基于等响应风险约束的动态经济调度

杨 明，韩学山，梁 军，张 利
（山东大学电气工程学院，山东省济南市 250061）

摘要：动态经济调度中确定性的旋转备用处理方法，无法将系统各时段的响应风险维持在一定水平。由此，文中提出一种基于等响应风险约束的动态经济调度方法，使备用容量可以根据系统的运行状况自动调整，将系统各时段的响应风险维持在给定水平。采用电力不足期望（EDNS）作为系统响应风险指标，通过引入{0,1}变量导出 EDNS 指标的解析表达，使给定的 EDNS 指标限值可以作为约束嵌入传统动态经济调度中形成标准的{0,1}混合整数优化问题，达到响应风险评估与调度决策同步完成的目的。对于所形成的{0,1}混合整数优化问题，引入附加约束将其转化为已有成熟算法的非整数二次优化问题，并采用原-对偶内点法进行求解。算例分析表明了所述方法的有效性。

关键词：动态经济调度；旋转备用；响应风险；混合整数优化；内点法
中图分类号：TM732

0 引言

电力系统解除管制后，动态经济调度依然有着重要的作用[1-2]。动态调度与系统调峰、调频密切相关，它能统筹协调系统运行的经济性、可靠性，使调度具有向前看的能力。然而，从目前来看，对于动态经济调度的研究多集中于算法的改进，而对动态经济调度中的旋转备用约束涉及不多，所采用的确定性处理方法多基于 1982 年 Wood 在文献[3]中所提出的模型。确定性方法无法将系统的响应风险维持在一定水平[4-7]。针对此问题，文献[7]提出动态经济调度应能使系统在各时段维持相同的响应风险，并采用调度与响应风险评估迭代求解，根据评估结果不断调整调度中系统备用容量需求的方法，最终将系统各时段的响应风险维持在给定水平。该文已具有等响应风险动态经济调度的思想，但严格来讲，调度与风险评估迭代求解的启发式算法尚缺乏必要的理论依据。

由此，本文提出了一种基于等响应风险约束的动态经济调度方法。该方法不再以预先指定的备用容量需求作为调度的约束条件，而是要求备用容量根据系统的实际运行情况进行调整，最终将各时段的响应风险维持在相同水平。本文采用电力不足期望（EDNS）作为系统的响应风险指标，为避免启发式算法存在的问题，引入{0,1}变量给出 EDNS 指标的解析表达，使给定的 EDNS 限值可以作为约束嵌入传统动态经济调度模型中形成标准的{0,1}混合整数优化问题，达到响应风险评估与调度决策同步完成的目的。对模型形成的混合整数优化问题，本文引入附加约束，将其转化为已有成熟算法的非整数二次优化问题，并采用原-对偶内点法进行求解。算例分析表明了该方法的有效性。

1 响应风险指标的解析化表达

系统的运行风险可以分为投运风险和响应风险[8]，前者与给定时间内机组的投运安排相关，后者与已运行机组的调度决策相关。因此，动态经济调度的调度结果直接决定了系统运行所面临的响应风险。

EDNS 是电力系统中常用的可靠性评估指标[9]，可用来量度系统的响应风险。该指标既能反映给定时段内系统出现电力不足可能性的大小，又能体现电力不足程度的不同。

t 时段系统的 EDNS 可表示为：

$$E_{\mathrm{DNS}}^{t} = \sum_{k \in S} C_k^t P_k \tag{1}$$

式中：S 为投运机组状态全集；P_k 为时段 t 内系统处于状态 k 的概率[8]，设该值在各个调度时段保持不变；C_k^t 为状态 k 下需消减的负荷功率，与系统运行情况有关，可表示为：

$$C_k^t = \max(0, L) \quad k \in S \tag{2}$$

$$L = \sum_{m \in U} p_{\mathrm{g},m}^t + \Delta D - \sum_{n \in A} r_n^t$$

U 为状态 k 下的不可用机组集合；A 为状态 k 下的

收稿日期：2008-08-04；修回日期：2008-10-15。
国家自然科学基金资助项目（50377021，50677036）。

可用机组集合;$p_{g,m}^t$为机组 m 在 t 时刻的输出功率;r_n^t 为机组 n 在响应时间内可以释放出的旋转备用容量;ΔD 为负荷实际值与预报值之间的偏差,本文取负荷预报值的 3%。

式(2)说明,k 状态下,如果系统所需旋转备用 $\sum_{m\in U} p_{g,m}^t + \Delta D$ 超过剩余机组所能提供的旋转备用 $\sum_{n\in A} r_n^t$ 时,则系统需要消减的负荷为 L,反之为 0 。

在已知调度结果的情况下,利用式(1)、式(2)即可求出系统的 EDNS。然而,为使响应风险指标限值可以作为约束并入传统的动态经济调度模型,需在响应风险指标与动态经济调度决策变量之间建立一种显式的解析表达关系[10]。其中的关键是将逻辑表达式(2)转化为不含逻辑运算的解析表达式。为此,对式(2)引入{0,1}变量 u_k^t,将其改为:

$$C_k^t = u_k^t L \quad k \in S \tag{3}$$

欲使式(3)与式(2)等价,u_k^t 的取值还必须满足:

$$\frac{L}{\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^{\max}} \leqslant u_k^t \leqslant 1 + \frac{L}{\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^{\max}} \tag{4}$$

式中:N 为在线机组数;$p_{g,i}^{\max}$为机组输出功率上限。

线性不等式约束(4)保证了当 k 状态下有(无)电力不足情况发生时 u_k^t 自动为 1(或 0),从而使式(3) 与式(2) 等价。该约束的作用机制为:k 状态下,当系统所需的旋转备用大于剩余机组所能提供的旋转备用时,$L\Big/\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^{\max}$ 为正值,且其绝对值必然在(0,1) 区间内(因分子绝对值永远小于分母),与此相对应,$1+L\Big/\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^{\max}$ 必然在(1,2) 区间内,又因为 u_k^t 是{0,1} 变量,所以在式(4) 约束下 u_k^t 必然取 1,反之亦然。

另外,当系统机组较多时,完整计算 EDNS 指标将会导致庞大的计算规模,所以本文求取 EDNS 指标时计算至两重故障[10]。

2 问题的总体描述

动态经济调度的目的在于已知初始时段(t_o-1)机组输出功率的情况下确定调度目标时段 t_o 机组的输出功率。在计算过程中,动态经济调度需要考虑前瞻时段($t_o+1\sim t_o+T$)与后顾时段(t_o-1)对调度目标时段决策的影响(见图 1)。

在等响应风险约束下,动态经济调度模型可如下描述。

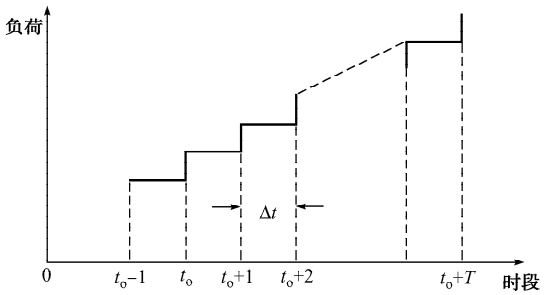

图 1 负荷随时段变化示意图

Fig. 1 Step representation of load curve

调度目标为发电成本最小:

$$\min \sum_{t=t_o}^{t_o+T} \sum_{i=1}^{N} c_i(p_{g,i}^t) \tag{5}$$

式中:$c_i(p_{g,i}^t)$为机组 i 输出功率为 $p_{g,i}^t$时的成本。

追求式(5)最小须满足以下约束:

1)发电与负荷需求平衡

$$\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^t = D_L^t \tag{6}$$

式中:D_L^t 为 t 时段需满足的负荷需求;$t\in[t_o,t_o+T]$。

2)机组输出功率范围

$$\begin{cases} p_{g,i}^t + r_i^t \leqslant p_{g,i}^{\max} \\ p_{g,i}^t \geqslant p_{g,i}^{\min} \end{cases} \tag{7}$$

式中:$p_{g,i}^{\max}$和 $p_{g,i}^{\min}$分别为机组输出功率上、下限;$i\in[1,N]$;$t\in[t_o,t_o+T]$。

3)机组输出功率变化速率限制

$$-r_{di}\Delta t \leqslant p_{g,i}^t - p_{g,i}^{t-1} \leqslant r_{ui}\Delta t \tag{8}$$

式中:r_{ui}和 r_{di}分别为机组 i 增加和减少功率输出的最大速率;Δt 为调度时间间隔;$i\in[1,N]$;$t\in[t_o,t_o+T]$。

4)响应风险指标上限

$$E_{DNS}^{\max} \geqslant \sum_{k\in S}\left\{u_k^t\left[\sum_{m\in U}(p_{g,m}^t + r_m^t) + \Delta D - r_{total}^t\right]P_k\right\} \tag{9}$$

式中:$t\in[t_o,t_o+T]$;$E_{DNS}^{\max}$为给定的 Δt 时间间隔内系统 EDNS 的最大值。

5)整数变量 u_k^t 的取值范围

$$\frac{L}{\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^{\max}} \leqslant u_k^t \leqslant 1 + \frac{L}{\sum_{i=1}^{N} p_{g,i}^{\max}} \tag{10}$$

6)机组能提供的最大旋转备用

$$r_i^t \leqslant r_{ui}\Delta T' \tag{11}$$

式中:$\Delta T'$为规定的响应时间;$i\in[1,N]$;$t\in[t_o,t_o+T]$。

式(11)表示机组在响应时间内能释放出最大的旋转备用容量。

式(5)～式(11)即构成基于等响应风险约束的动态经济调度模型。所构建模型中,式(10)、式(11)保证了系统始终维持在给定的响应风险水平,同时模型去除了传统模型中对旋转备用容量的约束。

3　模型求解策略

上文构建的基于等响应风险约束的动态经济调度属于{0,1}混合整数优化问题,该类问题至今尚无一种公认有效的求解方法。与此相对应,对于传统动态经济调度问题,目前已研究出多种快速求解方法,文献[2,11-13]就从时段间的弱耦合性出发,给出了模型或算法上解耦的求解方法,有效地解决了动态经济调度的求解问题。因此,如果能够用简单方法把本文模型所描述的混合整数优化问题转化为等价的非线性优化问题,就有可能利用现有算法对其进行求解,这将是十分有意义的。近年来,文献[14-15]对整数优化到非整数优化的转化方法进行了研究,可以借鉴。

整数优化到非整数优化转化的基本思想是对整数变量引入一个或一系列约束,保证转化后的变量同样只能在原整数点上取值。对于本文的{0,1}混合整数优化问题来说,u_k^t 为 0 或者 1 等价于以下等式有解:

$$(u_k^t)^2 - u_k^t = 0 \quad k \in S, t \in [t_o, t_o + T] \tag{12}$$

因此,由式(12)代替 $u_k^t \in \{0,1\}$ 所构成的新问题与原问题具有相同的可行域,其最优解必然是相同的。

从而,转化后所形成的新问题可表述为:

$$\min \sum_t f(\boldsymbol{x}_t) \tag{13}$$

$$\text{s.t.}\ \ \boldsymbol{g}(\boldsymbol{x}_t) = \boldsymbol{0} \tag{14}$$

$$\underline{\boldsymbol{h}} \leqslant \boldsymbol{h}(\boldsymbol{x}_t) \leqslant \bar{\boldsymbol{h}} \tag{15}$$

$$\underline{\boldsymbol{h}}_d \leqslant \sum_t \boldsymbol{A}\boldsymbol{x}_t \leqslant \bar{\boldsymbol{h}}_d \tag{16}$$

式中:$t \in [t_o, t_o + T]$;$\boldsymbol{x}_t$ 为决策变量向量,由 $p_{g,i}^t$,r_i^t,u_k^t 构成(此时,u_k^t 已与其他变量相同,不再要求其为整数变量),为 $(N^2/2+5N/2)T$ 维向量;式(14)为等式约束,由式(6)以及等价变换产生的约束(12)构成,等式约束不存在时间段上的耦合,每时段约束数为 $N^2/2+N/2+1$;式(15)为不存在时间段耦合的不等式约束,由式(7)、式(9)～式(11)构成,每时段约束数为 $N^2/2+5N/2+1$;式(16)为存在时间段耦合的不等式约束,由式(8)构成,约束总数为 NT。

通过与传统动态经济调度模型对比发现,整数变量的加入和非整数化处理并没有使时段间耦合的约束增多而改变动态经济调度时段间的弱耦合性,且式(13)～式(16)描述的问题与传统动态调度问题具有相同的结构,这使得本文模型可以继续利用现有的解耦动态经济调度算法进行求解。因内点法对于系统规模敏感度较低,本文对转化后模型采用解耦原-对偶内点法进行求解。该方法在文献[11-12]中已有详细介绍,本文不再详述。

4　算例分析

本文通过 3 个算例对构建的 6 机系统进行了详细的计算分析。其中,算例 1 对比了传统动态调度模型与本文模型调度结果的差异,例证了本文模型的有效性;算例 2 测试了对于不同的 EDNS 上限,系统发电成本的变化情况;算例 3 测试了调度结果随机组故障率的变化情况。另外,算例还对本文算法与分支定界算法的解算效率进行了比较。详细分析见附录 A。

5　结语

本文提出了基于等响应风险约束动态经济调度的概念,并对其所面临的 2 个关键性问题进行了解答。从实验结果可以看出,采用本文方法可以使备用容量根据系统各时段不同的运行状况进行调整,将系统的响应风险始终维持在给定水平;所提出的将混合整数优化问题转化为二次优化问题的求解方法,能显著提高模型的计算效率,为该类问题的求解提供了一条新的思路。

另外,从算例分析中可以发现,备用容量的增加能降低系统的响应风险,但同时又可能导致系统发电成本的增加,对于怎样权衡两者之间的关系,将系统维持在最佳响应风险水平问题的研究,目前正在进行中。

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

参考文献

[1] 朱涛,于继来. NON-AGC 机组协同 AGC 机组的高峰调度模型. 电力系统自动化,2007,31(3):9-14.
ZHU Tao, YU Jilai. Peak load dispatch modeling considering regulation between NON-AGC units and AGC units. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(3): 9-14.

[2] HAN X S, GOOI H B, KIRSCHEN D S. Dynamic economic dispatch: feasible and optimal solutions. IEEE Trans on Power Systems, 2001, 16(1): 22-28.

[3] WOOD W G. Spinning reserve constrained static and dynamic economic dispatch. IEEE Trans on Application Systems, 1982, 101(2): 381-388.

[4] 吴集光,刘俊勇,牛怀平,等. 电力市场环境下最优备用容量的确定. 电力系统自动化,2005,29(15):10-13,22.
WU Jiguang, LIU Junyong, NIU Huaiping, et al. Determination of optimal reserve capacity in electricity market

environment. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(15): 10-13, 22.

[5] 齐先军,丁明.发电系统中旋转备用方案的风险分析与效用决策.电力系统自动化,2008,32(3):9-13,25.
QI Xianjun, DING Ming. Risk analysis and utility decision-making of spinning reserve scheme in power generation system. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(3): 9-13, 25.

[6] FOTUHI-FIRUZABAD M, BILLINTON R, ABORESHAID S. Spinning reserve allocation using response health analysis. IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 1996, 143(4): 337-343.

[7] 韩学山.动态优化调度的积留量法[D].哈尔滨:哈尔滨工业大学,1994.

[8] BILLINTON R, ALLAN R N. Reliability evaluation of power systems. Plenum Press, 1996.

[9] 赵渊,周家启,周念成,等.大电力系统可靠性评估的解析计算模型.中国电机工程学报,2006,26(5):19-25.
ZHAO Yuan, ZHOU Jiaqi, ZHOU Niancheng, et al. An analytical approach for bulk power systems reliability assessment. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(5): 19-25.

[10] BOUFFARD F, GALIANA F D. An electricity market with a probabilistic spinning reserve criterion. IEEE Trans on Power Systems, 2004, 19(1): 300-307.

[11] XIE K, SONG Y H. Dynamic optimal power flow by interior point methods. IEE Proceedings: Generation, Transmission and Distribution, 2001, 148(1): 76-84.

[12] 刘方,颜伟,徐国禹.动态最优潮流的预测/校正解耦内点法.电力系统自动化,2007,31(14):38-42.
LIU Fang, YAN Wei, XU Guoyu. Dynamic optimal power flow with decomposed predictor-corrector interior point method. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(14): 38-42.

[13] 韩学山,柳焯.考虑机组爬坡速度和网络安全约束的经济调度解耦算法.电力系统自动化,2002,26(13):32-37.
HAN Xueshan, LIU Zhuo. Decoupled economic dispatch including unit ramp rate and network security constraints. Automation of Electric Power Systems, 2002, 26(13): 32-37.

[14] 孟志青,胡齐英,杨晓琪.一种求解整数规划与混合整数规划非线性罚函数方法.控制与决策,2002,17(3):310-314.
MENG Zhiqing, HU Qiying, YANG Xiaoqi. A method of non-linear penalty function for solving integer programming and mixed integer programming. Control and Decision, 2002, 17(3): 310-314.

[15] BERTSMAS D, PERAKIS G, TAYEER S. A new algebraic geometry algorithm for integer programming. Management Science, 2000, 46(7): 999-1008.

杨 明(1980—),男,通信作者,博士研究生,主要研究方向:电力系统调度自动化。E-mail: myang_uta@hotmail.com

韩学山(1959—),男,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统分析与控制。

梁 军(1956—),男,博士,教授,博士生导师,主要研究方向:电力系统自动化。

Dynamic Economic Dispatch with Equal Response Risk Constraints

YANG Ming, HAN Xueshan, LIANG Jun, ZHANG Li

(Shandong University, Jinan 250061, China)

Abstract: In the conventional dynamic economic dispatch methods, the spinning reserve allocation is based on deterministic criterion. It is hard to maintain response risk at a given level for all periods. A novel method is proposed to overcome the problem. The system spinning reserve requirement is no longer fixed but flexible in the new method, and it is adjusted with the system operating situation to achieve equal system response risk during dispatching time intervals. Expected demand not supplied (EDNS) is used as a response risk index. To ensure that the limit of EDNS be treated as one of constraints in the dynamic economic dispatching, a new expression of EDNS which includes {0,1} variables is introduced. As such, the response risk evaluation can be embedded into the dynamic economic dispatching, and they can be calculated together. The model is a mixed integer programming problem. To solve the problem, additional constraints for binary variables are used to transform the mixed integer programming problem to a quadratic optimization problem. And decoupled primal-dual interior point method is used to achieve solutions. Test results show the efficiency of the proposed method.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 50377021, 50677036).

Key words: dynamic economic dispatch; spinning reserve; response risk; mixed integer programming; interior point method

附录 A　算例分析

A1　测试系统数据

本文利用 MATLAB6.5 编写测试程序，对构建的 6 机系统进行了验证。机组特性数据如表 A1。

表 A1 机组特性数据
Table A1　Characteristic data of units

序号 i	$p_{gi}^{\max}$（MW）	$p_{gi}^{\min}$（MW）	r_{ui}（MW/min）	a_i（元/MW^2）	b_i（元/MW）
1	100	20	5	0.017	7.25
2	200	80	10	0.044	4
3	210	80	10.5	0.045	6
4	200	80	10	0.036	5
5	180	80	9	0.028	3.75
6	120	40	6	0.071	5

表 A1 中各发电机组均取二次成本特性，不考虑无负荷成本，机组上调、下调速率相同，机组在调度时段内发生故障的概率分别为：1×10^{-5}，2×10^{-5}，4×10^{-5}，1×10^{-5}，3×10^{-5}，5×10^{-5}（参考文献[8]）。机组初始运行状态见表 A2。动态调度每次计算前瞻 6 个时段，时段长度为 5min，系统负荷数据见表 A3。旋转备用的响应时间设为 5min。

表 A2　机组初始输出功率
Table A2　Initial power outputs of units

序号	1	2	3	4	5	6
功率(MW)	100.00	94.45	80.00	101.55	152.50	51.49

表 A3 系统负荷数据
Table A3　Load data of system

时段 t	t_o	t_o+1	t_o+2	t_o+3	t_o+4	t_o+5	t_o+6
负荷(MW)	600	640	700	740	770	790	760

A2　算例 1

算例 1 对比传统动态经济调度模型与本文模型对测试系统调度结果的差异。表 A4 给出了采用传统模型进行调度，备用容量取在线最大机组容量 210MW 时的调度结果。

表 A4　传统模型调度结果

Table A4　Result with conventional dynamic ecomomic dispatch model

t	p_1^t (MW)	p_2^t (MW)	p_3^t (MW)	p_4^t (MW)	p_5^t (MW)	p_6^t (MW)	r_1^t (MW)	r_2^t (MW)	r_3^t (MW)	r_4^t (MW)	r_5^t (MW)	r_6^t (MW)
t_o	100.00	101.49	80.00	110.16	152.50	55.85	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00
t_o+1	100.00	112.74	88.02	123.91	152.50	62.83	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00
t_o+2	100.00	128.45	103.38	143.11	152.50	72.56	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00
t_o+3	100.00	141.20	115.84	150.00	152.50	80.46	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00
t_o+4	100.00	150.00	128.81	150.00	152.50	88.69	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00
t_o+5	100.00	150.00	147.50	150.00	152.50	90.00	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00
t_o+6	100.00	148.90	123.37	150.00	152.50	85.23	0.00	50.00	52.50	50.00	27.50	30.00

与表 A4 结果相对应，图 A1 给出了此时系统各个时段的 EDNS 指标值。从图中可以看出，采用传统模型得到的调度结果，其 EDNS 值在各个时段存在较大差异，并且，EDNS 的变化趋势与负荷变化相同。该结果与实际情况是符合的，相同的备用容量在系统承担负荷较少时，系统运行的可靠程度必然较系统承担负荷多时高。

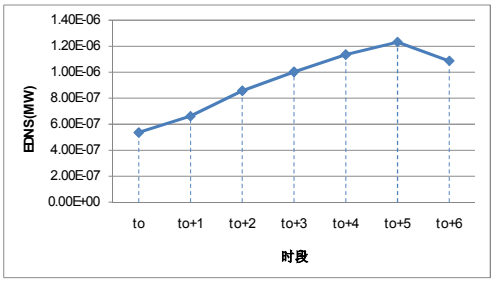

图 A1 各时段 EDNS 指标

Fig.A1　EDNS in different time intervals

为与传统调度模型比较，表 A5 给出了采用本文模型在 EDNS 限值为 1.23×10^{-6}MW（图 A1 中 EDNS 的最大值）时的调度结果。

表 A5 本文模型调度结果

Table A5　Result with proposed dynamic economic dispatch model

t	p_1^t (MW)	p_2^t (MW)	p_3^t (MW)	p_4^t (MW)	p_5^t (MW)	p_6^t (MW)	r_1^t (MW)	r_2^t (MW)	r_3^t (MW)	r_4^t (MW)	r_5^t (MW)	r_6^t (MW)
t_o	100.00	98.98	80.00	108.36	158.36	54.30	0.00	50.00	52.50	50.00	21.64	30.00
t_o+1	100.00	107.34	82.73	117.31	173.14	59.50	0.00	50.00	52.50	50.00	6.86	30.00
t_o+2	100.00	121.948	97.02	132.50	180.00	68.53	0.00	50.00	52.50	50.00	0.00	30.00
t_o+3	100.00	132.50	115.04	132.50	180.00	80.00	0.00	50.00	52.50	50.00	0.00	30.00
t_o+4	100.00	138.54	129.71	138.54	173.96	89.25	0.00	50.00	52.50	50.00	6.04	30.00
t_o+5	100.00	145.00	142.50	145.00	167.50	90.00	0.00	50.00	52.50	50.00	12.50	30.00
t_o+6	100.00	136.50	124.83	136.50	176.00	86.16	0.00	50.00	52.50	50.00	4.00	30.00

通过对比表 A4 与表 A5 结果，可以看出，表 A5 所得调度结果的经济性优于表 A4 结果（表 A4 中 7 个时段的总成本为 48497.6 元，表 A5 中对应成本为 48159.1 元）。这是因为采用等响应风险动态经济调度，在负荷需求较低时，满足 EDNS 指标在 1.23×10^{-6}MW 内需要的备用量小于 210MW，备用需求减小增加了系统运行的经济性（需要注意的是，当系统负荷降低到一定程度，如 t_0 至 t_0+3 时段，系统的响应风险约束成为松约束，系统的备用容量由系统的最优运行状态决定，此时，可能会出现备用容量反而增加的情况，但该备用容量的增加不会导致系统发电成本的增加）。

A3　算例 2

EDNS 限值不同对应系统的备用需求不同，从而会导致系统的发电成本不同。算例 2 对测试系统在不同 EDNS 限值下系统的备用容量以及发电成本进行了计算。表 A6 给出了不同 EDNS 限值时系统各时段所配置的备用容量，与此相对应，图 A2 给出了不同 EDNS 限值时，系统发电成本的变化情况。图、表中的+∞均表示 EDNS 无限大即无备用约束的情况。

表 A6 不同 EDNS 限值下系统备用容量配置情况
Table A6　Spinning reserve with different EDNS upper limits

EDNS（MW）	系统备用（t_0时段，MW）	系统备用（t_0+1 时段，MW）	系统备用（t_0+2 时段，MW）	系统备用（t_0+3 时段，MW）	系统备用（t_0+4 时段，MW）	系统备用（t_0+5 时段，MW）	系统备用（t_0+6 时段，MW）
1.23E-06	204.14	189.36	182.50	182.50	188.54	195.00	186.50
1.00E-05	204.14	192.45	182.50	182.50	188.14	194.57	186.11
1.00E-04	206.82	192.45	182.50	182.50	183.92	190.08	182.50
1.00E-03	202.63	192.45	182.50	182.50	175.79	172.08	178.99
+∞	202.63	189.36	182.50	182.50	175.79	169.39	178.99

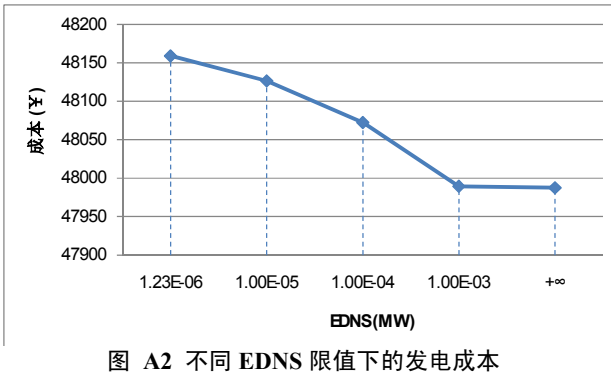

图 A2 不同 EDNS 限值下的发电成本
Fig.A2　Costs with different EDNS upper limits

从表 A6 可以看出，随着系统运行可靠性要求的降低，系统的备用容量需求不断减少，与此相对应，从图 A2 中可以看出，系统发电成本也随之不断减小，在不计备用约束时，系统发电成本降到最小。仔细观察可以发现，当系统要求的 EDNS 指标为 1×10^{-3}MW 时，系统的备用容量、发电成本与不计备用约束时系统的备用容量、发电成本非常接近，这是因为不计备用约束时，系统各时段的 EDNS 值已经接近 1×

10^{-3}MW，见表 A7。

表 A7　不计备用约束时系统各时段 EDNS 值
Table A7　EDNS without considering spinning reserve constraints

时段	t_o	t_o+1	t_o+2	t_o+3	t_o+4	t_o+5	t_o+6
EDNS(MW)	5.78×10^{-7}	7.91×10^{-7}	1.91×10^{-5}	1.47×10^{-4}	6.45×10^{-4}	1.20×10^{-3}	4.01×10^{-4}

EDNS 限值的减小会导致系统发电成本的增加，而与此同时，又能使系统的运行可靠性提高，用户失负荷损失减少。统筹考虑两者之间的关系可以用来确定系统的EDNS限值即系统需维持的最佳可靠性水平。

A4 算例 3

算例 3 对系统备用需求随机组故障率的变化情况进行了测试。设系统所有机组的故障率为原来的 1/10，对算例 1 重新计算，得到调度结果如表 A8 所示。

表 A8 机组可靠性提高后的调度结果
Table A8　Result with higher unit reliability

t	p_1^t (MW)	p_2^t (MW)	p_3^t (MW)	p_4^t (MW)	p_5^t (MW)	p_6^t (MW)	r_1^t (MW)	r_2^t (MW)	r_3^t (MW)	r_4^t (MW)	r_5^t (MW)	r_6^t (MW)
t_o	100.00	98.98	80.00	108.36	158.36	54.30	0.00	50.00	52.50	50.00	21.64	30.00
t_o+1	100.00	107.48	82.87	120.05	170.05	59.56	0.00	50.00	52.50	50.00	9.95	30.00
t_o+2	100.00	121.95	97.02	132.50	180.00	68.53	0.00	50.00	52.50	50.00	0.00	30.00
t_o+3	100.00	132.50	114.30	133.72	180.00	79.48	0.00	50.00	52.50	50.00	0.00	30.00
t_o+4	100.00	137.97	129.31	139.18	174.53	89.00	0.00	50.00	52.50	50.00	5.47	30.00
t_o+5	100.00	144.39	141.89	145.61	168.11	90.00	0.00	50.00	52.50	50.00	11.89	30.00
t_o+6	100.00	135.94	124.44	137.15	176.57	85.91	0.00	50.00	52.50	50.00	3.43	30.00

对比表 A8 与表 A5 可以看出，表 A8 结果对应的备用容量配置相对较少，因此，其运行成本较小（节省 11.91 元），这需归功于机组故障率的降低，使得相同 EDNS 限值下系统所需备用容量减少，从而系统运行的经济性得到加强。机组故障率的降低所产生的经济效益与降低机组故障率所需投入的维护、检修费用的挤兑作用可用来确定机组应维持的最佳故障率。

A5 计算效率

最后，本文在同一计算机上采用分支定界法对本文算例 1 进行了解算，并与本文求解方法的计算时间进行比较。采用分支定界法直接求解模型用时 157s，而本文采用解耦原-对偶内点法求解转化后的非整数二次优化问题用时 19s。另外，在 EDNS 指标发生改变时，分支定界算法的计算时间波动较大，而采用本文方法波动并不明显。