

DOI: 10.12158/j.2096-3203.2025.02.019

# 复杂电动汽车集群接入下主动配电网电压两阶段控制方法

方鑫, 李娟, 袁宇波, 袁晓冬

(国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211106)

**摘要:**随着光伏(photovoltaic, PV)和电动汽车(electric vehicle, EV)的加速普及,配电网面临着电压越限、电压波动等问题。一方面,传统的调压资源响应速度慢、寿命有限,无法快速响应由PV和EV产生的临时电压。另一方面, EV和PV分别通过充电桩和逆变器与电网相连,其全控型功率变换器具有实时调整运行参数的能力,使EV和PV成为配电网中理想的无功电压支撑资源。为了充分发挥EV和PV的无功电压支撑能力,文中提出配电网电压调节的两阶段控制方法,包括日前和日内控制阶段,其中日前控制阶段通过全局优化算法给出有载调压变压器和电容器组的前日运行方案从而避免潜在的电压越限问题,日内控制阶段则依据EV和PV的实时运行状态对其无功输出进行实时滚动调节,通过无功补偿的手段尽可能降低配电网节点电压偏差和平抑电压波动。最后,在修改后的IEEE 123节点配电网系统中通过算例仿真验证了所提配电网电压两阶段控制方法的有效性。结果表明, EV和PV的无功补偿能力可在一定程度上改善配电网的节点电压分布。

**关键词:**电动汽车(EV);光伏(PV);电压调节;两阶段控制;滚动优化;蒙特卡洛

中图分类号: TM73

文献标志码: A

文章编号: 2096-3203(2025)02-0209-11

## 0 引言

随着全球节能减排工作的推进,分布式光伏(photovoltaic, PV)和电动汽车(electric vehicle, EV)的并网渗透率不断提升<sup>[1]</sup>。根据国际能源机构2020年的数据,全球EV的保有量已达1 127万辆,而PV的装机容量则接近900 GW<sup>[2]</sup>。虽然PV和EV高渗透率并网有利于供电和交通部门的节能减排,但PV出力的不确定性和EV充电行为的随机性会进一步恶化供电质量,带来电压越限、电压波动、谐波污染等问题。

为减轻EV和PV大规模接入对配电系统供电质量的不良影响、充分挖掘EV和PV电压支撑潜力,在EV参与配电网调压方面,现有文献通常假设EV的出行行为及充电需求已知,采用全局优化方式对EV的充电行为进行优化调控,而考虑到EV入网时间及电池初始状态具有随机不确定性,基于全局算法的优化调控方法难以应用于实际。例如,文献[2-4]利用蒙特卡洛等方法对EV集群的充电特性进行仿真分析,并提出了基于EV有序充电的配电网电压治理方法。文献[5]提出了一种基于态势感知技术的无功补偿设备与EV充电站联合参与配电网调压的方法。在PV参与配电网调压方面,现有文献主要利用光伏逆变器的有功削减及无功补偿能力动态调整运行参数,使得PV与其他分布式调压资源协同运行,共同参与配电网电压治

理。例如,文献[6-8]在考虑PV用户发电收益的前提下,提出了基于PV有功、无功输出联合动态调整的配电网电压越限治理方法。文献[9-11]提出了基于PV出力动态可调的直流微网调压控制策略、双层无功优化模型及基于光伏逆变器下垂控制的调压方法。此外,为充分考虑PV出力不确定性对其调控策略的影响,PV集群参与下的配电网电压治理方法通常融合机器学习<sup>[12-13]</sup>、多时空尺度协同优化<sup>[14-16]</sup>、鲁棒优化<sup>[17]</sup>和随机优化<sup>[18]</sup>等技术。

在EV、PV联合参与配电网电压治理方面,文献[19]提出了一种以提升配电网EV和PV消纳能力为目的的配电网电压控制方法,但该方法通过构造随机场景预测EV和PV的功率曲线,缺少对实际应用方面的考虑。文献[20-23]以PV出力和EV出行预测信息已知为前提,研究了PV、EV、传统调压资源在多时空尺度下的联合配电网电压治理方法。文献[24-26]采用蒙特卡洛法得到EV、PV的功率曲线,提出了针对配电网电压治理的EV、PV及储能系统三者间联合优化配置方法。

上述文献大都将EV视为可调负荷,采用负荷平移手段使其参与配电网电压调节,无法充分挖掘其无功补偿潜力;此外,现有研究通常以概率分布形式假设调控日内EV的充电行为已知,通过全局优化方法制定其最佳调控方案,但在实际应用中,EV充电行为受用户出行习惯、交通状况、充电站使用情况、充电价格等因素综合影响呈现出较强的随机性,因此该类方法缺少实际可行性。鉴于此,

收稿日期: 2024-06-25; 修回日期: 2024-08-29

文中提出一种复杂 EV 集群接入下主动配电网电压两阶段控制方法,充分挖掘 EV、PV 以及传统调压资源在不同时间尺度下协同参与配电网电压治理的潜力。日前控制阶段基于有载调压变压器(on-load tap changer, OLTC)和可投切电容器组(switchable capacitor bank, SCB)进行配电网电压全局治理,在维持传统调压资源经济可靠运行的前提下避免了配电网电压越限情况的发生;而日内控制阶段则针对 EV 充电需求随机性强、难以提前预知的问题,提出一种基于 EV、PV 实时入网信息的滚动优化调控方法,依据 EV 和 PV 的实时入网信息动态调节二者无功出力,以达到降低配电网节点电压偏差、平抑电压波动的目的,该方法易于实际开展。仿真结果表明,所提两阶段控制方法可在不影响 PV 出力及 EV 用户充电需求的前提下显著改善配电网电压质量。

## 1 EV 和 PV 参与配电网节点电压控制机制

### 1.1 EV、PV 及配电网三者间的功率电压交互原理

配电网电压控制由当地配电网运营商负责,借助包括 OLTC、SCB 和稳压器在内的传统电压调节设备,对电网电压进行全局治理。而要使 EV 和 PV 参与配电网电压调节,既需要在系统层面制定 EV 和 PV 集群的优化调控方法,又需要在设备层面对 EV 充电桩和 PV 逆变器进行本地控制器的功能拓展,如图 1 所示。具体而言,系统层面旨在满足配电网所有可用调压资源和配电网自身运行约束下,确定 EV、PV 这类连续调压资源和常规离散调压装置在多时空尺度下的协同优化运行方案。为使 EV、PV 参与系统层面的配电网电压调节,设备层面须在充分考虑这 2 类设备与配电网交互的时空不确定性的前提下,动态调节其并网功率变换器运行参数,从而最大程度发挥其配电网电压支撑潜力。

传统配电网遵循从发电侧到用电侧的电能单向流动方式。随着新型电力系统建设的逐步开展,高渗透率 PV 并网使配电侧由无源网络转变为有源网络,配电网潮流发生变化,电压波动不确定性增强。同样地, EV 和 PV 大规模接入增加了电网负荷,尤其给用电高峰期的电压稳定带来巨大挑战,使得原有调压方案不一定能满足新型电力系统的调压需求。

以图 2 所示含 EV 和 PV 接入的配电网典型馈线拓扑为例,相邻节点间的电压差主要由线路潮流及线路阻抗决定,如式(1)所示。配电线路阻抗一

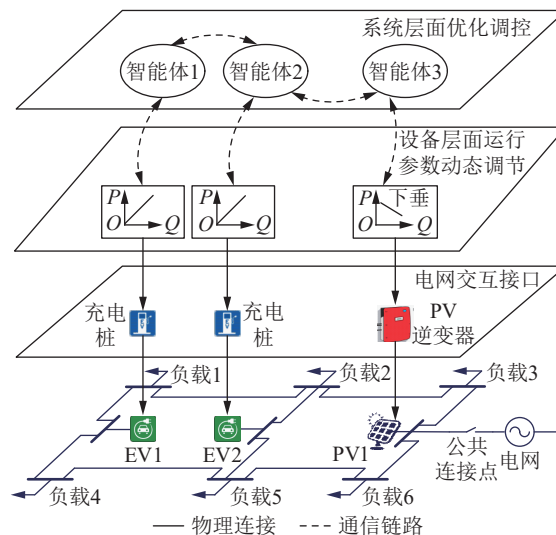


图 1 EV 和 PV 参与配电网电压调节示意

Fig.1 Illustration of EVs and PVs participation in the distribution voltage regulation

般远大于电抗,式(1)可近似等效为式(2),而线路潮流则由下游所有节点的基础负荷以及 EV 和 PV 向并网点注入的有功功率、无功功率共同决定,如式(3)和式(4)所示(忽略线路功率损耗)。

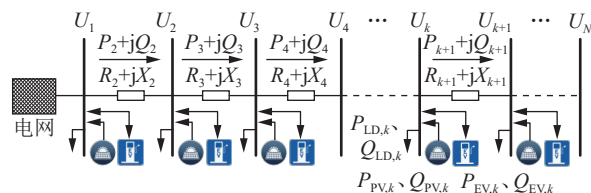


图 2 含 EV 和 PV 接入的配电网典型馈线拓扑

Fig.2 Typical circuit topology of a distribution feeder with EVs and PVs

$$U_{k-1} - U_k = \frac{R_k P_k + X_k Q_k}{U_k} + \frac{X_k P_k - R_k Q_k}{U_k} \quad (1)$$

$$U_{k-1} - U_k \approx \frac{R_k P_k + X_k Q_k}{U_k} \quad (2)$$

$$P_k = P_{k+1} + P_{LD,k} + P_{EV,k} - P_{PV,k} = \sum_{i=k}^N P_{LD,i} + \sum_{i=k}^N P_{EV,i} - \sum_{i=k}^N P_{PV,i} \quad (3)$$

$$Q_k = Q_{k+1} + Q_{LD,k} + Q_{EV,k} - Q_{PV,k} = \sum_{i=k}^N Q_{LD,i} + \sum_{i=k}^N Q_{EV,i} - \sum_{i=k}^N Q_{PV,i} \quad (4)$$

式中:  $U_k$ 、 $P_k$ 、 $Q_k$  分别为节点  $k$  的电压、有功功率和无功功率;  $R_k$ 、 $X_k$  分别为节点  $k-1$  和节点  $k$  间配电线路的阻抗和电抗;  $P_{LD,k}$ 、 $P_{EV,k}$ 、 $P_{PV,k}$  分别为节点  $k$  所连负荷、EV 和 PV 的有功功率;  $Q_{LD,k}$ 、 $Q_{EV,k}$ 、 $Q_{PV,k}$  分别为节点  $k$  所连负荷、EV 和 PV 的无功功率;  $N$  为目标配电网所含的总节点数。

由式(1)~式(4)可知,当 EV 和 PV 未参与配电网电压调节时, EV、PV 与配电网间交互的有功

功率越大,对其所在节点及下游节点的电压影响越大,体现为所在节点及下游节点电压分布的整体下降(EV接入时)或整体抬升(PV接入时),导致出现节点电压偏差,也带来电压越限风险。而EV充电行为的随机性以及PV出力的波动性也会使得所在节点及下游节点电压产生波动。此外,由于电力系统一般满足电抗远大于阻抗,各相邻节点间的电压降与线路中流过的无功功率呈近似线性关系,如式(1)所示,可以看出,无功功率的变化情况对电网电压分布有较大影响。当目标区域配电网中无功功率的需求无法完全由本地无功资源供给,而需要从上级电网大量获取时,配电网电压也会出现显著偏差,甚至引发电压越限。

日常运行中,电网自身的无功功率并不能满足线路及负载对无功功率的需求,而EV和PV具有分布式电源的特点,可通过调整其并网功率变换器运行功率因数,为设备并网点提供动态容性或感性无功补偿。当配电网电压出现严重波动且依靠配电网自身无功电压治理资源无法进行有效支撑时,可通过EV充电桩和PV逆变器来填补电压无功补偿的缺口。通过适当调整EV和PV换流器的控制电路,可实现与配电网的双向无功功率交互。同时,通过与传统电压治理装置的协同优化运行,可有效解决EV和PV接入下配电网无功电压治理资源不足的问题。

### 1.2 EV和分布式PV的无功调节能力

EV和分布式PV的无功调节范围如图3所示,二者可调节的最大无功功率数值由其相应的并网功率变换器额定功率 $S_t$ 、当前运行有功功率 $P_t$ 及所允许的最小运行功率因数 $p_{\min}$ 共同决定, $p_{\min}$ 对应的电网电压和电网电流之间的最大相位角为 $\theta_{\max}$ 。

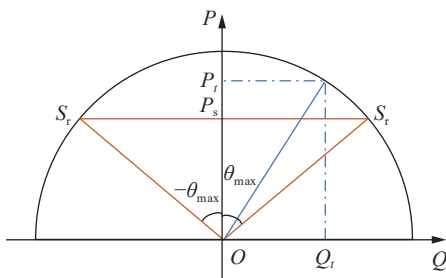


图3 EV及分布式PV无功调节范围  
Fig.3 Range of reactive power regulation for EV and distributed PV

由图3可知,EV和PV可运行在一、二象限,当其并网功率变换器与配电网间在任意时刻 $t$ 下的无功功率发生交互,即 $Q_t > 0$ 时,EV或PV从电网中获取无功功率; $Q_t < 0$ 时,EV或PV向配电网馈

入无功功率; $Q_t = 0$ 时则不发生无功功率交互。从图3可以看出,当EV或PV并网功率变换器 $t$ 时刻下的运行有功功率为 $S_t \cos \theta_{\max}$ ,即图3中的 $P_s$ 时,刚好可实现变换器所允许的最大无功功率输出;当 $P_t > P_s$ 时,可实现最大无功功率 $Q_{\max,t} = \sqrt{S_t^2 - P_t^2}$ ;当 $P_t < P_s$ 时,为保证功率因数 $p_t$ 不小于 $p_{\min}$ ,最大无功功率 $Q_{\max,t} = P_t \tan \theta_{\max}$ 。综上,EV或PV在任意时刻 $t$ 下的无功调节范围可由式(5)—式(7)表示。

$$Q_{\max,t} = \min(\sqrt{S_t^2 - P_t^2}, P_t \tan \theta_{\max}) \quad (5)$$

$$Q_{\min,t} = -Q_{\max,t} \quad (6)$$

$$Q_{\min,t} \leq Q_t \leq Q_{\max,t} \quad (7)$$

式中: $Q_{\min,t}$ 为变换器所允许的最小无功功率输出。

### 1.3 EV充电需求分析

不同于始终接入配电网的并网型PV,EV的并网时刻、时长与其充电需求相关,这导致不同时空尺度下的EV具有不同的电网无功电压支撑潜力,因此须进一步分析EV充电需求。考虑到EV的类型、充电初始电量、开始充电和结束充电的时间对EV充电需求起决定性作用,根据车辆用途的不同,将EV分为私家车、公交车、出租车、专用车4种类型。由于公交车运营时间较长,一天中可将充电时间近似看成均匀分布,而私家车、出租车、专用车的充电时间较为集中,可近似遵循正态分布,如式(8)所示。表1列出了不同类型EV的充电行为特征,为复杂EV集群充电需求评估提供依据。

$$f(t_{\text{ini}}) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{t_{\text{ini}} - u_t}{2\sigma_t^2}\right) & u_t - 12 < t_{\text{ini}} \leq 24 \\ \frac{1}{\sigma_t \sqrt{2\pi}} \exp\left(-\frac{t_{\text{ini}} + 24 - u_t}{2\sigma_t^2}\right) & 0 < t_{\text{ini}} \leq u_t - 12 \end{cases} \quad (8)$$

式中: $f(\cdot)$ 为EV的概率密度函数; $t_{\text{ini}}$ 为EV开始充电的时间; $u_t$ 、 $\sigma_t$ 分别为EV开始充电时间 $t_{\text{ini}}$ 的预期值和标准偏差。

基于表1所示EV充电行为特征,利用蒙特卡洛法模拟4类EV集群的日常充电需求。具体地,对于每种类型的EV,首先利用表1中列出的概率分布参数,对初始电池荷电状态(state of charge, SOC)和EV到达充电站的时间进行随机采样,并通过蒙特卡洛抽样方法,为每种类型的EV生成1000个差异化的充电行为曲线,聚合后见图4。由图4可知,不同类型的EV集群的充电需求特性差异较大,而相应的配电网无功电压支撑潜力也会有显著差别。这进一步表明复杂EV集群的无功调控潜力与其集群构成息息相关,而EV集群本身也具有时变性。

表 1 EV 充电行为特征  
Table 1 The EV charging characteristics

EV 类型	充电时间	初始电池 SOC	电池容量/ (kW·h)	充电类型	到达充电站的时间分布
私家车	07:00—17:00	$N(0.69, 0.1^2)$	35	慢充 (7 kW)	正态分布 (11.3, 3.12)
	18:00—07:00				正态分布 (20.9, 1.72)
公交车	23:00—05:30	$N(0.50, 0.1^2)$	100	慢充 (7 kW)	均匀分布
出租车	04:00—07:00	$N(0.30, 0.1^2)$	80	快充 (30 kW)	正态分布 (5.6, 1.22)
	16:30—19:00				正态分布 (17.1, 1.22)
专用车	17:00—08:00	$N(0.48, 0.2^2)$	50	慢充 (7 kW)	正态分布 (18.3, 3.92)

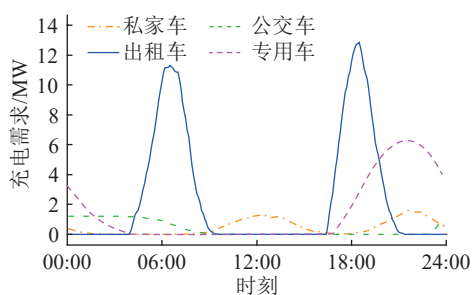


图 4 不同类型的 EV 集群的充电需求曲线

Fig.4 Charging demand profiles of different types of EVs

## 2 控制方案

配电网中典型的电压治理资源包括 OLTC 和 SCB 等,然而传统基于离散控制的调压资源响应缓慢、动作次数有限,对分布式电源出力波动引起的电压波动问题的治理效果不佳。而 EV 和 PV 由于其并网功率变换器灵活可控,通过动态调整其控制电路运行参数可以实时控制输出无功功率。为充分利用 EV 和 PV 的无功电压支撑能力,提出一种 EV 和 PV 参与下的配电网电压两阶段控制方法,分为日前控制阶段和日内控制阶段。

### 2.1 日前控制

日前控制阶段是根据 EV 的电池容量、出行规律和 PV 出力等方面的预测,提前一天确定 OLTC 抽头档位动作计划和 SCB 投切计划,从而尽可能避免目标配电网节点电压越限。考虑到 OLTC 和 SCB 的档位频繁机械投切会加速设备老化、降低设备使用寿命,且配电网中 OLTC 和 SCB 所允许的最大日动作次数通常为 10~20 次/d,故文中将日前控制的时间粒度设置为 1 h。

#### 2.1.1 目标函数

日前控制在尽可能避免节点电压越限的前提

下,通过协调电压调节设备,减少包括网损以及 OLTC 动作成本和 SCB 投切成本在内的日常运行成本,使得系统综合成本最小,如式(9)和式(10)所示。为保证日前控制以避免电压越限为首要目标,文中设定电压越限对应的惩罚因子  $\lambda_V$  为  $10^6$ 。

$$\min f_{dc} = \lambda_V C_V + \sum_{t=1}^{24} (\lambda_{1,t} P_{loss,t} + C_t^{up} + C_t^{cb}) \quad (9)$$

$$C_V = \sum_{t=1}^{24} \sum_{j=1}^{N_b} (|\min(U_{lo}, U_{j,t}) - U_{lo}| + |\max(U_{up}, U_{j,t}) - U_{up}|) \quad (10)$$

式中:  $f_{dc}$  为系统综合成本;  $C_V$ 、 $\lambda_V$  分别为电压越限指数和相应的惩罚因子;  $P_{loss,t}$  为  $t$  时刻的功率损耗;  $\lambda_{1,t}$  为  $t$  时刻的边际价格;  $C_t^{up}$ 、 $C_t^{cb}$  分别为  $t$  时刻 OLTC 动作成本和 SCB 投切成本;  $U_{j,t}$  为  $t$  时刻总线  $j$  的电压;  $N_b$  为总线数量;  $U_{lo}$ 、 $U_{up}$  分别为最小和最大总线电压。

#### 2.1.2 OLTC、SCB 动作成本模型

由于 OLTC 和 SCB 自身的机械结构,电压波动时的频繁投切动作不仅缩短了其使用寿命,也增加了配电网电压治理成本。如式(11)和式(12)所示,日前控制阶段将 OLTC 和 SCB 的单位动作成本作为经济指标融入目标函数式(9)中,在满足配电网节点电压不越限的前提下尽可能降低 OLTC 和 SCB 的动作次数,提高传统无功电压治理方案的经济性。此外,需要指出的是,改变 OLTC 和 SCB 单位动作成本可能会得到不同的最优动作曲线,但并不影响所提日前控制方案的一般适用性。

$$C_t^{up} = \lambda_2 \sum_{n=1}^{N_o} |o_{n,t} - o_{n,t-1}| \quad (11)$$

$$C_t^{cb} = \lambda_3 \sum_{z=1}^{N_c} |c_{z,t} - c_{z,t-1}| \quad (12)$$

式中:  $\lambda_2$ 、 $\lambda_3$  分别为 OLTC 抽头档位调节和 SCB 投切的单位动作成本;  $o_{n,t}$  为  $t$  时刻第  $n$  个 OLTC 的抽头位置;  $c_{z,t}$  为  $t$  时刻第  $z$  个 SCB 投切的电容器数量;  $N_o$ 、 $N_c$  分别为目标配电网中 OLTC、SCB 的总数量。

#### 2.1.3 控制变量约束

日前控制阶段中控制对象 OLTC 和 SCB 的运行约束如式(13)—式(16)所示。

$$o_{n,\min} \leq o_{n,t} \leq o_{n,\max} \quad (13)$$

$$0 \leq \sum_{t=1}^{24} o_{n,t} \leq o_{n,d,\max} \quad (14)$$

$$0 \leq c_{z,t} \leq c_{z,\max} \quad (15)$$

$$\lambda_V \gg \max(\lambda_{1,r}, \lambda_2, \lambda_3) \quad (16)$$

式中:  $o_{n,\min}$ 、 $o_{n,\max}$  分别为第  $n$  个 OLTC 的最小和最大抽头位置;  $o_{n,d,\max}$  为第  $n$  个 OLTC 最大日动作时间;  $c_{z,\max}$  为第  $z$  个 SCB 可投切电容器数量的最大值。

## 2.2 日内控制

由于 EV 充电需求和 PV 出力的时变性和不确定性, 日前预测结果和日内预测结果之间存在偏差, 因此基于日前预测结果得到的 OLTC 档位动作和 SCB 投切计划在日内控制阶段可能无法达到预期效果。当前日前预测结果和日内预测结果相差较大时, 应用日前控制方案后目标配电网仍有可能存在节点电压越限问题, 此时则需要 EV 和 PV 这 2 类连续无功调压资源介入进行日内电压二次治理。此外, OLTC 和 SCB 属于离散型调压资源, 其可投切的档位有限, 控制颗粒粗, 无法适应由新能源引起的电压波动, 因而无法有效解决节点电压偏差问题。而 EV 和 PV 通过全控型功率变换器并网, 具有动态无功电压支撑能力, 因此可作为日内控制阶段的电压调节资源, 实时优化其无功出力, 从而在日前控制的基础上进一步平抑电压波动、降低电压偏差。

EV 并网充电行为受其充电习惯、电池 SOC 等因素影响, 具有时空不确定性, 因此须动态评估其无功电压调控潜力。在日内控制阶段, 文中在 EV 电池 SOC 约束和充电功率约束下, 采用一种基于滚动优化的 EV、PV 联合无功电压调节方法, 根据复杂 EV 集群的实时充电情况自适应调整优化视窗长度, 并给出当前时刻 EV 及 PV 的最优无功配置方案。

### 2.2.1 EV 电池 SOC 运行约束模型

在 EV 接入充电桩开始充电后, 电池管理系统基于充电开始和结束时间及充电前后电池 SOC 确定 EV 电池 SOC 的可行工作区域。如图 5 所示,  $t_{\text{ini}}$  时刻接入充电桩进行充电的 EV 的电池 SOC 运行可行域由上边界和下边界共同构成。假设 EV 充电桩支持双向功率流动且最大充/放电功率等于额定工作功率  $P_r$ , 当 EV 依照上边界进行充电时, EV 首先以功率  $P_r$  充电直至 SOC 达到最大值  $C_{\text{max}}$  并保持恒定, 然后以功率  $P_r$  放电使电池 SOC 达到用户期望值  $C_{\text{exp}}$ 。类似地, 当 EV 依照下边界进行充电时, EV 首先以功率  $P_r$  放电使 SOC 达到最小值  $C_{\text{min}}$  并保持恒定, 然后以功率  $P_r$  充电至  $C_{\text{exp}}$ 。EV 电池 SOC 在任意时刻  $t_m$  的上限和下限分别见式(17)和式(18)。

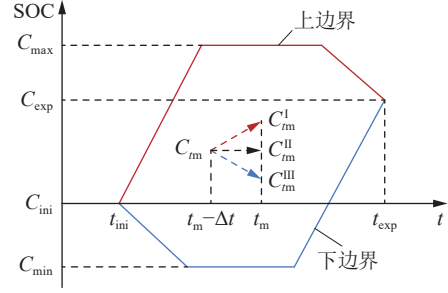


图 5 单个 EV 的 SOC 约束

Fig.5 SOC constraints for a single EV

$$C_{\text{up},m} = \min \left\{ C_{\text{ini}} + \frac{\eta_c P_r (t_m - t_{\text{ini}})}{E_r}, C_{\text{max}}, C_{\text{exp}} + \frac{P_r (t_{\text{exp}} - t_m)}{\eta_d E_r}, C_{m-\Delta t} + \frac{\eta_c P_r \Delta t}{E_r} \right\} \quad (17)$$

$$C_{\text{lo},m} = \max \left\{ C_{\text{ini}} - \frac{P_r (t_m - t_{\text{ini}})}{\eta_d E_r}, C_{\text{min}}, C_{\text{exp}} - \frac{\eta_c P_r (t_{\text{exp}} - t_m)}{E_r}, C_{m-\Delta t} - \frac{P_r \Delta t}{\eta_d E_r} \right\} \quad (18)$$

式中:  $C_{\text{up},m}$ 、 $C_{\text{lo},m}$  分别为电池 SOC 在  $t_m$  时刻的上限和下限;  $C_{\text{ini}}$  为 EV 开始充电时的电池 SOC;  $\eta_c$ 、 $\eta_d$  分别为充电桩充电和放电效率;  $E_r$  为 EV 电池额定容量;  $t_{\text{exp}}$  为停止充电时间;  $C_{m-\Delta t}$  为 EV 在  $t_m - \Delta t$  时刻的电池 SOC;  $\Delta t$  为时间间隔。

由图 5 可知, 对于任意充电片段  $[t_m - \Delta t, t_m]$ , EV 具有 3 种不同的工作模式(充电、空闲和放电), 使得电池 SOC 有所不同(对应图 5 中的  $C_m^I$ 、 $C_m^II$  和  $C_m^III$ )。在充电过程中, EV 电池 SOC 必须始终位于可行域内, 如式(19)和式(20)所示。此外, 必须满足式(21)—式(23)以保证充电桩可以在用户期望的充电周期内完成充电, 并达到用户期望的电池 SOC 值。

$$C_m = C_{m-\Delta t} + \eta_c P_m \Delta t / E_r \quad (19)$$

$$C_{\text{lo},m} \leq C_m \leq C_{\text{up},m} \quad (20)$$

$$t_{\text{ini}} + \frac{(C_{\text{exp}} - C_{\text{ini}}) E_r}{\eta_c P_r} \leq t_{\text{exp}} \quad (21)$$

$$C_{\text{exp}} = C_{\text{ini}} + \sum_{t=t_{\text{ini}}}^{t_{\text{exp}}} \frac{P_{m,\text{batt}} \Delta t}{E_r} \quad (22)$$

$$P_{m,\text{batt}} = a_m P_{m,c} \eta_c - (1 - a_m) P_{m,d} / \eta_d \quad (23)$$

式中:  $P_m$  为  $t_m$  时刻 EV 电池的功率;  $P_{m,\text{batt}}$  为  $t_m$  时刻 EV 电池的充电功率;  $a_m$  为  $t_m$  时刻 EV 电池的状态, 取值 0 或 1, 0 表示放电状态, 1 表示充电状态;  $P_{m,c}$ 、 $P_{m,d}$  分别为  $t_m$  时刻 EV 充电桩的充电功率和放电功率。

### 2.2.2 日内优化控制模型

日内控制阶段的控制变量为 EV 和 PV 的无功

输出,控制目标为目标配电网中所有节点电压偏差和电压波动最小化,如式(24)和式(25)所示。日内控制阶段 EV 电池 SOC 受其相应可行域约束,即式(17)~式(23)。

$$\min f_{ic} = \sum_{t=1}^{N_T} \sum_{j=1}^{N_b} (h_1 |U_{j,t} - U_N| + h_2 |U_{j,t} - U_{j,t-1}|) \quad (24)$$

$$h_1 + h_2 = 1 \quad (25)$$

式中: $f_{ic}$  为目标配电网中所有节点电压偏差和电压波动值; $U_N$  为额定电压; $h_1$ 、 $h_2$  为权重系数,文中取值均为 0.5,表明电压偏差抑制和电压波动抑制同等重要; $N_T$  为控制时窗内的总时刻数。

由于 PV 的无功调节范围只与其实时有功输出相关,对于优化时窗窗长无特殊要求;而由于 EV 任意时刻的无功调节范围受剩余充电时长、用户期望的电池 SOC 值影响,需要动态调整 EV 集群的无功优化时窗。因此,可采用具有自适应时窗的滚动优化方法来获取 EV、PV 任意时刻的最优无功配置。以图 6 为例说明,假设 4 辆 EV 在不同时刻接入各自充电桩充电且具有不同的充电时长,在  $t_2$  时刻只有 EV1 接入充电桩充电,而在  $t_4$  时刻 EV1—EV4 均接入充电桩充电,根据任意时刻下接入充电桩的 EV 数量与其剩余充电时长,可计算当前时刻的滚动优化时窗窗长,如式(26)所示。

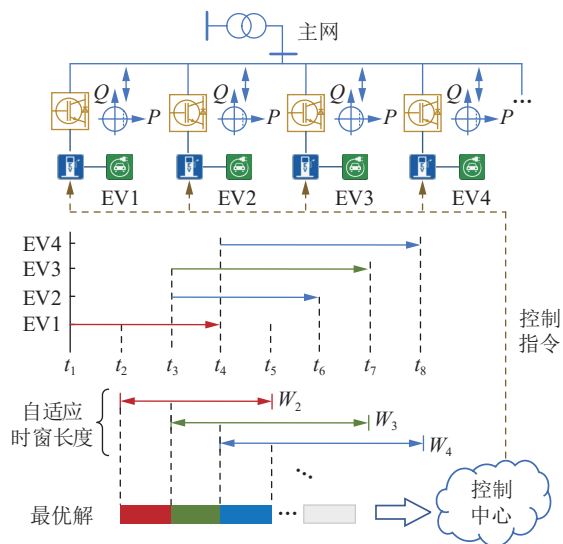


图 6 用于滚动优化的自适应时窗窗长

Fig.6 Adaptive window length for rolling optimization

$$W_t = \bigcup_x^{N_t^{ev}} (t_{exp,x} - t) \quad (26)$$

式中: $W_t$  为  $t$  时刻的滚动优化时窗窗长; $t_{exp,x}$  为第  $x$  辆 EV 的充电结束时间; $N_t^{ev}$  为  $t$  时刻并网的 EV 总数。

### 3 算例分析

#### 3.1 算例基本信息

为验证所提配电网电压两阶段控制方法的可行性,采用如图 7 所示 IEEE 123 节点配电网模型进行分析,其中包含 3 个 EV 充电站和 6 个 PV 电站。EV 充电站和 PV 电站的额定功率分别为 600 kW 和 200 kW。此外,由于 EV 充电站须满足一定的服务半径,故其并网点较为分散,而 PV 电站的光照资源分布通常较为集中,故并网点也相对集中。考虑到基础负荷用电对配电网电压的影响,将负荷按照日常用电规律随机分配,如图 8 所示。从图 8 可以看出,目标配电网的基础负荷用电高峰主要集中在 19:00—24:00 时段内,而此时段与图 4 所示私家车的充电时段高度重合,二者相互叠加可能带来电压越下限、配电变压器及线路过载问题。6 个分布式 PV 电站在理想光照条件下的出力曲线如图 9 所示。由图 9 可知,分布式 PV 电站在 10:00—14:00 时段出力达到峰值,此时段与图 4 所示私家车的午间充电时段重叠,可有效避免 EV 午间充电所需功率的远距离传输,进而缓解电压在配电线路上的跌落。

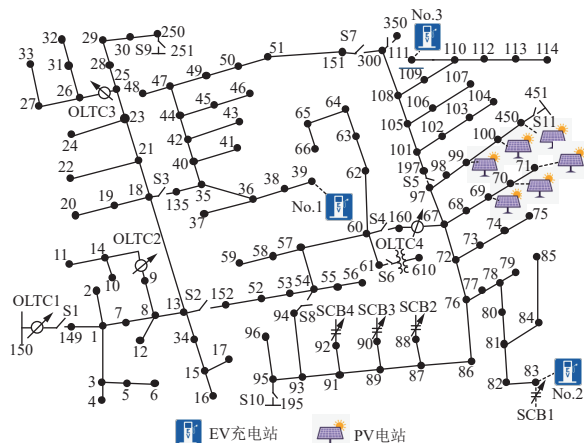


图 7 含 EV 和 PV 接入的 IEEE 123 节点配电网拓扑  
Fig.7 Topology of IEEE 123-bus distribution network with EVs and PVs

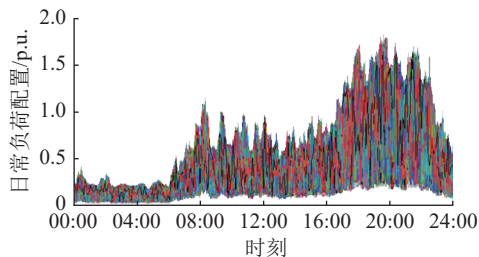


图 8 IEEE 123 节点配电网日常负荷配置  
Fig.8 Daily load configuration of IEEE 123-bus distribution network

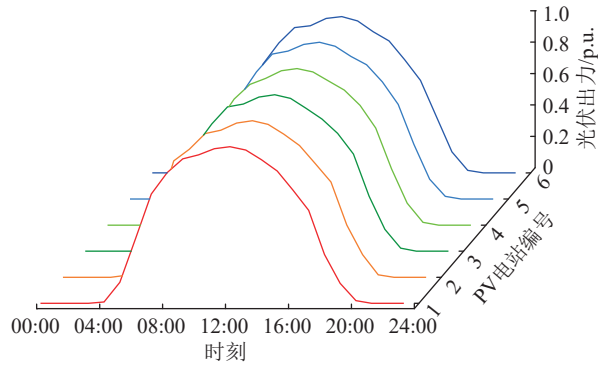


图9 6个PV电站的出力曲线

Fig.9 Output profiles of six PV power stations

通过1.3节基于蒙特卡洛法的EV充电需求测算发现,一个额定功率为600 kW的EV充电站一日内最多可接纳250辆不同类型的EV充电,因此,文中算例以700辆不同类型的EV为研究对象,其中私家车、公交车、出租车和专用车的占比分别为85%、2%、5%和8%,其到达时间、初始电池SOC、电池容量、充电类型和充电周期等充电特征根据表1随机生成。假设所有EV每天随机到达充电站并开始充电,在充电过程中保持额定充电功率且忽略功率损耗,当电池SOC达到0.95时停止充电,得到的各充电站总需求曲线如图10所示。

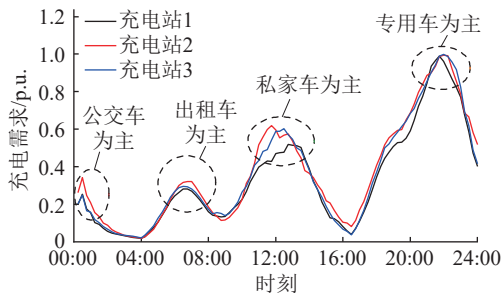


图10 EV充电需求聚合曲线

Fig.10 Aggregate EV charging demand profiles

由于车辆充电时间相对集中,每天在特定时间内都会出现充电需求高峰,当EV充电高峰与配电网用电高峰叠加时,可能会导致配电网低电压问题<sup>[27-30]</sup>。为此,系统中部署了6个OLTC和4个SCB作为传统电压治理装置,具体安装位置如图7所示,其中OLTC可调抽头位于二次侧且抽头档位为5档可调(对应的调压范围为 $\pm 5\%U_N$ ),SCB的可调档位共为5档(对应的无功功率调节范围为 $0\sim 100\%Q_{N,SCB}$ , $Q_{N,SCB}$ 为SCB额定无功功率)。IEEE 123节点系统的具体参数设置参考文献[31]。此外,设置OLTC和SCB的单次动作成本分别为1.40美元/次和0.24美元/次,功率损耗的边际成本为80美元/(MW·h)<sup>[32]</sup>。配电网电压两阶段控制中涉及的优化模型求解采用改进的JAYA算法,其具

体信息可参考文献[33]。为缓解群智能算法多次运行下结果的不稳定性,文中算例对基于JAYA算法的优化模型重复求解100次,并取最优解作为最终输出的优化方案(每次优化求解的迭代次数上限为2000次)。

### 3.2 日前控制阶段仿真结果分析

依据基础负荷用电、PV发电量和EV充电需求的日前预测结果(即图8—图10),可通过时序潮流测算配电网节点电压分布,如图11所示。日前控制生效前,所有OLTC的抽头均位于初始位置且无SCB投切。从图11可以看出,受EV充电需求高峰和基本负荷峰值的叠加作用,大部分节点电压在19:00—23:00时段内出现了越下限的情况(即降至0.95 p.u.以下)。

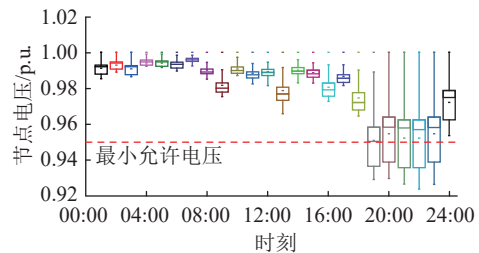


图11 电压治理前的节点电压分布箱型图

Fig.11 Boxplot of node voltage distribution without voltage regulation

构建2.1节中的日前控制模型,通过模型求解可得到OLTC和SCB的日前最优运行曲线,如图12所示。日前控制下配电网节点电压分布如图13所示。通过比较日前控制前、后的配电网节点电压分布发现,日前控制可有效解决系统峰值负荷时段的电压越限问题。具体而言,在充电高峰期(19:00—24:00),配电主站侧的OLTC1抽头档位由额定档位(三档)调整到了最高档(五档),以抬升全网的电压分布,缓解EV集中充电带来的越下限问题,而OLTC2、OLTC4位于配电网支路,其档位依据其所在支路下游电压分布情况进行调整。OLTC3由于其所在上游支路不受下游EV充电影响,故档位保持不变。在充电高峰期,4个SCB均有电容器组投入,向并网点注入无功功率。

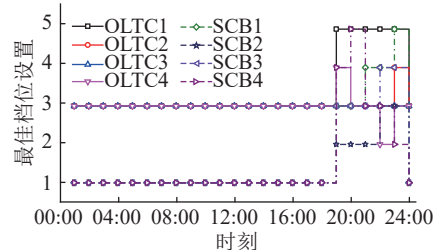


图12 OLTC和SCB的日前最优运行曲线

Fig.12 Optimal day-ahead operational curves for OLTCs and SCBs

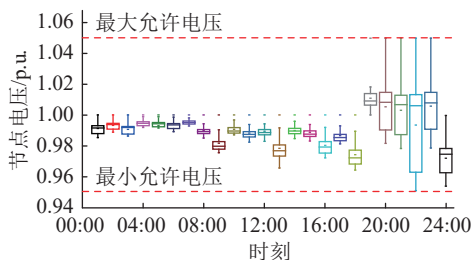


图 13 日前控制下节点电压的分布箱型图  
Fig.13 Boxplot of node voltage distribution under day-ahead control

### 3.3 日内控制阶段仿真结果分析

为进一步改善节点电压分布,借助 EV 和 PV 的无功电压支撑能力进行日内控制。在日内控制阶段,OLTC 和 SCB 以日前控制下设定的最优运行曲线运行, EV 和 PV 集群则基于二者实时状态信息通过滚动优化的方法动态调整其无功输出大小及方向,进而实现对目标配电网的动态无功电压支撑。日内控制前,配电网节点电压分布如图 14(a)所示,可以看到,由于日前功率预测的误差,部分节点仍存在电压越限情况。日内控制后的节点电压分布如图 14(b)所示,对应的节点电压改善量如图 15 及表 2 所示,可以看到,所有节点电压都在安全限值内,且节点电压偏差及波动得到一定程度缓解,其中目标配电网一日内的最大电压偏差和平均电压偏差由日前控制下的 7% 和 1.17% 分别降低为 5% 和 0.65%。

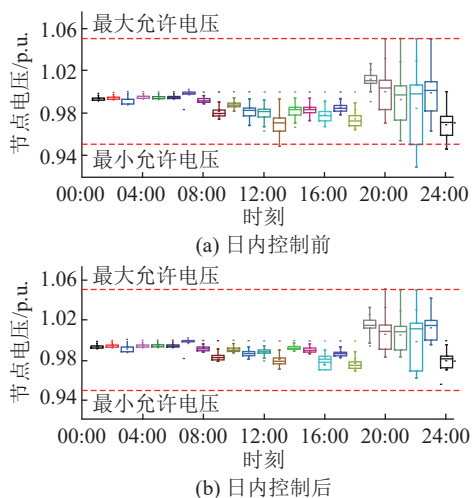


图 14 日内控制前、后节点电压分布箱型图  
Fig.14 Boxplot of node voltage distribution before and after intraday control

6 个 PV 电站每小时发出的总无功功率为 378.07 kvar, 3 个 EV 充电站每小时发出的总无功功率为 1 515.9 kvar, 对应的复杂 EV 集群充电方案如图 16 所示, 日内控制下 3 个 EV 充电站和 6 个 PV 电站总的无功输出曲线如图 17 所示。

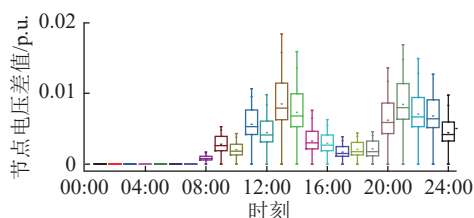


图 15 日内控制下节点电压改善量的箱型图  
Fig.15 Boxplot of node voltage improvement under intraday control

表 2 不同电压治理方法下的电压偏差比较  
Table 2 Voltage deviation comparison under different voltage regulation methods

调压策略	最大电压偏差/%	平均电压偏差/%
无控制	7.65	1.96
日前控制	7.00	1.17
日内控制	5.00	0.65

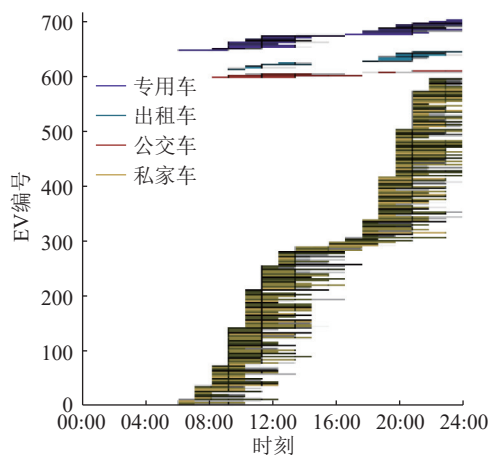


图 16 日内控制下 EV 集群的充电方案  
Fig.16 Charging schemes of EV clusters under intraday control

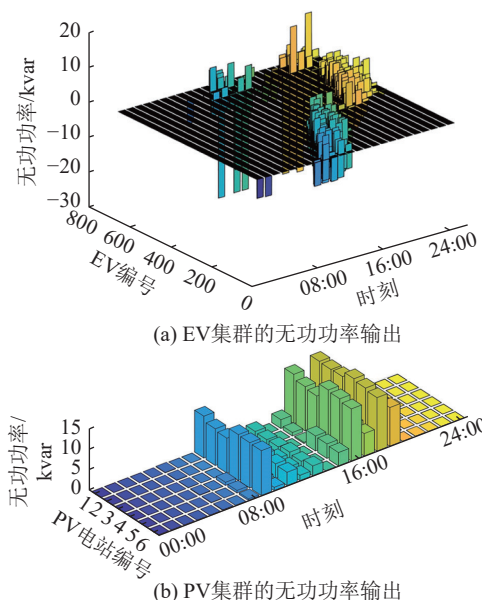


图 17 日内控制下 EV 和 PV 集群的无功功率输出  
Fig.17 The reactive power output of EV and PV clusters under intraday control



由图 16 可知,充电高峰期主要发生在 09:00—16:00 和 19:00—24:00 两个时段且以私家车充电为主。为缓解由 EV 集中充电带来的电网电压过低问题(如图 17 所示),此时段内, EV 集群和 PV 集群均以向电网注入无功功率为主,以此抵消因 EV 集群充电而产生的电压跌落(如式(2)所示)。

#### 4 结语

由于 PV 的间歇性发电和复杂 EV 集群充电的时空不确定性, EV 和 PV 的高渗透并网给配电网带来了电压越限、电压波动等问题。配电网中的传统电压治理资源包括 OLTC 和 SCB,其具有响应慢、机械寿命有限的特点。而与 OLTC 和 SCB 相比, EV 和 PV 通过全控型电力电子变换器连接到配电网,具备动态无功电压补偿能力,成为了理想的配电网电压支撑资源。在此背景下,文中提出了主动配电网电压调节的两阶段控制方法,由日前控制和日内控制组成。日前控制通过 OLTC 和 SCB 的最佳运行曲线以避免潜在的电压越限问题。日内控制则基于 EV 和 PV 的实时运行状态通过滚动优化的方法对二者的无功输出大小和方向进行动态调整,在日前控制的基础上进一步缓解节点电压偏差和波动。此外,文中在含 EV 和 PV 大规模接入的 IEEE 123 节点配电网模型中开展了算例仿真,结果表明,所提出的控制方法可以有效改善复杂 EV 集群接入下主动配电网的节点电压分布。

#### 致 谢

本文得到国网江苏省电力有限公司科技项目(J2022026)资助,谨此致谢!

#### 参考文献:

- [1] 佟曦,侯朗博,孙昊,等.高比例光伏和电动汽车接入配电网的无功优化[J].智慧电力,2023,51(10):31-37.  
TONG Xi, HOU Langbo, SUN Hao, et al. Reactive power optimization of distribution networks with high proportion of PV and EVs[J]. Smart Power, 2023, 51(10): 31-37.
- [2] ZHOU Y, GAO F, ZHANG Z, et al. Research on optimal voltage control of distribution network with the participation of EVs and PVs[J]. Applied Sciences, 2023, 13(10): 5987.
- [3] MA K, HU X Y, YUE Z Y, et al. Voltage regulation with electric taxi based on dynamic game strategy[J]. IEEE Transactions on Vehicular Technology, 2022, 71(3): 2413-2426.
- [4] 吴春燕.参与电网调压的分布式电动汽车优化调度策略[D].成都:电子科技大学,2018.  
WU Chunyan. Decentralized scheduling strategies of electric vehicles participating in voltage regulation in distributed power grid[D]. Chengdu: University of Electronic Science and Technology of China, 2018.
- [5] 刘宗,何俊,黄文涛,等.基于态势感知的高渗透率电动汽车接入电网后电压调整策略[J].中国电力,2023,56(2):32-44.  
LIU Zong, HE Jun, HUANG Wentao, et al. Voltage adjustment strategy for high-penetration electric vehicles connected to power grid based on situation awareness[J]. Electric Power, 2023, 56(2): 32-44.
- [6] 虞宋楠,刘念,赵波.面向光伏用户群的多主体分级电压调控方法[J].电力系统自动化,2022,46(5):20-41.  
YU Songnan, LIU Nian, ZHAO Bo. Multi-agent classified voltage regulation method for photovoltaic user group[J]. Automation of Electric Power Systems, 2022, 46(5): 20-41.
- [7] 颜湘武,王晨光,贾焦心,等.基于小交流信号的低压配电网中分布式光伏辅助调压控制策略[J].中国电力,2022,55(5):134-142.  
YAN Xiangwu, WANG Chenguang, JIA Jiaoxin, et al. Distributed PV auxiliary voltage control strategy in low voltage distribution network based on small AC signals[J]. Electric Power, 2022, 55(5): 134-142.
- [8] 杨明亮,梁宇.光伏高渗透配电网分层调压控制策略[J].吉林电力,2023,51(2):6-10.  
YANG Mingliang, LIANG Yu. Hierarchical voltage regulation control strategy to enable high photovoltaic penetrations[J]. Jilin Electric Power, 2023, 51(2): 6-10.
- [9] 王植,俞子聪,张泉,等.光伏参与直流微电网调压控制策略[J].高电压技术,2020,46(11):3762-3770.  
WANG Zhi, YU Zicong, ZHANG Quan, et al. Voltage regulation control strategy for DC microgrid with photovoltaic participation[J]. High Voltage Engineering, 2020, 46(11): 3762-3770.
- [10] 王贤,刘文颖,夏鹏,等.光伏电站参与电网主动调压的无功优化控制方法[J].电力自动化设备,2020,40(7):76-83.  
WANG Xian, LIU Wenying, XIA Peng, et al. Reactive power optimization control method for PV station participating in active voltage regulation of power grid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(7): 76-83.
- [11] 王加澍,马刚,仲泽天,等.一种功率动态调整的光伏逆变器调压方法[J].电网与清洁能源,2020,36(8):67-72.  
WANG Jiashu, MA Gang, ZHONG Zetian, et al. A voltage regulation method of photovoltaic inverter with dynamic power regulation[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(8): 67-72.
- [12] 黄少雄,王璨,孔庆竹,等.含短期预测的光伏配电网智能调压策略[J].热力发电,2020,49(7):21-27.  
HUANG Shaoxiong, WANG Can, KONG Qingzhu, et al. Intelligent voltage regulation strategy of photovoltaic distribution network considering short-term forecasting[J]. Thermal Power Generation, 2020, 49(7): 21-27.
- [13] 周翔,王继业,陈盛,等.基于深度强化学习的微网优化运行综述[J].全球能源互联网,2023,6(3):240-257.  
ZHOU Xiang, WANG Jiye, CHEN Sheng, et al. Review of

- microgrid optimization operation based on deep reinforcement learning[J]. *Journal of Global Energy Interconnection*, 2023, 6(3): 240-257.
- [14] XU Y, DONG Z Y, ZHANG R, et al. Multi-timescale coordinated voltage/var control of high renewable-penetrated distribution systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2017, 32(6): 4398-4408.
- [15] 祁向龙, 陈健, 赵浩然, 等. 多时间尺度协同的配电网分层深度强化学习电压控制策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2024, 52(18): 53-64.
- QI Xianglong, CHEN Jian, ZHAO Haoran, et al. Multi-time scale cooperative voltage control strategy of a distribution network based on hierarchical deep reinforcement learning[J]. *Power System Protection and Control*, 2024, 52(18): 53-64.
- [16] 李玲, 曹锦业, Nikita Tomin, et al. 计及电动汽车接入的区域综合能源系统双层日前协调优化调度[J]. *电力建设*, 2023, 44(5): 23-33.
- LI Ling, CAO Jinye, TOMIN N, et al. Bi-level coordinated day-ahead optimal dispatch of regional integrated energy system considering the integrations of electric vehicles[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(5): 23-33.
- [17] LI P S, WU Z J, WANG Y, et al. Adaptive robust optimal reactive power dispatch in unbalanced distribution networks with high penetration of distributed generation[J]. *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2018, 12(6): 1382-1389.
- [18] AYYAGARI K S, GONZALEZ R, JIN Y F, et al. Artificial neural network-based adaptive voltage regulation in distribution systems using data-driven stochastic optimization [C]//2019 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE). Baltimore, MD, USA. IEEE, 2019: 5840-5847.
- [19] RABIEE A, KEANE A, SOROUDI A. Enhanced transmission and distribution network coordination to host more electric vehicles and PV[J]. *IEEE Systems Journal*, 2022, 16(2): 2705-2716.
- [20] WANG L S, DUBEY A, GEBREMEDHIN A H, et al. MPC-based decentralized voltage control in power distribution systems with EV and PV coordination[J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2022, 13(4): 2908-2919.
- [21] TAO J S, HUANG D B, LI D L, et al. Pricing strategy and charging management for PV-assisted electric vehicle charging station[C]//2018 13th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA). Wuhan, China. IEEE, 2018: 577-581.
- [22] YUAN Z Y, YU L, XU Q, et al. Optimization of orderly charge and discharge scheduling of electric vehicles and photovoltaic in industrial par[C]//2020 Asia Energy and Electrical Engineering Symposium (AEEES). Chengdu, China. IEEE, 2020: 226-229.
- [23] 郭瑶, 张新慧, 彭克, 等. 考虑电动汽车与光伏电源联动的配电网电压调控策略[J]. *电测与仪表*, 2019, 56(7): 75-83.
- GUO Yao, ZHANG Xinhui, PENG Ke, et al. Voltage regulation strategy of distribution network considering the joint action of electric vehicle and photovoltaic power supply[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2019, 56(7): 75-83.
- [24] 李景丽, 时永凯, 张琳娟, 等. 考虑电动汽车有序充电的光储充电站储能容量优化策略[J]. *电力系统保护与控制*, 2021, 49(7): 94-102.
- LI Jingli, SHI Yongkai, ZHANG Linjuan, et al. Optimization strategy for the energy storage capacity of a charging station with photovoltaic and energy storage considering orderly charging of electric vehicles[J]. *Power System Protection and Control*, 2021, 49(7): 94-102.
- [25] 王晓梅, 卢芳, 卢京祥, 等. 含分布式光伏和电动汽车的主动配电网电压一致性协同控制[J]. *电测与仪表*, 2020, 57(11): 101-107.
- WANG Xiaomei, LU Fang, LU Jingxiang, et al. Consensus-based cooperative voltage control of distributed photovoltaic and electric vehicles in active distribution network[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2020, 57(11): 101-107.
- [26] 东哲民. 配电网分布式储能集群优化控制策略研究[D]. 吉林: 东北电力大学, 2021.
- DONG Zhemin. Research on optimal control strategy of distributed energy storage cluster in distribution network[D]. Jilin: Northeast Electric Power University, 2021.
- [27] 程杉, 赵子凯, 陈诺, 等. 计及耦合因素的电动汽车充电负荷时空分布预测[J]. *电力工程技术*, 2022, 41(3): 194-201.
- CHENG Shan, ZHAO Zikai, CHEN Nuo, et al. Prediction of temporal and spatial distribution of electric vehicle charging load considering coupling factors[J]. *Electric Power Engineering Technology*, 2022, 41(3): 194-201.
- [28] 张夏韦, 梁军, 王要强, 等. 电动汽车充电负荷时空分布预测研究综述[J]. *电力建设*, 2023, 44(12): 161-173.
- ZHANG Xiawei, LIANG Jun, WANG Yaoqiang, et al. Overview of research on spatiotemporal distribution prediction of electric vehicle charging[J]. *Electric Power Construction*, 2023, 44(12): 161-173.
- [29] 秦建华, 潘崇超, 张璇, 等. 基于充电行为分析的电动汽车充电负荷预测[J]. *电测与仪表*, 2023, 60(4): 19-26.
- QIN Jianhua, PAN Chongchao, ZHANG Xuan, et al. Charging load forecast of electric vehicle based on analysis of charging behavior[J]. *Electrical Measurement & Instrumentation*, 2023, 60(4): 19-26.
- [30] 丁乐言, 柯松, 张帆, 等. 考虑出行需求和引导策略的电动汽车充电负荷预测[J]. *电力建设*, 2024, 45(6): 10-26.
- DING Leyan, KE Song, ZHANG Fan, et al. Forecasting of electric-vehicle charging load considering travel demand and guidance strategy[J]. *Electric Power Construction*, 2024,

- 45(6): 10-26.
- [31] Distribution Systems Analysis Subcommittee. Radial distribution test feeders[EB/OL]. [2024-02-10] <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/wp-content/uploads/sites/167/2017/08/testfeeders.pdf>.
- [32] LU X J, ZHOU J, OMER S. Two-layer operation optimization of concentrated solar power with thermal energy storage system and soft open point[J]. *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, 2023, 146: 108788.
- [33] XU X, GUNDA J, DOWLING R, et al. A two-stage approach for renewable hosting capacity assessment[C]//2019 IEEE

PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT-Europe). Bucharest, Romania. IEEE, 2019: 1-5.

作者简介:



方鑫

方鑫(1987),男,博士,高级工程师,从事配电网大数据应用、配电自动化工作(E-mail: [fangxin202304@163.com](mailto:fangxin202304@163.com));

李娟(1987),女,博士,高级工程师,从事配电网故障检测工作;

袁宇波(1975),男,博士,正高级工程师,从事中低压交直流电力系统控制与保护工作。

## A two-stage voltage control method for distribution network integrated with complex electric vehicle clusters

FANG Xin, LI Juan, YUAN Yubo, YUAN Xiaodong

(State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211106, China)

**Abstract:** With the accelerating popularization of photovoltaics (PVs) and electric vehicles (EVs), distribution networks are facing issues such as voltage violations and voltage fluctuations. On the one hand, conventional voltage regulation resources are featured by slow response and limited lifespan, making them unable to rapidly respond to the temporary voltage issues caused by PVs and EVs. On the other hand, EVs and PVs interact with the power grid through charging stations and inverters, and their fully controllable power converters are capable of adjusting their operating settings in real time, making EVs and PVs ideal resources for reactive power-based voltage support. To fully leverage the reactive power support capabilities of EVs and PVs, a two-stage control scheme for the voltage regulation in distribution networks is proposed, including a day-ahead control stage and an intraday control stage. The day-ahead control stage provides a day-ahead operational scheduling of on-load tap changers and capacitor banks through global optimization algorithms to avoid potential voltage violation issues. The intraday control stage dynamically adjusts the reactive power output of EVs and PVs based on their real-time operating states, minimizing voltage deviations and fluctuations in the distribution network through reactive power compensation. Finally, the effectiveness of the proposed two-stage control method for voltage regulation in distribution networks is verified via case studies on a modified IEEE 123-bus test feeder. The simulation results show that the reactive power compensation capabilities of EVs and PVs can improve the voltage distribution in the distribution network to some extent.

**Keywords:** electric vehicle (EV); photovoltaic (PV); voltage regulation; two-stage control; rolling optimization; Monte Carlo

(编辑 陆海霞)