

基于有序充电启动机制和补贴机制的 充电负荷接纳能力优化

杨景旭,张勇军

(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:为了解决配电网和充电站的建设进程与电动汽车的普及速度失配的问题,进行了配电网和充电站充电负荷接纳能力评估及其有序充电优化。分别以配电网运行风险和用户排队时间为指标量化配电网和充电站的接纳能力;提出基于电网公司和充电站运营商主导权的有序充电启动机制;以电价调节增益、盈利额和潜在收益损失分析运营商参与有序充电的经济性问题,并综合各方需求建立有序充电综合目标;综合有序充电的削峰量和配电网的运行风险改善效果评估电网的安全性补贴,从而建立计及电价调节增益和电网安全性改善情况的补贴机制;基于算例仿真评估了不同充电负荷接入方式下配电网的接纳能力和不同容量下充电站的接纳能力,并分析了所提有序充电模型的有效性。

关键词:电动汽车;有序充电;启动机制;补贴机制;接纳能力;运行风险

中图分类号:U 469.72

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202011010

0 引言

近年来,电动汽车EV(Electric Vehicle)得到了迅猛的发展^[1-2],为了解决配电网和充电站的建设进程与EV普及速度失配的问题,在“新基建”战略引领下,电网公司新一轮EV充电桩建设正加速推进。在基础设施建设与EV普及速度未完全适配的阶段,充电站的运营和配电网的安全运行面临诸多压力^[3]。因此,如何评估并优化配电网和充电设施的EV接纳能力,是实现EV快速普及必须解决的问题。

目前,已有研究主要从配电网EV接纳能力来评估配电区域的接纳能力^[4-5]。实际上,某配电区域对EV的接纳能力不仅体现在配电网方面,还体现在充电站是否能够很好地满足用户的充电需求上。当充电站的建设速度落后于EV普及速度时,充电站难以满足用户的充电需求,反映在充电桩不足、用户充电排队时间过长等方面。因此,结合配电网和充电站考察配电区域的接纳能力,才能更全面地反映基础设施建设与EV普及速度的适配性。

以往的研究中,有序充电大多都是电网公司为了改善电网的安全性而主导的,通过运营商制定电价策略来引导用户有序充电^[6-8]。但事实上,除了电网公司外,运营商也有动力主导有序充电。当某充电站服务的EV数量超过其接纳能力时,由于在某时段内充电机数量不足以为所有在该时段到站充电的EV提供服务,用户排队时间较长,会导致用户前往其他充电站充电,从而影响充电站的收入。此时,运

营商也有动力启动有序充电来提高充电站的接纳能力。因此,如何制定合理的有序充电启动机制,以适应电网公司和运营商的主导权问题,是通过有序充电来改善配电区域接纳能力必须解决的问题。

当电网公司为了改善电网的安全性而主导有序充电时,运营商通过调整电价引导用户错峰充电,其服务费收入可能会受到影响。因此,根据运营商调节电价的损失和电网安全性的改善情况来调整电网公司给运营商发放的补贴,综合考虑电网公司改善配电网运行风险的需求和付出的成本代价,并保证补贴机制与双方对有序充电的主导权相适应,对保证各方参与有序充电的积极性至关重要。另一方面,运营商对电网安全性的改善效果主要反映在负荷削峰量和运行风险的改善情况,因此补贴机制需要综合考虑以上两方面。

基于此,本文以运行风险为指标量化配电网的接纳能力,以用户排队时间为指标量化充电站的接纳能力,建立了充电负荷接纳能力量化模型;基于电网公司对电网安全性的要求、运营商对充电站接纳能力的要求,提出了有序充电启动机制来解决两者的主导权问题;综合有序充电的削峰量、运行风险改善效果评估电网安全性补贴,建立了电网公司对运营商的补贴机制;在此基础上,建立了基于充电负荷接纳能力的有序充电模型。最后基于算例进行了仿真验证。

1 充电负荷接纳能力量化模型

EV的充电需求越大,配电网和充电站接纳EV的压力就越大,因此考虑充电需求更大的情况更能反映基础设施的建设进程与EV普及速度失配的问题。空调是EV的第二大耗能设备^[9],温度的高低直

收稿日期:2020-04-08;修回日期:2020-09-11

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51777077)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51777077)

接影响其负荷大小。因此,充电负荷接纳能力评估需考虑气温因素。

1.1 配电网的接纳能力评估模型

对于居民区和商业区等配电网而言,其夏季负荷压力往往比冬季等季节的负荷压力大^[10],因此评估配电网在夏季高温时段接纳 EV 的能力非常关键。为此,本文从电网安全性的角度,以配电网在夏季典型日的负荷来考察配电网接纳 EV 的能力。

1.1.1 配电网运行风险指标

大规模无序充电负荷接入配电网可能会造成严重的电压越限和过负荷等问题,因此本文综合考虑两者来评估配电网的运行风险。

根据文献[1],节点电压和支路潮流的损失严重程度 S 的计算式为:

$$S = (e^{\mu w} - 1) / (e - 1) \quad (1)$$

其中, w 为损失量; μ 为放大系数,用于调整损失严重度的灵敏性。

综合各节点的电压越限风险和各支路的潮流越限风险评估配电网的平均风险水平,一天中的最大综合越限风险 H_{wmax} 为:

$$H_{wmax} = \max \{ H_w(t) \} \quad t = 1, 2, \dots, 24 \quad (2)$$

$$H_w(t) = \beta_1 H_v(t) + \beta_2 H_l(t) \quad (3)$$

$$H_v(t) = \frac{1}{z_1} \sum_{i=1}^{z_1} S_{v-i}(t), \quad H_l(t) = \frac{1}{z_2} \sum_{j=1}^{z_2} S_{l-j}(t) \quad (4)$$

其中, $H_w(t)$ 为 t 时段综合越限风险; $H_v(t)$ 、 $H_l(t)$ 分别为 t 时段的平均电压越限风险、平均潮流越限风险; β_1 、 β_2 为权重系数; $S_{v-i}(t)$ 为 t 时段节点 i 的电压损失严重程度; $S_{l-j}(t)$ 为 t 时段支路 j 的潮流损失严重程度; z_1 、 z_2 分别为该区域配电网的节点数、支路数。

1.1.2 配电网接纳 EV 能力评估

本文以配电网的运行风险为指标来计算配电网接纳 EV 的极限数量 (ALNEV)。为了使接纳能力评估结果更加准确和合理,本文综合考虑用户出行、充电行为的不确定性,采用蒙特卡罗模拟方法对用户的出行行为抽样 M 次,统计各次抽样的平均风险为:

$$H_{0max} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M H_{wmax}^m \quad (5)$$

其中, H_{0max} 为最大综合越限风险均值; H_{wmax}^m 为第 m 次抽样的最大综合越限风险。

将充电负荷以某种形式接入配电网的某个或某几个节点,当最大综合越限风险均值 H_{0max} 等于配电网能承受的越限风险限值 H_{limit} 时,相对应的一天接入配电网的 EV 数量为 ALNEV,即:

$$N_{nmax} = N_0 \quad H_{0max} = H_{limit} \quad (6)$$

其中, N_{nmax} 为配电网的 ALNEV; N_0 为一天中接入配电网的 EV 数量总和。

1.2 充电站的接纳能力评估模型

为了评估充电设施和 EV 普及速度的适配性,本文以用户的充电排队时间为指标考察由独立变压器供电的单座充电站的 EV 接纳能力问题。

1.2.1 用户的充电排队时间

由于充电站的容量有限,当到站的 EV 较多时,用户到达充电站后可能需要排队等待充电。第 i 辆 EV 的充电排队时间 $T_p(i)$ 为:

$$T_p(i) = t_c(i) - t_a(i) \quad (7)$$

其中, $t_c(i)$ 、 $t_a(i)$ 分别为第 i 辆 EV 开始充电的时间、到达充电站的时间。

当用户了解到在站排队充电的 EV 过多时,为了减少排队时间,其将会考虑转移到其他充电站进行充电。因此,本文假设当排队充电的 EV 数量大于 N_{p0} 时,新到站的 EV 将转移到其他充电站充电。

综合各用户的充电排队时间考察充电站的排队情况,定义综合充电排队时间 T_{pa} 为:

$$T_{pa} = \frac{1}{N_0} \sum_{i=1}^{N_0} T_p(i) \quad (8)$$

1.2.2 充电站接纳 EV 能力评估

当排队时间过长时,充电站难以满足用户的充电需求,部分用户会选择到其他充电站进行充电。本文基于用户平均充电排队时间计算充电站的 ALNEV。抽样 M 次计算综合充电排队时间均值 T_{p0} 为:

$$T_{p0} = \frac{1}{M} \sum_{m=1}^M T_{pa}^m \quad (9)$$

其中, T_{pa}^m 为第 m 次抽样的综合充电排队时间。

定义充电站的 ALNEV 为综合充电排队时间均值等于限值时一天中在该充电站充电的 EV 数量,即:

$$N_{cmax} = N_0 \quad T_{p0} = T_{p0max} \quad (10)$$

其中, N_{cmax} 为充电站的 ALNEV; T_{p0max} 为 T_{p0} 的限值。

2 有序充电启动机制

有序充电涉及各方利益,且需要用户积极配合,只有在深刻触动至少一方的利益时才会启动。基于此,本文建立了由电网公司和运营商的需求触发的有序充电启动机制。

2.1 电网公司主导的有序充电启动机制

电网公司的需求是改善电网的安全性,因此只有当配电网面临一定严重程度的运行风险时,电网公司才有动力启动有序充电来提高配电网的接纳能力。因此,电网公司主导的有序充电启动机制为:

$$s_c = \begin{cases} 0 & H'_{wmax} < H_{c0} \\ 1 & H'_{wmax} \geq H_{c0} \end{cases} \quad (11)$$

其中, s_c 为电网公司启动有序充电机制的判断标准,取值为 1 表示启动有序充电,取值为 0 表示闭锁有序充电启动机制; H_{c0} 为触发有序充电机制的风险阈

值; H'_{wmax} 为有序充电前的最大综合越限风险。

2.2 充电站运营商主导的有序充电启动机制

运营商启动有序充电一方面要考虑充电站的接纳能力是否满足用户需求,另一方面要考虑启动有序充电后其收入是否受到损失。

2.2.1 运营商电价调节增益

一方面,为了维持用户的积极性,运营商往往需要对电价做出让步,当抬高电价所带来的利润增长抵消不了压低电价所导致的利润损失时,其服务费收入将受到损失;另一方面,运营商通过有序充电提高充电站的接纳能力,能够为更多的EV提供服务,其会因充电量增大而获得更多的服务费。因此,运营商服务费收入的增长量取决于上述两方面,本文将启动有序充电机制前、后运营商服务费收入之间的差异定义为电价调节增益 ΔD_z , 即:

$$\Delta D_z = D_{\text{ser}} - D'_{\text{ser}} \quad (12)$$

$$D_{\text{ser}} = \sum_{t=1}^{24} P_{\text{CD}}(t) c_{\text{ser}}(t) \Delta t \quad (13)$$

$$c_{\text{ser}}(t) = c_{\text{chg}}(t) - c_{\text{grid}}(t) \quad (14)$$

其中, D'_{ser} 、 D_{ser} 分别为启动有序充电机制前、后运营商一天的服务费收入; $P_{\text{CD}}(t)$ 为 t 时段充电站的总负荷,为该时段充电站各时刻负荷的平均值; $c_{\text{ser}}(t)$ 为启动有序充电机制后 t 时段的充电服务价格; $c_{\text{grid}}(t)$ 为 t 时段的电网电价; $c_{\text{chg}}(t)$ 为 t 时段充电站的充电价格; Δt 为单位时段的时长,本文为 1 h。

2.2.2 运营商启动有序充电的判断条件

当用户的充电排队时间过长时,说明充电站的接纳能力不足,此时运营商有动力通过启动有序充电来提高充电站的接纳能力。综合考虑运营商对充电站接纳能力的要求和盈利需求,由运营商主导的有序充电启动机制为:

$$s_{\text{op}} = \begin{cases} 1 & T'_{\text{pa}} \geq T_{\text{pam}} \text{ 且 } \Delta D_z \geq \Delta D_{\text{zm}} \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (15)$$

其中, s_{op} 为运营商启动有序充电机制的判断标准,取值为 1 表示触发有序充电启动机制,取值为 0 表示闭锁有序充电启动机制; T_{pam} 、 ΔD_{zm} 分别为启动有序充电的用户综合充电排队时间阈值、电价调节增益阈值; T'_{pa} 为启动有序充电前用户的综合充电排队时间。

对于本文所述有序充电启动机制,只要有一方触发,就启动有序充电,但当只有电网公司主导,即 $s_{\text{e}}=1$ 时,电网公司才会给运营商发放补贴。

3 基于充电负荷接纳能力的有序充电模型

在有序充电过程中,运营商调节服务价格来灵活地改变充电价格,总体上抬高配电网负荷压力小时段的电价,压低配电网负荷压力小时段的电价,引

导用户进行有序充电,并通过收取服务费和获取电网公司补贴而获利;电网公司的效益为改善配电网的安全性,经济成本为对运营商发放的补贴;用户根据电价策略进行充电时间转移,以降低充电成本。

3.1 “网-商-车”参与有序充电的需求

3.1.1 用户充电成本

(1) 用户充电价格和充电费用。

电价是引导 EV 有序充电的重要手段^[11],也是用户最关注的问题。第 i 辆 EV 的综合充电价格和充电费用的计算公式为:

$$\begin{cases} d_c(i) = D_c(i) / W_c(i) \\ D_c(i) = \sum_{t=1}^{24} P_0 T(i, t) c_{\text{chg}}(t) \\ W_c(i) = \sum_{t=1}^{24} P_0 T(i, t) \end{cases} \quad (16)$$

其中, $d_c(i)$ 、 $D_c(i)$ 、 $W_c(i)$ 分别为第 i 辆 EV 在充电过程中的综合充电价格、充电费用、充电电量; P_0 为 EV 的额定充电功率; $T(i, t)$ 为 t 时段第 i 辆 EV 在充电站的充电时长。

(2) 用户充电成本的计算方法。

综合充电排队时间、充电费用计算用户的充电成本,定义用户 i 的充电成本 $\rho(i)$ 及其降额 $\Delta \rho(i)$ 为:

$$\begin{cases} \rho(i) = D_c(i) + \kappa_p T_p(i) \\ \Delta \rho(i) = \rho(i) - \rho'(i) \end{cases} \quad (17)$$

其中, κ_p 为用户每花费 1 h 的金钱损失,按用户平均每小时的工资计算; $\rho'(i)$ 为有序充电前的充电成本。

综合所有用户的充电成本来考察用户充电成本总降额 $\Delta \rho_{\text{z0}}$ 和平均降额 $\Delta \rho_{\text{a}}$ 为:

$$\Delta \rho_{\text{z0}} = \sum_{i=1}^{N_0} \Delta \rho(i), \quad \Delta \rho_{\text{a}} = \Delta \rho_{\text{z0}} / N_0 \quad (18)$$

当通过蒙特卡罗模拟来考察用户决策行为的不确定性时,用户的充电成本可取为各次抽样评估结果的平均值。

3.1.2 运营商的经济性问题

除了电价调节增益外,运营商在经济性问题上还关注盈利问题和潜在收益问题。

(1) 运营商的盈利额。

运营商通过收取服务费和补贴盈利。运营商一天的盈利额 D_{pr} 为^[7]:

$$D_{\text{pr}} = D_{\text{ser}} + D_{\text{bt}} \quad (19)$$

其中, D_{bt} 为电网公司对运营商的总补贴。

启动有序充电机制之后运营商的盈利增额 ΔD_{pr} 为:

$$\Delta D_{\text{pr}} = D_{\text{pr}} - D'_{\text{pr}} \quad (20)$$

其中, D'_{pr} 为启动有序充电机制前运营商的盈利额。

(2) 运营商的潜在收益损失。

当充电站接纳能力无法满足原计划在该充电站

充电的部分用户的充电需求时,该部分用户可能会转移到其他充电站充电,此时运营商的服务费收益也会受到相应的损失,本文将其称为运营商的潜在收益损失 ΔD_{ser} ,计算公式为:

$$\Delta D_{\text{ser}} = D''_{\text{ser}} - D_{\text{ser}} \quad (21)$$

其中, D''_{ser} 为当按原计划在充电站充电的用户的充电需求得到满足时,运营商的服务费收益。

3.1.3 电网公司的综合目标

综合考虑电网公司的效益、成本,其综合目标为:

$$\varphi_g = -\gamma_1 D_{\text{bt}} + \gamma_2 \Delta H_{\text{wmax}} \quad (22)$$

其中, φ_g 为电网公司的综合目标,其值越大,表明电网公司的需求越能得到满足; ΔH_{wmax} 为有序充电前后配电网运行风险的差值; γ_1, γ_2 为权重系数。

3.1.4 有序充电的综合目标

为了保证各方的需求都得到满足,本文综合用户充电成本总降额、运营商盈利增额和电网公司的综合目标,建立有序充电的综合目标如式(23)所示。

$$\chi = \xi_1 \Delta \rho_{\text{zd}} + \xi_2 \Delta D_{\text{pr}} + \xi_3 \varphi_g \quad (23)$$

其中, χ 为有序充电的综合目标; $\xi_1 - \xi_3$ 为权重系数。有序充电综合目标越大,表明总体优化效果越好。

3.2 计及运营商和配电网双方需求的补贴机制

在文献[12]的可中断负荷管理中,电网公司根据电网的效益对微电网进行补贴,而微电网通过可变补贴电价的方式对用户让利。本文参考该方法,在所建模型中,电网公司对运营商进行补贴,而运营商通过电价策略在电价上做出让利来引导用户进行有序充电。文献[12]中电网公司对微电网的补贴是固定的,不能根据电网公司的成本和效益灵活地调整补贴。为此,本文提出计及电价调节增益和电网安全性改善情况的补贴机制。

3.2.1 电价调节补贴

当有序充电由电网公司主导且运营商的电价调节增益为负时,为了保证运营商参与有序充电的积极性,电网公司需要通过发放补贴来弥补运营商调节电价所导致的服务费收入损失,本文将其定义为电价调节补贴 D_{db} ,如式(24)所示。

$$D_{\text{db}} = \begin{cases} \Delta D_z & \Delta D_z < 0 \\ 0 & \Delta D_z \geq 0 \end{cases} \quad (24)$$

3.2.2 电网安全性补贴

电网安全性补贴是对运营商改善配电网安全性工作的奖励,主要考虑以下两方面:①运营商为改善配电网安全性所做的工作量,可由有序充电对配电网的削峰效果来反映,这样也可反映在不同负荷规模下补贴的差异;②配电网运行风险的改善效果。

(1)配电网的削峰量。

以启动有序充电机制前、后配电网负荷压力最

大的 n_t 个时段的用电量差值来衡量有序充电对配电网削峰的效果,本文将其定义为配电网的削峰量 ΔW_t ,如式(25)所示。

$$\Delta W_t = \left(\sum_{i=1}^{n_t} P'_{t,i} - \sum_{i=1}^{n_t} P_{t,i} \right) \Delta t \quad (25)$$

其中, $P'_{t,i}, P_{t,i}$ 分别为启动有序充电机制前、后配电网负荷压力最大的 n_t 个时段中 t 时段的负荷功率。

(2)削峰补贴电价。

为更好地根据运行风险的改善情况来确定补贴电价,按照风险大小将运行风险分为7级(若采取其他安全性指标,亦可进行分级处理),将其记为0—6级风险,各风险等级的综合越限风险 $H_{\text{wmax},h}$ 为:

$$\begin{cases} H_{\text{wmax},h} = 0 & h = 0 \\ H_{\text{wmax},h} \in [(h-1)\Delta H_w, h\Delta H_w] & h = 1, 2, \dots, 5 \\ H_{\text{wmax},h} \geq h\Delta H_w & h = 6 \end{cases} \quad (26)$$

其中, ΔH_w 为单级风险差。

本文根据电网安全性改善情况设定补贴电价对运营商的削峰工作进行奖励。设启动有序充电机制前运行风险为 h_1 风险,启动后运行风险为 h_2 级,则削峰补贴电价为:

$$d_{\text{db}} = d_{\text{d0}}(h_1 - h_2) \quad (27)$$

其中, d_{d0} 为风险每降一级削峰补贴电价的增量。

(3)电网安全性补贴的计算方法。

电网公司综合运营商改善电网安全性的工作量及其改善效果来确定电网安全性补贴额 D_{db} 为:

$$D_{\text{db}} = \Delta W_t d_{\text{db}} \quad (28)$$

3.2.3 电网公司对运营商的总补贴

综合电网安全性补贴和电价调节补贴,在有序充电过程中电网公司对运营商的总补贴 D_{bt} 为:

$$D_{\text{bt}} = s_c (D_{\text{db}} + D_{\text{db}}) \quad (29)$$

3.3 考虑用户决策不确定性的充电负荷转移模型

仅在电价策略激励下,某用户是否愿意进行充电时间转移以及转移到哪个时段充电是不确定的,而所有用户的总体响应情况必然与各时段的电价高低相适应,因此通过调整电价策略来实现集群充电负荷的转移具有可行性。基于此,本文模拟用户基于电价激励进行充电时间转移的概率性,通过蒙特卡罗模拟^[13]进行多次抽样来评估用户充电负荷的平均转移情况。

EV用户进行充电时段转移主要受各时段电价差的激励和EV用户出行需求及电池荷电状态(SOC)约束,因此综合上述因素可得到单辆EV进行充电时段转移的意愿和概率,可合理地模拟EV用户进行充电时段转移的不确定性、局限性。EV充电时间从 t_1 时段转移到 $t(t \neq t_1)$ 时段的概率 $p_z(t_1, t)$ 为:

$$p_z(t_1, t) = R_D(t_1, t) R_S(t_1, t) p_p(t_1, t) \quad (30)$$

$$p_p(t_1, t) = \begin{cases} 0 & \Delta c \leq \Delta c_1 \\ k_p(\Delta c - \Delta c_1) & \Delta c_1 < \Delta c < \Delta c_2 \\ p_{\max} & \Delta c \geq \Delta c_2 \end{cases} \quad (31)$$

$$R_D(t_1, t) = \begin{cases} (T_{D\max} - T_D)/T_{D\max} & T_D < T_{D\max} \\ 0 & T_D \geq T_{D\max} \end{cases} \quad (32)$$

$$R_S(t_1, t) = \begin{cases} 0 & S_{\min} \leq S_m \\ (S_{\min} - S_m)/(S_{en} - S_m) & S_m < S_{\min} < S_{en} \\ 1 & S_{\min} \geq S_{en} \end{cases} \quad (33)$$

其中, $p_p(t_1, t)$ 、 $p_{\max}$ 分别为电价差转移率及其限值; Δc_1 为电价差死区阈值; Δc_2 为电价差饱和区阈值; Δc 为充电时间从 t_1 时段转移到 t 时段的充电电价差, 充电价格由式(16)求出; k_p 为电价差转移率线性区的斜率; $R_D(t_1, t)$ 为出行需求转移意愿; T_D 为出行延误时间; $T_{D\max}$ 为用户接受出行延误的极限时间; $R_S(t_1, t)$ 为电量转移意愿; $S_{\min}$ 为一天中 EV 最小的 SOC 值; S_m 为不损害 EV 电池寿命的最低 SOC 值^[14]; S_{en} 为满足 EV 电量裕度需求的 SOC 阈值。

为了方便计算, 分别计算 EV 在 t 时段起始时刻以及第 10、20、30、40、50 分钟开始充电对应的转移概率, 选择最佳时间点作为 t 时段的开始充电时间。确定 EV 充电时段转移概率后, 可以通过蒙特卡罗抽样方法模拟充电负荷的转移情况。

3.4 基于粒子群优化算法的电价策略优化方法

本文采用粒子群优化算法^[15]进行有序充电优化, 粒子位置为一天 24 个时段的充电价格。在粒子群优化算法的迭代过程中, 每个粒子的充电价格方案都需要根据 3.3 节中的充电负荷转移模型通过蒙特卡罗模拟抽样来考察在该电价下充电负荷的平均转移情况; 然后基于预测充电负荷调整电网公司的补贴金额; 计算各粒子的有序充电综合目标, 并更新各粒子的个体极值和全局极值。

4 算例分析

4.1 仿真参数设置

仿真网络选取 IEEE 33 节点配电系统, 拓扑结构如附录 A 中图 A1 所示, 线路选用 LGJ-120 型号, 载流量见附录 A 中表 A1。节点 1 为平衡节点, 将其电压设为 1.05 p.u.。本文以夏季典型日的办公负荷作为基础负荷, 其期望峰值总和为 4 MW, 变异系数设为 0.3。设办公区的主要 EV 类型为私家车和公务车, EV 参数及用户出行和充电行为概率分布^[16]分别见附录 B 中表 B1 和表 B2。假设充电站由独立变压器供电, 且变压器的容量充足。设置充电站的充电桩每桩双枪, 每桩可供 1 辆 EV 快充或 2 辆 EV 同时慢充, 且充电站在 07:00—24:00 时段只提供快充服务; 在 00:00—07:00 时段, 用户可根据充电需求以慢充

形式充电。电网的峰平谷电价见附录 C 中表 C1^[17]。本文考虑 EV 在夏季高温天气行驶过程中开空调的情况, 空调制冷耗电量占总耗电量的 32.5%^[9]。

$\Delta t = 1$ h, 启动有序充电机制前的充电服务价格 $c'_{ser} = 0.8$ 元 / (kW·h)^[7], 最高充电服务价格限值 $c_{\max} = 2$ 元 / (kW·h)。 Δc_1 、 Δc_2 分别取 0.1、0.8 元 / (kW·h), $p_{\max} = 10\%$ 。 $n_t = 6$ 。放大系数 μ 取 20; 根据运行风险对应的越限水平和风险分级情况, ΔH_w 可取为 5; 根据风险分级数、运营商的盈利需求和电网公司的经济成本, d_{f0} 可取为 0.05 元 / (kW·h)。 S_m 、 S_{en} 分别为 0.2、0.4, $T_{D\max} = 25$ min, $N_{p0} = 4$ 辆。 $H_{\text{limit}} = 5$, $H_{c0} = 5$ 。 $T_{\text{pam}} = 6$ min, $T_{p0\max} = 6$ min。 $\Delta D_{zm} = 200$ 元。为了避免过充, 设充满电的期望 SOC 为 0.9。 $M = 500$ 。 $\kappa_p = 40$ 元 / h; β_1 、 β_2 均取值为 0.5; 根据电网公司改善风险需求和付出的经济代价, γ_1 、 $\gamma_2 = 1:50$, 且 $\gamma_1 + \gamma_2 = 1$; 根据用户充电成本总降幅、运营商盈利增额、电网公司补贴成本, 设 ξ_1 、 ξ_2 、 $\xi_3 = 1:1:(1/\gamma_1)$, 且 $\xi_1 + \xi_2 + \xi_3 = 1$ 。

4.2 充电负荷接纳能力评估

4.2.1 充电负荷接入方式对配电网接纳能力的影响

在无序充电模式下, 将充电负荷分别接入节点 3—8, 评估配电网的 ALNEV, 结果如表 1 所示。

表 1 不同充电负荷接入位置下配电网的 ALNEV

Table 1 ALNEV of distribution network with different access locations of charging load

充电负荷接入节点	配电网的 ALNEV / 辆	充电负荷接入节点	配电网的 ALNEV / 辆
3	1765	6	1392
4	1642	7	1256
5	1481	8	1176

由表 1 可知, 在越靠近配电网末端节点接入充电负荷, ALNEV 越小, 配电网的接纳能力越弱。这说明随着充电负荷接入位置向配电网末端节点靠近, 充电负荷作用于配电网更容易造成严重的越限问题, 配电网的接纳能力不断变弱。因此, 为了保证配电网能够接纳更多的 EV, 充电站的接入位置应选择靠近配电网的首端节点。

4.2.2 不同充电桩数量下充电站接纳能力评估

在无序充电模式下, 不断增大充电站的容量, 评估充电站的 ALNEV, 结果如表 2 所示。

表 2 不同充电桩数量下充电站的 ALNEV

Table 2 ALNEV of charging station with different numbers of charging posts

充电桩数量	充电站的 ALNEV / 辆	充电桩数量	充电站的 ALNEV / 辆
20	812	35	1324
25	1006	40	1543
30	1167		

由表 2 可知, 当充电站的容量增大时, 由于充电

站能同时提供服务的EV数量增多,用户需要排队的概率减小,充电排队时间减少,因此充电站的ALNEV增大。评估不同容量下充电站的ALNEV可为充电站的定容规划提供参考,从而避免出现充电站建设与EV普及速度失配的问题。

4.3 本文所提有序充电模型的有效性分析

4.3.1 有序充电启动机制的合理性分析

当EV数量为1450辆,充电负荷接入节点8,充电站的充电桩数量为40时,采用本文所提有序充电模型进行优化(情景1),结果如图1和表3所示。当EV数量为1100辆,充电负荷接入节点8,充电站的充电桩数量为20时,采用本文所提有序充电模型进行优化(情景2),结果如表4所示。

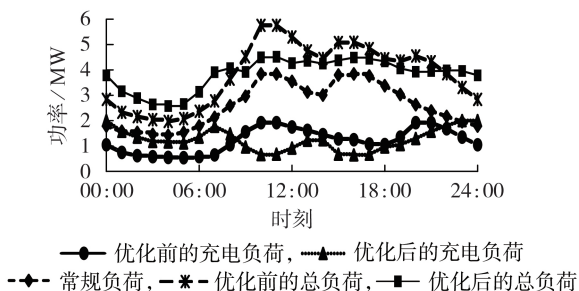


图1 情景1的优化结果

Fig.1 Optimization results of Scenario 1

表3 情景1的各项指标结果

Table 3 Indicator results of Scenario 1

指标	结果		指标	结果	
	优化前	优化后		优化前	优化后
$\Delta\rho_a/\text{元}$	—	7.5	$D_{bt}/\text{元}$	—	2410
T_{pa}/min	2.4	0.9	$\Delta W_f/(\text{MW}\cdot\text{h})$	—	5.15
$D_{pr}/\text{元}$	16734	18055	H_{wmax}	57.43	0.27

表4 情景2的各项指标结果

Table 4 Indicator results of Scenario 2

指标	结果		指标	结果	
	优化前	优化后		优化前	优化后
$\Delta\rho_a/\text{元}$	—	13.6	$\Delta D_{ser}/\text{元}$	2034	101
T_{pa}/min	12.2	1.6	转移EV数量/辆	112	5
$D_{pr}/\text{元}$	13345	14367	H_{wmax}	1.73	0
$\Delta D_z/\text{元}$	—	1022			

表5 EV数量为1200辆时2种补贴机制的优化结果对比

Table 5 Comparison of optimization results between two subsidy mechanisms when EV number is 1200

仿真场景	$D_{bt}/\text{元}$	$\Delta D_z/\text{元}$	$D_{fb}/\text{元}$	$\Delta W_f/(\text{MW}\cdot\text{h})$	$d_{fb}/[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$	H_{wmax}
优化前	—	—	—	—	—	10.8
固定补贴	1500	-558	0	—	—	0
本文补贴	931	-533	398	2.65	0.15	0

表6 EV数量为1400辆时2种补贴机制的优化结果对比

Table 6 Comparison of optimization results between two subsidy mechanisms when EV number is 1400

仿真场景	$D_{bt}/\text{元}$	$\Delta D_z/\text{元}$	$D_{fb}/\text{元}$	$\Delta W_f/(\text{MW}\cdot\text{h})$	$d_{fb}/[\text{元}\cdot(\text{kW}\cdot\text{h})^{-1}]$	$\Delta D_{pr}/\text{元}$	H_{wmax}
优化前	—	—	—	—	—	—	44.32
固定补贴	1500	-824	0	—	—	676	5.21
本文补贴	2153	-1035	1118	4.47	0.25	1118	0.36

分析表3可知,在情景1下,由于充电站的容量较大,其接纳能力较强,用户的综合充电排队时间达不到启动有序充电的阈值,而配电网的运行风险较大,电网公司启动了有序充电。此时,电网公司给充电站运营商发放补贴,运营商通过调整电价引导用户错峰充电。由图1和表3可知,启动有序充电引导后的削峰效果明显,峰谷差率由65.75%降低到42.86%,配电网的总负荷峰值降低了1.2 MW左右,运行风险得到了极大的改善,充电站运营商的盈利额也因补贴而有所提高,用户充电成本也得到了降低,优化效果明显。

由表4可知,在情景2下,由于充电负荷规模和充电站的容量都较小,运行风险达不到启动有序充电的阈值,而用户的综合充电排队时间较长,充电站运营商启动了有序充电。此时,电网公司没有参与启动有序充电,无需给充电站运营商发放补贴。从优化结果可以看出,相较于优化前,优化后用户的充电排队时间和充电成本得到了明显的改善,转移到其他充电站充电的EV数量减少了95.7%,由于充电站提供服务的EV数量增多了,充电站运营商因充电量增大而增加的服务费收入大于压低电价所带来的损失,电价调节增益大于0,其利润提高,潜在收益损失也极大地降低,有序充电优化效果明显。

可见,不管是由电网公司还是由充电站运营商的需求触发有序充电启动机制,本文所提有序充电优化模型都能很好地满足各方的需求。

4.3.2 补贴机制的合理性分析

当充电负荷接入节点8,充电站的充电桩数量为40, EV数量分别为1200、1400辆时,采用固定补贴(1500元/d)和本文所提补贴机制进行有序充电优化,结果分别如表5和表6所示。

分析表5和表6可知,当运行风险较小时,2种补贴机制下的运行风险都得到了很好的控制,但与采用固定补贴机制相比,采用本文所提补贴机制时电网公司的经济成本更低。当运行风险较大时,虽然采用本文所提补贴机制时电网公司的经济成本更

高,但是风险改善效果也更明显;而采用固定补贴机制时的风险改善效果达不到要求,若充电站运营商继续通过电价让步来改善运行风险,其盈利增额将进一步减小,积极性将受到限制。

不同的EV规模下,运行风险严重程度不同,电网公司改善电网安全性的需求也不同,其愿意付出的经济成本也有所差异,而本文所提补贴机制能根据运行风险严重程度调整补贴,综合考虑了电网公司改善电网安全性的需求、付出的经济成本。同时,从优化效果来看,当根据削峰量和风险改善效果调整电网安全性补贴时,充电站运营商都能将不同严重程度的运行风险降低到安全范围内,这表明本文所提补贴机制能很好地调动充电站运营商改善电网安全性的积极性,从而验证了所提补贴机制的有效性。

4.4 有序充电对充电负荷接纳能力的改善效果

当充电负荷接入节点6,充电站的充电桩数为35时,分别在无序充电和本文所提有序充电模式下评估配电网和充电站的ALNEV,结果如表7所示。

表7 不同充电模式对充电负荷接纳能力的改善效果对比

Table 7 Comparison of improvement effects of different charging modes on charging load acceptance capacity

模式	单位:辆	
	配电网的ALNEV	充电站的ALNEV
无序充电	1392	1324
有序充电	1926	1801

由表7可知,相比于无序充电模式,有序充电模式下配电网和充电站的ALNEV都有明显增大,充电负荷接纳能力得到了极大的提高。这表明本文所提有序充电方法能够有效地改善配电网和充电站的充电负荷接纳能力,其合理性得到了验证,从而为解决EV快速普及阶段基础设施建设和EV普及速度失配的问题提供参考。

5 结论

(1)本文所提有序充电启动机制根据电网公司改善电网安全性的需求和充电站运营商提高充电站接纳能力的需求,决定是否启动有序充电及其主导对象,并辅以补贴机制。仿真结果表明,不管是基于电网公司还是充电站运营商的需求启动有序充电,所提方法都能很好地满足各方需求。

(2)本文补贴机制对充电站运营商调节电价的需求进行补偿,综合考虑削峰量和风险改善效果对其改善电网安全性的工作进行奖励,能很好地调动运营商改善电网安全性的积极性,同时能很好地综合考虑电网公司改善电网安全性的需求及其付出的成本代价。

(3)评估配电网节点的接纳能力可为规划充电

站时的选址和选择充电负荷接入节点提供参考,评估不同容量下充电站的接纳能力可为充电站定容提供参考。本文所提有序充电方法能很好地提高配电网和充电站的接纳能力,研究成果可为解决基础设施建设和EV普及速度失配的问题提供参考。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

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 distribution network based on weighted distribution entropy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(5): 171-179.
- [2] 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.
- [3] LUO C, HUANG Y F, GUPTA V. Placement of EV charging stations: balancing benefits among multiple entities[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2017, 8(2): 759-768.
- [4] 郭毅,胡泽春,张洪财,等. 居民区配电网接纳电动汽车充电能力的统计评估方法[J]. 电网技术,2015,39(9):2458-2464.
GUO Yi, HU Zechun, ZHANG Hongcai, et al. A statistical method to evaluate the capability of residential distribution network for accommodating electric vehicle charging load[J]. Power System Technology, 2015, 39(9): 2458-2464.
- [5] 张祥文,江星星,王龙,等. 配电网接纳电动汽车能力评估方法研究[J]. 电力系统保护与控制,2015,43(12):14-20.
ZHANG Xiangwen, JIANG Xingxing, WANG Long, et al. Research on assessment methods of distribution network's ability of admitting electric vehicles[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(12): 14-20.
- [6] 王育飞,蔡传高,薛花. 基于改进NSGA-II的社区电动汽车充电站优化充电策略[J]. 电力自动化设备,2017,37(12):109-115.
WANG Yufei, CAI Chuangao, XUE Hua. Optimized charging strategy of community electric vehicle charging station based on improved NSGA-II[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(12): 109-115.
- [7] 常方宇,黄梅,张维戈. 分时充电价格下电动汽车有序充电引导策略[J]. 电网技术,2016,40(9):2609-2615.
CHANG Fangyu, HUANG Mei, ZHANG Weige. Research on coordinated charging of electric vehicles based on TOU charging price[J]. Power System Technology, 2016, 40(9): 2609-2615.
- [8] 崔金栋,罗文达,周念成. 基于多视角的电动汽车有序充放电定价模型与策略研究[J]. 中国电机工程学报,2018,38(15):4438-4450.
CUI Jindong, LUO Wenda, ZHOU Niancheng. Research on pricing model and strategy of electric vehicle charging and discharging based on multi view[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(15): 4438-4450.
- [9] 王海玲,张美霞,杨秀. 基于气温影响的电动汽车充电需求预测[J]. 电测与仪表,2017,54(23):123-128.
WANG Hailing, ZHANG Meixia, YANG Xiu. Electric vehicle charging demand forecasting based on influence of weather and temperature[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2017, 54(23): 123-128.

- [10] 孟明,陈世超,赵树军,等. 城市配电网居民住宅和商业负荷特性对比分析[J]. 电力系统及其自动化学报,2018,30(4):97-103.
MENG Ming, CHEN Shichao, ZHAO Shujun, et al. Contrastive analysis on residential load and commercial load of urban distribution network[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2018, 30(4):97-103.
- [11] 陈中,刘艺,周涛,等. 考虑移动特性的电动汽车最优分时充电定价策略[J]. 电力自动化设备,2020,40(4):96-102.
CHEN Zhong, LIU Yi, ZHOU Tao, et al. Optimal time-of-use charging pricing strategy of EVs considering mobile characteristics[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(4):96-102.
- [12] 李明,王敏,管志成. 微电网可中断负荷管理与补贴策略[J]. 广东电力,2018,31(4):65-71.
LI Ming, WANG Min, GUAN Zhicheng. Interruptible load management and subsidy strategy for micro-grid[J]. Guangdong Electric Power, 2018, 31(4):65-71.
- [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] 杨冰,王丽芳,廖承林,等. 含有耦合特性的电动汽车充电负荷计算方法[J]. 电力系统自动化,2015,39(22):76-82.
YANG Bing, WANG Lifang, LIAO Chenglin, et al. Charging load calculation method of large-scale electric vehicles with coupling characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(22):76-82.
- [15] 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.
- [16] 吴国沛,莫一夫,张勇军,等. 计及调度-用户两侧差异化需求的电动汽车可调度潜力评估[J]. 电力科学与技术学报,2019,34(2):68-75.
WU Guopei, MO Yifu, ZHANG Yongjun, et al. Schedulable potential evaluation of electric vehicles considering different requirements of dispatchers and users[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(2):68-75.
- [17] 黄小庆,陈颖,谢啟波,等. 用户充电选择对电网充电调度的影响[J]. 电工技术学报,2018,33(13):3002-3011.
HUANG Xiaoqing, CHEN Jie, XIE Qibo, et al. The influence of users' charging selection on charging schedule of power grid[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(13):3002-3011.

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);

张勇军(1973—),男,广东河源人,教授,博士研究生导师,博士,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)

Optimization of charging load acceptance capacity based on ordered charging start-up mechanism and subsidy mechanism

YANG Jingxu, ZHANG Yongjun

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

Abstract: In order to solve the mismatch problem between the construction process of distribution network and charging station with the popularization speed of EVs (Electric Vehicles), the charging load acceptance capacity evaluation and ordered charging optimization of distribution network and charging station are carried out. The acceptance capacity of distribution network and charging station is quantified by the operation risk of distribution network and the queuing time of users respectively. An ordered charging start-up mechanism based on the dominance of power grid companies and charging station operators is proposed. The economic problems of operators participating in ordered charging are analyzed based on the gain of electricity price adjustment, the profit and the potential profit loss. Moreover, the comprehensive target of ordered charging is established based on the needs of all parties. The safety subsidy of power grid is evaluated by integrating the peak load clipping of ordered charging and the operation risk improvement effect of distribution network, and then a subsidy mechanism is proposed that takes the price adjustment gain and the security improvement of power grid into account. Based on example simulations, the acceptance capacity of distribution network under different access modes of charging load and the acceptance capacity of charging station with different capacities are evaluated, and the effectiveness of the proposed ordered charging model is analyzed.

Key words: electric vehicles; ordered charging; start-up mechanism; subsidy mechanism; acceptance capacity; operational risk

附录 A

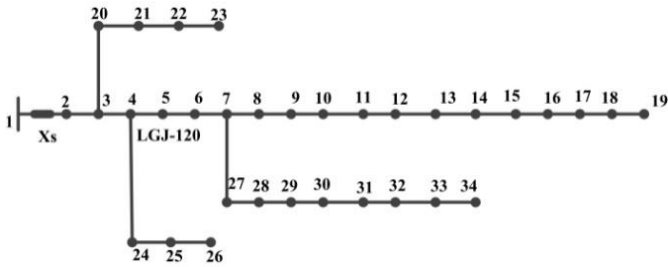


图 A1 改进的 IEEE 33 节点系统拓扑结构
Fig.A1 Topology structure of modified IEEE 33-bus system

表 A1 线路参数

Table A1 Line parameters

线型	最大载流量/A
LGI-120	380

附录 B

表 B1 EV 参数

Table B1 Parameters of EV

参数	取值	参数	取值
电池容量/(kW·h)	40	慢充功率/kW	20
续航里程/km	240	充电效率	0.9
快充功率/kW	60	平均行驶速度/(km·h ⁻¹)	40

表 B2 办公区 EV 用户出行和充电行为概率分布

Table B2 Probability distribution of EV users’ travel and charging behavior in office area

EV 类型	数量占比/%	充电时段	开始充电时间	日行驶距离/km	日初始时刻SOC	出行时间概率分布
私家车	70	—	N(9,0.882)	ln <i>I</i> ~N(3.2,0.8 ²)	N(0.5,0.1 ²)	N(8,0.8 ²)
			N(19,0.882)			N(18,0.8 ²)
			U(23,5)			
公务车	30	19:00 至次日 07:00	N(20,2 ²)	ln <i>I</i> ~N(3.2,0.8 ²)	N(0.6,0.1 ²)	N(8,1 ²) N(18,1 ²)

附录 C

表 C1 峰平谷电价

Table C1 Electricity price of peak,flat and valley period

时段	电价/[元·(kW·h) ⁻¹]
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