

文章编号: 1000-582X(2012)09-061-09

# 含多种形式能源发电的微网状态转换协调控制策略

周念成<sup>1</sup>, 胡 斌<sup>1</sup>, 王强钢<sup>1</sup>, 池 源<sup>1</sup>, 徐 韬<sup>2</sup>

(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 400044

2. 重庆市轨道交通(集团)有限公司, 重庆 400042)

**摘 要:** 针对包含多种连续性和间歇性 DG、储能装置以及敏感负荷的微网, 提出了一种基于状态转换的协调控制策略。以微网中允许出现的有效运行状态为基础, 通过将微网当前运行状态和触发事件作为中央控制器的输入变量, 各可控元件的控制方式作为输出变量, 制定微网运行状态转换方案。为保证敏感负荷的可靠供电, 考虑微网所有运行状态下系统频率无差调节和储能装置的容量限制, 提出了笔者定义运行状态下各元件相应的控制方式和状态转换触发事件。利用 PSCAD/EMTDC 软件仿真分析了 3 种典型的运行状态转换过程, 结果表明所提协调控制策略能够保证本地敏感负荷不间断供电, 实现了微网状态之间的平滑转换和频率无差调节。

**关键词:** 微网; 分布式电源; 状态转换; 敏感负荷; 频率无差调节

**中图分类号:** TM 761

**文献标志码:** A

## A coordinated state transition control strategy for microgrid with multi-energy generation systems

ZHOU Niancheng<sup>1</sup>, HU Bin<sup>1</sup>, WANG Qianggang<sup>1</sup>, CHI Yuan<sup>1</sup>, XU Tao<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Power Transmission Equipment & System Security and New Technology, Chongqing University, Chongqing 400044, China; 2. Chongqing Rail Transit (group) Co. Ltd, Chongqing 400042, China)

**Abstract:** A coordinated control strategy is proposed based on state transition for a microgrid containing continuous or intermittent DG, energy storage device and sensitive loads. According to the available operation states, a scheme of operation state transition is established through setting the current operation state and trigger event as inputs of MGCC and regarding the control modes of components as outputs. By considering the no deviation control for frequency and the capacity limitation of energy storage device under all operation states, control modes of components and trigger events of state transition under all defined states are designed respectively for a reliable power supply of sensitive load. The PSCAD/EMTDC simulation software is used for analysis of the three typical transition processes of operation states. The results show that the proposed coordinated control strategy is effective for a safe and reliable power supply to the sensitive loads and ensures a smoothing transition between operation states of microgrid as well as the no deviation control of system frequency.

**Key words:** microgrid; distributed generation; state transition; sensitive loads; no deviation control for frequency

**收稿日期:** 2012-04-18

**基金项目:** 重庆市自然科学基金资助项目(CSTC2009BB6190); 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项目(2007DA10512709208)

**作者简介:** 周念成(1969-), 男, 重庆大学副教授, 博士, 从事从事电力系统自动化和电能质量方面的研究。

(E-mail)cee\_nczhou@cqu.edu.cn.

微网是由分布式电源(distributed generation, DG)、储能装置和本地负荷组成的独立可控的供电系统<sup>[1]</sup>。微网中 DG 按输出功率特性可分为间歇性电源和连续性电源两类,间歇性电源的输出功率受天气等自然条件的影响较大,具有明显的波动性和间歇性,包括风力发电(wind generator)和光伏发电(PV panel)等<sup>[2-3]</sup>;连续性电源具有相对可靠的一次能源供给和连续的出力调节能力<sup>[4-5]</sup>,包括微型燃气轮机(micro turbine)、燃料电池(fuel cell)、小水电(small hydro)、小型柴油发电机(small diesel generator)等。为满足本地用户的不同用电需求和微网不同运行状态的平滑转换,需在微网中配置储能装置。对微网中的 DG、储能装置、本地负荷、开关进行有效地协调控制,以保证微网在不同运行状态下都尽可能满足本地用户的要求,是微网安全稳定和可靠运行的关键。

微网系统的控制策略主要包括主从控制、对等控制和分层控制 3 种类型<sup>[6]</sup>,其中分层控制通过中央控制器(microgrid central controller, MGCC)实现微网的全局管理,是解决微网中各元件协调控制的有效途径。文献[7]建立以微网发电效率最大化为目标的多代理分层控制模型,分析了包含光伏、燃料电池和蓄电池的协调控制策略,但笔者仅从稳态运行的角度研究了并网和孤岛两种情况下的协调控制,未考虑微网不同运行状态间的转换。为解决微网多输入多输出混合动态系统的控制问题,文献[8]针对故障和同步两个暂态过程应用混合自动机(hybrid automaton)理论建立了微网混合监督控制的状态转换方案,但所研究微网中没有考虑连续性电源且状态转换中未涉及储能装置的容量限制;文献[9]根据通信数据基站的实际需求,提出了一种直流微网的自适应状态切换控制方案,依据不同触发事件对变流器和开关进行控制以实现状态间的切换,但笔者假设微网中连续性 DG 容量大于敏感负荷需求且未考虑间歇性 DG 对状态转换方案的影响。

笔者针对含不同功率调节特性的 DG、储能设备和敏感负荷的微网,为了保证本地敏感负荷(重要负荷)的不间断供电,考虑微网所有运行状态下的频率无差调节和储能装置的容量限制,提出了一种基于状态转换的微网协调控制策略。笔者研究的微网采用两级分层控制结构,将微网当前运行状态和触发事件作为 MGCC 的输入变量,输出变量则为各元件的控制方式,以实现微网运行状态按预先制定的转换方案进行实时调整。最后利用 PSCAD/EMTDC 仿真分析典型状态转换过程中的动态响应特性,验

证了所设计的微网协调控制策略的可行性。

## 1 微网分层控制结构

笔者研究的微网包含间歇性电源、连续性电源、敏感及可中断负荷和储能装置,其中间歇性和连续性电源可通过电力电子或旋转接口接入工频交流母线,采用两级分层控制的微网结构如图 1 所示。上层控制器为 MGCC,利用所采集的负荷信息以及 DG 和储能装置燃料情况和运行状态,根据已制定的协调控制策略向底层控制器发出操作指令;底层控制器包括微源控制器(microsource controller, MC)和负荷控制器(load controller, LC)为执行 MGCC 具体操作指令的本地控制单元。由于微网中元件较多且各元件距离较近,MC 和 LC 通过收发信模块与 MGCC 采用分层方式组网,利用中央控制器集中处理相关信息以实现各元件间的协调控制。

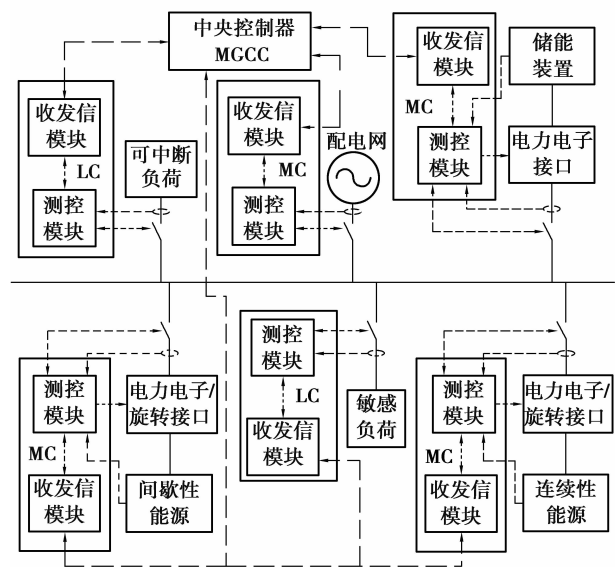


图 1 微网分层控制结构

微网 MGCC 作为分层控制结构的上层控制单元,主要具有 2 个功能:

1) 功率管理。如果微网中包含多台连续性电源, MGCC 可以按一定原则分配有功和无功功率(比如根据运行燃料费用和网损率等指标),指定各连续性电源出力的最优运行点;同时还需实时采集系统频率,在笔者定义的某些运行状态下根据微网一次调频产生的频率偏差计算有功增量,并按照预先设定的分配系数将有功调节增量分配给各连续性电源,实施二次频率控制<sup>[10-11]</sup>,以实现频率无差调节。图 2 为 MGCC 二次频率控制框图,图中  $K$  为积分增益,  $P_{opt1}$ 、 $P_{opt2}$  为有功最优出力,  $\alpha_1$ 、 $\alpha_2$  为分配系

数,  $P_{c1}$ 、 $P_{c2}$ 为连续性电源的有功出力设定值。

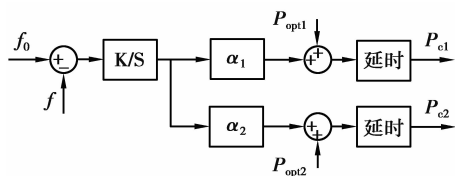


图 2 MGCC 二次频率控制结构图

2) 运行状态管理。MGCC 通过监控微网中各元件的运行状态和触发事件,按照预先制定的状态

转换方案,实现微网运行状态的无缝平滑转换。

## 2 微网运行状态简化和控制

### 2.1 微网运行状态简化

微网中有 4 种微源控制器,包括配电网、储能装置、间歇性电源和连续性电源,每种电源包括投切两种状态,可构成 16 种电源组合状态。除微网系统整体停运外,需始终保持敏感负荷的不间断供电。从而可得到表 1 中微网的 32 种运行状态,其中电源投入或负荷连接时用“1”表示,退出时用“0”表示。

表 1 微网运行状态表

序号	配电网	间隙性电源	储能装置	连续性电源	可中断负荷	运行状态
1	0	0	0	0	0	停机
2	0	0	0	0	1	停机
3	0	0	0	1	0	—
4	0	0	0	1	1	—
5	0	0	1	0	0	紧急状态
6	0	0	1	0	1	—
7	0	0	1	1	0	连续性稳定状态
8	0	0	1	1	1	连续性稳定状态
9	0	1	0	0	0	—
10	0	1	0	0	1	—
11	0	1	0	1	0	—
12	0	1	0	1	1	—
13	0	1	1	0	0	间歇性稳定状态
14	0	1	1	0	1	—
15	0	1	1	1	0	综合稳定状态
16	0	1	1	1	1	综合支持状态
17	1	0	0	0	0	—
18	1	0	0	0	1	无储能连接状态
19	1	0	0	1	0	—
20	1	0	0	1	1	无储能连接状态
21	1	0	1	0	0	—
22	1	0	1	0	1	紧急连接状态
23	1	0	1	1	0	—
24	1	0	1	1	1	连续性稳定状态
25	1	1	0	0	0	—
26	1	1	0	0	1	无储能连接状态
27	1	1	0	1	0	—
28	1	1	0	1	1	无储能连接状态

续表 1

序号	配电网	间隙性电源	储能装置	连续性电源	可中断负荷	运行状态
29	1	1	1	0	0	—
30	1	1	1	0	1	间歇性连接状态
31	1	1	1	1	0	—
32	1	1	1	1	1	综合连接状态

由于连续性电源输出功率调节速度较慢,必须配合储能装置才能快速响应负荷变化和状态转换时的功率缺额,且考虑到间歇性电源输出功率的随机波动性,亦需利用储能装置抑制快速功率变化,可见表 1 中状态 3、4、9、10、11 和 12 均不能保证本地负荷的可靠供电,设定前述 6 种状态为不允许出现状态,此时微网直接转入停机状态。对于状态 18、20、26 和 28 均为微网与配电网并网运行且储能装置未接入的状态,一旦微网与配电网断开运行,由于没有储能装置进行快速功率补偿,微网将转入停机状态,因此将状态 18、20、26 和 28 一同设定为无储能连接状态。

设定微网仅有储能装置为本地负荷供电的状态为紧急状态,仅有间歇性电源和储能装置为系统供电的状态为间歇性稳定状态。这两种状态均需储能

装置补偿负荷或间歇性电源的出力变化,而储能装置容量有限,可指定在前述两种状态下微网仅为本地敏感负荷供电,即表 1 中状态 6 和 14 不予考虑。而在微网接入配电网并网运行时,微网系统能够同时满足本地敏感负荷和可中断负荷供电,可知表 1 中状态 17、19、21、23、25、27、29 和 31 不符合实际情况,不予考虑。经状态简化后,可得微网系统的 12 种有效状态,如表 1 所示。

## 2.2 各运行状态下微网元件的控制方式

在微网中分布式电源、储能装置、开关都是可控的元件,通过设定不同运行状态下各元件的控制方式,从而保障本地负荷供电可靠性和电能质量。表 2 给出了 12 种有效运行状态下微网中各元件所采用的控制方式(0 代表断开,1 代表连接)。

表 2 不同状态下微网系统各元件控制方式

序号	运行状态	控制方式				
		间隙性电源	储能装置	连续性电源	配电网	可中断负荷
1	停机	—	—	—	0	0
2	紧急状态	—	V/f	—	0	0
3	连续性稳定状态	—	Droop	二次调频	0	0
4	间歇性稳定状态	MPPT	V/f	—	0	0
5	综合稳定状态	MPPT	Droop	二次调频	0	0
6	综合支持状态	MPPT	Droop	二次调频	0	1
7	连续性支持状态	—	Droop	二次调频	0	1
8	间歇性连接状态	MPPT	充电	—	1	1
9	连续性连接状态	—	充电	PQ	1	1
10	综合连接状态	MPPT	充电	PQ	1	1
11	紧急连接状态	—	充电	—	1	1
12	无储能连接状态	MPPT	—	PQ	1	1

在间歇性电源正常运行的所有状态中(表2中状态4、5、6、8、10、12),由于风速、光照强度以及温度的动态变化,风力和光伏发电等间歇性电源的输出功率存在较大波动,为了保证可再生能源的最大利用率,间歇性电源采用最大功率跟踪控制方式(maximum power point tracking, MPPT),不参与微网系统的有功功率调节。

在配电网与微网连接的所有运行状态中(表2中状态8、9、10、11、12),由配电网为微网提供电压支撑,储能装置均采用充电控制方式(状态12除外),在能量充满后转入浮充状态,以保证储能装置在其他状态下有足够的能量来响应负荷功率变化。由于连续性电源具有充足一次能源和有功调节能力,因此采用基于中央控制指令的PQ控制,不参与电压和频率调节(状态9、10、12)。

在综合支持状态、连续性支持状态、综合稳定状态和连续性稳定状态中(表2中状态3、5、6、7),由于没有配电网提供电压参考,储能装置采取Droop控制方式为系统提供电压参考,并调节功率输出以补偿状态转换暂态过程的功率波动,参与系统一次调频。连续性电源采用基于MGCC功率指令的PQ控制或者Droop控制,参与系统二次调频。PQ控制可以直接按MGCC的功率指令输出有功功率,Droop控制不能直接按MGCC功率指令发出有功功率,而是通过平移下垂特性曲线来完成,当频率恢复到额定频率时,输出有功功率即为MGCC的给定值。采用Droop控制的连续性电源同时参与一次调频,但其功率调节速度较慢,还需由储能装置补偿快速负荷需求变化和间歇性电源输出功率波动。

由于储能装置容量有限,设置采用Droop控制的储能装置在额定频率下有功出力值为0,若微网的频率低于或高于额定频率( $f_0=50\text{ Hz}$ ),储能装置向微网注入或吸收有功功率。连续性电源参与二次频率控制使得微网稳定运行后系统频率恢复到额定值,储能装置的输出有功功率也返回至0。多个连续性电源参与微网二次调频时,若采用分散式的控制方式,即多个并联连续性电源同时采用频率无差控制,调节过程容易产生振荡和超调,使微网系统不易稳定<sup>[12]</sup>,因此笔者采用由MGCC集中控制的方式实现微网的二次频率调节。

在间歇性稳定状态和紧急状态中(表2中状态2、4),配电网与微网未连接,而连续性电源退出运行使微网失去二次调频能力,仅储能装置具备功率调节能力,因此储能装置采用定V/f控制,为系统提供额定频率和额定电压支撑。此时微网稳定运行的时

间有限,当储能装置能量耗尽时,系统将转入停机状态。

### 3 微网运行状态转换

中央控制器的运行状态管理单元需检测配电网、DG、储能装置和各开关的运行状态,并把微网当前运行状态和触发事件作为输入变量,各元件的控制方式作为输出变量。一旦MGCC状态管理单元的输入变量发生变化,系统根据预先制定的状态转换路径,将微网从当前运行状态转换到指定状态。图3给出了微网有效状态的转换路径,表3为图中状态转换对应的触发事件,表中 $P_{Gi\max}$ 为可投入运行的单台连续性电源最大有功出力, $m$ 为可投入运行的连续性电源个数, $P_{Gi}$ 为投入运行的单台连续性电源的当前有功出力, $P_{SL\max}$ 为最大敏感负荷, $P_{IL\max}$ 为最大可中断负荷。

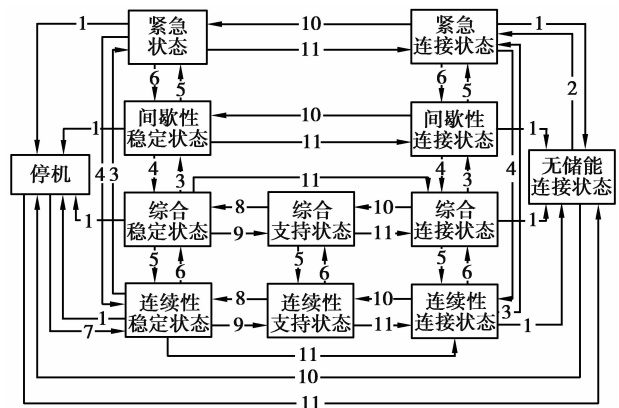


图3 微网状态转换图

表3 状态转换触发事件

序号	事件
1	储能装置能量耗尽或故障而退出运行
2	储能装置恢复运行
3	连续性电源全部退出运行
4	连续性电源部分恢复运行
5	间歇性电源全部退出运行
6	间歇性电源部分恢复运行
7	连续性电源的备用容量能够满足最大敏感负荷
	$\sum_{i=1}^m P_{Gi\max} > P_{SL\max}$
	连续性电源功率输出达到最大值
8	$\sum_{i=1}^m P_{Gi} = \sum_{i=1}^m P_{Gi\max}$

续表 3

序号	事件
9	连续性电源的备用容量能够满足最大可中断负荷 $\sum_{i=1}^m P_{Gi\max} - \sum_{i=1}^m P_{Gi} > P_{IL\max}$
10	配电网故障或停电
11	配电网恢复正常

当配网发生故障或停电(触发事件 10)时,PCC 处的测量模块监测配网侧电压、电流大小和频率变化,若检测值超过限定值,则 MGCC 迅速断开 PCC 处开关,在切断微网向故障点提供短路电流的同时,保证微网继续安全稳定运行。然后 MGCC 状态管理单元设定相应状态下微网各元件的控制方式(如表 2 所示),使微网平滑地过渡到新的运行状态,维持微网频率和电压稳定。

如果微网中有多台连续性电源,但由于故障或检修只有部分机组投入运行,因此连续性电源的最大输出功率是变化的。当微网处于综合支持状态和连续性支持状态时,如果连续性电源出力达到最大值后(触发事件 8),本地负荷继续增加,储能装置将按照 Droop 下垂特性补充有功不足,系统频率将下降且低于额定频率。为了节省储能装置的能量,以保证微网在出现紧急状态时有充足的能量为敏感负荷供电,在前述两种状态下储能装置只承担快速负荷变化的功率补偿。当连续性电源出力达到最大值后随即断开可中断负荷,前述两种状态分别转换运行状态到综合稳定状态和连续性稳定状态。

敏感负荷和可中断负荷的最大值可以根据历史负荷数据预测得到,当微网处于停机状态时,若连续性电源备用容量能够满足最大敏感负荷(触发事件 7),则微网可重新启动为敏感负荷供电。当微网处于连续性稳定状态和综合稳定状态时,如果连续性电源能的备用容量能够满足最大可中断负荷(触发事件 9),则微网状态分别转换为连续性支持状态和综合支持状态,为可中断负荷供电。当配网故障清除恢复供电(触发事件 11)后,微网将重新与配电网连接运行。MGCC 可利用 PCC 处的测量模块计算微网 PCC 两侧电压的相位差和幅值差,再发送同步指令至储能装置,通过调节储能装置机端电压频率和幅值实现微网与配电网的同步重连<sup>[13]</sup>。

## 4 仿真分析

利用 PSCAD/EMTDC 软件建立如图 4 所示的微网模型(详细参数见表 4、5、6),微网中包含分轴式微型燃气轮机<sup>[14]</sup>和固体氧化物燃料电池<sup>[15]</sup>2 个连续性电源,分别经旋转接口和电力电子接口接入微网,以及直驱型风力发电系统<sup>[16]</sup>和储能蓄电池<sup>[17]</sup>。微网经升压变压器接入配电网,并在公共连接点处装有开关 SW1;本地可中断负荷和敏感负荷分别由开关 SW2 和 SW3 进行投切控制。下面针对笔者提出的微网状态转换控制策略,对微网从连续性连接状态转换到连续性支持状态、综合支持状态转换到综合连接状态和综合稳定状态转换到间歇性稳定状态进行仿真验证。

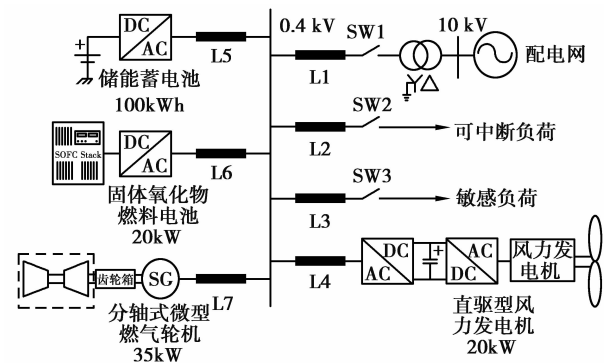


图 4 微网仿真模型

表 4 分布式电源参数

分布式电源	额定容量/kW	额定电压/V	直流电压/V
分轴式微型燃气轮机	35	380	—
固体氧化物燃料电池	20	380	800
直驱型风力发电系统	20	380	800
蓄电池	100	380	800

表 5 系统参数

系统参数	数值	系统参数	数值
微网电压/V	380	线路单位阻抗/(N·km <sup>-1</sup> )	0.642+j0.083
配电网电压/kV	10	变压器变比/kV	0.4/10.5
微网频率/Hz	50	变压器容量/kVA	100

表6 线路长度

编号	$L_1$	$L_2$	$L_3$	$L_4$	$L_5$	$L_6$	$L_7$
长度/km	0.20	0.05	0.05	0.10	0.05	0.05	0.05

#### 4.1 连续性连接状态转换到连续性支持状态

微网在由连续性连接状态转换到连续性支持状态过程中,微源以及控制方式如表7所示。连续性连接状态时微网与配电网并网运行并且所有DG和储能装置均接入微网,仿真设置配网注入微网功率为 $20+j10\text{kVA}$ ;微型燃气轮机、燃料电池和蓄电池采用单位功率因数控制,无功输出均为0,输出有功分别为15,10,-5 kW,蓄电池处于充电控制状态,敏感和可中断负荷均为 $20+j5\text{kVA}$ 。

表7 微网运行状态转换表

微网元件	连续性电源		间歇性电源	储能装置	配电网
	MT	SOFC	Wind	BESS	
转换前	PQ	PQ	—	PQ	连接
转换后	Droop (二次调频)	PQ	—	Droop (一次调频)	断开

设 $t=15\text{ s}$ 时配电网发生故障,PCC处保护检测到系统频率和电压跌落,开关SW1立即动作断开配电网与微网的连接。图5为敏感负荷节点电压频率和幅值,可见系统频率在一次调频过程中出现小幅度降低,经MGCC二次调频控制后又恢复至额定频率;而由于仅由蓄电池电压下垂控制维持微网无功平衡,图中负荷节点电压幅值明显减小,但敏感负荷电能质量仍满足要求。

图6和图7分别为蓄电池、分轴式微型燃气轮机和固体氧化物燃料电池的输出有功和无功功率曲线。PCC开关断开时蓄电池由充电控制方式转换为Droop控制方式,由于转入连续性支持状态后有功和无功出现较大的缺额,蓄电池作为微网电压支撑并迅速响应功率需求变化。此时分轴式微型燃气轮机也参与了系统一次调频,但响应速度较慢。

微网状态转换至连续性支持状态后,系统出现频率偏差,MGCC根据一次调频的频率偏差量为连续性电源发出有功增量指令。仿真中微型燃气轮机和燃料电池分配系数 $\alpha_1$ 和 $\alpha_2$ 分别设置为 $2/3$ 和 $1/3$ ,图7中由于微型燃气轮机和燃料电池的功率调节速度缓慢,导致MGCC二次调频约在20s后,才将微网频率调节至额定频率,采用有功下垂控制的蓄电池有功出力也相应恢复至0。

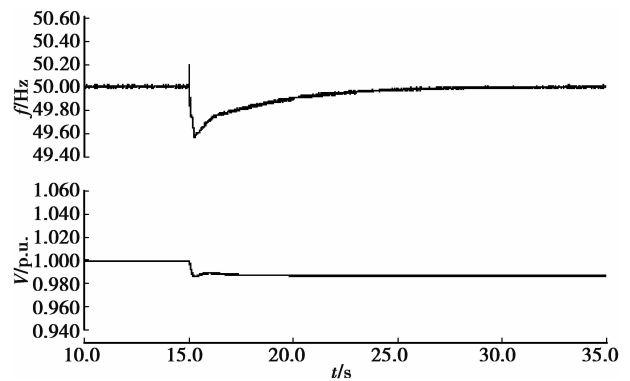


图5 敏感负荷节点电压频率和幅值

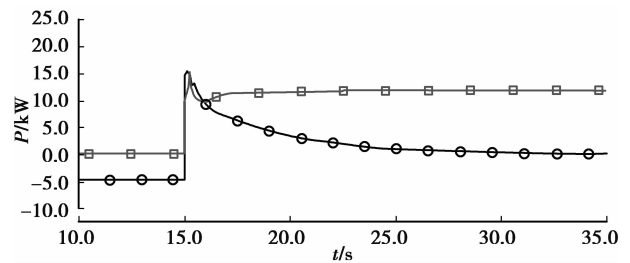


图6 蓄电池输出功率

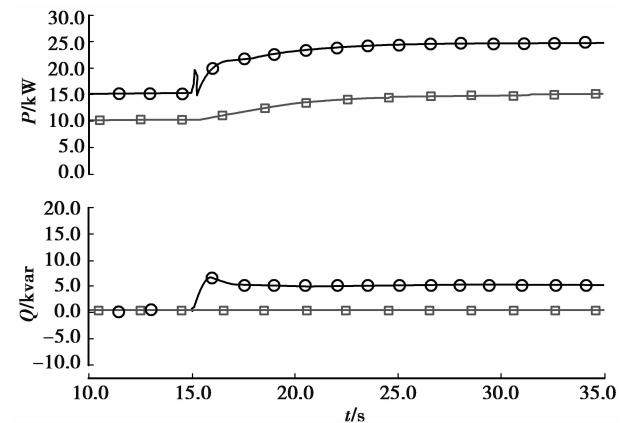


图7 微型燃气轮机和燃料电池输出功率

#### 4.2 综合支持状态转换到综合连接状态

本节将重点研究微网与配电网的同步并网过程,暂不讨论各微源的输出功率变化情况。在转换之前微网处于综合支持状态,在 $t=2.5\text{ s}$ 时MGCC检测到配网恢复正常供电,此时微网需转换到综合连接状态,MGCC利用PCC两侧的电压相位和幅值差,调节蓄电池机端电压频率和幅值以实现微网同步重连。图8和图9分别为同步过程中蓄电池机端电压的频率和幅值以及PCC两侧A相电压瞬时波形,可见处于综合支持状态时微网频率基本稳定在

50 Hz, 蓄电池先通过降低微网频率来跟踪配网侧电压相位, 再逐渐减小频率偏差直至 PCC 两侧电压同步。

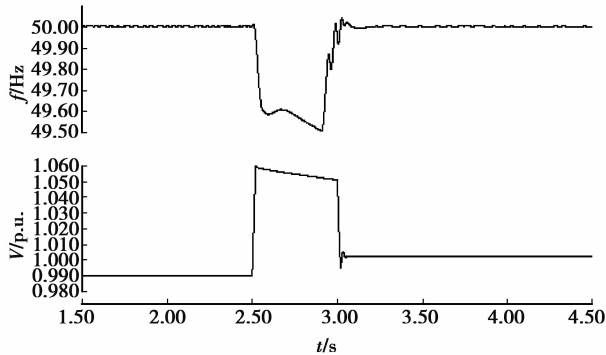


图 8 同步重连过程中蓄电池机端电压频率和幅值

和幅值, 图 11 为蓄电池、燃料电池和风电机组的输出功率波形, 可见在状态转换完成后, 微网中仅由蓄电池响应风力发电机输出功率和负荷需求的变化。

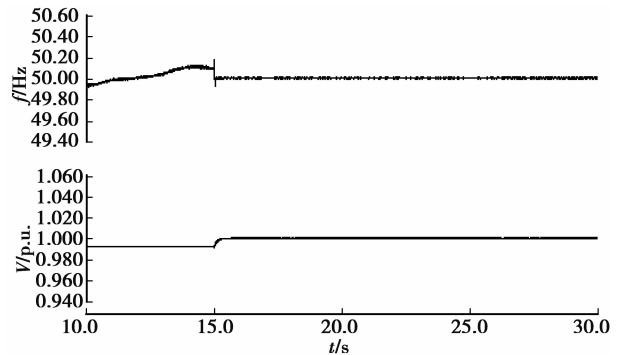


图 10 敏感负荷节点电压频率和幅值

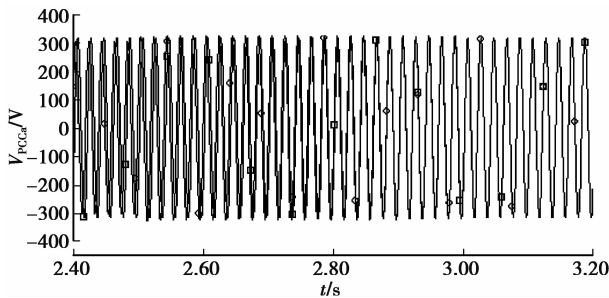


图 9 同步重连过程中 PCC 两侧 A 相电压瞬时波形

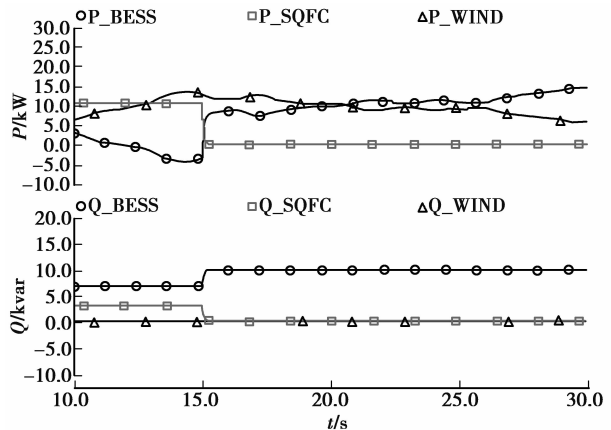


图 11 蓄电池、燃料电池和风电机组输出功率

### 4.3 综合稳定状态转换到间歇性稳定状态

在微网由综合稳定状态转换到间歇性稳定态过程中, 微源以及控制方式如表 8 所示。当微网处于综合稳定状态时, 连续性电源仅有燃料电池发电系统且敏感负荷不变, 由于风电输出功率波动较大, 由 MGCC 二次调频控制的 SOFC 响应速度较缓慢, 此时系统频率出现小幅波动。

表 8 微网运行状态转换表

微网 元件	连续性电源		间歇性 电源 Wind	储能 装置 BESS	配电网
	MT	SOFC			
转换前	—	PQ (二次调频)	MPPT	PQ (一次调频)	断开
转换后	—	—	MPPT	V/f	断开

在  $t=15\text{ s}$  时燃料电池由于故障退出运行, 风力发电机仍保持最大功率输出, 蓄电池由 Droop 控制切换至 V/f 控制。图 10 为敏感负荷节点电压频率

## 5 结 论

笔者针对包含连续性和间歇性 DG、储能装置以及敏感负荷的多种形式能源发电微网, 提出了一种基于状态转换的协调控制策略, 设定了不同状态下微网各元件的控制方式, 分析了有效运行状态间转换路径所对应的触发事件, 实现了微网状态平滑转换, 保证了本地敏感负荷的不间断供电。通过配电网、储能装置提供电压支撑、连续性电源二次调频等方法实现了在所有运行状态的频率无差调节, 提高了敏感负荷的供电质量。同时也考虑到储能装置的容量限制, 通过二次调频和触发条件的设置, 尽可能延长其使用时间, 提高微网运行可靠性。利用微网算例模型对 3 种典型状态转换过程进行仿真分析, 验证了所提出控制策略的正确性与有效性。



## 参考文献:

- [1] Lasseter R H, Paigi P. Microgrid: a conceptual solution [C]//Proceedings of the IEEE 35th Annual Power Electronics Specialists Conference PESC 04, June 20-25, 2004, Aachen, Germany. Piscataway, N. J., USA: IEEE Press, 2004, 6: 4285-4290.
- [2] Roman E, Alonso R, Ibanez P, et al. Intelligent PV module for grid-connected PV systems [J]. IEEE Transactions on Industrial Electronics, 2006, 53(4): 1066-1073.
- [3] Valenciaga F, Puleston P F. Supervisor control for a stand-alone hybrid generation system using wind and photovoltaic energy[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2005, 20(2): 398-405.
- [4] Saha A K, Chowdhury S, Chowdhury S P, et al. Modeling and performance analysis of a microturbine as a distributed energy resource[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 2009, 24(2): 529-538.
- [5] Hall D J, Colclaser R G. Transient modeling and simulation of a tubular solid oxide fuel cell[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999, 14(3): 749-753.
- [6] 王成山, 杨占刚, 王守相, 等. 微网实验系统结构特征及控制模式分析[J]. 电力系统自动化, 2010, 34(1): 99-105.  
WANG Chengshan, YANG Zhangang, WANG Shouxiang, et al. Analysis of structural characteristics and control approaches for an experimental microgrid system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1): 99-105.
- [7] 章健, 艾芊, 王新刚. 多代理系统在微电网中的应用[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(24): 80-82, 87.  
ZHANG Jian, AI Qian, WANG Xingang. Application of multi-agent system in a microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(24): 80-82, 87.
- [8] Muhammad S K. Supervisory hybrid control of a wind energy conversion and battery storage system [D]. Toronto: University of Toronto, 2008.
- [9] Salomonsson D, Soder L, Sannino A. An adaptive control system for a DC microgrid for data centers[J]. IEEE Transactions on Industry Applications, 2008, 44(6): 1910-1917.
- [10] Lopes J A P, Moreira C L, Madureira A G. Defining control strategies for microgrids islanded operation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(2): 916-924.
- [11] Madureira A G, Moreira C L, Lopes J A P. Secondary load-frequency control for microgrids in islanded operation [EB/OL]//Proceedings of the International Conference on Renewable Energy and Power Quality, March 16-18, Zaragoza, Spain, 2005. [2012-01-18]. <http://wenku.baidu.com/view/98c8c4d649649b6648d74756.html>.
- [12] 杨向真, 苏建徽, 丁明, 等. 微电网孤岛运行时的频率控制策略[J]. 电网技术, 2010, 34(1): 164-168.  
YANG Xiangzhen, SU Jianhui, Ding Ming, et al. Research on frequency control for microgrid in islanded operation [J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 164-168.
- [13] Li Yunwei, Vilathgamuwa D M, Loh P C. Design, analysis, and real-time testing of a controller for multibus microgrid system[J]. IEEE Transactions on Power Electronics, 2004, 19(5): 1195-1204.
- [14] 马力. CCHP 及其所构成微网的运行特性研究[D]. 天津: 天津大学, 2008.
- [15] Hall D J, Colclaser R G. Transient modeling and simulation of a tubular solid oxide fuel cell[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion, 1999, 14(3): 749-753.
- [16] 付勋波, 鄂春良, 李建林, 等. 直驱风电系统中并联逆变器的仿真建模与分析[J]. 高电压技术, 2008, 34(10): 2228-2233.  
FU Xunbo, E Chunliang, LI Jianlin, et al. Modeling and simulation of parallel-operation grid connected inverter of direct drive wind power system [J]. High Voltage Engineering, 2008, 34(10): 2228-2233.
- [17] Ceraolo M. New dynamical models of lead-acid batteries [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1184-1190.

(编辑 王维朗)