

# 暂态功角稳定与暂态电压稳定的 耦合机理分析与耦合强度评估指标

黎晓<sup>1</sup>, 刘崇茹<sup>1</sup>, 辛蜀骏<sup>2</sup>, 蔡晖<sup>3</sup>

(1. 新能源电力系统国家重点实验室(华北电力大学), 北京市 昌平区 102206; 2. 国网经济技术研究院有限公司, 北京市 昌平区 102209; 3. 国网江苏省电力有限公司经济技术研究院, 江苏省 南京市 210008)

## Coupling Mechanism Analysis and Coupling Strength Evaluation Index of Transient Power Angle Stability and Transient Voltage Stability

LI Xiao<sup>1</sup>, LIU Chongru<sup>1</sup>, XIN Shujun<sup>2</sup>, CAI Hui<sup>3</sup>

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources

(North China Electric Power University), Changping District, Beijing 102206, China;

2. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd., Changping District, Beijing 102209, China;

3. State Grid Jiangsu Economic Research Institute, Nanjing 210008, Jiangsu Province, China)

**ABSTRACT:** With the complex interconnection of the power grid, rotor angle instability and voltage instability often occur at the same time and are coupled with each other. Aiming at the problem that it is difficult to identify the dominant instability mode and adopt the targeted control strategy, this paper analyzed the coupling mechanism of the two kinds of stability modes. It puts forward the quantitative evaluation indexes of coupling strength. Firstly, this paper analyzed the coupling characteristics of transient angle instability and transient voltage instability under different network structures. Then, two mechanisms of coupling between rotor angle instability and voltage instability were analyzed. One mechanism was related to the dynamic characteristics of the load and generator, and the other was related to the power transmission capacity of the network and the load power. Furthermore, based on the above two types of coupling mechanisms, two corresponding quantitative indicators of coupling strength  $y_1$  and  $y_2$  were proposed. Finally, four simulation examples were given to verify the correctness of the coupling mechanism analysis and the rationality of the index system in the case of uncoupled, two different coupling and multi-machine systems. At the same time, it is proved by the theoretical analysis and simulation results that further analysis is necessary for the dominant stability mode of the system when the coupling degree between the two stability modes is strong.

基金项目: 国家电网有限公司科技项目(5105-202018129A-0-0-00).  
The State Grid Corporation of China Science and Technology Research Project (5105-202018129A-0-0-00).

**KEY WORDS:** transient rotor angle stability; transient voltage stability; coupling mechanism; evaluation index

**摘要:** 随着电网的复杂互联, 电力系统中的功角失稳和电压失稳现象常常同时出现, 相互耦合。针对难以识别主导失稳模式、并根据主导失稳模式采取有针对性的控制措施的问题, 该文分析了这两种稳定形态的耦合机理, 提出耦合强度的量化评估指标。分析暂态功角失稳和暂态电压失稳耦合特性在不同网络结构下的差异性, 并分析得到功角不稳定与电压不稳定现象相互耦合的两种机理: 一种机理与负荷和发电机的动态特性有关, 另一种机理与负荷功率和网络的功率传输能力有关。基于上述两类耦合机理, 提出对应的两个耦合强度的量化指标  $y_1$  和  $y_2$ 。通过 4 个仿真算例, 分别在非耦合情况下、两种不同的耦合情况下以及多机系统的情况下, 验证耦合机理分析的正确性与指标体系的合理性。同时, 理论分析和仿真结果表明, 当两种稳定形态耦合性较强时, 有必要进一步分析系统的主导稳定性模式。

**关键词:** 暂态功角稳定; 暂态电压稳定; 耦合机理; 评估指标

## 0 引言

电力系统稳定性本质上是一个单一问题, 其统一数学模型是一个非线性微分代数方程组。由于稳定性问题的高维性和复杂性, 在分析特定类型的问题时, 往往需要通过适当的假设来简化问题。简化的数学模型通常只适用于暂态功角稳定或电压稳定的研究。例如, 在暂态功角稳定的研究中,

由于忽略了负荷的动态特性,使得对电压稳定的研究不够准确。

系统失稳的识别主要依赖于失稳判据。目前,暂态功角失稳和暂态电压失稳的理论判据和工程实用准则已经形成<sup>[1-4]</sup>。当使用这些准则来识别不稳定性时,只能识别单一的不稳定性现象。然而,两种失稳现象可能同时发生,两种失稳形态的动力学过程相互耦合。单一的稳定性分析和失稳判据很难确定哪种模式占主导地位,从而无法确定应采取哪一种控制策略将更有利于恢复稳定。根据已有的研究结果,由于暂态功角失稳与暂态电压失稳本身具有不同的失稳现象和机理,所以当两者之间弱耦合的时候,不需要进行主导性识别就能够采取有效的控制措施。

然而,当两者之间强耦合的时候,需要研究暂态功角与暂态电压的主导失稳模式识别方法,为优化控制措施提供参考<sup>[5-6]</sup>。目前,基于功角与电压的物理特性的评估方法有:基于振荡中心和电压形态的方法<sup>[7]</sup>、基于戴维南等值跟踪的方法<sup>[8]</sup>和基于联络线功率微分的方法<sup>[9]</sup>。这些方法隐含着—个条件就是负荷与振荡中心区域具有较强的电气联系。此外,还有基于模糊综合评价的方法<sup>[10]</sup>和基于动态理论的方法<sup>[11-14]</sup>。但模糊综合评价函数的权重分配对评估的结果影响较大,这种方法并未考虑耦合机理的权重确定方式。故障后的不稳定平衡点计算比较困难,基于动态理论的方法也难以从物理场景上解释功角与电压的耦合关系。

目前两种暂态稳定的耦合机理不清晰,故难以准确地区分主导稳定模式,缺乏耦合强度的量化指标,难以评估主导稳定模式识别的重要程度与控制优化的效果。

因此,针对耦合机理不清晰的问题,本文对几种主要的网络结构在不同的负荷水平下进行了详细的分析,证明当负荷靠近发电机、靠近大系统或者远离电源时,电压和功角的耦合较弱,电压和功角的失稳形态可以比较容易地区分开来;而当动态负荷位于发电机群的振荡中心区域时,这样的网络结构具有功角、电压强耦合的特点,有必要进行主导稳定模式的识别。针对强耦合系统,本文提出了量化耦合强度的指标体系,该指标能够判断耦合失稳程度与耦合失稳类型。

本文的结构如下:第1节简要介绍耦合特性机理分析的模型基础;第2节分析不同网络结构下的

电压稳定与功角稳定的耦合强弱,基于 $\delta_2$ - $P_3$ 平面分析了耦合较强的原因,然后分析了耦合失稳的两类机理;第3节提出识别耦合类型与强弱的指标体系;第4节,通过3个不同失稳类型的仿真算例验证前面的机理分析、指标体系和耦合强度指标;第5节在多机系统中对本文所提出的指标进行验证。

## 1 同步发电机的暂态功角稳定性与系统的暂态电压稳定性

目前,针对功角稳定和电压稳定有两种被广泛认可的描述<sup>[15-16]</sup>。当发电机向远方负荷送电时,系统主要体现出暂态电压稳定问题;当不同发电机之间的同步转矩不足时,系统主要表现出暂态功角稳定问题。但是如果当这两种情况同时发生时,如何判断系统的主导失稳模式是功角失稳还是电压失稳,一直没有一个公认的结论,主要原因在于缺乏对功角和电压两种失稳模式耦合的机理分析。

从电力系统数学模型的角度,为了体现电力系统的暂态功角和暂态电压问题的特征,可以通过式(1)所示的微分代数方程来描述。

$$\begin{aligned} \dot{x} &= f(x, y) \\ 0 &= g(x, y) \end{aligned} \quad (1)$$

式中: $x$ 表示发电机转子角和转速等状态变量; $y$ 表示节点的电压幅值和相角的代数变量。为了分析方便,在分析暂态功角稳定问题时,通常简化负荷以方便处理代数方程。在分析暂态电压稳定时,很难兼顾到发电机变量的暂态过程。简单的将功角稳定与电压稳定割裂开,可能造成稳定性分析与预测的不准确。

为了简化机理分析同时保留主要特征,本文针对3节点系统进行两种稳定形态的耦合机理分析。如图1所示。此系统包含大系统节点1,发电机节点2和负荷节点3。其中, $E_1 \angle \delta_1$ 表示等值大系统的电压相量, $E_2 \angle \delta_2$ 表示等值发电机的出口处电压或暂态内电势相量, $V_3 \angle \theta_3$ 表示负荷节点的电压相量。 $E_1$ 、 $E_2$ 在机理分析中近似取1, $\delta_1$ 取 $0^\circ$ 。如果考虑到 $\delta_1$ 的波动,只需要将本文中所有的 $\delta_2$ 和 $\theta_3$ 同时减去 $\delta_1$ 即可。在本文的仿真计算中,大系统采用电压源模型。 $Z_1=R_1+jX_1$ 、 $Z_2=R_2+jX_2$ 和 $Z_3=R_3+jX_3$ 均表示线路等值阻抗。 $P_3$ 和 $Q_3$ 分别表示负荷的有功和无功功率。这样的3节点系统可以看作是通过网络等值、发电机同调等值得到的简化模型,它同时体现了暂态功角稳定的特征与暂态电压稳定的特

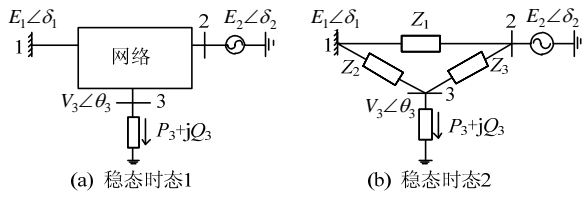


图 1 3 节点系统

Fig. 1 Three-node system

征，以下根据其网络结构与动态特征进行分类，并通过指标对这些类别进行鉴别与耦合强度计算。

## 2 暂态功角稳定与暂态电压稳定相互影响研究

### 2.1 不同网络结构与失稳形态的关系

根据 3 节点系统中网络参数相对大小的不同以及所体现出来的不同的系统动态特征，可以将网络结构分为以下 4 类：送端系统模型(sending end system model, SSM)、受端系统模型(receiving end system model, RSM)、负荷远离电源模型(system model with loads far away from sources, SMLS)负荷与振荡中心区域直接相连模型(system model of the direct connection between load and oscillation center, SMLC)，其典型线路参数如表 1 所示。

表 1 4 类系统模型典型线路参数  
Table 1 Typical line parameters of four types of system models pu

序号	类型	$Z_1$	$Z_2$	$Z_3$
1	SSM	$j0.2$	$j0.05$	$j0.2$
2	RSM	$j0.2$	$j0.2$	$j0.05$
3	SMLS	$j0.05$	$j0.2$	$j0.2$
4	SMLC	inf	$j0.1$	$j0.1$

#### 2.1.1 $\delta_2$ - $P_3$ 平面

根据隐函数定理，在解 $(x^*, y^*)$ 领域内，当代数方程非奇异时，等价于  $\det(J_{acobi}) \neq 0$ ，代数方程  $0=g(x,y)$  可以写成  $y=\varphi(x)$ 。det()表示求矩阵的行列式， $J_{acobi}$  如式(2)所示。

$$J_{acobi} = \partial g(x, y) / \partial y \quad (2)$$

在奇异点之外，代数变量  $y$  都可以由状态变量  $x$  唯一确定。微分代数方程所确定的运行区域可能被奇异点分割为多个能量函数面<sup>[17]</sup>。通常关心的是稳态运行点所在的能量函数面，如果系统的状态从一个能量函数面跳跃到另一个能量函数面，会因为控制丧失因果性而导致系统不稳定<sup>[18-19]</sup>。

对于图 1 所示的 3 节点系统，可以根据  $0=g(\delta_2, V_3, \theta_3, \alpha)$  得到  $(V_3, \theta_3)=\varphi(\delta_2, \alpha)$ ，其中  $\alpha$  为负荷

模型的参数，例如取负荷有功  $P_3$  和负荷功率因数  $\phi$ 。假如已知负荷的功率因数  $\phi$ ，系统的其他变量都可以由  $\delta_2$  与  $P_3$  表示。进而，奇异点也可以由  $\delta_2$  与  $P_3$  表示，对应于  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的曲线。因此，下面通过分析系统轨迹与奇异点在  $\delta_2$ - $P_3$  平面的投影，来分析不同网络结构下的不同失稳模式。图 2—8 中红色虚线为奇异点连成的线，按照故障后一段时间的平均负荷功率因数计算得到，求解过程详见附录 A。蓝色线为系统暂态轨迹在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影。

#### 2.1.2 送端系统模型 SSM

当负荷靠近大系统节点，发电机向大系统和负

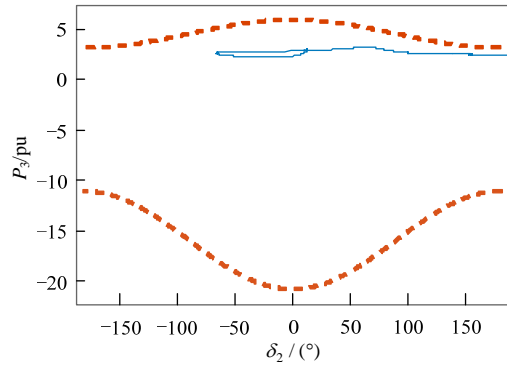


图 2 送端系统模型功角失稳模式

Fig. 2 Rotor angle instability mode of sending end system model

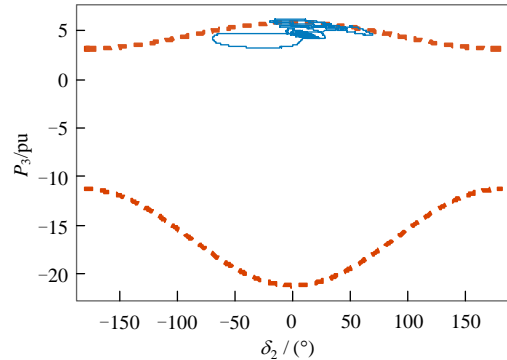


图 3 送端系统模型电压失稳模式

Fig. 3 Sending end system system model voltage instability mode

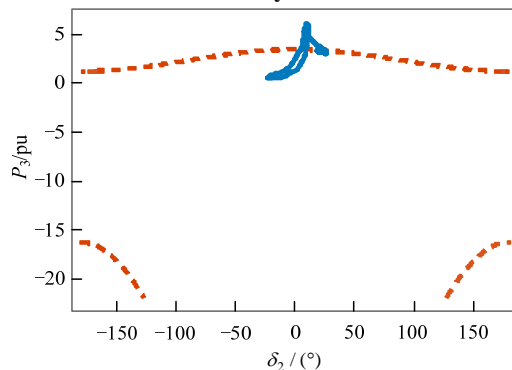


图 4 受端系统模型电压失稳模式

Fig. 4 Receiving end system model voltage instability mode

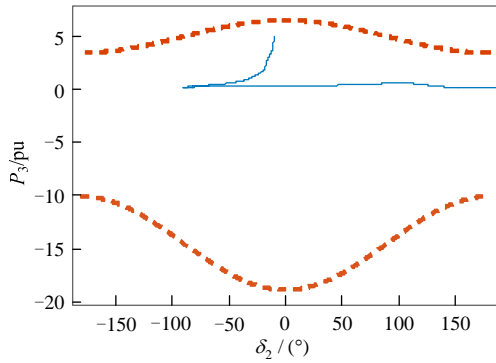


图5 受端系统模型功角失稳模式  
Fig. 5 Receiving end system model rotor angle instability mode

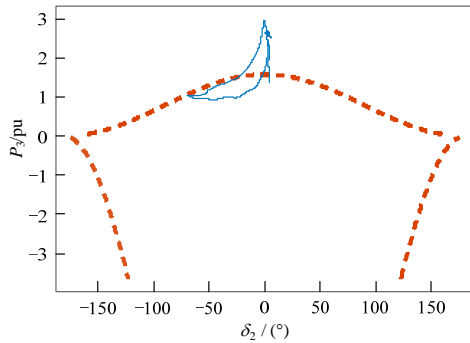


图6 负荷节点远离电源模型的电压失稳模式  
Fig. 6 Voltage instability mode where the load node is far away from the sources model

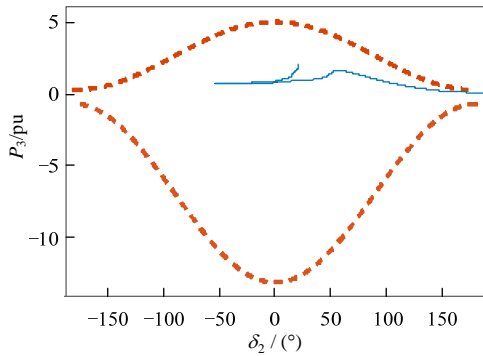


图7 负荷节点与振荡中心紧密联系结构下功角失稳模式  
Fig. 7 The rotor angle instability mode of the structure with the load node and the oscillation center closely connected

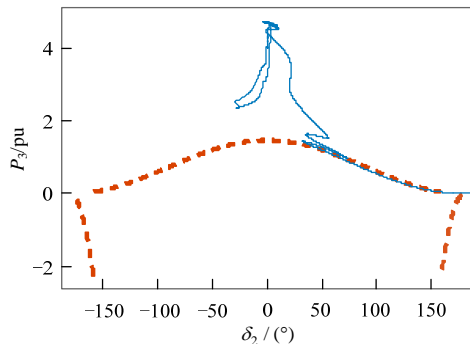


图8 负荷节点与振荡中心紧密联系结构下耦合失稳模式  
Fig. 8 Coupling instability mode under tightly connected structure of load node and oscillation center

荷送电, 这种情况与纯功角失稳模式相似。网络的线路参数如表 1 第 1 行所示。因为负荷的功率变化主要由大系统承担; 发电机主要与大系统进行功率交换, 与负荷之间的功率交互程度较弱。所以, 系统失稳形式以暂态功角失稳为主, 如图 2 所示, 不容易发生功角与电压的耦合失稳。在第 5 节中将对此功角失稳模式进行详细分析和计算。当负荷功率很重时, 系统也会呈现暂态电压失稳模式, 如图 3。这时系统的轨迹与奇异点在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影非常接近, 轨迹靠近奇异点引起暂态电压下跌<sup>[19-20]</sup>。

2.1.3 受端系统模型 RSM

当负荷节点靠近发电机, 这种情况更接近于纯电压失稳模式, 不容易发生功角与电压的耦合失稳。网络的线路参数如表 1 第 2 行所示。由于发电机的功率变化主要与负荷的功率变化相关, 而且负荷的扰动对发电机机群失步的影响较小, 大多情况下系统以暂态电压失稳为主导, 如图 4 所示。系统轨迹已经越过奇异点发生了暂态电压失稳。当负荷功率较小且故障非常严重的时候, 容易发生功角失稳, 如图 5 所示。另外有一类严重故障, 通常发生在发电机和负荷附近, 然后因为一系列连锁反应导致发电机失步<sup>[21]</sup>、潮流转移<sup>[22]</sup>, 暂态功角、电压同时失稳。这种失稳情况超出了本文的讨论范围。

2.1.4 负荷远离电源模型 SMLS

当负荷节点与有功电源的电气距离较远时, 这种网络结构是典型的电压失稳模型, 不容易出现暂态功角失稳。网络的线路参数如表 1 第 3 行所示。系统的失稳轨迹在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影如图 6 所示。

2.1.5 负荷节点与振荡中心联系紧密 SMLC

在这种网络结构下, 例如表 1 第 4 行的线路参数, 暂态电压失稳和暂态功角失稳很容易同时发生, 相比其他 3 种网络结构, 两种失稳模式具有更强的耦合。现有的关于暂态电压与暂态功角稳定耦合特性的研究文献主要集中于这种情况, 其中大多数文献将这种失稳模式归类于暂态电压失稳<sup>[23]</sup>, 因为减少负荷功率, 可以显著的减少负荷动态与发电机动态之间的交互强度, 改善负荷电压和发电机的稳定。如果负荷采用静态模型, 系统表现出功角失稳模式, 如图 7 所示。如果负荷采用动态模型, 例如电动机, 系统可能表现出单一的电压失稳模式, 与图 6 非常相似, 还可能出现耦合失稳模式, 如图 8 所示。本文第 3 节中分析的耦合失稳模式 1, 采用的电动机负荷, 与图 7 中的轨迹十分相似。第 4 节

中分析的耦合失稳模式 2，对应于图 8，属于奇异点引起的耦合失稳类型。

### 2.1.6 对比分析

在以上 4 种网络结构中，两种失稳模式在 SMLC 网络结构下耦合最强。

奇异点边界的形状也反映了奇异点对两种失稳模式之间关系的影响。比较图 2—8 中的红色虚线：当负荷较轻时，SSM 和 RSM 的功角能摆开到任意大的位置，不受奇异点约束。当负荷较重时，功角摆开到较大位置时会遇到奇异点，系统发生暂态电压失稳<sup>[17,24]</sup>。在 SMLS 和 SMLC 网络结构中，奇异点几乎将稳定平衡点包围起来。这意味着，功角摆开到足够大时都会使系统轨迹遇到奇异点。尤其在重载情况下，功角轻微摆开都会导致暂态电压失稳。如果进一步分析，出现这种情况是由于负荷位于线路中心( $Z_2=Z_3$ )。

## 2.2 相互影响的类型分析

根据发电机、网络和负荷在暂态过程中的性质不同，将系统中电压和功角的相互影响的原因主要分为以下两类：

### 2.2.1 发电机和负荷之间的强交互

故障造成发电机失步，同时由于故障造成的母线电压下跌，引起动态负荷失稳。一方面，振荡中心电压急剧下跌，持续加剧了动态负荷失稳。另一方面，振荡中心区域的负荷等效阻抗变小、无功功率需求增加，减小了两机群之间的减速面积，恶化暂态功角稳定。1.1 节中讨论的 SSM 和 RSM 网络，因为这个反馈过程通常较弱，不容易出现功角与电压的强耦合。下面通过灵敏度分析，说明这两个相反的过程。

如图 1 所示的 3 节点系统，负荷电压幅值的平方相对发电机功角的灵敏度大小反应了发电机对负荷电压的影响，如式(3)所示。推导过程详见附录 B。其中， $Y_1=G_1+jB_1$ 、 $Y_2=G_2+jB_2$  和  $Y_3=G_3+jB_3$  分别表示图 1 中  $Z_1$ 、 $Z_2$  和  $Z_3$  的倒数， $Y_L$  表示节点 3 的负荷等值导纳。如果各线路  $R/X$  相同，当  $Z_2+Z_3$  与  $Y_L$  不变时，那么线路中点( $Z_2=Z_3$ )的负荷电压受发电机功角摆开的影响最大。

$$\frac{dV_3^2}{d\delta_2} = -\frac{2|Y_2Y_3|E_2 \sin(\delta_2 + \sigma_3 - \sigma_2)}{|Y_2 + Y_3 + Y_L|^2} \quad (3)$$

同时，负荷电压下跌引起的负荷等值导纳增加会影响发电机的减速面积。根据图 1 所示的简化系

统，节点 2 的发电机有功功率可以分解为两部分，如式(4)所示。

$$P_2 = P_{E1} + P_{E2} \quad (4)$$

其中，

$$P_{E1} = E_2^2 |Y_{22}| \cos \varphi_{22}, \quad P_{E2} = -E_2 |Y_{12}| \cos(\delta_2 - \varphi_{12}),$$

$$Y_{22} = Y_1 + Y_3 - Y_3 Y_3 / (Y_2 + Y_3 + Y_L) = |Y_{22}| \angle \varphi_{22},$$

$$Y_{12} = Y_2 Y_3 / (Y_2 + Y_3 + Y_L) + Y_1 = |Y_{12}| \angle \varphi_{12}.$$

在发电机功角摆开过程中， $P_{E1}$  是常数，这部分功率主要与发电机的初始功率有关，不会产生恢复转矩，也就不会改变减速面积，所以主要分析  $P_{E2}$ 。当负荷导纳  $Y_L$  增加的时候， $P_{E2}$  的幅值减少，相位左移<sup>[25]</sup>。根据式(4)与图 9，如果忽略线路转移电导，在  $Z_2+Z_3$  不变的条件下，当  $Z_2=Z_3$  时， $Y_{12}$  的幅值最小， $P_{E2}$  的相位左移最明显，这种情况相比于  $Z_2 \neq Z_3$  的位置，发电机的减速面积更小。所以，振荡中心附近的负荷增加更容易引起发电机失步。

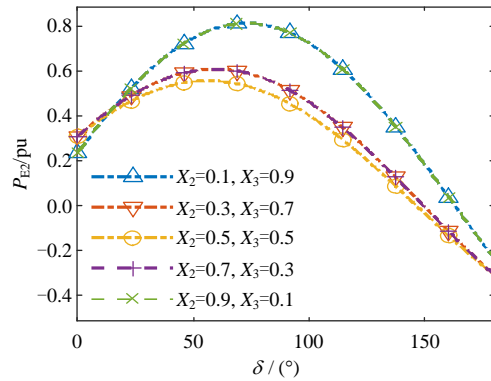


图 9  $P_{E2}$ - $\delta$ 曲线( $Y_1=0, Y_L=4-j2pu$ )

Fig. 9  $P_{E2}$ - $\delta$  curve ( $Y_1=0, Y_L=4-j2 pu$ )

通过灵敏度分析可以量化负荷等值导纳增加对暂态功角稳定的影响。为了简化分析，假设稳态时  $\delta_2$  等于 0，那么减速面积可以表示为式(5)的积分形式。

$$V_{PE2} = \int_0^{\delta_{max}} (P_{E2}(\delta_2) - P_{E2}(0)) d\delta_2 =$$

$$E_2 \text{Im}(Y_{12})(\cos \delta_{max} - 1) +$$

$$E_2 \text{Re}(Y_{12})(\delta_{max} - \sin \delta_{max}) \quad (5)$$

式中  $\text{Re}()$  和  $\text{Im}()$  分别表示取实部和取虚部运算。为了比较负荷功率变化对发电机功角摆开最大值  $\delta_{max}$  的影响，在相同的减速面积下比较  $\delta_{max}$  与负荷参数的灵敏度，设  $Y_L=G_L-jG_L \tan \phi$ ，则此条件等价于式(6)。

$$\frac{dV_{PE2}(\delta_{max})}{dG_L} = 0 \quad (6)$$

由式(5)和式(6)，解得式(7)。

$$\frac{d\delta_{\max}}{dG_L} = \frac{A}{B} \quad (7)$$

其中,

$$A = \frac{d\operatorname{Re}(Y_{12})}{dG_L}(\delta_{\max} - \sin \delta_{\max}) + \frac{d\operatorname{Im}(Y_{12})}{dG_L}(\cos \delta_{\max} - 1), \quad B = \operatorname{Re}(Y_{12})(\cos \delta_{\max} - 1) + \operatorname{Im}(Y_{12})\sin \delta_{\max}.$$

为了简化分析并体现出参数变化对灵敏度(7)的影响趋势,取 $\delta_{\max}=\pi/3$ 和 $\pi/2$ 进行分析,如图10、11所示。在减速面积范围内, $\delta_{\max}$ 越大,说明故障越严重。根据图10中所示的灵敏度曲线可知,随着 $B_1$ 绝对值的增加,负荷导纳变化对发电机功角的影响迅速减少。这也印证了,在上述SSM、RSM和SMLS网络结构中,系统不容易发生暂态功角和暂态电压失稳的强耦合现象。

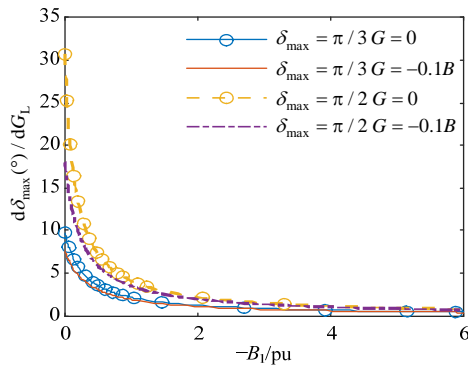


图10 不同 $B_1$ 时 $\delta_{\max}$ 对 $G_L$ 的灵敏度  
( $B_2=B_3=-2, Y_L=4-j2\text{pu}$ )

Fig. 10 Sensitivity of  $\delta_{\max}$  to  $G_L$  under different  $B_1$ ( $B_2=B_3=-2, Y_L=4-j2\text{pu}$ )

根据图11中所示的灵敏度曲线可知,灵敏度最大的负荷位置在线路中点( $X_2=X_3$ )。同时因为线路中点的负荷受功角摆开影响更大,如式(3)的分析,所以负荷与发电机的强耦合更有可能发生在振荡中心处。

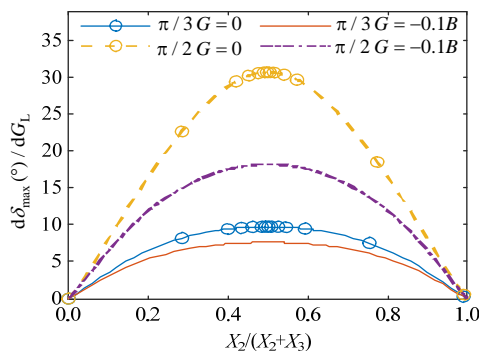


图11 不同负荷位置时 $\delta_{\max}$ 对 $G_L$ 的灵敏度  
( $Y_1=0, Y_L=4-j2\text{ pu}, X_2+X_3=1$ )

Fig. 11 Sensitivity of  $\delta_{\max}$  to  $G_L$  under different location ( $Y_1=0, Y_L=4-j2\text{pu}, X_2+X_3=1$ )

为了分析线路转移电导的影响,按照每条线路的电导 $G=0$ 与 $G=-0.1B$ 分别计算,如图10和图11所示。根据图11,当 $B_1=0$ 时,线路电导显著削弱了负荷对发电机功角的影响。但根据图10,随着 $B_1$ 绝对值增加,线路电导的影响迅速减小到可以忽略不计。图11中的曲线也表明,线路电导不影响灵敏度随负荷位置变化的趋势,振荡中心处负荷与发电机仍然耦合最强。

### 2.2.2 网络传输能力与负荷特性的不协调

发电机的功角摆开恶化了网络的功率传输能力,造成负荷无法维持其功率需求,进而动态负荷失稳,最终电压崩溃。这种电压失稳现象与发电机和负荷之间的强交互现象不同,它对故障的时间长短不敏感,而对电压的下跌程度、发电机的功角摆开的程度敏感<sup>[26]</sup>。所以随着故障持续时间的延长,系统常表现出突然从较高的稳定裕度失稳的现象。从理论上解释为暂态过程中系统轨迹碰见奇异点,使得式(1)中的代数方程无实数解<sup>[18]</sup>。即使发电机随后回摆,负荷电压仍然可能无法恢复。

## 3 耦合特性评估指标

### 3.1 指标体系

为了量化功角稳定与电压稳定的稳定裕度,以便于识别耦合类型和评估耦合强度,本文提出功角稳定性定量评估指标 $\eta$ 、负荷稳定指标 $S_L$ 、网络传输能力指标 $V_{CPI}$ 和负荷功率裕度指标 $L_M$ 。

#### 3.1.1 功角稳定性定量评估指标 $\eta$

该指标的目的在于定量评估暂态功角稳定。本文采用扩展等面积法中使用的失稳指标 $\eta$ <sup>[27]</sup>和广泛采用的暂态稳定指标 $T_{SI}$ <sup>[28-31]</sup>来评估功角稳定性。本文定义的 $\eta$ 如式(8)。

$$\eta = \begin{cases} \frac{A_{\text{dec}} - A_{\text{acc}}}{A_{\text{acc}}} & \eta \leq 0 \\ \frac{180 - \delta_{\max}}{180 + \delta_{\max}} & \eta \in (0, 1) \end{cases} \quad (8)$$

式中: $A_{\text{dec}}$ 表示减速面积; $A_{\text{acc}}$ 表示加速面积; $\delta_{\max}$ 表示任意2个发电机转子角之差或发电机与大系统节点的相角差在故障后偏离的最大值。当最大减速面积小于加速面积时,系统功角不稳定, $\eta < 0$ 。

当系统功角稳定时,上述发电机功角 $\delta$ 达到最大偏移位置之后回摆,且减速面积等于加速面积, $\eta=0$ 。此时,可以基于 $T_{SI}$ 指标衡量发电机的稳定程度,它的取值范围为0到1,越接近1越稳定。其

中,  $\delta_{\max}$  表示任意 2 个发电机的转子角之差或发电机与大节点的相角差在故障后偏离的最大值。

### 3.1.2 负荷稳定指标 $S_L$

针对动态负荷, 本文提出一种感应电动机稳定指标  $S_L$ 。故障发生后, 如果感应电动机失去稳定性, 通常会逐渐减速直至堵转。在此过程中, 感应电动机的母线无功需求急剧增加, 导致一些负荷节点电压下降, 严重时可能导致整个系统的电压降低。

电动机的转子运动状态由转子滑差  $s$  和端电压  $U$  决定, 因此在判断电机是否稳定时,  $s$  和  $U$  是主要的参考量。判断电动机的暂态稳定性主要有两种观点。第一种观点: 电动机端电压达到极大值/极小值之后, 转子容易加速/失稳<sup>[32]</sup>。因此, 当电动机端电压达到最大值和最小值时, 可以根据转子运动趋势判断电动机的稳定性。第二种观点: 转矩差达到极大值/最小值(或滑差率小于/大于临界值)之后, 转子容易加速/减速至堵转<sup>[33-34]</sup>。因此, 在转矩差(或滑差率)极大值和极小值时刻, 可以根据转子运动趋势判断电动机的稳定性。

由于电动机端电压极值和转矩差极值在时间上几乎是同步的, 所以上述两种观点并不矛盾。本文基于转矩差和转差率以及端电压的大小, 定义了电机暂态稳定的定量指标  $S_L$  如式(9)所示。

$$S_L = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (T_e - T_m)(1-s)dt}{\int_{t_1}^{t_2} |(T_e - T_m)(1-s)|dt} \quad (9)$$

式中:  $t_1$  为故障切除时间;  $t_2 = \max(t_{\max}, t_{\min})$ ;  $T_e$  为电动机的电磁转矩;  $T_m$  为电动机的机械转矩;  $s$  为电动机转子滑差;  $t_{\max}$  为故障切除后电动机端电压的极大值时刻;  $t_{\min}$  为故障切除后电动机端电压的极小值时刻。

$S_L$  的分子对应于电动机的单机势能函数, 也反映了电机的动能。可以由电机转子运动方程式(10)简单推导得出。

$$0 = T_j \frac{d(1-s)}{dt} - (T_e - T_m) \quad (10)$$

在式(10)两边同时乘以 $(1-s)$ , 得到方程两边的积分, 如式(11)所示。因此,  $S_L$  指数的分子等于  $V_{PE}$ 。

$$V = \frac{1}{2} T_j (1-s)_2 \Big|_{t=t_1}^{t=t_2} + \int_{t_1}^{t_2} -(T_e - T_m)(1-s)dt = V_k + V_{PE} \quad (11)$$

$S_L$  的分母对指标进行了归一化, 使得  $S_L$  的范围为 $[-1, 1]$ 。当  $S_L$  大于 0 时, 电机的暂态稳定性稳定,

且值越大, 电动机越稳定; 当  $S_L$  小于 0 时, 电动机的暂态稳定性失稳, 且值越小, 电动机越不稳定。

### 3.1.3 网络传输能力指标 $V_{CPI}$

电压崩溃接近指标  $V_{CPI}$ , 包含  $V_{CPI-Qi}$  和  $V_{CPI-Pi}$ , 如式(12)、(13)所示, 可以反映功角摆开过程中的网络输电能力, 它衡量了负荷功率变化引起的发电机无功功率变化量<sup>[35]</sup>。轻载时  $V_{CPI-Qi}$  接近 1, 当电力系统发生电压崩溃时趋于无穷大。由于暂态过程发电机的电磁功率已经偏离了机械功率, 所以在某一时刻计算  $V_{CPI}$  指标时, 需要对原来的  $V_{CPI}$  指标稍加修正, 将发电机节点看作  $V\theta$  节点而不是  $PV$  节点。本文针对故障切除后一段时间内的每个时刻计算  $V_{CPI-Pi}$  和  $V_{CPI-Qi}$ , 然后取所有负荷节点的所有计算时刻中的最大值, 作为系统故障后的  $V_{CPI}$  指标值。

$$V_{CPI-Qi} = \frac{\sum \Delta Q_{Gi}}{\Delta Q_{Li}} \quad (12)$$

$$V_{CPI-Pi} = \frac{\sum \Delta Q_{Gi}}{\Delta P_{Li}} \quad (13)$$

式中:  $\sum \Delta Q_{Gi}$  表示系统中所有无功功率的增量, 例如发电机和无功补偿设备(如 SVC)无功输出的变化量;  $\Delta P_{Li}$  表示第  $i$  个负荷节点的有功功率增量;  $\Delta Q_{Li}$  表示第  $i$  个负荷节点的无功功率增量。

通过式(1)中的代数变量  $y$ (各节点的电压幅值、相角)和式(2)中的雅各比矩阵  $J_{acobi}$ , 可以计算  $V_{CPI}$  指标, 如式(14)和(15)所示。

$$V_{CPI-Pi} = \frac{\sum \partial Q_{gi}}{\partial P_{Li}} = \sum \frac{\partial Q_{gi}}{\partial y} (J_{acobi})^{-1} \frac{\partial g}{\partial P_{Li}} \quad (14)$$

$$V_{CPI-Qi} = \frac{\sum \partial Q_{gi}}{\partial Q_{Li}} = \sum \frac{\partial Q_{gi}}{\partial y} (J_{acobi})^{-1} \frac{\partial g}{\partial Q_{Li}} \quad (15)$$

### 3.1.4 负荷功率裕度指标 $L_M$

该指标的目的在于反映系统中有功负荷的重载程度和无功电源是否充足。在功角摆开过程中, 将电源节点当作  $V\theta$  节点利用连续潮流的方法计算负荷功率的有功/无功裕度, 因为奇异点也可以看作是代数方程中代数变量的鞍结点分岔<sup>[36]</sup>。本文针对故障切除后一段时间内的每个时刻计算负荷功率裕度, 然后取所关心的负荷节点的所有计算时刻中的最小值作为负荷功率裕度指标  $L_M$  的值。

## 3.2 耦合强度评估指标

为了量化两种失稳形态的耦合强度, 提出发电机和负荷之间的交互强度指标  $y_1$  与暂态网络传输

能力指标  $y_2$ 。

记  $\eta$  关于故障前动态负荷功率的灵敏度为  $d\eta$ ,  $S_L$  关于故障前发电机输出有功的灵敏度为  $dS_L$ 。基于第3节中发电机与负荷强耦合的机理分析, 定义发电机和负荷之间的交互强度指标  $y_1$  如下。

$$y_1 = d\eta \times dS_L \quad (16)$$

根据仿真经验, 在本文中定义  $|y_1| < 0.1$  为极弱的交互作用,  $|y_1| \in [0.1, 0.3]$  为较弱的交互作用,  $|y_1| \in (0.3, 1]$  为较强的交互作用,  $|y_1| > 1$  为很强的交互作用。

当发电机功角摆开时, 网络传输能力下降。如果系统负荷距离奇异点的功率裕度很小, 那么系统也很容易出现功角、电压强耦合。所以定义暂态网络传输能力指标  $y_2$  如下。

$$y_2 = L_M / V_{CPI} \quad (17)$$

在本文中定义, 当  $y_2 = 0$  时, 系统已经发生与奇异点相关的失稳。  $|y_2| \in (0, 1]$  时, 网络的功率传输能力极差, 极易发生或已经发生暂态功角、电压失稳。当  $|y_2| \in (1, 10]$ , 网络的功率传输能力较差, 抗干扰能力很弱。当  $|y_2| \in (10, 100]$ , 功率传输能力一般, 系统比较稳定, 但存有潜在的失稳风险, 当功角摆开较大时可能因为引起负荷失稳。当  $|y_2| > 100$ , 系统通常处于轻载的情况, 网络的功率传输能力很强, 稳定裕度较高。

当电压功角耦合较强时, 单一的功角稳定与电压稳定的分析很可能不准确, 就有必要进一步对主导性进行判别, 以优化稳定控制措施。

## 4 3 节点算例

### 4.1 算例说明

采用图1所示的3节点系统在PSCAD/EMTDC上进行仿真研究。负荷采用100%异步电动机模型, 其参数根据IEEE-1类电动机典型参数设置<sup>[37]</sup>, 发电机模型仿真模型、电动机模型仿真参数详见附录C。下面详细分析3个算例, 都在1s时刻于发电机出口处发生三相短路故障, 短路电阻  $0.01\Omega$ 。由于发电机稳态功率、负荷功率和网络参数不同, 系统呈现出3种不同的失稳模式, 每种失稳模式同时表现出暂态电压失稳和功角失稳。但是它们具有3种不同的失稳原因: 单一的功角失稳为主导、发电机与电动机负荷强交互引起的失稳、奇异点引起的失稳。

## 4.2 单一失稳模式

### 4.2.1 仿真与指标分析

按照前面的网络结构分类, 这是一个SSM类型, 网络参数见表1第1行, 仿真轨迹在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影如图2所示。对不同故障时长进行了仿真, 并计算了4个稳定指标, 以反映系统稳定性的变化趋势, 结果详见表2。

表2 指标计算结果

Table 2 Index calculation result

序号	$t_f$	$\eta$	$S_L$	$V_{CPI}$	$L_M$
1	0.320	0.306	0.504	1.533	317.282
2	0.340	0.261	0.476	1.540	311.270
3	0.360	0.202	0.434	1.546	305.418
4	0.380	0.134	0.353	1.546	300.338
5	0.382	0.120	0.332	1.545	298.526
6	0.384	0.120	0.331	1.545	298.318
7	0.386	0.103	0.298	1.545	298.376
<b>8</b>	<b>0.387</b>	<b>-0.015</b>	<b>0.044</b>	<b>1.709</b>	<b>153.658</b>
9	0.388	-0.015	0.044	1.709	154.574
10	0.390	-0.077	0.061	1.596	201.248
11	0.395	-0.139	0.065	1.554	213.652
12	0.400	-0.261	0.070	1.540	291.582

在表2中  $t_f$  表示故障持续时间, 在后文中  $t_f$  都表示相同的意思。根据表中的指标计算结果, 随着故障时间的增加, 系统由扰动后恢复稳定转变成扰动后失稳,  $\eta$  从正变负, 但  $S_L$  始终大于0, 所以系统的失稳形态是功角失稳。如果仅仅从系统的负荷节点电压幅值曲线、功角曲线来看, 系统功角摆开和电压下跌几乎同时出现, 如图12所示。但从图13电动机的滑差曲线可以看出, 电动机并没有失稳, 而是过渡到了新的稳定状态。所以电动机节点的电压幅值下跌是因为功角摆开。

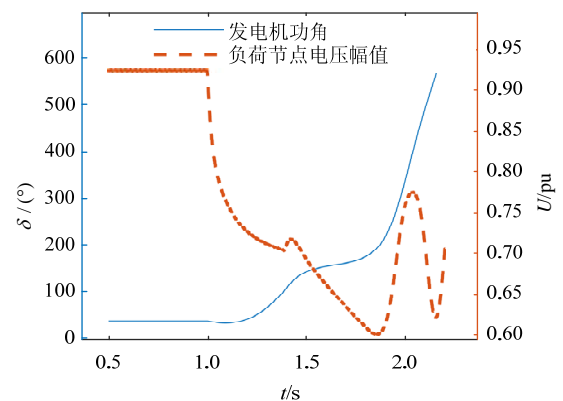


图12 发电机功角与负荷节点电压幅值(故障时长0.387s)

Fig. 12 Generator rotor angle and load node voltage amplitude ( $t_f=0.387$ )

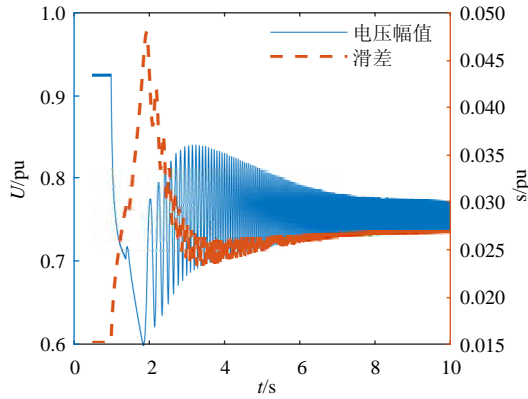


图 13 电动机滑差与端电压幅值(故障时长 0.387s)  
Fig. 13 Motor slip and terminal voltage amplitude ( $t_f=0.387s$ )

#### 4.2.2 耦合强度量化分析

根据表 3 中耦合强度指标  $y_1$  和  $y_2$  的计算结果。 $y_1$  值较小, 表明故障持续时间较短时, 发电机与负荷几乎没有交互; 在临界切除时间附近, 两者有较弱的交互作用。 $y_2$  值较大, 除了临界切除时间附近, 其他情况下  $y_2$  值都大于 100, 说明系统的功率传输能力较强, 系统也并未因为奇异点而出现电压和功角的相互影响, 也与上述功角失稳为主导的分析结论一致, 仿真分析与指标计算结果相吻合。

表 3 耦合强度量化指标计算结果

Table 3 Coupling strength quantitative index calculation results

序号	$t_f$	$y_1$		$y_2$	
		值	等级	值	等级
1	0.320	0.000	极弱	206.908	很强
2	0.340	0.000	极弱	202.072	很强
3	0.360	0.001	极弱	197.605	很强
4	0.380	0.008	极弱	194.297	很强
5	0.382	0.013	极弱	193.176	很强
6	0.384	0.013	极弱	193.041	很强
7	0.386	0.024	极弱	193.149	很强
8	<b>0.387</b>	<b>0.197</b>	<b>较弱</b>	<b>89.913</b>	<b>一般</b>
9	0.388	0.194	较弱	90.449	一般
10	0.390	0.193	较弱	126.106	很强
11	0.395	0.184	较弱	137.471	很强
12	0.400	0.164	较弱	189.353	很强

#### 4.3 耦合失稳模式 1

##### 4.3.1 仿真现象与分析

根据第 1 节的分析, 在 SMLC 网络中, 发电机与负荷更容易发生交互, 恶化暂态功角稳定与暂态电压稳定。所以针对不同故障持续时间, 对表 1 第 4 行的网络进行了仿真与指标计算, 结果见表 4。

表 4 指标计算结果

Table 4 Index calculation result

序号	$t_f$	$\eta$	$S_L$	$V_{CPI}$	$L_M$
1	0.15	0.385	0.569	1.766	108.871
2	0.17	0.332	0.497	1.840	90.262
3	0.19	0.266	0.323	1.907	77.113
4	0.192	0.254	0.307	1.916	71.323
5	0.194	0.241	0.279	1.925	60.976
6	0.196	0.241	0.281	1.925	61.371
7	0.198	0.224	0.197	2.004	47.611
8	<b>0.200</b>	<b>0.198</b>	<b>-1.00</b>	<b>2.245</b>	<b>25.928</b>
9	<b>0.202</b>	<b>-0.042</b>	<b>-1.00</b>	<b>2.574</b>	<b>3.997</b>
10	0.210	-0.154	-1.00	2.409	4.424

当  $t_f=0.2s$  时, 系统已经发生暂态电压失稳, 但系统的功角没有失稳, 如图 14 所示。发电机功角的增大, 造成电动机端电压下降, 促使电动机更容易失稳。可以通过提高发电机的惯量时间常数来验证发电机摆开对负荷的强影响。如图 15 所示, 将发电机的时间常数从 1.7s 增加到 2s, 在 0.2s 故障

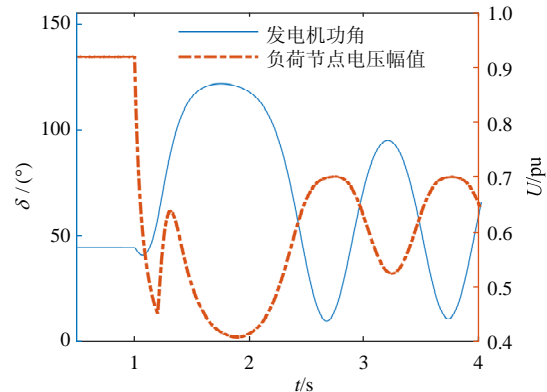


图 14 发电机功角与负荷节点电压幅值(故障时长 0.2s)

Fig. 14 Generator rotor angle and load node voltage amplitude( $t_f=0.2s$ )

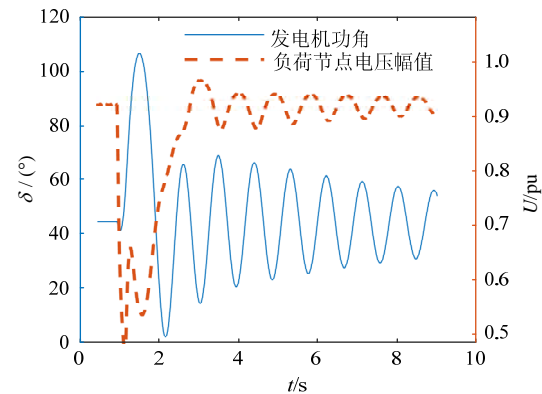


图 15 发电机功角与负荷节点电压幅值 (故障时长 0.2s, 发电机惯量时间常数从 1.7s 增加到 2s)  
Fig. 15 Generator rotor angle and load node voltage amplitude ( $t_f=0.2$ , generator inertia time constant is changed from 1.7s to 2s)

时长下,电动机能恢复稳定,系统没有发生暂态电压失稳。增加发电机惯量常数之后的指标计算结果见表5第1行。

表5 修改惯量时间常数后的指标计算结果

Table 5 Index calculation result after changing the inertia time constant

序号	$t_f$	$\eta$	$S_L$	$V_{CPI}$	$L_M$
1	0.2	0.260	0.310	1.936	69.848
2	0.202	0.234	0.290	1.866	70.596

当故障时长增加到0.202s时,系统同时发生暂态功角失稳与暂态电压失稳,如图16所示。电动机失稳减少了发电机的减速面积,使得发电机更容易失稳。可以通过提高电动机的惯量时间常数来验证负荷对发电机暂态过程的强影响。如图17所示,将电动机的惯量时间常数从3.4s增加到4s,系统可以维持稳定,说明电动机与发电机之间的耦合促使发电机失步。增加电动机惯量时间常数之后的指标计算结果见表5第2行。

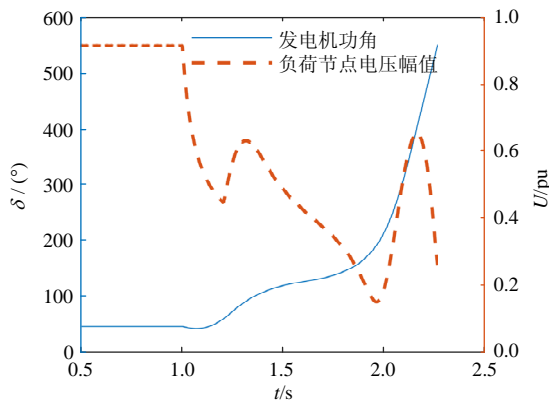


图16 发电机功角与负荷节点电压幅值(故障时长0.202s)

Fig. 16 Generator rotor angle and load node voltage amplitude ( $t_f=0.202s$ )

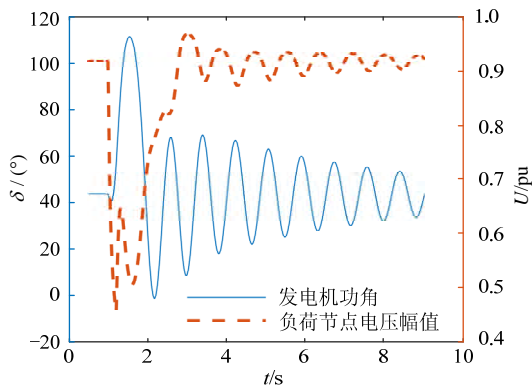


图17 发电机功角与负荷节点电压幅值(故障时长0.202s,电动机的惯量时间常数从3.4s增加到4s)

Fig. 17 Rotor angle of the generator and voltage amplitude of load node ( $t_f=0.202$  seconds, inertia time constant of motor is changed from 3.4s to 4s)

### 4.3.2 耦合强度量化分析

耦合交互强度指标  $y_1$  和  $y_2$  的计算结果见表6。随着故障持续时间的延长,  $y_1$  指标增大, 发电机与负荷之间的交互强度迅速加强, 与图15、17的仿真分析相吻合, 说明耦合强度指标中  $y_1$  能够识别出发电机与负荷在故障后强交互的情形。  $y_2$  在系统失稳的情况下变小, 网络的功率传输能力变差, 说明再继续增加负荷就有可能发生奇异点诱发的耦合失稳。

表6 耦合强度量化指标计算结果

Table 6 Coupling strength quantitative index calculation results

序号	$t_f$	$y_1$		$y_2$	
		值	等级	值	等级
1	0.15	0.108	较弱	61.780	一般
2	0.17	0.029	极弱	49.155	一般
3	0.19	0.116	较弱	40.528	一般
4	0.192	0.120	较弱	37.254	一般
5	0.194	0.151	较弱	31.541	一般
6	0.196	0.152	较弱	31.875	一般
7	0.198	0.327	较强	23.586	一般
8	<b>0.200</b>	<b>6.117</b>	<b>很强</b>	<b>9.688</b>	<b>较差</b>
9	<b>0.202</b>	<b>10.925</b>	<b>很强</b>	<b>1.595</b>	<b>较差</b>
10	0.210	10.128	很强	2.587	较差

### 4.4 耦合失稳模式2

#### 4.4.1 仿真现象与分析

根据前面的分析, 在SMLC网络中, 特别当负荷重载时, 系统容易发生奇异点引起的耦合失稳, 所以在耦合失稳模式1的基础上增加负荷功率, 对重载的情况进行仿真, 稳定指标计算结果见表7。

根据表7,  $t_f=0.043$  时,  $V_{CPI}$  达到了  $4.36e5$ ,  $L_M=0$ , 发电机与负荷电压同时发生失稳, 如图18、19所示。根据图20中的  $V_{CPI}$  曲线, 在4.868s时, 系统的代数方程雅各比矩阵  $J_{acobi}$  奇异, 仿真遇到了奇异点, 系统的功率传输特性与负荷特性不协调。此时, 发电

表7 指标计算结果

Table 7 Index calculation result

序号	$t_f$	$\eta$	$S_L$	$V_{CPI}$	$L_M$
1	0.02	0.746	0.434	2.504	123.970
2	0.03	0.742	0.481	2.733	99.978
3	0.04	0.723	0.278	3.260	66.634
4	0.041	0.723	0.281	3.260	66.611
5	0.042	0.723	0.284	3.260	66.653
6	<b>0.043</b>	<b>-0.642</b>	<b>-0.997</b>	<b>4.36e5</b>	<b>0.000</b>
7	0.044	-0.642	-0.997	4.36e5	0.000
8	0.045	-0.642	-0.997	4.36e5	0.000

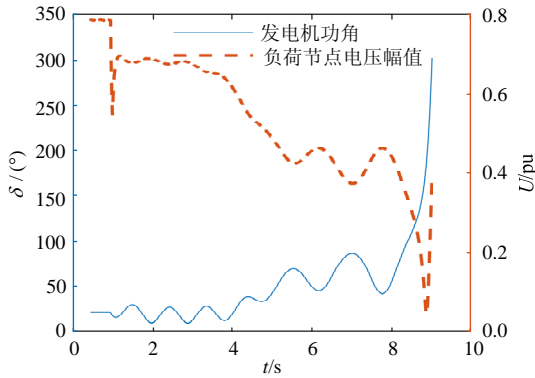


图 18 发电机功角与负荷节点电压幅值(故障时长 0.043s)

Fig. 18 Generator rotor angle and load node voltage amplitude ( $t_f=0.043s$ )

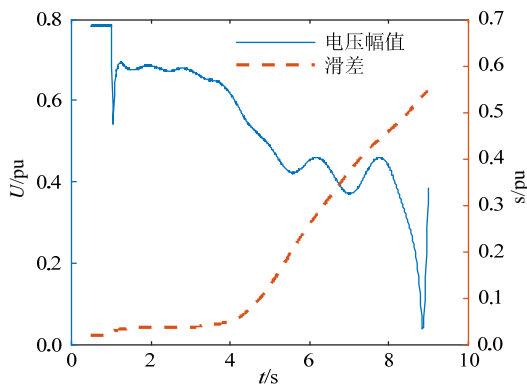


图 19 电动机滑差与端电压幅值(故障时长 0.043s)

Fig. 19 Motor slip and terminal voltage amplitude ( $t_f=0.043s$ )

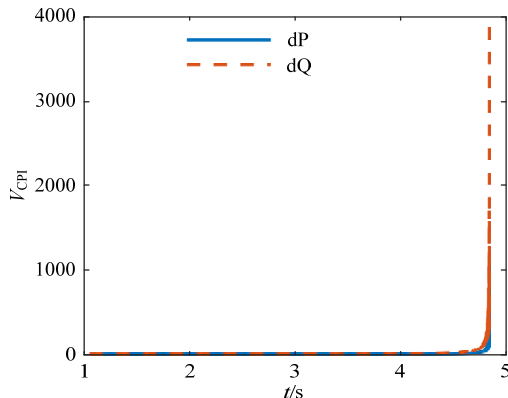


图 20  $V_{CPI}$  曲线(故障时长 0.043s)

Fig. 20  $V_{CPI}$  curve ( $t_f=0.043$ )

机功角为  $34^\circ$ ，大于  $t_f=0.042$  时功角摆开的最大角度 ( $28.9^\circ$ )。随后负荷电压持续下跌，发电机失步。

同时，仿真轨迹  $\delta_2-P_3$  平面上的投影如图 8 所示，系统的失稳轨迹几乎与奇异点构成的稳定边界重合，也证明了系统的暂态电压和暂态功角的耦合与奇异点有关。

#### 4.4.2 耦合强度量化分析

如表 8 所示，发生耦合失稳时，发电机与负荷

表 8 耦合强度量化指标计算结果  
Table 8 Coupling strength quantitative index calculation results

序号	$t_f$	$y_1$		$y_2$	
		值	等级	值	等级
1	0.02	0.000	极弱	49.507	一般
2	0.03	0.000	极弱	36.581	一般
3	0.04	0.001	极弱	20.442	一般
4	0.041	0.001	极弱	20.435	一般
5	0.042	0.001	极弱	20.448	一般
6	<b>0.043</b>	<b>7.586</b>	<b>很强</b>	<b>0.000</b>	<b>失稳</b>
7	0.044	7.588	很强	0.000	失稳
8	0.045	7.590	很强	0.000	失稳

之间的交互强度很强，在其他  $t_f$  值下，两者之间几乎没有交互作用。而随着故障持续时间的延长， $y_2$  减小，网络传输能力降低到较低水平。在  $t_f=0.043$  时， $y_2$  突然降为 0。系统表现出“突然”失稳的现象，如前文所述，这也是代数方程奇异引起失稳的特点。

## 5 39 节点算例

### 5.1 算例说明

通过 IEEE 的 39 节点系统仿真，网络单线图如图 21 所示。在多机系统下验证本文提出的耦合强度量化评估指标的有效性。系统参数按照文献[38]设置，因为原系统参数以功角失稳为主，本文对其运行方式进行了调整，增加了负荷功率(详见附录 D)。1s 时刻在 27 号节点上发生三相短路故障，短路电阻  $0.01\Omega$ 。振荡中心的断面如下图红色虚线 C1 和蓝色虚线 C2。

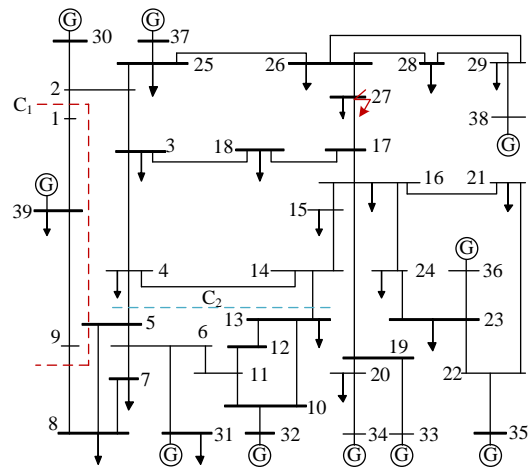


图 21 39 节点系统单线图

Fig. 21 Single line diagram of 39 node system

### 5.2 仿真分析与耦合强度计算

通过多次数值计算找到故障的临界切除时间

范围在 0.09s 与 0.1s 之间, 然后在这个故障时长区间内计算稳定指标, 如表 9 所示。指标  $S_L$  和  $L_M$  都对负荷节点 8 和 15 分别计算, 表 9 中的数值为两节点中的最小值。

表 9 指标计算结果  
Table 9 Index calculation result

序号	$t_f$	$\eta$	$S_L$	$V_{CPI}$	$L_M$
1	0.09	0.122	0.282	1.484	264.411
2	0.095	0.110	0.256	1.482	223.690
3	<b>0.098</b>	<b>-0.024</b>	<b>-0.984</b>	<b>4.406</b>	<b>0.000</b>
4	0.099	-0.024	-0.984	4.419	0.000
5	0.1	-0.024	-0.984	4.419	0.000
6	0.101	-0.246	-0.985	2.849	0.000

根据表 9 的结果, 当  $t_f \geq 0.098$  时, 节点 39 的发电机与其他发电机失步, 导致节点电压大幅振荡, 如图 22、23 所示, 暂态功角失稳和暂态电压失稳几乎同时发生。根据图 24, 系统轨迹在 3.609s 时刻遇到奇异点,  $V_{CPI}$  达到 4.4。由于数值计算的原因, 即使非常接近奇异点, 多机系统的  $V_{CPI}$  难以像 3 节点系统那样得到极大的数值。

耦合强度的指标计算结果如表 10 所示。其中,  $y_{1,8}$  和  $y_{1,15}$  分别表示根据负荷节点 8 和 15 各自的  $S_L$  值计算的耦合强度  $y_1$  值。这两个负荷节点分别靠

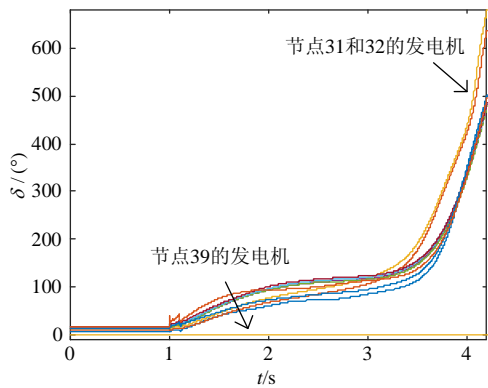


图 22 发电机功角曲线(故障时长 0.098s)

Fig. 22 Generator rotor angles ( $t_f=0.043$ )

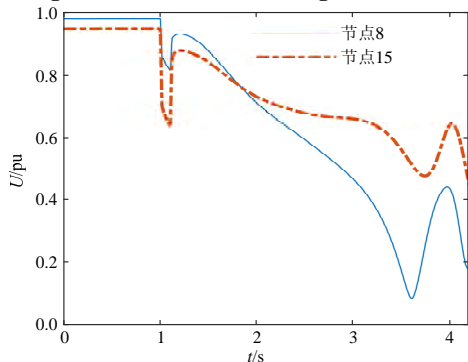


图 23 负荷节点电压曲线(故障时长 0.098s)

Fig. 23 load node voltage amplitude ( $t_f=0.098s$ )

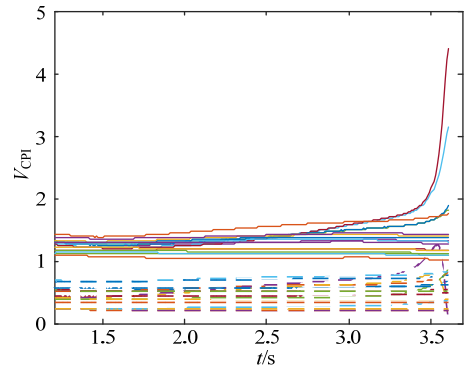


图 24  $V_{CPI}$  曲线(故障时长 0.098s)

Fig. 24  $V_{CPI}$  curve ( $t_f=0.098s$ )

表 10 耦合强度量化指标计算结果

Table 10 Coupling strength quantitative index calculation results

序号	$t_f$	$y_1$			$y_2$	
		$y_{1,8}$	$y_{1,15}$	等级	值	等级
1	0.09	0.000	0.000	极弱	178.157	很强
2	0.095	0.000	0.001	极弱	150.893	很强
3	<b>0.098</b>	<b>1.892</b>	<b>2.475</b>	<b>很强</b>	<b>0.000</b>	<b>失稳</b>
4	0.099	1.892	2.475	很强	0.000	失稳
5	0.1	1.892	2.475	很强	0.000	失稳
6	0.101	0.604	0.638	较强	0.000	失稳

近振荡中心 C1 和 C2, 都与系统中的发电机强耦合。根据表 9、10 的结果, 系统的失稳与奇异点有关。但是与 3 节点中的耦合模式 2 不同的是, 当系统轨迹遇到奇异点的时刻, 发电机功角已经摆开到较大的位置, 其中节点 31 和 32 的发电机已经摆过  $180^\circ$ , 负荷节点电压也同时降到很低的水平, 节点 8 的电压降到了 0.09pu。所以应该是负荷与发电机的耦合作用在先, 然后才是奇异点加速了系统的失稳。

为了验证负荷与发电机的耦合作用, 在几乎不改变稳态运行工况的情况下, 降低发电机功率, 或者改变负荷参数。例如, 在  $t_f=0.1$  的情况下, 把节点 38 的发电机稳态功率降低 1% (从 904MW 降低到 895MW), 故障后系统恢复稳定, 如表 11 中的稳定指标计算结果所示。如果从负荷的角度, 略微降低负荷节点 8 (或者节点 15) 的电动机负荷占比, 将其中 21MW 的动态负荷替换为恒阻抗型负荷, 故障后系统也能恢复稳定, 如表 11 中所示。

表 11 修改参数后的指标计算结果

Table 11 Index calculation result after changing parameters

序号	$t_f$	$\eta$	$S_L$	$V_{CPI}$	$L_M$
38	0.1	0.099	0.184	1.516	145.942
8	0.1	0.061	0.058	1.604	15.633
15	0.1	0.071	0.097	1.535	79.756

## 6 结论

本文基于保留发电机与负荷特征的 3 节点系统模型研究暂态电压与暂态功角的耦合机理。对比分析了不同网络结构下的失稳模式, 根据交互的动态过程不同, 将两种失稳模式之间的耦合机理分为两种类型, 并提出指标体系与两个耦合强度指标来识别系统的耦合类型与定量评估耦合强度, 分析和验证了耦合失稳的机理与特征。

理论分析和仿真表明, 典型的送端、受端模型以及负荷远离电源的情形, 不容易发生功角与电压的耦合失稳, 失稳模式比较容易判别; 而负荷节点与振荡中心具有较紧密的电气连接的情形, 是发生耦合失稳模式的主要网络结构。在这种结构下, 振荡中心的负荷与发电机的交互作用较强; 受发电机功角摆开的影响, 负荷动态的细微改变也可能会引起网络的功率传输能力的明显变化, 对稳定性分析的结构有很大的影响。所以在这种网络结构下, 暂态功角稳定性的分析不能忽视负荷的动态过程。暂态电压稳定的分析也不能忽视发电机的动态过程。

基于耦合机理分析, 本文提出了分析耦合失稳过程的指标体系以及评估两种耦合类型的强度量化指标。稳定指标体系与耦合强度指标使得耦合特性具有可量化性, 为后续主导失稳模式的识别与优化控制措施提供参考。

## 参考文献

- [1] 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 (in Chinese).
- [2] SU Hengyi, LIU C W. Estimating the voltage stability margin using PMU measurements[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2016, 31(4): 3221-3229.
- [3] 朱存浩, 马世英, 郑超, 等. 基于实测响应轨迹的电力系统暂态不稳定判别[J/OL]. 中国电机工程学报, <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.201552>.  
ZHU Cunhao, MA Shiyang, ZHENG Chao, et al. Power system transient instability identification based on real-time response trajectory[J/OL]. Proceedings of the CSEE, <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.201552> (in Chinese).
- [4] YAN Jie, LIU C C, VAIDYA U. PMU-based monitoring of rotor angle dynamics[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2011, 26(4): 2125-2133.
- [5] 张红丽, 刘福锁, 李威, 等. 多种稳定问题矩阵式量化指标及交直流协调控制策略[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(23): 65-73.  
ZHANG Hongli, LIU Fusuo, LI Wei, et al. Matrix quantitative index of multiple stability problems and AC/DC coordinated control strategy[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(23): 65-73 (in Chinese).
- [6] 郑超, 孙华东, 张爱军, 等. 基于广域支路响应的功角与电压主导稳定模式判别及紧急控制[J/OL]. 中国电机工程学报, <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.202469>.  
ZHENG Chao, SUN Huadong, ZHANG Aijun, et al. Discrimination of rotor angle stability and voltage stability based on wide-area branch response and emergency control[J/OL]. Proceedings of the CSEE, <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.202469> (in Chinese).
- [7] 侯俊贤, 韩民晓, 董毅峰, 等. 基于振荡中心和电压形态的暂态功角失稳和电压失稳判断方法[J]. 电网技术, 2016, 40(5): 1509-1515.  
HOU Junxian, HAN Minxiao, DONG Yifeng, et al. Transient angle instability and voltage instability identification method based on oscillation center and voltage curve characteristic[J]. Power System Technology, 2016, 40(5): 1509-1515 (in Chinese).
- [8] 汤涌, 林伟芳, 孙华东, 等. 基于戴维南等值跟踪的电压失稳和功角失稳的判别方法[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(25): 1-6.  
TANG Yong, LIN Weifang, SUN Huadong, et al. Method identifying voltage instability and angle instability based on tracking thevenin equivalent parameters[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(25): 1-6 (in Chinese).
- [9] 吴为, 汤涌, 孙华东, 等. 电力系统暂态功角失稳与暂态电压失稳的主导性识别[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5610-5617.  
WU Wei, TANG Yong, SUN Huadong, et al. The recognition of principal mode between rotor angle instability and transient voltage instability[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5610-5617 (in Chinese).
- [10] 王少博, 张文朝, 党杰, 等. 暂态功角失稳和电压失稳的模糊综合评判方法[J]. 电网与清洁能源, 2017, 33(3): 77-83.  
WANG Shaobo, ZHANG Wenchao, DANG Jie, et al. Fuzzy comprehensive evaluation of transient angle instability and voltage instability[J]. Power System and Clean Energy, 2017, 33(3): 77-83 (in Chinese).
- [11] OVERBYE T J, PAI M A, SAUER P W. A composite framework for synchronous and voltage stability in power systems[C]//1992 IEEE International Symposium on Circuits and Systems. San Diego, CA, USA: IEEE,

- 1992.
- [12] WANG Yihong, SUN Yujiao, MEI Shengwei. A method of distinguishing short-term voltage stability from rotor angle stability and its application[C]//IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies. Tianjin, China: IEEE, 2012.
- [13] 吴浩, 韩祯祥. 电压稳定和功角稳定关系的平衡点分析[J]. 电力系统自动化, 2003, 27(12): 28-31.  
WU Hao, HAN Zhenxiang. Analysis of the relationship between voltage stability and angle stability through equilibriums[J]. Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(12): 28-31 (in Chinese).
- [14] ZHAO Yulin, ZHANG Wei, LIU Ruiye. A direct method to determine the stability of power systems during transients[C]//2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC). Xi'an, China: IEEE, 2016.
- [15] KUNDUR P. Power system stability and control[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [16] TAYLOR C W. Power system voltage stability[M]. New York: McGraw-Hill, 1994.
- [17] 吴浩, 郭瑞鹏, 韩祯祥. 电力系统微分代数模型的奇异性和多能量函数面[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(11): 28-34, 85.  
WU Hao, GUO Ruipeng, HAN Zhenxiang. Singular point and multiple energy function sheets in power system differential-algebraic model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(11): 28-34, 85 (in Chinese).
- [18] OLUIC M, BERGGREN B, ECHAVARREN F M, et al. On the nature of voltage impasse regions in power system dynamics studies[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(3): 2660-2670.
- [19] 仲悟之, 汤涌. 电力系统微分代数方程模型的暂态电压稳定性分析[J]. 中国电机工程学报, 2010, 30(25): 10-16.  
ZHONG Wuzhi, TANG Yong. Transient voltage stability analysis of differential-algebra equation in power system[J]. Proceedings of the CSEE, 2010, 30(25): 10-16 (in Chinese).
- [20] 吴浩, 郭瑞鹏, 韩祯祥. 电力系统微分代数模型的奇异性和暂态电压稳定[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(13): 16-21.  
WU Hao, GUO Ruipeng, HAN Zhenxiang. Relationship between transient voltage stability and singularity in power system differential-algebraic model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(13): 16-21 (in Chinese).
- [21] 康海云. 负荷变动下同步稳定与电压稳定及电压崩溃关系的研究[D]. 南宁: 广西大学, 2014.  
KANG Haiyun. The study of the relationship between synchronization stability and voltage stability and voltage collapse[D]. Nanning: Guangxi University, 2014 (in Chinese).
- [22] 饶宏, 吴为, 周保荣, 等. 云南电网与南网主网交直流系统相互影响及异步联网方案研究[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(11): 3470-3476.  
RAO Hong, WU Wei, ZHOU Baorong, et al. Study of AC/DC power system interaction and asynchronous connection between Yunnan power grid and the rest of CSG[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(11): 3470-3476 (in Chinese).
- [23] 顾卓远, 汤涌, 易俊, 等. 电力系统功角失稳与局部感应电动机失稳相互影响机理分析[J]. 电网技术, 2017, 41(8): 2499-2505.  
GU Zhuoyuan, TANG Yong, YI Jun, et al. Study on mechanism of interrelationship between power system angle stability and induction motor stability[J]. Power System Technology, 2017, 41(8): 2499-2505 (in Chinese).
- [24] 吴浩, 郭瑞鹏, 韩祯祥. 电力系统微分代数模型的奇异性和多能量函数面(续完)[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(12): 38-41, 74.  
WU Hao, GUO Ruipeng, HAN Zhenxiang. Relationship between transient voltage stability and singularity in power system differential-algebraic model[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(12): 38-41, 74 (in Chinese).
- [25] 顾卓远, 汤涌. 基于响应信息的电压与功角稳定实时紧急控制方案[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(28): 4876-4885.  
GU Zhuoyuan, TANG Yong. Response-information based real-time power system voltage stability and angle stability emergency control scheme[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(28): 4876-4885 (in Chinese).
- [26] 阮佳阳, 鲁宗相, 乔颖, 等. 并网型双馈异步发电机奇异诱导分岔型电压崩溃机理[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(31): 5467-5476.  
RUAN Jiayang, LU Zongxiang, QIAO Ying, et al. Study on voltage collapse caused by singularity-induced bifurcation of grid-connected doubly-fed induction generators[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(31): 5467-5476 (in Chinese).
- [27] XUE Y, VAN Cutsem T, RIBBENS-PAVELLA M. A simple direct method for fast transient stability assessment of large power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1988, 3(2): 400-412.
- [28] MEEGAHAPOLA L, LITTLER T. Characterisation of large disturbance rotor angle and voltage stability in interconnected power networks with distributed wind generation[J]. IET Renewable Power Generation, 2015,

- 9(3): 272-283.
- [29] MOCHAMAD R F, PREECE R. Assessing the impact of VSC-HVDC on the interdependence of power system dynamic performance in uncertain mixed AC/DC systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2020, 35(1): 63-74.
- [30] QI Buyang, HASAN K N, MILANOVIĆ J V. Identification of critical parameters affecting voltage and angular stability considering load-renewable generation correlations[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2019, 34(4): 2859-2869.
- [31] PAPAPOPOULOS P N, MILANOVIĆ J V. Probabilistic framework for transient stability assessment of power systems with high penetration of renewable generation[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2017, 32(4): 3078-3088.
- [32] 徐泰山, 薛禹胜, 韩祯祥. 感应电动机暂态电压失稳的定量分析[J]. 电力系统自动化, 1996, 20(6): 12-15. XU Taishan, XUE Yusheng, HAN Zhenxiang. Quantitative analysis for transient voltage instability caused by induction motors[J]. Automation of Electric Power Systems, 1996, 20(6): 12-15 (in Chinese).
- [33] SUN Huadong, ZHOU Xiaoxin. A quick criterion on judging short-term large-disturbance voltage stability considering dynamic characteristic of induction motor loads[C]//2006 International Conference on Power System Technology. Chongqing, China: IEEE, 2006.
- [34] 井艳清, 李兴源, 郭晓鸣, 等. 考虑感应电动机负荷模型的暂态电压稳定快速判据[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(5): 10-14. JING Yanqing, LI Xingyuan, GUO Xiaoming, et al. A quick criterion for transient voltage stability considering induction motor load models[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5): 10-14 (in Chinese).
- [35] BEGOVIC M M, PHADKE A G. Control of voltage stability using sensitivity analysis[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 1992, 7(1): 114-123.
- [36] YASIR K H, LIAO H, TANG Yun. Identification of impasse points via extended system reduction with application to power systems[J]. Nonlinear Analysis: Theory, Methods & Applications, 2001, 47(6): 4129-4138.
- [37] 梁涛, 周宁, 卢天琪, 等. 感应电动机负荷暂态模型的参数填补方法及典型参数分析[J]. 电力系统自动化, 2020, 44(1): 74-82. LIANG Tao, ZHOU Ning, LU Tianqi, et al. Parameter imputation methods and typical parameter analysis of load transient model of induction motor[J]. Automation of

Electric Power Systems, 2020, 44(1): 74-82 (in Chinese).

[38] PAI M A. Energy function analysis for power system stability[M]. Boston: Kluwer Academic Publishers, 1989.

#### 附录 A

以下说明图 2—8 中奇异点的计算过程。在图 1 中, 负荷节点 3 的负荷功率可以写成:

$$S_3 = U_3(Y_2 U_1 + Y_3 U_2 - (Y_2 + Y_3)U_3)^* \quad (A1)$$

式中:  $()^*$  表示共轭运算;  $S_3 = P_3 + jQ_3$  表示负荷功率;  $U_2 = E_2 \angle \delta_2$ ;  $U_3 = V_3 \angle \theta_3$ ;  $U_1 = 1 \angle 0^\circ$ ;  $Y_1$ 、 $Y_2$  和  $Y_3$  分别表示  $Z_1$ 、 $Z_2$  和  $Z_3$  的倒数;  $Y_1 = G_1 + jB_1$ ;  $Y_2 = G_2 + jB_2$ ;  $Y_3 = G_3 + jB_3$ 。假设已知  $E_2 = 1$ , 通过将式(A1)的实部和虚部拆开, 得到式(1)中的代数方程  $g(x, y) = 0$  的表达时, 如式(A2)所示。

$$\begin{cases} P_3 - V_3(-G_2 + G_3)V_3 + g_1(\delta_2, \theta_3) = 0 \\ Q_3 - V_3((B_2 + B_3)V_3 + g_2(\delta_2, \theta_3)) = 0 \end{cases} \quad (A2)$$

如果已知  $Q_3 = P_3 \times \tan \phi$ , 由式(A2)得到  $V_3(\delta_2, \theta_3)$  的表达式。

$$V_3(\delta_2, \theta_3) = \frac{g_1(\delta_2, \theta_3) \tan \phi - g_2(\delta_2, \theta_3)}{(B_2 + B_3 + G_2 + G_3)} \quad (A3)$$

再将式(A3)代入式(A2), 就得到  $P_3(\delta_2, \theta_3)$  的表达式。

$$P_3 = g_p(V_3(\delta_2, \theta_3), \delta_2, \theta_3) \quad (A4)$$

如果进一步将  $\theta_3$  解出来, 得到 2.2 节中描述的  $(V_3, \theta_3) = \varphi(\delta_2, P_3)$ 。但是, 计算满足式  $\det(J_{\text{acobi}}) = 0$  的奇异点, 以及在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影, 并不需要将  $\theta_3$  解出来。

对于三节点系统, 奇异点等价于式(A5)。

$$h(\delta_2, V_3, \theta_3) = \det\left(\frac{\partial g(\delta_2, V_3, \theta_3)}{\partial (V_3, \theta_3)}\right) = 0 \quad (A5)$$

将式(A3)代入式(A5), 得到

$$h(\delta_2, V_3(\delta_2, \theta_3), \theta_3) = 0 \quad (A6)$$

综上所述, 计算奇异点在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影的过程为:

- 1) 给定  $E_2 = 1$ , 和负荷功率因素  $\phi$ ;
- 2) 从某一个  $\delta_2$  开始计算, 通过式(A6)得到  $\theta_3$ ;
- 3) 将  $(\delta_2, \theta_3)$  代入式(A4)得到  $P_3$ , 即得到系统的一个奇异点  $(\delta_2, P_3)$ ;
- 4) 修改  $\delta_2$  计算下一个奇异点, 重复 2) 到 3)。

由于在式(A6)中, 一个  $\delta_2$  对应多个  $\theta_3$  的解分支。一方面由于三角函数具有周期性, 另一方面有一些  $(\delta_2, \theta_3)$  是低电压解或者电压幅值小于 0 的解, 可以排除。所以在第 2) 步中可以通过校验电压幅值来限定求解范围。潮流雅各比矩阵的行列式与式(A5)不同的是, 式(A5)中没有 PV 节点, 只有 PQ 节点。

以上是解析的求解方法。如果忽略转移网络的转移电导,  $Y_1 = jB_1$ ,  $Y_2 = jB_2$ ,  $Y_3 = jB_3$ , 可以得到式(A3)、(A6)的表达式, 分别如式(A7)和式(A8)所示。如果考虑网络转移电导, 也能求出表达式, 但是式子会变得很长。

$$V_3 = \frac{B_3 \cos(\delta_2 - \theta_3) + B_2 \cos \theta_3}{B_2 + B_3} + \frac{-B_3 \sin(\delta_2 - \theta_3) \tan \phi + B_2 \sin \theta_3 \tan \phi}{B_2 + B_3} \quad (A7)$$

$$0 = B_2^2 + B_3^2 + 2B_2B_3 \cos \delta_2 - 2V_3(B_2 + B_3)(B_3 \cos(\delta_2 - \theta_3) + B_2 \cos(\theta_3)) \quad (A8)$$

线路转移电导对奇异点的影响很小，以文中表 1 第 4 行网络参数为例，设负荷功率因素为 89.44%，奇异点在  $\delta_2$ - $P_3$  平面上的投影如图 A1 所示。其中，蓝色实线表示忽略线路转移电导的奇异点，红色虚线表示线路转移电导等于 0.1 倍电纳幅值( $G=0.1B$ )条件下的奇异点。从图 A1 中看出，在负荷功率为正的区，忽略转移电导的奇异点几乎与考虑转移电导的奇异点重合。在表 1 中其他的 3 种网络参数的情况下，转移电导对奇异点位置的影响与此十分相似。因此，当  $G \ll -B$  时，忽略转移电导不影响文中的分析结果。

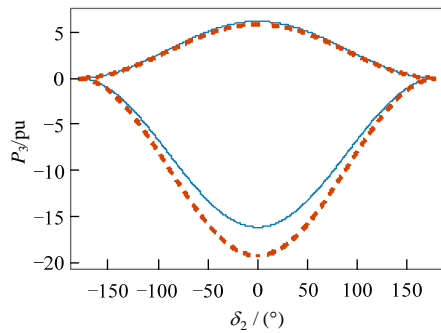


图 A1 考虑线路电导与未考虑线路电导的奇异点

Fig. A1 Singular points with and without line conductance

附录 B

根据式(A1):

$$S_3 = Y_L^* U_3^* \quad (B1)$$

可得到式(B2)。

$$U_3 = \frac{Y_3 U_2 + Y_2 U_1}{Y_2 + Y_3 + Y_L} \quad (B2)$$

由于  $E_2$  为常数，所以  $dU_2 = jU_2 d\delta_2$ 。式(B2)两边对  $\delta_2$  求导得到式(B3)。

$$\frac{dU_3}{d\delta_2} = \frac{jY_3 U_2 d\delta_2}{Y_2 + Y_3 + Y_L} \quad (B3)$$

由式(B2)、(B3)，得到式(B4)。

$$\frac{dV_3^2}{d\delta_2} = U_3 \left( \frac{dU_3}{d\delta_2} \right)^* + U_3^* \frac{dU_3}{d\delta_2} = \frac{2 \operatorname{Re}(jY_2^* Y_3 U_2 U_1^*)}{|Y_2 + Y_3 + Y_L|^2} \quad (B4)$$

又因为  $U_1=1$ ，所以由式(B4)得到式(3)。

附录 C

本文中的电动机模型参数采用 IEEE-1 类电动机模型的典型参数，电动机基准容量 100MW，仿真过程中通过修改同调电动机的数量来实现不同的负荷功率大小。电动机参数具体数值如表 C1 所示。其中 A、B、C 表示机械转矩系数，参考文献[37]。发电机基准容量 500MW，参数具体数值如表 C2 所示。网络参数的基准容量为 100MW。

表 C1 电动机仿真模型参数(标么值)

Table C1 Parameters of motor simulation model

参数	值	参数	值
$R_s$	0.0288	$X_s$	0.0948
$R_r$	0.0109	$X_r$	0.1000
$X_m$	2.9614	$T_j$	3.4s
A	0.85	B	0
C	0.15		

表 C2 发电机的仿真模型参数表(标么值)

Table C2 Parameters of the generator simulation model

参数名称	值	参数名称	值
$R_a$	0.002	$X_l$	0.13
$X_d$	1.0	$X_q$	1.0
$X_d'$	0.3	$X_q''$	0.29
$X_d''$	0.22	$T_{q0}''$	0.034s
$T_{d0}'$	9(s)	$T_j$	1.7s

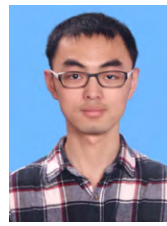
附录 D

文中的 39 节点系统参数参考文献[38]，这里仅给出修改的参数。34 号发电机参数： $X_d=0.25$ ； $X_q=0.22$ ； $X_d'=0.062$ 。负荷参数如表 D1 所示。电动机的模型参数见表 C1。

表 D1 负荷节点参数

Table D1 The parameters of load node

负荷节点	有功功率	无功功率	电动机占比
8	308	154	100%
15	712.5	356.25	43.26%
18	682	341	0%



黎晓

在线出版日期：2020-11-12。

收稿日期：2020-07-08。

作者简介：

黎晓(1993)，男，博士研究生，研究方向为电力系统稳定性分析与控制，lixiao000@ncepu.edu.cn；

刘崇茹(1977)，女，博士，教授，主要从事交直流混合系统分析与仿真、运行与控制的科研和教学工作，chongru.liu@ncepu.edu.cn；

辛蜀骏(1990)，男，博士，工程师，主要研究方向为电力系统稳定性分析与控制；

蔡晖(1984)，男，博士，高级工程师，主要研究方向为电力系统稳定性分析与控制。

(责任编辑 邱丽萍)

# Coupling Mechanism Analysis and Coupling Strength Evaluation Index of Transient Power Angle Stability and Transient Voltage Stability

LI Xiao<sup>1</sup>, LIU Chongru<sup>1</sup>, XIN shujun<sup>2</sup>, CAI hui<sup>3</sup>

(1. State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources (North China Electric Power University); 2. State Grid Economic and Technological Research Institute Co., Ltd.; 3. State Grid Jiangsu Economic Research Institute)

**KEY WORDS:** transient rotor angle stability; transient voltage stability; coupling mechanism; evaluation index

When transient rotor angle instability and short-term massive disturbance voltage instability coincide, it is difficult to distinguish its dominant characteristics because the coupling mechanism is not precise at present.

In this paper, the coupling characteristics of the two instability modes under different network structures are analyzed. It is found that the coupling between the two modes is more reliable when the load is directly connected with the oscillation center. Through the mechanism analysis, the coupling types are divided into two types: one is related to the dynamic characteristics of the load and generator, the other is related to the power transmission capacity of the network and the load power.

To measure the degree of system transient rotor angle stability and short-term large disturbance voltage stability, four stability indicators are proposed: the power angle stability quantitative evaluation index  $\eta$ , the load stability index  $S_L$ , the network transmission capacity index  $V_{CPI}$ , and the load power margin index  $LM$ . The expressions of  $\eta$  and  $S_L$  are as follows in (1) and (2).  $V_{CPI}$  is modified based on ref. [35], and  $L_M$  uses the continuation method to calculate the power limit. Both  $V_{CPI}$  and  $L_M$  treat generator nodes as slack nodes rather than PV nodes.

$$\eta = \begin{cases} \frac{A_{dec} - A_{acc}}{A_{acc}} & \eta \leq 0 \\ \frac{180 - \delta_{max}}{180 + \delta_{max}} & \eta > 0 \end{cases} \quad (1)$$

$$S_L = \frac{\int_{t_1}^{t_2} (T_e - T_m)(1-s)dt}{\int_{t_1}^{t_2} |(T_e - T_m)(1-s)|dt} \quad (2)$$

Based on the stability index, two quantitative indexes of coupling strength are proposed as follows: one is the interaction strength index between the generator and the load  $y_1$ , and the other is the network transmission capacity index  $y_2$  of the transient process.

$$y_1 = d\eta \times dS_L \quad (3)$$

$$y_2 = L_M / V_{CPI} \quad (4)$$

where  $d\eta$  and  $dS_L$  respectively denote the sensitivity of  $\eta$  and  $S_L$  to the dynamic load power, and the generator output active power before the fault.

The simulation study shows that, based on the coupling strength indicators (3) and (4), the two types of coupling instability types in the mechanism analysis can be identified from  $y_1$  and  $y_2$ , respectively. The coupling strength can be quantified, as shown in Table 1. Based on the calculation results of the coupling strength,  $y_1$  is divided into extremely weak (EW), relatively weak (RW), relatively strong (RS), and very strong (VS). Similarly,  $y_2$  is divided into instability (IS), RW, ordinary(O), and VS.

**Table 1 Coupling strength quantitative indexes in the 3-node system**

case	$t_f$	$y_1$		$y_2$	
		value	grade	value	grade
1	0.386	0.024	EW	193.149	VS
	0.387	0.197	RW	89.913	O
	0.390	0.193	RW	126.106	VS
2	0.19	0.116	RW	40.528	O
	0.200	6.117	RS	9.688	RW
	0.210	10.128	RS	2.587	RW
3	0.042	0.001	EW	20.448	O
	0.043	7.586	VS	0.000	IS
	0.044	7.588	VS	0.000	IS

Besides, Table 2 also shows that the proposed indexes have a wide range of application scenarios, including multi-machine systems.

**Table 2 Coupling strength quantitative indexes in the 39-node system**

$t_f$	$y_1$			$y_2$	
	$y_{1,8}$	$y_{1,15}$	grade	value	grade
0.098	1.892	2.475	VS	0.000	IS
0.1	1.892	2.475	VS	0.000	IS
0.101	0.604	0.638	RS	0.000	IS