

电力系统的安全隐患与建议

原创 侯艳丽 能源杂志 1周前



当前电力系统形态与运行特征发生了重大变化，电力系统安全面临诸多新问题，应如何消除这些安全隐患？

文 | 侯艳丽

随着我国用电负荷提高，跨区域、大容量、远距离特高压直流输电工程集中投产，电力系统形态及运行特性发生了重大变化，电力系统安全面临着诸多新问题，如电源电网发展规划不协调、交直流电网发展不协调、新能源大规模集中并网带来不稳定性、自然灾害和外力破坏频发，发生大面积停电事故的风险加大等。

特高压交流发展相对滞后，“强直弱交”存在重大安全隐患

近年来，特高压直流工程集中投产，已建在建达16回，与此相对应的特高压交流工程建设相对滞后，已建在建仅8回，且多为输电工程，特高压交流尚未成网，难以发挥作用，依靠现有的500千伏主网架无法承受特高压直流故障带来的巨大功率冲击。

华北—华中两大电网仅通过1000千伏长南单线联系，电网结构薄弱，不能满足±800千伏哈郑直流安全稳定运行要求。长南线南送500万千瓦。哈郑直满流率运行方式下，哈郑直流单极、双极闭锁故障，都会突破长南线静稳极限650万千瓦，导致电网失稳，震荡解列装置动作后，频率跌至49.3赫兹至48.5赫兹以下，低频减载切除991万千瓦负荷后才能保住电网稳定。为避免直流单、双极闭锁故障后电网失稳，分别需要联切河南200万千瓦和540万千瓦负荷，否则将造成较大电网事故。

在交流电网得不到配套加强的情况下，±800千伏酒湖直流投运后，华北—华中电网安全稳定问题进一步突出。酒泉—湖南特高压直流工程2015年5月获得核准并开工建设，计划2018年建成投运。酒湖和哈郑直流工程输电走廊相同，沿线灾害较多，增加了直流两极及以上故障的概率。考虑一回直流单极闭锁、另一回直流双极闭锁或两回直流同时双极闭锁，华中电网失去的直流功率将达到1200万千瓦或1600万千瓦，均会导电网失稳、长南线振荡解列后，华中电网低频减载置动作，将切除荷1032万千瓦，势必造成重大电网事故。

交流电网规模与直流容量不匹配，多直流馈入地区存在大停电事故风险

电网发生事故扰动，产生频率波动时，系统依靠大量旋转设备的转动惯性进行调节，称为“转动惯量”。系统的转动惯量越大，承受频率波动的能力越强。由于多回直流换相失败、闭锁引起的频率冲击大，交流同步电网规模相对不足，转动惯量较小，极易导致系统稳定破坏。

华东电网现已馈入直流10回，其中特高压直流6回，最大额定功率800万千瓦。仿真计算表明，华东电网234条500万千瓦线路任一回故障，均可能导致华东电网8回以上直流同时换相失败，如果故障不能快速切除，将导致多回直流闭锁，华东电网出现大量功率缺额，造成系统频率大幅下降，严重时低频减载动作，系统损失大量负荷，可能引发较大电网事故。

考虑已核准在建的锡盟—泰州(额定功率1000万千瓦)、晋北—南京(额定功率800万千瓦)准东—皖南(额定功率1200万千瓦)特高压直流工程。2019年华东电网馈入直流将达到13回。届时，电网频率稳定问题将更加突出，可能引发大停电事故。

广东电网现已馈入直流8回，其中特高压直流2回，额定功率500万千瓦。广东境内罗洞、北郊、花都、增城、穗东等55条500千伏交流线路任一回故障，均可能导致南方电网7回

以上直流同时换相失败，若故障不能快速切除，将导致多回直流闭锁，广东电网与主网解列，损失负荷将超过30%。



500千伏电网短路电流超标问题日益显现，传统控制措施严重削弱了电网支撑能力

随着用电负荷、装机容量的大幅提高，特高压、配电网“两头”薄弱，500千伏电网越来越密集，短路电流超标问题日益显现，京津唐、长三角、珠三角和三峡地区的问题最为突出。2003年以来，我国已经开始应对500千伏枢纽变电站短路电流超标问题。传统的控制短路电流措施主要是采取线路拉停、出串和主变中压侧开断等，这些措施使电网结构完整性遭到破坏，安全隐患增加。2019年，在传统措施基础上，国家电网公司仍有45处厂站短路电流超标。

“十三五”末期，广东电网传统限制短路电流手段将无法满足要求，可能被迫开断广东内环网，届时广东电网承载多直流馈入的稳定问题将进一步突显。

特高压交流尚未成网，高低压电磁环网影响电网正常运行

特高压电网建设初期，500千伏电网暂不具备解环运行条件，存在高低压电磁环网运行的情况。若发生线路故障，可能会出现因潮流转移、阻抗增大造成系统热稳定、动稳定破坏的问题。

例如，1000千伏长南荆交流输电线路建成后，南阳地区形成1000/500千伏电磁环网，500千伏白河至南阳南线路N-2若发生故障后，约26%潮流将转移至白河主变，受白河主变热稳定约束，鄂豫送外断面极限将从500万千瓦下降至350万千瓦。

安控装置运行策略复杂，发生拒动误动可能引发较大事故

国家电网在运的所有特高压直流均配置相应的安控系统，哈郑直流安控系统最大调制直流200万千瓦、切负荷120万千瓦，18个切负荷子站涉及河南8个地市。西南三大特高压直流安控配置的最大切机总量达2100万千瓦(单一直流最大切机800万千瓦)。华东频率协控系统最大需要同时控制8回直流、7个抽蓄厂和253个切负荷子站，动作容量大，一旦发生装置拒动或误动，将对电网产生巨大冲击。

云南电网与主网异步联网运行后，云南电网频率稳定问题突出。云南外送直流功率达到2400万千瓦，若普侨、楚穗、牛从任一直流出现双极闭锁、大容量电厂送出线路跳闸以及多回直流持续换相失败等故障，均将导致云南电网频率大幅变化，频率稳定问题需要通过直流FLC(频率限制控制器)、稳控切机、机组一次调频、AGC(自动发电控制)以及第三道防线高频切机、低频减载等多种控制措施协调解决，一旦控制措施配合失调，可能导致云南电网频率持续大幅上升或下降，甚至导致频率崩溃，引发大停电事故。

各类电源规划失衡，给系统安全运行带来一系列问题

常规火电机组深度调峰、启停调峰，机组健康水平下降。为满足用电负荷变化和新能源出力波动等情况，常规火电机组负荷频繁大幅变化。近年来，机组深度调峰、频繁启停造成的设备锈蚀、阀门卡涩、管道穿孔泄漏、水质恶化、电气设备绝缘降低、环保设备劣化频繁发生，已构成燃煤电厂重大安全隐患，严重影响机组寿命。

供热机组快速增长导致调节能力不断下降，系统运行更加困难。供热机组可用调峰幅度仅为额定容量的15%~25%，远低于常规燃煤机组的50%调峰。供热机组占比大，调峰困难，导致清洁能源消纳矛盾进一步恶化。华北、东北、西北供热机组装机占火电装机比例分别为70%、70%、47%，灵活调节电源比重不足3%，“十二五”以来，东北电网新投产火电1690万千瓦，其中供热机组1027万千瓦，占新投产火电的61%。2015年春节期间，东北电网最小负荷低于供热机组最小开机方式下的出力，共安排9座供热电厂单机供热运行，一旦停机，将影响供热安全。

企业自备电厂快速发展，进一步加大系统调峰压力。自备电厂多隶属高耗能企业，不参与系统调峰，在电力需求放缓的情况下，自备电厂发电量的增长造成公用电厂和新能源被迫进一步压减出力参与调峰。截至2018年12月底，东北电网自备电厂装机总容量1385万千瓦，辽宁、黑龙江自备电占本省火电装机比例超过12%；吉林自备电厂利用小时数比全省火电平均利用小时数高近1000小时。近年，新疆、宁夏等省区自备电厂装机快速增长，造成风电等新能源被迫压减出力参与调峰。



新能源机组涉网性能差，电网发生连锁性故障风险加大

新能源机组基本不具备一次调频能力，系统频率稳定问题突出。由于新能源机组基本不具备一次调频能力，系统有效转动惯量小，频率调节能力持续下降，在大功率缺失情况下，极易诱发全网频率问题。东北电网负荷5500万千瓦，在伊穆直流闭锁缺失300万千瓦功率情况下，若网内风电出力达到1000万千瓦，将引发低频减载动作，损失负荷300万千瓦。预计2019年云南电网风电装机将超1400万千瓦，而云南最高负荷仅1800万千瓦左右，给云南调频造成较大困难。

新能源机组频率、电压耐受能力差，若出现大规模脱网可能引发严重的连锁性故障。风电机组高压穿越及高频耐受能力不如火电，存在系统故障或波动时，风机大面积脱网的风险。常规火电机组频率、电压耐受能力上限分别为51.5Hz和1.3p.u.，风机上限分别为50.2Hz和1.p.u.。仿真计算表明，目前西北电网有30条交流线路任一回N-1故障，会导

致直流换流站近区电压下降，引起直流连锁反应，造成电网频率越限、电压短时冲高，造成风机脱网，引起低频减载动作，切除负荷。

新能源机组产生次同步谐波，系统次同步振荡风险加大。新能源机组产生的次同步谐波与系统固有频率耦合时，一旦发生振荡，容易导致火电机组跳闸，对电网运行造成威胁。2015年1月1日，新疆哈密山北地区风电机组持续产生次同步波，对郑直流安全运行造成影响，花园电厂机组轴系次同步振保护动作，导致3台66万千瓦机组相继跳闸，如果保护拒动，将导致发电机设备损坏。

网源协调管理弱化，影响系统安全

技术措施难以落实，系统抗扰动能力下降，在传统电力系统中，发电厂并网运行管理和辅助服务，为系统安全稳定运行提供了有力保障，电力改革“厂网分离”后，网源协调管理明显弱化。部分发电机组控制系统与涉网保护不匹配，发电机大修及改造后不进行参数测试，发电机组励磁系统改造，软件升级及参数修改后不进行试验；较多数量的自备电厂不投运AVC设备，无考核管理手段等。

管理不规范，一次调频能力不足。在一次调频管理方面，华北区域仅对机组一次调频投入情况、正确动作率、响应速率进行考核，无法全面反映并网电厂一次调频性能；华东采用月度平均值进行考核，无法有效反映系统大扰动情况下机组一次调频响应能力不足的问题。2015年9月19日，锦苏直流双极闭锁，华东频率跌至49.56赫兹，据统计，事故期间华东主力机组中，仅有20%的机组一次调频响应性能满足标准要求，其余80%均不合格机组甚至出现反调特性。

消除安全隐患的建议

电力系统安全事关人民生活稳定和社会经济发展。安全生产责任进一步落实，安全生产监督检查进一步深入，突发事件应对和重大活动保电能力进一步提高。在国外大面积停电事故频发的情况下，我国保持了电网安全稳定运行。针对如上安全隐患，提出如下建议，供国家、行业、电网公司、电力企业参考。

（一）加快发展交流特高压电网，消除电网重大安全风险

首先，重点建设华北—华中联网加强工程，解决电网安全燃眉之急。国际上现有高压直流输电技术均依托交流电网实现换相，交流成网，直流依托交流电网才能安全运行，这是由

交、直流输电自身的功能特点决定的。只有交流网架强度达到一定水平，才能承受特高压直流故障扰动带来的巨大功率冲击。为满足±800千伏哈郑、酒湖直流安全稳定运行要求，需要建设蒙西—湘南和锡盟—赣州特高压交流工程。

其次，组织开展我国同步电网格局研究，先期实现华东、华北区域内特高压交流环网运行，推动实施区域间联网工程。交流电网规模与直流容量相匹配，才能承受大容量、多馈入直流闭锁带来的频率冲击。交流同步电网规模越大，共同响应支援的元件就越多，抵御各类严重故障冲击的能力就越强。我国特高压已经步入大规模建设新阶段，亟需对我国未来电网发展目标和总体格局进行前瞻性、系统性设计，形成目标清晰、布局科学、结构合理、便于实施的中长期网架规划，避免大量重复建设和技术改造。

最后，加快主网架建设，降低对安控系统的过度依赖。尽快形成主网架，减少电网过渡时间，按照分层分区原则，合理消除电磁环网结构，有效控制短路电流水平，减轻电网安全对安控系统的过度依赖。

（二）加强统一规划、强化监督管理，提升系统安全运行水平

统筹各类电源规划，制定相关支持政策和激励机制。加快抽水蓄能和燃气等调峰电站建设，从严控制燃煤机组新建规模，有序发展热电联产。严格控制自备电厂建设，扩大火电灵活性改造规模；建立健全常规电源为新能源调峰的辅助服务补偿机制和市场机制，制定自备电厂管理办法，鼓励自备电厂参与系统调峰明确收费政策。

加大产学研科技攻关力度，提高新能源机组涉网性能。加大科技攻关力度，切实提高机组涉网性能；深入开展风电场地区次同步振荡机理研究，研发先进抑制设备。

加强网源协调管理，强化技术监督和指导。完善《发电厂并网运行管理实施细则》和《并网发电厂辅助服务管理实施细则》，明确责任主体，组织开展发电机组并网安全性评价工作，充分发挥行业组织和中介机构的作用，强化技术监督和指导，对不满足标准的机组限期整改。

（三）尽快修订《电力法》，切实加强电力标准化工作

加快《电力法》修改进程，实现《电力法》与其他法律的有效衔接；修改完善《可再生能源法》，细化法律条文，提升法律的可操作性。

组织专门力量，系统梳理电力配套规章和制度，统筹考虑相关配套条例的制定、修改问题，确保各项制度的衔接。

尽快完善电力标准体系，组织专业队伍，对现有国家行业标准进行全面清理，妥善处理标准内容冲突问题，加快制定针对新领域的技术标准。

版权声明 | 此内容为能源杂志原创，未经授权，不得以任何方式加以使用，包括转载、摘编、复制或建立镜像，能源杂志将追究侵权者的法律责任。

• END •

欢迎投稿，联系邮箱
tg@inengyuan.com

往期推荐



