

构网型电力设备参与惯量和电能量市场的市场机制设计

冯昌森^{1,2}, 林 军¹, 黄忠梁¹, 杨甲甲³, 张有兵¹

(1. 浙江工业大学 信息工程学院, 浙江 杭州 310023; 2. 同济大学 电子信息工程学院, 上海 200092;
3. 詹姆斯库克大学 科学与工程学院, 澳大利亚 汤斯维尔 4811)

摘要:为应对新型电力系统中惯量和一次调频响应短缺的问题,提出一种构网型电力设备参与惯量和电能量市场的新型市场机制,以激励各电力设备提供惯量和一次调频响应。分析构网型逆变器和跟网型逆变器在不同控制策略下提供虚拟惯量/下垂因子的能力,综合考虑各电力设备响应延迟对系统频率的影响,构建三阶段系统动态频率响应模型,推导出频率安全约束。在此基础上,建立考虑频率安全约束的惯量和电能量联合市场出清模型,并对各电力设备提供的惯量/下垂因子进行定价。基于加州独立系统运营商历史数据的IEEE 30节点系统算例表明,该机制能够有效协调电能量以及惯量和一次调频响应资源,并通过合理定价保障各电力设备的经济收益。

关键词:市场机制;惯量市场;构网型电力设备;惯量和一次调频响应;惯量定价

中图分类号:TM73

文献标志码:A

DOI:10.16081/j.epae.202512020

0 引言

随着“双碳”目标的提出,未来风电、光伏等新能源将迎来长期高速发展,新能源在中国电网将占据更高比例^[1]。据国家能源局发布的数据,截至2024年底,中国风电、光伏装机容量分别达到520 GW和890 GW,同比增长18.0%和45.2%^[2],预计在2060年之前,新能源发电量占比有望超过50%^[3]。随着新能源比例的进一步提高以及大规模电力电子设备的持续接入,电力系统有功功率将更加难以平衡,频率安全问题将尤为突出。近年来,南澳大利亚州“9·28”^[4]、英国“8·9”^[5]等大停电事故均与高比例新能源接入导致的系统惯量不足有关,频率安全问题因此受到关注^[6]。在传统电力系统中,常规机组提供的惯量和调频能力足以确保系统频率安全。然而,在含有高比例可再生能源的新型电力系统中,随着常规机组在线数量的减少,若不能保证足够的系统惯量,则在扰动发生后可能出现系统频率越限和低频负载脱落。因此,在电网运行和电力市场出清模型中考虑频率安全已成为一个新的技术要求^[7-8]。

国内外已有相关研究将频率安全约束嵌入市场出清模型中。文献[9]在容量出清模型中增加常规机组的惯量约束以保障系统的容量充裕性。文献[10-12]提出风力涡轮机和光伏可以在降额定模式下工作来提供惯量和一次调频响应(inertia and primary frequency response, IPFR)容量。文献[13]进

一步扩展既有研究框架,引入储能系统(energy storage system, ESS),构建考虑动态频率安全约束的调度模型。上述研究均将IPFR市场独立于电能量市场,割裂了含有逆变器的电力设备在IPFR供给能力与发电潜力间的耦合关系,进而导致市场博弈失真。因此,为更准确地模拟含逆变器的电力设备在 market 中的行为,应结合电能量市场来设计IPFR市场。

为进一步激励各类电力设备提供IPFR,现有研究已提出相关惯量定价方案。文献[14]通过推导二阶锥模型来获得惯量价格和不同类型的频率响应。文献[15]提出一种随机电力市场的惯量定价方案,激励各类发电机和ESS提供惯量服务。上述研究中的单一定价机制不能准确反映不同惯量服务质量的差异性,例如,不同类型的发电机可能具有不同的机会成本和服务质量,但这些因素在单一定价机制中未得到充分体现。

为深入研究含逆变器的电力设备参与惯量市场的行为,需对其响应特性进行探究,现有文献已对此进行了初步探讨与分析。文献[16]基于同步发电机的摇摆方程,利用一阶传递函数近似描述系统的频率动态,但含有逆变器的电力设备没有物理惯量且控制策略不同于同步发电机,使用一阶传递函数近似的系统频率暂态过程会导致较大的误差,进而影响后续系统惯量约束的准确表达^[17]。为此,文献[18]采用统一的二阶传递函数对不同类型的发电设备进行近似建模,通过最小二乘法拟合计算传递函数参数,进而得到频率安全约束,并将其嵌入市场出清模型中,但所得到的传递函数参数会随着系统在线机组状态的变化而变化,极大增加了市场出清模型求解的计算量。因此,如何准确地获得频率暂态方程成为一个新的难题。文献[12-13]考虑降额定

收稿日期:2024-11-28;修回日期:2025-04-18

在线出版日期:2025-12-25

基金项目:国家自然科学基金资助项目(52107129,U22B20116)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(52107129,U22B20116)

模式的风力涡轮机提供IPFR,推导频率暂态方程。文献[19]考虑可再生能源发电机(renewable energy generator, REG)通过下垂控制提供IPFR,推导频率安全约束。然而,上述研究未区分构网型(grid-forming, GFM)与跟网型(grid-following, GFL)逆变器的控制策略差异及响应延迟特性,导致建立的频率暂态方程存在建模偏差。

针对上述问题,本文首先构建惯量和电能量的联合市场架构,基于GFM和GFL逆变器控制特性的对比分析,确立GFM电力设备为市场主体。其次,建立计及GFM设备IPFR时滞与火电机组调速延迟的三阶段频率动态响应模型,以此推导出频率动态变化的解析式及频率安全约束。然后,在此基础上,构建惯量和电能量联合市场出清模型,并行传统安全约束机组组合(security-constrained unit commitment, SCUC)与连续SCUC模型,将其与安全约束经济调度(security-constrained economic dispatch, SCED)协同求解,获取对偶乘子,以此对GFM电力设备和火力发电机提供的惯量/下垂因子进行定价。最后,基于IEEE 30节点系统对本文模型进行算例分析,给出联合市场出清结果,并对系统的经济性进行分析,结果表明,本文所提机制显著提升了可再生能源的利用率,优化了电能量市场的出清结果,为市场参与者提供了更多的获利渠道。

1 惯量市场概述

含逆变器的电力设备大多不具备如同火力发电机的实际转子且运行时与电网频率解耦,无法对频率偏差进行及时反应。因此,在高可再生能源渗透率的电网中,惯量和下垂因子不足被特别关注。GFM电力设备在理想条件下能够在扰动发生瞬间提供IPFR,但在实际应用中,为避免频繁触发虚拟IPFR,通常会在控制回路中引入一阶惯性环节,这导致IPFR存在延时 τ_1 。在扰动下,频率越过调频死区后火力发电机一次控制并不能立即响应,存在延时 τ_2 [20]。本文主要关注惯量市场机制的设计,因而惯量市场主要影响的是系统扰动发生后的前30 s,其作用时段先于现有的辅助服务市场产品(主要针对二次频率响应和三次频率响应)。

建立惯量市场是为了激励各类电力设备参与IPFR过程。通过该市场,火力发电机可以通过提供惯量和下垂因子获得回报。惯量市场同样可以激励REG安装GFM逆变器,以提供虚拟惯量/下垂因子,这将进一步加强系统的频率安全,并减少对传统火力发电的依赖。此外,惯量市场对ESS的发展和并网也起到积极作用。ESS能够快速响应电网需求,提供频率调节服务,这在高比例可再生能源接入的电力系统中尤为重要。通过市场激励可以促进

ESS在电力系统中更广泛的应用,为电力系统的稳定运行和能源结构的优化提供支持。

基于此,本文提出惯量和电能量联合市场的市场框架。含有逆变器的电力设备向独立系统运营商(independent system operator, ISO)提供其电能量市场和惯量市场的投标曲线以及最大可提供的功率能力;火力发电机向ISO提供其电能量市场投标曲线和固定惯量/下垂因子。在信息收集完毕后,ISO将运行联合市场出清流程,出清目标是在满足系统供需平衡和频率安全稳定要求的同时最小化社会发电成本。

2 含逆变器电力设备提供的惯量建模

2.1 GFM电力设备

目前,国内外已提出多种GFM控制策略,包括下垂控制、虚拟同步控制(virtual synchronous control, VSC)等,如图1所示。图中: P_n^{set} 为功率的设定值; P_n 为输出功率; $\Delta P_n = P_n - P_n^{\text{set}}$ 为未经滤波的输出功率偏差; $\Delta P_n^f = P_n^f - P_n^{\text{set}}$ 为经过低通滤波器(low-pass filter, LPF)处理后的输出功率偏差; P_n^f 为滤波输出功率; m_n^p 为GFM电力设备 n 的下垂斜率; f_n 、 f_{set} 分别为GFM电力设备 n 的频率和频率设定值; $\Delta f_n = f_n - f_{\text{set}}$ 为频率偏差; $\Delta P_n^{\text{GFM, VSC}}$ 、 $H_n^{\text{GFM, VSC}}$ 、 $k_n^{\text{GFM, VSC}}$ 分别为基于VSC的GFM电力设备 n 的输出功率偏差及其所能提供的虚拟惯量、下垂因子。这2种控制方式均在一定程度上模拟同步发电机的运行特征,直接反映同步发电机的功角运动特征。

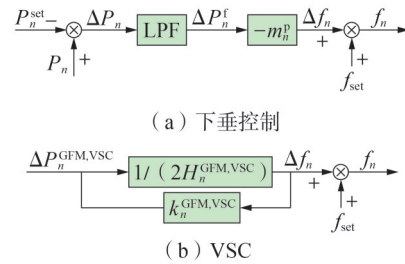


图1 GFM电力设备典型结构框图

Fig.1 Typical structure block diagram of GFM power equipment

1)下垂控制。

由图1(a)可以得到GFM电力设备 n 的 P - f 下垂控制表达式,如式(1)所示,其中有功功率通过LPF处理后进入下垂控制环节,滤波环节可由式(2)表示。联立式(1)、(2)可推导出基于下垂控制的GFM电力设备 n 的摆动方程式(3)。

$$\Delta f_n = -m_n^p \Delta P_n^f \quad (1)$$

$$\Delta P_n^f = \frac{\omega_n^{\text{pf}}}{s + \omega_n^{\text{pf}}} \Delta P_n \quad (2)$$

$$\frac{1}{m_n^p \omega_n^{\text{pf}}} s \Delta f_n + \frac{1}{m_n^p} \Delta f_n = -\Delta P_n \quad (3)$$

式中： ω_n^{pf} 为GFM电力设备 n 的LPF带宽。将 $1/(2m_n^{\text{p}}\omega_n^{\text{pf}})$ 和 $1/m_n^{\text{p}}$ 分别作为GFM电力设备 n 的惯量 H_n^{GFM} 和下垂因子 k_n^{GFM} ，则式(3)可写为：

$$(2H_n^{\text{GFM}}s + k_n^{\text{GFM}})\Delta f_n = -\Delta P_n \quad (4)$$

2)VSC。

GFM电力设备通过VSC向系统提供虚拟惯量和虚拟下垂因子，进而实现同步发电机的惯量特性。VSC的典型结构框图如图1(b)所示，其核心特点是模拟同步发电机的转子运动方程，以电力设备 n 为例，其转动方程为：

$$\Delta P_n^{\text{GFM, VSC}} = -2H_n^{\text{GFM, VSC}} \frac{d\Delta f_n}{dt} - k_n^{\text{GFM, VSC}} \Delta f_n \quad (5)$$

因此，GFM电力设备 n 提供的虚拟惯量(H_n^{FM})和下垂因子(k_n^{FM})与有功功率增量(ΔP_n^{FM})的关系可表示为：

$$\Delta P_n^{\text{FM}} = -2H_n^{\text{FM}}s\Delta f_n - k_n^{\text{FM}}\Delta f_n \quad (6)$$

2.2 GFL电力设备

GFL电力设备控制框图和公式推导如附录A所示。针对GFL电力设备 m ，其输出功率偏差与频率变化关系为：

$$\Delta P_m = -\frac{2H_m^{\text{GFL}}s + k_m^{\text{GFL}}}{\frac{1}{(\omega_m^{\text{pll}})^2}s^2 + \frac{2\zeta_m}{\omega_m^{\text{pll}}}s + 1} \Delta f_m \quad (7)$$

式中： ζ_m 、 ω_m^{pll} 分别为GFL锁相环的阻尼和带宽；将 $\zeta_m/(m_m^{\text{p}}\omega_m^{\text{pll}})$ 作为GFL的惯量 H_m^{GFL} ，将 $1/m_m^{\text{p}}$ 作为GFL的下垂因子 k_m^{GFL} ， m_m^{p} 为逆变器的下垂斜率。

GFL通过下垂控制提供的虚拟惯量和下垂因子均会被式(7)中以LPF形式出现的锁相环延迟，GFL无法提供预期的传统惯量和下垂因子，因此，本文不考虑GFL逆变器电力设备提供的惯量和下垂因子。

3 市场参与者和频率安全约束

3.1 参与惯量市场的各类电力设备

火力发电机和GFM电力设备(包括含GFM逆变器的ESS(GFM-ESS)和含GFM逆变器的REG(GFM-REG))在提供惯量和下垂因子时具有不同的技术特性，因此，参与惯量和电能量市场的火力发电机和GFM电力设备对系统频率的影响各有不同。

对于火力发电机 i ，式(8)给出了有功功率增量(ΔP_i^{G})与下垂因子(k_i^{G})、频率偏差($\Delta f(t)$)之间的关系。

$$T_i^{\text{G}} \frac{d\Delta P_i^{\text{G}}}{dt} + \Delta P_i^{\text{G}} = -k_i^{\text{G}} \Delta f(t) \quad i \in \Omega_{\text{G}} \quad (8)$$

式中： T_i^{G} 为火力发电机 i 调速器的响应常数； Ω_{G} 为系统中的所有火力发电机集合。

当GFM-ESS和GFM-REG参与惯量市场时，根据2.1节，所能提供的虚拟惯量、下垂因子与功率偏差之间的关系分别为：

$$\Delta P_k^{\text{ESS}} = -2H_k^{\text{ESS, FM}} \frac{d\Delta f(t)}{dt} - k_k^{\text{ESS, FM}} \Delta f(t) \quad k \in \Omega_{\text{ESS}} \quad (9)$$

$$\Delta P_j^{\text{REG}} = -2H_j^{\text{REG, FM}} \frac{d\Delta f(t)}{dt} - k_j^{\text{REG, FM}} \Delta f(t) \quad j \in \Omega_{\text{slw}} \quad (10)$$

式中： ΔP_k^{ESS} 、 $H_k^{\text{ESS, FM}}$ 、 $k_k^{\text{ESS, FM}}$ 分别为GFM-ESS k 的有功功率增量、虚拟惯量和虚拟下垂因子； ΔP_j^{REG} 、 $H_j^{\text{REG, FM}}$ 、 $k_j^{\text{REG, FM}}$ 分别为GFM-REG j 的有功功率增量、虚拟惯量和虚拟下垂因子； Ω_{ESS} 、 Ω_{slw} 分别为系统内所有GFM-ESS、GFM-REG的集合。

GFM电力设备的备用容量与所提供的虚拟惯量、下垂因子之间的关系分别如式(11)、(12)所示，以此保证有足够的容量来提供虚拟惯量、下垂因子。

$$P_n^{\text{IN}} = 2 \left| f'_{\text{RoCoF, max}} \right| H_n^{\text{FM}} \quad (11)$$

$$P_n^{\text{DF}} = \left| \Delta f_{\text{max-nadir}} \right| k_n^{\text{FM}} \quad (12)$$

式中： P_n^{IN} 、 P_n^{DF} 分别为GFM电力设备 n 提供虚拟惯量、下垂因子所需备用容量； $f'_{\text{RoCoF, max}}$ 、 $\Delta f_{\text{max-nadir}}$ 分别为系统最大频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)、系统最大频率最低点偏差。

3.2 频率安全约束建模

本文基于第1章所述三阶段系统动态频率响应过程，分别将式(8)——(10)与附录B式(B1)——(B3)联立，推导得到相关频率安全约束如下。

1)RoCoF约束。考虑到GFM-ESS和GFM-REG存在延迟 τ_1 ，在扰动发生的初始时刻，RoCoF仅与系统损失功率和火力发电机惯量 H^{G} 有关^[21]，通过推导得到RoCoF约束为：

$$f'_{\text{RoCoF, max}} \geq \frac{\Delta D}{2H^{\text{G}}} \quad (13)$$

$$H^{\text{G}} = \sum_{i \in \Omega_{\text{G}}} x_{i,t} H_i^{\text{G}} \quad (14)$$

式中： ΔD 为系统的最大扰动； $x_{i,t}$ 为火力发电机 i 在时段 t 的在线状态； H_i^{G} 为火力发电机 i 的固定惯量。

2)频率最低点约束。由于火力发电机一次控制延时 τ_2 较长(不大于 $3\text{ s}^{[22]}$)，而GFM设备提供IPFR的延时 τ_1 较短(不大于 $0.5\text{ s}^{[23]}$)，因此本文忽略延时 τ_1 。联立式(8)——(10)与式(B2)、(B3)可以推导出两阶段系统频率变化解析式，如附录B式(B4)——(B6)所示，进而推导出频率最低点表达式，如附录B式(B7)、(B8)所示，具体公式推导过程如附录B所示。频率最低点 $\Delta f(t_{\text{nadir}})$ (t_{nadir} 为发生扰动后系统频率达到最低点的时间)必须高于系统允许的最低频率阈值 $\Delta f_{\text{max-nadir}}$ 。频率最低点与系统总惯量和下垂因子之间的关系是非线性的，因此，本文采用文献[24]的分段线性化方法将其转化为线性约束，即：

$$\kappa_h^1 H^{\text{T0}} + \kappa_h^2 k^{\text{G}} + \kappa_h^3 k^{\text{FM}} + \kappa_h^4 \geq -\Delta f_{\text{max-nadir}} \quad h=1, 2, \dots, N_{\text{hp}} \quad (15)$$

式中： κ_h^1 —— κ_h^4 为拟合系数； H^{T0} 为系统总惯量，由火力发电机和GFM电力设备提供； k^{G} 、 k^{FM} 分别为火力

发电机和GFM电力设备提供的下垂因子; N_{hp} 为拟合超平面数量。

3) 准稳态约束。频率准稳态可通过计算 $\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f(t)$ 得到,如式(16)所示。为保证准稳态约束的充裕性,将其进行松弛,如式(17)所示。

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \Delta f(t) = -\Delta D' / (k^G + k^{FM}) \quad (16)$$

$$k^G + k^{FM} \geq \Delta D' / |\Delta f_{ss}^{ref}| \quad (17)$$

式中: Δf_{ss}^{ref} 为稳态频率; $\Delta D'$ 为 $t=\tau_2$ 时的系统功率缺额。

4 联合市场出清建模

在市场出清模型中,通过并行求解传统SCUC和连续SCUC,分别确定火力发电机的机组组合和惯量/下垂因子出清价格。将机组组合结果输入SCED进行求解,以实现电能和虚拟惯量/下垂因子的最优分配,最终得到真实的中标量和出清价格。由于传统SCUC、连续SCUC和SCED这3类模型在数学表达上基本相同,为简明起见,本章将详细介绍SCED模型,并给出各类资源的出清价格及其结算电费。

4.1 市场出清目标函数

市场出清以最小化社会发电成本为目标函数,如式(18)所示。社会发电成本 C^{TO} 包含发电机发电成本 $C_i^{G,EN}$,GFM-ESS充、放电成本 $C_i^{ESS,EN}$,GFM-REG发电成本 $C_i^{REG,EN}$,GFM电力设备提供惯量的成本 C_i^{IN} 和下垂因子成本 C_i^{DF} ,分别如附录C式(C1)~(C5)所示。

$$\min C^{TO} = \sum_{t=1}^{N_T} (C_i^{G,EN} + C_i^{REG,EN} + C_i^{ESS,EN} + C_i^{IN} + C_i^{DF}) \quad (18)$$

式中: N_T 为优化小时数。

4.2 市场出清约束条件

为确保系统和设备的安全运行,本节给出联合市场出清模型的约束条件,包括系统约束、火力发电机运行约束、GFM-ESS运行约束、GFM-REG运行约束。

1) 系统约束为:

$$\sum_{i \in \Omega_G} P_{i,t}^{G,EN} + \sum_{j \in \Omega_{REG}} P_{j,t}^{REG,EN} + \sum_{k \in \Omega_{ESS}} P_{k,t}^{dis} - \sum_{k \in \Omega_{ESS}} P_{k,t}^{ch} - \sum_{v \in \Omega_v} D_{v,t} - \sum_{w \in \Omega_w} B_{v,w} (\theta_{v,t} - \theta_{w,t}) = 0 \quad \forall v; t=1, 2, \dots, N_T; \lambda_{v,t}^{EN} \quad (19)$$

$$H_t^G \geq \frac{\Delta D}{2 |f'_{RoCoF, \max}|} \quad t=1, 2, \dots, N_T; \lambda_t^{IN} \quad (20)$$

$$k_t^G + k_t^{FM} \geq \frac{\Delta D}{|\Delta f_{ss}^{ref}|} \quad t=1, 2, \dots, N_T; \lambda_t^{DR} \quad (21)$$

$$\kappa_h^1 H^{TO} + \kappa_h^2 k_h^G + \kappa_h^3 k_h^{FM} + \kappa_h^4 \geq -\Delta f_{\max-nadir} \quad (22)$$

式中: $P_{i,t}^{G,EN}$ 为发电机 i 在时段 t 的功率; $P_{j,t}^{REG,EN}$ 为GFM-

REG j 在时段 t 的功率; $P_{k,t}^{ch}$ 、 $P_{k,t}^{dis}$ 分别为GFM-ESS k 在时段 t 电能量市场的充、放电功率; $D_{v,t}$ 为节点 v 在时段 t 的电力负荷; $B_{v,w}$ 为节点 w 和节点 v 之间的线路导纳; $\theta_{v,t}$ 为节点 v 在时段 t 的电压相角; Ω_v 为系统所有节点的集合; Ω_v^w 为连接到节点 v 的节点集合; $\lambda_{v,t}^{EN}$ 、 λ_t^{IN} 、 λ_t^{DR} 、 $\lambda_{h,t}^{IPFR}$ 为各约束的对偶乘子。式(19)为功率平衡约束;式(20)~(22)为3.2节所推导的频率安全约束。

2) 火力发电机运行约束为:

$$x_{i,t} P_{i,t}^{G,EN} \leq P_{i,t}^{G,EN} \leq x_{i,t} P_{i,t}^{G,EN} \quad i \in \Omega_G; t=1, 2, \dots, N_T \quad (23)$$

$$-P_{i,t}^{Ramp} \leq P_{i,t}^{G,EN} - P_{i,t-1}^{G,EN} \leq P_{i,t}^{Ramp} \quad i \in \Omega_G; t=1, 2, \dots, N_T \quad (24)$$

$$x_{i,t} - x_{i,t-1} = y_{i,t}^{SU} - y_{i,t}^{SD} \quad i \in \Omega_G; t=1, 2, \dots, N_T \quad (25)$$

$$\sum_{\tau=T_i^{SU}+1}^t y_{i,\tau}^{SU} \leq x_{i,t} \quad i \in \Omega_G, t \in [T_i^{SU}, N_T] \quad (26)$$

$$\sum_{\tau=T_i^{SD}+1}^t y_{i,\tau}^{SD} \leq 1 - x_{i,t} \quad i \in \Omega_G, t \in [T_i^{SD}, N_T] \quad (27)$$

式中: $P_{i,t}^{G,EN}$ 、 $P_{i,t}^{G,EN}$ 分别为火力发电机 i 在时段 t 的最小和最大发电功率; $P_{i,t}^{Ramp}$ 为火力发电机 i 的最大爬坡速率; $y_{i,t}^{SU}$ 、 $y_{i,t}^{SD}$ 分别表示火力发电机 i 在时段 t 的启动和关闭状态; T_i^{SU} 、 T_i^{SD} 分别为火力发电机 i 的最小开启时间和最小关停时间。需要特别指出的是, $x_{i,t}$ 、 $y_{i,t}^{SU}$ 和 $y_{i,t}^{SD}$ 在传统SCUC和SCED模型中是0-1变量,在连续SCUC模型中扩展为 $[0, 1]$ 内的连续变量^[21, 25]。式(23)、(24)分别为火力发电机出力约束和爬坡约束;式(25)~(27)为机组启停约束。

3) GFM-ESS运行约束。

以时段 t 的GFM-ESS k 为例,GFM-ESS运行约束为:

$$P_{k,t}^{ESS,IN} \leq 2 \left| \frac{f'_{RoCoF, \max}}{P_{k,t}^{ESS,IN}} \right| H_{k,t}^{ESS,FM} \leq P_{k,t}^{ESS,IN} \quad t=1, 2, \dots, N_T \quad (28)$$

$$P_{k,t}^{ESS,DF} \leq \left| \frac{\Delta f_{\max-nadir}}{P_{k,t}^{ESS,DF}} \right| k_{k,t}^{ESS,FM} \leq P_{k,t}^{ESS,DF} \quad t=1, 2, \dots, N_T \quad (29)$$

$$0 \leq (P_{k,t}^{ESS,IN} + P_{k,t}^{ESS,DF}) \Delta t^{IPFR} \leq E_{k,t}^{ESS} - E_{k,\min}^{ESS} \quad t=1, 2, \dots, N_T \quad (30)$$

$$P_{k,t}^{dis} + P_{k,t}^{ESS,IN} + P_{k,t}^{ESS,DF} \leq P_{k,t}^{dis} \quad t=1, 2, \dots, N_T \quad (31)$$

式中: $P_{k,t}^{ESS,IN}$ 、 $P_{k,t}^{ESS,IN}$ 和 $P_{k,t}^{ESS,DF}$ 、 $P_{k,t}^{ESS,DF}$ 分别为GFM-ESS k 提供虚拟惯量和虚拟下垂因子的备用容量上、下限; $H_{k,t}^{ESS,FM}$ 、 $k_{k,t}^{ESS,FM}$ 分别为GFM-ESS k 在 t 时段提供的虚拟惯量和下垂因子; $P_{k,t}^{ESS,IN}$ 、 $P_{k,t}^{ESS,DF}$ 分别为ESS k 在时段 t 提供虚拟惯量和虚拟下垂因子的备用容量; $E_{k,t}^{ESS}$ 为ESS k 在时段 t 的荷电量; $E_{k,\min}^{ESS}$ 为ESS k 的荷电量的下限; Δt^{IPFR} 为ESS k 参与IPFR过程的时间; $P_{k,\max}^{dis}$ 为ESS k 的最大放电功率。式(28)~(31)为ESS保证频率安全的备用容量约束。ESS常规约束如附录C式(C6)~(C11)所示。

在本文模型的系统约束中还考虑输电线路容量约束及功率角约束;在GFM-REG运行约束中考虑REG保证频率安全的备用容量约束,具体参考文献[19]。

本文依次求解传统SCUC、连续SCUC和SCED模型,计算各类电力设备在联合市场中的出力和出清电价,其中SCED模型为:

$$\begin{cases} \text{式(18)} \\ \text{s.t. 式(19)—(31)、(C1)—(C11)} \end{cases} \quad (32)$$

$x_{i,t}$ 、 $y_{i,t}^{\text{SU}}$ 和 $y_{i,t}^{\text{SD}}$ 在传统SCUC和SCED模型中是0-1变量,在连续SCUC模型中是 $[0, 1]$ 内的连续变量。

4.3 联合市场价格和结算电费

利用强对偶定理,由系统约束条件可以设计市场价格。不考虑阻塞,依照边际电价理论,电能量市场价格可以表示为约束式(19)对应的 $\lambda_{n,t}^{\text{EN}}$ 。

惯量市场价格包含惯量价格和下垂因子价格。GFM电力设备的惯量价格受到约束条件式(22)的影响,下垂因子价格同时受到约束条件式(21)和式(22)的影响。GFM-ESS和GFM-REG惯量价格表示为式(33),下垂因子价格可表示为式(34)。

$$\rho_t^{\text{ESS,IN}} = \rho_t^{\text{REG,IN}} = \sum_{h=1}^{N_{\text{bp}}} \kappa_h^1 \lambda_{h,t}^{\text{IPFR}} \quad (33)$$

$$\rho_t^{\text{ESS,DR}} = \rho_t^{\text{REG,DR}} = \lambda_t^{\text{DR}} + \sum_{h=1}^{N_{\text{bp}}} \kappa_h^3 \lambda_{h,t}^{\text{IPFR}} \quad (34)$$

式中: $\rho_t^{\text{ESS,IN}}$ 、 $\rho_t^{\text{REG,IN}}$ 分别为GFM-ESS和GFM-REG在时段 t 的惯量价格; $\rho_t^{\text{ESS,DR}}$ 、 $\rho_t^{\text{REG,DR}}$ 分别为GFM-ESS和GFM-REG在时段 t 的下垂因子价格。

火力发电机的惯量价格同时受到约束条件式(20)和式(22)的影响,下垂因子价格同时受到约束条件式(21)和式(22)的影响。需要特别指出的是,火力发电机 i 的惯量价格 $\rho_{i,t}^{\text{G,IN}}$ 和下垂因子 $\rho_{i,t}^{\text{G,DR}}$ 价格需要通过求解连续SCUC问题的对偶乘子($\lambda_{v,t}^{\text{IN,SCUC}}$ 、 $\lambda_{h,t}^{\text{DR,SCUC}}$ 、 $\lambda_{h,t}^{\text{IPFR,SCUC}}$)来确定,其具体表达式分别由式(35)、(36)给出。

$$\rho_{i,t}^{\text{G,IN}} = x_{i,t} \left(\lambda_{v,t}^{\text{IN,SCUC}} + \sum_{h=1}^{N_{\text{bp}}} \kappa_h^1 \lambda_{h,t}^{\text{IPFR,SCUC}} \right) \quad (35)$$

$$\rho_{i,t}^{\text{G,DR}} = x_{i,t} \left(\lambda_{h,t}^{\text{DR,SCUC}} + \sum_{h=1}^{N_{\text{bp}}} \kappa_h^2 \lambda_{h,t}^{\text{IPFR,SCUC}} \right) \quad (36)$$

根据定价方案,GFM电力设备和火力发电机在惯量和电能量市场的结算电费如附录C式(C12)—(C14)所示。

5 算例与结果

5.1 参数设置

本文基于IEEE 30节点系统进行算例分析,系统拓扑如附录D图D1所示。考虑到本文面向新能源高渗透率的新型电力系统,设置算例系统中火力

发电机、光伏电站和风力发电机的总装机容量分别为260、320、110 MW,储能的总装机容量为50 MW·h,储能充、放电系数为0.95。各电力设备在电能量市场和惯量市场的成本单价参考文献[19]。系统干扰为负荷曲线的8%,最大RoCoF为0.8 Hz/s,最低点频率为49.5 Hz,稳态频率为49.8 Hz。联合市场出清模型通过Gurobi求解器在Python中求解。

5.2 联合市场出清结果

为验证本文所提出的惯量和电能量联合市场机制的合理性和经济性,本节对比分析应用与未应用该机制的市场出清结果。为便于表述:将未应用该机制的场景记为基本案例(base case,BC)场景,即基于现有市场机制解决频率安全问题,仅考虑由火力发电机提供惯量和下垂因子的情形;将应用该机制的场景记为设计案例(designed case,DC)场景。

根据所设计的市场机制,求得系统联合市场的出清结果。火力发电机的在线状态如附录D图D2所示。由图可知,在DC场景中,8—18 h的在线火力发电机数量显著少于BC场景,这是由于DC场景中REG和ESS通过虚拟惯量与下垂因子支撑系统频率,减少了系统对火电的依赖,而BC场景依赖火力发电机维持频率稳定,导致在线机组数量较多。电能量市场中各类电力设备出力和出清电价如图2所示。由图2(a)可知,在电能分配方面,在DC场景中,在7—18 h由REG主导供电,在其余时段火力发电机与风机协同运行,而在BC场景中火力发电机出力占比更高。由图2(b)可知,在电价方面,由于火力发电机的边际运行成本通常大幅高于REG,因此在DC场景中0—8、18—23 h和BC场景中0—7、19—23 h的电价显著高于其余时段。此外,DC场景中的风光消纳率(90.22%)远高于BC场景中的风光消纳率(77.42%),这是由于在BC场景中REG与ESS无法满足频率稳定性要求,迫使火力发电机强制在线并挤占REG出力空间。

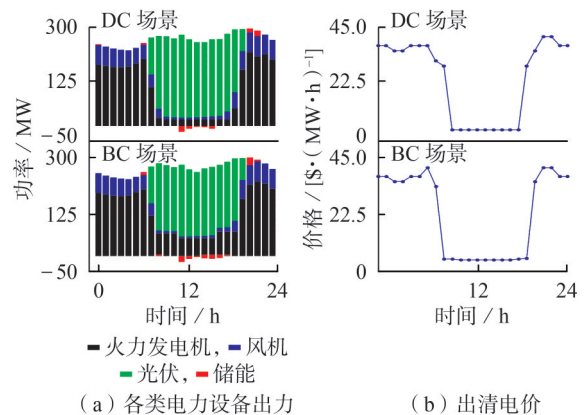


图2 电能量市场中的各类电力设备出力和出清电价
Fig.2 Output of each kind of power equipment and clearing price in electric energy market

DC场景中的系统惯量组合和惯量出清价格如图3所示,系统下垂组合和下垂出清价格如图4所示。由图3(a)可知,在DC场景中,系统惯量完全由在线火力发电机提供,这是由于扰动初始时刻惯量需求最大,仅火力发电机可满足频率安全需求。由图4(a)可知:在8—18 h,下垂因子由GFM设备与火力发电机协同提供,这是由于该时段可以利用REG/ESS避免火力发电机增开,以降低成本;在0—7、19—23 h,由火力发电机与ESS主导,这是由于这些时段REG优先供电,从而导致下垂容量不足。由图3(b)和图4(b)可知,火力发电机惯量价格在0—8、18—23 h为0,下垂因子价格在0、2—5、20—22 h为0,这是由于在线火力发电机已经满足惯量/下垂需求,无须调用GFM设备或增开机组,从而避免了额外成本。在BC场景中仅考虑火力发电机为系统提供惯量/下垂因子,火力发电机为系统提供的惯量/下垂因子组合如附录D图D3所示。

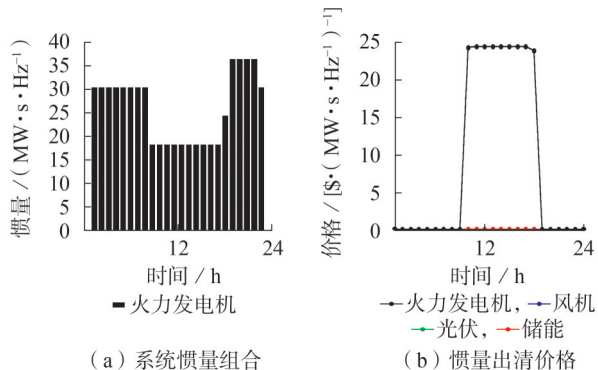


图3 DC场景中的系统惯量组合和惯量出清价格

Fig.3 System inertia combination and inertia clearing price in DC scenario

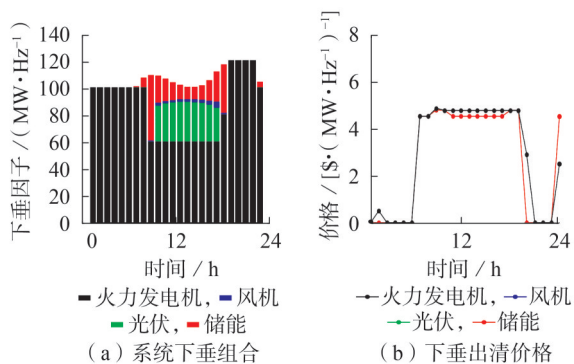


图4 DC场景中的系统下垂组合和下垂出清价格

Fig.4 System droop combination and droop clearing price in DC scenario

通过以上分析可以得出,本文所提惯量和电能量联合市场机制能够有效实现供需平衡并区分各类电力设备的价格。此外,该机制显著提升了可再生能源的利用率,减少了弃风弃光现象,同时优化了电能量市场的出清结果。

5.3 系统经济性分析

5.3.1 各类电力设备成本和利润

表1、2给出了各类电力设备在不同市场机制下参与电能量和惯量市场的成本和净利润。DC场景中的总成本和总净利润分别为\$109 879、56 209,BC场景中的总成本和总净利润分别为\$121 481、20 249。DC场景和BC场景中火力发电机成本分别占系统总成本的83.8%、88.6%,这是由于火力发电机的单位发电成本相对较高。表2中火力发电机在电能量市场中的净利润为负值,这是由低电价时段(8—18 h)火力发电机在线导致的,由于火力发电机在运行时存在最低功率输出限制,尽管电能量市场的电价较低,火力发电机仍需达到其最低输出功率的要求,叠加火力发电机成本较高,导致其无法实现盈利。

表1 各类电力设备在DC场景中的成本和净利润

Table 1 Cost and net profit of each kind of power

equipment in DC scenario

单位:\$

电力设备	成本		净利润	
	电能量市场	惯量市场	电能量市场	惯量市场
火力发电机	92067	0	3749	8686
GFM-REG	14709	1032	43082	223
GFM-ESS	1052	1019	448	21
总计	107828	2051	47279	8930

表2 各类电力设备在BC场景中的成本和净利润

Table 2 Cost and net profit of each kind of power

equipment in BC scenario

单位:\$

电力设备	成本		净利润	
	电能量市场	惯量市场	电能量市场	惯量市场
火力发电机	107574	—	-10993	—
GFM-REG	12818	—	30755	—
GFM-ESS	1089	—	487	—
总计	121481	—	20249	—

通过对比表1和表2可以看出,DC场景中的总成本和总净利润均优于BC场景,有更好的经济性,这是由于在BC场景中,为了确保系统具有足够的惯量和下垂因子来应对扰动导致的频率跌落,必须使更多的火力发电机保持在线状态,这种运行方式挤压了REG的出力空间,导致较为低成本绿色电力被高成本的火力发电所替代,从而增加了系统运行成本并降低了整体经济效益。

由此可见,本文模型不仅能够有效促进各类电力设备的成本和利润合理化,增强电网的运行稳定性和可靠性,还为市场参与者提供了更多的获利渠道。

5.3.2 ESS容量对系统经济性和风光消纳率的影响分析

本文设定4个方案来分析ESS容量对系统经济性和风光消纳率的影响,结果如表3所示。

表3 ESS容量对系统经济性和风光消纳率的影响

Table 3 Impact of ESS capacity on system economy and renewable energy accommodation rate

ESS容量 / MW	ESS净利润 / \$	系统总成本 / \$	风光消纳率 / %
30	279	109 975	89.40
50	469	109 879	90.22
70	649	109 777	91.03
90	762	109 745	91.74

由表3可知,随着ESS容量的增加,ESS净利润逐步提升,系统总成本逐步降低,风光消纳率由89.40%提升至91.74%,这是由于ESS在可再生能源充足时段充电和不足时段放电,不仅有效利用了多余的可再生能源,还减少了火力发电机的出力需求,从而降低了系统成本并提升了经济效益。此外,ESS净利润逐步提升表明其投资成本可以通过市场收益得到有效疏导,这种成本疏导机制为ESS的投资建设提供了强有力的经济激励,进而推动了ESS的建设和发展。综上,ESS容量的扩展不仅提高了系统经济性,还有效促进了可再生能源的利用率,这表明本文提出的模型对推动ESS建设与高效利用具有重要意义。

6 结论

本文分析GFM逆变器和GFL逆变器在不同控制策略下提供虚拟惯量/下垂因子的能力,综合考虑GFM电力设备提供IPFR延迟和火力发电机一次控制延迟对系统频率的影响,建立三阶段系统动态频率响应过程方程,推导频率安全约束,并建立考虑频率安全约束的惯量和电能量联合市场出清模型。可以得出以下结论:

1) GFL逆变器在提供虚拟惯量/下垂因子时存在LPF形式的锁相环延迟,无法提供预期的传统惯量和下垂因子,因此GFM逆变器比GFL逆变器有更快的动态响应速度;

2) 所设计的惯量和电能量联合市场机制能够有效实现电能量和IPFR资源供需平衡,并能区分各类电力设备的价格,在保障频率稳定的同时,降低了9.55%的系统总成本,使风光消纳率提升至90.22%;

3) 所设计的市场机制为各类电力设备提供了更多的获利渠道,有效疏导了高成本灵活性资源的投资。

本文仅考虑集中式REG和ESS资源参与联合市场进行出清。未来可以进一步探索分布式资源聚合控制策略与市场接入机制,以扩展IPFR容量储备并提升系统全域调节能力。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

[1] 韩泽雷,鞠平,秦川,等. 面向新型电力系统的频率安全研究综

述与展望[J]. 电力自动化设备,2023,43(9):112-124.

Han Zelei, Ju Ping, Qin Chuan, et al. Review and prospect of research on frequency security of new power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(9): 112-124.

[2] 国家能源局. 国家能源局发布2024年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2025-01-21)[2025-04-16]. <https://www.nea.gov.cn/20250121/097bfd7c1cd3498897639857d86d5dac/c.html>.

[3] 舒印彪,陈国平,贺静波,等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学,2021,23(6):61-69.

Shu Yinbiao, Chen Guoping, He Jingbo, et al. Building a new electric power system based on new energy sources[J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 61-69.

[4] Australian Energy Market Operator. Update report: black system event in South Australia on 28 September 2016[R]. Melbourne, Australia: Australian Energy Market Operation Limited, 2016.

[5] 孙华东,许涛,郭强,等. 英国“8·9”大停电事故分析及对中国电网的启示[J]. 中国电机工程学报,2019,39(21):6183-6191.

Sun Huadong, Xu Tao, Guo Qiang, et al. Analysis on blackout in Great Britain power grid on August 9th, 2019 and its enlightenment to power grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(21): 6183-6191.

[6] 葛乐,王庆园,王明深,等. 考虑充放电激励机制的电动汽车聚合商参与能量-调频市场多阶段运营策略[J]. 电力自动化设备,2024,44(6):176-184.

Ge Le, Wang Qingyuan, Wang Mingshen, et al. Multi-stage operation strategy of electric vehicle aggregator participating in energy and frequency regulation markets considering charging and discharging incentive mechanisms[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(6): 176-184.

[7] Banik S, Sakib M S, Chowdhury S, et al. Inertia constrained economic dispatch in a renewable dominated power system[C]//2021 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference-Latin America (ISGT Latin America). Lima, Peru: IEEE, 2021: 1-5.

[8] Püschel-Løvensgreen S, Mancarella P. Frequency response constrained economic dispatch with consideration of generation contingency size[C]//2018 Power Systems Computation Conference (PSCC). Dublin, Ireland: IEEE, 2018: 1-7.

[9] 鲁刚,元博,赵琮皓,等. 计及系统惯量需求的发电容量市场定价方法[J]. 电力系统自动化,2023,47(14):12-20.

Lu Gang, Yuan Bo, Zhao Conghao, et al. Pricing method for generation capacity market considering system inertia demand[J]. Automation of Electric Power Systems, 2023, 47(14): 12-20.

[10] Patuere M, Markovic U, Delikaraoglou S, et al. Stochastic unit commitment in low-inertia grids[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(5): 3448-3458.

[11] Fernández-Guillamón A, Gómez-Lázaro E, Muljadi E, et al. A review of virtual inertia techniques for renewable energy-based generators[M]//Renewable Energy-Technologies and Applications. London: IntechOpen, 2021: 1-20.

[12] Li H, Qiao Y, Lu Z X, et al. Frequency-constrained stochastic planning towards a high renewable target considering frequency response support from wind power[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(5): 4632-4644.

[13] Li J M, Qiao Y, Lu Z X, et al. Integrated frequency-constrained scheduling considering coordination of frequency regulation capabilities from multi-source converters[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(1): 261-274.

[14] 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.

- [15] Liang Z R, Mieth R, Dvorkin Y. Inertia pricing in stochastic electricity markets[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(3):2071-2084.
- [16] Zhao X H, Wei H, Qi J J, et al. Frequency stability constrained optimal power flow incorporating differential algebraic equations of governor dynamics[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2021, 36(3):1666-1676.
- [17] Liao H X, Yang C, Gao H S, et al. Comprehensive-contribution-based primary frequency regulation market design for the converter-integrated power system[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2024, 39(2):3825-3838.
- [18] Gao H S, Xin H H, Huang L B, et al. Common-mode frequency in converter-integrated power systems: definition, analysis, and quantitative evaluation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2022, 37(6):4846-4860.
- [19] Li K X, Guo H Y, Fang X C, et al. Market mechanism design of inertia and primary frequency response with consideration of energy market[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(6):5701-5713.
- [20] Milano F, Dörfler F, Hug G, et al. Foundations and challenges of low-inertia systems[C]//2018 Power Systems Computation Conference(PSCC). Dublin, Ireland: IEEE, 2018: 1-25.
- [21] 朱兰,董凯旋,唐陇军,等. 计及同步机惯性与储能虚拟惯性价值的电能、惯性及一次调频联合优化出清模型[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(19):7543-7554.
- Zhu Lan, Dong Kaixuan, Tang Longjun, et al. Joint optimal clearing model for electric energy, inertia and primary frequency response considering synchronous inertia and energy storage virtual inertia values[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(19):7543-7554.
- [22] 孙华东,王宝财,李文锋,等. 高比例电力电子电力系统频率响应的惯量体系研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(16):5179-5191.
- Sun Huadong, Wang Baocai, Li Wenfeng, et al. Research on inertia system of frequency response for power system with high penetration electronics[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(16):5179-5191.
- [23] Meng L X, 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.
- [24] 江一航,赵书强,王慧,等. 计及风电、调相机支撑特性的频率安全约束分布鲁棒机组组合调度方法[J]. 电工技术学报, 2025, 40(1):80-95.
- Jiang Yihang, Zhao Shuqiang, Wang Hui, et al. Distributionally robust frequency constrained unit commitment with frequency support of wind power and synchronous condenser[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2025, 40(1):80-95.
- [25] Ela E, Gevorgian V, Tuohy A, et al. Market designs for the primary frequency response ancillary service: part I: motivation and design[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(1):421-431.

作者简介:

冯昌森(1990—),男,副教授,博士,主要研究方向为电力系统优化与控制等(**E-mail**: fcs@tongji.edu.cn);

林 军(1999—),男,硕士研究生,主要研究方向为电力市场(**E-mail**: 211122030080@zjut.edu.cn);

杨甲甲(1989—),男,高级讲师,博士研究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统优化控制、电力市场、分布式能源接入等(**E-mail**: jiajia.yang@jcu.edu.au);

张有兵(1971—),男,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为智能电网、分布式发电及新能源优化控制、电动汽车入网、电力系统通信、电能质量监控等(**E-mail**: youbingzhang@zjut.edu.cn)。

(编辑 王锦秀)

Market mechanism design for grid-forming power equipment participating in inertia and electric energy markets

Feng Changsen^{1,2}, Lin Jun¹, Huang Zhongliang¹, Yang Jiajia³, Zhang Youbing¹

(1. College of Information Engineering, Zhejiang University of Technology, Hangzhou 310023, China;

2. College of Electronic and Information Engineering, Tongji University, Shanghai 200092, China;

3. College of Science and Engineering, James Cook University, Townsville 4811, Australia)

Abstract: In order to deal with the shortage problem of inertia and primary frequency response in new power system, a new market mechanism of grid-forming power equipment participating in inertia and electric energy markets is proposed, which motivates each power equipment to provide inertia and primary frequency response. The virtual inertia and droop factor provision capabilities of grid-forming inverter and grid-following inverter under different control strategies are analyzed, the impact of response delay of each power equipment on system frequency is comprehensively considered, a three-stage system dynamic frequency response model is constructed, and the frequency security constraints are derived. On this basis, an inertia-electric energy joint market clearing model considering frequency security constraints is constructed, and the inertia and droop factor provided by each power equipment are priced. The example of IEEE 30-bus system based on historical data of California Independent System Operator shows that the proposed mechanism can effectively coordinate electric energy, inertia and primary frequency response resource, and ensure economic returns of each power equipment through rational pricing.

Key words: market mechanism; inertia market; grid-forming power equipment; inertia and primary frequency response; inertia pricing