

DOI:10.13296/j.1001-1609.hva.2016.03.015

考虑冗余电量和时序性的分布式电源的选址定容

黄炜果¹, 刘俊勇¹, 魏震波¹, 戴松灵², 范译文¹

(1. 四川大学电气信息学院, 成都 610065; 2. 国网四川省电力经济技术研究院, 成都 610041)

摘要: 配电网中接入分布式电源(distributed generation,DG)的核心问题是提高负荷对 DG 出力的消纳能力, 因此文中提出了 DG 冗余电量的概念。通过建立经典时序场景模拟 DG 全年出力的情况, 并以分布式电源安装费用、网络损耗、以及冗余电量为目标函数;采用蒙特卡洛方法计算随机潮流并得到期望网损;使用遗传算法对模型进行求解。计算结果在满足负荷能消纳 DG 最大出力的基础上, 尽可能地降低 DG 容量, 提高其渗透率从而降低经济成本, 验证了模型的合理性。

关键词: 冗余电量; 负荷消纳能力; 时序性; 随机潮流; 遗传算法

Sizing and Siting of Multi-types of Distribution Generator Considering Redundant Electricity and Timing Characteristics

HUANG Weiguo¹, LIU Junyong¹, WEI Zhenbo¹, DAI Songling², FAN Yiwen¹

(1. School of Electrical Engineering and Information, Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Electric Power Economics & Technology Research Institute, Chengdu 610041, China)

Abstract: The research has proposed a concept about the redundant electricity of distributed generators (DG), and the core problem in distribution network is how to improve the absorptive ability to the output of DG. Based on the typical scenarios simulating the yearly situation, the optimal model contains the cost of network loss, the cost of DGs' installation and the redundant electricity cost. The Monte Carlo simulation is used to get the stochastic power flow to calculate the network loss and judges whether the model can satisfy power flow constraint or not. At last, the planning model is solved by improved genetic algorithm. The result shows that it has improved the permeability of DG and decreased the cost while satisfying the demand of loads. It proves the correct of planning model.

Key words: redundant electricity; absorptive capacity of load; timing characteristic; stochastic power flow; genetic algorithm

0 引言

分布式电源作为一种新型能源接入配电网系统中, 具有安装地点灵活、清洁环保等特性, 但 DG 在配网中利用率不高且受环境因素影响较大。因此对分布式电源选址定容的研究有着十分重要的实际意义^[1-3]。

近年来, 国内外学者对 DG 的选址定容有了一定的研究, 文[4]中采用解析法研究了 DG 在简单辐

射线路中的规划方案, 不足之处在于未考虑实际负荷的随机性; 文[5]中在已知 DG 总容量下, 采用禁忌搜索法对 DG 的位置和容量进行研究, 但对 DG 的渗透率未进行全面考虑; 文[6]中采用一种基于目标序列的排序矩阵评价个体适应度的方法对 DG 进行选址定容, 却未对不同 DG 类型特性进行研究。上述文献基于不同优化算法, 对 DG 的位置和容量进行研究, 取得一定的效果, 不足之处未考虑 DG 的时序性和波动性。

基于此, 文[7]中考虑不同类型 DG 出力特性, 通

收稿日期: 2015-10-09; 修回日期: 2015-11-26

基金项目: 国家高技术研究发展计划课题(863 项目)(2014AA051901)。

Project Supported by National High-tech R & D Program(863 Program)(2014AA051901).

过建立各类型 DG 的出力模型,研究多类型分布式电源在配网中的优化配置;文[8]中针对风电机组出力的时序性以及负荷变化情况进行研究,确定 DG 选址定容的规划模型;文[9]中研究了不同类型 DG 出力和负荷功率的概率分布在时空范围类的差异性和互补性,进行动态规划,得出优化结果,但是 DG 输出功率的间接性对规划结果产生影响。

虽然文[7-9]中针对 DG 自身的各种特性进行研究,使模型较为合理,但是其目标函数不能完全满足实际工程需求;因此文[10]中考虑了有功网损、电压改善程度和环境改善程度这 3 个重要的工程指标,采用目标逼近和二次序列规划方法对提出的算法进行求解,是规划结果更加贴近于实际;文[11]中建立以环境成本为基础的目标函数,对多类型分布式电源进行规划,使 DG 的选址定容具有一定的环保性。

针对实际问题中,分布式电源会对电力系统造成影响,因此文[12]中将 DG 准入容量纳为约束条件,建立了分布式电源的最优布置函数关系,优化了 DG 的容量;文[13]中则在考虑网损、电压质量的基础上,建立了分布式电源选址定容的多目标决策模型,使规划方案能够满足电力系统特性约束,结果更加具有实际意义。

上述文献从不同方面解决了 DG 的选址定容问题,但针对系统本身消纳能力特性的研究较少,因此文中主要从自身性质进行考虑,预测负荷对 DG 出力的最大消纳能力,提出冗余电量这一概念,最大限度降低 DG 容量,从而降低其安装成本和费用。该方法对 DG 的选址定容优化问题提供一定参考。

1 DG 的规划模型

1.1 DG 的时序场景建立

对于风力发电机(wind turbine generator, WG)而言,出力主要受风速的影响,而风速大小由季节时令、日时间变化决定,风机出力时序曲线见图 1。

对于光伏电源(photovoltaic, PV)而言,其出力主要由光照强度决定,光伏电源出力时序曲线见图 2。

取 8 个具有全年代表性的场景:春季晴天、春季阴天、夏季晴天、夏季阴天、秋季晴天、秋季阴天、冬季晴天、冬季阴天。每个时序场景取 0~24 h 为一个时间序列,根据历史气象资料,得到各场景风速和光照强度^[14],通过风机和光伏出力的计算公式求得其输出功率^[15],从而模拟分布式电源全年出力情况,分布式电源全年出力情况为

$$P_e = T_{\max} \beta_k \sum_{k=1}^8 \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{WG}}^{k,t} + P_{\text{PV}}^{k,t}) \quad (1)$$

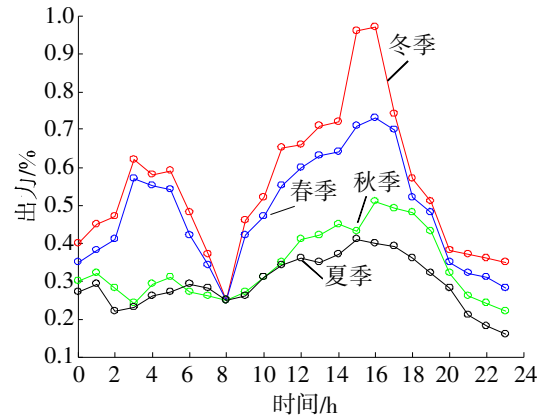


图 1 风机出力时序图

Fig. 1 Output curve of WG

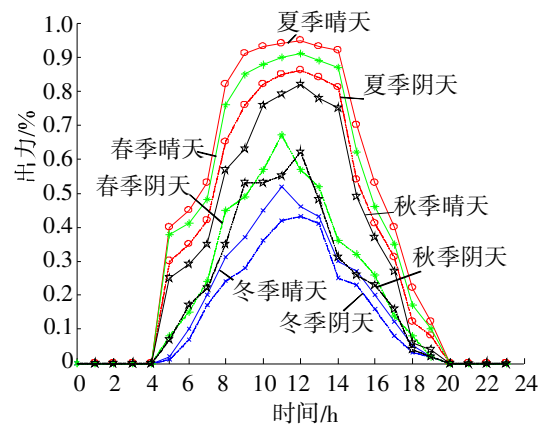


图 2 光伏电源出力时序图

Fig. 2 Output curve of PV

式(1)中: P_e 为分布式电源的年出力大小; $T_{\max}$ 为最大利用小时数; k 为场景; t 为时间; β_k 为第 k 个场景的权重系数; $P_{\text{WG}}^{k,t}$ 为第 k 个场景第 t 时刻的风机出力大小; $P_{\text{PV}}^{k,t}$ 为第 k 个场景第 t 时刻的光伏电源出力大小。

1.2 DG 冗余电量

分布式电源接入配网中,由于其随机性和波动性,一定程度上会影响电网特性^[16];并且由于技术问题,使分布式电源发电成本较高,不利于与传统发电商进行竞争,结果往往使 DG 利用率不高,造成经济浪费。负荷对 DG 消纳能力的影响因素大致有两类:①时段因素;②电能质量因素。时段因素包括,负荷在 0~24 h 内,哪些时段会进行电力消耗,电能质量表示分布式电源接入配电网后,对系统所产生的影响的限制,这些因素都会影响负荷对分布式电源的消纳能力,为此文中提出冗余电量概念。以用电差异性最大的民用负荷为例,根据历史统计数据,居民负荷日用电时段主要为 10:00-14:00 和 18:00-22:00,每日最高负荷约在晚 9 时左右,最低负荷约在凌晨 3 时左右,由此作为负荷消纳 DG 的基准。结合图 1、2,根据风机和光伏电源的出力特性,负荷消纳能力曲

线见图3。

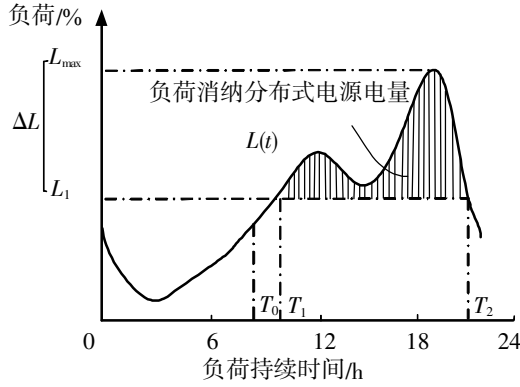


图3 负荷曲线图

Fig. 3 The curve of load

图3中:阴影部分即 $[T_1, T_2]$ 时间段表示负荷消纳分布式电源电量的有效时间段; $L_{\max}$ 为负荷峰值; L_1 为 T_1 时刻对应的负荷值; $L(t)$ 为负荷函数曲线; ΔL 为DG接入容量,则负荷消纳电量见式(2)。

$$\delta_{\text{day}} \approx \int_{T_1}^{T_2} [L(t) - L_0] dt; \quad (2)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} T_0 \leq T_1 \\ V_k^{\min} \leq V_k^{L_{\max} + \Delta L} \leq V_k^{\max} \end{cases} \quad (3)$$

式(2)、(3)中: δ_{day} 为负荷日消纳能力; $V_k^{\min}$ 、 $V_k^{\max}$ 为 k 场景时电压的最值; $V_k^{L_{\max} + \Delta L}$ 为 k 场景接入DG容量时的电压值。

在其余区间内,由于时段因素和电压质量约束的制约,DG的出力无法被负荷所消纳,由此,定义该时间段内DG的出力为冗余电量为

$$P_{\text{r.day}} = P_{\text{e.day}} - \delta_{\text{day}} \quad (4)$$

式(4)中: $P_{\text{r.day}}$ 为日冗余电量; $P_{\text{e.day}}$ 为分布式电源的日出力。

图3中, T_0 为负荷接入分布式电源容量所满足的电压质量的临界值,为使DG规划更加合理、经济,因此在充分满足负荷消纳DG出力的基础上,最大程度降低DG冗余电量,这样不仅能够降低社会经济成本,并且有助于提高DG渗透率。由式(2)、(4)可知, δ_{day} 和 $P_{\text{r.day}}$ 的大小随 T_1 、 T_2 变化而变化, T_1 、 T_2 在满足时段限制的前提下,越趋近于 T_0 ,其 δ_{day} 越大, $P_{\text{r.day}}$ 越小;因此DG冗余电量最优规划模型为

$$\delta_{\text{max.day}} \approx \int_{T_{1,\max}}^{T_{2,\max}} [L(t) - L_0] dt; \quad (5)$$

$$P_{\text{r.min.day}} = P_{\text{e.day}} - \delta_{\text{max.day}}; \quad (6)$$

$$\text{s.t.} \begin{cases} T_0 \leq T_1 \\ V_k^{\min} \leq V_k^{L_{\max} + \Delta L} \leq V_k^{\max} \end{cases} \quad (7)$$

式(5)–(7)中: $\delta_{\text{max.day}}$ 为负荷最大消纳能力; $[T_{1,\max}, T_{2,\max}]$ 为负荷消纳分布式电源出力的最长持续时间; $P_{\text{r.min.day}}$ 为日冗余电量最小值; $V_k^{\min}$ 、 $V_k^{\max}$ 为 k 场景时电压的

最值; $V_k^{L_{\max} + \Delta L}$ 为 k 场景接入最大DG容量时的电压值。

得出日冗余电量的最值后,进行时序性场景累加,则有

$$\int_0^{365} P_{\text{r.min.day}} = \int_0^{365} (P_{\text{e.day}} - \delta_{\text{max.day}}) \quad (8)$$

即有:

$$P_{\text{r.min}} = P_{\text{e}} - \delta_{\text{max}} \quad (9)$$

其中:

$$\delta_{\text{max}} \approx T_{\text{max}} \beta_k \sum_{k=1}^8 \delta_{\text{max}}^k \quad (10)$$

$$P_{\text{e}} = T_{\text{max}} \beta_k \sum_{k=1}^8 \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{WG}}^{k,t} + P_{\text{PV}}^{k,t}) \quad (11)$$

式(9)–(11)中: δ_{max} 为年负荷消纳能力的大小; $P_{\text{r.min}}$ 为年冗余电量的大小; P_{e} 为分布式电源年出力; δ_{max}^k 表示第 k 个场景的日负荷消纳能力大小; β_k 表示第 k 个场景的权重系数; T_{max} 表示最大利用小时数。

1.3 DG的选址定容规划模型

在建立DG冗余电量最优的规划模型基础上,将网络损耗、DG投资费用模型考虑进去,并将网络损耗、冗余电量统一转化为购电费用,得到网损费用以及冗余电量成本,将多目标归一化,模型为

$$\min A = A_1 + A_2 + A_3 \quad (12)$$

式(12)中: A_1 为DG的投资费用; A_2 为期望网损费用; A_3 为冗余电量成本费用。

1)当 A_1 为DG的投资费用时

$$A_1 = \sum_{i=1}^N (C_{\text{WG}} n_i + C_{\text{PV}} b_i) \quad (13)$$

式(13)中: N 为待选节点; n_i 、 b_i 分别为待选 i 节点处安装风电和光伏的机组数; C_{WG} 、 C_{PV} 分别为安装单位风电、光伏电源的费用。

2)当 A_2 为期望网损费用时

$$A_2 = \alpha E(P_{\text{loss}}) T_{\text{max}} \quad (14)$$

式(14)中: α 表示电网电价; T_{max} 表示最大利用小时数; $E(P_{\text{loss}})$ 表示期望网损。

3)当 A_3 为冗余电量成本费用时

由式(1)、(5)知,其冗余电量为

$$P_{\text{r.min}} = P_{\text{e}} - \delta_{\text{max}} = T_{\text{max}} \beta_k \sum_{k=1}^8 \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{WG}}^{k,t} + P_{\text{PV}}^{k,t}) - \delta_{\text{max}} \quad (15)$$

$$\text{式(15)中, } \delta_{\text{max}} \approx T_{\text{max}} \beta_k \sum_{k=1}^8 \delta_{\text{max}}^k$$

由此可知,其冗余电量成本费用为

$$A_3 = \mu [T_{\text{max}} \beta_k \sum_{k=1}^8 \sum_{t=1}^{24} (P_{\text{WG},t} + P_{\text{PV},t}) - \delta_{\text{max}}] \quad (16)$$

式(16)中: μ 为分布式电源的单位运行成本费用; μP_{e} 为分布式电源的运行费用。

1.3.1 约束条件

1) 潮流限制

$$\begin{cases} U_i^{k,t} \sum_{j \in i} U_j^{k,t} (G_{ij} \cos \delta_{ij}^{k,t} + B_{ij} \sin \delta_{ij}^{k,t}) = P_{Gi}^{k,t} \\ U_i^{k,t} \sum_{j \in i} U_j^{k,t} (G_{ij} \sin \delta_{ij}^{k,t} - B_{ij} \cos \delta_{ij}^{k,t}) = Q_{Gi}^{k,t} \end{cases} \quad (17)$$

式(17)中: $U_i^{k,t}$ 为节点在第 k 个场景第 t 时刻的 i 节点的电压幅值; $P_{Gi}^{k,t}$ 和 $Q_{Gi}^{k,t}$ 分别为第 k 个场景第 t 时刻注入各节点的有功功率和无功功率; $\delta_{ij}^{k,t}$ 为第 k 个场景第 t 时刻的两节点电压角度的差值; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为支路电导和支路电纳。 $j \in i$ 表示所有与节点 i 直接相连的节点。

2) 电压限制

$$U_{i,\min}^{k,t} \leq U_i^{k,t} \leq U_{i,\max}^{k,t} \quad i \in N \quad (18)$$

式(18)中: $U_{i,\min}^{k,t}$ 和 $U_{i,\max}^{k,t}$ 分别为节点第 k 个场景第 t 时刻 i 节点电压 $U_i^{k,t}$ 的下限值和上限值; N 为节点集合。

3) 支路潮流限制

$$S_j^{k,t} \leq S_{j,\max} \quad (19)$$

式(19)中: $S_j^{k,t}$ 为第 k 个场景第 t 时刻通过线路 j 的视在功率; $S_{j,\max}$ 为线路 j 的容量极限。

1.3.2 安装机组约束

$$b_{\min} \leq \sum_i^N b_i \leq b_{\max} \quad (20)$$

$$n_{\min} \leq \sum_i^N n_i \leq n_{\max} \quad (21)$$

式(20)、(21)中: $b_{\min}$ 为光伏最小安装组数; $b_{\max}$ 为光伏电源最大安装组数; $n_{\min}$ 为风机最小安装组数; $n_{\max}$ 为风机最大安装组数。

2 求解算法

遗传算法流程图见图4。

2.1 初始种群

在遗传算法中,初始种群产生是随机的,所以产生的初始种群无法满足所有的规划约束条件,因此结合约束条件,初始种群产生的步骤如下:

1) 采用二进制编码方式,每一个染色体表示一个方案。文中对 DG 的装机数和位置采用 4 位二进制来进行表示。对于含有 N 个待安装 DG 节点的配电网系统,一个 DG 的建设方案可以表示为 $\{n_1, n_2, \dots, n_N; b_1, b_2, \dots, b_N\}$, 译码后在 i 处得到风机,光伏电源的安装机组数 n_i, b_i ;

2) 每个待选节点的 DG 容量不能超过该节点 DG 最大接入容量 ΔL ;

3) 得到的总装机组数应该小于最大装机组数;

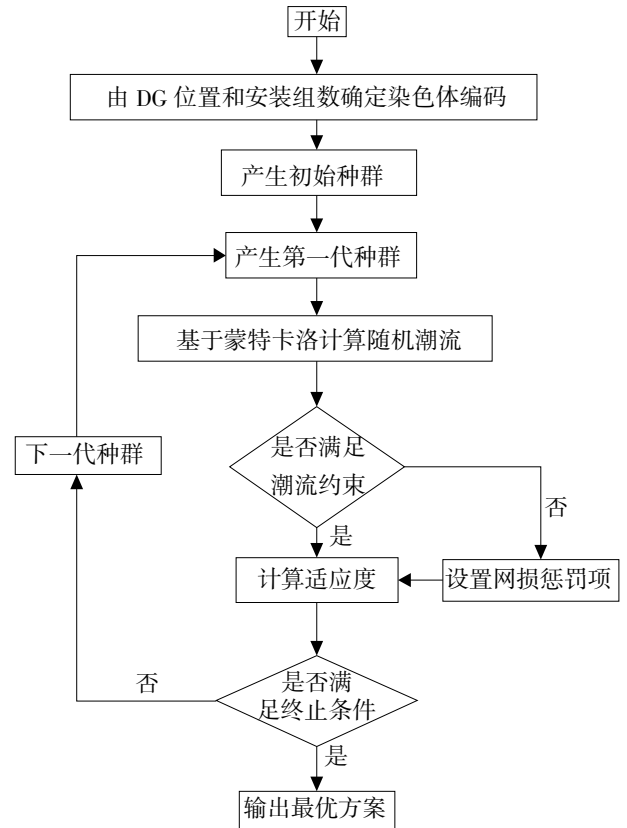


图4 算法流程图

Fig. 4 Flow chart

4) DG 布点之和应满足最大布点之和;

5) 产生初始种群;

6) 检验群体中的每个个体,看是否满足条件 2)、3)、4),若满足,则说明该群体为 DG 选址定容的初始解。

2.2 遗传操作

文中采用最佳保留策略选择算子^[17],即下代中直接保留群体中适应度最高的个体,交叉算子和变异算子采用改进的“自适应交叉算子”和“自适应变异算子”即对于群体中低于平均适应度的个体,采用较高的交叉率和较高的变异率,使该解淘汰;对于群体中高于平均适应度的个体,采用较低的交叉率和变异率,能使该解保留至下一代。

遗传搜索终止条件:

- 1) 达到最优解连续不变最大代数;
 - 2) 达到遗传操作终止代数;
- 满足上面任一终止条件,即停止搜索。

2.3 潮流计算

采用蒙特卡洛模拟法对风速、光照、各节点负荷水平进行随机抽样,得到相应的系统状态,然后用确定的潮流计算方法计算潮流^[18],从而计算网损值。

3 算例分析

在 Python 语言环境下,对文[19]提供的标准 IEEE

33 节点对模型进行验证, 见图 5。潮流计算时取系统三相功率基准值 $S_b=10$ MVA, 线电压基准电压 $U_b=12.66$ kV 对同时包含风机、光伏发电设备的系统进行选址、定容, 并对结果进行对比分析。

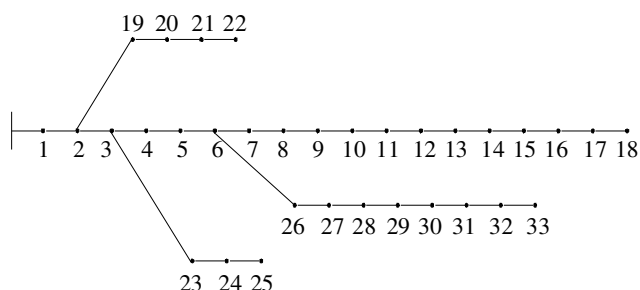


图 5 IEEE 33 节点配网系统图

Fig. 5 IEEE 33-bus radial distribution system

算例参数设置: 风机和光伏电源的单位容量为 0.01 MW, 电网电价为 0.025 万/MWh, 分布式电源成本电价为 0.075 万/MWh, 最大小时利用数为 8 760 h, 风机单位投资成本为 3.52 万, 光伏电源投资成本为 6.53 万, 光伏电源最小安装组数 $b_{\min}=1$, 光伏电源最大安装组数 $b_{\max}=200$; 风机最小安装组数 $n_{\min}=1$, 风机最大安装组数 $n_{\max}=200$, 待选节点为 1, 2, 25, 26, 27, 29, 31, 支路最大载流量为 6 000 kVA, 功率因素为 0.85。

遗传算法参数设置: 最大迭代次数为 200, 种群大小为 200, 交叉概率 $P_{c1}=0.9$; 交叉概率 $P_{c2}=0.42$; 变异概率 $P_{m1}=0.1$, $P_{m2}=0.001$ 。

3.1 DG 冗余电量

若不考虑 DG 冗余电量, 则目标函数模型修改为最小化系统中 DG 投资费用和网络损耗费用。考虑及不考虑冗余电量的规划方案见表 1~3。表 1~3 中: 方案 1 为考虑 DG 冗余电量成本; 方案 2 为不考虑 DG 冗余电量成本。由表 2 知, 方案 2 由于未考虑 DG 冗余电量, 不仅 DG 投资费用高于方案 1, 并且冗余电量费用也高于方案 1, 因此, 考虑 DG 的冗余电量的规划模型, 对于 DG 的选址定容意义很大。

表 1 DG 规划方案

Table 1 Planning schemes of DG

DG 类型	方案 1	方案 2
风机	1(6), 4(18), 25(2), 26(8), 27(7), 29(17), 31(22)	1(15), 4(23), 25(0), 26(7), 27(6), 29(17), 31(6)
光伏电源	1(7), 4(8), 25(1), 26(1), 27(0), 29(6), 31(11)	1(22), 4(2), 25(14), 26(0), 27(20), 29(10), 31(3)

注: “0”外表示待选节点编号; “0”内表示安装组数。

3.2 DG 的时序性

通过建立经典场景对 DG 出力特性的全年情况进行模拟, 得出了较符合运行实际的规划方案(即方案 1)。若不考虑 DG 的时序特性, 则系统中 DG 不存在区别, 均按照额定容量出力, 得到的规划方案见表

表 2 规划方案费用

Table 2 The cost of planning schemes 万元

方案	DG 投资费用	网络损耗费用	DG 运行成本	总费用
方案 1	503.62	22.732 2	367.764	894.116 2
方案 2	724.11	22.819 8	406.863	1 153.792 8

表 3 规划方案冗余电量费用

Table 3 The redundant cost of planning schemes 万元

方案	冗余电量费用
方案 1	12.812
方案 2	51.911

4~6。表 4~6 中, 方案 1 中 DG 类型考虑 DG 时序性, 方案 3 为不考虑 DG 时序性。

表 4 DG 规划方案

Table 4 Planning schemes of DG

DG 类型	方案 1	方案 3
风机	1(6), 4(18), 25(2), 26(8), 27(7), 29(17), 31(22)	1(17), 4(11), 25(1), 26(18), 27(12), 29(23), 31(7)
光伏电源	1(7), 4(8), 25(1), 26(1), 27(0), 29(6), 31(11)	1(3), 4(1), 25(6), 26(2), 27(8), 29(11), 31(8)

注: “0”外表示待选节点编号; “0”内表示安装组数。

表 5 规划方案费用

Table 5 The cost of planning schemes 万元

方案	DG 投资费用	网络损耗费用	DG 运行成本	总费用
方案 1	503.62	22.732 2	367.764	894.116 2
方案 3	567.95	20.761 2	838.391	1 427.102 2

表 6 规划方案冗余电量费用

Table 6 The redundant cost of planning schemes 万元

方案	冗余电量费用
方案 1	12.812
方案 3	486.008

由方案 3 看出, 当不考虑时序性时, 其 DG 的投资成本与方案 1 相差不多, 但是其冗余电量费用却远远高于方案 1, 其原因首先在于 PV、WG 不可能持续额定出力, 大部分时间其出力很小, 因此其冗余电量费用明显偏高; 其次不考虑时序性后, PV、WG 没有本质区别, 无法体现出不同 DG 的出力特性及其随自然条件的变化规律。

3.1.3 DG 的类型

为验证风机和光伏的随机性和互补性, 分别考虑待选节点处只接入风机和光伏电源的情况(方案 4, 5), 见表 7~9。表 7~9 中方案 1 为考虑各种 DG 类型; 方案 4 为只考虑风机; 方案 5 只考虑光伏电源。由表 8 可以看出, 对于方案 4, 当只接入风机时 DG 投资费用增加并且 DG 的冗余电量费用大大增加。

结果说明风机出力虽然造成冗余电量费用过高,但是能够满足负荷的消纳能力;对于方案5,当只接入光伏电源时,不仅造价过高,而且无法满足负荷的最大消纳能力,由此说明风机与光伏电源配合规划,不仅能够使规划成本达到最优,并且由于其互补性,能够使冗余电量达到最小。

表7 DG 规划方案

Table 7 Planning schemes of DG

DG 类型	方案 1	方案 4	方案 5
风机	1(6),4(18),25(2), 26(8),27(7), 29(17),31(22)	1(17),4(7),25(23), 26(41),27(11), 29(28),31(30)	—
光伏电源	1(7),4(8),25(1), 26(1),27(0), 29(6),31(11)	—	1(16),4(14),25(23), 26(22),27(25), 29(9),31(28)

注:“()”外表示待选节点编号;“()”内表示安装组数。

表8 规划方案费用

Table 8 The cost of planning schemes 万元

方案	DG 投资费用	网络损耗费用	DG 运行成本	总费用
方案 1	503.62	22.732 2	367.764 0	894.116 2
方案 4	552.64	21.155 4	606.669 5	1 180.464 9
方案 5	894.61	23.411 0	228.413 0	1 146.434 2

表9 规划方案冗余电量费用

Table 9 The redundant cost of planning schemes 万元

方案	冗余电量费用
方案 4	254.286 5
方案 5	-123.970 0

规划方案分布式电源的安装数见图6;规划方案冗余电量费用见表9。由图6可知,由DG安装数来看,对于方案1与方案2,由于考虑了DG的冗余电量后,方案1PV安装数明显小于方案2,这是因为对于PV而言,其有效利用时间并不多,因而考虑DG冗余电量后,PV安装数明显降低;对于方案4和方案5,虽然WG安装数与PV安装数目差不多,但由表9知单独安装PV无法满足负荷需求,因此在DG安装过程中,应以WG为主,PV为辅进行安装。

4 结论

基于负荷最大消纳能力和DG的时序特性,建立了考虑冗余电量的多类型DG的规划模型,采用遗传算法对模型求解,得到综合最优的规划方案。文中的规划模型能够使在保证DG高渗透率情况下,DG的投资成本最低,节约社会成本,提高经济效益。主要结论如下:

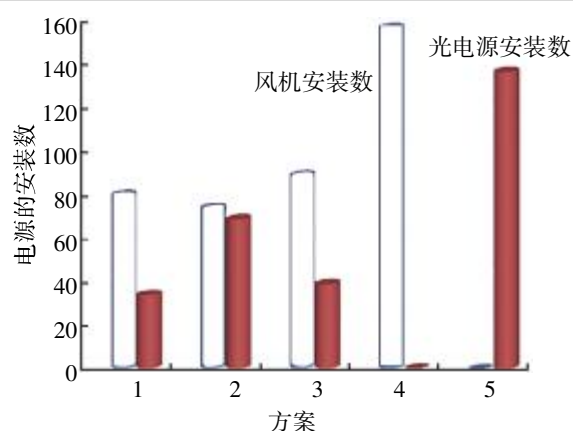


图6 规划方案分布式电源的安装数

Fig. 6 Numbers of different DG for planning schemes

1)考虑冗余电量,能够实现DG高渗透率情况下,使DG投资成本达到最低,从而得到整体最优方案。

2)考虑负荷和DG的时序特性,能够更加真实的反应DG的出力情况,由此得到的规划方案更加真实,因而规划方案更加具有实际意义。

3)风机和光伏电源在出力特性上不仅具有季节上的互补性,日出力也具有互补性,因而考虑到其互补特性,能够使规划方案更加经济有效。

4)PV目前造价较高,且有效利用时间不高,而WG在一天24h中,都能出力,有效利用时间长,因此应该遵循以WG为主,PV为辅的安装方案。

在此基础上,可以进一步考虑不同负荷类型对于DG的消纳能力大小,以及DG的能源区域类型。从而更好的对DG进行选址定容。

参考文献:

- [1] 赵岩,胡学浩. 分布式发电对配电网电压暂降的影响[J]. 电网技术,2008,32(14):5-9.
ZHAO Yan, HU Xuehao. Impacts of distributed generation on distribution system voltage sags[J]. Power System Technology, 2008, 32(14): 5-9.
- [2] El KHATTAM W, HEGAZY Y G, SALAMA M M A. An integrated distributed generation optimization model for distribution system planning[J]. IEEE Trans. on Power Systems, 2005, 20(2): 1158-1165.
- [3] 钱科军,袁越,ZHOU Chengke. 分布式发电对配电网可靠性的影响研究[J]. 电网技术,2008,11(6):74-78.
QIAN Kejun, YUAN Yue, ZHOU Chengke. Study on impact of distributed generation on distribution system reliability[J]. Power System Technology, 2008, 11(6): 74-78.
- [4] GRIFFIN T, TOMSOVIC K, SECREST D, et al. Placement of dispersed generation system for reduced losses [C]// Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences. Maui, USA: IEEE, 2000: 1446-1456.

- [5] NARA K, HAYASHI Y, IKEDA K, et al. Application of Tabu search to optimal placement of distributed generators[C]//IEEE Power Engineering Society Winter Meeting, Ohio, USA: IEEE, 2001: 918-923.
- [6] 刘学平, 刘天琪, 王 剑. 基于小生境的配电网多目标分布式电源规划[J]. 电网技术, 2010, 34(10): 126-130.
LIU Xueping, LIU Tianqi, WANG Jian. Niche-based multi-objective distributed generators planning in distribution network[J]. Power System Technology, 2010, 34(10): 126-130.
- [7] 付丽伟, 王守相, 张永武, 等. 多类型分布式电源在配电网中的优化配置[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 79-84.
FU Liwei, WANG Shouxiang, ZHANG Yongwu, et al. Optimal selection and configuration of multi-types of distributed generators in distribution network[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 79-84.
- [8] 张节潭, 程浩忠, 姚良忠, 等. 分布式风电源选址定容规划研究[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(16): 1-7.
ZHANG Jietan, CHENG Haozhong, YAO Liangzhong, et al. Study on siting and sizing of distributed wind generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(16): 1-7.
- [9] 邓 威, 李欣然, 李培强, 等. 基于互补性的间歇性分布式电源在配网中的优化配置[J]. 电工技术学报, 2013, 28(6): 216-225.
DENG Wei, LI Xinran, LI Peiqiang, et al. Optimal allocation of intermittent distributed generation considering complementarity in distributed network[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(6): 216-225.
- [10] 郑漳华, 艾 芊, 顾承红, 等. 考虑环境因素的分布式发电多目标优化配置[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(13): 23-28.
ZHENG Zhanhua, AI Qian, GU Chenghong, et al. Multi-objective allocation of distributed generation considering environmental factor[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(13): 23-28.
- [11] 徐 迅, 陈 楷, 龙 禹, 等. 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[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 914-921.
XU Xun, CHEN Kai, LONG Yu, et al. Optimal site selection and capacity determination of multi-types of distributed generation in microgrid considering environment cost and timing characteristics [J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 914-921.
- [12] 文 升, 顾 洁, 程浩忠, 等. 分布式电源的准入容量与优化布置的实用方法[J]. 电力自动化设备, 2012, 32(10): 109-114.
WEN Sheng, GU Jie, CHENG Haozhong, et al. Maximum penetration level and optimal placement of distributed generation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(10): 109-114.
- [13] 夏 澍, 周 明, 李庚银. 分布式电源选址定容的多目标优化算法[J]. 电网技术, 2011, 35(9): 115-121.
XIA Shu, ZHOU Ming, LI Gengyin. Multi-objective optimization algorithm for distributed generation locating and sizing[J]. Power System Technology, 2011, 35(9): 115-121.
- [14] 美国西部地区气候中心. [http://www.raws.dri.edu/cgi-bin/rawMAIN.pl?ca-CVAN\[EB/OL\].2014-12-15](http://www.raws.dri.edu/cgi-bin/rawMAIN.pl?ca-CVAN[EB/OL].2014-12-15).
- [15] 许 苑, 王 科, 陈 波. 含分布式电源的配电网风险评估技术[J]. 电力系统及其自动化学报, 2013, 25(4): 117-121.
XU Yuan, WANG Ke, CHEN Bo. Reliability and risk assessment techniques for distribution networks with distributed generations[J]. Proceedings of the CSUEPSA, 2013, 25(4): 117-121.
- [16] 裴 玮, 盛 鹏, 孔 力, 等. 分布式电源对配网供电电压质量的影响与改善[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(13): 152-157.
PEI Wei, SHENG Kun, KONG Li, et al. Impact and improvement of distributed generation on distribution network voltage quality[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(13): 152-157.
- [17] 邱晓燕, 夏莉丽, 李兴源. 智能电网建设中分布式电源的规划[J]. 电网技术, 2010, 34(4): 7-10.
QIU Xiaoyan, XIA Lili, LI Xingyuan. Planning of distributed generation construction of smart grid[J]. Power System Technology, 2010, 34(4): 7-10.
- [18] 张新松, 张沈习, 袁 越. 含分布式风电源的配电网网架规划[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40(13): 1-6.
ZHANG Xinsong, ZHANG Shenxi, YUAN Yue. Grid planning for distribution network with distributed wind generators[J]. Power System Protection and Control, 2012, 40(13): 1-6.
- [19] 王守相, 王成山. 现代配电系统分析[M]. 北京: 高等教育出版社, 2007.

黄炜果(1990—), 男, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析。

刘俊勇(1963—), 男, 博士生导师, 博士, 研究方向为电力系统分析及电力市场研究。

魏震波(1978—), 男, 博士(后), 讲师, 主要研究方向为复杂系统及其理论研究, 电力系统安全稳定分析与控制及电力市场研究。

戴松灵(1963—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划、电力系统稳定与控制。

范译文(1990—), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力系统分析。