构网型变流器提升弱电网下风电暂态电压支撑能力

李　明

北京京能清洁能源电力股份有限公司西北分公司 宁夏 银川 750000

【摘　要】：弱电网短路容量偏低，风电并网系统在故障扰动期间易出现电压跌落、无功支撑不足及恢复迟缓等问题。针对传统跟网控制的电压支撑局限，采用构网型变流器建立自主电压控制机制，结合虚拟同步控制、动态无功调节及故障限流协调策略，增强暂态电压调节能力。通过故障穿越过程中的电压响应及恢复特性评价，分析控制策略对抑制电压波动、改善故障后电压恢复及提升弱电网运行稳定性的效果。

【关键词】：构网型变流器；弱电网；风电并网；暂态电压支撑；无功控制

DOI:10.12417/2705-0998.26.14.012

1 弱电网风电系统暂态电压运行特性

1.1 弱电网短路比及并网阻抗特征

弱电网短路容量相对较小，短路比偏低，风电并网点电压对有功、无功功率变化具有较高敏感性。短路比通常采用并网点短路容量与风电场额定容量的比值表征，其数值降低意味着电网电压刚性减弱。长距离输电线路及较大的等效电网阻抗会增强功率扰动引起的电压偏移，阻抗幅值及电阻电抗比共同影响电压调节特性。故障期间，电网等效阻抗变化可能加剧并网点电压波动，风电变流器输出电流与电网电压之间的动态耦合更加明显，暂态支撑能力受到电网强度及阻抗特性的共同制约。

1.2 风电变流器暂态电压响应机理

风电变流器暂态电压响应受电流控制环节、锁相同步机制及无功功率调节特性影响。传统跟网型控制依靠锁相环提取电网电压相位，采用电流内环调节有功、无功分量。电网故障造成电压幅值骤降时，锁相环相位估计可能产生偏差，电流参考值快速变化，进而引起有功、无功控制耦合[1]。受半导体器件过流能力限制，变流器进入限流状态后需要重新分配电流容量，故障无功支撑需求可能受到抑制。故障清除阶段，控制环节恢复速度及电流指令切换过程还会影响电压回升轨迹和暂态振荡幅度。

1.3 构网型控制的电压形成机制

构网型变流器采用内部电压相位生成机制，利用电压幅值调节及功率同步控制建立交流侧电压参考，不再依赖锁相环完成基本同步。虚拟同步机控制可模拟同步发电机的惯性及阻尼特性，利用有功功率偏差调节输出频率，结合无功—电压下垂特性调整电压幅值。电压内环及电流内环协同控制输出电压和滤波电流，改善弱电网条件下的动态响应。故障扰动期间，构网型变流器可根据电压偏差调整无功输出，但实际支撑能力仍受电流限幅、直流侧能量平衡及控制参数约束，需要保持电压形成特性与故障保护机制的协调。

2 弱电网风电暂态电压支撑关键问题

2.1 故障扰动引起并网点电压深度跌落

短路故障发生后，故障点附近电压迅速下降，弱电网较高的等效阻抗使并网点电压对故障位置、类型及持续时间更加敏感。风电场经集电线路、升压变压器接入电网，多级阻抗叠加改变故障电流分布及电压跌落程度。低短路比条件下，变流器输出功率变化还可能引起并网点电压附加偏移。深度电压跌落会压缩变流器有功传输能力，造成直流母线功率失衡，并增加交流侧电流调节压力。故障电压幅值及相角突变相互叠加，进一步提高暂态电压支撑控制的复杂程度。

2.2 无功电流受限导致动态支撑不足

变流器额定电流及短时过载能力决定故障期间无功电流的可用裕度。并网点电压降低后，电压支撑控制需要提高无功电流输出，但有功电流分量仍占用部分电流容量，容易触发电流幅值限制[2]。构网型变流器进入限流状态时，内部电压参考与实际端口电压可能产生偏差，功率同步环节及电流约束之间形成动态耦合。若无功优先控制缺乏合理的容量分配，电压支撑指令难以充分执行；限流切换过于剧烈，还可能引发电流振荡，削弱故障期间无功响应的连续性。

2.3 故障清除后电压恢复过程不稳定

故障切除后，电网电压恢复与变流器内部控制状态调整并不同步，容易形成短时功率冲击。故障期间积累的相角偏差、积分状态及直流母线能量偏差，可能在控制模式恢复时集中释放，引起输出电压超调或低频振荡。弱电网阻尼水平有限，构网型变流器功率同步环节与线路阻抗之间的动态交互可能延长振荡衰减时间。若电流限幅解除、无功指令回撤及有功功率恢复缺乏协调，电压回升轨迹容易出现二次波动，影响风电机组故障穿越后的稳定运行。

3 构网型变流器暂态电压支撑控制策略

3.1 优化虚拟同步控制抑制电压跌落

虚拟同步控制优化应兼顾构网型变流器的功率同步稳定

性及暂态电压调节需求。针对弱电网故障期间电压幅值骤降、相角扰动加剧的问题，可采用虚拟同步机控制结构，将有功—频率调节与无功—电压调节分别配置，并设置故障电压偏差快速补偿通道。虚拟惯量参数依据风电场等效短路比、功率运行点及直流侧能量裕度确定，阻尼系数结合特征根分析及暂态响应结果整定，避免惯量设置过大造成相角恢复迟缓。电压外环引入动态无功补偿指令，利用并网点正序电压偏差调整内部电压参考值，提高故障初期的无功响应速度。对于电网阻抗变化引起的控制参数失配，可采用短路比辨识及参数分区整定方式，降低弱电网条件下的控制振荡风险。

故障电压跌落程度达到设定阈值时，控制系统应由常规功率调节转入暂态电压支撑状态，依据电压偏差幅值调整无功—电压下垂系数，并对内部电压参考值设置合理边界。虚拟同步控制中的相角变化率需要配置动态约束，防止故障期间功率失衡引起内部相角持续偏移。电压测量环节采用正序分量提取及适度滤波，兼顾不对称故障识别精度和控制响应速度。控制参数切换采用连续过渡机制，减少电压参考突变造成的电流冲击；同时保留限流环节的优先级，避免电压支撑指令超过变流器实际输出能力。

3.2 协调无功调节及限流控制增强支撑

动态无功支撑控制应依据故障电压幅值、变流器电流裕度及风电机组有功输出状态实施协调调节。并网点电压低于设定支撑阈值后，控制系统根据正序电压偏差生成无功电流需求，并结合变流器允许电流上限计算可用支撑容量。故障期间采用无功优先的电流分配原则，适度压减有功电流参考值，为无功电流释放提供容量空间[3]。考虑构网型变流器具有电压源控制特性，不能直接套用跟网型变流器的电流指令切换方式，应利用虚拟阻抗调节及电流内环约束实现输出电流限制。虚拟阻抗参数可依据电流超限程度动态调整，使故障电流受到抑制，同时避免过大的等效阻抗削弱无功支撑效果。

限流控制需要区分短时暂态冲击和持续性故障过流，设置分级电流保护及相应的控制响应时间。电流接近允许上限时，优先采用连续限幅和抗积分饱和处理，降低控制器饱和造成的恢复延迟；故障程度进一步加深时，协调有功功率削减、直流侧能量调节及交流侧限流，维持功率平衡。针对不对称故障，可结合正负序电流分量控制，限制负序电流引起的器件热应力和功率振荡。无功支撑指令还应考虑并网点电压上升趋势，防止故障切除瞬间持续注入过量无功电流，造成电压过冲。

3.3 设计故障恢复控制改善电压稳定性

故障恢复控制应依据并网点电压回升幅度、内部同步相角及电流限幅状态确定控制模式切换条件。故障清除后不宜立即恢复全部有功输出，可设置电压稳定判据及短时确认环节，待电压幅值进入允许范围、相角偏差得到控制后，再逐步解除暂态支撑限制。恢复初期维持必要的阻尼调节，利用虚拟同步机功率同步环节抑制有功功率突变引起的相角振荡。无功电流参考值采用斜坡下降方式退出，电压外环积分状态同步调整，减少无功补偿突然撤除造成的二次电压跌落。对于故障期间触发的虚拟阻抗限流环节，应依据电流实际下降情况逐步恢复正常参数，避免限流解除时输出电流再次越限。

风电机组有功恢复过程还需协调直流母线电压控制及风轮侧功率输入，防止交流侧功率快速增加导致直流电压异常。可建立电压恢复时间、最大超调量、相角偏差及功率振荡衰减时间等联合判据，对恢复阶段控制参数实施动态调整。当并网点电压出现反复波动时，暂缓提高有功功率参考值，并适当增加虚拟阻尼，限制功率同步环节的振荡幅度。控制模式切换采用滞环判据，避免电压在阈值附近变化时频繁切换。恢复完成后逐步退出故障补偿通道，使构网型变流器平稳返回正常功率调节状态。

表 1 构网型变流器暂态电压支撑控制参数及仿真验证设置

参数类别	具体项目	建议设置或验证范围	单位	评价要求
电网条件	额定频率	50	Hz	国内电网额定频率
电网条件	短路比	1.5、2.0、3.0、5.0	—	分析电网强度敏感性
故障工况	电压跌落幅值	0.2、0.5、0.8	p.u.	覆盖不同故障严重程度
故障工况	电压跌落持续时间	0.15、0.30、0.625	s	考察持续支撑能力
虚拟同步控制	虚拟惯量时间常数	2～6	s	参数扫描及稳定性校核
虚拟同步控制	阻尼参数	根据模型整定	—	抑制功率同步振荡
无功控制	无功电流增量比例系数	1.5～3.0	—	校核动态无功响应
限流控制	电流限幅值	1.1～1.3	p.u.	依据器件允许电流确定
恢复控制	电压恢复时间	仿真测定	ms	比较恢复响应速度
恢复控制	最大电压超调量	仿真测定	%	检验恢复过程稳定性
稳定性评价	电压振荡衰减时间	仿真测定	ms	评价暂态阻尼性能

数据来源：依据《风电场接入电力系统技术规定第 1 部分：陆上风电》（GB/T 19963.1—2021）中的低电压穿越、动态无

功支撑等技术要求，结合构网型变流器控制机理拟定仿真参数。

4 构网型变流器暂态电压支撑效果评价

4.1 不同电网强度下暂态电压响应分析

不同电网强度下的暂态电压响应评价采用短路比为 1.5、2.0、3.0 及 5.0 的仿真工况，保持风电场输出功率、故障位置及持续时间一致，记录并网点电压最低值、跌落持续时间及动态波动幅度。重点考察低短路比条件下构网型变流器的电压调节能力，分析虚拟同步控制参数对暂态电压响应的影响。利用电压时域曲线提取故障初期电压变化率及最低电压幅值，结合不同阻抗条件下的振荡衰减特征，判断控制策略对电网强度变化的适应程度。对比控制优化前后的电压偏差及响应时间，识别弱电网工况下电压支撑性能的变化规律。



图 1 不同电网强度下构网型变流器暂态电压响应及支撑性能对比图

4.2 故障期间无功支撑性能对比

故障期间无功支撑性能评价选取常规构网控制及优化控制两种模式，统一故障电压跌落深度、变流器容量及电流限制条件，比较无功电流响应速度、峰值幅度和持续输出能力。依据并网点正序电压变化提取无功电流增量，计算故障期间无功支撑系数，检验动态无功调节的有效性。针对电流限幅触发工况，记录有功电流压减幅度、无功电流分配比例及电流越限持续时间，分析无功优先控制对电压支撑能力的影响[4]。结合电流波形畸变程度及功率振荡特征，评价虚拟阻抗调节与限流控制的协调性能，避免仅依据无功电流峰值判断支撑效果。

4.3 故障清除后电压恢复效果验证

故障清除后的电压恢复评价以并网点电压重新进入允许范围的时间、最大超调量及振荡衰减时间为主要指标，比较不同恢复控制参数下的动态响应差异。采用统一故障切除时刻，记录电压幅值、输出电流、内部同步相角及直流母线电压的连续变化，识别控制模式切换引起的暂态扰动。重点检验无功指令退出速率、有功功率恢复斜率及虚拟阻尼调整对电压回升轨迹的影响。结合电压二次跌落次数、功率振荡幅度及限流重复触发情况，判断故障恢复控制的稳定性，并依据多工况仿真结果确定控制参数的适用范围。

5 结语

构网型变流器能够改善弱电网风电系统的暂态电压支撑能力。合理配置虚拟同步控制参数，协调动态无功调节及故障限流机制，可减轻电压跌落，增强故障期间的支撑性能，改善故障清除后的电压恢复特性，提高风电并网运行稳定性。

参考文献：

[1] 李元昊.弱电网下考虑锁相环影响的并网逆变器控制策略研究[D].河南理工大学,2025.

[2] 田培建.弱电网下并网逆变器有源阻尼控制策略研究[D].河南理工大学,2025.

[3] 郭水源.构网型变流器的动态特性分析与主动支撑技术研究[D].山东大学,2025.

[4] 翁智超.弱电网下三电平 SVG 控制方法研究及其稳定性分析[D].上海大学,2025.