

# 基于交替迭代法的 AGC 与 AVC 协调优化控制策略研究

吕连洁 汪颖 肖先勇 张通  
(四川大学电气信息学院 四川 成都 610065)

**摘要:**针对目前中国电网自动发电控制和自动电压控制系统之间缺乏协调控制、不利于电网安全性和经济性协调统一,且控制指令存在交互影响等问题,定义了面向 AGC 系统控制性能和 AVC 系统控制性能的两类“事件”,采用事件驱动的方式,提出了一种基于交替迭代法的 AGC 与 AVC 协调优化控制策略。根据实际电网的特点,构建了以经济性为最优目标的 AGC 控制模型,同时考虑控制变量约束及网络安全约束,以经济性和安全性为最优目标的 AVC 控制模型,利用交替迭代思想和方法修正 AGC 与 AVC 的控制参考值,得到满足要求的控制指令下发相应的发电厂和变电站。相应设备的调整实现系统的协调控制,及时消除两类“事件”,从而保证电网安全、优质和经济运行。针对实际的内蒙乌海地区电网进行计算机仿真,仿真结果证明了所提出的控制策略的可行性和有效性。

**关键词:**自动发电控制;自动电压控制;事件驱动;交替迭代法;协调优化控制策略;计算机仿真

**Abstract:** At present, there is lack of coordinated control between automatic generation control (AGC) and automatic voltage control (AVC) of power grid in China, it is not conducive to the harmonization of security and economy of power grid, and the control commands exist the interaction. Aiming at these problems, two types of "event" for the control performance of AGC system and AVC system are defined, the manner of event-driving is adopted, and a coordinated optimal control strategy between AGC and AVC based on alternating iterative method is proposed. According to the characteristics of the actual power grid, a AGC control model with system economy as optimal objective is established, meanwhile, taking the constraints of the control variables and network security into account, a AVC control model with economy and security as optimal objectives is established too, and the AGC and AVC control commands are corrected by alternant iterations method, then the coordinated optimal control commands are sent to the corresponding power plants and substations. The adjustments of the corresponding equipment will realize the coordinated control of power system, and eliminate the two types of "events" timely, which ensures the security, quality and economy of power grid operation. Based on the actual power grid in Wuhai district of Nei Menggu, the computer simulation is carried out. The simulation results show the feasibility and effectiveness of the proposed control strategy.

**Key words:** automatic generation control (AGC); automatic voltage control (AVC); event-driving; alternating iterative method; coordinated optimal control strategy; computer simulation

中图分类号:TM761 文献标志码:A 文章编号:1003-6954(2012)03-0030-06

电力作为一个国家的能源和经济命脉,在经济的不断发展中起着重要的作用。随着中国经济的不断高速发展以及电力系统规模的不断发展,各级电网间的电气联系日益紧密,电网运行特性日渐复杂,电力系统对频率和电压稳定性的要求也越来越高。随着国内高新技术企业和新兴产业的不断增多,在安全、经济供电的基础上,电力用户对电力公司提出了更高的优质供电需求,为电力系统的安全稳定运行问题带来了新的特点,即对发电和电网之间的协调性提出了更高要求。电源是电力产生的主要方式,是统一坚强智能电网发电环节的基本保证和重

要组成部分。自动发电控制(AGC)和自动电压控制(AVC)是电力系统控制的两个重要组成部分。AGC系统<sup>[1]</sup>是电力系统能量管理(EMS)中的重要控制功能,其已经在电力系统中得到广泛的应用,它有效地提高了电网的运行质量和经济效益。从时间上看,常规的AGC系统是一个先有偏差再进行校正的滞后控制过程<sup>[2]</sup>,将功率用于滞后校正难以满足负荷变化和电网快速发展的需求,不利于电网的安全和经济运行<sup>[3]</sup>。因此,有学者提出超前控制的思想<sup>[4,5]</sup>,在实际电网中投入运行,也取得一定的控制效果。同时,随着中国经济的不断高速发展,以及电

电力系统规模的不断发展和复杂程度的不断增大,电力系统对电压稳定性的要求也越来越高,进而对电压稳定性问题的重视,AVC系统的研究和应用也取得了较大进展。AVC控制技术,包括两级电压控制<sup>[6-7]</sup>、三级电压控制<sup>[8-9]</sup>和混成自动电压控制<sup>[10-12]</sup>等,已在越来越多的电网中得到了应用和发展<sup>[13-14]</sup>,对无功电压设备进行优化闭环控制,降低了网损,并提高了电力系统的电压质量。

目前电网中的自动控制系统仍然存在着一些问题和不足:(1)无功电压的控制不能够及时跟踪电网负荷和有功调度的变化,特别是对于重载的输电线路和地区;(2)没有考虑有功频率与无功电压两者之间的协调问题,AGC系统和AVC系统作为两个完全独立的闭环控制系统,分别有各自独立的控制模型、控制目标和表述方法,不利于全电网安全性和经济性的协调统一;(3)AGC系统与AVC系统的控制指令和控制目标之间存在交互影响<sup>[15]</sup>,AGC机组有功出力调整会引起各控制分区中枢母线电压水平不同程度的偏移,此时需要协调AVC对无功电压的调整来满足系统对电压安全性和电压质量的要求。而AVC对无功电压的调整会引起系统有功损耗的变化,破坏了AGC对联络线交换功率的控制效果,进而会引发AGC与AVC反复调节的问题,这样既增加了发电机组反复调节的磨损,同时也增加了调度运行人员的工作负担。

针对以上存在的问题,根据国家电网公司提出的“以统一规划、统一标准、统一建设为原则,建设以特高压为骨干网架,各级电网协调发展,具有信息化、自动化、互动化特征,自主创新、国际领先的统一坚强智能电网的发展目标”的要求,如果通过先进的控制技术,实现电网的AGC和AVC之间的协调优化控制,对于改善电力系统的频率和电压的动态品质、提高系统的稳定性,以及优化潮流从而有效降低网络损耗,保障电力系统的安全、优质和经济运行,构筑坚强智能电网,具有十分重要的意义。

这里借鉴了混成控制系统的思想和理念<sup>[10-12]</sup>,定义了面向AGC系统控制性能和AVC系统控制性能的两类“事件”,引入事件驱动的方式,提出一种基于交替迭代法的AGC与AVC协调优化控制方法,设计了多目标协调控制模型,实现了系统有功功率、无功电压和联络线交换功率的多目标协调控制,及时消除了两类“事件”,从而保证电网安全稳定运

行,以最大限度改善电力系统运行性能。

## 1 事件定义

电力系统传统的自动控制系统是采用一种时间基的控制方式,该控制方式每次“出调”(下发指令)的时间间隔是人为事先设定好的,其与电网运行中实际发生的状况无关,因此每次“出调”将陷于盲目性。混成电力控制系统<sup>[10-12]</sup>采用一种事件驱动的方式,可以实现多指标的协调控制。它是一种事件基的控制方式,以及时消除电网中实际发生的事件为目标,可以避免每次“出调”的盲目性。在电力系统中,可定义不满足要求的电压水平、动态品质和联络线交换功率为“事件”,控制系统采集电网数据,进行处理和事件判断,以判定是否有“事件”发生。若“事件”发生,则启动相关的控制系统,以及时消除“事件”。

将混成电力系统中“事件驱动”的方式应用于协调控制体系中,针对AGC系统和AVC系统的最终控制目标分别为维持联络线交换功率和中枢节点电压在规定的范围之内,因此定义两类“事件”。

1.1 第1类事件为面向AVC控制性能的事件  
定义如下逻辑条件构成第1类“事件”。

$$E_{AVC}[k] = \begin{cases} P_{AVCon} & \text{if } \|\Delta V_p[k]\| > \varepsilon_1 \\ P_{AVCnon} & \text{if } \|\Delta V_p[k]\| \leq \varepsilon_1 \end{cases} \quad (1)$$

式中  $E_{AVC}[k] = \{P_{AVCon}, P_{AVCnon}\}$  为AVC系统判断环节的输出事件;  $P_{AVCon}$  和  $P_{AVCnon}$  分别为当前需要和不需要进行AVC控制;  $\varepsilon_1$  为中枢节点电压阈值;  $\Delta V_p[k]$  为第  $k$  个控制时间间隔后中枢点电压偏差。

1.2 第2类事件为面向AGC控制性能的事件  
定义如下逻辑条件构成第2类“事件”。

$$E_{AGC}[k] = \begin{cases} P_{AGCon} & \text{if } \|\Delta P_T[k]\| > \varepsilon \\ P_{AGCnon} & \text{if } \|\Delta P_T[k]\| \leq \varepsilon \end{cases} \quad (2)$$

式中  $E_{AGC}[k] = \{P_{AGCon}, P_{AGCnon}\}$  为AGC系统判断环节的输出事件;  $P_{AGCon}$  和  $P_{AGCnon}$  分别为当前需要和不需要进行AGC控制;  $\varepsilon$  为联络线交换功率阈值;  $\Delta P_T[k]$  为第  $k$  个控制时间间隔后联络线交换功率偏差。

## 2 AGC与AVC协调控制模型

2.1 总体思路

负荷发生波动,电力系统进行实时数据的分析和处理,基于 AGC 与 AVC 协调控制策略,采用交替迭代、相互修正的思想,将协调控制的综合控制指令求解分解成 AGC 调节子问题和 AVC 调节子问题。交替计算实时 AGC 与 AVC 的控制指令,迭代交流潮流,以及时消除两类“事件”为目标,直至控制目标收敛,从而减少了系统的往复调节,实现了有功和电压的精细化调节。得到的 AGC 指令和 AVC 指令将直接送至相应的发电厂和变电站,发电厂和变电站接收下发的相关指令,直接调节相应的发电机励磁系统、调速系统和变电站各种控制装置进行控制,从而及时消除两类“事件”,同时减小系统的网络损耗,保证电力系统安全稳定的运行。

## 2.2 AGC 控制模型

在该控制策略中,AGC 系统以及时消除第 2 类“事件”为目标,采用实时 AGC 机组承担功率分配,由于实时 AGC 机组调整量较小,动作较快,因此只根据购电成本对其进行排序,按照购电成本排序来分配功率缺额,其模型为

$$\begin{aligned} & \min \sum_{i \in S_G} a_i \Delta P_i \\ & s. t. \quad \sum_{i \in S_G} \Delta P_i = \Delta P_L \\ & \quad \underline{P}_i \leq P_i \leq \bar{P}_i \quad i \in S_G \\ & \quad \underline{Q}_i \leq Q_i \leq \bar{Q}_i \quad i \in S_G \\ & \quad \underline{\Delta P}_i \leq \Delta P_i \leq \bar{\Delta P}_i \quad i \in S_G \\ & \quad \underline{V}_i \leq V_i \leq \bar{V}_i \quad i = 1, \dots, n \\ & \quad R_{AVCmax} \leq \sum_{i \in S_G} R_i \end{aligned} \quad (3)$$

式中  $a_i$  为发电机  $i$  的报价;  $\Delta P_i$  为可控发电机承担  $i$  的有功功率调节量;  $S_G$  为实时调节 AGC 机组的集合;  $\Delta P_L$  为负荷变化量;  $P_i$ 、 $Q_i$ 、 $\Delta P_i$ 、 $V_i$  分别为可控发电机的有功出力、无功出力、一个控制周期内有功功率调整量和端电压幅值;  $\underline{P}_i$ 、 $\bar{P}_i$ 、 $\underline{Q}_i$ 、 $\bar{Q}_i$ 、 $\underline{\Delta P}_i$ 、 $\bar{\Delta P}_i$ 、 $\underline{V}_i$ 、 $\bar{V}_i$  分别为可控发电机有功、无功调节上下限、有功调节量上下限、运行电压上下限;  $R_{AGCmax}$  为系统所需的 AGC 调节速率 (MW/min);  $R_i$  为 AGC 机组  $i$  的调节速率 (MW/min)。

采用牛顿法求解上述最优潮流问题,得实时 AGC 机组的有功出力参考值和各电压控制分区中

枢节点电压参考值。

对于仿真计算中的内蒙电网,AGC 控制模式为 FTC(定联络线功率控制)模式,故采用联络线交换功率与设定值的偏差  $\Delta P_T$  来衡量 AGC 控制的性能。

## 2.3 AVC 控制模型

电压控制分区发电机无功出力裕度越大、出力越均衡,将有利于提高电力系统的安全稳定性。发电机的无功均匀度在一定程度上可以衡量系统的电压稳定水平。

定义发电机  $i$  的无功出力百分比指标<sup>[16]</sup>为

$$k_i = \frac{Q_{i0} + \Delta Q_i - Q_{imin}}{Q_{imax} - Q_{imin}} \quad (4)$$

式中,  $\Delta Q_i$ 、 $Q_{i0}$ 、 $Q_{imin}$ 、 $Q_{imax}$  分别为可控发电机  $i$  的无功出力调整量、无功出力当前值及最大、最小值。

采用控制分区内发电机无功均匀度的方差  $DK_C$  衡量系统的电压稳定裕度,其表达式为

$$DK_C(\Delta Q_C) = E(K_C - EK_C)^2 \quad (5)$$

式中  $K_C = [w_1 k_1, w_2 k_2, \dots, w_n k_n]^T$ ;  $w_i$  为可控发电机  $i$  的权重系数;  $E(Q_C)$  为相应变量的期望值。

AVC 系统以及时消除第 1 类“事件”为目标,综合考虑电压调整的经济性和安全性,通过与 AGC 系统进行信息交互,预先判断有功功率的调整对电网电压和无功的影响,若超过调节死区的范围,则以无功调整量<sup>[16]</sup>和无功均匀度作为优化目标,进行 AVC 控制的双目标优化,构建以经济性和安全性为最优的多目标控制模型为:

$$\begin{aligned} & \min \alpha \Delta Q_C^T R \Delta Q_C + \beta DK_C(\Delta Q_C) \\ & s. t. \quad \Delta V_p - C_Q \Delta Q_C < \varepsilon_1 \\ & \quad Q_{imin} \leq Q_{i0} + C_i \Delta V_{iC} \leq Q_{imax} \end{aligned} \quad (6)$$

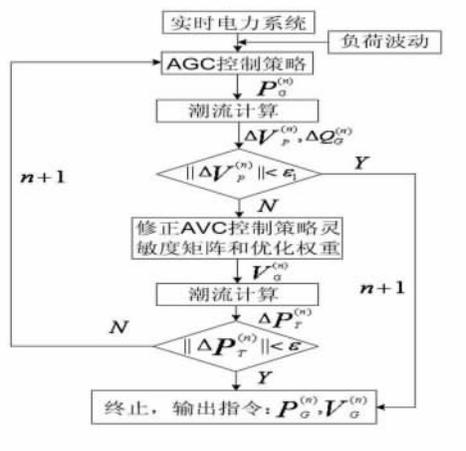
式中  $\alpha$  和  $\beta$  分别为无功调整量和无功均匀度的权重系数;  $\Delta Q_C$  为可控发电机无功调整量;  $R$  为权重矩阵;  $\Delta V_p$  为发生电压波动后中枢节点电压的变化值;  $C_Q$  为中枢节点电压与可控发电机无功出力之间的灵敏度矩阵;  $\varepsilon_1$  为中枢点电压阈值;  $C_i$  为可控发电机  $i$  的无功出力与其机端电压之间的灵敏度矩阵。

式(6)为简单的二次规划问题,其双目标函数权重系数将由电力系统的运行状态决定。

采用中枢母线电压与设定值的偏差  $\Delta V_p$  为衡量 AVC 控制性能。

## 2.4 AGC - AVC 的交替迭代控制策略

根据前面提出的 AGC 与 AVC 控制策略,采用交替迭代、相互修正的思想,设计 AGC 与 AVC 协调控制策略,其算法流程图如图 1 所示。



$R_C$  为可控发电机有功出力;  $V_C$  为可控发电机端电压;  $\varepsilon$  为联络线交换功率阈值

图 1 交替迭代控制策略流程图

AGC 与 AVC 交替迭代算法的步骤如下。

(1) 电力系统受到负荷波动后,启动 AGC 系统,调整实时 AGC 机组的有功出力,进行潮流计算,得到中枢节点电压偏差  $\Delta V_p^{(n)}$  和可控发电机的调整变量  $\Delta Q_G^{(n)}$ 。

(2) 判断  $\| \Delta V_p^{(n)} \| < \varepsilon_1$ , 满足则直接输出 AGC 指令  $P_G^{(n)}$  和 AVC 指令  $\Delta V_C^{(n)}$ , 否则启动 AVC 系统,修正灵敏度矩阵和相应的权重系数,得到可控发电机组的无功调整量并调节相应的可控发电机组,进行潮流计算,得到联络线交换功率偏差  $\Delta P_T^{(n)}$ 。

(3) 判断  $\| \Delta P_T^{(n)} \| < \varepsilon$ , 满足则直接输出 AGC 指令  $P_G^{(n)}$  和 AVC 指令  $\Delta V_C^{(n)}$ , 否则转入步骤 (1)。

### 3 算例仿真

本仿真算例是基于内蒙电网 2009 年夏季运行方式的数据,仿真工具为 PSASP 7.04 和 Matlab。

分析内蒙电网机组的实际情况<sup>[17]</sup>,由于内蒙电网电压控制分区较多,在协调控制仿真验证中,选取了调控手段较为充足的乌海地区,仅考虑 220 kV 层面的调控。在负荷波动前,通过计算系统最小模特征值相对乌海地区节点电压的灵敏度<sup>[18]</sup>,得乌海地区中枢节点分别为五福 21 和黄河 21。

以负荷波动前系统潮流作为初始潮流,在乌海地区设定 201 MW 的负荷增量,在此基础上进行 AGC 和 AVC 的协调控制计算。在该仿真计算中,设置  $\varepsilon = 5 \text{ MW}$ 、 $\varepsilon_1 = 0.5\% \text{ p.u.}$ 。

#### 3.1 AGC 有功调整的效果

控制区负荷增加,调整实时 AGC 机组有功出力,AGC 出力按购电成本最优来分配,其对电力系统的影响如表 1 所示(机组报价等相关参数详见文献<sup>[17]</sup>)。

表 1 AGC 有功出力对系统的影响

性能指标	调节前	调节后
联络线潮流偏差/MW	-207.70	-14.01
中枢节点电 五福 21	-0.006 94	-0.007 12
压偏差/p.u. 黄河 21	-0.006 74	-0.006 94

可知,由于系统网损的变化,AGC 机组进行一次调节不能够消除第 2 类“事件”,因此需要多次迭代调整 AGC 机组出力。另外,有功功率的调整会对中枢节点电压和系统的无功分布产生较大的影响,中枢节点电压偏差超出了 AVC 调节的死区,因此在控制体系中需要启动 AVC 控制环节进行调节。

#### 3.2 AVC 无功调整的效果

在上述 AGC 调整后,对 AVC 按下面 3 种控制方案的调节效果进行比较如表 2 所示,其各可控发电机的无功出力如图 2 所示。

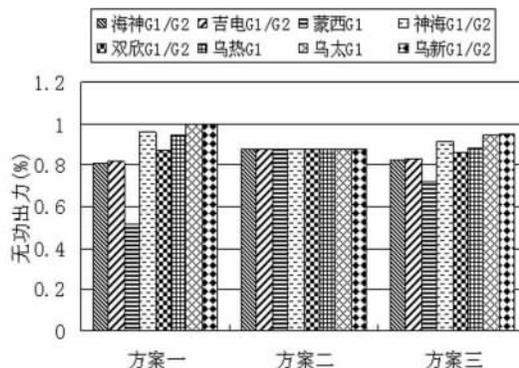


图 2 3 种控制 AVC 无功出力

方案 1: AVC 以调整量最小为目标进行调节;

方案 2: AVC 以发电机无功均匀度作为优化目标进行调节;

方案 3: AVC 以调整量和无功均匀度作为优化目标进行调节。

可知,与方案 1 相比,方案 2 考虑了控制区域内可控发电机的无功均匀度,其提高了系统的安全稳

定裕度,但是这可能造成部分无功出力的长距离输送,使得有功网损增大。方案3综合考虑了可控发电机无功出力的调整量和无功均匀度,提高了系统负荷安全裕度的同时也降低了系统网损,这样更利于系统的安全稳定运行,该控制方案能够消除第1类“事件”,但是仅仅通过调整一次AGC出力,不能够消除第2类“事件”,这就需要再次启动AGC机组,调整其无功出力来消除第2类“事件”。

表2 3种AVC控制方式的优化调整结果

指标	方案1	方案2	方案3
中枢节点电 五福21	-0.002 52	-0.001	-0.001 99
压偏差/p. u. 黄河21	-0.001 53	-0.000 51	0.000 86
有功网损/MW	374.27	374.44	374.34
负荷安全裕度/%	32.21	32.76	32.60
联络线潮流偏差/MW	-13.55	-13.594	-13.70

### 3.3 交替迭代控制的效果

为比较所提出协调控制策略的调节效果,对以下3种控制方案进行仿真。

方案1: AGC机组按购电成本调整,AVC机组未能及时跟上有功的变化,不进行调节;

方案2: AGC机组按购电成本调整,AVC机组以调整量和无功均匀度指标作为优化目标进行调节;

方案3: 在方案2的基础上,进行AGC和AVC的交替迭代控制。

仿真过程中,方案3第一次迭代过程中,AVC控制双目标权重为1:70,由于第一次迭代已将中枢点电压调回死区范围内,故第二次迭代过程中只调整AGC出力,未对AVC机组进行调整。

3种控制方案下电力系统的安全性指标和质量类指标的对比结果如表3所示。

表3 3种控制方案的结果对比

指标	方案1	方案2	方案3
中枢节点电 五福21	-0.007 12	-0.001 99	-0.002 01
压偏差/p. u. 黄河21	-0.006 94	-0.000 86	0.000 89
有功网损/MW	374.72	374.34	374.341
负荷安全裕度/%	31.61	32.60	32.56
联络线潮流偏差/MW	-14.01	-13.70	-1.40

3种方案下乌海区参与无功/电压调整的AVC机组无功出力情况如图3所示。

可知,方案2将 $\Delta V_p$ 调回死区范围,但AVC机组的无功均匀度较小,不利于系统的安全稳定运行,且 $\Delta P_r$ 未能满足要求;方案3考虑了AVC机组无功调整量和无功出力均匀度,其无功均匀度得到较大提高,增大了系统的稳定裕度,并且能够将 $\Delta V_p$

调回死区范围,但 $\Delta P_r$ 未能满足要求,即方案2和方案3均能够消除第1类“事件”,不能够消除第2类“事件”;方案4能够将 $\Delta V_p$ 和 $\Delta P_r$ 调回死区范围,降低了有功网损,同时提高了AVC机组的无功均匀度,这样有利于电网的安全稳定运行,即采用交替迭代的控制策略(方案4)能够消除两类“事件”,改善电网运行质量指标使其满足要求,同时也提高了电网的经济性和安全性指标。

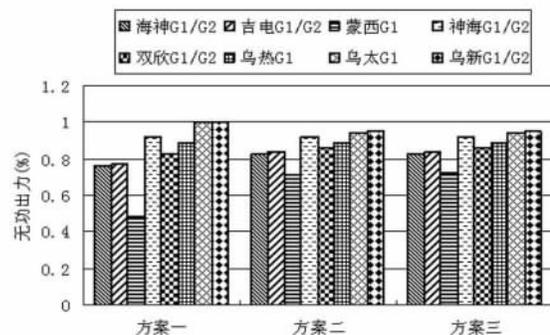


图3 3种控制方案AVC机组无功出力的比较

综上所述,所提出的AGC与AVC协调控制策略能够消除第1类“事件”和第2类“事件”,同时还提高了电力系统的安全稳定裕度,保证了系统的安全稳定运行。

## 4 结论

前面定义了面向AGC系统控制性能和AVC系统控制性能的两类“事件”,采用事件驱动的方式,提出了一种基于交替迭代法的AGC与AVC协调优化控制策略,分别构建了相应的AGC和AVC控制模型。基于所提出的控制理论体系,结合内蒙电网乌海地区AGC和AVC的实际情况,进行了AGC与AVC控制策略优化和迭代计算,实现了系统有功功率、无功电压和联络线交换功率的多目标协调控制,及时消除了两类“事件”,从而保证电网安全、优质和经济运行。该仿真研究充分验证了所提出的协调优化控制策略的可行性和有效性。

### 参考文献

- [1] 高宗和. 自动发电控制算法的几点改进[J]. 电力系统自动化 2001 25(22): 49-51.
- [2] Chown G A, Hartman R C. Design and Experience with a Fuzzy Logic Controller for Automatic Generation Control (AGC) [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1998, 13(3): 965-970.
- [3] Egidio I, Fernández-Bernal F, Rouco L, et al. Modeling of Thermal Generating Units for Automatic Generation Control Purposes [J]. IEEE Trans. on Control Systems Technology, 2004, 12(1): 205-210.

- [4] 高宗和,丁恰,温柏坚,等. 利用超短期负荷预报实现 AGC 的超前控制[J]. 电力系统自动化,2000,24(11):42-45.
- [5] 李予州,吴文传,张伯明,等. 多时间尺度协调的区域控制偏差超前控制方法[J]. 电网技术,2009,33(3):15-24.
- [6] Cova B, Losignore N, Marannino P, et al. Contingency Constrained Optimal Reactive Power Flow Procedures for Voltage control in Planning and Operation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1995, 10 (2): 602 - 608.
- [7] 丁晓群,黄伟,章文俊,等. 基于电压控制区的主导节点电压校正方法[J]. 电网技术,2004,28(14):44-48.
- [8] Paul J P, Leost J Y, Tesseron J M. Survey of the Secondary Voltage Control in France: Present Realization and Investigations [J]. IEEE Transactions on Power Systems. 1987, 2(2): 505 - 512.
- [9] LEFEBVRE H. FRANGIER D. BOUSSION J Y et al. Secondary Coordinated Voltage Control System: Feedback of EDF [C]. In: Proceedings of IEEE PES 2000 Summer Meeting. Seattle ( WA. US ), 2000: 290 - 295.
- [10] 胡伟,梅生伟,卢强,等. 东北电网混杂自动电压控制的研究[J]. 电力系统自动化,2004,28(1):68-73.
- [11] 胡伟,卢强. 混成电力控制系统及其应用[J]. 电工技术学报,2005,20(2):11-16.
- [12] 胡伟,张雪敏,梅生伟,等. 静态混成自动电压控制的研究[J]. 控制理论与应用,2007,24(6):902-908.
- [13] 李端超,陈实,吴迪,等. 安徽电网自动电压控制(AVC)系统设计与实现[J]. 电力系统自动化,2004,28(8):20-22.
- [14] 孙宏斌,张伯明,郭庆来,等. 基于软分区的全局电压优化控制系统设计[J]. 电力系统自动化,2003,27(8):16-20.
- [15] 孙伟卿,王承民,张焰,等. 电力系统综合节能的有功与无功功率协调优化[J]. 电机与控制学,2010,14(7):41-47.
- [16] 郭庆来,孙宏斌,张伯明,等. 协调二级电压控制的研究[J]. 电力系统自动化,2005,29(23):19-24.
- [17] 景志滨. 内蒙古电网 AGC 优化控制策略及实现[D]. 北京:华北电力大学,2007.
- [18] 周双喜,朱凌志,郭锡玖,等. 电力系统电压稳定性及其控制(第一版)[M]. 北京:中国电力出版社,2004.

(收稿日期:2012-05-10)

(上接第26页)

代次数在20次左右。协同进化遗传算法较于常规遗传算法有了改进。

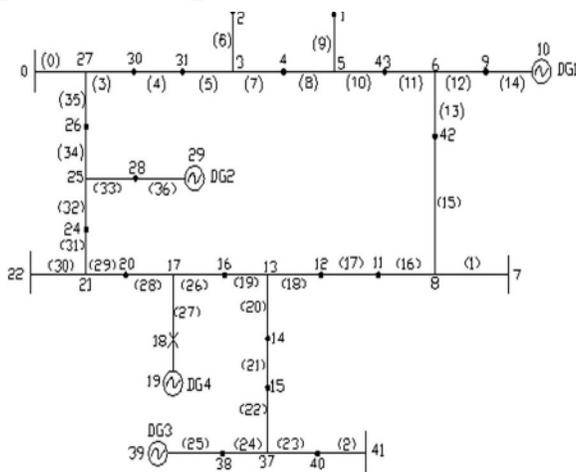


图4 包含 DG 的配电网简化模型

## 6 结 语

结合包含分布式电源的配电系统供电恢复的特点及研究现状,提出了一种基于协同进化遗传算法的配电网供电恢复算法。首先,建立了适合含有分布式电源的配电系统供电恢复问题分析的协同进化模型。其次,提出了随机生成树的编码方式,消除了大量不可行解,缩小了解空间。在寻优过程中动态的改变子种群的进化目标,提高了算法的收敛速度。

最后,结合实际算例进行了分析计算。结果表明,协同进化遗传算法解决供电恢复问题计算速度快,可以满足实际要求。

## 参 考 文 献

- [1] 刘健,毕鹏翔,董海鹏. 复杂配电网简化分析与优化[M]. 北京:中国电力出版社,2002.
- [2] 王志群,朱守真,周双喜,等. 分布式发电对配电网电压分布的影响[J]. 电力系统自动化,2004,28(16):56-60.
- [3] 陈琳,钟金,倪以信,等. 含分布式发电的配电网无功优化[J]. 电力系统自动化,2006,30(14):20-24.
- [4] Popovic DS, Ciric R M. A Multi-objective Algorithm for Distribution Network Restoration [J]. IEEE Trans on Power Delivery, 1999, 14(3):1134-1140.
- [5] 盛四清,梁志瑞,张文勤,等. 基于遗传算法的地区电网停电恢复[J]. 电力系统自动化,2001,25(16):53-55.
- [6] A. H. Bond, L. Gasser. Reading in Distributed Artificial Intelligence [M]. San Mateo: Morgan Kaufmann Publishers, 1988.
- [7] 王成山,肖朝霞,王守相. 微网综合控制与分析[J]. 电力系统自动化,2008,32(7):98-103.
- [8] van den Bergh F, Engelbrecht AP. A Cooperative Approach to Particle swarm Optimization [J]. IEEE Transactions on Evolutionary Computation, 2004, 8(3): 225 - 239.
- [9] 郭又华. 基于蚁群算法的配电网结构优化技术[D]. 成都:四川大学,2006.
- [10] 卢志刚,董玉香. 含分布式电源的配电网故障恢复策略[J]. 电力系统自动化,2007,31(1):89-92.

(收稿日期:2012-02-07)