

规模化电动汽车和风电协同调度的机组组合问题研究

汪春¹, 吴可², 张祥文¹, 孙海顺², 张聪², 许晓慧¹

(1. 中国电力科学研究院, 北京 100192; 2. 强电磁工程与新技术
国家重点实验室(华中科技大学), 湖北 武汉 430074)

摘要: 基于电动汽车通过集中控制器与电网交互的模式, 考虑集中控制器所辖区域电动汽车负荷每个调度时段的可控特性, 提出将集中控制器充电负荷作为机组组合模型的控制变量。通过蒙特卡洛抽样模拟电动汽车并网场景, 计算集中控制器的可调度上限值和下限值, 建立了规模化电动汽车与风电协同调度的机组组合模型。算例分析结果表明了应用提出的机组组合模型提高风电消纳能力和降低系统运行成本的有效性。

关键词: 电动汽车集中控制器; 风力发电; 协同调度; 机组组合; 可调度容量

Unit commitment considering coordinated dispatch of large scale electric vehicles and wind power generation

WANG Chun¹, WU Ke², ZHANG Xiangwen¹, SUN Haishun², ZHANG Cong², XU Xiaohui¹

(1. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China; 2. State Key Laboratory of Advanced Electromagnetic Engineering and Technology, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Assuming that all electric vehicles integrated to the grid are managed by aggregators, this paper proposes that the charging load of each EV aggregator can be dispatched within the unit commitment model taking the controllability of the charging of EVs at each dispatched time period into consideration. This can be accomplished by assessing the upper and lower limit of charging load of each EV aggregator based on the grid connected EVs scenarios simulation using Monte Carlo method. A unit commitment (UC) model is proposed for optimal coordination of wind power generation and charging load of EV aggregators. Cases study show that with the proposed UC model the wind abandon can be decreased as well as the cost of operation effectively.

Key words: EV aggregator; wind power generation; coordinated dispatch; unit commitment; scheduling capacity

中图分类号: TM614 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2015)11-0041-08

0 引言

机组组合(Unit commitment, UC)问题是电网日前调度的内容。对于传统机组组合问题, 调度中心根据负荷预测曲线, 以机组运行成本最低为目标来制定机组的开机计划; 当考虑风电的出力不确定性时, 调度中心则需要根据负荷预测曲线和风电预测曲线来制定火电机组的开机计划, 同样是以火电机组运行成本最低为目标, 系统的备用容量需求则与风电出力的预测精度有关^[1-2]。

当电网接入大规模 EV 时, 若将 EV 作为纯负荷与传统负荷叠加进行机组组合安排会使机组成本大幅

增加。实际上大多数 EV 在一天中 96%的时间里是空闲的^[3-4], 假定电动汽车充电设施条件具备, 大量并网的电动汽车具有良好的可控性, 可以参与电网调度, 辅助电网提高风电接纳能力, 降低系统运行成本, 提高供电可靠性^[5-9]。因此, 含大规模 EV 的电力系统机组组合成为热点研究问题。已有的研究工作中, 文献[10]在 UC 目标函数中加入了电池电荷状态的罚函数来一定程度上反应 EV 用户的需求, 文献[11]以发电机组的运行成本和二氧化碳排放量加权 and 最小化为目标函数, 分别计及了电动汽车的电池消耗及对环境的影响; 文献[11-12]考虑入网 EV 运用 V2G 技术, 文献[11]把每时段内充放电的 EV 数量作为可优化调度变量, 文献[12]假设 EV 的充电需求都由新能源提供。对于含大规模 EV 和风电的 UC 问题, 则大多按负荷跟踪出力的方式来使 EV 负荷与风电出力相协调, 文献[13]

建立了包含电动汽车充、放、耗电约束的风电电动汽车协同利用模型, 其中将风电并网容量的一定比例作为风电有功出力预测误差导致的备用容量需求, 以电动汽车充放电功率、风电出力、机组出力为控制对象; 文献[14]则从绿色环保的角度建立了电网碳排放计算模型, 分析了电动汽车与风电协同调度的碳减排效益。

上述研究工作大多假定调度中心直接与每辆 EV 进行通信并对其充电进行控制, 但随着 EV 规模的扩大, 某一调度区域内 EV 数量可达数十万辆, 由调度中心直接读取单台 EV 的行驶数据并对其进行充电安排在实际中也缺乏可行性, 因此考虑把某区域内的 EV 通过集中控制器(agggregator)与电网进行交互, 是一种比较合理的模式^[15-16]。

基于电动汽车集中管理器模式, 常规机组组合的思路是调度中心接受集中管理器日前预测电动汽车负荷, 并根据系统常规日负荷和风电出力预测确定开机方式, 集中管理器则按照预报负荷控制所辖区域电动汽车充放电。而鉴于电动汽车负荷可控性, 本文提出电动汽车集中管理器不仅向调度中心上报日前预测电动汽车负荷, 同时根据所辖区域电动汽车出行规律和用户充电需求评估充电负荷可控特性, 提出每一调度时段的可调度负荷范围。这样, 每个 EV 集中管理器的负荷成为机组组合模型中的待求变量, 一旦调度通过机组组合给出充电负荷指令, 集中管理器按照调度指令控制所辖区域电动汽车。

本文首先阐述了 EV 集中控制器与电网的交互模式, 然后以 EV 集中控制器充电负荷、风电出力、机组出力为控制变量, 考虑 EV 负荷可调度范围、用户充电需求、机组侧等相关约束, 建立了 EV 集中控制器与风电协同调度的机组组合数学模型; 其中 EV 负荷的可调度范围根据可调度容量的概念进行评估。最后通过算例分析对比了不同 EV 充电控制策略下电力系统机组最优组合结果。

1 电动汽车-风电协同调度的 UC 模型

1.1 电动汽车集中控制器与电网交互模式

作为电动汽车和电网的接口, EV 集中控制器将承担服务电网和用户的双重职责。其与电网和电动汽车的交互模式如图 1 所示。

图 1 中, EV 集中控制器收集其辖区内的电动汽车用户需求、出行习惯、行驶数据等信息, 对辖区内的电动汽车充电负荷进行预测, 并评估其可调度范围; 调度中心整合传统负荷预测信息、风电预测信息以及 EV 集中控制器上传的 EV 负荷预测信息及可调度范围, 对机组出力、风电出力以及 EV 集中控制器充电负荷进行优化调度, EV 集中控制器充电负荷优化结

果作为指令下达给每个 EV 集中控制器, EV 集中控制器收到指令后控制其辖区内的每辆电动汽车充电来满足该调度指令。

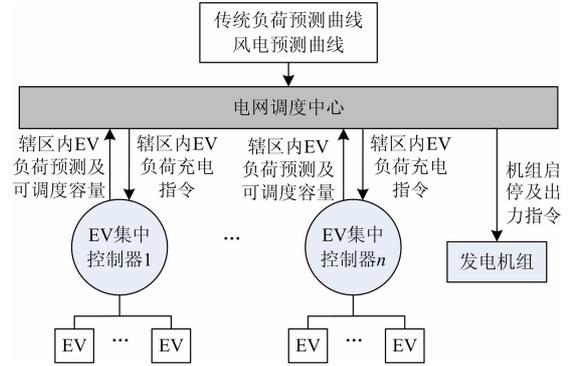


图 1 电动汽车集中控制器与电网交互模式

Fig. 1 Interaction mechanism framework of EV aggregator and power grid

1.2 目标函数

由于风电具有清洁经济等特点, 在《可再生能源法》中已确定了对可再生能源全额上网的扶持政策^[17], 因此本模型中不考虑风电的出力成本, 优化目标为火电机组运行成本(燃料成本与启动成本之和)最小。

$$\min F(P_i^t, u_i^t) = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_g} [C_i^t(P_{Gi}^t)u_i^t + S_i^t(x_i^{\text{off}}, u_i^t, u_i^{t-1})] \quad (1)$$

式中: P_{Gi}^t 为第 i 台发电机组第 t 时段的出力; u_i^t 为第 i 台发电机组第 t 时段的状态, 当其处于运行状态时为 1, 否则为 0; x_i^{off} 为第 i 台发电机组第 t 时段连续停机时间; C_i^t 为第 i 台发电机组第 t 时段的燃料成本函数; S_i^t 为第 i 台发电机组第 t 时段的启动成本函数; N_g 为发电机组总数; $T=24$, 为总优化时段。

发电机组燃料成本和启动成本分别如式(2)、式(3)所示。

$$C_i^t(P_i^t) = a_i(P_{Gi}^t)^2 + b_i P_{Gi}^t + c_i \quad (2)$$

$$S_i^t(x_i^{\text{off}}, u_i^t, u_i^{t-1}) = \begin{cases} S_{ih}^t, T_i^{\text{off}} < x_i^{\text{off}} \leq (T_i^{\text{off}} + T_i^c) \text{ 且 } u_i^t - u_i^{t-1} = 1 \\ S_{ic}^t, x_i^{\text{off}} > (T_i^{\text{off}} + T_i^c) \text{ 且 } u_i^t - u_i^{t-1} = 1 \\ 0, \text{ 其他} \end{cases} \quad (3)$$

式中: a_i, b_i, c_i 为第 i 台发电机组燃料成本系数; S_{ih}^t 为第 i 台发电机组的热启动成本; S_{ic}^t 为第 i 台发电机组的冷启动成本; T_i^{off} 为第 i 台发电机组的最小允许停机时间; T_i^c 为第 i 台发电机组的冷启动时间。

1.3 约束条件

(1) 负荷平衡约束

负荷平衡约束如式(4)所示。

$$\sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^t + P_W^t = P_{LD}^t + \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^t \quad (4)$$

式中: P_{LD}^t 为第 t 时段电力系统的常规负荷水平; P_W^t 为第 t 时段风电机组出力; P_{Aggj}^t 为第 t 时段第 j 个 EV 集中管理器的充电负荷指令值; P_{Gi}^t 、 P_W^t 、 P_{Aggj}^t 是模型的控制对象。

(2) 机组出力上下限约束

机组出力上下限约束如式(5)所示。

$$u_i^t P_{Gi}^{\min} \leq P_{Gi}^t \leq u_i^t P_{Gi}^{\max} \quad (5)$$

式中, P_{Gi}^{\min} 和 P_{Gi}^{\max} 为机组 i 的最小和最大出力。

(3) 旋转备用约束

旋转备用约束要考虑风电预测误差所带来的额外的备用需求, 如式(6)所示。

$$\sum_{i=1}^{N_g} u_i^t P_{Gi}^{\max} - \sum_{i=1}^{N_g} P_{Gi}^t \geq R^t + K_W c_{ft} P_{Wind} \quad (6)$$

式中: R^t 为 t 时段系统旋转备用容量需求; K_W 为风电有功出力预测误差对系统备用的需求百分数; c_{ft} 为 t 时段风电容量因数; P_{Wind} 为风电装机容量。

(4) 发电机组启停时间约束

发电机状态从开机到停机时, 约束如式(7)。

$$(x_i^{\text{on}t} - T_i^{\text{on}})(u_i^t - u_i^{t+1}) \geq 0 \quad (7)$$

发电机状态从停机到开机时, 约束如式(8)。

$$(x_i^{\text{off}t} - T_i^{\text{off}})(u_i^{t+1} - u_i^t) \geq 0 \quad (8)$$

式中: $x_i^{\text{on}t}$ 为第 i 台发电机组在第 t 时段连续运行的时间; T_i^{on} 为第 i 台发电机组的最小开机时间。

(5) 爬坡约束

火电机组爬坡约束如式(9)所示。

$$-P_{Gi}^{\text{down}} \leq P_{Gi}^t - P_{Gi}^{t-1} \leq P_{Gi}^{\text{up}} \quad (9)$$

式中, P_{Gi}^{up} 、 P_{Gi}^{down} 分别为机组 i 的功率上升量限制和功率下降量限制。

(6) 风电出力约束

风电出力是本模型控制对象之一, 其出力约束如式(10)所示。

$$0 \leq P_W^t \leq c_{ft} P_{Wind} \quad (10)$$

(7) 电动汽车用户充电能量需求约束

电动汽车用户充电能量需求约束是为了保证 EV 集中控制器有足够的能量来满足各个 EV 的充电需求, 如式(11)所示。

$$\sum_{t=1}^T P_{Aggj}^t = \sum_{t=1}^T P_{Aggj-\text{pre}}^t \quad (11)$$

式中, $P_{Aggj-\text{pre}}^t$ 为第 j 个电动汽车集中控制器在第 t 时刻的充电负荷的预测值, 该值由 EV 集中控制器对其辖区内的电动汽车进行负荷预测得到。该式表示, EV 集中控制器整个调度时段内的充电负荷总量在优化后应与充电负荷预测值总量相等, 以此来保证 EV 集中控制器在被优化调度后依然能有足够的供电量来满足其辖区内的 EV 进行充电。

(8) EV 集中控制器充电负荷上下限约束

EV 集中控制器充电负荷是本模型中控制对象, 其控制范围如式(12)所示。

$$P_{Aggj-\text{pre}}^t + P_{Aggj-\text{down}}^t \leq P_{Aggj}^t \leq P_{Aggj-\text{pre}}^t + P_{Aggj-\text{up}}^t \quad (12)$$

式中, $P_{Aggj-\text{up}}^t$ 、 $P_{Aggj-\text{down}}^t$ 分别为第 j 个电动汽车集中控制器在第 t 时刻的可上调容量和可下调容量, $P_{Aggj-\text{up}}^t$ 为正值, $P_{Aggj-\text{down}}^t$ 为负值, 由可调度容量的计算方法得到。

(9) EV 集中控制器充电负荷分配比例约束

如果 $\sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^t - \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj-\text{pre}}^t \geq 0$, 即第 t 时刻需要

对 EV 集中控制器的充电负荷预测值进行上调, 则各 EV 集中控制器按照上调容量大小进行比例分配, 应满足

$$\frac{P_{Aggj}^t - P_{Aggj-\text{pre}}^t}{\sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^t - \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj-\text{pre}}^t} = \frac{P_{Aggj}^{\max} - P_{Aggj-\text{pre}}^t}{\sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^{\max} - \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj-\text{pre}}^t} \quad (13)$$

同理, 如果 $\sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^t - \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj-\text{pre}}^t < 0$, 即第 t 时刻

需要对 EV 集中控制器的充电负荷预测值进行下调, 则各 EV 集中控制器按照下调容量大小进行比例分配, 应满足

$$\frac{P_{Aggj}^t - P_{Aggj-\text{pre}}^t}{\sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^t - \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj-\text{pre}}^t} = \frac{P_{Aggj}^{\min} - P_{Aggj-\text{pre}}^t}{\sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj}^{\min} - \sum_{j=1}^{N_{Agg}} P_{Aggj-\text{pre}}^t} \quad (14)$$

式(1)~式(14)组成的优化模型为非线性混合整数规划问题。本文采用 YALMIP 建模软件在 Matlab 中进行模型的搭建, 调用 CPLEX 求解器进行计算。为便于求解, 对模型的目标函数及约束条件进行部分线性化^[18]。

2 EV 集中控制器可调度范围计算方法

按照本文所提出的机组组合模型, 每个 EV 集中控制器需要预测所辖区电动汽车充电负荷及可调度范围。其中, 电动汽车充电负荷预测已有较多研究, 一种方法是基于辖区电动汽车规模及出行规律通过随机

模拟构建 EV 并网场景, 然后考虑不同的充电策略如无序充电和智能充电, 得到电动汽车充电计划以及负荷预测曲线^[19]。

基于上述随机模拟的充电计划, 考虑到 EV 负荷充电时间往往小于其并网时间, 因此在满足每个电动汽车个体充电需求的前提下, 对于正在充电的 EV 负荷, 可将其切除出电网作为可下调容量, 对于没有充电的 EV 负荷, 可将其并入电网作为可上调容量。因此每个电动汽车集中管理器可以基于场景模拟和电动汽车负荷预测, 根据其辖区电动汽车可控性, 评估其在每个调度时段可接受的负荷调节范围。

计算可调度范围需要确定可上调容量和可下调容量。首先需要对每一辆电动汽车的可控性进行判断, 电动汽车可控性通过以下两个判据判断:

$$t_0 \leq t < t_d \quad (15)$$

$$\begin{cases} S_{OC-need}^i - S_{OC}^i < \frac{((t_d - t) \times \Delta T \times P_{Ci}) \times \eta}{C^i} \times 100 \\ S_{OC}^i \leq 100 \end{cases} \quad (16)$$

式(15)为并网判据, t_0 为 EV 并网时刻, t_d 为 EV 离网时刻。该判据不成立, 表示电动汽车未接入电网, 即不可控。

式(16)为充电要求判据, $S_{OC-need}^i$ 为用户的期望电量, S_{OC}^i 为电池的当前电量, ΔT 为调度模拟的时间间隔, P_{Ci} 为 EV 的充电功率, η 为充电效率, C^i 表示电池容量。若该判据成立, 说明即使此调度时段该辆 EV 不充电, 也能够用户在离开时满足用户的需求, 所以该辆 EV 在该时刻可以选择充电或者不充电, 即可控。若不成立则说明只有从当前时刻开始连续充电直到用户离开, 才有可能满足用户的需求, 所以该辆 EV 在该时刻必须充电, 即不可控。

同时满足上述两个判据的电动汽车才具有可控性, 即该电动汽车可以根据电网需要进行充电或者停止充电。可调度容量具体计算步骤如图 2 所示。

3 算例分析

3.1 算例数据

本文以 10 机系统为例, 系统参数参考文献[18], 具体数据见附录。给定系统旋转备用容量需求 R^i 为系统容量的 10%。风电容量因数 c_{fi} 参考 2009 年冬季山东电网的数据选取, 风电备用需求 K_w 设定为 20%^[20]。

假设该调度区域内设置了 5 个电动汽车集中控制器, 每个集中控制器中含有 2 万辆电动汽车, EV 集中控制器内的电动汽车负荷预测参考文献[19]的模型, 采用蒙特卡洛抽样进行电动汽车并网场景模拟。参照美国 2001 年交通部统计的家庭车辆行驶调查数

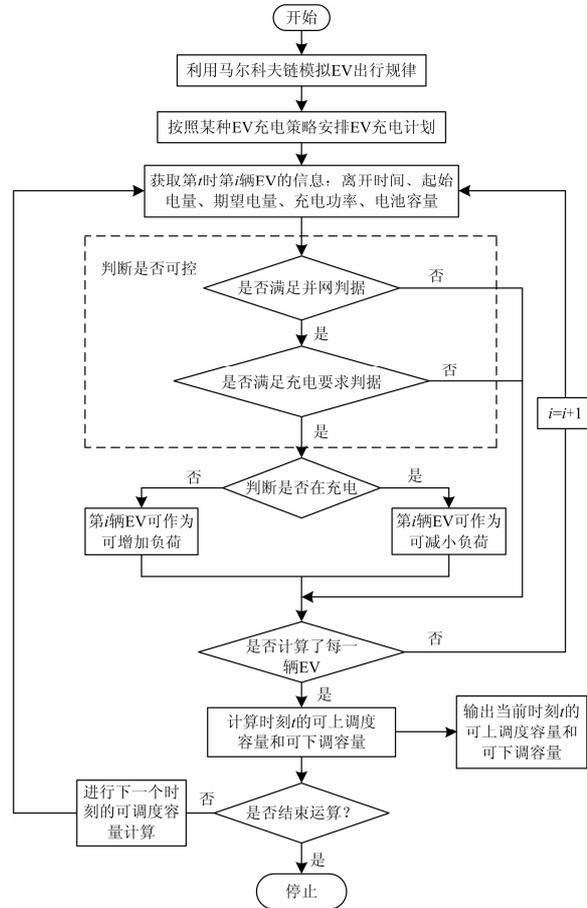


图 2 可调度容量计算流程

Fig. 2 Calculation process of scheduling capacity

据(National Household Travel Survey, NHTS)对用户出行规律进行统计拟合, 假设用户最后一次回家之后并入电网, 第 2 天离开时从电网断开, 当 EV 电量小于一定值时用户才会选择充电, 本文设置起始荷电状态 S_{OC-r0}^i 为服从(20~50)的截断正态分布, 期望值为 40, 均方差为 12。用户并网时会设定期望荷电状态, 本文统一取 $S_{OC-need}^i = 80$ 。EV 采取慢速充电模式, 充电功率 P_{Ci} 为服从(3~4 kW)均匀分布。EV 采用统一型号的电池, 电池容量取 $C^i = 60$ kW。充电效率取 $\eta = 95\%$ 。

3.2 算例场景

为说明计及电动汽车可控性时能有效降低机组运行成本, 对比了下述三种含 EV 的机组组合模型的求解结果。

模型 1: 无序充电方式, EV 集中控制器模拟辖区 EVs 并网场景, 对电动汽车充电负荷进行预测, 作为不可控负荷接入 UC 模型中。

模型 2: 智能充电方式下, EV 集中控制器模拟辖区 Evs 并网场景, 以平滑区域负荷曲线为目标, 做出充电安排以及预测负荷, 作为不可控负荷接入 UC 模

型中。

模型3: 即本文提出的 UC 模型, 基于模型2 所模拟的电动汽车充电安排及负荷曲线, EV 集中控制器同时评估充电负荷可调度范围。

3.3 算例结果

考虑不同风电装机容量, 以上三种 UC 模型得到的机组运行总成本、燃料成本和开机成本如表1 所示。

表1 三种含 EV 的机组组合模型结果比较

Table 1 Comparison of three UC models with EVs

风电装机容量/MW	机组运行成本/\$	模型	模型2	模型3
500	总成本	536	534 490	529 168
	燃料成本	530	528 542	523 743
	开机成本	6022	5 948	5 425
1 000	总成本	453	452 180	44 8611
	燃料成本	446	447 122	442 788
	开机成本	6	5 058	5 823
2 000	总成本	314	309 225	302 471
	燃料成本	308	304 118	297 959
	开机成本	6	5 107	4 512
3 000	总成本	222	215 771	207 210
	燃料成本	208	194 324	186 140
	开机成本	14	21 447	21 070
4 000	总成本	181	177 628	174 507
	燃料成本	168	164 407	161 806
	开机成本	12	13 221	12 701

可以看出, 随着风电装机容量的增加, 有更多的火电被风电所替代, 因此机组运行总成本在三种 UC 模型下都随风电装机容量的增加而下降; 采用本文提出的电动汽车与风电协同调度 UC 模型时, 机组总成本下降的幅度最大, 这是因为通过对 EV 集中控制器负荷的协调控制, EV 负荷在一定程度上跟踪了风电的出力, 常规机组的出力减少, 从而降低了成本。

在同一风电装机容量(2 500 MW)下, 不同 UC 模型下火电和风电机组出力情况如图3 所示。

从图3 中可以看出电动汽车采用无序充电模式增加了电网峰值负荷, 火电机组最低出力成为风电接入电网的限制因素, 在负荷低谷时段产生了一定程度的弃风, 导致风电利用率下降。当采用智能充电模式时, EV 在低负荷和风电大出力时段充电, 从而减小了弃风量, 提高了风电利用率, 模型2 和模型3 的结果验证了这一点。比较而言, 模型3 比模型2 的应用更能提高风电接入水平, 这主要是因为模型2 只考虑到了其辖区内的负荷并对其进行平滑处理, 而模型3 则是对整个调度区域内的负荷进行平滑处理, 其削峰填谷的效果更加明显。

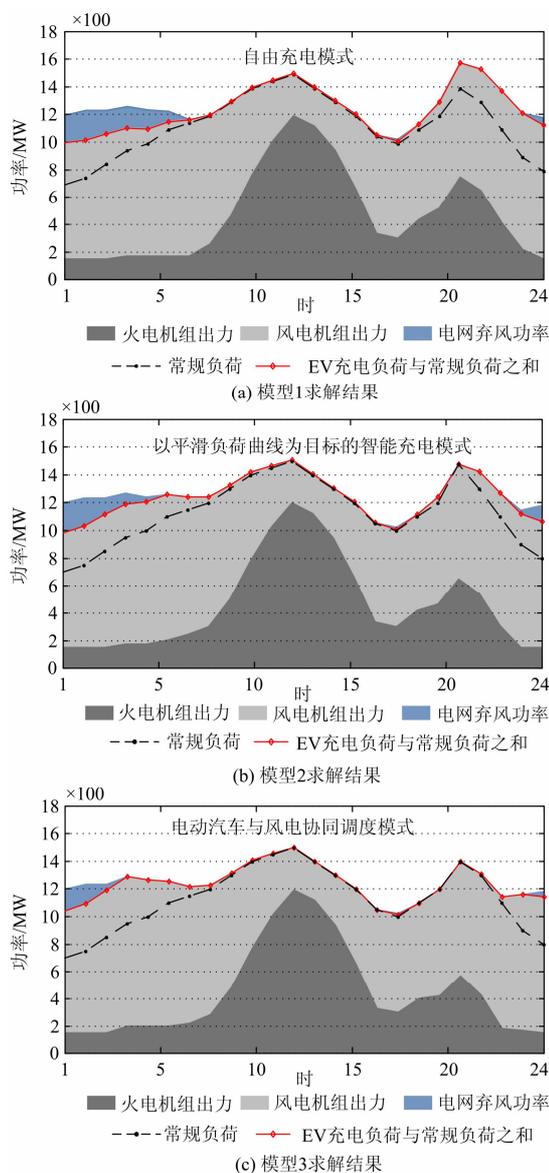


图3 三种含 EV 的机组组合模型求解结果

Fig. 3 Results of three UC models with EVs

在电动汽车与风电协同调度模式中, 电网对 EV 集中控制器的充电负荷进行优化, 优化结果作为指令下发给 EV 集中控制器, 三种模型给出的 EV 集中控制器的充电负荷曲线如图4 所示。

可以看到, 有一部分电动汽车充电负荷从傍晚的高峰期挪到了夜间的低谷期。由于本文模型中约束条件(9)限制了各 EV 集中控制器的可调度容量是按比例调度的, 因此图4(b)中“—”与图4(a)中“—”总体趋势相同。

在风电无须为其一次能源付费的前提下, 相同负荷水平和电动汽车数量的电网中增加风电装机容量, 必然使得一部分火电机组被代替而退出运行。表2 列

出了随着风电装机容量的增加,在三种 UC 模型下的风电利用率和风电电量占比。

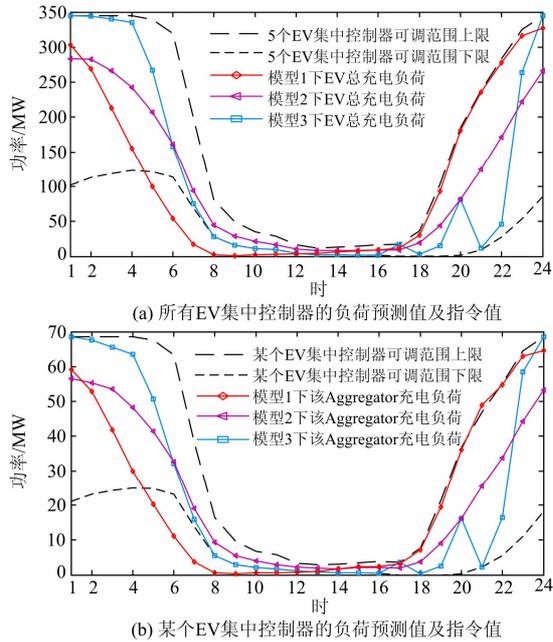


图 4 三种 UC 模型的 EV 集中控制器充电负荷曲线

Fig. 4 EV aggregator charging loads by three different UC models

表 2 不同风电装机容量下三种 UC 模型的风电利用率和风电电量占比

Table 2 Utilization rate and proportion of wind power with three UC models at different wind power capacity

风电装机容量/ MW	模型 1		模型 2		模型 3	
	风电利 用率	风电电 量占比	风电利 用率	风电电 量占比	风电利 用率	风电电 量占比
1 500	1.000 0	0.392 4	1.000 0	0.392 4	1.000 0	0.392 4
2 000	0.966 4	0.505 6	0.977 6	0.511 5	0.989 0	0.517 4
2 500	0.946 6	0.619 0	0.957 9	0.626 4	0.980 1	0.640 9
3 000	0.874 9	0.686 6	0.923 1	0.724 4	0.939 8	0.737 5
3 500	0.790 5	0.723 7	0.798 9	0.731 4	0.828 3	0.758 3
4 000	0.740 4	0.774 6	0.743 2	0.777 6	0.746 7	0.781 3

附录

附表 1 10 机系统机组参数

Table 1 Parameters of 10-generator system

机组	P_{Gi}^{max} / MW	P_{Gi}^{min} / MW	$a_i / (\$ \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h})^{-1})$	$b_i / (\$ \cdot (\text{MW}^2 \cdot \text{h})^{-1})$	$c_i / (\$ \cdot \text{h}^{-1})$
1	455	150	0.000 48	16.19	1 000
2	455	150	0.000 31	17.26	970
3	130	20	0.002 00	16.60	700
4	130	20	0.002 11	16.50	680
5	162	25	0.003 98	19.70	450
6	80	20	0.007 12	22.26	370
7	85	25	0.000 79	27.74	480
8	55	10	0.004 13	25.92	660
9	55	10	0.002 22	27.27	665
10	55	10	0.001 73	27.79	670

从表 2 中可以看出,风电装机容量小于 1 500 MW 时,由于没有富余的风电,电网为零弃风状态,三种 UC 模型下风电弃风率和风电电量占比是一样的;当风电装机容量大于 2 000 MW 时,开始出现弃风,且风电电量占比达到了 50%以上,UC 模型 1(EV 无序充电)产生的弃风最多而风电电量占比最小,UC 模型 3(EV 与风电协同调度)产生的弃风最少而风电电量占比最大;随着风电装机容量的增加,三种 UC 模型的风电利用率都逐渐降低,但由于风电装机容量增大了,因此风电出力是增加的,故而风电电量占比是上升的趋势。

4 结论

利用电动汽车的可控性辅助电网接纳可再生能源接入是电动汽车与电网交互应用的热点研究问题,规模化电动汽车通过集中控制器与电网进行交互是一种合理可行的模式。

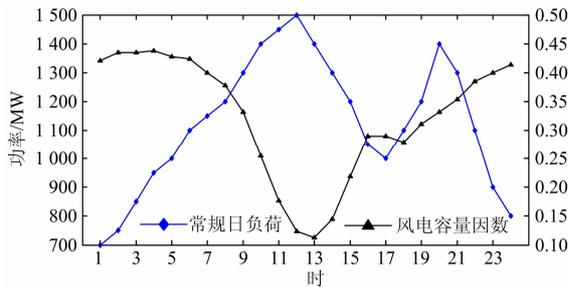
电动汽车集中控制器参与电网机组组合的常规思路是预报电动汽车负荷,调度安排开机方式满足其负荷要求。本文鉴于电动汽车可控特性,提出将集中控制器的充电负荷作为控制变量参与含风电的机组组合问题,集中控制器确定预报负荷及其可调节范围,调度安排开机方式、风电出力以及集群控制器充电指令,使得系统运行成本最小。电动汽车集中控制器基于 EV 并网场景随机模拟和充电方式预测充电负荷,进而评估每个调度时段的可调节负荷,将电动汽车可控特性引入机组组合。

按照上述思路,本文建立了电动汽车与风电协同调度的机组组合数学模型,介绍了集中控制器充电负荷可调度容量的评估方法,并模拟不同风电并网容量,开展了算例比较研究,研究结果表明了所建立模型在提高风电接纳能力和降低系统运行成本方面的有效性。

附表 2 10 机系统机组参数

Table 2 Parameters of 10-generator system

机组	T_i^{on} / h	T_i^{off} / h	T_i^{init} / h	$S_h^i / (\$ \cdot h^{-1})$	$S_c^i / (\$ \cdot h^{-1})$	T_i^c / h
1	8	8	8	4 500	9 000	5
2	8	8	8	5 000	10 000	5
3	5	5	-5	550	1 100	4
4	5	5	-5	560	1 120	4
5	6	6	-6	900	1 800	4
6	3	3	-3	170	340	2
7	3	3	-3	260	520	2
8	1	1	-1	30	60	0
9	1	1	-1	30	60	0
10	1	1	-1	30	60	0



附图 1 常规日负荷曲线和风电场容量因数

Fig. 1 Conventional daily load curve and capacity factors of wind farms

参考文献

- [1] 孟杰, 李庚银. 含风光电站的电力系统动态经济调度[J]. 电网与清洁能源, 2013, 29(11): 70-75.
MENG Jie, LI Gengyin. Dynamic economical dispatch for power system containing wind power and photovoltaic power[J]. Power System and Clean Energy, 2013, 29(11): 70-75.
- [2] 华文, 徐政. 包含风电场的发电系统可靠性研究[J]. 高压电器, 2010, 46(12): 36-40.
HUA Wen, XU Zheng. Reliability assessment of generation systems containing wind farm[J]. High Voltage Apparatus, 2010, 46(12): 36-40.
- [3] 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.
- [4] 王锡凡, 邵成成, 王秀丽, 等. 电动汽车充电负荷与调度控制策略综述[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(1): 1-10.
WANG Xifan, SHAO Chengcheng, WANG Xiuli, et al. Survey of electric vehicle charging load and dispatch control strategies[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(1): 1-10.
- [5] YU D, LIANG J, HAN X, et al. Profiling the regional wind power fluctuation in China[J]. Energy Policy, 2011, 39(1): 299-306.
- [6] YU D, HAN X, ZHAO J. A method to assess the regional wind power fluctuation based on the meteorological observing system[J]. International Journal of Green Energy, 2010, 7(5): 516-529.
- [7] 于大洋, 韩学山, 梁军, 等. 基于 NASA 地球观测数据库的区域风电功率波动特性分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(5): 77-81.
YU Dayang, HAN Xueshan, LIANG Jun, et al. Study on the profiling of china's regional wind power fluctuation Using GEOS-5 data assimilation system of National Aeronautics and Space Administration of America[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5): 77-81.
- [8] 于大洋, 宋曙光, 张波, 等. 区域电网电动汽车充电与风电协同调度的分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(14): 24-29.
YU Dayang, SONG Shuguang, ZHANG Bo, et al. Synergistic dispatch of PEVs charging and wind power in Chinese regional power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(14): 24-29.
- [9] 戴欣, 袁越, 傅质馨, 等. 用户侧电动汽车放电策略及其经济效益评估[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(6): 55-61.
DAI Xin, YUAN Yue, FU Zhixin, et al. discharge strategy and economic benefits evaluation of electric vehicles in user side[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2013, 25(6): 55-61.
- [10] 赵俊华, 文福拴, 薛禹胜, 等. 计及电动汽车和风电出力不确定性的随机经济调度[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(20): 22-29.
ZHAO Junhua, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Power system stochastic economic dispatch considering

- uncertain outputs from plug-in electric vehicles and wind generators[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(20): 22-29.
- [11] 陆凌蓉, 文福拴, 薛禹胜, 等. 计及可入网电动汽车的电力系统机组最优组合[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(21): 16-20.
LU Lingrong, WEN Fushuan, XUE Yusheng, et al. Unit commitment in power systems with plug-in electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(21): 16-20.
- [12] GAING Z L. Discrete particle swarm optimization algorithm for unit commitment[C] // Power Engineering Society General Meeting, IEEE, 2003.
- [13] 黄海丽, 周扬. 风电电动汽车协同利用对电网风接纳能力的影响[J]. 山东电力技术, 2014(3): 1-7.
HUANG Haili, ZHOU Yang. Impact by synergistic dispatching of the PEV and wind power on the wind power integration in power grid[J]. Shandong Electric Power, 2014(3): 1-7.
- [14] 于大洋, 黄海丽, 雷鸣, 等. 电动汽车充电与风电协同调度的碳减排效益分析[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(10): 14-18.
YU Dayang, HUANG Haili, LEI Ming, et al. CO₂ reduction benefit by coordinated dispatch of electric vehicle charging and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(10): 14-18.
- [15] SHAO C, WANG X, DU C, et al. Cooperative dispatch of wind generation and electric vehicles with battery storage capacity constraints in SCUC[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(5): 2219-2226.
- [16] 李牧青, 宋依群, 严正, 等. 电动汽车代理商的博弈竞争模型和算法研究[J]. 电网技术, 2014, 38(6): 1512-1517.
LI Muqing, SONG Yiqun, YAN Zheng, et al. Research on game model and algorithm for electric vehicle aggregations[J]. Power System Technology, 2014, 38(6): 1512-1517.
- [17] 吴小珊, 张步涵, 袁小明, 等. 求解含风电场的电力系统机组组合问题的改进量子离散粒子群优化方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(4): 45-52.
WU Xiaoshan, ZHANG Buhan, YUAN Xiaoming, et al. Solutions to unit commitment problems in power systems with wind farms using advanced quantum-inspired binary PSO[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(4): 45-52.
- [18] CARRIÓN M, ARROYO J M. A computationally efficient mixed-integer linear formulation for the thermal unit commitment problem[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(3): 1371-1378.
- [19] 张聪, 许晓慧, 孙海顺, 等. 基于自适应遗传算法的规模化电动汽车智能充电策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(14): 19-24.
ZHANG Cong, XU Xiaohui, SUN Haishun, et al. Smart charging strategy of large-scale electric vehicles based on adaptive genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(14): 19-24.
- [20] 宋豪, 宋曙光, 王超, 等. 抽水蓄能电站对山东电网风接纳能力的影响[J]. 山东大学学报: 工学版, 2011, 41(5): 138-142.
SONG Hao, SONG Shuguang, WANG Chao, et al. Impacts of the pumped storage power station on the wind generation integration capability of the Shandong Power Grid[J]. Journal of Shandong University: Engineering Science, 2011, 41(5): 138-142.

收稿日期: 2015-01-11

作者简介:

汪春(1983-), 男, 硕士, 工程师, 主要从事水电、火电以及新能源发电方向的研究工作;

吴可(1990-), 女, 硕士研究生, 主要从事规模化电动汽车与电网交互机理方面的研究工作; E-mail: wuke49@qq.com

张祥文(1980-), 男, 硕士, 高工, 主要从事变电站自动化以及新能源发电方向的研究工作。

(编辑 姜新丽)