

文章编号: 1000-7709(2018)01-0190-05

考虑电网络影响的水火电力系统短期优化调度

陈 谦¹, 张文涛¹, 陈 博¹, 魏 俊¹, 孙绪江², 张君泉², 张景瑞³

(1. 国网四川省电力公司 经济技术研究院, 四川 成都 610041; 2. 积成电子股份有限公司, 山东 济南 250100; 3. 厦门大学 仪器与电气系, 福建 厦门 361005)

摘要: 为提高发电计划实际执行的可行性, 提出考虑电网络影响的水火电力系统短期优化调度方案, 即在传统水火电优化调度中引入输电网络潮流约束, 构建水火电力系统短期优化调度数学模型。该模型以火电站的总煤耗量最小为优化目标, 考虑水火电的发电特性、梯级水电复杂关系、系统运行约束、输电网络约束及传输功率限制。同时为模型求解引入迁徙操作和惯性权重非线性递减策略的改进粒子群算法, 并设计了五种约束处理规则以应对复杂的约束条件。最后以典型水火电系统和 IEEE-9 节点的电网络拓扑为例对所构建的模型和算法进行验证。结果表明, 所构建的优化模型和设计的求解方法能满足复杂运行约束的短期调度方案。

关键词: 水火电力系统; 短期调度; 粒子群算法; 最优潮流

中图分类号: TM732

文献标志码: A

1 引言

水火电力系统短期优化调度^[1] (STOHS) 通常是指在一段时期内(如 24 h), 在满足水火电运行复杂约束条件的情况下, 合理确定各电站的调度方案, 以最大程度地利用水力资源, 降低火电比重, 使系统运行成本最小。建立调度模型是水火电力系统短期优化调度的关键。然而, 目前水火协调的诸多模型主要侧重于梯级水电间水头相互影响、发电效率的变化^[2,3] 及火电站出力拐点效应和线路有功损耗等方面, 而较少关注水火电力系统的电网络拓扑结果和线路功率传输限制, 因此可能存在调度方案与系统实际运行情况偏离较大的潜在风险。潮流方程是体现电网络约束的重要工具, 能更真实反映水火电力系统运行的实际, 因此有必要将潮流优化约束^[4] 引入到水火电力系统优化调度中。引入潮流约束的水火电优化调度实质上是动态最优潮流问题^[5], 目前针对水火电力系统动态最优潮流问题的求解方法还较少。鉴于传统水火电力系统短期优化调度模型忽略输电网络约束的缺陷和粒子群算法在梯级水调和电力

优化领域广泛应用现状, 本文以水火电力系统为例, 引入输电网络潮流约束和传输功率限制, 建立考虑网络影响的水火电力系统短期优化调度模型; 在传统粒子群算法中引入迁徙操作和惯性权重非线性递减策略, 提出改进粒子群算法求解方案, 并设计了五种约束处理规则应对考虑电网络影响的水火电力系统短期优化调度的复杂约束条件; 最后通过典型算例验证了所构建模型和所提算法的可行性和有效性。

2 问题描述

2.1 目标函数

以火电站的煤耗量最小为优化目标, 目标函数表示为:

$$\min F = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_s} f_i(P_{si,t}) \quad (1)$$

$$\text{其中 } f_i(P_{si,t}) = a_i + b_i P_{si,t} + c_i P_{si,t}^2 + |d_i \sin(e_i (P_{si}^{\min} - P_{si,t}))| \quad (2)$$
$$i = 1, 2, \dots, N_s$$

式中, F 为系统总煤耗量; T 为总时段数; N_s 为火电站个数; $P_{si,t}$ 为第 i 个火电站第 t 个时段的

收稿日期: 2017-03-21, 修回日期: 2017-04-24

基金项目: 国家自然科学基金项目(61403321); 四川省电力公司科技项目(川电发展[2016]13号文)

作者简介: 陈谦(1979-), 男, 硕士、高级工程师, 研究方向为电力系统规划与管理, E-mail: great_cb@163.com

通讯作者: 张景瑞(1983-), 男, 博士、助理教授, 研究方向为水火电力系统调度、微电网能量管理, E-mail: zjrhust@gmail.com

有功出力; a_i, b_i, c_i, d_i, e_i 均为煤耗系数; P_{si}^{\min} 为第 i 个火电站最小技术出力。

2.2 约束条件

(1) 功率平衡约束。即:

$$\sum_{i=1}^{N_s} P_{si,t} + \sum_{j=1}^{N_h} P_{hj,t} = P_{Dt} \quad t = 1, 2, \dots, T \quad (3)$$

式中, $P_{hj,t}$ 为第 j 个水电站在第 t 个时段的出力; P_{Dt} 为第 t 个时段的负荷总需求; N_h 为水电站个数。

考虑潮流约束后,系统功率平衡可用所有节点 m 的潮流方程表示:

$$\begin{cases} P_{mst} = \sum_{n \in m}^{b_N} U_{mt} U_{nt} (G_{mn} \cos \theta_{mnt} + B_{mn} \sin \theta_{mnt}) \\ Q_{mst} = \sum_{n \in m}^{b_N} U_{mt} U_{nt} (G_{mn} \sin \theta_{mnt} - B_{mn} \cos \theta_{mnt}) \end{cases} \quad t = 1, 2, \dots, T; m = 1, 2, \dots, b_N \quad (4)$$

式中, b_N 为节点数; $G_{mn}, B_{mn}, \theta_{mnt}$ 分别为节点 m 与 n 之间的电导、电纳和相角差; P_{mst}, Q_{mst} 分别为节点 m 给定有功、无功出力; V_{mt}, V_{nt} 分别为节点 m, n 的电压幅值; $n \in m$ 为与节点 m 相连的节点。

(2) 水电出力计算公式。即:

$$P_{hj,t} = c_{1j} V_{hj,t}^2 + c_{2j} D_{hj,t}^2 + c_{3j} V_{hj,t} D_{hj,t} + c_{4j} V_{hj,t} + c_{5j} D_{hj,t} + c_{6j} \quad j = 1, 2, \dots, N_h \quad (5)$$

式中, $c_{1j}, c_{2j}, c_{3j}, c_{4j}, c_{5j}, c_{6j}$ 均为第 j 个水电站的发电系数; $V_{hj,t}$ 为第 j 个水电站第 t 个时段末的水库蓄水量; $D_{hj,t}$ 为第 j 个水电站第 t 个时段的泄水量。

(3) 期初、期末库容约束。即:

$$V_{hj,0} = V_{hj}^{\text{begin}}; V_{hj,T} = V_{hj}^{\text{end}} \quad (6)$$

式中, $V_{hj,0}$ 为第 j 个水电站第一个时段初的水库蓄水量; $V_{hj,T}$ 为第 j 个水电站最后一个时段末的水库蓄水量; V_{hj}^{begin} 为第 j 个水电站的调度期初水量; V_{hj}^{end} 为第 j 个水电站的调度期末水量。

(4) 水电站出力约束。即:

$$\begin{aligned} P_{hj}^{\min} &\leq P_{hj,t} \leq P_{hj}^{\max} \quad j = 1, 2, \dots, N_h \\ P_{si}^{\min} &\leq P_{si,t} \leq P_{si}^{\max} \quad i = 1, 2, \dots, N_s \end{aligned} \quad (7)$$

式中, $P_{hj}^{\max}, P_{hj}^{\min}$ 分别为第 j 个水电站的出力上、下限, $P_{si}^{\max}, P_{si}^{\min}$ 分别为第 i 个火电站的出力上、下限。

(5) 水电站库容约束及泄水量约束。即:

$$\begin{aligned} V_{hj}^{\min} &\leq V_{hj} \leq V_{hj}^{\max} \\ D_{hj}^{\min} &\leq D_{hj} \leq D_{hj}^{\max} \end{aligned} \quad j = 1, 2, \dots, N_h \quad (8)$$

式中, $V_{hj}^{\max}, V_{hj}^{\min}$ 分别为第 j 个水电站库容上、下限; $D_{hj}^{\max}, D_{hj}^{\min}$ 分别为第 j 个水电站泄水量的上、下限。

(6) 水量平衡约束。即:

$$V_{hj,t+1} = V_{hj,t} + I_{hj,t} - D_{hj,t} + \sum_{m=1}^{R_{uj}} D_{hm,t-\tau_m} \quad j = 1, 2, \dots, N_h, t = 1, 2, \dots, T \quad (9)$$

式中, $I_{hj,t}$ 为第 j 个水电站第 t 个时段的入库水量; R_{uj} 为第 j 个水电站上游水电站数; τ_m 为第 m 个水电站泄水到其直接下游电站的延迟时间。

(7) 节点电压约束。即:

$$U_m^{\min} \leq U_m \leq U_m^{\max} \quad m = 1, 2, \dots, b_N \quad (10)$$

式中, U_m^{\min}, U_m^{\max} 分别为节点 m 的电压最小值、最大值。

(8) 节点无功功率约束。即:

$$Q_m^{\min} \leq Q_{mst} \leq Q_m^{\max} \quad m = 1, 2, \dots, b_N \quad (11)$$

式中, Q_m^{\min}, Q_m^{\max} 分别为节点 m 的最小、最大无功功率。

(9) 传输功率限制。即:

$$L_{nt} \leq L_n^{\max} \quad n = 1, 2, \dots, n_L \quad (12)$$

式中, L_{nt} 为第 n 支路 t 时段的传输功率; L_n^{\max} 为第 n 支路传输功率最大值; n_L 为总支路数。

3 基于改进粒子群算法的调度模型求解

3.1 粒子群算法改进

3.1.1 迁徙操作

粒子群算法虽然具有收敛速度快的优点,但却容易使大量粒子过于聚集,降低种群多样性,从而陷入局部最优,使最后获得的种群最好解较差。为避免此问题,改进粒子群算法引入迁徙操作^[1],粒子聚集程度 ρ 计算公式为:

$$\rho = \frac{1}{DN_p} \sum_{i=1}^D \sum_{j=1}^{N_p} \eta(X_{i,j}^g) \quad (13)$$

$$\text{其中 } \eta(X_{i,j}^g) = \begin{cases} 1 & \frac{|X_{i,j}^g - X_{ig\text{best},j}^g|}{|X_{g\text{best},j}^g|} < \epsilon \\ 0 & \text{其他} \end{cases} \quad (14)$$

$$\hat{X}_{i,j}^g = \begin{cases} X_{g\text{best},j}^g + \lambda(X_j^g |_{\max} - X_{g\text{best},j}^g) & \lambda > \frac{X_j^g |_{\max} - X_{g\text{best},j}^g}{X_j^g |_{\max} - X_j^g |_{\min}} \\ X_{g\text{best},j}^g + \lambda(X_{g\text{best},j}^g - X_j^g |_{\min}) & \text{其他} \end{cases} \quad (15)$$

式中, ϵ 为接近程度,此处取 0.15; $\lambda, \hat{\lambda}$ 为 $[0, 1]$ 上服从均匀分布的随机数; $X_j^g |_{\min}, X_j^g |_{\max}$ 分别为第 g 次迭代第 j 维变量的最小值、最大值。

3.1.2 惯性权重非线性递减策略

合适的惯性权重能平衡算法的搜索能力,改进

粒子群算法引入一种惯性权重非线性递减的策略:

$$\omega = \omega_{\text{end}} + (\omega_{\text{begin}} - \omega_{\text{end}}) [1 - (k/k_{\text{max}})^{k_1}]^{k_2} \quad (16)$$

经微调,式(16)参数设置为 $\omega_{\text{begin}} = 0.95$ 、 $\omega_{\text{end}} = 0.4$ 、 $k_1 = 4$ 、 $k_2 = 5$ 。

3.1.3 约束处理规则

(1)规则 1。边界限制规则。对于水库泄水量、火电站出力及水电站出力的约束采用边界限制规则进行处理,即当水库泄水量、火电站出力及水电站出力发生越限时,将其值取为相应的边界值。

(2)规则 2。水库泄水量调整规则。检验粒子的第 i 个水电站是否满足期初、期末库容要求的检验公式为:

$$E_{\text{error}_i} = V_{i,0} - V_{\text{hj}}^{\text{end}} - \sum_{t=1}^T Q_{\text{hi},t} + \sum_{t=1}^T I_{\text{hi},t} + \sum_{m=1}^{R_u} \sum_{t=1}^T Q_{\text{hm},t-\tau_m} \quad (17)$$

式中, E_{error_i} 为采用粒子的水电站泄流量按照水量平衡所得第 i 个水电站的期末库容与所给定值的差。

处理差值步骤如下。

步骤 1 判断 E_{error_i} 是否小于精度要求 V_{vil_b} ,若小于 V_{vil_b} ,则认为此水库的期初、期末库容约束得到满足。

步骤 2 若 E_{error_i} 大于误差常数 V_{vil_a} ,则将误差除以时段 T ,用平均误差调整各个时段的水库泄水量。再次检验差值,重复步骤 2 直到 E_{error_i} 小于误差常数 V_{vil_a} 。

步骤 3 若 E_{error_i} 小于误差常数 V_{vil_a} 且大于误差常数 V_{vil_b} ,则随机不重复的抽取任一时段,调整其泄水量。再次检验差值,重复步骤 3 直到 E_{error_i} 小于误差常数 V_{vil_b} 。

(3)规则 3。潮流方程处理规则。潮流约束为等式约束,可采用牛顿拉夫逊法进行处理。根据水电站出力数据、火电站出力数据、其他各节点数据及线路数据进行迭代计算。当潮流计算达到精度要求或达到最大迭代次数时,推得平衡节点有功功率净输入和无功功率净输入,PQ 节点电压和相角以及 PV 节点无功功率净输入和相角。若潮流计算不收敛,则将误差计入惩罚函数。

(4)规则 4。罚函数的使用及粒子适应值的计算。通过罚函数将约束违反值计入粒子适应值。本文引入动态惩罚因子:

$$P_{\text{punish}(k)} = a + k/k^{\text{max}}(b - a) \quad (18)$$

式中, $P_{\text{punish}(k)}$ 为第 k 次迭代的惩罚系数; a 为惩罚系数的最小值,即 $a = 20$; b 为惩罚系数的最大增量,取 $b = 30$ 。

粒子适应值为火电煤耗量与违约束惩罚量之和,计算公式为:

$$F_{\text{fitness}_i} = F_i^k + P_{\text{punish}(k)} P_{\text{punish}(k)} \quad i \in N \quad (19)$$

式中, F_{fitness_i} 为粒子 i 在第 k 次迭代时的适应值; F_i^k 为第 i 个粒子在第 k 次迭代的煤耗量; $P_{\text{punish}(k)}$ 为第 i 个粒子在第 k 次迭代的违约束违反惩罚函数。

本文潮流方程约束、电压约束及无功功率约束因均采用标么值表示,可直接采用罚函数法进行处理。

(5)规则 5。基于约束的粒子优劣比较。经过规则 2 的处理,水库泄水量和期初、期末库容已得到满足,而每时段末的水库水量却不一定满足库容约束,且因约束违反值度量单位问题不能和采用标么值表示的潮流方程及电压约束违背量一起加入惩罚项中。因此,引入基于约束的粒子优劣比较规则,即利用粒子的时段末库容约束违反量及粒子适应度值进行判断。具体说明如下:①若两个解库容违约束量均为零,则适应值较小的解较优。②若两个解库容违约束量都不为零,则违反约束程度较小的解较优。③若两个解一个解的库容违约束量为零,另一个解的库容违约束量不为零,则库容违约束量为零的解较优。

3.2 基于改进粒子群算法求解流程

以水电站泄水量和火电站出力为优化问题的决策变量,则粒子 i 可表示为:

$$X_i = \begin{pmatrix} Q_{\text{h1},1} & \cdots & Q_{\text{h1},T} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ Q_{\text{hN}_h,1} & \cdots & Q_{\text{hN}_h,T} \\ P_{\text{sN}_h+1,1} & \cdots & P_{\text{sN}_h+1,T} \\ \vdots & \vdots & \vdots \\ P_{\text{sN}_h+N_s,1} & \cdots & P_{\text{sN}_h+N_s,T} \end{pmatrix} \quad (20)$$

粒子群算法求解水火电力系统短期优化调度问题成为寻找一满足约束条件式(4)~(12)的 X^* ,并使 X^* 所对应的目标函数值达到最小,此处目标函数值是指系统总的煤耗量。具体的基于改进粒子群算法求解考虑电网络影响的 STOHS 问题的流程如下。

步骤 1 读入相关数据,包括节点数据、电站数据、线路数据。设置算法参数。

步骤 2 初始化种群,初始化迭代次数 $k = 1$ 。

步骤 3 按规则 2 对每个粒子的水库泄水量进行调整。

步骤 4 计算网络系统的节点导纳矩阵。

步骤 5 按规则 3 对每个粒子每个时段进行潮流计算,判断并计算各粒子的节点功率和电压

的约束违背量。

步骤 6 按规则 4 计算每个粒子的适应值。

步骤 7 按规则 5 更新粒子群算法的个体最优解和全局最优解。

步骤 8 更新粒子的位置。判断是否满足迁徙条件,若满足,则执行迁徙操作。

步骤 9 令 $k = k + 1$,若 $k \leq k_{max}$,则跳到步骤 3 继续迭代,若 $k > k_{max}$,则输出求得的全局最优解,包括水电站泄水量、水电站出力、火电站出力、此时的煤耗量及各节点的电压和功率,求解结束。

4 算例分析

4.1 测试系统

以 IEEE 9 节点系统为例,对所提出的模型和算法进行验证,该系统结构见图 1,系统各节点和线路数据分别见表 1、2。参与调度的水电站和火电站均取自文献[6],具体各节点电站配置见表 3。参与调度的水电站为梯级水电(图 2),水电站参数、发电系数、区间径流及火电煤耗系数分别见表 4~7。

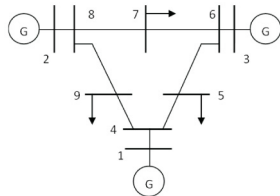


图 1 IEEE-9 节点电力网络拓扑结构

Fig.1 Power grid topology Structure of IEEE-9 bus

表 1 IEEE-9 电网络系统节点参数

Tab.1 Bus parameters of IEEE-9 bus system p.u.

节点 编号	电压		负荷		节点 类型	出力		电压	
	幅值	相角	有功	无功		有功	无功	上限	下限
1	1.0	0	0	0	平衡	0	0	1.1	0.9
2	1.0	0	0	0	PV	1.63	0	1.1	0.9
3	1.0	0	0	0	PV	0.85	0	1.1	0.9
4	1.0	0	0	0	PQ	0	0	1.1	0.9
5	1.0	0	0.90	0.30	PQ	0	0	1.1	0.9
6	1.0	0	0	0	PQ	0	0	1.1	0.9
7	1.0	0	1.00	0.35	PQ	0	0	1.1	0.9
8	1.0	0	0	0	PQ	0	0	1.1	0.9
9	1.0	0	1.25	0.50	PQ	0	0	1.1	0.9

表 2 系统线路参数

Tab.2 Branch data of IEEE-9 bus system p.u.

前端节点	末端节点	电阻	电抗	对地电导	对地电纳
1	4	0	0.057 6	0	0
4	5	0.017 0	0.092 0	0	0.079 0
5	6	0.039 0	0.170 0	0	0.179 0
3	6	0	0.058 6	0	0
6	7	0.011 9	0.100 8	0	0.104 5
7	8	0.008 5	0.072 0	0	0.074 5
8	2	0	0.062 5	0	0
8	9	0.032 0	0.161 0	0	0.153 0
9	4	0.010 0	0.085 0	0	0.088 0

表 3 系统电站参数

Tab.3 System power plants parameters MW

节点 编号	无功出力		有功出力		电站
	最大	最小	最大	最小	
1	3.00	-3.00	3.40	0.10	火电
2	3.00	-3.00	3.00	0.10	水电 1
3	3.00	-3.00	2.70	0.10	水电 2

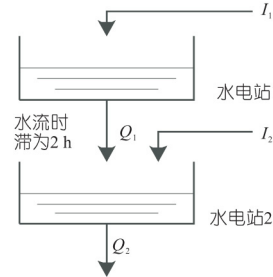


图 2 水电站结构图

Fig.2 Structure diagram of cascaded hydropower plants

表 4 水电站参数

Tab.4 Hydropower plants parameters $10^4 m^3$

编号	V_{hj}^{min}	V_{hj}^{max}	V_{hj}^{begin}	V_{hj}^{end}	D_{hj}^{min}	D_{hj}^{max}
1	80	150	100	120	5	15
2	60	120	80	100	6	15

表 5 水电站发电系数

Tab.5 Hydropower generation coefficients

编号	c_1	c_2	c_3	c_4	c_5	c_6
1	-0.004 2	-0.42	0.030	0.90	10.0	-50
2	-0.004 0	-0.30	0.015	1.14	9.5	-70

表 6 水电站区间径流

Tab.6 Cascaded hydropower plants interval runoff $10^4 m^3$

时段	水电站		时段	水电站	
	1	2		1	2
1	10	8	13	11	8
2	9	8	14	12	9
3	8	9	15	11	9
4	7	9	16	10	8
5	6	8	17	9	7
6	7	7	18	8	6
7	8	6	19	7	7
8	9	7	20	6	8
9	10	8	21	7	9
10	11	9	22	8	9
11	12	9	23	9	8
12	10	8	24	10	8

表 7 火电煤耗系数

Tab.7 Fuel cost coefficients of thermal plants

系数	a	b	c	d	e
取值	100	2.42	0.0012	160	0.038

4.2 仿真结果

分别采用标准粒子群算法和改进粒子群算法对本文提出的考虑电网影响的水火电力系统短

期优化调度模型进行求解,各算法种群规模均设为 50,迭代次数设为 1 000。在 10 次求解中改进粒子群算法所获得的最优结果见表 8,该方案所对应的系统煤耗量为 18 897.04 美元。

表 8 最优水电站泄水及水火电出力($S_B=100$ MW)

Tab.8 Optimal discharges and thermal power generations ($S_B=100$ MW)

时段	水电泄水量/ 10^4m^3		水电站出力/p.u.		火电出力 $P_s/\text{p.u.}$
	D_{h1}	D_{h2}	P_{h1}	P_{h2}	
1	6.396	15.000	0.617	0.886	1.654
2	9.126	14.123	0.871	0.815	1.663
3	5.000	13.987	0.531	0.775	1.669
4	14.560	15.000	1.010	0.790	0.947
5	5.000	11.340	0.522	0.732	1.592
6	10.77	15.000	0.879	0.834	1.667
7	7.779	13.099	0.777	0.841	2.482
8	13.691	15.000	0.947	0.867	2.482
9	5.000	15.000	0.502	0.885	3.289
10	5.000	15.000	0.5154	0.897	3.223
11	5.000	14.055	0.529	0.926	3.266
12	6.695	15.000	0.738	0.948	3.308
13	5.000	15.000	0.543	0.935	3.288
14	11.651	15.000	0.971	0.922	2.484
15	9.600	15.000	0.859	0.932	2.488
16	11.410	15.000	0.965	0.925	2.623
17	12.329	15.000	1.006	0.954	2.517
18	5.000	15.000	0.546	0.961	3.303
19	10.200	15.000	0.907	0.973	2.670
20	11.402	15.000	0.957	0.999	2.508
21	5.000	15.000	0.543	0.987	2.344
22	5.000	15.000	0.545	1.010	2.099
23	10.170	15.000	0.898	1.038	1.653
24	5.055	15.000	0.552	1.027	1.813

由表 8 可看出,所有决策变量均满足上下限约束,经验证梯级水电电量平衡和期末库容约束也均满足,利用所得各发电机功率通过潮流计算可得节点电压总的约束违背量仅 0.008 7 p.u.。由此可见,改进粒子群算法所获得的解可行。

为进一步比较改进粒子群算法相对传统粒子群算法的优势,图 3 为改进粒子群算法和标准粒子群算法所求得的最优结果对应的煤耗成本随迭代次数的变化曲线。由图 3 可看出,经过 1 000 次的迭代计算,改进粒子群算法得到的煤耗量可收敛到一个较小的值附近,该值优于标准粒子群算法、收敛性较好,且收敛速度且快于标准粒子群算法。综上可知,本文所构建的考虑潮流约束的

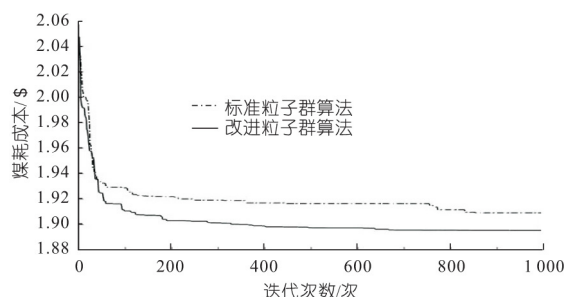


图 3 煤耗成本收敛曲线

Fig.3 Convergence curves of thermal cost

数学优化模型更能反映系统的实际情况,且所设计的求解方法基本能以较快的速度获得问题的较好解。

5 结论

a.本文构建了考虑电网络影响的水火电力系统优化调度数学模型,并提出改进的粒子群算法进行求解,为应对复杂的约束条件,提出了五种约束处理规则。算例结果表明,本文所建模型能够在较小的电压误差范围内得到了合理解,且所提算法有效可行。

b.本文所处理的系统规模还比较小,如何应对大规模系统的潮流优化调度将需进一步深入研究。

参考文献:

[1] 张景瑞,龙健,岳超源,等.水火电力系统短期优化调度的一种改进粒子群算法[J].控制与决策,2011,26(3):407-412.

[2] Sasikala J,Ramaswamy M.Optimal Gamma Based Fixed Head Hydrothermal Scheduling Using Genetic Algorithm[J].Expert Systems with Applications,2010,37(4):3 352-3 357.

[3] Helseth A,Gjelsvik A,Mo B,et al.A Model for Optimal Scheduling of Hydro Thermal Systems Including Pumped-storage and Wind Power[J].IET Generation, Transmission and Distribution,2013,7(12):1 426-1 434.

[4] 张东寅,王澎湃,袁艳斌,等.基于改进布谷鸟算法的电力系统最优潮流计算[J].水电能源科学,2017,35(1):200-204.

[5] 韦化,李滨,杭乃善,等.大规模水火电力系统最优潮流的现代内点理论分析[J].中国电机工程学报,2003,23(4):5-8.

[6] Orero S O,Irving M R. A Genetic Algorithm Modeling Framework and Solution Technique for Short-term Optimal Hydrothermal Scheduling[J].IEEE Transactions on Power Systems,1998,13(2):501-518.

(下转第 171 页)

b. 提高机组的转动惯量可有效改善管路压力波动情况, 但随增加机组转动惯量幅度的提高, 管道正负压变化趋于平缓, 效果不显著; 此外, 机组转动惯量不能无限制增加, 否则不能满足工艺制造要求。所以, 适当增加机组转动惯量既能改善管道升降压现象又能满足工艺制造要求。

c. 增加进排气阀和增大机组转动惯量联合防护管道负压效果显著。

d. 工程中, 采取单一的水锤防护措施(仅增加两阶段缓闭液控蝶阀或进排气阀)的水锤防护效果并不理想, 两阶段缓闭液控蝶阀加进排气阀和适当增大机组转动惯量的联合防护效果显著。辛安泵站在联合防护措施作用下可实现经济安全运行。

参考文献:

[1] 栾鸿儒. 水泵及水泵站[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 1993.

[2] 吴建华. 供水泵站工程新技术[M]. 北京: 中国水利水电出版社, 2002.

[3] 金锥, 姜乃昌, 汪兴华, 等. 停泵水锤及其防护[M]. 北京: 中国建筑工业出版社, 2004.

[4] 王文全, 张立翔, 闫妍, 等. 长距离输水系统停泵水锤的数值模拟[J]. 农业机械学报, 2010, 41(11): 63-66.

[5] 张健, 俞晓东, 朱永忠, 等. 长距离供水工程的关阀水锤与线路充填[J]. 水力发电学报, 2010, 29(2): 183-189.

[6] 吕岁菊, 冯民权, 李春光. 有压输水系统停泵水锤数值模拟及其防护研究[J]. 人民黄河, 2013, 35(11): 124-126.

[7] 沈金娟. 长距离有压输水系统空气阀排气流量系数研究[J]. 山西水利科技, 2012(2): 5-10.

[8] GB 50265-2010, 泵站设计规范[S]. 北京: 中国计划出版社, 2011.

[9] 苏亮渊, 李鹏霖, 孟弯弯, 等. 娘子关供水工程压力管路安全运行方式研究[J]. 水利水电技术, 2016, 47(1): 127-131.

Study on Protection and Pump-stopping Water Hammer Calculation of Water Supply Project for Xin'an Pump Station

WANG Li, WU Jian-hua, YANG De-ming, GAO Jie, LIU Ya-ming

(College of Water Resources Science and Engineering, Taiyuan University of Technology, Taiyuan 030024, China)

Abstract: Taking the pump-stopping water hammer of water supply project in Xin'an pump station as an example, numerical simulation was used to calculate the pressure fluctuation of the pipeline under the parallel operation of four units in the pump station. It is found that at the pump-stopping water hammer under the parallel operation of the four units, the positive and negative pressure of the pipe and the maximum reverse rotation speed of the pump do not meet the requirements of the pump station. Three kinds of protective measures, such as installing the two-stage liquid-controlled butterfly valve, increasing the intake and exhaust valves and increasing the unit moment of inertia, were put forward to ensure the safe operation of water supply system. Numerical simulation calculation was carried out. The results show that when only two-stage pilot butterfly valve is installed, the maximum positive pressure of the pipeline and the maximum reverse rotation speed of the pump can meet the specifications, but the negative pressure of the pipeline still does not meet the standard requirements. On this basis, increasing 10% unit inertia can effectively improve the pipeline positive and negative pressure problems and the maximum reverse rotation speed, and Xin'an pump station can be safe operation.

Key words: Xin'an pump station; water supply project; pump-stopping water hammer calculation; protection

(上接第 194 页)

Short-term Optimal Hydro-thermal Scheduling Problem Considering Power Grid

CHEN Qian¹, ZHANG Wen-tao¹, CHEN Bo¹, WEI Jun¹, SUN Xu-jiang²,
ZHANG Jun-quan², ZHANG Jing-rui³

(1. State Grid Sichuan Economic Research Institute, Chengdu 610041, China; 2. Jicheng Electronics Corporation, Jinan 250100, China; 3. Department of Instrumental & Electrical Engineering, Xiamen University, Xiamen 361005, China)

Abstract: In order to improve the executive feasibility of generation scheduling, a mathematical model formulation of short-term hydrothermal scheduling was proposed by considering the impact of power grid, which the power flow of transmission network was introduced to the traditional optimal hydrothermal scheduling. This model aimed at minimizing the total fuel cost of thermal generating units while satisfying the various constraints, such as generation characteristic, complex relationship of cascaded hydropower, transmission network and power limit, and system operation. A modified particle swarm optimization (PSO) was introduced to solve the model. In the proposed PSO, an operation of migration and an inertia weight decreasing strategy were presented. Moreover, five constraint handling rules were proposed to respond to the complexity constraints of the problem. A test of typical hydrothermal system and IEEE 9-bus system was applied to verify the proposed model and algorithm. The results show that the proposed approach is suitable for solving short-term scheduling problem with complex constraints.

Key words: hydrothermal power system; short-term scheduling; PSO; optimal power flow