

考虑电网需求匹配度的多EV聚合商需求响应削峰优化建模

杨景旭,李钦豪,张勇军,姚蓝霓

(华南理工大学 电力学院 智慧能源工程技术研究中心,广东 广州 510640)

摘要:针对电动汽车(EV)参与需求响应(DR)以解决配电网峰荷加剧问题时出现的电动汽车聚合商(EVA)响应量与电网需求量不匹配的问题,提出了考虑电网需求匹配度的DR机制,以实现较为灵活和精准的DR。提出考虑电网需求的DR机制流程,对电网响应用户需求量和EVA响应能力进行评估,并提出满足比和用户参与率用于评估多EVA的响应程度,基于此建立欠响应和过响应约束模型;提出考虑补偿电价的EVA用户响应概率模型;提出申报匹配度用于反映EVA申报量与电网需求量的匹配程度,并基于此建立多EVA响应量申报机制和激励电价报价机制;提出响应匹配度以反映EVA完成申报任务的程度,从而提出考虑各EVA响应情况和总体削峰效果的激励电价调整机制,将其作为EVA没有完成响应任务时的惩罚手段;建立各方参与DR的净收益模型,提出DR综合目标,并基于粒子群优化算法对电网公司和EVA决策进行优化。通过算例仿真验证了所提决策优化方法和多EVA参与的DR模型的有效性。

关键词:需求响应;电动汽车;申报机制;多聚合商;匹配度;削峰

中图分类号:TM 732;U 469.72

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202107006

0 引言

随着电动汽车EV(Electric Vehicle)规模的不断增大,当大量EV集中在负荷高峰时段充电时,电网的安全运行面临着越来越大的风险。为了对数量庞大且分布零散的EV负荷进行聚合和优化管理,一个配电区域集群EV的调度往往需要多个电动汽车聚合商EVA(Electric Vehicle Aggregator)共同参与。在通过需求响应(DR)实现配电网负荷削峰的过程中,电网公司和EVA的合作机制和决策优化将对双方的收益和需求响应效果产生很大的影响^[1]。

在需求响应实施过程中,EVA对EV的充电调度主要分为电价型和激励型2种方式。目前,已有较多关于电价型需求响应的研究,文献[2-3]提出了基于动态分时电价的充电策略,实现了充电负荷削峰填谷,降低了用户的充电成本,但由用户自主响应,增加了需求响应实施的不确定性;文献[4]提出了一种基于分时电价的EV混合型需求响应策略,可以降低电网投资成本、负荷峰谷差,同时考虑了用户响应的不确定性;文献[5]以实现最小化用户费用和平抑负荷波动为目的提出了电价型需求响应策略。由上述文献可知,电价型需求响应的响应方式灵活,用户可自愿选择是否参与,所以这种机制具有较高

的不确定性,负荷波动较大,很难保证用户的响应量与电网的需求量相匹配,欠响应、过响应问题频现。

关于EV参与的激励型需求响应,文献[6]分析了EV充电负荷与经济激励间的关系,提出了计及激励型需求响应的EVA在实时电力市场中的最优充电调度模型;文献[7]刻画了EV用户收益度与响应行为间的不确定映射关系,获得了EV用户对需求响应策略的接受度,从而确定不同响应情景下的EV负荷及其概率分布;文献[8]指出供电侧在兼顾需求侧利益的同时,仍需基于消费心理考虑用户响应的不确定性,否则会使需求响应失去灵活性,从而偏离实际的响应目标,此外还指出,激励型需求响应一般以合同形式约定用户权利、义务,往往以实施方的角度进行直接负荷控制^[9],旨在满足实施方的需求,对用户的考虑不充分,难以得到用户的支持并应用于实际。针对上述文献中指出的用户响应不确定性问题,为了充分考虑用户参与需求响应的收益,可模拟补偿额越大则用户参与响应意愿越强的心理,建立用户响应概率与补偿电价间的关系,根据响应需求调节补偿电价来调动用户参与需求响应的积极性。另一方面,由于用户参与需求响应具有一定的不确定性,激励型需求响应同样会出现EVA响应量与配电网需求量不匹配的现象,需考虑欠响应、过响应问题。

为了解决上述问题,可从各EVA之间的任务分配^[10]、响应惩罚机制、用户响应不确定性^[11]和各方利益关系^[6]等方面建立考虑电网需求匹配度的需求响应机制,以实现较为灵活和精准的需求响应。本文首先对电网响应用户需求量和EVA响应能力

收稿日期:2021-02-05;修回日期:2021-04-29

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777077);广州市科技计划项目(202102021208)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777077) and the Science and Technology Plan Program of Guangzhou(202102021208)

进行评估,根据EVA的响应程度提出欠响应和过响应约束;根据用户参与需求响应获得的收益越大则其积极性越高,建立考虑补偿电价的EVA响应概率模型来反映其响应不确定性;然后,为了解决需求响应任务分配时可能出现的部分EVA响应能力不足而部分EVA响应能力严重浪费的问题,提出申报匹配度来反映EVA申报量与电网需求量的匹配程度,以此建立多EVA响应量申报和激励电价报价机制;再者,为了保证EVA能够按申报任务响应,提出响应匹配度来反映EVA响应量与申报量的匹配程度,并提出了考虑EVA响应匹配度和削峰效果的激励电价调整机制,以此作为电网公司对EVA不能完成响应任务的惩罚手段;需求响应需要各方共同参与,若任一方的利益得不到保障,则需求响应将难以顺利实施,因此基于各方净收益建立需求响应综合目标,并采用粒子群优化算法^[12]对电网公司和EVA决策进行优化;最后,基于算例进行仿真验证。

1 多EVA响应模型

在实施需求响应的过程中,需要考虑各EVA响应量与电网需求量的匹配程度。各EVA可通过调节基准补偿电价来调整用户的响应程度,以避免出现欠响应和过响应现象。基于此,本文建立了考虑用户响应不确定性的多EVA响应模型。

1.1 考虑电网响应需求的多EVA需求响应机制

在需求响应机制中,电网公司需与EVA交互评估可调度用户(即资格用户)数量,并将分配任务下发给各EVA。任务分配应考虑以下2种情况:①当EVA上报的资格用户总数量远小于电网需求量时,电网应提高对EVA的激励电价并要求EVA充分调动用户参与需求响应的积极性;②当EVA上报的资格用户总数量大于等于电网需求量时,以各EVA的申报量总和最接近电网需求量为优化准则,对激励电价进行调节,并对消纳任务进行分配。基于此,本文的需求响应机制中设置响应量申报机制、激励电价报价机制、激励电价调整机制,通过激励电价的设置与调整,将EVA的申报和响应情况与其获得的激励额直接挂钩,以保证EVA能够按电网需求量进行申报和响应,从而实现较为灵活和精准的需求响应。

多EVA参与的需求响应机制如图1所示。在需求响应过程中,电网根据预测的次日总负荷确定削减需求,对响应时段的响应用户需求量进行评估,并将信息发布给各EVA;各EVA对响应时段的资格用户数量进行评估,并将该信息反馈给电网公司;电网公司评估需求比并反馈给各EVA,初步拟定各响应时段的基准激励电价;各EVA基于需求比向电网公司申报响应量,并进行激励电价报价,电网公司进行报价核算;各EVA初步拟定各响应时段的基准补偿电价和申报比,评估用户的响应概率和参与率;电网

公司根据各EVA的响应情况和总体削峰效果调整激励电价,并与EVA进行激励额拟结算。基于拟结算所得激励额,各方评估其收益是否得到满足,若不满足,则电网公司调整其基准激励电价,EVA调整基准补偿电价和申报比,直到各方满意为止。

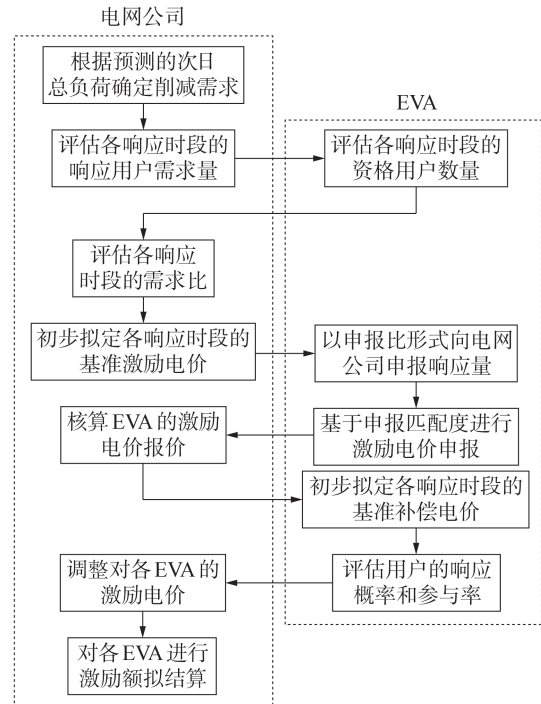


图1 多EVA参与的需求响应机制

Fig.1 Demand response mechanism involving multiple EVAs

1.2 电网响应用户需求量和EVA响应能力评估

1.2.1 电网的响应用户需求量

定义某配电网总负荷大于峰荷控制目标值 P_{ac} 的时段为响应时段。为了方便起见,本文除了将一天划分为24个时段,用 λ 表示一天24h的时段编号之外,还特别地对响应时段进行独立排序,用 j 表示响应时段编号。设某次需求响应的响应时段数为 n_r ,各响应时段对应一天24个时段的序号为 $\lambda(1)$ 、 $\lambda(2)$ 、 \dots 、 $\lambda(n_r)$ 。能达到电网削峰要求的响应用户需求量与响应时段的负荷大小、单用户响应潜力有关,计算式为:

$$N_x(j) = \left\lceil k_{sr} \frac{(P_{Lj} - P_{ac}) \Delta t}{W_{c0}} \right\rceil \quad (1)$$

其中, $N_x(j)$ 为响应时段 j 的电网响应用户需求量; P_{Lj} 为响应时段 j 的负荷; W_{c0} 为单用户在一个时段 Δt (本文中取值为1h)时间内的平均充电电量,可由历史数据统计得到; k_{sr} 为响应裕度系数,本文中取值为1.1; $\lceil \cdot \rceil$ 表示向上取整。

1.2.2 EVA响应能力评估

由于用户的充电行为具有一定的不确定性^[13],在响应时段内只有部分签约用户具有参与需求响应

的资格,将其称为资格用户。设EVA_g在响应时段 j 的资格用户数量为 $N_{zg}(g,j)$ 。为了反映电网需求与EVA响应能力之间的大小关系,定义电网在响应时段 j 的需求比 $k_{x,zg}(j)$ 为电网的响应用户需求量与EVA的资格用户总数量之比,即:

$$k_{x,zg}(j) = N_x(j) / N_{zg,z}(j) \quad (2)$$

其中, $N_{zg,z}(j)$ 为响应时段 j 内EVA的资格用户总数量, $N_{zg,z}(j) = \sum_g N_{zg}(g,j)$ 。

1.3 多EVA响应程度评估指标和约束条件

EVA的响应程度一方面反映为其响应量满足电网需求量的情况,另一方面反映为其响应量与响应能力的比值。

1.3.1 EVA的满足比及其约束条件

为了考察EVA的响应量与电网需求量之间的数量关系,本文定义EVA的满足比 $k_s(j)$ 为响应时段 j 内EVA的实际响应用户总数量 $N_{sz}(j)$ 与该时段电网响应用户需求量 $N_x(j)$ 之比,即:

$$k_s(j) = N_{sz}(j) / N_x(j) \quad (3)$$

为了防止过响应或者欠响应,满足比 $k_s(j)$ 需满足如下约束:

$$k_{s1} \leq k_s(j) \leq k_{s2} \quad (4)$$

其中, k_{s1} 、 k_{s2} 分别为响应良好时满足比的下限、上限,可分别取值为0.9、1.1。当 $k_s(j) < k_{s1}$ 时,定义为欠响应;当 $k_s(j) > k_{s2}$ 时,定义为过响应。

1.3.2 各EVA的用户参与率及其约束条件

为了考察各EVA的用户响应程度,本文定义响应时段 j 内EVA_g的用户参与率 $\kappa_x(g,j)$ 为该EVA下实际响应用户数量 $N_{ag,s}(g,j)$ 与该时段计划在EVA_g充电站充电的资格用户数量 $N_{zg}(g,j)$ 之比,即:

$$\kappa_x(g,j) = N_{ag,s}(g,j) / N_{zg}(g,j) \quad (5)$$

基于式(4)和式(5),EVA_g的用户参与率 $\kappa_x(g,j)$ 需满足如下约束:

$$k_{s1} N_x(j) \leq \sum_g \kappa_x(g,j) N_{zg}(g,j) \leq k_{s2} N_x(j) \quad (6)$$

1.4 考虑补偿电价和响应概率的用户响应模型

一般地,补偿电价越高,用户参与需求响应的收益越高,响应概率越大。同时,由于签约用户要完成合同中参与需求响应的次数,每次需求响应都有一定比例的签约用户不考虑补偿电价而迫于合同压力参与需求响应,因此可设用户最小的响应概率为 κ_{u0} 。基于此,本文采用分段函数建立用户响应概率与补偿电价之间的关系,即:

$$\kappa_u(i) = \begin{cases} \kappa_{u0} & \Delta c_q(i) \leq 0 \\ \kappa_{u0} + p_q \Delta c_q(i) & 0 < \Delta c_q(i) < 1 \\ \kappa_{um} & \Delta c_q(i) \geq 1 \end{cases} \quad (7)$$

$$\Delta c_q(i) = (c_{bc}(i) - c_{q0}) / (c_{qm} - c_{q0}) \quad (8)$$

$$p_q = \kappa_{um} - \kappa_{u0} \quad (9)$$

其中, $\kappa_u(i)$ 为用户 i 的响应概率; $\Delta c_q(i)$ 为用户 i 的补偿电价 $c_{bc}(i)$ (单位为元/kW)与最低基准补偿电价 c_{q0} 的相对差; κ_{um} 为用户的最大响应概率; p_q 为线性区的斜率; c_{qm} 为基准补偿电价的最大值。式(7)中 $\Delta c_q(i) \leq 0$ 的情况表示用户的实际补偿电价小于最低基准补偿电价时用户的响应概率为 κ_{u0} 。

EVA的基准补偿电价与其对用户参与需求响应的需求程度有关,电网响应用户需求量越大,资格用户相对而言越紧缺,EVA需要通过制定更高的基准补偿电价来使更多的资格用户参与需求响应,此时用户参与需求响应获得的收益越大,这符合“物以稀为贵”的市场规律。

若响应时段 j 用户 i 在EVA_g充电站参与需求响应,则其补偿电价 $c_{bc}(i)$ 的计算公式为^[14]:

$$c_{bc}(i) = k_{i0}(i) c_q(g,j) \quad (10)$$

其中, $c_q(g,j)$ 为EVA_g在响应时段 j 的基准补偿电价,单位为元/kW; $k_{i0}(i)$ 为用户 i 的响应综合系数,由用户的响应功率、响应时长(以1h为基准)、提前通知时间(响应速度)等决定^[14]。

确定各用户的响应概率后,通过蒙特卡洛模拟抽样方法^[13]确定用户是否参与需求响应,并统计各响应时段EVA的响应用户数量。对于各用户的响应概率,在 $[0,1]$ 范围内随机抽取 M 次数值,若数值小于等于其响应概率的次数超过一半,则用户参与需求响应;否则,用户不参与需求响应。

2 响应量申报和激励机制

在需求响应过程中,只有各EVA的响应量之和与电网的需求量相匹配,才能避免欠响应和过响应。同时,不同EVA充电站的响应能力可能差异较大,若按相同响应量进行任务分配可能会导致部分EVA的响应能力不足,而部分EVA的响应能力严重浪费。为此,本文按各EVA的响应能力进行响应任务分配,以需求比作为各EVA响应量的申报目标。基于此,本文提出了申报匹配度和响应匹配度来反映电网需求量的匹配程度,并基于两者进行激励电价报价和调整。

2.1 EVA响应量申报和激励电价报价机制

2.1.1 申报用户数量和申报比

在响应量申报机制中,为了便于EVA进行响应任务申报,本文定义时段 j 内EVA_g的申报比 $k_{sh}(g,j)$ 为申报用户数量 $N_{sh}(g,j)$ 与资格用户数量 $N_{zg}(g,j)$ 之比,如式(11)所示。EVA以申报比的形式进行响应任务申报。

$$k_{sh}(g,j) = N_{sh}(g,j) / N_{zg}(g,j) \quad (11)$$

2.1.2 EVA的申报匹配度

在需求响应过程中,只有当响应量与电网需求量相匹配时,才符合电网削峰的要求。当各EVA的用户参与率都等于电网的需求比时,各EVA的实际响应用户总数量等于电网响应用户需求量。基于此,为了反映EVA申报量与电网需求量之间的匹配程度,本文定义单EVA的申报匹配度 $\lambda_{sh}(g,j)$ 为其申报比与电网需求比的匹配度。EVA的申报比越接近电网需求比,则申报匹配度越大,因此可根据式(12)计算 $\lambda_{sh}(g,j)$ 。

$$\lambda_{sh}(g,j) = \begin{cases} 1 - \frac{|k_{sh}(g,j) - k_{x_{zg}}(j)|}{k_{x_{zg}}(j)} & k_{x_{zg}}(j) \leq 1 \\ k_{sh}(g,j) & k_{x_{zg}}(j) > 1 \end{cases} \quad (12)$$

其中,当EVA的申报量大于其响应能力时没有实际意义,因此若 $k_{x_{zg}}(j) > 1$,则申报比以1作为申报目标,即通过令 $k_{x_{zg}}(j) = 1$ 来获得申报匹配度 $k_{sh}(g,j)$ 。

2.1.3 考虑申报匹配度的激励电价报价机制

EVA根据申报匹配度向电网公司进行激励电价申报。则EVA $_g$ 在响应时段 j 的激励电价报价 $d_{sh}(g,j)$ 可表示为:

$$d_{sh}(g,j) = \lambda_{sh}(g,j) d_{fb0}(j) \quad (13)$$

其中, $d_{fb0}(j)$ 为响应时段 j 的基准激励电价。

2.2 考虑响应匹配度和削峰率的激励电价调整机制

2.2.1 考虑响应匹配度的激励电价一次调整

本文根据响应比对EVA的激励电价报价进行调整,称为激励电价的一次调整,并将其作为EVA没有按申报量要求完成响应任务时的惩罚手段。

为了研究EVA完成申报任务的程度,本文定义EVA的响应比 $\kappa_{xy}(g,j)$ 为实际响应用户数量与申报用户数量之比,如式(14)所示;定义EVA的响应匹配度 $\lambda_{xy}(g,j)$ 为响应比与申报比之间的匹配程度,如式(15)所示。

$$\kappa_{xy}(g,j) = N_{ag_s}(g,j) / N_{sh}(g,j) \quad (14)$$

$$\lambda_{xy}(g,j) = 1 - \frac{|\kappa_{xy}(g,j) - k_{sh}(g,j)|}{k_{sh}(g,j)} \quad (15)$$

根据响应匹配度 $\lambda_{xy}(g,j)$ 调整后的EVA $_g$ 的激励电价 $d_{vz1}(g,j)$ (记为一调激励电价)为:

$$d_{vz1}(g,j) = \lambda_{xy}(g,j) d_{sh}(g,j) \quad (16)$$

2.2.2 考虑削峰率的激励电价二次调整

电网公司根据总体削峰效果对各EVA的激励电价进行调整,作为对各EVA参与需求响应工作的绩效考核,称为激励电价的二次调整。则EVA $_g$ 的二调激励电价 $d_{vz2}(g,j)$ 为:

$$d_{vz2}(g,j) = k_{vz2} d_{vz1}(g,j) \quad (17)$$

$$k_{vz2} = \begin{cases} 0.9 & \eta_f < 0.1 \\ 1 & 0.1 \leq \eta_f < 0.15 \\ 1.1 & \eta_f \geq 0.15 \end{cases} \quad (18)$$

$$\eta_f = (P_{wmax} - P'_{wmax}) / P_{wmax} \quad (19)$$

其中, k_{vz2} 为二次调整系数,由削峰率 η_f 决定; P_{wmax} 、 P'_{wmax} 分别为响应前、后配电网日总负荷的最大值。

2.3 多EVA参与需求响应的激励机制

电网公司在响应时段 j 对EVA $_g$ 的补偿费用 $D_{fb}(g,j)$ 为:

$$D_{fb}(g,j) = \Delta W_f(g,j) d_{vz2}(g,j) \quad (20)$$

其中, $\Delta W_f(g,j)$ 为EVA $_g$ 在响应时段 j 参与需求响应削减的负荷量(以单个时段内削减的电量表示),由EVA对响应用户的负荷削减情况进行统计所得。

实施需求响应后电网公司在各响应时段对EVA $_g$ 的总补偿费用 $D_{fb_s}(g)$ 为:

$$D_{fb_s}(g) = \sum_{j=1}^{n_f} D_{fb}(g,j) \quad (21)$$

2.4 多EVA下用户参与需求响应的补偿机制

用户所得补偿费用由补偿电价和签约响应量决定。当用户 i 参与需求响应时,其所得补偿费用 $D_b(i)$ 为^[13]:

$$D_b(i) = c_{bc}(i) P_q(i) \quad (22)$$

其中, $P_q(i)$ 为用户 i 的签约响应量,单位为kW。

3 考虑各方需求的电网公司和EVA的决策优化模型

为了通过需求响应实现电网负荷削峰,电网公司需要EVA及用户的参与和配合,若任一方的利益得不到保障,则需求响应将难以顺利实施。电网公司的基准激励电价以及各EVA的申报比和基准补偿电价对各方需求、用户响应程度以及削峰效果都会产生影响,因此本文基于各方净收益建立需求响应综合目标,并通过上述优化决策手段改善各方的利益分配关系和削峰效果。

3.1 用户参与需求响应的净收益

用户参与需求响应的成本主要为响应成本,收益主要包括减少的电量成本以及EVA给予用户的补偿费用。用户主要通过转移负荷方式参与需求响应,同时存在少部分用户在原充电计划中止后找不到合适的时段作为备选充电时段,取消当天的充电计划,此时用户采取削减负荷的方式参与需求响应。设用户通过削减负荷方式参与需求响应的概率为 β_{cut} 。根据该概率通过抽样可确定用户参与需求响应的方式。

用户参与需求响应减少的电量成本 $\Delta D_c(i)$ 为:

$$\Delta D_c(i) = D_c(i) - D'_c(i) \quad (23)$$

其中, $D_c(i)$ 、 $D'_c(i)$ 分别为响应前、后用户 i 的充电成本。

一般地,用户的响应成本是关于削减电量、具有单调不减且凹特征的函数,因此当用户通过削减负荷方式参与需求响应时,可用二次函数表征用户*i*的响应成本 $D_q(i)$ ^[15],如式(24)所示。

$$D_q(i) = a_q W_c^2(i) + b_q W_c(i) \quad (24)$$

其中, a_q, b_q 均为大于0的常数系数; $W_c(i)$ 为用户*i*的计划充电电量。当用户通过转移负荷方式参与需求响应时,其出行需求受到的影响较小,设其响应成本为 $\beta_{ct} D_q(i)$ (β_{ct} 为比例系数),由此可得到转移负荷方式下用户的响应成本。

综上,用户*i*参与需求响应的净收益 $D_u(i)$ 为:

$$D_u(i) = D_b(i) + \Delta D_c(i) - D_q(i) \quad (25)$$

综合所有参与需求响应的用户考察其平均净收益 D_{u0} 和平均净收益比 η_{u0} ,如式(26)所示。

$$\begin{cases} D_{u0} = \sum_{i=1}^{N_{sz0}} D_u(i) / N_{sz0} \\ \eta_{u0} = \sum_{i=1}^{N_{sz0}} D_u(i) / \sum_{i=1}^{N_{sz0}} D_c(i) \end{cases} \quad (26)$$

其中, N_{sz0} 为参与需求响应的实际用户总数。

3.2 EVA参与需求响应的净收益

EVA的成本为服务费收入损失 $\Delta D_{ser}(g)$ 和对用户的补偿费用 $D_{b0}(g)$,分别如式(27)和式(28)所示;收益为电网给予的补偿费用 $D_{fb_s}(g)$ 。

$$\Delta D_{ser}(g) = D_{ser}(g) - D'_{ser}(g) \quad (27)$$

$$D_{b0}(g) = \sum_{i=1}^{N_{ag,sz}(g)} D_b(i) \quad (28)$$

其中, $D_{ser}(g), D'_{ser}(g)$ 分别为响应前、后EVA_g一天的服务费收入; $N_{ag,sz}(g)$ 为EVA_g内的实际响应用户总数。

综合考虑EVA的成本和收益,可得EVA_g一天的盈利增额 $\Delta D_{ag}(g)$ 和盈利增比 $\eta_{ag}(g)$ 为:

$$\begin{cases} \Delta D_{ag}(g) = D_{fb_s}(g) - \Delta D_{ser}(g) - D_{b0}(g) \\ \eta_{ag}(g) = \Delta D_{ag}(g) / D_{ser}(g) \end{cases} \quad (29)$$

3.3 电网公司参与需求响应的净收益

电网公司发布需求响应的成本包括减少的电费收入 $F_{G,a}$ 、对EVA的补偿费用 $F_{G,b}$,分别见式(30)和式(31);收益包括可避免输配电容量成本 $F_{G,d}$ ^[16]、可避免购电成本 $F_{G,e}$,分别见式(32)和式(33)。

$$F_{G,a} = D_{G,a} - D'_{G,a} \quad (30)$$

$$F_{G,b} = \sum_g D_{fb_s}(g) \quad (31)$$

$$\begin{cases} F_{G,d} = F_{G,c} / M_x \\ F_{G,c} = c_c \Delta P \\ \Delta P = (P_{1max} - P_{ac}) / (1 - \alpha) \end{cases} \quad (32)$$

$$F_{G,e} = D_{G,e} - D'_{G,e} \quad (33)$$

其中, $D_{G,a}, D'_{G,a}$ 分别为响应前、后电网公司在配电区域的电费收入; $F_{G,d}$ 为折算到单次需求响应的可避

免输配电容量成本; $F_{G,e}$ 为年度可避免输配电容量成本; M_x 为年度发布需求响应的次数; α 为电网输电损失系数; c_c 为可避免输配电容量单位成本; ΔP 为实际可避免的输配电容量; P_{1max} 为预测年最大峰荷; $D_{G,e}, D'_{G,e}$ 分别为实施需求响应前、后的购电成本。

综合考虑电网公司的各项成本和收益,可得电网公司的总经济成本 $\Delta F_{G,m}$ 和总经济成本比 $\eta_{G,m}$ 为:

$$\begin{cases} \Delta F_{G,m} = F_{G,a} + F_{G,b} - F_{G,d} - F_{G,e} \\ \eta_{G,m} = \Delta F_{G,m} / D_{G,a} \end{cases} \quad (34)$$

综合考虑电网公司总经济成本和削峰率,电网公司参与需求响应的综合收益比 $\eta_{G,z}$ 为:

$$\eta_{G,z} = \eta_f - \eta_{G,m} \quad (35)$$

3.4 需求响应综合目标

为了保证各方的需求、利益都得到满足,本文综合用户平均净收益比、各EVA的盈利增比、电网公司的综合收益比建立需求响应综合目标 χ ,见式(36)。

$$\chi = \xi_1 \eta_{u0} + \xi_2 \eta_{G,z} + \xi_3 \frac{1}{g_1} \sum_{g=1}^{g_1} \eta_{ag}(g) \quad (36)$$

其中, ξ_1, ξ_2, ξ_3 为权重系数; g_1 为EVA数量。

3.5 实施需求响应后的负荷模型

一般地,用户从响应时段转移到其他时段充电具有一定的概率性。某时段充电负荷越大,表明用户前往该时段充电的概率越大。因此,在EVA_g内用户充电负荷的转移概率与原充电负荷曲线各时段的充电负荷大小有关,与在各时段的充电概率相适应,即:

$$p_c(g, \lambda) = P_{ES}(g, \lambda) / \sum_{\lambda'=1}^{24} P_{ES}(g, \lambda') \quad (37)$$

$$p_z(g, \lambda) = \frac{p_c(g, \lambda)}{1 - \sum_{j=1}^{n_1} p_c(g, \lambda(j))} \quad (38)$$

其中, $p_c(g, \lambda)$ 为时段 λ 用户在EVA_g的充电概率; $P_{ES}(g, \lambda)$ 为时段 λ EVA_g的充电负荷; $p_z(g, \lambda)$ 为EVA_g的用户从响应时段转移到时段 λ 充电的转移概率。

基于此,可根据转移概率模拟各充电站的充电负荷从响应时段转移到其他时段的情况,同时计算响应用户放弃原充电计划后各充电站在响应时段的充电负荷,可得到各充电站在响应后的充电负荷。

3.6 约束条件

各方决策需要满足以下约束条件:

$$c_{q0} \leq c_q(g, j) \leq c_{qm} \quad (39)$$

$$d_{f_{min}} \leq d_{f0}(j) \leq d_{f_{max}} \quad (40)$$

$$k_{sh}(g, j) \leq 1 \quad (41)$$

其中,式(39)表示为了保证用户参与需求响应的利益和避免EVA补偿费用过高,基准补偿电价 $c_q(g, j)$ 要满足一定的约束;式(40)表示为了满足EVA参与

需求响应的盈利需求和避免电网公司补偿费用过高,基准激励电价 $d_{f,0}(j)$ 要满足一定的约束, $d_{f,\min}$ 、 $d_{f,\max}$ 分别为基准激励电价的最小值、最大值;由于EVA的申报量大于其响应能力时没有实际意义,EVA的申报比不能大于1,即申报比需满足式(41)。

3.7 基于粒子群优化算法的电网公司和EVA决策优化

电网公司作为需求响应的发动方,为了保证需求响应的顺利实施,其决策需要考虑各方的需求,而各EVA在决策过程中主要是追求自身利益的最大化。为了模拟双方决策的特性,本文采用双层粒子群优化算法对电网公司和EVA的决策进行优化,其中上层优化以需求响应综合目标最大为准则,对电网公司的基准激励电价进行优化;下层优化以各EVA的盈利增比最大为目标,对各EVA的基准补偿电价和申报比进行优化。为了使各EVA的决策和利益在优化过程中解耦,在计算各EVA的盈利增比时采用一调激励电价,这样可独立对各EVA的申报比和基准补偿电价进行优化,并以各自根据一调激励电价计算所得盈利增比最大为目标;完成各EVA决策优化后将结果返回上层优化,再采用二调激励电价计算各EVA的盈利增比和需求响应综合目标;在最终进行激励额结算时采用二调激励电价,以削峰效果作为对EVA激励的考察指标之一。

设上层优化的搜索空间维数为 n_f , 群体粒子数为 m_1 , 最大迭代次数为 I_{m1} , 在粒子 i 中, 电网公司的基准激励电价为 $d_{f,0,1}^i, d_{f,0,2}^i, \dots, d_{f,0,n_f}^i$ 。可设粒子 i 的位置为:

$$X_i = [x_{i,1}, x_{i,2}, \dots, x_{i,n_f}] = [d_{f,0,1}^i, d_{f,0,2}^i, \dots, d_{f,0,n_f}^i] \quad (42)$$

其中, $i=1, 2, \dots, m_1$ 。

每个粒子的位置就是一个潜在解,将粒子 i 的飞行速度记为 $v_i = [v_{i,1}, v_{i,2}, \dots, v_{i,n_f}]$ 。在每次迭代过程中,粒子通过跟踪个体极值、全局极值更新位置和速度,从而改变粒子的位置即电网公司的基准激励电价。速度、位置的更新公式分别见式(43)和式(44)^[12]。

$$v_{i,d}^{(k+1)} = v_{i,d}^{(k)} + \phi_1 r_1^{(k)} (p_{\text{best},i,d}^{(k)} - x_{i,d}^{(k)}) + \phi_2 r_2^{(k)} (g_{\text{best},i,d}^{(k)} - x_{i,d}^{(k)}) \quad (43)$$

$$x_{i,d}^{(k+1)} = x_{i,d}^{(k)} + v_{i,d}^{(k+1)} \quad (44)$$

其中, k 为迭代次数; ϕ_1, ϕ_2 为学习因子; r_1, r_2 为 $[0, 1]$ 区间内的随机数; $v_{i,d}^{(k)}, x_{i,d}^{(k)}$ 分别为第 k 次迭代时粒子 i 的第 d 维速度、位置; $p_{\text{best},i,d}^{(k)}, g_{\text{best},i,d}^{(k)}$ 分别为第 k 次迭代时粒子 i 的个体极值、全局极值的位置。

在下层优化中,各EVA独立对其基准补偿电价和申报比进行优化。对于EVA $_g$,设粒子群优化算法的搜索空间维数为 $2n_f$, 群体粒子数为 m_2 , 最大迭代次数为 I_{m2} 。在粒子 h 中, EVA $_g$ 的基准补偿电价为 $c_{q-g,1}^h, c_{q-g,2}^h, \dots, c_{q-g,n_f}^h$, 申报比为 $k_{\text{sh-g},1}^h, k_{\text{sh-g},2}^h, \dots, k_{\text{sh-g},n_f}^h$,

因此可设粒子 h 的位置为:

$$Y_h = [y_{h,1}, y_{h,2}, \dots, y_{h,2n_f}] =$$

$$[c_{q-g,1}^h, c_{q-g,2}^h, \dots, c_{q-g,n_f}^h, k_{\text{sh-g},1}^h, k_{\text{sh-g},2}^h, \dots, k_{\text{sh-g},n_f}^h] \quad (45)$$

其中, $h=1, 2, \dots, m_2$ 。同理,在迭代过程中通过跟踪个体极值和全局极值来更新各粒子的位置和速度。

进入下层优化时,在某EVA的决策优化迭代过程中,需根据该EVA的申报比及基准补偿电价,评估该充电站各资格用户的响应概率;基于响应概率进行抽样确定各用户是否参与需求响应,并统计该EVA的响应用户数量和响应比,根据申报匹配度和响应匹配度计算一调激励电价,从而计算其盈利增比并进行粒子位置更新。当所有EVA的决策优化完成后,评估各充电站的充电负荷转移削减情况,从而计算配电网的削峰率;计算各EVA的二调激励电价,重新计算各EVA的盈利增比,从而计算需求响应综合目标,返回上层并更新上层各粒子的个体极值和全局极值及粒子位置,然后继续返回下层优化,直到找到电网公司和各EVA的决策组合最优解。

4 算例分析

4.1 仿真参数设置

本文以商业区常规负荷为基础负荷(如附录A图A1所示),并考虑EV充电负荷接入配电网对负荷峰值的影响。电网电价见附录A表A1。采用3个EVA参与需求响应的情况进行分析,EVA $_1$ —EVA $_3$ 的签约用户数量分别为90、110、130。签约用户充电时间服从正态分布 $N(9.5, 1.2^2)$ 。EV参数见附录A表A2。商业区EV用户充电时间分布见附录A表A3。参与需求响应前各充电站的典型日负荷曲线见附录A图A2,用户签约情况见附录A表A4。

在仿真分析中, $a_q = 0.005$ 元 / (kW·h)², $b_q = 1.5$ 元 / (kW·h), $c_c = 100$ 元 / (kW·a)^[15]; $c_{q0} = 2$ 元 / kW, $c_{qm} = 3$ 元 / kW; $d_{f,\min}, d_{f,\max}$ 分别设为3、4元 / (kW·h); $c_p = 0.325$ 元 / (kW·h); $P_{\text{imax}} = 7$ MW, $P_{\text{ac}} = 5.5$ MW, $\alpha = 0.06$ ^[15]; $\kappa_{u0} = 0.5, \kappa_{um} = 1; M_x = 50; \Delta t = 1$ h; $W_{c0} = 20$ kW·h。根据各方净收益比的数值大小,将 $\xi_1 : \xi_2 : \xi_3$ 设置为1:10:10,且 $\xi_1 + \xi_2 + \xi_3 = 1$ 。根据文献[12], ϕ_1, ϕ_2 均取值为1.49618, $m_1 = 80, I_{m1} = 50, m_2 = 60, I_{m2} = 50$; 蒙特卡洛抽样次数 $M = 10$; $\beta_{\text{cut}}, \beta_{\text{ct}}$ 均取值为20%。

4.2 基准激励电价对EVA响应和各方需求的影响

根据配电网的总负荷判断响应时段为时段10、11。当基准激励电价分别为3.0、3.5、4.0元 / (kW·h)时,时段10和时段11各EVA的响应情况如表1所示,各方需求指标如表2所示。

由表1和表2可知,随着基准激励电价的增大,EVA参与需求响应时的净收益明显增大。当基准激励电价较小(如3元 / (kW·h))时,EVA获得的激励额较小,但为了避免用户响应程度较低,不能完成申

表 1 不同基准激励电价下EVA的申报和响应情况

Table 1 Declaration and response of EVAs under different benchmark incentive electricity prices

$d_{\text{to0}} / [元 \cdot (kW \cdot h)^{-1}]$	聚合商	时段 10				时段 11			
		$k_{\text{sh}} / \%$	N_{sh}	$N_{\text{ag,s}}$	$c_q / (元 \cdot kW^{-1})$	$k_{\text{sh}} / \%$	N_{sh}	$N_{\text{ag,s}}$	$c_q / (元 \cdot kW^{-1})$
3.0	EVA ₁	78	13	11	2.49	67	15	12	2.43
	EVA ₂	75	16	14	2.55	62	16	14	2.45
	EVA ₃	79	31	27	2.58	65	20	20	2.57
3.5	EVA ₁	82	20	17	2.57	67	11	10	2.57
	EVA ₂	75	21	20	2.52	63	18	18	2.52
	EVA ₃	76	21	18	2.58	67	28	28	2.57
4.0	EVA ₁	82	16	14	2.66	68	16	15	2.66
	EVA ₂	86	22	18	2.65	72	19	19	2.63
	EVA ₃	86	27	20	2.70	72	20	19	2.70

表 2 不同基准激励电价下的各方需求指标结果

Table 2 Demand indicator results of all parties under different benchmark incentive electricity prices

参与方	需求指标	结果		
		3.0	3.5	4.0
用户	$D_{\text{u0}} / 元$	42.3	42.8	44.5
	$\eta_{\text{u0}} / \%$	140.9	142.5	148.3
EVA ₁	$D_{\text{ib,s}}(1) / 元$	1093	1635	1680
	$D_{\text{to}}(1) / 元$	918	1126	1069
	$\Delta D_{\text{ag}}(1) / 元$	64	379	685
	$\eta_{\text{ag}}(1) / \%$	1.1	6.2	10.2
EVA ₂	$D_{\text{ib,s}}(2) / 元$	1331	2639	3009
	$D_{\text{to}}(2) / 元$	1136	1553	1613
	$\Delta D_{\text{ag}}(2) / 元$	59	897	1213
	$\eta_{\text{ag}}(2) / \%$	0.9	13.3	14.1
EVA ₃	$D_{\text{ib,s}}(3) / 元$	2471	2938	3088
	$D_{\text{to}}(3) / 元$	1963	1922	1888
	$\Delta D_{\text{ag}}(3) / 元$	283	796	1113
	$\eta_{\text{ag}}(3) / \%$	3.9	10.8	12.1
电网公司	$\Delta F_{\text{G,m}} / 元$	2183	4558	5013
	$\eta_{\text{G,m}} / \%$	4	8.4	9.2
	$\eta_{\text{t}} / \%$	14.1	14.5	14.9
	$\eta_{\text{G,z}} / \%$	10.1	6.1	5.7

注:表头中的数值为 d_{to0} 的取值,单位为元/(kW·h)。

报量任务而受到惩罚,EVA无法通过大幅度减小基准补偿电价来减少对用户的补偿成本,因此其盈利增比非常小,不利于电网公司和EVA的长期合作。所以为了保证EVA的盈利需求,基准激励电价不能设置得过低。随着基准激励电价的增大,电网公司对EVA的补偿成本明显提高,其实施需求响应的经济代价增大。因此电网公司调节基准激励电价的主要目的是保障EVA参与需求响应的盈利目的,同时避免其发动需求响应付出的经济代价过高。所以,需要综合各方需求对基准激励电价进行优化。

4.3 基于粒子群优化算法的电网公司和EVA决策优化

基于本文所建优化模型对电网公司和EVA的决策进行优化,优化后的基准激励电价如表3所示,优化后各EVA的响应情况如表4所示,各方需求指

标结果如表5所示,负荷响应情况如图2所示。

由表3和表4可知,由于EVA实际的激励电价受申报匹配度和响应匹配度的影响,EVA将其申报比调整到与需求比相接近,同时通过调整基准补偿电价来调节用户的响应程度,使得实际响应量能够完成申报量的要求。从各EVA在各时段的实际响应用户数量来看,各EVA的申报和响应情况很符合

表 3 电网的需求比和优化后的基准激励电价

Table 3 Response demand ratio and optimized benchmark incentive electricity prices of power grid

响应时段	响应需求比	优化后的 $d_{\text{to0}} / [元 \cdot (kW \cdot h)^{-1}]$
10	0.77	3.92
11	0.62	3.81

表 4 优化后各EVA的响应情况

Table 4 Response of each EVA after optimization

响应时段	聚合商	$k_{\text{sh}} / \%$	N_{sh}	$N_{\text{ag,s}}$	$c_q / (元 \cdot kW^{-1})$
10	EVA ₁	79	17	15	2.64
	EVA ₂	81	25	22	2.69
	EVA ₃	74	23	15	2.48
11	EVA ₁	65	16	17	2.63
	EVA ₂	67	18	17	2.67
	EVA ₃	60	21	21	2.44

表 5 优化后各方需求指标

Table 5 Demand indicator results of all parties after optimization

参与方	需求指标	结果	参与方	需求指标	结果
电网公司	$F_{\text{G,a}} / 元$	770	EVA ₂	$\Delta D_{\text{ser}}(2) / 元$	183
	$F_{\text{G,b}} / 元$	7299		$D_{\text{ib,s}}(2) / 元$	2605
	$F_{\text{G,d}} / 元$	3192		$D_{\text{to}}(2) / 元$	1647
	$F_{\text{G,e}} / 元$	231		$\Delta D_{\text{ag}}(2) / 元$	775
	$\Delta F_{\text{G,m}} / 元$	4645		$\eta_{\text{ag}}(2) / \%$	11.5
	$\eta_{\text{G,m}} / \%$	8.6		$\Delta D_{\text{ser}}(3) / 元$	177
	$\eta_{\text{t}} / \%$	14.4		$D_{\text{ib,s}}(3) / 元$	2458
EVA ₁	$\eta_{\text{G,z}} / \%$	5.8	EVA ₃	$D_{\text{to}}(3) / 元$	1450
	$\Delta D_{\text{ser}}(1) / 元$	154		$\Delta D_{\text{ag}}(3) / 元$	831
	$D_{\text{ib,s}}(1) / 元$	2234		$\eta_{\text{ag}}(3) / \%$	11.3
	$D_{\text{to}}(1) / 元$	1360		$D_{\text{u0}} / 元$	43.1
EVA ₁	$\Delta D_{\text{ag}}(1) / 元$	721	用户	$\eta_{\text{u0}} / \%$	143.6
	$\eta_{\text{ag}}(1) / \%$	11.8			

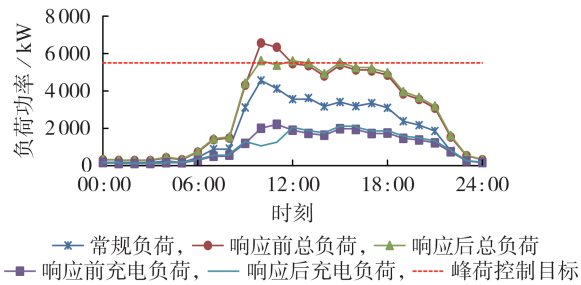


图2 优化后的负荷响应情况

Fig.2 Load response after optimization

电网的需求。由表5可知,用户参与需求响应的平均净收益达到43.1元,平均净收益比达到143.6%,用户参与需求响应的收益较高。通过需求响应决策优化,EVA₁—EVA₃从电网公司获得的激励额分别为2234、2605、2458元,给用户的补偿费用明显比激励额小,EVA由此获利,盈利增比分别达到11.8%、11.5%、11.3%。结合图2可知,充电负荷响应良好,成功避免了欠响应和过响应,削峰效果较好。同时,电网公司需要向各EVA支付较大的激励额,计及电费收入损失和可避免容量建设成本后,电网公司的总经济成本比为8.6%,经济性问题较为突出。总体而言,电网公司以一定的经济代价实现了配电网安全性的改善,其需求得到了满足。

电价型需求响应^[17]的引导电价见附录A图A3,基于其引导用户转移充电时间,2次引导结果见附录A图A4。由图可知,一方面目前的电价差能够设置的范围较小,对用户的激励力度不够,引导效果有限,欠响应问题严重;另一方面在电价差的激励下,用户的响应具有较大的不确定性,相同电价下的2次引导结果相差较大,负荷波动较大,难以精准地与电网需求相匹配。而由图2可知,本文所提方法能精准地将负荷峰值控制在峰荷控制目标值附近,且相同条件下的响应结果基本一致,证明了本文所提需求响应机制在精准控制充电负荷方面具有较大的优势。

4.4 考虑需求匹配度的响应量申报机制有效性分析

当各EVA采用等响应量进行申报(情景1)和本文所提响应量申报机制(情景2)进行申报时,EVA响应情况如附录A表A5所示,各方需求指标结果如表6所示。

由附录A表A5和表6可知,在情景1下,EVA₁在时段10的申报比达到150%,超过其响应能力,因此EVA₁无法完成需求响应任务,获得的激励额较小,其盈利增比为-2.1%,此时EVA₁没有参与需求响应的动力,而EVA₃在时段10、时段11的申报比分别为56%、48%,申报比均较小,响应能力浪费较严重,这导致EVA₃的盈利增比也不高,仅为2.1%;而在情景2下,各EVA按电网需求比进行申报,保证了EVA自身响应能力与电网需求相适应,避免了部分

表6 情景1和情景2下各方需求指标结果

Table 6 Demand indicator results of all parties under Scenario 1 and 2

参与方	需求指标	结果	
		情景1	情景2
用户	$\eta_{u0} / \%$	131.2	143.6
	$\eta_{ag}(1) / \%$	-2.1	11.8
	$\eta_{ag}(2) / \%$	7.0	11.5
	$\eta_{ag}(3) / \%$	2.1	11.3
电网公司	$\eta_{G,m} / \%$	3.6	8.6
	$\eta_r / \%$	11.2	14.4
	$\eta_{G,z} / \%$	7.6	5.8

EVA响应能力不足而部分EVA响应能力严重浪费的问题,削峰效果更好,验证了本文所提响应量申报机制的有效性。

4.5 激励电价申报和调整机制的有效性分析

电网公司对EVA采用固定激励电价(情景3)和考虑需求匹配度的激励电价申报和调整机制(情景4)时,EVA获得的激励电价见附录A表A6,EVA响应情况见附录A表A7,各方需求指标结果见附录A表A8。由表A6—A8可知,当不根据申报匹配度和响应情况申报和调整激励电价时,EVA的申报比与电网的需求比不相匹配,并且由于EVA采用固定激励电价,其通过调整基准补偿电价来调节用户响应程度的积极性不强,出现了EVA通过降低基准补偿电价来降低对用户补偿成本的现象,此时各EVA在各时段的基准补偿电价均为最小值2元/kW,各EVA的盈利增比因补偿成本较低而保持在10%以上;但是较低的补偿电价导致用户所得净收益较少,所以用户响应程度不强,削峰效果较差。因此,不根据申报匹配度和响应情况的优劣来调整EVA的激励电价,以作为对其没有完成需求响应任务的惩罚手段,很难保证EVA的响应情况与电网的需求相匹配,这验证了本文所提考虑需求匹配度的激励电价申报和调整机制的有效性。

5 结论

1)基于本文所提多EVA参与的需求响应机制,各方需求都得到了满足:用户参与需求响应能够获得较高的收益;各EVA通过优化申报比和基准补偿电价,既能完成电网的响应任务,又能保证其盈利需求得到满足;由于需求响应考虑了需求匹配度问题,充电负荷响应良好,避免了欠响应和过响应,能够实现较为精准的需求响应;电网公司以一定的经济代价实现了电网安全性的改善,其实施需求响应的需求得到了满足。

2)本文所提响应量申报机制要求各EVA以电网需求比为目标进行申报,保证了EVA自身响应能力与电网需求相适应,避免了部分EVA响应能力不

足而部分EVA响应能力严重浪费的问题。

3)根据申报匹配度和响应情况来申报和调整激励电价,将其作为对EVA没有完成需求响应任务的惩罚手段,保证了EVA的申报比符合电网需求,并迫使EVA通过调整基准补偿电价来调节用户的响应程度,以实现削峰效果良好的需求响应。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 杨思渊,姜子卿,艾芊. 考虑备用服务的电动汽车代理商竞价与定价联合优化[J]. 电力自动化设备,2018,38(12):25-32.
YANG Siyuan,JIANG Ziqing,AI Qian. Joint optimization of bidding and pricing strategy for electric vehicle aggregators considering reserve service[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(12):25-32.
- [2] 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.
- [3] 陈静鹏,艾芊,肖斐. 基于集群响应的规模化电动汽车充电优化调度[J]. 电力系统自动化,2016,40(22):43-48.
CHEN Jingpeng,AI Qian,XIAO Fei. Optimal charging scheduling for massive electric vehicles based on cluster response[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(22):43-48.
- [4] 洪奕,刘瑜俊,徐青山,等. 基于积分制和分时电价的电动汽车混合型精准需求响应策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(11):106-116.
HONG Yi,LIU Yujun,XU Qingshan,et al. Hybrid targeted demand response strategy of electric vehicles based on integral system and time-of-use electricity price[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(11):106-116.
- [5] TAN Z,YANG P,NEHORAI A. An optimal and distributed demand response strategy with electric vehicles in the smart grid[J]. IEEE Transactions on Smart Grid,2014,5(2):861-869.
- [6] 宫鑫,苏禹,张小凤,等. 计及激励型需求响应的电动汽车聚合商充电优化调度[J]. 现代电力,2019,36(6):16-22.
GONG Xin,SU Yu,ZHANG Xiaofeng,et al. Optimal charging scheduling for electric vehicle aggregator considering incentive demand response[J]. Modern Electric Power,2019,36(6):16-22.
- [7] 葛晓琳,史亮,刘亚,等. 考虑需求响应不确定性的电动汽车负荷 Sigmoid 云模型预测[J]. 中国电机工程学报,2020,40(21):6913-6925.
GE Xiaolin,SHI Liang,LIU Ya,et al. Load forecasting of electric vehicles based on Sigmoid cloud model considering the uncertainty of demand response[J]. Proceedings of the CSEE,2020,40(21):6913-6925.
- [8] 杨晓东,张有兵,赵波,等. 供需两侧协同优化的电动汽车充放电自动需求响应方法[J]. 中国电机工程学报,2017,37(1):120-130.
YANG Xiaodong,ZHANG Youbing,ZHAO Bo,et al. Automated demand response method for electric vehicles charging and discharging to achieve supply-demand coordinated optimization[J]. Proceedings of the CSEE,2017,37(1):120-130.
- [9] SADEGHIAN O,NAZARI-HERIS M,ABAPOUR M,et al. Improving reliability of distribution networks using plug-in electric vehicles and demand response[J]. Journal of Modern Power

Systems and Clean Energy,2019,7(5):1189-1199.

- [10] 吕力. 市场环境下的电动汽车的聚合模型及其参与电力系统辅助服务的策略研究[D]. 南京:东南大学,2018.
LÜ Li. Convergence model of electric vehicles in market environment and its strategy for participation in ancillary service[D]. Nanjing:Southeast University,2018.
- [11] 阎怀东,马汝祥,柳志航,等. 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[J]. 电力系统保护与控制,2020,48(10):71-80.
YAN Huaidong,MA Ruxiang,LIU Zhihang,et al. Multi-time scale stochastic optimal dispatch of electric vehicle charging station considering demand response[J]. Power System Protection and Control,2020,48(10):71-80.
- [12] 杨景旭,周来,张勇军,等. “专变共享”模式下考虑时变电价和转移概率的EV有序充电[J]. 电力自动化设备,2020,40(10):173-180,193.
YANG Jingxu,ZHOU Lai,ZHANG Yongjun,et al. Ordered charging of EVs considering time-varying electricity price and transition probability under “dedicated transformer sharing” mode[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(10):173-180,193.
- [13] 王浩林,张勇军,毛海鹏. 基于时刻充电概率的电动汽车充电负荷预测方法[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):207-213.
WANG Haolin,ZHANG Yongjun,MAO Haipeng. Charging load forecasting method based on instantaneous charging probability for electric vehicles[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(3):207-213.
- [14] 张永伟,朱晋,熊英,等. 电动汽车与电网互动的商业前景——上海市需求响应试点案例[R/OL]. (2020-06-02)[2020-09-24]. <http://www.nrdc.cn/Public/uploads/2020-06-02/5ed5f5072dc18.pdf>.
- [15] 林国营,卢世祥,郭昆健,等. 基于主从博弈的电网公司需求响应补贴定价机制[J]. 电力系统自动化,2020,44(10):59-67.
LIN Guoying,LU Shixiang,GUO Kunjian,et al. Stackelberg game based incentive pricing mechanism of demand response for power grid corporations[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(10):59-67.
- [16] 沈运帷,李扬,焦系泽,等. 新电改背景下需求响应成本效益分析及其融资渠道[J]. 电力自动化设备,2017,37(9):124-130,138.
SHEN Yunwei,LI Yang,JIAO Xize,et al. Cost-benefit analysis and financing channels for demand response under electric reform[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(9):124-130,138.
- [17] 林晓明,钱斌,肖勇,等. 考虑网商多方需求和决策行为特性的电动汽车有序充电[J]. 电力自动化设备,2021,41(3):136-143.
LIN Xiaoming,QIAN Bin,XIAO Yong,et al. Ordered charging of electric vehicles considering grid-station-user multi-party demands and decision-making behavior characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment,2021,41(3):136-143.

作者简介:



杨景旭

杨景旭(1996—),男,广东湛江人,硕士研究生,研究方向为智能电网运行与分析(E-mail:3108043591@qq.com);

李钦豪(1989—),男,广东汕头人,博士后,通信作者,主要研究方向为无功电压控制以及智能配电网运行控制等(E-mail:liqinhao@scut.edu.cn);

张勇军(1973—),男,广东河源人,教授,博士研究生导师,研究方向为电力系统无功规划与电压控制、能源互联网的优化运行等(E-mail:zhangjun@scut.edu.cn)。

(编辑 陆丹)

Peak shaving optimization modeling for demand response of multiple EV aggregators considering matching degree of power grid demand

YANG Jingxu, LI Qin hao, ZHANG Yongjun, YAO Lanni

(Research Center of Smart Energy Technology, School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: In view of the mismatch problem between response capacity of EVAs (Electric Vehicle Aggregators) and power grid demand when EVs (Electric Vehicles) participate in DR (Demand Response) to solve the problem of increased peak load in distribution network, a DR mechanism considering matching degree of power grid demand is proposed to achieve more flexible and accurate DR. The DR mechanism process considering power grid demand is proposed to evaluate the responsive user demand of power grid and response ability of EVAs, and the satisfaction ratio and user participation rate are proposed to evaluate the response degree of multiple EVAs. Based on this, the constraint models of under-response and over-response are established. A user response probability model considering compensation price is proposed. The declaration matching degree is put forward to reflect the matching degree of EVAs' declaration capacity and power grid demand, and based on this, the declaration mechanism of multiple EVAs' response capacity and quotation mechanism of incentive electricity price are established. The response matching degree is proposed to reflect the degree to which the EVAs complete the declaration task, and an incentive electricity price adjustment mechanism considering each EVA's response and overall peak shaving effect is proposed, which is taken as the punishment method when EVAs fail to complete the response task. The net profit model of all parties participating in DR is established, the comprehensive objective of DR is proposed, and the decision-making of power grid company and EVAs is optimized based on particle swarm optimization algorithm. The effectiveness of the proposed decision-making optimization method and the DR model with participation of multiple EVAs are verified by the simulation example.

Key words: demand response; electric vehicles; declaration mechanism; multiple aggregators; matching degree; peak shaving

附录 A

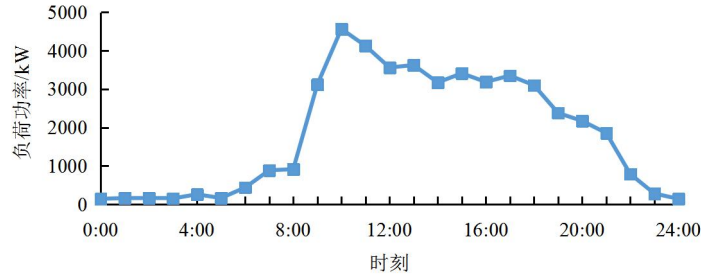


图 A1 商业区常规负荷曲线
Fig.A1 Conventional load curve of commercial district

表 A1 电网电价
Table A1 Electricity price of power grid

时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]	
峰	09:00—17:00	0.869
平	06:00—09:00, 17:00—22:00	0.687
谷	22:00至次日06:00	0.365

表 A2 EV 参数
Table A2 Parameters of EV

电池容量/(kW·h)	续航里程/km	充电功率/kW	充电效率	平均行驶速度/(km·h) ⁻¹
60	240	20	0.9	30

表 A3 EV 用户出行行为概率分布
Table A3 Travel probability distribution of EV users

开始充电时间分布	充电前荷电状态	充电概率分布
$N(9,0.88^2)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.35
$N(15,0.88^2)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.3
$N(19,0.88^2)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.25
$U(23,5)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.1

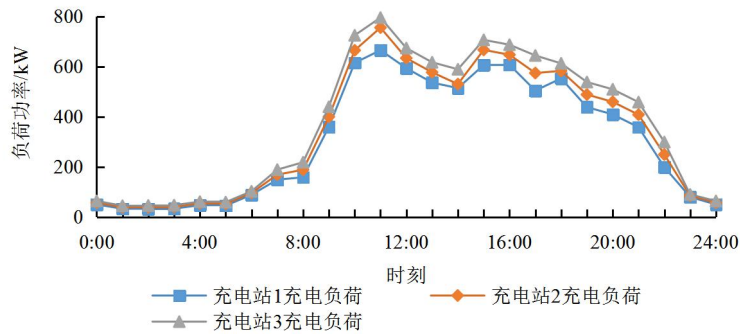


图 A2 参与需求响应前各充电站的典型日负荷曲线
Fig.A2 Typical daily load curves of charging stations before participating in demand response

表 A4 EV 用户签约要求
Table A4 Signing requirements of EV user

签约响应量/kW	签约响应时长/h	响应提前通知的时间/h
20	1	12

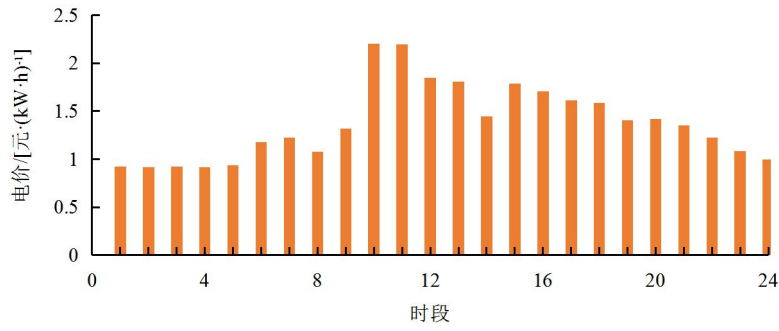


图 A3 电价型需求响应的引导电价

Fig.A3 Electricity price of electricity price-based demand response

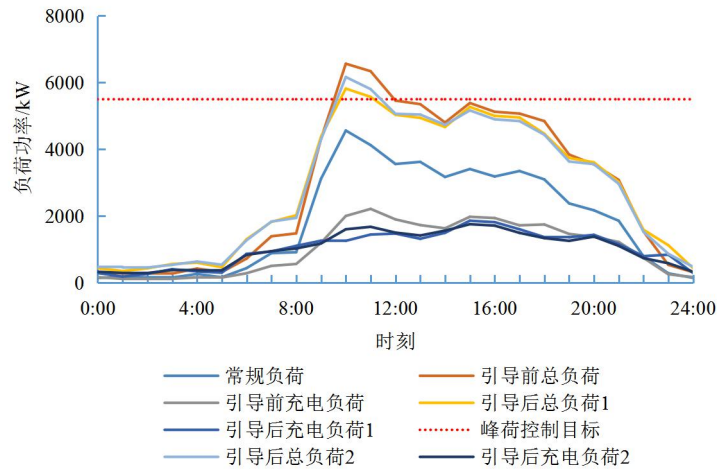


图 A4 电价型需求响应的负荷控制结果

Fig.A4 Load control results of electricity price-based demand response

表 A5 情景 1 和情景 2 下 EVA 的响应情况
Table A5 Response of EVAs under Scenario 1 and 2

情景	聚合商	时段 10				时段 11			
		$k_{sb}/\%$	N_{sh}	N_{ag_s}	$c_q/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	$k_{sb}/\%$	N_{sh}	N_{ag_s}	$c_q/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$
1	EVA ₁	150	21	8	2.42	68	18	16	2.44
	EVA ₂	84	21	17	2.6	60	18	21	2.59
	EVA ₃	79	17	15	2.64	65	16	17	2.63
2	EVA ₁	56	21	20	2.02	48	18	15	2
	EVA ₂	81	25	22	2.69	67	18	17	2.67
	EVA ₃	74	23	15	2.48	60	21	21	2.44

表 A6 情景 3 和情景 4 下各 EVA 的激励电价
Table A6 Incentive electricity prices of each EVA under Scenario 3 and 4

情景	聚合商	激励电价/(元·kW ⁻¹)	
		时段 10	时段 11
3	EVA ₁	3.5	3.5
	EVA ₂	3.5	3.5
	EVA ₃	3.5	3.5
4	EVA ₁	3.43	3.93
	EVA ₂	4.02	3.89
	EVA ₃	3.22	3.85

表 A7 情景 3 和情景 4 下 EVA 的响应情况
Table A7 Response of EVAs under Scenario 3 and 4

情景	聚合商	时段 10				时段 11			
		$k_{sh}/\%$	N_{sh}	N_{ag_s}	$c_q/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$	$k_{sh}/\%$	N_{sh}	N_{ag_s}	$c_q/(\text{元}\cdot\text{kW}^{-1})$
3	EVA ₁	50	10	12	2	45	8	10	2
	EVA ₂	48	12	11	2	87	25	13	2
	EVA ₃	63	20	16	2	59	21	15	2
4	EVA ₁	79	17	15	2.64	65	16	17	2.63
	EVA ₂	81	25	22	2.69	67	18	17	2.67
	EVA ₃	74	23	15	2.48	60	21	21	2.44

表 A8 情景 3 和情景 4 下各方需求指标结果
Table A8 Demand indexe results of all parties under Scenario 3 and 4

参与方	需求指标	结果	
		情景 3	情景 4
用户	$\eta_{u0}/\%$	112.3	143.6
EVA	$\eta_{ag(1)}/\%$	10.5	11.8
	$\eta_{ag(2)}/\%$	10.7	11.5
	$\eta_{ag(3)}/\%$	10.9	11.3
电网公司	$\eta_{G,m}/\%$	4.6	8.6
	$\eta_f/\%$	10	14.4
	$\eta_{G,z}/\%$	5.4	5.8