

# 含高比例可再生能源的交直流混联电网规划方法

张鑫, 李媛媛, 吉平\*

(中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192)

## A Planning Approach for AC/DC Hybrid Power Grid with High Proportion of Renewable Energy

ZHANG Xin, LI Yuanyuan, JI Ping\*

(China Electric Power Research Institute Co., Ltd., Haidian District, Beijing 100192, China)

**Abstract:** The stability characteristics of a sending-end power grid are significantly affected by the operation of ultra-high voltage (UHV) DC projects and large-scale renewable energy connections. Based on the analysis of the interaction between the renewable energy, UHV DC project, and the weak sending-end power grid, a practical planning approach for AC/DC hybrid power grids is proposed in this paper. The approach contains several components, including the renewable energy power characteristics, UHV DC transmission scheme, UHV DC location selection, AC grid construction plan, typical mode establishment, and security and stability evaluation. The key issues in power grid planning after UHV DC substation connections are clarified, and the stable and reliable operation of the new energy unit, the UHV DC project, and the sending-end power grid are guaranteed. Taking the Qinghai-Henan DC project's actual operation data as an example, the effectiveness of the proposed approach is verified.

**Keywords:** renewable energy; UHV DC; weak sending-end power grid; grid planning

**摘要:** 规模化可再生能源的集中并网和特高压直流工程的投产将显著影响送端电网的安全稳定特性。在分析可再生能源、特高压直流工程与弱送端交流电网相互影响的基础上,提出了集可再生能源发电特性研究、特高压直流外送方案、特高压直流落点选择、交流电网构建方案、典型方式建立、安全稳定评估为一体的交直流混联电网实用规划方法,明确了特高压直流落点后电网规划中应关注的重点问题,保障了新能源机组、特高压直流工程及送端电网的安全可靠运行。最后以青豫直流工程为例验证了所提方法的有效性。

**关键词:** 可再生能源; 特高压直流; 弱送端电网; 电网规划

**基金项目:** 国家电网公司科技项目(超高比例新能源送出特高压直流输电系统关键技术研究, XT71-18-036)。

Science and Technology Foundation of SGCC: Research on Key Technologies of UHVDC Transmission System with Ultra-high Proportion of New Energy (XT71-18-036).

## 0 引言

随着能源安全、生态环境、气候变化等问题日益突出,加快发展可再生能源已成为国际社会的普遍共识<sup>[1-3]</sup>。中国可再生能源资源丰富,具备大规模开发的潜力<sup>[4]</sup>。截至2020年底,中国风电和光伏装机容量分别达到28 153万kW和25 343万kW,居世界第一位<sup>[5]</sup>。但水能、风能、太阳能等清洁能源分布集中、与负荷中心距离较远,本地消纳规模有限,目前“三北”地区风电、西南地区水电等可再生能源的大范围消纳主要依托特高压直流通道远距离外送来完成<sup>[6]</sup>。

随着可再生能源并网容量的增加,常规电源装机比例大幅减小,送端电网电源结构发生重大变化,送端系统抗扰动能力降低,特别是特高压直流工程建成后,近区交流故障极易引发直流换相失败,系统易出现功率盈余或电压恢复问题,送端电网存在稳定破坏风险。如何在电网规划阶段充分考虑可再生能源、特高压直流工程与交流电网的相互影响,构建坚强合理的交直流混联电网,是当前及今后电力系统规划工作中将长期面临的一个重要问题<sup>[7-14]</sup>。文献[15]以遗传算法为基础提出一种交直流混联电网的扩展规划方法,它以传统方法稳定性较差这一问题作为切入点,设计了可以调整的规划模型,并改进了原有限制条件,从而实现对电网的扩展规划。文献[16]针对交直流混联电网中无功优化问题提出了基于分解协调算法的优化模型。文献[17-18]则从分别/综合考虑静态电压稳定性、暂态电压稳定性多个角度开展了交直流混联系统的无功规划方法。文献[19]以网架坚强、结构合理、安全可靠为目标开展了实际电网的交直流混联送端电网规划研究,但未考虑电网中大规模新能源的出力特性。

目前, 已有部分学者围绕可再生能源背景下电网规划开展了研究, 文献[20]将城市规划中的渐进主义决策理论引入输电网规划中, 基于决策系统网络最优输电容量的参考电网模型, 分别考虑不同数量负荷水平、线路检修等影响因素开展输电网规划研究。文献[21]结合风电出力的相关性, 从计及风电接入、计及风电全成本、计及风电可用输电能力等方面展开了输电网规划研究。上述文章主要集中于大规模可再生能源接入后如何开展输电网规划研究, 缺乏对含高比例可再生能源的交直流混联电网实用规划方法和流程的研究。

本文首先分析了特高压直流接入后高比例可再生能源外送电网的安全稳定特性, 进而提出集可再生能源发电特性研究、特高压直流外送方案、特高压直流落点选择、交流电网构建方案、典型方式建立、安全稳定评估为一体的交直流混联电网实用规划方法; 针对大规模新能源集中并网和特高压直流接入后规划电网所暴露的弱送端电网安全稳定特性, 提出了相应的对策; 最后以青豫直流工程为例验证所提方法的有效性。

## 1 弱送端电网安全稳定特性

随着新能源的迅速发展, 送端电网能源结构发生了重大变化, 光伏和风电等新能源电源已经逐步取代水电、火电等常规电源的主导地位。另外, 随着特高压直流的建设, 送端电网将转变为交直流外送电网, 其安全稳定特性将发生重大变化, 主要体现在以下几个方面。

### 1) 电源结构发生重大变化, 电网调频能力下降。

系统转动惯量越大, 承受有功冲击、频率波动的能力越强。常规机组可参与系统的一次调频、二次调频过程, 随着新能源机组大量投产, 送端常规火电、水电机组被大量替代。新能源出力具有波动性和间歇性的特点, 且不具备常规机组的转动惯量特性, 一般情况下不参与系统的调频过程, 从而造成送端电网转动惯量和等效规模不断减小, 频率调节能力持续下降, 特别是特高压直流工程建成后, 系统扰动后易出现大量功率盈余, 电网存在频率越限甚至稳定破坏风险。

### 2) 常规电源开机受限, 电网电压稳定问题突出。

在新能源电场对电网的影响中, 电压稳定性是较为突出的问题, 如低电压穿越、高电压穿越、电压质

量、电压异常保护等。实际运行中, 新能源机组多采用恒功率因数控制模式, 无法对系统提供充足的无功支持, 尤其在交流电网电压跌落时, 新能源机组控制系统将快速调控增大其输出的交流电流, 进而使其呈现出低电压大电流的运行特性。在低电压大电流的运行条件下, 长距离汇集线路的无功损耗将大幅增加。而在新能源大发情况下由于常规电源开机受到限制, 系统动态无功储备大幅下降, 使得系统在大扰动情况下电压恢复困难。

### 3) 新能源出力随机性放大, 电网调峰压力增大。

新能源出力具有随机性、间歇性、波动性的特点, 在天气条件出现突变情况下, 新能源出力的波动性愈加明显, 大规模新能源接入后, 电网等效负荷峰谷差明显变大, 客观上需要增大系统调峰容量; 且新能源出力的反调节特性进一步放大了对系统调峰容量的需求。此外, 考虑到大气污染等因素的影响, 常规火电建设受限, 使得电网调峰能力下降, 为应对新能源出力的随机性需进一步加大光热、抽蓄等机组建设。

### 4) 交直流送端电网建成, 威胁电网稳定因素增加。

随着特高压直流建设, 送端电网转变为交直流混联电网, 影响电网稳定性的主要因素将聚焦于直流近区。由于交直流系统间的交互影响, 交流电网常规故障可能导致直流换相失败, 对送端造成巨大有功、无功冲击, 严重情况下甚至可能造成送端系统稳定破坏。如: 交流电网故障造成直流输送功率下降, 潮流大范围转移引发功角、电压、频率问题; 直流换相失败、闭锁、再启动引发的频率及近区过电压问题; 直流配套安控策略复杂等问题。

总而言之, 规模化新能源并网和特高压直流接入后, 以同步发电机多质量块、惯性、阻尼运动、机电暂态过程为特征的传统交流电网, 加入了非惯量、高速、离散、刚性、电磁暂态控制为特征的电力电子设备, 两种不同类型、不同时间尺度的运动, 通过故障相互影响、相互交织, 导致交直流混联电网动态特性急剧变化, 系统安全稳定运行与控制规律面临全新挑战。

## 2 含高比例可再生能源的交直流混联电网规划方法

新能源基地和直流工程的建设使得送端电网电力

电子化特征凸显, 电网稳定形态更加复杂, 迫切需要建立系统化的分析方法。本文结合特高压直流接入后弱送端电网实际规划经验, 提出了集可再生能源发电特性研究、特高压直流外送方案、特高压直流落点选择、交流电网构建方案、典型方式建立、安全稳定评估为一体的交直流混联电网实用规划方法。具体规划流程如图1所示。

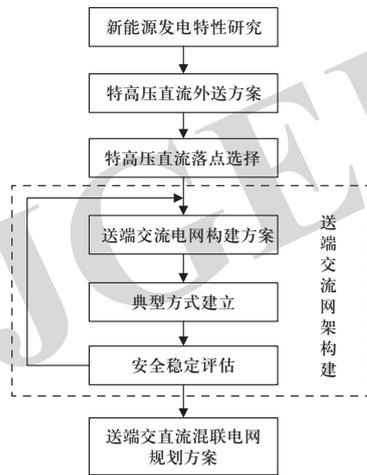


图1 含高比例可再生能源的交直流混联电网实用规划流程

Fig. 1 Practical planning process for AC/DC hybrid power grid with high proportion of renewable energy

## 2.1 新能源发电特性研究

该部分主要采用概率统计分析方法, 依据历史气象数据及新能源出力数据, 对网内各类新能源的发电特性进行分析, 掌握各类新能源出力的季特性、日特性、各时段出力概率分布、出力同时率等关键信息, 在此基础上分析各类新能源出力之间的互补性以及各类新能源发电特性与负荷特性的匹配性。该部分研究是后续确定直流外送方案及建立典型方式的基础。

本文研究中出力概率分布、累计电量分布、同时率采用式(1)一式(3)计算<sup>[22-23]</sup>。

小时级时段的新能源出力概率分布为

$$p'(m, n) = \frac{1}{365} \sum_{s=1}^{365} N_{st} \quad (1)$$

式中:  $p'(m, n)$ 表示 $t$ 时段新能源出力在 $(m, n]$ 区间内的概率;  $N_{st}$ 表示若第 $s$ 天 $t$ 时新能源出力采样点值在 $(m, n]$ 区间内, 则计入统计分析, 其取值方法如下: 若 $m < P_{st} \leq n$ ,  $N_{st} = 1$ , 否则 $N_{st} = 0$ , 其中,  $P_{st}$ 为第 $s$ 天 $t$ 时新能源出力标么值。

小时级时段的出力-累积电量分布 $F'_n$ 为

$$F'_n = \frac{T' \sum_{t=1}^{365} P_{st} [\text{if}(0 \leq P_{st} \leq n)]}{\sum_{t=1}^{365} P_{st}} \quad (2)$$

式中:  $F'_n$ 表示 $t$ 时段采样周期内新能源发电量在 $[0, n]$ 区间内的累积概率;  $T'$ 为全年内 $t$ 到 $t+1$ 时段的新能源利用小时数;  $P_{st} [\text{if}(0 \leq P_{st} \leq n)]$ 表示若第 $s$ 天 $t$ 时新能源出力采样点值在区间 $[0, n]$ , 则将出力值累计进行分析, 累加后得到满足要求的积分电量值。

同时率 $k$ 表示为

$$k = \frac{\max P_{\Sigma}}{\sum P_i} \quad (3)$$

式中:  $P_{\Sigma}$ 为新能源总出力;  $P_i$ 为新能源装机(并网)容量。

## 2.2 特高压直流外送方案

根据网内常规电源及新能源规划, 在满足网内负荷需求的基础上, 充分考虑送端电源发电出力与受端负荷的季节特征和月度匹配性, 按照季节拟定不同的直流外送曲线, 以降低受端负荷的季不均衡性。同时充分考虑送端电源发电出力与受端负荷在日内的匹配特性, 利用送端梯级水电站、光热、抽水蓄能电站等机组的可优化调度空间, 满足受端地区电力电量需求, 并跟踪受端负荷特性, 降低受端调峰压力。

## 2.3 特高压直流落点选择

直流落点选择是一个复杂的系统决策问题, 其中涉及到决策目的、系统安全、经济性、工程实施等多方面<sup>[24-25]</sup>。现阶段大电网规划中, 通常基于电力电量平衡分析, 根据地区电网有功缺额, 初步选定特高压直流落点的站点范围。在此基础上, 计算规划水平年各备选站点母线的多馈入短路比<sup>[26]</sup>指标

$$S_i = \frac{S_{DCi}}{P_{Di} + \sum_{j=1, j \neq i}^n F_{Mji} P_{Dj}} \quad (4)$$

式中:  $S_i$ 为第 $i$ 回直流所对应的多馈入短路比;  $S_{DCi}$ 为第 $i$ 回直流换流母线的短路容量;  $F_{Mji}$ 为第 $j$ 回直流系统与第 $i$ 回直流系统之间的交互影响因子;  $P_{Di}$ 、 $P_{Dj}$ 分别为第 $i$ 回和第 $j$ 回直流额定功率。

直流输电工程对其所接入的送、受端交流电网短路容量都有具体要求, 一般情况下直流换流母线多馈入有效短路比不宜小于3。按照有效短路比对各备选站点进行排序, 并结合直流近区安全稳定计算、经济性评估, 通过比选获得最终的直流落点规划方案。

## 2.4 送端交流网架构建

该部分首先构建送端交流网架规划方案, 依据送端电源及负荷特性, 建立典型研究方式, 进行各典型方式下的系统安全稳定评估, 并针对评估结果所暴露的薄弱环节, 对送端交流网架构建方案进行相应的调整及后评估。

### 1) 构建送端交流网架规划方案。

在含高比例可再生能源的送端交流电网规划过程中, 需要对新能源外送通道容量进行科学合理的规划, 避免由于网架因素引发新能源输电阻塞, 同时还应避免因输电容量冗余造成资源浪费。此外, 新能源发电技术易受各类随机因素的影响, 且特高压直流工程接入后, 交直流耦合性增强。随着不确定性的新能源大规模接入和特高压直流输电工程的投产, 系统对接纳波动性发电能力的要求也随之提高, 因此, 在电网规划时应充分考虑各类不确定因素的影响, 提升电网对不同运行环境的适应能力。

### 2) 典型方式建立。

为充分暴露特高压直流接入后弱送端电网的安全稳定风险, 建立典型方式时应考虑以下问题。

①新能源大发、特高压直流大容量送出及枯季高峰负荷方式, 依据电力平衡关停送端电网相应容量常规发电机组, 控制省内重要断面输电功率接近稳定限额, 调整母线电压至允许运行范围下限。该方式主要暴露可能存在的热稳、暂稳、电压稳定等问题。

②新能源大发、特高压交直流大容量送出及枯季低谷负荷方式, 该方式下主要暴露可能存在的大功率盈余后频率稳定问题。此外, 还应依据可能存在的问题建立相应的典型方式作为研究基础。

### 3) 安全稳定评估。

该部分研究主要包括潮流分布及转移特性、单一元件故障分析两个环节。各环节中需重点考虑以下问题。

①潮流特性分析中, 需重点关注直流近区的单回交流线路故障所引发的潮流转移, 避免因故障后功率转移冲击可能导致的其他线路过热稳等连锁故障, 评估故障后直流线路保持稳定运行的能力。

②电压无功分析中, 主要评估特高压直流接入后弱送端电网电压无功调节能力的适应性。需考虑新能源大发方式下枢纽变电站的电压控制范围和无功补偿容量充足性, 调节措施包括主变抽头选择、站内无功补偿投切策略等; 此外由于常规电源在新能源大发情

况下开机受到限制, 还需重点关注该方式下系统动态无功储备的充裕性, 评估直流近区交流扰动后系统暂态电压失稳的可能性, 避免交流故障后引发的直流换相失败, 进而造成事故的扩大化, 调节措施包括调整加装调相机或动态无功补偿装置等。

③频率稳定分析中, 主要评估特高压直流接入后弱送端电网的频率动态调节特性。由于特高压直流输电功率大, 需重点考虑直流单、双极闭锁后大功率潮流转移对弱送端电网的冲击, 防止在系统频率动态变化过程中造成机组超速或者相关原因停机。此外, 除落点本电网的直流外, 还需根据电气联系考虑邻近网内的直流闭锁故障, 评估可能引起的过境潮流对弱送端电网频率稳定性的影响。

### 4) 送端电网网架规划方案优选方法。

为了最大限度利用可再生能源, 减少系统建设运行成本, 并保证直流通道的利用率, 本文以系统建设运行成本和弃风弃光水平最小为多目标, 优选出送端电网网架规划方案。优化目标函数如式(5)所示, 约束条件如式(6)所示。

$$\min F(x) = [f_1(x), f_2(x)] \quad (5)$$

式中:  $f_1(x)$ 表示系统建设运行成本;  $f_2(x)$ 表示弃风弃光水平。

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{系统潮流约束: } \mathbf{P} = \mathbf{B}\boldsymbol{\theta} \\ \text{支路潮流约束: } |P_{ij}| \leq P_{ij}^{\max} \\ \text{功率平衡约束: } \sum_{k=1}^{N_k} P_{k,t} + \sum_{g=1}^{N_g} P_{g,t} = P_{L,t} \\ \text{新能源出力约束: } 0 \leq P_{k,t} \leq P_k^{\max} \\ \text{常规机组出力约束: } P_g^{\min} \leq P_{g,t} \leq P_g^{\max} \end{array} \right. \quad (6)$$

式中:  $\mathbf{P}$ 表示节点有功功率注入向量;  $\mathbf{B}$ 表示节点容纳矩阵;  $\boldsymbol{\theta}$ 表示节点电压相角向量;  $P_{ij}$ 为支路 $ij$ 所传输的有功功率;  $P_{ij}^{\max}$ 为支路 $ij$ 的最大有功功率传输限制;  $P_{L,t}$ 为在时刻 $t$ 的系统总负荷;  $P_{k,t}$ 为第 $k$ 台新能源机组在时刻 $t$ 的出力;  $P_k^{\max}$ 为第 $k$ 台新能源机组最大出力;  $P_{g,t}$ 为第 $g$ 台常规机组在时刻 $t$ 的出力;  $P_g^{\min}$ 和 $P_g^{\max}$ 分别为第 $g$ 台常规机组最小技术出力和最大出力值。

## 3 算例分析

以青海电网为例来说明含高比例可再生能源的交直流混联电网规划方法及过程。

青海省海西、海南地区新能源资源丰富, 某规划水平年内, 全网最大负荷为1180万kW, 青海电网装机水平如图2所示。

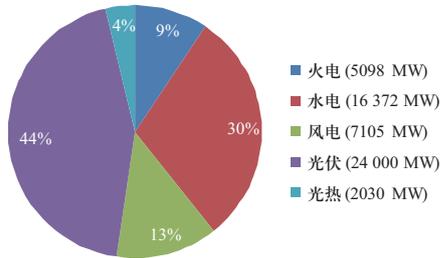


图2 某规划水平年青海电网装机规模

Fig. 2 Installed scale of Qinghai power grid in the planning year

由图2可知,该规划水平年内青海省新能源装机占比超过60%。

### 3.1 青海新能源发电特性研究

#### 1) 青海光伏发电特性研究。

青海省内光资源非常丰富,且季节性明显,青海光伏3~9月出力较大,1~2月、11~12月出力较小。晴天时相邻日之间光伏电站出力曲线有较高的相似性,阴雨天时相邻日之间的光伏出力曲线差异巨大,光伏逐

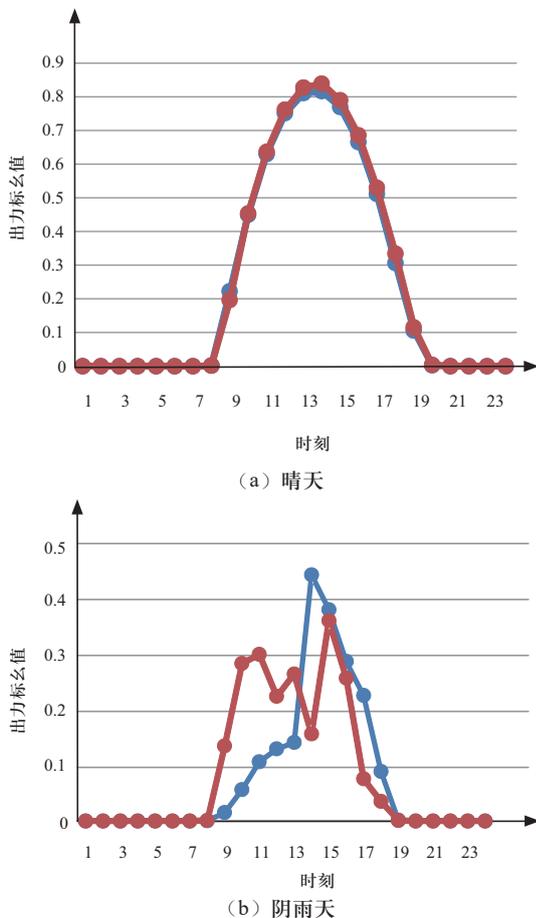


图3 青海光伏典型相邻日出力曲线

Fig. 3 Typical photovoltaic power output curve between two adjacent days in Qinghai

小时出力变化率在装机容量±20%内的概率为90%，青海光伏典型相邻日出力曲线如图3所示。经统计分析,按照式(1)一式(3)可知,规划年内光伏的设计年利用小时数为1640 h,累积电量95%出力系数为0.63。

#### 2) 青海风力发电特性研究。

青海省内风资源较为丰富,且季节性明显,青海风电2~6月、12月出力较大,1月、8~9月、11月出力较小。相邻两日的风电出力曲线差异巨大,风电逐小时出力变化率在装机容量±20%内概率为95%,青海风电典型相邻日出力曲线如图4所示。经统计分析,按照式(1)一式(3)可知,规划年风电的设计年利用小时数为2100 h,累积电量95%出力系数为0.56。

#### 3) 青海风光互补特性研究。

由于地理位置的不同,海西与海南基地在太阳能资源、风资源方面存在一定互补性,对新能源日内发电量影响较大,能够减少新能源极大或极小出力情况,如图5所示。

此外,青海省出现光伏小发时,风电出力基本为大发或中发情况;出现风电小发时光伏出力也基本为大发或中发情况,表明风光在气象上具有互补特性,如图6所示。经统计分析,按照式(1)一式(3)可知,规划年内风光综合年利用小时数为1750 h,累积电量95%出力系数为0.53。

#### 4) 青海光热发电特性研究。

青海省内光热资源非常丰富,且季节性明显,青海光热1月、3~5月、9~10月发电量较多,6月和8月发电量较少,青海光热典型日出力曲线如图7所示。经统计分析后,规划年内青海光热电站的设计年利用小时数可达3700 h。

#### 5) 青海多能互补特性研究。

青海网内多能互补主要依靠可调节电源(如水电、

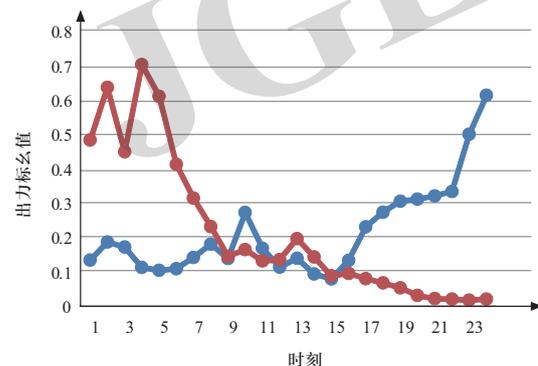
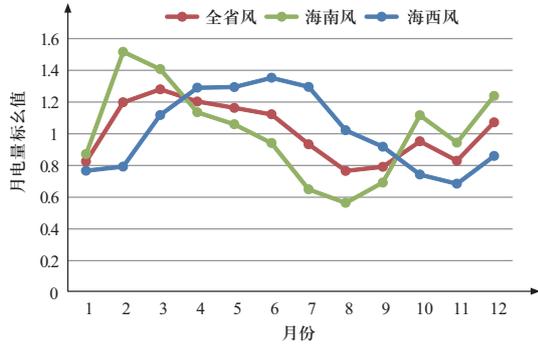
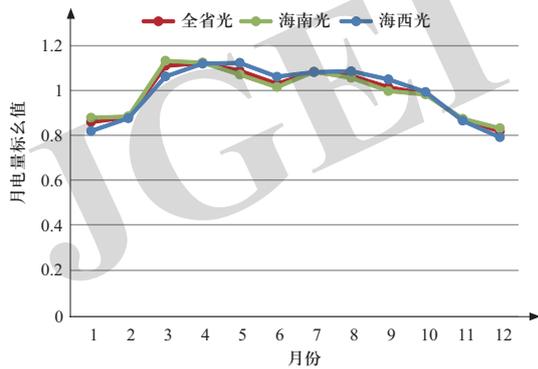


图4 青海风电典型相邻日出力曲线

Fig. 4 Typical wind power output curve between two adjacent days in Qinghai



(a) 光伏



(b) 风电

图 5 青海光伏互补、风电互补示意图

Fig. 5 Photovoltaic power complementarity & wind power complementarity diagram in Qinghai

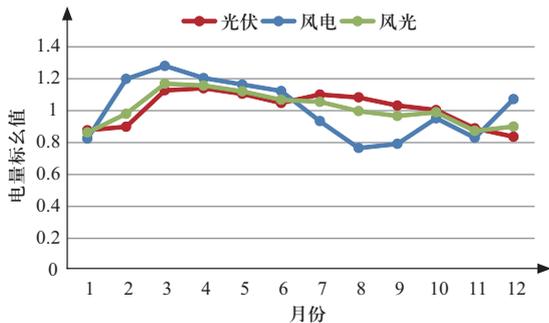


图 6 青海风光互补示意图

Fig. 6 Wind/photovoltaic hybrid diagram in Qinghai

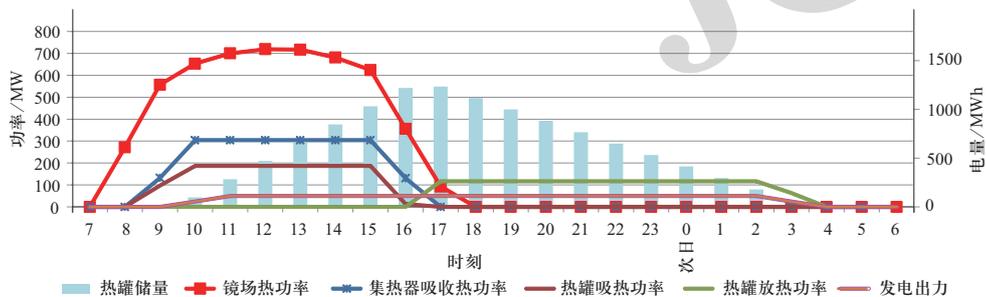


图 7 青海光热典型日出力曲线

Fig. 7 Typical photothermal power output curve in Qinghai

光热、抽蓄等)配合新能源的出力运行,最终拟合成一条平稳的负荷曲线或直流外送曲线。青海网内多能互补运行原理为:①光伏电站大发时段(11:00~16:00):水电、光热出力降低,此时水库蓄水、光热储能电站储热、抽水蓄能电站抽水,主要由光伏、风电出力平衡负荷;②光伏零发时段:水电、光热加大出力,与风电随机出力共同满足负荷供电,峰荷不足电力由抽蓄电站提供。多能互补运行原理图如图8所示。

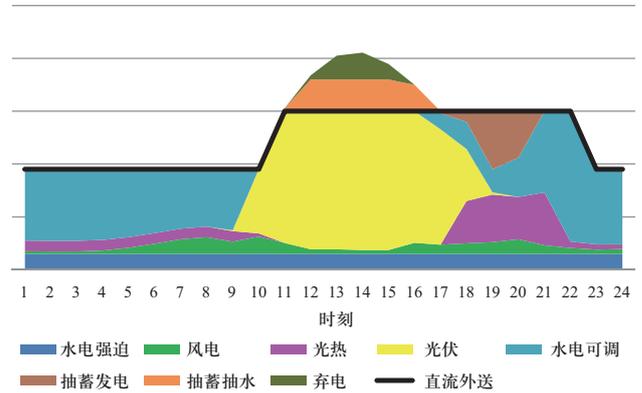


图 8 青海多能互补运行原理图

Fig. 8 Multi-energy complementary operation principle in Qinghai

### 3.2 青海特高压直流外送方案

根据受端年负荷特性,结合青海季节性电量差异,直流曲线初拟为高低两方案:高功率方案用于最大负荷和用电量最高的7~8月,其他月份按低功率方案运行。此外,根据受端总体日负荷特性,考虑青海以光伏为主的电源结构,直流日曲线初拟为两阶段送电模式:高阶段满送时段为11:00—22:00,低阶段外送功率根据送端电量确定。

考虑到规划年内最大电力缺额687万kW,直流曲线高阶段功率拟定为700万kW,7~8月低阶段拟定为500万kW,9月~次年6月低阶段拟定为300万kW,外

送曲线如下图9所示；按照直流电压等级与电能输送的距离和功率的统计关系<sup>[27]</sup>，考虑送受端相距1580 km，推荐采用±800 kV电压等级。

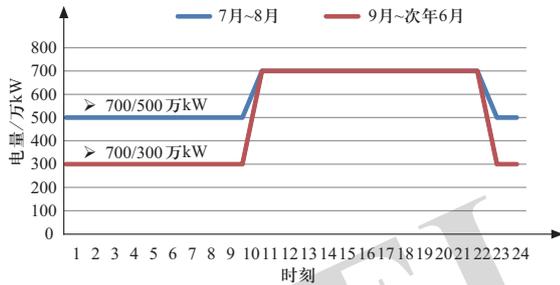


图9 规划年内青海特高压直流外送曲线

Fig. 9 Qinghai UHV DC delivery curve in the planning year

### 3.3 特高压直流落点选择

根据不同发展定位，青海电网可分为东部电网、西部电网及南部电网。规划年内，青海东部电网为负荷中心，电力缺额为5990 MW；西部电网为新能源送出基地，电力盈余5540 MW；南部电网为新能源及水电送出基地，电力盈余14 840 MW。根据上述电力平衡结果，为保证省内电力流向正常，潮流分布合理，特高压直流落点宜优先选择近青海南部地区，直流换流站经3回750 kV线路接入系统750 kV主网。

青海南部地区可以选择的接入点共有塔拉变、海南变、塘格木变3座750 kV变电站，接入不同变电站时特高压直流母线的多馈入有效短路比如表1所示。

综合安全性、经济性等多因素考虑，青豫特高压直流接入点选择海南750 kV变电站。

表1 特高压直流换流母线多馈入有效短路比

Table 1 The UHV DC converter bus multi-feed effective short circuit ratio

变电站	塔拉	海南	塘格木
有效短路比 (ESCR)	3.54	3.4	2.23

### 3.4 送端网架规划方案

在青海原750 kV规划网架的基础上，考虑特高压直流工程的接入，并将接入后的750 kV网架方案作为送端电网的初始规划方案，该方案中，特高压直流近区网架结构如图10所示。

### 3.5 典型方式建立

依据各重要断面输电能力分析，结合各地区电力

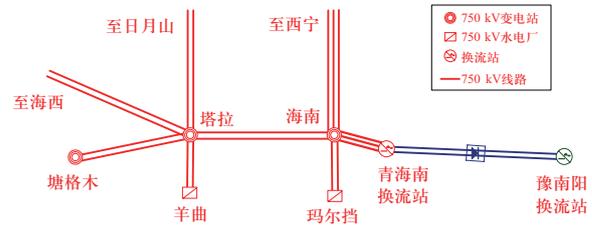


图10 规划年青海特高压直流近区网架结构图

Fig. 10 Network structure near the Qinghai UHV DC project

需求，典型方式安排如下：特高压直流输送8000 MW，省间断面送出5820 MW，负荷9030 MW，网内新能源大发，风电出力同时率0.36，光伏出力同时率0.8。

### 3.6 安全稳定评估

#### 1) 潮流特性分析。

规划年内塘格木地区新能源经塔拉750 kV变电站送出，新能源送出需求约9200 MW，叠加塔拉下水电出力及海西外送功率后，塔拉-海南双回750 kV线路将严重过载。该方式下，塔拉-海南线路“N-1”后剩余一回线路有功功率达8000 MW，大大超出其热稳极限。

针对该问题，为满足“N-1”准则要求及满足大规模新能源送出需求，考虑在规划网架基础上新建塔拉-海南第三回750 kV线路，缓解塔拉-海南线路输送压力。塔拉-海南第三回750 kV线路建成后，该线路“N-1”情况下剩余两回750 kV线路输电功率达9200 MW，能够安全稳定导则要求。

#### 2) 电压无功分析。

规划年青海特高压直流满送，网内新能源大发情况下，特高压直流发生连续2次换相失败故障的情况下，故障后系统稳定，直流近区线路均不超出热稳限额，但故障过程中光伏机组暂态压升超过0.3 pu，存在高压脱网问题。针对该问题，可考虑在新能源汇集站点适当投入调相机、SVG等动态无功补偿设备，以提高新能源近区的暂态电压支撑能力，其具体配置容量和配置站点可结合后续调压效果和经济性分析等因素综合确定；在特殊情况，可考虑适当降低直流输送功率。

#### 3) 频率特性分析。

规划年新能源大发且网内负荷水平较低情况下，青豫直流双极闭锁、青豫直流及天中直流同时双极闭锁，未计及切机措施时，系统频率暂态响应曲线如图11所示。

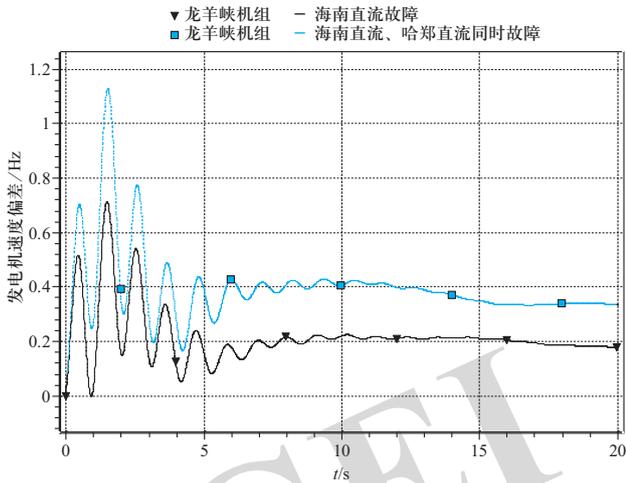


图 11 直流双极闭锁故障后系统频率响应曲线

Fig. 11 System frequency response curve after DC bipolar blocking fault

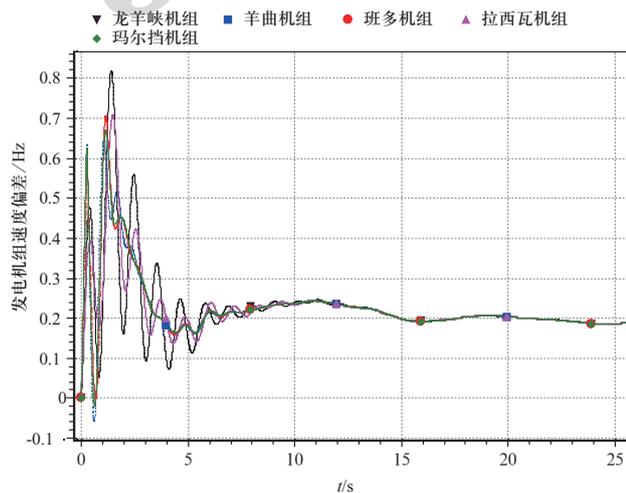


图 12 直流双极闭锁故障切机后系统频率响应曲线

Fig. 12 System frequency response curve after cutting machines

由图11可知,青豫直流、天中直流同时发生双极闭锁故障且不考虑切机措施时,龙羊峡机组最大速度偏差约为1.15 Hz,已经超出稳定导则的计算要求,系统频率最终恢复至50.3 Hz。考虑采取切机措施且共计切除海南地区光伏有功出力6377 MW后,暂态过程中系统频率如图12所示,青海电网所有发电机组最大速度偏差均小于1 Hz,系统频率最终恢复至50.19 Hz左右。

根据上述仿真结果,针对多直流同时双极闭锁且不采取切机措施时的系统频率越限问题,建议构建完善青豫直流工程二、三道防御体系,保证直流工程严重故障后系统频率的稳定性。

### 3.7 新增交流工程经济性分析

如3.6节所述,为满足“N-1”导则要求,新增了塔拉-海南第3回750 kV交流线路。750 kV单位线路长度工程静态投资274.37万元/km<sup>[28]</sup>,线路长度26 km。故,该工程建设总的静态投资为7 133.62万元。

工程建成后,可以减少的新能源受阻功率为2730 MW,全年可多外送新能源发电量 $4.78 \times 10^9$  kWh。按照电价0.4元/kWh,新能源年利用小时数按照1750 h考虑,每年多外送的新能源电量可获得的经济效益达到19亿元,仅从这一点考虑,塔拉-海南第3回750 kV交流线路工程经济效益显著。

## 4 结论

本文结合中国可再生能源发展和当代直流输电技术特点,分析了可再生能源、特高压直流工程与弱送端交流电网的相互影响,提出了含高比例可再生能源的交直流混联电网实用规划方法和流程,研究结论如下。

1) 规模化新能源集中并网和特高压直流接入后,送端电网常规电源开机受限,电源结构发生重大变化,送端弱交流电网的主要安全稳定特性包括:调频能力下降、电压稳定问题突出、调峰压力增大、交流故障诱发直流系统持续换相失败进而闭锁等4个方面。

2) 提出了集可再生能源发电特性研究、特高压直流外送方案、特高压直流落点选择、交流电网构建方案、典型方式建立、安全稳定评估为一体的交直流混联电网实用规划方法,明确了特高压直流馈入后含高比例可再生能源的弱送端电网规划工作中应该关注的问题,为保证特高压直流工程投产后特高压直流和送端电网的安全稳定运行提供了技术指导。

## 参考文献

- [1] 田廓, 曾鸣, 鄢帆, 等. 考虑环保成本和风电接入影响的动态经济调度模型[J]. 电网技术, 2011, 35(6): 55-59.  
TIAN Kuo, ZENG Ming, YAN Fan, et al. A dynamic economic scheduling model considering environmental protection cost and impact of connecting wind power to power grid[J]. Power System Technology, 2011, 35(6): 55-59(in Chinese).
- [2] 陈道君, 龚庆武, 张茂林, 等. 考虑能源环境效益的含风电场多目标优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2011, 31(13): 10-17.

- CHEN Daojun, GONG Qingwu, ZHANG Maolin, et al. Multi-objective optimal dispatch in wind power integrated system incorporating energy-environmental efficiency[J]. Proceedings of the CSEE, 2011, 31(13): 10-17(in Chinese).
- [3] 王彩霞, 乔颖, 鲁宗相, 等. 低碳经济下风火互济系统日前发电计划模式分析[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 111-117.  
WANG Caixia, QIAO Ying, LU Zongxiang, et al. Day-ahead dispatch mode for Wind-thermal power system in Low-carbon economy[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 111-117(in Chinese).
- [4] 舒畅. 关于我国清洁能源发展相关问题的探讨[J]. 能源技术经济, 2011, 23(9): 20-23.  
SHU Chang. Relevant issues of clean energy development in China[J]. Energy Technology and Economics, 2011, 23(9): 20-23(in Chinese).
- [5] 国家统计局. 中华人民共和国2020年国民经济和社会发展统计公报[EB/OL].(2021-02-28)[2021-03-01]. [http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202102/t20210227\\_1814154.html](http://www.stats.gov.cn/tjsj/zxfb/202102/t20210227_1814154.html).
- [6] 刘振亚, 张启平, 董存, 等. 通过特高压直流实现大型能源基地风、光、火电力大规模高效率安全外送研究[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(16): 2513-2522.  
LIU Zhenya, ZHANG Qiping, DONG Cun, et al. Efficient and security transmission of wind, photovoltaic and thermal power of large-scale energy resource bases through UHVDC projects[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(16): 2513-2522(in Chinese).
- [7] 中国能源中长期发展战略研究项目组. 中国能源中长期(2030、2050)发展战略研究: 电力·油气·核能·环境卷[M]. 北京: 科学出版社, 2011: 3-88.
- [8] 孙玉娇, 周勤勇, 申洪. 未来中国输电网发展模式的分析与展望[J]. 电网技术, 2013, 37(7): 1929-1935.  
SUN Yujiao, ZHOU Qinyong, SHEN Hong. Analysis and prospect on development patterns of China's power transmission network in future[J]. Power System Technology, 2013, 37(7): 1929-1935(in Chinese).
- [9] 张小平, 李佳宁, 付灏. 英国电力零售市场的改革与挑战[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(11): 10-16.  
ZHANG Xiaoping, LI Jianing, FU Hao. UK retail electricity market reform and challenges[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(11): 10-16(in Chinese).
- [10] Ofgem UK. Integrated transmission planning and regulation (ITPR) project: final conclusion[EB/OL]. <https://www.ofgem.gov.uk/ofgem-publications/93917/itprfinalconclusionsdecisionstatementpublicationfinal-pdf>.
- [11] National Grid Plc (UK). Network option assessment [EB/OL]. <https://www.nationalgrid.com/uk/publications/networkoptions-assessment-noa>.
- [12] ROUHANI A, HOSSEINI S H, RAOOFAT M. Composite generation and transmission expansion planning considering distributed generation[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2014, 62: 792-805.
- [13] AGHAEI J, AMJADY N, BAHARVANDI A, et al. Generation and transmission expansion planning: MILP-based probabilistic model[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2014, 29(4): 1592-1601.
- [14] YANG Y C, WANG X D, LUO J J, et al. Multi-objective coordinated planning of distributed generation and AC/DC hybrid distribution networks based on a multi-scenario technique considering timing characteristics[J]. Energies, 2017, 10(12): 2137.
- [15] 尹玉, 吴毛毛, 黄晓光, 等. 基于遗传算法的交直流混联电网扩展规划研究[J]. 自动化与仪器仪表, 2020(10): 176-179.  
YIN Yu, WU Maomao, HUANG Xiaoguang, et al. Research on expansion planning of AC-DC hybrid power grid based on artificial intelligence technology[J]. Automation & Instrumentation, 2020(10): 176-179(in Chinese).
- [16] 周焯. 交直流混联电网的鲁棒潮流及区域无功优化方法研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2018: 49-52.
- [17] 杨堤. 交直流混联系统无功规划研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2016: 105-108.
- [18] 杨堤, 程浩忠, 马则良, 等. 考虑静态和暂态电压稳定的交直流混联系统综合无功规划方法研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(11): 3078-3086.  
YANG Di, CHENG Haozhong, MA Zeliang, et al. Integrated Reactive Power Planning Methodology Considering Static and Transient Voltage Stability for AC-DC Hybrid System[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(11): 3078-3086(in Chinese).
- [19] 胡斌, 胡志冰, 冯雪, 等. 宁夏交直流混联送端电网规划研究[J]. 青海电力, 2019, 38(2): 6-13.  
HU Bin, HU Zhibing, FENG Xue, et al. Planning research on Ningxia AC-DC hybrid power grid[J]. Qinghai Electric Power, 2019, 38(2): 6-13(in Chinese).
- [20] 徐浩. 考虑新能源接入的输电网规划研究[D]. 济南: 山东大学, 2019: 11-13.
- [21] 田书欣. 考虑大规模风电接入的输电网规划方法研究[D]. 上海: 上海交通大学, 2016: 13-14.
- [22] 刘文霞, 何向刚, 吴方权, 等. 新能源发电出力特性指标及其数据化应用[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(9): 85-92.  
LIU Wenxia, HE Xianggang, WU Fangquan, et al. New energy generation output characteristic index and its data application[J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(9): 85-92(in Chinese).
- [23] 马轶东, 黄银华, 何丽柔. 沿海风电出力同时率的数理统计分析[J]. 湖南电力, 2016, 36(4): 18-22.  
MA Yidong, HUANG Yinhua, HE Lirou. Mathematical statistics analysis on simultaneity factor of coastal wind power output[J]. Hunan Electric Power, 2016, 36(4): 18-22(in Chinese).
- [24] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004: 7-25.

- [25] 李兴源. 高压直流输电系统的运行和控制[M]. 北京: 科学出版社, 1998: 3-9.
- [26] 郭小江, 郭剑波, 马世英, 等. 基于多馈入短路比的多直流落点选择方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(10): 36-42.  
GUO Xiaojiang, GUO Jianbo, MA Shiyong, et al. A method for multi DC terminal location selection based on multi-infeed short circuit ratio[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(10): 36-42(in Chinese).
- [27] 安婷, 乐波, 杨鹏, 等. 直流电网直流电压等级确定方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(11): 2871-2879.  
AN Ting, YUE Bo, YANG Peng, et al. A determination method of DC voltage levels for DC grids[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(11): 2871-2879(in Chinese).
- [28] 刘振亚. 国家电网公司输变电工程通用造价: 750 kV输电线路分册 (2014年版) [M]. 北京: 中国电力出版社, 2014: 131.

收稿日期: 2021-03-01; 修回日期: 2021-05-18。



张鑫

作者简介:

张鑫 (1981), 男, 博士, 教授级高级工程师, 研究方向为电力系统规划、直流输电技术等, E-mail: zxin@epri.sgcc.com.cn。

李媛媛 (1982), 女, 硕士, 高级工程师, 研究方向为电力系统规划、直流输电技术等, E-mail: liyuanyuan@epri.sgcc.com.cn。

吉平 (1983), 女, 博士, 高级工程师, 研究方向为电力系统稳定与控制、新能源规划等。通信作者, E-mail: jiping@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 张鹏)