

核电并网对区域电网电压稳定性的影响研究

王梓仲

国核示范电站有限责任公司 山东省荣成市 264312

摘要：为探究核电并网对区域电网电压稳定性的影响机制，保障新能源高渗透背景下电网安全运行，以压水堆核电机组为研究对象，结合电压稳定核心评价指标，分析并网容量、节点位置等因素的影响路径。通过搭建仿真模型，采用时域仿真与小干扰稳定分析方法对比不同场景电压动态变化与稳定裕度。研究表明：核电并网容量增加降低电压稳定裕度，弱联系电网影响更显著，并网节点选择与励磁参数调控关键。据此提出优化并网规划、调整励磁参数等技术措施，为区域电网接纳核电及电压稳定管控提供理论与工程参考。

关键词：核电并网；区域电网；电压稳定性；励磁调节

1 引言

1.1 研究背景

在“双碳”目标引领下，我国能源结构转型加速推进，核电作为清洁低碳的基荷电源，装机容量与并网规模持续扩大，为区域电网提供稳定电力供应的同时，也对电网安全运行提出挑战。电压稳定性是保障区域电网可靠供电的核心指标，电压失稳可能引发大面积停电等严重事故。与传统电源相比，核电机组具有单机容量大、励磁系统特性复杂、动态响应滞后等特点，其并网会改变电网潮流分布与无功平衡状态，显著影响电压稳定特性。当前新能源高渗透背景下，核电并网与风电、光伏等电源的协同影响进一步加剧电压管控难度，因此系统探究核电并网对区域电网电压稳定性的影响机制，提出针对性提升措施，对推动核电消纳及电网安全稳定运行具有重要理论与工程意义。

2 区域电网电压稳定性基础理论

2.1 电压稳定性的定义与分类

电压稳定性指电力系统受扰动后维持各节点电压在允许范围的能力，分为静态与动态两类。静态电压稳定对应小扰动下的恢复能力，核心是潮流平衡；动态电压稳定对应大扰动下的稳定能力，与电源、负荷动态特性及调控措施相关。本文重点研究核电并网对区域电网局部电压稳定性的影响。

根据影响范围，电压稳定性还可分为全局电压稳定与局部电压稳定。全局电压稳定是指整个电力系统的电压稳定状态，受系统整体潮流分布、电源布局等因素影响；局部电压稳定是指区域电网或某一局部节点的电压稳定状态，主要

受区域内电源出力、负荷分布及局部电网结构影响。本文重点研究核电并网对区域电网的局部电压稳定性影响。

2.2 电压稳定评价指标

结合区域电网特点，选取核心电压稳定评价指标：（1）电压偏差：反映节点电压静态偏移，需符合 GB/T 12325–2022 标准；（2）静态电压稳定裕度：评价静态稳定的核心，裕度越大稳定性越强；（3）动态电压稳定时间：反映大扰动后电压恢复能力，通常要求不超过 3s。

（1）电压偏差：指电网节点实际电压与额定电压的差值占额定电压的百分比，反映了节点电压的静态偏移程度。根据 GB/T 12325–2022《电能质量 供电电压偏差》，35kV 及以上供电电压偏差允许值为 $\pm 5\%$ ，10kV 及以下为 $\pm 7\%$ 。电压偏差越大，说明电网电压的静态稳定性越差。

（2）静态电压稳定裕度：指系统在发生电压失稳前能够承受的最大负荷增长幅度，是评价静态电压稳定的核心指标。通常采用连续潮流法计算，裕度值越大，说明系统的静态电压稳定能力越强。当静态电压稳定裕度小于 0 时，系统处于电压失稳状态。

（3）动态电压稳定时间：指系统在受到大扰动后，电压恢复到允许范围内所需的时间，反映了系统的动态电压调节能力。动态电压稳定时间越短，说明系统的动态电压稳定性越好，通常要求大扰动后电压恢复时间不超过 3s。

2.3 电压稳定分析方法

电压稳定分析方法分静态与动态两类。静态方法适用于小扰动，包括潮流计算法、连续潮流法等，用于判断电压

偏差及稳定裕度；动态方法适用于大扰动，主要有时域仿真法、小干扰稳定分析法，用于模拟动态响应及判断稳定性。本文结合两类方法开展研究。

动态分析方法主要适用于大扰动场景，常用的有时域仿真法、小干扰稳定分析法、模态分析法等。时域仿真法通过建立系统各元件的动态数学模型，求解微分方程与代数方程，模拟系统在扰动后的动态响应过程，获取电压、电流等电气量的时间变化曲线，直观反映系统的动态电压稳定特性；小干扰稳定分析法将系统在稳态运行点附近线性化，通过分析线性化系统的特征值，判断系统的小干扰稳定性，特征值的实部为负时，系统稳定，实部为正时，系统失稳；模态分析法通过对线性化系统的状态矩阵进行模态分解，明确影响电压稳定的主导模态，为电压稳定调控提供针对性方向。本文将结合静态分析与动态分析方法，全面探究核电并网对区域电网电压稳定性的影响。

3 核电机组运行特性与并网影响机制

3.1 核电机组运行特性

我国现役核电机组以压水堆为主，其运行特性与传统电源差异显著：（1）单机容量大、出力稳定，但并网冲击较大；（2）惯性大、调速系统响应慢，一次调频能力弱；（3）励磁系统特性复杂，无功调节范围有限；（4）启停成本高、调峰能力弱，负荷低谷易导致电压升高。

（1）单机容量大，出力稳定性高：压水堆核电机组单机容量多为百万千瓦级，机组运行时受核燃料燃烧特性影响，出力波动较小，能够为区域电网提供稳定的基荷电力。但单机容量大也导致机组并网时对电网的冲击较大，若控制不当，易引发电压波动。

（2）惯性大，调速系统响应慢：核电机组的转子惯性较大，调速系统采用核蒸汽供应系统调控，其响应速度远慢于火电机组的汽轮机调速系统。当电网频率发生波动时，核电机组的一次调频能力较弱，难以快速调整出力以维持频率稳定，进而可能间接影响电压稳定。

（3）励磁系统特性复杂，无功调节能力有限：核电机组的励磁系统采用静止励磁或无刷励磁方式，其主要作用是维持机组端电压稳定，并为电网提供必要的无功功率。但由于核电机组的安全运行约束严格，励磁系统的调节范围受到限制，当电网出现较大无功功率缺额时，机组难以快速提供足够的无功支撑，可能导致电压下降。

（4）启停成本高，调峰能力弱：核电机组的启停过程复杂，耗时较长，且启停成本高昂，因此机组通常长期处于连续运行状态，调峰能力较弱。当区域电网负荷低谷时，核电出力难以快速降低，可能导致电网电压升高，影响电压稳定。

3.2 核电并网对区域电网电压稳定性的影响机制

核电并网通过改变电网电源结构、潮流分布及无功平衡影响电压稳定性：（1）潮流重分布引发电压偏移；（2）无功平衡破坏降低稳定裕度，励磁参数不合理易引发振荡；（3）等值阻抗变化影响电压调节能力，薄弱节点并网影响更显著；（4）动态响应差异加剧暂态电压波动，延长恢复时间。

（1）潮流分布改变引发电压偏移：核电机组并网后，会向区域电网注入大量有功功率，导致电网潮流分布重新调整。若并网节点附近的电网阻抗较大，或潮流分布不合理，可能导致节点电压出现偏移。例如，当核电出力较大时，并网节点及周边节点的电压会升高；当核电出力调整或负荷变化时，潮流波动可能引发电压波动。

（2）无功功率平衡破坏影响电压稳定：电压稳定的核芯是无功功率平衡，核电机组的励磁系统能够提供一定的无功功率，但调节范围有限。当区域电网负荷增长较快，或出现大量感性负荷时，电网无功功率需求增加，若核电机组无法及时补充足够的无功功率，会导致电网电压下降，降低电压稳定裕度。此外，核电机组并网过程中，若励磁系统参数设置不合理，可能引发无功功率振荡，进一步加剧电压波动。

（3）电网等值阻抗变化影响电压调节能力：核电机组的并网相当于在区域电网中增加了一个大型电源节点，改变了电网的等值阻抗特性。若并网节点位于电网的薄弱环节，可能导致电网等值阻抗增大，电压调节能力下降，当受到扰动时，电压波动幅度增大，稳定裕度降低；若并网节点位于电网的强联系区域，电网等值阻抗较小，电压调节能力较强，核电并网对电压稳定性的影响相对较小。

（4）动态响应特性差异引发电压暂态波动：核电机组的惯性大、励磁系统响应慢等动态特性，与区域电网中其他电源（如火电、风电）存在显著差异。当电网受到大扰动（如短路故障）时，核电机组的出力与无功调节无法快速响应，可能导致电压暂态波动幅度增大，恢复时间延长，甚至引发电压失稳。

4 核电并网对区域电网电压稳定性影响的仿真分析

4.1 仿真模型搭建

4.1 仿真模型搭建 基于 PSCAD/EMTDC 搭建含核电机组的 220kV 区域电网仿真模型，原型为某沿海电网（总负荷 3000MW，含多种电源），新增百万千瓦级压水堆核电机组。核电机组采用 PSCAD 自带模型，核心部件含发电机（六阶模型）、静止励磁系统等，参数参考现役机组；区域电网模型包含输电线路（分布参数模型）、双绕组变压器、综合负荷（恒功率：恒电流：恒阻抗 =4:3:3）等，参数均参考实际设备。设计 4 种仿真场景：场景 1（无核电，基准）、场景 2（50% 额定容量核电并网）、场景 3（100% 额定容量核电并网）、场景 4（100% 容量核电在薄弱节点并网），各场景负荷及新能源出力保持固定。

4.2 静态电压稳定性影响分析

4.2 静态电压稳定性影响分析 采用连续潮流法计算各场景静态电压稳定裕度，结果表明：基准场景（无核电）稳定裕度最高；随核电并网容量提升，裕度逐步下降，100% 额定容量并网时降幅显著；若在电网薄弱节点并网，裕度下降更为明显，电压偏差超标风险大幅提升。核心原因在于核电并网增大潮流变化，且机组无功调节能力不足，而并网节点位置直接影响电压调节效果，薄弱节点并网会进一步加剧稳定裕度衰减。

4.3 动态电压稳定性影响分析

4.3 动态电压稳定性影响分析 采用时域仿真模拟核心负荷节点附近 0.1s 三相短路故障后的动态响应，以关键负荷节点电压为研究对象。仿真结果显示：场景 1（无核电）故障后电压降至 0.3pu，恢复时间 1.8s，最大波动幅度 70%；场景 2（50% 容量核电）电压降至 0.28pu，恢复时间 2.2s，波动幅度 72%；场景 3（100% 容量核电）电压降至 0.25pu，恢复时间 2.7s，波动幅度 75%；场景 4（100% 容量核电薄弱节点并网）电压降至 0.22pu，恢复时间 3.5s，波动幅度 78% 且恢复过程伴小幅振荡。综上，核电并网会加剧大扰动下的动态电压波动、延长恢复时间，薄弱节点并网影响更显著，核心原因是核电机组惯性大、励磁响应慢，无法及时提供电压支撑且故障后恢复滞后。

5 提升核电并网区域电网电压稳定性的技术措施

基于上述仿真分析结果，针对核电并网对区域电网电压稳定性的影响，从并网规划、设备参数优化、无功补偿配

置等方面，提出以下提升电压稳定性的技术措施。

5.1 优化核电并网规划

优化并网规划：（1）优先选择电网强联系、无功充足节点并网，靠近负荷中心或大型变电站；（2）控制并网容量增长速度，采用分期并网模式；（3）优化电源布局，实现电源与负荷就近匹配。

5.2 优化核电机组励磁系统参数

优化励磁系统参数：（1）调整调节器比例与积分系数，提升响应速度和调节精度；（2）扩大无功调节范围，增强无功支撑；（3）增设 PSS 抑制低频振荡。仿真验证优化后动态电压稳定性显著提升。

5.3 配置动态无功补偿装置

配置动态无功补偿装置：在核电并网节点、电网薄弱节点及大型负荷中心配置 STATCOM 或 SVG，快速补充无功、抑制电压波动。仿真验证该措施可显著提升静态及动态电压稳定性。

5.4 加强电网结构优化

加强电网结构优化：（1）加强电网互联，降低等值阻抗；（2）升级老旧线路电压等级，减少电压损耗；（3）合理调整变压器分接头，优化电压分布。

6 结论

核电并网会降低区域电网静态电压稳定裕度、加剧动态电压波动，影响程度与并网容量、节点位置密切相关；核电机组励磁系统参数对电压稳定性起关键作用，响应慢、调节范围有限是稳定性下降的重要原因。优化并网规划、调整励磁参数、配置动态无功补偿装置及优化电网结构可有效提升电压稳定性，其中动态无功补偿与励磁参数优化效果显著。本研究为核电并网区域电网电压稳定管控提供理论支撑与工程参考。

参考文献：

- [1] 李庚银，王磊，赵成勇 . 新能源高渗透电网电压稳定性研究现状与展望 [J]. 电力系统自动化 , 2022, 46(1): 1-12.
- [2] 张宏宇，刘捷，王为民 . 压水堆核电机组动态建模及参数辨识 [J]. 核动力工程 , 2023, 44(3): 45-52.
- [3] 陈皓勇，李智欢，张尧 . 区域电网电压稳定评价指标及应用 [J]. 电网技术 , 2022, 46(5): 1601-1609.
- [4] 王海风，李鹏，张兴 . 大型核电机组并网对静态电压稳定裕度的影响 [J]. 电力自动化设备 , 2023, 43(7): 89-96.

- [5] 刘建坤 , 韩民晓 , 李国庆 . 基于 PSCAD/EMTDC 的核电并网动态电压稳定仿真 [J]. 电气应用 , 2022, 41(9): 56–63.
- [6] 徐政 , 唐庚 , 张静 . STATCOM 在核电并网电网中的电压稳定控制 [J]. 电力系统保护与控制 , 2023, 51(8): 134–141.
- [7] 袁越 , 王瑞琪 , 傅质馨 . 核电机组励磁系统参数优化提升电网稳定性 [J]. 中国电机工程学报 , 2022, 42(15): 5123–5132.
- [8] 丁明 , 李生虎 , 张勇 . 区域电网结构优化与电压稳定提升措施 [J]. 电力建设 , 2023, 44(4): 28–35.
- [9] 胡兆庆 , 毛承雄 , 陆继明 . 新能源高渗透下核电并网电压管控策略 [J]. 可再生能源 , 2022, 40(11): 1356–1362.
- [10] Liu Y, Chen Z, Zhang B. Voltage stability enhancement of power systems with high nuclear power penetration[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2023, 38(2): 1456–1465.

作者简介: 姓名: 王梓仲 出生年月: 1997 年 1 月 性别: 男 民族: 汉族 籍贯: 天津市静海区 学历: 大学本科 职称: 助理工程师 研究方向: 核电电力方向