分析2018年安徽省光伏发电消纳形势

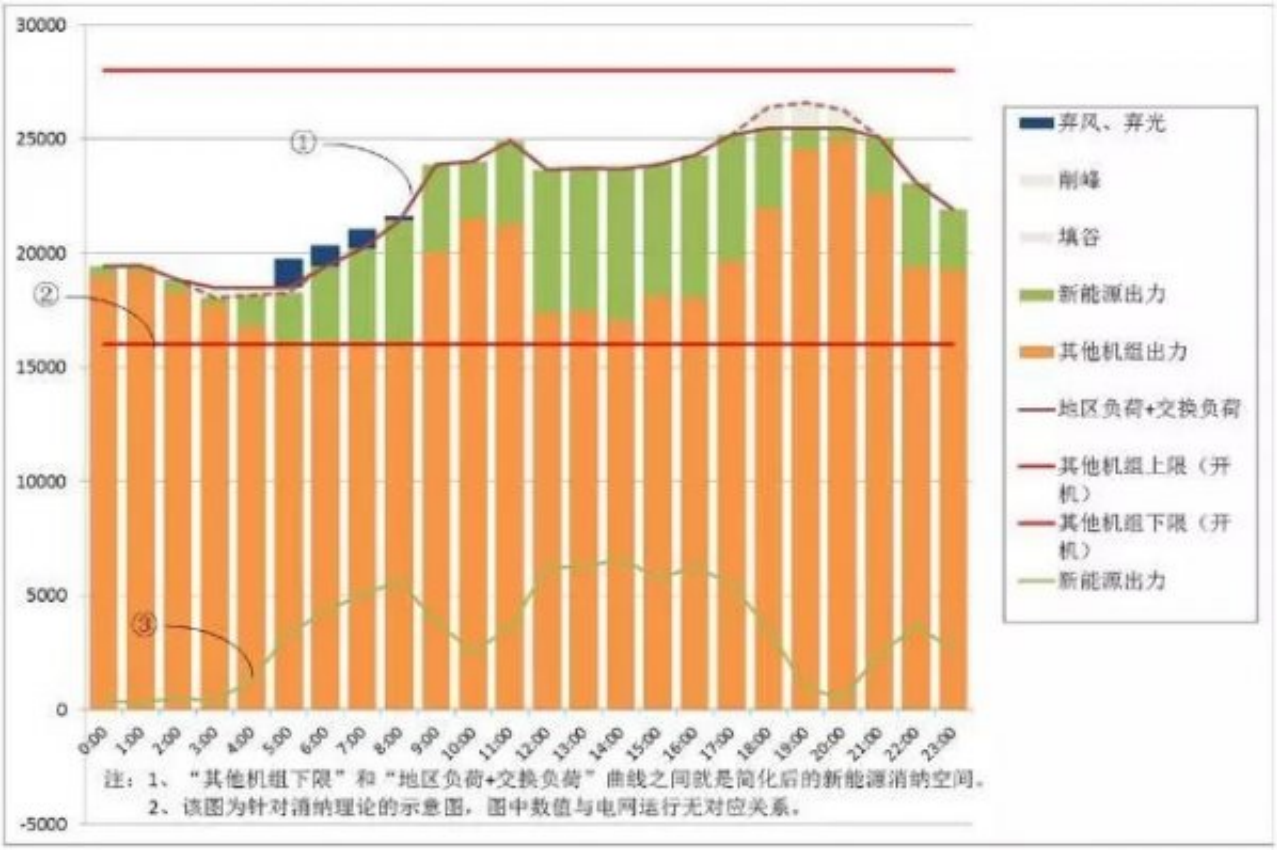
在各方共同努力下，“十三五”以来，安徽省光伏发电实现了快速规模化发展。截至2017年10月，全省并网装机容量822万千瓦，是2016年底的2.4倍，提前实现了安徽省能源发展“十三五”规划确定的建成800万千瓦光伏发电目标。光伏发电的规模化发展对全省电网消纳能力提出了挑战，各地政府主管部门、电网企业和广大投资企业应高度重视、未雨绸缪，提前制定应对措施。现将国网安徽省电力公司、安徽省能源研究院共同完成的《安徽省2018年光伏发电消纳形势分析报告》印发给大家，供参考。

光伏发电发展初期，制约电网消纳的因素主要是县（区）级电网的负荷水平以及电网就地和外送消纳能力。当光伏装机比例达到一定规模后，制约电网消纳的主要因素为春秋季省域用电负荷水平、负荷特性和省级电网电源机组的调峰容量。目前我省光伏整体消纳形势属于后者。

一、分析方法

结合全省负荷与光伏出力特性及发展形势，综合考虑省内电源现状、调峰能力及区外协议分电情况，以春、夏、秋、冬四季最大负荷日为典型日，将平衡时段负荷扣减其他各类电源最小出力后的部分，即为全省光伏发电接纳能力。

图1 新能源消纳空间分析方法示意图



图中曲线1代表电网日负荷曲线，基本构成一般是地区负荷与区域间交换负荷之和；直线2代表本地区除新能源外，各类机组理论上能实现的综合最小出力；曲线3表示新能源机组出力。可以看到，曲线1和直线2之间的空间是新能源的消纳空间，直线2与曲线3（绿色柱）计算叠加后，仍然超过曲线1的部分（蓝色柱）就是弃电量。

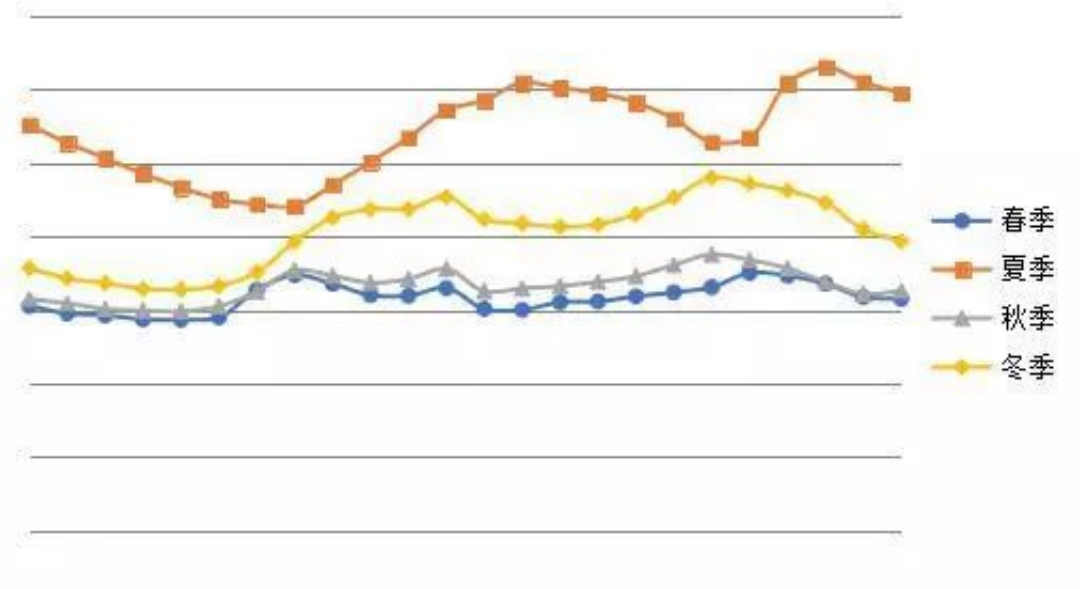
二、边界条件

1、负荷特性

以2016年负荷实测数据为基础，分别选取4月、7月、10月、12月作为春、夏、秋、冬季典型月，以各时段负荷平均值作为整点等效负荷，特性曲线如图2所示。可以看出，我省最大负荷出现在夏季（7月），最小负荷出现在春季（4月）。据测算，春季负荷一般为夏季负荷的56%左右。

春、秋、冬三季午峰一般出现在每天11时左右，11-13时之间负荷呈下降态势，并于12-13时之间达到午间负荷的最低值；夏季午峰一般出现在13时，13-15时负荷下降趋势不明显。

图2 安徽省各季节典型日负荷曲线



预计2018-2020年我省全社会最大负荷分别为4345、4710、4950万千瓦。综合考虑历史负荷曲线、天气、经济发展特征等因素，预测“十三五”后三年春夏秋冬四季最大负荷如表1所示。

表1“十三五”安徽省各季节全社会最大负荷 单位：万千瓦

年份	春季	夏季	秋季	冬季	全年最大负荷
	4月	7月	10月	12月	
2018	2460	4345	2487	3239	4345
2019	2691	4710	2717	3549	4710
2020	2792	4950	2814	3689	4950

2、光伏发电出力特性

通过对我省已投运光伏电站历史运行数据进行分析，光伏发电在春秋季出力最大，最大出力率约为85%，大发时段出现在白天11-13时，此时午峰刚过，负荷处于低谷，系统面临调峰压力最大。

通过对全省负荷特性与光伏发电出力特性叠加分析，选取11-13时作为电力调峰平衡时段。全省光伏发电综合出力率取80%。

3、电源调峰能力

综合考虑调度运行方式安排、机组年度检修计划及各类在运机组比例，全省火电机组综合调峰能力取52%。

常规水电顶峰容量按丰水期（春、秋季）、枯水期（夏、冬季）分别计算，同时，考虑省内抽蓄顶峰容量。

生物质发电不参与调峰。风电容量中午时段出力率取0.2，不参与顶峰。

国家政策分配的省外来电暂按不参与调峰考虑。

三、调峰平衡分析

根据全省已并网和完成接入审查、在建光伏发电项目情况，预计2018年全省光伏发电装机容量将达1100万千瓦。经测算，2018年全省光伏发电项目弃光率约1.57%。2019年以后，因大规模受进省外（新疆）来电，调峰平衡边界条件发生较大变化，弃光率或将超5%，形势更加严峻。

若不发生弃光情况，2018年可接纳的全省光伏发电装机规模为822万千瓦。

若弃光率控制在5%以内，2018年可接纳的全省光伏发电装机规模约为1300万千瓦。但2019年大规模受进新疆来电后，即使2019年不新增光伏发电装机，2019年弃光率有可能超过5%红线。

原文地址：http://www.china-nengyuan.com/news/119093.html