

主动管理模式下基于多场景分析的分布式电源规划

徐雨田, 廖清芬, 刘涤尘, 田园园, 陈 懿

(武汉大学电气工程学院, 湖北 武汉 430072)

摘要: 在采取主动管理模式的情况下, 将分布式电源出力具有显著的波动性纳入考虑, 根据不同季节中不同天气下风电及光伏出力不同进行日场景削减, 建立了主动管理模式下基于多场景分析的分布式电源双层规划模型。上层规划模型以分布式能源年寿命周期投资成本最小为目标, 分布式能源有功出力切除量最小为下层模型的目标函数。通过布谷鸟搜索算法混合原对偶内点法对所提模型完成求解计算。IEEE 33 节点配网系统验证了所提模型的合理性和算法的有效性。

关键词: 主动管理模式; 多场景分析; 分布式电源; 双层规划

DOI: 10.12067/ATEEE1701066

文章编号: 1003-3076(2018)02-0038-09

中图分类号: TM71

1 引言

随着世界范围内环境质量的不断下降, 以及传统的化石燃料资源日益枯竭, 人们越来越提倡绿色环保的生活概念。风能和太阳能作为较有前景的可再生能源被人们广泛研究和利用, 但其发电出力间歇性和波动性的特征给其大量并网运行带来了很大挑战。目前, 配电网对分布式能源(Distributed Generations, DG)的并网采取“接入即忘记”的管理方式, 无法发挥 DG 的积极作用, 不能对其出力完全接受导致“弃风”、“弃光”现象普遍存在。针对这种被动管理模式的弊端, 许多学者提出了主动管理(Active Management, AM)的概念^[1,2]。即将 DG 作为配电网的一部分, 根据系统实际运行和规划的需要, 主动地控制 DG 出力、投切无功补偿容量等, 使得含有 DG 的配电系统达到最优的运行状态^[3-5], 因此需要在规划阶段将主动管理模式纳入考虑。

到目前为止, 对主动管理的应用研究主要可以分为以下几类: 主动管理措施与被动管理措施的区别^[6,7]、主动管理措施的实施方法^[8,9]、主动管理措施的未来发展^[10-12]等。

同时针对大量 DG 接入下的配电网规划的研究已经取得了一定的成效和进展。文献[13, 14]考虑配电网公司主动管理费用, 考虑 DG 运营商和配

公司不同利益需求的双层规划模型。文献[15-17]对接入配电网的 DG 采取主动管理措施, 建立了主动管理模式下基于多目标双层分布式的 DG 规划模型。此类文献将主动管理措施纳入规划模型的建立中, 但都没有考虑到 DG 出力值在不同季节不同天气下具有很大的差异, 规划的结果将会存在较大误差。文献[18, 19]引入 K-均值聚类多场景概率分析方法, 以降低 DG 出力波动性及不确定性对配电网的影响; 文献[20, 21]通过分析 DG 出力具有的时序特性, 将环境成本作为目标函数, 建立了 DG 接入下的微网规划模型。上述文献对 DG 的出力进行了场景划分, 提高了规划结果的精度, 然而没有考虑到主动管理模式对 DG 的装机容量和利用率的影响。

通过以上分析, 本文建立了主动管理模式下基于多场景分析的分布式电源双层规划模型, 上层规划模型以 DG 年寿命周期投资成本最小为目标, 下层模型以 DG 有功出力切除量最小为目标。利用多场景分析技术对风电光伏等间歇式 DG 出力进行场景划分。采用布谷鸟搜索算法(Cuckoo Search, CS)和原对偶内点法(Primal-Dual Interior Point Method, PDIPM)分别对所提模型的上下两层进行求解计算。并通过 IEEE 33 节点配网系统验证了所提模型的合理性和算法的有效性, 结果表明采用主动管理措施能有效提高 DG 的消纳量, 促进 DG 未来的发展和推广。

收稿日期: 2017-01-18

基金项目: 国家电网公司科技项目(5211011400BT)

作者简介: 徐雨田(1993-), 女, 湖北籍, 硕士研究生, 研究方向为配电网规划;

廖清芬(1975-), 女, 浙江籍, 副教授, 博士, 研究方向为电机及电力系统稳定与控制等。

2 DG 的季节性场景削减

由于风电出力和光伏出力随着季节和天气的不同具有明显的差异,仅以某个季节的单日数据值作为该季节的规划参数,不能体现风电和光伏出力随自然条件变化的特点,导致规划结果会存在较大误差。但若利用全部历史数据进行仿真计算,或进行大量长周期的随机生成模拟,都将由于运算量巨大而导致求解困难。

因此,本文将风电出力与光伏出力的全年历史数据划分为四个季节中晴、阴、雨三个典型日场景样本集,全年被划分为 12(4×3)个场景。

利用同步回代消除法对每个季节下的日场景进行削减^[18-21],方法如下:

首先在各季节样本集中找到距离最近的两个场景 s 和 s^* ,将场景 s 消除,如式(1)所示:

$$p_s \cdot p_{s^*} \cdot r_{ss^*} = \min_{m \in [1, N], n \in [1, N], n \neq m} (p_m p_n r_{mn}) \quad (1)$$

式中, p_s 表示场景 s 的概率; r_{ss^*} 表示场景 s 与场景 s^* 的距离; N 表示各季节场景数。

同时把场景 s 的概率累加到场景 s^* 上,如式(2)所示:

$$p_{s^*} = p_s + p_{s^*} \quad (2)$$

重复上述步骤直至剩余场景数达到约束条件,即可得到经过场景削减的各季节风光出力日场景,从而在减少计算量的同时充分考虑 DG 出力的具有季节性、时序性和随机性。

某地区全年各季节风电出力曲线如图 1 所示。

对其进行季节性场景削减后的典型天气晴、阴、雨下的风电出力日波动曲线如图 2 所示。

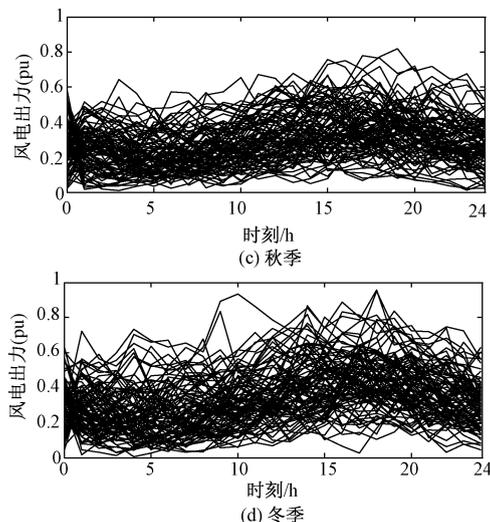
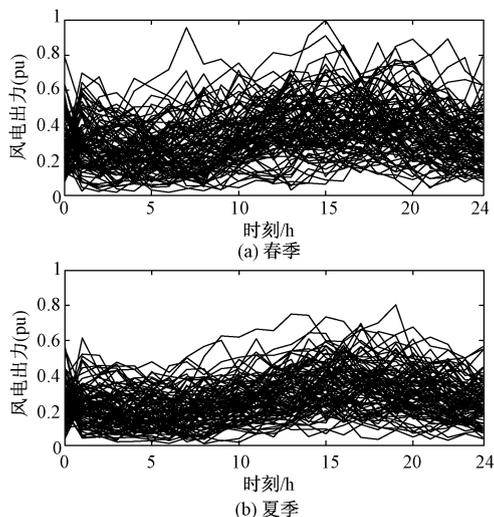


图 1 全年风电出力波动曲线

Fig. 1 Annual fluctuation of wind power output

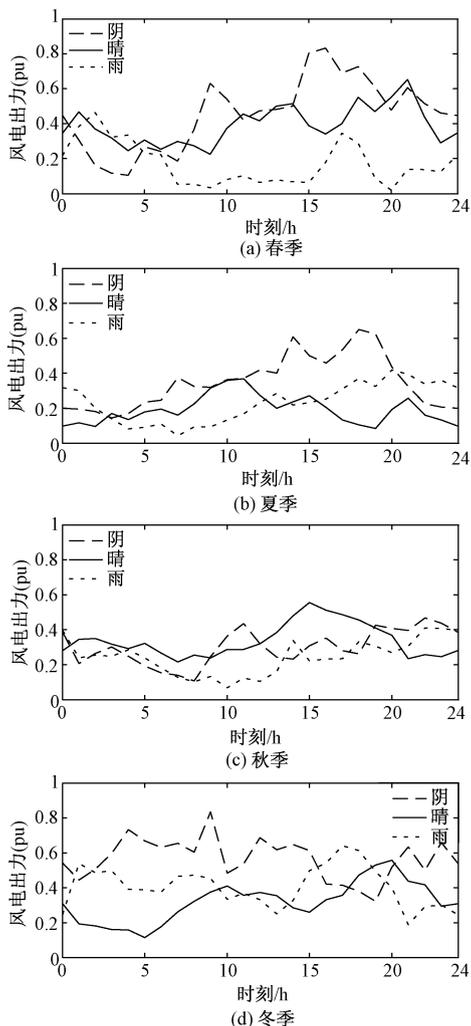


图 2 各季节典型天气下的风电出力波动曲线

Fig. 2 Seasonal fluctuation of wind power output under typical weather

用同样方法对光伏出力进行季节性场景削减后的典型天气晴、阴、雨下的光伏出力日波动曲线如图3所示。

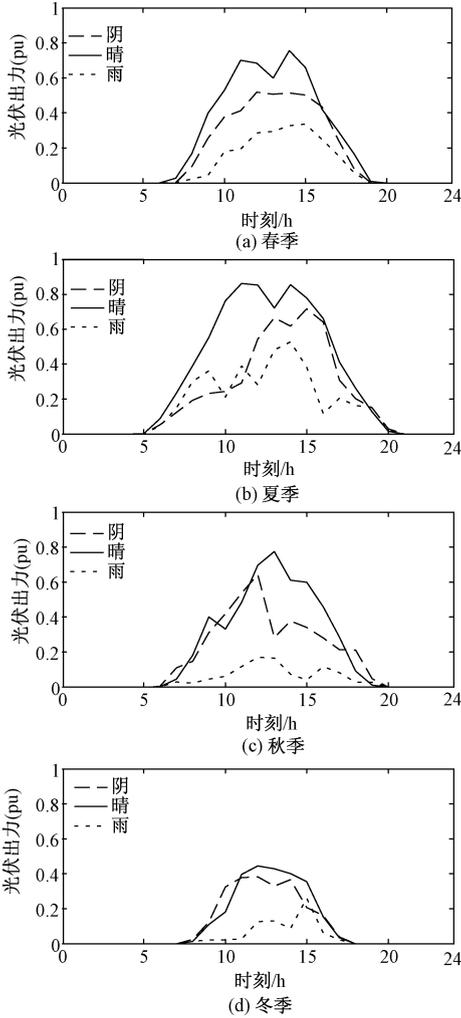


图3 各季节典型天气下的光伏出力波动曲线

Fig.3 Seasonal fluctuation of PV output under typical weather

各季节进行场景削减后得到的典型天气概率见表1。

表1 全年各季节典型天气的概率

Tab.1 The probability of typical temperatures throughout one year

季节	天气		
	晴	阴	雨
春	0.08	0.05	0.12
夏	0.10	0.05	0.10
秋	0.09	0.09	0.07
冬	0.10	0.09	0.06

由于负荷水平随季节变化波动较大,与天气的

相关性较小,根据季节对负荷需求进行场景删减,得到各季节典型日下的负荷需求值。进行季节性削减后得到的负荷需求波动曲线如图4所示^[9-12]。

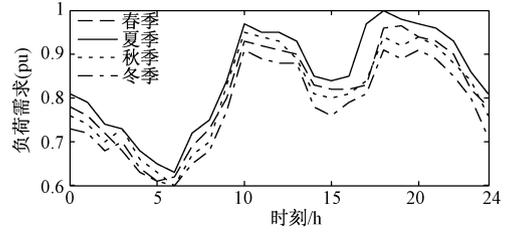


图4 各季节下的负荷需求波动曲线

Fig.4 Seasonal load demand curve

3 主动管理模式下基于多场景分析的分布式电源双层规划模型

容量过大的 DG 接入配电网,会抬高接入节点的电压甚至导致电压越限,这是限制 DG 接入配电网容量的重要因素。主动管理措施的主要作用是在不违反电压约束的前提下提高分布式发电的接入容量。本文采用以下三种主动管理措施^[13-17]:

(1)分布式发电机出力控制:通过控制 DG 出力调整接入 DG 节点的电压,从而改善潮流分布。

(2)无功补偿的投切:通过在 DG 接入节点投切无功补偿设备来满足配网运行对无功的需求,从而能够限定配网电压在正常范围内。

(3)有载变压器的调节:通过调节变压器一次侧的可变抽头,保证配电网的电压在规定范围内。

主动管理模式下 DG 规划问题既包含 DG 安装的位置和容量,同时又考虑每个场景下 DG 出力的削减,根据协调规划的思想采用双层规划模型对所提问题进行分析。

3.1 上层规划模型

上层规划模型考虑 DG 的布点和安装容量规划,以年寿命周期投资费用最小为目标,目标函数表示为:

$$F_1 = \min \left\{ C_g \left[\frac{r_o(1+r_o)^n}{(1+r_o)^n - 1} \right] + C_m + C_o + C_b + C_{AM} \right\} \quad (3)$$

式中, C_g 为初期投资费用; r_o 为折现率; n 为经济使用年限; C_m 为年运行费用; C_o 为年直接停电损失费用; C_b 为年购电成本; C_{AM} 为主动管理成本。具体表达式如下:

(1) DG 的初期投资费用 = 装机容量成本 × DG 的装机容量,即:

$$C_g = C_w \sum_{i=1}^{N_{bus}} R_{i, DG} \quad (4)$$

式中, C_w 为单位装机容量成本; $R_{i, DG}$ 为节点 i 处 DG 的装机容量; N_{bus} 为系统内所有节点的总数。

(2) DG 年运行费用 = DG 的初期投资费用 × 运行维护率 + 网损费用, 即:

$$C_m = C_g \lambda_F + P_k \sum_{m=1}^{N_m} d_m \left[\sum_{s=1}^{N_s} P_r(s) \left(\sum_{t=1}^{N_t} q_{t,s} \right) \right] \quad (5)$$

式中, λ_F 为 DG 的运行维护率; N_s 为场景缩减后场景数, 取 3; N_t 为小时数, 取 24; P_k 为平均售电价格; N_m 为季节数, 取 4; d_m 为第 m 个季节的相应天数; $P_r(s)$ 为第 s 个场景的场景概率; $q_{t,s}$ 为加入 DG 后配电网在第 s 个场景 t 时段的网损。

(3) 年直接停电损失费用 = [(DG 年上网电量 + DG 提供的年用电量) × 政府补贴电价 + DG 年上网电量 × 当地上网电价] × (1 - 供电可靠率), 即:

$$C_o = \left[\sum_{m=1}^{N_m} d_m (Eg_{m,s,t} + Ed_{m,s,t}) P_g + Eg_{m,s,t} P_c \right] (1 - \lambda_g) \quad (6)$$

式中, $Eg_{m,s,t}$ 和 $Ed_{m,s,t}$ 分别为并网在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段的上网电量和自发自用电量; P_g 为政府补贴电价; P_c 为当地燃煤机组标杆上网电价; λ_g 为供电可靠率。

(4) 年购电成本 = 年用电量 (配电网提供) × 第三方投资者的购电电价, 即:

$$C_b = \sum_{m=1}^{N_m} d_m \left\{ \sum_{s=1}^{N_s} P_r(s) \left[\sum_{t=1}^{N_t} (Ef_{m,s,t} P_d) \right] \right\} \quad (7)$$

式中, $Ef_{m,s,t}$ 为在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内 (配电网提供电源) 的用电量; P_d 为第三方投资者的购电电价。

(5) DG 年主动管理成本 = DG 单位发电量的主动管理成本 × DG 发电量, 即:

$$C_{AM} = \sum_{m=1}^{N_m} \sum_{s=1}^{N_s} \sum_{i=1}^{N_{bus}} c_{i, DG}^{AM} P_{m,i,s, DG} \quad (8)$$

式中, $c_{i, DG}^{AM}$ 为安装在节点 i 处 DG 单位发电量的主动管理价格; $P_{m,i,s, DG}$ 为节点 i 处安装的 DG 在第 m 个季节第 s 个场景下的出力。

约束条件为:

(1) 节点安装 DG 容量约束:

$$0 \leq R_{i, DG} \leq R_{i, DG}^{\max} \quad (9)$$

式中, $R_{i, DG}^{\max}$ 为节点 i 处 DG 最大的安装容量。

(2) 系统的 DG 容量约束:

$$\sum_{i=1}^{N_{bus}} R_{i, DG} \leq \sum_{i=1}^{N_{bus}} L_i \quad (10)$$

式中, L_i 为节点 i 处的负荷量。

3.2 下层规划模型

下层规划模型是 DG 有功出力的优化问题, 以各场景下 DG 出力切除量最小为目标函数, 表示为:

$$F_2 = \min \sum_{m=1}^{N_m} d_m \left[\sum_{s=1}^{N_s} P_r(s) \cdot \sum_{t=1}^{N_t} P c_{m,s}^t \right] \quad (11)$$

式中, $P c_{m,s}^t$ 为在第 m 个季节第 s 个场景下第 t 个时段内所有待选 DG 安装节点的 DG 有功出力切除量。

约束条件为:

(1) 各场景节点功率平衡约束:

$$\begin{cases} P_{m,s,i, DG}^t - P_{m,s,i, L}^t = \\ U_{m,s,i}^t \sum_{j=i} U_{m,s,j}^t (G_{ij} \cos \theta_{m,s,ij}^t + B_{ij} \sin \theta_{m,s,ij}^t) \\ Q_{m,s,i, DG}^t + Q_{m,s,i, C}^t - Q_{m,s,i, L}^t = \\ U_{m,s,i}^t \sum_{j=i} U_{m,s,j}^t (G_{ij} \sin \theta_{m,s,ij}^t - B_{ij} \cos \theta_{m,s,ij}^t) \end{cases} \quad (12)$$

式中, $P_{m,s,i, DG}^t$ 和 $P_{m,s,i, L}^t$ 分别表示在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内 DG 的有功出力和负荷的有功功率; $Q_{m,s,i, DG}^t$ 、 $Q_{m,s,i, C}^t$ 和 $Q_{m,s,i, L}^t$ 分别表示在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内节点 i 处 DG 的无功出力、无功补偿装置提供的无功功率和负荷的无功功率; $U_{m,s,i}^t$ 和 $U_{m,s,j}^t$ 分别表示节点 i 和节点 j 在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段的电压幅值; $\theta_{m,s,ij}^t$ 为节点 i 和 j 之间在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段的相角差。

(2) 各场景节点电压约束:

$$U_{i, \min} \leq U_{m,s,i}^t \leq U_{i, \max} \quad (13)$$

式中, $U_{m,s,i}^t$ 为节点 i 在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内的电压幅值; $U_{i, \max}$ 和 $U_{i, \min}$ 分别为其上、下限。

(3) 各场景支路功率约束:

$$S_{m,s,l}^t \leq S_{m,s,l, \max} \quad (14)$$

式中, $S_{m,s,l}^t$ 表示支路 l 在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内的视在功率幅值; $S_{m,s,l, \max}$ 为其上限。

(4) DG 的出力切除量约束:

$$C_{m,s,g}^t \leq C_{m,s,g, \max}^t \quad (15)$$

式中, $C_{m,s,g}^t$ 为第 m 个季节第 s 个场景下第 t 个时段分布式电源 g 的出力切除量, 并且分布式电源的最大切除量可表示为:

$$C_{g, \max}^t = C_f \cdot E_{m,s,g}^{t-\max} \quad (16)$$

式中, $C_f = 0.9$ 为切除系数; $E_{m,s,g}^{t-\max}$ 为第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段分布式电源 g 在不进行切除情况

下的最大出力。

(5)无功补偿装置投切量约束:

$$Q_{C,\min} \leq Q'_{m,s,C} \leq Q_{C,\max} \quad (17)$$

式中, $Q_{C,\max}$ 和 $Q_{C,\min}$ 分别为无功补偿装置容量的上限、下限。将其转化为功率因数的限制,即

$$\varphi_{i,\min} \leq \varphi'_{m,s,i} \leq \varphi_{i,\max} \quad (18)$$

式中, $\varphi'_{m,s,i}$ 为第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内节点 i 的功率因数; $\varphi_{i,\max}$ 和 $\varphi_{i,\min}$ 分别为其上限、下限,为 0.9 超前 ~ 0.9 滞后,且无功补偿量不超过负荷无功总量。

(6)有载调压变压器调约束:

$$\begin{cases} P'_{m,s,\text{trans}} = S'_{m,s,\text{trans}} \cos(\varphi'_{m,s,\text{trans}}) \\ Q'_{m,s,\text{trans}} = S'_{m,s,\text{trans}} \sin(\varphi'_{m,s,\text{trans}}) \\ 0 \leq S'_{m,s,\text{trans}} \leq S_{\text{trans}}^{\max} \\ \varphi_{\text{trans}}^{\min} \leq \varphi'_{m,s,\text{trans}} \leq \varphi_{\text{trans}}^{\max} \\ T_{\text{trans}}^{\min} \leq T'_{m,s,\text{trans}} \leq T_{\text{trans}}^{\max} \end{cases} \quad (19)$$

式中, $P'_{m,s,\text{trans}}$ 、 $Q'_{m,s,\text{trans}}$ 、 $S'_{m,s,\text{trans}}$ 、 $\varphi'_{m,s,\text{trans}}$ 、 $T'_{m,s,\text{trans}}$ 分别为有载调压变压器在第 m 个季节第 s 个场景第 t 个时段内的有功功率、无功功率、视在功率,功率因数角和二次侧电压; S_{trans}^{\max} 为视在功率的最大值; $\varphi_{\text{trans}}^{\min}$ 和 $\varphi_{\text{trans}}^{\max}$ 为功率因数角的下限、上限; T_{trans}^{\min} 和 T_{trans}^{\max} 为二次侧电压的下限、上限。

3.3 上下层模型间的传递关系

上下层规划模型的关系如图 5 所示。上层模型的目的是确定安装 DG 的位置和容量,下层模型则是在上层 DG 选址定容的结果上对 DG 有功出力进行优化,同时反馈得到的 DG 有功出力切除量至上层模型,指导上层规划的结果,从而进一步确定 DG 选址定容的规划结果。

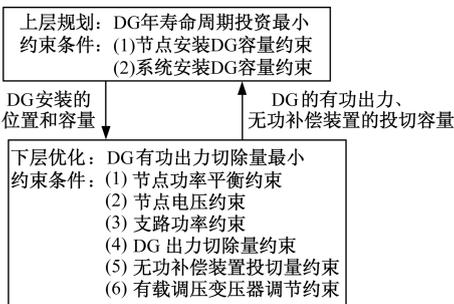


图5 上下层规划模型之间的关系

Fig. 5 Relationship of upper and lower layer of planning

4 模型求解算法

第3节论述的双层规划模型是一个混合离散和

连续决策变量的非线性问题^[22],采用单一算法很难求得理想解。本文选择采用布谷鸟搜索算法(CS)对上层模型完成求解,通过原对偶内点算法(PDIPM)解决下层问题。

4.1 布谷鸟搜索算法

布谷鸟搜索算法最早出现于2009年,由剑桥大学Xin-She Yang教授和S. Deb两位学者共同提出。CS算法通过模拟某些种属布谷鸟的寄生育雏(Brood Parasitism)^[23],从而高效地完成对问题最优解的搜索。同时,CS也采用相关的Levy飞行搜索机制。

在布谷鸟繁衍后代的过程中,其选择产下后代的鸟窝位置是不确定的。在模拟其寻找鸟窝的过程中,需要认同3个原则^[23]:

(1)布谷鸟每次繁衍只产一个卵,随后任意挑选鸟窝进行孵化和养育。

(2)在任意挑选的一组选项中,会将最合适的鸟窝延续到下一代的繁衍中。

(3)可供选择的鸟窝总数 n 是定值,鸟窝原先的主人拥有 $P_a \in [0,1]$ 的概率能够识别一个非自己产下的鸟蛋。

将这3个原则作为前提,布谷鸟挑选鸟窝的所通过的路径和挑选的位置由公式(20)确定:

$$x_i^{e+1} = x_i^e + \alpha \otimes L(\lambda), i = 1, 2, \dots, n \quad (20)$$

式中, x_i^e 代表第 i 个鸟窝在第 e 代选择中的位置; \otimes 表示点对点乘法; α 代表布谷鸟选择鸟窝过程中的步长控制量,服从正态分布; $L(\lambda)$ 为Levy任意搜索鸟窝所通过的路径,并且 $L(d, \lambda) \sim s^{-\lambda}$ ($1 < \lambda \leq 3$), d 表示Levy飞行得到的随机步长。

4.2 双层模型求解流程

采用CS算法结合PDIPM法求解多目标双层规划模型的详细流程如图6所示。其中, G 为迭代次数。

5 算例及结果分析

5.1 测试系统和参数设置

为了验证所提规划方法的正确性,本文以IEEE 33节点标准测试系统为例来对配网规划进行分析,其具体结构如图7所示。该系统总负荷为3715kW + j2300kVar,系统额定电压为12.66kV,节点电压允许范围为0.93 ~ 1.07pu。

本文选择风电和光伏作为候选DG的代表。根据当地的负荷水平,拟在4个节点安装风电或光伏,

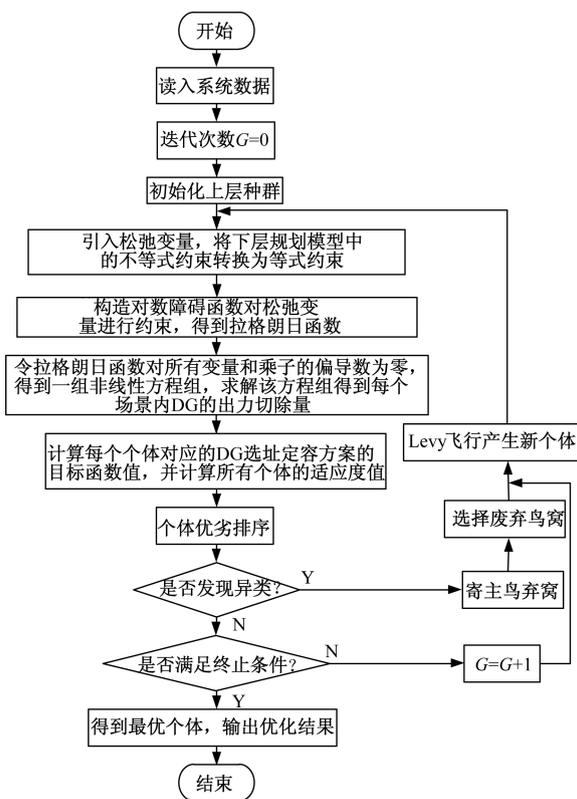


图6 CS算法结合PDIPM算法求解双层规划流程图

Fig. 6 Flow chart of solving the bi-level DG planning by CS and PDIPM

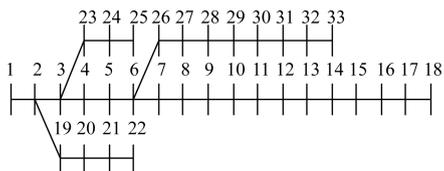


图7 IEEE 33节点测试系统结构

Fig. 7 IEEE 33-bus distribution system

风电的候选安装节点5、8、15、16、21、28和33,光伏的候选安装节点为7、14、17、23、28、29和31。根据文献[24,25],设该地风电投资成本为 1.3×10^3 元/kW,光伏投资成本为 4.55×10^3 元/kW,设备寿命周期为20年,折现率为8%,光伏上网电价为0.95元/(kW·h),风电上网电价为0.61元/(kW·h),政府补贴为0.25元/(kW·h),DG运行维护率是0.02,平均售电价格为0.65元/(kW·h)。在不考虑时序特性和场景分析的数据中,假设风电和光伏都按额定容量的40%出力。

5.2 规划结果分析

为验证本文所用场景缩减方法的正确性,根据缩减后得到的全年12个场景,以04:00、10:00、16:00和22:00这四个时刻的风电出力为代表,统计出力分布图,如图8所示。图8中横坐标为风电出力的标么值,纵坐标为出力位于某区间内的场景个数。可知,每个时刻12个场景中风电出力值的分布均符合以各时刻出力值为均值的正态分布,缩减后得到的风电和光伏出力能够反映场景的多样性。

00和22:00这四个时刻的风电出力为代表,统计出力分布图,如图8所示。图8中横坐标为风电出力的标么值,纵坐标为出力位于某区间内的场景个数。可知,每个时刻12个场景中风电出力值的分布均符合以各时刻出力值为均值的正态分布,缩减后得到的风电和光伏出力能够反映场景的多样性。

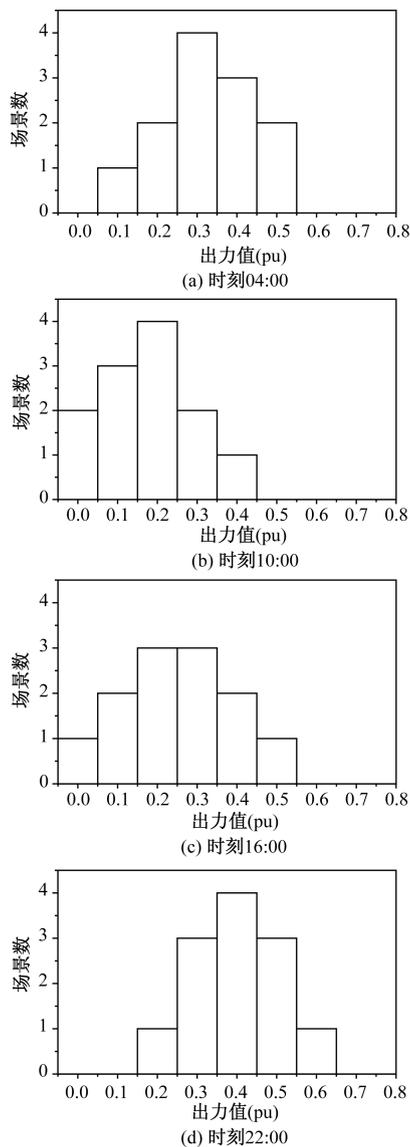


图8 4个时刻风电出力分布图

Fig. 8 WG output distribution for four moments

为了体现主动管理模式和多场景分析给DG规划带来的影响,本文设置了以下三种方案进行比较。方案1:考虑主动管理模式下基于多场景分析的分布式电源双层规划。方案2:仅考虑主动管理模式,将负荷和DG的出力按典型日来处理,如图9所示^[20]。方案3:不考虑主动管理模式,但考虑在不同场景下DG出力各不相同。

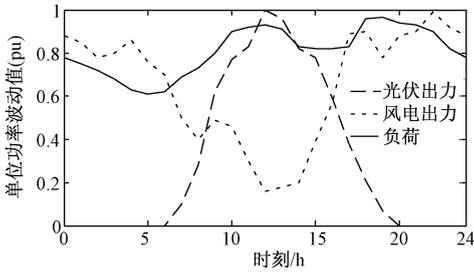


图9 典型日负荷曲线及风光出力曲线
Fig.9 Typical daily curve of DG and load

方案1和方案3下DG的年消纳情况见表2。可看出在方案1下,接入配电网DG的出力被完全消纳,不存在切除出力的现象。相反,在方案3下,DG出力在春、冬两季的切除量分别为21.20MW·h

和21.35MW·h,在夏秋两季可以100%被配电网所消纳。这种情况出现的原因是夏秋两季负荷水平较高而春冬负荷水平较低。

表2 考虑主动管理措施与否DG的切除量

Tab.2 Removal of DG with or without active management measures

方案	不同季节DG的切除量/(MW·h)		
	春季	夏秋季	冬季
方案1	0	0	0
方案3	21.20	0	21.35

三种方案下的规划优化结果和计算得到的目标函数值见表3。

表3 三种方案下的规划优化结果

Tab.3 Comparison of results among three different schemes

方案	DG类型	安装位置(节点号)	安装容量/kW	DG初期投资/万元	DG年运行费用/万元	直接停电损失费用/万元	年购电成本/万元
方案1	PV	17	590	590.2	66.95	50.21	33.75
	WG	28	130				
	PV	29	510				
	WG	33	560				
方案2	WG	16	530	231.4	45.11	30.96	44.72
	WG	28	280				
	WG	31	370				
	WG	33	600				
方案3	WG	15	160	230.1	23.67	19.74	69.58
	PV	17	380				
	PV	28	370				
	WG	33	420				

由表3中的数据分析,可得到如下结论:

(1)在方案3下,DG在配电网中的最大装机容量为1330kW,比较在接入的4个节点的装机容量,节点33处接入最大容量为420kW。当加入本文中所提的3种主动管理措施后,配电网对DG的准入容量提升至1790kW,较方案3增加460kW,增加34.6%。单一节点接入最大容量为590kW,比方案3增加170kW。同时比较向上级电网购电的成本可以看出,方案1要比方案3少35.83万元。由于在方案1的配置下配电网中DG的出力增多,从上级电网购电的需求量降低,从而使得购电成本减少。由此可以看出主动管理模式能够促进配电网对DG出力的消纳,充分发挥DG的发电能力。

(2)在方案2下,将DG出力其简化为恒定输出

时,为实现更少的投资成本,在DG的选择中大量选择投资成本较低的风力发电,明显不符合实际情况。在将DG的出力进行多场景分析后,衡量DG的时序特性的方案1中,DG的选择则更为均衡,更有利于在实际工程中推动DG的发展。

6 结论

在大量DG接入配电网的情况下,本文考虑DG出力的波动性和不确定性,以DG年寿命周期投资成本最小作为上层目标,下层考虑DG出力切除量最小,建立了主动管理模式基于多场景分析的分布式电源双层规划模型。根据此规划模型,提出基于CS算法结合PDIPM算法进行求解。通过IEEE 33节点配网系统对所提模型的合理性和算法的有

效性进行验证,得到结论如下:

(1)在针对大量 DG 接入配电网情况下的规划中,采取主动管理措施的规划方案相较于不采取主动管理措施的规划方案能够减少 DG 出力的切除量,改善“弃风”、“弃光”现象。

(2)在规划中采用主动管理措施对 DG 进行控制能显著提高 DG 在配电网当中的接入容量,即增强电力系统对 DG 的消纳能力。

(3)在规划中采用多场景时序分析手法能够更好地体现真实情况。时序特性反映在季节和天气的变化下,风电和光伏的出力也随之不同。通过构建多场景模型,描述系统的差异性,进而使规划的结果更准确有效。

综上所述,本文的研究对配电网规划中的 DG 采取主动管理措施做出新的探索,有利于未来 DG 进一步的推广和发展。

参考文献 (References):

[1] Shafiu A, Bopp T, Chilvers I, et al. Active management and protection of distribution networks with distributed generation [A]. Proceedings of IEEE Power Engineering Society General Meeting [C]. Denver, United States, 2004. 1098-1103.

[2] 温俊强, 曾博, 张建华 (Wen Junqiang, Zeng Bo, Zhang Jianhua). 市场环境考虑各利益主体博弈的分布式电源双层规划方法 (Bi-level programming method for distributed generator considering stakeholders' game relationship in an electricity market environment) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power System), 2015, 39 (15): 61-67.

[3] 孙鹏, 罗明武, 孙朝霞, 等 (Sun Peng, Luo Mingwu, Sun Zhaoxia, et al.). 采用改进杜鹃搜索算法的主动配电网双层分布式风电规划方法 (An improved approach based on cuckoo search algorithm for bi-level distributed wind generation planning in active distribution network) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2016, 40 (9): 2743-2749.

[4] Currie R A F, Ault G W, Foote C E T, et al. Fundamental research challenges for active management of distribution networks with high of levels of renewable generation [A]. Proceedings of Universities Power Engineering Conference [C]. Bristol, UK, 2004. 1024-1028.

[5] Ochoa Luis, Keane Andrew, Dent Chris, et al. Applying active network management schemes to an Irish distribution network for wind power maximization [A]. International Conference and Exhibition on Electricity Distribution [C]. 2009. 1.

[6] 尤毅, 刘东, 于文鹏, 等 (You Yi, Liu Dong, Yu Wenpeng, et al.). 主动配电网技术及其进展 (Technology and its trends of active distribution network) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power System), 2012, 36 (18): 10-16.

[7] 程宏波, 肖永乐, 王勋, 等 (Cheng Hongbo, Xiao Yongle, Wang Xun, et al.). 基于引力模型的电动汽车充电站选址规划 (Site planning of electric vehicles charging station based on gravity model) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2016, 35 (5): 61-66.

[8] 钟清, 余南华, 孙闻, 等 (Zhong Qing, Yu Nanhua, Sun Wen, et al.). 主动配电网分布式电源规划及经济性分析 (Distribution generation programming and economical analysis of active distribution network) [J]. 电力系统及其自动化学报 (Proceedings of the CSU-EP-SA), 2014, 26 (11): 82-86.

[9] 张沈习, 袁佳妍, 程浩忠, 等 (Zhang Shenxi, Yuan Jiayan, Cheng Haozhong, et al.). 主动配电网中考虑需求侧管理和网络重构的分布式电源规划方法 (Optimal distributed generation planning in active distribution network considering demand side management and network reconfiguration) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2016, 36 (S1): 1-9.

[10] 张建华, 曾博, 张玉莹, 等 (Zhang Jianhua, Zeng Bo, Zhang Yuying, et al.). 主动配电网规划关键问题与研究展望 (Key issues and research prospects of active distribution network planning) [J]. 电工技术学报 (Transactions of China Electrotechnical Society), 2014, 29 (2): 13-23.

[11] 范明天, 张祖平, 苏傲雪, 等 (Fan Mingtian, Zhang Zuping, Su Aoxue, et al.). 主动配电系统可行技术的研究 (Enabling technologies for active distribution systems) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2013, 33 (22): 12-18.

[12] 钟清, 孙闻, 余南华, 等 (Zhong Qing, Sun Wen, Yu Nanhua, et al.). 主动配电网规划中的负荷预测与发电预测 (Load and power forecasting in active distribution network planning) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2014, 34 (19): 3050-3056.

[13] 高红均, 刘俊勇, 魏震波, 等 (Gao Hongjun, Liu Junyong, Wei Zhenbo, et al.). 主动配电网分层鲁棒规划模型及其求解方法 (A bi-level robust planning model of active distribution network and its solution method) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2009, 37 (5): 1389-1401.

[14] 方陈, 张翔, 程浩忠, 等 (Fang Chen, Zhang Xiang, Cheng Haozhong, et al.). 主动管理模式下含分布式发电的配电网网架规划 (Framework planning of distri-

- bution network containing distributed generation considering active management) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2014, 38 (4): 823-829.
- [15] 张沈习, 李珂, 程浩忠, 等 (Zhang Shenxi, Li Ke, Cheng Haozhong, et al.). 主动管理模式下分布式风电电源选址定容规划 (Framework planning of distribution network containing distributed generation considering active management) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power System), 2015, 39 (9): 208-214.
- [16] 张翔, 程浩忠, 方陈, 等 (Zhang Xiang, Cheng Haozhong, Fang Chen, et al.). 考虑主动管理模式的多目标分布式电源规划 (Multi-objective distributed generation planning considering active management) [J]. 上海交通大学学报 (Journal of Shanghai Jiao Tong University), 2014, 48 (9): 1231-1238.
- [17] 彭春华, 于蓉, 孙惠娟 (Peng Chunhua, Yu Rong, Sun Huijuan). 基于K-均值聚类多场景时序特性分析的分布式电源多目标规划 (Multi-objective DG planning based on K-means clustering and multi-scenario timing characteristics analysis) [J]. 电力自动化设备 (Electric Power Automation Equipment), 2015, 35 (10): 58-65.
- [18] 李亮, 唐巍, 白牧可, 等 (Li Liang, Tang Wei, Bai Muke, et al.). 考虑时序特性的多目标分布式电源选址定容规划 (Multi-objective locating and sizing of distributed generators based on time-sequence characteristic) [J]. 电力系统自动化 (Automation of Electric Power System), 2013, 37 (3): 58-63.
- [19] 徐迅, 陈楷, 龙禹, 等 (Xu Xun, Chen Kai, Long Yu, et al.). 考虑环境成本和时序特性的微网多类型分布式电源选址定容规划 (Optimal site selection and capacity determination of multi-types of distributed generation in microgrid considering environment cost and timing characteristics) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2013, 37 (4): 914-921.
- [20] 张节潭, 程浩忠, 姚良忠, 等 (Zhang Jietan, Cheng Haozhong, Yao Liangzhong, et al.). 分布式风电电源选址定容规划研究 (Study on siting and sizing of distributed wind generation) [J]. 中国电机工程学报 (Proceedings of the CSEE), 2009, 29 (16): 1-7.
- [21] 张新松, 张沈习, 袁越 (Zhang Xinsong, Zhang Shenxi, Yuan Yue). 含分布式风电源的配电网网架规划 (Grid planning for distribution network with distributed wind generators) [J]. 电力系统保护与控制 (Power System Protection and Control), 2012, 40 (13): 1-6.
- [22] 张节潭, 苗淼, 范宏, 等 (Zhang Jietan, Miao Miao, Fan Hong, et al.). 含风电场的双层电源规划 (Bi-level generation expansion planning with large-scale wind farms) [J]. 电网技术 (Power System Technology), 2011, 35 (11): 43-49.
- [23] Yang X S, Deb S. Engineering optimization by cuckoo search [J]. International Journal of Mathematical Modeling and Numerical Optimization, 2010, 1 (4): 330-343.
- [24] Marichelvam M K, Prabaharan T, Yang X S. Improved cuckoo search algorithm for hybrid flow shop scheduling problems to minimize makes pan [J]. Applied Soft Computing, 2014, 19 (1): 93-101.
- [25] 栗赛男, 马建伟, 孙芊, 等 (Li Sainan, Ma Jianwei, Sun Qian, et al.). 考虑不确定出力的微网内分布式发电和储能的容量配置 (Configuration optimization of capacity of distributed generation and energy storage in microgrid considering uncertain output) [J]. 电工电能新技术 (Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy), 2016, 35 (8): 21-28.

Distributed generation planning considering active management based on multi-scene analysis

XU Yu-tian, LIAO Qing-fen, LIU Di-chen, TIAN Yuan-yuan, CHEN Yi

(School of Electrical Engineering, Wuhan University, Wuhan 430072, China)

Abstract: Considering the active management to cut down the wind power and photovoltaic output depending on the weather at different seasons, a bi-layer DG planning model considering active management based on multi-scene analysis is built. The lowest annual comprehensive cost is taken as the objective for the upper layer of the built planning model and the minimized disconnected output of DG is taken as the objective of lower-layer of the built planning model. The upper- and lower-layer of the planning model are solved by CS and prime-dual interior point method respectively. Finally, results of distributed generations planning for the IEEE-33 node test feeder demonstrated the validity and superiority of the proposed approach.

Key words: active management mode; multi-scene analysis; distributed generation; bi-layer planning