

页岩气开采中的区域性电力布局研究

杨光富¹ 郭梁柱² 杨万里¹ 杜勇¹ 杨兵¹

1 蜀南气矿长宁页岩气运维项目部, 四川省泸州市, 646000;

2 中石油西南油气田, 四川省泸州市, 646000;

摘要: 页岩气作为我国能源结构转型中的重要清洁能源, 其开发过程对电力的依赖程度极高, 尤其在压裂、增压等关键环节呈现出“高强度、集中式、阶段性”的负荷特征。当前, 川渝、鄂西等资源富集区在页岩气快速开发过程中, 普遍面临电网接入能力不足、局部负荷过载、开发节奏与电网建设时序错位等问题, 严重制约了气田的高效开发与绿色转型。本文从区域性电力系统视角出发, 系统梳理页岩气开发对电力的核心需求特征, 深入剖析电力布局面临的结构性矛盾, 提出构建“气—电”协同规划机制、优化电网分层分区接入体系、引导全电动技术有序替代、建立需求侧响应机制等路径建议。同时从政策保障角度, 建议将气田电力配套纳入新型电力系统试点、明确投资分摊机制、推动电力市场化交易落地, 以实现页岩气开发与区域电力系统的协同发展。文章强调, 未来应通过规划协同、机制创新与多元共治, 推动页岩气开发由“被动适应电网”向“主动参与系统”转变, 形成能源开发与电力运行良性互动的新格局。

关键词: 页岩气开发; 区域性电力布局; 电网接入; 全电动压裂; 气电协同; 新型电力系统

DOI: 10.69979/3060-8767.25.12.007

引言

随着能源结构转型和“双碳”目标的推进, 页岩气作为清洁能源的重要组成部分, 在我国能源安全战略中的地位日益凸显。特别是在川渝、鄂西、黔北等资源富集区, 页岩气开发已成为地方经济增长的新引擎。然而, 页岩气开采过程能耗巨大, 尤其是压裂、增压等关键环节对电力的依赖程度极高, 区域性电力布局的合理性直接关系到开发效率、成本控制和环境效益。当前部分气田在开发过程中暴露出电力供给不稳定、电网接入能力不足、局部负荷过载等问题, 急需从区域层面系统梳理电力资源配置与页岩气开发需求之间的匹配关系。

1 页岩气开发对电力的核心需求特征

页岩气开发具有“高强度、集中式、阶段性”的用电特征。以压裂作业为例, 单井压裂阶段用电负荷可达数千千瓦, 且持续时间较长, 远超常规油气开采的电力需求。此外随着“全电动”压裂技术的推广, 传统柴油驱动设备逐步被电驱替代, 进一步推高了电网负荷密度。在增压开采阶段, 由于气田压力递减, 需通过压缩机持续输气, 亦形成稳定的电力消耗中心。这种“脉冲+持续”的复合型负荷特征, 对区域电网的调峰能力、接入容量和供电可靠性提出了更高要求。

2 区域性电力布局面临的结构性矛盾

2.1 资源分布与电网布局错位

页岩气富集带多位于川滇黔鄂褶皱山地, 地形破碎、人口稀疏, 既有电网以35千伏及10千伏辐射式线路为主, 110千伏布点稀疏、220千伏间隔稀缺, 主网“最后一公里”缺位。开发初期, 探井位置常随地质资料动态调整, 临时用电点“今天坡上、明天沟底”, 配网被迫延伸支线、增设环网柜, 造成“边建边改、边改边扩”, 线路迂回、变电站轻载与投资浪费并存。山区林地、生态红线交错, 新增走廊选址困难, 经常出现“电源等通道、通道等手续”的僵局, 进一步放大错位矛盾。

2.2 开发节奏与电网建设时序不匹配

气田采用“滚动部署—平台成组—加密调整”的迭代模式, 单平台从征地到压裂最短仅需数月; 而电网项目需纳入国土空间规划、取得环评水保批复、完成征地拆迁与物资招标, 流程跨年。开发方案随储量评价和市场协议频繁调整, 电网需求预测瞬间失效, 出现“规划图纸刚批复, 井位已移到山那头”的尴尬。结果是: 电网刚建成的专线处于轻载, 而新区块却因缺少电源被迫推迟压裂, 形成“电等井”与“井等电”的拉锯, 拉低整体开发节奏。

2.3 局部电网负荷过载与系统稳定性风险

电驱压裂、电驱增压设备单机容量大、启动电流高, 多台同时运转时负荷陡增, 既推高变电站峰值, 也引起10千伏馈线电压骤降。夏季空调负荷叠加, 主变负载率

长期高位,保护定值被迫接近上限,一旦发生短路或大型电机自启动,易触发连锁跳闸。持续重载还加速变压器绝缘老化,迫使电网公司采取临时限电或低频减载,气田作业计划被迫中断,输气管网压力波动,上下游产业链接受阻,区域能源系统整体稳定性受到牵累。

3 电力布局优化的关键路径

3.1 构建“气—电”协同规划机制

省级能源主管部门应将页岩气开发方案、电网滚动规划、可再生能源布局纳入同一空间管控平台,实行“多规合一”。开发准备阶段,由省级能源局牵头,组织油气企业、电网公司、设计单位建立常态化“气电联动”会商机制,对拟动用储量区块的井网密度、压裂规模、增压时序进行用电负荷趋势预测,并同步启动电力接入系统可行性论证,提前锁定变电站址和线路走廊,避免后期因选址冲突造成反复改线或拆迁。建立“开发时序—电网项目”双清单制度:油气企业按年度滚动提交钻井与压裂计划,电网公司对应提出输变电工程前期、核准、建设、投运四阶段时间节点,双方签字确认后纳入省政府重大项目库,实行红黄牌预警,对滞后节点挂牌督办。引入动态修正机制,当气田实际开发节奏因市场或技术原因调整时,油气企业须在季度会商中说明变更内容,电网公司据此调整配套工程投资节奏,防止容量冗余或不足。通过规划同源、项目同步、调整同频,实现“气田动、电网随”的柔性协同。

3.2 推动电网分层分区接入体系建设

在主网层面,应结合川南、渝西、鄂西等页岩气富集带已有500千伏环网,针对性布局220千伏枢纽变电站,形成“500千伏双环—220千伏放射”的电力高速通道,确保在单一元件故障时仍能满足压裂负荷的瞬时转供。在配网层面,按照“一个开发平台、一座专用变电站”原则,同步建设35千伏或110千伏用户站,站内预留两段母线及备用间隔,满足后续加密井口接入;线路采用双链或双辐射接线,配置光纤纵差保护,实现故障快速隔离,保障压裂机组连续作业。对处于滚动开发边缘的偏远井区,推广“光伏+储能+柴油备用”微电网:光伏容量按昼间辅助负荷需求设计,储能电池满足短时峰值替代,柴油发电机作为黑启动及极端天气备援,整个微网通过多级升压实现与主网柔性并联,既减轻主网扩容压力,又避免长距离专线投资浪费。三级网络通过智能分布式控制系统(DMS)统一调度,主网负责能量主干输送,配网完成分区平衡,微网实现就地消纳与应急支撑,形成“大网稳定、中网灵活、小网自愈”的

纵向贯通体系。

3.3 引导全电动技术有序替代

为防止集中上马电驱压裂设备导致电网瞬时超载,应制定区域“电动替代节奏表”。第一步,由电网公司对各气田片区的220千伏变电站、35千伏线路进行N-1校核,计算剩余可开放容量,并考虑居民负荷叠加系数,得出“可接入电驱负荷区间”;第二步,油气企业依据该区间,将井场按电网承载能力分为优先替代区、错峰替代区、暂缓替代区,优先替代区内的井场可一次性购置全电动压裂橇、电驱混砂设备;错峰替代区采取“白天电动+夜间柴油”混合模式,利用谷电时段压裂;暂缓替代区继续采用柴油驱动,待电网扩容完成后再行替换。省级能源局可出台“电动替代积分”制度,对按节奏表完成替代的企业给予绿电交易优惠或下一年度用气指标奖励,对超节奏接入、造成电网超载的企业实施限期整改并扣减积分。通过“电网算能力—政府给政策—企业选节奏”的闭环管理,实现环保效益与系统安全双赢。

3.4 建立气田电力需求侧响应机制

将页岩气开发企业纳入省级电力需求侧管理平台,签订可调负荷协议,约定响应容量、调用频次、补偿方式。具体运行中,电网调度机构根据次日负荷预测,在晚高峰或极端天气时段发布需求响应邀约,气田企业通过能量管理系统(EMS)计算当前压裂、增压负荷的可调区间,自愿申报可削减容量。对参与响应的井场,电网公司按“容量+电量”双轨补偿:容量部分按年度签约的可调千瓦数给予固定补偿,电量部分按实际削减的千瓦时数给予峰值电价时段的溢价补偿,资金来源于省内尖峰电价附加。技术实现上,在压裂井场安装智能负荷控制终端,通过无线通信与调度主站实时通信,接到指令后快速将电驱压裂功率降至安全区间,或轮停部分增压机,同时启动柴油机组保障输气不中断。调度主站对响应速度、削减精度进行在线考核,考核结果与下一年度补偿额度挂钩。通过“价格信号—自动响应—精准考核”的长效机制,使气田负荷由“刚性用电”转为“弹性调峰”,在不影响产量的前提下为电网释放可调容量,显著提升区域电网运行效率与安全裕度。

4 政策与机制保障建议

4.1 将气田电力配套纳入新型电力系统试点

国家层面可把川南、渝西、鄂西等页岩气富集区整体纳入新型电力系统建设试点,在国土空间规划、林地

审批、环评备案等方面给予绿色通道，鼓励打造“源网荷储”一体化示范片区。省级政府应牵头编制气田—电网—可再生能源协同规划，明确新增负荷中心与风光资源富集区的耦合路径，支持电网企业同步升级智能调度、柔性输电、边缘计算等关键技术，提高对冲击性负荷的感知、预测与调节能力。配套资金可依托中央预算内基建投资、乡村振兴电网建设专项，以及政策性开发性金融工具，撬动社会资本共同参与，形成“中央财政贴息、省级政府配套、企业自筹”的多层次投入格局，缓解单一主体出资压力。

4.2 明确电网投资分摊机制

现行价格机制下，电网企业独自承担气田专用输变电设施投资，却难以通过输配电价及时回收，导致投资意愿不足。应建立“谁受益、谁分担”的共投共建机制：油气企业作为直接受益方，可承诺最低利用小时数或保底电量，通过资产入股、一次性补贴、分期回购等方式，与电网公司共同出资建设220千伏及以下专用变电站及线路；地方政府可设立页岩气电力配套专项基金，以投资补助、贴息贷款、税收返还等形式，对纳入省级重大项目库的电网工程给予支持，并在土地征用、走廊协调、拆迁补偿等方面履行属地责任，降低建设成本。对跨省、跨市的外送通道，建议由省级能源主管部门组织利益相关方签订长期容量分摊协议，按照“容量比例分摊、电量共享收益”原则，确定各方出资额度与回收方式，实现投资与收益匹配，提升资源配置效率。

4.3 推动电力市场化交易机制落地

在气田集中区域，可依托省级电力交易中心开设“页岩气开发专板”，允许气田企业通过多年期、年度、月度中长期合同，提前锁定电量、电价与负荷曲线，规避现货价格波动风险；鼓励其参与绿电、绿证交易，购买风电、光伏等可再生能源电量，满足碳排放约束与ESG披露要求。探索“气田直供”模式，对电压等级35千伏及以上、年用电量达到一定规模的井区平台，经省级电网公司批准，可由发电企业、增量配电网运营方或分布式能源服务商建设专线，绕开多级输配环节，降低度电成本；调度机构按照“网对网、点对网”并行原则，保障直供线路在事故情况下具备紧急备用通道，确保连续供电安全。为激发各方积极性，政府可对直供项目给予并网接入费减免、交叉补贴费用豁免，并允许发电侧与用户侧自主协商电价形成机制，兼顾市场化降本与公共服务义务，实现页岩气开发、可再生能源消纳与电网降损的多方共赢。

5 结语

页岩气开发的高强度用电特性，决定了其无法脱离区域性电力系统的支撑而独立运行。当前电力布局滞后已成为制约气田高效开发的重要瓶颈。破解这一难题，关键在于打破“气”“电”之间的规划壁垒，构建协同、分层、灵活的电力保障体系。未来，随着新型电力系统建设的推进和电动技术的持续演进，页岩气开发有望从“被动适应电网”转向“主动参与系统”，实现能源开发与电力运行的良性互动。在这一过程中，政策引导、机制创新与多方协同将是推动区域性电力布局优化的核心驱动力。

参考文献

- [1] 杨怀成,夏苏疆,高启国,等.常压页岩气全电动压裂装备及技术示范应用效果分析[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):348-355.
- [2] 张国荣,王俊方,张龙富,等.南川常压页岩气田高效开发关键技术进展[J].油气藏评价与开发,2021,11(3):365-376.
- [3] 胡治海,余简波,滕阳,等.浅析涪陵页岩气田增压供电可靠性优化新技术运用[J].中国设备工程,2021(S1):110-111.
- [4] 胡治海.涪陵页岩气增压开采供电改造可行性探讨[J].江汉石油职工大学学报,2019,32(2):47-49.
- [5] 王庆群.利用电力开展页岩气压裂规模应用的分析及建议[J].石油机械,2018,46(7):89-93.

作者简介：杨光富（1970.12），男，汉族，四川合江人，1991年四川内江油气田建设技工学校毕业，电工技师，主要研究方向为电力系统运行维护。

郭梁柱（1973.9），男，汉族，四川泸州人，96年技校生，中石油特级技师，主要研究方向石油、页岩气、压缩机、电力。

杨万里（1977.02），男，汉族，四川自贡人，2007年四川广播大学法律专业学分制学习毕业，增压专业高级技师，主要研究方向为压缩机运维。

杜勇（1990.10），男，汉族，四川遂宁人，2013年西南石油大学学校毕业，主要研究方向为地面建设和油气储运。

杨兵（1977.04），男，汉族，四川泸州人，2002年重庆石油高等专科学校石油开采专业中专生，采气专业高级技师，主要研究方向为天然气开采。