

高比例新能源接入条件下电力系统稳定性分析

何琼

国网荆州供电公司城区供电中心, 湖北 荆州 434000

DOI:10.61369/EPTSM.2026020022

摘 要 : 随着风电、光伏等新能源高比例接入, 电力系统惯量与短路强度下降、功率波动与控制耦合增强, 频率、电压与振荡稳定性面临新的挑战。本文围绕高比例新能源接入条件下的系统特性变化, 建立包含同步机、并网逆变器与典型负荷的动态模型, 采用时域仿真、静态电压稳定分析及小扰动模态分析等方法, 对不同渗透率与电网强度场景开展对比评估。结果表明: 频率稳定受惯量与快速有功支撑能力制约, 电压稳定受无功裕度与动态支撑速度影响, 弱电网下易出现控制—网络耦合振荡。进一步提出源网荷储协同的提升策略, 包括新能源频率支撑与构网控制、动态无功配置与网架补强、以及储能与需求响应参与辅助服务, 为高渗透率新能源系统安全稳定运行提供参考。

关 键 词 : 高比例新能源; 电力系统稳定性; 频率稳定; 电压稳定; 小扰动稳定; 构网型控制

Analysis of Power System Stability Under High-Penetration Renewable Energy Integration

He Qiong

Urban Power Supply Center, State Grid Jingzhou Power Supply Company, Jingzhou, Hubei 434000

Abstract : With the large-scale integration of renewable energy (wind and photovoltaic), power systems experience reduced inertia and short-circuit strength, increased power variability, and stronger control-grid interactions, posing new challenges to frequency, voltage, and oscillatory stability. This paper investigates the changing system characteristics under high renewable penetration, develops dynamic models including synchronous generators, grid-connected inverters, and representative loads, and conducts comparative assessments across different penetration levels and grid-strength conditions using time-domain simulations, static voltage-stability analysis, and small-signal modal analysis. The results indicate that frequency stability is mainly constrained by system inertia and fast active-power support, voltage stability depends on reactive-power margin and dynamic voltage support, and weak grids are prone to control-network coupled oscillations. Coordinated source-grid-load-storage measures are proposed, including renewable frequency support and grid-forming control, dynamic reactive compensation and grid reinforcement, and ancillary services from energy storage and demand response.

Keywords : high renewable penetration; power system stability; frequency stability; voltage stability; small-signal stability; grid-forming control

前言

随着“双碳”目标推进与可再生能源技术快速发展, 风电、光伏等新能源装机规模持续增长, 电力系统正由“同步机主导”向“高比例电力电子并网”加速演进。新能源出力具有波动性、间歇性和不确定性, 且逆变器并网使系统惯量与阻尼水平下降、短路容量减弱, 导致频率支撑能力不足、电压稳定裕度降低以及低频/次同步振荡风险上升。在高渗透率条件下, 传统基于同步发电机的稳定性分析方法与运行控制策略面临适用性挑战, 因此有必要系统研究高比例新能源接入对电力系统稳定性的影响机理与评估方法, 为安全运行和规划提供依据。

国内外研究围绕新能源并网建模、频率稳定评估、暂态稳定与电压稳定分析、以及构网型控制与储能支撑等方面取得一定进展, 但在多类型稳定性耦合、强弱电网下逆变器控制与电网相互作用、以及评价指标与工程化判据统一等方面仍存在不足。基于此, 本文聚焦高比例新能源接入条件下的频率稳定、电压稳定与小扰动稳定问题, 建立包含同步机与新能源并网控制的动态模型, 采用特征值分析与时域仿真相结合的方法开展评估, 并在典型场景下识别关键影响因素, 进一步提出源网荷储协同的稳定性提升措施。本文研究可为新能源消纳能力提升、系统安全校核与运行控制优化提供参考。

作者简介: 何琼 (1984.08-), 女, 汉族, 湖北荆州人, 学历: 大学本科, 职称: 助理工程师, 研究方向: 电力工程, 生产运行—电力系统及其自动化。

一、高比例新能源接入的系统特性与稳定性挑战

高比例新能源接入使电力系统的物理属性与控制形态发生显著变化，其核心特征可概括为“资源侧不确定性增强、并网接口电力电子化、系统惯量与短路强度下降、控制耦合更复杂”。这些变化共同作用，改变了系统对扰动的响应规律，增加了稳定性风险的多样性与耦合性。

首先，从电源侧看，风电与光伏受气象条件影响，出力呈现明显的波动性、间歇性与随机性，导致常规机组承担更频繁的爬坡与深度调节任务，系统备用需求增加。当预测误差或突发天气导致功率快速变化时，易引发频率偏差扩大与联络线功率波动。在低负荷、强新能源出力时段，常规机组开机数量减少，进一步降低系统惯量与一次调频资源，频率安全裕度被压缩。

其次，从并网形式看，高比例新能源通常通过逆变器接入。逆变器属于快速控制设备，其输出电压、电流受控制环节与限幅逻辑约束，故障期间的电流贡献与同步机存在本质差异：同步机可提供较大的电磁暂态支撑，而逆变器在过流保护下往往限流运行，使短路电流与无功支撑能力受限。随着电网“电力电子化”程度提高，系统惯量、阻尼以及故障电流来源由电磁物理过程逐渐转向控制器算法，稳定性从“机器-网络”耦合转变为“控制-网络”耦合，稳定问题更依赖控制参数与并网强度。此外，新能源集中并网还会重塑潮流分布，改变断面约束与无功分布，使传统“就地无功平衡、分区电压控制”的运行经验面临调整。在稳定性挑战方面，可从以下几类典型风险进行归纳：1) 频率稳定风险：惯量下降使频率变化率(RoCoF)增大，故障或大功率波动时频率跌落更快；一次调频资源减少可能导致频率最低点(Nadir)越限，严重时触发低频减载或新能源保护脱网，形成连锁反应。2) 电压稳定风险：新能源出力变化与无功支撑受限叠加，易造成局部电压偏移与电压崩溃风险；故障后电压恢复过程中，若无功补偿不足或控制策略不当，可能出现延迟电压恢复(FIDVR)现象。3) 小扰动/振荡稳定风险：逆变器控制、线路补偿、并联无功装置等引入多时间尺度动态，可能诱发低频振荡、次/超同步振荡或控制交互振荡；在弱电网下，振荡阻尼对参数高度敏感，稳定边界更窄。4) 暂态稳定与故障穿越挑战：新能源在故障期间受限流与保护策略影响，系统暂态支撑能力弱化；若低电压穿越(LVRT)性能不足或并网控制协调不佳，故障后新能源批量脱网会进一步加剧频率与电压问题。

总体而言，高比例新能源接入下的稳定性不再是单一指标或单一扰动可描述的问题，而呈现“多类型稳定性耦合、源网荷储协同影响、控制策略主导”的特征。后续研究需在准确建模、指标体系与工程化判据、以及面向弱电网的控制协调等方面进一步完善，以支撑高渗透率新能源条件下电力系统安全稳定运行。

二、稳定性分析模型与评估方法

在高比例新能源接入条件下，电力系统呈现“同步机—电力电子—电网”混合特征，稳定性研究需建立能够反映关键动态过

程的统一建模与评估框架。本文从模型构建、分析方法与评价指标三方面展开。

1. 系统建模框架：1) 同步发电机及常规电源模型，为保持对传统电网动态特性的刻画，采用含励磁系统与调速系统的同步发电机模型：电气部分使用经典二轴（或四阶）模型描述转子电磁暂态，机械部分采用摆动方程反映转速与功角动态；励磁与 AVR 用于电压调节，调速器与汽/水轮机模型用于一次调频与功率响应。必要时引入 PSS 以表征阻尼增强措施。2) 新能源与并网逆变器模型，风电、光伏通常通过变流器并网。为兼顾精度与可计算性，本文在不同研究目的下采用两类模型：电磁暂态层面（EMT 简化）：用电流控制型逆变器的电压外环/电流内环、锁相环（PLL）、限流与保护逻辑描述故障期间与弱电网交互特性。机电暂态层面（RMS/小扰动）：将逆变器等效为受控电流源或受控电压源（构网型），以有功—频率（P-f）、无功—电压（Q-V）控制及其限幅特性刻画一次响应与电压支撑能力。对风电可选用双馈或全功率机组等效模型，对光伏采用直流侧功率约束与 MPPT/限功率逻辑。3) 负荷与电网元件模型，负荷采用 ZIP 静态模型与感应电动机动态模型相结合，以覆盖电压跌落电机再加速导致的电压恢复问题；输电线路与变压器采用 π 型等值，FACTS/无功补偿装置（SVC/STATCOM、电容电抗器）采用典型控制模型。对于弱电网场景，重点保留等效电网阻抗与短路比（SCR）参数，以体现电网强度对控制稳定性的影响。

2. 稳定性分析方法：1) 频率稳定评估（时域为主，指标驱动），以典型扰动（机组跳闸、直流闭锁、新能源突降、负荷阶跃等）进行机电暂态仿真，评估频率最低点、稳态频差、频率变化率（RoCoF）及一次调频贡献。对新能源侧，重点考察虚拟惯量、下垂控制、限功率预留等策略对频率响应的改善效果，并分析保护动作与脱网对系统频率的二次冲击。2) 电压稳定分析（静态+动态结合），静态电压稳定采用 PV 曲线、QV 曲线与灵敏度指标（如 V-Q 灵敏度、无功裕度）评估不同运行方式与无功配置下的稳定裕度；动态电压稳定通过故障—切除—恢复过程的时域仿真，观察电压恢复时间、低电压持续时长与无功支撑响应，识别 FIDVR 风险及其与负荷电机占比、无功补偿速度之间的关系。

3) 小扰动稳定/振荡分析（线性化与模态分析），围绕运行点对系统微分代数方程线性化，建立状态空间模型，利用特征值分析获得振荡模式的频率与阻尼比；通过参与因子定位关键状态（如 PLL、直流电压控制、同步机励磁/调速环节等），识别引发低阻尼振荡的主要设备与通道。对于弱电网下的逆变器控制交互，可进一步在频域采用阻抗建模与 Nyquist 判据分析控制—网络耦合稳定性边界。4) 暂态稳定分析（关键故障与安全边界），针对三相短路、线路跳闸、重要断面故障等情形进行时域仿真，评估同步机功角稳定（临界切除时间 CCT、最大功角摆幅）以及新能源低电压穿越过程中的限流、无功优先与恢复策略对系统稳定的影响。必要时引入分区等值与在线安全校核思路，以提升大规模场

景的计算效率。

三、典型场景与算例分析

为验证前述模型与评估方法的有效性，并揭示高比例新能源接入对系统稳定性的关键影响机制，本文构建典型电网算例并设置多类运行场景开展对比分析。算例系统包含同步机电源、新能源场站（风电/光伏）、主干输电网架及典型负荷中心；新能源通过升压站并网，部分场站位于电网末端以体现弱电网特征，同时配置一定比例的无功补偿装置与储能（可选场景），以评估不同调控手段的效果。

1. 场景设置与扰动工况：1）渗透率分档场景，设置新能源出力占比为低（如20%）、中（如40%）和高（如60%及以上）三档，并通过减少常规机组开机数量或降低出力的方式保持系统功率平衡，从而体现惯量下降与短路容量变化对稳定性的影响。2）电网强度与并网条件场景，通过改变并网点等效短路比（SCR）或线路阻抗，构造强电网与弱电网两类典型条件；同时对比电流型并网控制与构网型控制（或引入虚拟惯量/下垂控制）在弱电网下的稳定性差异。3）典型扰动与故障集合，包括：常规机组跳闸、新能源突降/突升、负荷阶跃、关键线路N-1切除、并网点三相短路与单相接地故障等。对故障类扰动进一步设置不同切除时间以评估安全边界。

2. 频率响应对比分析：在机组跳闸或新能源突降场景下，随着新能源渗透率提升，系统等效惯量降低导致RoCoF明显增大，频率最低点降低且出现更快的初始跌落。若新能源采用MPPT满发且缺乏功率预留，频率支撑主要依赖同步机一次调频，易出现频率恢复缓慢甚至二次跌落。引入储能快速功率支撑或新能源限功率预留后，频率最低点可明显抬升，频率恢复时间缩短，表明“快速有功支撑+一次调频资源”对高渗透率场景尤为关键。

3. 电压稳定与故障后恢复特性：在潮流重分布与无功不足的组合同工况下，高渗透率场景的PV/QV曲线显示无功裕度下降，负荷中心或弱网末端母线电压对功率波动更敏感。并网点发生短路并切除后，若逆变器限流导致无功支撑不足，故障后电压恢复出现延迟，且在高电机负荷占比时更易触发FIDVR。配置动态无功装置（STATCOM）或采用无功优先的并网控制策略可显著缩短电压恢复时间，并降低电压越限持续时长，说明动态无功支撑速度与容量是电压稳定的决定性因素之一。

4. 小扰动稳定与弱电网控制交互：在弱电网（低SCR）条件下，小扰动特征值分析表明部分低频模态阻尼比降低，且模态参与因子显示逆变器PLL、外环电压控制与电网阻抗耦合增强，存在控制振荡风险；当多座新能源场站并联运行时，控制参数一致性差或带宽设置不当可能引发场站间的交互振荡。通过优化PLL带宽、引入阻尼控制/虚拟阻抗或采用构网型控制，可提升关键模态阻尼并扩大稳定运行范围，体现“参数整定与控制形态选择”对弱电网稳定性的敏感性。

四、总结

面向高比例新能源接入条件下的频率、电压与振荡等稳定性风险，应从“源—网—荷—储”协同出发，构建兼顾规划与运行的综合提升策略。在源侧，应提升新能源场站对系统的支撑能力，在网侧，需提升电网强度与电压支撑能力，在荷侧与储能侧，储能可作为高效调节资源参与一次调频与电压支撑，缓解新能源波动带来的功率不平衡；需求响应与可控负荷可在紧急情况下提供快速削峰与频率支撑，降低系统对常规机组的调节压力。综合来看，应形成“规划阶段确定容量与配置边界、运行阶段在线评估与自适应控制”的闭环体系，以提高高渗透率新能源条件下电力系统的安全稳定运行水平。

参考文献

- [1] 卓振宇，张宁，谢小荣，等. 高比例可再生能源电力系统关键技术及发展挑战[J]. 电力系统自动化，2021，45(9): 171–191.
- [2] 谢小荣，贺静波，毛航银，等. “双高”电力系统稳定性的新问题及分类探讨[J]. 中国电机工程学报，2021，41(2): 461–475.
- [3] 孙华东，徐式蕴，许涛，等. 新能源多场站短路比定义及指标[J]. 中国电机工程学报，2021，41(2): 497–505.