

DOI: 10.14044/j.1674-1757.pcrpc.2024.03.002

## 新能源高占比系统储能与无功补偿装置协调 调压控制策略

曾东<sup>1</sup>, 张泽强<sup>1</sup>, 蔡其东<sup>1</sup>, 付豪<sup>2</sup>, 王立福<sup>2</sup>, 韩斌<sup>1</sup>, 甄钊<sup>3</sup>

(1. 国网哈密供电公司, 新疆 哈密 839000; 2. 国网新疆电力有限公司, 乌鲁木齐 830000;  
3. 清华大学电机系, 北京 100084)

**摘要:** 针对新能源高占比系统新能源不确定性易引起电压越限甚至崩溃问题, 提出储能与无功补偿装置协调调压控制策略。首先, 采用基于多二元表的暂态电压稳定裕度指标, 对扰动后系统各电压监测节点电压稳定裕度进行量化, 设置稳定裕度门槛值判别电压稳定危险节点; 其次, 分别采用考虑泄流效应的无功补偿装置选取方法、基于节点电压灵敏度的储能电站选取方法及计及无功响应速度的紧急调压设备选取方法, 对参与调压设备进行选择; 然后, 分别以最小化协调调压成本和最大化暂态电压稳定裕度为目标, 建立匹配两类节点的经济和紧急协调调压控制模型; 最后, 设计基于改进 10 机 39 节点电力系统的仿真算例, 验证所提调压策略对提升暂态电压的有效性。

**关键词:** 新能源高占比系统; 储能; 协调调压; 电压稳定裕度

### Coordinated Voltage Regulation Control Strategy of Energy Storage and Reactive Power Compensation Device for Renewable Energy High Percentage Systems

ZENG Dong<sup>1</sup>, ZHANG Zeqiang<sup>1</sup>, CAI Qidong<sup>1</sup>, FU Hao<sup>2</sup>, WANG Lifu<sup>2</sup>,  
HAN Bin<sup>1</sup>, ZHEN Zhao<sup>3</sup>

(1. State Grid Hami Electric Power Supply Company, Xinjiang Hami 839000, China; 2. State Grid Xinjiang Electric Power Company, Urumqi 830000, China; 3. Department of Electrical Engineering, Tsinghua University, Beijing 100084, China)

**Abstract:** For the issue of the voltage overshoot and even collapse likely due to uncertainty of new energy of high proportion of new energy system, the coordinated voltage control strategy of energy storage and reactive power compensation device is proposed. Firstly, the transient voltage stability margin index based on multi-binary table is used to quantify the voltage stability margin of each voltage monitoring node of the system after disturbance, and the stability margin threshold is set to discriminate the voltage stability risk nodes; Then, the reactive power compensation device selection method considering the drain effect, the node voltage sensitivity-based energy storage plant selection method and the emergency regulator selection method taking into account the reactive power response speed are adopted respectively to select the equipment participating the voltage regulation; After that, the economic and emergency coordination and voltage regulation module which matches the two type of nodes is set up with the minimum coordination voltage regulation cost and maximum transient voltage stability margin as the target; Finally, a simulation example based on the improved 10-machine 39-node power system is designed to verify the effectiveness of the proposed voltage regulation strategy in enhancing the transient voltage.

**Keywords:** high proportion system of new energy; energy storage; coordinated voltage regulation; voltage stability margin

收稿日期: 2023-10-03

基金项目: 国家自然科学基金青年基金(52007092)。

## 0 引言

在发电侧能源结构转型的背景下,中国在可再生能源发电技术上的快速发展使得电网中可再生能源并网比例不断增大。可再生能源的有效利用缓解了电力紧张,但由于风速、光伏的不确定性,可再生能源场站引起的公共耦合点处的电网无功电压波动等问题已不容忽视。新能源高占比系统中新能源功率波动是电网电压波动的一个主要因素,往往在新能源汇集区域电压问题较为凸显,如果故障发生后电网电压不能得到快速有效的支撑,整个电网的电压稳定将受到威胁<sup>[1-2]</sup>。

相较于电力系统有功频率统一集中控制而言,无功功率不宜远距离大规模输送和电压调控局部性特征,决定了电力系统无功电压调节需遵循“分层分区、就地平衡”基本原则。对于新能源高占比系统而言,不仅在电网末端存在大量分布式新能源,而且在一些新能源富集地区会存在大规模并网的情况。面对这种新能源高占比系统传统的全局优化方案与局部运行实况已难以匹配<sup>[3]</sup>,因此,更需要不同协调调压策略间有效配合,来抑制新能源不确定性带来的电压稳定问题。为此,基于传统无功电压调控策略,考虑新的无功调节设备,对新能源高占比系统进行调压控制成为研究人员应对电压稳定问题的有效途径<sup>[4]</sup>。文献[5-7]指出储能接入电网对改善系统潮流、提高电压质量、减小电压偏差及网损具有较大的作用。文献[8]论证了针对电压偏差问题可以从无功和有功两个方面实现电压控制,并提出了一种综合储能有功-无功调节的控制方法。文献[9]以防止电压越限和储能调压成本最小为目标,提出了一种储能系统综合运行控制策略。文献[10]分别以传统调压设备和分布式储能作为运行控制对象,提出了一种两段式电压协调控制策略。

上述储能参与电网电压调节的研究中,多为基于缩小节点电压偏差的目标提出相应的调压策略,未分类考虑扰动发生后节点电压稳定情况,本文针对新能源高占比系统新能源不确定性易引起电压越限甚至崩溃及储能应用场景单一等问题,提出储能与无功补偿装置协调调压控制策略。该调压策略的主要创新性如下:1)基于多二元表的暂态电压稳定裕度指标,提出一种将扰动后系统节点划分为非危险和危险节点分别进行协调调压的思路;2)分别针对非危险待调压节点和危险待调压节点建立了经济调压和紧急调压的协调控制优化模型;3)制定了新能源高占比系统发生扰动后待调压节点及

调压方式的选择原则。

## 1 电压稳定裕度指标

电力系统发生扰动后,造成母线电压偏移,严重时将影响电压崩溃,给系统稳定带来极大的消极影响,为采取有效的控制措施,电压稳定裕度的量化显得尤为重要。本节基于电压稳定判定标准,量化电压稳定裕度的指标进行分析。《电力系统电压稳定评价导则》将电压稳定分为<sup>[11]</sup>:静态电压稳定、暂态电压稳定和中长期电压稳定。然而导则中所述判据只能判断电压是否稳定,不能给出实际电压的稳定程度。

### 1.1 静态电压稳定裕度指标

针对静态电压稳定程度,本文采用母线负荷无功功率裕度<sup>[11]</sup>与临界无功功率裕度的差值量化母线静态电压稳定裕度为

$$\begin{cases} K = K_q - 8\%, & n = 1 \\ K = K_q - 5\%, & n = 2 \end{cases} \quad (1)$$

$$K_q = \frac{Q_{\max} - Q}{Q} \times 100\% \quad (2)$$

式中:  $K$  为母线静态电压稳定裕度指标,其值小于 0 表示静态电压不稳定,大于 0 表示静态电压稳定,且其值越大代表静态电压越稳定;  $n$  为运行方式表示量,  $n=1$  表示正常运行或检修方式,  $n=2$  表示  $N-1$  故障方式后;  $K_q$  为母线负荷无功功率裕度;  $Q$ 、 $Q_{\max}$  为初始、临界运行点的无功功率值。

### 1.2 暂态电压稳定裕度指标

对于暂态电压稳定描述问题,一般可以设定一个电压二元表  $(u_{cr}, T_{cr})$ , 根据系统电压低于其门槛值  $u_{cr}$  的持续时间与门槛值  $T_{cr}$  的关系,定义系统暂态稳定判据及稳定裕度量化指标。然而,在暂态电压跌落过程中,电压最小值低于门槛值时,基于单个二元表的稳定裕度指标无法对稳定/不稳定程度进行量化<sup>[12]</sup>,为此文献[13]采用基于多二元表的暂态电压稳定裕度指标对稳定程度进行描述,其按照各二元表中的电压跌落程度的不同,为各二元表赋予不同的权重,以量化电压稳定程度。基于多元素的权值分析图见图 1,图中:  $u_{cr1}$ 、 $u_{cr2}$  和  $u_{cm}$  为各二元表中电压门槛值;  $n$  为二元表个数;  $u_N$  为电压额定值;  $\gamma_1$ 、 $\gamma_2$  和  $\gamma_n$  为不同区域内暂态电压曲线跌落面积的权值;  $t_1$ 、 $t_2$  和  $t_n$  为暂态电压低于  $u_{cr1}$ 、 $u_{cr2}$  和  $u_{cm}$  的初始时刻;  $t'_1$ 、 $t'_2$  和  $t'_n$  为暂态电压恢复阶段高于  $u_{cr1}$ 、 $u_{cr2}$  和  $u_{cm}$  的初始时刻。

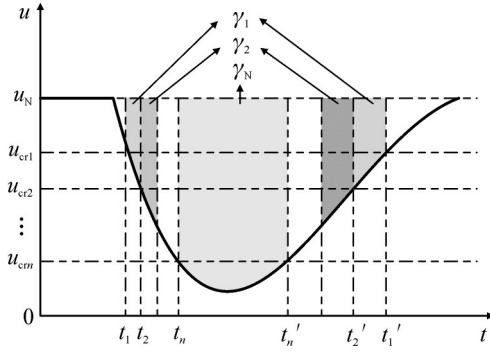


图1 基于多二元表的权值分析示意图  
Fig. 1 Schematic diagram of weight analysis based on multi-binary table

根据不同跌落程度权值不同思想,定义节点  $i$  的暂态电压稳定程度指标为

$$\kappa_{u,i} = 1 - \sum_{a=1}^{n-1} \gamma_a \int_{t_a}^{t_{a+1}} [u_{iN} - u_i(t)] dt - \gamma_n \int_{t_n}^{t_n'} [u_{iN} - u_i(t)] dt - \sum_{a=1}^{n-1} \gamma_a \int_{t_a'}^{t_{a+1}'} [u_{iN} - u_i(t)] dt \quad (3)$$

式中:  $\kappa_{u,i}$  表示节点  $i$  暂态电压稳定裕度;  $u_{iN}$  表示节点  $i$  电压跌落前电压,一般取额定电压;  $u_i(t)$  表示节点  $i$  在  $t$  的采样电压。

动态过程中,系统达到临界状态时,  $\kappa_{u,i} = 0$ ,即任意二元表中当电压跌落直门槛值  $u_{cr}$ ,持续时间为门槛值时间  $T_{cr}$  时,电压处于临界稳定状态,则可据此逐级求解各跌落区域权重系数<sup>[14]</sup>。

然而该方法仅在电压最极值超过门槛阈值时存在区域权重系数,因此采用下式对电压极值未超过门槛值情况下的暂态电压稳定裕度进行计算,公式为

$$\kappa_{u,i} = \min \left( 1 - \max \left( \alpha_a \int_{t_0}^{t_0+T_{cr}} (u_N - u(t)) dt \right) \right) \quad (4)$$

$$\alpha_a = \left[ (u_N - u_{cra}) T_{cra} \right]^{-1} \quad (5)$$

式中:  $t_0$  表示电压开始跌落时刻;  $T_{cra}$  为第  $a$  个二元表持续时间门槛值;  $\alpha_a$  为规范化系数。

## 2 储能与无功补偿装置协调调压控制

### 2.1 参与调压的临近无功补偿装置选择方法

一定运行条件下,受新能源场站出力波动的影响,并且该影响超过其场内无功补偿装置补偿能力时,导致节点  $j$  点电压出现偏移,需其临近节点  $i$  上的无功补偿装置为其提供无功支援,但与此同时,  $i$  节点无功补偿装置还会向与  $i$  节点相连接的其他非无功支援节点提供无功功率,此现象称之为泄流效

应<sup>[15]</sup>。这样,无功补偿装置在对节点  $j$  提供无功支援的同时,将可能导致并网点和与并网点相连接的其他非无功支援节点的电压越限的风险。因此,为保证以上风险不发生的情况下为新能源节点提供无功支援,需要在众多无功补偿装置中做出合理选择,制定出多无功补偿装置协调调压策略。新能源并网点无功补偿装置无功流向见图2。

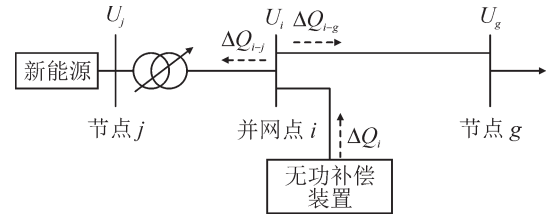


图2 新能源并网点无功补偿装置无功流向  
Fig. 2 Reactive power flow direction of reactive power device of new energy connection point

图中:  $\Delta Q_i$  表示临近节点无功补偿装置无功增出力;  $\Delta Q_{i-j}$  表示临近无功补偿装置对节点  $j$  的无功支援;  $\Delta Q_{i-g}$  表示无功补偿装置提供无功支援时流向非无功支援节点  $g$  泄流的无功。文献[15]定义了泄流比,公式为

$$\lambda_{i-j} = \frac{\Delta Q_i - \Delta Q_{i-j}}{\Delta Q_i} \times 100\% \quad (6)$$

式中:  $\lambda_{i-j}$  表示在新能源节点  $j$  需要无功支援时并网点  $i$  无功补偿装置的泄流比。

对于非无功支援节点,其泄流比为

$$\lambda_{i-g} = \frac{\Delta Q_i - \Delta Q_{i-g}}{\Delta Q_i} \times 100\% \quad (7)$$

由节点  $i$  对无功支援节点  $j$  支援无功功率和流入非无功支援节点的无功功率为

$$\Delta Q_{i-j} = (1 - \lambda_{i-j}) \Delta Q_i \quad (8)$$

$$\Delta Q_{i-g} = (1 - \lambda_{i-g}) \Delta Q_i \quad (9)$$

对三类节点电压-无功调节互灵敏度系数为

$$\mu_{i-i} = \frac{\Delta U_i}{\Delta Q_i} \quad (10)$$

$$\mu_{i-j} = \frac{\Delta U_j}{\Delta Q_i} \quad (11)$$

$$\mu_{i-g} = \frac{\Delta U_g}{\Delta Q_i} \quad (12)$$

式中:  $\mu_{i-i}$ 、 $\mu_{i-j}$  和  $\mu_{i-g}$  分别为并网点、无功支援节点和非无功支援节点电压-无功调节互灵敏度系数。

设新能源节点  $j$  调压目标为  $\Delta U_j^{\text{obj}}$ ,则通过式(11)可计算出无功补偿装置无功增量需求为

$$\Delta Q_i^{\text{dem}} = \frac{\Delta U_j^{\text{obj}}}{\mu_{i-j}} \quad (13)$$

紧接着可计算并网节点  $i$  及非无功支援节点  $g$  的电压增量

$$\Delta U_i^{\text{for}} = \Delta Q_i^{\text{dem}} \times \mu_{i-i} \quad (14)$$

$$\Delta U_g^{\text{for}} = \Delta Q_i^{\text{dem}} \times \mu_{i-g} \quad (15)$$

式中:  $\Delta U_i^{\text{for}}$ 、 $\Delta U_g^{\text{for}}$  为并网节点  $i$  及非无功支援节点  $g$  的电压增量。由式(13)、(14)和(15)分析可得,在选取临近无功补偿装置参与调压时,尽可能选取  $\mu_{i-i}$  大的和  $\mu_{i-j}$ 、 $\mu_{i-g}$  小的无功补偿装置。这样,既可以达到新能源节点调压目标,也不会引起并网节点及非无功支援节点的电压越限。

## 2.2 参与调压的储能装置选择方法

由于换流器作为储能单元与电网的接口,使得储能不仅可以向系统提供有功充/放电功率,而且可以向电网提供一定的无功辅助功能<sup>[16]</sup>,可以根据实际情况中接入储能的大小及并网逆变器的容量来确定其无功储备,并在换流器剩余容量的允许范围之内调节储能无功出力以实现电压调整。但是,若一个区域电网中可能含有多个薄弱节点,需多个储能参与,当某节点电压变化时各储能都参与调压,可能无法达到最优的调压效果,甚至出现相反的结果。为此,本文采用文献[8]中介绍的储能选择方法,合理选择储能装置参与调压任务,引入选择矩阵  $W$ ,可将其分为有功、无功两部分。该矩阵能够充分体现储能当前荷电状态及功率极限等对其调压能力的影响,公式为

$$W = \begin{bmatrix} W_P & 0 \\ 0 & W_Q \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} S_P & 0 \\ 0 & S_Q \end{bmatrix} \begin{bmatrix} D_P & 0 \\ 0 & D_Q \end{bmatrix} \quad (16)$$

$$S_P = \begin{bmatrix} \frac{\partial U_1}{\partial P_{E1}} & \cdots & \frac{\partial U_1}{\partial P_{Em}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial U_z}{\partial P_{E1}} & \cdots & \frac{\partial U_z}{\partial P_{Em}} \end{bmatrix}, S_Q = \begin{bmatrix} \frac{\partial U_1}{\partial Q_{E1}} & \cdots & \frac{\partial U_1}{\partial Q_{Em}} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial U_z}{\partial Q_{E1}} & \cdots & \frac{\partial U_z}{\partial Q_{Em}} \end{bmatrix} \quad (17)$$

$$D_P = \begin{bmatrix} d_{P1} & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & d_{Pm} \end{bmatrix}, D_Q = \begin{bmatrix} d_{Q1} & & 0 \\ & \ddots & \\ 0 & & d_{Qm} \end{bmatrix} \quad (18)$$

式中:  $S_P$ 、 $S_Q$  为电压灵敏度矩阵,其维度为  $z \times m$  ( $z$ 、 $m$  分别为电压节点和储能单元个数)维,反映各储能单元的功率变化对节点电压的影响程度;  $D_P$ 、 $D_Q$  为储能可用矩阵,其为  $m \times m$  的对角矩阵,反映各储能单元能否为节点调压提供有功或无功支援

的状态。

$D_P$ 、 $D_Q$  角元素取值为

$$d_{Pj} = \begin{cases} 1, & \text{储能 } j \text{ 可以提供有功调压} \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (19)$$

$$d_{Qj} = \begin{cases} 1, & \text{储能 } j \text{ 可以提供无功调压} \\ 0, & \text{其他} \end{cases} \quad (20)$$

其中,储能  $j$  能否提供有功、无功支援由储能荷电状态、额定有功功率和额定有功功率决定,需要说明的是,储能无功功率是通过储能单元的逆变器获得的,其不受荷电状态的限制,储能能够支援需要满足条件为

$$\begin{cases} -P_{\max,j}^c \leq P_{E,j}(t) \leq P_{\max,j}^d \\ \text{SOC}_{\min,j} \leq \text{SOC}_j(t) \leq \text{SOC}_{\max,j} \end{cases} \quad (21)$$

$$0 \leq Q_{E,j}(t) \leq Q_{\max,j} \quad (22)$$

式中:  $P_{\max,j}^c$ 、 $P_{\max,j}^d$  为储能最大充、放电功率;  $\text{SOC}_{\min,j}$ 、 $\text{SOC}_{\max,j}$  为储能荷电状态上下限;  $Q_{\max,j}$  为储能最大无功支撑能力。储能有功、无功功率控制的选择因子取  $W_P$ 、 $W_Q$  的最大元素  $w_{P,\max}$ 、 $w_{Q,\max}$ 。

## 2.3 参与紧急调压的设备的选取

系统出现较大扰动时,由 1.2 节中母线暂态电压稳定裕度指标可以看出,该指标不仅与电压跌落程度有关,还受跌落持续时间的影响,因此在选择储能或无功补偿装置时,在 2.1 与 2.2 节选择方法的基础上,还应考虑装置的响应速度,即有功或无功出力调节速度。目前,新一代调相机较上一代调相机在响应速度方面已有了较大的提升,这为其在参与电压紧急控制方面提供了广阔的应用空间。在暂态响应上,新一代调相机可在 1s 内将无功出力提升至额定容量的 2 倍以上<sup>[17]</sup>,此外,调相机还具有大容量的供给能力<sup>[18]</sup>。调相机的大容量供给能力由其暂态过程决定,其无功输出增量为

$$\Delta Q_{sc,i} = U_{iN} \Delta I_{sc,i}^d - \Delta U_i I_{sc,iN}^d \quad (23)$$

式中:  $U_{iN}$  和  $\Delta U_i$  分别为母线电压初始值和大扰动后的电压跌落值;  $I_{sc,iN}^d$  为调相机  $d$  轴励磁电流初始值,远小于大扰动后的增量  $\Delta I_{sc,i}^d$ ,可以忽略。

为简化计算,忽略阻尼绕组和定子暂态过程,则  $\Delta I_{sc,i}^d$  为

$$\Delta I_{sc,i}^d = \left( \frac{K_{B,i}(K_{A,i} + 1) - 1}{K_{B,i}T_i + 1} + 1 \right) \frac{\Delta U_i}{X'_{d,i} + X_{T,i}} \quad (24)$$

式中:  $K_{A,i}$  为调相机励磁系统放到倍数;  $K_{B,i}$  为与  $K_{A,i}$  相关常数<sup>[19]</sup>;  $X_{T,i}$  与  $X'_{d,i}$  分别为调相机系统的电

抗及  $d$  轴暂态电抗;  $T_i$  为调相机的惯性时间常数。

由调相机无功出力模型可得,当母线电压跌落越严重,调相机输出的无功增量越大。此外,由于调相机在运行过程中,从电网所吸收的有功功率仅用于克服各种机械摩擦转矩和定转子损耗,强励期间基本不变,不会对频率稳定产生负面影响<sup>[20]</sup>。

## 2.4 协调调压控制方案

实际电网中,可能存在多个储能或无功补偿装置支援一个新能源节点或单个储能或无功补偿装置支援多个新能源节点的情况,此时需要对以上复杂情况的储能与无功补偿装置出力进行协调。除此之外,可根据电压稳定裕度指标将系统中待调压节点分为非危险和危险两类节点。一是非危险节点:该类节点电压稳定裕度较高,制定调压策略时,除了需要完成新能源节点调压目标及确保其他节点不越限,还应考虑储能与无功补偿装置的经济性及线路损耗等问题;二是危险节点:该类节点电压稳定裕度较低(以临近不稳定),制定策略时应以提升稳定裕度为主要目标,必要时牺牲其他节点的短暂越限及系统运行经济性,以确保系统电压稳定。本文设置合适的暂态电压稳定裕度门槛值  $\kappa_{cr}$ , 认定暂态电压稳定裕度小于  $\kappa_{cr}$  的节点为危险节点,否则为非危险节点。在系统发生扰动后,对于非危险节点,选取恰当调压设备,采取经济协调调压措施;对于危险节点选取参与紧急调压设备,采取紧急协调调压措施,然后下发控制指令,实现实时实地匹配的协调调压控制策略优化计算。方案见图3。

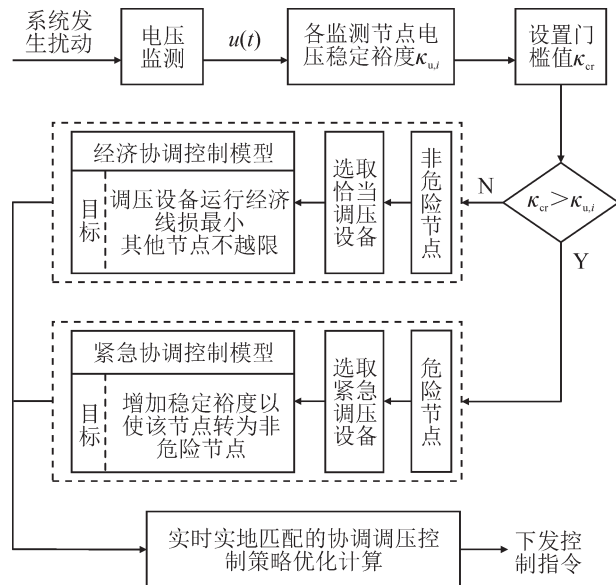


图3 协调调压控制方案

Fig. 3 Coordinated voltage control scheme

## 3 储能与无功补偿装置协调调压控制模型

### 3.1 目标函数

系统发生扰动后,根据电压稳定裕度划分危险点和非危险点,针对两类节点分别建立目标函数。

#### 3.1.1 经济协调调压目标函数

本优化目标为消除非危险节点电压越限的基础上,实现参与调压设备运行成本  $f_{eq,i}$  及线损成本  $f_{loss,i}$  最小。具体目标函数为

$$\min \sum f_i = \sum (f_{eq,i} + f_{loss,i}) \quad (25)$$

#### 1) 调压设备运行费用 $f_{eq,i}$

定义其为参与调压的设备在调压过程中支援的无功、有功功率所产生的费用计算公式为

$$f_{eq,i} = \sum_{l=1}^{N_T} Q_{T,l,i}(t) C_{TQ,l,i} + \sum_{k=1}^{N_E} (Q_{E,k,i}(t) C_{EQ,k,i} + P_{E,k,i}(t) C_{EP,k,i}) + \sum_{k=1}^{N_E} (P_{E,k,i}(t) C_{EW,k,i} \Delta T) \quad (26)$$

式中:  $Q_{T,l,i}(t)$  和  $Q_{E,k,i}(t)$ 、 $P_{E,k,i}(t)$  分别为无功补偿装置无功功率和储能无功、有功功率;  $C_{TQ,l,i}$  和  $C_{EQ,k,i}$ 、 $C_{EP,k,i}$  分别为无功补偿装置单位无功功率成本和储能单位无功、有功功率成本;  $C_{EW,k,i}$  为储能电价;  $\Delta T$  为调压时长;  $N_T$ 、 $N_E$  为参与节点  $i$  调压的无功补偿装置和储能数量。

#### 2) 线损费用 $f_{loss,i}$

定义其为节点  $i$  调压后相关联线路线损费用与调压前关联线路线损费用之差,即:

$$f_{loss,i} = f_{loss,i}^+ - f_{loss,i}^- \quad (27)$$

$$f_{loss,i}^- = P_{loss,i}^- C_{W,k,i} \Delta T \quad (28)$$

$$f_{loss,i}^+ = P_{loss,i}^+ C_{W,k,i} \Delta T \quad (29)$$

节点  $i$  线路损耗  $P_{loss,i}$  计算公式为

$$P_{loss,i}(t) = \sum_{j=1}^{N_L} G_{ij} (U_i^2(t) + U_j^2(t) - 2U_i(t)U_j(t)\cos\theta_{ij}(t)) \quad (30)$$

式中:  $f_{loss,i}^-$ 、 $f_{loss,i}^+$  为调压前后与节点  $i$  关联的线路损耗;  $C_{W,k,i}$  为电网电价;  $U_i(t)$ 、 $U_j(t)$  为节点  $i$ 、 $j$  的电压;  $G_{ij}$ 、 $\theta_{ij}(t)$  分别为节点  $i$ 、 $j$  间线路电导和电压相角;  $N_L$  为与节点  $i$  关联的线路个数。

#### 3.1.2 紧急协调调压目标函数

本优化目标为消除电压稳定危险点的基础上,最大化暂态电压稳定裕度与门槛值的差值,如下:

$$\max \sum \Delta \kappa_i^+ = \sum (\kappa_{u,i}^+ - \kappa_{cr}) \quad (31)$$

式中:  $\kappa_{u,i}^+$  为节点  $i$  采取紧急协调调压后的暂态电压稳定裕度;  $\Delta \kappa_i^+$  为节点  $i$  调压后暂态电压稳定裕度与危险点门槛值的差值。

### 3.2 约束条件

#### 1) 潮流方程约束

$$\begin{cases} P_i(t) = U_i(t) \sum_{j=1}^{N_i} U_j(t) (G_{ij} \cos \theta_{ij}(t) + B_{ij} \sin \theta_{ij}(t)) \\ Q_i(t) = U_i(t) \sum_{j=1}^{N_i} U_j(t) (G_{ij} \sin \theta_{ij}(t) - B_{ij} \cos \theta_{ij}(t)) \end{cases} \quad (32)$$

式中:  $P_i(t)$ 、 $Q_i(t)$  为节点  $i$  注入的有功、无功功率;  $B_{ij}$  为节点  $i$ 、 $j$  间线路的电纳。

#### 2) 线路负载约束

$$P_{\min,ij} \leq P_{ij}(t) \leq P_{\max,ij} \quad (33)$$

式中:  $P_{ij}(t)$  为节点  $i$ 、 $j$  间线路传输有功功率;  $P_{\max,ij}$ 、 $P_{\min,ij}$  为节点  $i$ 、 $j$  间线路传输功率上下限。

#### 3) 无功补偿装置无功功率约束

$$Q_{\min,r} \leq Q_r(t) \leq Q_{\max,r} \quad (34)$$

式中:  $Q_r(t)$  为  $t$  时刻无功补偿装置  $r$  无功功率;  $Q_{\max,r}$ 、 $Q_{\min,r}$  为无功补偿装置  $r$  无功功率上下限。

#### 4) 储能装置功率及荷电状态约束

储能装置运行过程中除了充放电功率不能超过额定充放电功率之外,储能荷电状态也不能超过上下限,约束公式为

$$\begin{cases} -P_{\max,e}^c \leq P_e(t) \leq P_{\max,e}^d \\ -Q_{\max,e}^c \leq Q_e(t) \leq Q_{\max,e}^d \end{cases} \quad (35)$$

$$\text{SOC}_{\min,e} \leq \text{SOC}_e(t) \leq \text{SOC}_{\max,e} \quad (36)$$

式中:  $P_{\max,e}^c$ 、 $P_{\max,e}^d$  为储能装置  $e$  最大有功充、放电功率;  $Q_{\max,e}^c$ 、 $Q_{\max,e}^d$  为储能装置  $e$  最大无功充、放电功率;  $\text{SOC}_{\min,e}$ 、 $\text{SOC}_{\max,e}$  为储能  $e$  荷电状态上下限。

#### 5) 静态电压稳定约束

$$K_i > 0 \quad (37)$$

式中:  $K_i$  为节点  $i$  静态电压稳定裕度指标,可通过(1)式计算得到。

#### 6) 暂态电压稳定约束

$$\kappa_{u,i} > 0 \quad (38)$$

### 3.3 模型求解算法

根据上述所建的优化模型可以看出,经济协调调压优化模型为非线性规划模型,对于该类模型可通过变量替换的方式对非线性目标函数和约束进行转换,然后采用锥优化法对模型进行求解<sup>[10]</sup>。

$$\text{令 } U_i^2 = \sqrt{2} U_{qi}, U_i U_j \cos \theta_{ij} = U_{sij}, U_i U_j \sin \theta_{ij} = U_{nij},$$

则式(30)和式(32)可分别变换为

$$P_{\text{loss},i}(t) = \sum_{j=1}^{N_i} G_{ij} (\sqrt{2} U_{qi}(t) + \sqrt{2} U_{qj}(t) - 2 U_{sij}(t)) \quad (39)$$

$$\begin{cases} P_i(t) = \sqrt{2} G_{ij} U_{qi}(t) + \sum_{j=1}^{N_i} (G_{ij} U_{sij}(t) + B_{ij} U_{nij}(t)) \\ Q_i(t) = \sqrt{2} B_{ij} U_{qi}(t) + \sum_{j=1}^{N_i} (B_{ij} U_{sij}(t) + G_{ij} U_{nij}(t)) \end{cases} \quad (40)$$

变量  $U_{qi}$  对应节点;变量  $U_{sij}$ 、 $U_{nij}$  对应支路。其满足如下关系:

$$U_{sij}^2 + U_{nij}^2 = 2 U_{qi} U_{qj} \quad (41)$$

对式(41)进行松弛得到下式

$$U_{sij}^2 + U_{nij}^2 \leq 2 U_{qi} U_{qj} \quad (42)$$

则增加如下系统运行约束:

$$U_{\min}^2 / \sqrt{2} \leq U_{qi}(t) \leq U_{\max}^2 / \sqrt{2} \quad (43)$$

通过以上变换,经济协调调压优化模型将转换为一个锥优化模型,采用 Matlab 中的 YALMIP 工具箱对模型进行求解。

此外,对于紧急协调调压优化模型,其目标函数较为复杂,本文采用粒子群算法对其进行求解,此处不再赘述。

## 4 算例分析

### 4.1 算例条件

本文基于改进的新英格兰 10 机 39 节点系统见图 4。该系统电源共有 7 个常规机组、2 个风电场和 1 个光伏电站组成,其中常规机组总装机为 2 520 MW,新能源总装机为 1 546 MW(占比为 39%)。

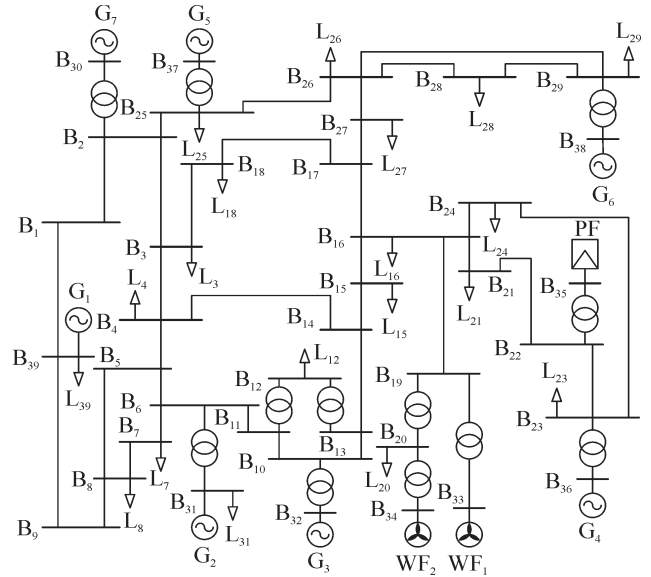


图4 改进 IEEE 39 节点系统  
Fig. 4 Improved IEEE 39 node system

系统初始时刻运行在一个稳定状态,系统有功、无功平衡,各节点电压均在电压偏差约束范围内。分别设置两种故障:1)是距离新能源场站距离较远的输电线路 Line 2-3 发生三相短路故障(以下简称 Line 2-3 故障);2)是距离新能源场站较近的输电线路 Line 21-22 发生三相短路故障(以下简称 Line 21-22 故障)。设定 0.10 s 时故障发生,0.13 s 时故障清除,设定仿真时长 5 s,仿真步长为 0.001 s。由于系统稳定时,各节点稳定电压不同,因此本文分别针对稳定电压不同设置两类电压稳定二元表<sup>[12]</sup>:

1)稳定电压低于 0.95 p.u. 时,设定电压稳定二元表(0.9, 60 s), (0.8, 10 s), (0.75, 1 s)和(0.7, 0.1 s);

2)稳定电压高于 0.95 p.u. 时,设定电压稳定二元表(0.95, 60 s), (0.8, 10 s), (0.75, 1 s)和(0.7, 0.1 s)。

#### 4.2 两种故障情况下节点电压稳定性分析

仅考虑各常规发电厂及新能源电厂内部无功补偿装置参与调压的情况下,对两种故障进行仿真分析。图 5、图 6 分别为 Line 2-3 故障和 Line 21-22 故障情况下各电压观测节点暂态电压变化曲线。

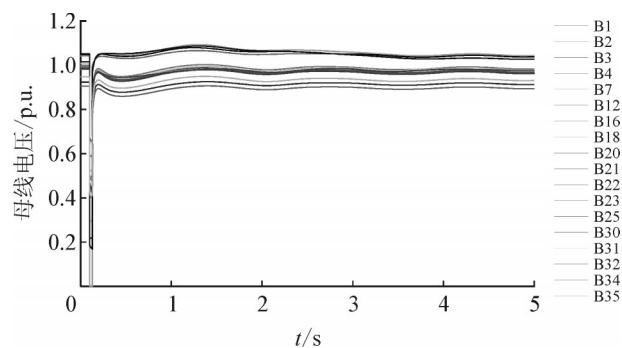


图5 Line 2-3故障各观测节点暂态电压曲线  
Fig. 5 Transient voltage curve of each observation node after the fault of line 2-3

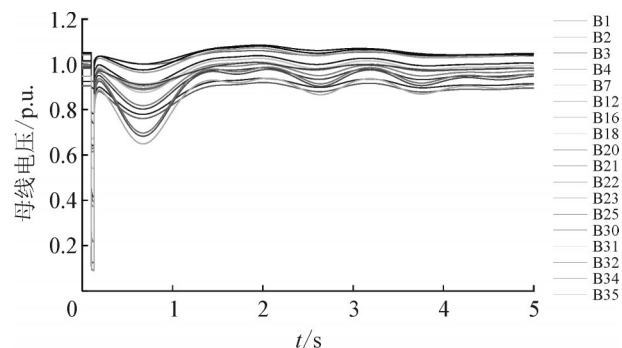


图6 Line 21-22故障各观测节点暂态电压曲线  
Fig. 6 Transient voltage curve of each observation node after the fault of line 21-22

对比图 5、图 6 可得,距离新能源场站较远的输电线路 Line 2-3 发生故障时,各观测点电压波动较小;距离新能源场站较近的输电线路 Line 21-22 发生故障时,各观测点电压波动较大。证明了新能源

场站附近发生故障对电压稳定影响较大。

图 7、图 8 分别为 Line 2-3 故障和 Line 21-22 故障后各观测节点暂态电压稳定裕度变化曲线,由曲线可知,Line 2-3 故障对观测节点电压稳定性影响较小,仅节点 B<sub>34</sub> 暂态电压稳定裕度出现一定幅度的下降; Line 21-22 故障对节点电压稳定性影响较大,节点 B<sub>22</sub>、B<sub>23</sub>、B<sub>34</sub> 和 B<sub>35</sub> 暂态电压稳定裕度出现在大幅度下降,4 个节点在 0.4~1.0 s 下降最快,其中以 B<sub>35</sub> 节点下降最快。

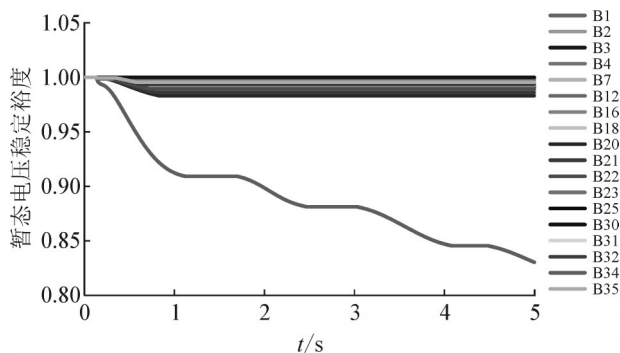


图7 Line 2-3故障观测节点暂态电压稳定裕度变化曲线  
Fig. 7 Transient voltage stability margin variation curve of each observation node after the fault of line 2-3

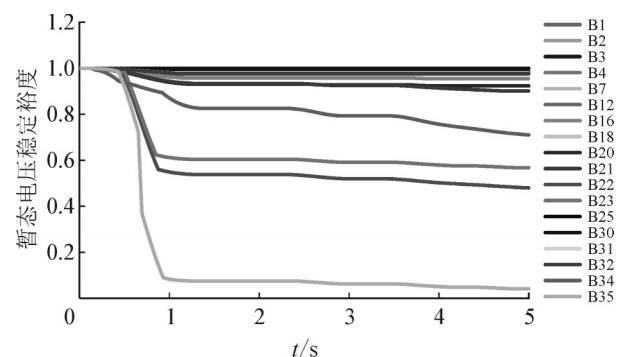


图8 Line 21-22故障观测节点暂态电压稳定裕度变化曲线  
Fig. 8 Transient voltage stability margin variation curve of each observation node after the fault of line 21-22

图 9、图 10 展示了 Line 2-3 故障和 Line 21-22 故障各观测节点暂态电压稳定裕度。可以看出, Line 2-3 故障情况下,各观测节点中 B<sub>34</sub> 的暂态稳定裕度最低,约为 0.83,与暂态电压稳定零界点(暂态电压稳定裕度为 0)仍有一定的距离; Line 21-22 故障情况下,各观测节点中 B<sub>22</sub>、B<sub>23</sub>、B<sub>34</sub> 和 B<sub>35</sub> 暂态电压稳定裕度较低,分别为 0.48、0.57、0.71 和 0.04,是系统电压稳定的短板,本文分别设置两个暂态电压稳定裕度门槛值:  $\kappa_{op} = 0.8$  和  $\kappa_{em} = 0.4$ ,当暂态电压稳定裕度处于[0.4, 0.8]范围内,判定该节点为非危险节点,采取经济协调调压策略;当暂态电压稳定裕度处于[0, 0.4]范围内,判定该节点为危险节点,采取紧急协调调压策略。因此将节点 B<sub>22</sub>、

B<sub>23</sub>和B<sub>34</sub>设定为非危险节点,将节点B<sub>35</sub>作为危险节点;然后分别采取对应的调压策略进行调压,在保证系统经济优化运行的同时避免电压崩溃情况的发生。

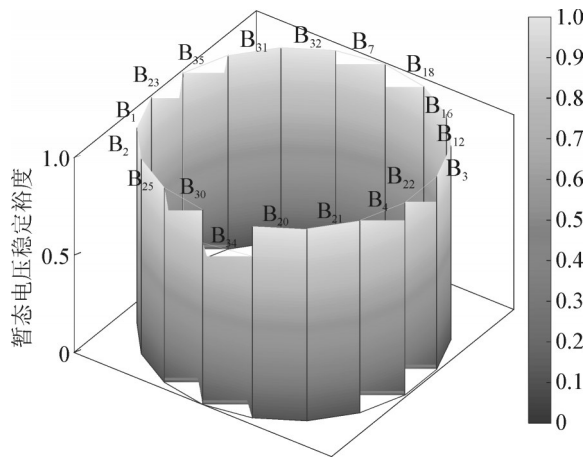


图9 Line 2-3故障各观测点暂态电压稳定裕度  
Fig. 9 Transient voltage stability margin of each observation node after the fault of line 2-3

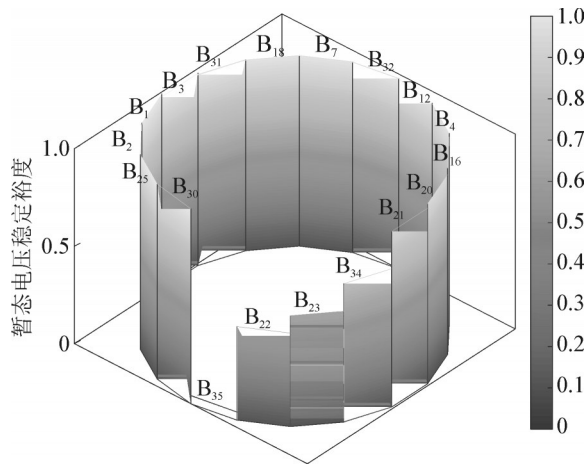


图10 Line 21-22故障各观测点暂态电压稳定裕度  
Fig. 10 Transient voltage stability margin of each observation node after the fault of line 21-22

4.3 协调调压控制策略仿真分析

本文所述10机39节点系统除了常规发电机组及新能源场站站内的无功补偿装置具备无功调节能力,设在系统中一些新能源并网节点、联络节点及负荷节点处配置了一定量的储能及无功补偿装置,具体如下:其中节点B<sub>35</sub>处配置一台调相机(记为SC<sub>35</sub>),节点B<sub>16</sub>、B<sub>22</sub>和B<sub>34</sub>分别配置静止无功补偿器(记为S<sub>16</sub>、S<sub>22</sub>和S<sub>34</sub>),节点B<sub>21</sub>、B<sub>34</sub>分别配置有储能设备(记为E<sub>21</sub>、E<sub>34</sub>)。设定Line 21-22故障情况为协调调压场景,根据4.2节中分析可知,所需调压节点分别为节点B<sub>22</sub>、B<sub>23</sub>、B<sub>34</sub>和B<sub>35</sub>。

计算无功补偿装置电压-无功灵敏度调节系数及储能有功-无功选择因子见表1,由此,确定分别

参与节点B<sub>22</sub>、B<sub>23</sub>、B<sub>34</sub>和B<sub>35</sub>调压的设备。

表1 无功补偿装置及储能参与调压灵敏度计算  
Table 1 Voltage regulation sensitivity calculation involved by the reactive power compensation device and energy storage

| 补偿装置             | 灵敏度           | 计算数值      | 储能装置            | 灵敏度          | 计算数值       |
|------------------|---------------|-----------|-----------------|--------------|------------|
| S <sub>16</sub>  | $\mu_{16-16}$ | 0.000 135 | E <sub>21</sub> | $w_{Q21-21}$ | 0.000 285  |
|                  | $\mu_{16-24}$ | 0.000 129 |                 | $w_{Q21-16}$ | 0.000 140  |
|                  | $\mu_{16-17}$ | 0.000 102 |                 | $w_{Q21-19}$ | 0.000 066  |
|                  | $\mu_{16-15}$ | 0.000 114 |                 | $w_{Q21-24}$ | 0.000 134  |
|                  | $\mu_{16-21}$ | 0.000 138 |                 | $w_{Q21-23}$ | 0.000 074  |
|                  | $\mu_{16-19}$ | 0.000 064 |                 | $w_{P21-21}$ | 0.000 028  |
|                  | $\mu_{22-22}$ | 0.000 363 |                 | $w_{P21-16}$ | 0.000 014  |
|                  | $\mu_{22-35}$ | 0.000 364 |                 | $w_{P21-19}$ | 0.000 007  |
| S <sub>22</sub>  | $\mu_{22-23}$ | 0.000 253 | E <sub>34</sub> | $w_{P21-24}$ | 0.000 013  |
|                  | $\mu_{22-24}$ | 0.000 107 |                 | $w_{P21-23}$ | 0.000 007  |
|                  | $\mu_{22-21}$ | 0.000 079 |                 | $w_{Q34-34}$ | 0.000 492  |
|                  | $\mu_{35-35}$ | 0.000 885 |                 | $w_{Q34-20}$ | 0.000 292  |
| SC <sub>35</sub> | $\mu_{35-22}$ | 0.000 768 |                 | $w_{Q34-19}$ | 0.000 134  |
|                  | $\mu_{35-23}$ | 0.000 680 |                 | $w_{Q34-16}$ | 0.000 070  |
|                  | $\mu_{35-24}$ | 0.000 342 |                 | $w_{Q34-21}$ | 0.000 072  |
| S <sub>34</sub>  | $\mu_{34-34}$ | 0.000 812 |                 | $w_{Q34-34}$ | -0.000 095 |
|                  | $\mu_{34-20}$ | 0.000 639 |                 | $w_{Q34-20}$ | -0.000 077 |
|                  | $\mu_{34-19}$ | 0.000 559 |                 | $w_{Q34-19}$ | -0.000 045 |
|                  | $\mu_{34-16}$ | 0.000 352 |                 | $w_{Q34-16}$ | -0.000 040 |
|                  | $\mu_{34-21}$ | 0.000 346 |                 | $w_{Q34-21}$ | -0.000 041 |
|                  |               |           |                 |              |            |

由表1计算数据可得,对于节点B<sub>22</sub>调压可选用设备S<sub>22</sub>和SC<sub>35</sub>,但会发现对B<sub>22</sub>调压时,无功功率在B<sub>35</sub>节点上的泄流效应较大,这是因为B<sub>35</sub>是新能源并网节点且唯一与B<sub>22</sub>相连,B<sub>22</sub>无功不足的主要原因为B<sub>35</sub>所致,因此,一般情况,对B<sub>35</sub>进行调压则可达到同时调节B<sub>22</sub>电压的效果;节点B<sub>23</sub>与节点B<sub>22</sub>类似,但储能装置E<sub>21</sub>对节点B<sub>23</sub>的无功-电压灵敏度较低,且对其他节点泄流效应较大,因此E<sub>21</sub>不作为节点B<sub>23</sub>的调压设备;节点B<sub>34</sub>则可由设备S<sub>34</sub>和E<sub>34</sub>进行协调调压,节点B<sub>35</sub>则可用S<sub>22</sub>和SC<sub>35</sub>进行调压。

在Line 21-22故障清除后电压暂态过程中,部分节点暂态电压稳定裕度随着时间不断下降,若如4.2节所述设置门槛值,则在暂态电压稳定裕度下降到门槛值时才采取调压措施,则节点稳定裕度不可能提升至高一个等级,因此需提前对节点电压稳定裕度进行调节,以保证暂态电压稳定裕度不会进一步恶化。因此,本节调压措施选择如表2所示。

表2 调压策略确定原则表

Table 2 Determination principle list s of voltage regulation strategy

| 门槛区间                 | (0.8, 1] | (0.4, 0.8] | (0, 0.4] |
|----------------------|----------|------------|----------|
| 裕度变化量                |          |            |          |
| 稳定裕度减                | 不调压      | 经济调压       | 紧急调压     |
| 量变化率 < 3             |          |            |          |
| 裕度变化量                | 经济调压     | 紧急调压       | 紧急调压     |
| > 2×10 <sup>-4</sup> |          |            |          |
| 裕度变化量                | 经济调压     | 经济调压       | 紧急调压     |
| 稳定裕度减                |          |            |          |
| 量变化率 ≥ 3             |          |            |          |
| 裕度变化量                | 紧急调压     | 紧急调压       | 紧急调压     |
| > 2×10 <sup>-4</sup> |          |            |          |

由仿真过程发现,在故障清除后暂态电压稳定裕度变化过程中,当 $t=0.432\text{ s}$ 时,各节点暂态电压稳定裕度及稳定裕度减量变化率见图 11,节点  $B_{35}$  暂态电压稳定裕度  $\kappa_{u,35}=0.984\ 590$ ,此时的的稳定裕度减量变化率为  $\Delta\kappa_{u,35}=8.094\ 777$ ,大于 3,此时采取经济调压策略,通过经济调压模型求解后得到无功补偿装置  $S_{22}$  无功出力  $38.75\text{ Mvar}$ 。

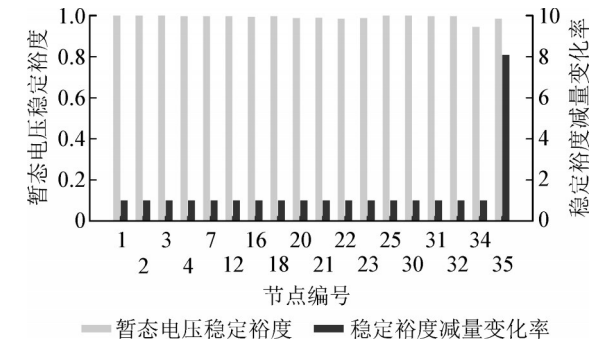


图 11  $t=0.432\text{ s}$  时刻节点暂态电压稳定裕度及减量变化率  
Fig. 11 Transient voltage stability margin and decrement rate of the node at  $t=0.432\text{ s}$

经过无功补偿后,在 $t=0.519\text{ s}$ 时刻各节点暂态电压稳定裕度及稳定裕度减量变化率见图 12,此时节点  $B_{22}$  需要优化调压。

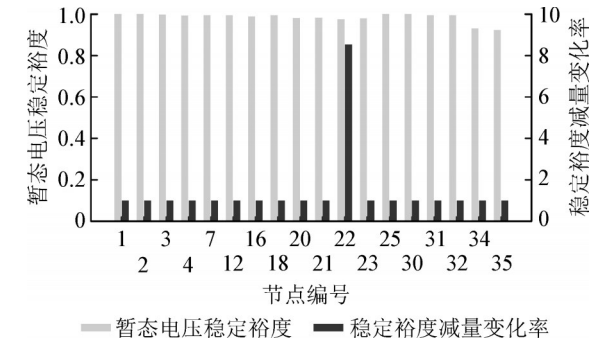


图 12  $t=0.519\text{ s}$  时刻节点暂态电压稳定裕度及减量变化率  
Fig. 12 Transient voltage stability margin and decrement rate of the node at  $t=0.519\text{ s}$

此时采取经济调压策略,通过经济调压模型求解后得到无功补偿装置  $S_{22}$  新增无功  $69.28\text{ Mvar}$ 。经无功补偿后,在 $t=0.645\text{ s}$ 时刻节点  $B_{34}$  暂态电压稳定裕度降到  $0.799\ 4$ ,且此时单位步长裕度变化量

为  $1.02\times 10^{-3}$ ,此时电压稳定裕度下降过快,应采取紧急调压措施,经紧急调压模型计算出此时调相机 SC35 通过调节励磁电流紧急增发无功  $77.71\text{ Mvar}$ 。经紧急调节后,在 $t=0.683\text{ s}$ 时刻,节点暂态电压稳定裕度及稳定裕度减量变化率见图 13。

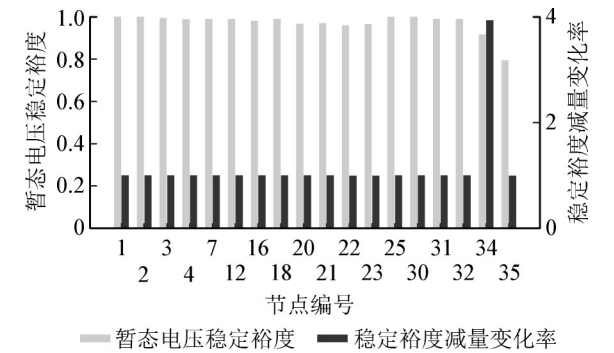


图 13  $t=0.683\text{ s}$  时刻节点暂态电压稳定裕度及减量变化率  
Fig. 13 Transient voltage stability margin and decrement rate of the node at  $t=0.683\text{ s}$

图 13 可以看出,在 $t=0.683\text{ s}$ 时,节点  $B_{34}$  稳定裕度减量变化率接近 4,因此选择  $S_{34}$  和  $E_{34}$  对节点  $B_{34}$  进行经济调压,由经济调压模型求解得到静止无功补偿装置  $S_{34}$  无功出力  $16.67\text{ Mvar}$ ,储能  $E_{34}$  发出无功功率  $9.13\text{ Mvar}$ 。各检测节点电压变化曲线和暂态电压稳定裕度变化曲线见图 14-15。

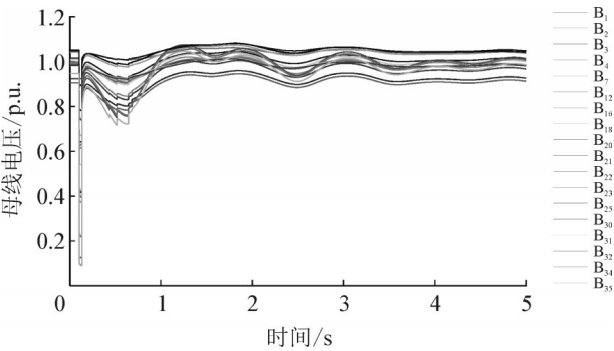


图 14 Line 21-22 故障本文策略调压过程中暂态电压曲线  
Fig. 14 Transient voltage curve during voltage regulation of the proposed strategy after the fault of line 21-22

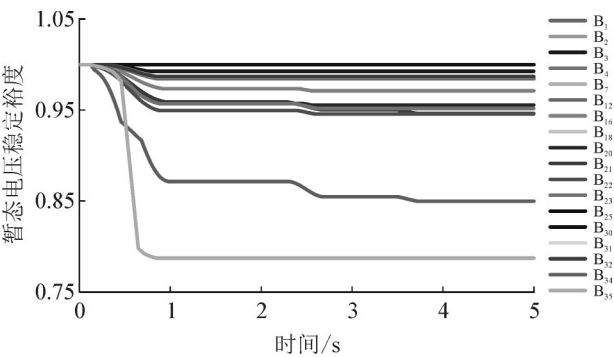


图 15 Line 21-22 故障本文策略调压过程中暂态电压稳定裕度变化曲线  
Fig. 15 Transient voltage stability margin variation curve during voltage regulation of the proposed strategy after the fault of line 21-22

为验证本文所提调压策略的优越性,本文对仅考虑稳定裕度阈值的调压策略(下文简称其他策略)进行仿真分析,对比本文提出的调压策略与仅考虑稳定裕度阈值的调压策略的调压效果见表 3。

表3 调压策略对比表  
Table 3 Comparison table of voltage regulation strategies

| 调压节点   | B <sub>22</sub> | B <sub>23</sub> | B <sub>34</sub> | B <sub>35</sub> |
|--------|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| 其他调压策略 | 0.738 351       | 0.771 241       | 0.799 203       | 0.636 743       |
| 本文调压策略 | 0.945 646       | 0.951 758       | 0.850 023       | 0.787 352       |
| 稳定裕度差  | 0.207 295       | 0.180 517       | 0.050 820       | 0.150 609       |

由上述对比仿真可得,通过本文所提策略对 4 个节点 B<sub>22</sub>、B<sub>23</sub>、B<sub>34</sub> 和 B<sub>35</sub> 进行调压后的暂态电压稳定裕度均高于仅考虑稳定裕度阈值的调压策略的调压结果,其中以节点 B<sub>22</sub> 的提升最高,B<sub>34</sub> 提升较低,但也超过了 0.05;充分证明了本文所提调压策略的有效性及优越性。

5 结语

针对新能源高占比系统抗干扰能力差、新能源出力的不确定性及对无功的需求迫使系统电压稳定能力下降等问题,本文考虑系统现有无功补偿资源及储能配置情况,提出了一种储能、静止无功补偿装置及调相机协调调压控制策略。该策略基于暂态电压稳定裕度指标的基础上,将待调压节点分为非危险与危险两类节点,制定了参与两类节点调压的无功补偿设备及储能设备的选择方法,并建立了针对两类节点的无功协调调压模型,求解该模型获得了参与调压的无功补偿装置及储能出力。最后,对改进后的 10 机 39 节点系统进行了算例仿真,在系统新能源场站附近输电线路发生故障后,采取本文所提调压策略,提高了系统暂态电压稳定裕度,并与其他调压策略进行了对比,验证了本文所提调压策略的有效性及优越性。

参考文献

[1] 王彬,郭庆来,李海峰,等. 含风电接入的省地双向互动协调无功电压控制[J]. 电力系统自动化,2014,38(24): 48-55.  
WANG Bin, GUO Qinglai, LI Haifeng, et al. Reactive voltage control of bidirectional - interaction coordination between provincial and district power networks with wind power integration[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(24): 48-55.

[2] 杨大业,项祖涛,马世英,等. 新能源接入系统暂态过电压产生机理及主要影响因素[J]. 电力电容器与无功补偿, 2022, 43(3): 127-134.  
YANG Daye, XIANG Zutao, MA Shiyang, et al. Mechanism

and main influencing factors of transient over - voltage in new energy access system[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2022, 43(3): 127-134.

[3] 徐韵,颜湘武. 含可再生分布式电源参与调控的配电网无功电压优化控制研究综述[J]. 华北电力大学学报, 2019, 46(4): 16-30.  
XU Yun, YAN Xiangwu. Review of the researches on the optimal control of reactive voltage in distribution network manipulated by renewable distributed Generation[J]. Journal of North China Electric Power University, 2019, 46(4): 16-30.

[4] 孙永辉,赵树野,韩永强,等. 提升区域电网电压稳定性的分布式储能协调运行策略[J]. 电力电容器与无功补偿, 2021, 42(5): 221-227.  
SUN Yonghui, ZHAO Shuye, HAN Yongqiang, et al. Coordinated operation strategy on distributed energy storage for improving voltage stability of regional power grid[J]. Power Capacitor & Reactive Power Compensation, 2021, 42(5): 221-227.

[5] 李建林,马会萌,袁晓冬,等. 规模化分布式储能的关键应用技术研究综述[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3365-3375.  
LI Jianlin, MA Huimeng, YUAN Xiaodong, et al. Overview on key applied technologies of large-scale distributed energy storage[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3365-3375.

[6] 李相俊,王上行,惠东. 电池储能系统运行控制与应用方法综述及展望[J]. 电网技术, 2017, 41(10): 3315-3325.  
LI Xiangjun, WANG Shangheng, HUI Dong. Summary and prospect of operation control and application method for battery energy storage systems[J]. Power System Technology, 2017, 41(10): 3315-3325.

[7] 杜鹏,米增强,贾雨龙,等. 基于网损灵敏度方差的配电网分布式储能位置与容量优化配置方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(6): 103-109.  
DU Peng, MI Zengqiang, JIA Yulong, et al. Optimal placement and capacity of distributed energy storage in distribution system based on the sensitivity variance of network loss [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(6): 103-109.

[8] 刘洪,徐正阳,葛少云,等. 考虑储能调节的主动配电网有功一无功协调运行与电压控制[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(11): 51-58.  
LIU Hong, XU Zhengyang, GE Shaoyun, et al. Coordinated operation of active-reactive power and voltage control for active distribution network considering regulation of energy storage[J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(11): 51-58.

[9] 李佳琪,陈健,张文,等. 高渗透率光伏配电网中电池储

- 能系统综合运行控制策略[J]. 电工技术学报, 2019, 34(2): 437-446.
- LI Jiaqi, CHEN Jian, ZHANG Wen, et al. Integrated control strategy for battery energy storage systems in distribution networks with high photovoltaic penetration[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 34(2): 437-446.
- [10] 张江林, 庄慧敏, 刘俊勇, 等. 分布式储能系统参与调压的主动配电网两段式电压协调控制策略[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(5): 15-21.
- ZHANG Jianglin, ZHUANG Huimin, LIU Junyong, et al. Two-stage coordinated voltage control scheme of active distribution network with voltage support of distributed energy storage system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(5): 15-21.
- [11] 电力系统电压稳定评价导则: DL/T 1172—2013[S]. 2013.
- The guide of power system voltage stability evaluation: DL/T 1172—2013[S]. 2013.
- [12] 岳雷, 薛安成, 崔洁豪, 等. 小电网暂态频率评估指标及调速器参数影响研究[J]. 电网技术, 2018, 42(12): 4031-4036.
- YUE Lei, XUE Ancheng, CUI Jiehao, et al. Study on influence of transient frequency evaluation index and governor parameter of small power grid[J]. Power System Technology, 2018, 42(12): 4031-4036.
- [13] 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.
- [14] 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.
- [15] 于其宜, 王琦, 汤奕. 考虑泄流效应的风电场并网点电压系统侧增援调控方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(13): 30-39.
- YU Qiyi, WANG Qi, TANG Yi. System-side reinforcing dispatch and control method for grid-connected point voltage of wind farm considering drainage effect[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(13): 30-39.
- [16] WANG Pengfei, LIANG D H, YI Jialiang, et al. Integrating electrical energy storage into coordinated voltage control schemes for distribution networks[J]. IEEE Transactions on Smart Grid, 2014, 5(2): 1018-1032.
- [17] 王雅婷, 张一驰, 周勤勇, 等. 新一代大容量调相机在电网中的应用研究[J]. 电网技术, 2017, 41(1): 22-28.
- WANG Yating, ZHANG Yichi, ZHOU Qinyong, et al. Study on application of new generation large capacity synchronous condenser in power grid[J]. Power System Technology, 2017, 41(1): 22-28.
- [18] 郑超, 汤涌, 马世英, 等. 网源稳态调压对暂态无功支撑能力的影响研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(1): 115-122.
- ZHENG Chao, TANG Yong, MA Shiyong, et al. Study on the influence of steady-state voltage regulation schemes on transient reactive power supporting capability[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(1): 115-122.
- [19] 沙江波, 杨硕, 郭春义, 等. 同步调相机对分层接入特高压直流输电系统的换相失败抑制作用研究[J]. 电网技术, 2019, 43(10): 3552-3561.
- SHA Jiangbo, YANG Shuo, GUO Chunyi, et al. Study on suppression effect of synchronous condenser on commutation failure of UHVDC system under hierarchical connection mode[J]. Power System Technology, 2019, 43(10): 3552-3561.
- [20] 李志强, 蒋维勇, 王彦滨, 等. 大容量新型调相机关键技术参数及其优化设计[J]. 大电机技术, 2017(4): 15-22.
- LI Zhiqiang, JIANG Weiyong, WANG Yanbin, et al. Key technical parameters and optimal design of new types of large capacity synchronous condenser[J]. Large Electric Machine and Hydraulic Turbine, 2017(4): 15-22.
- 作者简介:**
- 曾东(1973—), 男, 工程师, 研究方向为输、配电网稳定运行。E-mail: 839368008@qq.com。
- 张泽强(1976—), 男, 工程师, 研究方向为电力系统安全校核。
- 蔡其东(1987—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统稳定与运行。
- 付豪(1985—), 男, 高级工程师, 研究方向为电力系统输配电技术。
- 王立福(1982—), 男, 工程师, 研究方向为电力系统规划与运行。
- 韩斌(1989—), 男, 工程师, 研究方向为电力系统规划与运行。
- 甄钊(1989—), 男, 讲师, 研究方向为新能源功率预测技术。