

分时电价环境下计及新能源消纳的 虚拟电厂优化调度研究

曾小青^{1,2}, 唐超雯¹

(1. 长沙理工大学经济与管理学院, 湖南 长沙 410114; 2. 长沙理工大学电价研究中心, 湖南 长沙 410114)

摘要: 随着“双碳”工作的持续推进以及电力市场的日益成熟, 新能源并网已成为中国构建新型能源体系的重要发展趋势。但由于新能源在边际发电成本及出力特质上与传统能源显著不同, 其并网工作对电网的运行带来巨大冲击。为解决这一系列问题, 首先从需求响应视角引入当量负荷的概念, 并基于 SVR-PSO 算法构建计及新能源消纳和发电成本的需求响应模型, 优化分时电价, 降低需求侧购电成本; 其次, 基于分时电价提出计及新能源消纳的 VPP 双层优化调度模型并制定相应的运行策略, 为配电网与需求侧搭建“源荷互动”的桥梁; 最后, 讨论基于当量负荷优化前后的分时电价对虚拟电厂经济性的影响, 为分时电价的制定提供参考依据。

关键词: 虚拟电厂; 当量负荷; 分时电价; 新能源消纳

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2023.03.003 中图分类号: TM711; TK018 文章编号: 1673-9140(2023)03-0024-11

Research on optimization of virtual power plants dispatch by considering the consumption of new energy under time-of-use electricity price environment

ZENG Xiaoqing^{1,2}, TANG Chaowen¹

(1. School of Economics and Management, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China;

2. Electricity Price Research Center, Changsha University of Science & Technology, Changsha 410114, China)

Abstract: With the continuous advancement of the "double carbon" work and the growing maturity of the electricity market, new energy grid integration has become an important development trend to build a new energy system in China. However, due to the significant differences in marginal power generation costs and output characteristics between new energy and traditional energy, the new energy grid connection has brought a huge impact on the operation of the power grid. In order to solve the series of problems, firstly the concept of equivalent load is introduced from the perspective of demand response. Based on the support vector regression-particle swarm optimization (SVR-PSO) algorithm, a demand response model that takes into account new energy consumption and power generation costs is constructed to optimize the time-of-use electricity price and reduce the power purchase cost on the demand side. Secondly, based on the time-of-use electricity price, a VPP double-layer optimization dispatch model considering new energy consumption is proposed and corresponding operation strategies are formulated to build a bridge of "source-load interaction" between the distribution network and the demand side. Finally, the impact of time-of-use electricity price before and after equivalent load optimization on the economics of virtual power plants is discussed, which provides a reference for the formulation of time-of-use electricity price.

Key words: virtual power plant; equivalent load; time-of-use price; new energy consumption

收稿日期: 2023-02-16; 修回日期: 2023-05-01

基金项目: 湖南省教育厅重点项目 (19A028); 国家社会科学基金 (21BGL176)

通信作者: 曾小青 (1975—), 男, 博士, 特聘教授, 主要从事电力市场、电力大数据分析研究; E-mail: zengxq@csust.edu.cn

中国共产党第二十次全国代表大会对“双碳”工作作出全面部署,其关键在于加快规划建设清洁低碳、安全高效的新型能源体系。不同类型的能源有着不同的能源出力特质和成本信息,新能源的规模化发展与并网给电力行业带来机遇的同时也为电力系统的平稳运行带来了挑战^[1-3]。为聚合分散在需求侧的分布式能源,一些学者提出将这些资源进行整合形成虚拟电厂(virtual power plant, VPP),以有效聚集那些布局分散、规模较小、种类多样的分布式电源、储能设备以及用户负荷^[4]。

当前,快速上升的风光装机容量和电量占比显著增加了电网发电侧的不确定性,加大了电力平衡难度,以传统能源为主的源荷互动模式难以为继^[5]。为此,国内的学者们建立了包含多种类型能源的虚拟电厂模型,以便虚拟电厂能够通过控制中心更好地调度、管控新能源,保证电网安全、平稳地运行。在模型框架上,文献[6-7]将虚拟电厂划分为区域风力发电、储能系统及可控负荷3个部分,在保证区域风力发电的情况下,通过调节储能系统及可控负荷以平抑新能源间歇性、不稳定性出力所带来的波动和突发故障。在优化调度上,文献[8-9]以不同需求响应机制为基础,在虚拟电厂模型中增加了需求响应;文献[10]考虑了虚拟电厂的经济效益问题,建立了以虚拟电厂经济效益最大化为目标函数的经济调度模型。在市场竞价上,文献[11-13]基于新能源出力的间歇性和不稳定性问题展开了虚拟电厂竞价策略的研究。国家鼓励能源企业通过并购重组和市场化手段做大做强,但应有效抑制并购商誉泡沫^[14]。

通过对比关于虚拟电厂优化机制相关大量研究,可以得出:大多数文献只是将虚拟电厂作为整合不同类型能源的辅助系统,并以此来研究需求侧或发电侧的利益,少有文献结合电网的整体调度研究虚拟电厂的优化调度,同时考虑需求侧和发电侧利益的研究也较少;随着并网工作的进行,分时电价的应用将出现新的变化,其价格的制定及时段的划分不仅会影响到虚拟电厂的经济效益及其调度决策,虚拟电厂也同样需要配合分时电价制定合理的运行策略。但当前很少有文献基于分时电价研

究虚拟电厂的优化调度问题,当前尚缺乏考虑新能源发电成本的综合能源虚拟电网调度模型,这将导致发电侧用低成本向需求侧收取高价电费,使电力市场消费被抑制,降低了新能源的利用率。

鉴于此,本文首先考虑传统能源与新能源的成本信息,引入当量负荷的概念,并基于需求侧响应(demand response, DR)进一步优化分时电价,避免用户为低成本电力支付高价电费,促进新能源的并网消纳;其次,基于分时电价,并在不可控分布式电源、可控负荷及需求响应的基础上构建VPP双层优化调度模型,该模型一端连接需求侧,优先为需求侧提供成本较低的新能源,在保障需求侧利益的情况下促进新能源消纳,另一端则连接配电网,在保证配电网平稳运行的情况下使VPP经济效益最大化;最后,对比分析单一制电价及基于当量负荷优化前后的分时电价对VPP经济效益的影响,为分时电价的制定及不同电价对虚拟电厂优化调度决策的影响提供参考依据。

1 用户需求响应机制

传统的分时电价是基于电网侧的典型负荷曲线进行设计。首先,根据电网的实际负荷情况将24小时分为4个时段:尖峰段、高峰段、平时段、谷时段;其次,充分发挥电价信号的作用,在不同时段制定不同电价,缩小电力供需差距,缓解电网供电压力。但实际上,各种能源在发电侧的出力随时变化,不同电源的边际发电成本差异很大^[15],基于典型负荷曲线设计的分时电价并不能完全反映发电侧的能源结构和成本信息,这使得用户花费了较高的电价购买了成本较低的新能源电力,从而抑制了电力消费,导致新能源电力利用率低。

发电侧多能源挑出力曲线如图1所示,可以看出电力负荷在10:00—12:00最高,根据传统分时电价机制,该时段电价最高,将抑制用户在该时段用电。但实际上,该时段正是光伏发电的高峰期,边际发电成本较低,高电价不利于光伏发电消纳。为此,需要对传统分时电价机制进行优化,综合考虑新能源消纳和发电侧成本因素。

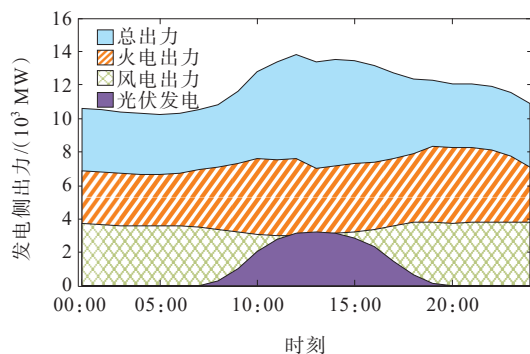


图1 发电侧多能源出力曲线

Figure 1 Multi-energy output curve at power generation side

1.1 考虑新能源消纳的当量负荷

1) 电网典型负荷与当量负荷。

分时电价主要根据电网负荷曲线进行设计,当前电网负荷的优化对象主要有典型负荷、基线负荷、准线负荷、净负荷或等效负荷等。文献[16]根据基线负荷优化电网负荷,并引入了调整因子提高其预测的准确性,但其基线的确定依然困难;文献[17-18]以系统给出的理想负荷形状为参考,以此评价用户贡献,并根据准线负荷优化电网负荷,但模型未考虑不确定性因素的影响,也没有体现用户负荷互补带来的优势,虽然提出了动态自组织聚合方案,但实际运用困难;文献[19]针对不同时段负荷和新能源出力对“鸭子曲线”峰谷隶属度的贡献进行峰谷分时电价优化建模,但模型没有考虑对电网峰谷负荷差及发电侧成本的影响。

综合以上电网负荷曲线优化方法的不足,并考虑新能源出力的间歇性、随机性以及发电成本的差异性,本文引入当量负荷的概念并将其定义为考虑新能源消纳及成本信息,并经过一定变换计算得到的负荷。相对于电网典型负荷,当量负荷不仅包含原电网负荷的信息,还考虑了发电侧新能源的消纳问题,维护需求侧的利益。但当量负荷并非是电网中真实消耗的电力负荷,而是一种通过拆分电网中不同类型能源的发电信息,并经过一定计算所得到的名义负荷。在之后的计算中,本文将通过当量负荷优化分时电价,并研究其对VPP的影响。

2) 当量负荷计算方法。

①将电网侧的典型负荷用最小、最大值归一化法映射到 $[0,1]$ 的数值。

②将发电侧的新能源消纳量用最大、最小值法进行标准化。

③将以上2个标准化值用带调节系数的新能源消纳责任权重进行仿射组合,得到标准化当量负荷,具体计算公式为

$$L_e(t) = (1 - \beta\omega) \frac{L(t) - \min(L)}{\max(L) - \min(L)} + \beta\omega \left(\frac{\max(L_r) - L_r(t)}{\max(L_r) - \min(L_r)} \right) \quad (1)$$

$$\omega = \frac{\sum_i^m Q_{ri}}{\sum_j^n Q_j} \quad (2)$$

式(1)、(2)中, $L_e(t)$ 为 t 时刻考虑新能源的标准化当量负荷, $L_e(t) \in [0,1]$; $L(t)$ 为 t 时刻电网侧负荷; $\max(L)$ 、 $\min(L)$ 分别为电网典型负荷的最大值和最小值; $L_r(t)$ 为 t 时刻新能源消纳; $\max(L_r)$ 、 $\min(L_r)$ 为新能源消纳的最大值和最小值; ω 为新能源等效系数; β 为调节系数; $\sum_i^m Q_{ri}$ 为 m 种可再生能源年消纳总量; $\sum_j^n Q_j$ 为各种电源全社会用量。

ω 取值为新能源电力消纳责任权重,由地区电源结构决定,国家能源主管部门每年对各省级行政区域的消纳责任权重 ω 进行测算并公布。分时电价一般按省区进行设计,当量负荷也可以根据政府对分时电价管理的实际需要通过对 β 适当调整($\beta, \omega \in [0,1]$),通常情况下,可令 $\beta=1$ 。本文取 $\beta=1, \omega=0.16$ 。

④经标准化当量负荷 $L_e(t)$ 还原即可得到当量负荷。

由于新能源出力 $L_r(t)'$ 是按最大、最小值法用 $\max(L_r) - \min(L_r)$ 进行标准化,因而在相同的 $\beta\omega$ 下, $L_r(t)$ 越大,标准化的 $L_r(t)'$ 越小,当量负荷越小;反之 $L_r(t)$ 越小,当量负荷越大。若改变 β, ω 取值, $\beta\omega$ 乘积越大,则当量负荷曲线偏离电网典型负荷越多,反之越接近原典型负荷曲线。当 $\beta\omega=0$ 时,当量负荷等于典型负荷。

1.2 基于SVR-PSO的负荷—电价模型

支持向量回归机 (support vector regression, SVR) 被广泛应用于电网预测领域中^[20-21]。相比于传统的预测方法,SVR方法有快速、高精度等优点,但其预测精度取决于参数组合 (ϵ, C, γ) 的取值优劣^[22]。而粒子群算法 (particle swarm optimization, PSO) 恰好能在多维的角度求得最优参数或最优参数组合。本文将根据PSO的优化思想对最优参数组合 (ϵ, C, γ) 同时寻优,提高SVR算法的预测精度,建立基于SVR-PSO算法的用户需求响应。

本文的SVR-PSO模型选取冀北某地连续4年(2017年至2020年)的电力数据,在PyCharm 2021.3的运行环境下,调取SVR和PSO库进行训练、测试,其中ln负荷为特征数据(自变量)、平均电价为标签数据(因变量);在以均方误差 M_{SE} 最小化为目标函数的PSO优化算法中,本文将参数设置为粒子种群数为100,迭代次数为1000次,学习因子 $c_1=c_2=2.0$,惯性权重 $\omega=0.8$ 。最终得到优化后的 (ϵ, C, γ) 参数为 $(1.288, 9.807, 0.001)$, $M_{SE}=1.10 \times 10^{-4}$ 。图2为SVR-PSO优化迭代,SVR-PSO测试结果如图3所示。由图3可知,预

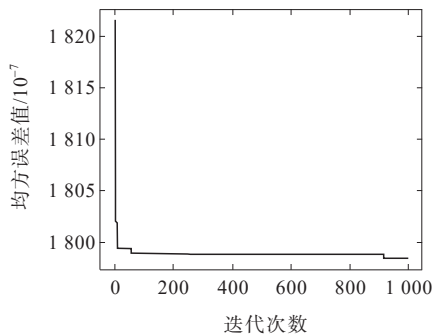


图2 SVR-PSO优化迭代

Figure 2 SVR-PSO optimization iteration plot

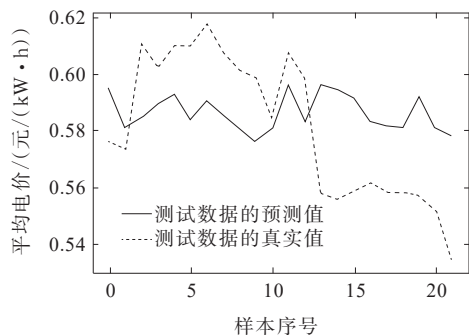


图3 SVR-PSO测试结果

Figure 3 SVR-PSO test results

测数据与测试数据曲线基本吻合,SVR-PSO模型可以基于负荷对平均电价有较好的预测效果。

1.3 基于当量负荷的分时电价优化

本文首先选取冀北某地2020年的电力数据,将每天的电力数据按照分时电价时段划分为尖峰时段(16:00—18:00、19:00—20:00)、高峰时段(07:00—10:00、18:00—19:00、20:00—22:00)、平段(06:00—07:00、10:00—14:00、15:00—16:00、22:00—23:00)、低谷时段(23:00—06:00、14:00—15:00)4个时段;其次,将每个时段的平均负荷经式(1)、(2)计算为平均当量负荷;然后,对比当量负荷计算前后平均负荷的变化,并通过上文建立的“负荷—电价模型”预测得到分时电价在每一时段的平均电价变化结果;最后,基于分时电价在不同时段的变化结果得到优化后的分时电价。2020年各时段平均负荷如图4所示,SVR-PSO算法基于当量负荷优化前后的分时售电电价如表1所示。

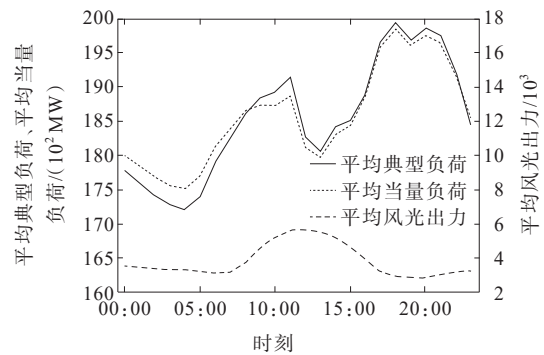


图4 2020年各时段平均负荷

Figure 4 Average load at each time period in 2020

由图4可知,随着新能源出力的增多,当量负荷较原典型负荷有所下降,但在新能源出力变少时,当量负荷较原典型负荷又有所提升。因此,可依据当量负荷曲线设计分时电价,在新能源出力增多时,设置较低的电价,释放用电需求,进一步促进新能源消纳。相应地,在新能源出力减少时,可以相对提高电价,减少用电需求,实现“削峰填谷”。但总体上来说,由于新能源的出力成本较低,用户侧平均电价应有所降低。由此可见,基于当量负荷曲线的分时电价优化设计可以使发电侧与需求侧实现“源荷互动”。

表1 优化前后的分时售电电价

时段	电价	
	优化前	优化后
谷时	269.41	314.15
平时	538.82	494.52
高峰	808.23	765.79
尖峰	969.88	922.38

2 用户需求响应下的VPP模型构建及其运行策略

2.1 VPP双层模型的构建

VPP通常包括不可控分布式电源和可控能源,且所建立的优化模型通常是以VPP收益最大化或成本最小化为目标,再通过不同的优化方法进行寻优求解^[23-29]。本文将构建VPP双层优化调度模型,其结构如图5所示。在该模型中,VPP由风电场、光伏电站、抽水蓄能电站、燃气轮机及储能系统组成^[30],一端连接需求侧,预测次日风、光出力及电网负荷曲线,并基于分时电价与发电成本决定VPP优化调度情况;另一端连接配电网,在优先消纳新能源的前提下向配电网申报出力计划。

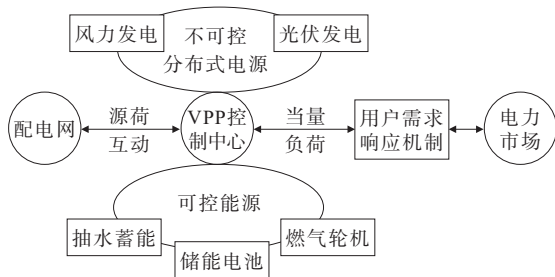


图5 VPP模型结构

Figure 5 Structural diagram of VPP model

在此模型中,虚拟电厂是意愿贡献富余电力资源的资源拥有方^[31],其富余电力不仅来源于自身发电,也来源于向配电网所购得的电力,优化调度仅针对自身内部的富余电力资源。而配电网能够决定各用电方是否能配电上网,调度着整个电网的电力,其中包括了虚拟电厂的富余电力。

2.2 VPP模型运行策略

VPP应根据不同类型能源的出力特质及发电

成本制定合理的运行策略,使VPP经济性达到最优。

1) 不可控分布式电源。

VPP优先利用风电、光电。

2) 储能系统。

①若当日配电网的计划出力与不可控分布式能源出力的总和大于当日需求侧的用电量,则储能系统储电:偏差量小于水泵最小抽水功率,仅储能电池储电;偏差量大于水泵最小抽水功率,抽水蓄能与储能电池联合储电;

②若当日配电网的计划出力与不可控分布式能源出力的总和小于当日需求侧的用电量,则储能系统发电:偏差量小于水轮机最小出力功率,仅储能电池发电;偏差量大于水轮机最小出力功率时,抽水蓄能和储能电池联合发电。

3) 燃气轮机。

若当日配电网的计划出力与不可控分布式能源出力的总和小于当日需求侧的用电量,考虑燃气轮机是否发电:

①当储能系统不能平衡计划与实际的偏差、且燃气轮机的发电成本小于等于该时段的售电电价时,燃气轮机发电;

②当燃料成本大于该时段的售电电价或储能系统能平衡计划与实际的偏差时,燃气轮机停机。

4) 抽水蓄能的削峰填谷作用。

在抽水蓄能装置上库容尚有容量剩余时,可以在分时电价谷时段低价购电,并在其他时段以相对高的电价售电。

2.3 基于分时电价的VPP运行流程

本文综合考虑了风光发电随机性和电力系统经济性的问题,并基于以上问题提出了VPP双层最优调度模型,流程如图6所示。

在上层优化调度模型中,VPP在考虑优先消纳风、光发电的前提下,计算出配电网次日所需出力计划,初步满足用电需求,并将实际工作中所产生的用电偏差传递给下层。下层优化调度模型则采用储能电池、抽水蓄能装置与燃气轮机协调配合对其用电偏差进行平抑,该过程将综合考虑目标函数及VPP各机组的约束条件。

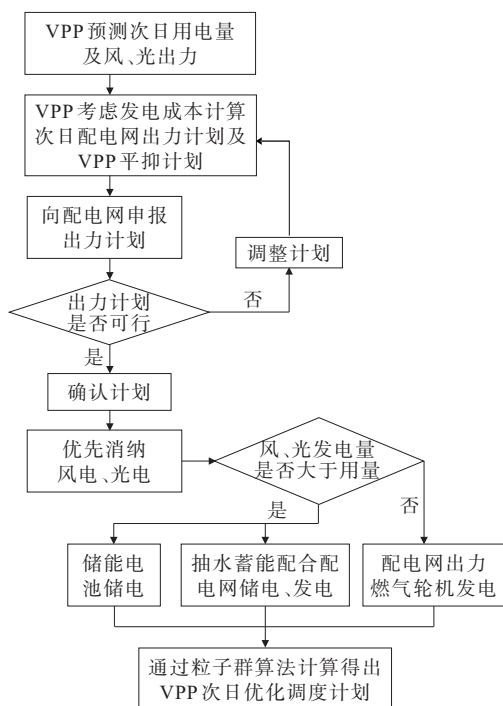


图 6 VPP 运行流程

Figure 6 VPP operation flow

1) 上层优化调度模型。

VPP 首先预测次日的风光出力及用电需求, 计算得出配电网次日所需出力计划; 配电网确认 VPP 出力计划后, 将按照计划出力以补偿用电需求与预计风光出力的差值, 平衡次日需求侧用电。但在实际工作中, 由于风光实际出力与预测出力之间具有一定的误差, 这也将导致配电网实际出力并不能完全符合需求侧用电需求, 于是 VPP 上层将这一部分误差传递至 VPP 下层。

2) 下层优化调度模型。

下层优化调度模型以 VPP 净收益最大化为目标函数, 并根据 VPP 各机组的运行策略对各阶段的出力进行寻优。由于分时电价在不同时段的购电、售电电价不同, 下层的抽水蓄能设备将在分时电价谷时段从配电网购电, 在分时电价峰时段将电能输送至需求侧, 燃气轮机则受自身发电成本是否大于分时电价的约束。

3 基于分时电价的 VPP 优化调度模型

3.1 目标函数

本文以 VPP 在各时段中的净收益最大化为目

标函数, 文献[30]给出了净收益函数, 其中综合考虑了 VPP 收益的计算方法、运行管理成本、燃料成本以及偏离预计出力计划的惩罚成本。

$$\max \sum_k (R_T^{SE} - C_T^{OM} - C_T^F - C_T^{PE}) \quad (3)$$

$$R_T^{SE} = P_1^T (g_T^W + g_T^{PV} + g_T^{GT} + g_T^{\text{turbine}} + g_T^{\text{discharge}} - g_T^{\text{pump}} - g_T^{\text{charge}}) \Delta t \quad (4)$$

$$C_T^{OM} = [K_{OM}^W g_T^W + K_{OM}^{PV} g_T^{PV} + K_{OM}^{GT} g_T^{GT} + K_{OM}^{\text{pumped}} (g_T^{\text{turbine}} + g_T^{\text{pump}}) + K_{OM}^{\text{battery}} (g_T^{\text{discharge}} + g_T^{\text{charge}})] \Delta t \quad (5)$$

$$C_T^F = P_{GT} g_T^{GT} \Delta t \quad (6)$$

$$C_T^{PE} = P_2^T |g_T^{\text{deviation}}| \Delta t \quad (7)$$

式(3)~(7)中, T 为一天中不同的时间片段, 以 15 min 为一段, $T=1, 2, \dots, 96$; R_k^{SE} 为 VPP 在第 T 段的收益; P_1^T 为第 T 段 VPP 向需求侧售电的电价; $g_T^W, g_T^{PV}, g_T^{GT}, g_T^{\text{pump}}, g_T^{\text{turbine}}, g_T^{\text{charge}}, g_T^{\text{discharge}}$ 分别为第 T 段的风力发电功率、光伏发电功率、燃气轮机发电功率以及抽水蓄能装置和储能电池的充放电功率; C_k^{OM} 为第 T 段 VPP 的运行管理成本; $K_{OM}^W, K_{OM}^{PV}, K_{OM}^{GT}, K_{OM}^{\text{pumped}}, K_{OM}^{\text{battery}}$ 分别为风力发电、光伏发电、燃气轮机、抽水蓄能装置及储能电池的运行管理系数; C_T^F 为第 T 段 VPP 的能耗成本; P_{GT} 为燃气轮机单位燃料成本系数; C_T^{PE} 为第 T 段 VPP 惩罚成本; P_2^T 为第 T 段 VPP 向配电网购电的电价; $g_T^{\text{deviation}}$ 为第 T 段 VPP 预计出力与实际需求的偏差。

由式(4)、(7)可知, 分时电价将通过 VPP 收益及偏离预计出力计划的惩罚成本直接影响 VPP 的优化调度目标, 进而影响 VPP 最终的优化调度结果。因此, 基于当量负荷的分时电价将通过 VPP 收益及其惩罚成本影响 VPP 的优化调度结果。

3.2 约束条件

1) 功率平衡。

$$g_T^{\text{deviation}} + g_T^{\text{pump}} + g_T^{\text{charge}} = g_T^{GT} + g_T^{\text{turbine}} + g_T^{\text{discharge}} \quad (8)$$

2) 可控电源功率约束。

$$g_{\min}^{GT} < g_T^{GT} < g_{\max}^{GT} \quad (9)$$

式中, $g_{\min}^{GT}, g_{\max}^{GT}$ 分别为燃气轮机功率的上下限。

3) 抽水蓄能约束。

由于抽水蓄能装置的下水库容量远大于上水库容量, 故仅对上水库容量进行约束。

$$U_{\min}^{\text{up}} < U_T^{\text{up}} < U_{\max}^{\text{up}} \quad (10)$$

$$U_T^{\text{up}} = U_{T-1}^{\text{up}} + \Delta t(u_T^{\text{pump}} g_T^{\text{pump}} n_p - u_T^{\text{turbine}} g_T^{\text{turbine}} / n_t) \quad (11)$$

$$u_T^{\text{turbine}} + u_T^{\text{pump}} \leq 1 \quad (12)$$

$$g_{\min}^{\text{turbine}} < g_T^{\text{turbine}} < g_{\max}^{\text{turbine}} \quad (13)$$

$$g_{\min}^{\text{pump}} < g_T^{\text{pump}} < g_{\max}^{\text{pump}} \quad (14)$$

式(10)~(14)中, U_{\min}^{up} 、 U_{\max}^{up} 分别为抽水蓄能装置上库容下限值和上限值; U_T^{up} 为第 T 段上库容的蓄水量; u_T^{turbine} 、 u_T^{pump} 分别为水蓄能装置发电和抽水的状态变量; 0 为装置停止运行; 1 为启动; g_T^{turbine} 、 g_T^{pump} 分别为第 T 段发电和抽水功率; n_t 、 n_p 分别为发电和抽水效率; $g_{\min}^{\text{turbine}}$ 、 $g_{\max}^{\text{turbine}}$ 分别为抽水蓄能装置水泵发电功率的下、上限值; g_{\min}^{pump} 、 g_{\max}^{pump} 分别为抽水蓄能装置水轮机发电功率下、上限值。

4) 储能电池能量和充放电约束。

$$E_{\min}^{\text{battery}} < E_T^{\text{battery}} < E_{\max}^{\text{battery}} \quad (15)$$

$$E_T^{\text{battery}} = E_{T-1}^{\text{battery}} + \Delta t(g_T^{\text{charge}} n_c - g_T^{\text{discharge}} / n_d) \quad (16)$$

$$g_{\min}^{\text{charge}} < g_T^{\text{charge}} < g_{\max}^{\text{charge}} \quad (17)$$

$$g_{\min}^{\text{discharge}} < g_T^{\text{discharge}} < g_{\max}^{\text{discharge}} \quad (18)$$

式(15)~(18)中, $E_{\min}^{\text{battery}}$ 、 $E_{\max}^{\text{battery}}$ 分别为储能电池容量下、上限值; E_T^{battery} 为第 T 段储能电池剩余电量; u_T^{charge} 、 $u_T^{\text{discharge}}$ 分别为充、放电的状态变量, 取值 0 或 1; g_T^{charge} 、 $g_T^{\text{discharge}}$ 分别为第 T 段储能电池的充、放电功率; n_c 、 n_d 分别为储能电池的充电和放电效率; g_{\min}^{charge} 、 g_{\max}^{charge} 分别为储能电池充电功率的下、上限值; $g_{\min}^{\text{discharge}}$ 、 $g_{\max}^{\text{discharge}}$ 分别为储能电池放电功率的下、上限值。

4 算例分析

4.1 相关数据

1) VPP 各机组相关数据。

VPP 上层的不可控分布式电源由 10 个 1 200 MW 风电场和 8 个 700 MW 光伏发电场组成, 下层的可控能源由 1 个燃气轮机和 1 个抽水蓄能装置以及 1 个储能电池组成。各机组参数设置见参考文献[5]。

2) 分时电价相关数据。

分时电价各时段的划分在上文已有表述, 各时段售电、购电电价见表 2。

表 2 优化前的电网分时电价

Table 2 Time-of-use electricity price before optimization
元/(MW·h)

时段	P_1^T 售电电价	P_2^T 购电电价
谷时	269.41	422.27
平时	538.82	623.47
高峰	808.23	824.67
尖峰	969.88	945.39

4.2 不可控分布式电源出力预测

风电日预测平均绝对误差一般在 10%~15%^[32]。本文以国家电网冀北某地区典型日(2020 年 12 月 25 日)风、光实际出力数据为例, 预测不可控电源出力, 预测曲线如图 7、8 所示。通过计算得出, 风电日预测平均绝对误差为 3.76%, 光伏电站预测平均绝对误差为 8.51%。

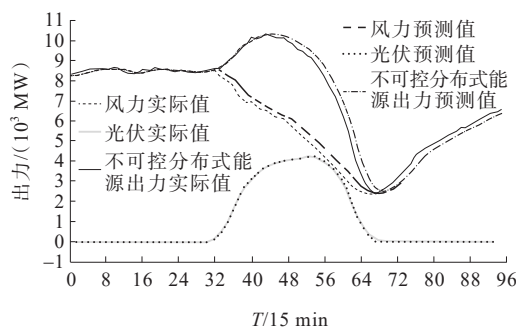


图 7 不可控电源出力预测曲线

Figure 7 Prediction curves of uncontrollable power output

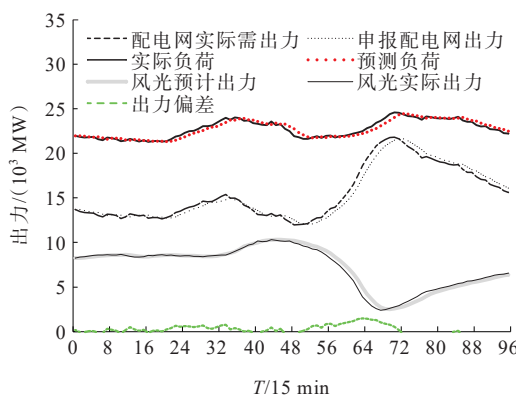


图 8 实际出力与预测出力曲线

Figure 8 Actual output and predicted output curves

4.3 基于粒子群算法的模型求解

粒子群算法是一种通过个体最优迭代群体最优的全局寻优算法^[33]。当个体最优值和全局最优值被找到后, 该算法将根据如下公式来更新速度和位置。

$$\begin{cases} v_{i,j}(t+1) = \omega v_{i,j}(t) + c_1 r_1 [p_{i,j} - x_{i,j}(t)] + c_2 r_2 [p_{g,j} - x_{g,j}(t)] \\ x_{i,j}(t+1) = x_{i,j}(t) + v_{i,j}(t+1) \end{cases} \quad (19)$$

式中, t 为当前迭代数; ω 为惯性权重; c_1, c_2 为学习因子; $v_{i,j}(t)$ 为第 t 次迭代时粒子的速度; $p_{i,j}, p_{g,j}$ 分别为个体最优解和全局最优解; r_1, r_2 为 0 到 1 之间的随机数; $x_{i,j}(t)$ 为第 t 次迭代时粒子的位置。在该模型中, 粒子群算法参数设置为种群规模为 100; 迭代次数为 50; 最大惯性权重因子 w_{max} 为 0.8, 最大惯性权重因子 w_{min} 为 0.4; 自我学习因子 c_{10}, c_{11} 分别为 0.3 和 0.9; 群体学习因子 c_{20}, c_{21} 分别为 0.9 和 0.3。按 VPP 模型运行流程(见图 6)进行寻优求解。

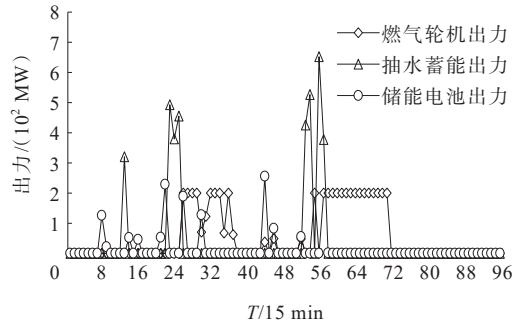
4.4 结果分析

1) VPP 的优化调度情况及其经济性分析。

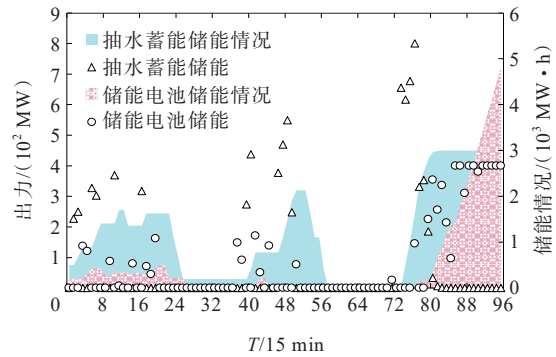
各时段 VPP 出力及储能情况如图 9 所示。在本模型的参数设置中, 储能电池的发电成本低于燃气轮机的燃料成本。因此, 当下层模型有出力需求时, 储能电池优先出力, 若储能电池达到最大限度的出力后仍不能满足需求侧消纳量(发电功率达到最大或电量不足), 则燃气轮机启动。由于在本文模型的参数设置中, 抽水蓄能的蓄电成本低于储能电池的蓄电成本, 故当下层模型有蓄电需求时, 储能电池优先蓄电; 若储能电池达到最大限度的蓄电后仍不能消纳多余电量时(充电功率达到最大或容量达到上限), 则抽水蓄能装置水泵抽水蓄电; 若此时恰好处于分时电价谷时段, 抽水蓄能装置水泵将在上库容蓄能范围内二次蓄电。

通过分析 VPP 的出力情况可以发现, 抽水蓄能装置在谷时段购电、其他时段放电, 充分利用库容容量参与“削峰填谷”, 增加了 VPP 收益。储能电池在风、光发电尚有剩余时储电, 并在平时段、峰时段放电, 增加了 VPP 收益。燃气轮机则对用电偏差量进行“最后补充”, 由图 9 可知, 燃气轮机在峰时段和尖时段出力较多, 尽可能地与抽水蓄能装置、储能电池平抑偏差量, 保证电网的平稳运行。

VPP 各时段的经济效益如图 10 所示。结果表明, 在分时电价谷时段, 由于电量需求较小且抽水蓄能装置在此时从配电网购电, 故此时 VPP 净收益较低; 在 06:00—13:00 时段, 由于抽水蓄能装置在分



(a) 各时段 VPP 出力情况



(b) 各时段 VPP 储能情况

图 9 各时段 VPP 出力及储能情况

Figure 9 VPP output and input at each time period

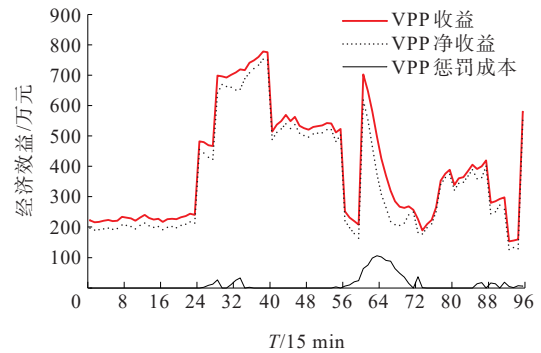


图 10 各时段 VPP 经济效益

Figure 10 Economic benefits of VPP in each period

时电价谷时段购入的低价电在此时以相对较高的价格卖出, 增加了 VPP 的收益, 故此时 VPP 的净收益相对较高。VPP 根据模型预计出力与实际出力的偏差计算惩罚成本, 在用电高峰和尖峰时段, 由于预测的误差绝对值较大及储能设备的容量不足, 此时的 VPP 惩罚成本较高, 故 VPP 可通过增加储能装置的容量来减少 VPP 的惩罚成本, 更好地应对预测误差所带来的影响, 提升经济性。综上可得, 在 VPP 双层模型的调度下, 新能源能够在保证电网平稳运行的前提条件下被优先利用, 与此同时 VPP

也获得了一定的经济效益。

2) 分时电价对VPP经济性的影响分析。

不同电价情形下VPP的经济效益如表3所示。由表3可知,相比单一制电价,采用分时电价能使VPP收益增加,但由于虚拟电厂优化调度模型的预测误差绝对值较大,或储能设备的容量不足,采用分时电价后将导致VPP惩罚成本增加。因此,在建设VPP储能系统的过程中,可以适当扩充储能电池的容量,提高系统的经济性。同时,采用分时电价将导致VPP惩罚成本增加,但由于VPP惩罚成本源于VPP向配电网购电的购电电价,因此采用分时电价有利于增加配电网收益。此外,基于当量负荷优化后的分时电价考虑了需求侧的利益,降低了用户侧平均购电电费,故在相同的总用电量下,VPP收益及净收益将降低。

表3 不同电价情形下VPP的经济效益

Table 3 Economic benefits of VPP under different price scenarios 万元

电价制度	VPP收益	VPP净收益	VPP惩罚成本	VPP收益增量值
单一制电价	37 462.14	34 319.52	946.31	—
分时 基于当量负 荷优化前	37 833.65	34 280.10	1 361.37	371.51
分时 基于当量负 荷优化后	37 036.37	33 478.58	1 366.08	-425.77

注:当执行单一制电价时,购电电价与售电电价均按照平段电价执行。

5 结语

针对新能源规模化并网所带来的一系列问题,本文基于分时电价构建了计及新能源消纳的VPP双层优化调度模型,并制定了相应的运行策略。在上层模型中,VPP优先消纳由风、光组成的不可控式分布式能源,并向配电网申报出力计划;下层模型以VPP净收益最大化为目标,综合考虑VPP各机组的约束条件,求得各机组的全天各时段最优出力。此外,本文从需求响应视角引入当量负荷的概念,并基于SVR-PSO算法优化分时电价,减少需求侧购电成本。通过算例结果,得出如下结论:

1) 相比于单一制电价,采用分时电价能提高VPP收益,同时也影响着VPP在分时电价不同时段

的惩罚成本;

2) 基于当量负荷制定的分时电价考虑了需求侧利益,降低了需求侧平均电价和VPP经济效益;

3) 储能设备的容量配置不仅影响着新能源的存储、消纳,还影响到VPP的经济效益和整个电网的平稳运行,因此合理的容量配置有着重要意义。

参考文献:

- [1] 刘故帅,肖异瑶,贺禹强,等.考虑新能源类型的电力系统多目标并网优化方法[J].电力系统保护与控制,2017(10):31-37.
LIU Gushuai, XIAO Yiyao, HE Yuqiang, et al. Multiobjective optimal method considering types of grid connected new energy of electric power system[J]. Power System Protection and Control,2017(10):31-37.
- [2] 杨国清,薛雨,姚李孝,等.光热电站并网对新能源电网运行特性的影响研究[J].电网与清洁能源,2021,37(5):137-139,146.
YANG Guoqing, XUE Yu, YAO Lixiao, et al. A study on the influence of the connected photo-thermal power station on the operation characteristics of the new energy grid[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(5): 137-139, 146.
- [3] 罗金满,刘丽媛,刘飘,等.考虑源网荷储协调的主动配电网优化调度方法研究[J].电力系统保护与控制,2022,50(1):167-173.
LUO Jinman, LIU Liyuan, LIU Piao, et al. An optimal scheduling method for active distribution network considering source network load storage coordination[J]. Power System Protection and Control,2022,50(1):167-173.
- [4] 赵力航,常伟光,杨敏,等.电力市场环境下的虚拟电厂两阶段能量经济优化调度[J].中国电力,2022,55(10):14-22.
ZHAO Lihang, CHANG Weiguang, YANG Min, et al. Two-stage energy economic optimal dispatch of virtual power plant in deregulated electricity market [J]. Electric Power, 2022,55(10):14-22.
- [5] 罗伟民,孙钦,周蔚南,等.计及峰谷分时电价与需求响应的互联网数据中心储能经济性分析[J].供用电,2022,39(7):40-45.
LUO Weimin, SUN Qin, ZHOU Weinan, et al. Economic analysis of idc with energy storage system considering peak valley time-of-use price[J]. Distribution & Utilization,

- 2022,39(7):40-45.
- [6] 葛鑫鑫,付志扬,徐飞,等.面向新型电力系统的虚拟电厂商业模式与关键技术[J].电力系统自动化,2022,46(18):129-146.
GE Xinxin, FU Zhiyang, XU Fei, et al. Business model and key technologies of virtual power plant for new power system[J]. Automation of Electric Power System, 2022, 46(18):129-146.
- [7] RUIZ N, COBELO I, OYARZABAL J. A direct load control model for virtual power plant management[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2):959-966.
- [8] 李淑静,谭清坤,张煜,等.虚拟电厂关键技术及参与电力市场模式设计研究[J].电测与仪表,2022,59(12):33-40.
LI Shujing, TAN Qingkun, ZHANG Yu, et al. Research on key technologies of virtual power plant and its participation in power market model design[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2022, 59(12): 33-40.
- [9] 黄昕颖,黎建,杨莉,等.基于投资组合的虚拟电厂多电源容量配置[J].电力系统自动化,2015,39(19):75-81.
HUANG Xinying, LI Jian, YANG Li, et al. Investment portfolio based multi energy capacity allocation of virtual power plant[J]. Automation of Electric Power System, 2015, 39(19):75-81.
- [10] ZAMANI A G, ZAKARIAZADEH A, JADID S, et al. Operational scheduling of virtual power plants in the presence of energy storages and demand response programs for participating in the energy market[C]//2015 20th Conference on Electrical Power Distribution Networks Conference (EPDC), Zahedan, Iran: IEEE, 2015.
- [11] 陈炜,艾欣,范滢丹.基于模仿者动态算法的虚拟发电厂内部分布式发电资源均衡调度方法[J].电网技术,2014,38(3):589-595.
CHEN Wei, AI Xin, FAN Yingdan. Replicator dynamics algorithm based equilibrium dispatching strategy for distributed energy resources in virtual power plant[J]. Power System Technology, 2014, 38(3):589-595.
- [12] 张钧钊,姜欣,段世杰,等.虚拟电厂参与电-碳联合市场运行的竞价策略研究[J].电力系统保护与控制,2023,51(11):108-118.
ZHANG Junzhao, JIANG Xin, DUAN Shijie, et al. Bidding strategy for a virtual power plant to participate in the power-carbon joint market[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(11):108-118.
- [13] 余爽,卫志农,孙国强,等.考虑不确定性因素的虚拟电厂竞标模型[J].电力系统自动化,2014(22):43-49.
YU Shuang, WEI Zhihong, SUN Guoqiang, et al. A bidding model for a virtual power plant considering uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014(22):43-49.
- [14] 邓英,柯琼.内外审计监督合力对上市公司并购商誉泡沫的影响与机制[J].长沙理工大学学报(社会科学版),2022,37(6):66-85.
DEN Ying, KE Qiong. The impacts and mechanisms of the internal and external audit supervision's joint force on M&A goodwill bubble of the listed companies [J]. Journal of Changsha University of Science & Technology (Social Science), 2022, 37(6):66-85.
- [15] 蓝澜.新能源发电特性与经济性分析研究[D].北京:华北电力大学,2014.
LAN Lan. Analysis of characteristics and economic for new energy power generation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014.
- [16] 牛文娟,王磊,李扬.需求响应项目中用户基线负荷计算方法及其应用[J].东南大学学报(自然科学版),2014,44(3):556-560.
NIU Wenjuan, WANG Lei, LI Yang. Calculation method and application of customer baseline load in demand response project[J]. Journal of Southeast University (Natural Science Edition), 2014, 44(3):556-560.
- [17] 范帅,郑琨琪,王芬,等.基于负荷准线的大规模需求响应[J].电力系统自动化,2020,44(15):19-27.
FAN Shuai, JIA Kunqi, WANG Fen, et al. Large-scale demand response based on customer directrix load[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(15):19-27.
- [18] FAN S, LI Z Y, YANG L, et al. Customer directrix load-based large-scale demand response for integrating renewable energy sources[J]. Electric Power Systems Research, 2020, 181:106175.
- [19] 李沐珂,张靠社.计及分布式光伏发电的分时电价模型研究[J].电网与清洁能源,2018,34(4):74-78.
LI Muke, ZHANG Kaoshe. Research on TOU Pricing model taking account of distributed photovoltaic generation[J]. Power System and Clean Energy, 2018, 34(4): 74-78.
- [20] 陈荣,梁昌勇,谢福伟.基于SVR的非线性时间序列预测方法应用综述[J].合肥工业大学学报(自然科学版),2013,36(3):369-374.
CHEN Rong, LIANG Changyong, XIE Fuwei. Application

- of nonlinear time series forecasting methods based on support vector regression[J]. Journal of Hefei University of Technology(Nature Science),2013,36(3):369-374.
- [21] 赵洋,王瀚墨,康丽,张兆云.基于时间卷积网络的短期电力负荷预测[J].电工技术学报,2022,37(5):1242-1251.
ZHAO Yang, WANG Hanmo, KANG Li, et al. Temporal convolution network-based short-term electrical load forecasting[J]. Transactions of China Electrotechnical Society,2022,37(5):1242-1251.
- [22] 熊伟丽,徐保国.基于 PSO 的 SVR 参数优化选择方法研究[J].系统仿真学报,2006,18(9):2442-2445.
XIONG Weili, XU Baoguo. Study on optimization of SVR parameters selection based on PSO[J]. Journal of System Simulation,2006,18(9):2442-2445.
- [23] PANDŽIĆ H, KUZLE I, CAPUDER T. Virtual power plant mid-term dispatch optimization[J]. Applied Energy, 2013, 101:134-141.
- [24] KUZLE I, ZDRILIĆ M, PANDŽIĆ H. Virtual power plant dispatch optimization using linear programming[C]//2011 10th International Conference on Environment and Electrical Engineering, Rome, Italy: IEEE, 2011.
- [25] ZDRILIĆ M, PANDŽIĆ H, KUZLE I. The mixed-integer linear optimization model of virtual power plant operation [C]//2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM), Zagreb, Croatia: IEEE, 2011.
- [26] HROPKO D, IVANECKÝ J, TURČEK J. Optimal dispatch of renewable energy sources included in virtual power plant using accelerated particle swarm optimization[C]//2012 ELEKTRO, Ražejka Teplice, Slovakia: IEEE, 2012.
- [27] MOGHADDAM I G, NICK M, FALLAHI F, et al. Risk-averse profit-based optimal operation strategy of a combined wind farm-cascade hydro system in an electricity market[J]. Renewable Energy, 2013, 55:252-259.
- [28] 冯其芝,喻洁,李扬,等.考虑分时电价的虚拟发电厂调度策略[J].电力需求侧管理,2014,16(4):1-5.
FENG Qizhi, YU Jie, LI Yang, et al. Scheduling strategy of virtual power plant considering time-of use power price[J]. Power Demand Side Management, 2014, 16(4):1-5.
- [29] 郝艺博,杜锡力,李笑竹,等.考虑储能性能差异的新能源场站群共享储能交易模式[J].发电技术,2022,43(5):687-697.
HAO Yibo, DU Xili, LI Xiaozhu, CHEN Laijun. Shared energy storage trading mode of new energy station group considering energy storage performance difference[J]. Power Generation Technology, 2022, 43(5):687-697.
- [30] 袁桂丽,陈少梁,刘颖,等.基于分时电价的虚拟电厂经济性优化调度[J].电网技术,2016,40(3):826-832.
YUAN Guili, CHEN Shaoliang, LIU Ying, et al. Economic optimal dispatch of virtual power plant based on time-of-use power price[J]. Power System Technology, 2016, 40(3):826-832.
- [31] 袁博,王涛,朱伟东,等.考虑电—气耦合综合能源需求响应的电网调度决策方法研究[J].智慧电力,2022,50(7):74-81.
YUAN Bo, WANG Tao, ZHU Weidong, et al. Power grid dispatching decision method considering power-gas coupling integrated energy demand response[J]. Smart Power, 2022, 50(7):74-81.
- [32] ZHONG J, HOU Y H, WU F F. Wind power forecasting and integration to power grids[C]//Green Circuits and Systems(ICGCS), Shanghai, China: IEEE, 2010.
- [33] 祖其武,牛玉刚,陈蓓.基于改进粒子群算法的微网多目标经济运行策略研究[J].电力系统保护与控制,2017,45(14):57-63.
ZU Qiwu, NIU Yugang, CHEN Bei. Study on multiobjective economic operating strategy of microgrid based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(14):57-63.