

DOI: 10.7667/PSPC152096

## 考虑可调负荷集群响应不确定性的联合调度模型

孙博宇<sup>1</sup>, 喻洁<sup>1</sup>, 梅军<sup>1</sup>, 高赐威<sup>1</sup>, 赵明<sup>2</sup>, 李孟阳<sup>2</sup>

(1. 东南大学电气工程学院, 江苏 南京 210096; 2. 云南电网有限责任公司电力科学研究院, 云南 昆明 650214)

**摘要:** 售电侧放开是新电改的一项重点任务, 分析需求响应策略的经济性和安全性会为售电市场开放后的需求响应业务实施提供支持。需求侧管理将大量的小时响应负荷建模成多个负荷集群, 通过电价信号调整集群的用电量, 实现用电高峰时段减小电力缺口的目的。但负荷集群对电价响应的不确定性会造成潜在风险损失, 在经济调度模型中考虑这种响应不确定性以达到降低风险值得研究。首先基于蒙特卡洛法得到负荷集群的响应偏差率, 然后使用风险损失(VaR)度量负荷集群响应不确定性的风险损失, 最后在满足各种约束条件的基础上, 对引入风险损失的优化模型进行求解。算例结果表明该联合调度模型保证调度经济性的同时, 减少需求侧因负荷响应不确定带来的风险损失。

**关键词:** 小时响应负荷; 不确定性; 可调负荷集群; 风险损失(VaR)

### Combined dispatch model of adjustable load clusters considering response uncertainty

SUN Boyu<sup>1</sup>, YU Jie<sup>1</sup>, MEI Jun<sup>1</sup>, GAO Ciwei<sup>1</sup>, ZHAO Ming<sup>2</sup>, LI Mengyang<sup>2</sup>

(1. School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China;

2. Electric Power Research Institute Co., Ltd. of Yunnan Power Grid, Kunming 650214, China)

**Abstract:** The open of retail side is an important task for power reform, and analyzing the economic and safe aspects of demand response strategy can provide support for the business of demand response after the open of retail side. A great deal of intra-hour transferable loads are modeled as several load clusters through demand side management, which can change electricity consumption according to the change of electricity price and reduce power shortages in peak energy periods. However, potential risk losses can be caused by the uncertainty of load response to price and this effects of uncertainty in economic dispatch model are worth researching to reduce risk losses. Response deviation rates of load clusters are obtained based on Monte Carlo method and then value at risk (VaR) is used to measure the potential risk losses caused by load clusters response uncertainty. Finally, considering all constraints, the optimization model introducing risk losses is solved. The example shows that the economy of the combined dispatch model is maintained, meanwhile risk losses caused by the uncertainty of load response are reduced.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51407030).

**Key words:** intra-hour transferable load; uncertainty; adjustable load clusters; value at risk (VaR)

## 0 引言

随着需求响应、分布式电源、智能电网、电动汽车和能源互联网等新事物的出现和发展<sup>[1-3]</sup>, 为了建立更加开放的电力体制, 我国正在进行了新一轮电力改革。售电侧放开作为电改的一大特色, 为需求侧管理发展提供机遇。需求侧弹性负荷可随市场

价格信号或激励机制发生改变, 是削减高峰负荷、平衡电力供应缺口的必要手段<sup>[4]</sup>, 在电力系统运行和规划中起到重要作用。

需求侧的弹性负荷用电量可随波动的电价发生改变。为了方便管理, 将可调用户侧资源建模成可调负荷集群, 与传统机组一起参与电力调度<sup>[5-7]</sup>。文中的弹性负荷是指用电量可随波动电价在 1 h 内调整的小时响应负荷。当预测负荷量大于可供电量出现电力缺口时, 通过价格信号降低可调负荷的用电量, 即增加负荷集群的出力, 减小电力缺口。

基金项目: 国家自然科学基金项目(51407030); 云南省电网公司科技项目“基于用户能效特性的电网需响应关键技术研究”

理论分析中,可调负荷会对价格或激励信号做出准确的响应,而实际中由于各种因素的影响,如关注电价不及时,信号传输延迟、用户用电习惯难以改变等<sup>[8]</sup>,响应量和期望值总会存在一定范围内的偏差。对于负荷响应的不确定性,文献[8]建立了不确定性需求响应曲线模型,将电价表示成期望值和随机偏差之和的形式,约束条件中只是对单个时间段内随机偏差量和整个时间段内偏差和进行限定,最后用 Benders 分解进行求解。文献[9]将模型中不确定的负荷削减量表示成均值和随机偏差量之和的形式,根据用户响应偏差的概率密度分布函数求取期望成本,用不确定成本的期望值代替原负荷调度模型中的固定成本。文献[10]将负荷响应量设为某一区间的随机变量,建立随机优化模型,用采样平均近似(SAA)方法求解。文献[11]将负荷表示成随机变量引入模糊约束条件函数中,结合模糊机会约束和随机机会约束的确定性等价形式,将不确定模型转化成确定性模型。以上文献均未量化分析由响应不确定性带来的风险损失。

风险价值(Value at Risk, VaR)最早在金融领域的风险控制模型中提出,用于表示在一定的置信水平下,一定时间内某一资产或机构面临的最大损失<sup>[12-13]</sup>。随着电力市场的发展, VaR 作为风险评估指标引入电力市场价格风险管理。文献[13]考虑到市场有势地位对潜在风险价值的影响,建立了基于 VaR 理论的电力市场价格风险预警模型。文献[14]在考虑 EP 的风险偏好时,采用有效函数和 VaR 方法建立了确定评估风险模型。已见文献中的 VaR 用于解决电力市场中因电价波动造成购电存在风险的问题,本文首次提出用 VaR 衡量负荷集群响应不确定而造成的风险损失。VaR 作为损失度量指标引入电力调度模型中参与优化,实现降低可调负荷集群联合调度面临的最大风险损失值的目的。对需求侧管理项目的实施具有实际应用价值。

## 1 可调负荷集群的响应不确定性

基于价格的需求响应分析多采用弹性值确定的需求价格曲线。价格弹性是需求量变化率( $\Delta Q/Q$ )与价格变化率( $\Delta P/P$ )之间的比值,表示为 $(\Delta Q/Q)/(\Delta P/P)$ ,反映了需求量对价格的敏感程度。

现实中可调负荷集群响应量在一定的范围内波动。假设可调负荷集群 $v$ 的初始计划电量为 $D_0^t$ ,若为了在时段 $t$ 内调整该负荷集群用电量,将发布电价变动为 $C_t^t$ ,需求价格曲线上与该电价相对应的需求量期望值为 $D_t^t$ 。将可调负荷集群参与联合调度

前后的负荷差值称为集群动作量,则动作量期望值 $P_v^t = D_0^t - D_t^t$ 。考虑到负荷集群响应的不确定性,引入随机可调负荷集群响应偏差量 $\varepsilon$ , $\varepsilon$ 的概率密度函数为 $f(\varepsilon)$ ,则可调负荷集群的实际动作量为 $P_v^t$ 。

$$P_v^t = D_0^t - D_t^t + \varepsilon \quad (1)$$

由采用蒙特卡罗模拟得到负荷集群响应偏差量 $\varepsilon$ 的概率密度函数 $f(\varepsilon)$ 。蒙特卡罗模拟法首先需要确定一个随机模型和模型参数,通过模拟得到逼近真实情况的数据。将得到的随机数据统计到预先设定好的数值区间内,计算各个数值区间内随机数据的个数与总数据数的比值,就可以得到 $\varepsilon$ 的概率密度函数。负荷集群响应偏差量概率密度函数 $f(\varepsilon)$ 是求取负荷集群 VaR 值的基础。

## 2 可调负荷集群的 VaR 风险度量

可调负荷集群实际响应量和期望值间总存在偏差,这给集群调度带来风险,本文提出用 VaR 对这种风险损失进行量化。联合调度模型中的 VaR 表示在一定置信水平下,可调负荷集群在未来一个小时内因集群响应不确定带来的最大风险损失值。在出现电力缺口且缺口电量不大于可调负荷集群最大动作量的条件下,如果可调负荷集群实际动作量大于期望值,系统可以保证供电平衡,此时可调负荷集群没有风险损失;如果集群的动作量小于期望值,此时可调负荷集群少动作的负荷可能无法供电,会造成缺电损失。另外,响应偏移特性不同的可调负荷集群,对于同样的响应量,面临的潜在风险损失也各不相同。出于调度成本和电网安全性的考虑,总是希望风险损失小的可调负荷集群优先参与调度。可调负荷集群的风险损失是由动作量小于期望值引起的。设定置信水平 $\beta(0.9 \leq \beta \leq 0.99)$ <sup>[12]</sup>,可调负荷集群的风险损失函数

$$y_v^t = r_{\text{loss}} \varepsilon \quad (2)$$

式中, $r_{\text{loss}}$ 是缺电成本。由于损失值 $y_v^t$ 和随机数 $\varepsilon$ 为对应关系,所以损失函数的概率密度函数 $f(y_v^t)$ 与 $f(\varepsilon)$ 相同。给定最大可容忍损失 $\alpha_v$ ,则风险损失 $y_v^t$ 的不超过 $\alpha_v$ 的累积分布函数。

$$\varphi(y_v^t, \alpha_v) = \int_{y_v^t \leq \alpha_v} f(y_v^t) dy_v^t \quad (3)$$

对于给定置信度 $\beta$ ,可调负荷集群 $v$ 的 VaR 为

$$V_{\text{VaR},v} = \min \{ \varphi(y_v^t, \alpha_v) \geq \beta \} \quad (4)$$

设等式(4)右边的求解结果为 $y_{v,\beta}^t$ ,则根据式(2)可得

$$V_{\text{VaR},v} = y_{v,\beta}^t = r_{\text{loss}} \varepsilon_{\beta} \quad (5)$$

响应偏差量是期望动作量与实际动作量的差值。为了方便建模,常常需要对响应偏差量做归一化处理,将响应偏差量与期望动作量的比值作为响应偏差率。

$$\delta_{\beta} = \varepsilon_{\beta} / P_v^t \quad (6)$$

将式(6)代入式(5)可得

$$V_{\text{VaR},v} = r_{\text{loss}} \delta_{\beta} P_v^t \quad (7)$$

需求响应调度模型中会考虑可调负荷集群的VaR值,在所有可调负荷集群动作量上限大于电力缺口值前提下,最大风险损失低的可调负荷集群优先被调用,从而降低集群调度面临的风险,同时提高系统稳定性<sup>[15-17]</sup>。

### 3 考虑可调负荷集群响应不确定性的联合调度模型

#### 3.1 目标函数

模型的目标函数是满足传统机组发电成本和可调负荷集群的调度费用最小,为了能优先调用风险损失小的可调负荷集群,在目标函数中加入风险损失项。联合调度模型的目标函数为

$$TC = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^N C_{\text{TU},i}^t + \sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^M C_{\text{TV},v}^t + \sum_{t=1}^T \sum_{v=1}^M V_{\text{VaR},v} \quad (8)$$

式中:  $T$  表示时间集合;  $N$ 、 $M$  分别是传统机组和负荷集群的数量;  $V_{\text{VaR},v}$  是可调负荷集群  $v$  的最大风险损失,用于优化可调负荷集群的调度。

传统机组  $i$  在时间段  $t$  的发电成本为

$$C_{\text{TU},i}^t = a_i s_i^t + b_i P_i^t + c_i (P_i^t)^2 \quad (9)$$

由于电价的变化导致可调负荷集群的总用电量发生改变,则负荷集群  $v$  在时间段  $t$  的调度成本:

$$C_{\text{TV},v}^t = V_{v,\text{price}}^t P_v^t \quad (10)$$

根据参考文献[8]价格需求曲线公式,可调负荷集群  $v$  在  $t$  时段发布的电价为

$$V_{v,\text{price}}^t = A_v \log_{a_v} P_v^t \quad (11)$$

式(9)一式(11)中:  $P_i^t$  是传统机组  $i$  在时段  $t$  的出力;  $P_v^t$  是可调负荷集群  $v$  在时段  $t$  的动作量;  $a_i$ ,  $b_i$ ,  $c_i$  是传统机组  $i$  的成本系数; 二进制变量  $s_i^t$  表示机组  $i$  在时段  $t$  是否投入运行,  $s_i^t = 1$  机组投入运行,  $s_i^t = 0$  机组退出运行;  $A_v$ 、 $a_v$  分别是集群  $v$  的电价系数和弹性系数。

#### 3.2 约束条件

##### (1) 系统功率平衡约束

$$\sum_{i=1}^N P_i^t + \sum_{v=1}^M P_v^t = D^t + \sum_{l=1}^L \sum_{i=1}^N k_{l,i} P_i^t + \sum_{l=1}^L \sum_{v=1}^M k_{l,v} P_v^t + w_l \quad (12)$$

$$w_l \geq 0$$

式(12)中:  $D^t$  为整个区域日前预测负荷曲线上在时段  $t$  的负荷量;  $L$  是线路的集合;  $k_{l,i}$  是传统机组  $i$  出力和线路  $l$  线损的灵敏度系数;  $k_{l,v}$  是可调负荷集群  $v$  负荷削减量和线路  $l$  线损间的灵敏度系数。松弛变量  $w_l$  的引入为了模型保证模型的凸性,方便求解。

##### (2) 旋转备用约束

$$\sum_{i=1}^N P_{i,\text{max}} + \sum_{v=1}^M P_v^t - D^t - \sum_{l=1}^L \sum_{i=1}^N k_{l,i} P_i^t - \sum_{l=1}^L \sum_{v=1}^M k_{l,v} P_v^t \geq \quad (13)$$

$$R \cdot \max(D^t)$$

备用容量设为最大负荷的 10%<sup>[15]</sup>, 即  $R=0.1$ 。

##### (3) 机组特性约束

传统机组的功率上下限约束为

$$s_i^t P_{i,\text{min}} \leq P_i^t \leq s_i^t P_{i,\text{max}} \quad (14)$$

传统机组的爬坡约束为

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq s_i^{t-1} R U_i + (1 - s_i^{t-1}) P_{i,\text{max}} \quad (15)$$

$$P_i^{t-1} - P_i^t \leq s_i^t R D_i + (1 - s_i^t) P_{i,\text{max}} \quad (16)$$

可调负荷集群动作量上下限约束:

$$P_{v,\text{min}} \leq P_v^t \leq P_{v,\text{max}} \quad (17)$$

式(14)一式(17)中:  $P_{i,\text{max}}$ 、 $P_{i,\text{min}}$  分别是机组  $i$  出力上下限;  $R U_i$ 、 $R D_i$  分别是机组  $i$  爬坡速度上下限;  $P_{v,\text{max}}$ 、 $P_{v,\text{min}}$  分别是负荷集群  $v$  动作量上下限,可调负荷集群动作量上限由区域内小时响应负荷总量决定,而出力下限则是由电力缺口决定。

##### (4) 网络潮流约束

$$P_{l,\text{min}} \leq \sum_{i=1}^N m_{l,i} P_i^t + \sum_{v=1}^M m_{l,v} P_v^t \leq P_{l,\text{max}} \quad (18)$$

$$P_{\text{loss},l,\text{min}} \leq \sum_{i=1}^N k_{l,i} P_i^t + \sum_{v=1}^M k_{l,v} P_v^t \leq P_{\text{loss},l,\text{max}} \quad (19)$$

式中:  $m_{l,i}$  和  $m_{l,v}$  分别是机组  $i$  出力和集群负荷  $v$  削减量对线路  $l$  的相关系数;  $P_{l,\text{min}}$  和  $P_{l,\text{max}}$  是线路  $l$  潮流上下限;  $P_{\text{loss},l,\text{min}}$  的值为不考虑集群不确定响应风险损失时的线损;  $P_{\text{loss},l,\text{max}}$  为线路  $l$  满载运行时的有功损耗。

##### (5) 调度后负荷约束

为了防止可调负荷集群调度后形成新的负荷高峰

$$P_i^t + P_v^t \leq \sum_{i=1}^N P_{i,\text{max}} \quad (20)$$

## 4 算例分析

### 4.1 模型应用背景

云南省某试点地区，该区域内有 3 台传统发电机组和大量的小时响应负荷。将该区域内签订合同的小时响应负荷按照响应偏差特性分类，建模成三个可调负荷集群，分别命名为可调负荷集群 1、可调负荷集群 2 和可调负荷集群 3。在该区域夏季的某高温日，由日前 24 h 制预测负荷曲线可知，所有传统发电机组的最大出力不能满足高峰时段的负荷需求，将会出现电力缺口。而区域内 3 个可调负荷集群的可动作量大于缺口电量。

在出现电力缺口时段内，需求管理通过电价信号对 3 个可调负荷集群进行调用。对于实际动作量小于期望值的用户，面临的缺电损失统一设定  $r_{\text{loss}} = 10.71$  元/(kW·h)，传统机组的发电成本参数和可调负荷集群的调度成本参数参见该区域的实际数据。

如图 1 所示，三台传统发电机组的最大出力为 2050 kW，电力缺口出现的时间段为 11:00~12:00 和 14:00~16:00。

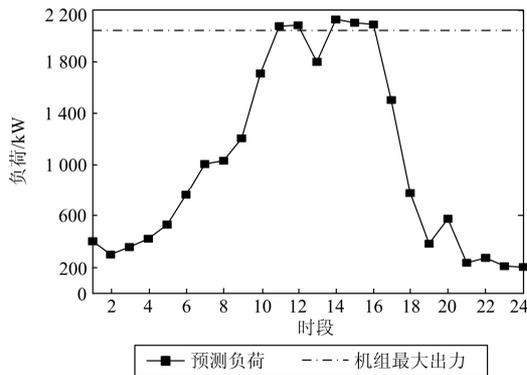


图 1 日前预测负荷曲线

Fig. 1 Curve of forecasting day-ahead load

区域内所有的弹性负荷使用相同的需求-价格关系曲线，根据最后可调负荷集群响应量和该曲线即可获得缺电时段内对可调负荷用户发布的电价。

### 4.2 算例结果

#### 4.2.1 可调负荷集群 VaR

假设可调负荷集群  $v$  在  $t$  时段的动作量期望值为  $P_v^t$ ，而实际出力  $P_v^t$  范围  $[0.9P_v^t, 1.1P_v^t]$ 。对响应偏差量归一化处理，得到响应偏差率  $\delta$ ，其取值范围为  $[-10\%, 10\%]$ 。将  $\delta$  视作服从期望为 0 的正态分布。由于风险损失值和动作偏差量呈一次函数关系，可以先根据置信度  $\beta$  和  $\delta$  的累积分布函数确定  $\delta_\beta$ ，则最大风险损失值  $V_{\text{VaR},v} = \delta_\beta r_{\text{loss}} P_v^t$ ， $\delta_\beta r_{\text{loss}}$  是  $V_{\text{VaR},v}$

关于期望动作量的 VaR 系数。

假设 3 台可调负荷集群的偏差率分别遵循  $N(0,2)$ 、 $N(0,2.5)$ 、 $N(0,3)$  的正态分布。对每个可调负荷集群偏差率  $\delta$ ，都使用蒙特卡洛模拟法模拟出 10 000 个数据，从而得到  $\delta$  的累积分布函数。表 1 中是 3 个可调负荷集群在不同置信度下的 VaR 系数值。

为了研究 VaR 值对可调负荷集群的影响，本文共设置了 3 个场景。场景 1 中 3 个集群 VaR 值均设为 0，即不考虑风险损失的影响；场景 2 中 3 个集群 VaR 值求取均是在置信度  $\beta = 90\%$  的条件下；场景 3 中 3 个集群 VaR 值求取均是在置信度  $\beta = 95\%$  的条件下。

表 1 可调负荷集群 VaR 系数在不同置信度下的值

Table 1 VaR coefficients of adjustable load clusters with different confidence levels

置信度	可调负荷集群 1	可调负荷集群 2	可调负荷集群 3
90%	32.13	37.485	42.84
91%	32.13	37.485	48.195
92%	32.13	37.485	48.195
93%	37.485	42.84	48.195
94%	37.485	42.84	53.55
95%	37.485	48.195	58.905
96%	37.485	48.195	58.905
97%	42.84	53.55	64.26
98%	48.195	58.905	69.615

#### 4.2.2 集群调度结果

文中提出考虑可调负荷集群响应不确定性的联合调度，设置了 2 个场景对比分析 VaR 参与负荷集群调度的结果。

为了分析 VaR 值对可调负荷集群调度的影响，在场景 2 中分别设置两种置信度下 VaR 函数。根据文中的优化模型，在 AIMMS 软件进行建模求解，得到传统发电机组的出力、可调负荷集群动作量、可调负荷集群调度成本和相应出力下可调负荷集群面临的风险损失。图 2 中是传统机组的出力情况。

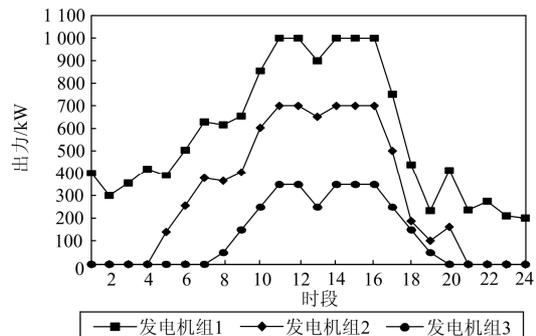


图 2 传统机组出力

Fig. 2 Energy output of traditional units

(1) 基于传统调度模型的优化结果

传统优化模型仅考虑传统机组的发电成本和负荷群的调度成本, 无风险损失项。根据该模型得到的可调负荷集群出力结果如图 3 所示。

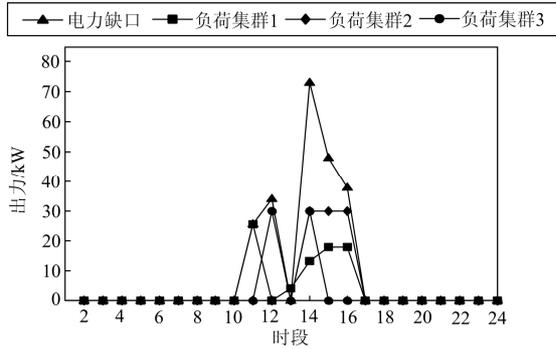


图 3 不考虑 VaR 响应的可调负荷集群动作量

Fig. 3 Adjustable load clusters action without VaR

在不考虑可调负荷集群 VaR 影响的模型中, 对可调负荷集群调度产生影响的只有集群的调度成本。调度成本低的集群优先动作, 且调度成本越低, 对应的可调负荷集群出力越多。

选取表 1 中置信度为 90% 风险损失系数, 计算负荷集群在各个时间段内面临的最大的风险损失, 如表 2 所示。

表 2 可调负荷集群在 90% 置信度下的 VaR 值

Table 2 VaR of adjustable load clusters with 90% confidence

时间段	负荷集群 1 VaR	负荷集群 2 VaR	负荷集群 3 VaR
11:00	816.95	0	0
12:00	128.52	0	285.2
14:00	417.69	1124.55	1285.2
15:00	578.16	0	1285.2
16:00	257.04	0	1285.2

(2) 考虑 VaR 的联合调度模型的优化结果

考虑可调负荷集群响应不确定性带来的风险损失时, 可调负荷集群的出力结果如图 4 所示。三个负荷集群的 VaR 值如表 3 所示。

将图 3 和图 4 相比较, 优化模型中考虑 VaR 值后, 三台负荷集群的优化调度结果发生较大变化。原本负荷集群 2 出力最多, 本文提出的数学模型求解结果为负荷集群 1 出力最大。

将置信度由 90% 提高到 95%, 则考虑可调负荷集群响应不确定性带来的风险损失时, 可调负荷集群的出力结果如图 5 所示。三个负荷集群的 VaR 值如表 4 所示。

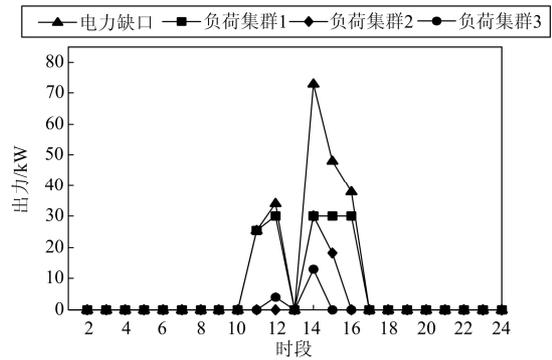


图 4 置信度为 90% 的可调负荷集群出力

Fig. 4 Adjustable load clusters action with 90% confidence

表 3 可调负荷集群在 90% 置信度下的 VaR 值

Table 3 VaR of virtual units with 90% confidence

时间段	负荷集群 1 VaR	负荷集群 2 VaR	负荷集群 3 VaR
11:00	816.95	0	0
12:00	963.9	0	171.36
14:00	963.9	1124.55	556.92
15:00	963.9	674.7	0
16:00	963.9	0	342.72

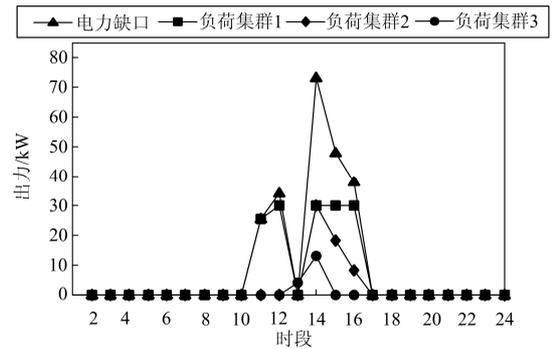


图 5 置信度为 95% 的可调负荷集群出力

Fig. 5 Adjustable load clusters action with 95% confidence

表 4 可调负荷集群在 95% 置信度下的 VaR 值

Table 4 VaR of virtual units with 95% confidence

时间段	负荷集群 1 VaR	负荷集群 2 VaR	负荷集群 3 VaR
11:00	953.106	0	0
12:00	1124.55	0	0
14:00	1124.55	1445.85	235.62
15:00	1124.55	867.51	765.65
16:00	1124.55	359.51	0

对比图 4 和图 5 可知, 置信度的提高虽然改变了负荷集群的出力, 但三台负荷集群出力的大小关系并未发生改变。

通过比较表 2 和表 3 中的数据可知, 采用相同

风险损失系数的情况下,不考虑 VaR 的数学模型中,可调负荷集群面临的最大风险损失均大于考虑 VaR 数学模型中集群面临的损失值。

通过对比表 3 和表 4 中的数据可知,置信度为 95%时,负荷集群面临的风险损失值大于置信度设置为 90%的情况。

表 5 3 种情况下的可调负荷集群调度成本

Table 5 Dispatch cost of adjustable load clusters in three cases

情况	1	2	3
调度成本/元	19 119	19 244	19 320

设不考虑 VaR 对可调负荷集群调度影响为情况 1,考虑 90%置信度风险损失为情况 2,考虑 95%置信度风险损失为情况 3。

3 种情况下的可调负荷集群调度成本如表 5 所示。

### 4.2.3 算例分析小结

(1) 随着置信度的提高,可调负荷集群的风险损失随之增加。且响应偏差越大的可调负荷集群比偏差小的面临更大的风险损失。

(2) 对于同样的电力缺口,联合调度模型可以实现响应偏移量小的负荷集群会优先于响应偏移量大的负荷集群参与调度。

(3) 可调负荷集群的总调度成本会随着风险损失置信度值的提高而增加。

(4) 可调负荷集群调度考虑风险损失,降低了负荷集群因响应不确定而面临的风险损失值。

## 5 结论

本文提出的联合调度模型可以兼顾风险和调度成本,通过对仿真模型结果的分析可知该模型保证调度经济性的同时大大减少可调负荷集群因响应不确定性面临的风险损失,虽然可调负荷集群的总调度成本有所增加,但增加量占总成本比例较低。在需求响应业务的实施中,综合考虑负荷响应的不确定性,通过改变电价让响应不确定性小的负荷集群优先参与调度,更加可靠有效地减少电力缺口,提高系统整体安全性。该联合调度数学模型还可以从以下两个方面进行改进:

(1) 可调负荷聚类<sup>[1,18]</sup>可以使可调负荷集群建模得到一定简化,同时提高模型的准确度。

(2) 结合实际情况,某些可调负荷只能在特定的时间段内对电价变化做出响应,在建模中考虑该因素可以使模型的实用性进一步提高。

### 参考文献

[1] 包宇庆,李扬,王春宁,等.需求响应参与大规模风电

接入下的电力系统频率调节研究[J].电力系统保护与控制,2015,43(4):32-37.

BAO Yuqing, LI Yang, WANG Chunqing, et al. On demand response participating in the frequency control of the grid under high wind penetration[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(4): 32-37.

[2] 王珂,姚建国,姚良忠,等.电力柔性负荷调度研究综述[J].电力系统自动化,2014,38(20):127-135.

WANG Ke, YAO Jianguo, YAO Liangzhong, et al. Survey of research on flexible loads scheduling technologies[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20): 127-135.

[3] 郭红霞,白浩,刘磊,等.统一电能交易市场下的虚拟电厂优化调度[J].电工技术学报,2015,30(23):136-145.

GUO Hongxia, BAI Hao, LIU Lei, et al. Optimal scheduling model of virtual power plant in a unified electricity trading market[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(23): 136-145.

[4] 王蓓蓓,李扬,高赐威.智能电网框架下的需求侧管理展望与思考[J].电力系统自动化,2009,33(20):17-22.

WANG Beibei, LI Yang, GAO Ciwei. Demand side management outlook under smart grid infrastructure[J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(20): 17-22.

[5] 高赐威,梁甜甜,李扬.节能发电调度下基于虚拟机组的日前负荷调度模型[J].中国电机工程学报,2014,34(22):3691-3699.

GAO Ciwei, LIANG Tiantian, LI Yang. Model of day-ahead load scheduling based on virtual generator unit in energy-saving power generation dispatching[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3691-3699.

[6] 贺建波,胡志坚,刘宇凯.大规模多目标水-火-风协调优化模型的建立和求解[J].电力系统保护与控制,2015,43(6):1-7.

HE Jianbo, HU Zhijian, LIU Yukai. Establishment and solution of the large-scale multi-objective hydro-thermal-wind power coordination optimization dispatching model[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(6): 1-7.

[7] 汪春,吴可,张祥文,等.规模化电动汽车和风电协同调度的机组组合问题研究[J].电力系统保护与控制,2015,43(11):41-48.

WANG Chun, WU Ke, ZHANG Xiangwen, et al. Unit commitment considering coordinated dispatch of large scale electric vehicles and wind power generation[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(11): 41-48.

- [8] ZHAO Chaoyue, WANG Jianhui, JEAN-PAUL W, et al. Multi-stage robust unit commitment considering wind and demand response uncertainties[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(3): 2708-2717.
- [9] 牛文娟, 李扬, 王蓓蓓. 考虑不确定性的需求响应虚拟电厂建模[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(22): 3630-3637.  
NIU Wenjuan, LI Yang, WANG Beibei. Demand response based virtual power plant modeling considering uncertainty[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(22): 3630-3637.
- [10] WANG Qianfan, WANG Jianhui, GUAN Yongpei. Stochastic unit commitment with uncertain demand response[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2013, 28(1): 562-563.
- [11] 吴杰康, 唐力. 含不确定性负荷的水火电力系统随机优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(28): 36-43.  
WU Jiekang, TANG Li. Stochastic optimization scheduling method for hydrothermal power systems with stochastic loads[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(28): 36-43.
- [12] 刘伟佳, 尚金成, 周文玮, 等. 基于多重分形理论的电力市场风险价值评估[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(7): 48-54.  
LIU Weijia, SHANG Jincheng, ZHOU Wenwei, et al. Evaluation of value-at-risk in electricity markets based on multifractal theory[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(7): 48-54.
- [13] 黄仁辉, 张集, 张粒子, 等. 整合 GARCH 和 VaR 的电力市场价格风险预警模型[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(19): 85-91.  
HUANG Renhui, ZHANG Ji, ZHANG Lizi, et al. Price risk forewarning of electricity market based on GARCH and VAR theory[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(19): 85-91.
- [14] 周明, 聂艳丽, 李庚银, 等. 电力市场下长期购电方案及风险评估[J]. 中国电机工程学报, 2006, 26(6): 116-122.  
ZHOU Ming, NIE Yanli, LI Gengyin, et al. Long-term electricity purchasing scheme and risk assessment in power markets[J]. Proceedings of the CSEE, 2006, 26(6): 116-122.
- [15] 蔡德华, 陈柏熹, 程乐峰, 等. 实施需求侧管理对提高发电系统可靠性的影响探究[J]. 电力系统保护与控制, 2015, 43(10): 51-56.  
CAI Dehua, CHEN Baixi, CHENG Lefeng, et al. Effective study about the implementation of demand side management on improving reliability of generation system[J]. Power System Protection and Control, 2015, 43(10): 51-56.
- [16] 王守相, 王栋, 韩亮. 考虑不确定性的微网日前经济优化调度区间线性规划方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(24): 5-11.  
WANG Shouxiang, WANG Dong, HAN Liang. Interval linear programming method for day-ahead optimal economic dispatching of microgrid considering uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(24): 5-11.
- [17] 孙宇军, 李扬, 王蓓蓓, 等. 计及不确定性需求响应的日前调度计划模型[J]. 电网技术, 2014, 38(10): 2708-2714.  
SUN Yujun, LI Yang, WANG Baibei, et al. A day-ahead scheduling model considering demand response and its uncertainty[J]. Power System Technology, 2014, 38(10): 2708-2714.
- [18] 黄宇腾, 侯芳, 周勤, 等. 一种面向需求侧管理的用户负荷形态组合分析方法[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(13): 20-25.  
HUANG Yuteng, HOU Fang, ZHOU Qin, et al. A new combinational electrical load analysis method for demand side management[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(13): 20-25.

---

收稿日期: 2015-12-01; 修回日期: 2016-03-27

作者简介:

孙博宇(1992-), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力需求侧管理; E-mail: 220142116@seu.edu.cn

喻洁(1975-), 女, 通信作者, 副教授, 研究方向为电力调度及其信息技术支持; E-mail: yujie@seu.edu.cn

梅军(1971-), 男, 副教授, 研究方向为电力系统运行分析。

(编辑 姜新丽)