

考虑需求响应的虚拟电厂双层优化调度

杨 秀¹, 杜楠楠¹, 孙改平¹, 方 晨², 田英杰²

(1. 上海电力大学电气工程学院, 上海 200082; 2. 国网上海市电力公司电力科学研究院, 上海 200080)

摘要:为有效利用需求侧资源和可再生能源发电,从发电侧与需求侧角度出发,定义商业型和技术型虚拟电厂,建立商业层与技术层相结合的虚拟电厂双层优化模型。上层商业型虚拟电厂管理用户负荷,以用户侧收益最大为目标,在制定的分时电价基础上对不同类型的可控负荷进行优化,综合利用价格型和激励型需求响应的调度作用。下层技术型虚拟电厂管理风光燃储联合发电系统,在满足上层调度结果的基础上,以分布式电源出力成本最小为目标进行优化,同时兼顾需求侧和发电侧的利益。最后,利用 CPLEX 求解器得出虚拟电厂的调度策略,对比不同场景下虚拟电厂的经济效益,验证所建立模型的合理性。

关键词:虚拟电厂;双层优化;需求响应;分布式电源

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.02.016 中图分类号:TM73 文章编号:1673-9140(2022)02-0137-10

Bi-level optimization dispatch of virtual power plants considering the demand response

YANG Xiu¹, DU Nannan¹, SUN Gaiping¹, FANG Chen², TIAN Yingjie¹

(1. Electric Power Engineering of Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200082, China; 2. Electric Power Science Research Institute, State Grid Shanghai Electrical Power Company, Shanghai 200080, China)

Abstract: In order to effectively utilize demand-side resources and renewable energy power generation, the virtual power plants can be defined as commercial virtual power plants and technical virtual power plants according to their different characteristics and then a bi-layer optimization model of virtual power plants combining the commercial layer and the technical layer is established on the basis. Among them, the upper-level commercial virtual power plant manages user loads with the goal of maximizing user-side benefits. Different types of controllable loads is optimized on the basis of the established time-of-use electricity price and the scheduling role of price-based and incentive-based demand response is comprehensively utilized. Meanwhile, the technology-based virtual power plant would manage the wind-photovoltaic-fuel-storage combined power system and the lower-level objective is minimizing the output cost of distributed power sources on the basis of satisfying the upper-level scheduling results. The proposed method takes into account the benefits for both demand side and power generation side simultaneously. Finally, the dispatching strategy of the virtual power plant is obtained by applying the CPLEX solver. The economic benefits of the virtual power plant in different scenarios are compared to verify the rationality of the established model.

Key words: virtual power plant; bi-level optimization; demand response; distributed power

随着人民生活水平的提高,电力需求量不断加大,为缓解化石能源的紧张,可再生能源发电受到了广泛关注。另外,中国大多数地区用电尖峰时间短且峰值高,为短暂的“尖峰”时刻增加发电设备会加大电力系统的发电成本,增添不必要的经济损耗。从需求侧管理用户负荷是一种有效缓解尖峰用电,实现削峰填谷的方法。然而,大部分用户负荷分布分散,难以直接作为需求侧资源参与电网调度,且新能源发电机组出力波动性较大,直接并入电网会影响电力系统的稳定性。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)技术可通过先进的通信和控制技术集中管理可控负荷(dispatchable loads, DL)和分布式电源(distributed generation, DG),并通过合理的优化算法使其作为一个整体参与电力系统的调配,减小峰谷差,同时促进消纳可再生能源,减少化石燃料的使用,提高环境质量^[1-3]。

VPP可聚合需求侧资源,通过减小高峰时期用电量,形成虚拟出力,与可再生能源发电机组一起参与电网的削峰填谷,提高VPP的收益。目前,国内外学者从需求侧对VPP的优化调度进行了一定研究。文献[4]提出了含有需求响应VPP的风电并网系统,通过建立激励型需求响应VPP模型增强系统调度的灵活性,有利于促进风电的消纳;文献[5]将风机、光伏和电动汽车等集结成VPP,验证了价格型需求响应能够平缓用电负荷曲线,电动汽车和激励型需求响应能够增加VPP运营收益。

未来,随着大规模可再生能源分散接入,其波动性大且容量小、为电力系统稳定运行带来极大困难。文献[6]通过建立VPP联合调度运行中心,将风机、储能设备和发电机组等效为一个联合发电系统参与电力市场调度,优化协调内部各DG的运行,提高了DG的整体竞争力;文献[7]考虑了电动汽车的充电特性,将电动汽车视为灵活的储能装置,构建了含有电动汽车和风光发电机组的VPP模型,有效减小了它们并网时带来的冲击,但未考虑需求侧资源的调度作用;文献[8]利用碳捕集机组调整出力速率快的特性将碳捕集机组与风电机组聚合成VPP,减小了风电出力的波动性。综上,VPP将不同类型的DG聚合在一起可有效平抑新能源出力的波动,增大新能源发电机组的利用率。

大多数文献只是将需求侧管理作为辅助来促进

可再生能源的消纳,对同时考虑需求侧和发电侧利益的研究较少。然而,单纯的发电侧或需求侧的调度已无法满足电力系统稳定运行的需求,本文在上述研究基础上建立需求侧与发电侧相结合的VPP双层优化模型。

1)建立上层商业层虚拟电厂(commercial virtual power plants, CVPP)和下层技术型虚拟电厂(technical virtual power plant, TVPP)的双层调度模型, CVPP管理用户负荷,以用户侧收益最大为目标,下层模型在满足上层调度结果的基础上以DG出力成本最小为目标进行优化,可同时兼顾需求侧和发电侧的利益。

2)CVPP对所辖用户负荷拥有自主定价权,并将所管控的DL分类,在制定的分时电价基础上对各类DL进行优化,制定不同的调度策略,综合利用价格型和激励型需求响应的调度作用。

3)TVPP管理风光燃储联合发电系统,涉及DG类型全面,并引入弃风弃光惩罚,提高风机光伏的利用率。

1 VPP的架构和管理模式的构建

VPP的运营与外部电力市场的价格波动和内部负荷需求以及DG的出力特性息息相关。本文结合国内外VPP的发展趋势和实际运营情况,对VPP的内部结构和管理模式进行合理架构。

1.1 VPP的架构

VPP的架构如图1所示。上层CVPP管控的负荷包括小型工商业和居民负荷,这些负荷可分为基础负荷和DL。基础负荷指不参与控制中心的调

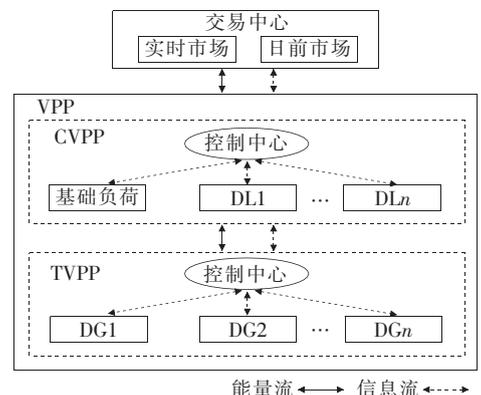


图1 VPP的架构

Figure 1 Architecture of VPP

度,保持正常用电的负荷;DL 指与 CVPP 控制中心签订合同,可接受控制中心调度的负荷。下层 TVPP 控制中心所管控的 DG 包含风电机组、光伏机组、微型燃气轮机和蓄电池。

1.2 VPP 的管理模式构建

CVPP 的主要作用是管理用户负荷,平衡与电力市场的交易。对于内部签约用户, CVPP 将制定分时电价以减小用户负荷峰谷差。由于电力市场竞争激烈,定价过高会导致用户流失,因此, CVPP 需综合考虑 VPP 运行情况、各时段运行成本、用户需求等多个因素,合理制定内部用户售电电价^[9]。

为降低 VPP 的运营成本和新能源并网风险,假设 CVPP 中 50% 负荷由 CVPP 在日前市场与电力供应商签订合同购买,其余 50% 负荷由 TVPP 提供。当 DG 出力成本较高或剩余负荷大于 DG 出力时, CVPP 将在实时市场购买电量,调度 DL。当剩余负荷小于 DG 出力时, VPP 中的多余电量由 CVPP 在实时市场中进行出售。

TVPP 负责监控内部 DG 的运行状态,制定 DG 出力计划。在优化之前,各 DG 向 TVPP 控制中心提交自身的出力信息,并接受控制中心的调度。当 TVPP 发现 DG 的运行存在风险或不满足出力计划时,会及时做出调整。

本文采用双层调度模式,首先,上层 CVPP 结合实时市场电价、日前负荷预测信息和 DG 的预测出力制定用户售电价,调节 DL,并向下层传达 TVPP 计划发电量。TVPP 接收到 CVPP 的指令后,以 CVPP 的优化结果为约束制定各 DG 的发电量,计算发电成本,并将优化后的发电信息传递给上层 CVPP。若 TVPP 难以满足上层 CVPP 的指令, CVPP 将重新进行优化,制定新的优化策略,下达新的指令,以达到新的平衡。上层 CVPP 与下层 TVPP 进行信息的交互,确定最终的 CVPP 调度计划和 TVPP 的出力计划,实现 VPP 的收益最大化^[10-11]。

2 VPP 的优化调度模型

2.1 需求侧响应建模

根据消费者心理学原理,制定合理的分时电价可以改变用户用电行为,用自弹性系数表示电价变

化率对负荷变化率的影响^[12]:

$$\delta_{\Delta q, t} = \epsilon_{it} \delta_{\Delta p, t} \quad (1)$$

式中 ϵ_{it} 为 t 时段自弹性系数; $\delta_{\Delta q, t}$ 为 t 时段负荷响应率; $\delta_{\Delta p, t}$ 为 t 时段电价变化率。

制定分时电价后 t 时段 CVPP 中用户用电量为

$$P_t^D = P_t^L + \delta_{\Delta q, t} P_t^L \quad (2)$$

式中 P_t^L 为 t 时段原始用户预测负荷。

CVPP 所管控的 DL 分为可平移、可削减和可转移负荷。

1) 可削减负荷。在用电高峰时段可减少用电的负荷,该类负荷用电时间稳定,削减量较小,补偿价格较高,如空调、照明设备等。可削减负荷 t 时段的补偿费用为

$$F_{\text{cut}, t} = \lambda_t^{\text{cut}} \rho_f^{\text{cut}} P_{f, t}^{\text{cut}} \quad (3)$$

式中 λ_t^{cut} 为 t 时段可削减负荷是否参与调度,采用 0-1 变量, λ_t^{cut} 为 1 表示该负荷可削减,为 0 表示负荷不削减; ρ_f^{cut} 为 CVPP 对削减负荷量的单位补偿费用; $P_{f, t}^{\text{cut}}$ 指 t 时段可削减负荷量。

2) 可转移负荷。该类负荷可灵活调节用电时间段和该时段的用电量,属于避峰型负荷,如电动汽车可改变它的充电功率和充电时间。可转移负荷 t 时段的补偿费用为

$$F_{\text{tr}, t} = \lambda_t^{\text{tr}} \rho_f^{\text{tr}} P_{f, t}^{\text{tr}} \quad (4)$$

式中 λ_t^{tr} 为 t 时段可转移负荷的调度状态, λ_t^{tr} 为 1 表示负荷接受转移,为 0 表示负荷不转移; ρ_f^{tr} 为可转移负荷的单位补偿费用; $P_{f, t}^{\text{tr}}$ 为 t 时段可转移的负荷量。

3) 可平移负荷。可平移负荷的用电特性要求用电时间连续且用电量不变,只能将某段时刻的负荷整体平移到另外一个时段^[13-15],如洗衣机、制冰机。可平移负荷 t 时段的补偿费用为

$$F_{\text{sh}, t} = \lambda_t^{\text{sh}} \rho_f^{\text{sh}} P_{f, t}^{\text{sh}} \quad (5)$$

式中 λ_t^{sh} 为 t 时段可平移负荷的平移状态, λ_t^{sh} 为 1 表示负荷接受平移,0 表示负荷不平移; ρ_f^{sh} 为可平移负荷的单位补偿费用; $P_{f, t}^{\text{sh}}$ 为 t 时段可平移的负荷量。

2.2 上层 CVPP 优化模型

2.2.1 目标函数

$$\max F_1 = \Delta T \sum_{t=1}^T [\rho_t^{\text{se}} P_t^D - \rho_t^{\text{buy}, F} P_t^F - \rho_t^{\text{buy}, S} P_t^S - F_{\text{cut}, t} - F_{\text{tr}, t} - F_{\text{sh}, t}] - F_{\text{TVPP}} \quad (6)$$

式中 F_1 为 VPP 的全天总利润; ΔT 为一个调度时段的时长, T 为一天中调度时段的个数; ρ_t^{se} 为 t 时段 CVPP 与用户的交易电价, 由 CVPP 制定; $\rho_t^{buy.F}$ 、 P_t^F 分别为 CVPP 与电力供应商签订的 t 时段的购电电价、购电量; $\rho_t^{buy.S}$ 、 P_t^S 分别为 t 时段 CVPP 与实时市场的交易电价、交易量, 当 CVPP 向实时市场买/售电时, P_t^S 为正/负数; $F_{cut,t}$ 、 $F_{tr,t}$ 、 $F_{sh,t}$ 分别为 t 时段可削减、可转移、可平移负荷的补偿费用; F_{TVPP} 为 TVPP 总发电成本, 与 TVPP 的出力 $P_{TVPP,t}$ 相关。

2.2.2 约束条件

1) 售电电价约束。

$$\begin{cases} \rho_{\min}^{se} \leq \rho_t^{se} \leq \rho_{\max}^{se} \\ \frac{1}{24} \Delta T \sum_{t=1}^T \rho_t^{se} = \rho_{ave}^{se} \end{cases} \quad (7)$$

式中 ρ_{\min}^{se} 、 ρ_{\max}^{se} 分别为 CVPP 用户售电电价的下限和上限; ρ_{ave}^{se} 为 CVPP 一天中的平均售电价, 保证 CVPP 的售电电价在一定范围内。

2) 考虑到用户满意度, 对可削减负荷的削减量和削减次数进行约束:

$$\begin{cases} \Delta T \sum_{t=1}^T \lambda_t^{cut} \leq N_1 \\ \lambda_t^{cut} P_{\min}^{cut} \leq \lambda_t^{cut} P_{f,t}^{cut} \leq \lambda_t^{cut} P_{\max}^{cut} \end{cases} \quad (8)$$

式中 N_1 为一天中可削减负荷的削减次数最大值; P_{\min}^{cut} 、 P_{\max}^{cut} 分别为可削减负荷削减量的下限和上限。

3) 可转移负荷约束。

假设可转移负荷的原运行时段为 $[t_1, t_2]$, 转移后的区间为 $[t_{1-}, t_{2+}]$, 因某些可转移负荷设备不能频繁启停, 为防止用电设备转移为多个分散的时间段, 对设备的转移时间和转移功率进行约束。

$$\begin{cases} \sum_{t=t_1}^{t_1+T_{\min}^{con}-1} \lambda_t^{tr} = T_{\min}^{con} (\lambda_t^{tr} - \lambda_{t-1}^{tr}) \\ \lambda_t^{tr} P_{\min}^{tr} \leq \lambda_t^{tr} P_{f,t}^{tr} \leq \lambda_t^{tr} P_{\max}^{tr} \end{cases} \quad (9)$$

式中 T_{\min}^{con} 为转移后设备的最小运行时间; P_{\min}^{tr} 、 P_{\max}^{tr} 分别为转移负荷量的下限和上限。

4) 可平移负荷约束。

设可平移负荷的原用能时间区间为 $[t_3, t_4]$, 转移后的用能区间为 $[t_{3-}, t_{4+}]$, 可平移负荷的约束条件为

$$\begin{cases} \lambda_t^{sh} P_{\min}^{sh} \leq \lambda_t^{sh} P_{f,t}^{sh} \leq \lambda_t^{sh} P_{\max}^{sh} \\ t_4 - t_3 = t_{4+} - t_{3-} \end{cases} \quad (10)$$

式中 P_{\min}^{sh} 、 P_{\max}^{sh} 分别为可平移负荷的下限和上限。

5) 功率平衡约束。

$$P_{TVPP,t} + P_t^S + P_t^F = P_t^D - P_{f,t}^{cut} - P_{f,t}^{tr} - P_{f,t}^{sh} \quad (11)$$

2.3 下层 TVPP 优化模型

2.3.1 目标函数

求解上层调度模型后可以得到以 VPP 收益最大为目标的优化结果, 以满足上层调度结果中的 TVPP 出力作为约束条件, 以 TVPP 发电成本最小为目标建立目标函数, 即

$$\min F_{TVPP} =$$

$$\Delta T \sum_{t=1}^T \left[\sum_{j \in N} F_{ge,j,t} + F_{w,t} + F_{s,t} + F_{en,t} \right] \quad (12)$$

式中 F_{TVPP} 为整个调度周期内下层 TVPP 的出力成本; $F_{ge,j,t}$ 为 t 时段第 j 台微型燃气轮机的运行成本; $F_{w,t}$ 为 t 时段风电机组的发电成本; $F_{s,t}$ 为 t 时段光伏机组的发电成本; $F_{en,t}$ 为 t 时段蓄电池的运行成本。

1) 微型燃气轮机的发电成本。

$$F_{ge,j,t} = a_{ge,j} P_{ge,j,t}^2 + b_{ge,j} P_{ge,j,t} + c_{ge,j} \quad (13)$$

式中 $P_{ge,j,t}$ 为 t 时段第 j 台燃气轮机的发电功率; $a_{ge,j}$ 、 $b_{ge,j}$ 、 $c_{ge,j}$ 为第 j 台燃气轮机的发电耗量特性参数, 与燃气轮机的性能和能耗有关。

2) 风电机组的发电成本。风机发电成本由两部分组成: 风机实际出力成本 $b_w P_{w,t}^s$ 和风机弃风惩罚

成本 $\frac{1}{2} \rho_t^{buy.S} \Delta P_{w,t}$ 。

$$\begin{cases} F_{w,t} = b_w P_{w,t}^s + \frac{1}{2} \rho_t^{buy.S} \Delta P_{w,t} \\ \Delta P_{w,t} = P_{w,t} - P_{w,t}^s \end{cases} \quad (14)$$

式中 $P_{w,t}$ 为 t 时段风机预测功率; $P_{w,t}^s$ 为 t 时段风机实际发电功率; $\rho_t^{buy.S}$ 为实时市场的售电电价; $\Delta P_{w,t}$ 为 t 时段的弃风量; b_w 为风机实际发电功率与发电成本的线性关系系数, 与风电机组的发电性能有关。

3) 光伏机组的发电成本。光伏机组发电成本也由两部分组成: 光伏机组实际出力成本 $b_s P_{s,t}^s$ 和光

伏机组弃光惩罚成本 $\frac{1}{2}\rho_t^{\text{buy},S} \Delta P_{s,t}$ 。

$$\begin{cases} F_{s,t} = b_s P_{s,t}^s + \frac{1}{2}\rho_t^{\text{buy},S} \Delta P_{s,t} \\ \Delta P_{s,t} = P_{s,t} - P_{s,t}^s \end{cases} \quad (15)$$

式中 $P_{s,t}$ 为 t 时段光伏机组预测出力; $P_{s,t}^s$ 为 t 时段光伏机组实际出力; $\Delta P_{s,t}$ 为 t 时段的弃光量; b_s 为光伏的实际发电功率与发电成本的线性关系系数。

4) 蓄电池的发电成本。

$$F_{\text{en},t} = a_{\text{en}} |P_{\text{en},t}|^2 + b_{\text{en}} |P_{\text{en},t}| + c_{\text{en}} \quad (16)$$

式中 $P_{\text{en},t}$ 为 t 时段蓄电池的存放功率,当 $P_{\text{en},t}$ 为正时,蓄电池发电,当 $P_{\text{en},t}$ 为负时,蓄电池储能; $a_{\text{en}}, b_{\text{en}}, c_{\text{en}}$ 为蓄电池功率参数,与蓄电池的耗量特性有关。

2.3.2 约束条件

1) 功率平衡约束。

$$P_{\text{TVPP},t} = \sum_{j \in N} P_{\text{ge},j,t} + P_{\text{w},t}^s + P_{\text{s},t}^s + P_{\text{en},t} \quad (17)$$

2) 燃气轮机的运行约束。

发电功率约束:

$$0 \leq P_{\text{ge},j,t} \leq P_{\text{ge},j}^{\text{max}} \quad (18)$$

式中 $P_{\text{ge},j}^{\text{max}}$ 为第 j 台燃气轮机的发电功率的上限。

燃气轮机的爬坡速率约束:

$$\begin{cases} P_{\text{ge},j,t+1} - P_{\text{ge},j,t} \leq P_{\text{ge},j}^{\text{up}} \\ P_{\text{ge},j,t} - P_{\text{ge},j,t+1} \leq P_{\text{ge},j}^{\text{down}} \end{cases} \quad (19)$$

式中 $P_{\text{ge},j}^{\text{up}}, P_{\text{ge},j}^{\text{down}}$ 分别为第 j 台机组爬坡功率的下限和上限。

3) 风机和光伏机组的出力约束。

$$\begin{cases} P_{\text{w},t}^{\text{min}} \leq P_{\text{w},t}^s \leq P_{\text{w},t}^{\text{max}} \\ P_{\text{s},t}^{\text{min}} \leq P_{\text{s},t}^s \leq P_{\text{s},t}^{\text{max}} \end{cases} \quad (20)$$

式中 $P_{\text{w},t}^{\text{min}}, P_{\text{w},t}^{\text{max}}$ 分别为 t 时段风电机组实际发电功率的下限和上限; $P_{\text{s},t}^{\text{min}}, P_{\text{s},t}^{\text{max}}$ 分别为 t 时段光伏机组发电功率的下限和上限。

4) 蓄电池约束。

蓄电池的容量约束:

$$E_{\text{min}} \leq E_0 + \Delta T \sum_{t=1}^N P_{\text{en},t} \leq E_{\text{max}} \quad (21)$$

式中 E_0 为蓄电池的初始容量; $E_{\text{min}}, E_{\text{max}}$ 分别为蓄电池容量的下限和上限。

充、放电速率约束:

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{en},t} \leq P_{\text{en}}^{\text{ch}} \\ -P_{\text{en}}^{\text{dis}} \leq P_{\text{en},t} \leq 0 \end{cases} \quad (22)$$

式中 $P_{\text{en}}^{\text{ch}}, P_{\text{en}}^{\text{dis}}$ 为蓄电池放、充电功率上限值。

蓄电池在运行过程中只能充电或者放电,对蓄电池的运行状态进行约束:

$$X + Y \leq 1 \quad (23)$$

其中, $X=1$ 表示蓄电池处于放电状态, $Y=1$ 表示处于充电状态。

为保障电池的使用寿命,对充、放电次数进行约束:

$$\begin{cases} \Delta T \sum_{t=1}^T |X_{t+1} - X_t| \leq N_2 \\ \Delta T \sum_{t=1}^T |Y_{t+1} - Y_t| \leq N_3 \end{cases} \quad (24)$$

其中, N_2, N_3 分别表示一天中蓄电池放、充电次数的上限。

若使蓄电池在每一个运行周期初始状态相同,则蓄电池一天中的充、放电功率相等,即

$$\Delta T \sum_{t=1}^T P_{\text{en},t} = 0 \quad (25)$$

3 VPP 模型的求解

为了验证所建立模型的可行性,本文在 Matlab 环境下使用 Yalmip 工具箱中的 Cplex 求解器对模型进行求解。

优化流程如图 2 所示,优化中终止条件为 CVPP 的相邻 2 次优化结果的收敛误差是否在规定时间内,收敛误差定义为

$$\left| \frac{P_{\text{CV},n+1} - P_{\text{CV},n}}{P_{\text{CV},n}} \right| + \left| \frac{F_{\text{TV},n+1} - F_{\text{TV},n}}{F_{\text{TV},n}} \right| + \left| \frac{P_{\text{TV},n+1} - P_{\text{TV},n}}{P_{\text{TV},n}} \right| \leq \alpha \quad (26)$$

式中 $P_{\text{CV},n+1}$ 和 $P_{\text{CV},n}, F_{\text{TV},n+1}$ 和 $F_{\text{TV},n}, P_{\text{TV},n+1}$ 和 $P_{\text{TV},n}$ 分别为第 $n+1$ 次、第 n 次优化后的 CVPP 的用户总负荷、TVPP 的总成本、总出力; α 为最大收敛误差,本文设定为 5%。

当相邻 2 次优化结果在收敛误差之内时,满足终止条件,调度结束。VPP 发布面向用户的售电电

价,执行 DL 的调度计划和各机组的出力计划,并进行经济结算,计算最终 VPP 总收益^[16-18]。

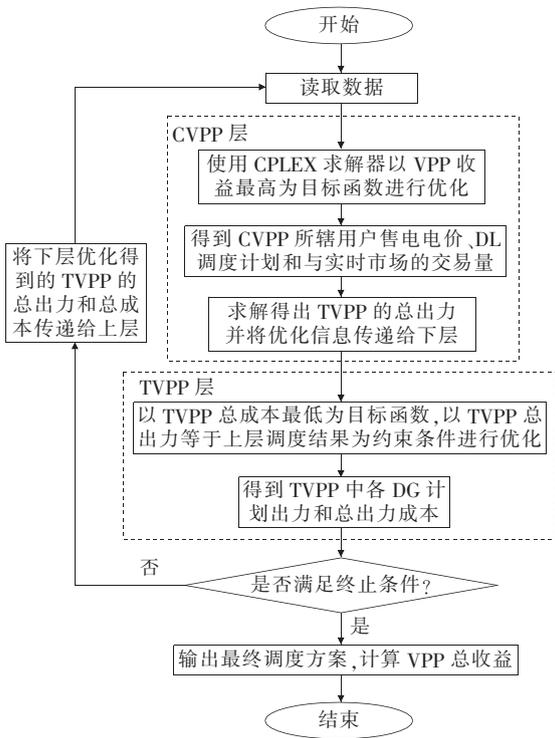


图 2 优化流程

Figure 2 Optimization flowchart

4 算例分析

4.1 算例数据

本文选取某地区的夏季典型日为算例,设一个调度时段时长为 1 h,即 $\Delta T = 1 \text{ h}$, $T = 24$,机组的运行周期为 24 h。该地区的风机、光伏预测出力以及用户负荷预测如图 3 所示。

CVPP 与实时市场的交易中以实时市场的售电电价为准,设实时市场的电价以 1 h 为基准进行变

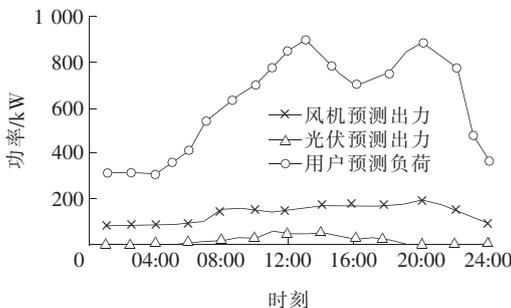


图 3 用户负荷、风机和光伏出力预测

Figure 3 User load, wind turbine and photovoltaic output forecast

动,且与用户负荷大致呈线性关系^[10],即在一定范围内,实时市场的电价与日前预测负荷的关系式为

$$\rho_i^{\text{buy},S} = a_L P_i^L + b_L \quad (27)$$

式中 a_L 、 b_L 为线性参数。

设制定分时电价前用户用电电价为 0.65 元/(kW·h),CVPP 的售电电价(元/(kW·h))约束为 $[0.35, 0.95]$,平均售电价为 0.65 元/(kW·h),各 DL 的调度参数如表 1 所示。

表 1 可削减、可转移、可平移负荷调度参数

Table 1 Cutable, transferable, shiftable load scheduling parameters

可削减负荷调度参数				
$(P_{\min}^{\text{cut}} \sim P_{\max}^{\text{cut}})/\text{kW}$	$N_1/\text{次}$	$\rho_i^{\text{cut}}/(\text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h}))$		
0~35	8	0.25		
可转移负荷调度参数				
$(P_{\min}^{\text{tr}} \sim P_{\max}^{\text{tr}})/\text{kW}$	$[t_1, t_2]$	$[t_1-, t_2+]$	$T_{\min}^{\text{con}}/\text{h}$	$\rho_i^{\text{tr}}/(\text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h}))$
0~65	11:00—	05:00—	2	0.2
	15:00	24:00		
可平移负荷调度参数				
$(P_{\min}^{\text{sh}} \sim P_{\max}^{\text{sh}})/\text{kW}$	$[t_3, t_4]$	$[t_3-, t_4+]$	$\rho_i^{\text{sh}}/(\text{元}/(\text{kW} \cdot \text{h}))$	
0~65	12:00—21:00	05:00—23:00	0.175	

TVPP 中设置 2 台微型燃气轮机,额定功率分别为 70、50 kW,爬坡速率均为 3 kW/min。蓄电池的额定容量为 300 kW,最低容量为额定容量的 20%,最大容量为额定容量的 95%,最大充放电功率为 60 kW,各 DG 的耗量特性参数如表 2 所示。

表 2 机组的耗量特性参数

Table 2 Consumption characteristic parameters of the unit

机组类型	$a/(10^{-5} \text{元}/\text{kW}^2)$	$b/(\text{元}/\text{kW})$	$c/\text{元}$
1号燃气轮机	1.25	0.475	0
2号燃气轮机	1.50	0.500	0
风电机组	0.00	0.490	0
光伏机组	0.00	0.720	0
蓄电池	1.00	0.215	0

为验证所建立模型的合理性,本文设置 3 个场景进行对比分析:①原始用户用电情况;②只考虑分时电价作用的用户用电情况;③在分时电价的基础上对用户侧 DL 进行调度后的用户用电情况。

4.2 算例分析

实时市场电价曲线以及 CVPP 为用户侧制定

的售电电价曲线如图 4 所示,可以看出,CVPP 的用户售电电价与实时市场电价走势基本一致。在 19:00—21:00 时段中,CVPP 的售电电价最高,达到 0.95 元/(kW·h),01:00—04:00 时段中,CVPP 售电电价最低,为 0.35 元/(kW·h)。实时市场电价与用户用电负荷相关,CVPP 在用电高峰时期提高电价,在低谷时期降低电价既可实现削峰填谷,也保证了在实时市场低电价时段时,维持 CVPP 所管辖的用户负荷数量的稳定,在实时市场高电价时段时,减小 CVPP 因购电成本过高而亏损的风险。

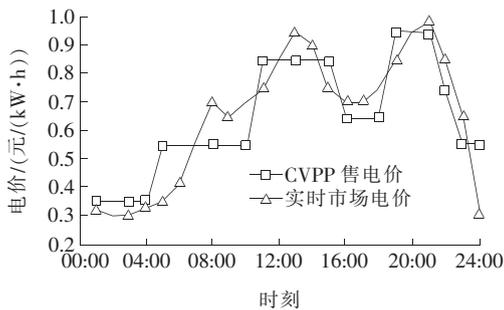


图 4 CVPP 售电电价

Figure 4 Electricity sale price of CVPP

3 种场景下的用户负荷曲线如图 5 所示,场景 3 的负荷波动幅度和峰谷差最小,分时电价虽然可以适当的削峰填谷,平缓用户负荷曲线,效果却不够明显,且由用户自发进行,缺少与 CVPP 控制中心的信息互动,不能灵活快速的参与电网调度。考虑 DL 后 CVPP 控制中心可在用电高峰阶段将 DL 移出,在用电低谷时段将 DL 移入,并给予用户适当的经济补偿,可有效调动用户参与电网调度的积极性,减小用户用电的峰谷差。

DL 分为可削减、可转移和可平移负荷,3 种负荷调度前、后用电功率分别如图 6、7 所示,可以看出

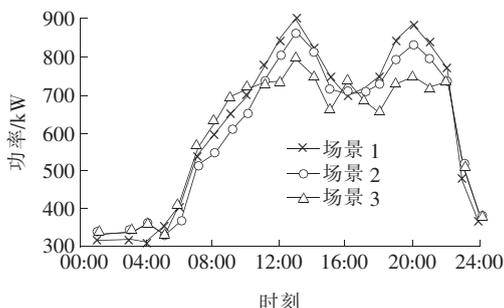


图 5 不同场景下的用户负荷曲线

Figure 5 User load curve under different scenarios

3 种 DL 的调度方式及调度结果。可削减负荷在 11:00—15:00、18:00—21:00 时间段中接受调度,减小高峰时段用户用电。可转移负荷从 11:00—15:00 转移到 06:00—10:00、15:00—17:00 时段中;可平移负荷从 17:00—21:00 平移到 06:00—10:00 中,这 2 种负荷在调度时都可以从高峰时段转移到低谷时段,只是可转移负荷的调度方式更灵活一些。总体来说,3 种 DL 相结合可有效降低高峰时段用户负荷,减小负荷峰谷差。

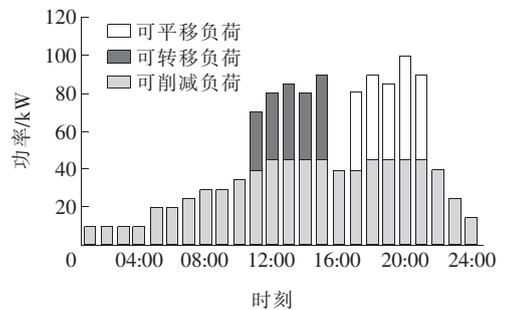


图 6 优化前的 DL 曲线

Figure 6 DL curve before optimization

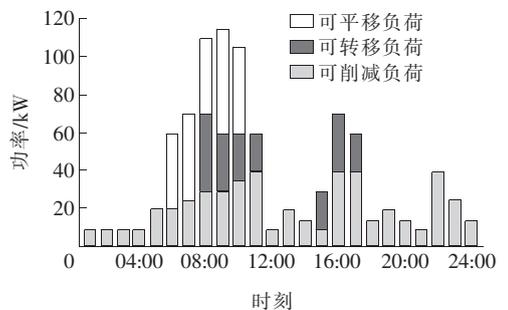


图 7 优化后的 DL 曲线

Figure 7 DL curve after optimization

在场景 3 的用户负荷下,TVPP 优化后的 DG 出力和风机、光伏出力对比如图 8、9 所示,在 00:00—03:00 时段中,风机弃风成本和实时市场购电成本较低,在 0.45~0.48 元/(kW·h) 范围内波动,风机出力成本为 0.49 元/(kW·h),高于购电成本和弃风成本,风机无出力;在 04:00—23:00 时段中,风机弃风成本和购电成本在 0.49~1.48 元/(kW·h) 范围内,高于风机出力成本,风机出力。当不考虑弃风成本时,风机只在 07:00—23:00 时段中出力,此时实时市场购电成本在 0.56~0.99 元/(kW·h) 范围内波动。同样,在 08:00—19:00 时段中,光伏出力成本为 0.72 元/(kW·h),高于实

时市场电价和弃光成本,光伏出力。不考虑弃光惩罚时,光伏只在 12:00—16:00、18:00—19:00 时段中出力。所以引入弃风弃光惩罚可促进新能源的消纳,提高风电机组和光伏机组的利用率。

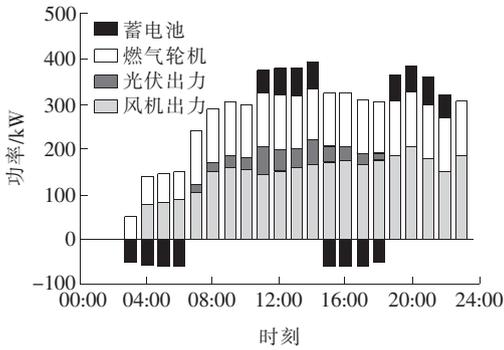


图 8 优化后 TVPP 出力

Figure 8 Output of TVPP after optimization

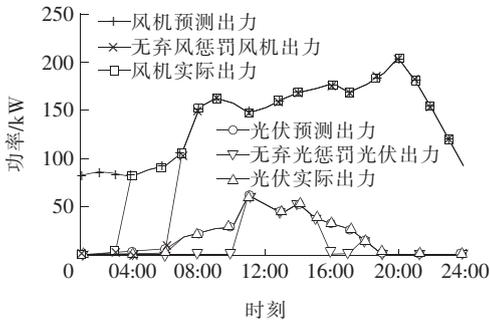


图 9 风机、光伏出力对比

Figure 9 Output comparison of wind turbine and photovoltaic

在 00:00—03:00 时段中,TVPP 出力为 0, CVPP 从实时市场中购电,满足用户用电需求;在 03:00—07:00 时段中,实时市场电价较低,由发电成本较低的燃气轮机发电并利用蓄电池储存起来;在 08:00—24:00 时段中,CVPP 从实时市场购电成本较高,2 台燃气轮机同时出力,达到 120 kW,在晚上用电高峰时段且光伏无出力时,燃气轮机可与风机、蓄电池一起出力,缓解负荷压力,降低 CVPP 的购电成本。微型燃气轮机启停迅速,操作方便,在无风或阴天等特殊天气时,可为负荷提供电能,降低 CVPP 的购电成本和 VPP 的运行风险。

蓄电池在优化过程中的调度结果表现为为谷时段充电、高峰时段放电。具体结果:在 03:00—06:00、15:00—18:00 时段中,蓄电池充电,充电功率为 60 kW,将系统多余电能储存起来;在 11:00—14:00、19:00—22:00 时段中,实时市场电价较高,蓄电池持续放电,放电功率 60 kW,减小 VPP 的购

电成本,满足峰时用户用电的需求。

事实上,在 TVPP 的出力确定的情况下,CVPP 与实时市场的交易直接影响了 VPP 的收益,设 CVPP 从实时市场购电功率为正,售电功率为负。3 个场景下 CVPP 与实时市场各时段的交易电量如图 10 所示。

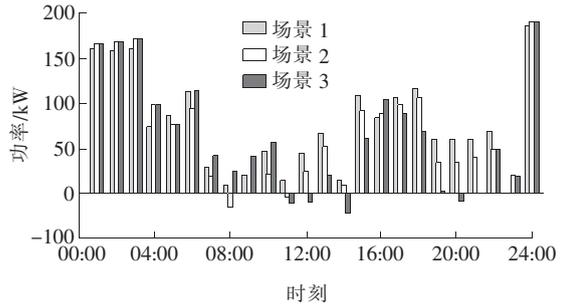


图 10 不同场景下 CVPP 与实时市场的交易量

Figure 10 Transaction volume of CVPP and real-time market in different scenarios

由图 10 可知,经过分时电价和 DL 的调度,在 11:00—15:00、17:00—22:00 高峰时段中,场景 3 在实时市场购买的电量较少,甚至在高电价时段还会有富余电量向实时市场出售。场景 2 与场景 3 相似,与实时市场的交易多集中在低电价时段;与场景 1 相比,场景 3 中 CVPP 减小了在高电价时段的购电量,降低了 VPP 的购电成本。不同场景下 VPP 的成本和收益如表 3 所示。

表 3 不同场景下 VPP 经济效益分析

Table 3 Analysis of VPP economic benefit

场景	in different scenarios		元
	TVPP 出力成本	与实时市场交易成本	VPP 运营净收益
1	3 326.12	6 228.78	3 203.45
2	3 278.50	6 147.15	3 335.15
3	3 225.30	6 035.45	3 485.15

场景 3 在分时电价和 DL 调度下,用户总用电负荷降低,峰谷差减小。与场景 1、2 相比,TVPP 出力成本和与实时市场的交易成本最低,VPP 的净收益最高,场景 2 次之。综合上述分析,在分时电价基础上通过调节 DL 可以有效削峰填谷,降低 VPP 的运营成本,提高 VPP 的收益。

5 结语

本文建立了一个考虑需求响应的 VPP 双层调

度模型,上层 CVPP 以收益最大为目标函数优化用户用电负荷,下层 TVPP 以满足上层优化结果为约束,以成本最低为目标函数优化 DG 出力,经过求解模型得出以下结论:

1) 针对用户负荷制定的分时电价与 DL 调度策略相结合可以改变用户的用电习惯,有效削峰填谷,减小 CVPP 在实时市场高电价时段的购电量,提高 VPP 的收益;

2) 分时电价虽然可以适当减小用户负荷峰谷差,但不如与 DL 的调度配合效果明显,且不能直接控制用户负荷,调节方式不够灵活;

3) 提出风光燃储一体化 TVPP 出力模型并引入弃风弃光惩罚函数,在低电价时段停发、高电价时段满发,充分利用新能源发电,从而减少了 VPP 的购电成本。

本文为 VPP 的运营管理提供了模型参考,对 VPP 的发展有一定的指导意义,但没有考虑实时市场电价的不确定性,后续会继续研究更贴合实际的 VPP 模型。

参考文献:

[1] 刘吉臻,李明扬,房方,等. 虚拟发电厂研究综述[J]. 中国电机工程学报,2014,34(29):5103-5111.

LIU Jizhen, LI Mingyang, FANG Fang, et al. Review on virtual power plants[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5103-5111.

[2] 刘新元,程雪婷,薄利明,等. 考虑源荷协调的含储热光热电站和风电系统的日前一日内调度策略[J]. 中国电力,2021,54(8):144-153.

LIU Xinyuan, CHENG Xueting, BO Liming, et al. Day-ahead and intra-day scheduling strategy of concentrated solar power station with thermal energy storage and wind farm considering coordination between generation and load[J]. Electric Power, 2021, 54(8): 144-153.

[3] 黄剑平,陈皓勇,林镇佳,等. 需求侧响应背景下分时电价研究与实践综述[J]. 电力系统保护与控制,2021,49(9):178-187.

HUANG Jianping, CHEN Haoyong, LIN Zhenjia, et al. A summary of time-of-use research and practice in a demand response environment[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(9): 178-187.

[4] 陈厚合,王子璇,张儒峰,等. 含虚拟电厂的风电并网系统分布式优化调度建模[J]. 中国电机工程学报,2019,39(9):2615-2624.

CHEN Houhe, WANG Zixuan, ZHANG Rufeng, et al. Decentralized optimal dispatching modeling for wind power integrated power system with virtual power plant [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2615-2624.

[5] 徐辉,焦扬,蒲雷,等. 计及不确定性和需求响应的风光燃储集成虚拟电厂随机调度优化模型[J]. 电网技术,2017,41(11):3590-3597.

XU Hui, JIAO Yang, PU Lei, et al. Stochastic scheduling optimization model for virtual power plant of integrated wind-photovoltaic-energy storage system considering uncertainty and demand response[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3590-3597.

[6] 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.

[7] 袁桂丽,王宝源. 含电动汽车的虚拟电厂经济性优化调度[J]. 太阳能学报,2019,40(8):2395-2404.

YUAN Guili, WANG Baoyuan. Economic optimal dispatch of virtual power plant with electric vehicles[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2019, 40(8): 2395-2404.

[8] 刘铠诚,何桂雄,郭炳庆. 考虑电价碳价及风功率不确定性的风-火虚拟电厂运行优化策略[J]. 电力科学与技术学报,2018,33(3):99-105.

LIU Kaicheng, HE Guixiong, GUO Bingqing. Optimal strategy for wind-fire virtual power plant considering uncertainties of wind power fluctuations and price randomness of electricity and carbon[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(3): 99-105.

[9] 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.

- [10] 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.
- [11] BEHBOODI S, CHASSIN D P, DJILALI N, et al. Transactive control of fast-acting demand response based on thermostatic loads in real-time retail electricity markets[J]. Applied Energy, 2018, 210: 1310-1320.
- [12] 王明松.风—光—蓄—火联合发电系统的两阶段优化调度策略[J].电网与清洁能源,2020,36(5):75-82.
WANG Mingsong. Two-stage optimal dispatching strategy of the wind-solar-pumped storage-thermal combined system[J]. Power System and Clean Energy,2020,36(5):75-82.
- [13] 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.
- [14] 徐蕙,陈平,李海涛,等. MPSR-MKSVM 电力负荷预测综合优化策略[J].电测与仪表,2022,59(1):77-83.
XU Hui,CHEN Ping,LI Haitao,et al. Comprehensive optimization strategy of power load forecasting based on MPSR-MKSVM[J]. Electrical Measurement & Instrumentation,2022,59(1):77-83.
- [15] 刘蓉晖,李子林,杨秀,等.考虑用户侧柔性负荷的社区综合能源系统日前优化调度[J].太阳能学报,2019,40(10):2842-2850.
LIU Ronghui,LI Zilin,YANG Xiu,et al. Optimal dispatch of community integrated energy system considering user-side flexible load[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica,2019,40(10):2842-2850.
- [16] KULMALA A, ALONSO M, REPO H, et al. Hierarchical and distributed control concept for distribution network congestion management[J]. IET Generation, Transmission & Distribution,2016,11(3):665-675.
- [17] 李正浩,李孟凡.基于深度学习的智能型负荷预测方法的研究[J].智慧电力,2020,48(10):78-85+112.
LI Zhenghao, LI Mengfan. Smart load forecasting method based on deep learning[J]. Smart Power,2020, 48(10):78-85+112.
- [18] 黄景光,陈波,林湘宁,等.基于乌鸦搜索算法的孤岛微网多目标优化调度[J].高压电器,2020,56(1):162-168.
HUANG Jingguang,CHEN Bo,LIN Xiangning,et al. Multi-objective optimal operation of islanded microgrid based on crow search algorithm[J]. High Voltage Apparatus,2020,56(1):162-168.