

# 基于机会约束规划的直接负荷控制及可中断 负荷联合优化调度研究

艾欣<sup>1</sup>, 周树鹏<sup>1</sup>, 赵阅群<sup>1</sup>, 唐亮<sup>2</sup>

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京 102206;

2. 国网安徽省电力公司, 安徽合肥 230022)

## Research on the Joint Optimal Dispatch of DLC and IL Based on Chance Constrained Programming

AI Xin<sup>1</sup>, ZHOU Shupeng<sup>1</sup>, ZHAO Yuequn<sup>1</sup>, TANG Liang<sup>2</sup>

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University), Beijing 102206, China; 2. State Grid Anhui Electric Power Company, Hefei 230022, China)

**摘要:** 为充分利用需求响应资源, 可对不同需求响应资源进行整合。本文以调度成本最低为目标函数, 构建了含直接负荷控制和可中断负荷的优化模型。对比了直接负荷控制及可中断负荷在受控量、受控时间、补偿价格等方面的异同, 重点分析了两者在负荷反弹方面的差异。采用机会约束考虑了负荷预测的不确定性, 并将机会约束转化为其确定性等价形式。采用拉格朗日松弛法对确定性模型求解, 并采用蒙特卡罗模拟对机会约束置信水平进行验证。算例表明模型综合了直接负荷控制移峰和可中断负荷削峰特点, 可有效降低系统高峰时段负荷, 避免二次负荷高峰的产生。

**关键词:** 机会约束规划; 可中断负荷; 直接负荷控制; 需求响应; 优化调度

**Abstract:** Different kinds of demand response resources can be integrated together to make full use of them. The optimal dispatch model that contains direct load control (DLC) and interruptible load (IL) is proposed to minimize the scheduling cost. The differences or similarities among controlled amount, controlled duration and compensation price are compared, especially the difference in energy payback of DLC and IL. Chance constraint is used to handle the uncertainties in load forecasting, and the chance constraint is converted into its deterministic equivalent form. In addition, the lagrangian relaxation method is used to solve the deterministic model, and the preset confidence level is verified through Monte Carlo simulation. The model that integrates the peak

removing characteristic of DLC and peak clipping characteristic of IL can effectively reduce the load peak and eliminate the second peak load.

**Keywords:** chance constrained programming; interruptible load (IL); direct load control (DLC); demand response (DR); optimal dispatch

## 0 引言

随着经济的发展, 对电力的需求快速增长, 尤其在夏季及冬季, 空调负荷所占总负荷的比例较高<sup>[1]</sup>, 导致系统负荷峰谷差进一步拉大。为满足系统高峰时段负荷, 仅依靠增加运行机组会造成极大的浪费。为缓和供需矛盾, 电力系统中引入了多种需求响应措施。

需求响应(demand response, DR)分为基于激励的需求响应及基于价格的需求响应<sup>[2]</sup>。基于激励的需求响应措施通过采用奖励方法来促使用户改变用电行为, 主要包含直接负荷控制(direct load control, DLC)、可中断负荷(interruptible load, IL)及需求侧竞价(demand side bidding, DSB)等。直接负荷控制主要针对居民和小型的商业用户, 通过在负荷高峰时期控制空调、热水器等具有热能储存能力的负荷, 并对用户进行相应的补偿。可中断负荷参与门槛较高<sup>[3]</sup>, 主要针对大型工业及商业用户, 通过与用户签订合同, 在负荷高峰时段向用户发送中断请求信号, 用户响应信号并获得一定补偿。

国内外对直接负荷控制和可中断负荷进行了研

**基金项目:** 国家高技术研究发展计划项目(863 计划)(2015AA050102); 国家自然科学基金项目(513111122)

究。文献 [4] 通过模糊隶属度函数反映用户的满意度, 构建了兼顾供电商和用户利益的多目标优化模型。文献 [5] 提出了基于直接负荷控制的空调负荷双层优化模型, 宏观层模型中调度中心对负荷聚合商进行优化调度, 微观层模型中负荷聚合商对其内部空调负荷进行控制。文献 [6] 以负荷削减最大为目标, 构建了虚拟发电厂内部空调负荷的优化调度模型。文献 [7] 考虑了常规机组故障可能性, 构建了常规机组与可中断负荷的联合调度模型。文献 [8] 针对风电波动性较大的特点, 综合应用分时电价及可中断负荷, 提高风电利用效率。

本文构建了基于机会约束规划的含直接负荷控制及可中断负荷的联合优化模型。该模型以系统运行成本最小为目标, 考虑了负荷预测的不确定性、负荷反弹、需求响应措施受控量及受控时间等特性。算例表明, 该模型可有效降低系统高峰时段负荷, 避免二次负荷高峰产生。

## 1 基于机会约束的调度模型

### 1.1 机会约束规划概述

机会约束规划是针对不确定环境提出的一种解决方法, 允许决策结果在一定置信水平下不满足约束条件。其基本数学模型如式(1)所示<sup>[9-10]</sup>。

$$\begin{cases} \min J(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) \\ \text{s. t. } H_i(\mathbf{x}) \leq 0, \quad i = 1, 2, \dots, n \\ P_r\{G_j(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi}) \leq 0\} \geq \alpha, \quad j = 1, 2, \dots, m \end{cases} \quad (1)$$

式中:  $J(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi})$  为目标函数;  $\mathbf{x}$  为决策向量;  $\boldsymbol{\xi}$  为随机参数向量;  $P_r\{\cdot\}$  表示约束条件成立的概率;  $\alpha$  为给定的置信水平;  $H(\mathbf{x})$  为传统确定性函数;  $G(\mathbf{x}, \boldsymbol{\xi})$  为含随机参数的约束函数。若目标函数中不包含随机参数, 则目标函数形式为  $\min J(\mathbf{x})$ 。

### 1.2 直接负荷控制与可中断负荷对比

由于直接负荷控制和可中断负荷针对的对象不同, 在优化建模时需考虑的因素也有不同, 主要集中在中断补偿价格、运行约束及负荷反弹等几个方面, 其中一个主要的区别在于直接负荷控制建模中需考虑负荷反弹的影响。当空调、热水器等负荷受控后, 其会尝试恢复或部分恢复到被控之前的状态, 可能会造成二次负荷高峰<sup>[11]</sup>。而大的工业用户, 由于其生产过程相对固定, 中断恢复后一般无负荷反弹<sup>[12]</sup>。可中断负荷及直接负荷控制的对比如表 1 所示。

表 1 直接负荷控制与可中断负荷对比

| 类别  | 补偿价格 | 运行约束         |            |            |            | 负荷反弹 |
|-----|------|--------------|------------|------------|------------|------|
|     |      | 最小受控<br>间隔时间 | 最小受<br>控时间 | 最大受<br>控时间 | 最大受<br>控次数 |      |
| DLC | 低    | 短            | 短          | 短          | 多          | 明显   |
| IL  | 高    | 长            | 长          | 长          | 少          | 不明显  |

### 1.3 调度模型

#### 1.3.1 目标函数

以系统运行成本最小为目标函数, 联合优化常规机组、直接负荷控制及可中断负荷, 目标函数如式(2)~(5)所示<sup>[13]</sup>。

$$\begin{aligned} \min F = & \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} [f_{Gi}(p_{Gi}(t))u_{Gi}(t)\Delta t + \\ & S_{Gi}(1 - u_{Gi}(t-1))u_{Gi}(t)] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{j=1}^{N_{IL}} [f_{ILj}(p_{ILj}(t))u_{ILj}(t)\Delta t] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^{N_{DLC}} [f_{DLCk}(p_{DLCk}(t))u_{DLCk}(t)\Delta t] \end{aligned} \quad (2)$$

$$f_{Gi}(p_{Gi}(t)) = a_{Gi}p_{Gi}^2(t) + b_{Gi}p_{Gi}(t) + c_{Gi} \quad (3)$$

$$f_{ILj}(p_{ILj}(t)) = a_{ILj}p_{ILj}(t) \quad (4)$$

$$f_{DLCk}(p_{DLCk}(t)) = a_{DLCk}p_{DLCk}(t) \quad (5)$$

式中:  $N_G$  为常规机组数量,  $N_{IL}$ 、 $N_{DLC}$  分别为参与可中断负荷及直接负荷控制项目的用户数量;  $T$  为总的时段数;  $\Delta t$  为时段间隔;  $p_{Gi}(t)$  为  $t$  时段常规机组  $i$  的有功出力;  $f_{Gi}$  为机组  $i$  的运行成本, 一般为二次函数形式;  $a_{Gi}$ 、 $b_{Gi}$ 、 $c_{Gi}$  分别为机组  $i$  发电成本系数;  $S_{Gi}$  为机组  $i$  的开机成本;  $u_{Gi}(t)$  为  $t$  时刻机组  $i$  的运行状态变量, 0 代表机组停机, 1 代表机组开机。  $f_{ILj}$  为可中断负荷  $j$  的补偿价格;  $p_{ILj}(t)$  为  $t$  时刻可中断负荷  $j$  的负荷中断量;  $u_{ILj}(t)$  为  $t$  时刻可中断负荷  $j$  的中断状态变量, 0 代表不中断, 1 代表中断。  $f_{DLCk}$  为直接负荷控制  $k$  的补偿价格;  $p_{DLCk}(t)$  为  $t$  时刻直接负荷控制  $k$  的受控量;  $u_{DLCk}(t)$  为直接负荷控制的受控状态变量, 0 代表不受控, 1 代表受控。

#### 1.3.2 约束条件

##### 1.3.2.1 功率模型约束

主要为系统约束及个体约束, 本文采用机会约束描述系统功率平衡, 如式(6)所示。

$$P_r\left\{\sum_{i=1}^{N_G} p_{Gi}(t) + \sum_{j=1}^{N_{IL}} p_{ILj}(t) + \sum_{k=1}^{N_{DLC}} p_{DLCk}(t) \geq l(t)\right\} \geq \alpha \quad (6)$$

式中： $l(t)$ 为系统 $t$ 时刻的预测负荷； $\alpha$ 为给定的置信水平。约束条件的意义是 $t$ 时刻，系统总发电量大于等于负荷量的概率不小于 $\alpha$ 。

本文中设 $l(t)$ 服从正态分布函数<sup>[14]</sup>，即 $l(t) \sim N(\mu(t), \delta^2(t))$ 。其中 $u(t)$ 为 $t$ 时刻负荷预测期望值， $\delta(t)$ 为 $t$ 时刻负荷预测的标准差。

### 1.3.2.2 常规机组约束

#### ①出力上下限约束

$$P_{G_{\min}} u_{Gi}(t) \leq p_{Gi}(t) \leq P_{G_{\max}} u_{Gi}(t) \quad (7)$$

式中： $P_{G_{\max}}$ 、 $P_{G_{\min}}$ 分别为机组 $i$ 的出力上下限。

#### ②最小开机时间约束

$$(u_{Gi}(t) - u_{Gi}(t-1))(TU_{Gi}(t-1) - TU_{G_{\min}}) \leq 0 \quad (8)$$

式中： $TU_{Gi}(t)$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的累计连续开机时间； $TU_{G_{\min}}$ 为机组 $i$ 的最小开机时间。

#### ③最小停机时间约束

$$(u_{Gi}(t-1) - u_{Gi}(t))(TD_{Gi}(t-1) - TD_{G_{\min}}) \leq 0 \quad (9)$$

式中： $TD_{Gi}(t)$ 为机组 $i$ 在 $t$ 时段的累计连续停机时间； $TD_{G_{\min}}$ 为机组 $i$ 的最小停机时间。当 $t-1=0$ 时， $u_{Gi}(0)$ 为初始时刻机组的运行状态。设 $T_{Gi}(0)$ 为机组 $i$ 在初始时刻累计已开机或停机的时间，根据 $u_{Gi}(0)$ 的不同分别代表开机( $u_{Gi}(0)=1$ )或停机( $u_{Gi}(0)=0$ )时间。

#### ④爬坡约束

$$-r_{Gid} \leq p_{Gi}(t) - p_{Gi}(t-1) \leq r_{GiU} \quad (10)$$

式中： $r_{GiU}$ 、 $r_{Gid}$ 分别为机组 $i$ 的上下行爬坡速率。

### 1.3.2.3 可中断负荷约束

#### ①中断量约束

$$P_{IL_{\min}} u_{ILj}(t) \leq p_{ILj}(t) \leq P_{IL_{\max}} u_{ILj}(t) \quad (11)$$

式中： $P_{IL_{\min}}$ 、 $P_{IL_{\max}}$ 分别为可中断负荷 $j$ 的最小、最大中断量。

#### ②最小中断时间约束

$$(u_{ILj}(t) - u_{ILj}(t-1))(TD_{ILj}(t-1) - TD_{IL_{\min}}) \leq 0 \quad (12)$$

式中： $TD_{ILj}(t)$ 为可中断负荷 $j$ 在 $t$ 时段的累计中断时间； $TD_{IL_{\min}}$ 为可中断负荷 $j$ 的最小中断时间。

#### ③最大中断时间约束

$$\sum_{t=k}^{k+TD_{IL_{\max}}} u_{ILj}(t) \leq TD_{IL_{\max}}, k=1, \dots, T-TD_{IL_{\max}} \quad (13)$$

式中： $TD_{IL_{\max}}$ 为可中断负荷 $j$ 的最大中断时间。

#### ④最小中断间隔时间约束

$$(u_{ILj}(t-1) - u_{ILj}(t))(TU_{ILj}(t-1) - TU_{IL_{\min}}) \leq 0 \quad (14)$$

式中： $TU_{ILj}(t)$ 为可中断负荷 $j$ 在 $t$ 时段的累计不中断时间； $TU_{IL_{\min}}$ 为可中断负荷 $j$ 的最小中断间隔时间。设 $u_{ILj}(0)$ 、 $T_{ILj}(0)$ 分别为可中断负荷 $j$ 在初始时刻的受控状态及初始时刻已中断/不中断时间。

#### ⑤最大中断次数约束

$$\sum_{t=1}^T u_{ILj}(t)(1 - u_{ILj}(t-1)) \leq N_{IL_{\max}} \quad (15)$$

式中： $N_{IL_{\max}}$ 为可中断负荷 $j$ 的最大中断次数。

### 1.3.2.4 负荷反弹

由表1可知，直接负荷控制模型与可中断负荷模型主要区别在于负荷反弹，因此仅列出直接负荷控制三阶段负荷反弹模型<sup>[15]</sup>，如式(16)所示。

$$p_{PIk}(t) = \alpha_k p_{DLCk}(t-1) + \beta_k p_{DLCk}(t-2) + \gamma_k p_{DLCk}(t-3) \quad (16)$$

式中： $p_{PIk}(t)$ 为 $t$ 时刻负荷 $k$ 的负荷反弹量； $\alpha_k$ 、 $\beta_k$ 、 $\gamma_k$ 为反弹系数，其和为补偿率(payback ratio)。

## 2 模型求解

任意机会约束可表示为如下形式：

$$P_r\{G(x, \xi) \leq 0\} \geq \alpha \quad (17)$$

为处理机会约束，本文把机会约束转化为其确定性等价形式，文中 $G(x, \xi)$ 的形式为 $G(x, \xi) = \xi - h(x)$ ，则机会约束可表示成式(18)形式：

$$P_r\{\xi \leq h(x)\} \geq \alpha \quad (18)$$

对于某一给定的 $\alpha$ ，必存在数 $K_\alpha$ ，使得

$$P_r\{\xi \leq K_\alpha\} = \Phi(K_\alpha) = \alpha \quad (19)$$

式中： $\Phi(\cdot)$ 为概率分布函数。

当用一较大的数取代 $K_\alpha$ 时， $P_r\{\xi \leq K_\alpha\}$ 会增大。由此可知 $h(x)$ 取值应为 $h(x) \geq K_\alpha$ ，即 $h(x) \geq K_\alpha = \Phi^{-1}(\alpha)$ 。鉴于函数的多解性，选取最小的 $K_\alpha$ ，则机会约束的确定性等价形式可表示为

$$h(x) \geq \inf\{K \mid K = \Phi^{-1}(\alpha)\} \quad (20)$$

根据上述推导可得式(6)的确定性等价形式为

$$\sum_{i=1}^{N_G} p_{Gi}(t) + \sum_{j=1}^{N_{IL}} p_{ILj}(t) + \sum_{k=1}^{N_{DLC}} p_{DLCk}(t) \geq \inf\{K \mid K = \Phi^{-1}(\alpha)\} \quad (21)$$

$\Phi^{-1}(\alpha)$ 数值可通过把概率密度函数离散化后采用数值积分方法确定，至此，机会约束模型已转化

为确定性模型，其求解方法与典型的机组组合模型相似。由于含有整数变量的非线性约束，如式(15)，本文中采用拉格朗日松弛法求解该模型，子问题采用动态规划算法求解<sup>[16]</sup>。

由于负荷反弹对拉格朗日系数影响较大，在功率平衡项的拉格朗日系数修正过程中增加负荷反弹量， $t$ 时刻的梯度数值  $\text{grad}(t)$  如式(22)所示。

$$\text{grad}(t) = \inf\{K|K = \Phi^{-1}(\alpha)\} + \sum_{k=1}^{N_{\text{DLC}}} p_{\text{PB}k}(t) - \sum_{i=1}^{N_{\text{G}}} p_{\text{Gi}}(t) - \sum_{j=1}^{N_{\text{IL}}} p_{\text{IL}j}(t) - \sum_{k=1}^{N_{\text{DLC}}} p_{\text{DLC}k}(t) \quad (22)$$

3 算例分析

本文算例中常规机组个数为2，参与直接负荷

控制的用户个数为 4，参与可中断负荷的用户个数为 1，其参数如表 2~5 所示。以 15min 为一个时段，总时长为 6h，共 24 个时段。负荷参数如表 2 所示，其中负荷时段以小时为单位，各小时内负荷不变。直接负荷控制参数如表 4 所示，其中时间单位为分钟，直接负荷控制的补偿价格参照文献[4]，其价格一般小于日前市场电价。由于可中断负荷一般面向生产模式较为固定的工商业用户，设定中断上下限相同，为  $P_{\text{IL}}$ ，其参数如表 5 所示。

表 2 负荷数据

| 时段/h            | 1   | 2   | 3   | 4   | 5   | 6   |
|-----------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|
| 负荷 $\mu$ /MW    | 75  | 83  | 90  | 93  | 82  | 71  |
| 负荷 $\delta$ /MW | 2.3 | 2.5 | 2.7 | 2.8 | 2.5 | 2.1 |

表 3 机组运行参数

| $i$ | $a_{\text{G}}/(\text{\$/MW}^2\text{h})$ | $b_{\text{G}}/(\text{\$/MWh})$ | $c_{\text{G}}/(\text{\$/h})$ | $S_{\text{G}}/\text{\$}$ | $P_{\text{Gmin}}/\text{MW}$ | $P_{\text{Gmax}}/\text{MW}$ | $TU_{\text{Gmin}}/\text{h}$ | $TD_{\text{Gmin}}/\text{h}$ | $r_{\text{Gu}}/\text{MW}$ | $r_{\text{Gd}}/\text{MW}$ | $u_{\text{G}}/0$ | $T_{\text{G}}(0)/\text{h}$ |
|-----|-----------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|---------------------------|---------------------------|------------------|----------------------------|
| 1   | 0.143                                   | 29.47                          | 23                           | 120                      | 20                          | 50                          | 3                           | 3                           | 10                        | 10                        | 1                | 6                          |
| 2   | 0.210                                   | 25.24                          | 40                           | 70                       | 10                          | 40                          | 2                           | 2                           | 10                        | 10                        | 1                | 6                          |

表 4 直接负荷控制参数

| $k$ | $a_{\text{DLC}}/(\text{\$/MWh})$ | $P_{\text{DLCmin}}/\text{MW}$ | $P_{\text{DLCmax}}/\text{MW}$ | $TD_{\text{DLCmin}}/\text{min}$ | $TD_{\text{DLCmax}}/\text{min}$ | $TU_{\text{DLCmin}}/\text{min}$ | $N_{\text{DLCmax}}$ | $\alpha$ | $\beta$ | $\gamma$ | $u_{\text{DLC}}(0)$ | $T_{\text{DLC}}(0)/\text{min}$ |
|-----|----------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|---------------------|----------|---------|----------|---------------------|--------------------------------|
| 1   | 20                               | 0.5                           | 2                             | 15                              | 45                              | 30                              | 3                   | 0.6      | 0.3     | 0.1      | 0                   | 30                             |
| 2   | 19                               | 0.5                           | 2                             | 30                              | 45                              | 30                              | 2                   | 0.5      | 0.4     | 0.1      | 0                   | 30                             |
| 3   | 21                               | 1                             | 2                             | 15                              | 60                              | 45                              | 3                   | 0.4      | 0.3     | 0.2      | 0                   | 45                             |
| 4   | 20                               | 1                             | 1.5                           | 15                              | 45                              | 45                              | 3                   | 0.4      | 0.2     | 0.2      | 0                   | 45                             |

表 5 可中断负荷参数

| 参数 | $a_{\text{IL}}/(\text{\$/MWh})$ | $P_{\text{IL}}/\text{MW}$ | $TD_{\text{ILmin}}/\text{h}$ | $TD_{\text{ILmax}}/\text{h}$ |
|----|---------------------------------|---------------------------|------------------------------|------------------------------|
| 数值 | 70                              | 8                         | 2                            | 4                            |
| 参数 | $TU_{\text{ILmin}}/\text{h}$    | $N_{\text{ILmax}}$        | $u_{\text{IL}}(0)$           | $T_{\text{IL}}(0)/\text{h}$  |
| 数值 | 3                               | 1                         | 0                            | 3                            |

当置信水平  $\alpha$  为 0.9 时，可得常规机组、直接负荷控制和可中断负荷出力分别如图 1~4 所示。

两台机组最大出力之和为 90MW，在置信水平为 0.9 时，两台机组在负荷高峰时段处于满发状态，在低谷时段仍然有部分余量。

图 2 中分别为 4 个直接负荷受控量，由于直接负荷控制补偿价格较低，各参与直接负荷控制项目的用户均处于最大受控量、最大受控次数、最小不受控时间及最长受控时间状态。分为两类：一类为

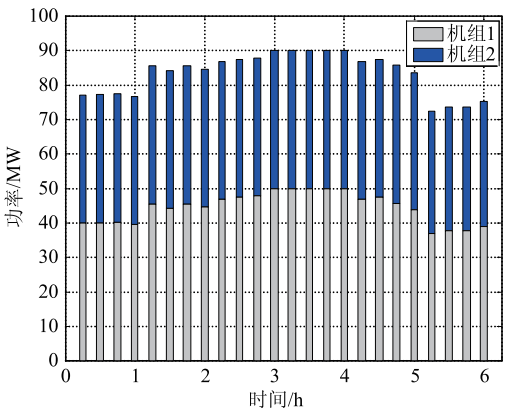


图 1 机组出力

负荷高峰时段，由于机组处于满发状态，为满足系统负荷需求，用户受控中断；另一类为机组仍有部分余量，但由于直接负荷补偿成本较低，用户受控

中断，其效果是降低了机组发电成本。

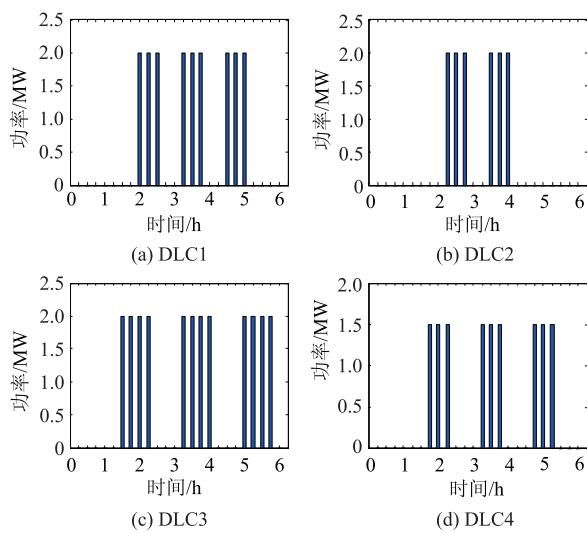


图 2 各直接负荷受控量

直接负荷控制总的受控量和总的负荷反弹如图 3 所示。由图 3 可知，负荷反弹现象较为明显，受补偿率影响，总的反弹量小于受控量。

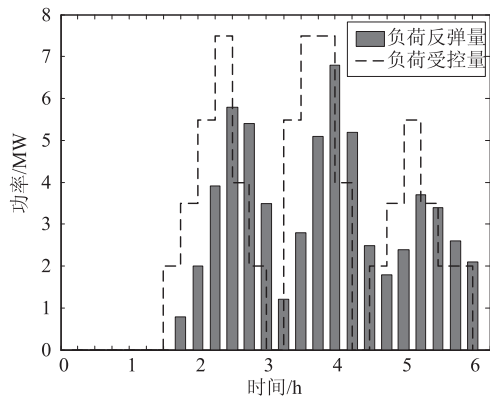


图 3 直接负荷控制总受控量及总负荷反弹量

由于可中断负荷补偿价格较高，其只在负荷高峰时段中断，如图 4 所示，受其最小中断时长约束

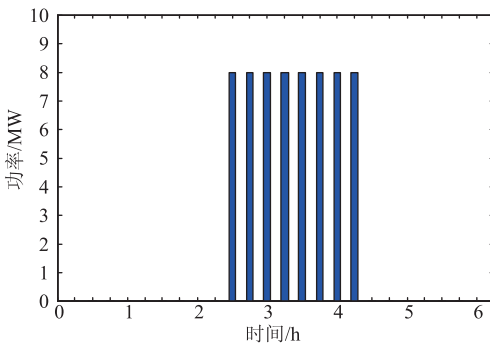


图 4 可中断负荷中断量

限制，中断 2h。

单独实施直接负荷控制和可中断负荷的效果如图 5 所示。直接负荷控制单独作用时，虽削减了部分负荷但由于负荷反弹，在 2:45—3:15 及 4:00 产生负荷高峰。可中断负荷单独作用时，削减了高峰时段负荷，受其最小中断时长限制，在负荷较低时段如 4:15 也有中断。直接负荷控制和可中断负荷共同作用时，可看出相对于直接负荷控制单独作用，负荷反弹被可中断负荷抵消；相对于可中断负荷单独作用，整体负荷更加平缓。

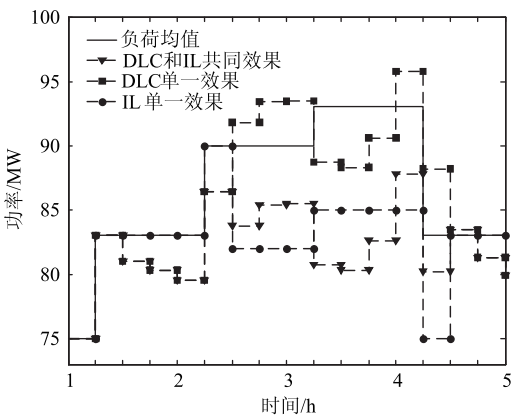


图 5 直接负荷控制和可中断负荷单独和共同实施效果

为验证机会约束模型效果，设定置信水平  $\alpha$  分别为 0.85、0.90 及 0.95，采用蒙特卡罗模拟法验证上述置信水平<sup>[17]</sup>，结果如表 6 所示。

| 表 6 置信水平设定值及蒙特卡罗模拟验证结果 |       |       |       |
|------------------------|-------|-------|-------|
| $\alpha$ 设定水平          | 0.85  | 0.90  | 0.95  |
| $\alpha$ 验证结果          | 0.837 | 0.885 | 0.936 |

由上表可以看出，蒙特卡罗模拟验证结果低于设定水平，平均低于设定水平 1.4%。分析其原因，为主要受到功率平衡项拉格朗日松弛法中拉格朗日系数尤其受到是负荷较低时段拉格朗日系数影响，拉格朗日系数修正过程与机会约束确定性等价式直接相关。功率平衡项拉格朗日系数在理想情况下为系统边际成本，其值较低时常规机组出力降低，由机组出力图 1 可知，机组在 0:00~2:00 及 5:00~6:00 出力仍有部分余量。在计算中可适当提高拉格朗日系数初值。

4 结 论

本文综合考虑了直接负荷控制和可中断负荷两

种需求响应措施,构建了考虑负荷不确定性的机会约束模型,得到以下结论:

① 直接负荷控制和可中断负荷在受控量、受控时间、补偿价格及是否有负荷反弹等方面存在互补性,前者作用主要表现为“移峰”,后者作用主要表现为“削峰”。通过对两者的联合优化,降低了系统峰值负荷,削弱了负荷反弹的影响,相比于两者单独作用,系统负荷更加平稳;

② 机会约束模型可有效处理系统中的不确定性因素,根据随机参数概率分布特性,把机会约束转化为其确定性等价形式即可采用传统算法求解。

### 参 考 文 献

- [1] 黎灿兵, 尚金成, 朱守真, 等. 气温影响空调负荷的累积效应导致能耗的分析 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(20): 30-33.
- [2] 张钦, 王锡凡, 王建学, 等. 电力市场下需求响应研究综述 [J]. 电力系统自动化, 2008, 32(3): 97-106.
- [3] 王冬容. 激励型需求侧响应在美国的应用 [J]. 电力需求侧管理, 2010, 13(1): 74-77.
- [4] 张钦, 王锡凡, 别朝红, 等. 电力市场下直接负荷控制决策模型 [J]. 电力系统自动化, 2010, 34(9): 23-28.
- [5] 高赐威, 李倩玉, 李扬. 基于 DLC 的空调负荷双层优化调度和控制策略 [J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(10): 1546-1555.
- [6] Ruiz N, Cobelo I, Oyarzabal J. A direct load control model for virtual power plant management [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(2): 959-966.
- [7] Aminifar F, Fotuhi-Firuzabad M, Shahidehpour M. Unit commitment with probabilistic spinning reserve and interruptible load considerations [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(1): 388-397.
- [8] 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.
- [9] 刘宝碇, 瑞清, 王纲. 不确定规划及应用 [M]. 北京: 清华大学出版社, 2003: 84-87.
- [10] 金鹏, 艾欣, 许佳佳. 基于序列运算理论的孤立微电网经济运行模型 [J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(25): 52-59.
- [11] Kurucz C N, Brandt D, Sim S. A linear programming model for reducing system peak through customer load control programs [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1996, 11(4): 1817-1824.
- [12] 于娜, 何德明, 李国庆. 电力需求响应的决策因素与分类模型 [J]. 东北电力大学学报, 2011, 31(4): 112-116.
- [13] Mashhour E, Moghaddas-Tafreshi S M. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets-part I: problem formulation [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(2): 949-956.
- [14] 张放, 刘继春, 高红均, 等. 基于风电不确定性的电力系统备用容量获取 [J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 14-19.
- [15] Hsu Y Y, Su C C. Dispatch of direct load control using dynamic programming [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1991, 6(3): 1056-1061.
- [16] 何小宇, 张粒子, 谢国辉. 改进的拉格朗日松弛法求解机组组合问题 [J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(17): 16-21.
- [17] Ozturk U A, Mazumdar M, Norman B. A solution to the stochastic unit commitment problem using chance constrained programming [J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(3): 1589-1598.

收稿日期: 2016-01-08

作者简介:

艾欣(1964—), 男, 教授, 博士生导师, 研究方向为电力系统分析与控制、新能源发电与智能电网, E-mail: aixin@ncepu.edu.cn;

周树鹏(1988—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制, E-mail: 627545060@qq.com;

赵阅群(1987—), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统分析与控制, E-mail: 313581345@qq.com;

唐亮(1982—), 男, 硕士研究生, 研究方向为新能源电力系统及微网, E-mail: tangl0311@ah.sgcc.com.cn.

(责任编辑: 杨秋霞)