基于二层优化的配电网交易整合模型

雷霞[1] 刘俊勇[2] 张力[1,2]
（1. 西华大学电气信息学院 成都 610039 2. 四川大学电气信息学院 成都 610065）

摘要 在配电侧开放的市场中，供电公司和大用户都拥有更多选择的权力。本文通过基于动态条件风险价值(DCVaR)的方法获得了供电公司的购买电量比例。针对配电网交易中存在随机量的特征，通过建立随机二层优化的数学模型将供电公司和各大用户的利益进行整合。仿真结果表明，用二层规划法确定的供电公司最优销售电价和大用户相应的最优购电量分配比仅站在某一方的角度确定的结果更加合理，并且二层优化模型体现了交易双方的博弈过程，具有实际辅助决策意义。

关键词： 二层规划 随机规划 配电网交易 整合 动态条件风险价值
中图分类号： TM73; F123.9

Integrated Model of Trading in Distribution Net Based on Bilevel Programming

Lei Xia[1] *Liu Junyong*[2] *Zhang Li*[1,2]
（1. Xihua University Chengdu 610039 China 2. Sichuan University Chengdu 610065 China）

Abstract In the opening distribution market, the distribution utility and large consumers have more options. At first, purchasing power ratio of the distribution utility is obtained based on dynamic conditional value at risk(DCVaR) measurement. Then, because of random in trading, a stochastic bilevel programming model is established in order to integrate benefits of the distribution utility with profits of large consumers. The simulation result shows that the optimal sale price of the distribution utility and purchasing power distribution of large consumers obtained on both sides are more rational than that on one side. The bilevel programming approach could embody gaming process between the distribution utility and large consumers. The presented model can help decision-making in actual application.

Keywords： Bilevel programming, stochastic programming, trading in distribution net, integration, dynamic conditional value at risk

1 引言

随着电力市场改革的发展，配电侧终将向用户开放。由于大用户有区别于一般用户的不同特点，比如大用户有能力和条件进行电价的分析与预测，大用户获取电能的方式更灵活等，因此大用户参与市场的方式一直是被关注的焦点之一。已有的对大用户的研究主要集中在直购电模式[1-3]，但在供电公司和大用户间建立开放的双边市场也是非常必要的。在开放的双边市场中，供电公司可根据市场决定销售电价，大用户也可通过电价预测决定自己购买电量的分配形式和比例，双方的利益相互制约，如何利用市场规则使双方利益都得到保障是值得研究的。

在已有的文献中，仅站在供电侧的角度确定电价和电量的研究非常广泛[4-7]；站在大用户的角度，考

四川省科技厅项目 (2009JY0139)，四川省重点学科基金 (SZD0503-09-0)和西华大学人才培养（ R0920906）资助项目。
收稿日期 2009-05-07 改稿日期 2010-07-22

虑如何最优化地获取电量也不乏较为深入的研究[8-10]；然而如果将博弈双方进行整合，以确定最优化的电价和电量分配却鲜见讨论。本文利用二层规划的方法[11-15]将供电公司的利润最大化和大用户的购电成本最小化目标进行整合，确定了供电公司的最优销售电价和大用户相应的最优购电量分配。

2 问题的分析

在配电市场中，供电公司面临购买和销售两个市场，在这两个市场中都提供了合约交易和现货交易两种形式。供电公司在购买电量时，销售电量和电价以及购买的现货电价都无法确定，供电公司必须在不确定的条件下确定两种购电方式的电量分配比例和销售电价策略以确保利润最大。

大用户则通过合约、现货和自产电的方式获取电能。合约电价和自产电成本对大用户而言是已知的，现货价格是随机量，那么大用户则需要对各市场的电量进行优化决策以最小化自己的电能获取成本。

在开放的双边市场，大用户预测可能的现货电价，确定自己获取电量的分配比例报给供电公司，供电公司根据这些电量提出销售的现货电价，大用户根据这个电价调整电量分配，以此相互调整、协调，直至寻求一个双方都满意的价格和电量分布。

本文首先基于一种动态 CVaR 的方法，以风险最小化为目标确定了供电公司通过合约和现货交易购买电量的分配比例。然后建立了二层随机规划的数学模型，体现供电公司对销售侧合约和现货电价的决策影响大用户的成本，而大用户对购买电量的分配也会影响供电公司利润的相互影响关系。二层规划中供电公司的利润函数运用了其购买电量比例的结果。

2.1 供电公司的分析

2.1.1 基于 DCVaR 的供电公司最优购电量分配

供电公司购电有合同和现货市场两个渠道。供电公司购电时的主要目的是进行电量的优化组合，以保证提供给大用户稳定的电能。由于购电现货电价的波动性，供电公司面临风险，本文基于风险最小化的方法来计算供电公司的购电优化组合。

供电公司第 i 个购电市场的利润率为

$$y_{t,i}=\frac{\rho_t-P_{t,i}}{P_{t,i}}=\frac{\rho_t}{P_{t,i}}-1 \quad i=1,2 \tag{1}$$

式中，ρ_t 是销售电价；$P_{t,i}$ 是供电公司在第 i 个市场的购买电价；下标 t 代表时段。

利用文献[16]将上一阶段的投资组合作为下一个阶段状态的思想，本文将上一个时段的利润作为下个时段的状态，可以得到状态转移方程

$$U_{t+1}=R(U_t,X_t,Y_t)_t \qquad t=1,2,\mathrm{L}\ ,T-1 \tag{2}$$

其中，初始状态 U_1=0；X_t 指供电公司在购电两市场的电量分配组合的可行集；Y_t 是指购电两市场的利润率集合；时段 t 的利润函数为

$$R(U_t,X_t,Y_t)_t=X_tY_t+hU_t=\sum_{i=1}^{2}x_{i,t}y_{i,t}+hU_t \tag{3}$$

式中，hU_t 是上一个时段转移到下一个时段的利润；h 是转移率。时段 t 的损失函数为 $f(U_t,X_t,Y_t)_t=-R(U_t,X_t,Y_t)_t$。

因此时段 t 在置信度 $\lambda\in(0,1]$ 下的 DCVaR 值可表示为

$$F_\lambda(U_t,X_t,\alpha_t)_t=\alpha_t+\frac{1}{J(1-\lambda)}\sum_{m=1}^{J}[f(U_t,X_t,Y_t^m)_t-\alpha_t]^+ \tag{4}$$

式中，α_t 是λ下的 VaR 值；$[f(U_t,X_t,Y_t^m)_t-\alpha_t]^+$ 表示 $\max\{0,f(U_t,X_t,Y_t^m)_t-\alpha_t\}$。

假设一个虚拟变量 $z_t^m=[f(U_t,X_t,Y_t^m)_t-\alpha_t]^+$，可以得到动态风险计量下供电公司最优购电量分配模型为

$$\min F_\lambda(U_t,X_t,\alpha_t)_t=\alpha_t+\frac{1}{J(1-\lambda)}\sum_{m=1}^{J}z_t^m \tag{5}$$

$$\text{s.t.}\quad E(R(U_t,X_t,Y_t)_t)\geqslant e \tag{6}$$

$$z_t^m\geqslant f(U_t,X_t,Y_t^m)_t-\alpha_t \tag{7}$$

$$z_t^m\geqslant 0 \tag{8}$$

$$\sum_{i=1}^{2}x_{i,t}=1 \tag{9}$$

$$0 \leqslant x_{i,t} < 1 \tag{10}$$

式中，$E(R(U_t, X_t, Y_t)_t)$表示期望利润率；e 表示最小期望利润率值。

2.1.2 供电公司的利润

假设不考虑供电公司的传输、阻塞等费用，供电公司在时段 t 的利润为

$$\pi(Q_{\mathrm{L},t}, Q_{\mathrm{S},t}, \rho_{\mathrm{L},t}, \rho_{\mathrm{S},t}) = \sum_{t=1}^{T} Q_{\mathrm{L},t}\rho_{\mathrm{L},t} + Q_{\mathrm{S},t}\rho_{\mathrm{S},t} - D_{\mathrm{L},t}P_{\mathrm{L},t} - D_{\mathrm{S},t}P_{\mathrm{S},t} \tag{11}$$

式中，$Q_{\mathrm{L},t}$ 和 $Q_{\mathrm{S},t}$ 分别是销售的合约电量和现货电量；$\rho_{\mathrm{L},t}$ 和 $\rho_{\mathrm{S},t}$ 分别是销售的合约电价和现货电价；$D_{\mathrm{L},t}$ 和 $D_{\mathrm{S},t}$ 分别是购买的合约电量和现货电量；$P_{\mathrm{L},t}$ 和 $P_{\mathrm{S},t}$ 分别是购买的合约电价和现货电价；$P_{\mathrm{S},t}$ 是随机量。

供电公司的目标函数是利润的最大化，但由于决策是在观测到随机量之前做出的，所以建立随机规划模型如下：

$$\begin{cases} \max \overline{\pi}(Q_{\mathrm{L},t}, Q_{\mathrm{S},t}, \rho_{\mathrm{L},t}, \rho_{\mathrm{S},t}) \\ \text{s.t.} \quad \Pr\{\pi \geqslant \overline{\pi}\} \quad \eta \end{cases} \tag{12}$$

式中，$\overline{\pi}$ 是满足置信水平 η下的最大利润值。

同时还必须满足电量的平衡，即

$$Q_{\mathrm{L},t} + Q_{\mathrm{S},t} = D_{\mathrm{L},t} + D_{\mathrm{S},t} \tag{13}$$

根据 2.1.1 节中供电公司基于 DCVaR 的购电电量分配的分析可得

$$Q_{\mathrm{L},t} = x_{1,t}(D_{\mathrm{L},t} + D_{\mathrm{S},t}) \tag{14}$$

$$Q_{\mathrm{S},t} = x_{2,t}(D_{\mathrm{L},t} + D_{\mathrm{S},t}) \tag{15}$$

2.2 大用户的分析

大用户从三个来源获取电能，合约市场、现货市场和自产电，大用户的核心问题是如何分配三个来源的电量可以节约获取电能的成本。

大用户在时段 t 的购电成本为

$$C(D_{\mathrm{L},t}, D_{\mathrm{S},t}, \rho_{\mathrm{L},t}, \rho_{\mathrm{S},t}) = \sum_{t=1}^{T} D_{\mathrm{L},t}\rho_{\mathrm{L},t} + D_{\mathrm{S},t}\rho_{\mathrm{S},t} + C_{\mathrm{self},t} \tag{16}$$

式中，$C_{\mathrm{self},t}$ 是自产电成本。

用下列二次函数描述自产电成本 [5]

$$C_{\mathrm{self},t} = aD_{\mathrm{self},t}^2 + bD_{\mathrm{self},t} + c\xi_t \tag{17}$$

式中，$D_{\mathrm{self},t}$ 是自产电量；a、b 和 c 分别是二次、线性和无负载时的成本系数；ξ_t 是一个二进制变量，表示自发电机组的启停状态，运行时为 1，停运时为 0。

自产电量受到发电机组容量的限制

$$\underline{D}_{\mathrm{self}}\xi_t \leqslant D_{\mathrm{self},t} \quad \overline{D}_{\mathrm{self}}\xi_t \tag{18}$$

式中，$\underline{D}_{\mathrm{self}}$ 和 $\overline{D}_{\mathrm{self}}$ 分别是自发电机组可输出电量的最小值和最大值。

由于电量分配确定是在现货市场电价观测之前，所以大用户也面临风险。大用户的目的是节约购电成本，建立其随机规划模型如下：

$$\begin{cases} \min \underline{C}^k(D_{\mathrm{L},t}^k, D_{\mathrm{S},t}^k, \rho_{\mathrm{L},t}^k, \rho_{\mathrm{S},t}^k) \\ \text{s.t.} \quad \Pr\{C^k \leqslant \underline{C}^k\} \quad \mu \\ \qquad \underline{D}_{\mathrm{self}}^k\xi_t^k \leqslant D_{\mathrm{self},t}^k \quad \overline{D}_{\mathrm{self}}^k\xi_t^k \end{cases} \tag{19}$$

式中，上标 k 指第 k 个用户的参数；$\underline{C}$ 是满足置信水平μ下的最小购电成本值。

3 基于二层优化的整合模型

显然，供电公司和大用户是矛盾的对立面，大用户成本的节约会导致供电公司利润下降，而供电公司想提高利润必然也会增加大用户的购电成本。利用二层规划可描述这种关系并对两者进行整合优化。上下两层的关系主要通过用户申报的电量来体现，供电公司做电价决策时要考虑电价对用户电量决策的影响，只有电量和电价都适当的时候才能获取最大利润，而用户则根据可能执行的销售电价决定最优的电量分配达到购电成本最小的目的。

实际市场中考虑一个供电公司和多个大用户的情况，如果市场中不具有市场力，以供电公司的优化作为上层规划，而大用户的优化作为下层规划的二层规划模型是

$$\begin{cases} \max \bar{\pi}(Q_{\mathrm{L},t}, Q_{\mathrm{S},t}, \rho_{\mathrm{L},t}, \rho_{\mathrm{S},t}(D_{\mathrm{L},t}, D_{\mathrm{S},t})) \\ \text{s.t.} \quad \Pr\{\pi \geqslant \bar{\pi}\} \quad \eta \\ \quad Q_{\mathrm{L},t} + Q_{\mathrm{S},t} = D_{\mathrm{L},t} + D_{\mathrm{S},t} \\ \quad \underline{\rho}_{\mathrm{L}} \leqslant \rho_{\mathrm{L},t} \quad \bar{\rho}_{\mathrm{L}} \\ \quad \underline{\rho}_{\mathrm{S}} \leqslant \rho_{\mathrm{S},t} \quad \bar{\rho}_{\mathrm{S}} \\ \min \underline{C}^k(D_{\mathrm{L},t}^k, D_{\mathrm{S},t}^k, \rho_{\mathrm{L},t}^k, \rho_{\mathrm{S},t}^k) \\ \text{s.t.} \quad \Pr\{C^k \leqslant \underline{C}^k\} \geqslant \mu \\ \quad \underline{D}_{\mathrm{self}}^k \xi_t^k \leqslant D_{\mathrm{self},t}^k \quad \bar{D}_{\mathrm{self}}^k \xi_t^k \end{cases} \tag{20}$$

式中，$\underline{\rho}_{\mathrm{L}}$、$\bar{\rho}_{\mathrm{L}}$、$\underline{\rho}_{\mathrm{S}}$和$\bar{\rho}_{\mathrm{S}}$分别是合同和现货销售电
价的下限和上限；$\rho_{\mathrm{S},t}$是$D_{\mathrm{L},t}$和$D_{\mathrm{S},t}$的函数；$D_{\mathrm{L},t}$和
$D_{\mathrm{S},t}$由下层规划决定。

如果以大用户的优化作为上层规划，供电公司的优化作为下层规划，将式（ 20）的上下层目标函数和约束条件互换即可。

4 二层优化的计算流程

二层优化的求解在于确定上层的一个决策，在考虑到下层对这个决策可能的反应条件下使上层的目标函数达到最优[17]。本文在上下两层都分别采用了遗传算法来求解，各个用户的最优电量分配分别计算。

供电公司和大用户的决策流程如下：

（1）输入初始参数，两层遗传算法均采用相同的种群规模、交叉概率和变异概率。

（2）针对供电公司销售电价的范围，产生若干随机电价作为初始染色体。

（3）将每个染色体作为下层的初始数据。

（4）各个用户分别产生自己的初始染色体，即合同、现货和自产电电量的比例因子。

（5）对各用户分别计算染色体的适应度函数值，即用户获取电能的成本。各用户分别选择自己适应度最大（即成本最小）的染色体。

（6）对各用户的群体分别进行选择、交叉和变异，产生各用户新一代群体。返回（ 5）直至迭代终止条件满足。

（7）产生的各用户电量分配的结果返回计算上层的适应度函数值（即供电公司利润），做群体评价，选择出适应度最大的染色体。

（8）对上一代群体进行选择、交叉和变异，产生新一代群体。

（9）判断是否达到上层迭代终止条件，如果没有再返回到（ 3）。

5 算例仿真

算例 1 假设供电公司的合同购买电价是固定的，为 280 元/MWh，现货购买电价服从正态分布$P_{\mathrm{S},t}$～（273 400）元/MWh，销售电价服从正态分布ρ_t～（300 900）元/MWh。每个时段随机产生 100 组电价，h=0.3，e=0.05。将一天分为 24 个时段，按动态和静态 CVaR 计算的每个时段的电量分配和 CVaR 值，见表 1。

从表 1 可见，由于上一时段的单位利润率大于 0，那么基于动态 CVaR 计算的 CVaR 值都小于同一时段静态的 CVaR 值，这说明动态 CVaR 确实能体现时间的相关性和延续性。

表 1 动态和静态 CVaR 计算的比较

Tab.1 Comparison between dynamic and static CVaR

时段	动态风险				静态风险		
	DCVaR	x_1	x_2	利润率	CVaR	x_1	x_2
1	0.1045	0.4665	0.5335	0.0727	0.1045	0.4665	0.5335
2	0.1118	0.2559	0.7441	0.0997	0.1336	0.2559	0.7441
3	0.1035	0.8593	0.1407	0.0707	0.1389	0.8593	0.1407
4	0.1217	0.6127	0.3873	0.0763	0.1444	0.6127	0.3873
5	0.1056	0.9644	0.0356	0.0563	0.1369	0.9644	0.0356
6	0.1604	0.9799	0.0201	0.0610	0.1807	0.9799	0.0201
7	0.1266	1.0000	0.0000	0.0888	0.1485	1.0000	0.0000
8	0.1226	0.2410	0.7590	0.1040	0.1492	0.2410	0.7590
9	0.1300	0.8505	0.1495	0.0654	0.1666	0.8505	0.1495
10	0.1412	0.7502	0.2498	0.0945	0.1613	0.7502	0.2498
11	0.1458	0.3096	0.6904	0.0896	0.1742	0.3096	0.6904
12	0.1000	0.3326	0.6674	0.1067	0.1268	0.3326	0.6674
13	0.1567	0.2048	0.7952	0.0958	0.1887	0.2048	0.7952
14	0.1163	0.6670	0.3330	0.0758	0.1478	0.6670	0.3330
15	0.1057	0.4958	0.5042	0.0879	0.1284	0.4958	0.5042
16	0.1445	1.0000	0.0000	0.0628	0.1871	1.0000	0.0000
17	0.0939	0.1930	0.8070	0.0984	0.1127	0.1930	0.8070
18	0.1129	1.0000	0.0000	0.0542	0.1501	1.0000	0.0000
19	0.1339	0.3286	0.6714	0.0744	0.1501	0.3286	0.6714
20	0.1103	0.3472	0.6528	0.1067	0.1326	0.3472	0.6528
21	0.1270	0.8299	0.1701	0.0698	0.1628	0.8299	0.1701

22	0.1090	0.7661	0.2339	0.0799	0.1383	0.7661	0.2339
23	0.1047	0.7661	0.2339	0.0914	0.1330	0.7661	0.2339
24	0.1107	0.8934	0.1066	0.0738	0.1458	0.8934	0.1066

算例 2　假设有三个大用户与供电公司交易，某个时段的参数见表 2。

表 2　三个大用户的参数

Tab.2　Parameters of three large customers

		用户 1	用户 2	用户 3
负荷量/MWh		54.019	73.977	64.343
合同电价/（元/MWh）		300	300	300
预测现货电价	初始均值/（元/MWh）	310	304	296
	标准差	50	39.8	68
机组参数	a/（元/MW²h）	0.002	0.004 13	0.00712
	b/（元/MWh）	16.6	25.92	22.26
	c/（元/h）	16 000	14 400	8800

假设每个用户拥有 60MWh 的自发电机组，用户之间没有协议或联盟行为。供电公司的参数如上例。对供电公司的销售电价范围规定为（250～350）元/MWh。假设上下两层的机会约束置信度均为 0.8，风险系数 0.1。选取遗传算法种群规模为 20，交叉概率为 0.6，变异概率为 0.1，迭代次数为 50。选取其中一次迭代的结果比较见表 3。

表 3　遗传算法的一次迭代结果

Tab.3　The iterative result of genetic algorithm

染色体个数	销售电价/（元/MWh）	用户 1 的决策			用户 2 的决策			用户 3 的决策			供电利润/元
		长期市场	短期市场	自发电	长期市场	短期市场	自发电	长期市场	短期市场	自发电	
1	307.0961	0.8728	0.1272	0	0.9691	0.0309	0	0.1099	0.1244	0.7657	2220.2
2	291.1366	0.0133	0.9867	0	0.0456	0.9544	0	0.2828	0.0611	0.6561	980.3
3	312.9058	0.9867	0.0133	0	0.7600	0.2400	0	0.2177	0.1093	0.6730	2439.3
4	323.5907	0.9719	0.0281	0	0.8806	0.1194	0	0.0012	0.2749	0.7239	2792.4
5	306.9242	0.9336	0.0664	0	0.9685	0.0315	0	0.1205	0.1370	0.7425	2262.0
6	296.4326	0.0031	0.9969	0	0.1627	0.8373	0	0.0085	0.2144	0.7771	1625.2
7	302.1184	0.9786	0.0214	0	0.7527	0.2473	0	0.0594	0.0048	0.9358	2004.9
8	338.2777	0.9698	0.0302	0	0.9966	0.0034	0	0.3133	0.0996	0.5871	2572.4
9	323.1230	0.8233	0.1767	0	0.8881	0.1119	0	0.2910	0.2070	0.5020	3169.9
10	313.3734	0.9180	0.0820	0	0.8658	0.1342	0	0.8748	0.1252	0	3087.3
11	311.3684	0.6985	0.3015	0	0.8632	0.1368	0	0.3043	0.0006	0.6951	2481.0
12	308.6335	0.9690	0.0310	0	0.9170	0.0830	0	0.2322	0.0030	0.7648	2328.9
13	310.3088	0.9921	0.0079	0	0.9581	0.0419	0	0.9444	0.0556	0	2868.0
14	293.5819	0.1616	0.8384	0	0.1592	0.8408	0	0.3801	0.0198	0.6001	1599.8
15	321.7532	0.9703	0.0297	0	0.6374	0.3626	0	0.2144	0.2129	0.5727	3121.4
16	313.5187	0.8806	0.1194	0	0.9001	0.0999	0	0.0311	0.1918	0.7771	2442.4
17	323.5907	0.8368	0.1632	0	0.9042	0.0958	0	0.0506	0.1723	0.7771	2685.5
18	344.1352	0.8692	0.1308	0	0.9101	0.0899	0	0.2014	0.0215	0.7771	2772.2
19	323.5907	0.9958	0.0042	0	0.9686	0.0314	0	0.1605	0.1119	0.7276	2313.7
20	345.6742	0.9168	0.0832	0	0.9111	0.0889	0	0.3603	0.0095	0.6302	2827.6

从表 3 可以得到以下两个结论：

（1）由于用户 1 和用户 2 的自产电成本比较高，所以只要供电公司的销售电价在正常范围内变化，其所有电量都以购买的方式获取，而第 3 个用户则可能从 3 个渠道获取电量。

（2）在这次迭代中，第 9 个染色体的适应度（即供电公司利润值）是这次迭代中最优的，即此次迭代结束得到的最优电价是 323.1230 元/MWh。由于每次现货电价会影响用户在合同和现货市场的购买比例，所以供电公司的销售电价并不是越高就会获利越大。只有将电量和电价结合考虑，供电公司才能获得最大的利润。

如果仅站在供电公司的角度，即没有下层的用户购买比例的影响，那么显然最高电价 345.6742 元/MWh 是最优电价；如果仅站在用户的角度，第 7 个染色体对应的用户成本最小，用户的电量比例分配将按此选择。限于篇幅原因，现只说明结果，如果按照从单一角度考虑的两个选择如上述，供电公司在合同和现货市场上的销售额比通过二层优化计算得到的销售额少了 8204 元，而总的用户成本仅减少 639 元，从社会总效益来说显然二层优化的结果更合理。

6 结论

在配电网交易中，由于供电公司面临多个情况各异的大用户，销售决策非常复杂，本文提出以二层规划的方法整合考虑供电公司和大用户的利益来进行双方的决策，计算过程符合配电网交易中双方的博弈过程。算例表明这种模型对配电网交易双方具有实际辅助决策意义。

参考文献

[1] 曾鸣，于静冉．大用户进入电力市场购电模式研究[J]．电力科学与工程 , 2007, 23(1): 1-4.
Zeng Ming, Yu Jingran. New model of large electricity customer access regional power market[J]. Electricity Power Science and Engineering, 2007, 23 (1): 1-4.

[2] 林国庆，黄民翔．大用户直购电试点现行运转定价机制[J]． 电力系统及其自动化学报 ， 2007， 19(4): 32- 36, 40.
Lin Guoqing, Huang Minxiang. Present wheeling cost mechanism of direct power-purchase pilot for large consumers[J]. Proceedings of the Chinese Society of Universities for Electric Power System and Automat- ion, 2007, 19(4): 32-36, 40.

[3] 邹小燕，任玉珑．发电公司与大用户的直购电力合同谈判模型[J]．系统工程学报 , 2007, 22(1): 103-108.
Zou Xiaoyan, Ren Yulong. Bargain model of bilateral electricity contract between generation company and power consumer[J]. Journal of System Engineering, 2007, 22(1): 103-108.

[4] 郭金，江伟，谭忠富．风险条件下供电公司最优购电问题研究[J]．电网技术, 2004, 28(11): 18-22.
Guo Jin, Jiang Wei, Tan Zhongfu. Research on optimized power purchasing of power suppliers under risk condition[J]. Power System Technology, 2004, 28(11): 18-22.

[5] 陈星莺，谢俊．计及风险的输配分离电力市场供电公司最优竞价策略 [J].电力系统自动化 , 2005, 29(1): 13-17.
Chen Xingying, Xie Jun. Risk-constrained optimal bidding strategies for distribution companies in transmission and distribution separated electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(1): 13-17.

[6] 段登伟，刘俊勇，吴集光．计及风险的配电公司最优分时零售电价模型 [J]．电力系统自动化 , 2005, 29 (3): 8-12.
Duan Dengwei, Liu Junyong, Wu Jiguang. Optimal TOU retail pricing models for distribution utility with risk management[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(3): 8-12.

[7] Steven A G, Antonio J C, Miguel A Plazas, et al. Optimal price and quantity determination for retail electric power contracts[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2006, 21(1): 180-187.

[8] Conejo A J, Fernández González J J,Alguacil N. Energy procurement for large consumers in electricity markets[J]. IEE Proc-Gener. Transm. Distrib, 2005, 152(3): 357-364.

[9] Conejo A J, Carrión M. Risk-constrained electricity procurement for a large consumer[J]. IEE Proc-Gener. Transm. Distrib, 2006, 153(4): 407-413.

[10] Miguel C, Andy B P, Antonio J C, et al. A stochastic programming approach to electric energy procure-ment for large consumers[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 744-754.

[11] Vasileios P G, Anastasios G B. Bidding strategies for electricity producers in a competitive marketplace [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19 (1): 356-365.

[12] 万仲平，肖昌育，王先甲，等．不确定市场下的一种二层规划最优竞价模型 [J]．电力系统自动化 , 2004, 28(19): 12-16.
Wan Zhongping, Xiao Changyu, Wang Xianjia, et al. Bilevel programming model of optimal bidding strategies under the uncertain electricity market[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(19):

12-16.

[13] 王淑芬，万仲平，樊恒，等. 基于二层规划的无功优化模型及其混合算法 [J]. 电网技术，2005，29(9): 22- 25.
Wang Shufen, Wan Zhongping, Fan Heng, et al. Reactive power optimization model and its hybrid algorithm based on bilevel programming[J]. Power System Technology, 2005, 29(9): 22-25.

[14] 张昌华，孙荣富，何峰，等. 计及发电机报价和负荷消费意愿的可用输电能力计算 [J]. 电力系统自动化，2007, 31(23): 19-23, 51.
Zhang Changhua, Sun Rongfu, He Feng, et al. Available transfer capability assessment considering generation bidding and customer inclination[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(23): 19- 23, 51.

[15] Li Haiying, Li Yuzeng, Li Zuyi. A multiperiod energy acquisition model for a distribution company with distributed generation and interruptible load[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2007, 22(2): 588- 596.

[16] 张兴平，陈玲，武润莲. 加权 CVaR 下的发电商多时段投标组合模型 [J]. 中国电机工程学报，2008, 28(16): 79-83.
Zhang Xingping, Chen Ling, Wu Runlian. Analysis of multi-period combined bidding of power supplies based on weighted CVaR[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(16): 79-83.

[17] 万仲平，姜明启，胡铁松. 具有极小风险解的二层规划及其近似分解法 [J]. 工程数学学报，2000，17(2): 25-30.
Wan Zhongping, Jiang Mingqi, Hu Tiesong. Approximate decomposition algorithm for solving the bilevel programming with the minimum risk[J]. Journal of Engineering Mathematics, 2000, 17(2): 25-30.

作者简介:雷霞　女，1973 年生，副教授，博士，主要从事电力市场和配电自动化的研究。刘俊勇　男，1963 年生，教授，博士生导师，主要从事电力市场、分布式发电等方面的研究。