



考虑需求侧管理和 DG 渗透率的主动配电网网架双层规划研究

李雪, 单炜璐, 杜大军*, 费敏锐

上海大学机电工程与自动化学院上海市电站自动化技术重点实验室, 上海 200072

* 通信作者. E-mail: ddj@i.shu.edu.cn

收稿日期: 2018-01-16; 接受日期: 2018-04-12; 网络出版日期: 2018-10-08

国家自然科学基金 (批准号: 61773253, 61633016) 和上海市科学技术委员会 (批准号: 15JC1401900, 15220710400) 资助项目

摘要 大规模分布式电源 (distributed generations, DGs) 并网, 使得传统配电网向主动配电网发展, 这对主动管理模式配电网网架规划提出了新的挑战. 本文考虑需求侧管理, 建立了含 DGs 的主动配电网网架双层规划模型. 上层规划模型以年网络综合费用最小为目标, 并且考虑 DG 渗透率以及风力发电机和光伏发电装机容量占比不同对配电网网架规划的影响, 建立了配电网网架规划模型; 下层模型在上层网架规划的基础上, 计及风力、光伏发电以及负荷的不确定性, 并对 DGs 的出力和可中断负荷中断量进行优化; 通过上下层联动, 分别采用改进单亲遗传算法和原对偶内点法对双层规划模型进行优化求解. 以 29 节点配电网为例, 仿真结果表明考虑需求侧管理能够得到更优的网架方案, 减少网络综合费用、改善系统节点电压分布, 并且通过调节 DG 渗透率和风机光机容量占比可以进一步优化网架方案, 使网架规划成本达到更小.

关键词 主动配电网, 分布式发电, 网架规划, 双层规划, 需求侧管理, DG 渗透率

1 引言

随着能源市场的快速发展和环境保护的日益重视, 具有清洁优势的分布式发电 (distribution generations, DGs) 在配电网中发挥越来越重要的作用, 是电力行业的发展趋势^[1~3]. 然而, 目前大多数 DGs 处于“安装即忘记”的被动管理模式, 由于其不受控制, 限制其发挥积极作用; 此外, DGs 接入使配电网由传统的单向能量流动转变为双向能量流动, 这对现有被动管理模式提出严峻挑战. 于是, 主动管理 (active management, AM) 模式^[4,5] 被提出, 其将 DGs 作为配电网的组成部分, 并根据配电网需求进行主动控制^[6,7]. 因此, 必须考虑主动管理进行配电网网架规划, 为网络安全可靠运行奠定基础.

目前对于含 DGs 的主动配电网网架规划已经有一些探索性研究. 如文献 [8] 采用情境分析法处理 DGs 以及负荷不确定性, 建立了多目标主动配电网扩展规划模型. 文献 [9] 针对多阶段扩展规划

引用格式: 李雪, 单炜璐, 杜大军, 等. 考虑需求侧管理和 DG 渗透率的主动配电网网架双层规划研究. 中国科学: 信息科学, 2018, 48: 1333-1347, doi: 10.1360/N112018-00016

Li X, Shan W L, Du D J, et al. Bilevel planning of active distribution networks considering demand-side management and DG penetration (in Chinese). Sci Sin Inform, 2018, 48: 1333-1347, doi: 10.1360/N112018-00016

问题, 采用帝国竞争算法对主动配电网核心骨干网架进行规划, 并通过算例验证了算法的鲁棒性. 文献 [10] 提出了含分布式储能系统的主动配电网规划凸模型, 以投资和运行成本之和最小为目标, 将主动配电网网架规划模型转化为二阶锥规划模型进行求解. 文献 [11] 提出了考虑集中式和分布式储能系统的多级主动配电网扩展规划模型, 并分析了储能系统可提高主动配电网供电可靠性. 然而, 上述研究较少考虑需求侧管理 (demand side management, DSM)、DG 渗透率以及风力发电机 (wind turbine generator, WTG) 和光伏发电机 (photovoltaic generator, PVG) 装机容量占比不同对网架规划的影响.

当在需求侧响应的主动管理模式下, 考虑风电、光伏和负荷的不确定性, 计及 DG 渗透率和 WTG, PVG 占比进行配电网网架规划时, 主要面临以下两大困难: (1) 当考虑的需求侧管理为可中断负荷 (interruptible load, LP) 时, 如何针对可中断负荷本身特性进行建模, 以及如何将其融入配电网网架规划模型是首要挑战. (2) DG 渗透率的提高是影响配电网安全稳定运行主要因素之一, 如何将 DG 渗透率计入网架规划模型, 如何调节 WTG 和 PVG 的装机容量占比, 以及如何分析 DG 渗透率和 WTG, PVG 不同占比对配电网网架规划的影响是第 2 个主要困难.

针对以上问题, 本文主要研究需求侧管理的主动配电网网架双层规划模型, 上层模型以年网络综合费用最小为目标进行配电网网架规划, 在此基础上, 下层模型对 DGs 出力切除量及可中断负荷中断量进行优化, 并且上、下层模型分别采用改进单亲遗传算法 (improved partheno-genetic algorithm, IPGA) 和原对偶内点法 (primal-dual interior point method, PDIPM) 进行求解. 本文主要贡献如下: (1) 根据配电网规划及可中断负荷特点, 将可中断负荷中断量作为下层规划的决策变量, 并对负荷中断量进行优化, 又在上层规划总成本中计及需求侧管理成本. (2) 在上层模型约束条件中加入 DG 渗透率约束, 改变渗透率系数即可改变 DG 渗透率水平, 将 DGs 总装机容量刻画为 WTG 和 PVG 装机容量的函数, 通过调节函数中的可变系数即可改变 WTG 和 PVG 占比. 实验结果获得不同 DG 渗透率水平以及 WTG 和 PVG 不同占比情况下各相关成本的变化趋势, 并且分析了 DG 渗透率和 WTG, PVG 不同占比对主动配电网网架规划的影响.

2 负荷描述方法和风电光伏模型

本文针对风电、光伏和负荷的不确定性以及可中断负荷管理, 为了准确描述模型的输入随机变量, 首先考虑可中断负荷中断量和中断时间的限制, 以每个时间间隔为 1 h 将一天 24 小时划分为 24 个时段, 对随机变量采用不同的模型进行描述, 然后根据每个时段风电、光伏和负荷不同的运行特性, 对可中断负荷进行主动控制.

2.1 风电、光伏和负荷模型

考虑风速和光照强度分别服从两参数 Weibull 分布^[12]和 Beta 分布^[13], WTG 的有功输出功率 P_{WTG} 与 PVG 的有功输出功率 P_{PVG} 可分别表示如下:

$$P_{\text{WTG}} = \begin{cases} 0, & v < v_{\text{ci}}, v > v_{\text{co}}; \\ \frac{v - v_{\text{ci}}}{v_{\text{r}} - v_{\text{ci}}} P_{\text{WTG,r}}, & v_{\text{ci}} \leq v \leq v_{\text{r}}; \\ P_{\text{WTG,r}}, & v_{\text{r}} < v \leq v_{\text{out}}. \end{cases} \quad (1)$$

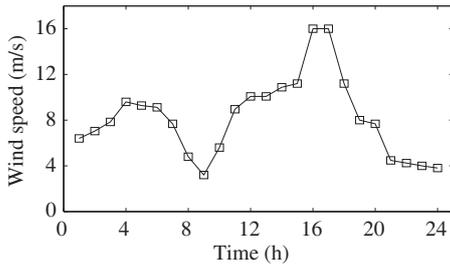


图 1 某地 24 h 风速图
Figure 1 24-hours wind speed

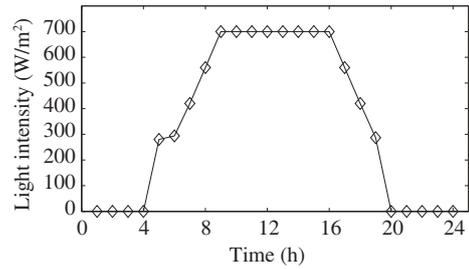


图 2 某地 24 h 光照强度图
Figure 2 24-hours light intensity

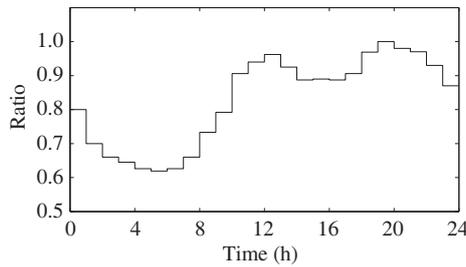


图 3 节点日负荷曲线
Figure 3 Daily load curve of each bus

$$P_{PVG} = \begin{cases} P_{PVG,r}S/S_r, & S \leq S_r; \\ P_{PVG,r}, & S > S_r, \end{cases} \quad (2)$$

其中 $P_{WTG,r}$ 为 WTG 的额定功率; v_{ci} , v_{co} , v_r 分别表示切入风速、切出风速和额定风速; $P_{PVG,r}$ 为 PVG 的额定功率; S_r 表示额定光照强度.

一天 24 个时段中, 风速、光照强度以及负荷均呈现出不同的状态. 图 1 和 2 分别为某地 24 小时的风速和光照强度. 由图 1 和 2 可知: WTG 一天均有功率输出, 而 PVG 仅白天提供电能, 夜间无光照则无法发电. 从日出力来看, WTG 和 PVG 呈现一定的互补性: 如在 PVG 不出力的时段 20:00 至次日 4:00, WTG 均保持一定出力; 而在 WTG 出力较小的时段下, 如 9:00, PVG 出力较大.

负荷模型采用正态分布表示^[14]:

$$\begin{cases} P_{load,i} \sim N(\mu_{p,i}, \sigma_{p,i}^2), \\ Q_{load,i} \sim N(\mu_{q,i}, \sigma_{q,i}^2), \end{cases} \quad (3)$$

其中 $P_{load,i}$, $\mu_{p,i}$, $\sigma_{p,i}^2$ 分别为节点 i 的有功负荷、期望和方差; $Q_{load,i}$, $\mu_{q,i}$, $\sigma_{q,i}^2$ 分别表示节点 i 的无功负荷、期望和方差.

为了确定每个节点每个时间段的负荷功率, 引入均值占比方法^[15]描述负荷曲线, 均值占比即每小时每个节点的负荷均值与对应该节点的最大负荷比值 $\mu_{p,i}/\mu_{p,i,max}(\mu_{q,i}/\mu_{q,i,max})$, 图 3 为采用均值占比方法描述的某节点日负荷曲线.

2.2 可中断负荷

本文考虑的需求侧管理为可中断负荷, 可中断负荷是基于激励的需求响应 (incentive-based demand

response, PBDR), 主要针对大型的工业及商业用户, 一般只有当用户大于一定容量后才能参与^[16], 通过供需双方签订的合同, 电力公司在负荷高峰时段或系统故障时向用户发出中断请求信号, 而配电公司对被中断的用户给予一定的经济补偿. 对可中断负荷的经济补偿主要采用两种方式^[17]: 一种是停电前折扣, 一般为固定支出, 其成本与事故发生概率关系较弱; 另一种为停电后高赔偿, 其成本和事故发生的概率关系密切. 本文可中断负荷的补偿方式为后者. 在电网高峰期或系统故障时, 可中断负荷可减少负载需求, 相当于增加了备用容量^[18], 同时, 在不确定性电源如 WTG 和 PVG 等出力波动尤其是出力小于预测值时, 可中断负荷可以平抑其波动性, 对含 DGs 的配电网调控起着积极的作用.

由可中断负荷的特性可知, 为了维持电压和功率平衡, 负荷高峰时, 如 18:00~23:00, 可中断负荷中断量较大; 而在负荷低谷时, 可中断负荷中断量相对较小或为零. 与负荷用电量对可中断负荷中断量的影响相反, 为了维持电压和功率平衡, 当 WTG 出力较大时, 如 16:00~17:00, 此时段可中断负荷中断量较小或为零; 而在 WTG 出力较小时刻或时段, 如 9:00, 21:00~24:00, 可中断负荷中断量相对较大. 类似地, 在 PVG 出力较大时, 可中断负荷中断量较小或为零, 如 9:00~16:00; 而在 PVG 出力较小时段, 可中断负荷中断量相对较大.

注 1 WTG, PVG 和负荷三者相互作用, 共同对可中断负荷中断量产生影响: WTG 和 PVG 对可中断负荷中断量的影响效果一致; 负荷用电量对可中断负荷中断量的影响效果与 WTG 和 PVG 相反.

2.3 DG 渗透率

DG 渗透率为分布式供电系统装机容量与所接入配电台区最大用户负荷之比^[19], 即

$$\text{DG 渗透率} = \text{DG 总装机容量} / \text{负荷峰值}.$$

随着 DGs 大力推进与发展, DG 渗透率逐年增长已成为未来配电网发展的趋势. 以丹麦 WTG 渗透率为例: 根据 Bloomberg New Energy Finance 数据显示, 2013~2016 年丹麦 WTG 累计装机容量分别达到 477 万 kW, 486 万 kW, 506 万 kW, 523 万 kW, 对应负荷峰值分别为 614 万 kW, 622 万 kW, 636 万 kW, 650 万 kW. 根据 DG 渗透率可知, 近四年丹麦 WTG 渗透率分别为 77.7%, 78.1%, 79.6%, 80.5%, 呈现逐年增长的趋势, 尤其是 2016 年已突破 80%.

当 DG 渗透率增大时, 电网中可能会出现电压越界、电流过载等问题, 因此, 必须计及 DG 渗透率并分析其对配电网网架规划的影响.

3 主动配电网网架双层规划模型及求解方法

在现有配电网中, 大都限制 DGs 大规模接入, 主要因为大规模 DGs 会造成电压上升并可能越界, 主动管理方法可以在不违反电压约束的前提下提高配电网对 DGs 的接纳能力^[20~22]. 本文主要采用两种主动管理方法: (1) 削减发电机出力: 通过控制 DGs 的有功出力来调节电压; (2) 需求侧管理: 本文考虑的需求侧管理为可中断负荷措施, 通过控制可中断负荷来调节电压. 现有研究中鲜有考虑需求响应机制对主动配电网的影响, 在配电网网架规划中计及需求侧管理是主动配电网研究的热点之一.

本文考虑需求侧管理, 建立主动管理模式下含 DGs 的配电网网架双层规划模型, 上层模型以年综合成本最低为目标, 下层模型在上层网架规划基础上确定 DGs 有功出力切除量和可中断负荷中断量.

3.1 上层模型

3.1.1 上层模型目标函数

本文计及需求侧管理,对主动配电网网架进行规划.上层规划中,以年综合费用 C_{total} 最小为目标,主要考虑配电网线路建设投资等年值 $C_{\text{inv,line}}$ 、网络损耗费用 C_{loss} 、DGs 的运行维护费用 C_{OM} 、配电网向上级电网购电费用 C_{en} 和可再生能源的政府补贴 C_U [23],在此基础上,考虑 DGs 安装投资费用 $C_{\text{inv,DG}}$ 、主动管理费用 C_{AM} 以及需求侧管理费用 C_{DSM} .

由上可知,上层规划目标数学表达式为

$$\min C_{\text{total}} = C_{\text{inv,line}} + C_{\text{inv,DG}} + C_{\text{loss}} + C_{\text{OM}} + C_{\text{en}} + C_{\text{AM}} + C_{\text{DSM}} - C_U. \quad (4)$$

式(4)中各部分费用计算方法如下:

(1) DGs 安装投资费用 $C_{\text{inv,DG}}$, 即

$$C_{\text{inv,DG}} = \sum_{i \in N_{\text{DG}}} F_{\text{inv,DG}} \cdot w_{\text{DG},i} \cdot \frac{r(1+r)^{n_{\text{DG}}}}{(1+r)^{n_{\text{DG}}} - 1}, \quad (5)$$

其中 N_{DG} 为 DG 的安装节点集合; $w_{\text{DG},i}$ 为第 i 个 DG 安装节点的 DG 装机容量; $F_{\text{inv,DG}}$ 为 DG 单位容量所需的建设投资费用; r 为折现率,一般取 10%; n_{DG} 为 DG 的经济使用年限,一般取 20 年;其中, $F_{\text{inv,DG}}$, r 和 n_{DG} 均为定值, $w_{\text{DG},i}$ 为变量,由 DG 渗透率定义可知, DG 渗透率的变化即为 $w_{\text{DG},i}$ 总量的改变,因此, $C_{\text{inv,DG}}$ 的变化情况与 DG 渗透率有关.

(2) 主动管理费用 C_{AM} , 其为 DGs 年总发电量所需的主动管理成本, 即

$$C_{\text{AM}} = 365 \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_{\text{DG}}} F_{\text{AM}} \cdot P_{\text{DG},i,t} \cdot \Delta t, \quad (6)$$

其中 $T = 24$ h; Δt 为时间间隔,取 1 h; $P_{\text{DG},i,t}$ 为第 i 个 DG 在 t 时段的出力; F_{AM} 为 DG 单位发电量的主动管理成本;其中, F_{AM} 和 Δt 均为定值, $P_{\text{DG},i,t}$ 为变量,且 DG 渗透率和 WTG 容量占比会对 DGs 出力产生影响,因此, C_{AM} 的变化情况与 DG 渗透率和 WTG 容量占比有关.

(3) 需求侧管理费用 C_{DSM} , 将需求侧管理成本视为配电公司对被中断用户的补偿成本, 即

$$C_{\text{DSM}} = 365 \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_{\text{DSM}}} F_{\text{DSM}} \cdot P_{\text{DSM},i,t} \cdot \Delta t, \quad (7)$$

其中 N_{DSM} 为可中断负荷节点集合; F_{DSM} 为中断单位电量的用户补偿成本; $P_{\text{DSM},i,t}$ 为第 i 个可中断负荷在 t 时段的中断量.

(4) 其他费用, 目标函数中其他成本如下:

$$C_{\text{inv,line}} = F_{\text{line}} \cdot l_{\text{line}} \cdot \frac{r(1+r)^n}{(1+r)^n - 1}, \quad (8)$$

$$C_{\text{loss}} = 365 \sum_{t \in T} F_{\text{loss}} \cdot P_{\text{loss},t} \cdot \Delta t, \quad (9)$$

$$C_{\text{OM}} = 365 \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_{\text{DG}}} F_{\text{OM}} \cdot P_{\text{DG},i,t} \cdot \Delta t, \quad (10)$$

$$C_{\text{en}} = 365 \sum_{t \in T} F_{\text{en}} \cdot P_{\text{en},t} \cdot \Delta t, \quad (11)$$

$$C_U = 365 \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_{DG}} F_U \cdot P_{DG,i,t} \cdot \Delta t, \quad (12)$$

其中 F_{line} 为配电网线路单位长度所需的建设投资费用; l_{line} 为配电网线路的总长度; n 为线路的经济使用年限, 取 20 年; $P_{\text{loss},t}$ 为第 t 时段的有功损耗; F_{loss} 为电价; F_{OM} 为 DG 单位发电量所需的运行维护费用; $P_{\text{en},t}$ 为第 t 时段配电网向上级电网所购电量; F_{en} 为购买单位电量所需费用; F_U 为可再生能源单位发电量所获得的政府补贴费用; 其中, F_{OM} , F_{en} 和 F_U 均为定值, $P_{DG,i,t}$ 和 $P_{DG,t}$ 为变量, 在 t 时段负荷所需电量是固定的, 并且由 DGs 出力 and 向上级电网购电共同提供. DG 渗透率和 WTG 容量占比会对 DGs 出力产生影响, 而 DGs 出力变化的同时会改变向上级电网购电量, 因此, C_{OM} , C_{en} , C_U , $C_{\text{inv,DG}}$, C_{AM} 的变化均与 DG 渗透率和 WTG 容量占比有关, 进而 C_{total} 的变化与 DG 渗透率和 WTG 容量占比有关.

3.1.2 上层模型约束条件

上层模型包括以下约束条件:

(1) 网架辐射状连通约束, 其描述为

$$n = m + 1, \quad (13)$$

其中 n 表示系统的节点总数; m 表示系统的支路总数; 并且要求系统对网络中所有的负荷供电, 即网络中不存在孤点、孤链、孤环.

(2) 系统可靠性约束. 采用系统供电不足期望值 E_T 来表示系统的可靠性水平, $E_{T \max}$ 为系统所能接受的供电不足量的最大值, 可行性方案应满足下式:

$$E_T \leq E_{T \max}. \quad (14)$$

(3) DG 渗透率约束.

$$\sum_{i \in N_{DG}} w_{DG,i} = \beta \sum_{j \in N_{\text{node}}} L_j, \quad (15)$$

$$w_{DG,i} = w_{WTG,i} + w_{PVG,i}, \quad (16)$$

其中 $w_{WTG,i}$ 为第 i 个 DG 安装节点的 WTG 装机容量, $w_{PVG,i}$ 为第 i 个 DG 安装节点的 PVG 装机容量, L_j 为第 j 个负荷节点的负荷峰值; β 为 DG 渗透率.

在考虑 DG 渗透率时, 又对 WTG 和 PVG 安装容量占比进行描述:

$$w_{WTG,i} = \lambda w_{DG,i}, \quad (17)$$

$$w_{PVG,i} = (1 - \lambda) w_{DG,i}, \quad (18)$$

其中 λ 为 WTG 占 DGs 装机总容量的比例, 取值范围为 $[0, 1]$.

注 2 不同于文献 [23] 中网架规划方法, 本文不仅考虑连通的辐射网络约束以及可靠性约束, 而且还考虑 DG 渗透率约束, 并通过改变 β 和 λ , 控制 WTG 和 PVG 总安装容量以及 WTG 和 PVG 安装容量的占比, 进而分析 DG 渗透率以及 WTG 和 PVG 占比对主动配电网网架规划的影响.

3.2 下层模型

3.2.1 下层模型目标函数

下层模型属于典型的最优潮流 (optimal power flow, OPF) 问题, 以 DGs 出力切除量及可中断负荷中断量的和最小为目标, 其表达式为

$$\min \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_{DG}} P_{cur,i,t} + \sum_{t \in T} \sum_{i \in N_{DSM}} P_{DSM,i,t}, \quad (19)$$

其中 $P_{cur,i,t}$ 为第 i 个 DG 在 t 时段的出力切除量.

3.2.2 下层模型约束条件

下层模型的约束条件如下所述.

(1) 节点功率平衡约束.

$$\begin{cases} P_{is} = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}), & i \in N_{node}; \\ Q_{is} = U_i \sum_{j \in i} U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}), & i \in N_{node}, \end{cases} \quad (20)$$

其中 P_{is} 和 Q_{is} 分别为节点 i 的有功注入和无功注入; U_i 表示节点 i 的电压幅值; $j \in i$ 表示所有与节点 i 直接相连的节点; G_{ij} 和 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵的实部和虚部; θ_{ij} 表示节点 i 与 j 之间的相角差.

(2) 节点电压约束.

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max}, \quad i \in N_{node}, \quad (21)$$

其中 N_{node} 为系统节点集合.

(3) 支路功率约束.

$$S_{ij} \leq S_{ij}^{\max}, \quad ij \in N_{line}, \quad (22)$$

其中 S_{ij} 为支路 ij 的功率潮流; N_{line} 为系统支路集合.

(4) DGs 出力切除量约束.

$$P_{cur,i,t}^{\min} \leq P_{cur,i,t} \leq P_{cur,i,t}^{\max}, \quad i \in N_{DG}. \quad (23)$$

(5) 可中断负荷约束.

$$0 \leq P_{DSM,i,t} \leq P_{DSM,i,t}^{\max}, \quad i \in N_{DSM}. \quad (24)$$

(6) 有载调压变压器抽头调节约束.

$$T_k^{\min} \leq T_k \leq T_k^{\max}, \quad k \in N_T, \quad (25)$$

其中 T_k 为有载调压变压器抽头位置; N_T 为有载调压变压器支路集合.

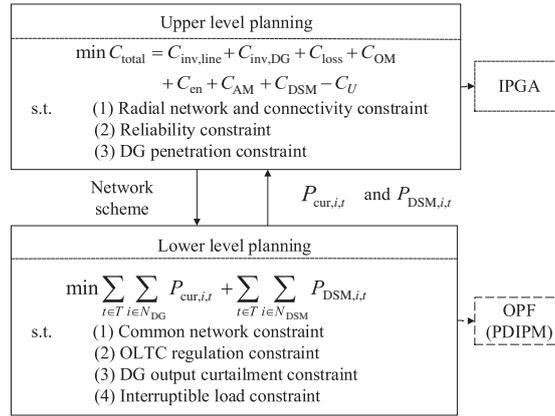


图 4 配电网双层规划模型

Figure 4 Distribution network bi-level planning model

3.3 配电网双层规划总模型

由上层模型 (4) 与下层模型 (19) 构成了双层规划总模型, 如图 4 所示, 上层规划是配电网网架规划子问题, 下层规划是 DGs 出力及可中断负荷中断量优化子问题. 上层规划将网架方案传递给下层模型, 下层规划在上层规划网架的基础上对 DGs 出力切除量以及可中断负荷中断量进行优化, 并将优化值传递给上层模型, 采用改进单亲遗传算法和原对偶内点法分别对上、下层模型求解.

上层规划为配电网网架规划, 根据配电网辐射状以及连通性的特点, 采用基于邻接矩阵编码的单亲遗传算法 (pertheno-genetic algorithm, PGA) [24, 25] 进行求解, 使用基因选择、基因移位、基因重分配 3 种遗传算子, 采用轮盘赌操作对染色体进行选择, 同时加入精英保持策略. 为了得到较好的初始种群, 利用最小生成树算法 [26] 生成初始网架, 生成的初始配电网网络自然呈连通的辐射状.

为了增强单亲遗传算法的寻优性能, 引入自适应遗传算子 [27], 对单亲遗传算法的移位算子和重分配算子进行改进, 从而实现了对后代种群多样性的调控. 移位算子的改进如下:

$$P_s = \begin{cases} P_{s1} - \frac{(f - f_{\min})(P_{s1} - P_{s2})}{f_{\text{avg}} - f_{\min}}, & f \leq f_{\text{avg}}; \\ P_{s2} - \frac{(f - f_{\text{avg}})(P_{s2} - P_{s3})}{f_{\max} - f_{\text{avg}}}, & f > f_{\text{avg}}, \end{cases} \quad (26)$$

其中 P_s 为移位概率; f_{\max} , f_{avg} , f_{\min} 分别为种群的最大、平均和最小适应度值; f 为要进行遗传操作个体的适应度值; 本文设 $P_{s1} = 0.9$, $P_{s2} = 0.65$, $P_{s3} = 0.35$.

重分配算子的改进如下:

$$P_r = \begin{cases} P_{r1} - \frac{(f - f_{\min})(P_{r1} - P_{r2})}{f_{\text{avg}} - f_{\min}}, & f \leq f_{\text{avg}}; \\ P_{r2} - \frac{(f - f_{\text{avg}})(P_{r2} - P_{r3})}{f_{\max} - f_{\text{avg}}}, & f > f_{\text{avg}}, \end{cases} \quad (27)$$

其中 P_r 为重分配概率; 本文设 $P_{r1} = 0.1$, $P_{r2} = 0.05$, $P_{r3} = 0.01$.

由式 (26) 和 (27) 可知, 改进后的自适应遗传算子可以根据种群适应度值动态调整移位概率和重分配概率, 适应度值低的个体具有较大的概率进行遗传操作, 适应度值高的个体进行遗传操作的概率

则较小;而适应度值最大的个体移位和重分配的概率也不为零,从而使优良个体不处于一个停滞状态,使算法能够跳出局部最优解,得到全局最优解。

下层模型采用原对偶内点法^[28]进行求解。首先利用 Monte Carlo 模拟 (Monte Carlo simulation, MCS)^[29]对风速、光照强度和负荷进行随机采样,得到 $M \times N_{\text{MCS}}$ 的抽样矩阵 (M 为抽样的随机变量数, N_{MCS} 为抽样次数),将抽样矩阵的第 i 列 ($i = 1, 2, \dots, N_{\text{MCS}}$) 利用原对偶内点法求解,统计出其期望值,将所求得的 DGs 出力切除量和可中断负荷中断量的期望值作为下层规划目标值。

配电网双层规划模型的具体求解步骤如下: (1) 输入双层规划模型原始数据,初始化各算法参数; (2) 最小生成树算法生成初始网架方案; (3) 利用 Monte Carlo 对随机变量进行抽样,采用原对偶内点法求出下层目标函数值,并传递给上层模型; (4) 上层规划利用改进单亲遗传算法获得网架规划方案及其对应的上层目标函数值; (5) 判断是否满足终止条件,若不满足终止条件转到步骤 6,否则转到步骤 7; (6) 改进单亲遗传算法进行选择、移位和重分配操作,产生下一代种群,并转到步骤 3; (7) 输出最优网架规划方案。

4 算例及结果分析

4.1 算例介绍

本文采用 29 节点^[23]规划区域作为算例,规划电压等级为 10 kV,年限为 20 年,电缆型号选择 YJV22-3×240 mm²,电阻为 0.0985 Ω/km,电抗为 0.0881 Ω/km,投资费用为 40 万/km,最大载流量为 6045 kVA,故障率为 0.16 次/年·km。各负荷节点的位置坐标如图 5,节点 1 为变电站节点,连接上级电源,标识为 DSM 的节点(节点 8, 21, 29)为可中断负荷节点,其他节点为常规节点。WTG 的切入风速、切出风速、额定风速分别为 3.5 m/s, 20 m/s, 14 m/s,功率因数为 0.95;PVG 的额定光照强度为 1000 W/m²;负荷的方差取 0.1, Monte Carlo 模拟样本数为 500。其他相关参数如下^[23,30,31]: WTG 和 PVG 的运行维护费用分别设为 0.34 元/kW·h 和 0.21 元/kW·h, WTG 和 PVG 的政府补贴均设为 0.23 元/kW·h,向上级电网购电成本设为 0.41 元/kW·h,负荷用电电价设为 0.58 元/kW·h, WTG 和 PVG 单位容量所需的建设投资费用分别设为 0.28 万元/kW 和 0.31 万元/kW, WTG 和 PVG 的主动管理成本均设为 0.08 元/kW·h,可中断负荷的单位电量中断补偿价格设为 1.00 元/kW·h。

因为风电、光伏和负荷的波动性,再加上可中断负荷,存在潮流不收敛问题,采取的措施是剔除使潮流不收敛的样本。本文针对一天 24 h 的风电、光伏和负荷特性,以 1 h 为时间间隔,分别采样 500 次,并计及可中断负荷,然后进行潮流计算,进一步同样的实验重复 50 次,每个时段潮流不收敛的比率为 (0.5±0.1)%。由于不收敛次数非常少,故剔除少量坏样本对实验的影响甚微。

4.2 需求侧管理措施对主动配电网网架规划的影响分析

本节算例在 DGs 布点定容已知的前提下,对配电网网架进行规划,其中,节点 6 和 26 接 WTG,装机容量分别为 270 kW 和 350 kW,节点 16 接 PVG,装机容量为 350 kW,此时 DG 渗透率为 20%。

为了分析需求侧管理对配电网网架规划影响,设计 3 种方案进行对比分析:方案 1 对配电网采取主动管理措施,包括削减发电机出力和需求侧管理两种主动管理措施;方案 2 对配电网采取主动管理措施,但只考虑削减发电机出力,不考虑需求侧管理;方案 3 对配电网不采取主动管理措施,即对配电网进行传统的被动管理,并且对 3 种方案按照同样的参数进行规划,网架规划分别如图 6~8 所示。

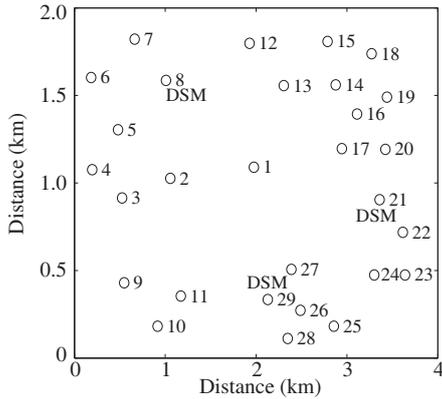


图 5 节点坐标
Figure 5 Nodes coordinates

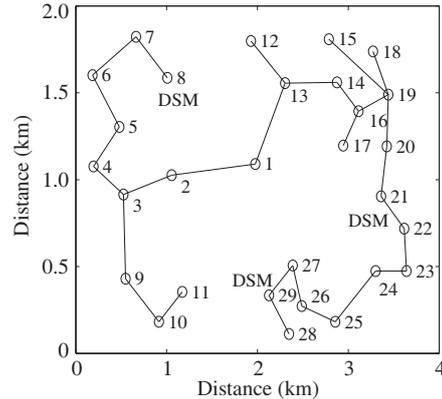


图 6 采取方案 1 的主动配电网最优网架方案
Figure 6 Optimal network architecture for active distribution network of scheme 1

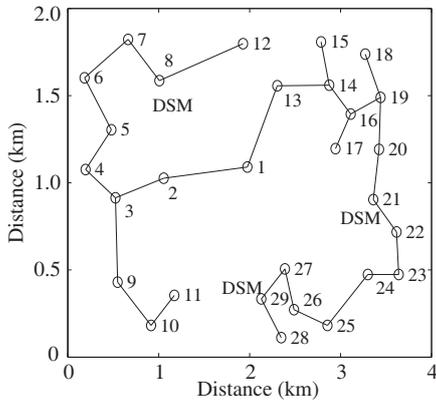


图 7 采取方案 2 的主动配电网最优网架方案
Figure 7 Optimal network architecture for active distribution network of scheme 2

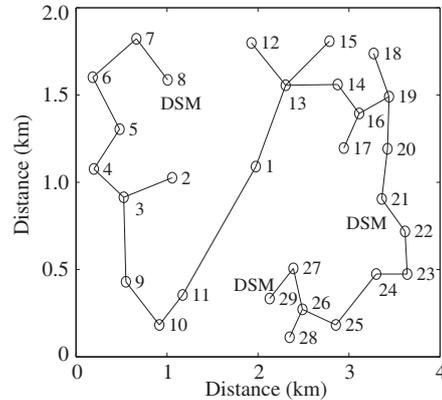


图 8 采取方案 3 的最优网架方案
Figure 8 Optimal network architecture of scheme 3

表 1 显示了 3 种规划方案的各相关费用. 由表 1 可知, 方案 1 和 2 的网络年综合费用分别比方案 3 少 30.83 万元和 16.64 万元, 表明考虑主动管理的网架规划方案更优, 方案 1 的网络年综合费用比方案 2 少 14.22 万元, 表明计及需求侧管理后, 网架规划总成本进一步降低. 方案 2 不考虑需求侧管理, 所以其需求侧管理成本为 0, 方案 3 采取被动管理模式, 所以 DGs 主动管理费用及需求侧管理成本均为 0. 方案 1 的网络线路投资费用、网损费用均小于方案 2 和 3, 这表明考虑需求侧管理后的主动管理措施在延缓电网投资、减少配电网网络损耗方面有着积极作用, 方案 1 和 2 的购电成本少, 即 DGs 发电量更多, 表明主动管理可以提高系统对 DGs 出力的接纳能力, 且计及需求侧管理后, DGs 总发电量进一步增加. 方案 1 和 2 的 DGs 运行维护费用以及可再生能源的政策补贴均比方案 3 多, 表明采取主动管理措施可以增加 DGs 发电量. 综上可知, 采取主动管理措施可以减少有功损耗, 有利于发挥 DGs 对配电网的积极作用, 提高系统对 DGs 并网的兼容与适应能力, 可以得到更优的网架方案, 且考虑需求侧管理后, 网架规划方案进一步得到明显提升.

图 9 比较了 3 种方案在同一时刻下所有节点的电压分布情况, 各个节点所能允许的最大电压幅

表 1 3 种规划方案各相关费用
Table 1 The relevant expenses of three schemes

Item	Cost (10 ⁴ yuan)		
	Scheme 1	Scheme 2	Scheme 3
$C_{inv,line}$	69.00	71.08	74.28
$C_{inv,DG}$	33.14	33.14	33.14
C_{loss}	11.50	12.21	16.15
C_{en}	1326.61	1352.62	1398.52
C_{OM}	106.04	98.76	74.23
C_{AM}	29.51	27.83	0
C_{DSM}	15.14	0	0
C_U	84.84	75.32	59.39
C_{total}	1506.10	1520.32	1536.93

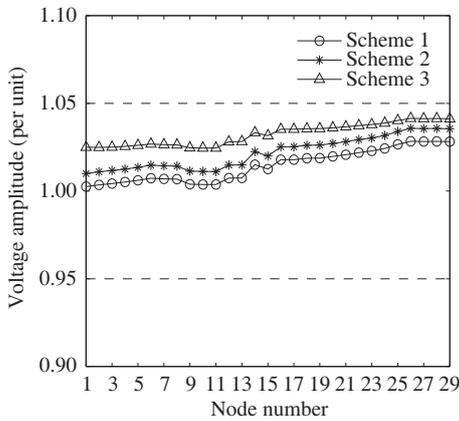


图 9 3 种规划方案的节点电压
Figure 9 The node voltages of three schemes

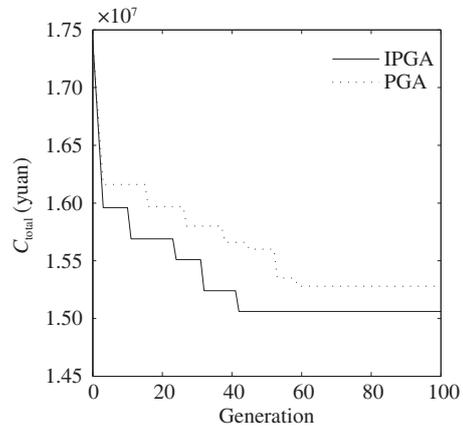


图 10 改进单亲遗传算法与基本单亲遗传算法对比
Figure 10 Comparison between the improved pertheno-genetic algorithm and the basic pertheno-genetic algorithm

值均为 1.05 per unit (p.u.), 所能允许的最小电压幅值均为 0.95 p.u.. 由图 10 可知, 方案 1 和 2 的节点电压相比于方案 3 更远离上限值 1.05 p.u., 且方案 1 节点电压较方案 2 更接近 1.00 p.u.. 因此, 主动管理措施可以改善节点电压分布情况, 且考虑需求侧管理措施后, 节点电压分布更优.

同时, 也为了验证改进单亲遗传算法的性能, 以方案 1 为例, 将改进单亲遗传算法和基本单亲遗传算法进行对比, 按照相同的参数进行规划, 上层模型目标函数 C_{total} 随着迭代次数的变化如图 10 所示. 从图 10 中可以看出, 改进单亲遗传算法相较于改进前的单亲遗传算法能有效改善算法的收敛效果, 可保证最大适应度值所对应个体的移位概率和重分配概率不为零, 使得群体中的优良个体不会停止进化, 从而避免了算法过早局部收敛.

4.3 DG 渗透率及 WTG 和 PVG 占比对主动配电网网架规划的影响分析

上节算例表明, 在配电网网架规划方面, 考虑需求侧管理的主动管理模式相对于不考虑需求侧管理的主动管理模式以及被动管理模式整体上更优.

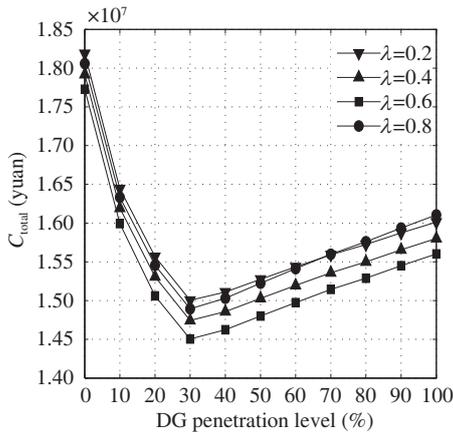


图 11 网络年综合费用

Figure 11 Annual comprehensive cost

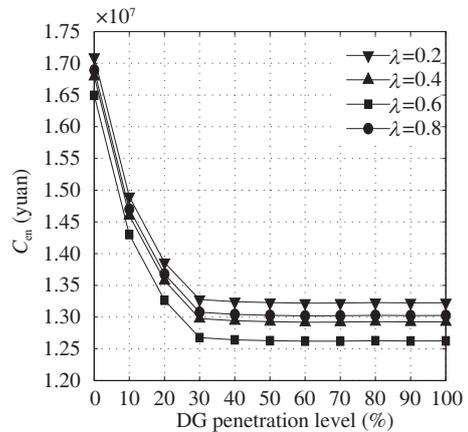


图 12 购电费用

Figure 12 Electricity purchasing cost

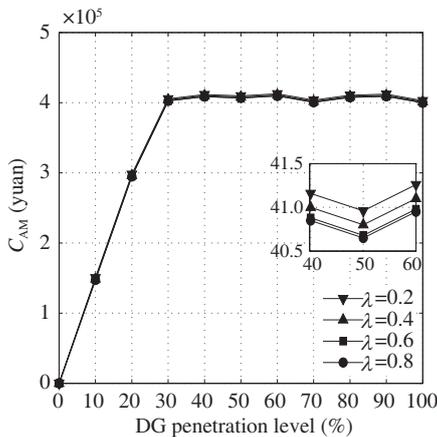


图 13 主动管理费用

Figure 13 Active management cost

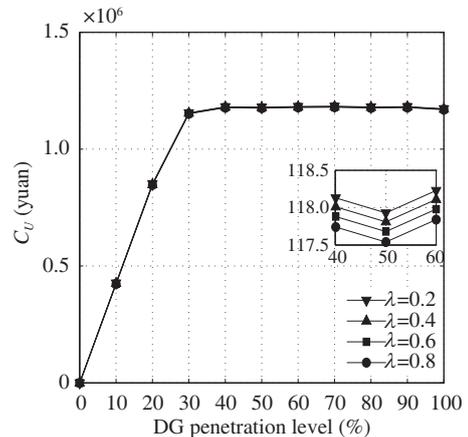


图 14 环保补贴

Figure 14 Environmental subsidies

本节算例通过改变 DG 渗透率系数 β 和 WTG, PVG 装机容量占比系数 λ , 进一步分析不同 DG 渗透率及 λ 对主动配电网网架规划的影响, 包括对网络年综合费用、购电成本、主动管理成本以及环保补贴的影响.

在采取计及需求侧管理的主动管理措施的前提下, 图 11~14 分别给出了随着 DG 渗透率及 λ 的变化, 网络年综合费用 C_{total} 、向上级电网购电成本 C_{en} 、主动管理成本 C_{AM} 以及环保补贴 C_U 的变化情况, 由图 11~14 可得以下结论:

(1) 当 λ 不变, DG 渗透率逐渐增大时, C_{total} 和 C_{en} 先逐渐减小, C_{AM} 和 C_U 先逐渐增大, 但当 DG 渗透率超过 30% 时, C_{total} 又逐渐增大, 其他 3 种费用均基本维持不变. C_{en} , C_{AM} 和 C_U 维持不变的原因是: 为了保证节点电压不越界, 主动管理措施会将过量的 DGs 出力切除, 即使 DG 渗透率一直增加但实际的 DGs 出力却维持在某一定值, 配电网向上级电网购电量也维持在某一定值, 所以上述 3 种费用基本维持不变. C_{total} 又逐渐增加的原因是: 随着 DG 渗透率的提高, 主动管理措施下的 DGs 出力值已经基本稳定, 其他各费用也基本维持不变, 但是 DG 渗透率的提高使得 DGs 安装投资费用增

加,即 C_{total} 增加的费用实则为 DGs 安装投资费用.

(2) 当 DG 渗透率不变, λ 逐渐增大时, C_{total} 和 C_{en} 先减小后增大,且变化较大, C_{AM} 和 C_U 则一直减小,且变化甚小.这说明当 λ 变化时,影响 C_{total} 变化的主要因素是 C_{en} ,即 λ 不同时,向上级电网购电成本波动较大,也即 DGs 总发电量变化较大.

(3) 当 DG 渗透率为 30%, $\lambda = 0.6$ 时, C_{total} 最小, C_{en} 也已达到最小值,这说明此时购电成本最少,即 DGs 出力值达到最大,网架规划总成本获得最优值.

5 结论

本文主要研究考虑需求侧管理和 DG 渗透率的主动配电网网架双层规划.上层规划以年网络综合费用最小为目标建立配电网网架规划模型,并采用改进单亲遗传算法求解;下层规划在上层模型的基础上,对 DGs 出力和可中断负荷中断量进行优化,采用原对偶内点法求解.以 29 节点配电网进行实验验证,实验结果表明,考虑需求侧管理可以获得更优的网架方案,不仅可以减少年网络综合费用,改善节点电压分布,而且可以提高系统对 DGs 的接纳能力,并且改进后单亲遗传算法较基本遗传算法具有更好的收敛性;同时通过调节 DG 渗透率和 WTG, PVG 安装容量占比,可以得到使年网络综合费用更小的网架规划方案.

由于大量具有网络通信能力的智能传感装置被应用到配电网,使得信息网和电力网相互依存,并且打破了传统配电网的孤岛壁垒,系统从“封闭”走向“开放”,导致极易遭受信息空间的恶意网络攻击,势必影响配电网系统安全经济运行,因此在网架规划中考虑通信网络的安全是今后非常值得研究的方向.

参考文献

- Zhan H, Wang C, Wang Y, et al. Relay protection coordination integrated optimal placement and sizing of distributed generation sources in distribution networks. *IEEE Trans Smart Grid*, 2016, 7: 55–65
- Mohtashami S, Pudjianto D, Strbac G. Strategic distribution network planning with smart grid technologies. *IEEE Trans Smart Grid*, 2017, 8: 2656–2664
- Zha Y B, Zhang T, Huang Z, et al. Analysis of energy Internet key technologies. *Sci Sin Inform*, 2014, 44: 702–713 [查亚兵, 张涛, 黄卓, 等. 能源互联网关键技术分析. *中国科学: 信息科学*, 2014, 44: 702–713]
- Al Kaabi S S, Zeineldin H H, Khadkikar V. Planning active distribution networks considering multi-DG configurations. *IEEE Trans Power Syst*, 2014, 29: 785–793
- Zhou L, Li F R, Tong X. Active network management considering wind and load forecasting error. *IEEE Trans Smart Grid*, 2017, 8: 2694–2701
- Capitanescu F, Ochoa L F, Margossian H, et al. Assessing the potential of network reconfiguration to improve distributed generation hosting capacity in active distribution systems. *IEEE Trans Power Syst*, 2015, 30: 346–356
- Olivier F, Aristidou P, Ernst D, et al. Active management of low-voltage networks for mitigating overvoltages due to photovoltaic units. *IEEE Trans Smart Grid*, 2016, 7: 926–936
- Martins V F, Borges C L T. Active distribution network integrated planning incorporating distributed generation and load response uncertainties. *IEEE Trans Power Syst*, 2011, 26: 2146–2172
- Ravadanegh S N, Roshanagh R G. On optimal multistage electric power distribution networks expansion planning. *Int J Electrical Power Energy Syst*, 2014, 54: 487–497
- Xing H J, Cheng H Z, Zhang Y, et al. Active distribution network expansion planning integrating dispersed energy storage systems. *IET Gener Transm Distrib*, 2016, 10: 638–644
- Shen X, Shahidehpour M, Han Y, et al. Expansion planning of active distribution networks with centralized and distributed energy storage systems. *IEEE Trans Sustain Energy*, 2017, 8: 126–134

- 12 Aien M, Fotuhi-Firuzabad M, Rashidinejad M. Probabilistic optimal power flow in correlated hybrid wind-photovoltaic power systems. *IEEE Trans Smart Grid*, 2014, 5: 130–138
- 13 Cao Y, Zhang Y, Zhang H, et al. Probabilistic optimal PV capacity planning for wind farm expansion based on NASA data. *IEEE Trans Sustain Energy*, 2017, 8: 1291–1300
- 14 Ran X, Miao S. Three-phase probabilistic load flow for power system with correlated wind, photovoltaic and load. *IET Gener Transm Distrib*, 2016, 10: 3093–3101
- 15 Li X, Chen H J, Du D J. Study on the impact of charging/discharging strategy of electric vehicles on voltage level of active distribution system considering multi-period and variable correlations. *Proc CSEE*, 2018, 38: 526–536 [李雪, 陈豪杰, 杜大军. 多时段及变量相关情形下电动汽车充/放电对有源配电网电压水平影响研究. *中国电机工程学报*, 2018, 38: 526–536]
- 16 Ai X, Zhou S P, Chen Z Q, et al. Research on optimal scheduling model and solving method for power system with interruptible load considering multi stochastic factors. *Proc CSEE*, 2017, 37: 2231–2241 [艾欣, 周树鹏, 陈政琦, 等. 多随机因素下含可中断负荷的电力系统优化调度模型与求解方法研究. *中国电机工程学报*, 2017, 37: 2231–2241]
- 17 Zhu L, Zhou X Y, Tang L J, et al. Multi-objective optimal operation for microgrid considering interruptible loads. *Power Syst Technol*, 2017, 41: 1847–1854 [朱兰, 周雪莹, 唐陇军, 等. 计及可中断负荷的微电网多目标优化运行. *电网技术*, 2017, 41: 1847–1854]
- 18 Wang Y, Ai X, Tan Z, et al. Interactive dispatch modes and bidding strategy of multiple virtual power plants based on demand response and game theory. *IEEE Trans Smart Grid*, 2016, 7: 510–519
- 19 Picciariello A, Alvehag K, Söder L. Impact of network regulation on the incentive for DG integration for the DSO: opportunities for a transition toward a smart grid. *IEEE Trans Smart Grid*, 2015, 6: 1730–1739
- 20 Gill S, Kockar I, Ault G W. Dynamic optimal power flow for active distribution networks. *IEEE Trans Power Syst*, 2014, 29: 121–131
- 21 Salih S N, Chen P. On coordinated control of OLTC and reactive power compensation for voltage regulation in distribution systems with wind power. *IEEE Trans Power Syst*, 2016, 31: 4026–4035
- 22 Luo T, Dolan M J, Davidson E M, et al. Assessment of a new constraint satisfaction-based hybrid distributed control technique for power flow management in distribution networks with generation and demand response. *IEEE Trans Smart Grid*, 2015, 6: 271–278
- 23 Fang C, Zhang X, Cheng H Z, et al. Framework planning of distribution network containing distributed generation considering active management. *Power Syst Technol*, 2014, 38: 823–829 [方陈, 张翔, 程浩忠, 等. 主动管理模式下含分布式发电的配电网网架规划. *电网技术*, 2014, 38: 823–829]
- 24 Liu S J, Li T R, Horng S J, et al. Complex network construction based on matrix operation. *Sci Sin Inform*, 2016, 46: 610–626 [刘胜久, 李天瑞, 洪西进, 等. 基于矩阵运算的复杂网络构建方法. *中国科学: 信息科学*, 2016, 46: 610–626]
- 25 Yang H M, Yang S P, Xu Y, et al. Electric vehicle route optimization considering time-of-use electricity price by learnable partheno-genetic algorithm. *IEEE Trans Smart Grid*, 2015, 6: 657–666
- 26 Lai X S, Zhou Y R, He J, et al. Performance analysis of evolutionary algorithms for the minimum label spanning tree problem. *IEEE Trans Evol Computat*, 2014, 18: 860–872
- 27 Hou Y S, Wang X L, Duan J, et al. Transmission lines de-icing optimal scheduling considering system risk. *Proc CSEE*, 2014, 34: 6101–6108 [侯雨伸, 王秀丽, 段杰, 等. 考虑系统风险的输电线路除冰优化调度. *中国电机工程学报*, 2014, 34: 6101–6108]
- 28 Wei Z N, Ji C, Sun G Q, et al. Interior-point optimal power flow of AC-DC system with VSC-HVDC. *Proc CSEE*, 2012, 32: 89–95 [卫志农, 季聪, 孙国强, 等. 含 VSC-HVDC 的交直流系统内点法最优潮流计算. *中国电机工程学报*, 2012, 32: 89–95]
- 29 Torquato R, Shi Q, Xu W, et al. A Monte Carlo simulation platform for studying low voltage residential networks. *IEEE Trans Smart Grid*, 2014, 5: 2766–2776
- 30 Zhang J T, Fan H, Tang W T, et al. Planning for distributed wind generation under active management mode. *Int J Electrical Power Energy Syst*, 2013, 47: 140–146
- 31 Zhang S X, Li K, Cheng H Z, et al. Siting and sizing planning of distributed wind generators under active management mode. *Autom Electr Power Syst*, 2015, 39: 208–214 [张沈习, 李珂, 程浩忠, 等. 主动管理模式下分布式风电源选址定容规划. *电力系统自动化*, 2015, 39: 208–214]

Bilevel planning of active distribution networks considering demand-side management and DG penetration

Xue LI, Weilu SHAN, Dajun DU* & Minrui FEI

Shanghai Key Laboratory of Power Station Automation Technology, School of Mechatronic Engineering and Automation, Shanghai University, Shanghai 200072, China

* Corresponding author. E-mail: ddj@i.shu.edu.cn

Abstract The integration of large-scale distributed generations (DGs) in power grids has enabled the movement of the traditional distribution network toward the active distribution network. However, this transition poses new challenges to the planning of distribution network frameworks under active management mode. The proposed work addressed these challenges by proposing a bilevel planning model of active distribution network frameworks with DGs that considers demand-side management. In the bilevel model, considering the influence of DG penetration level and the installed capacity of wind turbine generator and photovoltaic generator on the planning of distribution network, the upper distribution network planning model is established by taking lowest annual comprehensive cost as the upper-level objective. Then, the lower level model optimized DG curtailment and interruptible load shedding by accounting for the uncertainty of load and the intermittent DG output of wind farms and photovoltaic generators. The above models were solved through an improved pertheno-genetic algorithm and prime-dual interior point method. Finally, case studies were conducted on a 29-bus distribution network. Simulation results showed that by considering demand-side management, the network framework scheme and node voltage of the distribution network improved and the annual comprehensive cost decreased. By adjusting the DG penetration and installment capacity proportion of the wind turbine generator, the network planning scheme can be further optimized to minimize the annual comprehensive cost.

Keywords active distribution network, distributed generations, framework planning, bilevel planning, demand-side management, DG penetration level



Xue LI was born in 1979. She is an associate professor at the Shanghai University. She received her M.S. degree from Zhengzhou University in 2006 and Ph.D. degree in control theory and control engineering from Shanghai University in 2009. Her research interests include the optimization, control, and security risk assessment of power systems.



Weilu SHAN was born in 1995. She received her B.S. degree in electrical engineering from Shanghai University, Shanghai, China, in 2016. She is pursuing her M.S. degree at the Shanghai Key Laboratory of Power Station Automation Technology, Shanghai University, Shanghai, China. Her research interests include the framework planning of active distribution networks.



Dajun DU was born in 1978. He is a professor at the Shanghai University. He received his B.S. and M.S. degrees from Zhengzhou University in 2002 and 2005, respectively, and his Ph.D. degree in control theory and control engineering from Shanghai University in 2010. His research interests include networked control systems, system modeling, intelligent optimization, and secure smart grid control.



Minrui FEI was born in 1961. He has been a professor and doctoral supervisor at the Shanghai University since 1998. He received his B.S. and M.S. degrees from Shanghai University of Technology in 1984 and 1992, respectively, and his Ph.D. degree in control theory and control engineering from Shanghai University in 1997. His research interest includes secure smart grid control.