systems integrated wind power considering demand response and pumped storage units[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022, 41(2): 75-82.
- [23] LI B, WANG H L, TAN Z K. Capacity optimization of hybrid energy storage system for flexible islanded microgrid based on real-time price-based demand response[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 136: 107581.
- [24] 申建建,王月,程春田,等. 水风光互补系统灵活性需求量化及协调优化模型[J]. 水利学报, 2022, 53(11): 1291-1303.
SHEN Jianjian, WANG Yue, CHENG Chuntian, et al. Flexibility demand quantification and optimal operation model of water-wind-solar complementary system[J]. Journal of Hydraulic Engineering, 2022, 53(11): 1291-1303.
- [25] ZHAO Y F, WANG C F, ZHANG Z W, et al. Flexibility evaluation method of power system considering the impact of multi-energy coupling[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2021, 57(6): 5687-5697.
- [26] 韩晓言,丁理杰,陈刚,等. 梯级水光蓄互补联合发电关键技术与研究展望[J]. 电工技术学报, 2020, 35(13): 2709-2722.
HAN Xiaoyan, DING Lijie, CHEN Gang, et al. Key technologies and research prospects for cascaded hydro-photovoltaic-pumped storage hybrid power generation system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(13): 2709-2722.
- [27] NIBBI L, SOSPIRO P, DE LUCIA M, et al. Improving pumped hydro storage flexibility in China: scenarios for advanced solutions adoption and policy recommendations [J]. Energies, 2022, 15(21): 7918.

作者简介:



冯弋舟

冯弋舟(1999),男,硕士在读,研究方向为电力系统优化运行(E-mail: fengyizhou@seu.edu.cn);

吴志(1987),男,博士,副教授,研究方向为配电网运行与规划;

李新煜(1989),男,学士,高级工程师,从事抽水蓄能电站运行维护管理工作。

Capacity optimization and flexibility enhancement of photovoltaic-battery-pumped hybrid storage system

FENG Yizhou¹, WU Zhi¹, LI Xinyu², YUAN Bo³

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. Shandong Taishan Pumping Storage Power Plant Co., Ltd., Taian 271021, China;

3. State Grid Energy Research Institute Co., Ltd., Beijing 102209, China)

Abstract: Pumped hydro storage (PHS) is the most mature storage technology with the largest installed capacity. However, its power regulation rate is slow, and its adjustment flexibility is relatively lacking. Electrochemical storage, which is currently the fastest developing storage equipment, provides capability of flexible power regulation. A photovoltaic-battery-pumped hybrid energy storage system is constructed in this paper. The goal is to improve the flexibility of PHS by utilizing the complementary characteristics of different storage facilities. The power regulation capability of the unit based on the power oscillation interval description of pumped storage is described, and further defines the flexibility of PHS according to the regulation of single unit and the unit-commitment of multiple units. Considering the flexibility enhancing constraints and the demand to improve the operational lifespan of PHS, a capacity optimization strategy for the battery in hybrid energy storage system is established. A case study is conducted using a PHS in Shandong province as an example. The findings reveal that configuring an electrochemical energy storage system with a rated power equal to 10% of the PHS capacity can improve the flexibility of the storage system by about 40%, and reduce generation start-up times by 14%. However, under the current electricity pricing structure, the peak-valley price gap needs to surplus 0.5 yuan per kW·h for the electrochemical storage facility to become profitable.

Keywords: hybrid storage system; flexibility assessment; pumped hydro storage (PHS); electrochemical storage; capacity optimization; start-up unit

(编辑 吴昊)