

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201174

考虑虚拟电厂调度方式的售电公司多时间尺度滚动优化

张涛^{1,2}, 李逸鸿^{1,2}, 郭玥彤^{1,2}, 鄢仁武³, 刘景^{1,2}

(1. 三峡大学电气与新能源学院, 湖北 宜昌 443002; 2. 智慧能源技术湖北省工程研究中心(三峡大学), 湖北 宜昌 443002; 3. 智能电网仿真分析与综合控制福建省高校工程研究中心(福建工程学院), 福建 福州 350118)

摘要: 为了增加售电公司参与电力市场的灵活性和经济性, 提高售电公司对分散式资源的利用效率, 基于虚拟电厂的聚合管理方式, 提出了一种售电公司多时间尺度滚动优化模型。日前阶段以售电公司收益最高为优化目标, 融合多场景分析方法, 制定售电公司购售电策略及各虚拟电厂日前调度计划。日内阶段考虑更高精度的分布式光伏和负荷预测, 以虚拟电厂调度成本最低为目标构建日内优化调度模型。实时阶段以机会约束形式考虑虚拟电厂容量备用, 修正虚拟电厂部分单元的出力, 并将不确定性单元出力情况向日内阶段反馈校正。算例仿真验证了售电公司采用所提多时间尺度优化模型能够改善运营策略, 合理分配资源, 实现自身经济效益最大化。

关键词: 售电公司; 虚拟电厂; 多时间尺度; 分布式能源; 可控负荷

Multi-time scale rolling optimization of electricity retailers considering virtual power plant scheduling

ZHANG Tao^{1,2}, LI Yihong^{1,2}, GUO Yuetong^{1,2}, YAN Renwu³, LIU Jing^{1,2}

(1. College of Electrical Engineering and New Energy, China Three Gorges University, Yichang 443002, China; 2. Hubei Provincial Engineering Research Center for Intelligent Energy Technology (China Three Gorges University), Yichang 443002, China; 3. Fujian Provincial University Engineering Research Center for Smart Grid Simulation Analysis and Integrated Control (Fujian University of Technology), Fuzhou 350118, China)

Abstract: In order to increase the flexibility and economy of electricity retailers participating in the electricity market and improve the utilization efficiency of decentralized resources, a multi time scale rolling optimization model of electricity retailers is proposed. This is based on the aggregation management mode of virtual power plants. In the day-ahead stage, the optimization goal is to maximize the revenue of electricity retailers. Based on the multi scenario analysis method, the strategy of purchasing and selling electricity and the daily dispatching plan of each virtual power plant are developed. In the intra-day phase, more accurate distributed photovoltaic and load forecasting are considered, and an optimal dispatching model is constructed with the objective of minimizing the dispatching cost of virtual power plant. In the real-time stage, the capacity reserve of the virtual power plant is considered in the form of an opportunity constraint, and the output of some units of the virtual power plant is corrected, and the output of the uncertain unit is fed back to the intra-day stage. Simulation results show that the proposed multi time scale optimization model can improve the operation strategy of electricity retailers, allocate resources reasonably and maximize their own economic benefits.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51407104) and Open-end Fund of Fujian Provincial University Engineering Research Center (No. KF-X19016).

Key words: electricity retailers; virtual power plant; multi-time scale; distributed energy; dispatchable load

0 引言

随着新电改政策下售电侧市场的全面开放, 售

电公司在电力市场的职能发生了较大转变, 新型售电公司的规划与运营也面临着新的机遇和挑战^[1-2]。在发展迅速的众多售电公司中, 具有分布式电源(Distributed Generation, DG)发电能力的发电型售电公司可以利用自身分布式能源(Distributed Electric Resource, DER)及用户侧可控负荷(Dispatchable

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51407104); 福建省高校工程研究中心开放基金资助(KF-X19016)

Loads, DL)资源制定灵活的运营策略, 创造较大的盈利空间。但是, 电价的波动以及间歇性能源和 DL 的不确定性会给售电公司的运营带来较大风险^[3-5]。虚拟电厂(Virtual Power Plant, VPP)技术能够将 DL 与多种 DER 聚合为一个整体, 通过能量管理系统进行协调优化控制^[6-7], 为售电公司规模化利用多类 DER 提供了新的思路。

近年来, 越来越多的社会资本成立售电公司参与电力市场竞争, 关于售电公司购售电策略的研究逐渐深入。文献[8]根据电力现货市场最新推出的实时偏差电量结算机制, 提出了降低售电公司实时市场偏差电量的管控策略。文献[9]利用柔性可控负荷规避售电公司在电力市场的运营风险, 建立了计及需求侧响应的售电公司最优收益模型。目前, 关于售电公司对多类型 DER 管控和调度问题的研究仍处在初级阶段。文献[10]将 DG 和可控负荷纳入售电公司调度范围, 结合售电公司经济性和安全性要求建立了优化调度模型。文献[11]针对含氢储能的售电公司对其内部单元优化调度。文献[12]考虑售电公司采用虚拟电厂形式对内部单元进行聚合, 并构建了售电公司双层优化调度模型。以上文献大多仅限于售电公司根据日前预测信息制定一次性运营策略, 关于售电公司采用 VPP 调度模式、计及不同预测精度的多时间尺度优化决策的研究仍然较少。

鉴于此, 本文针对具有多类型 DER 的发电型售电公司, 计及负荷侧 DL 的激励响应, 提出一种考虑 VPP 调度方式的售电公司运营模式, 并构建了售电公司“日前-日内-实时”多阶段滚动优化决策模型。日前阶段根据预测数据制定购售电策略及初步调度计划。日内阶段与实时阶段以嵌套的方式进行, 修正 VPP 内部单元出力并预留备用容量。对算例进行仿真求解, 不同场景下的优化结果分析表明: 售电公司采用 VPP 聚合方式能够在不同时间尺度对多类 DER 和 DL 协调控制, 增加购售电决策灵活性, 提高自身运营收益。

1 考虑 VPP 调度方式的售电公司运营体系

1.1 售电公司运营模式

结合我国售电市场的实际情况及售电公司未来发展方向, 建立计及 VPP 调度方式的发电型售电公司运营模式^[13-15]。售电公司先根据负荷需求在日前市场中购买电量, 并出售给所辖区域的用户, 其中不平衡电量在辅助备用市场中进行交易。此外, 售电公司还可以采用 VPP 调度模式对 DER 和 DL 进行优化调度, 在辅助备用市场电价高峰或低谷时段, 根据日内和实时计划调整 DER 和 DL 出力。相较于

以往只在电能交易中心购售电量的模式, 新的运营模式下售电公司拥有了更加灵活的购售电策略, 对于 DER 和 DL 的灵活调度也为售电公司提供了更大的利润空间。

1.2 用户侧可调负荷分类

含 DG 售电公司进行市场交易时, 需要同时面对辅助备用市场电价波动以及自身 DG 出力不确定性所带来的风险。售电公司通过与用户侧可调负荷签订需求响应合同的形式, 能够激励电力用户自愿调整消费方式, 帮助售电公司规避市场风险, 提高自身收益^[16]。根据用电特性的不同, 将 DL 分为以下三种类型^[17]:

1) 可平移负荷(Shiftable Load, SL)。此类负荷可视为具有连续性与时序性限制的虚拟储能, 只能实现完整用电时间段的平移。常见的 SL 包括工业流水线作业、有固定流程的家庭用电器等。

2) 可转移负荷(Transferable Load, TL)。此类负荷与 SL 具有一定的相似性, 但由于没有负荷曲线平移的相关约束, 可接受调控的时间区间比前者更为灵活。常见的 TL 有电动汽车换电站、空调、热水器等。

3) 可中断负荷(Interruptible Load, IL)。此类负荷能根据用户意愿对负荷进行削减或中断, 相较于前两类 DL, 更容易对用户用电造成不便, 售电公司对其激励补偿的力度也更大。常见的 IL 有商业负荷、生产企业等。

各类 DL 调度前后的负荷曲线变化如图 1 所示。

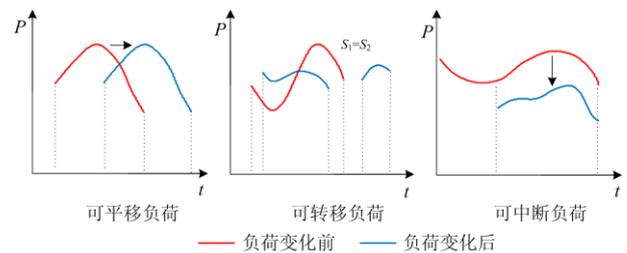


图 1 多类型 DL 负荷曲线变化图

Fig. 1 Load curve variation diagram of various types of DL

1.3 售电公司多时间尺度优化计划

售电公司对所辖区域内 DER 按地理位置划分, 采用多虚拟电厂形式集中管理。日前优化阶段时间尺度为 1 h, 执行周期为 24 h, 制定售电公司日前市场购电量、辅助备用市场交易电量计划及分散式资源调度计划, 将售电公司对 DER 和 DL 调度的电量分解到各 VPP, 制定各 VPP 的日前调度计划。考虑到 IL 的激励补偿费用较高且容易对用户用电造成不便, 在日前阶段 VPP 不计划对 IL 的调用。

日内滚动调度的时间尺度为 30 min, 调度周期为 4 h。在日内调度中, 需要根据最新情况对各 MT、PV 出力计划, ESS 充放电量计划以及各类型 SL、TL 调用计划进行修正, 并考虑 VPP 管理的 IL 负荷削减参与调度。对日前优化阶段制定的日前市场购电量、辅助备用市场交易电量计划等数据保持不变。

实时协调调度的时间尺度为 10 min, 调度周期为 30 min。在此阶段, 需要以日内滚动调度曲线作为参考, 结合最新预测对调度策略稍加修正, 为 VPP 实时调度预留备用容量。

售电公司多时间尺度优化框架图如图 2 所示。

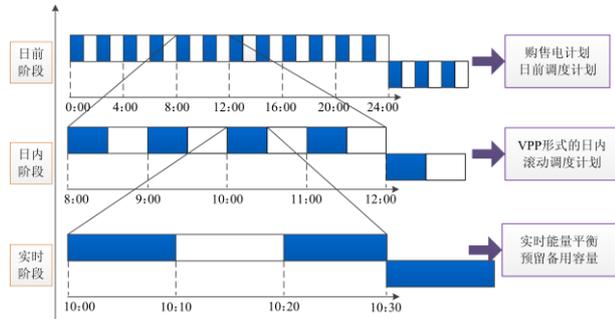


图 2 多时间尺度优化框架图

Fig. 2 Multi-time-scale optimization framework

2 售电公司多时间尺度滚动优化模型

2.1 售电公司日前优化决策模型

在未来多运营主体参与电力市场的环境下, 市场电价会随时间产生波动, 甚至可能出现持续性价格尖峰, 对售电公司决策造成较大影响^[18]。日前优化阶段, 售电公司考虑日前市场及辅助备用市场电价不确定性, 基于各 VPP 区域内分布式光伏和负荷的预测值, 不计光伏发电成本, 建立售电公司日前多场景随机规划模型。

2.1.1 目标函数(售电公司收益最高)

$$\max F_{er} = E_S - E_B - E_{VPP} \quad (1)$$

$$\begin{cases} E_S = \sum_{a=1}^A \left[p_a \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T c_{e,t,a} (P_{l,t,a} - \sum_{k=1}^{N_k} P_{DL,t,a}^k) \right] \\ E_B = \sum_{a=1}^A \left[p_a \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T (c_{d,t,a} \eta_{t,a} P_{l,t,a} + c_{r,t,a} P_{r,t,a}) \right] \\ E_{VPP} = E_{DG} + E_{ESS} + E_{SL} + E_{TL} \end{cases} \quad (2)$$

式中: F_{er} 为售电公司在日前优化阶段期望收益; E_S 和 E_B 分别为售电公司在整个调度周期的售电费用和购电费用; E_{VPP} 代表售电公司以 VPP 形式进行的内部单元调度费用; E_{DG} 、 E_{ESS} 、 E_{SL} 、 E_{TL} 分别为售电公司对 DG、ESS、SL 和 TL 的调用费用; A 为场景

个数; p_a 为第 a 个场景发生的概率; Δt 为时段间隔; T 为总时段数; $c_{e,t,a}$ 为售电公司在 a 场景下第 t 时段售电价; $P_{l,t,a}$ 为在 a 场景下第 t 时段系统负荷总量; $P_{DL,t,a}^k$ 为第 k 个 VPP 在 a 场景下第 t 时段对 DL 的调用总量; $c_{d,t,a}$ 为在 a 场景下第 t 时段系统日前市场电价; $\eta_{t,a}$ 为在 a 场景下的日前市场购电率; $c_{r,t,a}$ 为在 a 场景下第 t 时段辅助备用市场电价; $P_{r,t,a}$ 为售电公司在 a 场景下第 t 时段在辅助市场的交易电量, $P_{r,t,a} > 0$ 代表售电公司向备用市场购电, $P_{r,t,a} < 0$ 代表售电公司向备用市场售电。

其中, 售电公司以 VPP 形式对内部各单元的调度费用表达式为

$$\begin{cases} E_{DG} = \sum_{a=1}^A \left[p_a \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_k} (\lambda_{mt} P_{mt,t,a}^k) \right] \\ E_{ESS} = \sum_{a=1}^A \left[p_a \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_k} (\lambda_{ess} |P_{ess,t,a}^k|) \right] \\ E_{SL} = \sum_{a=1}^A \left[p_a \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_k} (\lambda_{sl} |P_{sl,t,a}^k|) \right] \\ E_{TL} = \sum_{a=1}^A \left[p_a \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_k} (\lambda_{tl} |P_{tl,t,a}^k|) \right] \end{cases} \quad (3)$$

式中: λ_{mt} 和 λ_{ess} 分别为售电公司对 MT 和 ESS 的调用成本系数; $P_{mt,t,a}^k$ 和 $P_{ess,t,a}^k$ 分别为第 k 个 VPP 在 a 场景下第 t 时段对 MT 和 ESS 的调用量; λ_{sl} 、 λ_{tl} 分别为售电公司对 SL、TL 的激励补偿系数; $P_{sl,t,a}^k$ 、 $P_{tl,t,a}^k$ 分别为第 k 个 VPP 的 SL 和 TL 在 a 场景下第 t 时段的负荷转移量。

2.1.2 约束条件

1) 电量平衡约束

$$P_{l,t,a} = \eta_{t,a} P_{l,t,a} + P_{r,t,a} + \sum_{k=1}^{N_k} (P_{mt,t,a}^k + P_{ess,t,a}^k + P_{pv,t,a}^k + P_{sl,t,a}^k + P_{tl,t,a}^k) \quad (4)$$

式中, $P_{pv,t,a}^k$ 为第 k 个 VPP 在 a 场景下第 t 时段 PV 的出力。

2) 联络线功率约束

$$P_{VPP,min}^k \leq P_{VPP,t,a}^k \leq P_{VPP,max}^k \quad (5)$$

式中, $P_{VPP,max}^k$ 和 $P_{VPP,min}^k$ 分别为第 k 个 VPP 的传输功率上下限。

3) 微型燃气轮机约束

$$\begin{cases} P_{mt,max}^k \leq P_{mt,t,a}^k \leq P_{mt,min}^k \\ -r_d P_{mt,max}^k \leq P_{mt,t+1,a}^k - P_{mt,t,a}^k \leq r_u P_{mt,max}^k \end{cases} \quad (6)$$

式中: $P_{mt,max}^k$ 和 $P_{mt,min}^k$ 分别为第 k 个 VPP 的 MT 出力最大值、最小值; r_u 和 r_d 分别为燃气轮机的最大

向上爬坡率和最大向下爬坡率。

4) 储能约束

$$\begin{cases} SOC_{\min}^k E_N^k \leq E_{\text{ess},t,a}^k \leq SOC_{\max}^k E_N^k \\ -P_{\text{ess, ch}}^k \leq P_{\text{ess},t,a}^k \leq P_{\text{ess, dis}}^k \end{cases} \quad (7)$$

式中: SOC_{\max}^k 和 SOC_{\min}^k 分别为第 k 个 VPP 储能系统的 SOC 值上下限; E_N^k 为第 k 个 VPP 储能系统的额定容量; $E_{\text{ess},t,a}^k$ 为第 k 个 VPP 储能系统在 a 场景下第 t 时段的剩余能量; $P_{\text{ess, ch}}^k$ 和 $P_{\text{ess, dis}}^k$ 分别为第 k 个 VPP 储能系统的最大充放电功率。

5) 分布式光伏约束

$$0 \leq P_{\text{pv},t,a}^k \leq P_{\text{pv},t,a}^{\text{pre}} \quad (8)$$

式中, $P_{\text{pv},t,a}^{\text{pre}}$ 为第 k 个 VPP 在 a 场景下第 t 时段的预测出力值。

6) 可平移负荷约束

$$\begin{cases} P_{\text{sl},t,a}^k = -P_{\text{sl},t-i,a}^k, t-i > 0 \\ P_{\text{sl},\min}^k \leq P_{\text{sl},t,a}^k \leq P_{\text{sl},\max}^k \end{cases} \quad (9)$$

式中, $P_{\text{sl},\max}^k$ 和 $P_{\text{sl},\min}^k$ 分别为第 k 个 VPP 中 SL 的最大平移量和最小平移量。

7) 可转移负荷约束

$$\begin{cases} -P_{\text{tl},d}^k \leq P_{\text{tl},t,a}^k \leq P_{\text{tl},u}^k \\ 0.5 \sum_{t=1}^T |P_{\text{tl},t,a}^k| \leq P_{\text{tl},\max}^k \\ P_{\text{tl},t,a}^k = 0, \forall t \in \psi_{\text{tl}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $P_{\text{tl},u}^k$ 和 $P_{\text{tl},d}^k$ 分别为第 k 个 VPP 中 TL 负荷移出和移入的最大值; $P_{\text{tl},\max}^k$ 为第 k 个 VPP 中 TL 负荷最大转移量; ψ_{tl} 为 TL 的不可转移时段。

2.2 售电公司日内滚动调度模型

在日前优化阶段制定的购售电策略基础上, 售电公司根据最新 PV 和 DL 的出力预测, 计及 IL 的负荷削减参与电量补偿, 以 VPP 为单位修正各 DER 计划出力。考虑 PV 和 DL 出力不确定性, 采取多场景随机规划方法, 建立各 VPP 日内滚动优化调度模型。

2.2.1 目标函数(VPP 调度成本最低)

$$\min f_{1,k} = E_{\text{DG},k} + E_{\text{ESS},k} + E_{\text{SL},k} + E_{\text{TL},k} + E_{\text{IL},k} \quad (11)$$

式中, $f_{1,k}$ 为第 k 个 VPP 在调度周期内的总调度费用。

由于场景及 VPP 调度单元的变化, VPP 内部单元的调度成本在日前调度基础上稍作改变, 表达式为

$$\begin{cases} E_{\text{DG},k} = \sum_{s=1}^S \left[p_s \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{mt}} P_{\text{mt},t,s}^k) \right] \\ E_{\text{ESS},k} = \sum_{s=1}^S \left[p_s \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{ess}} |P_{\text{ess},t,s}^k|) \right] \\ E_{\text{SL},k} = \sum_{s=1}^S \left[p_s \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{sl}} |P_{\text{sl},t,s}^k|) \right] \\ E_{\text{TL},k} = \sum_{s=1}^S \left[p_s \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{tl}} |P_{\text{tl},t,s}^k|) \right] \\ E_{\text{IL},k} = \sum_{s=1}^S \left[p_s \cdot \Delta t \sum_{t=1}^T (\lambda_{\text{il}} \theta_{\text{il},t,s}^k P_{\text{il},t,s}^k) \right] \end{cases} \quad (12)$$

式中: S 为日内调度阶段场景个数; $E_{\text{IL},k}$ 为第 k 个 VPP 对 IL 的调度费用; λ_{il} 为售电公司对 IL 的削减补偿系数; $\theta_{\text{il},t,s}^k$ 为第 k 个 VPP 在 s 场景下第 t 时段对 IL 的调用状态变量, $\theta_{\text{il},t,s}^k$ 为 0-1 变量; $P_{\text{il},t,s}^k$ 为第 k 个 VPP 在 s 场景下第 t 时段的 IL 负荷削减量。

2.2.2 约束条件

因日内调度阶段采取同样随机规划法处理场景不确定性, 除了在电量平衡约束处额外考虑 IL 的调用电量外, 其余约束条件与日前阶段大致相同, 相同约束此处不再重复描述。

日内调度阶段可中断负荷约束为

$$\begin{cases} 0 \leq \theta_{\text{il},t,s}^k \leq \theta_{\text{il},\max}^k \\ P_{\text{il},\min}^k \leq P_{\text{il},t,s}^k \leq P_{\text{il},\max}^k \\ \theta_{\text{il},t,s}^k = 0, \forall t \in \psi_{\text{il}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: $\theta_{\text{il},\max}^k$ 为第 k 个 VPP 中 IL 的负荷最大削减次数; $P_{\text{il},\max}^k$ 和 $P_{\text{il},\min}^k$ 分别为第 k 个 VPP 中 IL 的负荷削减功率最大值和最小值; ψ_{il} 为 IL 的不可削减时段。

2.3 售电公司实时协调调度模型

为了进一步提高售电公司决策的鲁棒性, 在日内调度阶段制定的调度计划基础上, 以机会约束的形式为 VPP 备用容量设置一定的约束条件, 并对 MT 和 ESS 的调度策略予以调整。

2.3.1 目标函数(调整部分费用最低)

$$\min f_{2,k} = E_{\text{DG},k} + E_{\text{ESS},k} + E_{\text{R},k} \quad (14)$$

$$\begin{cases} E_{\text{DG},k} = \Delta t \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{mt}} P_{\text{mt},t}^k \\ E_{\text{ESS},k} = \Delta t \sum_{t=1}^T \lambda_{\text{ess}} P_{\text{ess},t}^k \\ E_{\text{R},k} = \Delta t \sum_{t=1}^T (x_{\text{mt}} P_{\text{mt},t}^k + x_{\text{ess}} P_{\text{ess},t}^k) \end{cases} \quad (15)$$

式中: $f_{2,k}$ 为实时协调阶段 ESS 与 DG 修改出力计

划后的调度费用; $E_{R,k}$ 为第 k 个 VPP 的备用容量成本; x_{mt} 、 x_{ess} 分别为 MT 和 ESS 的备用成本系数; $P_{mt-r,t}^k$ 和 $P_{ess-r,t}^k$ 分别为第 k 个 VPP 的 MT 和 ESS 在第 t 时段提供的备用容量。

2.3.2 约束条件

实时协调阶段的非调整单元出力计划与日内调度计划保持一致, 功率平衡约束及各单元的出力约束条件与日内阶段相同, 在此不再赘述。本节主要对备用容量的机会约束进行阐述, 表达式为

$$P_r \left\{ P_{mt-r,t}^k + P_{ess-r,t}^k \geq \sigma_{pv,t}^k + \varepsilon_{sl,t}^k P_{sl,t}^k + \varepsilon_{tl,t}^k P_{tl,t}^k + \varepsilon_{il,t}^k P_{il,t}^k \right\} \geq \alpha \quad (16)$$

式中: P_r 为机会约束的置信度表达式; $\sigma_{pv,t}^k$ 为光伏预测误差; $\varepsilon_{sl,t}^k$ 、 $\varepsilon_{tl,t}^k$ 、 $\varepsilon_{il,t}^k$ 分别为 SL、TL、IL 用户违约电量比例; α 为该机会约束成立的置信度。

2.4 日内一实时阶段反馈校正

受到预测精度以及实时协调阶段策略改变的影响, 日内调度模型下一时段各单元预测值会出现偏差, 此时需要反馈校正环节来进行校正^[19-20]。实时协调阶段的调度周期等于日内调度阶段的时间间隔尺度, 选取实时协调阶段末时段的状态量值作为日内调度的初始状态, 进行下一时段的滚动优化, 即日内下一时段的初始值为

$$\begin{cases} G_0(P_{pv}^{k,pre}, t) = G_{real}(P_{pv}^k, t^-) \\ G_0(E_{ess,t}^k, t) = G_{real}(E_{ess,t}^k, t^-) \\ G_0(P_{il,max}^{k,pre}, t) = G_{real}(P_{il,max}^k, t^-) \\ G_0(P_{sl,max}^{k,pre}, t) = G_{real}(P_{sl,max}^k, t^-) \\ G_0(P_{tl,max}^{k,pre}, t) = G_{real}(P_{tl,max}^k, t^-) \end{cases} \quad (17)$$

式中: $G_0(P, t)$ 为日内调度阶段第 t 时段状态变量的初始值; $G_{real}(P, t)$ 为其对应的实时调度阶段上一调度周期的末时段实际值。

3 模型求解

模型的求解分多阶段进行, 首先依据电价和 VPP 内部参数, 结合可控负荷、光伏出力等预测数据制定售电公司日前优化运营计划。然后, 更新预测数据, 计及 IL 的参与同时调整各 VPP 单元出力, 制定各 VPP 日内优化策略。最后, 考虑容量备用, 以更小时尺度调整 VPP 内部单元调度情况, 并按时段向日内调度阶段进行反馈。

本文通过 Yalmip 平台调用 Cplex 求解器, 结合混合整数线性规划法对所提模型进行多阶段求解, 其中有 0-1 变量与混合整数变量相乘的约束, 以及

部分包含绝对值的约束, 采用参考文献[21]的方法进行线性化处理, 在此不详细描述。

4 算例分析

4.1 算例模型及参数设置

以图 3 某园区型售电公司参与电力市场为例。该售电公司将自身分散式 DER 和 DL 通过 3 个 VPP 聚合的方式进行管理。日前和日内阶段的多个场景及其概率通过拉丁超立方采样和 K 均值聚类算法(K-Means)场景聚类得到^[22-23]。售电公司以价格接受者的身份参与日前市场和辅助备用市场的电量交易, 以价格制定者的身份向用户售电, 售电公司日前购电率的大小区间为[0.8,0.9]。在其优化决策过程中, 需要提前对电价进行预测。以预测的某一场景为例, 该场景下各时段不同类型电价如图 4 所示。

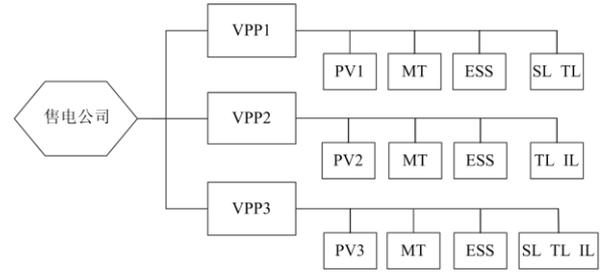


图 3 售电公司内部结构图

Fig. 3 Internal structure of electricity retailers

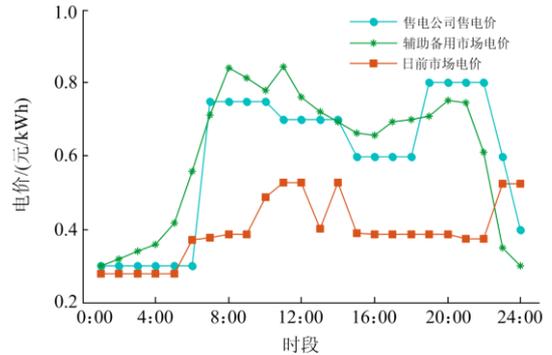


图 4 电价预测曲线

Fig. 4 Electricity price forecasting curve

售电公司所辖区域的总负荷典型预测曲线如图 5 所示。VPP 典型光伏出力预测如图 6 所示, VPP1 光伏装机容量为 100 kW, MT 最大功率为 80 kW。VPP2、VPP3 光伏装机容量为 150 kW, MT 最大功率为 100 kW。各 VPP 的 ESS 参数及 SL、TL 约束参数保持一致, ESS 额定容量为 100 kWh, 最大充放电功率为 25 kW。MT 爬坡率均为 33%/min, SL 和 TL 的最大负荷转移量为 0.6 p.u., SL 容量上限为 80 kW, TL 容量上限为 100 kW, IL 容量上限为

150 kW, VPP2 和 VPP3 可中断负荷量分别为总负荷的 1%、1.5%, IL 日内阶段一个调度周期的最大负荷削减次数为 8 次。MT 的调用成本系数 $\lambda_{mt}=0.45$ 元/kWh, ESS 的充放电成本系数 $\lambda_{ess}=0.3$ 元/kWh, SL 调用成本系数 $\lambda_{sl}=0.2$ 元/kWh, TL 调用成本系数 $\lambda_{tl}=0.25$ 元/kWh, IL 调用成本系数 $\lambda_{il}=0.7$ 元/kWh。

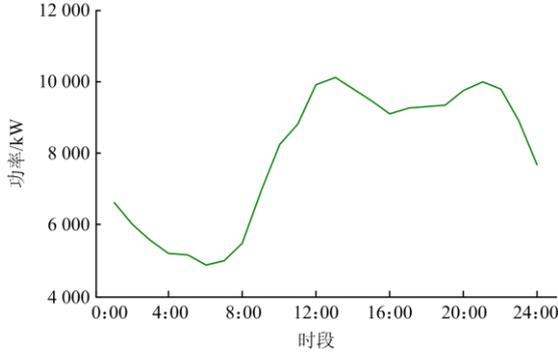


图 5 负荷预测曲线

Fig. 5 Load forecasting curve

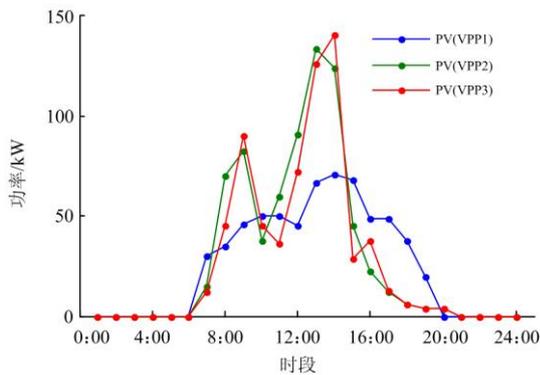


图 6 光伏出力预测

Fig. 6 Photovoltaic output prediction

4.2 仿真结果分析

基于算例对本文所提模型进行多阶段求解, 得到售电公司最终购售电决策如图 7 所示。

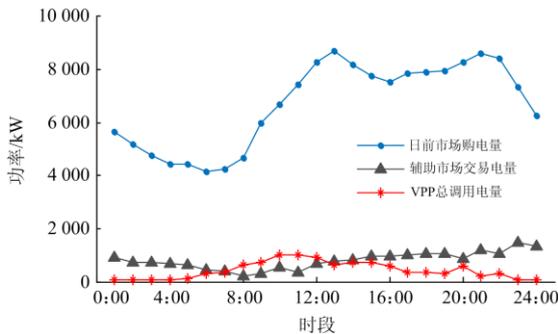


图 7 售电公司购售电策略

Fig. 7 Electricity purchasing and selling strategies of electricity retailers

由图 7 可见, 负荷用电平衡由售电公司日前市场购电量、辅助市场交易电量、VPP 调用电量共同维持。售电公司在日前市场的购电量取决于总负荷预测的变化, 这样可以避免偏差电量过大引起的电力资源浪费。售电公司在辅助备用市场的购电量及对 VPP 调用电量主要与市场电价和负荷需求有关, 在分布式光伏出力较低以及辅助备用市场电价低谷时段, 增加售电公司在辅助市场购电量并降低 VPP 调用电量, 能够提高购售电利润并维持 VPP 各单元电量平衡。在辅助备用市场电价高峰时段, 由 VPP 向内部单元调用更多功率, 能够缓解售电公司向辅助市场的高额购电费用, 提高售电公司运营收益。

为验证本文所提模型能够帮助售电公司优化调度策略, 合理分配资源, 分析售电公司采用 VPP 形式对内部单元的具体调度情况。VPP 调度情况如图 8—图 10 所示。

图 8 为 VPP 内部 MT 及 ESS 的运行情况, MT 的有功出力主要为了满足 VPP 调用需求, 在 7:00—11:00 时段, 售电公司对 VPP 的输出功率需求较大, MT 在满足约束条件下的出力普遍较高, 在 13:00—14:00 时段, 分布式光伏的出力较高, MT 出力也相应减少。在 21:00—5:00 时段, 分布式光伏出力为 0, 但辅助备用市场电价下降, 售电公司对 VPP

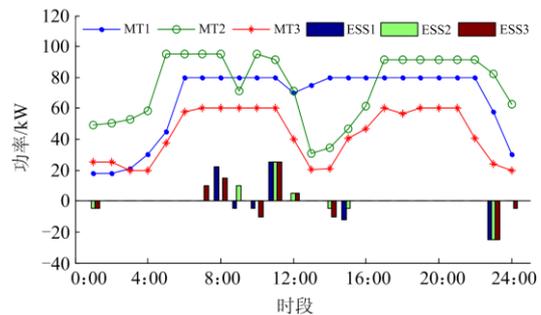


图 8 MT 和 ESS 运行情况

Fig. 8 Operation situation of MT and ESS

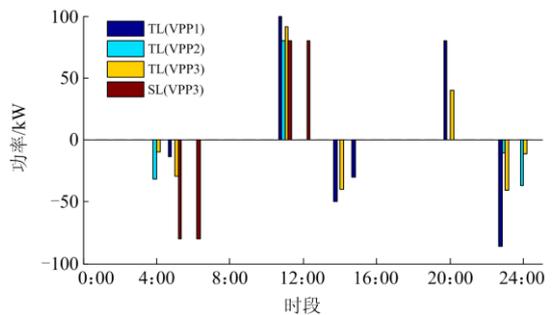


图 9 TL 和 SL 调用情况

Fig. 9 Dispatching situation of TL and SL

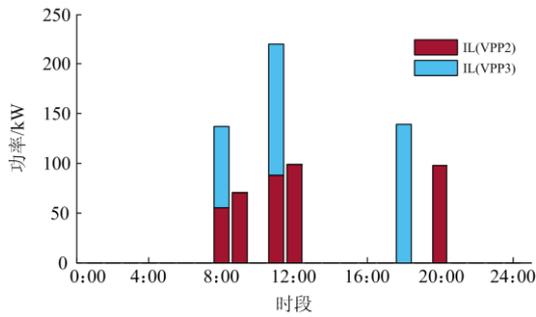


图 10 IL 调用情况

Fig. 10 Dispatching situation of IL

的调用需求降低, MT 出力也逐渐减少。ESS 单元由于充放电功率较小, 主要用于能量平移以及平抑光伏出力波动, 大多数时刻则保持自身能量平衡。

图 9 和图 10 为 VPP 对 TL、SL 及 IL 的调用情况, 售电公司对可控负荷的调用主要集中在 8:00—12:00、19:00—20:00 时段, 是因为这些时段负荷用电需求较大, DER 可调用功率不足, 需要 SL、TL、IL 的配合来满足供电平衡。此外, 在 4:00—6:00、13:00—14:00、23:00—24:00 时段, 会有 SL 和 TL 负荷的移入, 保证可控负荷的用电需求及用户用电舒适度。由于 SL 的负荷平移约束复杂以及 VPP 单元众多、决策灵活, 所求得优化结果中 VPP1 的 SL 单元未在任意时刻被平移, 因此不在图 9 中予以显示。

4.3 不同电价预测方式下优化结果分析

电价的波动及不确定性会为售电公司参与电力市场带来较大风险, 不同的电价预测方式会改变售电公司的运营决策方案, 影响售电公司收益, 因此对以下两种不同电价预测方式下售电公司的优化结果进行对比分析: 方式一, 预测日前市场采用统一电价, 全天统一电价为 0.4 元/kWh; 方式二, 预测日前市场多场景下的分时电价。

图 11 为不同预测方式下售电公司优化结果对比。当采用多场景分时电价的预测方式时, 售电公司能根据日前市场峰、平、谷不同时段预测电价, 制定更有利于自身的运营策略。由图 11 可见, 在 0:00—4:00 时段日前电价较低时, 售电公司增加在日前市场的购电量; 在 10:00—12:00 时段日前电价较高时, 售电公司降低日前购电量, 增加 VPP 调用电量; 在 23:00—24:00 时段日前市场电价高于辅助备用市场电价时, 增加辅助备用市场购电量, 降低日前市场购电量提高自身收益。售电公司采用方式一与方式二进行电价预测并优化决策后的总收益分别为 30 263.93、30 549.79 元, 这说明多场景的分时电价预测能够帮助售电公司降低电价不确定性

带来的不利影响, 提高经济效益。

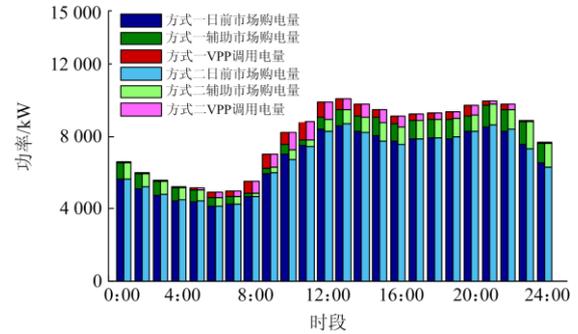
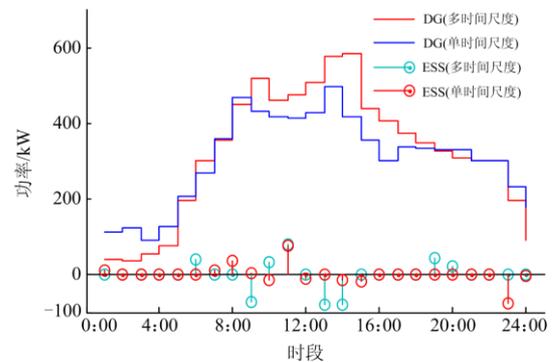


图 11 不同预测方式优化结果对比

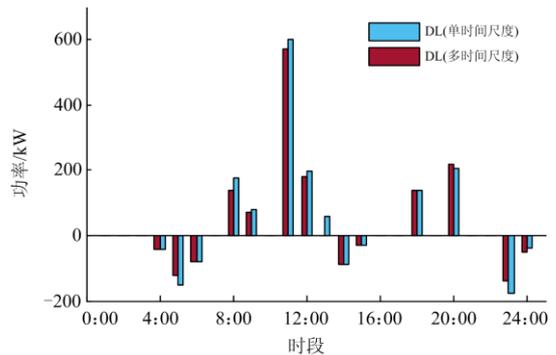
Fig. 11 Comparison of optimization results of different prediction methods

4.4 不同时间尺度对比分析

多时间尺度优化能够通过模型预测控制及反馈校正实现滚动优化处理, 相比单时间尺度优化具有更高的预测精度及更灵活经济的优化策略。对多时间尺度滚动优化和单一时间尺度优化两种方案的结果进行比较。图 12 为不同时间尺度下售电公司对所有 VPP 内部单元的总调用情况对比。表 1 为不同时间尺度下售电公司运营结果对比。



(a) DG和ESS运行情况



(b) DL调用情况

图 12 不同时间尺度优化结果对比

Fig. 12 Comparison of optimization results at different time scales

由图 12 可见,多时间尺度滚动优化情况下 DG 出力通常比单一时间尺度下的出力要高,尤其在 11:00—14:00 光伏出力与负荷预测波动较大的时段,两种不同方案的 DG 出力差值变大,多时间尺度优化的短期高预测精度的优势也得到了体现。两种方案基于 VPP 形式对 DL 的调用时段几乎一致,其中多时间尺度方案对可中断负荷的调用量较少,能够提高用户舒适度并降低调度费用。

表 1 售电公司收益和光伏消纳对比

Table 1 Comparison of revenue and photovoltaic consumption of electricity retailers

时间尺度	售电公司收益/元	光伏利用率
单一时间尺度优化	29 741.10	83.77%
多时间尺度滚动优化	30 572.93	95.86%

由表 1 可见,当售电公司采用多时间尺度滚动优化方案时,能够提高预测精度,在短期内做出合理的资源分配调整以及制定更优的运营策略,进而获得更大的收益。这种灵活的调整策略同样为提高分布式光伏消纳带来了较大的便利,采用多时间尺度优化能够比单时间尺度优化的光伏利用率提高 12.09%。

4.5 不同优化模型比较

售电公司采用 VPP 聚合方式能够灵活调用多类 DER 和 DL,否则只能对少量 DG 和 IL 进行直接调用。考虑不同场景下的售电公司运营收益对比如表 2 所示。

表 2 不同场景下售电公司收益对比

Table 2 Revenue comparison of electricity retailers in different scenarios

场景编号	场景说明	售电公司收益/元
1	仅考虑电力市场购售电决策	28 627.51
2	考虑对 PV、IL 的直接调用	29 403.58
3	考虑 VPP 形式的完全调用	30 572.93

由表 2 可见,当售电公司对 PV、IL 等资源进行调控并参与电力市场运营时,可获得比传统购售电模式下更好的经济效益。随着可调用资源的增多,以 VPP 形式对多类 DER 和 DL 协调管理,可提高售电公司市场竞争力以及制定决策的灵活性,从而获得更大的利润空间。

5 结论

本文利用 VPP 对分布式能源的高效协调管理能力,建立了计及 VPP 调度方式的售电公司多时间尺度滚动优化模型,通过对仿真结果及不同场景的对比分析,能够得到以下结论:

1) 售电公司通过对分布式电源及可控负荷等

资源的功率调节,能够减少在电力市场的购电成本,提高售电公司运营收益。

2) 考虑 VPP 形式对多种类型 DER 和 DL 协调管控,并参与售电公司运营体系,能提高售电公司参与电力市场的决策灵活性,创造更大的利润空间。

3) 售电公司以 VPP 调度方式对内部单元进行多时间尺度滚动优化,能够合理分配资源,增加运营收益并提高分布式光伏消纳。

参考文献

- [1] 黄巧玲. 电力体制改革下售电公司购售电策略研究[D]. 西安: 西安理工大学, 2019.
HUANG Qiaoling. Research on the purchase and sale strategy of power sales company under the reform of electric power system[D]. Xi'an: Xi'an University of Technology, 2019.
- [2] 姚星安, 曾智健, 杨威, 等. 广东电力市场结算机制设计与实践[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 76-85.
YAO Xing'an, ZENG Zhijian, YANG Wei, et al. Electricity market settlement mechanism design and practice in Guangdong[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 76-85.
- [3] 彭谦, 周晓洁, 杨睿, 等. 泛在电力物联网环境下综合能源型售电公司参与电力市场竞争的报价策略研究[J]. 电网技术, 2019, 43(12): 4337-4343.
PENG Qian, ZHOU Xiaojie, YANG Rui, et al. Bidding strategy of comprehensive energy based power selling company participating in electricity market competition under ubiquitous environment of internet of things[J]. Power System Technology, 2019, 43(12): 4337-4343.
- [4] CHAI Yanxin, XIANG Yue, LIU Junyong, et al. Incentive-based demand response model for maximizing benefits of electricity retailers[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2019, 7(6): 1644-1650.
- [5] SUN Bo, WANG Fan, XIE Jingdong, et al. Electricity retailer trading portfolio optimization considering risk assessment in Chinese electricity market[J]. Electric Power Systems Research, 2021, 190.
- [6] YANG D, HE S, CHEN Q, et al. Bidding strategy of a virtual power plant considering carbon-electricity trading[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019, 5(3): 306-314.
- [7] 罗翼婷, 杨洪明, 牛犇, 等. 考虑多风能预测场景的虚拟电厂日内滚动柔性优化调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(2): 51-59.
LUO Yiting, YANG Hongming, NIU Ben, et al. Day-ahead flexible rolling optimization dispatch of virtual power plant based on multi-wind forecasting results[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(2): 51-59.
- [8] 高瑞, 郭红霞, 杨苹, 等. 基于用户侧可调节资源的售电公司实时市场偏差电量管控策略[J]. 电力建设, 2019, 40(6): 114-122.
GAO Rui, GUO Hongxia, YANG Ping, et al. Research on control strategy of spot market deviation of electricity

- sales company based on user-side adjustable resources[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(6): 114-122.
- [9] 张扬,程韧俐,祝宇翔,等. 计及需求侧响应的售电公司优化交易策略[J]. 广东电力, 2020, 33(2): 78-85.
ZHANG Yang, CHENG Renli, ZHU Yuxiang, et al. Optimizing trading strategies considering demand response for electricity retailers[J]. Guangdong Electric Power, 2020, 33(2): 78-85.
- [10] 顾伟,任佳依,高君,等. 含分布式电源和可调负荷的售电公司优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(14): 37-44.
GU Wei, REN Jiayi, GAO Jun, et al. Optimal dispatching model of electricity retailers considering distributed generator and adjustable load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(14): 37-44.
- [11] 高乾恒,黄帅飞,李二超,等. 市场环境下含氢储能的售电公司优化调度[J]. 电力建设, 2019, 40(4): 42-48.
GAO Qianheng, HUANG Shuaifei, LI Erchao, et al. Optimal dispatching of electricity retailers considering hydrogen storage in the electricity market[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(4): 42-48.
- [12] 张涛,王成,王凌云,等. 考虑虚拟电厂参与的售电公司双层优化调度模型[J]. 电网技术, 2019, 43(3): 952-960.
ZHANG Tao, WANG Cheng, WANG Lingyun, et al. A bi-level optimal dispatching model of electricity retailers integrated with VPPs[J]. Power System Technology, 2019, 43(3): 952-960.
- [13] JIN Luosong, CHEN Cheng, WANG Xiangyang, et al. Research on information disclosure strategies of electricity retailers under new electricity reform in China[J]. Science of the Total Environment, 2020, 710.
- [14] 张涛,王成,王凌云,等. 偏差电量考核机制下含 DG 的售电公司多目标优化调度模型[J]. 电工技术学报, 2019, 34(15): 3265-3274.
ZHANG Tao, WANG Cheng, WANG Lingyun, et al. Optimal dispatching model of electricity retailers considering distributed generator and adjustable load[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(15): 3265-3274.
- [15] 吴浩可,雷霞,黄涛,等. 价差返还机制下售电公司博弈模型[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(12): 84-92.
WU Haoke, LEI Xia, HUANG Tao, et al. A game-theoretic model for retail companies under the spread-rebate mechanism[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(12): 84-92.
- [16] 贾晨. 电力市场环境下售电公司购电行为分析与决策[D]. 太原: 太原理工大学, 2019.
JIA Chen. Analysis and decision for electricity retail companies purchasing behavior under electricity market environment[D]. Taiyuan: Taiyuan University of Technology, 2019.
- [17] 顾慧杰,彭超逸,许丹莉,等. 激励性含柔性负荷日前市场出清电价机制的建模[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(12): 23-32.
GU Huijie, PENG Chaoyi, XU Danli, et al. Research on modeling the incentive electricity pricing mechanism in day-ahead electricity market clearing containing flexible loads[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(12): 23-32.
- [18] 贾晨,杜欣慧. 中长期交易机制下售电公司购电策略优化[J]. 中国电力, 2019, 52(9): 140-147.
JIA Chen, DU Xinhui. Optimization of electricity purchasing strategy for electricity retailers under the medium and long-term trading mechanism[J]. Electric Power, 2019, 52(9): 140-147.
- [19] 夏鹏,刘文颖,朱丹丹,等. 基于模型预测控制的多时间尺度无功电压优化控制方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(3): 64-70.
XIA Peng, LIU Wenyong, ZHU Dandan, et al. Multi-time scale optimal control method of reactive power and voltage based on model predictive control[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 64-70.
- [20] 梅建春,卫志农,张勇,等. 电一气互联综合能源系统多时间尺度动态优化调度[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(13): 36-42.
MEI Jianchun, WEI Zhinong, ZHANG Yong, et al. Analysis and decision for electricity retail companies purchasing behavior under electricity market environment[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(13): 36-42.
- [21] 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, 2211.
HUANG Xianchao. Capacity optimization of distributed generation for stand-alone micro-grid considering controllable load[D]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(7): 1962-1970, 2211.
- [22] 梁京章,黄星舒,吴丽娟,等. 基于 KPCA 和改进 K-means 的电力负荷曲线聚类方法[J]. 华南理工大学学报: 自然科学版, 2020, 48(6): 143-150.
LIANG Jingzhang, HUANG Xingshu, WU Lijuan, et al. Clustering method of power load profiles based on KPCA and improved K-means[J]. Journal of Nanjing University of Technology: Natural Science Edition, 2020, 48(6): 143-150.
- [23] HOU Kaiyuan, SHAO Guanghui, WANG Haiming, et al. Research on practical power system stability analysis algorithm based on modified SVM[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2018, 3(2): 119-125. DOI: 10.1186/s41601-018-0086-0.
-
- 收稿日期: 2020-09-24; 修回日期: 2020-10-19
作者简介:
张涛(1981—),男,通信作者,博士,教授,研究方向为电力系统优化运行、高电压绝缘及测试技术、电力系统过电压与接地技术; E-mail: unifzhang@hotmail.com
李逸鸿(1997—),男,硕士,研究方向为电力系统优化运行; E-mail: 381026042@qq.com
郭玥彤(1997—),女,硕士,研究方向为综合能源系统优化调度。E-mail: 647839978@qq.com
- (编辑 魏小丽)