

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.201082

分布式光伏电站接入配电网的分布鲁棒优化配置方法

陈泽雄¹, 张新民¹, 王雪峰¹, 彭灵利¹, 温伟弘¹, 梁炜焜², 林舜江²

(1. 广东电网有限责任公司广州供电局, 广东 广州 510000; 2. 华南理工大学电力学院, 广东 广州 510640)

摘要: 随着分布式光伏(Distributed Photovoltaic, DPV)电站接入配电网的规模日益增大, 光伏出力的不确定波动特性造成配电网运行状态的频繁波动, 故对接入配电网的 DPV 电站进行合理规划对于配电网的安全运行尤为重要。针对 DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择问题, 以并网位置节点和配置容量同时作为决策变量, 并考虑 DPV 出力的不确定性, 建立了 DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择的分布鲁棒优化配置模型。以当地光照强度和环境温度的历史数据计算出的 DPV 电站单位容量光伏的日出力曲线作为数据驱动构建出基于 *KL* 散度的模糊集。通过优化计算出模糊集中最大和最小期望的概率分布以得到单位容量光伏出力不确定波动的范围, 将分布鲁棒优化模型转化为鲁棒优化模型, 并采用 Benders 分解法求解得到优化配置方案。最后, 以某个实际 180 节点配电网为例进行仿真计算, 并与确定性优化和传统鲁棒优化方法进行对比分析。验证了所提出的分布鲁棒优化方法既能保证在光伏出力不确定波动下配电网的安全运行, 又能够克服鲁棒优化方法的保守性, 使求得的配置方案在经济性和鲁棒性之间达到良好的平衡。

关键词: 分布式光伏; 优化配置; 分布鲁棒优化; 模糊集; *KL* 散度

A distributionally robust optimal allocation method for distributed photovoltaic generation stations integrated into a distribution network

CHEN Zexiong¹, ZHANG Xinmin¹, WANG Xuefeng¹, PENG Lingli¹, WEN Weihong¹, LIANG Weikun², LIN Shunjiang²

(1. Guangzhou Power Supply Bureau, Guangdong Power Grid Co., Ltd., Guangzhou 510000, China;

2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: With the increase of distributed photovoltaic (DPV) generation stations integrated into the distribution network, the uncertain fluctuation of PV output results in frequent fluctuations of the operating states of the network. Thus planning of DPV generation stations integrated into the distribution network is important for secure operation. There is a problem of grid-connection buses and capacity selection of DPV generation stations integrated into a network. We take the grid-connected locations and configuration capacity as decision variables, and the uncertainty of DPV output is considered. From this a distributionally robust optimal allocation model for the grid-connection buses and capacity selection of DPV generation station integrated into the network is established. The daily photovoltaic output curve of unit capacity of DPV generation station calculated by the historical data of local illumination intensity and environmental temperature is used as data to construct an ambiguity set based on *KL* divergence. The uncertain fluctuation range of unit capacity PV output is obtained by the optimal calculation of the probability distributions with maximum and minimum expected values in the ambiguity set. Then the distributionally robust optimization model is transformed into a robust optimization model, and the optimal allocation scheme is obtained using the Benders decomposition method to solve the model. Finally, taking an actual 180-bus distribution network as an example, a simulation is performed and compared with the deterministic optimization and traditional robust optimization methods. It is verified that the proposed distributionally robust optimization method can not only ensure the secure operation of the distribution network under the uncertain fluctuation of PV output, but also can overcome the conservatism of the robust optimization method. Hence the obtained allocation scheme can achieve a good balance between economy and robustness.

This work is supported by the National Natural Science Foundation of China (No. 51977080) and the Science and Technology Project of Guangzhou Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd. (No. GZHKJXM20180053).

Key words: distributed photovoltaic; optimal allocation; distributionally robust optimization; ambiguity set; *KL* divergence

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51977080); 广东电网有限责任公司广州供电局科技项目资助(GZHKJXM20180053)

0 引言

随着能源短缺和环境污染问题日益严重, 可再生能源发电技术得到快速发展, 以光伏为代表的分布式可再生能源发电大量接入配电网。分布式光伏(Distributed Photovoltaic, DPV)的大量接入给配电网引入新的电压支撑点, 有利于优化配电网潮流, 降低网络损耗。但由于环境温度和光照强度的不断变化, 导致 DPV 电站出力的随机波动性较大, 容易引起配电网运行状态频繁波动, 对配电网电压质量造成很大影响^[1-4]。DPV 电站并网规划有助于提高配电网馈线末端节点的电压质量, 对接入配电网的 DPV 电站进行合理的规划对维持电压质量尤为重要。特别是在考虑 DPV 电站出力不确定波动条件下, 如何对其并网规划问题制定出合适的配置方案是保证配电网安全经济运行的基础。

国内外学者已对 DPV 电站接入配电网的优化配置问题开展了一些研究。文献[5]提出了一种住宅配电网中接入 DPV 和风电的容量优化配置模型, 并采用遗传算法求解得到各种分布式电源的最佳配置数量。文献[6]针对低压农村配电网电压偏低问题, 提出一种改善电压质量的 DPV 容量配置的方法, 并采用遗传算法求解。文献[7]考虑配电网的最大消纳能力, 建立 DPV 的并网点选择模型, 并考虑了节点电压、线路载流和 $N-1$ 校验等安全约束。文献[8]考虑了 DPV 接入配电网会导致三相电压和电流的不平衡, 增加了谐波约束和三相不平衡约束, 以建立 DPV 接入配电网的优化配置模型。不过, 文献[5-8]中都没有考虑 DPV 电站出力的不确定波动特性对其并网优化配置的影响。文献[9]考虑了 DPV 和风电的相关性和随机性对微电网优化配置的影响, 通过大量数据建立了光伏和风电的联合概率密度函数, 建立了微电网的源-储容量优化配置模型。文献[10]提出了改进相关矩阵法与拉丁超立方抽样技术相结合的方法对光伏出力与负荷的概率分布模型进行时序相关性处理, 构建了主动配电网中 DPV 规划和运行双层机会约束优化模型。文献[11]采用概率建模方法考虑光伏出力、风电出力和负荷需求的不确定性, 提出了一种融合部落粒子群优化和序数优化的新求解算法, 得到配电网中分布式电源的最优容量配置方案。文献[12]针对光伏出力的随机特性, 采用基于核密度估计和 K-means 聚类的 DPV 出力典型日场景生成方法, 构建分布式电源接入配电网的优化配置模型。但是, 上述文献在研究 DPV 电站接入配电网的优化配置时, 多数都只针对光伏电站接入配电网的容量配置而没有考虑并网位置选择问

题, 或者把并网位置选择和容量配置作为两个问题分开求解, 影响所得到的配置方案的优化程度。因此, 考虑到 DPV 电站接入配电网的并网位置节点选择和容量优化配置之间有着紧密关联, 以并网位置节点和配置容量共同作为决策变量进行 DPV 电站接入配电网优化配置有望获得更优的配置方案。

在含可再生能源的配电网优化问题中, 为了考虑可再生能源出力及负荷的不确定波动特性, 常采用以下两种处理方法: 一是随机性优化方法, 如文献[13-14]采用概率分布函数描述可再生能源出力的不确定性, 通过建立机会约束规划模型或基于场景抽样的随机模拟方法分析配电网随机优化调度问题。但是, 由于实际中不确定性的概率分布规律很难准确把握, 随机性优化方法的决策结果将面临一定的运行风险, 且计算量比较大。二是鲁棒优化方法, 如文献[15-16]都采用鲁棒优化方法对含光伏出力不确定性的配电网优化问题进行建模, 该方法在不确定集中寻找最恶劣场景并做出最优决策, 能够保证配电网运行的安全性, 但是优化决策结果通常过于保守。近年来, 部分学者提出分布鲁棒优化(Distributionally Robust Optimization, DRO)方法以克服随机优化方法计算量太大与鲁棒优化方法结果太保守的不足^[17-18]。DRO 方法无需假定概率分布类型及参数, 而是通过建立概率分布的模糊集(Ambiguity Set), 并考虑模糊集中的最恶劣概率分布进行决策。因此, DRO 方法既利用了随机变量的统计信息, 又保障了优化结果的鲁棒性。将 DRO 方法应用于求解考虑出力不确定性的 DPV 电站接入配电网优化配置问题, 可望获得比鲁棒优化方法更优的配置方案。

鉴于此, 本文建立 DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择的分布鲁棒优化配置模型, 以光伏并网位置节点和配置容量同时作为决策变量, 考虑了光伏出力的不确定性。并通过对某个实际配电网的仿真计算, 表明获得的优化配置方案既能够保持在光伏出力不确定波动下配电网的安全运行, 又能够克服鲁棒优化方法的保守性。

1 DPV 电站接入配电网的分布鲁棒优化配置模型

1.1 目标函数

考虑 DPV 电站出力的不确定性, 建立 DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择的分布鲁棒优化模型。模型的目标函数为 DPV 电站接入后配电网的年建设投资和运行的总费用, 如式(1)所示。

$$\min_{u_i, P_{pvi}} (C_{\text{ins}} + D_y \max_{P_{st} \in \Omega} Ep(C_{\text{los}})) \quad (1)$$

式中: 年建设投资费用 C_{ins} 为 DPV 电站总建设投资费用在其寿命周期内折算到每一年的等值费用, 如式(2); 年运行费用采用配电网的年运行网络损耗电量费用; D_y 为一年包含的天数, 即 365; C_{los} 为配电网日运行网络损耗电量费用; $Ep(C_{\text{los}})$ 表示对 C_{los} 做数学期望运算; \tilde{P}_{st} 为 DPV 电站单位容量光伏日出力曲线 t 时段出力值; Ω 为其不确定波动的所有可能概率分布组成的模糊集。 \tilde{P}_{st} 的不确定波动特性可由该配电网所在地区光照强度和温度变化的历史数据统计得到。

$$C_{\text{ins}} = \frac{r(1+r)^y}{(1+r)^y - 1} \sum_{i=1}^{n_{pv}} (a_0 u_i + a_1 P_{pvi}) \quad (2)$$

式中: r 为折现率; y 为设备使用年限; a_0 为每个并网点的固定安装费用, 一般包括土地开发建设、输电设施和支架底座等费用; a_1 为与光伏安装容量成正比部分费用的单价, 一般指太阳能电池板和逆变器的费用; u_i 为二进制变量, 表示节点 i 是否接入 DPV 电站, 取值为 1/0 表示节点 i 接入/不接入 DPV 电站, 优化计算中假定配电网中除了连接主网的节点外其他节点都可接入 DPV 电站; n_{pv} 表示可接入 DPV 电站的并网节点的总数; P_{pvi} 表示节点 i 接入 DPV 电站的配置容量。

1.2 约束条件

1.2.1 DPV 电站的配置约束

DPV 电站容量配置约束如式(3)。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{pvi} \leq P_{pvi}^{\max} \\ \sum_{i=1}^{n_{pv}} P_{pvi} = P_{pv\Sigma} \end{cases} \quad (3)$$

式中: P_{pvi}^{\max} 表示节点 i 可接入 DPV 电站的最大配置容量; $P_{pv\Sigma}$ 表示配电网中规划接入的 DPV 电站的总容量。 $P_{pv\Sigma}$ 根据用户报装的光伏并网总容量需求来确定, 在优化模型中是已知量。

由于 DPV 电站是采用安装多个太阳能电池板的串并联连接起来, 再通过集中式逆变器进行并网发电的, 故每个节点可接入 DPV 电站容量 P_{pvi} 应该是单台光伏逆变器额定容量的整数倍^[9], 可表示为

$$P_{pvi} = k_i P_{pv0} \quad (4)$$

式中: k_i 为节点 i 的 DPV 电站中光伏逆变器的并网个数; P_{pv0} 为单台光伏逆变器的额定容量。

DPV 电站并网点数量限制的约束为

$$\sum_{i=1}^{n_{pv}} u_i \leq N_{\max} \quad (5)$$

式中, N_{\max} 为配网中允许接入 DPV 电站的并网点数

目上限。

1.2.2 配电网运行约束

配电网稳态运行模型采用精度较高的近似线性化潮流方程, 如式(6)所示^[20]。

$$\begin{cases} \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{re} & -\mathbf{Y}_{im} \\ -\mathbf{Y}_{im} & -\mathbf{Y}_{re} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_{re} \\ \mathbf{V}_{im} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{P} \\ \mathbf{Q} \end{bmatrix} \\ \mathbf{P} = \mathbf{P}_{grid} + \mathbf{P}_s - \mathbf{P}_l \\ \mathbf{Q} = \mathbf{Q}_{grid} + \mathbf{Q}_s - \mathbf{Q}_l \end{cases} \quad (6)$$

式中: \mathbf{Y}_{re} 和 \mathbf{Y}_{im} 分别为修正节点导纳矩阵的实部和虚部; \mathbf{V}_{re} 和 \mathbf{V}_{im} 分别为节点电压向量的实部和虚部; \mathbf{P}_{grid} 和 \mathbf{Q}_{grid} 分别为运行中从主网注入配电网的有功和无功率; \mathbf{P}_s 和 \mathbf{Q}_s 分别为 DPV 电站的有功和无功出力向量; \mathbf{P}_l 和 \mathbf{Q}_l 分别为节点有功和无功负荷向量。基于此线性化潮流方程, 节点电压幅值和相角可以近似表示为: $\mathbf{V} = \mathbf{V}_{re}$, $\boldsymbol{\theta} = \mathbf{V}_{im}$ 。

电压安全约束: 配电网运行中各节点电压不能超过安全运行的允许范围, 如式(7)所示。

$$\mathbf{V}_{\min} \leq \mathbf{V}_{re} = \mathbf{R}\mathbf{P} + \mathbf{X}\mathbf{Q} \leq \mathbf{V}_{\max} \quad (7)$$

式中: \mathbf{V}_{\max} 和 \mathbf{V}_{\min} 分别为节点电压的上限和下限向量; \mathbf{R} 和 \mathbf{X} 分别为修正节点阻抗矩阵的实部和虚部。

线路安全约束: 为了避免线路过载, 线路电流应满足线路容量的限制, 如式(8)所示。

$$\mathbf{I}_{b\min} \leq \mathbf{I}_b = \mathbf{L}\mathbf{A}\mathbf{V}_{re} = \mathbf{L}\mathbf{A}(\mathbf{R}\mathbf{P} + \mathbf{X}\mathbf{Q}) \leq \mathbf{I}_{b\max} \quad (8)$$

式中: \mathbf{I}_b 为支路电流向量; \mathbf{L} 为各支路导纳绝对值组成的对角矩阵; \mathbf{A} 为配电网的节点支路关联矩阵; $\mathbf{I}_{b\max}$ 和 $\mathbf{I}_{b\min}$ 分别为支路电流上限和下限向量。

采用上述线性化潮流方程, 目标函数中 C_{los} 可表示如式(9)。

$$C_{\text{los}} = \sum_{t=1}^{N_T} K_{\text{los}} [(\mathbf{A}\mathbf{V}_{re})^T \mathbf{G}(\mathbf{A}\mathbf{V}_{re}) + (\mathbf{A}\mathbf{V}_{im})^T \mathbf{G}(\mathbf{A}\mathbf{V}_{im})] \Delta t \quad (9)$$

式中: N_T 为一日运行周期包含的时段总数; Δt 为每个时段的时间长度; K_{los} 为配电网单位网损电量的费用; \mathbf{G} 为各支路电导组成的对角矩阵。

1.2.3 DPV 电站的出力约束

DPV 电站通过逆变器并网, 假定其运行中采用定功率因数控制模式, DPV 电站的有功出力不能超过其配置有功容量, 无功出力会受到其有功出力和允许功率因数限制, 出力约束可表示为

$$\begin{cases} P_{si,t} \leq u_i P_{pvi} \\ -P_{si,t} \tan \varphi \leq Q_{si,t} \leq P_{si,t} \tan \varphi \end{cases} \quad (10)$$

式中: φ 表示光伏电站运行中允许的最小功率因数所对应的功率因数角; $P_{si,t}$ 和 $Q_{si,t}$ 分别表示配电网节点 i 上接入 DPV 电站的日有功和无功出力曲线 t 时段的值。

各个节点 DPV 电站的日有功出力曲线可由相应电站的光伏配置容量和单位容量光伏的日出力曲线计算得到, 如式(11)所示。

$$P_{si,t} = P_{pvi} \tilde{P}_{st} \quad (11)$$

1.2.4 DPV 电站单位容量光伏的有功出力不确定性模糊集的建立

由该配电网所在地区的光照强度和温度变化的历史数据, 可计算得到在该配电网中接入 DPV 电站的单位容量光伏的有功出力, 如式(12)所示^[16]。

$$\tilde{P}_{st} = P_{ref} \frac{S_t}{S_{ref}} [1 + k(T_t - T_{ref})] \quad (12)$$

式中: P_{ref} 表示该地区单位容量光伏在标准条件下的最大输出有功功率; S_{ref} 和 T_{ref} 分别为标准条件下光照强度和环境温度的参考值; S_t 和 T_t 分别为实际历史数据中该地区在 t 时段的光照强度和温度; k 为功率温度系数, 可以取 $0.0047/^\circ\text{C}$ 。

由于每个时段的光照强度和温度具有不确定波动特性, 造成了该地区单位容量光伏出力具有不确定波动特性, 故 \tilde{P}_{st} 为不确定变量。采用分布鲁棒优化方法考虑 \tilde{P}_{st} 的不确定性, 首先需要构建不确定变量 \tilde{P}_{st} 所有可能概率分布的模糊集, 基于距离的所有可能概率分布的模糊集 Ω 的构建方法如式(13)所示^[17-18]。

$$\Omega = \{p \in D : \text{dist}(p, p_0) \leq \lambda\} \quad (13)$$

式中: p 表示不确定变量 \tilde{P}_{st} 的真实概率分布; p_0 表示以历史数据作为样本得到的参考概率分布; D 表示所有可能的概率分布; λ 表示真实概率分布与参考概率分布的允许最大误差水平。 $\text{dist}(p, p_0)$ 表示两个概率分布 p 和 p_0 之间距离的某种计算方法。本文采用 KL 散度作为 \tilde{P}_{st} 真实概率分布与参考概率分布之间距离的量度, 构建出基于 KL 散度的模糊集 Ω 如式(14)、式(15)^[18]。

$$D_{KL}(\tilde{p}_{st} \parallel p_{st}) = \sum \tilde{p}_{st} \ln(\tilde{p}_{st}/p_{st}) \leq \lambda \quad (14)$$

$$\sum \tilde{p}_{st} = 1, \tilde{p}_{st} \in [0,1] \quad (15)$$

式中: p_{st} 表示根据光照强度和环境温度的实际历史数据得出的 \tilde{P}_{st} 的概率分布, 即参考概率分布; \tilde{p}_{st} 表示考虑光伏出力不确定波动特性的 \tilde{P}_{st} 的概率分布, 即真实概率分布; $D_{KL}(\tilde{p}_{st} \parallel p_{st})$ 表示真实概率分布与参考概率分布之间的 KL 散度值。

2 模型的求解

2.1 将模糊集合转化为不确定集合

假定由该地区光照强度和环境温度实际历史数据样本计算得到的 DPV 电站单位容量光伏在每个

时段 t 的出力 \tilde{P}_{st} 有 A 个样本, 对于某个时段 t 的出力, 可以将 A 个样本的数值分布情况绘成频率直方图。假定频率直方图中把样本的取值范围共分为 N 个不同的取值区间, 样本值属于每个取值区间的频数记为 A_1, A_2, \dots, A_N , 显然有:

$$A = \sum_{n=1}^N A_n \quad (16)$$

当样本数量足够大时, 可取各个可能取值的频率为概率, 以得到数据样本的概率分布。可用式(17)计算得到某个时段 t 单位容量光伏出力样本的离散概率分布作为参考概率分布:

$$p_{st} \{P_{st} = P_{stn}\} = A_n / A \quad (17)$$

式中, P_{stn} 为 \tilde{P}_{st} 的第 n 个取值区间的中点值。

由式(14)一式(17)可构造出 DPV 电站单位容量光伏出力的模糊集 Ω , 既包含了光伏随机出力真实概率分布的信息, 又避免了直接选取某一概率分布的武断性和盲目性。 KL 散度值的大小决定了模糊集与样本集之间的误差水平, 使模糊集包含了在一定误差水平之内所有可能的概率分布。在不超过 KL 散度阈值 λ 的范围内, 每给定一个 KL 散度阈值 λ , 可以根据式(14)和式(15)求解出真实概率分布 \tilde{p}_{st} 。特别地, 当 KL 散度值为 0 时, \tilde{p}_{st} 与 p_{st} 相等, 即 DPV 电站出力的真实概率分布与参考概率分布相同。

上述 DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择的分布鲁棒优化模型求解时可采用下述的方法将模糊集转化为不确定集: 给定 KL 散度值的阈值 λ 后, 对模糊集 Ω 中每一个可能的概率分布 \tilde{p}_{st} 均计算其对应的不确定变量 \tilde{P}_{st} 的数学期望值, 所求得期望的最小值作为 \tilde{P}_{st} 波动的下限, 如式(18)所示; 同理, 所求得期望的最大值作为 \tilde{P}_{st} 波动的上限, 如式(19)所示。进而可将模糊集合 Ω 转化成盒式不确定集合 S , 如式(20)。

$$\underline{P}_{st} = \begin{cases} \min_{\tilde{p}_{st}} Ep(\tilde{p}_{st}) \\ \text{s.t. 式(14)和式(15)} \end{cases} \quad (18)$$

$$\overline{P}_{st} = \begin{cases} \max_{\tilde{p}_{st}} Ep(\tilde{p}_{st}) \\ \text{s.t. 式(14)和式(15)} \end{cases} \quad (19)$$

式中, \underline{P}_{st} 和 \overline{P}_{st} 分别为不确定变量 \tilde{P}_{st} 波动的下限和上限。

$$S = \{\tilde{P}_{st} \mid \underline{P}_{st} \leq \tilde{P}_{st} \leq \overline{P}_{st}\} \quad (20)$$

因此, 可将式(1)的内层优化寻找模糊集 Ω 中 \tilde{P}_{st} 的最恶劣概率分布转化为寻找不确定集 S 中 \tilde{P}_{st} 的最

恶劣场景，故分布鲁棒优化配置模型可转化为鲁棒优化模型，目标函数可写成：

$$\min_{u_i, P_{pvi}} (C_{ins} + D_y \max_{\tilde{P}_{st} \in S} C_{los}) \quad (21)$$

与传统鲁棒优化方法中直接给定不确定变量盒式不确定集的方式不同，本文所构造的盒式不确定集是通过历史数据样本采用数据驱动方法来构建基于 KL 散度模糊集合进行决策计算得到的。

可见，上述由式(2)一式(11)、式(21)组成的 DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择鲁棒优化模型为 min-max 两层优化模型。上层模型以光伏电站接入配电网的位置 u_i 和配置容量 P_{pvi} 为决策变量，以最小化系统年建设投资和运行总成本为目标函数，通过优化计算得到配电网中 DPV 电站的并网点和配置容量。下层模型以 DPV 电站单位容量光伏的随机波动出力 \tilde{P}_{st} 为决策变量，以最大化配电网日运行网损电量费用 C_{los} 为目标，在不确定变量 \tilde{P}_{st} 波动的集合内，寻找使得配电网日运行网损电量费用最大的 \tilde{P}_{st} 变化场景，并定义该场景为极端场景。由于极端场景代表了 \tilde{P}_{st} 不确定波动范围内的最恶劣情况，因而通过上层和下层优化模型的交替迭代计算，即可得到在 \tilde{P}_{st} 不确定波动范围内都能满足系统安全运行要求同时使系统总成本最小的 DPV 电站并网点和容量选择最优配置方案。

2.2 min-max 双层优化模型的求解

采用 Benders 分解法求解上述 min-max 双层优化模型，将 min-max 双层优化模型分解为上层主问题和下层子问题交替迭代求解^[21-22]。

2.2.1 子问题

子问题是在通过数据驱动方法构建的基于 KL 散度模糊集合所决策计算得到的 \tilde{P}_{st} 不确定波动集合内，寻找使得配电网运行网损电量费用最大的不确定变量 \tilde{P}_{st} 的极端场景，目标函数为配电网日网损电量费用最大，如式(22)所示。

$$F_{sub}(\tilde{P}_{st}) = \max_{\tilde{P}_{st} \in S} C_{los} \quad (22)$$

约束条件包括式(6)一式(11)，在子问题中，原问题的决策变量即光伏电站接入位置点 u_i 和配置容量 P_{pvi} 为已知量，不确定变量 \tilde{P}_{st} 为未知量。求解子问题得到最优解后，向主问题增加一个最优割集，如式(23)所示。

$$z_1 \geq D_y C_{los} \quad (23)$$

式中， z_1 为求解过程中构造出的辅助变量。

子问题优化计算得到的不确定变量 \tilde{P}_{st} 的极端

场景，将传给主问题作为已知量。下层子问题为连续二次规划问题，可采用 GAMS 软件中的 CONOPT 求解器进行求解^[23]。

2.2.2 主问题

主问题针对 DPV 电站单位容量光伏日出力的极端场景，求解使得年建设投资和运行总费用最小的 DPV 电站并网节点和容量优化配置方案，目标函数为年建设投资和运行总费用，如式(24)所示。

$$F_{main}(u_i, P_{pvi}) = z_1 + \min_{u_i, P_{pvi}} C_{ins} \quad (24)$$

约束条件包括式(2)一式(11)、式(23)，根据子问题传来的不确定变量 \tilde{P}_{st} 的极端场景值作为已知量，原问题的决策变量即光伏电站接入位置点 u_i 和配置容量 P_{pvi} 为未知量。

主问题优化计算得到的决策变量 u_i 和 P_{pvi} ，将传给子问题作为已知量。上层主问题为混合整数非线性规划问题，可采用 GAMS 软件中的 SBB 求解器进行求解^[23]。

2.2.3 Benders 分解法的求解步骤

采用 Benders 分解法求解上述 min-max 双层优化模型的步骤如下。

1) 初始化：将原问题目标函数最低界限 LB 设为 $-\infty$ ，最高界限 UB 设为 $+\infty$ ，在不确定变量 \tilde{P}_{st} 的期望值场景下求解确定性优化问题，得到决策变量初始值 $u_i^{(0)}$ 、 $P_{pvi}^{(0)}$ 。

2) 将决策变量初始值 $u_i^{(0)}$ 、 $P_{pvi}^{(0)}$ 代入子问题，求解子问题，得到使配电网年运行网损电量费用最大的不确定变量的当前值 $\tilde{P}_{st}^{(0)}$ ，令 $k=0$ 。

3) 在主问题约束条件中增加最优割集(23)，将子问题求解得到的不确定变量 $\tilde{P}_{st}^{(k)}$ 作为已知量代入主问题，求解主问题得到决策变量的最优解 $u_i^{(k+1)}$ 、 $P_{pvi}^{(k+1)}$ ，并按式(25)更新最低界限。

$$LB = F_{main}(u_i^{(k+1)}, P_{pvi}^{(k+1)}) \quad (25)$$

4) 将主问题求解得到的决策变量 $u_i^{(k+1)}$ 、 $P_{pvi}^{(k+1)}$ 作为已知量代入子问题，求解子问题得到不确定变量的最优解 $\tilde{P}_{st}^{(k+1)}$ ，并按式(26)更新最高界限。

$$UB = C_{ins} + D_y F_{sub}(\tilde{P}_{st}^{(k+1)}) \quad (26)$$

5) 当 $UB - LB \leq \delta$ 时迭代结束，输出最优解，否则令 $k = k + 1$ ，返回步骤 3)。

2.3 算法的流程图

所提出的分布式光伏电站接入配电网的分布鲁棒优化配置算法的程序流程图如图 1 所示。

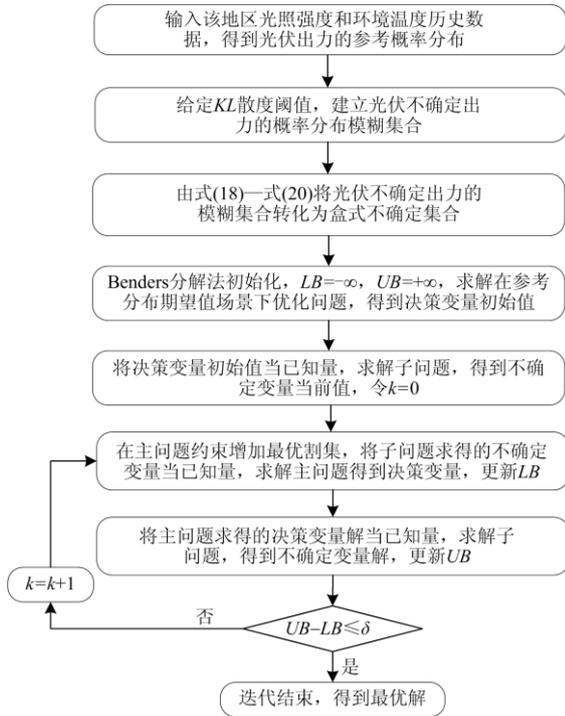


图 1 优化配置算法流程图

Fig. 1 Flow chart of optimal allocation algorithm

3 算例分析

3.1 算例参数设置

以某一实际配电网为例进行分析, 该配电网包括一个 110 kV/10 kV 主变和 12 个 10 kV 馈线, 共有 180 个节点, 接线图如图 2。110 kV/10 kV 主变的额定容量为 60 MVA。光伏电站允许功率因数最小值取 0.95, 建设投资费用系数 a_0 和 a_1 分别取值为 150 000 元和 4 000 元/kW, 折现率为 7%, 设备使用年限 y 为 20 年。单位网损电量的费用 K_{los} 取值为

0.68 元/kWh。除主变低压侧外的所有 10 kV 节点即节点 1—178 选为 DPV 电站候选并网节点, 该配电网中规划安装的所有 DPV 电站的总容量为 19.5 MW, 即配电网中光伏的渗透率为 13.5%, 配电网中允许接入 DPV 电站的并网点数目上限为 5 个。单台光伏逆变器的额定容量为 300 kW, 每个节点可接入 DPV 电站的最大容量为 6 MW, 即 20 台光伏逆变器。根据文献[24]中的各电压等级线路的允许电压偏移范围, 10 kV 等级节点电压允许的偏移范围是 $\pm 7\%$, 所以电压安全的上下限设置为 1.07 p.u. 和 0.93 p.u。根据文献[25]中对于各电压等级配电线路的常用电缆型号的最大允许载流量, 对各 10 kV 配电线路的最大允许载流量设置为 610 A。配电网典型日总负荷曲线如图 3 所示。网架参数和时段 $t=12$ 的负荷功率见附录表 A1 和 A2。Benders 分解法中收敛判据常数 δ 取值为 10^{-6} 。所采用的计算机配置为 Intel(R) Xeon(R) CPU E3-1270 v3 @ 3.50 GHz, 16 GB 内存。

3.2 计算结果

在构建 DPV 电站单位容量光伏出力 \tilde{P}_{st} 不确定波动的模糊集时, 选取该地区一年(365 天)光照强度和实际历史数据计算的出力作为样本构建 DPV 电站单位容量光伏出力 \tilde{P}_{st} 不确定波动的模糊集, KL 散度值的误差水平阈值 λ 取为 2。根据一年的光照强度和实际历史数据计算出一年中每一天的 DPV 电站单位容量光伏的日有功出力曲线, 其中某个月的日有功出力曲线如图 4 所示。以一年出力为样本构建基于 KL 散度的模糊集, 先以每个时段出力的一年样本建立其参考概率分布, 其中在时段 $t=12$ 由一年样本得到的 \tilde{P}_{st} 的频率直方图如图 5 所示。再通过求解优化模型式(18)和式(19)

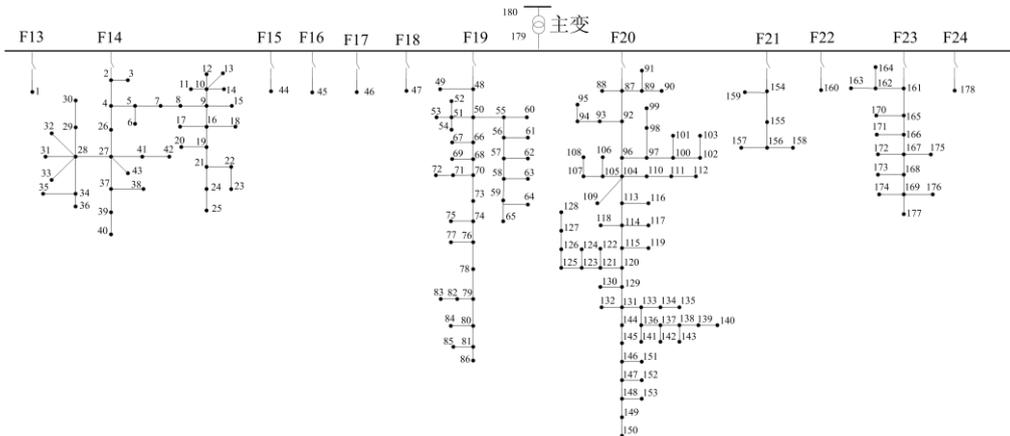


图 2 某实际配电网的接线图

Fig. 2 Wiring diagram of an actual distribution network

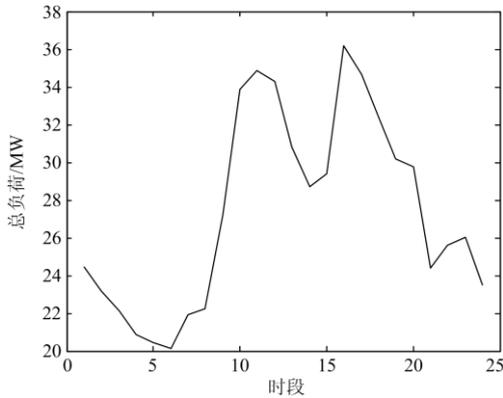


图3 配电网典型日总负荷曲线

Fig. 3 Typical daily total load curve of the distribution network

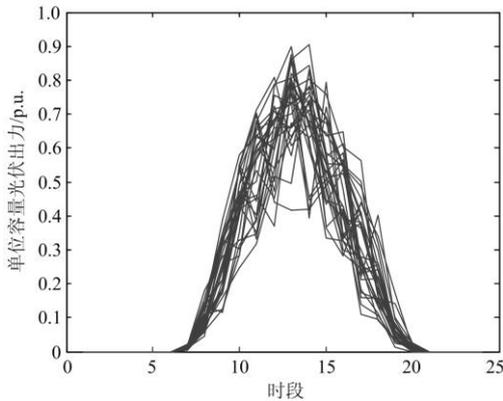


图4 某个月的单位容量光伏的日有功出力曲线

Fig. 4 Daily power output curve of unit capacity PV in a month

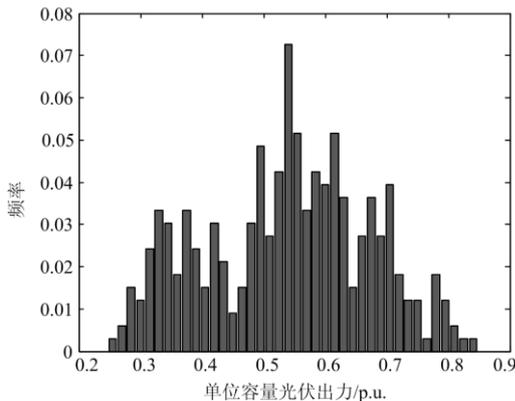


图5 时段 $t=12$ 一年样本得到的 \tilde{P}_{st} 的频率直方图

Fig. 5 Frequency histogram of \tilde{P}_{st} obtained from one-year samples at time period $t=12$

得到模糊集中对应的期望最小和最大的可能概率分布和 \tilde{P}_{st} 不确定波动的下限和上限。改变 KL 散度的阈值 λ ，会影响 \tilde{P}_{st} 不确定波动的下限和上限的计算结果，其中时段 $t=12$ 在不同 KL 散度阈值下的计算

结果如表 1 所示。可以看出, KL 散度的阈值越大时, 得到的光伏出力上限越接近一年样本数据中的最大值, 下限越接近一年样本数据中的最小值。但是, 由于当 KL 散度值增大时, 所构建的模糊集与样本集之间的误差水平越大, 即包含样本集的概率分布信息就越少, 决策计算的结果则越接近传统鲁棒优化的所选取的结果。因此, 下文的 DPV 电站优化配置计算中选取 $\lambda=2$ 。

表 1 不同 KL 散度阈值 λ 对时段 $t=12$ \tilde{P}_{st} 不确定波动的下限和上限计算结果的影响

Table 1 Influence of different KL divergence thresholds λ on the calculation results of lower and upper limits of \tilde{P}_{st} uncertain fluctuations at time period $t=12$

λ	时段 $t=12$ 出力上限	时段 $t=12$ 出力下限
0.5	0.654 451	0.392 049
1	0.704 397	0.344 339
2	0.768 655	0.293 209
3	0.810 903	0.269 969
一年样本的最大/最小值	0.84	0.25

DPV 电站接入配电网的并网点和容量选择的确定性优化配置、传统鲁棒优化配置和所提出分布鲁棒优化配置三种方法的计算结果对比如表 2 所示。在确定性优化中, 不考虑 \tilde{P}_{st} 的不确定波动, \tilde{P}_{st} 等于一年样本数据的期望值场景的出力, 目标函数仍是最小化系统年建设投资和运行总费用, 为单层优化模型, 直接采用 GAMS 软件中的 SBB 求解器求解。在传统鲁棒优化中, 直接采用 \tilde{P}_{st} 一年样本数据中的最大和最小值作为 \tilde{P}_{st} 不确定波动的上限和下限, 为双层优化模型, 并采用 Benders 分解法求解。表中还包括了不接入 DPV 电站前的配电网进行潮流计算的结果, 计算中将平衡节点 180 的电压幅值设置为 1.0 p.u.。从表中可以看出, 接入 DPV 电站后, 可以比不接入 DPV 电站降低配电网 20%~30% 的运行网损费用, 还可以提高配电网中各节点的最低电压, 使之不会越过安全下限, 提高了供电电压质量。当计及光伏电站年发电量替代燃煤发电量所带来的经济效益时, 假定燃煤发电成本按照 0.25 元/kWh 计算, 接入 DPV 电站后, 相比于接入 DPV 电站前, 确定性优化配置方案可以使配电网一年节约费用 7867571.17-(12629819.32-7110124.39)=2347876 元, 传统鲁棒优化配置方案可以使配电网一年节约费用 7867571.17-(13307372.18-7110124.39)=1670323 元, 所提出分布鲁棒优化配置方案可以使配电网一年节约费用 7867571.17-(13159392.39-7110124.39)=1818303 元。由于分布鲁棒优化配置方案和传统鲁棒优化配置方

案对应的都是 \tilde{P}_{st} 不确定波动范围中网损最高的极端场景, 所以它们对应的年运行网损费用比确定性优化方案的年运行网损费用高, 对应的目标函数值即年建设投资和运行总费用也比确定性优化方案高, 这是由于两种鲁棒性优化配置方案为了提高配电网在光伏出力不确定波动条件下运行的鲁棒性而牺牲一定的经济性。并且, 传统鲁棒优化方案对应的光伏出力波动范围上下限是一年历史数据里的最

大和最小值, 所提出分布鲁棒优化方案对应的光伏出力波动范围上下限是通过建立模糊集并对模糊集中的所有可能概率分布进行优化计算得到的, 相比传统鲁棒优化方案节约了网损费用 $5888088.22 - 5740108.43 = 147980$ 元。说明所提出分布鲁棒优化方案比传统鲁棒优化方案具有更好的经济性, 克服了传统鲁棒优化方案过于保守的缺点。

表 2 接入 DPV 电站前后配电网的运行指标对比

Table 2 Comparison of several operation index before and after DPV integrated into the distribution network

方案	年运行网损费用/元	DPV 电站等值年建设投资费用/元	年建设投资和运行总费用/元	光伏年发电量替代燃煤发电量的经济效益/元	节点最低电压/p.u.
不接入光伏的潮流计算	7 110 124.39	无	7 110 124.39	无	0.905
光伏接入的确定性优化配置	5 210 535.36	7 419 283.96	12 629 819.32	7 867 571.17	0.933
光伏接入的传统鲁棒优化配置	5 888 088.22	7 419 283.96	13 307 372.18	7 867 571.17	0.930
光伏接入的分布鲁棒优化配置	5 740 108.43	7 419 283.96	13 159 392.39	7 867 571.17	0.931

三种优化配置方案对应的 DPV 电站并网点和容量选择结果如表 3 所示。可以看出, 在 DPV 电站并网节点选择上, 三种优化配置方案都是选择了 24、25、36、50 这四个节点作为并网节点。其中 24、25、36 三个节点都是馈线 F14 的末端节点, 由于 F14 是该配电网中负荷最高的馈线, 在未接入光伏的配电网潮流计算结果中 24、25、36 三个节点是配电网中的电压最低点, 均低于 0.93 p.u., 接入 DPV 电站可以通过就地供电以减小配电线路传输的功率, 进而减小配电线路的网络损耗和电压损耗, 从而避免末端节点电压过低而越过安全下限。而节点 50 是馈线 F19 的枢纽节点, F19 也是该配电网中负荷较高的馈线, 在未接入光伏的配电网潮流计算结果中馈线 F19 中末端节点 54, 63, 77, 83 等电压也较低, 由于并网节点数量和总配置容量的限制, 在馈线 F19 并没有选择较末端的节点, 而是选择了馈线 F19 的枢纽节点 50, 可以方便地同时向馈线中多条分支线进行就地供电。

在 DPV 电站容量配置上, 与确定性优化配置方案相比, 分布鲁棒优化配置方案在配电网馈线 F14 末端的 25 和 36 号节点要配置更大的光伏容量, 以抵消光伏波动极端场景造成的电压质量不合格和网络损耗过大, 让电网在光伏波动的极端场景下, 仍能够满足安全运行限制。而传统鲁棒优化配置方案更加保守, 与分布鲁棒优化配置方案相比, 在 36 号节点配置了更大的光伏容量, 将 92% 的光伏容量都配置在了馈线 F14 上, 大大牺牲了馈线 F19 的网络损耗。在运算时间上, 所提出的分布鲁棒优化配置方案和传统鲁棒优化配置方案用时差不多, 仍具有较快的运算速度。

表 3 不同优化配置方法结果的对比

Table 3 Comparison of results of different optimal allocation methods

优化方案	并网节点	光伏容量配置/kW	接入光伏逆变器台数	运算时间/s
确定性优化	24、25、36、50	24: 6000	24: 20	10.18
		25: 5400	25: 18	
		36: 2100	36: 7	
分布鲁棒优化	24、25、36、50	50: 6000	50: 20	20.72
		24: 6000	24: 20	
		25: 6000	25: 20	
传统鲁棒优化	24、25、36、50	36: 4500	36: 15	18.58
		50: 3000	50: 10	
		24: 6000	24: 20	
		25: 6000	25: 20	
		36: 6000	36: 20	
		50: 1500	50: 5	

3.3 优化配置方案的鲁棒性分析

为了验证所提出的分布鲁棒优化配置方案在光伏电站出力不确定波动条件下的鲁棒性, 下面对于优化计算中得到的 \tilde{P}_{st} 波动范围的极端场景, 按照确定性优化计算、传统鲁棒优化计算和分布鲁棒优化计算得到的 DPV 电站并网点和容量配置方法进行潮流计算, DPV 电站无功出力按照各自优化计算结果对应的功率因数结合有功出力计算得到。比较配电网中电压最低节点的一天电压变化。三种配置方案的潮流计算得到的配电网中电压最低节点 11 的一天电压变化如图 6 所示。可以看到, 配电网馈线末端节点 11 的电压变化中, DPV 电站的确定性优化配置方案会造成在 \tilde{P}_{st} 波动范围的极端场景下出现电压越下限, 虽然分布鲁棒优化配置方案在馈线

F14 配置的光伏容量略小于传统鲁棒优化配置方案, 光伏输出功率也略小, 使得在 \tilde{P}_{st} 波动范围的极端场景下分布鲁棒优化配置方案在节点 11 电压偏差值略大于传统鲁棒优化配置方案, 但分布鲁棒优化配置方案和传统鲁棒优化配置方案一样在 \tilde{P}_{st} 波动范围的极端场景下仍然能够满足电压安全要求, 保证了配电网在光伏出力不确定波动条件下运行的安全性。

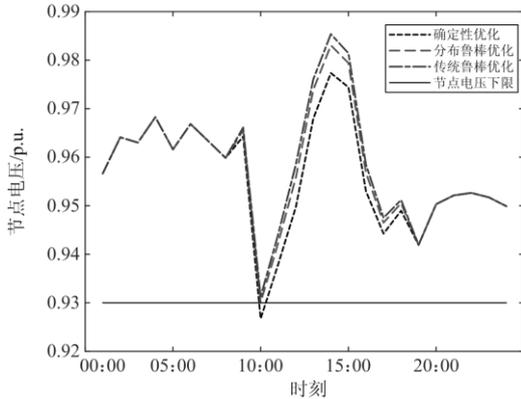


图 6 \tilde{P}_{st} 极端场景下节点 11 的一天电压变化

Fig. 6 Voltage change of bus 11 in extreme scenario of \tilde{P}_{st} during a day

3.4 不同 KL 散度阈值对优化配置结果的影响

KL 散度阈值的选取, 会影响描述 \tilde{P}_{st} 不确定波动的盒式不确定集的下限和上限的优化计算结果, 进而影响分布鲁棒优化配置结果。不同 KL 散度阈值下得到的优化配置方案比较如表 4 所示, 可以看出, 不同 KL 散度阈值计算得到的 DPV 电站并网点选择结果相同, 都是选择 24、25、36、50 这四个节点作为并网点; 而并网点的光伏配置容量中节点 24、25 的配置容量相同, 都为上限值 6 000 kW, 当 KL 散度阈值越大时, 馈线 F14 的节点 36 配置容量越大, 而馈线 F19 的节点 50 配置容量越小, 以防止馈线 F14 的末端节点在光伏波动的极端场景下出现电压过低; 另外, 当 KL 散度阈值越大时, 年建设投资和运行总费用也越大。

与确定性优化和传统鲁棒优化相比, 当 KL 散度阈值越小时, 所构建的模糊集与样本集之间的误差水平越小, 决策计算得到 \tilde{P}_{st} 波动范围越接近期望值场景, 分布鲁棒优化配置结果也就越接近确定性优化配置结果; 当 KL 散度阈值越大时, 所构建的模糊集与样本集之间的误差水平越大, 决策计算得到 \tilde{P}_{st} 波动范围越接近历史数据样本的上下限, 分布鲁棒优化配置结果越接近传统鲁棒优化配置结果。从而验证了所提出方法可以通过调节 KL 散度阈值, 使得

到的优化配置方案在经济性和鲁棒性之间达到良好的平衡。

表 4 不同 KL 散度阈值下的配置方案比较

Table 4 Comparison of optimal allocation schemes of different KL divergence thresholds

KL 散度阈值	并网点选择	光伏容量配置/kW	年建设投资和运行总费用/元
确定性优化	24、25、 36、50	24: 6000	12 629 819.32
		25: 5400	
		36: 2100	
		50: 6000	
$\lambda=0.5$	24、25、 36、50	24: 6000	12 881 612.63
		25: 6000	
		36: 2400	
		50: 5100	
$\lambda=1$	24、25、 36、50	24: 6000	13 004 711.36
		25: 6000	
		36: 3300	
		50: 4200	
$\lambda=2$	24、25、 36、50	24: 6000	13 159 392.39
		25: 6000	
		36: 4500	
		50: 3000	
$\lambda=3$	24、25、 36、50	24: 6000	13 233 057.85
		25: 6000	
		36: 5100	
		50: 2400	
传统鲁棒优化	24、25、 36、50	24: 6000	13 307 372.18
		25: 6000	
		36: 6000	
		50: 1500	

4 结论

建立了 DPV 电站接入配电网的分布鲁棒优化配置模型, 以求出 DPV 电站的并网点和容量的优化配置方案。并通过实际配电网算例分析得到以下结论:

1) 与确定性优化配置方法相比, 分布鲁棒优化配置方法可以确保在光伏出力不确定波动条件下配电网的安全运行, 而确定性优化方法在光伏出力波动的极端场景下会发生节点电压越限等运行不安全现象。与传统鲁棒优化方法相比, 文中算例在 KL 散度阈值 $\lambda=2$ 时, 分布鲁棒优化方法可以减少年建设投资和运行总费用 1.12%, 有效降低了鲁棒优化结果的保守性, 使得到的优化配置方案在鲁棒性和经济性之间达到良好平衡。

2) KL 散度阈值的选取会影响分布鲁棒优化配置结果。阈值选取越小, 求得的配置方案经济性越好, 但安全性越低, 配置结果越接近确定性优化配

置的结果; 反之, 阈值选取越大, 求得的配置方案经济性越差, 但安全性越高, 配置结果越接近传统鲁棒优化配置结果; 特别地, 当阈值趋于无穷大时, 配置结果将和传统鲁棒优化配置结果一样。文中算例在选取的阈值 $\lambda = 2$ 时, 决策计算得到的各时段光

伏波动上下限分别与历史数据上下限相差了 10% 左右, 能够覆盖光伏波动的绝大多数场景。综上, KL 散度的阈值选取需要根据实际问题来确定, 通常选取在 1 到 2 之间。

附录

表 A1 实际配电网的网架参数

Table A1 Architecture of a real distribution network

节点号	节点号	电阻/ Ω	电抗/ Ω	电纳/ Ω	节点号	节点号	电阻/ Ω	电抗/ Ω	电纳/ Ω	节点号	节点号	电阻/ Ω	电抗/ Ω	电纳/ Ω
179	1	0.51805	0.57265	0.00096	57	58	0.01476	0.00648	5.65E-06	120	121	0.20582	0.06294	4.45E-05
179	2	0.003985	0.004405	7.38E-06	58	63	0.106362	0.035765	2.64E-05	121	122	0.03451	0.00847	5.28E-06
2	3	0.280478	0.270795	0.00044	58	59	0.02952	0.01296	1.13E-05	121	123	0.068261	0.065558	9.14E-05
2	4	0.534229	0.590534	0.00099	59	64	0.036975	0.009075	5.65E-06	123	124	0.00392	0.00208	2.01E-06
4	5	0.029091	0.032157	5.39E-05	59	65	0.1479	0.0363	2.26E-05	123	125	0.024428	0.023461	3.27E-05
5	6	0.001196	0.001322	2.21E-06	50	66	0.019799	0.019015	2.65E-05	125	126	0.00684	0.0023	1.7E-06
5	7	0.103425	0.09933	0.000139	66	67	0.000797	0.000881	1.48E-06	126	127	0.059166	0.019895	1.47E-05
7	8	0.03743	0.035948	5.01E-05	66	68	0.03152	0.030272	4.22E-05	127	128	0.00513	0.001725	1.27E-06
8	9	0.202996	0.224391	0.000376	68	69	0.000797	0.000881	1.48E-06	120	129	0.113275	0.10879	0.000152
9	10	0.029888	0.033038	5.54E-05	69	70	0.056047	0.053827	7.51E-05	129	130	0.000797	0.000881	1.48E-06
10	11	0.143982	0.048415	3.57E-05	70	71	0.029489	0.032597	5.46E-05	129	131	0.104903	0.100749	0.000141
10	12	0.00684	0.0023	1.7E-06	71	72	0.11628	0.0391	2.88E-05	131	132	0.000797	0.000881	1.48E-06
10	13	0.086184	0.02898	2.14E-05	70	73	0.038256	0.042288	7.09E-05	131	133	0.002561	0.00246	3.43E-06
10	14	0.00684	0.0023	1.7E-06	73	74	0.053978	0.051841	7.23E-05	133	134	0.193454	0.185794	0.000259
9	15	0.064025	0.06149	8.58E-05	74	75	0.05472	0.0184	1.36E-05	134	135	0.005096	0.002704	2.61E-06
9	16	0.009564	0.010572	1.77E-05	74	76	0.006895	0.006622	9.24E-06	133	136	0.04531	0.043516	6.07E-05
16	17	0.198702	0.066815	4.93E-05	76	77	0.00855	0.002875	2.12E-06	136	141	0.028044	0.00943	6.96E-06
16	18	0.08379	0.028175	2.08E-05	76	78	0.001379	0.001324	1.85E-06	136	137	0.11457	0.038525	2.84E-05
16	19	0.027876	0.026772	3.73E-05	78	79	0.039893	0.038313	5.34E-05	137	142	0.000797	0.000881	1.48E-06
19	20	0.00342	0.00115	8.48E-07	79	82	0.000797	0.000881	1.48E-06	137	138	0.000797	0.000881	1.48E-06
19	21	0.029649	0.028475	3.97E-05	82	83	0.000797	0.000881	1.48E-06	138	143	0.059691	0.057328	8E-05
21	22	0.007388	0.007095	9.9E-06	79	80	0.019799	0.019015	2.65E-05	138	139	0.050728	0.048719	6.8E-05
22	23	0.007524	0.00253	1.87E-06	80	84	0.000797	0.000881	1.48E-06	139	140	0.001478	0.001419	1.98E-06
21	24	0.055357	0.053165	7.42E-05	80	81	0.02167	0.020812	2.9E-05	131	144	0.087444	0.041746	3.85E-05
24	25	0.003448	0.003311	4.62E-06	81	85	0.000797	0.000881	1.48E-06	144	145	0.108192	0.057408	5.55E-05
4	26	0.000638	0.000705	1.18E-06	81	86	0.022655	0.021758	3.03E-05	145	146	0.069972	0.037128	3.59E-05
26	27	0.156212	0.172676	0.000289	179	87	0.15366	0.147576	0.000206	146	151	0.000797	0.000881	1.48E-06
27	28	0.050211	0.055503	9.3E-05	87	88	0.054834	0.022066	1.93E-05	146	147	0.164215	0.059522	4.83E-05
28	29	0.05985	0.020125	1.48E-05	87	89	0.114201	0.119039	0.000186	147	152	0.000797	0.000881	1.48E-06
29	30	0.01026	0.00345	2.54E-06	89	90	0.000797	0.000881	1.48E-06	147	148	0.018715	0.017974	2.51E-05
28	31	0.12996	0.0437	3.22E-05	89	91	0.000797	0.000881	1.48E-06	148	153	0.003528	0.001872	1.81E-06
28	32	0.00342	0.00115	8.48E-07	87	92	0.043477	0.04706	7.7E-05	148	149	0.026595	0.025542	3.56E-05
28	33	0.051805	0.057265	9.6E-05	92	93	0.02223	0.007475	5.51E-06	149	150	0.00463	0.004446	6.2E-06
28	34	0.202122	0.067965	5.01E-05	93	94	0.4617	0.15525	0.000115	179	154	0.298158	0.329582	0.000552
34	35	0.00513	0.001725	1.27E-06	94	95	0.488034	0.164105	0.000121	154	159	0.00985	0.00946	1.32E-05
34	36	0.31293	0.105225	7.76E-05	92	96	0.070622	0.070067	0.000103	154	155	0.148401	0.164042	0.000275
27	37	0.17784	0.0598	4.41E-05	96	97	0.024625	0.02365	3.3E-05	155	156	0.000797	0.000881	1.48E-06
37	38	0.0684	0.023	1.7E-05	97	98	0.027093	0.022495	3.04E-05	156	157	0.037459	0.041407	6.94E-05
37	39	0.00513	0.001725	1.27E-06	98	99	0.006107	0.005865	8.18E-06	156	158	0.045144	0.01518	1.12E-05
39	40	0.10944	0.0368	2.71E-05	97	100	0.582018	0.294613	0.000341	179	160	0.534628	0.590975	0.00099

参考文献

- [1] 许晓艳, 黄越辉, 刘纯, 等. 分布式光伏发电对配电网电压的影响及电压越限的解决方案[J]. 电网技术, 2010, 34(10): 140-146.
XU Xiaoyan, HUANG Yuehui, LIU Chun, et al. Influence of distributed photovoltaic generation on voltage in distribution network and solution of voltage beyond limits[J]. Power System Technology, 2010, 34(10): 140-146.
- [2] 李韵喻, 梁有珍, 甄文喜, 等. 考虑光伏非线性相关性的电力系统概率潮流计算[J]. 电网与清洁能源, 2019, 35(6): 69-75.
LI Yunyu, LIANG Youzhen, ZHEN Wenxi, et al. Probabilistic load flow calculation considering nonlinear correlation of photovoltaic generation[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(6): 69-75.
- [3] 范家铭, 夏向阳. 光伏发电电网的有功功率控制策略[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(4): 123-128.
FAN Jiaming, XIA Xiangyang. Active power control strategy for grid connected photovoltaic power generation[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 123-128.
- [4] 李国武, 许健, 吉小鹏. 计及光伏的配电网多级无功联动协调优化[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(8): 103-111.
LI Guowu, XU Jian, JI Xiaopeng. Coordinated optimization of multi-level reactive power in the distribution network considering photovoltaic[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(8): 103-111.
- [5] SENJYU T, HAYASHI D, URASAKI N, et al. Optimum configuration for renewable generating systems in residence using genetic algorithm[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2006, 21(2): 459-466.
- [6] 张战彬, 段珺, 石磊磊, 等. 改善低压农网电压质量的分布式光伏电源优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(22): 129-135.
ZHANG Zhanbin, DUAN Jun, SHI Leilei, et al. Optimal allocation method of distributed photovoltaic power for improving the voltage quality of low voltage rural network[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(22): 129-135.
- [7] 李顺昕, 洪海峰, 秦砺寒, 等. 考虑配电网最大消纳能力的集中型分布式电源并网点选择方法[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(3): 196-201.
LI Shunxin, HONG Haifeng, QIN Lihan, et al. Selection of centralized distributed generation's connection point considering the maximum absorptive capacity of the distribution network[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(3): 196-201.
- [8] 吴斌, 单来支, 王庆, 等. 基于三相不平衡的分布式光伏接入配电网的优化配置研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(24): 108-114.
WU Bin, SHAN Laizhi, WANG Qing, et al. Research on optimal configuration of distributed photovoltaic access distribution network based on three-phase unbalance[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(24): 108-114.
- [9] LUO Y, YANG D, YIN Z, et al. Optimal configuration of hybrid-energy microgrid considering the correlation and randomness of the wind power and photovoltaic power[J]. IET Renewable Power Generation, 2020, 14(4): 616-627.
- [10] 贾清泉, 赵美超, 孙玲玲, 等. 主动配电网中计及时序性与相关性的分布式光伏并网规划[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(6): 1719-1728.
JIA Qingquan, ZHAO Meichao, SUN Lingling, et al. Planning for grid-connection of distributed PVs considering the sequential feature and correlation in active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(6): 1719-1728.
- [11] ZOU K, AGALGAONKAR A P, MUTTAQI K M, et al. Distribution system planning with incorporating DG reactive capability and system uncertainties[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2012, 3(1): 112-123.
- [12] 王月强, 张文博, 李卫彬, 等. 考虑储能并计及光伏随机性的分布式电源优化配置[J]. 电测与仪表, 2019, 56(9): 91-96.
WANG Yueqiang, ZHANG Wenbo, LI Weibin, et al. Optimal allocation for distribution generator considering energy storing and randomness of photovoltaic[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2019, 56(9): 91-96.
- [13] 王健, 谢桦, 孙健. 基于机会约束规划的主动配电网能量优化调度研究[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(13): 45-52.
WANG Jian, XIE Hua, SUN Jian, et al. Study on energy dispatch strategy of active distribution network using chance-constrained programming[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(13): 45-52.
- [14] 施涛, 李春来, 朱慧敏. 考虑功率预测不确定性的风电消纳随机调度[J]. 电网与清洁能源, 2019, 35(4): 55-59.
SHI Tao, LI Chunlai, ZHU Huimin. Stochastic dispatching of wind power accommodation considering uncertainty of power prediction[J]. Power System and Clean Energy, 2019, 35(4): 55-59.
- [15] 凌万水, 刘刚. 基于鲁棒优化的主动配电网分布式电

- 源优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(15): 141-148.
- LING Wanshui, LIU Gang. Distributed generation optimal configuration method for active distribution networks based on robust optimization[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(15): 141-148.
- [16] 张海鹏, 林舜江, 刘明波. 考虑光伏不确定性的低压配电网分散无功补偿鲁棒优化配置[J]. 电网技术, 2016, 40(12): 280-288.
- ZHANG Haipeng, LIN Shunjiang, LIU Mingbo. Robust optimal allocation of reactive power compensation in low voltage distribution networks considering uncertainty of photovoltaic generation[J]. Power System Technology, 2016, 40(12): 280-288.
- [17] SHI Z, LIANG H, DINAHAHI V. Data-driven distributionally robust chance-constrained unit commitment with uncertain wind power[J]. IEEE Access, 2019, 7: 135087-135098.
- [18] CHEN Y, GUO Q, SUN H, et al. A distributionally robust optimization model for unit commitment based on Kullback-Leibler divergence[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(5): 5147-5160.
- [19] KIM I. Optimal distributed generation allocation for reactive power control[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2017, 11(6): 1549-1556.
- [20] 梁俊文, 林舜江, 刘明波, 等. 主动配电网分布式鲁棒优化调度方法[J]. 电网技术, 2019, 43(4): 1336-1344.
- LIANG Junwen, LIN Shunjiang, LIU Mingbo, et al. Distributed robust optimal dispatch in active distribution networks[J]. Power System Technology, 2019, 43(4): 1336-1344.
- [21] LIU C, SHAHIDEHPOUR M, WU L. Extended benders decomposition for two-stage SCUC[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(2): 1192-1194.
- [22] JIANG R, WANG J, ZHANG M, et al. Two-stage minimax regret robust unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3):2271-2282.
- [23] GAMS Development Corporation. GAMS, the solver Manuals [EB/OL]. https://www.gams.com/latest/docs/S_MAIN.html
- [24] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析(下册)[M]. 4版. 华中科技大学出版社, 2016.
- [25] 包显良. 10 kV 及以下配电线路施工速查手册[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005.

收稿日期: 2020-09-04; 修回日期: 2020-09-27

作者简介:

陈泽雄(1968—), 男, 本科, 工程师, 研究方向为电力系统规划与运行; E-mail: 13609063600@139.com

张新民(1987—), 男, 硕士, 工程师, 研究方向为电力系统规划; E-mail: wsryzxm@163.com

林舜江(1980—), 男, 通信作者, 博士, 副研究员, 硕士生导师, 研究方向为电力系统优化与控制。E-mail: linsjh@scut.edu.cn

(编辑 葛艳娜)