基于主成分分析方法的多类型电动汽车接入 配电网的综合风险评估

王 鹤1,余中枢1,李筱婧2,边 竞1

(1. 东北电力大学 现代电力系统仿真控制与绿色电能新技术教育部重点实验室,吉林 吉林 132012;2. 国网吉林省电力有限公司,吉林 长春 130000)

摘要:针对新能源和多种类型电动汽车(EV)接入配电网造成的安全和经济等运行风险问题,提出了一种考虑多种风险因素的配电网运行综合风险评估方法。首先,构建了风光出力和EV时序概率分布模型,并用日行驶里程数代替了主观设定的多种类型EV的起始荷电状态;然后,基于复杂网络理论,提出了电压越限风险和支路功率过载运行风险等时序安全指标,并根据配电网的经济运行建立了经济风险和电网高效性风险指标;再者,构造了不同容量EV并网运行风险评估矩阵,运用主成分分析(PCA)方法对风险评估矩阵进行降维和计算客观权重系数,并对结果进行综合风险评估排序;最后,以接入风电、光伏的改进IEEE 33节点配电系统为例,分析了所提风险指标的有效性和综合评估方法的合理性,对比了基于PCA的综合风险评估与传统安全风险评估方法,结果表明在同时考虑安全和经济等因素的情况下,采用所提方法时某范围内的运行风险有下降趋势,对某区域内的EV容纳数量规划有积极的指导意义。

0 引言

近年来,随着新能源和电动汽车 EV(Electric Vehicle)接入容量的迅速增加,传统配电网的结构、 潮流和运行模式已经发生了巨大的变化^[1]。一方 面,分布式电源 DG(Distributed Generation)出力具 有随机性和不确定性,会造成线路过载、电能质量降 低和系统损耗增加等负面影响^[2];另一方面,EV 的 随机充电行为将给电力系统的安全和经济稳定运行 带来新的风险挑战^[3]。因此,评估 DG 和 EV 接入电 网后的运行风险是电力系统亟待解决的问题。

针对 DG 和 EV 同时接入配电网的风险评估主要包括风险评估方法和风险评估指标构建 2 个方面。传统的风险评估方法主要沿袭了可靠性评估方法,通常可分为解析法和模拟法^[4]。文献[5]针对EV 快充站从4个层面建立风险评估体系,利用层次分析法 AHP(Analytic Hierarchy Process)和熵权法确定各层指标权重,最后结合模糊综合评估方法量化评估结果;文献[6]基于全概率理论的随机潮流,建立并求解 2 级风险指标,同时建立了综合风险评估指标,实现了对配电网风险的量化评估;文献[7]建立了 EV 充电功率动态分布模型,利用半不变量的概率潮流算法求解节点电压和支路潮流越限风险指标,从而分析含有 EV 的配电网的安全风险。虽然上

收稿日期:2021-04-07;修回日期:2021-07-01 基金项目:国家重点研发计划项目(2019YFB1505400) Project supported by the National Key Research and Develop-

ment Program of China(2019YFB1505400)

述研究对风险评估方法有一定的贡献,但其在确定 指标权重时大多依赖专家评价^[8]或者为半定量分 析,易受主观因素影响,对风险指标的真实大小考虑 往往不够全面。

在风险评估指标体系构建方面,采用严重损失 度描述运行事件后果的指标体系发展较为成熟。文 献[9]定义了电压越限、线路波动的出现概率性和事 故严重性等风险指标的计算表达式,对电网进行综 合风险评估,量化了元件的差异性;文献[10]充分考 虑风电和EV接入配电网的不确定性,基于模糊理论 提出了负荷聚合商响应可靠性和风险成本指标。此 外,谐波风险^[11]、负荷削减风险^[12]、灵活性风险^[13]等 风险指标也均有研究涉及,但大多只局限于考虑安 全或经济的单个风险指标,没有考虑运行风险的多 变因素和动态过程,因此无法明确掌握电力系统的 运行状态。

同时,上述文献均在考虑单一类型 EV 且充电功 率不变的前提下进行研究,文献[14]在 DG 与3种类 型变功率 EV 充电负荷同时接入配电网的场景下,构 建了基于加权熵的电压和潮流越限风险,但并没有进 一步分析 EV 类型和充电模式,且未能从多因素全方 位客观考虑配电网的运行风险状态。因此,需要建 立一套多层次的风险指标体系和客观合理的综合评 估方法,进而减少重复的风险信息,更好地分析运行 状态。本文分析了 DG 出力和 EV 充电负荷的随机 特性,构建了基于日行驶里程的恒流-恒压(CC-CV) 变功率多类型 EV 充电负荷的时序模型;提出了一 种基于复杂网络理论的短期安全风险指标,同时引 入包含DG经营损益的经济风险、长期安全风险和 电网高效性指标;建立了立体化多角度的风险指标 体系,运用主成分分析(PCA)方法对不同EV容量下 的配电网运行风险进行综合评估。通过算例分析验 证了所提风险指标的有效性和综合评价方法的合理 性,结果表明所提方法能够积极指导DG和EV在配 电网中安全、经济、稳定运行。

1 风电、光伏与常规负荷模型

1)风电模型。

风电出力主要由风速大小决定,其中风速的统计特性服从双参数Weibull分布^[15]。因此,风机有功出力*P*_w的分布函数表达式为:

$$F(P_{w}) = \begin{cases} 0 & 0 \le v < v_{ci}, v \ge v_{co} \\ 1 - \exp\left\{-\left[\left(1 + \frac{v_{cr} - v_{ci}}{v_{ci}P_{r}}P_{w}\right)\frac{v_{ci}}{c_{w}}\right]^{k_{w}}\right\} + \\ \exp\left[-\left(v_{co}/c_{w}\right)^{k_{w}}\right] & v_{ci} \le v < v_{cr} \\ P_{r} & v_{cr} \le v < v_{co} \end{cases}$$
(1)

式中: P_r 为风机的额定输出功率;v为风速; v_{ex} 、 v_{ex} 、 v_{ex} 、 v_{y} v_{y} v_{y} v_{y} v_{y}

2)光伏发电模型。

太阳光照强度因所处地理环境和位置的不同而 不同,可基于大量测量数据,用 Beta分布^[16]表示一 天内的太阳光照强度分布,则光伏发电有功出力的 概率密度函数为:

$$f(P_{\text{solar}}) = \frac{\Gamma(\alpha + \beta)}{\Gamma(\alpha)\Gamma(\beta)} \left(\frac{P_{\text{solar}}}{P_{\text{solar,max}}}\right)^{\alpha - 1} \left(1 - \frac{P_{\text{solar}}}{P_{\text{solar,max}}}\right)^{\beta - 1} (2)$$
$$\begin{cases} \Gamma(g) = \int_{0}^{\infty} x^{g^{-1}} e^{-x} dx \\ P_{\text{solar}} = rA\eta \end{cases}$$
(3)

式中: $\Gamma(\cdot)$ 为Gamma函数; α 、 β 为表征Beta分布函数 形状的2个参数; P_{solar} 、 $P_{solar,max}$ 分别为光伏阵列的实 际出力、最大出力;r为太阳辐射度; η 、A分别为电能 转换效率、光伏阵列的总面积。

3)常规负荷模型。

任一时刻的常规负荷均采用正态分布反映其随机性和不确定性,常规负荷有功功率 $P_{\rm LD}$ 和无功功率 $Q_{\rm D}$ 的概率密度函数为:

$$\begin{cases} f(P_{\rm LD}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \lambda_{{\rm LP},\tau} \mu_{{\rm LP},\tau}} \exp\left(-\frac{P_{\rm LD} - \mu_{{\rm LP},\tau}}{2\lambda_{{\rm LP},\tau}^2 \mu_{{\rm LP},\tau}^2}\right) \\ f(Q_{\rm LD}) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \lambda_{{\rm LQ},\tau} \mu_{{\rm LQ},\tau}} \exp\left(-\frac{Q_{\rm LD} - \mu_{{\rm LQ},\tau}}{2\lambda_{{\rm LQ},\tau}^2 \mu_{{\rm LQ},\tau}^2}\right) \end{cases}$$
(4)

式中: µ_{LP,τ}、µ_{LQ,τ}分别为τ时刻常规负荷有功功率、</sub>

无功功率的期望值; $\lambda_{\text{IP,r}},\lambda_{\text{IQ,r}}$ 分别为 τ 时刻常规负荷有功功率、无功功率的变异系数。

2 EV 概率分布模型

影响 EV 充电负荷的因素可以归纳为充电特性、 充电时段、充电模式,下文将分别分析这3个影响因 素,建立数学概率分布模型。

2.1 EV充电特性模型

EV 充电过程满足锂电池的充电特性为 CC-CV 变功率的充电方式,当电池荷电状态较低且电池内 阻较为稳定时,采用恒流方式进行快速充电,随着充 电时间增加,充电电压达到 U_{max} 后,电池的等效内阻 迅速增大,进入恒压充电阶段,充电电流呈指数衰减,且恒压充电过程相对恒流充电过程的占比不到 1%,为了简化计算,本文仅对恒流充电过程的占比不到 1%,为了简化计算,本文仅对恒流充电过程进行分 析。EV 充电过程中的电压、电流变化曲线见附录 A 图 A1,具体计算公式见文献[17]。4种类型 EV 的电 池参数设置见附录 A 表 A1。第 j 类 EV 的充电功率 $P_{EV,i}$ 可表示为:

$$P_{\rm EV,i} = U_{\rm batt} i_{\rm EV} \tag{5}$$

式中: U_{batt} 为EV电池的端电压; i_{EV} 为EV充电电流。

2.2 EV 充电时段模型

起始充电时刻、日行驶里程与EV充电时段有十分紧密的联系,因此本文基于美国联邦公路管理局 在全网公布的2017年和2018年的全国家庭旅行调 查(NHTS)数据^[18-19],采用蒙特卡洛模拟(MCS)法拟 合EV日行驶里程d满足的正态分布,如式(6)所示。

$$f(d) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \, d\sigma_d} \exp\left(-\frac{\ln d - \mu_d}{2\sigma_d^2}\right) \tag{6}$$

式中: μ_d 、 σ_d 分别为日行驶里程d的期望值、标准差,根据用户驾驶EV行为的不同而选取不同的数值。

EV起始充电时刻t满足式(7)所示的正态分布。

$$f(t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi} \sigma_t} \exp\left[-\frac{(t-\mu_t)^2}{2\sigma_t^2}\right]$$
(7)

式中: μ_t 、 σ_t 分别为起始充电时刻t的期望值、标准差,根据用户驾驶EV行为的不同而选取不同的数值。

根据日行驶里程*d*计算充电时长*T*,见式(8)。

$$T = dW_{100} / (100P_{\rm EV,j}\eta_{\rm car})$$
(8)

式中: W_{100} 为EV行驶100 km的耗电量; η_{car} 为EV的 充电效率。

2.3 EV 充电模式分析

充电模式对 EV 充电功率的影响很大。目前, EV 主要的充电模式包括慢充、常规充电和快充3种, 一 般以给定的恒流大小来区分不同的充电模式。下文 根据不同类型 EV 的行驶特性, 选择符合实际情况的 充电模式。

私家车电池充满后的续航里程远大于日平均行 驶里程,因此一天一充即可满足私家车的日行驶需 求。私家车可选择09:00—12:00、14:00—17:00时段 在工作单位停车场充电,或00:00—07:00、19:00— 24:00时段在居民区停车场充电,3个时段的充电概 率分别为20%、10%、70%。若在工作单位停车场充 电,则充电时长不超过3h,此时选择恒流较大的快充 模式;若在居民区停车场充电,则充电可持续整晚,此 时选择恒流适中的常规充电模式。公务车主要用作 政府机关日常公务出行,不考虑长途出行,其行驶特 性与私家车类似,一天一充即可满足充电需求,充电 时段为00:00—07:00、19:00—24:00,选择恒流适中 的常规充电模式。

公交车与出租车一天内仅充电1次很难满足实际工作的运营需求,一般采取一天两充模式。公交车的运营时间为06:00-22:00 且路线较为固定,可进行集中充电,在白天运营高峰期不安排充电,在10:00-16:30换班午休时段以恒流较大的快充模式进行充电,在00:00-05:30、23:00-24:00时段以恒流适中的常规充电模式充电。出租车的休息时间有限,且需要及时补充电量,因此出租车统一在02:00-05:00、11:30-14:30时段以恒流较大的快充模式充电。

根据不同充电模式对充电功率大小的影响,设置4种EV的驾驶特性参数见附录A表A2。

3 EV 充电风险指标建立

3.1 短期安全风险指标

1)基于复杂网络理论的损失严重度。

电网作为一个复杂系统,其各个节点并不是独 立存在的,而是一个互相制约和影响的整体,其中各 元件的脆弱性不仅与其在电网中的结构位置有关, 还与其在电网运行时对其他元件节点的影响有关。 因此,在评估DG和EV接入电网的风险时,需要综 合考虑各方面因素的影响,所以本文提出了结合网 络结构脆弱性和风险理论的电网短期安全风险评估 模型。节点重要度综合考虑了节点度数、介数^[20]和 节点所接常规负荷的比重,线路重要度以线路度数 和介数进行衡量,计算式分别为:

$$\rho_{\mathbf{v},i} = \alpha_1 D_{\mathbf{v},i} + \alpha_2 B_{\mathbf{v},i} + \alpha_3 N_{\mathrm{P}i} \tag{9}$$

$$\rho_{1,l} = \beta_1 D_{1,l} + \beta_2 B_{1,l} \tag{10}$$

式中: $\rho_{v,i}$ 、 ρ_{Ll} 分别为节点i的节点重要度、线路l的 线路重要度; $D_{v,i}$ 、 $B_{v,i}$ 分别为节点i的度数、介数; N_{Pi} 为节点i的注入功率; D_{Ll} 、 B_{Ll} 分别为线路l的度数、 介数; α_1 、 α_2 、 α_3 分别为节点度数、节点介数、节点注 入功率的权重系数,且有 α_1 + α_2 + α_3 =1; β_1 、 β_2 分别 为线路度数、线路介数的权重系数,且有 β_1 + β_2 =1。 本文采用AHP确定各权重系数的大小。

2)短期安全风险指标。

EV充电负荷会给电网带来短期安全风险,影响

指标包括节点电压越限风险指标和线路功率越限风 险指标,具体计算方法如下。

(1)节点电压越限运行风险指标的计算式为:

$$R_{v,i}(\tau) = \sum_{j=1}^{n_{v,i}(\tau)} \rho_{v,i} S_{v,j}(\tau) p(S_{v,j})$$
(11)

$$S_{v,j}(\tau) = \begin{cases} V - V_{\max} & V > V_{\max} \\ 0 & V_{\min} \le V \le V_{\max} \\ V_{\min} - V & V < V_{\min} \end{cases}$$
(12)

式中: $R_{v,i}(\tau)$ 为 τ 时刻节点i的电压越限运行风险指标值; $n_{v,i}(\tau)$ 为 τ 时刻节点i的电压状态数,即节点i的电压标幺值越上下限的次数; $p(S_{v,j})$ 为第j个电压状态的概率; $S_{v,j}(\tau)$ 为 τ 时刻节点i第j个电压状态的电压损失严重度; $V \gtrsim V_{max}, V_{min}$ 分别为电压合格数值及其上、下限(均为标幺值)。

(2)线路功率越限风险指标的计算式为:

$$R_{1,l}(\tau) = \sum_{k=1}^{n_{1,l}(\tau)} \rho_{1,l} S_{l,k}(\tau) p(S_{l,k})$$
(13)

$$S_{l,k}(\tau) = \begin{cases} L_l - 0.9 & L_l > 0.9 \\ 0 & L_l \le 0.9 \end{cases}$$
(14)

式中: $R_{l,l}(\tau)$ 为 τ 时刻线路l的功率越限风险指标值; $n_{l,l}(\tau)$ 为 τ 时刻线路l的潮流状态数,即线路l的有功 潮流越限次数; $p(S_{l,k})$ 为第k个潮流状态的概率; $S_{l,k}(\tau)$ 为 τ 时刻线路l第k个潮流状态的线路有功潮 流损失严重度; L_l 为线路l的实际有功与额定有功的 比值。

本文用 R_{srl} 表征系统运行短期综合安全风险系数, $R_{sys}^{*}(\tau)$ 表征配电网系统节点电压越限及其分布不确定性引起的电压风险, $R_{sys}^{l}(\tau)$ 表征配电网系统支路功率越限及其分布不确定性引起的潮流风险,则有:

$$R_{\rm SRI} = \gamma_1 R_{\rm sys}^{\rm v}(\tau) + \gamma_2 R_{\rm sys}^{\rm l}(\tau) \tag{15}$$

式中: γ_1, γ_2 为安全风险权重系数,且有 $\gamma_1 + \gamma_2 = 1$ 。 3.2 **经济风险指标**

DG和EV充电负荷接入配电网的经济风险指标 (ERI)由线损风险(ELLR)和经营损益风险(EPLR) 两部分组成,计算式如下:

$$C^{\text{ERI}}(\tau) = C^{\text{ELLR}}(\tau) - C^{\text{EPLR}}(\tau)$$
(16)

$$C^{\text{ELLR}}(\tau) = C^{\text{price}}(\tau) P^{\text{loss}}(\tau)$$
(17)

$$C^{\text{EPLR}}(\tau) = \sum_{i'=1}^{n} C_{i'}^{\text{sell}}(\tau) + C^{\text{env}}(\tau) - \sum_{i'=1}^{n} C_{i'}^{\text{cost}}(\tau) \quad (18)$$

$$C_{i'}^{\text{sell}}(\tau) = S_{i'}^{\text{DG}}(\tau) P_{i'}^{\text{DG}}(\tau)$$
(19)

$$C_{i'}^{\text{cost}}(\tau) = \sum_{m=1}^{\infty} \sum_{i'=1}^{\infty} \mu_{i'} P_{i',m}^{\text{DG}}(\tau)$$
(20)

$$C^{\text{env}}(\tau) = \sum_{j=1}^{m'} M_j C_j (P^{\text{WODG}}(\tau) - P^{\text{WDG}}(\tau))$$
 (21)

式中: $C^{\text{ERI}}(\tau)$ 为 τ 时刻配电网的ERI值; $C^{\text{ELLR}}(\tau)$ 、 $C^{\text{EPLR}}(\tau)$ 分别为 τ 时刻配电网的ELLR、EPLR指标 值; $C^{\text{price}}(\tau)$ 为 τ 时刻配电网的电价; $P^{\text{loss}}(\tau)$ 为 τ 时刻 配电网的网损功率; $C^{env}(\tau)$ 为 τ 时刻配电网所得政 府给予的补贴收益; $C_{r}^{cost}(\tau)$ 、 $C_{r}^{sell}(\tau)$ 分别为 τ 时刻 DG_r的运营维护成本、售电收益; n为 DG 数量; $S_{t}^{pC}(\tau)$ 为 τ 时刻 DG_r单位功率的时变电价; $P_{r}^{pC}(\tau)$ 为 τ 时刻 DG_r的有功输出功率; N为 DG 的种类数量; μ_{r} 为 DG_r单位功率的维护成本; $P_{r,m}^{pC}(\tau)$ 为 τ 时刻第 m种类型 DG_r的有功输出功率; $P^{wDC}(\tau)$ 、 $p^{wODC}(\tau)$ 分别 为 τ 时刻 DG 接入前、后配电网从大电网获取的功率; M_{j} 为配电网单位发电功率的第j 类污染气体排放系数; C_{j} 为第j 类污染气体的治理费用; m'为污染 气体的类别数。

3.3 长期安全风险指标和高效性指标

1)长期安全风险指标。

EV充电会对电网负荷造成一定程度的波动, 在长期过程中,电网负荷方差(GLV)会带来网损等 经济损失。因此,本文用GLV量化长期安全风险。 在接入一定数量EV的情况下,GLV的计算式为:

$$P_{\rm GLV} = \left(P_{\rm con}(\tau) + \sum P_{n_{\rm EV}}(\tau) - P_{\rm AVG} \right)^2$$
(22)

$$P_{\rm AVG} = \frac{1}{T} \sum_{\tau=1}^{T} \left(P_{\rm con}(\tau) + \sum P_{n_{\rm EV}}(\tau) \right)$$
(23)

式中: P_{GLV} 为GLV; $P_{con}(\tau)$ 为 τ 时刻的常规负荷; $P_{n_{EV}}(\tau)$ 为 τ 时刻第 n_{EV} 辆EV的充放电功率; P_{AVG} 为仿真周期 T(本文为24h)内电网总负荷的平均值。

2) 高效性指标。

EV充电会影响电网高效性,本文采用平均负荷 率ζ作为其量化指标,定义其为一段时间内的平均 负荷与配电网系统的承载容量之比,计算式为:

 $\zeta = P_{AVG}/P_{e}$ (24) 式中: P_{e} 为配电网系统的承载容量,对应电压下限时 系统允许接入的最大负荷容量。

4 基于PCA方法的综合风险分析

为了充分考虑 EV 充电时间和充电地点的不确 定性及其对配电系统的影响,定义 EV 容量^[14]为区 域内所有处于充电状态和非充电状态的 EV 的额定 充电功率之和。根据前文所提风险指标,为了保证 DG 和 EV 在配电网中安全稳定运行,采用 PCA 方 法^[21]分析不同的 EV 容量对配电网造成的风险,利 用少数风险变量代替原来的大量风险变量,同时能 包含原始输入风险变量的全部内容。电网接入不同 容量的 EV 时都对应一个综合评估结果,对接入*h*个 不同 EV 容量时的综合评估结果进行比较分析。 PCA 方法的具体步骤如下。

对计算所得风险指标数据进行标准化处理,消除其量纲,得到标准化风险指标矩阵 $B = [b_{m',i'}]_{h \times \kappa} = [B_1, B_2, \dots, B_{\kappa}],其元素<math>b_{m',i'}$ 如式(25)所示。

$$b_{m'',i''} = (x_{m'',i''} - \bar{x}_{i''})/s_{i''}$$
(25)

式中: $x_{m',i'}(m''=1,2,...,h;i''=1,2,...,K)$ 为第m''个 EV容量方案下第i''个风险指标的计算值,h为待评 价EV容量方案数量,K为风险评价指标数量; $\bar{x}_{i'}$ =

 $\sum_{m'=1}^{n} x_{m',i'} h$ 为指标计算值均值; $s_{i'} = \sqrt{\sum_{m'=1}^{h} (x_{m',i'} - \bar{x}_{i'})^2 / h}$ 为指标计算值标准差。经标准化处理后,矩阵 B满 足 $E(B_{i'}) = 0, D(B_{i'}) = 1(i'' = 1, 2, \dots, K; E(\cdot) \setminus D(\cdot)$ 分别 为均值函数、标准差函数)。

根据标准化后的风险指标矩阵 B,计算经 Z-Score 法处理后的相关系数矩阵 $R_{K\times K}$,由于相关 系数矩阵与协方差矩阵相等,且 $R_{K\times K}$ 为正定矩阵, 计算 $R_{K\times K}$ 的q个特征值 $\lambda_1 \ge \lambda_2 \ge \cdots \ge \lambda_q \ge 0$ 及其对 应的特征向量 u_1, u_2, \cdots, u_q, q 个特征值对应的规 范正交特征向量矩阵为 $A_{q\times K}$,则主成分矩阵Y =[Y_1, Y_2, \cdots, Y_q]"为:

$$\boldsymbol{Y} = \boldsymbol{A}\boldsymbol{B}^{\mathrm{T}} \tag{26}$$

主成分 $Y_i(\hat{i} = 1, 2, ..., q)$ 对应的特征值 λ_i 为该 主成分的方差,则定义主成分 Y_i 的方差在总方差中 的占比为贡献率 ν_i ,用以反映原有 K个风险评价指标 的综合能力,如式(27)所示。由于 $\lambda_1 \ge \lambda_2 \ge ... \ge \lambda_q$, 根据式(27)可得 $\nu_1 \ge \nu_2 \ge ... \ge \nu_q$,主成分 Y_1 的贡献率 最大,定义累积贡献率 γ 为前 k'个主成分的总综合 能力,如式(28)所示。

$$\nu_{i} = \lambda_{i} / \sum_{j'=1}^{q} \lambda_{j'}$$
(27)

$$\gamma = \sum_{i=1}^{k'} \lambda_i / \sum_{j'=1}^{q} \lambda_{j'}$$
(28)

若主成分的累积方差达到一定的占比,则原有 指标就可以被相应的主成分所替代,而综合风险评 估指标结果 F 可由上述 k'个主成分的线性叠加计算 得到,即:

$$F = \nu_1 Y_1 + \nu_2 Y_2 + \dots + \nu_{k'} Y_{k'}$$
(29)

PCA方法在保留原始数据主要信息的前提下, 有效降低了评价指标之间的相关性影响及数据维 数,因此所得评估结果更为可信。同时,由于综合风 险评估以各主成分的贡献率作为权重系数,不但避 免了主观赋权的弊端,而且能充分地反映风险指标 所蕴含的信息价值。

5 算例分析

5.1 配电网中DG出力和EV充电负荷模拟

本文选取 IEEE 33 节点配电系统为仿真算例, 该系统为 10 kV 网络,基准电压为 12.66 kV,三相功 率基准值为 10 MV·A,其改进拓扑结构见附录 A 图 A2,节点 1 为平衡节点,电压设为 1.05 p.u.。将风电 等效接入节点 18,将光伏等效接入节点 33,在节点 8 处等效接入 13 MW 的 EV 充电负荷,常规负荷的期 望峰值总和为 3.715 MW。EV 电池在 CC-CV 充电模 式下二阶段变功率充电过程参数、各类型 EV 的容量 占比分别见附录 A 表 A3 和表 A4。DG 的仿真参数 和分布参数变化曲线分别见附录 A 表 A5 和图 A3, DG 出力曲线见附录 A 图 A4。DG 电价设定参考文 献[22]。负荷和电源的功率因数均为 0.95。风机及 光伏发电的维护费用均为 55 元 / MW。配电网运行 风险的计算流程如图 1 所示。图中, *d*_{v,max}, *d*_{l,max}, *d*_{loss} 分别为节点电压、线路潮流、网损的最大方差系数; *k*_e为 MCS 法的精度。



图1 配电网运行风险的计算流程



本文采用 AHP 确定 3.1 节中风险指标的权重系 数大小,可得 α_1 =0.2, α_2 =0.2, α_3 =0.6, β_1 =0.5, β_2 =0.5, γ_1 =0.5, γ_2 =0.5。MCS 法的精度 k_e 设为 0.05%,为了 使节点电压、线路潮流、网损的方差系数最大^[23], $d_{y,max}$, $d_{l,max}$ 、 d_{loss} 的取值均小于 k_e ,仿真次数为4000次。

根据第2节中的模型及附录A表A1—A4,基于 MCS法得到4种EV类型的期望充电功率,如图2所 示。图中, P_{EV1,e}—P_{EV4,e}分别为公务车、出租车、公交

车、私家车的期望充电功率。由图2可知:对于私家 车而言,其在09:00-12:00、14:00-17:00时段采取 较大恒流的快充模式充电,导致了双峰负荷状态;在 00:00-07:00、19:00-24:00时段,虽然采用常规充 电模式,但大量私家车接入也造成了负荷高峰,其中 19:00-24:00时段的私家车充电负荷和常规负荷都 达到了峰值,加剧了电网的运行风险,而在00:00-07:00时段,大部分私家车电池电量接近饱和,使得 私家车充电负荷下降。对于公务车而言,其在19:00-24:00时段采取常规充电模式,形成了单峰负荷,这在 一定程度上加剧了该时段的负荷总量。对于公交车 而言,其在13:00—16:00时段采取快充模式充电,使 得负荷达到了白天的峰值;在00:00-01:00、23:00-24:00时段采取常规充电模式使得夜间负荷攀升,给 配电网运行风险带来冲击,但与其他类型EV充电负 荷形成互补,这在一定程度上减小了负荷峰谷差。 对于出租车而言,其在03:00-05:00时段采取较大 恒流的快充模式,占据了EV充电负荷的主导地位; 在12:00-14:00时段同样采取快充模式,加剧了白 天充电负荷的峰值,但在一定程度上减小了负荷的 波动性。综上可见,一天内充电负荷的波动很剧烈, 因此分析电网运行风险很有必要。





5.2 DG和EV 接入配电网的安全经济运行风险分析

5.2.1 短期安全风险指标分析

为了研究短期安全风险指标的合理性和必要性,本文首先比较确定性评估和本文所提短期安全风险指标,即在节点8处等效接入13 MW的EV充电负荷,在20:00—21:00时段对节点1—18的电压进行评估,结果如图3所示(图中电压为标幺值)。在进行确定性评估时,忽略了DG输出功率、EV充电功率和常规负荷的随机性,采用节点注入功率的平均值计算节点电压。由图3可见:采取确定性评估时,节点9—18的电压低于0.93 p.u.,即只有10个节点出现电压越限;根据本文所提短期安全风险指标,节点6—18均具有电压越限风险。可见,由于确定性评估忽略了风光出力和EV负荷的不确定性,评估结





图 3 确定性评估和所提短期安全风险指标结果 Fig.3 Results of deterministic assessment and proposed short-term safety risk indicator

由于在不同时序下 DG和 EV 接入配电网的短 期安全风险存在差异性,故在图 3基础上考虑时序 性得到各个时刻的节点电压越限风险指标结果,如 附录 A图 A5 所示。从图中可以看出,在空间维度上 电压越限主要集中在节点 12—18、29—33,且越靠 近节点 18或节点 33 的节点的电压越限风险指标值 越大,这是由节点 18、33 处于配电网系统的末端且 与 DG或 EV 的电气距离较短所导致的。时序变化 对节点 12—18、29—33 的电能质量也造成巨大影 响,从时间维度上看,节点在 08:00—16:00时段出现 电压越限,这是因为此时 EV 充电负荷较小且 DG 输 出功率过大;另外,大量出租车在 03:00—05:00时段 快充,导致节点出现一定的电压越限。

表1给出了线路功率越限风险指标结果。由表可知,在20:00-21:00时段,线路功率越限风险主要 集中在配电网首端,线路1-2的线路功率越限风险 最大,此时段也是EV充电负荷和常规负荷叠加的峰 值,导致线路功率越限风险最大。

表1	部	分线	路自	勺功	率越	限区	风险	指标	结	果
Table	1	Pow	er	out-	of-lii	nit	risk	ind	icat	or

results of part lines

	resuits	or pure in	105				
中于匹	线路功率越限风险指标值						
时权	线路1-2	线路2-3	线路3-4	线路4-5			
17:00-18:00	2.00×10^{-4}	_	—	_			
18:00-19:00	5.60×10^{-3}	2.50×10^{-3}	_	_			
19:00-20:00	3.31×10^{-2}	2.46×10^{-2}	8.90×10^{-3}	6.90×10^{-3}			
20:00-21:00	3.94×10^{-2}	2.98×10^{-2}	1.25×10^{-2}	1.04×10^{-2}			
21:00-22:00	2.35×10^{-2}	1.64×10^{-2}	4.60×10^{-3}	3.30×10^{-3}			
22:00-23:00	1.89×10^{-2}	1.28×10^{-2}	2.70×10^{-3}	1.80×10^{-3}			
23:00-24:00	7.70×10^{-3}	3.80×10^{-3}	—	—			

5.2.2 ERI分析

经过时序经济风险评估,可得配电网的ERI结 果如图4所示。由图可知,00:00—07:00、18:00— 24:00时段,C^{ERI}>0,最大值出现在20:00—21:00时 段。风险最大的时段为19:00—22:00,此时R_{SRI}和 C^{ERI}的值均很大,这是因为常规负荷和EV充电负荷 叠加达到负荷峰值。同时,配电网的运行状态可以 分为以下4类:①00:00—07:00时段,R_{SRI}的值几乎 为0,而C^{ERI}的值大于0,这表明DG输出功率不足和 网络损耗增加导致经济损失增加,这种运行状态虽 然安全但不经济;②07:00—09:00时段, R_{srt}的值为 0,而 C^{ERI}的值小于0,这是因为此时负荷和 EV 充电 负荷的需求波动并不大, DG 也可以从中获取利润, 这种运行状态既安全又经济;③09:00—18:00时段, C^{ERI}的值小于0,而 R_{srt}的值大于0,表明此时的运行 状态是经济的但并不安全,应采取措施降低 R_{srt},例 如降低 DG 输出功率或提高 EV 充电功率;④18:00— 24:00 时段, C^{ERI}和 R_{srt}的值均大于0,表明此时由于 负荷需求巨大以及 DG 出力波动,配电网的运行状 态既不安全也不经济,应采取措施以提高实际配电 网的运行质量。



图4 配电网的ERI结果

Fig.4 ERI results of distribution network

5.2.3 长期安全风险指标和高效性指标分析

根据式(22)和式(23)计算可得长期安全风险指标结果为23.21 MW²,表明EV在配电网充电导致负荷产生不同程度的波动,在长期运行过程中,GLV会带来网损等经济损失;根据式(24)计算可得高效性指标结果为0.534,表明大量EV负荷接入配电网时,其充电负荷势必会给电网高效运行带来风险,后期应当采取适当控制措施或对配电网进行升级改造以降低运行风险。

上述结果展现了 DG 和 EV 同时接入配电网时 多方面的运行风险状态,若仅从单一方面考虑风险, 则无法准确把握配电网的运行状态,故需综合考虑 多方面风险因素。

5.3 DG和EV 接入配电网的综合运行风险分析

由前文仿真结果可知,20:00—21:00时段的短 期安全风险指标和经济风险指标达到最大值,因此 选取20:00—21:00时段的风险指标值作为综合风险 评估的依据,以0.5 MW为间隔将EV容量从8 MW 增加到14 MW,得到13个EV容量取值。根据第3节 的风险指标定义,构建6×13阶的风险指标矩阵,并 采用Z-Score法对风险指标矩阵进行处理,得到各 EV容量下的标准化风险指标结果,见附录A表A6。 利用统计产品与服务解决方案(SPSS)软件仿真进行 抽样适合性检验,得到KMO(Kaiser-Meyer-Olkin)检 验值为0.871,巴特利特球形度检验近似卡方为177, 结果表明风险指标之间存在很强的相关性,可进行 因子分析。

采用 PCA 中的因子分析对风险指标矩阵进行 降维,得到风险指标与 Y_1 的相关因子载荷阵,如附 录 A表 A7 所示。由表可知,所有风险指标与第一主 成分均有较高的相关性,即 Y_1 中分别反映了 99.2% 的 GLV 指标信息、97.2% 的电网高效性能指标信息、 92.4% 的 ELLR 信息、91.5% 的 EPLR 信息、98.6% 的 线路功率越限风险信息和 99.2% 的节点电压越限风 险信息。根据式(28)计算累积贡献率 γ =96.347%, 故可用 Y_1 表征原有的 6个风险指标,实现对原有风 险指标降维的目的。

根据文献[21]中的权重计算公式可得各个风险 指标的权重系数,结果见表2。由表可知各个风险 指标在综合风险中所占比重,其中节点电压越限风 险指标、线路功率越限风险指标和电网高效性指标 的权重系数最大,这也是配电网下一阶段需要改造 的重要依据。

表2 各风险指标的权重系数

Table 2 Weight coefficient of each risk index

指标	权重 系数	指标	权重 系数	指标	权重 系数
节点电压 越限风险	0.172	ELLR	0.166	长期安全 风险	0.172
线路功率 越限风险	0.172	EPLR	0.165	电网高效性	0.171

为了能更好地体现本文方法的优越性,将其与 文献[14]中基于加权熵的综合风险评估方法和文献 [24]中的传统电压潮流越限综合风险评估方法进行 对比分析。当DG和EV同时接入配电网时,不同EV 容量下的综合风险评估指标结果如图5所示。图 中,F₁、F₂、F₃分别为本文方法、文献[14]方法、文献 [24]方法的综合风险评估指标结果。





由图5可知,随着EV容量不断增大, F_2 和 F_3 的 值不断增大,但当EV容量为11.5~12 MW时,本文方 法的综合风险评估指标结果 F_1 呈下降趋势,表明此 时对配电网的运行风险具有缓解作用。可见,同时 考虑安全和经济等风险因素能更好地把握配电网的 运行风险状态,且能很好地指导EV接入配电网的容纳数量规划。

6 结论

本文提出了一种基于PCA方法的配电网EV并 网运行风险分析方法,所得结论如下。

1) 在考虑 DG 和 EV 对配电网的影响时, 建立了 不含主观预测规律的 CC-CV 变功率充电负荷模型, 避免了常用 EV 充电负荷建模方法中存在的人为设 置参数模型与用户随机行驶特性不相符等缺陷, 能 更加真实地反映 EV 的实际充电特性。

2)相较于确定性评估,本文所提基于复杂网络 理论的短期安全风险指标能更真实地反映配电网的 不确定性所带来的短期安全风险,在20:00-21:00 时段内,常规负荷和EV充电负荷叠加达到峰值,使 得短期安全风险达到最大值,且越靠近配电网末端 的节点的安全风险越大。

3)采用包含 ELLR 和 EPLR 的 ERI 在改进的 IEEE 33节点配电系统进行仿真,结果表明在00:00— 07:00、18:00—24:00时段内,配电网存在经济风险, 在其他时段配电网可以获取一定的经济收益。同 时,长期安全风险指标和高效性指标也能反映运行 风险状态,但都存在一定的片面性,因此进行综合风 险评估十分必要。

4)基于所提风险指标,构建不同 EV 容量接入配 电网的风险指标矩阵,运用 PCA 方法进行综合风险 评估,结果表明:随着 EV 容量增大,综合风险评估指 标值也增大,但在一定的范围内综合风险得到了缓 解,能更好地引导 EV 充电。此外,通过 PCA 方法求 取风险指标的权重系数大小,有效地避免了受他人 主观因素的不利影响所造成的偏差。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

 [1]梁永亮,吴跃斌,马钊,等.新一代低压直流供用电系统在"新 基建"中的应用技术分析及发展展望[J].中国电机工程学报, 2021,41(1):13-24,394.
 LIANG Yongliang,WU Yuebin,MA Zhao, et al. Application and

development prospect of new generation of LVDC supply and utilization system in "New Infrastructure" [J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(1): 13-24, 394.

- [2]杨茂,代博祉,刘蕾.风电功率概率预测研究综述[J].东北电 力大学学报,2020,40(2):1-6.
 YANG Mao,DAI Bozhi,LIU Lei. A review of wind power probabilistic prediction[J]. Journal of Northeast Electric Power University,2020,40(2):1-6.
- [3]陈丽丹,张尧, Antonio FIGUEIREDO. 电动汽车充放电负荷预 测研究综述[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):177-191.
 CHEN Lidan, ZHANG Yao, FIGUEIREDO A. Overview of charging and discharging load forecasting for electric vehicles[J].
 Automation of Electric Power Systems,2019,43(10):177-191.
- [4] 陆丹,袁越. 基于故障树蒙特卡洛模拟法的孤岛微电网薄弱环

节识别[J]. 电力自动化设备,2017,37(4):38-44.

LU Dan, YUAN Yue. Weak part identification based on faulttree Monte Carlo simulation for islanded microgrid[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(4):38-44.

- [5]南琦琦,穆云飞,董晓红,等.电动汽车快速充电网综合评估指标体系与方法[J].电力系统自动化,2020,44(1):83-91. NAN Qiqi,MU Yunfei,DONG Xiaohong, et al. Comprehensive evaluation index system and method for fast charging network of electric vehicles[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(1):83-91.
- [6] 熊飞,董蓓蓓,李更丰. 含间歇性分布式电源的配电系统风险 评估[J]. 电力系统自动化,2016,40(12):62-67.
 XIONG Fei, DONG Beibei, LI Gengfeng. Risk evaluation of distribution system with stochastic distributed generator[J]. Automation of Electric Power Systems,2016,40(12):62-67.
- [7] 胡文平,巫伟南,郝婉梦,等. 含电动汽车的配电网运行风险评估[J]. 现代电力,2016,33(2):45-50.
 HU Wenping, WU Weinan, HAO Wanmeng, et al. Operation risk assessment on distribution system with the integration of electric vehicles[J]. Modern Electric Power,2016,33(2):45-50.
- [8] 姬源,王向东,沈冠全,等.综合风险指标下的电网静态安全分析[J].电力系统及其自动化学报,2016,28(10):129-134.
 JI Yuan,WANG Xiangdong,SHEN Guanquan, et al. Static security analysis of power grid based on comprehensive risk index[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2016,28(10):129-134.
- [9] 刘沛清,李华强,赵阳,等.考虑元件综合重要度的电网安全性风险评估方法[J].电力自动化设备,2015,35(4):132-138,144.
 LIU Peiqing,LI Huaqiang,ZHAO Yang, et al. Power grid security risk assessment considering comprehensive element importance index[J]. Electric Power Automation Equipment,2015, 35(4):132-138,144.
- [10] 张晶晶,张鹏,吴红斌,等.负荷聚合商参与需求响应的可靠性及风险分析[J].太阳能学报,2019,40(12):3526-3533.
 ZHANG Jingjing,ZHANG Peng,WU Hongbin, et al. Reliability and risk analysis of load aggregators in demand response[J].
 Acta Energiae Solaris Sinica,2019,40(12):3526-3533.
- [11] 赵伟,姜飞,涂春鸣,等. 电动汽车充电站入网谐波分析[J].
 电力自动化设备,2014,34(11):61-66.
 ZHAO Wei,JIANG Fei,TU Chunming, et al. Harmonic currents of grid-connected EV charging station[J]. Electric Power Automation Equipment,2014,34(11):61-66.
- [12] 王龙宇,刘灿,王丙东,等.考虑微网充电站影响的输电网风险 评估方法[J].电力系统保护与控制,2018,46(5):114-121.
 WANG Longyu,LIU Can,WANG Bingdong, et al. Risk based assessment method for transmission system considering the influence of micro-grid charging station[J]. Power System Protection and Control,2018,46(5):114-121.
- [13] 李海波,鲁宗相,乔颖,等. 大规模风电并网的电力系统运行灵 活性评估[J]. 电网技术,2015,39(6):1672-1678.
 LI Haibo,LU Zongxiang,QIAO Ying, et al. Assessment on operational flexibility of power grid with grid-connected largescale wind farms[J]. Power System Technology,2015,39(6): 1672-1678.
- [14] 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.
- [15] 刘思夷,赵波,汪湘晋,等. 基于 Benders 分解的独立型微电 网鲁棒优化容量配置模型[J]. 电力系统自动化,2017,41(21): 119-126,146.

LIU Siyi, ZHAO Bo, WANG Xiangjin, et al. Capacity configuration model for robust optimization of stand-alone microgrid based on benders decomposition[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(21):119-126, 146.

- [16] ZHANG S X, CHENG H Z, ZHANG L B, et al. Probabilistic evaluation of available load supply capability for distribution system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 3215-3225.
- [17] 郑竞宏,戴梦婷,张曼,等. 住宅区式电动汽车充电站负荷集聚 特性及其建模[J]. 中国电机工程学报,2012,32(22):32-38.
 ZHENG Jinghong,DAI Mengting,ZHANG Man, et al. Load cluster characteristic and modeling of EV charge station in residential district[J]. Proceedings of the CSEE,2012,32(22): 32-38.
- [18] 郭创新,刘洞宇,朱承治,等.电动汽车居民区充电负荷建模分析[J].电力自动化设备,2020,40(1):1-9.
 GUO Chuangxin,LIU Dongyu,ZHU Chengzhi, et al. Modeling and analysis of electric vehicle charging load in residential area[J]. Electric Power Automation Equipment, 2020, 40(1): 1-9.
- [19] U.S. Department of Transportation, Federal Highway Administration. 2018 national household travel survey[EB/OL]. (2019-03-20)[2020-12-27]. http://nhts.ornl.gov.
- [20] 史文超,李晓明,王孝琳,等. 配电网脆弱性评估方法[J]. 电 力系统及其自动化学报,2018,30(12):125-131.
 SHI Wenchao,LI Xiaoming,WANG Xiaolin, et al. Vulnerability assessment method for distribution network[J]. Proceedings of the CSU-EPSA,2018,30(12):125-131.
- [21] 肖白,刘亚伟,施永刚,等. 基于主成分分析的中压配电网供电 可靠性评估[J]. 电力自动化设备,2018,38(10):7-12. XIAO Bai,LIU Yawei,SHI Yonggang, et al. Power supply reliability assessment of mid-voltage distribution network based on principal component analysis [J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(10):7-12.
- [22] JU L W, TAN Q L, LU Y, et al. A CVaR-robust-based multiobjective optimization model and three-stage solution algorithm for a virtual power plant considering uncertainties and carbon emission allowances[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2019, 107:628-643.
- [23] 赵渊,周家启,刘志宏.大电网可靠性的序贯和非序贯蒙特卡 洛仿真的收敛性分析及比较[J].电工技术学报,2009,24(11): 127-133.

ZHAO Yuan, ZHOU Jiaqi, LIU Zhihong. Convergence analysis and comparison of sequential and nonsequential Monte-Carlo simulation for bulk power system reliability assessment[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(11): 127-133.

[24] 侯宇翔. 含分布式电源与电动汽车的配电网风险及安全性评估[D]. 长沙:湖南大学,2017.
 HOU Yuxiang. Risk and safety assessment of distribution network with distributed generation and electric vehicle[D]. Changsha; Hunan University, 2017.

作者简介:



王 鹤(1983—),男,吉林吉林人,教 授,博士,主要研究方向为柔性直流输电、 新能源发电以及电力系统通信(E-mail: wanghe_nedu@163.com);

余中枢(1997—),男,江西吉安人,硕士 研究生,主要研究方向为电动汽车并网运行 风险(**E-mail**:yuzhongshu2020@163.com)。

王鹤

Comprehensive risk assessment of multiple types of electric vehicles connected to distribution network based on principal component analysis method

WANG He¹, YU Zhongshu¹, LI Xiaojing², BIAN Jing¹

(1. Key Laboratory of Modern Power System Simulation and Control & Renewable Energy Technology,

Ministry of Education, Northeast Electric Power University, Jilin 132012, China;

2. State Grid Jilin Electric Power Co., Ltd., Changchun 130000, China)

Abstract: Aiming at the operational risks of safety and economy caused by the integration of new energy sources and multiple types of EVs(Electric Vehicles) to distribution network, a comprehensive risk assessment method of distribution network operation considering multiple risk factors is proposed. Firstly, the temporal probability distribution models of wind-photovoltaic output and EVs are constructed, and the subjective initial state-of-charge of multiple types of EVs is replaced by the daily mileage. Then, based on the complex network theory, the time-series safety indexes such as voltage overlimit risk and branch power overload operation risk are proposed, and the indexes of economic risk and network efficiency risk are established according to the economic operation of distribution network. Furthermore, the risk assessment matrix for grid-connected operation of EVs with different capacities is constructed, and the PCA(Principal Component Analysis) method is used to reduce the dimensionality of risk assessment matrix and calculate the objective weight coefficients, and the results are ranked by comprehensive risk assessment. Finally, taking the improved IEEE 33-bus distribution system with wind power and photovoltaic power as an example, the validity of the proposed risk indexes and the rationality of the comprehensive assessment method are analyzed, and the PCA based comprehensive risk assessment method is compared with the traditional safety risk assessment method. The results show that when the safety and economic factors are considered at the same time, the operation risk within a certain range has a downward trend when using the proposed method, which has a positive guiding significance for the planning of EV accommodative quantity in a certain region.

Key words:electric vehicles;risk assessment indexes;complex network;principal component analysis method; comprehensive assessment;distribution network



图 A1 CC-CV 充电模式下的电压与电流变化曲线 Fig.A1 Change curves of voltage and current in CC-CV charging mode

表 A1 EV 电池参数设置 Table A1 Parameter setting of EV battery

-							
	EV 类型	电池容量/(A·h)	额定充电电流/A	电池额定电压/V	端电压最大值/V	最大里程数/km	充电效率/%
	私家车	200	20/150	316.8	345	400	90
	公交车	600	100/200	540	597	250	90
	出租车	200	150	316.8	359	400	90
	公务车	200	20	316.8	345	400	90

表 A2 EV 驾驶特性参数

Table A2 Driving characteristic parameters of EVs						
EV 类型	充电时段	起始充电时刻概率分布	日行驶里程概率分布			
ハネホ	10:00—16:30,	N(14,1 ²),	N. (4 4 0 25 ²)			
公父年	23:00 至次日 05:30	N(23,1 ²)	N (4.4,0.35 ²)			
出租车	02:00-05:00,	N(4,1 ²),	N_{1} (5.1.0.25 ²)			
	11:30-14:30	N(13,1 ²)	N (5.1,0.35 ²)			
	09:00—12:00,	N(9,1 ²),				
私家车	14:00—17:00,	N(14,2 ²),	N (3.58,0.88 ²)			
	19:00 至次日 07:00	N(19,2 ²)				
公务车	19:00 至次日 07:00	N(19,2 ²)	N (3.58,0.89 ²)			



图 A2 改进 IEEE 33 节点系统拓扑结构 Fig.A2 Topology structure of modified IEEE 33-bus system

表 A3 EV 电池在 CC-CV 充电模式下二阶段变功率充电过程参数 Table A3 Parameters in two-stage variable power charging process of EV battery in CC-CV charging mode

E_0	K_0	A	В	R	
$1.0834U_{\rm n}$	$0.05645 U_{ m n}/C_0$	0.08496	$60.0619/C_0$	$0.01 U_{\rm n}/C_{\rm 0}$	

Table A4 Capacity proportion of various types of EVs					
EV 类型	容量占比/%				
私家车	54				
公交车	18				
出租车	18				
公务车	10				

表 A4 各类型 EV 的容量占比 Table A4 Capacity proportion of various types of EVs

表 A5 DG 的仿真参数 Table A5 Simulation parameters of DGs

切入风速 v _{ci}	额定风速 v _{er}	切出风速 v _{co}	风机额定功率 Pw	光伏电池总面积 A	电能转换效率 η	最大光伏强度 r _{max}
3m/s	13m/s	25m/s	2MW	1400m ²	14%	1.133kW/m ²









留A5 配电网 D 無电圧速度 (四) 1 人間 Fig.A5 Voltage out-of-limit risk of buses in distribution network

表 A6 各 EV 容量下的标准化风险指标结果
Table A6 Standardized risk indicator results under different EV capacities

EV 容量/MW	电压越限风险	支路过载风险	ELLR	EPLR	长期安全风险	电网高效性
8.0	-1.342	-1.215	-1.758	-1.044	-1.234	-1.381
8.5	-1.098	-1.063	-1.417	-0.884	-1.181	-1.337
9.0	-1.032	-1.016	-0.827	-1.132	-1.072	-1.133
9.5	-1.015	-0.988	-0.763	-0.732	-1.005	-1.022
10.0	-0.856	-0.897	-0.581	-0.706	-0.911	-0.699
10.5	-0.659	-0.697	-0.473	-1.079	-0.614	-0.568
11.0	-0.402	-0.441	-0.365	-0.729	-0.513	-0.226
11.5	0.253	0.119	-0.164	0.297	0.169	0.121
12.0	-0.081	-0.180	0.382	-0.101	0.056	0.165
12.5	0.155	0.169	0.440	-0.057	0.353	0.440
13.0	1.045	1.054	0.737	0.871	0.842	0.689
13.5	1.070	1.061	0.865	0.955	1.078	0.918
14.0	1.351	1.323	1.093	1.251	1.289	1.056

表 A7 因子载荷阵

	Table A7 Factor loading matrix							
主成分	电压越限风险	支路过载风险	ELLR	EPLR	长期安全风险	电网高效性		
Y_1	0.992	0.986	0.924	0.915	0.992	0.972		