



(12) 发明专利申请

(10) 申请公布号 CN 115940245 A

(43) 申请公布日 2023. 04. 07

(21) 申请号 202210323252.2

(51) Int. Cl.

(22) 申请日 2022.03.29

H02J 3/38 (2006.01)

G06F 30/20 (2020.01)

(71) 申请人 国网青海省电力公司

地址 810000 青海省西宁市城西区胜利路  
89号

申请人 中国电力科学研究院有限公司  
清华大学无锡应用技术研究院

(72) 发明人 方保民 宋云亭 王亦婷 王子琪

陈春萌 朱劲璇 卢国强 李立新

高宝荣 张鑫 赵东宁 丁亚飞

梁英 曹昊 李延和 李媛媛

周鹏 程林

(74) 专利代理机构 北京工信联合知识产权代理

有限公司 11266

专利代理师 刘爱丽

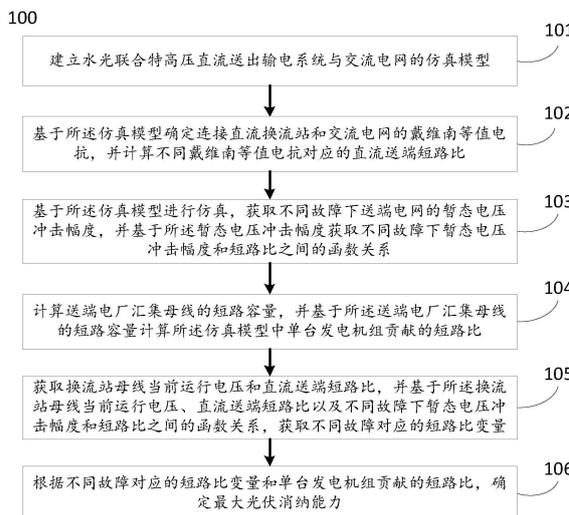
权利要求书3页 说明书10页 附图2页

(54) 发明名称

一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法及系统

(57) 摘要

本发明公开了一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法及系统,包括:建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型;基于仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗,并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比;获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度,并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系;基于送端电厂汇集母线的短路容量计算单台发电机组贡献的短路比;获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比,并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量;根据短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力。



1. 一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法,其特征在于,所述方法包括:  
建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型;

基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗,并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比;

基于所述仿真模型进行仿真,获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度,并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系;

计算送端电厂汇集母线的短路容量,并基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比;

获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比,并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量;

根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力。

2. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述故障包括:直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和/或直流双极闭锁故障。

3. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比,包括:

$$\Delta S_{CR\text{单机}} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}},$$

$$\Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1},$$

其中, $\Delta S_{CR\text{单机}}$ 为单台发电机组贡献的短路比; $\Delta S_{AC}$ 为单台发电机组提供的短路容量; $P_{dc}$ 为直流送出输电系统的传输功率; $S_{AC}$ 为送端电厂汇集母线的短路容量; $N_1$ 为直流送出输电系统中送端发电机的台数。

4. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量,包括:

计算预设允许暂态电压最大值 $U_{max}$ 和所述换流站母线当前运行电压 $U_c$ 之间的差值 $\Delta U$ ;

对于任一故障,根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取直流送端短路比 $S_{CRt}$ 对应的第一暂态电压冲击幅度 $U_{peak1}$ ,根据所述第一暂态电压冲击幅度 $U_{peak1}$ 和差值之和,确定第二暂态电压冲击幅度 $U_{peak2}$ ;根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取所述第二暂态电压冲击幅度 $U_{peak2}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ ,并根据所述直流送端短路比 $S_{CRt}$ 和第二暂态电压冲击幅度 $U_{peak2}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ 的差值,确定该任一故障对应的短路比变化量 $\Delta S_{CR}$ 。

5. 根据权利要求1所述的方法,其特征在于,所述根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力,包括:

$$S_{new} = N_2 \times S_{\text{单机}},$$

$$N_{new} = \frac{\Delta S_{CRmax}}{\Delta S_{CR单机}},$$

其中,  $S_{new}$  为最大光伏消纳能力;  $N_2$  为最大可退出常规火电机组的数量  $N_{new}$  向下取整得到;  $\Delta S_{CRmax}$  为不同故障对应的短路比变量中的最大值;  $\Delta S_{CR单机}$  为单台发电机贡献的短路比;  $S_{单机}$  为单台发电机容量。

6. 一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的系统, 其特征在于, 所述系统包括:

仿真模型建立单元, 用于建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型;

直流送端短路比计算单元, 用于基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗, 并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比;

函数关系确定单元, 用于基于所述仿真模型进行仿真, 获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度, 并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系;

贡献短路比确定单元, 用于计算送端电厂汇集母线的短路容量, 并基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比;

短路比变量确定单元, 用于获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比, 并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系, 获取不同故障对应的短路比变量;

光伏消纳能力确定单元, 用于根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比, 确定最大光伏消纳能力。

7. 根据权利要求6所述的系统, 其特征在于, 所述故障包括: 直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和/或直流双极闭锁故障。

8. 根据权利要求6所述的系统, 其特征在于, 所述贡献短路比确定单元, 基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比, 包括:

$$\Delta S_{CR单机} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}},$$

$$\Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1},$$

其中,  $\Delta S_{CR单机}$  为单台发电机组贡献的短路比;  $\Delta S_{AC}$  为单台发电机组提供的短路容量;  $P_{dc}$  为直流送出输电系统的传输功率;  $S_{AC}$  为送端电厂汇集母线的短路容量;  $N_1$  为直流送出输电系统中送端发电机的台数。

9. 根据权利要求6所述的系统, 其特征在于, 所述短路比变量确定单元, 基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系, 获取不同故障对应的短路比变量, 包括:

计算预设允许暂态电压最大值  $U_{max}$  和所述换流站母线当前运行电压  $U_c$  之间的差值  $\Delta U$ ;

对于任一故障, 根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系, 获取直流送端短路比  $S_{CRt}$  对应的第一暂态电压冲击幅度  $U_{peak1}$ , 根据所述第一暂态电压冲击幅度  $U_{peak1}$  和差值之和, 确定第二暂态电压冲击幅度  $U_{peak2}$ ; 根据该任一故障下暂态电压冲击幅度

和短路比之间的函数关系,获取所述第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}2}$ 对应的短路比 $S_{\text{CRf}}$ ,并根据所述直流送端短路比 $S_{\text{CRt}}$ 和第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}2}$ 对应的短路比 $S_{\text{CRf}}$ 的差值,确定该任一故障对应的短路比变化量 $\Delta S_{\text{CR}}$ 。

10. 根据权利要求6所述的系统,其特征在于,所述光伏消纳能力确定单元,根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力,包括:

$$S_{\text{new}} = N_2 \times S_{\text{单机}},$$

$$N_{\text{new}} = \frac{\Delta S_{\text{CRmax}}}{\Delta S_{\text{CR单机}}},$$

其中, $S_{\text{new}}$ 为最大光伏消纳能力; $N_2$ 为最大可退出常规火电机组的数量 $N_{\text{new}}$ 向下取整得到; $\Delta S_{\text{CRmax}}$ 为不同故障对应的短路比变量中的最大值; $\Delta S_{\text{CR单机}}$ 为单台发电机贡献的短路比; $S_{\text{单机}}$ 为单台发电机容量。

## 一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法及系统

### 技术领域

[0001] 本发明涉及电力系统的仿真分析与计算技术领域,并且更具体地,涉及一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法及系统。

### 背景技术

[0002] 光伏作为最具规模化开发条件和商业化发展前景的可再生能源发电技术在全球范围内得到了迅猛发展,我国高度重视开发利用太阳能资源,把太阳能资源的开发利用作为改善能源结构、推动环境保护、保持经济和社会可持续发展的重大举措,并将光伏发电作为太阳能资源开发和利用的主要方式之一。

[0003] 光伏接入电网主要有2种方式:分散式接入和集中式接入。分散式接入主要用于光伏开发规模小、以就地消纳为主的情况,接入电压等级低,对系统运行影响较小。集中式接入主要用于光伏开发规模大、以异地消纳为主的情况,接入电压等级高,通过特高压直流可远距离输送,对电网运行影响较大。

[0004] 随着特高压直流的不断投运,我国区域电网之间、直流输电与交流电网之间的相互影响逐步增强,这种大规模、远距离输电格局在解决大型清洁能源消纳、水火互济问题以及实现全国范围内资源优化配置的同时,给电网的安全稳定运行也带来了一系列挑战,安全稳定控制问题的复杂程度大大增加,对我国电力系统安全稳定运行以及控制技术提出了更高的要求。

[0005] 欧洲的发达国家光伏大多采用分散接入,这些国家电网结构趋于稳定,负荷需求增长缓慢,其大力发展光伏等可再生能源的主要目的,是应对气候变暖和减少碳排放。在我国“建设大基地、融入大电网”的光伏发展战略指导下,我国光伏已由发展初期的小规模、分散接入转变为大规模、集中接入。光伏电站呈现出规模化发展的趋势,单一光伏电站装机容量由几万千瓦增长到几十万千瓦,甚至上百万千瓦,且各集中式光伏光伏电站多以单回线路集中接入电网侧某个并网点。

[0006] 风电、光伏等新能源电源具有弱电压支撑特性,所能提供的短路电流较小。通常,在短路电流分析中,不考虑其提供的短路电流分量。因此,当大量新能源替代常规电源,将会使系统短路容量减小,对应交流电网强度减弱。与之对应,直流短路比下降,直流功率扰动冲击引起的电压波动幅度增大。因此,光伏的消纳水平需要结合送端电网的强度综合考虑,目前常用的计算电网对光伏消纳能力的方法有典型日分析法和时序仿真法,这些方法是从电网规划角度出发研究电网可接纳的最大的光伏发电容量,缺乏考虑受直流扰动过电压约束条件的接纳容量。

### 发明内容

[0007] 本发明提出一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法及系统,以解决如何确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的问题。

[0008] 为了解决上述问题,根据本发明的一个方面,提供了一种确定特高压直流送出电

网光伏消纳能力的方法,所述方法包括:

[0009] 建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型;

[0010] 基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗,并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比;

[0011] 基于所述仿真模型进行仿真,获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度,并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系;

[0012] 计算送端电厂汇集母线的短路容量,并基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比;

[0013] 获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比,并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量;

[0014] 根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力。

[0015] 优选地,其中所述故障包括:直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和/或直流双极闭锁故障。

[0016] 优选地,其中所述基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比,包括:

$$[0017] \quad \Delta S_{CR\text{单机}} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}},$$

$$[0018] \quad \Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1},$$

[0019] 其中, $\Delta S_{CR\text{单机}}$ 为单台发电机组贡献的短路比; $\Delta S_{AC}$ 为单台发电机组提供的短路容量; $P_{dc}$ 为直流送出输电系统的传输功率; $S_{AC}$ 为送端电厂汇集母线的短路容量; $N_1$ 为直流送出输电系统中送端发电机的台数。

[0020] 优选地,其中所述基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量,包括:

[0021] 计算预设允许暂态电压最大值 $U_{\max}$ 和所述换流站母线当前运行电压 $U_c$ 之间的差值 $\Delta U$ ;

[0022] 对于任一故障,根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取直流送端短路比 $S_{CRt}$ 对应的第一暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak1}}$ ,根据所述第一暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak1}}$ 和差值之和,确定第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak2}}$ ;根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取所述第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak2}}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ ,并根据所述直流送端短路比 $S_{CRt}$ 和第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak2}}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ 的差值,确定该任一故障对应的短路比变化量 $\Delta S_{CR}$ 。

[0023] 优选地,其中所述根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力,包括:

$$[0024] \quad S_{\text{new}} = N_2 \times S_{\text{单机}},$$

$$[0025] \quad N_{new} = \frac{\Delta S_{CRmax}}{\Delta S_{CR单机}},$$

[0026] 其中,  $S_{new}$  为最大光伏消纳能力;  $N_2$  为最大可退出常规火电机组的数量  $N_{new}$  向下取整得到;  $\Delta S_{CRmax}$  为不同故障对应的短路比变量中的最大值;  $\Delta S_{CR单机}$  为单台发电机贡献的短路比;  $S_{单机}$  为单台发电机容量。

[0027] 根据本发明的另一个方面, 提供了一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的系统, 所述系统包括:

[0028] 仿真模型建立单元, 用于建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型;

[0029] 直流送端短路比计算单元, 用于基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗, 并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比;

[0030] 函数关系确定单元, 用于基于所述仿真模型进行仿真, 获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度, 并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系;

[0031] 贡献短路比确定单元, 用于计算送端电厂汇集母线的短路容量, 并基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比;

[0032] 短路比变量确定单元, 用于获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比, 并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系, 获取不同故障对应的短路比变量;

[0033] 光伏消纳能力确定单元, 用于根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比, 确定最大光伏消纳能力。

[0034] 优选地, 其中所述故障包括: 直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和/或直流双极闭锁故障。

[0035] 优选地, 其中所述贡献短路比确定单元, 基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比, 包括:

$$[0036] \quad \Delta S_{CR单机} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}},$$

$$[0037] \quad \Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1},$$

[0038] 其中,  $\Delta S_{CR单机}$  为单台发电机组贡献的短路比;  $\Delta S_{AC}$  为单台发电机组提供的短路容量;  $P_{dc}$  为直流送出输电系统的传输功率;  $S_{AC}$  为送端电厂汇集母线的短路容量;  $N_1$  为直流送出输电系统中送端发电机的台数。

[0039] 优选地, 其中所述短路比变量确定单元, 基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系, 获取不同故障对应的短路比变量, 包括:

[0040] 计算预设允许暂态电压最大值  $U_{max}$  和所述换流站母线当前运行电压  $U_c$  之间的差值  $\Delta U$ ;

[0041] 对于任一故障, 根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,

获取直流送端短路比 $S_{CRt}$ 对应的第一暂态电压冲击幅度 $U_{peak1}$ ,根据所述第一暂态电压冲击幅度 $U_{peak1}$ 和差值之和,确定第二暂态电压冲击幅度 $U_{peak2}$ ;根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取所述第二暂态电压冲击幅度 $U_{peak2}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ ,并根据所述直流送端短路比 $S_{CRt}$ 和第二暂态电压冲击幅度 $U_{peak2}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ 的差值,确定该任一故障对应的短路比变化量 $\Delta S_{CR}$ 。

[0042] 优选地,其中所述光伏消纳能力确定单元,根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力,包括:

$$[0043] \quad S_{new} = N_2 \times S_{单机},$$

$$[0044] \quad N_{new} = \frac{\Delta S_{CRmax}}{\Delta S_{CR单机}},$$

[0045] 其中, $S_{new}$ 为最大光伏消纳能力; $N_2$ 为最大可退出常规火电机组的数量 $N_{new}$ 向下取整得到; $\Delta S_{CRmax}$ 为不同故障对应的短路比变量中的最大值; $\Delta S_{CR单机}$ 为单台发电机贡献的短路比; $S_{单机}$ 为单台发电机容量。

[0046] 本发明提供了一种确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法及系统,包括:建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型;基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗,并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比;基于所述仿真模型进行仿真,获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度,并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系;计算送端电厂汇集母线的短路容量,并基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比;获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比,并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量;根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力;本发明可准确评估当前电网运行状态可接纳的最大光伏发电容量,可以帮助电网调度运行方式人员合理地安排运行方式.在保证电网安全性的前提下提高光伏的消纳水平,具有较好的实际指导意义和应用价值。

## 附图说明

[0047] 通过参考下面的附图,可以更为完整地理解本发明的示例性实施方式:

[0048] 图1为根据本发明实施方式的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法100的流程图;

[0049] 图2为根据本发明实施方式的仿真测试电网结构的示意图;

[0050] 图3为根据本发明实施方式的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的系统300的结构示意图。

## 具体实施方式

[0051] 现在参考附图介绍本发明的示例性实施方式,然而,本发明可以用许多不同的形式来实施,并且不局限于此处描述的实施例,提供这些实施例是为了详尽地且完全地公开本发明,并且向所属技术领域的技术人员充分传达本发明的范围。对于表示在附图中的示

例性实施方式中的术语并不是对本发明的限定。在附图中,相同的单元/元件使用相同的附图标记。

[0052] 除非另有说明,此处使用的术语(包括科技术语)对所属技术领域的技术人员具有通常的理解含义。另外,可以理解的是,以通常使用的词典限定的术语,应当被理解为与其相关领域的语境具有一致的含义,而不应该被理解为理想化的或过于正式的意义。

[0053] 图1为根据本发明实施方式的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法100的流程图。如图1所示,本发明实施方式提供的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法,可准确评估当前电网运行状态可接纳的最大光伏发电容量,可以帮助电网调度运行方式人员合理地安排运行方式.在保证电网安全性的前提下提高光伏的消纳水平,具有较好的实际指导意义和应用价值。本实施方式提供的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法100,从步骤101处开始,在步骤101建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型。

[0054] 在本发明的实施方式中,确定光伏消纳能力的基础是建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型。具体,在电力系统仿真软件BPA中建立电网潮流计算和稳定计算模型,包括典型常规水电、火电装机容量与出力,直流传输功率,发电机及其励磁系统、调速器、电力系统稳定器数据,交流输电线路参数、变压器参数、网络互联拓扑结构,以及直流输电系统控制方式和控制器参数等。

[0055] 其中,直流换流站通过交流电网戴维南等值电抗 $Z_{ac}$ 与交流系统相连。通过调整交流电网戴维南等值电抗 $Z_{ac}$ 可以改变送端电网强度,采用短路比 $S_{CR}$ 作为电网强度的评价指标。

[0056] 其中,短路比计算公式为 $S_{CR} = \frac{S_{ac}}{P_{dc}}$ ,式中 $S_{ac}$ 为直流换流站母线短路容量, $P_{dc}$ 为直流输电系统传输功率。

[0057] 在步骤102,基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗,并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路比。

[0058] 在本发明的实施方式中,基于所述仿真模型,确定不同的戴维南等值阻抗,并利用短路电流计算程序SCCP计算分别得到不同戴维南等值阻抗对应的直流送端短路比 $S_{CR}$ 。

[0059] 在步骤103,基于所述仿真模型进行仿真,获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度,并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系。

[0060] 优选地,其中所述故障包括:直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和/或直流双极闭锁故障。

[0061] 在本发明的实施方式中,交直流故障的类型包括:直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和直流双极闭锁故障。

[0062] 基于所述仿真模型进行仿真计算,获取在不同戴维南等值阻抗对应的直流送端短路比 $S_{CR}$ 条件下,发生任一故障时直流送端换流母线的暂态电压冲击幅度 $U_{peak}$ ,并根据任一故障时获取的暂态电压冲击幅度获取每一类故障下暂态电压冲击幅度 $U_{peak}$ 与短路比 $S_{CR}$ 的函数关系。

[0063] 在步骤104,计算送端电厂汇集母线的短路容量,并基于所述送端电厂汇集母线的

短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比。

[0064] 优选地,其中所述基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比,包括:

$$[0065] \quad \Delta S_{\text{CR单机}} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}},$$

$$[0066] \quad \Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1},$$

[0067] 其中,  $\Delta S_{\text{CR单机}}$  为单台发电机组贡献的短路比;  $\Delta S_{AC}$  为单台发电机组提供的短路容量;  $P_{dc}$  为直流送出输电系统的传输功率;  $S_{AC}$  为送端电厂汇集母线的短路容量;  $N_1$  为直流送出输电系统中送端发电机的台数。

[0068] 在本发明的实施方式中,在直流输电系统与交流电网仿真模型中获取直流输电系统送端发电机台数  $N_1$ , 利用短路电流计算程序SCCP计算送端电厂汇集母线的短路容量为  $S_{AC}$ , 并根据送端电厂汇集母线的短路容量为  $S_{AC}$  计算得到单台发电机提供的短路容量为

$$\Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1}, \text{ 从而得到单台发电机贡献的短路比为 } \Delta S_{\text{CR单机}} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}}。$$

[0069] 在步骤105,获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比,并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量。

[0070] 优选地,其中所述基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量,包括:

[0071] 计算预设允许暂态电压最大值  $U_{\text{max}}$  和所述换流站母线当前运行电压  $U_c$  之间的差值  $\Delta U$ ;

[0072] 对于任一故障,根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取直流送端短路比  $S_{\text{CRt}}$  对应的第一暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak1}}$ , 根据所述第一暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak1}}$  和差值之和,确定第二暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak2}}$ ; 根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取所述第二暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak2}}$  对应的短路比  $S_{\text{CRf}}$ , 并根据所述直流送端短路比  $S_{\text{CRt}}$  和第二暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak2}}$  对应的短路比  $S_{\text{CRf}}$  的差值,确定该任一故障对应的短路比变化量  $\Delta S_{\text{CR}}$ 。

[0073] 在本发明的实施方式中,监测交流电网的状态,获取换流站母线当前运行电压  $U_c$  以及直流送端短路比  $S_{\text{CRt}}$ , 并计算当前运行电压与预设的允许暂态电压最大值  $U_{\text{max}}$  之间的差值:  $\Delta U = U_{\text{max}} - U_c$ 。

[0074] 对于任一故障,根据该任一故障对应的暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak}}$  与短路比  $S_{\text{CR}}$  间的函数关系,可得到短路比为直流送端短路比  $S_{\text{CRt}}$  时的  $U_{\text{peak1}}$ , 将  $U_{\text{peak1}}$  叠加  $\Delta U$  得到  $U_f$ , 再根据该任一故障对应的暂态电压冲击幅度  $U_{\text{peak}}$  与短路比  $S_{\text{CR}}$  间的函数关系即可求得  $U_f$  时的短路比  $S_{\text{CRf}}$ , 从而可以根据公式  $\Delta S_{\text{CR}} = S_{\text{CRt}} - S_{\text{CRf}}$  得到该任一故障下  $\Delta U$  的可接受的短路比变化量  $\Delta S_{\text{CR}}$ 。

[0075] 在步骤106,根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定

最大光伏消纳能力。

[0076] 优选地,其中所述根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力,包括:

$$[0077] \quad S_{\text{new}} = N_2 \times S_{\text{单机}},$$

$$[0078] \quad N_{\text{new}} = \frac{\Delta S_{\text{CRmax}}}{\Delta S_{\text{CR单机}}},$$

[0079] 其中, $S_{\text{new}}$ 为最大光伏消纳能力; $N_2$ 为最大可退出常规火电机组的数量 $N_{\text{new}}$ 向下取整得到; $\Delta S_{\text{CRmax}}$ 为不同故障对应的短路比变量中的最大值; $\Delta S_{\text{CR单机}}$ 为单台发电机贡献的短路比; $S_{\text{单机}}$ 为单台发电机容量。

[0080] 在本发明的实施方式中,在计算任一故障对应的短路比变化量 $\Delta S_{\text{CR}}$ 后,利用如下公式计算最大可退出常规火电机组的台数为:

$$[0081] \quad N_{\text{new}} = \frac{\Delta S_{\text{CRmax}}}{\Delta S_{\text{CR单机}}},$$

[0082]  $N_{\text{new}}$ 按照向下取整数原则进行取整可以得到 $N_2$ ,进而可以得到最大可退出常规火电机组容量 $S_{\text{new}} = N_2 \times S_{\text{单机}}$ , $S_{\text{单机}}$ 为单台发电机容量,得到的 $S_{\text{new}}$ 即为光伏消纳能力。

[0083] 本发明的方法针对现有技术的不足,采用时域仿真方法,综合考虑交流短路故障、直流换相失败、直流闭锁等不同故障类型引起的暂态过电压冲击及其演化规律。在确保安全性和可靠性的前提下,最大程度的安排光伏发电容量,使太阳能资源得到充分利用;本发明的水光联合特高压直流送出电网光伏消纳能力计算方法具有较好的实际指导意义和应用价值。

[0084] 以下具体举例说明本发明的实施方式

[0085] 本发明的实施例以实际电网为例,说明一种水光联合经过特高压直流送出的电网光伏消纳能力计算方法的具体实现步骤:

[0086] (1) 建立水光联合经过特高压直流送出系统与交流电网仿真模型;

[0087] 在电力系统机电暂态仿真软件BPA中,建立如图2所示额定电压 $\pm 800\text{kV}$ 、额定电流 $5\text{kA}$ 、额定送电功率 $8000\text{MW}$ 的特高压直流输电系统。送端发电机为6台额定容量为 $1000\text{MW}$ 的火电机组和2台额定容量为 $1000\text{MW}$ 的水电机组,均配有自并励静止励磁系统,机组采用计及阻尼绕组的6阶详细仿真模型。使直流换流站通过交流电网戴维南等值电抗 $Z_{\text{ac}}$ 与交流系统相连。

[0088] 通过调整交流电网戴维南等值电抗 $Z_{\text{ac}}$ 来改变送端电网强度,将 $Z_{\text{ac}}$ 分别设置为 $0.00475\text{pu}$ 、 $0.00327\text{pu}$ 、 $0.00384\text{pu}$ 、 $0.00282\text{pu}$ 、 $0.00248\text{pu}$ 、 $0.0022\text{pu}$ ,得到送端直流短路比SCR分别为 $2.5$ 、 $3.0$ 、 $3.5$ 、 $4.0$ 、 $4.5$ 、 $5.0$ 。

[0089] (2) 计算交直流故障下送端暂态电压升高值;

[0090] 交直流故障类型包括:直流送端电网交流线路三永N-1故障,直流换相失败故障,直流单极闭锁故障,直流双极闭锁故障。

[0091] 以直流换相失败故障为例,对应不同的短路比条件下,直流逆变侧发生换相失败,送端电网暂态电压冲击峰值如表1所示。

[0092] 表1不同短路比条件下受端换相失败引发送端电压冲击

[0093]	送端电网强度短路比	换相失败电压冲击水平
	2.5	0.4
	3.0	0.3
	3.5	0.25
	4.0	0.21
	4.5	0.18
	5.0	0.15

[0094] 从而得到换相失败故障下暂态电压冲击幅度 $U_{peak}$ 与短路比 $S_{CR}$ 的函数关系；

[0095] (3) 计算单台发电机贡献的短路比；

[0096] 在直流输电系统与交流电网仿真模型中获取直流输电系统送端发电机台数8,利用短路电流计算程序SCCP计算送端电厂汇集母线的短路容量 $S_{AC}$ 为24238.44MVA,得到单台发电机提供的短路容量 $\Delta S_{AC} = 3029.75 \text{ MVA}$ ,单台发电机贡献的短路比

$$\Delta S_{CR\text{单机}} = \frac{3029.75}{8000} = 0.3787。$$

[0097] (4) 求取对应电压波动幅度的可接受的短路比变化量；

[0098] 监测电网当前运行状态,获取实际电网某换流站母线电压 $U_c$ 为1.05pu以及直流送端短路比 $S_{CRt}$ 为4.4,得到当前运行电压与允许暂态电压最大值1.2pu的差值 $\Delta U = 0.15$ 。

[0099] 根据 $U_{peak}$ 与短路比 $S_{CR}$ 间的函数关系,得到短路比为4.4时的 $U_{peak}$ ,将 $U_{peak}$ 叠加 $\Delta U$ 得到 $U_f$ 为0.34,通过函数关系得到电压为0.34时的短路比 $S_{CRf}$ 为2.75,得到对应 $\Delta U$ 的可接受的 $S_{CR}$ 变化量 $\Delta S_{CR}$ 为1.65。

[0100] (5) 计算最大的可退出常规火电机组容量；

[0101] 最大可退出常规火电机组的台数为：

$$[0102] \quad N_{new} = \frac{1.65}{0.3787} = 4.36,$$

[0103] 其中, $N_{new}$ 按照向下取整数原则取为4,得到最大可退出常规火电机组容量 $S_{new} = 4 \times 1000 = 4000 \text{ MW}$ 。

[0104] (6) 输出可接纳的光伏发电容量；

[0105] 步骤(5)得到可接纳光伏发电容量为4000MW。

[0106] 水光联合经过特高压直流送出的电网光伏消纳能力计算方法计算比较方便、概念清晰,在青海电网、甘肃电网、陕西电网、内蒙等实际电网中得到了应用和验证

[0107] 图3为根据本发明实施方式的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的系统300的结构示意图。如图3所示,本发明实施方式提供的确定特高压直流送出电网光伏消纳能力的系统300,包括:仿真模型建立单元301、直流送端短路比计算单元302、函数关系确定单元303、贡献短路比确定单元304、短路比变量确定单元305和光伏消纳能力确定单元306。

[0108] 优选地,所述仿真模型建立单元301,用于建立水光联合特高压直流送出输电系统与交流电网的仿真模型。

[0109] 优选地,所述直流送端短路比计算单元302,用于基于所述仿真模型确定连接直流换流站和交流电网的戴维南等值电抗,并计算不同戴维南等值电抗对应的直流送端短路

比。

[0110] 优选地,所述函数关系确定单元303,用于基于所述仿真模型进行仿真,获取不同故障下送端电网的暂态电压冲击幅度,并基于所述暂态电压冲击幅度获取不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系。

[0111] 优选地,其中所述故障包括:直流送端电网交流线路三永N-1故障、直流换相失败故障、直流单极闭锁故障和/或直流双极闭锁故障。

[0112] 优选地,所述贡献短路比确定单元304,用于计算送端电厂汇集母线的短路容量,并基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比。

[0113] 优选地,其中所述贡献短路比确定单元304,基于所述送端电厂汇集母线的短路容量计算所述仿真模型中单台发电机组贡献的短路比,包括:

$$[0114] \quad \Delta S_{CR\text{单机}} = \frac{\Delta S_{AC}}{P_{dc}},$$

$$[0115] \quad \Delta S_{AC} = \frac{S_{AC}}{N_1},$$

[0116] 其中, $\Delta S_{CR\text{单机}}$ 为单台发电机组贡献的短路比; $\Delta S_{AC}$ 为单台发电机组提供的短路容量; $P_{dc}$ 为直流送出输电系统的传输功率; $S_{AC}$ 为送端电厂汇集母线的短路容量; $N_1$ 为直流送出输电系统中送端发电机的台数。

[0117] 优选地,所述短路比变量确定单元305,用于获取换流站母线当前运行电压和直流送端短路比,并基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量。

[0118] 优选地,其中所述短路比变量确定单元305,基于所述换流站母线当前运行电压、直流送端短路比以及不同故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取不同故障对应的短路比变量,包括:

[0119] 计算预设允许暂态电压最大值 $U_{\max}$ 和所述换流站母线当前运行电压 $U_c$ 之间的差值 $\Delta U$ ;

[0120] 对于任一故障,根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取直流送端短路比 $S_{CRt}$ 对应的第一暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}1}$ ,根据所述第一暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}1}$ 和差值之和,确定第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}2}$ ;根据该任一故障下暂态电压冲击幅度和短路比之间的函数关系,获取所述第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}2}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ ,并根据所述直流送端短路比 $S_{CRt}$ 和第二暂态电压冲击幅度 $U_{\text{peak}2}$ 对应的短路比 $S_{CRf}$ 的差值,确定该任一故障对应的短路比变化量 $\Delta S_{CR}$ 。

[0121] 优选地,所述光伏消纳能力确定单元306,用于根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力。

[0122] 优选地,其中所述光伏消纳能力确定单元306,根据不同故障对应的短路比变量和单台发电机组贡献的短路比,确定最大光伏消纳能力,包括:

$$[0123] \quad S_{\text{new}} = N_2 \times S_{\text{单机}},$$

$$[0124] \quad N_{new} = \frac{\Delta S_{CRmax}}{\Delta S_{CR单机}},$$

[0125] 其中,  $S_{new}$  为最大光伏消纳能力;  $N_2$  为最大可退出常规火电机组的数量  $N_{new}$  向下取整得到;  $\Delta S_{CRmax}$  为不同故障对应的短路比变量中的最大值;  $\Delta S_{CR单机}$  为单台发电机贡献的短路比;  $S_{单机}$  为单台发电机容量。

[0126] 本发明的实施例的定特高压直流送出电网光伏消纳能力的系统300与本发明的另一个实施例的定特高压直流送出电网光伏消纳能力的方法100相对应,在此不再赘述。

[0127] 已经通过参考少量实施方式描述了本发明。然而,本领域技术人员所公知的,正如附带的专利权利要求所限定的,除了本发明以上公开的其他的实施例等同地落在本发明的范围内。

[0128] 通常地,在权利要求中使用的所有术语都根据他们在技术领域的通常含义被解释,除非在其中被另外明确地定义。所有的参考“一个/所述/该[装置、组件等]”都被开放地解释为所述装置、组件等中的至少一个实例,除非另外明确地说明。这里公开的任何方法的步骤都没必要以公开的准确的顺序运行,除非明确地说明。

[0129] 本领域内的技术人员应明白,本申请的实施例可提供为方法、系统、或计算机程序产品。因此,本申请可采用完全硬件实施例、完全软件实施例、或结合软件和硬件方面的实施例的形式。而且,本申请可采用在一个或多个其中包含有计算机可用程序代码的计算机可用存储介质(包括但不限于磁盘存储器、CD-ROM、光学存储器等)上实施的计算机程序产品的形式。

[0130] 本申请是参照根据本申请实施例的方法、设备(系统)、和计算机程序产品的流程图和/或方框图来描述的。应理解可由计算机程序指令实现流程图和/或方框图中的每一流程和/或方框、以及流程图和/或方框图中的流程和/或方框的结合。可提供这些计算机程序指令到通用计算机、专用计算机、嵌入式处理机或其他可编程数据处理设备的处理器以产生一个机器,使得通过计算机或其他可编程数据处理设备的处理器执行的指令产生用于实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能的装置。

[0131] 这些计算机程序指令也可存储在能引导计算机或其他可编程数据处理设备以特定方式工作的计算机可读存储器中,使得存储在该计算机可读存储器中的指令产生包括指令装置的制品,该指令装置实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能。

[0132] 这些计算机程序指令也可装载到计算机或其他可编程数据处理设备上,使得在计算机或其他可编程设备上执行一系列操作步骤以产生计算机实现的处理,从而在计算机或其他可编程设备上执行的指令提供用于实现在流程图一个流程或多个流程和/或方框图一个方框或多个方框中指定的功能的步骤。

[0133] 最后应当说明的是:以上实施例仅用以说明本发明的技术方案而非对其限制,尽管参照上述实施例对本发明进行了详细的说明,所属领域的普通技术人员应当理解:依然可以对本发明的具体实施方式进行修改或者等同替换,而未脱离本发明精神和范围的任何修改或者等同替换,其均应涵盖在本发明的权利要求保护范围之内。

100

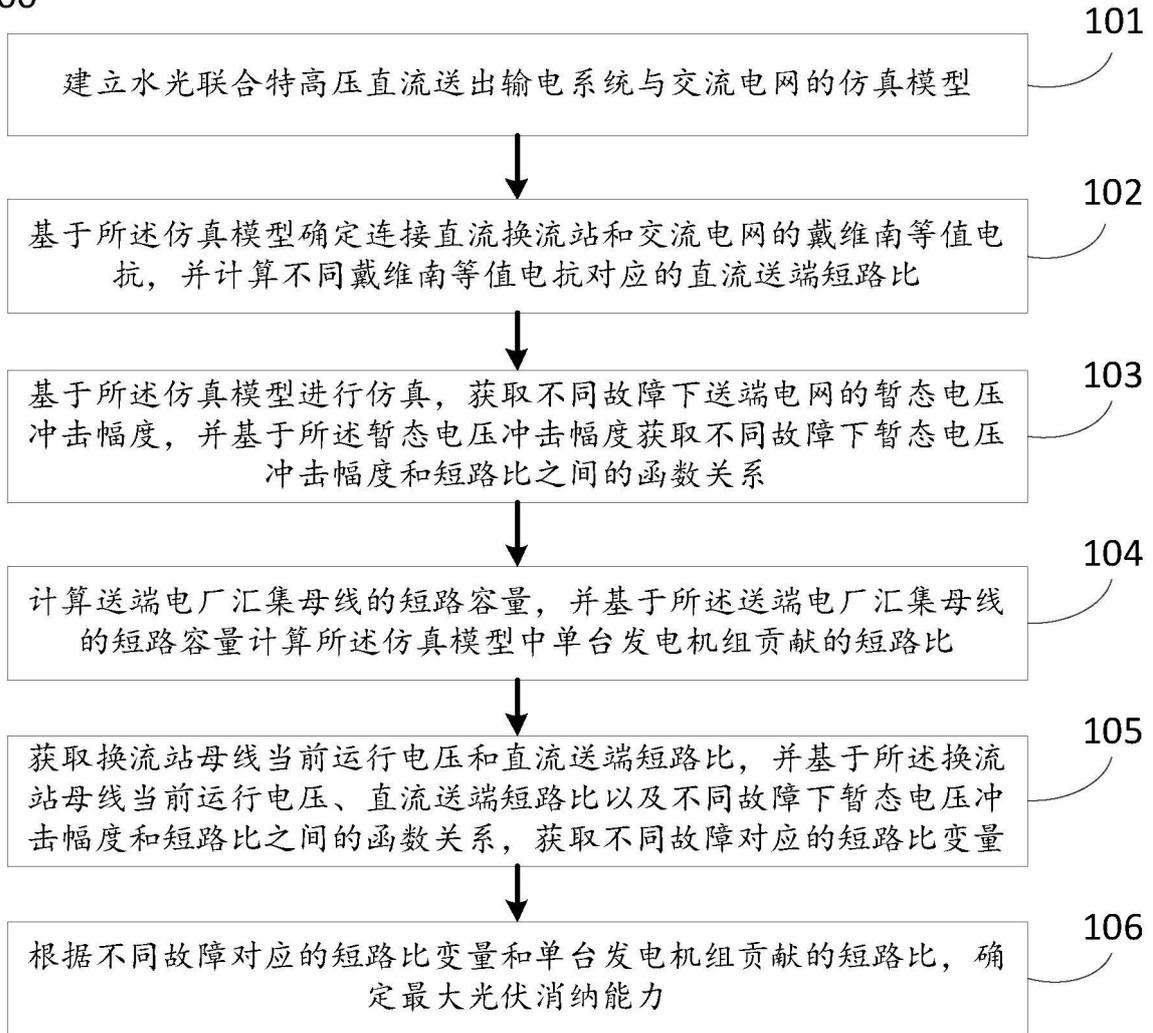


图1

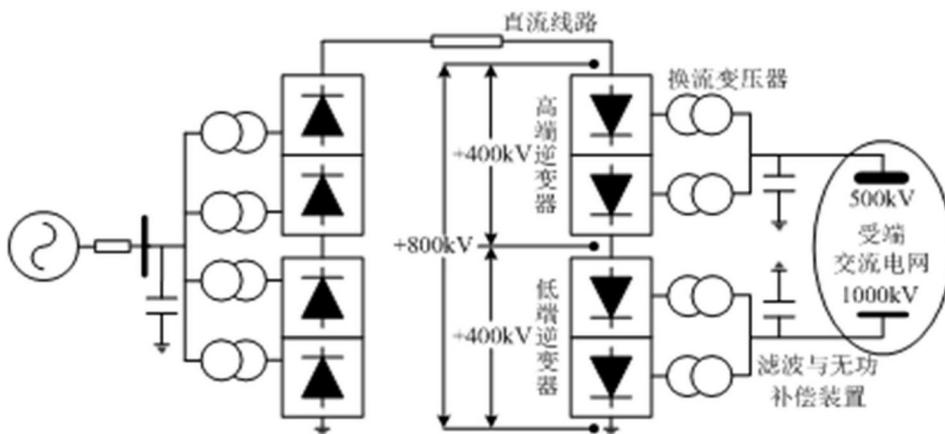


图2

300



图3