

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.181123

# 计及源荷不确定性的多时间尺度滚动调度计划模型与方法

袁泉<sup>1</sup>, 吴云亮<sup>1</sup>, 李豹<sup>1</sup>, 孙宇军<sup>2</sup>, 赖晓文<sup>2</sup>, 钟海旺<sup>3</sup>

(1. 中国南方电网电力调度控制中心, 广东 广州 510663; 2. 北京清能互联科技有限公司, 北京 100084;  
3. 清华大学电机工程与应用电子技术系, 北京 100084)

**摘要:** 考虑风电和负荷预测偏差随时间尺度变化的规律以及分时电价条件下负荷响应偏差, 综合表述系统运行的不确定性因素及其影响, 提出了一种基于偏差预控的负荷调度模式。为实现风电、慢机、快机以及价格型和激励型需求响应在不同时间尺度上逐级协调优化的潜力, 构建了“日前-日内-实时”多时间尺度滚动调度计划模型。算例结果验证了决策模型与求解的有效性, 并进一步分析了不确定性因素对调度计划的影响以及多时间尺度经济运行域滚动决策的效果。提高不确定因素的预测精度以提升系统整体运行水平的同时, 应充分考虑不确定性偏差随时间尺度的变化规律和不同类型资源的互补特征。在系统可靠运行的前提下, 可根据系统运行不确定因素的偏差大小同步滚动生成不同时间尺度的经济运行域, 进一步增强系统运行的经济性。

**关键词:** 风电; 需求响应; 调度计划; 多时间尺度; 不确定性; 经济运行域

## Multi-timescale coordinated dispatch model and approach considering generation and load uncertainty

YUAN Quan<sup>1</sup>, WU Yunliang<sup>1</sup>, LI Bao<sup>1</sup>, SUN Yujun<sup>2</sup>, LAI Xiaowen<sup>2</sup>, ZHONG Haiwang<sup>3</sup>

(1. CSG Power Dispatching Control Center, Guangzhou 510663, China; 2. Beijing Tsintergy Technology Co., Ltd., Beijing 100084, China; 3. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

**Abstract:** The uncertain factors and their effects on system operation are comprehensively explained in this paper, of which the laws of wind and load prediction errors on different time scales and load response deviation under time-of-use price are both considered. And a load dispatch mode based on the pre-control of the deviation is proposed as well. To realize the potential of cooperatively optimization of the wind power, conventional unit, fast unit, price-based and incentive-based demand response, this paper develops a rolling dispatch model on “day ahead-in day-real time” scales. Case study verifies the effectiveness of the model and solving methods, and also analyzes the way in which the uncertain factors affect the dispatch plan. And the optimal results of the multi-timescale rolling decision on economic operation area are verified as well. Although dispatch plans could be optimized by improving the prediction accuracy, the change laws of uncertain factor deviation on multi-time scales and complementary characteristics of different resources should be considered as well. On condition that reliability constrains are satisfied, the economic operation area of different time scales could be decided by the deviation size of uncertain factors on the same time-scale, thus the cost of the system operation could be reduced.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51777102) and China Southern Power Grid Company “Reserve Capacity Assessment and Planning under Electricity Market Environment”.

**Key words:** wind power; demand response; dispatch; multi-timescale; uncertainty; economic operation area

## 0 引言

风电为代表的新能源规模化接入, 使得通过调

节常规电源来解决系统运行的波动性、不确定性的问题存在局限性<sup>[1-2]</sup>, 由此逐步改变了传统发电跟踪负荷的系统运行观念<sup>[3-8]</sup>。通过合理调控机制引导多类电源与柔性控制负荷的参与, 进而提高系统运行整体水平, 是国内外学者重点关注的研究方向<sup>[9-14]</sup>。

柔性负荷参与调度对于增强风电消纳的效果已被大量研究证实<sup>[15-19]</sup>。文献[16]以系统常规机组运

基金项目: 国家自然科学基金项目资助(51777102); 中国南方电网公司“电力市场环境备用容量评估与规划”研究项目资助

行成本、负荷侧调度成本最小和可再生能源消纳效益最大为目标,构建了源荷储协调互动的调度模型,有效提升了可再生能源消纳率。文献[18]综合考虑了不同类型电源与需求响应的多时间尺度协调优势,进一步提高了发电与用电互动的效果。上述研究为源荷协调优化的深化研究提供了良好的理论参考,但针对负荷响应不确定性的考虑仍较为欠缺。

已有研究指出<sup>[20-22]</sup>,通过负荷响应模式规避风电不确定性带来的系统运行风险的同时,也应该意识到负荷调控相对于电源调控本身存在的不确定性,尤其是随着负荷响应规模的增大,其影响程度也随之增加。已有研究上述影响的分析,主要集中在日前尺度<sup>[20-22]</sup>,在日内、实时调度上如何充分进行协调优化有待进一步研究。

此外,发电和负荷侧的不确定性具有随着时间推移逐渐减小的客观规律,在考虑通过提高预测精度来减缓不确定性影响的同时,也应合理利用偏差变化的规律,分析不同时间尺度经济运行的关联性,通过经济运行域的多周期滚动生成方法,提高不确定性条件下的系统整体运行水平<sup>[22]</sup>。已有研究表明日前和日内置信度的配合可以提高调度的经济性<sup>[23]</sup>,但针对置信度的松弛程度与不确定性因素之间的关系尚未给出对应结论。

综上所述,本文基于已有研究关于源荷资源不确定性客观规律的表述,在考虑风电预测偏差区间的同时,通过负荷预测偏差区间和电价响应条件下的偏差区间来表述负荷不确定性对系统运行的影响,并提出了基于偏差预控的可中断负荷调度模式;综合考虑风电、慢机、快机以及电价型和激励型需求响应(DR)资源的参与,构建了基于模糊机会约束的日前、日内和实时滚动调度计划模型,将其转化为清晰等价类后采用混合整数规划方法进行求解,算例分析验证了建模和求解的有效性。

## 1 发电与负荷的不确定性分析

### 1.1 风电及负荷不确定性表述

风电和负荷的预测误差,随着运行时间点的逼近具有逐渐变小的特点,本文采用三角模糊数<sup>[19]</sup>来表述风电及负荷预测误差导致的不确定性。

$$\tilde{P}_{WDA,t} = (r_{1DA} P_{WDA,t}, P_{WDA,t}, r_{3DA} P_{WDA,t}) \quad (1)$$

$$\tilde{P}_{LDA0,t} = (s_{1DA} P_{LDA0,t}, P_{LDA0,t}, s_{3DA} P_{LDA0,t}) \quad (2)$$

式中:  $\tilde{P}_{WDA,t}$  和  $\tilde{P}_{LDA0,t}$  分别表示风电和负荷的日前预测模糊参量;  $P_{WDA,t}$  和  $P_{LDA0,t}$  分别表示日前  $t$  时段的风电预测值,以及未考虑电价响应条件下的负荷预

测值;  $r_{1DA}$  和  $r_{3DA}$  以及  $s_{1DA}$  和  $s_{3DA}$  分别表示风电和负荷的日前预测偏差范围的下限、上限系数。同理可表述风电和负荷的日内、实时预测模糊参量  $\tilde{P}_{WID,t}$ ,  $\tilde{P}_{LID0,t}$ ,  $\tilde{P}_{WRT,t}$ ,  $\tilde{P}_{LRT0,t}$ 。

除了风电和负荷预测带来的不确定性以外,基于自愿原则参开展的价格型 DR 措施,也有可能导导致用户响应与预期存在偏差。由于用户在分时电价(TOU)下具有响应行为,本文在负荷预测偏差的基础上,叠加考虑响应弹性的预期与实际执行的偏差,并由此综合反映负荷侧的不确定性。

文献[20]分析指出价格型 DR 弹性的偏差,受到负荷响应总量、响应弹性系数和经济激励水平的影响,偏差区间随着响应率和电价变化率的增大,呈现“先增大后减小”的特征。本文在消费者心理学模型通过死区、线性区、饱和区表述时段负荷转移关系<sup>[24]</sup>的基础上,综合考虑负荷转移率偏差区间的影响,峰谷负荷转移率表达式为

$$\tilde{\lambda}_{pv} = \begin{cases} 0, & \Delta p_{pv} \leq \Delta p_{pv0} \\ k_{pv} (\Delta p_{pv} - \Delta p_{pv0}) \pm \bar{d}_{pv}, & \Delta p_{pv0} \leq \Delta p_{pv} \leq \Delta p_{pv,max} \\ \lambda_{pv,max}, & \Delta p_{pv} \geq \Delta p_{pv,max} \end{cases} \quad (3)$$

式中:  $\Delta p_{pv}$  表示峰谷电价差;  $\Delta p_{pv0}$  和  $\Delta p_{pv,max}$  分别表示负荷峰谷转移的死区临界电价差与饱和电价差;  $\lambda_{pv,max}$  表示峰谷负荷转移率的最大潜力值;  $k_{pv}$  表示线性区内峰谷负荷转移率变化的斜率;  $\bar{d}_{pv}$  表示峰谷负荷转移率的偏差区间。参考文献[20,24]对价格型 DR 不确定性分析的结论,  $\bar{d}_{pv}$  随电价差  $\Delta p_{pv}$  的变化有“先增大后减小”规律,可表达为

$$\bar{d}_{pv} = \begin{cases} k_a (\Delta p_{pv} - \Delta p_{pv0}), & \Delta p_{pv0} \leq \Delta p_{pv} \leq \Delta p_{pv}^{IP} \\ d_{pv,max} + k_b (\Delta p_{pv} - \Delta p_{pv}^{IP}), & \Delta p_{pv}^{IP} \leq \Delta p_{pv} \leq \Delta p_{pv,max} \\ 0, & \Delta p_{pv} \leq \Delta p_{pv0} \text{ 或 } \Delta p_{pv} \geq \Delta p_{pv,max} \end{cases} \quad (4)$$

式中:  $\Delta p_{pv,max}$  表示峰谷负荷转移率的最大偏差值;  $\Delta p_{pv}^{IP}$  表示拐点的峰谷电价差,表示电价因素对响应偏差影响占主导位置前、后的临界价差;  $k_a$  和  $k_b$  分别表示电价因素占主导位置前、后,响应偏差区间随峰谷电价差变化的系数;其余变量与式(3)相同,同理可以得到峰平、平谷负荷转移率的表达式。

综合考虑负荷的预测误差和 TOU 下时段负荷转移不确定性的影响,拟合得到日前、日内和实时尺度的各时段负荷。日前尺度的时段拟合负荷为

$$P_{LDA,t} = \begin{cases} \tilde{P}_{LDA0,t} - \tilde{\lambda}_{pf} P_{LDA,pav} - \tilde{\lambda}_{pv} P_{LDA,pav}, & t \in p \\ \tilde{P}_{LDA0,t} + \tilde{\lambda}_{pf} P_{LDA,pav} - \tilde{\lambda}_{fv} P_{LDA,fav}, & t \in f \\ \tilde{P}_{LDA0,t} + \tilde{\lambda}_{pv} P_{LDA,pav} + \tilde{\lambda}_{fv} P_{LDA,fav}, & t \in v \end{cases} \quad (5)$$

式中： $\tilde{P}_{LDA0,t}$ 表示仅考虑预测误差条件下日前 $t$ 时段预测负荷的模糊参量； $p$ 、 $f$ 、 $v$ 分别表示峰、平、谷时段集合； $\tilde{\lambda}_{pf}$ 、 $\tilde{\lambda}_{pv}$ 和 $\tilde{\lambda}_{fv}$ 分别表示考虑响应偏差影响的峰平、峰谷和平谷负荷转移率； $P_{LDA,pav}$ 、 $P_{LDA,fav}$ 分别表示根据日前峰、平时段负荷预测值计算得到的时段平均负荷；同理可得到日内和实时尺度的时段拟合负荷 $\tilde{P}_{LID,t}$ 和 $\tilde{P}_{LRT,t}$ 。

### 1.2 基于偏差预控的负荷调度模式

现有针对激励型 DR 参与调度计划的研究，主要根据可中断负荷(IL)的成本和调节特性，在同一时间尺度内<sup>[15]</sup>完成约束条件下的 IL 调度计划编制。传统基于单一时间尺度的 IL 调度模式，在方便执行 IL 计划的同时，也压缩了 IL 细化调整的空间。

多时间尺度滚动调度模式下，日内调度是日前和实时调度衔接的过程，可根据相对准确的日内风电和负荷预测结果，在日前调度的基础上进行局部调整。综合考虑 IL 响应能力的限制，本文提出一种基于偏差预控的负荷调度模式，IL 调度过程分为三个阶段。1) 日前状态调用阶段：根据 IL 合同的约束条件，在日前调度中确定各 IL 的调用状态和计划响应容量；2) 日内区间调用阶段：针对处于调用状态的 IL，根据日前计划响应容量以及合同约定的可调整比例，确定日内偏差控制区间，并将其纳入日内调度完成计划响应容量的修正，通过日内发用电联合调度优化确定实际响应容量；3) 实时计划执行阶段：按照日内调整的结果执行实际响应容量，其余运行偏差由发电侧资源进行弥补。

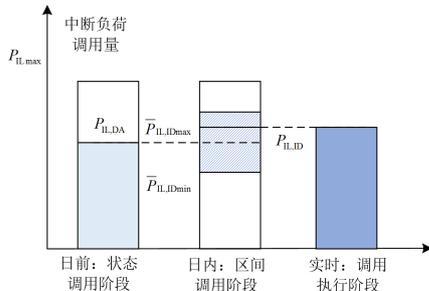


图 1 基于偏差预控的 IL 响应原理

Fig. 1 Response principle of the IL based on the mode of deviation pre-control

图 1 中： $P_{IL,DA}$ 表示日前调度确定的计划响应容量； $\bar{P}_{IL,IDmax}$ 和 $\bar{P}_{IL,IDmin}$ 分别表示根据合同确定偏差调整比例确定的日内调整范围上、下限； $P_{IL,ID}$ 表示实际执行的响应容量。

基于偏差预控的 IL 调度模式实质上是引入激励型 DR。将偏差预控的 IL 调度模式纳入多时间尺度调度计划过程，可以避免为了提高响应能力而要求用户在短时间内进行调用状态调整和较大幅度响应容量调整的问题，有助于系统运行不确定性因素的预控，增强现行激励型 DR 对调度计划的积极效果。

## 2 多时间尺度滚动调度计划流程

本文考虑风电、负荷预测误差在不同时间尺度上逐步减小的特点，充分利用慢机、快机、风电、价格型 DR 和激励型 DR 协调优化的能力，将基于偏差预控的负荷调度模式纳入多时间尺度调度框架，提出了“日前-日内-实时”滚动调度计划流程。

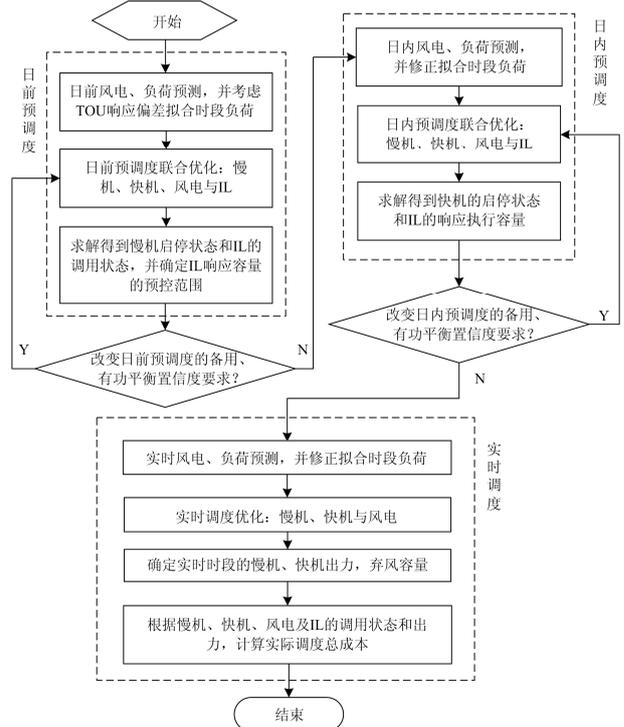


图 2 计及源荷不确定性的多时间尺度滚动调度计划流程

Fig. 2 Procedure of multi-timescale coordinated dispatch considering uncertainty of load and generation

如图 2 所示，日前调度(1 h)中，基于日前预测负荷和电价响应条件下的时段负荷参量，以及风电预测偏差，进行发用电联合优化，确定慢机的启停状态、激励型 DR 的调用状态和计划响应量，并将其作为参数代入日内调度计划。日内调度(15 min)

中,根据日内负荷预测结果同理修正时段负荷参量,考虑风电日内预测结果以及激励型 DR 的偏差调整范围,通过发用电联合优化,确定快机的启停状态,以及激励型 DR 的响应计划。实时调度(5 min)则是在确定了火电机组的启停状态,以及偏差预控后的激励型 DR 响应容量的基础上,通过发电侧实际出力或弃风量的调整,进一步消化风电和负荷实时预测偏差的影响。

系统有功平衡和备用约束的置信度作为调度计划可靠程度的衡量标准,在保障实时调度计划满足一定置信度要求的前提下,可以通过设置日前、日内预调度中不同的置信度约束,进一步实现多时间尺度经济运行域的寻优。

相对于实时调度而言,日前和日内调度本质上属于预调度的过程,日前、日内调度计划优化均以预调度成本最小化为目标,完成实时调度计划后系统内所有调度变量的实际值将最终确定,可据此计算得到实际的调度总成本。

### 3 多时间尺度滚动调度计划建模及求解

#### 3.1 日前调度计划模型

日前以预调度成本最小化为目标,具体包括火电机组运行和启停、弃风和激励型 DR 的调用成本;求解确定慢机启停状态、激励型 DR 调用状态和计划响应容量,并将其代入日内调度计划编制过程。

##### 1) 目标函数

$$\begin{aligned} \min F_{DA} = & \sum_{t=1}^{T_{DA}} \sum_{i=1}^{N_{RG}} [C(P_{RGi,t}) + u_{RGi,t}(1-u_{RGi,t-1})S_{RGi}] + \\ & \sum_{t=1}^{T_{DA}} \sum_{i=1}^{N_{FG}} [C(P_{FGi,t}) + u_{FGi,t}(1-u_{FGi,t-1})S_{FGi}] + \\ & \sum_{t=1}^{T_{DA}} \sum_{j=1}^{N_{IL}} u_{ILj,t} P_{ILj,t} C_{ILj} + \sum_{t=1}^{T_{DA}} P_{WCur,t} C_{WCur} \end{aligned} \quad (6)$$

式中:  $T_{DA}$  表示日前调度时段总数;  $N_{RG}$ 、 $N_{FG}$ 、 $N_{IL}$  分别表示慢机,快机和 IL 的数量;  $P_{RGi,t}$  和  $P_{FGi,t}$  分别表示  $t$  时段第  $i$  台慢机和快机的出力大小;  $P_{ILj,t}$  表示  $t$  时段第  $j$  个中断负荷的响应容量;  $P_{WCur,t}$  表示时段  $t$  的弃风容量;  $u_{RGi,t}$ 、 $u_{FGi,t}$  和  $u_{ILj,t}$  分别表示  $t$  时段第  $i$  台慢机、快机和第  $j$  个中断负荷的调用状态;  $C(P_{RGi,t})$  和  $C(P_{FGi,t})$  分别表示时段  $t$  内第  $i$  台慢机和快机的运行成本,通过机组时段出力的二次函数拟合表示;  $S_{RGi}$  和  $S_{FGi}$  分别表示第  $i$  台慢机和快机的启动成本;  $C_{ILj}$  表示第  $j$  个中断负荷的单位调用成本;  $C_{WCur}$  表示单位弃风成本的期望值。

##### 2) 约束条件

考虑发电、负荷双侧不确定性的条件下,将风电预测出力和时段拟合负荷采用模糊参量表示,系统有功和备用约束表达式为

$$\text{Cr}\{\tilde{P}_{LDA,t} + P_{WCur,t} = \sum_{i=1}^{N_{RG}} P_{RGi,t} + \sum_{i=1}^{N_{FG}} P_{FGi,t} + \tilde{P}_{WDA,t} + P_{ILj,t}\} \geq \theta_{DA} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} \text{Cr}\{(1 + \gamma_{DA}) \tilde{P}_{LDA,t} \leq \sum_{i=1}^{N_{RG}} u_{RGi,t} \min(P_{RGi,max}, P_{RGi,t} + 60R_{RGi}^{up}) + \\ \sum_{i=1}^{N_{FG}} u_{FGi,t} \min(P_{FGi,max}, P_{FGi,t} + 60R_{FGi}^{up}) + \tilde{P}_{WDA,t} - P_{WCur,t} + P_{ILj,t}\} \geq \pi_{DA} \end{aligned} \quad (8)$$

式中:  $\text{Cr}\{\bullet\}$  表示条件等式(不等式)成立的置信度函数;  $\theta_{DA}$  和  $\pi_{DA}$  分别表示日前功率约束和备用约束条件满足的置信度水平;  $\gamma_{DA}$  表示日前旋转备用系数;  $R_{RGi}^{up}$  和  $R_{FGi}^{up}$  分别表示第  $i$  台慢机、快机以 1 min 为时间间隔的最大爬坡速率参数。

慢机、快机应满足火电机组技术条件约束:

$$\begin{cases} u_{RGi,t} P_{RGi,min} \leq P_{RGi,t} \leq u_{RGi,t} P_{RGi,max} \\ u_{FGi,t} P_{FGi,min} \leq P_{FGi,t} \leq u_{FGi,t} P_{FGi,max} \end{cases} \quad (9)$$

$$\begin{cases} |P_{RGi,t} - P_{RGi,t-1}| \leq 60R_{RG}^{up} \\ |P_{FGi,t} - P_{FGi,t-1}| \leq 60R_{FG}^{up} \end{cases} \quad (10)$$

$$\begin{cases} (u_{RGi,t} - u_{RGi,t-1}) + (u_{RGi,t+y} - u_{RGi,t+y-1}) \leq 1, y=1,2,\dots,T_{RGi\_on} \\ (u_{FGi,t} - u_{FGi,t-1}) + (u_{FGi,t+y} - u_{FGi,t+y-1}) \leq 1, y=1,2,\dots,T_{FGi\_on} \\ (u_{RGi,t-1} - u_{RGi,t}) + (u_{RGi,t+y} - u_{RGi,t+y-1}) \leq 1, y=1,2,\dots,T_{RGi\_off} \\ (u_{FGi,t-1} - u_{FGi,t}) + (u_{FGi,t+y} - u_{FGi,t+y-1}) \leq 1, y=1,2,\dots,T_{FGi\_off} \end{cases} \quad (11)$$

式(9)表示机组的最大最小出力约束,其中  $P_{RGi,max}$ 、 $P_{RGi,min}$  分别表示慢机的最大、最小技术出力,  $P_{FGi,max}$ 、 $P_{FGi,min}$  分别表示快机的最大、最小技术出力;式(10)表示机组的爬坡约束;式(11)表示最小开停机时间约束,其中  $T_{RGi\_on}$ 、 $T_{RGi\_off}$ 、 $T_{FGi\_on}$ 、 $T_{FGi\_off}$  分别表示慢机和快机的最小开、停机时间。

系统弃风容量期望值约束为

$$0 \leq P_{WCur,t} \leq \rho_w P_{WDA,t} \quad (12)$$

式中:  $P_{WCur,t}$  表示时段  $t$  的弃风容量;  $P_{WDA,t}$  表示时段风电预测值;  $\rho_w$  表示弃风的上限比例系数,取值为(0,1)。

针对参与激励型 DR 的中断负荷,满足时段响应容量约束和累计中断时间约束。

$$u_{ILj,t} P_{ILj,min} \leq P_{ILj,t} \leq u_{ILj,t} P_{ILj,max} \quad (13)$$

$$\sum_{t=1}^{T_{DA}} u_{ILj,t} \leq T_{ILj,max} \quad (14)$$

式中:  $P_{ILj,max}$ 、 $P_{ILj,min}$  分别表示第  $j$  个中断负荷的最大、最小响应容量;  $T_{ILj,max}$  表示第  $j$  个中断负荷的

最大累计中断时长。

通过日前调度优化确定慢机启停状态和中断负荷的调用状态,并根据中断负荷的计划响应容量确定日内可调容量范围,作为参量代入日内调度优化模型。快机的启停状态,中断负荷的响应容量,以及慢机和快机在各时段的出力等变量,在日前计划模型中求解得到的是预调度结果,在日内和实时调度中可在约束范围内进行调整。

### 3.2 日内和实时调度计划模型

#### 1) 目标函数

日内调度计划模型以预调度可变成本最小化为目标,通过日前调度模型求解已明确了慢机和可中断负荷的调用状态,因此慢机的启停成本在日内调度中没有优化空间;日内预调度可变成本表示为慢机的运行成本,快机的启停、运行成本,中断负荷调度成本以及弃风成本之和。

$$\min F_{ID} = \sum_{t=1}^{T_{ID}} \sum_{i=1}^{N_{RG}} C(P_{RGi,t}) + \sum_{t=1}^{T_{ID}} \sum_{i=1}^{N_{FG}} [u_{FGi,t}(1-u_{FGi,t-1})S_{FGi} + C(P_{FGi,t})] + \sum_{t=1}^{T_{ID}} \sum_{j=1}^{N_{IL}} u_{ILj,t} P_{ILj,t} C_{ILj} + \sum_{t=1}^{T_{ID}} P_{WCur,t} C_{WCur} \quad (15)$$

实时调度计划模型以实际调度的可变成本最小化为目标,由于在日内调度进一步确定了快机的调用状态和中断的时段调用量,所有常规机组的启停成本以及中断负荷的调用成本在实时调度中亦无优化空间;实时调度的可变成本表示为常规机组的运行成本和弃风成本之和。

$$\min F_{RT} = \sum_{t=1}^{T_{RT}} \sum_{i=1}^{N_{RG}} C(P_{RGi,t}) + \sum_{t=1}^{T_{RT}} \sum_{i=1}^{N_{FG}} C(P_{FGi,t}) + \sum_{t=1}^{T_{RT}} P_{WCur,t} C_{WCur} \quad (16)$$

式中,  $T_{ID}$ 、 $T_{RT}$  分别表示日内和实时调度的时段总数。

#### 2) 约束条件

日内调度和实时调度计划编制,应满足系统有功平衡和备用约束条件:

$$\begin{cases} Cr\{\tilde{P}_{LID,t} + P_{WCur,t} = \sum_{i=1}^{N_{RG}} P_{RGi,t} + \sum_{i=1}^{N_{FG}} P_{FGi,t} + \tilde{P}_{WID,t} + P_{ILj,t}\} \geq \theta_{ID} \\ Cr\{(1+\gamma_{ID})\tilde{P}_{LID,t} \leq \sum_{i=1}^{N_{RG}} u_{RGi,t} \min(P_{RGi,max}, P_{RGi,t} + 15R_{RGi}^{up}) + \sum_{i=1}^{N_{FG}} u_{FGi,t} \min(P_{FGi,max}, P_{FGi,t} + 15R_{FGi}^{up}) + \tilde{P}_{WID,t} - P_{WCur,t} + P_{ILj,t}\} \geq \pi_{ID} \end{cases} \quad (17)$$

$$\begin{cases} Cr\{\tilde{P}_{LRT,t} + P_{WCur,t} = \sum_{i=1}^{N_{RG}} P_{RGi,t} + \sum_{i=1}^{N_{FG}} P_{FGi,t} + \tilde{P}_{WRT,t} + P_{ILj,t}\} \geq \theta_{RT} \\ Cr\{(1+\gamma_{RT})\tilde{P}_{LRT,t} \leq \sum_{i=1}^{N_{RG}} u_{RGi,t} \min(P_{RGi,max}, P_{RGi,t} + 5R_{RGi}^{up}) + \sum_{i=1}^{N_{FG}} u_{FGi,t} \min(P_{FGi,max}, P_{FGi,t} + 5R_{FGi}^{up}) + \tilde{P}_{WRT,t} - P_{WCur,t} + P_{ILj,t}\} \geq \pi_{RT} \end{cases} \quad (18)$$

式中:  $\theta_{ID}$ 、 $\pi_{ID}$ 、 $\theta_{RT}$ 、 $\pi_{RT}$  分别表示日内和实时调度中有功平衡、备用约束满足的置信度水平;  $\gamma_{ID}$  和  $\gamma_{RT}$  分别表示日内和实时调度的备用系数。

日内调度计划中,慢机应满足最大最小出力和爬坡约束条件;快机应满足机最大最小出力、爬坡和最小开停机时间约束条件;各时段的弃风容量应满足日内风电预测一定比例范围内的约束。激励型 DR 应满足在计划响应容量内的调整范围约束:

$$\varphi_{j,min} \bar{P}_{ILj,t} \leq P_{ILj,t} \leq \min(\varphi_{j,max} \bar{P}_{ILj,t}, P_{ILj,max}) \quad (19)$$

式中:  $\varphi_{j,min}$  和  $\varphi_{j,max}$  分别表示第  $j$  个中断负荷的调整比例下限、上限;  $\bar{P}_{ILj,t}$  表示对应时段  $t$  内,由日前调度计划确定的第  $j$  个中断负荷的计划响应容量。

实时调度计划模型的约束条件还包括慢机、快机的最大最小技术出力和爬坡约束,以及弃风容量期望的约束。

### 3.3 模型求解

借助不确定规划理论,将含有模糊变量的有功平衡和备用约束转化为其清晰等价类<sup>[20]</sup>后,根据混合整数规划理论,通过 Yalmip 调用优化软件 Cplex 进行模型求解。

## 4 算例分析

### 4.1 算例条件

将 IEEE10 机系统<sup>[20]</sup>的前 5 台机组(容量大、启动成本较高)作为慢机、后 5 台机组(容量小、启动成本较低)作为快机,风电和负荷预测功率如图 3 所示,风电/负荷的日前、日内和实时预测偏差范围分别为:  $\pm 20\%/ \pm 3\%$ ,  $\pm 10\%/ \pm 2\%$  和  $\pm 5\%/ \pm 1\%$ ,弃风成本设置为 236 元/MWh<sup>[24]</sup>,弃风上限系数取为 0.5;考虑预测偏差范围的影响,日前、日内和实时调度中备用系数分别设置为 0.2, 0.1 和 0.05。未实施价格型 DR 前的电价为 1 元/kWh,通过拉开“峰-平”和“平-谷”价差的方式设置峰、谷电价,TOU 下的负荷转移和响应偏差参数如表 1 所示;激励型 DR 约定的参数如表 2 所示。

表 1 价格型 DR 的负荷转移及偏差参数

Table 1 Parameters of load transform and its deviation under price-based DR

	峰-谷	峰-平	平-谷
死区价差	0.1	0.1	0.1
饱和价差	1.1	0.6	0.8
临界价差	0.7	0.4	0.5
最大转移率	5%	4%	4%
最大偏差范围	3%	2%	1%

表 2 激励型 DR 的响应参数表

Table 2 Parameters of incentive-based DR

序号	最大响应容量/MW	单位成本/(元/(MW·h))	最大累计中断时长/h	偏差预控范围
1	10	105	5	[0.7,1.5]
2	25	140	5	[0.6,1.5]
3	25	175	4	[0.5,1.5]
4	10	210	2	[0.4,1.6]
5	12	126	3	[0.5,1.5]
6	20	175	3	[0.5,1.6]
7	20	252	2	[0.6,1.6]
8	15	315	1	[0.7,1.6]

## 4.2 算例结果

为验证发用电联合调度优化以及偏差预控机制的效果,在所述算例条件下,设置电价差为 0.2 元/kWh,各时间尺度的有功和备用约束的置信度均为 0.95,根据实时调度完成后确定的机组启停状态和出力大小、弃风和激励型 DR 的响应容量,计算得到慢机、快机、弃风和 IL 调用实际成本并加总,进行以下 5 种场景的结果比对。

场景 1: 无 DR 参与; 场景 2: 仅有价格型 DR 参与; 场景 3: 仅有激励型 DR 参与; 场景 4: 价格型、激励型 DR 参与,但无偏差预控机制; 场景 5: 价格型、激励性 DR 参与,且有偏差预控机制。

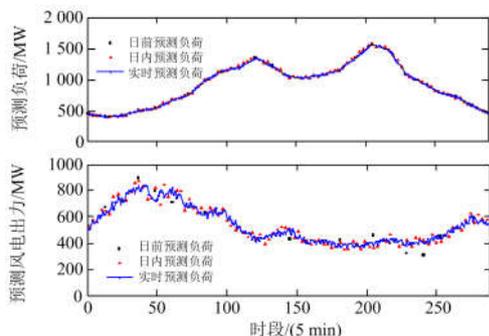


图 3 各时段风电和负荷预测功率

Fig. 3 Prediction of wind and load on multi-timescale

对比场景 1 与场景 2, 以及场景 3 与场景 5 的结果可知, TOU 的移峰填谷效应显著减少了谷时段的弃风电量, 降低了峰时段火电机组的边际成本, 由此增强了系统运行的经济性; 相对于激励型 DR 而言, 价格型 DR 的覆盖面广, 其带来经济效益也更为显著。

对比场景 1 与场景 3 的结果可知, 通过激励型 DR 与火电机组配合, 减小了机组的启停频度及各时段的边际发电成本, 由此降低了实际调度总成本。

通过场景 2、3 与场景 4、5 的结果比对, 可以

验证价格型 DR 和激励型 DR 具有联合优化的空间。联合优化既能发挥 TOU 的显著优势, 也能够充分利用 IL 与小容量机组配合的特点, 在满足系统可靠运行的前提下, 有效降低实际调度成本。

比较场景 4、5 的结果可知, 针对中断负荷的偏差预控机制, 在满足部分负荷在日内调整范围限制的条件下, 充分利用更为准确的预测信息, 进一步增强了风电、快机和响应负荷的优化配置效果。

不同场景下实际调度成本比对见表 3。

表 3 不同场景下实际调度成本比对

Table 3 Comparison of actual costs of dispatch schemes under different scenarios

	元				
	总成本	运行成本	启停成本	IL 成本	弃风成本
场景 1	3 005 442	252 784	120 832	0	356 764
场景 2	2 939 386	2 504 969	120 832	0	313 586
场景 3	2 970 472	2 494 984	112 991	17 561	344 936
场景 4	2 923 656	2 466 955	113 433	32 074	311 194
场景 5	2 917 217	2 474 086	112 991	20 812	309 328

## 4.3 源荷不确定性对调度的影响分析

1) 风电预测准确度的影响分析。基于 4.2 节场景 5 的条件, 设定电价差为 0.5 元/kWh, 比较风电预测准确度不同的条件下调度总成本如表 4 所示。

表 4 不同风电预测偏差条件下实际调度成本比对

Table 4 Comparison of actual costs of dispatch schemes with different prediction errors of wind

	元		
	条件 1 20%/10%/5%	条件 2 15%/7.5%/5%	条件 10%/5%/5%
总成本	2 835 922	2 792 970	2 738 133
运行成本	2 455 881	2 437 300	2 401 873
启停成本	114 063	114 636	138 244
IL 成本	10 031	13 081	20 182
弃风成本	255 947	227 955	177 835

随着风电预测准确程度的提高, 系统运行成本总体呈下降的趋势。其主要原因在于, 越为准确的预测条件下, 系统有功功率供给的偏差范围越小, 对系统功率不平衡和备用不足的支撑需求越小。

根据表 4 比对预测精度不同程度提高的情况下系统运行成本节约的程度, 日前和日内风电预测误差连续同步降低时(5%和 2.5%), 实际调度总成本相继降低 42 952 元和 52 837 元。据此可知, 当风电预测偏差较小时, 风电预测准确度对经济效果的影响也相对明显; 但预测越为准确的条件下, 进一步提高预测精度的难度也越大。因此, 不建议仅通过追求预测精度的方式来提高系统运行的整体水平。

2) 负荷预测准确率及响应行为偏差的影响分析。以表 4 条件 1 为基准条件(负荷预测误差为 3%/2%/1%), 连续同步改变各时间尺度上的负荷预测误差来设置比对条件, 计算调度总成本如表 5。

表 5 不同负荷预测偏差条件下实际调度成本对比  
Table 5 Comparison of actual costs of dispatch schemes with different prediction errors of load

	比对条件 1 5%/4%/2%	比对条件 2 4%/3%/1.5%	比对条件 3 2%/1%/0.5%
总成本	2 842 055	2 832 831	2 824 828
运行成本	2 470 650	2 460 553	2 437 693
启停成本	107 163	106 721	111 788
IL 成本	14 551	12 954	16 920
弃风成本	249 691	252 602	258 426

由表 4 和表 5 结果可知, 调度总成本整体呈下降趋势。提高负荷预测准确度总体上有利于降低系统运行成本, 但受制于预测准确度极限导致效果不特别明显。其中, 基准条件的总成本较比对条件 2 有小幅上升, 主要是受到负荷预测偏差导致日前、日内预调度中部分常规机组启停状态改变的影响。

为验证用户响应行为偏差的影响, 以表 4 的条件 1 为基准, 分别考虑用户在 TOU 条件下响应行为下出现最大的正、负偏差时, 计算得到系统运行总成本分别为 2 865 996 元和 2 995 337 元。响应与预期出现正偏差时, 更有利于风电消纳、降低峰时段机组运行边际成本, 从而降低运行总成本; 出现负偏差时有相反的效用。实际应用中, 应根据不同价格条件下响应偏差的影响, 并结合系统运行备用情况来衡量调度计划所能承受的风险水平, 在保障系统可靠运行的前提下增强调度计划的经济性。

#### 4.4 多时间尺度经济运行域分析

相比于实时调度, 日前和日内调度本质上属于预调度的过程。实时调度约束条件的置信度客观反映了系统运行的可靠性要求, 在实时调度满足相同置信度要求的前提下, 通过降低日前或日内调度的有功和备用约束的置信水平, 可实现多时间尺度经济运行域寻优。基于 4.3 小节条件 1 的参数设置, 保持实时有功平衡和备用约束的置信度等于 0.95, 将日前和日内计划的置信度在小于或等于 0.95 的范围内选取, 分别:

- 1) 单独调整日前决策的置信度;
- 2) 同步调整日前、日内置信度;
- 3) 分步调整日前、日内置信度(日内置信度  $\geq 0.8$  时, 日前置信度取 0.95; 否则, 日前置信度取 0.85)。

上述各调整方式下运行成本变化如图 4 所示。

由图 4 可知, 保持实时调度约束的置信度不变的条件下, 通过逐步降低日前、日内调度计划的置信度水平, 可以不同程度的增强系统运行的经济性。松弛预调度计划的可信性约束带来的经济效益主要集中体现在日前调度的决策层面, 主要原因在于: 系统运行不确定性因素的以日前预测的偏差最为突出, 而且针对日前不确定性因素的处理方式很大程度上决定了机组和可调负荷的调用状态, 由此对最终的调度计划成本产生较大影响。在日内时间尺度上, 预测偏差已经较大程度的降低, 且计划在运的慢机、快机出力的调整能力在很大程度上也能够弥补预测偏差的影响, 因此通过松弛预调度约束条件额外带来的优化空间亦较大程度的缩小。

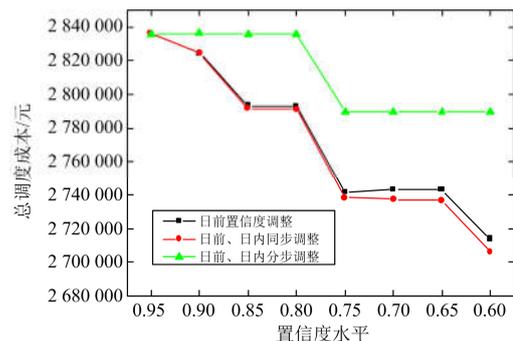


图 4 不同置信度调整方式下系统运行成本对比

Fig. 4 Comparison of operation costs with different adjustments for confidences of day-ahead and in-day

在系统有功和备用资源较为充足的条件下, 根据预调度过程中各类不确定性因素引起的有功偏差的变化规律, 以及可调机组的容量, 同步控制可信性约束的松弛程度, 以此提高系统运行的经济性; 反之, 在系统运行可靠性风险较大的条件下, 不宜盲目降低预调度决策的置信度水平。

## 5 结论

1) 价格型 DR 与风电的反调峰特性的适配有效降低了弃风成本, 激励型 DR 在日前、日内时间尺度上与慢机、快机的适配有效降低了机组启停和运行成本, 通过不同种类资源在多时间尺度上的协调优化, 可以增强系统运行的经济性。

2) 降低风电等系统不确定性因素的预测误差, 有助于减少满足系统约束条件下的可控发电、负荷资源的配置需求, 由此降低系统运行的成本, 但预测准确度提高的难度及其带来的经济效益呈较为明显的制约关系。

3) 应充分利用各类可调度资源随时间尺度的

变化规律, 在满足相同的可靠性约束条件下, 借助经济运行域的多周期滚动生成方法提高系统运行的整体水平; 系统有功和备用充足的情况下, 可根据不同时间尺度上的预测偏差范围的大小, 同步松弛该时间尺度上的约束条件, 为后续时间尺度上的资源配置预留优化空间; 反之, 系统运行风险较大的情况下, 不宜在预调度中将置信度水平设置过低。

### 参考文献

- [1] 牟春华, 居文平, 黄嘉驷, 等. 火电机组灵活性运行技术综述与展望[J]. 热力发电, 2018, 47(5): 1-7.  
MU Chunhua, JU Wenping, HUANG Jiasi, et al. Review and prospect of technologies of enhancing the flexibility of thermal power units[J]. Thermal Power Generation, 2018, 47(5): 1-7.
- [2] 夏叶, 康重庆, 宁波, 等. 用户侧互动模式下发用电一体化调度计划[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(1): 17-23.  
XIA Ye, KANG Chongqing, NING Bo, et al. A generation and load integrated scheduling on interaction mode on customer side[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(1): 17-23.
- [3] 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.
- [4] 管志成, 丁晓群, 郑能, 等. 计及需求侧资源的主动配电系统两阶段优化调度[J]. 智慧电力, 2018, 46(1): 14-21, 62.  
GUAN Zhicheng, DING Xiaoqun, ZHENG Neng, et al. Two-stage optimal dispatch of active distribution system considering demand-side resources[J]. Smart Power, 2018, 46(1): 14-21, 62.
- [5] AALAMI H A, MOGHADDAM M P, YOUSEFI G R. Modeling and prioritizing demand response programs in power markets[J]. Electric Power Systems Research, 2010, 80(4): 426-435.
- [6] 王健, 鲁宗相, 乔颖, 等. 高载能负荷提高风电就地消纳的需求响应模式研究[J]. 电网技术, 2017, 41(7): 2115-2123.  
WANG Jian, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Research on demand response mechanism of wind power local accommodation utilizing energy-intensive loads[J]. Power System Technology, 2017, 41(7): 2115-2123.
- [7] DE JONGHE C, HOBBS B F, BELMANS R. Value of price responsive load for wind integration in unit commitment[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(2): 675-685.
- [8] BIE Zhaohong, XIE Haipeng, HU Guowei, et al. Optimal scheduling for power systems considering demand response[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2016, 4(2): 180-187.
- [9] 林艺城, 魏焕政, 陈云龙, 等. 实时电价下家庭并网风光蓄发电系统优化调度[J]. 智慧电力, 2017, 45(9): 34-39.  
LIN Yicheng, WEI Huanzheng, CHEN Yunlong, et al. Optimal dispatching of wind-solar-storage for household grid connection under real time electricity price[J]. Smart Power, 2017, 45(9): 34-39.
- [10] ZHANG Yumin, HAN Xueshan, ZHANG Li, et al. Integrated generation-consumption dispatch based on compensation mechanism considering demand response behavior[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2018, 6(5): 1025-1041.
- [11] 钟海旺, 夏清, 黄媚, 等. 降低网损和消除阻塞的有序用电模式与方法[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1915-1921.  
ZHONG Haiwang, XIA Qing, HUANG Mei, et al. A Pattern and method of orderly power utilization considering transmission loss reduction and congestion elimination[J]. Power System Technology, 37(7): 1915-1921.
- [12] 宋艺航, 谭忠富, 李欢欢, 等. 促进风电消纳的发电侧、储能及需求侧联合优化模型[J]. 电网技术, 2014, 38(3): 610-615.  
SONG Yihang, TAN Zhongfu, LI Huanhuan, et al. An optimization model combining generation side and energy storage system with demand side to promote accommodation of wind power[J]. Power System Technology, 2014, 38(3): 610-615.
- [13] 唐学军, 韩佶, 苗世洪, 等. 基于需求侧响应的多类型负荷协调控制模型[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(16): 116-123.  
TANG Xuejun, HAN Ji, MIAO Shihong, et al. Coordinated control model of multi-type load on demand response[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(16): 116-123.
- [14] 徐辉, 焦扬, 蒲雷, 等. 计及不确定性和需求响应的风光燃储集成虚拟电厂随机调度优化模型[J]. 电网技术, 2017, 41(11): 3590-3597.  
XU Hui, JIAO Yang, PU Lei, et al. Stochastic scheduling optimization model for virtual power plant of integrated wind-photovoltaic-energy storage system considering uncertainty and demand response[J]. Power System Technology, 2017, 41(11): 3590-3597.
- [15] 于娜, 李伟蒙, 黄大为, 等. 计及可转移负荷的含风电场日前调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2018,

- 46(17): 61-67.  
YU Na, LI Weimeng, HUANG Dawei, et al. Day-ahead scheduling model in wind power integrated system incorporating shiftable load[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(17): 61-67.
- [16] 许汉平, 李姚旺, 苗世洪, 等. 考虑可再生能源消纳效益的电力系统“源—荷—储”协调互动优化调度策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(17): 18-25.  
XU Hanping, LI Yaowang, MIAO Shihong, et al. Optimization dispatch strategy considering renewable energy consumptive benefits based on “source-load-storage” coordination in power system[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(17): 18-25.
- [17] 孙宇军, 王岩, 李秋硕, 等. 计及用户侧互动的两阶段滚动调度计划模型[J]. 南方电网技术, 2017, 11(6): 63-69.  
SUN Yujun, WANG Yan, LI Qiushuo, et al. A two-stage rolling dispatch model considering interaction with customers[J]. Southern Power System Technology, 2017, 11(6): 63-69.
- [18] 包宇庆, 王蓓蓓, 李扬, 等. 考虑大规模风电接入并计及多时间尺度需求响应资源协调优化的滚动调度模型[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(17): 4589-4599.  
BAO Yuqing, WANG Beibei, LI Yang, et al. Rolling dispatch model considering wind penetration and multi-scale demand response resources[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(17): 4589-4599.
- [19] 陈典, 钟海旺, 夏清. 基于全成本电价的安全约束经济调度[J]. 电网技术, 2016, 36(5): 1190-1199.  
CHEN Dian, ZHONG Haiwang, XIA Qing. Security constrained economic dispatch based on total cost price[J]. Power System Technology, 2016, 36(5): 1190-1199.
- [20] 罗纯坚, 李姚旺, 许汉平, 等. 需求响应不确定性对日前优化调度的影响分析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(5): 22-29.  
LUO Chunjian, LI Yaowang, XU Hanping, et al. Influence of demand response uncertainty on day-ahead optimization dispatching[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(5): 22-29.
- [21] 孙博宇, 喻洁, 梅军, 等. 考虑可调负荷集群响应不确定性的联合调度模型[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 61-67.  
SUN Boyu, YU Jie, MEI Jun, et al. Combined dispatch model of adjustable load clusters considering response uncertainty[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 61-67.
- [22] 赵冬梅, 殷加珏. 考虑源荷双侧不确定性的模糊随机机会约束优先目标规划调度模型[J]. 电工技术学报, 2017, 33(5): 1076-1085.  
ZHAO Dongmei, YIN Jiafu. Fuzzy random chance constrained preemptive goal programming scheduling model considering source-side and load-side uncertainty[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 33(5): 1076-1085.
- [23] 许洪强, 姚建国, 於益军, 等. 支撑一体化大电网的调度控制系统架构及关键技术[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(6): 1-8.  
XU Hongqiang, YAO Jianguo, YU Yijun, et al. Architecture and key technologies of dispatch and control system supporting integrated bulk power grids[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(6): 1-8.
- [24] 孙宇军, 王岩, 王蓓蓓, 等. 考虑需求响应不确定性的多时间尺度源荷互动决策方法[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(2): 106-113, 159.  
SUN Yujun, WANG Yan, WANG Beibei, et al. Multi-time scale decision method for source-load interaction considering demand response uncertainty[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(2): 106-113, 159.
- [25] 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.

收稿日期: 2018-08-31; 修回日期: 2018-12-14

作者简介:

袁 泉(1987—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电力系统运行与分析; E-mail: yuanquan529@126.com

孙宇军(1988—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向为电力系统经济运行; E-mail: guigao040414@163.com

钟海旺(1986—), 男, 通信作者, 博士, 副教授, 主要研究方向为电力系统运行与控制、电力市场等。E-mail: zhonghw@tsinghua.edu.cn

(编辑 姜新丽)