

智能电网条件下的两阶段电力需求预测模型研究

何永秀, 戴爱英, 罗涛, 王跃锦, 何海英

(华北电力大学, 北京 102206)

摘要: 智能电网因其具有与传统电网不同的特征, 复杂化了电力需求的预测过程, 传统的电力需求预测方法已不再适用。考虑到智能电网下电网与用户的“友好互动”和实时电价的实施, 建立了两阶段的电力需求预测模型。第一阶段是不考虑电价的变化预测典型日负荷需求; 第二阶段是在第一阶段的基础上考虑每时刻电价变化所带来的负荷转移, 修正第一阶段的预测结果。算例研究表明, 该模型能较好地反应出实时电价下用户的需求响应及需求响应所带来的负荷转移。

关键词: 智能电网; 电力需求; 负荷预测; 实时电价; 两阶段预测模型

A two-stage electricity demand forecasting model in the smart grid

HE Yong-xiu, DAI Ai-ying, LUO Tao, WANG Yue-jin, HE Hai-ying

(North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: Because smart grid network has different characteristics from traditional network, the process of electricity load forecasting is increasingly complicated in the smart grid, the traditional method of load forecasting is no longer applicable. Considering the “friendly interaction” between smart grid network and user and the implementation of real-time pricing, the two-stage model of electricity demand forecasting is established. The first stage is to forecast the typical daily load without considering the price change. The second stage is to revise the forecast results of first stage, considering the load transfer caused by the price change of every moment on the basis of the first stage. Case study shows that the model can better reflect the demand respond of real-time pricing and load transfer caused by demand respond.

Key words: smart grid; electricity demand; load forecasting; real-time pricing; a two-stage forecasting model

中图分类号: TM73; F123.9 文献标识码: A 文章编号: 1674-3415(2010)21-0167-06

0 引言

近来, 智能电网已成为国际上热门的话题。不同的国家和组织都在以自己的方式研究和实践智能电网, 在发电、输电、配电、用电尝试各种技术。2009年美国奥巴马发布了《复苏计划尺度报告》, 宣布将划拨34亿美元用于智能电网技术开发, 划拨6.15亿美元用于智能电网的演示项目; 美国IBM、GE、Google各大公司也纷纷进行了“谷歌电表”、IBM智能电网成熟度模型和GE智能表计的研究; 日本政府发展战略助推“智能电网”, 公布了包括推动普及可再生资源、次世代汽车等政策在内的政府发展战略原案; 中国国家电网结合基本国情和特高压实践, 提出了建设坚强智能电网的发展目标, 而且制定了2010年、2015年、2020年三步走的规划。智能电网为我们描绘了这样一个蓝图: 空调能够感知用电高峰电价上涨, 自动调整温度, 为您控制用

电量及节省电费; 调度中心大屏幕能自动显示网络故障方位并自动解决; 屋顶太阳能发电所得在自用之余可以出售给电网; 电动汽车可以实现电能的“上传”与“下载”, 并参与电网调峰。智能电网是相对于传统电网而言的新型电力供应模式, 智能电网的实施意味着电力企业从以前传统的垂直式管理到现在的横向互通, 电力供需平衡的考虑是双向的, 这将带来供能和用能方式的重大变化。

负荷预测是电力系统规划和设计的基础, 其内容主要包括需求电量、最大负荷、负荷率以及典型时序和持续负荷曲线预测等^[1]。智能电网下用能方式的变化使电力系统的负荷预测更加复杂化。国内外学者对此进行了一些研究, 但相关研究较少。文献[2]运用了模糊逻辑技术来预测实时电价系统的顾客需求负荷。将雨天前、雨中、雨后的天数、每小时的降雨量、一天的降雨量和平均每小时负荷的变化量作为输入输出变量, 采用三角模糊集来建立

预测模型。文献[3]通过研究电力市场的当前问题和居民消费者需求响应的潜在影响设计了一个居民消费者的实时电价系统。文献[4]建立了径向神经网络和自适应神经网络模糊系统相结合的短期负荷预测模型。该模型利用RBF神经网络的非线性逼近能力对不考虑电价因素的预测日负荷进行了预测，并根据近期实时电价的变化，应用ANFIS系统对RBF神经网络的负荷预测结果进行修正，以使固定电价时代的预测方法在电价敏感环境下也能达到较好的预测精度，克服了神经网络在电力市场下进行负荷预测时存在的不足。文献[5]研究的是价格敏感环境下短期电力负荷预测。首先运用人工神经网络进行价格不敏感环境下的预测，然后运用遗传算法优化模糊隶属函数，基于模糊逻辑系统将价格不敏感环境下的预测转化为价格敏感环境下的预测。文献[4-5]都是从价格固定环境负荷预测转化到价格变动环境负荷预测的角度进行研究，但是智能电网下实时电价的变化会影响到各时段的负荷，而且负荷的变化又会带来实时电价的变动，对这种动态关系考虑不足。

1 智能电网下的电力需求

从凯捷的观点来看，智能电网更多地关注供求平衡。从目前电力公司面临的挑战中可以看到，发电侧销售更多的电能将不再是关键目标。实现盈利的同时管理并减少碳排放、提供高质量的电能、由集中式发电和单向输配电发展为双向信息交互和分布式发电是新的目标^[6]。在智能电网中，用户将是电力系统不可分割的一部分。鼓励和促进用户参与电力系统的运行和管理是智能电网的另一重要特征。从智能电网的角度来看，用户的需求完全是另一种可管理的资源，它将有助于平衡供求关系，确保系统的可靠性；从用户的角度来看，电力消费是一种经济的选择，通过参与电网的运行和管理，修正其使用和购买电力的方式，从而获得实实在在的好处。在智能电网中，用户将根据其电力需求和电力系统满足其需求的能力的平衡来调整其消费。智能电网与传统电网的一个重要不同点就是智能电网尤其强调与用户的互动，包括信息互动与电能互动，而互动性主要是通过部署各类需求响应项目来实现的。在电能互动方面，主要体现在供需之间的双向互动供电。在传统电网中，供需双方的界定和划分是以用户计费电表为界限：计费电表以上为供应侧，计费电表以下为需求侧，即用户计费电表就是供应侧的终点与需求侧的起点。而在智能电网中，借助于具有双向计量与通信功能的高级计量系统，用户

也可以向电网供电（如参与RTP项目的用户在系统高峰期向电网供电），这也打破了传统的供需双方划分方式^[7]。智能电网下用户的用电方式也发生了重大变化。传统电网系统的电力分配缺乏透明性，特别是对于用户来说。多数人直到收到账单才知道他们用了多少电；而且也不知道他们用的电有多少来自核能、煤炭、气体或其他可再生能源，它们在发电过程中会有多少有害排放。在停电时，是由用户通知电力公司，然后它们再派遣工作人员人工定位并解决问题。而智能电网通过智能电表和智能调温器、智能仪表和其他设备相连，使人们更清楚他们的耗电情况。用户将能通过家里的读取设备以及互联网的门户网站获取该信息，还能通过门户网站设定调温器的温度参数，选择或退出使用太阳能或风能这类较为清洁的供电计划。智能电网还能为用户提供更准确、及时的可变电力价格信息，使其能够投资限电和错峰用电，并根据温室气体排放量或社会目标，在多家相互竞争的能源供应商间动态切换。插电型油电混合车（PHEV）和电动汽车的开发成为用户一种新的用电需求，它们的功能相当于能源存储系统，可在间歇式电源发电时汲取多余电能。

智能电网下，电网的功能也不再是纯粹的供电系统，在一定情况下也是用电需求方。用户的分散型电源（如屋顶的太阳能电池板、后院的风力发电机）和电动汽车等储能装置的多余电能可以出售给电网。

智能电网与传统电网电力需求变化如表 1 所示。

表 1 智能电网与传统电网下电力需求变化

Tab.1 Electricity demand change between smart grid with traditional grid

项目	智能电网	传统电网
电价	可根据智能电表上的实时电价调整用电方式	各类用户根据现行的电价用电
电力的来源	用户可以向电网公司买电；用户可以利用分散能源发电自用；电网公司可以向储能装置买电	用户用电都来自于电网公司
电力设备	更高效监控和管理用电的商品能感知用电电价变化，自动启动或关闭用电设施	无自动关闭或启动功能

2 智能电网下电力需求预测模型

传统电网下，中长期的电力需求预测方法主要有灰色系统理论、灰色系统理论与计量经济学结合的方法、支持向量机回归法、BP 神经网络、

GM-ARMA 组合模型等。电力需求的预测便是基于这些方法通过社会用电量的历史数据预测出未来某年的社会用电量。智能电网下由于实行实时电价, 用户的用电方式发生了改变。用户根据电价的高低选择何时用电, 何时用哪种用电设施, 同时电动汽车的开发, 也会成为电网新的电力需求。单一的传统电力需求预测方法已不适用于在智能电网下电力需求的预测。

由于智能电网下存在负荷转移和电动汽车的大量使用, 本文负荷需求预测方法研究分为两个阶段: 一是不考虑电价的变化预测典型日负荷需求; 二是在第一阶段的基础上考虑每时刻电价变化所带来的负荷转移, 修正第一阶段的预测结果。其具体步骤如图 1 所示。

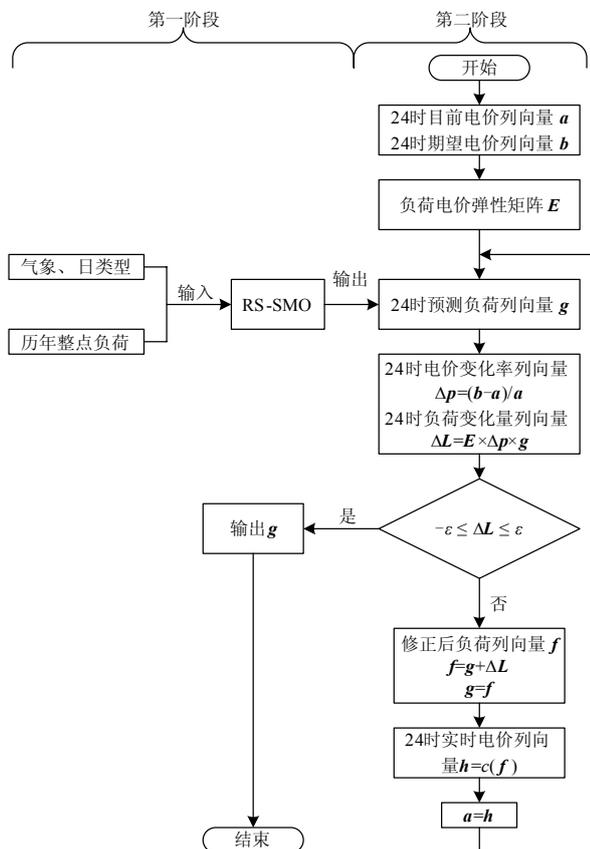


图 1 智能电网下负荷需求预测方法

Fig.1 Load demand forecast methods in smart grid

在图 1 中, 智能电网下负荷需求预测中的第一阶段, 国内外已进行了很多研究, 预测方法已很成熟。本文的研究重点是第二阶段, 主要是在文献[8]的研究结果的基础上, 考虑实时电价的变化来修正第一阶段预测负荷的结果。

修正方法具体如下: 24 时目前电价列向量 a 和 24 时期望电价列向量 b 通过公式 (1) 得出 24 时电

价变化率的列向量 Δp :

$$\Delta p = (b - a) / a \quad (1)$$

然后与负荷电价矩阵 E 、24 时预测负荷列向量 g 通过公式 (2) 得出 24 时负荷的变化量 ΔL :

$$\Delta L = E \times \Delta p \times g \quad (2)$$

如果负荷变化量满足 $|\Delta L| \leq \varepsilon$, 其中 ε 为允许的变化量, 则输出 24 时预测负荷 g ; 如满负荷变化量不满足 $|\Delta L| \leq \varepsilon$, 则用 24 时预测负荷列向量 g 与 24 时负荷的变化量 ΔL 运用公式 (3) 修正负荷 f 。

$$f = g + \Delta L \quad (3)$$

式中, g 为未修正的预测负荷。

假设是完全竞争市场, 24 时实时电价 h 通过边际成本函数 $h = c(f)$ 获得, 且将 24 时目前电价 a 赋值为 24 时实时电价 h , 然后开始进行第二次的循环。如此循环反复动态响应进行。

2.1 电价弹性矩阵

在电力市场环境, 电价与负荷之间有着密切的联系^[9], 实时电价的波动势必会引起负荷的变化, 而负荷的变化又影响着电价的波动^[4]。智能电网实时电价下如果存在一个足够大的价格吸引, 那么用户负荷将从一个时段转移到另一个时段, 在这种情况下, 时段 t 的负荷是所有时段实时电价的函数^[10]。所以在分析中引入了包含各时段电价相互响应的电价弹性矩阵。

智能电网条件下时段 t 的负荷是所有时段实时电价的函数, 表示为 $Q_t(p_1, p_2, \dots, p_T)$, 这里 p_T 代表有功功率的实时电价向量, 下标 1 到 T 是定义的时间步长。负荷电价弹性定义为:

$$e_{t,k} = \frac{\Delta Q_t / Q_t}{\Delta p_k / p_k} \quad (4)$$

其中: $e_{t,k}$ 表示 k 时刻电价的变化对 t 时刻负荷的影响; ΔQ_t 表示 t 时刻的负荷变化量; Q_t 表示第一阶段 t 时刻的预测负荷; Δp_k 表示 k 时刻的实时电价与期望电价的变化量; p_k 表示 k 时刻的目前电价。当 $t=k$ 时, $e_{t,k}$ 即为单时段负荷电价弹性。当 $t \neq k$ 时, $e_{t,k}$ 即为跨时段负荷电价弹性系数, 呈现 $e_{t,k} \geq 0$ 的特性, 即时刻 k 的价格上涨引起时刻 t 的需求增长, 价格上涨引起负荷迁移。

通过负荷电价弹性矩阵的定义, 假设实时电价时段以 1 h 计算, 可得到实时电价弹性矩阵 E :

$$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} e_{11} & e_{12} & \dots & e_{1t} \\ e_{21} & e_{22} & \dots & e_{2t} \\ \vdots & \vdots & & \vdots \\ e_{t1} & e_{t2} & \dots & e_{tt} \end{bmatrix}, \quad t = 24 \quad (5)$$

由式(5)及负荷电价弹性的定义可看出, 电价弹性矩阵中对角线上的弹性系数为单时段负荷电价弹性, 其余的为跨时段负荷电价弹性。

电网实行实时电价后的 t 时刻的负荷变化量为:

$$\Delta Q_t = e_t \times \left(\frac{\Delta p}{p}\right)^T \times Q_t \quad (6)$$

式中: e_t 为电价弹性矩阵 \mathbf{E} 中的第 t 行的行向量, 即时刻 t 的负荷对 24 时电价的弹性; ΔQ_t 为 t 时刻的负荷变化量; Q_t 为 t 时刻的预测负荷; $\left(\frac{\Delta p}{p}\right)^T$ 为 24 时电价变化率的列向量; Δp 为 24 时实时电价与 24 时顾客期望电价之差; p 为顾客的 24 时期望电价。

2.2 边际成本函数

智能电网下 t 时刻的实时电价理论上是通过 t 时刻供应函数和需求函数的均衡价格来确定的, 然而电价的变化导致电力需求的变化, 电力需求的变化又会影响到电价。为了简便起见, 在目前 24 时电价的基础上考虑了边际成本函数, 实时电价通过目前电价和边际成本共同确定。

通常可认为供电成本是供电量的二次函数, 相应的边际成本随着产量的变动作相应变化。设 t 时刻的供电成本函数为:

$$C_t = w \times Q_t^2 + n \times Q_t + u \quad (7)$$

式中: C_t 为 t 时刻的供电成本; Q_t 为 t 时刻的供电量; w 、 n 、 u 为常数。

t 时刻的供电边际成本函数为:

$$C'_t = 2w \times Q_t + n \quad (8)$$

式中, C'_t 为 t 时刻的边际成本。

2.3 预测负荷的修正

智能电网条件下实时电价与消费者期望电价的差值, 通过电价弹性矩阵产生了负荷的变化量, 而负荷的变化引起边际成本的变化, 边际成本的变化又带来实时电价的改变, 其具体过程如图1的第二阶段所示。

预测负荷的修正步骤如下:

- (1) 模型基础数据的准备

目前电价 $\mathbf{a} = (a_0, a_1, \dots, a_t, \dots, a_{23})$

24时期望价格 $\mathbf{b} = (b_0, b_1, \dots, b_t, \dots, b_{23})$

第一阶段24时预测负荷

$$\mathbf{g} = (g_0, g_1, \dots, g_t, \dots, g_{23})$$

电价弹性矩阵 $\mathbf{E} = \begin{bmatrix} e_0 \\ e_1 \\ \vdots \\ e_{23} \end{bmatrix}_{24 \times 24}$, e_t 为第 t 行的行

向量。

- (2) 模型中的计算

24时电价变化率行向量 Δp :

$$\Delta p = \left(\frac{b_0 - a_0}{a_0}, \frac{b_1 - a_1}{a_1}, \dots, \frac{b_{23} - a_{23}}{a_{23}}\right) \quad (9)$$

24时刻负荷变化率列向量 $\Delta L'$:

$$\Delta L' = \mathbf{E} \times (\Delta p)^T \quad (10)$$

24时刻负荷变化量列向量 ΔL :

$$\Delta L = \Delta L' \times \mathbf{g} \quad (11)$$

其中, \mathbf{g} 为预测负荷列向量中的元素, 不代表列向量。

当 $|\Delta L| \leq \varepsilon$ 时, 24时修正负荷列向量 \mathbf{f} :

$$\mathbf{f} = \mathbf{g} + \Delta L \quad (12)$$

预测负荷 \mathbf{g} 赋值为修正后的负荷 \mathbf{f} 。

24时实时电价 h :

$$h = c(\mathbf{f}) = 2w \times \mathbf{f} + n \quad (13)$$

24时目前电价 \mathbf{a} 赋值为24时实时电价 h 。

- (3) 负荷预测的修正程序

预测负荷修正的动态过程通过C语言编程实现。

3 算例分析

本文算例分析是在文献[8]预测的基础上, 分析计算智能电网下实行实时电价后的预测负荷, 并与之进行比较。

假设供电的边际成本函数为 $C = 2 \times 0.316999 \times Q + 0.000023$ 。目前24时电价采用目前峰谷电价。目前24时电价、顾客期望电价和第一阶段预测负荷的值如表2所示。

t 时刻相对于24时实时电价形成的实时电价弹性矩阵表如文献[11]所示。基于智能电网电力需求预测模型的第二阶段部分, 得出智能电网实时电价下的预测负荷, 第一阶段和第二阶段的预测负荷比较见表3和图2所示。

表2 目前24时电价、实时电价和预测负荷

Tab.2 24 current price, real-time pricing and load forecasting

时刻	目前电价 $p_0 /$ 元·(kWh) ⁻¹	期望电价 $p_e /$ 元·(kWh) ⁻¹	预测负荷 $l /$ MW
0:00	0.275	0.272	1 510.3
1:00	0.275	0.271	1 503.5
2:00	0.275	0.27	1 417.4
3:00	0.162	0.154	1 388.3
4:00	0.162	0.156	1 312.8
5:00	0.162	0.161	1 243.5
6:00	0.162	0.162	1 357.9
7:00	0.275	0.277	1 442.9
8:00	0.275	0.275	1 543.7
9:00	0.275	0.278	1 706.3
10:00	0.397	0.407	1 761.3
11:00	0.397	0.404	1 839.1
12:00	0.397	0.409	1 971.8
13:00	0.397	0.401	2 028.6
14:00	0.397	0.4	1 919.7
15:00	0.162	0.154	1 628.4
16:00	0.162	0.155	1 750.8
17:00	0.397	0.415	1 958.3
18:00	0.397	0.419	2 039.6
19:00	0.397	0.412	1 961.1
20:00	0.397	0.41	2 157.5
21:00	0.275	0.272	1 829.7
22:00	0.275	0.271	1 806.2
23:00	0.275	0.27	1 591.5

表3 智能电网下两阶段的预测负荷

Tab.3 Two-stage load forecast in smart grid

时刻	第一阶段 / MW	第二阶段 / MW
0:00	1 510.3	1 511.43
1:00	1 503.5	1 509.46
2:00	1 417.4	1 423.34
3:00	1 388.3	1 387.79
4:00	1 312.8	1 316.21
5:00	1 243.5	1 242.93
6:00	1 357.9	1 360.83
7:00	1 442.9	1 423.15
8:00	1 543.7	1 522.28
9:00	1 706.3	1 680.85
10:00	1 761.3	1 662.44
11:00	1 839.1	1 724.16
12:00	1 971.8	1 836.29
13:00	2 028.6	1 876.81
14:00	1 919.7	1 764.4
15:00	1 628.4	1 551.11
16:00	1 750.8	1 672.01
17:00	1 958.3	1 761.37
18:00	2 039.6	1 821.42
19:00	1 961.1	1 739.06
20:00	2 157.5	1 899.82
21:00	1 829.7	1 704.59
22:00	1 806.2	1 680.92
23:00	1 591.5	1 479.55

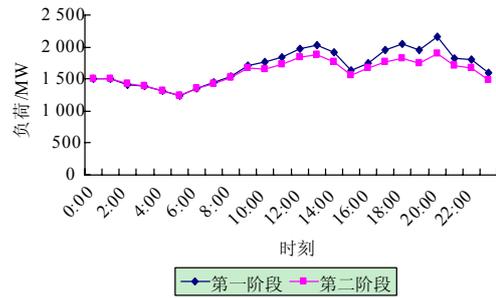


图2 智能电网负荷预测模型中第一阶段和第二阶段的预测负荷

Fig.2 Two-stage load forecasting in smart grid

由表3和图2可以看出, 第二阶段的预测负荷相对于第一阶段, 高峰期负荷有所下降, 平期和谷期负荷有所上升。总体来说第二阶段的负荷相对于第一阶段有所下降, 这应该与智能电网下智能电表和智能调温器、智能仪表和其他设备相连, 用户清楚知道耗电情况而节省用电有所关联, 而0、1、2、4、6时刻负荷稍微有所上升, 其他时刻负荷下降, 这应该是实时电价削峰填谷的结果。智能电网下实时电价用户需求响应预测结果表明, 该模型较能反映出实时电价下用户需求响应及需求响应所带来的负荷转移。

4 结论

建设坚强智能电网中, 在用电环节提出了全新的理论, 提出用户与电网的“友好互动”, 且将建设智能用电小区、楼宇、电动汽车充放电设施、用电信息采集系统等。友好互动化设施的建设及实时电价的实施, 复杂化了用户负荷需求的预测, 使传统的负荷预测方法已不适用于智能电网的需求预测。本文在文献[8]负荷预测的基础上考虑实时电价及用户与电网的互动性, 建立了智能电网下实时电价用户需求响应的两阶段负荷预测模型, 结果表明, 该模型能较好地反应出实时电价下用户的需求响应及需求响应所带来的负荷转移, 使智能电网条件下的负荷预测更科学。

参考文献

- [1] 蔡国伟, 杜毅, 李春山, 等. 基于支持向量机的中长期日负荷曲线预测[J]. 电网技术, 2006, 30(23): 56-60. CAI Guo-wei, DU Yi, LI Chun-shan, et al. Long-term daily load curve forecasting based on support vector machine[J]. Power System Technology, 2006, 30(23): 56-60.
- [2] Hu A S, Lie T T, Gooi H B. Load forecast for customers under real time pricing system[C]. //International Conference on Electric Utility Deregulation and

- Restructuring and Power Technologies. 2000: 538-543.
- [3] WEI Zhang, ALI Feliachi. Residential load control through real-time pricing signals[C]. // Proceedings of the 35th Southeastern Symposium on System Theory. 2003: 269-272.
- [4] 雷绍兰, 孙才新, 周淦, 等. 基于径向神经网络和自适应神经模糊系统的电力短期负荷预测方法[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25 (22): 79-82.
LEI Shao-lan, SHUN Cai-xin, ZHOU Quan, et al. Short term load forecasting method based on the RBF neural network and adaptive neur-fuzzy power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25 (22): 79-82.
- [5] Alireza Khotanzad, Zhou Enwang, Hassan Elragal. A neuro-fuzzy approach to short-term load forecasting in a price-sensitive environment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2002, 17 (4): 1273-1282.
- [6] 齐亚超. 发展智能电网从电网需求入手—专访凯捷公司全球能源及公用事业转型负责人[N]. 中国能源报, 2010 (18).
QI Ya-chao. Develop the smart grid starting from the power demand—interview with Meir Shargal who is the lead of global energy and utility restructuring in capgemini company[N]. China Energy Report, 2010 (18).
- [7] 张钦, 王锡凡, 付敏, 等. 需求响应视角下的智能电网[J]. 电力系统自动化, 2009, 33 (17): 19-55.
ZHANG Qin, WANG Xi-fan, FU Min, et al. Smart grid from the view of demand response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33 (17): 19-55.
- [8] 牛丽仙, 苑津莎, 张英慧. 基于粗糙集和支持向量机的电力系统短期负荷预测[J]. 电力科学与工程, 2010, 26 (2): 32-35.
NIU Li-xian, YUAN Jin-sha, ZHANG Ying-hui. Short term load forecasting in power system based on the rough set and support vector machine[J]. Electric Power Science and Engineering, 2010, 26 (2): 32-35.
- [9] 黄福全, 任震, 黄雯莹, 等. 电力市场中考虑用户价格反应的实时电价[J]. 中国电力教育, 2002, 35 (10): 45-49.
HUANG Fu-quan, REN Zhen, HUANG Wen-ying, et al. Real-time pricing considering customer responsiveness in electricity market[J]. China Electric Power Education, 2002, 35 (10): 45-49.
- [10] 潘敬东, 谢开, 华科. 计及用户响应的实时电价模型及其内点法实现[J]. 电力系统自动化, 2005, 29 (23): 8-14.
PAN Jing-dong, XIE Kai, HUA Ke. Real-time pricing model and interior point methods considering the user response[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29 (23): 8-14.
- [11] Zarnikau J, Landreth G, Hallett I, et al. Industrial customer response to wholesale prices in the restructured texas electricity market[J]. Energy, 2007, 32 (9): 1715-1723.
-
- 收稿日期: 2010-04-20
作者简介:
何永秀 (1970-), 女, 教授, 研究方向为电力经济管理;
戴爱英 (1985-), 女, 研究生, 研究方向为电力市场与实务. E-mail: aiying_dai@126.com
-
- (上接第 166 页 continued from page 166)
- [26] 田芳, 李亚楼, 周孝信, 等. 电力系统全数字实时仿真装置[J]. 电网技术, 2008, 32 (22): 17-22.
TIAN Fang, LI Ya-lou, ZHOU Xiao-xin, et al. Advanced digital power system simulator[J]. Power System Technology, 2008, 32 (22): 17-22.
- [27] 帅军庆. 创新发展建设智能电网: 华东高级调度中心项目群建设的实践[J]. 中国电力企业管理, 2009 (4): 19-21.
- [28] 李岚峰. 华北公司智能电网建设取得新成果[S/OL]. 2009-03-07. <http://www.indaa.com.cn>.
- [29] Research Reports International. Understanding the smart grid[R]. RRI 00026, 2007.
- [30] The National Energy Technology Laboratory. Modern grid benefits[C]. //Pittsburgh, PA, NETL(USA): 2007.
- [31] The National Energy Technology Laboratory. Integrated communication[C]. //Pittsburgh, PA, NETL(USA): 2007.
- [32] 李亚楼, 周孝信, 林集明, 等. 2008 年 IEEE PES 学术会议新能源部分综述[J]. 电网技术, 2008, 32 (20): 1-7.
LI Ya-lou, ZHOU Xiao-xin, LIN Ji-ming, et al. A review of new energy power generation part in 2008 IEEE PES general meeting[J]. Power System Technology, 2008, 32 (20): 1-7.
-
- 收稿日期: 2010-04-20
作者简介:
吴国沛 (1975-), 男, 硕士, 研究方向为电力系统运行与控制; E-mail: wuguopei@gzpsc.com
刘育权 (1972-), 男, 硕士, 研究方向为电力系统运行与控制。