

面向源网荷储的虚拟电厂分层优化控制

李兆泽, 张继红, 吴振奎, 张自雷, 何青松

(内蒙古科技大学自动化与电气工程学院, 内蒙古 包头 014010)

摘要:氢和二氧化碳催化合成甲醇是解决氢能“制储运加用”技术难题的关键。文中建立合成甲醇的广义储能数学模型, 重点设计基于源网荷储的虚拟电厂分层优化控制方案。上层广义储能配合风光出力跟踪发电计划, 引入虚拟电厂和消费用户的主从博弈理论, 采用遗传算法求解不同时段电价和用户侧需求响应, 减小净负荷峰谷差; 下层以对外电能交易为最终保障, 结合广义储能实现电能供需平衡, 并采用双曲正弦余弦优化算法对源储进行求解, 保证虚拟电厂低碳经济运行。最后, 构建不同方案进行对比, 结果表明, 文中所提方案能有效促进可再生能源消纳, 促进区域低碳化, 提高虚拟电厂的综合运行效益。

关键词:虚拟电厂; 广义储能; Stackelberg 博弈; 需求响应; 阶梯式碳交易; 双曲正弦余弦算法

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)04-0177-10

0 引言

近年来, 分布式能源(distributed energy resource, DER)呈现出种类多、分散广、差异大等特点, 不利于电力系统经济运行管理^[1-2]。为充分发挥 DER 的积极作用, 虚拟电厂(virtual power plant, VPP)的发展引起广泛关注^[3-7]。文中设计初衷是采用合成甲醇的广义储能替代电化学储能电站, 将风电、光伏、广义储能、中央空调(central air-conditioning system, CACS)、电动汽车(electric vehicle, EV)和灵活性负荷聚合为 VPP, 实现源网荷储协同运行, 能源供需互补。

目前, 关于 VPP 的模型和控制策略已有大量研究。文献[8-9]介绍了国内外典型的 VPP 项目, 不同地区的 VPP 各不相同, 但都实现了对潜在电力资源的整合和对 DER 的协调控制。部分学者考虑用户侧需求响应的特点, 建立相关需求响应模型。文献[10-11]建立计及激励型需求响应的 VPP 优化调度模型, 验证了得到价格激励的需求响应能够有效减少环境污染, 最大化 VPP 利润。文献[12-14]建立含 EV 的 VPP 经济运行策略, 验证了 EV 参与 VPP 调度能够优化负荷曲线, 增加车主收益, 提高系统稳定性。文献[15]建立含 CACS 需求响应的 VPP 随机自适应鲁棒调度模型, 有效解决了电力市场价格和光伏发电不确定性带来的相关风险。部分学者考虑不同 VPP 的整体建模和各部分协同优化框架。文献[16-17]采用双层优化模型对 VPP 内

各单元进行优化调度, 提升了可再生能源的消纳水平。文献[18-21]采用博弈的方式实现 VPP 各参与者间的利益平衡, 虽采用不同的方法进行求解, 但都使各方利益得到增加, 实现了多方共赢。综上: (1) 电化学储能电站在 VPP 中应用广泛, 但储能的有效利用多是在发电侧平抑风光波动, 且我国电化学储能电站分布不均; (2) 电转气(power to gas, P2G)在 VPP 中的应用消纳了部分可再生能源, 但无论是制氢还是制甲烷, 气体的储存和运输成本都较高。

文中构建氢和二氧化碳催化合成甲醇的数学模型, 提出合成甲醇的广义储能配合 CACS、EV 以及其他负荷对风光出力疏通消纳的 VPP 双层优化调度策略。上层模型采用广义储能配合风光出力跟踪发电计划, 并引入主从博弈理论, 通过遗传算法求解各时刻电价, 实现 VPP 运营商和用电消费者共赢。下层模型中广义储能配合对外电交易满足 VPP 内的电能供需平衡, 使用双曲正弦余弦优化(Sinh Cosh optimization, SCHO)算法对各时刻广义储能用电进行寻优求解。最后通过仿真手段验证模型的合理性以及节能减排技术的有效性。

1 双层优化模型

1.1 VPP 双层模型构建

如图 1 所示, 文中将风电、光伏、广义储能、CACS、EV 和灵活性负荷聚合为 VPP, 能量管理系统(energy management system, EMS)将其分为两层进行优化。在双层优化框架中, 上层优先做出决策, 但不介入下层的决策, 只对下层起到指示的作用, 且下层优化目标不能够违反上层决策^[22-23]。风

收稿日期: 2024-08-29; 修回日期: 2024-11-03

基金项目: 内蒙古自治区科技厅项目“混合储能与多源热泵供暖负荷灵活调节的微能源网研制”(2022YFHH0019)

力发电和光伏发电受自然因素影响,其出力存在不确定性和波动性^[24-25]。上层模型通过广义储能对风光出力偏差进行补足,以跟踪计划出力,降低不确定性;同时,负荷是 VPP 的主要用电对象,保障负荷供电是电网运行的首要任务,优先满足负荷,使得负荷能够根据实际能源供应情况进行调节,可以更灵活地实现需求响应,从而更好地适应风光资源的波动性,并得到相对平滑的净负荷曲线。上层模型优化结束后,将净负荷曲线作为指示传递到下层模型。下层模型中广义储能配合对外购售电作为 VPP 的调节资源,可根据净负荷曲线调整电功率,以保证电能供需平衡。

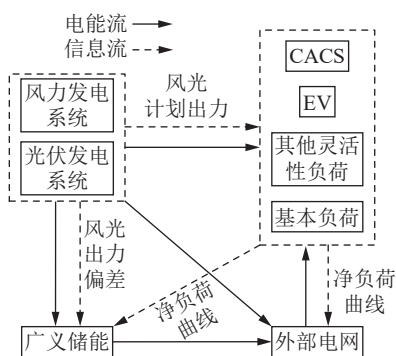


图 1 VPP 模型结构

Fig.1 Structure of VPP model

1.2 各部分响应策略

广义储能在上层模型中配合风光出力跟踪发电计划,在下层模型中保证日产量,同时减小成本。分时电价引导 CACS 参与需求响应,当负荷需求小于风光净出力时电价较低,CACS 在保证室内舒适度的前提下增大用电功率,反之,则减小用电功率。EV 参与需求响应时需要预先设置用车时间及里程,以保证电池电量的最低需求。除行驶状态外,其余时段同样通过分时电价引导 EV 参与需求响应。其他灵活性负荷包括可平移负荷和可中断负荷,其中,可平移负荷通过电价引导,可中断负荷通过补偿激励刺激。对外电能交易作为最终保障,确保 VPP 内电能供需平衡。

2 上层优化模型

能源市场逐渐由垂直一体式结构向交互竞争式结构转变,故上层优化模型中引入主从博弈理论,VPP 运营商作为领导者优先确定各时段电价,用电消费者作为跟随者跟随电价决策出各时段的用电量,当用电消费者的负荷曲线不能满足 VPP 运营商的需求时,VPP 运营商会重新调整各时段电价,循环迭代,直至达到 Stackelberg 均衡。

2.1 VPP 运营商模型

将一天分为 T 个时段,VPP 运营商作为领导者将内部电价作为决策变量,相应约束为:

$$\lambda_{t,\min} \leq \lambda_t \leq \lambda_{t,\max} \quad (1)$$

式中: λ_t 、 $\lambda_{t,\min}$ 、 $\lambda_{t,\max}$ 分别为 t 时段 VPP 内部用电电价、电价下限与电价上限。

VPP 运营商需要考虑自身利益和负荷曲线,其目标函数可以表示为:

$$\min F_1 = \alpha_1 \sigma_1 + C^{\text{WTPV}} - C^{\text{load}} + C^{\text{zd}} - E^e \quad (2)$$

式中: α_1 为净负荷方差系数; σ_1 为净负荷方差; C^{WTPV} 为风光出力偏差惩罚; C^{load} 为 VPP 内部售电收益; C^{zd} 为中断负荷补偿; E^e 为负荷需求响应造成的舒适度下降惩罚。

$$C^{\text{WTPV}} = \sum_{t=1}^T (\Delta P_t^{\text{WT}} I^{\text{WT}} + \Delta P_t^{\text{PV}} I^{\text{PV}}) \quad (3)$$

$$C^{\text{load}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t P_{t,2}^{\text{load}} \quad (4)$$

$$C^{\text{zd}} = \sum_{t=1}^T \sum_{m=1}^3 \lambda_m P_{t,m}^{\text{zd}} \quad (5)$$

$$E^e = \sum_{t=1}^T \tau_e (P_{t,2}^{\text{load}} - P_{t,1}^{\text{load}})^2 \quad (6)$$

式中: ΔP_t^{WT} 、 ΔP_t^{PV} 分别为 t 时段风电、光伏出力偏差; T 为总时段数; I^{WT} 、 I^{PV} 分别为风电、光伏单位出力偏差惩罚成本; $P_{t,1}^{\text{load}}$ 、 $P_{t,2}^{\text{load}}$ 分别为 t 时段优化前、后的负荷需求功率; λ_m 为第 m 类中断负荷补偿价格; $P_{t,m}^{\text{zd}}$ 为 t 时段第 m 类中断负荷功率; τ_e 为惩罚因子。

2.2 用电消费者模型

用电消费者作为跟随者同时是电价的接受者,因此其目标函数可以看作领导者决策变量的函数,表示为:

$$\min F_2 = C^{\text{load}} + C^{\text{CACS}} + C_1^{\text{EV}} + C_{\text{upper},1}^{\text{GES}} - C^{\text{lh}} - C_2^{\text{EV}} - E^{\text{ue}} \quad (7)$$

式中: C^{CACS} 为 CACS 参与用户侧需求响应后的用电成本; C_1^{EV} 、 C_2^{EV} 分别为 EV 参与用户侧需求响应的收益和折旧成本^[12]; $C_{\text{upper},1}^{\text{GES}}$ 为上层广义储能的用电成本; C^{lh} 为灵活性负荷收益; E^{ue} 为用户用电效用函数。

$$C^{\text{CACS}} = \sum_{t=1}^T \sum_{l=1}^L \lambda_t P_{t,l}^{\text{cold}} \quad (8)$$

$$C_1^{\text{EV}} = \sum_{t=1}^T \left[\lambda_t \sum_{i=1}^I (P_{f,i,t}^{\text{EV}} - P_{c,i,t}^{\text{EV}}) \right] \quad (9)$$

$$C_{\text{upper},1}^{\text{GES}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t P_{t,1}^{\text{GES}} \quad (10)$$

$$C^{\text{lh}} = C^{\text{zd}} + \sum_{t=1}^T \lambda_t P_t^{\text{py}} \quad (11)$$

$$E^{\text{ue}} = \sum_{t=1}^T (a (P_{t,2}^{\text{load}})^2 + b P_{t,2}^{\text{load}} + c) \quad (12)$$

式中: $P_{l,t}^{\text{cold}}$ 为 t 时段第 l 台 CACS 的用电功率; L 为 CACS 总数; P_t^{py} 为 t 时段平移负荷功率; $P_{t,1}^{\text{GES}}$ 为 t 时段广义储能上层优化用电功率; $P_{c,i,t}^{\text{EV}}$ 、 $P_{f,i,t}^{\text{EV}}$ 分别为 t 时段第 i 辆 EV 的充、放电功率; I 为 EV 总数; a 、 b 、 c 分别为用电效用函数二次项、一次项和常数项系数。

2.3 上层模型约束条件

文中将一天分为 24 个时段, Δt 为 1, 故在数学模型中省略 Δt 。上层功率约束为:

$$\begin{cases} P_t^{\text{NEout}} = P_{t,1}^{\text{WT}} + P_{t,1}^{\text{PV}} - P_{t,1}^{\text{GES}} \\ P_{t,1}^{\text{GES}} = P^{\text{GES}*} - (\Delta P_t^{\text{WT}} + \Delta P_t^{\text{PV}}) \\ P_{\min}^{\text{GES}} \leq P_{t,1}^{\text{GES}} \leq P_{\max}^{\text{GES}} \\ P_{t,2}^{\text{load}} - P_{t,1}^{\text{load}} = \sum_{l=1}^L \Delta P_{l,t}^{\text{cold}} + \sum_{i=1}^I (P_{c,i,t}^{\text{EV}} - P_{f,i,t}^{\text{EV}}) - \\ \quad P_t^{\text{py}} - \sum_{m=1}^3 P_{t,m}^{\text{zd}} \\ P_t^{\text{net}} = P_{t,2}^{\text{load}} - P_t^{\text{NEout}} \end{cases} \quad (13)$$

式中: P_t^{NEout} 为 t 时段上层模型风光净出力; $P_{t,1}^{\text{WT}}$ 、 $P_{t,1}^{\text{PV}}$ 分别为 t 时段风、光出力预测值; $P^{\text{GES}*}$ 为广义储能基础功率; $P_{\min}^{\text{GES}}$ 、 $P_{\max}^{\text{GES}}$ 分别为广义储能用电功率最小、最大值; $\Delta P_{l,t}^{\text{cold}}$ 为 t 时段第 l 台 CACS 的用电功率变化量; ΔP_t^{net} 为 t 时段净负荷功率。

合成甲醇建模只考虑反应稳态的用电能耗和原料产物比例关系。参考文献[26-28]中的数据总结可知, 合成甲醇的广义储能用电能耗中电解水制氢能耗占总能耗的 90% 左右, 其余能耗主要为合成甲醇过程中精馏塔和压缩机的能耗。氢气和二氧化碳经过压缩进入甲醇反应器, 后经分离罐、精馏塔得到高纯度甲醇, 其用电约束条件为:

$$\begin{cases} P_t^{\text{GES}} = P_t^{\text{Me}} + P_t^{\text{el}} \\ P_t^{\text{Me}} = \omega^{\text{Me}} Q_t^{\text{Me}} \\ P_t^{\text{el}} = \omega^{\text{H}} Q_t^{\text{H}} / \eta^{\text{H}} \end{cases} \quad (14)$$

式中: P_t^{GES} 为 t 时段广义储能功率; P_t^{Me} 为 t 时段甲醇合成耗电功率; P_t^{el} 为 t 时段电解水功率; ω^{Me} 为甲醇耗电系数; Q_t^{Me} 为 t 时段合成甲醇的质量; ω^{H} 为制氢耗电系数; Q_t^{H} 为 t 时段合成甲醇使用氢气的质量; η^{H} 为氢气的利用率。

其中二氧化碳和氢气合成甲醇的原料产物关系[29]为:

$$\begin{cases} Q_t^{\text{C,Me}} = e^{\text{C,Me}} Q_t^{\text{Me}} \\ Q_t^{\text{H}} = e^{\text{H}} Q_t^{\text{Me}} \end{cases} \quad (15)$$

式中: $Q_t^{\text{C,Me}}$ 为 t 时段合成甲醇消耗二氧化碳的质量; $e^{\text{C,Me}}$ 为合成甲醇的用碳系数; e^{H} 为合成甲醇的用氢系数。

EV 与 CACS 聚合单元通过分时电价引导参与需求响应, EV 模型约束条件参考文献[12], CACS 模型约束条件参考文献[15]。

2.4 博弈互动和上层模型求解

文中的主从博弈理论将 VPP 运营商作为领导者, 用电消费者作为跟随者。两者之间的交互变量为电价和电量, 当 VPP 运营商制定的电价过高或过低时, 用电消费者就会调整自身的用电策略, 减少或增加购电量。反之, VPP 运营商也会根据用电消费者的购电情况进行电价调整, 循环迭代直至最优电价。该主从博弈模型可表示为:

$$G = \{ \{ \text{VPP 运营商} \cup \text{负荷聚合商} \}, \{ \rho(\lambda_t) \}, \{ \delta_{\text{GES}}(P_t^{\text{GES}}) \}, \{ \delta_{\text{LOAD}}(P_t^{\text{py}}, P_t^{\text{zd}}) \}, \{ \delta_{\text{EV}}(P_{c,i,t}^{\text{EV}}, P_{f,i,t}^{\text{EV}}) \}, \{ \delta_{\text{CACS}}(P_{l,t}^{\text{cold}}) \}, \{ F_1, F_2 \} \} \quad (16)$$

式中: $\{ \text{VPP 运营商} \cup \text{负荷聚合商} \}$ 为博弈参与者集合; $\{ \rho(\lambda_t) \}$ 为领导者制定的各时段 VPP 内部电价策略集合; $\{ \delta_{\text{GES}}(P_t^{\text{GES}}) \}$ 为广义储能各时段用电功率策略集合; $\{ \delta_{\text{LOAD}}(P_t^{\text{py}}, P_t^{\text{zd}}) \}$ 为各时段柔性负荷功率策略集合; $\{ \delta_{\text{EV}}(P_{c,i,t}^{\text{EV}}, P_{f,i,t}^{\text{EV}}) \}$ 为各时段 EV 充放电功率策略集合; $\{ \delta_{\text{CACS}}(P_{l,t}^{\text{cold}}) \}$ 为各时段 CACS 用电功率策略集合; $\{ F_1, F_2 \}$ 为博弈参与者目标函数集合。

当跟随者根据领导者达到最优目标后, 领导者接受跟随者响应, 博弈达到 Stackelberg 平衡, 参与者的策略不再发生变化。主从博弈采用遗传算法进行求解[19-21], 流程如下:

(1) 初始化 VPP 各项参数, 迭代次数 $k_1=0$, 设置遗传算法种群数 m_{ga} 为 40, 放缩因子 F 为 0.5, 交叉因子 C_R 为 0.9, 最大遗传代 G 为 500, 收敛误差 ε 为 0.01;

(2) 随机生成 m_{ga} 组 VPP 内部电价, 并将参数传递至用电消费者;

(3) $k_1=k_1+1$;

(4) 用电消费者根据电价进行需求响应, 计算并保存当前的 F_2 , 将用户侧需求响应情况反馈给 VPP 运营商, VPP 运营商根据需求响应计算并保留 F_1 ;

(5) 使用遗传算法对电价进行交叉变异, 并重复步骤(3)—步骤(5), 计算 F_1 和 F_2 , 若满足 $|F_1^{k_1+1} - F_1^{k_1}| \leq \varepsilon$

且 $|F_2^{k_1+1} - F_2^{k_1}| \leq \varepsilon$, 或 $k_1 > G$, 则程序结束。

3 下层优化模型

上层模型通过主从博弈理论求得 VPP 运营商和用电消费者的 Stackelberg 均衡, 并最终得到 VPP 的净负荷曲线, 下层模型中将通过广义储能和对外电交易满足净负荷需求。

3.1 目标函数

下层模型中以 VPP 运行成本和碳排放成本最小为目标。目标函数为:

$$\min F_3 = C^E + C^{\text{CO}_2} + C_{\text{lower},1}^{\text{GES}} + C_{\text{lower},2}^{\text{GES}} \quad (17)$$

式中: C^E 为 VPP 对外购售电成本; C^{CO_2} 为奖惩阶梯式日碳交易成本^[30]; $C_{\text{lower},1}^{\text{GES}}$ 、 $C_{\text{lower},2}^{\text{GES}}$ 分别为下层模型中广义储能用电成本和储运成本。

$$C^E = \sum_{t=1}^T (\lambda_t^{\text{buy}} P_t^{\text{buy}} - \lambda_t^{\text{sell}} P_t^{\text{sell}}) \quad (18)$$

$$C_{\text{lower},1}^{\text{GES}} = \sum_{t=1}^T \lambda_t P_t^{\text{GES}} \quad (19)$$

$$C_{\text{lower},2}^{\text{GES}} = \sum_{t=1}^T Q_t^{\text{Me}} (\lambda^C D + \lambda^Y d_{a \rightarrow b}) \quad (20)$$

式中: λ_t^{buy} 、 λ_t^{sell} 分别为 t 时段 VPP 对外购、售电电价; P_t^{buy} 、 P_t^{sell} 分别为 t 时段 VPP 对外购、售电功率; λ^C 、 λ^Y 分别为单位甲醇日仓储费成本和单位甲醇每公里运输成本; D 、 $d_{a \rightarrow b}$ 分别为储存天数和 a 地到 b 地的运输距离。

3.2 下层模型约束条件

下层功率平衡约束条件为:

$$P_t^{\text{buy}} = P_t^{\text{sell}} + P_t^{\text{net}} + P_{t,2}^{\text{GES}} \quad (21)$$

式中: $P_{t,2}^{\text{GES}}$ 为 t 时段广义储能下层优化用电功率。

液态甲醇合成可实现每分钟 5% 额定负载的调节, 使得广义储能具有灵活的变负载运行空间^[31]。

下层广义储能约束可表示为:

$$\begin{cases} P_t^{\text{GES}} = P_{t,1}^{\text{GES}} + P_{t,2}^{\text{GES}} \\ P_{\min}^{\text{GES}} \leq P_t^{\text{GES}} \leq P_{\max}^{\text{GES}} \\ \sum_{t=1}^T Q_t^{\text{Me}} = 347 \\ -\Delta P_{\max}^{\text{GES}} \leq P_t^{\text{GES}} - P_{t-1}^{\text{GES}} \leq \Delta P_{\max}^{\text{GES}} \end{cases} \quad (22)$$

式中: $\Delta P_{\max}^{\text{GES}}$ 为广义储能用电功率最大变化速率。

VPP 对外购售电约束为:

$$\begin{cases} 0 \leq P_t^{\text{buy}} \leq \mu_t^{\text{buy}} P_{\max}^{\text{buy}} \\ 0 \leq P_t^{\text{sell}} \leq \mu_t^{\text{sell}} P_{\max}^{\text{sell}} \\ \mu_t^{\text{sell}} + \mu_t^{\text{buy}} \leq 1 \\ Q_t^{\text{CO}_2} = \xi^C P_t^{\text{buy}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: $P_{\max}^{\text{buy}}$ 、 $P_{\max}^{\text{sell}}$ 分别为 VPP 对外购、售电的最大功

率; μ_t^{buy} 、 μ_t^{sell} 分别为 t 时段购、售电状态, 为 0-1 变量, 为 1 代表正在购、售电, 为 0 则反之; $Q_t^{\text{CO}_2}$ 为 t 时段购电绑定碳排放量; ξ^C 为单位购电绑定碳排放量。

碳交易量约束为:

$$Q_{\text{VPP}}^{\text{CO}_2} = \sum_{t=1}^T (Q_t^{\text{CO}_2} - Q_t^{\text{C,Me}}) - Q^P \quad (24)$$

式中: $Q_{\text{VPP}}^{\text{CO}_2}$ 为 VPP 日碳交易量; Q^P 为当日购电碳排放额。

3.3 下层模型求解

下层模型求解采用 SCHO 算法, 该算法属于双曲正弦和双曲余弦特性的新型元启发式算法, 求解过程主要分为探索和开发阶段。该算法将 Cosh 值恒大于 1 的特性用于确定探索和开发的界限; 将 Sinh 值分布于 $[-1, 1]$ 且接近于 0 的特性用于提高探索和开发的能力, 使算法在探索和开发之间取得良好的平衡, 以摒弃局部最优并找到全局最优解^[32]。通过 SCHO 算法求解一天内各时段广义储能用电和对外电能交易量, 求解流程如下:

(1) 初始化 SCHO 算法各项参数, 迭代次数 $k_2=0$, 群体个数 c 为 40, 最大迭代次数 X 为 100, 两项切换点系数 c_t 为 3.6, 第一阶段勘探精度敏感系数 u 、 φ 分别为 0.388、0.45, ε 为 0.003, 第二阶段勘探敏感系数 n 、 α 分别为 0.5、4.6, 启动有界搜索策略系数 β 为 1.55, 勘探开发平衡系数 p 、 q 分别为 10、9;

(2) 随机生成 c 组广义储能用电的解集合, 遍历所有群体计算并保存最优目标值以及最优解;

(3) $k_2=k_2+1$;

(4) 根据设定的迭代次数, 在特定的迭代步骤检查是否需要切换到第二阶段;

(5) 根据当前广义储能用电情况和探索策略对解集合进行更新。在第一阶段, 根据随机数和探索策略选择增加或减少解的值; 在第二阶段, 根据不同的策略调整解的值;

(6) 检查更新后的广义储能用电是否满足约束条件, 并对不满足约束条件的解进行处理, 使其保持在搜索空间内;

(7) 计算并更新最优目标值以及最优解;

(8) 若 $k_2 > X$, 则程序结束, 否则返回步骤(3)。

4 模型分析

4.1 算例模型及参数

文中模型包括 2 个 250 MW 的风电场和 3 个 100 MW 的光伏电站, 根据《调度侧风电或光伏功率

预测系统技术要求》,文中风电场和光伏电站预测值由实际值随机生成,偏差最大不超过 12.05% 和 8.02%,且考虑同一地区风力发电和光伏发电的互补特性,风光出力及负荷功率曲线如图 2 所示。

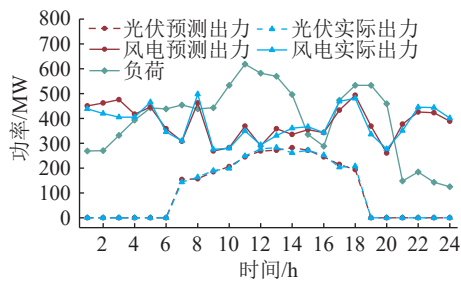


图 2 风光预测出力和实际出力及负荷功率
Fig.2 Wind power and photovoltaic forecast output, actual output and load power

合成甲醇的广义储能最大、最小用电功率分别为 260、60 MW; 甲醇耗电系数为 0.837 9 MW·h/t; 制氢气耗电系数为 53.751 4 MW·h/t; 氢气利用率为 0.93; 合成甲醇用碳和用氢系数分别为 1.49、0.189; 假设广义储能产品第二天运送到 500 km 外的地区, 甲醇的储存费用采用华中某地区仓储费, 为 2.5 元/(t·d), 甲醇运输价格为 0.5 元/(t·km)^[33]。两类 EV 以及 CACS 聚合单元相关参数参考文献 [12] 和文献 [15]。设定两类 EV 各 1 000 辆, I 类 EV 在 9 时和 12 时处于行驶状态, 行驶里程均为 22 km, II 类 EV 在 8 时、12 时、15 时和 20 时处于行驶状态, 行驶里程均为 8 km; 阶梯式碳交易中底

价为 80 元/t, 区间长度为±100 t, 奖惩增长系数为 2; 对外电交易购电绑定碳排放量为 0.824 6 t/(MW·h), 购电量碳配额为 610 g/(kW·h)。

4.2 对比方案构建与分析

为对比分析甲醇储能、需求响应和阶梯碳交易对所提含广义储能和需求响应的 VPP 运行成本、用户用电成本以及碳交易成本的影响, 设计 6 种对比方案, 其中方案 6 为文中所建立的 VPP 优化运行方案, 其余 5 种方案均为对比方案, 具体配置如表 1 所示。6 种方案的 VPP 各部分成本和收益优化结果如表 2 所示, 调度结果如表 3 所示。

表 1 VPP 对比方案
Table 1 VPP comparison programme

方案	CACS	EV	阶梯碳交易	氢储能	甲醇储能
1	×	√	√	×	√
2	√	×	√	×	√
3	√	√	×	×	√
4	√	√	√	×	×
5	√	√	√	√	×
6	√	√	√	×	√

注: 表中“√”表示方案中配置此项; “×”表示方案中不配置此项。

方案 1 和方案 2 在上层模型中分别不考虑聚合 CACS 和 EV 进行需求响应, CACS 将室内温度保持在 26 ℃, EV 只进行充电补足日常行驶耗电。方案 6 充分考虑各种负荷, 故净负荷方差相较方案

表 2 不同 VPP 构建方案的成本和收益优化结果
Table 2 Optimisation results of costs and benefits of different VPP build scenarios

方案	CACS聚合单元 用电成本/元	EV聚合单元 用电成本/元	可平移负荷节省 用电成本/元	可中断负荷 激励成本/元	净负荷方差	碳交易 成本/元	售电利润/元	购电成本/元	广义储能 日常成本/元
1	179 285.11	-1.54×10^{-4}	71 318.34	252 272.87	6 799.41	-44 621.83	4 991.56	937 830.40	1 860 876.32
2	174 420.64	10 726.49	73 341.32	252 685.45	8 002.06	-42 484.80	22 226.64	1 009 902.21	1 896 868.45
3	174 021.53	-1.52×10^{-4}	71 221.96	252 136.31	6 752.77	-18 613.89	5 497.44	933 053.56	1 889 247.96
4	123 971.29	-1.64×10^{-4}	68 960.69	251 985.65	6 752.39	1 022.14	453 713.64	51 017.49	0
5	174 021.53	-1.52×10^{-4}	71 221.96	252 136.31	6 752.77	65 679.70	5 497.44	933 053.56	4 003 601.83
6	174 021.53	-1.52×10^{-4}	71 221.96	252 136.31	6 752.77	-45 069.45	5 497.44	933 053.56	1 860 876.34

表 3 不同 VPP 构建方案的各部分调度结果
Table 3 Scheduling results for each part of different VPP build scenarios

方案	CACS聚合单元 能耗/(MW·h)	EV聚合单元 能耗/(MW·h)	可平移负荷 能耗/(MW·h)	可中断负荷 节省能耗/(MW·h)	碳排放量/t	售电量/(MW·h)	购电量/(MW·h)	广义储能 产量/t	广义储能 能耗/(MW·h)
1	464.313	57.3	215.716	816.673	657.025	16.639	1 456.449	346.895	4 080
2	457.111	35.5	220.164	817.851	679.006	74.089	1 483.720	346.895	4 080
3	456.524	57.3	215.706	816.673	652.421	18.325	1 450.736	346.895	4 080
4	456.524	57.3	215.664	815.852	52.568	1 512.379	65.221	0	0
5	456.524	57.3	215.706	816.673	1 154.500	18.325	1 450.736	94.907	4 080
6	456.524	57.3	215.706	816.673	652.421	18.325	1 450.736	346.895	4 080

1 和方案 2 分别减少 46.64 和 1 249.29, 说明 CACS 和 EV 参与需求响应可实现对净负荷曲线的“削峰填谷”。相较方案 1, 方案 6 中 CACS 用电量减少 7.789 MW·h, 用电成本减少 5 263.58 元。相较方案 2, 方案 6 中 EV 用电量增加 21.798 MW·h, 但由于 EV 聚合单元在低价时充电, 在高价时放电, 故 EV 聚合单元的成本约为 0。同时方案 6 中下层模型的整体成本较方案 1 和方案 2 分别减少 5 730.3 元和 98 696 元, 因此, CACS 和 EV 的加入能够有效平滑净负荷曲线, 缓解供电压力, 减少用电量和用电成本。

方案 3 未考虑阶梯式碳交易, 而方案 6 采用奖惩阶梯式碳交易, 碳交易价格随着碳排放量绝对值增加而增加。合成甲醇需要消耗二氧化碳, 因此 VPP 的碳排放量为负, 并通过对外售卖碳排放配额获取利润, 方案 6 比方案 3 的碳交易收益增加 26 455.56 元, 故奖惩阶梯式碳交易会使得 VPP 的整体利润增加。

方案 4 未考虑合成甲醇的广义储能, 而是采用电化学储能防止因出力偏差导致弃风弃光。因不考虑合成甲醇日常用电, 上层净风光出力增加, 相较于方案 6, 下层对外购电量减少 1 385.515 MW·h, 碳排放量减少 599.853 t。但方案 6 中广义储能可以消耗二氧化碳, 增加碳排放配额, 碳交易成本相较于方案 4 减少 46 091.59 元。因此, 广义储能可以有效减少碳交易成本, 保证 VPP 低碳经济运行。

方案 5 未考虑合成甲醇的广义储能, 而是采用氢气储能, 氢气的储存费用为 0.5 元/(kg·d), 运输价格为 0.046 元/(kg·km)^[33]。合成甲醇储能过程中需要消耗二氧化碳, 因此方案 6 的碳排放量比方案 5 减少 502.079 t。方案 6 对外售卖碳排放配额, 方案 5 对外购买碳排放配额, 故方案 6 相较于方案 5 碳交易成本减少 110 749.15 元。同时方案 6 广义储能日常成本相较于方案 5 减少 2 142 725.49 元。数据表明, 相较于氢气储能, 合成甲醇储能日常运维成本更低, 且有助于区域低碳化发展。

综上所述, 聚合多种负荷参与需求响应能够降低净负荷方差, 减少用户用电成本, 提高 VPP 整体收益。阶梯式碳交易机制和合成甲醇广义储能的引入使 VPP 碳交易成本进一步降低, 碳排放量显著减少。

5 VPP 低碳经济运行分析

基于方案 6 的优化调度结果, 对上层模型中的广义储能用电策略、风光净出力与负荷需求曲线的优化特性、净负荷变化趋势、可中断负荷与可平移

负荷的调控效果, 以及 EV 与 CACS 的优化响应行为进行系统分析; 同时, 对下层模型中广义储能各时段的用电调度及 VPP 购售电策略的优化进行分析。

5.1 上层模型分析

在上层模型中, VPP 运营商与用电消费者优化迭代过程如图 3 所示, 在第 206 次迭代时结果已经收敛。同时可以明显看出 VPP 运营商与用电消费者的迭代趋势不同, VPP 运营商目标值逐渐减小, 而用电消费者目标值逐渐增加, 体现了两者之间的博弈过程。循环迭代直至达到 Stackelberg 均衡, 运行策略不再改变, 说明博弈主体任何一方都不能通过独立改变运行策略获得更大的利益, 其电价优化结果如图 4 所示。

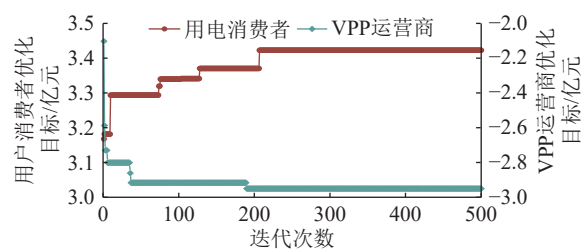


图 3 Stackelberg 均衡收敛结果

Fig.3 Stackelberg equilibrium convergence results

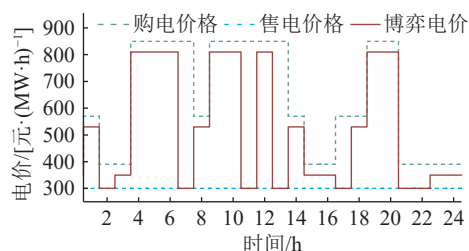


图 4 主从博弈电价优化结果

Fig.4 Master-slave game tariff optimization results

根据方案 6 的运行结果可知, 各类负荷根据电价进行需求响应, 其目的在于考虑经济性的同时减小负荷需求与风光净出力间的偏差, 以减小净负荷曲线的峰谷差。优化前后负荷曲线、优化后净负荷曲线、风光净出力以及上层广义储能优化结果如图 5 所示, 灵活性负荷、EV、CACS 优化结果如图 6—图 8 所示。上层模型中广义储能的目的是消除风光预测出力与实际出力间的偏差, 配合风光发电跟踪发电计划, 并消纳部分风光出力。

综合图 5—图 8 可见, 1 时—3 时、15 时—17 时和 21 时—24 时这 3 个时段风光净出力较大, 负荷需求较小, 优化后负荷需求有不同程度的增加。由于电量过剩, 所以只有少量中断负荷参与响应, 大量可平移负荷平移至这 3 个时段以增加用电负

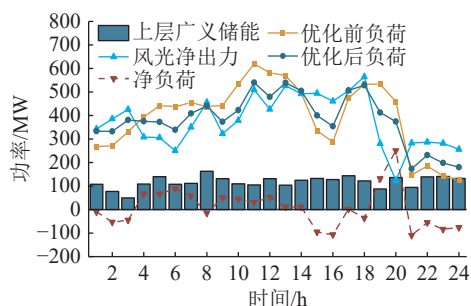


图5 上层广义储能优化结果和风光净出力及负荷

Fig.5 Upper model generalized energy storage optimization results, wind and solar net output and load profiles

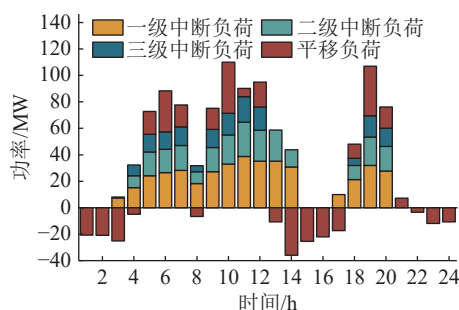


图6 灵活性负荷优化结果

Fig.6 Flexibility load optimization results

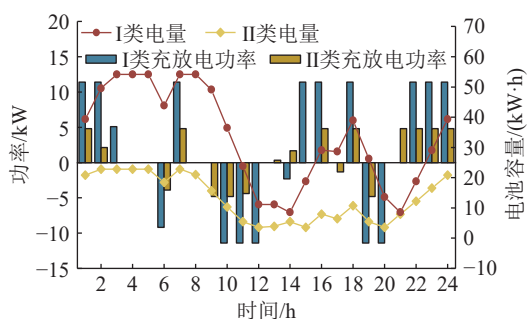


图7 EV 优化结果

Fig.7 EV optimization results

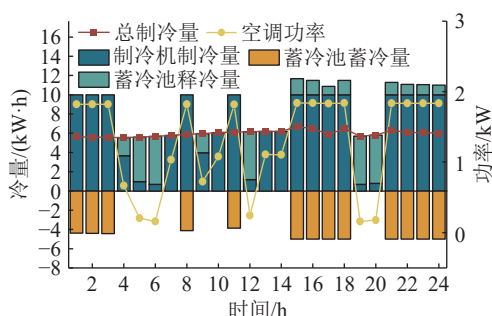


图8 CACS 优化结果

Fig.8 CACS optimization results

荷。除Ⅱ类 EV 在 17 时少量放电外, 3 个时段内两类 EV 都充电至最大电量。CACS 在保证舒适度的前提下, 制冷机制冷量最大, 用电功率最大, 以减小负荷需求与风光净出力间的偏差。

4 时—7 时、9 时—13 时和 19 时—20 时这 3 个时段风光净出力较小, 负荷需求较大, 优化后的负荷需求有不同程度的减小。部分可中断负荷被切除, 以降低负荷功率, 并获得补偿收益, 可平移负荷移出这 3 个时段, 以降低负荷需求, 同时减小用电成本。两类 EV 除行驶外的其他时段参与需求响应对外放电, 获取利润的同时减少负荷需求。CACS 在保证舒适度的前提下, 尽可能减少用电功率, 以降低实际负荷需求。8 时、14 时和 18 时, 风光净出力与负荷需求相差较小, 且电价居中, 故少量负荷参与用户侧需求响应。

综上, 充分考虑上层模型优化目标, 各类负荷参与需求响应, 能够减小净负荷峰谷差, 并将所得的净负荷曲线传递至下层模型。

5.2 下层模型分析

下层模型采用 SCHO 算法根据上层模型净负荷曲线对各个时段的对外购售电量和广义储能用电量进行优化, 保证 VPP 的低碳经济运行, 其迭代效果如图 9 所示, 在经过 27 次迭代后达到最优目标值, 并得到各部分的最优解。图 10、图 11 分别为广义储能和 VPP 购售电优化结果。

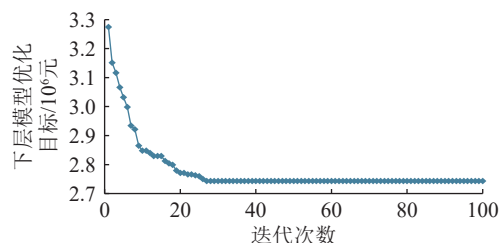


图9 下层模型收敛结果

Fig.9 Convergence results for the lower level model

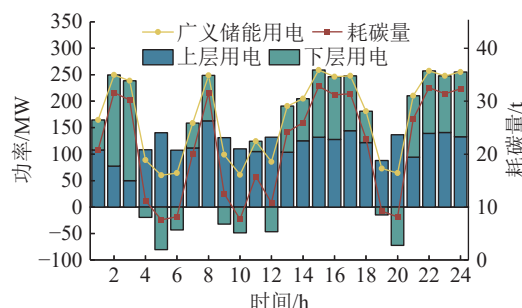


图10 广义储能用电优化结果

Fig.10 Optimization results of electricity consumption for generalized energy storage

综合图 4、图 5 和图 10、图 11 可见, 4 时—6 时、9 时—10 时、12 时和 19 时—20 时这 4 个时段的净负荷为正, 风光出力不足, VPP 内部电价处于最高价, 故广义储能减少用电功率, 以降低用电成本, 填补风光出力不足。其中, 5 时和 10 时, VPP

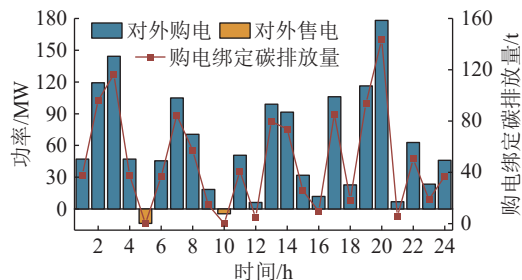


图 11 VPP 购售电优化结果

Fig.11 VPP power purchase and sale optimization results

有多余电量,通过对外售电获取利润。其他时段 VPP 向外购电以满足净负荷需求。1 时—3 时、15 时—16 时、18 时和 21 时—24 时这 4 个时段的净负荷为负,风光有剩余出力, VPP 内部电价和对外购电电价较低,广义储能增加用电功率,以消纳风光剩余出力,且 VPP 对外购电满足广义储能用电需求。7 时、11 时、13 时—14 时和 17 时这 4 个时段的净负荷为正,风光出力不足,但 VPP 内部电价和对外购电电价较低,故 VPP 对外购电满足广义储能用电需求。

综上,广义储能在满足日产量的基础上对不同时段用电功率进行调节,同时,通过对外购售电维持 VPP 电能供需平衡,保证 VPP 综合运行效益。

6 结论

为促进高比例可再生能源电力系统能源消纳,防止弃风弃光,减少 VPP 碳排放,文中构建含广义储能、CACS、EV 和灵活性负荷的 VPP 模型。研究分析表明:

(1) 引入合成甲醇的广义储能替代电化学储能电站,提高了 VPP 对可再生能源的消纳能力,同时广义储能需要消耗二氧化碳作为原料,能够减少 VPP 碳排放量,降低碳交易成本,实现碳排的循环利用。

(2) 将用户侧资源有效整合,通过分时电价和补偿激励引导刺激用户侧参与需求响应,能够实现净负荷的“削峰填谷”,缓解供需不匹配,提高 VPP 的经济效益。

文中研究内容以小时作为优化时间尺度,后续工作将针对分钟级风光出力不确定性,以年为碳交易周期,研究广义储能的响应速度、功率平衡、容量配置和备用成本等问题。

致谢

本文得到内蒙古自治区高校集成攻关大平台项目“新型重要能源综合利用技术集成攻关大平台”(2023PTXM001)资助,谨此致谢!

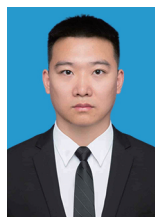
参考文献:

- [1] 刘海鹏,杨晓静,陆涛,等.考虑分布式新能源的电网运行风险评估指标体系构建方法[J].浙江电力,2024,43(12):1-14.
LIU Haipeng, YANG Xiaojing, LU Tao, et al. A method for constructing a risk assessment indicator system for grid operation considering distributed new energy sources[J]. Zhejiang Electric Power, 2024, 43(12): 1-14.
- [2] 郝文斌,孟志高,张勇,等.新型电力系统下多分布式电源接入配电网承载力评估方法研究[J].电力系统保护与控制,2023,51(14):23-33.
HAO Wenbin, MENG Zhigao, ZHANG Yong, et al. Carrying capacity evaluation of multiple distributed power supply access to the distribution network with the background of a new power system[J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(14): 23-33.
- [3] LIU J Q, HU H J, YU S S, et al. Virtual power plant with renewable energy sources and energy storage systems for sustainable power grid-formation, control techniques and demand response[J]. *Energies*, 2023, 16(9): 3705.
- [4] 王宣元,刘敦楠,刘蓁,等.泛在电力物联网下虚拟电厂运营机制及关键技术[J].电网技术,2019,43(9):3175-3183.
WANG Xuanyuan, LIU Dunnann, LIU Zhen, et al. Operation mechanism and key technologies of virtual power plant under ubiquitous Internet of Things[J]. Power System Technology, 2019, 43(9): 3175-3183.
- [5] 田立亭,程林,郭剑波,等.虚拟电厂对分布式能源的管理和互动机制研究综述[J].电网技术,2020,44(6):2097-2108.
TIAN Liting, CHENG Lin, GUO Jianbo, et al. A review on the study of management and interaction mechanism for distributed energy in virtual power plants[J]. Power System Technology, 2020, 44(6): 2097-2108.
- [6] 彭道刚,税纪钧,王丹豪,等.“双碳”背景下虚拟电厂研究综述[J].发电技术,2023,44(5):602-615.
PENG Daogang, SHUI Jijun, WANG Danhao, et al. Review of virtual power plant under the background of "dual carbon"[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(5): 602-615.
- [7] 孙秋野,姚葭,王一帆.从虚拟电厂到真实电量:虚拟电厂研究综述与展望[J].发电技术,2023,44(5):583-601.
SUN Qiuye, YAO Jia, WANG Yifan. From virtual power plant to real electricity: summary and prospect of virtual power plant research[J]. Power Generation Technology, 2023, 44(5): 583-601.
- [8] 楼家树,李继红,薛必克,等.储能型虚拟电厂参与国外电力市场的报价收益方式及对中国的启示思考[J].供用电,2023,40(12):7-15,31.
LOU Jiashu, LI Jihong, XUE Bike, et al. Quotation income method of energy storage virtual power plant participating in foreign power market and its enlightenment to China[J]. Distribution & Utilization, 2023, 40(12): 7-15,31.
- [9] 王健,郑峻峰,黄际元,等.虚拟电厂关键技术综述与发展展望[J].供用电,2023,40(12):43-54,86.

- WANG Jian, ZHENG Junfeng, HUANG Jiyuan, et al. Key technology and development prospects of virtual power plants[J]. *Distribution & Utilization*, 2023, 40(12): 43-54,86.
- [10] 师阳, 李宏伟, 陈继开, 等. 计及激励型需求响应的热电互联虚拟电厂优化调度[J]. *太阳能学报*, 2023, 44(4): 349-358.
- SHI Yang, LI Hongwei, CHEN Jikai, et al. Optimal scheduling of thermoelectric interconnection virtual power plant considering incentive demand response[J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2023, 44(4): 349-358.
- [11] HEYDARI R, NIKOUKAR J, GANDOMKAR M. Optimal operation of virtual power plant with considering the demand response and electric vehicles[J]. *Journal of Electrical Engineering & Technology*, 2021, 16(5): 2407-2419.
- [12] 周亦洲, 孙国强, 黄文进, 等. 计及电动汽车和需求响应的多类电力市场下虚拟电厂竞标模型[J]. *电网技术*, 2017, 41(6): 1759-1767.
- ZHOU Yizhou, SUN Guoqiang, HUANG Wenjin, et al. Strategic bidding model for virtual power plant in different electricity markets considering electric vehicles and demand response[J]. *Power System Technology*, 2017, 41(6): 1759-1767.
- [13] YANG D C, HE S W, WANG M, et al. Bidding strategy for virtual power plant considering the large-scale integrations of electric vehicles[J]. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 2020, 56(5): 5890-5900.
- [14] 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 Energiæ Solaris Sinica*, 2019, 40(8): 2395-2404.
- [15] SUN G Q, QIAN W H, HUANG W J, et al. Stochastic adaptive robust dispatch for virtual power plants using the binding scenario identification approach[J]. *Energies*, 2019, 12(10): 1918.
- [16] 赵丰明, 樊艳芳. 分时电价影响下的多能源虚拟电厂双层优化调度[J]. *电力系统保护与控制*, 2019, 47(20): 33-40.
- ZHAO Fengming, FAN Yanfang. Bi level optimal dispatching of multi energy virtual power plant influenced by TOU price[J]. *Power System Protection and Control*, 2019, 47(20): 33-40.
- [17] JU L W, YIN Z, YANG S B, et al. Bi-level electricity-carbon collaborative transaction optimal model for the rural electricity retailers integrating distributed energy resources by virtual power plant[J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 9871-9888.
- [18] WANG K, CHENG B H, REN Y, et al. Flexible resource dynamic aggregation regulation method of virtual power plant to ensure more renewable energy generation[J]. *Process Safety and Environmental Protection*, 2023, 180: 339-350.
- [19] 闫群民, 贾宇飞, 马永翔, 等. 基于 Stackelberg 主从博弈的微电网双层能量管理策略[J]. *太阳能学报*, 2024, 45(12): 650-658.
- YAN Qunmin, JIA Yufei, MA Yongxiang, et al. Two-tier energy management strategy for microgrid based on Stackelberg master-slave game[J]. *Acta Energiæ Solaris Sinica*, 2024, 45(12): 650-658.
- [20] 帅轩越, 马志程, 王秀丽, 等. 基于主从博弈理论的共享储能与综合能源微网优化运行研究[J]. *电网技术*, 2023, 47(2): 679-690.
- SHUAI Xuanyue, MA Zhicheng, WANG Xiuli, et al. Optimal operation of shared energy storage and integrated energy microgrid based on leader-follower game theory[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(2): 679-690.
- [21] 王海洋, 李珂, 张承慧, 等. 基于主从博弈的社区综合能源系统分布式协同优化运行策略[J]. *中国电机工程学报*, 2020, 40(17): 5435-5445.
- WANG Haiyang, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Distributed coordinative optimal operation of community integrated energy system based on Stackelberg game[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2020, 40(17): 5435-5445.
- [22] 冯其芝. 含微电网的虚拟电厂分层随机优化调度[D]. 南京: 东南大学, 2015.
- FENG Qizhi. The hierarchical and stochastic optimal dispatch of virtual power plant containing micro-grid[D]. Nanjing: Southeast University, 2015.
- [23] 张叶青, 陈文彬, 徐律军, 等. 面向多虚拟电厂的分层分区多层互补动态聚合调控策略[J]. *发电技术*, 2024, 45(1): 162-169.
- ZHANG Yeqing, CHEN Wenbin, XU Lüjun, et al. Multi-virtual power plant-oriented dynamic aggregation control strategy based on hierarchical partition and multi-layer complementation[J]. *Power Generation Technology*, 2024, 45(1): 162-169.
- [24] 魏韡, 范越, 谢睿, 等. 平抑高比例新能源发电功率波动的光-储容量最优配比[J]. *电力建设*, 2023, 44(3): 138-147.
- WEI Wei, FAN Yue, XIE Rui, et al. Optimal ratio of wind-solar-storage capacity for mitigating the power fluctuations in power system with high penetration of renewable energy power generation[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(3): 138-147.
- [25] 刘蓉晖, 王乐凯, 孙改平, 等. 考虑不确定性的风-光-储合作联盟参与含需求响应的主辅联合市场的竞价交易模型[J]. *电力系统保护与控制*, 2023, 51(11): 96-107.
- LIU Ronghui, WANG Lekai, SUN Gaiping, et al. Bidding transaction model of wind-solar-storage cooperative alliance participating in the main and auxiliary joint market with demand response considering uncertainty[J]. *Power System Protection and Control*, 2023, 51(11): 96-107.
- [26] BOS M J, KERSTEN S R A, BRILMAN D W F. Wind power to methanol: renewable methanol production using electricity, electrolysis of water and CO₂ air capture[J]. *Applied Energy*, 2020, 264: 114672.
- [27] 张婷婷, 戚萌, 孙龙珠, 等. 大规模风光发电制甲醇工艺的灵

- 活运行策略与成本优化[J]. 现代化工, 2023, 43(9): 200-207.
ZHANG Tingting, QI Meng, SUN Longzhu, et al. Flexible operation strategy and cost optimization of methanol production process driven by large-scale solar and wind power[J]. Modern Chemical Industry, 2023, 43(9): 200-207.
- [28] LI J R, LIN J, ZHANG H C, et al. Optimal investment of electrolyzers and seasonal storages in hydrogen supply chains incorporated with renewable electric networks[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1773-1784.
- [29] 张晓峰, 艾芊, 陈旻昱. 基于风-氢-甲醇-碳捕集一体化的综合能源系统经济运行建模分析[J]. 现代电力, 2024, 41(4): 699-709.
ZHANG Xiaofeng, AI Qian, CHEN Minyu. Economic operation modeling analysis of integrated energy system based on integration of wind-hydrogen-methanol-carbon capture[J]. Modern Electric Power, 2024, 41(4): 699-709.
- [30] 张晓辉, 刘小琰, 钟嘉庆. 考虑奖惩阶梯型碳交易和电-热转移负荷不确定性的综合能源系统规划[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(19): 6132-6142.
ZHANG Xiaohui, LIU Xiaoyan, ZHONG Jiaqing. Integrated energy system planning considering a reward and punishment ladder-type carbon trading and electric-thermal transfer load uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(19): 6132-6142.
- [31] 杨国山, 朱杰, 杨昌海, 等. 适应波动性风电的电制氢合成甲醇系统柔性优化调度[J]. 电力建设, 2023, 44(11): 149-162.
YANG Guoshan, ZHU Jie, YANG Changhai, et al. Flexible optimal scheduling of electric power for hydrogen-based methanol synthesis system adapting to fluctuating wind power[J]. Electric Power Construction, 2023, 44(11): 149-162.
- [32] BAI J F, LI Y F, ZHENG M P, et al. A sinh cosh optimizer[J]. Knowledge-Based Systems, 2023, 282: 111081.
- [33] 程欢, 任洲洋, 孙志媛, 等. 电能-甲醇跨区协同输运下的电-氢耦合系统调度[J]. 电工技术学报, 2024, 39(3): 731-744.
CHENG Huan, REN Zhouyang, SUN Zhiyuan, et al. A dispatching for the electricity-hydrogen coupling systems considering the coordinated inter-region transportation of electricity and methanol[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2024, 39(3): 731-744.

作者简介:



李兆泽

李兆泽(1999), 男, 硕士在读, 研究方向为虚拟电厂优化调度(E-mail: lizhaoze@stu.imust.edu.cn);

张继红(1975), 男, 博士, 教授, 研究方向为新能源发电及其储能控制技术和智能微电网系统;

吴振奎(1973), 男, 博士, 教授, 研究方向为分布式发电技术、可再生能源发电及微电网控制技术。

Hierarchical optimal control of virtual power plants for source-network-load-storage

LI Zhaoze, ZHANG Jihong, WU Zhenkui, ZHANG Zilei, HE Qingsong
(School of Automation and Electrical Engineering, Inner Mongolia University of Science and Technology, Baotou 014010, China)

Abstract: The catalytic synthesis of methanol from hydrogen and carbon dioxide is the key to solving the technical problem of "production, storage, transportation, addition, and utilization" of hydrogen energy. This study highlights a mathematical model of generalized energy storage for methanol synthesis. It focuses on the design of a layered optimization and control scheme for a virtual power plant, focusing on source-network load-storage. The upper layer of the plant encompasses that of generalized energy storage for use with wind power and photovoltaics proposed, which can track several factors. Such factors are generation scheduling, the introduction of virtual power plants to consumers of the master-slave game theory, the use of genetic algorithms to hone the price of electricity at different times of the day, and responses to user demands, thus reducing the net load peak and valley differences. The lower layer is comprised of external power trading as the ultimate guarantee. This shall be combined with generalized energy storage to achieve balance between power supply and power demand, especially the Sinh Cosh optimization algorithm, to enhance the source storage and ensure that the virtual power plant operates under low carbon conditions. Finally, compared to different schemes, the proposed scheme can effectively increase the level of renewable energy consumption and promote regional decarbonization. Also, the proposed scheme can improve the comprehensive operational efficiency of virtual power plants.

Keywords: virtual power plant; generalized energy storage; Stackelberg game; demand response; tiered carbon trading; Sinh Cosh optimization algorithm

(编辑 方晶)