

虚拟电厂聚合电动汽车参与碳市场的优化调度策略

蒋玮¹, 单沫文¹, 邓一帆¹, 李鹏², 章立宗³

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2. 国网浙江省电力有限公司电力科学研究院, 浙江 杭州 310014; 3. 国网浙江省电力有限公司绍兴供电公司, 浙江 绍兴 312000)

摘要: 虚拟电厂(virtual power plant, VPP)作为电网分布式能源管理的重要解决方案,参与碳交易能够充分发挥其环境效益并提升VPP整体收益。结合电动汽车参与核证减排市场的需求,文中提出VPP聚合电动汽车参与碳市场的协调调度优化策略。首先,设计VPP代理电动汽车参与核证减排市场的方案和流程,并通过收取服务费的方式提升VPP收益;然后,分析VPP不同聚合资源的碳排放特性,并采用场景生成法评估新能源出力的波动性;最后,以VPP收益最大为目标,设计VPP参与碳市场的优化模型,同时电动汽车作为可控负荷和储能装置,进一步增加了VPP运行稳定性。算例分析表明,通过VPP对包括电动汽车在内的多类资源进行聚合并参与碳市场交易,不仅可以激励VPP减少传统火电机组的发电量,降低VPP运行时产生的碳排放,还可以利用电动汽车提升VPP运行稳定性,增加VPP收益及社会效益。

关键词: 虚拟电厂(VPP);电动汽车;碳市场;优化运行;核证减排;电能量市场

中图分类号: TM71

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2023)04-0013-10

0 引言

随着国家“双碳”战略的推进,以风电、光伏为主要形态的分布式能源(distributed energy recourse, DER)发电迅速发展^[1-2]。但DER出力波动大,随机性强,其大规模接入对电网的安全稳定运行有一定影响^[3-5]。虚拟电厂(virtual power plant, VPP)的出现为上述问题的解决提供了新思路。VPP可以将DER和传统火电机组以及电动汽车(electric vehicle, EV)等可控负荷进行组合并参与市场交易,从而提升整体的可调可控性和市场竞争力^[6-9]。

同时,由于全球范围内温室气体减排要求,碳排放权被赋予价值属性,可以参与市场交易,由此形成了碳交易市场^[10-12]。近年来,学者们对VPP参与碳市场的优化调度进行了大量研究。文献[13]提出一种阶梯型碳交易成本模型,分析了VPP中燃气机组容量对碳交易成本的影响。文献[14-15]验证了碳交易机制能够调动VPP中燃气机组的运行积极性,削减系统的碳排放量,在减小碳排放的同时通过出售碳排放配额提升经济收益。但是目前有关VPP参与碳交易的研究多侧重于综合运行成本、碳排放量等,未考虑碳交易机制下火电机组出力减小导致VPP调节能力降低的问题。

基于此,VPP运行商通过聚合用户侧的可控双向负荷获得更优的调节能力。随着EV的逐渐普及

和针对EV的有序充电管理机制的逐渐成熟^[16-17],EV作为一种灵活的可控负荷和储能设备,能够更好地实现VPP中多资源协调互补与整体优化。近年来,学者们对EV应用于VPP的优化调度进行了大量研究,文献[18-20]设计EV参与VPP优化运行的方案,并利用EV充放电特性,平抑风光出力波动,促进新能源消纳。文献[21-22]建立含EV的VPP模型,证明了聚合EV带来的储能特性有利于VPP减少内部固定储能配置容量,降低初期投入成本。但现有研究主要通过VPP运行商给EV车主补贴来吸引EV参与VPP的优化运行,增加了VPP运行成本。

同时,EV作为一种利用电能替代实现碳减排的工具,参与碳市场可以增加EV使用者的收益。目前,已有国内外学者对EV参与碳市场的方案进行了研究,文献[23]介绍了各国碳市场初始碳排放权的分配方式,详细计算了不同国家EV参与碳市场的收益;文献[24]证明了EV参与碳市场可以有效降低EV使用成本。但是EV进行碳排放量结算较为复杂,降低了EV车主参与碳市场的可行性,而VPP运行商可以代理EV参与碳市场,帮助EV车主获得参与碳市场的收益,提高EV车主参与VPP优化运行的意愿。然而目前缺少有关VPP代理EV参与碳市场交易的研究。

基于VPP与EV的特点,文中设计了VPP聚合EV作为储能装置参与碳市场的优化调度策略。首先,提出VPP代理EV参与碳市场的方案,设计基

于充电量的 EV 碳减排量核算方法,并通过 VPP 收取代理服务费进一步增加 VPP 收益;其次,分析不同资源的碳排放特性,利用场景生成法计算 DER 出力波动导致的风险成本;最后,利用 EV 的储能特性,构建 VPP 聚合 EV 参与碳市场的优化模型,实现 EV 的有序充电,提升 VPP 运行稳定性。算例分析表明,通过聚合 EV 参与碳市场,VPP 可以减小传统燃气机组的出力,降低 VPP 整体碳排放量,提高 VPP 参与碳市场的经济收益。

1 VPP 参与碳市场的机制

1.1 VPP 参与碳交易的市场条件

碳市场交易被认为是应对气候变化的最有效的方法之一,能够激励企业研发减排技术从而促进减排^[25]。我国于 2020 年 12 月 31 日公布了《全国碳排放权交易管理办法(实行)》,规定了碳市场的交易主体为各类单位和个人。在电力行业中,不同类型的发电资源既可以单独参与碳市场交易,也可以将分散的发电资源整合起来形成一个整体参与碳市场交易。VPP 作为聚合不同类型 DER 的成熟解决方案,可作为一个主体参与碳市场交易。

在碳市场中,首先要为参与交易的各个主体免费发放碳排放配额。我国电力行业的碳排放配额分配常见形式是基准线法,参与主体在 t 时刻的碳排放配额为:

$$C_i = I \sum_k P_{k,t} \quad (1)$$

式中: C_i 为碳市场在 t 时刻给参与主体发放的碳排放配额,单位为 t ; k 为参与主体中的常规机组编号; $P_{k,t}$ 为常规机组 k 在 t 时刻的发电量,单位为 $\text{MW} \cdot \text{h}$; I 为碳排放因子,即碳市场为单位电量所分配的碳排放量,单位为 $\text{tCO}_2 / (\text{MW} \cdot \text{h})$,其取值按国家发改委发布的《2019 年度减排项目中国区域电网基准线排放因子》的电量边际排放因子确定,其定义为本地电厂的单位电量排放因子与净调入电量的单位电量排放因子以电量为权重的加权平均值,反应了所在区域电力行业碳排放的平均值,具体数值如表 1^[26] 所示。

表 1 电量边际排放因子

Table 1 Energy marginal emission factor

$\text{tCO}_2 \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1}$			
区域	排放因子	区域	排放因子
华北	0.941 9	华中	0.858 7
东北	1.082 6	西北	0.892 2
华东	0.792 1	南方	0.804 2

除碳排放配额外,对于因使用新技术而产生减

排效果的主体,如 EV、DER 及聚合这类资源的 VPP 等,碳市场为其发放中国核证自愿减排量(Chinese certified emission reduction, CCER)^[27]。CCER 可以在碳市场中进行交易,抵消企业实际排放量从而获得收益。在这一机制下,可以促进各主体进行技术升级和工艺改善,从而减少碳排放量。

CCER 为相比于使用传统技术所减少的碳排放量,其中 EV 的 CCER 计算方法将在 1.3 节中介绍。而对于参与碳市场的 DER,其获得的 CCER 为替代传统发电机组发电从而减少的碳排放量,但 DER 的碳排放很少,为了方便计算,在碳市场中通常认为 DER 的实际碳排放量为 0,即 DER 发出单位电量产生的 CCER 等于电量边际排放因子 I 。因此在实际操作中,对于聚合了 DER 的主体,通常碳市场直接按照所有机组的发电量发放碳排放配额,同时不再区分机组类型,也不再单独为 DER 发放 CCER。即参与主体在 t 时刻实际获得的碳排放配额为:

$$C'_i = I \sum_t P_{i,t} \quad (2)$$

式中: i 为参与主体中的所有机组编号; $P_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的出力。

1.2 VPP 参与碳市场的获利空间

由于碳市场的产生和碳交易机制的出现,DER 的减排价值得到量化,DER 的竞争力得到提升。在目前碳交易机制下,DER 机组减排收益增加。常规机组排放成本增加。为避免高昂的排放成本,常规机组会有与 DER 机组合作的意愿。与此同时,DER 机组因为出力的不确定性有潜在的违约风险,而常规机组出力稳定、可调,DER 可通过与常规机组组合平抑整体出力波动。

VPP 具有多种资源聚合、个体自治、整体协同的特点,可以将风电机组(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)、微型燃气轮机(micro gas turbine, MT)等 DER 整合为一个较大容量、较高确定性的等效电源,提升整体的市场竞争力。

而另一方面,为了促进减排,碳市场中免费发放的碳排放配额通常小于常规机组的碳排放强度。如图 1 所示,随着 VPP 中常规机组发电量占比的上升,VPP 需要的碳排放配额越来越多,而且当常规机组发电量占比达到一定程度时,VPP 需要从碳市场中购买碳排放配额,降低了 VPP 的经济性。因此,在参与碳市场交易的过程中,VPP 会趋向于使用新能源发电,尽可能减少对常规机组的使用,从而能够在碳市场交易中获得更多的收益,同时也促进新能源消纳。

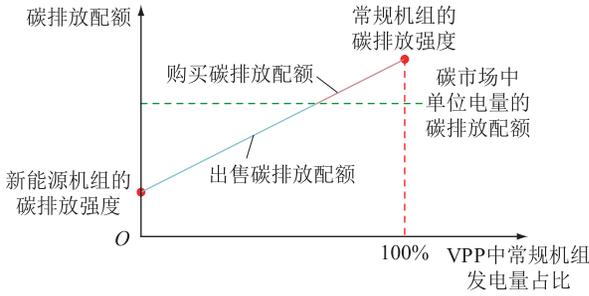


图1 VPP所需的碳排放配额

Fig.1 Carbon allowances required for VPP

1.3 VPP聚合EV参与碳市场的方案

由于VPP中MT容量较小,其调节能力有时不足以弥补DER机组产生的波动性,因此VPP会通过聚合用户侧的EV之类的可控双向负荷来获得更优的调节能力。而另一方面,EV车主为减小用车成本,对参与碳市场交易来获得收益具有较高的意愿,然而目前相关的法律政策和补贴政策还不完善,未能有效针对个人EV参与碳市场交易进行指导和规范。

EV的碳排放特性包括2个方面:EV充电产生的碳排放和EV产生的CCER。由于EV充电的电量来自于电网或VPP,EV充电产生的碳排放已计入电网或VPP发电产生的碳排放,因此EV在碳市场主要交易CCER。中国自愿减排交易信息平台规定,减排量可由电动车辆制造商、零售商或车主申请^[28]。由于EV制造商和零售商出售EV的CCER时EV还并未投入使用,只能预估EV的使用里程和时间来申报一个大概的CCER量,缺乏准确性,因此,文中假定EV的CCER仅由EV车主在碳市场中出售。

根据CCER的定义,EV产生的CCER即为替代传统燃油汽车所减少的碳排放量,其计算为:

$$C_{\text{CCER, EV}} = l(q_o I_o - q_e I_e) \quad (3)$$

式中: l 为EV的行驶公里数; q_o 为传统燃油汽车行驶单位公里的平均耗油量; I_o 为传统燃油汽车的碳排放因子,即传统燃油汽车消耗单位燃油产生的碳排放量; q_e 为EV行驶单位公里的平均耗电量; I_e 为EV的碳排放因子,即EV消耗单位电量产生的碳排放量。

根据式(3)可以看出,EV产生的CCER统计起来较为复杂,EV车主参与碳市场交易的便捷性较差。因此,对于参与VPP运行的EV,可以利用VPP运营商作为代理参与碳交易,EV车主将一段时间内的减排量授权给VPP运营商进行汇集并在碳交易市场上出售。

由于VPP内部交易的主体是电量,因此须核算

EV消耗单位电量产生的CCER,计算如下:

$$I_{\text{eCCER}} = \frac{q_o I_o - q_e I_e}{q_e} \quad (4)$$

式中: I_{eCCER} 为EV在VPP充入单位电量后可转让给VPP的CCER,由VPP运营商在碳市场上代为交易。同时,VPP对转交CCER的车主收取服务费。

考虑到EV充放电行为的不确定性,设计如下VPP聚合EV的方案:EV根据出行安排和电价曲线提交充电量和可用于充电的时间。VPP在EV可充电时间段内给EV充电,同时可以利用EV电池的剩余容量进行储能,调整VPP的实际出力,从而使EV参与VPP的优化运行。

而VPP代理EV出售CCER的方案为:VPP在完成EV的一次充电并进行结算时,EV签署相应协议转让该次充电行为产生的CCER。VPP汇集不同EV转让的CCER后在碳市场集中出售,然后在出售CCER获得的收益中扣除部分作为服务费,将剩余收益返还给EV车主,从而在VPP获得更高收益的同时为EV车主增加一部分收益。其具体流程如图2所示。

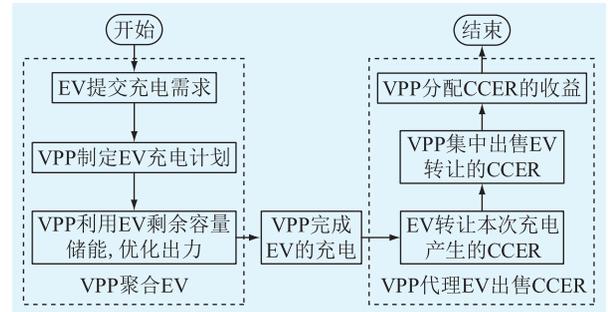


图2 VPP聚合EV并代理EV出售CCER的流程

Fig.2 The process of VPP aggregating EV and selling CCER on behalf of EV

1.4 VPP中多资源参与碳市场的运行方式

文中研究的VPP整合了MT、PV、WT和EV等发电资源,作为主体对外参与以天为单位进行交易的电能量市场和碳市场并确保履约。如图3所示,首先VPP收集各机组的状态参数并评估响应能力,与具有合作意愿的EV签订碳市场代理协议;然后结合PV、WT参数预测DER次日出力,再根据以上信息,优化并制定次日的出力方案,使总收益最大;最后将优化好的出力方案向上级电力市场申报,同时下发至各机组和EV于次日执行。次日,VPP运营商根据WT、PV实际出力调整MT出力和EV充电策略以保证VPP整体的安全运行,完成前一天的出力申报计划,并在碳市场出售未用掉的碳排放配额和EV转让的CCER,获得更大的收益。

EV 通过向 VPP 提出购电需求并并网充电以满足每天的驾驶电量需求。EV 与 VPP 签订协议,以较为优惠的价格从 VPP 购电,但须服从 VPP 提出的充电策略,促进 VPP 的优化运行。

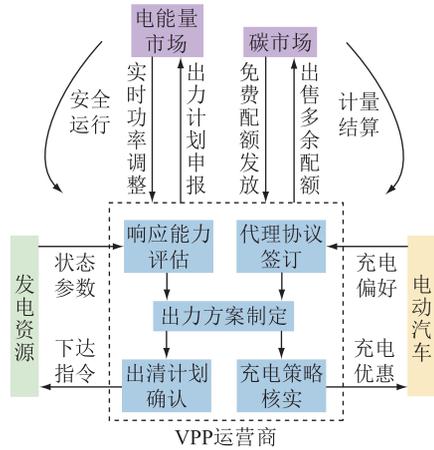


图 3 VPP 运行模式

Fig.3 VPP operation mode

2 VPP 各资源运行成本和碳排放特性分析

VPP 运营商的核心目标是在保证安全运行的基础上,实现在电能量市场和碳市场中收益最大化。因此,对 VPP 聚合的不同资源的响应特性进行评估和分析,并据此制定合适的出力计划以保证 VPP 收益最大。

2.1 MT

MT 可控性较强,在 VPP 中作为 DER 的辅助电源,可以平抑 WT 和 PV 出力的随机性和波动性。同时,MT 也是 VPP 的主要碳排放源,应该在运行边界内尽量减少 MT 的出力。在 MT 运行阶段,MT 受到出力约束和爬坡约束,即:

$$P_{MT,min} \leq P_{MT,t} \leq P_{MT,max} \quad (5)$$

$$P_{MT,down} \leq P_{MT,t+1} - P_{MT,t} \leq P_{MT,up} \quad (6)$$

式中: $P_{MT,t}$ 为 t 时刻 MT 的出力; $P_{MT,max}$ 、 $P_{MT,min}$ 分别为 MT 出力的上、下限; $P_{MT,down}$ 、 $P_{MT,up}$ 分别为 MT 向下爬坡速度和向上爬坡速度。

而 MT 的运行成本 Q_{MT} 包含发电成本 $Q_{MT,G}$ 和碳排放成本 $Q_{MT,C}$,即:

$$Q_{MT} = \sum_{t=1}^T (Q_{MT,G,t} + Q_{MT,C,t}) \quad (7)$$

$$Q_{MT,G,t} = a_{MT} P_{MT,t}^2 + b_{MT} P_{MT,t} + c_{MT} \quad (8)$$

$$Q_{MT,C,t} = I_{MT} \theta_C P_{MT,t} \quad (9)$$

式中: a_{MT} 、 b_{MT} 、 c_{MT} 为 MT 发电成本的相关参数; I_{MT} 为 MT 的碳排放系数; θ_C 为单位 CO_2 排放权在碳市场的售价。

2.2 WT 与 PV

WT 和 PV 的主要特点是不产生碳排放,是 VPP 参与碳市场的主要收益来源,但其出力都具有不确定性。文中采用场景生成法,在日前得到后一天 t 时刻 WT 和 PV 的出力预测值 $P_{WT,t}$ 、 $P_{PV,t}$,进而制定 VPP 的优化调度策略^[26]。

此外,在能量市场模型中,由于 WT 和 PV 的出力不确定性,会导致 VPP 在依据预测功率制定购售电策略时承担相应的不确定性风险,因此有必要合理评估该风险成本对 VPP 策略制定的影响。

WT 和 PV 的出力不确定性表征为实际值和预测值的误差,主要来自自然环境中各随机性因素的影响。根据中心极限定理^[29],当某个事物受到许多相互独立的随机因素的影响且这些因素所产生的影响都很小时,总的影响可以看作服从正态分布。因此,WT 和 PV 的出力不确定性可以认为服从正态分布。其中 WT 在 t 时刻的误差满足期望为 0,方差为 $\sigma_{WT,t}^2$ 的正态分布 $N(0, \sigma_{WT,t}^2)$;PV 在 t 时刻的误差满足期望为 0,方差为 $\sigma_{PV,t}^2$ 的正态分布 $N(0, \sigma_{PV,t}^2)$ 。然后结合蒙特卡洛抽样^[30],生成 S 组 DER 出力场景 $\{P_{PV,t,s}, P_{WT,t,s}\}$, $P_{PV,t,s}$ 、 $P_{WT,t,s}$ 分别为场景 s 下 PV 和 WT 在 t 时刻的出力,并针对每个场景 s 分别计算 VPP 风险成本 $Q_{r,t,s}$ 。最后求取算术平均值 $Q_{r,t}$ 作为 VPP 风险成本计入 VPP 上层优化调度模型中,其计算如下:

$$Q_{r,t} = \frac{1}{S} \sum_{s=1}^S \sum_{t=1}^T Q_{r,t,s} \quad (10)$$

$$Q_{r,t,s} = Q_{MT,r,t,s} + Q_{unb,r,t,s} \quad (11)$$

式中: $Q_{r,t,s}$ 为 t 时刻场景 s 中 VPP 的风险成本,其包含 MT 调整风险成本 $Q_{MT,r,t,s}$ 和不平衡电量交易风险成本 $Q_{unb,r,t,s}$ 。

MT 调整风险成本表示当风光出力实际值与预测值有偏差时 MT 变化实际出力大小所产生的成本,其计算为:

$$Q_{MT,r,t,s} = |Q_{MT}(P_{MT,t,s}) - Q_{MT}(P_{MT,t,s} + \Delta P_{MT,t,s})| \quad (12)$$

式中: $P_{MT,t,s}$ 为 t 时刻场景 s 下 MT 的计划出力; $\Delta P_{MT,t,s}$ 为 t 时刻场景 s 下 MT 的功率调整量。

不平衡电量交易风险成本表示在风光出力偏差过大且 MT 出力无法弥补时,VPP 从实时市场购买或出售电量所产生的成本。虽然这部分电量来源于上级电网,且无购买和出售的限制,但由于实时购买电量价格远高于市场电价,实时出售电量价格远低于市场电价,不管购买或出售不平衡电量都不划算,因此 VPP 运营商应尽可能减小在实时市场

上交易不平衡电量。不平衡电量交易风险成本计算如下:

$$Q_{\text{umb},r,t,s} = \pi_+ P_{t,s+} - \pi_- P_{t,s-} \quad (13)$$

式中: π_+ 、 π_- 分别为不平衡功率购买、出售的惩罚电价; $P_{t,s+}$ 、 $P_{t,s-}$ 分别为VPP在 t 时刻场景 s 下购买和出售的不平衡功率。当实际功率超出预测功率时, $P_{t,s-} = 0$,而当DER功率不足时, $P_{t,s+} = 0$ 。

2.3 EV

EV作为可控负荷和储能装置参与VPP的优化调度。VPP可以根据PV和WT出力引导EV在相应时段内充电,从而减少弃风弃光的惩罚。VPP调度EV参与碳市场优化运行还可以提升用户的经济性。

图4为EV接入电网时的响应特性,绿色部分是EV充放电的可行域^[31]。图中, t_s 、 t_e 分别为EV充放电的起始和结束时刻; S_s 、 S_e 分别为EV入网和离网时的荷电状态; S_{\max} 、 S_{\min} 分别为EV允许的荷电状态的上、下限。

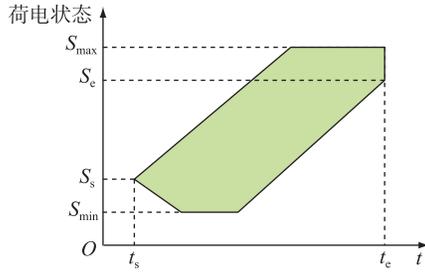


图4 EV入网的响应特性

Fig.4 Response characteristics of EV entering the grid

考虑到EV用户对便捷性的需求,EV参与VPP的优化运行势必会影响EV用户的出行感受,同时对电池的频繁充放电操作也会降低电池性能和使用寿命,以上因素的综合作用形成了EV作为储能装置的运行成本,可选择应用具有连续非递减特性的Tan-Sigmoid函数进行表述。则EV在参与VPP优化运行时1个周期内的运行成本 Q_{EV} 为:

$$Q_{EV} = 2 \sum_{j=1}^J \pi_{EV,sto} P_{EV,j,sto} \quad (14)$$

式中: J 为聚合的EV数量; $\pi_{EV,sto}$ 为EV参与协调优化的成本系数; $P_{EV,j,sto}$ 为第 j 台EV在一个交易周期内作为储能装置的放电功率。由于EV充电时既作为储能装置进行储能,又作为负荷满足自身需求,因此计算EV充电成本时按放电功率进行计算。

3 考虑碳市场的VPP优化调度模型

3.1 VPP聚合EV参与碳市场的收入与成本分析

文中研究的VPP采用分时电价模式向上级市

场申报售电,即在调度开始前将下一个调度周期划分为 T 个时段,针对每个时段,VPP分别向上级市场申报其期望的售电量 $P_{G,t}$,即VPP在一个调度周期中的购售电策略可以表示为 $P_G = \{P_{G,1}, P_{G,2}, \dots, P_{G,T}\}$ 。具体的收入构成为:电能量市场售电、初始碳排放配额、向EV售电、代理EV出售CCER的服务费。成本构成为:MT发电成本、MT碳排放成本、VPP风险成本、EV储能成本。

VPP在1个交易周期内的收入 R_T 包括电能量市场售电收入 R_G 、碳市场收入 R_C 、售电给EV的收入 R_{EV} 和代理EV出售CCER的服务费收入 R_{CCER} 。具体计算如下:

$$R_T = R_G + R_C + R_{EV} + R_{CCER} \quad (15)$$

$$R_G = \sum_{t=1}^T \pi_{G,t} P_{G,t} \quad (16)$$

$$R_C = \sum_{t=1}^T \theta_C C_t \quad (17)$$

$$R_{EV,t} = \sum_{j=1}^J P_{EV,j,t,use} \pi_{EV} \quad (18)$$

$$R_{CCER,t} = \sum_{j=1}^J P_{EV,j,t,use} I_{eCCER} \pi_{CCER} \quad (19)$$

式中: $P_{G,t}$ 为 t 时刻售电功率; $\pi_{G,t}$ 为VPP向电网售电的价格,假设该价格由上级市场在日前市场出清前根据历史负荷峰谷分布制定; π_{EV} 为VPP制定的EV充电价格, $P_{EV,j,t,use}$ 为第 j 台EV在 t 时刻需要的充电功率; π_{CCER} 为VPP代理EV出售单位电量产生的CCER所收取的服务费。

VPP的运行成本 Q_T 为不同种类的DER的运行成本之和,即:

$$Q_T = Q_{PV} + Q_{WT} + Q_{MT} + Q_{EV} \quad (20)$$

其中,WT和PV的运行成本正比于出力。由于在实际运行过程中,WT和PV的运行成本远小于MT的运行成本,因此VPP运行商为简化计算,通常忽略WT和PV的运行成本。

3.2 目标函数与约束条件

VPP收入来自电能量市场、碳市场和向EV售电,运营成本来自MT和碳排放配额购买。使用惩罚系数限制来自WT和PV的VPP投标输出。VPP以自身收益最大为优化目标,建立优化模型,即:

$$\max(R_T - Q_T - Q_{r,T}) \quad (21)$$

约束条件为式(2)、式(5)一式(20)、式(22)一式(24)。其中式(22)为EV充电速率约束;式(23)为EV容量约束;式(24)为VPP功率平衡约束。

$$P_{EV,j,\min} \leq P_{EV,j,t} \leq P_{EV,j,\max} \quad (22)$$

$$S_{j,\min} \leq S_{j,t} \leq S_{j,\max} \quad (23)$$

$$P_{MT,t} + P_{PV,t} + P_{WT,t} = P_{G,t} + P_{EV,j,t,use} + P_{t,s+} - P_{t,s-} \quad (24)$$

式中： $P_{EV,j,t}$ 为第 j 台 EV 在 t 时刻的充电速率； $P_{EV,j,max}$ 、 $P_{EV,j,min}$ 分别为第 j 台 EV 充电速率的上、下限； $S_{j,t}$ 为第 j 台 EV 在 t 时刻的荷电状态； $S_{j,max}$ 、 $S_{j,min}$ 分别为第 j 台 EV 荷电状态的上、下限。

3.3 模型的性质与求解

根据前文分析,文中提出的 VPP 聚合 EV 参与碳市场的优化调度模型是典型的混合整数非线性规划(mixed integer non linear programming, MINLP)模型。Gurobi 求解器不需要精确的起始点,具有很强的全局搜索能力,因此文中通过基于 Python 软件的 Gurobi 求解器求解模型。

4 算例分析

4.1 算例及其参数

为验证 VPP 和 EV 参与电能量市场和碳市场的可行性以及文中所提优化调度的效果,设计算例进行计算与分析。假设 VPP 在发电侧聚合了 1 台 MT、1 台 WT、1 台 PV,具体参数见表 2。WT、PV 的典型日功率预测曲线如图 5 所示。

表 2 机组参数

Table 2 Parameters of the generator sets

参数	MT	PV	WT
最大出力/kW	500	400	600
最小出力/kW	100	0	0
爬坡速率/(kW·h ⁻¹)	30	100	150
碳排放系数/[kgCO ₂ ·(kW·h) ⁻¹]	0.98	0	0
$a_{MT}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-2})$	0.001 75		
$b_{MT}/(\text{元} \cdot \text{kW}^{-1})$	0.175		
$c_{MT}/\text{元}$	0		

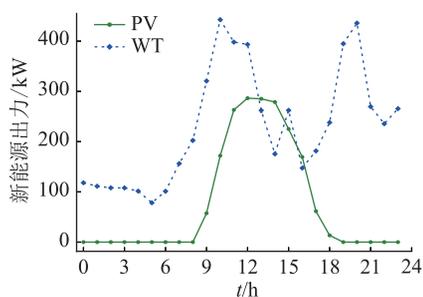


图 5 典型日风光出力曲线

Fig.5 Typical daily wind and photovoltaic output curves

在 VPP 参与电能量市场的过程中,由于 VPP 控制的发电资源的容量有限,难以对售电价格产生影响,因此 VPP 在电能量市场被定位为价格接受者,即 VPP 响应由电能量市场给出的交易价格并以此为基础优化自身的购售电策略。基于峰谷电价

机制,设置日前市场交易价格,见表 3。平衡市场电价为 $\pi_+ = 1.2$ 元/(kW·h), $\pi_- = 0.4$ 元/(kW·h)。

表 3 日前市场 24 小时峰谷电价

Table 3 24-hour peak and valley electricity price in the day-ahead market

元·(kW·h) ⁻¹			
时段	电价	时段	电价
0 时—5 时	0.6	17 时—20 时	1.0
6 时—9 时	0.8	21 时—22 时	0.8
10 时—13 时	1.0	23 时—24 时	0.6
14 时—16 时	0.8		

为更好地进行优化调度,VPP 还和区域内 100 台 EV 签订了供电协议,VPP 在需要时可以调用 EV 进行充放电来调整实际出力。作为 EV 充电时间受限的补偿,VPP 给 EV 的充电价格全部按低谷时段电价,即 0.6 元/(kW·h)。对于 EV 而言,假设每台 EV 的电池容量为 20 kW·h,最大充电功率为 5 kW,每台 EV 每日需要 15 kW·h 的电能,EV 电池的初始电量服从均匀分布 $U(0,5)$ 。根据 EV 的工作和空闲时间,将 EV 分为表 4 所示的 2 种类型。其他参数的取值见表 5。

表 4 VPP 签约的 EV 可用时间分类

Table 4 EV availability time classification for VPP contracts

类型	工作时间	空闲时间	EV 数量
类型 1	1 时—12 时	13 时—24 时	50
类型 2	13 时—24 时	1 时—12 时	50

表 5 参数取值

Table 5 Values of parameters

参数	数值
$\theta_c/(\text{元} \cdot \text{kg}^{-1})$	0.08
$I/[\text{kgCO}_2 \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.79
$\pi_{CCER}/[\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.04
$\pi_{EV,sto}/[\text{元} \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.03
q_o/L	0.09
$I_o/(\text{kgCO}_2 \cdot \text{L}^{-1})$	2.33
$q_e/(\text{kW} \cdot \text{h})$	0.15
$I_e/[\text{kgCO}_2 \cdot (\text{kW} \cdot \text{h})^{-1}]$	0.79

基于上述参数设置,分别从 VPP 参与电能量市场和碳市场的经济性分析和 EV 可充电时段对 VPP 优化运行的影响这 2 个角度出发,设置 4 个场景进行对比分析,各场景均使用 Gurobi 求解器在 Python 平台进行迭代优化计算。

4.2 仿真结果与分析

设置如表 6 所示的 4 个仿真场景,对 VPP 在集中整合 DER 和 EV 参与电能量市场和碳市场时的

经济性和不确定性作定量分析。Gurobi 求解器在迭代 10~20 min 后得到相应的仿真结果。

表 6 仿真场景设置

Table 6 Simulated scene setup

场景	参与碳市场	考虑 DER 波动性	聚合 EV
场景 1	是	是	是
场景 2	否	是	是
场景 3	是	否	是
场景 4	是	是	否

图 6 为场景 1 下 VPP 采用文中所提优化调度策略后制定的出力计划。可以看出在 1 时—4 时和 14 时—16 时电价较低时段, EV 充电储存电能;在 5 时—11 时和 17 时—20 时电价较高时段, EV 放电, 弥补了 DER 机组出力波动引起的电量不平衡。对于 VPP 整体而言, VPP 在 0 时—4 时、14 时—16 时、21 时—23 时电价较低时段减少 MT 出力, 给 EV 充电以满足 EV 日常使用需求并储存电量;在 10 时—13 时和 17 时—20 时电价高峰时段增加 MT 出力, 并通过 EV 放电增加 VPP 的总出力, 能够获得更高的收益。

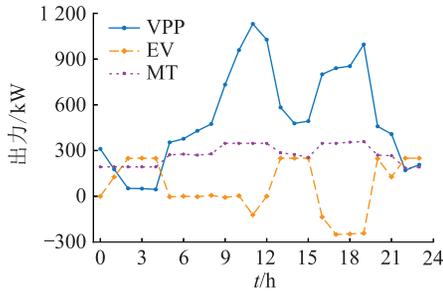


图 6 场景 1 下 VPP 的竞标量

Fig.6 Bidding volume of VPP in scenario 1

表 7 为场景 1 下 VPP 的经济收益指标。可以看出, VPP 的主要收入来源是电能量市场的售电收入, 主要成本为 MT 的发电成本。此外, VPP 的风险成本相比于其他项成本非常低, 显示了 VPP 在应对风光波动性时具有良好的调节性能。

表 7 场景 1 的收入与支出

Table 7 Income and costs of scenario 1 元

经济指标	价格
电能量市场售电收入	11 208
初始碳排放配额收入	792
向 EV 售电收入	540
向 EV 收取服务费	60
MT 发电成本	3 176
MT 碳排放成本	526
VPP 风险成本	49
EV 储能成本	68
总收益	8 781

将场景 2—场景 4 分别与场景 1 作对比, 从是否参与碳市场、是否考虑 DER 波动性、是否聚合 EV 这 3 个方面对文中所提 VPP 聚合 EV 参与碳市场的优化调度模型的经济性和安全稳定性进行详细分析。

(1) VPP 参与碳市场的经济性。为定量分析 VPP 参与碳市场的经济性, 对比场景 1 和场景 2 的仿真结果。图 7 为 2 种场景下 MT 的输出功率。可以看出, 参与碳市场时, MT 的出力明显减少, 可知参与碳市场对于减少传统能源发电量有促进作用。

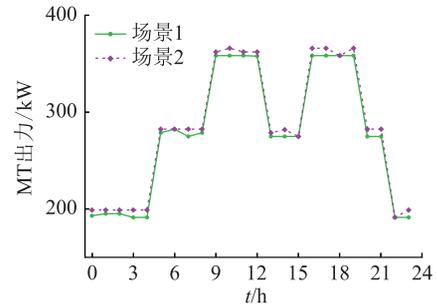


图 7 MT 出力对比

Fig.7 MT output comparison

表 8 总结对比了 2 种场景下 VPP 的各项收入与支出。可以看出, VPP 参与碳市场交易使 VPP 总收益提升了约 3.7%。可以注意到, VPP 在电能量市场的售电收入比未参与碳市场时低, 这是因为在参与碳市场时 VPP 要减少 MT 出力, 并在一定程度上增加了不平衡电量, 从而增加了风险成本。但是 VPP 参与碳市场获得了额外收益, 整体收益变高。

表 8 VPP 参与碳市场的经济性

Table 8 The economics of VPP participation in carbon market 元

经济指标	场景 1	场景 2
电能量市场售电收入	11 208	11 353
初始碳排放配额收入	792	0
向 EV 售电收入	540	540
向 EV 收取服务费	60	0
MT 发电成本	3 176	3 272
MT 碳排放成本	526	0
VPP 风险成本	49	37
EV 储能成本	68	0
总收益	8 781	8 584

(2) DER 波动性对 VPP 收益的影响。为定量分析 DER 波动性对 VPP 收益的影响, 对比场景 1 和场景 3 的仿真结果。图 8(a) 为 2 种场景下 VPP 的总输出功率。在场景 1 中, 由于考虑了 DER 的出力波动性, 存在 VPP 应对风险的功率调整过程, 因此 VPP 整体的调度策略趋于保守。从图 8(a) 可以

看出,场景1的售电量峰值明显低于场景3,且峰值时段发生了转移,场景3中11时的售电高峰在场景1中被分布至其他低谷时段以提高VPP整体运行的稳定性。图8(b)为2种场景下EV的充电量,可以看出,场景3下10时—11时的EV充放电被转移到场景1下5时—9时的电价平峰时段。这主要是由于场景1需要让EV在风光资源波动性较强的时刻被VPP调用以消纳风光资源的超额发电量,从而有效降低风光出力波动性给VPP带来的风险。由此可见,VPP对实现DER高效并网与可再生能源安全消纳有着重要的保障作用。

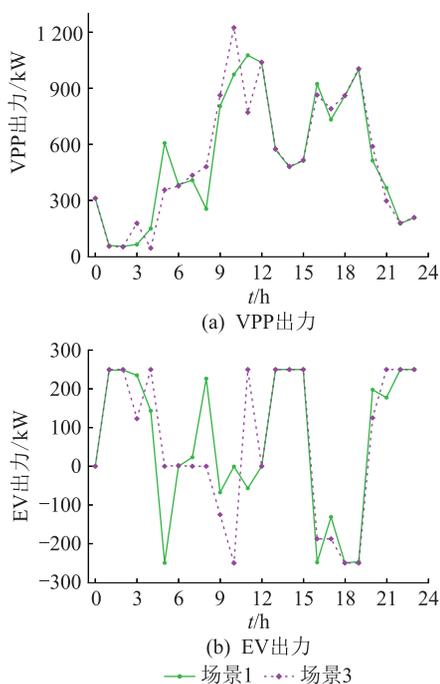


图8 DER波动性对VPP出力和EV出力的影响
Fig.8 The impact of DER's volatility on VPP and EV output

表9总结对比了2种场景下VPP的经济收益指标。结合图7可以看出,由于考虑了DER波动性,VPP的出力计划作出了调整,并更多地调用EV进行储能,以应对可能出现的波动性风险。因此场景1下减少了一部分竞标量,导致VPP在电能市场的售电收入减少。但VPP可以通过调节MT的发电量和EV的充放电来平抑风光资源波动性的影响,使场景1的风险成本降至较低水平。

(3) 聚合EV对VPP的影响。为分析VPP聚合EV的效果,对比场景1和场景4的仿真结果。图9为2种场景下VPP的总输出功率。可以看出,由于EV的储能作用,在1时—4时、13时—15时、21时—23时等电价较低的时间段,场景1的VPP出力小于场景4,而在17时—19时电价较高的时间段相反,EV作为储能起到了削峰填谷的作用。

表9 DER出力波动性对VPP的影响

Table 9 The impact of DER's output volatility on VPP 元

经济指标	场景1	场景3
电能量市场售电收入	11 208	11 296
初始碳排放配额收入	792	793
向EV售电收入	540	540
向EV收取服务费	60	60
MT发电成本	3 176	3 198
MT碳排放成本	526	528
VPP风险成本	49	0
EV储能成本	68	59
总收益	8 781	8 905

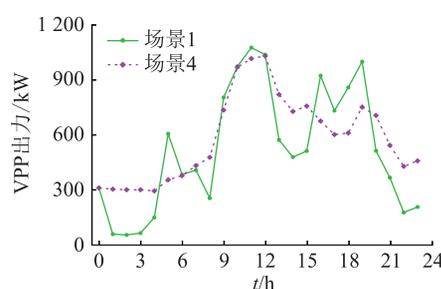


图9 VPP出力对比

Fig.9 VPP output comparison

表10总结对比了2种场景下VPP的经济收益指标。可见,由于没有了EV的储能作用,场景4须增加一部分MT出力作为备用,并付出更多的风险成本来减小DER出力波动性的影响。场景1中,VPP给EV充电获得的收益为0.64元/(kW·h),即VPP给EV的售电价格0.6元/(kW·h)加上服务费0.04元/(kW·h),但由于EV的容量限制,VPP有时需要在电价平峰时段给EV充电,同时充分利用EV的储能特性,等电价高峰时段放电,获得更高收益。因此场景1中,14时—16时这一电价平峰时段,VPP仍然给EV进行充电。

表10 聚合EV对VPP的影响

Table 10 The impact of aggregated EV on VPP 元

经济指标	场景1	场景4
电能量市场售电收入	11 208	11 953
初始碳排放配额收入	792	869
向EV售电收入	900	0
向EV收取服务费	60	0
MT发电成本	3 176	3 223
MT碳排放成本	526	530
VPP风险成本	49	53
EV储能成本	68	0
总收益	8 781	8 656

5 结语

文中针对 EV 和 VPP 参与碳市场的需求,设计了 VPP 代理 EV 参与碳市场进行 CCER 交易的方案,在增加 EV 参与碳市场便利性的同时提升了 VPP 的收益。此外,建立了 VPP 聚合 EV 参与碳市场的优化调度模型,利用 EV 的储能特性,降低 VPP 的出力峰值并转移峰值时间,减小了 VPP 运行时的风险成本。EV 参与 VPP 优化运行还可以有效弥补风光出力的波动性,进一步减少 MT 的发电量和 VPP 整体的碳排放量,从而提升 VPP 参与碳市场的经济效益。

参考文献:

- [1] 蒋正威,张锋明,胡风桐,等. 虚拟电厂分布式资源的聚合响应能力评估方法[J]. 电力工程技术,2022,41(6):39-49.
JIANG Zhengwei,ZHANG Fengming,HU Fengtong, et al. Evaluation method of aggregated responsiveness of distributed resources in virtual power plant[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022,41(6):39-49.
- [2] 江冰. 构建面向 30·60 的新型电力系统:中国电力 4.0 的思索[J]. 全球能源互联网,2021,4(6):534-541.
JIANG Bing. Building new power system for 30·60-reflections on China's electricity 4.0[J]. Journal of Global Energy Interconnection, 2021,4(6):534-541.
- [3] 湛归,殷爽睿,艾芊,等. 智能楼宇型虚拟电厂参与电力系统调频辅助服务策略[J]. 电力工程技术,2022,41(6):13-20,57.
ZHAN Gui,YIN Shuangrui,AI Qian, et al. A strategy for smart building-based virtual power plants participating in frequency regulation auxiliary service[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022,41(6):13-20,57.
- [4] 叶耀,龚锦霞,李琛舟,等. 一种考虑分布式电源的配电自动化系统规划方法[J]. 智慧电力,2022,50(10):109-115.
YE Yao,GONG Jinxia,LI Chenzhou, et al. A planning method for distribution automation system considering distributed generation[J]. Smart Power, 2022,50(10):109-115.
- [5] 段穰达. 有源配网后评价指标体系及其综合评价方法[J]. 发电技术,2021,42(1):86-93.
DUAN Rangda. A post-evaluation index system of active distribution network project and its comprehensive evaluation method[J]. Power Generation Technology, 2021,42(1):86-93.
- [6] 刘鑫. 虚拟电厂的经济调度与优化配置研究[D]. 合肥:合肥工业大学,2020.
LIU Xin. Research on the economy dispatch and optimal allocation of a virtual power plant[D]. Hefei:Hefei University of Technology, 2020.
- [7] 陶若冰,徐红丽. 虚拟电厂供电可靠性管理策略研究及评估[J]. 电力需求侧管理,2022,24(4):36-41.
TAO Ruobing,XU Hongli. Power supply reliability management strategies for virtual power plant[J]. Power Demand Side Management, 2022,24(4):36-41.
- [8] 周洪益,余爽,柏晶晶,等. 基于区块链技术的虚拟电厂交易管理模式研究[J]. 电力需求侧管理,2021,23(1):72-76.
ZHOU Hongyi,YU Shuang,BAI Jingjing, et al. Research on trading pattern of virtual power plant based on blockchain technology[J]. Power Demand Side Management, 2021,23(1):72-76.
- [9] 宣文博,李慧,刘忠义,等. 一种基于虚拟电厂技术的城市可再生能源消纳能力提升方法[J]. 发电技术,2021,42(3):289-297.
XUAN Wenbo,LI Hui,LIU Zhongyi, et al. A method for improving the accommodating capability of urban renewable energy based on virtual power plant technology[J]. Power Generation Technology, 2021,42(3):289-297.
- [10] 龚成生. 电动汽车参与下虚拟电厂的优化调度[D]. 大庆:东北石油大学,2021.
GONG Chengsheng. Optimal scheduling of a virtual power plant with electric vehicles[D]. Daqing:Northeast Petroleum University, 2021.
- [11] 雷若愚. 考虑碳交易的虚拟电厂优化运行及收益分配研究[D]. 北京:华北电力大学,2021.
LEI Ruoyu. The optimal operation and revenue allocation of virtual power plant considering carbon trading[D]. Beijing:North China Electric Power University, 2021.
- [12] 唐巍,张瑜,宣东海,等. 计及阶梯式碳交易机制的低碳型园区经济运行调度策略[J]. 供用电,2021,38(9):10-18.
TANG Wei,ZHANG Yu,XUAN Donghai, et al. Low-carbon park economic operation scheduling strategy taking into account the tiered carbon trading mechanism[J]. Distribution & Utilization, 2021,38(9):10-18.
- [13] 张媛. 考虑碳交易的虚拟电厂与常规机组合作空间研究[D]. 杭州:浙江大学,2016.
ZHANG Yuan. Cooperative space of virtual power plants and conventional units under carbon trading mechanism[D]. Hangzhou:Zhejiang University, 2016.
- [14] YANG D C,HE S W,CHEN Q Y, et al. Bidding strategy of a virtual power plant considering carbon-electricity trading[J]. CSEE Journal of Power and Energy Systems, 2019,5(3):306-314.
- [15] 刘源,檀勤良,张兴平. 基于交互算法的多代理虚拟电厂调度优化及风险分析[J]. 电力工程技术,2022,41(6):2-12.
LIU Yuan,TAN Qinliang,ZHANG Xingping. Multi-agent VPP coordinated control optimization and risk analysis based on the interactive algorithm[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022,41(6):2-12.
- [16] 李强,朱丹丹,黄地,等. 虚拟电厂运营商与电动汽车用户的主从博弈定价策略[J]. 电力工程技术,2022,41(4):183-191.
LI Qiang,ZHU Dandan,HUANG Di, et al. Stackelberg game pricing strategy between virtual power plant operators and electric vehicle users[J]. Electric Power Engineering Technology, 2022,41(4):183-191.

- [17] 文艺林,胡泽春,宁剑,等. 基于分布鲁棒机会约束的充电运营商参与调峰市场投标策略[J]. 电力系统自动化, 2022,46(7):23-32.
WEN Yilin, HU Zechun, NING Jian, et al. Bidding strategy of charging operator participating in peak regulation market based on distributionally robust chance constraint[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(7):23-32.
- [18] 马英姿,马兆兴. 基于博弈算法的电动汽车有序充电优化及效益分析[J]. 电力工程技术, 2021,40(5):10-16.
MA Yingzi, MA Zhaoxing. Orderly charging optimization and benefit analysis of electric vehicles based on game algorithm [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(5):10-16.
- [19] 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-today 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.
- [20] 袁桂丽,苏伟芳. 计及电动汽车不确定性的虚拟电厂参与 AGC 调频服务研究[J]. 电网技术, 2020,44(7):2538-2548.
YUAN Guili, SU Weifang. Virtual power plants providing AGC FM service considering uncertainty of electric vehicles [J]. Power System Technology, 2020, 44(7):2538-2548.
- [21] 张亚朋,穆云飞,贾宏杰,等. 电动汽车虚拟电厂的多时间尺度响应能力评估模型[J]. 电力系统自动化, 2019,43(12):94-103.
ZHANG Yapeng, MU Yunfei, JIA Hongjie, et al. Response capability evaluation model with multiple time scales for electric vehicle virtual power plant[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(12):94-103.
- [22] JANSSEN M, ROTMANS J. Allocation of fossil CO₂ emission rights quantifying cultural perspectives [J]. Ecological Economics, 1995, 13(1):65-79.
- [23] 姜柯柯,张新松,徐杨杨,等. 基于协同进化的光伏电站与电动汽车充电站联合规划[J]. 电力工程技术, 2021,40(6):62-68,94.
JIANG Keke, ZHANG Xinsong, XU Yangyang, et al. Joint planning of photovoltaic generation and electric vehicle charging station based on co-evolution[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(6):62-68,94.
- [24] 陈中,陆舆,邢强,等. 考虑电动汽车碳配额的电力系统调度分析[J]. 电力系统自动化, 2019,43(16):44-51.
CHEN Zhong, LU Yu, XING Qiang, et al. Dispatch analysis of power system considering carbon quota for electric vehicle[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16):44-51.
- [25] 刘春蕾,庞鹏飞,石纹赫,等. 计及碳中和效益及清洁能源消纳的虚拟电厂双层协同优化调度[J]. 供用电, 2021,38(9):19-27.
LIU Chunlei, PANG Pengfei, SHI Wenhe, et al. Taking into account carbon neutrality benefit and clean energy consumption of virtual power plant two-layer cooperative optimization dispatching[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(9):19-27.
- [26] 谭瑾,王勇,马洲俊,等. 考虑规模化电动汽车负荷的柔性台区安全经济运行边界[J]. 电力工程技术, 2021,40(5):25-33.
TAN Jin, WANG Yong, MA Zhoujun, et al. Security-economy operational boundary of flexible district considering large-scale EV charging loads [J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(5):25-33.
- [27] 陈云斐. 电动汽车充电设施参与碳交易可行性与商业模式研究[D]. 北京:华北电力大学, 2020.
CHEN Yunfei. Research on feasibility and commercial mode of electric vehicle charging facilities participating in carbon trading[D]. Beijing:North China Electric Power University, 2020.
- [28] CMS-048-V01. 通过电动和混合动力汽车实现减排的方法学[S]. 2018.
CMS-048-V01. Methodology of reducing emissions through electric and hybrid vehicles [S]. 2018.
- [29] 张华初,楚鹏飞,谢观霞. 统计分布和中心极限定理的随机模拟[J]. 统计与决策, 2021,37(4):69-72.
ZHANG Huachu, CHU Pengfei, XIE Guanxia. Stochastic simulation of statistical distribution and central-limit theorem [J]. Statistics & Decision, 2021, 37(4):69-72.
- [30] 程基峰,严正,李明节,等. 基于条件风险价值与出力预测的富余新能源电力跨省交易计划优化方法[J]. 高电压技术, 2022,48(2):467-479.
CHENG Jifeng, YAN Zheng, LI Mingjie, et al. Optimization method of interprovincial trading plan for surplus renewable energy power based on CVaR and output prediction[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2):467-479.
- [31] 李云燕. 计及电动汽车的虚拟电厂市场化运营决策方法研究[D]. 北京:华北电力大学, 2020.
LI Yunyan. Research on operation decision method of virtual power plant considering electric vehicle [D]. Beijing:North China Electric Power University, 2020.

作者简介:



蒋玮

蒋玮(1982),男,博士,教授,研究方向为基于 AI 的智能配用电技术、电力系统状态估计技术、电力电子技术在电力系统中的应用 (E-mail:jiangwei@seu.edu.cn);

单沫文(1998),男,硕士在读,研究方向为区块链技术应用、电能量市场与碳市场的交易机制研究与设计;

邓一帆(1995),男,博士在读,研究方向为虚拟电厂优化运行。

(下转第 240 页)

Reignition overvoltages caused by 40.5 kV vacuum circuit breaker switching-off shunt reactors and suppression methods

XIN Yanli^{1,2}, ZHOU Wenting³, YU Zeyuan⁴, XU Liang⁵, WANG Pengyu^{1,2}, CEN Jian^{1,2}

(1. School of Automation, Guangdong Polytechnic Normal University, Guangzhou 510665, China;

2. Guangzhou Intelligent Building Equipment Information Integration and Control Key Laboratory, Guangzhou 510665, China;

3. China Energy Engineering Group Guangdong Electric Power Design Institute Co., Ltd., Guangzhou 510663, China;

4. Energy Development Research Institute Co., Ltd., China Southern Power Grid, Guangzhou 510663, China;

5. Pingliang Power Supply Company, State Grid Gansu Electric Power Company, Pingliang 744000, China)

Abstract: During the process of switching-off shunt reactors with vacuum circuit breakers (VCBs), reignition overvoltages (ROVs) may occur due to current chopping and arc reignition, which may damage the insulation of main power equipment and endanger the stability and safety of the power grid. In order to analyze the transient characteristics and potential hazards, in this research an accurate three-phase arc reignition model of the VCB, is developed in PSCAD/EMTDC with considering the arc characteristics of the two contacts of VCBs. Then the system simulation model of a 220 kV substation is further established. Then two factors are considered to analyze their effects on ROVs, including the opening angle and the dielectric insulation recovery velocity of VCBs. Subsequently, two types of coordinated protection schemes are proposed, including a surge arrester (SA) and a RC snubber, and a SA and a ferrite magnetic ring (FMR). Then their suppression performance is compared with that of the SA, RC snubber and FMR installed alone, and the mitigation performance of different installation positions is also investigated. Finally, the effectiveness of the proposed coordinated protection schemes for ROVs is validated. The research results of this paper can provide theoretical support for practical applications of switching-off shunt reactors and the overvoltage suppression.

Keywords: shunt reactor; phase-to-ground reignition overvoltages; phase-to-phase reignition overvoltages; suppression methods; 40.5 kV vacuum circuit breaker; ferrite magnetic ring

(编辑 李栋)

(上接第 22 页)

Optimization strategy for aggregating electric vehicles through VPP to participate in the carbon market

JIANG Wei¹, SHAN Mowen¹, DENG Yifan¹, LI Peng², ZHANG Lizong³

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Hangzhou 310014, China;

3. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd. Shaoxing Power Supply Company, Shaoxing 312000, China)

Abstract: Virtual power plant (VPP) is an important solution for distributed energy management of power grid. VPP's participation in carbon emission trading can give full play to its environmental benefits and improve the overall income of VPP. Based on the demand for electric vehicles to participate in the certification and emission reduction market, a coordinated scheduling optimization strategy for aggregating electric vehicles through VPP to participate in the carbon market is proposed. Firstly, design a scheme for VPP to represent electric vehicles in the certification and emission reduction market, and increase VPP revenue by charging service fees. Then, analyze the carbon emission characteristics of different aggregated resources in VPP and evaluate the volatility of new energy output by scenario generation method. Finally, with the goal of maximizing VPP revenue, design an optimization model for VPP participation in the carbon market. The aggregation of electric vehicles as controllable loads and energy storage devices can increase the stability of VPP operation. Example analysis shows that aggregating multiple types of resources including electric vehicles through VPP and participating in carbon market can not only incentivize VPP to reduce the power generation of traditional thermal power units and reduce carbon emissions generated during VPP operation, but also improve the stability of VPP operation, increase VPP revenue and social benefits through the use of electric vehicles.

Keywords: virtual power plant (VPP); electric vehicle; carbon market; optimized operation; certified emission reduction; electric energy market

(编辑 方晶)