

新型电力系统下储能参与电能量-惯量-一次调频多市场交易方法

刘继春¹, 刘可欣¹, 柯贤波², 唐志远¹, 邓建华¹

(1. 四川大学电气工程学院, 四川省 成都市 610065;

2. 国家电网有限公司西北分部, 陕西省 西安市 710048)

Participation of Energy Storage in Electric Energy-Inertia-Primary Frequency Regulation Multi-market Trading Method Under A New Power System

LIU Jichun¹, LIU Kexin¹, KE Xianbo², TANG Zhiyuan¹, DENG Jianhua¹

(1. College of Electrical Engineering, Sichuan University, Chengdu 610065, Sichuan Province, China;

2. Northwest Branch of State Grid Corporation of China, Xi'an 710048, Shaanxi Province, China)

ABSTRACT: Introducing an inertia market has become imperative with the construction of new power systems. As an independent market participant, how energy storage can participate in various types of electricity markets to maximize profits remains an urgent issue. Research on energy storage participation in electricity markets mainly focuses on energy and frequency regulation markets. However, studies on its participation in the inertia market and further trading in energy-inertia-primary frequency regulation (PFR) multi-markets are almost nonexistent. Therefore, this paper proposes a trading strategy for energy storage to participate in energy-inertia-PFR multi-markets. Firstly, we propose a system dynamic frequency characteristic and energy storage frequency response model based on the combined effects of inertia and PFR resources. Secondly, based on the system and energy storage frequency characteristics and considering energy storage as an independent market participant, we construct a bilevel market trading decision model that includes the state variables of synchronous units. The upper-level model aims to maximize energy storage's revenue by determining its multi-market trading strategy. In contrast, the lower-level model achieves the joint clearing of energy, inertia, and PFR

markets. Thirdly, the bilevel model is transformed into a single-level mixed-integer linear programming model and solved using the Karush-Kuhn-Tucker (KKT) conditions and duality theory. Finally, case studies demonstrate that energy storage units can achieve superior economics by simultaneously participating in energy, inertia, and PFR markets.

KEY WORDS: energy storage; energy market; inertia ancillary services market; primary frequency regulation ancillary services market; bilevel optimization

摘要: 随着新型电力系统的构建, 引入惯量市场势在必行, 而储能作为独立市场主体, 如何参与各类型电力市场以获取最大利润是一个亟待解决的问题。目前, 储能参与电力市场的研究主要集中在电能量、调频等市场, 但对其参与惯量市场、进一步在电能量-惯量-一次调频多市场中进行交易的研究几乎空白。为此, 提出了一种储能参与电能量-惯量-一次调频多市场交易策略。首先, 提出了基于惯量与一次调频两种资源共同作用下的系统动态频率特性和储能频率响应模型。其次, 以系统和储能频率特性为基础, 考虑储能为独立市场主体, 构建了包含同步机组运行状态变量的双层市场交易决策模型。其中, 上层模型以储能收益最大化为目标决定其在多市场中的交易策略; 下层模型实现电能量、惯量和一次调频市场的联合出清。再次, 利用 KKT (Karush-Kuhn-Tucker) 条件和对偶理论将双层模型转化为单层混合整数线性规划模型并求解。最后, 通过算例分析表明, 通过同时参与电能量-惯量-一次调频市场, 储能机组能够实现更优的经济效益。

关键词: 储能; 电能量市场; 惯量辅助服务市场; 一次调频辅助服务市场; 双层优化

DOI: 10.13335/j.1000-3673.pst.2024.1216

基金项目: 国家自然科学基金项目“竞争性售电服务市场基础理论与关键技术”(U2066209); 国家电网有限公司西北分部科技项目“西北新型电力系统辅助服务市场演化路径及新型交易品种交易机制研究”(SGNW0000DZJS2310126)。

Project Supported by National Natural Science Foundation of China “Basic Theory and Key Technology of Competitive Electricity Retail Service Market” (U2066209); Science and Technology Project of Northwest Branch of State Grid Corporation of China “Research on the Evolutionary Pathway of the Auxiliary Service Market in Northwest China's New-type Power System and the Trading Mechanism of New Trading Varieties” (SGNW0000DZJS2310126).

0 引言

随着“双碳”目标的提出,中国可再生能源发展迅速。截至2023年底,中国的风能和太阳能装机容量已超过1050GW^[1]。在这一背景下的新型电力系统呈现出高比例可再生能源和高比例电力电子设备的特点,即“双高”电力系统。由于风光储等非同步机组的控制策略使机组输出功率与频率解耦,“双高”电力系统的运行面临着惯量和一次调频资源稀缺的重要挑战^[2]。惯量和一次调频等秒级时间尺度资源的稀缺增加了大扰动后系统出现高频率变化率与大频率偏差的可能性,进而增加了切机和切负荷的概率,影响系统动态频率稳定性^[3]。为此,英国、澳大利亚等国家出台了政策来采购系统惯量和一次调频资源^[4],国内外学者也在呼吁加快惯量和一次调频市场的建设^[5]。

目前,多数文献研究惯量与一次调频市场,仅考虑同步机组和可再生能源机组的参与,较少计入储能,如文献[6-8]分别针对同步机组与可再生能源机组,提出了惯量与一次调频的市场机制。文献[9]同时兼顾同步机组与可再生能源机组,构建电能量、惯量与一次调频的交易框架并设计相应的市场机制。

从物理特性出发,由于储能具有快速响应、高可控性的特点,除了参与传统的电能量市场^[10-11]、调峰市场^[12-13]外,也是重要的惯量和一次调频资源提供商^[14-15]。据此,现有文献多针对储能提供惯量和一次调频的控制方式和优化调度等技术问题展开研究。文献[16]从控制方式入手,提出了储能提供虚拟惯量、一次调频与系统频率间的关联模型,实现了储能频率响应。文献[17]从暂态特性出发,构建了计入储能的系统惯量与一次调频需求模型,实现了微电网的动态频率稳定性;文献[18]从静态调度出发,计入储能频率响应模型,将暂态频率响应公式转换为静态的备用容量公式,建立了储能虚拟惯量与一次调频优化调度模型,实现了系统惯量、一次调频与电能量的协同优化。上述典型工作从控制、调度等方面研究了储能提供惯量和一次调频的静、暂态物理特性,为其参与市场奠定了技术基础。

如前所示,研究储能参与惯量与一次调频市场机制的文献较少。文献[19]计入惯量能量预留的储能容量约束,建立了储能虚拟惯量参与惯量市场的交易模型;文献[20]考虑虚拟惯量无法瞬时响应的特性,进一步完善惯量市场储能交易模型,搭建了

计及储能参与的惯量-一次调频市场出清模型。上述文献对储能参与惯量与一次调频市场行为有一定研究,但均未从储能自身经济效益角度出发,研究电能量-调频-惯量多市场中储能的交易策略。

即使在储能参与的传统电能量市场、调峰市场中,大多数文献认为储能的 market 行为对出清结果影响较小,将其作为价格接受者参与市场,如文献[21-23]研究储能在电能量市场、调频市场的行为时均采用价格接受者模型。然而,文献[24]指出价格接受者模型的缺点,即无法捕捉储能的策略行为对市场出清结果的影响,应当从价格决定者角度研究储能的 market 行为。因此,有文献针对价格决定者决策模型进行研究,它们一般通过搭建双层模型研究储能在电力市场中的竞标行为^[25-26],并采用 KKT (Karush-Kuhn-Tucker) 最优性条件将双层模型转换为单层模型进行求解,但此方法需要提前得知同步机组启停状态。如文献[27]采用价格决定者模型研究储能参与一次调频市场时默认同步机组启停状态已知。然而,系统的惯量与一次调频水平高低与机组启停状态密切相关,同步机组提供惯量和一次调频与电能量存在耦合关系,因此,机组启停状态已知的假定不利于系统电能量、惯量与一次调频资源最优化分配,采用已有文献方法研究储能参与惯量与一次调频市场的 market 行为存在不足之处。

综上,目前针对储能的 market 行为研究存在以下不足:1) 较少关注储能提供虚拟惯量,更少涉及其参与电能量-调频-惯量多市场下的交易策略;2) 一般认为储能行为对市场出清结果影响较少,多以价格接受者的角度进行建模,较少从价格决定者的角度进行研究;3) 采用 KKT 条件求解价格决定者双层模型时需要事先确定同步机组启停状态,由于储能参与电能量-惯量-一次调频市场需要考虑惯量和一次调频市场的出清对同步机组运行状态的影响,不能直接运用 KKT 条件求解该双层模型。

基于上述研究存在的问题,本文以价格决定者的角度,构建了计及同步机组启停状态变量下储能参与电能量-惯量-一次调频市场的交易策略,即双层优化模型:上层储能模型优化交易行为,以最大化自身收益;下层市场模型以购电成本最小化为目标,对电能量、惯量和一次调频3个市场进行联合出清。利用 KKT 条件与对偶理论,并通过惩罚对偶间隙计入了同步机组启停状态,将所构建的双层模型转换为单层混合整数规划模型后,运用成熟的求解工具进行求解。最后,通过仿真算例验证所提策略的经济性与有效性。

1 储能参与电能量、惯量与一次调频多市场交易方法框架

惯量与一次调频市场的建立为电力系统配置频率响应资源提供了合适的交易平台,保障了系统在大扰动条件下的动态频率稳定性。在此背景下,储能参与电能量市场的同时还可以参与惯量与一次调频市场以提供频率响应资源,并通过策略性投标实现多市场参与的收益最大化。

1.1 多资源频率响应区别

惯量与一次调频存在本质区别。惯量响应是系统内的能量转移,未注入额外能量;一次调频是通过原动机改变功率,向系统提供了额外能量。不同机组提供惯量与一次调频存在差异,具体如下:

1) 同步机组。

惯量与一次调频是同步机组的固有属性。同步惯量值为机组惯量时间常数与最大放电功率的乘积。其中惯量时间常数与机组自身参数相关,为固定值,与运行功率无关^[4]。由于同步机组在运行时才提供惯量,因此,同步机组提供的惯量因机组启停而呈现离散化的“块状”特征。扰动发生时,同步机组提取转子动能瞬时进行惯量响应。

同步机组的一次调频响应存在延时与完全响应时间,需预留一次调频备用容量。为确保机组运行的可靠性,需对该备用容量进行限幅。

2) 储能机组。

储能机组的虚拟惯量由虚拟惯量时间常数与最大放电功率的乘积决定,其中虚拟惯量时间常数为可调节控制参数,因此虚拟惯量呈现连续性。当系统发生扰动,储能通过预留的电能量进行虚拟惯量响应,但受控制器影响,响应无法瞬时进行。此外,虚拟惯量响应输出的惯量支撑功率占用部分放电功率,储能需预留备用容量。

在一次调频方面,储能同样需预留备用容量,但响应延时和完全响应时间均短于同步机组^[20]。

1.2 惯量与一次调频市场机制

在传统电力系统中,同步机组较多,系统惯量与一次调频资源充足,无需开展惯量与一次调频市场交易。然而,随着新型电力系统的建设,可再生能源发电占比不断增加,同步机组发电占比下降,导致系统惯量与一次调频资源日渐稀缺,进而增加了大扰动后系统频率在二次调频响应前就越限的概率。因此,需要建立惯量与一次调频市场,以保障在大扰动发生后的毫秒至秒级时间尺度内,系统频率能在安全范围内变化。

惯量与一次调频产品具体指的是电力系统的惯量响应与一次调频响应能力,即频率响应能力。该产品包括同步机组固有的频率响应能力以及非同步机组通过附加的控制策略而实现的频率响应能力。

惯量与一次调频耦合度较高。从响应时间角度,惯量的响应时间虽然先于一次调频,但两者响应时间有部分重合,见图1。图1中: T_{del} 为一次调频的响应延时; t_{nadir} 为系统频率达到极值的时间。从系统频率模型角度,惯量与一次调频资源共同作用于系统频率极值约束,均在该约束中通过减小频率极值实现频率变化的抑制,存在耦合关系。

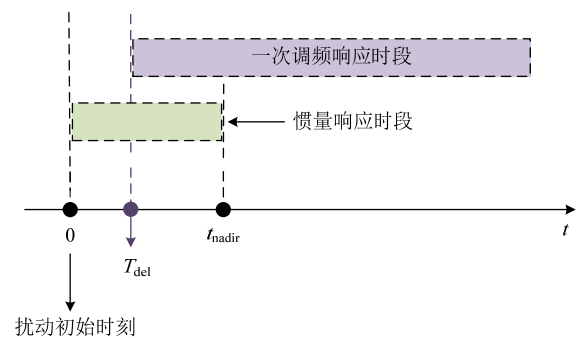


图1 惯量与一次调频响应时段
Fig. 1 Inertia and PFR response period

由于同步机组在运行时才提供惯量和一次调频,因此,在电能量市场中,同步机组至少需要输出最小发电功率。同步机组的惯量和一次调频资源与电能量资源耦合。不同于同步机组,储能提供惯量和一次调频部分与提供电能量部分解耦^[20],但为提供惯量和一次调频,储能需预留备用容量,减小了储能自身可用于电能量市场的发电容量。

综上所述,电能量、惯量、一次调频之间存在耦合关系,三者应当联合出清。

惯量与一次调频市场的交易方式如下:

1) 市场交易开展时间。电能量、惯量、一次调频3个市场相互耦合,三者同时开展交易。

2) 市场模式。采用以电力库竞价交易为主的集中式市场,市场参与者包括具有频率响应能力的储能机组与具有同步发电机的发电公司。

3) 申报机制。采用发电侧报价报量的方式。由于同步机惯量成本隐含在受惯量需求额外启动的发电机最小电能成本损失,故惯量市场不考虑同步机的惯量投标成本。同步机组向一次调频市场提供量价曲线,并提交机组惯量时间常数与一次调频系数。储能机组提供24h惯量与一次调频市场的报量报价曲线,并提供总体可用容量。

4) 定价机制。惯量与一次调频市场均采用由

拉格朗日方法确定的边际出清价格。

1.3 储能参与多市场交易的总体框架

储能机组和同步机组均可作为电能量、惯量与一次调频市场的独立参与主体。在电能量市场中所有市场成员提供各自关于电能量的量价曲线，在惯量与一次调频市场中同步机组提供关于一次调频的量价曲线，并提交机组惯量时间常数与一次调频系数。储能机组分别提供惯量与一次调频的报量报价曲线，并提供总体可用容量以保证3个市场的出清结果之和在储能总出力范围以内。其中储能机组申报的惯量值应不大于储能虚拟惯量时间常数上限与储能最大放电量的乘积值，一次调频申报量不应大于自身最大放电量。储能各市场申报价根据自身成本、各市场出清价和预期收益水平决定。电力交易机构基于发电主体所提交的量价信息，并结合系统用户用电信息、惯量需求和一次调频需求，联合出清电能量、惯量及一次调频市场。

储能机组结合自身运行约束、其他发电公司的历史行动信息及各市场出清价，决策在各市场投标量与价，实现多市场收益最大化。图2给出了储能参与电能量、惯量和一次调频市场的交易框架。

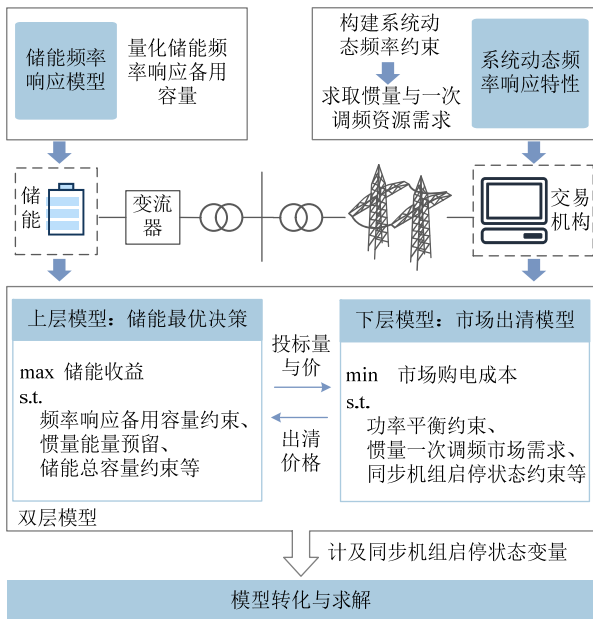


图2 储能参与电能量-惯量-一次调频市场的交易框架

Fig. 2 A trading framework for energy storage participation in the electric energy-inertia-PFR multi-markets

基于储能参与电能量-惯量-一次调频市场的交易框架，在明确系统动态频率响应特性和储能频率响应模型基础上，搭建储能参与电能量-惯量-一次调频多市场的双层优化模型。上层为储能决策模型，考虑惯量能量预留、频率响应备用容量等约束，以实现自身收益最大为目标优化储能交易策略；下

层为市场出清模型，考虑同步机组启停状态变量等约束，以市场购电成本最小为目标进行电能量、惯量和一次调频市场的联合出清。上层储能决策模型根据下层传递的市场出清价格决策储能能在各个市场的投标量、价，下层市场出清模型根据上层传递的储能投标量、价进行市场出清。上下层之间信息不断迭代，最终达到市场均衡，得到实现储能利益最大化的最优交易策略。

2 电力系统动态频率响应特性

惯量与一次调频市场的资源需求量与系统的动态频率演变密切相关。通过基于机组动态频率响应特性的数学描述构建系统动态频率响应模型，以便求取惯量与一次调频市场的资源需求。

2.1 系统动态频率响应模型

当系统发生大扰动后，计及储能和同步机组的频率响应特性，该系统频率动态演化过程可由摇摆方程进行数学描述：

$$\frac{2H_{\text{sys},t}}{f_0} \frac{d\Delta f(t)}{dt} = P^{\text{PFR}}(t) - P_{\text{loss},t} \quad (1)$$

式中： f_0 为系统额定频率，50Hz； $P^{\text{PFR}}(t)$ 为 t 时刻系统的一次调频能力； $P_{\text{loss},t}$ 为 t 时刻系统最大频率缺额； $H_{\text{sys},t}$ 为 t 时刻系统惯量水平； $d\Delta f(t)/dt$ 为系统频率变化率。

储能与同步机组均可提供惯量，由于储能无法瞬时进行惯量响应，系统惯量水平表达式为

$$H_{\text{sys},t} = \begin{cases} \sum H_g^c P_g^{\text{max}}, & t = 0^+ \\ \sum H_g^c P_g^{\text{max}} + \sum H_{i,t}^s P_i^{\text{dismax}}, & t > 0^+ \end{cases} \quad (2)$$

式中： H_g^c 、 $H_{i,t}^s$ 分别为同步机组与储能的惯量时间常数； P_g^{max} 、 P_i^{dismax} 分别为同步机组与储能的最大放电功率。

相比于同步机组，储能提供一次调频响应快，延时短，系统一次调频能力 $P^{\text{PFR}}(t)$ 的表达式为

$$\begin{cases} 0, & 0 \leq t < T_{i,\text{del}} \\ \frac{P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t)}{T_i}(t - T_{i,\text{del}}), & T_{i,\text{del}} \leq t < T_{i,\text{del}} + T_i \\ P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t), & T_{i,\text{del}} + T_i \leq t < T_{g,\text{del}} \\ P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t) + \frac{P_G^{\text{PFR}}(t)}{T_g}(t - T_{g,\text{del}}), & T_{g,\text{del}} \leq t < T_{g,\text{del}} + T_g \\ P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t) + P_G^{\text{PFR}}(t), & T_{g,\text{del}} + T_g \leq t \end{cases} \quad (3)$$

其中，

$$P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t) = \sum_i P_{i,t}^{\text{PR}} \quad (4)$$

$$P_G^{\text{PFR}}(t) = \sum_g P_{g,t}^{\text{PR}} \quad (5)$$

式中： $T_{g,\text{del}}$ 和 T_g 是同步机组提供一次调频的响应延时与完全响应时间； $T_{i,\text{del}}$ 和 T_i 是储能机组提供一次调频的响应延时与完全响应时间，其中 $0 < T_{i,\text{del}} < T_i < T_{g,\text{del}} < T_{g,\text{del}} + T_g$ ； $P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t)$ 和 $P_G^{\text{PFR}}(t)$ 分别为同步机组和储能在 t 时刻提供的一次调频能力 $P_{g,t}^{\text{PR}}$ 与 $P_{i,t}^{\text{PR}}$ 的总和。

综上，系统动态频率响应模型可由式(1)–(5)进行数学描述，其中式(1)描述系统动态频率演变过程，式(2)描述系统惯量响应过程，式(3)–(5)描述系统一次调频响应过程。

2.2 惯量与一次调频需求

惯量和一次调频市场需求被定义为在发生诸如负荷骤增或发电机突然切机等大扰动后，为将系统频率动态演化控制在设定的安全范围内所需的最小惯量和一次调频量。通常使用频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)、频率极值水平(frequency level at nadir)、准稳态频率水平(frequency level at intermediate quasi-steady-state) 3个阈值作为系统频率动态演化的安全标准。因此，这3个阈值所对应的动态频率安全约束共同决定了惯量与一次调频辅助服务市场的最小需求量。基于所建立的系统动态频率响应模型，可以计算出满足动态频率安全约束所需的惯量和一次调频辅助服务资源最小需求量。

1) 频率变化率(RoCoF)约束。

系统频率变化率(RoCoF)在扰动初始时刻达到最高值。为了避免分布式电源解列，必须将最大频率变化率限制在解列装置的启动阈值以下^[28]。由于储能系统无法瞬时提供虚拟惯量，最大频率变化率仅与系统最大扰动功率值和同步惯量水平相关。

$$|f_{t=0^+}^{\text{RoCoF}}| = \frac{d\Delta f}{dt} \Big|_{t=0^+} = \frac{f_0 P_{\text{loss},t}}{2 \sum_{g=1}^{N_G} u_{g,t} H_g^c P_g^{\text{max}}} \quad (6)$$

$$|f_{t=0^+}^{\text{RoCoF}}| \leq |f_{\text{max}}^{\text{RoCoF}}| : \lambda_t^{\text{RoCoF}} \quad (7)$$

式中： $|f_{t=0^+}^{\text{RoCoF}}|$ 、 $|f_{\text{max}}^{\text{RoCoF}}|$ 分别为系统受扰后初始时刻实际频率变化率与系统规定允许的最大频率变化率限制； $u_{g,t}$ 为机组启停状态变量； λ_t^{RoCoF} 为该约束的对偶变量。

2) 频率极值水平约束。

为避免低频减载等继保装置动作，频率最大偏差值必须不超过这些装置的动作阈值，即 Δf_{max} ，通常，频率最大偏差值出现在系统频率达到最低点的

时刻 t_{nadir} 。频率极值水平约束的表达式如下所示，具体推导过程详见附录A。

$$\left(\frac{H_{\text{sys},t}}{f_0} - \frac{P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t)(T_i + 2T_{i,\text{del}})}{4\Delta f_{\text{max}}} + \frac{P_G^{\text{PFR}}(t)T_{g,\text{del}}^2/T_g}{4\Delta f_{\text{max}}} \right) \cdot \frac{P_G^{\text{PFR}}(t)}{T_g} \geq \frac{(P_{\text{loss},t} - P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t) + P_G^{\text{PFR}}(t)T_{g,\text{del}}/T_g)^2}{4\Delta f_{\text{max}}} \quad (8)$$

可转换为二阶锥约束：

$$\left\| \begin{bmatrix} \frac{1}{f_0} - \frac{T_i - 2T_{i,\text{del}}}{4\Delta f_{\text{max}}} \frac{T_{g,\text{del}}^2/T_g}{4\Delta f_{\text{max}}} - \frac{1}{T_g} & 0 \\ 0 & \frac{-1}{\sqrt{\Delta f_{\text{max}}}} \frac{T_{g,\text{del}}/T_g}{\sqrt{\Delta f_{\text{max}}}} & \frac{1}{\sqrt{\Delta f_{\text{max}}}} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_{\text{sys},t} \\ P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t) \\ P_G^{\text{PFR}}(t) \\ P_{\text{loss},t} \end{bmatrix} \right\| \leq \left[\begin{bmatrix} \frac{1}{f_0} - \frac{T_i - 2T_{i,\text{del}}}{4\Delta f_{\text{max}}} \frac{T_{g,\text{del}}^2/T_g}{4\Delta f_{\text{max}}} + \frac{1}{T_g} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} H_{\text{sys},t} \\ P_{\text{EI}}^{\text{PFR}}(t) \\ P_G^{\text{PFR}}(t) \\ P_{\text{loss},t} \end{bmatrix} \right] : \lambda_{1,t}, \lambda_{2,t}, \mu_t \quad (9)$$

其中，惯量资源由同步机组与储能机组共同提供：

$$H_{\text{sys},t} = \sum_{g=1}^{N_G} u_{g,t} H_g^c P_g^{\text{max}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{EI}}} H_{i,t}^s P_i^{\text{dismax}} \quad (10)$$

式中： N_G 和 N_{EI} 分别是同步机组与储能机组的总数； $\lambda_{1,t}$ 、 $\lambda_{2,t}$ 、 μ_t 为该二阶锥约束的对偶变量。

3) 准稳态频率水平约束。

为确保频率安全，当系统频率达到准稳态频率时，系统的一次调频总量必须大于系统功率缺额。

$$\sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t}^{\text{PR}} + \sum_{i=1}^{N_{\text{EI}}} P_{i,t}^{\text{PR}} \geq P_{\text{loss},t} : \lambda_t^{\text{qss}} \quad (11)$$

式中： λ_t^{qss} 为该约束的对偶变量。

由式(6)–(11)可知，确定惯量需求，需要同时考虑频率极值水平约束所求出的系统惯量需求与频率变化率约束所求出的系统惯量需求，两者中的较大者为实际系统惯量需求。

$$H_{\text{min}}^{\text{sys}} = \max \{ H_{\text{min}}^{\text{RoCoF}}, H_{\text{min}}^{\text{nadir}} \} \quad (12)$$

式中： $H_{\text{min}}^{\text{RoCoF}}$ 为频率变化率约束所求出的系统惯量需求； $H_{\text{min}}^{\text{nadir}}$ 为频率极值水平约束所求出的系统惯量需求； $H_{\text{min}}^{\text{sys}}$ 为实际系统惯量需求。

同理，确定一次调频需求，需要同时考虑频率极值水平约束所求出的系统一次调频需求与准稳态频率水平约束所求出的系统一次调频需求，两者中的较大者为实际系统一次调频需求。

$$P_{\text{sys}}^{\text{PR}} = \max \{ P_{\text{nadir}}^{\text{PR}}, P_{\text{qss}}^{\text{PR}} \} \quad (13)$$

式中： $P_{\text{nadir}}^{\text{PR}}$ 为频率极值水平约束所求出的系统一次调频需求； $P_{\text{qss}}^{\text{PR}}$ 为准稳态约束所求出的系统一

次调频需求; $P_{\text{sys}}^{\text{PR}}$ 为实际系统一次调频需求。

3 储能频率响应模型

通过附加的控制策略, 储能机组可以进行频率响应。其提供虚拟惯量响应时输出的惯量支撑功率值与系统频率变化率相关, 一次频率响应时输出功率增量值与系统频率偏差相关, 具体表示为

$$P_{i,t}^{\text{IN}} = \frac{2H_{i,t}^s P_i^{\text{dismax}}}{f_0} \frac{d\Delta f}{dt} \quad (14)$$

$$P_{i,t}^{\text{PR}} = K_{i,t} \Delta f \quad (15)$$

式中: $P_{i,t}^{\text{IN}}$ 为储能惯量响应的惯量支撑功率; $K_{i,t}$ 为储能可调节的下垂控制参数; $d\Delta f/dt$ 为系统频率变化率; Δf 为发生大扰动后的系统频率偏差。

对于储能, 其惯量来源为所需要预留的电能量, 对式(14)进行积分得到需预留的电能量大小 E_h 表达式:

$$E_h = \int_0^{t_{\text{nadir}}} P_{i,t}^{\text{IN}} dt = \frac{2H_{i,t}^s P_i^{\text{dismax}} \Delta f_{\text{max}}}{f_0} \quad (16)$$

为了提供虚拟惯量和一次调频服务, 储能系统需要预留一定的放电功率, 这部分功率将占用其自身的发电容量。机组频率响应是在系统发生扰动后秒级内的动态过程, 频率响应所输出的功率增量随频率变化而变化, 而现货市场通常以小时为时间尺度进行机组中标出力的优化出清。因此, 需要将储能机组在提供频率响应时输出的动态变化的功率增量转换为每个出清时段需要保有的频率响应备用容量, 以便在同一时间尺度上优化储能机组的频率响应量与电能量交易量。储能机组需保有的频率响应备用容量通常取本时段内频率响应过程中输出的最大功率增量, 以保障系统频率的安全。将系统最大频率变化率 $|f_{\text{max}}^{\text{RoCoF}}|$ 与系统频率极值 Δf_{max} 分别代入式(14)与(15), 得到式(18)与(19), 分别为储能惯量响应过程中最大功率增量与一次调频响应过程频率响应最大功率增量的表达式, 即储能可提供虚拟惯量与一次调频在每个出清时段需保有的备用容量。

$$H_{i,t} = H_{i,t}^s P_i^{\text{dismax}} \quad (17)$$

$$P_{i,t}^{\text{IN}} = 2H_{i,t} |f_{\text{max}}^{\text{RoCoF}}| / f_0 \quad (18)$$

$$P_{i,t}^{\text{PR}} = K_{i,t} \Delta f_{\text{max}} \quad (19)$$

4 储能机组参与电能量-惯量-一次调频市场交易决策模型

4.1 计及频率响应的上层储能机组最优决策模型

通过上层储能机组最优决策模型获得储能参

与多市场的最优交易策略, 实现储能参与电能量、惯量、一次调频多市场的经济收益最大化。其可表述为

$$\max F = \sum_{t=1}^T (F_{\text{da},i} + F_{\text{IN},i} + F_{\text{PR},i} - F_i) \Delta t \quad (20)$$

$$F_{\text{da},i} = \pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dadis}} - \pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dach}} \quad (21)$$

$$F_{\text{IN},i} = \pi_t^{\text{IN}} H_{i,t} \quad (22)$$

$$F_{\text{PR},i} = \pi_t^{\text{PR}} P_{i,t}^{\text{PR}} \quad (23)$$

$$F_i = c_1 \Delta t + c_2 (1 + \eta_{\text{ch/dis}}) P_i' \Delta t \quad (24)$$

式中: $F_{\text{da},i}$ 、 $F_{\text{IN},i}$ 、 $F_{\text{PR},i}$ 分别为储能在电能量市场、一次调频市场、惯量市场的收益; F_i 为储能循环老化成本; $P_{i,t}^{\text{dadis}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{dach}}$ 、 $P_{i,t}^{\text{PR}}$ 、 $H_{i,t}$ 是储能在电能量市场、一次调频市场、惯量市场的交易量; π_t^{PR} 、 π_t^{IN} 、 π_t^{da} 是一次调频市场、惯量市场、日前电能量市场的市场出清电价, 由下层市场模型获得; c_1 为电池每小时固定运行成本, \$/h; c_2 为单位充放电电量对应的折损成本, \$(\text{MW} \cdot \text{h})\$, 与电池的额定功率和额定容量成正比; $\eta_{\text{ch/dis}}$ 为电池的充放电效率; P_i' 为单次储能充放电电量; Δt 为时间间隔^[29]。

储能机组的惯量申报量不应大于其所能提供的最大惯量值, 为提供惯量而保有的备用容量不应大于自身最大放电量, 分别如式(25)(26)所示。

$$0 \leq H_{i,t} \leq H_{i,t}^{\text{smax}} P_i^{\text{dismax}} \quad (25)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{IN}} \leq P_i^{\text{dismax}} \quad (26)$$

式中: $H_{i,t}^{\text{smax}}$ 为储能惯量时间常数上限。

储能一次调频申报量是储能为一次调频而保有的备用容量, 该备用容量不应大于储能自身最大放电量, 如式(27)所示。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{PR}} \leq P_i^{\text{dismax}} \quad (27)$$

储能在电能量市场交易量约束如式(28)(29)所示:

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dadis}} \leq P_i^{\text{dismax}} \quad (28)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dach}} \leq P_i^{\text{chmax}} \quad (29)$$

式中: P_i^{chmax} 为储能的最高充功率。

储能为提供惯量响应与一次调频响应需预留一定的放电功率, 影响自身在电能量市场的发电空间, 因此储能在各个市场的交易量之和必须在其最大发电功率范围之内, 且不能同时进行充放电。

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dadis}} + P_{i,t}^{\text{PR}} + P_{i,t}^{\text{IN}} \leq a_{\text{dis},t} P_i^{\text{dismax}} \quad (30)$$

$$0 \leq P_{i,t}^{\text{dach}} \leq a_{\text{ch},t} P_i^{\text{chmax}} \quad (31)$$

$$0 \leq a_{\text{dis},t} + a_{\text{ch},t} \leq 1 \quad (32)$$

$$a_{\text{dis},t}, a_{\text{ch},t} \in \{0, 1\} \quad (33)$$

式中: $a_{\text{ch},t}$ 、 $a_{\text{dis},t}$ 为储能的充放电状态变量, 为 0-1

变量。

为提供虚拟惯量储能需要预留部分电能，因此在荷电状态约束中需考虑该部分电能预留的影响。

$$S_t^{\text{SOC}} = S_{t-1}^{\text{SOC}} + \frac{P_{i,t}^{\text{dach}} \eta_{\text{ch}} \Delta t}{S_i} - \frac{(P_{i,t}^{\text{PR}} + P_{i,t}^{\text{dadis}}) \Delta t}{S_i \eta_{\text{dis}}} - \frac{E_h}{S_i \eta_{\text{dis}}} \quad (34)$$

$$E_h = \frac{2H_{i,t} \Delta f_{\text{max}}}{f_0} \quad (35)$$

$$S_{\min}^{\text{SOC}} \leq S_t^{\text{SOC}} \leq S_{\max}^{\text{SOC}} \quad (36)$$

$$S_{t_0}^{\text{SOC}} = S_{t_f}^{\text{SOC}} \quad (37)$$

式中： E_h 为储能提供虚拟惯量预留的电能； S_t^{SOC} 为 t 时刻储能荷电状态值； $S_{\min}^{\text{SOC}}$ 与 $S_{\max}^{\text{SOC}}$ 分别为储能荷电状态最小值和最大值； S_i 为储能的容量； η_{ch} 、 η_{dis} 分别为储能的充放电效率； $S_{t_0}^{\text{SOC}}$ 与 $S_{t_f}^{\text{SOC}}$ 是储能始末时刻的荷电状态值。

综上所述，储能参与电能-惯量-一次调频市场之间的内在耦合关系如图 3 所示。

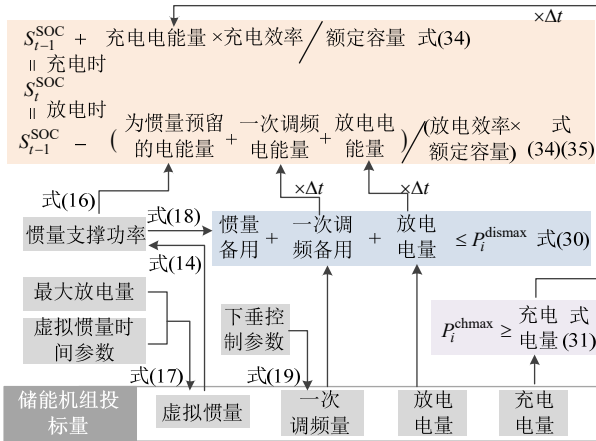


图 3 储能参与电能-惯量-一次调频市场之间的内在耦合关系

Fig. 3 Participation of energy storage in the intrinsic coupling between electric energy-inertia-PFR markets

图 3 中最后一栏表示储能机组在惯量、一次调频、主能量各个市场的投标量，分别为虚拟惯量、一次调频量、放电与充电电量；图中其余部分表示储能机组各种参数与各个市场投标量之间的耦合关系。

4.2 下层电能-惯量-一次调频市场联合出清模型

日前电能市场、惯量市场、一次调频市场联合出清的目的在于多市场购电成本最小化，实现系统资源经济的利用。下层电能-惯量-一次调频市场联合出清模型表示为

$$\min C = \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_G} \sum_{i=1}^{N_{\text{EI}}} \sum_{w=1}^{N_W} ((F_{\text{da}} + F_{\text{IN}} + F_{\text{PR}}) \Delta t + C_{g,t}^{\text{U}} + C_{g,t}^{\text{D}}) \quad (38)$$

$$F_{\text{da}} = (C_i^{\text{dadis}} P_{i,t}^{\text{dadis}} - C_i^{\text{dach}} P_{i,t}^{\text{dach}}) + C_w^{\text{da}} P_{w,t} + C_g^{\text{da}} P_{g,t} + u_{g,t} C_g^{\text{kz}} \quad (39)$$

$$F_{\text{IN}} = C_i^{\text{IN}} H_{i,t} \quad (40)$$

$$F_{\text{PR}} = C_i^{\text{PR}} P_{i,t}^{\text{PR}} + C_g^{\text{PR}} P_{g,t}^{\text{PR}} \quad (41)$$

式中： C_g^{da} 、 C_i^{dadis} 、 C_i^{dach} 、 C_w^{da} 分别为同步机组 g 、储能机组 i 、风电机组 w 在电能市场的报价； C_g^{kz} 是同步机组 g 的空载运行成本； C_g^{PR} 为同步机组 g 在一次调频市场的报价； C_i^{IN} 、 C_i^{PR} 为储能机组 i 在惯量市场与一次调频市场的报价； $C_{g,t}^{\text{D}}$ 、 $C_{g,t}^{\text{U}}$ 为同步机组 g 启停成本； $P_{w,t}$ 为 t 时段风电场 w 在电能市场的中标量； $P_{g,t}$ 、 $P_{g,t}^{\text{PR}}$ 分别为 t 时段同步机组 g 在电能市场与一次调频市场的中标量。

同步机组运行约束：同步机组发电量应在其最大可发电范围内，开停机时间应大于其最小开停机时间。

$$u_{g,t} P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq u_{g,t} P_g^{\max} : \chi_{g,t}^{\min}, \chi_{g,t}^{\max}, \forall g, \forall t \quad (42)$$

$$P_{g,t} + P_{g,t}^{\text{PR}} \leq u_{g,t} P_g^{\max} : \tau_{g,t}, \forall g, \forall t \quad (43)$$

$$0 \leq P_{g,t}^{\text{PR}} \leq k_i u_{g,t} P_g^{\max} : \mu_{g,t}^{\text{PR}}, \forall g, \forall t \quad (44)$$

$$T_{g,t}^{\text{on}} = \sum_{k=t}^{t+T_{g,\min}^{\text{on}}-1} u_{g,k} \geq (u_{g,t} - u_{g,t-1}) T_{g,\min}^{\text{on}} : \phi_{g,t}^{\text{U}}, \forall g, \forall t = \{1, \dots, T - T_{g,\min}^{\text{on}} + 1\} \quad (45)$$

$$T_{g,t}^{\text{off}} = \sum_{k=t}^{t+T_{g,\min}^{\text{off}}-1} (1 - u_{g,k}) \geq (u_{g,t-1} - u_{g,t}) T_{g,\min}^{\text{off}} : \phi_{g,t}^{\text{D}}, \forall g, \forall t = \{1, \dots, T - T_{g,\min}^{\text{off}} + 1\} \quad (46)$$

$$C_{g,t}^{\text{U}} \geq 0 : \sigma_{g,t}^{\text{U-}}, \forall g, \forall t \quad (47)$$

$$C_{g,t}^{\text{U}} \geq (u_{g,t} - u_{g,t-1}) c_g^{\text{st}} : \sigma_{g,t}^{\text{U+}}, \forall g, \forall t \quad (48)$$

$$C_{g,t}^{\text{D}} \geq 0 : \sigma_{g,t}^{\text{D-}}, \forall g, \forall t \quad (49)$$

$$C_{g,t}^{\text{D}} \geq (u_{g,t-1} - u_{g,t}) c_g^{\text{st}} : \sigma_{g,t}^{\text{D+}}, \forall g, \forall t \quad (50)$$

式中： $P_g^{\min}$ 、 $P_g^{\max}$ 分别为同步机组最小与最大出力； k_i 为同步机组一次调频备用限值； $T_{g,\min}^{\text{on}}$ 、 $T_{g,\min}^{\text{off}}$ 分别为同步机组的最小连续运行与停机时间； c_g^{st} 为同步机组 g 单次启停成本； $\chi_{g,t}^{\min}$ 、 $\chi_{g,t}^{\max}$ 、 $\tau_{g,t}$ 、 $\mu_{g,t}^{\text{PR}}$ 、 $\phi_{g,t}^{\text{U}}$ 、 $\phi_{g,t}^{\text{D}}$ 、 $\sigma_{g,t}^{\text{U-}}$ 、 $\sigma_{g,t}^{\text{U+}}$ 、 $\sigma_{g,t}^{\text{D-}}$ 、 $\sigma_{g,t}^{\text{D+}}$ 分别为各个约束的对偶变量。

风电机组运行约束：

$$0 \leq P_{w,t} \leq P_{w,t}^{\max} : \tau_{w,t}^{\max}, \forall w, \forall t \quad (51)$$

式中： $P_{w,t}^{\max}$ 为风电机组 t 时刻最大可发电量； $\tau_{w,t}^{\max}$ 为约束的对偶变量。

电能市场供需平衡约束：电能市场供需平衡即系统功率平衡。

$$\sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t} + \sum_{i=1}^{N_{EI}} P_{i,t}^{da} + \sum_{w=1}^{N_W} P_{w,t} = P_{D,t} : \lambda_t, \forall t \quad (52)$$

式中: N_W 是风电场数量; $P_{D,t}$ 为 t 时段负荷总需求; λ_t 为 t 时刻该约束的对偶变量。

惯量与一次调频市场供需平衡约束: 如 2.3 节所述, 惯量与一次调频市场需求取决于系统动态频率约束, 因此, 当式(6)~(11)约束成立时, 即代表系统中的惯量与一次调频资源量满足惯量与一次调频市场的需求。

下层市场出清模型由式(6)~(11)(38)~(52)定义, 根据市场出清模型可推导拉格朗日函数 L , 如附录 B 中 B1 式所示。拉格朗日函数分别对电能, 惯量, 一次调频进行微分, 得到各市场各主体的市场出清价格^[9]。

电能市场中, 各个主体的出清电价一致, 表达式为

$$\pi_t^{da} = \lambda_t \quad (53)$$

惯量市场中, 由于虚拟惯量无法瞬时提供, 因此同步机组惯量出清价格与储能虚拟惯量出清价格表达式略有不同, 同步机组惯量的出清价为

$$\pi_{g,t}^{IN} = \frac{\mu_t - \lambda_{1,t}}{f_0} + 2\lambda_t^{RoCoF} \quad (54)$$

储能机组虚拟惯量的出清价为

$$\pi_{i,t}^{IN} = \frac{\mu_t - \lambda_{1,t}}{f_0} \quad (55)$$

一次调频市场中, 由于储能提供一次调频具有快速响应性, 因此同步机组出清价格与储能出清价格表达式略有不同, 同步机组的出清价格为

$$\pi_{g,t}^{PR} = \frac{\lambda_{1,t} + \mu_t}{T_g} + \frac{(\mu_t - \lambda_{1,t})T_{g,del}^2 / T_g}{4\Delta f_{max}} - \frac{\lambda_{2,t}T_{g,del} / T_g}{\sqrt{\Delta f_{max}}} + \lambda_t^{qss} \quad (56)$$

储能机组的出清价格为

$$\pi_{i,t}^{PR} = \frac{(\lambda_{1,t} - \mu_t)(T_i + 2T_{i,del})}{4\Delta f_{max}} + \frac{\lambda_{2,t}}{\sqrt{\Delta f_{max}}} + \lambda_t^{qss} \quad (57)$$

5 模型求解方法

一般情况下, 在求解双层凸优化模型时, 可以使用 KKT 条件将双层模型转换为可直接求解的单层模型。然而, 由于系统惯量和一次调频水平与机组的启停状态密切相关, 下层模型中描述机组启停状态的二元离散决策变量使得本文所构建的双层模型为非凸模型, 无法直接应用 KKT 条件进行模型转换与求解^[29]。

为了解决这一问题, 本文首先将与机组启停状态相关的二元决策变量松弛为连续约束, 使下层模型满足强对偶性理论。随后, 利用 KKT 条件和对偶理论转换下层模型。通过在目标函数中引入罚函数的方式, 最小化原始问题与其对应的松弛对偶问题之间的对偶间隙, 以确保最优解接近原始问题的最优解。最终将双层模型转换为单层模型并进行求解。

5.1 转换下层模型

对机组启停状态变量条件进行松弛化处理:

$$0 \leq u_{g,t} \leq 1 : \varphi_{g,t}^{\min}, \varphi_{g,t}^{\max} \quad (58)$$

式中: $\varphi_{g,t}^{\min}$ 、 $\varphi_{g,t}^{\max}$ 为该约束的对偶变量。

利用对偶理论, 可写出下层市场出清模型的对偶模型, 如式(59)~(69)所示。

1) 目标函数。

$$\begin{aligned} \max C' = & (\sum_{i,t} (C_i^{dadis} P_{i,t}^{dadis} - C_i^{dach} P_{i,t}^{dach} + C_i^{IN} H_{i,t} + C_i^{PR} P_{i,t}^{PR}) \Delta t + \\ & \sum_t \lambda_t P_{D,t} - \sum_t \lambda_t \sum_i (P_{i,t}^{dadis} - P_{i,t}^{dach}) - \sum_{w,t} \tau_{w,t}^{\max} P_{w,t}^{\max} + \\ & \sum_t \lambda_t^{qss} (P_{loss,t} - \sum_i P_{i,t}^{PR}) - \sum_{g,t} \varphi_{g,t}^{\max} + \sum_{g,(t=1)} \sigma_{g,t}^{D+} c_g^{st} u_{g,t,0} + \\ & \sum_t \lambda_t^{RoCoF} (f_0 P_{loss,t} / |f_{max}^{RoCoF}|) - \sum_{g,t=1} \phi_{g,t}^U T_{g,min}^{on} u_{g,t,0} + \\ & \sum_t \lambda_{2,t} ((P_{loss,t} - \sum_i P_{i,t}^{PR}) / \sqrt{\Delta f_{max}}) - \sum_{g,(t=1)} \sigma_{g,t}^{U+} c_g^{st} u_{g,t,0} + \\ & \sum_t (\lambda_{1,t} - \mu_t) (\sum_i H_{i,t} / f_0 - \sum_i P_{i,t}^{PR} (T_i + 2T_{i,del}) / 4\Delta f_{max}) + \\ & \sum_{g,t=1} \phi_{g,t}^D T_{g,min}^{off} u_{g,t,0} - \sum_{i,t=1}^{T-T_{g,min}^{off}+1} \phi_{g,t}^D T_{g,min}^{off} \end{aligned} \quad (59)$$

2) 约束条件。

$$C_g^{da} - \lambda_t + \chi_{g,t}^{\max} - \chi_{g,t}^{\min} + \tau_{g,t} \geq 0, \forall g, \forall t \quad (60)$$

$$C_w^{da} - \lambda_t + \tau_{w,t}^{\max} \geq 0, \forall w, \forall t \quad (61)$$

$$\begin{aligned} C_g^{PR} + \tau_{g,t} + \mu_{g,t}^{PR} - \lambda_t^{qss} + (\frac{T_{g,del}^2 / T_g}{4\Delta f_{max}} - \frac{1}{T_g}) \lambda_{1,t} + \\ \frac{T_{g,del} / T_g}{\sqrt{\Delta f_{max}}} \lambda_{2,t} - (\frac{T_{g,del}^2 / T_g}{4\Delta f_{max}} + \frac{1}{T_g}) \mu_t \geq 0, \forall g, \forall t \end{aligned} \quad (62)$$

$$\left\| \begin{matrix} \lambda_{1,t} \\ \lambda_{2,t} \end{matrix} \right\| \leq \mu_t, \forall t \quad (63)$$

$$\begin{aligned} C_g^{kz} + \chi_{g,t}^{\min} P_g^{\min} - \chi_{g,t}^{\max} P_g^{\max} - \tau_{g,t} P_g^{\max} - \\ 2H_g^c P_g^{\max} \lambda_t^{RoCoF} + \frac{H_g^c P_g^{\max}}{f_0} (\lambda_{1,t} - \mu_t) - \\ k_i P_g^{\max} \mu_{g,t}^{PR} + K_{g,t} + \varphi_{g,t}^{\max} \geq 0 \end{aligned} \quad (64)$$

$$K_{g,t} = (\sigma_{g,t}^{U+} - \sigma_{g,t+1}^{U+})c_g^{st} - (\sigma_{g,t}^{D+} - \sigma_{g,t+1}^{D+})c_g^{st} + \Gamma_{g,t}^{-1}, \quad \forall g, \forall t < T \quad (65)$$

$$K_{g,t} = \sigma_{g,t}^{U+}c_g^{st} - \sigma_{g,t}^{D+}c_g^{st} + \Gamma_{g,t}^{-1}, \quad \forall g, \forall t = T \quad (66)$$

$$1 - \sigma_{g,t}^{U+} \geq 0, \quad \forall g, \forall t \quad (67)$$

$$1 - \sigma_{g,t}^{D+} \geq 0, \quad \forall g, \forall t \quad (68)$$

$$\chi_{g,t}^{\max}, \chi_{g,t}^{\min}, \tau_{g,t}, \mu_{g,t}^{\text{PR}}, \tau_{w,t}^{\max}, \phi_{g,t}^U, \phi_{g,t}^D, \sigma_{g,t}^{U+}, \sigma_{g,t}^{D+}, \lambda_t, \lambda_t^{\text{RoCoF}}, \lambda_{1,t}, \lambda_{2,t}, \mu_t, \lambda_t^{\text{qss}}, \phi_{g,t}^{\max} \geq 0 \quad (69)$$

式中： $\Gamma_{g,t}^{-1}$ 是关于同步机组最小开停机时间约束的对偶公式，其具体表达式见文献[30]。

通常情况下，所得到的下层模型的对偶问题无法获得原问题的最优解，二者存在对偶间隙，需最小化该间隙，以确保加入松弛约束后的模型最优解与原模型最优解的偏差最小。因此，转化后的下层模型如下所示：

$$\begin{cases} \min L = C - C' \\ \text{s.t. 式(6)---(11)(42)---(52)(58)(60)---(69)} \end{cases}$$

式中： L 为原始问题与对偶问题之间的对偶间隙。

5.2 单层模型及其目标函数线性化

采用罚函数将转化的下层模型整合到上层模型，将双层模型转换为单层模型。最终的单层模型可表示为

$$\begin{cases} \max \sum_{t=1}^T (F_{\text{da},t} + F_{\text{IN},t} + F_{\text{PR},t} - F_t) \Delta t - P \cdot L \\ \text{s.t. 式(6)---(11)(17)---(19)} \\ \quad (25)---(37)(42)---(52) \\ \quad (53)(55)(57)---(58)(60)---(69) \end{cases}$$

式中： P 为惩罚系数。

所得到的单层模型中目标函数存在非线性项，如 $\pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dadis}}$ 、 $\pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dach}}$ 、 $\pi_t^{\text{PR}} P_{i,t}^{\text{PR}}$ 等。因此需对目标函数进行线性化处理，以 $\pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dadis}}$ 为例，具体步骤如下：

1) 储能放电功率 $P_{i,t}^{\text{dadis}}$ 的范围为 $[0, P_i^{\text{dismax}}]$ ，可以通过离散化转换为 $\{P_{i,t,k}^{\text{dadis}}, k=1,2,\dots,K\}$ ，以实现对其的近似描述，则放电功率可表示为

$$P_{i,t}^{\text{dadis}} = \Delta_i \sum_{k=1}^K 2^{k-1} z_{i,t,k} \quad (70)$$

式中： $\Delta_i = P_i^{\text{dismax}} / 2^K$ ； $z_{i,t,k}$ 为引入的0-1变量。

2) 目标函数中 $\pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dadis}}$ 项可写为

$$\sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^{N_{\text{El}}} \pi_t^{\text{da}} P_{i,t}^{\text{dadis}} = \sum_{t,i,k} 2^{k-1} \Delta_i v_{i,t,k} \quad (71)$$

$$v_{i,t,k} = z_{i,t,k} \pi_t^{\text{da}} \quad (72)$$

同时需满足以下约束：

$$0 \leq \pi_t^{\text{da}} - v_{i,t,k} \leq M(1 - z_{i,t,k}) \quad (73)$$

$$0 \leq v_{i,t,k} \leq M z_{i,t,k} \quad (74)$$

式中： M 为一个足够大的正数。当 $z_{i,t,k}=0$ 时，式(73)和(74)转化为 $0 \leq \pi_t^{\text{da}} \leq M$ ；当 $z_{i,t,k}=1$ 时，式(73)和(74)转化为 $\pi_t^{\text{da}} = v_{i,t,k}$ 。因此， M 可取为市场出清价的上限。

目标函数中其余非线性项可通过类似方法进行线性化处理。通过上述步骤，原双层非凸模型转化为单层混合整数线性规划问题，可以直接采用商用求解器进行求解。

6 算例分析

6.1 测试系统及参数设置

为验证建立的交易模型，本文在文献[20]算例的基础上采用10台火电机组、1台储能和1台风电机组进行测试，并对部分机组参数进行调整。各机组参数和报价如附表C1所示，储能机组的参数如附表C2所示，风电机组的电能量报价设定为4~8\$/ (MW·h)^[28]。日负荷预测曲线和风电出力曲线基于文献[20,29]并适当调整，详见图4。

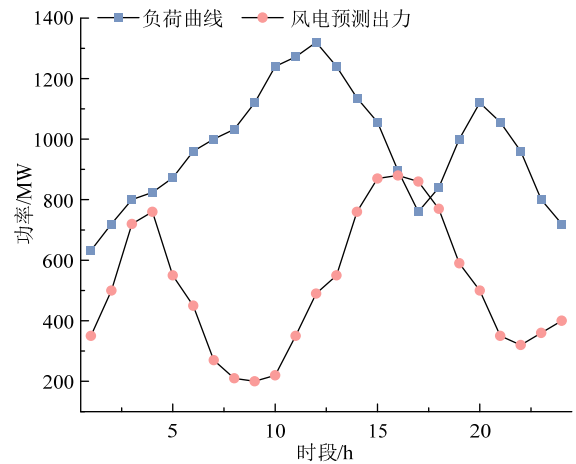


图4 系统日负荷曲线与风电预测出力

Fig. 4 Forecast output of system daily load curve and wind power

系统额定频率为50Hz，系统所允许的频率变化率上限为0.5Hz，频率最低点设为49Hz。假定各时段最大功率扰动为负荷的8%。

由于惯量、一次调频市场中储能与同步机组的出清价格表达式不同，为加以区分，在算例中将一次调频市场中储能的出清电价称为快速调频价，同步机组的出清电价称为一次调频价；在惯量市场中储能的出清电价称为虚拟惯量价，同步机组的出清电价称为惯量价。

6.2 电能量-惯量-一次调频市场中标情况

图5给出了电能量市场中各机组的中标情况。

由图5可知,电能量市场中风电机组中标量大,部分同步机组仅输出最小发电功率。这是因为风电机组的边际发电成本低,系统优先出清风电机组,因此风电机组中标量大;为满足系统的惯量与一次调频需求,部分同步机组需输出最小发电功率以保持在线状态。储能机组在电能量市场上的参与度较低,主要在负荷水平相对较低的1、5、16、19时段进行充电,以确保具备足够电量参与市场的同时充电成本最小。

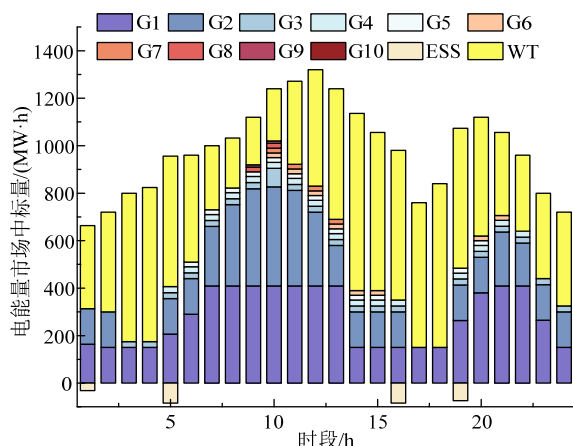


图5 电能量市场中标情况

Fig. 5 Bidding results in energy market

图6、7分别给出了一次调频市场与惯量市场中各机组的中标情况。

由图6、7可知,由于储能容量较小,惯量与一次调频市场的需求主要由同步机组满足。各台同步机组根据报价由低到高依次中标。在某些时段(如时段3—4、9、21),出现了较低报价的机组未中标而较高报价的机组中标的情况,这一方面是因为某些时段风电出力较大,为保障尽可能出清低边际成本的风电的同时满足系统惯量与一次调频需求,出清最小发电功率较小的机组较为适宜(如时段3—4)。另一方面是因为某些时段惯量与一次调频需求

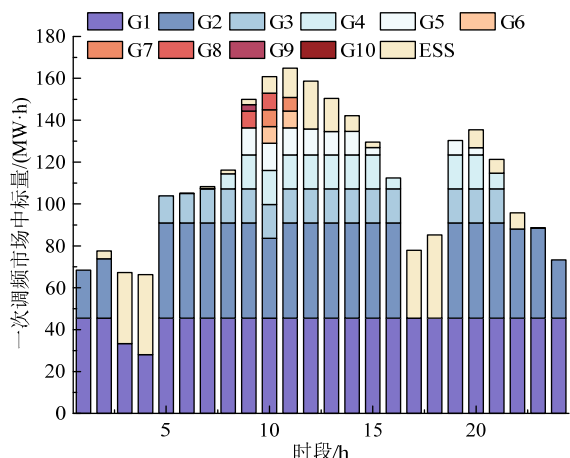


图6 一次调频市场中标情况

Fig. 6 Bidding results in PFR market

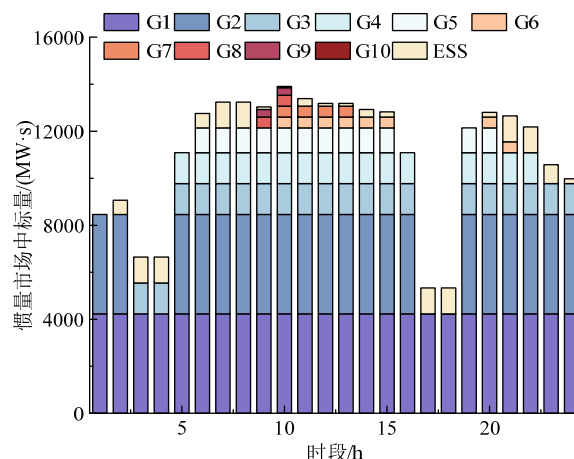


图7 惯量市场中标情况

Fig. 7 Bidding results in inertia market

大,系统需要部分机组在线以提供惯量与一次调频资源,为遵循最小开停机时间约束,该机组在相邻时段需保持在线状态,抢占了报价较低机组的在线机会(如时段9、21)。G2机组在时段10的一次调频出力未达其调频能力上限,这是因为该时段风电出力较低,并且此时G2机组总出力已达到最大,为了满足负荷需求和系统购电成本最小化,G2机组的电能量输出增加,其一次调频出力减少。

6.3 电能量-惯量-一次调频市场出清价格与储能各市场中标量分析

图8—10分别给出了电能量、一次调频、惯量市场出清价格与储能在各个市场的中标量情况。

由图8可知,电能量市场出清价格在时段2—4、14—18价格较低,一方面是因为该时段负荷需求较低,另一方面是因为该时段风电出力大幅增加,为满足惯量和一次调频需求,部分同步机组以最小发电状态保持在线,挤占了风电的发电空间,导致系统出现弃风现象,因而电能量价格低。

由图9可知,各时刻快速调频价格与一次调频价格走势一致,但快速调频价格高于一次调频价格。这是因为快速调频相较于一次调频响应速度快,延时短,能更好的维持系统频率稳定,因此价格更高。

由图10可知,各时刻虚拟惯量价格与惯量价格一致。这是因为虚拟惯量价格与惯量价格的表达公式的唯一差异在于后者包含了频率变化率约束的对偶变量。在本算例中,各时段频率极值水平约束起主要影响作用,频率变化率约束的对偶变量值接近于0,因此各时刻的虚拟惯量价格与惯量价格一致。

从图9、10可以看出,惯量与一次调频资源的价格走势基本一致。这是因为惯量和一次调频资源

的价格都与频率极值水平约束的对偶变量相关。本算例中各时段频率极值水平约束起主要影响作用, 频率变化率约束的对偶变量值与准稳态频率约束的对偶变量均接近于 0, 因此这两种资源的价格走势一致。

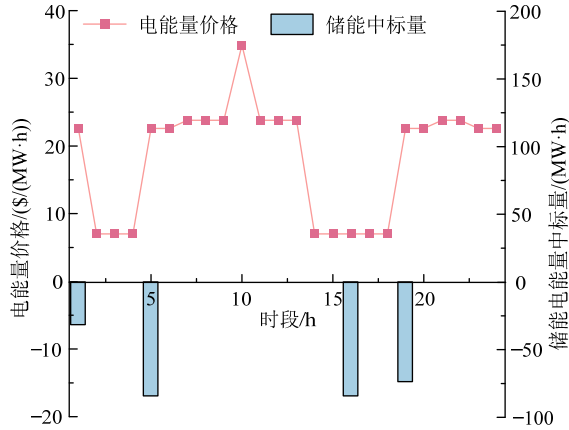


图 8 电能量市场出清价与储能中标量

Fig. 8 Electricity energy market clearing price and energy storage winning bids

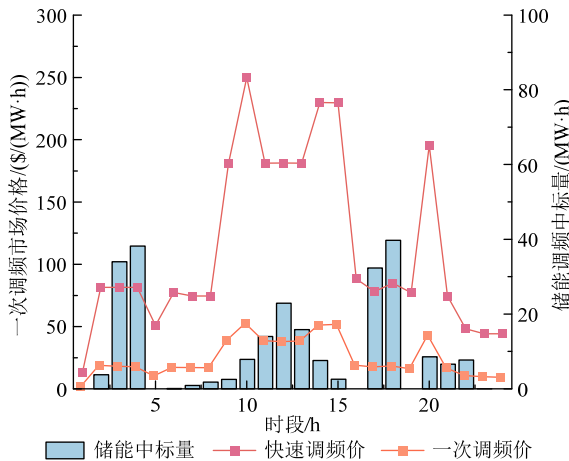


图 9 一次调频市场出清价与储能中标量

Fig. 9 PFR market clearing price and energy storage winning bids

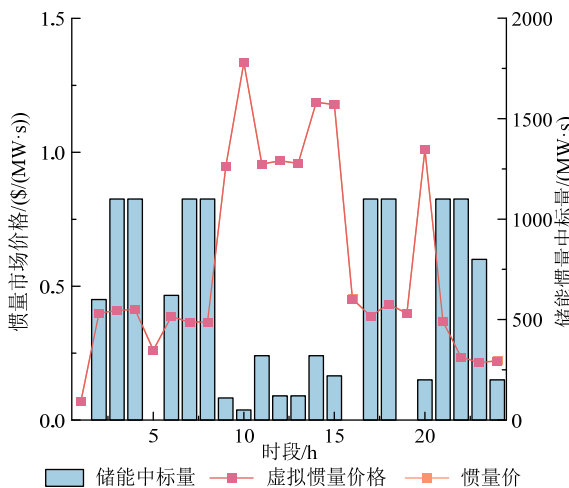


图 10 惯量市场出清价与储能中标量

Fig. 10 Inertial market clearing price and energy storage winning bids

由图 8—10 可以看出, 为获得最大收益, 储能主要在电能量市场充电, 在惯量和一次调频市场放电。时段 10—15 惯量与一次调频市场价格高, 但此时储能在该市场的投标量小于时段 3—4 与 17—18 的原因在于时段 10—15 惯量需求高, 导致以最小出力状态在线的机组数增多。惯量与一次调频的成本与因惯量与一次调频需求而增加的系统运行成本相关^[9], 储能的惯量与一次调频投标量影响同步机组的运行状态, 进而影响资源出清价格, 此影响在时段 10—15 较为显著。若此时储能增加其惯量与一次调频的投标量, 则系统中为满足惯量与一次调频需求而以最小出力状态在线运行的同步机组数量减少, 进而降低系统的运行成本, 导致资源出清价格降低。因此, 储能在时段 10—15 内需要策略性投标, 确保在中标的同时出清价格较高, 以获得最大收益。时段 2 和时段 20 同理。时刻 3—4、17—18 以最小出力运行的机组数少, 储能惯量与一次调频投标量的大小对资源出清价格的影响小, 因此投标量大。

6.4 风电发电量变化对储能在电能量-惯量-一次调频市场交易的影响分析

风电发电量的大小对电能量-惯量-一次调频市场的出清结果与储能的交易行为有一定的影响。为了说明风电发电量的影响, 构建了以下两个场景:

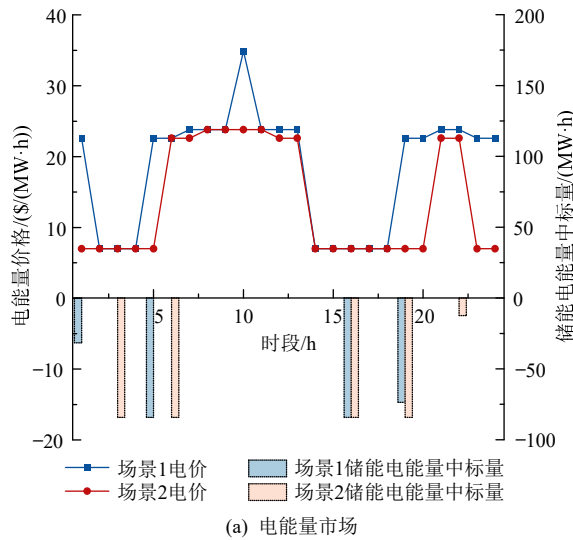
场景 1, 风电最大发电量不变。

场景 2, 风电最大发电量增加 50%。

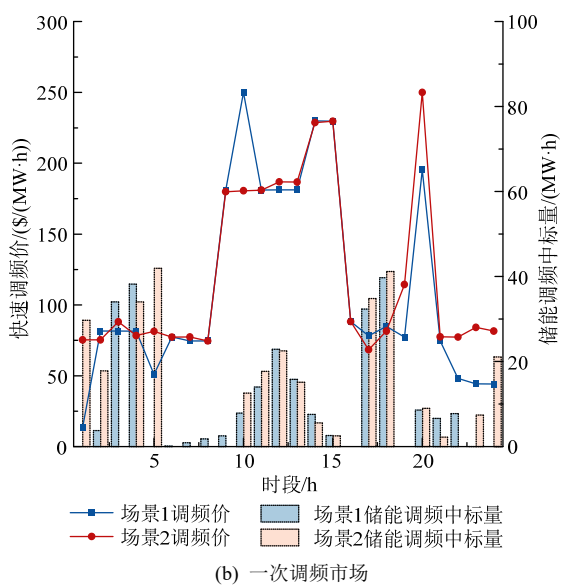
图 11 给出了两个场景下电能量-惯量-一次调频市场联合优化出清的市场出清价格与储能的交易量对比, 表 1 给出了两个场景下储能的收益情况。

由图 11 的点线图可知, 当风电最大发电量增加时, 电能量市场价格降低, 多数时刻惯量价格和快速调频价格升高。这是因为风电发电量增加, 为满足惯量和一次调频需求, 在这些时段最小出力运行的同步机组数增加, 导致系统弃风量和运行成本的增加, 因此电能量市场出清电价降低, 惯量价格和快速调频价格升高。

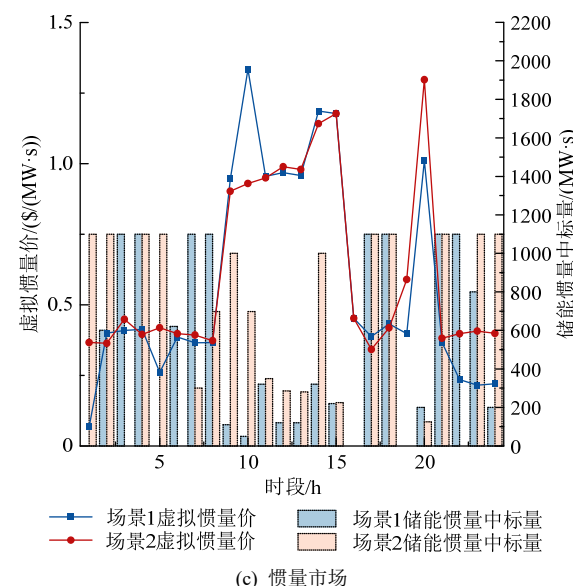
由图 11 的柱状图可知, 当风电最大发电量增加时, 储能各市场的参与度均有所增加。这是因为风电最大发电量增加后, 各市场资源价格发生变化, 增加储能的充电行为以及在惯量与调频市场中的投标量, 有助于储能获取更大的经济效益, 其收益情况如表 1 所示。



(a) 电能市场



(b) 一次调频市场



(c) 惯量市场

图 11 风电出力变化前后的各个市场出清价与储能中标量对比

Fig. 11 Comparison of individual market clearing prices and storage winning bids before and after the change in wind power output

表 1 不同风力发电量下储能收益情况 Table 1 Energy storage benefits for different wind generation capacities	
场景	储能市场收益/ 10^4 \$
风电最大发电量不变	2.27
风电最大发电量增加 50%	3.00

6.5 储能机组效益分析

表 2 为储能仅参与电能市场、电能-惯量、电能-一次调频与同时参与电能-惯量-一次调频市场 4 种情况下的收益情况。

表 2 储能参与不同市场时的收益情况 Table 2 Profits of energy storage participating in different markets	
市场	收益/\$
仅电能	6.17×10^2
电能-惯量	5.04×10^3
电能-一次调频	1.83×10^4
电能-惯量-一次调频	2.27×10^4

由表 2 可知，对于表中所给出的 4 种不同市场中，储能参与电能-惯量-一次调频市场的收益最大，其次是电能-一次调频市场，然后是电能-惯量市场，储能仅参与电能市场的收益最小。综上可知，参与惯量与一次调频市场可以使储能获得更高的经济效益，惯量与一次调频市场的开展有助于推动储能技术和产业的发展。

7 结论

本文针对储能参与电能-惯量-一次调频多市场的交易方法问题，首先建立了系统频率响应模型以求取系统惯量与一次调频需求，然后在计及惯量的储能频率响应模型基础上，搭建考虑惯量能量预留的储能交易模型，接着将储能作为独立主体，构建计及同步机组启停状态下其参与电能-惯量-一次调频市场的双层模型，最后利用 KKT 条件与对偶原理进行求解。通过算例分析得到以下结论：

- 1) 本文所搭建的双层模型将电能、惯量以及一次调频的耦合关系纳入其中，并充分考虑同步机组启停状态的影响。通过这一模型，可得到电能-惯量-一次调频市场中储能的最优交易策略，实现储能经济收益最大化。
- 2) 在电能-惯量-一次调频市场中，储能主要在电能市场充电，在惯量与一次调频市场放电，以实现最大收益。
- 3) 风电量的增加会导致电能市场价格下降，惯量与一次调频市场升高，因此随着风电量的增加，储能的市场参与程度与收益均增加。其中，当风电最大发电量增加了 50%，储能收益增加了 30%

以上。

4) 相比于仅参与电能量市场、电能量-惯量市场或电能量-一次调频市场, 参与电能量-惯量-一次调频市场时储能可同时在惯量与一次调频市场上进行放电从而获得对应市场的收益, 因此经济效益最高。其中, 相较于仅参与电能量-一次调频市场, 储能参与电能量-惯量-一次调频市场时收益增加了20%以上, 激励部分仅可提供一次调频的储能机组进一步改进控制策略以提供惯量。

在后续的工作中, 还将考虑储能与风电结合, 形成风储联盟研究其参与电能量-惯量-一次调频市场的交易策略。此外, 进一步研究将考虑风电出力和各台同步机组报价的不确定性, 并运用鲁棒优化等方法来降低不确定性对求解结果的影响。研究发现, 通过参与辅助服务市场, 储能可以获得更高的经济效益。因此, 有必要进一步优化市场交易机制, 以提高储能在辅助服务市场中的积极性, 促进储能产业与技术蓬勃发展。

附录见本刊网络版(<http://www.dwjs.com.cn/CN/1000-3673/current.shtml>)。

参考文献

- [1] 李政, 李伟起, 张忠伟, 等. “双碳”目标下我国电力系统灵活性资源发展策略研究[J]. 中国工程科学, 2024, 26(4): 108-120.
LI Zheng, LI Weiqi, ZHANG Zhongwei, et al. Development strategy of flexible resources in China's power system under the carbon peaking and carbon neutrality goals[J]. Strategic Study of CAE, 2024, 26(4): 108-120(in Chinese).
- [2] 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(in Chinese).
- [3] 王博, 杨德友, 蔡国伟. 高比例新能源接入下电力系统惯量相关问题研究综述[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2998-3006.
WANG Bo, YANG Deyou, CAI Guowei. Review of research on power system inertia related issues in the context of high penetration of renewable power generation[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2998-3006(in Chinese).
- [4] 朱兰, 张学涵, 唐陇军, 等. 计及紧急可中断负荷的电能、惯性与一次调频联合出清模型[J/OL]. 上海交通大学学报, 2023: 1-36[2024-04-28]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.177>.
ZHU Lan, ZHANG Xuehan, TANG Longjun, et al. Considering emergency interruptible load service combined clearing model of electric energy, inertia and primary frequency regulation[J/OL]. Journal of Shanghai Jiaotong University, 1-36[2024-04-28]. <https://doi.org/10.16183/j.cnki.jsjtu.2023.177>(in Chinese).
- [5] 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(in Chinese).
- [6] 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.
- [7] 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.
- [8] POOLLA B K, BOLOGNANI S, LI Na, et al. A market mechanism for virtual inertia[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2020, 11(4): 3570-3579.
- [9] 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.
- [10] 许高秀, 王旭, 邓晖, 等. 考虑调频需求及风光出力不确定性的储能系统参与能量-调频市场运行策略[J]. 电网技术, 2023, 47(6): 2317-2329.
XU Gaoxiu, WANG Xu, DENG Hui, et al. Optimal operation strategy of energy storage system's participation in energy and regulation market considering uncertainties of regulation requirements and wind-photovoltaic output[J]. Power System Technology, 2023, 47(6): 2317-2329(in Chinese).
- [11] 黄邻熹, 刘继春, 刘阳. 与新能源互补和独立参加多级市场的抽水蓄电站容量分配策略[J]. 电网技术, 2024, 48(12): 4948-4957.
HUANG Linxi, LIU Jichun, LIU Yang. Capacity allocation strategies for pumped storage plants that complement renewable energy sources and participate independently in the multi-level market[J]. Power System Technology, 2024, 48(12): 4948-4957(in Chinese).
- [12] 孙辉, 范轩轩, 胡姝博, 等. 虚拟电厂参与日前电力市场的内外协调竞标策略[J]. 电网技术, 2022, 46(4): 1248-1258.
SUN Hui, FAN Xuanxuan, HU Shubo, et al. Internal and external coordination bidding strategy of virtual power plant participating in day-ahead power market[J]. Power System Technology, 2022, 46(4): 1248-1258(in Chinese).
- [13] 杨修宇, 刘雪媛, 郭琪, 等. 考虑辅助服务收益的储能与火电机组灵活性改造协调规划方法[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1350-1359.
YANG Xiuyu, LIU Xueyuan, GUO Qi, et al. Coordinated planning of energy storage and flexible retrofit of thermal power units considering ancillary service income[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1350-1359(in Chinese).
- [14] 叶林, 王凯丰, 赖业宁, 等. 低惯量下电力系统频率特性分析及电池储能调频控制策略综述[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 446-462.
YE Lin, WANG Kaifeng, LAI Yening, et al. Review of frequency characteristics analysis and battery energy storage frequency regulation control strategies in power system under low inertia level[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 446-462(in Chinese).
- [15] 李世春, 申鹭, 程绪长, 等. 提升惯量响应与转速恢复的风储协调惯量控制方法[J]. 电网技术, 2023, 47(4): 1570-1578.
LI Shichun, SHEN Ao, CHENG Xuchang, et al. Wind-storage coordinated inertia control for improving inertia response and rotor speed recovery[J]. Power System Technology, 2023, 47(4): 1570-1578(in Chinese).
- [16] 刘英培, 田仕杰, 梁海平, 等. 考虑 SOC 的电池储能系统一次调频策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2022, 50(13): 107-118.
LIU Yingpei, TIAN Shijie, LIANG Haiping, et al. Control strategy of a battery energy storage system considering SOC in primary

- frequency regulation of power grid[J]. Power System Protection and Control, 2022, 50(13): 107-118(in Chinese).
- [17] 况理, 文云峰, 陆艺丹, 等. 含虚拟同步机的微电网频率稳定约束优化调度模型研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(1): 71-82. KUANG Li, WEN Yunfeng, LU Yidan, et al. Frequency stability constrained optimal dispatch model of microgrid with virtual synchronous machines[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(1): 71-82(in Chinese).
- [18] 周校聿, 刘尧, 鲍福增, 等. 百兆瓦级储能参与电网双重辅助服务调度的联合优化模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(19): 60-69. ZHOU Xiaoyu, LIU Rao, BAO Fuzeng, et al. Joint optimization model for hundred-megawatt-level energy storage participating in dual ancillary services dispatch of power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(19): 60-69(in Chinese).
- [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] 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(in Chinese).
- [21] 国勇健, 李爱魁, 孙威, 等. 考虑价格预测的储能电站调频投标策略[J/OL]. 中国电机工程学报, 2024: 1-12[2024-04-28]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240020>. GUO Yongjian, LI Aikui, SUN Wei, et al. Frequency regulation bidding strategy of energy storage power station considering price prediction[J/OL]. Proceedings of the CSEE, 2024: 1-12[2024-04-28]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.240020>(in Chinese).
- [22] BIAN Jing, SONG Yuheng, DING Chen, et al. Optimal bidding strategy for PV and BESSs in joint energy and frequency regulation markets considering carbon reduction benefits[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(2): 427-439.
- [23] KARASAVVIDIS M, STRATIS A, PAPADASKALOPOULOS D, et al. Optimal offering of energy storage in UK day-ahead energy and frequency response markets[J]. Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, 2024, 12(2): 415-426.
- [24] KHALILISENOBARI R, WU Meng. Optimal participation of price-maker battery energy storage systems in energy and ancillary services markets considering degradation cost[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 138: 107924.
- [25] WANG Yishen, DVORKIN Y, FERNÁNDEZ-BLANCO R, et al. Look-ahead bidding strategy for energy storage[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2017, 8(3): 1106-1117.
- [26] 姜欣, 刘萌, 王天梁, 等. 电网侧储能电站参与现货联合市场的竞价策略[J]. 电网技术, 2021, 45(9): 3398-3407. JIANG Xin, LU Meng, WANG Tianliang, et al. Bidding strategy for grid-side energy storage power stations to participate in the spot joint market[J]. Power System Technology, 2021, 45(9): 3398-3407(in Chinese).
- [27] MOUSAVI M, RAYATI M, RANJBAR A M. Optimal operation of a virtual power plant in frequency constrained electricity market[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2019, 13(11): 2123-2133.
- [28] LI Kexin, GUO Hingye, FANG Xichen, 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.
- [29] WANG Xia, YING Liming, WEN Kerui, et al. Bi-level non-convex joint optimization model of energy storage in energy and primary frequency regulation markets[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2022, 134: 107408.
- [30] YE Yujian, PAPADASKALOPOULOS D, KAZEMPOUR J, et al. Incorporating non-convex operating characteristics into bi-level optimization electricity market models[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 163-176.



刘继春

在线出版日期: 2025-01-24。

收稿日期: 2024-07-01。

作者简介:

刘继春(1975), 男, 博士, 教授, 博士生导师, IEEE 高级会员, 研究方向为新能源与储能、电力市场等, E-mail: jichunliu@scu.edu.cn;

刘可欣(2000), 女, 硕士研究生, 研究方向为电力市场, E-mail: lllllliukexin@stu.scu.edu.cn;

柯贤波(1979), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统运行等, E-mail: kexb@nw.sgcc.com.cn;

唐志远(1992), 男, 通信作者, 博士, 特聘副研究员, 研究方向为电力系统控制等, E-mail: tangzhiyuan@scu.edu.cn;

邓建华(1997), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统分析及其经济运行, E-mail: jianhuadeng@stu.scu.edu.cn。

(责任编辑 王金芝)

附录 A

下述介绍考虑储能一次调频短延时性、快速响应性的系统频率最低点约束推导过程。

由式(1)可知当系统发生大扰动后的动态频率变化过程, 设 t_{nadir} 为系统频率最低点时刻, 对式(1)进行积分可得:

$$\Delta f(t_{\text{nadir}}) = \frac{f_0}{2H_{\text{sys},t}} \int_0^{t_{\text{nadir}}} (P^{\text{PFR}}(t) - P_{\text{loss},t}) dt \quad (\text{A1})$$

频率在同步机组一次调频响应后到达最低点^[9,20]

附录 B

结合拉格朗日理论, 根据下层市场出清模型可得到如式(B1)所示的拉格朗日函数。

$$\begin{aligned} L = & \sum_{t=1}^T \sum_{g=1}^{N_G} \sum_{i=1}^{N_{EI}} \sum_{w=1}^{N_W} ((C_g^{\text{da}} P_{g,t} + (C_i^{\text{dadis}} P_{i,t}^{\text{dadis}} - C_i^{\text{dach}} P_{i,t}^{\text{dach}}) + C_w^{\text{da}} P_{w,t} + C_i^{\text{IN}} H_{i,t} + C_i^{\text{PR}} P_{i,t}^{\text{PR}} + C_g^{\text{PR}} P_{g,t}^{\text{PR}}) \Delta t + C_{g,t}^{\text{kz}} u_{g,t} + C_{g,t}^{\text{U}} + C_{g,t}^{\text{D}}) + \\ & \sum_t \lambda_t (P_{D,t} - \sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t} - \sum_{i=1}^{N_{EI}} P_{i,t}^{\text{da}} - \sum_{w=1}^{N_W} P_{w,t}) + \\ & \sum_t \lambda_t^{\text{RoCoF}} (\frac{f_0 P_{\text{loss},t}}{f_{\text{max}}^{\text{RoCoF}}} - 2 \sum_g u_{g,t} H_g P_g^{\text{max}}) + \\ & \sum_t \lambda_{1,t} (-\frac{\sum_g u_{g,t} H_g P_g^{\text{max}} + \sum_i H_{i,t}}{f_0} - \frac{\sum_i P_{i,t}^{\text{PR}} (T_i + 2T_{i,\text{del}})}{4\Delta f_{\text{max}}} + \frac{\sum_g P_{g,t}^{\text{PR}} T_{g,\text{del}}^2 / T_g}{4\Delta f_{\text{max}}} - \frac{\sum_g P_{g,t}^{\text{PR}}}{T_g}) + \\ & \sum_t \lambda_{2,t} (\frac{P_{\text{loss},t} - \sum_i P_{i,t}^{\text{PR}} + \sum_g P_{g,t}^{\text{PR}} T_{g,\text{del}} / T_g}{\sqrt{\Delta f_{\text{max}}}}) - \\ & \sum_t \mu_t (\frac{\sum_g u_{g,t} H_g P_g^{\text{max}} + \sum_i H_{i,t}}{f_0} - \frac{\sum_i P_{i,t}^{\text{PR}} (T_i + 2T_{i,\text{del}})}{4\Delta f_{\text{max}}} + \frac{\sum_g P_{g,t}^{\text{PR}} T_{g,\text{del}}^2 / T_g}{4\Delta f_{\text{max}}} + \frac{\sum_g P_{g,t}^{\text{PR}}}{T_g}) + \\ & \sum_t \lambda_t^{\text{qss}} (P_{\text{loss},t} - \sum_i P_{i,t}^{\text{PR}} - \sum_g P_{g,t}^{\text{PR}}) \end{aligned} \quad (\text{B1})$$

附录 C

表 C1 发电机组参数

Table C1 Parameters of generator sets

机组编号	P_{max}/MW	P_{min}/MW	惯量/s	电能报价/\$(\text{MW} \cdot \text{h})\$	PFR 报价/\$(\text{MW} \cdot \text{h})\$	空载成本/\$(\text{h})\$
G1	455	150	9.3	22.6	1	25
G2	455	150	9.3	23.8	3.2	27
G3	162	25	8.1	34.9	7.4	35
G4	162	25	8.1	36.7	8.9	37
G5	130	20	8.1	46.4	9.5	50
G6	80	20	5.8	48.7	10.2	55
G7	80	20	5.8	54.5	11.1	60
G8	80	20	5.8	56.5	11.3	57
G9	55	10	5.8	93.8	27.3	84
G10	55	10	5.8	94.8	27.8	96

表 C2 储能机组参数

Table C2 Parameters of energy storage units

储能参数	参数值
最大充放电功率/MW	100
容量/(MW·h)	100
虚拟惯量时间常数上限/s	11
初始 SOC 值/%	60
SOC 最大值/%	90
SOC 最小值/%	10

(同步发电机增发功率后才能够完全弥补功率缺额), 即频率最低点发生于 $t \in [T_{g,\text{del}}, T_{g,\text{del}} + T_g]$ 中。因此, 频率最低点时间 t_{nadir} 满足:

$$t_{\text{nadir}} = \frac{(P_{\text{loss},t} - \sum_{i=1}^{N_{EI}} P_{i,t}^{\text{PR}})}{\sum_{g=1}^{N_G} P_{g,t}^{\text{PR}} / T_g} + T_{g,\text{del}} \quad (\text{A2})$$

将式(2)(3)(A2)代入(A1)中, 即可得到频率最低点表达式。