

面向风电市场化消纳的现货电能量-辅助服务 联合运营机制

陈青¹, 吴明兴¹, 刘英琪², 王一¹, 谢敏², 刘明波²

(1. 广东电力交易中心有限责任公司, 广东 广州 510080; 2. 华南理工大学 电力学院, 广东 广州 510640)

摘要:为以市场化方式激励发电资源的灵活调节能力,提出基于爬坡容量校验的灵活爬坡辅助服务,并将其与市场化调频、深度调峰辅助服务相结合,设计面向高比例风电的现货电能量-辅助服务联合运营机制。对调频服务采用基于综合调频性能均值归一化方法调整机组的容量报价,以体现调频机组性能差异;对深度调峰辅助服务提出基于机组调峰能耗特性的分段报价机制,在充分挖掘机组调峰能力的同时保证其合理收益;对灵活爬坡辅助服务提出与电能量市场耦合的爬坡容量校验机制,通过“反复校验-添加约束”的方式提升系统爬坡能力以跟随风电不确定性引发的净负荷波动。构建现货电能量-辅助服务联合运营的出清模型,并采用等价线性化的方法将非线性模型转换成线性化模型,以提高模型求解效率。采用某省级电网实际数据验证了所提市场机制与出清模型的有效性。

关键词:高比例风电;市场机制;灵活爬坡;调频;深度调峰

中图分类号:TM 73;TM 614

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202101026

0 引言

随着全球能源向更加绿色低碳的未来迈进,以风电为代表的可再生能源发电作为促进能源转型、节能减排的重要途径得到了迅速发展。截至2018年底,我国新增并网风电装机容量达 2.1143×10^7 kW,累计并网装机容量达 2.09×10^8 kW,均居世界首位^[1]。未来我国风电将保持高速发展态势,预计到2030年我国风电累计装机容量将达到 4.9×10^8 kW^[2]。国家发展改革委、国家能源局发布的《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》也提出在2020年尽量将弃风率降低到5%的目标^[3]。2020年前三季度,全国弃风电量约 1.16×10^{10} kW·h,平均弃风率为3.4%,较2019年同期同比下降0.8个百分点,弃风率大幅改善。

然而,受随机气象因素的影响,风电出力具有强随机性和波动性,给电力系统的安全稳定运行带来巨大挑战,需要系统具有快速调配资源响应净负荷(即负荷需求减去风电出力)变化的能力,即系统灵活性^[4-5]。与此同时,大规模风电并网所面临的消纳问题也日益凸显,不仅造成资源的浪费,也阻碍了风电开发利用的进程。随着我国电力体制改革的深入

开展,如何以市场的方式确保系统灵活性充裕,是在保证系统安全稳定运行的前提下实现大规模风电并网、解决消纳问题的关键。

目前,国内各省份应对系统灵活性不足的市场化辅助服务主要是调频^[6]和调峰(包括深度调峰和启停调峰)^[7-8]。调频服务通过中标者预留调频容量,并在实时调用时调整发电出力的方式,处理预测与实际净负荷的实时差异,其响应时间短,对提供者的调频性能要求较高。调峰服务通过机组调减出力至基准负荷率以下或停运的方式,在负荷低谷而风电出力较高的时段为系统提供下调灵活性,以扩大风电的消纳空间,但其无法适用于系统上调灵活性不足的情况;而机组出力在基准负荷率以上跟随负荷峰谷变化的调峰服务属于市场范畴以外的无偿基本调峰,缺乏相应的市场激励机制。随着风电并网规模不断增大,现有辅助服务市场将越来越难以适应系统的灵活性需求,有必要在借鉴国外电力市场相关经验的基础上对我国辅助服务市场进行完善。

近年来,美国加州独立系统运营商CAISO(California Independent System Operator)和中部独立系统运营商MISO(Midcontinent Independent System Operator)提出一种灵活爬坡辅助服务^[9],以确保预留足够的爬坡容量跟踪随机波动的净负荷,增强系统灵活性。文献[10]评估灵活爬坡辅助服务对环境、系统与经济的影响,指出在市场中引入灵活爬坡辅助服务有利于减少碳排放、提高系统灵活性以及降低稀缺电价发生的概率。文献[11-14]分别研究风电、储能、需求响应以及电动汽车提供灵活爬坡服

收稿日期:2020-03-25;修回日期:2020-11-27

基金项目:广东电力交易中心有限责任公司科技项目(GDKJXM20172986);广东省自然科学基金自由申请项目(2018A0303130134)

Project supported by the Science and Technology Project of Guangdong Power Exchange Center Co.,Ltd.(GDKJXM20172986) and the Natural Science Foundation Free Application Project of Guangdong Province(2018A0303130134)

务,并与电能量进行协同优化的市场出清模型。灵活爬坡辅助服务为风电不确定性所引起的系统灵活性不足问题提供了一种解决方案,但现有研究通常采取电能量与灵活爬坡辅助服务市场协同优化的出清模式,而实际上系统并非在每个时段都有向上/向下爬坡容量需求,且在运行过程中系统本身就具有一定的向上/向下爬坡能力,可以满足一些时段的爬坡容量需求。另一方面,现阶段我国电力现货市场正处于试运行的初级阶段,大多省份现货电能量-辅助服务联合运营仍采用分阶段出清的模式,直接将灵活爬坡加入市场出清模型进行协同优化将大幅增加求解难度,不利于其在现货市场的应用。

针对以上不足,本文综合考虑灵活爬坡辅助服务以及国内现有的市场化调频、调峰服务,提出面向高比例风电的现货电能量-辅助服务联合运营机制。首先,针对系统在各时间尺度上的灵活性需求,构建现货电能量-辅助服务联合运营的总体框架;然后,建立基于调频性能指标的调频出清模型、考虑机组能耗特性的深度调峰出清模型以及含灵活爬坡校验的电能量市场出清模型,梳理现货电能量与辅助服务市场分阶段出清的具体流程,并运用等价线性化的方法将非线性模型转换为线性模型,降低求解难度;最后采用某省级实际系统数据进行仿真分析,验证所提市场机制和模型的有效性。

1 现货电能量-辅助服务市场联合运营机制设计

在含高比例风电的电力系统中,灵活的电力市场设计应保证其在所有时间尺度上能够经济可靠运营,具体表现在:秒级的频率调节能力,以始终保持系统的供需平衡;分钟级的爬坡能力和调峰能力,以应对峰谷时段净负荷的变化性和不确定性,同时尽可能消纳风电。本文提出现货电能量-辅助服务市场联合运营机制,总体市场框架如图1所示,其设计思路在于:通过调频服务解决系统的实时平衡问题,通过深度调峰服务解决风电在负荷低谷时期的消纳问题,通过灵活爬坡服务解决风电不确定性引起的系统爬坡能力不足问题,增强系统灵活性以适应高比例风电的接入。同时,基于现有现货电能量与辅助服务分阶段出清的模式,以确保改进与现状的有序衔接。

电能量市场采取集中优化出清的模式,并假设负荷无弹性,即只有发电侧单边报价,其中火电机组申报运行日的电能量价格及机组运行参数;风电场作为价格接受者,仅申报运行日的有功功率预测曲线及预测误差,不申报价格。系统综合考虑电网与机组运行约束,以总运营成本最小为优化目标,构建

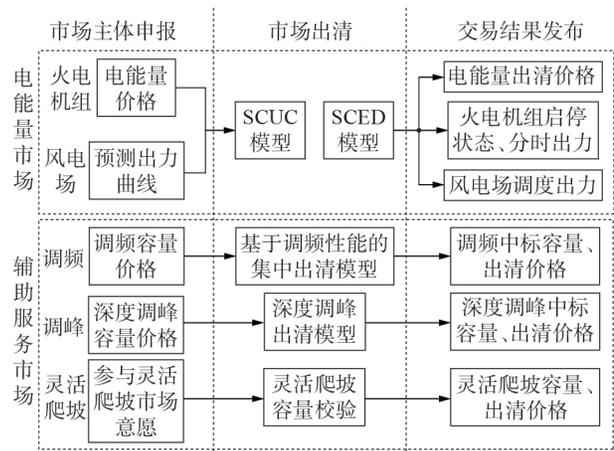


图1 现货电能量-辅助服务联合运营机制的总体框架

Fig.1 Overall framework of combined operation mechanism of spot electric energy and auxiliary service

安全约束机组组合SCUC(Security Constrained Unit Commitment)模型进行出清计算,得到火电机组组合及其出力曲线、风电场调度出力曲线。

在调频辅助服务市场中,系统根据运行日的调频需求在基于电能量市场所得机组组合的基础上,基于各机组调频性能指标对其申报的调频容量价格进行调整排序,并进行集中出清,得到各时段火电机组调频中标容量及价格,火电机组根据调频中标容量对出力上下限进行修改。

在深度调峰辅助服务市场中,若电能量市场出清结果存在弃风现象,则将运行日中各时段弃风电量作为深度调峰辅助服务需求,并以火电机组核定最小技术出力作为深度调峰基准值。火电机组对深度调峰基准值以下的调峰容量进行分段报价。系统根据深度调峰需求对调频市场中标以外的火电机组进行集中出清,得到各弃风时段火电机组调峰容量及价格,并根据调峰中标容量固定火电机组出力。

在调频、调峰进行出清以后,根据电能量市场机组组合结果将火电机组在各个时段的启停状态固定,此时的出清模型为一个安全约束经济调度SCED(Security Constrained Economic Dispatch)模型,求解得出各发电机组的出力水平,在此基础上可以计算得到各机组在各时段出力水平下所能够自然提供的爬坡能力。通过将各时段系统的爬坡容量需求与自然可提供爬坡能力相减,可以得到各时段系统的爬坡容量缺额。当某时段的爬坡容量缺额大于0时,说明系统在该时段的向上/向下爬坡能力不足以跟随下一时段可能出现的净负荷波动。为此,本文采用“反复校验-添加约束”的思想,提出一种灵活爬坡容量校验机制,即对求解SCED模型所得结果进行灵活爬坡容量校验,若存在爬坡容量缺额,则在SCUC模型和SCED模型中引入灵活爬坡约束,并再

次运行出清程序,若所得出清结果中仍存在爬坡容量缺额,则继续加入灵活爬坡辅助服务约束进行反复求解,直到满足收敛条件,最后得出各时段的灵活爬坡出清容量及价格、火电出力曲线、风电场调度出力曲线以及各时段的市场电价。

2 现货电能-辅助服务市场分阶段出清模型

2.1 电能市场

本文使用直流潮流构建电能市场出清的SCUC模型,目标函数为最小化系统总运营成本:

$$\min f = \min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (C_{i,t}^G P_{i,t}^G + C_{i,t}^U + C_{i,t}^D + u_{i,t} C_{i,t}^{NL}) + \sum_{j=1}^{N_W} \lambda (P_{j,t}^{WF} - P_{j,t}^W) \quad (1)$$

其中, T 为出清时段总数; N_G 为火电机组总数; N_W 为风电场总数; $C_{i,t}^G$ 为机组*i*申报的*t*时刻电能价格; $P_{i,t}^G$ 为机组*i*在*t*时刻的有功功率; $C_{i,t}^U$ 和 $C_{i,t}^D$ 分别为机组*i*在*t*时刻的开机成本和停机成本; $u_{i,t}$ 为机组*i*在*t*时刻的启停状态,为0-1变量; $C_{i,t}^{NL}$ 为机组*i*在*t*时刻的空载成本; λ 为弃风惩罚费用; $P_{j,t}^{WF}$ 和 $P_{j,t}^W$ 分别为风电场*j*在*t*时刻的预测出力和调度出力。

约束条件如下。

(1) 电网运行约束。

$$\sum_{i=1}^{N_G} P_{i,t}^G + \sum_{j=1}^{N_W} P_{j,t}^W = D_t^{Load} \quad (2)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} (u_{i,t} P_{i,t}^{max} - P_{i,t}^G) \geq D_t^{OR,U} \quad (3)$$

$$\sum_{i=1}^{N_G} (P_{i,t}^G - u_{i,t} P_{i,t}^{min}) \geq D_t^{OR,D} \quad (4)$$

其中, D_t^{Load} 为*t*时刻的负荷水平; $P_{i,t}^{max}$ 和 $P_{i,t}^{min}$ 分别为机组*i*在*t*时刻的出力上、下限; $D_t^{OR,U}$ 和 $D_t^{OR,D}$ 分别为系统需要预留的正、负运行备用容量。式(2)为系统功率平衡约束;式(3)和式(4)分别为系统运行正、负备用约束。

(2) 火电机组约束。

$$\begin{cases} C_{i,t}^U \geq C_i^{on} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \\ C_{i,t}^U \geq 0 \end{cases} \quad (5)$$

$$\begin{cases} C_{i,t}^D \geq C_i^{off} (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \\ C_{i,t}^D \geq 0 \end{cases} \quad (6)$$

$$u_{i,t} P_{i,t}^{min} \leq P_{i,t}^G \leq u_{i,t} P_{i,t}^{max} \quad (7)$$

$$\begin{cases} P_{i,t}^G - P_{i,t-1}^G \leq \Delta P_i^U T_c u_{i,t-1} + P_{i,t}^{min} (u_{i,t} - u_{i,t-1}) \\ P_{i,t-1}^G - P_{i,t}^G \leq \Delta P_i^D T_c u_{i,t} + P_{i,t}^{min} (u_{i,t-1} - u_{i,t}) \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} \sum_{k=t-T_i^U}^{t-1} u_{i,k} - (u_{i,t-1} - u_{i,t}) T_i^U \geq 0 \\ \sum_{k=t-T_i^D}^{t-1} (1 - u_{i,k}) - (u_{i,t} - u_{i,t-1}) T_i^D \geq 0 \end{cases} \quad (9)$$

其中, C_i^{on} 和 C_i^{off} 分别为机组*i*的单次启动和停机费用; ΔP_i^U 和 ΔP_i^D 分别为机组*i*的爬坡、滑坡速率; T_c 为一个出清时段时长; T_i^U 和 T_i^D 分别为机组*i*的最小连续开机、停机时间。式(5)和式(6)分别为开机、停机成本约束;式(7)为机组上下限约束;式(8)为机组爬坡、滑坡约束;式(9)为机组最小连续开、停机时间约束。

(3) 风电场出力约束。

$$0 \leq P_{j,t}^W \leq P_{j,t}^{WF} \quad (10)$$

2.2 调频辅助服务

2.2.1 调频容量报价调整

由于不同火电机组的调频性能存在差异,因此其提供调频服务的质量也存在差异,本文采用响应时间、调节速率以及调节误差这3个指标对机组的综合调频性能进行衡量:

$$K_i^R = \left(\frac{T_s - T_i^R}{T_s} + \frac{S_i^R}{S_s} + \frac{A_s - A_i^R}{A_s} \right) / 3 \quad (11)$$

其中, K_i^R 为机组*i*的综合调频性能指标; T_i^R 、 S_i^R 和 A_i^R 分别为机组*i*响应调频历史控制指令的响应时间(s)、调节速率(MW/min)和调节误差(MW); T_s 、 S_s 和 A_s 分别为标准响应时间、标准调节速率和标准调节误差。为了在调频市场出清中体现机组的调频性能差异,本文提出基于综合调频性能历史指标的均值归一化方法,并以此为基础调整机组申报的调频容量价格。

归一化处理公式为:

$$K_i^C = \frac{K_i^R - K_{ave}^R}{K_{max}^R - K_{min}^R} \quad (12)$$

其中, K_i^C 为机组*i*的归一化综合调频性能指标; K_{max}^R 和 K_{min}^R 分别为所有机组综合调频性能指标的最大值和最小值; K_{ave}^R 为所有机组综合调频性能指标的平均值,也是调频市场的准入门槛值。归一化处理后的综合调频性能指标范围为-1~1,且仅当机组综合调频性能指标超过或等于平均水平时, $K_i^C \geq 0$,否则, $K_i^C < 0$ 。

调整调频容量报价:

$$C_i^{RU} = \begin{cases} \frac{\hat{C}_i^{RU}}{(K_i^C + 1) \times 0.5} & K_i^C \geq 0 \\ \beta \hat{C}_i^{RU} & K_i^C < 0 \end{cases} \quad (13)$$

$$C_i^{\text{RD}} = \begin{cases} \frac{\hat{C}_i^{\text{RD}}}{(K_i^{\text{C}} + 1) \times 0.5} & K_i^{\text{C}} \geq 0 \\ \beta \hat{C}_i^{\text{RD}} & K_i^{\text{C}} < 0 \end{cases} \quad (14)$$

其中, \hat{C}_i^{RU} 和 \hat{C}_i^{RD} 分别为机组向上、向下调频原始容量报价; C_i^{RU} 和 C_i^{RD} 分别为机组向上、向下调频的调整容量报价; β 为调频报价调整因子。调整后的调频容量报价不仅可以反映机组调频性能的差异, 达到对低于准入门槛的机组进行区分的效果, 而且也可以对调整后的容量报价进行合理限制。

2.2.2 调频市场模型

调频市场以最小化调频服务费用为目标函数:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (C_i^{\text{RU}} r_{i,t}^{\text{U}} R_{i,t}^{\text{REG,U}} + C_i^{\text{RD}} r_{i,t}^{\text{D}} R_{i,t}^{\text{REG,D}}) \quad (15)$$

其中, $r_{i,t}^{\text{U}}$ 和 $r_{i,t}^{\text{D}}$ 分别为机组 i 在 t 时刻的向上、向下调频中标状态, 为 0-1 变量; $R_{i,t}^{\text{REG,U}}$ 和 $R_{i,t}^{\text{REG,D}}$ 分别为机组 i 在 t 时刻的向上、向下调频中标容量。

约束条件如下。

(1) 调频需求约束。

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^{N_G} R_{i,t}^{\text{REG,U}} \geq D_t^{\text{REG,U}} \\ \sum_{i=1}^{N_G} R_{i,t}^{\text{REG,D}} \geq D_t^{\text{REG,D}} \end{cases} \quad (16)$$

其中, $D_t^{\text{REG,U}}$ 和 $D_t^{\text{REG,D}}$ 为 t 时刻的向上、向下调频需求。上述约束的最优拉格朗日乘子即为调频容量出清价格^[15]。

(2) 调频速率约束。

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^{\text{REG,U}} \leq \Delta P_i^{\text{U}} T_s r_{i,t}^{\text{U}} \\ 0 \leq R_{i,t}^{\text{REG,D}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} T_s r_{i,t}^{\text{D}} \end{cases} \quad (17)$$

(3) 调频稳定运行约束。机组必须达到稳定出力后才能进行调频, 即:

$$\begin{cases} 1 - r_{i,t}^{\text{U}} \geq u_{i,t}^* - u_{i,t-1}^* \\ 1 - r_{i,t-1}^{\text{U}} \geq u_{i,t-1}^* - u_{i,t}^* \\ 1 - r_{i,t}^{\text{D}} \geq u_{i,t}^* - u_{i,t-1}^* \\ 1 - r_{i,t-1}^{\text{D}} \geq u_{i,t-1}^* - u_{i,t}^* \end{cases} \quad (18)$$

其中, $u_{i,t}^*$ 为电能市场 SCUC 模型求解得到的机组 i 在 t 时刻的启停状态。

(4) 调频与电能市场耦合约束。只有在电能市场中标的火电机组才可以参与调频市场, 即:

$$\begin{cases} u_{i,t}^* - r_{i,t}^{\text{U}} \geq 0 \\ u_{i,t}^* - r_{i,t}^{\text{D}} \geq 0 \end{cases} \quad (19)$$

调频市场出清后, 根据调频市场出清结果修改中标机组的出力上、下限, 可得:

$$\begin{cases} P_{i,t}^{\text{max}} = P_{i,t}^{\text{max}} - R_{i,t}^{\text{REG,U}} \\ P_{i,t}^{\text{min}} = P_{i,t}^{\text{min}} + R_{i,t}^{\text{REG,D}} \end{cases} \quad (20)$$

2.3 深度调峰辅助服务

在电能市场中无法完全消纳风电的时段, 需要启动深度调峰辅助服务为风电提供消纳空间。火电机组在提供深度调峰服务时, 根据其调峰深度可分为不投油深度调峰 DPR (Deep Peak Regulation without oil) 和投油深度调峰 DPRO (Deep Peak Regulation with Oil) 阶段^[16], 不同阶段下机组运行状态与能耗特性存在差异, 所产生的调峰成本也有所不同。因此, 本文在调峰市场中根据火电机组深度调峰成本特性采取分段报价方式, 其报价曲线为图 2 所示的阶梯曲线。

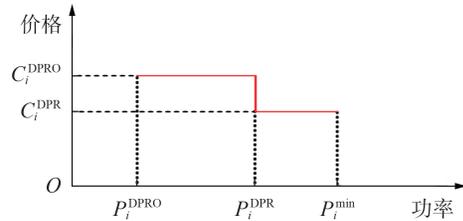


图2 深度调峰报价曲线

Fig.2 Offer curve for deep peaking

深度调峰市场的目标函数为购买调峰辅助服务费用最小:

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} (C_i^{\text{DPR}} d_{i,t} R_{i,t}^{\text{DPR}} + C_i^{\text{DPRO}} d_{i,t} R_{i,t}^{\text{DPRO}}) \quad (21)$$

其中, C_i^{DPR} 和 C_i^{DPRO} 分别为机组 i 在不投油深度调峰和投油深度调峰阶段的容量报价, 且 $C_i^{\text{DPRO}} \geq C_i^{\text{DPR}}$; $d_{i,t}$ 为机组 i 在 t 时刻的调峰中标状态, 为 0-1 变量; $R_{i,t}^{\text{DPR}}$ 和 $R_{i,t}^{\text{DPRO}}$ 分别为机组 i 在 t 时刻不投油深度调峰和投油深度调峰中标容量。

约束条件如下。

(1) 调峰需求约束。

$$\sum_{i=1}^{N_G} (R_{i,t}^{\text{DPR}} + R_{i,t}^{\text{DPRO}}) \geq D_t^{\text{DPR}} \quad (22)$$

其中, D_t^{DPR} 为 t 时刻的调峰需求。

(2) 调峰深度约束。

$$\begin{cases} P_i^{\text{DPR}} d_{i,t} \leq R_{i,t}^{\text{DPR}} \leq P_{i,t}^{\text{min}} d_{i,t} \\ P_i^{\text{DPRO}} d_{i,t} \leq R_{i,t}^{\text{DPRO}} \leq P_{i,t}^{\text{DPR}} d_{i,t} \end{cases} \quad (23)$$

其中, P_i^{DPR} 为机组 i 不投油深度调峰阶段的最低稳燃出力; $P_{i,t}^{\text{DPRO}}$ 为机组 i 投油深度调峰阶段的稳燃极限出力。

(3) 调峰速率约束。

$$R_{i,t}^{\text{DPR}} + R_{i,t}^{\text{DPRO}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} T_c d_{i,t} \quad (24)$$

(4) 调峰稳定运行约束。机组在开机后必须达到稳定出力后才能进行调峰, 且不能频繁进入调峰状态, 即:

$$\begin{cases} 1-d_{i,t} \geq u_{i,t}^* - u_{i,t-1}^* \\ \sum_{t=1}^{T-1} d_{i,t+1} - d_{i,t} \leq N_i \end{cases} \quad (25)$$

其中, N_i 为机组 i 在运行日内的调峰最大调用次数。

(5) 调峰与调频、电能市场耦合约束。只有电能市场中标且调频市场不中标的火电机组才可以参与深度调峰市场, 即:

$$\begin{cases} u_{i,t}^* - d_{i,t} \geq 0 \\ d_{i,t} + r_{i,t}^{U,*} \leq 1 \\ d_{i,t} + r_{i,t}^{D,*} \leq 1 \end{cases} \quad (26)$$

其中, $r_{i,t}^{U,*}$ 、 $r_{i,t}^{D,*}$ 分别为调频市场出清得到的机组 i 在 t 时刻的向上、向下调频容量中标状态。深度调峰市场出清后, 根据调峰市场出清结果固定中标机组的出力, 可得:

$$P_{i,t}^{G,*} = P_{i,t}^{\min} - (R_{i,t}^{\text{DPR},*} + R_{i,t}^{\text{DPRO},*}) \quad (27)$$

其中, $R_{i,t}^{\text{DPR},*}$ 、 $R_{i,t}^{\text{DPRO},*}$ 分别为机组 i 在 t 时刻的不投油深度调峰和投油深度调峰中标容量。

2.4 灵活爬坡辅助服务

2.4.1 灵活爬坡容量需求

由于风电随机性和波动性的存在, 净负荷具有变化性和不确定性, 具体表现为净负荷随时间不断发生变化, 且实际与预测净负荷之间存在一个随机波动的范围, 从而产生对系统向上、向下爬坡能力的需求, 需要通过发电机组提前预留一定的容量来满足, 以避免系统在下一个运行时段内因爬坡能力不足而无法保证供需平衡。以图3为例说明系统向上、向下爬坡容量需求的确定方式, 系统在 t_0-t_3 时段内预测的净负荷分别为 L_0-L_3 , 假设在 t_1 时刻的风电向上、向下预测偏差功率分别为 u_1 和 d_1 , 则 t_1 时刻净负荷波动范围为 $L_1-d_1 \sim L_1+u_1$, 因此, 系统在 t_1 时刻的向上、向下爬坡容量需求分别为 $L_1-L_0+u_1$ 和 $L_0-L_1+d_1$; t_2 时刻净负荷波动范围为 $L_2-d_2 \sim L_2+u_2$, 则系统在 t_2 时刻的向上爬坡容量需求为 $L_2-L_1+u_2$, 由于净负荷波动区间下限高于 t_1 时刻的净负荷, 故系统在 t_1 时刻没有向下爬坡容量需求。

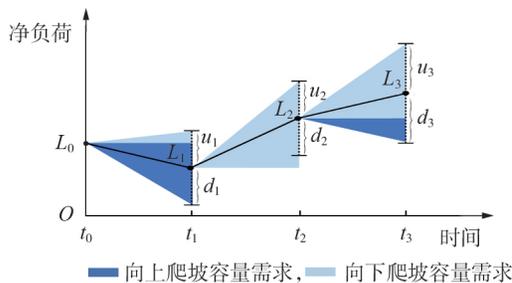


图3 系统向上、向下爬坡容量需求
Fig.3 System up and down ramping capacity requirements

由上述分析可知, 对爬坡容量的需求分为变化性和不确定性两部分, 即:

$$\begin{cases} D_t^{\text{FRU}} = \max\{(D_{t+1}^{\text{Net}} - D_t^{\text{Net}}) + \xi_{t+1}, 0\} \\ D_t^{\text{FRD}} = \max\{(D_t^{\text{Net}} - D_{t+1}^{\text{Net}}) + \xi_{t+1}, 0\} \end{cases} \quad (28)$$

其中, D_t^{FRU} 和 D_t^{FRD} 分别为系统在 t 时刻的向上、向下爬坡能力需求; D_t^{Net} 为 t 时刻的预测净负荷, $D_{t+1}^{\text{Net}} - D_t^{\text{Net}}$ 为 2 个时刻预测净负荷之差, 即净负荷的变化性; ξ_{t+1} 为风电预测偏差功率, 即因预测偏差所引起的净负荷不确定性。

2.4.2 灵活爬坡容量校验

在进行灵活爬坡容量校验前, 首先需要计算出清结果中系统在各时段的爬坡容量缺额, 即:

$$\begin{cases} F_t^{\text{IU}} = D_t^{\text{FRU}} - \sum_{i=1}^{N_G} \min\{\Delta P_i^{\text{U}} T_c, u_{i,t}^* P_{i,t}^{\text{max}} - P_{i,t}^{G,*}\} \\ F_t^{\text{ID}} = D_t^{\text{FRD}} - \sum_{i=1}^{N_G} \min\{\Delta P_i^{\text{D}} T_c, P_{i,t}^{G,*} - u_{i,t}^* P_{i,t}^{\min}\} \end{cases} \quad (29)$$

其中, $P_{i,t}^{G,*}$ 为电能市场 SCED 模型求解所得机组 i 在 t 时刻的出力; F_t^{IU} 和 F_t^{ID} 分别为系统在 t 时刻的向上、向下爬坡容量缺额。 $u_{i,t}^* P_{i,t}^{\text{max}} - P_{i,t}^{G,*}$ 与 $P_{i,t}^{G,*} - u_{i,t}^* P_{i,t}^{\min}$ 分别表示系统在 t 时刻可提供的向上、向下爬坡容量。当某时刻 F_t^{IU} 或 F_t^{ID} 大于 0 时, 需要在该时段加入灵活爬坡约束, 并将目标函数修改为系统总运营成本与爬坡容量缺额费用最小, 即:

$$\min f + \gamma (F_t^{\text{IU}} + F_t^{\text{ID}}) \quad (30)$$

其中, γ 为爬坡容量价格上限, 反映了系统愿意为风电不确定性导致的功率不平衡所引发的切负荷 / 弃风风险所支付的预期成本。

(1) 灵活爬坡需求约束。

$$\begin{cases} D_t^{\text{FRU}} \leq \sum_{i=1}^{N_G} R_{i,t}^{\text{FRU}} + F_t^{\text{IU}} \\ D_t^{\text{FRD}} \leq \sum_{i=1}^{N_G} R_{i,t}^{\text{FRD}} + F_t^{\text{ID}} \end{cases} \quad (31)$$

其中, $R_{i,t}^{\text{FRU}}$ 、 $R_{i,t}^{\text{FRD}}$ 分别为机组 i 在 t 时刻所提供的向上、向下灵活爬坡容量。

(2) 灵活爬坡上下限约束。

$$\begin{cases} P_{i,t}^{G,*} + R_{i,t}^{\text{FRU}} \leq u_{i,t}^* P_{i,t}^{\text{max}} \\ P_{i,t}^{G,*} - R_{i,t}^{\text{FRD}} \geq u_{i,t}^* P_{i,t}^{\min} \end{cases} \quad (32)$$

(3) 灵活爬坡速率约束。

$$\begin{cases} R_{i,t}^{\text{FRU}} \leq \Delta P_i^{\text{U}} T_c \\ R_{i,t}^{\text{FRD}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} T_c \end{cases} \quad (33)$$

当进行第 k 次灵活爬坡容量校验时满足式(34)和式(35)所示条件之一, 则认为通过校验。

$$\begin{cases} F_t^{\text{IU},k} \leq Q^{\text{U}} \\ F_t^{\text{ID},k} \leq Q^{\text{D}} \end{cases} \quad (34)$$

$$\begin{cases} \frac{F^{IU,k} - F^{IU,k-1}}{F^{IU,k-1}} \leq \varepsilon_1 \\ \frac{F^{ID,k} - F^{ID,k-1}}{F^{ID,k-1}} \leq \varepsilon_2 \end{cases} \quad (35)$$

其中, $F^{IU,k}$ 、 $F^{ID,k}$ 分别为第 k 次校验中系统的向上、向下爬坡容量缺额总量; Q^U 、 Q^D 分别为市场运营人员所设置的系统向上、向下爬坡容量缺额接受值, 反映了系统在爬坡容量不足所引发的切负荷 / 弃风成本与运营成本之间的权衡。式(34)表示系统向上、向下爬坡容量缺额均小于接受值; 式(35)表示第 k 次与第 $k-1$ 次校验中向上爬坡容量缺额变化率小于设定值 ε_1 , 向下爬坡容量缺额变化率小于设定值 ε_2 。

为了准确地对机组因提供灵活爬坡容量而损失的机会成本进行补偿, 本文对灵活爬坡辅助服务采取机会成本定价机制^[17], 式(31)所对应的最优拉格朗日乘子即为该时段边际机组提供灵活爬坡容量的机会成本。此外, 当火电机组预留爬坡容量所损失的机会成本高于价格上限时, 即使存在爬坡容量缺额, 系统也不会再继续投入爬坡容量, 这是由于在实际运行与预测结果之间可能会存在一定的差异, 系统不需要为此投入过高的额外成本^[18]。

2.5 模型求解

2.5.1 等价线性化

在本文建立的市场出清模型中, 电能市场 SCUC 模型属于混合整数线性规划问题, SCED 模型属于线性规划问题, 相对易于求解; 而调频与深度调峰市场出清模型的目标函数中含有 0-1 变量 x 与连续变量 y 的相乘项, 属于求解复杂的混合整数非线性规划问题, 因此考虑采用一个新的变量 z 代替目标函数中的相乘项, 即令 $z=xy$, 并引入如下约束对其进行等价线性化^[19]:

$$\begin{cases} 0 \leq y - z \leq (1-x)M \\ 0 \leq z \leq Mx \\ x \leq My \end{cases} \quad (36)$$

其中, M 为一个非常大的正常数, 本文将其设定为连续变量 x 值的上限。等价线性化后的调频、调峰市场出清模型如附录 A 所示。

2.5.2 出清流程

面向高比例风电的灵活辅助服务市场总体出清流程如图 4 所示。

3 算例分析

采用某省级电网实际数据进行仿真, 该系统有 179 台火电机组, 装机容量为 68 905 MW。火电机组基于发电成本对电能进行报价, 调频和调峰分别参考山西调频辅助服务与安徽调峰辅助服务市场中的容量报价。假设机组报价在所有出清时段不变。

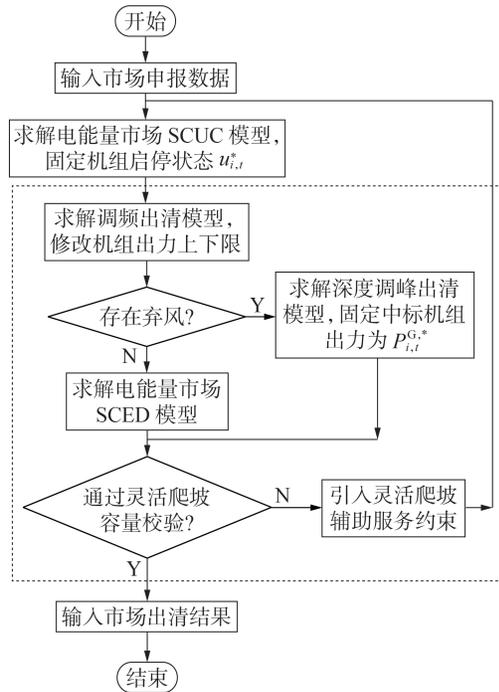


图 4 市场出清流程图

Fig.4 Flowchart of market clearing

设置机组不投油调峰最低稳燃出力为最大技术出力的 45%, 投油深度调峰稳燃极限出力为最大技术出力的 30%^[20]。根据目前国内电力市场现状设定出清时段总数 $T=96$, 即以 15 min 为一个出清时段。该系统接入 20 座风电场, 装机容量为 27 250 MW, 占系统总装机容量的 28.34%。选取该省级电网 2017 年典型工作日 (6 月 27 日) 的负荷曲线。负荷需求和风电出力预测曲线如附录 B 图 B1 所示, 风电预测误差为 25%, 调频报价调整因子 $\beta=4$, 弃风惩罚费用 $\lambda=1\ 000$ 元 / (MW·h), 爬坡容量价格上限 $\gamma=100$ 元 / (MW·h)。各时段调频需求量按照峰谷负荷的 0.7% 计算^[21]。

火电机组综合调频性能指标及调整后容量报价分别如附录 B 图 B2 和 B3 所示。调频辅助服务出清结果如图 5 所示。从图中可以看出, 根据调频综合

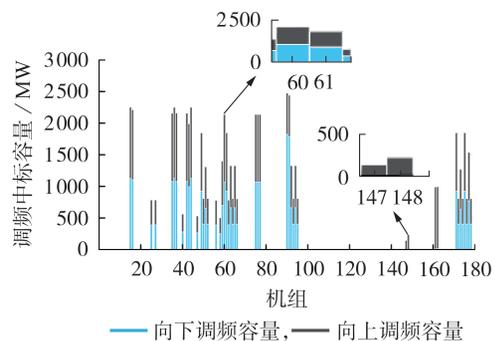


图 5 调频辅助服务出清结果

Fig.5 Clearing results of frequency regulation auxiliary service

性能指标调整后报价较低的机组 60、61 提供的所有调频容量在调频市场中均可以优先出清,而综合性能指标较低的机组 147、148 由于调整后报价较高,仅中标少数调频容量,而大部分综合性能指标在均值以下的机组无法在调频市场中标,因此实际运行中可在确保系统满足调频容量需求的前提下,选取调频综合性能更优的机组提供调频服务以保证系统的实时平衡。

考虑深度调峰前后火电机组与风电场出力如图 6 所示。由图可见,深度调峰市场启动前,在负荷水平较低的时段(04:00—06:00),风电预测出力较高,而火电机组受到最小技术出力以及最小连续开停机时间的限制,无法为风电留出多余的消纳空间,由此产生了 1289.07 MW·h 的弃风电量。在深度调峰辅助服务出清后,弃风时段内火电机组通过市场竞价获取提供深度调峰容量的资格,将出力压低至最小技术出力以下,为风电预留消纳空间,使得风电可以达到满发状态。深度调峰容量与出清价格如附录 B 图 B4 所示。由图可见,调峰容量出清价格与其容量需求呈正相关,一方面可以激励火电机组提供深度调峰服务,提高系统的灵活性,另一方面也可以通过市场化方式来补偿火电机组进行深度调峰所产生的损耗成本以及降出力所损失的电量成本,体现市场的资源优化配置作用。

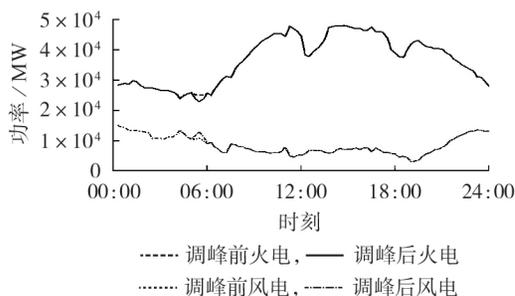


图6 考虑深度调峰辅助服务前、后火电与风电出力
Fig.6 Thermal power and wind power output before and after considering deep peaking auxiliary service

灵活爬坡容量缺额总量随爬坡容量校验次数的变化如表 1 所示。由表可见,经过 4 次校验后,系统向上、向下爬坡容量缺额总量不再变化。其中,向上

表 1 爬坡容量缺额总量随校验次数的变化

Table 1 Variation of total ramping capacity shortage with verification times

校验次数	向上爬坡容量缺额总量 / (MW·h)	向下爬坡容量缺额总量 / (MW·h)
0	551.6	4086.9
1	136.1	2626.2
2	0	1433.2
3	0	1143.1
4	0	1143.1

爬坡容量缺额总量降低至 0,说明系统具有足够的向上爬坡能力以应对实际运行中风电骤降所引发的切负荷风险;向下爬坡容量缺额总量与爬坡容量校验前相比降低了 72.03%,若风电出力突然增加,系统也具有一定的向下爬坡能力为风电留出消纳空间,大幅降低了风电不确定性所产生的弃风风险。

考虑灵活爬坡辅助服务前后系统的爬坡容量缺额如附录 B 图 B5 所示。由图可见:引入灵活爬坡辅助服务前,在负荷高峰和低谷时段系统灵活性不足,分别产生了向上和向下爬坡容量缺额,无法跟随实际运行中风电不确定性引起的净负荷波动;引入灵活爬坡辅助服务后,仅 04:00—06:00 中少数时段存在向下爬坡容量缺额。

灵活爬坡容量价格如图 7 所示。由图可见,除引入灵活爬坡辅助服务的时段外,其余时段的容量价格为 0,可以清晰地反映出系统爬坡容量供求关系之间的变化。此外,在引入灵活爬坡辅助服务后仍存在爬坡容量缺额的时段,其灵活爬坡容量价格达到价格上限,说明此时火电机组预留爬坡容量所损失的机会成本高于价格上限。在实际运行中,系统可以根据历史爬坡容量缺额情况对价格上限进行合理设置,在激励火电机组提供灵活爬坡容量的同时,也可以避免为风电不确定性所导致的风险支付过高的额外成本。

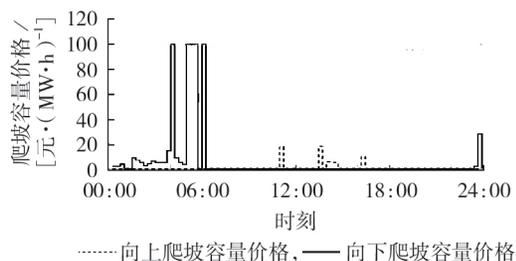


图7 灵活爬坡容量价格

Fig.7 Price of flexible ramping capacity

将灵活爬坡辅助服务与以风电偏差功率(即 25% 的风电预测误差乘以风电预测功率)作为需求容量的传统备用方式进行对比,火电机组所提供的向上、向下灵活爬坡容量与传统备用容量如图 8 所示。由图可见,与传统备用相比,灵活爬坡辅助服务预留容量更集中于系统需求较高的时段,具有较强的灵活性。以 20 元 / (MW·h) 作为传统备用补偿标准^[22],传统备用总费用为 837.28 万元,而灵活爬坡辅助服务费用为 605.11 万元,可见,采用灵活爬坡辅助服务时系统运营经济性显著提升。

对比不同弃风惩罚费用下系统所产生的弃风电量以及系统总运营成本如表 2 所示。由表可见,随着弃风惩罚费用的增加,全天的弃风电量呈下降趋势,然而系统运行成本随之增加。在实际运行中,系

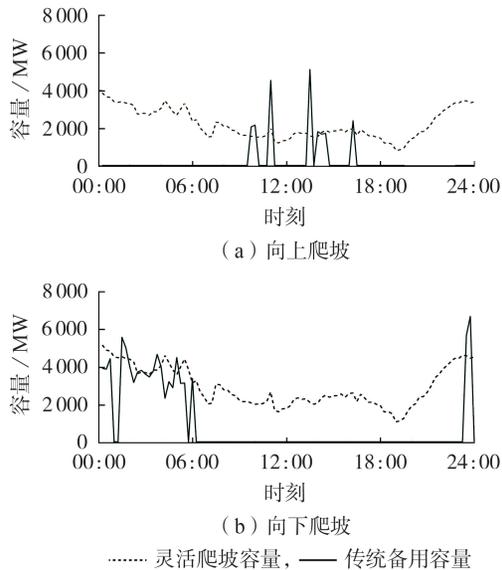


图8 灵活爬坡容量与传统备用容量对比

Fig.8 Comparison of flexible ramping capacity and traditional reserve capacity

表2 不同弃风惩罚费用下弃风电量与系统总运营成本对比

Table 2 Comparison of wind curtailment and total system operating cost among different wind curtailment penalties

$\lambda / [元 \cdot (MW \cdot h)^{-1}]$	弃风电量 / (MW·h)	总运营成本 / 万元
1	2773.83	34295.65
10	2045.24	37703.70
100	1690.39	41166.58
1000	1289.07	43275.81

统运行人员可以根据需要设置合适的弃风惩罚费用,以获得兼具可靠性和经济性的市场出清结果。

不同风电预测误差下考虑灵活爬坡辅助服务前后的爬坡容量缺额总量以及爬坡容量平均价格如表3所示。从表中可看出,当风电预测误差为5%和15%时,由于净负荷波动范围较小,因此全天所产生的灵活爬坡容量缺额总量较小,且通过引入灵活爬坡辅助服务后均不再产生灵活爬坡容量缺额,说明系统在该预测误差下将不会产生切负荷/弃风

表3 不同风电预测误差下的灵活爬坡辅助服务出清结果

Table 3 Clearing results of flexible ramping auxiliary service under different wind power prediction errors

风电预测 误差 / %	灵活爬坡辅助服务 前爬坡容量缺额 总量 / (MW·h)		灵活爬坡辅助服务 后爬坡容量缺额 总量 / (MW·h)		爬坡容量 平均价格 / [元·(MW·h) ⁻¹]	
	向上	向下	向上	向下	向上	向下
	5	25.5	0	0	0	0.54
15	157.3	403.7	0	0	1.26	17.89
25	551.6	4086.9	0	1143.1	2.90	88.19
35	1908.6	10931.0	0	1512.9	6.46	109.93

风险;而风电预测误差上升至25%和35%时,系统所产生的爬坡容量缺额总量大幅上升,经过灵活爬坡辅助服务后,系统的爬坡容量缺额总量显著下降。此外,随着风电预测误差的增大,系统爬坡容量缺额总量不断上升,全天的爬坡容量平均价格也随之提高。

进一步分析不同负荷波动特性对灵活爬坡辅助服务出清结果的影响,选取该电网2017年典型节假日(1月28日)、全年峰谷差最大日(5月31日)的负荷曲线进行仿真分析,负荷曲线如附录B图B6所示,仿真结果如附录B表B1所示。由表B1可以看出,系统灵活爬坡辅助服务需求量与负荷具有一定的相关性:典型节假日的全天负荷水平较低,在线机组较少,系统向下调节空间不足,因此产生的向下爬坡容量缺额较大,向下灵活爬坡辅助服务需求量较大;而在峰谷差最大日中,由负荷低谷到高峰的转变所需的向上爬坡容量较大,因此对于向上灵活爬坡辅助服务需求量较大。此外,引入灵活爬坡辅助服务后系统的爬坡容量缺额总量均大幅下降,降低了系统在运行日的切负荷/弃风风险。

4 结论

本文提出面向风电市场化消纳的现货电能量-辅助服务联合运营机制,并构建电能量与辅助服务市场的分阶段出清模型,采用某省级实际数据进行仿真分析,得到如下结论。

(1)通过在求解电能量市场SCUC模型所得机组组合结果的基础上对调频辅助服务进行优先出清,可以充分满足系统的调频容量需求。此外,基于机组综合调频性能均值归一化方法的调整报价机制为机组参与调频市场提供了门槛值,可以激励机组改善自身调频性能。

(2)以弃风电量为需求的深度调峰有效解决了系统在负荷低谷而风电出力较高时段的风电消纳问题,其分段报价机制与购买成本最小的集中出清方式可以促使机组基于提供深度调峰的能耗特性进行申报,体现了市场优化资源配置的作用。

(3)基于爬坡容量校验的灵活爬坡辅助服务只需在系统产生爬坡容量缺额的时段添加相应约束,通过4次爬坡容量校验后,系统的灵活性大幅提高。与传统备用方式的对比,进一步体现了灵活爬坡辅助服务的经济性和灵活性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 中国可再生能源学会风能专业委员会. 2018年中国风电吊装容量统计简报[R]. 北京:中国可再生能源学会风能专业委员会,2019.

- [2] 国家发展改革委,国家能源局. 关于印发《清洁能源消纳行动计划(2018—2020年)》的通知[EB/OL]. (2018-10-30)[2020-06-27]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/gxwj/201812/t20181204_960958.html.
- [3] 中国可再生能源学会风能专业委员会,发改委能源研究所,清华大学能源环境经济研究所,等. 中国风电光伏发电的协同效益[R]. 北京:绿色和平组织,2017.
- [4] 孙伟卿,田坤鹏,谈一鸣,等. 考虑灵活性需求时空特性的电网调度计划与评价[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):168-174. SUN Weiqing, TIAN Kunpeng, TAN Yiming, et al. Power grid dispatching plan and evaluation considering spatial and temporal characteristics of flexibility demands[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(7): 168-174.
- [5] 肖定堃,王承民,曾平良,等. 考虑可再生能源电源功率不确定性的电源灵活性评价[J]. 电力自动化设备,2015,35(7):120-125,139. XIAO Dingyao, WANG Chengmin, ZENG Pingliang, et al. Power source flexibility evaluation considering renewable energy generation uncertainty[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 120-125, 139.
- [6] 刘永奇,邹鹏,燕争上,等. 山西电力调频市场机制设计与运营实践[J]. 电力系统自动化,2019,43(16):175-182. LIU Yongqi, ZOU Peng, YAN Zhengshang, et al. Mechanism design and operation practice of Shanxi power frequency regulation market in China[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(16): 175-182.
- [7] 刘永奇,张弘鹏,李群,等. 东北电网电力调峰辅助服务市场设计与实践[J]. 电力系统自动化,2017,41(10):148-154. LIU Yongqi, ZHANG Hongpeng, LI Qun, et al. Design and practice of peak regulation ancillary service market for north-east China power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(10): 148-154.
- [8] 江岳文,张艺渊. 风火调峰权交易促进风电再次接纳研究[J]. 电力自动化设备,2017,37(11):14-21. JIANG Yuewen, ZHANG Yiyuan. Peak regulation right trading between wind farm and thermal unit for second accommodation of wind power[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017, 37(11): 14-21.
- [9] WANG Q, HODGE B M. Enhancing power system operational flexibility with flexible ramping products: a review[J]. IEEE Transactions on Industrial Informatics, 2017, 13(4): 1652-1664.
- [10] CORNELIUS A, BANDYOPADHYAY R, PATIÑO-ECHEVERRI D. Assessing environmental, economic, and reliability impacts of flexible ramp products in MISO's electricity market[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2018, 81: 2291-2298.
- [11] CUI M J, ZHANG J, WU H Y, et al. Wind-friendly flexible ramping product design in multi-timescale power system operations[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1064-1075.
- [12] HU J H, SARKER M R, WANG J H, et al. Provision of flexible ramping product by battery energy storage in day-ahead energy and reserve markets[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2018, 12(10): 2256-2264.
- [13] HEYDARIAN-FORUSHANI E, GOLSHAN M E H, SHAFIE-KHAH M, et al. Optimal operation of emerging flexible resources considering sub-hourly flexible ramp product[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 916-929.
- [14] ZHANG B, KEZUNOVIC M. Impact on power system flexibility by electric vehicle participation in ramp market[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2016, 7(3): 1285-1294.
- [15] WU T, ROTHLEDER M, ALAYWAN Z, et al. Pricing energy and ancillary services in integrated market systems by an optimal power flow[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2004, 19(1): 339-347.
- [16] 董超,张彦涛,刘嘉宁,等. 考虑火电机组深度调峰的实时发电计划模型及应用[J]. 电力自动化设备,2019,39(3):108-113. DONG Chao, ZHANG Yantao, LIU Jianing, et al. Real-time generation scheduling model and its application considering deep peak regulation of thermal power units[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(3): 108-113.
- [17] 王蓓蓓,丛小涵,高正平,等. 高比例新能源接入下电网灵活性爬坡能力市场化获取机制现状分析及思考[J]. 电网技术,2019,43(8):2691-2702. WANG Beibei, CONG Xiaohan, GAO Zhengping, et al. Status analysis and thoughts of market-oriented acquisition mechanism on flexible ramp capability for power grid with high proportion of renewable energy[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2691-2702.
- [18] 喻洁,刘云仁,杨家琪,等. 美国加州辅助服务市场发展解析及其对我国电力市场的启示[J]. 电网技术,2019,43(8):2711-2717. YU Jie, LIU Yunren, YANG Jiaqi, et al. Analysis of development of California ancillary service market and its enlightenment to China's power market[J]. Power System Technology, 2019, 43(8): 2711-2717.
- [19] WU W, TIAN Z, ZHANG B. An exact linearization method for OLTC of transformer in branch flow model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(3): 2475-2476.
- [20] 林俐,邹兰青,周鹏,等. 规模风电并网条件下火电机组深度调峰的多角度经济性分析[J]. 电力系统自动化,2017,41(7):21-27. LIN Li, ZOU Lanqing, ZHOU Peng, et al. Multi-angle economic analysis on deep peak regulation of thermal power units with large-scale wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 21-27.
- [21] 陈中飞,荆朝霞,陈达鹏,等. 美国调频辅助服务市场的定价机制分析[J]. 电力系统自动化,2018,42(12):1-10. CHEN Zhongfei, JING Zhaoxia, CHEN Dapeng, et al. Analysis on pricing mechanism in frequency regulation ancillary service market of United States[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(12): 1-10.
- [22] 国家能源局南方监管局. 关于印发南方区域“两个细则”(2017版)的通知[EB/OL]. (2017-12-25)[2020-06-27]. http://120.31.132.37:8085/SCSERC_OUTER/temp/examples/upfileattach/70228872_wz_towaiwang.pdf.

作者简介:



陈青

陈青(1988—),女,广东廉江人,工程师,硕士,主要从事电力市场交易机制方面的研究工作(E-mail: chenqingthu@qq.com);

刘英琪(1995—),女,湖南邵阳人,硕士研究生,主要研究方向为电力市场(E-mail: liuyingqi77scut@foxmail.com)。

(编辑 王锦秀)

Joint operation mechanism of spot electric energy and auxiliary service for wind power market-oriented accommodation

CHEN Qing¹, WU Mingxing¹, LIU Yingqi², WANG Yi¹, XIE Min², LIU Mingbo²

(1. Guangdong Power Exchange Center Co., Ltd., Guangzhou 510080, China;

2. School of Electric Power, South China University of Technology, Guangzhou 510640, China)

Abstract: In order to stimulate the flexible regulation ability of power generation resources in a market-oriented way, a flexible ramping auxiliary service based on the ramping capacity verification is proposed, and combined with market-oriented frequency regulation and deep peaking auxiliary service, a joint operation mechanism of spot electric energy and auxiliary service for high proportion of wind power is designed. For the frequency regulation service, the mean normalization method based on comprehensive frequency regulation performance is used to adjust the capacity quotation of the unit, which reflects the performance difference of frequency regulation units. For the deep peaking auxiliary service, a segmented quotation mechanism based on the energy consumption characteristics of peaking units is proposed, which fully excavates the peaking capacity of the units while ensures their reasonable benefit. For the flexible ramping auxiliary service, a ramping capacity verification mechanism coupled with the electric energy market is proposed, which improves system ramping capacity through “repeated verification-add constraint” to follow the net load fluctuation caused by wind power uncertainty. A clearing model of joint operation of spot electric energy and auxiliary service is constructed, and the equivalent linearization method is adopted to transform the non-linear model into a linearized model, which improves the solving efficiency of the model. The effectiveness of the proposed market mechanism and clearing model is verified by the actual data of a provincial system.

Key words: high proportion of wind power; market mechanism; flexible ramping; frequency regulation; deep peaking

(上接第163页 continued from page 163)

Oscillation wave modeling and axial shift fault analysis of transformer winding

ZHOU Lijun¹, ZHOU Xiangyu¹, WU Zhenyu¹, LIN Tong¹, XU Xiaowei², ZHANG Chenqingyu¹

(1. College of Electrical Engineering, Southwest Jiaotong University, Chengdu 611756, China;

2. Electric Power Research Institute of Yunnan Power Grid Co., Ltd., Kunming 650217, China)

Abstract: The mechanism of oscillation wave is analyzed from the properties of transformer itself. For a three-winding transformer, the finite element model is built to obtain the electrical parameter matrix of the windings. Based on the lumped parameter circuit of the windings, the time-domain mathematical model of oscillation wave under parameters of full capacitance and inductance matrix is established, and the validity of the model is verified by comparing the simulative curves with the measured curves. Then, taking the axial shift fault as an example, the variation rules of parameters of the transformer windings and the mapping relationship between parameters of the transformer winding and the oscillation wave are analyzed, and the variation rules of the extreme points of oscillation wave under the axial shift fault are analyzed emphatically. The study results show that the change of capacitance parameters under axial shift fault has significant influences on oscillation wave, and the amplitudes offset of the extreme points of the oscillation wave are large. With the deepening of the fault degree, the wave peaks and valleys of the oscillation wave gradually shift upward.

Key words: electric transformers; high voltage oscillation wave method; finite element calculation; modeling; axial shift fault; offset of extreme point

附录 A:

等价线性化后的调频辅助服务出清模型

目标函数为：

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} [C_i^{\text{RU}} Z_{i,t}^{\text{REG,U}} + C_i^{\text{RD}} Z_{i,t}^{\text{REG,D}}] \quad (\text{A1})$$

其中， $Z_{i,t}^{\text{REG,U}}$ 和 $Z_{i,t}^{\text{REG,D}}$ 分别为机组 i 在 t 时段的向上/向下调频中标状态 $\frac{r_{i,t}^{\text{U}}}{r_{i,t}^{\text{D}}}$ 与中标容量 $\frac{R_{i,t}^{\text{REG,U}}}{R_{i,t}^{\text{REG,D}}}$ 的

乘积。

约束条件为：

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^{\text{REG,U}} - Z_{i,t}^{\text{REG,U}} \leq \Delta P_i^{\text{U}} T_s (1 - r_{i,t}^{\text{U}}) \\ 0 \leq Z_{i,t}^{\text{REG,U}} \leq \Delta P_i^{\text{U}} T_s r_{i,t}^{\text{U}} \\ r_{i,t}^{\text{U}} \leq \Delta P_i^{\text{U}} T_s R_{i,t}^{\text{REG,U}} \end{cases} \quad (\text{A2})$$

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^{\text{REG,D}} - Z_{i,t}^{\text{REG,D}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} T_s (1 - r_{i,t}^{\text{D}}) \\ 0 \leq Z_{i,t}^{\text{REG,D}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} T_s r_{i,t}^{\text{D}} \\ r_{i,t}^{\text{D}} \leq \Delta P_i^{\text{D}} T_s R_{i,t}^{\text{REG,D}} \end{cases} \quad (\text{A3})$$

式(17)—(20)

等价线性化后的深度调峰辅助服务出清模型

目标函数为：

$$\min \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_G} C_i^{\text{DPR}} Z_{i,t}^{\text{DPR}} + C_i^{\text{DPRO}} Z_{i,t}^{\text{DPRO}} \quad (\text{A4})$$

其中， $Z_{i,t}^{\text{DPR}}$ 和 $Z_{i,t}^{\text{DPRO}}$ 分别为机组 i 在 t 时段的深度调峰中标状态 $d_{i,t}$ 与中标容量 $\frac{R_{i,t}^{\text{DPR}}}{R_{i,t}^{\text{DPRO}}}$ 的乘积。

约束条件为：

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^{\text{DPR}} - Z_{i,t}^{\text{DPR}} \leq \min(\Delta P_i^{\text{D}} T_c, P_i^{\text{min}} - P_i^{\text{DPR}})(1 - d_{i,t}) \\ 0 \leq Z_{i,t}^{\text{DPR}} \leq \min(\Delta P_i^{\text{D}} T_c, P_i^{\text{min}} - P_i^{\text{DPR}})d_{i,t} \\ d_{i,t} \leq \min(\Delta P_i^{\text{D}} T_c, P_i^{\text{min}} - P_i^{\text{DPR}})R_{i,t}^{\text{DPR}} \end{cases} \quad (\text{A5})$$

$$\begin{cases} 0 \leq R_{i,t}^{\text{DPRO}} - Z_{i,t}^{\text{DPRO}} \leq \min(\Delta P_i^{\text{D}} T_c, P_i^{\text{DPR}} - P_i^{\text{DPRO}})(1 - d_{i,t}) \\ 0 \leq Z_{i,t}^{\text{DPRO}} \leq \min(\Delta P_i^{\text{D}} T_c, P_i^{\text{DPR}} - P_i^{\text{DPRO}})d_{i,t} \end{cases} \quad (\text{A6})$$

式(23) —(27)

附录 B:

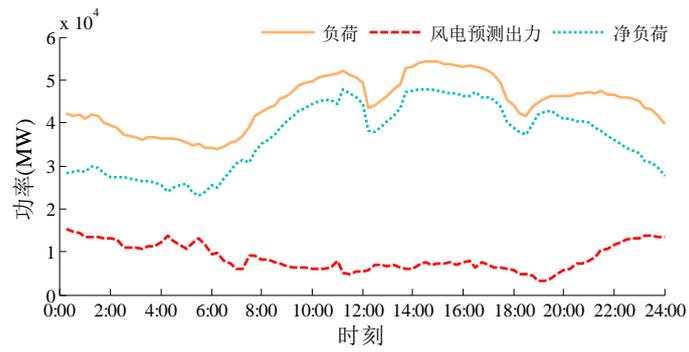


图 B1 负荷和风电预测曲线

Fig.B1 Load and wind power forecasting curves

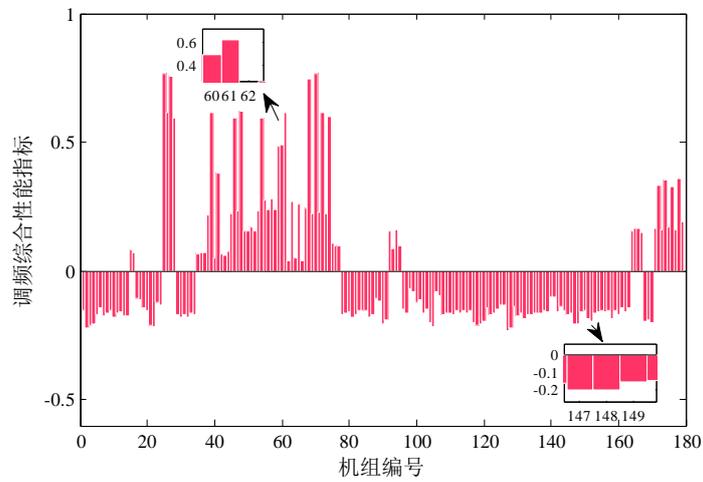


图 B2 机组综合调频性能指标

Fig.B2 Unit comprehensive performance index of frequency regulation

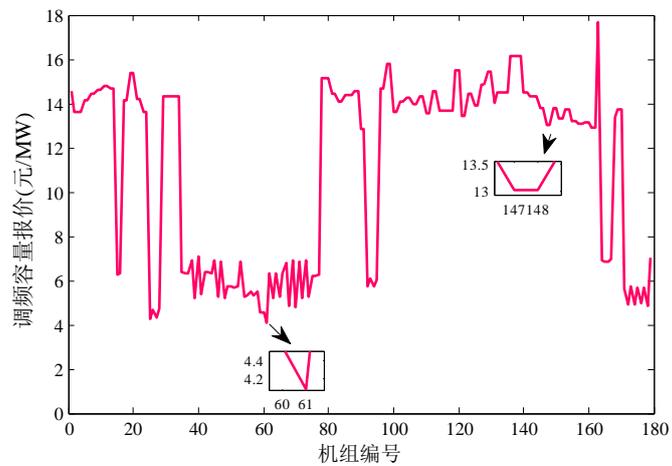


图 B3 机组调整后的调频容量报价

Fig.B3 Frequency regulation capacity offer after unit regulation

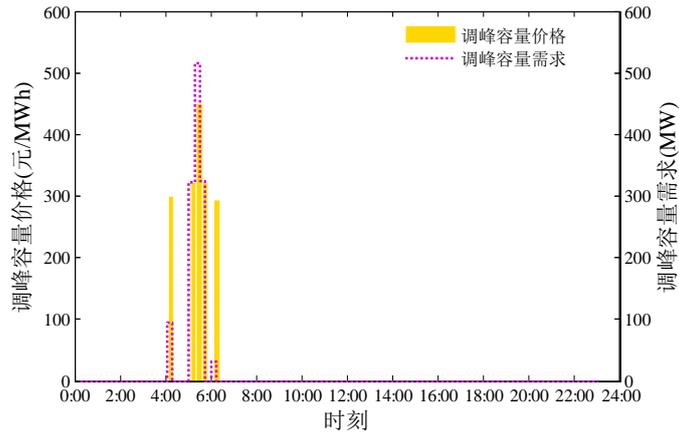


图 B4 深度调峰容量与出清价格

Fig.B4 Capacity and clearing price of deep peak regulation

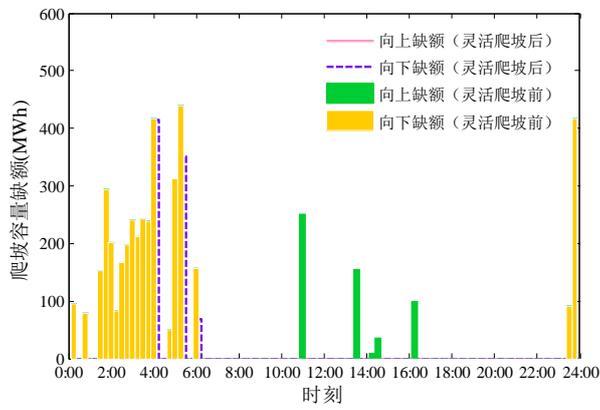


图 B5 考虑灵活爬坡前后爬坡容量缺额

Fig.B5 Ramping capacity shortage before and after considering flexibility ramping product

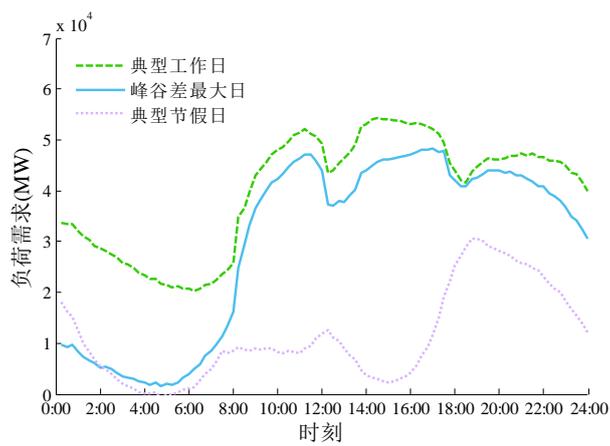


图 B6 不同典型日下的负荷曲线

Fig.B6 Load curves under different typical days

表 B1 不同负荷曲线下的灵活爬坡辅助服务出清结果

Table B1 Clearing results of flexible ramping ancillary service under different load curves

典型日	灵活爬坡服务前爬坡容量		灵活爬坡服务后爬坡容量	
	缺额总量/(MW·h)		缺额总量/(MW·h)	
	向上	向下	向上	向下
典型工作日	551.6	4 086.9	0	1 143.1
典型节假日	175.9	8 513.2	0	3 016.2
峰谷差最大日	684.7	6 580.3	0	2 136.3