计及特征约束的南方电网主网架动态等值方案

朱 林[1],陈 达[1],张 健[1],李 清[2]
(1. 华南理工大学 电力学院,广东 广州 510640;2. 中国南方电网超高压输电公司 检修试验中心,广东 广州 510663)

摘要:南方电网的不断发展变化对动态等值提出了更高的要求,系统的等值方案必须要考虑特征变化的影响。分析了交流系统支撑能力、异步运行方式以及高比例可再生能源并网对动态等值的影响,提出了相应的等值原则。以南方电网为对象,提出了考虑特征约束的主网架优化等值方案:通过多馈入有效短路比判别交流系统的支撑强度并修正等值保留范围,考虑接线方式与电气距离的约束,提出划分同调机群的新原则,然后调整等值机调速器的参数使其频率特性与等值前相同,并对可再生能源机组进行合理的分群等值以保留其动态特性。根据所提评价标准对等值方案进行验证评估,仿真结果表明,所考虑的关键影响因素具有合理性和必要性;与传统方案相比,所提等值方案更加合理、有效。

关键词:交直流混联系统;动态等值方案;特征约束;主网架;评价标准
中图分类号:TM 74 **文献标志码:**A DOI:10.16081/j.epae.201909008

0 引言

动态等值是根据所关心的安全稳定问题,在原系统中设置重点研究区域,对此部分完全保留并进行详细建模,而将其他区域视为待化简区域,进行大幅度简化等效,并保证等值前、后系统的动态特性一致。动态等值能在保留系统原有特征的基础上大幅度简化系统规模与元件模型,是实现大规模电网安全稳定仿真的有效方法。

国内外学者在动态等值及效果改善方面做了大量的研究工作[1-7]。文献[1]基于电气距离识别同调机群,提出了针对外网的实用型等值方法;文献[2]应用图论的分析方法,提出了一种网络化简的新方法;文献[3]提出了基于母线电压同调判别的外网保留节点辨识方法,并针对电流沟法化简过程中产生的不合理参数,提出了人工修正的方法,显著提高了等值的精度;文献[4]针对同调等值法中的发电机聚合环节,提出了一种基于结构约束的参数解析方法,从而大幅降低了参数的寻优难度;文献[5]基于发电机的支撑强度提出动态等值新方法,并针对南方电网的运行特性,提出保留主网架、忽略全部低压网架的要求,但保留区域的合理性有待进一步探讨;文献[6-7]将低压网络等值为发电机和负荷的组合,进而提出基于短路电流水平不变的主网架等值方法,但没有考虑保留区域的详细程度对结果的影响。

需要注意的是,上述等值工作均是人为指定保留和消去区域,重点是围绕待化简区域探讨等值原理和具体方法实施,未能就等值方案进行深入的讨论,也缺乏等值方案的影响因素分析。可以认为,上述研究所采用的等值方案十分依赖于工作人员的主观认识和判断,而缺少对客观因素的充分分析和评价。所以,尽管等值方法较为完备,但仍可能因等值方案的不合理从而影响等值结果的合理性、准确性。

现代电力系统一直在不断地变化与革新,影响这种大系统动态等值的因素也在与时俱进。以南方电网为例,在交直流混联、智能电网与能源互联网等发展的趋势下,其网架结构逐渐呈现"送端多直流送出、受端直流密集多馈入"的新特征[8];进一步地,云南电网与主网实现异步互联,频率稳定问题成为稳定研究的新焦点[9];同时,风、光等间歇性可再生能源发电的渗透率不断增加,电源结构也发生了新变化[10-12]。这些系统特征的变化成为动态等值的约束条件,但针对该方面等值方案的详细讨论尚欠缺,呈现明显的滞后性。

在上述的发展趋势下,制定等值方案将成为动态等值工作的重中之重。因此,一旦对影响系统动态特性的关键因素认识不充分,缺乏对网架结构特征、组网形式变化的深度把握,缺少对等值效果的量化标准,简化后的系统将难以保证原系统的动态特性。但目前却鲜有这方面的深入研究。本文旨在消除现有等值工作的盲点,系统化地探讨大电网的等值方案,全面考虑影响方案的关键因素,研究在特征约束下等值方案的合理设置及等值效果的综合评价。

本文以南方电网为例,从交流系统支撑能力、异步运行方式以及高比例可再生能源发电并网等多角度分析了影响动态等值的因素。然后,以此为约束条件制定了南方电网主网架的等值方案,并提出了动态等值效果的评价标准。以南方电网某运行方式为例,验证了本文所考虑因素的合理性、必要性以及主网架等值方案的有效性。

收稿日期:2019-03-19;**修回日期:**2019-07-11
基金项目:国家自然科学基金资助项目(U1766213)
Project supported by the National Natural Science Foundation of China(U1766213)

1　影响动态等值的关键因素分析

方案制定是开展动态等值工作的第一步,而以往的研究在这一方面并未表现出足够重视,等值方案主要是人为指定,从而缺乏足够的理论依据作为支撑。人为指定这种等值方式存在如下明显的弊端。

一方面,等值方案的可靠性依赖于工作人员的经验和对电力系统的认识,然而这种经验、认识存在滞后性和片面性。譬如对于南方电网主网的等值,以往的做法考虑到主网架蕴含了原始系统的主要电气特征,只保留 500 kV 电压等级的交流网架结构,但 220 kV 直流系统的接入改变了电气特征的分层分布,单一的 500 kV 电压等级已经不能完整地涵盖原始系统的特性;尽管意识到直流系统在电网中的重要作用,完全保留直流线路及两端的换流站,但缺乏对换流站近区电网支撑能力的衡量。

另一方面,人为指定可能不能充分认识潜在的影响因素变化,对电网的电气特征变化认识不充分,难以做到与时俱进。譬如,随着云南电网与主网实现异步联网,等值机的调速系统控制、负荷的频率特性与直流系统的附加频率控制共同作用维持系统的频率稳定,这是传统方案未曾考虑到的盲点;以往可再生能源发电的比例低、影响小且处理方式复杂,仅将其作为功率为负的负荷进行等效,目前的实际情况是可再生能源的并网规模已大幅提高,给系统的调峰、调频能力以及稳定性都带来了不可忽视的影响,从总量和影响程度两方面来看将其作为负的负荷这一处理方案已不再合适。

因此,南方电网不断发展、革新所呈现的特征已成为影响动态等值的关键因素和约束条件,需在等值方案中针对性地涉及。本节深入探讨交流系统支撑能力、异步运行方式、高比例可再生能源并网这些影响动态等值的关键因素,并提出相应的等值原则。

1.1　交流系统支撑能力约束

交流和直流系统间的相互作用在很大程度上和交流系统与所连直流系统的相对强弱相关,保证等值前、后交流系统的支撑能力一致,这对于研究交、直流系统间的相互作用非常有意义。以往的等值研究极少将交流系统的支撑能力纳入评价体系,而在南方电网“多直流送出、多直流密集馈入”的特征约束下,多馈入有效短路比(MIESCR)可以作为计及多回直流相互作用的条件下,有效衡量交流系统对直流系统支撑能力的量化指标。本文采用文献[13]建议的交流系统支撑强度划分规则为:当 MIESCR>2.5 时,为强交流系统;当 1.5≤MIESCR≤2.5 时,为弱交流系统;当 MIESCR<1.5 时,为极弱交流系统。

同时,交流系统的支撑能力与发电机的参数及换流站与发电机之间的电气距离呈强相关性。对于同步机的分群聚合,传统的工程实际做法通常是根据发电机彼此间电气距离的远近,设置阈值并划分同调机群。然而实际中存在虽然机组间电气距离较近但是接入不同的 500 kV 电压等级母线的情况,这样等值机和主网的电气距离与原系统会产生较大的偏差,交流系统的支撑能力会发生改变。综合以上分析,本节以交流系统的支撑能力为特征约束,以 MIESCR 为具体衡量标准,提出节点的保留原则与同步机的分群依据。

对于强交流系统而言,保留全部直流输电系统及两端换流站的交流节点;而对于弱交流系统和极弱交流系统而言,等值系统的特性对等值规模的敏感性较高,除保留换流站的交流节点外,同时保留换流站向下延伸一级的 220 kV 网架节点以及节点之间的线路和变压器,并且保留对换流站有重要支撑作用的发电机组,在允许的仿真规模内尽可能地使等值前、后交流系统的支撑能力接近。

除完整保留的机组外,对于直接接入 500 kV 电压等级主网架的主力机组,按照同一电厂进行等值合并;对于接入 220 kV 及更低电压等级网架的电厂,以每个 500 kV 节点为根节点,分层进行全局网络拓扑搜索,找出同一 500 kV 节点拓扑区域内所有的发电机,并按相同类型的发电机划为同一分组。

1.2　异步运行方式约束

随着云南电网与主网实现异步互联,区域间功角发生暂态失稳的风险将得到大幅缓解,但随之而来的频率稳定问题将加重,对于规模相对较小的云南电网而言尤为突出。而与频率稳定性密切相关的发电机组一次调频、负荷特性与直流频率限制器(FLC)存在着协调配合的关系[14],若在制定等值方案时忽略这一约束,则极易出现等值系统的频率特性严重偏离系统的真实特性,甚至可能出现频率失稳的情况,阻碍频率稳定分析的顺利展开。

对于动态等值而言,FLC 作为直流输电系统的控制系统之一,需要完整保留,其控制参数及死区设置均应保持不变。此外,负荷模型在等值过程中也没有发生本质上的改变,只是在不同区域之间进行移置,其频率因子也不发生变化。在此前提下,合理整定等值机组调速器的参数,使其调频能力仍能与负荷特性、FLC 之间形成协调配合,保证等值系统具备与原始系统相匹配的频率调节能力成为重中之重。特别地,云南侧水电机组的比例超过 70%[15],水电机组调速器的性能对系统频率的影响最为直接。在合理分组的基础上,对等值机调速器的调差系数、水锤效应时间常数进行微调,从而使系统的稳态频率偏差、暂态频率偏差均在可接受的合理范围内。

1.3　高比例可再生能源并网约束

在组网形式上,电源结构也不断发生着深刻的

变化。风、光等随机性可再生能源并网的发展速度不断加快，规模不断增加。而在可再生能源并网发展初期，由于可再生能源渗透率低且通常位于电网末端，其对系统稳定性的影响往往局限于可再生能源厂站内，对高电压等级网架的影响不明显，因此传统的动态等值通常将可再生能源电源等值为功率为负的负荷，忽略了其动态特性。但大规模可再生能源逐渐接入南方电网，尤其是大容量、高电压等级的风电并网，通过高压交直流输电通道集中外送。到2020年，南方电网五省区的可再生能源发电装机预计达到总装机容量的1/4，可再生能源发电量预计达到西电东送电量的1/5，且可再生能源发电中风电所占比例最大[16]。这一变化给系统的调峰／调频能力、网架安全性、电压稳定性及暂态稳定性都带来了不可忽视的影响。

在上述约束下，传统的针对可再生能源机群的处理方案不再满足新形势下精确、高效的暂态稳定仿真研究的需要。一方面，将可再生能源电源等值为负的负荷，这样将无法模拟可再生能源固有的随机性和波动性，无法再现其对主网架真实的影响；另一方面，由于可再生能源比例的提高，可再生能源机群等值生成大量的负荷，其特性会严重区别于电源的负荷特性，引起主网的电压和频率稳定性发生严重的畸变。因此，需要计及可再生能源机群特别是风电场的动态特性，笔者已在文献[17]中详细阐述风电场的动态聚合方法，本文不再赘述。本文在制定等值方案时采用该方法对可再生能源机群展开分群与动态聚合，对其动态特性进行考核。

2 主网架等值方案制定

本节综合考虑上述特征约束制定南方电网主网架的动态等值方案。以南方电网某运行方式下的数据为待研究对象，详细的等值方案如下。

（1）考虑到动态等值需保留主网的主要电气特征，首先详细保留三广、天广、高肇、兴安、楚穗、溪洛渡、糯扎渡、滇西北、金中、永富、鲁西背靠背全部11回直流线路，并保留直流换流站母线与主网架的交流通道及与各回直流并列运行的西电东送交流通道。

（2）考虑交流系统的支撑能力约束，根据各送端、受端电网的强弱修正待保留区域的范围。各换流站的MIESCR如表1所示。

由表1可知，高肇、楚穗、天广直流送端电网以及三广、天广、溪洛渡、永富直流受端电网为弱交流系统，溪洛渡直流送端电网甚至为极弱交流系统，其余电网均为强交流系统。因此，针对以上薄弱的送端区域和密集多馈入的受端区域，在保留换流母线接入的500 kV电压等级主网架结构的基础上，进一步保留相应区域220 kV电压等级的网架结构，并对

表1 南方电网各换流站的MIESCR

Table 1 MIESCR of each converter station in China Southern Power Grid

换流站	MIESCR	换流站	MIESCR	换流站	MIESCR
高坡站	1.52	永仁站	5.31	侨乡站	3.86
兴仁站	2.58	鲁西站（送端）	3.25	从西站	2.32
楚雄站	2.05	鲁西站（受端）	3.24	东方站	4.29
普洱站	2.73	马窝站	2.36	桂中站	4.01
牛寨站	1.25	肇庆站	2.91	富宁站	1.85
新松站	3.18	宝安站	4.19	广州站	2.39
金官站	2.51	穗东站	3.07	鹅城站	2.36

换流站附近具有重要支撑作用的电厂及其机组进行详细建模。譬如对于楚穗直流送端近区电网，保留和平220 kV网架，并对小湾和金安桥电厂进行详细建模；而对于表1中MIESCR>2.5的其余强交流系统，保留500 kV电压等级的主网架结构即可，对低压网络进行等值化简。需要详细保留的交直流通道及厂站示意图如附录中图A1所示，图中省略了其余主网架母线及其间联络线以及部分节点的名称。

（3）同步发电机的分群聚合等值主要分为以下3类。

a. 类型1，对于广东、广西、贵州和云南区域内通过升压变直接接入500 kV电压等级主网架的大容量主力机组而言，将同一电厂内的机组划分为同一机群并聚合为1台等值机，如将直接接入广东主网的阳西电厂机组聚合为1台等值机。

b. 类型2，对于上文所述四省范围内分散接入220 kV及更低电压等级的机组而言，以所属的同一500 kV电压等级拓扑区域为分群依据将其划分为同一待聚合分组，然后在已确定的待聚合分组的基础上，以同一分组中发电机类型相同为依据进一步细化分组，最终完成聚合。如六景、大化机组虽属于同一500 kV电压等级拓扑区域，但由于前者为火电机组，后者为水电机组，发电机类型存在差异且二者的容量接近，将其拆分成2组分别聚合；又如滇西北和滇东北区域存在大量低电压等级的小水电机群，将这些小水电机组单独聚合为1台等值机。

c. 类型3，香港和海南电网的规模相对较小，将其分别聚合为1台等值机即可。

（4）在此基础上，考虑异步运行方式约束，在等值前主要针对云南地区的水电机组展开仿真分析，计及机组类型、容量差异等因素，从等值机相对应的机群中选择最具有代表性的机组，该机组对原始系统频率特性的影响最大，采用其控制系统的模型和参数作为等值机控制系统的模型参数。以云南某分组为例，该分组中共有5台水电机组，调速器和原动机的模型分为A、B和C这3种类型。该分组中各机组的容量及模型类型如表2所示。

由表2可知，考虑以容量为主导因素，采用模型

表2　各机组容量及调速器和原动机模型类型

Table 2　Capacity of each generator and model type of governor and prime mover

机组	容量/MW	调速器和原动机模型类型	机组	容量/MW	调速器和原动机模型类型
1	300	A	4	150	C
2	300	A	5	150	C
3	350	B			

A的机组容量之和最大,为最具代表性的机组,等值机应采用模型A并选取机组1或机组2的参数,优于选择单台容量最大的机组3的模型、参数。进一步地,通过仿真结果更加直观地验证这一结论。设置上述机组所接入的主网母线发生三相短路故障,故障持续0.1 s,各机组、主网母线的频率响应曲线见图1。

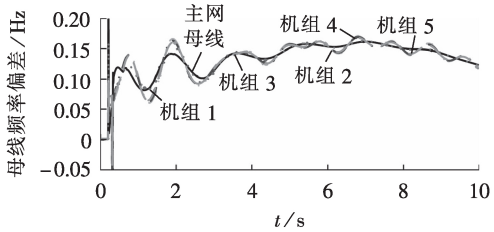


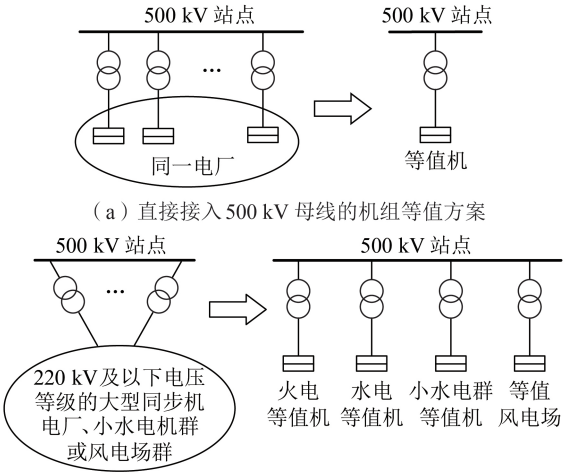
图1　各机组及主网母线的频率响应曲线

Fig.1　Frequency response curves of each generator and main grid bus

由图1可以明显看出,机组1、2与主网母线的频率特性最为接近,等值机初步选取机组1、2的模型和参数是合理的。等值后根据等值结果进一步手动调节调速器的调差系数和水锤效应时间常数,使等值后的频率特性与等值前尽量吻合。

(5)考虑高比例可再生能源并网约束,将南方电网中接入同一主网架母线的各风电场依据等效功角的同调性等值为1座风电场。最终,将南方电网原始系统中的140余座风电场等值为汇集在500 kV主网架母线的22座风电场。

单一500 kV拓扑区域内同步发电机及风电场的等值方案,如图2所示。



(a)直接接入500 kV母线的机组等值方案

(b)接入220 kV及以下电压等级网架的同步机组及风电场等值方案

图2　单一500 kV拓扑区域内机组及风电场的等值方案示意图

Fig.2　Schematic diagram of equivalent scheme of generators and wind farms in a single 500 kV topological region

(1)对于送、受端电网的交流系统故障而言,动态等值的评价重点关注换流站、输电通道关键节点的电压水平以及输电通道的功率特性;

(2)对于直流单极和双极闭锁故障而言,除需对换流站的电压水平进行评价,还需重点关注母线频率偏差,频率偏差可作为等值后西电东送主网架频率响应特性和一次调频能力的评价标准;

(3)可再生能源发电对主网的影响主要依托汇集母线而呈现,在上述交、直流故障下,对于可再生能源发电机组等值后特性的评价,重点关注汇集母线的电压和功率特性。

为了进一步量化、精确评估等值系统的暂态效果,本文采用统计学理论中的相关系数作为量化指标,评价等值系统和原始系统暂态响应曲线之间的相似程度,如式(1)所示。

$$r=\frac{\mathrm{cov}(X_{\mathrm{O}},X_{\mathrm{E}})}{\sqrt{V_{\mathrm{var}}(X_{\mathrm{O}})V_{\mathrm{var}}(X_{\mathrm{E}})}}\times 100\% \tag{1}$$

其中,X_{O}为原始系统的变量;X_{E}为等值系统的变量;$\mathrm{cov}(X_{\mathrm{O}},X_{\mathrm{E}})$为等值系统与原始系统暂态响应曲线采样数据序列之间的协方差;$V_{\mathrm{var}}(X_{\mathrm{E}})$、$V_{\mathrm{var}}(X_{\mathrm{O}})$分别为等值系统、原始系统暂态响应曲线采样数据序列的方差。相关系数越大,则曲线之间的相似程度越高,相关系数大于95%可满足误差要求。

3　动态等值效果综合评价标准

3.1　稳态评价标准

从稳态来看,对于等值后的主网架而言,重点关注主通道关键节点的电压水平和线路潮流分布,其误差需在5%以内。此外,区别于传统的评价标准,本文以MIESCR代替短路容量作为衡量等值前、后交流系统支撑强度的指标,需满足误差在5%以内。

3.2　暂态评价标准

从暂态来看,等值前、后的系统在故障下的暂态响应过程应具有相似的振荡及恢复趋势,故障恢复时间、故障切除后的稳态值尽可能接近,且对不同故障类型、不同故障位置具有良好的适应性,具体如下:

4　等值方案效果验证

4.1　稳态效果验证

等值后的系统包含全部的11回直流线路、565条母线、134台发电机、22座风电场、919条支路,等值后系统的规模为原始系统的4.2%。电磁暂态仿

真软件EMTDC、RTDS完全可以接受此等值系统规模，能充分利用仿真资源，极大地实现仿真精度和效率的平衡。等值前、后主通道关键节点电压幅值的最大相对偏差为崇左站的0.591%，线路有功功率相对偏差均小于1%，误差满足工程实际标准。部分关键节点电压和线路有功功率的变化情况分别见表3和表4（表3中的电压幅值为标幺值）。

表3 等值前、后部分节点的电压情况对比

Table 3 Comparison of partial node voltage before and after equivalence

节点	电压幅值		幅值偏差/%
	等值前	等值后	
罗洞	1.014	1.014	0
贺州	1.001	1.000	0.099
北郊	1.064	1.064	0
茂名	1.005	1.003	0.199
玉林	0.996	0.994	0.201
梧州	0.997	0.995	0.200
崇左	1.014	1.008	0.591
南宁	1.005	1.001	0.398
砚都	1.070	1.069	0.093
柳东	1.013	1.012	0.098
贤令山	0.998	0.998	0

表4 等值前、后部分线路有功功率对比

Table 4 Comparison of active power of partial transmission lines before and after equivalence

线路	有功功率/MW		有功功率偏差/%
	等值前	等值后	
玉茂线	1093.0	1110.1	0.640
山花线	2161.5	2165.5	0.185
贺罗线	2093.5	2094.1	0.029
罗梧线	762.1	768.0	0.774
北增线	1666.3	1669.6	0.198
沙柳线	933.7	930.1	0.386
崇南线	1443.7	1449.9	0.429

表5为等值前、后部分换流站的MIESCR对比。由表5可知，各换流站MIESCR的误差控制在5%之内，交流系统对直流的电压、无功支撑能力维持在等值前的相应水平。

表5 等值前、后部分换流站的MIESCR对比

Table 5 Comparison of MIESCR of partial converter station before and after equivalence

换流站	MIESCR		误差/%
	等值前	等值后	
高坡站	2.36	2.37	0.48
楚雄站	2.05	2.03	−2.99
牛寨站	1.25	1.24	−0.08
马窝站	2.36	2.46	4.11
从西站	2.32	2.27	−2.15
富宁站	1.85	1.84	−0.79
广州站	2.39	2.44	2.07
鹅城站	2.36	2.31	−1.93

4.2 暂态效果验证

为了验证等值系统在大扰动下的动态特性、本文所考虑约束的合理性与正确性，分别针对所提约束设计了3个仿真案例：案例1用于验证交流系统支撑能力约束，案例2用于验证异步运行方式约束，案例3用于验证高比例可再生能源并网约束。在每个仿真案例中，将本文所提等值方案与传统方案进行对比分析，进一步验证本文所提等值方案的优越性，并应用相关系数指标对暂态效果进行量化评估。

4.2.1 案例1

案例1所采用的传统方案（称为传统方案1）为不考虑交流系统支撑能力约束，对弱送、受端电网只保留换流站及与其关系密切的主网架站点，而对220 kV及以下电压等级的网架及电厂进行等值化简，并将地理位置接近的机组划分为同一同调机群。其余设置与本文所提方案相同。故障设置为武百线发生三相永久性短路故障，故障持续时间为0.1 s，仿真时长为10 s。图3为富宁站母线电压、百永线有功功率的仿真曲线（图中母线电压为标幺值，后同）。

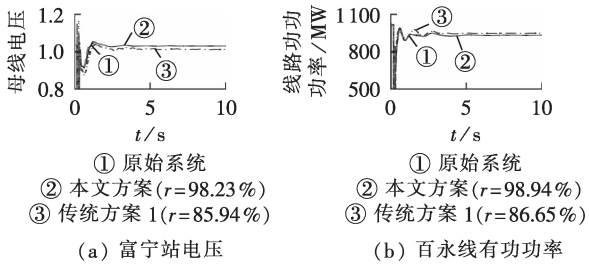


图3 母线电压及线路有功功率响应曲线对比

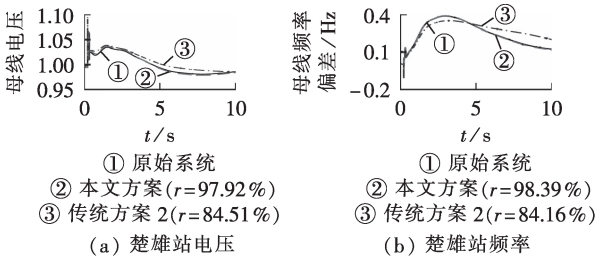
Fig.3 Comparison of bus voltage and line active power response curves

由图3可见，在传统方案1下，换流站电压和输电通道传输功率特性虽然与等值前系统的动态特性在整体变化趋势上较为接近，但是在波动较大的区间，尤其是拐点处，传统方案1的误差会明显增大，在发生严重故障时交、直流系统无法精确响应；而本文所提等值方案的动态特性在整个故障发生及恢复区间内都能很好地与等值前的特性相吻合，且相关系数均高于95%，满足误差要求。这是因为本文考虑了交流系统支撑能力约束，能够保证交、直流系统的响应特性不失真，从而明显提高等值精度，证明了考虑交流系统支撑能力约束的等值方案的有效性。

4.2.2 案例2

案例2所采用的传统方案（称为传统方案2）为不考虑异步运行方式下的频率问题约束，忽略发电机类型、机组容量的差异，对等值机的调速器参数不做调整，其余设置与本文所提方案相同。故障设置为楚穗直流发生单极闭锁故障，故障持续时间为0.1 s，仿真时长为10 s。图4给出了楚雄站母线电压和频率特性的仿真曲线。

由图4可见，在本文所提方案下，等值系统在发



① 原始系统
② 本文方案(r=97.92%)
③ 传统方案 2(r=84.51%)
(a) 楚雄站电压

① 原始系统
② 本文方案(r=98.39%)
③ 传统方案 2(r=84.16%)
(b) 楚雄站频率

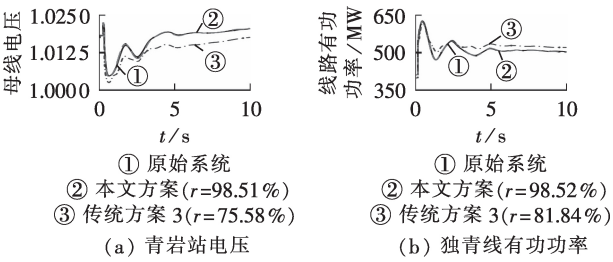
图 4　母线电压及频率响应曲线对比

Fig.4　Comparison of bus voltage and frequency response curves

生直流闭锁故障时换流站的电压、频率特性与等值前系统的特性在变化趋势上几乎完全一致,在电压幅值上也能很好地吻合,最大误差不超过 0.004 p.u.;而传统方案 2 虽然对电压特性的影响不大,等值后换流站的电压特性与等值前的趋势仍能基本保持一致,但由于没有考虑异步联网带来的频率问题约束,等值后换流站的频率曲线虽然在故障发生后初期与等值前系统的频率曲线吻合较好,但在 2 s 之后出现明显的畸变,其相关系数仅为 84.16%,等值效果较差。由此可证明本文所提等值方案能够实现机组调频能力与 FLC 和负荷调频的协调配合,保留原始系统频率特性的动态细节。

4.2.3　案例 3

案例 3 所采用的传统方案(称为传统方案 3)为不考虑高比例可再生能源并网约束,将所有可再生能源发电机组仍作为功率为负的负荷进行处理,其余设置与本文所提方案相同。故障设置为金中直流发生双极闭锁的严重故障,故障持续时间为 0.1 s,仿真时长为 10 s。图 5 给出了风电场汇集的 500 kV 青岩站电压和独青线有功功率的仿真曲线。



① 原始系统
② 本文方案(r=98.51%)
③ 传统方案 3(r=75.58%)
(a) 青岩站电压

① 原始系统
② 本文方案(r=98.52%)
③ 传统方案 3(r=81.84%)
(b) 独青线有功功率

图 5　母线电压及线路有功功率响应曲线对比

Fig.5　Comparison of bus voltage and line active power response curves

由图 5 可以看出,即使发生严重的直流双极闭锁故障,本文所提等值方案下风电场汇集的 500 kV 站点电压和线路功率特性曲线的相关系数均高于 95%,且远高于传统方案 3,与等值前具有较高的拟合度;而传统方案 3 由于将风电场等值为功率为负的负荷,并不能准确描述风电场实际的动态响应特性,所以方案 3 下的幅值、振荡趋势与等值前均存在较大的差异,在拐点处尤为明显,这是由风电场与负荷模型的本质差别所导致的。综上所述,本文所考虑的高比例可再生能源并网约束是十分必要的,所得结果能够精确再现风电场对主网架汇集站点的影响,从而进一步验证了本文所提方案的优越性,等值结果适用于进一步深入的暂态稳定分析。

5　结论

本文立足于南方电网发展变化的新特征和动态等值面临的新挑战,首次深入分析了影响主网架动态等值的关键因素,即交流系统的支撑能力、异步运行方式下的频率稳定问题以及高比例可再生能源并网等约束,并提出了优化的等值方案。

稳态分析表明,采用本文所提优化等值方案几乎不改变主网架的潮流,且各换流站的 MIESCR 变化很小,从而能够保证交流系统的支撑能力不发生明显的变化,直流系统可以准确响应。

暂态分析表明,在所设置的典型故障下,等值前后换流母线电压、故障近区联络线的功率特性十分接近,交、直流系统的相互作用特性不发生畸变;等值系统能在很大程度上保持机组固有的调频能力,能实现与 FLC 控制、负荷特性的协调配合,适应异步运行方式下频率稳定问题的研究需要;针对南方电网高渗透率的风电,等值系统能很好地再现风电场动态特性对主网的影响。与传统方案相比,本文所提方案更具合理性,所考虑的影响因素十分必要。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

[1] JARDIM J L,LEITE DA SILVA A M. A methodology for computing robust dynamic equivalents of large power systems[J]. Electric Power Systems Research,2017,143:513-521.

[2] DORFLER F,BULLO F. Kron reduction of graphs with applications to electrical networks[J]. IEEE Transactions on Circuits and Systems Ⅰ:Regular Papers,2013,60(1):150-163.

[3] 张一荻,管霖. 交直流互联电网动态等值的实用化方法[J]. 电力自动化设备,2013,33(2):120-125.
ZHANG Yidi,GUAN Lin. Practical dynamic equivalence of AC-DC interconnected power network[J]. Electric Power Automation Equipment,2013,33(2):120-125.

[4] 朱林,李莎,刘平,等. 改进的基于结构约束的发电机聚合参数解析方法[J]. 华南理工大学学报(自然科学版),2015,43(8):41-48.
ZHU Lin,LI Sha,LIU Ping,et al. An improved analytical method of generator aggregation parameters based on structural constraint[J]. Journal of South China University of Technology (Natural Science Edition),2015,43(8):41-48.

[5] WENG Hua,XU Zheng. Dynamic reduction of large-scale AC/DC power systems via retaining the trunk network[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems,2012,43(1):1332-1339.

[6] 翁华,徐政. 一种考虑短路电流指标的动态等值方法[J]. 电力自动化设备,2012,32(9):85-89,100.
WENG Hua,XU Zheng. Dynamic equivalence based on short circuit current index[J]. Electric Power Automation Equip-

ment,2012,32(9):85-89,100.
[7] 朱琳,葛俊,吴学光,等. 一种工程实用的电力系统等值方法[J]. 电力自动化设备,2017,37(9):178-184.
ZHU Lin,GE Jun,WU Xueguang,et al. Power system equivalence for practical engineering[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(9):178-184.
[8] 周保荣,洪潮,金小明,等. 南方电网同步运行网架向异步运行网架的转变研究[J]. 中国电机工程学报,2016,36(8):2084-2092.
ZHOU Baorong,HONG Chao,JIN Xiaoming,et al. Study of backbone structure change from synchronous to asynchronous in China Southern Power Grid[J]. Proceedings of the CSEE,2016,36(8):2084-2092.
[9] 彭茂兰. 异步联网工程柔性直流测量异常导致功率反转机理分析和优化策略研究[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):218-223.
PENG Maolan. Mechanism analysis and optimization strategy of active power reversal caused by abnormal measurement of flexible HVDC in asynchronous interconnection project[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(8):218-223.
[10] 高本锋,姚磊,李忍,等. 大规模光伏电站并网的振荡模式分析[J]. 电力自动化设备,2017,37(8):123-130.
GAO Benfeng,YAO Lei,LI Ren,et al. Analysis on oscillation modes of large-scale grid-connected PV power plant[J]. Electric Power Automation Equipment,2017,37(8):123-130.
[11] WANG H Y,SU B,MU H L,et al. Optimization of electricity generation and interprovincial trading strategies in Southern China[J]. Energy,2019,174:696-707.
[12] 戴志辉,朱惠君,严思齐,等. 光伏电站直流汇集接入系统的建模分析[J]. 电力自动化设备,2018,38(9):99-106.
DAI Zhihui,ZHU Huijun,YAN Siqi,et al. Modeling and analysis of DC convergence integration system for PV power station[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(9):99-106.
[13] 黄弘扬,徐政,许烽. 多馈入直流输电系统短路比指标的有效性分析[J]. 电力自动化设备,2012,32(11):46-50.
HUANG Hongyang,XU Zheng,XU Feng. Effectiveness of short circuit ratio index for multi-infeed HVDC system[J]. Electric Power Automation Equipment,2012,32(11):46-50.
[14] 高琴,陈亦平,朱林,等. 多直流异步互联系统中频率限制器的控制策略优化设计[J]. 电力系统自动化,2018,42(12):167-172.
GAO Qin,CHEN Yiping,ZHU Lin,et al. Strategy design of frequency limit controller on multi-HVDC asynchronous interconnected power system[J]. Automation of Electric Power Systems,2018,42(12):167-172.
[15] 周磊,张丹,刘福锁,等. 异步联网后云南电网的频率特性及高频切机方案[J]. 南方电网技术,2016,10(7):17-23.
ZHOU Lei,ZHANG Dan,LIU Fusuo,et al. Frequency characteristics of Yunnan Power Grid and corresponding over-frequency generator tripping scheme after asynchronous interconnection[J]. Southern Power System Technology,2016,10(7):17-23.
[16] 胡飞雄,周保荣,卢斯煜. 南方电网促进可再生能源消纳的实践及发展展望[J]. 中国电力,2018,51(1):22-28.
HU Feixiong,ZHOU Baorong,LU Siyu. The practice and perspective of promoting renewable energy integration in China Southern Power Grid[J]. Electric Power,2018,51(1):22-28.
[17] 朱林,王贝,陈达. 基于等效功角同调的双馈风电场等值建模[J]. 南方电网技术,2018,12(6):37-44.
ZHU Lin,WANG Bei,CHEN Da. Equivalent modeling of doubly-fed wind farm based on equivalent power angle coherence[J]. Southern Power System Technology,2018,12(6):37-44.

作者简介:

朱 林

朱 林(1979—),男,广西柳州人,副教授,博士,主要研究方向为电力系统稳定与控制、直流输电技术、新能源并网(**E-mail**:zhul@scut.edu.cn);

陈 达(1994—),男,河北秦皇岛人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制、直流输电技术、新能源并网(**E-mail**:scut_ep_chenda@163.com);

张 健(1995—),男,广东惠州人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统稳定与控制(**E-mail**:519765449@qq.com)。

Dynamic equivalent scheme for main grid of China Southern Power Grid considering feature constraints

ZHU Lin[1],CHEN Da[1],ZHANG Jian[1],LI Qing[2]
(1. School of Electric Power,South China University of Technology,Guangzhou 510640,China;
2. Maintenance & Test Center,CSG EHV Power Transmission Company,Guangzhou 510663,China)

Abstract:The constant development and change of China Southern Power Grid put forward higher requirements for dynamic equivalence,so the equivalent scheme of the system must consider the influence of feature changes. The influence of the support capacities of AC systems,the asynchronous operation modes and the grid-integration of high proportion of renewable energy on dynamic equivalence is analyzed,and the corresponding equivalent principles are put forward. Taking China Southern Power Grid as the example,an optimal equivalent scheme of main grid framework considering feature constraints is proposed. The support strength of AC system is determined by MIESCR(Multi-Infeed Effective Short Circuit Ratio) and the equivalent retention range is modified. Considering the restriction of connection mode and electrical distance,a new division principle of coherent generator group is proposed. Then the parameters of the equivalent governors are adjusted to make its frequency characteristics same as before,and the renewable energy generators are reasonably grouped and equivalent to retain their dynamic characteristics. The equivalent scheme is verified and evaluated according to the proposed evaluation standard. Simulative results show that the key influencing factors are reasonable and necessary. Compared with the traditional schemes,the proposed equivalent scheme is more reasonable and effective.

Key words:AC-DC hybrid system;dynamic equivalent scheme;feature constraints;main grid;evaluation standard

附　录

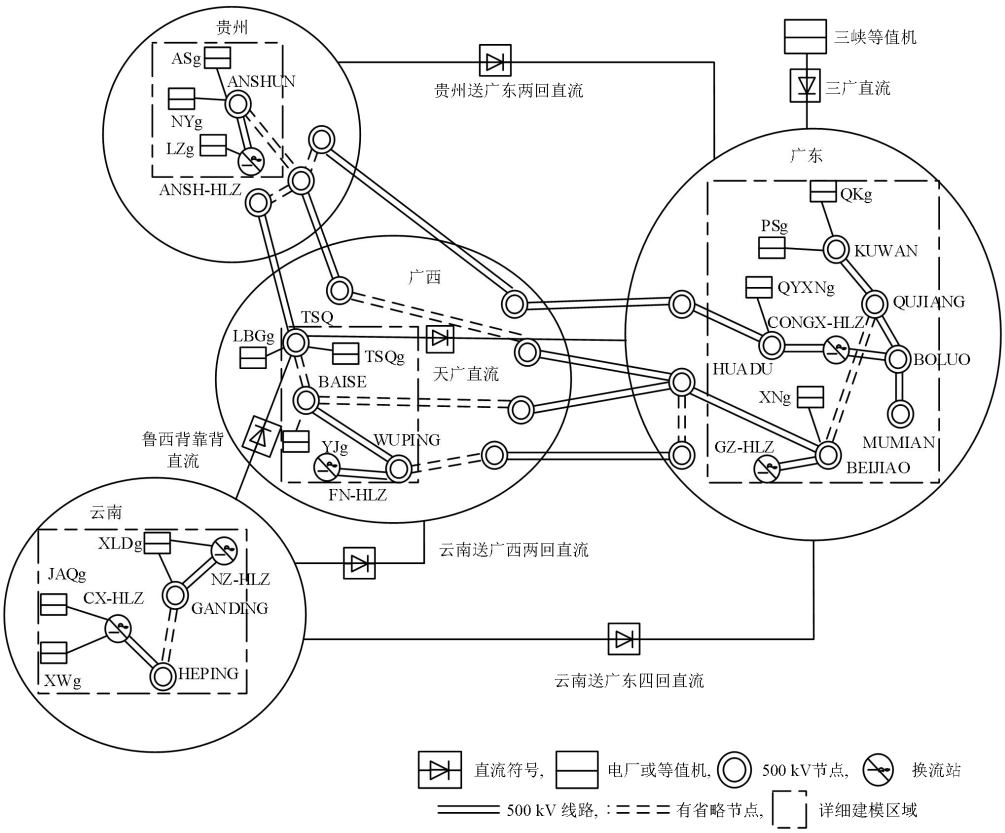


图 A1 详细建模区域示意图

Fig.A1 Schematic diagram of detailed modeling area