

含源-荷-储的虚拟电厂经济性优化运行研究

张惠忠^{1,2}, 周嘉新³, 张雅雯¹

- (1. 安徽电气工程职业技术学院 电力工程系, 安徽 合肥 230051;
2. 国网安徽省电力有限公司培训中心, 安徽 合肥 230022;
3. 国网河南省电力公司三门峡供电公司, 河南 三门峡 472000)

摘要:虚拟电厂(VPP)作为一种新兴的能源聚合形式,可以降低风电、光伏等新能源并网时输出功率不确定性对电网安全的影响,提高供电可靠性,是未来新能源并网发展的方向。为提高VPP的调度灵活性,降低发电成本,使VPP获得更好的效益,在以往研究的基础上考虑负荷对VPP的影响,构建了考虑源-荷-储联合运行的VPP经济性优化调度模型,为减小预测误差并提高VPP收益,调度模型采用了多时段尺度优化和多市场盈利模式,最后采用粒子群算法对模型进行求解,优化VPP内各能源的出力。仿真算例分析了VPP内部各电源及VPP的出力优化情况,对比分析了可中断负荷参与VPP调度及其占比变化对VPP收益的影响以及4种不同运营模式下VPP的经济性差异。仿真结果表明,通过聚合适当比例的可中断负荷并采用合理的运营模式可以提高VPP的灵活性和经济性,算例验证了源-荷-储联合运行的VPP经济性优化调度模型的合理性。

关键词:虚拟电厂;分布式能源;分时电价;优化调度;运行策略;备用市场

中图分类号:TM 721 **文献标识码:**A **DOI:**10.19457/j.1001-2095.dqed20553

Research on Economic Optimization Operation of Virtual Power Plant with Source-load-storage

ZHANG Huizhong^{1,2}, ZHOU Jiaxin³, ZHANG Yawen¹

- (1. Department of Electrical Engineering, Anhui Electric Engineering Vocational and Technical College, Hefei 230051, Anhui, China; 2. Training Center of State Grid Anhui Electric Power Co., Ltd., Hefei 230022, Anhui, China; 3. State Grid Henan Power Company Sanmenxia Power Supply Company, Sanmenxia 472000, Henan, China)

Abstract: As an emerging form of energy aggregation, virtual power plant (VPP) can reduce the impact of output power uncertainty on grid security when new energy sources such as wind power and photovoltaics enter the network, and improve the reliability of power supply, which is the development direction of new energy grid connection in the future. In order to improve the dispatching flexibility of the VPP, reduce the power generation cost, and make the VPP obtain better benefits, based on the previous research, the impact of the load on the VPP was considered, and the VPP economic optimization scheduling model considering the source-load-storage joint operation was constructed. In order to reduce the prediction error and improve the revenue of VPP, the scheduling model adopts multi-period scale optimization and multi-market profit model, and finally uses the particle swarm optimization algorithm to solve the model and optimize the output of each energy source in the VPP. Through the simulation example, the output optimization of each power supply in VPP and VPP was analyzed, the impact of interruptible load participation in VPP scheduling and its proportion change on the VPP revenue and the economic difference of VPP under four different operating modes were compared and analyzed. The simulation results show that the flexibility and economy of the VPP can be improved by aggregating the appropriate proportion of interruptible load and adopting a reasonable operation mode. The example verifies the rationality of the VPP economic optimization scheduling model of source-load-storage joint operation.

Key words: virtual power plant (VPP); distributed energy; time-of-use electricity price; optimal scheduling; operational strategy; alternate market

近年来,化石能源储量不断减少,环境污染日趋严重,随着国家政策的支持以及人们环保意识的增强,风电、光伏等可再生能源的装机容量逐年增大。随着可再生能源在电力系统中的渗透率不断提高,电网的安全稳定运行受到一定的影响^[1-2]。以风电、光伏可再生能源为例,其波动性及不可控性会对电网造成随机波动性的冲击,这增大了电网的调度运行难度,提高了电网运行成本^[3]。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)的出现为解决这一问题提供了新的思路。VPP可以有效集成地域分散、类型各异的分布式新能源,通过能量管理系统实现VPP对外出力整体可控^[4],从而具有与常规电厂相似的运行功能,参与电力市场的交易和系统调度^[5]。VPP聚合分布式能源并未改变其并网方式,而是通过充分利用网络通信、智能量测、数据处理、智能决策等先进技术手段,实现对多个分布式能源的协同管理和控制,从而减小风电、光伏等新能源出力波动性对电网的影响,提高供电的可靠性^[6]。

VPP聚合多种分布式能源,可以提高自身调度的灵活性,进而获得更大的收益。目前针对VPP聚合可再生能源以及其内部各电源的优化调度已展开了相关研究。文献[7-11]主要考虑VPP通过可控电源和储能系统来平抑新能源出力,实现VPP出力可控性和收益最大化。文献[12]对风电、光伏、燃气轮机、储能等分布式电源进行聚合,提出基于分时电价的VPP运行策略,实现了对VPP的优化调度,但文中并未考虑到负荷对VPP调度的影响,亦未对VPP进行多时间尺度优化。文献[13]提出将分布式风电机组与储能设备构成VPP参与电力系统运行,并建立了计及VPP的电力系统优化调度模型,但文中只考虑了风电和储能的聚合,未考虑VPP在备用市场的获益。文献[14]构建了VPP多备用容量体系以提高新能源消纳,但其备用容量体系未跟备用市场连接,也未考虑到在备用市场的收益。

为提高VPP的调度灵活性,降低发电成本,使VPP获得更好的效益,本文在前人研究的基础上,建立了考虑源-荷-储共同参与的虚拟电厂优化调度模型,在VPP调度策略下参与系统调度在电能和备用市场获益。模型内聚合风电、光伏、燃气轮机、储能电池、抽水蓄能、可中断负荷,以各时段VPP获益最大为目标函数,采用粒子群算法求解,得到不同时段各分布式电源的出力。分

析了可控负荷参与虚拟电厂调度及其占比变化对虚拟电厂收益的影响,对比分析了4种不同运营模式下虚拟电厂的经济性。仿真结果表明,所建模型合理,源-荷-储共同参与虚拟电厂调度有利于提高虚拟电厂的灵活性和经济性。

1 VPP结构和基本原理

VPP内可以聚合风电、光伏等可再生能源,考虑到这些能源输出功率的不确定性,VPP内部通常会通过可控电源、储能系统等与之合理配合,以实现系统高电能质量的输出^[15-16]。模型考虑构建的VPP包括可控单元(燃气轮机)、不可控单元(风电机组和光伏机组)、储能系统(储能电池和抽水蓄能)以及负荷(可中断负荷),并且经由VPP内部的能量管理系统进行统一的控制管理。VPP在参与电能市场的同时可以参与备用市场。VPP内可控电源、储能以及可中断负荷配合风电、光伏机组出力以满足VPP发电计划,余下的可中断负荷与可控电源的备用容量可以参与到备用市场。VPP的结构示意图如图1所示。

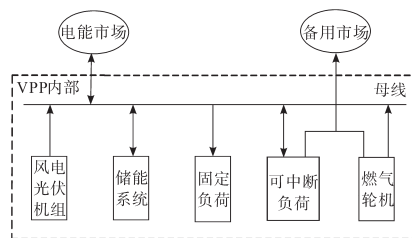


图1 VPP结构图

Fig.1 Structure diagram of VPP

2 VPP优化调度模型

VPP优化调度模型采用多时间尺度优化和多市场盈利模式,在减小VPP出力预测误差的同时尽可能提高VPP的收益。多时间尺度优化考虑日前调度和日内调度相结合的优化模式,通过不同时间尺度的优化逐级减小VPP出力预测误差。多市场盈利模式考虑VPP在调度策略下可以参与电能和备用市场获益。

2.1 目标函数

2.1.1 日前调度目标函数

VPP日前调度需要预测风电机组和光伏机组的出力,而后根据预测的风电、光伏出力制定第二天VPP的出力计划。VPP出力计划的制定要在保障新能源优先利用的基础上,实现VPP的收益最大化。通过日前调度目标函数优化各时

段VPP内部可控电源的出力情况,结合风电、光伏的预测出力即可得到次日VPP各时段的出力计划。VPP日前优化调度模型调度周期为24 h,其目标函数如下:

$$\max f_{\text{kvppjh}} = \sum_{K=1}^{24} (S_K^{\text{vppjh}} - C_K^{\text{gljh}} - C_K^{\text{rljh}} - C_K^{\text{gdjh}} - C_K^{\text{bcjh}}) \quad (1)$$

式中: K 为日前时间序列,以1小时为1个时段,共24个时段; S_K^{vppjh} 为 K 时段VPP参与电能市场和备用市场的计划收益; C_K^{gljh} 为 K 时段VPP内部运行计划管理成本; C_K^{rljh} 为 K 时段燃气轮机的计划燃料成本; C_K^{gdjh} 为 K 时段储能系统在电网的计划购电成本; C_K^{bcjh} 为 K 时段VPP内部可中断负荷的计划补偿成本。

2.1.2 日内调度目标函数

日前调度提供次日各时段VPP的出力计划,日内调度以VPP各时段净收益最大化为目标,根据次日实时的风电、光伏出力情况优化不同时段下VPP内部各可控电源的出力情况。VPP日内优化调度模型调度周期为24 h,其目标函数如下:

$$\max f_{\text{kvpp}} = \sum_{k=1}^{96} (S_k^{\text{vpp}} - C_k^{\text{gl}} - C_k^{\text{rl}} - C_k^{\text{gd}} - C_k^{\text{bc}} - C_k^{\text{cf}}) \quad (2)$$

式中: k 为日内时间序列,以15 min为1个时段,共96个时段; S_k^{vpp} 为 k 时段VPP参与电能市场和备用市场的收益; C_k^{gl} 为 k 时段VPP内部运行管理成本; C_k^{rl} 为 k 时段燃气轮机的燃料成本; C_k^{gd} 为 k 时段储能系统在电网的购电成本; C_k^{bc} 为 k 时段VPP内部可中断负荷的补偿成本; C_k^{cf} 为 k 时段VPP的惩罚成本。

日前调度和日内调度一些表达式类似,这里以日内调度为例解释每个部分具体的表达式。

k 时段VPP参与电能市场和备用市场的收益如下:

$$S_k^{\text{vpp}} = \lambda_k^{\text{em}} P_k^{\text{em}} + \lambda_k^{\text{by}} R_k^{\text{by}} \quad (3)$$

式中: $\lambda_k^{\text{em}}, \lambda_k^{\text{by}}$ 分别为 k 时段电能市场和备用市场的电价; $P_k^{\text{em}}, R_k^{\text{by}}$ 分别为 k 时段VPP在电能市场的售电量和备用市场售出的备用容量。

管理成本包括 k 时段风电机组、光伏机组、燃气轮机、抽水蓄能、储能电池、可中断负荷的管理成本:

$$\begin{aligned} C_k^{\text{gl}} = & K^{\text{w}} g_k^{\text{w}} + K^{\text{pv}} g_k^{\text{pv}} + \\ & K^{\text{mt}} g_k^{\text{mt}} + K^{\text{chou}} (g_k^{\text{chou}} + g_k^{\text{fang}}) + \\ & K^{\text{es}} (g_k^{\text{esc}} + g_k^{\text{esd}}) + K^{\text{el}} g_k^{\text{el}} \end{aligned} \quad (4)$$

式中: $g_k^{\text{w}}, g_k^{\text{pv}}, g_k^{\text{mt}}$ 分别为 k 时段风电机组、光伏机组

和燃气轮机的出力; $g_k^{\text{chou}}, g_k^{\text{fang}}$ 分别为抽水蓄能在 k 时段的充电量和放电量; $g_k^{\text{esc}}, g_k^{\text{esd}}$ 分别为储能电池在 k 时段的充电量和放电量; g_k^{el} 为 k 时段可中断负荷的负荷中断量; $K^{\text{w}}, K^{\text{pv}}, K^{\text{mt}}, K^{\text{chou}}, K^{\text{es}}, K^{\text{el}}$ 分别为风电、光伏、燃气轮机、抽水蓄能、储能电池以及可中断负荷的运行管理系数。

k 时段燃气轮机的燃料成本为

$$C_k^{\text{rl}} = P_{\text{mt}} g_k^{\text{mt}} \quad (5)$$

其中

$$P_{\text{mt}} = P_{\text{NG}} / (\eta_e L_{\text{NG}})$$

式中: P_{mt} 为燃气轮机单位发电燃料成本; P_{NG} 为天然气价格; η_e 为燃气轮机发电效率; L_{NG} 为天然气低位热值。

k 时段储能系统在电网的购电成本为

$$C_k^{\text{gd}} = \lambda_k^{\text{gd}} g_k^{\text{gd}} \quad (6)$$

式中: λ_k^{gd} 为 k 时段电网的售电电价; g_k^{gd} 为 k 时段储能系统在电网的购电量。

可中断负荷的补偿成本为

$$C_k^{\text{bc}} = \sum_{m=1}^M (\lambda_m^{\text{el}} g_k^{\text{el}}) \quad (7)$$

式中: m 为中断水平,共 M 级; λ_m^{el} 为 m 级可中断负荷补偿系数,不同中断水平补偿系数不同。

VPP日内调度出力需要契合日前申报出力计划,目标函数中考虑惩罚成本,保证VPP根据出力计划出力。 k 时段VPP惩罚成本为

$$C_k^{\text{cf}} = \lambda_k^{\text{E}} |G_k - P_k^{\text{em}}| + \lambda_k^{\text{B}} |R_k - R_k^{\text{by}}| \quad (8)$$

式中: λ_k^{E} 为 k 时段VPP从电网的购电电价; λ_k^{B} 为 k 时段VPP从电网的购买备用的电价; G_k, R_k 分别为 k 时段VPP的计划出力和计划备用。

2.2 约束条件

日前调度和日内调度的约束条件类似,约束条件主要包括:功率平衡约束、燃气轮机约束、抽水蓄能库容和发电/抽水约束、蓄电池容量和充放电约束、可中断负荷约束、备用约束。这里以日内调度为例解释各约束条件。

1)功率平衡约束如下式:

$$\sum_{k=1}^{96} (g_k^{\text{w}} + g_k^{\text{pv}} + g_k^{\text{mt}} + g_k^{\text{fang}} + g_k^{\text{esd}} - g_k^{\text{chou}} - g_k^{\text{esc}} - g_k^{\text{elo}} - g_k^{\text{fh}}) = P_k^{\text{em}} \quad (9)$$

式中: g_k^{elo} 为可中断负荷剩余未中断负荷; g_k^{fh} 为固定负荷。

2)燃气轮机约束如下式:

$$g_k^{\text{mt}} \geq g_{\text{min}}^{\text{mt}} \quad (10)$$

$$g_k^{\text{mt}} + R_k^{\text{mt}} \leq g_{\text{max}}^{\text{mt}} \quad (11)$$

$$R_k^{\text{mt}} \leq \gamma^{\text{u}} t \quad (12)$$

$$-\gamma^d \leq g_k^{mt} - g_{k-1}^{mt} \leq \gamma^u \quad (13)$$

式中: $g_{\min}^{mt}, g_{\max}^{mt}$ 分别为燃气轮机的最小出力和最大出力; R_k^{mt} 为 k 时段燃气轮机的剩余备用容量; γ^d, γ^u 分别为燃气轮机的向下和向上爬坡速率; t 为备用时间。

3) 抽水蓄能库容和发电/抽水约束。抽水蓄能水库的上水库库容有限,下水库的容量相对较大,因此需要对上水库的容量进行约束,如下式:

$$V_k^{\text{up}} \leq V_k^{\text{up}} \leq V_{\max}^{\text{up}} \quad (14)$$

$$V_k^{\text{up}} = V_{k-1}^{\text{up}} + \Delta t (\lambda_k^{\text{chou}} g_k^{\text{chou}} \eta_p - \lambda_k^{\text{fang}} g_k^{\text{fang}} / \eta_t) \quad (15)$$

$$\lambda_k^{\text{chou}} + \lambda_k^{\text{fang}} \leq 1 \quad (16)$$

$$g_{\min}^{\text{fang}} \leq g_k^{\text{fang}} \leq g_{\max}^{\text{fang}} \quad (17)$$

$$g_k^{\text{chou}} = g_0^{\text{chou}} \quad (18)$$

式中: V_k^{up} 为 k 时段上水库容量; $V_{\min}^{\text{up}}, V_{\max}^{\text{up}}$ 分别为上水库最小和最大容量; $\lambda_k^{\text{chou}}, \lambda_k^{\text{fang}}$ 分别为水库充放电的状态变量; $g_{\min}^{\text{fang}}, g_{\max}^{\text{fang}}$ 分别为抽水蓄能系统最小和最大出力; Δt 为一个时段的时间; η_p 为抽水效率; η_t 为发电效率; g_0^{chou} 为抽水蓄能电动机的功率,为恒定量。

4) 蓄电池容量和充放电约束如下式:

$$E_{\min}^{\text{es}} \leq E_k^{\text{es}} \leq E_{\max}^{\text{es}} \quad (19)$$

$$E_k^{\text{es}} = E_{k-1}^{\text{es}} + \Delta t (\lambda_k^{\text{esc}} g_k^{\text{esc}} \eta_c - \lambda_k^{\text{esd}} g_k^{\text{esd}} / \eta_d) \quad (20)$$

$$\lambda_k^{\text{esc}} + \lambda_k^{\text{esd}} \leq 1 \quad (21)$$

$$g_{\min}^{\text{esc}} \leq g_k^{\text{esc}} \leq g_{\max}^{\text{esc}} \quad (22)$$

$$g_{\min}^{\text{esd}} \leq g_k^{\text{esd}} \leq g_{\max}^{\text{esd}} \quad (23)$$

式中: E_k^{es} 为 k 时段蓄电池电量; $E_{\min}^{\text{es}}, E_{\max}^{\text{es}}$ 分别为蓄电池的最小和最大容量; $\lambda_k^{\text{esc}}, \lambda_k^{\text{esd}}$ 分别为蓄电池充放电的状态变量; η_c, η_d 分别为充电和放电的效率; $g_{\min}^{\text{esc}}, g_{\max}^{\text{esc}}$ 分别为蓄电池充电的最小和最大出力; $g_{\min}^{\text{esd}}, g_{\max}^{\text{esd}}$ 分别为蓄电池放电的最小和最大出力。

5) 可中断负荷约束如下式:

$$0 \leq g_{mk}^{\text{el}} \leq K_{mk}^{\text{el}} g_m^{\text{el}} \quad (24)$$

$$g_k^{\text{el}} = \sum_{m=1}^M g_{mk}^{\text{el}} \quad (25)$$

$$g_k^{\text{el}} + R_k^{\text{el}} \leq \sum_{m=1}^M (K_{mk}^{\text{el}} g_m^{\text{el}}) \quad (26)$$

式中: g_m^{el} 为 m 级可中断负荷; g_{mk}^{el} 为 k 时段 m 级可中断负荷的中断容量; K_{mk}^{el} 为 k 时段的 m 级可中断负荷的中断系数; R_k^{el} 为给 k 时段可中断负荷提供的备用容量。

6) 备用约束如下式:

$$R_k^{\text{by}} = R_k^{\text{mt}} + R_k^{\text{el}} \quad (27)$$

其中 $R_k^{\text{by}} \geq 0, R_k^{\text{mt}} \geq 0, R_k^{\text{el}} \geq 0$

式中: R_k^{by} 为 VPP k 时段在备用市场售出的备用容

量; $R_k^{\text{mt}}, R_k^{\text{el}}$ 分别为燃气轮机、可中断负荷在 k 时段提供的备用容量。

3 虚拟电厂运行策略

3.1 VPP调度运行策略

1) VPP 日前调度根据预测的次日风电、光伏出力,综合考虑 VPP 内各 DG 发电成本,以 VPP 收益最大化为目标,得到次日 24 个时段的 VPP 出力计划,并向配电网申报次日出力计划。

2) 配电网确认 VPP 申报出力计划后,安排 VPP 和该区域内其他发电机组出力。

3) VPP 日内调度结合日前申报出力计划和风电光伏实时出力进行经济性优化调度,调节内部各 DG 的出力以满足发电计划。

3.2 VPP 内分布式电源出力策略

1) 为提高风电、光伏出力的利用率,减少弃风弃光现象, VPP 内做到风电、光伏出力优先利用。

2) 燃气轮机根据 VPP 调度需要发电,剩余容量参与备用市场交易。

3) 储能系统在平抑 VPP 出力偏差的基础上,根据电网电价变化在低电价时段从电网购电储存电能,在高电价时段通过 VPP 向电网售电,以提高 VPP 的收益。

4) 可中断负荷根据 VPP 调度需要中断负荷,剩余可中断容量参与备用市场交易。

3.3 VPP 运行流程图

VPP 运行流程图如图 2 所示。

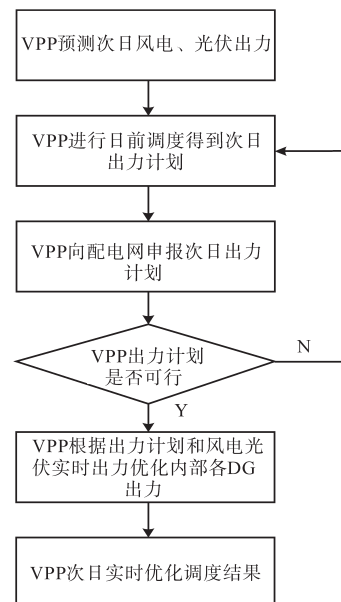


图2 VPP 运行流程图

Fig.2 Operation flow chart of VPP

4 算例分析

4.1 模型参数

模型考虑的VPP由3个风电场、2个光伏电站、2个燃气轮机、1个储能电池、1个抽水蓄能电站和120 MW负荷组成。风电场总容量为350 MW,运行管理系数为29.6元/(MW·h);光伏电站总容量为150 MW,运行管理系数为10.3元/(MW·h);燃气轮机总容量为120 MW,运行管理系数为43.5元/(MW·h),燃料系数68.6元/(MW·h);储能电池最大容量为75 MW,运行管理系数为34.3元/(MW·h);抽水蓄能最大容量为100 MW,运行管理系数为25.3元/(MW·h);一天当中负荷峰段为10:00—15:00,18:00—21:00,平段为7:00—10:00,15:00—18:00,21:00—23:00,谷段为23:00—7:00;在峰、平、谷不同时段中可中断负荷的中断系数分别为0.3,0.7,1,运行管理系数为9.8元/(MW·h),补偿成本分别为320元/(MW·h),190元/(MW·h),65元/(MW·h);不同时段VPP对系统的批发电价分别为830元/(MW·h),490元/(MW·h),170元/(MW·h),购电电价分别为650元/(MW·h),380元/(MW·h),130元/(MW·h),备用市场电价分别为162.5元/(MW·h),95元/(MW·h),32.5元/(MW·h)。

4.2 求解方法

采用粒子群算法求解VPP经济优化调度模型。粒子群优化算法采用速度位置模型实现对整个空间的寻优,各粒子根据下式进行迭代操作,更新自己的速度 v 和位置 x :

$$\begin{cases} v_{id}^{t+1} = wv_{id}^t + c_1 r_1 (p_{id}^t - x_{id}^t) + c_2 r_2 (p_{gd}^t - x_{id}^t) \\ x_{id}^{t+1} = x_{id}^t + v_{id}^{t+1} \end{cases} \quad (28)$$

式中: p_{id}^t 为当前粒子的历史最佳位置; p_{gd}^t 为整个粒子群的历史最佳位置; w 为惯性权重因子; c_1, c_2 为学习因子; r_1, r_2 为随机数, $r_1, r_2 \in (0, 1)$; x_{id}^t, x_{id}^{t+1} 分别为 t 时刻和 $t+1$ 时刻粒子的位置; v_{id}^t, v_{id}^{t+1} 分别为 t 时刻和 $t+1$ 时刻粒子的速度。

粒子群算法参数设置为:种群规模为50;迭代次数为300;惯性权重因子 w 为0.75;学习因子 c_1, c_2 均为1.494 45。

4.3 优化结果及对比分析

4.3.1 两阶段调度结果

图3和图4分别为风电和光伏预测出力和实际出力的对比。由图3可以看出,风电具有明显

的反调峰特性,而光伏出力可以和风电出力进行很好地互补。

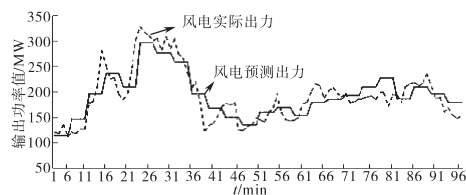


图3 风电预测和实施出力对比

Fig.3 Comparison of wind power prediction and actual output

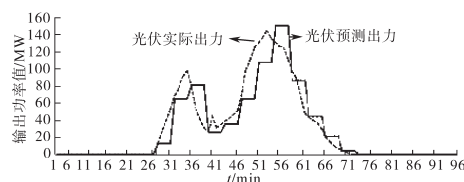


图4 光伏预测和实施出力对比

Fig.4 Comparison of photovoltaic prediction and actual output

为了尽可能提高VPP的净收益,采用了多时段尺度优化模型,即由日前调度模型得到VPP出力计划,日内调度模型根据VPP出力计划及风光实际出力优化VPP内各电源及负荷的出力。图5为VPP两阶段调度计划出力和实际出力对比,由图5可以看出,实际出力基本上契合计划出力,从而体现了VPP的可控性,出力曲线走势基本与常规负荷曲线走势一致,因此所构建的VPP也具有一定的削峰填谷能力。结果验证了所提模型的合理性。

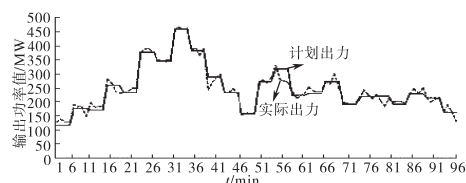


图5 VPP计划出力和实际出力对比

Fig.5 Comparison of VPP plan output and actual output

4.3.2 可中断负荷容量变化对VPP经济性影响分析

VPP内聚合可中断负荷可以参与VPP内部调度。VPP内设定总负荷为120 MW,其中可中断负荷的比例可以调节,这里考虑不同比例下可中断负荷对VPP的调度灵活性以及净收益的影响。表1为VPP在不同比例可中断负荷下的惩罚成本和净收益。由表1可以看出,随着可中断负荷的增大,VPP的惩罚成本逐渐降低,VPP净收益先上升随后又降低。这说明随着可中断负荷的增大,VPP内部调度能力更强,调度灵活性提高,同时可中断负荷的增大也给VPP带来更大的运行维护成本和补偿成本,因此当可中断负荷达到

表1 不同可中断负荷下VPP的惩罚成本及净收益

Tab.1 Penalty cost and net income of VPP under different interruptible loads		
可中断负荷大小/MW	VPP惩罚成本/元	VPP净收益/元
0	303 852	1 843 614
25	274 696	1 929 578
50	252 099	1 971 522
75	243 235	1 953 103
100	238 801	1 930 431

一定的比例时,VPP净收益开始减小。

为了尽可能减小可中断负荷给VPP带来的成本,提高VPP净收益,VPP考虑可中断负荷参与备用市场,可中断负荷在满足VPP调度基础上的剩余可中断容量参与备用市场交易。表2为参与备用市场后VPP的惩罚成本和净收益。对比表1和表2可以看出,可中断负荷参与备用市场后,VPP的惩罚成本降低,VPP的净收益提高。对比结果表明,可中断负荷参与备用市场可以进一步提高VPP的调度灵活性和VPP的净收益。

表2 可中断负荷参与备用后VPP的惩罚成本及净收益

Tab.2 Penalty cost and net income of VPP after interruptible load participating in standby			
可中断负荷大小/MW	可中断负荷备用收益/元	惩罚成本/元	VPP净收益/元
0	0	303 852	1 843 614
25	14 504	232 288	1 945 298
50	24 297	220 055	2 009 728
75	38 671	219 032	1 996 357
100	52 345	218 572	1 987 520

4.3.3 VPP行为对收益的影响

为了衡量VPP参与备用市场以及储能系统参与削峰填谷对VPP的收益的影响,构建如下4种方案,其中可中断负荷大小均为50 MW,方案设置和计算结果分别如表3和表4所示。

表3 4种不同的VPP构建方案

Tab.3 4 different VPP construction schemes		
方案编号	VPP参与备用市场	VPP内储能系统参与削峰填谷
1	√	√
2	×	√
3	√	×
4	×	×

从表4的对比结果可以看出,VPP只参与备用市场或只参与削峰填谷时VPP净收益均小于同时参与备用市场和削峰填谷的情景。与方案1相比,方案2未参与备用市场,方案3未参与削峰填谷,因此VPP的惩罚成本更高,VPP的净收益也更低。方案4既未参加备用市场也未参加削峰填谷,该方案惩罚成本最高且VPP的净收益最

小。对比结果表明,VPP参与备用市场和削峰填谷有利于提高VPP的调度灵活性和净收益。

表4 4种方案结果对比

Tab.4 Comparison of the results for 4 schemes				
项目	费用/元			
	方案1	方案2	方案3	方案4
VPP运行成本	1 738 027	1 755 563	1 646 328	1 641 328
电能市场利润	3 844 711	3 876 930	3 711 929	3 678 494
备用市场利润	123 099	0	112 748	0
参与削峰填谷利润	78 104	82 551	0	0
惩罚成本	220 055	319 984	239 121	424 252
VPP净收益	2 009 728	1 801 383	1 939 228	1 612 914

5 结论

本文从提高VPP调度灵活性和净收益角度出发,建立了考虑源-荷-储共同参与的VPP优化调度模型,解决了VPP内同时聚合源-荷-储的建模问题,采用多市场盈利为VPP获益提供了新的模式。结果表明:

1)采用多时间尺度优化模型在降低系统预测误差影响的同时能最大限度提高VPP的净收益;

2)VPP内可中断负荷的比例增大有利于提高VPP的调度灵活性,考虑到比例增大也会增加VPP的运行成本和补偿成本,因此可中断负荷需要选取合适的比例以平衡VPP的经济性和调度灵活性;

3)VPP采用多市场盈利模式,同时参与电能市场和备用市场能提高VPP的调度灵活性和经济性。

参考文献

- [1] 黄开艺,艾芊,张宇帆,等.基于能源细胞-组织架构的区域能源网需求响应研究挑战与展望[J].电网技术,2019,43(9):3149-3160.
- [2] 熊文,危国恩,王莉,等.能源转型与虚拟电厂的发展趋向[J].电子技术与软件工程,2019(11):159.
- [3] 邹云阳,杨莉.基于经典场景集的风光水虚拟电厂协同调度模型[J].电网技术,2015,39(7):1855-1859.
- [4] 王冠,李鹏,焦扬,等.计及风光不确定性的虚拟电厂多目标随机调度优化模型[J].中国电力,2017,50(5):107-113.
- [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.
- [6] 卫志农,余爽,孙国强,等.虚拟电厂的概念与发展[J].电力系统自动化,2013,37(13):1-9.
- [7] 董文略,王群,杨莉.含风光水的虚拟电厂与配电公司协调

(下转第66页)

况。当机车出站后,若出现牵引网容性无功过高或储能装置电力不足的情况时,可由功率调度立即为装置进行充电,进一步验证了系统采用的控制策略使其具有达到新平衡的时间短,调节能力强的特点。图10b为电能路由器在额定功率下进行储能的功率波形图,通过仿真能观察到装置基本达到所需调度功率,实现了能量的削峰填谷、对牵引网在空载时的无功补偿,同时也保障了可再生能源发电的稳定性。

5 结论

1)电气化铁道电能路由器采用的81电平变换器,与传统电气化铁道供能装置采用的多电平变换器拓扑及调制策略相比,不仅输出电能质量高、成本低,同时开关管所受电压及开关损耗也相对较小,安全性也更有保证。

2)该新型电能路由器能解决传统可再生能源供电系统在电气化铁道的能量供应、电压支撑等问题,同时通过虚拟直流电机控制及幅相控制实现了对牵引网的削峰填谷,在保障了可再生能源发电稳定性的同时,还确保了能量利用效率的最大化。

参考文献

- [1] 刘鸿宇. 电气化铁道节能技术探讨[J]. 科学技术创新, 2016(12):65.
- [2] 董军, 陈来红, 刘硕. 利用新能源实现铁路多元发展探讨[J]. 工程建设与设计, 2016(15):171-173.
- [3] WU Mingliang, WANG Weiying, DENG Wenli, *et al.* Back-to-back PV generation system for electrified railway and its control strategy[C]//IEEE Transportation Electrification Conference and Expo, Asia-Pacific, 2017: 1-6.
- [4] 王大杰, 陈鹰, 唐英伟. 飞轮储能系统在电气化铁路的应用与研究[J]. 储能科学与技术, 2018, 7(5):853-860.
- [5] 马茜, 郭昕, 罗培, 等. 一种基于超级电容储能系统的新型铁路功率调节器[J]. 电工技术学报, 2018, 33(6):1208-1218.
- [6] Rojas R, Ohnishi T, Suzuki T. PWM control method for NPC inverters with very small DC-link capacitors[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 1995, 115(12):1506-1513.
- [7] 王小峰, 何湘宁, 邓焰. 载波交叠特性PWM方法在飞跨电容多电平逆变器的应用研究[J]. 中国电机工程学报, 2007, 27(10):98-102.
- [8] 刘凤君. 多电平逆变技术及其应用[M]. 北京:机械工业出版社, 2007.
- [9] 张守一. 分布式发电微网系统建模及控制策略研究[D]. 北京:北京交通大学, 2014.
- [10] HU Jiefeng, ZHU Jianguo, Dorrell, *et al.* Virtualflux droop method—a new control strategy of inverters in microgrids[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2014, 29(9):4704-4711.
- [11] 盛万兴, 刘海涛, 曾正, 等. 一种基于虚拟电机控制的能量路由器[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(14):3541-3550.
- [12] 钟诚, 王禹夫. 多逆变器下垂协调控制方法综述[J]. 电气自动化, 2017, 39(6):7-10.
- [13] 陈少霞, 姚钢, 周荔丹, 等. 能源互联网中H桥直流能源路由器的研究[J]. 电测与仪表, 2017, 54(7):41-46.
- [14] Wang Q, Zhang C Z, Shu Y H. Research on a novel power quality conditioner with PV for electrified railway[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2018, 188(1):1-12.
- [15] 高东辉, 杜少武, 张长征. 改进型混合级联多电平有源电力滤波器的研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(1):40-46.
- [16] 唐宏伟, 唐杰, 林立. 新型电气化铁路电能质量管理体系[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17):84-91.
- [17] 崔健, 吕志鹏, 盛万兴. 一种新型虚拟直流电机控制技术[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(10):3029-3037.

收稿日期:2019-09-04

修改稿日期:2019-11-08

(上接第60页)

- 调度模型[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(9):75-81, 207.
- [8] 张立辉, 辛禾, 李秋燕, 等. 考虑需求响应风光燃储集成虚拟电厂双层随机调度优化模型[J]. 可再生能源, 2017, 35(10):1514-1522.
- [9] 李星雨, 邱晓燕, 史光耀, 等. 考虑虚拟电厂和分时电价的风光火储系统两阶段优化调度策略[J]. 南方电网技术, 2017, 11(6):70-77.
- [10] 刘思源, 艾芊, 郑建平, 等. 多时间尺度的多虚拟电厂双层协调机制与运行策略[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3):753-761.
- [11] 张高, 王旭, 蒋传文, 等. 采用双层优化调度的虚拟电厂经济性分析[J]. 电网技术, 2016, 40(8):2295-2301.
- [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.

- [13] 王天旺, 高赞, 姜孟, 等. 虚拟电厂下计及分布式风电与储能系统的电力系统优化调度[J]. 电力建设, 2016, 37(11):108-114.
- [14] 吕梦璇, 姜素华, 刘建琴, 等. 含高比例风电的虚拟电厂多类型备用协调优化[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(10):2874-2882.
- [15] 边晓燕, 杨帅帅, 黄铃燃, 等. 虚拟电厂接入配电网的电力系统调度灵活性研究[J]. 电测与仪表, 2020, 57(3):66-71.
- [16] 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.

收稿日期:2019-07-15

修改稿日期:2019-10-27