

基于负荷分段技术的多目标月度发电计划及其遗传算法

颜伟¹,李翔¹,梁文举²,赵霞¹,余娟¹,戚飞³,李一铭¹

(1. 重庆大学 输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室,重庆 400030;

2. 重庆市电力公司电力科学研究院,重庆 401123;3. 江苏省电力公司徐州供电公司,江苏 徐州 221005)

摘要: 兼顾节能减排与经济调度的要求,建立了月度发电计划的多目标优化模型。模型中除考虑基于直流潮流方程的电网安全、机组动态调节特性、月度合同电量等约束条件外,重点考虑了能耗、排污量以及机组的启停费用目标。针对小时级发电计划的模型规模问题,提出了基于融合思想的月负荷曲线分段处理方法,大幅减小了模型规模。提出了基于目标相对占优策略的多目标改进遗传算法求解所提的月度发电计划多目标优化问题。IEEE 57 节点系统的仿真分析验证了所提模型和算法的有效性。

关键词: 负荷分段; 月度发电计划; 多目标优化; 目标相对占优; 遗传算法

中图分类号: TM 73

文献标识码: A

DOI: 10.3969/j.issn.1006-6047.2013.10.008

0 引言

2012 年 7 月 30 日至 31 日,印度发生历史上最大规模的停电事故,致使印度一半以上国土供电中断,逾 6 亿人陷入电力恐慌之中。为杜绝大面积停电事故,必须高度重视电网安全,推进坚强智能电网建设,实行电网统一规划、统一建设、统一管理、统一调度,坚持输配一体化、电网调度一体化、城乡电网一体化^[1]。调度是统一坚强智能电网安全稳定运行、资源高效优化配置的关键因素,发电计划是智能电网调度运行的重要环节^[2],它作为节能优化调度的重要组成部分,其目的是在满足系统安全和一定电能质量要求的条件下,依据电厂的发电能力、电网的输送能力和用户的需求,预先制定系统的运行方式以尽可能提高系统运行的经济性保证对用户可靠的供电^[3]。根据时间提前量和计划周期可分为长期计划(一般为年)、中期计划(一般为季度或月)和短期计划(一般为天)。

月度发电计划作为中长期电力生产的重要环节,相比日发电计划,能够在更长的时间跨度内统筹考虑电网运行效益^[4],同时也是解决新能源接入、节能调度和市场化发展协调问题的重要手段。月度发电计划的研究工作已有不少进展,文献[4]基于每日的峰期、平期、谷期建立了月度 90 个时段的优化模型,但该时段划分方式未能对负荷曲线走势进行严格的跟踪模拟,尤其当系统负荷波动范围较广、幅度变动较大时,其对负荷曲线时段划分方式的适用性就会有所降低;文献[5-7]将整月划分为 1 或 30 个时段,

采用该种方式模拟时刻变动的负荷将会产生较大的误差;文献[8]建立了小时级的月度发电计划优化模型,其中,720 个时段的大规模优化问题虽能细致跟踪负荷变化态势,但也给数学求解带来不少困难;文献[7,9]只是片面考虑或是简单综合了节能减排、经济调度等新型电力体制的要求,未能完整考虑多个目标协调优化的问题;文献[10]考虑了中长期风、水、火电混合系统的节能环保优化问题,但未能较好地考虑发电计划中的电网安全问题。

考虑到 720 个时段大规模优化问题求解困难,本文提出基于负荷分段技术的月度发电计划以缩小模型规模。由于发电计划的多目标优化有助于实现节能减排与经济性等多个目标的综合最优,本文建立了月度发电计划的多目标优化模型。针对模型的离散性和多目标优化等特点,本文提出基于目标相对占优策略的改进遗传算法求解该优化问题。

1 基于负荷分段技术的月负荷曲线时段划分方法

文献[11]提出的日负荷曲线时段划分方法如下:设时段 m 系统的等值有功功率为 P_m ,先求得相邻时段 m 和 $m+1$ 负荷变化量绝对值 ΔP_m ,再找到最小 ΔP_m 所对应的时段,将时段 m 和 $m+1$ 合并为一个新的时段 m ,合并后新时段的等值负荷 P_{m0} 按式(1)计算,当剩余时段数目达到预设数目后终止合并。

$$P_{m0} = \frac{P_m \Delta t_m + P_{m+1} \Delta t_{m+1}}{\Delta t_m + \Delta t_{m+1}} \quad (1)$$

该方法的优点在于能够保证合并前后的能量守恒。然而月负荷曲线时间跨度较大,难以直观确定合适的时段数作为负荷分段的终止判据。另外,基于将月度发电计划作为中长期发电计划的考虑,一

收稿日期:2012-10-24;修回日期:2013-08-08

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51177178);输配电装备及系统安全与新技术国家重点实验室自主研究课题(2007DA10512712203)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51177178) and Scientific Research Foundation of State Key Lab of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology(2007DA10512712203)

方面火电机组启停复杂且多次启停与经济最优相悖;另一方面,启停变量的大幅简化有利于提高计算效率,同时在与日前计划配合时,可以考虑更加精细的机组启停约束。因此本文假定机组在 1 d 内启停状态不变^[9],将每天的 24:00 定为机组可以进行启停机操作的时间点,则月负荷曲线的分段还需考虑日期特征,例如 24:00 与 01:00 属于同一负荷水平,但考虑日期特征后应为 2 段,从而同一台机组可以在 24:00 前停机,01:00 后开机。

本文提出以相对误差系数 η 作为月负荷曲线分段的终止判据。 η 为相邻时段间负荷差值相比基准负荷量(如月度最大负荷量)的百分值,其值可根据模拟的精细程度要求而定,而时段数目则作为时段划分的结果之一。月负荷曲线的具体划分方法如下:合并得新时段的等值负荷 P_{m0} 后,如果所有相邻时段间负荷差值与基准负荷量的比值均大于 η ,则合并完成,否则继续合并。然后考虑日期特征,将所有 24:00 与 01:00 属于同一负荷水平的时段分成 2 个时段,从而完成整个月负荷曲线的分段过程。

2 月度发电计划模型

为更好地兼顾新型电力体制下节能减排与经济调度的要求,本文建立了月度发电计划的多目标优化模型,综合考量机组的能耗、排污量以及启停费用 3 个决策目标,具体形式如下。

2.1 目标函数

a. 煤耗量最少。

$$\min f_1 = \sum_{i \in S_G} \sum_{t=1}^T a_i P_{Gi}^2 + b_i P_{Gi} + c_i \quad (2)$$

其中, i 为发电机序号; S_G 为发电机节点集合; t 为机组出力时段序号; T 为机组出力总时段数; P_{Gi} 为发电机 i 在时段 t 的有功出力; a_i 、 b_i 、 c_i 为发电机 i 的煤耗系数。

b. 污染物排放量最少。

$$\min f_2 = \sum_{i \in S_G} \sum_{t=1}^T \alpha_i P_{Gi}^2 + \beta_i P_{Gi} + \gamma_i \quad (3)$$

其中, α_i 、 β_i 、 γ_i 为发电机 i 的污染物排放量系数。

c. 启停费用最小。

$$\min f_3 = \sum_{i \in S_G} \sum_{d=2}^D (C_i^U + C_i^D) u_{id} (1 - u_{i(d-1)}) \quad (4)$$

其中, d 为机组启停时段序号; D 为机组启停总时段数; C_i^U 、 C_i^D 分别为机组 i 的启动成本和停机成本,本文假定停机成本为 0^[12]; u_{id} 为发电机 i 在时段 d 的启停状态,机组开机则 $u_{id}=1$,机组停机则 $u_{id}=0$,并假定机组在 1 d 内启停状态不变^[9]。

2.2 约束条件

本文构建的月度发电计划模型主要考虑以下约

束条件,除约束条件 **b**、**g**、**h** 外,其余约束条件在各个时段内均需满足(即省略下标 $t(t=1, \dots, T)$)。

a. 直流潮流方程约束。

$$B_{ii} \theta_i + \sum_{\substack{j \in S_B \\ j \neq i}} B_{ij} \theta_j - P_{Gi} + P_{Di} = 0 \quad i \in S_B \quad (5)$$

其中, $j \in S_B$ 表示节点 j 必须和节点 i 直接相连,但 $j \neq i$; B_{ii} 和 B_{ij} 分别为节点导纳矩阵的自导纳和互导纳; P_{Di} 为节点 i 的负荷量; θ_i 为节点 i 的电压相角; S_B 为节点集合; s 为系统平衡节点。

b. 发电单位的月度合同电量约束。

$$W_{Kmin} \leq \sum_{i \in K} \sum_{t=1}^T P_{Gi} \Delta T_t \leq W_{Kmax} \quad K \in S_U \quad (6)$$

其中, W_{Kmin} 和 W_{Kmax} 分别为发电单位 K 的最小和最大月合同量, ΔT_t 为计划周期内第 t 个时段的长度; S_U 为包含的发电单位 K 的集合。

c. 旋转备用容量约束。

$$\sum_{i \in S_G} P_{Gi} \geq \sum_{i \in S_R} P_{Di} + P_R \quad (7)$$

其中, P_{Gi} 为第 i 台机组的最大出力限额; P_R 为系统旋转备用容量。

d. 机组出力上下限约束。

$$P_{Gimin} \leq P_{Gi} \leq P_{Gimax} \quad i \in S_G \quad (8)$$

其中, P_{Gimin} 和 P_{Gimax} 分别为机组 i 的最小和最大出力限额。若机组停机,则机组出力被限制为 0。

e. 线路潮流上下限约束。

$$P_{ijmin} \leq P_{ij} \leq P_{ijmax} \quad i, j \in S_L \quad (9)$$

其中,线路潮流 $P_{ij}=B_{ij} \theta_{ij}$; P_{ijmin} 和 P_{ijmax} 分别为线路 ij 的最小和最大传输容量限额; S_L 为系统所包含的线路集合; θ_{ij} 为节点 i 、 j 的电压相位差。

f. 断面潮流上下限约束。

$$P_{Jmin} \leq P_J \leq P_{Jmax} \quad J \in S_H \quad (10)$$

其中,断面 J 的输送容量 $P_J = \sum_{ij \in J} P_{ij}$; P_{Jmin} 和 P_{Jmax} 分别为断面 J 的最小和最大潮流限额; S_H 为系统包含的断面集合。

g. 爬坡速率上下限约束。

$$-R_{Gi}^{amp} \leq P_{Gi} - P_{Gi(t-1)} \leq R_{Gi}^{amp} \quad i \in S_G \quad (11)$$

其中, $t=2, \dots, T$; R_{Gi}^{amp} 为第 i 台机组在时段 $t-1$ 的时间长度中出力变化限值,该限值等于机组的单位时间(1 h)限值乘以时段 $t-1$ 的时间长度。

h. 机组最小开/停机时间约束。

$$\begin{cases} T_{id}^{ON} \geq T_{mini}^{ON} & u_{i(d-1)} - u_{id} = 1, i \in S_G \\ T_{id}^{OFF} \geq T_{mini}^{OFF} & u_{id} - u_{i(d-1)} = 1, i \in S_G \end{cases} \quad (12)$$

其中, T_{id}^{ON} 和 T_{id}^{OFF} 分别为机组 i 在时段 $d-1$ 的连续开机时间和连续停机时间; T_{mini}^{ON} 和 T_{mini}^{OFF} 分别为机组 i 的最小连续开机时间和最小连续停机时间。

3 基于目标相对占优策略的遗传算法

3.1 基于目标相对占优策略的随机个体适合度计算方法

目标相对占优是指存在个体 x_0 ,使其最接近各个子目标的最优个体 $x_m(m=1,\cdots,n$,其中 n 为目标个数),满足所有目标的综合相对最优。考虑多目标优化问题中子目标的量纲与数值不同产生的矛盾,本文以基于目标相对占优策略的随机个体适合度来评价个体相对多目标的综合优劣性。

假设存在多目标优化问题,其表达式如下:

$$f(x)=\min[f_1(x),f_2(x),f_3(x)]^T$$

假设种群中有个体 $x_1,\cdots,x_n$,并且在一次迭代过程中,个体 x_3,x_2,x_5 分别为目标子函数 $f_1(x)$ 、 $f_2(x)$ 、 $f_3(x)$ 的最优个体,则个体 $x_k(k=1,\cdots,n)$ 的基于目标相对占优策略的随机个体适合度计算公式为:

$$fit(x_k)=\begin{cases} \frac{1/f_1(x_k)+1/f_2(x_k)+1/f_3(x_k)}{1/f_1(x_3)+1/f_2(x_2)+1/f_3(x_5)} & \text{无约束超限} \\ \frac{1}{\frac{1/f_1(x_k)+1/f_2(x_k)+1/f_3(x_k)}{1/f_1(x_3)+1/f_2(x_2)+1/f_3(x_5)}+\lambda} & \text{有约束超限} \end{cases}$$

(13)

其中,惩罚因子 λ 为一个极大数,适合度 fit 的取值范围是(0,3]。

3.2 遗传算法的约束处理技术

遗传算法^[13-14]可以通过增加惩罚的形式方便地处理各种约束。但若将所有的约束都采用该种方式处理,则会导致解的搜索空间巨大而无谓地增加了计算时间。如果采取适合的方式处理部分约束条件,将会大幅缩小解的搜索空间,从而提高了计算效率。

本文对最小开/停机时间约束、系统旋转备用约束、功率平衡约束、机组出力上下限约束和直流潮流方程约束采用可行性变换的方式先进行调整,而其他约束条件则仍采用惩罚的形式处理。

对于最小开/停机时间约束和系统旋转备用约束,首先形成机组启停的初始状态,再从首时段开始检查是否达到最小开/停机时间,否则对启停状态进行校正。同时检查该时段开机机组最大有功出力之和是否满足系统旋转备用约束,开机机组最小有功出力之和是否小于系统总负荷量,前者不满足则优先增开启停成本低的机组直至满足约束,后者不满足则优先关闭启停成本低的机组直至满足条件。逐个时段检查至最后一个时段,从而形成启停表。

对于功率平衡约束和机组出力上下限约束,首先根据启停表用投运机组出力上下限约束对其出力进行初始化,平衡节点机组出力则限制为总负荷量与其余开机机组出力总和之差,以满足功率平衡约

束。然后检查平衡节点机组出力是否已满足其出力上下限约束,若不满足将其出力置为限值,余值则优先使其余开机的大功率机组在出力上下限范围内增加或减少出力,直至余值为零。

对于直流潮流方程约束,通过求解不包含平衡节点的直流潮流方程得到节点电压相角。

其余约束则采用惩罚的形式处理,对于线路和断面潮流上下限约束由式(9)和(10)求出线路和断面潮流,若越限则增加惩罚因子;对于机组爬坡速率约束,求取各机组相邻时段的有功差值,若超出出力变化范围则增加惩罚因子;对于月度合同电量约束,由式(6)求出各发电单位的总电量,若超出月合同量范围则增加惩罚因子。

变异过程采用多点变异。机组启停变量变异后采用最小开/停机时间约束和系统旋转备用约束中可行性变换方法形成新的启停表,与旧表对比,将新表停机而旧表开机的机组出力置零,新表开机而旧表停机的机组在其出力上下限范围内初始化得新出力值。然后对投运机组出力值在其上下限范围内变异,变异后用功率平衡约束和机组出力上下限约束中的可行性变换方法形成新的机组出力值。

4 算例分析

4.1 算例基础数据

本文采用 IEEE 57 节点系统的算例进行仿真分析。该系统由 7 台发电机组和 80 条支路组成,其具体系统参数可参见文献[15]。假设全网各节点负荷随时段数的不同按相同比例变化,月负荷曲线数据由文献[15]的系统负荷有功总量与月度 720 h 负荷比例系数相乘得到。各常规发电机组的煤耗系数和最大/最小出力限额等参数详见表 1,污染物气体排放系数和机组启动成本分别参照文献[16-17]中的参数估算得到,详见表 2。仿真时采用主频 2.6 GHz 双核处理器、2 G 内存计算机,并取种群规模 20、最大迭代次数 300、交叉概率 0.5、变异概率 0.3,当最优个体连续 30 代保持不变或达到最大迭代次数时终止运算。本文以煤耗费用(\$)来表征煤耗量,以排放污染

表 1 机组煤耗系数和有功输出参数
Tab.1 Coal consumption coefficients and active power output parameters

机组	$a_i/$ [\$\cdot\$(MW ² ·h) ⁻¹]	$b_i/$ [\$\cdot\$(MW·h) ⁻¹]	$c_i/$ (\$\cdot\$h ⁻¹)	$P_{Gmax}/$ MW	$P_{Gmin}/$ MW
1	0.01	0.3	0.2	575.88	115.18
2	0.01	0.3	0.2	100.00	40.00
3	0.01	0.3	0.2	140.00	56.00
6	0.01	0.3	0.2	100.00	40.00
8	0.01	0.3	0.2	550.00	220.00
9	0.01	0.3	0.2	100.00	40.00
12	0.01	0.3	0.2	410.00	164.00

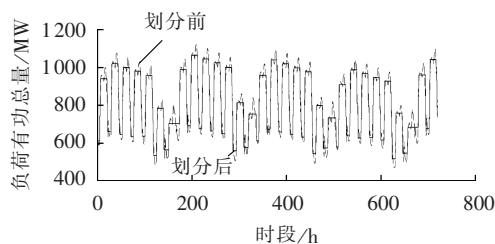
表 2 机组污染物气体排放系数和启动成本
Tab.2 Unit emission coefficients and startup costs

机组	$\alpha/$ [t·(MW ² ·h) ⁻¹]	$\beta/$ [t·(MW·h) ⁻¹]	$\gamma/$ (t·h ⁻¹)	启动成本/ (\$·次 ⁻¹)
1	0.012 6	-1.100	22.983	1 000
2	0.020 0	-0.700	25.313	100
3	0.027 0	-0.010	25.505	200
6	0.029 1	-0.005	24.900	100
8	0.029 0	-0.004	24.700	1 000
9	0.027 1	-0.006	25.300	100
12	0.028 0	-0.005	25.100	800

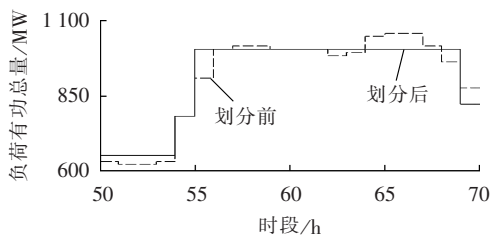
物气体的重量(t)来表征污染物气体排放量,以启动费用(\$来表征启动成本。

4.2 月负荷曲线的融合分段结果

取相对误差系数 $\eta=0.1$,经过负荷分段可得月负荷曲线时段划分示意图如图 1(a)所示,其中,虚线为划分前,即文献[15]得到的 720 个时段的曲线图,实线为划分后的曲线图,划分后时段合并为 123 段,即 $T=123$ 。图 1(b)为图 1(a)中的第 50~70 时段的曲线图。



(a) 所有时段结果示意图



(b) 部分时段结果示意图

图 1 月负荷曲线时段划分示意图

Fig.1 Schematic diagram of monthly load curve partitioning

由分段结果可知,时段数由划分前的 720 减少到划分后的 123,缩减了 82% 的规模。另外,由图 1(b)虚线可以看出,第 56~69 时段这 13 h 中的负荷量相差不大,分段后这 13 h 的负荷量划归为同一负荷水平,如图 1(b)实线所示。而对于第 54~56 时段中负荷量相差较大,分段后采用 3 个负荷水平来模拟该时段中实际负荷曲线的变化。因此相比直接将负荷曲线平均分段而言,该分段方法能够有效降低误差。

4.3 基于目标相对占优策略的遗传进化过程的特点分析

采用基于目标相对占优策略的遗传算法对采用负荷分段技术(即 $T=123$)的情况进行仿真,得到最

优个体的适合度值变化曲线如图 2 所示。

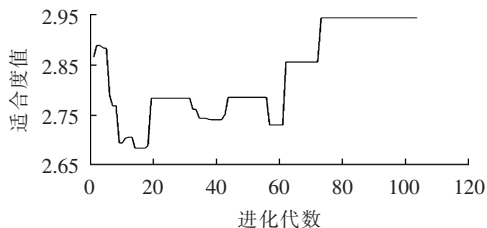


图 2 最优个体适合度值变化曲线图

Fig.2 Variation curve of optimal individual fitness

由图 2 可以看出,在进化超过 100 代后,遗传算法收敛。因此,采用约束处理技术的遗传算法能够有效求解该多目标月度发电计划模型。另外,随进化代数的增加,种群最优个体的适合度值有时增大有时减少。这是因为一代中各个子目标对应的最优个体与前一代相比是不完全相同的,即式(13)中 fit 的基值是不定的,故归一化后适合度值相比前一代是不定的,所以其值与进化代数不是严格的正比关系。

4.4 负荷曲线分段对月度发电计划的优化计算效率的影响分析

针对采用负荷分段技术(即 $T=123$)和不使用负荷分段技术(即 $T=720$)2 种情况分别进行仿真。仿真结果为:未采用负荷分段技术的模型在求解时,遗传算法计算总时间为 1 995 s,迭代次数为 254,平均一代计算时间约为 8 s;采用负荷分段技术计算总时间仅为 96 s,迭代次数为 102,平均一代计算时间不足 1 s。可以看出,未进行负荷分段的计算总时间以及迭代次数均超过采用负荷分段技术的情况,分段后总计算效率提高近 20 倍。因此,采用负荷分段技术可以大幅提高计算效率,尤其当系统扩展到省网以上级别时,其优势将更加明显。

4.5 相对综合目标与单目标的优化结果比较分析

针对以综合目标最小、仅以目标 **a** 最小、仅以目标 **b** 最小和仅以目标 **c** 最小 4 种情况分别仿真,结果统计如表 3 所示。表中第 2、4、6 列为 4 种条件下计算得到的各目标函数值,第 3、5、7、8 列为 4 种条件下各目标的适合度值及综合适合度值。4 种情况下子目标适合度值以该子目标值最小者为 1,其余情况适合度值为其子目标值与子目标最小值的相对值的倒数。综合适合度值为各目标适合度值之和,求解方法类似式(13)无约束越限的情况。

由表 3 可以看出,目标 **a**、目标 **b**、目标 **c** 的最优值分别为 1 685 620.59、2 979 724.77 和 3 400。以综合目标最小的情况得到的各目标值虽然都不是最优值,但其各目标适合度值都接近 1,综合适合度值达到 2.87,为所有仿真条件中的最大值。单目标优化虽能保证某一目标最优,但其他目标值离最优值差距较大,使得综合适合度值较小,无法保证综合最优性。

表 3 多目标综合优化与单目标优化结果统计
Tab.3 Statistics of multi-objective comprehensive optimization and single-objective optimization

仿真条件	目标 a		目标 b		目标 c		综合适合度
	结果	适合度	结果	适合度	结果	适合度	
综合目标最小	1 727 416.09	0.98	3 231 004.79	0.92	3 500	0.97	2.87
仅以目标 a 最小	1 685 620.59	1.00	3 507 982.27	0.85	6 500	0.52	2.37
仅以目标 b 最小	1 747 196.14	0.96	2 979 724.77	1.00	6 400	0.53	2.49
仅以目标 c 最小	1 876 948.32	0.90	3 562 628.91	0.84	3 400	1.00	2.74

5 结论

针对目前月负荷曲线的平均分段带来较大误差或是不分段而给数学计算带来较多困难的情况,同时考虑到新型电力体制下节能减排与经济调度的要求,本文提出了基于负荷分段技术的月度发电计划多目标模型及其基于目标相对占优策略的遗传求解算法。仿真结果表明,通过负荷曲线的合理分段能够大幅缩减模型规模,提高算法求解效率;同时,通过计算基于目标相对占优策略的随机个体适合度,可以较好地解决多目标联合优化问题之间的冲突性,满足综合最优的要求;另外,结合负荷曲线的时段融合和约束处理技术的改进遗传算法可有效解决此类优化问题,且计算时间满足工程实际要求。

参考文献:

[1] 国家电网报评论员. 认真汲取印度大停电教训 切实抓紧抓好电网安全[N]. 国家电网报,2012-08-01(1).

[2] 张智刚,夏清. 智能电网调度发电计划体系架构及关键技术[J]. 电网技术,2009,33(20):1-8.

ZHANG Zhigang,XIA Qing. Architecture and key technologies for generation scheduling of smart grid[J]. Power System Technology, 2009,33(20):1-8.

[3] 周莹,白雪峰,郭志忠,等. 动态划分负荷的多目标日发电计划[J]. 电力系统保护与控制,2011,39(18):44-48.

ZHOU Ying,BAI Xuefeng,GUO Zhizhong,et al. Multiobjective daily generation scheduling method with dynamic partitioning load[J]. Power System Protection and Control,2011,39(18):44-48.

[4] 梁志飞,夏清,许洪强,等. 基于多目标优化模型的省级电网月度发电计划[J]. 电网技术,2009,33(13):90-95.

LIANG Zhifei,XIA Qing,XU Hongqiang,et al. Monthly generation scheduling method based on multi-objective optimization model for provincial power grid[J]. Power System Technology,2009,33(13):90-95.

[5] 毛毅,车文妍. 兼顾节能与经济效益的月度发电计划模型[J]. 现代电力,2008,25(5):73-78.

MAO Yi,CHE Wenyan. Monthly generation scheduling considering energy-saving and economic benefit[J]. Modern Electric Power, 2008,25(5):73-78.

[6] LIANG Zhifei,KANG Chongqing,XU Hongqiang,et al. A new multiple objectives optimization model of monthly generation scheduling[C]//International Conference on Power System Technology. Chongqing, China:IEEE,2006:1-6.

[7] 李利利,管益斌,耿建,等. 月度安全约束机组组合建模及求解[J]. 电力系统自动化,2011,35(12):27-31.

LI Lili,GUAN Yibin,GENG Jian,et al. Modeling and solving for monthly security constrained unit commitment problem[J]. Automation of Electric Power Systems,2011,35(12):27-31.

[8] 高宗和,耿建,张显,等. 大规模系统月度机组组合和安全校核算法[J]. 电力系统自动化,2008,32(23):28-30.

GAO Zonghe,GENG Jian,ZHANG Xian,et al. Monthly unit commitment and security assessment algorithm for large-scale power system[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(23):28-30.

[9] 夏清,陈雨果,陈亮. 考虑月度机组组合的节能发电调度模式与方法[J]. 电网技术,2011,35(6):27-33.

XIA Qing,CHEN Yuguo,CHEN Liang. Establishment of mode and method for energy-conservation monthly unit commitment considering dispatching[J]. Power System Technology,2011,35(6):27-33.

[10] 温丽丽,刘俊勇. 混合系统中、长期节能调度发电计划的蒙特卡罗模拟[J]. 电力系统保护与控制,2008,36(24):24-29.

WEN Lili,LIU Junyong. Monte Carlo simulation of medium and long-term generation plan in hybrid power system based on environmental/economic dispatch[J]. Power System Protection and Control,2008,36(24):24-29.

[11] 余加喜,白雪峰,郭志忠,等. 考虑负荷变化率的日发电计划[J]. 电力系统自动化,2008,32(18):30-33.

YU Jiaxi,BAI Xuefeng,GUO Zhizhong,et al. Daily generation scheduling with load variation rate considered[J]. Automation of Electric Power Systems,2008,32(18):30-33.

[12] 黎静华,韦化. 求解机组组合问题的领域搜索法[J]. 中国电机工程学报,2008,28(13):33-40.

LI Jinghua,WEI Hua. Unit commitment via local search point method[J]. Proceedings of the CSEE,2008,28(13):33-40.

[13] ESTEBAN G. Short-term hydrothermal generation scheduling model using a genetic algorithm[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,2003,18(4):1256-1263.

[14] NASIRUZZAMAN A B M,RABBANI M G. Implementation of genetic algorithm and fuzzy logic in economic dispatch problem [C]//5th International Conference on Electrical and Computer Engineering. [S.l.]:IEEE,2008:360-365.

[15] 余娟. 无功优化新模型和算法研究及其在电压稳定风险评估中的应用[D]. 重庆:重庆大学,2007.

YU Juan. New models and algorithms of optimal reactive power flow and applications in voltage stability risk assessment [D]. Chongqing:Chongqing University,2007.

[16] 张焱,王艳,王磊. 基于原对偶解耦内点法的节能减排多目标动态优化调度研究[J]. 江苏电机工程,2011,30(2):11-15.

ZHANG Yan,WANG Yan,WANG Lei. Energy-saving and emission-reducing multi-objective dynamic optimal dispatch research based on primal-dual decomposed interior point method[J]. Jiangsu Electric Engineering,2011,30(2):11-15.

[17] 刘方. 电力系统动态最优潮流的模型与算法研究[D]. 重庆:重庆大学,2007.

LIU Fang. Study on models and methods for dynamic optimal power flow of electrical power system[D]. Chongqing:Chongqing University,2007.

作者简介:

颜 伟(1968-),男,四川乐山人,教授,博士研究生导师,主要从事电力系统优化运行与控制、风险评估等方面的研究工作(**E-mail**:cqyanwei@cqu.edu.cn);

李 翔(1989-),男,江苏徐州人,硕士研究生,通讯作者,研究方向为电力系统优化运行与控制(**E-mail**:x.li@cqu.edu.cn);

梁文举(1983-),男,湖南娄底人,工程师,硕士,主要从事电网规划、计算分析校核工作(**E-mail**:lwj0209@126.com)。

Multi-objective monthly generation scheduling based on load partition technology and its genetic algorithm

YAN Wei¹,LI Xiang¹,LIANG Wenju²,ZHAO Xia¹,YU Juan¹,QI Fei³,LI Yiming¹

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology,Chongqing University,Chongqing 400030,China;2. Chongqing Electric Power Research Institute,Chongqing Electric Power Corporation,Chongqing 401123,China;3. Xuzhou Power Supply Company,Jiangsu Electric Power Company,Xuzhou 221005,China)

Abstract: With the consideration of both ESER(Energy Saving and Emission Reduction) and ED(Economic Dispatch),a multi-objective optimization model is established for monthly generation scheduling,which mainly focuses on the objectives of energy consumption,emission amount and unit startup/shutdown cost,as well as the constraints of DCPF-based grid safety,unit dynamic regulation performance and contracted monthly generation. A method is presented to avoid the model scale problem existing in hourly generation scheduling,which partitions the monthly load curve based on fusion concept to sharply decrease the model scale. An improved multi-objective genetic algorithm based on the strategy of relatively dominant objective is presented to solve the multi-objective optimization model of monthly generation scheduling. Simulation for IEEE 57-bus system demonstrates the effectiveness of the proposed model and algorithm.

Key words: load partition; monthly generation scheduling; multi-objective optimization; relatively dominant objective; genetic algorithms

(上接第 7 页 continued from page 7)

Control strategy for DFIG-based wind farm in microgrid

LI Guoqing¹,WANG HE^{1,2},LI Hongpeng¹

(1. School of Electrical Engineering,Northeast Dianli University,Jilin 132012,China;2. School of Electrical and Electronic Engineering,North China Electric Power University,Beijing 102206,China)

Abstract: A control strategy is proposed for the DFIG(Doubly Fed Induction Generator)-based wind farm in microgrid,which,in grid-connection mode,tracks the maximum wind power and adjusts the output reactive power by sensitivity analysis to depress the voltage fluctuation caused by active power variation,while in islanding mode,controls the amplitude and frequency of DFIG voltage and imitates the droop characteristics to cooperate with other distributed generators with droop control. Simulative results show that,the proposed strategy adjusts the active power balance of microgrid and maintains the voltage stability of system,supporting the stable operation of microgrid in either grid-connection mode or islanding mode.

Key words: microgrid; distributed power generation; doubly fed induction generator; voltage control; sensitivity analysis; droop characteristics