

充分发挥火电系统深度变负荷能力的 风火电动态经济调度

高云龙, 闫鹏

(厦门大学航空航天学院, 福建省 厦门市 361005)

Dynamic Economic Dispatch of Wind Power Integrated System With Fully Developed Supply Responses of Thermal Units

GAO Yunlong, YAN Peng

(School of Aerospace Engineering, Xiamen University, Xiamen 361005, Fujian Province, China)

ABSTRACT: Some researchers analyzed the traditional discrete-time scheduling model, and pointed out that the upper and lower bounds of spinning reserve offered by thermal units are unreachable. We further find that the upper and lower bounds of spinning reserve modeled in the discrete-time scheduling model are too strict in some situation. In order to solve this problem, we analyzed the thermal units supply responses based on the continuous time scheduling. And then a stochastic scheduling model of wind & thermal power joint operation was established in consideration of the thermal units supply responses. Simulation results show the new model can effectively cope with random fluctuation characteristics of wind power output, take full advantage of the supply responses of thermal units, and save more cost while guaranteeing the system reliability.

KEY WORDS: wind power; power supply response; spinning reserve; continuous-time scheduling model

摘要:已有文献分析了传统的离散时间调度模型,并指出这类调度模型存在备用容量上、下限不可达的问题。该文进一步指出这类调度模型中存在备用容量上、下限约束过于严格、限制机组的深度变负荷能力的不足。以连续时间调度模型为基础,建立了充分发挥机组深度变负荷能力的风火电联合随机调度模型。仿真实验结果表明,这种含风电场的电力系统动态经济调度模型能有效应对风电出力的随机波动性特征,充分发挥机组深度变负荷能力,在保证系统可靠性的前提下能节省更多的成本。

关键词: 风电; 变负荷能力; 备用容量; 连续时间调度模型

基金项目: 国家自然科学基金项目(61203176); 福建省自然科学基金项目(2013J05098, 2016J01756)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China(61203176); Project Supported by National Natural Science Foundation of Fujian Province(2013J05098, 2016J01756)。

0 引言

根据中国风电发展目标所设定的路线图,到2050年满足17%的电力需求,成为中国的五大电源之一^[1]。随着风电并网规模的扩大,风电的随机性、波动性、间歇性对电力系统安全稳定运行带来了新的挑战。在电力系统优化调度中,如何有效地应对风电的不稳定性成为目前的研究热点。

文献[2-3]在模型中引入了正负旋转备用约束,以应对风电功率预测误差对电力系统调度带来的影响。文献[4]将风电的波动性和随机性作为一种惩罚量引入到风电的成本模型中来平衡风电调度的经济性和安全性。文献[5]根据风力发电机的出力特点,提出考虑风电穿透功率的增减出力旋转备用量化模型。文献[6]采用机会约束规划建立了考虑系统运行风险的动态经济调度模型,将风电场出力及负荷视为随机变量以概率的形式体现出系统运行的风险程度。文献[7-10]通过利用储能系统具有对功率和能量的时间迁徙能力来应对风电功率预测误差,从而保障电力系统安全稳定运行。文献[11]引入了冲激函数的概念,建立了含风电场有功出力的概率解析模型,并在模型中加入了风电场功率不足概率成本和风电场功率盈余概率成本。文献[12-14]综合考虑发用电侧资源,将分时电价和可中断负荷这两种需求响应措施融入电力系统调度模型,用于应对风电的反调峰特性和间歇性。

尽管上述研究结果,在一定程度上克服了风电出力的不确定性对电力系统带来的影响,提高了整个电力系统对风电的消纳能力。但是这些研究,在

建模过程中忽略了常规发电机组调度计划的可实现性^[15-17]。对于电力系统优化与调度问题,文献[15]指出目前广泛采用的建模方式是将时间离散化,在一个调度时段内,假设系统需求为恒定值,用生产设备的平均生产量满足这一时段恒定的需求。文献[16]把这类调度模型称作离散时间调度模型。这种离散时间的建模方式,忽略了机组出力的连续时间变化特征,存在机组输出功率可以发生瞬时突变的假设前提。这一假设前提下,无疑扩大了机组的快速变负荷能力,容易造成调度计划存在无法精确实现的可能性,即存在能量不可交付性;进而在文献[17]对机组可以提供的备用容量上、下限进行了分析,并指出离散时间调度模型中,存在备用容量上、下限不可达的问题,即对机组可以提供的备用容量上、下限约束建模过于宽松。本文进一步发现在离散时间调度模型中,除了存在对机组可以提供的备用容量上、下限约束过于宽松,同时有些调度时段也存在对机组可以提供的备用容量上、下限约束过于严格的情况。

在电力系统优化与调度过程中,通常备用指的是旋转备用,由当前正在运行的、具有剩余发电能力的机组提供,被用作帮助电力系统克服较大预测误差和发电机组非计划退出所带来的困难,从而保证系统的安全性。在调度过程中,对机组可以提供的备用容量上、下限约束过于宽松,即备用容量上、下限不可达,会造成调度过程中存在备用调度计划无法精确实现的可能性,这对系统的安全性带来隐患;而在调度过程中,对机组可以提供的备用容量上、下限约束过于严格,显然降低了机组变负荷的深度,不易充分发挥机组的剩余发电能力,这显然影响到了整个系统运行的经济性。

另外,目前大部分离散时间调度模型中,都是“以用定备”的方式确定调度过程中所需的备用容量,即根据系统的安全性需求确定备用容量的大小。这种备用容量的确定和使用方式,无法充分发挥现有系统的发电能力,容易造成系统剩余发电能力的浪费。挖掘并充分利用系统运行机组的剩余发电能力,对新能源并网消纳和持续健康发展具有重要意义。本文在调度过程中,针对具有随机不确定性新能源发电,采用“以备定用”的方式,即首先研究运行机组的剩余发电能力。而后基于机组的剩余发电能力,考虑了新能源发电的随机波动特征,在保证系统一定安全性的前提下,确定此时系统对新能源发电的消纳容量。即通过充分发挥系统运行

机组的剩余发电能力提高现有系统对新能源发电的并网消纳能力。

基于上述思路,本文将系统运行机组的剩余发电能力分别用作两类不同类型的备用,一类被用作保证系统安全性的备用,采用“以用定备”的方式确定备用容量;另一类被当做新能源发电中的可控部分,和具有不确定性和大幅度波动特征的新能源发电打包,并且在调度过程中,被当做新能源发电中的部分可控能源进行调度。基于这两种不同类型的备用,对备用约束进行建模。

1 建模

1.1 基于机会约束的系统备用约束建模

基于机会约束^[18]的传统含风电的电力系统,在经济调度建模过程中,为了确保安全性,对于风电场的出力,通常要求满足如下概率关系:

$$P\{w_k \geq p_{w,k}\} \geq \rho \quad (1)$$

式中 $p_{w,k}$ 为风电场的计划出力; w_k 表示第 k 个时段风电的实际出力。此式可以保证计划出力比实际出力小的概率大于等于基于安全性而设定的参数 ρ 。在实际调度过程中,如果实际出力 w_k 比计划出力 $p_{w,k}$ 大,可以通过弃风或者储能技术以保证系统的安全性。但是如果计划出力比实际出力大,此时需要调用系统备用,以补足风电出力不足而造成的功率缺额,从而实现负载实时平衡。

对于一个含有风电和火电的电力系统而言,如果实际运行的火电机组除了提供备用外还剩余大量快速深度变负荷能力,那么这种调度方式,根本无法利用实际运行机组的这种发电能力;当风电场的实际出力大于计划出力时,这种调度方式会造成风电场的弃风。综上所述,这种调度方式,在实际运行机组尚且具有快速深度变负荷能力的情况下,仍然发生弃风现象,整个系统运行的经济性差。而且由于负载平衡的约束,当调度过程中风电计划出力水平较低时,当前运行的火电机组计划出力较高。由于机组能够提供的能量和备用的耦合关系,火电机组计划出力较高的条件下会降低机组的备用提供量,因此这种调度模型进一步降低整个系统运行的经济性。为了解决这些问题,本文采用下面所述的方法对备用约束进行建模。

针对风电出力而言,为了保证系统的安全性,在调度过程中需要满足如下约束条件:

$$P\{w_k + r_{w,k,1}^{\text{up}} \geq p_{w,k}\} \geq \rho \quad (2)$$

$$0 \leq p_{w,k} \leq w_{\max} \quad (3)$$

式中 w_k 的分布可由预测得到, w_{\max} 表示风电场的装机容量; ρ 为基于安全性而设定的一个置信水平。 $r_{w,k,1}^{\text{up}}$ 在本文中, 定义为调度过程中所需要的第一种类型的上备用, 文中把这种类型的备用称作为补偿型备用, 由当前正在运行机组的富余发电能力提供, 被系统调用以补足风电实际出力与调度计划所存在的差额。公式(2)的含义是为了保证系统的安全性, 需要风电机组的实际出力和系统富余的发电能力之和大于风电场的计划出力的概率为 ρ 。本文中把公式(2)称作为“以备用”的风电场出力调度建模方式。在公式(2)中, 由于机组具有 $r_{w,k,1}^{\text{up}}$ 的富余的发电能力, 这部分发电能力可控性高, 可以短时间内补足风电实际出力与调度计划所存在的功率差额。正是有了这部分富裕发电能力, 在实际调度过程中, 可以根据这部分富裕发电能力的大小, 在系统的安全性需求约束下, 确定系统计划调度的风电出力 $p_{w,k}$ 。

与常规调度模型中风电约束 $P\{w_k \geq p_{w,k}\} \geq \rho$ 相比, 公式(2)引入了机组的富余发电能力。即使发生 $w_k \leq p_{w,k}$, 机组的富余发电能力能够迅速补充风电实际出力与调度计划的功率差额, 保证系统中 $w_k + r_{w,k,1}^{\text{up}} \geq p_{w,k}$ 的概率大于 ρ 。即新的模型约束保证系统和传统的调度模型处于同一安全水平。这样一来: 1) 提高系统对规模化新能源的消纳能力, 从而降低了系统的发电成本; 2) 挖掘并充分利用了系统运行机组的剩余发电能力。

另外为了保证系统的安全性, 调度过程中还需要第二种类型的备用, 文中把这类备用称作为安全型备用, 由当前正在运行机组的富余发电能力提供, 被系统调用以应对风电出力的随机性对系统的影响。文中对这部分备用容量约束, 采用了“以用定备”的备用容量大小的确定方式。目前存在大量的备用容量大小的确定方式, 为了便于比较和描述方便, 本文将需要的上、下旋转备用定义为 $r_{w,k,2}^{\text{up}}$ 和 $r_{w,k,2}^{\text{down}}$, 且有 $r_{w,k,2}^{\text{up}} = u_s \% p_{w,k}$, $r_{w,k,2}^{\text{down}} = d_s \% p_{w,k}$, $u_s\%$ 和 $d_s\%$ 分别表示为风电波动对上下旋转备用的需求。

对于整个电力系统, 计算总备用需求时, 需要同时考虑安全型与补偿型备用, 此时系统的上、下旋转备用约束为:

$$P\left\{\sum_{i=1}^I r_i^{\text{up}}(k) \geq p_L(k) + r_{w,k,1}^{\text{up}} + r_{w,k,2}^{\text{up}}\right\} \geq \eta_1 \quad (4)$$

$$P\left\{\sum_{i=1}^I r_i^{\text{down}}(k) \geq r_{w,k,2}^{\text{down}}\right\} \geq \eta_2 \quad (5)$$

式中 $r_i^{\text{up}}(k)$ 和 $r_i^{\text{down}}(k)$ 表示机组 i 在 k 时段提供的上、下旋转备用, 单位为 MW; $u_s\%$ 和 $d_s\%$ 分别表示为风电波动对上下旋转备用的需求; η_1 和 η_2 为事先给定的置信水平; $p_L(k)$ 为第 k 个时段的负荷备用需求。

假设第 k 个调度时段风电出力其服从 Beta 分布^[19-21], 则第 k 个调度时段风电出力概率密度函数为:

$$f_{X_k}(x_k) = \begin{cases} \frac{1}{B(\alpha_k, \beta_k)} x_k^{\alpha_k-1} (1-x_k)^{\beta_k-1}, & 0 < x_k < 1 \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (6)$$

式中随机变量 X_k 表示归一化后的风电出力, 满足 $X_k = w_k / w_{\max}$, $X_k \in [0, 1]$, $B(\alpha_k, \beta_k)$ 是 Beta 函数, 其中 α_k 和 β_k 为 Beta 函数的两个参数, 且有 $B(\alpha_k, \beta_k) = \int_0^1 u_k^{\alpha_k-1} (1-u_k)^{\beta_k-1} du_k$, 其中 $\alpha_k > 0$, $\beta_k > 0$ 。

根据第 k 个调度时段风电出力归一化的均值 μ_k 和标准差 σ_k 的预测结果, X_k 的均值 $E(X_k)$ 和方差 $D(X_k)$, 由下式(7)和(8)求得 α_k 和 β_k 。

$$E(X_k) = \frac{\mu_k}{w_{\max}} = \frac{\alpha_k}{\alpha_k + \beta_k} \quad (7)$$

$$D(X_k) = \left(\frac{\sigma_k}{w_{\max}}\right)^2 = \frac{\alpha_k \beta_k}{(\alpha_k + \beta_k)^2 (\alpha_k + \beta_k + 1)} \quad (8)$$

记 X_k 得累计概率分布函数为 $F_{X_k}(x_k)$, 可根据概率密度 $f_{X_k}(x_k)$ 推导可得

$$F_{X_k}(x_k) = \begin{cases} 0, & -\infty < x_k \leq 0 \\ \frac{\int_0^{x_k} u_k^{\alpha_k-1} (1-u_k)^{\beta_k-1} du_k}{B(\alpha_k, \beta_k)}, & 0 < x_k < 1 \\ 1, & x_k \geq 1 \end{cases} \quad (9)$$

记 w_k 的分布函数为 $F_{W_k}(w_k)$, 根据 $F_{X_k}(x_k)$ 可推导得到

$$F_{W_k}(w_k) = P\{W_k \leq w_k\} = P\{w_{\max} X_k \leq w_k\} = F_{X_k}(w_k / w_{\max}) \quad (10)$$

基于(9)式, 式(1)变为:

$$P\{(w_k + r_{w,k,1}^{\text{up}}) \geq p_{w,k}\} \geq \rho \Rightarrow P\{w_k \geq (p_{w,k} - r_{w,k,1}^{\text{up}})\} \geq \rho \Rightarrow P\left\{\frac{w_k}{w_{\max}} \geq (p_{w,k} - r_{w,k,1}^{\text{up}}) / w_{\max}\right\} \geq \rho \Rightarrow r_{w,k,1}^{\text{up}} \leq p_{w,k} \leq w_{\max} F_{X_k}^{-1}(1-\rho) + r_{w,k,1}^{\text{up}} \quad (11)$$

其中 $F_{X_k}^{-1}(1-\rho)$ 为分布函数的上侧分位数。

1.2 机组的深度变负荷能力分析

安排适当容量的备用，能够帮助电力系统克服较大预测误差和发电机组非计划退出所带来的困难。因此备用调度计划是否精确可实现关系到系统的安全性。虽然文献[17]举例说明了传统的电力系统优化与调度建模过程中，存在爬坡率可以发生瞬时突变的假设前提，这一假设前提扩大了机组的负荷响应能力，容易造成实际调度过程中，机组的旋转备用容量上、下限不可达。并且文献[17]给出了备用容量上、下限精确可达的计算方式，这一研究结果对系统的安全性具有重要意义。本文直接引入文献[17]中定理 1 给出的调度时段内精确可达的旋转备用容量上下限计算方式如下：

定理 1 对于机组 i 在 k 时段内的任意一个完全可实现的输出功率 $g_i(t)$ 其中 $(k-1) \cdot \tau \leq t \leq k \cdot \tau$ ，机组 i 在该时段内可以提供的精确可达的旋转备用容量上、下限为：

$$\begin{cases} r_{i,\max}^{\text{up}}(k) = \min\{g_i[(k-1) \cdot \tau] + \tau \cdot \Delta_i, \\ P_{\max,i}\} - g_i(k \cdot \tau) \\ r_{i,\max}^{\text{down}}(k) = g_i(k \cdot \tau) - \max\{g_i[(k-1) \cdot \tau] - \\ \tau \cdot \Delta_i, P_{\min,i}\} \end{cases} \quad (12)$$

其中 Δ_i 为机组的爬坡率上限，用来表示机组的最大升、降负荷能力； $g_i(t)$ 表示机组 $i(i=1,2,\dots,I)$ 在 t 时刻的输出功率，单位为 MW； $u_i(t)$ 表示机组 i 在 t 时刻的输出功率变化率，单位为 MW/h； $p_i(k)$ 表示机组 i 在 k 时段($k=1,2,\dots,K$)的发电量，单位为 MW·h。 $g_i(t), u_i(t), p_i(k)$ 满足如下积分关系：

$$g_i(t) = g_i(0) + \int_0^t u_i(\zeta) d\zeta, \quad \forall t \in [0, K\tau] \quad (13)$$

$$p_i(k) = \int_{(k-1)\tau}^{k\tau} g_i(t) dt \quad (14)$$

虽然定理 1 给出的调度时段内旋转备用容量上、下限精确可达。与传统的电力系统优化与调度对备用容量上、下限计算方法相比，我们发现传统的备用容量上、下限计算方法，除了文献[17]指出来的“实际调度过程中，某些调度时段机组的旋转备用容量上、下限不可达”，还存在对某些调度时段，机组可以提供的备用容量上、下限约束过于严格的现象。这一现象容易造成调度过程中，不利于充分发挥机组的变负荷能力。为了说明问题，下面对旋转备用容量上、下限约束过于严格举例说明。

考虑这样一台机组，最小发电功率为 150 MW，最大发电功率为 450 MW，最大爬坡速率为

120 MW/h。假定每个调度时段为 1 小时，该机组在当前时段起点时刻输出功率为 350 MW，如图 1 中 B 点所示。假设当前时段该机组的计划能量输出为 380 MW·h。为了满足计划能量输出，机组的出力方式为从起点时刻以最大爬坡速率爬升，当达到调度时段中点时，机组出力以最大爬坡速率下降，此时机组在该调度时段内的出力方式如图 1 中 BCD 所示。

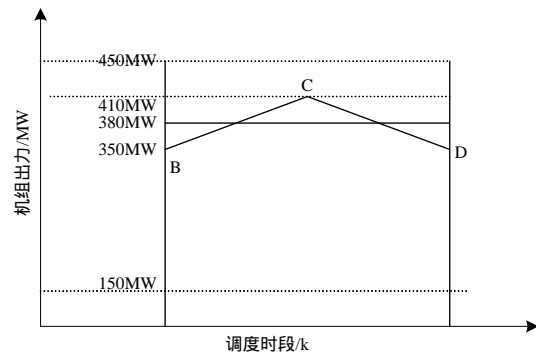


图 1 机组的输出功率与电量

Fig. 1 power and generation output of thermal unit

按照本文符号系统，离散时间调度模型中机组在一个调度时段内可以提供的旋转备用容量上、下限计算方法如下：

$$\begin{cases} r_{i,\max}^{\text{up}}(k) = \min[P_{i,\max} - p_i(k) / \tau, \tau \cdot \Delta_i] \\ r_{i,\max}^{\text{down}}(k) = \min[\frac{p_i(k)}{\tau} - P_{i,\min}, \tau \cdot \Delta_i] \end{cases} \quad (15)$$

其中 $p_i(k)/\tau$ 为机组 i 在第 k 个调度时段内的平均功率， τ 表示调度时段的时常。 $P_{i,\max}$ 和 $P_{i,\min}$ 表示机组 i 的输出功率上、下限。根据公式(15)可以得到调度时段内机组 i 能够提供的旋转备用容量上限 $r_{i,\max}^{\text{up}}(k)$ 为：

$$r_{i,\max}^{\text{up}}(k) = \min[(450 - 380), 120] = 70 \quad (16)$$

而根据公式(12)可以得到调度时段内机组能够提供的旋转备用容量上限 $r_{i,\max}^{\text{up}}(k)$ 为：

$$r_{i,\max}^{\text{up}}(k) = \min[(350 + 120), 450] \text{MW} - 350 \text{MW} = 100 \text{MW} \quad (17)$$

与公式(12)给出的备用容量上下限计算方式比较而言，公式(15)给出的备用容量上下限计算方式，忽略了机组输出功率随时间连续变化的特性，从而造成公式(15)给出的备用容量上、下限定义不严格。同理可以举例说明(15)式定义的旋转备用容量下限 $r_{i,\max}^{\text{down}}(k)$ 存在定义不严格的情况。

综合文献[17]的结论和上面的例子，我们可以得出：传统的电力系统优化与调度建模过程中，对

机组的备用容量上下限约束不严格，存在下面两种现象：1) 备用容量上、下限不可达，即备用容量上、下限过于宽松；2) 备用容量上、下限约束过于严格。当备用容量上、下限不可达容易造成调度过程中，备用调度计划无法精确实现；而备用容量上、下限约束过于严格，在调度过程中不利于充分发挥机组的深度变负荷能力，造成发电设备的浪费。

1.3 充分发挥运行机组深度变负荷能力的火电联合调度模型

从上面 1.2 节的分析与举例说明过程中可以发现，要想提高系统的安全性，充分发挥机组的富余发电能力，需要考虑机组出力的连续性，严格定义机组可以提供的备用容量上下限。建立连续时间调度模型是解决该问题的有效途径。文献[16]详细分析了连续时间生产制造系统优化调度问题，并将单台生产设备在各时段的产量上、下限可表示为该设备在相应时段初、末时刻生产率的二元函数。如果用 $g_{i,k-1}$ 表示 $g_i[(k-1) \cdot \tau]$ 用 $g_{i,k}$ 表示 $g_i(k \cdot \tau)$ ，则本文可以直接将该结论引用如下。

定理 2 设 $p_i(k)$ 、 $g_i(t)$ 、 $u_i(t)$ 满足式(14)、(15)。且 $-\Delta_i \leq u_i(t) \leq \Delta_i$ ， $P_{\min,i} \leq g_i(t) \leq P_{\max,i}$ ，则有下述结论成立：

$$|g_{i,k} - g_{i,k-1}| \leq \Delta_i \cdot \tau \quad (18)$$

$$\underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \leq p_i(k) \leq \bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \quad (19)$$

式中的 $\underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k})$ 、 $\bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k})$ 表示在第 k 段起点与终点时刻输出功率已知的情况下，该段能量输出上、下限。解析表达式如下：

$$\begin{aligned} \underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) = & \begin{cases} \frac{(g_{i,k-1} - P_{\min,i})^2 + (g_{i,k} - P_{\min,i})^2}{2\Delta_i} + P_{\min,i} \cdot \tau, \\ g_{i,k-1} + g_{i,k} < 2P_{\min,i} + \Delta_i \tau \\ \frac{(g_{i,k-1} - g_{i,k})^2}{4\Delta_i} + \frac{\tau}{2} \cdot (g_{i,k-1} + g_{i,k}) - \frac{\Delta_i \tau^2}{4}, \\ g_{i,k-1} + g_{i,k} \geq 2P_{\min,i} + \Delta_i \tau \end{cases} \quad (20) \\ \bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) = & \begin{cases} \frac{(P_{\max,i} - g_{i,k-1})^2 + (P_{\max,i} - g_{i,k})^2}{2\Delta_i} + P_{\max,i} \cdot \tau, \\ g_{i,k-1} + g_{i,k} \geq 2P_{\max,i} - \Delta_i \tau \\ \frac{(g_{i,k-1} - g_{i,k})^2}{4\Delta_i} + \frac{\tau}{2} \cdot (g_{i,k-1} + g_{i,k}) + \frac{\Delta_i \tau^2}{4}, \\ g_{i,k-1} + g_{i,k} < 2P_{\max,i} - \Delta_i \tau \end{cases} \quad (21) \end{aligned}$$

式(19)给出的 $p_i(k)$ 的上、下界是可以达到的，

即分别存在适当的生产率函数 $g_i(t)$ 和生产率变化率函数 $u_i(t)$ 使得(20)、(21)中的两个不等式成为等式。

基于定理 1 和定理 2，结合本文 1.1 节给出的基于机会约束规划的备用约束建模方式，本文中充分发挥运行机组快速变负荷能力的火电联合调度这样一个，含有概率约束的连续时间随机调度问题，直接建模为如下数学规划问题。为了方便描述与分析，本文中对备用约束，采用机会约束规划建模，同时文中暂未引入描述机组开、关机状态的离散决策变量和约束。但是本文主要目的是分析目前建模方法中所存在的问题和充分发挥运行机组的剩余发电能力建模方法，该模型具有良好的可扩展性。

本文以购买电能与备用费用最小为目标，购买模型如下：

$$\min_{r_i^{\text{up}}(k), r_i^{\text{down}}(k), p_i(k)} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I [C(p_i(k)) + \bar{q}_i r_i^{\text{up}}(k) + q_i r_i^{\text{down}}(k)] \quad (22)$$

式中： k 为调度时段编号， $k=1, 2, \dots, K$ ； i 为机组编号， $(i=1, 2, \dots, I)$ ； $C(p_i(k))$ 机组 i 在 k 时段发电量为 $p_i(k)$ 时的报价，假定报价仅与产量有关，单位为 $\$/\text{MW}$ ； $r_i^{\text{up}}(k)$ 和 $r_i^{\text{down}}(k)$ 表示机组 i 在 k 时段提供的上、下旋转备用，单位为 MW ； \bar{q}_i 和 q_i 表示机组 i 在 k 时段的上、下旋转备用的报价，单位为 $\$/\text{MW}$ 。

目标函数的约束条件包括：

1) 系统负载平衡约束。

$$\sum_{i=1}^I p_i(k) + p_{w,k} = D(k) \quad (23)$$

2) 系统备用约束。

基于 1.1 节和 1.2 节的分析结果，本文在调度建模过程中，1) 需要考虑备用调度计划的精确可实现以保证系统的安全性；2) 需要充分发挥正在运行机组的快速变负荷能力，以提高现有系统对具有不确定性和大幅度波动特征的清洁能源的补充和支撑能力。基于定理 1，结合 1.1 节中，基于机会约束的系统备用约束建模方法，本文中对备用容量约束定义为：

$$\sum_{i=1}^I r_i^{\text{up}}(k) \geq p_L(k) + r_{w,k,1}^{\text{up}} + u_s \% F_{P_w}^{-1}(\eta_1) \quad (24)$$

$$\sum_{i=1}^I r_i^{\text{down}}(k) \geq d_s \% F_{P_w}^{-1}(\eta_2) \quad (25)$$

$$0 \leq r_i^{\text{up}}(k) \leq r_{i,\max}^{\text{up}}(k) \quad (26)$$

$$0 \leq r_i^{\text{down}}(k) \leq r_{i,\text{max}}^{\text{down}}(k) \quad (27)$$

式中 $r_{i,\text{max}}^{\text{down}}(k), r_{i,\text{max}}^{\text{up}}(k)$ 由式(12)确定。

3) 风电场出力约束。

$$r_{w,k,1}^{\text{up}} \leq p_{w,k} \leq w_{\text{max}} F_{X_k}^{-1}(1-\rho) + r_{w,k,1}^{\text{up}} \quad (28)$$

$$0 \leq p_{w,k} \leq w_{\text{max}} \quad (29)$$

4) 常规机组功率上、下限约束。

$$P_{\text{min},i} \leq g_i[(k-1) \cdot \tau] \leq P_{\text{max},i} \quad (30)$$

5) 爬坡率约束。

$$|g_i(k \cdot \tau) - g_i[(k-1) \cdot \tau]| \leq \Delta_i \cdot \tau \quad (31)$$

6) 能量上、下限约束。

$$\underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \leq p_i(k) \leq \bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \quad (32)$$

其中 $\underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}), \bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k})$ 由式(20)与式(21)定义。

7) 调度初始时刻机组出力水平约束。

$$g_i(0) = g_{i,0}^* \quad (33)$$

除了上面所介绍的约束条件外,本模型还包含一些等式约束:(12)、(20)和(21),这些等式在上两节已经做了详细介绍,此处就不再一一赘述。

基于式(22) - (33),在风电出力服从 Beta 分布的条件下,基于机会约束规划、定理 1 和定理 2,将充分发挥运行机组快速变负荷能力的风火电联合调度,这类连续时间随机调度模型建模为离散时间确定性模型的方法,从而极大地降低了问题的复杂性。

2 应用示例

为了验证本文模型的合理性,采用 8 台火电机组和 1 个风电场组成的电力系统作为测试对象进行实验仿真。电力系统的总成本由式(34)定义,其中常规机组的发电成本作为调度时段内平均功率的函数进行计算。

$$C(p_i(k)) = a_i(p_i(k)/\tau)^2 + b_i(p_i(k)/\tau) + c_i \quad (34)$$

上式中 a_i, b_i, c_i 为机组发电成本系数,在文献[16]的表 1 和表 2 中列出了各机组的主要参数及系统负荷需求。电力系统的上下旋转备用需求均为各调度时段系统负荷需求的 5%。风电场的额定功率为 200MW,文献[19]中的表 1 中列出了调度周期内风电预测的均值和标准差以及参数 α_k 和 β_k 。 $p_L(k)$ 取各调度时段系统负荷需求的 5%。由于风电功率预测的准确度随着预测时间的增大而变低,将风电

预测误差对上旋备用的需求从 10% 依次增大为 30%,风电预测误差对下旋备用的需求从 30% 依次增大为 50%。

由于等式约束(11)和(12)为非线性函数,因此本文所建立的充分分发挥运行机组深度变负荷能力的风火电联合调度模型(22) - (33)为一非线性规划问题,此处 Core Duo 2.4 GHz, Windows 环境下,应用 Matlab 2013a 优化工具箱中的非线性规划方法对问题求解。

下面表 1 给出了不同置信水平下,火电机组的发电成本。当置信水平 $\rho = \eta_1 = \eta_2 = 0.9$ 时,从表 1 中可以看出在风电出力一样的情况下,即风电采用公式(1)时,在不同的爬坡水平下,常规机组在连续时间调度模型下的成本略高于离散时间调度模型下的成本,显然这一现象不是由于对模型的优化误差引起。

表 1 在不同爬坡水平下的火电机组发电成本

Tab. 1 Generation cost of thermal units under different ramp rate

模型类型	不同爬坡水平下火电机组发电成本/\$				
	$\Delta_i =$	$\Delta_i =$	$\Delta_i =$	$\Delta_i =$	$\Delta_i =$
	$5\% \cdot P_{\text{max},i}$	$4\% \cdot P_{\text{max},i}$	$3\% \cdot P_{\text{max},i}$	$2\% \cdot P_{\text{max},i}$	$1.5\% \cdot P_{\text{max},i}$
连续时间模型	637720	637723	637727	637735	637743
离散时间模型	637712	637712	637712	637712	637712

由于离散时间调度模型相对于连续时间调度模型,在机组爬坡率范围内,存在机组输出功率可以发生瞬时突变的假设前提,这一假设前提扩大机组变负荷的速度和深度,提高了机组的快速响应能力。这造成了在离散时间调度模型下产生的最优解在实际调度过程中,无法精确实现。只有当离散模型的最优解落在离散时间模型和连续时间模型的约束条件的公共区间时,连续时间模型的最优解才等于离散模型的最优解。由于离散时间调度模型约束不精确,建模不合理,扩大了机组的发电能力及响应能力,调度过程中,将更多的负荷分配中低成本机组上。而在实际调度中由于机组的相应能力限制,这些调度计划低成本机组无法精确提供,因而在连续时间调度模型中,对无法实现的这部分量再次分配到其他成本较高,具有相应能力的机组上去。因此常规机组在连续时间调度模型下的成本略高于离散时间调度模型下的成本。这一结果也间接验证了离散时间调度模型约束不精确,建模不合理,扩大了机组的发电能力及响应能力这一结论。

另外从表 1 中也可以看出不同的爬坡水平下,

常规机组在离散时间调度模型下的成本一致，而连续时间调度模型的发电成本在逐渐增加。这一现象说明只要离散时间调度模型的最优解满足机组出力的爬坡率约束，即机组相邻时段的出力发生瞬时突变的量小于机组的爬坡能力，此时机组爬坡能力的增加不会带来发电费用或者发电成本的降低。而连续时间调度模型中，机组爬坡能力的增加会使得低成本发电机组承担更大部分的发电责任，从而使发电成本随着机组爬坡能力的变化而变化。

在同样置信度条件下，采用公式(1)对风电场计划出力进行安全约束与采用公式(2)对风电场出力进行安全约束结果比较。下图 2 给出了不同置信度条件下各个调度时段的风电场发电功率。

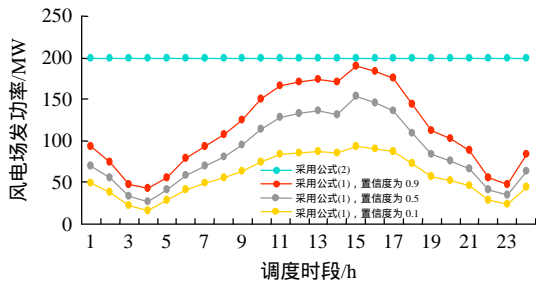


图 2 采用不同模型在不同的 ρ 下各个调度时段的风电场发电功率对比

Fig. 2 Comparison of wind power of different model in each scheduling period under different ρ

从图 2 可看出，当采用公式(1)对风电场计划出力进行安全约束时，随着风电置信水平越高，系统对可靠性的要求越高，则系统允许风电的接入量越少，整个系统的发电成本也越高。置信水平越低，系统对可靠性的要求越低，系统允许接入的风电越多，风电分担的负荷也越多，整个系统的发电成本也越低。整个系统是以降低系统的可靠性为代价，而换得更多的风电接入。

同时从图 2 可也看出，当采用公式(2)对风电场计划出力进行安全约束时，将风电置信水平从 0.1 变化到 0.9，风电仍可以以最大装机容量接入到电力系统当中。其根本原因在于，当采用公式(2)对风电场计划出力进行安全约束时，与公式(1)相比，相当于把风电出力的随机分布向右平移了 $r_{w,j,1}^{up}$ 个单位，此时采用同样的上侧分位数，公式(2)的置信度更大。即采用同样的置信度，公式(2)对风电场计划出力进行安全约束能够消纳更多的风电接入。同时由于约束条件(4)和(5)的保证，与采用公式(2)对风电场计划出力进行安全约束相比，采用公式(1)并没有降低系统的可靠性，而是充分利用了机组的富余

发电能力。

3 结论

随着新能源发电装机容量占总装机容量的比重日益增加，发挥火电机组的快速深度变负荷能力，对解决我国新能源消纳难题具有重要意义。本文的贡献在于：

1) 本文分析了现有调度模型的缺陷，指出目前调度模型中，对机组可以提供的备用容量，约束不严格，同时存在着过松和过严两种情况。

对备用约束过松，容易造成机组的备用调度计划无法精确实现；而对备用约束过严，容易造成机组的深度变负荷能力的浪费。这两种情况分别影响到系统的安全性与经济性。

2) 本文首先严格定义了机组可以精确提供的备用容量上下限，分析了机组的深度变负荷能力。基于机会约束规划，将充分发挥运行机组快速变负荷能力的风火电联合调度这样一个，含有概率约束的连续时间随机调度问题，直接建模为一个非线性规划问题。

新模型不仅克服了传统模型下的调度结果不可实现问题，能否充分发挥运行机组的富余发电能力，提高对新能源的消纳容量。基于电力系统调度的实例测试表明本文提出的建模方法非常有效。模型给出了充分发挥运行机组的深度变负荷能力，提高对新能源的消纳容量的调度方法。但是由于机组变负荷的速度有限，在风电场出力发生突变的情况下，无法快速补充风电场出力变化所造成的功率差额。因此下一步需要研究机组的快速变负荷能力。而且上述调度模型仅仅是一个理论模型，在实际调度过程中还需要考虑整个系统所允许的风电穿透功率和输电线路的功率传输极限等约束。

参考文献

[1] 国家发展和改革委员会能源研究所，国际能源署．中国风电发展路线图 2050[R]．北京：国家发展和改革委员会能源研究所，2011．
Energy Research Institute National Development and Reform Commission ,International Energy Agency .China wind roadmap 2050[R] . Beijing : Energy Research Institute National Development and Reform Commission , 2011(in Chinese) .

[2] Hetzer J , Yu D C , Bhattarai K . An economic dispatch model incorporating wind power[J] .IEEE Transactions on Energy Conversion , 2008 , 23(2) : 603-611 .

- [3] 姚瑶,于继来.计及风电备用风险的电力系统多目标混合优化调度[J].电力系统自动化,2011,35(22):118-124. Yao Yao, Yu Jilai. Multi-objective hybrid optimal dispatch of power systems considering reserve risk due to wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 118-124(in Chinese).
- [4] 周玮,彭昱,孙辉,等.含风电场的电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2009,29(25):13-18. Zhou Wei, Peng Yu, Sun Hui, et al. Dynamic economic dispatch in wind power integrated system[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 13-18(in Chinese).
- [5] 陈功贵,陈金富.含风电场电力系统环境经济动态调度建模与算法[J].中国电机工程学报,2013,33(10):27-35. Chen Gonggui, Chen Jinfu. Environmental/economic dynamic dispatch modeling and method for power systems integrating wind farms[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 27-35(in Chinese).
- [6] 刘德伟,郭剑波,黄越辉,等.基于风电功率概率预测和运行风险约束的含风电场电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2013,33(16):9-15. Liu Dewei, Guo Jianbo, Huang Yuehui, et al. Dynamic economic dispatch of wind integrated power system based on wind power probabilistic forecasting and operation risk constraints[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(16): 9-15(in Chinese).
- [7] 严干贵,刘嘉,崔杨,等.利用储能提高风电调度入网规模的经济性评价[J].中国电机工程学报,2013,33(22):45-52. Yan Gangui, Liu Jia, Cui Yang, et al. Economic evaluation on improving wind power scheduling scale by using energy storage systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 45-52(in Chinese).
- [8] 郑乐,胡伟,陆秋瑜,等.储能系统用于提高风电接入的规划和运行综合优化模型[J].中国电机工程学报,2014,34(16):2533-2543. Zheng Le, Hu Wei, Lu Qiuyu, et al. Research on planning and operation model for energy storage system to optimize wind power integration[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2533-2543(in Chinese).
- [9] 陈磊,徐飞,王晓,等.储热提升风电消纳能力的实施方式及效果分析[J].中国电机工程学报,2015,35(17):4283-4290. Chen Lei, Xu Fei, Wang Xiao, et al. Implementation and effect of thermal storage in improving wind power accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(17): 4283-4290(in Chinese).
- [10] 张新松,顾菊平,袁越,等.基于电池储能系统的功率波动平抑策略[J].中国电机工程学报,2014,34(28):4752-4760. Zhang Xinsong, Gu Juping, Yuan Yue, et al. Strategy of smoothing wind power fluctuation based on battery energy storage system[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(28): 4752-4760(in Chinese).
- [11] 翁振星,石立宝,徐政,等.计及风电成本的电力系统动态经济调度[J].中国电机工程学报,2014,34(4):514-523. Weng Zhenxing, Shi Libao, Xu Zheng, et al. Power system dynamic economic dispatch incorporating wind power cost[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(4): 514-523(in Chinese).
- [12] 王蓓蓓,刘小聪,李扬.面向大容量风电接入考虑用户侧互动的系统日前调度和运行模拟研究[J].中国电机工程学报,2013,33(22):35-44. Wang Beibei, Liu Xiaocong, Li Yang. Day-ahead generation scheduling and operation simulation considering demand response in large-capacity wind power integrated systems[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 35-44(in Chinese).
- [13] 刘文颖,文晶,谢昶,等.考虑风电消纳的电力系统源荷协调多目标优化方法[J].中国电机工程学报,2015,35(5):1079-1088. Liu Wenyong, Wen Jing, Xie Chang, et al. Multi-objective optimal method considering wind power accommodation based on source-load coordination[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(5): 1079-1088(in Chinese).
- [14] Zhong H W, Xie L, Xia Q. Coupon incentive-based demand response: theory and case study[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(2): 1266-1276.
- [15] Guan X H, Gao F, Svoboda A J. Energy delivery capacity and generation scheduling in the deregulated electric power market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2000, 15(4): 1275-1280.
- [16] 管晓宏,翟桥柱,冯泳翰,等.一类含积分约束的生产制造系统优化调度[J].中国科学:技术科学,2010,40(1):41-51. Guang Xiaohong, Zhai Qiaozhu, Feng Yonghan, et al. Optimization based scheduling for a class of production systems with integral constraints[J]. Science in China Series E: Technological Sciences, 2010, 40(1): 41-51(in Chinese).
- [17] Gao Yunlong, Pan Jinyan, Yang Zijiang, et al. Optimization based accurate scheduling for generation and reserve of power system[J]. Science China Technological Sciences, 2012, 55(1): 223-232.

- [18] 刘宝碇, 赵瑞清, 王纲. 不确定规划及应用[M]. 北京: 清华大学出版社, 2003: 79-112.
Liu Baoding, Zhao Ruiqing, Wang Gang. Uncertain programming with applications[M]. Beijing: Tsinghua University Press, 2003, 79-112(in Chinese).
- [19] 张海峰, 高峰, 吴江, 等. 含风电的电力系统动态经济调度模型[J]. 电网技术, 2013, 37(5): 1298-1303.
Zhang Haifeng, Gao Feng, Wu Jiang, et al. A dynamic economic dispatching model for power grid containing wind power generation system[J]. Power System Technology, 2013, 37(5): 1298-1303(in Chinese).
- [20] Bludszuweit H, Domínguez-Navarro J A, Llombart A. Statistical analysis of wind power forecast error[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2008, 23(3): 983-991.
- [21] 杨宏, 苑津莎, 张铁峰. 一种基于 Beta 分布的风电功

率预测误差最小概率区间的模型和算法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(9): 2135-2142.

Yang Hong, Yuan Jinsha, Zhang Tiefeng. A model and algorithm for minimum probability interval of wind power forecast errors based on beta distribution[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(9): 2135-2142(in Chinese).



高云龙

收稿日期: 2016-01-20。

作者简介:

高云龙(1979), 男, 博士, 副教授, 从事电力与制造系统优化调度以及人工智能等领域的研究工作, gaoyl@xmu.edu.cn。

(责任编辑 车德竞)

Dynamic Economic Dispatch of Wind Power Integrated System With Fully Developed Supply Responses of Thermal Units

GAO Yunlong, YAN Peng
(Xiamen University)

KEY WORDS: wind power; power supply response; spinning reserve; continuous-time scheduling model

The intermittent and random fluctuation of wind speed result in large wind power fluctuation, which has a negative influence to the stability and economy of power grid operation. Building a suitable optimization scheduling model of the wind power integrated power system becomes crucial.

Some researchers analyzed the traditional discrete-time scheduling model and pointed out that the upper and lower bounds of spinning reserve offered by thermal units were unreachable. We further find that the upper and lower bounds of spinning reserve in the discrete-time scheduling model are too strict in some situation, which limits supply response of the thermal units.

In order to solve this problem, a new kind of reserve modeling method is introduced in this paper, which can give full play to the potential of thermal units so as to achieve strong complementarities between thermal power and wind power generation.

We analyze supply response of the thermal units based on the continuous time scheduling. A stochastic wind & thermal power joint scheduling model considering the thermal units supply response is established as Equation (1).

In order to ensure the safety of the system, the probability constraint of wind power is $P\{w_k + r_{w,k,1}^{up} \geq p_{w,k}\} \geq \rho$. Comparing with the traditional wind power model, $P\{w_k \geq p_{w,k}\} \geq \rho$. The new model makes the best of the power-generating capacity of thermal units, which

improves the wind power penetration level allowed by the power system, and ensures the safety at the same time.

$$\min_{r_i^{up}(k), r_i^{down}(k), p_i(k)} \sum_{k=1}^K \sum_{i=1}^I [C(p_i(k)) + \bar{q}_i r_i^{up}(k) + \underline{q}_i r_i^{down}(k)] \quad (1)$$

$$\left\{ \begin{array}{l} \sum_{i=1}^I p_i(k) + p_{w,k} = D(k) \\ \sum_{i=1}^I r_i^{up}(k) \geq p_L(k) + r_{w,k,1}^{up} + u_s \% F_{P_w}^{-1}(\eta_1) \\ \sum_{i=1}^I r_i^{down}(k) \geq d_s \% F_{P_w}^{-1}(\eta_2) \\ 0 \leq r_i^{up}(k) \leq r_{i,max}^{up}(k) \\ 0 \leq r_i^{down}(k) \leq r_{i,max}^{down}(k) \\ r_{w,k,1}^{up} \leq p_{w,k} \leq \min(w_{max}, w_{max} F_{X_k}^{-1}(1-\rho) + r_{w,k,1}^{up}) \\ P_{min,i} \leq g_i[(k-1) \cdot \tau] \leq P_{max,i} \\ |g_i(k \cdot \tau) - g_i[(k-1) \cdot \tau]| \leq \Delta_i \cdot \tau \\ \underline{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \leq p_i(k) \leq \bar{p}_i(g_{i,k-1}, g_{i,k}) \\ g_i(0) = g_{i,0}^* \end{array} \right. \text{s.t.}$$

Simulation results of the wind power under different confidence level are shown in Fig.1.

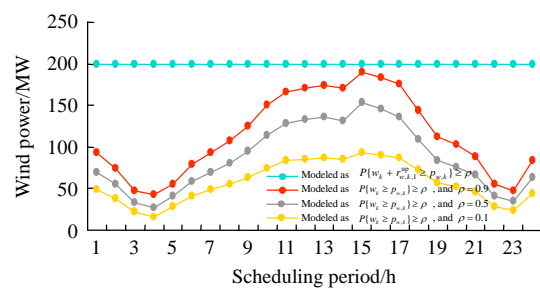


Fig. 1 Comparison of wind power of different model in each scheduling period under different

For the traditional model, in order to guarantee the security of the power system, the higher the confidence level is, the lower the wind power will be integrated into the power system. But for the new model the wind power can be integrated with the maximum rated power.