

基于时序特性含储能装置的分布式电源规划

苏海锋, 胡梦锦, 梁志瑞

(华北电力大学 新能源电力系统国家重点实验室, 河北 保定 071003)

摘要: 基于风力发电、光伏发电和5类不同负荷的时序特性,以配电网的投资成本、维护成本、购电费用、可靠性成本、环境污染补偿费用之和最小为目标函数,建立分布式电源和储能装置的选址定容规划模型。该模型采用负荷、分布式电源和储能装置协调优化的策略,对钠硫蓄电池储能装置的容量及功率进行优化配置,以在不过多装设储能装置及保证配电网经济性、可靠性的前提下,提高配电网对分布式电源接纳能力。采用粒子群优化算法对典型算例进行求解,结果验证了所提模型和方法的正确性和有效性。

关键词: 分布式电源; 储能; 选址定容; 时序特性; 协调优化; 粒子群优化算法

中图分类号: TM 614; TM 46

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2016.06.009

0 引言

随着我国电力需求的迅速增长,煤、石油的过度使用,造成了越来越严重的环境污染问题。因此,在节能减排的政策下,能满足用户需求、保证电网清洁性的分布式电源 DG(Distributed Generation)以高效、便捷、经济的发电方式在配电网中得到越来越多的应用。但由于部分 DG(如光伏、风力发电等)出力具有随机波动性^[1-2],需要配电网提供较多的备用容量来弥补其出力的不确定性,无论从安全方面还是经济方面都限制了配电网对 DG 的接纳能力^[3-4]。安装适量的储能设备,利用储能、DG 和负荷需求之间的时序互补特性,能显著抑制 DG 出力的波动性,减少配电网备用容量,提高规划方案的经济性。因此,如何将负荷、DG 和储能装置的时序互补特性,应用到 DG 选址定容的规划中,来解决 DG 在配电网中渗透低的问题,成为国内外学者研究的热点之一。

文献[5-6]在设定好负荷需求水平、让 DG 按照额定容量发电的前提下,对 DG 进行选址规划,并没有考虑 DG 出力和负荷的时序特性;文献[7]中 DG 的选址定容规划要求储能的安装容量至少要为风力发电和光伏发电的安装容量之和,这样规划会造成安装多余的储能装置,使规划方案经济性差;文献[8]虽然考虑了负荷和 DG 出力的时序特性,也提及了储能装置,但并没有根据储能与 DG、负荷的时序特性,对三者进行协调优化;文献[9]以独立发电商收益最大为目标函数,建立了 DG 的选址定容规划模型,但模型中只考虑了风力发电的时序特性,并未考虑负荷需求的时序特性;文献[10]对独立运行的微

网系统容量进行优化配置,在规划中储能装置的充放电状态完全取决于 DG 的输出功率与负载的大小关系,并没有将平抑节点负荷的波动性列入考虑之中。

针对上述文献的不足,本文以风力发电机 WG(Wind turbine Generator)、光伏发电 PV(Photo Voltaic)和钠硫蓄电池储能 BS(Battery Storage)作为主要研究对象。在含 DG 的配电网规划中充分考虑负荷、DG 与储能装置时序互补特性,以配电网年度的综合成本(投资成本、维护成本、购电费用、可靠性成本和环境污染补偿费用)最小为目标函数,建立风力发电、光伏发电和储能装置选址定容的规划模型。

1 时序特性

1.1 负荷和 DG 的时序特性

(1) 负荷的时序特性。

本文参照绘制电力负荷曲线的方法,绘制了5类典型用户负荷^[8]的负荷曲线,分别为 I 工业负荷、II 商业负荷、III 市政生活、IV 农业(灌溉期)、V 农业(非灌溉期)。这5类负荷的特点不同,变化规律也不相同。图1(图中负荷需求为标么值)比较了5类负荷的标么值,显示了5类负荷不同的变化规律(不同类型负荷大小不具有相关性)。

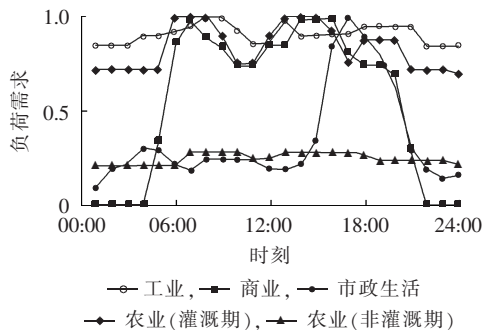


图1 电力负荷时序特性曲线

Fig.1 Timing characteristic curves of power loads

收稿日期:2015-08-14;修回日期:2016-05-13

基金项目:中央高校基本科研业务费专项资金资助项目(2015-MS85)

Project supported by the Fundamental Research Funds for the Central Universities(2015MS85)

由图 1 可见:工业负荷率较高,几乎不受外来因素的影响,均在 0.8 p.u. 以上;商业负荷用电时段集中在 07:00—17:00 之间,其他时间负荷率较低;市政生活负荷曲线峰谷差较大,负荷率较低,每日用电主要集中在 16:00—21:00 之间;农业负荷曲线则随着排灌、秋收和农闲呈现明显的季节性,春秋灌溉期负荷率明显大于冬夏非灌溉期负荷率。

(2) DG 出力的时序特性。

尽管风力、光伏等具有间歇特性的 DG 出力不稳定,但仍具有一定的规律性。其输出功率的时序特性与季节密切相关,具有明显的季节性特点。本文在春、夏、秋、冬 4 个季节中分别选取典型日,对分布式发电的时序特性进行研究,风力发电、光伏发电出力时序特性曲线分别如图 2、图 3 所示(图中功率输出为标么值)。风力发电春季出力最大,夏季出力最小;光伏发电夏季出力最大,冬季出力最小。

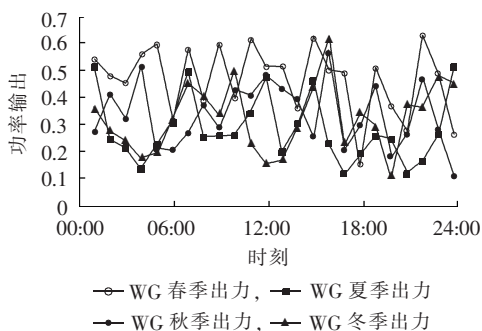


图 2 WG 出力时序特性曲线

Fig.2 Timing characteristic curves of WG output

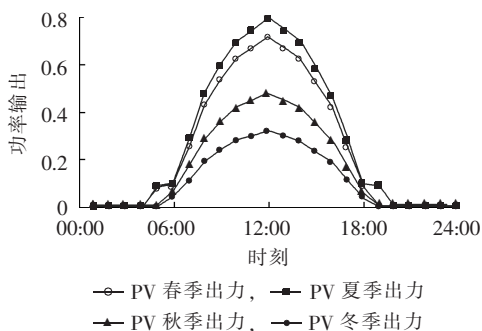


图 3 PV 出力时序特性曲线

Fig.3 Timing characteristic curves of PV output

1.2 节点等效负荷的时序特性

DG 出力的变化和负荷需求的变化共同决定了 DG 接入后给配电网带来的波动性。节点 i 在 t 时刻的等效负荷 $P_{ei}(t)$ 表示为:

$$P_{ei}(t) = P_{Li}(t) - P_{DGi}(t) \quad (1)$$

其中, $P_{Li}(t)$ 为节点 i 在 t 时刻负荷的有功值; $P_{DGi}(t)$ 为节点 i 的 DG 在 t 时刻的有功输出。

节点等效负荷 $P_{ei}(t)$ 的大小能体现节点 i 的负荷需求的波动情况。

2 基于时序特性的数学模型

2.1 目标函数

在充分考虑负荷、DG 与储能装置时序互补特性的基础上,以配电网年度的综合成本(投资成本、维护成本、购电费用、可靠性成本和环境污染补偿费用)最小为目标函数,建立风力发电、光伏发电和储能装置选址定容的规划模型如式(2)所示。

$$f_{\min} = C_{\text{invest}} p_1 + C_0 + C_{\text{buy}} + C_{\text{EENS}} + C_e \quad (2)$$

其中, C_{invest} 为 DG、储能及配电网网架线路的投资费用; $p_1 = r(r+1)^y / [(1+r)^y - 1]$ 为等年值折算系数, r 为折现率, 取为 0.08, y 为配电网寿命周期(a); C_0 为 DG、储能及线路每年的运行维护费用; C_{buy} 为配电网每年购电费用; C_{EENS} 为配电网每年可靠性成本; C_e 为配电网的年度环境污染补偿费用。

2.1.1 投资费用

投资费用主要包括 DG 投资费用 C_{DG} 、储能装置投资费用 C_{BS} 和配电网网架的投资费用 C_1 。

$$C_{\text{invest}} = C_{\text{DG}} + C_{\text{BS}} + C_1 \quad (3)$$

其中, $C_{\text{DG}} = \sum_{i=1}^n (c_{\text{wg}} S_{\text{WG}i} + c_{\text{pv}} S_{\text{PV}i})$, n 为节点数, c_{wg} 、 c_{pv} 分别为风力发电、光伏发电的单位容量造价, $S_{\text{WG}i}$ 、 $S_{\text{PV}i}$ 分别为在节点 i 处风力发电、光伏发电的安装容量;

$C_{\text{BS}} = \sum_{i=1}^n (S_{\text{BS}i} c_{\text{bs1}} + P_{\text{BS}i} c_{\text{bs2}})$, $S_{\text{BS}i}$ 为节点 i 蓄电池安装容量(MW·h), c_{bs1} 为单位容量蓄电池的成本, $P_{\text{BS}i}$ 为节点 i 蓄电池双向充放电设备的功率(MW), c_{bs2} 为单位充放电功率的成本; $C_1 = \sum_{j=1}^{N_L} c_j l_j$, N_L 为配电网支路数, c_j 为支路 j 单位长度投资成本, l_j 为支路 j 的长度。

2.1.2 年度运行维护成本

年度运行维护成本 C_0 主要包括每年网络损耗成本 C_{loss} 和配电网线路、DG、储能的维护费用 C_m 。

$$C_0 = C_{\text{loss}} + C_m \quad (4)$$

其中, $C_{\text{loss}} = e_1 \sum_{c=1}^4 \left[T_{\text{kc}_j} \sum_{t=1}^{24} \sum_{j=1}^{N_L} \frac{P_{ei}^2(t) + Q_{ei}^2(t)}{U_i^2} r_j \right]$, e_1 为趸入电价, 为 0.5 元/(kW·h), T_{k} 为第 c_j 个季节的天数(春、夏、秋、冬分别为 92、91、91、91), $P_{ei}(t)$ 、 $Q_{ei}(t)$ 分别为支路 j 末端负荷节点 i 的有功功率和无功功率(根据负荷和 DG 出力的时序特性曲线求得的等效负荷), U_i 为支路 j 末端负荷节点 i 的电压, r_j 为支路 j 的电阻值; $C_m = \sum_{m=1}^N \sum_{i=1}^n \mu_m P_{\text{DG}im} + \mu_1$, N 为 DG 种类数, μ_m

为第 m 种 DG 的运行维护费用, 取 μ_{wg} 、 μ_{pv} 、 μ_{bs} 分别表示风力发电、光伏发电、储能单位输出功率的维护费用, $P_{\text{DG}im}$ 为节点 i 第 m 种 DG 的有功出力(单位 MW), μ_1 为线路维护成本, 基于规划地点检修成本的

历史统计值,取为初始投入成本的 4%。考虑负荷时序特性将直接影响网络损耗费用的大小。

2.1.1 和 2.1.2 节各成本计算用到的相关参数取值如表 1 所示。

表 1 各项经济成本参数表

Table 1 Parameters of economic costs

参数	取值	参数	取值
$c_{pv}/(\text{万元}\cdot\text{MW}^{-1})$	473.55	$c_{wg}/(\text{万元}\cdot\text{MW}^{-1})$	538.1
$\mu_{wg}/(\text{万元}\cdot\text{MW}^{-1})$	0.01	$\mu_{pv}/(\text{万元}\cdot\text{MW}^{-1})$	0.012
$c_m/(\text{万元}\cdot\text{km}^{-1})$	5.5/7.2	$\mu_{ms}/(\text{万元}\cdot\text{MW}^{-1})$	0.03
$c_{lsl}/[\text{万元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	143	$c_{lso}/[\text{万元}\cdot(\text{MW}\cdot\text{h})^{-1}]$	502

2.1.3 全年购电费用

$$C_{\text{buy}} = (E_{\text{total}} - E_{\text{dg}})e_1 \quad (5)$$

其中, E_{total} 为基于各类负荷时序特性求得的电网全年用电量; E_{dg} 为基于 DG 四季时序特性求得的 DG 全年可利用的发电量。

2.1.4 供电可靠性成本

每年的供电可靠性成本采用缺电损失成本进行间接估算^[11-12]。

$$C_{\text{EENS}} = \sum_{i=1}^n T_i C_{Ri} P_{Li} \quad (6)$$

其中, T_i 为负荷节点 i 的故障平均停电持续时间; C_{Ri} 为节点 i 每 kW 负荷单位停电时间对应的停电损失费用, 各类用户停电损失^[13]如表 2 所示; P_{Li} 为负荷节点 i 的负荷大小。

表 2 停电损失费用参数

Table 2 Parameters of outage cost

负荷类型	停电损失/ [万元·(MW·h) ⁻¹]	负荷类型	停电损失/ [万元·(MW·h) ⁻¹]
I	1.067	IV	4.266
II	3.733	V	0.853
III	8.532		

假设每条支路都安装可靠性为 100% 的熔断器保护, 保证发生故障负荷节点不影响其他负荷节点的正常运行。由式(7)可得到节点 i 的故障时间。

$$T_i = \begin{cases} \sum_{j=1}^{N_i} \lambda_j \gamma_j A_{ij} & i \notin \Omega \\ \sum_{j=1}^{N_i} \lambda_j \lambda_{DGi} \gamma A_{ij} & i \in \Omega \end{cases} \quad (7)$$

其中, λ_j 和 γ_j 分别为第 j 段线路的故障率和故障平均停电时间; λ_{DGi} 和 γ_{DGi} 分别为节点 i 处 DG 的故障率和故障平均停电时间; $\gamma = \min(\gamma_j, \gamma_{DGi})$ 表示含 DG 节点的故障恢复时间; A_{ij} 为任意节点 i 从电网获取电能所经过的支路 j 构成的矩阵 $\mathbf{A}$ 中第 i 行第 j 列元素, 由 0、1 表示节点 i 与支路 j 的关联性; Ω 为含有 DG 的负荷节点集。

2.1.5 年度环境污染补偿费用

环境污染补偿费用一般包括以下两方面的费

用: ①环境的损失费用, 包括由于污染所引起的环境质量下降和过分消耗自然资源所引起的生态环境破坏产生的费用; ②排放污染物所受到的罚款。

$$C_e = (E_{\text{total}} - E_{\text{dg}}) \sum_{k=1}^M K_k (V_k + R_k) \times 10^{-4} \quad (8)$$

其中, M 为传统发电排放污染气体的种类数; K_k 为传统火电厂单位电量产生第 k 种污染物的排放强度 ($\text{kg}/(\text{MW}\cdot\text{h})$); V_k 为第 k 种污染气体环境价值折价标准 ($\text{元}/\text{kg}$); R_k 为第 k 种污染气体排放征收价格 ($\text{元}/\text{kg}$)。

各参数具体取值见表 3。

表 3 环境污染补偿成本参数表

Table 3 Parameters of environmental pollution compensation costs

污染物	参数取值
SO ₂	$K_1=3.587, R_1=1, V_1=6$
NO _x	$K_2=1.544, R_2=2, V_2=8$
CO ₂	$K_3=639.2, R_3=0.01, V_3=0.02$

2.2 约束条件

a. 功率约束:

$$\begin{cases} P_{Li} - P_{DGi} = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ Q_{Li} - Q_{DGi} = U_i \sum_{j=1}^n U_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij}) \end{cases} \quad (9)$$

b. 电压约束:

$$U_i^{\min} \leq U_i \leq U_i^{\max} \quad i=1, 2, \dots, n \quad (10)$$

c. DG 安装容量约束:

$$\begin{cases} S_{WGi} \leq S_{WGi\max} \\ S_{PVi} \leq S_{PVi\max} \end{cases} \quad (11)$$

d. 荷电状态约束:

$$\text{SOC}_{\min} \leq \text{SOC} \leq \text{SOC}_{\max} \quad (12)$$

其中, P_{Li} 和 Q_{Li} 分别为节点 i 的有功和无功负荷; P_{DGi} 和 Q_{DGi} 分别为节点 i 的 DG 的有功和无功出力; U_i 、 U_j 分别为节点 i 、 j 的电压幅值; G_{ij} 和 B_{ij} 为网络导纳; θ_{ij} 为节点 i 和 j 的电压相角差; $U_i^{\max}$ 、 $U_i^{\min}$ 分别为节点 i 的最高和最低电压; $S_{WGi\max}$ 、 $S_{PVi\max}$ 分别为在节点 i 处风力发电、光伏发电的最大安装容量; $\text{SOC}_{\max}=1$ 、 $\text{SOC}_{\min}=0$ 分别表示储能荷电状态的上、下限值。

3 基于时序特性的规划优化策略与算法求解

3.1 等效负荷与储能装置协调优化策略

本文假设风力发电和光伏发电的输出功率在 1 h 内恒定, 将一年 8760 h 分为春夏秋冬四季, 在 4 个季节中分别选取典型日, 以 24 h 为一周期进行研究。根据式(1)计算节点 i 在 t 时刻的节点等效负荷 $P_{ei}(t)$ 。

$$P_{DGi}(t) = S_{WGi} P_{WG}(t) + S_{PVi} P_{PV}(t) \quad (13)$$

$$P_{ip}(t) = \sum_{t=1}^{24} P_{ei}(t) / 24 \quad (14)$$

其中, $P_{wg}(t)$ 、 $P_{pv}(t)$ 分别为单位容量的风力发电、光伏发电在 t 时刻的输出功率; $P_{ip}(t)$ 为节点 i 等效负荷的平均值。

等效负荷 $P_{ei}(t)$ 与储能装置协调优化, 当等效负荷曲线瞬时减少时, 储能装置存储多余的能量; 当等效负荷瞬时增加时, 储能装置释放能量。储能装置一要保证配电网潮流的单向流通, 二要平抑 DG 接入配电网后负荷节点的波动性。节点 i 的等效负荷与储能装置的协调优化策略如下。

(1) 保证配电网的单向潮流。

$P_{ei}(t) < 0$ 时, 负荷需求小于 DG 出力, 蓄电池需要存储多余电能, 蓄电池充电。

(2) 平抑负荷节点的波动性。

$P_{ei}(t) > 0$ 时, 负荷需求大于 DG 出力, 蓄电池根据判据 ①—④ 判断充放电状态。

①若 $P_{ei}(t)$ 远远小于等效负荷平均值 $P_{ip}(t)$, 即 $P_{ei}(t)$ 处于低谷阶段, 此时蓄电池需存储电能, 以备在负荷高峰时释放。若满足 $P_{ei}(t) + P_c \leq P_{ip}(t)$, 则蓄电池充电, P_c 为蓄电池的充电功率。

②若 $P_{ei}(t)$ 稍小于等效负荷平均值 $P_{ip}(t)$, 此时蓄电池是否充电取决于蓄电池充电后, 是否有利于平抑等效负荷的波动性。若满足 $|P_{ei}(t) + P_c - P_{ip}(t)| \leq \alpha P_{ip}(t)$, 则蓄电池充电, $\alpha = |P_{ei}(t) - P_{ip}(t)| / P_{ip}(t)$ 表示 $P_{ei}(t)$ 在其平均值的波动范围系数。

③若 $P_{ei}(t)$ 远远大于等效负荷平均值 $P_{ip}(t)$, 即 $P_{ei}(t)$ 处于用电高峰阶段, 此时蓄电池释放电能。若满足 $P_{ei}(t) - P_f \geq P_{ip}(t)$, 则蓄电池放电, P_f 为蓄电池的放电功率。

④若 $P_{ei}(t)$ 稍大于等效负荷平均值 $P_{ip}(t)$, 此时蓄电池是否放电取决于蓄电池放电后, 是否有利于平抑等效负荷的波动性。若满足 $|P_{ei}(t) - P_f - P_{ip}(t)| \leq \alpha P_{ip}(t)$, 则蓄电池放电。

(3) 由上述步聚得到春夏秋冬的储能充放电功率, 确定储能充放电设备的功率 $P_{BS} = \max[P_{cx}, P_{fx}]$, P_{cx} 、 P_{fx} 的下标 x 取 1、2、3、4 分别表示蓄电池在春、夏、秋、冬的充、放电功率。

(4) 储能蓄电池容量 $S_{BS} = \max(P_{cx} t_{cx}, P_{fx} t_{fx})$, 其中, t_{cx} 、 t_{fx} 分别为蓄电池每天的充、放电小时数。

3.2 粒子群优化算法求解

本文基于 3.1 节负荷、DG、储能的协调优化策略, 建立了含有风力发电、光伏发电及蓄电池储能装置的并网接入位置和容量的规划模型。模型采用粒子群优化算法进行求解。

a. 粒子群优化算法的速度更新和位置更新公式如下:

$$\begin{cases} v_{id}^{t+1} = \omega v_{id}^t + c_1 r_1 (p_{id}^t - x_{id}^t) + c_2 r_2 (p_{gd}^t - x_{id}^t) \\ x_{id}^{t+1} = x_{id}^t + v_{id}^{t+1} \end{cases} \quad (15)$$

其中, 下标 d 表示粒子维数; ω 为惯性权重; r_1 、 r_2 为

均匀分布在 $[0, 1]$ 区间的随机数; c_1 、 c_2 为学习因子, 通常取 $c_1 = c_2 = 2$; p_{id}^t 为粒子 i 第 t 次迭代所经历的最好位置; p_{gd}^t 为所有粒子所经历的最好位置; v_{id}^t 、 x_{id}^t 分别为粒子 i 第 t 次迭代的速度、位置, $[-v_{\max}, v_{\max}]$ 、 $[x_{\min}, x_{\max}]$ 分别为速度和位置更新的范围。

b. 选址定容模型采用粒子群算法求解的步骤如下。

Step 1: 输入气象资料、季节天数和配电网原始数据。

Step 2: 设定粒子群迭代次数和粒子数, 并初始化粒子群。

Step 3: 根据 3.1 节储能规划研究的方法, 计算各节点 4 个季节典型日各时刻的等效负荷值, 并求解蓄电池在不同季节各时段的最佳运行方式。

Step 4: 将含有 DG 的节点模型等效成 PV 节点, 采用前推回代法进行潮流计算。计算适应度函数, 采用罚函数法处理不满足约束条件的解。

Step 5: 进行个体寻优, 粒子本次目标函数最小值所对应的位置向量为最优解, 与上次目标函数值比较, 两者较小者对应的解为当前个体最优解。

Step 6: 速度更新、位置更新。

Step 7: 进行全局寻优。本次循环最优解与当前最优解进行比较, 两者较小为最新全局最优解。

Step 8: 若满足搜索终止条件或达到最大搜索次数, 输出最优结果; 否则, 继续 Step 2 进行循环, 同时搜索迭代次数加 1。

4 算例分析

本文对含有 14 个节点、13 条支路的 10 kV 辐射型网络进行 DG、储能的选址定容规划。拓扑图如图 4 所示, 参数如表 4 所示。节点 0 处为 35 kV/10 kV 变电站 10 kV 侧的出线。可选择支路线型 1 为 LGJ-50, 线型 2 为 LGJ-70, 线路建造费用分别为 5.5 万元/km 和 7.2 万元/km。规划方案寿命周期取 20 a。设备可靠性参数^[14]如表 5 所示。本文基于时序特性含储能装置的 DG 规划有 6 种规划方案, 如表 6 所示。

由图 4 得到该配电网节点与支路的可靠性关联矩阵 A 。

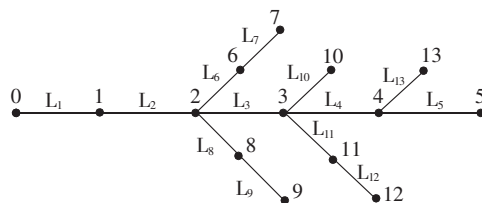


图 4 IEEE 13 节点配电网拓扑图
Fig.4 Topology of IEEE 13-bus distribution network

表 4 节点及线路数据

Table 4 Parameters of nodes and lines

节点	负荷 值/kW	负荷 类型	支路	线型 1 电阻/kΩ	线型 2 电阻/kΩ	线路 长度/km
2	76.60	Ⅳ	L ₂	0.157 5	0.120 0	0.25
3	102.60	Ⅱ	L ₃	0.189 0	0.144 0	0.30
4	403.22	Ⅰ	L ₄	0.378 0	0.288 0	0.60
5	825.53	Ⅰ	L ₅	0.441 0	0.376 0	0.70
6	78.60	Ⅲ	L ₆	0.189 0	0.144 0	0.30
7	683.63	Ⅳ	L ₇	0.315 0	0.240 0	0.50
8	70.53	Ⅰ	L ₈	0.220 0	0.168 0	0.35
9	530.22	Ⅳ	L ₉	0.252 0	0.192 0	0.40
10	387.63	Ⅱ	L ₁₀	0.378 0	0.288 0	0.60
11	587.53	Ⅲ	L ₁₁	0.378 0	0.288 0	0.60
12	359.38	Ⅲ	L ₁₂	0.409 0	0.312 0	0.65
13	690.10	Ⅱ	L ₁₃	0.441 0	0.257 6	0.70

表 5 设备可靠性参数

Table 5 Parameters of equipment reliability

对象	故障率	故障平均停电时间/h
线路	0.05 次/(km·a)	4
DG	5 次/a	50

表 6 规划方案

Table 6 Planning schemes

方案	时序特性	接入 DG	接入储能
1	/	/	/
2	/	√	/
3	/	√	√
4	√	/	/
5	√	√	/
6	√	√	√

注:“/”表示不考虑,“√”表示考虑。

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 \\ 1 & 1 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \end{bmatrix}$$

A 为 14 行 13 列的矩阵,矩阵中若第 i 行中第 j 列为 1 表示节点 $i-1$ 从电网获取电能经过支路 j ,若为 0 则表示不经过。例如,A 的第 9 行表示,节点 8 获取电能需要经过的支路号为 1、2、8。即支路 1、2、8 影响节点 8 的供电可靠性。

4.1 各方案选址定容结果和各项成本的情况

采用本文提出的负荷、DG、储能协调优化的策略,通过粒子群优化算法,对表 6 中 6 种方案进行 DG、储能选址定容规划。得到各方案的规划结果如表 7 所示,线型选择如表 8 所示,对应方案的各项成本的情况如表 9 所示。

表 9 中,方案 3 的 C_{BS} (790.72 万元)包括 564.81

表 7 安装位置及容量

Table 7 Location and capacity of DGs and BSs

方案	安装位置	安装容量			
		风电/MW	光伏/ MW	储能 P_{BS}/MW $S_{BS}/(MW \cdot h)$	
1	—	—	—	—	—
2	4/5/9/10	0.15/0.4/0.2/0.2	—	—	—
	11	—	0.15	—	—
	7/13	0.4/0.15	0.1/0.2	—	—
3	7/10	0.4/0.1	—	—	—
	11	—	0.3	—	—
	9	0.1	0.15	—	—
	4/5	0.2/0.4	—	0.2/0.1	2.0/1.0
4	13	0.2	0.1	0.15	1.5
	—	—	—	—	—
5	4/5/9/10	0.1/0.3/0.4/0.1	—	—	—
	12	—	0.05	—	—
	7/13	0.3/0.2	0.1/0.05	—	—
6	4/10	0.1/0.2	—	—	—
	12	—	0.05	—	—
	7	0.2	0.1	—	—
	5/9	0.4/0.2	—	0.1/0.05	0.8/0.4
	13	0.4	0.1	0.15	1.2

注:“—”表示不安装。

表 8 考虑时序特性的支路线型

Table 8 Branch types when timing characteristics are considered

方案	线型												
	L ₁	L ₂	L ₃	L ₄	L ₅	L ₆	L ₇	L ₈	L ₉	L ₁₀	L ₁₁	L ₁₂	L ₁₃
4	2	2	2	2	2	2	1	2	1	1	2	1	1
5	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	2	1	1
6	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	2	1	1

注:“1”表示线型 LGJ-50,“2”表示线型 LGJ-70。

表 9 规划方案费用

Table 9 Costs of planning schemes

方案	$C_{\text{buy}}/\text{万元}$	$C_{\text{loss}}/\text{万元}$	$C_m/\text{万元}$	$C_{\text{DG}}/\text{万元}$	$C_{\text{BS}}/\text{万元}$	$C_l/\text{万元}$	$C_{\text{EENS}}/\text{万元}$	$C_e/\text{万元}$	$E_{\text{total}}/(MW \cdot h)$	$E_{\text{dg}}/(MW \cdot h)$	综合成本/万元
1	1 788.58	40.53	6.71	0	0	42.70	51.7	217.740	32 575.8	0	2 109.57
2	1 356.28	20.15	93.73	952.55	0	42.70	44.1	158.944	32 575.8	8 979.00	1 774.55
3	1 259.31	19.83	90.23	959.00	790.72	42.70	24.6	149.420	32 575.8	9 585.00	1 725.95
4	1 087.92	17.93	6.71	0	0	38.60	51.7	131.940	21 675.1	0	1 300.09
5	841.53	10.75	54.22	770.66	0	36.80	41.6	99.840	21 675.1	4 844.68	1 130.18
6	785.86	10.10	65.17	844.93	493.85	36.35	22.8	93.020	21 675.1	5 954.05	1 117.05

万元蓄电池的构建费用和 225.91 万元的充放电设备的构建费用。方案 6 的 C_{BS} (493.85 万元)包括 343.24 万元蓄电池的构建费用和 150.61 万元充放电设备的构建费用。

4.2 结果分析

4.2.1 考虑时序特性与不考虑时序特性的方案比较

方案 1 和 4、方案 2 和 5、方案 3 和 6,两两之间具有相同的 DG 和储能规划要求,方案 1、2、3 不考虑时序特性,方案 4、5、6 考虑时序特性。

①由表 9 可以看出,考虑时序特性的方案 4、5、6 的网络损耗费用 C_{loss} 、购电费用 C_{buy} 、环境污染补偿费用 C_e 明显对应小于不考虑时序特性的方案 1、2、3。原因是在不考虑负荷时序特性时,负荷需求按最大负荷计算,用电量比较大,造成方案 1、2、3 的购电费用和环境污染补偿费用以及网络损耗费用比较大。由此可见,考虑时序特性的规划方案更具有经济性。

②由表 7 和表 9 可以看出,方案 3 储能的充放电设备的功率(0.45 MW)、安装费用 C_{BS} (790.72 万元)明显高于方案 6 储能的充放电设备的功率(0.3 MW)、安装费用 C_{BS} (493.8 万元),这是因为方案 6 是在充分考虑了 DG、负荷的时序特性的基础上,通过对等效负荷和储能装置进行协调优化,确定储能装置的充放电设备的功率及蓄电池的容量。因此方案 6 可以在不过多安装储能及保证配电网经济性的前提下,达到最好的优化效果。由此可见,考虑时序特性对储能装置优化配置规划的重要性。

综合上述①和②,不考虑 DG 和负荷的时序特性的规划方案 1、2、3 不仅与真实运行情况不相符而且规划结果经济性差。因此最优方案应该在考虑时序特性的方案 4、5、6 中选取。

4.2.2 在考虑时序特性的方案中选取最优方案

①比较表 9 中方案 5 和方案 6 的 DG 可利用的发电量 E_{dg} ,可以得到方案 5 的 DG 出力渗透率为 $(4\,844.68 \div 21\,675.1) \times 100\% \approx 22.35\%$,方案 6 的 DG 出力渗透率为 $(5\,954.05 \div 21\,675.1) \times 100\% \approx 27.47\%$,方案 6 比方案 5 提高了约 5%。这表明储能和等效负荷(负荷、DG 出力)的协调优化,减小了负荷曲线的波动性(见图 5),提高了 DG 出力的渗透率。同时,DG 渗透率越大,环境污染补偿费用和购电费用就越少。由此可见,储能装置和 DG、负荷协调优化不仅可以提高 DG 出力在配电网中的渗透率,也可以提高配电网规划的经济性。

由图 5 不难看出,方案 6 的节点等效负荷曲线的波动性明显减小。由此可见负荷、DG 及储能装置协调优化的有效性。

②比较表 9 中方案 4、5、6 的可靠性成本 C_{EENS} 可以看出,含有 DG 的方案 5 和 6 的可靠性成本明

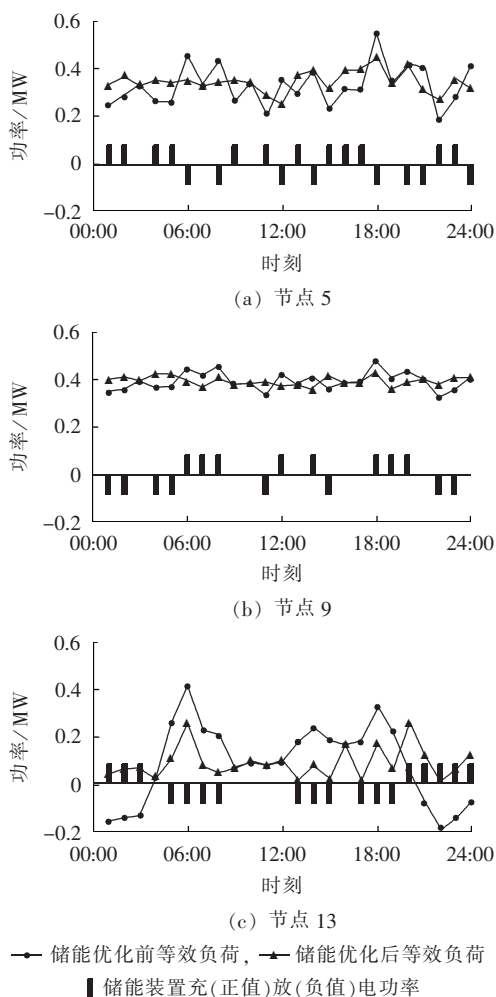


图 5 方案 6 春季储能优化前后时序特性曲线

Fig.5 Timing characteristic curves of Scheme 6, before and after storage optimization in spring

显低于方案 4,这是因为 DG 和储能接入配电网可以减少负荷节点的故障停电时间和降低停电损失的电量,所以 DG、储能可以提高配电网的供电可靠性。

综上所述,方案 6 虽然增加了储能的投资成本,但储能与负荷、DG 的协调优化,提高了 DG 发电的渗透率,降低了购电成本、可靠性成本、环境污染补偿成本,使配电网每年的综合成本达到最小。因此最终选取方案 6 作为最优方案。

5 结论

本文基于 DG 和负荷的时序特性,考虑配电网的投资成本、运行成本、购电费用、可靠性成本 and 环境污染补偿费用的综合成本等年值,对负荷和储能装置进行协调优化,建立了 DG 和储能选址定容的规划模型,并采用粒子群优化算法进行求解得到最优的规划方案。主要结论如下:

a. 考虑时序特性的规划方案更符合负荷和 DG 的实际运行情况,且充分考虑负荷、DG 的时序特性,更有利于规划安装的储能装置得到充分的利用;

b. 负荷与储能装置的协调优化可以有效地减缓节点等效负荷的波动性,是提高 DG 出力渗透率、含 DG 的配电网规划方案的经济性的有效措施。

本文提出的负荷与储能装置协调优化的策略实现了负荷、DG、储能时序上的良好互补;将其应用到 DG 和储能装置的选址定容的规划模型中,得到了配电网综合成本等年值最优的规划方案;充分验证了规划模型和计算方法的正确性和有效性。

参考文献:

- [1] 鞠平,陈谦,熊传平,等. 基于日负荷曲线的负荷分类和综合建模[J]. 电力系统自动化,2006,30(16):6-9.
JU Ping, CHEN Qian, XIONG Chuanping, et al. Load classification based daily load curve and integrated modeling[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(16): 6-9.
- [2] 石庆均,江全元. 包含蓄电池储能的微网实时能量优化调度[J]. 电力自动化设备,2013,33(5):76-82.
SHI Qingjun, JIANG Quanyuan. Real-time optimal energy dispatch for microgrid with battery storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2013, 33(5): 76-82.
- [3] 国际电工委员会. 大容量可再生能源接入电网及大容量储能的应用[M]. 北京:中国电力出版社,2014:42-60.
- [4] 李鹏,窦鹏冲,李雨薇,等. 微电网技术在主动配电网中的应用[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):8-16.
LI Peng, DOU Pengchong, LI Yuwei, et al. Application of microgrid technology in active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(4): 8-16.
- [5] 夏澍,周明,李庚银,等. 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, et al. Multi-objective optimization algorithm for distributed generation locating and sizing[J]. Power System Technology, 2011, 35(9): 115-121.
- [6] 栗然,马慧卓,祝晋尧,等. 分布式电源接入配电网多目标优化规划[J]. 电力自动化设备,2014,34(1):6-12.
LI Ran, MA Huizhuo, ZHU Jinyao, et al. Multi-objective optimization for DG integration into distribution system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(1): 6-12.
- [7] 徐逊,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.
- [8] 李亮,唐巍,白牧可,等. 考虑时序特性的多目标分布式电源选址定容规划[J]. 电力系统自动化,2013,37(3):58-63, 128.
LI Liang, TANG Wei, BAI Muke, et al. Multi-objective locating and sizing of distributed generator based on time-sequence characteristics[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(3): 58-63, 128.
- [9] 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.
- [10] 王瑞琪,李珂,张承慧,等. 基于混沌多目标遗传算法的微网系统容量优化[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(22):16-22.
WANG Ruiqi, LI Ke, ZHANG Chenghui, et al. Optimization allocation of microgrid capacity based on chaotic multi-objective genetic algorithm[J]. Power System Protection and Control, 2011, 39(22): 16-22.
- [11] 张焰. 电网规划中的可靠性成本-效益分析研究[J]. 电力系统自动化,1999,23(15):33-35.
ZHANG Yan. Research on cost-benefit analysis of electric-power network reliability planning[J]. Automation of Electric Power Systems, 1999, 23(15): 33-35.
- [12] 赵源,何源,宿晓岚,等. 分布式电源对配网可靠性的影响及优化配置[J]. 电力自动化设备,2014,34(9):13-20.
ZHAO Yuan, HE Yuan, SU Xiaolan, et al. Effect of distributed generation on power distribution system reliability and its optimal allocation[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(9): 13-20.
- [13] 周丽梅,范明天. 城市电网用户停电损失估算及评价方法研究[J]. 中国电力,2006,39(7):70-73.
ZHOU Limei, FAN Mingtian. Research on customer outage cost assessment and its evaluation method in urban electric power network[J]. Electric Power, 2006, 39(7): 70-73.
- [14] CHOWDHURY A A, AGARWAL K S. Reliability modeling of distributed generation in conventional distribution systems planning and analysis[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2003, 39(5): 1493-1498.
- [15] 王鹤,李国庆. 含多种分布式电源的微电网控制策略[J]. 电力自动化设备,2012,32(5):19-23.
WANG He, LI Guoqing. Control strategy of microgrid with different DG types[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(5): 19-23.
- [16] 丁明,张颖媛,蒯美琴,等. 包含钠硫电池储能的微网系统经济运行优化[J]. 中国电机工程学报,2011,31(4):7-14.
DING Ming, ZHANG Yingyuan, MAO Meiqin, et al. Economic operation optimization of microgrids including Na/S battery storage[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(4): 7-14.
- [17] 唐西胜,邓卫,李宁宁,等. 基于储能的可再生能源微网运行控制技术[J]. 电力自动化设备,2012,32(3):99-103.
TANG Xisheng, DENG Wei, LI Ningning, et al. Control technologies of microgrid operation based on energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(3): 99-103.

作者简介:



苏海锋

苏海锋(1977—),男,河北石家庄人,讲师,博士,主要从事电网规划及智能配电网方面的研究工作(E-mail:hfsups@163.com);
胡梦锦(1990—),女,河北石家庄人,硕士研究生,主要从事智能配电网规划及储能优化配置方面的研究工作(E-mail:15200093650@163.com);

梁志瑞(1959—),男,河北邯郸人,教授,博士,从事电力系统自动化、电力系统监测与故障诊断技术的教学与研究工作。

Distributed generation & energy storage planning based on timing characteristics

SU Haifeng, HU Mengjin, LIANG Zhirui

(School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Baoding 071003, China)

Abstract: Based on the timing characteristics of wind power, photovoltaic generation and five load types, a model with the minimum sum of investment, maintenance cost, power purchase cost, reliability cost and environmental pollution compensation cost of distribution network as its objective is built for the locating and sizing of DG(Distributed Generation) and ES(Energy Storage) device, which adopts the coordinative optimization strategy of load, DG and ES to optimize the capacity and power of sodium-sulfur cell for improving the accommodation ability of distribution network to DG with the prerequisite that not too many ESs are installed and the economy and reliability of distribution network are guaranteed. The particle swarm optimization algorithm is adopted to solve the model for a typical case and the results verify the correctness and effectiveness of the proposed model and method.

Key words: distributed power generation; energy storage; locating and sizing; timing characteristics; coordination and optimization; particle swarm optimization algorithm

(上接第 55 页 continued from page 55)

[22] LUIS F O, CHRIS J D. Distribution network capacity assessment: variable DG and active networks[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2010, 25(1): 87-95.

作者简介:

徐 芮(1990—),女,四川成都人,硕士研究生,研究方向为配电网规划与运行(E-mail: 569801335@qq.com);



徐 芮

刘俊勇(1963—),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力市场、电力系统稳定与控制、分布式发电及智能电网;

刘友波(1983—),男,四川成都人,讲师,博士,研究方向为主动配电网规划及运行分析(E-mail: liuyoubo@scu.edu.cn)。

Primary and subordinate distribution network planning considering load clustering partition and DG integration

XU Rui¹, LIU Junyong¹, LIU Youbo¹, XIANG Yue¹, ZHANG Yi², CHEN Jinxiang²

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

2. State Grid Fujian Electric Power Research Institute, Fuzhou 350007, China)

Abstract: In order to improve the economy and voltage profile of distribution network, the primary and subordinate distribution networks are built from the aspect of network topology. The K-means clustering method based on Lebesgue formula is used for the optimal partition of power-supply area and the concept of equivalent load point is introduced. The time-sequence model considering load nodes and DG(Distributed Generation) outputs is built for the construction of primary network, the scenario reduction technology is applied to extract the scenarios and assign the weights, and the wiper-swinging search algorithm is adopted to construct the petal-like primary network. The radial subordinate network is constructed with the equivalent load points as the power sources, and the tie lines are designed with the minimum total load loss as the objective to decrease the investment and improve the system reliability. Case analysis shows that, the proposed method is rational and effective; the constructed network structure needs less investment, achieves higher and stable voltage and has less network loss.

Key words: electric power distribution; primary and subordinate network planning; petal-like structure; K-means partition; wiper-swinging search algorithm; time-sequence simulation; distributed power generation