

兼顾风电接纳与风电商利益的风电装机容量分层优化

江岳文, 陈梅森

(福州大学 电气工程与自动化学院, 福建 福州 350108)

摘要: 合理的装机容量是减少弃风、优化电力系统运行、减少风电商损失的有效方法。风电场装机容量的确定主要受电网对风电接纳能力、风电场风资源状况和风电商运营方式的影响。提出采用多目标分层优化决策方法求解风电场合理的装机容量。第一层以电力系统环境经济调度为目标, 充分发挥风电的节能减排效应, 计算分析不同典型日负荷下的风电接纳能力, 获得多条风电接纳水平曲线; 第二层以第一层电网最佳风电接纳水平为基础, 根据风电场随机模拟风速时序曲线, 以风电场弃风电量与欠风电量期望最小为目标, 兼顾风电场商的期望利益, 建立随机机会约束规划模型评估风电场最佳装机容量。仿真算例验证了所提优化模型的有效性与合理性。

关键词: 风电场; 电力系统; 风电接纳水平; 装机容量优化; 风电商利益; 多目标分层优化

中图分类号: TM 614

文献标识码: A

DOI: 10.16081/j.issn.1006-6047.2017.04.008

0 引言

2015 年中国风电总装机容量达到 1.45×10^8 kW, 占全球装机容量的 33.4%, 位居全世界第一^[1]。随着风电装机容量的快速发展, 弃风问题也逐渐突出。2012 年全国风电平均利用小时为 1890 h, 全国弃风电量达到 2×10^{10} kW·h, 弃风电量约占全年风力发电量的 $1/5$ ^[2]。国家能源局发布《关于做好 2014 年风电并网消纳工作的通知》指出, 2013 年全国风电平均利用小时数同比增长 180 h 左右, 弃风电量同比下降约 5×10^9 kW·h, 但弃风限电问题并未根本解决, 局部地区弃风情况仍制约着我国风电产业的发展, 如甘肃弃风率高达 20.65%^[3]。2014 年第一季度弃风率达到 11.7%, 同一时期, 吉林省弃风率高达 35.24%^[2], 河北省 2014 年上半年某些地区的弃风率达到 21.8%, 部分风电场弃风率超过 45%, 但该年全国来风情况普遍偏小, 因此, 2014 年全国风电平均弃风率为 8%, 为近年来最低值。国家能源局发布 2015 年全国风电弃风限电形势加剧, 全年弃风电量 3.39×10^{10} kW·h, 同比增加 2.13×10^{10} kW·h, 平均弃风率 15%, 同比增加 7%。由于弃风现象严重, 不仅风电开发商的投资收益受到严重的影响, 其投资积极性也被削弱。国家能源局印发的《关于进一步完善风电年度开发方案管理工作的通知》明确指出, 弃风限电比例超过 20% 的地区不得安排新的建设项目。

合理的装机容量是减少弃风、优化电力系统运行、减少风电场商损失的有效方法。风电场商装机容量的确定, 主要受到两方面因素的影响: 一方面是电

网对风电的接纳能力; 另一方面是风电场风资源状况和风电场商运营方式。

由于风速规律性较弱, 可准确预测精度低, 因此电力系统需要留取更多的辅助服务如调峰容量、旋转备用容量等适应风速的波动特性。如果电网为了接纳风电而付出的代价已经超过风电本身带来的减排、降耗效应, 则需要考虑风电接纳的最佳水平。文献[4-5]探讨了影响风电接纳的主要因素, 包括负荷特性、备用水平、电源组成、调度水平、调峰能力、网架结构、风电的随机性和间歇性、风电场低电压穿越能力等。目前, 关于电网对风电接纳能力的研究主要包括: 仅从电网角度考虑风电接纳能力, 如基于系统调峰能力对风电接纳水平的研究^[6-8]、基于系统调度模式经济性对风电接纳能力的研究^[9-12]; 既考虑电网的经济效益又兼顾风电效益的风电接纳水平研究^[13-14]。上述文献在探讨风电并网容量优化时, 大多只考虑在某个典型日确定负荷水平下, 风电接纳水平研究。事实上, 在某一个确定的网架结构和电源组成下, 风电的接纳水平与负荷水平有很大的关系, 仅考虑某一日的运行方式尚不能全面评估电网对风电的最佳接纳水平, 从而难以为风电装机容量优化评估提供合理的参考。

目前, 对风电场装机容量优化的研究相对较少^[15-18]。文献[15]仅根据风资源状况确定装机容量; 文献[16-17]通过蒙特卡罗模拟法计算出考虑不同运行方式下的最佳风电装机容量, 但并没有考虑整个系统的运行经济性与环保性; 文献[18]运用投资组合理论, 从成本角度优化风电装机容量。上述对风电装机容量优化的研究尚可进一步完善, 即需要考虑电网对风电的接纳水平能力, 充分发挥风电对电力系统节能减排的正面价值。风电场只是电力系统的一个组成部分, 如果仅考虑风电场自身效益则可能会付出

收稿日期: 2016-09-14; 修回日期: 2017-01-06

基金项目: 福建省自然科学基金资助项目(2013J01176)

Project supported by the Natural Science Foundation of Fujian Province(2013J01176)

更大的额外成本,如为了过多接纳风电造成常规机组启停调峰、过多的旋转备用、火电机组的不经济运行等^[19]。因此,在优化风电场装机容量时,首先需要考虑电网运行的经济性与环保性,即考虑电网最经济、环保运行下风电的接纳能力;其次需要结合风速资源和风电场的效益来考虑风电场最佳装机容量。

综上所述,本文在上述文献研究的基础上,进一步考虑负荷对风电接纳能力的影响,采用多目标分层规划的思想。第一层考虑年不同月典型日负荷水平下的风电接纳能力,以风电机组对系统降耗、减排的正面价值最大为目标,利用混合粒子群优化算法求解得到多条对应典型日负荷的最佳风电接纳水平时变曲线;第二层以第一层获得的电网最佳风电接纳水平为基础,以弃风电量和欠风电量最小为目标,考虑风电场商利益,建立随机机会约束规划模型,确定风电场最佳装机容量,以尽量减少风电场商由于弃风电量而造成的损失或电网由于欠风电量而造成的没有被充分利用的风资源。

1 基于分层优化的风电场装机容量优化建模

在电网结构确定的情况下,电网对风电的接纳水平受负荷影响较大。为了合理优化风电场的装机容量,需要考虑未来年负荷时序曲线下风电接纳能力时变曲线,减少弃风电量或欠风电量。本文中的弃风电量是指因为电网接纳风电能力的限制,导致风电场机组能发电但不能并网的年发电量。弃风电量使得风电场商利益受损,风电机组的成本效益没有最大化。欠风电量则是风电并网功率小于电网最佳接纳风电能力,风电场装机容量过小而导致的年不足发电量。欠风电量导致风资源没有被充分利用,不利于电力系统的节能减排。

1.1 第一层优化模型

由于负荷变化具有较强的规律性和滞后性,用一些典型日负荷曲线代替负荷时序曲线,考虑风电接纳能力,既能节省计算的时间和复杂度,又能保持较高的可行性。本文根据未来年的月典型日负荷水平分析风电接纳能力,以典型日风电并网后的常规机组煤耗成本及排放量最小为目标,受常规机组和系统安全性能的约束,确定各种典型日负荷水平下的风电接纳水平时变曲线。

具体模型阐述如下。

(1)目标函数。

a. 目标 1:以常规机组运行成本最小为目标。

$$\begin{cases} \min f_1 = \sum_{h=1}^{T_d} \sum_{i=1}^{n_g} u_{i,h} F(P_{i,h}^G) \\ F(P_{i,h}^G) = a_i + b_i P_{i,h}^G + c_i (P_{i,h}^G)^2 + (1 - u_{i,h-1}) \times \\ [\delta_i + \sigma_i (1 - e^{-T_{i,h}^{\text{OFF}}/\tau_i})] \end{cases} \quad (1)$$

b. 目标 2:以常规燃煤运行机组排放量最小为目标。

$$\begin{cases} \min f_2 = \sum_{h=1}^{T_d} \sum_{i=1}^{n_g} u_{i,h} d(P_{i,h}^G) \\ d(P_{i,h}^G) = \beta_i + \theta_i P_{i,h}^G + \gamma_i (P_{i,h}^G)^2 \end{cases} \quad (2)$$

其中, T_d 为调度周期的时段数,一般一天取 24 个时段; $u_{i,h}$ 为机组的启停状态; n_g 为常规机组数量; $P_{i,h}^G$ 为常规机组 i 在 h 时段发出的有功功率; $F(P_{i,h}^G)$ 为机组 i 在 h 时段成本,包括启停成本和运行成本; a_i, b_i, c_i 为机组 i 的发电成本系数; $\delta_i, \sigma_i, \tau_i$ 为机组 i 的启停成本系数; $T_{i,h}^{\text{OFF}}$ 为机组 i 在 h 时段停运的时间; $d(P_{i,h}^G)$ 为机组 i 在 h 时段污染气体的排放量,主要为 SO_2, CO_2 和 NO_x 等有害气体的排放量,单位为 kg/h ; $\beta_i, \theta_i, \gamma_i$ 为燃煤机组 i 的污染气体排放量系数^[20],可以通过电厂污染气体排放数据拟合得到。

(2)安全约束条件。

安全约束包括机组安全约束和系统安全约束。

a. 安全约束 1:机组约束,包括发电机组可出力约束、机组启停时间约束、机组爬坡能力约束、必开必停机组约束,分别如下所示。

$$\begin{cases} P_{i,\text{Gmin}} \leq P_{i,h}^G \leq P_{i,\text{Gmax}} \\ \begin{cases} H_{i,h}^{\text{on}} \geq T_{i,\text{minon}} \\ H_{i,h}^{\text{off}} \geq T_{i,\text{minoff}} \end{cases} \\ -r_{i,\text{down}} \Delta h + P_{i,h-1}^G \leq P_{i,h}^G \leq r_{i,\text{up}} \Delta h + P_{i,h-1}^G \\ I_{i,h} = 1 \text{ 或 } I_{i,h} = 0 \end{cases} \quad (3)$$

b. 安全约束 2:系统约束,包括功率平衡约束、系统旋转备用约束、线路潮流约束,分别如式(4)所示。

$$\begin{cases} \sum_{n=1}^{N_L} P_{n,h}^l + \Delta P_{h,\text{loss}} - \sum_{i=1}^{n_g} u_{i,h} P_{i,h}^G - P_{w,h,\text{hold}} = 0 \\ \begin{cases} \sum_{i=1}^{n_g} u_{i,h} (P_{i,\text{Gmax}} - P_{i,h}^G) \geq c_{1,\text{up}} \sum_{n=1}^{N_L} P_{n,h}^l + q_{1,\text{up}} P_{w,h,\text{hold}} \\ \sum_{i=1}^{n_g} u_{i,h} (P_{i,h}^G - P_{i,\text{Gmin}}) \geq c_{1,\text{down}} \sum_{n=1}^{N_L} P_{n,h}^l + q_{1,\text{down}} P_{w,h,\text{hold}} \end{cases} \\ |T_{l,h}| \leq T_l^{\text{max}} \end{cases} \quad (4)$$

其中, $P_{i,\text{Gmax}}, P_{i,\text{Gmin}}$ 分别为常规机组 i 功率上、下限值; Δh 为间隔时长; $H_{i,h}^{\text{on}}, H_{i,h}^{\text{off}}, T_{i,\text{minon}}, T_{i,\text{minoff}}$ 分别为常规机组 i 到 h 时段持续的开机小时数、停机小时数、允许的最小开机和停机小时数; $I_{i,h}$ 为机组是否必开或必停的状态,必开为 1,必停为 0; $P_{n,h}^l$ 为节点 n 在 h 时段的负荷水平; N_L 为负荷节点个数; $\Delta P_{h,\text{loss}}$ 为 h 时段网络损耗; $r_{i,\text{up}}, r_{i,\text{down}}$ 分别为常规机组 i 每分钟最大升、降出力速度; $c_{1,\text{up}}, c_{1,\text{down}}$ 分别为系统不含风电时向上的旋转备用、向下的旋转备用系数; $q_{1,\text{up}}, q_{1,\text{down}}$ 分别为因为风电预测偏差而产生的向上旋转备用和向下旋转备用,该量与风电接纳水平和风电预测误差有关; $T_l^{\text{max}}, T_{l,h}$ 分别为线路 l 传输的最大功率和 h 时段实际传输功率; $P_{w,h,\text{hold}}$ 为电网在 h 时段最佳风电接纳水平。

以上是计算某一典型日的风电接纳能力模型,不同的典型日可以通过改变负荷等参数,多次计算获得多条风电接纳水平曲线。

1.2 第二层优化模型

第一层优化模型仅从电网的角度获取风电最佳出力接纳能力。要评估合理的风电场装机容量,还必须结合风电场的风资源、风电机组成本、风电场商的收益目标等。在该装机容量下,风电场可以获得成本效益的最大化。

a. 不弃风下风电场年发电量估算。

Weibull 分布常用来描述较长时间内风速的概率分布,其概率密度函数为:

$$\phi(v) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} \exp \left[- \left(\frac{v}{c} \right)^k \right] \quad (5)$$

其中, k 为形状系数;参数 c 为所描述地区的年平均风速; v 为风电场的风速,单位是 m/s 。

设风电机组的出力可以用式(6)获得:

$$p_w = \begin{cases} 0 & v < v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ \frac{v - v_{in}}{v_r - v_{in}} P_{WN} & v_{in} \leq v < v_r \\ P_{WN} & v_r \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (6)$$

其中, p_w 、 P_{WN} 、 v 、 v_{in} 、 v_r 、 v_{out} 分别为风电机组的实际出力、额定出力、实际风速、切入风速、额定风速和切出风速。

根据式(5)和(6)可得风电机组出力的概率密度函数为:

$$\phi(p_w) = \begin{cases} \frac{k(v_r - v_{in})}{P_{WN}c} \left[\frac{p_w(v_r - v_{in}) + P_{WN}v_{in}}{P_{WN}c} \right]^{k-1} \times \\ \exp \left\{ - \left[\frac{p_w(v_r - v_{in}) + P_{WN}v_{in}}{P_{WN}c} \right]^k \right\} & v_{in} \leq v < v_r \\ 1 - \exp \left[- \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] + \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] & v < v_{in} \text{ 或 } v > v_{out} \\ \exp \left[- \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] & v_r \leq v \leq v_{out} \end{cases} \quad (7)$$

由于风电机组在捕获风能发电的过程中,处在风向上游的机组将影响下游机组捕获风能,从而减少其发电出力,由此造成的功率损失称为风电场尾流损失,该损失值可达 10%~15%^[21]。假设风电场所有风电机组型号一致,每台机组的额定出力均为 P_{WN} ,共有 n_w 台。则考虑尾流效应的风电场风电出力期望值可以表达成:

$$E(p_w) = (1 - \chi) n_w \int_0^{P_{WN}} p_w \phi(p_w) dp_w = (1 - \chi) n_w (A + B + C) \quad (8)$$

$$A = \frac{P_{WN}c}{v_r - v_{in}} \left\{ \Gamma \left(\frac{1}{k} + 1 \right) - \gamma \left[\frac{1}{k} + 1, \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] - \Gamma \left[\frac{1}{k} + 1, \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] \right\}$$

$$B = \frac{P_{WN}v_{in}}{v_r - v_{in}} \left\{ \exp \left[- \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right] \right\}$$

$$C = P_{WN} \left\{ \exp \left[- \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right] - \exp \left[- \left(\frac{v_{out}}{c} \right)^k \right] \right\}$$

其中, n_w 为风电场装机台数; $E(p_w)$ 为风电场出力期望值; χ 为风电场尾流效应导致的风电功率损失系数; $\Gamma \left(\frac{1}{k} + 1 \right)$ 、 $\gamma \left[\frac{1}{k} + 1, \left(\frac{v_{in}}{c} \right)^k \right]$ 、 $\Gamma \left[\frac{1}{k} + 1, \left(\frac{v_r}{c} \right)^k \right]$ 分别为完全伽马函数、上不完全伽马函数和下不完全伽马函数。

本文分别统计历史分月风速的 k 与 c , 根据风电场每个月的风资源状况, 计算出风电场月发电量, 累计风电场年发电量为:

$$W_y = \sum_{m=1}^{12} (D_m - t_{off,m}) \times 24 \times E(p_w) \quad (9)$$

其中, W_y 为考虑不弃风下的风电场年发电量; $t_{off,m}$ 为第 m 月风电场机组因为故障、检修等原因而退出运行的月平均天数; D_m 为第 m 月的天数。

b. 风电场商收益率评估。

风电场商拟安装风电机组台数为 n_w , 则风电场商年投资为:

$$C_{Cy} = n_w C_{Gone} \frac{r(1+r)^{\gamma_w}}{(1+r)^{\gamma_w} - 1} \quad (10)$$

其中, C_{Gone} 为每台风机的平均投资成本; C_{Cy} 为风电场年投资成本; r 为折现率; γ_w 为风电机组使用年限。

风电场的年运行费用主要包括检修费用、电能损耗费用、管理费用、工资等。总的运行费用可以表示为:

$$C_0 = n_w P_{WN} C_{Gop} \quad (11)$$

其中, C_{Gop} 为风电场单位容量的年平均维护成本; C_0 为风电场的年运行维护费用。

假设风电场风电全部被接收, 风电上网电价为 p_w , 则风电场商的年收益率 α 为:

$$\alpha = (W_y p_w - C_{Cy} - C_0) / (C_{Cy} + C_0) \quad (12)$$

c. 第二层优化模型的建立。

式(12)表明在目前风电装机容量下, 风电出力完全被接纳时的风电场商的年收益率大小。事实上, 由于电网接纳风电的能力有限, 将会存在一定程度的弃风, 这无疑减少了风电场商的收益率。风电场商在考虑电网接纳风电能力的同时, 必然希望尽量减少弃风, 使得风电预期收益率达到或超过某一可接受水平。由于风电具有随机性较强的特点, 风电场商收益率并不是必然会达到, 而是在某一概率上能达到。因此, 根据上述分析, 第二层风电场商装机容量的优化模型采用随机机会约束规划模型。

根据分月典型日风电接纳水平和该月历史风资源状况, 确定该月弃风量和不足风量。累计得到未来年弃风电量和欠风电量。具体模型阐述如下:

$$\begin{cases} \min E(W_a) \\ \min E(W_s) \\ \text{s.t. } P_r\{[(W_y - W_a)\rho_w - C_{Cy} - C_0]/(C_{Cy} + C_0) \geq \theta\} \geq \beta_1 \end{cases} \quad (13)$$

其中, W_a 为年弃风电量, 即风电场出力超过电网最佳接纳出力 $P_{w,h,hold}$ (第一层优化得出的变量) 而放弃的风力发电量; W_s 为年欠风电量, 即风电场出力达不到 $P_{w,h,hold}$ 而使得电网不能满足最佳运行目标, 此时的不足出力产生的发电量; θ 为风电场商期望的收益率; β_1 为风电场商为了保证自己的收益率为 θ 而设置的置信水平。

上述模型在保证风电场收益率的情况下, 弃风电量期望值和欠风电量期望值最小, 既兼顾电网的节能减排效益, 又尽量提高风电场商的收益率。

风速规律性较弱, 预测精度偏低, 特别是长期风速预测的准确性与实际风速差距较大。因此, 用年预测风速作为风电场未来风资源状况评估风电场的装机容量, 其可行性不高。但合理评估风资源是确定风电场装机容量的关键因素。虽然风速短时间的波动性较大, 但年际风速具有相对的稳定性。本文拟采用历史风速分月拟合, 得出风速概率密度函数, 根据概率密度函数随机模拟生成多条对应时段的风速时序曲线, 并结合该时段历史实际风速时序曲线加权平均得到该月有效风速时序曲线。根据各月先后顺序, 把所有有效风速曲线连起来, 即年时序风速曲线。本文采用 9 次随机模拟风速数据和 1 次历史风速数据作为风速数据源, 取 10 次平均值作为该月的风速时序曲线。根据风速时序曲线和式(6)得出的风电机组时序出力曲线, 采用加权平均法得到风电场时序出力曲线。为了充分反映风电的随机性, 风电时序出力曲线每 15 min 取一个点, 即典型日分成 96 个时间断面, 全年共计算 35 040 个时间断面上的风电出力。负荷由于其用电具有延续性, 较少突变, 因此负荷每小时波动一次, 即典型日中 1 h 4 个时间断面上的负荷大小是一致的。由于月典型日负荷较具有代表性, 且机组组合方式基本稳定, 可认为该月其他日风电接纳能力基本不变^[22], 第二层因为涉及到多月风电接纳水平, 故用 $P_{w,h,hold,m}$ 表示第 m 月风电接纳水平, 该变量可以根据第 m 月的日典型负荷和其他参数, 利用第一层模型优化计算得出。

因此, 风电场的年弃风电量可以用式(14)、(15)估算得出:

$$\Delta W_{t,d,m,a} = \begin{cases} [n_w(1-\chi)P_{w,t,d,m} - P_{w,h,hold,m}]/4 & n_w(1-\chi)P_{w,t,d,m} \geq P_{w,h,hold,m} \\ 0 & n_w(1-\chi)P_{w,t,d,m} < P_{w,h,hold,m} \end{cases} \quad (14)$$

$$W_a = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{t=1}^{T_s} \Delta W_{t,d,m,a} \quad (15)$$

其中, D_m 为第 m 月的天数; $T_s=96$, 即每 15 min 取一个时间断面; $P_{w,t,d,m}$ 为单台风电机组在第 m 月第 d 天 t 时段的实际出力, 可以通过第 m 月风速时序曲线根据式(6)求得; $P_{w,h,hold,m}$ 为第 m 月风电接纳水平; $\Delta W_{t,d,m,a}$ 为风电场在第 m 月第 d 天 t 时段实际弃风电量; 年弃风电量 W_a 通过累计 1 a 中各月各天总共 35 040 个时段的弃风电量而得到。

风电场的年欠风电量可以表示为:

$$\Delta W_{t,d,m,s} = \begin{cases} 0 & n_w(1-\chi)P_{w,t,d,m} \geq P_{w,h,hold,m} \\ [P_{w,h,hold,m} - n_w(1-\chi)P_{w,t,d,m}]/4 & n_w(1-\chi)P_{w,t,d,m} < P_{w,h,hold,m} \end{cases} \quad (16)$$

$$W_s = \sum_{m=1}^{12} \sum_{d=1}^{D_m} \sum_{t=1}^{T_s} \Delta W_{t,d,m,s} \quad (17)$$

其中, $\Delta W_{t,d,m,s}$ 为风电场在第 m 月第 d 天 t 时段实际欠风电量; 年欠风电量通过 W_s 累计 1 a 中各月各天共 35 040 个时段的欠风电量而得到。

由于自然风具有较小的年际波动特性, 相同风电出力统计年际变化不大, 具有较高的稳定性^[22]。因此, 上述模型可以为风电场年发电量、风电场装机容量年利用小时数、风电场总体效益评估等提供一个可行且比较直观的方法。

2 分层优化问题求解

针对上述分层优化决策模型, 第一层为多目标优化问题, f_1 为常规机组的发电成本, 单位为元; f_2 为常规机组的排放量, 单位为 kg。2 个目标函数不仅量纲不同, 而且数量级也差别较大, 因此, 上述多目标优化问题不能简单利用系数加权法转化成为单目标函数。

本文先分别获得单目标运行的最优解 f_1^* 和 f_2^* 。对第一层优化问题的任一可行解 v , 则必然有 $f_1(v) \geq f_1^*$ 、 $f_2(v) \geq f_2^*$ 。

由于目标函数量纲不统一, 采用归一化的思想把式(1)和式(2)进一步处理成无量纲数值。

$$\begin{cases} u_1(f_1) = \frac{f_1(v) - f_1^*}{f_1(v)} \\ u_2(f_2) = \frac{f_2(v) - f_2^*}{f_2(v)} \end{cases} \quad (18)$$

第一层多目标问题可以转化为如下的单目标问题:

$$\min f = w_1 u_1(f_1) + w_2 u_2(f_2) \quad (19)$$

其中, w_1, w_2 为权重系数。

第一层优化采用文献[23]的算法进行求解, 外层用离散粒子群优化算法求解机组启停状态, 内层用连续粒子群优化算法求解已开机组负荷经济分配水平。该优化问题决策变量包括常规机组启停状态、出力水平和电网最佳接纳风电的能力, 即有 $n_g + 1$ 个决策变量。采用确定性规划方法得出满足系统安全约束和节能减排的最佳风电接纳能力。

第二层优化模型考虑风电场商的收益率,以第一层风电最佳接纳水平为基础,结合风电场风资源,求解风电场最佳装机容量。该层利用基于随机模拟技术的粒子群优化算法求解^[23]。假设风电场机型一致、容量一致,则第二层优化问题的决策变量为 n_w ,即风电场装机台数。折中考虑风电场利润最大化和并网效益最大化,第二层多目标优化问题转化为单目标: $\min(E(W_a)+E(W_s))$ 。

3 算例分析

以 IEEE 30 节点标准测试系统为例,节点 1 上的机组为平衡机组,节点 2、5、8、11、13 上的机组可以在允许出力的范围内自动调整,系统各月典型日负荷见图 1。风力发电机组的寿命 y_w 取 20 a,折现率 r 取 8%。根据福建省某风电场数据,该风电场单台风电机组的额定容量都为 2 MW, $v_{in}=3\text{ m/s}$ 、 $v_r=15\text{ m/s}$ 、 $v_{out}=25\text{ m/s}$;风电场上网电价 p_w 为 0.6 元/(kW·h);每台风电机平均投资成本为 2 135 万元;风力发电机组年运行维护成本为 11 万元/(a·MW);风电场商期望的收益率 $\theta=15\%$; $t_{off,m}=1.5\text{ d}$; $c_{1,up}=c_{1,down}=5\%$; $q_{1,up}=q_{1,down}=15\%$;权重系数 w_1 、 w_2 取相同的权重。6 台机组的排放参数见文献[20],成本系数及其他相关系数见文献[24]。假设风电接入点为节点 10,根据该地区历史风资源状况,利用极大似然法拟合得到各月威布尔参数见表 1,该风电场年时序风速见图 2。

3.1 电网对风电接纳水平变化分析

利用混合粒子群优化算法对第一层问题进行求解,得到各月典型负荷水平下的风电接纳水平曲线如图 3 所示。

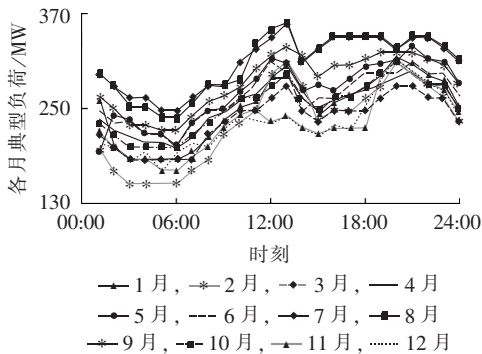


图 1 各月典型负荷波动图

Fig.1 Typical load curve for different months

表 1 风电场各月风速 Weibull 分布参数

Table 1 Weibull distribution reference of wind speed in wind farm for different months

月份	k	$c/(m\cdot s^{-1})$	月份	k	$c/(m\cdot s^{-1})$	月份	k	$c/(m\cdot s^{-1})$
1	1.7895	8.2135	5	1.9235	8.3462	9	1.9680	7.6248
2	1.8726	11.3648	6	1.9638	7.6982	10	2.0150	8.0670
3	1.8635	7.3562	7	1.9987	12.0560	11	2.0690	12.0560
4	1.9123	6.9548	8	2.0030	12.2850	12	1.8950	9.0630

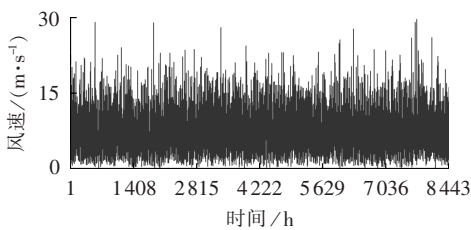


图 2 年时序风速

Fig.2 Yearly wind-speed sequence

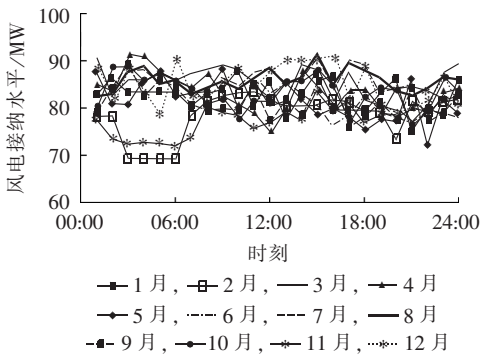


图 3 各月典型负荷下风电接纳水平变化

Fig.3 Variation of wind-power accommodation level for typical load of different months

风电接纳水平随着负荷水平的波动而变化,但变化的幅度不如负荷波动大,负荷在 155~341 MW 之间波动,而风电接纳水平在 69~90 MW 之间波动,见图 1 和图 3。风电接纳水平没有大幅度变化的主要原因是 6 台机组开机方式基本稳定,且机组具有较相似的运行特性。如果机组类型多样化,开机方式变化较大,则风电接纳水平随着负荷的波动将会发生更大的幅值变化。

图 3 主要从整体上反映电网对风电接纳水平的波动幅度,图 4 则挑出其中具有代表性的风电接纳水平波动曲线,分别为 2 月、7 月和 11 月典型负荷下的风电接纳水平。根据图 1,2 月的典型负荷在前半天最低,11 月的典型负荷在后半天较低,7 月的典型负荷比其他月份都大。7 月份负荷较大,常规机组基本都在开机状态,能提供足够多的旋转备用,调峰能力强,风电接纳水平增加,故具有较大的风电接纳空间;2 月典型负荷前半天在最低谷,常规机组出力水平较低,调峰能力弱,向下旋转备用提供能力有限,故接纳风电能力大幅度下降。11 月典型负荷 11:00—19:00 在各月典型负荷水平中最低,但远高于 2 月最低负荷水平,其风电接纳能力不会大幅度下降,其他月份的风电接纳水平基本位于这 3 条曲线之间。另外,考虑排放量的调度模式和不考虑排放量的调度模式对风电接纳水平具有较为类似的规律,如图 4 中 2 月典型负荷下风电接纳水平的变化趋势,二者较为接近,因为算例中机组的排放函数差异不大,接纳水平基本由成本引导。

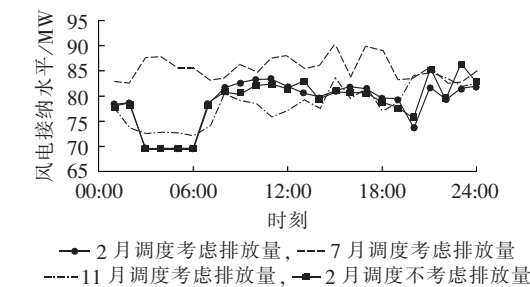


图 4 代表性风电接纳水平曲线
Fig.4 Typical curves of wind-power accommodation level

3.2 风电场装机容量评估

式(13)中,当 $\beta_1=0.9$ 与 $\beta_1=0.95$ 时,随着风电场商收益率的变化,风电场装机台数的变化如图 5 所示。随着置信水平的升高,在同样的收益率下风电场装机容量(装机台数乘以单机容量)下降。因为随着装机容量的下降,弃风量减少,收益率的实现具有更大的保障。

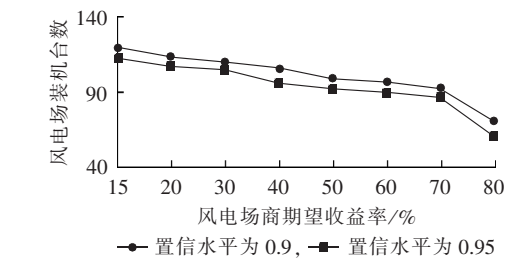


图 5 $\beta_1=0.9$ 和 $\beta_1=0.95$ 时风电场商收益率变化对装机台数的影响
Fig.5 Impact of wind power supplier's benefit on wind generators quantity for $\beta_1=0.9$ and $\beta_1=0.95$

图 6 则表明在同样的置信水平条件下,随着风电场商收益率的增加,在同样的风电接纳水平下弃风电量减少,欠风电量增加,风电场装机台数减少,虽然风电场商的收益率增加了,但风电对电网的节能减排效益没有充分发挥。根据式(12),风电场如果完全不弃风,风电场商的收益率可以达到 81.7%。

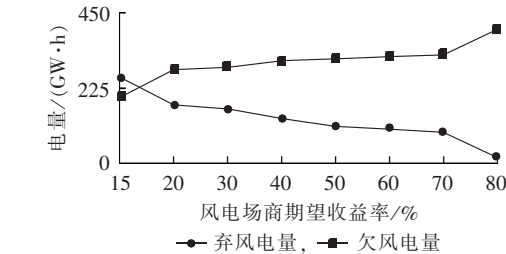


图 6 $\beta_1=0.95$ 时风电场商收益率变化对年弃风电量和欠风电量的影响
Fig.6 Impact of wind power supplier's benefit on yearly wind-curtailment and wind-shortage for $\beta_1=0.95$

为了充分说明本文优化装机台数的合理性,设当 $\beta_1=0.95$ 时,在上述 8 种风电场商期望的收益率

下,以图 5 所示的优化装机台数为基准,风电场装机台数规划分别增加 20%和减少 20%,具体数据见表 2。3 种方案下的 $E(W_a)+E(W_s)$ 对比如图 7 所示。根据图 7 的结果可以看出,无论是增加或减少风电装机台数,年弃风电量与欠风电量之和都会增加,二者尚不能兼顾电力系统优化运行和风电场商的利益。

表 2 3 种方案规划风机装机台数
Table 2 Wind generator quantities for three cases

情景	优化规划 风机台数	规划风机台数	
		增加 20%后	减少 20%后
1	113	136	90
2	108	130	86
3	105	126	84
4	96	115	77
5	92	110	74
6	90	108	72
7	87	104	70
8	61	73	49

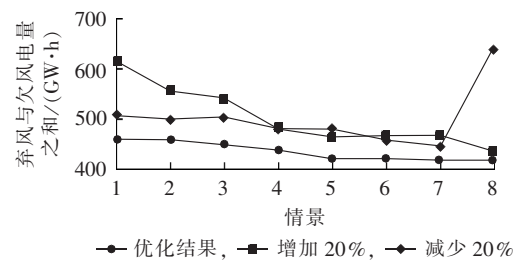


图 7 3 种方案年弃风电量与欠风电量之和对比
Fig.7 Comparison of yearly summation of wind-curtailment and wind-shortage among three cases

4 结论

针对目前风电弃风比较严重的现象,提出利用分层优化的多目标决策方法确定风电场合理装机容量,一方面尽量减少欠风电量以满足电力系统节能减排经济运行的要求;另一方面减少弃风电量,保证风电场商的利益。风电接纳水平受到较多因素的影响,本文着重考虑负荷对风电接纳能力的影响。第一层考虑风电的节能减排效应,求解不同月典型日负荷水平下的风电接纳水平;第二层以风电场年弃风电量和欠风电量最小为目标,受约束于风电场商期望收益率,获得风电场最佳装机容量。通过分层优化建模和算例分析研究,可以得到如下结论。

(1)随着负荷的波动,系统对风电接纳的水平是不一样的,但在开机方式比较接近的电力系统中,风电接纳水平变化的幅度范围比负荷变化幅度范围小,具有相对的稳定性。

(2)风电场商的期望收益率直接影响到风电场装机台数的变化,期望收益率低,则风电场可以接受更多的弃风电量,从而装机台数会增加,电力系统的

欠风电量减少,对电网的经济环境运行更有利;如果风电场商期望收益率高,则不能接受过多弃风,装机台数减少,以减少弃风电量,但欠风电量会明显上升,不利于电力系统经济环保运行。

(3)同样的风电场商期望收益率下,收益率实现的置信水平越高,则风电场装机台数越少。

本文提出的兼顾电力系统和风电场商二者利益的风电装机容量分层优化研究有利于充分发挥风电资源的优势,提高风电企业的效益,对实际风电场建设规划具有借鉴价值。考虑到风电接纳水平受到多种因素影响,下一步将研究不同类型电源结构比例对风电接纳水平的影响,进一步研究多元化电源条件下风电场最佳装机容量评估。

参考文献:

- [1] 张海峰,吴江,高峰,等. 基于机会约束规划的风电商日前市场竞标策略[EB/OL]. [2016-01-02]. http://www.cpn.com.cn/zdyw/201602/t20160222_870714.html.
- [2] 王赵宾. 中国弃风限电报告[J]. 能源,2014(7):42-48.
- [3] 曹卫琴. 我国风电消纳问题研究[J]. 电气制造,2014(6):42-45.
- [4] 孙荣富,张涛,梁吉. 电网接纳风电能力的评估及应用[J]. 电力系统自动化,2011,35(4):70-76.
SUN Rongfu,ZHANG Tao,LIANG Ji. Evaluation and application of wind power acceptance capacity in power grid[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(4):70-76.
- [5] 朱凌志,陈宁,韩华玲. 风电消纳关键问题及应对措施分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):29-34.
ZHU Lingzhi,CHEN Ning,HAN Hualing. The key problems and solution of wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):29-34.
- [6] 杨宏,刘建新,苑津莎. 风电系统中常规机组负调峰能力研究[J]. 中国电机工程学报,2010,30(16):26-31.
YANG Hong,LIU Jianxin,YUAN Jinsha. Research of negative peak load regulation of conventional generators in wind power grid[J]. Proceedings of the CSEE,2010,30(16):26-31.
- [7] 黎静华,龙裕芳,文幼宇,等. 满足充裕性指标的电力系统可接纳风电容量评估[J]. 电网技术,2014,38(12):3396-3404.
LI Jinghua,LONG Yufang,WEN Jingyu,et al. Assessment of wind power capability in power systems to meet the adequacy indexes[J]. Power System Technology,2014,38(12):3396-3404.
- [8] 张宏宇,印永华,申洪,等. 基于序贯蒙特卡洛方法的风电并网系统调峰裕度评估[J]. 电力系统自动化,2012,36(1):32-36.
ZHANG Hongyu,YIN Yonghua,SHEN Hong,et al. Peak-shaving margin evaluation associated with wind power integrated system based on sequential Monte-Carlo method[J]. Automation of Electric Power Systems,2012,36(1):32-36.
- [9] CERVANTES J,DAI T,QIAO W. Optimal wind power penetration in the real-time energy market operation[C]//Power and Energy Society General Meeting (PES). Vancouver,Canada:IEEE,2013:1-5.
- [10] RESTREPO J F,GALIANA F D. Assessing the yearly impact of wind power through a new hybrid deterministic/stochastic unit commitment[J]. IEEE Trans on Power Systems,2011,26(1):401-410.
- [11] 崔杨,张超,穆钢,等. 基于能耗费用评估的电网最优风电接纳功率分析[J]. 电网技术,2014,38(8):2174-2179.
CUI Yang,ZHANG Chao,MU Gang,et al. Analysis on power grid's optimal accommodation of wind power based on energy cost assessment[J]. Power System Technology,2014,38(8):2174-2179.
- [12] 杨楠,刘涤尘,董开松,等. 考虑柔性负荷补偿/激励机制的风电供需侧一体化随机调度方法[J]. 电力自动化设备,2015,35(2):15-20.
YANG Nan,LIU Dichen,DONG Kaisong,et al. Integrated random scheduling for supply and demand sides of wind power system considering flexible load compensation/incentives[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(2):15-20.
- [13] 江岳文,温步瀛. 从调度模式经济性角度评估电网风电出力接纳能力[J]. 电工电能新技术,2014,33(4):54-60.
JIANG Yuewen,WEN Buying. Evaluation of wind power capability in grid from economic dispatching model[J]. Advanced Technology of Electrical Engineering and Energy,2014,33(4):54-60.
- [14] 张粒子,周娜,王楠. 大规模风电接入电力系统调度模式的经济性比较[J]. 电力系统自动化,2011,35(22):105-110.
ZHANG Lizi,ZHOU Na,WANG Nan. Economic comparison for different generation schedulings with large scale wind power connected to power system[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(22):105-110.
- [15] YEH T H,WANG Li. A study on generator capacity for wind turbines under various tower height and rated wind speeds using Weibull distribution[J]. IEEE Trans on Energy Conversion,2008,23(2):592-602.
- [16] 张旭,罗先觉,赵峥,等. 以风电场效益最大为目标的风电装机容量优化[J]. 电网技术,2012,36(1):237-240.
ZHANG Xu,LUO Xianjue,ZHAO Zheng,et al. Installed capacity optimization of wind turbine generators considering maximum economic benefit of wind farm[J]. Power System Technology,2012,36(1):237-240.
- [17] 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.
- [18] 曾鸣,张徐东,田廓,等. 考虑风电并网的发电容量投资组合优化模型[J]. 电网技术,2011,35(12):153-159.
ZENG Ming,ZHANG Xudong,TIAN Kuo,et al. Optimization model of generation capacity portfolio[J]. Power System Technology,2011,35(12):153-159.
- [19] 王乾坤. 国内外风电弃风现状及经验分析[J]. 华东电力,2012,40(3):379-381.
WANG Qiankun. Update and empirical analysis of domestic and foreign wind energy curtailment[J]. East China Electric Power,2012,40(3):379-381.
- [20] ANUJAK K,RAMESH S. Multi-objective economic emission load dispatch solution using wolf's method in various generation plants with wind power penetration[C]//Electronics and Communication Systems (ICECS),2014 International Conference.

- Coimbatore, India: IEEE, 2014: 1-13.
- [21] JOHNSON K E, THOMAS N. Wind farm control: addressing the aerodynamic interaction among wind turbines [C]// American Control Conference. Missouri, USA: IEEE, 2009: 2104-2109.
- [22] 吕泉, 王伟, 韩水, 等. 基于调峰能力分析的电网弃风情况评估方法[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1887-1894.
- LÜ Quan, WANG Wei, HAN Shui, et al. A new evaluation method for wind power curtailment based on analysis of system regulation capability[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1887-1894.
- [23] 江岳文, 陈冲, 温步瀛. 含风电场的电力系统机组组合问题的随机模拟粒子群算法[J]. 电工技术学报, 2009, 24(6): 129-137.
- JIANG Yuewen, CHEN Chong, WEN Buying. Particle swarm research of stochastic simulation for unit commitment in wind farms integrated power system[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2009, 24(6): 129-137.

- [24] 江岳文, 陈冲, 温步瀛. 基于随机模拟粒子群算法的含风电场电力系统经济调度[J]. 电工电能新技术, 2007, 26(3): 37-41.
- JIANG Yuewen, CHEN Chong, WEN Buying. Economic dispatch of power system with wind farms based on stochastic simulation optimization of particle swarm[J]. New Technology of Electrical Power, 2007, 26(3): 37-41.

作者简介:



江岳文

江岳文(1977—),女,湖南岳阳人,副教授,博士,主要研究方向为风电并网优化运行、电力系统优化运行、电力市场(E-mail: jiangyuewen2008@163.com);

陈梅森(1991—),男,福建福州人,硕士研究生,主要研究方向为电力市场(E-mail: meishen202@163.com)。

Hierarchical wind-power installation capacity optimization considering grid wind-power accommodation and wind-power supplier's benefit

JIANG Yuewen, CHEN Meisen

(College of Electrical Engineering and Automation, Fuzhou University, Fuzhou 350108, China)

Abstract: The reasonable planning of wind farm installation capacity is an effective way to lessen the wind curtailment, optimize the operation of power system and reduce the loss of wind-power suppliers, which depends mainly on the wind-power accommodation capability of grid, the wind resource of wind farm and the operating mode of wind-power supplier. A multi-objective hierarchical optimization model is proposed for the reasonable planning of wind farm installation capacity. The first optimization layer takes the environmental-economic dispatch of grid as its objective to fully play the role of wind power in the energy-saving and emission-reduction. It analyses and calculates the wind-power accommodation capability of grid for different typical daily loads to obtain different curves of wind-power accommodation level. Based on the optimal grid wind-power accommodation level obtained in the first layer and the stochastically-simulated wind-speed sequence of wind farm, the second optimization layer takes the minimum summation of wind-curtailment expectation and wind-shortage expectation as its objective. It establishes the random chance constrained programming model to evaluate the optimal wind farm installation capacity with the consideration of expected wind-power's supplier benefit. Simulation example verifies the effectiveness and rationality of the proposed optimization model.

Key words: wind farms; electric power systems; wind-power accommodation level; installation capacity optimization; wind-power supplier's benefit; multi-objective hierarchical optimization