

DOI: 10.7667/PSPC170751

基于改进 BBO 算法的风电-水电互补优化运行策略

江岳春, 何钟南, 刘爱玲

(湖南大学电气与信息工程学院, 湖南 长沙 410082)

摘要: 为平抑风电的出力波动, 同时考虑到风电与水电具有良好的互补性, 提出风电与梯级水电站的互补优化运行策略。鉴于风速的不确定性, 将风电出力视为随机变量, 从兼顾风电-水电互补运行的稳定性与经济性、保证后续发电能力的角度出发, 建立基于机会约束的多目标随机优化模型。采用引入余弦型迁移模型、差分进化算法的变异策略以及动态非均匀变异算子的改进生物地理学优化算法(Biogeography-based Optimization, BBO)求解优化模型, 并结合随机模拟技术求解机会约束。通过基于风电预测与径流预测的分时段动态滚动决策, 来不断修正风电与水电的后续运行方式, 进一步提高互补运行的可靠性。以一个大型风电场和一个三级梯级水电站互补运行为例验证了所提模型、算法以及策略的可行性和有效性。

关键词: 风电-水电; 互补运行; 机会约束; 改进的 BBO 算法; 分时段动态滚动决策

A complementary optimal operation strategy of wind power-hydropower based on improved biogeography-based optimization algorithm

JIANG Yuechun, HE Zhongnan, LIU Ailing

(College of Electrical and Information Engineering, Hunan University, Changsha 410082, China)

Abstract: In order to stabilize the wind power output fluctuation, considering that the wind power and hydropower have good complementarities, this paper proposes a complementary optimal operation strategy of wind power and cascade hydropower station. In view of the wind speed uncertainty, the output of wind power can be regarded as a random variable. From the perspective of the stability and economy of wind power-hydropower complementary operation and ensuring subsequent power generation capacity, a multi-objective stochastic optimization model based on chance constraint is established. The cosine migration model, the mutation strategy of differential evolution algorithm and the dynamic non-uniform mutation operator are introduced into the improved Biogeography-Based Optimization (BBO) algorithm to solve the optimization model, and stochastic simulation technique is used to solve the chance constraint. Through time-division dynamic rolling decision based on wind power prediction and runoff forecast, the subsequent operation modes of wind power and hydropower is constantly revised to further improve reliability of complementary operation. Taking the complementary operation of a large-scale wind farm and a three-stage cascade hydropower station as an example, the feasibility and effectiveness of the proposed model, algorithm and strategy are verified.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51277057).

Key words: wind power-hydropower; complementary operation; chance constraint; improved BBO algorithm; time-division dynamic rolling decision

0 引言

随着石化能源的不断减少以及环境污染的日益严重, 采用风能、水能等可再生清洁能源的发电技术受到了广泛关注。风能是目前发展较快的可再生

能源^[1-4], 但由于风速的不确定性, 风电往往表现出较强的波动性和间歇性^[5-6], 严重制约着电网消纳风电的能力^[7-8]。水能不仅是环保的可再生能源, 而且水电与风电具有良好的互补性^[9]。我国冬春季风大, 夏秋季风小; 而在水资源分布上, 春夏季为丰水季, 秋冬季为枯水季, 因而风电与水电在季节上具有良好的互补性。风电的长期波动小而短期波动大, 水

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51277057)

电却恰恰相反,故风电与水电在波动周期上也具有一定的互补性。因此,可采用风电与水电联合互补运行的方法来平抑风电的出力波动,提高清洁能源的利用率。

针对风电与水电的联合互补运行已有相关研究。文献[10-12]以风电与水电联合运行的效益最大化为目标,建立了风电与水电联合运行的优化模型,但模型均为确定性模型,由于风电的不确定性,因而采用确定性方法所建立的模型无法准确全面地考虑风电的随机波动性。文献[13-14]探讨并提出了风电与水电的联合优化运行方式,但由于流域的径流变化以及风电的随机波动,根据优化模型所得出的运行方式在一段时间内恐难以满足系统负荷的需求,进而影响风电-水电互补运行的可靠性。

生物地理学优化算法(Biogeography-based Optimization, BBO)是一种受生物地理学启发并根据物种迁移、变异等规律构造的新型智能优化算法。本文引入 BBO 算法来求解优化模型,为取得更好的优化效果,采用余弦型迁移模型、差分进化算法的变异策略以及动态非均匀变异算子分别对 BBO 算法的迁移模型、迁移算子以及变异算子进行改进,以进一步提高 BBO 算法的收敛速度和寻优能力。通过与标准的 BBO 算法、粒子群算法(PSO)以及遗传算法(GA)进行对比分析,验证了所改进算法的有效性。

本文建立了基于机会约束的风电与梯级水电站互补运行的优化模型,将风电出力视为随机变量,充分考虑了风电的随机波动性。为解决事先制定的风电与水电的运行方式由于风电的随机波动和流域的径流变化而难以满足系统负荷需求的问题,采用基于风电预测与径流预测的分时段动态滚动决策,来不断修正风电与水电的后续运行方式,以提高互补运行的可靠性。运用改进的 BBO 算法并结合随机模拟技术求解优化模型,通过对一个大型风电场与一个三级梯级水电站互补运行的分析,验证了所提模型、算法以及策略能有助于提高风电-水电互补运行的稳定性和经济性,实现清洁能源的充分利用。

1 风电的随机模型

风电出力的随机性主要取决于风速的变化。目前,大量实测数据的统计分析结果表明,能够充分描述风速随机变化的是 Weibull 分布模型^[15-16],其概率密度函数为

$$f_v(c, k) = \frac{k}{c} \left(\frac{v}{c} \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{v}{c} \right)^k} \quad (1)$$

式中: v 表示风速; k 为形状因子,反映风速的分布特点; c 为尺度因子,反映平均风速的大小。 k, c 可根据风电场实际风速的分布拟合曲线来估计。

风力发电机的输出功率主要受风速的影响,可用分段函数来近似描述风力发电机的输出功率与风速之间的非线性关系,其表达式为^[17]

$$P_w(v) = \begin{cases} 0 & v \leq v_{ci} \text{ 或 } v \geq v_{co} \\ P_r \left(\frac{v^3 - v_{ci}^3}{v_r^3 - v_{ci}^3} \right) & v_{ci} < v < v_r \\ P_r & v_r \leq v < v_{co} \end{cases} \quad (2)$$

式中: P_w 为风力发电机的输出功率; P_r 为风力发电机的额定输出功率; v_{ci} 为切入风速; v_r 为额定风速; v_{co} 为切出风速。

风力发电机的发电量可由风速的 Weibull 分布和风力发电机的输出功率特性来计算。风力发电机在 t 时段的发电量可表示为

$$P_{w,t} = T \int_{v_{min}}^{v_{max}} f_v(c, k) P_w(v) dv \quad (3)$$

式中: v_{max} 为 t 时段的最大风速; v_{min} 为 t 时段的最小风速; T 为 t 时段的小时数。

2 风电-水电互补多目标随机优化模型

由于风速的不确定性,风电出力是随机变化的,若用传统的确定性方法建立优化模型,难以取得理想的优化效果。机会约束是随机规划的重要分支,主要针对约束条件中含有随机变量且必须在观测到随机变量的实现之前做出决策的问题。本文将风电出力作为随机变量,建立基于机会约束的多目标随机优化模型。

2.1 目标函数

1) 最大化梯级水电站的最小出力

该目标旨在使梯级水电站在整个运行周期中出力最小的时段的出力尽可能的大,从而提供均匀可靠的有功出力,以平抑风电的出力波动,避免火电机组频繁启停,减少对电力系统的影响,增强互补运行的稳定性与可靠性。

$$P_m = \max \left[\min \sum_{i=1}^m (\gamma_i Q_i^t H_i^t) \right] \quad (4)$$

式中: P_m 为梯级水电站最大化的最小出力, MW; m 为水电站的数量; γ_i 为水电站 i 的综合出力系数; Q_i^t 为水电站 i 在 t 时段的发电流量, m^3/s ; H_i^t 为水电站 i 在 t 时段的平均发电净水头, m; t 为运行周期内的计算时段, $t \in T$, T 为运行周期的总计算时段数(计算时段为天,运行周期为月时, $T=30$)。

2) 运行周期末蓄水量最大

在保证水电出力与其负荷平衡的情况下, 优化具有调节性能水电站的用水量, 减少发电耗水量, 以增加运行周期末梯级水电站的总蓄水量。该目标既能降低水电站的生产成本, 又能保证后续发电能力, 从而提高风电-水电互补运行的整体效益。

$$V = \max \sum_{i=1}^m V_i \quad (5)$$

式中: V 为运行周期末梯级水电站的蓄水量总和, m^3 ; V_i 为运行周期末水电站 i 的蓄水量, m^3 。

2.2 约束条件

1) 系统功率平衡约束

$$P_w^t + \sum_{i=1}^m P_i^t - P_L^t = 0 \quad (6)$$

式中: P_w^t 为风电场在时段 t 的出力, MW; P_i^t 为水电站 i 在时段 t 的出力, MW; P_L^t 为时段 t 的系统负荷需求, MW。

2) 风电场出力约束

将风电出力视为随机变量, 风电场出力约束在一定的置信水平上成立, 表现为概率的形式。

$$P\{P_w^t \leq p_w^t, \forall t \in T\} \geq \alpha \quad (7)$$

式中: $P\{\}$ 表示不等式成立的概率; p_w^t 为风电场在时段 t 的实际输出功率, MW; α 为事先给定的约束置信水平。

3) 水电站出力约束

$$P_{i,\min} \leq \gamma_i Q_i^t H_i^t \leq P_{i,\max} \quad (8)$$

式中: $P_{i,\min}$ 为水电站 i 允许的最小出力, MW; $P_{i,\max}$ 为水电站 i 的最大出力, MW。

4) 水量平衡约束

$$V_i^{t+1} = V_i^t + (q_i^t - Q_i^t - S_i^t) \Delta t \quad (9)$$

式中: V_i^{t+1} 为水电站 i 在第 $t+1$ 时段的蓄水量, m^3 ; V_i^t 为水电站 i 在第 t 时段的蓄水量, m^3 ; q_i^t 为水电站 i 在时段 t 的入库流量, m^3/s ; S_i^t 为水电站 i 在时段 t 的弃水流量, m^3/s ; Δt 为时段长度, s。

5) 蓄水量约束

$$V_{i,\min}^t \leq V_i^t \leq V_{i,\max}^t \quad (10)$$

式中: $V_{i,\min}^t$ 为水电站 i 在时段 t 的水库最小蓄水量, m^3 ; V_i^t 为水电站 i 在时段 t 的水库蓄水量, m^3 ; $V_{i,\max}^t$ 为水电站 i 在时段 t 的水库最大蓄水量, m^3 。

6) 水库下泄流量约束

$$Q_{Dr,\min}^t \leq Q_i^t + S_i^t \leq Q_{Dr,\max}^t \quad (11)$$

式中: $Q_{Dr,\min}^t$ 为水电站 i 在时段 t 应保证的最小下泄

流量, m^3/s ; $Q_{Dr,\max}^t$ 为水电站 i 在时段 t 所允许的最大下泄流量, m^3/s 。

3 改进的 BBO 算法

3.1 标准的 BBO 算法

生物地理学优化算法 (Biogeography-based Optimization, BBO) 是基于生物地理学并根据自然界物种迁移、变异以及消亡等规律构造的一种新型智能优化算法^[18]。在生物地理学研究中, 生物种群的栖息地都有其对应的适宜度指数 (Habitat Suitability Index, HSI), 影响 HSI 的相关因素称为栖息地的适宜度向量 (Suitable Index Vector, SIV)。具有较高 HSI 的栖息地更适宜物种生存, HSI 是影响栖息地种群迁移的重要因素。

迁移算子和变异算子是 BBO 算法的两大主要算子, 分别用来模拟自然界物种的迁移及变异^[19]。BBO 算法的基本思想为: 根据优化问题构造若干个彼此独立的栖息地作为初始解, 利用迁移算子将优良解的特征传递给劣质解, 提高解的质量; 变异算子对部分解进行变异, 同时使用清除算子排除相同解, 以提高种群的多样性, 经过多次的迁移, 变异及清除操作, 最终得到问题的最优解。

1) 迁移算子

迁移算子可以实现栖息地间的信息共享。单个栖息地的生物种群迁移模型如图 1 所示, 该模型为线性迁移模型。

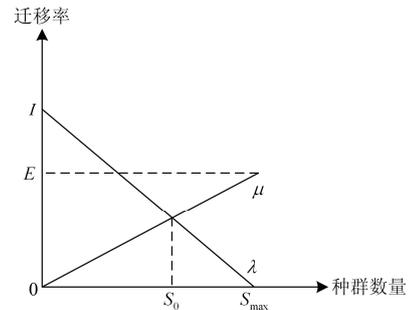


图 1 线性迁移模型

Fig. 1 Linear migration model

由图 1 可以看出: 当栖息地的种群数量为 0 时, 迁入率 λ 为最大值 $\lambda_{\max}=I$, 迁出率 $\mu=0$, 随着种群的迁入, 栖息地变得拥挤, λ 开始下降, μ 开始上升; 当 $\lambda=\mu$ 时, 达到平衡状态, 此时的种群数量为 S_0 ; 当种群数量达到饱和 ($S=S_{\max}$) 时, 迁出率 μ 为最大值 $\mu_{\max}=E$, 迁入率 $\lambda=0$ 。迁入率 λ 和迁出率 μ 均可表示成种群数量 S 的函数:

$$\begin{cases} \lambda(S) = I \left(1 - \frac{S}{S_{\max}} \right) \\ \mu(S) = E \frac{S}{S_{\max}} \end{cases} \quad (12)$$

BBO 算法根据迁入率和迁出率进行迁移操作。若栖息地 H_i 被确定进行迁入操作, 则根据 H_i 的迁入率 λ_i 来判断其适宜度向量 V_i 是否需要修改, 若需要修改, 则根据迁出率 μ_j 来选择迁出栖息地 H_j 。

2) 变异算子

在自然界, 疾病或自然灾害会使某一栖息地的生态环境发生巨变, BBO 算法采用变异算子来模拟这种情况, 并根据种群数量概率对栖息地的适宜度向量进行突变。

P_s 表示某一栖息地容纳种群数量为 S 时的概率。当种群数量较少或较多时, P_s 的值小, 生态系统处在不平衡的状态, 易发生突变; 当种群数量达到平衡状态 S_0 时, P_s 的值大, 突变的概率小。因此, 栖息地的突变概率 M_s 与 P_s 成反比, 表示为

$$M_s = M_{\max} \left(1 - \frac{P_s}{P_{\max}} \right) \quad (13)$$

式中: M_{\max} 为最大突变率; P_{\max} 为最大种群数量概率。突变可增强种群的多样性, 并使低 HSI 的栖息地以较大的概率发生突变, 以获取更优良的特征。

3.2 BBO 算法的改进

1) 线性迁移模型的改进

标准的 BBO 算法采用的是简单的线性迁移模型, 如图 1 所示。在生物地理学研究中, 根据种群的分布情况, 可以得到不同的迁移模型, 比如: 二次型迁移模型, 余弦型迁移模型, 指数型迁移模型等^[20-21]。经比较, 本文采用更接近于自然规律的余弦型迁移模型, 以提高 BBO 算法的寻优能力, 其表达式为

$$\begin{cases} \lambda(S) = \frac{1}{2} I \left(1 + \cos \left(\frac{S}{S_{\max}} \pi \right) \right) \\ \mu(S) = \frac{1}{2} E \left(1 - \cos \left(\frac{S}{S_{\max}} \pi \right) \right) \end{cases} \quad (14)$$

2) 迁移算子的改进

迁移算子可将优良解的特征与劣质解共享, 标准的 BBO 算法是用优良解的适宜度向量 V 代替劣质解的适宜度向量 V , 即算法的迁移算子为

$$H_i(V) = H_j(V) \quad (15)$$

式中: $H_i(V)$ 为迁入解; $H_j(V)$ 为迁出解。

利用式(15)进行迁移操作, 新产生的解所获得

的信息量少, 使种群的多样性下降, 算法容易陷入局部最优, 从而降低算法的探索能力。因此, 本文引入差分进化算法的变异策略来改进 BBO 算法的迁移算子, 改进后的迁移算子表示为

$$H_i(V) = H_j(V) + \varphi(H_{r1}(V) - H_{r2}(V)) \quad (16)$$

式中: φ 为调节参数; $H_{r1}(V)$ 和 $H_{r2}(V)$ 为随机选取的两个解向量。当 $\varphi=0$ 时, 迁移算子获取优良解的特征, 算法的寻优能力增强; 随着 φ 的增大, 算法的寻优能力下降, 探索能力增强。因此, 取调节参数 $\varphi=0.5$, 以平衡算法的寻优能力和探索能力。

3) 变异算子的改进

变异算子通过增强种群的多样性来提高算法的探索能力。标准的 BBO 算法中, 变异算子采用随机解代替变异解, 为提高算法的收敛速度, 本文采用动态非均匀变异算子对原变异算子进行改进。

设栖息地 H_i 的适宜度向量 $V_i = (v_{i1}, v_{i2}, \dots, v_{id})$ 的分量 $v_{ik} (1 \leq k \leq d)$ 发生变异, 得到新的向量为 $V'_i = (v'_{i1}, v'_{i2}, \dots, v'_{id})$, 则 v'_{ik} 可以表示为

$$v'_{ik} = \begin{cases} v_{ik} + \Delta(n, V_{i,\max}^k - v_{ik}) & \text{random}(0,1) = 0 \\ v_{ik} - \Delta(n, v_{ik} - V_{i,\min}^k) & \text{random}(0,1) = 1 \end{cases} \quad (17)$$

式中: n 为当前迭代次数; $v_{ik} \in [V_{i,\min}^k, V_{i,\max}^k]$ 。函数 $\Delta(n, x)$ 返回 $[0, x]$ 内的一个数, 其表达式为

$$\Delta(n, x) = x \left(1 - r^{(1-n/N)^b} \right) \quad (18)$$

式中: r 为 $[0,1]$ 上均匀分布的随机数; b 为调节参数; N 为最大迭代次数。函数 $\text{random}(0, 1)$ 以 50% 的概率随机产生数 0 和 1。

算法进行初期, 动态非均匀变异算子可以扩大搜索范围, 均匀搜索整个解空间。在算法后期, 随着迭代次数的增加, 搜索范围动态减小, 由于通过迁移算子已使得解接近于最优解, 于是动态非均匀变异算子则可在小范围的局部区域对最优解进行精确搜索, 从而加速算法向全局最优解收敛。

4 分时段动态滚动决策

目前, 大部分的风-水互补发电系统在运行周期内都是按事先拟定的发电计划运行, 由于风电的随机性及流域的径流变化, 事先制定的运行计划可能难以适应系统负荷的变化, 从而影响风电-水电互补运行的可靠性。考虑到随着时间尺度的缩小, 风电预测和径流预测的精度将会逐步提高, 因此, 本文采用一种新的运行决策方法: 分时段动态滚动决策。

分时段动态滚动决策可根据实时更新的风电预

测和径流预测来修正当前时段到运行周期末的运行策略。将运行周期 T 分为 n 个时间段, 即 $t_1, t_2, t_3, \dots, t_n$ 。首先, 根据优化模型和初始预测信息得出周期 T 内风电-水电互补运行的初始最佳运行方式, 即 $Y_{11}, Y_{12}, Y_{13}, \dots, Y_{1n}$, 且初始时段 t_1 的最佳运行方式为 Y_{11} 。此后, 在运行过程中, 随着风电预测和径流预测的不断更新, 将对剩余时段的运行方式 $Y_{12}, Y_{13}, \dots, Y_{1n}$ 进行修正, 从而得到新的运行方式 $Y_{22}, Y_{23}, \dots, Y_{2n}$, 并据此得出当前时段 t_2 的最佳运行方式为 Y_{22} 。这样, 根据新的预测信息, 不断地修正后续运行方式, 最终将得到 T 内所有时段的最佳运行方式, 可用决策修正矩阵表示为

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & \cdots & Y_{1n} \\ & Y_{22} & Y_{23} & \cdots & Y_{2n} \\ & & Y_{33} & \cdots & Y_{3n} \\ & & & \cdots & \\ & & & & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (19)$$

由上述分析可知, 决策修正矩阵的每一行都是对上一行运行方式的修正, 其主对角线上的所有元素 $Y_{11}, Y_{22}, Y_{33}, \dots, Y_{nn}$, 即为风电-水电在运行周期 T 内的最佳运行方式。

5 优化模型的求解

5.1 多目标问题的处理

HSI 是 BBO 算法中用来衡量所产生的可行解优劣的重要指标, 单目标优化问题中, HSI 对应于该问题的目标函数。多目标优化问题由于不同目标函数间的量纲以及数量级的区别, 其优化结果往往不能直接比较。本文将水电出力折合成发电用水量, 并以此为基础构造度量函数 f_{HSI} , 其表达式为

$$f_{\text{HSI}} = \max(\xi P_m + V) \quad (20)$$

式中: ξ 为水电出力折合系数; P_m 为梯级水电站最大化的最小出力, MW; V 为运行周期末梯级水电站的蓄水量总和, m^3 。

5.2 机会约束的求解

求解机会约束的传统方法是将其转化为确定的等价类, 但此方法仅适用于简单的机会约束模型, 对于复杂的机会约束问题, 随机模拟技术是一个有效的求解方法。对于式(7)所示的机会约束, 采用随机模拟技术检验其是否成立的步骤如下:

1) 从风速的概率分布 $f_v(c, k)$ 中产生 M 个彼此独立的随机变量 $v_1, v_2, v_3, \dots, v_M$;

2) 根据式(2)分别计算此 M 个随机变量所对应的 $p_w(v_i)$;

3) 设 M' 为 M 个随机变量中满足式(7)约束的个数, 根据大数定理, 当 $M'/M \geq \alpha$ 时, 式(7)所示的机会约束成立。

采用改进的 BBO 算法对优化模型进行求解, 算法的主要流程如图 2 所示。

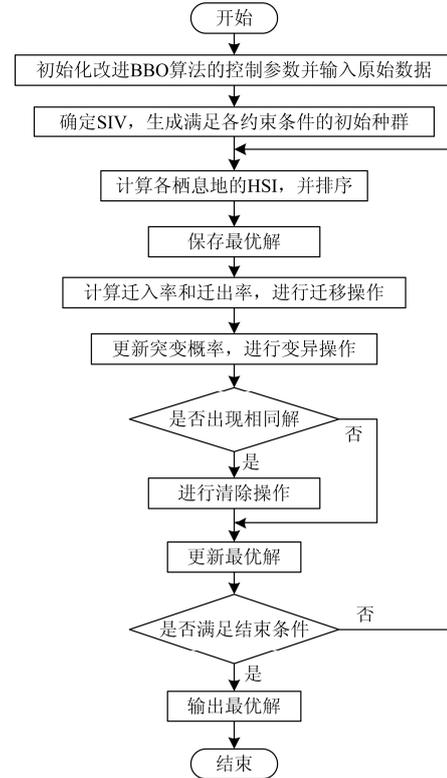


图 2 改进的 BBO 算法的求解流程

Fig. 2 Solving process of improved BBO algorithm

6 算例分析

以一个大型风电场和一个三级梯级水电站互补运行为例来验证所提出的风电-水电互补优化运行模型及策略的有效性。互补运行周期为一个月, 电力系统的日平均负荷如图 3 所示。该系统的负荷主要由居民用电负荷和工业用电负荷组成。其中, 居民用电负荷的日内波动大, 日间变化小, 对系统的日平均负荷影响不大。工业用电负荷在系统负荷中占有较大的比例, 其月负荷的变化为上月较低, 中旬较高, 下旬较中旬有所下降, 故系统负荷曲线呈现出中间高, 两端低的变化趋势。第三周的周三(即第 17 天)是月内最大负荷日, 系统负荷为 3.698 GW, 以系统最大负荷的 5% 计算旋转备用容量, 则旋转备用容量为 184.9 MW。将系统日平均负荷与系统中火电出力的差值定义为等效负荷, 即为风电-水电应当为整个系统所提供的出力, 如图 3 所示。

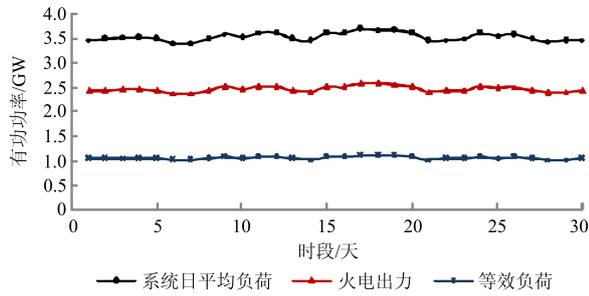


图3 系统月内负荷曲线

Fig. 3 Load curves of power system for month

算例中, 风电场总装机容量为 500 MW, 三级梯级水电站分别表示为 A 水电站、B 水电站和 C 水电站。其中, A 水电站位于流域上游, 具有较大的库容, 为完全年调节式水电站, 按照 A 水电站典型年的月平均流量进行径流调节, 以月为计算时段; B、C 水电站为日调节式水电站, 径流调节按照其典型年的日平均流量进行计算, 计算时段为日。

A、B、C 水电站的主要技术指标如表 1 所示。

表 1 梯级水电站的主要技术指标

Table 1 Main technical indexes of cascade hydropower station

技术指标	A 水电站	B 水电站	C 水电站
正常蓄水位/m	601	251.8	295.7
装机容量/MW	700	180	79
多年平均流量/(m ³ /s)	338	887	811
正常蓄水位库容/亿 m ³	21.5	2.32	1.06
死库容/亿 m ³	8.1	0.78	0.35

采用标准化平均绝对误差(Normalized Mean Absolute Error, NMAE)和标准化均方根误差(Normalized Root Mean Square Error, NRMSE)两个评价指标对优化模型跟踪等效负荷曲线的效果进行评价。 e_{NMAE} 和 e_{NRMSE} 分别表示为

$$e_{\text{NMAE}} = \frac{1}{P_{\text{meq}}} \times \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |P_{\text{w-h}}(i) - P_{\text{eq}}(i)| \times 100\% \quad (21)$$

$$e_{\text{NRMSE}} = \frac{1}{P_{\text{meq}}} \times \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (P_{\text{w-h}}(i) - P_{\text{eq}}(i))^2} \times 100\% \quad (22)$$

式中: P_{meq} 为系统月平均等效负荷; $P_{\text{w-h}}(i)$ 为风电-水电的出力; $P_{\text{eq}}(i)$ 为等效负荷; n 为运行周期的总时段数(以月为运行周期, 取 $n=30$)。

e_{NMAE} 反映风电-水电的出力跟踪等效负荷的偏差大小, e_{NMAE} 越小, 偏差越小。 e_{NRMSE} 考虑了大误差数据的影响, 反映风电-水电的出力偏离系统等效负荷的程度, e_{NRMSE} 越小, 风电-水电的出力跟踪等效负荷的精度越高。

6.1 采用改进 BBO 算法的风电-水电互补运行分析

改进 BBO 算法的参数设置如下: 种群规模 $N_p=50$, 最大突变率 $M_{\text{max}}=0.01$, 最大迭代次数 $N=150$, 全局迁移率 $P_{\text{mod}}=1$, 最大迁入率 $I=1$, 最大迁出率 $E=1$ 。随机模拟次数 $M=300$, 分别取置信水平 α 为 0.85, 0.90, 0.95, 1.00 进行仿真实验。为了验证改进的 BBO 算法的性能, 分别采用标准的 BBO 算法, 粒子群算法(PSO)以及遗传算法(GA)对优化模型进行求解, 并与改进 BBO 算法进行对比。标准的 BBO 算法, PSO 算法以及 GA 算法的种群规模和最大迭代次数与改进的 BBO 算法的设置相同。通过多次仿真实验, 对比分析实验结果, 当置信水平 $\alpha=0.90$ 时, 优化模型跟踪等效负荷的综合情况较好。以下选取置信水平 $\alpha=0.90$, 对不同算法下优化模型跟踪等效负荷的情况进行对比分析, 如图 4 所示, 跟踪效果如表 2 所示。

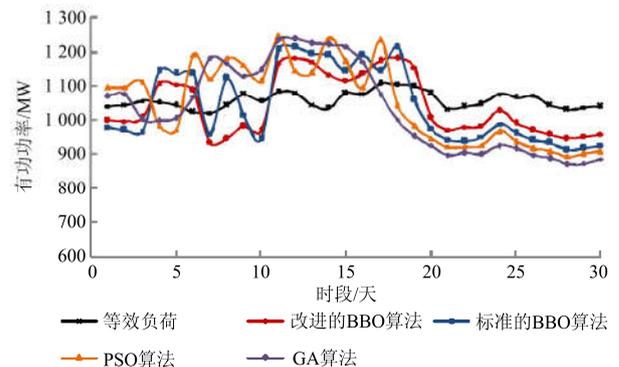


图 4 不同算法下的优化模型跟踪等效负荷情况

Fig. 4 Situation of the optimization model tracking the equivalent load under different algorithms

表 2 不同算法下的优化模型跟踪效果比较

Table 2 Comparison of the tracking performance for the optimization model under different algorithms

算法	$e_{\text{NMAE}}/\%$	$e_{\text{NRMSE}}/\%$
改进的 BBO 算法	7.04	7.31
标准的 BBO 算法	9.28	9.67
PSO 算法	10.17	10.9
GA 算法	11.21	12.18

如图 4 所示, 运行中期因对风电出力的预测较为保守而增加了水电的发电量, 此时 B 水电站和 C 水电站的出力增加, A 水电站的出力变化平稳, 有小幅度上升, 故风电-水电的出力位于等效负荷曲线的上方。由于运行中期水电发电量的增加, 导致水电的计划用水量减少, B 水电站和 C 水电站在运行后期的出力下降, A 水电站因其具有较大的调节库容, 出力小幅度下降, 因此运行后期水电的总体出力下

降, 此时风电-水电的出力位于等效负荷曲线的下方。各算法跟踪等效负荷的效果差异主要体现在运行中期和后期。在运行中后期, 采用改进的 BBO 算法求解的优化模型能较好地跟踪等效负荷的变化趋势, 且与等效负荷的差值较采用 GA、PSO 以及标准 BBO 算法求解的差值小。由表 2 可知, 采用标准的 BBO 算法、PSO 算法和 GA 算法的 e_{NMAE} 分别为 9.28%、10.17%、11.21%, 而采用改进 BBO 算法的 e_{NMAE} 为 7.04%, 这说明采用改进的 BBO 算法求解的优化模型相比于采用其他三种算法求解的优化模型跟踪等效负荷的偏差较小。同时, 改进 BBO 算法的 e_{NRMSE} 为 7.31%, 其优化结果偏离等效负荷的程度也是四种算法中最小的。因此, 相比于其他三种算法, 采用改进的 BBO 算法求解的优化模型具有更好的跟踪等效负荷的精度。

分别采用改进的 BBO 算法、标准的 BBO 算法、PSO 算法以及 GA 算法求解优化模型, 风电-水电互补运行的周期末蓄水量如表 3 所示。

表 3 不同算法下的周期末蓄水量

Table 3 Water storage capacity at the end of the operation period under different algorithms

算法	周期末蓄水量/亿 m^3			
	A 水电站	B 水电站	C 水电站	总蓄水量
改进的 BBO 算法	20.89	2.13	0.92	23.94
标准的 BBO 算法	20.75	2.06	0.86	23.67
PSO 算法	20.68	1.94	0.76	23.38
GA 算法	20.65	1.92	0.72	23.29

由表 3 可知, 采用改进的 BBO 算法求解的优化模型, A 水电站、B 水电站和 C 水电站在运行周期末的蓄水量均为最大, 且运行周期末梯级水电站的总蓄水量最大, 为 23.94 亿 m^3 。这表明, 改进的 BBO 算法相比于其他三种算法对于优化模型的求解具有更好的寻优能力。

6.2 分时段动态滚动决策下的风电-水电互补运行分析

采用改进 BBO 算法求解的优化模型能较好地跟踪等效负荷的变化, 但随着时间尺度变大, 风电预测的准确性降低, 因此在运行中后期优化模型跟踪等效负荷的偏差变大。分时段动态滚动决策以整个运行周期为决策周期, 每隔 3 天, 根据风电-水电的近期运行情况并结合最新的风电预测和径流预测, 对运行周期内剩余时段的风电预测出力和水电计划发电量进行重新修正, 并得出当前时段的最佳运行方式。在修正水电计划发电量时, 前一时段水电计划发电量的偏差将会被叠加到本时段决策的水

电计划发电量之中, 以减少运行期末的水电偏差。在采用改进 BBO 算法求解的基础上引入分时段动态滚动决策, 优化模型跟踪等效负荷的情况如图 5 所示, 跟踪效果如表 4 所示。

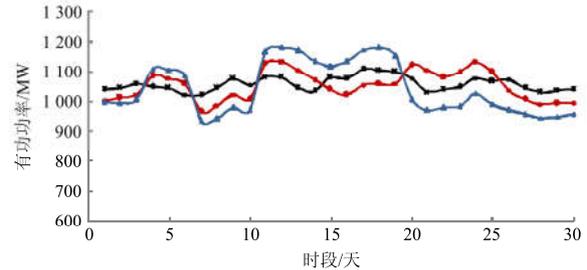


图 5 分时段动态滚动决策下跟踪等效负荷的情况

Fig. 5 Situation of tracking the equivalent load under time-division dynamic rolling decision

表 4 分时段动态滚动决策下的跟踪效果比较

Table 4 Comparison of the tracking performance under time-division dynamic rolling decision

决策	e_{NMAE} /%	e_{NRMSE} /%
采用分时段动态滚动决策	4.26	4.35
无分时段动态滚动决策	7.04	7.31

当不采用该决策时, 由图 5 可知, 在第一周(即第 1—7 天), 由于能较准确地预测风电功率, 优化模型可以较好地跟踪系统等效负荷。但随着时间的推移, 风电预测的准确性降低, 此时对风电功率的预测较为保守, 需增加水电的发电量(B、C 水电站的出力大幅度上升)来规避风电的不确定性对系统造成影响的风险。第二周(第 8—14 天)风电-水电的出力总体上能够跟踪等效负荷的变化趋势。第二周的前三天(第 8—10 天)是小风日, 风电-水电的出力位于等效负荷曲线的下方, 但因增加了水电的发电量, 所以与等效负荷的差值不大; 后四天(第 11—14 天)是大风日, 风电-水电的出力大于系统等效负荷, 因对风电预测较为保守且又增加了水电的发电量, 所以差值较第 8—10 天的差值大。因运行中期增加了水电的发电量, 导致运行后期 B、C 水电站的出力不足, A 水电站的出力下降。在第三周周末(第 20—21 天)风电-水电的出力开始呈现下降趋势, 此趋势将一直持续到运行期末(第 24 天是一个大风日, 风电-水电的出力有所上升), 且与系统等效负荷的差值越来越大。如图 5 所示, 当采用分时段动态滚动决策时, 不需要在运行中期额外增加 B 水电站和 C 水电站的出力来提高水电的总体发电量, 可根据新的风电预测信息并结合径流预测合理安排 A、B、C 水电站的出力。由于能根据不断更新的风电预测和径流预测

信息来修正后续运行方式,所以在运行中后期风电-水电仍能较好地跟踪等效负荷的变化,且与等效负荷的差值变化平稳,同时能保证运行后期的水电出力,提高风电-水电互补运行的可靠性。如表4所示,采用分时段动态滚动决策时的 e_{NMAE} 仅为 4.26%,较不采用该决策时减少了 2.78%; e_{NRMSE} 为 4.35%,减少了 2.96%。这表明,采用该决策时,风电-水电的出力跟踪等效负荷的偏差很小,且跟踪等效负荷的精度较高,具有较好的跟踪效果。

两种情况下,风电-水电互补运行的周期末蓄水量如表 5 所示。

表 5 分时段动态滚动决策下的周期末蓄水量

Table 5 Water storage capacity at the end of the operation period under time-division dynamic rolling decision

决策	周期末蓄水量/亿 m ³			
	A 水电站	B 水电站	C 水电站	总蓄水量
采用分时段动态滚动决策	21.43	2.27	1.02	24.72
无分时段动态滚动决策	20.89	2.13	0.92	23.94

如表 5 所示,采用分时段动态滚动决策时,A 水电站、B 水电站和 C 水电站的周期末蓄水量分别为 21.43 亿 m³、2.27 亿 m³ 和 1.02 亿 m³,均接近于其正常蓄水位库容。运行周期末梯级水电站的总蓄水量为 24.72 亿 m³,接近于梯级水电站的总正常蓄水位库容 24.88 亿 m³。结果表明,采用分时段动态滚动决策能够合理地安排水电的发电量,保证整个运行周期的水电出力,对提高风电-水电互补运行的可靠性和稳定性具有重要意义。

7 结论

为充分发挥风电与水电的互补效应,提高能源利用率,本文提出风电与梯级水电站的互补优化运行策略并建立优化模型,理论分析和算例均表明:

1) 基于机会约束的多目标随机优化模型能同时兼顾风电-水电互补运行的稳定性与经济性,该模型能较好地平抑风电的出力波动,同时保证后续发电能力。

2) 采用改进的 BBO 算法对所建立的优化模型进行求解,并与标准的 BBO 算法、PSO 算法以及 GA 算法进行对比,结果表明,改进的 BBO 算法具有更好的寻优能力,运用其求解的优化模型跟踪等效负荷的精度更高。

3) 考虑到随着时间尺度的缩小,预测精度逐步提高的特点,提出基于风电预测与径流预测的分时段动态滚动决策。算例结果表明,采用该决策能进

一步改善优化模型的跟踪效果,合理安排水电出力,提高风电-水电互补运行的可靠性和经济性。

参考文献

- [1] 唐西胜,苗福丰,齐智平,等. 风力发电的调频技术研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(25): 4304-4314.
TANG Xisheng, MIAO Fufeng, QI Zhiping, et al. Survey on frequency control of wind power[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(25): 4304-4314.
- [2] 韩璐,李凤婷,王春艳,等. 风电接入对继电保护的影响综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(16): 163-169.
HAN Lu, LI Fengting, WANG Chunyan, et al. A survey on impact of wind farm integration on relay protection[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(16): 163-169.
- [3] 姚亮,陈峦,郑彬,等. 风-火互补发电系统区域频率控制的策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(11): 46-52.
YAO Liang, CHEN Luan, ZHENG Bin, et al. Research on area frequency control strategy of wind-fire hybrid power generation system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(11): 46-52.
- [4] 李军军,吴政球,谭勋琼,等. 风力发电及其技术发展综述[J]. 电力建设, 2011, 32(8): 64-72.
LI Junjun, WU Zhengqiu, TAN Xunqiong, et al. Review of wind power generation and relative technology development[J]. Electric Power Construction, 2011, 32(8): 64-72.
- [5] 薛禹胜,雷兴,薛峰,等. 关于风电不确定性对电力系统影响的评述[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(29): 5029-5040.
XUE Yusheng, LEI Xing, XUE Feng, et al. A review on impacts of wind power uncertainties on power systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 5029-5040.
- [6] 杨家然,王兴成,蒋程,等. 计及风力发电风险的电力系统多目标动态优化调度[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 25-31.
YANG Jiaran, WANG Xingcheng, JIANG Cheng, et al. Multi-objective dynamic optimal scheduling of power system considering wind power risk[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 25-31.
- [7] 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. Key problems and solutions of wind power accommodation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 29-34.

- [8] 李欣然, 黄际元, 陈远扬, 等. 大规模储能电源参与电网调频研究综述[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(7): 145-153.
LI Xinran, HUANG Jiyuan, CHEN Yuanyang, et al. Review on large-scale involvement of energy storage in power grid fast frequency regulation[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(7): 145-153.
- [9] 杨秀媛, 陈瑶, 陈麒宇, 等. 导前微分控制在风电水电协同运行中的应用[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(18): 4591-4597.
YANG Xiuyuan, CHEN Yao, CHEN Qiyu, et al. Application of lead differential control in coordinated hydro and wind power generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(18): 4591-4597.
- [10] 徐飞, 陈磊, 金和平, 等. 抽水蓄能电站与风电的联合优化运行建模及应用分析[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(1): 149-154.
XU Fei, CHEN Lei, JIN Heping, et al. Modeling and application analysis of optional joint operation of pumped storage power station and wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(1): 149-154.
- [11] 潘文霞, 范永威, 杨威. 风-水联合优化运行分析[J]. 太阳能学报, 2008, 29(1): 80-84.
PAN Wenxia, FAN Yongwei, YANG Wei. The optimization for operation of wind park combined with water power system[J]. Acta Energiæ Solaris Sinica, 2008, 29(1): 80-84.
- [12] 盛四清, 孙晓霞. 风电-抽水蓄能联合运行优化模型[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(11): 100-103.
SHENG Siqing, SUN Xiaoxia. Operational optimization model for combined operation of wind power and pumped-storage plant[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2016, 28(11): 100-103.
- [13] 辛颂旭. 水电与风电联合运行分析[J]. 中国电力, 2013, 46(8): 85-89.
XIN Songxu. Combined operation analysis of hydropower and wind power[J]. Electric Power, 2013, 46(8): 85-89.
- [14] 黄春雷, 丁杰, 田国良, 等. 大规模消纳风电的常规水电运行方式[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(23): 37-40.
HUANG Chunlei, DING Jie, TIAN Guoliang, et al. Hydropower operation modes of large-scale wind power grid integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(23): 37-40.
- [15] WANG L, YEH T H, LEE W J, et al. Benefit evaluation of wind turbine generators in wind farms using capacity factor analysis and economic-cost methods[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 692-704.
- [16] 冬雷, 廖晓钟, 王丽婕. 大型风电场发电功率建模与预测[M]. 北京: 科学出版社, 2014: 156-167.
- [17] 雷亚洲, 王伟胜, 印永华, 等. 基于机会约束规划的风电穿透功率极限计算[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(5): 32-35.
LEI Yazhou, WANG Weisheng, YIN Yonghua, et al. Wind power penetration LIMIT calculation based on chance constrained programming[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(5): 32-35.
- [18] SIMON D. Biogeography-based optimization[J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2008, 12(6): 702-713.
- [19] SIMON D, ERGEZER M, DU D. Population distributions in biogeography-based optimization algorithms with elitism[C] // IEEE International Conference on Systems, October 11-14, 2009, San Antonio, USA: 991-996.
- [20] 马海平, 李雪, 林升东. 生物地理学优化算法的迁移率模型分析[J]. 东南大学学报(自然科学版), 2009, 39(增刊 1): 16-21.
MA Haiping, LI Xue, LIN Shengdong. Analysis of migration rate models for biogeography-based optimization[J]. Journal of Southeast University (Natural Science Edition), 2009, 39(S1): 16-21.
- [21] GOUDOS S K, SIAKAVARA K, SAHALOS J N. A comparative study of different biogeography based optimization migration models performance on antenna array thinning problems[C] // 2016 International Conference on High Performance Computing & Simulation (HPCS), July 18-22, 2016, Innsbruck, Austria: 270-277.

收稿日期: 2017-05-18; 修回日期: 2017-07-08

作者简介:

江岳春(1965—), 男, 博士, 副教授, 研究方向为新能源发电及其优化运行、电力市场及技术支持系统等; E-mail: jychns@sina.com

何钟南(1993—), 女, 通信作者, 硕士研究生, 研究方向为风电、水电的优化运行。E-mail: he_znan@163.com

(编辑 葛艳娜)