文章编号:1000 - 582X(2006)07 - 0050 - 05

基于序列理论的电力系统边际电价预测方法*

陈显圣[1,2],陈　刚[1]
(1. 重庆大学 电气工程学院,重庆　400030;2. 浙江省桐庐县供电局,浙江 桐庐　311500)

摘　要:电价是电力市场中核心问题之一. 作为在电力系统中得到广泛应用的边际电价理论,其边际电价预测应充分考虑负荷的不确定性、发电机组随机强迫停运的不确定性以及发电方报价的不确定性. 通过重新定义有效容量状态和定义衍生多态机组,成功地将概率性序列理论应用到求解发电系统有效容量概率分布函数,找出了求解发电系统有效容量概率分布函数的另外一种方法. 并由此概率分布函数,充分考虑各种影响边际电价的不确定性因素,依据边际电价的定义,精确地预测出电力系统的边际电价. 算例分析证明了理论分析的正确性,并表明本算法预测的精度得到提高.

关键词:电力市场;序列运算理论;边际电价;有效容量;衍生多态机组
中图分类号:TM715　　　　**文献标识码**:A

价格是产品的资源配置、生产调节以及消费的杠杆. 在电力市场中,购电电价由交易中心综合发电方报价、市场需求以及系统状况而确定. 作为在电力系统中得到广泛应用的边际电价理论的发展已逐步趋于成熟,目前边际电价预测主要是基于发电系统随机生产模拟技术. 文献[1]采用双变量的概率分布来预测边际电价, 使得算法复杂、计算量较大;文献[2]用发电系统随机生产模拟的累积量法和离散 Markov 状态空间法给出了发电边际成本的均值和方差的近似解析表示;文献[3]结合前述文献的方法,给出了一种计算电力系统短期边际发电成本的概率分布函数的直观方法,该方法考虑了负荷、发电机组随机强迫停运以及计入燃料价格等的不确定性因素,但没有考虑到机组报价的不确定性因素;文献[4]运用序列理论,从反应市场交易规律的角度进行直接的分析,考虑机组报价以及负荷的不确定性因素,但没有考虑机组随机强迫停运的不确定性因素. 笔者综合考虑上述各种不确定性因素,运用序列理论求出系统依次加载发电单元的有效容量概率分布函数,在此基础上基于边际电价的定义,给出边际电价的预测方法. 该方法充分利用概率性序列的卷和方法,成功地解决了文献[3]中负荷 L 在有效容量区间内的不确定性而进行的复杂的分类讨论,提出一种很直观的求解电能边际成本的方法.

1　概率性序列及卷和运算

在电力系统的分析计算中,一般使用离散的分布函数来表示发电机组在各种容量情况下的可用率. 例如,对于两态机组,出力为 0 的概率被定义为强迫停运率(FOR),则满出力的概率为($1 - FOR$);对于多态机组,发电机组可以运行在不同的容量状态,并且每个状态具有特定的概率,各状态的概率之和为 1. 考虑发电机组为衍生的多态机组,运用概率性序列来表示衍生多态机组在各种有效容量下的可用率. 在此,先将概率性序列及其卷和进行简单的介绍,其具体理论和概念可参阅文献[5 - 6].

1.1　概率性序列

已知长度为 N_a 的离散序列 $a(i), i = 1,2,3,\cdots,N_a$,若其满足下述条件:

$$a(i) \geq 0, \qquad i = 1,2,3,\cdots,N_a, \tag{1a}$$

$$\sum_{0}^{N_a} a(i) = 1, \tag{1b}$$

则称该序列为一个概率性序列. 该定义的含义是概率性序列各点的值可以作为某一离散的随机事件的概率. 例如将离散事件记为 X,则有:

$$P(X = i) = a(i), \qquad i = 1,2,3,\cdots,N_a. \tag{1c}$$

1.2　卷和运算

卷和运算是序列运算理论中 4 种基本序列运算之

* **收稿日期**:2006 - 03 - 14
作者简介:陈显圣(1980 -),男,安徽东至人,重庆大学硕士,主要从事电力系统及其自动化及电力市场方向的研究.

一. 已知 2 个长度分别为 N_a 和 N_b 的离散序列 $a(i)$ 和 $b(i)$，可以这样定义 2 个序列的卷和运算.

令 $N_x = N_a + N_b$，构造如下运算：

$$x(i) = \sum_{i_a + i_b = i} a(i_a) \cdot b(i_b), \quad i = 1,2,3,\cdots,N_x, \tag{2a}$$

称式(2a)所定义的运算为卷和运算，序列 $x(i)$ 为 $a(i)$ 和 $b(i)$ 的卷和序列，简称卷和，记为

$$x(i) = a(i) \oplus b(i). \tag{2b}$$

需要说明的是，式(2a)中求和号"$\sum$"中的求和条件表示在任意取值范围内满足 $i_a + i_b = i$ 的 $[i_a, i_b]$ 所有组合. 如果参与运算的序列都是概率性序列(代表一维离散型随机变量的概率分布)，则卷和运算可以表示这 2 个随机变量之和.

2　系统边际电价分析

2.1　基本思想

整个问题可以这样描述：已知系统中共存在 I 个发电单元，每个发电单元的强迫停运率及其容量为已知，每个发电单元的报价服从概率分布，求解未来不确定性负荷在 L 时系统的边际电价.

按实时电价理论，系统短期发电边际成本在原理上由边际运行成本和边际缺电成本两部分组成，其中边际运行成本定义为负荷增加一单位后所需的发电运行成本的增量，边际缺电成本定义为负荷增加一单位后用户缺电成本的增量. 考虑到发电机组的随机强迫停运，负荷预测和发电单元报价等不确定性，任何时刻的边际电价是一随机变量，需要用概率学的方法来精确估计. 笔者依据服从概率分布的发电单元(单个机组)的报价，先确定机组的最优经济加载次序，再运用概率性序列的卷和运算依次求解每增加一个发电单元(按最优经济加载次序)所形成的系统有效容量的概率分布函数，在此基础上按边际运行成本和边际缺电成本的定义解出系统边际运行成本和边际缺电成本，再求和便得到系统的边际成本. 该发电边际成本即为系统的边际电价.

2.2　最优经济加载的确定

由于每个发电单元的报价服从概率分布，则可以求出每个发电单元报价的期望值，按期望值从小到大确定加载次序. 该期望值作为发电单元经济加载后计算发电边际成本的数据. 如表 1 所示的机组报价数据.

按表中数据可求得每个发电单元报价的期望值为：$E(G_A) = 20.75$，$E(G_B) = 13.45$，$E(G_C) = 10.4$，$E(G_D) = 8.9$，则系统的最优加载次序按从小到大的顺序排列为：D 机组，C 机组，B 机组，A 机组. 这些计算的期望值数据可作用于计算边际电价. 如发电方是理性的，则在确定发电单元报价的概率分布时，其期望值应该与发电单元的实际成本近似，故此加载次序的确定符合社会效益最大化的原则. 当然，发电方可以改变其报价的概率分布，提高期望值使得系统的边际电价升高以在竞价中获利，这就是市场力的表现形式之一.

表 1　机组报价数据表

报价 P	机组出力 G/MW			
	A 机组 $G_A = 100$	B 机组 $G_B = 200$	C 机组 $G_C = 300$	D 机组 $G_D = 400$
	报价的概率			
8.5	0.0	0.00	0.0	0.6
9.5	0.0	0.00	0.0	0.4
10.0	0.0	0.00	0.8	0.0
11.5	0.0	0.35	0.0	0.0
12.0	0.0	0.00	0.2	0.0
14.5	0.0	0.65	0.0	0.0
20.0	0.7	0.00	0.0	0.0
22.5	0.3	0.00	0.0	0.0

2.3　系统有效容量概率分布确定

按 2.2 的方法可得到最优经济加载后的数据(容量 C_i，强迫停运率 $\mathrm{FOR}_i, b_i, i = 1,2,\cdots,I$)，$\{i = 1,2,\cdots,I\}$ 为最优加载次序，b_i 为 2.2 中的期望值从小到大的排列. 由于概率性序列的卷和运算处理的是离散的随机变量，而机组的出力和负荷的变化可能是连续的，故需要对他们进行离散化处理，以得到计算的基本序列. 取各机组容量的离散化步长为 ΔC(ΔC 为系统中各个容量的最大公约数，单位通常为 MW)，则可以定义机组 i 的有效容量状态(即出力状态)为 $X(j \cdot \Delta C)$，$(j = 0,1,2,\cdots,C_i/\Delta C)$，此处定义的有效容量状态与传统意义上的有效容量状态有所区别，这是该文算法的需要.

对于两态机组，出力为 0 的概率被定义为强迫停运率(FOR)，满出力的概率为(1 - FOR)；对于多态机组，发电机组可以运行在不同的容量状态，并且每个状态具有特定的概率，各状态的概率之和为 1. 在此基础上可定义衍生的多态机组：机组 i 的有效容量状态 $X(j \cdot \Delta C)$，$(j = 0,1,2,\cdots,C_i/\Delta C)$ 中，$P[X(j \cdot \Delta C)]$ 有可能为 0，则机组 i 为衍生多态机组. 注：$P[X(j \cdot \Delta C)] = 0$ 物理解释为机组出力在 $(j \cdot \Delta C)$

MW 状态的事件为不可能发生事件. 则系统中所有的两态机组进行离散化后均可以形成衍生多态机组. 其表达式如下:

$$P_i[X(j\cdot\Delta C)]=\begin{cases}\mathrm{FOR}_i, & j=0,\\ 0, & j=1,2,\cdots,(C_i/\Delta C-1),\\ 1-\mathrm{FOR}_i, & j=C_i/\Delta C.\end{cases}\tag{3}$$

由于概率性序列卷和运算可以表示这 2 个随机变量之和,且卷和结果与卷和运算的先后次序无关. 则任何 2 个两态机组进行离散化后形成的衍生多态机组进行卷和运算后可以看成一台等效衍生多态机组,这台等效的衍生多态机组可以继续与下一台两态机组进行卷和,卷和结果仍可以看成一台等效衍生多态机组,依次类推,前 i 台两态机组卷和后可以形成前 i 台机组加载后其出力在各个有效容量状态下的概率. 此处,第 i 台机组与第 $i+1$ 台机组卷和后的有效容量状态为 $X(j\cdot\Delta C)$,$[j=0,1,2,\cdots,(C_i+C_{i+1})/\Delta C]$. 于是按最优经济加载次序依次加载,可以求得前 i 台机组加载后的有效容量状态为:

$X(j\cdot\Delta C)$,$[j=0,1,2,\cdots,(C_1+C_2+\cdots+C_i)/\Delta C]$,由卷和结果还可以得到机组出力在各个有效容量状态下的概率. 由此概率可以求得前 i 台机组加载后系统有效容量概率分布函数 PDF_i 的解析表示.

若离散化步长为 ΔC,则前 i 台机组加载后有效容量概率分布为:

$$\mathrm{PDF}_i(x)=\sum_{k=0}^{N_1+N_2+\cdots+N_i}P_i\cdot[X(k\cdot\Delta C)]\cdot u[x-X(k\cdot\Delta C)],\tag{4}$$

其中 $N_1=C_1/\Delta C,N_2=C_2/\Delta C,\cdots,N_i=C_i/\Delta C$;$u[x-X(k\cdot\Delta C)]$为阶跃函数.

设预测的基本负荷时段为 ΔT(h),则面对未来某一时段负荷 L(MW),前 i 个机组加载后,系统的失负荷概率 LOLP_i,期望不满足负荷 EUL_i 和期望不足电量 EUE_i 分别为

$$\mathrm{LOLP}_i=\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}P_i[X(k\cdot\Delta C)],\quad i=1,2,\cdots,I,\tag{5}$$

$$\mathrm{EUL}_i=\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}[L-X(k\cdot\Delta C)]P_i[X(k\cdot\Delta C)],\quad i=1,2,\cdots,I\ ,\tag{6}$$

$$\mathrm{EUE}_i=\Delta T\cdot\mathrm{EUL}_i,\quad i=1,2,\cdots,I\ ,\tag{7}$$

其中 $<L/\Delta C>$ 表示不超过 $L/\Delta C$ 的最大整数;$P_i[X(k\cdot\Delta C)]$表示前 i 个机组加载后有效容量在 $X(k\cdot\Delta C)$时的概率. 此处,若负荷 L 大于前 i 个机组容量之和,则对于 $X(k\cdot\Delta C)\geqslant X(C_1+C_2+\cdots+C_i)$,令 $P_i[X(k\cdot\Delta C)]=0$.

2.4 系统边际电价的概率学估计

根据定义,系统的边际运行成本 MOC ($/MW·h)可以由式(8)计算:

$$\mathrm{MOC}=\frac{1}{\Delta T}\sum_{i=1}^{I}\Delta\mathrm{EE}_i\cdot b_i,\tag{8}$$

式中 b_i 为发电单元 i 的单位运行成本的期望值;$\Delta\mathrm{EE}_i$ 为面对将来某一时段负荷 L 增加一单位后,发电单元 i 的期望生产电量的增量. 其计算方法如下.

对负荷 L,第 i 个发电单元的期望生产电量为

$$\mathrm{EE}_i=\mathrm{EUE}_{i-1}-\mathrm{EUE}_i=\Delta T(\mathrm{EUL}_{i-1}-\mathrm{EUL}_i)=\Delta T\left\{\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}[L-X(k\cdot\Delta C)]P_{i-1}[X(k\cdot\Delta C)]-\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}[L-X(k\cdot\Delta C)]P_i[X(k\cdot\Delta C)]\right\}.\tag{9}$$

对负荷$(L+1)$,第 i 单元的期望生产

$$\mathrm{EE}_i'=\mathrm{EUE}_{i-1}'-\mathrm{EUE}_i'=\Delta T(\mathrm{EUL}_{i-1}'-\mathrm{EUL}_i')=\Delta T\left\{\sum_{k=0}^{<(L+1)/\Delta C>}[L+1-X(k\cdot\Delta C)]P_{i-1}[X(k\cdot\Delta C)]-\sum_{k=0}^{<(L+1)/\Delta C>}[L+1-X(k\cdot\Delta C)]P_i[X(k\cdot\Delta C)]\right\}.\tag{10}$$

则负荷 L 增加一单位后,发电单元 i 的期望生产电量的增量为

$$\Delta\mathrm{EE}_i=\mathrm{EE}_i'-\mathrm{EE}_i=(\mathrm{EUE}_{i-1}'-\mathrm{EUE}_{i-1})-(\mathrm{EUE}_i'-\mathrm{EUE}_i)=\Delta\mathrm{EUE}_{i-1}-\Delta\mathrm{EUE}_i=\Delta T(\Delta\mathrm{EUL}_{i-1}-\Delta\mathrm{EUL}_i),\tag{11}$$

式中 $\Delta\mathrm{EUE}_{i-1}$和 $\Delta\mathrm{EUL}_{i-1}$分别表示前 $i-1$ 个单元加载后,负荷 L 增加一单位后所导致的期望不足电量的增量和期望不满足负荷的增量;$\Delta\mathrm{EUE}_i$ 和 $\Delta\mathrm{EUL}_i$ 分别表示前 i 个单元加载后,负荷 L 增加一单位后所导致的期望不足电量的增量和期望不满足负荷的增量,$\Delta\mathrm{EUE}_0=\Delta T,\Delta\mathrm{EUL}_0=1$.

当 $X(k\cdot\Delta C)\leqslant L<X[(k+1)\cdot\Delta C]-1$ 时,

$$\Delta\mathrm{EE}_i=\Delta T\left\{\Delta C\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}P_{i-1}[X(k\cdot\Delta C)]\right\}-\Delta T\cdot\left\{\Delta C\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}P_i[X(k\cdot\Delta C)]\right\}=\Delta T[(\mathrm{LOLP}_{i-1}-\mathrm{LOLP}_i)].\tag{12}$$

当 $X[(k+1)\cdot\Delta C]-1\leqslant L<X[(k+1)\cdot\Delta C]$时,

$$\Delta\mathrm{EE}_i=\Delta T\left\{\Delta C\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}P_{i-1}[X(k\cdot\Delta C)]+[L+1-X(<(L+1)/\Delta C>)]\cdot P_{i-1}[X(<(L+1)/\Delta C>)]\right\}-\Delta T\left\{\Delta C\sum_{k=0}^{<L\Delta C>}P_i[X(k\cdot\Delta C)]+\right.$$

$$[L+1-X(<(L+1)/\Delta C>)]\cdot$$
$$\left.P_i[X(<(L+1)/\Delta C>)]\right\}=$$
$$\Delta T[(\mathrm{LOLP}_{i-1}-\mathrm{LOLP}_i)+\Delta_{i-1}-\Delta_i],\quad(13)$$

其中

$$\Delta_{i-1}=[L+1-X(<(L+1)/\Delta C>)]\cdot P_{i-1}[X(<(L+1)/\Delta C>)],$$
$$\Delta_i=[L+1-X_i(<(L+1)/\Delta C>)]\cdot P_i[X(<(L+1)/\Delta C>)].$$

按定义，系统的边际缺电成本 MSC(\$/MW · h) 可计算为

$$\mathrm{MSC}=\frac{\mathrm{VLL}\cdot\Delta\mathrm{EUE}_l}{\Delta T}\ ,\quad(14)$$

式中 VLL 为单位缺电的平均价值(\$/MW · h)，$\Delta\mathrm{EUE}_l$ 为对某一时段负荷 L 增加 ΔC 后，系统期望不足电量 EUE_l 的增量(MW · h/MW).

由式(6)和式(7)可得

$$\Delta\mathrm{EUE}_l=\Delta T\cdot\Delta\mathrm{EUL}_l=$$
$$\left\{\sum_{k=0}^{<(L+1)/\Delta C>}[L+1-X(k\cdot\Delta C)]P_l[X(k\cdot\Delta C)]\right\}-\left\{\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}[L-X(k\cdot\Delta C)]P_l[X(k\cdot\Delta C)]\right\}.\quad(15)$$

同理，当 $X(k\cdot\Delta C)\leqslant L<X[(k+1)\cdot\Delta C]-1$ 时，

$$\Delta\mathrm{EUE}_l=\Delta T\cdot\mathrm{LOLP}_l.\quad(16)$$

当 $X[(k+1)\cdot\Delta C]-1\leqslant L<X[(k+1)\cdot\Delta C]$ 时，

$$\Delta\mathrm{EUE}_l=\Delta T\left\{\sum_{k=0}^{<L/\Delta C>}P_l[X(k\cdot\Delta C)]+[L+1-X(<(L+1)/\Delta C>)]\cdot P_l[X(<(L+1)/\Delta C>)]\right\}=$$
$$\Delta T[\mathrm{LOLP}_l+\Delta_l],\quad(17)$$

其中　$\Delta_l=[L+1-X(<(L+1)/\Delta C>)]\cdot P_l[X(<(L+1)/\Delta C>)]$,

由式(8)和式(14)知，面对某时段负荷 L 的系统发电边际成本 GMC(\$/MW · h)可表示为

$$\mathrm{GMC}=\mathrm{MOC}+\mathrm{MSC}=\sum_{i=1}^{l}\frac{\Delta\mathrm{EE}_i}{\Delta T}b_i+\frac{\Delta\mathrm{EUE}_l}{\Delta T}\times\mathrm{VLL}.\quad(18)$$

式(18)中，系统单位缺电损失成本 VLL 应取为每度电的使用价值，它与社会的劳动生产力密切相关，可近似估计为系统的国民生产总值除以总发电量，这里近似取发电单元最大单位运行成本的 120%，即VLL = 120% · $E(G_i)$. 由此算法进行边际电价预测时，其计算量稍大于文献[3]所示的方法，但预测的负荷离散点增多，预测精度增加.

3　算例分析

由于目前所见到的相关研究基本上是基于给定报价而分析出力的不确定性，仅有文献[4]考虑报价的随机性，并构造了一个简单的算例. 为能够进行比较，笔者仍然采用文献[4]算例的数据进行分析计算，机组报价数据如表 1 所示，由于考虑了机组的强迫停运率，此处假设各个机组的强迫停运率都为 0.05；VLL = 24.9. 下面进行分析计算.

由 2.2 的方法得到下列数据：机组依次加载的次序为

D 机组(C_1 = 400 MW, FOR_1 = 0.05, $b_1=E(G_\mathrm{D})$ = 8.9)；

C 机组(C_2 = 300 MW, FOR_2 = 0.05, $b_2=E(G_\mathrm{C})$ = 10.4)；

B 机组(C_3 = 200 MW, FOR_3 = 0.05, $b_3=E(G_\mathrm{B})$ = 13.45)；

A 机组(C_4 = 100 MW, FOR_4 = 0.05, $b_4=E(G_\mathrm{A})$ = 20.75).

由卷和运算可以求得机组依次加载所得到的有效容量概率如表 2 所示.

表 2　有效容量概率表

有效容量状态下的概率	加载的机组数			
	1	2	3	4
$P[X(0)]$	0.05	0.002 5	0.000 125	0.000 006 25
$P[X(100)]$	0	0	0	0.000 118 75
$P[X(200)]$	0	0	0.002 375	0.000 118 75
$P[X(300)]$	0	0.047 5	0.002 375	0.002 375 00
$P[X(400)]$	0.95	0.047 5	0.002 375	0.002 375 00
$P[X(500)]$		0	0.045 125	0.004 512 50
$P[X(600)]$		0	0.045 125	0.045 125 00
$P[X(700)]$		0.902 5	0.045 125	0.045 125 00
$P[X(800)]$			0	0.042 868 75
$P[X(900)]$			0.857 375	0.042 868 75
$P[X(1\,000)]$				0.814 506 25

由表 2 和式(18)可以求得负荷 L 变化时的边际电价. 将笔者预测的边际电价与文献[4]预测的边际电价共列于表 3，以便于比较说明. 此处由于 ΔC = 100 MW，故可以将 $X(k\cdot\Delta C)\leqslant L<X[(k+1)\cdot\Delta C]$

+1 时预测的边际电价作为 $X(k\cdot\Delta C)-1\leqslant L<X(k\cdot\Delta C)$ 时的近似值.

表3 系统边际电价表

项目	系统边际电价									
负荷区间	(0,1)	(1,2)	(2,3)	(3,4)	(4,5)	(5,6)	(6,7)	(7,8)	(8,9)	(9,10)
文献[4]电价	8.90	8.90	8.90	8.90	10.37	10.37	10.40	13.49	13.49	20.75
本文电价	8.97	8.97	8.98	9.49	10.77	11.13	11.67	14.90	15.08	21.52

从表3 中可以看出,随着负荷 L 的增加,边际电价的预测值呈现上升趋势,这与电力市场中:需求增加,则资源稀缺,资源的边际价值就越高,这一规律是吻合的. 由于笔者考虑了发电单元的强迫停运率,用发电系统随机生产模拟的规律来解释,考虑发电单元的强迫停运率而预测的边际电价要高于不考虑发电单元的强迫停运率的边际电价,本文中的计算结果稍微高于文献[4]的预测值,表明本文中的算法是正确的. 另外,本文中不同负荷区间上边际电价的预测值基本上都有明显变化,这比文献[4]预测的结果更符合实际.

4 结束语

电力市场化后,影响电价变化的随机因素越来越多. 笔者综合考虑影响电价变化的多种随机因素,提出了一种预测系统边际电价的概率性精确算法. 该算法考虑了负荷的不确定性,发电单元强迫停运率的不确定性和发电方报价的不确定性,更为精确地预测出系统未来时刻的边际电价. 通过重新定义有效容量的状态和定义衍生多态机组,成功地将概率性序列理论应用到求解发电系统有效容量概率分布函数,找出了求解发电系统有效容量概率分布函数的另外一种方法. 并由此概率分布函数,依据边际电价的定义,精确地预测出系统的边际电价. 算例分析证明了理论分析的正确性,并表明本算法预测的精度得到提高.

参考文献:

[1] RAU N S, NECSULESCU C. Probability Distributions of Incremental Cost of Production and Production cost[J]. IEEE Trans on PAS, 1985, 104(12): 3 493 - 3 500.

[2] FEN-RU SHIH, MAINAK MAZUMDAR. An Analytical Formula for the Mean and Variance of Marginal Costs for a Power Generation System [J]. IEEE Transactions on Power System, 1998, 13(3): 731 - 737.

[3] 白利超,康重庆,夏清. 不确定性电价分析[J]. 中国电机工程学报, 2002, 22(5): 39 - 41.

[4] 张少华,李渝曾. 电力市场短期发电成本的概率学预测[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(10): 19 - 22.

[5] 康重庆,夏清,相年德,等. 序列运算理论及其应用[J]. 电力系统自动化, 2002, 26(17): 6 - 11.

[6] 康重庆,白利超,夏清,等. 概率性序列及其运算理论[J]. 清华大学学报, 2003, 43(3): 322 - 325.

Prediction Method of Electrical System Marginal Price Based on Sequence Operation Theory

CHEN Xian-sheng[1,2], *CHEN Gang*[1]

(1. College of Electrical Engineering, Chongqing University, Chongqing 400030, China;
2. Zhejiang Tonglu Power Supply Administration, Tonglu 311500, China)

Abstract: The price of electricity is one of the key questions in the electricity market. As the widely used theory of marginal price of electricity in the power system, its marginal price of electricity predicts that should fully consider the uncertainty of load, uncertainty of generating set forcing stoppage and uncertainty of the quotation to power generator at random. Through redefining effective capacity state and derivation polymorphism sets, the systematic effective capacity function of probability is found out by applying probability sequence operation theory to generate electricity, a kind of other method of the systematic effective capacity function of probability has been found. Based on this function of probability distribution and the definition of system marginal price, the authors fully consider various uncertainty factor of effecting system marginal price, accurate forecast system marginal price. Numerical example analysis have proved the correctness of theoretical analysis, show the precision of algorithm forecast get raising.

Key words: electricity market; sequence operation theory; system marginal price; effective capacity; derivation polymorphism sets

(编辑 李胜春)