

考虑需求响应和源荷不确定性的 光储微电网储能优化配置

南斌¹, 董树锋¹, 唐坤杰¹, 朱勳婷¹, 张祥龙², 陈炜²

(1. 浙江大学电气工程学院, 浙江省 杭州市 310027;

2. 国网经济技术研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209)

Optimal Configuration of Energy Storage in PV-storage Microgrid Considering Demand Response and Uncertainties in Source and Load

NAN Bin¹, DONG Shufeng¹, TANG Kunjie¹, ZHU Mengting¹, ZHANG Xianglong², CHEN Wei²

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China;

2. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China)

ABSTRACT: In the context of electricity markets, the optimal configuration of energy storage in microgrids considering the demand response (DR) and the uncertainties in source and load is of great value to improve the operational performance of the microgrids and to promote the commercial application of microgrids and the energy transformation. Aiming at the configuration of energy storage system capacity in the grid-connected photovoltaic (PV)-storage microgrid, an optimal configuration strategy of energy storage considering the demand response and the uncertainties in source and load is proposed. First, the operation scenarios were reduced by clustering. By considering the costs of electricity purchase, energy storage configuration and loss, and tie line power fluctuation penalty comprehensively, a collaborative optimization model for planning and operation of microgrid energy storage system considering long-term uncertainty was established. Then, a load guidance mechanism based on the scheduling priority was constructed, and the demand response results were calculated by the elasticity coefficients. Furthermore, a realization method of the two-step energy storage configuration strategy was proposed. Finally, the rationality and effectiveness of the proposed method are verified by simulation.

KEY WORDS: microgrid; energy storage capacity optimization; uncertainty; power fluctuation; demand response; scheduling priority

摘要: 电力市场背景下, 考虑需求响应和源荷不确定性的微

电网储能优化配置, 对提高微电网运行性能、促进微电网商业化落地应用及能源转型具有重要价值。针对并网型光储微电网储能系统容量配置问题, 提出了考虑需求响应和源荷不确定性的储能优化配置策略。首先, 通过聚类对运行场景进行削减, 综合考虑购电、储能配置及损耗和联络线功率波动惩罚等成本, 构建考虑长期不确定性的微电网储能系统规划运行协同优化模型。其次, 建立基于用户调度优先级的负荷引导机制, 通过弹性系数计算需求响应结果。进一步地, 提出一种两阶段储能规划配置策略实现方法。最后, 通过算例仿真, 验证了该方法的合理性与有效性。

关键词: 微电网; 储能容量优化; 不确定性; 功率波动; 需求响应; 调度优先级

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2022.0798

0 引言

随着能源危机的加剧, 太阳能、风能等可再生能源得到了大力开发, 推进新型电力系统规划与建设成为构建现代能源体系的关键^[1-3]。然而, 大规模推广新能源发电技术在促进能源转型的同时也给电网安全经济运行带来了挑战^[4-5]。在此背景下微电网技术逐渐兴起, 利用微电网技术促进可再生资源友好接入电网成为目前的研究热点。

储能系统可缓解可再生能源间歇性出力引起的系统功率波动, 因此常将储能与可再生能源发电机组互补使用, 提高微电网的经济与环境效益^[6-9]。储能系统的容量配置对微电网运行效果有很大影响, 储能容量过小不能有效提升微电网电能质量和运行性能, 储能容量过大则会降低微电网运行经济性。由于储能系统长时间尺度的投资规划和短时间尺度的运行优化相互耦合^[10], 而且运行中发电侧和

基金项目: 国家电网有限公司总部科技项目(5100-202256008A-1-1-ZN)。

Project Supported by Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (No. 5100-202256008A-1-1-ZN).

需求侧均有较强的不确定性，因此储能容量合理配置是微电网规划运行的一个重要问题。

国内外学者对微电网储能容量配置问题已进行了一定研究。文献[11]以独立光储微电网为对象，以初始投资成本最小为目标，采用不同类型电池进行最优储能容量配置。文献[12]提出一种基于用户侧储能电池改善配电网电压水平的优化模型，并获得储能电池最优容量的优化配置方法。文献[13]综合采用能量型储能和功率型储能，提出了面向微网群的混合储能容量优化配置方法。进一步地，随着电力市场的完善，近年来有研究将储能与需求响应结合以提高微电网的经济性、可靠性和能源利用率^[14]。文献[15]建立了基于电量电价弹性矩阵的用户响应模型，提出了分时电价下的微网运行策略，最后构建了光伏微网储能系统多目标容量优化配置模型。文献[16]建立了计及可中断负荷和可平移负荷的分布式电源容量优化模型，通过算例仿真说明了独立微电网中引入可控负荷能够降低系统成本和弃风光率。文献[17]从用户对主能量市场实时电价进行响应后再利用储能充放电实现最优用电的角度提出了一种用户需求响应-储能调节的优化模型。文献[18]考虑光伏出力、负荷需求及分时电价，以用能成本最低为目标建立了光储系统联合容量配置模型。上述文献仅根据负荷用电特征计算需求响应结果，忽略了不同用户对电力消费增长做出的贡献差异，没有考虑面向不同用户的具体需求响应机制，不能充分发挥微电网运行中用户的受控潜力；而且大多采用单一典型日场景进行计算，没有考虑实际运行中发电侧和负荷侧的不确定性对储能容量配置的影响。

因此，本文以新型城镇电力系统中常见的并网型光储微电网为研究对象，首先考虑长时间尺度的光伏出力和用户负荷不确定性，对微电网发电场景进行聚合削减，考虑运行经济性和功率波动水平，构建了微电网储能系统规划运行协同优化模型；其次考虑短时间尺度的需求响应，建立了用户调度优先级评价指标，对不同等级用户制定相应优惠政策，进而提出了考虑需求响应引导的储能规划配置策略；最后对一个典型光储微电网进行仿真与分析，验证了所提模型和方法的有效性和合理性。

1 储能系统规划运行协同优化模型

构建双层的储能系统规划运行协同优化模型，其结构如图1所示。具体地，将考虑源、荷随机不确定性的储能系统长时间尺度容量配置问题放在外层模型中求解，目标函数为运行周期内总成本最

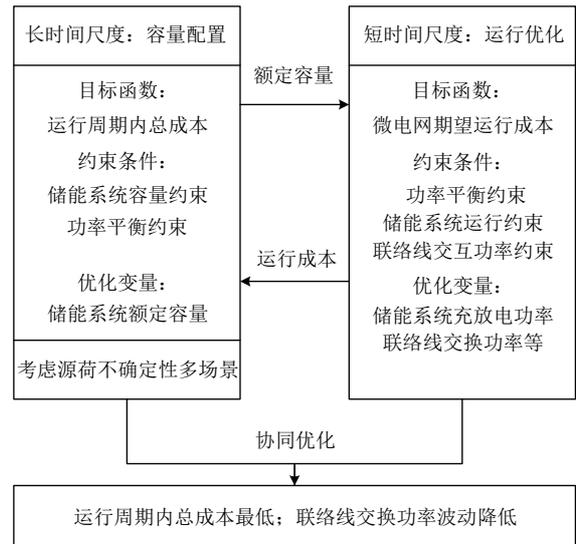


图1 微电网储能系统容量优化双层模型示意图

Fig. 1 Schematic of the double-layer optimization model of energy storage system capacity in microgrid

小，优化变量为储能系统配置容量。将微电网短时间尺度运行优化问题放在内层模型中求解，以微电网日期望运行成本最小为目标。内外层模型通过交互优化变量相互耦合，一方面，储能系统的容量配置可以改变微电网功率分布，影响微电网短时间尺度下的优化调度；另一方面，通过合理制定储能系统充放电策略可以更有效地发挥可再生能源的优势，降低长时间尺度下不必要的硬件投资。

1.1 考虑源荷不确定性的微电网典型运行场景生成

储能长时间尺度的投资配置与微电网源、荷运行情况有关，从长期来看微电网每日的光伏出力与负荷用电具有不确定性，因此，基于单日源荷数据进行储能规划不能满足实际运行中大多数场景需求。如文献[10]所述，微电网规划中可以假设未来数年内的光伏出力和历史光伏出力数据具有相同分布，因此，历史数据可以用于描述未来的光伏出力。进一步地，由于历史场景过多，计算量较大，通过场景削减或聚合方法构造一个可以反映微电网原始场景特征的典型场景子集，降低微电网投资规划问题的计算复杂性。

本文假设微电网未来的光伏出力及用户负荷功率与历史数据具有相同分布，考虑到求解其分布函数可能引入误差，因此直接以历史上每日运行数据作为原始场景。以不同水平的光伏出力和负荷功率作为初始聚类中心，采用一种能自动选择聚类中心数的自适应 K-means 方法^[19]将历史运行场景削减为 M 个典型场景，如式(1)所示，并计算各场景出现的概率，在进行储能容量配置时考虑对不同场景的适用性。

$$\begin{cases} M = \arg \max_s (l_{s-1} - l_s), s=2, \dots, W \\ l_s = \sum_{i_s=1}^{N_s} |P_{i_s}^{\text{center}} - P_{i_s}| \end{cases} \quad (1)$$

式中： M 为最佳聚类数； s 为聚类数； l_s 为损失指标； W 为较大的聚类数结束值； N_s 为原始场景数； i_s 为原始场景的编号； P_{i_s} 为原始场景 i_s 的功率向量； $P_{i_s}^{\text{center}}$ 为 P_{i_s} 所属簇的聚类中心。

1.2 考虑多运行场景的储能容量配置模型

1) 目标函数。

长时间尺度储能规划配置以微电网运行周期内总成本 C 最小为目标，包括储能配置的平均日投资成本 C_1 、平均日维护成本 C_M 及日运行成本 C_O 。

$$C = C_1 + C_M + C_O \quad (2)$$

其中

$$C_1 = r_D C_1^0 \quad (3)$$

$$C_1^0 = C_S + C_C \quad (4)$$

$$C_S = c_S \frac{S^{\max}}{D} \quad (5)$$

$$C_C = c_C P^{\max} \quad (6)$$

$$r_D = \frac{1}{365} \left[\frac{d(1+d)^N}{(1+d)^N - 1} \right] \quad (7)$$

$$C_M = r_D c_M S^{\max} \quad (8)$$

$$C_O = \sum_{m=1}^M \pi^m C_O^m \quad (9)$$

式中： r_D 为资金回收系数，用于将设备初始投资折算为整个运行周期内平均日投资成本； C_1^0 为初始总投资成本； C_S 为储能系统配置成本； C_C 为双向变流器配置成本； c_S 为单位容量储能电池的投资成本； S^{\max} 为储能系统配置容量； D 为储能电池的放电深度； c_C 为单位功率的双向变流器配置成本； P^{\max} 为储能系统的最大充放电功率； d 为折现率； N 为储能系统的投资年限； c_M 为单位容量的储能电池维护成本； π^m 为削减后的微电网运行场景 m 出现的概率； C_O^m 为场景 m 下的日运行成本。

2) 约束条件。

储能最大配置容量受投资资金、场地条件等因素限制，满足约束

$$S^{\max} \leq S_1^{\max} \quad (10)$$

式中 S_1^{\max} 为储能允许配置容量的上限。

1.3 考虑联络线功率波动惩罚的储能运行优化模型

1) 目标函数。

短时间尺度储能运行优化以微电网日运行成本 C_O 最小为目标，日运行成本包括电能成本 C_E 、储能电池损耗引起的替换成本 C_R 及联络线功率波

动惩罚成本 C_P 。

$$C_O = C_E + C_R + C_P \quad (11)$$

① 微电网电能成本。

本文考虑的电能成本来自微电网与上级电网和下级用户的功率交换，支出为从上级电网的购电费用，收益包括向用户的售电收益、光伏余电上网和光伏发电补贴。

$$C_E = \sum_{t=1}^T (c_{\text{line}}^t P_{\text{line}}^t - c_{\text{PV}} P_{\text{PV}}^t - c_{\text{ex}} P_{\text{PV,ex}}^t - c_{\text{sell}}^t P_1^t) \Delta t \quad (12)$$

式中： c_{line}^t 和 c_{sell}^t 分别为微电网从上级电网的购电电价和向用户的售电电价； c_{PV} 和 c_{ex} 分别为光伏发电补贴价格和光伏上网电价； P_{PV}^t 、 $P_{\text{PV,ex}}^t$ 、 P_{line}^t 和 P_1^t 分别为光伏出力、光伏余电上网功率、微电网从上级电网的购电功率和用户负荷功率； t 为调度时段编号； Δt 为单位调度时间，本文取 15min； T 为调度时段总数，本文以 1 天为调度周期，取 96。

② 储能损耗成本。

储能电池不规则充放电会造成电池寿命损耗，因此需要考虑电池损耗带来的成本。储能寿命与放电深度、充放电速率、循环次数等因素密切相关^[20]，电池在额定条件下全生命周期的总有效放电量

$$F_R = L_R D_R Q_R \quad (13)$$

式中： F_R 为电池在额定条件下的总有效放电量； L_R 为电池额定循环寿命； D_R 为电池额定放电深度； Q_R 为电池额定容量。

实际应用中可以将非额定条件下每次放电量 q_a 折算为额定条件下的放电量 q_t ，当放电量达到 F_R 时，电池报废。

以锂离子电池为例，通过附录 A 推导得到的电池第 i 次放电的寿命损耗表达式，可得第 i 次放电过程的损耗成本为

$$C_{S,\text{loss}}^i = \frac{q_t^i}{F_R} C_S \quad (14)$$

式中 $C_{S,\text{loss}}^i$ 为电池第 i 次放电的损耗成本。

调度周期内储能损耗引起的替换成本为

$$C_R = \sum_{t=1}^T C_{S,\text{loss}}^i - r_D C_S \quad (15)$$

③ 联络线功率波动惩罚成本。

分布式电源出力不确定性与反调峰特性会使微电网系统净负荷波动加剧，影响供电安全性及设备的使用效率。将储能系统引入微电网不仅可以提高系统经济性，更具有平抑自身负荷波动的能力，能够起到削峰填谷的作用。参照文献[21]的方式，在内层优化时引入联络线功率波动惩罚成本以衡量储能对抑制功率波动的作用。

$$C_p = c_p \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (|P_p^t| - \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T |P_p^t|)^2 \quad (16)$$

式中： c_p 为功率波动惩罚因子； $P_p^t = P_{line}^t - P_{PV,ex}^t$ ，为联络线交换功率。通过引入功率波动惩罚因子将多目标优化转换为单目标优化，简化了计算分析。

2) 约束条件。

①微电网功率平衡约束。

$$\begin{cases} P_{PV}^t = P_{PV,1}^t + P_{PV,c}^t + P_{PV,ex}^t \\ P_l^t = P_{PV,1}^t + P_{line,1}^t + P_d^t \\ P_c^t = P_{line,c}^t + P_{PV,c}^t \\ P_{line}^t = P_{line,1}^t + P_{line,c}^t \end{cases} \quad (17)$$

式中： $P_{PV,1}^t$ 为负荷消纳的光伏出力； $P_{PV,c}^t$ 为光伏对储能的充电功率； P_c^t 和 P_d^t 分别为储能充、放电功率； $P_{line,1}^t$ 和 $P_{line,c}^t$ 分别为微电网购电用于负荷供电和储能充电的功率。

②储能约束。

一般储能电池需要满足充放电功率约束、容量约束以及电量平衡约束等。

$$\begin{cases} P^{\min} \leq P_c^t, P_d^t \leq P^{\max} \\ S^t - S^{t-1} = (\eta_c P_c^t - \frac{P_d^t}{\eta_d}) \Delta t \\ S^{\min} \leq S^t \leq S^{\max} \\ S^0 = S^T \\ \sum_{t=1}^T (P_c^t - P_d^t) \Delta t = 0 \end{cases} \quad (18)$$

式中： P^{\max} 和 P^{\min} 分别为储能充放电功率的上下限； S^t 为时段 t 结束时储能的容量； η_c 和 η_d 分别为充电效率和放电效率； S^{\max} 和 S^{\min} 为储能的最大荷电容量和最小荷电容量；假设调度开始和结束时刻的储能荷电量相等。

③功率交换约束。

$$P_p^{\min} \leq P_p^t \leq P_p^{\max} \quad (19)$$

式中 P_p^{\max} 和 P_p^{\min} 分别为微电网和上级电网联络线可交换功率的上下限。

2 考虑调度优先级的需求响应机制

需求响应(demand response, DR)是指当电力价格升高或系统可靠性受到威胁时，通过价格信号或激励机制引导电力用户改变固有的用电模式、调整用电需求的一种服务机制^[22-23]。随着需求响应技术的普及，有必要考虑需求侧响应引起的负荷优化对微电网储能系统规划运行的影响，并设计适合微电网管理的需求响应机制。

通过电价政策引导居民改变用电行为可以降低其用电成本，但是居民负荷的可控性较低，部分

负荷因不具备转移能力而被直接削减，可能导致用电总量降低，产生资源浪费^[24-25]；大型工商业用户具备大量可调控负荷如空调、生产设备、充电桩等，而且按照生产计划运行，可控性相对较高。基于上述因素，本文设计了针对微电网内工商业大用户的需求响应机制，评价各用户的调度优先级，在现有电价基础上给予不同等级用户阶梯折扣优惠，通过短期需求侧控制实现微电网与用户的双赢。

2.1 调度优先级评价指标

借鉴文献[26]中的负荷管理机制，本节建立了用户参与需求响应的调度优先级函数，综合考虑用户的负荷弹性度、信用度和产电比等因素，对不同用户的调度响应能力划分等级。

负荷弹性度指标表示用户的用电特性，反映其对电网调峰所起的作用。其定义为

$$Z_i = (1 - q_i) - f_i \quad (20)$$

式中： Z_i 为用户负荷弹性度； $1 - q_i$ 为用户对电网调峰的贡献度； f_i 为用户的负荷波动率； i 为用户编号。指标值越大，表明用户的负荷特性与电力调度的匹配性越好，调度优先级越高。

$$q_i = \frac{\sum_{t=t_1}^{t_2} D_i^t}{\sum_{t=1}^T D_i^t} \quad (21)$$

式中：设分时电价的峰、平、谷时段持续时间分别为 $T_f=[t_1, t_2]$ 、 $T_p=[t_3, t_4]$ 、 $T_g=[t_5, t_6]$ ； D_i^t 为用户在 t 时段的用电量。该式为1天内用户在电价高峰时段的用电量与全天用电总量的比值，其值越小，表示用户在电价高峰时段的用电比例越小，说明用户当前用电行为为电网削峰填谷做出了较大贡献。

$$f_i = \frac{d_i}{D_i} \quad (22)$$

其中

$$d_i = \sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=1}^T (D_i^t - \overline{D_i})^2} \quad (23)$$

式中： $\overline{D_i}$ 为调度周期内用户平均用电量； d_i 表示用户用电曲线的离散程度。 f_i 值越大表示用户用电波动性越大，易对电网可靠供电产生不利影响。

信用度指标表示用户过去参与需求响应的完成情况，通过历史调度中高峰时段负荷的实际转移量与预期转移量的比值来衡量。定义为

$$R_i = \frac{1}{X} \sum_{x=1}^X \frac{1}{T} \sum_{t=t_1}^{t_2} \frac{D_{i,a}^t}{D_{i,c}^t} \quad (24)$$

式中： R_i 为用户参与需求响应的信用度； X 为用户

已参与需求响应的总次数； x 为需求响应次数编号； $D_{i,a}^t$ 和 $D_{i,e}^t$ 分别为用户在时段 t 的实际用电量和预期用电量，用户预期用电量可以通过下一节需求响应模型计算。用户首次参加响应时不存在信用度问题，信用度值可设为 1。

此外考虑用户能耗情况，根据用户的产电比(消耗单位电能产生的 GDP) C_i 衡量其对推进社会良性可持续发展的作用，对高能耗用户进行惩罚，降低其响应优先级。

为避免指标值线性归一化引起的遮蔽现象，基于效用理论^[27]对上述指标进行归一化计算，以 Z 指标为例，则有：

$$Z_i^* = \frac{e^{\frac{Z_i - Z_i^{\min}}{Z_i^{\max} - Z_i^{\min}}} - 1}{e - 1} \quad (25)$$

式中： Z_i^* 为 Z_i 的归一化指标值，类似地 R_i^* 和 C_i^* 分别为 R_i 和 C_i 的归一化指标值。

综合考虑上述因素，定义优先级函数为 $L_i^* = \omega_1 Z_i^* + \omega_2 R_i^* + \omega_3 C_i^*$ ， $\omega_1 + \omega_2 + \omega_3 = 1$ 。对函数值进行降序排序，按照占比将用户划分为 A、B、C 3 个响应等级，给予不同的优惠政策，引导用户优化用电模式，提高微电网供电稳定性。

2.2 基于折扣电价的用户引导机制

划分用户响应等级后，对各级用户制定不同的激励政策。由于价格对用户用电行为有较大影响，可以通过阶梯电价折扣的优惠方式来引导用户改变用电行为，相关的分时电价优化制定方法研究可参考文献^[28]。在我国深化电力市场改革中，要求一般工商业电价再降低 10%^[29]，因此本文设定峰时段电网售电电价不变，3 个等级的平时段售电电价分别在现有分时电价基础上降低 10%、5% 和 5%，谷时段售电电价分别降低 15%、10% 和 5%。

2.3 负荷多时段需求响应模型

目前对用户电价电量响应行为的建模方法主要有弹性系数矩阵、消费者心理学或统计特性，其中基于弹性矩阵的方法可以反映不同电价下用户响应行为^[30]。本文主要考虑负荷转移，不计入负荷中断，采用需求价格弹性定量表示电价变化对用户用电行为的影响。弹性系数的表达式为

$$E = \frac{\Delta d}{\Delta \rho} \frac{\rho_0}{d_0} \quad (26)$$

式中： E 为电能的需求弹性系数； $\Delta \rho$ 为电价的变化量； Δd 表示基于价格变化的负荷变化量； ρ_0 和 d_0 分别为初始电价和初始负荷量。

进一步地弹性系数可写为

$$E_i^{t,k} = \frac{d_i^t - d_{i,0}^t \rho_0^k}{\rho^k - \rho_0^k d_{i,0}^t} \quad (27)$$

式中：若 $t=k$ ，则 $E_i^{t,t}$ 为自弹性系数，否则 $E_i^{t,k}$ 为交叉弹性系数； $d_{i,0}^t$ 和 d_i^t 分别为电价调整前后用户在 t 时段的负荷量； ρ_0^k 和 ρ^k 分别为电价调整前后 k 时段的电价。

由文献^[31]所述方法可将需求响应模型描述为

$$d^{t'} = \begin{cases} d_f + \lambda_{ff} d_f - \lambda_{fp} d_f - \lambda_{fg} d_f, & t \in T_f \\ d_p + \lambda_{fp} d_f + \lambda_{pp} d_p - \lambda_{pg} d_p, & t \in T_p \\ d_g + \lambda_{fg} d_f + \lambda_{pg} d_p + \lambda_{gg} d_g, & t \in T_g \end{cases} \quad (28)$$

式中： $d^{t'}$ 为需求响应后的负荷； d_f 、 d_p 、 d_g 分别为需求响应前峰、平、谷时段负荷的平均值； λ_{fp} 、 λ_{fg} 和 λ_{pg} 和 λ_{ff} 、 λ_{pp} 、 λ_{gg} 分别为不同时段考虑互弹性的负荷转移比例系数和考虑自弹性的负荷削减比例系数，以平时段为例，比例系数的计算式为

$$\begin{cases} \lambda_{pg} = (k_p - k_g) E^{t,k}, & t \in T_p, k \in T_g \\ \lambda_{pp} = k_p E^{t,t}, & t \in T_p \end{cases} \quad (29)$$

式中 k_p 和 k_g 分别表示平时段和谷时段的折扣电价浮动比。

基于针对不同用户制定的电价折扣政策，利用上式可以计算用户参与需求响应后各调度时段的预期负荷，制定需求响应计划。

3 微电网储能优化配置的实现

目前，我国大量分布式光伏电站投入运行，积累了丰富的历史运行数据，且随着智能传感技术的发展和智慧用电观念的普及，负荷侧大用户能够掌握自身用电习惯及规律，因而在做长时间规划时能够充分利用历史数据对未来发用电情况进行预测，并计算用户调度优先级。因此，本文方法对于一般光储微电网具有通用性。进一步地，本文所提储能优化配置策略的实现流程如图 2 所示。

实现流程中，综合考虑需求响应与源荷不确定性，构建储能优化配置的两阶段规划模型，第 1 阶段考虑源荷不确定性对微电网运行场景进行聚类，并求解微电网用户参与需求响应后的负荷曲线，第 2 阶段求解考虑需求响应的储能规划运行协同优化模型。其中储能系统内层运行优化模型采用 Yalmip 和 CPLEX 进行求解，储能系统外层容量配置模型采用遗传算法进行求解。

4 算例分析

4.1 场景设置

为验证本文模型的有效性，选取中国南方某地区用户级光伏微网进行分析，包含 3 个大用户和

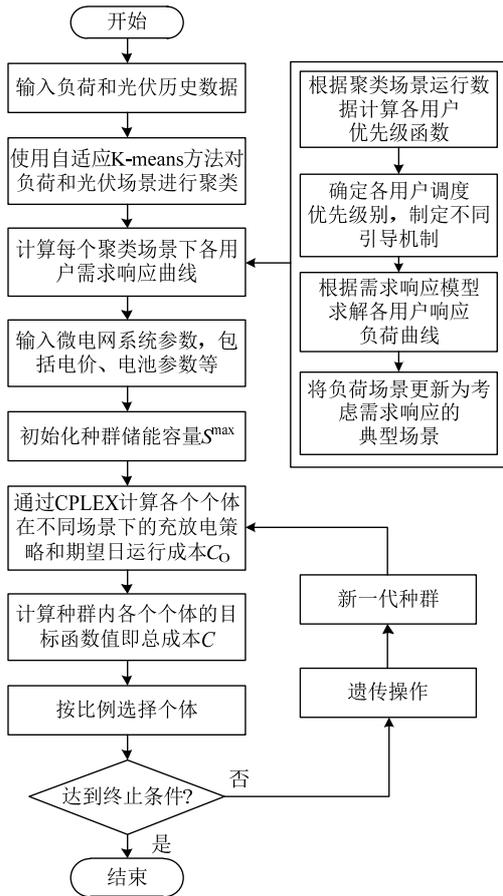


图2 模型实现流程

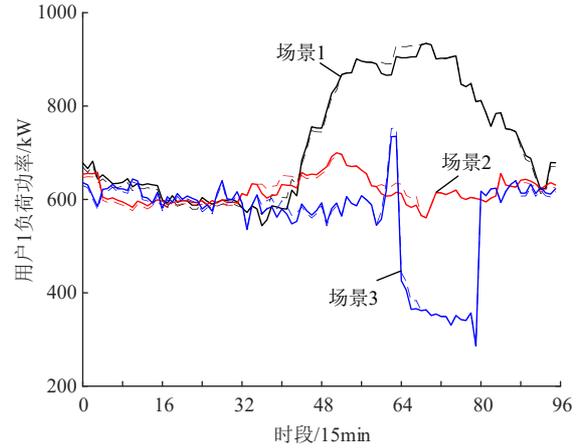
Fig. 2 Flow chart of the model implementation

2.2MW 容量的光伏设备, 算例系统参数如附录表 B1 所示, 所采用的分时电价如附录表 B2 所示。

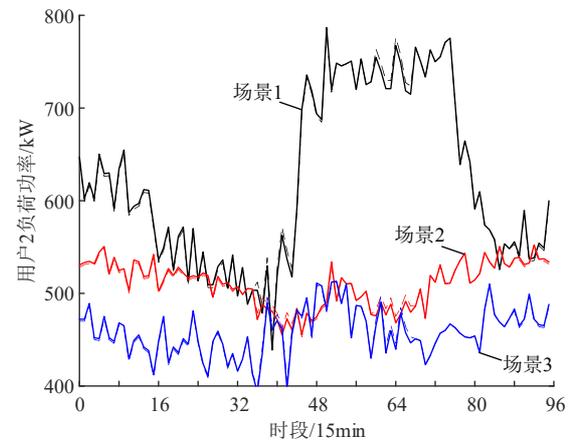
在处理器型号为 Intel Core i7-8700 3.20GHz、内存为 16GB 的计算机上计算, 程序语言为 MATLAB R2018b, 使用 CPLEX 12.8 优化器。

遗传算法作为一种启发式算法, 考虑到求解结果对控制参数的敏感性以及算法早熟问题, 通过测试, 将遗传算法的参数设置为: 种群包括 50 个个体, 交叉率为 0.9, 变异率为 0.2, 最大迭代次数为 100。计算时通过多次缩小容量范围得到优化结果, 当2次结果的差异远小于1%时即认为满足精度要求。

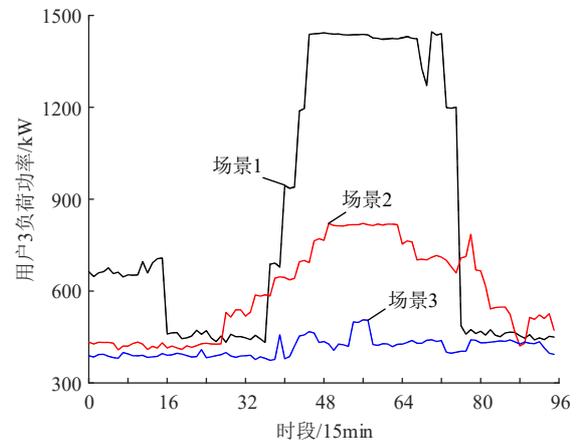
首先考虑长时间尺度不确定性, 收集微电网一年的负荷和光伏历史数据进行计算分析, 每天的供电情况称为一个原始场景。考虑到计算的复杂性和可行性, 本文通过改进迭代 K-means 方法对微电网原始运行场景进行削减, 负荷和光伏的最佳聚类数均为 3, 负荷聚类结果如图 3 中虚线所示, 光伏聚类结果如附录图 C1 中虚线所示。其中, 用户 1 不同场景概率分别为 0.400、0.560 和 0.040, 用户 2 不同场景概率分别为 0.160、0.720 和 0.120, 用户 3 不同场景概率分别为 0.160、0.320 和 0.520, 光伏不同场景概率分别为 0.400、0.440 和 0.160。



(a) 用户1负荷曲线



(b) 用户2负荷曲线



(c) 用户3负荷曲线

--- 场景1需求响应前; ——— 场景1需求响应后;
 --- 场景2需求响应前; ——— 场景2需求响应后;
 --- 场景3需求响应前; ——— 场景3需求响应后

图3 需求响应前后用户负荷曲线

Fig. 3 Load curves before and after DR of users

4.2 需求响应结果分析

基于不确定负荷场景计算用户平均负荷弹性度, 设用户均为第 1 次参与需求响应, 用户产电比分别为 13.9、14.8 和 18.6 元/(kW·h), 指标权重设为 $\omega_1=0.7, \omega_2=0.1, \omega_3=0.2$, 计算用户调度优先级函数值, 结果如表 1 所示。根据函数值确定 3 个用户的调度优先级分别为 B、A、C 级, 执行不同激励

引导政策。

表 1 用户指标值
Table 1 User's indicator data

用户	负荷弹性度	信用度	产电比	优先级函数值
1	0.723 7	1	13.9	0.388 4
2	0.777 0	1	14.8	0.724 6
3	0.615 7	1	18.6	0.200 0

用户的弹性系数采用文献[31]中的 3 个工商业用户的需求弹性系数，可以计算用户参与需求响应后的负荷曲线，需求响应前后用户的负荷曲线如图 3 所示。

从图 3 可以看出，用户 1 和用户 2 负荷弹性度较高，参与需求响应后负荷得到调整，用户 3 本身峰谷差大，且对电价不敏感，参与需求响应效果不明显。结合表 1 结果，用户 2 作为电网友好型、低能耗用户，同程度参与需求响应将获得更多经济效益，促进了用户的良性发展。

将考虑需求响应的用户负荷曲线和光伏出力场景进行组合，得到 81 个典型微电网运行场景，如附录图 C1 所示。可以看出，某些场景下存在光伏出力大于负荷需求的情况，导致联络线倒送功率，微电网波动功率增大；当联络线倒送功率限值较小或不允许倒送功率时，会出现弃光现象。

4.3 储能配置结果分析

4.3.1 优化策略的合理性分析

设置 4 个算例来验证本文所提考虑需求响应和源荷不确定的光储微电网储能优化配置方法的合理性。算例 1：原始光伏微网；算例 2：光伏微网中含有需求响应但不含储能系统；算例 3：光伏微网中含有储能系统但不含需求响应；算例 4：光伏微网中含有储能系统和需求响应。不同算例的微电网优化结果如表 2 所示。

表 2 不同算例的优化结果
Table 2 Optimization results in different cases

算例	储能容量/ (kW·h)	功率波动 惩罚/元	购电		售电		总成本/ 元
			成本/元	收益/元	成本/元	收益/元	
算例 1	0	2 061.9	19 680.0	26 835.1	-5 998.2		
算例 2	0	2 103.8	19 583.1	24 843.4	-3 612.3		
算例 3	5 134.45	1 495.9	17 277.9	26 835.1	-8 263.3		
算例 4	5 107.61	1 496.8	17 261.6	24 843.4	-6 278.5		

从表 2 可以看出，与算例 1 相比，算例 2 的总成本更高，主要原因是实施需求响应机制时微电网降低了售电价格。虽然引入需求响应牺牲了部分经济性，但以优惠电价弥补了用户因改变用能行为造成的损失，提升了用户满意度，并且鼓励了低能耗产业的发展，能够推动社会生产生活方式实现绿色转型。与算例 1 相比，算例 3 的总成本显著降低，

说明引入储能具有较好经济性，而且能够有效降低联络线功率波动。算例 4 的结果表明当用户参与需求响应进而改变微电网功率分布后，可以减少微电网储能配置容量，而且能够抵消施行需求响应带来的经济损失，运行总成本和算例 1 相比更低。

按照本文优化方法配置储能前后某场景下的功率曲线如图 4 所示，从图中可以看出配置储能后，储能在上午电价平时段和光伏高出力时段充电，在夜晚电价高峰、平时段和光伏低出力时段放电，能够减少上午和夜晚高峰时段的购电，抬高中午平时段的购电功率，起到削峰填谷的作用，而且平抑了联络线的功率波动，提升了微电网运行性能。

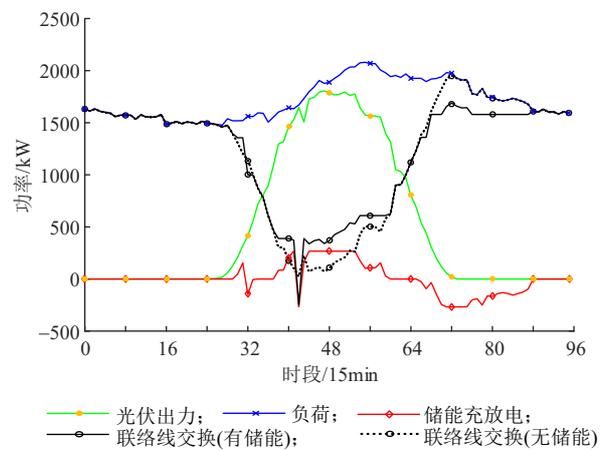


图 4 某场景下的功率曲线
Fig. 4 Power curves in a certain scenario

4.3.2 与现有方法的对比

为进一步验证本文所提储能系统容量优化方法的有效性，分别以本文所提方法、文献[15]、文献[20]和文献[10]所提方法进行储能优化配置，记为方法 1—方法 4。其中，方法 2 考虑了负荷需求响应，但未计及源荷不确定性，规划储能容量时采用光伏与负荷典型日数据；方法 3 选择工作日、高峰日和休息日 3 种典型日表示负荷和光伏出力的不确定性，但未计及负荷需求响应；方法 4 考虑了负荷需求响应，但仅计及可再生能源出力的不确定性。不同方法的储能配置结果如表 3 所示。

表 3 不同方法的储能配置结果
Table 3 Results of energy storage configuration by different methods

方法	储能容量/ (kW·h)	功率波动 惩罚/元	购电		售电		总成本/ 元
			成本/元	收益/元	成本/元	收益/元	
方法 1	5 107.61	1 496.8	17 261.6	24 843.4	-6 278.5		
方法 2	4 760.94	1 446.9	17 340.1	24 843.3	-6 393.4		
方法 3	5 941.69	1 377.1	19 602.0	29 280.9	-8 458.9		
方法 4	5 024.76	1 495.0	17 258.4	24 843.3	-6 314.1		

从表 3 可以看出，方法 3 的总成本最低，主要原因是当不考虑需求响应时微电网不降低售电价

格,因此其售电收益较购电成本更高。然而选择工作日、高峰日和休息日作为典型日不能准确反映光伏出力的不确定性,而且忽略了不同用户用能习惯的差异性,导致购电成本显著上升。对比方法1、2和4可以发现,随着考虑不确定因素的深入,储能容量和总成本都逐渐增加,主要原因是某场景下光伏出力较高或负荷需求较低时,往往需要配置较高容量的储能以充分调整微电网功率分布,才能降低总体成本。但是如果基于原始场景进行计算,为应对小概率极端场景运行风险而追加投资,其经济性较差。另一方面,如果规划时忽略不确定性,在实际运行中可能出现联络线高负载率运行或功率越限的情况,供电可靠性受到威胁。因此,尽管算例1的结果较差,但是考虑源荷侧不确定性的储能容量配置更加符合实际需求。综上所述,本文方法能够给出综合考虑各类约束及成本时经济性与风险权衡的储能系统容量优化结果。

4.3.3 需求响应对优化结果的影响分析

上述优化结果表明微电网引入储能和需求响应具有合理性,为进一步分析需求响应对储能配置规模和系统经济性的影响,考虑用户的弹性系数分别降低50%、增加100%、200%和300%,优化结果如表4所示。

表4 不同需求响应条件下的优化结果
Table 4 Optimization results under different DR conditions

弹性系数 变化率/%	储能容量/ (kW·h)	功率波动 惩罚/元	购电 成本/元	售电 收益/元	总成本/ 元
-50	5 134.91	1 481.9	17 283.2	24 893.5	-6 324.9
0	5 107.61	1 496.8	17 261.6	24 843.4	-6 278.5
100	5 053.46	1 505.2	17 249.6	24 743.0	-6 184.7
200	5 002.57	1 513.9	17 237.4	24 642.7	-6 090.6
300	4 965.63	1 524.1	17 223.3	24 542.3	-5 996.2

从表4可以看出,随着负荷弹性系数的增大,用户所需购电成本逐渐降低,能够正向激励用户进一步参与需求响应或扩大生产规模,同时,微电网所需配置储能容量和购电成本逐渐降低。因此,准确评估用户需求弹性是优化微电网运行的重要环节。然而对于该微电网来说,需求响应后负荷功率分布被改变(如附录图C2所示),与光伏出力的匹配程度进一步降低,平时段通过联络线购电的功率增加,但上午电价高峰时段会出现通过联络线倒送功率情况,导致联络线功率波动反而逐渐增加。由此可见,需求响应机制可能会对微电网可靠运行产生不良影响,对于特定微电网,应合理权衡用户和电网利益,并根据源荷两侧的实际制定合理的引导机制以鼓励电网友好型用户参与需求响应。

4.3.4 功率波动惩罚对优化结果的影响分析

由于设置了功率波动惩罚因子,且微电网售电价格低于从上级电网购电价格,此外光伏上网价格偏低,因此在微电网优化运行时优先利用光伏出力,储能放电满足负荷需求,出现功率缺额时再从主网购电,能够有效降低联络线交换功率。

为进一步分析联络线功率波动惩罚对储能系统配置规模和系统可靠性、经济性的影响,本节设定惩罚因子分别为0.3、0.01和0.0001,优化结果如表5所示。

表5 不同惩罚因子下的优化结果
Table 5 Optimization results under different penalty factors

惩罚 因子 c_p	储能 容量/ (kW·h)	联络线功 率波动/ kW	功率波 动惩罚/ 元	购电 成本/ 元	售电 收益/ 元	总成本/ 元	净成本/ 元
0.3	5 650.01	21 084.4	6 325.3	19 811.7	24 843.4	1 046.8	-5 278.6
0.01	5 107.61	149 674.6	1 496.8	17 261.6	24 843.4	-6 278.5	-7 775.2
0.0001	5 476.97	469 275.4	46.9	15 633.2	24 843.4	-9 323.4	-9 370.3

从表5可以看出,惩罚因子对于储能容量配置的影响具有不确定性,当 c_p 值过大时,受功率波动惩罚成本限制,需要配置较大储能容量存储可再生能源,当 c_p 值过小时,储能容量配置不再受限于大功率波动的惩罚,可以更高程度地参与调整微电网功率分布。但高惩罚因子对于抑制联络线功率波动具有显著作用, c_p 值越大,联络线功率波动越小。不同惩罚因子下的微电网某场景运行功率曲线如附录图C3所示。由于联络线功率波动惩罚是人为引入的,实际中为比较不同惩罚因子下优化结果的经济性,可以令波动惩罚成本为0。此时计算得到的净成本分别为-5 278.6、-7 775.2和-9 370.3元,结果表明为了降低微电网联络线功率波动、提升微电网运行稳定性会牺牲部分经济性。由此可见,不同惩罚因子会对微电网储能容量配置和功率分布产生较大影响,根据需求选定合理的惩罚因子具有重要价值。本文考虑功率波动惩罚成本应远小于购电成本,且系统需具备一定抑制功率波动的能力,通过上述比较,本文推荐设置 $c_p=0.01$ 。

5 结论

针对考虑需求响应的并网型光储微电网储能系统容量优化配置问题,构建考虑长时间尺度光伏出力和用户负荷不确定性的微电网储能系统规划运行协同优化模型,建立基于负荷调度优先级的负荷引导机制,进而提出考虑需求响应引导的储能规划配置策略。主要结论如下:

1) 在储能投资配置与运行优化时考虑了长时

间尺度光伏出力和用户负荷不确定性, 结果显示考虑不确定性时微电网需要配置更高容量的储能, 与传统方法相比, 本文方法计及了多种运行场景下的储能需求, 兼顾了经济性与运行风险, 得到的配置结果更加合理。

2) 考虑不同用户的负荷差异, 提出基于用户调度优先级的负荷引导机制, 并建立需求响应模型, 通过差异性引导能够鼓励电网友好型用户的良性发展, 且结果显示储能联合需求响应进一步优化了微电网运行特性, 实现了微电网与用户的双赢。

3) 引入联络线功率波动惩罚因子, 将最小功率波动转化为成本目标, 不仅考虑了经济性, 而且提升了微电网运行性能, 结果显示功率波动惩罚因子的大小对微电网储能容量配置和功率分布有显著影响, 需要考虑运行性能与经济性的博弈关系。

本文仅计及了微电网储能规划配置问题中的长期不确定性, 并未详细分析短期内源荷功率预测不确定性及需求响应不确定性的影响, 下一步研究工作将围绕其展开。

附录见本刊网络版 (<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.
KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11(in Chinese).
- [2] 韩肖清, 李廷钧, 张东霞, 等. 双碳目标下的新型电力系统规划新问题及关键技术[J]. 高电压技术, 2021, 47(9): 3036-3046.
HAN Xiaoqing, LI Tingjun, ZHANG Dongxia, et al. New issues and key technologies of new power system planning under double carbon goals[J]. High Voltage Engineering, 2021, 47(9): 3036-3046(in Chinese).
- [3] 康重庆, 杜尔顺, 李姚旺, 等. 新型电力系统的“碳视角”: 科学问题与研究框架[J]. 电网技术, 2022, 46(3): 821-833.
KANG Chongqing, DU Ershun, LI Yaowang, et al. Key scientific problems and research framework for carbon perspective research of new power systems[J]. Power System Technology, 2022, 46(3): 821-833(in Chinese).
- [4] PRINSLOO G, MAMMOLI A, DOBSON R. Customer domain supply and load coordination: a case for smart villages and transactive control in rural off-grid microgrids[J]. Energy, 2017, 135: 430-441.
- [5] 周孝信, 陈树勇, 鲁宗相, 等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1893-1904.
ZHOU Xiaoxin, CHEN Shuyong, LU Zongxiang, et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1893-1904(in Chinese).
- [6] DRAGIĆEVIĆ T, LU Xiaonan, VASQUEZ J C, et al. DC Microgrids—Part I: A review of control strategies and stabilization techniques[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2016, 31(7): 4876-4891.
- [7] 胡国珍, 段善旭, 蔡涛, 等. 基于液流电池储能的光伏发电系统容量配置及成本分析[J]. 电工技术学报, 2012, 27(5): 260-267.
HU Guozhen, DUAN Shanxu, CAI Tao, et al. Sizing and cost analysis of photovoltaic generation system based on vanadium redox battery[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2012, 27(5): 260-267(in Chinese).
- [8] 王仁顺, 赵宇, 马福元, 等. 受端电网高比例可再生能源消纳的运行瓶颈分析与储能需求评估[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3777-3785.
WANG Renshun, ZHAO Yu, MA Fuyuan, et al. Operational bottleneck analysis and energy storage demand evaluation for high proportional renewable energy consumption in receiving-end grid[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3777-3785(in Chinese).
- [9] 李笑竹, 王维庆. 基于贝叶斯理论的分布鲁棒优化在储能配置上的应用[J]. 电网技术, 2022, 46(10): 4001-4011.
LI Xiaozhu, WANG Weiqing. Application of distributed robust optimization based on bayesian theory in allocation of energy storage[J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 4001-4011(in Chinese).
- [10] WANG Hao, HUANG Jianwei. Joint investment and operation of microgrid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(2): 833-845.
- [11] 吴小刚, 刘宗歧, 田立亭, 等. 独立光伏系统光储容量优化配置方法[J]. 电网技术, 2014, 38(5): 1271-1276.
WU Xiaogang, LIU Zongqi, TIAN Liting, et al. Optimized capacity configuration of photovoltaic generation and energy storage device for stand-alone photovoltaic generation system[J]. Power System Technology, 2014, 38(5): 1271-1276(in Chinese).
- [12] 崔杨, 刘文, 唐耀华, 等. 改善光伏高渗透率配电网电压水平的储能电池最优容量配置方法[J]. 太阳能学报, 2017, 38(5): 1157-1165.
CUI Yang, LIU Wen, TANG Yaohua, et al. An optimal allocated method for energy storage batteries improving voltage level of distributed network with high penetration of distributed PV[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2017, 38(5): 1157-1165(in Chinese).
- [13] 阮绵晖, 郑建平, 刘尧, 等. 离网直流微电网混合储能容量优化配置方法[J]. 电力工程技术, 2021, 40(3): 99-105.
RUAN Mianhui, ZHENG Jianping, LIU Yao, et al. Optimization configuration method for hybrid energy storage capacity of independent DC microgrid cluster[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(3): 99-105(in Chinese).
- [14] 刘畅, 卓建坤, 赵东明, 等. 利用储能系统实现可再生能源微电网灵活安全运行的研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(1): 1-18.
LIU Chang, ZHUO Jiankun, ZHAO Dongming, et al. A review on the utilization of energy storage system for the flexible and safe operation of renewable energy microgrids[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(1): 1-18(in Chinese).
- [15] 周楠, 樊玮, 刘念, 等. 基于需求响应的光伏微电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(in Chinese).
- [16] 黄弦超. 计及可控负荷的独立微网分布式电源容量优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(7): 1962-1970.
HUANG Xianchao. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone microgrid considering controllable load[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1962-1970(in Chinese).
- [17] 麻秀范, 陈静, 余思雨, 等. 计及容量市场的用户侧储能优化配置研究[J]. 电工技术学报, 2020, 35(19): 4028-4037.

- MA Xiufan, CHEN Jing, YU Siyu, et al. Research on user side energy storage optimization configuration considering capacity market[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2020, 35(19): 4028-4037(in Chinese).
- [18] 郝思鹏, 张前, 周宇, 等. 分时电价下企业光储系统的容量配置及优化运行[J]. 电力工程技术, 2020, 39(4): 96-103.
HAO Sipeng, ZHANG Qian, ZHOU Yu, et al. Capacity configuration and optimal operation of enterprise optical storage system under time-shared price[J]. Electric Power Engineering Technology, 2020, 39(4): 96-103(in Chinese).
- [19] 蔡宇, 董树锋, 徐航, 等. 基于行为影响因子的非侵入式负荷实时分解算法[J]. 电力自动化设备, 2021, 41(12): 193-199.
CAI Yu, DONG Shufeng, XU Hang, et al. Real-time disaggregation algorithm of nonintrusive load based on usage influencing factor[J]. Electric Power Automation Equipment, 2021, 41(12): 193-199(in Chinese).
- [20] 孙运志, 蒋德玉, 张盛林, 等. 计及电池寿命损耗的多能源微网储能优化配置[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(5): 128-133.
SUN Yunzhi, JIANG Deyu, ZHANG Shenglin, et al. Optimal energy-storage configuration of multi-energy microgrid considering battery life degradation[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(5): 128-133(in Chinese).
- [21] XIE Peng, CAI Zexiang, LIU Ping, et al. Microgrid system energy storage capacity optimization considering multiple time scale uncertainty coupling[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(5): 5234-5245.
- [22] LU Ning, ZHANG Yu. Design considerations of a centralized load controller using thermostatically controlled appliances for continuous regulation reserves[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2013, 4(2): 914-921.
- [23] 张钦, 王锡凡, 王建学, 等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106(in Chinese).
- [24] 孙建军, 张世泽, 曾梦迪, 等. 考虑分时电价的主动配电网柔性负荷多目标优化控制[J]. 电工技术学报, 2018, 33(2): 401-412.
SUN Jianjun, ZHANG Shize, ZENG Mengdi, et al. Multi-objective optimal control for flexible load in active distribution network considering time-of-use tariff[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(2): 401-412(in Chinese).
- [25] YANG Hejun, WANG Lei, ZHANG Yeyu, et al. Reliability evaluation of power system considering time of use electricity pricing[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(3): 1991-2002.
- [26] 龚钢军, 张心语, 张哲宁, 等. 计及大用户负荷管理的可再生能源消纳[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2922-2932.
GONG Gangjun, ZHANG Xinyu, ZHANG Zhening, et al. Renewable energy consumption based on large consumer load management[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2922-2932(in Chinese).
- [27] 王民昆, 解梅, 兰强, 等. 基于改进效用理论的调度操作风险评估[J]. 电气自动化, 2019, 41(1): 44-46.
WANG Minkun, XIE Mei, LAN Qiang, et al. Risk assessment of scheduling operation based on improved utility theory[J]. Electrical Automation, 2019, 41(1): 44-46(in Chinese).
- [28] RASHEED M B, QURESHI M A, JAVAID N, et al. Dynamic pricing mechanism with the integration of renewable energy source in smart grid[J]. IEEE Access, 2020, 8: 16876-16892.
- [29] 李际, 李海. 2019 年我国电力发展形势及 2020 年展望[J]. 中国能源, 2020, 42(3): 25-29.
LI Ji, LI Hai. Review of China electric power development in 2019 and prospects in 2020[J]. Energy of China, 2020, 42(3): 25-29(in Chinese).
- [30] 黄剑平, 陈皓勇, 林镇佳, 等. 需求侧响应背景下分时电价研究与实践综述[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(9): 178-187.
HUANG Jianping, CHEN Haoyong, LIN Zhenjia, et al. A summary of time-of-use research and practice in a demand response environment[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 178-187(in Chinese).
- [31] 孔祥玉, 杨群, 穆云飞, 等. 分时电价环境下用户负荷需求响应分析方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2015, 27(10): 75-80.
KONG Xiangyu, YANG Qun, MU Yunfei, et al. Analysis method for customers demand response in time of using price[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2015, 27(10): 75-80(in Chinese).



南斌

在线出版日期: 2022-06-13。

收稿日期: 2022-05-06。

作者简介:

南斌(1998), 男, 硕士研究生, 研究方向为微电网运行优化, E-mail: 3160105500@zju.edu.cn;

董树锋(1982), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 研究方向为综合能源系统运行优化与电力系统高性能计算方法, E-mail: dongshufeng@zju.edu.cn;

唐坤杰(1994), 男, 博士研究生, 研究方向为输配网协同优化分析, E-mail: tangkunjie1994@163.com。

(责任编辑 马晓华)

Optimal Configuration of Energy Storage in PV-storage Microgrid Considering Demand Response and Uncertainties in Source and Load

NAN Bin¹, DONG Shufeng¹, TANG Kunjie¹, ZHU Mengting¹, ZHANG Xianglong², CHEN Wei²

(1. College of Electrical Engineering, Zhejiang University, Hangzhou 310027, Zhejiang Province, China;

2. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China)

KEY WORDS: microgrid; energy storage capacity optimization; uncertainty; power fluctuation; demand response; scheduling priority

In the context of electricity market, the optimal configuration of energy storage in microgrids considering demand response(DR) and uncertainties in source and load is of great value to improve the operational performance of the microgrids and promote the commercial application of the microgrids and the energy transformation.

Aiming at the configuration of energy storage system capacity in the grid-connected photovoltaic(PV)-storage microgrid, this paper proposes an optimal configuration strategy of energy storage considering the demand response and uncertainties in source and load. Firstly, the operation scenarios are reduced by clustering, and a collaborative optimization model for planning and operation of the microgrid energy storage system considering uncertainties is established. Then, a load guidance mechanism based on the scheduling priority is constructed, and the demand response results are calculated by the elasticity coefficients. Furthermore, a realization method of the two-step energy storage configuration strategy is proposed.

An adaptive K-means method that automatically selects the optimal number in the cluster centers is used to cut down the load and the PV historical operation scenarios.

$$\begin{cases} M = \arg \max_s (I_{s-1} - I_s), s=2, \dots, W \\ I_s = \sum_{i_s=1}^{N_s} |P_{i_s}^{\text{center}} - P_{i_s}| \end{cases} \quad (1)$$

The long time scale energy storage planning configuration aims at minimizing the total cost C during the microgrid operation cycle, including the average daily investment cost C_I , the average daily maintenance cost C_M and the daily operation cost C_O .

$$C = C_I + C_M + C_O \quad (2)$$

The short time scale energy storage operation optimization aims at minimizing the daily operation cost C_O , which includes the electrical energy cost C_E , the replacement cost C_R caused by the energy storage battery loss and the tie line power fluctuation penalty cost C_P .

$$C_O = C_E + C_R + C_P \quad (3)$$

In the microgrid operation, the scheduling priority function for the customer participation in demand response is established as $L_i^* = \omega_1 Z_i^* + \omega_2 R_i^* + \omega_3 C_i^*$, where Z is the load elasticity index, R is the credit index and C is the GDP generated per unit of power consumed.

The users are classified into three response levels based on their function values, and given different preferential policies. Then the demand response results are calculated by the elasticity coefficients.

The implementation flow of the proposed energy storage optimal configuration strategy is shown in Fig. 1.

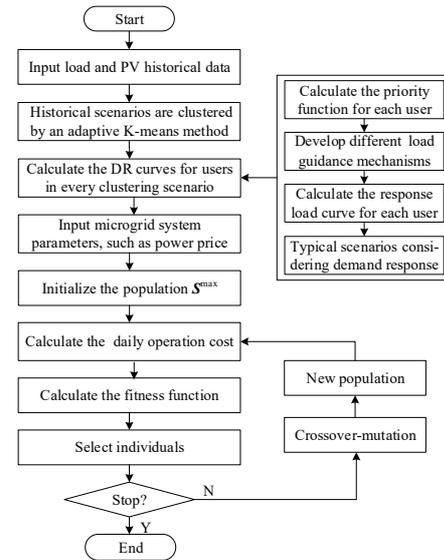


Fig. 1 Flow chart of the model implementation

Compared to the traditional method, the proposed energy storage configuration method considers the energy storage requirements in a variety of operation scenarios, takes into account the economics and operational risks, and results in a more reasonable configuration. In addition, the load guidance mechanism based on the user scheduling priority is proposed and the demand response model is established. The results of the simulation show that the energy storage combined with demand response further optimises the operational characteristics of the microgrid, achieving a win-win situation for both the microgrid and the users.

附录 A

以锂离子电池为例，放电深度对电池寿命的影响示意如图 A1 所示。

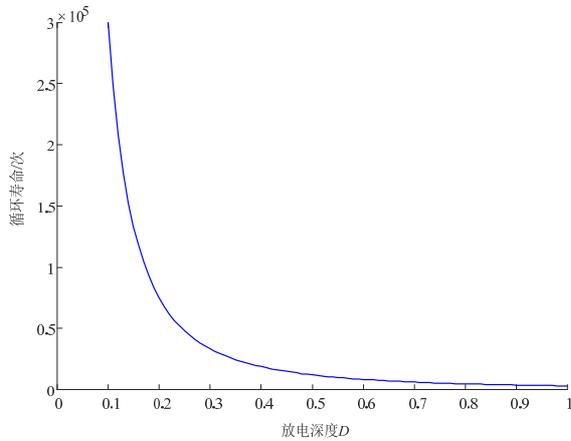


图 A1 电池循环寿命与放电深度的关系

Fig. A1 Relationship between battery cycle life and discharge depth

循环寿命与放电深度的关系可以表示为

$$L_A = a \cdot D^{-b} \quad (A1)$$

式中： L_A 为实际循环寿命； a 、 b 为相应系数。

并网型微电网中电池的功率变化和电流变化成正比例关系，放电功率对电池寿命的影响表示为

$$\frac{q_r}{q_a} = \frac{P_R}{P_d} \quad (A2)$$

式中： P_R 为额定功率，设其等于最大充放电功率； P_d 为实际放电功率。

电池第 i 次放电过程的损耗为

$$q_r^i = \frac{L_R P_R}{a(D^i)^{-b} P_d^i} q_a^i \quad (A3)$$

附录 B

算例系统参数如表 B1 所示。

表 B1 仿真参数

Table B1 Simulation parameters

系统参数	数值	系统参数	数值
光伏容量	2.2MW	N	10 年
c_S	987 元/(kW·h)	c_M	50 元/(kW·h)
c_C	380 元/kW	S_1^{\max}	6500kW·h
d	0.06	P^{\max}	$0.25S^{\max}$
c_{PV}	0.05 元/(kW·h)	c_{ex}	0.2 元/(kW·h)
T	24h	Δt	15min
L_R	3500	D_R	0.8
D	0.85	a	2327
b	1.83	c_p	0.01 元/kW
η_c 和 η_d	0.98	S^{\min} 和 S^0	$0.1S^{\max}$
P_p^{\min}	-3MW	P_p^{\max}	3MW

电价采用浙江省 2021 年 10 月起执行的电价标准，将全天时间划分为尖峰、高峰和低谷时段，对工商业用户执行如表 B2 所示的分时电价。

表 B2 分时电价

Table B2 Time-of-use power price

峰谷时段	时段	电价/(元/(kW·h))
尖峰	09:00—11:00	1.0957
	15:00—17:00	
高峰	08:00—09:00	0.9129
	13:00—15:00	
	17:00—22:00	
	11:00—13:00	
低谷	22:00—次日 08:00	0.2901

附录 C

考虑用户需求响应的微电网负荷和光伏出力场景如图 C1 所示。

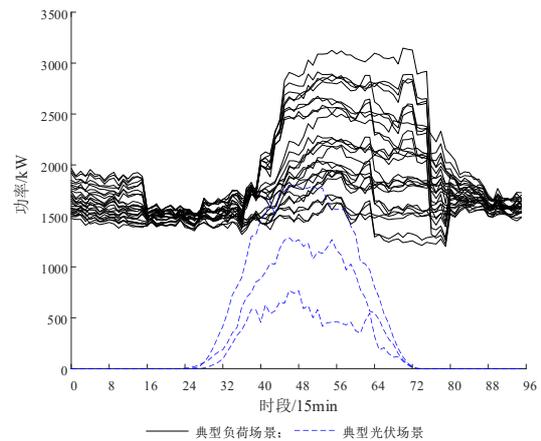


图 C1 考虑需求响应的微电网运行场景

Fig. C1 Microgrid operation scenarios considering demand response

不同弹性系数下的微电网负荷曲线如图 C2 所示。从图中可以看出随着用户对价格的响应程度的增加，谷时段用电功率相应增加，高峰时段用电功率逐渐减小，负荷运行特性对电网更加友好。

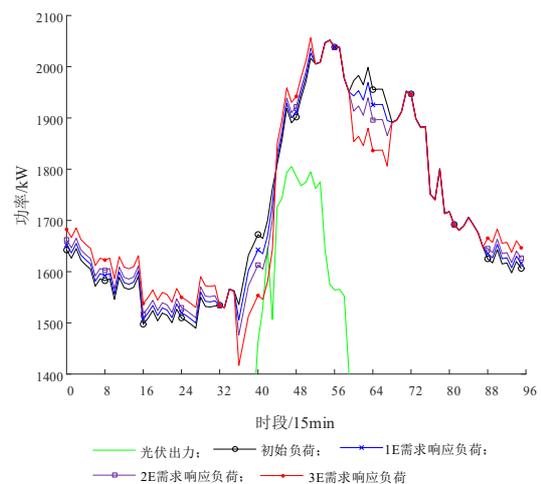
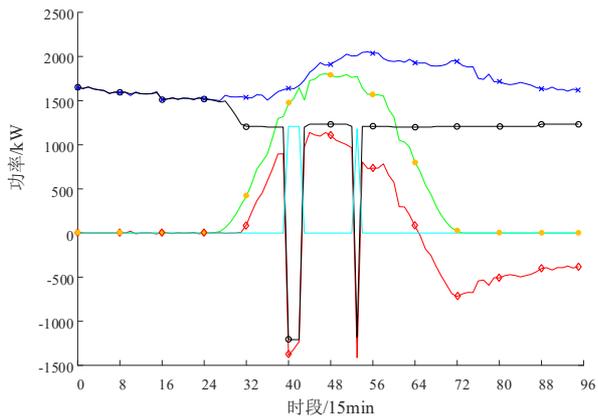


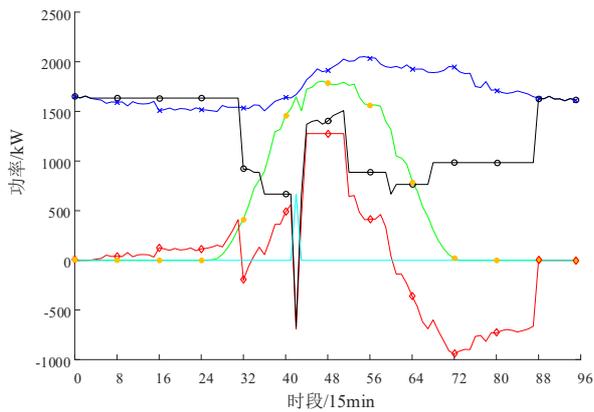
图 C2 不同弹性系数下的微电网负荷曲线

Fig. C2 Load curves of microgrid under different elasticity coefficients

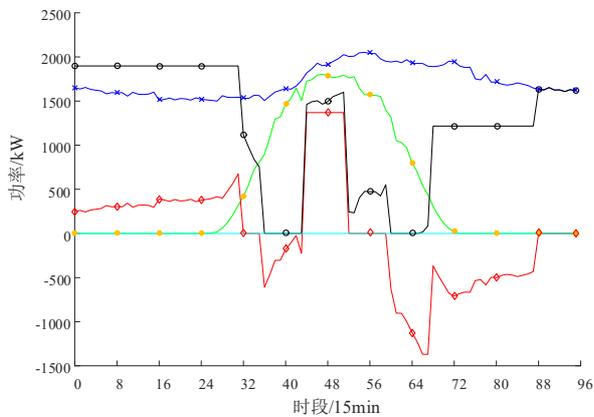
不同惩罚因子下的微电网某场景运行功率曲线如图 C3 所示。



(a) 惩罚因子为0.3



(b) 惩罚因子为0.01



(c) 惩罚因子为0.0001

—●— 光伏出力; —●— 负荷; —●— 储能充放电;
—●— 联络线交换; — 光伏并网

图 C3 不同惩罚因子下的功率曲线

Fig. C3 Power curves under different penalty coefficients

从图 C3 中可以看出, 当联络线功率惩罚因子较高时, 为了减小功率波动, 在中午光伏出力较高时, 通过为储能充电提高微电网联络线购电功率, 但在凌晨电价低谷时段储能不充电, 其作用受到了限制; 当联络线功率惩罚因子较低时, 电价高峰时段光伏出力全部用于为负荷供电, 功率缺额再通过联络线购电或储能放电来满足, 电价低谷时段储能进行充电, 充分发挥了储能的调节作用。