

基于电力网络一次调频动态模型建立及仿真

都 亮^{1,2}, 刘俊勇¹, 肖 兰², 雷 霞¹

(1. 四川大学 电气信息学院, 四川 成都 610065;

2. 四川电力职业技术学院 动力系, 四川 成都 610072)

摘要: 传统一次调频(PFR)模型忽略网络和电厂炉侧主蒸汽压力约束; 不计主蒸汽压力对发电机出力影响, 认为发电机功率-频率响应是线性关系。充分考虑锅炉、汽机、负荷、电网之间相互配合和制约关系, 考虑发电机频率响应的非线性因素并建立了基于实际电力网络的 PFR 动态模型。该模型可用于分析电力网络各环节 PFR 动态响应对频率稳定的贡献, 体现发电机、负荷和电网动态 PFR 综合能力。通过对 IEEE 30 节点系统进行仿真, 分析了网络、炉侧对 PFR 的影响、约束对 PFR 的影响和线路跳线故障, 并得出结论: 当机组运行在上限、限载或部分机组没有并入 PFR 都会使电网的 PFR 能力下降; 系统管理者应正确管理 PFR 服务, 加强参数管理, 合理调度潮流, 使机组尽量不在接近约束的情况下运行, 确保机组在需要时能释放出 PFR 容量抑制频偏; 频偏出现后, 系统管理者应合理调度二次调频(SFR)使频率尽快返回基值, 并使系统整体 PFR 能力得到恢复。

关键词: 频率控制; 频率稳定; 频率安全; 一次调频

中图分类号: TM 743

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2007)09-0001-06

0 引言

电力系统频率控制是电力系统运行的一项重要内容, 系统频率变化对用户、发电机组和电力系统本身都有着重大影响, 将频率变化控制在较小的范围是当今电力系统安全运行的目标之一。

一次调频(PFR)实质是网络自身抑制频率变化的快速调节能力, 其对频率稳定、快速抑制干扰影响起到积极作用。PFR 容量来源于并列运行的发电机组和负荷。以往因为日常运行的峰谷差不大; 负荷突然攀升的量值并不大, 现象并不常见; 没有在电力市场的环境下等原因使得频率控制着重于长期行为的研究, 而对电力系统频率短期行为研究较少, PFR 并没有受到太多重视, 但当系统突然发生有功不平衡(大负荷突然并网、机组甩负荷、运行人员误操作等)时, 频率在 3~7 s 内就能达到其最低值^[1], 而在秒级能及时作用的只有 PFR, 火电机组通过 PFR 能在 5~10 s 内改变其有功输出的 3%~5%^[2], 可见其短时动态特性对系统抑制频率的动态过程非常重要。如果并网机组 PFR 功能不能有效发挥, 仅靠二次调频(SFR)和自动发电控制(AGC)机组的作用很难提高电网频率的控制水平, 并且其后果相当严重^[3-4]。

1 PFR 研究现状和新模型建立

目前国内外研究成果中, 文献[5-6]采用全球定

位系统(GPS)和同步相位测量单元(PMU)对电力网络不同节点进行动态频率同步测量, 其测量结果能用于系统频率波动分析、扰动分析、事故重构和模型验证。文献[5]同时指出在扰动发生后一段时间内的频率信息是最有价值的, 因为这时系统频率是时变的, 系统各节点的频率有差别, 这无疑再次强调了频率动态特性对电力系统分析、运行和控制的重要性。文献[1]指出建立准确的模型反映系统遇到扰动后 30 s 内的频率响应, 必须考虑炉侧的响应; 文献[3]针对河南一些电厂不投入 PFR 回路的现象进行了分析, 指出在事故状态下机组进行 PFR 是提高系统频率稳定、保证系统和机组安全的重要手段, 也是各并网运行机组应具有的基本功能; 文献[7]指出, 由于汽轮机阀门的及时动作使得机前压力下降很快, 汽轮机调门的变化应受机前压力的制约; 文献[8]对机组 PFR 调节效能进行实时测定并提出补偿方法; 文献[9]考虑了 PFR 容量在机组之间合理的分配; 文献[10]指出基于静态范畴的 PFR 特性不满足实际情况, 必须从动态角度考虑; 文献[11]提出运用低压预热的方法, 使炉侧保持一定水平的蓄能, 为 PFR 作准备; 文献[12]定义了电网 PFR 能力静态和动态表达式, 并分析了与以往一些性能指标之间的差别, 指出以往标准不能用来评价电网在发生突发性事故时的快速调节能力。

传统 PFR 模型如图 1 所示。

传统 PFR 模型存在一定缺陷, 主要是因为没有考虑 3 个因素。

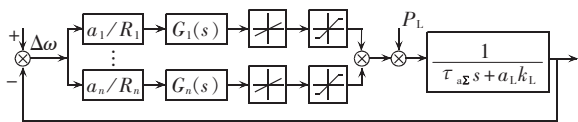


图 1 传统一次调频模型示意图

Fig.1 Traditional PFR model

a. 没有考虑网络拓扑结构,不能体现 $N-1$ 故障后电网频率变化、线路过载和潮流分布;无法精确量化网络各组成环节 PFR 作用,不适应电力市场环境的要求^[13]。

b. PFR 受许多约束限制,除传统模型已考虑到的发电机最大/最小出力外,还有调速器阀门开度、主蒸汽压力和网络线路最大传输容量等限制,这些对网络整体 PFR 动态响应有着重要的影响。

c. 传统 PFR 模型把发电机功率-频率响应、负荷-频率响应视为线性,这不符合实际情况。尤其是发电机功率-频率响应,因为调速器阀门开大将导致主蒸汽压力下降,从而影响发电机有功出力,所以建立正确的 PFR 模型,必须考虑发电机炉侧响应。国内外有些文献考虑了炉侧响应^[14-18],但没有考虑网络模型。

现基于以往的研究成果,针对传统模型的不足,把炉侧动态响应加入 PFR 模型,充分考虑炉侧频率响应和负荷-频率响应对 PFR 的动态影响,并结合电力网络,考虑线路约束,建立基于网络的 PFR 动态模型,如图 2 所示。

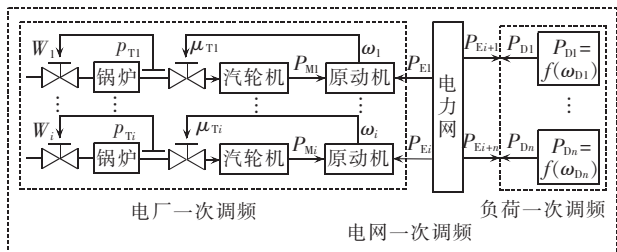


图 2 基于电力网络的一次调频动态模型示意图

Fig.2 PFR dynamic model
based on power grid

2 基于网络 PFR 动态模型

常规暂态稳定模型主要研究机电耦合的系统振荡行为,即能量不平衡时各设备运动轨迹变化及控制情况,用于系统暂态安全性研究;中长期稳定研究严重系统扰动后电力系统可接受的运行平衡状态的能力^[19],而以往中长期模型^[20-21]没有考虑主蒸汽压力和线路约束对调频的制约作用,并认为各节点频率相同;本模型充分考虑锅炉、汽轮机、发电机、负荷及电网间相互配合和制约关系,主要目标是研究系统能量不平衡后短期网络频率的变化,重点在于分析能量释放过程与频率的关系。除了包括常规暂态稳定仿真中应用的快速动态模型外,本模型还包括原动机、供能系统和锅炉动态等缓慢动态过程的适当模型。

2.1 厂侧频率响应模型

在系统频率波动时,汽轮机阀门依据调速器响应进行动作,式(1)为调速器响应方程。其中 μ_T 为汽轮机阀门开度; k 为调差系数^[19]; τ_s 为调速器时间常数^[19]; p_T 为主蒸汽压力,在热电厂中, p_T 突然下降很多对汽轮机的末级叶片运行将产生不利影响^[22],为防止此种情况发生,当 p_T 低于下限时将闭锁 PFR 直到 p_T 恢复到安全值为止,如式(2)所示。

$$d\mu_T/dt = (-\mu_T - \omega/k) / \tau_s \quad (1)$$

$$\text{s.t. } \mu_{T\min} \leq \mu_T \leq \mu_{T\max} \quad (1)$$

$$\text{if } p_T \leq p_{T\min} \text{ then } d\mu_T/dt = 0 \quad (2)$$

$$dP_M/dt = [-P_M + \mu_T(1 + p_T)] / \tau_i \quad (3)$$

$$\text{s.t. } P_{M\min} \leq P_M(t) \leq P_{M\max} \quad (3)$$

式(3)为汽轮机有功出力方程, μ_T 增加将使汽轮机有功出力 P_M 增加; p_T 下降将一定程度上使 P_M 下降,并且其关系是非线性的^[16-18],其主要表现为汽轮机阀门开度和主蒸汽压力的乘积的非线性^[18]; τ_i 为蒸汽容积时间常数^[19]。

$$dW/dt = -(W + \eta p_T + u) / \tau \quad (4)$$

$$u = -K_I \int p_T(t) dt \quad (5)$$

$$dp_T/dt = k_1(W - P_M + M) \quad (6)$$

式(4)为锅炉能源投入方程,当 p_T 下降,根据该式将增加能源投入 W ;参数 τ 为时间常数^[15],反映炉侧能源投入的快慢。参数 η 为 W 对 p_T 的响应系数^[15]。式(5)中 u 为积分控制,促使 p_T 在稳态时为基值。式(6)表示 p_T 和炉侧能量不平衡量之间的关系,参数 k_1 为 p_T 对炉侧能量不平衡响应的快慢^[15], p_T 下降主要由于 PFR 引起 P_M 增加, W 投入将抑制 p_T 下降, p_T 下降将导致锅炉蓄能的释放(量值为 M),如式(7)(8)所示, M 的释放反之在一定程度上将抑制主蒸汽压力的下降。

$$dr/dt = -M(r(t), p_T(t)) / \tau_b \quad (7)$$

$$M(r(t), p_T(t)) = \begin{cases} s_1(r(t) - p_T(t)) & r_i(t) \leq p_{Ti}(t) \\ s_2(r(t) - p_T(t)) & r_i(t) > p_{Ti}(t) \end{cases} \quad (8)$$

在热电厂中,热力系统能量以热能的形式存储在热力设备中,当 p_T 为负向偏差时水沸点下降,蓄能将释放出来抑制 p_T 下降。在系统负荷突变时,能及时进行有功支援,抑制电网频率变化,其作用不容忽视^[7,23]。式(7)反映蓄能 r 和蓄能释放量 M 的关系,当 r 水平高于 p_T 时 M 为正;反之,蓄能将得到储存, M 为负。 τ_b 为蓄能时间常数^[15]。在实际工况中,一个重要的非线性是蓄能建立较慢而释放较快,可用式(8)描述,其中, s_1, s_2 分别为蓄能存储及释放的比例系数^[15]。

传统 PFR 模型不能体现主蒸汽压力对有功出力的影响。文献[16-18]介绍了较为经典的机炉模型,但此类模型适用于长期仿真,不能反映频率偏移时 PFR 有功短期快速支持作用(以文献[18]为例)。这里建立的模型兼顾了上述 2 类模型特点,即同时考虑 PFR 短期快速有功支持和主蒸汽压力对有功出力的影响。图 3 为汽轮机阀门 0.1 p.u. 阶跃扰动后

有功出力(图中,1、2、3 分别代表传统模型、文献[18]模型及本文模型)。从图3看出:曲线1、3在前期较一致;曲线2、3在后期较一致,20 s后误差小于3%。

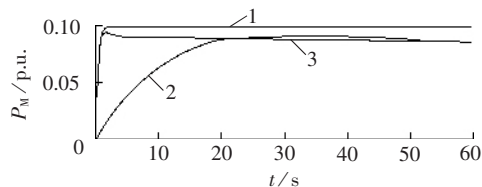


图3 汽轮机阀门0.1 p.u.阶跃扰动后有功出力

Fig.3 P_M response to 0.1 p.u. step change of μ_r

2.2 发电机数学模型

发电机模型采用如下五阶经典模型:

$$d\delta/dt = 2\pi\omega \quad (9)$$

$$d\omega/dt = (P_M - P_E)/H \quad (10)$$

$$dE'_q/dt = [E_{fq} - (X_d - X'_d)I_d - E'_q]/\tau'_{d0} \quad (11)$$

$$\frac{dE''_q}{dt} - \frac{dE'_q}{dt} = \frac{-(X'_d - X''_d)I_d + E'_q - E''_q}{\tau''_{d0}} \quad (12)$$

$$dE''_d/dt = [(X'_q - X''_q)I_q - E''_d]/\tau''_{q0} \quad (13)$$

励磁系统采用文献[24]中的数学模型。

2.3 发电机定子电压平衡方程式

在 $x-y$ 坐标下发电机定子电压平衡方程式为

$$E''_q = U_x \cos \delta + R_a(I_x \cos \delta + I_y \sin \delta) + U_y \sin \delta + X''_d(I_x \sin \delta - I_y \cos \delta) \quad (14)$$

$$E''_d = U_x \sin \delta - R_a(I_x \sin \delta - I_y \cos \delta) - U_y \cos \delta - X''_q(I_x \cos \delta + I_y \sin \delta) \quad (15)$$

电磁功率方程为

$$P_E = E''_q I_q + E''_d I_d + (X''_q - X''_d)I_d I_q \quad (16)$$

2.4 电力网络数学模型

发电机节点电力网络方程式为(17);负荷节点和联络节点电力网络方程式为(18);联络线节点方程(18)中 P, Q 的值设为0。

$$I_{xg} - \sum_{j \in g} (G_{gj} U_{xj} - B_{gj} U_{yj}) = 0 \quad (17)$$

$$I_{yg} - \sum_{j \in g} (G_{gj} U_{yj} + B_{gj} U_{xj}) = 0$$

$$\text{Re}[(P'_i - jQ'_i)/\hat{U}_i] - \sum_{j \in l} (G_{lj} U_{xj} - B_{lj} U_{yj}) = 0 \quad (18)$$

$$\text{Im}[(P'_i - jQ'_i)/\hat{U}_i] - \sum_{j \in l} (G_{lj} U_{yj} + B_{lj} U_{xj}) = 0$$

2.5 负荷频率响应模型

负荷用三次函数模拟,如式(19)所示:

$$P_D = P_{DN}(a_0 + a_1 \omega_* + a_2 \omega_*^2 + a_3 \omega_*^3) \quad (19)$$

a_0, a_1, a_2, a_3 为负荷响应系数,分别为频率标么值 ω_* 的0、1、2、3次方占总体负荷的百分比系数。

3 动态响应解算过程

式(1)~(19)可用一微分方程组(20)和一代数方程组(21)描述:

$$d\mathbf{X}/dt = \mathbf{F}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}, t) \quad (20)$$

$$\mathbf{G}(\mathbf{X}, \mathbf{Y}) = 0 \quad (21)$$

利用交替求解法求解模型,在每一个积分步长内同时求解式(20)和式(21),具体解算过程见图4。

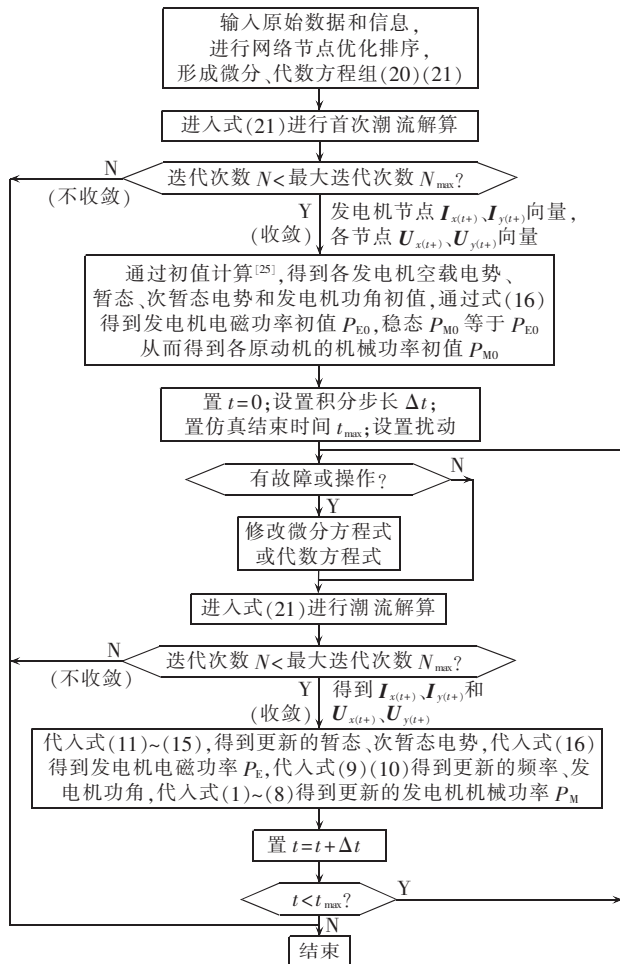


图4 动态响应解算框图

Fig.4 Flowchart of dynamic response solution

4 仿真算例

以 IEEE 30 节点系统为例,以 Matlab7.0 为仿真平台进行 PFR 动态仿真,仿真时间取 30 s 内,由于模型含有电磁暂态,仿真时间步长取 0.01 s。此系统包括 6 台发电机组(分布于节点 1、2、5、8、11、13),41 条线路。重新编号后 1~6 为发电机节点,发电机运行工况见表1,以 100 MW 为有功基值,为突出问题的实质且简化描述,算例只讨论调频向上调节特性,所以工况只考虑最大有功出力、最大阀门开度和最小主蒸汽压力约束,其中发电机 G_5, G_6 还受到线路 L_{13} 和 L_{16} 最大传输容量的限制;模型参数取值见表2;

表1 发电机运行工况

Tab.1 The operating conditions of generators

发电机	节点	P_{base} /p.u.	P_{max} /p.u.	P_{Thase} /%	P_{Tmin} /%	μ_{Thase} /%	μ_{Tmax} /%	P_{limit} /p.u.
G_1	1	*	0.70	0	-5	90	100	-
G_2	2	0.4000	0.45	0	-5	95	100	-
G_3	3	0.6000	0.65	0	-5	90	100	-
G_4	4	0.8000	0.82	0	-5	90	100	-
G_5	5	0.2948	0.35	0	-5	90	100	$P_{13}:0.34$
G_6	6	0.4042	0.45	0	-5	90	100	$P_{16}:0.42$

注: P_{base}, P_{max} 为发电机功率初值、上限值; P_{Thase}, P_{Tmin} 为主蒸汽压力初值、下限值; μ_{Thase}, μ_{Tmax} 为汽机阀门初始、最大开度; P_{limit} 为线路最大传输容量; * 不考虑网损其值为 0.557 8, 考虑网损其值为 0.649 76。

表 2 模型参数取值

Tab.2 Parameters of proposed model

$k/\%$	τ_s/s	τ_i/s	τ/s	η	k_1	τ_b/s	s_1	s_2
5	0.1	0.3	20	50	0.8	100	1	100

7~30 节点为负荷和联络线节点,其有功初值见表 3。仿真主要从网络和炉侧对 PFR 的影响、约束对 PFR 的影响以及线路跳线故障 3 个方面进行阐述。

4.1 算例 1 网络和炉侧影响

表 4 为计及网络和炉侧响应的 7 种不同情况下,发电机、负荷、网络 PFR 能力和频率偏移仿真结果。

表 4 计及网络和炉侧响应的 7 种情况下仿真结果表(不考虑约束)

Tab.4 Simulative results of 7 instances of case 1(constraints ignored)

情况	系统描述					PFR 能力			频率偏移 $\Delta\omega/\text{Hz}$		
	计及网络电阻	考虑负荷响应	节点	增加负荷总量/%	$k/\%$	$K_{G,\text{PFR}} = \sum \Delta P_{G^*} / \Delta\omega_*$	$K_{D,\text{PFR}} = \sum \Delta P_{D^*} / \Delta\omega_*$	$N_{\text{PFR}} = K_{D,\text{PFR}} + K_{G,\text{PFR}}$	$\Delta P_{\text{loss}} / \text{p.u.}$	本模型	静态公式 ^[26]
1	×	×	30	3	5	19.740	0	19.740	0	-0.077 2	-0.075 0
2	√	×	30	3	5	19.578	0	19.578	0.025 437	-0.095 0	-0.092 5
3	√	×	10	3	5	19.290	0	19.290	0.006 953	-0.082 0	-0.078 3
4	√	√	10	3	5	19.558	1.189	20.747	0.006 562	-0.075 2	-0.073 6
5	√	√	10	3	4	24.357	1.218	25.575	0.006 647	-0.060 9	-0.059 6
6	√	√	10	5	5	19.512	1.198	20.710	0.010 379	-0.124 8	-0.122 3
7	√	√	10	3	4	12.822	1.202	14.024	0.007 477	-0.112 3	-0.110 1

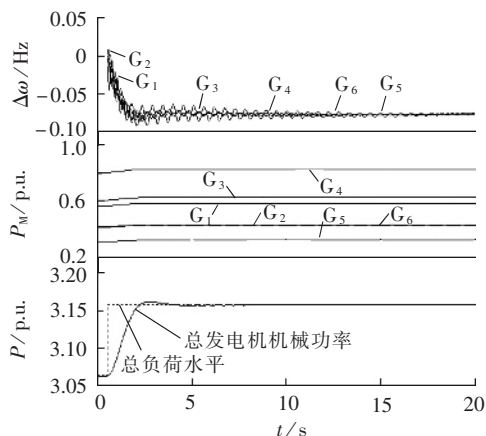
注: $K_{G,\text{PFR}}$ 、 $K_{D,\text{PFR}}$ 、 N_{PFR} 分别为发电机、负荷和网络的 PFR 能力; P_{loss} 为网损;情况 2~7 的负荷响应系数为 [0.3, 0.4, 0.1, 0.2], 扰动前网损为 0.091 96 p.u.;情况 7 中 4、5、6 机组不参与 PFR;假设情况 4~7 中传统负荷效应系数 K_D 取值为 1.2。

传统模型和本模型频率相比说明 2 点:

a. 两者相差不大,说明本模型的可行性;

b. 两者之间存在差异是因为本模型考虑了主蒸汽压力降低将导致有功出力下降,所以其结果偏大。

图 5 为情况 1 加入负荷扰动后的仿真结果图,可以看出各节点频率在动态过程中是有差别的,这和文献[6]监测情况相符,并同时反映了各台发电机 PFR 出力动态过程和网络整体负荷跟踪情况。

图 5 情况 1 中发电机 P_M 、 $\Delta\omega$ 和网络整体负荷跟踪Fig.5 P_M and $\Delta\omega$ of generator, and load following of grid in instance 1

情况 2 频偏比情况 1 大,是因网损影响;情况 2、3 对比说明,由于在不同节点增加相同负荷将导致网络潮流不同,从而网损不同,所以 ω 稳态值存在差别;情况 3、4 对比说明,由于负荷 PFR 作用,使得频率稳态偏差较小,电网 PFR 能力大;情况 4、5 对比说明,由于 k 选值不同,情况 5 的 PFR 对频率变化抑制

表 3 负荷节点有功初值

Tab.3 Initial active powers of load nodes p.u.

节点	P_{load}	节点	P_{load}	节点	P_{load}
7	-0.033 6	15	-0.114 8	23	-0.044 8
8	-0.106 4	16	-0.049 0	24	-0.121 8
9	0	17	-0.126 0	25	0
10	-1.319 2	18	-0.044 8	26	-0.049 0
11	0	19	-0.133 0	27	0
12	-0.081 2	20	-0.030 8	28	0
13	-0.156 8	21	-0.245 0	29	-0.033 6
14	-0.088 6	22	0	30	-0.278 4

作用比情况 4 明显;情况 4、6 对比说明系统负荷变化量越大, $\Delta\omega$ 越大;情况 7 中有 3 台机组未并入 PFR, $\Delta\omega$ 明显增大,电网 PFR 能力从情况 5 的 25.575 减小为 14.024,这说明电网需要广大在线机组 PFR 的共同努力,才能提高频率稳定性,有效抑制系统频偏。

4.2 算例 2 约束对 PFR 的影响

在负荷高峰期,网络 PFR 动态响应过程易受到主蒸汽压力、发电机最大出力、汽轮机阀门开度、线路最大传输容量等主要约束的影响,在算例 1 情况 6 的基础上考虑表 1 实际工况,仿真结果见图 6, $\Delta\omega$ 最终稳定在 -0.159 Hz, PFR 能力明显下降为 15.9,其主要原因是 G_4 在 1.2 s 受到最大出力(0.82 p.u.)约束,见图 7; G_2 在 1.6 s 受到阀门开度约束,见图 8;由于 G_6 受到线路 L_{16} 最大有功传输容量(0.42 p.u.)约束,为避免该线路跳线,该发电机的出力上限并不是机组最大出力,而是依据最大有功传输容量确定,在 1.62 s G_6 受其约束,见图 9;图 10 中 G_1 (实线)、 G_3 (虚线)分别在 2.5 s、2.8 s 受到主蒸汽压力约束,丧失其 PFR 能力,这提示发电厂应有效监控并调整好各时段的主蒸汽压力,以便在事故状态能对系统进行短期功率支援^[15]。以上机组受到约束后,其 PFR 能力丧失,只有 G_5 继续提供 PFR 容量(见图 11),致使网络整体 PFR 能力下降。

4.3 算例 3 线路跳线

图 12 为线路 L_2 跳线仿真。在 0.5 s L_2 跳线,因系统发电机、负荷有功量值总体平衡,所以各发电机节点频率和电磁功率在短时间作衰减振荡,经 15 s 后基本稳定,其结果和文献[6]频率监测趋势相符;系统线路有功传输将重新分配,线路 $L_1 \sim L_5$ 有功传输从

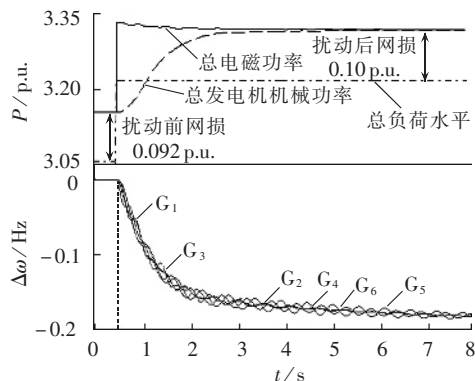
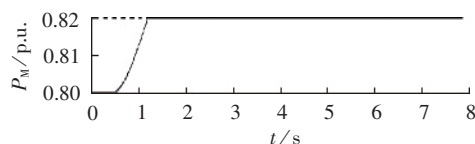
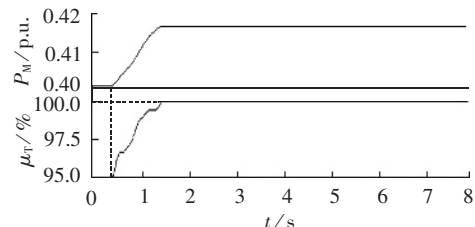
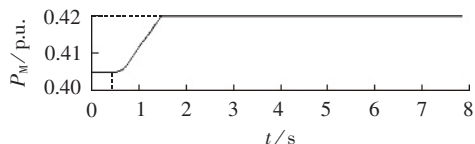
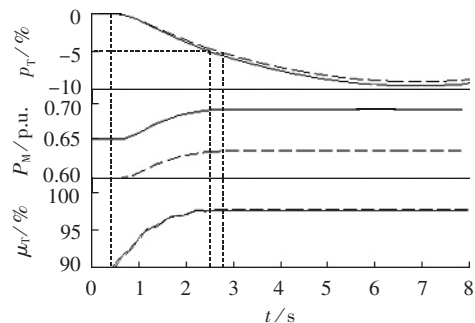
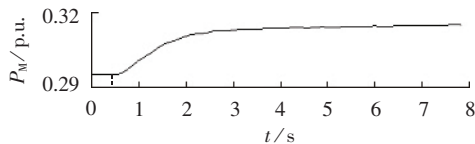
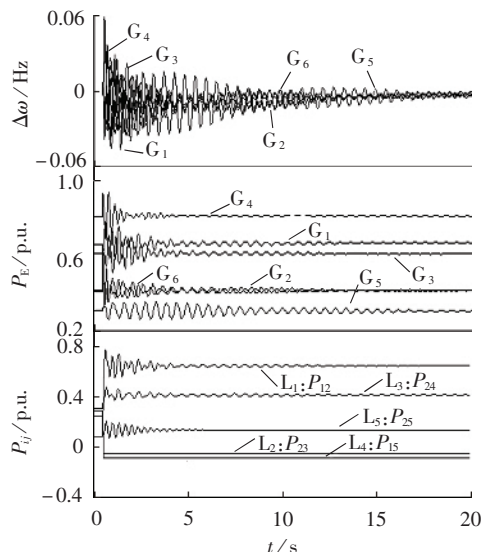


图6 约束对 PFR 的影响

Fig.6 Influence of constraints on PFR

图7 发电机出力约束对 G_4 的 PFR 影响Fig.7 Influence of $P_{\max}$ constraint on PFR of G_4 图8 阀门开度约束对 G_2 的 PFR 影响Fig.8 Influence of μ_T constraint on PFR of G_2 图9 线路有功传输约束对 G_6 的 PFR 影响Fig.9 Influence of $P_{\lim}$ constraint on PFR of G_6 图10 主蒸汽压力约束对 G_1 、 G_3 的 PFR 影响Fig.10 Influence of $p_{T\min}$ constraint on PFR of G_1 and G_3 图11 G_5 的 PFR 出力Fig.11 PFR performance of G_5 图12 线路 L_2 跳线后各发电机 $\Delta\omega$ 、 P_E 变化和 P_{ij} 情况Fig.12 $\Delta\omega$ and P_E change of generators and P_{ij} after L_2 trip

一稳态值经一段时间向另一稳态值过渡,其中 L_1 线路 P_{12} 变化最大,稳态值从 0.3304 p.u.到 0.652 p.u.,动态最大值为 0.781 p.u.,若 L_1 最大有功传输极限为 0.7 p.u.,则动态过程已经超出,传统模型无法体现。

4.4 算例小结

以上算例说明了本模型和传统模型的差别,并从大量仿真得出结论:当机组运行在上限、限载或部分机组未并入 PFR 都会使电网的 PFR 能力下降,这提示电网应正确管理 PFR 服务、加强参数管理^[27-29];进行合理调度潮流,使机组尽量不要在接近约束的情况下运行,确保机组在需要时能释放 PFR 容量来抑制频偏;频偏出现后,应合理调度 SFR 使频率尽快返回基值,并恢复系统整体 PFR 能力。由于我国现处于电力市场改革初期,应通过经济激励方法,调动发电商管理 PFR,监控调整各时段主蒸汽压力,使锅炉保持一定水平的蓄能,提供质优价廉的 PFR 服务。

5 结论

基于所建立模型进行了 4 个方面的研究。

a. 分析发电机组、负荷 PFR 动态响应,电网 PFR 能力和负荷跟踪能力。对后续时段频率、发电机出力、网络潮流情况进行仿真预测。

b. 对网络各组成单元进行 PFR 定量分析,为电力市场环境下进行 PFR 考核和为 PFR 服务合理付费提供科学依据。

c. 可进行严重扰动的事后分析,有助于分析发生此类事件的内在原因和研究校正措施。对发电厂和电网经受扰动的能力进行评估,有助于分析设备的响应及控制和保护系统协调中的缺陷。

d. 能作发电机甩负荷后系统为维持频率稳定进行快速切负荷仿真,并对减负荷实施情况和策略进行仿真并加以评估。

参考文献:

- [1] O'SULLIVAN J, POWER M, FLYNN M, et al. Modeling of frequency control in an island system[C]//Power Engineering Society 1999 Winter Meeting. [S.l.]:IEEE,1999:574-579.
- [2] CHOWN G A, WIGDOROWITZ B. A methodology for the redesign of frequency control for AC networks [J]. IEEE Trans Power Systems, 2004, 19(3): 1546-1554.
- [3] 张毅明, 罗承康, 孟远景, 等. 河南电网频率响应及机组一次调频问题的分析研究[J]. 中国电力, 2002, 35(7): 35-38.
ZHANG Yi-ming, LUO Cheng-lian, MENG Yuan-jing, et al. Analysis on frequency response and primary frequency regulation of generator units in Henan power system[J]. Electric Power, 2002, 35(7): 35-38.
- [4] 魏路平. 浙江电网机组一次调频问题的分析研究[J]. 浙江电力, 2004(1): 26-28.
WEI Lu-ping. Analysis and study on the generators performance of primary frequency modulation in Zhejiang power pool [J]. Zhejiang Electric Power, 2004(1): 26-28.
- [5] ZHONG Zhi-an, XU Chun-chun, BILLIAN B J, et al. Power system frequency monitoring network implementation[J]. IEEE Trans Power Systems, 2005, 20(4): 1914-1921.
- [6] KAMWA I, GRONDIN R. PMU configuration for system dynamic performance measurement in large multiarea power systems[J]. IEEE Trans Power Systems, 2002, 17(2): 385-394.
- [7] 周罡, 吕剑红, 韦红旗, 等. 自动发电控制优化控制策略研究与应用[J]. 中国电力, 2004, 37(1): 57-61.
ZHOU Gang, LÜ Jian-hong, WEI Hong-qi, et al. Study and application of optimal control strategy for automatic generating control[J]. Electric Power, 2004, 37(1): 57-61.
- [8] 李端超, 陈实, 陈中元, 等. 发电机组一次调频调节效能实时测定及补偿方法[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(2): 70-72.
LI Duan-chao, CHEN Shi, CHEN Zhong-yuan, et al. Real-time measurement and reward method of the efficiency of generator unit primary frequency regulation[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(2): 70-72.
- [9] 谢开, 于尔铿, 刘广一, 等. 电力市场中的输电服务(二)辅助服务及其定价[J]. 电网技术, 1997, 21(4): 58-63.
XIE Kai, YU Er-keng, LIU Guang-yi, et al. Transmission services in electricity market(II) ancillary services supplying and pricing[J]. Power System Technology, 1997, 21(4): 58-63.
- [10] 于达仁, 郭钰锋. 一次调频的随机过程分析[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(6): 38-41.
YU Da-ren, GUO Yu-feng. Analysis on random process of the primary frequency regulation[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(6): 38-41.
- [11] LEI X, LERCH E, XIE C Y. Frequency security constrained short-term unit commitment[J]. Electric Power Systems Research, 2002, 60(3): 193-200.
- [12] 于达仁, 郭钰锋. 电网一次调频能力的在线估计[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(3): 72-76.
YU Da-ren, GUO Yu-feng. The online estimate of primary frequency control ability in electric power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(3): 72-76.
- [13] 吴集光. 电力市场环境 AGC 和备用辅助服务研究[D]. 成都: 四川大学, 2005.
WU Ji-guang. A study on AGC and reserve ancillary service in power market environment [D]. Chengdu: Sichuan University, 2005.
- [14] Working Group on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies. Dynamic models for fossil fueled steam units in power system studies[J]. IEEE Trans Power Systems, 1991, 6(2): 753-761.
- [15] CLARKE L. Grid frequency model[R]. England: National Grid Company, 2004.
- [16] de MELLO F P. Boiler models for system performance studies [J]. IEEE Trans Power Systems, 1991, 6(1): 66-74.
- [17] DIMEO R, LEE K Y. Boiler-turbine control system design using a genetic algorithm[J]. IEEE Transaction on Energy Conversion, 1995, 10(4): 752-759.
- [18] 田亮, 曾德良, 刘吉臻, 等. 简化的 330 MW 机组非线性动态模型[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24(8): 180-184.
TIAN Liang, ZENG De-liang, LIU Ji-zhen, et al. A simplified non-linear dynamic model of 330MW unit[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(8): 180-184.
- [19] KUNDER P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [20] HEMMAPLARDH K, MANKE J W, PAULY W R, et al. Considerations for a long term dynamics simulation program[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1986, 1(1): 129-136.
- [21] ROYTELMAN I, SHAHIDEHPOUR S M. A comprehensive long term dynamic simulation for power system recovery[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1994, 9(3): 1427-1433.
- [22] 谷俊杰, 丁常富. 汽轮机控制监视和保护[M]. 北京: 中国电力出版社, 2002.
- [23] 沙友平, 吕剑红, 张斌, 等. 直流炉一次调频控制策略研究与应用[J]. 中国电力, 2003, 36(1): 63-66.
SHA You-ping, LÜ Jian-hong, ZHANG Bin, et al. Study and application of control strategy for primary frequency regulation of once-through boiler[J]. Electric Power, 2003, 36(1): 63-66.
- [24] BROWN P G, de MELLO F P, LENFEST E H, et al. Effects of excitation, turbine energy control and transmission on transient stability[J]. IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, 1970, 89(6): 1247-1253.
- [25] 夏道止. 电力系统分析(下册)[M]. 北京: 中国电力出版社, 1998.
- [26] 何仰赞, 温增银, 汪馥瑛, 等. 电力系统分析(下册)[M]. 武汉: 华中理工大学出版社, 1996.
- [27] 吕闻, 邱智勇, 骆敬年. 系统单位调节功率一次调频及事故处理的分析[J]. 华东电力, 2006, 34(3): 65-68.
LÜ Wen, QIU Zhi-yong, LUO Jing-nian. Primary frequency regulation, unit power regulation and its application to fault treatment[J]. East China Electric Power, 2006, 34(3): 65-68.
- [28] 张为义. 一次调频功能对火电机组运行适应性的试验分析[J]. 电力建设, 2003, 24(1): 65-68.
ZHANG Wei-yi. Test and analysis on operation suitability of thermal power units from primary frequency regulation function [J]. Electric Power Construction, 2003, 24(1): 65-68.
- [29] 潘蕾, 杨瑜文, 林中达. 重型燃气轮机发电系统一次调频控制策略及电网调度的研究与仿真[J]. 汽轮机技术, 2003, 45(6): 368-371.
PAN Lei, YANG Yu-wen, LIN Zhong-da. The study and simulation on the control strategy of primary frequency regulation and net assignment of heavy-duty, single-shaft gas turbine-generator units [J]. Turbine Technology, 2003, 45(6): 368-371.

(责任编辑: 李育燕)

作者简介:



都亮

都亮(1976-),男,四川成都人,讲师,博士研究生,研究方向为电力系统频率控制和有功备用研究(E-mail: 2000david2000@126.com);

刘俊勇(1963-),男,四川成都人,教授,博士研究生导师,长期从事电力市场、电力系统灵活交流输电、电压稳定及控制等方面的研究工作;

肖兰(1965-),女,四川成都人,副教授,长期从事电力专业教学及电力系统自动控制方面的研究工作;

雷霞(1973-),女,四川成都人,副教授,博士研究生,研究方向为电力市场及电力系统自动控制等。

(下转第62页 continued on page 62)

Grid-based PFR dynamic modeling and its simulation

DU Liang^{1,2}, LIU Jun-yong¹, XIAO Lan², LEI Xia¹

(1. Sichuan University, Chengdu 610065, China;

2. Sichuan Electric Vocational and Technical College, Chengdu 610072, China)

Abstract: Traditional PFR(Primary Frequency Regulation) model ignores the constraints of power network and main steam pressure of boiler, which supposes the relation between generator power output and frequency to be linear by neglecting the influence of main steam pressure on power output. Improved PFR dynamic model is established based on real power grid, which fully considers the cooperative and restrictive relationship among boiler, turbine, load and grid, as well as the nonlinear relation between generator power output and frequency. It can be used to analyze the contribution of each element to frequency stability, which embodies the comprehensive PFR ability of generator, load and grid. With IEEE 30 - bus test system, the influence of grid, boiler and their constraints on PFR are studied and the frequency response to transmission line trip is simulated. The conclusions are: when the generator operates at upper limit or there are generators not included in PFR, the system PFR ability will be decreased. SO(System Operator) should supervise PFR service properly, enhance parameter management, dispatch power flow rationally and avoid the operation of generator at upper limit to ensure the release of PFR reserve when needed to suppress frequency deviation after disturbance. When frequency deviation happens, SO should supervise SFR(Second Frequency Regulation) properly to bring frequency back to base point and renew the whole system PFR ability as soon as possible.

This project is supported by the National Basic Research Program(973 program)(2004CB217905).

Key words: frequency control; frequency stability; frequency security; primary frequency regulation