

1-16-2023

Analysis on peak shaving effect and needs of all parties based on incentive demand response considering response characteristics of EV users

Jinheng FAN

Guangzhou Power Supply Bureau Co.,Ltd,Guangzhou 510620 ,China

Qiyong LIU

Guangzhou Power Supply Bureau Co.,Ltd,Guangzhou 510620 ,China

Dapeng QU

Guangzhou Power Supply Bureau Co.,Ltd,Guangzhou 510620 ,China

Xuan LIU

Guangzhou PowerElectrical Engineering Technology Co.,Ltd.,Guangzhou 510670 ,China

Follow this and additional works at: <https://jepst.researchcommons.org/journal>

Recommended Citation

FAN, Jinheng; LIU, Qiyong; QU, Dapeng; and LIU, Xuan (2023) "Analysis on peak shaving effect and needs of all parties based on incentive demand response considering response characteristics of EV users,"

Journal of Electric Power Science and Technology. Vol. 37: Iss. 6, Article 16.

DOI: 10.19781/j.issn.1673-9140.2022.06.016

Available at: <https://jepst.researchcommons.org/journal/vol37/iss6/16>

This Article is brought to you for free and open access by Journal of Electric Power Science and Technology. It has been accepted for inclusion in Journal of Electric Power Science and Technology by an authorized editor of Journal of Electric Power Science and Technology.

考虑 EV 用户响应特性的激励型 DR 的削峰效果和各方需求分析

范晋衡¹, 刘琦颖¹, 曲大鹏¹, 刘 轩²

(1. 广东电网有限责任公司广州供电局, 广东 广州 510620; 2. 广州市奔流电力科技有限公司, 广东 广州 510670)

摘要:为解决接入充电负荷的配电网峰荷增大带来的电网安全性问题,建立考虑电动汽车(EV)用户响应特性的激励型需求响应(DR)。首先,提出考虑削峰效果和用户响应程度的激励机制,并分析签约用户的响应特性,提出用户签约响应次数限值评估模型,建立考虑过响应和欠响应的用户响应模型;然后,建立“网—商—车”参与DR的成本和效益模型,并提出基准补偿电价优化方法;最后,通过仿真研究用户充电行为、基准补偿电价和充电功率对负荷响应情况的影响。该研究可为聚合商筛选签约用户、差异化设置签约要求和调节补偿电价提供参考。

关键词:电动汽车;需求响应;激励机制;补偿电价;响应模型

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.06.016 中图分类号:TM863 文章编号:1673-9140(2022)06-0138-12

Analysis on peak shaving effect and needs of all parties based on incentive demand response considering response characteristics of EV users

FAN Jinheng¹, LIU Qiying¹, QU Dapeng¹, LIU Xuan²

(1. Guangzhou Power Supply Bureau Co., Ltd, Guangzhou 510620, China; 2. Guangzhou Power Electrical Engineering Technology Co., Ltd., Guangzhou 510670, China)

Abstract: Aiming at the security problem caused by the increasing peak load of distribution network with charging load, an incentive demand response (DR) is established and the response characteristics of electric vehicle (EV) users is considered. Firstly, the incentive mechanism is proposed that takes into account the effect of peak load reduction and the response degree of users. Secondly, the response characteristics are analyzed for contracted users and the model for evaluating the user's contract response times limit is proposed. The model of user response is then established with the consideration of the over response and under response. In addition, a cost and benefit model of grid company, aggregators and EV users participating in DR is established, and an optimization method of benchmark compensation price is proposed. Finally, simulations are examined to investigate the impact of the contracted users charging behaviors, the benchmark compensation price and charging power on load response. This research provides a reference for aggregators to screen contracted users, set different contract requirements, and adjust compensation electricity prices.

Key words: electric vehicle; demand response; incentive mechanism; compensation price; response model

近年来,随着规模不断提升,电动汽车(electric vehicle, EV)充电负荷给电网带来的压力也日益加大,使得电网在负荷高峰面临的风险更加严重,加重电力系统运行和容量建设负担,EV 参与的需求响应(demand response, DR)由此得到越来越多的关注^[1-2]。引导 EV 负荷的 DR 方式中,价格型 DR 响应方式灵活,用户可自愿选择参与,因而具有较高的不确定性,负荷波动较大^[3-4];激励型 DR 通常是以削减负荷峰值为目标直接进行负荷控制^[5],更能根据电网需求来改善负荷。因此,本文通过激励型 DR 来实现配电网削峰。在实施 DR 过程中,激励机制设计的目的是通过经济手段使得 DR 项目的整体效益和各参与方的个体效益均衡分配^[6-7]。为此,实施 DR 时需要同时考虑各方的需求。

在已有文献中,对激励型 DR 中 EV 用户响应行为的研究主要集中在其响应不确定性方面,如文献^[8]刻画 EV 用户收益度与响应行为之间的不确定映射关系,获得了 EV 用户对 DR 策略的接受度,从而确定不同响应情景下的 EV 负荷及其概率分布信息;文献^[9]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 DR 失去灵活性,从而偏离实际的响应目标;同时,该文献指出,激励型 DR 往往对用户的考虑不充分,难以得到用户的支持和实际应用。

除了上述文献指出的用户响应不确定性以外,研究用户充电时间和充电功率等充电行为以及聚合商补偿电价对响应效果的影响,可为聚合商筛选签约用户、差异化设置签约要求和调节补偿电价提供参考。首先,由于用户的充电行为具有一定的不确定性,在电网启动 DR 时不是所有签约用户的计划充电时段都在响应时段,只有部分签约用户具有参与 DR 的资格。其次,对于不同的用户,参与 DR 的能力不同,针对不同充电时间分布和充电功率的签约用户,分析 DR 效果的差异,可为聚合商筛选签约用户、根据用户充电习惯差异化设置签约要求提供参考。同时,为避免用户无法满足合同签约要求,用户的签约响应次数不能超过其响应能力,因此需要对用户的签约次数限值进行评估。再者,用户是否参与某次 DR 具有一定的选择性,且与补偿电价密切相关。一般地,基准补偿电价越高,用户参与 DR

的积极性越高。另外,由于电网的响应需求量和具有资格参与 DR 的用户数具有一定的不确定性,需要考虑欠响应和过响应问题。为更好地通过 DR 实现配电网削峰,DR 需要综合考虑上述因素。

基于此,本文基于削峰效果调整电网公司对聚合商的激励电价,建立聚合商参与 DR 的激励机制;基于各用户的响应程度调整聚合商对用户的补偿电价,从而建立用户参与 DR 的激励机制;分析签约用户的响应特性,提出用户签约响应次数限值评估模型;提出响应需求量和可参与响应比来反映响应需求和签约用户的响应能力,建立考虑过响应和欠响应的用户响应模型;综合各方需求对“网—商—车”参与 DR 的成本和效益进行建模,并建立需求响应综合目标,基于此提出基准补偿电价优化方法。最后给出仿真验证。

1 配电网削峰指标和 DR 激励机制

为考虑电网公司的需求和付出的经济代价,并保证聚合商和用户参与 DR 的积极性,本文建立考虑聚合商削峰效果和用户响应程度的激励机制。

1.1 配电网削峰指标

1.1.1 配电网削峰量

本文以配电网总负荷大小来划分需要实施 DR 的时段,定义总负荷大于峰荷控制目标值 P_{ac} 的时段为响应时段,以此可确定一天中响应时段的数量 n_f ,根据负荷由大到小记为第 $1 \sim n_f$ 响应时段,对应一天 24 个时段的序号分别为 $\lambda(1) \sim \lambda(n_f)$ 。

以用户参与 DR 前、后 n_f 个时段用电量差来衡量配电网削峰的效果,记为配电网削峰量:

$$\Delta W_f = \left[\sum_1^{n_f} P_{f_j} - \sum_1^{n_f} P'_{f_j} \right] \cdot \Delta t \quad (1)$$

式中 $P_{f_1} \sim P_{f_{n_f}}$ 、 $P'_{f_1} \sim P'_{f_{n_f}}$ 为进行 DR 前、后 n_f 个响应时段的功率; Δt 为一个时段长,1 h。

1.1.2 配电网削峰率

峰荷改善效果是 DR 实施效果的重要指标,可通过峰荷的降低程度来衡量,定义削峰率:

$$\eta_f = \frac{P_{wmax} - P'_{wmax}}{P_{wmax}} \quad (2)$$

式中 P_{wmax} 、 P'_{wmax} 为响应前、后配电网总负荷一天的最大值。

1.2 聚合商参与 DR 的激励机制

在以往的研究中,电网对聚合商的激励多为固定激励,无法综合考虑电网公司改善电网安全性的需求和付出的经济代价,基于此本文提出考虑配电网削峰效果的激励模式。

电网公司根据削峰效果对聚合商工作进行奖励。激励电价为

$$d_{fb} = k_{fb} \cdot d_{fb0} \quad (3)$$

式中 d_{fb0} 为基准激励电价; k_{fb} 为激励电价系数,由削峰效果决定,即

$$k_{fb} = \begin{cases} 0.8, & \eta_t < 0.1 \\ 1, & 0.1 \leq \eta_t \leq 0.15 \\ 1.2, & \eta_t > 0.15 \end{cases} \quad (4)$$

电网公司根据削峰效果确定对聚合商的补偿费用:

$$D_{fb} = \Delta W_t d_{fb} \quad (5)$$

1.3 用户参与 DR 的激励机制

聚合商对用户进行灵活激励,在基准补偿电价的基础上,根据响应量、提前通知时间、响应时长、响应参与度进一步计算补偿系数。

用户参与 DR 所得补偿费由补偿电价和签约响应量决定。第 i 个用户参与 DR 的补偿费、补偿电价分别为

$$D_b(i) = c_{bc}(i) \cdot P_q(i) \quad (6)$$

$$c_{bc}(i) = k_{b0}(i) \cdot c_q \quad (7)$$

式(6)、(7)中 $P_q(i)$ 为用户签约响应量, kW; $c_{bc}(i)$ 为补偿电价,元/kW; c_q 为基准补偿电价,元/kW。

由文献[10]可知响应系数为

$$k_{b0}(i) = k_{b1}(i) \cdot k_{b2}(i) \cdot k_{b3}(i) \cdot k_{b4}(i) \quad (8)$$

式中 $k_{b1}(i) \sim k_{b4}(i)$ 分别为响应量、响应速度、响应时长和响应参与度系数。

2 考虑签约用户响应特性的 DR 机制

签约用户是否参与 DR,与其响应特性具有密切联系。用户的响应特性受到用户充电行为、参与 DR 的收益和成本、补偿电价大小以及合同压力等因素的影响。基于此,本文综合上述因素建立考虑用户响应特性的充电负荷响应模型。

2.1 签约用户的响应特性

本文从用户签约的意愿、参与资格和响应的不

确定性、受合同约束的响应压力以及参与 DR 方式的不确定性等方面来综合考虑用户的响应特性。

1)用户签约的意愿。

用户参与 DR 获得的收益越大,参与 DR 的意愿越强。由于充电方式(按充电功率大小划分)不同用户参与 DR 的响应量不同,获得的收益也不同,因此,需要研究不同充电方式下用户的收益以及签约意愿的差异。

2)用户参与资格的不确定性。

由于用户的充电行为具有一定的不确定性,电网公司实施 DR 时不是所有签约用户的计划充电时段都在响应时段内,因此,只有部分签约用户具有参与 DR 的资格,称为资格用户。因此聚合商需要根据以往的数据统计用户的充电时间分布等,优先选择在负荷高峰时段充电且充电习惯比较稳定的用户进行签约。

3)用户响应行为的不确定性。

用户具有响应资格时其是否参与 DR 具有一定的选择权,并且一般情况下,补偿电价越高,用户参与 DR 的收益越高,参与响应的概率越大。因此,聚合商通过补偿电价的调节来改变用户的响应程度,从而使得聚合商的响应量满足电网的需求量,并有效避免发生欠响应和过响应。

4)用户响应受合同约束的压力。

用户参与 DR 的合同是以年为单位的,即用户需要在一年中满足合同规定的响应次数。因此,每次 DR 都有一定比例的资格用户不考虑电价因素而迫于合同压力参与响应,此时补偿电价不是部分用户考虑的主要因素,因此,可设最低基准补偿电价 c_{q0} 对应的最小参与率为 k_{x0} 。

5)用户参与 DR 的方式及其不确定性。

EV 属于可平移负荷,在响应时段内用户的充电计划被迫中止,很多用户会转移到其他时段充电。但同时也存在部分用户因为工作和生活习惯原因,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,当天的充电计划取消,EV 充电量减少,此时用户以“削减负荷”方式参与 DR。虽然这种情况出现的概率较小,但对用户出行需求影响更大,甚至导致用户被迫以其他出行方式来代替 EV 出行。另外,用户的充电活动转移具有一定的不确定性,一般

地,某时段充电负荷越大,用户前往该时段充电的概率越大。

2.2 响应用户需求量和响应能力评估

1) 响应时段的响应用户需求量。

需要多少用户参与响应才能达到要求,与响应时段的负荷大小、单用户响应潜力有关,第 j 个响应时段的响应用户需求量为

$$N_x(j) = \lceil \frac{k_{sp}(P_{fj} - P_{ac})\Delta t}{W_{c0}} \rceil \quad (9)$$

式中 W_{c0} 为某充电方式下用户单次 DR 响应电量 (1 h 内),可由历史数据统计而得; k_{sp} 为响应裕度系数; $\lceil \cdot \rceil$ 表示向上取整。

2) 用户可参与响应比。

定义某次实施 DR 时具有参与资格的签约用户为资格用户。为反映资格用户在签约用户中的占比,定义可参与响应比 ρ_{zg} 为响应时段 j 资格用户数 $N_{zg}(j)$ 与签约用户总数 N_q 之比,即

$$\rho_{zg} = \frac{N_{zg}(j)}{N_q} \quad (10)$$

2.3 用户签约响应次数限值评估模型

设一年中电网公司发动 M_x 次 DR,用户签约响应次数为 M_u ,要使所有用户都不违约,则单次响应用户数的平均值需满足:

$$N_{zg0} \geq \frac{M_u \cdot N_q}{M_x} \quad (11)$$

设用户可参与响应比平均值为

$$\rho_{zg0} = \frac{N_{zg0}}{N_q} \geq \frac{M_u \cdot N_q}{M_x \cdot N_q} = \frac{M_u}{M_x} \quad (12)$$

同时可推导出:

$$M_u \leq \rho_{zg0} \cdot M_x = \frac{N_{zg0} \cdot M_x}{N_q} \quad (13)$$

在签约用户足够时,为保证用户具有足够的选择空间,避免合同带来的响应压力太大,应满足:

$$M_u \leq k_y \cdot \rho_{zg0} \cdot M_x \quad (14)$$

式中 k_y 为响应次数裕度系数,可取 0.5,并取等号成立时的 M_u 为签约次数限值 M_{um} 。

由式(14)可知,由于用户充电行为具有一定的不确定性,并非每个签约用户在每次实施 DR 时都有资格参与,因此,签约响应次数要远小于年需求响应次数,才可能做到不违约。

2.4 考虑过响应和欠响应的响应模型

为了防止过响应或者欠响应,要通过基准补偿

电价调节使得实际响应用户数 $N_s(j)$ 满足约束:

$$k_{s1}N_x(j) \leq N_s(j) \leq k_{s2}N_x(j) \quad (15)$$

其中, k_{s1} 、 k_{s2} 为实际响应裕度,响应裕度可根据电网侧对于响应精度的要求而定。超出约束范围分别定义为欠响应和过响应。

为研究用户的响应程度,定义用户参与率 $k_x(j)$ 为实际响应用户数与该时段具有参与 DR 资格的用户数 $N_{zg}(j)$ 的比值,即

$$k_x(j) = \frac{N_s(j)}{N_{zg}(j)} \quad (16)$$

由式(15)可得用户参与率 $k_x(j)$ 需满足约束:

$$k_{s1} \frac{N_x(j)}{N_{zg}(j)} \leq k_x(j) \leq k_{s2} \frac{N_x(j)}{N_{zg}(j)} \quad (17)$$

由于每次 DR 时资格用户数和响应需求量具有一定的不确定性,故有可能出现以下 3 种情况。

1) 当 $N_{zg}(j) < k_{s1}N_x(j)$ 时,资格用户数达不到响应需求,定义为欠响应,此时要求所有资格用户都要参与响应,即 $k_x(j)$ 为最大参与率 k_{xm} 。此时,基准补偿电价为最高基准补偿电价 c_{qm} 。

2) 最低基准补偿电价 c_{q0} 对应最小参与率 k_{x0} ,当 $k_{x0}N_{zg}(j) > k_{s2}N_x(j)$,可定义为过响应。为减轻过响应程度,将基准补偿电价定为最小值。

3) 除上述 2 种情况外,在满足式(17)约束的前提下,用户参与响应的概率与补偿电价密切相关。根据文献[11]所述消费者心理学原理,价格对用户的刺激有一个差别阈值,在这个差别阈值的范围内,用户的响应程度主要不是受价格影响;超过这个差别阈值的范围时,用户的响应程度将与价格的刺激程度有关;用户对刺激也有一个饱和值,超过这个数值,进入响应极限期。因此,本文设定当补偿电价大于最小补偿电价时,用户参与响应电费概率在合同压力的基础上与补偿电价的大小成正相关关系。基于此,本文采用分段函数建立用户参与率与基准补偿电价 $c_q(j)$ 的关系,即

$$k_x(j) = \begin{cases} k_{x0}, & \Delta c_q(j) = 0 \\ k_{x0} + p_q \Delta c_q(j), & \Delta c_{q1} < \Delta c_q(j) < \Delta c_{q2} \\ k_{xm}, & \Delta c_q(j) = 1 \end{cases} \quad (18)$$

$$\Delta c_q(j) = \frac{c_q(j) - c_{q0}}{c_{qm} - c_{q0}} \quad (19)$$

$$p_q = k_{xm} - k_{x0} \quad (20)$$

其中, $\Delta c_q(j)$ 为该响应时段基准补偿电价与最低值的相对差; p_q 为线性区的斜率。

2.5 实施 DR 后的负荷模型

1) 响应时段的负荷计算。

在 DR 过程中, 可根据响应时段的签约用户数和用户参与率确定响应用户数, 并计算用户放弃在响应时段的充电计划后该时段的充电负荷。

2) 响应时段的负荷转移模型。

一般地, 用户转移到响应时段以外的某个时段进行充电具有一定的概率性。某时段充电负荷越大, 表明用户在该时段充电的概率越大, 因此, 转移概率 $p_z(\lambda)$ 与原充电负荷曲线各时段充电负荷大小有关, 与时段充电概率 $p_c(\lambda)$ 相适应, 即

$$\begin{cases} p_z(\lambda) = \frac{p_c(\lambda)}{1 - \sum_{j=1}^{n_f} p_c(\lambda(j))} \\ p_c(\lambda) = \frac{P_{ES}(\lambda)}{\sum_{\lambda=1}^{24} P_{ES}(\lambda)} \end{cases} \quad (21)$$

式中 $\lambda(j)$ 为第 j 个响应时段在一天 24 个时段中的序号; $P_{ES}(\lambda)$ 为充电站在时段 λ 的充电负荷。

根据转移概率可模拟充电负荷从响应时段转移到其他时段的情况, 求出响应后的充电负荷。

3 基于各方需求的 DR 优化模型

为保证各方参与 DR 的积极性, 更好地满足各方的需求, 本文对各方参与 DR 的成本和效益进行建模, 并通过调节补偿电价对 DR 效果进行优化。

3.1 用户参与 DR 的成本和效益

用户成本主要为响应成本, 收益主要包括减少的电量成本以及聚合商给予用户的响应补贴。用户可以采用削减或者转移负荷方式参与 DR。设用户通过减少用电来参与 DR 的概率是 β_{cut} 。

第 i 个用户参与 DR 时减少的电量成本为

$$\Delta D_c(i) = D_c(i) - D'_c(i) \quad (22)$$

式中 $D_c(i)$ 、 $D'_c(i)$ 分别为参与 DR 前、后的充电费用。

对于部分没有合适充电时间可转移的用户而言, 只能通过减少用电来参与 DR。第 i 个用户的响

应成本^[12]为

$$D_q(i) = a_q [W_c(i)]^2 + b_q W_c(i) \quad (23)$$

式中 $W_c(i)$ 为第 i 个用户在响应时段的计划充电量; a_q 、 b_q 均为大于 0 的常数。设用户转移充电时间的成本是减少用电的 β_{ct} 倍。

第 i 个用户参与 DR 的净收益为

$$D_u(i) = D_b(i) + \Delta D_c(i) - D_q(i) \quad (24)$$

综合所有参与 DR 的用户并考察用户总收益 D_{uz} 、平均净收益 D_{u0} 和平均净收益比 η_{u0} :

$$\begin{cases} D_{uz} = \sum_1^{N_{sz}} D_u(i) \\ D_{u0} = \frac{D_{uz}}{N_{sz}} \\ \eta_{u0} = \frac{D_{uz}}{\sum_1^{N_{sz}} D_c(i)} \end{cases} \quad (25)$$

式中 N_{sz} 为当天参与 DR 的实际用户数。

3.2 聚合商参与 DR 的成本和效益

聚合商的成本包括服务费收入损失和对用户的补偿费, 效益来自电网公司的补偿费。

聚合商的服务费收入损失为

$$\Delta D_{ser} = D_{ser} - D'_{ser} \quad (26)$$

式中 D_{ser} 、 D'_{ser} 分别为响应前、后聚合商一天的服务费收入。

聚合商对用户的总补偿成本、一天的净收益 ΔD_{ag} 和净收益比 η_{ag} 为

$$\begin{cases} D_{b0} = \sum_{i=1}^{N_{sz}} D_b(i) \\ \Delta D_{ag} = D_{fb} - \Delta D_{ser} - D_{b0} \\ \eta_{ag} = \frac{\Delta D_{ag}}{D_{ser}} \end{cases} \quad (27)$$

3.3 电网公司参与 DR 的成本和效益

电网公司发布 DR 的收益主要包括可避免输配电容量成本和可避免电量成本; 成本主要包括减少的电费收入和 DR 补偿成本。

电网公司电费收入损失为

$$F_{G,a} = D_{G,a} - D'_{G,a} \quad (28)$$

式中 $D_{G,a}$ 、 $D'_{G,a}$ 分别为响应前、后电网公司电费收入。

电网公司对聚合商的补偿成本为

$$F_{G,b} = D_{fb} \quad (29)$$

可避免输配电建设费用 $F_{G,c}$ 可通过可避免输配电容量单位成本 c_G 及实际避免输配电容量 ΔP 来确定^[13],折算为单次 DR,则有

$$\begin{cases} F_{G,d} = \frac{F_{G,c}}{M_x} \\ F_{G,c} = c_G \Delta P \end{cases} \quad (30)$$

$$\Delta P = \frac{P_{1max} - P_{ac}}{1 - \alpha} \quad (31)$$

式(30)、(31)中 $F_{G,d}$ 为折算到单次 DR 的可避免输配电建设费用; M_x 为年度发布 DR 的次数; α 为电网输配电损失系数; P_{1max} 为年度最大峰荷; P_{ac} 为实施 DR 的峰荷阈值。

电网公司可避免购电成本为

$$F_{G,e} = D_{G,e} - D'_{G,e} \quad (32)$$

式中 $D_{G,e}$ 、 $D'_{G,e}$ 分别为 DR 前、后的购电成本。

综合考虑电网公司的各项经济成本和效益,其总经济成本 $\Delta F_{G,m}$ 、总经济成本比 $\eta_{G,m}$ 为

$$\begin{cases} \Delta F_{G,m} = F_{G,a} + F_{G,b} - F_{G,d} - F_{G,e} \\ \eta_{G,m} = \frac{\Delta F_{G,m}}{D_{G,a}} \end{cases} \quad (33)$$

综合考虑电网公司总经济成本和削峰效果,电网公司综合目标为

$$\eta_{G,z} = \eta_f - \eta_{G,m} \quad (34)$$

3.4 需求响应综合目标

为平衡各方利益,保证各方需求都得到满足,本文综合各方需求建立需求响应综合目标,即

$$\chi = \xi_1 \eta_{u0} + \xi_2 \eta_{ag} + \xi_3 \eta_{G,z} \quad (35)$$

式中 ξ_1 、 ξ_2 、 ξ_3 为权重系数。

3.5 基于粒子群算法的补偿电价优化

聚合商通过调节基准补偿电价来改变用户参与率,使得实际响应用户数和需求量相匹配,从而防止出现过响应或者欠响应。本文采用粒子群算法^[14]进行基准补偿电价优化。

设粒子群算法搜索空间维数为 n_f ,群体粒子数为 m ,最大迭代次数为 I_m ,第 i 个粒子中聚合商的基准补偿电价为 $c_q = [c_q^i(1), c_q^i(2), \dots, c_q^i(n_f)]$ 。

每次迭代粒子通过跟踪个体极值和全局极值来更新位置和速度,从而改变粒子的位置即聚合商的基准补偿电价。在迭代过程中,对于每个粒子的基准补偿电价方案,评估充电负荷的转移和削减情况;

然后根据削峰情况调整电网公司对聚合商的激励电价和补偿费用;计算各粒子的需求响应综合目标,并更新各粒子的个体极值和全局极值。

4 仿真算例

4.1 仿真参数设置

本文选取某市一条实际馈线作为基础网架,常规负荷如图 1 所示,其载流量为 380 A,为了避免配电网发生重载, P_{ac} 可设为 5.5 MW;电网电价如表 1 所示。设计划到充电站充电的 EV 总数为 900 辆。EV 参数如表 2 所示,商业区 EV 用户充电时间分布如表 3 所示,用户签约情况如表 4 所示。

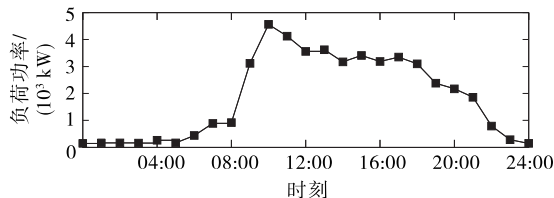


图 1 商业区常规负荷

Figure 1 Conventional load of commercial district

表 1 电网电价

Table 1 Electricity price of grid company

时段	电网电价/(元/(kW·h))
峰时段(08:00—12:00,17:00—21:00)	0.869
平时段(12:00—17:00,21:00—24:00)	0.687
谷时段(00:00—08:00)	0.365

表 2 EV 参数

Table 2 Parameters of EV

电池容量/ (kW·h)	续航里程/ 程/km	功率/kW			充电 效率	平均行驶速 度/(km/h)
		快充	慢充 1	慢充 2		
60	240	60	7	20	0.9	30

表 3 EV 用户出行行为概率分布

Table 3 Travel probability distribution of EV users

开始充电时间分布	充电前 SOC	充电概率分布
$N(9,0.88^2)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.35
$N(15,0.88^2)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.30
$N(19,0.88^2)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.25
$U(23,5)$	$N(0.4,0.1^2)$	0.10

表 4 EV 用户签约要求

Table 4 Signing requirements of EV user

充电方式	签约响应量/kW	签约响应时长/h	响应提前通知时间/h
慢充 1	7	1	12
慢充 2	20	1	12
快充	60	1	12

仿真中 d_{fb0} 为 4 元/(kW·h), β_{cut} 、 β_{ct} 取 0.2, a_q 为 0.005 元/(kW·h)², b_q 为 1.5 元/(kW·h), c_G 为 100 元/(kW·a)^[12]; c_{q0} 为 2 元/kW, c_{qm} 为 3 元/kW; P_{1max} 为 7 MW, α 取 0.06, N_q 为 200。根据江苏需求响应政策,用户每年度参与响应的次数不能低于合同要求响应次数 50%。因此,本文将用户响应受合同约束压力的最小参与率 k_{s0} 设置为 0.5, k_{xm} 设为 1, M_x 为 50;慢充 1、2、快充下充电功率分别取 7、20、60 kW,对应的单次 DR 响应电量(1 h 内) W_{c0} 分别取 7、20、30 kW·h(快充下取 30 kW·h 是因为用户一般充 0.5 h 就满电), Δt 为 1 h; m 取 800, I_{max} 取 200; ξ_1 、 ξ_2 、 ξ_3 之和为 1, 比值为 1:1:2; 响应裕度 k_{s1} 、 k_{s2} 可取 0.9、1.1; k_{sp} 取 1.1。

4.2 充电行为对用户响应情况的影响

根据配网总负荷,判断响应时段为第 10、11 时段。当签约用户充电时间分布为 $N(10, 0.88^2)$ 时,不同功率下的平均充电时长和第 11 时段可参与响应比如表 5 所示。其他条件保持不变,在快充模式下,改变充电时间分布,第 11 时段可参与响应比如表 6 所示;在此基础上,评估用户一年具有资格参与 DR 的平均次数以及签约次数限值见表 2。

表 5 充电功率对用户响应的影响

Table 5 Influence of charging power on users' response

充电功率/kW	充电模式	平均充电时长/h	ρ_{zg}	全响应时削减功率/(kW·h)
7	慢充 1	4.3	0.59	826
20	慢充 2	1.5	0.43	1 548
60	快充	0.5	0.34	1 836

表 6 用户的响应资格

Table 6 Users' response qualification

充电时间分布	资格用户数	ρ_{zg}	用户一年具有资格的平均次数	签约次数限值 M_{um}
$N(10, 0.25^2)$	146	0.73	35	17
$N(10, 0.5^2)$	110	0.55	26	13
$N(10, 1^2)$	58	0.29	15	7
$N(10, 2^2)$	34	0.17	8	4

由表 5 可知,在不同的充电功率下,用户的充电时长差别很大,慢充情况下用户充电时段跨度更大,更容易覆盖响应时段,因此更具备参与 DR 的资格;充电功率越大,用户可参与响应比越小,因此,聚合商对于充电功率越大的用户,合同中要求的年度响应次数应该越少,这样才能保证用户在能力范围内内容不发生违约现象;同时,单用户响应功率越大,参与 DR 能够发挥功能的越大。

由表 6 可知,在签约用户充电时间分布与响应时段较重叠的基础上,其分布离散性越小,响应时段资格用户数越多,可参与响应比越大;同时,充电时间分布离散性越小,用户一年具有参与 DR 资格的平均次数越大,因此,对充电时间分布不同的用户,可设置不同的签约响应次数要求,如此充电时间比较稳定的用户可以较频繁地参与 DR,分布较离散的用户可以少参与 DR。根据用户充电习惯而差异化设置签约要求,可以提高用户签约的积极性,以进一步挖掘用户参与 DR 的潜力。

4.3 补偿电价和充电功率对负荷响应的影响

签约用户充电时间服从分布 $N(10, 0.88^2)$, 签约用户数为 200, 研究基准补偿电价和充电功率对负荷响应情况的影响。根据配网总负荷判断响应时段为第 10、11 时段。

4.3.1 慢充 1 下补偿电价对负荷响应情况的影响

签约用户的 EV 采用慢充 1(7 kW)方式充电,当补偿电价分别为 2.0、2.5、3.0 元/kW 时(记为情景 1~3),响应负荷情况如图 2 所示,用户响应情况和各方需求指标如表 7、8 所示。

慢充 1 方式下由于用户充电时间长,用户有资格参与 DR 的概率更大,因此资格用户数较大。但是由于充电功率小,响应能力低,削峰效果有限。由表 7 可知,基准补偿电价越高,用户参与率越高。在补偿电价较低时,响应用户数满足不了需求量,欠响应问题严重;补偿电价较大时,由于充电功率较小,还满足不了需求量,但能明显地减轻欠响应。

基准补偿电价越高,用户收益越大。由于用户响应功率小,得到的补偿费较低,3 种补偿电价下用户收益分别为其充电成本的 26.5%、32.8%、39.1%,其参与 DR 的积极性较弱。随着补偿电价增大,聚合商对用户的补偿成本越大;而用户参与率

增大会使得削峰量增大,聚合商从电网公司获得的激励也增加,聚合商因此获得更多的利润。

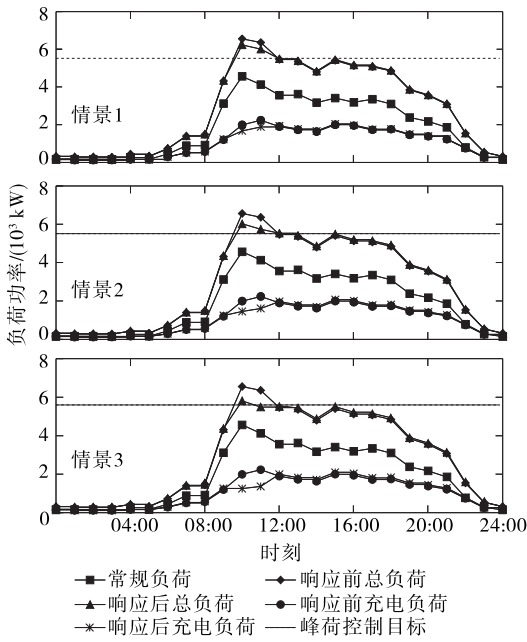


图 2 情景 1~3 下负荷响应情况

Figure 2 Load response under scenario 1~3

表 7 慢充 1 方式下用户响应情况

基准补偿电价/(元/kW)	响应情况							
	第 10 时段				第 11 时段			
	N_X	N_{zg}	K_X	N_s	N_X	N_{zg}	K_X	N_s
2.0	166	115	0.50	58	135	130	0.50	65
2.5	166	116	0.75	87	135	128	0.75	96
3.0	166	115	1.00	115	135	128	1.00	128

表 8 慢充 1 方式下的需求指标

基准补偿电价/(元/kW)	聚合商				
	$\Delta D_{ser}/\text{元}$	$D_{fb}/\text{元}$	$D_{bo}/\text{元}$	$\Delta D_{ag}/\text{元}$	$\eta_{ag}/\%$
2.0	218	2 628	1 474	928	4.6
2.5	334	4 009	2 819	856	4.2
3.0	457	6 860	4 631	1 772	8.7

基准补偿电价/(元/kW)	用户			电网公司	
	$D_{u0}/\text{元}$	$D_{uz}/\text{元}$	$\eta_{u0}/\%$	$F_{G,a}/\text{元}$	$F_{G,b}/\text{元}$
2.0	13.3	1 552	26.5	312	2 628
2.5	16.4	2 938	32.8	476	4 009
3.0	19.6	4 793	39.1	652	6 860

基准补偿电价/(元/kW)	电网公司				
	$F_{G,d}/\text{元}$	$F_{G,e}/\text{元}$	$\Delta F_{G,m}/\text{元}$	$\eta_{G,m}/\%$	$\eta_t/\%$
2.0	3 192	94	-353	-0.6	0.061
2.5	3 192	144	1 150	2.1	0.093
3.0	3 192	197	4 123	7.6	0.122

在 3 种补偿电价下,聚合商的收益分别为其服务费收入的 4.6%、4.2%、8.7%。削峰效果越明显,电网公司对聚合商的补偿额越高,因此,电网公司是以经济成本来换取电网的安全性。通过 DR 来实现削峰可以减少容量建设成本,投资成本会降低。由于小功率方式下削峰效果不明显,其对聚合商的激励额也较低,此时其发动 DR 的成本较小,3 种补偿电价下电网公司的总经济成本分别为其电费收入的 -0.6%、2.1%、7.6%。

总而言之,在上述签约用户数量下,用户以慢充 1 方式充电时,单用户参与 DR 的能力有限,聚合商需要签更多的用户才能满足 DR 任务。由于目前 EV 用户参与 DR 的意愿较弱,寻找更多的签约用户对于聚合商较为困难,因此,小功率充电用户并非聚合商的最优先选择。

4.3.2 慢充 2 下补偿电价对负荷响应情况的影响

签约用户的 EV 采用慢充 2(20 kW)方式充电,补偿电价分别为 2.0、2.5、3.0 元/kW 时(分别记为情景 4~6),响应负荷情况如图 3 所示,用户响应情况和各方需求指标如表 9、10 所示。

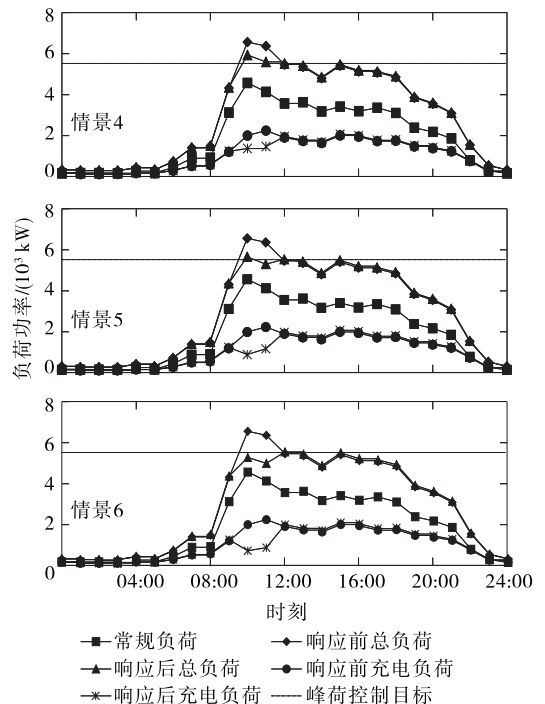


图 3 情景 4~6 下负荷响应情况

Figure 3 Load response under scenario 4~6

表 9 慢充 2 方式下用户响应情况

Table 9 User response in slow charging mode 2

基准补偿电价/(元/kW)	响应情况							
	第 10 时段				第 11 时段			
	N_X	N_{zg}	K_X	N_s	N_X	N_{zg}	K_X	N_s
2.0	64	70	0.50	35	53	86	0.50	43
2.5	64	72	0.75	54	53	83	0.75	62
3.0	64	72	1.00	72	53	82	1.00	82

表 10 慢充 2 方式下的需求指标

Table 10 Demand indicators in slow charging mode 2

基准补偿电价/(元/kW)	聚合商				
	$\Delta D_{ser}/\text{元}$	$D_{fb}/\text{元}$	$D_{b0}/\text{元}$	$\Delta D_{ag}/\text{元}$	$\eta_{ag}/\%$
2.0	355	5 328	2 277	2 695	13.3
2.5	600	9 000	4 809	3 590	17.7
3.0	796	1 1952	7 664	3 491	17.2

基准补偿电价/(元/kW)	用户			电网公司	
	$D_{u0}/\text{元}$	$D_{uz}/\text{元}$	$\eta_{u0}/\%$	$F_{G,a}/\text{元}$	$F_{G,b}/\text{元}$
2.0	32.1	2 377	64.1	506	5 328
2.5	39.8	4 978	79.5	856	9 000
3.0	47.5	7 887	94.9	1 137	1 1952

基准补偿电价/(元/kW)	电网公司				
	$F_{G,d}/\text{元}$	$F_{G,e}/\text{元}$	$\Delta F_{G,m}/\text{元}$	$\eta_{G,m}/\%$	$\eta_t/\%$
2.0	3 192	153	2 490	4.600	10.4
2.5	3 192	259	6 405	11.800	14.6
3.0	3 192	344	9 553	0.176	14.0

由于用户响应功率比慢充 1 更大,因此用户得到的补偿费更高,3 种补偿电价下用户收益分别为其充电成本的 64%、79%、95%,用户参与 DR 的意愿较高;同时削峰效果更为明显,运营商从电网公司得到的激励更大,3 种补偿电价下聚合商收益增加了 13.3%、17.7%和 17.2%,聚合商参与 DR 的意愿更强;电网安全性得到保证,同时电网公司对聚合商的激励额较大,经济成本得到提高,3 种补偿电价下电网公司的总经济成本分别为其电费收入的 4.6%、11.8%、17.6%。

总之,用户以慢充 2 方式充电时,补偿电价较高时能够实现良好的 DR,且不容易出现过响应,此类用户较符合聚合商的选择。

4.3.3 快充下补偿电价对负荷响应情况的影响

签约用户的 EV 采用快充(60 kW)方式充电,当基准补偿电价分别为 2.0、2.5、3.0 元/kW 时(分别记为情景 7~9),响应负荷情况如图 4 所示,用户响应情况和各方需求指标如表 11、12 所示。

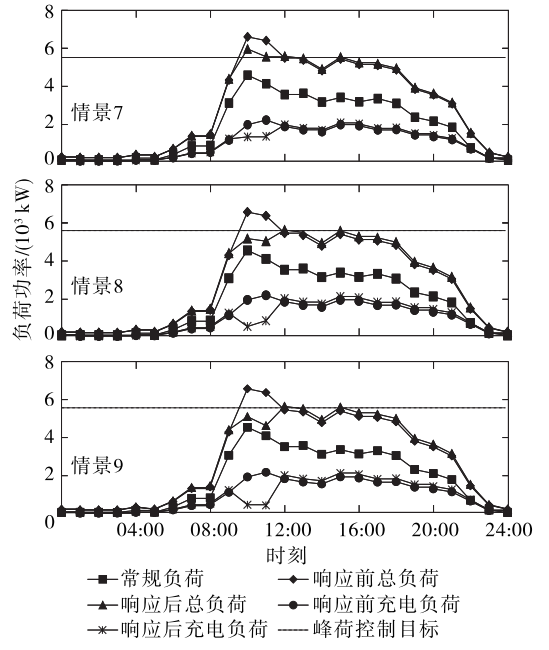


图 4 情景 7~9 下负荷响应情况

Figure 4 Load response under scenario 7~9

表 11 快充方式下用户响应情况

Table 11 User response in the fast charging mode

基准补偿电价/(元/kW)	响应情况							
	第 10 时段				第 11 时段			
	N_X	N_{zg}	K_X	N_s	N_X	N_{zg}	K_X	N_s
2.0	39	52	0.50	26	32	60	0.50	30
2.5	39	52	0.75	40	32	60	0.75	45
3.0	39	52	1.00	52	32	60	1.00	60

表 12 快充方式下的需求指标

Table 12 Demand indicators in the fast charging mode

基准补偿电价/(元/kW)	聚合商				
	$\Delta D_{ser}/\text{元}$	$D_{fb}/\text{元}$	$D_{b0}/\text{元}$	$\Delta D_{ag}/\text{元}$	$\eta_{ag}/\%$
2.0	448	5 376	2 520	2 408	11.8
2.5	656	9 840	4 612	4 571	22.5
3.0	856	12 840	7 225	4 761	23.5

基准补偿电价/(元/kW)	用户			电网公司	
	$D_{u0}/\text{元}$	$D_{uz}/\text{元}$	$\eta_{u0}/\%$	$F_{G,a}/\text{元}$	$F_{G,b}/\text{元}$
2.0	46.6	2 609	93	639	5 376
2.5	57.8	4 743	115	935	9 840
3.0	69.1	7 393	138	1 221	12 840

基准补偿电价/(元/kW)	电网公司				
	$F_{G,d}/\text{元}$	$F_{G,e}/\text{元}$	$\Delta F_{G,m}/\text{元}$	$\eta_{G,m}/\%$	$\eta_t/\%$
2.0	3 192	193	2 630	4.8	9.6
2.5	3 192	283	7 301	13.4	14.5
3.0	3 192	370	10 500	19.3	13.9

由仿真结果可知,相比于慢充方式,快充方式下用户有资格参与 DR 的概率较小,资格用户数较少。但是由于充电功率较大、响应能力较强以及削峰效果明显,故补偿电价过大时响应用户数可能会远超需求量,出现过响应;同时,由于第 10、11 时段负荷压力不同,响应用户需求量和资格用户数也不同,对用户参与率要求不同,补偿电价固定不变难以适应不同时段需求的差异。

由于响应功率比慢充方式大,用户得到的补偿费更高。3 种补偿电价下用户收益分别为其充电成本的 93%、115%、138%,用户进行 DR 签约的意愿更高。削峰效果明显,运营商从电网公司得到的激励较大,3 种补偿电价下聚合商收益增长了 11.8%、22.5%、23.5%,电网公司的总经济成本分别为其电费收入的 4.8%、13.4%、19.3%。

总而言之,相比于慢充方式,用户以快充方式充电时其响应能力强,补偿电价较大时容易出现过响应。聚合商选择快充用户时需要的用户数较小,更容易满足需求。由于欠响应可能导致响应后电网仍处于不安全状态,而过响应虽然会导致电网的需求响应成本提高,但是响应后电网处于安全状态,因此,相比于慢充 1 方式,快充类型用户仍较符合聚合商的选择。

4.4 基准补偿电价的优化结果分析

当采用慢充 2(20 kW)方式充电时,基于本文的基准补偿电价优化模型,对文 4.3 中的基准补偿电价进行优化,优化后负荷响应情况如图 5 所示,各方需求指标如表 13 所示。同时,以慢充 1、快充方式并结合两类用户(签约用户数各为 100)参与响应下的优化效果作为对比,优化后基准补偿电价如表 14 所示,总负荷如图 6 所示。

由图 5(与图 3 对比)和表 13(与表 10 对比)可知,慢充 2 方式下经过基准补偿电价优化,能够很好地避免欠响应和过响应问题。同时,电网公司的经济成本也得到了控制,可以更好地通过 DR 来削减峰荷;聚合商和用户都从 DR 中获得相应的利益,聚合商和用户的净收益比分别为 15.1% 和 75.1%。因此,各方需求都得到了很好地满足。

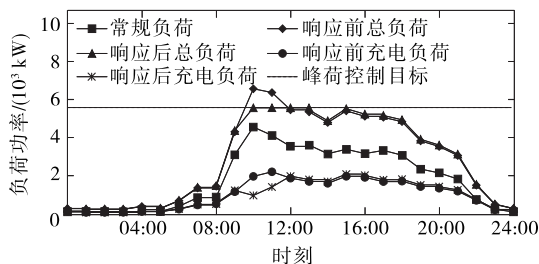


图 5 慢充 2 方式下优化后的负荷响应情况

Figure 5 Load response after optimization in slow charge mode 2

表 13 慢充 2 方式下优化后各方需求指标

Table 13 Demand indicators of all parties after optimization in slow charge mode 2

用户需求指标			聚合商需求指标					电网公司需求指标						
$D_{u0}/\text{元}$	$D_{uz}/\text{元}$	$\eta_{u0}/\%$	$\Delta D_{ser}/\text{元}$	$D_{fb}/\text{元}$	$D_{b0}/\text{元}$	$\Delta D_{ag}/\text{元}$	$\eta_{ag}/\%$	$F_{G,a}/\text{元}$	$F_{G,b}/\text{元}$	$F_{G,d}/\text{元}$	$F_{G,e}/\text{元}$	$\Delta F_{G,m}/\text{元}$	$\eta_{G,m}/\%$	$\eta_t/\%$
37.6	4 460	75.1	475	7 127	3 592	3 060	15.1	677	4 680	7 127	205	4 409	8.06	14.9

表 14 多场景下优化后的基准补偿电价

Table 14 Optimized benchmark compensation price in multiple scenarios 元/kW

响应时段	优化后基准补偿电价	
	第 10 时段	第 11 时段
慢充 2	2.52	2.21
慢充 1	3.00	3.00
快充	2.37	2.05
结合慢充 2 和慢充 1	2.85	2.62
结合慢充 2 和快充	2.44	2.11
结合慢充 1 和快充	3.66	2.47

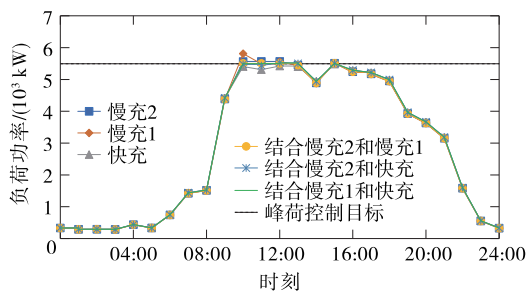


图 6 多场景下优化后的总负荷曲线

Figure 6 Optimized total load curve in multiple scenarios

另一方面,由表 14 和图 6 可知,相比于慢充 2 方式,慢充 1 方式下将补偿电价调到上限,用户充分

响应,但第10时段还是发生了轻微欠响应;快充方式下补偿电价调到较低水平,第11时段也还是发生了轻微过响应。可见用户响应特性会限制基准补偿电价的调节效果。在此基础上,结合不同类型用户参与响应,响应效果得到了进一步改善,成功避免了欠响应和过响应问题。由此可见,结合不同响应特性的用户参与响应,能够充分利用不同用户响应特性的互补性,如:慢充1方式可以弥补快充方式功率调节幅度大的缺点,快充方式能够弥补慢充1方式响应能力不足的缺点,从而实现更加精准的需求响应。

5 结语

1)EV充电功率越大、充电时段越短、充电时间分布离散性越大,用户就越难具备参与DR的资格,合同中要求的年度响应次数应该越少,这样才能保证用户在能力范围内不发生违约现象。不同用户响应能力差异较大,根据用户充电功率和充电习惯而差异化设置签约要求,可以提高用户签约的积极性,从而进一步挖掘用户参与DR的潜力。

2)不同响应时段响应需求量和资格用户数不同,对用户参与率要求不同,基准补偿电价固定不变将难以适应不同时段需求的差异。因此,可根据不同时段响应需求量和资格用户数来调整基准补偿电价,实现更好的DR。

3)本文的基准补偿电价优化方法通过调节基准补偿电价来改变用户参与率,能够很好地避免欠响应和过响应问题,降低电网公司的经济成本;同时,可结合不同响应特性的用户参与响应,能够充分利用不同用户响应特性的互补性,实现更精准的峰荷削减。

参考文献:

[1] 杨景旭,羿应棋,张勇军,等.基于加权分布熵的配电网电动汽车并网运行风险分析[J].电力系统自动化,2020,44(5):171-179.
YANG Jingxu, YI Yingqi, ZHANG Yongjun, et al. Operation risk analysis of electric vehicle integrated to grid in distribution network based on weighted distribution entropy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020,

44(5):171-179.
[2] 蔡黎,张权文,代妮娜,等.规模化电动汽车接入主动配电网研究进展综述[J].智慧电力,2021,49(6):75-82.
CAI Li, ZHANG Quanwen, DAI Nina, et al. Review on research progress of large-scale electric vehicle access to active distribution network[J]. Smart Power, 2021, 49(6):75-82.
[3] 欧名勇,陈仲伟,谭玉东,等.基于峰谷分时电价引导下的电动汽车充电负荷优化[J].电力科学与技术学报,2020,35(5):54-59.
OU Mingyong, CHEN Zhongwei, TAN Yudong, et al. Optimization of electric vehicle charging load based on peak-to-valley time-of-use electricity price[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(5):54-59.
[4] 孟宪珍,张艳,安琪,等.电动汽车接入充电对配电网电压波动的影响[J].电网与清洁能源,2021,37(2):91-98.
MENG Xianzhen, ZHANG Yan, AN Qi, et al. Influence of electric vehicle access charging on voltage fluctuation of distribution network[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(2):91-98.
[5] 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 of electric vehicle aggregator considering incentive demand response[J]. Modern Electric Power, 2019, 36(6):16-22.
[6] 代琼丹,邓昕,吴雪妍,等.能源互联网下综合能源服务商业模式综述[J].高压电器,2021,57(2):135-144.
DAI Qiongdan, DENG Xin, WU Xueyan, et al. Overview on integrated energy service business model under energy internet[J]. High Voltage Apparatus, 2021, 57(2):135-144.
[7] 张兰,张经纬,肖云鹏,等.新加坡电力市场需求响应机制及对中国电力市场建设的启示[J].中国电力,2020,53(9):98-106.
ZHANG Lan, ZHANG Jingwei, XIAO Yunpeng, et al. Demand response mechanism in Singapore electricity market and its enlightenment to China's power market construction[J]. Electric Power, 2020, 53(9):98-106.
[8] 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.
- [9] 辛锐,张瑜,郝保中,等.考虑响应不确定性的高比例可再生能源微电网优化策略[J].供用电, 2021, 38(9): 35-41.
XIN Rui, ZHANG Yu, HAO Baozhong, et al. Optimization strategy of high proportion renewable energy microgrid considering response uncertainty[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(9): 35-41.
- [10] 陈海瑞,米增强,贾雨龙,等.计及电价不确定的电动汽车聚合商区间调度策略[J].电测与仪表, 2021, 58(12): 24-30.
CHEN Hairui, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Interval scheduling strategy for electric vehicle aggregator considering uncertainty of electricity price[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(12): 24-30.
- [11] 陈奎,马子龙,周思宇,等.电动汽车两阶段多目标有序充电策略研究[J].电力系统保护与控制, 2020, 48(1): 65-72.
CHEN Kui, MA Zilong, ZHOU Siyu, et al. Charging control strategy for electric vehicles based on two-stage multi-target optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(1): 65-72.
- [12] 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): 59-68.
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): 59-68.
- [13] 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.
- [14] 唐佳,王丹,贾宏杰,等.基于元模型辅助粒子群算法的主动配电网最优经济运行[J].电力系统自动化, 2018, 42(4): 95-103.
TANG Jia, WANG Dan, JIA Hongjie, et al. Optimal economic operation of active distribution networks based on hybrid algorithm of surrogate model and particle swarm optimization[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(4): 95-103.
-
- (上接第 138 页 Continued from page 138)
- [14] ZHAO Y Y, LIU Q, LI D S, et al. Hierarchical anomaly detection and multimodal classification in large-scale photovoltaic systems[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2019, 10(3): 1351-1361.
- [15] 江剑峰,张垠,田书欣,等.基于云理论的智能电能表故障数据分析[J].电力科学与技术学报, 2020, 35(2): 163-169.
JIANG Jianfeng, ZHANG Yin, TIAN Shuxin, et al. Fault data analysis of smart electricity meter based cloud theory[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(2): 163-169.
- [16] DORNAIKA F, KHODER A. Linear embedding by joint robust discriminant analysis and inter-class sparsity[J]. Neural Networks, 2020, 127(1): 141-159.
- [17] 陈建华,王磊,巨云涛.基于 Mean-shift 聚类的大规模新能源对电网线损影响评估方法[J].供用电, 2021, 38(2): 59-64+76.
CHEN Jianhua, WANG Lei, JU Yuntao. Evaluation method of large scale new energy impact on power grid line loss based on Mean-shift clustering[J]. Distribution & Utilization, 2021, 38(2): 59-64+76.
- [18] 徐杰彦,许雯旻,褚渊,等.区域尺度住宅建筑日用负荷模型构建方法研究[J].中国电力, 2020, 53(8): 29-39.
XU Jieyan, XU Wenyang, CHU Yuan, et al. Residential electricity load model construction in district scale[J]. Electric Power, 2020, 53(8): 29-39.
- [19] KUMAR G, RAJANARAYAN B, PRUSTYB D. Review of preprocessing methods for univariate volatile time-series in power system applications[J]. Electric Power Systems Research, 2021, 191(1): 10-14.