

不依赖状态估计的山区电网电压 无功区域优化控制方法

吴晋波¹, 宋兴荣¹, 洪 权¹, 熊尚峰¹, 李 理¹,
李振文², 刘志豪¹, 谢培元²

(1. 国网湖南省电力有限公司电力科学研究院, 湖南 长沙 410007; 2. 国网湖南省电力有限公司, 湖南 长沙 410004)

摘 要:大量风、水电站接入山区电网, 给山区电网带来了优良的无功资源。传统的自动电压控制(AVC)区域优化控制方法依赖状态估计数据, 而山区电网状态估计数据常达不到实时控制的要求。传统的 AVC 区域优化控制方法无法在山区电网正常实施, 且无法有效发挥这些风水电无功资源的作用, 这导致山区电网电压控制困难、电压合格率偏低以及电网功率损耗较高。针对这一问题, 依托现有的 AVC 系统, 提出一种山区电网电压无功区域优化控制方法, 无需依赖状态估计数据, 按山区电网不同的电压无功控制目标给出对应的优化控制策略, 并按优先级排序; 提出 10 kV 母线电压控制目标值精确选取方法, 根据供电区域内台区电压情况定期修正 10 kV 母线电压控制目标值。通过典型山区电网的实际应用验证所提方法的可行性和有效性。在不依赖状态估计数据的前提下, 所提方法可以显著提升所应用山区电网的电压合格率、降低电网功率损耗并提供大量的无功动态支撑功率。

关 键 词:状态估计; 自动电压控制; 无功; 区域优化; 山区电网

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.04.010 中图分类号:TM734 文章编号:1673-9140(2022)04-0088-09

Study on regional optimization control method of reactive power & voltage for the grid in mountainous area without state estimation

WU Jinbo¹, SONG Xingrong¹, HONG Quan¹, XIONG Shangfeng¹, LI Li¹,
LI Zhenwen², LIU Zhihao¹, XIE Peiyuan²

(1. State Grid Hunan Electric Power Co., Ltd., Power Research Institute, Changsha 410007, China;

2. State Grid Hunan Electric Power Co. Ltd., Changsha 410004, China)

Abstract: Many wind and hydropower stations are connected to the grid in mountainous areas, which brings excellent reactive power resources to the grid in the mountainous areas. The traditional regional optimization control method of Automatic Voltage Control (AVC) relies on state estimation data. The state estimation data of the grid in the mountainous area cannot frequently meet the real-time control requirements. The traditional AVC regional optimization control method can not be implemented generally in the grid in the mountainous area. Moreover, these wind and hydropower reactive power resources can not play an effective role. As a result, the voltage control of the grid in moun-

收稿日期:2020-09-29; 修回日期:2021-04-14

基金项目:国家自然科学基金(51677012); 国家电网有限公司科技项目(5216A520000N)

通信作者:吴晋波(1981-), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事高压直流输电控制保护技术、电力系统测量与控制、无功补偿与优化以及电力系统继电保护与自动化技术的研究; E-mail:jinbowu1112@qq.com

tainous areas is difficult, the voltage qualification rate is low, and the power loss is high. To solve this problem, this paper proposed a novel regional optimization control method of reactive power & voltage for the grid in the mountainous areas based on the existing AVC system. It does not rely on state estimation data. According to the mountainous area grid's different voltage and reactive power control objectives, the corresponding optimal control strategy is presented and sorted by priority. An accurate selection method of 10 kV bus voltage control target value is proposed and the control target value of 10 kV bus voltage is corrected periodically according to the station voltage in the power supply area. The feasibility and effectiveness of the proposed method are verified by the practical application of a typical mountainous power grid. Without relying on the state estimation data, the proposed method can significantly improve the voltage qualification rate of the applied mountainous power grid, reduce the power loss of the grid and, provide a large amount of reactive dynamic support power as well.

Key words: state estimation; AVC; reactive power; regional optimization; grid in mountainous area

作为现代电网电压、无功控制^[1-4]的主要系统即自动电压控制(automatic voltage control, AVC)系统^[5-6],用于提高电网电压质量、降低网损,保证电网安全经济优质运行。中国现有的电网按调度级别可以分为国、分、省、地四级。其中地级电网即地区电网,是指由各地区调控中心所辖的 110 kV 及以下电压等级供电网,包括该地区 220 kV 变电站的主变压器、110 和 10 kV 部分。

早期地区电网无功调节手段相对单一,只能控制电网内并联电容/电抗器投切和主变压器分接头挡位。现有地区电网自动电压控制一般采用本地电压控制+区域无功优化的模式,即先根据所在变电站电压、无功情况,按九区图制定电容/电抗器投切与主变压器分接头挡位变化策略,再根据所在子区域 220 kV 变电站主变高压侧无功情况修正电容/电抗器投切策略。这种方法的优势在于控制方法简单、对电网状态估计数据的依赖很低,缺点是无法实现电压区域优化,即只能通过单站控制当地电压。

水电机组具有较强的无功动态调节能力,风电站除风机以外还配置了一定数量的 SVG/SVC 等动态无功补偿设备^[7-10]。随着大量风、水电站通过 110、35、10 kV 并入地区电网,带来了大量的优良的无功资源,极大地丰富了地区电网无功调控手段。现有的地区电网自动电压控制模式(本地电压控制+区域无功优化)无法有效地发挥这些无功资源的作用。

而若采用省级电网(220~500 kV 电压等级电网)三级电压控制方法^[11-13],虽然原理上可以充分发挥并网电站和电网无功资源,但这种控制方法需依赖电网状态估计^[14-15]数据。这是因为三级电压控制思路:在满足全部等式和不等式约束的可行域内,找到优化解并确定中枢母线电压目标值(三级电

压控制),再逐步修正实现(二级与一级电压控制)。中枢母线电压目标值的确定是二级电压控制的基础。而山区电网中枢母线(一般设为 220 kV 母线)电压期望值不能直接给定,山区电网模型参数维护不如省级电网及时,状态估计数据准确率和收敛速度较差,过于依赖状态估计数据可能会造成电压控制失当。

针对这一问题,本文考虑到山区电网特点与现状,依托电网现有 AVC 系统,提出一种不依赖状态估计数据的山区电网电压无功区域优化控制方法,按山区电网 AVC 控制目标优先级,给出对应的优化控制策略,提出 10 kV 母线电压控制目标值精确选取方法。所提方法在湖南省邵阳地区典型山区电网进行实际应用,取得显著成效。

1 山区电网电压无功区域优化控制方法

1.1 分区

为了避免出现 220~110 kV 电磁环网情况,同时与 2 个以上不同 220 kV 变电站线路连接的 110 kV 变电站,其稳态运行时也会选择将仅保留与其中一个 220 kV 变电站的电气联系,其他转为热/冷备用。故与省级及以上电网环状、网状分布不同,地区电网基本上以 220 kV 变电站为中心辐射状分布。地区电网天然地以 220 kV 变电站为中心,形成若干子区域,且各子区域间仅通过 220 kV 线路进行电气联系。山区电网就是一种拥有相当数量风、水电站的特殊地区电网。

根据这一特点,将山区电网划分为以 220 kV 变电站为核心的若干相互独立的区域,开展无功电

压控制。其划分原则如下:

- 1) 若某 220 kV 变电站的 2 条 220 kV 母线并列运行,则按该 220 kV 变电站辐射的电网划分区域;
- 2) 若某 220 kV 变电站的 2 条 220 kV 母线分列运行,则按这 2 条 220 kV 母线各自辐射的电网划分各自区域;
- 3) 山区电网内各并网风、水、火等电站划入与其并网点所连变电站所在区域。

1.2 选择控制模式

山区电网 AVC 控制目标按优先级依次为① 220 kV 母线电压不越限;② 10 kV 母线电压不越限;③ 220 kV 主变高压侧无功不越限。

按优先级,根据某独立区域的电压无功情况,选取该区域进入不同目标的控制模式:220、10 kV 电压控制模式或 220 kV 无功控制模式,每种模式均提供相应的优化控制策略。方法流程如图 1 所示,具体方法如下:

- 1) 检测本区域 220 kV 母线电压是否超越预设的第 1 限制阈值,若超越预设的第 1 限制阈值则跳转执行步骤 2,否则跳转执行步骤 6;
- 2) 进入 220 kV 电压控制模式,检测本区域 220 kV 母线电压是否超越预设的第 2 限制阈值,若超越预设的第 2 限制阈值则跳转执行步骤 3,否则跳转执行步骤 4;
- 3) 按预设的 220 kV 电压控制策略(策略 1),同时调节并网电站无功资源的输出和电网电容器/电抗器无功资源的投切,跳转执行步骤 5;
- 4) 按预设的 220 kV 电压控制策略(策略 2),单独调节并网电站无功资源的输出,跳转执行步骤 5;
- 5) 按预设的 220 kV 电压控制策略(策略 3),调节本区域内变电站分接头位置,跳转执行步骤 10;
- 6) 逐一检测该区域内 10 kV 母线电压是否超越预设的第 3 限制阈值,若存在 10 kV 母线电压超越第 3 限制阈值,则跳转执行步骤 7,否则跳转执行步骤 8;
- 7) 进入 10 kV 电压控制模式,针对越限的 10 kV 母线按预设的 10 kV 电压控制策略,调节所在变电站电网电容器/电抗器无功资源的投切、所在变电站主变分接头位置、相邻变电站及并网电站无功资源,跳转执行步骤 10;
- 8) 检测该区域外送无功功率是否超越预设的第

4 限制阈值,若该区域外送无功功率超越第 4 限制阈值,则转执行步骤 9,否则跳转执行步骤 10;

9) 进入 220 kV 无功控制模式,按预设的 220 kV 无功控制策略调节各并网电站无功资源,转执行步骤 10;

10) 保持剩余的无功资源控制期望值不变,本周控制结束。

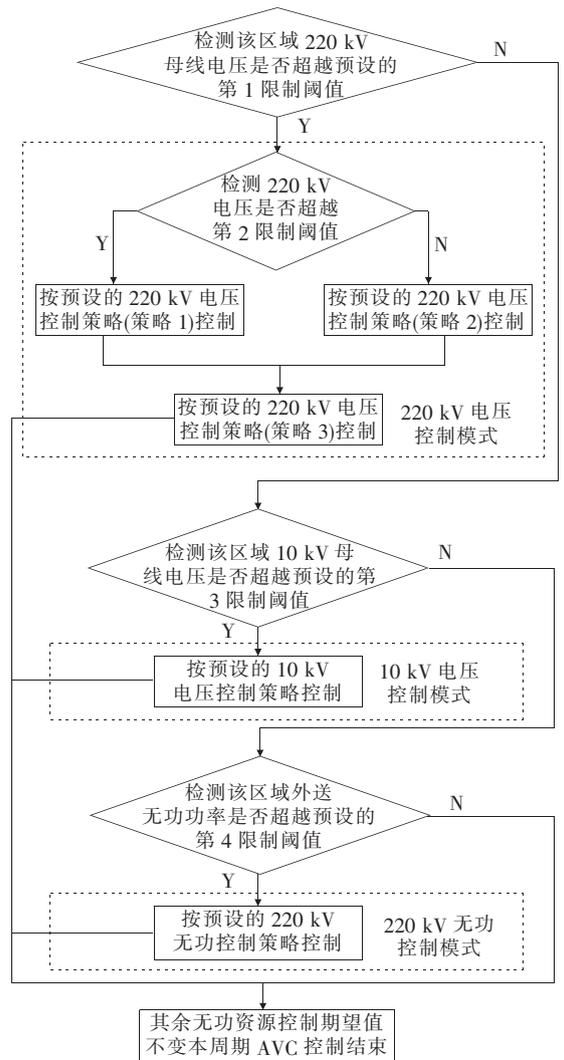


图 1 所提区域优化控制方法的基本流程

Figure 1 The basic flow diagram of the proposed regional optimal control method

1.3 220 kV 电压控制模式

通过文 1.2 步骤 1 中第 1 限制阈值判定该区域 220 kV 母线电压是否越限。

第 1 限制阈值包括上、下阈值,分别参考调度要求的 220 kV 母线电压合格区间上、下限,并留有一定裕度,第 1 限制阈值上、下裕度按 0.5% 的最大允许误差,一般设为 1 kV;不同的 220 kV 母线不同时

间段的第 1 限制阈值可不同,上阈值为 229~230 kV,下阈值为 224 kV。若 220 kV 母线电压大于第 1 限制阈值上阈值或小于第 1 限制阈值下阈值,则认为 220 kV 母线电压超越预设的第 1 限制阈值;若 220 kV 母线电压超越第 1 限制阈值,该区域进入 220 kV 电压控制模式。

策略 1 进入 220 kV 电压控制模式后再通过文 1.2 步骤 2 中第 2 限制阈值,判定该区域 220 kV 母线电压越限严重程度。

第 2 限制阈值包括上、下阈值,其计算公式为

$$\begin{cases} \bar{V}_2 = \bar{V}_1 + C_{cg} \Delta Q_g - \bar{\mu} \\ \underline{V}_2 = \underline{V}_1 - C_{cg} \Delta \bar{Q}_g + \underline{\mu} \end{cases} \quad (1)$$

式中 \bar{V}_2 、 \underline{V}_2 分别为第 2 限制阈值上、下阈值; \bar{V}_1 、 \underline{V}_1 分别为限制阈值 1 上、下阈值; C_{cg} 为区域内并网电站无功功率对该区域 220 kV 母线电压的灵敏度系数矩阵; $\Delta \bar{Q}_g$ 、 ΔQ_g 分别为并网电站无功功率当前可调上、下裕度值; $\bar{\mu}$ 、 $\underline{\mu}$ 分别为第 2 限制阈值上、下裕度值,按 0.5% 的最大允许误差,一般设为 1 kV。

若 220 kV 母线电压大于第 2 限制阈值上阈值或小于第 2 限制阈值下阈值,则认为 220 kV 母线电压超越预设的第 2 限制阈值;若 220 kV 母线电压超越第 2 限制阈值,则认为 220 kV 母线已经严重越限,需要同时调用风、水电站等连续无功设备和变电站电容器/电抗器等离散无功设备,执行步骤 3 中策略 1。

策略 1 的优化模型为

$$\min(\sum \Delta Q_g + \sum \Delta Q_s) \quad (2)$$

$$\begin{cases} C_{cg} \Delta Q_g + C_{cs} \Delta Q_s = \Delta V_{220} \\ \Delta Q_g \leq \Delta Q_g \leq \Delta \bar{Q}_g \\ \Delta Q_s \leq \Delta Q_s \leq \Delta \bar{Q}_s \end{cases} \quad (3)$$

式(2)、(3)中 ΔQ_g 为并网电站无功功率变化期望值; ΔQ_s 为由电容/电抗器投切导致的变电站无功功率变化期望值; C_{cg} 为区域内并网电站无功功率对该区域 220 kV 母线电压的灵敏度系数矩阵; C_{cs} 为变电站无功功率对该区域 220 kV 母线电压的灵敏度系数矩阵(灵敏度系数矩阵以及文后提及的灵敏度系数矩阵均依据实测数据确定的运行点线性化计算得到)。若 220 kV 母线电压大于第 1 限制阈值上阈值,则 ΔV_{220} 为当前 220 kV 母线电压与第 1 限

制阈值上阈值的偏差绝对值;若 220 kV 母线电压小于第 1 限制阈值下阈值,则 ΔV_{220} 为当前 220 kV 母线电压与第 1 限制阈值下阈值的偏差绝对值; $\Delta \bar{Q}_g$ 、 ΔQ_g 分别为并网电站无功功率当前可调上、下裕度值; $\Delta \bar{Q}_s$ 、 ΔQ_s 分别为变电站无功功率当前可调上、下裕度值。

若式(2)、(3)有可行解则按可行解下发控制指令;若式(2)、(3)无可行解则本轮自动电压控制不下发控制指令。

策略 2 若 220 kV 母线电压未超越第 2 限制阈值,则认为 220 kV 母线虽越限但不严重,仅需调用风、水电站等连续无功设备,执行文 1.2 步骤 4 中策略 2。

策略 2 的优化模型为

$$\min(\sum \Delta Q_g) \quad (4)$$

$$\begin{cases} C_{cg} \Delta Q_g = \Delta V_{220} \\ \Delta Q_g \leq \Delta Q_g \leq \Delta \bar{Q}_g \end{cases} \quad (5)$$

若式(3)、(4)有可行解则按可行解下发控制指令;若式(4)、(5)无可行解则本轮自动电压控制不下发控制指令。

策略 3 用于调节变电站变压器分接头位置。具体如下:

1)判断 220 kV 母线电压大于第 1 限制阈值上阈值是否成立,如果成立则跳转执行步骤 2,否则跳转执行步骤 5;

2)判断本区域内超过第 1 预设比例的 10 kV 母线电压小于第 3 限制阈值的下阈值是否成立,如果成立则跳转执行步骤 3,否则跳转执行步骤 4;

3)下调 220 kV 主变分接头位置一档,跳转执行步骤 9;

4)下调小于第 3 限制阈值下阈值的 10 kV 母线所在变压器分接头位置一档,跳转执行步骤 9;

5)判断 220 kV 母线电压小于第 1 限制阈值的下阈值是否成立,如果成立则跳转执行步骤 6,否则跳转执行步骤 9;

6)判断本区域内超过第 2 预设比例的 10 kV 母线电压大于第 3 限制阈值的上阈值是否成立,如果成立则跳转执行步骤 7,否则跳转执行步骤 8;

7)上调 220 kV 主变分接头位置一档,跳转执行步骤 9;

8)上调小于第3限制阈值的下阈值的10 kV 母线所在变压器分接头位置一档,转执行步骤9;

9)保持本区域其余变压器分接头位置不变。

其中,第3限制阈值与步骤6中预设的第3限制阈值含义相同,用于判定10 kV 母线是否越限,具体设定:第3限制阈值包括上、下阈值,分别参考要求的10 kV 母线电压合格区间上、下限,并留有一定裕度,第3限制阈值上、下裕度一般均设为0.05 kV;不同10 kV 母线不同时间段的第3限制阈值不同,上阈值为10.60~10.95 kV,下阈值为9.50~10.15 kV;若10 kV 母线电压大于第3限制阈值上阈值或小于第3限制阈值下阈值,则认为10 kV 母线电压超越预设的第3限制阈值。

1.4 10 kV 电压控制模式

若该区域220 kV 母线电压未超越第1限制阈值,则认为该区域220 kV 母线电压未越限,再逐一检测该区域内10 kV 母线电压是否超越预设的第3限制阈值;若存在10 kV 母线电压超越第3限制阈值,则整个区域进入10 kV 电压控制模式,执行10 kV 电压控制策略。

10 kV 电压控制策略在优先使用本地无功资源的基础上,协调临近变电站/并网电站的资源,详细实施步骤如下:

1)若目标10 kV 母线所在变电站有除变压器分接头以外的可降低10 kV 电压的无功资源未使用,则跳转执行步骤2,否则跳转执行步骤3;

2)根据未使用的无功资源历史使用次数由少至多的依次使用,跳转执行步骤6;

3)根据灵敏度排序依次申请调用临近目标10 kV 母线的3~5个变电站或并网电站的无功资源,若申请是变电站的无功资源,则跳转执行步骤4;若申请是并网电站的无功资源,则跳转执行步骤5;若所有可申请的变电站或并网电站均不允许调用,则跳转执行步骤6;

4)当计算按预设排序调用该变电站无功资源后,该临近目标10 kV 母线变电站的10 kV 母线电压是否会超越第3限制阈值,若临近目标10 kV 母线变电站的10 kV 母线电压不会超越第3限制阈值,则按预设排序调用该变电站无功资源,跳转执行步骤6,否则不允许调用该变电站无功资源,跳转执行步骤3;

5)当计算按预设步长调用该并网电站无功资源后,本区域220 kV 母线电压是否会超越第1限制阈值和该并网电站并网点所连变电站10 kV 母线电压是否会超越第3限制阈值,若本区域220 kV 母线电压不会超越第1限制阈值且该并网电站并网点所连变电站10 kV 母线电压不会超越第3限制阈值,则按预设步长调用该并网电站无功资源,跳转执行步骤6,否则不允许调用该并网电站无功资源,跳转执行步骤3;

6)针对目标10 kV 母线的10 kV 电压控制策略结束。

1.5 220 kV 无功控制模式

通过文1.2步骤6中第4限制阈值,判定该区域220 kV 主变高压侧无功是否越限。

第4限制阈值包括上、下阈值,分别参考要求的该区域外送无功功率控制区间上、下限,并留有一定裕度。若该区域只有一台220 kV 主变,该区域外送无功功率即为该220 kV 主变高压侧无功功率;若该区域有多台220 kV 主变,该区域外送无功功率即为这些220 kV 主变高压侧无功功率总和。不同区域不同时间段的第4限制阈值不同,若该区域外送无功功率大于第4限制阈值上阈值或小于第4限制阈值下阈值,则认为该区域外送无功功率超越预设的第4限制阈值。

若该区域220 kV 母线电压未超越第1限制阈值,该区域所有10 kV 均未超越第4限制阈值,则认为该区域220、10 kV 母线电压均未越限;若该区域外送无功功率超越第4限制阈值,则整个区域进入220 kV 无功控制模式,执行220 kV 无功控制策略。

220 kV 无功控制策略的优化模型为

$$\begin{aligned} & \min(\sum \Delta Q_g) & (6) \\ & \left\{ \begin{aligned} & C'_{cg} \Delta Q_g = \Delta Q_{220} \\ & \underline{V}_{220} \leq V_{220} + C_{cg} \Delta Q_g \leq \bar{V}_{220} \\ & \underline{V}_{10} \leq V_{10} + C''_{cg} \Delta Q_g \leq \bar{V}_{10} \end{aligned} \right. & (7) \\ & \left\{ \begin{aligned} & \underline{\Delta Q}_g \leq \Delta Q_g \leq \bar{\Delta Q}_g \end{aligned} \right. \end{aligned}$$

式(6)、(7)中 C'_{cg} 为区域内并网电站无功功率对区域外送无功功率的灵敏度系数矩阵; C''_{cg} 为区域内并网电站无功功率对各自的并网点所连变电站10 kV 母线电压的灵敏度系数矩阵; V_{220} 为该区域220 kV 母线电压; V_{10} 为区域内并网电站各自并网点所连

变电站 10 kV 母线电压。

若区域外送无功功率大于第 4 限制阈值上阈值,则 ΔQ_{220} 为当前区域外送无功功率与第 4 限制阈值上阈值的偏差绝对值;若区域外送无功功率小于第 4 限制阈值下阈值,则 ΔQ_{220} 为当前区域外送无功功率与第 4 限制阈值下阈值的偏差绝对值。

若式(6)、(7)有可行解则按可行解下发控制指令,若式(6)、(7)无可行解则本轮自动电压控制不下发控制指令。所有灵敏度、式(1)~(6)以及各步骤中的计算均取实测数据,不依赖状态估计数据。

2 10 kV 母线电压控制目标值精确选取方法

文 1.2 步骤 6 中预设的第 3 限制阈值是判定 10 kV 母线电压是否越限的依据,也就是 10 kV 母线电压的控制目标值。对于一般电网而言,10 kV 母线电压控制目标值是 9.50~10.15 kV 到 10.60~10.95 kV,正常区间宽度为 0.7 kV。然而不同于省级主干网,地区电网电压控制最重要的目的之一即是提升用户电压合格率,而非追求满足母线电压合格前提下的网损最小。对于高比例风水电山区电网而言,由于用户分布更为分散,负荷潮流波动更大,如果 10 kV 母线电压按原有 0.7 kV 的正常区间宽度控制,则用户侧很可能可能会出现电压越限。

为提升用户电压合格率,高比例风水电山区电网 10 kV 母线电压控制需更加精确。本文提出一种 10 kV 母线电压控制值精确选取方法,10 kV 母线电压控制目标值宽度从以前的 0.7 kV 精准至 0.2 kV。控制值精确选取方法流程如图 2 所示,具体实施步骤包括:

1) 确定目标 10 kV 母线的计算参考日;

2) 分别统计并计算参考日供电区域内台区电压(台区配电变压器低压侧电压)的正常、过压、欠压占比;

3) 根据正常、过压、欠压占比确定目标 10 kV 母线供电范围内配网电压情况;

4) 根据目标 10 kV 母线供电范围内配网电压情况,生成本计算周期目标 10 kV 母线电压目标值。计算周期为 10 kV 母线电压优化计算周期,一般为 1 个月。

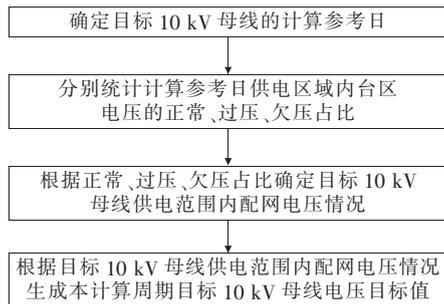


图 2 所提控制值精确选取方法流程

Figure 2 The basic flow diagram of the proposed accurate selection method of control target value

2.1 取数

文 1.2 步骤 1 的详细步骤包括:

1) 从调度主站获取目标 10 kV 母线与线路的拓扑关系,从配电运检系统获取当前 10 kV 线路挂接台区情况,从营销用电采集系统获取当前 10 kV 线路各台区电压和电量;

2) 通过目标 10 kV 母线与线路的拓扑关系和当前 10 kV 线路挂接台区情况,确定本计算周期目标 10 kV 母线供电区域;

3) 将本次和上一次计算周期目标 10 kV 母线供电区域进行比较,若目标 10 kV 母线供电区域无变化,则选取目标 10 kV 母线供电区域本次计算周期内最大负荷日作为计算参考日,否则选取获取拓扑关系和挂接情况数据的当日作为计算参考日。

2.2 统计

文 1.2 步骤 2 的详细步骤包括:

1) 针对参考日供电区域内台区电压,在全部电压点(采样为 4 个电压点/天)中剔除低于第 1 门槛电压(取值为 110 V)的电压点,将剩余的电压点数量作为统计电压点数量;

2) 在剩余的电压点中,将小于第 2 门槛电压的电压点作为欠压点,大于第 3 门槛电压的电压点作为过压点,位于第 2、3 门槛电压之间的电压点作为正常点;将欠压点的数量占统计电压点数量的比值作为欠压占比,将过压点的数量占统计电压点数量的比值作为过压占比,将正常点的数量占统计电压点数量的比值作为正常占比;第 2、3 门槛电压取值分别为 198、228 V。

因此,步骤 1 会剔除低于 110 V 的电压点,统计电压点数量=全部电压点数量-低于 110 V 的电压

点数量。

步骤2中计算的各占比为正常占比=不小于198 V且不大于228 V的电压点数量/统计电压点数量;过压占比=大于228 V的电压点数量/统计电压点数量;欠压占比=小于198 V的电压点数量/统计电压点数量。

2.3 判别

文1.2步骤3的详细步骤包括:

1)判断正常占比大于等于过压占比且欠压占比小于预设比值是否成立,如果成立则判定目标10 kV母线供电范围内配网电压正常,跳转执行文1.2步骤4;否则跳转执行下一步;

2)判断正常占比小于过压占比且欠压占比小于预设比值是否成立,如果成立则判定目标10 kV母线供电范围内配网电压偏高,跳转执行文1.2步骤4;否则跳转执行下一步;

3)判断正常占比大于等于过压占比且欠压占比大于等于预设比值是否成立,如果成立则判定目标10 kV母线供电范围内配网电压偏低;跳转执行文1.2步骤4。

2.4 确定

文1.2步骤4的详细步骤包括:

1)判断目标10 kV母线供电范围内配网电压情况,若目标10 kV母线供电范围内配网电压正常,则跳转执行步骤2;若目标10 kV母线供电范围内配网电压偏高,则跳转执行步骤3;若目标10 kV母线供电范围内配网电压偏低,则跳转执行步骤4;否则跳转执行步骤5;

2)判定目标10 kV母线电压无需优化,设置本次为上一次计算周期目标10 kV母线电压目标值,结束并退出;

3)判断上一次计算周期目标10 kV母线电压目标值大于等于10 kV母线电压下限(10 kV)、预设的单位优化值(0.1 kV)两者之和是否成立,如果成立则设置本次为上一次计算周期目标10 kV母线电压目标值减去预设的单位优化值得到的差值,结束并退出;否则跳转执行步骤5;

4)判断上一次计算周期目标10 kV母线电压目标值小于等于10 kV母线电压上限(10.7 kV)减去预设的单位优化值得到的差值是否成立,如果成

立则设置本次为上一次计算周期目标10 kV母线电压目标值、预设的单位优化值两者之和,结束并退出;否则跳转执行步骤5;

5)判定目标10 kV母线电压无法优化,设置本次为上一次计算周期目标10 kV母线电压目标值,结束并退出。

3 实际应用情况

在一个典型山区电网——湖南省邵阳地区电网开展试点应用所提方法。2019年邵阳地区电网装机容量为1 784 MW,风水电装机容量为1 665.4 MW,占比达到93.35%。其中,并网风电场9座,总装机为827.7 MW,占46.40%;并网水电站632座,总装机为837.7 MW,占46.96%。2019年最高负荷1 785 MW,平均负荷为900.37 MW。电网无功补偿设备相对不足,特别是电抗器数量较少。2019年并联电容器332组,共1 250.59 MVar;并联电抗器16组,共148 MVar。

2017年以前邵阳地区电网采用传统的电压无功控制方法,即本地电压控制+区域无功优化的控制方法,无法有效整合区内各类无功资源,全地区电压合格率普遍偏低,其中农网电压问题严重,特别是西、南部水电集中上网地区,即220 kV儒林、元宝、平溪变电站所供区域尤为突出。

2017年8月开始采用所提不依赖状态估计数据的山区电网电压无功区域优化控制方法。各风、水、火电站逐年依次纳入电网电压无功区域优化控制。

3.1 电压合格率

邵阳地区2017—2019年10 kV母线电压合格率数据如表1所示,可见随着所提方法的应用,2017年8月开始城、农网电压合格率大幅度提升,且随着纳入电网电压无功区域优化控制的风、水、火电站增加,城、农网电压合格率逐年提高。2017年总电压合格率为89.08%,2018年总电压合格率为95.34%,2019年总电压合格率为98.31%,累积提高9.32%。其中农网A类电压合格率明显提高,从2017年的81.09%提高至2018年的93.17%,再到2019年的98.03%,累积提高16.94%。

表 1 邵阳地区 10 kV 母线电压合格率

Table 1 The voltage qualification rate of 10 kV bus in the Shaoyang area

年份	区域	各月电压合格率												%
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
2017	城网	95.340	94.330	95.350	94.850	97.132	96.644	96.512	98.027	99.513	99.127	98.586	99.344	
	农网	75.233	73.220	74.350	71.507	76.207	73.799	76.653	83.792	83.792	93.193	93.887	93.974	
2018	城网	98.718	96.981	98.653	98.934	99.526	99.502	99.757	99.914	99.695	99.347	99.749	99.939	
	农网	92.297	83.207	89.659	93.881	93.840	92.930	94.786	95.657	93.235	93.721	94.433	94.120	
2019	城网	99.808	99.808	99.487	99.810	99.753	99.954	99.845	99.986	99.960	99.943	99.742	99.979	
	农网	96.380	95.198	96.465	98.187	98.602	98.400	98.965	98.349	98.032	98.477	98.795	99.233	

2017 年以前邵阳地区仅有儒林、元宝变电站 220 kV 母线电压合格率低于 100%。2017—2019 年儒林、元宝变电站 220 kV 母线电压数据如表 2 所示,可见随着所提方法的应用,且随着纳入电网电压无功区域优化控制的风、水、火电站的增加,220 kV 母线电压合格率逐年提高。儒林变电站 220 kV 母线电压合格率由 2017 年的 98.79% 上升至 2018 年的 99.70%,再上升至 2019 年的 100%;宝庆变电站 220 kV 母线电压合格率由 2017 年的 97.14% 上升至 2018、2019 年的 100%。

表 2 邵阳地区 220 kV 母线电压数据

Table 2 The voltage data of 220 kV bus in the Shaoyang area

年份	儒林变		元宝变	
	越限点数/ 总点数	合格率 (100%)	越限点数/ 总点数	合格率 (100%)
2017	423/25 040	98.79	1 001/25 040	97.14
2018	70/28 498	99.70	0/28 498	100.00
2019	0/29 146	100.00	0/29 146	100.00

由此可见,所提方法显著提升了山区电网 10、220 kV 母线电压合格率。

3.2 电网输送功率损耗

邵阳地区 2017 年网损为 2.55%,2018 年下降为 2.32%,2019 年进一步下降为 1.97%。通过就地无功消纳,所提方法有效减低了电网功率损耗。

3.3 无功动态支撑

所提方法在邵阳地区的应用实现了山区电网风、水等并网电站有效参与电网电压调控,新增可调无功支撑容量为 374.6 MVar(容性无功)、454.7 MVar(感性无功),相当于 2019 年邵阳地区容性无功资源 253.1% 和感性无功资源 36.4%。

由于可调容性无功资源的大幅度增加,邵阳地区变电站并联电抗器组动作次数减少。220 kV 平溪变电站 3 组电抗器动作次数从 2017 年的 784 次下降到 2019 年的 521 次,下降了 33.55%;220 kV 儒林变电站 3 组电抗器动作次数从 2017 年的 826 次下降到 2019 年的 533 次,下降了 35.47%。

4 结语

本文提出了一种不依赖状态估计数据的山区电网电压无功区域优化控制方法,并在典型山区电网实际应用。超过 2 年的试点应用表明,所提方法显著提升了 10、220 kV 母线电压合格率,降低了电网功率损耗,提供了大量的无功动态支撑功率,效果显著。

参考文献:

- [1] 孙宏斌,张智刚,刘映尚,等.复杂电网自律协同无功电压优化控制:关键技术与未来展望[J].电网技术,2017,41(12):3741-3749.
SUN Hongbin,ZHANG Zhigang,LIU Yingshang,et al. Autonomous-synergic voltage control for complicated power systems:key technologies and prospects[J]. Power System Technology,2017,41(12):3741-3749.
- [2] 吴晋波,刘海峰,陈宏,等.静止无功补偿器故障定位的快速分析方法研究[J].电力电容器与无功补偿,2018,39(1):33-37.
WU Jinbo,LIU Haifeng,CHEN Hong,et al. Study on rapid analysis method for fault location of SVC[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2018,39(1):33-37.
- [3] 兰佳,汪东,陈娅,等.双级式光伏发电并网系统控制策略及仿真研究[J],电力科学与技术学报,2019,34(4):

- 129-136.
- LAN Jia, WANG Dong, CHEN Ya, et al. Research on control strategy and simulation of double stage photovoltaic grid connected system[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 129-136.
- [4] 肖繁, 王涛, 高扬, 等. 基于特高压交直流混联电网的调相机无功补偿及快速响应机制研究[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(17): 93-100.
- XIAO Fan, WANG Tao, GAO Yang, et al. Research on reactive power compensation and fast response mechanism of synchronous condenser based on UHVAC/DC hybrid grid[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(17): 93-100.
- [5] 琚泽立, 朱跃, 蒲路, 等. 配电网电压综合补偿方法研究[J]. 高压电器, 2020, 56(4): 235-240.
- JU Zeli, ZHU Yao, PU Lu, et al. Study on the voltage integrated compensation method of distribution network[J]. High Voltage Apparatus, 2020, 56(4): 235-240.
- [6] 苏志朋, 宋铭敏, 汤大伟, 等. 基于EMS的分布式地县电网AVC控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(5): 137-141.
- SU Zhipeng, SONG Mingmin, TAN Dawei, et al. Research on control strategy of distributed AVC for district grids based on EMS[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(5): 137-141.
- [7] 艾红杰, 黄金海, 吴金波, 等. 陕北—武汉特高压直流输电工程无功控制策略研究[J]. 电力系统保护与控制, 2021, 49(14): 149-156.
- AI Hongjie, HUANG Jinhai, WU Jinbo, et al. Reactive power control strategy for the Shanbei-Wuhan UHVDC transmission project[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(14): 149-156.
- [8] 严俊, 陈中, 朱政光, 等. 基于解耦安全域的多馈入交直流系统无功补偿装置落点研究[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(2): 80-90.
- YAN Jun, CHEN Zhong, ZHU Zhengguang, et al. Research on the location of reactive power compensation devices for multi-infeed AC/DC systems based on decoupling security region[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(2): 80-90.
- [9] 易锴, 井天军, 薛蕾, 等. 基于相似搜索与阈值判定改进的配电网无功优化[J]. 电测与仪表, 2020, 57(12): 91-97.
- YI Kai, JING Tianjun, XUE Lei, et al. Reactive power optimization method for distribution network based on similar search and threshold judgment[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(12): 91-97.
- [10] 李祖明, 徐光福, 陈俊, 等. 大型光伏电站快速无功控制系统研制及应用[J]. 中国电力, 2020, 53(3): 177-184.
- LI Zuming, XU Guangfu, CHEN Jun, et al. Development and application of fast reactive power control system for large-scale PV power plant[J]. Electric Power, 2020, 53(3): 177-184.
- [11] 吴晋波, 熊尚峰, 徐昭麟, 等. 基于综合成本的电网AVC协调优化策略研究[J]. 电力电容器与无功补偿, 2020, 41(1): 207-214.
- WU Jinbo, XIONG Shangfeng, XU Zhaolin, et al. Study on coordinated optimization strategy of power network avc based on comprehensive cost[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2020, 41(1): 207-214.
- [12] 杨银国, 林舜江, 欧阳逸风, 等. 三级电压控制体系下大电网暂态电压安全仿真及其控制策略[J]. 电网技术, 2013, 37(4): 1045-1051.
- YANG Yingguo, LIN Shunjiang, Ouyang Yifeng, et al. Simulation of transient voltage security of large-scale power grid under three-level voltage control system and its control strategy[J]. Power System Technology, 2013, 37(4): 1045-1051.
- [13] 徐添锐, 丁涛, 李立, 等. 适应三相不平衡主动配电网无功优化的二阶锥松弛模型[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(24): 81-88.
- XU Tianrui, DING Tao, LI Li, et al. Second-order cone relaxation model adapting to reactive power optimization for three-phase unbalanced active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 81-88.
- [14] 李振华, 陶渊, 赵爽, 等. 智能配电网状态估计方法研究现状分析[J]. 电力科学与技术学报, 2019, 34(4): 115-122.
- LI Zhenhua, TAO Yuan, ZHAO Shuang, et al. Research situation analysis of state estimation in smart distribution networks[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2019, 34(4): 115-122.
- [15] 宋道军, 王杰, 虎啸, 等. 改进粒子群算法的无功补偿方案优化以及对配电网电能质量的改善[J]. 电测与仪表, 2020, 57(18): 18-23.
- SONG Daojun, WANG Jie, HU Xiao, et al. Optimization of reactive power compensation scheme based on improved particle swarm optimization algorithm and improvement of power quality of distribution network[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2020, 57(18): 18-23.