



中国新能源基地化开发与 新型抽水蓄能

刘泽洪

全球能源互联网发展合作组织

2023年9月



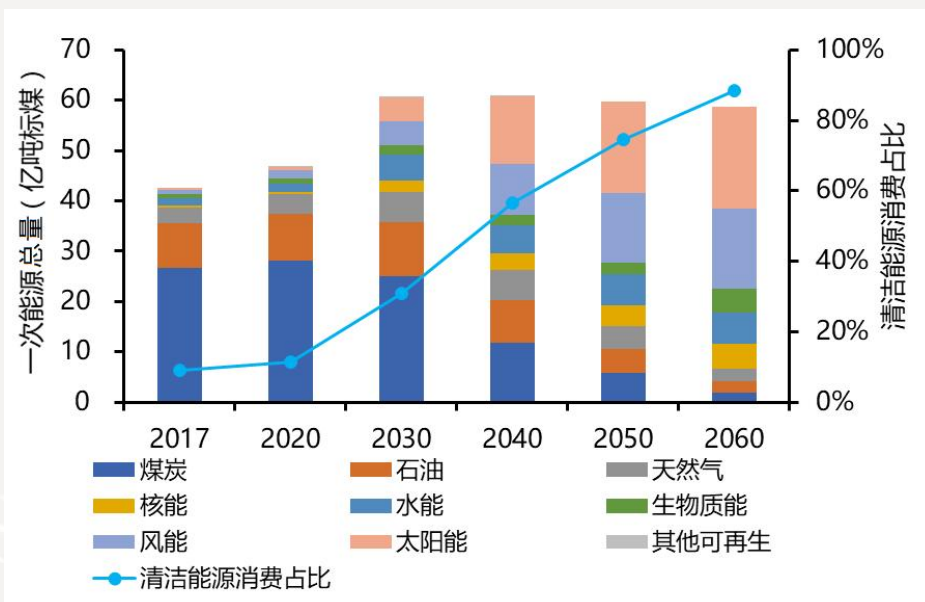
一、中国新能源基地化开发

二、传统抽水蓄能发展展望

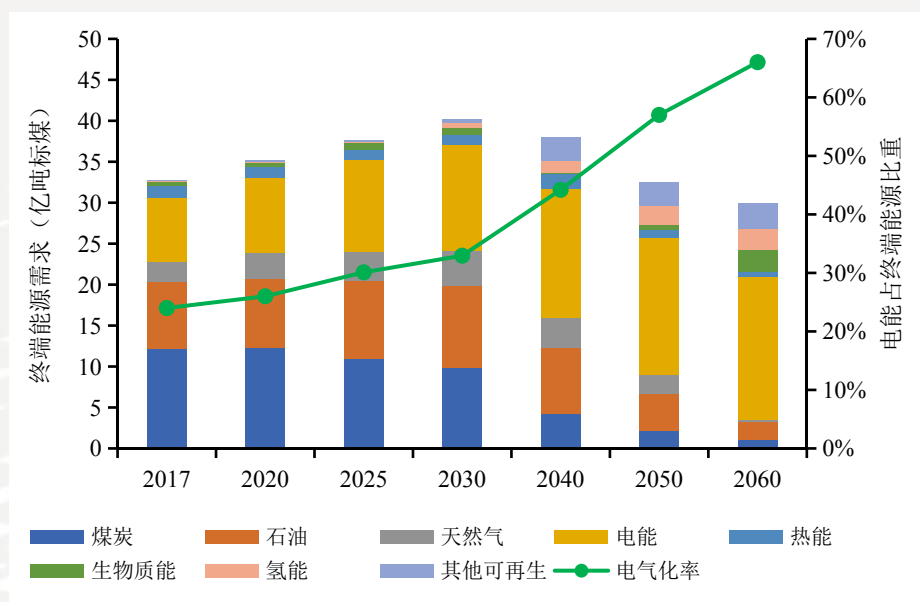
三、新型抽蓄与西部调水

1.1 大规模发展清洁能源的战略意义

- **加快能源低碳转型，实现“双碳”目标**：要求大规模开发风能、太阳能、水能等清洁能源，推动“两个替代”（生产侧以清洁能源替代化石能源发电，消费侧以电能替代化石能源终端燃烧），大幅提高清洁能源在一次能源结构中的比重。
- **保障电力可靠供应，提高能源安全水平**：要求自主开发取之不尽、用之不竭的风能和太阳能等新能源，减少对有限化石能源的消耗，降低对进口油气的依赖，保障能源安全。



我国一次能源消费结构和清洁能源占比



我国终端能源消费结构和电能占比

1.2 新能源开发潜力



■ 资源分布

中国风能、太阳能资源主要分布在西部北部地区，资源**总量大、条件好、成本低、互补性强**，具备集中式、基地化开发的良好条件和多重优势

1 资源总量大

风电、光伏、光热技术可开发量约**63、1100、200亿千瓦**，占全国集中式资源量的**95%以上**

3 开发成本低

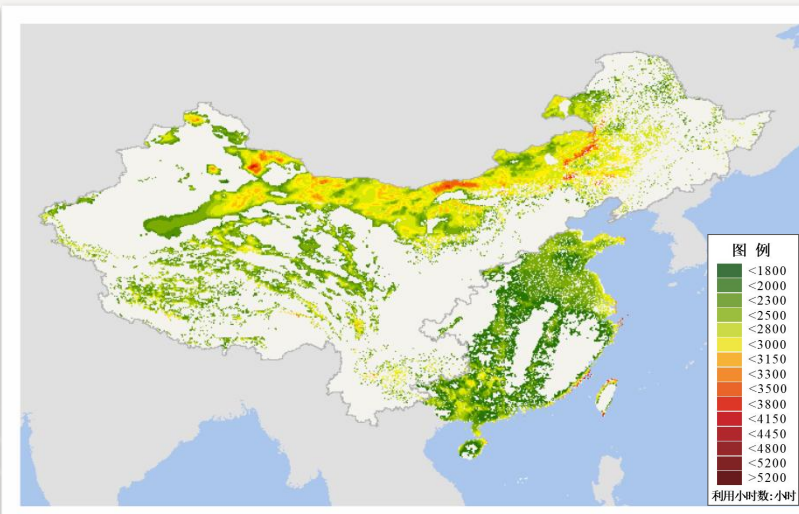
西部北部新能源发电成本已普遍低于**0.3元/千瓦时**并有进一步下降潜力，通过特高压送至东中部仍具有显著竞争力

2 开发条件好

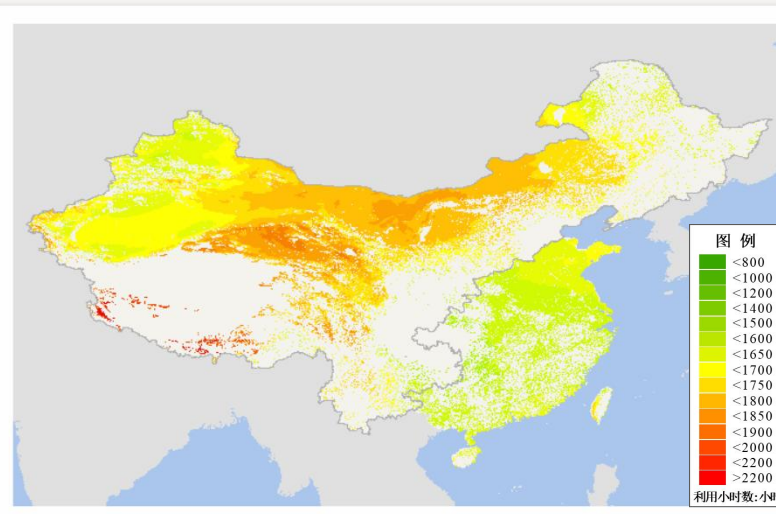
多沙漠、戈壁、荒漠，适宜集中式开发风电、光伏的土地面积分别达**176、312万平方公里**，相当于东中部面积的**75%、130%**

4 多能互补强

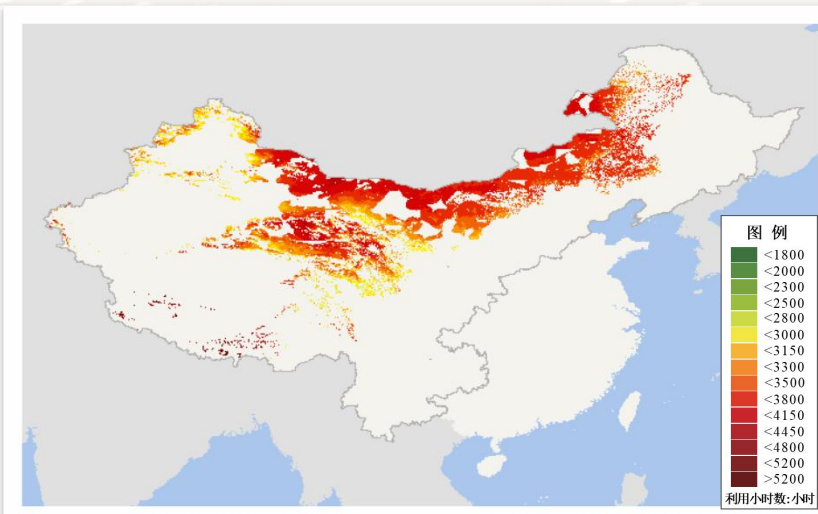
较强时空互补特性：**时间上**，西南水电丰水期为风电小风期；**空间上**，西北和西南的风光出力具备互补性



风电技术可开发区域及利用小时分布



光伏技术可开发区域及利用小时分布



光热技术可开发区域及利用小时分布

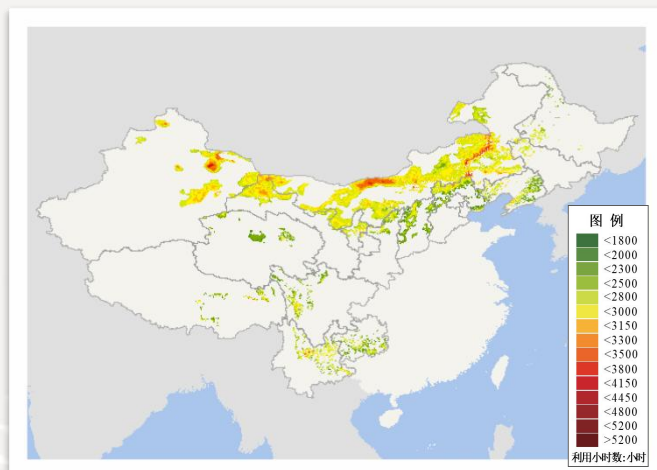
1.2 新能源开发潜力

■ 基地化开发潜力

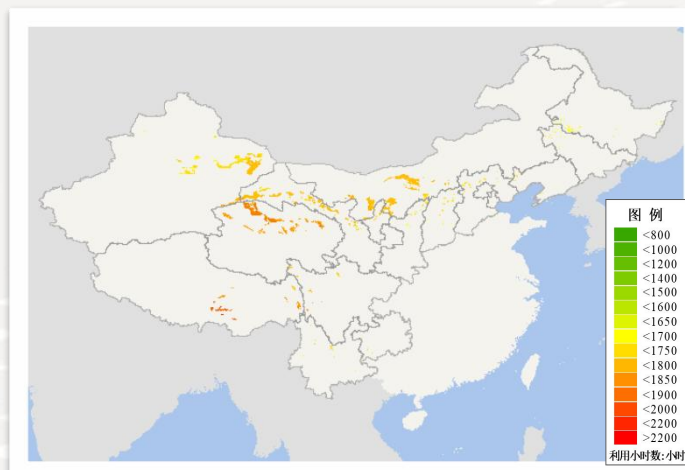
- 风光资源基地化开发需要统筹考虑**资源禀赋、开发成本、配套设施**（交通、电网）等条件，科学准确评估其适宜区域和开发潜力
- 经评估，西部北部大型风光基地开发潜力超过**80亿千瓦**（风电、光伏、光热分别约29亿、50亿、4亿千瓦），平均度电成本可低至**0.13元**

新能源基地化开发评估结果

| 新能源 | 基地化开发潜力（亿千瓦） | 年利用小时数 | 2030年度电成本（元/千瓦时） | 主要分布 |
|-----|--------------|--------|------------------|------------------|
| 风电 | 29 | 2750 | 0.15 | 内蒙古、新疆、甘肃 |
| 光伏 | 50 | 1770 | 0.13 | 青海、新疆、内蒙古 |
| 光热 | 4 | 4070 | 0.55 | 青海海西、内蒙古阿拉善、新疆哈密 |



风电基地化开发区域及利用小时分布



光伏基地化开发区域及利用小时分布



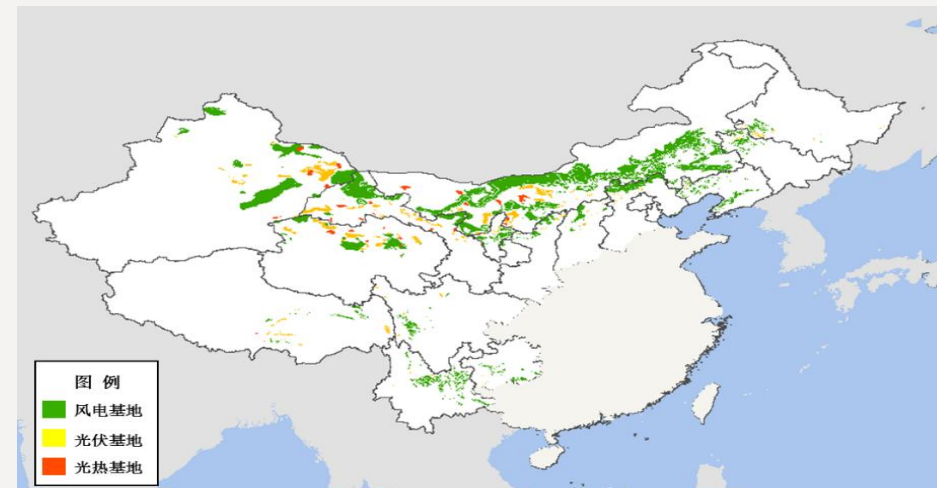
光热基地化开发区域及利用小时分布

■ 基地布局 and 开发时序

开发大型风光基地需要**科学选址、优化布局**，合理安排建设规模和时序，兼顾西部北部各省用电需求和向东中部外送需求，兼顾本地消纳、局部平衡和区域互补、全局平衡，实现综合最优。

大型风光基地装机规模（万千瓦）

| 序号 | 区域 | 省份 | 2030年 | | | 2050年 | | |
|----|----|-----|-------|-------|------|--------|--------|-------|
| | | | 风电 | 光伏 | 光热 | 风电 | 光伏 | 光热 |
| 1 | 西北 | 陕西 | 800 | 2000 | | 3200 | 3000 | |
| 2 | | 甘肃 | 3000 | 10000 | 1000 | 20000 | 52000 | 2000 |
| 3 | | 青海 | 1500 | 10000 | 1600 | 10000 | 70000 | 4000 |
| 4 | | 宁夏 | 1200 | 2000 | | 2000 | 3000 | |
| 5 | | 新疆 | 6000 | 10000 | 800 | 33000 | 60000 | 4000 |
| 6 | 东北 | 黑龙江 | 800 | 1500 | | 2000 | 3000 | |
| 7 | | 吉林 | 1200 | 1000 | | 2000 | 2000 | |
| 8 | | 辽宁 | 500 | 800 | | 1000 | 1000 | |
| 9 | 西南 | 四川 | 500 | 1000 | | 1500 | 5000 | |
| 10 | | 贵州 | 600 | 800 | | 1000 | 2000 | |
| 11 | | 云南 | 500 | 800 | | 2500 | 3000 | |
| 12 | | 西藏 | 800 | 1000 | | 2000 | 20000 | 2000 |
| 13 | 华北 | 河北 | 800 | 2000 | | 3200 | 3000 | |
| 14 | | 内蒙古 | 11000 | 14000 | 1600 | 69000 | 50000 | 8200 |
| 15 | | 山西 | 800 | 1500 | | 2000 | 3000 | |
| | | 总计 | 30000 | 58400 | 5000 | 154400 | 280000 | 20200 |



2050年西部北部大型风光基地总体分布

- **2030年**，建成**45个**大型基地、装机**9.5亿千瓦**，风电、光伏、光热基地分别3亿、6亿、5000万千瓦；
- **2050年**，建成**127个**大型基地、装机**45亿千瓦**，风电、光伏、光热基地分别15亿、28亿和2亿kW，西北规模最大（26.6亿）、华北次之（12.8亿），然后是西南（3.9亿）和东北（1.1亿）

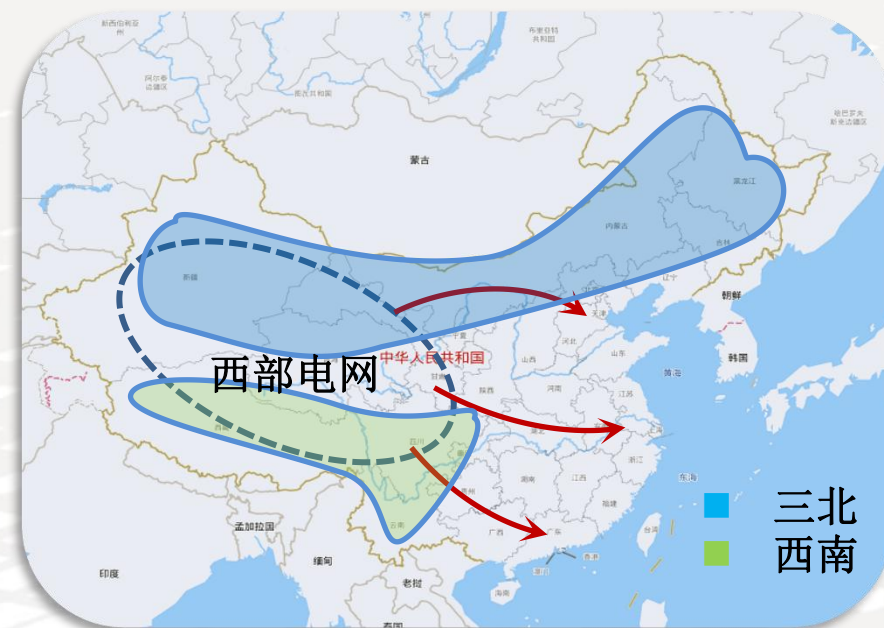
1.3 新能源大规模开发面临的挑战与应对

■ 面临的挑战——高比例新能源并网与消纳问题

风电、光伏出力“靠天吃饭”，具有随机性和间歇性，与传统发电机组特性差异显著。随着西部北部新能源大规模开发，电力系统**电源结构、技术基础、运行特性**发生重大改变，如何安全高效地实现高比例新能源并网和消纳，保障电力可靠供应面临巨大挑战。

■ 应对方案——增加电力系统灵活调节能力

应对新能源的不可控性，要发挥不同新能源基地出力的**互补特性**以及**西南水电调节能力**，通过**电网跨省跨区互联**扩大电力平衡范围。同时也要大规模建设**储能**，将“随机性”转为“可控性”，平抑新能源功率波动。总的来说，就是要**多措并举提高系统灵活调节能力**，支撑新能源大规模开发和外送。

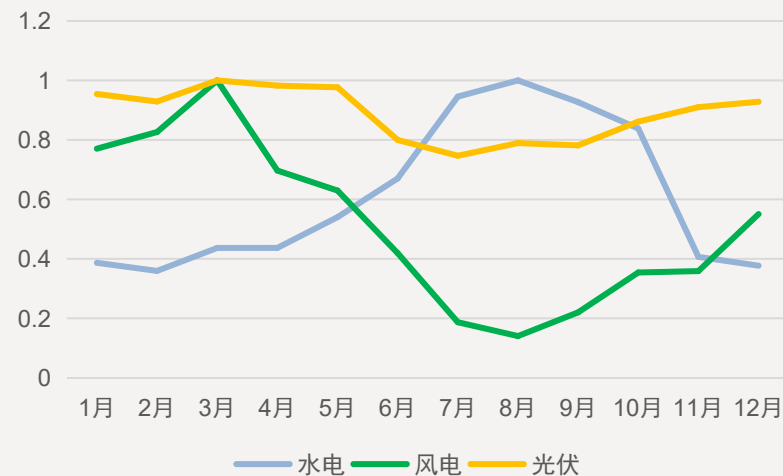


1.4 应对措施

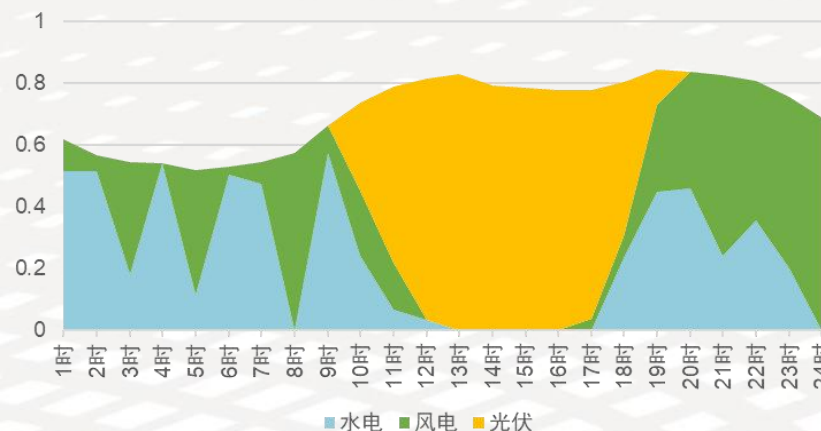


■ 推动西南水电与大型风光基地协同开发

- **水电定位**：我国水能资源主要集中于西南“八大流域”，目前还有超过**2亿**千瓦技术可开发量。水电发展要从“**供应清洁电量为主**”向“**电量供应与调节能力并重**”转变。随着更多大型电站特别是流域龙头电站的建设，西南水电将拥有更强调节能力，预计2050年具备季调节及以上能力装机超过**1.3亿**千瓦。
- **资源互补**：西南水电与西南和西北地区的风电、光伏都有较强的时空互补特性。**从年特性看**，水电丰水期（5月到10月）新能源出力小，枯水期（11月到次年4月）新能源出力大。**从日特性看**，由于水库调蓄作用，水电出力可以根据风光出力灵活调节，实现日内互补运行。
- **协同开发**：充分利用互补特性，依托流域和跨流域梯级电站联合调节能力，统筹规划水电和新能源建设，实现区域（西南）和跨区域（西南与西北）水风光多能互补、协同发展。



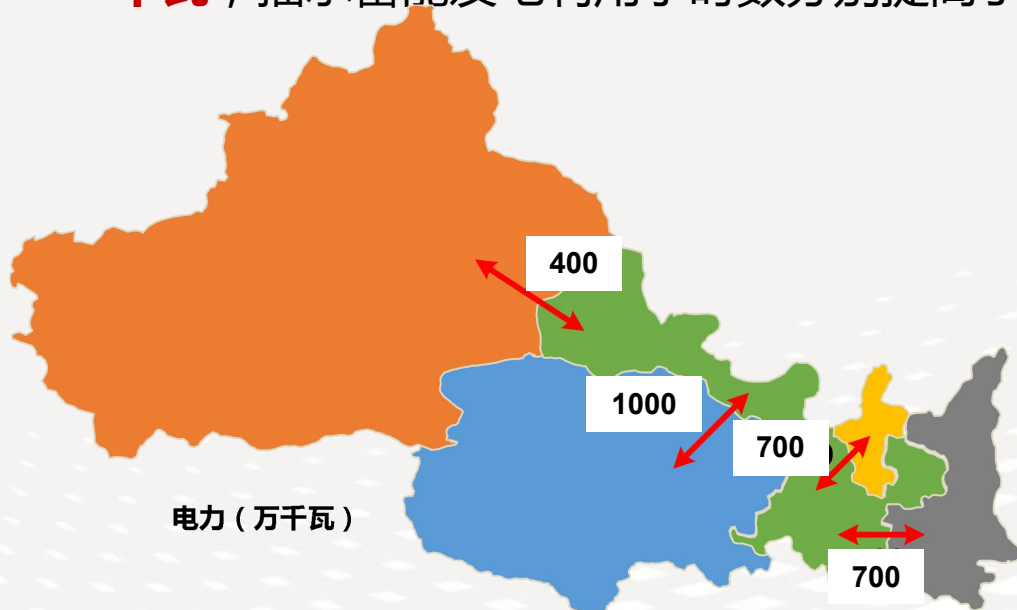
西南水风光年内互补特性



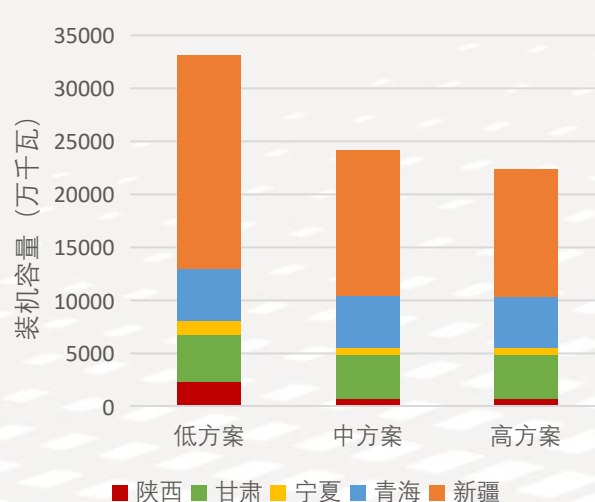
西南水风光日内互补特性

■ 加强电网跨省跨区互联——省间互济

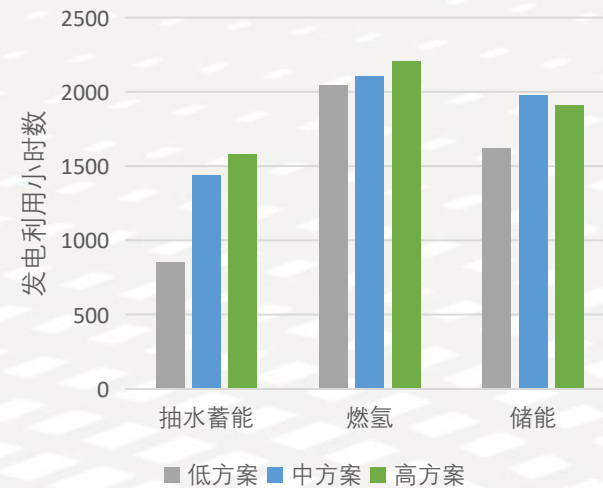
- 西北各省都面临新能源大规模开发消纳的迫切需求，加强省间电网互联可使集中的调节性资源在更大范围发挥作用，减少总体储能和备用，提升灵活调节能力。
- 西北当前省间互联容量2800万千瓦，预计2050年，在西北750千伏主网架结构基础上提升省间电力交换能力至5200万千瓦（中方案）和8200万千瓦（高方案），可分别减少储能装机**1800万千瓦**和**1.1亿千瓦**，抽水蓄能发电利用小时数分别提高了**10%**和**85%**，调节资源利用率显著提高。



西北电网省间电力交换能力现状



储能装机容量变化



调节电源利用小时数

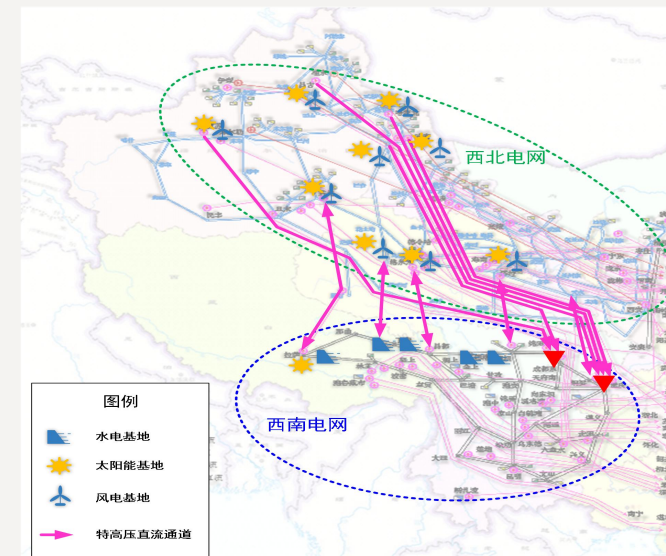
1.4 应对措施



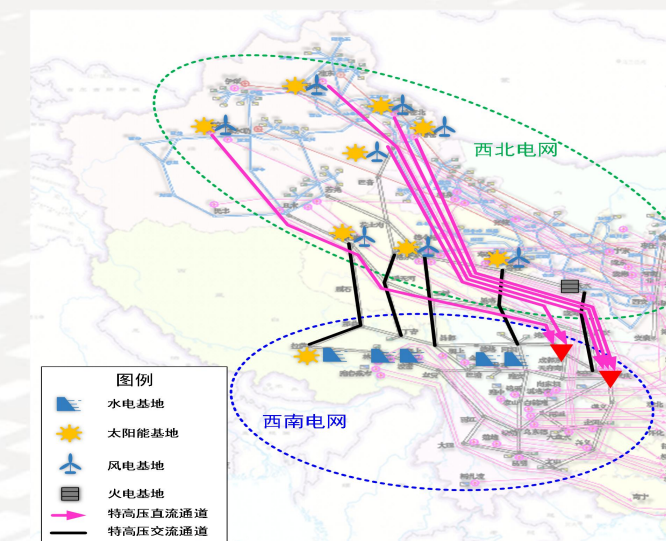
■ 加强电网跨省跨区互联——西北西南互联

充分发挥西南水电调节能力，跨区共享灵活性资源，促进新能源开发利用。同时，还能提升送端电网在极端天气下供电可靠性和适应能力，增强系统安全稳定水平和抵御严重故障的能力。

- **交直流互联方案**：在川渝特高压交流同步电网基础上，通过特高压交直流实现西北、西南联网，形成西北-西南特高压交流同步电网，实现多能互补互济，提升西部电网安全运行水平和抵御严重故障的能力。
- **柔直互联方案**：利用柔性直流灵活组网的特点，构建覆盖西北、西南主要新能源基地、龙头水电站、负荷中心的柔性直流电网，依托先进的电网控制技术，实现清洁能源互补互济和安全可靠运行。



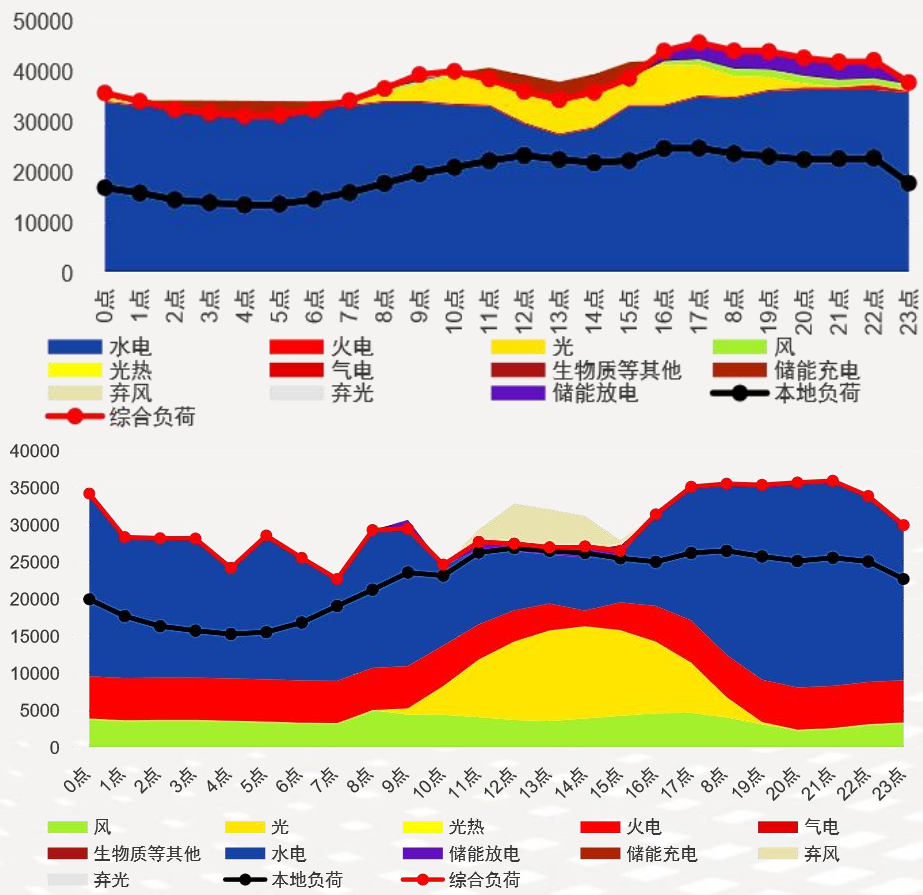
柔直互联方案示意图



交直流互联方案示意图

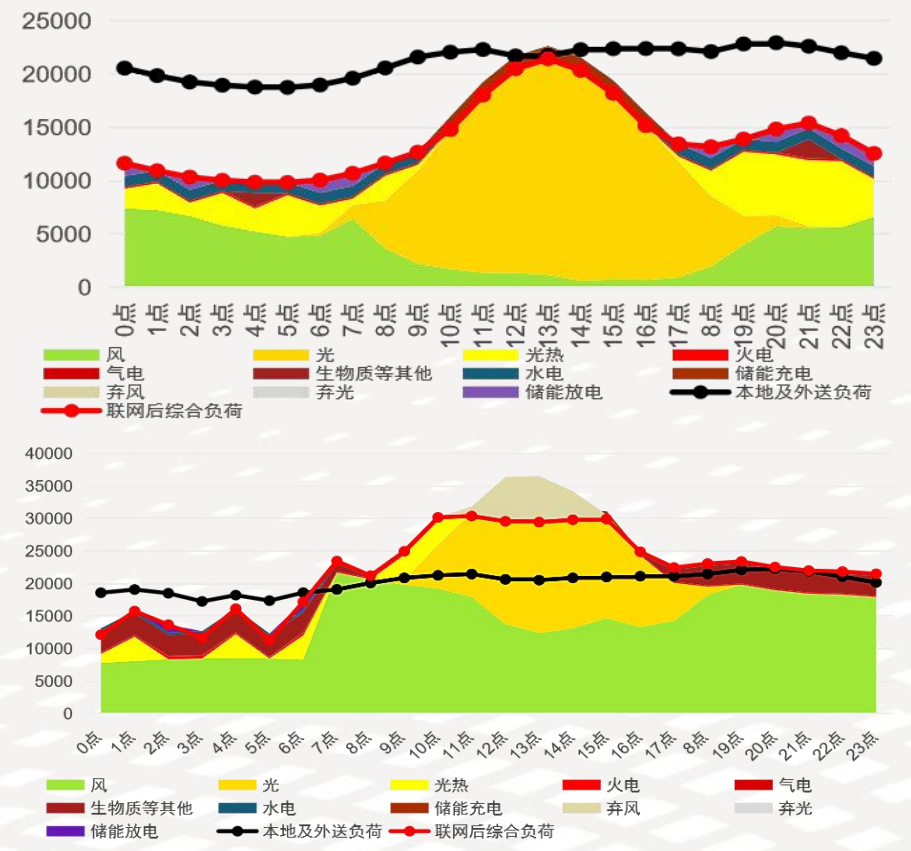
1.4 应对措施

西北-西南联网后统一调节运行，可提升新能源消纳能力**1.2亿千瓦**，发挥错峰效应降低最大负荷**3600万千瓦**，减少新型储能容量**7000万千瓦**。



西南地区丰、枯期典型日互济运行曲线

丰水期



西北地区丰、枯期典型日互济运行曲线

1.4 应对措施



■ 大力发展储能系统

- **抽水蓄能**是目前最成熟、最可靠、最经济、最有效的大规模储能方式。
- **电化学储能**响应速度较快，转换效率高，建设周期短，布局灵活，装机容量增长迅速。
- **压缩空气储能**场地限制少、建设规模潜力大。

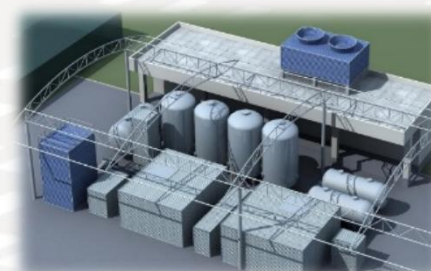
| 储能形态 | 功率等级 | 容量等级 | 效率水平 |
|-------|---------|----------|---------|
| 抽水蓄能 | >1000MW | >10GWh | 75%~85% |
| 压缩空气 | >300MW | >1800MWh | 50%~60% |
| 电化学储能 | >100MW | >400MWh | 85%~90% |



抽水蓄能



电化学储能



压缩空气储能



一、中国新能源基地化开发

二、传统抽水蓄能发展展望

三、新型抽蓄与西部调水

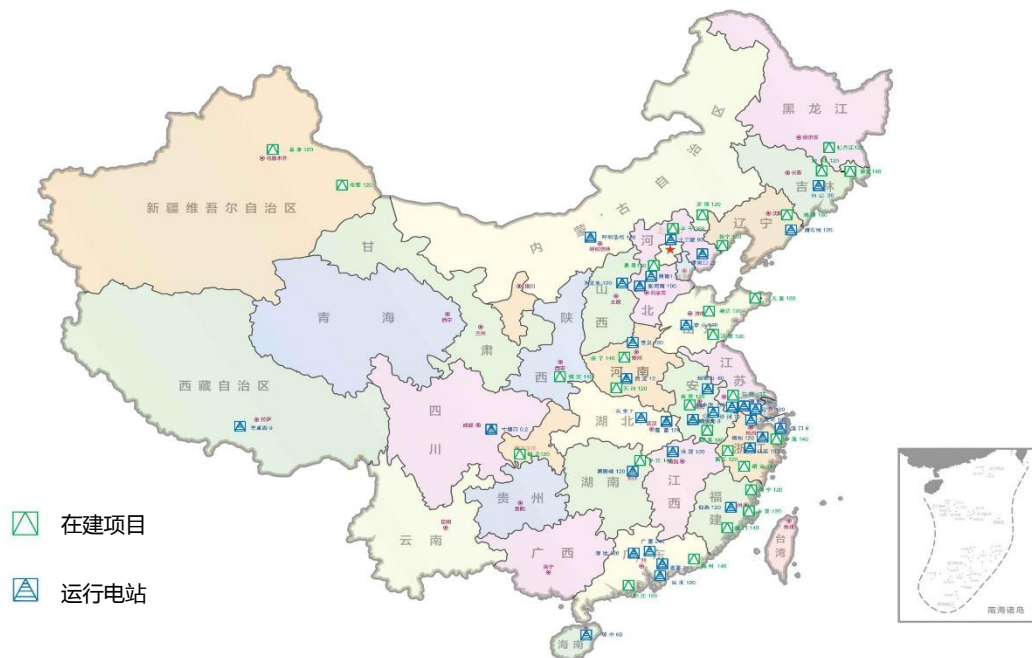
2.1 我国抽水蓄能快速发展



■ 总体情况

- 随着电力系统对大规模储能和调节能力需求增加，我国抽水蓄能发展显著加速。
- 截至2022年底，我国在运抽水蓄能装机容量**4579万千瓦**，2022年新核准装机**6890万千瓦**，较上年翻5倍，在运装机和在建规模均为世界最大。
- 国家能源局抽水蓄能中长期规划：到2025年抽蓄投产规模达**6200万千瓦**，2030年达**1.2亿千瓦**。

全国运行及在建抽水蓄能电站分布图



2.1 我国抽水蓄能快速发展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 河北丰宁——全球最大抽水蓄能电站

- 安装12台30万千瓦机组，设计年发电量66.12亿千瓦时，2021年12月首批2台机组发电，预计2024年上半年全部机组投运。
- **创造四项世界第一**：装机容量**最大**（360万千瓦）；储能电量**最大**（近4000万千瓦时）；地下厂房规模**最大**（长度414米）；地下洞室群规模**最大**（累计长度超50公里）。
- **实现三个首次**：**首次**实现抽蓄电站接入柔性直流电网；**首次**在国内采用大型变速抽蓄机组；**首次**系统性攻克复杂地质条件下超大型地下洞室群建造关键技术。



丰宁抽水蓄能电站上水库大坝



丰宁抽水蓄能电站下水库



丰宁抽水蓄能电站地下厂房

2.2 抽水蓄能技术新进展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 抽蓄机械化施工（TBM）

- 2019年以来，加快开展抽蓄洞室机械化施工关键技术研究 and TBM掘进试点。
- **小洞径TBM**（直径3.5米）已在文登、宁海、洛宁、缙云、桐城、平江等6个项目厂房排水洞中成功应用，累计掘进超20公里。
- **首台大洞径**（直径9.5米）超小转弯半径TBM（转弯半径90米，约洞径10倍）于2022年10月24日完成抚宁项目通风洞、厂房顶拱、交通洞全线贯通，最大月进尺超过300米，掘进效率是传统人工钻爆法的3倍。
- **斜井TBM**完成装备生产下线，即将在洛宁项目应用。



文登项目排水廊道TBM
掘进效果（直径3.5米）



抚宁项目应用世界首台大直径（直径9.5米）
超小转弯半径TBM



洛宁项目斜井TBM（直径7.2米）
生产下线

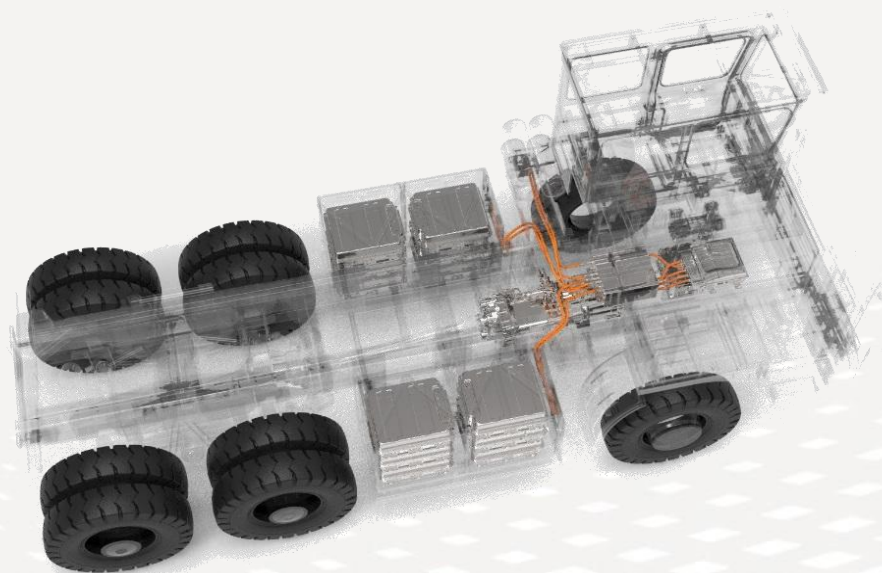
2.2 抽水蓄能技术新进展



Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织

■ 抽蓄施工装备电气化

- 2021年以来，易县项目投入国内首套纯电动隧洞施工“挖、装、运”设备，完成交通洞500余米进尺出渣作业，实现作业“零排放”，显著改善了洞室环境。目前，易县、缙云等项目正继续应用电动车辆施工。
- 在建抽水蓄能电站全部完成施工设备电气化后，可减少二氧化碳排放500万吨。



基于传统燃油车身的电动化改造



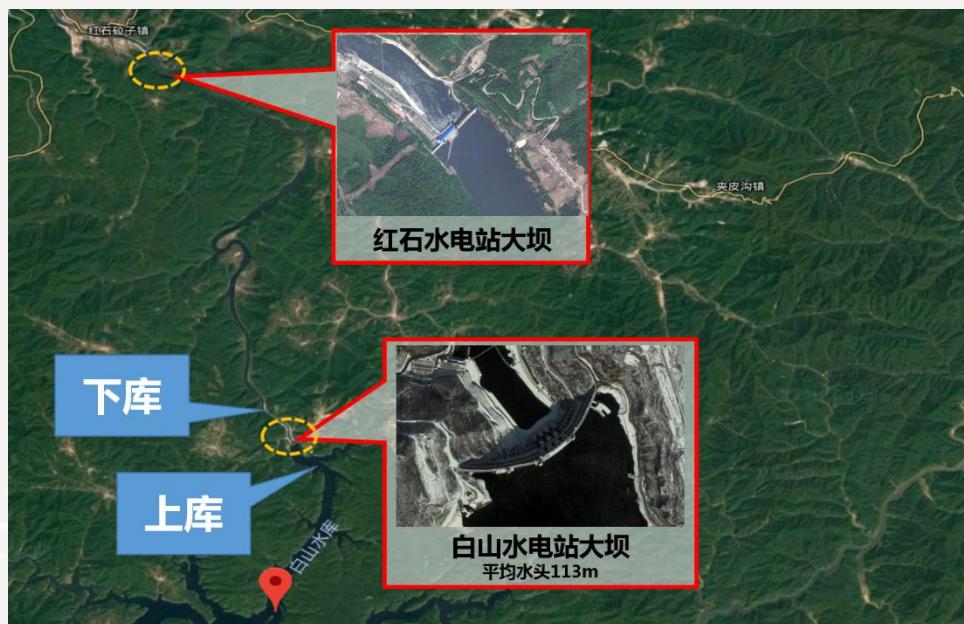
易县抽水蓄能电站电气化土方车辆

2.3 抽水蓄能开发形式多样化

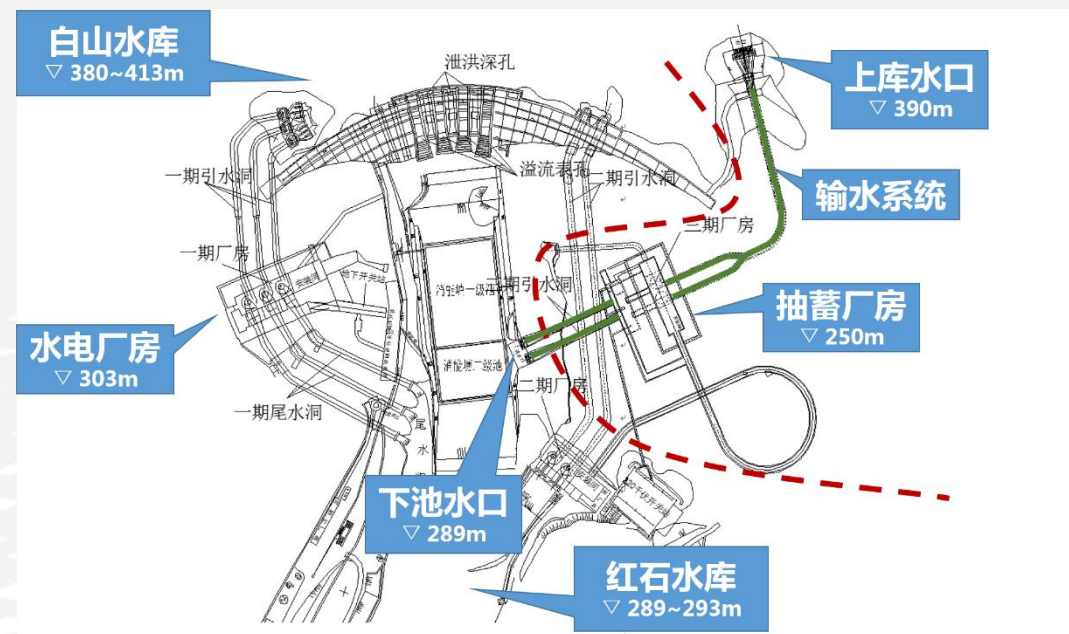


■ 利用常规水电站开发抽水蓄能——梯级共用

- **站点资源的有限性**日益成为传统抽蓄发展的主要制约因素，利用常规水电站开发抽蓄能够节省投资、缩短建设周期、减小环境影响，丰富了抽水蓄能开发形式，前景广阔。
- **梯级共用**即利用梯级水电站的两个水库分别作为上库和下库，仅新建抽蓄机组、输水系统、厂房等。**吉林白山抽蓄**（30万千瓦）采用该模式，以红石水电站水库为下库、白山水电站水库为上库，2006年投运。



吉林白山抽水蓄能电站地理卫星图



白山水电和抽蓄电站厂房布置图

2.3 抽水蓄能开发形式多样化



■ 利用常规水电站开发抽水蓄能——上水库共用

- **上水库共用**即利用常规电站已建水库作为抽蓄上库，**新建下水库**、抽蓄机组、输水系统、厂房等。**河北潘家口抽蓄电站**（27万千瓦）与常规水电共用潘家口水库，下游建设抽蓄下水库，1992年投产。河北岗南、北京密云、安徽响洪甸等抽蓄电站也采用相同模式。



河北潘家口抽蓄电站示意图



新建抽蓄输水系统及厂房布置示意图

2.3 抽水蓄能开发形式多样化



■ 利用常规水电站开发抽水蓄能——下水库共用

- **下水库共用**即利用常规电站已建水库作为抽蓄下库，**新建上水库**、抽蓄机组、输水系统、厂房等。**青海哇让**项目以黄河上游拉西瓦水库作为下水库，在右岸高台地建设上水库，装机规模280万千瓦，8月开工建设。山东泰安、湖北白莲河及正在建设的浙江建德抽蓄都采用此模式。



青海哇让抽水蓄能电站效果图



山东泰安抽水蓄能电站



一、中国新能源基地化开发

二、传统抽水蓄能发展展望

三、**新型抽蓄与西部调水**

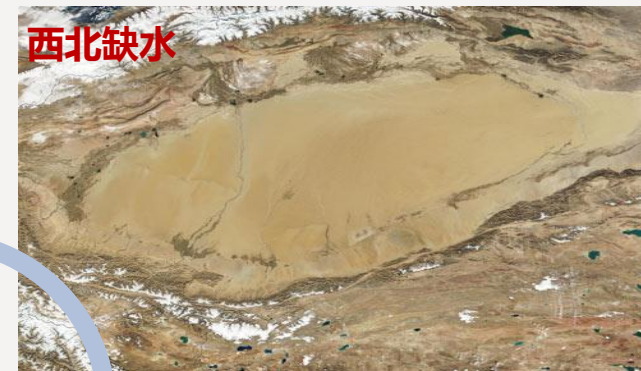
3.1 为什么提出新型抽水蓄能

能源与水资源都是人类生存发展不可或缺的重要物质基础，两者具有密切的联系，也面临发展难题：

- **水的问题**：水资源分布不均，西北严重缺水，西南水量充沛，进行西部跨流域调水，实现水资源优化配置意义重大，需求非常迫切。
- **电的问题**：西部风光资源富集，由于电力系统灵活调节能力不足，使新能源大规模开发和消纳受到制约。



如何支撑新能源大规模开发利用



如何解决水资源分布不均



电+水

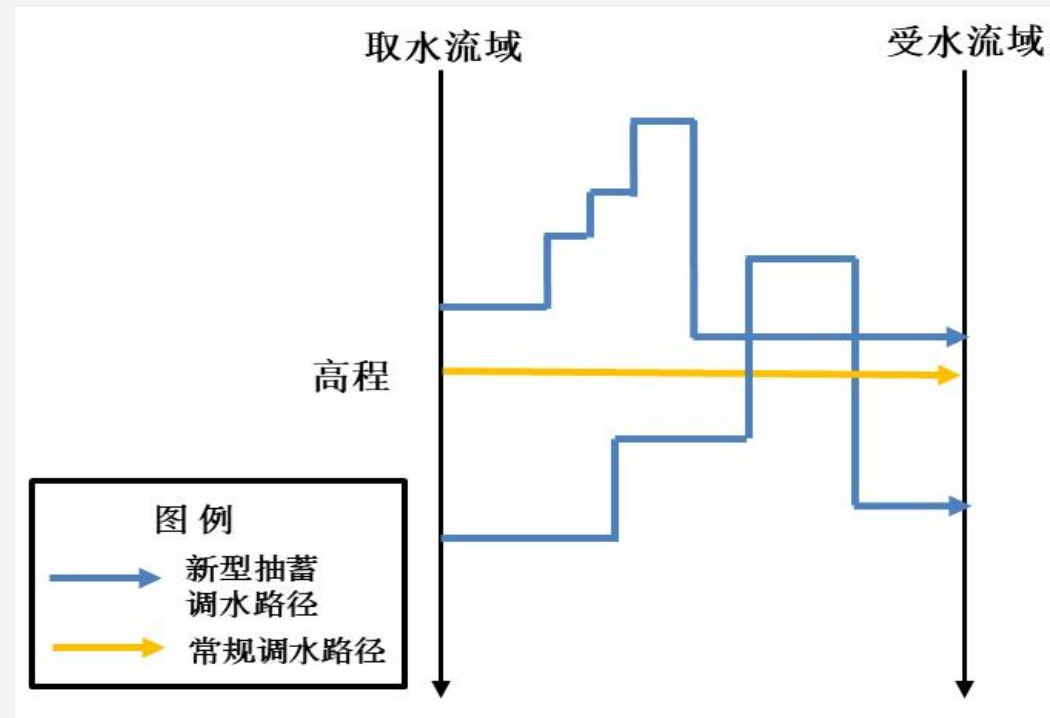
思路：是否可将电与水的发展协同起来，统筹解决**支撑新能源开发的系统灵活性**和**实现水资源优化配置**两大难题？

3.1 为什么提出新型抽水蓄能



- **传统调水**：以寻找**自流路径**为核心，利用高位水体自身重力实现空间转移，由于西南地区高山峡谷特殊地貌，往往难以找到连续自流路径，必须建设大量深埋长隧洞，工程难度大、投资大。电泵提水由于持续耗能、运行成本高，在传统调水工程中极少采用。
- **传统抽蓄**：在上库与下库之间就地循环抽水和发电，单纯发挥电力储能作用，能改变水体高度而不进行空间转移。

抽水蓄能和调水相结合，将传统抽蓄的抽水与发电环节分离，以新能源作为提水电源，在发挥储能作用的同时实现调水功能，即可同时解决电和水两大难题



传统调水与新型抽水蓄能调水对比示意图



新型抽水蓄能

3.2 什么是新型抽水蓄能

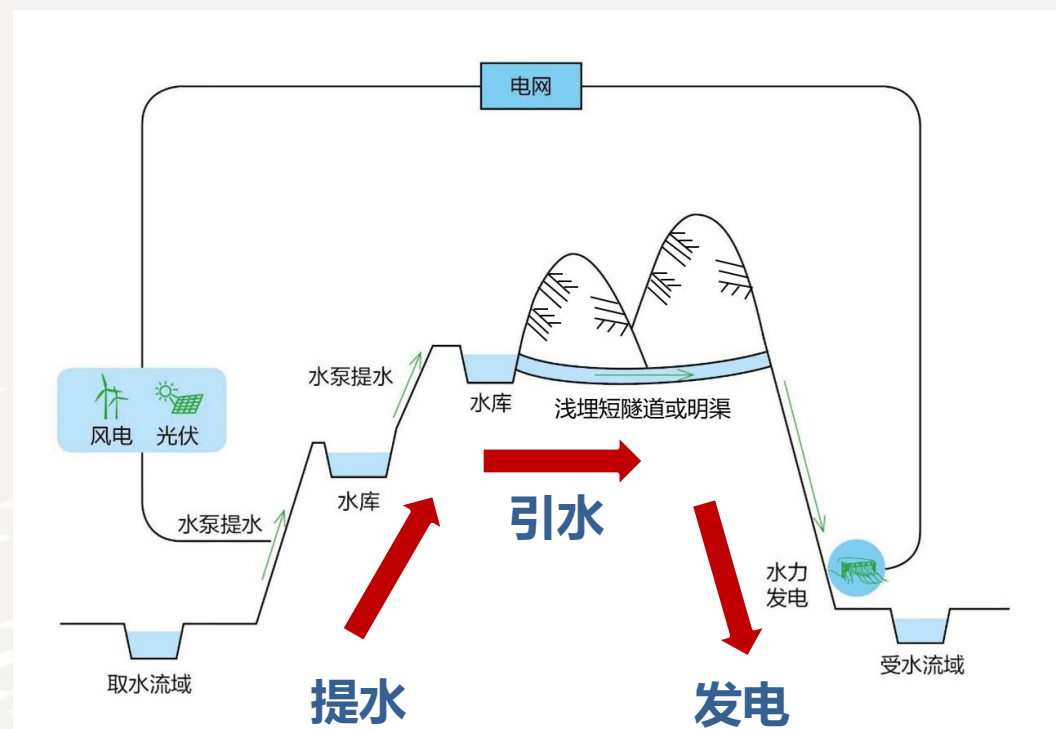


■ 概念定义

新型抽水蓄能是以新能源为主要动力，在流域间建设一系列**调蓄水库**、不同高程的**短距离引水道**、可逆式**水泵水轮机组**和**水轮发电机组**，实现跨流域调水和电能存储的综合性水利水电工程。

新型抽蓄由**提水**、**引水**、**发电**三部分组成。

- **改变了**传统抽蓄在同一组上、下水库间就地循环抽发的方式，实现抽发分离；
- **改变了**常规水流方向由重力决定的特点，由新能源驱动在不同高度间自由流动，克服地形障碍；
- **连接了**水系统和电系统，兼具调水和蓄能功能，实现电水两种资源协同优化和高效利用。



新型抽水蓄能概念示意图

3.2 什么是新型抽水蓄能



■ 运行方式

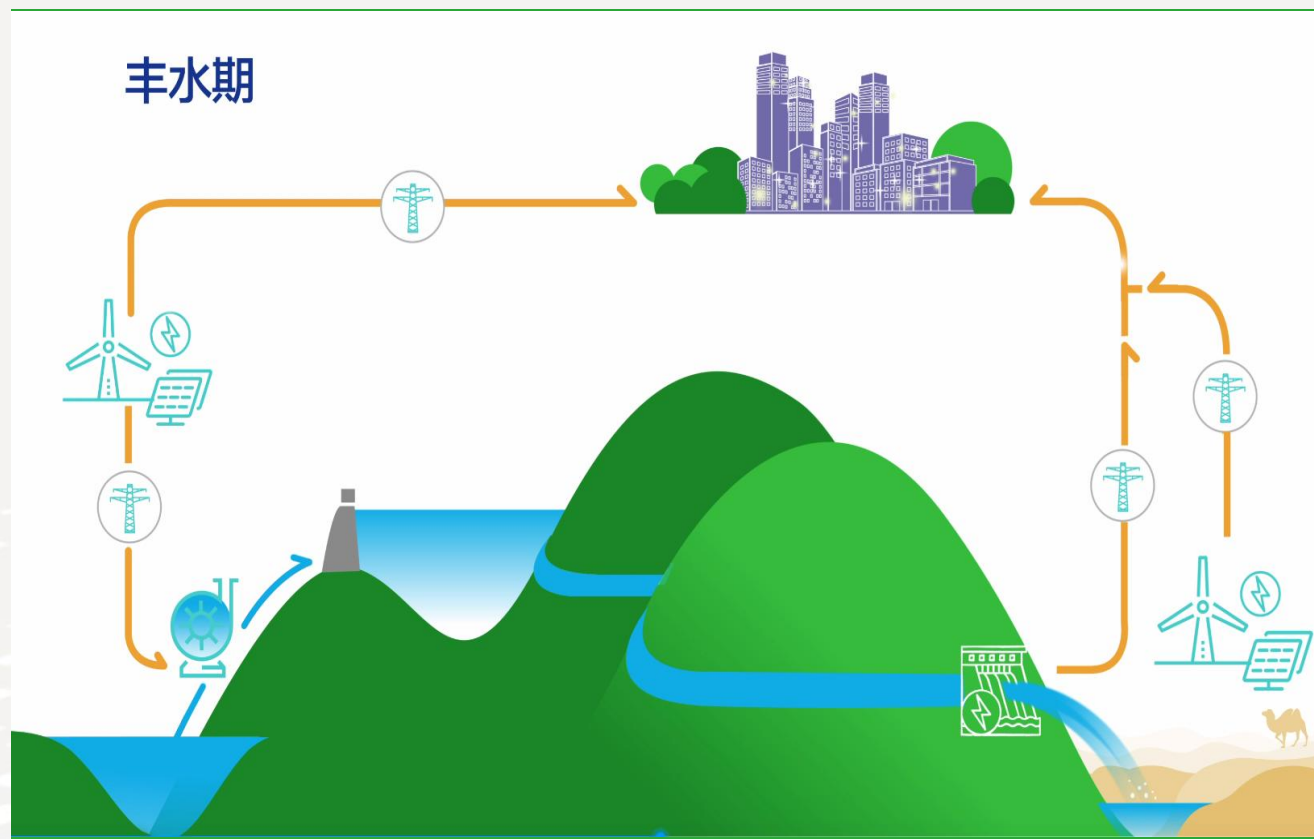
根据取水流域丰枯变化和新能源出力波动情况，灵活采用**异地抽发**和**就地抽发**两种运行方式，在完成调水前提下，为电力系统提供灵活调节能力。

- **丰水期：异地抽发为主，调水量大。**

新能源大发，提水工程作为灵活负荷，从取水点抽水并存于水库；新能源出力下降，根据系统需要减少或停止取水端提水，提高受水端发电出力。

- **枯水期：就地抽发为主，调水量小。**

新能源大发，从取水点抽水并存于水库；新能源出力下降，提水工程停止提水，甚至改为发电模式，将水放回取水流域。



3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案



■ 方案总览

利用详实水文数据、高分辨卫星影像和数字高程模型，考虑保护区分布等情况，初步设计了西部调水工程新方案。自“五江一河”取水，包含**7**个跨流域段的**35**个调水通道，年调水量**400亿立方米**，全长**1.1万公里**，最远到达新疆和田。



西部调水方案路径示意图

3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案

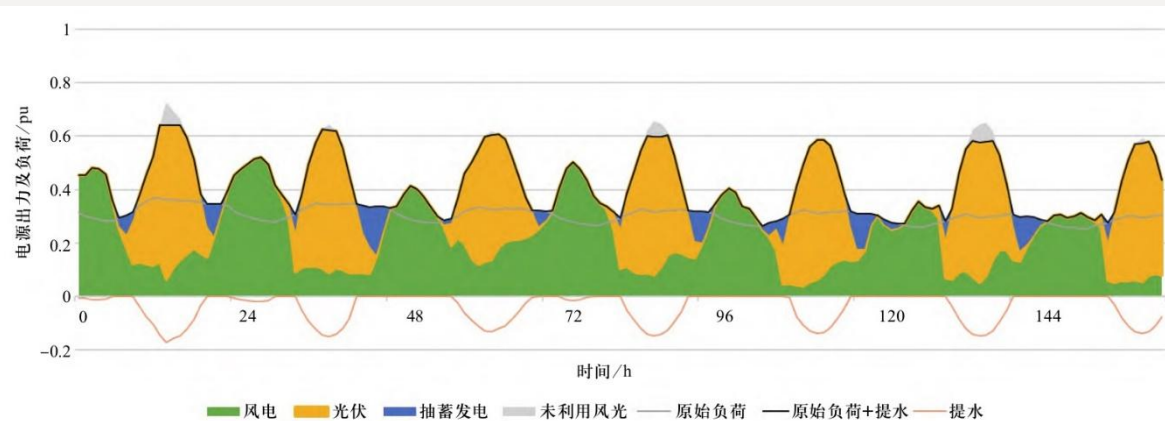


■ 新型抽蓄优化建模

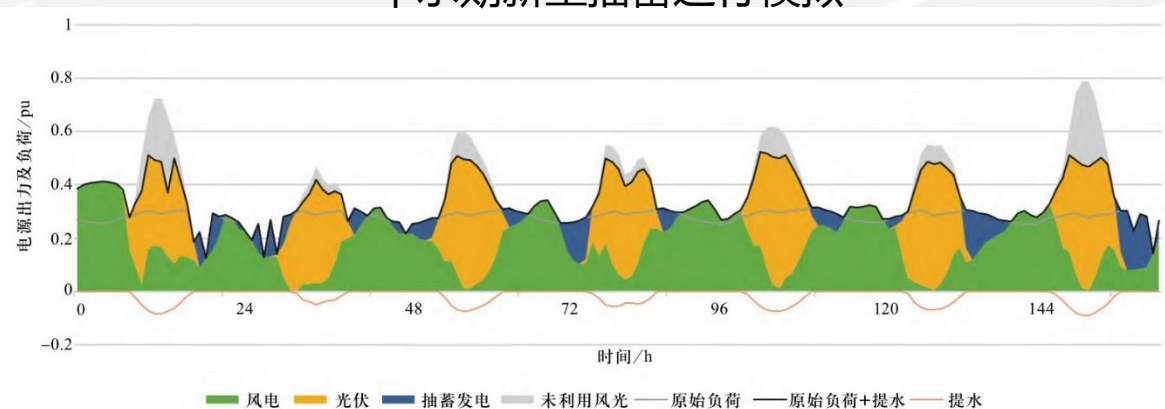
- 建立包含新能源发电、抽蓄机组、水库及输水的电-水联合优化模型，以**系统总成本最低**为优化目标，统一优化新能源和抽蓄装机，水库数量、库容、水流量等变量，确定最优调水方案。
- **引水工程总长度11267公里**；**新建水库270座**，**总库容330亿立方米**；
- **提水装机6.5亿千瓦**，**发电装机1.9亿千瓦**。年用电**1.23万亿千瓦时**、发电**1.06万亿千瓦时**，净耗电**1700亿千瓦时**，储能效率**86%**，超过常规抽蓄。

$$\arg \min f(C_w^W, C^{\text{pump}}, S_r^{R, \max}, C^{\text{gen}}) =$$

$$\sum_{w=1}^{N_W} I_w^W C_w^W + \sum_{r=1}^{N_R} I_r^R S_r^{R, \max} + I^{\text{pump}} C^{\text{pump}} + I^{\text{gen}} C^{\text{gen}} + C_{\text{sys}}^{\text{oper}}$$



丰水期新型抽蓄运行模拟



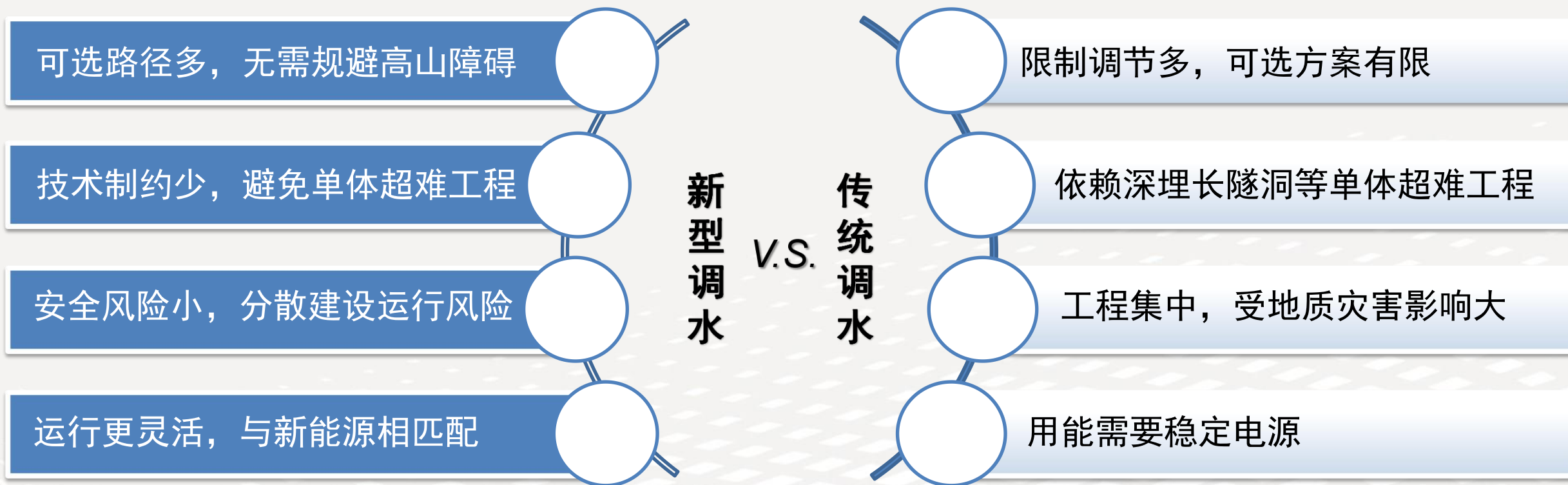
枯水期新型抽蓄运行模拟

3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案



■ 技术优势

基于新型抽蓄的西部调水新方案突破了传统调水工程局限，同时完美契合西部新能源大规模开发需求，实现以电换水、电水同输，可**分段、分期**建设，具有**可选路径多、技术制约少、安全风险小、运行更灵活**等突出优势。



3.3 基于新型抽蓄的西部调水新方案



■ 综合价值

基于新型抽水蓄能推动西部调水和清洁能源大规模开发利用，是一项战略性、系统性、创新性工程，能够有力促进西部经济、社会、环境协调可持续发展，有力支撑“双碳”目标实现，为我国高质量发展注入强劲动力。

- **开发绿电、调配水源。** 打通“五江二河”间水系通道，串联西南西北诸河，形成统一大水网格局。
- **促进转型、保障安全。** 以新增抽蓄和发电装机支撑西部**15~20亿千瓦**风光新能源的基地化开发，保障了高比例可再生能源电力系统的安全稳定运行。
- **减少排放、改善生态。** 促进区域“水-能-粮”协同发展，新增西北灌溉面积10万平方公里，提高谷物产量**6800万吨**，将当前全国水平增加**10%**以上，保障国家粮食安全；每年减排二氧化碳**45亿吨**，在西北恢复再造大规模绿洲，重塑西北地区生态格局。
- **开发西部、泽济民生。** 拉动GDP增长**9.6万亿元**，为西部大开发奠定坚实的水、电基础保障，打造新的经济增长点，促进西部经济社会环境协调可持续发展。



《新型抽水蓄能与西部调水》 《中国清洁能源基地化开发研究》 已于今年2月、5月正式出版，欢迎关注！





Global Energy Interconnection
Development and Cooperation Organization
全球能源互联网发展合作组织



谢谢！