

# 考虑动态频率约束的电力系统最小惯量评估

王宝财, 孙华东\*, 李文锋, 严剑峰, 于之虹, 杨超

(电网安全与节能国家重点实验室(中国电力科学研究院有限公司), 北京市 海淀区 100192)

## Minimum Inertia Estimation of Power System Considering Dynamic Frequency Constraints

WANG Baocai, SUN Huadong\*, LI Wenfeng, YAN Jianfeng, YU Zhihong, YANG Chao

(State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation (China Electric Power Research Institute),

Haidian District, Beijing 100192, China)

**ABSTRACT:** The low system inertia caused by high renewable energy penetration has affected system frequency stability with large disturbances, and the frequency indicators are getting closer to the safety boundary. In order to quantify system frequency response capability and clarify operating boundary, this paper described the necessity of system inertia requirement and proposed a system minimum inertia estimation method considering the rate of change of frequency (RoCoF) and frequency nadir. In terms of RoCoF constraints, static load voltage characteristic was introduced into the estimation model, and the frequency relationship between the center of inertia and the disturbance bus was quantified according to the power distribution mechanism; In terms of frequency nadir constraint, the minimum inertia was estimated by establishing a frequency response model with multiple types of resources. The characteristics of the minimum inertia requirement of the system under both constraints were analyzed. According to the lack of inertia under different frequency constraints, the mitigation measures were given, and the relationship between each measure variable and the minimum inertia was analyzed. Finally, the WSCC 9 bus system and large system were used to verify the effectiveness and accuracy of proposed method, which provides theoretical basis for the stable operation of the system.

**KEY WORDS:** inertia response; rate of change of frequency; minimum inertia requirement; frequency stability; frequency constraints

**摘要:** 新能源高占比系统带来的低惯量问题已严重影响大扰动下系统频率稳定性, 频率各项指标愈发接近安全域边界。为量化系统频率响应能力, 明晰系统运行边界, 该文在分析系统惯量需求必要性基础上, 提出考虑频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)及频率最低点约束的系统最小

惯量需求评估方法。在 RoCoF 约束方面, 将静态负荷电压特性引入评估模型, 并根据扰动瞬间功率分配机理对大电网动态频率空间分布特征进行量化; 在频率最低点约束方面, 通过建立含多类型调频资源的系统频率响应模型进行最小惯量评估。根据所提方法, 给出考虑我国电网运行特性及稳定性要求的送、受端系统最小惯量评估方法。根据不同频率约束下的惯量不足, 给出可行应对措施, 并分析各项措施与最小惯量关系, 包括直接增大系统惯量、电力电子电源快速调频、降低扰动功率和放宽频率约束等。最后, 采用改动的 WSCC 3 机 9 节点系统和大电网系统, 验证方法有效性和准确性, 为保障系统稳定运行及运行方式安排提供理论支撑。

**关键词:** 惯量响应; 频率变化率; 最小惯量需求; 频率稳定; 频率约束

## 0 引言

与传统同步系统相比, 高比例电力电子电力系统中大规模新能源接入替代了部分同步机组, 新能源电力电子解耦特性及其最大功率跟踪模式, 使系统惯量水平逐渐相对减小且调频能力相对减弱。加之特高压大容量跨区直流输电投入使用, 阻断了扰动下跨区惯量支撑及功率响应, 严重恶化大扰动下系统频率稳定性<sup>[1]</sup>。

系统惯量相对减小使扰动下频率特性发生巨大变化。一方面, 惯量减小导致扰动下频率变化率(rate of change of frequency, RoCoF)增大, 增大分布式电源脱网风险的同时也威胁着常规机组安全运行。英国“8.9”大停电, 事故前新能源和直流受入占比约 50%, 瞬间累计功率损失达 1131MW, RoCoF 超过分布式电源设备级防孤岛保护设定值 0.125Hz/s, 导致约 350MW 分布式电源脱网, 进一步增大系统不平衡功率, 频率快速下跌, 最终触发低频减载造成大面积停电事故<sup>[2]</sup>。此外, 较大 RoCoF

基金项目: 国家电网公司科技项目(5100-202055295A-0-0-00)。

Science and Technology Project of State Grid Corporation of China (5100-202055295A-0-0-00)。

可能使同步机产生滑极现象,造成内部结构损坏<sup>[3]</sup>。另一方面,惯量减小使频率最低点进一步降低,触发第三道防线低频减载的可能性增大,严重情况将导致调速系统尚未动作频率已经崩溃,或通过充足一次调频调节也无法使频率恢复<sup>[4]</sup>。英国“8.9”事故,较大扰动功率和较小惯量水平,最终触发低频减载导致停电;2016年南澳大停电,事故前风电及光伏发电占比48.36%,极端天气使联络线严重过载跳闸,RoCoF高达6Hz/s,较大的RoCoF和较低的频率最低点使低频减载尚未来得及动作频率已经崩溃,最终导致南澳全州停电<sup>[5]</sup>。

综上,系统惯量是阻止扰动下频率快速变化的重要物理量,其相对减小增大了扰动下RoCoF,进而降低频率最低点。为使扰动后RoCoF不超过分布式电源防孤岛保护设定值造成其脱网和损坏同步机,并且为一次调频留有足够的调节时间,避免触发第三道防线,高比例电力电子电力系统需要保证一定的惯量水平。

针对系统惯量逐渐相对减小带来的上述频率问题,国内外已开展惯量评估研究<sup>[6-7]</sup>,实时监测系统惯量水平,掌握系统惯量支撑能力,但在系统最小惯量评估方面主要依据运行经验及系统仿真获得,缺乏理论支撑。通过分析,系统最小惯量可通过考虑大扰动下RoCoF及频率偏差两方面约束进行评估。

目前,国外部分电网已提出考虑RoCoF约束的最小惯量评估方法,其最小惯量取决于扰动后系统不平衡功率和RoCoF约束<sup>[8]</sup>。文献[9-10]提出考虑惯量约束的系统经济调度模型,其中惯量约束是基于扰动后RoCoF不超过分布式电源防孤岛保护设定值确定,缺乏考虑扰动后静态负荷电压特性对不平衡功率的影响,并且RoCoF约束以惯量中心频率为参照,缺乏考虑大电网系统频率空间分布特征,导致最小惯量需求估计值与实际需求存在差异,不利于系统安全稳定运行。然而目前我国电网相关标准对系统级与设备级RoCoF指标尚无明确规定。

在受最低点约束的系统最小惯量方面,影响频率最低点的因素主要是系统惯量、发电机一次调频和负荷频率调节,准确评估最小惯量的关键在于建立含多类型调频资源的频率响应模型。全时域仿真模型,可准确反映扰动下频率特性,但存在模型构建复杂及求解效率不高的问题。文献[11]通过全时

域仿真求解了系统最小惯量水平,结果显示,与RoCoF约束相比频率最低点约束更为重要。经典频率响应模型主要包括平均系统频率(average system frequency, ASF)模型和系统频率响应(system frequency response, SFR)模型,ASF模型保留了所有机组调速环节,模型阶数随机组数量增多而增多,计算难度大;文献[12]提出的SFR模型仅考虑具有再热器环节的火电机组一次调频,无法表征其他类型机组调频特性,但其为涵盖多类型调频资源提供了模型基础,可在此模型基础上进行扩展,构建高比例电力电子电力系统频率响应模型。

针对当前系统最小惯量主要是基于RoCoF与最低点约束获得,考虑因素不全面且缺乏理论支撑。本文从功率响应及能量转换角度阐述惯量需求与必要性,提出考虑RoCoF和频率最低点约束的系统最小惯量需求评估方法。在RoCoF约束方面,利用扰动瞬间功率分配机理量化大电网动态频率空间分布特征,并考虑静态负荷电压特性对不平衡功率影响;在最低点约束方面,建立多类型调频资源并考虑新能源快速调频对最小惯量需求的影响。结合所提方法,针对我国电网运行特性及运行安全要求,分别给出送、受端电网最小惯量评估方法。最后对同时受上述两约束条件的系统最小惯量变化特性进行了分析,并针对不同频率约束下的惯量不足给出应对措施。

## 1 系统惯量需求与必要性

### 1.1 电力系统惯量

电力系统惯性表现为对外来扰动引发频率变化的抵抗作用,减缓系统频率变化速度,是系统频率稳定的重要保障<sup>[13]</sup>。系统惯量是系统惯性的量化,存在多种形式,以能量形式表示的系统惯量为<sup>[14]</sup>

$$E_{\text{sys}} = E_{\text{SG}} + E_{\text{IM}} + E_{\text{V(VS)}} + E_{\text{V(CS)}} + E_{\text{load-U}} \quad (1)$$

式中: $E_{\text{SG}}$ 为同步机惯量,可实现自发且无延时的惯量支撑; $E_{\text{IM}}$ 为异步机惯量,其转差作用使得扰动瞬间对外表现出的惯量很小,随后转动惯量进行响应<sup>[15]</sup>; $E_{\text{V(VS)}}$ 为电压源型虚拟惯量,其是通过虚拟同步机实现,可实现与同步机相同的无延时惯量支撑;而电流源型虚拟惯量 $E_{\text{V(CS)}}$ ,是将系统RoCoF信号反馈至换流器有功功率控制环节,改变有功参考值实现惯量支撑,存在由测量和反馈造成的约100ms延时<sup>[16]</sup>,是功率响应; $E_{\text{load-U}}$ 为静态负荷电压等效惯量,在扰动瞬间通过电压变化改变负荷功

率,进而减小系统不平衡功率,本质上是功率响应。则系统惯性常数为

$$H_{\text{sys}} = \frac{E_{\text{sys}}}{S_{\text{sys}}}$$

式中  $S_{\text{sys}}$  为系统容量。

由上述知,扰动瞬间仅同步机惯量、电压源型虚拟惯量及负荷电压等效惯量作用,随后异步机惯量和电流源型虚拟惯量相继发挥作用,使得扰动过程惯量逐渐增大,呈时变特征,在扰动瞬间系统惯量最小,  $\text{RoCoF}$  最大。

### 1.2 扰动过程功率响应及能量转换

从扰动发生至系统频率最低点通常包含扰动功率分配、惯量响应及一次调频过程<sup>[17]</sup>。在不考虑负荷作用下,以负荷阶跃增加的功率缺额扰动为例说明扰动过程功率响应及能量转换机理,如图1所示。图中,  $t_0$  为扰动时刻,  $t_1$  为调速器动作时刻,  $t_2$  为频率最低点时刻。图1(a)蓝色线为电磁功率,橙色线为机械功率,通常将调速阶段  $t_1-t_2$  功率近似线性化<sup>[9]</sup>;图1(b)黑色实线为扰动过程惯量支撑功率,阴影区域为惯量支撑能量;图1(c)为扰动过程频率曲线。

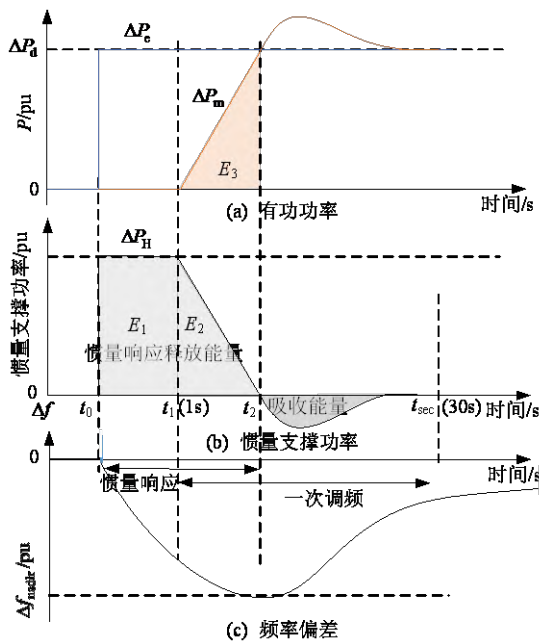


图1 系统惯量支撑功率及能量示意图

Fig. 1 System inertia supported power and energy  
扰动过程大致分为以下阶段:

$t_0$ 时刻,具有电压源特性的同步机自动分担扰动功率,致使电磁功率突变,维持系统功率平衡,如图1(a)所示,其能量来源为发电机电磁能量<sup>[18]</sup>。

$t_0-t_1$  惯量响应阶段,发电机电磁功率突增,机

械功率保持不变,此时机械转动惯量作用,转子动能被主动释放转换为电磁功率,继续维持系统有功供需平衡,如图1(b)所示。其他形式惯量也在此阶段发挥作用,总惯量支撑能量为阴影区域  $E_1$ 。

$t_1-t_2$  阶段,惯量响应与一次调频共同作用向系统提供功率。 $t_1$ 时刻调速器动作增发机械功率,向系统提供额外功率,减小系统不平衡功率,惯量支撑功率随即减小,转子减速速率逐渐减小,直至  $t_2$  时刻到达频率最低点。此阶段惯量支撑能量为阴影区域  $E_2$ ,一次调频提供能量为阴影区域  $E_3$ ,实际上两者共同构成  $t_1-t_2$  阶段与扰动功率围成的矩形区域。扰动发生至频率最低点,惯量支撑功率为正,向系统释放能量,总惯量支撑能量为阴影面积  $E_1+E_2$ 。

$t_2$  阶段,原动机继续增发机械功率,恢复转子转速至额定值附近,期间惯量支撑功率为负,即从系统吸收能量,如图1(b)所示。后续二次、三次频率调节相继投入,恢复系统频率至额定值并实现机组间经济功率分配。

当前以同步机为主导的电力系统,由于调速器系统的频率不灵敏区和响应延时,无法立即向系统注入额外功率使系统功率平衡;而对于新能源快速调频,其过流能力有限且为防止瞬时功率支撑对机组造成机械冲击,一般加延时环节<sup>[19]</sup>。因此,在调速器动作前,仅可靠惯性作用支撑有功供需平衡,即图1(a)两功率偏差仅可通过图1(b)惯量支撑功率补充。

需要说明的是,惯量只是为电磁功率提供了能量来源,没有改变系统不平衡功率,仅是缓冲了不平衡功率。在系统惯量和扰动水平一定情况下,若无额外功率注入且负荷不参与频率调节,系统频率将近似以恒定速率变化,最终导致系统崩溃。

综上,在当前不平衡功率无法瞬时平衡的同步电源系统,惯量在维持有功供需平衡方面发挥重要作用,为电磁功率提供能量来源,从而维持有功供需平衡,并减缓频率变化速度,为一次调频赢得时间,是维持频率稳定不可或缺的一部分。下面以功率缺额扰动导致的低频故障为例,求解满足动态频率约束的系统最小惯量,对功率盈余扰动导致的高频故障同样适用。

## 2 考虑动态频率约束的系统最小惯量评估

系统频率特性可用等值发电机转子运动方程

表示<sup>[20]</sup>。

$$2H_{\text{sys}} \frac{d\Delta f_{\text{coi}}}{dt} = \Delta P_{\text{m}} - \Delta P_{\text{d}} - D_{\text{sys}} \Delta f_{\text{coi}} \quad (2)$$

式中： $H_{\text{sys}}$  为系统惯性常数，s； $\Delta f_{\text{coi}}$  为惯量中心频率； $\Delta P_{\text{m}}$  为等值发电机机械功率变化量； $\Delta P_{\text{d}}$  为扰动功率； $D_{\text{sys}}$  为负荷频率调节系数。除  $H_{\text{sys}}$  为有名值外，其余均为标么值。

RoCoF 与频率最大偏差是衡量扰动下频率稳定的关键指标。在一定扰动功率下，影响扰动瞬间 RoCoF 的因素为惯量及负荷电压特性；影响频率最大偏差的因素有惯量、发电机一次调频、负荷频率调节及负荷电压特性。可从这两方面频率约束及影响因素对系统最小惯量需求进行评估。

目前，我国电网主要以扰动下最大频率偏差作为约束条件，对 RoCoF 未做明确要求，但在惯量逐渐相对减小的高比例电力电子电力系统，扰动下较大的 RoCoF 可能导致机组内部结构损坏及分布式电源脱网，威胁机组安全运行，未来考虑将其作为系统频率约束指标。针对我国电网运行特性及稳定要求，频率偏差约束在时间尺度上可分为有调速系统参与和无调速系统参与两种情况。

## 2.1 基于 RoCoF 约束的系统最小惯量

由前述知，扰动瞬间惯量最小、RoCoF 最大，若以扰动后 RoCoF 不超过某一门槛值为约束，则应以扰动瞬间 RoCoF 为基准。此时无频率偏差，即无发电机调速器和负荷频率调节效应，对于电压敏感型负荷占比较小的系统，其频率变化仅取决于系统惯量与扰动功率大小。

$$2H_{\text{sys}} \frac{d\Delta f_{\text{coi}}}{dt} = \Delta P_{\text{e}} \approx \Delta P_{\text{d}} \quad (3)$$

基于 RoCoF 约束的系统最小惯量为<sup>[9]</sup>

$$H_{\text{min}} = \frac{\Delta P_{\text{max}}}{2\text{RoCoF}_{\text{max}}} \quad (4)$$

其含义是在系统发生最大扰动功率  $\Delta P_{\text{max}}$  情况下，为使惯量中心 RoCoF 不超过门槛值  $\text{RoCoF}_{\text{max}}$ ，扰动后系统惯量不得小于  $H_{\text{min}}$ 。可见，扰动功率越大， $\text{RoCoF}_{\text{max}}$  越小，系统最小惯量越大，反之最小惯量越小。

### 2.1.1 考虑负荷电压特性的最大扰动功率分析

式(4)中  $\Delta P_{\text{max}}$  为系统可能发生的最大扰动功率，一般为最大一台机组跳闸，交流联络线断线或直流闭锁，具体取决于系统运行工况。不同扰动类型对频率影响不同，直流闭锁故障仅增大不平衡功

率，不改变系统惯量水平，而交流联络线断线和同步机组跳闸导致不平衡功率的同时还会使系统惯量减小，进一步恶化频率特性。因此，最小惯量警示值须考虑扰动导致的惯量变化：

$$H_{0\text{min}} = H_{\text{min}} + H_{\text{dist}} = \frac{\Delta P_{\text{max}}}{2\text{RoCoF}_{\text{max}}} + H_{\text{dist}} \quad (5)$$

式中： $H_{\text{min}}$  为扰动后系统最小惯量； $H_{0\text{min}}$  为扰动前系统惯量警示值； $H_{\text{dist}}$  为扰动导致的惯量变化量。由于同步机跳闸及交流联络线断线，系统惯量减小，使得相同扰动功率下，其 RoCoF 要大于直流闭锁故障。因此，在进行最小惯量评估时，需同时考虑扰动对不平衡功率及系统惯量的双重影响。

对于电压敏感型负荷占比较高的系统，式(4)将不再适用。由前述知，在不考虑新能源提供虚拟惯量情况下，扰动瞬间同步机惯量支撑作用与负荷电压特性共同承担不平衡功率，式(4)计算的惯量除同步惯量外，还包含了静态负荷电压等效惯量。而对于实际电网，实时惯量监测通常从 SCADA 系统获取<sup>[21]</sup>：

$$H_{\text{sys}} = \frac{\sum k_j E_j}{S_{\text{sys}}} \quad (6)$$

式中： $k_j$  为机组启停状态，取值为 1(开机)或 0(停机)； $E_j$  为机组动能。可以看出，实时惯量监测仅包含同步机惯量，不含静态负荷电压特性。

为使最小惯量与惯量监测值相对应，通过对式(4)扰动功率  $\Delta P_{\text{max}}$  进行修正，去除静态负荷电压等效惯量：

$$H_{\text{min}} = \frac{\Delta P_{\text{max}} - \Delta P_{\text{load(U)}}}{2\text{RoCoF}_{\text{max}}} = \frac{\Delta P_{\text{H}}}{2\text{RoCoF}_{\text{max}}} \quad (7)$$

式中  $\Delta P_{\text{H}}$  为去除静态负荷电压作用后，实际施加在系统等值转子上的不平衡功率，即靠同步机惯量支撑的功率。此时  $H_{\text{min}}$  为与系统惯量监测值相对应的扰动后系统最小惯量。静态负荷电压作用  $\Delta P_{\text{load(U)}}$  可通过扰动电压量测及负荷构成求得<sup>[20]</sup>：

$$\Delta P_{\text{load(U)}} = P_{\text{load}}(k_z \Delta U^2 + k_i \Delta U + k_p) \quad (8)$$

式中： $k_z$ 、 $k_i$  和  $k_p$  分别为恒阻抗、恒电流及恒功率负荷比例； $\Delta U$  为电压变化量标么值； $P_{\text{load}}$  为扰动前负荷功率。

### 2.1.2 考虑空间分布特征的 RoCoF 约束

式(4)中  $\text{RoCoF}_{\text{max}}$  通常指机组稳定运行所能承受的最大变化率，主要包括分布式电源防孤岛保护与常规机组耐受 RoCoF 能力。

1) 为防止扰动后分布式电源脱网, RoCoF 不得超过其防孤岛保护设定值。英国“8.9”大停电扰动下 RoCoF 超过分布式电源设备级防孤岛保护设定值 0.125Hz/s, 导致约 350MW 分布式电源脱网<sup>[2]</sup>。

2) 常规机组 RoCoF 耐受能力。文献[3,22]建议 RoCoF 不得超过 2Hz/s, 否则会使同步机产生滑极现象, 损坏同步机内部机构。

根据电网实际运行方式及需求, 取上述两方面 RoCoF 较小值作为系统 RoCoF<sub>max</sub> 约束, 计算扰动后最小惯量需求。需要注意的是, 式(4)中 RoCoF<sub>max</sub> 表征惯量中心频率, 而频率约束通常是以系统最大母线频率或特定母线频率为依据, 一般位于近扰动点<sup>[23]</sup>。对于小系统各母线频率基本一致, 而较大系统通常存在频率空间分布特征, 需量化最大母线频率与惯量中心频率关系。

将扰动点所在子区域与系统惯量中心所在子区域分别等值为 2 台机, 如图 2 所示, 其中  $k$  为功率扰动点,  $SG_k$  为近扰动点所在区域等值机组;  $SG_{coi}$  为惯量中心所在区域等值机组;  $X_k$ 、 $X_{coi}$  分别为扰动点与相应区域联络线等效电抗。根据惯量响应阶段扰动功率分配机理, 得扰动点附近 RoCoF<sub>k\_max</sub> 和惯量中心 RoCoF<sub>max</sub> 关系为

$$\frac{RoCoF_{k\_max}}{RoCoF_{max}} = \frac{\Delta P_k / E_k}{\Delta P_{coi} / E_{coi}} = \frac{X_{coi} E_{coi}}{X_k E_k} \quad (9)$$

式中:  $\Delta P_k$ 、 $E_k$  分别为扰动点所在子区域机组分担功率与惯量;  $\Delta P_{coi}$ 、 $E_{coi}$  分别为惯量中心机组分担功率与惯量。

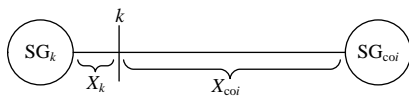


图 2 等值系统图

Fig. 2 Equivalent system

在调速系统尚未动作的扰动初期, 可忽略较小负荷频率调节效应, 则频率偏差与 RoCoF 具有近似等价关系, 频率分布系数为

$$\alpha = \frac{RoCoF_{k\_max}}{RoCoF_{max}} \approx \frac{\Delta f_{k\_max}}{\Delta f_{max}} \quad (10)$$

将式(10)代入式(7), 即将最大母线频率约束 RoCoF<sub>k\_max</sub> (已知量) 转换为惯量中心频率约束 RoCoF<sub>max</sub>, 得考虑频率空间分布的系统最小惯量为

$$H_{min} = \frac{\Delta P_{max} - \Delta P_{load(U)}}{2RoCoF_{k\_max} / \alpha} f_0 \quad (11)$$

## 2.2 基于频率偏差约束的系统最小惯量

根据我国电网特性及运行安全要求, 将频率偏差约束分为无调速系统参与和有调速系统参与两种情况, 分别对应直流闭锁送端安控切机频率约束与受端第三道防线切负荷频率约束两种场景。

### 2.2.1 安控切机频率约束下系统最小惯量需求

若以安控动作时刻(通常小于 0.3s)频率偏差为约束, 此时调速系统尚未动作, 式(2)中  $\Delta P_m=0$ , 考虑惯量与负荷的频率响应模型如图 3 所示, 惯量中心频率表达式为

$$\Delta f_{coi} = \frac{\Delta P_d}{D_{sys}} (1 - e^{-\frac{D_{sys}}{2H_{sys}} t}) \quad (12)$$

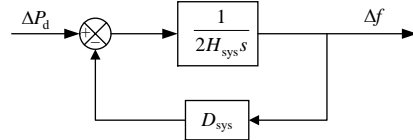


图 3 不含调速系统频率模型

Fig. 3 Frequency model without governor system

最小惯量为在最大扰动  $\Delta P_{max}$  下, 经过时间  $t_c$  (安控动作时间), 最大频率偏差恰好为  $\Delta f_{k\_max}$  所对应的系统惯量, 同时考虑负荷电压和频率特性 ( $D_{sys} \neq 0$ ) 及扰动初期频率空间分布, 得最小惯量如式(13)所示。

$$H_{min} = \frac{D_{sys} t_c}{2 \ln \left( \frac{\Delta P_{max} - \Delta P_{load(U)}}{\Delta P_{max} - \Delta P_{load(U)} - D_{sys} \Delta f_{k\_max} / \alpha} \right)} \quad (13)$$

上述情况适用于直流闭锁, 送端系统安控动作下的频率约束场景, 若忽略较小负荷频率调节作用, 可将其转换为基于 RoCoF 约束的最小惯量评估。

### 2.2.2 基于频率最低点约束的系统最小惯量

为防止大扰动下低频减载动作导致停电事故, 系统惯量须维持一定水平, 使扰动后频率最低点不低于第三道防线低频减载首轮动作值, 通常为 49Hz<sup>[24]</sup>。

扰动后期, 机组间同步力矩使系统频率逐渐趋于一致且一次调频功率起主导作用, 可忽略频率空间特征及负荷电压特性, 仅考虑调速系统作用和负荷的频率特性。在仅考虑火电一次调频的经典 SFR 模型基础上, 计及水电及电力电子电源频率调节 ( $R_w$  和  $K_{VI}$  分别为电力电子电源一次调频调差系数及虚拟惯量系数)<sup>[25]</sup>, 其传递函数框图如图 4 所示。各参数可通过聚合方法得到<sup>[26]</sup>, 参数含义与取值范围可参考文献[27]。

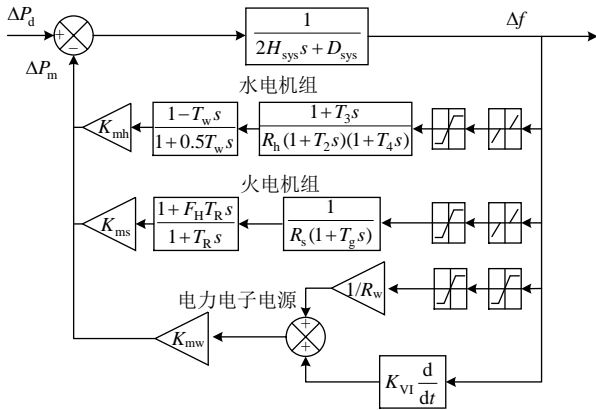


图 4 系统频率响应模型

Fig. 4 System frequency response model

系统整体一次调频特性在某种程度上可等效为一阶惯性环节<sup>[28]</sup>，如图 5 所示。其中  $R_{sys}$  和  $T_{sys}$  分别为系统一次调频等效调差系数和响应时间常数； $K$  为描述电力电子电源对系统惯量及调差系数的影响。

$$K = 1 - k_{SG} + k_{RE} \quad (14)$$

式中： $k_{SG}$  为被替代的同步机比例； $k_{RE}$  为提供惯量与调频的电力电子电源比例(若电力电子电源不提供频率调节，则  $k_{RE}=0$ )，则系统等效惯量为  $KH_{sys}$ ，等效调差系数为  $K/R_{sys}$ 。为简化分析，后文使用此等效模型分析一次调频参数对最小惯量影响。

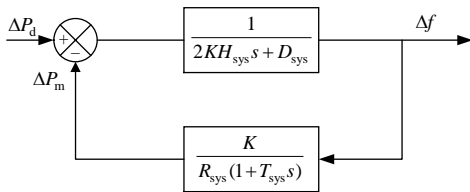


图 5 简化等效频率模型

Fig. 5 Simplified frequency model

在电力电子电源不参与调频和系统其他参数不变情况下( $\Delta P_d=-0.2pu$ ,  $H_{sys}=6$ ,  $R_{sys}=0.05$ ,  $D_{sys}=0$ )，逐渐增加电力电子电源渗透率( $K=1$ ,  $2/3$  和  $1/3$ )，系统频率曲线如图 6(a)所示。可以看出，随着渗透率的增大，频率曲线整体下移，增大了频率最大偏差及稳态偏差，但到达频率最低点时间不变。而以往认为电力电子电源接入仅导致系统惯量变化的频率模型，无法反映实际系统频率特性，如图 6(b)所示，两者频率特性存在较大差异。

在不同扰动功率和频率最低点约束下，计算系统最小惯量如图 7 所示(其中  $\Delta P_d=-0.2pu$ ,  $R_{sys}=0.05$ ,  $T_{sys}=1s$ ,  $D_{sys}=0s$ )。可以看出，扰动功率越大，频率最低点偏差约束绝对值越小，系统所需惯量越大。

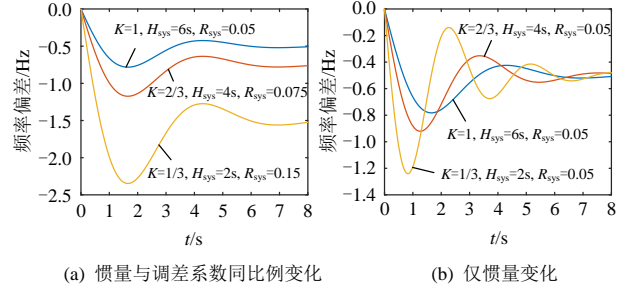


图 6 不同渗透率下系统频率

Fig. 6 System frequency with different penetrations

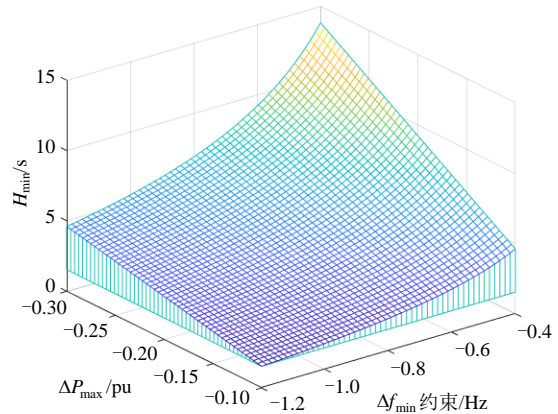


图 7 最低点约束下系统最小惯量需求

Fig. 7 System minimum inertia requirement with the frequency nadir constraint

### 3 系统最小惯量与惯量不足措施

由于国内电网目前对 RoCoF 尚无明确规定，系统最小惯量需求仅取决于频率偏差约束。而在调速器未参与情况下，基于频率偏差约束的系统最小惯量评估可转换为基于 RoCoF 约束的最小惯量评估，下面讨论以 RoCoF 和最低点为约束条件的系统最小惯量特性以及惯量不足可采取的措施。

#### 3.1 系统最小惯量需求

对于同时受 RoCoF 和频率最低点约束的系统，其最小惯量取两约束下的较大值，即

$$H_{min} = \max\{H_{min}^{RoCoF}, H_{min}^{nadir}\} \quad (15)$$

式中： $H_{min}^{RoCoF}$  为 RoCoF 约束下的系统最小惯量； $H_{min}^{nadir}$  为频率最低点约束下的最小惯量(均为惯性常数形式)。考虑 RoCoF 及频率最低点约束的系统最小惯量评估流程如图 8 所示。

在扰动功率(-0.2pu)不变情况下，受 RoCoF 和最低点约束的系统最小惯量需求如图 9 所示。黑色实线左侧最小惯量由 RoCoF 约束决定，黑色实线右侧最小惯量由频率最低点约束决定，黑色虚线表示两约束下最小惯量相等。

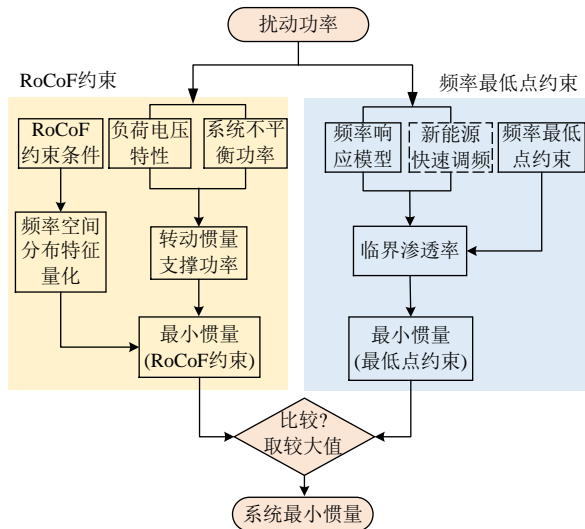


图8 系统最小惯量评估流程图

Fig. 8 Flow chart of system minimum inertia estimation

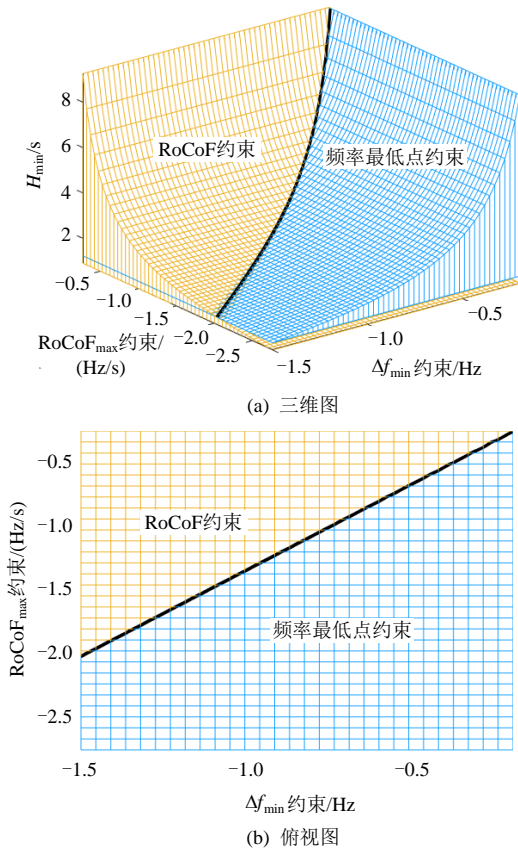


图9 系统最小惯量需求

Fig. 9 System minimum inertia requirement

3.2 系统惯量不足措施

由前文知, RoCoF 约束下的最小惯量由扰动功率、RoCoF 约束具体数值决定; 而最低点约束下的最小惯量取决于扰动功率、一次调频能力( $R_{sys}, T_{sys}$ )和最低点约束条件。若系统惯量不足(实际惯量低于最小惯量需求), 除直接提高系统惯量水平外, 还可采取提高一次调频能力、降低扰动功率和放宽频率约束等措施降低最小惯量需求, 从而满足系

统对惯量要求, 如图 10 所示, 下面对各项措施进行介绍。

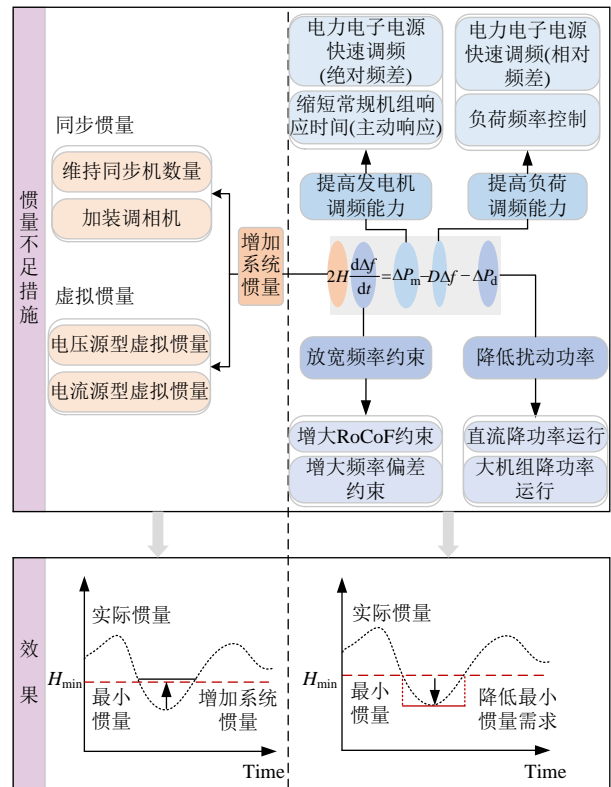


图10 惯量不足的措施与效果

Fig. 10 Measures and improvement effect of insufficient inertia

3.2.1 增加系统惯量

目前电力系统新能源渗透率不高, 系统中的惯量主要由同步机提供且较充裕, 可通过增开同步机的方式提高系统惯量水平, 新能源机组无惯量响应能力的情况并不紧迫。

随着系统新能源渗透率的提高和同步机开机的减少, 系统惯量水平和一次调频能力同步降低, 仅靠同步机提供惯量将无法满足不同系统最小惯量需求, 需要同步机惯量与电力电子电源虚拟惯量共同提供。在同步惯量方面, 新建调相机、常规机组维持最小功率运行或将退役火电厂改造为调相机<sup>[29]</sup>, 可维持系统同步惯量水平; 除技术层面外, 基于同步机的惯量提供方式还需考虑经济性问题。在虚拟惯量方面, 主要分为电压源型和电流源型, 电流源型虚拟惯量设计简单, 但存在短暂延时(约 100ms), 而电压源型虚拟惯量可提供无延时惯量支撑, 但设计复杂, 投资成本高。在虚拟惯量能量来源方面, 可以来自风机的旋转动能或各种形式的静止储能。由于风机运行的不确定性, 仅靠其旋转动能无法提供稳定的惯量支撑, 而通过储能实现的虚拟惯量可

显著增大系统等效惯量水平。因此，在渗透率较高系统，为防止扰动瞬间频率快速变化，最小惯量可由瞬时作用的同步机惯量和设计简单的电流源型虚拟惯量构成，确保惯量需求的同时降低投资。

在渗透率极高情况下(例如 90% 以上)，电力电子电源虚拟惯量将是构成系统惯量的主体部分，但由于电流源型虚拟惯量的短暂延时，可能导致扰动瞬间频率快速变化，从而威胁电网安全和损坏设备，此时一定比例的电力电子电源应尽可能控制为电压源型，以提供无延时的惯量支撑。

### 3.2.2 新能源快速调频

在最小惯量由频率最低点约束决定情况下，若惯量不足，除直接增大系统惯量外，还可利用惯量与一次调频协调配合关系，通过提高系统一次调频能力降低最小惯量需求，进而满足系统最大频率偏差要求。提高系统一次调频能力可通过提高常规机组一次调频能力和增加新能源一次调频两方面进行。

提高常规机组一次调频能力可通过减小调差系数  $R_{sys}$  和缩短调节时间  $T_{sys}$  两方面实现。常规机组调差系数  $R_{sys}$  受物理和稳定性约束，通常比较固定<sup>[30]</sup>，而在响应时间方面，可利用先进通信技术，将依据本地频差反馈的被动分散频率控制转变为依据故障驱动的主动集中控制<sup>[31]</sup>，从而缩短调节时间，提高一次调频能力。调节时间对最小惯量的影响如图 11 所示(其中  $\Delta P_d = -0.2pu$ ,  $R_{sys} = 0.05$ ,  $D_{sys} = 0$ )，当渗透率由零增加至 25% 时，频率曲线下移，频率最大偏差越过门槛值(-1Hz)，若将调节时间由 1s 缩短至 0.6s，可将频率最大偏差绝对值减小至 1Hz 以内。可以看出，随着调节时间缩短，最小惯量逐渐降低，且两者呈非线性关系。

在增加电力电子电源一次调频方面，基于电力电子控制的新能源快速调频，其控制参数通常不受物理约束，可根据系统需求设计。按控制方式不同可分为基于绝对频差反馈和基于相对频差反馈两

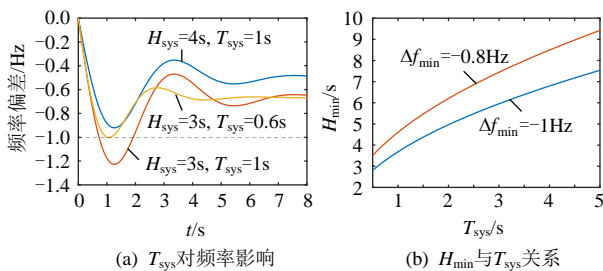


图 11 系统惯量与  $T_{sys}$  关系

Fig. 11 Relationship between system inertia and  $T_{sys}$

种<sup>[32]</sup>。基于绝对频差反馈的电力电子电源快速调频，可等效为减小系统调差系数和缩短响应时间，风电、光伏一次调频调差系数为 2%~3%，调节速率高于常规机组的 4%~5%<sup>[33]</sup>。缩短调节时间对最小惯量的影响与前述图 11 一致，而减小调差系数对系统最小惯量的影响如图 12 所示(其中  $\Delta P_d = -0.2pu$ ,  $T_{sys} = 1s$ ,  $D_{sys} = 0$ )，可以看出，随着调差系数的减小，最小惯量需求逐渐降低，且两者呈非线性关系。

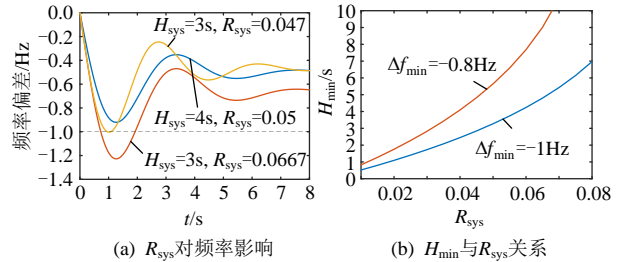


图 12 系统惯量与  $R_{sys}$  关系

Fig. 12 Relationship between system inertia and  $R_{sys}$

若忽略较小的电力电子电源频率响应时间，基于相对频差反馈的电力电子电源快速调频，可等效增加负荷频率调节系数  $D_{sys}$ ，其对系统最小惯量的影响如图 13 所示(其中  $\Delta P_d = -0.2pu$ ,  $R_{sys} = 0.05$ ,  $T_{sys} = 1s$ )，可以看出，随着负荷频率调节系数  $D_{sys}$  的增加，最小惯量需求逐渐降低，且两者呈近似线性关系。

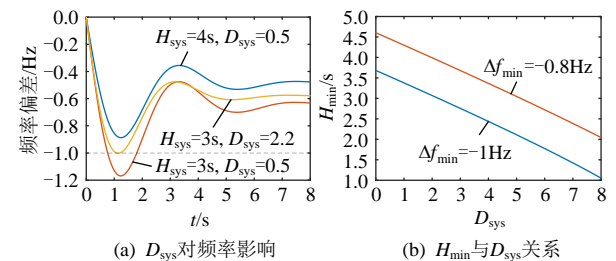


图 13 系统惯量与  $D_{sys}$  关系

Fig. 13 Relationship between system inertia and  $D_{sys}$

综上，常规机组采用主动响应控制和电力电子电源采取快速调频，可等效提高系统一次调频能力，从而降低系统最小惯量需求，满足系统对惯量要求。需要注意的是，由于基于频差的快速调频无法改善扰动瞬间频率，使得此措施仅适用于最低点约束下的惯量不足。

### 3.2.3 降低最大扰动功率

降低最大扰动功率可降低最小惯量需求，从而满足系统对惯量要求。最小惯量与最大扰动功率关系如图 14 所示(其中  $R_{sys} = 0.05$ ,  $D_{sys} = 0$ )，可以看出，随着最大扰动功率的降低，两约束下的最小惯量均逐渐降低，且均与最大扰动功率呈线性关系。



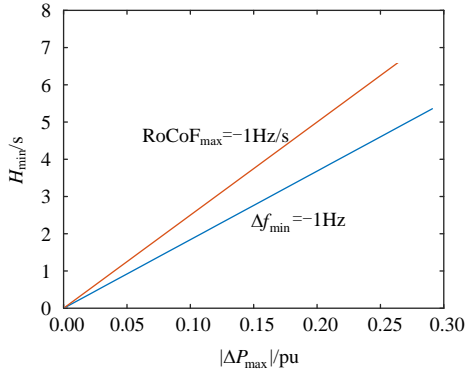


图 14 系统惯量与扰动功率  $\Delta P_{max}$  关系

Fig. 14 Relationship between system inertia and  $\Delta P_{max}$

3.2.4 放宽频率约束

通过放宽频率约束，即增大  $|RoCoF_{max}|$  或增大  $|\Delta f_{min}|$  (降低  $f_{min}$ )，可降低最小惯量需求，满足系统对惯量要求。在 RoCoF 约束方面，新能源高渗透的国外电网，为应对系统惯量不足的问题，正逐步放宽分布式电源防孤岛保护阈值，例如英国和爱尔兰电网分别将防孤岛阈值从 0.125Hz/s 和 0.5Hz/s 提升至 0.5Hz/s 和 1Hz/s。最小惯量与两约束间关系如图 15 所示(其中， $\Delta P_d = -0.2pu$ ,  $R_{sys} = 0.05$ ,  $T_{sys} = 1s$ ,  $D_{sys} = 0$ )。可以看出，随着频率约束的放宽，最小惯量逐渐降低，且两约束与最小惯量均呈非线性关系。

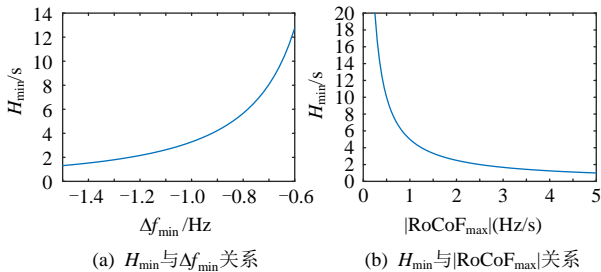


图 15 系统惯量与频率约束关系

Fig. 15 Relationship between system inertia and frequency constraints

对于不同频率约束下的惯量不足应采取不同的措施。增加系统惯量水平、降低扰动功率和放宽频率约束适用于 RoCoF 约束和最低点约束下的惯量不足，而提高系统一次调频能力仅适用于最低点约束下的惯量不足。

需要说明的是，各种应对措施的目的均是提高频率稳定性，本文将各项措施的参数调节归至惯量需求上，通过惯量是否充足反映系统频率稳定程度和可采取的措施，为电网运行人员提供更加直观的展示。

4 小系统算例验证

4.1 基于 RoCoF 约束的最小惯量算例验证

采用改动 WSCC 3 机 9 节点系统对所提方法进

行验证，如图 16 所示，发电机 1-3 额定容量均为 90MVA，惯性常数均为 4s，负荷为 165MW，系统等效惯性常数为 4s，扰动为发电机 4 跳闸(30MW，占系统容量 11.1%)。

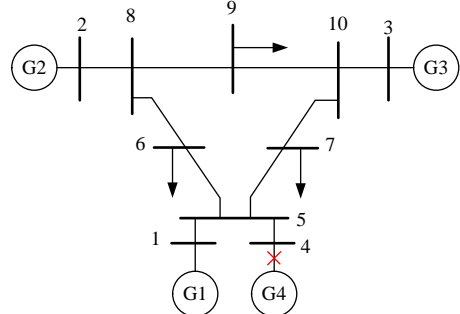


图 16 改动 WSCC 9 节点系统

Fig. 16 Modified WSCC 9-bus system

下面讨论静态负荷 ZIP 模型中电压敏感型负荷不同占比下系统最小惯量需求，当负荷均为恒功率负荷时，按式(4)计算不同 RoCoF 约束及不同扰动功率下系统最小惯量如图 17 所示。

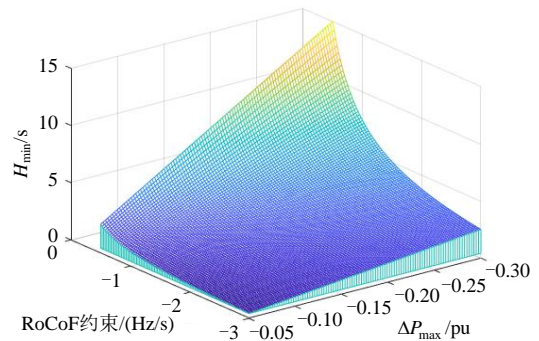


图 17 RoCoF 约束下最小惯量三维图

Fig. 17 Minimum inertia with RoCoF constraint

图 17 可以看出， $|RoCoF_{max}|$  约束越小，扰动功率越大，系统惯量需求越大。由于此法没有考虑负荷电压特性，仅适用于恒功率负荷占比较高或电压敏感性负荷占比不大情况。

若系统负荷均为恒阻抗负荷，RoCoF 约束为  $-1Hz/s$  情况下，扰动为发电机 4 跳闸(30MW)，按文献[9]计算扰动后最小惯量为 2.78s。按本文方法，考虑静态负荷电压特性且  $\alpha=1$  (小系统频率空间分布特征不显著)，扰动瞬间负荷电压特性导致实际施加在等值转子上的不平衡功率减小至 24.6MW，按式(11)计算扰动后最小惯量为 2.28s。

采用 PSD-BPA 仿真平台验证最小惯量需求，将系统扰动后惯量分别按比例减小至 2.78s 和 2.28s，设置扰动为 1s 切除发电机 4(30MW)，扰动频率曲线如图 18 所示，为分析惯量对 RoCoF 影响，计算时模型不考虑调速器。

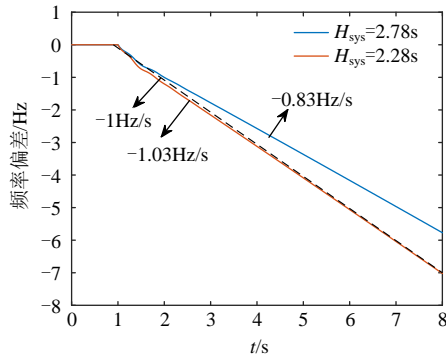


图 18 不同惯量约束下频率曲线

Fig. 18 Frequency with different inertia constraints

图 18 可以看出，2.78s 惯量水平下实际 RoCoF 仅为  $-0.83\text{Hz/s}$ ，与 RoCoF 约束  $-1\text{Hz/s}$  相差较大，而 2.28s 惯量水平下 RoCoF 为  $-1.03\text{Hz/s}$ ，与  $-1\text{Hz/s}$  约束基本一致，验证了所提方法有效性和准确性，实际运行可留有一定裕度。通常新能源最大接入比例与系统最小惯量需求有关，按惯量减少量与新能源发电增加量成正比进行估算<sup>[26]</sup>，扰动后惯量水平为 2.78s 时新能源比例为 22.9%，而惯量水平为 2.28s 时接入新能源比例可达 32.3%，增大了新能源接入比例。

考虑负荷电压特性的最小惯量计算方法使系统惯量需求更加明确，在满足系统稳定性基础上，可提高新能源接入比例。

#### 4.2 基于频率最低点约束的最小惯量算例验证

采用 4.1 节系统分析前述各项惯量不足措施改善效果，暂不考虑负荷电压特性(均为恒功率负荷)。汽轮机调速系统采用 IEEEG1 模型<sup>[34]</sup>，系统聚合参数为  $H_{\text{sys}}=4\text{s}$ ， $R_{\text{sys}}=0.05$ ， $T_{\text{sys}}=2.5\text{s}$ ， $D_{\text{sys}}=0$ 。根据图 4 频率响应模型，评估最低点约束( $-1\text{Hz}$ )下的系统最小惯性常数为 3.05s(动能为 821MWs)。采用 PSD-BPA 仿真平台进行验证，逐渐增加风电接入比例，当惯量为 817MWs 时，频率最低点为 49Hz，与模型评估值基本一致。

综上，在负荷为恒功率情况下，基于 RoCoF 约束( $-1\text{Hz/s}$ )和最低点约束( $-1\text{Hz}$ )的最小惯量分别为 2.78s 和 3.05s，则在 30MW 功率扰动下，扰动后系统最小惯量由最低点约束决定为 3.05s。

当  $K=65\%$ (新能源占比 35%)时，系统参数为  $H_{\text{sys}}=2.6\text{s}$ ， $R_{\text{sys}}=0.077$ ，此时系统惯量均低于最低点约束和 RoCoF 约束下的最小惯量，0.11pu 扰动下频率最大偏差为  $-1.17\text{Hz}$ ，扰动瞬间 RoCoF 为  $-1.068\text{Hz/s}$ ，均超过频率约束门槛值，如图 19(a)所示。通过计算，为满足 RoCoF 约束，可将系统惯量

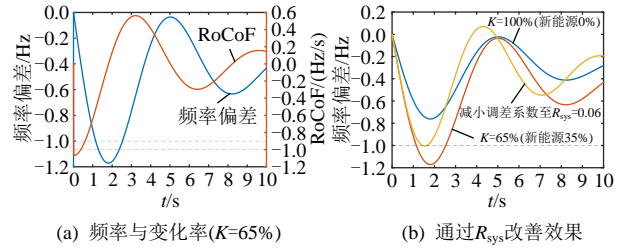


图 19 惯量不足改善措施

Fig. 19 Improvement measures for insufficient inertia

增加至 2.78s(或将扰动功率降至 0.104pu)实现。

若 RoCoF 约束是通过增加系统惯量满足，此时系统惯量为 2.78s，仍低于最低点约束下的最小惯量 3.05s，最低点偏差为  $-1.137\text{Hz}$ 。通过计算，若继续增加系统惯量至 3.7s，可满足最低点约束。若通过降低最小惯量措施，当  $R_{\text{sys}}$  由 0.077 减小至 0.06(或  $T_{\text{sys}}$  由 2.5s 减小至 1.85s，或  $D_{\text{sys}}$  由 0 增大至 0.8，或将扰动功率降至 0.098pu)时，可将最小惯量由 3.05s 降低至 2.6s，满足惯量需求，同时频率最低点满足要求。通过减小  $R_{\text{sys}}$  的改善效果如图 19(b)黄色曲线所示。

### 5 大系统验证

对于我国电网，最大功率扰动通常来自跨区直流输电闭锁，导致严重的送端系统高频及受端系统低频问题<sup>[35]</sup>。以实际电网为例，考虑直流闭锁扰动下送端及受端系统频率约束，分别对其最小惯量进行评估。

#### 5.1 送端系统

对于某送端系统，系统容量为 116GW，忽略负荷电压特性(电压敏感型负荷较少)，仅考虑惯量及负荷调频作用( $D_{\text{sys}}=1$ )。频率约束为直流闭锁后，安控约 300ms 动作，频率不超过 50.6Hz，由于送端系统规模较大且存在弱联系，导致扰动初期各区域频率变化差异较大，按式(9)、(10)计算频率分布系数  $\alpha=2.3$ 。RoCoF 约束为  $\text{RoCoF}_{k_{\text{max}}}=0.6\text{Hz}/0.3\text{s}=2\text{Hz/s}$ ， $\Delta P_{\text{max}}=8000\text{MW}$  时，按式(13)计算最小惯量为

$$E_{\min} = \frac{D_{\text{sys}} S_{\text{sys}} t_c}{2 \ln \left( \frac{\Delta P_{\text{max}}}{\Delta P_{\text{max}} - D_{\text{sys}} \Delta f_{k_{\text{max}}} / \alpha} \right)} = 220\text{GVAs}$$

若忽略负荷频率调节，仅考虑惯量作用，计算最小惯量为 230GVAs，与上述考虑负荷作用相差不大。为简化计算，实际系统可将 300ms 频率偏差约束转换为仅惯量作用的 RoCoF 约束进行评估。利用 PSASP 仿真平台，逐渐平均增加各区域风电替换同

步机比例,当比例为58.6%时到达频率约束,此时惯量为226GVAs,与理论计算值基本一致。

## 5.2 受端系统

受端系统最小惯量通常由频率最低点约束和RoCoF约束决定。在RoCoF约束方面,欧洲电网通常有设备级防孤岛保护,但国内相关标准对系统级与设备级RoCoF保护未做明确要求,因此,暂不考虑受RoCoF约束的运行场景。在频率最低点约束方面,频率最低点不低于第三道防线低频减载动作值,一般为49.25Hz。

系统常规机组均为火电机组,电力电子电源占比30%且不参与频率调节,最大扰动为8000MW馈入直流闭锁。采用图4频率响应模型,当风电比例增加到47%时,频率最低点到达门槛值(49.25Hz),对应最小惯量为202GVAs。采用PSASP仿真平台对其进行验证,逐渐增加风电替换同步机比例,当风电比例为49.5%时到达频率阈值,对应惯量为198GVAs,与简化模型最小惯量基本一致,频率曲线如图20所示。

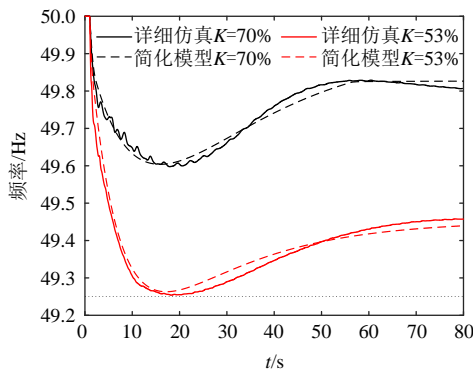


图20 简化模型与PSASP仿真频率曲线对比

Fig. 20 Frequency comparison of simplified model and PSASP simulation

综上,在最大扰动功率确定情况下,送端系统最小惯量由RoCoF约束决定(忽略较小负荷频率调节);受端系统最小惯量由频率最低点约束决定,暂无需考虑同时受RoCoF和最低点约束的系统运行场景。对于确定的系统,在最大扰动功率确定情况下,可以采用本文所提方法计算新能源(受端系统包含直流)接入比例。

## 6 结论

本文在充分分析扰动下系统惯量需求与必要性基础上,提出了基于RoCoF与最低点约束的电力系统最小惯量评估方法,主要结论如下:

1) 提出了基于RoCoF和最低点约束的系统最

小惯量评估方法。在RoCoF约束方面,考虑静态负荷电压特性并计及大电网频率空间分布特征,将最大母线频率转换为惯量中心频率进行最小惯量评估;在频率最低点约束方面,基于含多类型调频资源的系统频率响应模型评估系统最小惯量。

2) 研究了典型高比例电力电子电力系统最小惯量演化规律。送端系统最小惯量主要取决于RoCoF约束,而受端系统主要由频率最低点约束决定。对于确定的系统,可以采用本文所提方法计算新能源(受端系统包含直流)接入比例,基于最小惯量需求的临界渗透率计算方法与影响因素有待进一步研究。

3) 若系统惯量不足,除采用直接增大系统惯量外,还可通过提高一次调频能力、降低扰动功率和放宽频率约束等措施降低最小惯量需求,满足系统对惯量要求。增大系统惯量、降低扰动功率和放宽频率约束适用于RoCoF约束和最低点约束下的系统惯量不足,而增强一次调频能力通常仅适用于最低点约束下的惯量不足。将各项措施转换为惯量需求指标,可为电网运行人员提供直观的展示。

4) 电力电子电源提供必要的功率支撑有利于系统频率稳定。基于频率变化率的电力电子电源虚拟控制可显著增大系统惯量水平,其快速调频可降低最小惯量需求。考虑大系统惯量需求的电力电子电源频率控制及其与常规机组间的协调配合还有待进一步研究。

## 参考文献

- [1] 周孝信,鲁宗相,刘应梅,等.中国未来电网的发展模式和关键技术[J].中国电机工程学报,2014,34(29):4999-5008.  
ZHOU Xiaoxin, LU Zongxiang, LIU Yingmei, et al. Development models and key technologies of future grid in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(29): 4999-5008(in Chinese).
- [2] 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(in Chinese).
- [3] ROCOF-An independent analysis on the ability of generators to ride through rate of change of frequency values up to 2Hz/s[R]. DNV KEMA Energy &

- Sustainability, 2013.
- [4] WILSON D, YU J, AL-ASHWAL N, et al. Measuring effective area inertia to determine fast-acting frequency response requirements[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2019, 113: 1-8.
- [5] MASOOD N A, YAN Ruifeng, SAHA T K. Cascading contingencies in a renewable dominated power system: risk of blackouts and its mitigation[C]//2018 IEEE Power & Energy Society General Meeting(PESGM). Portland, OR, USA: IEEE, 2018.
- [6] ASHTON P M, SAUNDERS C S, TAYLOR G A, et al. Inertia estimation of the GB power system using synchrophasor measurements[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2015, 30(2): 701-709.
- [7] CAO Xue, STEPHEN B, ABDULHADI I F, et al. Switching Markov Gaussian models for dynamic power system inertia estimation[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2016, 31(5): 3394-3403.
- [8] JOHNSON S C, PAPAGEORGIOU D J, MALLAPRAGADA D S, et al. Evaluating rotational inertia as a component of grid reliability with high penetrations of variable renewable energy[J]. *Energy*, 2019, 180: 258-271.
- [9] GU Huajie, YAN Ruifeng, SAHA T K. Minimum synchronous inertia requirement of renewable power systems[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(2): 1533-1543.
- [10] DALY P, FLYNN D, CUNNIFFE N. Inertia considerations within unit commitment and economic dispatch for systems with high non-synchronous penetrations[C]//2015 IEEE Eindhoven PowerTech, 2015. Eindhoven, Netherlands: IEEE, 2015.
- [11] FARROKHSERESHT N, ORÉSTICA H C, HESAMZADEH M R. Determination of acceptable inertia limit for ensuring adequacy under high levels of wind integration[C]//11th International Conference on the European Energy Market(EEM14). Krakow, Poland: IEEE, 2014.
- [12] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1990, 5(3): 720-729.
- [13] 秦晓辉, 苏丽宁, 迟永宁, 等. 大电网中虚拟同步发电机惯量支撑与一次调频功能定位辨析[J]. *电力系统自动化*, 2018, 42(9): 36-43.
- QIN Xiaohui, SU Lining, CHI Yongning, et al. Functional orientation discrimination of inertia support and primary frequency regulation of virtual synchronous generator in large power grid[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2018, 42(9): 36-43(in Chinese).
- [14] 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).
- [15] 王玘, 袁小明. 异步电机机电时间尺度有效惯量评估及其对可再生能源并网系统频率动态的影响[J]. *中国电机工程学报*, 2018, 38(24): 7258-7266.
- WANG Ding, YUAN Xiaoming. Available inertia estimation of induction machine in electromechanical timescale and its effects on frequency dynamics of power systems with renewable energy[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2018, 38(24): 7258-7266(in Chinese).
- [16] NOROUZI A H, SHARAF A M. Two control schemes to enhance the dynamic performance of the STATCOM and SSSC[J]. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 2005, 20(1): 435-442.
- [17] BIAN Yuankai, WYMAN-PAIN H, LI Furong, et al. Demand side contributions for system inertia in the GB power system[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(4): 3521-3530.
- [18] 汤涌, 孙华东, 易俊, 等. 两大区互联系统交流联络线功率波动机制与峰值计算[J]. *中国电机工程学报*, 2010, 30(19): 1-6.
- TANG Yong, SUN Huadong, YI Jun, et al. AC tie-line power fluctuation mechanism and peak value calculation for two-area interconnected power systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2010, 30(19): 1-6(in Chinese).
- [19] 鲁宗相, 汤海雁, 乔颖, 等. 电力电子接口对电力系统频率控制的影响综述[J]. *中国电力*, 2018, 51(1): 51-58.
- LU Zongxiang, TANG Haiyan, QIAO Ying, et al. The impact of power electronics interfaces on power system frequency control: A review[J]. *Electric Power*, 2018, 51(1): 51-58(in Chinese).
- [20] KUNDUR P, BALU N J, LAUBY M G. *Power system stability and control*[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [21] REZKALLA M, PERTL M, MARINELLI M. Electric power system inertia: requirements, challenges and solutions[J]. *Electrical Engineering*, 2018, 100(4): 2677-2693.
- [22] YAN Ruifeng, MASOOD N A, SAHA T K, et al. The anatomy of the 2016 South Australia Blackout: a catastrophic event in a high renewable network[J]. *IEEE Transactions on Power Systems*, 2018, 33(5): 5374-5388.
- [23] 张恒旭, 刘玉田. 电力系统动态频率响应时空分布特征量化描述[J]. *中国电机工程学报*, 2009, 29(7): 64-70.
- ZHANG Hengxu, LIU Yutian. Quantitative description of space-time distribution features of dynamic frequency

- responses[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 64-70(in Chinese).
- [24] 叶婧, 林涛, 张磊, 等. 考虑动态频率约束的含高渗透率光伏电源的孤立电网机组组合[J]. 电工技术学报, 2017, 32(13): 194-202.  
YE Jing, LIN Tao, ZHANG Lei, et al. Isolated grid unit commitment with dynamic frequency constraint considering photovoltaic power plants participating in frequency regulation[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2017, 32(13): 194-202(in Chinese).
- [25] KR PAN M, KU ZLE I. Introducing low-order system frequency response modelling of a future power system with high penetration of wind power plants with frequency support capabilities[J]. IET Renewable Power Generation, 2018, 12(13): 1453-1461.
- [26] SHI Qingxin, LI Fangxing, CUI Hantao. Analytical method to aggregate multi-machine SFR model with applications in power system dynamic studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6355-6367.
- [27] MACHOWSKI J, BIALEK J W, BUMBY J R. Power system dynamics: stability and control[M]. 2nd ed. Hoboken: John Wiley & Sons, Ltd, 2008.
- [28] EGIDO I, FERNANDEZ-BERNAL F, CENTENO P, et al. Maximum frequency deviation calculation in small isolated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2009, 24(4): 1731-1738.
- [29] MASOOD N A, YAN Ruifeng, SAHA T K, et al. Post-retirement utilisation of synchronous generators to enhance security performances in a wind dominated power system[J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(13): 3314-3321.
- [30] 王官宏, 陶向宇, 李文锋, 等. 原动机调节系统对电力系统动态稳定的影响[J]. 中国电机工程学报, 2008, 28(34): 80-86.  
WANG Guanhong, TAO Xiangyu, LI Wenfeng, et al. Influence of turbine governor on power system dynamic stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2008, 28(34): 80-86(in Chinese).
- [31] 李卫东, 晋萃萃, 温可瑞, 等. 大功率缺失下主动频率响应控制初探[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(8): 22-30.  
LI Weidong, JIN Cuicui, WEN Kerui, et al. Active frequency response control under high-power loss[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(8): 22-30(in Chinese).
- [32] 张剑云, 李明节. 新能源高渗透的电力系统频率特性分析[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3498-3506.  
ZHANG Jianyun, LI Mingjie. Analysis of the frequency characteristic of the power systems highly penetrated by new energy generation[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3498-3506(in Chinese).
- [33] 国家能源局. DL/T 1870—2018 电力系统网源协调技术规范[S]. 北京: 中国电力出版社, 2018.  
National Energy Administration. DL/T 1870—2018 Technical specification for power grid and source coordination[S]. Beijing: China Electric Power Press, 2018(in Chinese).
- [34] POURBEIK P, CHOWN G, FELTES J, et al. Dynamic models for turbine-governors in power system studies[R]. IEEE, 2013.
- [35] 于强, 孙华东, 仲悟之, 等. 扎鲁特—青州特高压直流输电工程投运后东北电网的稳定特性及控制措施研究[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2023-2029.  
YU Qiang, SUN Huadong, ZHONG Wuzhi, et al. Stability characteristics and control measures of northeast power grid integrated with Zhalu-te-Qingzhou UHVDC transmission project[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2023-2029(in Chinese).



王宝财

在线出版日期: 2021-09-08。

收稿日期: 2021-04-16。

作者简介:

王宝财(1990), 男, 博士研究生, 研究方向为电力系统稳定与控制, wbaocai@126.com;

\*通信作者: 孙华东(1975), 男, 博士, 教授级高级工程师, 博士生导师, 研究方向为电力系统稳定分析与控制等, sunhd@epri.sgcc.com.cn;

李文锋(1979), 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统建模、仿真、网源协调技术, liwenfeng@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 邱丽萍)

# Minimum Inertia Estimation of Power System Considering Dynamic Frequency Constraints

WANG Baocai, SUN Huadong\*, LI Wenfeng, YAN Jianfeng, YU Zhihong, YANG Chao

(State Key Laboratory of Power Grid Safety and Energy Conservation (China Electric Power Research Institute))

**KEY WORDS:** inertia response; rate of change of frequency; minimum inertia requirement; frequency stability; frequency constraint

The low system inertia caused by high renewable energy penetration has affected system frequency stability under large disturbances, and the frequency indicators are getting closer to the safety boundary. In order to quantify system frequency response capability and clarify operating boundary, this paper describes the necessity of system inertia requirement and proposes a system minimum inertia estimation method considering the rate of change of frequency (RoCoF) and frequency nadir. It is found that the minimum inertia of the sending-end system is constrained by RoCoF, while the receiving-end system is constrained by frequency nadir.

For the sending-end system, the frequency constraint is that the frequency does not exceed 50.6Hz at 300ms, and only the inertia and load act during this period. Then the expression of the minimum inertia of the sending-end system is

$$H_{\min} = \frac{D_{\text{sys}} t_c}{2 \ln\left(\frac{\Delta P_{\max} - \Delta P_{\text{load}(U)}}{\Delta P_{\max} - \Delta P_{\text{load}(U)} - D_{\text{sys}} \Delta f_{\max} / \alpha}\right)} \quad (1)$$

where  $D_{\text{sys}}$  is the load frequency coefficient,  $\Delta P_{\text{load}(U)}$  describes the static load voltage characteristics,  $\alpha$  is the frequency distribution coefficient,  $\Delta f_{\max}$  is the frequency deviation constraint, and  $\Delta P_{\max}$  is the maximum disturbance power.

For the receiving-end system, the frequency constraint is not to trigger the third defense line (under frequency load shedding) under disturbance. The minimum inertia is estimated by establishing a frequency response model with multiple types of resources, including thermal power, hydropower and power electronic resources.

For the system constrained by RoCoF and the frequency nadir, the minimum inertia is the larger of the two constraints.

$$H_{\min} = \max\{H_{\min}^{\text{RoCoF}}, H_{\min}^{\text{nadir}}\} \quad (2)$$

where  $H_{\min}^{\text{RoCoF}}$  is the system minimum inertia under the constraint of RoCoF and  $H_{\min}^{\text{nadir}}$  is the minimum inertia under the constraint of frequency nadir.

When the disturbance power is 0.2pu, the system minimum inertia constrained by RoCoF and the frequency nadir is shown in Fig. 1.

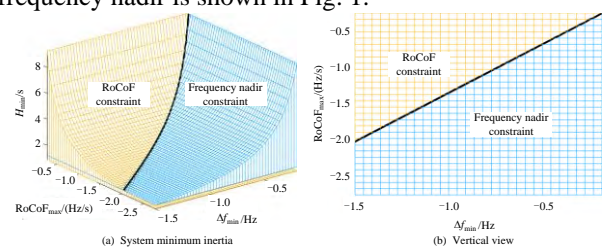


Fig. 1 System minimum inertia requirement

If the system inertia is insufficient (the actual inertia is lower than the minimum inertia), in addition to directly increasing the actual inertia level, measures such as improving the primary frequency regulation capacity, reducing the disturbance power and relaxing the frequency constraint can be taken to reduce the minimum inertia demand, as shown in Fig. 2.

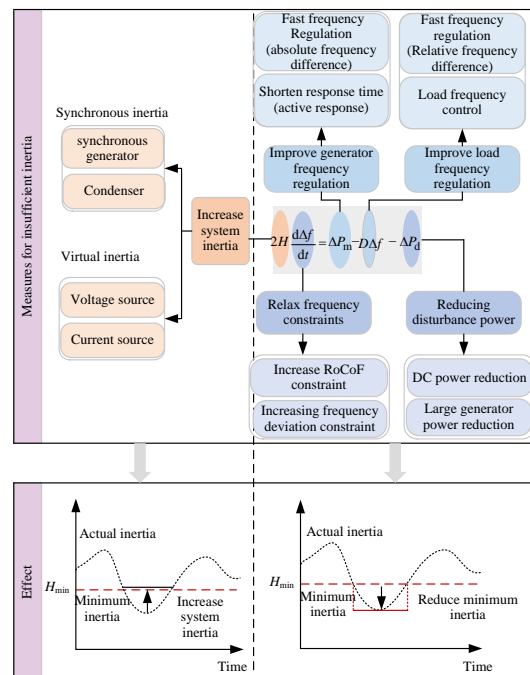


Fig. 2 Measures and improvement effect of insufficient inertia

The experimental results show that the proposed minimum inertia estimation method and improvement measures can provide guidance for the actual system.