

需求侧实时电价下用户购电风险决策

张 钦, 王锡凡, 王秀丽, 王建学

(西安交通大学电气工程学院, 陕西省西安市 710049)

摘要: 需求侧实时电价(RTP)是电力市场下需求响应的重要手段之一。作为一种理想的需求侧电价机制,通过结合与 RTP 相关的各类套期保值合同,RTP 的价格波动风险可以在市场参与者之间合理分摊。基于各国开展 RTP 的研究与实践,结合随机电价模型,利用 Monte-Carlo 模拟法对与 RTP 相关的各类套期保值合同进行定价。在确定了合同价格后,基于条件风险价值(CVaR)法,以用户购电效用最大化为目标,建立了不同风险喜好的用户选择负荷最优套期保值比例的决策模型。最后通过算例仿真验证了所述方法的有效性,它有利于用户有选择性地规避 RTP 的价格风险,实现了供电公司与用户之间的良好互动。

关键词: 电力市场; 需求响应; 实时电价; 套期保值合同; 风险管理

中图分类号: TM73; F123.9

0 引言

在电力市场下基于价格的需求响应(DR——demand response)^[1-3]项目中,需求侧实时电价(RTP——real-time pricing)^[4-5]是一种理想的定价机制,其电价更新周期可以达到 1 h 或者更短,并通常基于日前或小时前批发市场的电价^[4],实现了需求侧电价与批发市场出清电价联动,可以精确反映每日各时段供电成本的变化并有效传达电价信号,有利于加强批发市场与零售市场的联系^[6]。

目前,由于需求侧的技术条件限制等原因,许多国家都只是在有限范围内实施了 RTP。美国从 20 世纪 80 年代以来针对大型工商业用户实施了 RTP,并将 RTP 作为可选择电价或默认电价提供给大用户,近年来美国有些州也开始将 RTP 作为可选择电价提供给居民用户^[1-2]。在中国,厂网分开的目标已经基本实现,输配分开将是下一阶段电力市场改革的目标,目前在大用户中实施 RTP 的条件也已基本具备,将在条件成熟的地区中针对大用户开展 RTP 试点,因而亟须系统地分析需求侧的供电公司和大用户等市场参与者在 RTP 下的经济行为。

近年来,基于现代投资组合理论^[7],发电商售电风险决策^[8-10]与供电商购电风险决策^[11-14]方面的研究已经取得了不少进展,而终端用户如何进行购电风险管理方面的研究尚不多见。电力市场改革使得

电力交易的方式多样化,用户与供电公司进行购电交易时拥有了更大的灵活性。供电公司通过实施 RTP,将其在批发市场中遇到的电价波动风险几乎完全转移给了用户,这不利于用户积极参与 RTP 项目。为了使市场风险在供电公司用户之间得到合理分摊,供电公司在实施 RTP 时,通常会给用户提供一些相关的套期保值合同(hedge contract)选择。用户可以根据自身的风险喜好,选择合适的套期保值合同对自身的部分负荷进行套期保值,即让该部分负荷以套期保值合同的费率体系付费,而让剩余部分负荷以 RTP 费率体系付费^[5]。因此,用户应解决如何选择负荷的合理套期保值比例、权衡购电交易的收益与风险以实现自身收益最大且有效控制风险的问题。

本文结合随机电价模型,利用 Monte-Carlo 模拟法对与 RTP 相关的套期保值合同进行定价。在确定了合同价格后,基于条件风险价值(CVaR——conditional value at risk)法,建立了以用户购电效用最大化为目标的决策模型,通过求解该模型可以得到不同风险喜好的用户对负荷的最优套期保值比例。本文的研究为 RTP 下用户的购电交易策略提供了一定的决策依据。

1 用户购电风险决策基础

1.1 RTP 的实施过程

RTP 将电力批发市场的电价与需求侧的电价有效地联系起来,及时地将电力供应侧的价格信号传递到需求侧中。图 1 分析了 RTP 的实施过程。可以看出,在 RTP 的基本信息和套期保值合同的费

收稿日期: 2008-03-22; 修回日期: 2008-04-24。

国家重点基础研究发展计划(973 计划)资助项目(2004CB217905)。

率体系确定以后,供电公司可以制定各类合同的价格表,用户在比较各类合同以后,通过相应的决策过程来购买合适的合同并选择最优的负荷套期保值比例,实现购电效用最大化。

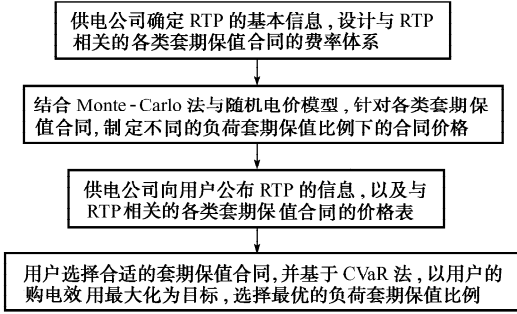


图 1 RTP 的实施过程
Fig. 1 Implementation process of RTP

1.2 与 RTP 相关的套期保值合同

在竞争性电力市场中,电力价格呈现强烈的波动性,使得各个市场参与者都面临巨大的利益损失风险。因此,越来越多的市场参与者认识到电力市场中风险管理的重要性,并积极采用合适的合同、期货和期权等电力金融衍生产品^[15]来规避或控制风险,以实现对自身收益的套期保值。

通过在 RTP 中引入多种套期保值合同,用户可以利用这些风险管理工具,并根据自身的风险喜好,对部分或全部用电负荷进行套期保值,在一定程度上锁定 RTP 的电价风险^[16-17]。考虑到在实际中用户购买这些套期保值合同时,所需要支付的保值费用(hedge premium)通常是基于其月度或年度电费支出的^[5],因而本文中计算得出的套期保值合同的价格(hedge price)采用研究时段内电费支出的百分数表示。通常,供电公司会提供给用户多种与 RTP 相关的套期保值合同,限于篇幅,本文仅针对以下 3 种合同进行分析,并借鉴期权定价的思路对这几类合同进行定价。

1) 固定电价套期保值合同(flat rate hedge contract),即用户按照固定电价来支付电费。此时用户的费率体系为:

$$p_{FR} = p_0 \quad (1)$$

式中: p_{FR} 为引入固定电价以后的 RTP 费率体系; p_0 为固定电价值。

根据无套利条件,固定电价套期保值合同的风险中性定价公式为:

$$f_{FR} = \frac{\sum_{t=1}^T rL_t(p_t - p_0)}{\sum_{t=1}^T [rL_t p_{FR} + (1-r)L_t p_t]} \quad (2)$$

式中: f_{FR} 为固定电价合同的价格(百分数); r 为用户对负荷的套期保值比例; T 为研究时段总数,计费间隔为 1 h; p_t 为初始 RTP 费率体系,即需求侧 t 时段的电价; L_t 为 t 时段的供电公司总负荷。

式(2)等号右端的分子为固定电价合同的保值费用,分母为用户的基本电费支出,包括以固定电价付费的电费支出 $rL_t p_{FR}$ 和以 RTP 费率付费的电费支出 $(1-r)L_t p_t$ 。

2) 分时电价套期保值合同(time-of-use rate hedge contract),即用户只需要按照分时电价的费率来支付电费。此时用户的费率体系为:

$$p_{TOU} = \begin{cases} p_H & t \in t_H \\ p_M & t \in t_M \\ p_L & t \in t_L \end{cases} \quad (3)$$

式中: p_{TOU} 为引入分时电价费率以后的 RTP 费率体系; t_H, t_M, t_L 分别为峰、平、谷时段; p_H, p_M, p_L 分别为峰、平、谷时段的售电价。

根据无套利条件,分时电价套期保值合同的风险中性定价公式为:

$$f_{TOU} = \frac{\sum_{t=1}^T rL_t(p_t - p_{TOU})}{\sum_{t=1}^T [rL_t p_{TOU} + (1-r)L_t p_t]} \quad (4)$$

式中: f_{TOU} 为分时电价套期保值合同的价格(百分数); r 为用户对负荷的套期保值比例。

式(4)等号右端的分子和分母的含义与式(2)类似。

3) 电价上限套期保值合同(price cap hedge contract)。通过设置电价上限,等效于用户买入了看涨期权,此时用户的费率体系为:

$$p_{PC} = \min(p_t, p_{cap}) = \begin{cases} p_{cap} & p_t > p_{cap} \\ p_t & p_t \leq p_{cap} \end{cases} \quad (5)$$

式中: p_{PC} 为引入电价上限以后的 RTP 费率体系; p_{cap} 为电价上限。

根据无套利条件,电价上限套期保值合同的风险中性定价公式为:

$$f_{PC} = \frac{\sum_{t=1}^T \max(rL_t(p_t - p_{cap}), 0)}{\sum_{t=1}^T [rL_t p_{PC} + (1-r)L_t p_t]} \quad (6)$$

式中: f_{PC} 为电价上限套期保值合同的价格(百分数); r 为用户对负荷的套期保值比例。

1.3 基于 Monte-Carlo 模拟的合同定价

根据无套利原则,与 RTP 相关的套期保值合同的价格应以研究时段内的现货价格为依据,而这就涉及到如何对长期电价进行建模的问题。基于文献

[9]的分析,本文采用自回归 AR(1)模型进行日前市场出清电价模拟,电价模型如下:

$$p_{DA,t} = \bar{p}_{DA,t} + \varphi \Delta p_{DA,t-1} + \epsilon_t \quad (7)$$

式中: $p_{DA,t}$ 为日前市场电价序列; $\bar{p}_{DA,t}$ 为 $p_{DA,t}$ 的平均值; $\Delta p_{DA,t}$ 为 $p_{DA,t}$ 的残差序列; φ 为残差序列的回归系数; θ 为电价序列的标准差; ϵ_t 为均值为 0、标准差为 1 的白噪声。

类似于复合电力期权的定价思路,可以采用 Monte-Carlo 模拟法为与 RTP 相关的套期保值合同进行定价,计算步骤如下:

1) 确定合同类型、合同费率参数(如 p_{FR})、套期保值比例 r 及供电公司各时段的总负荷 L_t 。

2) 通过对式(7)的电价模型进行 Monte-Carlo 模拟,再叠加一定的输配电费用,得到研究时段内需求侧的各时段电价 p_t 。

3) 计算本次模拟的合同价格。

4) 步骤 2 和步骤 3 重复 N_{MC} 次,计算合同估价的平均值即为该合同的近似价格:

$$\bar{f} = \frac{1}{N_{MC}} \sum_{i=1}^{N_{MC}} f_i \quad (8)$$

式中: N_{MC} 为模拟次数; f_i 为第 i 次 Monte-Carlo 模拟得到的合同价格; $\bar{f}$ 为该合同的近似价格。

记 $\{f_i\}$ 的方差为 $D_{var}(f)$, 可以用方差系数 β 表示 Monte-Carlo 法估价的误差:

$$\beta = \sqrt{\frac{D_{var}(f)}{N_{MC}}} \cdot \frac{1}{\bar{f}} \quad (9)$$

可以看出,误差随着采样次数的增加而减小,且当 $N_{MC} \rightarrow \infty$ 时, $\beta \rightarrow 0$ 。

2 用户购电风险决策模型

2.1 用户决策过程

目前国内外关于如何制定 DR 项目方面的研究较多^[3],而对于用户如何参与并选择 DR 项目的研究尚不多见。在电力市场环境,用户也拥有了较多的选择权^[16],比如在供电公司制定了与 RTP 相关的套期保值合同以后,用户可以根据自身的风险喜好和用电习惯,来选择合适的套期保值合同以及自身负荷的合理套期保值比例。如果用户对负荷的套期保值比例较高,那么该用户需要管理的 RTP 风险就较小,但需要支付的保值费用较高^[16-17]。目前该方面的研究暂时停留在定性分析层次,如何建立有效的用户参与 RTP 的风险决策模型、定量地进行评估,是一个亟待解决的问题。

电力市场中存在各种类型的市场成员,其对电价风险的好恶不同。套利者和投机者是风险喜好者,其目的是在电力交易的同时利用电价波动获取

更高的效用,而保值者是风险规避者,其交易目的是为了减小电力交易的风险、获取较稳定的效用。因此,用户在参与 RTP 时除了考虑期望收益外,还需将交易风险控制在可以接受的范围内,即优化用户对负荷套期保值比例的目标函数需兼顾购电交易的期望收益和交易风险。本文引入风险规避系数将用户购电的期望收益与交易风险相结合,从而构成用户购电效用模型为:

$$U(V(r)) = B - [E(V(r)) + \gamma V_{CVaR}(V(r))] \quad (10)$$

式中: $U(V(r))$ 为用户的购电效用; B 为用户的用电收入,假设其与用户负荷成正比,

$$B = \sum_{t=1}^T b l_t \quad (11)$$

b 为用户用电的效益系数; l_t 为 t 时段的用户负荷; $V(r)$ 为用户的总费用支出,包括基本电费支出和保值费用支出,

$$V(r) = V_b(r) + V_f(r) = (1 + f(r)) V_b(r) \quad (12)$$

$V_b(r)$ 为用户的基本电费支出,

$$V_b(r) = \sum_{t=1}^T [r l_t p_{t1} + (1 - r) l_t p_{t0}] \quad (13)$$

p_{t1} 为引入相关套期保值合同之后的 RTP 费率体系; p_{t0} 为引入相关套期保值合同之前的 RTP 费率体系; $V_f(r)$ 为用户的保值费用支出; $f(r)$ 为套期保值合同的价格,由供电公司制定并提供给用户; $E(V(r))$ 为用户的期望总费用支出; $\gamma (0 \leq \gamma \leq 1)$ 为用户的风险规避系数, γ 接近 1 表示用户为风险规避者, γ 接近 0 表示用户为风险中立者,且假设用户都不是风险喜好者; $V_{CVaR}(V(r))$ 为用户总费用支出的 CVaR 值(计算方法见 2.2 节)。

由式(10)~式(13)可以得出最大化用户购电效用的模型:

$$\begin{aligned} \max U(V(r)) &= B - [E(V(r)) + \gamma V_{CVaR} \cdot \\ &\quad (V(r))] = B - (1 + f(r)) \cdot \\ &\quad [E(V_b(r)) + \gamma V_{CVaR}(V_b(r))] \end{aligned} \quad (14)$$

$$\text{s. t. } 0 \leq r \leq 1 \quad (15)$$

上述模型为一非线性优化模型,决策变量为用户对负荷的套期保值比例 r 。在给定用户的风规避系数 γ 、各时段的预测负荷 l_t 、不同 r 值下的合同价格 $f(r)$ 与用户基本电费支出 $V_b(r)$ 的期望值与 CVaR 值以后,可以从上述模型中求解出用户对负荷的最优套期保值比例 r 。

实际上,供电公司在制定与 RTP 相关的套期保值合同价格时,通常只给出 N_r 个 r 的参考值以及

相应的合同价格(如 10 组值: 10%, 20%, ..., 100%),并汇总为合同价格表提供给用户,因而在求解式(14)与式(15)的模型时只需要枚举出各种 r 值下 $V_b(r)$ 等参数值以后,就可以求解出最优的 r 值。具体求解过程如下:

1)分析自身用电习惯与风险喜好即确定 l_i 与 γ 的值,计算用电效益 B 。

2)取 $i=1, 2, \dots, N_r$, 根据合同价格表给出的 r_i 值及相应的合同价格 $f(r_i)$ 值,计算 $V_b(r_i)$, $E(V_b(r_i))$, $V_{CVaR}(V_b(r_i))$ 和 $U(V(r_i))$ 的值。

3)计算用户购电效用 $U(V(r_i))$ ($i=1, 2, \dots, N_r$) 的最大值,得出用户对负荷的最优套期保值比例 r_o 。

2.2 $E(V_b(r))$ 与 $V_{CVaR}(V_b(r))$ 的求解方法

风险价值(VaR——value at risk)是金融领域广泛用于风险评估的方法,它是指在给定的研究时段和置信水平下,某一投资组合的可能最大损失,即置信水平 c 下,预期最大损失超过该 VaR 值的概率只有 $1-c$ 。CVaR 衍生于 VaR,并克服了 VaR 的一些缺陷,它是指某投资组合的损失超过某给定 VaR 的期望值。CVaR 与 VaR 的主要区别在于 VaR 关注的是超过某一损失的概率,而 CVaR 关注的则是超过该损失的损失期望值,因而, CVaR 可以比 VaR 提供更丰富的收益信息,也更适合于评估购电决策风险。

用户在选择负荷的合理套期保值比例时,等价于如何安排合理的购电组合,因而在本文中所提到的 CVaR 是指用户购电费用支出的条件风险价值,即用于评估超过期望电费支出的那部分风险。计算 CVaR 的方法有多种,由于本文采用的是随机电价模型,因而采用 Monte-Carlo 模拟法来计算用户基本电费支出 $V_b(r)$ 的期望值 $E(V_b(r))$ 及 $V_{CVaR}(V_b(r))$,具体计算步骤如下:

1)确定套期保值合同类型、合同费率参数(如 p_{FR})、套期保值比例 r 和用户各时段的预测负荷 l_i 。

2)通过对式(7)的电价模型进行 Monte-Carlo 模拟,再叠加一定的输配电费用,得到合同有效期内需求侧的各时段电价 p_i 。

3)按照式(13)计算本次模拟的用户基本电费支出 $V_{bi}(r)$ 。

4)步骤 2 和步骤 3 重复 N_{MC} 次,计算用户基本电费支出的期望值 $E(V_b(r))$,即

$$E(V_b(r)) = \frac{1}{N_{MC}} \sum_{i=1}^{N_{MC}} V_{bi}(r) \quad (16)$$

5)对序列 $\{V_{bi}(r)\}$ 按照降序排列,得出序列 $\{V_{bi}'(r)\}$ 。计算在置信水平 c 下用户基本电费支

出 $V_b(r)$ 的 VaR 值 $V_{VaR}(V_b(r))$,即

$$V_{VaR}(V_b(r)) = V_{bj}'(r) - E(V_b(r)) \quad (17)$$

式中: $j=(1-c)N_{MC}$ 。

6)计算在置信水平 c 下用户基本电费支出 $V_b(r)$ 的 CVaR 值:

$$V_{CVaR}(V_b(r)) = E\{V_b(r) \mid V_b(r) - E(V_b(r)) \geq V_{VaR}(V_b(r))\} - E(V_b(r)) = \frac{1}{j} \sum_{i=1}^j V_{bi}'(r) - E(V_b(r)) \quad (18)$$

式中: E 表示取期望值。

3 算例仿真分析

本文以美国新英格兰电力市场为例进行分析,并假设在 2002 年 8 月实行 RTP。对新英格兰市场 2000 年 1 月—2002 年 7 月的历史电价数据进行统计分析得到电价模型的各项参数(电价模型的参数同文献[9]),并通过该模型来预测 2002 年 8 月的日前市场出清电价。

首先,分析固定电价、分时电价和电价上限套期保值合同的定价方法,且取供电公司的负荷为系统历史负荷值。RTP 基于日前市场的出清电价,并在其上叠加 20 美元/(MW·h)的固定输配电费用, Monte-Carlo 模拟次数 N_{MC} 取为 4 000 次。附录 A 表 A1 分析了固定电价的 $P_0=60$ 美元/(MW·h), 分时电价的 $P_H=80$ 美元/(MW·h), $P_M=60$ 美元/(MW·h)和 $P_L=40$ 美元/(MW·h)以及电价上限的 $P_{cap}=80$ 美元/(MW·h)时,不同负荷套期保值比例对应的合同价格。可以看出,随着用户对负荷套期保值比例的提高,合同价格也相应地有所提高。以市场的实际出清电价替代预测电价,计算套期保值合同的实际价格,并与附录 A 表 A1 中的价格进行比较,得出相对误差均在 5%以内,说明本文采用的方法是有效的。

其次,分析用户如何决策负荷的最优套期保值比例。限于篇幅,下面仅分析购买固定电价套期保值合同的用户行为。以某大用户为例,假设该用户各小时的负荷量为固定值且 $l_i=1$ MW·h,用户用电的效益系数 $b=600$ 美元/(MW·h), CVaR 的置信水平 $c=95\%$ 。在附录 A 表 A1 的基础上,当用户参与固定电价套期保值合同时,附录 A 表 A2 分析了不同风险喜好用户的套期保值策略,可以看出,随着用户风险规避程度的提高,负荷的最优套期保值比例 r 和保值费用支出 $V_f(r)$ 的期望值会增加,基本电费支出 $V_b(r)$ 的期望值和总费用支出 $V(r)$ 的 CVaR 值会减少,而总费用支出 $V(r)$ 的期望值则略有增加。不同风险喜好的用户采取了不同的套期保

值策略。对于风险规避的用户(即 $\gamma=1.0$),其最优策略是让全部负荷以固定电价付费即对全部负荷进行套期保值;而对于风险中立的用户而言,由于其追求期望效用的最大化,而不考虑价格波动风险(即 $\gamma=0$),其保值费用支出越少则购电效用越大,因此将选择让全部负荷以 RTP 费率付费,即不对负荷进行套期保值;而当用户选择风险规避系数 $\gamma=0.3$ 时,用户的最优策略是对 40% 的负荷进行套期保值。

从附录 A 表 A2 还可以看出,用户在参与套期保值合同时,其规避风险的程度越高,就需要支付更多的保值费用以及更多的购电总费用,而用户支付的购电总费用即为供电公司收取的售电总费用,所以用户规避 RTP 购电风险的程度越高,供电公司将承担越多的 RTP 售电风险,但供电公司也通过获得了更多售电收入得到了补偿,保证了供电公司的利益不会受到损害,也有利于电力市场各个参与主体承担的风险与获得的利益二者的合理分摊。

在实际应用中,通常存在多种套期保值合同,则用户需要对各种合同进行综合比较和决策,本文模型也适用于这方面的分析。在附录 A 表 A1 和表 A2 的基础上,同样以式(14)为优化目标,附录 A 表 A3 分析了不同风险喜好用户在面对这 3 类合同的价格表时,通过比较这 3 种合同下的最优解,应该选择何种合同以及相应的最优套期保值策略。

4 结语

本文综合考虑了与 RTP 相关的多种套期保值合同,利用 CVaR 法建立了权衡购电收益与风险的购电效用最大化决策模型。算例仿真验证了本文方法的有效性,它对 RTP 下用户的购电行为具有一定的指导意义,也为用户的套期保值策略提供了有效的决策依据,实现了供电公司与用户的良好互动。

随着电力市场的发展和完善,套期保值等电力金融工具在管理市场风险和稳定电力市场方面将发挥更大的作用。本文仅就与 RTP 相关的 3 种套期保值合同进行了初步探讨,对于结合其他合同的用户购电决策,本文的效用模型同样适用。进一步的研究可以探讨更加丰富的套期保值合同类型,以扩展本文的应用范围。

用户购买套期保值合同以后,以支付保值费用为代价权衡了购电的收益和风险。虽然用户保值的那部分负荷很难有效地反映需求特性,但未保值的那部分负荷可以对 RTP 的价格信号作出 DR,有利于发挥 RTP 机制的优势。随着 RTP 及相关技术支持系统的逐步普及,用户将对市场供需关系有更深

入的了解,也将更加倾向于以 RTP 费率付费并对 RTP 价格信号作出 DR,而不是一味地追求风险的规避^[5],因而用户在 RTP 下的 DR 规律也将是进一步研究的热点。

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

参考文献

- [1] US Department of Energy. Benefits of demand response in electricity markets and recommendations for achieving them; a report to the United State Congress pursuant to section 1252 of the Energy Policy Act of 2005 [EB/OL]. [2007-07-21]. http://www.oe.energy.gov/DocumentsandMedia/congress_1252d.pdf.
- [2] Federal Energy Regulatory Commission. Assessment of demand response and advanced metering; 2006 staff report [EB/OL]. [2007-07-21]. <http://www.ferc.gov/legal/staff-reports/demand-response.pdf>.
- [3] 张钦,王锡凡,王建党,等.电力市场下需求响应研究综述.电力系统自动化,2008,32(3):97-106.
ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. Survey of demand response research in deregulated electricity markets. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 97-106.
- [4] BARBOSE G, GOLDMAN C, NEENAN B. A survey of utility experience with real time pricing [EB/OL]. [2007-07-21]. <http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/54238.pdf>.
- [5] GOLDMAN C, HOPPER N, SEZGEN O, et al. Customer response to day-ahead wholesale market electricity prices: case study of RTP program experience in New York [EB/OL]. [2007-07-21]. http://eetd.lbl.gov/ea/EMS/reports/NMPC_LBNL_54761.pdf.
- [6] SCHWEPPE F C, CARAMANIS M C, TABORS R D, et al. Spot pricing of electricity. Boston, MA, USA: Kluwer Academic Publisher, 1988.
- [7] ELTON E J, GRUBER M J, BROWN S J, et al. Modern portfolio theory and investment analysis. 6th ed. New York, NY, USA: John Wiley & Sons, 2003.
- [8] 刘敏,吴复立.电力市场环境下发电公司风险管理框架.电力系统自动化,2004,28(13):1-6.
LIU Min, WU F F. A framework for generation risk management in electricity markets. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(13): 1-6.
- [9] 张显,王锡凡,王建党,等.发电商长期电能分配策略研究.中国电机工程学报,2005,25(1):6-12.
ZHANG Xian, WANG Xifan, WANG Jianxue, et al. A long-term allocating strategy of power generators. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(1): 6-12.
- [10] AZEVEDO F, VALE Z A, OLIVEIRA P B. A decision-support system based on particle swarm optimization for multiperiod hedging in electricity markets. IEEE Trans on Power Systems, 2007, 22(3): 995-1003.

(下转第 66 页 continued on page 66)

- [11] 周明, 聂艳丽, 李庚银, 等. 电力市场下长期购电方案及风险评估. 中国电机工程学报, 2006, 26(6): 116-122.
ZHOU Ming, NIE Yanli, LI Gengyin, et al. Long-term electricity purchasing scheme and risk assessment in power market. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(6): 116-122.
- [12] LIU Y A, GUAN X H. Purchase allocation and demand bidding in electric power markets. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(1): 106-112.
- [13] 杨莉, 庄晓丹, 陈建华, 等. 华东区域市场月度购电决策模型实证比较. 电力系统自动化, 2007, 31(9): 21-25.
YANG Li, ZHUANG Xiaodan, CHEN Jianhua, et al. Empirical comparison on monthly purchasing models for east China regional market. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(9): 21-25.
- [14] 王金凤, 李渝曾, 张少华. 期权交易对供电公司购电组合的影响. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 30-32.
WANG Jinfeng, LI Yuzeng, ZHANG Shaohua. Effects of options trade on purchasing portfolio for load serving entities. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 30-32.
- [15] 张显, 王锡凡. 电力金融市场综述. 电力系统自动化, 2005,

29(20): 1-9.

ZHANG Xian, WANG Xifan. Survey of financial markets for electricity. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(20): 1-9.

- [16] KIRSCHEN D S. Demand-side view of electricity markets. IEEE Trans on Power Systems, 2003, 18(2): 520-527.

- [17] HIRST E. The financial and physical insurance benefits of price-responsive demand. The Electricity Journal, 2002, 15(4): 66-73.

张 钦(1982—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 电力市场和需求响应. E-mail: zqfalcon@gmail.com

王锡凡(1936—), 男, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统分析、规划及电力市场. E-mail: xfwang@mail.xjtu.edu.cn

王秀丽(1961—), 女, 通信作者, 博士, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统规划和电力市场. E-mail: xiuliw@mail.xjtu.edu.cn

Customer's Electricity Purchasing Risk Decision Integrating Demand Side Real-time Pricing

ZHANG Qin, WANG Xifan, WANG Xiuli, WANG Jianxue

(Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China)

Abstract: Demand side real-time pricing (RTP) is a critical measure of demand response in electricity markets. As an ideal demand side tariff mechanism, the price volatility risk of RTP can be rationally shared among market participants by integrating various RTP-related hedge contracts. Based on RTP researches and experiences around the world, combined with random electricity price model, RTP-related hedge contracts are priced with the Monte-Carlo simulation method. Furthermore, based on CVaR method, a decision model for maximizing customer's electricity purchasing utilities is introduced. Optimal load hedge rates for different risk-preference customers can be obtained by solving the model. Numerical results are finally used to prove the effectiveness of the proposed model, which is beneficial to customers selectively hedging against price volatility risk of RTP and promoting interactions between the power supply company and its customers.

This work is supported by Special Fund of the National Basic Research Program of China (No. 2004CB217905).

Key words: electricity markets; demand response; real-time pricing; hedge contract; risk management

附录 A

表 A1 不同负荷套期保值比例对应的合同价格
Table A1 Contract prices of different load hedge rates

负荷的套期保值比例 r	0	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
固定电价合同价格 f_{FR}	0	1.14%	2.28%	3.53%	4.66%	5.86%	7.36%	8.59%	9.87%	11.29%	12.86%
分时电价合同价格 f_{TOU}	0	1.28%	2.55%	3.95%	5.23%	6.60%	8.26%	9.67%	11.14%	12.76%	14.53%
电价上限合同价格 f_{PC}	0	0.94%	1.87%	2.87%	3.80%	4.78%	5.97%	6.95%	7.98%	9.02%	10.33%

表 A2 不同风险喜好用户的最优套期保值策略
Table A2 Optimal hedge strategies for different risk-preference customers

风险规避系数 γ	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
负荷的最优套期保值比例 r	0	0	10%	40%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
基本电费支出 $V_b(r)$ 期望值/美元	4.922×10 ⁴	4.922×10 ⁴	4.870×10 ⁴	4.732×10 ⁴	4.510×10 ⁴	4.464×10 ⁴	4.464×10 ⁴	4.464×10 ⁴	4.464×10 ⁴	4.464×10 ⁴	4.464×10 ⁴
保值费用支出 $V(r)$ 期望值/美元	0	0	0.557×10 ³	2.205×10 ³	5.094×10 ³	5.741×10 ³	5.741×10 ³	5.741×10 ³	5.741×10 ³	5.741×10 ³	5.741×10 ³
总费用支出 $V(r)$ 期望值/美元	4.922×10 ⁴	4.922×10 ⁴	4.926×10 ⁴	4.952×10 ⁴	5.019×10 ⁴	5.038×10 ⁴	5.038×10 ⁴	5.038×10 ⁴	5.038×10 ⁴	5.038×10 ⁴	5.038×10 ⁴
总费用支出 $V(r)$ 的 CVaR 值/美元	3.775×10 ³	3.775×10 ³	3.514×10 ³	2.385×10 ³	0.422×10 ²	0	0	0	0	0	0
用户的购电效用 $U(V(r))$ /美元	3.972×10 ⁵	3.968×10 ⁵	3.964×10 ⁵	3.962×10 ⁵	3.961×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵

表 A3 不同风险喜好用户针对各类套期保值合同的综合决策
Table A3 Different risk-preference customers' comprehensive decision on various hedge contracts

风险规避系数 γ	0	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
套期保值合同选择	FR/TOU/PC	TOU	TOU	TOU	FR	FR	FR	FR	FR	FR	FR
负荷的最优套期保值比例 r	0	20%	20%	50%	90%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
用户的购电效用 $U(V(r))$ /美元	3.972×10 ⁵	3.969×10 ⁵	3.966×10 ⁵	3.963×10 ⁵	3.961×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵	3.960×10 ⁵

注：FR，TOU，PC 分别为固定电价、分时电价和电价上限套期保值合同。