

西北地区弃光弃风依然严重

西北区域是我国能源资源聚集地之一，拥有丰富的风力资源和充足的光照环境，是发展风电、光伏等新能源的良好地带。近几年，在国家政策的大力扶持下西北区域五省（区）的新能源发展迅速，对电力系统的运行、规划和发展带来了深远的影响。同时，由于远距离大容量输电、调峰能力不足等问题，西北各省（区）存在不同程度的弃风、弃光现象，随着用电需求的变化和新能源装机的迅速增长，未来西北地区的新能源消纳形势将会更加严峻。

为了对大规模新能源接入形势下西北区域五省（区）电力系统的运行特点进行全面把控，以便进一步统筹源网总体规划、提高系统运行管理效率，减少弃风弃光，推动新能源发电科学规划、合理运行、有效监管，2016年西北能源局进行了西北区域新能源发展规划及运行监管。结合现场监管情况，深入分析了电力系统的电源侧和电网侧发展协调程度、新能源消纳情况、供电可靠程度、经济运行水平等重要信息，科学、客观评估了西北区域新能源发电运行现状；摸清了制约新能源消纳的具体薄弱环节和限制因素，对症下药，提出解决建议；并根据“十三五”规划最新信息，通过预测2020年西北区域新能源发电运行情况，针对性地提出了新能源发电规划优化建议、消纳策略及监管建议。

一、西北区域新能源发展规划情况

通过对西北五省(区)电网的现状和“十一五”发展规划情况分析，得出相关结论如下：

1、西北区域未来弃风弃光现象将依然严重

2020年西北区域各省(区)依然会存在较为严重的弃风弃光，表1为模拟评估的2020年各省新能源消纳水平与2015年情况的对比，可见西北各省的弃风弃光率仍然偏高，距离实现新能源全额消纳的目标，仍然还有很长的路要走。其中甘肃和新疆即使考虑了新建直流工程以利于新能源外送消纳，弃风弃光率预计仍将超过20%，消纳压力较大；宁夏、青海整体弃新能源率在10%左右，还存在部分消纳的压力；陕西如果新建了陕北-关中二通道，弃光弃风率将维持在较低水平。

表1 西北区域各省(区)新能源消纳情况模拟结果对比

省区	弃风原因				弃光原因			
	调峰能力不足		传输容量受限		调峰能力不足		传输容量受限	
	2015年	2020年	2015年	2020年	2015年	2020年	2015年	2020年
陕西	-	95.7%	-	4.3%	-	89.6%	-	10.4%
甘肃	52.1%	74.2%	47.9%	25.8%	39.6%	69.9%	60.4%	30.1%
宁夏	85.8%	94.20%	14.20%	4.80%	89.50%	96.60%	10.50%	3.40%
青海	-	96.50%	-	3.50%	69.80%	93.20%	30.10%	6.70%
新疆	74.10%	92.30%	25.80%	7.70%	73.00%	90.10%	27.00%	9.80%

如果要求西北区域五省(区)保持弃风率和弃光率都在5%以内，则此时各省的风电和光伏装机大小和占比应该如表2所示，可以看到，除了陕西外，西北区域其余四省(区)的新能源规划装机规模都已经超过了系统可以正常消纳的范围，部分省份的弃风弃光情况理论上已经不允许在2020年以前再新增新能源装机，例如甘肃省即使2015年之后不再新增风电装机，也很难保证将弃风率控制在5%。

表2 2020年西北区域保证新能源正常消纳合理装机表

省区	2015年		2020年			
	弃风率	弃光率	不考虑新建直流		考虑新建直流	
			弃风率	弃光率	弃风率	弃光率
陕西	0.00%	0.00%	5.36%	5.94%	2.97%	2.79%
甘肃	34.60%	38.20%	41.90%	49.10%	26.60%	29.60%
宁夏	13.21%	8.15%	18.22%	11.24%	15.41%	10.47%
青海	2.50%	3.20%	5.57%	11.37%	-	-
新疆	32.50%	24.80%	38.69%	32.60%	25.84%	22.38%

2、西北区域发生弃风弃光的原因逐渐变化，调峰能力不足问题凸显

西北区域弃风弃光的两大主要原因为系统调峰能力不足和传输容量受限。由表3，随着西北区域电源电网的发展，两大原因对弃风弃光的影响占比正在发生变化。2015年调峰能力不足已是西北电网弃风弃光的主导因素，但新能源传输容量受限问题依然不容忽视。2020年对于西北大部分省份来说，传输容量受限的导致弃风弃光占比已经很小，而调峰能力不足问题将会越来越严重。

表3 西北区域各省(区)弃风弃光原因模拟结果对比

省份	合理风电装机大小/MW	合理光伏装机大小/MW	新能源装机占比
陕西	5500	7000	18.0%
甘肃	11000	5600	28.6%
宁夏	8800	7800	30.2%
青海	2000	9500	26.6%
新疆	14000	7800	21.3%

按照国家“十三五”规划，西北区域各省(区)网架结构将显著加强，特别是陕西陕北-关中750千伏第二通道、青海750千伏北通道和日月山-塔拉-海南-西宁双环网、新疆“五环网”的建设，将显著提高西北各省(区)新能源外送消纳能力，除甘肃电网依然受制于河西走廊输电通道以外，各省(区)新能源送出受限的问题将得到很大程度的缓解。

从前面的分析可知，“十三五”规划完成后，甘肃将成为西北区域中唯一会因为传输容量受限而大量弃风弃光的省份。因此，未来依然需要继续对甘肃电网结构进行继续加强。特别是河西走量输电通道，要尽快建成由双回750kV线路组成的多环网结构，从而进一步提高甘肃省西北部电源中心向西南部负荷中心的输电能力，减少因为传输受阻而造成的弃风弃光。

通过对西北2020年的运行情况进行模拟可知，随着西北区域各省(区)网架不断加强，新能源装机不断增加，调峰能力不足将成为限制西北区域各省(区)新能源消纳的主要因素。宁夏电网和甘肃电网在供热期间调节能力较弱；新疆自备电厂占比很大，在自备电厂不参与调峰的情况下，难以为新能源消纳留出足够的空间；同时，青海、陕西电网在水电大发期间，也可能面临调峰问题。

对于目前的西北电网来说，除了加快推进光热、抽蓄等灵活电源建设外，充分发展辅助服务市场和引入需求侧响应是在现有条件下提高系统整体调峰能力，促进新能源消纳的可行之道。

3、直流跨区外送将成为西北新能源消纳的重要方式之一

“十三五”规划期间，西北区域各省(区)将建设数项跨区外送的特高压直流输电工程，如陕北-江西直流输电工程、酒泉-湖南直流输电工程、宁东-浙江直流输电工程、“疆电外送”系列工程等，在模拟计算中可以得知，如果考虑将新能源通过直流输电工程打捆外送，将显著降低西北地区弃风弃光电量，提高新能源消纳水平。可以预见，新能源通过直流跨区外送将成为未来西北区域各省(区)提高可再生能源利用率，促进新能源消纳的重要方式之一。

二、新能源运行策略和消纳政策建议

通过对西北新能源运行情况的现场监管，并结合国内外对新能源消纳的先进经验，提出西北新能源消纳的运行策略和配套消纳政策建议如下：

（1）从系统运行的角度应允许合理弃风弃光

是否实现新能源的全额消纳是新能源运行效益高低的重要标准，但不是唯一标准。欧洲和北美等新能源利用充分的地区，仍然存在弃风弃光。众多研究从风光出力的统计特性指出，100%全额消纳往往不是整体的最经济方案。因此，应该允许系统在电网负荷低谷等时段适度弃风弃光，避免电力系统为保证新能源大发时全额消纳而付出高昂的输电成本和深度调峰成本。

（2）充分利用多类型能源广域时空尺度上的互补性

西北电网各省(区)包含了丰富的风、光、水等可再生资源，充分利用各类能源的互补特性有助于最大程度上缓解随机波动，达到优化调度的目的。尤其是要充分利用黄河上游水库的能量存储能力，在短时间尺度和长时间尺度做到与风光的互补调度。

（3）科学利用输电通道，减少新能源长距离输送

由于通道资源有限，风电、光伏常常与火电共用输电通道，造成了各类电源互相挤占传输空间。因此，省级电网应当根据各类电源特点，遵循公平、合理的原则，并给予新能源一定的优先级，促进风、光、水、火各类电源对输电通道的使用比例合理分配。

新能源富集地区往往需要投入大量的电网建设成本和调度成本来实现新能源的长距离输电消纳。各方应该采取一定的经济刺激政策，激励用电大户在新能源集中装机地区投资生产，推行电采暖等电能替代措施，发展余电制氢等新兴产业，从而尽可能实现新能源的就地消纳。

（4）推进辅助服务市场建设，建立调峰参与激励机制

西北区域五省（区）新能源消纳能力不足的原因是调峰能力不足。因此，需要采取措施深度挖掘常规机组的调峰潜力，尤其是自备电厂和在供暖期供热机组调节能力。从政策角度来说，主要是要推行合理的调峰辅助服务补偿机制，在区分不同机组类型和调峰能力的基础上，根据机组的不同调峰深度给予合理的补偿额度，以提高其参与到深度调峰的积极性。同时进一步引入市场机制，建立辅助服务交易市场，通过经济手段激励自备机组、供热机组等参与调峰辅助服务，这对于促进大规模新能源的利用具有重要的意义。

（5）引入需求侧管理提高新能源消纳能力

需求侧管理是利用市场手段，充分发挥终端销售电价的杠杆作用，引导用户自愿改变用电方式、用电时间等行为，使得用户负荷也参与到“削峰填谷”中去，从而引导电力的供求平衡，扩大新能源的消纳。实行需求侧管理，可以对用户实行峰谷电价、可中断电价等，以提高电力需求价格弹性。随着电动汽车和供热蓄热技术开始普及，需求侧管理将越来越体现其重要地位。

（6）推广可再生能源配额制政策

目前我国主要采取上网电价、度电补贴等导向性政策来鼓励新能源消纳。但是，由政府规定的电价和补贴难以随市场变化灵活调整，无法对新能源成本变化做出及时反映。在西北区域，建议尽快推行可再生能源配额制，对发电企业、电网企业和地方政府三大主体提出约束性的可再生能源配额要求，也就是说要强制发电企业承担可再生能源发电义务，强制电网公司承担购电义务，强制电力消费者承担使用可再生能源的义务。在强制性的基础上，配额指标也允许通过交易行为在不同市场主体之间流转，使得配额制可以更为灵活地帮助新能源消纳。

三、监管建议

新能源规划不应当仅仅是新能源发电项目的规划，而是使涉及包括电源、电网、用户在内的电力系统整体规划，为了从根本上解决新能源大量并网的西北电网电源和电网规划问题，转变新能源规划监管思路，提出了如下建议：

（1）促进新能源与其他电源统一规划

要确保新能源优先调度、全额收购，客观上需要其他电源具备和新能源相匹配的灵活调节能力，因此，新能源要做到与其他电源的统一规划。

一方面，需要将调节灵活性纳入电源规划的考虑范围：1）加强燃气机组、抽水蓄能电站等灵活电源的建设；2）转变火电发展思路，新建煤电不仅要满足容量需求，也要考虑调节能力需求；对现有热电进行改造，使其得以发挥调峰潜力，帮助新能源消纳；3）开展光热、电池等储能的专项规划，通过增加储能环节，实现能源的梯级利用，减少资源浪费。

另一方面，需要转变传统的以电力电量平衡为依据的电源规划方法，加强新能源出力特性的分析，采用国际上广泛采用的基于概率理论新型电力系统规划方法，对系统对新能源的接纳能力进行有效评估，避免大量新能源的盲目上网无法消纳，做到电源建设适度超前于当地负荷发展水平。

（2）促进新能源与电网统一规划

应该明确新能源在电力系统中的地位，督促电网企业在总体规划中为近期和远期新能源发展创造足够的发展空间，变被动调整为主动适应性规划，并及时公布电网对新能源的接纳能力；督促发电企业在电源规划中与电网规划中长期发展思路保持一致，引导新能源规划理性进行；对于大型新能源发电基地，提前做好促进新能源消纳的电网规划方案，实现新能源电源发展规划与电网发展规划的统一协调。

（3）注重电源和电网在建设时序上的衔接

新能源发电项目和配套电网项目的建设工期不匹配的现象已经对新能源发电的接入和送出带来了严重的影响。因此，“十三五”期间应该从监督机制、规划内容上解决新能源发电和电网的建设时序的衔接问题，切实有效推进新能源和电网前期工作协调一致。尤其是电价调整方面，要注重评估新能源电价调节对新能源无序抢装的影响，提高电价调整透明度，统筹安排电价调整和项目审批。

原文地址：<http://www.china-nengyuan.com/news/109402.html>