

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.200603

基于 CVaR 量化不确定性的微电网优化调度研究

陈寒, 唐忠, 鲁家阳, 梅光银, 李征南, 史晨豪

(上海电力大学电气工程学院, 上海 200090)

摘要: 分布式可再生能源(Distributed Energy Resources, DER)以微电网的形式大规模并网, 其稳定运行面临着挑战。针对微电网中可再生能源出力的不确定性及调控过程中柔性负荷调整量过大可能会使用户满意度下降的问题, 建立了考虑 DER 出力不确定性和计及用户满意度的日前优化调度模型。首先, 采用基于条件风险价值(Conditional Value at Risk, CVaR)理论对微电网不确定性风险进行量化处理, 提高系统运行稳定性, 并将其转化为风险成本。其次, 将优化前后的新旧负荷曲线差异程度作为评判用户满意度大小的指标, 在满足微电网经济运行的同时, 提高用户侧的用电体验感。以微电网综合运行成本最小和用户满意度最大为目标函数, 建立优化调度模型。最后, 采用改进的 NSGA-II 算法求解该模型, 并通过仿真分析了不同置信水平及三种方案下的优化结果, 从而验证了所提模型的有效性。

关键词: 分布式可再生能源; 微电网; 条件风险价值; 不确定性; 用电满意度

Research on optimal dispatch of a microgrid based on CVaR quantitative uncertainty

CHEN Han, TANG Zhong, LU Jiayang, MEI Guangyin, LI Zhengnan, SHI Chenhao

(College of Electric Power Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: Distributed Renewable Energy (DRE) is connected to the power grid on a large scale in the form of a microgrid, and the stable operation of the power grid faces challenges. There is uncertainty on the renewable energy output in the microgrid and excessively large flexible load adjustments in the regulation process may reduce user satisfaction. Thus a day-ahead optimal scheduling model considering the uncertainty of DRE output and user satisfaction is established. First, the theory of Conditional Value at Risk (CVaR) is used to quantify the uncertainty risk of the microgrid and improve the stability of the system, and the uncertainty is converted into risk costs. Secondly, the degree of difference between the new and old load curves before and after optimization is used as an index to judge user satisfaction, while the economic operation of the microgrid is satisfied and the user's sense of power consumption is also improved. The objective function of the optimal scheduling model is to minimize the overall operating cost and maximize user satisfaction. Finally, the NSGA-II algorithm generated by improved crossover operator coefficients is used, and the optimization results under different confidence levels and three schemes are analyzed through simulation, thereby verifying the effectiveness of the proposed model.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 61672337).

Key words: distributed renewable energy; microgrid; conditional value at risk; uncertainty; electricity satisfaction

0 引言

随着含分布式可再生能源的微电网大量并网运行, 电网系统迎来了巨大的挑战^[1-5]。微电网将分布式可再生能源、柔性负荷、储能进行聚合并集中管理, 且合理整合分布式能源、实现负荷需求响应(DR),

是提高微电网经济运行的关键手段之一^[6-11]。但分布式能源出力具有随机性, 给微电网管理中心所制定的调度计划带来了一定的风险, 从而使微电网运行的稳定性受到影响。微电网在实现经济性运行时, 往往会忽略用户侧的用电满意度, 但其也是调度过程中需考虑的重要因素。用电满意度可以从柔性负荷的角度出发, 通过柔性负荷在调控前后的曲线差异程度去反映其大小。因此寻找一种方法对不确定

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(61672337)

性风险进行度量,以及在满足微电网经济性的同时,提高用户侧的用电满意度是当前微电网优化调度急需解决的问题。

目前已有大量关于微电网的经济优化调度研究,文献[12-17]根据负荷用电特性进行分类,从协调控制的角度出发,建立微电网经济最优模型,但在此过程中并未考虑到 DER 出力波动性带来的风险,忽略了微电网运行的稳定性,优化结果偏于理想化,不符合实际运行情况。在此基础上,部分学者研究了如何处理风光出力波动性的问题:文献[18]提出了将鲁棒优化与目标相结合,建立鲁棒调度模型,并引入鲁棒不确定保守度,从而降低分布式能源不确定性带来的影响;文献[19]提出的风险管理模型解决了风电不确定性所导致无法精确预测的问题;文献[20]采用蒙特卡洛的方法处理可再生能源的不确定性因素。上述文献各自提出了不同理论方法来处理不确定性因素,但未将其转化为风险成本纳入微电网运行的经济模型中。而可再生能源出力的不确定性风险会对微电网的运行造成一定影响,因此风险成本应列入经济模型中。

微电网在实现经济运行时,柔性负荷接受调控会改变用户自身的用电行为为习惯,其用电满意度可能会发生些许改变,而这一点往往会被忽视。因此,这也是目前需深入研究的方向之一。文献[21]将用户满意成本作为目标之一,使得用户在参与 DR 的同时,提高自身收益,但并未详细分析用户满意度与柔性负荷调整量以及微电网运行成本之间的关系;文献[22]根据用户的舒适度,建立用电满意度模型,详细分析了各个用电设备对用户满意度的影响,但仅站在了用户侧用电舒适度及用户自身利益的角度。上述文献虽提高了用户侧的用电满意度,但忽略了微电网运行所需要的经济性。

综上所述,DER 出力的不确定性风险会对微电网的综合运行成本造成影响,风险成本应列入经济模型中,并结合用户侧的用电满意度问题对微电网运行进行深入研究。本文主要工作如下:

1) 基于条件风险价值理论对可再生能源出力不确定性因素的风险大小进行量化处理,从而建立了风险成本函数,计入综合运行成本模型中,并分析不同置信水平下微电网综合运行成本变化趋势;

2) 在实现微电网经济性的同时,提高用户侧的用电体验感,并将优化前后新旧负荷曲线的差异程度作为用户满意度大小的指标;

3) 以微电网综合运行成本最小和用户满意度最大为目标对微电网进行管理,采用改进的 NSGA-II 算法,扩大了种群规模,提高该算法的性能。

1 微电网结构与负荷特性

1.1 微电网结构

微电网主要由风力发电、光伏发电、储能系统及负荷等构成^[23-26],其系统结构图如图 1 所示。

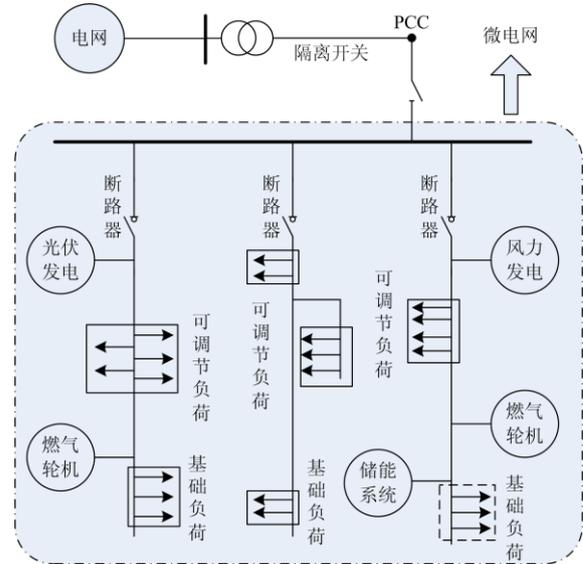


图 1 微电网结构图

Fig. 1 Microgrid structure diagram

1.2 负荷特性

本文负荷针对居民负荷,按用户的用电特性对负荷进行分类,如表 1 所示。

表 1 负荷分类

Table 1 Load classification

负荷分类	电器分类
基础负荷	电饭锅、水泵等
可转移负荷	洗衣机、洗碗机等
可削减负荷	电视、风扇等

1.2.1 可转移负荷

可转移负荷具有较强的灵活性,可根据微电网管理中心发出的调度指令而合理调节,但需保证总的负荷量是保持不变的。设定可转移负荷 L_{trans} 的转移时间段表示为 $[t_{trans-}, t_{trans+}]$, L_{trans} 转移状态用 0, 1 变量 γ_t 表示, $\gamma_t = 0$ 表示不转移, $\gamma_t = 1$ 表示转移。调度成本 M_{trans} 及约束条件如式(1)。

$$\begin{cases} M_{trans} = \gamma_t \sum_{t=t_{trans-}}^{t_{trans+}} (C_{trans} P_t^{trans}) \\ \gamma_t P_{t,min}^{trans} \leq P_t^{trans} \leq \gamma_t P_{t,max}^{trans} \end{cases} \quad (1)$$

式中: C_{trans} 为可转移负荷的单位功率调度成本,单位为元/kWh; P_t^{trans} 为 t 时段的转移功率; $P_{t,max}^{trans}$ 、

$P_{t,\min}^{\text{trans}}$ 分别为转移功率的最大值和最小值。

1.2.2 可削减负荷

可削减负荷具有可中断的特性, 在负荷高峰期根据调度指令而进行一定比例的削减。用户通过调整自身的用电功率对负荷进行削减, 例如关闭电视、调节空调温度等。设定可削减负荷 L_{adj} 在 t 时段的功率为 P_t^{adj} , L_{adj} 调整状态用 0,1 变量 ε_t 表示, $\varepsilon_t=0$ 表示不调整, $\varepsilon_t=1$ 表示调整。调度成本 M_{adj} 及约束条件为

$$\begin{cases} M_{\text{adj}} = \varepsilon_t \sum_{t=1}^T C_{\text{adj}} (P_t^{\text{adj}} - P_{t,*}^{\text{adj}}) \\ \varepsilon_t P_{t,\min}^{\text{adj}} \leq P_t^{\text{adj}} - P_{t,*}^{\text{adj}} \leq \varepsilon_t P_{t,\max}^{\text{adj}} \\ \sum_{t=1}^{24} \varepsilon_t \leq U^{\max} \end{cases} \quad (2)$$

式中: C_{adj} 为可削减负荷的单位功率调度成本, 单位为元/kWh; P_t^{adj} 、 $P_{t,*}^{\text{adj}}$ 分别为 L_{adj} 在参与调度后和调度前的某时段功率; $P_{t,\max}^{\text{adj}}$ 、 $P_{t,\min}^{\text{adj}}$ 分别为切除负荷功率的最大、最小值; U^{\max} 为一个周期内最大切除次数。

2 不确定性模型及用电满意度模型

微电网内部的不确定性主要来源于分布式能源的发电装置(光伏板、风机等), 其出力的不确定性使得系统运行的稳定性受到一定影响。在处理不确定性问题上, 本文采用基于 CVaR 理论对不确定因素风险进行量化处理, 并建立模型。

2.1 基于CVaR的不确定性模型

风机出力的功率预测呈现非线性, 其短期发电功率的预测误差为 $\Delta\delta_{\text{Mt}}$, 且分布呈现多峰性、偏性、重尾性^[27]。则短期风电功率的出力预测误差为

$$\Delta\delta_{\text{Mt}} = P_{\text{RMt}} - P_{\text{Ppt}} \quad (3)$$

式中, P_{RMt} 、 P_{Ppt} 分别为风电机组的实际出力和预测出力。

由 n 个偏正态分布线性组合而成的概率密度函数为

$$f_{\text{Mt}}(x; u_1, u_2, \dots, u_n, \sigma_1^2, \sigma_2^2, \dots, \sigma_n^2, \lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_n) = \sum_{i=1}^n \alpha_i f_i(x; u_i, \sigma_i^2, \lambda_i) \quad (4)$$

$$f_i(x; u_i, \sigma_i^2, \lambda_i) = \frac{2}{\sigma_i} \phi\left(\frac{x-u_i}{\sigma_i}\right) \Phi\left(\lambda_i \frac{x-u_i}{\sigma_i}\right) \quad (5)$$

式中: x 为风机出力变量; u_i 为偏态方程的位置参数; σ_i 为偏态方程的尺度参数; λ_i 为偏态方程的偏

度参数; α_i 为第 i 个偏正态分布在混合偏态分布中的比例系数, $\alpha_i > 0$; $\phi(\cdot)$ 为标准正态分布的密度函数; $\Phi(\cdot)$ 为标准正态分布的分布函数。

光伏出力的功率预测误差 $\Delta\delta_{\text{Pv}}$ 服从均值为 0、标准差为 σ_{Pv} 的标准正态分布^[28], 其概率密度函数为

$$f_{\text{Pv}}(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma_{\text{Pv}}} \cdot \exp\left(-\frac{x^2}{2\sigma_{\text{Pv}}^2}\right) \quad (6)$$

$$\Delta\delta_{\text{Pv}} = P_{\text{RPv}} - P_{\text{PPv}} \quad (7)$$

式中: x 为光伏出力变量; P_{RPv} 为光伏实际出力; P_{PPv} 为光伏预测出力。

在微电网系统中, 可再生能源输出功率的不确定性会引起波动, 给电网稳定运行造成一定的风险, 因此采用惩罚的形式来量化由风光造成的偏高或偏低出力所增加的风险。微电网在 t 时刻相对于实际出力偏差的惩罚成本函数可以表示为

$$L_t(P_{P1}, \Delta\delta_1) = \begin{cases} b_1 \cdot \Delta\delta_1, \Delta\delta_1 > 0 \\ b_2 \cdot (-\Delta\delta_1), \Delta\delta_1 < 0 \end{cases} \quad (8)$$

$$\Delta\delta_1 = P_{\text{R1}} - P_{\text{P1}} \quad (9)$$

式中: P_{P1} 为风光的预测出力; $\Delta\delta_1$ 为风光的预测误差, 大于 0 表示出力偏高, 小于 0 表示出力偏低; b_1 为 DER 出力偏高的成本系数; b_2 为 DER 出力偏低的成本系数; P_{R1} 为风光的实际出力。

本文假定惩罚成本不超过最大值 z 的概率表达式为

$$\varphi_1(P_{P1}, z) = \int_{L_t(P_{P1}, \Delta\delta_1) \leq z} f_1(\Delta\delta_1) d\Delta\delta_1 \quad (10)$$

$$z = \begin{cases} z_h, \Delta\delta_1 > 0 \\ z_l, \Delta\delta_1 < 0 \end{cases} \quad (11)$$

式中: $L_t(P_{P1}, \Delta\delta_1) \leq z$ 为积分条件; z_h 为出力偏高造成的惩罚最大值; z_l 为出力偏低造成的惩罚最小值。

1) VaR 值

风险价值(Value at risk, VaR)理论的价值核心在于能够清晰地描述在某段时间内的风险资产, 其概率密度函数如式(12)所示。

$$P(\Delta V < \text{VaR}) = \beta \quad (12)$$

式中: P 为持有的风险资产在一定时间内的损失小于可能损失的最大值的概率; ΔV 为持有的风险资产在一段时间内的价值损失; β 为给定的置信水平。

在一定置信水平 β 下的 VaR 为

$$z_\beta(x) = \min\{z \in R: \varphi_1(x, z) \geq \beta\} \quad (13)$$

式中: z_β 为 VaR 的值; x 为风光的预测出力; z 为设定的最大惩罚成本值; R 为实数; $\varphi_1(x, z)$ 为惩罚成本不超过 z 的概率。

2) CVaR 值

CVaR 理论是在风险价值的模型和基础上发展起来的一种条件预测风险方法。在一定时间内风险资产大于 β 时的期望值如式(14)所示。

$$CVaR(\beta) = K(x | \Lambda(V) > \beta) \quad (14)$$

式中: K 为条件期望值; $\Lambda(V)$ 为一定时间内的风险资产; β 为置信概率, 详情可参考文献[29]。

在一定置信水平 β 下的惩罚成本 CVaR 为

$$\Omega_\beta(x) = \frac{1}{1-\beta} \int_{L_t(x,y) \geq z_\beta(x)} L_t(x,y) f_1(x) dx \quad (15)$$

式中: x 为风光的预测出力; y 为风光的预测误差; $L_t(x,y)$ 为风光实际出力的惩罚成本函数; $L_t(x,y) \geq z_\beta(x)$ 为积分条件, 表示惩罚成本不小于 VaR 值。

为了便于计算, 用 A_β 代替 Ω_β [30]

$$A_\beta(x,z) = z + \frac{1}{1-\beta} \cdot \int_{y \in R^m} [L_t(x,y) - z]^+ f_1(x) dx \quad (16)$$

式中, $[L_t(x,y) - z]^+$ 表示 $\max\{L_t(x,y) - z, 0\}$ 。

由于式(16)含有积分表达式, 难以求解, 所以采用蒙特卡洛模拟方法, 对随机变量进行抽样取值。从而模拟出微电网在 t 时刻的最终惩罚成本, 其表达式为

$$\overline{C}_\beta(x,z) = z + \frac{1}{m(1-\beta)} \cdot \sum_{i=1}^m [L_t(x,y) - z]^+ \quad (17)$$

式中: $\overline{C}_\beta(x,z)$ 为最终的惩罚成本函数; m 为 24。

2.2 用电满意度模型

仅以微电网经济最优参与调度很有可能会使用户的利益受损, 造成用户失去最佳用电体验感。而用电满意度情况将直接影响用户是否积极参与目前推广的 DR 项目, 因此需要综合考虑微电网的经济性和用户的用电满意度。在调度过程中, 可转移负荷并未减少用电量, 而对可削减负荷的控制可以减少用电量, 从而改变了用户的用电行为习惯, 将直观地影响用户满意程度。

本文将用户在没有电价差异或未参与 DR 过程, 按照自身最舒适的用电状态定义为用电满意度最大, 为 1。但用电满意度达到峰值时会导致用电调整量过大, 甚至影响整个系统的安全稳定运行。而用户参与 DR 调度, 根据分时电价及激励政策来调整用电时段和用电量, 优化后会产生一条新的负荷曲线。本文将新的负荷曲线与原来负荷曲线的差异程度作为用户用电满意度的指标, 如式(18)一式(20)所示。

$$D_{\text{sat}} = |L_{\text{new}} - L_{\text{ori}}| \quad (18)$$

$$L_{\text{new}} = \sum_{t=1}^T G_{\text{new},t} \quad (19)$$

$$L_{\text{ori}} = \sum_{t=1}^T G_{\text{ori},t} \quad (20)$$

式中: L_{ori} 、 L_{new} 分别为优化前和优化后的负荷曲线; $G_{\text{ori},t}$ 、 $G_{\text{new},t}$ 分别为优化前和优化后每个时刻的负荷值。

3 优化模型

3.1 目标函数

目标一: 计及不确定性风险成本及负荷调度成本的综合运行成本最小, 其目标函数为

$$\min F_1 = C_1 + C_2 + C_3 + C_4 + C_5 \quad (21)$$

1) 燃料成本 C_1

$$C_1 = \frac{C_{\text{gas}} P_{\text{gas}}(t)}{\eta_{\text{gas}} R} \quad (22)$$

式中: C_{gas} 为单位立方米天然气的价格; $P_{\text{gas}}(t)$ 为微燃机的单位发电功率; η_{gas} 为发电效率; R 为单位立方米天然气的低热值, 单位为 kWh/m^3 。

2) 可再生能源发电与蓄电池运维成本 C_2

$$C_2 = C_{\text{DER}} + C_{\text{bat}} \quad (23)$$

$$C_{\text{DER}} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^L [C_{pr,i}(P_{M,i}(t))] \quad (24)$$

$$C_{\text{bat}} = \sum_{t=1}^T \sum_{n=1}^N [C_{pr,n}(P_n(t))] \quad (25)$$

式中: T 为调度总时段, 24 h; L 为 DER 机组数量; N 为蓄电池数量; C_{DER} 、 C_{bat} 分别为 DER 机组和蓄电池的运行成本; $C_{pr,i}$ 、 $C_{pr,n}$ 分别为 DER 机组和蓄电池的运维成本函数; $P_{M,i}(t)$ 、 $P_n(t)$ 分别为 t 时刻 DER 的出力 and 储能电池充放电功率。

3) 微电网与电网之间的购售电成本 C_3

$$C_3 = \sum_{t=1}^T [C_b(P_b(t)) - C_s(P_s(t))] \quad (26)$$

式中: $C_b(\cdot)$ 、 $C_s(\cdot)$ 分别为微电网的购电成本和售电收益; $P_b(t)$ 、 $P_s(t)$ 分别为微电网的购电功率和售电功率。

4) 柔性负荷调度成本 C_4

$$C_4 = M_{\text{trans}} + M_{\text{adj}} \quad (27)$$

式中: M_{trans} 为可转移负荷的调度成本; M_{adj} 为可削减负荷的调度成本。

5) 风险成本 C_5

$$C_5 = \overline{C_\beta}(x, z) \quad (28)$$

式中: 风险成本 C_5 的表达式同式(17); 由 CVaR 理论量化出的不确定性惩罚成本函数。

各成本函数具体如式(29)~式(32)所示。

$$C_{pr,i}(P_{M,i}(t)) = (K_{wt} + K_{pv})P_{M,i}(t) \quad (29)$$

$$C_{pr,n}(P_n(t)) = K_{ess} |P_n(t)| \quad (30)$$

$$C_b(P_b(t)) = L_{buy}(t)P_b(t) \quad (31)$$

$$C_s(P_s(t)) = L_{sell}(t)P_s(t) \quad (32)$$

式中: K_{wt} 、 K_{pv} 分别为风、光发电的单位功率运维成本; K_{ess} 为蓄电池组运维成本; $L_{buy}(t)$ 、 $L_{sell}(t)$ 分别为购售电价格。

目标二: 用电满意度最大化。由 2.2 节定义可知, 用户的用电满意度大小与负荷的调整量密切相关, 一个周期内微电网的用电调整量总和与总的负荷量的比值 F_2 越小, 满意度 $(1 - F_2)$ 越大, 其目标函数为

$$\min F_2 = \frac{D_{sat}}{\sum_{t=1}^T G_{ori,t}} \quad (33)$$

式中: D_{sat} 为总的负荷调整量; $\sum_{t=1}^T G_{ori,t}$ 为优化前总的用户用电量。

3.2 约束条件

1) 功率平衡约束

$$P_{MT}(t) + P_{WT}(t) + P_{PV}(t) + P_{NET}(t) = P_{Load}(t) + P_{ESS}(t) \quad (34)$$

式中: $P_{MT}(t)$ 、 $P_{WT}(t)$ 、 $P_{PV}(t)$ 分别为燃气轮机、风、光的发电功率; $P_{NET}(t)$ 为微电网与电网的交换功率, 购电为正, 售电为负; $P_{Load}(t)$ 为每个时段的负荷需求量; $P_{ESS}(t)$ 为蓄电池充、放电量, 放电为正, 充电为负。

2) 微燃机出力约束

$$P_{MT}^{\min}(t) \leq P_{MT}(t) \leq P_{MT}^{\max}(t) \quad (35)$$

3) 微燃机爬坡约束

$$-\Delta_j \leq P_{MT}(t) - P_{MT}(t-1) \leq \Delta_j \quad (36)$$

4) 可再生能源出力约束

$$P_{DER}^{\min} \leq P_{DER}(t) \leq P_{DER}^{\max} \quad (37)$$

5) 功率交换约束

$$P_{NET}^{\min} \leq P_{NET}(t) \leq P_{NET}^{\max} \quad (38)$$

式中: $P_{MT}^{\max}(t)$ 、 $P_{MT}^{\min}(t)$ 分别为出力上下限; $P_{MT}(t)$ 、 $P_{MT}(t-1)$ 分别为微燃机在 t 时刻及前一个时刻的出力情况; Δ_j 为每个时刻可增加或可减少的功率最大值; P_{DER}^{\max} 、 P_{DER}^{\min} 分别为风、光出力的上下限; P_{NET}^{\max} 、 P_{NET}^{\min} 分别为微电网与电网之间的最大、最小交换功率。

6) 储能系统约束

$$0 \leq P_d' \leq P_d'^{\lim} \quad (39)$$

$$0 \leq P_c' \leq P_c'^{\lim} \quad (40)$$

$$SOC = \frac{E_b^0 + \int_0^t \left(\eta_c P_c' - \frac{1}{\eta_d} P_d' \right) dt}{E_b^{\max}} \quad (41)$$

式中: E_b^0 为储能的初始荷电容量; η_c 和 η_d 分别为充放电效率; E_b^{\max} 为储能装置的额定容量; $P_d'^{\lim}$ 、 $P_c'^{\lim}$ 分别为 t 时刻的最大可放电量 and 最大可充电量。

7) 用电调整量上下限约束

$$\Delta G_t^{\min} \leq \Delta G_t \leq \Delta G_t^{\max} \quad (42)$$

式中: ΔG_t 为用户在 t 时刻的用电量; ΔG_t^{\max} 、 ΔG_t^{\min} 分别为用户的最大和最小调整量。

4 改进 NSGA-II 算法

针对同时考虑微电网运行经济性和用户侧用电满意度水平的多目标求解问题, 采用改进 NSGA-II 算法对模型进行求解。NSGA-II 算法可同时降低计算复杂度及提高执行速度, 通过扩大初始种群, 改进交叉算子系数设计及自适应变异算子设计, 能进一步提高收敛速度及精度。对传统的 NSGA-II 算法, 作如下改进:

1) 改进第一代子群体的产生方法, 通过适当增加初始种群的规模, 提高了第一代子群体的质量, 从而提高求解的精度。

2) 设计交叉算子系数, 与每个个体在群体中所具有的“级别”相适应, 提高算法局部搜索能力。

3) 为了使算子能够自动调整变异概率, 引入自适应的变异算子。使得种群稳定性提升, 加快收敛速度。

(1) 扩大第一代子群体

设初代子群为 Q_0 , 由初始种群 P_0 进行联赛选择后得到, 一般规定初始种群 P_0 为 N , 本文扩大初始种群的搜索范围, 取初始种群规模为 $2N$, 从 $2N$ 个个体中提取 N 个个体, 参与之后的进化计算。

通过扩大初始种群的规模, 提高了 Q_0 的质量, 对初代子群的进化计算有着积极的影响, 改善了算法的计算结果。

(2) 设计交叉算子系数

遗传算法的交叉算子大多采用的是非均匀算术交叉的方式, 假设两个个体 x_a^t 、 x_b^t 进行算术交叉, 新的个体为

$$\begin{cases} x_a^{t+1} = \mu x_a^t + (1-\mu)x_b^t \\ x_b^{t+1} = (1-\mu)x_a^t + \mu x_b^t \end{cases} \quad (43)$$

其中: μ 为常数时, 成为均匀算术交叉; 若 μ 为变量, 则是非均匀算术交叉。在本文的遗传算法交叉运算中, 希望前一代较优的个体在后代个体基因中有较大的比重。对 μ 系数进行如下设计:

$$\mu = \frac{rank_a}{rank_a + rank_b} \quad (44)$$

交叉运算的初期系数变化较大, 后期种群中个体都趋于稳定, μ 趋向于 0.5。

(3) 自适应变异算子

NSGA-II 算法的变异过程采用的是多项式型的变异方法。变异概率小的情况下, 种群的多样性难以维持; 反之, 变异概率大的情况下则接近于随机搜索算法。故本文采用一种自适应的变异算子, 其变异概率为

$$P = \begin{cases} P_1 - \frac{(P_1 - P_2)(\delta_{max} - \delta)}{\delta_{max} - \bar{\delta}}, & \delta \geq \bar{\delta} \\ P_1, & \delta < \bar{\delta} \end{cases} \quad (45)$$

式中: δ_{max} 为种群中最大适应度值; δ 为个体适应度值; $\bar{\delta}$ 为种群的平均适应度。适应度越大的个体, 变异概率越小; 适应度越小的个体, 变异概率越大, 该方法使得种群个体的变异概率和不变, 提高了种群稳定性也提高了取优的速率。

此算法的流程图如图 2 所示。

算法步骤为

步骤 1: 算法参数初始化, 将风、光和负荷的出力读入初始数据。

步骤 2: 设初始种群 A 规模为 $2N$, 通过选择算子生成 N 个调度方案组成的初始种群 P_0 , 令 $k=1$ 。

步骤 3: 调用考虑运行成本和用电满意度的多目标调度模型计算目标函数 F_1 、 F_2 。

步骤 4: 评价种群中帕累托解集中各个调度方案的适应度值。

步骤 5: 对种群 P_0 中的调度方案进行选择、交叉及自适应变异, 产生子代种群 Q_0 , 合并种群。非支配排序种群并计算拥挤度, 选择合适个体组成新种群。

步骤 6: 若达到迭代次数, 输出微电网调度的

帕累托最优调度方案集, 若未达到迭代次数, $k=k+1$, 转到步骤 4。

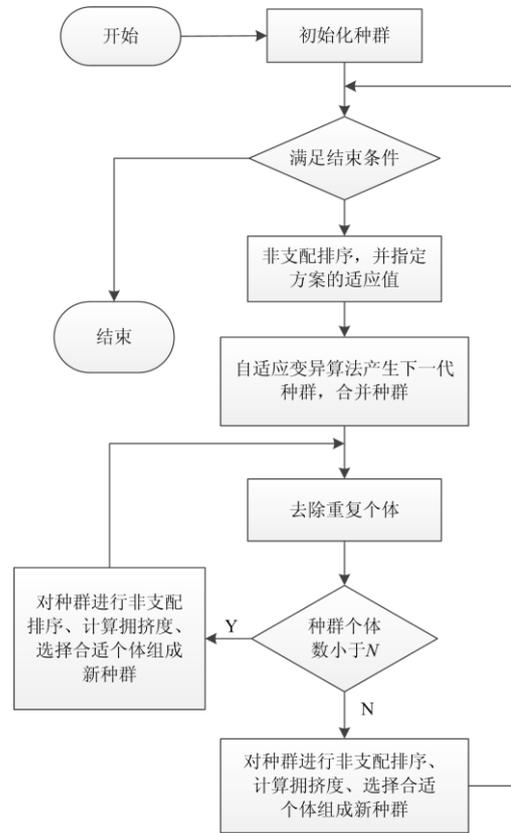


图 2 算法流程图

Fig. 2 Algorithm flowchart

5 算例分析

5.1 模型参数及数据

本文以某微电网示范区为例, 以 24 h 为一个运行周期, 时间间隔为 1 h, 置信水平 β 取值 0.9, 微电网系统中各个时刻的购售电价参数如表 2 所示。而蓄电池的 SOC 范围设定为 [0.25, 0.85], 蓄电池的初始 SOC 取 0.4, 总容量为 300 kWh。

表 2 购售电价参数

Table 2 Purchase and sale price parameters		
时段	购电电价/(元/kWh)	售电电价/(元/kWh)
00:00—06:00	0.22	0.22
06:00—12:00	0.42	0.42
12:00—14:00	0.75	0.62
14:00—19:00	0.52	0.41
19:00—22:00	0.75	0.62
22:00—00:00	0.52	0.41

该示范地区的用户侧在优化前各时段负荷的分布情况如图 3 所示, 可再生能源预测出力如图 4 所示, 柔性负荷具体参数如表 3 所示。

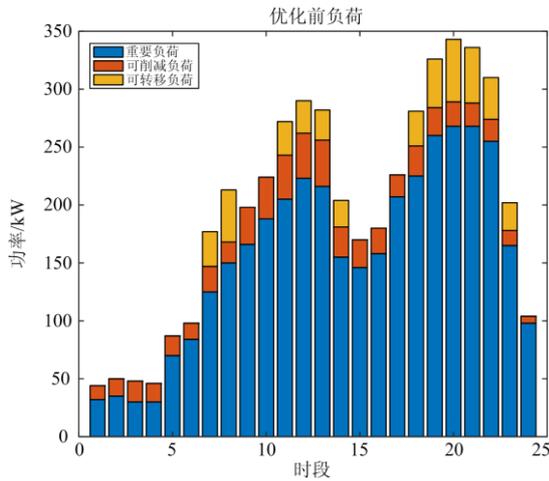


图3 优化前负荷分布情况

Fig. 3 Load distributions before optimization

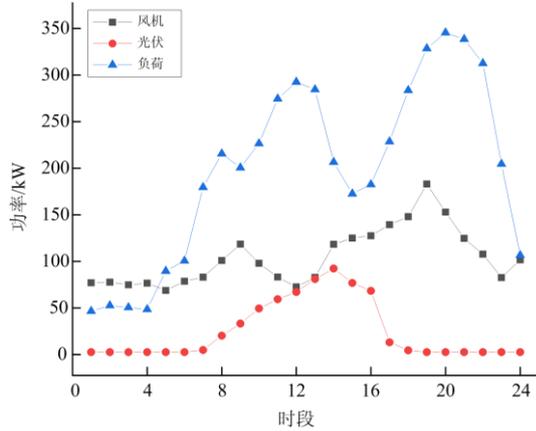


图4 风、光及负荷的初始出力

Fig. 4 Initial output of DER and load

表3 负荷参数

Table 3 Load parameters

类型	$P_{t,\min}^{\text{trans}} \sim P_{t,\max}^{\text{trans}} / \text{kW}$	$t_{\text{trans-}} - t_{\text{trans+}}$	$C_{\text{trans}} / (\text{元/kWh})$
可转移电负荷	7~23	5:00—23:00	0.26
类型	$P_{t,\min}^{\text{adj}} \sim P_{t,\max}^{\text{adj}} / \text{kW}$	U^{max}	$C_{\text{trans}} / (\text{元/kWh})$
可削减负荷	5~30	7次	0.4

5.2 仿真结果分析

利用 Matlab R2016a 对算例进行仿真，可得到可控电源、分布式电源出力及优化后负荷分布情况，如图 5、图 6 所示。

由图 5 可知，在时段 00:00—06:00 没有光伏出力，且居民的负荷需求量较小。为了充分消纳 DER，优先调度风机出力，而此时段向电网的购电电价为

0.22 元/kWh，处于电价低谷期，当风机出力不足时向电网购电，当风机出力充足时向电网售电及给蓄电池充电；在时段 12:00—14:00、19:00—22:00 时，负荷及电价都处于高峰期，用户根据分时电价及自身情况进行优化负荷，此用电高峰时段的负荷被转移到用电低谷时段使用并切除部分可削减负荷，有明显的削峰填谷效果。且这两个时段的风光资源较为充足，以微燃机发电、蓄电池放电作为辅助。对于蓄电池而言，在 DER 出力有盈余或售电价格较低时进行充电，以供高电价、负荷高峰期时使用；在 DER 出力不足或购电价格较高时进行放电，减少高电价时向电网的购电量，从而降低微电网的综合运行成本，削峰填谷的效果也较为明显。

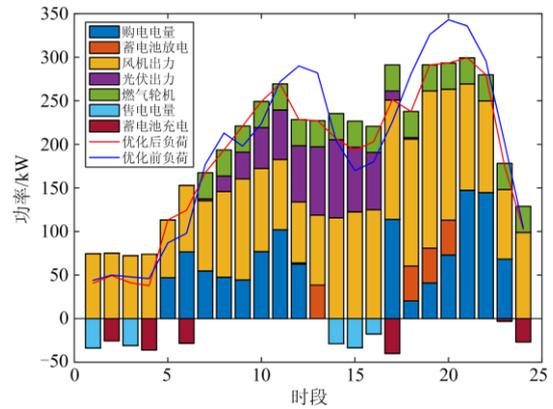


图5 各个电源的出力情况

Fig. 5 Output of each power supply

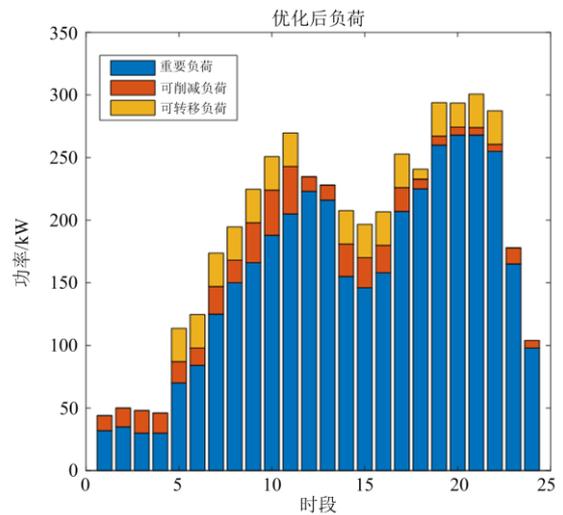


图6 优化后负荷分布情况

Fig. 6 Load distribution after optimization

通过对比图 3 和图 6 优化前后的负荷分布情况可知，在时段 12:00—13:00、19:00—22:00 的负荷

高峰期时段,可转移负荷在规定的转移时段范围内,可削减负荷在满足最大削减次数的约束条件下,对柔性负荷进行最大限度地调整,并将其转移到负荷低谷期(如 05:00、06:00、08:00、09:00、15:00、16:00 等)使用,以达到降低微电网运行成本及削峰填谷的目的。

5.2.1 不同置信水平下微电网运行成本分析

通常置信水平选取 0.9~0.99^[15],表 4 和图 7 分别为不同置信水平下微电网的综合运行成本及其曲线图。

表 4 不同置信水平运行成本
Table 4 Operating costs at different confidence levels

置信水平 β	综合运行成本/元
0.9	3 149.47
0.92	3 175.94
0.94	3 242.68
0.96	3 319.71
0.98	3 419.51
0.99	3 572.75

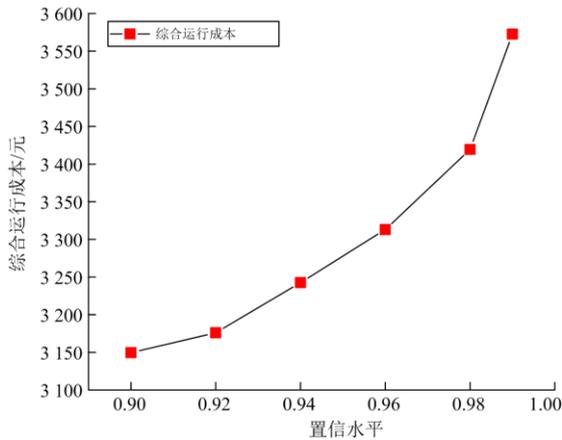


图 7 不同置信水平下运行成本曲线

Fig. 7 Operating cost curve at different confidence levels

如表 4 所示,随着置信水平的增大,综合运行成本的值在不断增大。由图 7 可看出, β 值越大,成本曲线的上升幅度就越大,这是因为置信概率升高,微电网需承担的风险变大,其不确定性的风险成本就越高,从而增大了运行成本。而微电网的调度策略往往具有保守性,为减少不确定性风险而选择与电网交易,导致风光出力变小,向电网的购电量增大,所以其运行总成本整体呈上升趋势。

5.2.2 不同调度方式下的结果分析

为了更好地进行对比分析,设定置信水平为 0.9 的前提下,分三种方案进行分析。

a) 方案 1: 只考虑微电网经济性; b) 方案 2: 只考虑用电满意度; c) 方案 3: 综合考虑两者。优

化调度结果如表 5 所示。

表 5 不同方案下的优化调度结果

Table 5 Optimal scheduling results under different scenarios

方案	综合运行成本/元	用户满意度
方案 1	3 048.72	0.85
方案 2	3 345.61	1
方案 3	3 149.47	0.96

由表 5 可知,当优化调度只考虑用电满意度时,即方案 2,此方案下用电满意度为 1,但微电网综合运行成本为 3 345.61 元,在三种方案中最高,不满足经济性要求。

当优化调度只考虑微电网的经济效益时,即方案 1,与方案 2 相比,运行成本下降了 8.87%,用电满意度减小了 15%,此方案下的综合运行成本达到最小值。这是由于该种调度方式对负荷进行了最大限度地调整,从而减少了运行成本,但这种调度方式使得用电满意度下降到了 0.85,不满足用户满意度要求。

当综合考虑微电网经济性和用电满意度时,即方案 3,合理规划柔性负荷,在尽可能减少对用户用电满意度影响的基础上,最大化提高微电网经济效益。与方案 2 相比,此调度方式下微电网运行成本有所下降,减少了 5.86%,且用电满意度也只下降了 4%。因此,方案 3 在微电网的经济性和用户满意度之间取得了平衡,成为最优方案。

图 8 为三种方案下微电网与电网之间的功率交换曲线,从图 8 中可以看出,当只考虑用电满意度(方案 2)时,微电网与电网的功率交换较多,特别是在负荷高峰时段。例如,12:00 点时,只考虑经济性的方案 1 与方案 2 相比,其功率交换值下降了 68.21%,虽成本值较低,但会严重影响用户满意度;综合考虑的方案 3 与方案 2 相比,其功率交换值虽

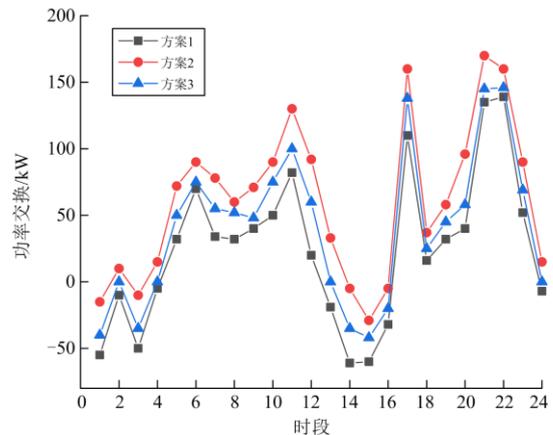


图 8 功率交换曲线

Fig. 8 Power exchange curve

只下降了 36.98%, 但对用户满意度的影响较小。因此综合考虑两者因素的方案 3 在保证用电满意度的同时, 也降低了与电网之间的功率交换, 从而减少运行成本。

5.2.3 算法对比及分析

图 9 为 NSGA-II 和改进 NSGA-II 算法的帕累托最优解集, 从图中可看出目标一和目标二两个函数是相互制约关系。其中, 目标一 F_1 越小, 运行成本越小, 目标二 F_2 越小, 用电满意度 $(1-F_2)$ 越大, 而这两个目标 F_1 、 F_2 不可能同时达到最小。不论是改进前还是改进后算法的帕累托前沿, 两条曲线两端位置的解和中间位置的解刚好与上文分析的三种方案相对应。其中, 运行成本最低且用户满意度也低的方案 1 对应图 9 的最右端, 而运行成本最高且用户满意度也最大的方案 2 对应图 9 的最左端。

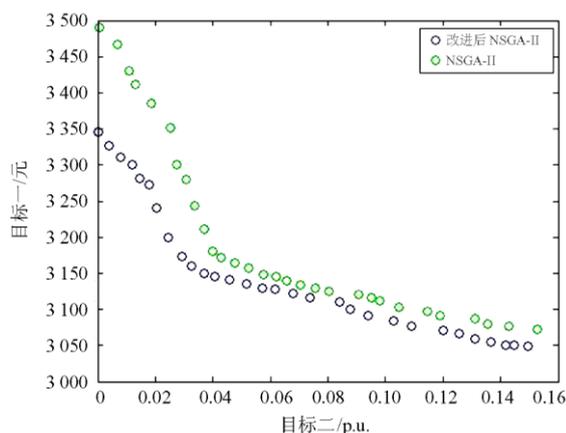


图 9 帕累托最优解集

Fig. 9 Pareto optimal solution set

从图 9 中的两条曲线及其值的分布均匀情况可明显看出改进 NSGA-II 算法自身特性的优势, 改进后算法的曲线整体都在改进前算法曲线的下方, 且改进后的最优解集的整体分布也更加均匀。因此, 改进后 NSGA-II 算法寻找的最优解具有整体的优势。

由于帕累托前沿是一个解集, 包含了不同权重下的结果, 决策者可根据主观需求, 从这个解集中选取一个最满意的解。本文采取常用的模糊决策方法^[31-32]来寻找解集中的最优解, 并设定目标一和目标二的期望值, 通过计算可得最符合期望的结果, 即: 满意度 $(1-F_2)$ 为 0.96, 运行成本 F_1 为 3 149.47 元。

为了进一步证明本文所用算法在性能上更优, 将其与传统遗传算法和 NSGA-II 算法的计算结果进行比较, 如图 10 所示。从图 10 中可看出, 传统的遗传算法在收敛速度、精度等方面都有所欠缺, 而改进的 NSGA-II 算法与未改进的相比, 兼具收敛速

度快以及迭代次数更少等优点, 在搜索能力和计算效率方面也更优。

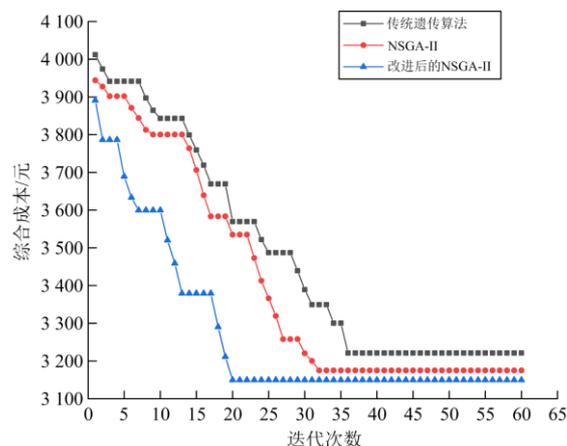


图 10 算法迭代收敛图

Fig. 10 Algorithm iterative convergence graph

6 结论

本文在微电网经济模型中加入了量化可再生能源出力不确定性的风险成本, 同时也考虑了用户侧的用户满意度, 并采用改进的 NSGA-II 算法求解模型, 最后分析了不同置信水平及三种方案下的优化结果, 可得如下结论:

1) 采用基于 CVaR 理论度量可再生能源出力不确定性因素的风险大小, 从而建立风险成本函数, 避免了经济优化结果过于理想化的情况。并分析了不同置信水平下的微电网综合运行成本的变化趋势。

2) 针对在实现微电网经济性时还需考虑用户满意度大小的问题, 提出了三种方案进行对比分析, 其中方案 3 最优, 此方案下的微电网在经济性和用户满意度之间取得了平衡, 验证了本文所提模型的有效性。

3) 以微电网综合运行成本最小和用户满意度最大为目标对微电网进行优化调度, 改进 NSGA-II 算法有效地降低了算法的复杂度, 提升了该算法的性能。

综上所述, 本文所提模型、所提方案及解决方法是可行的, 符合实际情况, 并且具有通用性。

参考文献

- [1] 刘练, 李林, 丁明, 等. 面向园区的光储型微电网设计与应用[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(3): 171-179. LIU Lian, LI Lin, DING Ming, et al. Design and application of optical storage microgrid oriented to the park[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(3): 171-179.
- [2] 谢琳宇, 唐忠, 黄星宇, 等. 考虑分布式电源和电动汽

- 车不确定性的双层动态配网重构[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(10): 1-11.
- XIE Linyu, TANG Zhong, HUANG Xingyu, et al. Double-layer dynamic distribution network reconfiguration considering the uncertainties of distributed power sources and electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(10): 1-11.
- [3] 张文杰, 吴杰康, 赵俊浩, 等. 考虑源-荷不确定性的水风柴微电网优化配置[J]. 电力工程技术, 2020, 39(2): 117-126.
- ZHANG Wenjie, WU Jiekang, ZHAO Junhao, et al. Optimal configuration of hydro-wind diesel microgrid considering source-load uncertainty[J]. Power Engineering Technology, 2020, 39(2): 117-126.
- [4] 王宏, 闫园, 文福拴, 等. 国内外综合能源系统标准现状与展望[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 3-12.
- WANG Hong, YAN Yuan, WEN Fushuan, et al. Current status and prospects of integrated energy system standards at home and abroad[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 3-12.
- [5] 于会群, 张晓丹, 李增峰, 等. 基于电能质量等级的孤岛微电网分层控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(6): 68-75.
- YU Huiqun, ZHANG Xiaodan, LI Zengfeng, et al. Hierarchical control strategy for island microgrid based on power quality level[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(6): 68-75.
- [6] ESSAYEH C, EL FENNI M R, DAHMOUNI H. Optimization of energy exchange in microgrid networks: a coalition formation approach[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2019, 4(4): 296-305. DOI: 10.1186/s41601-019-0141-5.
- [7] 朱云杰, 秦文萍, 于浩, 等. 基于神经网络的微电网参与上层电网实时优化调度策略[J]. 电力建设, 2020, 41(10): 9-19.
- ZHU Yunjie, QIN Wenping, YU Hao, et al. Neural network-based microgrid participates in the real-time optimal dispatch strategy of the upper grid[J]. Electric Power Construction, 2020, 41(10): 9-19.
- [8] 余雪莹, 李华强, 杨龙杰, 等. 兼顾企业综合成本与用户用电体验的微电网双层优化配置[J]. 电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 38-45.
- YU Xueying, LI Huaqiang, YANG Longjie, et al. Micro-grid dual-layer optimized configuration taking into account the comprehensive cost of the enterprise and the user's power consumption experience[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 38-45.
- [9] 李静雅, 易庚, 胡汉梅, 等. 基于改进鸡群算法的微电网协同优化运行研究[J]. 高压电器, 2019, 55(7): 203-210.
- LI Jingya, YI Geng, HU Hanmei, et al. Research on collaborative optimization operation of microgrid based on improved chicken group algorithm[J]. High Voltage Apparatus, 2019, 55(7): 203-210.
- [10] 李振坤, 李一骄, 宋德毅, 等. 独立型微电网日前与日内协调优化调度[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(2): 50-58.
- LI Zhenkun, LI Yijiao, SONG Siyi, et al. Day-ahead and intra-day coordinated and optimized dispatch of independent microgrids[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(2): 50-58.
- [11] 刘文轩, 宋璇坤, 韩柳, 等. 计及需求响应的用户侧光伏微电网储能配置方法[J]. 电气自动化, 2020, 42(5): 22-24, 79.
- LIU Wenxuan, SONG Xuankun, HAN Liu, et al. Energy storage configuration method of user-side photovoltaic microgrid in consideration of demand response[J]. Electrical Automation, 2020, 42(5): 22-24, 79.
- [12] 彭春华, 刘兵, 左丽霞, 等. 计及分类需求响应的孤岛微电网并行多目标优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(5): 60-68.
- PENG Chunhua, LIU Bing, ZUO Lixia, et al. Parallel multi-objective optimal dispatch of island microgrid considering classification demand response[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(5): 60-68.
- [13] 王源, 南海鹏, 关欣. 风水储微电网优化调度策略研究[J]. 高压电器, 2020, 56(5): 216-222.
- WANG Yuan, NAN Haipeng, GUAN Xin. Research on optimal dispatching strategy of fengshui storage microgrid[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(5): 216-222.
- [14] 陈子元, 杨昊, 万博文, 等. 考虑负荷特性的并网型微电网可靠性评估[J]. 智慧电力, 2019, 47(2): 37-42.
- CHEN Ziyuan, YANG Hao, WAN Bowen, et al. Reliability evaluation of grid-connected microgrid considering load characteristics[J]. Smart Power, 2019, 47(2): 37-42.
- [15] 陈宏, 冷华, 唐海国, 等. 含可再生能源的微电网经济运行双层优化方法[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(3): 93-98.
- CHEN Hong, LENG Hua, TANG Haiguo, et al. Double-layer optimization method for economic operation of microgrids containing renewable energy[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(3): 93-98.
- [16] 符杨, 蒋一鏊, 李振坤, 等. 计及可平移负荷的微电网经济优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2612-2620.
- FU Yang, JIANG Yiliu, LI Zhenkun, et al. Economic optimization scheduling of microgrid considering translatable load[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2612-2620.
- [17] 李燕青, 张登岳, 陈玉轩, 等. 计及可转移负荷的微电网优化调度[J]. 智慧电力, 2019, 47(5): 51-58.
- LI Yanqing, ZHANG Dengyue, CHEN Yuxuan, et al.

- Optimized dispatching of microgrid considering transferable load [J]. *Smart Power*, 2019, 47(5): 51-58.
- [18] 杨欢红, 王洁, 郇能灵, 等. 基于灰靶决策和多目标布谷鸟算法的微电网分布式电源鲁棒优化[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(1): 20-27.
YANG Huanhong, WANG Jie, TAI Nengling, et al. Robust optimization of microgrid distributed power based on gray target decision and multi-target cuckoo algorithm[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(1): 20-27.
- [19] LAKOURAJ M M, SHAHABI M, SHAFIE-KHAH M, et al. Optimal power management of dependent microgrid considering distribution market and unused power capacity[J]. *Energy*, 2020, 200.
- [20] 姚清诚, 袁晓玲, 黄保乐. 基于蒙特卡罗源荷不确定性处理的独立微网优化配置[J]. *储能科学与技术*, 2020, 9(1): 186-194.
YAO Qingcheng, YUAN Xiaoling, HUANG Baole. Optimized configuration of independent microgrid based on Monte Carlo source-load uncertainty processing[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2020, 9(1): 186-194.
- [21] XU H, MENG Z, ZHAO R, et al. Optimal dispatching strategy of an electric-thermal-gas coupling microgrid considering consumer satisfaction[J]. *IEEE Access*, 2020, 8: 173169-173176.
- [22] 袁晓玲, 刘志明, 赫卫国. 分时电价下计及用户用电满意度的家庭负荷优化策略[J]. *广东电力*, 2020, 33(2): 54-62.
YUAN Xiaoling, LIU Zhiming, HE Weigu. The family load optimization strategy considering the satisfaction of consumers' power consumption under time-of-use electricity price[J]. *Guangdong Electric Power*, 2020, 33(2): 54-62.
- [23] 李咸善, 邹芳, 李鑫燕, 等. 独立微电网微源多目标分层优化配置方法研究[J]. *高压电器*, 2018, 54(10): 170-178.
LI Xianshan, ZOU Fang, LI Xinyan, et al. Research on multi-objective hierarchical optimization of micro-sources in independent microgrid[J]. *High Voltage Apparatus*, 2018, 54(10): 170-178.
- [24] 孙丛丛, 王致杰, 江秀臣, 等. 计及风光预测误差的微电网日前多目标优化控制策略[J]. *高压电器*, 2018, 54(1): 73-81.
SUN Congcong, WANG Zhijie, JIANG Xiuchen, et al. A day-ahead multi-objective optimization control strategy for microgrid considering wind and solar forecast errors[J]. *High Voltage Apparatus*, 2018, 54(1): 73-81.
- [25] NNAJI E C, ADGIDZI D, DIOHA M O, et al. Modelling and management of smart microgrid for rural electrification in Sub-Saharan Africa: the case of Nigeria[J]. *The Electricity Journal*, 2019, 32(10).
- [26] CHE L, SHAHIDEHPOUR M, ALABDULWAHAB A, et al. Hierarchical coordination of a community microgrid with AC and DC microgrids[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2015, 6(6): 3042-3051.
- [27] 刘燕华, 李伟花, 刘冲, 等. 短期风电功率预测误差的混合偏态分布模型[J]. *中国电机工程学报*, 2015, 35(10): 2375-2382.
LIU Yanhua, LI Weihua, LIU Chong, et al. Hybrid skew distribution model of short-term wind power prediction error[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2015, 35(10): 2375-2382.
- [28] 林少伯, 韩民晓, 赵国鹏, 等. 基于随机预测误差的分布式光伏配网储能系统容量配置方法[J]. *中国电机工程学报*, 2013, 33(4): 25-33, 5.
LIN Shaobo, HAN Minxiao, ZHAO Guopeng, et al. Capacity allocation method for distributed photovoltaic energy distribution network energy storage system based on random prediction error[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2013, 33(4): 25-33, 5.
- [29] 耿坤龙. 计及不确定性的风光储联合调度优化及效益评估[D]. 北京: 华北电力大学, 2018.
GENG Kunlong. Optimization of wind and solar storage combined scheduling and benefit evaluation taking into account uncertainty[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2018.
- [30] 冉晓洪, 苗世洪, 刘阳升, 等. 考虑风光荷联合作用下的电力系统经济调度建模[J]. *中国电机工程学报*, 2014, 34(16): 2552-2560.
RAN Xiaohong, MIAO Shihong, LIU Yangsheng, et al. Modeling of economic dispatch of power system considering joint effect of wind power, solar energy and load[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2014, 34(16): 2552-2560.
- [31] RASTEGAR M, FOTUHI-FIRUZABAD M, MOEINI-AGHTAI M. Developing a two-level framework for residential energy management[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2018, 9(3): 1707-1717.
- [32] 张旭, 葛磊蛟, 高标, 等. 冷热电三联供与分布式光伏联合优化及理想模糊决策方法[J]. *河南理工大学学报: 自然科学版*, 2020, 39(6): 112-118.
ZHANG Xu, GE Leijiao, GAO Biao, et al. Joint optimization of combined cooling, heating and power and distributed photovoltaic and ideal fuzzy decision method[J]. *Journal of Henan University of Technology: Natural Science Edition*, 2020, 39(6): 112-118.

收稿日期: 2020-05-29; 修回日期: 2020-11-16

作者简介:

陈寒(1996—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为新能源开发及优化调度; E-mail: 593433853@qq.com

唐忠(1964—), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统运行与控制、新能源开发利用与节能。E-mail: tangzhong64@163.com

(编辑 葛艳娜)