

# 考虑构网型风电频率响应的电力系统 低频减载策略研究

邹小明<sup>1</sup>, 李强<sup>1</sup>, 汪成根<sup>1</sup>, 贾勇勇<sup>1</sup>, 汤奕<sup>2</sup>

(1.江苏省电力试验研究院有限公司, 江苏 南京 210000; 2.东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096)

**摘要:**大规模构网型风电机组并网会改变电力系统频率响应特性, 而传统低频减载策略尚未计及构网型风电机组的影响, 可能导致大功率缺额后的系统减载量不合理。文章提出一种考虑构网型风电频率响应的电力系统低频减载策略。首先, 基于构网型风电虚拟惯量和一次调频控制模型, 建立计及构网型风电频率响应的系统频率响应简化模型; 其次, 分析构网型风电的有功响应特性对系统不平衡功率量的影响, 进而精细化估算用于指导电网多轮次减载的不平衡功率量, 从而提出自适应低频减载实施策略; 最后, 通过算例分析, 验证了文章所提低频减载策略的可行性和有效性。

**关键词:** 构网型风电机组; 虚拟惯量; 一次调频; 功率缺额; 低频减载

**中图分类号:** TK81 **文献标志码:** A **文章编号:** 1671-5292(2024)08-1089-07

## 0 引言

“碳达峰、碳中和”目标下, 风力发电在电源结构中的比重快速提升<sup>[1-3]</sup>。风电机组通过电力电子变流器接入电网, 原动机功率与电网侧电磁功率解耦, 造成电网等效惯性降低, 给电网频率稳定带来威胁。如果电网遭受较大功率缺额而发生故障, 如发电机跳闸、负荷突增等, 会引发系统频率急剧跌落。

低频减载作为维持电力系统安全稳定的第三道防线, 通过切除多余负荷以抵消功率缺额, 能够保障系统频率稳定<sup>[4]</sup>。在风电大规模并网的背景下, 国内外学者对风电并网的电力系统低频减载策略进行了研究。文献[5]研究了风力发电的输出功率突增对低频减载策略的影响。文献[6]提出的低频减载策略中, 在计算减载量时充分考虑了分布式风力发电的有功功率爬坡能力和备用功率的影响。随着我国陆续出台相应的标准和规定, 明确要求并网风电场具备参与系统调频的能力<sup>[7]</sup>, 在低频减载策略中考虑风电调频的影响是必要的。文献[8]针对大量风电提供频率支撑的场景, 基于虚拟惯量对频率变化率(Rate of Change of Frequency, RoCoF)的影响进行分析, 调整了低频减载定值。文献[9]提出了适用于高风电渗透电

力系统的低频减载策略, 该策略能够更精确地获取系统等效惯性常数并降低减载过切概率。文献[10]以双馈风电机组为例, 提出了考虑虚拟惯量和一次调频控制的自适应低频减载策略。该策略相比于传统低频减载策略, 能够更客观地反映电网频率特性, 且减载量更少。当前并网风电普遍采用跟网型变流器, 而跟网型变流器的大量接入会导致电网强度降低<sup>[11,12]</sup>。新型电力系统的未来发展趋势是高度电力电子化。为了保证未来新型电力系统的稳定运行, 构网型变流器因其在稳定性方面的优势, 有广阔的应用前景<sup>[13]</sup>。因此, 研究构网型风电机组并网对低频减载的影响是十分必要的。

当前研究成果中鲜有涉及构网型风电机组的虚拟惯量以及一次调频对低频减载的影响, 因此, 本文针对构网型风电机组并网的电力系统低频减载策略进行了研究。首先, 从虚拟惯量和一次调频两方面分析构网型风电并网对低频减载的影响; 然后, 提出功率缺额评估方法和总减载量计算方法, 进而制定低频减载实施策略; 最后, 通过算例分析验证所提低频减载策略的有效性。

## 1 构网型风电并网对低频减载的影响

构网型风电机组并网后, 对于低频减载的影

收稿日期: 2023-01-27。

基金项目: 江苏省电力试验研究院有限公司科技项目(DSY202201)。

通信作者: 汤奕(1977-), 男, 博士, 教授, 研究方向为电力系统分析与控制研究、新能源并网运行与控制。E-mail: tangyi@163.com

响主要体现在两个方面：一是构网型风电机组的虚拟惯量会改变系统等效惯性时间常数，进一步影响基于发电机摇摆方程计算频率跌至低频减载首轮动作频率定值时的实际功率缺额计算结果；二是低频减载动作后，系统恢复至稳态运行，若存在稳态频率偏差，则同步发电机一次调频响应、负荷调节效应、构网型风电机组的一次调频响应共同提供对应于稳态频率偏差的有功功率支撑，进而影响总减载量的计算。

1.1 构网型风电机组虚拟惯量

本文采用文献[14]中典型的构网型变流器模型，该模型中直流侧添加了储能设备，以满足动态调节过程能量的吸收、释放。典型的构网型控制策略包括下垂控制和虚拟同步机控制。本文以下垂控制为例，分析构网型风电机组虚拟惯量控制特性。

构网型风电机组下垂控制中的有功功率控制策略为

$$\omega = \omega_{ref} + k_d(P_{ref} - P) \quad (1)$$

式中： $\omega$  为下垂控制输出的角速度； $\omega_{ref}$  为频率参考值，与系统额定频率相等； $k_d$  为有功-频率控制的下垂系数； $P_{ref}$  和  $P$  分别为变流器有功功率参考值和实际输出值。

变流器有功功率控制环路模型如图 1 所示<sup>[14]</sup>。

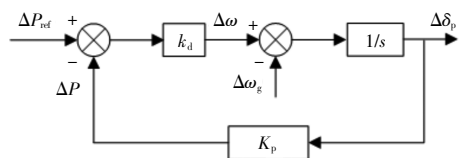


图 1 变流器有功功率控制环路模型

Fig.1 Active power control loop model of converter

由图 1 可知，变流器输出有功功率和自身频率的表达式为

$$\Delta P(s) = \frac{K_p k_d}{s + K_p k_d} \Delta P_{ref}(s) - \frac{K_p}{s + K_p k_d} \Delta \omega_g(s) = G_{pp}(s) \Delta P_{ref}(s) + G_{p\omega}(s) \Delta \omega_g(s) \quad (2)$$

$$\Delta \omega(s) = \frac{k_d s}{s + K_p k_d} \Delta P_{ref}(s) - \frac{K_p k_d}{s + K_p k_d} \Delta \omega_g(s) = G_{\omega p}(s) \Delta P_{ref}(s) + G_{\omega \omega}(s) \Delta \omega_g(s) \quad (3)$$

式中： $K_p$  为变流器闭环模型的负反馈系数； $\omega_g$  为电网电压角频率。

因风电机组常运行于最大功率点，其可支配的功率受限，系统动态过程中的功率差额由储能

单元承担。因此，在  $\Delta P_{ref}$  波动后的动态过程中，一部分用于实现变流器与交流电网交互的功率相应地增加或减小，而另一部分功率则储存/释放于变流器储能单元。

假设  $\Delta P_{ref}(s) = \Delta P_{ref}/s$  为一正的阶跃扰动，不考虑  $\Delta \omega_g$  的扰动，可得下垂控制型变流器输出功率随时间变化的解析式为

$$\Delta P(t) = \Delta P_{ref} (1 - e^{-K_p k_d t}) \quad (4)$$

储能单元存储的能量为

$$E_d(t) = \int_0^t [\Delta P_{ref}(\tau) - \Delta P(\tau)] d\tau = \Delta P_{ref} \frac{1}{K_p k_d} (1 - e^{-K_p k_d t}) \quad (5)$$

由式(5)可知，动态过程中储能单元能量受下垂系数  $k_d$  影响。 $k_d$  越小，动态过程中储能单元吸收、释放的能量越大。

储能单元在动态过程中所存储的总能量为

$$E_d(+\infty) = \Delta P_{ref} \frac{1}{K_p k_d} \quad (6)$$

综上，采取下垂控制的构网型风电机组具备虚拟惯量  $E_d$ ，大小由下垂系数  $k_d$  决定。

1.2 构网型风电一次调频控制策略

构网型风电机组一次调频控制策略包括转子超速控制、桨距角控制等。由于过多变桨会增加风电机组的磨损，减少风电机组寿命，桨距角控制使用时间不宜过多<sup>[15]</sup>。因此，本文以转子超速控制作为风电机组一次调频控制策略。转子超速控制的基本原理是当风电机组运行于最大功率跟踪曲线时，增大转子转速使其运行于减载状态，留出功率备用参与电网调频，其基本原理如图 2 所示。

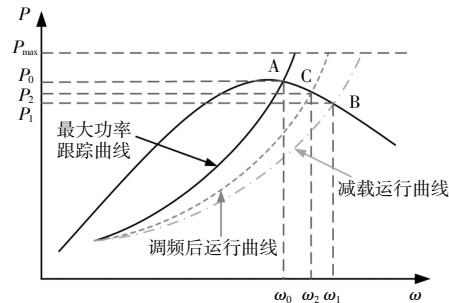


图 2 转子超速控制原理图

Fig.2 Schematic diagram of rotor overspeed control

转子超速控制模块模仿的是同步发电机组的一次调频，可以长时间地提供有功功率支撑。因

此,转子超速控制提供的有功功率增量  $\Delta P_r$  与频率偏差  $\Delta f$  成正比,定义比例系数为  $K_r$ <sup>[16]</sup>,则风电机组增发的有功功率为

$$\Delta P_r = -K_r \Delta f \quad (7)$$

## 2 自适应低频减载控制策略

### 2.1 功率缺额评估

随着广域测量系统的应用,惯性中心的频率变化率  $\frac{df_{\text{Col}}}{dt}$  不再难以获取<sup>[17]</sup>。根据发电机摇摆方程,即可计算频率跌至低频减载首轮动作频率定值时的实际功率缺额,即:

$$\Delta P_{h,1} = \frac{2H_{\text{eq}}}{f_n} \frac{df_{\text{Col}}}{dt} \quad (8)$$

式中: $f_n$  为额定频率。

由前文可知,构网型风电机组的储能单元提供的虚拟惯量为  $E_d$ ,则风电机组的等效惯性常数  $H_{\text{wt}}$  为

$$H_{\text{wt}} = E_d / S_{\text{wt}} \quad (9)$$

式中: $S_{\text{wt}}$  为风电机组额定容量。

进一步可求得电网等效惯性常数为

$$H_{\text{eq}} = \frac{\sum_{i=1}^n H_{\text{syn},i} S_{\text{syn},i} + \sum_{j=1}^m H_{\text{wt},j} S_{\text{wt},j}}{S_{\text{sys}}} \quad (10)$$

式中: $H_{\text{syn}}$  和  $S_{\text{syn}}$  分别为同步发电机惯性常数和额定容量; $S_{\text{sys}}$  为电网中所有机组的总额定容量, $S_{\text{sys}} = \sum_{i=1}^n S_{\text{syn},i} + \sum_{j=1}^m S_{\text{wt},j}$ ;  $n$  和  $m$  分别为同步发电机和风电机组的台数。

在电力系统中,存在多种故障可以引发功率缺额,且其中一些故障的发生会改变系统等效惯性常数。本文以两种最常见的故障为例,说明如何准确评估功率缺额的大小,具体如下。

①负荷突增。该类型故障并不会改变系统等效惯性常数。因此,可以基于系统等效惯性常数的初始设定值  $H_{\text{eq}}$ ,计算实际功率缺额  $\Delta P_{h,1}$ 。

②同步发电机跳闸。此类型故障会改变系统等效惯性常数。显然,跳闸的同步发电机惯性常数是已知的。假设跳闸的同步发电机的惯性常数和额定容量分别为  $H_{\text{dis}}$  和  $S_{\text{dis}}$ ,可修正系统等效惯性常数的设定值如下:

$$H_{\text{eqm}} = \frac{H_{\text{eq}} S_{\text{sys}} - H_{\text{dis}} S_{\text{dis}}}{S_{\text{sys}} - S_{\text{dis}}} \quad (11)$$

式中: $H_{\text{eqm}}$  为系统等效惯性常数修正后的设定值。

上述分析将同步发电机跳闸后对系统等效惯性常数的影响考虑在内。接下来,可以根据系统等效惯性常数修正后的设定值  $H_{\text{eqm}}$  计算实际功率缺额  $\Delta P_{h,1}$ 。

### 2.2 总减载量计算

基于前文计算得到的实际功率缺额  $\Delta P_{h,1}$ ,对低频减载策略的总减载量进行计算。假设低频减载动作后系统稳态频率为  $f_s$ ,且  $f_s < f_n$ ,则稳态频率偏差为  $\Delta f_s = f_s - f_n$ 。同步发电机一次调频响应、负荷调节效应、构网型风电机组的一次调频响应共同提供对应于稳态频率偏差的有功功率支撑  $\Delta P_s$ ,即:

$$\Delta P_s = -K_G \Delta f_s^* \xi P_{\text{LN}} - K_L \Delta f_s^* (P_{\text{LN}} - \Delta P_{\text{shed},\Sigma}) - K_r \Delta f_s^* \eta P_{\text{LN}} \quad (12)$$

式中: $K_G$  为同步发电机的单位调节功率; $\Delta f_s^*$  为稳态频率偏差的标幺值; $K_L$  为负荷的单位调节功率; $P_{\text{LN}}$  为系统在额定频率下的总有功负荷; $\xi$  为同步发电机额定功率  $P_{\text{GN}}$  与系统在额定频率下总有功负荷  $P_{\text{LN}}$  的比值; $\eta$  为系统内风电机组额定容量  $P_{\text{WF}}$  与系统在额定频率下总有功负荷  $P_{\text{LN}}$  的比值; $\Delta P_{\text{shed},\Sigma}$  为低频减载策略的总减载量。

低频减载方案中,在得到系统频率跌落至低频减载首轮动作频率阈值时的实际功率缺额  $\Delta P_{h,1}$  后,多轮次的低频减载动作使系统频率恢复至稳态。因此可以看出,实际功率缺额  $\Delta P_{h,1}$  由低频减载策略的总减载量  $\Delta P_{\text{shed},\Sigma}$  和同步发电机一次调频响应、负荷调节效应以及风电机组的转子超速控制提供的有功功率  $\Delta P_s$  共同抵消:

$$\Delta P_{h,1} = \Delta P_{\text{shed},\Sigma} + \Delta P_s \quad (13)$$

将式(12)代入式(13),可得总减载量  $\Delta P_{\text{shed},\Sigma}$ :

$$\Delta P_{\text{shed},\Sigma} = \frac{\Delta P_{h,1} + (\xi K_G + K_L + \eta K_r) \Delta f_s^* P_{\text{LN}}}{1 + K_L \Delta f_s^*} \quad (14)$$

### 2.3 低频减载实施策略

首先,设置低频减载策略中减载轮次、各轮动作频率阈值、各轮减载比例和稳态恢复频率。为了能够充分利用系统旋转备用容量,首轮动作频率阈值最好不超过 49.25 Hz。通常频率级差整定为 0.20~0.25 Hz,减载轮次 3~8 轮。参考实际电网减载方案,本章所提的低频减载实施策略中设置 4 轮减载,对应的各轮动作频率阈值分别为 49.2, 49.0, 48.8, 48.6 Hz,各轮动作延时均为 0.20 s。第 1 轮~第 4 轮的减载比例分别设置为总减载量的

20%, 25%, 25% 和 30%。稳态恢复频率设置为 49.6 Hz。

然后, 确定低频减载策略中的减载地点及其减载量。由于需要对分散的节点负荷进行减载, 依据各负荷节点的减载控制灵敏度选取减载地点并分配该地点的减载量。计算得到各负荷的减载控制灵敏度后, 进一步计算第  $k$  轮电网中第  $l$  个节点的减载量为

$$\Delta P_{\text{shed},k,l} = \frac{\Delta P_{\text{shed},k} \phi_l}{\sum_{l=1}^L \phi_l} \quad (15)$$

式中:  $\Delta P_{\text{shed},k}$  为第  $k$  轮总减载量;  $\phi_l$  为负荷节点的减载控制灵敏度, 与负荷节点到扰动节点的电气距离直接相关;  $L$  为负荷节点总数。

最后, 制定低频减载实施策略, 流程如图 3 所示。

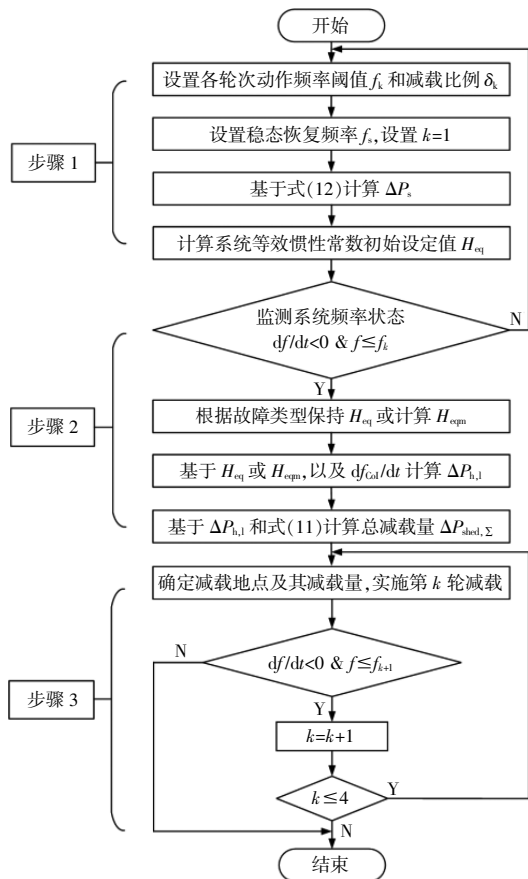


图 3 低频减载实施策略流程

Fig.3 Flowchart of the proposed UFLS implementation strategy

### 3 算例分析

#### 3.1 测试系统简介

本文以改造后的 IEEE 10 机 39 节点系统为

测试系统进行算例分析。系统网络拓扑如图 4 所示。构网型风电机组接入的位置为 35, 36 和 37 号节点, 以等有功功率输出的形式替换原先节点上的同步发电机。

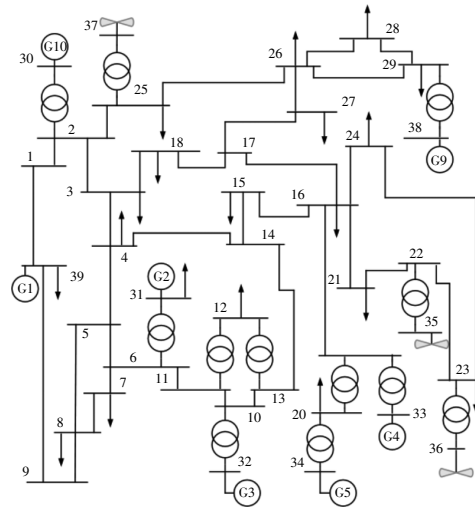


图 4 改造后 IEEE-39 节点测试系统单线图

Fig.4 Single-line diagram of modified IEEE 39-bus test system

风电机组仿真参数如表 1 所示。

表 1 风电机组仿真参数

Table 1 Simulation parameters of WTGs

参数	数值
单机额定功率/MW	2
额定转速/rad·s <sup>-1</sup>	157.08
等值电抗/p.u.	0.8
额定风速/m·s <sup>-1</sup>	11.8
切出风速/m·s <sup>-1</sup>	25
有功-频率控制下垂系数 $k_d$ /p.u.	6.28
转子超速控制比例系数 $K_r$ /p.u.	20

转子超速控制下风电机组减载水平设置为 10%。在仿真算例中, 考虑了负荷突增和同步发电机跳闸两种故障形式。假定系统能够承受的最低频率为 47.5 Hz, 因为系统频率一旦跌至 47.5 Hz 以下, 发电机的低频保护将被触发, 系统极可能发生崩溃<sup>[18]</sup>。

#### 3.2 构网型风电机组虚拟惯量的影响分析

通过对比算例系统中构网型风电机组实际施加了虚拟惯量控制的条件下, 在低频减载过程中对比仿真考虑、不考虑风电机组虚拟惯量的作用, 来说明风电机组虚拟惯量对低频减载的影响。对比以下两种低频减载策略: ①考虑风电机组虚拟惯量的低频减载; ②未考虑风电机组虚拟惯量的

低频减载。在测试系统上分别开展以上两种策略的仿真。通过设置 16 号节点上的负荷在 5 s 时刻突增 450 MW, 以及 38 号节点上输出功率为 830 MW 的同步发电机在 5 s 时刻跳闸两个故障, 使得测试系统遭受功率缺额。仿真结果如图 5, 6 和表 2 所示。

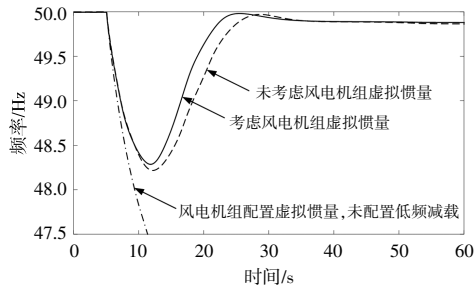


图 5 风电机组是否配置虚拟惯量对低频减载的影响 (负荷突增 450 MW)

Fig.5 The impact of whether WTGs are equipped with virtual inertia on UFLS (load surge of 450 MW)

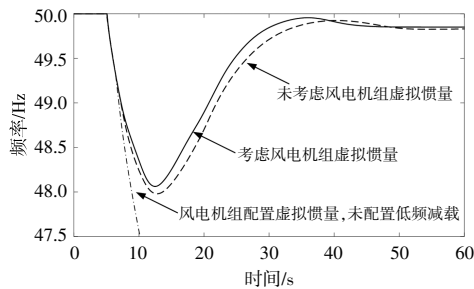


图 6 风电机组是否配置虚拟惯量对低频减载的影响 (830 MW 同步发电机跳闸)

Fig.6 The impact of whether WTGs are equipped with virtual inertia on UFLS (synchronous generator outage of 830 MW)

表 2 不同策略下的稳态频率和减载量

Table 2 Steady-state frequency and load shedding amount in different strategies

故障类型	故障大小 MW	策略	稳态频率	减载量
			Hz	MW
负荷突增	450	①	49.857	371
		②	49.832	348
同步发电机跳闸	830	①	49.828	705
		②	49.814	672

从仿真结果来看, 不同的故障类型情况下, 策略①稳态频率值均比策略②要高。负荷突增故障下策略①稳态频率值高于策略②稳态频率值 0.025 Hz, 同步发电机跳闸故障下策略①稳态频率值高于策略②稳态频率值 0.014 Hz。其原因在于: 一方面, 策略①考虑了风电机组虚拟惯量作用, 而策略②未考虑风电机组虚拟惯量作用, 计算

值较策略①更小, 导致两种策略在计算实际功率缺额存在差异; 另一方面, 策略①计算的低频减载总减载量也比策略②更大, 其中, 负荷突增故障下两种策略计算出的总减载量相差 23 MW, 同步发电机跳闸故障下总减载量相差 33 MW, 这使得两个策略的稳态恢复频率存在差异。

### 3.3 构网型风电机组一次调频控制的影响分析

仿真对比以下两种低频减载策略: ①考虑构网型风电机组一次调频的低频减载; ②未考虑风电机组一次调频的低频减载。在测试系统上分别开展以上两种策略的仿真。通过设置 16 号节点上的负荷在 5 s 时刻突增 450 MW, 以及 38 号节点上输出功率为 830 MW 的同步发电机在 5 s 时刻跳闸两个故障, 使得测试系统遭受功率缺额。仿真结果如图 7, 8 和表 3 所示。

从仿真结果可以看出, 不同故障类型情况下, 两种策略的稳态恢复频率相同, 但是策略①中总减载量分别比策略②少 35 MW 和 57 MW。这说明, 策略①因构网型风电机组一次调频作用平衡了一部分功率缺额, 使切负荷量较策略②有所减

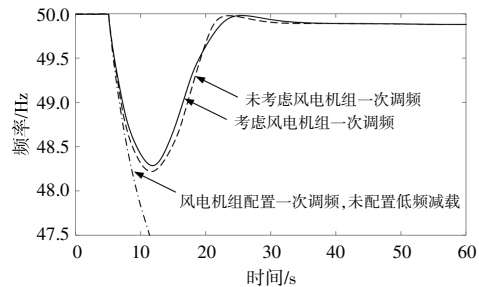


图 7 风电机组是否配置一次调频对低频减载的影响 (负荷突增 450 MW)

Fig.7 The impact of whether WTGs are equipped with primary frequency regulation on UFLS (load surge of 450 MW)

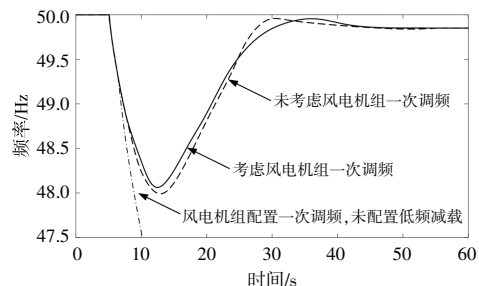


图 8 风电机组是否配置一次调频对低频减载的影响 (830 MW 同步发电机跳闸)

Fig.8 The impact of whether WTGs are equipped with primary frequency regulation on UFLS (synchronous generator outage of 830 MW)

表 3 不同策略下的最低频率和减载量  
Table 3 Steady-state frequency and load shedding amount in different strategies

故障类型	故障大小 MW	策略	稳态频率 Hz	减载量 MW
负荷突增	450	①	49.857	371
		②	49.857	406
同步发电机跳闸	830	①	49.828	705
		②	49.828	762

少;策略②未考虑风电机组一次调频,因此须切除更多负荷才能维持与策略①相同的稳态恢复频率。以上分析表明,构网型风电机组一次调频响应对低频减载稳态恢复结果和切负荷量的影响比较显著。

### 3.4 低频减载策略有效性验证

仿真对比以下 3 种低频减载策略:①本文提出低频减载策略,按图 3 的低频减载策略执行;②按照文献[17]的传统法实施低频减载;③按照文献[18]所提的自适应法实施低频减载,但不考虑风电机组虚拟惯量和一次调频。通过设置 16 号节点上的负荷在 5 s 时刻突增 450 MW,使得测试系统遭受功率缺额,对比策略①~③在低频减载动作过程中的频率响应曲线和稳态结果。仿真结果如图 9 和表 4 所示。

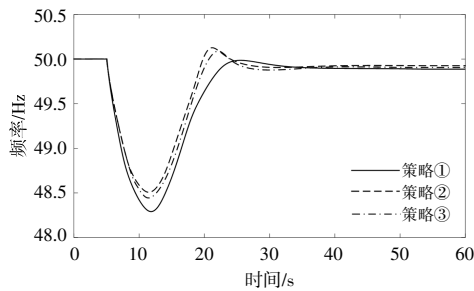


图 9 不同低频减载策略下的系统频率响应曲线

Fig.9 Frequency response curves of different UFLS strategies

表 4 不同低频减载策略下的最低频率、稳态频率和减载量  
Table 4 Frequency nadir, steady-state frequency and load shedding amount of different UFLS strategies

减载 轮次	各轮次减载量/MW		
	策略①	策略②	策略③
第一轮	74.2	90	79.6
第二轮	92.75	112.5	99.5
第三轮	92.75	112.5	99.5
第四轮	111.3	135	119.4
总计	371	450	398
稳态频率/Hz	49.857	49.882	49.913

从仿真结果可以看出,3 种策略均通过 4 轮切负荷完成低频减载的动作过程,稳态频率比较接近,但策略①却在各轮次和总减载量上明显小于策略②,③。具体地,策略①中总减载量分别比策略②,③少 79 MW,27 MW。产生总减载量差异的原因在于:一方面,策略①在计算实时功率缺额时考虑了风电机组虚拟惯量及一次调频作用效果;另一方面,策略①在计算总减载量时考虑了风电机组一次调频作用效果。因此,上述仿真结果说明考虑风电机组虚拟惯量以及一次调频作用时,能在稳态频率相当的前提下,使总减载量降低,保证系统频率稳定的同时减小了负荷控制代价。

### 4 结论

本文提出了一种考虑构网型风电机组频率响应特性的电力系统低频减载策略。基于对构网型风电机组虚拟惯量和一次调频控制对低频减载的影响分析,提出了功率缺额评估方法和减载量准确计算方法,进而制定了低频减载实施策略。通过算例分析验证了所提低频减载策略的有效性,并与其他几种典型的低频减载策略进行了对比。由于在计算总减载量的过程中考虑了构网型风电机组虚拟惯量及一次调频的作用,所提低频减载策略的总减载量相比于其他策略明显减少,同时执行所提低频减载策略后的系统稳态频率与其他策略下的系统稳态频率较为接近。以上对比结果表明,本文所提低频减载策略不仅能够保障系统频率稳定,同时能够降低减载的控制代价。

### 参考文献:

- [1] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等.能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J].中国电机工程学报,2018,38(7):1893-1904,2205.
- [2] 谢永胜,周专,魏春霞,等.电力系统中风力发电的需求响应和灵活性提高研究 [J]. 可再生能源,2023,41(2):277-284.
- [3] 王勤赫,边竞,齐文博,等.大规模风电经 VSC-HVDC 接入的电网频率控制策略 [J]. 东北电力大学学报,2023,43(4):74-81.
- [4] 薛禹胜.时空协调的大停电防御框架(一)从孤立防线到综合防御[J].电力系统自动化,2006,30(1):8-16.
- [5] Ketabi A, Fini M H. An under frequency load shedding scheme for hybrid and multiarea power systems[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2015, 6(1): 82-91.
- [6] Hong Q, Ji L, Blair S M, et al. A new load shedding

- scheme with consideration of distributed energy resources' active power ramping capability [J].IEEE Transactions on Power Systems,2022,37(1):81-93.
- [7] GB/T 19963.1-2021, 风电场接入电力系统技术规定第1部分:陆上风电[S].
- [8] Aparicio N,Villalba S A,Belenguer E,et al.Automatic under-frequency load shedding mal-operation in power systems with high wind power penetration [J].Mathematics and Computers in Simulation,2018,146:200-209.
- [9] 李顺,廖清芬,唐飞,等.高风电渗透率下的自适应低频减载策略研究[J].电网技术,2017,41(4):1084-1090.
- [10] 李世春,吕翔生,钟浩,等.大规模双馈风电机组参与调频的电网自适应低频减载策略 [J]. 电力系统自动化,2019,43(15):109-115.
- [11] 许益恩,张新松,李大祥,等.基于改进下垂控制的双馈风电机组频率控制策略 [J]. 可再生能源,2023,41(1):107-113.
- [12] 李世春,宋秋爽,薛臻瑶,等.含风电虚拟惯性响应的新能源电力系统惯量估计[J].电力工程技术,2023,42(2):84-93.
- [13] 许诒翊,刘威,刘树,等.电力系统变流器构网控制技术的现状与发展趋势 [J]. 电网技术,2022,46(9):3586-3595.
- [14] 屈子森.高比例新能源电力系统电压源型变流器同步稳定性分析与控制技术[D].杭州:浙江大学,2021.
- [15] 赵冬梅,许瑞庆,郑立鑫.全风况下双馈风机参与调频的协调控制策略研究 [J]. 电力系统保护与控制,2017,45(12):53-59.
- [16] 戴剑丰.适应弱惯性大电网的风电场频率响应技术研究[D].南京:东南大学,2019.
- [17] Rudez U,Mihalic R.Monitoring the first frequency derivative to improve adaptive underfrequency load-shedding schemes [J].IEEE Transactions on Power Systems,2011,26(2):839-846.
- [18] 宋兆欧,刘俊勇,刘友波,等.计及动态修正的自适应广域低频减载[J].电力自动化设备,2014,34(4):95-100,119.

## Research on under-frequency load shedding strategy of power system considering frequency response of grid-forming wind power

Zou Xiaoming<sup>1</sup>, Li Qiang<sup>1</sup>, Wang Chenggen<sup>1</sup>, Jia Yongyong<sup>1</sup>, Tang Yi<sup>2</sup>

(1.Jiangsu Electric Power Research Institute Co.,Ltd., Nanjing 210000, China; 2.School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

**Abstract:** The large-scale grid-forming wind turbine generators (WTGs) will change the frequency response characteristics of the power system, while the traditional low-frequency load shedding strategy has not taken into account the impact of grid-forming wind power, which may lead to unreasonable system load shedding after high power shortage. This paper proposes a low-frequency load shedding strategy for power systems that considers the frequency response of grid-forming wind power. Firstly, based on the virtual inertia of grid-forming wind power and the primary frequency control model, a simplified system frequency response model is established that takes into account the frequency response of grid-forming wind power. Secondly, the impact of the active power response characteristics of grid-forming wind power on the unbalanced power amount of the system is analyzed, and then the unbalanced power amount used to guide multiple rounds of load shedding in the power grid is finely estimated, thus proposing an adaptive low-frequency load shedding implementation strategy. Finally, the feasibility and effectiveness of the low-frequency load shedding strategy proposed in this paper were verified through numerical analysis.

**Keywords:** grid-forming wind turbine generators; virtual inertia; primary frequency regulation; power deficiency; under-frequency load shedding