# 新能源并网背景下电力系统调频调压协同控制策略研究

尹文颖
国网重庆市南供电公司　重庆　401336

**摘　要：**在“双碳”目标引领下，风电、光伏等新能源大规模并网重塑了电力系统的电源结构，传统火电主导的稳定支撑体系逐渐弱化。新能源的间歇性、波动性及“零惯性”特性，导致电力系统频率波动加剧、电压支撑不足等问题凸显，单一的调频或调压控制已难以保障系统安全稳定运行。因此，研究调频调压协同控制策略成为新型电力系统建设的关键课题。

**关键词：**新能源并网背景；电力系统；调频调压；协同控制

## 1 新能源并网对电力系统调频调压的影响机制

### 1.1 对电力系统调频的影响

传统电力系统的调频机制分为一次调频和二次调频：一次调频通过同步发电机调速器自动响应频率偏差，响应时间 2–5 秒；二次调频由调度中心下达指令调整机组出力，响应时间 10–30 秒。新能源并网后，这一机制面临三重挑战：一是系统惯性不足，频率变化率增大，当出现功率扰动时，频率跌落或上升速度加快，极易突破安全阈值；二是新能源机组难以直接参与一次调频，即使经改造具备调频能力，其响应速度和调节范围也远不及传统火电；三是新能源出力的不确定性增加了二次调频的调度难度，传统调度算法难以精准匹配功率平衡需求。例如，当新能源出力骤降时，系统有功缺额无法及时弥补，可能导致频率崩溃，如 2019 年英国电网停电事故就是典型案例。

### 1.2 对电力系统调压的影响

电压稳定依赖于系统的无功功率平衡，传统调压手段主要包括变压器分接头调整和静止无功发生器（SVG）等装置。变压器分接头调整为有级调节，响应时间在分钟级，调节精度低；SVG 虽为无级调节，但受安装位置限制，难以覆盖分布式新能源并网的电压波动区域。新能源并网后，无功功率分布失衡问题加剧：一方面，新能源逆变器的无功输出能力有限，无法为电网提供充足的电压支撑；另一方面，新能源出力波动会引发配电网潮流剧烈变化，导致节点电压大幅波动。在分布式光伏集中接入区域，电压波动幅度可达 ±12%，远超 ±5% 的国标允许范围，严重影响用户用电质量。

### 1.3 调频与调压的耦合关系

频率和电压调节存在天然的耦合关系：有功功率的变化必然伴随无功功率的波动，而无功功率的调节也会间接影响有功功率平衡。例如，当系统频率下降时，若通过增加新能源机组有功出力进行调频，会导致机组端电压上升，需同步调节无功输出抑制电压波动；若单纯通过 SVG 补偿无功进行调压，可能因功率损耗变化影响系统有功平衡，加剧频率波动。这种耦合关系使得单一的调频或调压控制容易引发“顾此失彼”的问题，必须通过协同控制实现二者的统筹调节。

## 2 电力系统调频调压协同控制理论基础

### 2.1 协同控制的核心内涵

调频调压协同控制的核心目标是通过统筹协调各类调节资源，实现有功功率与无功功率的精准匹配，同时保障系统频率和电压稳定在允许范围。其核心内涵包括三个层面：一是时间尺度协同，即不同响应速度的调节资源在不同时间尺度上分工协作，应对不同频率和电压扰动；二是空间尺度协同，即分布式新能源、储能、电网设备等在不同节点的调节资源协同配合，解决局部与全局的稳定问题；三是目标协同，即兼顾频率稳定、电压稳定、新能源消纳和经济性等多重目标，实现多目标优化。

### 2.2 协同控制架构设计

第一级：云端调度层。作为协同控制的“大脑”，负责全局优化决策。通过大数据分析和新能源功率预测，建立考虑频率、电压约束的多目标优化模型，合理分配各区域的调频、调压备用容量；实时监测全系统运行状态，向边缘层下发协同控制指令，实现跨区域资源统筹调度。该层级的核心目标是保障系统全局稳定和经济性。

第二级：边缘决策层。作为协同控制的“神经中枢”，部署于新能源场站、储能电站等局部区域。实时采集区域内

频率、电压、功率等运行数据，无需等待云端指令即可自主启动快速调节；同时接收云端调度指令，调整局部调节策略，实现全局指令与局部需求的协同。该层级的核心优势是响应速度快，可有效抑制暂态波动。

第三级：设备执行层。包括新能源逆变器、储能变流器、SVG、传统火电等执行单元。根据边缘层指令精准调节有功或无功出力，其中储能变流器和新能源逆变器负责毫秒级快速响应，火电负责提供持续的惯性支撑，SVG 负责补充无功功率。各执行单元通过信息交互实现动作协同，避免调节冲突。

2.3 核心支撑技术

（1）虚拟同步机（VSG）技术。VSG 技术通过控制算法模拟传统同步发电机的转子运动方程和励磁调节特性，为新能源逆变器赋予惯性和阻尼支撑能力。在有功 – 频率控制方面，通过虚拟惯量 J 和阻尼系数 D 的调节，模拟同步机的惯性响应，延缓频率跌落速度；在无功 – 电压控制方面，借鉴同步机励磁系统原理，通过 Q–V 下垂特性实现无功功率精准分配，提升电压支撑能力。VSG 技术是实现新能源机组参与调频调压协同控制的核心技术基础。

（2）储能系统双向调节技术。储能系统通过双向储能变流器（BESC）实现有功和无功功率的四象限调节，凭借 IGBT 等电力电子器件的微秒级开关速度，可将响应时间压缩至 100 毫秒以内，是毫秒级调频调压的关键支撑。通过充放电模式的平滑切换，储能系统可在新能源出力过剩时储存电能，在功率缺额时释放能量，同时提供动态无功支撑，实现调频与调压的协同调节。

（3）分布式协同通信技术。采用“光纤通信 + 无线专网”的混合通信架构，保障各层级、各设备间的实时信息交互。云端与边缘层通过光纤通信实现大数据传输和指令下发，通信延迟控制在 100 毫秒以内；边缘层与设备执行层通过无线专网实现本地快速通信，延迟≤ 10 毫秒，确保调节指令的快速执行。分布式通信技术为协同控制的实时性提供保障。

## 3 基于 VSG 与储能的调频调压协同控制策略

3.1 控制策略总体设计

结合 VSG 技术的惯性支撑优势和储能系统的快速调节能力，提出“VSG 惯性支撑 + 储能快速补偿 + 传统机组兜底调节”的调频调压协同控制策略。该策略的核心逻辑是：当系统出现频率或电压扰动时，首先由储能系统通过 BESC 实现毫秒级快速功率补偿，抑制暂态波动；同时，新能源逆变器通过 VSG 控制提供惯性和阻尼支撑，延缓波动趋势；最后由传统火电等机组进行持续调节，恢复系统稳态平衡。通过各环节的协同配合，实现暂态响应与稳态调节的无缝衔接。

3.2 基于 VSG 的有功 – 频率协同调节

为实现有功功率与频率的精准协同调节，本文在虚拟同步机（VSG）控制中引入改进型下垂控制算法。传统下垂控制普遍存在响应速度与稳态精度难以兼顾的矛盾，针对这一问题，本文通过引入功率变化率加权因子对下垂系数进行动态优化，使 VSG 能够根据系统运行状态自适应调整调节特性。

VSG 的核心优势在于能够模拟传统同步发电机的惯性响应和阻尼特性，通过调节自身的虚拟惯量和阻尼参数，可有效延缓系统频率的变化趋势，为频率稳定提供支撑。其基本调节逻辑是通过改变虚拟机械转矩来调整输出有功功率，进而实现对系统频率的精准调控。

改进型下垂控制策略的具体实施逻辑如下：当系统频率偏差较小时，通过增大 VSG 的虚拟惯量和阻尼系数，提升系统的抗干扰能力和运行稳定性，避免小扰动引发频率大幅波动；当频率偏差较大时，则适当减小虚拟惯量和阻尼系数，加快 VSG 的响应速度，快速抑制频率的持续偏离。同时，为弥补 VSG 自身调节能力的局限性，引入储能系统进行协同补偿：当 VSG 输出有功功率达到自身上限仍无法满足频率调节需求时，储能系统将自动启动并补充有功功率缺额，确保系统频率能够快速恢复至稳定范围，实现暂态响应与稳态调节的协同统一。

3.3 基于 BESC 的无功 – 电压协同调节

储能变流器（BESC）采用“电压外环 – 电流内环”双环控制架构，实现无功功率与电压的协同调节。外环采用 PI 调节器维持直流母线电压稳定，响应时间≤ 5ms；内环实施电流解耦控制，精准跟踪参考无功电流，电流纹波系数 <1.5%。

基于 Q–V 下垂特性设计无功调节策略：根据节点电压偏差 ΔU 确定所需的无功补偿量 ΔQ，当电压低于额定值（U<0.95U）时，BESC 输出感性无功功率提升电压；当电压高于额定值（U>1.05U）时，输出容性无功功率抑制电压上升。同时，协调新能源逆变器的无功输出能力，当 BESC 无功调节达到上限时，指令新能源逆变器补充无功支撑，实现分布式资源的协同调压。

3.4 多主体协同协调机制

建立基于优先级的多主体协同协调机制，明确各调节资源的动作顺序和责任边界：（1）暂态阶段（0–100ms）：储能系统优先动作，通过 BESC 快速补偿有功和无功功率，抑制频率和电压的快速波动；（2）过渡阶段（100ms–2s）：新能源逆变器通过 VSG 控制提供惯性支撑，调整有功和无功出力，配合储能系统稳定波动趋势；（3）稳态阶段（>2s）：传统火电等机组根据云端调度指令调整出力，恢复系统功率平衡，储能系统退出快速调节模式，转为储能 / 释能状态优化。同时，通过分布式协同通信实现各主体间的状态交互，避免调节重叠或缺失。

## 4 仿真实验与结果分析

4.1 仿真模型搭建

在 Matlab/Simulink 平台搭建含新能源、储能、传统火电和负荷的电力系统仿真模型。模型参数设置如下：系统额定电压 220kV，额定频率 50Hz；风电装机容量 100MW，光伏装机容量 80MW；储能系统容量 50MWh，BESC 响应时间≤ 80ms；传统火电机组容量 200MW；负荷总容量 200MW，含工业负荷和居民负荷。分别搭建所提协同控制策略模型（实验组）和传统分控策略模型（对照组），对比验证控制效果。

4.2 仿真工况设计

设计三种典型工况验证策略的有效性：（1）工况 1：新能源出力骤降扰动。风电出力从 80MW 骤降至 30MW，光伏出力从 60MW 骤降至 20MW，总出力降幅 90MW，持续时间 5s；（2）工况 2：负荷突变扰动。工业负荷从 50MW 骤增至 100MW，总负荷增幅 50MW，持续时间 8s；（3）工况 3：复杂波动工况。风电和光伏出力随机波动（波动幅度 ±15%），负荷随机变化（波动幅度 ±10%），持续时间 20s。

4.3 仿真结果分析

（1）工况 1：新能源出力骤降扰动。实验组：频率最大跌落幅度为 0.12Hz，恢复至稳定范围（49.9–50.1Hz）的时间为 1.2s；电压最大跌落幅度为 2.5%U，恢复时间为 0.8s。对照组：频率最大跌落幅度为 0.45Hz，恢复时间为 3.8s；电压最大跌落幅度为 8.2%U，恢复时间为 2.5s。结果表明，所提协同控制策略可通过储能的快速补偿和 VSG 的惯性支撑，有效抑制新能源出力骤降引发的频率和电压波动。

（2）工况 2：负荷突变扰动。实验组：频率最大上升幅度为 0.09Hz，恢复时间为 0.9s；电压最大上升幅度为 2.1%U，恢复时间为 0.6s。对照组：频率最大上升幅度为 0.35Hz，恢复时间为 3.2s；电压最大上升幅度为 7.5%U，恢复时间为 2.2s。说明协同控制策略可快速协调储能和传统机组的出力，平衡负荷突变带来的功率失衡，保障频率和电压稳定。

（3）工况 3：复杂波动工况。实验组：频率波动幅度稳定在 ±0.08Hz 以内，电压波动幅度稳定在 ±3%U 以内；对照组：频率波动幅度达 ±0.32Hz，电压波动幅度达 ±7.8%U。在复杂波动工况下，所提策略通过多主体协同调节，展现出更强的鲁棒性，可有效应对新能源和负荷的随机波动。

此外，经济性分析表明，所提策略可减少传统火电机组备用容量约 80MW，每年节省发电成本约 0.96 亿元；同时降低配电网扩容投资，经济效益显著。

## 5 结束语

新能源并网推动电力系统向清洁低碳转型，却也带来频率与电压稳定的双重挑战，调频调压协同控制是破解难题的关键。本文提出的“VSG 惯性支撑 + 储能快速补偿 + 传统机组兜底调节”策略，通过三级协同架构实现了多资源精准联动，显著提升了系统抗扰动能力与稳定性。未来需进一步融合 AI 技术、拓展多主体协同维度，推动策略工程落地，为高比例新能源电力系统安全高效运行筑牢技术根基，助力“双碳”目标实现。

**参考文献：**

[1] 王文坚，陈飞雄，林世琦 . 新型电力系统下调频容量需求计算与储 – 荷调频方法研究综述 [J]. 智慧电力 ,2025,53(12):1–12.

[2] 王利锋，秦伟 . 新能源对电力系统一次调频支撑能力仿真研究 [J]. 电气时代 ,2025,(09):52–56.

[3] 雷傲宇，苏婷婷，梅勇，等 . 基于纵横交叉算法的新型电力系统调频参数协调优化策略 [J]. 电气传动 ,2025,55(09):14–24.

[4] 陈华彬 . 火储联合与传统火电调频对比研究 [J]. 海峡科学 ,2025,(08):49–54.

[5] 陈彬彬，朱敦麟，陈新凌，等 . 电力系统 AGC 与一次调频协调的固定时间量化反馈控制方法 [J]. 微型电脑应用 ,2025,41(08):181–185.