

考虑多时间尺度的园区型虚拟电厂集群 两阶段优化决策模型

于永进,刘翕铭

(山东科技大学 电气与自动化工程学院,山东 青岛 266590)

摘要:以多类型分布式能源(DE)聚合成的单个虚拟电厂为基础,将工业园区划分为含多个虚拟电厂(VPP)的集群形式,提出了考虑多时间尺度的园区型 VPP 集群两阶段优化决策模型。在阶段一-单日调度计划中,将集群分成上下双层架构,启用集群运营商作为代表与外部电网交易,实现集群效益最大化。下层在对上层日前策略进行修正的同时,研究集群内 VPP 的运行模式,自主制定内部电能交易价格,使可调度负荷修正误差惩罚成本和电量交易调整成本最小。在阶段二中,引入缓冲边界约束,使实时校正可以兼顾与阶段一优化的不平衡成本最小的同时保证及时的负荷响应。

关键词:分布式能源;虚拟电厂集群;多时间尺度;实时校正

中图分类号:TM73

文献标志码:A

A two-stage optimization decision making model of virtual power plant group considering multi-time scale

YU Yongjin, LIU Ximing

(College of Electrical Engineering and Automation, Shandong University of Science and Technology, Qingdao 266590, China)

Abstract: With a single virtual power plant aggregated by multiple types of distributed energy (DE) as the core unit, the industrial region is divided into groups with multiple virtual power plants (VPP), and a two-stage optimization decision making model for region-type VPP clusters considering multi-time scale was proposed. In the single-day scheduling plan of the first stage, the group was divided into upper and lower layers, and trading with external power grids was conducted by traders as representatives, thus maximizing the benefits of the group. While the lower layer was revising the day-ahead strategy of the upper layer, the operation mode of VPP in the cluster is studied and the transaction price of electric energy within the group was set independently so as to minimize the penalty cost of schedulable load correction error and the adjustment cost of electricity transaction. In the second stage, a buffer boundary constraint was introduced so that real-time correction can minimize the unbalanced cost and ensure timely load response at the same time.

Key words: distributed energy; virtual power plant group; multi-time scale; real-time correction

随着对环境保护的重视,清洁能源和新兴技术的应用越来越广泛。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)起源于虚拟公共设施领域,与传统电厂相比,VPP 更加多样化、更具环保性,在电力市场也更具竞争力,为电力行业的转型及整个电力系统的发展提供了新思路。因此 VPP 凭借能源的灵活性和低碳经济性逐

收稿日期:2022-07-12

基金项目:国家自然科学基金项目(52107111);青岛西海岸新区 2020 年科技项目(源头创新专项)(2020-92)

作者简介:于永进(1980—),男,山东烟台人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制, E-mail: yuydjto@163.com

刘翕铭(1996—),男,山东德州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统运行与规划,本文通信作者。

E-mail: 18866852983@163.com

渐成为能源互联网建设的中坚力量^[1]。我国对 VPP 的研究起步晚,但发展迅速。2017 年江苏电网组建了可中断负荷型 VPP,使新能源供电覆盖千家万户^[2];文献[3]研究 VPP 和配电网的关系,采用博弈论挖掘二者结合潜力;文献[4]提出一种新型 VPP 聚合方式,将电动汽车作为需求响应,由 VPP 统一控制调度,达到 VPP 经济成本最小化目的,缓解了高峰时段用电压力;文献[5]考虑了电价和用户侧负荷的不确定性,将二者与储能和电力市场一同聚合形成 VPP 优化模型,挖掘能源市场对 VPP 负荷和电价的影响;文献[6]在不同区域协同展开 VPP 研究,实现各个区域之间能源的互联互通、多能互补,达到 VPP 最佳收益目的;文献[7]将新能源发电、储能和电动汽车整合成 VPP,同时解决新能源并网不稳定和电动汽车无序充电的不良影响。以上研究大部分是采用单日时间尺度和静态的单一线性化方案,难以精确描述不确定误差和计划外事件影响,对能源耦合带来一定困难。对于风光设备出力,动态相关理论和建立概率场景集是较为有效的方法^[8-9],对于 VPP 整体预测的准确度,可以模仿电网调度过程中将时间尺度细化的方法^[10]。VPP 独立运行、自主进行市场交互过程中会出现电能偏差和经营风险。本研究将目前已经成熟的多园区智能建筑集群模式^[11]引入 VPP,对内进行能量和信息交流使得用户用能呈现多元化,对外以集群形式与市场进行交互保证集群效益,同时充分利用各 VPP 内风光出力特点互相协调,减少弃风弃光量。

本研究聚合冷热电联产机组(combined cooling heating and power, CCHP)、新能源出力设备以及可控负荷组成园区型 VPP,引入集群运营商和能量管理系统,建立含多个 VPP 的园区型虚拟电厂群双层结构框架,提出包含多时间尺度的两阶段园区型虚拟电厂群优化决策模型。

1 构建园区型虚拟电厂群框架

集群结构框架如图 1,将整个模型分为双层结构,上层引入集群运营商对各 VPP 进行集中管理,下层对各 VPP 内部进行优化,通过能量管理系统对能量信息进行传递。

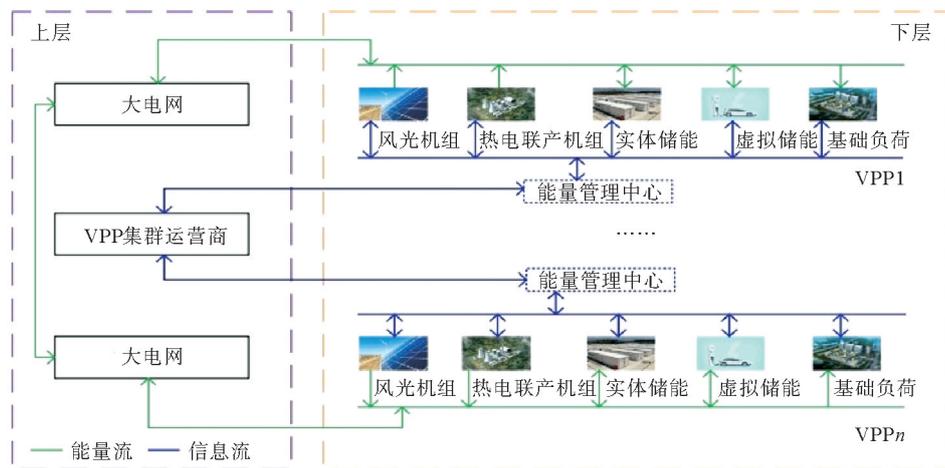


图 1 园区型虚拟电厂群结构框架图

Fig. 1 Structure frame of VPP group

2 考虑多时间尺度园区 VPP 集群优化策略

现阶段电力系统优化研究,大多采用日前调度。VPP 群供用电计划更加灵活,日前调度在经济性、合理性和多样性方面会偏离预定轨迹。本研究考虑不同时长组成的多时间尺度逐级对 VPP 集群的运行动态实时规划,使其在市场交易中保持友好性和对外一致性。

园区 VPP 集群多时间尺度优化策略框架如图 2 所示,总体分两个阶段。阶段一:单日时间尺度协调滚动优化;阶段二:实时时间尺度校正优化。其中,根据集群结构框架,将阶段一又分为日前调度和日内滚动上下两层进行优化分析。

在阶段一,以小时为决策周期,上层优化中以最大化集群效益为目标制,周期为 24 h,时间间隔 1 h。集群运营商通过 VPP 的能量管理中心收集日前各时段的用户需求量预测、风光出力、可控单元设备出力数据,同时根据数据确定次日 VPP 供需方案。下层优化中,研究内部 VPP 运行模式,采用日内滚动模式,周期为 4 h,滚动时间间隔 0.5 h。针对 VPP 内各出力设备短时间内的预测值,对日前策略中各单元出力计划进行适量调整,确定与大电网能源交互量以及可调用负荷日内响应在短时间内的可调整量。

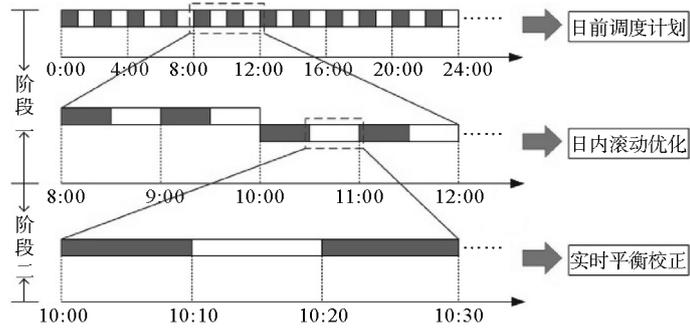


图 2 多时间尺度优化框架图

Fig. 2 Multi-time scale optimization framework

在阶段二,采用分钟级时间尺度,周期为 30 min,每 10 min 对日内计划修正一次。实时计划以单日电力市场与实时电力市场不平衡成本最小为目标滚动优化。平衡风光出力和负荷在分钟级时间尺度下动态随机波动。

3 园区型 VPP 集群两阶段优化决策模型

本节构建两阶段 VPP 集群优化决策模型,VPP 内部聚合设备 CCHP、风光机组以及可控负荷相关模型参照文献[12]。

3.1 阶段一上层优化

3.1.1 上层优化目标函数

上层优化通过内部的协调共享实现电能互补,同时通过运营商对外展现整体余电和缺电情况,参与市场交易。阶段一的上层优化以集群收益最大为目标函数^[15],表达式为:

$$\max C_{\text{VPP}} = \left[\sum_{v=1}^{N_v} \sum_{t=1}^{24} (C_{v,t}^{\text{in}} + C_{v,t}^{\text{ex}} - C_{\text{cchp}} - C_{v,g} - C_{p,w} - C_{cl}) \right] \quad (1)$$

式中: N_v 为集群中 VPP 数量;24 代表调度时段 24 h; $C_{v,t}^{\text{in}}$ 、 $C_{v,t}^{\text{ex}}$ 分别为某个 VPP 参与内部电能交易效益和与大电网交易收益; C_{cchp} 为热电联产机组运维成本; $C_{v,g}$ 是与大电网功率交互成本; $C_{p,w}$ 为风光机组期望成本; C_{cl} 为可调用负荷补偿成本。上层优化目标函数中共包含 6 部分,每部分详细表达如下。

1) VPP 在集群中交易利润

$$C_{v,t}^{\text{in}} = \mu_t^s P_{v,t}^{s,\text{in}} - \mu_t^b P_{v,t}^{b,\text{in}} \quad (2)$$

式中: $P_{v,t}^{s,\text{in}}$ 、 $P_{v,t}^{b,\text{in}}$ 分别表示在 t 时刻某个 VPP 售卖给其他缺电 VPP 的功率和向余电 VPP 购买的功率; μ_t^s 、 μ_t^b 代表 t 时刻内部售卖和购买电价。

2) VPP 参与大电网交易收益

$$C_{v,t}^{\text{ex}} = \lambda_t^s P_{v,t}^{s,\text{ex}} - \lambda_t^b P_{v,t}^{b,\text{ex}} \quad (3)$$

式中: $P_{v,t}^{s,\text{ex}}$ 、 $P_{v,t}^{b,\text{ex}}$ 分别表示某个 VPP 在 t 时刻送向外部大电网功率和外部大电网送入的功率; λ_t^s 、 λ_t^b 分别表示外部大电网在 t 时刻制定的售卖和购买价格。

3) CCHP 运行维护成本

$$C_{\text{cchp}} = (\theta_{v,t}^{\text{su}} C_{\text{su}}^{\text{cchp}} + \theta_{v,t}^{\text{sd}} C_{\text{sd}}^{\text{cchp}}) + c_{v,t}^{\text{cchp}} P_{v,t}^{\text{cchp}} + [x (P_{v,t}^{\text{cchp}})^2 + y P_{v,t}^{\text{cchp}} + z] \quad (4)$$

式中: $\theta_{v,t}^{\text{su}}$ 、 $\theta_{v,t}^{\text{sd}}$ 分别为 t 时刻 CCHP 启动、停止动作变量,前者取 1 时表示启动机组,取 0 时表示关停机组,后者相反; $C_{\text{su}}^{\text{cchp}}$ 、 $C_{\text{sd}}^{\text{cchp}}$ 分别为 t 时刻 CCHP 启动、停止损耗成本; $c_{v,t}^{\text{cchp}}$ 为 t 时刻单位功率维护成本; $P_{v,t}^{\text{cchp}}$ 为 t 时刻 VPP 中 CCHP 产生的电功率; x 、 y 、 z 分别为燃耗值的出力成本系数。

4) VPP 与外部大电网交换成本

$$\begin{cases} C_{v,g} = \rho_{v,t}^{v,g} P_{v,t}^{v,g}, \\ P_{v,t}^{v,g} = P_{v,t}^{p,w} + P_{v,t}^{cchp} - P_{v,t}^l. \end{cases} \quad (5)$$

式中: $P_{v,t}^{v,g}$ 、 $\rho_{v,t}^{v,g}$ 分别为 t 时刻 VPP 与外部大电网交互功率和交互损耗成本; $P_{v,t}^{p,w}$ 、 $P_{v,t}^{cchp}$ 分别为 VPP 在 t 时刻风光出力功率和 CCHP 电功率; $P_{v,t}^l$ 为 t 时刻 VPP 需求侧负荷功率。

5) 风光机组期望成本

本研究从风光出力相关性入手,利用动态 Frank-Copula 函数模拟 1 000 个风光出力概率场景,采用场景削减确定 6 个风光出力概率模型,同时考虑成本风险控制,风光机组运维成本概率期望为:

$$C_{p,w} = E(o) + \bar{\omega}_r \sigma_{p,w}. \quad (6)$$

式中: $E(o)$ 为风光机组维护运行期望成本; $\bar{\omega}_r$ 为风险控制权重因子,其数值与风险高低程度成反比; $\sigma_{p,w}$ 为标准差。

6) 可调用负荷补偿成本

调用负荷时的中断供电会对用户带来损失,需要补偿费用,可调用负荷补偿成本为:

$$C_{cl} = P_{v,t}^A \theta_{v,t}^A \gamma_{v,t}^A + P_{v,t}^B \theta_{v,t}^B \gamma_{v,t}^B. \quad (7)$$

式中: $P_{v,t}^A$ 、 $P_{v,t}^B$ 分别为 t 时刻某个 VPP 的负荷日前响应和日内响应可调用量; $\theta_{v,t}^A$ 、 $\theta_{v,t}^B$ 分别为日前和日内响应调用负荷状态,其值为 1 时代表正在被调用,为 0 时相反; $\gamma_{v,t}^A$ 、 $\gamma_{v,t}^B$ 分别为某个 VPP 在 t 时刻日前响应负荷和日内响应负荷被调用的单位补偿成本。

3.1.2 上层优化约束条件

上层优化约束条件主要由内部功率平衡和集群参与大电网交易两部分组成。

1) 内部功率平衡约束

$$P_{v,t}^{p,w} + P_{v,t}^{cchp} + P_{v,t}^{b,ex} + \sum_{k \neq v}^N (P_{k,v,t}^{b,in} - P_{k,v,t}^{s,in}) - P_{v,t}^{s,ex} = P_{v,t}^l - P_{v,t}^A - P_{v,t}^B. \quad (8)$$

式中: $P_{k,v,t}^{b,in}$ 、 $P_{k,v,t}^{s,in}$ 分别为 t 时刻集群中 VPP 从第 k 个 VPP 购买功率和向第 k 个 VPP 售卖功率; $P_{v,t}^l$ 为 VPP 在 t 时刻用户所需负荷总量。

2) 集群参与大电网交易约束

$$\begin{cases} 0 \leq P_{v,t}^{b,ex} \leq \theta_{v,t}^{b,ex} (\max P_{v,t}^{ex}), \\ 0 \leq P_{v,t}^{s,ex} \leq \theta_{v,t}^{s,ex} (\max P_{v,t}^{ex}), \\ \theta_{v,t}^{b,ex} + \theta_{v,t}^{s,ex} \leq 1. \end{cases} \quad (9)$$

式中: $\max P_{v,t}^{ex}$ 表示外部大电网允许的最大功率交互,保证任意时刻集群与大电网之间电能传输值小于此功率; $\theta_{v,t}^{b,ex}$ 、 $\theta_{v,t}^{s,ex}$ 为状态变量,表示任意时刻集群与外部大电网之间的交易情况,二者代表的买卖状态不会同时发生。

3.2 阶段一下层优化

3.2.1 下层优化目标函数

将日前策略数据作为已知量,在文献[13]基础上引入数据修正量作为罚函数。日内滚动优化以 VPP 可调度负荷修正误差的惩罚成本和电量交易调整成本最小为目标函数,即

$$\min \sum_{t=t_0}^4 (\lambda_t^b \zeta_t^b P_{v,g,t}^+ - \lambda_t^s \zeta_t^s P_{v,g,t}^- + \eta c_{v,t}^{cchp} + \eta c_{v,t}^{p,w} + \eta c_{v,t}^{cl}). \quad (10)$$

式中: 4 表示调度周期为 4 h, t_0 为当前优化开始时刻; $P_{v,g,t}^+$ 表示 VPP 与外部大电网在任意时刻电能的实际交互量大于日前计划值, $P_{v,g,t}^-$ 表示 VPP 在日内滚动策略下与外网实际交换电量小于日前数据; ζ_t^b 为电价调整系数; η 代表可调度负荷误差惩罚系数; $c_{v,t}^{cchp}$ 、 $c_{v,t}^{p,w}$ 、 $c_{v,t}^{cl}$ 分别为 CCHP、风光机组和可调用负荷的修正成本。

3.2.2 阶段一下层优化约束条件

下层与上层的约束条件大体相同,其 VPP 内主要功率平衡约束的具体表达为:

$$P_{v,t}^{echp} + (P_{v,t}^{p,w})^* + P_{v,g,t}^+ + P_{v,t}^{b,ex} - P_{v,g,t}^- - P_{v,t}^{s,ex} = P_{v,t}^{in} + (P_{v,t}^L)^* - P_{v,t}^A - P_{v,t}^B \quad (11)$$

式中: $(P_{v,t}^{p,w})^*$ 、 $(P_{v,t}^L)^*$ 分别为 VPP 经过 0.5 h 后在 t 时刻更新的风光出力预测值和用户侧需求量; $P_{v,t}^{in}$ 表示内部 t 时刻 VPP 功率交互量,正值代表售出功率,负值代表购买功率。

3.3 阶段二实时平衡校正优化

3.3.1 阶段二目标函数

阶段二进一步缩小修正时间,10 min 更新一次。在实时尺度下风光出力 and 用户负荷都是非规律性、较小幅值的随机波动,所以研究划定了一个界限作为约束,即缓冲边界。由此阶段二以综合日前、日内计划与实时优化的不平衡成本最小为目标函数。

$$\min \sum_{v=1}^{N_v} [C_{v,t}^{rt} (P_{v,t}^{rt} + \Delta P_{v,t}^{rt}) - C_{v,t}^{day} (P_{v,t}^{day})] \quad (12)$$

式中: $C_{v,t}^{rt} (P_{v,t}^{rt} + \Delta P_{v,t}^{rt})$ 、 $C_{v,t}^{day} (P_{v,t}^{day})$ 分别为在实时尺度和单日尺度下集群中 VPP 的综合成本; $P_{v,t}^{rt}$ 、 $P_{v,t}^{day}$ 分别为实时调度和日前日内优化下 VPP 在 t 时刻的总交互功率; $\Delta P_{v,t}^{rt}$ 为实时调度下功率调整量。

3.3.2 阶段二约束条件

其约束条件和单日计划仅在时间尺度上有区别。这里只给出缓冲边界约束条件:

$$\min \{P_{v,t}^{rt}, l_{down}^{max} \Delta T\} \leq \Delta P_{v,t}^{rt} \leq \min \{(P_{v,t}^{rt})^n - P_{v,t}^{rt}, l_{up}^{max} \Delta T\} \quad (13)$$

式中: l_{down}^{max} 、 l_{up}^{max} 分别为各机组总的下降爬坡率和上升爬坡率的上限变化量; $(P_{v,t}^{rt})^n$ 表示总的额定交换功率; ΔT 为 30 min。

3.4 集群参与市场交易模式

集群参与市场交易如图 3,集群综合分析内部提交的计划,与各 VPP 达成协定,确保成员利润并制定对外策略。按照文献[14]交易模式,考虑供需关系,制定内部电价机制为:

$$\mu_t^s = \begin{cases} \mu_t^b \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}} + \lambda_t^b \left(1 - \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}}\right), & 0 \leq \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}} \leq 1; \\ \lambda_t^s, & \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}} > 1; \end{cases} \quad (14)$$

$$\mu_t^b = \begin{cases} \frac{\lambda_t^b \lambda_t^s}{(\lambda_t^b - \lambda_t^s) \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}} + \lambda_t^s}, & 0 \leq \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}} \leq 1; \\ \lambda_t^b, & \frac{P_{v,t}^{offer}}{P_{v,t}^{need}} > 1. \end{cases} \quad (15)$$

式中: μ_t^s 、 μ_t^b 分别为 t 时刻内部购售电价; $P_{v,t}^{offer}$ 、 $P_{v,t}^{need}$ 分别为 t 时刻 VPP 多余和缺额功率,二者之比代表供需关系。比值小于 1 时,为缺电状态, VPP 以市场价格购电,内部没有多余电能交易;比值大于 1 时, VPP 按照市场价格售电, VPP 均处于盈余状态,出售多余电量;比值等于 1 时,内部供需平衡,自给自足。

3.5 求解方法及流程

本研究模型中,既有可调用负荷充放电等线性连续变量,也有 CCHP 启停等线性整数变量,所以通过 Matlab 的 YALMIP 工具箱调用 CPLEX 优化器求解此混合整数线性规划问题,如图 4 所示。

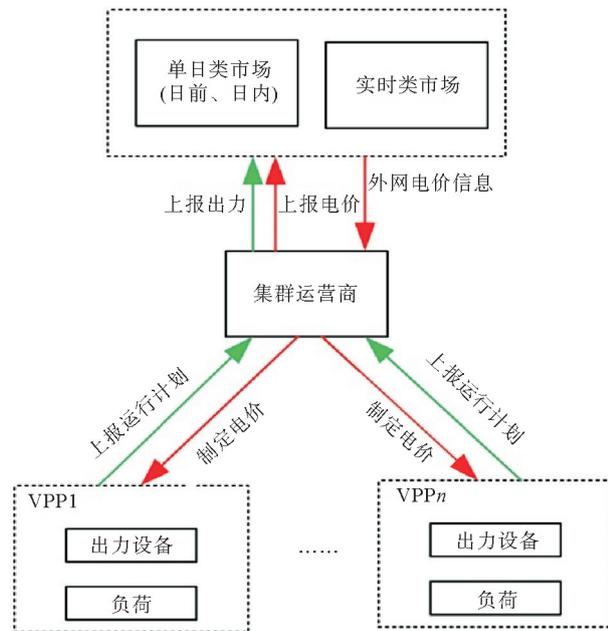


图 3 市场交易框架

Fig. 3 Market transaction framework

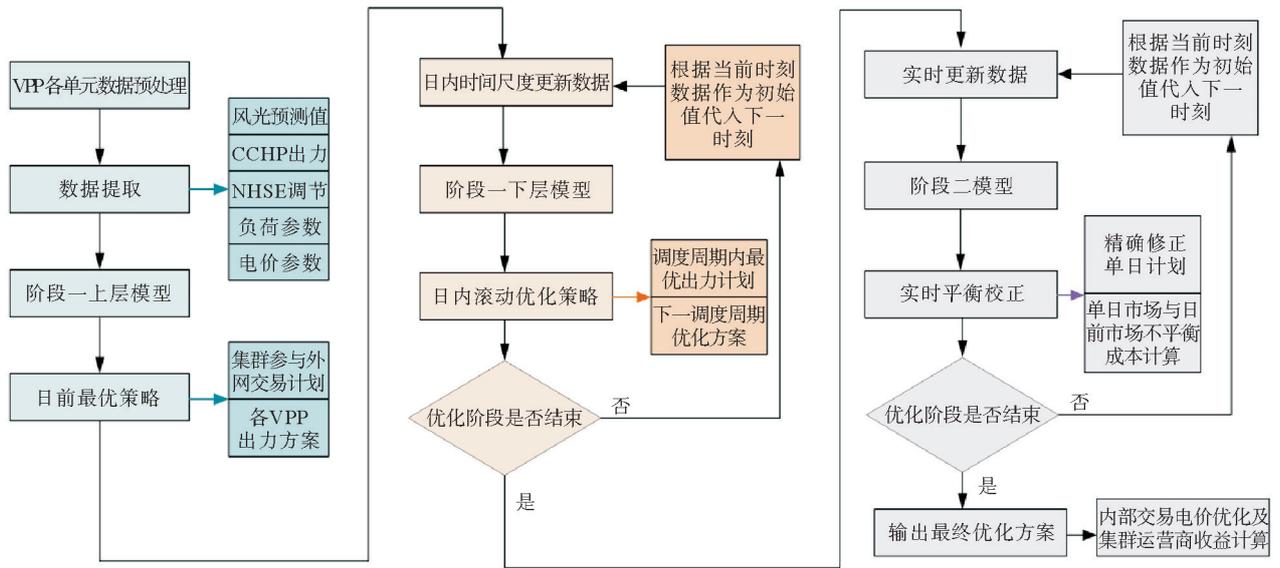


图 4 两阶段优化策略求解流程图

Fig. 4 Flow chart of two-stage optimization strategy solution

4 算例分析

4.1 原始数据设定

本节根据青岛某工业园区各 DE 设备地理位置分布聚合成 3 个 VPP 组成集群,且 VPP1~VPP3 的负荷类型不同,分别为住宅区、生产区和办公区。集群中各 VPP 的 CCHP 机组参数如表 1,可调用负荷参数如表 2 所示。集群内 VPP 之间交易电价根据发电情况自主制定。外部市场中,虽然电价统一,但考虑到集群运营商需获得效益,在预测中会产生一定误差,电价预测曲线如图 5 所示。

表 1 CCHP 参数

Table 1 CCHP parameters

参数	住宅区	生产区	办公区
	VPP1	VPP2	VPP3
出力上、下限/kW	0, 800	0, 2 000	0, 900
爬坡约束/(kW/h)	260, 300	600, 770	290, 350
启停成本/(元/kW)	1.09	0.98	1.66
维护成本/(元/kW)	0.12	0.16	0.11

表 2 可调用负荷参数

Table 2 Callable load parameters

参数	日前响应	日内响应
	可调用负荷	可调用负荷
响应速率/kW	510	330
调用时间约束/h	2, 5	0.2, 0.5
补偿费用/(元/kW)	0.89	0.67
一周期最多调用次数	9	7

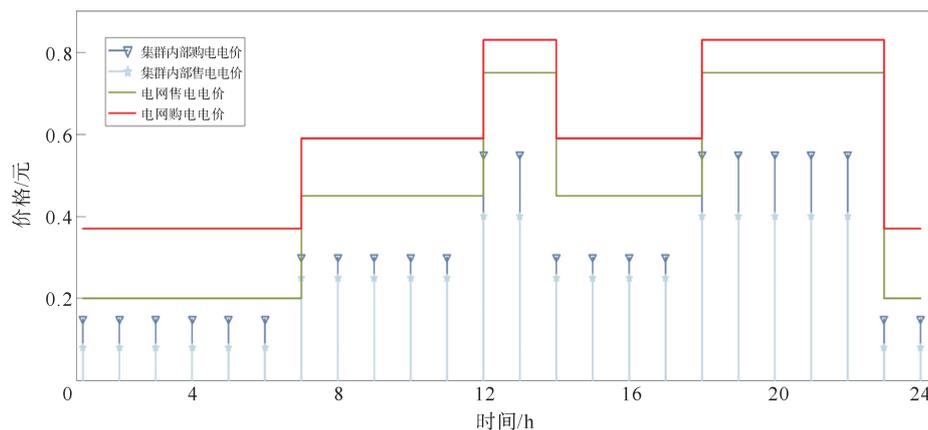


图 5 交易电价预测图

Fig. 5 Trading of electricity price forecast chart

VPP1~VPP3 的负荷和出力预测曲线如图 6 所示,由图 6 可知,负荷的变化主要受各区域人员的生活习惯影响。住宅区负荷在 12:00—13:00 和 19:00—22:00 处于高峰时段,园区内大部分负荷集中在住宅区;而在 8:00—11:00 和 14:00—17:00 的工作时段,生产区和办公区基本包含了园区所有负荷,不同的是生产区的工业用电量远大于办公区。由此可见,集群内的 3 个 VPP 的峰谷时段存在较大差异,有利于在集群内部互相协调,进行用电量交互共享。同时结合各 VPP 内设备出力跟随负荷变化的特性,作为一个整体通过集群运营商与外部电网交流,更有助于实现集群效益最大化,维持园区供电稳定。

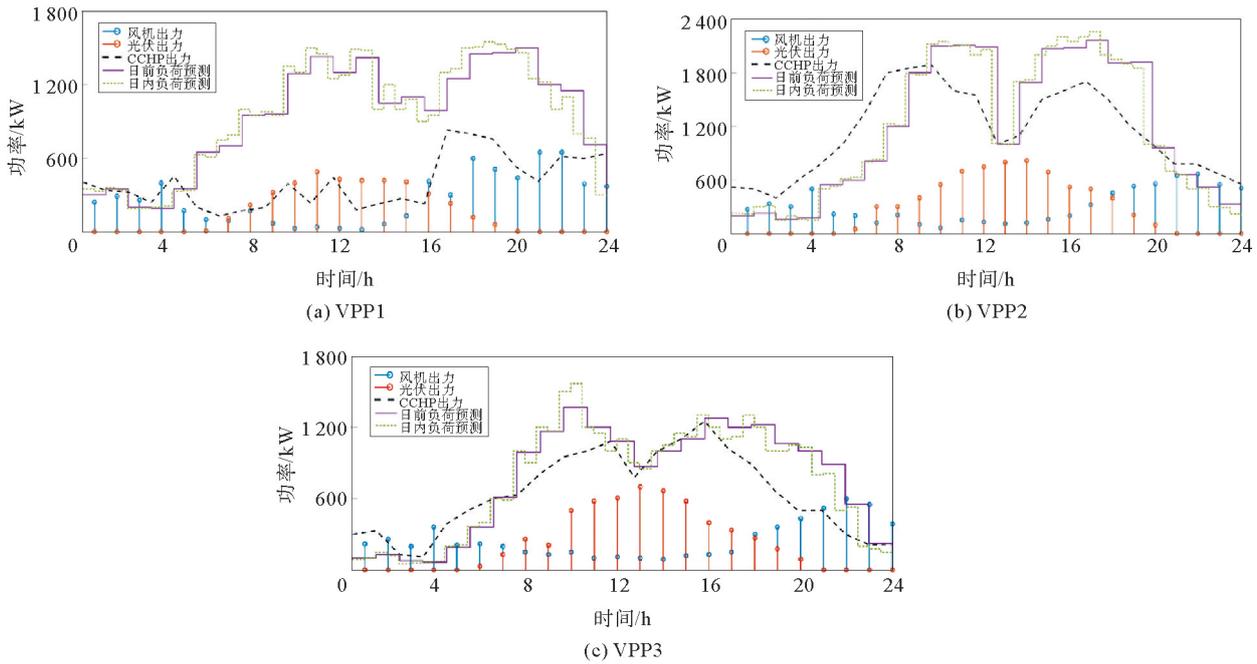


图 6 VPP1~VPP3 负荷和出力预测图

Fig. 6 Load and output forecast of VPP1~VPP3

4.2 阶段一优化分析

阶段一上层优化采用两种情景进行对比分析。情景一:不采用集群形式,园区内聚合 3 个 VPP 各自独立,直接与大电网进行交易,且各 VPP 之间没有电能交互。情景二:采用本研究提出的集群架构集中优化,作为整体通过集群运营商与外部市场交易。

情景二优化后集群内部各 VPP 的功率平衡图如图 7 所示。可以看出,3 个 VPP 通过集群运营商的统一协调规划,根据自身发用电情况与外部市场进行电能交互。尽管 3 个 VPP 中设备装置的型号参数存在差异,但是其出行规律和使用时间都存在一致性。例如 VPP1 所在的居民区,18:00—22:00 为用电高峰期,此时段遵循高发电的计划,使可控负荷积极参与互动;在 23:00—5:00 这一时段处于低谷期,应施行低储能策略,确保在负荷高峰时的电能质量,合理地进行内、外部互动,保证 VPP1 的收益。而对处于生产区和办公区的 VPP2 和 VPP3 来说,居民区的可控负荷设备资源要比其丰富的多,所以其互动大部分是通过可调用负荷充放电来完成的。CCHP 机组是出力最为稳定的一环,所以在各 VPP 的用电高峰时段基本都处于满载状态,在其他时段除了满足自身负荷要求,可将多余电量储存或者与集群内部其他 VPP 进行电能交互,改善各 VPP 的负荷水平和运营效益。在满足自身要求之后,各 VPP 可以将剩余电能上汇给集群运营商,再由运营商统一调配,根据当前市场价格进行交易,实现整体运营效益最大化。

集群内 3 个 VPP 在情景一和情景二策略下的成本和电价交易利润如图 8 所示。通过整体对比可以发现,各 VPP 在情景二情况下由于集群的统一管理和集群运营商的联合协调,其总成本要低于情景一中各 VPP 独立运行的情况。总成本呈现的这一特点也完全体现在各区域的运行成本中,可明显看出情景二的运

行成本同样低于情景一。根据情景二优化的功率平衡图(图 7)可知,由于内部各 VPP 的高峰时段不同,当一个或两个 VPP 处于高峰时段时,可以适当进行集群内部功率交互和协调共享来减少 CCHP 和风光机组的出力,从而降低各设备的运行成本和可调用负荷的补偿费用。

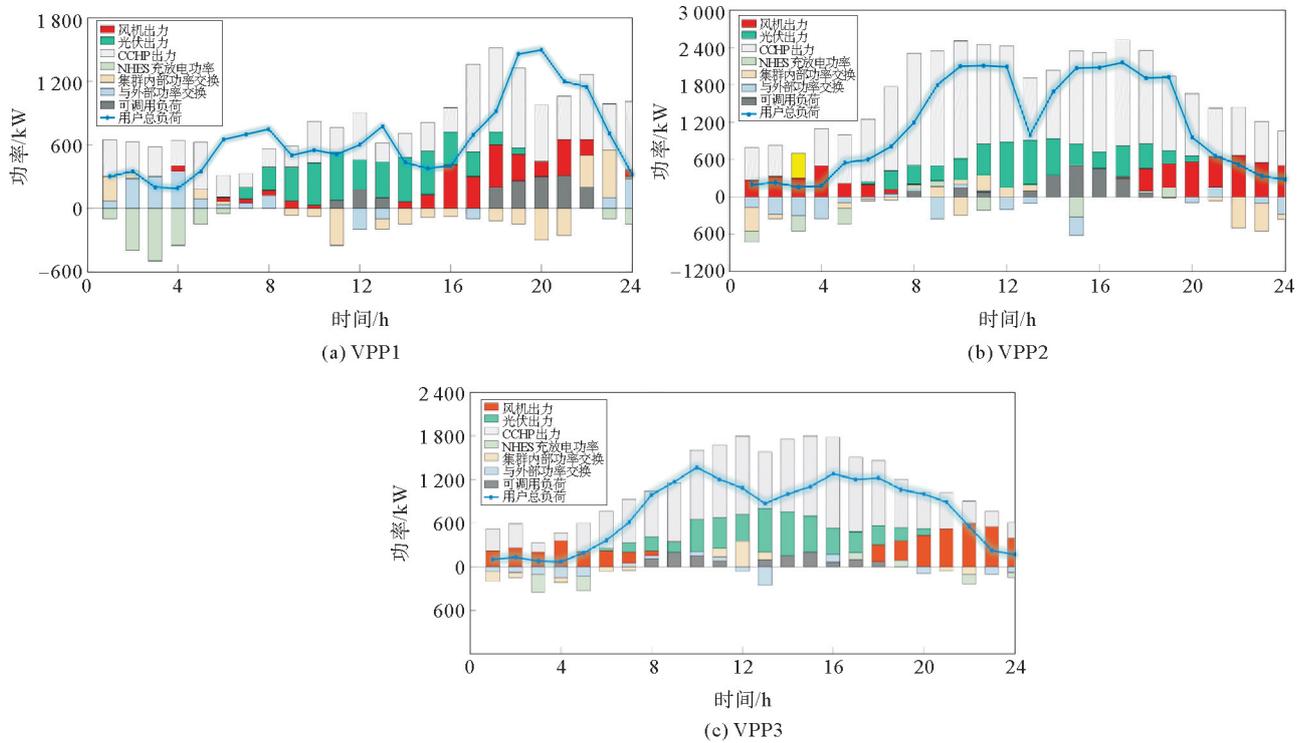


图 7 VPP1~VPP3 功率平衡图

Fig. 7 Power balance of VPP1~VPP3

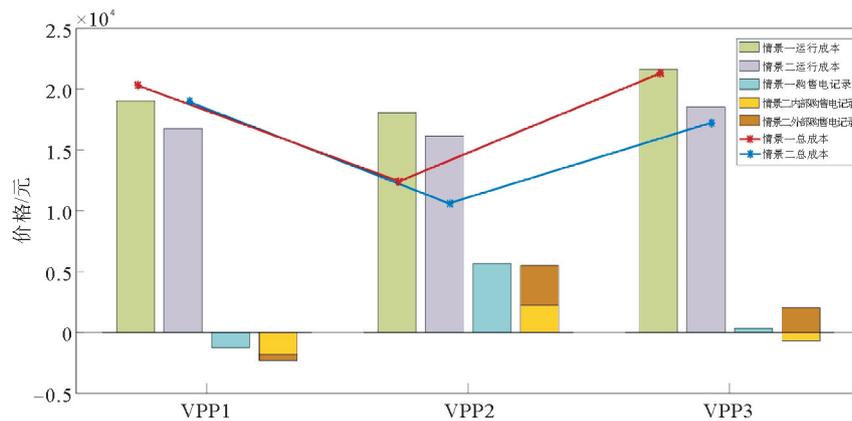


图 8 成本和电价交易对比图

Fig. 8 Comparison of cost and electricity price transactions

阶段一下层优化考虑时间序列的变化,选取生产区的 VPP2 作为优化对象,同样采用两种情景分析。情景三,通过与大电网之间的电能交易解决日前调度中的偏差;情景四,采用本研究提出的多时间尺度方法,在日前计划基础上进行日内滚动优化,以更短的时间间隔修正日前数据的误差。对于 CCHP 机组、风光机组的滚动优化效果如图 9、图 10 所示。

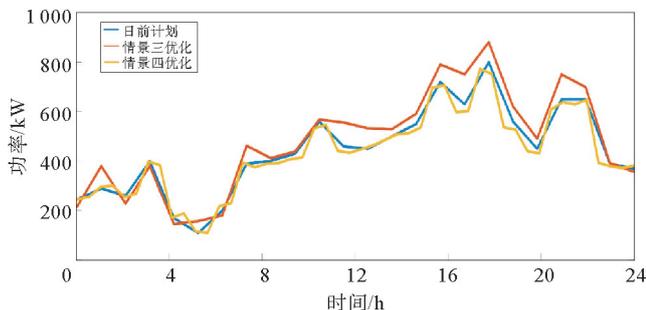


图 9 风光出力对比图

Fig. 9 Comparison of PV and WP output

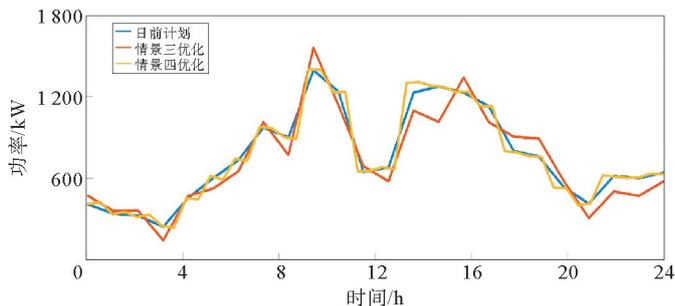


图 10 CCHP 出力对比图

Fig. 10 Comparison of CCHP output

从图 9、图 10 整体来看,情景三的优化结果与日前计划存在较大偏差,使负荷波动和机组出力响应不及时带来的影响更加严重。而情景四采用日内滚动优化后,时间尺度更加细化的滚动优化策略对日前计划反复修正,无论是风光机组还是 CCHP 出力都能够准确预测下一时段调度要求,保证了可控机组以及负荷的平滑、稳定和精准参与,避免了因日前计划误差所产生的供电质量问题。图 9 的情景四优化在日前计划的基础上,将调度周期从 24 h 变为 4 h,且每间隔 0.5 h 进行滚动修正一次,缩短了预测周期的同时提高了出力的稳定性和响应的及时性。通过提前预知下一时段的调度计划,将自身 VPP 内需求和集群运营商反馈的交易信息结合,精准完成下一时段的安排,有效减少了弃风弃光现象,提高了能源利用率。

情景三、情景四下修正误差成本和电量交易调整成本的优化对比如表 3 所示。由于引入电价调整系数,当 VPP2 的日前出力高于两种情景下出力时,会对高出部分以较低价格出售,反之则以较高的惩罚价格购入不足电量。由于情景四

表 3 两种情景下惩罚和调整成本对比

Table 3 Comparison of penalty and adjustment costs in two scenarios		元	
区域	场景	修正误差惩罚成本	电量交易调整成本
VPP2	情景三	3 697.23	1 168.77
	情景四	2 018.04	899.36
VPP 集群	情景三	8 703.69	2 909.51
	情景四	6 761.88	2 306.03

的滚动优化基本接近日前计划出力,所以其惩罚成本比情景三要低 45.4%,极大地避免了因功率偏差过大带来的不必要经济成本。另一方面,情景四的修正量小于情景三,在进行电量交互时情景四的调整量同样低于情景三,所以其电量交易成本比情景三低 23.1%。同时,由于集群内各 VPP 的相互协调,在集群整体层面,情景三的修正误差惩罚成本和电量交易调整成本分别比情景四高 28.7% 和 26.2%,这使得情景四滚动优化下整个集群成本显著降低,也提高了集群运行稳定性。

4.3 阶段二优化分析

阶段二优化中,采用两种情景分析。情景五,考虑阶段一约束方法的实时优化调度;情景六,缓冲边界约束范围内进行实时平衡校正。两种情景与阶段一的出力优化对比如图 11 所示,综合对比如表 4 所示。

从图 11 来看,情景五的出力优化与阶段一调度结果的偏离程度较情景六与阶段一的调度结果偏离度更大,且在每 10min 的实时更新过程中产生的波动幅度也要大很多。由于缓冲边界的约束,在情景六优化过程中需要对修正量控制在一定范围,始终

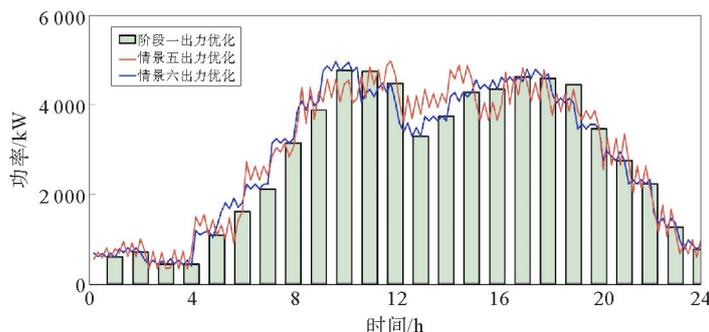


图 11 两种情景与阶段一优化对比图

Fig. 11 Comparison of two scenarios and stage one

保持与阶段一综合成本相差最小的同时还兼顾响应及时度。由于情景六调整的出力小于情景五,所以其调整成本比情景五低 20.5%。因为工业园区负荷众多,波动性很大,情景五没有缓冲边界的限制,可以根据实际情况随时调整大小,所以其负荷响应度比情景六高 7.46%。虽然如此,情景五因其修正过度带来的经济性影响已经远超过负荷及时响应的需求,最终情景五综合成本比情景六高 25.2%。

从表 4 可以看出,情景六调整的出力小于情景五,其调整成本比情景五产生的调整成本减少。综合对比,在考虑缓冲边界后的实时校正与阶段一计划的不平衡成本比使用阶段一传统约束的实时优化成本少 16.35%,由此可证明考虑缓冲边界范围约束的阶段二实时校正优化可以同时兼顾最小化不平衡成本和保证负荷及时响应。

5 结论

本研究提出含多时间尺度的两阶段 VPP 集群优化决策模型。阶段一中,将集群分为双层架构,上层启用运营商与外部交易,实现整体运营最大化。下层对上层策略修正的同时,自主制定内部交易电价,使可调度负荷修正误差惩罚成本和电量交易调整成本最小。阶段二中,缩短更新数据时间为 10min,引入缓冲边界约束,使实时校正可兼顾不平衡成本最小的同时,又能保证及时的负荷响应,从而达到集群整体运行的灵活性与稳定性。

参考文献:

- [1] 苑仁峰,艾芊.虚拟发电厂技术探讨[J].电器与能效管理技术,2014(9):33-38.
YUAN Renfeng, AI Qian. Technology discussion of virtual power plant[J]. Electrical Appliances and Energy Efficiency Management Technology, 2014(9):33-38.
- [2] 杨晓巴,陶新磊,韩立.虚拟电厂技术现状及展望[J].华电技术,2020,42(5):73-78.
YANG Xiaosi, TAO Xinlei, HAN Li. Status and prospect of virtual power plant technology[J]. Huadian Technology, 2020, 42(5):73-78.
- [3] 董文略,王群,杨莉.含风光水的虚拟电厂与供电公司协调调度模型[J].电力系统自动化,2015,39(9):75-81.
DONG Wenlue, WANG Qun, YANG Li. A coordinated dispatching model for a distribution utility and virtual power plants with wind/photovoltaic/hydro generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(9):75-81.
- [4] 徐璐,袁越.基于电动汽车一体化电站的虚拟电厂智能调度[J].电力建设,2015,36(7):133-138.
XU Lu, YUAN Yue. Intelligent scheduling for virtual power plant based on electric vehicle integrated station[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(7):133-138.
- [5] KARIMYAN P, ABEDI M, HOSSEINIAN S H, et al. Stochastic approach to represent distributed energy resources in the form of a virtual power plant in energy and reserve markets[J]. IET Generation Transmission, 2016, 10(8):1792-1804.
- [6] 孙惠娟,蒙锦辉,彭春华.风-光-水-碳捕集多区域虚拟电厂协调优化调度[J].电网技术,2019,43(11):4040-4051.
SUN Huijuan, MENG Jinhui, PENG Chunhua. Coordinated optimization scheduling of multi-region virtual power plant with wind-power/photovoltaic/hydropower/carbon-capture Units[J]. Power System Technology, 2019, 43(11):4040-4051.
- [7] 应飞祥,徐天奇,李琰,等.含电动汽车充电站商业型虚拟电厂的日前调度优化策略研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(21):92-100.
YING Feixiang, XU Tianqi, LI Yan, et al. Research on day-to-day scheduling optimization strategy of a commercial virtual power plant with an electric vehicle charging station[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(21):92-100.
- [8] 崔挺,李雪萍,颜畅,等.基于模型预测控制的风电场故障穿越有功无功优化控制策略[J].电力系统保护与控制,2022,50(2):12-20.

表 4 两种情景综合对比

Table 4 Comprehensive comparison of two scenarios

场景	出力调整 成本/元	综合 成本/元	负荷 响应度/%	与阶段一 成本差/%
情景五	2 511.68	15 196.72	88.75	36.07
情景六	1 996.10	12 137.09	81.29	19.72

- CUI Ting, LI Xueping, YAN Chang, et al. Active and reactive power optimization control strategy for wind farm fault ride-through based on model predictive control[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(2):12-20.
- [9] 李晖, 王智冬, 王斌, 等. 基于随机模型预测控制的电网联合调度[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(7):30-36.
LI Hui, WANG Zhidong, WANG Xiao, et al. Coordinated dispatch of power grid based on stochastic model predictive control[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(7):30-36.
- [10] ZHANG X H, SONG Z, Moshayedi A J. Security scheduling and transaction mechanism of virtual power plants based on dual blockchains[J/OL]. *Journal of Cloud Computing*, 2022, 11. DOI:10.1186/s13677-021-00273-3.
- [11] 杨昭, 艾欣. 考虑电能共享的综合能源楼宇群分布式优化调度[J]. *电网技术*, 2020, 44(10):3769-3778.
YANG Zhao, AI Xin. Distributed optimal scheduling for integrated energy building clusters considering power sharing[J]. *Power Grid Technology*, 2020, 44(10):3769-3778.
- [12] 唐杰, 吕林, 叶勇, 等. 多时间尺度下主动配电网源-储-荷协调经济调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(20):53-64.
TANG Jie, LÜ Lin, YE Yong, et al. Source-storage-load coordinated economic dispatch of an active distribution network under multiple time scales[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(20):53-64.
- [13] 牛牧童, 廖凯, 杨健维, 等. 考虑季节特性的多时间尺度电动汽车负荷预测模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2022, 50(5):74-85.
NIU Mutong, LIAO Kai, YANG Jianwei, et al. Multi-time-scale electric vehicle load forecasting model considering seasonal characteristics[J]. *Power System Protection and Control*, 2022, 50(5):74-85.
- [14] 胡鹏, 艾欣, 杨昭, 等. 考虑电能共享的综合能源楼宇群日前协同优化调度[J]. *电力自动化设备*, 2019, 39(8):239-245.
HU Peng, AI Xin, YANG Zhao, et al. Day-ahead optimal scheduling for cluster building with integrated energy system considering power sharing[J]. *Electric Power Automation Equipment*, 2019, 39(8):239-245.
- [15] 帅挽澜, 朱自伟, 李雪萌, 等. 考虑风电消纳的综合能源系统“源-网-荷-储”协同优化运行[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(19):18-26.
SHUAI Wanlan, ZHU Ziwei, LI Xueming, et al. “Source-network-load-storage” coordinated optimization operation for an integrated energy system considering wind power consumption[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(19):18-26.
- [16] CHEN W, BU X N. Research on brand value based on analytic hierarchy process and fuzzy comprehensive evaluation[J/OL]. *Journal of Physics:Conference Series*, 2021. DOI:10.1088/1742-6596/1941/1/012042.
- [17] BAKHTARI A R, WARIS M M, SANIN C, et al. Evaluating industry 4.0 implementation challenges using interpretive structural modeling and fuzzy analytic hierarchy process[J]. *Cybernetics and Systems*, 2021, 52(5):350-378.

(责任编辑:齐敏华)