

某地区光伏消纳能力研究

文/国网蚌埠供电公司 蒋从伟 尹晓峰 吴仲超 张健

光伏发电因具有无噪声、无污染且分布广泛、没有地域限制的特点而备受瞩目。近年来,我国新能源并网装机和消纳总量高速增长。截至2015年底,我国太阳能发电累计装机容量达到43.18 GW,“十二五”期间年均增长119%。如图1所示。其中蚌埠供电区新能源装机容量和比例增长趋势明显,截至2015年底,供电区已接入光伏装机26.45 MW,生物质(可再生能源)电厂54 MW,且逐年上升。本文以蚌埠地区为例进行研究。

“十三五”间,蚌埠供电区规模化阶梯式增长的新能源接入和一次电网建设提升,将对蚌埠电网的建设改造和运行管理产生多方面的影响。为确定蚌埠光伏发电接入增长对电网的影响,有效引导新能源合理布局,推进新能源接入建设与电网建设改造提升同步,实现源—网—荷的全面协调发展,确保新能源消纳及电网电压安全。由于蚌埠供电区的光伏发电装机规模增长迅速,故开展蚌埠供电区光伏接入消纳能力的研究工作。

研究思路

新能源的消纳能力主要受系统调峰能力、电网输电能力、新能源并网技术以及调度运行水平等影响,其中系统调峰能力和新

能源并网技术是最主要的限制因素。本文在传统光伏接入方案单项研究基础上,结合光伏富集区域电网发展,通过基于PSD-BPA(电力系统分析软件)建模,然后进行仿真计算,基于P-V分析,V-Q分析,模式分析,连续潮流的电压稳定分析方法,分层分区确定区域电网在接入规模、负荷水平、网架结构及电源调峰能力等综合因素动态影响下的新能源消纳水平。

基本条件

蚌埠市位于淮河中游,地处安徽省淮北平原和江淮丘陵的交接地带,地形以平原为主。地势西北高,东南低;蚌埠位于属北亚

热带湿润季风气候区与南温带半湿润季风气候区的过渡带,季风显著,四季分明,气候温和,雨量适中,光照充足,年日照时数平均2 167.5 h,平均气温15.1°C,平均年降水量905.4 mm,平均无霜期217天。

该地区属于全国太阳能资源三类地区,太阳能资源丰富,且总辐射量中直接辐射量占很大比重。太阳总辐射值的变化规律与天文辐射变化基本一致,年际变化较小,光能资源利用条件较佳。适合建设太阳能光伏发电项目。

典型光伏电站出力分析

蚌埠供电区已并网运行的光伏电站年发电出力如图2、3所示。

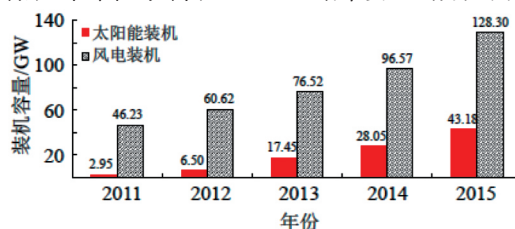


图1 我国风电和太阳能逐年装机容量

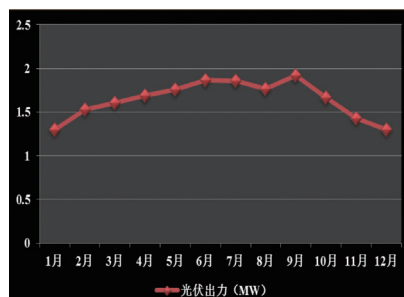


图2 光伏发电站年出力曲线实测

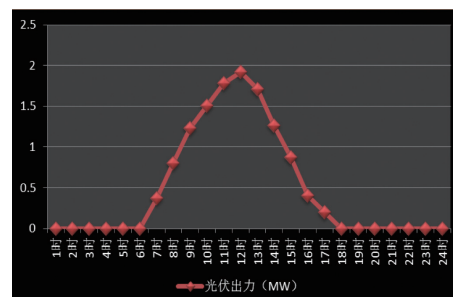


图3 光伏发电站日出力特性曲线

从已建成光伏并网发电情况来看,蚌埠区域光伏电站最大出力周期分布在6~9月,最小光伏出力位于11月~1月,全年出力曲线季节性变化明显,但最小出力仍可占到最大出力的2/3左右,幅度变化不大。整体上看,光伏出力曲线与年负荷曲线趋势趋同。

根据蚌埠市已批复的光伏电站设计方案及地域光照特性,模拟光伏发电站日出力特性如图3所示。可知光伏发电站仅在中午数个小时内有较大出力,这与各分区典型日负荷曲线有较大程度的一致性,尤其在午高峰时段。但光伏出力受天气影响较大,在每天早晚时间段及恶劣天气情况下,光伏发电站无持续稳定出力,所以规划光伏电站建成投运后,仅可缓解各区域午高峰期供电压力,但是对晚高峰期供电压力基本无影响,并不能代替公用变电站的变电容量。

消纳能力仿真评估

1. 仿真原理及典型建模仿真实例

(1) 仿真原理简介

依托已完成的区域电网规划、区域中长期负荷预测、分布式光伏装机规划,作为课题研究的边界条件,仿真工具采用BPA。本次仿真的基本原理是:研究选定区域内光伏电源的发电特性,建立分布式电源模型和区域电网模型,通过建立仿真场景从现状光伏出力开始,基于灵敏度分析法,考察分布式电源接入容量增加时指标的变化,选取一定容量值为步长,逐步增加光伏接入容量直到存在指标出现越限时为止,监控接入点的母线电压,每迭代一次计算一遍潮流,当监控点电压达到电压越线标准或电压

崩溃点时,给出光伏接纳的最大水平。

(2) 典型仿真实例

选取IEEE 9节点测试模型,应用VSAT仿真进行消纳研究,以确定仿真软件应用的合理性。

1) IEEE 9节点模型

如图4所示,VSAT仿真中,电厂G1为平衡节点,G2和G3设为新能源电站,新能源出力按一定的幅值稳定增加,通过软件仿真可得随出力增加的PV曲线如图5所示。

可以看出,仿真中随G2和G3出力增加,监测点起始电压幅值由1.012PU逐步增加至1.016PU,之后随九节点网络调节能力达到顶峰,电压呈先缓后快的跌落趋势,直至电压安全极限,对应的G2和G3出力达到197 MW,此时平衡节点出力为51 MW,评定系统最大接纳G2和G3出力为197 MW。

IEEE 9节点电网作为理想模型,各节点初始及运行均设置为最合理状况,节点电压主要受固化电网模型参数、节点无功补偿

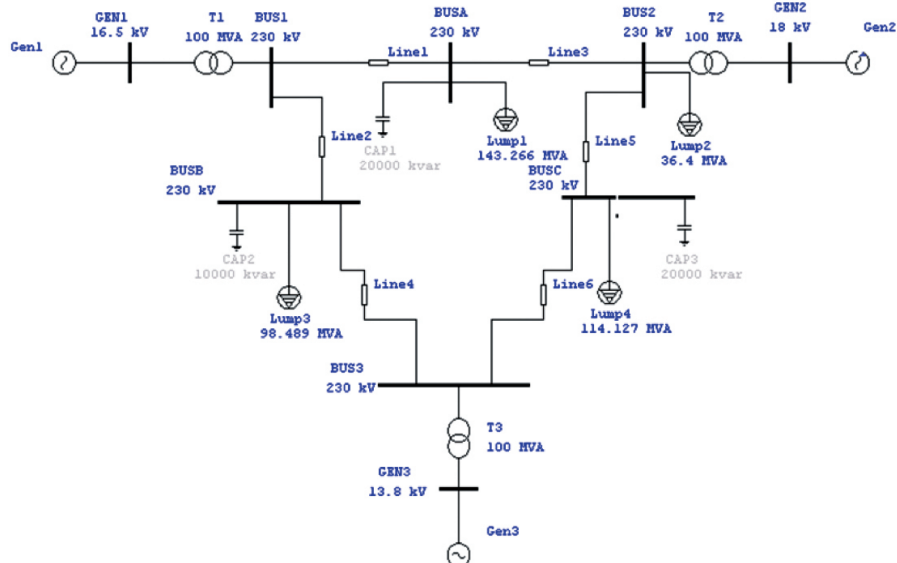


图4 IEEE 9节点网络示意图



图5 IEEE 9节点标准网络PV曲线示意图

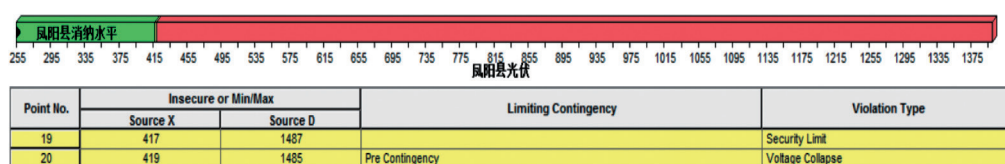


图6 凤阳县现状电网消纳水平（无功上限30 MVAR）

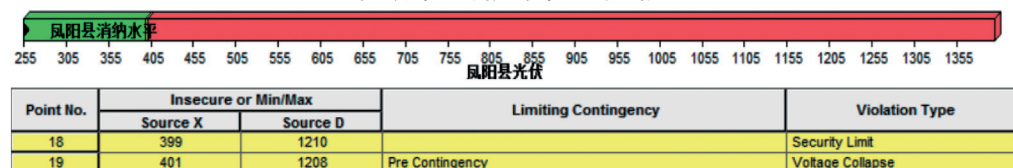


图7 凤阳县现状电网消纳水平（无功上限15 MVAR）

- (1) 绿区—电压标准限值范围，潮流收敛；黄区—电压越限，潮流收敛范围；红区—电压崩溃/潮流不收敛
(2) SourceX—集群光伏总出力，SourceD—可调电源总出力

配置和电源出力功率因数变化的影响。

2) 仿真分析体系划分

仿真采用地区电网的BPA潮流数据，并以此为基准增加光伏电站模型。依托蚌埠供电区各主要水平年电网、电源及光伏开发计划，通过前述方法，进行消纳能力和电压安全评估研究。按分析体系简要阐述如下。

按照光伏电站集群划分消纳及电压安全评估节点：

(1) 站区光伏集群：以相邻的光伏电站组合，原则上按照正常运行方式下220kV变电站树状网络拓扑为分析集群，凡接入该站下级供电网络的光伏电站均纳入该集群分析；

(2) 地区光伏集群：以全区电网为集群，纳入区域电网联动平衡分析；

为明确消纳水平以及不同光伏出力对应的电压安全机制，对前述规划接入光伏按实际录入建模，并在已统计批复方案基础上，分层虚拟（增设）光伏并网装机，以考核超越备案光伏容量情况下电压安全能力。

现状电网消纳仿真结果

1. 算例

基于现状电网，光伏电站按规

程接入运行（投入SVG），系统自动投切无功模式；由VSAT按步长增加光伏出力，安全电压标准选择1.07~0.97，各节点由VSAT自动投切参与无功平衡。

基于电压安全约束，凤阳县现状电网最大消纳极限为417 MW（见图6），电压监测点为220 kV官塘站母线，若系统节点无功配置限制为15 MVAR(低于10%)，则最大消纳极限降至399 MW（见图7）；计入已规划接入光伏260 MW后，依托现状电网，凤阳县电网仍可承载约157 MW光伏接入；

结合县级电网分集群仿真可知，计划外光伏接入，最优分布区域为220 kV凤阳站及下级系统（371 MW），其次为官塘站片区（197 MW）；洪武站片区可消纳能力约为107 MW。需要注意的是，对站区集群仿真结论与县域电网仿真结论不存在加和关系。站区集群仿真中，对站区外系统设定为基态运行，属于人为强制干预后的结果，设定站区集群外光伏出力不变（恒定），针对集群内光伏出力步长增长模式下的分析，规划中宜按各集群比例及全县电网总量消纳能力规划计划外光伏接入布局。

2. 消纳能力分析小结

凤阳县现状电网最大消纳极限

为417 MW，计入已规划接入光伏260 MW后，依托现状电网，凤阳县电网仍可承载约157 MW光伏接入；基于区域规划220 kV结构无变化，凤阳县规划电网最大消纳极限为441 MW。结合站区集群仿真结论，建议凤阳县电网内，新增光伏宜优先接入凤阳站供电片区，次之为官塘站片区，洪武片区接入总量宜控制在100 MW之内。

结束语

本课题对于区域的消纳能力得出一个宏观指标值，在针对每个光伏电源接入系统时，还应根据负荷预测及电源规划，进行电力平衡分析，除考虑地区总消纳容量，还应综合考虑地区已并网、在建的电源项目，具体分析变电站的间隔资源、主变容量、输电线路的输送限额等因素，按照自下而上、分层分区的原则，逐站、逐变、逐线计算电网可消纳容量。

结合研究成果，新能源规划应坚持科学发展，统筹协调的原则，进一步提高新能源发电规划与电网规划的协调性，尤其针对大容量的新能源发电规划，应充分考虑系统电源结构、制定相应的配套调峰调频电源规划，提高系统调节能力，合理控制接入规模，规范新能源的并网管理。EA