

非限能系统中考虑电价波动因素的随机生产模拟

谢 敏, 陈金富, 段献忠

(华中科技大学 电气与电子工程学院, 湖北 武汉 430074)

摘要: 针对非限能发电系统, 结合电力市场下机组竞价上网的运行特点, 在随机生产模拟过程中, 增加了对机组容量分段报价策略以及市场清算电价 MCP (Market Clearing Price) 随机波动的考虑, 建立了基于预测电价概率分布的随机生产模拟模型, 该模型为制定符合电力市场运行规则的发电计划, 燃料采购、运输、存贮计划等提供了决策参考, 并将成为不同负荷水平下 MCP 概率分布预测精度和合理性的重要验证手段。在给出的具体算例中采用传统 Baleriaux-Booth 卷积、反卷积算法进行求解, 算例表明该算法具有一定的应用价值。

关键词: 随机生产模拟; 市场清算电价; 电力市场

中图分类号: TM 73; F 123.9

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2005)01-0012-05

0 引言

随机生产模拟是相对于确定型生产模拟而言的, 能够考虑各种不确定因素的影响, 使计算结果更加贴近实际运行情况。随机生产模拟考虑的不确定因素主要有: 负荷的随机波动、水电厂天然来水、火电机组的非计划强迫停运、燃料价格波动以及通货膨胀等。文献[1, 2]还对机组启停推迟或启停失败、新装机组投运推迟等动态因素的影响进行了研究, 建立了基于 Markov 过程的 OPCOST 模型。

随着电力市场的兴起, 电价成为电力系统规划、运行所必须考虑的基本要素之一, 是电力系统技术和市场经济因素共同作用的结果。因此, 在对电力系统发电费用的估算中, 考虑电价随机波动的影响是十分必要的, 这也是电力市场对发电系统随机生产模拟提出的新要求。

本文提出的随机生产模拟模型通过将持续负荷曲线 LDC (Load Duration Curve) 按负荷水平分解为若干子 LDC 的方式, 综合考虑了不同负荷水平下机组容量分段报价策略、市场清算电价 MCP (Market Clearing Price) 的概率分布以及机组非计划强迫停运等随机因素的影响。该模型目前适用于非限能发电系统, 进一步考虑水电等限能机组的随机生产模拟模型将是下一步研究的重点。文中给出了具体算例, 并对计算结果进行详细分析和讨论。如未特别说明, 下文中的机组均指火电等非限能机组。

1 LDC 的分解

本文探讨的随机生产模拟模型考虑的电价因素

包括不同负荷水平下机组容量分段报价策略和 MCP 概率分布情况, 两者均与负荷水平紧密相关。为了将随机生产模拟计算与负荷水平联系起来, 本文采用将原始 LDC 按给定的多个负荷水平分解为若干子 LDC 的方法进行求解。

1.1 分解方法

给定若干负荷水平, 可将原始 LDC 分解为与负荷水平数目相同的子 LDC。分解过程如图 1 所示 (图中, 横坐标 L 为负荷值, 纵坐标 p 为概率)。

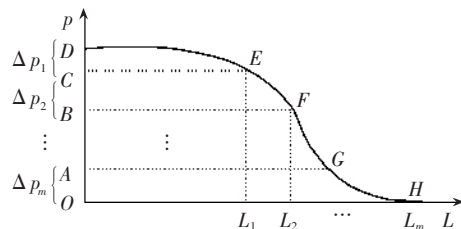


图 1 根据若干负荷水平将原始 LDC 分解为多个子 LDC 的过程图

Fig.1 The decomposition of integrate LDC according to load levels

若以 A 代表多边形所辖面积, 则

$$A_{\Sigma} = A_1 + A_2 + \cdots + A_m$$

式中 A_{Σ} 代表原始 LDC 区域 (OAB CDEFGH) 面积; $A_1, A_2, \cdots, A_m$ 分别代表由负荷水平 $L_1, L_2, \cdots, L_m$ 划分的子 LDC 区域 CDE, BCEF, ..., OAGH 面积。

若以 $D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle$ 表示负荷水平 L_j 对应的子 LDC, 以 Δp_j 表示负荷水平 L_j 对应的最大累积概率, 且有 $\sum_{j=1}^m \Delta p_j = 1$, 则原始 LDC 可表示为

$$D = \sum_{j=1}^m D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle \quad (1)$$

式中 m 为给定的负荷水平数。

1.2 LDC 按负荷水平分解的可行性证明

不考虑电价和机组启停约束等动态因素影响,在原始 LDC 上进行随机生产模拟所得机组期望发电量和 LOLP, EENS 期望值,可表示为在各 $D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle$ ($j=1, 2, \dots, m$) 上分别进行生产模拟后所得的机组期望发电量和 LOLP, EENS 期望值的分别求和,用公式(2)(3)(4)表示。

$$G_i = \sum_{j=1}^m G_{i,j} \quad (2)$$

$$\text{LOLP} = \sum_{j=1}^m \text{LOLP}_j \quad (3)$$

$$\text{EENS} = \sum_{j=1}^m \text{EENS}_j \quad (4)$$

式中 G_i 为第 i ($i=1, 2, \dots, N$) 台机组的期望发电量; LOLP, EENS 表示全系统可靠性指标期望值,下标 j 表示 $D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle$ 对应的值; N 为全系统机组总台数。

下面采用数学归纳法证明公式(2)(3)(4)。

变量说明: $E^{(k)}(x)$ 表示卷积第 k 台机组后所得的等效持续负荷曲线 ELDC (the Equivalent Load Duration Curve) 函数,当 $k=0$ 时即为原始 LDC 函数; $E_j^{(k)}(x)$ 表示在 $D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle$ 上卷积第 k 台机组后的 ELDC 函数,当 $k=0$ 时,即为原始 $D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle$ 函数; p_k 为第 k 台机组的可用率, q_k 为第 k 台机组的强迫停运率,且 $q_k = 1 - p_k$; C_k 为第 k 台机组的容量; T_k 为前 k 台机组的总装机容量 ($k=1, 2, \dots, N$)。

由式(1)可得:

$$E^{(0)}(x) = \sum_{j=1}^m E_j^{(0)}(x) \quad (5)$$

卷积第 1 台机组后的 ELDC 可表示为

$$E^{(1)}(x) = p_1 E^{(0)}(x) + q_1 E^{(0)}(x - C_1)$$

将式(5)代入并整理得:

$$E^{(1)}(x) = \sum_{j=1}^m [p_1 E_j^{(0)}(x) + q_1 E_j^{(0)}(x - C_1)] = \sum_{j=1}^m E_j^{(1)}(x)$$

即,在原始 LDC 上安排完第 1 台机组载荷后,该机组与 LDC 卷积所得的 ELDC 可表示为在各个子 LDC 上分别卷积第 1 台机组所得的 ELDC 的迭加。

第 1 台机组发电量为

$$G_1 = \int_0^{C_1} E^{(0)}(x) dx = \int_0^{C_1} \sum_{j=1}^m E_j^{(0)}(x) dx = \sum_{j=1}^m \int_0^{C_1} E_j^{(0)}(x) dx = \sum_{j=1}^m G_{1,j}$$

假设安排完前 k 台机组后,有

$$G_i = \sum_{j=1}^m G_{i,j} \quad i=1, 2, \dots, k \quad (6)$$

$$E^{(k)}(x) = \sum_{j=1}^m E_j^{(k)}(x)$$

则在 $E^{(k)}(x)$ 上安排第 $k+1$ 台机组载荷时,有

$$G_{k+1} = \int_{T_k}^{T_{k+1}} E^{(k)}(x) dx = \sum_{j=1}^m \int_{T_k}^{T_{k+1}} E_j^{(k)}(x) dx = \sum_{j=1}^m G_{k+1,j}$$

可见,不考虑电价影响时,第 $k+1$ 台机组的期望发电量可表示为在各个子 LDC 上分别计算的该机组期望发电量之和。至此,式(2)得以证明成立。且有

$$E^{(k+1)}(x) = p_{k+1} E^{(k)}(x) + q_{k+1} E^{(k)}(x - C_{k+1})$$

将式(6)代入上式并整理得:

$$E^{(k+1)}(x) = \sum_{j=1}^m [p_{k+1} E_j^{(k)}(x) + q_{k+1} E_j^{(k)}(x - C_{k+1})] = \sum_{j=1}^m E_j^{(k+1)}(x)$$

当卷积完最后 1 台机组(第 N 台)后,ELDC 可由下式表示:

$$E^{(N)}(x) = \sum_{j=1}^m E_j^{(N)}(x)$$

则有

$$\text{LOLP} = E^{(N)} \sum_{i=1}^N C_i = \sum_{j=1}^m E_j^{(N)} \sum_{i=1}^N C_i = \sum_{j=1}^m \text{LOLP}_j$$

$$\text{EENS} = \int_{T_N}^{\infty} E^{(N)}(x) dx = \sum_{j=1}^m \int_{T_N}^{\infty} E_j^{(N)}(x) dx = \sum_{j=1}^m \text{EENS}_j$$

可见,可靠性指标 LOLP, EENS 的期望值也可表示为在各个子 LDC 上分别进行生产模拟计算后,所得的相应可靠性指标期望值的分别求和,即式(3)(4)成立。

另外,机组分段运行的情况并不会影响式(2)(3)(4)给出的结论,只是这时以上公式中关于机组的概念可扩展为整台机组或一个容量段。

2 考虑电价波动因素的随机生产模拟

该算法的基本思路是:将随机生产模拟所采用的原始 LDC 按照给定的多个负荷水平划分为若干子 LDC,每个子 LDC 对应一机组容量分段报价策略和 MCP 概率分布情况;再在各子 LDC 上分别进行随机生产模拟计算,计算过程中考虑了机组容量分段报价以及 MCP 的概率分布;最后,对各子 LDC 上机组期望发电量和 LOLP, EENS 期望值分别进行求和。

2.1 前提条件

a. 本文探讨的随机生产模拟算法采用机组容量分段报价的策略^[3]。即,不同的容量段报不同的上网电价。文中将各负荷水平下各容量段的报价视为随机变量,计算过程采用各负荷水平下机组容量段报价的数学期望值对该负荷水平下机组载荷进行排序。负荷水平 L_j (即 $D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle$) 下容量段 k 报价对应的数学期望值 $\bar{P}_{j,k}$ 可表示为

$$\bar{P}_{j,k} = \sum_{l=1}^{n_{j,k}} P_{l,j,k} P_{\text{prcl},j,k}$$

式中 $P_{l,j,k}$ 表示负荷水平为 L_j 时容量段 k 报价分布曲线上第 l 点对应的报价; $p_{\text{prcl},j,k}$ 表示发电厂愿意采用该上网电价的概率; $n_{j,k}$ 表示容量段 k 在负荷水平为 L_j 时的报价分布点数。

b. 为描述 MCP 随机波动的特点,本文在计算中采用各个负荷水平下的 MCP 离散概率分布函数

进行描述,即给定若干 MCP 值及各值出现的概率。且假设 MCP 概率分布情况在对应子 LDC 所代表的负荷区段上不变。

c. 不考虑机组启停约束等动态因素的影响。

2.2 模型

在各子 LDC 对应的负荷水平下,分别按照机组容量分段报价的数学期望值从低到高进行排序,报价低的先载荷。所有参与载荷的机组容量段报价数学期望值都不超过当前考查的 MCP 值(由于采用 MCP 离散概率分布,当前考查的 MCP 值既可取为 MCP 概率分布中任一点对应的 MCP 值,也可取为 MCP 的数学期望值)。结合 MCP 的概率分布情况,对于任一子 LDC(即 $D_j\langle L_j,\Delta p_j\rangle$)有

$$G_{i,j}=\sum_{l=1}^{u_j}G_{i,j,l}p_{\text{mcp}_{l,j}}\tag{7}$$

$$\text{LOLP}_j=\sum_{l=1}^{u_j}\text{LOLP}_{j,l}p_{\text{mcp}_{l,j}}\tag{8}$$

$$\text{EENS}_j=\sum_{l=1}^{u_j}\text{EENS}_{j,l}p_{\text{mcp}_{l,j}}\tag{9}$$

式中 下标 j 表示对应的子 LDC 为 $D_j\langle L_j,\Delta p_j\rangle$; u_j 为该子 LDC 对应的 MCP 概率分布的离散点数; $p_{\text{mcp}_{l,j}}$ 表示该子 LDC 对应的 MCP 离散概率分布曲线上点 l 对应的概率值,且 $0\leq p_{\text{mcp}_{l,j}}\leq 1$; $i=1,2,\cdots,N$; $j=1,2,\cdots,m$ 。

表 2 机组容量分段报价表
Tab.2 Unit capacity based sectional pricing

机组编号	容量段/MW	报价/元·(kW·h) ⁻¹	机组编号	容量段/MW	报价/元·(kW·h) ⁻¹	机组编号	容量/MW	报价/元·(kW·h) ⁻¹
1	1 200	0.20	5	120	0.50	20	50	0.68
2	1 200	0.21	6	120	0.51	21	50	0.69
3	600	0.24	7	120	0.52	22	50	0.70
4	420	0.26	12	200	0.53	23	50	0.71
5	280	0.30	13	200	0.54	24	50	0.72
6	280	0.32	8	60	0.55	25	50	0.73
7	280	0.35	9	60	0.56	26	50	0.74
8	140	0.38	10	60	0.57	27	50	0.75
9	140	0.40	11	60	0.58	28	50	0.76
10	140	0.41	12	100	0.59	29	50	0.77
11	140	0.42	13	100	0.60	30	50	0.78
12	500	0.43	14	60	0.61	31	50	0.79
13	500	0.44	15	60	0.62	32	50	0.80
4	180	0.45	16	60	0.63	33	50	0.81
14	140	0.46	17	50	0.65	34	50	0.82
15	140	0.47	18	50	0.66	35	50	0.83
16	140	0.48	19	50	0.67	36	50	0.85

注:具有相同机组编号的容量段属于同一机组,且表格中相同机组编号出现的次数即为该编号所代表机组的容量分段数。如,4-11 号机组分两段报价;12,13 号机组分为三段报价;其他机组为整机报价。

本算例采用传统Baleriaux-Booth 随机生产模拟算法进行求解,分别按照以下 3 种方式进行模拟计算。

a. 方式 1:不考虑电价影响,直接在原始 LDC 上进行计算。

b. 方式 2:不考虑电价影响,在子 LDC 上计算求和。

c. 方式 3:考虑电价影响的随机生产模拟。

计算结果示于表 3、表 4 中,表 2 和表 4 中的机组编号与文献[4]附录 II 中给出的机组编号相同。

将式(7)(8)(9)分别代入式(2)(3)(4),即可获得全系统各台发电机组的期望发电量以及 LOLP, EENS 的期望值。

3 算例

本算例采用文献[4]附录 II 给出的原始 LDC 数据(时段 730 h,峰荷 7 652 MW)以及 36 台机组的参数。表 1 给出了两个负荷水平以及对应的 MCP 概率离散分布情况。这两个负荷水平将原始 LDC 分解为 $D_1\langle 0.712\ 4,0.464\ 4\rangle$ 和 $D_2\langle 1.0,0.535\ 6\rangle$ 。

表 1 负荷水平及相应 MCP 概率分布表
Tab.1 Load levels and corresponding MCP probabilistic distributions

$L/\text{p.u.}$	MCP	p	$L/\text{p.u.}$	MCP	p
0.712 4	0.43	0.10	1.000 0	0.80	0.10
	0.45	0.20		0.83	0.20
	0.47	0.40		0.85	0.40
	0.49	0.20		0.87	0.20
	0.51	0.10		0.90	0.10

注: L 为负荷水平; p 为概率。

为简单起见,两个负荷水平下,相同机组容量分段报价分别采用相同数学期望值(已按报价高低排好序),并列于表 2 中,且假定各分段容量的强迫停运率与整机强迫停运率相同。

4 算例讨论

a. 由表 3、表 4 可见,方式 1 和方式 2 的计算结果基本一致。但是,表 4 中从 11 号机组开始,方式 1 和 2 的计算

表 3 全系统计算结果表
Tab.3 The computational results for whole system

方式	$P_{\Sigma}/\text{MW}\cdot\text{h}$	LOLP	EENS
1	4 153.1	0.106 7	48.800 1
2	4 174.4	0.107 3	48.959 4
3	4 047.1	0.128 9	82.897 2

表 4 机组期望发电量结果表
Tab.4 The expected generations of units

机组编号	方式 1	方式 2	方式 3	机组编号	方式 1	方式 2	方式 3
1	760.368 0	760.368 0	760.368 0	19	7.545 0	7.666 3	6.817 3
2	760.368 0	760.368 0	760.368 0	20	7.375 2	7.492 4	6.526 3
3	370.986 0	370.986 0	370.986 0	21	7.188 4	7.306 1	6.230 8
4	370.986 0	370.986 0	317.867 1	22	6.795 9	6.899 1	5.953 2
5	255.666 7	255.666 7	215.855 3	23	6.440 4	6.530 9	5.685 1
6	247.288 5	247.288 5	214.202 7	24	6.226 4	6.293 6	5.430 9
7	230.442 0	230.442 0	208.170 1	25	5.954 8	6.017 2	5.186 0
8	111.755 6	111.755 6	103.670 5	26	5.666 7	5.721 9	4.950 9
9	105.093 6	105.093 6	100.813 7	27	5.342 9	5.394 4	4.722 2
10	99.980 4	99.980 4	96.574 9	28	5.076 1	5.126 9	4.501 0
11	94.393 2	95.197 3	93.297 5	29	4.873 3	4.919 8	4.286 6
12	281.134 1	290.186 9	301.618 8	30	4.673 0	4.712 5	4.077 3
13	222.661 5	229.509 0	236.986 1	31	4.438 9	4.472 8	3.872 9
14	49.825 7	51.147 7	58.482 2	32	4.210 9	4.242 3	3.673 2
15	41.804 8	42.942 7	56.219 4	33	4.009 2	4.038 2	3.130 5
16	37.282 1	38.079 9	53.696 9	34	3.816 3	3.841 6	2.959 6
17	8.340 4	8.529 6	7.391 2	35	3.611 6	3.633 4	2.793 1
18	8.022 4	8.152 3	7.094 9	36	3.408 7	3.428 2	2.631 6

结果出现一定误差,这主要是因为,采用 Baleriaux-Booth 卷积、反卷积算法不断修正 LDC 的根本目的就是使得参与生产模拟的机组能够承担该机组之前安排运行的其他机组的非计划强迫停运所带来的影响,且出力位置越接近 LDC 的尾部(曲线最低点),即越往后安排的机组,其出力中用于承担的其他机组强迫停运影响的部分的比率也越大,出力大小受 ELDC 逼近误差的影响也随之增大。

由于 11 号机组的出力位置正好在负荷分段处,即 $D_1\langle 0.712\ 4, 0.464\ 4\rangle$ 的尾部,因此,对应于 ELDC 的逼近误差极大程度上决定了 11 号及其后机组出力结果计算误差。另外, Baleriaux-Booth 卷积、反卷积算法本身会产生巨大的累积误差,而方式 2 需对两个子 LDC 分别进行计算求和,累积误差进一步增大。但是,从总体上看,方式 2 相对方式 1 的计算误差可以接受。这足以证明,将原始 LDC 按给定负荷水平分解为多个子 LDC 进行计算求和是可行的。

b. 方式 3 中,在各个子 LDC 上根据机组分段容量报价分别对机组载荷进行排序,同一台机组不同容量段的出力位置可能不相邻。从这个意义上讲,方式 2 可视为同一机组所有容量段运行在相邻位置的情况,为方式 3 的特例。当同一容量段在方式 3 下的运行位置较方式 2 偏左时,该容量段在方式 3 下的发电量通常大于方式 2,反之则小于方式 2 下的发电量。对于整台机组而言,其发电量为该机组所有容量段发电量之和,因此,该机组在方式 3 下的发电量可能大于方式 2(如表 4 中的 12~16 号机组),也可能小于方式 2(如表 4 中 6,7 号机组等),后者更为常见,符合机组经济运行的要求。

c. 表 3 中,方式 1 和方式 2 的计算结果略有差别,这主要是由于 Baleriaux-Booth 卷积、反卷积算法本身所带来的巨大累积误差所致;方式 3 相对于前两者差别较大,这与所采用的不同负荷水平下 MCP

概率分布情况有关,因为 MCP 的概率分布情况决定了对应负荷水平下参与运行的机组具体有哪些,并进一步影响了全系统机组发电量以及对应可靠性指标。预测偏差较大的 MCP 概率分布,可能会导致方式 3 与 1,2 计算结果的巨大差别。关于预测的 MCP 概率分布情况与 LOLP,EENS 的关系将在下文继续讨论。

d. 由式(7)(8)(9),根据 MCP 的概率分布计算各子 LDC 对应的机组期望发电量和可靠性指标期望值时,还可采用 MCP 的数学期望值直接确定参与载荷的机组/容量段。 $D_j\langle L_j, \Delta p_j\rangle$ 对应的 MCP 的数学期望值 M_j 表示为

$$\overline{M}_j = \sum_{l=1}^{u_j} M_{l,j} p_{\text{mcp},j,l}$$

式中 $M_{l,j}$ 为 $D_j\langle L_j, \Delta p_j\rangle$ 对应的 MCP 概率分布空间中点 l 的 MCP 值; $p_{\text{mcp},j,l}$ 为该值出现的概率。

e. 在给定相同负荷水平及其对应机组容量分段报价策略时,参与运行的总装机容量由当前考查的 MCP 值确定,凡是报价数学期望值大于当前考查的 MCP 值的机组/容量段将不在对应于 LDC 上安排其出力。因此,MCP 的概率分布进一步影响到发电系统的可靠性。由于变量的数学期望值能在一定程度上反映该变量的概率分布趋势,因此,图 2 给出了 LOLP 与负荷水平 0.712 4 对应的 MCP 数学期望值 $\overline{M}_1$ 之间的关系曲线。

可见,MCP 数学期望值越大,LOLP 值呈减小的趋势。从定性的意义上讲,MCP 数学期望值越大,参与运行发电的装机容量也越大,在负荷水平和机组报价一定的情况下,系统的可靠性会相应有所提高,即表现为 LOLP 或 EENS 期望值的减小。这与图 2 所示曲线描述的结果一致。

f. 在给定相同负荷水平及其对应 MCP 概率分

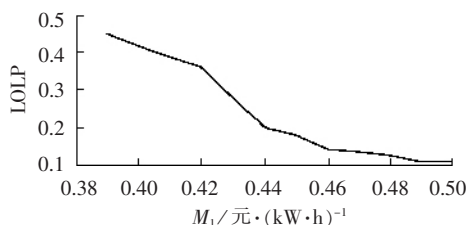


图 2 LOLP 与 MCP 数学期望值关系曲线

Fig.2 The relationship between expected MCP and LOLP

布情况时,参与运行的总装机容量由机组容量分段报价策略确定,进而影响到发电系统的可靠性。由于

$$D_j \langle L_j, \Delta p_j \rangle \text{ 对应系统平均报价 } S_j = \left(\sum_{k=1}^N C_k \bar{P}_{j,k} \right) / \sum_{k=1}^N C_k$$

(其中, C_k 为第 k 个容量段的容量, N 为参与报价的总容量段数目)能在一定程度上反映该负荷水平下机组报价曲线变化趋势,因此,图 3 给出了 LOLP 与负荷水平 0.712 4 对应的系统平均报价 S_1 之间的关系曲线。

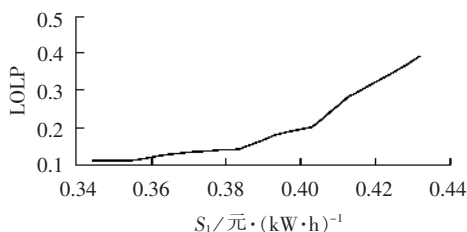


图 3 LOLP 与系统平均报价关系曲线

Fig.3 The relationship between LOLP and average pricing

可见,系统平均报价越大,对应的 LOLP 期望值呈增大趋势。从定性的意义上讲,在子 LDC 及其对应的 MCP 分布情况不变的情况下,系统平均报价越大,表示机组报价总体上向增大的趋势变化,可能参与生产模拟的机组/容量段减少,造成系统可靠性水平有所降低,即表现为 LOLP 和 EENS 期望值的增大,这与图 3 所示曲线描述的结果一致。

g. 为考虑电价因素的影响,本文采用将原始 LDC 分解为多个子 LDC,并用计算求和的方法进行生产模拟,计算量大于不考虑电价影响,而直接在原始 LDC 上进行生产模拟计算的情况。且给出的负荷水平数越多,原始 LDC 分解为子 LDC 的数目也越大,计算量也随之增大。

h. 为简单起见,算例中采用了传统 Baleriaux-Booth 卷积、反卷积算法进行求解。但是,从通用意义上讲,本文提出的随机生产模拟模型不局限于具体的求解方法,可采用文献[5,6]所提到的任一种算法进行计算求解。

i. MCP 值的预测^[7]受到社会、经济等因素的影响,是一项十分复杂的工作。本文提出的考虑电价因素影响的随机生产模拟算法可为 MCP 概率分布预测值的合理性提供参考。

5 结论

本文建立了考虑不同负荷水平下机组容量分段报价策略以及 MCP 概率分布情况的随机生产模拟模型,将原始 LDC 按多个负荷水平分解为若干子 LDC,并在各子 LDC 上分别进行随机生产模拟计算。该模型综合考虑了电力市场下机组竞价上网的调度运行特点,以及机组随机停运、机组容量分段报价概率分布、MCP 随机波动等不确定因素的影响,为制定符合电力市场运行规则的发电计划,燃料采购、运输、存贮计划等提供了决策参考,并将成为不同负荷水平下 MCP 概率分布预测精度及合理性的重要验证手段。给出的算例表明,该算法具有一定实际应用价值。

参考文献:

- [1] ANSARI S H, PATTON A D. Production costing with explicit recognition of unit duty cycle effects [J]. **IEEE Trans. on Power Systems**, 1990, 5(3): 789-796.
- [2] ANSARI S H, PATTON A D. A new markov model for base-loaded units for use in production costing[J]. **IEEE Trans. on Power Systems**, 1990, 5(3): 797-804.
- [3] 黄民翔, 赵学顺, 倪波, 等. 市场电价的实证分析及预测建模[J]. **电力系统自动化**, 2003, 27(19): 16-20.
HUANG Min-xiang, ZHAO Xue-shun, NI Bo, et al. Forecasting on market-clearing price based on bidding curve drive model[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2003, 27(19): 16-20.
- [4] RAU N S, TOY P, SCHENK K F. Expected energy production costs by the method of moments [J]. **IEEE Trans. on Power Apparatus and Systems**, 1980, 99(5): 1908-1915.
- [5] WANG L. Approximation confidence bounds on Monte Carlo simulation results for energy production [J]. **IEEE Trans. on Power Systems**, 1989, 4(1): 69-74.
- [6] LIN M, BREIPOHL A, LEE F. Comparison of probabilistic production cost simulation methods[J]. **IEEE Trans. on Power Systems**, 1989, 4(4): 1326-1333.
- [7] 刘正国, 付祥明, 高伏英, 等. 基于神经网络的浙江发电市场清算电价预测方法[J]. **电力系统自动化**, 2002, 26(9): 49-52.
LIU Zheng-guo, FU Xiang-ming, GAO Fu-ying, et al. Forecasting market-clearing price in Zhejiang generation market using neural network[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2002, 26(9): 49-52.

(责任编辑: 柏英武)

作者简介:

谢敏(1978-),女,湖南衡阳人,博士研究生,从事电力系统优化规划的研究(E-mail:xiemin_hust@163.com);

陈金富(1972-),男,福建莆田人,博士,研究方向为电力系统分析计算、优化规划及 FACTS;

段献忠(1966-),男,湖南冷水江人,教授,博士研究生导师,研究方向为电力系统分析计算以及电力系统信息化。

Probabilistic production simulation for non-limited energy system considering the fluctuation of electricity price

XIE Min, CHEN Jin-fu, DUAN Xian-zhong

(School of Electrical and Electronic Engineering, Huazhong University
of Science & Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: Based on the probabilistic distribution forecast of power price, a probabilistic production simulation model for non-limited energy system under the deregulated environment is proposed, which considers the supply bidding strategies of units under different load levels and the probabilistic fluctuation of MCP (Market Clearing Price). It provides decision reference to the planning of power generation and fuel purchase, transport and storage, and becomes an important means to check the precision and rationality of MCP probabilistic distribution forecast on different load levels. A numerical case based on conventional Baleriaux-Booth algorithm is given to illustrate the application value of the model.

Key words: probabilistic production simulation; market clearing price; power market