

独立储能参与的电能量和全过程调频市场联合出清模型

黄翰锟¹, 王秀丽¹, 张恒源¹, 李洁², 李亚飞²

(1. 西安交通大学电气工程学院, 710049, 西安;

2. 国网江苏省电力有限公司苏州供电公司, 215000, 江苏苏州)

摘要: 为应对电力系统内同步资源占比逐渐下降给系统频率安全带来的挑战,从储能参与快速调频、提高系统频率安全性的实际需求出发,基于有储能参与的电能量和备用市场出清模型展开推导。依次分析了无储能参与和有储能参与时系统的频率响应过程,确定了储能提供快速调频和二次调频的约束条件,建立了独立储能参与的电能量和备用市场、调频辅助服务市场(包含快速调频)的联合出清模型,并给出了该模型下电能量、运行备用、快速调频和二次调频的定价机制。所提模型涉及了惯量响应、快速调频、一次调频和二次调频4个阶段,反映了电力系统全阶段频率安全特性。仿真结果表明,相比无储能参与的联合出清模型,所提模型在 IEEE-30 和 NREL-118 算例下系统运行成本分别降低了约 0.72% 和 0.47%,在提高了系统频率安全性的同时实现了系统运行成本的降低。

关键词: 快速调频;储能;调频辅助服务;电力市场;频率响应

中图分类号: TM73 **文献标志码:** A

DOI: 10.7652/xjtuxb202501002 **文章编号:** 0253-987X(2025)01-0017-11

Joint Clearing Model for Electric Energy and Full Process Frequency Regulation Market with Independent Energy Storage Participation

HUANG Hankun¹, WANG Xiuli¹, ZHANG Hengyuan¹, LI Jie², LI Yafei²

(1. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;

2. Suzhou Power Supply Branch, State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Suzhou, Jiangsu 215000, China)

Abstract: An overview and analysis of the current status of energy storage participation in domestic and international electricity markets is provided to address the challenge posed by the gradual decrease in the proportion of synchronous resources in the power system affecting system frequency security. Commencing with the genuine need for energy storage to engage in rapid frequency regulation and bolster system frequency security, a derivation is carried out based on a clearing model for the electrical energy and reserve markets with energy storage involvement. This study systematically analyzes the system's frequency response processes with and without energy storage involvements, sets the criteria for energy storage to offer rapid frequency regulation and secondary frequency regulation, creates a joint clearing model for the electrical energy and reserve markets with independent energy storage participation and the frequency

收稿日期: 2024-06-24。 作者简介: 黄翰锟(2000—),男,硕士生;王秀丽(通信作者),女,教授,博士生导师。

基金

项目: 国网江苏省电力有限公司科技资助项目(J2023103)。

网络出版时间: 2024-10-17

网络出版地址: <https://link.cnki.net/urlid/61.1069.T.20241017.1430.002>

regulation ancillary service market (incorporating fast frequency regulation), and establishes the pricing mechanisms for electrical energy, operating reserves, rapid frequency regulation, and secondary frequency regulation within this model. The proposed model encompasses four crucial stages: inertia response, rapid frequency regulation, primary frequency regulation, and secondary frequency regulation, showcasing the comprehensive frequency security attributes of the power system. The simulation outcomes reveal that compared to the joint clearing model lacking energy storage participation, the proposed model reduces system operational expenses by approximately 0.72% and 0.47% in the case of the IEEE-30 and NREL-118, respectively, thereby fortifying system frequency security while cutting down operational costs.

Keywords: fast frequency response; energy storage; regulating ancillary service; electricity market; frequency response

目前,为了应对气候变化的挑战、缓解能源安全方面的担忧,许多国家已经提出了“碳中和”计划^[1]。为了加快碳达峰、碳中和进程,电力行业增加可再生能源的比例,积极发展太阳能和风能。但是,随着新能源占比的不断提高,新能源发电的不稳定性和不确定性不仅给系统电力平衡带来了困难,也给电力系统的可靠性与安全性带来了新的挑战^[2]。

储能系统可以解决可再生能源峰值与负荷峰值不匹配的问题,将电能从负荷高峰期转移到负荷低谷期,或者在必要时吸收多余的风能和光能并在负荷高峰时期输出^[3]。此外,随着储能技术的不断进步,尤其是电化学储能的出现,使得储能的响应速度得到极大的提高。由于电化学储能具备快速响应特性,所以可用于提供调频、备用、调压等多种辅助服务^[4]。

2018年,美国联邦能源监管委员会(FERC)发布了推进电力市场改革的841法案,要求各独立系统运营商(ISO)确立储能在现货电能量及辅助服务市场中的主体地位^[5]。2022年,国家发展和改革委员会与能源局发布《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》(发改办运行[2022]457号),提出新型储能可作为独立储能参与电力市场,应充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务。随着储能在电力市场中的独立主体地位的逐步确立,专家学者针对储能参与现货电能量和辅助服务市场等问题展开了深入研究。文献[6]提出了一种储能参与电能量市场的机制,并提出一种松弛的储能荷电状态约束;文献[5]给出了储能参与电能量和辅助服务市场的联合出清机制的数学模型,得出储能同时参加电能量市场和辅助服务市场可以有效降低系统购电成本的结论;文献[7]提出了一种基于权重因子的方法对比不同调频资源的调频性能,建立

了适合储能参与的调频辅助服务市场机制;文献[8]建立了一种基于双层互补模型的决策工具,用于帮助储能系统确定其在市场中最有利的交易决策。

新能源渗透率的逐渐提高导致了系统抗干扰能力下降。这是由于系统内同步资源占比逐渐下降,由同步资源所支撑的惯量响应能力持续降低^[9]。在系统遭受扰动后,电力系统提供频率支撑的动作按时间先后可分为惯性及一至三次调频响应^[10]。由于系统的频率变化率(RoCoF)由电网的总惯量决定,当系统的RoCoF过高时,会导致频率在惯量响应阶段下降过快,在一次调频提供的频率支撑到来前越过低频减载装置的设定值。为了应对这一状况,许多国家在频率响应过程中引入了快速频率响应(FFR),旨在惯量响应阶段、一次调频到来前为系统提供频率支撑,防止频率过快达到低频减载装置阈值。

文献[11-18]围绕对机组所提供的频率响应资源定价展开研究。文献[14,16,18]指出市场出清中应满足初始频率变化率和频率最低点这两类约束。值得注意的是,无论是惯量和一次调频功率均由火电机组提供,在某种情况下为了满足频率安全约束会以高价出清某些机组,即这种市场机制在制衡市场力方面略显不足;文献[17]在市场出清中考虑了新能源机组和储能提供虚拟惯性,但新能源和储能的虚拟同步机技术尚未得到大规模工程应用,实际应用价值稍显不足,为此需引入储能快速调频,在火电机组开机成本过高、系统难以承受时,引入储能来延缓频率最低点到达的时间,文献[19-26]围绕储能提供快速调频服务进行了相关研究。

本文总结分析了国内外对于储能参与电力市场的研究,从储能参与快速调频、提高系统频率安全性的实际需求出发,基于有储能参与的电能量和备用市场出清模型展开推导,建立了有储能参与的电能

量和备用、调频市场(包含快速调频)的联合出清模型。所提模型涉及了惯量响应、快速调频、一次调频和二次调频 4 个阶段,反映了电力系统全阶段频率安全特性。通过构建算例证明了本文所提模型和方法的可行性。

1 电能量和辅助服务市场联合出清模型

目前,全球主要的几个电力市场在储能出清过程中采用顺次出清和联合出清两种模式。本文从整个市场效率出发,基于有储能参与的电能量和备用市场出清模型进行推导,构建电能量和辅助服务市场联合出清模型。该模型考虑全调度模式下储能参与电力市场,参与市场主体为火电厂和储能电站,其基础模型如下。

目标函数是使发电资源运行、启动及运行备用成本最小化

$$\begin{aligned} \min & \sum_{t=1}^T \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}} [C_{g,t} p_{g,t} + C_{g,t}^{\text{SU}} u_{g,t}^{\text{ON}}] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} [C_{s,t}^{\text{DIS}} p_{s,t}^{\text{DIS}} - C_{s,t}^{\text{CH}} p_{s,t}^{\text{CH}}] + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{k \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{ES}}} C_{k,t}^{\text{OR}} r_{k,t}^{\text{OR}} \end{aligned} \quad (1)$$

式中: T 为仿真时段数; Ω_{TG} 、 Ω_{ES} 代表火电机组集合和储能集合; $p_{g,t}$ 、 $p_{s,t}^{\text{DIS}}$ 和 $p_{s,t}^{\text{CH}}$ 分别为火电机组 g 在时刻 t 的功率、储能 s 在时刻 t 的放电功率和储能 s 在时刻 t 的充电功率; $C_{g,t}$ 、 $C_{s,t}^{\text{DIS}}$ 和 $C_{s,t}^{\text{CH}}$ 分别为火电机组 g 在时刻 t 的电能量报价、储能 s 在时刻 t 的放电报价和储能 s 在时刻 t 的充电报价; $C_{g,t}^{\text{SU}}$ 为火电机组 g 在时刻 t 的启动成本; $u_{g,t}^{\text{ON}}$ 、 $u_{g,t}^{\text{OFF}}$ 分别为机组 g 在时刻 t 的启、停变量; $C_{k,t}^{\text{OR}}$ 为火电机组或储能 k 在时刻 t 的运行备用报价; $r_{k,t}^{\text{OR}}$ 为机组 k 在时刻 t 的运行备用容量。

系统功率平衡约束为

$$\sum_{g \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{NE}}} p_{g,t} + \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} (p_{s,t}^{\text{DIS}} - p_{s,t}^{\text{CH}}) - \sum_{d \in \Omega_{\text{D}}} P_{d,t} = 0, \quad \forall t \quad (2)$$

式中: $P_{d,t}$ 表示系统负荷; Ω_{NE} 表示新能源机组集合。

系统线路潮流约束为

$$\begin{aligned} -p_l^{\min} & \leq \sum_{i \in \Omega_{\text{B}}} G_{l-i} \left[\sum_{g \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{NE}}^{(i)}} p_{g,t} + \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}^{(i)}} (p_{s,t}^{\text{DIS}} - p_{s,t}^{\text{CH}}) - \sum_{d \in \Omega_{\text{D}}^{(i)}} P_{d,t} \right] \leq p_l^{\max}, \quad \forall l \in \Omega_{\text{L}}, \quad \forall t \end{aligned} \quad (3)$$

式中: $p_l^{\max}$ 、 $p_l^{\min}$ 分别为第 l 个元素的潮流传输上下限; G_{l-i} 为转移分布参数; Ω_{L} 为系统线路集合。

系统运行备用约束为

$$\sum_{k \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{ES}}} r_{k,t}^{\text{OR}} \geq R_t^{\text{OR}}, \quad \forall t \quad (4)$$

式中: R_t^{OR} 为系统在时刻 t 的运行备用需求。

$$\begin{cases} p_{g,t} \geq 0, & \forall g \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{NE}} \\ p_{s,t}^{\text{DIS}}, p_{s,t}^{\text{CH}} \geq 0, & \forall s \in \Omega_{\text{ES}} \\ r_{k,t}^{\text{OR}} \geq 0, & \forall k \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{ES}}, \quad \forall t \end{cases} \quad (5)$$

式(5)为系统运行过程中各变量的约束。

火电机组出力约束为

$$z_{g,t} p_g^{\min} \leq p_{g,t} \leq z_{g,t} p_g^{\max} - r_{g,t}^{\text{OR}}, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (6)$$

式中: $z_{g,t}$ 为机组 g 在时刻 t 的开关机状态变量; $p_g^{\max}$ 、 $p_g^{\min}$ 分别为火电机组的最大、最小出力。

火电机组爬坡约束为

$$p_{g,t} - p_{g,t-1} \leq V_g^{\text{RU}} + u_{g,t}^{\text{ON}} (p_g^{\min} - V_g^{\text{RU}}), \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (7)$$

$$p_{g,t-1} - p_{g,t} \leq V_g^{\text{RD}} + u_{g,t}^{\text{OFF}} (p_g^{\min} - V_g^{\text{RD}}), \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (8)$$

式中: V_g^{RU} 、 V_g^{RD} 分别为火电机组 g 爬坡、下坡的速度; $u_{g,t}^{\text{ON}}$ 、 $u_{g,t}^{\text{OFF}}$ 分别为机组 g 在时刻 t 的启、停变量。

火电机组启、停时间约束分别为

$$\begin{aligned} \sum_{k=t}^{t+T_g^{\text{ON}}-1} z_{k,t} & \geq u_{g,t}^{\text{ON}} T_g^{\text{ON}}, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (9) \\ \sum_{k=t}^{t+T_g^{\text{OFF}}-1} (1 - z_{k,t}) & \geq u_{g,t}^{\text{OFF}} T_g^{\text{OFF}}, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \end{aligned} \quad (10)$$

式中: T_g^{ON} 、 T_g^{OFF} 分别为机组 g 的最大开、停机时间; $z_{k,t}$ 表示机组 g 在时刻 t 的开关机状态变量。

$$u_{g,t}^{\text{ON}} - u_{g,t}^{\text{OFF}} = z_{g,t} - z_{g,t-1}, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (11)$$

$$u_{g,t}^{\text{ON}} + u_{g,t}^{\text{OFF}} \leq 1, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (12)$$

$$u_{g,t}^{\text{ON}}, u_{g,t}^{\text{OFF}}, z_{g,t} \in \{0, 1\}, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \quad \forall t \quad (13)$$

式(11)~(13)为相关逻辑约束以及变量约束。

储能充放电约束分别为

$$0 \leq p_{s,t}^{\text{CH}} \leq p_s^{\text{CHmax}} - r_{s,t}^{\text{OR}}, \quad \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \quad \forall t \quad (14)$$

$$0 \leq p_{s,t}^{\text{DIS}} \leq p_s^{\text{DISmax}} - r_{s,t}^{\text{OR}}, \quad \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \quad \forall t \quad (15)$$

式中: p_s^{CHmax} 、 p_s^{DISmax} 分别为储能充、放电功率最大值。

储能能量约束为

$$(1 - D) e_s^{\max} \leq e_{s,t} \leq e_s^{\max}, \quad \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \quad \forall t \quad (16)$$

式中: D 表示放电深度; $e_{s,t}$ 表示储能装置 s 在时刻 t 的电量; $e_s^{\max}$ 表示储能电量最大值。

储能荷电状态约束分别为

$$e_{s,t} = e_{s,t-1} + \eta_s^{\text{CH}} p_{s,t}^{\text{CH}} - p_{s,t}^{\text{DIS}} / \eta_s^{\text{DIS}}, \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \forall t \quad (17)$$

$$e_{s,0} = e_{s,t_{\text{max}}} = 0.5e_s^{\text{max}}, \forall s \in \Omega_{\text{ES}} \quad (18)$$

式中: η_s^{CH} 、 η_s^{DIS} 分别表示储能充、放电功率; $e_{s,t_{\text{max}}}$ 表示储能末时刻电量。

储能可以根据自身全生命周期的成本, 折算出单次充、放电循环的成本。该模型下储能只需申报放电报价和充电报价, 且放电报价 $C_{g,t}^{\text{DIS}}$ 必须高于充电报价 $C_{g,t}^{\text{CH}}$ 。若市场价高于放电报价, 储能视为电源将放电; 市场价低于充电报价, 储能视为负荷将充电; 当市场价位于充放电报价之间时, 储能不充不放, 即未被市场出清。

2 储能参与快速调频的修正模型

2.1 仅有火电机组参与的频率响应过程

在储能不提供快速调频响应、仅由火电机组提供一次调频响应的情况下, 当节点 i 紧急失负荷 $\Delta P_{d(i)}$ 时, 根据一阶摇摆方程有

$$2H \frac{d\Delta f_1(t)}{dt} = \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}}} p_g^{\text{PFR}}(t) - \Delta P_{d(i)} \quad (19)$$

式中: p_g^{PFR} 为火电机组 g 在时刻 t 的一次调频备用功率; $\Delta f_1(t)$ 表示仅有火电机组提供一次调频备用的频率摇摆曲线方程; H 为全系统等效惯量; $\Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}}$ 为所有开机的火电机组集合。全系统等效惯量为

$$H = \left(\sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}}} S_g H_g \right) / \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}}} S_g \quad (20)$$

式中: S_g 表示火电机组 g 的容量。

通过频率变化率约束确定系统所需的最少同步资源, 频率变化率与机组组合的关系如下式

$$R_{f|t=0} = -\frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} \quad (21)$$

$$R_{f|t=0} = -\Delta P_{d(i)} / (2H) \leq R_f^{\text{max}} \quad (22)$$

式中: R_f 表示频率变化率; R_f^{max} 表示频率变化率最大值。

对于 $p_g^{\text{PFR}}(t)$ 来说, 火电机组一次调频响应延迟时间通常为数秒, 需考虑到模型之中, 则 $p_g^{\text{PFR}}(t)$ 可表示为

$$p_g^{\text{PFR}}(t) = \begin{cases} 0, & 0 \leq t < t_d \\ R_g t, & t_d \leq t < t_{\text{FS2}}, \forall g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}} \\ \bar{P}_g, & t \geq t_{\text{FS2}} \end{cases} \quad (23)$$

式中: R_g 表示火电机组 g 一次调频响应速度; t_d 表示火电机组 g 一次调频延迟时间; t_{FS2} 表示火电机组 g 达到最大输出功率所需的时间。

$$\text{令 } R_{\text{TG}} = \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}}} R_g, p_{\text{TG}}^{\text{max}} = \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}}} p_g^{\text{max}}, \text{求解式(19)}$$

得到 $\Delta f_1(t)$ 的变化情况

$$\Delta f_1(t) = \begin{cases} -\frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} t, & 0 \leq t < t_d \\ \frac{R_{\text{TG}}}{4H} t^2 - \frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} (t + t_d), & t_d \leq t < t_{\text{FS2}} \\ \frac{R_{\text{TG}}}{4H} t_{\text{FS2}}^2 - \frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} (t_{\text{FS2}} + t_d) + \frac{\bar{P}_{\text{TG}}}{2H} t_{\text{FS2}}, & t \geq t_{\text{FS2}} \end{cases} \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}^{\text{ON}} \quad (24)$$

式中: R_{TG} 为系统的一次调频响应速度; $p_{\text{TG}}^{\text{max}}$ 为系统的最大出力。

2.2 储能参与后的频率响应过程

快速调频的响应时间为数百 ms 级别, 因此有必要考虑更精细时间尺度下的频率响应过程。若加入储能装置提供快速调频响应, 储能装置延迟时间通常为数 ms 至数十 ms^[24], 延迟时间相较于整个频率稳定性问题的时间尺度较短, 可忽略不计, 则 $p_s^{\text{PFR}}(t)$ 可表示为时间的线性函数

$$p_s^{\text{PFR}}(t) = \begin{cases} R_s t, & 0 \leq t < t_{\text{FS1}} \\ \bar{P}_s^{\text{DIS}}, & t \geq t_{\text{FS1}} \end{cases}, \forall s \in \Omega_{\text{ES}} \quad (25)$$

式中: R_s 表示储能 s 快速调频响应速度; t_{FS1} 表示储能 s 达到最大输出功率所需的时间。

一阶摇摆方程可改写为

$$2H \frac{d\Delta f_2(t)}{dt} = \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} p_s^{\text{PFR}}(t) + \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}} p_g^{\text{PFR}}(t) - \Delta P_{d(i)} \quad (26)$$

式中: $\Delta f_2(t)$ 表示兼备一次调频和快速调频备用的频率摇摆曲线方程。

令 $R_{\text{ES}} = \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} R_s$, 有

$$\sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} p_s^{\text{PFR}}(t) + \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}} p_g^{\text{PFR}}(t) = \begin{cases} R_{\text{ES}} t, & 0 \leq t < t_{\text{FS1}} \\ R_{\text{ES}} t_{\text{FS1}}, & t_{\text{FS1}} \leq t < t_d \\ R_{\text{ES}} t_{\text{FS1}} + R_{\text{TG}} (t - t_d), & t_d \leq t < t_{\text{FS2}} \\ R_{\text{ES}} t_{\text{FS1}} + R_{\text{TG}} (t_{\text{FS2}} - t_d), & t \geq t_{\text{FS2}} \end{cases} \quad (27)$$

式中: R_{ES} 为系统的快速调频响应速度。

储能提供快速调频起到减缓频率下跌的作用, 频率回升更多的依靠常规火电机组的一次调频能力, 故频率最低点一般会出现在 $[t_d, t_{\text{FS2}})$ 之间, 但这并不意味着在 $[0, t_d)$ 范围内无需为系统注入功率。

令 $\sum_{s \in \Omega_{ES}} p_s^{\text{FFR}}(t) + \sum_{g \in \Omega_{TG}} p_g^{\text{PFR}}(t) = \Delta P_{d(i)}$, p_s^{FFR} 为储能 s

在时刻 t 的快速调频备用。求解式(26)得到

$$\Delta f_2(t) = \begin{cases} \frac{1}{4H} R_{ES} t^2 - \frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} t, & 0 \leq t < t_{\text{FSI}} \\ \frac{1}{4H} R_{ES} t_{\text{FSI}}^2 + \frac{t_{\text{FSI}}}{2H} R_{ES} t - \frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} (t + t_{\text{FSI}}), & t_{\text{FSI}} \leq t < t_d \\ \frac{1}{4H} [R_{ES} t_{\text{FSI}}^2 + R_{TG} (t - t_d)^2] + \frac{t_{\text{FSI}}}{2H} R_{ES} (t + t_d) - \frac{\Delta P_{d(i)}}{2H} (t + t_d + t_{\text{FSI}}), & t_d \leq t \leq t_{\text{FS2}} \end{cases} \quad (28)$$

$$t_{\text{nadir}} = t_d + \frac{\Delta P_{d(i)} - R_{ES} t_{\text{FSI}}}{R_{TG}} \quad (29)$$

$$f_{\text{nadir}} = f_0 - \Delta P_{d(i)} \left(\frac{\Delta P_{d(i)}}{4HR_{TG}} + \frac{t_d}{H} \right) + \frac{t_{\text{FSI}}}{2H} \left[2t_d R_{ES} + \Delta P_{d(i)} \left(\frac{R_{ES}}{R_{TG}} - 1 \right) \right] + \frac{R_{ES} t_{\text{FSI}}^2}{4H} \left(1 - \frac{R_{ES}}{R_{TG}} \right) \quad (30)$$

式中: t_{nadir} 表示频率曲线最低点所在时刻; f_{nadir} 表示频率曲线最低点对应的频率。

考虑频率死区的影响,对式(29)、(30)进行修正。发生频率下跌时,频率将以初始 RoCoF 下跌一段时间,这段时间内储能不动作,为此修正式(29)、(30)为

$$t_{\text{nadir}} = t_d + \frac{\Delta P_{d(i)} - R_{ES} t_{\text{FSI}}}{R_{TG}} - \frac{\Delta f_{\text{DB}}}{R_{f|t=0}} \quad (31)$$

$$f_{\text{nadir}} = f_0 - \Delta f_{\text{DB}} - \Delta P_{d(i)} \left(\frac{\Delta P_{d(i)}}{4HR_{TG}} + \frac{t_d}{H} \right) + \frac{t_{\text{FSI}}}{2H} \left[2t_d R_{ES} + \Delta P_{d(i)} \left(\frac{R_{ES}}{R_{TG}} - 1 \right) \right] + \frac{R_{ES} t_{\text{FSI}}^2}{4H} \left(1 - \frac{R_{ES}}{R_{TG}} \right) \quad (32)$$

式中: Δf_{DB} 表示频率死区。

为使得频率曲线最低点始终高于低频减载点,以 t_{FSI} 为变量,可得

$$t_{\text{FSI}} \geq \frac{\Delta P_{d(i)} (R_{ES} - R_{TG}) - \sigma + 2R_{TG} R_{ES} t_d}{R_{ES}^2 - R_{ES} R_{TG}} \quad (33)$$

$$\sigma = (R_{TG} (\Delta P_{d(i)}^2 (R_{TG} - R_{ES}) + 4R_{TG} R_{ES}^2 t_d^2 + 4HR_{ES} (f_0 - \Delta f_{\text{DB}} - f_{\text{UFLS}}) (R_{ES} - R_{TG})))^{1/2} \quad (34)$$

式中: f_{UFLS} 为低频减载点对应的频率。

2.3 快速调频及一次调频备用容量计算

由式(33)可计算储能所能提供的快速调频容量。若要使频率下跌最低点在低频减载点之上,储

能至少要保持 t_{FSI} 的输出时间。因此,在式(33)左右两侧同乘 R_s 得到储能 s 的快速调频备用容量

$$R_s t_{\text{FSI}} \geq r_{s,t}^{\text{FFR}}, \forall s \in \Omega_{ES} \quad (35)$$

$$\sum_{s \in \Omega_{ES}} r_{s,t}^{\text{FFR}} \geq R_{ES} t_{\text{FSI}} \quad (36)$$

同理,可得到火电机组的一次调频备用容量

$$z_{g,t} R_g (t_{\text{nadir}} - t_d) \geq r_{g,t}^{\text{PFR}}, \forall g \in \Omega_{TG} \quad (37)$$

$$\sum_{g \in \Omega_{TG}} r_{g,t}^{\text{PFR}} \geq R_{TG} (t_{\text{nadir}} - t_d) \quad (38)$$

2.4 二次调频备用容量计算

在渡过频率最低点后,系统频率会逐步上升,仅靠火电机组的自动调速系统不可避免地会产生频率偏差,此时需要进行自动发电控制(AGC)下的二次调频。频率的二次调整实际上是在调整调频资源的有功功率给定值,以实现频率的无差调节。为此首先求出系统的区域控制误差

$$A = \beta \Delta P_{\text{TIE}} + K \Delta f \quad (39)$$

式中: β 表示区域功率偏差系数; K 表示区域频率偏差系数; ΔP_{TIE} 表示区域外送功率之和。

实际系统中,区域功率偏差系数通常取 1,频率偏差系数一般由所在区域因负荷扰动引起的频率和功率变化情况测算得到,一般取年最大负荷的 1%~2%;若系统为孤立系统,不安排联络线外送计划,则区域控制误差实际上是全系统内负荷增量的负数。系统内所有二次调频资源之和应满足

$$\sum_{k \in \Omega_{TG} \cup \Omega_{ES}} r_{k,t}^{\text{AGC}} \geq -A \quad (40)$$

在二次调频的时间尺度下,各调频资源的最大调频备用容量为

$$\Delta t_{\text{AGC}} R_k \geq r_{k,t}^{\text{AGC}}, \forall k \in \Omega_{TG} \cup \Omega_{ES} \quad (41)$$

2.5 储能备用电量计算

当储能参与快速调频和二次调频时,其功率变化曲线如图 1 所示。当储能参与快速调频、以 t_{FSI} 的时间爬升到快速调频所需功率后,要保持此功率在 Δt_{FFR} 的时间内持续输出直至 AGC 二次调频指令下发至各个机组,此时储能可逐渐减小功率至 0, Δt_{SFR} 为二次调频持续时间。

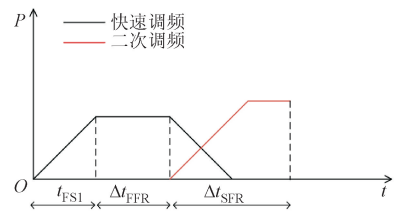


图 1 储能功率变化曲线

Fig. 1 Power change curve of energy storage

由于储能存在电量限制,因此还需添加备用

量约束。储能的快速调频备用容量约束为

$$e_s^{\text{FFR}} \geq r_s^{\text{FFR}}(t_d + \Delta t_{\text{PFR}})/3600, \forall s \in \Omega_{\text{ES}} \quad (42)$$

式中: e_s^{FFR} 表示储能快速调频备用容量。

对于 AGC 调频有相同的过程, 由于二次调频的持续时间较长 ($\Delta t_{\text{SFR}} \geq 15 \text{ min}$), 忽略储能爬坡的时间段, 则储能的 AGC 备用容量约束为

$$e_s^{\text{AGC}} \geq r_s^{\text{AGC}} \Delta t_{\text{AGC}}/60, \forall s \in \Omega_{\text{ES}} \quad (43)$$

式中: e_s^{AGC} 表示储能 AGC 备用容量。

2.6 修正后模型

综合上述调频过程, 修正后的日前调度模型如下式

$$\begin{aligned} \min & \sum_{t=1}^T \sum_{g \in \Omega_{\text{TG}}} (C_{g,t} p_{g,t} + C_{g,t}^{\text{SU}} u_{g,t}^{\text{ON}}) + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} (C_{s,t}^{\text{DIS}} p_{s,t}^{\text{DIS}} - C_{s,t}^{\text{CH}} p_{s,t}^{\text{CH}}) + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{k \in \Omega_{\text{TG}} \cup \Omega_{\text{ES}}} (C_{k,t}^{\text{OR}} r_{k,t}^{\text{OR}} + C_{k,t}^{\text{AGC}} r_{k,t}^{\text{AGC}}) + \\ & \sum_{t=1}^T \sum_{s \in \Omega_{\text{ES}}} (C_{s,t}^{\text{FFR}} r_{s,t}^{\text{FFR}}) \end{aligned} \quad (44)$$

约束条件中对式(6)、(14)~(16)做出修正

$$z_{g,t} p_g^{\min} \leq p_{g,t} \leq z_{g,t} p_g^{\max} - r_{g,t}^{\text{OR}} - r_{g,t}^{\text{AGC}} - r_{g,t}^{\text{PFR}}, \quad \forall g \in \Omega_{\text{TG}}, \forall t \quad (45)$$

$$0 \leq p_{s,t}^{\text{CH}} \leq p_s^{\text{CHmax}} - r_{s,t}^{\text{OR}} - r_{s,t}^{\text{AGC}}, \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \forall t \quad (46)$$

$$0 \leq p_{s,t}^{\text{DIS}} \leq p_s^{\text{DISmax}} - r_{s,t}^{\text{OR}} - r_{s,t}^{\text{AGC}} - r_{s,t}^{\text{FFR}}, \quad \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \forall t \quad (47)$$

$$(1 - \bar{D}) e_s^{\max} \leq e_{s,t} \leq e_s^{\max} - e_s^{\text{FFR}} - e_s^{\text{AGC}}, \quad \forall s \in \Omega_{\text{ES}}, \forall t \quad (48)$$

还需加入约束条件式(2)~(5)、(7)~(13)、(17)~(18)、(35)~(38)、(40)~(43)。

至此, 计及全过程频率调节的日前市场出清模型建立完成。

3 定价机制

求解日前调度模型确定机组启、停状态后, 通过求解基于线性规划的经济调度获得电能量、快速调频、AGC 和运行备用的边际价格。日前调度模型的拉格朗日函数以矩阵形式表示, 具体拉格朗日函数见附录 A。 μ^p 为系统功率平衡约束的对偶变量; μ^{L-} 、 μ^{L+} 分别为系统潮流上限约束和潮流下限约束的对偶变量; μ^{PFR} 为火电机组一次调频备用容量约束的对偶变量; μ^{FFR} 为储能快速调频备用容量约束的对偶变量; μ^{AGC} 为二次调频备用容量约束的对偶变量; μ^{OR} 为机组运行备用容量约束的对偶变量。

节点边际电价定义为拉格朗日函数对 P_G 的偏导^[25], 电能量价格如下式

$$\begin{aligned} \frac{\partial L}{\partial P_G} = & \mu^p + (\mathbf{GM}_D)^T (\mu^{L+} - \mu^{L-}) + \\ & (\mathbf{GM}_D)^T (\mu_{\text{FFR}}^{L+} - \mu_{\text{FFR}}^{L-}) + (\mathbf{GM}_D)^T (\mu_{\text{PFR}}^{L+} - \mu_{\text{PFR}}^{L-}) + \\ & (\mathbf{GM}_D)^T (\mu_{\text{AGC}}^{L+} - \mu_{\text{AGC}}^{L-}) \end{aligned} \quad (49)$$

一次调频、快速调频、AGC 及运行备用电价分别定义为拉格朗日函数对 R^{PFR} 、 R^{FFR} 、 R^{AGC} 和 R^{OR} 的偏导, 以反映每增加单位调频和备用容量需求所增加的成本, 一次调频、快速调频、AGC 及运行备用价格如下式

$$\begin{cases} \frac{\partial L}{\partial R^{\text{FFR}}} = \mu^{\text{FFR}}; \frac{\partial L}{\partial R^{\text{PFR}}} = \mu^{\text{PFR}} \\ \frac{\partial L}{\partial R^{\text{AGC}}} = \mu^{\text{AGC}}; \frac{\partial L}{\partial R^{\text{OR}}} = \mu^{\text{OR}} \end{cases} \quad (50)$$

4 算例分析

采用基于 IEEE-30 节点系统以及 NREL-118 节点系统的算例分析独立储能参与包含快速调频的电能量及辅助服务市场日前调度模型的可行性, 其中快速调频报价根据英国市场报价进行等比例转换。为对比验证所提出模型的实际意义, 将所提模型得到的出清结果和只有火电参与的电能量和辅助服务市场模型(不含快速调频)进行对比。

4.1 IEEE-30 节点系统

IEEE-30 节点系统包括 6 台火电机组、5 座风电场、3 座光伏电站以及 2 台独立储能。其中储能分别设置在节点 16 和节点 20。系统共有 21 个负荷节点以及 41 条线路, 负荷曲线如图 2 所示。

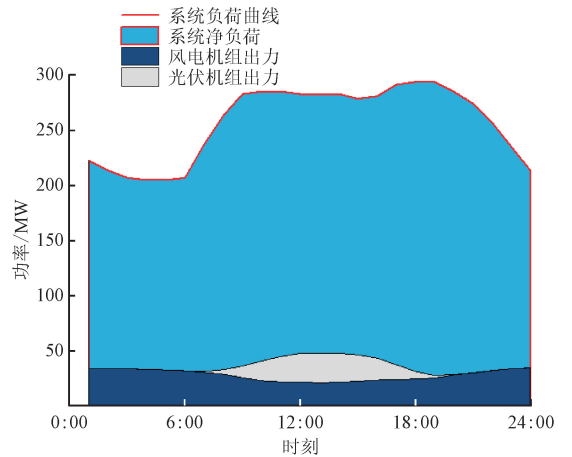


图 2 IEEE-30 节点系统负荷

Fig. 2 IEEE-30 total system load

节点 16 处设置功率为 30 MW、容量为 60 MW·h 的独立储能电站, 充放电效率均为 90%, 放电深度

为 90%，充电报价为 $350/(\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$ ；节点 20 处设置 35 MW/70 MW·h 独立储能，充放电效率均为 90%，放电深度为 90%，充电报价为 $320/(\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$ 。各机组报价如表 1 所示。

表 1 IEEE-30 节点系统各机组报价
Table 1 Parameters of units in IEEE-30

机组	电能量报价/ $(\text{元} \cdot (\text{MW} \cdot \text{h})^{-1})$	备用报价/ $(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$	AGC 报价/ $(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$	FFR 报价/ $(\text{元} \cdot \text{MW}^{-1})$
火电 1	270.64	13.5	13.0	
火电 2	271.84	13.6	12.0	
火电 3	273.37	13.7	11.0	
火电 4	274.24	13.7	12.5	
火电 5	276.37	13.8	13.5	
火电 6	275.24	13.8	11.5	
储能 1	700.00	35.0	16.0	15
储能 2	1 000.00	50.0	15.0	20

由仿真结果可以看出，储能的充放电行为与电能量价格和新能源出力强相关，分时电价和储能 1 的功率如图 3 所示。储能的充电行为发生在电能量价格低谷时段，如时段 1、3、4、5、6，同时这些时段为夜间风电出力高峰时段，时段 12 为午间光伏出力高峰时段，储能总充电功率为 70.97 MW。放电行为发生在电能量价格高峰时段，如时段 17、18、19、20，同时这些时段为负荷高峰、光伏出力下行时段，系统内储能总放电功率为 56.85 MW。储能通过峰谷套利实现在电能量市场的收益，计算可得为 28 864.52 元。储能特有的充放电特性可以有效解决新能源出力和负荷需求高峰期错配的问题。同时储能的放电行为可以减少负荷高峰时期火电机组新增开机数，进而进一步减少系统火电机组开机费用，由于时段 9、17 储能放电补充火电出力的不足，导致电能量价格突增。储能收益及两模式系统运行成本对比见表 2、3。

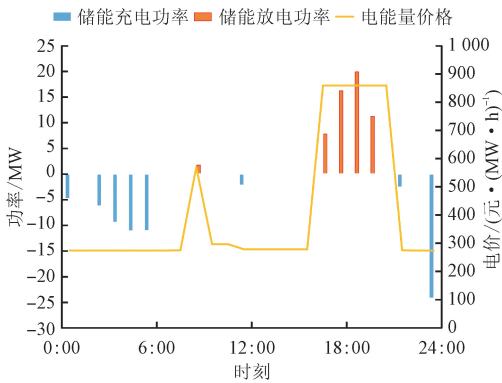


图 3 IEEE-30 节点系统储能功率与电价
Fig. 3 Energy storage power and electric price in IEEE-30

表 2 IEEE-30 节点系统储能收益

Table 2 Revenue of energy storage system in IEEE-30

电能量 收益/元	备用 收益/元	AGC 收益/元	FFR 收益/元	辅助服务 收益/元
28 864.52	1 519.19	1 411.68	1 272.36	4 203.24

表 3 IEEE-30 节点系统运行成本对比结果

Table 3 Operating cost comparison of IEEE-30

对比 项目	火电运行 成本/元	储能运行 成本/元	总运行 成本/元
传统市场	1 555 904.623	0	1 555 904.623
新市场	1 511 575.441	33 067.76	1 544 643.199

图 4 给出了 IEEE-30 节点系统下各辅助服务的价格曲线。表 2 分别给出了储能系统在电力市场中提供不同服务的收益。由于 9、16 两个时段为负荷曲线高峰，火电机组增加出力以满足负荷需求，需要储能弥补系统备用容量的不足，因此备用价格曲线在时段 9、16 分别出现了一次突增。

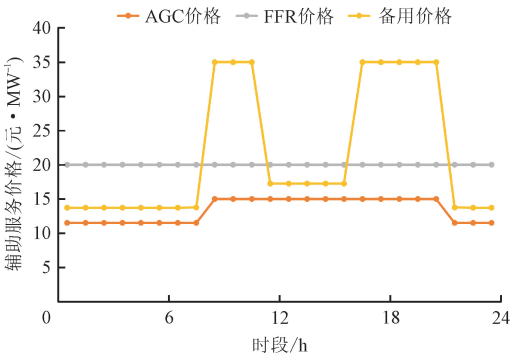


图 4 IEEE-30 节点系统辅助服务价格曲线
Fig. 4 IEEE-30 ancillary price curve

表 3 给出了只有火电参与的电能量和辅助服务市场(无快速调频)的系统运行成本以及独立储能参与的电能量和辅助服务市场(含快速调频)的系统运行成本。储能所提供的快速调频避免了系统在遭受扰动时频率在一次调频到达前下降至低频减载装置动作阈值,提高了系统安全性。同时,在支付储能快速调频服务后,系统的运行成本仍低于只有火电参与时的电能量和辅助服务市场,由对比结果可见,系统运行成本减少了 11 261. 42 元,减少了 0. 72%。

4.2 NREL-118 节点系统

NREL-118 节点系统拓扑图及相关参数见文献[27],各储能参数见附录 B,该系统包括 118 个负荷节点、186 条线路、54 台火电机组、17 座风电场、75 座光伏电站以及 15 台独立储能。

储能的功率和分时电价如图 5 所示。储能的充电行为发生在电能量价格低谷时段,如时段 10、12、13、15,放电行为发生在电能量价格高峰时段,如时段 18、19、20,通过峰谷套利实现在电能量市场的收益,计算可得为 14 024. 08 元。

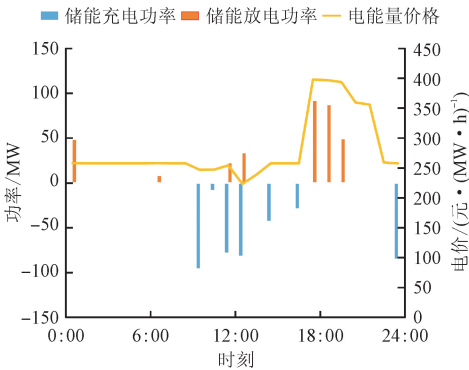


图 5 NREL-118 节点系统储能功率与分时电价
Fig. 5 Energy storage power and electric price in NREL-118

图 6 给出了 NREL-118 节点系统下各辅助服务的价格曲线。可以注意到时段 17 为电能量价格曲

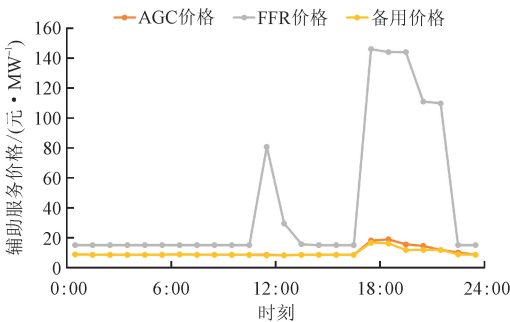


图 6 NREL-118 节点系统辅助服务价格曲线
Fig. 6 NREL-118 ancillary price curve

线尖峰时段,储能将容量分配至电能量市场会达到自身利益最大化,导致储能用于备用、AGC 和 FFR 的备用容量的边际价格升高,进而导致备用、AGC、FFR 价格均出现突增。由于时段 12 FFR 边际储能在电能量市场中标放电,导致 FFR 价格曲线的突增。

由表 4 可见,在 NREL-118 系统背景下,由于系统快速调频容量需求的增加,储能并没有参加备用市场,储能容量主要用于提供快速调频和二次调频服务的调频市场。同时,储能在辅助服务市场中所取得的收益大于在电能量市场所取得的收益,并且提供快速调频获得的收益所占的比例最大。

表 4 NREL-118 系统储能收益

Table 4 Revenue of energy storage system in NREL-118

电能量 收益/元	备用 收益/元	AGC 收益/元	FFR 收益/元	辅助服务 收益/元
14 024. 08	0	4 422. 35	182 558. 60	186 980. 99

由表 5 可见,在大规模系统背景下,系统的运行成本仍低于只有火电参与时的电能量和辅助服务市场(无快速调频),由结果对比可见,系统运行成本减少了 127 315. 71 元,减少了 0. 47%。在大规模节点算例中,本文所提模型在提高系统频率安全性的前提下实现了系统运行成本的降低。

表 5 NREL-118 节点系统运行成本对比

Table 5 Operating cost comparison of NREL-118

对比 项目	火电运行 成本/元	储能运行 成本/元	总运行 成本/元
传统市场	26 729 695. 77	0	26 729 695. 77
新市场	26 401 374. 98	201 005. 08	26 602 380. 06

5 结 论

新型电力系统背景下火电机组的占比逐步下降,由火电机组提供的惯量支撑和一次调频功率难以满足系统频率安全需求。目前已有国家在频率响应过程中引入了快速调频服务以应对这一状况。储能参与快速调频市场,一方面可以充分发挥储能快速充放电的特点,及时为系统提供频率支撑;另一方面可以减少系统火电机组开机数,减少系统运行成本。目前较少研究涉及反映电力系统全阶段频率安全特性的市场出清模型。

本文基于有储能参与的电能量和备用市场出清模型展开推导,建立了有储能参与的电能量和备用、调频市场(包含快速调频)的联合出清模型。所提模

型考虑了电力系统全阶段频率安全特性,涉及了惯量响应、快速调频、一次调频和二次调频 4 个阶段。最后基于 IEEE-30 节点系统和 NREL-118 节点系统进行算例分析,将所提出的市场出清模型与仅有火电参与的市场出清模型进行了对比。

算例结果表明,本文所提出的独立储能参与的电能量和全过程调频市场出清模型能够在提高系统频率安全性的同时降低系统运行成本;储能提供备用、快速调频、二次调频辅助服务可以充分发挥其快速响应特性,在保障系统频率安全的同时增加成本回收途径,有效地解决了当前独立储能参与市场积极性不足的问题。

参考文献:

[1] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究 [J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-8.
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation [J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-8.

[2] 肖云鹏,王锡凡,王秀丽,等. 面向高比例可再生能源的电力市场研究综述 [J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(3): 663-674.
XIAO Yunpeng, WANG Xifan, WANG Xiuli, et al. Review on electricity market towards high proportion of renewable energy [J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(3): 663-674.

[3] LI Nan, UÇKUN C, CONSTANTINESCU E M, et al. Flexible operation of batteries in power system scheduling with renewable energy [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2016, 7(2): 685-696.

[4] 陈启鑫,房曦晨,郭鸿业,等. 储能参与电力市场机制:现状与展望 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(16): 14-28.
CHEN Qixin, FANG Xichen, GUO Hongye, et al. Participation mechanism of energy storage in electricity market: status quo and prospect [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(16): 14-28.

[5] 肖云鹏,张兰,张轩,等. 包含独立储能的现货电能量与调频辅助服务市场出清协调机制 [J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(S1): 167-180.
XIAO Yunpeng, ZHANG Lan, ZHANG Xuan, et al. The coordinated market clearing mechanism for spot electric energy and regulating ancillary service incorporating independent energy storage resources [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(S1): 167-180.

[6] 禚宗衡,荆朝霞,叶文圣,等. 考虑储能灵活能量状态的新型电能量市场机制 [J]. 电网技术, 2022, 46(10): 3810-3820.
XUAN Zongheng, JING Zhaoxia, YE Wensheng, et al. New energy market mechanism considering flexible state of energy in energy storage [J]. Power System Technology, 2022, 46(10): 3810-3820.

[7] 陆秋瑜,杨银国,谢平平,等. 适应储能参与的调频辅助服务市场机制设计及调度策略 [J]. 电网技术, 2023, 47(12): 4971-4984.
LU Qiuyu, YANG Yinguo, XIE Pingping, et al. Market mechanism design and scheduling strategy of auxiliary services for frequency control adapting to energy storage participation [J]. Power System Technology, 2023, 47(12): 4971-4984.

[8] NASROLAHOPOUR E, KAZEMPOUR J, ZAREIPOUR H, et al. A bilevel model for participation of a storage system in energy and reserve markets [J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2018, 9(2): 582-598.

[9] 陈亦平,卓映君,刘映尚,等. 高比例可再生能源电力系统的快速频率响应市场发展与建议 [J]. 电力系统自动化, 2021, 45(10): 174-183.
CHEN Yiping, ZHUO Yingjun, LIU Yingshang, et al. Development and recommendation of fast frequency response market for power system with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(10): 174-183.

[10] 张程铭,柳璐,程浩忠,等. 考虑频率安全的电力系统规划与运行优化研究综述与展望 [J]. 电网技术, 2022, 46(1): 250-264.
ZHANG Chengming, LIU Lu, CHENG Haozhong, et al. Review and prospects of planning and operation optimization for electrical power systems considering frequency security [J]. Power System Technology, 2022, 46(1): 250-264.

[11] 邢单玺,谢俊,段佳南,等. 含风电电力系统能量-调频-备用联合运行日前市场电价机制智能代理仿真分析 [J]. 电网技术, 2022, 46(12): 4822-4831.
XING Danxi, XIE Jun, DUAN Jianan, et al. Agent-based simulation of day-ahead market pricing mechanism for energy-frequency regulation-reserve combined operation for power systems with wind power [J]. Power System Technology, 2022, 46(12): 4822-4831.

[12] 赵海岭,王维庆,李笑竹,等. 计及储能参与的电能-调频-备用市场日前联合交易决策模型 [J]. 电网技术, 2023, 47(11): 4575-4584.

- ZHAO Hailing, WANG Weiqing, LI Xiaozhu, et al. Day ahead joint trading decision model for electricity, frequency regulation and reserve market considering energy storage participation [J]. *Power System Technology*, 2023, 47(11): 4575-4584.
- [13] ZHANG Guangyuan, ELA E, WANG Qin. Market scheduling and pricing for primary and secondary frequency reserve [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(4): 2914-2924.
- [14] BADESA L, TENG Fei, STRBAC G. Simultaneous scheduling of multiple frequency services in stochastic unit commitment [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(5): 3858-3868.
- [15] TROVATO V, BIALECKI A, DALLAGI A. Unit commitment with inertia-dependent and multispeed allocation of frequency response services [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(2): 1537-1548.
- [16] BADESA L, TENG F, STRBAC G. Pricing inertia and frequency response with diverse dynamics in a mixed-integer second-order cone programming formulation [J]. *Applied Energy*, 2020, 260: 114334.
- [17] GALIANA F D, BOUFFARD F, ARROYO J M, et al. Scheduling and pricing of coupled energy and primary, secondary, and tertiary reserves [J]. *Proceedings of the IEEE*, 2005, 93(11): 1970-1983.
- [18] PATURET M, MARKOVIC U, DELIKARAOGLU S, et al. Economic valuation and pricing of inertia in inverter-dominated power systems [EB/OL]. (2020-05-22) [2022-10-22]. <https://arxiv.org/abs/2005.11029>.
- [19] LIANG Zhirui, MIETH R, DVORKIN Y. Inertia pricing in stochastic electricity markets [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2023, 38(3): 2071-2084.
- [20] BADESA L, MATAMALA C, ZHOU Yujing, et al. Assigning shadow prices to synthetic inertia and frequency response reserves from renewable energy sources [J]. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2023, 14(1): 12-26.
- [21] WEN Yunfeng, LI Wenyuan, HUANG Gang, et al. Frequency dynamics constrained unit commitment with battery energy storage [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(6): 5115-5125.
- [22] MENG Lexuan, ZAFAR J, KHADEM S K, et al. Fast frequency response from energy storage systems; a review of grid standards, projects and technical issues [J]. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2020, 11(2): 1566-1581.
- [23] TROVATO V, BIALECKI A, DALLAGI A. Unit commitment with inertia-dependent and multispeed allocation of frequency response services [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2019, 34(2): 1537-1548.
- [24] GREENWOOD D M, LIM K Y, PATSIOS C, et al. Frequency response services designed for energy storage [J]. *Applied Energy*, 2017, 203: 115-127.
- [25] LACOMMARE K S H. Power and frequency control as it relates to wind-powered generation: LBNL-4143E [R]. Berkeley, CA, USA: Lawrence Berkeley National Lab, 2010: 1-94.
- [26] LITVINOV E, ZHENG Tongxin, ROSENWALD G, et al. Marginal loss modeling in LMP calculation [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004, 19(2): 880-888.
- [27] PEÑA I, MARTINEZ-ANIDO C B, HODGE B M. An extended IEEE 118-bus test system with high renewable penetration [J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(1): 281-289.

(编辑 武红江)

附录 A

$$\begin{aligned} L = & [\mathbf{1}^T \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{1}^T \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{1}^T (\mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} - \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}}) - \mathbf{1}^T \mathbf{P}_{\text{D}}] \boldsymbol{\mu}^P - \\ & \mathbf{1}^T \{ [\bar{\mathbf{P}}^L + \mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}})] \odot \boldsymbol{\mu}^{L-} \} \mathbf{1} + \\ & \mathbf{1}^T \{ [\mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}}) - \bar{\mathbf{P}}^L] \odot \boldsymbol{\mu}^{L+} \} \mathbf{1} + \\ & (\mathbf{R}^{\text{FFR}} - \mathbf{1}^T \mathbf{r}_{\text{ES}}^{\text{FFR}}) \boldsymbol{\mu}^{\text{FFR}} + (\mathbf{R}^{\text{PFR}} - \mathbf{1}^T \mathbf{r}_{\text{TG}}^{\text{PFR}}) \boldsymbol{\mu}^{\text{PFR}} + \\ & [\mathbf{R}^{\text{AGC}} - \mathbf{1}^T (\mathbf{r}_{\text{TG}}^{\text{AGC}} + \mathbf{r}_{\text{ES}}^{\text{AGC}})] \boldsymbol{\mu}^{\text{AGC}} + \\ & [\mathbf{R}^{\text{OR}} - \mathbf{1}^T (\mathbf{R}_{\text{TG}}^{\text{OR}} + \mathbf{R}_{\text{ES}}^{\text{OR}})] \boldsymbol{\mu}^{\text{OR}} - \\ & \mathbf{1}^T \{ [\bar{\mathbf{P}}^L + \mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{r}_{\text{ES}}^{\text{FFR}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}})] \odot \boldsymbol{\mu}^{L1-} \} \mathbf{1} + \\ & \mathbf{1}^T \{ [\mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{r}_{\text{ES}}^{\text{FFR}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}}) - \bar{\mathbf{P}}^L] \odot \boldsymbol{\mu}^{L1+} \} \mathbf{1} - \\ & \mathbf{1}^T \{ [\bar{\mathbf{P}}^L + \mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{r}_{\text{TG}}^{\text{PFR}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{TG}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}})] \odot \boldsymbol{\mu}^{L2-} \} \mathbf{1} + \\ & \mathbf{1}^T \{ [\mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{r}_{\text{TG}}^{\text{PFR}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}}) - \bar{\mathbf{P}}^L] \odot \boldsymbol{\mu}^{L2+} \} \mathbf{1} - \\ & \mathbf{1}^T \{ [\bar{\mathbf{P}}^L + \mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{r}_{\text{TG}}^{\text{AGC}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{r}_{\text{ES}}^{\text{AGC}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{TG}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}})] \odot \boldsymbol{\mu}^{L3-} \} \mathbf{1} + \\ & \mathbf{1}^T \{ [\mathbf{G}(\mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{p}_{\text{TG}} + \mathbf{M}_{\text{TG}} \mathbf{r}_{\text{TG}}^{\text{AGC}} + \mathbf{M}_{\text{NE}} \mathbf{P}_{\text{NE}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{DIS}} + \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{r}_{\text{ES}}^{\text{AGC}} - \mathbf{M}_{\text{ES}} \mathbf{p}_{\text{ES}}^{\text{CH}} - \mathbf{M}_{\text{D}} \mathbf{P}_{\text{D}}) - \bar{\mathbf{P}}^L] \odot \boldsymbol{\mu}^{L3+} \} \mathbf{1} \quad (\text{A1}) \end{aligned}$$

附录 B

表 B1 NREL-118 系统储能参数
Table B1 Parameters of energy storage in NREL-118

机组	节点 位置	最大容量/ (MW · h)	最大出力/ MW	充放电 效率	放电 深度	电能量报价/(元·(MW·h) ⁻¹)		备用报价/ (元 · MW ⁻¹)	AGC 报价/ (元 · MW ⁻¹)	FFR 报价/ (元 · MW ⁻¹)
						放电	充电			
储能 1	43	60	30	0.9	0.9	502	313	16.7	16.7	15
储能 2	22	70	35	0.9	0.9	583	336	19.4	19.4	15
储能 3	23	92	46	0.9	0.9	699	344	23.3	23.3	15
储能 4	54	80	40	0.9	0.9	512	324	17.1	17.1	15
储能 5	115	100	50	0.9	0.9	678	330	22.6	22.6	15
储能 6	7	100	50	0.9	0.9	501	342	16.7	16.7	15
储能 7	94	98	49	0.9	0.9	572	336	19.1	19.1	15
储能 8	98	82	41	0.9	0.9	606	349	20.2	20.2	15
储能 9	3	100	50	0.9	0.9	541	322	18.0	18.0	15
储能 10	94	92	46	0.9	0.9	537	307	17.9	17.9	15
储能 11	96	82	41	0.9	0.9	610	302	20.3	20.3	15
储能 12	99	80	40	0.9	0.9	657	339	21.9	21.9	15
储能 13	89	82	41	0.9	0.9	689	335	22.9	22.9	15
储能 14	66	82	41	0.9	0.9	661	318	22.0	22.0	15
储能 15	65	84	42	0.9	0.9	510	313	17.0	17.0	15