孤立微网协同控制策略

吕殿君，刘瑞叶，邵明燕

（哈尔滨工业大学 电气工程及自动化学院，150001 哈尔滨）

摘 要：针对微网储能系统受容量的限制，从而引起微网运行不稳定，提出一种改进的微网协同控制策略. 采用双层协同控制结构，初级控制是蓄电池储能系统，次级控制是微网管理系统（MMS）. 初级控制保证微网频率在可接受的范围内，次级控制保证微网中最大的备用容量. 采用详细的微源模型，准确地描述了不同类型分布式电源原动机部分对微网系统的影响，建立带有详细微源模型的微网仿真系统，并进行了仿真，仿真结果表明：该协同控制策略具有良好的动态性能，并能够保证供电质量的要求，有较理想的应用前景.

关键词：微网；协同控制；储能系统；孤岛模式

中图分类号：TM761 **文献标志码**：A **文章编号**：0367－6234(2012)12－0078－06

The cooperative control strategy of microgrid

LÜ Dian-jun, LIU Rui-ye, SHAO Ming-yan

(School of Electrical Engineering and Automation, Harbin Institute of Technology, 150001 Harbin, China)

Abstract: To solve the problem of unstable operation caused by capacity limitation of microgrid storage system, this paper presents an improved microgrid cooperative control strategy, of which the structure is double-layer of cooperative control, that is the primary control is the battery energy storage system and the secondary control is a microgrid management system (MMS). The primary control ensures that the frequency of the microgrid is within the acceptable range, while the secondary control ensures the largest spare capacity in the microgrid. To accurately describe the different types of distributed power of the prime mover to affect the microgrid system, by using detailed micro-source model, a microgrid simulation system is established and simulated. The simulation results show that the cooperative control strategy has a good dynamic performance, and ensures the quality of power supply requirements. Therefore the cooperative control strategy of microgrid has a better application prospects.

Key words: microgrid; cooperative control; energy storage system; islanded mode

随着可再生新能源技术的蓬勃发展以及用户对供电电能质量的要求越来越高，微网技术越来越受到人们的重视. 微网是互联分布式电源、负荷、储能系统的一个集群，与单个分布式电源相比，微网具有更多的技术优势并且能够使大电网控制更灵活. 由于它具备一定的能量管理功能，并尽可能维持功率的局部优化与平衡，可有效降低系统调度的难度[1]，所以微网技术将在未来智能电网的建设中发挥重要作用. 微网具有联网运行和孤岛运行两种模式，微网一般处于联网状态，但是当上级电网发生故障时，应与故障电网断开并转入孤岛运行状态. 供需双方的能量平衡是微网控制时最重要的目标之一. 在联网模式下，微网的频率和电压由主电网维持在一定范围内. 在孤岛运行期间，供需双方间的能量并不能保证时时平衡. 因此，微网的控制策略主要是要通过对各个微源采用 V/F 或 P/Q 控制来保证频率和电压在一定允许的范围内[2-3].

目前国内外对微网频率和电压控制的研究有很多，文献[4]介绍了4种基于下降参数的 V/F

收稿日期：2012－04－16.
基金项目：国家高技术研究发展计划项目(2011AA05A105).
作者简介：吕殿君(1988—)，男，硕士研究生.
通信作者：刘瑞叶，liuruiye@ sina. com.

控制方法. 文献[5]提出了 d-q 坐标系下电流前馈控制策略，并在不同情况下对此策略进行了仿真. 也有不少学者对微网进行了综合建模与控制的研究，文献[6]建立了包含风力发电、光伏发电以及储能系统的微网模型，仿真了孤岛和并网两种模式下的系统状态. 文献[7]提出了一种 P/Q 和 V/F 的综合控制策，并在微网中进行了仿真，微源全部都使用恒压源等效，没有考虑不同类型分布式电源的原动机部分对微网系统的影响.

为了更好地保证微网的稳定运行，本文提出了一种改进的微网协同控制策略. 在控制方案中，采用双层协同控制（初级控制为蓄电池储能系统及其他微源控制系统，次级控制为微网管理系统），使储能系统的输出迅速回零，保证最大的备用容量，并且建立基于 Matlab 详细的微网动态仿真模型，对控制策略进行仿真验证.

1　微网结构及微源的数学模型

1.1　微网的结构

本文研究的微网结构如图 1 所示，主要包括 1 个 100 MW 水电厂、1 个 12 MW 风力发电厂、1 个 2 MW 光伏发电厂及相连的储能系统和负荷. 微网和大电网通过公共耦合点 PSS 连接，在正常情况下，微网与电网联网运行；当上游电网发生故障时，微网与大电网脱离，转入孤岛运行状态.

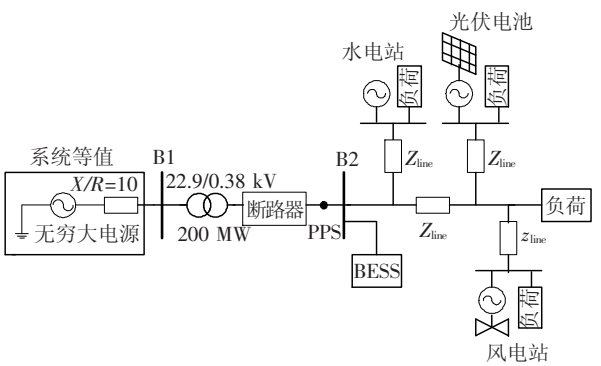


图 1　微网结构

考虑到微网中的微源多为可再生能源，具有较大的惯性时间常数，不利于微网中的频率、电压的快速调节，因此在微网中配置储能系统来解决这个问题. 目前主要的储能系统包括蓄电池组（BESS）、超导储能（SMES）、超级电容和飞轮储能等，除蓄电池组应用较广泛外，其他尚处于研究阶段，所以本文的微网储能系统采用蓄电池组.

1.2　光伏阵列的数学模型

在工程精度允许的前提下，光伏阵列的等效模型通常要求仅采用供应商提供的几个重要技术参数，如 I_{sc}、V_{oc}、I_m、V_m，就能在一定的精度下复现电池的特性，并便于计算机分析. 根据参考日照强度和参考电池温度下的 I_{sc}、V_{oc}、I_m、V_m 推算出新日照强度和新电池温度下的 I'_{sc}、V'_{oc}、I'_m、V'_m.

$$\Delta\theta = \theta - \theta_{ref}, \tag{1}$$

$$\Delta S = \frac{S}{S_{ref}} - 1, \tag{2}$$

$$I'_{sc} = I_{sc}\frac{S}{S_{ref}}(1 + a\Delta\theta), \tag{3}$$

$$V'_{oc} = V_{oc}(1 - c\Delta\theta)\ln(e + b\Delta S), \tag{4}$$

$$I'_m = I_m\frac{S}{S_{ref}}(1 + a\Delta\theta), \tag{5}$$

$$V'_m = V_m(1 - c\Delta\theta)\ln(e + b\Delta S), \tag{6}$$

$$I = I'_{sc} - I'_{sc}C_1[(\exp V/C_2V'_{oc}) - 1], \tag{7}$$

$$C_1 = (1 - I'_m/I'_{sc})\exp[-V'_m/(C_2V'_{oc})], \tag{8}$$

$$C_2 = (V'_m/V'_{oc} - 1)[\ln(1 - I'_m/I'_{sc})]^{-1}. \tag{9}$$

式中：a、b、c 的典型值分别为 $a = 0.0025/℃$、$b = 0.5$、$c = 0.00288/℃$；S 为光照强度，$S_{ref} = 1\,000\ W/m^2$；θ 为环境温度，$\theta_{ref} = 25\ ℃$，V_{oc}、V'_{oc} 分别为标准及工作状态开路电压；V_m、V'_m 分别为标准及工作状态最大功率点电压；I_{sc}、I'_{sc} 分别为标准及工作状态短路电流；I_m、I'_m 分别为标准及工作状态最大功率点电流.

因此，本模型只要知道光伏电池通常的技术参数 I_{sc}、V_{oc}、I_m、V_m，就可以根据式(1) ~ (9)得出光伏阵列的 I-V 特性曲线.

1.3　双馈风力发电机的数学模型

双馈发电机在同步旋转 d-q 坐标系下的模型的电压方程为

$$\begin{cases} u_{ds} = -R_s i_{ds} - p\psi_{ds} + \psi_{qs}\omega_0, \\ u_{qs} = -R_s i_{qs} - p\psi_{qs} + \psi_{ds}\omega_0, \\ u_{dr} = R_r i_{dr} + p\psi_{dr} - \psi_{qr}(\omega_0 - \omega_r), \\ u_{qr} = R_r i_{qr} + p\psi_{qr} - \psi_{dr}(\omega_0 - \omega_r). \end{cases} \tag{10}$$

式中：u_{ds}、u_{qs} 分别为定子电压的 d、q 轴分量；u_{dr}、u_{qr} 分别为转子电压的 d、q 轴分量；R_s、R_r 分别为定子、转子绕组等效电阻；P 为微分算子；ω_0 为同步角速度；ω_r 为转子的角速度.

磁链方程为

$$\begin{cases} \psi_{ds} = L_s i_{ds} - L_m i_{dr}, \\ \psi_{qs} = L_s i_{qs} - L_m i_{qr}, \\ \psi_{dr} = L_r i_{dr} - L_m i_{ds}, \\ \psi_{qr} = L_r i_{qr} - L_m i_{qs}. \end{cases} \tag{11}$$

式中：ψ_{ds}、ψ_{qs} 分别为定子磁链 d、q 轴分量；ψ_{dr}、ψ_{qr} 分别为转子磁链 d、q 轴分量；i_{ds}、i_{qs} 分别为定子电流的 d、q 轴分量；i_{dr}、i_{qr} 分别为转子电流的 d、q 轴分量；L_s 为定子绕组的等效自感；L_m 为定、转子绕

组的等效互感;L_r 为转子绕组的等效自感.

2 微网的协同控制策略

2.1 微网的分层控制结构

微网的分层控制结构如图 2 所示. 它有两个控制层:微网管理系统 MMS 和本地控制器 LC. MMS 是具有管理功能的中央控制器,例如微网的断开和再同步重合、负荷分配方案等由 MMS 来完成. 除这个功能外,MMS 还负责监控微源和能量管理系统. 通过收集当地的信息,MMS 生成一个输出功率设定值并提供给 LC. LC 位于每个微源侧并根据 MMS 设定的输出功率控制功率输出[8].

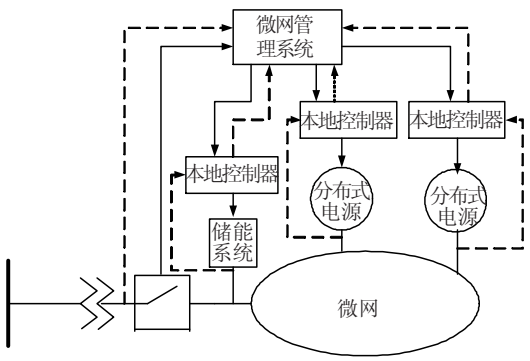


图 2 微网的分层控制结构

2.2 本地微源的控制策略

在微网中本地控制主要包括 P/Q 控制和 V/F 控制,在不同的情况下应该采用不同的控制方案. 例如对于光伏电站由于受到光伏电池成本和天气等因素影响,应该采用 P/Q 控制策略使其尽可能多地发出能量;风电厂可以参与系统的辅助调频,在参与辅助调频时应采用 V/F 控制,不参与时应该采用 P/Q 控制.

对于不参与调频的微源采用 P/Q 控制,这些微源输出一定的有功功率和无功功率,它的输出不受系统频率电压变化的影响. 这类微源采用文献[9]提出的 P/Q 控制策略,如图 3 所示. 此控制策略是在 $dq0$ 坐标系下建立的. P/Q 控制包括两个控制回路:功率控制回路和电流控制回路. 电流的参考值通过功率控制回路决定. 通过设置与电网电压一致的 d 轴,d-q 轴的电流分别与有功功率和无功功率成正比. d 轴电流分量构成是由有功功率控制回路决定;q 轴电流分量构成由无功功率控制回路决定.

采用 V/F 控制的微源参与系统的频率电压调节. 这类微源采用文献[10]的策略,如图 4 所示,通过测量系统的频率和电压,将其送入控制器,控制器会控制功率的输出,使频率和电压保证在一定的范围内.

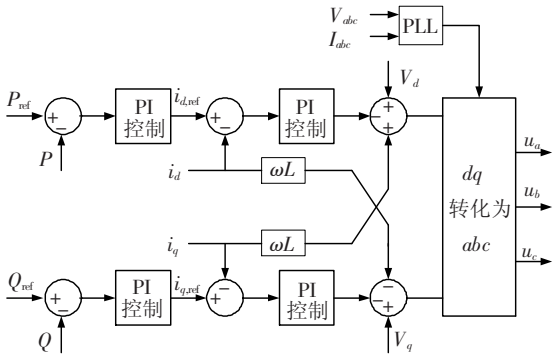


图 3 P/Q 控制框图

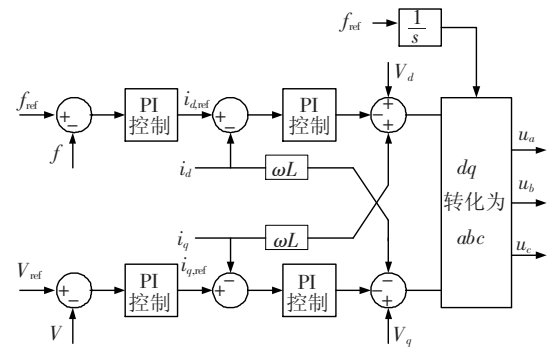


图 4 V/F 控制框图

2.3 MMS 的次级控制

由于储能系统控制逆变器的响应时间是微秒级的,所以考虑在微网中引入储能系统参与微网的频率电压控制,提高控制响应的速度. 据此设计了次级协同控制策略,在系统出现频率电压偏差时,由储能系统快速输出能量进行调节;由于其容量有限,在输出能量后,采取措施使储能系统的输出尽快回零;此时储能系统减少的输出能量由其他旋转备用容量承担. 储能系统输出回零后保证了系统内最大的备用容量,这有利于微网的稳定运行,同时保证微网系统能对能量的变化作出快速的反应,保证频率和电压的指标.

初次级协同控制的基本结构如图 5 所示. 具体的实现过程是,MMS 通过次级控制功能计算并调度每个微源的输出功率. MMS 中次级控制算法是比较蓄电池的输出功率和参考值以获得偏差,由该偏差计算出所需要的总功率,如图 6 所示,通过每个微源的通信通道传给各自的 LC. 通过以下方程产生各自独立控制的微源的输出功率设置点.

$$\Delta P_{\mathrm{ref},i} = k_{Pi} P_{\mathrm{command}}, \tag{12}$$

$$\Delta Q_{\mathrm{ref},i} = k_{Qi} Q_{\mathrm{command}}. \tag{13}$$

其中:$\Delta P_{\mathrm{ref},i}$、$\Delta Q_{\mathrm{ref},i}$ 为第 i 个微源输出功率变化的设置值;k_{Pi}、k_{Qi} 为第 i 个微源的参与因子;P_{command} 和 Q_{command} 由图 6 计算得出.

由本地控制来调节每个电源的功率输出,在式(12)、(13)中,第 i 个微源的参与因子是预先

设定的值,它是由微源的输出能力决定的. 第 i 个微源最后的功率输出是当前的功率输出和功率输出改变量之和,即

$$P_{\text{final}} = P_{\text{first}} + \Delta P, \tag{14}$$

$$Q_{\text{final}} = Q_{\text{first}} + \Delta Q. \tag{15}$$

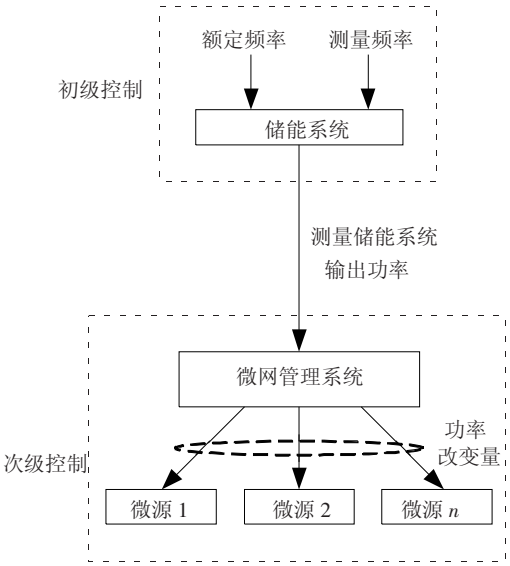


图 5　协同控制策略的配置

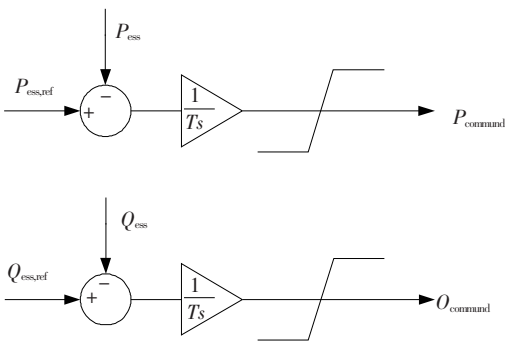


图 6　P_{command}和 Q_{command}的产生

3　协同控制策略的仿真

为了验证本文提出的协同控制的效果,对微网中的微源采用不同的控制措施进行仿真. 模式 1:水电厂参与系统频率的调节,风电厂和光伏电厂都不参与调频,采用 P/Q 控制策略,微网中无储能系统;模式 2:水电厂和风电厂参与调频,光伏电厂不参与调频,微网中无储能系统;模式 3:水电厂和风电厂参与调频,微网中含有蓄电池储能系统和次级控制.

仿真条件 1:微网与大电网联网运行且大电网向微网送能,10 s 时与大电网断开,转入孤岛运行模式,仿真结果如图 7 ~ 10 所示.

由图 7 可以看出,进入孤岛运行状态后,由于有功功率不足,导致频率下降. 在模式 1 的情况下,频率最大下降 0. 8 Hz,远大于紧急状况下的频率允许偏差(±0. 5 Hz). 由于水电厂的调速器参与调频,水电厂发出的功率增加,频率逐渐恢复. 频率在第 60 s 时,趋于稳定,但由于调速器的调频为一次调频,频率无法恢复 50 Hz. 此模式下,各电厂发出的功率变化如图 8 所示.

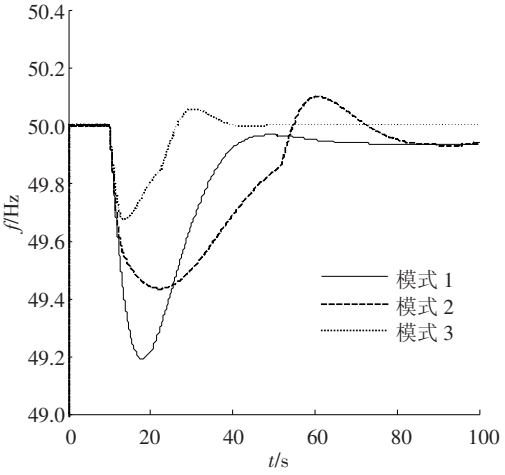


图 7　仿真条件 1 中系统的频率变化

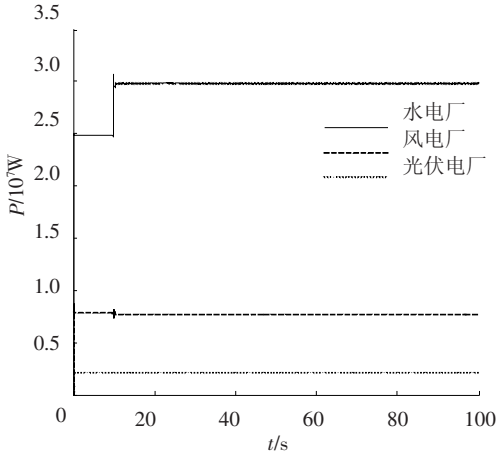


图 8　模式 1 各个电厂功率变化情况

在模式 2 中,风电厂参与了辅助调频,它可以在频率下降时,通过释放转子动能抑制频率的下降,在图 7 中可以看到频率下降的最大值比模式 1 减少了 0. 15 Hz. 但这种方法带来的明显缺点是暂态时间变长,系统频率在 80 s 时才趋于稳定,这是由于在频率下降初期由于释放转子动能,转子转速降低,转子转速要恢复到原来的速度,需要一段时间,故暂态时间变长. 由于风电厂的辅助调频也为一次调频,不能使系统频率恢复到50 Hz. 此模式下,各电厂发出的功率变化如图 9 所示,风电厂的功率曲线说明转子为恢复原速度即追踪最优功率需一段恢复时间,因此导致暂态时间延长.

在模式 3 中,由于蓄电池的接入频率偏差进一步减小,已能满足紧急状况下的频率偏差要求. 暂态时间也由于蓄电池的快速响应比模式 1 缩短 20 s. 此模式下,各电厂发出的功率变化如图 10 所示,从蓄电池的功率变化可以看出,蓄电池迅速

释放能量后,由于次级控制的作用,输出能量迅速回零以保证最大的备用容量,这样可以进一步提高系统的稳定性.

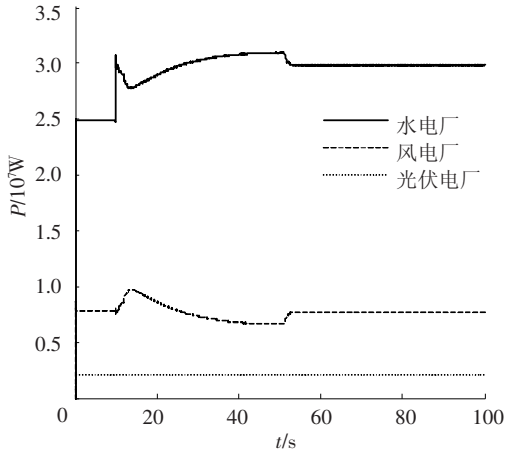


图 9 模式 2 各个电厂功率变化情况

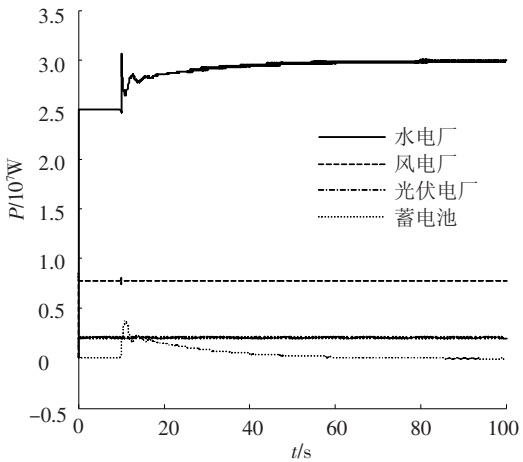


图 10 模式 3 各个电厂功率变化情况

仿真条件 2:微网在孤岛运行期间,10 s 时意外甩掉 3 MW 负荷,60 s 时负荷重新恢复,仿真结果如图 11 ~ 14 所示.

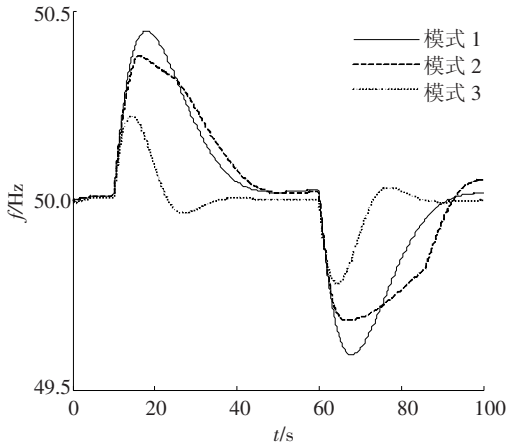


图 11 仿真条件 2 中系统频率变化

由图 11 可以看到采用模式 3 控制策略时的频率波动明显小于其他两种情况,证明蓄电池的投入改善了控制效果. 在模式 1 中,负荷的功率变化完全由水电厂承担,如图 12 所示,这种模式可靠性明显比其他两种模式差,这对系统安全稳定运行不利.

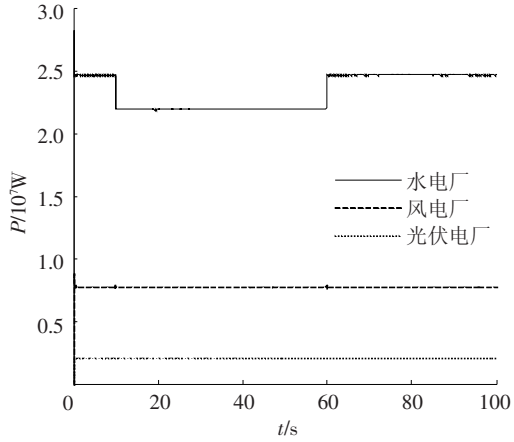


图 12 模式 1 各个电厂功率变化情况

在模式 2 中,切除负荷后,风电输出能量减小,小于输出最优功率,经一段时间恢复后,风机又恢复最优功率输出,这导致暂态时间还是比模式 1 中长,如图 13 所示. 负荷重新投入的情况与上面类似.

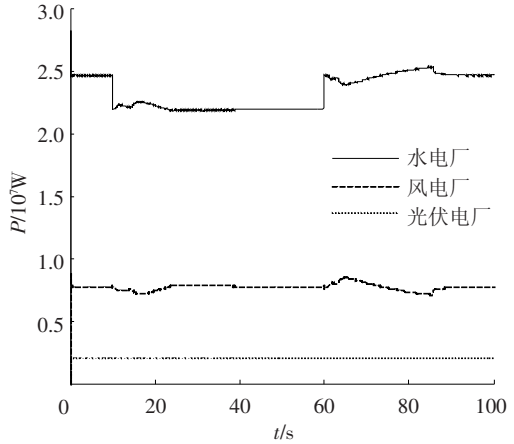


图 13 模式 2 各个电厂功率变化情况

在模式 3 情况下,系统切除负荷后,多余的能量主要由蓄电池吸收即给蓄电池充电,如图 14 所示. 其他变化规律与前面类似.

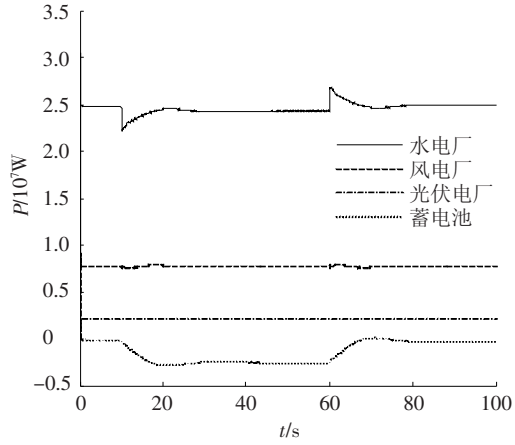


图 14 模式 3 各个电厂功率变化情况

4　结　论

1)在传统微网控制的基础上,采用双层控制并引入次级控制,提出一种改进的协同控制策略,并建立具有详细微源模型的微网仿真系统,研究微网在不同控制策略下的动态响应过程.

2)目前微网大多数都采用初级控制,储能系统受容量的限制,若不及时使其回零,会导致备用容量减少,对微网的稳定运行极为不利.

3)带有次级控制的储能系统可以使其输出尽快回零以保证最大的备用容量,同时减小了由于同步发电机动态响应速度慢所引起的电压和频率偏差,这种协同控制对微网的稳定运行具有重要意义.

参考文献:

[1] 王成山,李鹏. 分布式发电、微网与智能配电网的发展与挑战[J]. 电力系统自动化,2010,34(2):10 - 11.

[2] FARHANGI H. The path of the smart grid[J]. IEEE Power Energy, 2010, 8(1):18 - 28.

[3] KIM J Y, JEON J H, KIM S K, *et al.* Cooperative control strategy of energy storage system and microsources for stabilizing the microgrid during islanded operation [J]. IEEE Transactions On Power Electronics, 2010, 25 (12): 3037 - 3048.

[4] WANG Y, LU Z X, MIN Y. Comparison of the voltage and frequency control schemes for voltage source converter in autonomous microgrid[C]//2nd IEEE International Symposium on Power Electronics for Distributed Generation Systems. Hefei: IEEE Power Electronics Society, 2010: 220 - 223.

[5] DELGHAVI M B, YAZDANI A. A control strategy for islanded operation of a distributed resource (DR) unit [C]//Power & Energy Society General Meeting. Beijing: IASTED Technical Committee on Power and Energy Systems, 2009: 1 - 8.

[6] MAO B, ZHANG B H, WANG J H, *et al.* Dynamic modelling for distribution networks containing dispersed generations and energy storage devices[C]//2010 International Conference on Power System Technology. Hangzhou: IEEE Power Electronics Society, 2010: 1 - 6.

[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] LOPES J A P, MOREIRA C L, MADUREIRA A G. Defining control strategies for microgrids islanded operation[J]. IEEE Trans Power Syst, 2006, 21(2): 916 - 924.

[9] WANG Y, LU Z X, MIN Y. Analysis and comparison on the control strategies of multiple voltage source converters in autonomous microgrid[C]//10th IET International Conference on Developments in Power System Protection. Beijing: IET Conference, 2010: 1 - 5.

[10] BRABANDERE K D, BOLSENS B, KEYBUS J V, *et al.* A voltage and frequency droop control method for parallel inverters[J]. IEEE Transactions On Power Electronics, 2007, 22(4):1107 - 1115.

(编辑　魏希柱)