

聚焦 抽水蓄能高质量发展

四川省抽水蓄能发展展望

□ 李亮 余春涛 王寿根

近期，国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划》（2021—2035年），全国重点实施项目总装机规模达4.2亿千瓦。构建以新能源为主体的新型电力系统，迫切需要建设大规模储能设施，而抽水蓄能电站作为目前技术最成熟、效率最高、经济性最好的生态友好型储能工程，是当前及今后一段时期提高电力系统调节能力和促进大规模新能源发展的最优解决方案。可以预见，国内抽水蓄能电站建设将迎来新一轮高潮。

四川作为全国清洁能源示范省，抽水蓄能的历史是什么样？在本轮建设高潮中有何动作？未来又将如何发展？带着诸多关心问题，笔者走访了《四川省抽水蓄能发展中长期规划》编制牵头单位——中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司。

抽水蓄能发展历史沿革

四川省抽水蓄能发展历史较早。1992年建成的寸塘口全国建成时间排名前五。目前正利用已建春厂坝电站扩建可逆机组，装机5MW，预计今年投产。

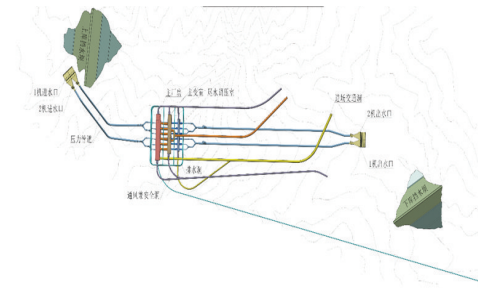
上世纪末，有关单位开展过成都周边站点普查及金堂李家山、马湖、木格措等站点前期工作。进入二十一世纪以后，随着四川水电快速发展，抽水蓄能电站发展较少，仅是有关单位近年开展过资源普查。

面临怎样的机遇和挑战

四川作为全国清洁能源示范省，构建以新能源为主体的新型电力系统，在电力和峰谷差需求稳步增长、水电开发完成、新能源大规模开发、火电限制发展的情况下，抽水蓄能电站是电力系统调节运行优质电源，作为最成熟的储能技术，具有超大容量、经济可靠、生态环保等优势特点，对保障电力

供应、确保电网安全、促进新能源消纳具有重要意义，是四川中长期电力发展主力电源之一。

四川省抽水蓄能前期基础较为薄弱。抽水蓄电站的开发建设需要一定周期，为满足2030年及2035年四川电力发展需求，亟须加快前期工作。



大邑抽水蓄能电站枢纽布置示意图

电力需求和电网发展格局如何

随着新时代推进西部大开发形成新格局、成渝地区双城经济圈建设等国家战略在川深入实施，四川经济和用电需求仍将保持稳定增长。预计2025年、2030年、2035年最大负荷达到7100万千瓦、8500万千瓦和9600万千瓦。同时，四川也要为全国“西电东送”提供坚强电力支撑，2025年送电规模达6260万千瓦。四川面临着满足自身电力需求与维持川电外送的双重压力，电力供需形势严峻。

“十四五”时期，四川将新增1000千伏特高压交流环网。中东部成都等受端负荷中心需求大占全省的80%，本地电源少。西部送端电源较多水电占全省的80%、负荷小，属于电力富裕区。四川电源与负荷中心逆向分布，通过省内送电通道，西部电源满足中东部负荷中心需求。

未来电源将如何发展

四川能源资源禀赋决定了电源结构是以

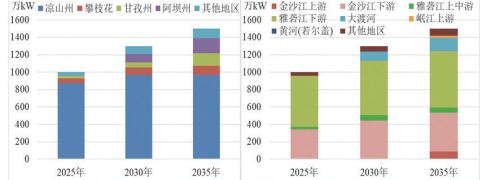
水、风、光为主，建立高比例可再生能源系统，推动能源高质量发展。

预计四川省2030年、2035年水电装机达到1.22亿千瓦、1.24亿千瓦，开发程度达82.0%和83.5%；2030年水电开发接近完成，2035年基本开发完毕。

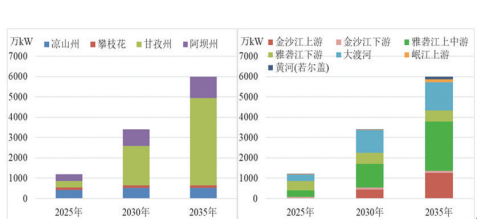
预计2030年、2035年省内消纳新能源可达4700万千瓦和7500万千瓦左右。从区域上看，2030年凉山州风电基本开发完毕，2025年以后新增光伏主要分布在甘孜州和阿坝州，2035年光伏主要集中在甘孜州，新增新能源多分布在流域上游水电较少地区。新能源仅提供电量不能提供容量，且具有随机性和波动性的特点，需要其他灵活性电源调节。

按照“双碳”目标、节能减排政策和能源电力需求，四川将严控煤电发展，适度发展气电。

随着水电基本开发完，新能源大规模开发需要灵活性调节电源，抽水蓄能电站将是四川省中长期电源扩展重要方向之一。



四川省风电开发布局



四川省光伏开发布局

水电大省为何建设抽蓄

2030年四川水电开发程度很高，考虑各种电源的可能发展，2030年、2035年电力缺口

达到1000万千瓦、2000万千瓦。

随着经济持续强劲发展，电力系统峰谷差越来越大，新能源大规模开发其反调峰特性加大了调峰需求。四川虽然水电较多，但水电年内丰多枯少，丰水期弃水调峰，枯水期缺水和调节能力不足致调峰能力不足，同时由于生态环保及综合利用等原因，进一步制约调峰能力的发挥。

初步测算2030年开始出现调峰缺口，2035年汛、枯期分别缺少调峰容量1600万千瓦、1500万千瓦。进一步考虑分区送出通道限制、调度运行响应和安全稳定裕度等，2035年送端调峰容量缺口2020万千瓦，受端负荷中心调峰容量缺口1220万千瓦。

新能源大规模接入电网，需建设具有灵活提供容量和调峰作用的电源。抽水蓄能电站同时具备调峰填谷作用，其调峰作用为水电站的2倍，燃气电站的2.5倍，在经济合理的情况下宜较大规模开发。

能否带动新能源发展

化学储能还有规模、安全性、电池环保、全生命周期技术经济性等问题亟待解决。抽水蓄能电站是目前技术最为成熟可靠且经济实用的大规模储能，能够提供系统需要的转动惯量。在新能源集中地区，宜更多考虑抽水蓄能与风光互补运行，提高电网输电利用小时，降低输电成本，提高电网接纳风电和光伏的能力。

据分析，2030年前部分地区新能源可通过水风光一体化实现消纳。2030年~2035年，待消纳新能源规模超3000万千瓦，主要分布在三江流域上游，这些地区水电资源不足，可通过建设抽水蓄能电站消纳新能源。根据新能源的位置、规模和互补消纳分析，其中的2500万千瓦可通过风光储一体化消纳，相应抽水蓄能需求规模约800万千瓦，可以大幅提高送出通道利用效率降低输电成本，促进西部三江流域新能源基地建设。



2030年~2035年待消纳新能源分布示意图

对电网保安全作用如何

抽蓄负荷跟踪能力强，有利于改善负荷备用电源分布格局，具有承担紧急事故备用能力，可增强调峰能力释放水电群和火电事故备用。2035年新能源省内消纳规模达到7500万千瓦，占总装机比达到40%，抽蓄有助于改善电网可能出现的无功不足、电压不稳定等问题，保障电网安全。

目前成都负荷中心缺少调相电源，抽水蓄能电站可以吸收和补偿无功，是系统中理想的调压调相电源。

发展目标布局 and 任务

通过电源扩展分析比较，四川抽蓄的合理规模为1100万千瓦~1300万千瓦。考虑省内西电东送总体格局和水风光分布，布局上主要考虑中东部负荷中心、西部新能源富集且水电较少地区。考虑满足中东部负荷中心的调峰需求，2035年布局规模约800万千瓦。为有效消纳西部的新能源，2035年布局规模约800万千瓦。

近期，国家能源局正式发布了规划，四川省“十四五”重点实施、“十五五”重点实施和储备项目共纳入规划的有16个站址，其中负荷中心9个站址、电源侧7个站址。

在国家宏观政策的指引下，四川有序发展抽水蓄能未来可期。

（李亮系中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司设计分公司规划院专业总工程师；余春涛系中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司设计分公司副总经理；王寿根系中国电建集团成都勘测设计研究院有限公司副总经理）

抽水蓄能：西北地区新能源发展的“破壁者”

□ 赵光竹 王社亮

全球气候变化等环境问题带来的极端自然灾害事件，已引起了世界各国广泛关注。为应对气候变化，2016年4月22日，178个国家领导人以最大的政治决心和智慧推动签署了《巴黎协定》，中国为达成协定作出重要贡献并积极践行。当前，国际格局加速演变，新冠肺炎疫情触发对人与自然关系的深刻反思，全球气候治理的未来更受关注。我国提出“碳达峰、碳中和”目标，2030年风电、太阳能发电总装机容量达到12亿千瓦以上，要构建以新能源为主体的新型电力系统。

西北地区得天独厚的新能源大规模发展是助力双碳目标实现的主力军，是构建新型电力系统中新能源的重要组成。风电、太阳能发电因其随机性、波动性、间歇性的特点，新型电力系统中迫切需要建设抽水蓄能电站以提高电力系统调节能力和促进大规模新能源发展。

近期，国家能源局印发《抽水蓄能中长期发展规划》（2021—2035年），全国重点实施项目总装机规模4.2亿千瓦，其中西北地区近1亿千瓦，抽水蓄能电站将成为西北地区新能源大规模、高质量发展的重要支撑。

西北地区新能源大规模开发是落实双碳目标的重要抓手

西北地区日照时间长，戈壁荒漠广布，太阳能、风能资源十分丰富，具备规模化、一体化基地开发的良好条件。全区域风能资源储量约26亿千瓦，技术可开发容量约11亿千瓦；全区域太阳能资源储量约780亿千瓦，技术可开发容量约164亿千瓦。截至2020年底，西北地区已建风电、光电装机总规模近1.3亿千瓦，开发潜力巨大。

随着西部大开发、黄河流域生态保护和高质量发展等国家重大战略的实施，西北地区在社会主义现代化进程中电力电量需求仍将不断增长。预测到2035年西北地区年用电量约

1.5万亿千瓦时，西北地区风电、太阳能发电技术可开发容量对应的年发电量可达28万亿千瓦时，约为西北地区年用电量的19倍。充分发挥风能、太阳能资源优势，大力发展新能源，一部分满足当地电力系统电量需求和非水可再生能源消纳责任权重要求，另一部分通过跨区域输送通道送至能源资源、土地资源受限的中东部、南部地区进行更大范围内的资源优化配置。预计到2035年，西北地区各省区新能源规模将达到或超过1亿千瓦，总规模约6亿千瓦。大规模开发西北地区新能源是促进资源优化配置、构建新型电力系统、落实双碳目标的重要抓手。

抽水蓄能是新能源开发的“绿色巨型充电宝”“稳定器”“助推剂”

抽水蓄能电站是西北地区新能源大规模开发利用的“绿色巨型充电宝”。到2035年，西北地区预测新能源装机规模比西北电网最大负荷要大约4.4亿千瓦，即使考虑外送通道送电负荷，在新能源大发时刻，新能源出力仍要远大于负荷需求。抽水蓄能电站可以利用多余新能源电能，将水从下水库抽到上水库并以势能的形式储存，在晚间新能源发电出力小或系统负荷高峰时，将水从上水库放到下水库，利用储存的能量发电。通过抽水、发电工况的转换，实现新能源电量的“时空挪移”，可以有效提高新能源消纳利用率，提升输电通道输电小时数，保障西北地区新能源开发建设的经济性。

抽水蓄能电站是西北地区新能源大规模开发利用的“稳定器”。一是抽水蓄能电站以其快速反应能力平抑新能源发电出力波动性。经统计，尽管在90%~95%的情况下新能源出力波动在10%以内，但当新能源规模达到千万千瓦级乃至亿千瓦级时，即使考虑区域内新能源具备自然互补的特征，其波动百分比虽减小，但波动绝对值增大，其发电出力波动将达到百万千瓦至千万千瓦，且出力波动速率

快，往往在数分钟乃至分钟级内完成装机容量10%左右的出力波动。为了平抑新能源出力的不稳定性，提高以新能源为主体新型电力系统电能质量，需要为新能源配置快速反应容量，跟踪新能源出力过程，以互补形式使得电力系统更加平稳。抽水蓄能电站运行灵活，响应速度快，一般在100秒内就可实现从静止到满出力运行。抽水蓄能电站利用其快速跟踪能力配合新能源运行，可降低因新能源出力波动对电网安全稳定性的影响。二是抽水蓄能电站既可保障高峰需求，也可稳定发电运行，以弥补新能源发电保证出力不足。光伏电站仅在白天出力，风电有其随机性的特征，因此，在电力系统负荷高峰期需要各类电源加大出力的时段，风电、光电均无法保证提供出力。对于西北地区数亿千瓦的新能源装机，其在电力系统负荷高峰时段可保证提供的出力仅约千万千瓦左右，高峰时段需要抽水蓄能电站提供保障电力支撑。西北地区新能源开发以特高压直流外送为主，也需要抽水蓄能电站在外送输电平台中提供一定的稳定出力，以满足特高压直流输电要求。同时，在遭遇极端灾害天气时，风电、光伏往往难以以为电网提供电力电量支撑，更需要抽水蓄能电站来保障电网的安全稳定运行。三是抽水蓄能电站调频调相能力强，增强电力系统抗扰动能力。构建以新能源为主体的新型电力系统中，新能源和惯入直流等电力电子类电源大量代替常规电源，带来系统转动惯量降低，一次调频能力、动态无功支撑下降，频率、电压稳定性和抗扰动能力恶化等新问题出现。抽水蓄能电站除具有调峰储能作用外，还可以承担调频、调相等功能，并能

为系统提供转动惯量，增加电力系统中的抗扰动能力。抽水蓄能电站是西北地区新能源大规模开发利用的“助推剂”。西北地区新能源基地建设多位于远离负荷中心的电网末端地区，如甘肃河西、青海海西和海南、新疆吐哈、陕西北部等，在这些地区开发建设抽水蓄能电站，作为当地、

外送支撑电源和智能电网的重要组成，促进新能源发展。西北地区冬季供暖功能的火电占比高，电网调峰能力受限，在“碳达峰、碳中和”目标下，西北电网内新能源接入容量及比例将进一步增加，经济社会发展下系统峰谷差也将进一步拉大，网内调峰储能需求也将进一步增加。西北地区大规模新能源发展需要的储能、调峰、调频、调相均离不开大规模的抽水蓄能，如果没有大规模抽水蓄能电站建设，新能源发展将面临瓶颈，抽水蓄能电站是促进西北地区新能源发展的“助推剂”。同时，在西北地区进行抽水蓄能电站开发建设，带动新能源产业发展，对于巩固当地脱贫攻坚成果，促进共同富裕，加强民族团结等均具有重要的意义。

西北地区抽水蓄能电站需求规模巨大、特点显著、亟待开发

（一）抽水蓄能电站需求规模巨大

传统电网下，西北地区各省区电网负荷小，日负荷变化相对不大，对抽水蓄能电站需求不明显。随着新能源大规模开发，尤其是构建以新能源为主体的新型电力系统，相关各省区预测新能源规模达1亿千瓦以上，新能源规模数倍于最大负荷需求，需要建设抽水蓄能“蓄峰”（电力系统不能消纳的新能源发电出力高峰）“补缺”（新能源发电出力小从而不满足电力系统需要的空缺）；在新能源基地，大部分新能源需要和有调节电源打捆外送，抽水蓄能电站建设多作为基地配套电源的一部分，以多能互补形式来促进新能源消纳和保障输电平台的安全稳定运行。西北地区大规模新能源发展，其无论在当地消纳还是跨区域资源优化配置，均需要建设大规模抽水蓄能电站。初步估计到2035年，西北地区抽水蓄能电站需求规模约1亿千瓦，抽水蓄能电站开发需求规模巨大。

（二）西北地区抽水蓄能电站特点显著

1.工程建设特点显著。西北大部分地区以干旱半干旱气候为主，海拔高，气温低，水资源较为缺乏且部分河流泥沙含量大。为满足过

机含沙量要求，往往需要在库尾布置拦沙坝或在取水后设置沉砂池。由于缺乏地下水补给，上、下水库普遍需要采用全库盆的防渗措施。由于海拔高、气温低，在后期施工建设中也具有一定难度，同时需要处理好高寒冰冻问题。因多数服务于大规模新能源发展，为跟踪新能源出力的快速波动，抽水蓄能电站机组运行工况转换将更加频繁，对机组性能要求更高，尤其是对变速机组需求更为迫切。在部分区域，地质构造较复杂，围岩条件略差，也会降低站点的经济性。

2.服务新能源的运行特征明显。相较于一般抽水蓄能在电网低谷抽水、高峰发电的运行方式，西北地区抽水蓄能电站多在新能源大发时抽水储能，新能源不足且系统需求大或者新能源出力波动大时发电运行，同时提供调频调相服务，充分考虑与新能源配合运行。

3.投资主体多元化趋势明显。按照发改价格（2021）633号文，抽水蓄能电站容量电费可在特定电源和电力系统间分摊。西北地区建设抽水蓄能电站多服务于大规模新能源发展，乃至作为新能源基地配置电源的一部分打捆开发，其容量电费在特定电源疏导形式可考虑从新能源发电量中计提部分收益或配套一定规模的新能源资源打捆开发，电站投资主体多元化趋势明显。

（三）西北地区抽水蓄能电站亟待开发

西北地区抽水蓄能电站的规划研究始于上世纪，本次列入中长期规划重点实施项目和储备项目总计规模约1.5亿千瓦，截至目前，西北地区尚无已建抽水蓄能电站，只有在建的陕西镇安、新疆阜康和哈密等3座抽水蓄能电站，总装机规模仅380万千瓦，开发潜力巨大，且与巨大的需求相比，亟待加快开发进程以服务于大规模新能源发展。

“我们的蓝图是宏伟的，我们的奋斗必将

是艰巨的”。现阶段，西北地区抽水蓄能发展仍较为缓慢，为高质量完成国家抽水蓄能中长期发展规划各阶段目标，需要各相关方尽早开展前期工作，共同促进规划站点按时序落地实施。

（赵光竹系中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司副总经理；王社亮系中国电建集团西北勘测设计研究院有限公司副总工程师）