

# 四川电力发展对新能源建设规模影响分析

陈汉雄

(中国电建四川电力设计咨询有限责任公司, 四川 成都 610016)

**摘要:** 根据“十三五”中后期四川未来电力需求负荷预测、电源装机规模、电网规划等电力发展状况,研究分析未来2020年四川新能源合理的规划建设规模容量。一方面根据四川全网电力电量平衡计算分析新能源电力建设市场空间,以及新能源建设对四川省水电丰期弃水以及火电利用小时数影响;另一方面,结合川西水电送出通道以及川电出口外送通道的电网建设规划,分析电网建设与电网输电能力对未来四川新能源规模及电力顺利送出的影响。

**关键词:** 电力系统; 新能源; 电网

中图分类号: TM715 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2018)02-0046-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2018.02.011

## Influence Analysis of Sichuan Power Development on New Energy Construction Scale

Chen Hanxiong

(PCCC Sichuan Electric Power Design & Consulting Co., Ltd., Chengdu 610016, Sichuan, China)

**Abstract:** According to the future power development status in Sichuan province including electric power demand, power installed capacity and grid planning etc., the reasonable construction scale for new energy planning of Sichuan province in 2020 are studied and analyzed. On one hand, the power construction market space of new energy in Sichuan is calculated and analyzed based on power and electricity quantity balance of Sichuan power grid, as well as the influence of new energy construction on the quantity of abandoning energy in high flow period and the thermal power utilization hours. On the other hand, the influence of grid construction and power transmission capability on new energy construction scale of Sichuan are analyzed according to Sichuan grid construction planning.

**Key words:** power system; new energy; power grid

截止2016年年底,四川全网新能源(风电、光伏电站)总装机规模达到为2197 MW,其中风电1247 MW、太阳能光伏电站950 MW;2016年风电年利用小时数为2247 h、光伏电站年利用小时数为1476 h。

根据最新四川省新能源(风电、光伏电站)规划,到2020年四川全省规划及现有风电总装机达到约7500 MW,太阳能光伏电站达到约3600 MW。未来“十三五”中后期四川省新能源(风电、光伏电站)的实际电力建设空间、建设时序、建设后经济效益等,则与未来“十三五”中后期四川省的电力系统发展状况(包括电力负荷需求增长、四川省电源建设规划、电网建设规划)、国家及四川省对非水新能源、水电、化石能源等电力消纳政策(包括合理消纳新能源,如何兼顾平衡合理控制四川省水电弃水问

题、火电利用小时数下降问题等)息息相关;此外,电网届时的实际投产建设进度、基于电网安全下的输电通道实际可能输电能力等对新能源(风电、光伏电站)的顺利送出亦有较大影响。若不能顺利送出,则新能源被限电而出现弃风、弃光等问题的概率和风险将加大,将直接影响四川省“十三五中后期”新能源项目建设必要性及项目建设的经济效益。

基于四川全网现有及未来明确的电力边界条件,从四川省2020年全口径电网电力电量平衡、新能源建设对四川省水火电影响、“十三五”中后期电网实际可能输电能力等多方面计算、研究、分析“十三五”期间四川全网电力发展对“十三五”中后期新能源(风电、光伏电站)建设规模影响以及2020年四川新能源合理的规划建设规模容量。

## 1 “十三五”期四川电力发展规划

### 1.1 电力负荷需求预测

2016年四川电网调度口径最大用电负荷为35 400 MW,全年用电量为186 800 GWh,外送电量为130 000 GWh。2016年四川全网电力供需总体呈现“丰盈枯足”状况。丰、平水期水电快速增长,水电电量大量富余,水电丰水期弃水电量高达141 40 GWh。

根据四川电网“十二五”期历史用电现状,结合四川省“十三五”期国民经济和社会发展规划,“十三五”期四川全网需电量和最高用电负荷的年均增长率分别按照约4.64%、4.82%考虑,到2020年四川电网全口径的需电量和最高负荷需求预测分别为250 000 GWh和47 200 MW(这一数值是以近几年四川全省实际用电现状为基础做的一预测值,且被四川省发改委认可)。

### 1.2 电源规划

截止2016年年底,四川电网全口径装机容量水电72 455 MW、火电16 420 MW、风电1 247 MW、太阳能光伏电站950 MW。

2016年四川电网继续开展节能发电调度试点工作,并严格执行省政府年度发电机会,全力保障风电、水电及其他可再生能源发电优先上网。2016年四川电网水电机组平均年利用小时数为4 246 h,火电机组较低为2 133 h,风电机组为2 247 h,太阳能光伏电站为1 476 h。

根据四川电网全口径电源规划,到2020年四川水电装机总容量达到为83 770 MW,四川火电装机总容量达到为18 010 MW。根据成都勘测设计研究院有限公司(以下简称成勘院)最新提供的四川省新能源(风电、光伏电站)规划,初步规划到2020年四川全省风电总装机(新增规划+现有)规模达到约7 500 MW,太阳能光伏电站规模(新增规划+现有)达到约3 600 MW<sup>[1]</sup>。

### 1.3 川电出口外送通道建设及规划

截止2016年年底,四川电网与区外电网(西北电网、重庆电网、华东电网)通过“4直+4交”(其中4直为:1回德阳—宝鸡±500 kV直流工程、1回向家坝—上海±800 kV特高压直流工程、1回锦屏—苏南±800 kV特高压直流工程、1回溪洛渡—浙西±800 kV特高压直流工程“十三五”期4回直流

丰水期可实现最大外送电力为24 600 MW。“4交”为:2回黄岩—万县500 kV交流线路、2回洪沟—板桥500 kV交流线路)交直流输电线路实现电力交换,“十三五”期该4回交流线路丰水期大方式下可实现最大外送电力为4 000 MW。

根据最新四川电网规划,到2020年四川电网与区外电网交换的川电出口交直流输电线路在现有电网基础上发展为“5直+6交”(其中增加1回雅中—江西±800 kV特高压直流<sup>[2-3]</sup>、2回资阳—思源500 kV交流线路)。

## 2 “十三五”期四川电网新能源建设空间以及对四川本省水火电影响分析

### 2.1 四川“十三五”中后期新能源电力建设空间及电能消纳功能定位

四川电网“十三五”中后期新能源电力建设空间及电能消纳功能定位为:新能源部分电能可在四川省内电力市场消纳;在不额外增加送电通道条件下,部分新能源电能借助川西南多回特高压直流输电平台实现运输区外电网。

风电、光伏电站作为非水可再生新能源,绿色、清洁、环保、占地少,对于补充四川省电源结构、部分缓解四川省与区外电网环保减排压力等方面将发挥一定的积极作用。

### 2.2 2020年四川全省电量平衡计算分析

#### 1) 新能源参与2020年四川全口径电力平衡影响分析

2020年四川电网有如下明确的电力边界条件:①全口径最大电力用电负荷47 200 MW、需电量250 000 GWh;②2020年四川水、火电装机总容量分别达到83 770 MW、18 010 MW;③2020年丰期8月川电经交直流外送通道“5直6交”共可实现最大外送电力36 600 MW;④四川风电保证率考虑为80%;⑤鉴于太阳能光伏电站出力的随机性与间歇性,不纳入四川全网电力平衡;⑥四川电网丰期8月、枯期(2月与12月)用电负荷大方式。

根据风电出力特性:考虑保证率为80%条件下,夏季8月风电平均出力约为其装机容量的5%,冬季12月风电平均出力约为其装机容量的15%;若考虑2020年风电规划装机总容量为7 500 MW,其分别对应8月、12月风电利用容量均相对较低,其中8月风电利用容量仅为380 MW、12月风电利

用容量有所提升为 1 100 MW; 风电利用容量占四川全系统需要容量的比例分别为 0.4% (8月)、1.7% (12月) 因此四川风电在保证率为 80% 条件下整体出力均较低。

鉴于 12 月(四川火电装机控制月份) 风电出力较低, 因此四川规模风电在系统高峰负荷时段对常规机组(火电) 的替代作用十分有限; 亦即四川风电容量效益低, 其整体的风电装机容量规模(无论是 7 500 MW 抑或为有所调整) 对四川电力平衡的火电装机容量影响很小。

四川太阳能光伏电站总容量小, 且其日最大出力出现在 12:00 ~ 15:00 时间段, 出力波动亦较大, 存在相当的不确定性; 而四川电网丰期、枯期日负荷最大出现的主要时刻在 19:00 ~ 20:00 左右, 光伏电站出力已很小甚至接近 0, 因此四川光伏电站装机容量规模对四川本省火电的装机容量规模没有影响。

总之, 四川新能源(风电、太阳能光伏) 电站装机容量对满足四川电力平衡的火电装机容量需求影响很小。

#### 2) 2020 年四川全口径电量平衡分析计算

具有相当规模容量的新能源(风电 + 光伏电站) 接入系统后, 尽管其本身出力特性具有间歇性与不确定性特征, 但若其所发电量均全部送入电网后, 因其所发电量的累积效应, 则势必对四川本省现有的水火电所发电量及经济效益产生一定的影响。

考虑到 2020 年四川新能源的初步规划方案 10 100 MW(风电 7 500 MW + 光伏电站 3 600 MW) 总容量条件, 一方面将较大增加四川水电丰水期弃水电量, 鉴于水电本身亦为清洁能源且单位发电上网电价更具竞争力, 因此为消纳更多新能源发电量而增加过多丰水期弃水电量的举措不尽合理; 另一方面对四川火电利用小时数亦有相当影响, 因此尝试研究兼顾水、火、新能源发电相对均衡的 2020 年新能源合理规划装机容量为 6 400 MW(风电场 5 000 MW + 光伏 1 400 MW)。对应初步规划方案与合理规划方案参与四川全网电量平衡计算对比如表 1 所示。

合理规划新能源方案中 2020 年新能源总装机容量考虑两个电力边界条件: ①四川的 3 种清洁能源(水电、风电、光伏电站) 丰水期(6 ~ 10 月) 弃水、弃风、弃光占各对应类型电站丰水期发电量的比例均约为 10%; ②风电、光伏电站新能源全年发电总

量占四川负荷所需电量的比例不小于 5%。需要说明的是上述两条件是参考目前国家及四川省能源局所执行的对新能源<sup>[4]</sup>、水电的电能消纳政策综合平衡考虑的。

2020 年风电、光伏电站年利用小时数分别考虑为: 风电平均年利用小时数约 2 200 h、光伏电站平均年利用小时数约 1 230 h。

根据表 1 计算结果可知:

1) 2020 年四川电网在考虑优先消纳非水清洁能源(风电场、光伏电站) 且新能源规模为初步规划方案规模(风电 7 500 MW + 光伏电站 3 600 MW) 的条件下: ①2020 年四川电网水电全年利用小时数约为 4 170 h, 其中丰水期(6 ~ 10 月) 调峰弃水电量高达约 28 070 GWh。②由于全年非水清洁能源(风电场、光伏电站) 所发电量对四川火电的部分替代效应, 2020 年四川火电全年利用小时数降低至为 1 735 h。

2) 2020 年若四川全网新能源规模调整为合理规划方案(风电 5 000 MW + 光伏电站 1 400 MW), 对应此装机规模条件: ①2020 年四川电网水电全年利用小时数基本不变, 但其中丰水期(6 ~ 10 月) 调峰弃水电量降低到约为 25 360 GWh。②2020 年四川火电全年利用小时数提高至 2 017 h, 接近 2016 年火电机组年利用小时数水平。③对应该方案下新能源所发电量占比全省用电负荷需求量的 5%。

3) 通过分析比较 2020 年四川电网在两种不同新能源总装机规模条件下的全网电量平衡计算结果可知: 相对而言, 通过适当降低新能源装机规模容量(风电 5 000 MW + 光伏电站 1 400 MW) 对四川电网 2020 年水电丰水期弃水量以及降低四川本省火电利用小时数的影响相对更小。具体为: 一方面, 四川电网 2020 年丰水期弃水电量可降低约 2 710 GWh; 另一方面, 四川火电利用小时数可提高至接近 2016 年火电机组年利用小时数水平。

#### 2.3 “十三五”中后期新能源建设对四川水电丰期弃水问题与四川火电年利用小时数影响分析

“十三五”中后期, 根据川西风电、光伏电站全年出力特性, 全年风电、光伏电站均有电量送入四川主网。但由于, 一方面丰水期四川电网本存在大量调峰弃水电量, 在四川丰水期外送电力电量确定的条件下, 四川电网实际运行中要么选择弃风(即损失风电丰水期所发电量) 和弃光(损失光伏丰期发电

表1 2020年四川电网电量平衡表

单位: 100 GWh/h

项目/年月	初步规划方案			合理规划方案		
	2020年(风电7500 MW + 光伏3600 MW)			2020年(风电5000 MW + 光伏1400 MW)		
	12~5月	6~10月	全年合计	12~5月	6~10月	全年合计
1. 系统需要电量	1 741	2 271	4 012	1 740	2 271	4 011
①负荷电量	1 406	1 095	2 500	1 406	1 095	2 500
②外送电量	335	1 176	1 512	334.9	1 176	1 511
明确送电协议外送电量			950			950
尚未确定外送电量			562			562
2. 水电可发电量	1 380	2 405	3 785	1 380	2 405	3 785
①水电发电量	1 380	2 124	3 505	1 380	2 136	3 516
②弃水电量	0	280.7	280.7	0	253.6	253.6
3. 风电可发电量	124.9	41.6	166.6	83	27.7	110.7
①风电发电量	124.9	37.5	162.4	83	24.9	108
②弃风电量	0	4.2	4.2	0	2.8	2.8
4. 光伏发电量	21.1	25.7	46.8	8.2	10	18.2
①光伏发电量	21.1	23.2	44.2	8.2	9	17.2
②弃光电量	0	2.6	2.6	0	1	1
丰期弃光电量占比		10%			10%	
5. 火电发电量	214.4	86.1	300.5	269.0	85.2	354.2
6. 全年利用小时数						
①水电	1 647	2 527	4 174	1 647	2 568	4 216
②风电	1 666	555	2 166	1 661	554	2 159
③火电	1 234	501	1 735	1 549	468	2 017
④光伏	585	715	1 229	585	715	1 229
7 新能源(风电/光伏) 发电量占比			8.3%			5.0%

量),即丰水期存在非水清洁能源(风电和光伏电站)弃风和弃光风险,此将影响风电和光伏电站运行经济效益;如果四川电网优先消纳风电,则必将加剧四川电网本就存在的大量弃水问题。另一方面,由于全年非水清洁能源(风电、光伏电站)所发电量对四川火电发电量的替代效应,四川火电全年利用小时数则势必降低。

“十三五”期四川省的新能源规划及现有的总装机规模对四川省现有的水火电经济性有相当影响,2020年四川新能源总装机规模容量需要兼顾平衡考虑其所发电量对四川水电弃水及降低火电利用小时数的影响问题;从兼顾未来“十三五”中后期四川省的新能源规划建设对四川水火电的影响等多方面考虑,四川电网2020年新能源总装机规模控制在约6400 MW(风电场5000 MW + 光伏1400 MW),更有利于电网接纳与控制合理装机总容量。

### 3 四川电网输电能力对新能源规模影响分析

根据成勘院最新提供的四川省新能源(风电、光伏电站)规划资料内容,四川规划建设风电总量

的约87%、太阳能光伏电站总量的约63%均主要集中在川西南的凉山州、攀枝花、甘南地区;而该地区亦是四川最大的清洁能源外送基地,局部220 kV电网薄弱,500 kV升压主变压器容量配置不足对整个清洁能源的顺利送出有一定的制约,因此下面主要从“十三五”中后期2018年、2020年川西南规划建设的新能源所在地220 kV/500 kV及以上主干电网接纳能力、输电能力分别分析研究其对新能源建设规模的影响。

凉山州规划建设的新能源(风电、光伏电站)主要集中在木里县、盐源县、凉山南部地区(德昌县、普格县、宁南县、会理县、会东县)、凉山中北部地区(西昌市、喜德县、冕宁县、越西县、甘洛县)、凉山东部地区(昭觉县、布拖县、金阳县、美姑县、雷波县)以及攀枝花地区的米易县、盐边县、仁和区等地。

川西南地区已建成投产或规划建设的新能源电站均考虑通过就近接入电网、逐级升压、汇集接力送电至四川500 kV主干电网及参与部分川电外送,具体为:1)新能源电站经110 kV/220 kV汇集升压后通过1回或多回220 kV线路再送电至凉山、攀枝花220 kV主干电网的相关枢纽站点(包括送电至500

kV 升压变电站的 220 kV 侧); 2) 经川西南现有及规划新建的 500 kV 升压变电站升压至 500 kV 电压等级; 3) 借助现有及规划新建的川西南 500 kV 水电送出主干通道的输电能力接力送电至四川 500 kV 主干电网或经规划新建的 1 回雅中特高压直流(计划 2019 年投运) 外送至区外电网。

### 3.1 2018 年川西南 220 kV 及以上主干电网输电能力对新能源建设影响分析

主要电网建设及边界条件: 1) 2018 年盐源 500 kV 变电站(1×750 M 变压器) 建成投运 会东 500 kV 变电站(2×750 M 变压器) 建成投运; 2) 凉山南部电网通过周家堡—月城 2 回 220 kV 线路、永郎—月城 3 回 220 kV 线路与凉山主网连接, 且 2018 年仍维持: 周家堡—普格—杜家湾为单回 220 kV 线路 杜家湾—会东—会理 220 kV 线路导线截面为 400 mm<sup>2</sup>。

“十三五”中后期川西南地区建设已投或规划建设的新能源电站所发电量送至 220 kV 及以上主干电网后, 主干电网某些线路断面潮流增加, 为保证电网运行安全: 1) 满足电网全接线及电网 N-1 时各种运行方式下, 相关电网线路输送潮流均不超过该线路本身热稳极限; 2) 汇集升压容量不超过 500 kV 升压变压器容量; 3) 相关 220 kV/500 kV 线路必须满足系统暂态稳定计算条件要求。

2018 年川西南地区现有及规划(含已核准) 新能源(风电、太阳能光伏) 总容量约为 4 300 MW, 2018 年详细的电网潮流稳定计算结果标明: 为满足川西南新能源送出的 220 kV 及以上电网安全稳定运行相关要求, 根据 2018 年新能源建设地及周边电网接纳条件以及电网输电能力大小, 该地区新能源(风电+太阳能光伏) 丰水期约有 2 000 MW, 枯水期约有 1 400 MW 容量存在限电风险。

### 3.2 2020 年川西南 220 kV 及以上主干电网输电能力对新能源建设影响分析

主要电网建设及边界条件: 1) 2019 年规划建设投运 1 回雅中—江西特高压直流输电工程; 2) 凉山南部电网新建杜家湾—普格—周家堡第 2 回 220 kV 线路。2020 年川西南 500 kV 及以上电网规划图如图 1 所示。

若 2020 年四川全省现有及规划(含已核准) 新能源(风电、太阳能光伏) 总容量控制在合理规模, 约为 6 400 MW(风电 5 000 MW + 太阳能光伏 1 400 MW), 其中对应川西南(凉山州、攀枝花、甘南) 地区现有及规划(含已核准) 新能源(风电 4 400 MW + 太阳能光伏 900 MW) 总容量约为 5 300 MW, 则

2020 年详细的电网潮流稳定计算结果表明, 该地区新能源(风电+太阳能光伏) 接入川西南 220 kV 及以上主网后均基本可实现电力顺利送出。

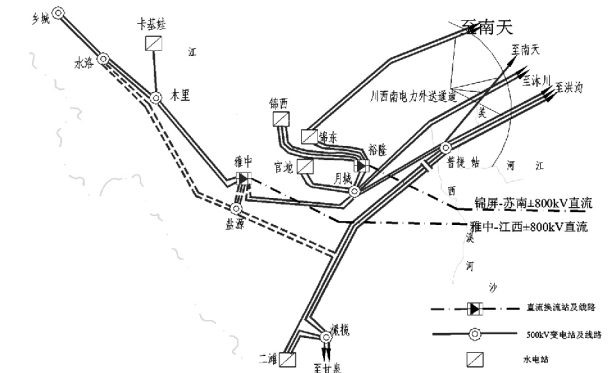


图 1 川西南 500 kV 及以上电网规划

## 4 结 语

“十三五”期四川省的新能源规划建设, 对于补充四川省电源结构、部分缓解四川省与区外电网环保减排压力等方面将发挥一定的积极作用; 但未来“十三五”中后期新能源(风电、光伏) 的总规划装机容量规模, 一方面既受本省整体电力建设空间大小制约, 又对四川本省的水电丰期弃水及火电利用小时数有影响; 另一方面, 规划新能源建成投产后最终能否顺利送出亦受电网建设的输电能力影响。其中 2018 年川西南规划建设投产的部分新能源存在丰、枯期被限电风险; 随着 2019 年 1 回雅中—江西特高压直流输电工程的建设投运, “十三五”末期川西南一定容量规模的新能源建成投产后, 其所发电量基本能顺利送出。

### 参考文献

- [1] 四川电力设计咨询有限责任公司. 四川省凉山州风电基地规划研究[R]. 2014.
- [2] 国网四川省电力公司. 四川“十三五”电网发展规划总报告[R]. 2015.
- [3] 国网北京经济技术研究院, 中国电力工程顾问集团西南电力设计院有限公司. 雅中—江西 ±800 kV 特高压直流输电工程可行性研究报告[R]. 2015.
- [4] 国网四川省电力公司. 2016 年四川电网运行方式[R]. 2016.

作者简介:

陈汉雄(1971), 硕士、教授级高级工程师, 从事电力系统规划设计及直流输电系统控制研究工作。

(收稿日期: 2017-11-15)