

新能源与储能参与的受端电网暂态电压-频率 连锁紧急控制

起盼¹, 柯德平¹, 冯帅帅¹, 徐箭¹, 孙鑫²

(1. 武汉大学电气与自动化学院, 武汉 430072; 2. 国网河南省电力公司电力科学研究院, 郑州 450052)

摘要: 针对新能源高占比受端电网负荷中心的暂态电压问题, 提出一种新能源场站与储能协同参与的暂态电压-频率连锁紧急控制方法, 其特点在于新能源场站可以通过暂时性降低有功出力的方式来提升动态无功支撑能力, 对于近区电网暂态电压安全具有显著意义。此外, 新能源场站削减的有功出力可以由远方储能系统连锁补偿, 从而避免系统出现频率安全问题。因此, 基于暂态电压、频率安全评估指标, 建立以紧急控制代价最小为目标的两阶段优化模型, 对新能源场站和储能参与紧急控制的功率调节量进行优化计算。最后基于改进的 IEEE 10 机 39 节点模型开展算例验证, 结果表明: 所提两阶段优化计算能够准确高效地得到连锁紧急控制策略, 该策略可以深度利用新能源场站的动态无功支撑能力来提升系统的暂态电压安全性, 同时协同储能确保暂态电压控制期间系统的频率安全性。

关键词: 新能源场站; 动态无功支撑; 储能; 暂态电压安全; 频率安全; 连锁紧急控制

Transient Voltage-Frequency Cascading Emergency Control for the Receiving-end Grid with New Energy and Energy Storage Participation

QI Pan¹, KE Deping¹, FENG Shuaishuai¹, XU Jian¹, SUN Xin²

(1. School of Electrical Engineering and Automation, Wuhan University, Wuhan 430072, China;

2. State Grid Henan Electric Power Company Research Institute, Zhengzhou 450052, China)

Abstract: In response to the transient voltage issues at the load center of power grid with a high proportion of new energy, this paper proposes a transient voltage-frequency cascading emergency control method that involves the coordinated participation of new energy stations and energy storage. The method is characterized by the ability of new energy stations to temporarily reduce active power output to enhance dynamic reactive power support capabilities, which is of significant importance for the transient voltage security of nearby grid areas. Furthermore, the reduced active power output from the new energy stations can be compensated in a cascading manner by remote energy storage systems to avoid frequency security issues in the system. Therefore, based on transient voltage and frequency security assessment indicators, this paper establishes a two-stage optimization model with the objective of minimizing the cost of emergency control. This model optimizes the power regulation quantities for the participation of new energy stations and energy storage systems in emergency control. Finally, case studies using an improved IEEE 10-machine 39-node model demonstrate that the proposed two-stage optimization calculation can accurately and efficiently derive cascading emergency control strategies. These strategies can deeply utilize the dynamic reactive power support capabilities of new energy stations to improve the transient voltage security of the system while coordinating energy storage to ensure frequency security during transient voltage control.

Key words: new energy station; dynamic reactive power support; energy storage; transient voltage security; frequency security; cascading emergency control

0 引言

我国能源资源和负荷中心在地理位置上呈逆

向分布, 特高压输电成为解决能源供需分布不均衡的重要方案, 在我国跨区联网和实现清洁能源大范围配置中发挥重要作用^[1]。特高压直流输电工程将西北的大风/光新能源基地、西南的大水电基地等地区的功率集中馈入中部和东部地区, 形成典型的受端电网。由于多直流的馈入和大规模新能源并网,

等容量的同步机组被替代而退出运行,负荷中心“空心化”的特征更加明显,受端电网暂态无功支撑能力和等效惯量降低^[2],暂态低压低频问题日益突出。此外,直流受端电网发生电压跌落故障后,直流功率恢复过程中逆变站将从系统吸收大量的无功功率^[3-4],加之重载感应电动机负荷在转速恢复过程中的低功率因数运行^[5],均进一步加剧了系统的暂态电压问题。

加装动态无功补偿装置是钳位受端电网电压、提高系统受扰后暂态电压质量的重要手段。例如,静止同步补偿器(static synchronous compensator, STATCOM)和新一代调相机均是重要的无功补偿设备,能够提供灵活快速的动态无功支撑,改善系统暂态电压特性^[6-7]。文献[8]对 STATCOM 的控制策略和响应特性进行分析,验证了 STATCOM 对受端换流站交流滤波器投切和故障后受端电网的电压恢复均具有积极作用。文献[9]则优先选取调相机和发电机这类动态无功源进行暂态无功控制,提出一种启发式算法将故障分区中无功源按灵敏度排序,筛选出关键元件参与暂态电压控制。然而,不论是 STATCOM 还是同步调相机,都面临建设和运维成本高、运行损耗大等问题,难以全面推广。

协同电网中多种可用调压手段也是解决暂态电压问题的重要思路。文献[10]提出一种基于灵敏度分析的分布式光伏和储能协同暂态电压控制方法,从而有效防止直流闭锁后受端电网中分布式光伏和储能脱网。文献[11]通过 STATCOM 和低压减载控制措施的协同优化,提高含新能源电力系统的短期电压稳定性。文献[12]提出采用 STATCOM 和新一代调相机协同的预防控制方式,以避免暂态电压大幅跌落,基于电压源型逆变器的高压直流输电系统(voltage source converter based high voltage direct current, VSC-HVDC)和传统调压措施(切负荷)协同的紧急控制方式来加快暂态电压的恢复。文献[13]针对受端电网直流闭锁故障导致的暂态电压和频率问题,提出一种综合考虑直流功率紧急提升、调相机紧急控制和切负荷多手段的紧急协调控制策略。总体而言,现有研究工作侧重于各种无功资源的协调利用,强调资源间的优化配合,而针对无功资源动态调控潜能的研究则相对较少。

由于暂态无功-电压问题的局部性和快速性特征,充分挖掘动态无功资源的调控潜能非常重要。尤其是负荷中心近区动态无功资源,其额外迸发出

的无功支撑能力可能对负荷中心暂态电压稳定和恢复起到关键作用,而远方的动态无功资源则鞭长莫及^[14]。事实上,在暂态过程中,通过电压源换流器(voltage source converter, VSC)并网的新能源发电可以适当降低有功电流,冗余的逆变器容量则可全部用于暂态无功电流的输出,从而短暂增强新能源发电的无功支撑能力。显然,这种暂时性压制新能源出力的操作会造成系统有功的缺额,进而引起暂态频率下跌,因此需要配套的有功-频率控制措施。值得指出的是,如何协同新能源发电的暂态有功和无功参与系统紧急电压控制目前还鲜有报道。

综上所述,针对受端电网负荷中心的暂态电压问题,本文提出负荷近区新能源场站参与的紧急电压控制策略,即在严重故障场景下充分利用新能源场站的容量,暂时性降低有功、多发无功,增强新能源场站对负荷暂态电压的控制效果。此外,针对可能出现的暂态频率问题,进一步提出基于储能系统的连锁紧急频率控制。此外,考虑到有功-频率问题的全局性特征,本文的紧急频率控制对储能资源布点并无实质性要求。因此,本文所提方法可以深度利用负荷中心稀缺的动态无功资源,又能实现系统范围内有功-无功资源的协同互济,进而保障系统的暂态电压和频率安全。本文创新点归纳为:提出了受端电网负荷中心近区新能源场站压制有功、增发无功以及(远方)储能系统连锁释放有功的暂态电压-频率紧急控制策略,并通过改进的 IEEE 10 机 39 节点系统仿真算例验证了本文所提暂态电压-频率连锁紧急控制策略的有效性。

1 暂态电压-频率连锁紧急控制原理及框架

本文研究内容隶属于“三道防线”的紧急控制,如图 1 所示。本文拟采用“在线预决策-在线故障匹配”的紧急控制模式^[10,15]。值得说明的是,新能源场站动态无功支撑能力的精准刻画绝非易事,目前已有一些文献进行了专门探讨^[16-19]。因此,在不影响本文创新点正确性的前提下,为便于叙述本文的主要研究工作,假设各新能源场站的无功输出上限为其视在容量,且新能源场站能快速响应有功和无功紧急控制指令。考虑到故障引起的延迟电压恢复通常在 2 s 左右^[20],在计及一定裕度的情况下,本文将新能源场站的无功支撑持续时间设置为 3 s。该控制策略是在考虑新能源场站低电压穿越控制的前提下进行。以风电场为例,其低电压穿越考核曲线

如图 2 所示, 场站正常运行电压为 1.0 pu(以并网点标称电压 220 kV 作为基准值), 可以作为低电压穿越上限; 不脱网运行的最低电压为 0.2 pu, 可以作为低电压穿越下限; 取平均值 0.6 pu 作为衡量电压跌落严重程度的分界电压^[21]。当新能源场站并网点电压 $u_{pcc} < 0.9$ pu 时, 新能源场站场站进入低电压穿越状态。若 $0.6 \text{ pu} < u_{pcc} < 0.9 \text{ pu}$, 则按照本文控制策略生成的指令对电网提供无功支撑; 若 $0.2 \text{ pu} < u_{pcc} < 0.6 \text{ pu}$, 则考虑机组及设备安全, 待变流器保护退出后再执行紧急控制指令支撑电网电压。

在控制策略表刷新的每个周期内, 稳控主站首先收集系统运行工况和新能源场站的出力数据。在此基础上, 仿真扫描负荷中心可能发生的故障集合, 筛选出暂态电压不安全(包括暂态电压失稳和延迟恢复)的故障集。针对不安全集合中的每个故障, 主站将启动最优紧急控制策略计算程序。该程序将优先利用新能源场站的无功可用容量, 并可降低新能源场站有功出力来提升其无功可用容量, 在此之后才会考虑切负荷。此外, 主站控制策略计算程序还将根据新能源场站有功调节量和切负荷量评估系统的暂态频率安全性, 并据此计算需要的储能系统有功调节量。在得到最优控制策略后, 稳控主站将其刷新至稳控子站。如图 1 所示, 相较于传统切负荷子站, 本文研究中还包括了新能源控制子站和储能系统控制子站。当稳控主站接收到监控设备监测到的严重故障信息时, 稳控主站立即做出紧急控制决策并向稳控子站下发控制指令, 稳控子站迅速匹配该故障对应的控制策略并向下级控制器下发控制指令, 这一过程大概在百余毫秒左右, 被控对象新能源场站、储能和可切负荷节点通常能快速响应控制指令, 因此本文所提策略能够满足系统紧急控制的时效性要求。

本文接下来将详细介绍主站的暂态电压-频率连锁紧急控制策略计算方法。

2 暂态电压及频率安全评估指标

作为所提暂态电压和频率连锁紧急控制的基础, 本章将简要介绍暂态电压、频率安全评估指标。

2.1 暂态电压安全评估指标

在电力系统暂态稳定性分析中, 通常使用电压二元表 $[u_{cr}, T_{cr}]$ 作为判断暂态电压稳定性的依据, 具体来说, 若暂态过程中电压低于阈值 u_{cr} 且持续时间超过最大容许时间 T_{cr} , 则认为暂态电压稳定性不

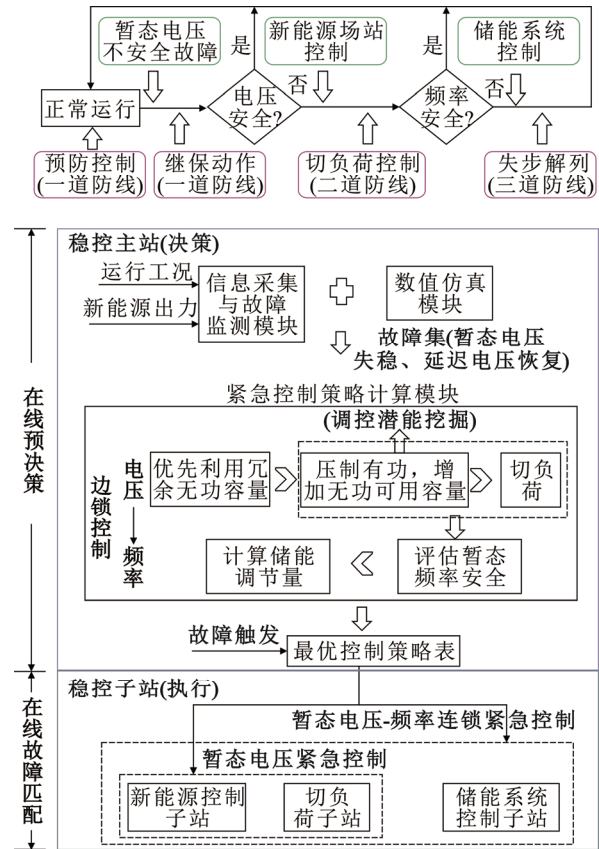


图 1 暂态电压-频率连锁紧急控制策略图

Fig.1 Strategy diagram of transient voltage-frequency cascading emergency control

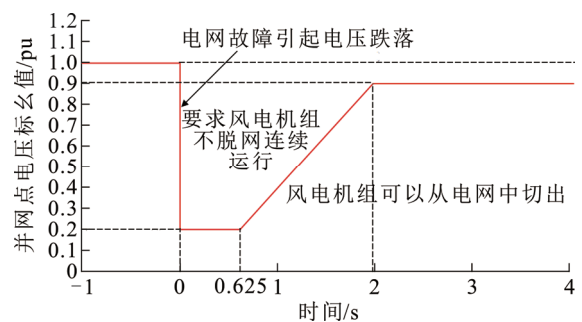


图 2 风电场低电压穿越考核曲线

Fig.2 Low-voltage ride-through assessment curve for wind farms

足。然而, 单一二元表并未充分考虑电压的跌落程度及恢复速度等因素, 因此无法反映电压波动的复杂性和动态变化, 评估结果较为粗糙。为此, 文献[22-23]提出了多二元表的评估方法, 即依据电压的不同跌落程度赋予不同权重的思想来构建暂态电压安全性指标, 但是上述判据和指标均不光滑, 难以线性化, 无法直接用于高效优化计算。因此, 本文

结合二元表判据并基于文献[10,24]的指标构建思想,采用如下暂态电压安全裕度指标:

$$\eta_{u,i} = \min \left[\frac{\int_{t_{fc}}^{t_{fc}+T_{cr}} (u_i(t) - u_{cr}) dt}{(u_{N,i} - u_{cr}) T_{cr}} \right], t \in [t_{fc}, t_{end}], i \in \Omega_{Node} \quad (1)$$

式中: $\eta_{u,i}$ 为节点 i 的暂态电压安全裕度; Ω_{Node} 为不包括新能源场站并网点在内的其余节点构成的集合; t_{fc} 为故障清除时刻; t_{end} 为暂态过程结束时刻; $u_{N,i}$ 为节点 i 的额定电压; $u_i(t)$ 为暂态过程中节点 i 在 t 时刻的电压。通过时域仿真获取各节点的暂态电压响应曲线,以 T_{cr} 作为时间窗口,在 $[t_{fc}, t_{end}]$ 时间段内对各节点的暂态电压响应曲线进行扫描并按式(1)计算,取最小值作为节点 i 的暂态电压安全裕度。根据电网安全稳定计算分析导则,暂态过程中中枢纽点电压持续 <0.75 pu 的时间不应超过 1 s,故本文设置普通节点电压二元表为 $[0.75 \text{ pu}, 1 \text{ s}]$ 。节点电压的安全范围通常设置为 $0.9 \sim 1.1$ pu,选取电压下限 0.9 pu 作为暂态电压安全裕度阈值的计算基准值,则暂态电压安全裕度阈值计算结果为 0.6 ,若节点 i 的 $\eta_{u,i} \leq 0.6$,则说明该节点暂态电压安全裕度不足。

国家标准要求新能源场站在系统发生暂态故障情况下具备低电压穿越能力。风电场的低电压穿越考核曲线如图 2 所示,其能够耐受低电压的最大值为 0.9 pu,当电压持续 <0.9 pu 时场站可能面临脱网风险,为此暂态电压控制的目的是要让故障后并网点电压尽快恢复到 0.9 pu 以上,因而将新能源场站节点暂态电压安全指标二元表的电压幅值设置为 0.9 pu。选择合适的时间窗口对于暂态电压控制效果十分重要,然而目前没有严格的理论或技术说明窗口宽度的选取方法,在文献[10]的基础上,通过多次观察对比仿真效果,确定窗宽为 0.625 s。因此本文将新能源场站节点暂态电压安全指标二元表设置为 $[0.9 \text{ pu}, 0.625 \text{ s}]$,为方便区分,将新能源场站所在节点 j 的暂态电压安全裕度指标命名为新能源场站脱网裕度指标 $\eta_{tr,j}$,其中 $j \in \Omega_{NE}$, Ω_{NE} 为新能源场站所在节点构成的集合。在扫描窗口内若电压恒 >0.9 pu,则该新能源场站脱网裕度 >0 ;若电压恒 ≤ 0.9 pu,则该新能源场站脱网裕度 ≤ 0 ,该场站可能会有脱网的风险。

2.2 暂态频率安全评估指标

本文选取系统受扰后的频率变化率最大值 (R_{ocof_max}) 和暂态频率偏差最大值 (Δf_{max}) 作为频率安

全评估指标。系统的暂态频率响应用式(2)描述。

$$\frac{2H_{eq}}{f_N} \frac{d\Delta f(t)}{dt} + D_{eq} \Delta f(t) = \Delta P_{un}(t) \quad (2)$$

式中: f_N 为系统额定频率; $\Delta f(t)$ 为频率偏差; D_{eq} 为系统等效阻尼系数; H_{eq} 为系统等效惯性时间常数; $\Delta P_{un}(t)$ 为暂态故障下的不平衡功率,计算式为:

$$\Delta P_{un}(t) = P_{vac}(t) - P_{ess}(t) + P_{tr}(t) \quad (3)$$

其中:

$$P_{tr}(t) = \sum_{j \in \Omega_{NE}} P_{NE,j} x_{NE,j} \quad (4)$$

式中: $P_{vac}(t)$ 、 $P_{ess}(t)$ 、 $P_{tr}(t)$ 分别表示通过降低新能源场站有功出力提升无功可用容量或采取切负荷参与暂态电压紧急控制时引起的系统有功缺额、储能有功释放量和新能源场站脱网量; $P_{NE,j}$ 为第 j 个新能源场站在稳态运行时的有功出力; $x_{NE,j}$ 为第 j 个新能源场站的运行状态, $x_{NE,j}=1$ 表示该场站由于不满足暂态电压安全指标要求而脱网, $x_{NE,j}=0$ 则表示该场站仍然处于并网运行状态。

当新能源场站参与暂态电压紧急控制而实施有功快速下调时,系统有功缺额最严重不平衡功率达到最大,在储能释放功率弥补有功缺口或者采取切负荷控制后,系统的不平衡功率逐渐减小。令新能源场站执行有功下调指令时刻为 t_0 ,则频率变化率的最大值在 t_0 时刻取得,即:

$$R_{ocof_max} = (\Delta P_{un}(t_0) - D_{eq} \Delta f(t_0)) / (2H_{eq}) \quad (5)$$

暂态频率偏差最大值 Δf_{max} 可以通过数值积分近似计算^[25-26]。对式(2)进行积分可得频率偏差表达式为:

$$\Delta f(t) = \int \frac{f_N}{2H_{eq}} (\Delta P_{un}(t) - D_{eq} \Delta f(t)) dt \quad (6)$$

由于本文所提策略的支撑时间为 3 s,即在 3 s 后新能源场站开始恢复有功出力,系统有功缺额逐渐降低,频率开始恢复。因此,为计算简便,近似认为当 $t=3$ s 时频率达到最低点,从而计算出 Δf_{max} 。

3 新能源场站与储能参与的暂态电压-频率连锁紧急控制方法

新能源场站发电控制模型如图 3 所示,场站控制模型的整体架构(图 3(a))主要分为场站级控制模型和机组层面控制模型,后者包括风力/光伏发电模型、变流器电气控制模型、电流限制模型和变流器模型。场站级控制模型中有功/无功控制(图 3(b))属于场站上层控制,输出为场站级有功、无功功率控

制指令 P_{ord} 、 Q_{ord} , 其中有功控制采用比例积分 (proportional integral, PI) 控制方式, 无功可控制采用定无功控制策略。 P_{NE} 、 Q_{NE} 分别为场站向电网输出的有功功率、无功功率; T_{mp} 为功率测量环节时间常数, 可以取为 0.01 s; T_{lag} 为功率响应时间常数, 可以取为 0.02 s。

本文所提紧急控制策略重点关注新能源场站的上层控制部分, 即形成的针对场站的控制策略指令 (优化后的有功出力 P'_{NE} 和无功出力 Q'_{NE}) 给到场站上层控制, 而上层控制的功率输出指令传递到机组层面执行。

针对储能控制, 考虑到储能装置通过电力电子设备接口, 其响应有功调控指令速度较快, 本文采用惯性响应环节模拟储能的延迟响应特性, 惯性时间常数设置为 20 ms。

下文将建立具体的控制策略优化模型, 并分为 2 个阶段完成优化计算。

3.1 暂态电压紧急控制数学模型(第 1 阶段)

第 1 阶段主要面向系统暂态电压安全进行紧急控制策略计算, 并且优先考虑新能源场站作为紧急控制手段而切负荷次之。其目标是在保障系统在暂态电压安全的前提下, 尽量降低紧急控制代价, 包括新能源场站的降有功出力(增加无功可用容量)代价和系统的切负荷代价。约束条件为暂态电压安全约束、新能源场站容量约束以及可切负荷节点的负荷切除量约束。相应的优化模型为:

$$\min \left(\sum_{j \in \Omega_{NE}} c_{1,j} \Delta P_{NE,j} + \sum_{j \in \Omega_{NE}} c_{2,j} \Delta Q_{NE,j} + \sum_{k \in \Omega_{DLN}} c_{3,k} \Delta P_{cut,k} \right) \quad (7)$$

$$\eta_{u,i}(Q'_{NE}, P'_{cut}) \geq \eta_{u,th}, i \in \Omega_{Node} \quad (8)$$

$$\eta_{r,j}(Q'_{NE}, P'_{cut}) \geq \eta_{r,th}, j \in \Omega_{NE} \quad (9)$$

$$(P_{NE,j} - \Delta P_{NE,j})^2 + (Q_{NE,j} + \Delta Q_{NE,j})^2 \leq S_{NE,j}^2, j \in \Omega_{NE} \quad (10)$$

$$\Delta P_{cut,k} \leq P_{cut,k}^{max}, k \in \Omega_{DLN} \quad (11)$$

式中: $c_{1,j}$ 、 $c_{2,j}$ 分别为第 j 个新能源场站降低单位有功出力、调节单位无功出力的代价; $c_{3,k}$ 为可切负荷节点 k 处的单位切负荷代价; Ω_{DLN} 为可切负荷节点构成的集合, 为计算简便, $c_{1,j}$ 、 $c_{2,j}$ 、 $c_{3,k}$ 分别统一取为 c_1 、 c_2 、 c_3 , 且满足 $c_2 < c_1 < c_3$, 控制代价的大小反映控制手段的次序, 控制手段的控制代价越小, 则代表优先级越高; $\Delta P_{NE,j}$ 、 $\Delta Q_{NE,j}$ 分别为第 j 个新能源场站降低的有功出力和增加的无功出力; $\Delta P_{cut,k}$ 为可切负荷节点 k 的切负荷量; 约束条件中

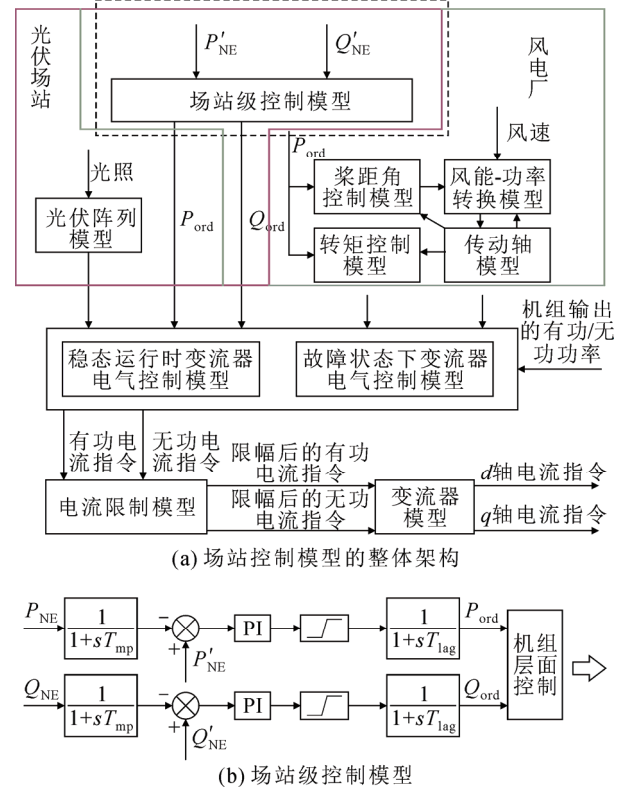


图3 新能源场站发电控制模型

Fig.3 Control model for new energy station generation

$\eta_{u,i}(\cdot)$ 和 $\eta_{r,j}(\cdot)$ 分别为节点 i 和第 j 个新能源场站的暂态电压安全裕度函数和脱网裕度函数; $\eta_{u,th}$ 和 $\eta_{r,th}$ 分别为暂态电压安全裕度阈值和新能源场站脱网裕度阈值; Q'_{NE} 为优化后新能源场站的无功出力向量, 表示为各新能源场站稳态时的无功出力向量 Q_{NE} 加上优化后得到的无功出力增量向量 ΔQ_{NE} ; P'_{cut} 为优化后可切负荷节点的负荷向量, 表示为可切负荷节点稳态时的负荷向量 P_{cut} 减去优化后得到的负荷切除量向量 ΔP_{cut} ; $Q_{NE,j}$ 为第 j 个新能源场站在稳态运行时的无功出力; $S_{NE,j}$ 为该新能源场站的视在容量; $P_{cut,k}^{max}$ 为可切负荷节点 k 的最大可切负荷量。

受端电网由 1 组复杂的微分-代数方程描述, 具有强非线性, 上述优化模型中的暂态电压安全裕度函数和新能源场站的脱网裕度函数及整个系统的暂态过程都难以解析, 直接进行优化计算十分困难。为此, 本文采用摄动法近似计算暂态电压安全裕度函数和脱网裕度函数对不同控制手段的灵敏度:

$$\alpha_{u,ij} = \frac{\eta_{u,i}(Q_{NE,j} + \Delta Q_{NE,j}, P_{cut}) - \eta_{u,i}(Q_{NE,j}, P_{cut})}{\Delta Q_{NE,j}} \quad (12)$$

式中: $\alpha_{u,ij}$ 为节点 i 的暂态电压安全裕度对第 j 个新能源场站无功出力的灵敏度, 表示第 j 个新能源场

站无功出力增加 $\Delta Q_{NE,j}$ 后节点 i 的暂态电压安全裕度的变化量与该场站无功出力增量的比值, 用来衡量第 j 个新能源场站的无功出力对节点 i 的暂态电压安全裕度的影响程度, 最终形成暂态电压安全裕度对新能源场站无功出力调控的灵敏度矩阵 $\mathbf{A}_u = [\alpha_{u,ij}]_{i \times j}$, 同理可得对切负荷控制手段的灵敏度矩阵 $\mathbf{B}_u = [\beta_{u,ik}]_{i \times k}$, 新能源场站脱网裕度对场站无功出力调控和切负荷控制的灵敏度矩阵分别为 $\mathbf{A}_{tr} = [\alpha_{tr,ij}]_{j \times j}$ 和 $\mathbf{B}_{tr} = [\beta_{tr,jk}]_{j \times k}$ 。

由此, 上述优化模型可以简化为:

$$\min \left(\sum_{j \in \Omega_{NE}} c_1 \Delta P_{NE,j}^{(l+1)} + \sum_{j \in \Omega_{NE}} c_2 \Delta Q_{NE,j}^{(l+1)} + \sum_{k \in \Omega_{DLN}} c_3 \Delta P_{cut,k}^{(l+1)} \right) \quad (13)$$

约束条件为:

$$\eta_{u,i}(\mathbf{Q}_{NE}^{(l)}, \mathbf{P}_{cut}^{(l)}) + \sum_{j \in \Omega_{NE}} \alpha_{u,ij} \Delta Q_{NE,j}^{(l+1)} + \sum_{k \in \Omega_{DLN}} \beta_{u,ik} \Delta P_{cut,k}^{(l+1)} \geq \alpha \eta_{u,th}, i \in \Omega_{Node} \quad (14)$$

$$\eta_{tr,j}(\mathbf{Q}_{NE}^{(l)}, \mathbf{P}_{cut}^{(l)}) + \sum_{j \in \Omega_{NE}} \alpha_{tr,ij} \Delta Q_{NE,j}^{(l+1)} + \sum_{k \in \Omega_{DLN}} \beta_{tr,jk} \Delta P_{cut,k}^{(l+1)} \geq \alpha \eta_{tr,th}, j \in \Omega_{NE} \quad (15)$$

$$(P_{NE,j}^{(l)} - \Delta P_{NE,j}^{(l+1)})^2 + (Q_{NE,j}^{(l)} + \Delta Q_{NE,j}^{(l+1)})^2 \leq S_{NE,j}^2 \quad (16)$$

$$\Delta P_{cut,k}^{(l+1)} \leq P_{cut,k}^{\max}, k \in \Omega_{DLN} \quad (17)$$

式中: l 为迭代计算次数, $l=1, 2, \dots, l_{\max}$, 其中 l_{\max} 为迭代次数上限; $\mathbf{Q}_{NE}^{(l)}$ 、 $\mathbf{P}_{cut}^{(l)}$ 分别为第 l 次迭代计算时新能源场站的无功出力初值和可切负荷节点的负荷初值构成的向量; $Q_{NE,j}^{(l)}$ 、 $P_{NE,j}^{(l)}$ 分别为第 l 次迭代计算时第 j 个新能源场站的无功出力和有功出力; $\Delta Q_{NE,j}^{(l+1)}$ 、 $\Delta P_{NE,j}^{(l+1)}$ 、 $\Delta P_{cut,k}^{(l+1)}$ 分别为第 l 次迭代计算后得到的第 j 个新能源场站的无功增量、有功削减量和可切负荷节点 k 的切负荷量; $\eta_{u,i}(\mathbf{Q}_{NE}^{(l)}, \mathbf{P}_{cut}^{(l)})$ 、 $\eta_{tr,j}(\mathbf{Q}_{NE}^{(l)}, \mathbf{P}_{cut}^{(l)})$ 分别为节点 i 和第 j 个新能源场站在控制向量 $\mathbf{Q}_{NE}^{(l)}$ 、 $\mathbf{P}_{cut}^{(l)}$ 下求得的暂态电压安全裕度、脱网裕度; α 为线性补偿系数, 取值范围为 1~1.05。

3.2 暂态频率紧急控制数学模型(第 2 阶段)

第 1 阶段新能源场站采取暂时降低有功、增加无功可用容量的控制措施, 可能引起系统短时出现较大有功缺额, 进而导致频率明显下跌。此外, 当场站动态无功支撑不足时, 为确保系统暂态电压安全还会进一步实施切负荷紧急控制措施, 进而导致系统有功不平衡再次发生变化。因此, 需要根据新能源场站的有功调节量和切负荷量来评估系统暂态

频率安全性, 并计及储能系统的功率调节上限和荷电状态^[27-28]、系统的频率安全约束, 计算储能系统的最小有功释放量。

系统有功缺额主要由实施本文控制策略时新能源场站暂时性有功下调量和切负荷引起, 可以近似表示为:

$$P_{vac}^{(l+1)} = \sum_{j \in \Omega_{NE}} \Delta P_{NE,j}^{(l+1)} - \sum_{k \in \Omega_{DLN}} \Delta P_{cut,k}^{(l+1)} \quad (18)$$

式中: $P_{vac}^{(l+1)}$ 为第 1 阶段暂态电压紧急控制数学模型在第 l 次优化计算后引起的系统有功缺额。

第 2 阶段的数学模型可以表示为:

$$\min P_{ess}^{(l+1)} = \sum_{m \in \Omega_{ess}} P_{ess,m}^{(l+1)} \quad (19)$$

约束条件为:

$$P_{ess,m}^{(l+1)} \leq P_{ess,m}^{\max}, m \in \Omega_{ess} \quad (20)$$

$$S_{oc,m}^{\min} \leq S_{oc,m} \leq S_{oc,m}^{\max} \quad (21)$$

$$R_{ocof_max} \leq R_{ocof_maxref} \quad (22)$$

$$\Delta f_{max} \leq \Delta f_{maxref} \quad (23)$$

式中: $P_{ess,m}^{(l+1)}$ 表示为弥补有功缺额 $P_{vac}^{(l+1)}$ 、第 m 个储能释放的有功功率; $P_{ess}^{(l+1)}$ 为所有储能释放的有功功率之和; Ω_{ess} 为系统中所有储能构成的集合; $P_{ess,m}^{\max}$ 为第 m 个储能的功率调节上限; $S_{oc,m}$ 为第 m 个储能的荷电状态; $S_{oc,m}^{\max}$ 和 $S_{oc,m}^{\min}$ 分别为第 m 个储能的荷电状态的上、下限; R_{ocof_maxref} 和 Δf_{maxref} 分别为频率变化率和暂态频率偏差的最大值上限; R_{ocof_max} 和 Δf_{max} 的计算参照式(5)和式(6)。

3.3 模型求解流程

新能源场站和储能参与的受端电网暂态电压-频率连锁紧急控制模型的计算流程如图 4 所示。在控制策略表刷新的每个周期内, 稳控主站采集系统当前运行工况和新能源场站的出力数据, 更新仿真系统参数, 筛选出暂态电压不安全故障集合。针对故障集中第 i 个严重故障 Flt_i , 首先利用新能源场站当前有功出力后剩余的容量增发无功参与暂态电压控制, 通过时域仿真获取节点的暂态电压响应曲线, 参照式(1)计算对应的暂态电压安全评估指标 $\eta_{u,i}$ 、 $\eta_{tr,j}$ 。若均满足要求, 则直接生成严重故障 Flt_i 下的控制策略表; 否则需要进一步求解暂态电压-频率连锁紧急控制模型, 下面将给出求解该模型的具体实施步骤。

1) 初步将 1 组较大的新能源场站无功出力增量 $\Delta Q_{NE,j}^{(l)}$ 作为优化初值, 可切负荷节点的负荷切除量初值 $\Delta P_{cut,k}^{(l)}$ 设为 0。需要说明的是如果 $\Delta Q_{NE,j}^{(l)}$ 设置为

0, 即初次优化计算时新能源场站的无功出力初值为稳态值, 则系统可能会由于无功支撑严重不足而出现暂态电压失稳现象, 时域仿真的速度将极大降低, 进而影响整体计算速度。为此, 选取 1 组合适的增量作为 $\Delta Q_{NE}^{(l)}$ 的优化初值, 通过反向摄动(规定仿真中新能源场站输出功率为负值, 而摄动量设置为正值)的方式来求解暂态电压安全指标对新能源场站无功出力的灵敏度矩阵, 从而保证仿真系统在进行新能源场站无功摄动时不出现电压失稳现象, 进而提高仿真效率。

2) 初值设置完成后进行时域仿真以获取节点暂态电压响应曲线, 计算对应的暂态电压安全评估指标 $\eta_{u,i}$ 、 $\eta_{tr,j}$ 。

3) 在此基础上结合摄动法和时域仿真计算暂态电压安全指标对控制变量, 即各新能源场站无功出力增量和各可切负荷节点的负荷切除量的灵敏度矩阵 A_u 、 A_{tr} 、 B_u 、 B_{tr} 。

4) 然后基于商业求解器快速计算第 1 阶段优化模型, 得到各新能源场站的有功削减量 $\Delta P_{NE,j}^{(l+1)}$ 和无功出力增量 $\Delta Q_{NE,j}^{(l+1)}$ 、各可切负荷节点的负荷切除量 $\Delta P_{cut,k}^{(l+1)}$ 以及由此引起的系统的总有功缺额 $P_{vac}^{(l+1)}$ 。

5) 基于系统总有功缺额和暂态频率安全约束, 可快速求解第 2 阶段暂态频率连锁紧急数学模型, 得到储能系统的有功调节量 $P_{ess}^{(l+1)}$ 。

6) 至此, 新能源与储能参与的受端电网暂态电压-频率连锁紧急控制模型的第 l 次迭代求解完成, 再次通过时域仿真来验证本次求解策略的实施结果是否满足暂态电压、频率安全约束, 若满足则生成严重故障 Flt_i 下的控制策略表, 若不满足则将第 l 次迭代后第 j 个新能源场站的无功出力 and 第 k 个可切负荷节点的负荷量 $Q_{NE,j}^{(l+1)}$ 、 $P_{cut,k}^{(l+1)}$ 作为下一次优化计算的初值, 按照上述步骤进行重新计算。其中, $Q_{NE,j}^{(l+1)} = Q_{NE,j}^{(l)} + \Delta Q_{NE,j}^{(l+1)}$, $j \in \Omega_{NE}$; $P_{cut,k}^{(l+1)} = P_{cut,k}^{(l)} - \Delta P_{cut,k}^{(l+1)}$, $k \in \Omega_{DLN}$; $P_{cut,k}^{(l)}$ 为第 l 次迭代计算时可切负荷节点 k 的负荷量。如果达到迭代次数上限时仍然无法找到可行解, 就需要考虑结合其他控制措施参与严重故障 Flt_i 的暂态电压控制。

上述计算中, 采用摄动法求取暂态电压安全裕度和新能源场站脱网裕度对新能源场站无功出力 and 负荷切除量的灵敏度时, 摄动量分别设为 30 Mvar、30 MW, 暂态电压安全裕度阈值和新能源场站的脱网裕度阈值分别设置为 0.6 和 0, 线性补偿系数设置

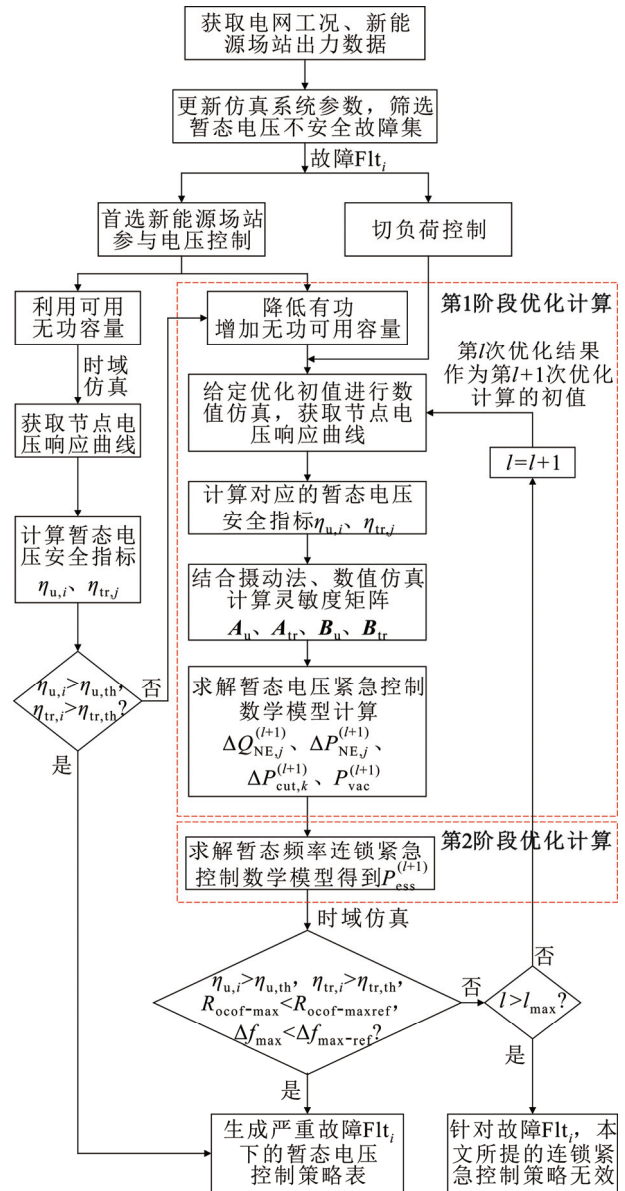


图 4 暂态电压-频率连锁紧急控制数学模型计算流程

Fig.4 Calculation process of transient voltage-frequency cascade emergency control mathematical model

为 1.01, 暂态频率变化率最大值上限和暂态频率偏差最大值上限分别设为 1 Hz/s 和 0.5 Hz。

4 算例验证

本文通过改进的 IEEE 10 机 39 节点系统对所提暂态电压-频率连锁紧急控制策略进行仿真验证。

在 MATLAB 中搭建改进后的 IEEE 39 节点仿真系统, 如图 5 所示, 将位于节点 32、33、34、36、37 的同步机组替换为等容量的新能源场站, 系统中同步机出力占比降至 49.43%, 各新能源场站出力及容量参数如表 1 所示, 储能系统位于节点 9。系统

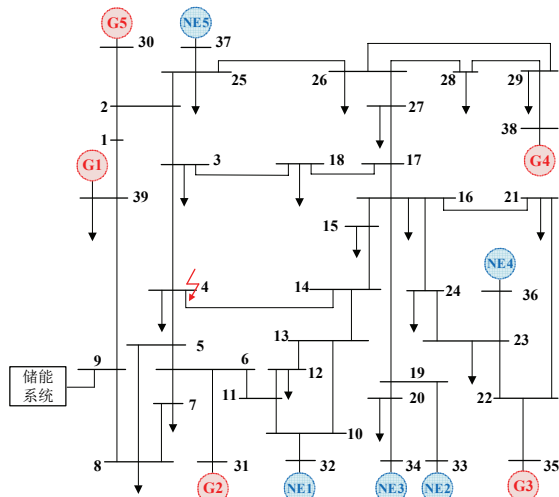


图 5 改进后的 IEEE 10 机 39 节点系统

Fig.5 Improved IEEE 10-machine 39-node system

表 1 新能源场站出力及容量参数

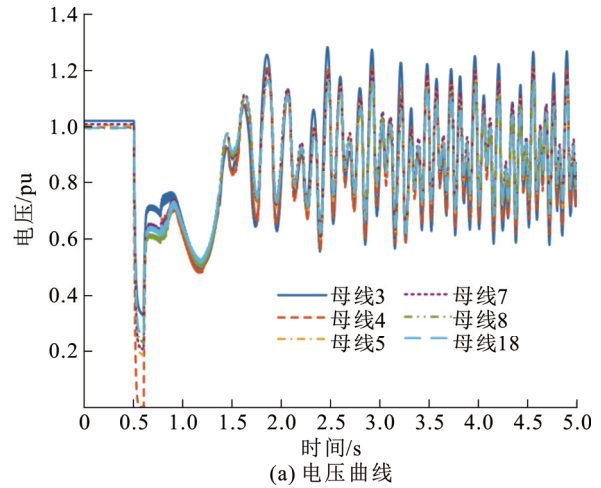
Table 1 New energy station output and capacity parameters

新能源场站	有功出力/MW	无功出力/Mvar	容量/MVA
NE1	740	290	800
NE2	720	170	800
NE3	600	160	650
NE4	640	170	700
NE5	620	60	680

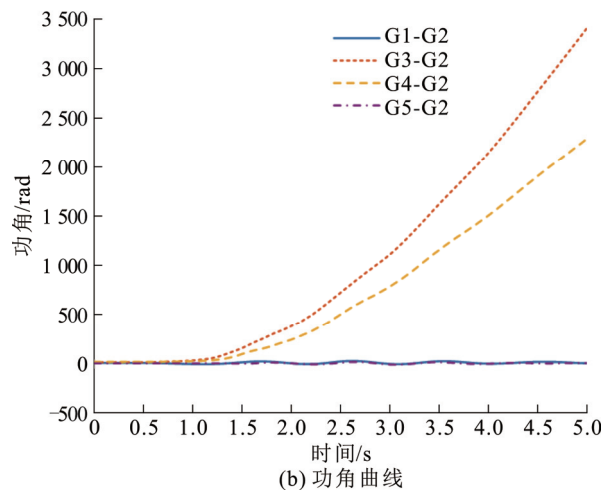
中负荷由恒阻抗负荷和感应电动机负荷组成，其中感应电动机负荷占比为 30%，可切负荷节点设置为节点 7、15、18。故障场景设置为在线路 4-5 的节点 4 侧发生三相短路故障，故障开始时刻为 $t=0.5$ s，故障持续时间为 100 ms。

4.1 暂态电压-频率连锁紧急控制策略效果分析

本节首先测试了传统的紧急控制策略，即新能源场站不削减有功而仅用剩余容量发出无功来参与紧急电压控制。故障发生后，系统出现了失稳现象，如图 6 所示。从图 6(a)中可以看出，短路故障清除后部分母线的电压并没有快速恢复，主要原因在于故障期间电压跌落严重，引起故障点近区感应电动机负荷转子转速迅速下降(图 7(a))，而系统中动态无功支撑不足，电压难以快速恢复导致电动机转速进一步下降，最终由于转速低于阈值(母线 15 和母线 18 处感应电动机负荷阈值分别设置为 0.2 pu 和 0.4 pu)而从系统中切除。这一部分感应电动机负荷被切除，进一步恶化了近区同步机组的加速过程，最终导致其功角失稳，如图 6(b)中的同步发电机 G3 和 G4 所示。很显然，功角失稳后系统的电压一定会出现如图 6(a)所示的剧烈波动现象。



(a) 电压曲线



(b) 功角曲线

图 6 故障后系统失稳动态

Fig.6 Post-fault dynamic behavior of system instability

根据上述分析可知，虽然系统最终表现为功角失稳现象，但现有数据分析结果说明其与系统故障清除后的动态无功支撑不足有直接关联，本质上应该是暂态电压安全问题，而接下来的对比仿真结果也支持此结论。

作为对比，仿真测试了新能源场站与储能参与的暂态电压-频率连锁紧急控制策略。本文取 $c_1=100$ 、 $c_2=1$ 、 $c_3=1\ 000\ 000$ ，以保证控制策略能优先利用新能源场站的无功控制容量，然后再考虑切除负荷措施。经过第 1 阶段优化计算后各新能源场站的无功出力如表 2 所示，新能源场站提供的无功支撑总量为 1 810.88 Mvar(稳态时无功输出为 850 Mvar)，负荷切除量为 0。根据表 1 计算可知，新能源场站如果不降低有功出力，则其能提供的最大无功仅为 1 465.52 Mvar。这说明相对于故障前的运行状态，新能源场站在故障后的暂态过程中共计削减有功出力 1 409.16 MW，从而在不切负荷情况

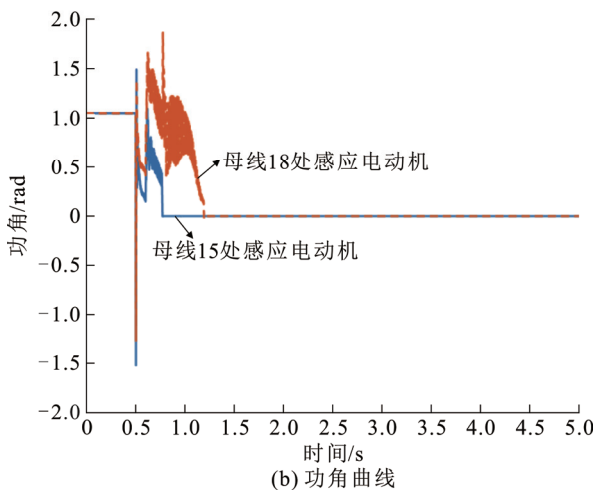
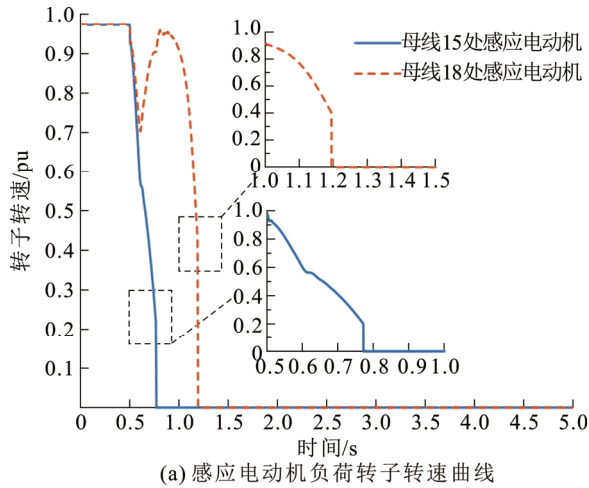


图 7 感应电动机负荷失稳动态

Fig.7 Dynamic behavior of induction motor load instability

下确保系统的暂态电压安全性。然而, 计算结果表明新能源场站的有功出力骤降将导致系统频率最低点达到 48.83 Hz, 暂态频率偏差最大值达到 1.17 Hz, 不满足频率安全约束。因此, 第 2 阶段的优化计算得到储能系统的连锁有功出力为 1 161.3 MW, 从而保证系统的暂态频率安全性。值得说明的是, 在实施上述连锁紧急控制策略时, 新能源场站 NE1、NE2、NE5 的并网点电压分别跌落到 0.34、0.59、0.5 pu, 均在 0.6 pu 以下, 此时变流器保护动作; 待故障清除后并网点电压 > 0.6 pu 时, 3 个新能源场站开始执行紧急控制指令, 参与电网电压支撑。

实施上述连锁控制策略后, 系统中暂态电压安全裕度最低的 6 个负荷节点对应的值如表 3 所示, 新能源场站的脱网裕度如表 4 所示, 并给出了不考虑新能源场站削减有功出力、仅用剩余容量进行无功支撑情况下暂态电压安全裕度指标计算结果的对比。从表 3 和表 4 可以看出, 在本文所提连锁控制

表 2 新能源场站的无功出力

Table 2 Reactive power output of new energy station

新能源场站	稳态时出力/Mvar	优化初值/Mvar	优化后出力/Mvar
NE1	290	490	800
NE2	170	370	0
NE3	160	360	310.88
NE4	170	370	700
NE5	60	260	0

表 3 部分节点的暂态电压安全裕度

Table 3 Transient voltage security margin for some nodes

负荷节点	暂态电压安全裕度	
	仅靠场站剩余无功容量参与控制	实施电压-频率连锁紧急控制
	母线 3	-0.179 4
母线 4	-0.288 5	0.937 0
母线 5	-0.211 0	0.951 0
母线 7	-0.255 6	0.856 1
母线 8	-0.192 7	0.847 3
母线 18	-0.343 6	0.954 0

表 4 新能源场站的脱网裕度

Table 4 Tripping margin for new energy station

新能源场站	脱网裕度	
	仅靠场站剩余无功容量参与控制	实施电压-频率连锁紧急控制
	NE1	-1.090 4
NE2	-0.539 6	0.684 4
NE3	-0.325 5	1.010 0
NE4	-0.762 2	1.004 6
NE5	-0.263 3	0.551 6

策略下, 节点的暂态电压安全裕度和新能源场站的脱网裕度有所提升。此外, 从图 8 所示的时域仿真结果可以看出, 本文所提出的面向暂态电压的连锁紧急控制有效避免了传统紧急控制下系统暂态失稳的现象(图 6)。故障切除后, 连锁紧急控制使得系统暂态电压迅速恢复到正常水平(图 8(a)), 避免了由于无功支撑不足而导致的动态负荷失稳切除现象。值得注意的是, 削减了有功出力的新能源场站 (NE1、NE3 和 NE4)和储能均远离图 6(b)中的加速失稳机群(G3 和 G4), 并且新能源削减的有功出力和储能补偿的有功功率基本相等。除此之外, 没有专门执行针对功角稳定的紧急控制, 但图 8(b)却表明系统功角最终能保持稳定。这也间接说明了图 6 中仿真系统失稳的本质(或失稳诱因)是动态无功不足, 验证了本文所提紧急控制策略对于增强系统动态无功支撑能力的有效性。

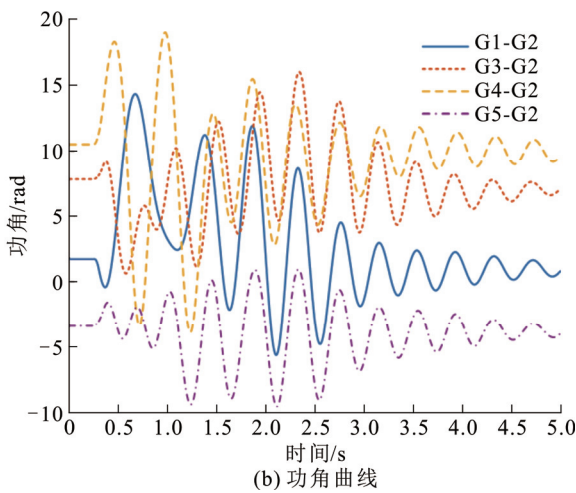
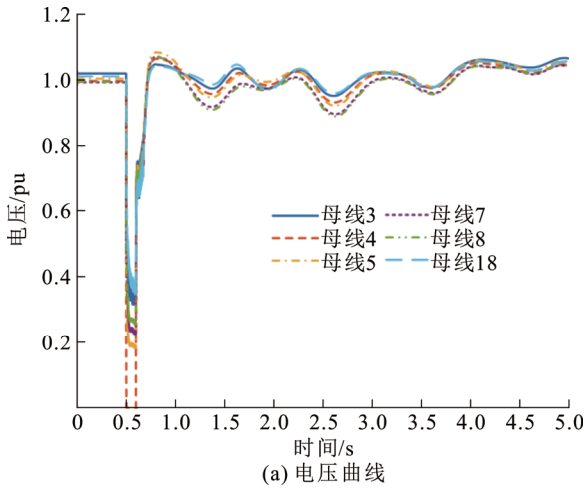


图8 采用电压-频率连锁紧急控制策略后的系统动态
Fig.8 System dynamics following implementation of voltage-frequency cascade emergency control strategy

储能系统功率补偿前后系统的频率曲线如图 9 所示,可以看出在进行无功支撑的同时,对由此引起的有功缺额利用储能系统释放功率进行补偿后,系统频率最低点为 49.57 Hz,暂态频率偏差最大值为 0.43 Hz,暂态频率变化率最大值为 0.617 9 Hz/s,均满足频率安全的要求,和未进行有功补偿的系统频率变化曲线相比其频率跌落程度更小。

综上所述,本文提出的新能源场站和储能参与的暂态电压-频率连锁紧急控制策略能够有效解决暂态电压问题,保证故障后电压和频率的安全性。

4.2 不同新能源占比下的储能容量需求分析

案例 1: 在 4.1 节算例的基础上将位于母线 35 处的同步机 G3 替换为等容量的新能源场站 NE6,系统中新能源占比增加至 60%。经过优化计算后,各新能源场站的无功出力如表 5 所示,新能源场站提供的无功支撑总量为 2 736.35 Mvar(稳态时无

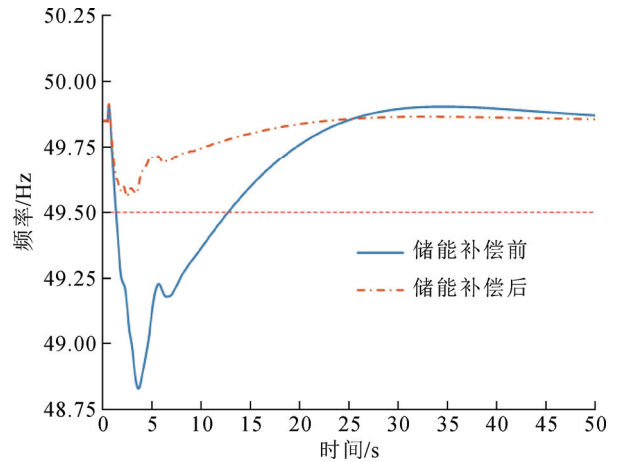


图9 储能补偿前后系统的频率曲线

Fig.9 Frequency response curves of the system before and after energy storage compensation

表 5 新能源场站的无功出力(新能源占比 60%)

Table 5 New energy station reactive power output(new energy accounts for 60%)

新能源场站	稳态时出力/Mvar	优化后出力/Mvar
NE1	290	800
NE2	170	800
NE3	160	0
NE4	170	456.35
NE5	60	680
NE6	260	0

功输出为 1 110 Mvar), 负荷切除量为 0。新能源场站如果不降低有功出力,能提供的最大无功仅为 1 834.2 Mvar,现削减有功 2 189.2 MW,保证了在不切负荷情况下的暂态电压稳定,同时通过第 2 阶段计算得到储能的有功出力为 2 110.0 MW。

实施上述连锁紧急控制策略后,系统中暂态电压安全裕度最低的 6 个负荷节点以及 6 个新能源场站对应的电压指标计算结果如表 6 所示,可以看到电压指标均满足要求。

储能补偿前后系统的频率曲线如图 10 所示,储能补偿后频率偏差最大值为 0.415 Hz,暂态频率变化率最大值为 0.609 8 Hz/s,均满足暂态频率安全的要求。

案例 2: 在 4.1 节算例的基础上,将位于母线 34 和母线 37 处的新能源场站还原为等容量的同步机,系统中新能源出力占比降至 30%。当母线 4 发生短路故障后,新能源场站仅在稳态时有功出力剩余的容量内增发无功以支撑电网,储能则不释放功

表 6 部分节点的电压指标(新能源占比 60%)

Table 6 Voltage indicators of some nodes(new energy accounts for 60%)

负荷节点	暂态电压安全裕度指标	场站节点	脱网裕度指标
母线 1	0.892 7	NE1	1.034 4
母线 5	0.844 6	NE2	0.565 5
母线 6	0.875 4	NE3	0.438 4
母线 7	0.700 4	NE4	1.014 6
母线 8	0.650 7	NE5	1.086 5
母线 9	0.695 1	NE6	0.933 1

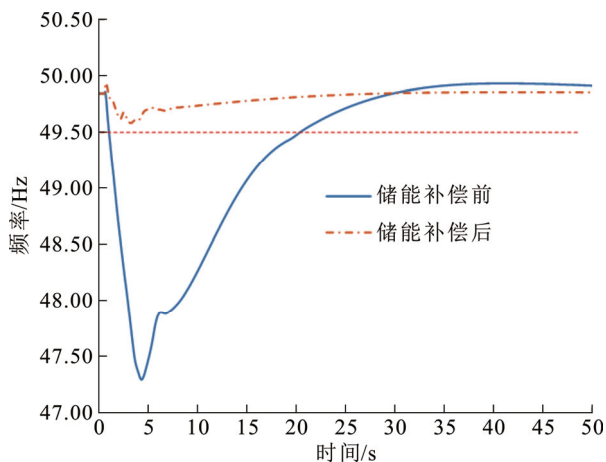


图 10 储能补偿前后系统的频率曲线(新能源占比 60%)

Fig.10 Frequency response curves of the system before and after energy storage compensation (new energy accounts for 60%)

率进行补偿,此时也能够保证电网的暂态电压稳定。其中暂态电压稳定裕度最低的 3 个负荷节点对应的值和 3 个新能源场站的暂态脱网裕度如表 7 所示,均满足暂态电压安全约束的要求。

系统在暂态过程中的频率曲线如图 11 所示,频率偏差最大值为 0.25 Hz,暂态频率变化率最大值为 0.755 3 Hz/s,均满足暂态频率的要求。

本文提出必要时通过降低新能源场站的有功出力来增大无功可调范围、从而参与暂态电压支撑的控制策略,为了避免有功缺额带来的频率问题,需要储能释放功率弥补有功缺口。不同新能源占比下的储能容量需求如表 8 所示。从表 8 可以看出,随着新能源占比的增加,采用本文所提策略会引起有功缺额增大,另一方面由于新能源占比高(传统同步机组被替代)导致系统等值转动惯量下降,进而导致频率偏差最大值增大至不满足频率安全约束,储能需要补偿的有功随即增大,说明不同新能源占比

表 7 部分节点的电压指标(新能源占比 30%)

Table 7 Voltage indicators of some nodes(new energy accounts for 30%)

负荷节点	暂态电压安全裕度指标	场站节点	脱网裕度指标
母线 7	0.874 5	NE1	0.452 8
母线 12	0.861 1	NE2	0.459 6
母线 15	0.806 9	NE4	0.666 6

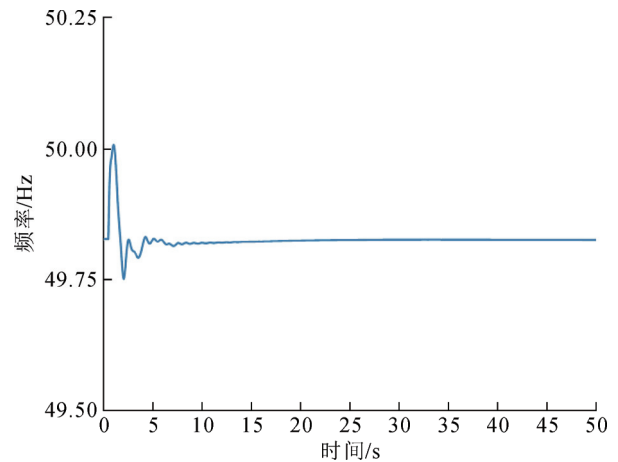


图 11 系统的频率曲线(新能源占比 30%)

Fig.11 Frequency response curves of the system(new energy accounts for 30%)

表 8 不同新能源占比下的储能容量需求

Table 8 Energy storage capacity demand under different proportions of new energy

新能源占比/%	有功缺额量/MW	未补偿有功缺口时频率偏差最大值/Hz	储能有功补偿量/MW
30	0	0.25	0
50	1 409.16	1.17	1 161.3
60	2 189.20	2.50	2 110.0

情况下需要匹配合适的储能容量,以保证本文控制策略的有效实施。

4.3 计算效率分析

单个故障的控制策略生成时间是评估所提计算方法在线应用有效性的一个重要指标。本文控制策略生成所用的计算机系统及硬件参数为 11th Gen Intel(R) Core(TM) i5-11400 2.60 GHz 2.59 GHz,算例采用 Simulink 进行时域仿真,并通过 m 函数与之交互。在此条件下,完成新能源场站与储能参与的暂态电压-频率连锁紧急控制模型优化计算的各阶段用时如表 9 所示。

可以看到整个策略生成的时间主要来自于利

表9 各阶段计算时间

Table 9 Calculation time for each stage

计算阶段	计算内容	计算时间/s
第1阶段	1) 给定初值离线仿真并计算暂态电压安全指标。	15
	2) 摄动法求取灵敏度(单次时长 15 s, 共摄动 8 次)。	120
	3) 计算暂态电压紧急控制数学模型	<1
第2阶段	1) 计算暂态频率紧急控制数学模型。	<1
	2) 验证生成的紧急控制策略	15

注: 总时长为 150 s(串行计算灵敏度)/45 s(并行计算灵敏度)。

用摄动法求取暂态电压安全指标对不同控制手段(变量)的灵敏度矩阵, 事实上该过程可以并行完成, 从而缩短计算时间, 提高计算效率。采用并行计算方式时, 控制策略生成时间为 45 s, 相较于串行计算时长 150 s 而言, 计算速度提高了约 3 倍。本算例拟采用 15 min 作为时间间隔来刷新系统运行状态, 则所提紧急控制策略在并行模式下的生成效率能够满足在线紧急控制策略刷新速率的要求。事实上, 如果稳控主站采用核心数更多、主频更高的计算平台, 则整个控制策略的生成效率将会得到极大提升, 本文所提方法将可以适用于更快的系统运行状态刷新频率。

5 结论

1) 在满足新能源场站安全运行约束的条件下, 必要时采取降低有功出力、增加无功可调容量的方式可以最大化地利用新能源场站的动态无功支撑能力, 对于解决近区负荷中心的暂态电压安全问题具有显著效果, 从而减缓系统部署额外动态无功补偿装置的需求。此外, 新能源场站暂时性削减的有功出力由储能系统进行补偿, 可以确保系统的频率安全性, 从而实现全局性的系统有功-无功资源合理利用。

2) 本文所提出的 2 阶段连锁紧急控制策略优化计算方法可以准确高效地得到新能源场站和储能系统参与紧急控制时的功率调节量, 适用于在线滚动生成紧急控制策略。

3) 暂态低电压引起的动态负荷(感应电动机)失稳切除可能诱发全局性的功角失稳问题。在此情况下, 提供充足动态无功改善系统暂态电压可以从根源上解决系统失稳问题, 从而避免针对更加严重的功角失稳问题而采用切机切负荷等激进控制措施。

参考文献 References

- [1] 李轻言, 林涛, 杜蕙, 等. 面向直流受端新型电力系统暂态电压稳定的紧急控制策略[J]. 电力自动化设备, 2024, 44(3): 195-202. LI Qingyan, LIN Tao, DU Hui, et al. Emergency control for transient voltage stability of HVDC receiving-end new power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2024, 44(3): 195-202.
- [2] 张家玮, 张琛, 史先强, 等. 储能型静止无功发生装置及其自同步电压源控制[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 61-71. ZHANG Jiawei, ZHANG Chen, SHI Xianqiang, et al. Energy-storage-type static var generator and its autonomous-synchronization voltage source control[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 61-71.
- [3] 屠竞哲, 张健, 曾兵, 等. 直流换相失败及恢复过程暂态无功特性及控制参数影响[J]. 高电压技术, 2017, 43(7): 2131-2139. TU Jingzhe, ZHANG Jian, ZENG Bing, et al. HVDC transient reactive power characteristics and impact of control system parameters during commutation failure and recovery[J]. High Voltage Engineering, 2017, 43(7): 2131-2139.
- [4] 蓝元良, 刘伟麟, 兰天, 等. 特高压直流输电换流阀设备数字化思考与实践[J]. 电力信息与通信技术, 2024, 22(8): 1-9. LAN Yuanliang, LIU Weilin, LAN Tian, et al. Considerations and practices of UHVDC converter's digitalization[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2024, 22(8): 1-9.
- [5] 张文朝, 张博, 潘捷, 等. 基于感应电动机网荷互馈特性的暂态电压失稳机理探析[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(7): 8-14. ZHANG Wenchao, ZHANG Bo, PAN Jie, et al. Mechanism analysis for transient voltage instability based on crossfeed characteristics between power network and load of induction motor[J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(7): 8-14.
- [6] 金一丁, 于钊, 李明节, 等. 新一代调相机与电力电子无功补偿装置在特高压交直流电网中应用的比较[J]. 电网技术, 2018, 42(7): 2095-2102. JIN Yiding, YU Zhao, LI Mingjie, et al. Comparison of new generation synchronous condenser and power electronic reactive-power compensation devices in application in UHV DC/AC grid[J]. Power System Technology, 2018, 42(7): 2095-2102.
- [7] 郭郗闻, 张建设, 胡云, 等. 大容量分布式 STATCOM 对南方电网交直流系统影响的实时仿真研究[J]. 高电压技术, 2014, 40(8): 2586-2592. GUO Yunwen, ZHANG Jianshe, HU Yun, et al. Real-time simulation analysis of the impacts of distributed large-capacity STATCOM on AC/DC parallel system in China southern Power Grid[J]. High Voltage Engineering, 2014, 40(8): 2586-2592.
- [8] 邢超, 奚鑫泽, 李胜男, 等. 大容量 STATCOM 对于受端直流换流站运行与故障特性影响[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(15): 78-85. XING Chao, XI Xinze, LI Shengnan, et al. Effect of large capacity STATCOM on operation and fault characteristics of receiving DC converter station[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(15): 78-85.
- [9] 赵泽麟, 赵晋泉, 单瑞卿, 等. 高压直流受端电网暂态电压安全预防控制方法[J]. 南方电网技术, 2023, 17(3): 1-9. ZHAO Zelin, ZHAO Jinquan, SHAN Ruiqing, et al. Transient voltage security preventive control method for HVDC receiving-end power grid[J]. Southern Power System Technology, 2023, 17(3): 1-9.
- [10] 刘运鑫, 姚良忠, 廖思阳, 等. 分布式光储参与的直流受端近区配电网暂态电压控制方法[J]. 电网技术, 2023, 47(3): 1250-1261. LIU Yunxin, YAO Liangzhong, LIAO Siyang, et al. Transient voltage control of distribution network in near-zone of DC receiving end with distributed photovoltaics and energy storage participated[J]. Power System Technology, 2023, 47(3): 1250-1261.
- [11] LIU J W, XU Y, QIU J, et al. Non-network solution coordinated volt-

- age stability enhancement with STATCOM and UVLS for wind-penetrated power system[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1559-1568.
- [12] 王长江, 李筱婧, 贾春贺, 等. 基于轨迹灵敏度的交直流受端系统暂态电压两阶段控制[J]. 电力自动化设备, 2023, 43(7): 124-132. WANG Changjiang, LI Xiaojing, JIA Chunhe, et al. Trajectory sensitivity based transient voltage two-stage control in AC/DC receiving end system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2023, 43(7): 124-132.
- [13] 赵晋泉, 汤建军, 吴迪, 等. 直流馈入受端电网暂态电压与频率稳定紧急协调控制策略[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(22): 45-53. ZHAO Jinquan, TANG Jianjun, WU Di, et al. Emergency coordination control strategy for transient voltage and transient frequency stability in HVDC Infeed receiving-end power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(22): 45-53.
- [14] 张红丽, 刘福锁, 李威. 动态无功补偿装置提高多馈入直流恢复的布点方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(5): 133-138. ZHANG Hongli, LIU Fusuo, LI Wei. Site selection for dynamic reactive power compensation and improvement of recovery from commutation failures in multi-infeed HVDC system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(5): 133-138.
- [15] 顾卓远, 汤涌, 孙华东, 等. 基于响应的电力系统安全稳定综合防御技术[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(4): 943-952. GU Zhuoyuan, TANG Yong, SUN Huadong, et al. Study on framework of comprehensive defense architecture for power system security and stability[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(4): 943-952.
- [16] 王渝红, 宋雨妍, 廖建权, 等. 风电电压主动支撑技术现状与发展趋势[J]. 电网技术, 2023, 47(8): 3193-3205. WANG Yuhong, SONG Yuyan, LIAO Jianquan, et al. Review and development trends of DFIG-based wind power voltage active support technology[J]. Power System Technology, 2023, 47(8): 3193-3205.
- [17] 冯艳涛, 谢震, 李梦杰, 等. 低短路比下双馈风力发电机组电压主动支撑的优化控制策略[J]. 高电压技术, 2023, 49(1): 42-50. FENG Yantao, XIE Zhen, LI Mengjie, et al. Optimal control strategy of voltage active support for doubly fed induction generator with low short circuit ratio[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(1): 42-50.
- [18] 林湘宁, 卓毅鑫, 李正天, 等. 基于风机主动控制的风电场低电压穿越能力深度挖掘研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(15): 4388-4398. LIN Xiangning, ZHUO Yixin, LI Zhengtian, et al. Study on deeply improving low voltage ride through ability of wind farm based on wind turbine active control strategy[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(15): 4388-4398.
- [19] TONG N, LIN X N, LI Z T, et al. Coordinated sequential control of individual generators for large-scale DFIG-based wind farms[J]. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 2020, 11(3): 1679-1692.
- [20] VARMA R K, MOHAN S. Mitigation of fault induced delayed voltage recovery (FIDVR) by PV-STATCOM[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(6): 4251-4262.
- [21] 张鑫灏, 周泓宇, 姚伟, 等. 面向电网电压主动支撑的光伏场站双模式协调控制[J/OL]. 电网技术, 2024: 1-15[2024-06-20]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0644>. ZHANG Xinhao, ZHOU Hongyu, YAO Wei, et al. Dual-mode coordinated control strategy of photovoltaic stations for active grid voltage support[J/OL]. Power System Technology, 2024: 1-15[2024-06-20]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2024.0644>.
- [22] 薛安成, 周健, 刘瑞煌, 等. 采用多二元表判据的实用暂态电压稳定裕度指标研究[J]. 中国电机工程学报, 2018, 38(14): 4117-4125. XUE Ancheng, ZHOU Jian, LIU Ruihuang, et al. A new practical transient voltage stability margin index based on multiple-two-element notation criterion[J]. Proceedings of the CSEE, 2018, 38(14): 4117-4125.
- [23] 冉慧娟, 王治钟, 高本锋, 等. 适用于高压直流输电受端系统的两阶段暂态电压评估方法[J]. 电网技术, 2023, 47(10): 4272-4283. RAN Huijuan, WANG Zhizhong, GAO Benfeng, et al. Two-stage transient voltage evaluation suitable for HVDC receiving systems[J]. Power System Technology, 2023, 47(10): 4272-4283.
- [24] 续昕, 张恒旭, 李常刚, 等. 基于轨迹灵敏度的紧急切负荷优化算法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(18): 143-148. XU Xin, ZHANG Hengxu, LI Changgang, et al. Emergency load shedding optimization algorithm based on trajectory sensitivity[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(18): 143-148.
- [25] 柯德平, 冯帅帅, 刘福锁, 等. 新能源发电调控参与的送端电网直流闭锁紧急频率控制策略快速优化[J]. 电工技术学报, 2022, 37(5): 1204-1218. KE Deping, FENG Shuaishuai, LIU Fusuo, et al. Rapid optimization for emergent frequency control strategy with the power regulation of renewable energy during the loss of DC connection[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2022, 37(5): 1204-1218.
- [26] 张英敏, 彭泽峰, 彭乔, 等. 预测新能源接入电网受扰后频率最低点的通用ASF模型[J]. 电网技术, 2023, 47(5): 1788-1797. ZHANG Yingmin, PENG Zefeng, PENG Qiao, et al. Generic ASF model of new-energy-integrated power grid for frequency nadir estimation under disturbance[J]. Power System Technology, 2023, 47(5): 1788-1797.
- [27] 赵小磊, 姚良忠, 刘运鑫, 等. 面向储能多应用价值协同的风光储系统日前优化调度方法[J]. 高电压技术, 2024, 50(6): 2511-2522. ZHAO Xiaolei, YAO Liangzhong, LIU Yunxin, et al. Day-ahead optimal dispatch for wind-photovoltaic-storage system considering synergistic multi-application value of energy storage[J]. High Voltage Engineering, 2024, 50(6): 2511-2522.
- [28] 黎冲, 王成辉, 王高, 等. 锂电池SOC估计的实现方法分析与性能对比[J]. 储能科学与技术, 2022, 11(10): 3328-3344. LI Chong, WANG Chenhui, WANG Gao, et al. Review on implementation method analysis and performance comparison of lithium battery state of charge estimation[J]. Energy Storage Science and Technology, 2022, 11(10): 3328-3344.



QI Pan

起盼

1999—, 女, 硕士生

主要从事新型电力系统暂态电压运行与控制方面的研究工作

E-mail: qipann@whu.edu.cn



KE Deping

Ph.D.

Associate professor
Corresponding author

柯德平(通信作者)

1983—, 男, 博士, 副教授, 博导

主要从事电力系统运行与控制、电力系统优化调度等方面的研究工作

E-mail: kedeping@whu.edu.cn