

高比例风电光伏并网下电力系统惯量特性演变与虚拟惯量控制策略优化

马远洋

河南卡本能源科技有限公司, 河南省郑州市, 450000;

摘要: 随着全球能源结构转型的加速, 风电和光伏发电在电力系统中的占比不断提升。这种高比例的可再生能源并网对电力系统的稳定运行提出了新的挑战。传统电力系统依赖于同步发电机提供的惯量支撑, 而风电和光伏等电力电子接口型电源缺乏自然惯量特性, 导致系统整体惯量水平下降, 频率调节能力减弱。在此背景下, 深入研究电力系统惯量特性的演变规律, 并探索有效的虚拟惯量控制策略, 已成为保障新型电力系统安全稳定运行的关键课题。

关键词: 高比例风电光伏并网; 电力系统惯量特性演变; 虚拟惯量控制; 策略优化

DOI: 10. 64216/3080-1508. 25. 08. 017

引言

随着可再生能源渗透率的持续攀升, 电力系统的运行特性正经历深刻变革。在这一过程中, 惯量作为衡量系统抵御频率扰动能力的重要指标, 其作用愈发凸显。然而, 传统以同步机为主导的电力系统正在向多元化、复杂化的方向转变, 风电和光伏等新能源的大规模接入显著改变了系统的惯量支撑结构。这种变化不仅影响了系统的动态响应特性, 还对电网的安全性和可靠性提出了更高要求。因此, 如何在新的能源格局下重新审视惯量的作用, 并通过技术创新提升系统的频率稳定性, 成为亟待解决的核心问题之一。

1 高比例风电光伏并网概述

高比例风电光伏并网并非单纯指新能源装机容量占比的提升, 更核心的是其出力在系统总发电量中占比的显著提高, 通常认为新能源年发电量占比超过 30% 或瞬时出力占比超过 50% 的场景可界定为“高比例并网”。这一界定既体现了新能源对系统供电的贡献度, 也反映了其对系统运行特性的主导性影响。从出力特性来看, 风电与光伏均具有强间歇性、波动性与随机性——风电出力受风速、风向变化影响, 日内可能出现数兆瓦级的骤升骤降; 光伏出力则依赖光照强度与日照时长, 正午时段出力达到峰值, 晨昏时段快速跌落, 且云层遮挡会导致分钟级的出力波动。这些特性使新能源出力难以像同步机组那样保持稳定可控, 需通过储能、调峰机组等配套资源平衡出力波动。从系统结构来看, 高比例并网

推动电源侧从“集中式同步电源为主”转向“分布式/集中式变流器电源为主”, 传统输电网络中“发电-输电-配电-用电”的单向潮流模式逐渐被双向潮流打破, 系统惯量的主要贡献源从同步机组的机械惯量, 转向新能源变流器通过控制模拟的“虚拟惯量”, 这一结构变革为电力系统惯量特性演变埋下核心伏笔。

2 电力系统惯量特性演变

2.1 惯量特性演变的驱动机制

电力系统惯量本质是系统储存与释放旋转动能的能力。传统电力系统中, 同步机组转子转动惯量是核心来源, 其惯量与机组容量、转子质量及转速正相关, 大容量火电机组惯量常数通常在 3-5s 之间, 能提供稳定惯量支撑。高比例风电光伏并网通过“替代效应”与“动态效应”驱动惯量特性演变。一方面, 新能源大规模并网挤压传统同步机组发电空间, 部分低效煤电机组退役, 高效机组降低运行负荷, 使同步机组总惯量贡献下降。如某区域新能源瞬时出力占比达 70% 时, 同步机组数量或仅为传统场景的 1/3, 系统总惯量水平下降 40% 以上。另一方面, 新能源出力波动使同步机组运行状态频繁调整, 如正午光伏出力峰值时同步机组降低出力, 系统惯量降低; 夜间光伏出力消失后同步机组提升出力, 系统惯量回升。这种连锁反应使系统惯量从“稳定常量”变为“动态变量”, 加剧了惯量特性的复杂性。

2.2 惯量特性的演变规律

高比例风电光伏并网下,电力系统惯量特性呈现出“时间维度动态波动、空间维度分布不均”的演变规律。从时间维度看,惯量波动可分为日内、季节与年度三个尺度:日内尺度上,惯量随新能源出力的昼夜变化呈现“低谷-峰值-低谷”的波动趋势,例如某光伏富集区域,凌晨0-6时光伏出力为0,同步机组满负荷运行,系统惯量处于日内峰值(H值约4.2s);正午12-14时光伏出力达到峰值,同步机组降负荷运行,系统惯量降至日内低谷(H值约2.1s);傍晚18-20时光伏出力快速跌落,同步机组重新升负荷,惯量再次回升。季节尺度上,夏季光伏资源丰富,光伏出力占比高,系统惯量整体低于冬季;冬季风电资源更优,风电出力占比提升,且供暖需求推动火电机组保持较高运行负荷,惯量波动幅度较夏季有所减小。年度尺度上,随着新能源装机逐年增加,系统惯量的“基准值”呈逐年下降趋势,例如某省级电网2018年系统平均惯量H值为3.8s,2023年已降至2.5s,年均下降约0.26s。从空间维度看,惯量分布呈现“新能源基地低惯量、负荷中心高惯量”的特征——新能源基地(如西北风电基地、华北光伏基地)新能源渗透率高,同步机组数量少,惯量水平普遍低于2.0s;而负荷中心(如华东、华南核心城市)虽也有新能源并网,但为保障供电可靠性,仍保留较多同步机组,惯量水平维持在3.0s以上,这种空间差异导致跨区域输电线路的惯量“梯度差”增大,增加了区域间功率交换的稳定风险。

3 高比例风电光伏并网下虚拟惯量控制策略优化

3.1 基于惯量需求动态匹配的虚拟惯量参数优化

传统虚拟惯量控制多采用固定的惯量系数(K_I)与阻尼系数(D),无法适应高比例新能源并网下惯量需求的动态变化——当系统惯量充足时,固定高 K_I 可能导致频率超调;当系统惯量不足时,固定低 K_I 则无法有效抑制RoCoF。基于惯量需求动态匹配的参数优化策略,核心是通过实时监测系统运行状态,动态调整虚拟惯量参数,实现“按需支撑”。具体而言,首先构建惯量需求评估指标体系,以RoCoF、频率偏差(Δf)、功率缺额(ΔP)为核心指标,通过加权算法计算实时惯量需求值(H_{req})——当RoCoF $>0.6\text{Hz/s}$ 或 $\Delta f>0.3\text{Hz}$ 时,判定为高惯量需求,需增大 K_I ;当RoCoF $<0.3\text{Hz}$

且 $\Delta f<0.1\text{Hz}$ 时,判定为低惯量需求,可减小 K_I 以避免能量浪费。其次,采用模型预测控制(MPC)算法实现参数动态调整,以未来500ms内的频率预测曲线为输入,以“最小化RoCoF与 Δf 的加权和”为目标函数,求解最优 K_I 与 D 值,确保虚拟惯量参数能提前适配惯量需求变化。此外,引入“参数约束边界”,根据新能源场站的出力裕度(如风电桨距角调节范围、光伏逆变器过载能力)限制 K_I 的最大值,避免因参数过大导致新能源设备过载脱网,实现“安全-性能”的平衡。

3.2 多新能源场站协同的虚拟惯量控制优化

单个新能源场站的虚拟惯量支撑能力有限,且若各场站独立控制,易出现“控制冲突”——例如某风电场增大虚拟惯量输出时,相邻风电场可能因未协同调整而导致区域功率失衡。多新能源场站协同的虚拟惯量控制优化,通过构建“集中-分布式”协同架构,实现多场站的惯量支撑能力聚合。在架构设计上,设置区域协同控制中心,负责接收系统调度指令、采集各场站运行数据(出力、储能状态、设备裕度),并向各场站下发协同控制指令;各新能源场站配备本地控制器,执行协同指令并反馈实时状态。在协同策略上,采用“裕度优先、公平分配”的原则:首先评估各场站的虚拟惯量支撑裕度——风电场的裕度由当前桨距角与额定桨距角的差值决定(差值越大,可释放的动能越多,裕度越高),光伏电站的裕度由逆变器当前输出功率与额定功率的差值决定;然后根据裕度比例分配虚拟惯量支撑任务,裕度高的场站承担更多支撑责任,避免裕度低的场站因过度控制导致出力波动。

3.3 虚拟惯量与传统调频资源的协调优化

虚拟惯量控制虽能快速响应RoCoF,但存在能量持续支撑能力不足的问题——风电释放虚拟惯量需消耗转子动能,若持续时间过长会导致转速过低;光伏提供虚拟惯量依赖储能或逆变器暂态调节,能量储备有限。传统调频资源(如同步火电机组、抽水蓄能)虽响应速度慢(火电机组一次调频响应时延约0.5-1s),但具备持续能量支撑能力。二者的协调优化,核心是通过“时序分工、功能互补”,构建“快速缓冲-持续调节”的双层频率支撑体系。在时序分工上,将频率响应过程分为“瞬时缓冲阶段”(扰动发生后0-0.5s)与“持续调节阶段”(扰动发生后0.5s以后):瞬时缓冲阶段由

虚拟惯量控制主导,利用新能源变流器的快速响应特性(响应时延 $<0.1\text{s}$)抑制 RoCoF,为传统调频资源争取响应时间;持续调节阶段由传统调频资源主导,火电机组通过调整汽门开度、抽水蓄能通过改变机组工况补充功率缺额,同时虚拟惯量控制逐步退出,避免与传统资源产生控制叠加。在协调机制上,构建“状态触发式”切换逻辑——当系统频率变化率 RoCoF 降至 0.3Hz/s 以下或传统调频资源出力达到额定调节能力的 50% 时,触发虚拟惯量控制退出指令,确保二者无缝衔接;同时,通过实时通信共享控制状态,例如火电机组向新能源场站反馈调频出力变化趋势,新能源场站据此调整虚拟惯量退出速度,避免频率二次波动。

3.4 考虑能量约束的虚拟惯量控制优化

能量约束是限制虚拟惯量控制效果的关键因素——若忽略能量约束,盲目增大虚拟惯量输出,会导致新能源设备因能量耗尽而退出运行,反而加剧系统不稳定。考虑能量约束的虚拟惯量控制优化,通过“能量储备预测-支撑时长评估-动态出力调整”的闭环控制,确保虚拟惯量支撑的持续性与安全性。首先,构建能量储备预测模型:对于风电场,基于实时风速与转子转速,通过动能公式($E_k=0.5J\omega^2$, J 为转动惯量, ω 为角速度)计算当前转子储存的动能,结合风速预测数据估算未来 10s 内的动能补充量,确定可用于虚拟惯量支撑的最大能量($E_{\max}$);对于光伏电站,基于储能 SOC(State of Charge)与逆变器额定容量,计算可释放的最大能量(E_{bat}),并结合光伏出力预测确定能量补充速率。其次,进行支撑时长评估:根据当前功率缺额 ΔP ,计算虚拟惯量支撑所需的能量($E_{\text{need}}=\Delta P\times t$, t 为支撑时长),若 $E_{\text{need}}\leq E_{\max}$ (或 E_{bat}),则按需求输出虚拟惯量;若 $E_{\text{need}}>E_{\max}$ (或 E_{bat}),则通过能量分配算法将 $E_{\max}$ (或 E_{bat}) 均匀分配至支撑时长内,降低虚拟惯量输出功率,确保支撑过程不中断。最后,引入“能量恢复控制”:当虚拟惯量支撑结束后,控制新能源设备逐步恢复能量储备——风电场通过调整桨距角提升转子转速,光伏电站通过充电控制提升储能 SOC,为下一次惯量支撑做好准备,同时避免能量恢复过程对系统频率造成影响,例如通过缓慢调整出力(出力变化率 $\leq 5\%/s$)降低对系统的冲击。

3.5 基于数字孪生的虚拟惯量控制优化

数字孪生技术能构建电力系统的“虚拟镜像”,实现运行状态的实时映射、仿真预测与策略验证,为虚拟惯量控制优化提供“先知先觉”的能力。基于数字孪生的虚拟惯量控制优化,通过“物理实体-数字孪生体-控制决策”的交互闭环,提升控制策略的准确性与前瞻性。在数字孪生体构建上,整合新能源场站、同步机组、输电网络、负荷的实时数据(通过 PMU 同步相量测量装置、SCADA 系统采集),建立包含惯量特性、出力特性、控制特性的多物理场模型,实现系统运行状态的毫秒级映射——例如实时模拟不同新能源出力场景下的系统惯量分布、频率响应过程,为控制策略优化提供仿真平台。在控制优化上,采用“预测-验证-执行”的流程:首先,利用数字孪生体对未来 1-5s 内的系统运行状态进行预测,例如预测负荷突变、新能源出力骤降等场景下的惯量需求变化;其次,在虚拟环境中验证不同虚拟惯量控制参数与策略的效果,例如对比不同 K_I 值下的 RoCoF 抑制效果、不同协同策略下的频率稳定裕度,筛选最优方案;最后,将最优策略下发至物理系统执行,并通过数字孪生体实时监测执行效果,若出现偏差(如实际频率响应与虚拟仿真偏差超过 0.1Hz),则及时修正控制参数,形成闭环优化。此外,利用数字孪生体开展极端场景下的控制演练,例如新能源出力瞬时跌落 50% 的场景,提前优化虚拟惯量与传统资源的协调策略,提升系统应对极端事件的能力。

4 结语

高比例风电光伏并网下电力系统惯量特性演变与虚拟惯量控制策略优化是一个持续研究的课题。随着相关技术的不断进步和应用的不断拓展,虚拟惯量控制策略将在电力系统中发挥越来越重要的作用。

参考文献

- [1] 徐政. 高比例风电光伏并网下电力系统惯量特性演变研究[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(5): 1-10.
- [2] 张晓峰, 李伟, 王鹏. 虚拟惯量控制策略优化及其在新能源场站的应用[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 15-25.
- [3] 刘建国, 赵明辉, 孙文博. 高比例可再生能源并网下电力系统频率稳定控制研究[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(12): 45-56.