

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181383

分时电价影响下的多能源虚拟电厂双层优化调度

赵丰明^{1,2}, 樊艳芳¹

(1. 新疆大学电气工程学院 教育部可再生能源发电与并网控制工程技术研究中心, 新疆 乌鲁木齐 830047;
2. 国网浙江诸暨市供电公司, 浙江 诸暨 311800)

摘要: 随着风光等可再生能源的大规模接入, 其随机性、波动性的出力特点使得电力系统的调度变得困难甚至会造成严重的弃风弃光问题。为减小大规模新能源接入对电网带来的冲击, 提出了一种基于分时电价的虚拟电厂双层优化调度模型。在上层模型中, 以风光预测出力为计划出力进行申报, 针对实际出力与预测出力之间的偏差, 燃气轮机和储能电池协调配合对其进行平抑, 在风光消纳最大的基础上, 求得偏差最小的补偿方案, 然后将上层出力传递至下层模型。在下层模型中, 基于分时电价对抽水储能装置制定控制策略, 以减小净负荷波谷差, 然后采用自适应粒子群算法对各个火电机组的出力进行寻优。最后对比分析了不同风光预测误差对虚拟电厂经济性的影响, 研究了抽水蓄能装置给净负荷曲线所带来的改变。结果表明: 模型可以提升新能源消纳水平, 基于分时电价的虚拟电厂能够实现收益最大化, 保证区域内供需平衡。

关键词: 新能源; 虚拟电厂; 双层优化模型; 分时电价; 削峰填谷

Bi level optimal dispatching of multi energy virtual power plant influenced by TOU price

ZHAO Fengming^{1,2}, FAN Yanfang¹

(1. Engineering Research Center for Renewable Energy Generation & Grid Control, Xinjiang University, Urumqi 830047, China;
2. State Grid Zhuji Power Supply Company, Zhuji 311800, China)

Abstract: With the large-scale access of renewable energy sources, its randomness and volatility make it difficult to dispatch the power system and even cause the discarding of the wind. In order to reduce the impact of large-scale new energy access on the power grid, a two-layer optimal scheduling model of virtual power plant based on time sharing price is proposed. In the upper model, the wind and scenery prediction force is declared for the planned force. In view of the deviation between the actual force and the forecast force, the gas turbine and the energy storage battery are coordinated to suppress it. On the basis of the maximum wind and scenery, the minimum deviation compensation scheme is obtained, and the upper force is transferred to the lower layer model. In the lower layer model, the control strategy is set up based on the time sharing price to reduce the net load trough difference, and then the adaptive particle swarm optimization is used to optimize the output of each thermal power unit. Finally, the impact of different wind and solar forecast errors on the economy of the virtual power plant is compared and analyzed, and the change of net load curve caused by pumped storage device is studied. The results show that the model can improve the level of new energy consumption, and the virtual power plant based on TOU price can maximize the profit and ensure the balance of supply and demand in the region.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51767023).

Key words: new energy station; VPP; bilevel optimization scheduling; TOU price; peak load shifting

0 引言

近年来, 随着可再生能源的规模化发展, 其随机性、间歇性的出力特质对电网带来了巨大的冲击^[1-3]。为了解决以风电、光伏等为代表的新能源并网所带来的一系列问题, 国际上一些专家学者提出了虚拟

电厂(Virtual Power Plant, VPP)的概念。目前, 虚拟电厂的实际应用主要集中于欧洲和北美, 但由于其能源结构的不同, 欧洲和美国虚拟电厂的应用形式也有着显著区别。欧洲的虚拟电厂主要以分布式电源(Distribution Energy Resource, DER)安全并网以及电力市场的经济运营为目标, 而美国的虚拟电厂则主要针对需求侧的响应, 同时兼顾可再生能源的并网, 可控负荷占主体。所以目前国际上针对虚拟

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51767023)

电厂的概念尚无统一的概述^[4-5]。考虑到我国的发电结构仍以煤电、水电为主，其他类型能源作为有效补充，本文创新性地将风电、光伏、传统火电机组、抽水蓄能、燃气轮机以及储能电池有机整合为VPP，促进以风光为主的可再生能源的并网消纳。

VPP本质上可以理解作为一种多类型电源的电气聚合，并要求其聚合出力具备一定的技术与经济指标^[6-8]。目前，国内外学者对于VPP的优化模型以及控制策略已有了较多的研究。文献[9]建立了多类型能源聚合的VPP双层模型，提出“先分类再分单元”的解题思路对多能源出力进行求解，起到了提升消纳新能源能力的作用。文献[10-11]主要从负荷侧考虑，通过引入可切断负荷、电动汽车等改变系统负荷曲线，使得弃风弃光量减少，有利于系统的经济运行。但其在一定程度上改变了用户的用电习惯，使得用电舒适性降低。文献[12]通过比较一天中各时段售电电价与发电成本的大小，对储能装置及汽轮机制定了控制策略。该方法可以提升系统的经济性。且实施分时电价后，用户侧为响应电价会主动地改变用电习惯从而减少负荷曲线峰谷差。文献[13]建立了风光储联合优化调度模型，其主要采用储能电池对风光波动进行平抑。由于储能电池成本较高，故单一储能类型的使用不利于系统的经济运行。通过对以上研究进行总结，发现仍存在以下问题：

- (1) 构建的VPP模型中变量较多，维度较高。由于模型中包含多种类型电源，在一层优化中对各变量进行求解会使得计算过程复杂，不利于变量寻优。
- (2) 储能设备在模型中的分工不明确。储能电池由于其动作的快速性特点，目前主要被用于平抑风光出力的波动。主动负荷以及电动汽车的储能则主要影响负荷侧，减小负荷曲线峰谷差。但配电网在该过程中与用户签署用电协议，实施可控负荷电价，该种方式影响用户用电体验，降低用电满意度。所以储能装置更应着眼于发电侧，在对用户用电影响最小的基础上对净负荷曲线削峰填谷，进而降低常规火电机组的调度难度。
- (3) 目前研究中的VPP模型多以可再生能源与储能装置有机聚合。考虑到我国的发电结构仍以火电、水电为主，因此VPP模型中若不考虑火电机组、水电机组的参与则不利于VPP的实际工程应用。

鉴于此，本文针对可再生能源接入给电网带来的一系列问题，综合考虑了储能电池、抽水蓄能装置、燃气轮机、火电机组的运行特性以及分时电价的影响，提出了VPP双层优化调度模型，达到消纳新能源最大和系统经济性最优的目的。在上层模型中，采用燃气轮机和储能电池对可再生能源的出力偏差进行联合补偿，以上层模型出力偏差最小为目

标进行优化，进而提升新能源消纳。在下层模型中，抽水蓄能装置首先对净负荷曲线进行优化，然后再对常规火电机组的出力进行寻优，以提升系统运行的经济性。针对粒子群算法收敛速度慢、易陷入局部最优解等缺点，提出了一种自适应粒子群算法对上述问题求解。最后利用算例对模型进行分析，仿真结果验证了所建模型及算法的正确性与有效性。

1 VPP双层模型的构建及各系统控制策略

1.1 VPP双层模型的构建

本文将风电、光伏、传统火电机组、抽水蓄能、燃气轮机以及储能电池组成VPP双层模型。其结构如图1所示。图中虚线为信息网，各发电、储能以及负荷单元通过信息网与虚拟电厂控制中心连接，以实现双端通信。VPP能够使用先进的通信、计量与检测等技术手段对电网的实时运行状况进行监测与分析，对各种类型的能源装置进行有机整合，通过控制中心对其下发指令，对外能够作为一个整体参与电网的经济高效运行^[14]。

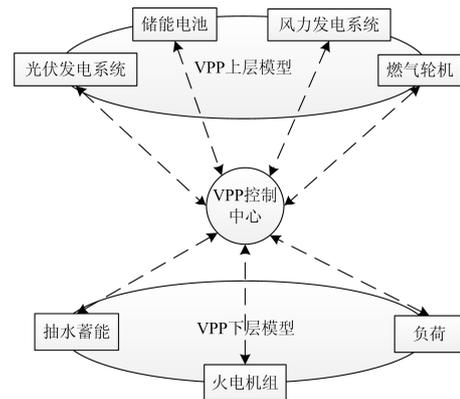


图1 VPP双层模型结构图

Fig. 1 VPP double layer model structure diagram

1.2 VPP双层模型中各系统控制策略

在VPP双层模型中考虑最大程度地消纳风光能源，基于此对风光系统制定控制策略。针对储能电池、抽水蓄能装置、火电机组以及燃气轮机的设备特性、经济特性对其制定控制策略，以提升新能源的消纳水平与系统的经济性。

1) 风光系统控制策略

在上层优化模型中，VPP在能力范围之内要做到优先利用清洁能源。

2) 储能电池系统控制策略

在上层优化模型中，出力偏差来自于实际出力与风光预测出力之差，由于风光预测出力具有一定的误差，故通过储能电池和燃气机组联合运行减小

出力偏差, 初始状态下 $k=k_1=k_2=0$ 。

a) 出力偏差大于 0, 即风光发电量超出计划值, 此时对储能电池进行充电, 若偏差值大于储能所能吸收的功率, 并且此时处于分时电价谷时段则抽水蓄能装置配合储能电池进行储能。

b) 出力偏差小于 0, 即风光发电量小于计划值, 此时储能电池放电。令 $k=1$, 然后对储能电池补偿之后的偏差值进行判断: 若偏差值的绝对值小于燃气轮机组 1 的最大出力, 则令 $k_1=1, k_2=0$; 若偏差值的绝对值大于燃气轮机组 2 的最大出力且小于机组 1 和机组 2 的最大出力之和, 则令 $k_1=0, k_2=1$; 若偏差值的绝对值大于机组 1 和机组 2 的最大出力之和, 则令 $k_1=1, k_2=1$; 若偏差值等于 0, 则 $k_1=k_2=0$ 。储能电池和燃气轮机补偿之后仍不足的发电量则从配电网购电以满足发电计划。

3) 燃气轮机系统控制策略

当 $k=1$ 且 $k_1=1$ 时, 燃气机组 1 发电; 当 $k=1$ 且 $k_2=1$ 时, 燃气机组 2 发电。

4) 抽水蓄能系统控制策略

在分时电价低谷时, 抽水蓄能装置从配电网购电蓄能, 在分时电价平时段以及高峰时, 抽水蓄能装置售电以获得经济效益。

5) 火电机组系统控制策略

火电机组配合其余各装置满足负荷要求。各火电机组的最优出力由自适应粒子群算法求得。

2 基于分时电价的VPP双层优化调度数学模型

本文综合考虑了风光出力随机性的影响以及电网经济运行的问题, 为解决上述问题, 本文建立了VPP双层优化调度模型。在上层模型中, 以次日风光预测出力为计划出力向上层模型进行申报, 同时以风电、光伏出力偏差最小为目标, 储能电池和燃气轮机协调配合满足该目标函数。在下层模型中, 考虑到分时电价的影响, 抽水蓄能在用电低谷时充电, 在用电高峰时放电, 对负荷进行了部分转移。该策略使得电网得到一定经济效益的同时也对负荷曲线进行了优化。其次以电网经济效益最优为目标函数, 对各个火电机组出力进行寻优, 达到电网经济性最优的目的。双层优化调度模型的流程如图2所示。

2.1 上层优化调度模型

由文献[15]了解到燃气机组具有较强的爬坡能力, 可以进行快速出力调节, 因此可以忽略其爬坡约束。储能电池响应速度快, 能够瞬时对新源出力的误差进行平抑^[16]。在上层优化模型中, 考虑到

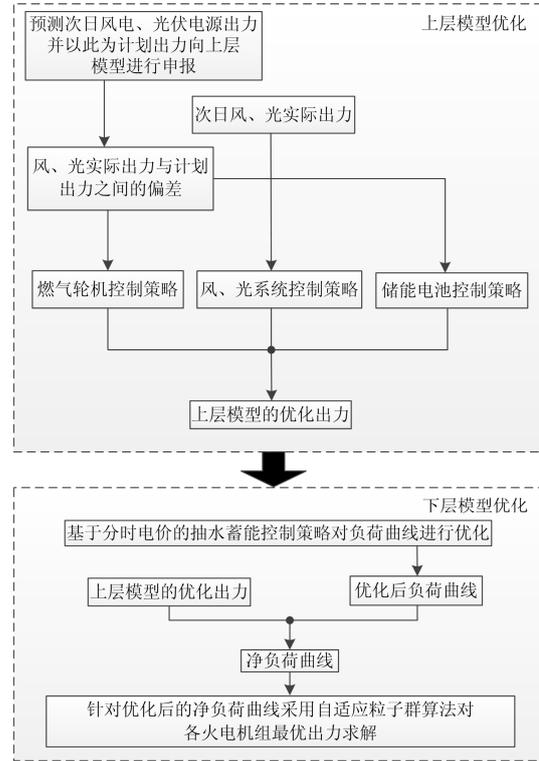


图2 两层优化模型调度流程

Fig. 2 Scheduling process of two-layer optimization model

风光实际出力与预测出力之间具有一定的误差, 采用储能电池与燃气机组协调配合对其出力偏差进行平抑, 将平抑之后的有功出力传递至下层优化模型。该过程以上层出力偏差最小为目标函数, 综合考虑功率平衡约束、燃气轮机出力约束、储能电池能量约束以及充放电约束。

2.1.1 目标函数

在双层调度模型中, 上层模型考虑风电、光伏、燃气机组和储能电池之间的协调出力。本文以各时段的经济收益最大为目标函数, 考虑燃气机组的能耗成本、新能源运行管理成本以及实际出力偏离出力计划的惩罚成本建立了VPP上层多目标优化模型。目标函数为

$$\max Z_t^{\text{up}} = \sum_{t=1}^T (B_t - G_t - I_t) \quad (1)$$

其中

$$B_t = G_{t,1}(l_t^{\text{PW}} + l_t^{\text{PV}} + l_t^{\text{GT}} + l_t^{\text{discharge}} - l_t^{\text{charge}}) \quad (2)$$

$$G_t = K_{\text{OG}}^{\text{PW}} l_t^{\text{PW}} + K_{\text{OG}}^{\text{PV}} l_t^{\text{PV}} + K_{\text{OG}}^{\text{GT}} l_t^{\text{GT}} + K_{\text{OG}}^{\text{battery}} (l_t^{\text{discharge}} + l_t^{\text{charge}}) \quad (3)$$

$$I_t = X_{\text{GT}} l_t^{\text{GT}} \quad (4)$$

式中: T 为一个调度周期的时段数, 文中1天为一个调度周期, 取 $T=24$, 每段时长为1 h。 Z_t^{up} 为 t 时段上

层模型净收益; B_t 为 t 时段上层模型收益; $G_{t,1}$ 为分时电价下的 t 时段售电电价; I_t^{PW} 、 I_t^{PV} 、 I_t^{GT} 、 $I_t^{\text{discharge}}$ 、 I_t^{charge} 依次为 t 时段风电、光伏、燃气机组和储能电池发电出力以及储能电池充电功率; G_t 为 t 时段上层模型的运行管理成本; $K_{\text{OG}}^{\text{PW}}$ 、 $K_{\text{OG}}^{\text{PV}}$ 、 $K_{\text{OG}}^{\text{GT}}$ 、 $K_{\text{OG}}^{\text{battery}}$ 依次为风电、光伏、燃气机组、储能电池的运行管理系数; I_t 为 t 时段上层模型的燃料成本; X_{GT} 为燃气轮机单位发电燃料成本。

考虑到计划出力与实际出力之间的偏差值, 本文以罚函数的方法将其加到最初考虑的目标函数中, 由于要同时满足经济效益最大和偏差最小的目标, 因此对原目标函数进行了取倒数的处理, 新生成的目标函数为

$$\min C_t^{\text{up}} = 1 / \sum_{t=1}^T (B_t - G_t - I_t) + S_t^{\text{up}} \quad (5)$$

其中

$$S_t^{\text{up}} = G_{t,2} \left| H_t - I_t^{\text{PW}} - I_t^{\text{PV}} - I_t^{\text{GT}} - I_t^{\text{discharge}} + I_t^{\text{charge}} \right| \quad (6)$$

式中: S_t^{up} 为 t 时段上层模型的惩罚成本; $G_{t,2}$ 为 t 时段分时电价下的购电电价; H_t 为 t 时段上层模型的计划出力。

2.1.2 约束条件

1) 功率等式约束

$$I_{t,\text{down}}^{\text{offset}} = H_t + I_t^{\text{charge}} - I_t^{\text{PW}} - I_t^{\text{PV}} - I_t^{\text{GT}} - I_t^{\text{discharge}} \quad (7)$$

式中, $I_{t,\text{down}}^{\text{offset}}$ 为 t 时段上层模型的出力偏差。

2) 燃气轮机功率约束

$$I_{\text{min}}^{\text{GT}} < I_t^{\text{GT}} < I_{\text{max}}^{\text{GT}} \quad (8)$$

式中, $I_{\text{max}}^{\text{GT}}$ 、 $I_{\text{min}}^{\text{GT}}$ 分别表示燃气机组功率上、下限。

3) 储能电池充放电及能量约束

储能电池有两种运行状态: 充电状态和放电状态, 其约束分别表示如下。

充电状态

$$\begin{cases} 0 < I_t^{\text{charge}} \leq I_{\text{max}}^{\text{charge}} \\ M_t^{\text{battery}} = M_{t-1}^{\text{battery}} + \Delta t I_t^{\text{charge}} \eta_c \\ M_t^{\text{battery}} \leq M_{\text{max}}^{\text{battery}} \end{cases} \quad (9)$$

放电状态

$$\begin{cases} -I_{\text{max}}^{\text{discharge}} \leq I_t^{\text{charge}} \leq 0 \\ M_t^{\text{battery}} = M_{t-1}^{\text{battery}} + \Delta t I_t^{\text{charge}} / \eta_d \\ M_{\text{min}}^{\text{battery}} \leq M_t^{\text{battery}} \end{cases} \quad (10)$$

式中: $I_{\text{max}}^{\text{charge}}$ 、 $I_{\text{max}}^{\text{discharge}}$ 分别表示充放电功率的最大值; M_t^{battery} 为 t 时刻储能电池的电量; η_c 、 η_d 分别为储能电池充放电效率; $M_{\text{max}}^{\text{battery}}$ 、 $M_{\text{min}}^{\text{battery}}$ 分别为储能电

池容量上下限。

2.2 下层优化调度模型

由于抽水蓄能装置在水轮机工作时具有最小出力限制, 而在水泵工作时, 功率一般不可任意调节, 其快速平抑波动的能力有限^[17], 故可用其改变一段时间范围内的负荷曲线。负荷曲线与上层模型最优出力之差为净负荷曲线。在下层优化模型中, 首先通过抽水储能对净负荷曲线进行优化, 以起到一定的削峰填谷作用, 其次针对净负荷曲线采用自适应粒子群算法对各火电机组的最优运行出力进行求解。该过程以系统收益最大为目标函数, 综合考虑功率平衡约束、旋转备用约束、火电机组出力约束、爬坡约束以及抽水蓄能装置能量约束、充放电约束。

2.2.1 目标函数

在该阶段充分考虑火电机组的发电成本、旋转备用成本因素, 以各时段系统内经济最优为寻优目标, 建立如下目标函数。

$$\min C_t^{\text{down}} = 1 / \sum_{t=1}^T (Z_t - V_t - K_t - A_t) \quad (11)$$

其中

$$Z_t = G_{t,1} \times \sum_{i=1}^n P_{i,t} \quad (12)$$

$$V_t = \sum_{i=1}^n (a_i + b_i P_{i,t} + c_i P_{i,t}^2) \quad (13)$$

$$K_t = P_t^{\text{up}} C^{\text{up}} + P_t^{\text{down}} C^{\text{down}} \quad (14)$$

$$A_t = K_{\text{OG}}^{\text{pump}} (I_t^c + I_t^f) \quad (15)$$

式中: Z_t 为 t 时段下层模型售电收益; V_t 为 t 时段火力发电成本; K_t 为 t 时段旋转备用成本; A_t 为 t 时段抽水储能装置的运行管理成本; $P_{i,t}$ 为第 i 个火电机组在 t 时段的有功出力; a_i 、 b_i 、 c_i 分别为火电机组 i 的燃料成本系数; P_t^{up} 、 P_t^{down} 分别为 t 时段内的正负旋转备用容量; C^{up} 、 C^{down} 分别为正负旋转备用单位成本; $K_{\text{OG}}^{\text{pump}}$ 为抽水蓄能的运行管理系数; I_t^c 、 I_t^f 分别为 t 时段抽水蓄能的充放电功率。

2.2.2 约束条件

1) 功率等式约束

$$\sum_{i=1}^n P_{i,t} = H_t^{\text{new}} \quad (16)$$

式中, H_t^{new} 为优化后的 t 时段净负荷。

2) 火电机组爬坡功率约束

$$\begin{cases} P_i(t) - P_i(t-1) \leq S_{\text{up}}^i \\ P_i(t-1) - P_i(t) \leq S_{\text{down}}^i \end{cases} \quad (17)$$

式中: $P_i(t-1)$ 为 $t-1$ 时段机组 i 的有功出力; S_{up}^i 、 S_{down}^i

分别为火电机组 i 的最大上升功率、最大下降功率。

3) 火电机组出力约束

$$P_{i,\min} \leq P_i(t) \leq P_{i,\max} \quad (18)$$

式中, $P_{i,\max}$ 、 $P_{i,\min}$ 分别为火电机组最大最小出力。

4) 旋转备用约束

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_{i,t} + S_t^{\text{up}} \geq H_t^{\text{new}} \\ \sum_{i=1}^n P_{i,t} - S_t^{\text{down}} \leq H_t^{\text{new}} \end{cases} \quad (19)$$

式中, S_t^{up} 、 S_t^{down} 分别为时刻 t 的正负旋转备用容量。

5) 水库边界和抽水/发电约束

$$\begin{cases} L_t^{\text{sd}} = L_{t-1}^{\text{sd}} + \Delta t(u_k^c l_t^c \eta_a - u_k^f l_t^f / \eta_b) \\ l_{\min}^c < l_t^c \leq l_{\max}^c \\ u_k^c + u_k^f \leq 1 \\ L_{\min}^{\text{sd}} \leq L_t^{\text{sd}} \leq L_{\max}^{\text{sd}} \\ l_{\min}^f < l_t^f \leq l_{\max}^f \end{cases} \quad (20)$$

式中: L_t^{sd} 为 t 时刻水库蓄水量; l_{\max}^c 、 l_{\max}^f 分别表示抽水功率、放电功率的最大值; η_a 、 η_b 分别为抽水、发电效率; L_{\max}^{sd} 、 L_{\min}^{sd} 分别为水库蓄水容量上下限; u_k^c 、 u_k^f 分别为抽水和发电的状态变量, 取值 0 或 1。

$$L_0^{\text{sd}} = L_{24}^{\text{sd}} \quad (21)$$

式中, L_0^{sd} 、 L_{24}^{sd} 分别为起始状态、结束状态的水量。上式保证了抽水蓄能装置在一个周期的起末状态的水量相等。

3 基于自适应惯性权重的粒子群优化调度算法

粒子群算法是启发于鸟类觅食行为而提出的一种基于群体智能的全局随机搜索算法^[18]。在寻优过程中, 当找到个体最优值和全局最优值后, 即按照式(22)进行速度和位置的更新。

$$\begin{cases} v_{i,j}(t+1) = \omega v_{i,j}(t) + c_1 r_1 [p_{i,j} - x_{i,j}(t)] + \\ \quad c_2 r_2 [p_{g,i} - x_{i,j}(t)] \\ x_{i,j}(t+1) = x_{i,j}(t) + v_{i,j}(t+1) \end{cases} \quad (22)$$

式中: ω 为惯性权重; c_1 、 c_2 为学习因子; $p_{i,j}$ 、 $p_{g,i}$ 分别为个体最优解和全局最优解; t 为当前迭代数; r_1 、 r_2 为 0 到 1 之间的随机数。

考虑到粒子群算法在迭代后期存在一些缺陷, 寻优速度慢, 易陷入局部最优解等问题^[19-20], 本文采用一种自适应粒子群算法, 其可以根据算法目标值的状态自行改变惯性权重, 平衡算法的局部改良能力和全局搜索能力。其表达式为

$$\omega = \begin{cases} \omega_{\min} + \frac{(\omega_{\max} - \omega_{\min}) \times (p - p_{\min})}{p_{\text{avg}} - p_{\min}}, & p \leq p_{\text{avg}} \\ \omega_{\max}, & p > p_{\text{avg}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: ω_{\max} 、 ω_{\min} 分别为惯性权重 ω 的最大值和最小值; p 表示粒子当前的目标函数值; p_{avg} 和 p_{\min} 分别表示所有粒子的平均目标值和最小目标值。

4 算例分析

4.1 算例介绍

使用自适应粒子群算法对双层模型进行求解, 由于上层模型中变量较少, 求解相对容易, 为加快优化速度, 设定粒子的种群数为 60, 优化次数为 100 次, 在下层模型中设定粒子种群数为 100, 优化次数为 200 次。学习因子 $c_1=c_2=1.49618$, 惯性权重的最大值为 0.9, 最小值为 0.4。

在 MatlabR2014a 中构建算例模型, 上层模型由 4 个 200 MW 风电场、2 个 150 MW 光伏发电场、1 个 25 MW 燃气轮机组、1 个 50 MW 燃气轮发电机组以及 200 MW 的储能电池构成; 下层模型由 1 个 700 MW 水电机组、6 个常规火电机组构成。上下层模型协调配合共同构成了 VPP。火电机组参数见表 1, 其余装置具体参数见附录 A。储能电池与抽水储能装置初始储能值均为 100 MW·h。旋转备用价格为 0.02 万元/MW·h, 固定正、负旋转备用容量取系统总负荷的 5%。根据《风电场功率预测预报管理暂行办法》文件, 本文取风电场功率预测误差为 12.05%, 光伏电站功率预测误差为 8.02%。风光出力、负荷功率预测曲线如图 3 所示, 风光预测出力曲线如图 4 所示, 分时电价数据见表 2。

表 1 火力发电机组参数

编号	P_{\min}	P_{\max}	$a/\text{元}$	$b/(\text{元}/\text{MW}\cdot\text{h})$	$c/(\text{元}/(\text{MWh})^2)$	增减负荷速率/(MW/h)
1	150	400	70	140	0.41	70
2	50	200	75	136	0.46	50
3	60	200	300	142	0.52	40
4	50	130	320	152	0.54	25
5	35	100	400	155	0.62	25
6	25	100	440	158	0.60	25

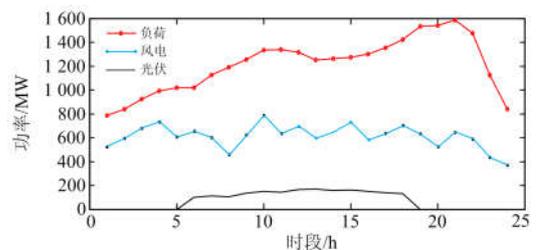


图 3 风光出力、负荷功率预测曲线

Fig. 3 Wind power, photovoltaic and load power prediction curve

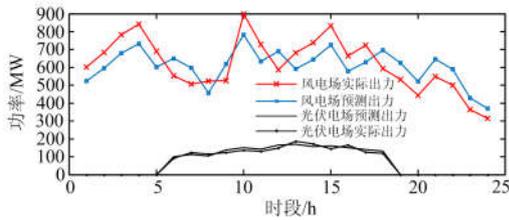


图4 风光预测出力曲线和实际出力曲线

Fig. 4 Wind power and photovoltaic forecast output curve and actual output curve

表2 电网分时电价

Table 2 Electricity price of power grid

电价/(元/MW·h)	谷时段	平时段	峰时段
	(1~8,23~24,12~13)	(9~11,14~19)	(20~22)
购电价格	399.15	718.47	1 037.79
售电价格	170	490	830

4.2 结果分析

4.2.1 负荷曲线优化及火电机组出力

图5为抽水蓄能装置作用前后净负荷曲线。由图5可以看出,考虑分时电价的影响对抽水蓄能装置制定运行策略,该方法起到了削峰填谷的作用,同时在分时电价低谷时购电,分时电价平时以及波峰时售电的方法也为VPP带来了106 030元的经济效益。且优化之后的净负荷曲线变得更加平缓,也有利于火电机组的安全经济运行。图6为火电机组各时段最优出力。由图6可看出,各机组出力随负荷曲线的变化而变化,各机组总出力较好地跟踪净负荷曲线。

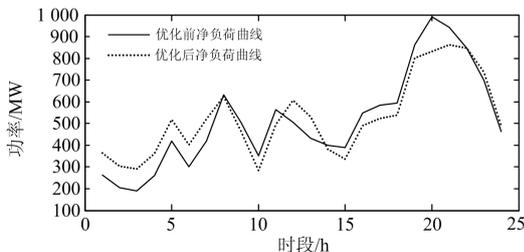


图5 抽水蓄能装置作用前后净负荷曲线

Fig. 5 Net load curve before and after action of pumped storage device

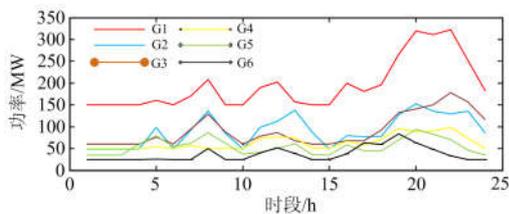


图6 火电机组各时段最优出力

Fig. 6 Optimal output in each period of thermal power unit

4.2.2 不同风光预测误差下的经济性分析

考虑到风光预测误差,因此在VPP上层模型中

采用多能源类型装置对风光出力进行补偿或吸收,对补偿之后偏离预测出力的部分进行惩罚,如表3所示。随着风光预测出力增大,VPP收益逐渐减小,情形5的净收益较情形1的净收益减少了585 264元,惩罚成本增加了357 663.9元。结果表明风光出力预测误差对VPP的经济性影响较大,预测误差越大,收益越差。

表3 不同风光预测误差下经济性比较

Table 3 Economic comparison under the prediction error of different scenery

编号	风电预测误差/%	光伏预测误差/%	净收益/元	惩罚成本/元
1	5.01	3.04	7 815 344	4 376.1
2	8.01	4.82	7 705 666	26 334
3	10.12	6.14	7 648 066	54 755
4	12.05	8.02	7 457 460	136 910
5	15.02	9.40	7 230 080	362 040

4.2.3 储能装置作用下VPP经济性分析

图7为储能电池和抽水储能能量情况。由图7可以直观地看出,抽水蓄能装置在分时电价谷时段吸收能量,在分时电价平时段和峰时段放出能量,尽力参与削峰填谷。由于储能电池成本较燃气轮机低,因此当上层模型出现出力偏小时,储能电池先于燃气轮机出力,若补偿之后出力仍偏小,则燃气轮机再动作。当上层模型出力偏大时,由储能电池进行能量吸收,当且仅当在分时电价谷时段,抽水蓄能装置可以进行二次能量吸收。即储能电池和燃气轮机全时段补偿VPP上层模型的出力偏差。

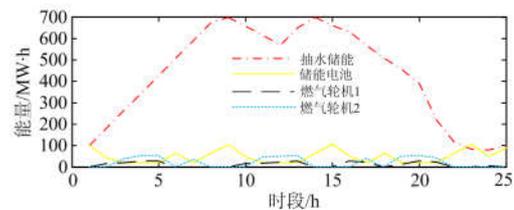


图7 储能电池和抽水储能能量情况

Fig. 7 Energy condition of energy storage battery and pumped storage energy

图8为各时段VPP效益。由图8可以看出,在分时电价谷时段,VPP净收益较低,在15到23时段,由于抽水蓄能将负荷低谷的电量转移到用负荷波峰出售以及该时段处于用电高峰期,故此时VPP净利润较高。在用电低谷时,由于电量需求较小以及抽水蓄能装置从配电网购电,因此该时段VPP净收益较低。VPP的惩罚即对上层模型的出力偏差进行惩罚,由图能够看出,此时储能设备的配置仍未饱和,因此增加储能装置的配置可以提升系统的经济性,使VPP出力更好地跟踪负荷。

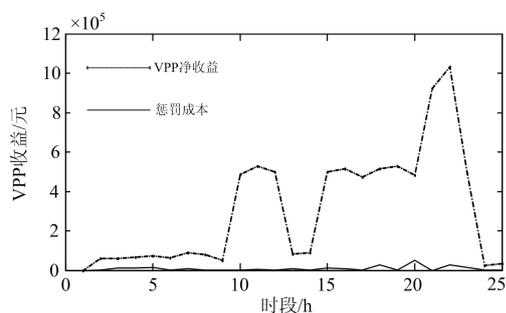


图8 各时段VPP效益

Fig. 8 VPP benefit in each period

5 结论

针对弃风弃光现象较为严重的问题, 本文提出了基于分时电价的VPP双层优化调度模型, 考虑各装置运行参数和目标函数对其分别建立了相应的控制策略。在上层模型中协调配合多类型能源以实现上层出力偏差最小, 在下层模型中对净负荷曲线进行分析并优化, 其次求得各火电机组的全天各时段最优出力。通过算例结果, 得出如下结论:

1) 本文所建立的VPP模型在保证风光出力最大

的前提下, 对各发电单元的出力进行了最优经济优化, 既提升了可再生能源的消纳水平也优化了系统的经济性。

2) 储能设备的容量配置对可再生能源的消纳能力以及VPP的经济运行有较大的影响, 合理的容量配置对VPP的系统运行有重要意义。

3) 风光出力预测误差严重影响VPP的经济性, 预测误差越大, 收益越差, 因此对风光出力进行准确预测对提升VPP的经济性有重要意义。

4) 基于分时电价对抽水储能装置制定控制策略不仅可以提升系统的经济性, 还能够削峰填谷使得常规火电机组的调度更易实现。

附录 A

附表1 风、光电源参数

Table 1 Wind and photovoltaic power supply parameters

电源类型	运行管理系数/(元·(MW·h) ⁻¹)
风力发电	30.6
光伏发电	9.8

附表2 抽水蓄能参数

Table 2 Pumped storage parameters

运行管理系数/(元·(MW·h) ⁻¹)	水轮机发电效率	水泵抽水效率	水泵出力/MW	水轮机出力范围/MW		蓄能范围/MW·h	
				下限	上限	下限	上限
25.5	0.93	0.82	100	60	160	50	700

附表3 燃气轮机电源参数

Table 3 Gas turbine power supply parameters

电源类型	出力范围/MW		运行管理系数/(元·(MW·h) ⁻¹)	燃料成本系数/(元·(MW·h) ⁻¹)
	下限	上限		
燃气轮机1	5	25	120	168.6

附表4 储能电池参数

Table 4 Energy storage battery parameters

充放电功率/MW	运行管理系数/(元·(MW·h) ⁻¹)	剩余电量		储能电池充放电效率
		下限	上限	
50	83.3	下限	上限	0.87

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, 45(10): 31-37.
LIU Gushuai, XIAO Yiyao, HE Yuqiang, et al. Multi-objective optimal method considering types of grid connected new energy of electric power system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(10): 31-37.
- [2] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-9.

SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-9.

[3] 曾鸣, 杨雍琦, 向红伟, 等. 兼容需求侧资源的“源-网-荷-储”协调优化调度模型[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(2): 102-111.

ZENG Ming, YANG Yongqi, XIANG Hongwei, et al. Optimal dispatch model based on coordination between “generation-grid-load-energy storage” and demand-side resource[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(2): 102-111.

[4] 夏榆杭, 刘俊勇. 基于分布式发电的虚拟发电厂研究综述[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(4): 100-106, 115.

XIA Yuhang, LIU Junyong. Review of virtual power plant based on distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(4): 100-106, 115.

[5] 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.

[6] 陈春武, 李娜, 钟朋园, 等. 虚拟电厂发展的国际经验

- 及启示[J]. 电网技术, 2013, 37(8): 2258-2263.
CHEN Chunwu, LI Na, ZHONG Pengyuan, et al. Review of virtual power plant technology abroad and enlightenment to China[J]. Power System Technology, 2013, 37(8): 2258-2263.
- [7] AI Qian, FAN Songli, PIAO Longjian. Optimal scheduling strategy for virtual power plants based on credibility theory[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 48-55. DOI: 10.1186/s41601-016-0017-x.
- [8] FENG Lin, ZHANG Jingning, LI Guojie, et al. Cost reduction of a hybrid energy storage system considering correlation between wind and PV power[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 86-94. DOI: 10.1186/s41601-016-0021-1.
- [9] 赵书强, 王扬, 徐岩, 等. 基于机会约束目标规划的高风电接入比例下大规模储能与火电协调调度[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(4): 969-977.
ZHAO Shuqiang, WANG Yang, XU Yan, et al. Coordinated dispatch of large scale energy storage system and thermal generation in high wind power penetration level system based on chance constrained goal programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(4): 969-977.
- [10] XIA Yuhang, LIU Junyong. Optimal scheduling of virtual power plant with risk management[J]. Journal of Power Technologies, 2016, 96(1): 1-8.
- [11] 王璟, 王利利, 郭勇, 等. 计及电动汽车的微电网经济调度方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(17): 111-117.
WANG Jing, WANG Lili, GUO Yong, et al. Microgrid economic dispatch method considering electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(17): 111-117.
- [12] 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.
- [13] 杨晓萍, 刘浩杰, 黄强. 考虑分时电价的风光储联合“削峰”优化调度模型[J]. 太阳能学报, 2018, 39(6): 1752-1760.
YANG Xiaoping, LIU Haojie, HUANG Qiang. Optimal dispatching model of wind-sunlight-storage combining with “PEAK SHAVING” considering time-of-use electricity price[J]. Acta Energetica Solaris Sinica, 2018, 39(6): 1752-1760.
- [14] 宋巍, 王佳伟, 赵海波, 等. 考虑需求响应交易市场的虚拟电厂多阶段竞价策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(19): 35-45.
SONG Wei, WANG Jiawei, ZHAO Haibo, et al. Research on multi-stage bidding strategy of virtual power plant considering demand response market[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(19): 35-45.
- [15] 陈润泽, 孙宏斌, 李正烁, 等. 含储热光热电站的电网调度模型与并网效益分析[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(19): 1-7.
CHEN Runze, SUN Hongbin, LI Zhengshuo, et al. Grid dispatch model and interconnection benefit analysis of concentrating solar power plants with thermal storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(19): 1-7.
- [16] 雷琰, 欧阳曾恺, 李征, 等. 平抑风能波动的储能电池SOC与滤波协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 126-131.
LEI Ting, OUYANG Zengkai, LI Zheng, et al. Coordinated control of battery SOC maintaining and filtering for wind power fluctuation smoothing[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 126-131.
- [17] 胡泽春, 丁华杰, 孔涛. 风电抽水蓄能联合日运行优化调度模型[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(2): 36-41.
HU Zechun, DING Huajie, KONG Tao. A joint daily operational optimization model for wind power and pumped-storage plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(2): 36-41.
- [18] 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 multi-objective economic operating strategy of microgrid based on improved particle swarm optimization algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(14): 57-63.
- [19] 赵丰明, 樊艳芳, 钱福如. 计及新能源电站参与的配电网全天无功计划[J]. 可再生能源, 2018, 36(7): 1067-1073.
ZHAO Fengming, FAN Yanfang, QIAN Furu. Full day reactive power planning of distribution network taking account of new energy power stations[J]. Renewable Energy Resources, 2018, 36(7): 1067-1073.
- [20] 于桂芹, 李刘东, 袁永峰. 一种结合自适应惯性权重的混合粒子群算法[J]. 哈尔滨理工大学学报, 2016, 21(3): 49-53.
YU Guiqin, LI Liudong, YUAN Yongfeng. A hybrid particle swarm optimization algorithm with adaptive inertia weight[J]. Journal of Harbin University of Science and Technology, 2016, 21(3): 49-53.

收稿日期: 2018-11-06; 修回日期: 2018-12-28

作者简介:

赵丰明(1993—), 男, 硕士研究生, 研究方向为虚拟电厂优化调度; E-mail: 379799677@qq.com

樊艳芳(1971—), 女, 通信作者, 硕士生导师, 副教授, 研究方向为新能源并网技术与电力系统保护。E-mail: 410849062@qq.com

(编辑 魏小丽)