基于短期负荷预测的微网储能系统主动控制策略

陈益哲[1]，张步涵[1]，王江虹[2]，毛彪[1]，方仍存[2]，毛承雄[1]，段善旭[1]

（1. 电力安全与高效湖北省重点实验室(华中科技大学)，湖北省武汉市430074；2. 湖北省电力公司，湖北省武汉市430074）

0引言

微网是分布式电源接入电网的一种有效解决方案 [1]，是智能电网的重要组成部分[2]。在微网中，风电和光伏等分布式电源的输出具有间歇性和随机性的特点，1d中的负荷变化也较大，这给微网的稳定运行带来了挑战[3]。储能系统可以抑制微网的瞬时功率波动，改善微网电能质量，还能起到削峰填谷的作用，对维持微网的稳定运行起到很大作用。

蓄电池能量密度大，技术成熟，成本较低，是目前微网中比较经济和容易实现的储能技术。目前，专家和学者针对蓄电池储能技术在分布式发电与微网中的应用问题开展了广泛研究，文献[4]采用有功功率实测值与参考值的差值控制方式，减小了风电的功率波动。文献[5]采用逆变器下垂控制策略，维持了微网从并网转孤网运行时，微网的频率和电压稳定。文献[6]研究了超级电容器和蓄电池混合储能系统在微网中的应用，结合超级电容器和蓄电池2者的优点，在一定程度上延长了蓄电池的使用寿命。现有研究一般侧重于基于功率波动检测结果的控制策略，这种控制策略往往受储能体本身运行条件的限制，如蓄电池容量、充放电速度与充放电次数。考虑到蓄电池的功率密度小，不能短时释放较大功率，若用于平抑微网的瞬时功率波动，将会导致蓄电池频繁充放电，严重缩短蓄电池的使用寿命，增加储能系统维护的成本。因此，以蓄电池为储能体的储能系统最适于平抑微网中较长周期的负荷(如日负荷)变动。

本文从蓄电池本身的特性考虑，提出一种基于微网短期负荷预测的主动控制策略，研究蓄电池储能系统的结构和控制策略，建立微网的仿真模型，通过仿真验证这种控制策略的可行性。

1微网短期负荷预测

微网是智能电网的重要组成部分。智能电表是实现电网智能化管理的必须环节。智能电表的一个重要用途是用采集的负荷数据对负荷进行分析和预测[7]。对于整个微网，通过采集微网各用户智能电表中的历史负荷数据，对其日负荷曲线进行预测。这里的负荷是一个综合负荷的概念，不但包括传统负荷，而且包括分布式电源(风机、光伏等)的出力，将这些随机性较强的新能源(风机、光伏)的功率波动和传统负荷的功率波动综合在一起考虑。

目前，短期负荷预测主要采用时间序列法、支持向量机、神经网络、小波分析、专家系统等。经典的时间序列法计算量小，速度快，可以及时进行实时预测。但该方法没有考虑天气等因素，当天气变化剧烈时，预测精度会受影响。文献[8]提出了一种考虑气温等外界因素对负荷非线性影响的改进时间序列算法。文献[9]提出了一种提高时间序列气象适应性的短期电力负荷预测算法。文献[10-11]也考虑了气象因素对负荷的影响。这些改进算法都可以应用到微网的短期负荷预测中。

图 1　储能系统指令生成流程

Fig. 1　Diagram of energy storage instruction's generation

图1是负荷预测到生成储能系统充放电指令的流程。本文要特别说明的是确定储能系统的充放电区间，即第4个步骤。这一步根据蓄电池的特性，对充放电策略进行优化。在获得日负荷曲线和日平均负荷的基础之上，根据蓄电池组容量和负荷的峰谷时间段，确定1个或多个充电区间和放电区间，这样可以有效避免蓄电池频繁充放电，延长蓄电池使用寿命，也可以避免蓄电池过度充电或过度放电，起到保护蓄电池的作用。同时，在峰谷时间段充放电，可以有效起到削峰填谷的作用。

风力的随机性一直是风机大规模应用的障碍。一般情况下，深夜至凌晨风力较大，白天风力较小，而负荷则集中在白天，深夜至凌晨较小。通过采用这种控制策略，可在深夜至凌晨吸收风机发出的多余电能，当白天负荷较大时将这些电能用于削峰，起到经济调度的作用。

2蓄电池储能系统结构与控制策略

微网中采用的蓄电池储能系统结构如图 2 所示。图中：I_{SC} 是流经蓄电池的电流；I_{DC} 是直流高压侧的电流；U_{DC} 是直流高压侧的电压。蓄电池可以采用多组串并联的方式构成蓄电池组，以实现所需的容量和电压。

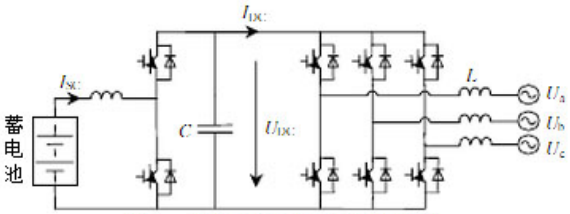


图 2　蓄电池储能系统结构拓扑

Fig. 2　Structure topology of battery energy storage system

蓄电池组通过双向 DC/DC 电路升压连接一个双向逆变器，再通过滤波器和变压器升压至电网。图 3 是双向 DC/DC 变换器控制框图。图中采用比例–积分(proportional integral，PI)环节的单电压环实现双向 DC/DC 变换器的闭环稳定控制[12]。控制目标是通过调节蓄电池电流 I_{sc} 保持直流高压侧的电压 U_{DC} 恒定。图中：δ为 DC/DC 变换器占空比；U_{DCref} 是直流高压侧电压参考值；I_{SCref} 是蓄电池电流参考值。

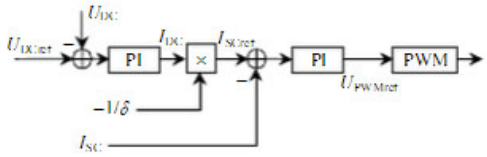


图 3 DC/DC 变换器控制框图

Fig. 3　Control diagram of DC/DC converter

为实现基于负荷预测的主动控制策略，本文对传统的 PQ 解耦控制进行了一定的改进。图 4 为双向逆变器 PQ 解耦双闭环控制系统结构。图中，由第 1 节中的短期负荷预测生成的充放电指令经过变换为输出电流 i_d^*，其与实测值 i_d 进行比较；系统侧

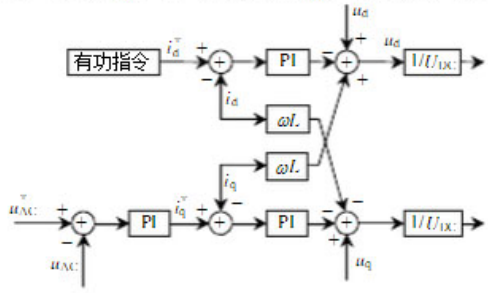


图 4　双向逆变器 PQ 解耦控制框图

Fig. 4　Bi-directional inverter PQ decoupled control

电压的参考值 U_{AC}^* 与实测值 U_{AC} 进行比较，其误差值经 PI 调节后输出为无功指令电流 i_q^*，U_{DC} 为直流侧电压，通过这种解耦控制分别控制储能系统有功和无功功率的吸收和释放。

3微网中的分布式电源模型

3.1异步风力发电机模型

本文微网中的分布式电源采用异步风力发电机和三相光伏发电电源。

微网中适合使用小功率的异步风力发电机，图5为异步风力发电机仿真模型[13]。

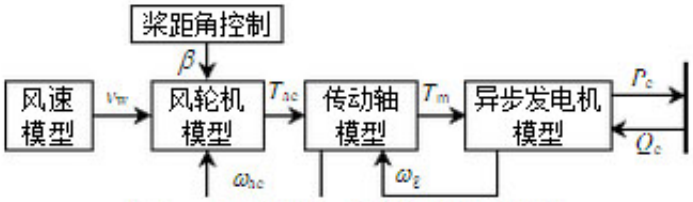


图 5　异步风力发电机仿真模型

Fig. 5　Simulation model of asynchronous wind turbine

图 5 中：ω_{gen}为异步发电机转速；ω_{uc}为风力机转速；T_{uc}为风力机机械转矩；v_w为风速；β为桨距角，ω_{uc}为风力机转速；T_m为发电机转矩；P_e和Q_e分别为异步风机发出的有功和无功功率；T_{uc}为风力机机械转矩，其表达式为

$$T_{uc}=\frac{1}{2}\rho\pi R^2 v^3 C_p(\theta,\lambda)/\omega_{uc} \qquad (1)$$

式中：ρ为空气密度；R为叶片旋转半径；v为风速；θ为桨距角；λ为叶尖速比；$C_p(\theta,\lambda)$为风机的转换效率。

3.2三相光伏模型

三相光伏发电系统的结构如图6所示，逆变器的控制策略[14]采用与图4中近似的PQ解耦控制策略，差别在于无功指令为零，光伏不输出或吸收无功功率，功率因数为1。

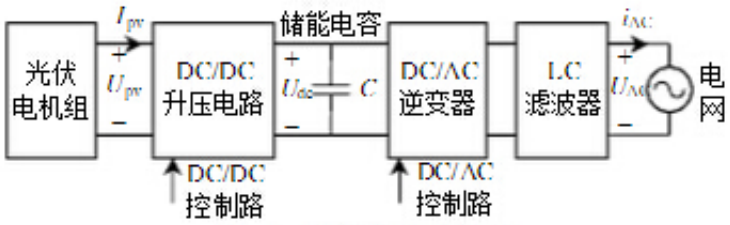


图 6　光伏系统的结构

Fig. 6　Structure diagram of PV system

4算例仿真

4.1微网建模

本文在Matlab/Simulink中搭建了相关仿真模型，模拟微网的运行特性，用以验证本文控制策略的可行性。

采用西门子20kV标准中压配电网模型，修改电压等级和变压器及部分线路参数，改成符合中国国情的10kV中压配电网，如图7所示。系统频率为50Hz，负荷采用恒功率模型，不考虑三相不对称的情况。低压微网采用400V标准馈线模型。中压网和低压馈线的具体参数和架构参见文献[15]。

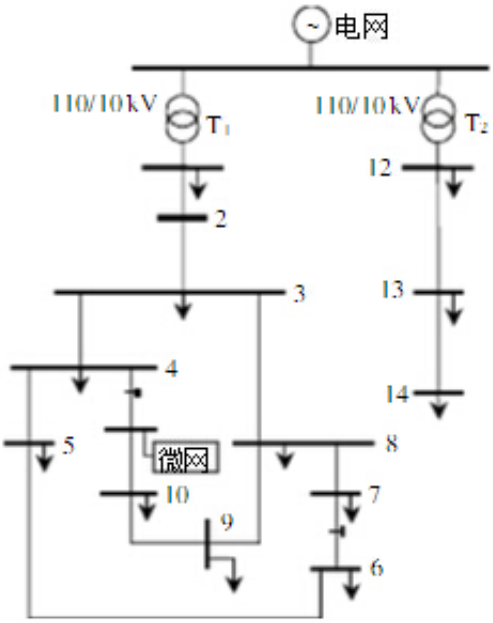


图 7 10 kV 中压配电网模型

Fig. 7 10 kV medium voltage distribution network model

微网在中压配电网的11节点处，蓄电池储能系统(battery energy storage system，BESS)安装在微网的公共连接点(point of common coupling，PCC)，异步风机和三相光伏直接接在400V馈线上。

异步风机的额定功率为24kW，额定电压为400V，额定消耗无功功率为12kvar，在异步风机并网出口端并联一个10kvar的电容器补偿无功功率。光伏的额定功率为12kW，额定电压为400V，基本不消耗无功功率。

储能系统直流侧蓄电池组工作电压为250V，经双向DC/DC电路升压至400V，逆变后交流低压侧电压为150V，通过变压器升压至400V连接至电网。

根据夏季某日的风速曲线，风速在晚上20:00至次日06:00之间风速较大。根据某地夏季某晴天的气象数据，05:00—20:00光伏有功功率输出，12:00—14:00光照达到最大。由此预测得到异步风机和光伏发电系统的日出力曲线，如图8和9所示。

包括负荷、异步风机和光伏在内的微网综合负荷曲线如图10所示。在实际系统中，需要根据设置在分布式电源和负荷端的智能电表中的历史负荷数据预测负荷曲线。

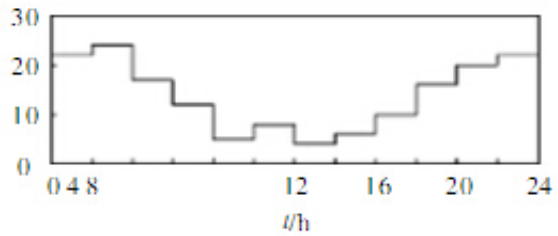


图 8　风机的日出力曲线

Fig. 8　Daily output curve of wind turbine

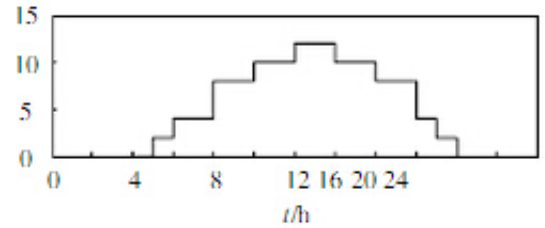


图 9　光伏的日出力曲线

Fig. 9　Daily output curve of PV

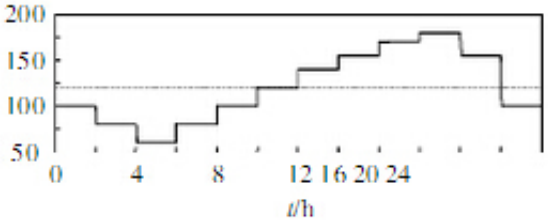


图 10　微网的综合负荷曲线

Fig. 10　Microgrid integrated load curve

此时微网的最小负荷为60kW，最大负荷为180kW，日平均负荷为120kW，负荷率为0.667，最小负荷系数α为0.333。负荷峰谷分别出现在18:00—20:00时和04:00—06:00。

理想情况下，通过储能系统实现完全补偿，将负荷曲线拉平至图10中的虚线位置，采用4.3节的功率差控制方式，最少需要蓄电池组容量为1600A　h。由于综合负荷曲线的变动也可能更加剧烈，所配置的蓄电池组容量不一定能满足所有的日负荷变动条件下通过储能系统实现完全补偿的要求。因此本文进一步考虑蓄电池容量配置一定时储能系统的控制方式。

设定蓄电池容量为700A　h，并考虑一定的充放电裕度，采用以下2种控制方式：恒功率控制方式和功率差控制方式。

4.2恒功率控制方式

恒功率控制方式，即储能系统在充电和放电时各保持恒定的充放电功率。根据负荷曲线以及蓄电池组的容量，通过计算可得出：02:00—08:00为充电区间，平均充电功率为27kW，充电时间为6h；设置14:00—22:00为放电区间，平均放电功率为20kW，放电时间为8h。

储能系统出力后，图11为恒功率控制方式下微网PCC的功率曲线。此时微网的最小负荷为87kW，最大负荷为160kW，平均负荷120kW，负荷率为0.75，最小负荷系数α为0.544。图12为恒功率控制下储能系统的充放电曲线。

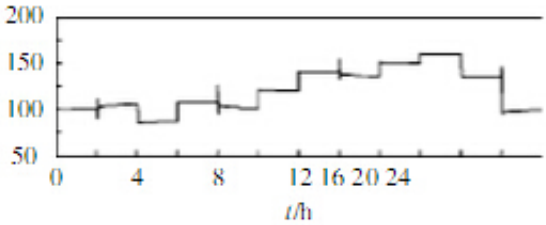


图 11　恒功率控制下微网 PCC 的功率

Fig. 11　Active power of PCC with constant power control strategy

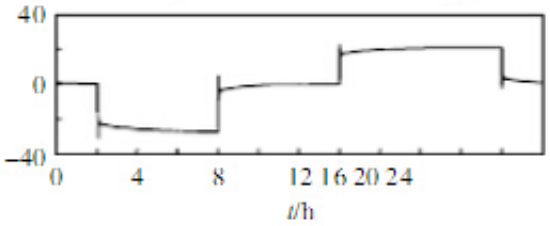


图 12　恒功率控制下储能系统的充放电曲线

Fig. 12　Charge and discharge curves of energy storage system with constant power control strategy

4.3功率差控制方式

功率差控制方式，即根据负荷曲线和蓄电池组容量设置充放电功率的上下限，然后根据负荷曲线与上下限的功率差，计算得出每个时段的充放电功率，计算公式如下：

$$\begin{cases} \sum_{t=t_1}^{t_2}(P_{dt}-P_l)\Delta t \le \sum_{t=t_3}^{t_4}(P_u-P_{ct})\Delta t < C, \\ \qquad P_{dt}\in[P_l,P_{max}],P_{ct}\in[P_{min},P_u] \quad (2) \\ P_{av}=\frac{1}{T}\sum_{t=1}^{T}P_t, \quad P_u \le P_{av} \le P_l \end{cases}$$

式中：P_{dt}为单位时段的放电功率；P_l为放电功率下限；P_{ct}为单位时段的充电功率；P_u为充电功率上限；Δt为单位时长；C为蓄电池组容量；P_{max}和P_{min}为负荷峰谷；P_{av}为平均功率。放电总量应小于或等于充电总量，2 者都小于蓄电池组的容量。完全补偿时，即$P_u=P_l=P_{av}$，C 要足够大。

根据负荷曲线和蓄电池容量，设定冲电功率上限为100kW，放电功率下限145kW。根据负荷曲线和上下限的功率差，可得每时段的平均充放电功率。

02:00—04:00的充电功率为20kW，04:00—06:00的充电功率为40kW，06:00—08:00的充电功率为20kW；14:00—16:00的放电功率为10kW，16:00—18:00的放电功率为25kW，18:00—20:00的放电功率为35kW，20:00—22:00的放电功率为10kW。

储能系统出力后，图13为功率差控制方式下微网PCC的功率曲线，此时微网的最小负荷为100kW，最大负荷为145k

W，平均负荷为120kW，负荷率为0.828，最小负荷系数α为0.69。图14为功率差控制下储能系统的充放电曲线。

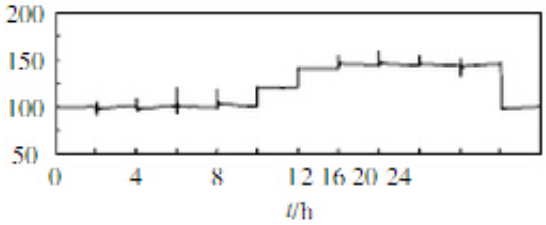


图 13　功率差控制下微网 PCC 点的功率

Fig. 13　Active power of PCC with power balance control strategy

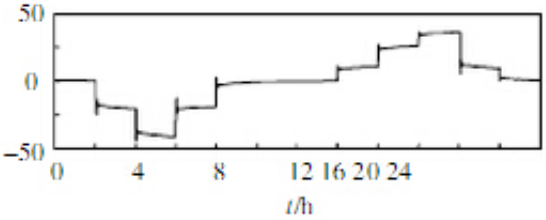


图 14　功率差控制下储能系统的充放电曲线

Fig. 14　Charge and discharge curves of energy storage system with power balance control strategy

由仿真结果可知：根据负荷曲线合理安排储能系统的充放电过程，可起到削峰填谷的作用，优化了微网的负荷曲线；同时，蓄电池每日的充放电次数只有2次，且可根据需要控制，延长了蓄电池的使用寿命，提高了经济性。与采用功率差方式相比，恒功率方式实现较为简单，但其控制效果(如负荷曲线、负荷率、最小负荷系数)不如功率差控制方式。

4.4无功补偿控制方式

此外，储能系统可以工作在静止无功补偿器的状态，只给微网提供无功功率补偿。当10kV中压配网侧发生电压波动时，安装在PCC的储能系统可以补偿无功功率，抑制PCC的电压波动，提高微网的电能质量，保证分布式电源的正常工作。

根据文献[16-17]，当风电场并网电压为110kV及其以下时，并网点电压的正、负偏差的绝对值之和不超过额定电压的10%；设光伏并网端口电压是Ud、额定工作电压是U，当50%U≤Ud<85%U和110%U≤Ud<135%U时，光伏系统的最大跳闸时间是2.0s。

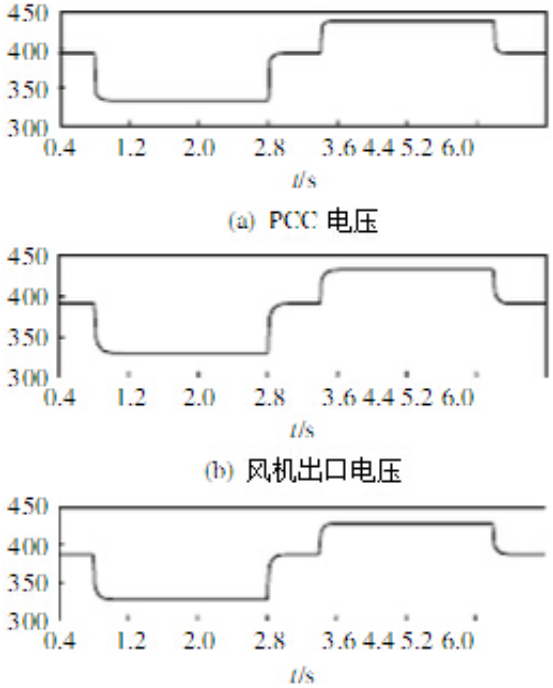
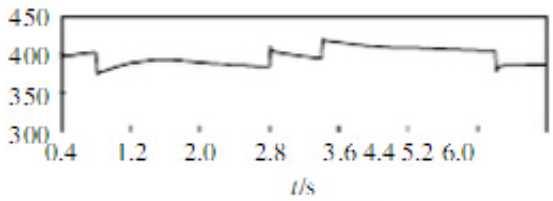


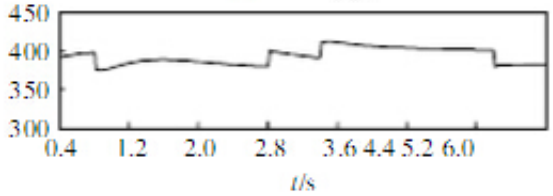
图 15　微网各点电压

Fig. 15　The voltage of microgrid points

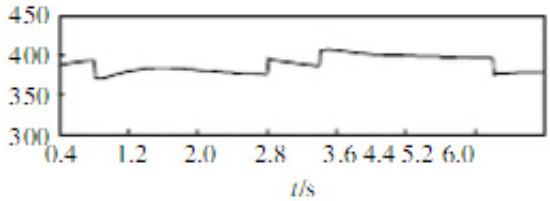
微网各点电压如图15所示。图15中：系统正常电压为395V，0.6s时PCC发生电压暂降，电压暂降至333V，3.4s发生电压暂升，电压暂升至438V，电压偏移范围为84.3%~110.9%；异步风机出口电压从391V降至330V，后升至433V，电压偏移范围为84.4%~110.7%；光伏端口电压为387V，先降至327V，后升至428V，电压偏移范围为84.5%~110.6%。综上分析可知，必须将风机和光伏发电系统切除。



(a) PCC 电压



(b) 风机出口电压



(c) 光伏发电系统出口电压

图 16　无功功率补偿后微网各点电压

Fig. 16　The voltage of microgrid points with reactive power compensation

无功功率补偿后微网各点电压见图16。0.6~2.6s微网PCC平均电压约为386V，3.4~5.4s的平均电压约为409V，电压偏移范围为97.7%~103.5%；0.6~2.6s风机出口平均电压约为381V，3.4~5.4s的平均电压约为405V，电压偏移范围为97.4%~103.6%；0.6~2.6s光伏发电系统出口端平均电压约为378V，3.4~5.4s的平均电压约为400V，电压偏移范围为7.7%~103.4%。在这段时间内，异步风机和光伏发电系统均可正常运行，储能系统的无功出力如图17所示。

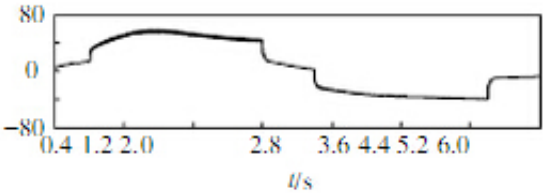


图 17　储能系统的无功出力

Fig. 17　Reactive power of energy storage system

5结论

本文提出一种基于微网短期负荷预测的主动控制策略，将蓄电池用于微网的削峰填谷，研究了储能系统的结构和控制策略，比较了恒功率控制和功率差控制这2种控制方式的特点。通过仿真验证了这些控制策略的可行性。由于负荷预测有一定的误差，需要进一步研究考虑负荷预测误差的储能系统优化控制策略。

参考文献

[1]黄伟，孙昶辉，吴子平，等.含分布式发电系统的微网技术研究 综述[J].电网技术，2009，33(9)：14-18.

[2]李振杰，袁越.智能微网：未来智能配电网新的组织形式[J].电 力系统自动化，2009，33(17)：42-48.

[3]丁明，张颖媛，茆美琴.微网研究中的关键技术[J].电网技术， 2009，33(11)：6-11.

[4]张步涵，曾杰，毛承雄，等.电池储能系统在改善并网风电场电能质量和稳定性中的应用[J].电网技术，2006，30(15)：54-58.

[5]郭力，王成山.含多种分布式电源的微网动态仿真[J].电力系统 自动化，2009，33(2)：82-86.

[6]张国驹，唐西胜，齐智平.超级电容器与蓄电池混合储能系统在微网中的应用[J].电力系统自动化，2010，34(12)：85-89.

[7]王思彤，周晖，袁瑞铭，等.智能电表的概念及应用[J].电网技 术，2010，34(4)：17-23.

[8]王晛，张少华.一种应用时间序列技术的短期电力负荷预测模型[J].上海大学学报：自然科学版，2002，8(2)：133-136.

[9]朱陶业，李应求，张颖，等.提高时间序列气象适应性的短期电力负荷预测算法[J].中国电机工程学报，2006，26(23)：14-19.

[10]邰能灵，侯志俭，李涛，等.基于小波分析的电力系统短期负荷预测方法[J].中国电机工程学报，2003，23(1)：45-50.

[11]周佃民，管晓宏，孙婕，等.基于神经网络的电力系统短期负荷 预测研究[J].电网技术，2002，26(2)：10-18.

[12]张方华，朱成花，严仰光.双向DC-DC变换器的控制模型[J].中 国电机工程学报，2005，25(11)：46-49.

[13]Hansen A D，Jauch C，Sorensen P，et al.Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DIGSILENT[R].Roskilde，Denmark：Riso National Laboratory，2003.

[14]陈益哲，张步涵.三相光伏发电系统在小型低压配网中的应用研 究[J].湖北工业大学学报，2010，25(1)：15-18.

[15]Rudion K，Styczynski Z A，Hatziargyriou N，et al.Development of benchmarks for low and medium voltage distribution networks with high penetration of dispersed generation[C]//Proceedings of 3rd International Symposium on Modern Electric Power Systems. Wroclaw，Poland：IEEE，2006：16-20.

[16]GB/Z 19963—2005 风电场接入电力系统技术规定[S]. [17]GB/T 20046—2006 光伏(PV)系统电网接口特性[S].

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/tech/90487.html