

# 大功率缺失下主动频率响应控制初探

李卫东, 晋萃萃, 温可瑞, 申家锴, 刘 柳

(大连理工大学电气工程学院, 辽宁省大连市 116024)

**摘要:** 面对日益严峻的电网频率稳定形势,需要应用更好的方式对种类不断丰富的频率响应手段进行协调。在原有安全稳定控制构架基础上,提出一种主动频率响应控制框架与相关策略。其内涵是:针对大电网频率较为显著的空间分布特征,利用已趋成熟的先进通信技术,将“源-网-荷-储”侧种类众多的频率响应控制手段由传统的依据本地参量的分散比例反馈控制,转变为依据故障处参量的集中事件(或参量)前馈主动控制,通过各类手段间的优化协调充分发挥已有设备的控制效能,提高系统频率稳定控制能力。仿真分析表明,所提出的想法和控制思路达到了预期效果,可为多类控制主体参与频率响应控制提供参考。

**关键词:** 频率响应; 一次调频; 频率稳定控制; 辅助服务; 广域控制; 可再生能源

## 0 引言

在特高压交直流混联电网逐渐成型、新能源大规模接入的背景下,电网转动惯量减小、一次调频能力减弱且面临的大功率缺失故障风险增加,系统频率安全稳定形势极为严峻<sup>[1-8]</sup>,频率稳定控制问题受到了广泛关注。扰动后秒至分钟级时间尺度,即频率响应(一次调频)的作用期间,是决定频率稳定与否的关键阶段,历来为工程界和学术界所关注<sup>[9]</sup>。

频率稳定的本质是在扰动后秒至分钟级时间尺度的有功功率平衡,其发展过程和稳定与否取决于“攻防”两端的势力对比。“攻”对应于功率不平衡数量,“防”对应于故障前、故障后针对有功平衡控制的各种行为,包括:故障前的频率调整控制,使系统运行频率处在高位(送端电网处于低位),以提升系统抗冲击能力,属预防控制<sup>[10]</sup>;故障时相继作用的系统惯性、继电保护切除故障和随后介入的频率响应控制,上述措施未能有效遏制频率下降而投入的低频减载或高频切机<sup>[11]</sup>,以及频率恢复稳定过程中的自动发电控制(AGC)和事故备用调用控制,这些均属于校正控制。

“攻”侧,特高压交直流输电线路的输送功率数量日渐提升,清洁高效的巨型火电和核电机组逐步代替了污染低效的小火电机组<sup>[12-13]</sup>,单一元件故障所引起的功率失衡数量大幅增加;相对较差的环境,

加之直流线路积污速度快,导致特高压输电线路直流单极闭锁故障率较高。“防”侧,一方面,容量占比不断提升的可再生能源挤占了常规火电机组的发电空间,导致常规机组并网数量减少,从而造成系统惯性和频率响应能力的持续下降,这会带来以下结果:①使正常运行状态下频率偏差整体加大,导致故障前频率处于低位的概率大幅上升;②使故障后频率下降速率提升,同时由于频率响应能力下降所造成频率下降遏制能力的降低,导致低频减载或高频切机措施投入的风险增加。另一方面,随着输电、电力电子和通信等技术的不断发展,电力体制改革不断纵深化推进,主动负荷控制、储能(包括电动汽车)等技术日渐成熟,新型种类发电(如燃气等)机组、主动负荷响应(如虚拟发电机和精准切负荷等)、储能设备(储能电站和电动汽车电池等),以及直流输电线路功率调制等将会成为新的频率响应控制成熟手段,未来电网的频率响应控制手段将日趋丰富。

目前,为保证整个电网运行安全和运行品质,频率响应应设置为跨区无偿相互支援的功能,是所有发电单元必备的输电辅助服务;无论是大扰动还是小扰动,现有频率响应控制模式均为控制结构较为简单的依据本地频差的分散自主控制,能够实现任意功率缺失规模的比例反馈控制。互联电网分布地域辽阔导致动态频率响应时空分布特征显著,这也天然地造成分散在广域电网中各个发电机组的频率响应不能同步启动;系统的频率响应能力是所有发电机组与负荷频率响应能力的综合,各发电机组间频率响应不同步会降低频率响应整体作用效果。

收稿日期: 2017-09-30; 修回日期: 2018-01-28。

上网日期: 2018-03-06。

国家自然科学基金资助项目(51677018)。

大扰动下最受关注的是频率波动的最低点,因其决定低频减载的启动与否。从扰动发生到频率下降至最低点时间短暂,一般以秒计。频率响应的作用是在系统经受大功率扰动下的频率快速下降时段迅速补充功率缺失,对频率下降实施有效拦截,在避免低频减载启动的同时,为后续缓慢调节手段的投入赢得时间。由于扰动后频率快速下降时间短暂,在此期间若能提高频率响应的执行速度,即使提升作用有限,也可能有效改善频率波动暂态过程,从而避免低频减载的发生,有利于保证系统频率稳定,维护系统运行安全。

针对此,本文开展大扰动下频率响应控制研究,提出一种主动频率响应控制框架,通过多种类型频率控制手段的集中控制与协调,以充分利用其控制效能,有效提升系统整体频率响应控制能力,从而改善大扰动下的系统频率稳定紧张局面。

## 1 问题缘起

现有电力系统频率响应主要由加装了调速器的发电机组实现,控制依据是本地频率偏差,为反馈校正控制,且属于分散控制范畴<sup>[14]</sup>。由于该控制方式是在频率出现偏差后才开始实施,故本文称其为“被动频率响应”。在该控制方式下,当系统发生大功率缺失故障后,所产生的功率缺额按电气距离被分配到各发电机组。靠近故障点的发电机由于分配数量较大,转速下降较为明显,频率跌落较快,而远离故障点的机组频率下降则较为缓慢,这就导致电网中各点频率变化不一致,使得系统各节点的频率呈现出较为明显的时空分布特征<sup>[15-17]</sup>。

因此,在现有被动频率响应控制策略下,系统内所有机组的频率响应不仅启动时刻不一样,而且所依据的频差亦不相同。靠近故障点处机组的频率响应能力发挥较为充分,而其他位置的发电机组未发挥或只发挥出部分频率响应能力。

系统的频率响应能力是所有发电机组与负荷频率响应能力的综合。若能采取措施使得系统内所有机组同步且快速响应,则可有效发挥系统内机组的频率响应能力,提升故障后频率最低点,提高频率稳定性,从而避免低频减载和解列事故的发生,保证系统运行的安全与稳定。

## 2 策略内涵

### 2.1 主动频率响应

被动频率响应均是基于本地频差的分散控制,当系统规模大造成频率时空分布特性较为显著时,该策略的实施效果具有一定的局限性。

随着电网通信技术的发展,基于同步相量测量单元(PMU)的广域测量系统(WAMS),不仅能提供高密度精准频率采样数据,还能实现频差信号的远距离实时传播,这些均为发电机组频率响应实现由分散控制到集中控制的转变提供了技术基础。

集中控制下,距扰动点较远机组能够依据扰动点参量动作,实现所有机组频率响应的同步控制,以快速且充分地发挥整个系统的频率响应潜力,从而更好地保证系统运行安全与稳定。

在这种控制方式下,由于频率响应是依据扰动处信息,按照制定好的控制参数进行主动控制,故将这种频率响应方式称为“主动频率响应”,这种方式下的控制策略称为“主动频率响应控制策略”。

### 2.2 策略可行性分析

#### 2.2.1 通信条件

传统的频率响应控制由于只需要本地信号,因此对通信条件要求不高。而主动频率响应控制由于需要将外地(相距可长达数千公里)参量通过信道传输到本地,因此对通信条件提出了更高的要求。

目前中国电网所有 500 kV 及以上电压等级和大部分 220 kV 变电站均安装了 PMU<sup>[18-19]</sup>,电力通信专网的光纤覆盖率达到 100%,其所具有的快速数据采样刷新时间及高速、实时与高可靠特性,可满足主动频率响应控制的在线同步高密度测量与高效通信需求。

#### 2.2.2 频差时延与最大频差差异

扰动发生后频率波动的时间延迟,即频差时延,可从两个方面考量:①不同节点频差到“频率响应死区”数值时刻之间的延时,即响应延时,决定不同机组频率响应启动时刻的差异;②不同节点频差到最低值时刻的延时,即最低值延时,决定机组频率响应能力充分发挥的快慢。而扰动发生后各机组所在节点最低频率的差异,即最大频差差异,可导致远离扰动发生地点机组的频率响应能力不能充分发挥。

1)响应延时。广域电力系统的运行频率具有明显的时空分布特性,频差在空间上从扰动中心向电网传播,速度远低于光速<sup>[15]</sup>。因此,当发生故障时,扰动中心与其他区域的频差到达同一频差数值并非同步而是具有时延,即各观测点频差通过“频率响应死区”的时间不同,具有响应延时。附录 A 表 A1 给出了不同系统中发生扰动后频率波动延时的实测数据。可以看出,国内外所观测到的频率响应延时均较为可观,甚至可达到 2.337 5 s。而在扰动发生后,频率从开始下降到降至最低点一般是 3 s 左右<sup>[20]</sup>,若采用主动控制,可显著提高机组频率响应启动速度。

2)最低值延时。扰动后各节点频差到达最大值时刻亦不相同,呈现近扰动点快而远扰动点慢的格局,这导致相关机组到达最大频率响应能力的时刻有延时,表现为远离扰动点机组的频率响应较为缓慢。若采用主动控制,可提高系统整体的频率响应能力的发挥。

3)最大频差差异。传统的被动频率响应下各机组出力调节量与本地频差成正比关系。扰动后各节点频差最大值不同,呈现近扰动点大而远扰动点小的格局,这造成远离扰动点机组受限于控制信号而调节量较小,表现为远离扰动点机组的频率响应能力发挥不充分。若采用主动控制,则远离扰动点机组依据扰动点频差动作,可有效提高远离扰动点机组的频率响应启动速度。

## 2.3 控制方案

### 2.3.1 控制框架

被动频率响应为反馈控制,所依据的控制参量为本地频差,因此,其控制结构较为简单,无需复杂的控制策略;主动频率响应,其控制所依据的参量可以是扰动点、本地或系统其他点的运行参量。

大功率缺失下系统频率下降很快,为避免低频减载等事件的发生,要求频率响应控制具有快速性。而现有依据频差这一连续量为控制依据的反馈控制方式,由于需要采样、比较等环节,控制时效性较差。大功率缺失下的频率响应控制应该分秒必争,因此,可依据扰动严重程度,确定控制所依据的参量(如表示故障事件发生与否的逻辑量或频差数值量)、采取的控制方式(如前馈或反馈控制)等,在控制的时效性和经济性间进行权衡。

显然,依据本地量控制只能考虑局部区域系统稳定问题,而依据外地量控制可计及系统频差时空

分布特性,能够从全局出发考虑整个系统的频率稳定性问题。如附录 A 图 A1 所示,大扰动下的频率波动及演变过程可大体分为两阶段:频率下降阶段和频率恢复阶段。在系统运行频率演变过程的不同阶段,对频率响应的要求亦不相同。在频率下降阶段对频率响应的要求是快速性,故其控制应该采用主动频率响应的事件前馈控制方式;而在频率恢复阶段,因频率已被拦截,此时对频率响应的要求由快速性转变为准确性,因此,控制方式应该转变为被动频率响应的参量反馈控制方式。

无论采用前馈还是反馈控制,其控制所依据的参量均取决于当前的运行状态。因频率响应模型复杂,频率响应过程分析涉及微分方程解算,难以实现在线分析与控制,故可采用离线分析、在线应用的方式予以解决。具体方案如下。

离线分析时,首先依据被选定的频率稳定相关状态量对所有可能发生的运行状态进行聚类,形成若干典型场景;然后对上述典型场景进行分析,明确各场景的频率稳定紧急程度;据此确定每类场景应采取的主动频率响应控制策略,形成控制决策表。控制决策表是控制策略的具体实施方案。

在线应用中,先将当前运行状态进行场景归属辨识,明确其场景归属,确定归属场景所对应的控制决策表为基础控制决策表;依据当前状态与所属场景的偏差进行灵敏度分析,对基础控制决策表进行修正,从而得到当前运行状态下的主动频率响应控制决策表;若当前运行状态下发生故障,则依据控制决策表进行频率响应控制,否则进行下一时段运行方式分析,重复上述过程。

上述主动频率响应控制框架具体内容如图 1 所示,其中各环节内涵分析见 2.3.2 节。

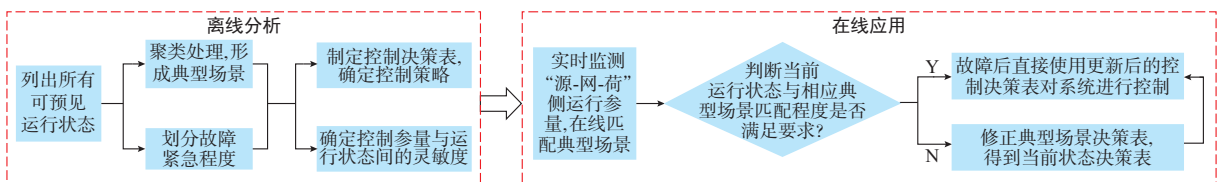


图 1 主动频率响应控制框架

Fig.1 Control framework of active frequency response

大功率缺失下主动频率响应控制,可实现频率响应控制由被动控制向主动控制、由参量控制向事件控制、由连续量控制向逻辑量控制、由反馈控制向前馈控制或反馈与前馈组合控制的转变,为更好地优化协调各类频率调节手段,从而为提高系统整体频率响应能力提供理论参考。

### 2.3.2 各环节内涵分析

#### 1) 离线分析

典型场景的形成,是利用频率响应“攻”“防”两端可量测特征量进行频率稳定计算、分析与对比,依据所制定的规则对所有运行状态进行场景聚类,以便于后续工作简化运算量、提高控制效率。

同一典型场景中所包含的所有运行状态均可采用同一种控制策略,与同一张控制决策表对应,即典型场景、控制策略与控制决策表之间一一对应。

控制决策表内容包括:系统同步区分(所辖机组聚合群属划分)、被控机组分群归属、控制方式(前馈或反馈)选取、控制依据参量(事件逻辑量或数值参量)选取、启动依据参量(本地量或外地量)位置选取、阈值数量确定。

关于故障紧急程度的划分,可依据发电机转子运动方程对系统频率的动态过程进行分析,可将动态过程中频率响应最低点与系统低频减载启动频率之间的距离作为紧急程度划分的依据,二者之间距离越近,紧急程度等级越高,对频率响应快速性要求就越高。关于频率同步区的划分,可依据电气位置将机组进行分群,同一群属内的机组近似同步,故所采用的控制策略相同。此举可简化分析内容,降低控制工作量。

#### 2) 频率响应态势在线监测

依据“源-网-荷”相关参量对当前运行状态进行场景在线匹配,确定其所属场景类型;利用“攻”“防”对比分析,明确频率响应态势。一方面,其可为调度进行相应的预防控制(如运行方式调整、备用容量调度等)提供依据,另一方面也可为故障发生时进行频率响应控制提供基础数据支持。

#### 3) 决策表在线更新

现有运行状态与典型运行场景并非完全相同,相差较大时直接应用典型运行场景对应的控制决策表,可能会产生较大偏差,难以保证系统运行安全。

典型运行场景和当前运行状态均是由若干状态量所组成的向量来描述。由于当前运行状态量所对应的向量和其所匹配典型运行场景所对应的向量之间距离较短,二者所对应决策表中相关控制参量之间的差与二者所对应向量之间的差可被认为是线性关系。因此,可以利用两个向量之间的差,依据灵敏度分析对典型运行场景所对应的决策表进行修正,以得到当前运行状态下的控制决策表。

为保证实时应用的快速性,对每个典型运行场景都要通过离线分析,形成决策表中控制参量与运行状态向量偏差间的灵敏度,提高实时计算速度。

#### 4) 控制策略实时选择

根据上述3个步骤的工作,对应当前运行状态均会有一个相应的控制决策表。此时一旦发生故障,调度人员即可应用更新后的控制决策表,对系统进行控制。

### 2.4 控制策略

#### 2.4.1 控制要素分析

关于频率响应控制启动的依据,若采用参量控

制,则所依据的量为数值量,如频差,其优点是控制较为准确,但由于需要判断是否超过启动死区,涉及参量值比较等环节,故控制启动速度相对较慢;若采用事件控制,则所依据的量为描述事件是否发生的逻辑量,其优点是控制启动速度较快,存在的问题是控制所依据的参量需通过预测获取。

关于控制所依据参量的选取,有外地参量与本地参量两种形式。若依据外地参量进行控制,则无论启动依据是数值量还是逻辑量,其特点是启动速度快,有利于故障后频率下降区对频率快速下降的有效拦截;但由于控制所依据的参量为非本地量,则在故障后频率恢复时段存在控制偏差,不利于系统稳定。若依据本地量进行控制,则在上述两种启动依据方式下,优点是局部频率控制偏差较小,不足之处是难以从全局出发对整个互联电网频率进行协调控制。关于控制方式的选取,若采用反馈控制,由于该方式可随时依据扰动所引起的偏差实时控制,则其控制精度较高;若采用前馈控制,则由于该方式能够在扰动发生后频率偏差出现前开始动作,因此控制速度较快,可有效抑制扰动引起的偏差,但由于该方式是依据离线分析结果进行控制,系统抗扰动性差,控制精度可能会受到影响。

主动频率响应控制策略的制定,应综合上述不同频率响应控制依据、参量、方式的优缺点,根据所分析场景的频率稳定严重程度所对应的频率响应需求,对上述控制依据、参量和方式等进行组合,以达到最佳控制效果。

#### 2.4.2 控制策略制定

假定扰动发生同步区本地频差为 $\Delta f_r$ ,到达最低点时间为 $t_{nadir}$ ,其频差数值为 $\Delta f_{f-nadir}$ ,控制依据参量为 $c_A$ ,非扰动发生同步区本地频差为 $\Delta f_l$ ,控制依据参量为 $c_B$ ,主-被动频率响应复合控制加权系数为 $\alpha$ 和 $\gamma$ ,且 $\alpha, \gamma \in (0, 1]$ 。

##### 2.4.2.1 扰动发生同步区的控制元件

控制策略较为简单,可根据所发生扰动的严重程度选择控制启动依据参量,其控制策略可设计为以下两类。

1) 若故障严重程度较低,则控制启动依据参量可选择频差参量,即参量启动方式,采用反馈控制进行控制, $c_A = \Delta f_r$ 。

2) 若故障严重程度较高,为提高控制效果,可采用事件启动的前馈控制方式进行控制,即在频率下降阶段采用预测频差值进行前馈控制,其预测值通过被动频率响应控制策略中扰动发生同步区最大频差值离线确定,而在频率恢复阶段依据本地频差进行反馈控制,即

$$c_A = \begin{cases} \Delta f_{r-nadir} & 0 < t \leq t_{nadir} \\ \Delta f_r & t > t_{nadir} \end{cases} \quad (1)$$

#### 2.4.2.2 非扰动发生同步区的控制元件

在扰动发生同步区采用参量控制的情况下,非扰动发生同步区控制元件的参量控制策略可设计为如下4种。

1) 被动频率响应控制,即依据本地频差进行反馈控制,  $c_B = \Delta f_1$ 。

2) 主动频率响应控制,即依据扰动点频差进行局部前馈控制(全局反馈控制),  $c_B = \Delta f_r$ 。

3) 主-被动频率响应复合控制,即依据扰动点和本地频差加权组合的数值进行控制,因依据扰动点动作可提高频率响应快速性,依据本地频差动作可提高频率响应恢复的准确性,故可根据系统在特定场景下对频率响应的快速性与准确性要求,通过调整各加权系数协调控制目标,  $c_B = \alpha \Delta f_r + \gamma \Delta f_1$ ,  $\alpha, \gamma \in (0, 1]$ 。

4) 主-被动频率响应切换控制,即在频率下降阶段进行主动频率响应控制,在频率恢复阶段进行被动频率响应控制,即

$$c_B = \begin{cases} \Delta f_r & 0 < t \leq t_{nadir} \\ \Delta f_1 & t > t_{nadir} \end{cases} \quad (2)$$

在扰动发生同步区采用事件控制的情况下,非扰动发生同步区采用与扰动发生同步区事件控制相同的控制策略,即

$$c_B = \begin{cases} \Delta f_{r-nadir} & 0 < t \leq t_{nadir} \\ \Delta f_1 & t > t_{nadir} \end{cases} \quad (3)$$

### 3 仿真算例

#### 3.1 仿真系统及相关说明

为比较分析主动频率响应控制与被动频率响应控制仿真效果,本文以目前的主流频率响应控制手段——常规发电机组为例进行分析(频率响应控制手段还包含新型各种发电机组、面向频率响应的直流调制手段、主动负荷响应、处于研制阶段的储能调频等),使用 Simulink 对一个两区域电网进行仿真,具体如附录 A 图 A2 所示。为简化计算,采用集中参数进行仿真分析。

仿真系统中,B区机组容量是A区机组容量的3倍,系统频率、功率和机组参数等均以50 Hz和A区机组额定容量为基准值的标幺值表示。机组模型选用系统频率响应(SFR)模型,具体结构如附录 A 图 A3 所示<sup>[21]</sup>,相关参数见附录 A 表 A2。

在估计扰动后系统内各点频率响应延时,本文使用扰动点频率在频率下降时段从起始频率下降

0.033 Hz 的时刻作为频率响应延时检测时刻。需要指出,关于发电机组频率响应控制死区的设置如下:①电液型汽轮机调节控制系统的火电机组一次调频的死区控制在  $\pm 0.033$  Hz ( $\pm 2$  r/min) 内;②机械、液压调节控制系统的火电机组一次调频的死区控制在  $\pm 0.10$  Hz ( $\pm 6$  r/min) 内;③水电机组一次调频的死区控制在  $\pm 0.05$  Hz 内。

应该说明的是:为突出一次调频过程的仿真效果,在仿真设计时,不考虑 AGC,即二次调频环节。

#### 3.2 不同控制策略下的控制效果仿真比较

仿真运行场景如下:系统扰动前处于稳定状态,运行频率为 50 Hz,区域间联络线同步系数为 5。在  $t = 2$  s 时 A 区发生扰动,扰动量为 A 区容量的 10%,且 A 区频差为  $\Delta f_A$ , B 区频差为  $\Delta f_B$ 。

##### 3.2.1 控制策略

###### 3.2.1.1 参量控制

扰动发生同步区,即 A 区机组采用依据  $\Delta f_A$  的局部反馈控制方式。非扰动发生同步区,即 B 区机组所采用的控制策略如下。

1) 被动频率响应控制策略(策略 1):依据  $\Delta f_B$  的反馈控制。

2) 主动频率响应控制策略(策略 2):依据  $\Delta f_A$  进行局部前馈控制(全局反馈控制)。

3) 主-被动频率响应复合控制策略(策略 3):依据扰动点和本地频差加权组合的数值  $c = \alpha \Delta f_A + \gamma \Delta f_B$ , ( $\alpha, \gamma \in (0, 1]$ ) 进行控制。

4) 主-被动频率响应切换控制策略(策略 4):在频率下降阶段依据  $\Delta f_A$  控制,在频率恢复阶段依据  $\Delta f_B$  控制。

###### 3.2.1.2 事件控制

主动频率响应事件控制策略(策略 5):扰动发生同步区与非扰动发生同步区,即 A 区与 B 区机组在频率响应下降阶段依据预测值  $\Delta f_{A-nadir}$  进行前馈控制,在频率恢复阶段分别依据各自本地频差  $\Delta f_A$  与  $\Delta f_B$  进行反馈控制。

#### 3.2.2 仿真结果及对比分析

##### 1) 主动频率响应控制实施空间

频率时空分布特性对策略 1 实施具有影响,导致各机组动作时间不同,该控制方式下系统频率变化过程如附录 A 图 A4 所示。

从仿真结果可知,发生扰动后,在策略 1 下,系统恢复稳定速度快,B区机组较 A 区机组频率响应延时为 1.184 s,到达最低值延时为 2.031 s,这些为主动频率响应相关控制策略的实施提供了空间。

### 2) 5种策略仿真结果对比分析

采用上述5种控制策略仿真,其中策略3加权系数取 $\alpha=\gamma=1$ ,观察5种策略下A和B区的频率变化过程,仿真结果如图2所示。

### 3) 策略3不同加权系数对比分析

调整加权系数 $\alpha$ 和 $\gamma$ 取值,观察策略3下A和B区的频率变化过程,仿真结果如附录A图A5、图A6所示。仿真结果中A和B区具体频率、时间数据如表1所示。

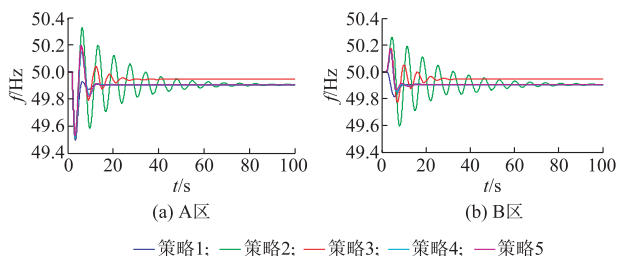


图2 5种策略下A和B区频率变化过程  
Fig.2 Frequency variation process of area A and B under five strategies

表1 扰动为10%时5种策略控制效果比较  
Table 1 Comparison of control effects of five strategies with 10% disturbance

策略	A区最低点频率/Hz, 到达时间/s	B区反向最高点频率/Hz, 到达时间/s	B区最低点频率/Hz, 到达时间/s	准稳态频率/Hz, 到达时间/s
策略1	49.497, 3.430		49.830, 5.461	49.915, 约20
策略2	49.511, 3.360	50.260 > 50.2, 4.570	49.595, 8.130	
策略3( $\alpha=1, \gamma=1$ )	49.511, 3.360	50.179, 4.101	49.773, 7.110	49.945, 约30
策略3( $\alpha=0.5, \gamma=0.5$ )	49.507, 3.381	50.074, 3.801	49.760, 7.190	49.906, 约30
策略3( $\alpha=0.3, \gamma=1$ )	49.502, 3.410	50.011, 3.279	49.843, 6.591	49.923, 约20
策略3( $\alpha=0.3, \gamma=0.5$ )	49.502, 3.402	50.013, 3.331	49.774, 6.985	49.891, 约25
策略4	49.511, 3.360	50.161, 3.980	49.852, 6.788	49.906, 约20
策略5	49.530, 3.340	50.170, 3.921	49.868, 6.712	49.906, 约20

比较分析可知,策略2、策略3( $\alpha=1, \gamma=1$ )和策略4这三种参量控制方式对A区最低点频率提升效果相同,较策略1提高0.014 Hz,策略5作为事件控制方式较策略1提高0.033 Hz,提升效果最好,共同点是这4种主动控制策略均能使A区最低点频率得到提升,避免低频减载。但策略2在后续调节中振荡严重,且系统上调频率超过50.2 Hz,会威胁到电网安全,不能直接应用于实际系统控制中。

在策略3中,A区最低点频率值取决于 $\alpha$ ,且随 $\alpha$ 增大而增大;当 $\alpha$ 相同时,随 $\gamma$ 增大,B区反向最高频率减小,但B区最低点频率与准稳态频率均增大,且到达准稳态时间缩短,说明在保证扰动发生同步区频率响应最低点位置不变的前提下,可通过调整 $\gamma$ 取值对B区反向最高频率进行调整防止系统频率越上限,用以保证系统安全;当 $\gamma$ 相同时,随 $\alpha$ 增大,B区反向最高点频率、准稳态频率增大,到达准稳态时间延长,但B区最低点频率减小。

因 $\alpha=1$ 时,策略3对扰动发生同步区最低点频率提升效果最好,而且该控制方式在 $\gamma=1$ 时,B区反向最高点频率值最小,但仍大于策略4中相应值,故可知策略4能同时顾及频率控制中的上下限,是参量控制中最好的控制方式。从表中数据可知,两种控制方式在达到同样频率响应最低点提升效果时,策略4出力较小,故在B区机组频率响应能力有限且为参量控制情况下,可优先选择策略4。

因策略5控制效果最好,可在极端紧急情况下

使用这种控制策略,但该方式涉及离线分析、控制决策表在线更新等多个环节,实施难度大,需根据故障等级决定其使用必要性。同时,因策略4需要最低点检测等环节,硬件实施要求高,在具体应用中还需根据系统频率响应能力需求与硬件设施配备情况确定具体控制方式。

### 3.3 不同响应延时下策略4和5与策略1的仿真结果对比

保持仿真系统参数不变,改变联络线同步系数参数 $T$ ,调整系统内B区机组的频率响应延时与最低值延时,比较在不同响应延时下策略4、策略5与策略1的控制效果,具体如图3所示。

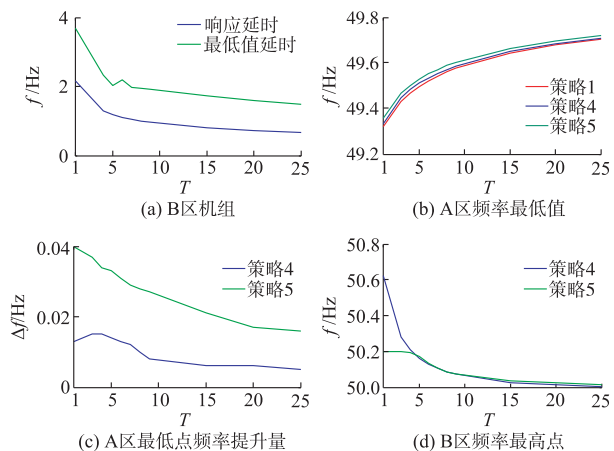


图3 系统参数随 $T$ 变化趋势  
Fig.3 Variation trend of system parameters versus  $T$

由比较分析可知,随着  $T$  减小,A 和 B 区间距离增大,两区域机组频率响应延时与最低值延时增加,导致 B 区机组开始动作与到达最大出力的时间推迟。与策略 1 相比,在策略 4 下,A 区扰动点附近机组的频率响应最低点频率得到提升,且提升量随  $T$  减小呈现先增大后减小的趋势;而在策略 5 下,A 区扰动点附近机组的频率最低点提升量随  $T$  减小而增大。其中,策略 5 较策略 4 对 A 区频率最低点的提升效果更好。

当 A 和 B 区间距离太远,即  $T \leq 4$  时,策略 4 对 A 区频率响应最低点虽有提升效果,但仍小于低频减载阈值,而且会造成 B 区频率超出 50.2 Hz,出现反向越限,引起新的频率稳定问题;策略 5 虽可提升 A 区频率最低点,并通过调整 B 区事件控制实施时间避免 A 和 B 区出现频率反向越限,但因初始频率太低与作用时间有限,也不能使系统避免低频减载。可见,当距离太近时,因两区域间机组延时减小,频率响应主动控制实施空间变小,策略 4 与策略 5 控制效果有限,意义不大。这就说明,频率响应主动控制具有一定的有效范围。

### 3.4 不同扰动下策略 4 和 5 与策略 1 的仿真结果对比

保持仿真系统参数不变,改变系统扰动等级(占 A 区容量百分比),比较策略 4、策略 5 与策略 1 的仿真结果,具体如图 4 所示。

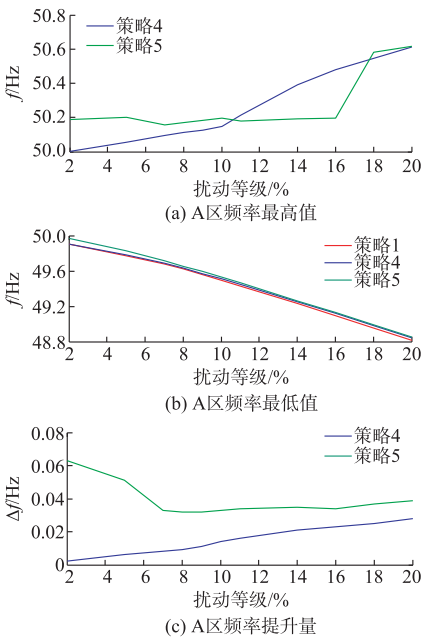


图 4 系统参数随扰动等级变化趋势

Fig.4 Variation trend of system parameters versus disturbance levels

由比较分析可知,与策略 1 相比,在策略 4、策略 5 下,A 区扰动点附近机组的频率响应最低点频率得到提升,其中策略 4 提升量随扰动等级增大而增加,策略 5 提升量随扰动等级增大呈现先减小后增大的趋势。策略 5 提升效果明显优于策略 4。

在策略 4 下,随扰动等级增大,系统频率振荡加剧,其中 A 区频率最低点逐渐减小,频率最高点逐渐增大;而在策略 5 下,当扰动等级小于 16% 时,可通过调整 B 区事件控制实施时间确保在提高 A 区频率最低点的同时避免 A 和 B 区频率反向越限,但当扰动等级大于 16% 时,A 区频率反向越限问题则无法消除。

此外从图 4 中还可看出,当扰动等级大于 10% 后,采取频率响应主动控制不仅无法使 A 区避免低频减载,而且会导致 A 区频率最高点越上限,引起新的频率稳定问题,这些充分说明频率响应主动控制只在一定扰动范围内有效。

## 4 待研内容

1) 典型运行场景的生成。运行场景是分析的基础,其准确与否对所制定控制策略的有效与否至关重要。因频率响应过程复杂且涉及因素众多,若依据运行影响因素进行简单组合,则会导致组合场景数量爆炸,无法分析<sup>[22-24]</sup>。因此,需对可能发生的场景进行组合聚类,形成典型场景以降低分析负担。

2) 紧急程度划分方法。控制策略取决于所发生故障的严重程度。在前述典型场景控制策略制定时,需要在离线分析环节中依据故障严重程度选择适宜的启动与控制模式。对故障进行紧急程度划分,有利于简化问题,提高运行控制的可操作性。

3) 最优控制策略的制定。在该部分研究中,不仅要确定“源-网-荷-储”侧各类频率控制元件的最佳启动方式、控制模式和切换模式等,还应该确定各类频率响应手段的最优组合,包括手段选择与容量最优配置。依据该分析结果,结合前述典型场景和故障严重程度,生成相应的控制决策表。

4) 控制决策表的在线更新方法。由于控制决策表是依据典型场景和故障严重程度给出,而系统运行为连续过程,实际运行中的运行状态不可能与典型场景完全吻合,因此,需要研究依据关键量对典型场景的控制决策表进行灵敏度修正,从而得到较为准确的控制决策表。

## 5 结语

本文提出了一种主动频率响应控制策略,能够解决当前电网特高压直流闭锁、大容量机组故障等

引起的电力系统大功率缺失,以及可再生能源大规模并网造成的系统频率响应能力下降问题。理论探讨与仿真分析表明以下几点。

1)主动控制思想能够为常规和新型种类发电(如燃气等)机组、主动负荷响应(如虚拟发电机和精准切负荷等)、储能设备和直流输电线路功率调制等多种调频手段提供统一动作依据,可为快速频率响应控制提供最优控制奠定基础,通过频率响应控制由被动控制向主动控制、由参量控制向事件控制、由连续量控制向逻辑量控制、由反馈控制向前馈控制或反馈与前馈组合控制的转变,实现电网频率响应精细化控制。

2)采用所提出的主动控制思想可以在一定程度上提升系统频率响应的整体表现,从而提高系统抵御大功率缺失后的频率稳定能力。

3)若采用主动频率控制措施,无论采用事件启动还是参量启动方式,均需要对扰动中心以外的各类控制单元(常规机组、燃气轮机组、直流输电线路功率调制、主动负荷控制、储能控制单元等)的控制策略进行精心设计,否则可能会导致非扰动发生同步区频率越上限,造成频率稳定新问题。

本文对主动频率响应控制仅做了初步探索,后续还应开展典型运行场景的生成、紧急程度划分、最优控制策略的制定和控制决策表的在线更新方法等方面的研究工作。

本文研究得到国网河南省电力公司科技项目资助,特此感谢!

附录见本刊网络版(<http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx>)。

## 参 考 文 献

- [1] 周浩,余宇红.我国发展特高压输电中一些重要问题的讨论[J].电网技术,2005,29(12):1-9.  
ZHOU Hao, YU Yuhong. Discussion on several important problems of developing UHV AC transmission in China[J]. Power System Technology, 2005, 29(12): 1-9.
- [2] 袁清云.特高压直流输电技术现状及在我国的应用前景[J].电网技术,2005,29(14):1-3.  
YUAN Qingyun. Present state and application prospect of ultra HVDC transmission in China[J]. Power System Technology, 2005, 29(14): 1-3.
- [3] 齐旭,曾德文,史大军,等.特高压直流输电对系统安全稳定影响研究[J].电网技术,2006,30(2):1-6.  
QI Xu, ZENG Dewen, SHI Dajun, et al. Study on impacts of UHVDC transmission on power system stability[J]. Power System Technology, 2006, 30(2): 1-6.
- [4] 张文亮,于永清,李光范,等.特高压直流技术研究[J].中国电机工程学报,2007,27(22):1-7.  
ZHANG Wenliang, YU Yongqing, LI Guangfan, et al. Researches on UHVDC technology[J]. Proceedings of the CSEE, 2007, 27(22): 1-7.
- [5] 李明节.大规模特高压交直流混联电网特性分析与运行控制[J].电网技术,2016,40(4):985-991.  
LI Mingjie. Characteristic analysis and operational control of large-scale hybrid UHV AC/DC power grids[J]. Power System Technology, 2016, 40(4): 985-991.
- [6] 陈国平,李明节,许涛,等.关于新能源发展的技术瓶颈研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):20-26.  
CHEN Guoping, LI Mingjie, XU Tao, et al. Study on technical bottleneck of new energy development[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 20-26.
- [7] 舒印彪,张智刚,郭剑波,等.新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J].中国电机工程学报,2017,37(1):1-8.  
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-8.
- [8] 李兆伟,吴雪莲,庄侃沁,等.“9·19”锦苏直流双极闭锁事故华东电网频率特性分析及思考[J].电力系统自动化,2017,41(7):149-155.DOI:10.7500/AEPS20160910002.  
LI ZhaoWei, WU Xuelian, ZHUANG Kanqin, et al. Analysis and reflection on frequency characteristics of East China grid after bipolar locking of “9·19” Jinping-Sunan DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 149-155. DOI: 10.7500/AEPS20160910002.
- [9] 李卫东,常烨,陈兆庆,等.区域控制偏差的动态内涵[J].电力系统自动化,2016,40(24):146-150. DOI:10.7500/AEPS20160406001.  
LI Weidong, CHANG Yekui, CHEN Zhaoqing, et al. Dynamic contents of area control error[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(24): 146-150. DOI: 10.7500/AEPS20160406001.
- [10] 电力系统安全稳定控制技术导则:GB/T 26399—2011[S].北京:中国电力出版社,2011.
- [11] 张志强,徐友平,袁荣湘,等.大型互联区域电网解列后送端电网频率特性及高频切机方案[J].电网技术,2015,39(1):288-293.  
ZHANG Zhiqiang, XU Youping, YUAN Rongxiang, et al. Frequency characteristic of power grid at sending end of split large-scale interconnected regional power grid and corresponding over-frequency generator-tripping scheme[J]. Power System Technology, 2015, 39(1): 288-293.
- [12] 国务院办公厅.国务院办公厅关于转发发展改革委员会等部门节能发电调度办法(试行)的通知(国办发[2007]53号)[Z].2007.
- [13] 万启发.二十一世纪我国的特高压输电[J].高电压技术,2000,26(6):12-13.  
WAN Qifa. UHV power transmission in China in 21th century[J]. High Voltage Engineering, 2000, 26(6): 12-13.
- [14] 高翔.现代电网频率控制技术[M].北京:中国电力出版社,2010.
- [15] 王晓茹,LIU Yilu.大规模电力系统频率动态分析[J].南方电网技术,2010,4(1):11-17.  
WANG Xiaoru, LIU Yilu. Analysis of frequency dynamics in



- large-scale power systems [J]. Southern Power System Technology, 2010, 4(1): 11-17.
- [16] 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.
- [17] TSAI S S, ZHANG L, PHADKE A G, et al. Study of global frequency dynamic behavior of large power systems [C]// IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, October 10-13, 2004, New York, USA: 328-335.
- [18] 易俊, 周孝信. 电力系统广域保护与控制综述[J]. 电网技术, 2006, 30(8): 7-12.  
YI Jun, ZHOU Xiaoxin. A survey on power system wide-area protection and control[J]. Power System Technology, 2006, 30(8): 7-12.
- [19] 王增平, 姜宪国, 张执超, 等. 智能电网环境下的继电保护[J]. 电力系统保护与控制, 2013, 41(2): 13-18.  
WANG Zengping, JIANG Xianguo, ZHANG Zhichao, et al. Relay protection for smart grid[J]. Power System Protection and Control, 2013, 41(2): 13-18.
- [20] ENTSO-E. Operational reserve ad hoc team report [EB/OL]. [2012-06-14]. [https://www.entsoe.eu/fileadmin/user\\_upload/\\_library/resources/LCFR/2012-06-14\\_SOC-AhT-OR\\_Report\\_final\\_V9-3.pdf](https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/resources/LCFR/2012-06-14_SOC-AhT-OR_Report_final_V9-3.pdf).
- [21] ANDERSON P M, MIRHEYDAR M. A low-order system frequency response model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1990, 5(3): 720-729.
- [22] 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.  
XUE Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackout: Part I form isolated defense lines to coordinated defending [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1): 8-16.
- [23] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架: (二) 广域信息, 在线量化分析和自适应优化控制[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(2): 1-10.  
XUE Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts: Part II reliable information, quantitative analyses and adaptive controls[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(2): 1-10.
- [24] 薛禹胜. 时空协调的大停电防御框架: (三) 各道防线内部的优化和不同防线之间的协调[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(3): 1-10.  
XUE Yusheng. Space-time cooperative framework for defending blackouts: Part III optimization and coordination of defense-lines [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(3): 1-10.

---

李卫东(1964—), 男, 通信作者, 教授, 博士生导师, 主要研究方向: 电力系统调度自动化、电力市场, 特别是有功功率运行平衡控制及其性能评价、清洁能源并网后的运行调度和电力系统运行信息显示等的理论与应用。E-mail: wdli@dlut.edu.cn

晋萃萃(1991—), 女, 博士研究生, 主要研究方向: 动态频率响应运行与控制理论。E-mail: jincuicui2016@mail.dlut.edu.cn

温可瑞(1995—), 男, 博士研究生, 主要研究方向: 动态频率响应运行与控制理论。E-mail: wenkerui@mail.dlut.edu.cn

(编辑 章黎)

## Active Frequency Response Control Under High-power Loss

LI Weidong, JIN Cuicui, WEN Kerui, SHEN Jiakai, LIU Liu

(School of Electrical Engineering, Dalian University of Technology, Dalian 116024, China)

**Abstract:** The increasingly serious situation of frequency stability of power grid needs to coordinate ever-richer frequency response with better methods. On the basis of original security and stability control framework, a control framework of active frequency response associated with related policies is proposed. Its connotation is that, based on more remarkable spatial distribution characteristics of grid frequency, with mature advanced communication technologies, the frequency response methods on “source-grid-load-storage” side are changed from decentralized proportional feedback control based on local parameters to centralized feedforward active control triggered by event or parameters based on parameters at fault point. The control performance of existing devices is given full play and the system overall control capability of frequency stability is improved by optimization and coordination among various frequency response methods. The simulation analysis shows that, the desired effects have been achieved in the proposed ideas and control thought, which provide references for many main bodies to participate in frequency response control.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51677018).

**Key words:** frequency response; primary frequency regulation; frequency stability control; ancillary services; wide-area control; renewable energy