

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190768

计及需求响应的电动汽车充电站多时间尺度随机优化调度

阎怀东¹, 马汝祥¹, 柳志航², 朱小鹏², 卫志农²

(1. 国网江苏省电力有限公司盐城供电分公司, 江苏 盐城 224002; 2. 河海大学, 江苏 南京 210098)

摘要: 电动汽车充电站源-荷资源优化互补与多时间尺度协调配合, 能够降低充电站运营成本, 减小源-荷随机性对系统调度策略的影响。提出一种计及需求响应的电动汽车充电站多时间尺度随机优化调度模型。在日前阶段, 以日运行成本最小为优化目标, 采用条件风险价值(CVaR)度量不确定性风险。同时引入价格型和激励型需求响应优化充电站净负荷曲线, 构建了计及运行风险约束的充电站多场景优化调度模型。在此基础上, 以日前期望值调度策略为参考, 提出基于模型预测控制(MPC)的电动汽车充电站日内滚动优化和反馈校正控制方法, 从而降低净负荷预测精度不足对优化决策的影响。最后, 以某实际电动汽车充电站为算例进行仿真分析, 验证了所提模型的可行性, 并分析了需求响应以及不确定性风险偏好对充电站运行的影响。

关键词: 电动汽车充电站; 需求响应; 多时间尺度优化调度; 模型预测控制; 不确定性; 条件风险价值

Multi-time scale stochastic optimal dispatch of electric vehicle charging station considering demand response

YAN Huaidong¹, MA Ruxiang¹, LIU Zhihang², ZHU Xiaopeng², WEI Zhinong²

(1. Yancheng Power Supply Branch, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Yancheng 224002, China;

2. Hohai University, Nanjing 210098, China)

Abstract: Optimal complementarity of source-load resources and coordination of multi-time scales in an Electric Vehicle (EV) charging station can reduce the operational cost and the impact of source-load randomness on system scheduling strategy. A multi-time scale stochastic optimal dispatch model for an EV charging station considering demand response is proposed. In the day-ahead stage, with the minimum daily operating cost as the optimization objective, the conditional value-at-risk (CVaR) is used to measure uncertain risk, and price-based and incentive-based demand response are introduced to optimize the net load. A multi-scenario optimal dispatch model for the charging station considering operational risk constraints is established. On this basis, an intraday rolling optimization and feedback correction control method for EV charging station based on Model Predictive Control (MPC) is proposed. This can reduce the impact of poor net load forecasting accuracy on optimization decision-making. Finally, the feasibility of the proposed model is verified with simulation of an EV charging station, and the impact of demand response and uncertainty risk preference on the operation of the charging station is analyzed.

This work is supported by National Key Research and Development Program of China (No. 2018YFB0904500).

Key words: electric vehicle charging station; demand response; multi-time scale optimization dispatch; model predictive control; uncertainty; conditional value-at-risk

0 引言

随着电动汽车(Electric Vehicle, EV)的快速发展, 充电设施的建设和完善受到我国政府以及企业的重视^[1-5]。在充电站中将光伏发电系统、储能系统、各类可调控负荷等融合成一个整体^[6-9]。一方面可以

实现光伏就地消纳以及城市低碳化发展, 同时通过充电站子系统之间的协调优化, 可降低其运营成本、提升系统能源利用效率以及降低电网峰谷差。另一方面, 光伏并网出力以及负荷的随机性将对电动汽车充电站运行产生较大的冲击。因此, 有必要针对EV充电站优化调度问题展开深入研究。

目前, 国内外学者针对EV充电站开展了较多的理论研究^[10-12], 我国在上海、深圳、南京等地区亦

基金项目: 国家重点研发计划项目资助(2018YFB0904500)

投运了多个EV公共充电站工程。文献[13-15]考虑分时电价机制,构建了EV充电站有序充电调度,结果表明分时电价和有序充电方式能够显著降低运营成本。文献[16]研究了计及购电费用最小和循环电量最低的光伏充电站多目标优化调度模型。文献[17]考虑光伏出力和充电负荷的不确定性,建立了充电站滚动优化需求响应模型。上述研究本质上均为日前阶段调度,净负荷日前预测精度的有限性将导致优化决策偏离客观实际。

针对充电站净负荷日前预测精度不足,有学者通过细化时间尺度以降低预测误差产生的影响。文献[18]提出了EV充电站日前多场景优化调度模型,并采用日内滚动优化更新调度策略。文献[19]提出了一种充电站联合分层多时间尺度优化调度方法。文献[20]则将时间尺度细化为日前、准实时、实时阶段,提出一种EV充电站多阶段机会约束协调优化和控制方法。以上研究表明通过多时间尺度调度可以降低净负荷预测波动的影响,有利于实现更高的经济目标。然而事实上,上述多时间尺度研究大多属于开环优化调度,忽略了实际运行对优化决策控制的影响,易导致下发调度方案并非严格最优,因而EV充电站优化调度模型有待进一步完善。与细化时间尺度存在差别,模型预测控制(Model Predictive Control, MPC)^[21-22]作为一种优化控制方法,通过引入反馈校正,可以修正预测误差等因素产生的结果偏差,因而考虑将MPC运用到充电站优化调度研究。

此外,大多数EV充电站优化调度研究通过分时电价机制引导,一定程度上能够降低系统运行成本,但未能充分挖掘需求响应资源经济潜力,充电站源-荷资源优化互补效果有待进一步提高。同时,光伏出力和负荷具有不确定性,文献[18, 20]分别采用随机规划法和机会约束规划对充电站不确定性进行处理与分析,但对于调度过程中面临的不确定性风险尚无深入研究。目前,条件风险价值(Conditional Value-at-Risk, CVaR)^[23-24]被广泛用于电力系统风险度量层面,相比传统的风险价值方法, CVaR能够有效反映不确定性“尾部风险”信息,如何将不确定性风险指标量化并纳入EV充电站优化调度值得进一步研究。

基于以上分析,本文提出一种基于 MPC 的电动汽车充电站多时间尺度随机优化调度模型。日前阶段,利用 CVaR 以及风险偏好系数量化系统不确定性带来的风险,同时引入基于价格的需求响应和可中断负荷资源,建立了 EV 充电站日前多场景优化调度模型,获取期望值最优调度策略。在此基础上,提出基于 MPC 的日内滚动优化调度模型,通

过多时间尺度协调和反馈闭环优化控制更新日前调度计划,以克服预测误差等因素引起的偏差。最后,通过实际算例分析验证了多时间尺度优化调度策略的有效性,同时分析了需求响应以及不确定运行风险对充电站的影响。

1 电动汽车充电站结构组成

1.1 充电站系统结构

本文研究的电动汽车充电站主要包括光伏发电系统、储能系统、电动汽车充电桩、充电站用电负荷以及运行控制等辅助系统及设备。充电站通过专用交流馈线并入配网,充电站系统结构如图 1 所示。

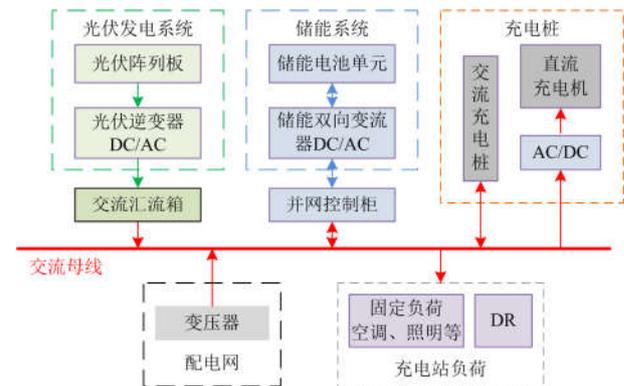


图 1 电动汽车充电站系统结构图

Fig. 1 System structure of electric vehicle charging station

1.2 充电站结构组成与运行模式

1) 光伏发电系统。EV 充电站安装太阳能光伏阵列板,所发电功率经光伏逆变器优先向充电站供电。假设光伏阵列面积为 S ,光电综合转化效率为 η ,输出功率表示如式(1)。

$$P_{PV} = \eta S \varphi_{PV} \quad (1)$$

式中: P_{PV} 表示光伏发电输出功率; φ_{PV} 表示单位面积太阳光照强度。

2) 储能系统。充电站合理配置一定容量的储能系统,优化分配充放电时段及对应充放电功率,可以实现电网的削峰填谷、平抑净负荷波动,同时在峰谷分时电价机制下,充电站储能能在低价时段进行充电、高价时放电,能够获取一定的收益。

3) 充电系统。充电站包括交流充电桩和直流充电桩。连接交流充电桩的电动汽车因充放电功率较小,充电时间较长,因而考虑以电动汽车入网(Vehicle to Grid, V2G)方式服从充电站统一调度。而采用直流充电桩充电的电动汽车,充电功率和充电时间较短,将其视为集群负荷。充电负荷与用户出行时刻、返回时刻以及行驶距离有关^[25],可通过蒙特卡洛模拟法获取直流快充电动汽车充电负荷特性曲线。

4) 需求响应。需求响应(Demand Respond, DR)是指用户能够根据市场价格信号或者激励机制主动改变原电力消费行为, 按照用户响应方式不同, 可划分为价格型 DR 和激励型 DR^[26], 本文主要考虑基于电价的价格型负荷以及基于激励的可中断负荷。在充电站内, 通过内部决策过程制定合理充电价格, 引导电动汽车用户转移充电时段及其需求, 使用户在高/低价时段适当降低/增加充电量, 从而能够减少用户用电费用, 同时提升充电站经济性和灵活性。采用电量电价弹性矩阵描述充电负荷响应量模型。

$$\varepsilon_{it} = \frac{\Delta P_{ev,t}}{P_{ev,t,0}} / \frac{\Delta \lambda_t^s}{\lambda_{t,0}^s} \quad (2)$$

$$\varepsilon_{it'} = \frac{\Delta P_{ev,t}}{P_{ev,t,0}} / \frac{\Delta \lambda_{t'}^s}{\lambda_{t',0}^s} \quad (3)$$

式中: ε_{it} 、 $\varepsilon_{it'}$ 分别表示时刻 t 的自弹性系数以及时刻 t 与时刻 t' 的互弹性系数; $\Delta P_{ev,t}$ 、 $P_{ev,t,0}$ 分别表示时刻 t 需求响应后充电负荷变化量和响应前充电负荷量; $\Delta \lambda_t^s$ 、 $\lambda_{t,0}^s$ 分别表示时刻 t 需求响应后充电价格变化量和响应前充电价格。

由此可得需求响应后各时段充电负荷变化量为

$$\Delta P_{ev,t} = \sum_{t'=1}^T \frac{\varepsilon_{it'} \Delta \lambda_{t'}^s}{\lambda_{t',0}^s} P_{ev,t,0} \quad (4)$$

式中, T 表示系统日前优化调度时段数。

此外, 考虑充电站内部负荷为可中断负荷, 可在适当时候进行中断以响应调度运行需求, 能够缓解充电站负荷高峰时段运行压力, 但需计入一定的负荷中断成本^[27], 实际中断量通过充电站内部调度决定。充电站作为整体协调内部各个资源, 光伏发电系统通过将太阳能转化为电能向充电站供电, 同时充电站向配电网进行购电, 满足内部负荷需求, 通过其能量管理系统优化储能系统充放电功率, 充分利用需求侧响应资源, 从而实现充电站安全、经济、高效运行。

1.3 电动汽车充电站多时间尺度调度策略描述

光伏出力和负荷具有随机性, 针对预测误差随时间尺度缩短而减小, 同时考虑系统实际运行影响, 提出一种基于 MPC 的电动汽车充电站多时间尺度优化调度策略, 包含日前调度和日内滚动优化两个阶段, 如图 2 所示。

在日前阶段, 选取调度周期为 24 h, 时间步长为 1 h。采用随机模拟生成光伏出力和负荷的若干个场景集, 并通过场景聚类削减为多个代表性场景。以充电站日运行成本最小为目标, 同时采用 CVaR

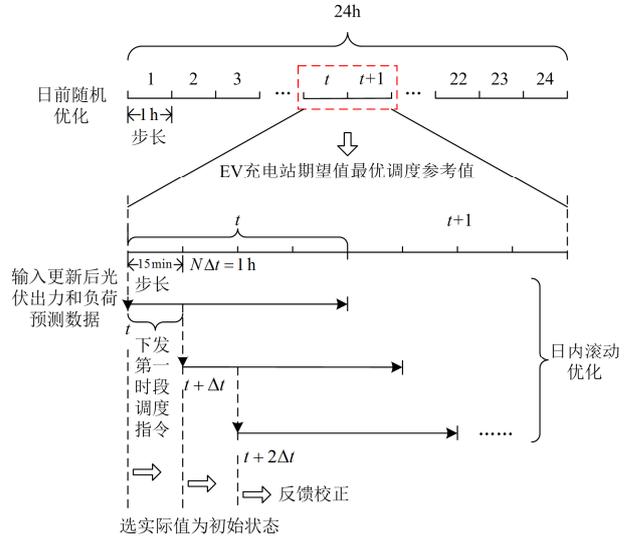


图 2 电动汽车充电站多时间尺度优化调度示意图

Fig. 2 Multi-time scale optimal dispatch for electric vehicle charging station

量化系统不确定性调度运行风险, 通过 EV 充电站子系统源-荷之间的调度决策, 制定购电计划、储能与电动汽车充放电计划等日前期望值最优调度策略并下发。该策略能够指导充电站合理分配电能, 但由于净负荷预测精度有限以及受外界环境等影响, 所得调度计划较为粗糙。

在日内阶段, 净负荷预测误差相对减小。以 15 min 为优化时间步长, 更新光伏出力和负荷预测数据, 以日前对应时段所得调度策略为基准值, 同时以系统当前实际运行状态的有功出力测量值为初始状态, 并且为避免调度计划大幅度调整引起的损耗, 考虑以有功出力修正量偏差平方和最小为目标函数, 在日内 1 h 滚动优化充电站调度策略, 但仅保留前 15 min 的调度策略并下发运行。

2 充电站多时间尺度优化调度模型

本节构建充电站多时间尺度优化调度模型, 包括日前随机优化调度和日内滚动优化调度模型。

2.1 考虑 CVaR 的充电站日前随机优化调度模型

2.1.1 目标函数

日前阶段, 考虑光伏出力和充电负荷的随机性对调度的影响, 暂不考虑充电站内部负荷波动。采用随机规划法处理系统不确定性, 通过蒙特卡洛模拟法生成大量光伏出力和充电负荷场景, 进一步采用基于概率距离的快速前代消除技术^[28]将上述场景削减为有限数量的代表性场景。利用 CVaR 量化不确定性带来的风险, 以充电站运营成本最小为目标,

由日期望运行成本和不确定性风险度量成本组成,可表示如式(5)所示。

$$\min \sum_{t=1}^T \left[\sum_{w=1}^{n_w} \rho_w \left(C_{G,t}^w + C_{ES,t}^w + C_{V,t}^w + C_{DR,t}^w + C_{IL,t}^w \right) \right] + C_{CVaR} \quad (5)$$

式中: n_w 表示光伏出力与电动汽车充电负荷的场景数; ρ_w 表示第 w 组不确定场景的概率; $C_{G,t}^w$ 、 $C_{ES,t}^w$ 、 $C_{V,t}^w$ 、 $C_{DR,t}^w$ 、 $C_{IL,t}^w$ 分别表示时刻 t 的购电成本、储能放电成本、V2G 电池损耗成本、充电负荷响应成本以及可中断负荷响应成本,上标 w 表示变量在第 w 组光伏出力与充电负荷场景下的值; C_{CVaR} 表示系统不确定性运行风险度量成本。

目标函数中具体包含以下部分。

1) 充电站购电成本

$$C_{G,t}^w = \lambda_t^p P_{G,t}^w \quad (6)$$

式中: $P_{G,t}^w$ 表示 t 时刻充电站向配电网的购电功率; λ_t^p 表示 t 时刻购电电价。

2) 储能系统放电成本

$$C_{ES,t}^w = c_{es} P_{esd,t}^w \quad (7)$$

式中: $P_{esd,t}^w$ 表示 t 时刻储能放电功率; c_{es} 表示储能放电成本系数。

3) V2G 电池损耗成本

$$C_{V,t}^w = \sum_{v=1}^{n_{v2g}} \frac{c_{v2g}}{NE_v D_d} \left(P_{v2g,v,t}^{dis,w} \Delta t / \eta_{v2g}^{dis} + e_v d_{v2g,v,t} \right) \quad (8)$$

式中: $P_{v2g,v,t}^{dis,w}$ 表示 t 时刻第 v 辆电动汽车放电功率; c_{v2g} 、 N 、 E_v 、 D_d 分别表示电动汽车电池购买成本、充放电循环次数、电池容量以及放电深度; e_v 表示电动汽车每千米消耗电量; $d_{v2g,v,t}$ 表示 t 时刻第 v 辆电动汽车行驶距离。

4) 充电负荷响应成本

$$C_{DR,t}^w = C_{DR,t} \Delta P_{ev,t}^w \quad (9)$$

式中: $\Delta P_{ev,t}^w$ 表示 t 时刻充电负荷响应量; $C_{DR,t}$ 表示充电负荷需求响应成本系数。

5) 充电站可中断负荷成本

$$C_{IL,t}^w = \lambda_{IL} \Delta P_{IL,t}^w \quad (10)$$

式中: λ_{IL} 为可中断负荷中断费用; $\Delta P_{IL,t}^w$ 为 t 时刻各场景下的中断负荷量。

6) 风险度量成本

CVaR 作为风险价值 (VaR) 的一种补充, 其含义为超过 VaR 部分的条件期望。

$$V_{CVaR,\beta} = \frac{1}{1-\beta} \int_{f(x,y) \geq V_{VaR,\beta}} f(x,y) \rho(y) dy = \alpha + \frac{1}{1-\beta} \int [f(x,y) - \alpha]^+ \rho(y) dy \quad (11)$$

式中: x 、 y 分别表示决策变量和随机变量; $f(x,y)$ 表示风险损失函数; $\rho(y)$ 表示 y 的概率密度函数; α 表示置信度水平 β 下的 VaR 值; $V_{CVaR,\beta}$ 表示对应的 CVaR 值; $[f(x,y) - \alpha]^+$ 表示 $\max[f(x,y) - \alpha, 0]$ 。

在上式的基础上, 引入风险偏好系数, 风险成本定义为 CVaR 与该系数的乘积, 同时借助虚拟辅助变量 z_k^w , 风险度量成本可表示为

$$C_{CVaR} = \gamma \left[\alpha + \frac{1}{1-\beta} \sum_{w=1}^{n_w} \rho_w z_k^w \right] \quad (12)$$

式中: γ 为风险偏好系数; z_k^w 为 t 时刻辅助变量, 表示大于 VaR 的部分。

2.1.2 约束条件

充电站日前随机优化调度模型约束条件如下。

1) 充电站购电约束

$$0 \leq P_{G,t}^w \leq P_{Grid}^{\max} \quad (13)$$

式中, P_{Grid}^{\max} 为充电站购电功率最大值。

2) 储能系统约束

$$0 \leq P_{esc,t}^w \leq P_{esc}^{\max} u_{esc,t}^w \quad (14)$$

$$0 \leq P_{esd,t}^w \leq P_{esd}^{\max} u_{esd,t}^w \quad (15)$$

$$u_{esc,t}^w + u_{esd,t}^w \leq 1 \quad (16)$$

$$u_{esc,t}^w, u_{esd,t}^w \in (0, 1) \quad (17)$$

$$S_{es,t}^w = S_{es,t-1}^w (1 - \delta_{es}) + \frac{P_{esc,t}^w \eta_{esc} \Delta t - P_{esd,t}^w \Delta t / \eta_{esd}}{E_{ess}^{\max}} \quad (18)$$

$$S_{es}^{\min} \leq S_{es,t}^w \leq S_{es}^{\max}, S_{es}^{\min} = (1 - D) S_{es}^{\max} \quad (19)$$

式中: $P_{esc,t}^w$ 表示 t 时刻各场景下储能充电功率; P_{esc}^{\max} 、 P_{esd}^{\max} 分别表示储能充、放电功率最大值; $u_{esc,t}^w$ 、 $u_{esd,t}^w$ 为 0-1 变量, 分别表示 t 时刻各场景下储能是否处于充、放电状态; $S_{es,t}^w$ 表示 t 时刻储能的荷电状态; δ_{es} 、 η_{esc} 、 η_{esd} 分别表示储能的损耗率与充、放电效率; Δt 表示日前调度时间步长; E_{ess}^{\max} 、 S_{es}^{\max} 、 S_{es}^{\min} 分别表示储能系统电池容量、电池荷电状态上限以及下限; D 表示储能最大放电深度。

式(14)~式(17)表示储能系统充放电功率约束; 式(16)表示储能系统充放电状态不能同时完成; 式(18)~式(19)表示储能系统电池电量约束。

3) 电动汽车 V2G 约束

$$0 \leq P_{v2g,v,t}^{ch,w} \leq P_{v2g,v}^{ch,max} u_{v2g,v,t}^{ch,w} \quad (20)$$

$$0 \leq P_{v2g,v,t}^{dis,w} \leq P_{v2g,v}^{dis,max} u_{v2g,v,t}^{dis,w} \quad (21)$$

$$u_{v2g,v,t}^{ch,w} + u_{v2g,v,t}^{dis,w} \leq u_{v2g,v,t} \quad (22)$$

$$u_{v2g,v,t}^{ch,w}, u_{v2g,v,t}^{dis,w} \in (0,1) \quad (23)$$

$$S_{v2g,v,t}^w = S_{v2g,v,t-1}^w + \frac{P_{v2g,v,t}^{ch,w} \eta_{v2g}^{ch} \Delta t - P_{v2g,v,t}^{dis,w} \Delta t / \eta_{v2g}^{dis} - e_v d_{v2g,v,t}}{E_{v,max}^{V2G}} \quad (24)$$

$$S_{v2g,v}^{min} \leq S_{v2g,v,t}^w \leq S_{v2g,v}^{max} \quad (25)$$

式中: $u_{v2g,v,t}$ 为 0-1 变量, 表示 t 时刻第 v 辆参与 V2G 的电动汽车是否接入电网, 并网置 1, 否则为 0; e_v 表示第 v 辆电动汽车单位行驶距离消耗的功率; $d_{v2g,v,t}$ 表示 t 时刻第 v 辆电动汽车的行驶距离。

式(22)表示电动汽车并网后才能进行充、放电行为, 其余电动汽车 V2G 约束条件与储能相似, 对应变量的具体含义可类比储能, 不再详细阐述。

4) 需求响应约束

除了式(2)~式(4)负荷响应行为约束外, 充电负荷参与价格型需求响应时应满足充电电价变化率约束。

$$\Delta \lambda_b^{min} \leq \Delta \lambda_{b,t}^w \leq \Delta \lambda_b^{max} \quad (26)$$

式中, $\Delta \lambda_b^{max}$ 、 $\Delta \lambda_b^{min}$ 分别表示电价变化量上、下限。

同时, 在电价的影响下用户能够调整各个时段的充电需求, 实现负荷在各个时段间的转移, 具备时空平移特征, 但其在整个调度周期内负荷变化总量应为 0:

$$\Delta P_{ev}^{min} \leq \Delta P_{ev,t} \leq \Delta P_{ev}^{max} \quad (27)$$

$$\sum_{t=1}^T \Delta P_{ev,t} = 0 \quad (28)$$

式中, ΔP_{ev}^{max} 、 ΔP_{ev}^{min} 分别表示充电负荷变化量上下限。

此外, 可中断负荷约束条件表示为

$$0 \leq \Delta P_{IL,t}^w \leq k_{IL} P_{L,t} \quad (29)$$

式中: $\Delta P_{IL,t}^w$ 为 t 时刻各场景下的中断负荷; k_{IL} 为可中断负荷中断系数; $P_{L,t}$ 为 t 时刻充电站内的总用电负荷。

5) 充电站功率平衡约束

$$P_{G,t}^w + P_{PV,t}^w + P_{esd,t}^w + \sum_{v=1}^{n_{v2g}} P_{v2g,v,t}^{dis,w} = P_{esc,t}^w + \sum_{v=1}^{n_{v2g}} P_{v2g,v,t}^{ch,w} + P_{ev,t,0}^w + \Delta P_{ev,t}^w + P_{L,t} - \Delta P_{IL,t}^w \quad (30)$$

式中, $P_{PV,t}^w$ 为 t 时刻各场景下的光伏出力值。

6) CVaR 风险约束

考虑充电站不确定性运行风险, 辅助变量满足

以下约束:

$$z_k^w \geq 0 \quad (31)$$

$$z_k^w \geq \left\{ \sum_{t=1}^T (\lambda_t^p P_{G,t}^w + c_{es} P_{esd,t}^w + \lambda_{IL} P_{IL,t}^w) \right\} - \alpha \quad (32)$$

2.2 基于 MPC 的充电站日内滚动优化调度模型

充电站日前调度模型能够一次性获取 24 h 的优化策略, 但其通常适用于净负荷预测精度较高的场景, 然而日前净负荷预测精度十分有限, 日前调度策略可能偏离系统实际运行。由于预测误差随时间尺度的缩短而减小, 同时进一步考虑因预测误差、环境等因素导致的下发策略与实际运行之间的偏差, 依据更新后的光伏出力以及负荷预测数据进行日内调整, 本小节提出基于 MPC 的日内滚动优化调度模型以提高下发策略的准确性。MPC 技术主要包含模型预测、滚动优化和反馈校正三个环节。

2.2.1 预测模型

在电动汽车充电站现有已知状态的基础上, 通过日内滚动优化可预测未来各时间段购电量、储能充放电功率等控制变量的信息。假设当前时刻为 k , 预测模型可表示如式(33)。

$$P(k + n\Delta t_1 | k) = P_0(k) + \sum_{t=\Delta t_1}^{n\Delta t_1} \Delta u_p(k+t|k), n=1,2,\dots,N \quad (33)$$

式中: Δt_1 、 N 分别表示日内调度的时间步长、预测步长, 满足 $N\Delta t_1 = 1\text{h}$; $P(k + n\Delta t_1 | k)$ 表示在 k 时刻预测之后第 n 个 Δt_1 时刻的各变量有功出力值; $P_0(k)$ 表示 k 时刻的有功出力初始值; $\Delta u_p(k+t|k)$ 表示在 k 时刻预测得到 $k+t$ 时刻的有功出力增量。

2.2.2 日内滚动优化

1) 目标函数

选取日前多场景优化调度所得决策变量期望为参考值, 更新光伏出力和负荷预测值, 进行充电站日内滚动优化调整。以日内有功出力修正量偏差平方和最小为目标函数, 如式(34)所示。

$$\min J(k) = \sum_{t=\Delta t_1}^{N\Delta t_1} [P_G(k+t|k) - \hat{P}_G(k+t)]^2 + \sum_{t=\Delta t_1}^{N\Delta t_1} [P_{es}(k+t|k) - \hat{P}_{es}(k+t)]^2 + \sum_{t=\Delta t_1}^{N\Delta t_1} \sum_{v=1}^{n_{v2g}} [P_{v2g}(v,k+t|k) - \hat{P}_{v2g}(v,k+t)]^2 + \sum_{t=\Delta t_1}^{N\Delta t_1} [\Delta P_{IL}(k+t|k) - \Delta \hat{P}_{IL}(k+t)]^2 \quad (34)$$

式中: $\widehat{P}_G(k+t)$ 、 $\widehat{P}_{es}(k+t)$ 、 $\widehat{P}_{v2g}(v,k+t)$ 、 $\widehat{P}_{IL}(k+t)$ 分别表示日内滚动优化 $k+t$ 时刻充电站购电量、储能充放电功率、电动汽车充放电功率、可中断负荷的参考值。

2) 约束条件

日内滚动优化调度约束条件形式与2.1.2小节日前调度总体类似, 其中储能系统和电动汽车V2G的二进制变量由日前调度计划给定。约束如下:

$$0 \leq P_G(k+t|k) \leq P_{Grid}^{max} \quad (35)$$

$$0 \leq P_{esc}(k+t|k) \leq P_{esc}^{max} \quad (36)$$

$$0 \leq P_{esd}(k+t|k) \leq P_{esd}^{max} \quad (37)$$

$$S_{es}(k+t|k) = S_{es}(k+t-1|k)(1-\delta_{es}) + \frac{P_{esc}(k+t|k)\eta_{esc}\Delta t_1 - P_{esd}(k+t|k)\Delta t_1/\eta_{esd}}{E_{ess}^{max}} \quad (38)$$

$$S_{es}^{min} \leq S_{es}(k+t|k) \leq S_{es}^{max} \quad (39)$$

$$0 \leq \Delta P_{IL}(k+t|k) \leq k_{IL}P_L(k+t) \quad (40)$$

$$P_G(k+t|k) + P_{pv}(k+t|k) + P_{esd}(k+t|k) + \sum_{v=1}^{n_{v2g}} P_{v2g}^{dis}(v,k+t|k) = P_{esc}(k+t|k) + \sum_{v=1}^{n_{v2g}} P_{v2g}^{ch}(v,k+t|k) + P_{ev}(k+t) + \Delta \widehat{P}_{ev}(k+t) + P_L(k+t) - \Delta P_{IL}(k+t|k) \quad (41)$$

值得说明的是, 随着时间尺度进一步细化, 价格型需求响应通常采用日前定价模式, 且其调节速度难以满足短时间尺度要求, 因而其日内阶段视为固定常量。此外, 电动汽车相关约束与储能系统相似, 上述约束条件中不再详细列出。

2.2.3 反馈校正

在日内滚动优化过程中, 受环境、预测精度等因素影响, 修正后的调度控制策略仍然可能与系统实际运行存在偏差, 因而需要进行适当的校正控制。利用MPC中的反馈校正环节, 即通过将系统当前状态的实际量测值作为初始状态, 进行下一时刻的滚动优化, 依次进行优化从而形成反馈闭环控制系统, 下一时刻初始值的数学形式表述为

$$P_0(k+\Delta t_1) = P_{real}(k+\Delta t_1) \quad (42)$$

式中: $P_0(k+\Delta t_1)$ 表示在 $k+\Delta t_1$ 时刻输出的有功出力初始值; $P_{real}(k+\Delta t_1)$ 表示在 $k+\Delta t_1$ 时刻的实际量测值。

2.3 求解流程

本文利用 GAMS 软件中的 CPLEX 求解器求解上述多时间尺度优化调度模型, 具体求解流程如图3所示。

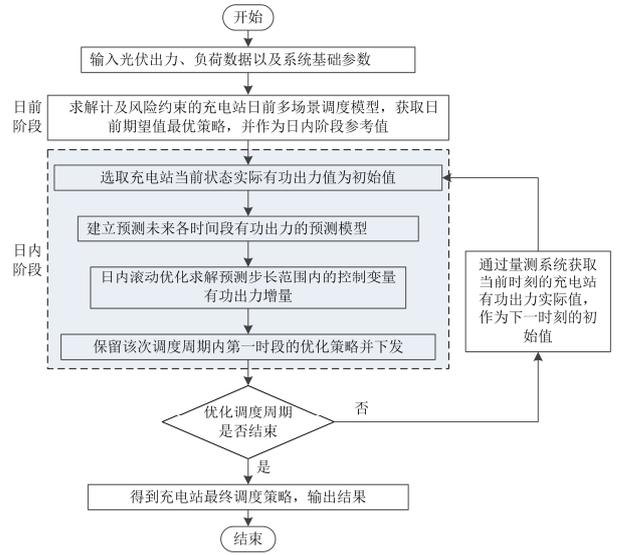


图3 充电站多时间尺度优化调度求解流程图

Fig. 3 Flow chart of multi-time scale optimal dispatch of charging station

3 算例分析

3.1 算例参数

为验证本文所提模型, 选取某地区实际电动汽车充电站为研究对象。该充电站同时配置了最大输出功率为 200 kW 的光伏发电系统以及电池容量为 3 000 kW·h 的储能系统。光伏发电阵列面积为 1 800 m², 光电转化效率为 0.8, 储能电池最大充放电功率、最大放电深度分别为 500 kW 和 0.95, 充放电效率为 0.9, 放电损耗为 0.02, 其余参数如附录 A 表 A1 所示。同时, 假定该地区共有 150 辆电池容量为 35 kW·h 的同类 EV 服从充电站统一调度, 充放电效率为 0.9, 对应出行、返回时刻与行驶距离根据文献[29]中的 EV 出行统计数据随机模拟。

本文假设充电站购电量上限为 1 800 kW, 充电站购电电价采用江苏省工业用户峰谷分时电价^[30]。考虑直流快充充电负荷受充电价格引导参与需求响应, 负荷自弹性系数为-0.2, 互弹性系数设为-0.033, 初始充电电价为 0.5 元/kW·h。充电站固定负荷的中断系数设为 0.3, 负荷曲线和直流快充电动汽车充电负荷曲线如附录 A 图 A1 所示。

3.2 多时间尺度优化调度结果分析

首先对电动汽车充电站不同时间尺度下的优化调度结果进行分析。算例中, 选取该地区典型日光照强度预测值, 如附录 B 图 B1 所示。同时, 假设光照强度和充电负荷分别服从正态分布, 以其预测值为期望, 标准差分别取期望值的 20%和 10%, 通过场景生成与削减技术获取 5 组光伏出力以及充电负荷的代表

性场景, 不确定性风险度量项的置信水平 $\beta=0.9$, 风险偏好系数取 0.1。日前优化调度结果如图 4 所示。

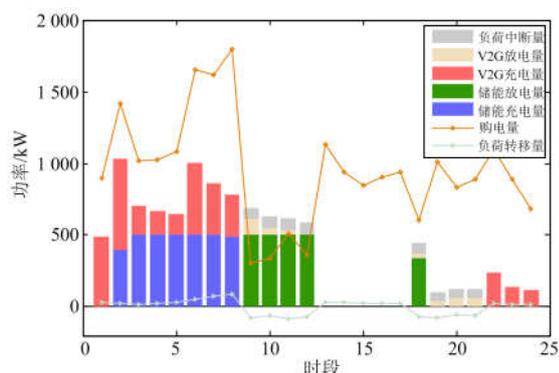


图 4 充电站日前优化调度结果

Fig. 4 Day-ahead dispatch result of charging station

由图 4 可知, 在 1—8 时段, 购电电价低, 充电站从配电网购电以满足自身需求, 储能系统和 V2G 在该时段内进行充电, 同时多数时段光伏出力几乎为零, 导致 0—8 时段期间购电量最大。

在 9—12、18—21 时段内, 购电电价高, 充电负荷以及站内固定负荷均处于高峰, 充电站优先使用较为经济的光伏发电出力, 同时储能和 V2G 通过“低充高放”获取最大的经济价值, 充电负荷通过价格引导转移部分负荷量, 充电站负荷部分中断以减小购电成本, 缺额部分从电网购电填补。

其余时段电价较高, 光伏发电保持较高出力水平, 储能由于经济性不进行充放电, V2G 夜间需进行充电保证次日正常行驶。同时, 中断成本大于购电电价, 因而中断量为 0, 剩余缺额电量从电网进行购电。

进一步地, 以日前期望调度策略为基准值, 进行日内滚动优化调度, 由于日内时间尺度进一步细化, 价格型需求响应难以及时调整, 因而不考虑参与日内调度。基于 MPC 的日内滚动优化所得购电量结果如图 5 所示。

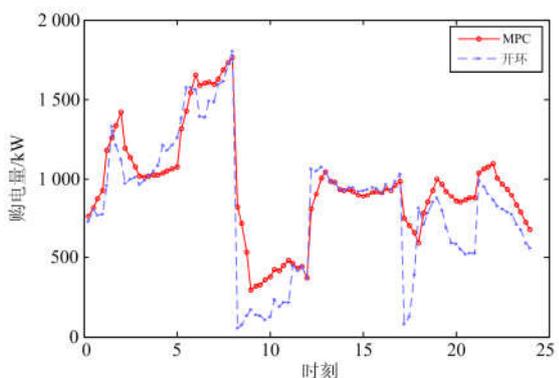


图 5 充电站日内优化调度结果

Fig. 5 Intraday dispatch result of charging station

对比图 4 和图 5 可知, 充电站购电量日内滚动优化调度策略中与日前调度总体上相同, 但相比于日前优化结果, 所得日内调度策略更加精细、准确, 这是由于一方面日内优化时间尺度间隔变小提高了预测精度, 另一方面日内滚动优化过程中考虑了系统的实际运行情况, 其反馈校正提高了控制策略的准确性。与此同时, 将日内时间尺度下传统开环优化调度与基于 MPC 的优化调度结果对比, 从图 5 充电站购电量来看, 两者总体变化趋势相差不多, 但是相比传统开环优化调度, 基于 MPC 的调度结果更加平滑, 这是由于其采用有功出力变化量为控制变量的同时, 不断采用系统实际量测值进行反馈校正, 所得结果更有利于应对系统随机波动等因素。

3.3 需求响应对调度结果分析

为验证需求响应对充电站调度的经济潜力, 保持基础参数不变, 设置以下场景进行对比分析。

场景 1: 不考虑价格型需求响应和可中断负荷;

场景 2: 仅考虑价格型需求响应;

场景 3: 仅考虑可中断负荷;

场景 4: 同时考虑价格型需求响应和可中断负荷的影响。

在不同场景下对所提模型进行求解, 各场景的负荷响应成本、可中断成本、日运行成本以及负荷峰谷差如表 1 所示。

表 1 不同场景下充电站成本对比

Table 1 Cost comparison of charging station under different scenarios

场景	负荷响应成本/元	可中断成本/元	日运行总成本/元	负荷峰谷差/kW
1	—	—	19 405.318	1 027.23
2	187.309	—	19 197.800	950.582
3	—	499.461	19 300.487	961.075
4	187.309	494.807	19 092.969	950.582

从表 1 中可得, 场景 2 相比场景 1 而言, 日运行成本明显降低, 这是由于在电价的引导下部分充电负荷从高价时段转移到低价时段, 导致充电站高峰时段的用电量降低, 运行成本下降, 同时可看出充电负荷转移改善了负荷峰谷差。场景 3 与场景 1 相比, 充电站对部分负荷进行中断, 可中断成本增加, 但充电站总体运行成本下降, 这是由于可中断负荷在高峰时段的中断费用低于充电站购电费用, 因而高峰时段中断部分负荷可进一步提高经济效益。由场景 4 可知, 同时考虑价格型需求响应和可中断负荷资源, 充电站日运行成本大幅下降, 有利于充分发挥需求响应的经济潜力。

3.4 风险偏好系数对调度策略的影响分析

本文采用 CVaR 度量系统不确定性运行风险，为分析不同风险偏好系数对调度策略的影响，保持系统其余参数不变，表 2 给出了不同风险偏好系数下充电站日期望运行成本与 CVaR 的计算结果。

表 2 不同风险偏好系数下充电站日运行成本与 CVaR
Table 2 Daily operation cost and CVaR of charging station under different risk preference coefficients

γ	购电成本/元	日期望运行成本/元	CVaR/元
0.05	15 761.78	18 768.789	3 244.170
0.1	15 774.84	18 769.788	3 231.813
0.3	16 534.91	18 947.213	2 554.152
0.4	16 824.46	19 009.801	2 369.202
0.5	16 972.81	19 068.141	2 248.519
0.6	17 731.44	19 368.627	1 702.023
0.8	18 201.75	19 608.266	1 323.219
1.0	18 389.57	19 768.830	1 151.692
2.0	18 467.12	19 813.359	1 119.886

由表 2 结果可知，随着风险偏好系数 γ 的增大，充电站日期望运行成本由 18 768.789 元逐渐增加至 19 813.359 元，而 CVaR 值逐渐减小。这是由于当风险系数较小时，意味着充电站调度决策人员希望以较高的风险最小化运行成本，此时充电站各子系统能量分配主要用于满足目标值；而随着风险系数的增大，表明决策者对风险的厌恶加深，即决策更倾向于保守，此时充电站高峰时段购电量将逐渐增加以规避光伏出力以及负荷波动导致的风险，购电成本增加，因而充电站日期望运行成本将逐渐增加。

图 6 进一步给出了充电站日期望运行成本与 CVaR 值之间的有效前沿曲线。

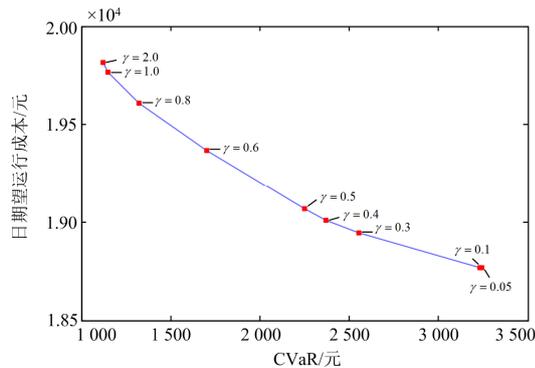


图 6 充电站日期望运行成本与 CVaR 有效前沿曲线

Fig. 6 Effective frontier curve of expected operation cost of charging station and CVaR

4 结论

本文围绕电动汽车充电站多时间尺度优化调度问题，建立了考虑 CVaR 的日前随机优化调度模型和基于 MPC 的日内滚动优化与反馈校正控制模型，

通过算例分析得到以下结论：

1) 仿真结果验证了所提模型的有效性，多时间尺度调度策略更加精细、准确，同时与传统开环调度结果相比，基于 MPC 的优化结果更加平滑。

2) 同时考虑价格型需求响应和可中断负荷资源能够大幅降低 EV 充电站运行成本，同时改善负荷峰谷差。

3) CVaR 量化了系统不确定性运行风险，风险偏好系数的引入能够更好地权衡充电站经济性和运行风险，为调度决策提供有效参考依据。

后续研究将在 EV 充电站多时间尺度优化调度的基础上考虑配电网的安全约束。

附录 A

表 A1 充电站其余参数

Table A1 Rest of parameters of charging station

设备	参数名称	参数值
储能系统	放电成本系数/(元/kW)	0.50
	电池购买成本/元	60 000
电动汽车	充放电循环次数	5 000
	放电深度	0.80
	每千米消耗电量	0.25
可中断负荷	中断费用/(元/kW)	1.00

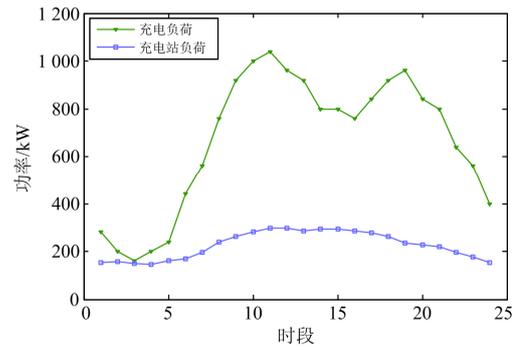


图 A1 充电站各时段负荷曲线

Fig. A1 Load curve of charging station for each time period

附录 B

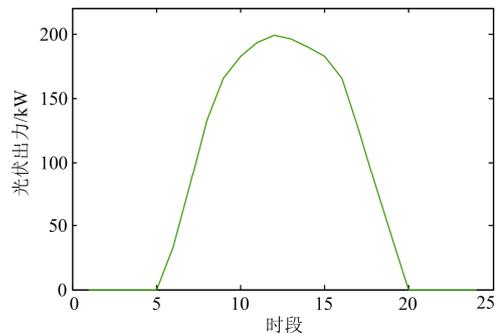


图 B1 光伏出力曲线

Fig. B1 PV output curve

参考文献

- [1] 国务院办公厅. 关于加快电动汽车充电基础设施建设的指导意见[EB/OL]. http://www.gov.cn/xinwen/2015-10/09/content_2944047.htm.
- [2] 李立理. 我国电动汽车充电基础设施政策解读与展望[J]. 供用电, 2017, 34(1): 2-7.
LI Lili. Interpretation and prospect of China's electric vehicle charging infrastructure policy[J]. Distribution & Utilization, 2017, 34(1): 2-7.
- [3] 肖湘宁, 温剑锋, 陶顺, 等. 电动汽车充电基础设施规划中若干关键问题的研究与建议[J]. 电工技术学报, 2014, 29(8): 1-10.
XIAO Xiangning, WEN Jianfeng, TAO Shun, et al. Study and recommendations of the key issues in planning of electric vehicles' charging facilities[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2014, 29(8): 1-10.
- [4] 王汉华, 陈永进. 电动汽车充电设施接入配电网的最优布点规划[J]. 广东电力, 2018, 31(4): 72-78.
WANG Hanhua, CHEN Yongjin. Optimal layout plan of charging facilities of electric vehicle connected to distribution network[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(4): 72-78.
- [5] 简俊威, 吴杰康, 莫超, 等. 风电与电动汽车协同并网的电力系统动态环境经济多目标模糊优化调度模型[J]. 广东电力, 2018, 31(4): 49-58.
JIAN Junwei, WU Jiekang, MO Chao, et al. Multi objective fuzzy optimal scheduling model of dynamic environment economy for power system with wind power and electric vehicle[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(4): 49-58.
- [6] CHAUDHARI K, UKIL A, KUMAR K N, et al. Hybrid optimization for economic deployment of ESS in PV integrated EV charging station[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2018, 14(1): 106-116.
- [7] 李睿雪, 胡泽春, 段小宇. 电动公交车充电站代理商的月度交易模型与日运行优化策略[J]. 电力建设, 2019, 40(1): 27-34.
LI Ruixue, HU Zechun, DUAN Xiaoyu. Monthly bilateral electricity transaction model and daily optimal operation strategy for the agent of electric bus charging stations[J]. Electric Power Construction, 2019, 40(1): 27-34.
- [8] 张秀钊, 陈姝敏, 王志敏, 等. 城市快速路口充电站多目标规划[J]. 广东电力, 2018, 31(4): 79-83.
ZHANG Xiudao, CHEN Shumin, WANG Zhimin, et al. Multi objective planning of charging station at urban expressway[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(4): 79-83.
- [9] 王汉华, 陈永进. 电动汽车充电设施接入配电网的最优布点规划[J]. 广东电力, 2018, 31(4): 72-78.
WANG Hanhua, CHEN Yongjin. Optimal layout plan of charging facilities of electric vehicle connected to distribution network[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(4): 72-78.
- [10] 胡泽春, 宋永华, 徐智威, 等. 电动汽车接入电网的影响与利用[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(4): 1-10, 25.
HU Zechun, SONG Yonghua, XU Zhiwei, et al. Impacts and utilization of electric vehicles integration into power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4): 1-10, 25.
- [11] 高赐威, 张亮. 电动汽车充电对电网影响的综述[J]. 电网技术, 2011, 35(2): 127-131.
GAO Ciwei, ZHANG Liang. A survey of influence of electric vehicle charging on power grid[J]. Power System Technology, 2011, 35(2): 127-131.
- [12] 鲁莽, 周小兵, 张维. 国内外电动汽车充电设施发展状况研究[J]. 华中电力, 2010, 23(5): 16-20, 30.
LU Mang, ZHOU Xiaobing, ZHANG Wei. Research on development of charging facilities for electric vehicles at home and abroad[J]. Central China Electric Power, 2010, 23(5): 16-20, 30.
- [13] 徐智威, 胡泽春, 宋永华, 等. 基于动态分时电价的电动汽车充电站有序充电策略[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3638-3646.
XU Zhiwei, HU Zechun, SONG Yonghua, et al. Coordinated charging strategy for PEV charging stations based on dynamic time-of-use tariffs[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3638-3646.
- [14] 严俊, 严凤. 峰谷分时电价背景下的居民电动汽车有序充放电策略[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(15): 128-134.
YAN Jun, YAN Feng. An orderly charging and discharging strategy for residential electric vehicles based on peak-valley electricity tariffs[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(15): 128-134.
- [15] 程杉, 王贤宁, 冯毅焜. 电动汽车充电站有序充电调度的分散式优化[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(1): 39-46.
CHENG Shan, WANG Xianning, FENG Yichen. Decentralized optimization of ordered charging scheduling in electric vehicles charging station[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(1): 39-46.
- [16] 周天沛, 孙伟. 基于充电设备利用率的电动汽车充电路径多目标优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(4): 115-123.
ZHOU Tianpei, SUN Wei. Multi-objective optimal scheduling of electric vehicles for charging route based

- on utilization rate of charging device[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(4): 115-123.
- [17] 陈奇芳, 刘念, 赵天阳, 等. 基于滚动线性规划的光伏充电站自动需求响应[J]. 电网技术, 2016, 40(10): 2967-2974.
CHEN Qifang, LIU Nian, ZHAO Tianyang, et al. Automatic demand response for PV charging station based on receding linear programming[J]. Power System Technology, 2016, 40(10): 2967-2974.
- [18] 李睿雪, 胡泽春. 电动公交车光储充电站日运行随机优化策略[J]. 电网技术, 2017, 41(12): 3772-3779.
LI Ruixue, HU Zechun. Stochastic optimization strategy for daily operation of electric bus charging station with PV and energy storage[J]. Power System Technology, 2017, 41(12): 3772-3779.
- [19] 王睿娟, 程杉. 基于多时间尺度的电动汽车光伏充电站联合分层优化调度[J]. 电力科学与工程, 2019, 35(3): 15-22.
WANG Ruijuan, CHENG Shan. Joint hierarchical optimal scheduling for multiple PV-assisted EV charging stations based on multi-time scale[J]. Electric Power Science and Engineering, 2019, 35(3): 15-22.
- [20] YAN Q, ZHANG B, KEZUNOVIC M. Optimized operational cost reduction for an EV charging station integrated with battery energy storage and PV generation[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2019, 10(2).
- [21] CAMACHO E F, BORDONS C. Model predictive control[M]. New York, USA: Springer-Verlag, 2004: 14-31.
- [22] 董雷, 陈卉, 蒲天骄, 等. 基于模型预测控制的主动配电网多时间尺度动态优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4609-4616.
DONG Lei, CHEN Hui, PU Tianjiao, et al. Multi-time scale dynamic optimal dispatch in active distribution network based on model predictive control[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4609-4616.
- [23] ROCKAFELLA R T, URYASEV S. Optimization of conditional value-at-risk[J]. Journal of Risk, 2000, 2(3): 21-41.
- [24] 王海冰, 王承民, 张庚午, 等. 考虑条件风险价值的两阶段发电调度随机规划模型和方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(24): 6838-6848.
WANG Haibing, WANG Chengmin, ZHANG Gengwu, et al. Two-stage stochastic generation dispatching model and method considering conditional value-at-risk[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(24): 6838-6848.
- [25] 周博, 吕林, 高红均, 等. 多虚拟电厂日前鲁棒交易策略研究[J]. 电网技术, 2018, 42(8): 2694-2703.
ZHOU Bo, LÜ Lin, GAO Hongjun, et al. Robust day-ahead trading strategy for multiple virtual power plants[J]. Power System Technology, 2018, 42(8): 2694-2703.
- [26] 张钦, 王锡凡, 王建学, 等. 电力市场下需求响应研究综述[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 97-107.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-107.
- [27] 卫志农, 陈好, 黄文进, 等. 考虑条件风险价值的虚拟电厂多电源容量优化配置模型[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(4): 39-46.
WEI Zhinong, CHEN Yu, HUANG Wenjin, et al. Optimal allocation model for multi-energy capacity of virtual power plant considering conditional value-at-risk[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 39-46.
- [28] GROWE-KUSKA N, HEITSCH H, ROMISCH W. Scenario reduction and scenario tree construction for power management problem[C] // IEEE Bologna Power Tech Conference, June, 2003, Bologna, Italy: 23-26.
- [29] LEE T K, BAREKET Z, GORDON T, et al. Stochastic modeling for studies of real-world PHEV usage: driving schedule and daily temporal distributions[J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2012, 61(4): 1493-1502.
- [30] 国家电网. 江苏省工业用电峰谷分时销售电价表[EB/OL]. http://www.js.sgcc.com.cn/html/main/col2747/2018-06/19/20180619081112337497603_1.html.

收稿日期: 2019-07-03; 修回日期: 2019-08-19

作者简介:

阎怀东(1967—), 男, 通信作者, 硕士研究生, 高级工程师, 研究方向为电力系统稳定与控制。E-mail: 153847426@qq.com

(编辑 魏小丽)