

川渝地区天然气与水电融合发展战略初探

李宝军¹ 朱力洋¹ 王文利² 熊波¹ 蒋龙³ 胡荣涛⁴ 梅琦³

1. 中国石油西南油气田公司 2. 中国石油华北油田公司 3. 中国石油西南油气田公司天然气经济研究所
4. 中国华电集团有限公司四川分公司

摘要：川渝地区水电及天然气资源的产输规模均位居全国前列，但两种能源在该区的互补利用效率并不高。为了提高能源综合利用效率，结合川渝地区的实际情况，探索性地提出了天然气和水电资源“气水融合”的发展战略：基于四川水电存在“丰多枯少”及川电外输线路季节性闲置、川渝两地天然气面临上游快速增储上产而下游消费市场增速放缓，且管道外输受限局面的特点，充分发挥川渝地区储气库群的季节调峰作用，探索采取在夏季丰水期储气用电，冬季枯水期采气发电外输的模式，实现气水互补融合发展。研究结果表明：①川渝地区实施气水融合发展战略具有发电用气潜力大、储气库加速布局建设、气电技术发展成熟、气源资源地综合成本低、发电企业积极参与气电项目等基础条件和资源优势，能够提高地区清洁电力供应质量，实现相关企业提质增效发展的内在需求；②制约气水融合发展的主要问题为体现气电环保调峰价值的上网电价机制未建立、气电燃机设备采购及运维费用偏高、供气价格影响气电的经济效益等。最后，针对性地提出以下优化途径与建议：①构建气水融合战略合作联盟以优化内部协调配置；②合力争取气水融合发展的相关规划及配套政策；③在川渝地区加快推行气电上网两部制电价；④跟进并出台国产燃机示范项目的配套扶持政策；⑤建立储气电价与发电气价的价价优惠联动机制等。

关键词：四川；水电；川电外输；天然气发电；储气库；气水融合；政策扶持；两部制电价；战略合作联盟

DOI: 10.3787/j.issn.1000-0976.2021.05.015

Integrated development strategy of natural gas and hydropower in Sichuan-Chongqing area

LI Baojun¹, ZHU Liyang¹, WANG Wenli², XIONG Bo¹, JIANG Long³, HU Rongtao⁴, MEI Qi³

(1. PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 2. PetroChina Huabei Oilfield Company, Renqiu, Hebei 062552, China; 3. Natural Gas Economic Research Institute, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu, Sichuan 610051, China; 4. Sichuan Company, China Huadian Corporation Ltd., Chengdu, Sichuan 610094, China)

Natural Gas Industry, Vol.41, No.5, p.136-143, 5/25/2021. (ISSN 1000-0976; In Chinese)

Abstract: The production capacity and export scale of hydropower and natural gas resources in the Sichuan-Chongqing area are among the top in China, but their complementary utilization efficiency in this area is not high. In order to improve the comprehensive energy utilization, this paper puts forward an exploratory proposal on the integrated development strategy of natural gas and hydropower resources based on the actual situations in the Sichuan-Chongqing area. In view of that the hydropower in Sichuan has long high-water period and short low-water period, the Sichuan power export lines are idle seasonally, and the natural gas in the Sichuan-Chongqing area faces the contradiction between the rapid reserve and production increase in the upstream and the slow consumption market growth in the downstream, as well as restricted pipeline transportation, a mode of electric power was explored for gas storage in the high-water period of summer and gas production for power generation and export in the low-water period of winter by giving a full play to the seasonal peaking shaving effect of the gas storages in the Sichuan-Chongqing area, so as to realize the complementary and integrated development of natural gas and hydropower. And the following research results were obtained. First, the integrated development strategy of natural gas and hydropower in the Sichuan-Chongqing area has basic conditions and resource advantages, such as great potential of natural gas for power generation, high-speed layout and construction of gas storages, development and maturity of gas-fired power technologies, low overall cost at gas source locations, and active participation of power enterprises in gas-fired power projects, which can improve the local supply quality of clean power and meet the internal demand of related enterprises for quality and efficiency improvement. Second, the problems that hinder the integrated development of natural gas and hydropower mainly include unavailable on-grid electricity pricing mechanism embodying the environmental protection and peak shaving value of gas-fired power, high purchase and maintenance costs of gas-fired power generation equipment, and influence of gas supply price on the economic benefit of gas-fired power. Finally, several optimization means and suggestions were proposed specifically. Firstly, build up a strategic cooperation alliance to optimize the internal coordination and allocation. Secondly, strive for the related plans and support policies. Thirdly, promote the implementation of two-part electricity price of gas-fired power grid in the Sichuan-Chongqing area. Fourthly, follow up and promulgate the support policies for domestic gas turbine demonstration projects. Fifthly, establish a price preferential linkage mechanism of gas-storage electricity price and power-generation gas price.

Keywords: Sichuan; Hydropower; Sichuan power export; Gas-fired power; Gas storage; Natural gas and hydropower integration; Policy support; Two-part electricity price; Strategic cooperation alliance

基金项目：中国石油西南油气田公司科研项目“川渝天然气市场发展潜力与开发策略研究”（编号：20200310-07）。

作者简介：李宝军，1964年生，高级工程师，现任中国石油西南油气田公司副总经理，主要从事天然气市场营销等方面的科研和技术管理工作。地址：（610051）四川省成都市成华区府青路一段3号。ORCID: 0000-0002-1933-4436。E-mail: lbjxz@petrochina.com.cn

0 引言

川渝地区除拥有国内最为丰富的天然气资源和完善的天然气产业链外，水力发电（以下简称水电）资源也极为丰富（四川水电年装机容量、外输规模均居全国前列），但该地区两种能源的互补利用效率并不高。在“十四五”和未来相当长一段时间内，我国的能源结构将持续向绿色低碳转型，能源效率也将不断提升，行业内的纵向挖潜和横向耦合是“节能减排”的有力手段。

四川水电具有枯水期与丰水期季节性发电不平衡，川电外输线路枯水期部分闲置的特征，同时由于天然气勘探开发的大力投入，川渝地区面临资源供应持续宽松、富余气量亟需就地消纳的局面。为提高川渝地区能源综合利用效率，笔者探索性提出天然气和水电资源“气水融合”发展的思路，以实现多能互补并促进天然气与清洁能源的高质量融合发展，促进国家“碳中和”目标顺利实现。

1 四川水电及川渝天然气行业的发展现状

1.1 四川水电存在发电“丰多枯少”及川电外输线路季节性闲置的特征

四川作为我国第一水电大省，电力装机以水电为主，截至 2020 年水电装机容量为 $7\,892\times10^4\text{ kW}$ ，占全省发电总装机容量（ $10\,105\times10^4\text{ kW}$ ）的 78.1%^[1]、全国水电装机总容量（ $37\,016\times10^4\text{ kW}$ ）的 21.3%；2020 年四川水电累计发电量达 $3\,541\times10^8\text{ kW}\cdot\text{h}$ ，

约占全国水电发电量的 26.1%、四川省发电总量的 89.0%^[2-3]。四川电力输配系统已形成以 800 kV 直流为骨干、500 kV 直流交流为支撑、220 kV 互联成网、覆盖全省各市州、全电压等级的完善网络，并通过锦苏、复奉、宾金、德宝直流以及川渝、川藏交流线路组成分别向华东、西北、重庆供电的川电外输通道^[4]。同时，四川水电也存在发电总量巨大与季节性发电“丰多枯少”不均衡的矛盾（2018—2020 年丰水、枯水期发电比为 1.35 ~ 1.40），具体表现在：①丰水期（6 ~ 10 月）川电外输线路无法完全满足所发电量的外输需求，导致弃水现象频发（2018—2020 年四川地区调峰弃水量分别为 $122\times10^8\text{ kW}\cdot\text{h}$ 、 $92\times10^8\text{ kW}\cdot\text{h}$ 、 $76\times10^8\text{ kW}\cdot\text{h}$ ）且在短期内难以消除；②枯水期（当年 12 月一次年 4 月）来水量少、发电量不足，导致川电外输线路出现部分闲置，据统计四川“十三五”期间全口径外输线路年均利用率（实际外输容量与额定输送容量之比）不足 50%，随着雅中—江西、白鹤滩—江苏、白鹤滩—浙江以及金上直流等 ±800 kV 特高压直流外输线路逐步建成投产，预计“十四五”“十五五”期间四川电力外送通道季节性闲置问题将进一步加剧，其中 2025 年 3 条主要川电外输线路（复奉 ±800 kV 直流、锦苏 ±800 kV 直流、宾金 ±800 kV 直流）枯水期闲置率预计将达 62.5%（表 1）。

1.2 川渝地区天然气行业发展现状

川渝地区天然气资源禀赋好，天然气市场发展成熟，经过近几年勘探开发的大力投入，区域内面临天然气快速增储上产，消费市场发展增速放缓、管道外输能力受限的局面，天然气产大于销的供需不平衡矛盾开始凸显，供应将呈现持续宽松的局面。

表 1 川电外输各线路 2025—2030 年剩余输电空间一览表

线路名称	起点	终点	额定输送容量 /MW	剩余输电空间 /MW			
				2025 年		2030 年	
				丰水期	枯水期	丰水期	枯水期
德宝 ±500 kV 直流	德阳换流站	宝鸡换流站	3 000	0	—	0	—
复奉 ±800 kV 直流	宜宾复龙换流站	上海奉贤换流站	6 400	0	4 000	0	4 000
锦苏 ±800 kV 直流	西昌裕隆锦屏换流站	苏州同里换流站	7 200	0	4 500	0	4 500
宾金 ±800 kV 直流	宜宾双龙换流站	浙江金华换流站	8 000	0	5 000	0	5 000
雅中直流外输通道	盐源雅中换流站	江西南昌换流站	8 000	0	4 000	0	4 000
白鹤滩一期直流外输	凉山州布拖换流站	江苏常熟换流站	8 000	0	4 000	0	4 000
白鹤滩二期直流外输	凉山州布拖换流站	杭州浙北换流站	8 000	0	4 000	0	4 000
金上直流外输通道	甘孜巴塘县金上换流站	待定	8 000	3 800	6 600	0	5 000
合计			56 600	3 800	32 100	0	30 500

1.2.1 天然气产量增速将明显高于市场需求增速

目前,川渝地区正处于天然气增储上产的快速发展时期,川中龙王庙气田、川东北高含硫气田、川西气田等常规天然气,以及涪陵、长宁—威远、滇黔北—昭通、威远—荣县、渝西、荣昌—永川等区域的页岩气大开发,将在今后一段时间内推动该区域天然气产量大幅增长^[5-6];而同时,川渝地区传统的天然气消费市场已逐渐步入后成熟期,天然气需求增速放缓。预计在“十四五”期间及以后时期,天然气产量增速将明显高于市场需求增速。

1.2.2 天然气出川外输管道能力有限

川渝地区的天然气管网系统通过中贵线、忠武线、川气东送管线,从东、南和北三个方向与全国天然气骨干管网相连接。当前通过这三大管线可满足天然气外输需求(年外输能力约 $270\times 10^8\text{ m}^3$);但预计自2023年底开始,川渝地区的富余气量将超过三大管线的外输承载能力。由于出川外输管道建设周期长且难度大,叠加考虑京津及东南沿海地区有进口管道气和进口LNG多气源选择因素,因此短期内难以实现建成出川外输新管线的目标。随着天然气增储上产步伐的加快和传统的终端燃气市场天然气需求趋缓^[7-8],在2025—2030年川渝地区每年需新增 $(30\sim 50)\times 10^8\text{ m}^3$ 的天然气市场需求消纳富余气(表2)。

表2 川渝地区2020—2035年天然气供需预测表 单位: 10^8 m^3

供需情况	2020年	2025年	2030年	2035年
生产量	565	800	1 250	1 300
需求量	339	500	600	650
外输能力	270	270	600	600
富余量	0	30	50	50

数据来源:四川省发展和改革委员会、重庆市经济和信息化委员会。

2 气水融合发展实施的思路、目的及意义

2.1 实施背景

习近平主席近期重申了中国应对气候变化《巴黎协定》国家自主贡献的承诺,提出二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值,于2060年前努力争取实现“碳中和”的目标。天然气发电(以下简称气电)以清洁低碳、启停迅速、调峰能力强的优越性能,与季节性、调峰能力不足的水电等清洁能源高质量融合发展,是实现“碳中和”及国家自主贡献

新举措目标的关键环节和重要选择。四川省和重庆市两省(市)发展和改革委员会、能源局于2020年7月签订《共同推进成渝地区双城经济圈能源一体化高质量发展合作协议》,根据此协议川渝地区将携手打造具有全国影响力的能源绿色高效利用示范区和重要的清洁低碳能源生产基地,“十四五”期间川渝两地将从共建电网一体化工程、共建川渝天然气千亿立方米产能基地、打造百亿立方米级储气调峰基地等三个方面深入开展能源合作。因此,随着川渝天然气增速上产资源供应充足,天然气产供储销体系及输配电网的进一步完善,发展气电实施气水融合发展已成为川渝地区打造清洁能源利用示范高地的必然选择。

2.2 实施的思路

基于四川水电存在的“丰多枯少”季节性发电不均衡、川电外输线路季节性闲置以及川渝天然气供应持续宽松、天然气出川外输通道受限的特点,探索实施川渝地区“气水融合”发展的思路为:依托四川盆地丰厚的天然气资源和地下储气库,发挥储气库强大的季节性储采调峰的功能,采取在夏季丰水期储气用电、冬季枯水期采气发电外输的运行模式,充分利用气电的优越调峰性能解决四川水电存在的“丰多枯少”、川电外输线路季节性闲置问题,有效平衡水电丰枯两季的发电量及维护电网的安全平稳运行;实现水电与气电的“气水打捆外送”,提升川电外输的综合品质,促进天然气和水电两种能源高效地转换利用及融合互补。

2.3 实施的目的

以成渝地区能源一体化高质量发展为契机,通过构建天然气与水电的“气水融合”战略合作联盟,在气水融合的产业化发展、技术革新、政策扶持等方面共同合力,争取政府出台气水融合发展相关的扶持政策及发展规划,形成科学合理的气电上网机制和弃水利用机制,促进国产大型燃气轮机发电技术的革新和成本优化控制,实现气电产业的规模化效益提升,建立起一套有机、长效的气水融合一体化发展模式,有助于天然气与水电互利双赢地发展;通过气水融合一体化的深入发展,有效地引导天然气与水电在供应端实现多能互补、综合供能,构架并延伸气水融合项目的产业链和价值链,建立起多能互补且高质量融合发展的绿色综合能源生态体系。

2.4 实施的意义

1) 进一步优化天然气作为清洁能源的消费利

用。与煤电相比，气电具有清洁性、环保性、低碳性等方面的显著优势，发展气电有助于我国实现“碳中和”及碳减排的控制目标^[9-10]。目前全球平均气电用电量占用气消费结构的近 40%^[11-13]，国内比例约为 18%^[14]，而川渝地区发电用电量仅占当地用气消费量的 1.2% 左右，随着天然气传统消费市场步入后成熟期，利用天然气发电将是未来川渝天然气市场利用的主流趋势，气电市场的开发潜力较大。川渝地区通过实施气水融合发展，既能外输清洁优质的电能，改善当地的火力调峰发电环境，又可有效提升川渝的发电用气规模，稳固并扩大天然气在能源消费市场的占有率。

2) 促进能源的高效转换，提升能源的综合利用效率：①通过实施丰水期储气用电、枯水期采气发电的运行模式，促进了天然气与水电两种能源的高效转换，实现了不同季节天然气和水电的多能互补及有效利用；②枯水期采气发电外输高效承接了丰水期水电外输的运作模式，充分利用了枯水期川电外输线路的剩余输送能力，实现“气水打捆外送”，维持了外输线路的运行平稳并提高了外输川电的综合品质，提升了能源的综合利用效率。

3) 可有效带动气电相关产业提质增效发展。实施气水融合可充分挖掘气电的用气潜力，促进天然气的就地转化利用，有效支撑天然气上游产业的快速发展并巩固下游市场的占有率；另外实施气水融合推动气电的规模化发展，在当地大力布局气电装机容量，推动气电的产业升级和技术革新，进一步优化气水融合发展的产业价值链，对促进当地经济的可持续发展也有积极的带动作用。

3 气水融合发展的优势

3.1 发电用气潜力大

实施气水融合发展，枯水期利用储气库采气发电外输，既能充分地消费利用富余天然气又能有效提升川电外输线路的利用率。以现有 3 条川电外输线路“宾金 ±800 kV 直流”“锦苏 ±800 kV 直流”“复奉 ±800 kV 直流”为例，预计 2025 年枯水期的剩余输送能力合计将达 13 500 MW（表 1），根据华东地区常年冬季用电负荷及缺口，按照 4% ~ 5% 的年自然增长率考虑，预计 2025 年枯水期需向华东外输电力约 10 100 MW，可利用上述 3 条外输线路约 75% 的剩余输送能力；按照满负荷年平均利用小时数 3 000 h 计算，可外输天然气发电量约 $303 \times 10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ，以

发电效率（燃气轮机 1 m^3 天然气发电 $5 \text{ kW} \cdot \text{h}$ ）折算，可就地利用的天然气约 $60 \times 10^8 \text{ m}^3/\text{a}$ ，相当于新建 3 条忠武线输能的出川外输天然气管道；按照 2025 年川渝地区天然气消费量 $500 \times 10^8 \text{ m}^3$ 预测^[15]，届时发电用气消费占比可提升至 12%，能进一步优化天然气的利用；可新增气电装机容量约 10 100 MW，激活并带动当地气电产业链的发展；与煤电相比测算出可减排二氧化碳约 $1\,161 \times 10^4 \text{ t}$ ，减排各类污染物约 2 385 t（表 3）。

表 3 2025 年川渝地区气水融合实施效果预测表

指标	效果量化值	备注
川电外输线路闲置利用率	75%	
发电外输量 / ($10^8 \text{ kW} \cdot \text{h}$)	303	
就地利用天然气量 / 10^8 m^3	60	按 1 m^3 天然气 $5 \text{ kW} \cdot \text{h}$ 发电效率计算
二氧化碳减排 / t	11 610 000	
各类污染物减排 / t	2 385	含常规及非常规污染物
用气消费占比	12%	参照 2025 年天然气消费预测量
新增气电装机规模 / MW	10 100	年平均利用 3 000 h

3.2 储气库加速布局建设

近几年川渝地区正加快储气库的布局建设，大力提升储气调峰能力^[16-18]。据统计，已投用的相国寺地下储气库设计库容量为 $42.6 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，工作气量 $22.8 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，发挥季节调峰供能的最大日采气量 $1\,400 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，叠加应急采气考虑最大日采气能力超过 $2\,800 \times 10^4 \text{ m}^3$ ，2023 年实现扩容达产后工作气量将进一步提升；2020—2030 年还将规划新建铜锣峡、黄草峡、牟家坪、老翁场、沙坪场和万顺场 6 座储气库。届时储气库群的总库容预计将达到约 $400 \times 10^8 \text{ m}^3$ ，2025—2030 年储气库群的总工作气量将达到 $(50 \sim 100) \times 10^8 \text{ m}^3$ ，可充分有效发挥储气库的季节调峰功能，合理兼顾天然气调峰与发电调峰的用气需求。

3.3 天然气资源上产地综合成本较低

作为影响气电综合成本最重要的因素，目前原料气成本占比介于 70% ~ 75%，发电的供气价格由当地的天然气基准门站价与管网输配费构成。当前，东部沿海地区发电用气价格范围为 2.1 ~ 2.5 元 / m^3 ^[19]（含 9% 增值税，下同），经测算气电的总成本为 0.51 ~ 0.61 元 / ($\text{kW} \cdot \text{h}$)；而天然气资源丰富且处于快速上产区的川渝地区发电用气价格为

1.52 ~ 1.53 元 / m³, 气电总成本为 0.37 元 / (kW·h), 仅为东部地区成本的 60% ~ 70%。综合丰水期水电的低成本优势,“气水打捆外送”降低了川电外输成本。

3.4 气电技术发展成熟

随着燃机技术的不断革新与进步,目前燃气发电技术发展较成熟,表现在:①发电及联合循环效率大幅提升,最先进的 9H/J 型机组较 9F 机组的发电效率由 5 kW·h/m³ 提升至接近 6 kW·h/m³,对应的联合循环效率也由原先的 57% 提升至最新的 62%;②与煤电相比同等装机规模条件下成本更低,新建 9F 燃气蒸汽联合循环机组占地面积仅为 660 MW 超低排放燃煤电厂的 25%,单位度电耗水量仅为燃煤电厂的 30%,建设周期(12 ~ 18 个月)较燃煤电厂短 6 ~ 12 个月^[20];③燃机国产化经过多年的努力,已取得了显著的进展,F 级燃机国产化率有望达到 85%,H 级燃机国产化率预期可达到 50%,其中东方汽轮机公司完成了国内首台 F 级 50 MW 重型燃机的全自主研发并满负荷试验成功^[21],取得了燃机国产化的重大突破,为促进气水融合发展提供了有力保障。

3.5 发电企业积极布局气电项目

随着燃机技术的进步及国产化率的不断提高,气电产业的效益性逐步向好,有关投资主体参与气电发展的积极性、主动性增加,已逐步加快在川渝地区气电产业的布局。近年来,五大发电集团和有关地方国企先后在四川内江、遂宁、简阳、达州、泸州及重庆等地开展项目前期工作,规划总装机规模超过 10 000 MW(表 4)。

表 4 电企在川渝地区布局的部分气电燃机项目规划情况表

地区	气电项目	装机规模	项目地址
四川省	遂宁燃机	2 800 MW(4×700 MW, 一、二期)	遂宁安居
	白马燃机示范	950 MW(2×475 MW, 预留扩建场地)	内江白马
	简阳燃机	2 800 MW(4×700 MW, 一、二期)	成都简阳
	达州燃机	1 400 MW(2×700 MW, 二期)	达州
	泸州燃机	1 400 MW(2×700 MW)	泸州
	资阳燃机	1 400 MW(2×700 MW)	资阳安岳
	彭州燃机	730 MW(2×365 MW, 热电联产)	成都彭州
重庆市	两江燃机	1 400 MW(2×700 MW, 二期)	重庆两江新区
总容量		12 880 MW	

4 制约川渝地区气水融合发展的问題

4.1 气电上网电价机制尚未建立

目前,川渝地区未出台针对气电的专项政策文件和相关规划,未建立独立的气电上网定价机制,四川省的上网电价参照煤电基准上网电价 0.401 2 元 / (kW·h) 执行,以川内现有的一家调峰电厂为例,在完成年度发电指标任务后给予一定的政府疏导补贴,仅重庆一家调峰电厂给予了 100 元 / MW 的气电机组启停调峰补贴政策,而未来新增的气电项目没有专项的补贴计划。

4.2 燃机核心技术未完全国产化导致设备采购及运维费用偏高

虽然目前燃机的国产化率不断提高,但核心技术仍未完全实现国产化,其关键零部件及大型主流整机仍需从外国厂商采购,根据调研结果,单机 300 kW 以下的机组价格超过 10 000 元 / kW, 500 ~ 1 000 kW 的机组价格约 8 000 元 / kW, 1 000 kW 以上的机组价格约 5 000 元 / kW;大型主流燃机的调试、检修、维护等工作也主要由国外厂商完成,燃气电厂大多依托制造厂家以服务协议模式管理燃机设备,费用高昂^[19]。

4.3 供气价格影响气电项目的经济效益

燃气电厂的供气成本占比为 70% ~ 75%,这是影响气电总成本最重要的因素。由于过去将发电用气更多地作为一种能源调峰手段,发挥季节和重大节假日市场用气“移峰填谷”的作用,电厂用气的连续性较差,也未出台针对发电用气的气价优惠政策;另外考虑储气库的注采成本环节也会进一步推高气价,从而影响气电项目的经济效益。

5 实施气水融合发展的优化途径

5.1 构建气水融合发展的战略合作联盟

以实现国家“碳中和”目标及川渝两地能源一体化高质量发展为契机,构建形成天然气、水电相关行业气水融合发展的战略合作联盟,各方着力、内部协调加强各资源要素的优化配置,合力争取政府及能源主管部门出台促进气水融合发展的相关扶持政策,强化促进气水融合发展相关产业的技术革新和成本优化,促进规模化效益提升与相关产业链的可持续发展(图 1)。

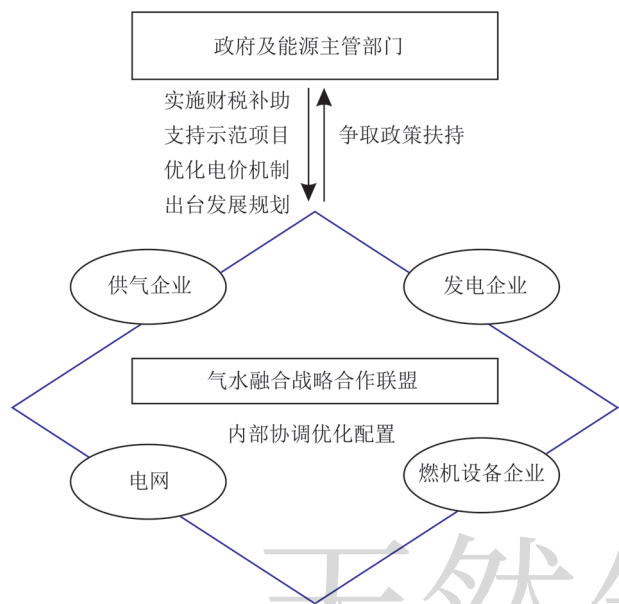


图 1 气水融合发展战略合作联盟架构图

5.1.1 多方合作参与

以相互参股入股或并购整合的方式积极引入供气企业、发电企业、电网、燃机设备企业等多方合作参与，构建天然气、水电、燃机设备及其他相关方的气水融合战略合作联盟，形成利益共同体，变竞争为合作，积极开创气水融合、多能互补的和谐新局面。

5.1.2 加强联盟内部协调

战略合作联盟应加强内部协调，共同推动气水融合的稳步发展：①电网企业可建立一套按清洁低碳程度进行电力调度的机制，枯水期安排气电优先上网，根据电源侧、电网侧、负荷中心侧的情况优化气电上网指标的配置，以保障气发电机组的发电利用小时数，提高电企开展气电的积极性；②供气企业将构架气电项目的产业价值链与气水融合互补的多能生态体系列入中远期业务规划，制定支撑气电项目的供气指导意见及实施办法，使供气计划与合同量充分满足气电的用气需求，给予项目有利的气价支撑并修建供气管线，形成一套长效保供机制；③供气、发电、电网三方企业共同建立大数据平台，实现储气库、输配管网与电网的适时数据共享与联合调度，争取实现发电用气与气电上网资源要素的最优配置；④燃机、供气、发电三方企业构建协同共享机制，供气企业根据燃机设备的性能优化气质条件，燃机企业则根据原料气的气质条件优化提升发电效率，并在设备采购及维护费用上给予发电企业最优化机组运行方案。

5.2 积极争取获得气水融合发展的政策支持

5.2.1 加强顶层设计，出台气水融合发展相关规划

战略合作联盟共同合力争取政府及能源主管部门制定碳排放达峰行动方案，出台川渝中长期气水融合发展规划，发布促进气水融合相关产业发展的指导意见，引导多方积极参与气水融合相关产业的投资建设；加快建设并完善碳排放权交易市场，通过逐步提升碳市场价格等市场化手段倒逼高碳的煤电向低碳清洁的气电转型发展；实施金融支持绿色低碳发展专项政策，设立碳减排支持工具；加快气电项目的建设用地和环评、安评审批流程并纳入中央环保专项资金补贴范围，提高气电机组调峰启停补贴标准；川渝地方政府牵头深化跨区域的电力合作，与受端省份签订中长期送电协议，构建稳定长效的送电机制，科学合理利用川电外输线路的基础上促进川电的“气水打捆外送”，积极对接全国的用能负荷中心以主动开展清洁能源产业的深化合作。

5.2.2 加快推行容量电价补偿机制的两部制电价

川渝地区现有价格机制未能充分体现气电作为清洁能源利用的环保及调峰价值，另外较高的初始投资成本也使得电厂在短期内成本回收难度较大，影响了气电项目的经济效益。为此，当地政府应借鉴华东地区的经验，加快推行实施容量电价补偿的气电上网两部制电价（电量电价+容量电价）机制，并进一步优化两部制定价结构，促进气水融合相关产业的效益化发展及清洁能源的可持续利用。

5.2.3 跟进国产燃机设备示范项目并出台配套政策

战略合作联盟可向能源主管部门争取，将列入国家能源局公布的国产燃气轮机创新发展示范项目给予扶持，依托示范项目加快出台相应配套政策并积极跟进示范项目的实施进程；依托示范项目牵头组织建立设备制造企业和当地高校、科研院所的产学研协作平台，通过加强技术指导、协调对接，设立专项基金等政策支持，实现燃机核心关键技术的完全国产化，打造国产燃机完整的产业链体系以打破国外的技术垄断，为川渝地区气水融合发展提供技术储备及支撑。

5.3 建立储气电价与发电气价的价价优惠联动机制

以加快推动成渝地区双城经济圈能源一体化高质量发展及川渝共同打造具有全国影响力的能源绿色高效利用示范区为契机，加强川渝电网的一体化建设及互联互通，扩大四川水电送渝消纳规模，给

予重庆区域的储气库用电与川内直供工业同等待遇的弃水电价优惠政策,通过建立储气电价与发电气价的价价优惠联动机制降低发电用电气价格,实现川渝气水融合在能源价格政策的互惠互利。

6 结论

1) 四川水电存在“丰多枯少”的季节发电不均衡的矛盾,枯水期发电量不足导致川电外输线路出现部分季节性闲置;川渝地区天然气增储上产步伐加快,下游天然气消费市场需求增速放缓,叠加目前天然气外输受限的因素,川渝地区的天然气供应将保持持续宽松的局面。

2) 利用川渝地区的地下储气库群,充分发挥其季节性调峰的作用,采取在丰水期储气用电,枯水期采气发电的模式实施气水融合发展,一方面可促进川渝的天然气就地转化利用,另一方面可有效解决川电外输线路的季节性闲置问题,通过实现“气水打捆外送”提升川电外输的综合品质。

3) 川渝地区气水融合发展存在燃机设备采购及维护成本偏高、气电上网定价机制未建立、气价影响气电项目经济效益等制约因素。为此,针对性地提出以下优化途径与建议:①构建气水融合战略合作联盟以优化内部协调配置;②合力争取气水融合发展的相关规划及配套政策;③在川渝地区加快推行气电上网两部制电价;④跟进并出台国产燃机示范项目的配套扶持政策;⑤建立储气电价与发电气价的价价优惠联动机制等。

参 考 文 献

- [1] 中国电力知库. 2020 年全国电力版图[EB/OL]. (2021-02-26)[2021-03-31]. <https://mp.weixin.qq.com/s/qq92kaHmL4C5gJZTOMxDIA>.
Power Knowledge. National electric power map in 2020[EB/OL]. (2021-02-26)[2021-03-31]. <https://mp.weixin.qq.com/s/qq92kaHmL4C5gJZTOMxDIA>.
- [2] 国家能源局. 2020 年全国电力工业统计数据[EB/OL]. (2021-01-20)[2021-03-31]. http://www.nea.gov.cn/2021-01/20/c_139683739.htm.
National Energy Administration. Statistics of China's electric power industry in 2020[EB/OL]. (2021-01-20)[2021-03-31]. http://www.nea.gov.cn/2021-01/20/c_139683739.htm.
- [3] 中国煤炭资源网. 2020 年四川水能利用率 95.4% 水电发电量 3541 亿千瓦时[EB/OL]. (2021-01-18)[2021-03-31]. <http://www.sxcoal.com/news/4620244/info/zh>.
China Coal Resources Network. In 2020, the utilization rate of hydropower in Sichuan will be 95.4%, and the hydropower generation capacity will be 354.1 billion kwh[EB/OL]. (2021-01-18)[2021-03-31]. <http://www.sxcoal.com/news/4620244/info/zh>.
- [4] 四川电力交易中心. 四川电网 2020 年 12 月电网和市场运行执行披露[EB/OL]. (2021-01-12)[2021-03-31]. <https://mp.weixin.qq.com/s/o9Mm0yP-5M54v0GO-ekdWQ>.
Sichuan Electric Power Trading Center. Implementation disclosure of Sichuan power grid and market operation in December 2020[EB/OL]. (2021-01-12)[2021-03-31]. <https://mp.weixin.qq.com/s/o9Mm0yP-5M54v0GO-ekdWQ>.
- [5] 高芸, 蒋雪梅, 赵国洪, 等. 2020 年中国天然气发展述评及 2021 年展望[J]. 天然气技术与经济, 2021, 15(1): 1-11.
GAO Yun, JIANG Xuemei, ZHAO Guohong, et al. China natural-gas development: Review 2020 and outlook 2021[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2021, 15(1): 1-11.
- [6] 李剑, 余源琦, 高阳, 等. 中国天然气产业发展形势与前景[J]. 天然气工业, 2020, 40(4): 133-142.
LI Jian, SHE Yuanqi, GAO Yang, et al. Natural gas industry in China: Development situation and prospect[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(4): 133-142.
- [7] 余源琦, 王小勇, 高阳, 等. 中国天然气供需形势分析及发展建议[J]. 天然气技术与经济, 2019, 13(6): 7-13.
SHE Yuanqi, WANG Xiaoyong, GAO Yang, et al. China natural-gas supply and demand situations and some suggestions on its development[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2019, 13(6): 7-13.
- [8] 高振宇, 周颖, 高鹏. 天然气产业链和谐化发展研究[J]. 天然气技术与经济, 2019, 13(2): 6-10.
GAO Zhenyu, ZHOU Ying, GAO Peng. Research on harmonious development of natural gas industry chain[J]. Natural Gas Technology and Economy, 2019, 13(2): 6-10.
- [9] 刘志坦, 王凯, 李玉刚. 基于环保标准趋严的燃气电厂脱硝方案研究[J]. 电力科技与环保, 2017, 33(6): 18-21.
LIU Zhitan, WANG Kai, LI Yugang. Study on denitration scheme of gas power plant based on environmental protection standard[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2017, 33(6): 18-21.
- [10] 刘志坦, 王文飞. 我国燃气发电发展现状及趋势[J]. 国际石油经济, 2018, 26(12): 43-50.
LIU Zhitan, WANG Wenfei. Current status and development trend of gas power generation in China[J]. International Petroleum Economics, 2018, 26(12): 43-50.
- [11] BP. BP Statistical review of world energy 2019[R]. London: BP, 2019.
- [12] BP. BP energy outlook: 2019 edition[R]. London: BP, 2019.
- [13] International Energy Agency. The role of gas in today's energy transitions[R]. Paris: IEA, 2019.
- [14] 刘朝全, 姜学峰. 2019 年国内外油气行业发展报告[M]. 北京: 石油工业出版社, 2020.
LIU Chaoquan, JIANG Xuefeng. Oil and Gas industry development of domestic and abroad in 2019[M]. Beijing: Petroleum Industry Press, 2020.
- [15] 李宝军, 贺志明, 朱力洋, 等. 川渝地区建设中国天然气市

场化改革发展示范区的思考[J]. 天然气工业, 2020, 40(11): 1-10.

LI Baojun, HE Zhiming, ZHU Liyang, et al. Thoughts on the construction of China's natural gas market reform and development demonstration zones in Sichuan and Chongqing[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(11): 1-10.

[16] 孙军昌, 胥洪成, 王皆明. 气藏型地下储气库建库注采机理与评价关键技术[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 138-144.

SUN Junchang, XU Hongcheng, WANG Jieming. Injection-production mechanisms and key evaluation technologies for underground gas storages rebuilt from gas reservoirs[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 138-144.

[17] 郑得文, 张刚雄, 魏欢. 中国天然气调峰保供的策略与建议[J]. 天然气工业, 2018, 38(4): 153-160.

ZHENG Dewen, ZHANG Gangxiong, WEI Huan. Countermeasures and suggestions on natural gas peak shaving and supply guarantee in China[J]. Natural Gas Industry, 2018, 38(4): 153-160.

[18] 周建, 段勇, 代晓英, 等. 中国西南天然气战略储备中心建设的思路与途径[J]. 油气储运, 2017, 36(9): 987-992.

ZHOU Jian, DUAN Yong, DAI Xiaoying, et al. Idea and approach for the construction of strategic natural gas reserves approach for the construction of strategic natural gas reserves center in Southwest China[J]. Oil & Gas Storage and Transportation, 2017, 36(9): 987-992.

[19] 陈蕊, 朱博骐, 段天宇. 天然气发电在我国能源转型中的作用及发展建议[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 120-128.

CHEN Rui, ZHU Boqi, DUAN Tianyu. Role of natural gas power generation in China's energy transformation and suggestions on its development[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 120-128.

[20] 樊慧, 段天宇, 朱博骐, 等. 燃气电厂与超低排放燃煤电厂环境及生态效应对比[J]. 天然气工业, 2020, 40(7): 146-153.

FAN Hui, DUAN Tianyu, ZHU Boqi, et al. Comparison of environmental and ecological effects between gas-fired and ultra-low emission coal-fired power generation plants[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(7): 146-153.

[21] 孔祥林, 田晓晶, 程国强, 等. 中国首台 F 级 50MW 重型燃气轮机的自主研制[J]. 天然气工业, 2020, 40(12): 12-17.

KONG Xianglin, TIAN Xiaojing, CHENG Guoqiang, et al. Independent development of the first F-class 50 MW heavy-duty gas turbine in China[J]. Natural Gas Industry, 2020, 40(12): 12-17.

(修改回稿日期 2021-03-30 编辑 罗冬梅)



我国首个海上储气库群项目开工

2021 年 4 月 15 日, 我国首个海上储气库群项目在冀东油田堡古 2 平台正式开工, 为中国石油华北储气中心建设注入新的动力。该项目投用后, 可有效构建环渤海储气库群, 大力提高环渤海调峰保供能力, 对于保障国家能源安全、推动区域经济发展等具有重要的作用。

规划建设的冀东油田储气库群项目地处京津冀环渤海地区, 该区域是我国天然气重点消费区。储气库群地理位置与消费市场区域高度叠合, 进出管输密集, 区位优势十分明显。在中国石油天然气集团有限公司的关心支持下, 冀东油田把储气库群建设作为业务转型升级和高质量发展的重要战略举措, 加快论证和推进。

上述储气库群除了具有海上储气库群的特征以外, 也是我国首个油藏改建的地下储气库群。目前, 国外相关技术比较成熟, 国内还处于起步阶段。中国石油冀东油田公司联合中国石油相关科研院所, 建立联合攻关团队, 结合油气藏改建储气库的技术难点, 针对“地质气藏、老井处理、钻完井工程、注采工程、地面工程”展开“五大专题”技术攻关, 在最短的时间内编制完成了南堡 1-29、堡古 2 地下储气库先导试验方案, 积极打造油藏改建地下储气库的典范, 形成油气藏型地下储气库配套技术体系、技术规范, 为油气藏改建地下储气库奠定了理论基础, 也为今后油藏改建地下储气库提供了借鉴。

(天工 摘编自中国新闻网)

下载网址: <http://news.cnpc.com.cn/system/2021/05/06/030031968.shtml>
下载时间: 2021-05-10