

Research on the Economic Benefits of the Application of Source-grid-load-storage

System in Oilfield Enterprises

By

Rui Min

A Dissertation Presented in Partial Fulfillment
of the Requirements for the Degree
Doctor of Business Administration

Approved March 2024 by the
Graduate Supervisory Committee:

Hong Guo, Co-Chair

Fei Wu, Co-Chair

Shin-Yi Wu

ARIZONA STATE UNIVERSITY

May 2024

油田企业应用源网荷储系统的经济效益研究

闵锐

全球金融工商管理博士
学位论文

研究生管理委员会
于 2024 年 3 月批准:

郭宏, 联席主席
吴飞, 联席主席
吴欣益

亚利桑那州立大学

二零二四年五月

ABSTRACT

While the central government of China established its "dual carbon" goals, transformation of energy structure has become key component of the country's energy revolution and economic reform. Installment of the "Source-Grid-Load-Storage" (SGLS) systems is crucial for implementation of the ESG goals in domestic oilfields and uplifting of the economic efficiency for oil production. The SGLS system is a micro power grid capable of dispatching power among multiple equipment in the most efficient way but to consider multi factors including power generation, power storage, and electrical load. However, the randomness and intermittency of renewable energy power generation imposes significant challenges to the SGLS systems control, making it difficult to assess the economic benefits and therefore being undervalued by oil companies for its potential ESG benefits.

To promote SGLS systems to be applied in the oilfields, this paper proposes a model to assess economic benefits of the SGLS system. Based on real data generated by sample Oilfield, an operation model designed for the SGLS system is established to access the optimal cost structure. Factors that have been built into the model include the main grid purchasing cost, dissipation cost during power transport, photovoltaic power generation cost, and energy storage cost. By calculating the optimal cost structure with the mentioned multi factors built in, the model can predict operational outcome of the SGLS system in real-time and guide on the power dispatching. Meanwhile, the model is trying

to maintain the minimum requirement of energy reserve. Based on scenario testing, the economic benefits of SGLS system in oilfield production are assessed with an optimized cost approach, therefore a valuable reference for the oil industry.

This research also conducted interviews with key people in the oil industry and proposes strategies to improve the economic benefits of SGLS systems in Oilfield based on takeaways from those interviews. This could be value-adding to accelerate construction of SGLS systems and its application in the oilfields.

Meanwhile, the SGLS operational model designed in this paper as a power generation solution is innovative to the energy industry and with obvious economic benefits. Therefore, it could also be an enabler of the oil industry's sustainable development in the long run.

Key words: Oilfield, new energy, Source-Grid-Load-Storage (SGLS) system, economic benefits, optimal power dispatch

摘要

随着国家双碳目标的确立，推动了经济、能源结构的绿色转型，许多行业加快形成了绿色生产方式。石油石化行业紧跟能源结构转型的步伐，大力推进源网荷储系统建设，这既是国内油田实施绿色洁净发展战略的要求，也是油田增产增效的重要方向。源网荷储系统是将发电、储能、电力负荷和其他电力设备有效调配的微电网系统。但新能源发电的随机性、间歇性给系统的调度带来了很大的限制，使得源网荷储系统的经济效益难以评估，阻碍了油田生产低碳化与增产增效的进程。

为了推进油田企业源网荷储系统建设的进程，本文提出了一种油田源网荷储系统的经济效益计算方法。依据某油田实际情况，结合主网购电、电网线路损耗、光伏发电及储能成本，确定电源端最优结构比例，并用模型预测控制的方法来实时优化并调度系统的运行，在调度过程中还考虑了储能系统最小的能量储备。再以不同实验线路为基础，采用优化后的源网荷储运行方式计算出油田应用源网荷储系统的经济效益，为油田企业源网荷储系统的建设提供了参考。

本文还围绕油田源网荷储系统的应用情况，对关键负责人进行访谈，并根据访谈结果提出了提升油田企业源网荷储系统经济效益的对策，对于优化系统的运行，推动油田企业源网荷储系统的应用具有重要作用。

本文设计的源网荷储系统作为一种创新的能源管理方案，在油田企业中的应用中可以带来显著的经济效益，能够助力石油石化等能源行业的可持续发展。

关键词：油田、新能源、源网荷储、优化调度、经济效益

目录

	页码
表格列表.....	VIII
图表列表.....	IX
章节	
一、绪论.....	1
1.1 选题背景.....	1
1.2 研究意义.....	4
1.3 研究内容与思路.....	6
二、理论基础与文献综述.....	9
2.1 源网荷储的基本原理.....	9
2.2 源网荷储系统的经济效益.....	10
2.3 国内外研究动态.....	10
2.4 模型预测控制.....	14
2.5 边际成本理论.....	15
三、油田源网荷储系统经济运行优化方法.....	17
3.1 某大型油田基本情况概述.....	17
3.1.1 油田自然条件概况.....	17
3.1.2 油田生产增产增效现状.....	17
3.1.3 油田源网荷储发展现状.....	20

章节	页码
3.2 油田源网荷储系统经济调度模型	21
3.2.1 源网荷储系统成本理论分析	22
3.2.2 源网荷储系统模型求解	25
3.3 系统模型各单元成本经济模型	27
3.3.1 负荷经济模型	27
3.3.2 主网外购电经济模型	28
3.3.3 光伏发电经济模型	29
3.3.4 储能经济模型	29
3.3.5 电网线路损耗经济模型	30
3.4 基于 MPC 的源网荷储系统经济优化	31
四、油田源网荷储系统经济效益计算	39
4.1 实验线路一经济效益分析	40
4.1.1 负荷管理与优化的经济效益	40
4.1.2 保障生产的经济效益	41
4.1.3 减少外购电的经济效益	41
4.1.4 储能调度产生的发电效益	45
4.1.5 储能调度产生的环境效益	45
4.2 实验线路二经济效益分析	46
4.2.1 负荷管理与优化的经济效益	46

章节	页码
4.2.2 保障生产的经济效益.....	46
4.2.3 减少外购电的经济效益.....	46
4.2.4 储能调度产生的发电效益.....	50
4.2.5 储能调度产生的环境效益.....	50
4.3 本章总结.....	50
五、提升油田源网荷储系统经济效益的对策.....	52
5.1 某油田公司调研.....	52
5.1.1 访谈目的与提纲设计.....	52
5.1.2 选择访谈对象.....	53
5.1.3 访谈实施.....	56
5.1.4 访谈结果分析.....	56
5.2 提升光伏发电经济效益的对策.....	59
5.2.1 优化系统设计与规模.....	59
5.2.2 智能监控与维护.....	60
5.2.3 节能与能效改进.....	61
5.3 提升主网外购电经济效益的对策.....	62
5.3.1 能源需求分析与优化.....	62
5.3.2 能源采购策略优化.....	63
5.3.3 能效改进项目实施.....	64

章节	页码
5.4 提升负荷管理经济效益的对策.....	65
5.4.1 实施智能负荷预测系统.....	65
5.4.2 灵活的负荷调度计划.....	66
5.4.3 实时负荷监测与控制系统.....	66
5.4.4 负荷平衡与峰谷填谷技术.....	67
5.5 提升储能经济效益的对策	67
六、结论及展望.....	69
参考文献.....	74
附录	
A 专业术语对照表.....	76
B python 程序.....	78
C 原始数据.....	93
D 油田源网荷储系统访谈记录	134

表格列表

表格	页码
1 目标函数结构.....	22
2 约束条件函数结构.....	23
3 部分仿真数据.....	34
4 实验线路一效益明细.....	43
5 实验线路二效益明细.....	48
6 访谈对象及其岗位职责.....	54
7 访谈结果分析.....	56

图表列表

图表	页码
1 2011 与 2020 我国发电结构.....	1
2 源网荷储结构示意图.....	3
3 研究路线架构图.....	8
4 油田生产过程特点.....	18
5 源网荷储系统模型求解流程.....	26
6 模型预测控制过程.....	31
7 实验线路无源网荷储系统的运行情况.....	36
8 实验线路有源网荷储系统的运行情况.....	36

一、绪论

1.1 选题背景

近年来，能源结构低碳化、能源系统多元化、能源产业智能化进程加快，推动新能源利用效率不断提升、经济成本不断下降，能源系统形态正逐步发生变革。

随着环境监管和能源消耗需求的增长，人类文明对能源系统的要求也在不断提高。为了满足迅猛增长的电力需求，有必要有效管理电力成本，对陈旧的基础设施进行升级，提升电网的适应性和可靠性，减少二氧化碳排放，应对气候变化，并确保远离城市中心的地区持续供电。不断增加的电力需求凸显了改变能源结构的迫切性，成为能源革命的核心^④。因此，传统的化石能源将逐渐被风能和太阳能等可再生能源所替代，导致可再生能源在能源消耗中的占比持续上升。许多国有大型企业这样的大背景下，主动迎接绿色转型大考，依托“双碳”工作驱动产业升级、集约发展，制定实施绿色洁净发展战略，优化调整企业产业结构和能源结构，推进能效提升计划、温室气体减排计划，来提升企业绿色发展水平。

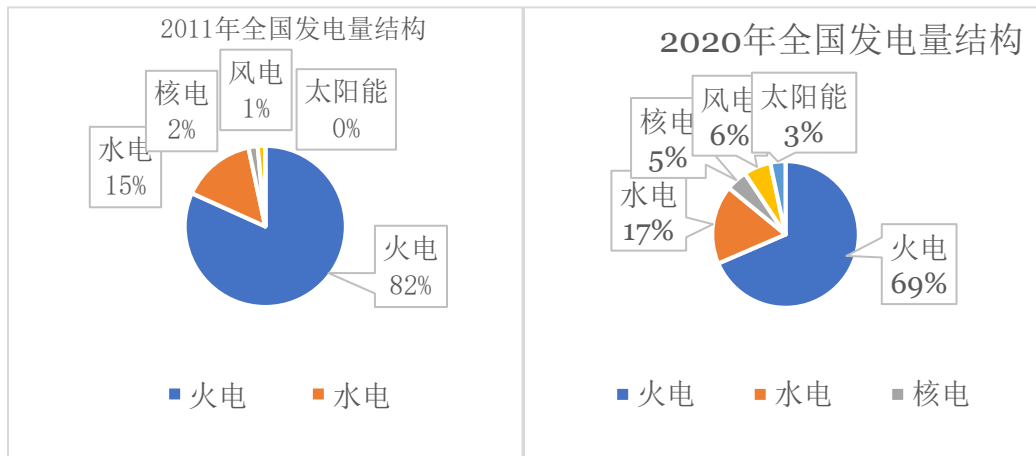


图 1 2011 与 2020 我国发电结构

（数据来源：《中国能源大数据报告(2021)》表 5-1）

近年来，我国陆续发布了一系列政策文件，如《关于促进能源转型与绿色低碳发展的指导意见》和《“十四五”现代能源体系规划》等。这些文件明确提出了推动智能配电网建设，加大分布式新能源电力容纳比例的力度，并鼓励建设源网荷储一体化、多能互补的智慧能源系统和微电网^[2]。国家在加快能源绿色低碳转型、建设新型能源体系和深化电力市场化改革等方面做出了一系列部署。《国务院关于支持山东深化新旧动能转换推动绿色低碳高质量发展的意见》（国发〔2022〕18号）中明确提出提升渤海油气资源勘探开发和清洁能源生产水平，加强油气开发与新能源融合发展。国家能源局于2023年3月22日发布了《加快油气勘探开发与新能源融合发展行动方案（2023-2025年）的通知》，要求加强油气勘探开发与新能源融合发展，并明确提出重点推进大庆、长庆、胜利、塔里木、新疆、华北等油田的风电和光伏发电集中式开发，以支持油气勘探开发清洁用能。这些相关政策的发布为油田加快新能源产业发展、建立智慧能源管控系统以及推进油气清洁高效开发利用提供了明确的指导方向和政策环境。

源网荷储一体化是一种将电源、电网、负荷和储能有机结合为一个整体解决方案的运行策略。它主要应用数字技术，通过促进电源、电网、储能和负荷四个组成部分之间的互动，以提升电力系统的动态平衡能力。这种方法的目标在于实现更加经济、高效、安全的电力系统运行，促进准确的供需匹配，迎接清洁能源消耗和电网不稳定所带来的挑战，提高电力系统的整体效率。因而，它有效解决了可再生能源消耗和随之而来的电网不稳定问题，同时提高了电力系统的整体效益，从而实现能源资源的最大化利用^[3]，其结构如图2所示。

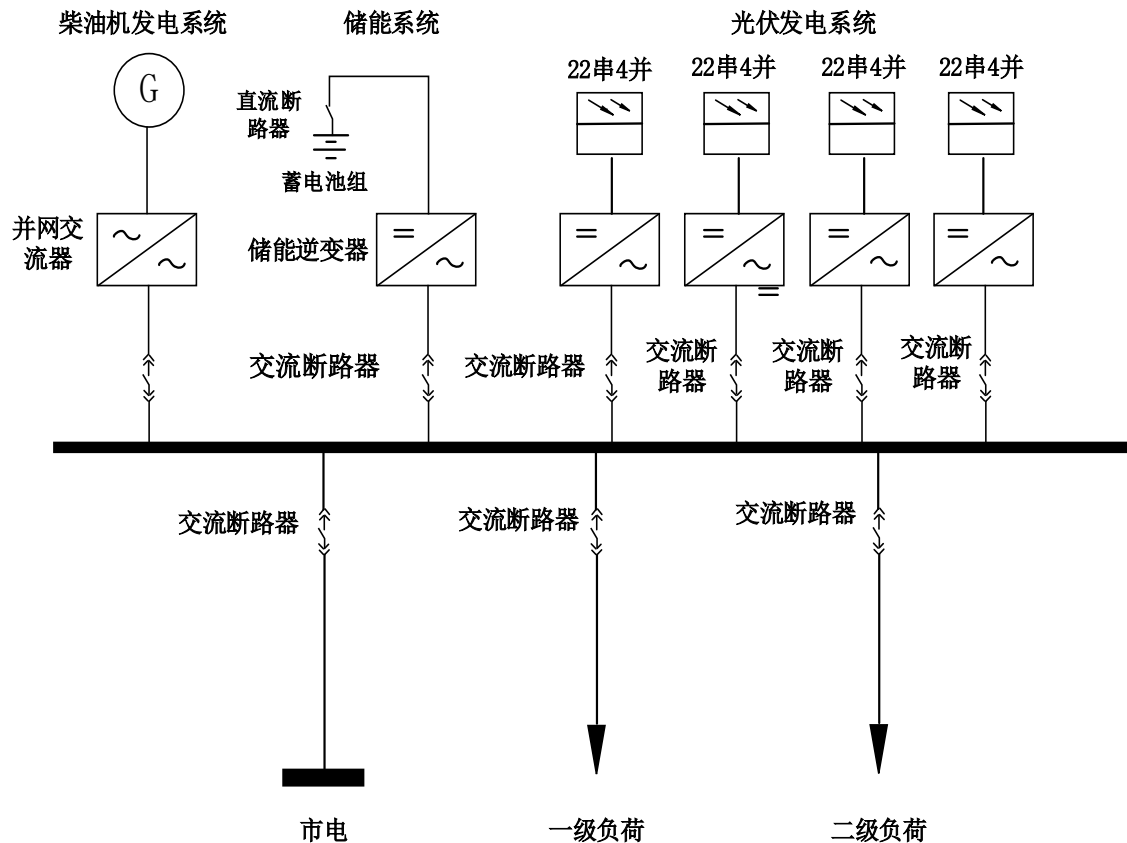


图 2 源网荷储结构示意图

源网荷储一体化的概念起源于微电网技术。进入 21 世纪以来，关于多能源互补集成系统的研究，尤其是包括可再生能源在内的系统的探讨取得了显著而迅速的进展。微电网技术的概念应运而生，旨在应对不断增长的可靠供电需求。1999 年，《中国电机工程学报》第 40 卷发表了对微电网的初步描述和总结。随后，美国电力可靠性技术解决方案协会（the consortium for electric reliability technology solutions, CERTS）于 2002 年提出了更全面的定义，并对其原理进行了详细解释。微电网被视为促进分散能源高效并入电网的技术解决方案。在多种能源协同的综合优化方案中，它发挥着至关重要的作用，通过实施统一的电力流，从根本上改变了传统配电网的结构。通过将连接到配电网的分布式电

源、储能设备和负载分割成更小的单元，实现了协调的规划、设计、控制和保护。微电网可根据需求量身定制，以满足从大城市到偏远村庄等不同地区的能源需求^[4]。源网荷储系统中储能系统的引入，对微电网整体灵活运行有着关键作用。

在这样的大背景下，油田企业利用大规模的“源网荷”资源，大力推进新能源产业发展、持续优化能源结构。为此，加快构建“源网荷储”一体化智慧能源系统是实现绿色低碳高质量发展的必由之路，也是油田企业主动适应能源转型、产业变革和创新发展的需要，能充分挖掘自身潜力、整合资源优势、灵活运用政策机制，最大化降低综合用能成本。

1.2 研究意义

过去的电网，源、网、荷界限分明，有功潮流是单向的，大量的集中式电源（火电、水电、核电）具备强大的可控调节能力，所以过去的电网是一种“自上而下”的计划运行方式，用发用电计划去平衡。而在源网荷储系统中，界限较为模糊，源侧大量风光并网，需要配置储能，并由传统电源提供运行支撑，所以某种程度上，电源也成为一种负荷。而电网的另一端，在配网及负荷侧，大量的分布式电源、分布式储能、与灵活性负荷结合，每个用户电力系统都变成了纳电网，纳电网组成微电网，成为一个个自平衡的功率单元，从而在末端实现快速、实时的平衡。微电网与大电网采用“并网-双向潮流-弱交换”的模式。这种平衡与交换机制，脱离于现有的电网调度体系之外，是一种“自下而上”的，非计划的，复杂自适应的体系，需要采用新的调度策略来提高其经济效益。

源网荷储系统给油田企业带来的经济效益提升与调度策略息息相关。但在实际的源网荷储系统中，随着新能源快速发展和高比例接入电网，新能源发电的随机性、间歇性给源

网荷储系统的调度带来了很大的限制，使得分布式新能源集中调控策略保守、生产负荷柔性响应参与的积极性不足，严重阻碍了其经济效益的提高。

本文旨在从源网荷储系统中的源荷高效匹配方面，通过建立优化模型，充分考虑油田生产负荷（用电量）、外购电成本、光伏发电成本、储能充放电成本、线路损耗成本等多种因素，提出一套油田源网荷储系统经济运行优化方法，以高效利用光伏能源，提高油田源网荷储系统的经济效益，同时对源网荷储系统在大型石油石化企业应用过程中存在的问题以及未来研究方向进行综合分析展望，对促进供需匹配、降低用能成本和支撑新能源发展具有一定意义。

油田企业建设源网荷储系统的意义重大。首先，它可以促进供需精准匹配，确保电力的可靠供应和安全运行。通过建设源网荷储系统，可以有效管理和调控能源供应与需求之间的平衡，确保电力供应能够满足实际需求，并且在各种情况下都能够稳定运行，避免供电不足或供电过剩的问题。其次，源网荷储系统可以推动能源结构的调整 and 适应新的电力市场交易体系，从而降低用能成本。该系统的建设可以更好地整合各种能源资源，包括传统能源和新能源，实现能源供给的多元化和灵活性。这有助于推动能源结构的优化和升级，降低能源的生产和使用成本，提高能源利用效率。再次，这一系统的建设还可以实践新型电力系统，支持新能源的高比例消纳和绿色低碳高质量发展。随着新能源的不断发展和应用，源网荷储系统可以提供更强大的能源调控和管理能力，有助于解决新能源消纳的问题。它可以灵活调整能源供应和需求之间的平衡，使新能源能够得到更充分的利用，并有效地减少对传统化石能源的依赖，实现绿色低碳的能源发展，推动能源领域的可持续发展。

本文对于源网荷储系统建设的意义有以下几点：

首先，本文对源网荷储系统的建设意义进行了深入的研究和分析，从供需精准匹配、能源结构调整、新型电力系统等方面进行了探讨。这为理解源网荷储系统的重要性和价值提供了理论依据，为进一步推动相关政策和实践提供了指导。

其次，为了提高油田企业应用源网荷储的经济效益，本文采用神经网络的预测和模型预测控制的方法来实时优化源网荷储之间的匹配，从而实现经济效益最大化，这对促进供需匹配、降低用能成本和支撑新能源发展具有一定意义。

最后，通过对源网荷储应用者的访谈，提出了提升源网荷储系统经济效益的对策，进一步优化源网荷储的应用。本文的研究成果可以为全国的油田或其他类似地区的源网荷储系统建设提供借鉴和参考，论文中提出的观点和结论可以为相关项目的决策制定者和规划者提供参考，帮助他们更好地把握源网荷储系统建设的重要性和发展方向，从而推动光伏能源更深层次利用，为进一步研究和实践提供启示。

1.3 研究内容与思路

第一章为导论，主要介绍了本文的选题背景、意义及研究内容与思路，通过对中国能源体系及源网荷储系统发展过程的分析，明确了引入源网荷储技术对油田企业生产减碳与增产增效的研究意义。

第二章为理论基础与文献综述，概述了源网荷储的基本原理和经济效益，通过对国内外研究现状的总结，明确了本文要解决的问题及所用方法，介绍了本文中计算源网荷储经济效益所用的模型预测控制方法及边际成本理论。

第三章为分析方法与研究过程，主要介绍本文所提问题的具体研究过程，阐述了油田源网荷储系统经济调度模型的成本理论分析和模型求解过程，分别介绍了各个单元成本经济模型的构建方法，并提出了源网荷储系统优化控制模型。之后，采用油田生产实际数据进行仿真和分析，论证了油田源网荷储系统经济调度模型的合理性。

第四章为计算油田源网荷储系统的经济效益，以实验线路为基础，从多方面计算源网荷储系统的实际经济效益。

第五章为提高油田应用源网荷储系统经济效益的一些对策，基于前文的分析和经济效益评估，对关键负责人进行访谈，并提出了一系列有针对性的对策，旨在优化源网荷储系统的运行，提高其在实际应用中的可行性和可持续性，以期为油田企业及类似能源系统的未来发展提供借鉴，并为实现可持续和经济有效的能源运营模式奠定基础。

第六章为结论与展望，本章主要针对前文实证研究结果进行总结和分析，同时说明本文存在的不足以及对未来研究的展望。

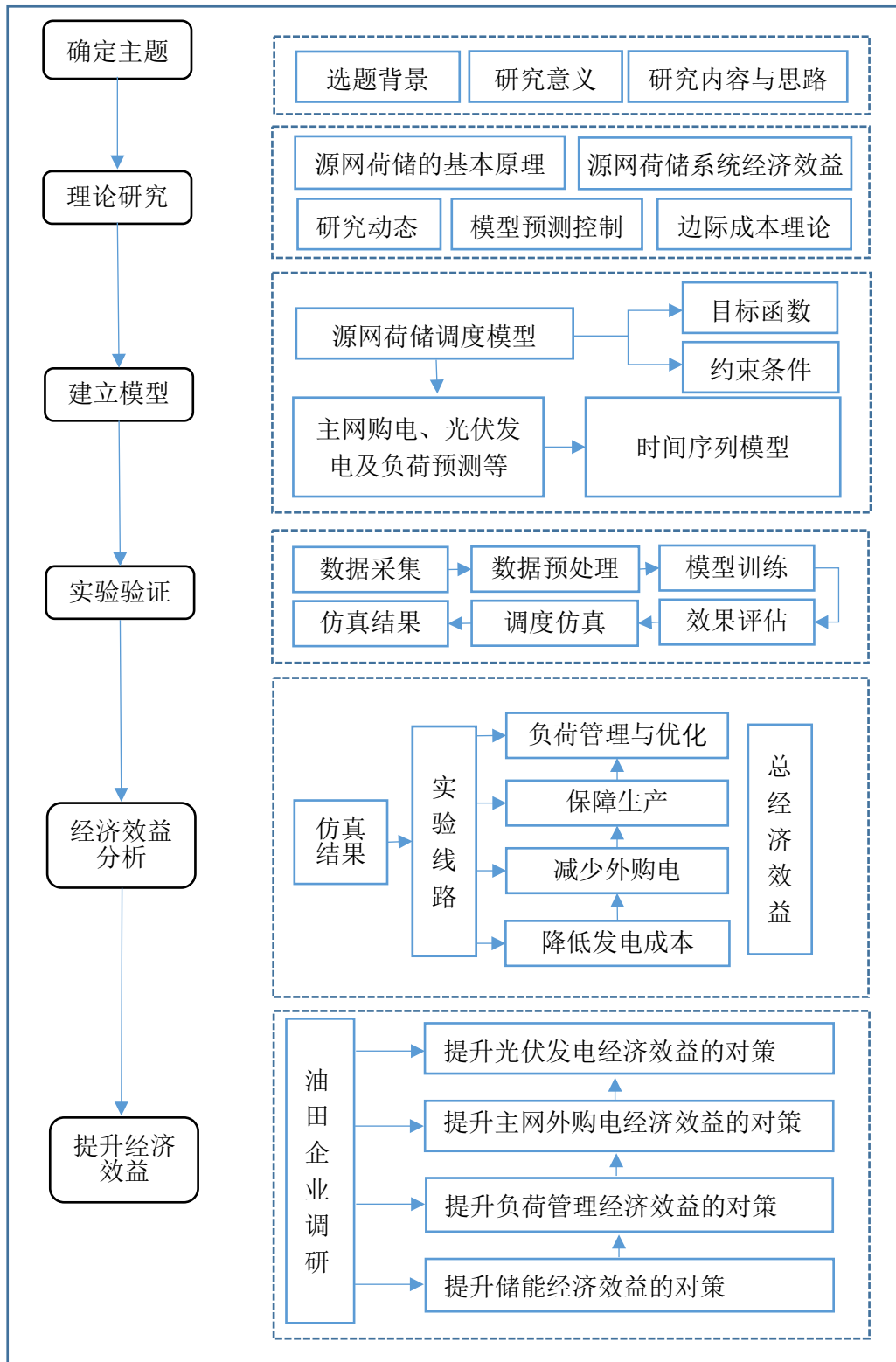


图 3 研究路线架构图

二、理论基础与文献综述

2.1 源网荷储的基本原理

电力系统是一个实时平衡的系统。在历史长河中，电网系统主要依赖于“源随荷动”的方式进行调控。这意味着，当用电量突然增加时，若供应方的发电能力不足，就可能导致供需不平衡，从而影响电网的安全运行。随着风力发电和其他形式的可再生能源（如光伏发电）迅猛发展，它们在能源系统中所占比例也不断提升。然而，这些能源具有波动性、间歇性和随机性等特点，给电网的安全性和稳定性带来了一系列挑战。

源网荷储这个概念在行业内已经提出了比较长的时间，但是因为各种各样的原因，一直缺乏应用场景，因此没有得到大规模的发展。早在 2014 年的中央财经委员会第六次会议上就提出了一个相近内涵的概念。会上提出的“四个革命、一个合作”的能源战略对源网荷储模式的产生具有重要的促进作用，确定了电源侧、负荷侧以及包括电网、储能、综合服务技术在内的各环节的发展基调。之后，2015 年国家发改委、国家能源局发布的《关于促进智能电网发展的指导意见》^[5]，2016 年国家能源局发布的《关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见》^[6]等能源政策都是围绕“电源、电网、负荷、技术装备”这四个方面进行设计的，整体推动了源网荷储一体化概念的形成。十三五规划中明确提出了“源网荷储”相协调的系统化发展思路，电力发展和能源发展的专项规划里强调了输配用交互响应能力建设、一体化集成供能等“互联网+”智慧能源建设。2017 年国家发改委、国家能源局《关于促进储能技术与产业发展的指导意见》^[7]也明确了源网荷储一体化中关键部分——储能在电力系统中的重要地位。“双碳”目标确立以后，国家明确了源网荷储一体化的实

施路径，并且全方位地密集出台了各类的鼓励政策，行业内对一体化的专注度也是逐年攀升，奠定了源网荷储一体化是实现“双碳”目标的重要支撑地位。

2.2 源网荷储系统的经济效益

源网荷储系统的经济效益可从供需平衡和价格优化、投资回报率以及创新和产业发展等角度来理解。首先，该系统通过优化能源供需关系实现供需平衡，并根据供给和需求弹性调整能源价格。这样的市场机制能够引导能源供应商和企业用能在经济效益上取得平衡。通过根据市场需求调整能源价格，企业能够在高价时段降低用电量，源侧则能够在低价时段提高能源产量，从而提高整体经济效率。其次，源网荷储系统的建设和运营需要大量资本投入，包括能源设施、电力网络和储能设备等。通过降低能源成本、提高能源利用效率以及减少能源浪费和损失，加上合理的投资规划和运营管理，该系统可以提供可观的投资回报率，吸引更多投资者参与该领域。

为了提高油田源网荷储系统的经济效益，优化调度是一个关键的策略。通过合理的能源调度和负荷管理，可以最大程度地提高能源利用效率，并在经济上实现效益最大化。油田应用源网荷储系统经济调度模型后可以预测负荷需求、电价波动、光伏发电量状况，并根据实时的供给情况进行调整，通过实时监测能源市场价格和负荷需求，系统可以智能地选择最经济的能源供应组合，并将能源分配到不同的负荷和储存设施中，以最大限度地降低能源成本，保障生产的同时实现效益最大化。

2.3 国内外研究动态

近年来，随着化石燃料的匮乏，全球变暖、环境恶化等问题日益凸显，全球对以可再生能源替代传统能源的关注不断增强。太阳能和风能发电技术相对于水能、潮汐能、生物

质能、地热能等发电技术而言，以其卓越的技术和经济优势，已成为新能源发电技术中应用广泛、发展迅猛的代表，具有巨大的开发潜力。特别值得注意的是，光伏和风力发电装机容量大幅增长，作为可再生的清洁能源，有助于缓解当前的能源短缺问题。随着可再生分布式发电（简称 DG）在配电网中的普及率提高，传统的优化规划和控制策略已经难以适应大量 DG 的集成。

新能源和可再生能源主要分为分布式发电和集中式发电两大类。分布式发电和电力输送具有投资成本低、环保、清洁、供电可靠、发电技术适应性强等优点，因此在全球范围内得到了快速发展。微电网技术的出现优化了多种分散电源在技术和资金方面的综合优势。微电网是一个与大电网相连的模块化子系统，通过使用灵活的控制方法，在内部解决了分散电源直接并网可能产生的任何潜在负面问题。该子系统可根据大电网进行管理。微电网技术更适合结合分布式发电的优势，减轻大电网的负荷，简化电网的整体结构，提高电力系统运行的安全性和可靠性，为分布式发电的大规模部署提供一种全新的方法。微电网系统的优化调度是微电网技术的一大研究热点和难点，国内外研究人员对此给予了高度重视。

源网荷储系统是一个综合了发电、储能、电力负荷（用电量）和其他电力设备的典型微电网系统。鉴于其“源”、“网”、“荷”、“储”等资源的特性，所以本章着重分析总结国内外对源网荷储微电网系统优化调度的研究现状，目的在于能够确定最理想的调度策略。通过理想的调度策略，在系统中实现高效的“源-源互动”、“源-储互动”和“源-荷互动”，协调好“储”和其他设备之间的关系，优化源网荷储系统的协调性和经济性。

国内外机构的科研人员和学术研究人员对微电网系统的优化调度给予了极大关注。目前，许多研究学者将目光投向了风水互补、风光储互补等互补发电系统。他们也为这些系统提出了合理的配置模型，并取得了显著的研究进展。文献^[8]提出了一种优化风能和太阳能相结合的小型供电系统容量的模型。文献^[9]介绍了一种优化小型风能-太阳能储能发电系统容量的增强型方法。该技术同时考虑了独立模式和并网模式，以最优方式优化了风力发电、光伏发电输出和蓄电池的容量。目前，随着微电网技术的发展，优化调度使微电网能够有效地结合互补发电系统的优势，从而为整个系统提供更可靠、更安全、更具成本效益的电力供应。

当前，国内外学术界主要关注着如何高效分配分布式发电（**Distributed Generation, DG**），同时考虑技术问题、经济优势、环境成本以及其他相关因素^[10-11]。在这一领域，已经取得了丰富的研究成果。专家和研究人员关注点主要集中在如何最有效地将分布式电源引入配电网。以往的研究主要从技术、经济效益等方面对大电网进行了最优配电的研究，然而，这些研究并未触及微电网的层面。文献^[12]专注于微电网研究，并提出了一个全年独立运行的风能/光能/储能混合微电网电力优化分配模型。文献中还介绍了一种微电网中储能系统的优化分配方法，该方法的目标是确定能够使微电网系统的经济运行净现值最大化的储能设备容量。

平衡电力供需是微电网调度的关键问题之一。在实际运行中，供电侧与需求侧均存在一些间歇性或波动性，这些不确定性对微电网的运行优化提出了新的挑战^[13]。微网调度的另一个重要因素是对储能系统的控制。在^[14]中，吕海鹏等（2022）为了提高微网运行的经济性，解决风电(wind turbine, WT)、光伏(photovoltaic, PV)给微网造成的瞬时功率不

平衡问题，提出一种基于延长混合储能运行寿命的微网经济运行优化模型。并通过 MATLAB 仿真验证了上述模型能够有效降低蓄电池的充放电次数，延长其使用寿命；同时使微网瞬时功率达到平衡，实现了风光储微网系统的经济运行。

通信是微电网调度的另一个关键方面。邵雪莲^[15]等人（2021）提出了一种微电网分布式经济调度方法，旨在解决微电网中柔性负荷高渗透和通信延时的情况下的社会效益最大化问题。

然而，以上方法都是基于源网荷储系统中某些单一部分的优化配置。针对油田企业源网荷储微电网系统协调经济运行问题时，由于系统中集成了电源、储能、负荷以及其他电力设备，希望能够以自身最大利益的前提下进行调度实现“源”、“网”、“荷”和“储”等设备协调工作，不能只考虑单一元素，因此，本文对油田源网荷储微电网系统中的“源”、“网”、“荷”和“储”优化调度展开研究，分析出合理的优化调度策略在保障油田生产的前提下实现效益最大化。

在油田源网荷储系统中，光伏发电和生产负荷等都是随时间变化的，且具有明显的周期性。在这种场景中，传统经济效益优化方法一般只能保证当前时刻效益最优，而无法着眼于整个周期，使得源网荷储系统中储能系统削峰填谷的作用无法实现，效益提升很小，甚至可能出现负提升。目标优化方法可以以天为周期，根据未来一天内的光伏出力和生产负荷的预测结果采用线性规划的方式制定控制策略。虽然目标优化方法相比传统的优化控制方法更适合源网荷储系统，但是由于光伏出力和生产负荷都具有随机性，系统的实际情况与预测结果可能出现较大偏差，导致经济效益降低。

为了解决上述问题，本文引入模型预测控制方法对油田源网荷储系统进行控制，模型预测控制方法不仅能够考虑光伏出力和生产负荷的周期性，发挥源网荷储系统削峰填谷的重要功能，并能通过滚动优化的方式解决光伏出力和生产负荷随机波动的问题，同时能够明显提高油田源网荷储系统经济效益计算的准确性和实际应用价值。

2.4 模型预测控制

模型预测控制（MPC）是一种先进的控制策略，其基本概念在于通过对系统动态模型的预测，通过迭代优化来确定最优的控制输入序列。相较于传统的固定时间控制方法，MPC 具有更为灵活的特性，使得其在处理非线性、多变量、以及受到约束的系统中表现出色。

MPC 的发展起源于 20 世纪 70 年代，最初应用于化工过程控制。随着计算能力的提升和控制理论的发展，MPC 被广泛应用于多个领域，包括工业自动化、交通系统、能源管理等。其灵活性和强大性能使得 MPC 成为处理复杂系统的首选方法之一。

与常规控制方法相比，MPC 具有如下优势：首先，MPC 适用于多输入多输出系统，能够协调和优化多个控制输入，以实现整体系统性能的最优化；其次，MPC 在控制输入的选择过程中可以直接考虑系统和操作的约束条件，确保系统在操作限制内稳定运行；并且，由于 MPC 基于模型的预测，它能够适应系统动态变化，处理不确定性和外部扰动；除此之外，MPC 还具有较大的灵活性，可轻松集成不同的性能指标和优化目标，使其适应各种应用场景。

综上所述，模型预测控制作为一种先进的控制策略，在面对复杂、动态的系统时展现出独特的优势，本文将使用模型预测控制来制定源网荷储系统的运行调度策略，帮助油田企业提升应用源网荷储系统的经济效益。

2.5 边际成本理论

边际成本理论是经济学中的一个重要理论框架，用于研究在资源有限的情况下，如何在生产和消费中做出理性的决策。该理论关注的是每增加一个单位产品或服务所需承担的额外成本，即边际成本，并将其与边际效益相对比。边际成本理论的核心思想是，为了实现经济效益最大化，决策者应当将边际成本与边际效益相等。在源网荷储系统调度的理论基础部分，边际成本理论被应用于优化能源供给、储能设备调度、负荷管理和市场交易等方面。所以基于边际成本理论的核心思想，在为源网荷储系统的调度做出决策时，应将边际成本与边际效益相等，以实现经济效益最大化的目标。在能源供给调度方面，通过比较不同发电装置或能源资源的边际成本，可以选择最经济的能源供应组合。这意味着边际成本较低的发电装置或能源资源将被优先调度，以实现经济效益的最大化。对于储能设备调度而言，边际成本理论可指导决策过程。通过比较储能设备充放电的边际成本，可以优化调度策略，使储能设备在微电网中以最经济的方式运行。例如，在低能源价格时段将储能设备充电，以便在高能源价格时段释放储能，从而降低整体能源成本。此外，边际成本理论也可应用于负荷管理和需求响应的决策过程。通过对不同负荷的边际成本进行比较，系统可以鼓励负荷侧在高价时段降低用电量，从而平衡供需关系并降低能源成本。

在市场交易和电价形成方面，边际成本理论也发挥着关键作用。通过将边际成本作为定价依据，可以根据供需情况调整电价，以激励电源侧提供更多的电力或负荷侧降低用电量，从而实现市场的经济效益。

通过应用边际成本理论，微电网调度可以更加精确地评估能源供给、储能设备调度、负荷管理和市场交易等方面的经济效益。这为微电网的经济优化和可持续发展提供了理论基础，同时为决策者提供了有效的指导和参考。

三、油田源网荷储系统经济运行优化方法

3.1 某大型油田基本情况概述

3.1.1 油田自然条件概况

某大型油田拥有大规模优质“源网荷储”资源，具备建设智慧能源系统的先天优势。油田所属区域广阔的陆上、浅海滩涂自然资源为布局发展新能源产业提供了资源基础，利用盐碱滩涂等闲置土地资源建设集中式光伏项目，可以产生极大的光伏发电量。随着大规模新能源发电并网接入，容易出现电源侧出力大于负荷侧需求，导致无法消纳多余的电能，造成电能浪费。因此需要增加储能设备平抑新能源的随机性和波动性，提高电力系统的安全性和稳定性，提升新能源并网友好性和容量支撑能力，促进新能源大规模开发消纳，提升传统电源调节能力。然而，储能系统投资成本巨大，经济效益的不确定性是油田发展源网荷储系统的一个重要制约因素。因此，本章提出了一种源网荷储系统的经济运行优化方法，涵盖了负荷经济模型、主网外购电经济模型、光伏发电经济模型、储能经济模型和电网线路损耗经济模型，以提高并计算出油田应用源网荷储系统的经济效益。

3.1.2 某大型油田生产增产增效现状

经过多年的勘探开发，油田面临着越来越严峻的生产经营形势，产量的持续递减和成本的刚性增长，对油田利润空间形成双重挤压，整体经济效益呈下滑趋势，提产增效势在必行。

油田经济效益下滑的原因主要在于油田开采的固定规律。油田生产过程特点如图 4 所示，油田开发期间，会被诸多因素干扰，同时油田自身条件也占有较大的影响力。在油田开发后，需持续进行，直至无法继续开采为止。而在开发程度逐步加深中，出油率大多数

会出现递减的情况，由此进入油田生命周期的中后段。此时油田稳产压力偏高，投入产出比不断减小，在原油方面的资本投入量持续走高，使得增效水平下降^[16]。

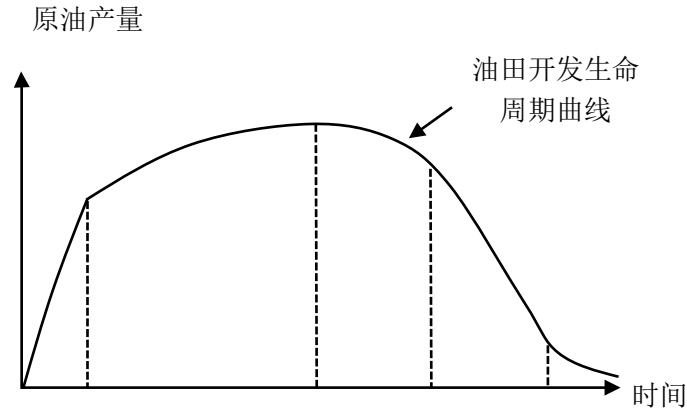


图 4 油田生产过程特点

同时，石油是现代能源中比较关键的一项，是各国发展不可缺失的关键产业，甚至其发展水平直接影响着国民日常生活以及国家总体的经济命脉。尤其是近些年，各国对石油的需求愈发强烈，部分地区的国家由于天然的石油气储备优势，使其借助石油资源，稳定地区安全局势，石油产业的价值也被提高到极致。我国境内的石油储备量较少，在数十年的建设发展中，石油使用规模持续扩大，这导致我国在能源需求上，出现明显的对外依赖性^[17]。同时，资源短缺对国家总体而言，会对其有阻碍影响。所以，提升出油率、增加石油储备对保障国家安全与经济稳定，存在显著的必要性。

目前，油田生产过程中主要采用水力压裂、酸化处理、防砂措施、分层采油、现场监控、降滤试剂等工艺方法或动力学方法提升驱油效果，以应对开采过程中经济效益的下滑^[18]。但进入新时期，我国各领域展现出前所未有的成长实力，同时，对石油等诸多资源的需求量，也呈现出逐步递增的状态。为适应此种需要，亟需更显著的方法来推动国内石油

行业实现增产增效。作为企业经营方，应当掌握现有的各种有关技术手段，并结合油田现实情况，继续研发新的增产增效方案，冲破阻碍发展的屏障。

油田企业年用电量通常可达几十亿度。巨大的用电规模潜藏着巨大的调度潜力，是提升油田生产经济效益的关键方向^[19]。

具体来说，油田生产阶段中的电力消耗主要包括以下几个方面：

（1）抽油机的电力消耗：抽油机是油井生产过程中最重要的设备之一，它需要使用大量的电力来驱动。抽油机的电力消耗量通常取决于油井的深度、产量和地质条件等因素。

（2）注水的电力消耗：注水过程是指将水注入油田井口，以增加油井底部压力并推动石油从井底向上移动，从而提高油田的产量的过程。注水过程可以分为水源、水处理、水输送和注入四个阶段，在注入过程中，注水泵会消耗大量的电能。

（3）管道输送的电力消耗：在将石油和天然气输送到储油罐和加工设施之前，需要使用电力来驱动管道输送设备，例如泵站和压缩机等。

（4）监测和控制系统的电力消耗：在生产过程中，需要使用电力来驱动监测和控制系统，例如自动化控制系统和遥测系统等。这些系统可以监测油井的运行状态和状况，以及对其进行远程控制。

（5）其他设备的电力消耗：除了上述设备外，油田生产阶段中还需要使用其他设备，例如钻井、修井、照明设备、通风设备和电动工具等，这些工艺过程和相关设备也需要消耗电力。

为了降低电力消耗，油田生产过程中通常会采取以下措施：

措施一是采用节能设备：选择节能的抽油机和管道输送设备，以降低能源消耗。

措施二是优化控制系统：优化监测和控制系统，使其能够更加精确地监测和控制油井的运行状态。

措施三是定期维护设备：定期对设备进行维护和清洗，以保证其正常运行，降低电力消耗。

措施四是使用可再生能源：在一些地区，使用太阳能和风能等可再生能源来供电，可以有效地减少对传统能源的依赖。

然而，上述降低电力消耗的措施并不能从根本上解决油田生产经济效益下滑的趋势，要想实现油田的提效增产，必须寻找更优的解决办法。

3.1.3 油田源网荷储发展现状

油田是重要的能源生产和消费基地，目前部分油田已建成“源网荷储”体系，具有广泛的产销储供应链、丰富的资源、大规模的新能源开发等鲜明的产业优势。独立的发供电系统，灵活可调的采、注、输负荷，油气采、炼、化全产业链，促进了油田新能源产业的发展，为源网荷储一体化布局提供了现实路径。除此之外，石油和天然气生产的能源消费情况为当地消费新能源（如余热、太阳能、风能和地热）提供了有利条件。在源网荷储系统建设过程中，源、网、荷三端在办公网和工控网内搭建了发电、供电、用电、生产业务信息管理系统和管控软件，为智慧能源系统建设和源网荷储调度提供了坚实的数据支撑。

油田源网荷储系统需要考虑的因素复杂多样。以国内某大型油田为例，从“源侧”来讲，油田新能源拥有丰富的新能源资源。目前油田新能源消纳能力不足，油田具备大量可调负荷资源，整合油田分散的源网荷储资源，在保证安全生产的前提下，提高新能源消纳

能力，降低新能源投资建设成本。从“网侧”来讲，伴随着油田多年的勘探开发建设，油田电网覆盖多个市多个县区，拥有 35kV 及以上变电站上百座，6kV 及以上电力线路上千条，年转供电量数十亿千瓦时。从“荷侧”来讲，油田大功率生产负荷包括原油外输泵、污水输送泵、注水增压泵、大型通井机、压裂设备、抽油机。生产电力负荷受生产规模、原油性质和开采工艺等各种因素影响，且各影响因素在油田投产期、稳产期、减产期变化趋势不同。从“储侧”来讲，根据多能互补的能源网络结构，围绕油气生产用能场景，“十四五”期间规划建成 200MW/400MWh 储能示范项目。

为了推动油田能源结构优化、提高油田经济效益，油田将源网荷储系统的建设提上了日程。其中推动油田能源结构优化是指利用储能的削峰填谷作用，合理规划油田可调度负荷，提高光伏发电的利用率。提高油田经济效益是在光伏发电预测和负荷预测的基础上，精准预测系统的可调度资源，实现未来用能经济效益最优。

3.2 油田源网荷储系统经济调度模型

源网荷储系统中，科学合理的调度策略可以显著提高系统的经济效益。在油田源网荷储系统中，用电需求主要由光伏设备、储能设备和主网购电满足，为了提高系统的经济效益，需要结合光伏发电成本、外购电成本、电网线路损耗成本和储能成本，确定电源端最优结构比例，并对系统中各设备的运行状态进行调度。以下对源网荷储系统中光伏发电成本、外购电成本、电网线路损耗成本和储能成本等进行了经济模型建立，描述了其运行特性与功率出力特点，并构建了能源交易成本最低的目标函数与系统的约束条件，作为制定调度策略的基础。

3.2.1 源网荷储系统成本理论分析

1、源网荷储系统目标函数描述

在本文研究的油田源网荷储系统中，用电成本由主网购电成本、电网线路损耗成本、光伏发电成本、储能成本四部分组成。

- (1) 主网购电成本主要是由不同时间段的电价和主网交换功率来决定。
- (2) 电网线路损耗成本主要是从电网购电后电能从电网输送到油田用电设备过程中的损耗带来的成本。
- (3) 光伏发电成本主要根据光伏出力情况和光伏发电单位成本构建模型。
- (4) 储能成本主要是储能系统的充放电动作带来的成本。

表 1 目标函数结构

成本分项	计算方法	参数及来源		
		参数	意义	来源
主网购电成本	$Pr_{t_k} \times G_{t_k}$	G_{t_k}	t_k 的主网购电功率	中间变量
		Pr_{t_k}	时刻 t_k 的电价	神经网络预测
电网线路损耗成本	$\frac{\rho Pr_{t_k} \times G_{t_k}}{1 - \rho}$	ρ	线损率	定值
		G_{t_k}	t_k 的主网购电功率	中间变量
		Pr_{t_k}	时刻 t_k 的电价	神经网络预测
光伏发电成本	$P_{PV} \times PV_{t_k}$	P_{PV}	光伏发电的单位成本	定值
		PV_{t_k}	t_k 时刻的光伏出力功率	神经网络预测
储能成本	$k \times A_{t_k} \times P_{rated} $	A_{t_k}	t_k 时刻储能系统运行功	决策变量

	作（负值为放电动作， 正值为充电动作）	
P_{rated}	储能系统的额定功率	定值
k	储能系统的磨损成本系 数	定值

其目标函数 Obj_t 为 24 小时内用电成本最小，其表达式为：

$$Obj_t = \min \sum_{t_k=t}^{t+23} \left[Pr_{t_k} \times G_{t_k} + \frac{\rho Pr_{t_k} \times G_{t_k}}{1 - \rho} + P_{PV} \times PV_{t_k} + k \times |A_{t_k} \times P_{rated}| \right]$$

表达式的四个组成部分中，不同时间段的购电成本根据供需情况、电力技术和政策等原因会发生波动，因此需要建立主网购电经济模型来进行电价的预测和分析。相同的，光伏发电功率和负荷随着外界因素也是处于波动状态，建立光伏发电经济模型和负荷经济模型来进行光伏发电功率和用电负荷的预测，使源网荷储系统成本模型更贴合实际。通过预测的光伏出力、生产负荷、电价可以形成未来的调度策略，源网荷储系统按照形成的调度策略与国家电网进行能量交换，同时为下一轮的调度策略提供历史数据。

2、源网荷储系统约束条件理论分析

源网荷储系统各设备的约束条件如下，包括电能能量交换平衡约束、储能系统容量约束以及能量交换功率约束，以及在实际运行中，为了保证系统安全、可靠性运行所需要的储能系统备用容量约束。

表 2 约束条件函数结构

约束条件相关参数	意义	来源
L_{t_k}	时刻 t_k 的油田生产负荷	神经网络预测

约束条件相关参数	意义	来源
PV_{t_k}	时刻 t_k 的光伏出力功率	神经网络预测
A_{t_k}	时刻 t_k 储能系统的运行动作（负值为放电动作，正值为充电动作）	决策变量
P_{rated}	储能系统的额定功率	定值
G_{t_k}	时刻 t_k 的主网交换功率	中间变量
G_{max}	联络线额定功率	定值
SOC_{t_k}	时刻 t_k 储能系统电量百分比	定值
SOC_{target}	时刻 t_k 储能系统备用容量电量百分比	定值
E_{rated}	储能系统额定容量	定值

(1) 电能能量交互平衡约束：油田源网荷储系统中，光伏发电功率、储能输出功率以及向主网购电功率之和需要等于油田生产负荷的功率，其中储能输出功率为充放电动作和储能额定功率的乘积。

$$L_{t_k} = PV_{t_k} - A_{t_k} \times P_{rated} + G_{t_k}$$

式中， L_{t_k} 为时刻 t_k 的油田生产负荷， PV_{t_k} 为时刻 t_k 的光伏出力功率， A_{t_k} 为时刻 t_k 储能系统的运行动作（负值为放电动作，正值为充电动作）， P_{rated} 为储能系统的额定功率， G_{t_k} 为时刻 t_k 的主网交换功率。

(2) 储能系统容量约束：油田源网荷储系统中，储能系统容量有限，运行过程中，储能系统电量不能超过储能系统的容量。

$$A_{t_k} \times P_{rated} \leq (1 - SOC_{t_k})E_{rated}$$

式中, A_{t_k} 为时刻 t_k 储能系统的运行动作(负值为放电动作, 正值为充电动作), P_{rated} 为储能系统的额定功率, SOC_{t_k} 为时刻 t_k 的储能系统电量百分比, E_{rated} 为储能系统额定容量。

(3) 储能系统备用容量约束: 油田源网荷储系统中, 为了保证油田生产关键负荷不停电, 储能系统中应留有一定备用容量, 充放电的容量需要小于储能系统容量和备用容量之差。

$$-A_{t_k} \times P_{rated} \leq (SOC_{t_k} - SOC_{target})E_{rated}$$

式中, A_{t_k} 为时刻 t_k 储能系统的运行动作(负值为放电动作, 正值为充电动作), P_{rated} 为储能系统的额定功率, SOC_{t_k} 为时刻 t_k 的储能系统电量百分比, SOC_{target} 为时刻 t_k 的储能系统备用容量电量百分比, E_{rated} 为储能系统额定容量。

(4) 能量交换功率约束: 油田源网荷储系统中, 能量交换的功率会受到设备限制, 与主网交换的功率不能超过联络线额定功率, 储能系统的充放电功率也不能超过其额定充放电功率。

$$G_{t_k} \leq G_{max}$$

$$-1 \leq A_{t_k} \leq 1$$

式中, G_{t_k} 为时刻 t_k 的主网交换功率, G_{max} 为联络线额定功率, A_{t_k} 为时刻 t_k 储能系统的运行动作(负值为放电动作, 正值为充电动作)。

3.2.2 源网荷储系统模型求解

本文采用预测出的负荷、主网购电电价和光伏发电输出功率作为输入，可充分考虑负荷、电价和光伏发电在天气等条件下日内、日前等多尺度特性，保证源网荷储系统模型的准确性从而确定最终经济效益。具体求解流程框架如下：

(1) 分别基于负荷历史数据、电价历史数据和光伏发电历史数据，分别构建源网荷储系统中的负荷、主网购电、光伏发电预测模型。将历史数据和相关影响因素作为模型输入，可得到日内、日前等尺度的相应预测数据，将得到的主网购电、光伏发电预测数据作为源网荷储系统成本函数的输入，将负荷数据作为经济效益计算的数据支持。

(2) 以系统配置的储能成本最小为目标函数，充分考虑储能充放电状态，将储能成本函数、线路损耗成本函数作为源网荷储系统成本函数的输入。

(3) 将主网购电、电网线路损耗、光伏发电、储能作为源网荷储系统成本函数的输入，在给定的边界条件下求解最优解模型，得到各单元成本模型的最优容量，进而计算经济效益。

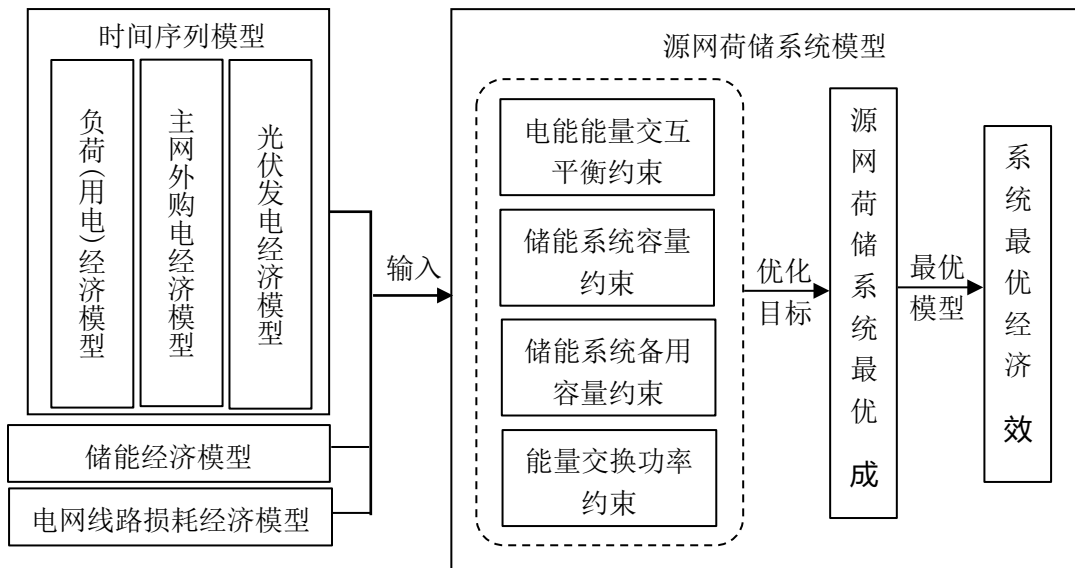


图 5 源网荷储系统模型求解流程

3.3 系统模型各单元成本经济模型

为提高光伏的消纳水平，降低源网荷储系统运行成本，本文建立油田源网荷储系统经济调度模型，该系统模型中包含各组成单元的成本模型，以用能成本最低为目标，对系统内各单元进行协调调度，实现光伏高效利用。根据文献调研和实验仿真测试，本文最终确定使用序列对序列神经网络（Seq2Seq）模型进行负荷预测和光伏出力预测，分别构建负荷经济模型和光伏发电经济模型，用长短时记忆神经网络（LSTM）模型进行电价预测构建主网购电经济模型，根据储能设备充放电原理构建储能经济模型，根据线损率、购电电价、购电量构建电网线路经济损耗模型。

文中采用的预测模型是基于神经网络原理搭建的预测模型，在优化能源交易决策时考虑了未来信息，使源网荷储系统的调度更具前瞻性。为了运用到时间维度上信息，本文选择递归神经网络（简称 RNN），它通过将前一刻的输出数据作为一个权重加入到原有推断中，能够考虑连续数据的前后关联影响。RNN 在发展过程中出现了多种变体网络模型，针对不同数据类型的特点，本文采用不同的 RNN 变体模型分别进行负荷、电价、光伏出力的预测。

3.3.1 负荷经济模型

在油田源网荷储系统中，具备强大的系统调度能力、能量耦合小、低能源消耗以及环境友好等显著特征。该系统有效解决了成本、环保和安全等方面的问题。主要挑战在于建立合理的能源供应和利用设备，制定有效的调度方法，优化系统内各类能源的利用，以最大程度减少光伏设备供电的浪费，实现集经济效益、安全性和环境可持续性于一身的新型小型电力系统。系统的关键在于实现优化调度的同时，确保负荷预测的准确性。仅当负荷

预测达到标准要求时，我们才能有效规划每台设备的输出，进而提高整个电力网络和负荷存储系统的稳定性。若负荷预测不够准确，超过系统的剩余消耗量，将不可避免地导致整体能源分配的浪费，从而无法实现最佳效率。

结合油田实际情况，我们对油田生产侧负荷情况进行分析。负荷经济模型主要是对生产侧负荷使用情况进行预测和分析，我们选择使用序列对序列 Seq2Seq 模型进行负荷的预测。

3.3.2 主网外购电经济模型

主网外购电费用具有非平稳、多季节性、日历效应、高波动性等特点。随着电力市场化交易全面推进，2022年山东省上网电价改革进一步深化，电网实行电力现货交易，结算周期由月度改为每小时，小时内超过油田用电需求产生的上网电量，要按照该小时的市场价格进行结算，每个小时的电价差别大，电力紧张时段1度电价格可以达到1元以上。电力富余时段，上网电量只有几分钱，甚至出现负电价。因此，为保证经济价值最大化，需要建立主网购电经济模型来进行购电时间和购电量的调节。油田源网荷储系统中，当系统内发电成本低于大电网电价或调动系统内全部发电单元也无法满足负荷需求时，需要考虑购入电力以满足需求。油田源网荷储系统的主网购电经济模型可表示为：

$$Buy_{object}(t) = [Pr_{tk} \cdot G_{tk}] \Delta t$$

式中， Pr_{tk} 表示为t时段主网购电的价格，包括外购电价格的价格； G_{tk} 表示为在t时段主网买入的功率。

对主网购电经济模型进行分析可知，电价的高低与主网购电成本的高低成正比，因此进行电价预测来决定何时购电及购电量的多少对油田源网荷储系统的经济调度具有重要作用。本文采用长短时记忆神经网络（LSTM）模型对电价进行预测。

3.3.3 光伏发电经济模型

在可再生能源中，光伏发电凭借其使用安全、便捷、环境友好、维护简单等优势得以被大规模推广应用，它成为源网荷储系统中常见的一类电源。考虑到光伏难以预测的特点，不确定的出力波动给电网带来挑战，让源网荷储系统的各单元发用电难以维持其运行的经济性和稳定性的平衡。

目前，油田新能源在持续建设中，累计投产各类新能源项目上百个，油田生产用能中绿电占比预计达到 17%，未来新能源比例接入将越来越高，急需建立光伏发电经济模型来达到经济价值最大化。

在油田源网荷储系统经济调度中，光伏功率的出力与完全消纳是首要考虑的目标，光伏发电经济模型主要考虑光伏发电功率和光伏发电单元成本，因此，最佳光伏调度的实现取决于光伏功率预测的精确性。此外，精确的光伏功率预测可提高源网荷储系统运行时的经济性和可靠性，从而在稳定运行条件下优化系统的经济效益。本文通过序列对序列 Seq2Seq 模型进行光伏发电功率的预测。

3.3.4 储能经济模型

能量存储系统（简称 ESS）作为源网荷储系统的重要组成部分，兼具电源和负荷的双重功能，凭借其灵活的功率吞吐能够有效平抑光伏出力波动，促进光伏消纳和保证源网荷储系统的稳定运行，对源网荷储系统的经济调度影响很大，因此需要合理地调配储能资

源。在本文中，ESS 可以同时进行充电和放电动作，动作的大小范围从-1 到 1，其中负值代表 ESS 放电，反之亦然。ESS 动作集为连续动作集：

$$A_t \in [-1,1]$$

在每个时隙 t 内，ESS 被限制只能执行任何一个动作，根据充放电动作更新下一时刻的荷电状态（简称 SOC）。

此外，在能源交易中考虑了损耗成本，避免了不必要的套利行为，防止了长期成本因劣化而增加^[20]。定义 ESS 磨损成本系数 k ，磨损系数的大小与额定放电深度、初始投资成本及寿命周期有关。

本文构建的储能经济模型主要考虑储能设备充放电动作带来的磨损成本，在油田源网荷储经济模型中，储能设备会经常出现充放电情况，建立储能经济模型并准确计算储能经济效益十分关键。

3.3.5 电网线路损耗经济模型

线损在电力系统中是一项重要的经济指标，它反映了电能输送过程中由于线路、设备等因素引起的损失。线损的准确计算对于评估电力系统的运行效率、提高能源利用率以及制定合理的电价政策具有重要意义。线损率是衡量线损的常用指标，其定义为输送到电力系统的电能与实际供给用户的电能之间的差异与输送电能的比率。线损率的计算公式如下：

$$\rho = \frac{P_{in} - P_{out}}{P_{in}} \times 100\%$$

其中， P_{in} 为电力系统的输入功率，即从电网购买的电能。 P_{out} 为电力系统的输出功率，即最终供给油田的电能。现实中可以通过测量得到 P_{in} 和 P_{out} ，并进一步计算得到线损

率。线损率对于源网荷储系统经济效益分析具有直接的影响。线损率意味着从电网购买的电能传输过程中的损耗情况。而分布式光伏发电由于距油田生产负荷很近，线损可以忽略。在本文模型中，可以将线损率作为一个关键的参数，用于评估源网荷储系统对油田生产的经济效益。

3.4 基于 MPC 的源网荷储系统经济优化

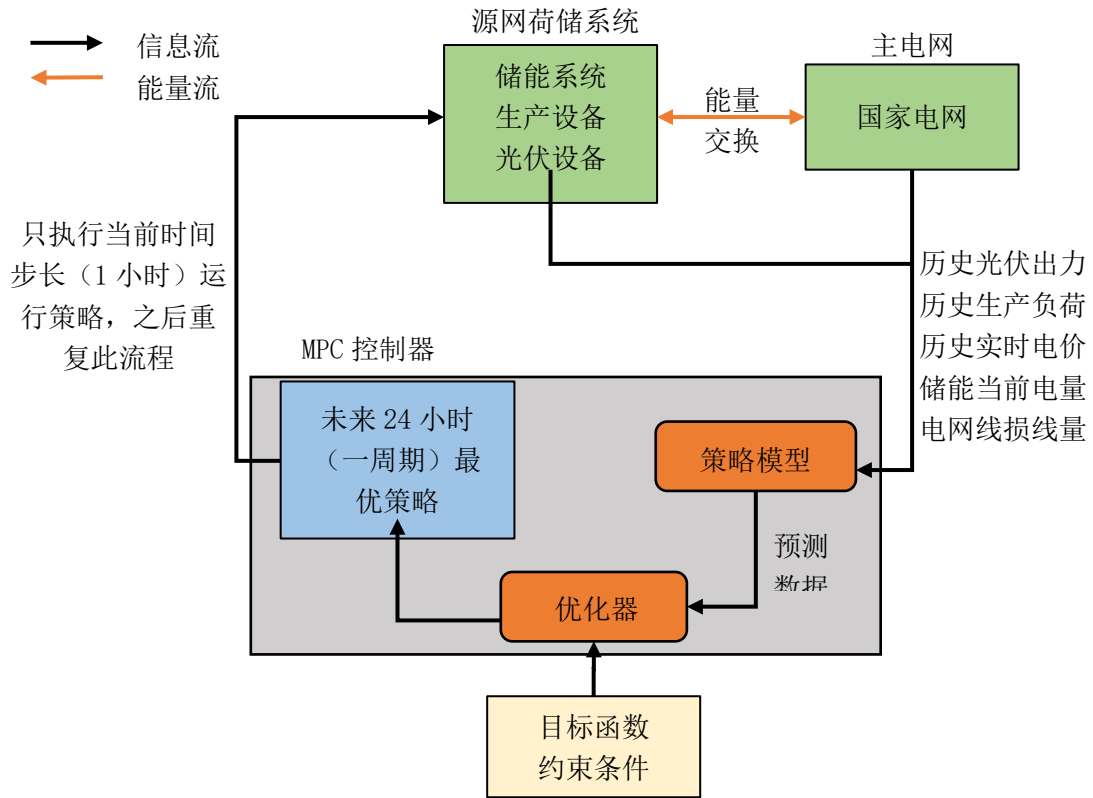
在当今的能源领域，源网荷储系统的设计和运营变得日益复杂，这直接影响着能源的可持续性、经济性和环境友好性。传统的电力系统规划和运营方法难以应对这一复杂性，可能导致能源浪费、电力网络的不稳定性和供电的不连续性。因此，需要更智能、更精确的方法来优化这些系统，以满足不断增长的电能需求。同时，源网荷储系统的优化也有助于提高电力系统的经济性，减少能源浪费，降低运营成本，并促进可再生能源的更大比例集成，从而实现更可持续的能源供应。为了应对这些挑战，在油田源网荷储系统引入了模型预测控制（MPC）方法，利用系统模型来预测未来的状态，并选择最佳控制输入，以实现特定的性能目标。MPC 的实时性、精确性和适应性特征，使其成为应对源网荷储系统复杂性和多目标性的有力工具。在本节中，将讨论 MPC 如何在源网荷储系统中实现经济优化，为解决现代能源系统的挑战提供新的前景。

图 6 模型预测控制过程

源网荷储系统优化控制模型采用 MPC 线性规划，通过优化源网荷储系统的运行方案来提高油田源网荷储系统的经济效益，即通过对能量流的调节，使油田在一天 24 小时内的用能成本最低。源网荷储系统优化控制模型如图 6 所示，该方法是基于闭环控制的调控方案，能够随着系统的变化实现在线动态调整可控设备的功率、负荷。

针对整个源网荷储系统，包含以下几个关键步骤：

步骤一信息传递至 MPC 系统：将历史光伏出力、历史生产负荷、历史电价、储能电量和电网线路损耗，作为 MPC 系统的输入。



步骤二 MPC 系统工作流程：获取当前和未来状态信息，通过预测模型预测未来状态，使用数学优化方法解决控制问题，输出下一时间步的运行策略。

步骤三 MPC 系统输出：控制策略传递给源网荷储系统，指导生产、储能和光伏设备的运行。

步骤四能量交换：源网荷储系统按照 MPC 系统提供的策略与国家电网进行能量交换，为下一轮 MPC 计算提供历史数据。

其中在 MPC 的优化过程中，由于购电电价和光伏发电功率都具有一定波动性，负荷

也具有不稳定性，如何平衡成本最优和满足负荷的关系，是 MPC 控制器需要解决的问题。MPC 控制器通过以下步骤来解决这一问题：（1）目标函数优化：在特定时间段内，寻找最小成本的操作策略，考虑了多种因素和约束条件。（2）滚动优化：逐步调整策略，以应对电力需求的不断变化，确保系统在波动环境中灵活运行。

MPC 在尝试优化当前时间步长的决策时考虑了未来状态，并且在每个新的时间步长的决策中总是进一步优化或调整其决策，对源网荷储系统内多源进行有效调控，源荷协调配合，可以有效提高储能单元对可再生能源的消纳，减少对电网的冲击，提高油田应用源网荷储系统的经济效益。

在本文中，采用前文所述方法获取了加入源网荷储系统后实验线路的仿真运行情况，作为计算经济效益的依据，并与未加入源网荷储系统的运行情况进行对比。

仿真环境如下：

硬件环境：使用的计算机配备了 Intel i7 处理器，16GB RAM，1TB SSD 硬盘和 Nvidia GeForce RTX 2080 显卡。

软件环境：运行在 Windows 10 操作系统上，使用 Python 3.8 进行编程，使用的库包括 numpy 1.19.2、scipy 1.5.2 和 matplotlib 3.3.2 等。使用软件为 Pycharm 2023.2.1

神经网络模型训练过程迭代 200 次，用时 8 小时。调用模型在新的数据上进行预测时，模型的平均预测时间为 34 秒，每次调度总用时平均 204 秒。

仿真结果如下所示：

表 3 部分仿真数据

timestamp	PV (kWh)	Load (kWh)	price (cents/kWh)
01012022 1:00	0	2667	43.17
01012022 2:00	0	2525	36.24
01012022 3:00	0	2417	34.64
01012022 4:00	0	2373	33.76
01012022 5:00	0	2374	33.08
01012022 6:00	0	2432	32.37
01012022 7:00	0	2546	34.66
01012022 8:00	34.90385	2685	38.97
01012022 9:00	393.4615	2886	42.9
01012022 10:00	1260.417	3082	45.29
01012022 11:00	1905.609	3200	46.57
01012022 12:00	3612.724	3231	46.45
01012022 13:00	4242.756	3201	45.01
01012022 14:00	3375.801	3150	42.51
01012022 15:00	3051.442	3105	41.13
01012022 16:00	2524.006	3148	43.5
01012022 17:00	1090.481	3468	55.36
01012022 18:00	467.8526	3682	62.73

timestamp	PV (kWh)	Load (kWh)	price (cents/kWh)
01012022 19:00	63.10897	3620	58.08
01012022 20:00	0.705128	3490	55.43
01012022 21:00	0	3331	49.33
01012022 22:00	0	3145	44.32
01012022 23:00	0	2917	42.19
01012022 24:00	0	2667	39.23

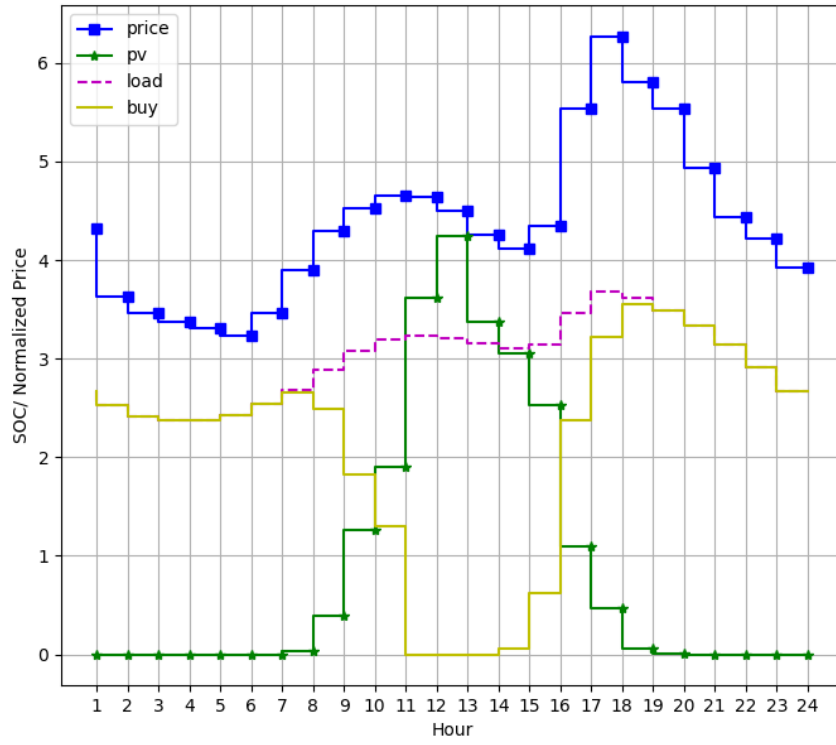


图 7 实验线路无源网荷储系统的运行情况

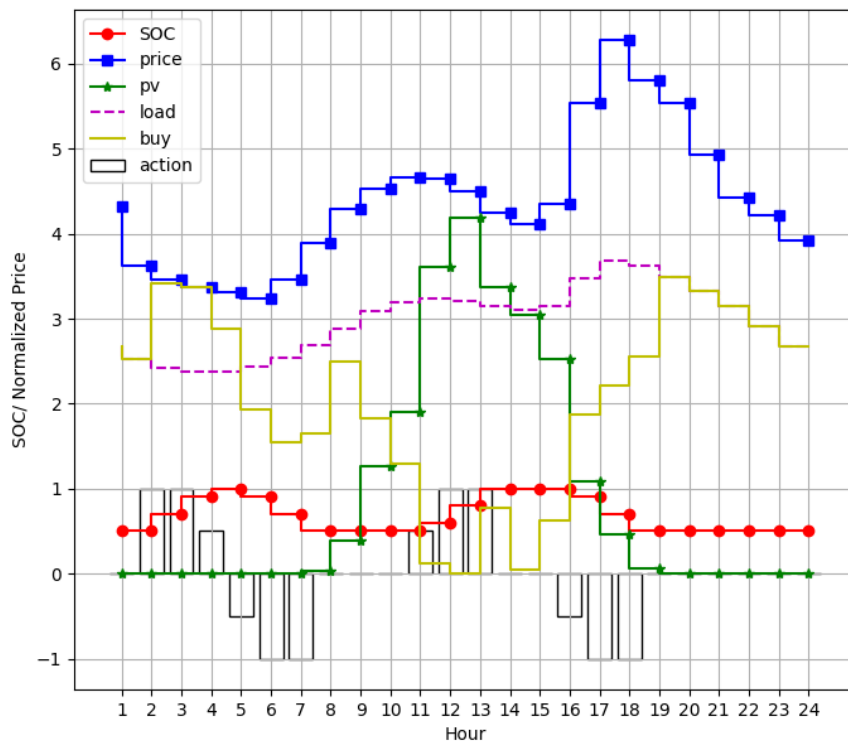


图 8 实验线路有源网荷储系统的运行情况

根据实验结果对有无源网荷储时的运行情况进行详细分析。在没有源网荷储系统时，由图 7 分析可知，外购电量完全取决于油田生产负荷及光伏出力，在晚高峰时，由于光伏出力减少，油田需要从电网购买大量电能，而此时外购电实时电价最高，增加了油田的购电成本；除此之外，在 12 至 14 时，出现了光伏出力大于生产负荷的情况，在没有源网荷储系统时，超出生产负荷的光伏出力只能被浪费掉，使得光伏发电的经济效益下降。

在有源网荷储系统时，由图 8 分析可知，在 1:00-4:00 时间段，因处于凌晨，几乎没有光伏出力，该时段电价处于低谷，所以从主网大量购电，满足负荷需求的同时，储能设备进行充电将剩余的电量储存；在 4:00-7:00 时间段，光伏也几乎无出力，由于前一时间段储能设备充电后容量充足，储能设备于放电功率上限放电与主网少量购电来共同满足负荷用电；在 8:00-11:00 时，光伏出力逐渐增加，但出力较少，储能设备荷电状态处于约束下限，电价进入平时段，购电量相应凌晨减少，所以由光伏出力与主网购电一起满足负荷的用电需求；在 11:00-14:00 时，负荷进入第一次高峰，光伏出力较大，满足用电需求的同时仍有电量剩余，储能设备进行充电将多余的电量储存，若储能设备没有达到充电功率上限则从主网少量购电继续充电，直至达到荷电状态约束上限；在 14:00-15:00 时，光伏出力减小，已不能独立满足负荷用电，由于此时还处于平时段电价，为满足系统功率平衡向主网购电；在 16:00-20:00 时，负荷进入第二次高峰，电价也逐渐进入尖峰时段，处于一天中电价最高时期，从主网购电成本很高，所以此时主要通过储能设备于放电功率上限放电与较小的光伏出力，来尽可能降低主网购电量；在 21:00-24:00 时，光伏几乎没有出力，储能设备荷电状态处于约束下限，电价进入平时段，此时尽可能地由购电来满足负荷需求。综上，在使用源网荷储系统后，通过 MPC 的调度，使得油田可以在

电价较低时多购入电，在电价较高时少购入电，同时解决了光伏发电不能被完全利用的情况，使油田经济效益显著提升。

四、油田源网荷储系统经济效益计算

在前文中，为了准确计算油田应用源网荷储系统所能提升的经济效益，我们提出了一种采用神经网络及模型预测控制制定源网荷储调度策略的方法，描述了其调度过程并进行了仿真分析，对比了在有、无源网荷储系统下含光伏发电的油田生产运行情况。仿真结果说明，源网荷储系统能显著平衡供需，降低用能成本，提高油田生产的经济效益。事实上，除了通过优化能源分配，实现能源的最大化利用所带来的经济效益外，源网荷储系统还有助于减少线损、提高能源和光伏利用率、改善应急响应能力，从而产生其他直接或间接的经济效益。在本章中，将结合实际情况，选取两条实验线路，全方位计算油田应用源网荷储系统所提升的经济效益。

油田光伏项目主要分为两种类型，类型一是规模较小、靠近用能场所的光伏项目，这种线路中的光伏装机容量较小，使用率也偏低，目前该类型光伏项目数量较多；类型二是利用闲置土地资源建设的规模较大的光伏项目，具有发电量大、光伏利用率高的特点。根据这两种线路特点，本文选择了符合类型一特点的某采油厂 10kV 线路，全长 14.85km，作为试验线路一，该线路引采用了分布式光伏和分布式储能的建设方案，将光伏、储能分散修建在油井附近，减小了电能的传输距离与传输损耗，减少外购电；还选择了符合类型二特点的另一采油厂 10kV 线路，全长 15.94km，作为试验线路二，该线路近几年因市政规划建设，多次提升改造，线路基础条件较好，且已接入井场光伏，新能源接入比例高，用能场景丰富(井场光伏+直流群控井场、电泵井、联合站等)，满足源网荷储区域化系统应用试验条件。

4.1 实验线路一经济效益分析

4.1.1 负荷管理与优化的经济效益

负荷管理与优化是源网荷储系统在该实验线路中的重要功能之一。在针对实验线路一的应用中，源网荷储系统的优势得以体现。相较于未应用源网荷储系统的情况，能源分配变得更加灵活，能够更好地适应实际的能源需求变化，从而带来一系列显著的经济效益。

首先，负荷均衡得以实现。在无调度的情况下，实验线路出现了设备能源分配不均衡的情况，导致某些设备能源过剩，而其他设备供应不足，从而浪费能源资源甚至引发生产中断。而引入前文基于神经网络和模型预测控制的调度策略后，系统能够实时监测实验线路内各设备的能源消耗情况，根据预测进行精确调度，实现负荷均衡，最大限度地避免了能源浪费和生产中断。

其次，尖峰消耗得到有效控制。在实验线路一中，尖峰时段的能源消耗往往成为一个挑战，未采用源网荷储系统时，由于电价尖峰时段油田正值生产过程中，且此时光伏出力并不完全，因此需要在尖峰时段采购大量电能，使能源成本大幅提高。在引入源网荷储系统后，由于对油田生产负荷、光伏出力以及尖峰低谷时段进行准确预测，因此所制定的调度策略能够显著降低尖峰时段的外购电需求，从而在尖峰时段避免了过度依赖外部能源，降低了大量能源采购成本，提升了经济效益。

此外，在引入源网荷储系统后，实验线路一的系统响应速度得到明显提升。由于在制定调度策略时采用了实施滚动优化的方法，因此当实验线路的能源需求突然增加时，调度系统能够快速响应，确保持续稳定的能源供应，避免设备出现能源供应不足的情况，保障了生产的连续性。

源网荷储系统的应用，为实验线路一带来了负荷均衡、尖峰消耗控制和实时响应能力的优势，有效提升了经济效益，确保了能源的高效利用以及生产的连续性。

4.1.2 保障生产的经济效益

在主电网检修或故障期间，传统电力供应可能会中断，导致生产中断和关键设施的电力缺失。源网荷储系统中的储能系统可以通过将多余的电能存储起来，以备在需要时使用。这使得采用源网荷储系统的实验线路一能够在主电网断电的情况下继续为关键设施提供电力，确保生产和运营的持续进行。实验线路一涉及油井 27 口，保产效益： $27 \times 8h$

$(\text{年停电时间}) \times 1.6t (\text{单井日油}) / 24h \times 7.35 \text{ 桶}/t \times 692.144 \text{ 元} (\text{单桶油价格}) = 7.33 \text{ 万元}$ 。

4.1.3 减少外购电的经济效益

实验线路一采用源网荷储系统所产生的减少外购电的经济效益分为两部分。

第一部分来源于源网荷储系统对光伏发电利用率的提升。由于实验线路一中光伏完全出力时的功率大于生产负荷的功率，因此，在未采用源网荷储系统时，由于无法进行调度，这部分功率只能被白白浪费掉，增加了外购电的需求。引入源网荷储系统后，采用前文的调度策略生成方法，可以预留储能余量，在光伏完全出力时将多余电量存入储能，以供其他时段使用，从而降低了外购电的需求。该线路无源网荷储策略时，中午 12 时-15 时三小时弃光 1979.53kWh 电量，采用源网荷储策略后实现光伏发电的全额消纳。

本文研究的源网荷储调度策略能充分提高光伏利用率，减少“弃光”现象的发生。以实验线路一为例，利用本文研究 Seq2Seq 模型精准预测光伏出力，调度线路负荷进行柔性生产调节，同时段减少外购电，最大化提高光伏利用率。当光伏出力超过负荷用量时，在源

网荷储调度策略作用下，在高电价时减少购电量，在光伏富余时进行储能，经用电计量设备测算，同时段光伏利用率较之前提高 7.5% $\left(\frac{\text{光伏出力}-\text{负荷}}{\text{总光伏出力}}\right)$ ，日增产效益 1399.07 元。

该模型仅投入储能 6MWh，且为保证油田生产的稳定性，储能运行所需的目标 SOC 为 0.5。通过源网荷储策略的指导运行，可折算年效益= 0.139907 万元*365 天= 51.07 万元。

表 4 实验线路一效益明细

时间	光伏 (kWh)	负荷 (kWh)	无源网荷 储 buy (kWh)	有源网荷 储 buy (kWh)	储能量 (kWh)	储能量输出 值 (kWh)	购买电量差 值 (kWh)	外购电价 (分/kWh)	效益 (元)
1:00	0	3200	3200.40	3200.4	3000	0	0	43.17	0.00
2:00	0	3030	3030.00	3030	3000	0	0	36.24	0.00
3:00	0	2900	2900.40	4100.4	4200	-1200	-1200	34.64	-415.68
4:00	0	2847	2847.60	4047.6	5400	-1200	-1200	33.76	-405.12
5:00	0	2848	2848.80	3448.8	6000	-600	-600	33.08	-198.48
6:00	0	2918	2918.40	2318.4	5400	600	600	32.37	194.22
7:00	0	3055	3055.20	1855.2	4200	1200	1200	34.66	415.92
8:00	41.88	3222	3180.12	1980.12	3000	1200	1200	38.97	467.64
9:00	472.15	3463	2991.04	2991.04	3000	0	0	42.9	0.00
10:00	1512.50	3698	2185.89	2185.89	3000	0	0	45.29	0.00
11:00	2286.73	3840	1553.26	1553.26	3000	0	0	46.57	0.00
12:00	4335.26	3877	0.00	141.93	3600	-600	-141.93	46.45	-65.93
13:00	5091.31	3841	0.00	69.88	4920	-1320	-69.88	45.01	-31.46
14:00	4050.96	3780	0.00	809.04	6000	-1080	-809.04	42.51	-343.92

时间	光伏 (kWh)	负荷 (kWh)	无源网荷 储 buy (kWh)	有源网荷 储 buy (kWh)	储能量 (kWh)	储能量输出 值 (kWh)	购买电量差 值 (kWh)	外购电价 (分/kWh)	效益 (元)
15:00	3661.72	3726	64.27	64.27	6000	0	0	41.13	0.00
16:00	3028.81	3777	748.78	748.78	6000	0	0	43.5	0.00
17:00	1308.57	4161	2853.02	2253.02	5400	600	600	55.36	332.16
18:00	561.42	4418	3856.98	2656.98	4200	1200	1200	62.73	752.76
19:00	75.73	4344	4268.26	3068.26	3000	1200	1200	58.08	696.96
20:00	0.85	4188	4187.14	4187.14	3000	0	0	55.43	0.00
21:00	0	3997	3997.20	3997.20	3000	0	0	49.33	0.00
22:00	0	3774	3774.00	3774.00	3000	0	0	44.32	0.00
23:00	0	3500	3500.40	3500.40	3000	0	0	42.19	0.00
24:00	0	3200	3200.40	3200.40	3000	0	0	39.23	0.00
合计							1979.15		1399.07

第二部分来源于电网线路损耗的降低。线路损耗是电能在线路输送过程中的转换和传输导致一定比例的能量损失。这通常表现为电阻、电磁辐射等，造成的能源浪费。实验线路一地处偏远，输电线路长 14.85 公里，该线路的线损率为 6.52%，经计算有无源网荷储系统电网线损分别为 4127.827 kWh、4265.868kWh，日节省线损 138.04 kWh。按照外购平均电价 0.48 元，计算出节省线损总金额 2.42 万元/年。

4.1.4 储能调度产生的发电效益

源网荷储系统产生的经济效益不仅体现在用电端，还体现在发电端。通过对实验线路一的运行分析发现，源网荷储系统对发电成本的降低也有着重要作用。在发电端，尖峰时段通常需要额外的发电容量来满足高能耗需求，这可能需要启动较昂贵、效率较低的发电设备，或者甚至需要购买来自其他地方的电力。在实验线路一这样的大规模用能场所布置源网荷储系统，可以通过在尖峰时段释放储备能源，减轻电力系统的负担。而在低谷时段，由于电能需求少，大量发电设备出于备用状态，无疑造成了发电资源的浪费。在实验线路一这样的大规模用能场所布置源网荷储系统，可以在低谷时段充电储备能源，然后在高峰时段释放，有效提高能源的有效利用率，减少发电资源浪费。

4.1.5 储能调度产生的环境效益

同时，油田引入源网荷储系统可以带来显著的环境效益。光伏系统通过将太阳能转换为电能，不涉及燃烧过程，因此不产生温室气体排放。与传统的基于化石燃料的发电方式相比，太阳能发电的碳足迹显著更小。通过将油田的电力需求部分或全部由太阳能满足，可以减少对传统电力系统的依赖，从而减少碳排放。同时，微电网中的储能系统可以储存白天光伏发电的过剩电能，以便在夜间或天气不佳时提供电力。在许多油田地区，常常需

要使用燃油或天然气发电机作为备用电源。通过使用储能系统，可以替代部分或全部使用这些传统发电方式，从而减少与燃烧化石燃料相关的碳排放。油田拟修建光伏发电规模达 2600MW，每年可减少碳排放 2000 多吨，效果相当于种植 400 多万棵树，环境效益显著。

4.2 实验线路二经济效益分析

4.2.1 负荷管理与优化的经济效益

与实验线路一类似，负荷管理与优化的经济效益也体现在了实验线路二中。在针对实验线路二的应用中，相较于未应用源网荷储系统的情况，使用源网荷储后的也带来一系列显著的经济效益。

4.2.2 保障生产的经济效益

在主电网检修或故障期间，传统电力供应可能会中断，导致生产中断和关键设施的电力缺失。源网荷储系统中的储能系统可以通过将多余的电能存储起来，以备在需要时使用。这使得采用源网荷储系统的实验线路二能够在主电网断电的情况下继续为关键设施提供电力，确保生产和运营的持续进行。实现线路二涉及油井 32 口，保产效益：32×8h

（年停电时间）×1.6t（单井日油）/24h×7.35 桶/t×692.144 元=8.68 万元。

4.2.3 减少外购电的经济效益

与实验线路一类似，实验线路二在无源网荷储策略时，中午四小时弃光 2820.74 kWh 电量，采用源网荷储策略后实现光伏发电的全额消纳。经用电计量设备测算，同时段光伏利用率较之前提高 6.43%（光伏出力-负荷/总光伏出力），效益 2452.54 元。

实验线路二仅投入储能 10MWh，且为保证油田生产的稳定性，储能运行所需的目标 SOC 为 0.5。通过源网荷储策略的指导运行，可折算年效益=0.245254 万元*365 天 =89.52 万元。

表 5 实验线路二效益明细

时间	光伏 (kWh)	负荷 (kWh)	无源网荷储 buy (kWh)	有源网荷储 buy (kWh)	储能量 (kWh)	储能量输 出值 (kWh)	购买电量差 值 (kWh)	外购电价 (分 /kWh)	效益 (元)
1:00	0	3341	3341	3341	5000	0	0	43.17	0
2:00	0	3199	3199.2	3198.8	5000	0	0	36.24	0
3:00	0	3094	3094.5	3093.5	5000	0	0	34.64	0
4:00	0	3062	3062	5062	7000	-2000	-2000	33.76	-675.2
5:00	0	3074	3074.7	5073.3	9000	-2000	-2000	33.08	-661.6
6:00	0	3162	3162.1	4161.9	10000	-1000	-1000	32.37	-323.7
7:00	124.42	3348	3224	3223.16	10000	0	0	34.66	0
8:00	241.13	3549	3307.5	1308.24	8000	2000	2000	38.97	779.4
9:00	1108.5	3891	2782.9	782.1	6000	2000	2000	42.9	858
10:00	2522.3	4201	1678.8	678.56	5000	1000	1000	45.29	452.9
11:00	4258.4	4583	324.5	324.78	5000	0	0	46.57	0
12:00	5421.1	4752	0	330.7	6000	-1000	-330.7	46.45	-153.61
13:00	5610.9	5031	0	620.03	7200	-1200	-620.03	45.01	-279.08
14:00	6040.6	4986	0	744.94	9000	-1800	-744.94	42.51	-316.67

时间	光伏 (kWh)	负荷 (kWh)	无源网荷储 buy (kWh)	有源网荷储 buy (kWh)	储能量 (kWh)	储能量输 出值 (kWh)	购买电量差 值 (kWh)	外购电价 (分 /kWh)	效益 (元)
15:00	5346.2	4829	0	482.37	10000	-1000	-482.37	41.13	-198.40
16:00	4437	4933	496.2	495.8	10000	0	0	43.5	0
17:00	3414.5	5010	1595.5	1595.6	10000	0	0	55.36	0
18:00	2625.1	5436	2810.9	810.9	8000	2000	2000	62.73	1254.6
19:00	1815.2	5385	3569.8	1569.74	6000	2000	2000	58.08	1161.6
20:00	854.16	4789	3934.3	2935.38	5000	1000	1000	55.43	554.3
21:00	45.25	4413	4367.9	4367.6	5000	0	0	49.33	0
22:00	0	4006	4006.1	4005.9	5000	0	0	44.32	0
23:00	0	3624	3624.3	3623.7	5000	0	0	42.19	0
24:00	0	3341	3340.6	3341.4	5000	0	0	39.23	0
合计							2821.96		2452.54

49

至于线路损耗的降低，实验线路二输电线路长 15.94 公里，该线路的线损率为 7.12%，经计算有无源网荷储系统电网线损分别为 4229.33kWh、4445.92kWh，日节省线损 216.59kWh。按照外购平均电价 0.48 元，计算出节省线损总金额 3.79 万元/年。

4.2.4 储能调度产生的发电效益

与实验线路一类似，在实验线路二所布置源网荷储系统，同样可以起到可以在低谷时段充电储备能源，然后在高峰时段释放，有效提高能源的有效利用率，减少发电资源浪费。

4.2.5 储能调度产生的环境效益

与实验线路一同理，实验线路二的源网荷储系统有着可观的环境效益。与传统的基于化石燃料的发电方式相比，太阳能发电的碳足迹显著更小。通过将油田的电力需求部分或全部由太阳能满足，可以减少对传统电力系统的依赖，从而减少碳排放。同时，微电网中的储能系统可以储存白天光伏发电的过剩电能，以便在夜间或天气不佳时提供电力。在许多油田地区，常常需要使用燃油或天然气发电机作为备用电源。通过使用储能系统，可以替代部分或全部使用这些传统发电方式，从而减少与燃烧化石燃料相关的碳排放。

4.3 本章总结

实验线路一中，保障生产的经济效益为 7.33 万元/年，投入储能后减少外购电的效益为 51.07 万元/年，节省线损总金额 2.42 万元/年，预估年总效益可达 60.82 万元/年。

实验线路二中，保障生产的经济效益为 8.68 万元/年，投入储能后减少外购电的效益为 89.52 万元/年，节省线损总金额 3.79 万元/年，预估年总效益可达 101.99 万元/年。

从选取的油田两条实验线路可以看到，两条线路均存在中午时间段光伏发电量高于负荷量的问题，当没有源网荷储系统时，这部分电量无法消纳，造成了电力的浪费；在加入源网荷储调度策略后，对这部分电量进行存储消纳，可以看到，当消纳这部分电量后，不仅减少了主网在高电价时的购电量，也降低了线路损耗电量。同时可以看到，线路二的光伏规模情况明显优于线路一，其原有的光伏使用率高，主网购电量比例小，因此在加入源网荷储系统的调度后，线路一的光伏利用率提高的更多。这也说明我们需要根据不同线路的特点，对源网荷储系统的调度政策因地制宜，从而实现更高的经济效益和环境效益。

经过对油田的调研，综合考量全油田配网线路规模、井口数量、光伏利用率等因素，可以发现全油田线路中约 80%的线路与实验线路一中的光伏规模相近，因此 80%的线路采用基于实验线路一的经济效益，20%线路的光伏规模接近实验线路二，因此 20%的线路采用基于实验线路二的经济效益。对全油田在接入源网荷储系统后的经济效益进行测算。全油田 3 万口井保障生产的经济效益预计达 8143.05 万元 ($(7.33/27*0.8+8.68/32*0.2)*30000$)；全油田输电线路共计 1355 条，投入储能后预计减少外购电的效益为 79619.8 万元/年 ($(51.07*0.8+89.52*0.2)*1355$)；对于油田 13762km 的输配电线路，预计节省线损 2448.59 万元/年($13762*(2.42/14.85*0.8+3.79/15.94*0.2)$)。当源网荷储系统推广到全油田使用后，预估全油田总效益可达 90211.44 万元/年。

五、提升油田源网荷储系统经济效益的对策

论文第四章详细计算了采用源网荷储系统为油田带来的显著经济效益。通过深入分析电源、电网、负荷和储能的整体规划，揭示了该系统在促进供需精准匹配、最大化清洁能源利用以及解决电网波动性等方面的卓越性能。然而，在实践过程中，我们认识到单一的经济效益分析并不能解决所有问题，为了确保源网荷储系统在实践中发挥最大潜力，必须考虑制定并实施一系列有效的对策。为了进一步提升油田源网荷储系统的经济效益，本文对油田相关负责人员进行了访谈，并基于访谈结果及前文的经济效益评估探讨了一系列有针对性的对策，旨在优化源网荷储系统的运行，提高其在实际应用中的可行性和可持续性。通过这些对策，将为油田及类似能源系统的未来发展提供有力的战略指导，并为实现更加可持续和经济有效的能源运营模式奠定基础。

5.1 油田公司调研

5.1.1 访谈目的与提纲设计

(1) 访谈目的

通过访谈负责油田源网荷储试运行的一线工人、技术专家、分管领导，我们可以从不同视角分析油田源网荷储系统的优势与不足，寻找持续提升油田源网荷储系统经济效益的对策。一线工人是系统的日常操作者，他们对系统的实际运行情况有着深刻的理解。他们能提供关于系统工作效率、易用性、存在的问题以及改进建议等实际的反馈。这种从实际操作角度出发的反馈，能帮助我们更好地理解系统在日常使用中的表现，以及是否满足实际工作需求。技术专家对系统的技术细节和工作原理有深入的理解。他们能提供关于系统性能、技术难点、可能的技术改进方向等专业的意见。这种从技术角度出发的反馈，能帮

助我们更好地理解系统的技术实现，以及如何从技术层面进行优化和改进。领导负责公司的战略规划和决策，他们对公司的整体运营和业务需求有全面的理解。他们能提供关于系统对公司业务的影响、系统的战略价值、以及可能的战略改进方向等高层次的反馈。综合这三种视角，我们可以得到一个全面而深入的理解，从而更好地评估油田源网荷储系统的价值，以及找出提升油田源网荷储系统经济效益的对策。

（2）访谈提纲

- ①访谈者的部门，工作经历，在源网荷储项目中的负责内容。
- ②对油田目前光伏、储能等能源利用方面的看法。
- ③负荷利用的现状；源网荷储项目中负荷均衡措施的效果。
- ④外购电的现状；源网荷储项目中外购电的变化。
- ⑤光伏发电目前的利用情况及存在的问题；源网荷储项目中对光伏发电调配的作用。
- ⑥实际生产工作中遇到的能源使用、负荷调度方面的经验及问题。
- ⑦对源网荷储项目的建议和意见。

5.1.2 选择访谈对象

根据此次访谈的目标，挖掘油田公司在源网荷储的管理模式上存在的问题，本次访谈选择了油田公司源网荷储项目各相关部门核心成员，从而确保调研结果与设计的访谈问题有着足够的说服力和关联度。本次访谈选择了如下六位人员：

表 6 访谈对象及其岗位职责

姓名	性别	职位	岗位职责
王先生	男	电网调度技术专家	主要负责研究调度策略，监控电网的运行状态，分析电力市场及供需情况，做好与各环节人员的沟通和协调，确保生产运营正常运行。
李先生	男	新能源中心副经理	主要负责光伏发电工程项目相关的工作，对光伏电站项目的评估、制定工作的管理方案、处理光伏电站现场情况。
宋先生	男	油田生产运行管理中心值长	主要负责电网运行管理的工作，监控电网的用电发电情况、保障电力设备的安全稳定运行，处理一些突发状况、组织管理值班人员。
张女士	女	油田电力客户服务中心用电技术主任	主要工作职责是匹配电源侧和负荷侧的供需平衡，来保证整个电网安全经济运行，实时跟踪电力现货交易情况，根据价格变化调整购买策略，确保用电的安全、可靠、经济。

姓名	性别	职位	岗位职责
刘先生	男	油田某采油厂 管理区信息化 采油工	主要负责采油厂生产设备的管理维护与信息化操作，涉及到数据采集、处理、设备维护、系统集成等多个方面。
赵先生	男	油田经营管理 部电力专家	主要负责油田电力系统的技术管理，保障电力系统的安全、可靠、经济运行，提高油田的生产效益和市场竞争能力。

5.1.3 访谈实施

本研究的访谈目标是深入了解油田源网荷储系统的实际运行情况，并从一线人员的视角获取反馈和改进方向。访谈对象包括一线工人、技术专家和领导。我们选择了半结构化的访谈方式，以便获取更深入和全面的信息。为了节约旅行时间和成本，部分访谈通过线上视频会议软件进行。访谈过程中，我们使用了录音设备，并在访谈结束后将录音转录为文字。访谈的具体过程是在预定的时间和地点进行，访谈会议的支持人为王先生和李先生，每次访谈大约持续 60 分钟。我们设计了一系列开放性问题，以引导访谈进行。访谈数据的处理包括录音的转录、数据的编码和分类。我们对转录的访谈内容进行了详细的分析和解读，以提取出对我们研究有用的信息。

5.1.4 访谈结果分析

目前油田已加大对光伏等绿色能源的使用，但仍存在光伏绿电使用率低、储能效益低、火电调节能力有限、外购电成本居高不下等问题，需要有效的均衡调度政策来保证经济效益。

表 7 访谈结果分析

源网荷储项目内容	采访人	源网荷储项目的优点	源网荷储项目的改进意见
光伏发电	李先生	源网荷储系统加入后，大幅度提高光伏发电的消纳能力，将光伏多余的发电量存储起来，有效提高光伏发电的利用率，也很大程度上规避光伏发电波动性的影响，一举两得。源网	想要充分利用光伏发电，就要有成熟的技术来预测未来的光伏波动情况，要加大对科研技术的投入，同时提高电力储能技术，全方位提升光伏消纳能力；同时，要充分利用现有的技术手段，加

源网荷储项目内容	采访人	源网荷储项目的优点	源网荷储项目的改进意见
		<p>荷储系统中加入了对负荷、光伏的预测，这样就可以化被动为主动。</p>	<p>强对市场行情的检测和监测数据分析，做好市场分线管理和策略调整，灵活应对市场变化。</p>
	赵先生	<p>项目建设过程中，会优先考虑在油田区域内消纳光伏发电，还有能源互补方式，还会参与电力市场交易，通过这些方法进行了光伏消纳。</p>	<p>积极探索光热发电技术，利用太阳能光热转换原理，将太阳能转化为热能，用于供暖和工业生产等领域，提高光伏消纳能力。</p>
主网外购电	王先生	<p>源网荷储系统在电力现货市场改革的背景下，调度策略充分考虑电价交易，及时响应市场价格的变化，调整用电计划，保证生产经济效益最大化。</p>	<p>多关注能源市场价格波动，充分利用能源市场价格波动输出符合实际的调度策略。对于新能源的接入，要发挥智能监控系统的作用，实时的对故障进行检测和报警并及时处置，保障电网运行安全性。</p>
	宋先生	<p>加入源网荷储之后，发电就不一定受用电的影响，系统会根据煤炭价格、主网购电价格这些情况自动选择是否需要进行发电，在低煤价时期，多发电就是多创效，高煤价时期，根据峰谷电价和新能源出力情况，优化火力发电机组负荷，多发效益电，尽量减少外购电成本，实现经济效益的提升。</p>	<p>能源调用首先要保证电力的可靠供应和安全运行，需要供需的精准匹配，这就需要我们加大对技术创新和研发的力度，有了更成熟的技术才能保障电力运行的安全性。</p>

源网荷储项目内容	采访人	源网荷储项目的优点	源网荷储项目的改进意见
负荷管理	王先生	源网荷储系统就能做到负荷侧的用能预测，有了准确的预测结果，就能以此为依据进行发电侧的调度，另外，还可以根据发电侧的电力富余来调节柔性负荷，源网荷储的这种双侧的调节能够提高新型电力负荷智能管理水平，推动负荷侧资源的协同优化管理。	重点多关注能源市场价格波动，充分利用能源市场价格波动输出符合实际的调度策略。
	张女士	应用了源网荷储系统之后，在做电力调度计划时有了储能系统可以进一步保障油田用电的经济性和稳定性了。储能系统可以在电价低时做到尽可能多地购入，在电价较高的时候再通过储能系统放电和自发电来满足油田的用电需求，减少了油田的外购电成本；在电力供应不足的时候让储能设备放电使电力供需平衡，提高了电力供应的稳定性	建议通过对历史用电数据进行分析，结合油田的生产计划和发展规划，对未来一段时间内的用电量、电价进行预测，帮助调度人员更准确更轻松的制定调度方案。
	刘先生	保证了能源供应的可靠性，负荷调度优化资源配置，合理分配电力供应量，提高了经济性。	建议建立负荷预测模型，通过分析历史数据，建立负荷预测模型，对未来的负荷需求进行预测，为负荷调度提供依据，减小

源网荷储项目内容	采访人	源网荷储项目的优点	源网荷储项目的改进意见
储能	赵先生	油田目前已经建成的储能设备可用于平滑光伏发电的输出、调峰填谷以及提供不间断的电力供应。	<p>目前调度过程的复杂度；建议建立生产负荷监控系统，对生产负荷进行实时监测和记录，通过监控系统，能够及时发现异常负荷和潜在问题，采取相应的处理措施，确保生产负荷的稳定性和可靠性，进一步提升油田负荷方面的经济效益。</p> <p>积极探索和发展更加先进的储能技术，提高充放电效率，提升储能设备的经济效益，进一步提高光伏发电的消纳能力和电力供应的稳定性。</p>

根据访谈内容，针对油田应用源网荷储系统的现状，本文在光伏发电经济效益、主网外购电经济效益、负荷管理经济效益、储能经济效益等四个方面提出了相应的提升对策。

5.2 提升光伏发电经济效益的对策

5.2.1 优化系统设计与规模

(1) 能源需求分析：在光伏发电系统的设计初期，进行详尽的能源需求分析，考虑油田企业的日常用电模式、峰谷差异和季节性变化。确保系统规模能够满足最大负荷需求，同时考虑到未来用电增长的潜力。

(2) 地理环境与气象条件考虑：充分了解油田所在地的地理环境和气象条件，包括日照时数、太阳辐射强度等因素。通过这些数据，优化光伏板的安装角度和方向，最大程度吸收太阳能。

(3) 智能化系统设计：引入智能控制系统，实现对光伏发电系统的自动化运行和监控。通过实时数据分析，系统可以根据天气条件和电力需求进行调整，优化能源利用效率。

(4) 灵活性和可扩展性：在系统设计中考虑到灵活性和可扩展性，以便在未来能够根据用电需求的增长进行扩建。采用模块化设计，方便随时增加光伏组件或更新设备。

(5) 合理配置逆变器和电池系统：根据系统规模和负载特性合理配置逆变器和电池系统。逆变器的选择要考虑效率和稳定性，电池系统则可用于储能和平衡系统负荷。

通过综合考虑以上因素，确保光伏发电系统在设计 and 规模方面最大限度地提升经济效益。

5.2.2 智能监控与维护

(1) 智能监控系统的部署：引入先进的智能监控系统，通过传感器和监测设备实时采集光伏发电系统的关键性能参数，包括电流、电压、发电量、温度等。确保监控系统的覆盖面广，能够全面追踪系统运行状况。

(2) 实时故障检测与警报：设置智能监控系统的实时故障检测功能，通过数据分析和算法识别潜在的问题。一旦系统出现异常，立即发出警报，以便及时采取应对措施，最大程度减小故障对系统性能的影响。

(3) 远程监控与操作：通过云平台或远程监控中心实现对光伏发电系统的远程监控与操作。这样的设计允许工程师远程诊断问题、调整参数，提高问题解决的速度，同时降低因维护而引起的停机时间。

(4) 数据分析与性能优化：利用大数据分析技术，对监控数据进行深入挖掘，识别潜在的性能优化点。通过优化光伏板的倾斜角度、清洁度等因素，提高光电转换效率，最大程度增加能源输出。

(5) 定期巡检与维护计划：制定定期巡检与维护计划，确保系统的长期稳定运行。定期巡检可以及时发现并修复潜在问题，提高系统的可靠性。维护计划应包括清洁光伏板、检查电缆和连接器等常规维护工作。

通过合理部署智能监控系统，并制定科学的维护计划，油田企业可以有效提高光伏发电系统的可靠性和稳定性，降低维护成本，从而增强经济效益。

5.2.3 节能与能效改进

(1) 引入先进的光伏技术：通过采用先进的光伏技术，如高效太阳能电池、双面发电技术、光伏跟踪系统等，提高光电转换效率。这可以在相同的太阳辐射条件下产生更多的电能，增加光伏发电系统的能源产出。

(2) 最佳安装角度和方向：对光伏板的安装角度和方向进行优化设计，以确保在不同季节和时段充分吸收太阳辐射，提高能源转换效率。合理的安装方案有助于最大化太阳能的捕获。

(3) 智能光伏发电系统控制：引入智能控制系统，根据实时的天气和光照条件，调整光伏发电系统的工作状态。这有助于提高系统的响应速度，使其能够更灵活地适应不同的环境条件，提高能源利用效率。

(4) 能效评估与优化：进行光伏发电系统的能效评估，识别潜在的能效改进点。通过监测和分析系统的工作效果，不断优化参数和运行策略，以确保系统的能源产出最大化。

(5) 能源管理系统的建立：部署能源管理系统，实时监测和分析油田企业的能源消耗情况。通过对能源流程的深入了解，制定详尽的能源管理计划，优化能源利用，降低浪费。

5.3 提升主网外购电经济效益的对策

5.3.1 能源需求分析与优化

(1) 详尽的能源需求分析：

a. 负荷曲线分析：对油田的历史用电数据进行分析，绘制负荷曲线，识别出典型的负荷特征。考虑不同季节、工作周期和设备运行状态下的负荷变化，全面了解用电特点。

b. 设备能效评估：对油田内各种设备的能效进行评估，识别潜在的能效改进点。确定主要能耗设备，重点关注其能源利用效率和电耗特点。

c. 工艺流程分析：分析油田的工艺流程，了解各个环节对能源的需求。识别能源密集型环节，制定有针对性的优化计划。

d. 季节性和周期性变化：考虑油田运营中可能存在的季节性和周期性用电需求变化。针对季节性和周期性变化，制定相应的用电规划和调整策略。

(2) 优化用电计划:

a. 高峰和低谷时段划分: 识别每天和每周的高峰和低谷时段, 根据用电需求曲线进行划分。着眼于高峰时段, 以降低外购电的成本。

b. 制定用电计划: 制定详细的用电计划, 确保高效利用电能资源。合理安排设备启停时间, 避免同时启动大功率设备, 减少用电峰值。

c. 实时监测与调整: 部署实时监测系统, 随时掌握用电情况, 及时调整用电计划。利用先进的智能控制系统, 实现用电计划的自动化调整, 以适应实际需求的变化。

d. 设备优化运行策略: 根据负荷需求, 优化设备的运行策略, 采用智能控制技术调整设备的运行模式。考虑设备的启动、停机、调速等操作, 以降低峰值负荷。

通过详尽的能源需求分析和合理的用电计划优化, 油田企业可以最大限度地降低高峰时段的用电成本, 提高主网外购电的经济效益, 同时更好地适应动态的能源需求。

5.3.2 能源采购策略优化

(1) 定期合同与实时市场采购:

a. 定期合同制定: 制定合理的定期合同, 确保在长期内获得相对稳定的电价。考虑与可靠的能源供应商签署合同, 建立长期合作关系, 稳定能源供应。

b. 实时市场采购策略: 针对能源市场价格波动, 制定实时市场采购策略, 灵活应对市场变化。利用市场价格较低的时段采购电能, 降低整体采购成本。

(2) 市场行情监测与分析:

a. 市场价格趋势分析: 持续监测市场电价的变化趋势, 利用数据分析工具预测未来的市场行情。根据市场趋势制定灵活的采购计划, 把握购电时机。

b. 需求侧管理与市场响应：通过需求侧管理，实时调整用电需求，以适应市场价格的波动。及时响应市场价格的变化，调整用电计划，在价格低谷时段增加用电。

(3) 技术支持与数据分析：

a. 实时数据监测系统：部署实时数据监测系统，及时了解能源使用情况和市场电价。利用数据分析工具，制定更为精准的采购计划。

b. 能源咨询服务：寻求专业的能源咨询服务，获取市场动态和专业建议。根据咨询建议，调整采购策略，最大限度地提高经济效益。

(4) 风险管理与策略调整：

a. 风险评估和管理：定期评估市场风险，包括电价波动、政策变化等。制定应对风险的策略和计划，确保能源采购的稳定性和可持续性。

b. 策略动态调整：根据市场情况和企业用电需求的变化，动态调整能源采购策略。及时调整合同、采购量和计划，以最大化购电经济效益。

通过制定灵活的能源采购策略，油田企业可以更好地应对市场变化，降低购电成本，提高主网外购电的经济效益。

5.3.3 能效改进项目实施

(1) 能效评估与能耗分析：

a. 系统性能评估：对油田企业整体能源系统进行系统性能评估，了解能源使用情况。识别能源浪费和低效设备，确定改进的重点。

b. 设备能效分析：针对关键设备进行能效分析，评估其运行效率和能源利用效率。识别设备能效低下的原因，为后续改进提供依据。

(2) 设备效率提升:

- a. **引入先进技术:** 替换陈旧设备, 引入先进的节能技术, 提高设备的整体效率。考虑使用高效电机、变频器等设备, 以降低电能转换过程中的能源损耗。
- b. **设备升级和优化:** 对现有设备进行升级, 增加自动化控制系统, 提高设备的运行效率。优化设备的设计和配置, 以适应实际的用电需求, 避免不必要的能源浪费。
- c. **能效标准符合性:** 确保设备和系统符合能效标准, 以提高整体能效水平。选择符合能效认证的设备, 获得相应的奖励和认可。

(3) 智能监控系统的引入:

- a. **实时监测与数据分析:** 部署智能监控系统, 实时监测设备运行状态和用电数据。利用数据分析工具, 识别潜在的能效改进点, 及时采取措施。
- b. **异常检测和预警:** 设置异常检测和预警机制, 发现设备运行异常和能效下降的情况。采取及时的维护和修复措施, 确保设备长时间以高效率运行。

通过实施这些能效改进项目, 油田企业可以大幅度降低用电需求, 提高设备效率, 实现可持续的节能减排目标, 同时降低能源成本。

5.4 提升负荷管理经济效益的对策

5.4.1 实施智能负荷预测系统

实施智能负荷预测系统的关键步骤包括数据收集与准备, 涵盖历史用电数据和工艺流程数据, 随后进行数据清洗和整合。选择合适的特征用于建立负荷预测模型, 并使用历史数据进行训练和优化。将模型集成到负荷管理系统中, 实时更新预测结果, 制定智能调度

策略，并在实时监控系统中进行反馈。定期迭代优化并为运维人员提供培训，确保系统长期稳定运行，从而提升源网荷储系统的经济效益。

5.4.2 灵活的负荷调度计划

生产需求分析：分析油田的生产工艺、不同时段的生产峰谷，确定生产计划和关键生产时段，让生产负荷贴合峰谷电价及发电计划。

系统运行状态监测：部署实时监控系統，监测生产各环节设备的运行状态、设备负载和效率。通过监测，及时发现潜在问题，确保负荷调度计划与设备稳定运行协调一致。

电费成本分析：进行电费成本分析，了解不同时段的电费支出情况。确定电费成本的主要影响因素，为灵活调度提供经济基础。

低谷时段负荷增加策略：制定负荷增加计划，将关键设备在电力价格低谷时段投入运行。合理安排生产工序，确保在低谷时段能够充分利用廉价电力。

高峰时段负荷减少策略：制定负荷减少计划，暂时停用非关键设备或采取其他有效措施。调整生产计划，将能源密集型工序推迟至高峰时段结束。

通过灵活的负荷调度计划，油田企业能够最大限度地利用低谷时段的电价优势，降低电费成本，提高能源利用效率，从而增强源网荷储系统的经济效益。

5.4.3 实时负荷监测与控制系统

为提高源网荷储系统的经济效益，油田企业可采取实时负荷监测与控制系统。首先，通过确定监测点位和部署传感器，确保涵盖关键设备和主要用电点。其次，建立数据采集系统，对实时数据进行处理，以确保数据的准确性和一致性。通过开发或选择适用的实时监测系统，能够直观展示各监测点的能源使用情况，并设置告警机制，实现对异常情况的

及时响应。整合远程控制功能，使运维人员能够通过监测系统远程调整设备运行状态，降低能耗或提高效率。此外，建立实时数据存储系统，实现数据的长期存档，并通过数据分析生成定期报告，为改进能源利用提供依据。将实时监测系统与负荷调度系统集成，实现实时监测数据的传递和相互协作，以优化负荷分配，降低能源浪费。通过这一综合系统，油田企业能够实时了解能源使用情况，优化负荷分配，从而提高源网荷储系统的经济效益。

5.4.4 负荷平衡与峰谷填谷技术

负荷平衡技术：负荷平衡技术旨在实现不同设备之间的负荷均衡，以提高整体能源系统的效率和可靠性。首先，通过实时负荷监测系统获取各设备的电能消耗数据。随后，利用智能调度算法和远程控制功能，对设备进行实时调整，以确保各设备的负荷分布相对均匀。这可能包括动态调整设备的运行状态、启用备用设备或改变设备的运行模式。负荷平衡技术的应用有助于降低能源浪费，减轻设备的过载运行，提高整体系统的能效，从而优化源网荷储系统的经济效益。

峰谷填谷技术：峰谷填谷技术通过在低谷时段增加用电负荷，有效利用廉价电力或可再生能源，以备高峰时段的能量需求。这有助于平衡电力市场波动，降低高峰时段的电力购买成本，并且能够提高可再生能源的利用效率。通过峰谷填谷技术，源网荷储系统可以更加智能地调度电力资源，提升整体经济效益，同时为能源可持续发展作出积极贡献。

5.5 提升储能经济效益的对策

提升储能经济效益需要综合考虑技术、市场、政策等多个方面的因素，以满足油田企业源网荷储的需求和经济效益。

(1) 提高效率：通过优化储能系统的设计和运营，提高能量转换效率；利用智能控制和预测算法，优化储能系统的能量存储和释放过程，部署智能能源管理系统，通过实时监测、分析和优化电池的充放电过程，提高系统效率。

(2) 容量市场支持：制定容量市场政策，促使储能模块能够提供稳定的收益来源，鼓励投资者长期参与；提供容量市场奖励，以鼓励储能系统在紧急情况下提供备用电力；确保储能系统的容量与需求相匹配，以充分利用系统的能力而不浪费资源。

(3) 能源市场整合：促进企业内部能源市场的整合，提高可再生能源的比例，增加对储能的需求；适宜考虑制定政策鼓励油田企业内部储能系统参与市场化交易，提高系统运营的经济效益；结合不同类型的能源存储技术，如储能与超级电容器、压缩空气储能等，以实现更全面的能源存储和提高系统性能。

六、结论及展望

在本论文中，我们提出了一种油田企业应用源网荷储系统的经济效益分析方法，以实现油田源网荷储系统的经济效益评估。该分析方法通过模拟油田源网荷储系统的运行过程来计算日常情况下源网荷储系统的最大经济收益，当系统运行达到最佳性能时，日均经济效益可达 247.15 万元（90211.44 万元/365），并能始终保持高于所需应急储备的储备能量，以保障油田生产的稳定运行。

单一的经济效益计算与实际运行还有不小的差距，本文又采用访谈形式获取了油田各个岗位在应用源网荷储系统中遇到的问题和解决方案，并据此提出了有针对性的对策，来优化源网荷储系统的运行。

本文所提出的方法只局限于几个因素，在实际的源网荷储系统中，影响因素错综复杂，所带来的不仅仅是经济效益，还有社会效益：

(1) 源网荷储系统深度应用可以带来更多的经济效益。

a. 根据均衡分析的供需差额和调节能力分析结果，综合考虑各类灵活响应资源的特性信息，制定各类资源的具体调节策略，通过双向柔性负荷资源筛选，可以将策略精确到注采输各级单位负荷、电厂机组，实施精准调控。

b. 目前的工作仅集中在微网到主网，未来可以进一步扩展到微网互联，分析微网之间如何相互作用。

c. 对参与调节的油井、注水电机等可控负荷信息进行管理。以负荷运行信息、发供用均衡调度参与的历史信息为基础，对其状态、异常、季节性等行为特性进行分析，按照发供用均衡调度的不同运行控制需求，评估其调节能力，为调度提供依据和支撑。同时，建

立智能预测均衡调节知识库，通过提取系统智能预测、均衡、调节的过程数据，形成从预测、决策、调控到取得效益的规则、策略和模型，为现场快速响应提供支持。

d. 在油田内部模拟电力市场交易，打造闭环智能调控能力。建立调节策略及时下发和响应机制，调控后开展效益分析评价和模型再优化，模拟内部电力市场交易的同时实现自趋优闭环调控，提升油田整体的需求响应能力。

(2) 源网荷储系统的推广和应用还会带来政治、环境和社会效益。

a. 源网荷储系统的推广能够推动能源政策的实施和提高能源安全。源网荷储系统的应用符合我国政府推动绿色能源和提高能源效率的政策方向，可以为实现这些政策目标提供有效的技术支持。我国政府在《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划和 2035 年远景目标纲要》中明确提出了碳达峰和碳中和的目标，即到 2030 年前达到碳排放峰值，到 2060 年实现碳中和。源网荷储系统的使用可以大大减少碳排放，助力这一目标地实现。同时，我国政府还在《能源发展“十三五”规划》中提出了提高能源效率的目标，即到 2020 年，单位 GDP 能耗比 2015 年下降 15%。源网荷储系统的应用可以有效地提高油田的能源利用效率，减少能源浪费，十分符合这一政策的导向。除此之外，源网荷储系统可以充分发展和利用绿色能源，降低非化石能源占一次能源消费总量的比重，同时提高能源供应的稳定性和可靠性，减少对外部能源供应的依赖，这对我国的能源发展战略和能源安全战略具有十分重要的意义。

b. 源网荷储系统的环境效益主要体现在降低碳排放和改善环境质量上。源网荷储系统通过使用太阳能光伏和储能系统，大大减少了对燃煤电力的依赖，从而减少了二氧化碳等温室气体的排放。这不仅有助于改善本地区的空气质量，也有助于减轻全球范围内的气

候变化压力。假设一个中等规模的油田企业每年消耗的电力约为 500,000 兆瓦时，其中 70% 的电力来自燃煤电厂。燃煤电厂的碳排放系数约为 0.7 公斤二氧化碳/千瓦时。如果这个企业将 50% 的电力需求转换为源网荷储系统，那么每年可以减少碳排放量约 122,500 吨。源网荷储系统通过减少碳排放和其他有害气体排放，可以改善空气质量，从而降低由空气污染引起的健康问题，提高生活质量。此外，源网荷储系统的应用还可以降低对水资源的需求，减少对水源地的污染，从而对保护水资源和生物多样性也有积极的影响。

c. 源网荷储系统的社会效益表现在以下几个方面：一是提高了能源利用效率，降低了能源浪费。根据国际能源署的报告，全球能源效率在 2019 年提高了 1.6%，但这还远远不够。如果全球的能源效率提高 10%，那么全球碳排放就可以减少 10%，这相当于欧洲所有的碳排放。如果源网荷储系统的应用能够推广开来，将成为这一目标的一大助力。二是提高电力供应的稳定性和可靠性。根据美国能源信息管理局的数据，美国每年因电力供应中断造成的经济损失约为 150 亿美元，源网荷储系统的应用，可以显著减少因电力供应中断导致的生产损失和社会影响。三是提高企业的社会责任感和公众形象。源网荷储系统的应用，可以降低企业运营成本，提高企业的经济效益。经济效益的提高不仅能带动企业的股价，增加股民和股东的收益，提高企业的市场价值，同时还会提高员工的收入和自豪感，增加企业的社会接触和捐款，增强企业的社会责任感和公众形象，增强其在社会中的影响力和竞争力。

以上所述，源网荷储系统除了具有显著的经济效益外，还具有重要的社会效益、环境效益和政治效益。这些效益的实现，不仅需要企业的积极参与和投入，也需要政府的政策

支持和社会的广泛理解和接受，是一个需要多方共同努力的过程，也是一个值得我们深入研究和探讨的问题。

在当今日益注重环保和可持续发展的时代，源网荷储系统作为一种创新的能源管理方案，在多个领域展现出了巨大的应用潜力，不仅为企业带来显著的经济效益，而且为能源行业的可持续性发展贡献着积极力量。

我国目前拥有数百个油田，这些油田在采油、注水、提气等关键生产环节中需要大量的电力支持。根据国家能源局公布的数据，截至 2022 年底，国内油田开采年用电量为 309.3 亿千瓦时。油田普遍规模庞大，传统能源供应系统普遍存在能源浪费和高成本的问题。源网荷储系统能够高效整合和调度电力资源，通过实时监控和智能调度，优化能源利用，减少电力损失，有效降低运营成本。除此之外，庞大规模的油田生产面临各种突发情况，如气候变化、设备故障等。源网荷储系统具备智能监测和迅速调度的能力，提高了油田的应急响应能力。源网荷储系统可以将生产中断的恢复时间缩短约 40%，有效减少因突发事件而导致的生产损失。

除了在油田企业中的成功应用，源网荷储技术在其他行业领域同样具有广泛的应用前景。大型制造工厂可以通过引入源网荷储系统，结合太阳能光伏和高效储能技术，实现工厂的能源独立性。通过太阳能光伏板和高效储能设备的科学调度合理利用，可以有效降低工厂对传统电力网络的依赖，大幅度减少了能源采购成本，为企业带来可观的经济效益。

在城市建设方面，源网荷储系统同样有着引人注目的应用潜力。城市电网负荷不均衡、能源浪费严重一直是困扰城市发展的难题。通过在城市区域引入源网荷储系统，可以

有效平衡城市电力负荷，提高电力系统的稳定性和可靠性。这样的创新方案有助于降低城市用电成本，减轻对传统能源的依赖，推动城市向更加可持续的能源未来迈进。

2023年，国家能源局组织发布了《新型电力系统发展蓝皮书》，提出“电力系统调控运行模式由源随荷动向源网荷储多元智能互动转变。新型能源体系下，伴随大规模新能源和分布式能源接入，电力系统调度运行与新能源功率预测、气象条件等外界因素结合更加紧密，源网荷储各环节数据信息海量发展，实时状态采集、感知和处理能力逐渐增强，调度层级多元化扩展，由单个元件向多个元件构成的调控单元延伸，调度模式需由源荷单向调度向适应源网荷储多元互动的智能调控转变。”本文研究内容对于推动建设适应新能源发展的新型智慧化调度运行体系，推动电网向能源互联网升级，打造安全可靠的电力数字基础设施，构建能源数字化平台，助力构建高质量的新型电力系统具有明显参考价值。

总体而言，源网荷储系统的推广和应用对于油田企业不仅具有直接的经济价值，在能源可持续性和环境保护方面也会做出积极的贡献。未来的研究和实践可以进一步优化源网荷储系统设计，提高系统效率，同时在更广泛的范围内推动可再生能源和储能技术的创新。这将有助于构建更加灵活、高效、可持续的能源基础设施，为各个企业、行业的发展提供坚实的能源支持。通过持续的技术创新和应用推广，源网荷储系统有望成为未来能源行业发展的重要引擎，为我们创造一个更加清洁、可持续的未来。

参考文献

- [1] 何悦. 中国能源供需预测模型及电能替代对策研究[D]. 北京交通大学, 2018.
- [2] 本刊编辑部. 国家发展改革委国家能源局发布《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》[J]. 农村电工, 2022, 30(03): 1.
- [3] 郭尊. 考虑源网荷储资源的综合能源系统优化运行研究[D]. 华北电力大学(北京), 2020.
- [4] 桑博, 张涛, 刘亚杰, 等. 多微电网能量管理系统研究综述[J]. 中国电机工程学报, 2020,40(10): 3077-3093.
- [5] 李丽. 国家发展改革委、国家能源局发布促进智能电网发展指导意见[J]. 电力需求侧管理, 2015, 17(04): 44.
- [6] 国家发展改革委, 国家能源局, 工业和信息化部. 关于推进“互联网+”智慧能源发展的指导意见[J]. 城市燃气, 2016, 494(04): 4-9.
- [7] 韩平. 《贯彻落实 2019—2020 年行动计划》的通知[J]. 石油石化绿色低碳, 2019, 4(05): 70.
- [8] 袁沔齐, 邹振宇, 孙凯祺. 基于遗传算法和微分进化算法的分布式电源优化配置 [J], 中国电力, 2013,46 (1): 16-20.
- [9] 杨琦, 张建华, 刘自发等. 风光互补混合供电系统多目标优化设计 [J]. 电力系统自动化, 2009,33 (17): 86-90.
- [10] 石庆均 , 耿光超 , 江全元 . 独立运行模式下的微网实时能量优化调度 [J]. 中国电机工程学报 , 2012, 32(16):25-31.
- [11] 唐西胜 , 闫斌 , 黄忠等 . 电网对促进低碳经济发展的作用 [J]. 电力技术经济,2009 , 21 (6): 18 - 22 .
- [12] 马溪原 , 吴耀文 , 方华亮等 . 采用改进细菌觅食算法的风/光/储混合微电网电源优化配置 [J]. 中国电机工程学报 , 2011,24(25):17-25.
- [13] 马恺珧,王国庆,于雷.不确定性环境下微电网优化调度综述[J].工程研究——跨学科视野中的工程,2023,15(02):93-103.
- [14] 吕海鹏,希望·阿不都瓦依提,藺万科等.基于混合储能动态调度的微网经济运行[J].计算机仿真,2022,39(12):97-102.

- [15] 邵雪莲.考虑通信延时和柔性负荷的微电网经济调度[J].电脑知识与技术,2021,17(13):15-17.
- [16] 余蓉. JY 油田效益后评价研究[D]. 西安石油大学, 2010.
- [17] 陈赛. 进口短缺情景下我国石油能源系统韧性研究[D]. 中国矿业大学, 2022.
- [18] 姚建东. 油田增产增效技术研究[J]. 中国石油和化工标准与质量, 2022, 42(13): 17-19.
- [19] 李越. 油田电力系统技术改造与应用[J]. 电子技术与软件工程, 2021, 213(19): 242-243.
- [20] Wang C, Xiao Z, Wang S. Synthetical Control and Analysis of Microgrid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(7): 98-103.

附录

A 专业术语对照表

专业术语对照表

概念	定义
源网荷储	以“电源、电网、负荷、储能”为整体规划的新型电力系统
电源	生产电能和设备
电网	主要电力网络，负责向用户提供电能
负荷	消耗电能的设备
储能	储存电能的设备
荷电状态	储能系统剩余电量百分比
机器学习	从数据出发，选择某种模型，通过优化算法更新模型的参数值，使任务的指标表现变好，最终学习到“好”的模型，并运用模型对数据做预测以完成任务
神经网络	机器学习的子集，同时也是深度学习算法的核心。其名称和结构均受到人脑的启发，可模仿生物神经元相互传递信号的方式
长短时记忆神经网络	一种特殊的递归神经网络，可以利用时间序列对输入进行分析
序列对序列神经网络	输入输出均为序列，通过解码器与编码器进行连接
模型预测控制	一种先进的控制策略，通过对未来系统行为的预测来指导当前控制决策。通过建立一个动态系统的数学模型，结合系统的运行约束和性能指标，通过对未来状态进行优化来生成控制输入

附录 B

python 程序

预测程序:

```
import time

import calendar

import datetime

import numpy as np

import pandas as pd

import seaborn as sns

import matplotlib.pyplot as plt

import matplotlib.gridspec as gridspec

from sklearn.preprocessing import MinMaxScaler, StandardScaler

from sklearn.model_selection import train_test_split

sns.set(style="whitegrid")

# Find last Monday for holiday

def last_mon_date(year, month):

    """

    Returns a matrix representing a month's calendar

    Each row represents a week; days outside of the month are represented by zeros

    Each week begins with Monday

    """
```

```

cal = calendar.monthcalendar(year, month)

last_mon_date = cal[4][0] if (cal[4][0] > 0) else cal[3][0]

return str(year)+"-"+str(month)+"-"+str(last_mon_date)

def feature_engineering(df):

df["time"] = df["timestamp"].apply(lambda x: datetime.datetime.strptime(x,
"%m%d%Y %H:%M")) # Convert to timestamp from string

#df = df.set_index(["time"])

df["Year"] = df["time"].apply(lambda x: x.year)

df["Month"] = df["time"].apply(lambda x: x.month)

df["Day"] = df["time"].apply(lambda x: x.day)

df["Weekday"] = df["time"].apply(lambda x: x.weekday() + 1) # To adjust to 1 to 7
instead of 0 to 6

df["Week"] = df["Day"].apply(lambda x: (x-1)//7+1)

df["Weekend"] = df["Weekday"].apply(lambda x: 1 if x>=6 else 0) # Apply function to
the column (default: axis=0)

df["Hour"] = df["time"].apply(lambda x: x.hour)

```

```

# Find last Monday in May

unique_year = df["Year"].unique()

last_mon_may = []

for i in range(0, unique_year.shape[0], 1):

last_mon_may.append(last_mon_date(unique_year[i], 5))

last_mon_may =

[time.mktime(datetime.datetime.strptime(x,"%Y-%m-%d").timetuple()) for x in

last_mon_may] # Convert to timestamp

df["Holiday"] = 0

df["Holiday"] = df["time"].apply(lambda x: 1 if (datetime.datetime.timestamp(x) in

last_mon_may) else 0)

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 1) & (df["Day"] == 1)] = 1 # Remember () for

condition

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 12) & (df["Day"] == 25)] = 1

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 11) & (df["Day"] == 11)] = 1

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 7) & (df["Day"] == 4)] = 1

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 1) & (df["Week"] == 3) & (df["Weekday"] == 1)] = 1

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 2) & (df["Week"] == 3) & (df["Weekday"] == 1)] = 1

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 11) & (df["Week"] == 4) & (df["Weekday"] == 4)] = 1

```

```

df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 10) & (df["Week"] == 2) & (df["Weekday"] == 1)] = 1
df["Holiday"].loc[(df["Month"] == 9) & (df["Week"] == 1) & (df["Weekday"] == 1)] = 1

df_sub = pd.get_dummies(df["Month"], drop_first=True, prefix="Month_")

df_sub2 = pd.get_dummies(df["Weekday"], drop_first=True, prefix="Weekday_")

df_sub3 = pd.get_dummies(df["Hour"], drop_first=True, prefix="Hour_")

df = pd.concat([df, df_sub, df_sub2, df_sub3], axis=1)

df = df.drop(["timestamp"], axis=1)

return df

# os.listdir("/content/drive/My Drive/Colab/Research - EE5003")

df = pd.read_csv("/content/drive/My Drive/Colab/Research - EE5003/Final Modified
Data_Rev2.csv")

df = feature_engineering(df)

df.head()

fig, ax = plt.subplots(1, 1, figsize = (7.5,5))

ax2 = ax.twinx()

PV_plot = ax.step(np.arange(24), df.iloc[0:24,0], 'ro-', label = "PV")

load_plot = ax.step(np.arange(24), df.iloc[0:24,1], 'b*-', label = "Load")

price_plot = ax2.step(np.arange(24), df.iloc[0:24,2], 'k.-', label = "RTP")

```

```

# Display all label in one box

plots = PV_plot + load_plot + price_plot

labels = [plot.get_label() for plot in plots]

ax.legend(plots, labels, loc = 0)

ax.set_xlabel("Hour")

ax.set_ylabel("Power (kW)")

ax2.set_ylabel("Price ($/ kWh)")

plt.show()

# MinMaxScaler = StandardScaler(with_mean = False)

# The mean is not shifted to zero-centered

sc_price = StandardScaler(with_mean=False)

price = sc_price.fit_transform(df.iloc[:,2:3].values)

sc_energy = StandardScaler(with_mean=False)

pv = sc_energy.fit_transform(df.iloc[:,0:1].values)

load = sc_energy.transform(df.iloc[:,1:2].values)

```

```

x = np.concatenate([pv, load, price], axis = -1)

fig, ax = plt.subplots(3, 2, figsize = (15, 15))

ax[0, 0].step(np.arange(len(x[:,0])), x[:,0])
ax[0, 0].set_xlabel("Hour")
ax[0, 0].set_ylabel("PV (kW)")

ax[0, 1].step(np.arange(len(x[0:24,0])), x[0:24,0])
ax[0, 1].set_xlabel("Hour")
ax[0, 1].set_ylabel("PV (pu)")

ax[1, 0].step(np.arange(len(x[:,1])), x[:,1])
ax[1, 0].set_xlabel("Hour")
ax[1, 0].set_ylabel("Load (kW)")

ax[1, 1].step(np.arange(len(x[0:24,1])), x[0:24,1])
ax[1, 1].set_xlabel("Hour")
ax[1, 1].set_ylabel("Load (pu)")

ax[2, 0].step(np.arange(len(x[:,2])), x[:,2])

```

```

ax[2, 0].set_xlabel("Hour")

ax[2, 0].set_ylabel("Price ($/kWh)")

ax[2, 1].step(np.arange(len(x[0:24,2])), x[0:24,2])

ax[2, 1].set_xlabel("Hour")

ax[2, 1].set_ylabel("Price (pu)")

plt.show()

```

调度程序:

```

import pickle

import numpy as np

from scipy.optimize import linprog

class Battery():

    def __init__(self, scaler_energy, scaler_price):

        """

P_rated - charge/ discharge rate (kW)

E_rated - rated capacity (kWh)

C_E - energy capital cost ($/kWh)

```

LC - life cycle

eta - efficiency

DOD - depth of discharge

wear_cost - wear & operation cost (\$/kWh/operation)

wear_cost = (C_E * E_rated) / (eta * E_rated * LC * DOD)

As rated power smaller than rated energy, initial SOC is set to be maximumly
rated power away from the rated energy, if not LP does not work as constraint
violated --> rated_power / rated_energy + initial SOC < target SOC

"""

self.P_rated = scaler_energy.transform(np.array([[1000]]))[0] # pu

self.E_rated = scaler_energy.transform(np.array([[5000]]))[0] # pu

self.C_E = scaler_price.transform(np.array([[171]]))[0] # pu

self.LC = 4996

self.eta = 1.

self.DOD = 1.

self.wear_cost = self.C_E / self.eta / self.DOD / self.LC

self.target_SOC = 0.5 # Decide the backup energy required

self.initial_SOC = self.target_SOC

```
self.current_SOC = self.initial_SOC
```

```
def update_SOC(self, action):
```

```
self.current_SOC = self.current_SOC + action * self.P_rated / self.E_rated
```

```
return self.current_SOC
```

```
"""
```

1. $x(t)$ - action at time t (within the range $[-1, 1]$)

$p(t)$ - real time price at time t

k - wear and tear cost of ESS

P - per unit rated power of ESS

E - per unit rated energy of ESS

objective: minimize the transactive cost across the next 24 hours

$$\min (x_1*(p_1+k) + x_2*(p_2+k) + \dots + x_{24}*(p_{24}+k))$$

inequality constraint: operation limit - $0 \leq x(t) * P / E + SOC(t) \leq 1$

bounds: upper and lower bound of action $[-1, 1]$

return: action of next 24 hours

2. the actual ESS output power = action * P

3. the SOC of ESS is updated after each hour and the linear programming optimization is performed every hour with the updated data - model prediction control

''''

```
num_timesteps = 24
```

```
length = len(x) - num_timesteps + 1
```

```
battery = Battery(sc_energy, sc_price)
```

```
SOC_list = []
```

```
action_list = []
```

```
for i in range(length):
```

```
    pv = x[i:i+num_timesteps, 0]
```

```
        load = x[i:i+num_timesteps, 1]
```

```
        price = x[i:i+num_timesteps, 2]
```

```
        # coefficients of the linear objective function to be minimized
```

```
        # coefficients is normalized with load and pv such that
```

```
        # ESS will react normally if there is no PV
```

```
        # ESS tend to store more PV when PV is much higher than load
```

```
        c = (price + battery.wear_cost) * load / (load + pv) * battery.P_rated
```

```

# Inequality constraint -  $0 \leq x1 / E + SOC1 \leq 1$ 

Aup = np.ones((24, 24)) * battery.P_rated / battery.E_rated

Aup = np.tril(Aup)

Adown = np.flipud(Aup) * -1

A = np.concatenate((Aup, Adown), axis=0)

bup = np.ones((24,)) - battery.current_SOC

bdown = np.zeros((24,)) + battery.current_SOC - battery.target_SOC

b = np.concatenate((bup, bdown), axis=0)

# upper and lower bounds of the actions

bounds = []

for timestep in range(num_timesteps):

bounds.append((-1, 1))

# linear programming

res = linprog(c, A_ub=A, b_ub=b, bounds=bounds, method='revised simplex')

actions = res.x

# update SOC

if i != (length - 1):

```

```

        SOC = battery.update_SOC(actions[o])

SOC_list.append(SOC)

action_list.append(actions[o])

# for the last iteration

else:

    for timestep in range(num_timesteps):

        SOC = battery.update_SOC(actions[timestep])

SOC_list.append(SOC)

action_list.append(actions[timestep])

if i % 5000 == 0:

    print ("Computation at step {} completed".format(i))

with open("/content/drive/My Drive/Colab/Research - EE5003/Phase 2 - Linear
programming/result", "wb") as file:

pickle.dump([SOC_list, action_list], file)

with open("/content/drive/My Drive/Colab/Research - EE5003/Phase 2 - Linear
programming/result", "rb") as file:

    result = pickle.load(file)

```

```
SOC_list = result[0]
```

```
action_list = result[1]
```

```
SOC_bef_list = SOC_list.copy()
```

```
SOC_bef_list.insert(0, 0)
```

```
SOC_bef_list = SOC_bef_list[0:-1]
```

```
TRC_WOESS = 0
```

```
TRC_WESS = 0
```

```
OC_WESS = 0
```

```
for i in range(len(x)):
```

```
    # Without ESS
```

```
    TRC_WOESS = TRC_WOESS - sc_price.inverse_transform(x[i:i+1, 2:3]) / 100 \
```

```
        * sc_energy.inverse_transform(x[i:i+1, 1:2] - x[i:i+1, 0:1])
```

```
    TC_WOESS = TRC_WOESS
```

```
    # With ESS
```

```

TRC_WESS = TRC_WESS - sc_price.inverse_transform(x[i:i+1, 2:3]) / 100\
    * sc_energy.inverse_transform(x[i:i+1, 1:2] - x[i:i+1, 0:1] \
    + np.expand_dims((np.array(SOC_list[i]) - np.array(SOC_bef_list[i])) *
battery.P_rated, axis = -1))

OC_WESS = OC_WESS - sc_price.inverse_transform(battery.wear_cost) \
    *
sc_energy.inverse_transform(np.abs(np.expand_dims((np.array(SOC_list[i]) -
np.array(SOC_bef_list[i])) * battery.P_rated, axis = -1)))

TC_WESS = TRC_WESS + OC_WESS

print ("Cost without ESS: {:.2f}".format(np.sum(TC_WOESS)))

print ("Cost with ESS: {:.2f}".format(np.sum(TC_WESS)))

print ("Net benefit: {:.2f}".format(np.sum(TC_WESS - TC_WOESS)))

print ("Daily mean cost without ESS: {:.2f}".format(np.sum(TC_WOESS / (len(x) /
24))))

print ("Daily mean cost with ESS: {:.2f}".format(np.sum(TC_WESS / (len(x) / 24))))

print ("Daily net benefit: {:.2f}".format(np.sum(TC_WESS - TC_WOESS) / (len(x) /
24)))

```

附录

C 原始数据

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01012022 0:00	0	2667	43.17
01012022 1:00	0	2525	36.24
01012022 2:00	0	2417	34.64
01012022 3:00	0	2373	33.76
01012022 4:00	0	2374	33.08
01012022 5:00	0	2432	32.37
01012022 6:00	0	2546	34.66
01012022 7:00	34.90385	2685	38.97
01012022 8:00	393.4615	2886	42.9
01012022 9:00	1260.417	3082	45.29
01012022 10:00	1905.609	3200	46.57
01012022 11:00	3612.724	3231	46.45
01012022 12:00	4242.756	3201	45.01
01012022 13:00	3375.801	3150	42.51
01012022 14:00	3051.442	3105	41.13
01012022 15:00	2524.006	3148	43.5
01012022 16:00	1090.481	3468	55.36
01012022 17:00	467.8526	3682	62.73
01012022 18:00	63.10897	3620	58.08

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01012022 19:00	0.705128	3490	55.43
01012022 20:00	0	3331	49.33
01012022 21:00	0	3145	44.32
01012022 22:00	0	2917	42.19
01012022 23:00	0	2667	39.23
01022022 0:00	0	2479	42.48
01022022 1:00	0	2350	36.94
01022022 2:00	0	2288	33.81
01022022 3:00	0	2278	32.54
01022022 4:00	0	2310	31.16
01022022 5:00	0	2397	30.67
01022022 6:00	0	2552	36.07
01022022 7:00	82.5	2762	35.19
01022022 8:00	474.5513	3018	35.9
01022022 9:00	1733.91	3243	39.44
01022022 10:00	2830.032	3352	39.97
01022022 11:00	4040.385	3374	40.54
01022022 12:00	3713.91	3376	40.39
01022022 13:00	3404.006	3329	39.86

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01022022 14:00	2827.917	3288	39.39
01022022 15:00	2400.609	3292	41.1
01022022 16:00	1366.186	3612	53.75
01022022 17:00	396.2821	3880	68.77
01022022 18:00	69.45513	3815	66.65
01022022 19:00	0.705128	3669	62.84
01022022 20:00	0	3492	56.55
01022022 21:00	0	3216	47.56
01022022 22:00	0	2939	40.47
01022022 23:00	0	2720	40.33
01032022 0:00	0	2582	39.7
01032022 1:00	0	2513	36.75
01032022 2:00	0	2500	33.87
01032022 3:00	0	2542	33.79
01032022 4:00	0	2652	34.28
01032022 5:00	0	2939	40.5
01032022 6:00	0	3441	49.9
01032022 7:00	92.01923	3670	55.53
01032022 8:00	1175.096	3706	54.03

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01032022 9:00	3109.615	3759	55.44
01032022 10:00	3898.301	3795	58.89
01032022 11:00	4147.564	3796	58.53
01032022 12:00	4102.436	3747	54.75
01032022 13:00	3755.16	3728	51.65
01032022 14:00	2865.641	3696	51.11
01032022 15:00	1861.538	3721	51.46
01032022 16:00	1154.647	4015	61.69
01032022 17:00	267.2436	4292	76
01032022 18:00	79.32692	4260	68.47
01032022 19:00	0.35255	4137	78.12
01032022 20:00	0	3959	62.25
01032022 21:00	0	3679	51.06
01032022 22:00	0	3336	46.4
01032022 23:00	0	3070	45.98
01042022 0:00	0	2871	41.3
01042022 1:00	0	2790	38.79
01042022 2:00	0	2776	37.83
01042022 3:00	0	2792	36.53

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01042022 4:00	0	2892	36.79
01042022 5:00	0	3168	41.48
01042022 6:00	0	3632	50.09
01042022 7:00	7.403847	3860	54.54
01042022 8:00	101.1859	3851	52.81
01042022 9:00	278.5256	3850	55.22
01042022 10:00	362.0833	3872	58.05
01042022 11:00	631.4423	3863	54.95
01042022 12:00	791.5064	3823	54.79
01042022 13:00	1604.167	3803	53.17
01042022 14:00	2918.173	3762	53.14
01042022 15:00	2391.09	3774	52.51
01042022 16:00	1069.679	4028	55.35
01042022 17:00	314.4872	4285	69.7
01042022 18:00	69.10257	4263	66.17
01042022 19:00	0.35255	4146	61.28
01042022 20:00	0	3962	62.35
01042022 21:00	0	3684	53.09
01042022 22:00	0	3334	45.42

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01042022 23:00	0	3053	44.76
01052022 0:00	0	2894	40.14
01052022 1:00	0	2800	39.33
01052022 2:00	0	2768	37.25
01052022 3:00	0	2775	36.42
01052022 4:00	0	2882	36.4
01052022 5:00	0	3161	39.44
01052022 6:00	0	3647	50.33
01052022 7:00	87.4359	3888	62.07
01052022 8:00	1078.846	3876	62.12
01052022 9:00	3155.449	3859	62.74
01052022 10:00	3662.788	3861	63
01052022 11:00	4211.378	3854	61.27
01052022 12:00	3771.731	3802	60.38
01052022 13:00	3256.282	3793	56.47
01052022 14:00	3136.41	3733	59.39
01052022 15:00	2206.346	3744	58.9
01052022 16:00	1162.756	4022	64.19
01052022 17:00	406.1538	4305	86.52

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01052022 18:00	95.54487	4276	80.22
01052022 19:00	0.35255	4179	68.11
01052022 20:00	0	4006	64.2
01052022 21:00	0	3719	62.65
01052022 22:00	0	3400	50.02
01052022 23:00	0	3139	47.94
01062022 0:00	0	2964	43.84
01062022 1:00	0	2873	40.57
01062022 2:00	0	2837	39.75
01062022 3:00	0	2845	38.67
01062022 4:00	0	2940	37.67
01062022 5:00	0	3241	41.14
01062022 6:00	0	3748	50.32
01062022 7:00	68.75	3981	62
01062022 8:00	1365.833	3961	62.01
01062022 9:00	3556.667	3933	63.34
01062022 10:00	4291.41	3914	65.06
01062022 11:00	4561.827	3872	63.88
01062022 12:00	4474.744	3808	58.58

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01062022 13:00	4169.423	3782	61.63
01062022 14:00	3528.462	3737	57.45
01062022 15:00	2598.75	3749	58.87
01062022 16:00	1368.301	4005	67.47
01062022 17:00	309.1987	4302	100.28
01062022 18:00	50.41667	4299	83.48
01062022 19:00	0.35255	4211	73.18
01062022 20:00	0	4038	68.44
01062022 21:00	0	3757	62.48
01062022 22:00	0	3433	55.26
01062022 23:00	0	3159	47.08
01072022 0:00	0	2986	45.53
01072022 1:00	0	2898	41.53
01072022 2:00	0	2841	40.54
01072022 3:00	0	2848	37.76
01072022 4:00	0	2960	38.28
01072022 5:00	0	3223	43.66
01072022 6:00	0	3707	55.16
01072022 7:00	50.41667	3962	65.74

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01072022 8:00	557.7564	3968	63.41
01072022 9:00	1730.385	3978	66.16
01072022 10:00	1480.064	3955	67.9
01072022 11:00	1995.513	3923	68.52
01072022 12:00	2183.077	3881	66.05
01072022 13:00	3110.673	3824	65.31
01072022 14:00	2498.622	3762	63.9
01072022 15:00	2436.218	3759	61.63
01072022 16:00	1209.647	3996	68.26
01072022 17:00	331.7628	4195	75.45
01072022 18:00	64.51923	4147	72.02
01072022 19:00	0	4018	70.93
01072022 20:00	0	3865	62.23
01072022 21:00	0	3647	53.62
01072022 22:00	0	3383	48.42
01072022 23:00	0	3108	46.12
01082022 0:00	0	2905	49.22
01082022 1:00	0	2793	42.69
01082022 2:00	0	2736	40.33

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01082022 3:00	0	2724	39.81
01082022 4:00	0	2758	39.38
01082022 5:00	0	2861	40.31
01082022 6:00	0	3043	45.96
01082022 7:00	55.35257	3293	49.38
01082022 8:00	995.2885	3533	47.13
01082022 9:00	3579.583	3721	65.63
01082022 10:00	3135	3785	63.15
01082022 11:00	4398.237	3805	59.4
01082022 12:00	4246.987	3729	57.63
01082022 13:00	4203.974	3651	52.38
01082022 14:00	3644.103	3586	49.78
01082022 15:00	1210.353	3600	49.77
01082022 16:00	1053.814	3849	63
01082022 17:00	441.0577	4056	89.04
01082022 18:00	54.64743	3972	84
01082022 19:00	0	3828	79.28
01082022 20:00	0	3669	74.24
01082022 21:00	0	3457	63.73

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01082022 22:00	0	3220	52.65
01082022 23:00	0	2986	49.85
01092022 0:00	0	2784	55.39
01092022 1:00	0	2680	48.37
01092022 2:00	0	2626	44.9
01092022 3:00	0	2613	42.47
01092022 4:00	0	2640	42.13
01092022 5:00	0	2724	42.59
01092022 6:00	0	2873	48.74
01092022 7:00	56.76282	3073	48.76
01092022 8:00	970.609	3307	48.45
01092022 9:00	3742.468	3475	52.87
01092022 10:00	4571.346	3547	53.32
01092022 11:00	4971.859	3593	54.53
01092022 12:00	4654.904	3582	53.07
01092022 13:00	3867.981	3546	49.43
01092022 14:00	3575.353	3511	48.26
01092022 15:00	2710.16	3547	49.81
01092022 16:00	1422.596	3846	57.71

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01092022 17:00	297.9167	4128	81.79
01092022 18:00	45.48077	4075	79.82
01092022 19:00	0	3936	78.74
01092022 20:00	0	3771	71.26
01092022 21:00	0	3485	62.37
01092022 22:00	0	3199	51.7
01092022 23:00	0	2977	51.69
01102022 0:00	0	2830	51.33
01102022 1:00	0	2763	45.21
01102022 2:00	0	2744	42.73
01102022 3:00	0	2763	42.01
01102022 4:00	0	2877	43.27
01102022 5:00	0	3159	48.99
01102022 6:00	0	3678	60
01102022 7:00	52.88462	3930	68.86
01102022 8:00	892.3397	3949	70.91
01102022 9:00	3655.737	3948	76.3
01102022 10:00	4397.532	3954	75.42
01102022 11:00	4628.109	3933	72.19

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01102022 12:00	4525.16	3875	69.65
01102022 13:00	4321.026	3847	69.61
01102022 14:00	3280.962	3782	66.08
01102022 15:00	2725.673	3785	68.51
01102022 16:00	1395.801	4024	78.48
01102022 17:00	368.7821	4337	91.91
01102022 18:00	50.0641	4319	88.14
01102022 19:00	0	4209	85.41
01102022 20:00	0	4002	85.55
01102022 21:00	0	3718	63
01102022 22:00	0	3380	54.33
01102022 23:00	0	3112	52.84
01112022 0:00	0	2941	50.95
01112022 1:00	0	2853	44.6
01112022 2:00	0	2813	42.76
01112022 3:00	0	2827	42.68
01112022 4:00	0	2916	42.47
01112022 5:00	0	3216	47.66
01112022 6:00	0	3729	62.5

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01112022 7:00	56.05769	3936	69.58
01112022 8:00	445.641	3934	63
01112022 9:00	2467.949	3936	75.29
01112022 10:00	4174.359	3928	74.16
01112022 11:00	4401.41	3884	70.08
01112022 12:00	4371.442	3847	68.88
01112022 13:00	4014.295	3798	65.32
01112022 14:00	3451.25	3741	63.32
01112022 15:00	2495.096	3746	65.52
01112022 16:00	1278.045	4000	76.22
01112022 17:00	267.5962	4266	88.31
01112022 18:00	40.89743	4251	81.73
01112022 19:00	0	4154	76.76
01112022 20:00	0	3970	73.17
01112022 21:00	0	3692	69.19
01112022 22:00	0	3344	56.59
01112022 23:00	0	3073	51.96
01122022 0:00	0	2897	53.56
01122022 1:00	0	2813	48.75

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01122022 2:00	0	2760	43.36
01122022 3:00	0	2780	42.72
01122022 4:00	0	2865	44.65
01122022 5:00	0	3095	48.94
01122022 6:00	0	3444	70.48
01122022 7:00	47.24359	3682	73.82
01122022 8:00	746.7308	3802	85.8
01122022 9:00	3453.013	3915	90.35
01122022 10:00	4065.769	4018	95.27
01122022 11:00	4353.462	4058	92.16
01122022 12:00	4350.641	4036	99.99
01122022 13:00	4002.66	3979	88.82
01122022 14:00	3394.487	3892	88.48
01122022 15:00	2365.353	3832	87.19
01122022 16:00	1170.16	4036	100.7
01122022 17:00	344.4551	4315	110.65
01122022 18:00	38.42948	4233	104.22
01122022 19:00	0	4033	98.24
01122022 20:00	0	3812	90.96

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01122022 21:00	0	3520	76.58
01122022 22:00	0	3202	57.05
01122022 23:00	0	2965	61.75
01132022 00:00	0	2788	58.17
01132022 01:00	0	2714	51.96
01132022 02:00	0	2678	49.45
01132022 03:00	0	2692	47.67
01132022 04:00	0	2782	47.9
01132022 05:00	0	3070	56.72
01132022 06:00	0	3546	77.38
01132022 07:00	80.03205	3757	96.15
01132022 08:00	674.4551	3755	89.87
01132022 09:00	1720.865	3772	97.05
01132022 10:00	1353.846	3795	107.54
01132022 11:00	885.9936	3792	108.01
01132022 12:00	1702.885	3741	104.81
01132022 13:00	1214.936	3733	97.71
01132022 14:00	973.4295	3697	88.75
01132022 15:00	714.6474	3703	95

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01132022 16:00	648.3654	3922	115.38
01132022 17:00	259.4872	4216	129.26
01132022 18:00	28.55769	4222	123.83
01132022 19:00	0	4139	117.52
01132022 20:00	0	3977	113
01132022 21:00	0	3673	94.32
01132022 22:00	0	3358	75.89
01132022 23:00	0	3094	70.71
01142022 00:00	0	2919	76.04
01142022 01:00	0	2838	64.73
01142022 02:00	0	2803	58.74
01142022 03:00	0	2809	56.56
01142022 04:00	0	2887	56.48
01142022 05:00	0	3156	67
01142022 06:00	0	3651	96.56
01142022 07:00	64.51923	3896	108.85
01142022 08:00	1161.699	3900	110.96
01142022 09:00	3169.904	3901	126.91
01142022 10:00	3850.705	3911	135.15

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01142022 11:00	4219.135	3882	133.06
01142022 12:00	4250.865	3851	132.49
01142022 13:00	3760.801	3816	125
01142022 14:00	2044.519	3745	110.11
01142022 15:00	1836.506	3720	108.28
01142022 16:00	778.8141	3910	133.24
01142022 17:00	394.1667	4162	144.59
01142022 18:00	57.82052	4114	137.37
01142022 19:00	0	4005	130
01142022 20:00	0	3894	121.54
01142022 21:00	0	3715	112.54
01142022 22:00	0	3459	98.56
01142022 23:00	0	3217	80.21
01152022 00:00	0	3030	62.63
01152022 01:00	0	2934	57.2
01152022 02:00	0	2890	57.72
01152022 03:00	0	2871	54.27
01152022 04:00	0	2910	54.32
01152022 05:00	0	3025	54.44

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01152022 06:00	0	3247	59.78
01152022 07:00	44.77564	3512	62
01152022 08:00	620.8654	3703	67.46
01152022 09:00	3337.372	3805	77.81
01152022 10:00	3879.615	3793	87.84
01152022 11:00	4181.058	3743	93.72
01152022 12:00	4116.891	3667	84.61
01152022 13:00	3829.904	3589	64.58
01152022 14:00	3306.346	3566	62
01152022 15:00	2421.41	3593	62
01152022 16:00	1280.16	3839	87
01152022 17:00	310.609	4082	114
01152022 18:00	32.4359	4017	118
01152022 19:00	0	3876	116
01152022 20:00	0	3747	93.35
01152022 21:00	0	3527	87.44
01152022 22:00	0	3258	62
01152022 23:00	0	3028	62
01162022 00:00	0	2817	56.53

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01162022 01:00	0	2721	47.56
01162022 02:00	0	2660	47.77
01162022 03:00	0	2644	43.97
01162022 04:00	0	2670	44.34
01162022 05:00	0	2747	42.71
01162022 06:00	0	2907	45.68
01162022 07:00	53.23718	3119	44.53
01162022 08:00	1080.256	3359	47.23
01162022 09:00	3327.5	3503	54.39
01162022 10:00	4107.724	3538	55.06
01162022 11:00	4427.5	3551	54.58
01162022 12:00	4419.038	3516	54.44
01162022 13:00	3214.327	3485	50.51
01162022 14:00	1865.769	3468	50
01162022 15:00	1180.032	3508	50.76
01162022 16:00	830.9936	3764	59.54
01162022 17:00	347.6282	4014	90.46
01162022 18:00	31.3782	3984	84.54
01162022 19:00	0	3828	73.69

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01162022 20:00	0	3726	71
01162022 21:00	0	3491	62
01162022 22:00	0	3236	51.67
01162022 23:00	0	3025	54.93
01172022 00:00	0	2868	58.6
01172022 01:00	0	2798	49.88
01172022 02:00	0	2783	53.47
01172022 03:00	0	2796	51.88
01172022 04:00	0	2901	52
01172022 05:00	0	3135	53.86
01172022 06:00	0	3509	71.55
01172022 07:00	10.22436	3800	73.72
01172022 08:00	252.7885	3964	67.76
01172022 09:00	466.7949	4041	75.64
01172022 10:00	1767.404	4067	81.31
01172022 11:00	1891.506	4041	83.54
01172022 12:00	1875.641	3966	74.68
01172022 13:00	1683.141	3908	68.85
01172022 14:00	826.4103	3846	62.3

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01172022 15:00	923.3654	3842	60.67
01172022 16:00	359.2628	4059	76.65
01172022 17:00	76.85897	4398	93.65
01172022 18:00	6.69872	4374	92.87
01172022 19:00	0	4273	80.63
01172022 20:00	0	4083	75.51
01172022 21:00	0	3781	62
01172022 22:00	0	3472	54.64
01172022 23:00	0	3214	58.16
01182022 00:00	0	3054	56.69
01182022 01:00	0	2965	49.14
01182022 02:00	0	2898	46.93
01182022 03:00	0	2902	46.23
01182022 04:00	0	2992	41.43
01182022 05:00	0	3281	57.02
01182022 06:00	0	3728	65.17
01182022 07:00	10.92948	3956	80.47
01182022 08:00	176.2821	4009	78.74
01182022 09:00	585.9615	4036	85.68

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01182022 10:00	756.25	4078	89.72
01182022 11:00	922.6603	4103	86.64
01182022 12:00	3170.256	4081	80.26
01182022 13:00	2726.026	4058	79.99
01182022 14:00	2650.929	3983	77.97
01182022 15:00	1217.404	3957	78.16
01182022 16:00	398.3974	4128	83.13
01182022 17:00	158.3013	4356	94.4
01182022 18:00	2.467949	4282	90.47
01182022 19:00	0	4114	84.93
01182022 20:00	0	3856	73.99
01182022 21:00	0	3545	62
01182022 22:00	0	3217	50.85
01182022 23:00	0	2943	49.17
01192022 00:00	0	2770	47.35
01192022 01:00	0	2674	43.82
01192022 02:00	0	2618	41.09
01192022 03:00	0	2626	40.82
01192022 04:00	0	2708	40.85

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01192022 05:00	0	2973	43.25
01192022 06:00	0	3421	63.99
01192022 07:00	14.45513	3656	66.05
01192022 08:00	247.1474	3708	65.31
01192022 09:00	593.7179	3720	68.07
01192022 10:00	1176.859	3745	73.58
01192022 11:00	1541.058	3764	71.57
01192022 12:00	2022.66	3760	67.7
01192022 13:00	1672.917	3750	65.28
01192022 14:00	1197.66	3725	62.91
01192022 15:00	1163.462	3703	65.93
01192022 16:00	572.5641	3887	70.81
01192022 17:00	194.2628	4141	91.92
01192022 18:00	19.74359	4140	87
01192022 19:00	0	4026	80.41
01192022 20:00	0	3836	68.59
01192022 21:00	0	3553	56.73
01192022 22:00	0	3246	51.31
01192022 23:00	0	2972	51.62

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01202022 00:00	0	2795	57.51
01202022 01:00	0	2710	50.25
01202022 02:00	0	2663	46.94
01202022 03:00	0	2665	46.94
01202022 04:00	0	2759	47.8
01202022 05:00	0	3067	52.22
01202022 06:00	0	3562	71.76
01202022 07:00	10.22436	3782	85
01202022 08:00	442.4679	3786	80.17
01202022 09:00	1537.885	3777	81.89
01202022 10:00	3706.859	3771	80.57
01202022 11:00	4117.244	3765	76.93
01202022 12:00	1759.647	3728	74.71
01202022 13:00	431.5385	3727	71.29
01202022 14:00	854.2628	3680	69.54
01202022 15:00	803.141	3674	72.1
01202022 16:00	695.2564	3880	78.42
01202022 17:00	192.1474	4195	112.17
01202022 18:00	20.44872	4188	105.9

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01202022 19:00	0	4091	90.45
01202022 20:00	0	3943	89.93
01202022 21:00	0	3645	73.53
01202022 22:00	0	3340	62.58
01202022 23:00	0	3070	60
01212022 00:00	0	2881	64.26
01212022 01:00	0	2786	56.94
01212022 02:00	0	2751	49.2
01212022 03:00	0	2754	49.34
01212022 04:00	0	2846	53.1
01212022 05:00	0	3110	58.38
01212022 06:00	0	3475	83.27
01212022 07:00	27.5	3707	104.94
01212022 08:00	461.859	3808	101.39
01212022 09:00	806.6667	3899	106.09
01212022 10:00	850.3846	3962	105.64
01212022 11:00	602.8846	3982	104.15
01212022 12:00	637.4359	3938	95.68
01212022 13:00	837.6923	3880	82.81

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01212022 14:00	640.609	3810	78.53
01212022 15:00	979.7756	3771	79.72
01212022 16:00	1277.692	3909	97.93
01212022 17:00	234.1026	4198	128.69
01212022 18:00	22.21154	4162	124.88
01212022 19:00	0	4043	106.93
01212022 20:00	0	3882	99
01212022 21:00	0	3662	84
01212022 22:00	0	3399	77.94
01212022 23:00	0	3147	72.32
01222022 00:00	0	2962	98.82
01222022 01:00	0	2887	83.1
01222022 02:00	0	2834	73.77
01222022 03:00	0	2823	72.64
01222022 04:00	0	2859	73.98
01222022 05:00	0	2972	84.35
01222022 06:00	0	3165	94.7
01222022 07:00	16.21795	3383	108.24
01222022 08:00	129.7436	3583	124.86

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01222022 09:00	372.6603	3684	138.52
01222022 10:00	629.3269	3700	153.28
01222022 11:00	1653.526	3654	139.76
01222022 12:00	2125.256	3579	133.64
01222022 13:00	3411.058	3512	121.15
01222022 14:00	1947.917	3471	116
01222022 15:00	1007.981	3488	118
01222022 16:00	573.6218	3684	132.5
01222022 17:00	386.7628	4023	179.53
01222022 18:00	40.54487	4007	187
01222022 19:00	0	3884	154.85
01222022 20:00	0	3742	145.43
01222022 21:00	0	3568	134
01222022 22:00	0	3336	121.52
01222022 23:00	0	3116	126.47
01232022 00:00	0	2944	127.26
01232022 01:00	0	2854	116.21
01232022 02:00	0	2814	109.31
01232022 03:00	0	2800	106.88

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01232022 04:00	0	2825	110.73
01232022 05:00	0	2897	118.11
01232022 06:00	0	3055	110.43
01232022 07:00	3.173077	3258	109.02
01232022 08:00	130.0962	3504	129.12
01232022 09:00	427.6603	3649	143.19
01232022 10:00	475.2564	3690	147.14
01232022 11:00	503.8141	3697	153.89
01232022 12:00	726.6346	3669	150.32
01232022 13:00	1137.724	3635	147.11
01232022 14:00	1615.449	3631	140.68
01232022 15:00	1167.34	3641	145.45
01232022 16:00	825.3526	3874	164.21
01232022 17:00	305.6731	4263	205.34
01232022 18:00	27.5	4267	199.49
01232022 19:00	0	4151	176.85
01232022 20:00	0	3993	189.14
01232022 21:00	0	3756	171.48
01232022 22:00	0	3499	151.57

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01232022 23:00	0	3278	150.62
01242022 00:00	0	3123	137.88
01242022 01:00	0	3082	134.21
01242022 02:00	0	3064	130.24
01242022 03:00	0	3095	129.24
01242022 04:00	0	3201	130.17
01242022 05:00	0	3485	140.25
01242022 06:00	0	3984	170.87
01242022 07:00	19.39103	4208	186.34
01242022 08:00	377.2436	4233	188.25
01242022 09:00	2531.41	4233	196.5
01242022 10:00	2405.192	4244	190.13
01242022 11:00	2826.859	4242	186.52
01242022 12:00	2478.173	4191	183
01242022 13:00	2008.91	4147	183
01242022 14:00	3659.615	4063	169.99
01242022 15:00	1211.058	4045	181.87
01242022 16:00	458.3333	4197	191.99
01242022 17:00	127.9808	4568	257

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01242022 18:00	16.21795	4565	245.82
01242022 19:00	0	4459	216.61
01242022 20:00	0	4275	195.32
01242022 21:00	0	3995	172.78
01242022 22:00	0	3661	156.08
01242022 23:00	0	3364	153
01252022 00:00	0	3190	112.99
01252022 01:00	0	3107	100.4
01252022 02:00	0	3075	96.02
01252022 03:00	0	3073	98.53
01252022 04:00	0	3161	99.11
01252022 05:00	0	3439	110
01252022 06:00	0	3885	146.33
01252022 07:00	25.38462	4088	168.64
01252022 08:00	423.4295	4108	167.25
01252022 09:00	2629.071	4125	169.42
01252022 10:00	3914.519	4144	159.99
01252022 11:00	3872.564	4135	146
01252022 12:00	3376.506	4077	139.72

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01252022 13:00	3403.301	4040	125.71
01252022 14:00	1809.359	3979	124.64
01252022 15:00	1224.808	3940	134.85
01252022 16:00	669.1667	4067	148.25
01252022 17:00	275.7051	4388	181.03
01252022 18:00	20.80128	4422	180.52
01252022 19:00	0	4321	168.02
01252022 20:00	0	4143	151.34
01252022 21:00	0	3874	139
01252022 22:00	0	3539	98.63
01252022 23:00	0	3262	100.63
01262022 00:00	0	3101	49.39
01262022 01:00	0	3012	45.93
01262022 02:00	0	2968	44.38
01262022 03:00	0	2979	49.19
01262022 04:00	0	3057	50.64
01262022 05:00	0	3351	48.47
01262022 06:00	0	3808	74.75
01262022 07:00	25.38462	4009	88.63

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01262022 08:00	423.4295	4003	79.96
01262022 09:00	2629.071	4020	79.03
01262022 10:00	3914.519	4037	79.62
01262022 11:00	3872.564	3997	77.61
01262022 12:00	3376.506	3927	75.29
01262022 13:00	3403.301	3913	72.36
01262022 14:00	1809.359	3881	68.58
01262022 15:00	1224.808	3879	71.54
01262022 16:00	669.1667	4032	77.25
01262022 17:00	275.7051	4276	107.83
01262022 18:00	20.80128	4254	95.2
01262022 19:00	0	4136	84.04
01262022 20:00	0	3947	76.68
01262022 21:00	0	3670	72.55
01262022 22:00	0	3350	66.01
01262022 23:00	0	3086	59.44
01272022 00:00	0	2918	51.09
01272022 01:00	0	2833	45.35
01272022 02:00	0	2801	44.52

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01272022 03:00	0	2810	44.84
01272022 04:00	0	2896	44.9
01272022 05:00	0	3153	50.76
01272022 06:00	0	3576	58.2
01272022 07:00	4.935898	3813	74.28
01272022 08:00	167.4679	3867	70.34
01272022 09:00	392.4038	3857	74.62
01272022 10:00	746.7308	3857	77.4
01272022 11:00	2396.026	3855	77.64
01272022 12:00	3906.41	3803	72.96
01272022 13:00	4014.647	3758	70.52
01272022 14:00	3437.147	3711	69.61
01272022 15:00	2386.154	3708	69.98
01272022 16:00	1110.929	3844	78.31
01272022 17:00	190.3846	4167	94.73
01272022 18:00	14.45513	4195	88.93
01272022 19:00	0	4091	85.34
01272022 20:00	0	3924	82.9
01272022 21:00	0	3668	81.59

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01272022 22:00	0	3334	59.45
01272022 23:00	0	3074	55.17
01282022 00:00	0	2912	59.72
01282022 01:00	0	2824	52.11
01282022 02:00	0	2793	52
01282022 03:00	0	2814	50.92
01282022 04:00	0	2907	47.33
01282022 05:00	0	3183	51.63
01282022 06:00	0	3661	87.1
01282022 07:00	57.46795	3885	100.52
01282022 08:00	1070.032	3880	103.6
01282022 09:00	2857.885	3853	114.54
01282022 10:00	3833.429	3823	109.75
01282022 11:00	4151.09	3757	115.84
01282022 12:00	3985.737	3686	110.43
01282022 13:00	3863.045	3660	107.53
01282022 14:00	3105.737	3607	106.41
01282022 15:00	1605.929	3581	106.63
01282022 16:00	473.8462	3713	108.87

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01282022 17:00	138.2051	4003	125.8
01282022 18:00	3.173077	3985	113.23
01282022 19:00	0	3866	106.72
01282022 20:00	0	3740	99.26
01282022 21:00	0	3526	89.55
01282022 22:00	0	3257	72.36
01282022 23:00	0	3000	64.67
01292022 00:00	0	2807	66.05
01292022 01:00	0	2703	56.35
01292022 02:00	0	2642	56.32
01292022 03:00	0	2639	59.5
01292022 04:00	0	2664	61.01
01292022 05:00	0	2779	59.35
01292022 06:00	0	2993	67.58
01292022 07:00	57.46795	3235	71.56
01292022 08:00	1070.032	3476	77.93
01292022 09:00	2857.885	3592	90.77
01292022 10:00	1533.301	3619	103.35
01292022 11:00	2933.686	3591	95.86

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01292022 12:00	2532.821	3518	87.8
01292022 13:00	1486.763	3472	82.47
01292022 14:00	2379.455	3434	79.07
01292022 15:00	2120.321	3428	75.5
01292022 16:00	1102.115	3587	93.46
01292022 17:00	207.6603	3882	140.22
01292022 18:00	10.22436	3847	131.77
01292022 19:00	0	3717	115.32
01292022 20:00	0	3571	109.61
01292022 21:00	0	3391	96.33
01292022 22:00	0	3153	75.23
01292022 23:00	0	2921	71.71
01302022 00:00	0	2757	71.7
01302022 01:00	0	2680	62.86
01302022 02:00	0	2636	63.71
01302022 03:00	0	2625	64.42
01302022 04:00	0	2644	65.34
01302022 05:00	0	2734	66.96
01302022 06:00	0	2902	61.6

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01302022 07:00	8.461541	3113	62.44
01302022 08:00	445.2885	3370	66.48
01302022 09:00	1971.891	3532	78.89
01302022 10:00	3745.288	3580	81.31
01302022 11:00	4120.417	3594	77.83
01302022 12:00	3406.122	3575	74.6
01302022 13:00	3512.244	3530	69.05
01302022 14:00	1908.429	3494	65.98
01302022 15:00	1357.724	3492	67.99
01302022 16:00	1160.641	3660	86.42
01302022 17:00	244.3269	4016	110.14
01302022 18:00	9.51923	4026	109.73
01302022 19:00	0	3910	104.5
01302022 20:00	0	3729	95.98
01302022 21:00	0	3471	89.11
01302022 22:00	0	3189	79.22
01302022 23:00	0	2962	72.04
01312022 00:00	0	2821	65.98
01312022 01:00	0	2756	58.62

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01312022 02:00	0	2741	54.32
01312022 03:00	0	2767	59.73
01312022 04:00	0	2888	62.2
01312022 05:00	0	3195	67.66
01312022 06:00	0	3732	85.29
01312022 07:00	25.03205	3936	109.82
01312022 08:00	410.3846	3950	111.39
01312022 09:00	1011.506	3917	112.35
01312022 10:00	904.3269	3916	103.63
01312022 11:00	491.8269	3880	101.18
01312022 12:00	665.2885	3837	101.35
01312022 13:00	693.8462	3798	92.54
01312022 14:00	651.5385	3767	90.67
01312022 15:00	359.2628	3759	89.27
01312022 16:00	139.6154	3912	93.64
01312022 17:00	71.21795	4287	125.82
01312022 18:00	3.173077	4341	135.03
01312022 19:00	0	4258	110.99
01312022 20:00	0	4086	107.6

时间	光伏出力 (kWh)	生产负荷 (kWh)	电价 (分/kWh)
01312022 21:00	0	3808	93.58
01312022 22:00	0	3461	86.43
01312022 23:00	0	3178	77.03

附录 D

油田源网荷储系统访谈记录

访谈记录一

访谈时间：2023年12月20日

访谈地点：油田电力公司会议室

访谈对象：电网调度技术专家-王先生

一、访谈目的

本次访谈旨在了解油田目前电网调度技术的最新发展、“源网荷储系统”应用现状及未来趋势，为“源网荷储一体化”系统在调度方面收集更多提升策略。

二、访谈内容摘要

1、王先生，您好！感谢您能抽出时间接受我们的访谈。您能简单介绍一下您在公司“源网荷储一体化”项目中所负责的内容吗？

我的岗位主要是负责研究调度策略，监控电网的运行状态，分析电力市场及供需情况，做好与各环节的人员的沟通和协调，确保生产运营正常运行

2、您能介绍一下目前油田在电力系统调度方面的现状吗？

油田的电力调度专网从2022年就开始建设了，主要是以调度、集控为核心，规模还是比较大的，覆盖的变电站有100多座，机房也有10余所，这个调度系统主要是承载调度自动化数据、配网自动化数据、故障录波、电能量采集、变电站辅助监控信息等等众多业务，而且都是在专网内传输，与办公网络直接存在正反向装置物理隔离，保障信息安全。另外，各电厂、新能源中心、电力分公司、各大采油厂都有自己的生产数据采集及监视控制系统，在满足生产监控指挥的同时，为一体化智慧能源系统建设提供了坚实的数据保障。所以说目前油田的电力调度资源是很丰富的。

3、目前电力市场交易有什么特点？“源网荷储一体化”系统在其中发挥了什么作用？

这几年来，山东省的电力市场发生了一次大的改革，山东省作为全国电力现货市场交易的试点地区，改变了原来的交易规则，由月度结算转变为以小时为结算单位，如果小时内超过油田用电需求产生的上网电量，要按照该小时的市场价格进行结算，每个小时的电价差别大，电力紧张时段度电价格可以达到1元以上，电力富余时段，上网电量只有几分钱，甚至出现负电价。这进一步考验了油田智慧能源平台的调控能力和对市场的预测能力。

在这样的背景下，源网荷储系统的各种调度策略能够充分考虑电价交易，及时响应市场价格的变化，从而调整用电计划，以保证生产经济效益最大化。

4、对于“源网荷储一体化”系统在负荷侧的作用您有什么看法？

以往负荷侧用能都是固定的，但在新的形势下，负荷侧也需要参与到系统调节中。源网荷储系统就能做到负荷侧的用能预测，有了准确的预测结果，就能以此为依据进行发电侧的调度，另外，还可以根据发电侧的电力富余来调节柔性负荷，源网荷储的这种双侧的调节能够提高新型电力负荷智能管理水平，推动负荷侧资源的协同优化管理。

5、您对“源网荷储一体化”系统有什么建议吗？

源网荷储系统也是摸着石头过河，目前没有成型的模式可以借鉴参考，油田也需要在实践中总结经验和技术，我们电力公司要重点多关注能源市场价格波动，充分利用能源市场价格波动输出符合实际的调度策略。对于新能源的接入，要发挥智能监控系统的作用，实时的对故障进行检测和报警并及时处置，保障电网运行安全性。

三、总结与建议

油田拥有丰富的电网调度资源，目前山东省电力交易已经发生改革，负荷侧也具有可调节能力，油田需要具备更强大的资源调控能力和对市场的预测能力，源网荷储系统在其中发挥了很大的作用，不仅能够根据市场自主制定调度策略，还可以协同优化负荷侧资源，实现经济效益的最大化。源网荷储系统在运行中需要及时专注市场变化，在新能源充分利用的同时注重生产安全。

访谈记录二

访谈时间：2023年12月20日

访谈地点：油田新能源中心会议室

访谈对象：新能源中心副经理-李先生

一、访谈目的

本次访谈旨在了解油田目前光伏利用现状、“源网荷储系统”在光伏发电使用中的作用，总结“源网荷储一体化”系统在提升光伏发电经济效益上的对策。

二、访谈内容摘要

1、李先生您好。您能简单介绍一下您的工作内容吗？

我主要是负责光伏发电工程项目相关的工作，例如对光伏电站项目的评估、制定工作的管理方案、处理光伏电站现场情况这些工作。

2、目前油田中光伏发电使用状况怎么样？

油田上已经开始大比例接入光伏这些新能源了，特别是有了“源网荷储”系统之后，以往的电力调度都是被动的运行，现在根据新能源的发电情况，需要更多的电力运营管理。光伏发电就是“靠天吃饭”，跟天气关系很大，所以波动性也很大，在构建以新能源为主体的新型电力系统的进程中，新能源发电占比逐渐增加，电力安全稳定供应的难度更大，季节性及极端天气下电力供应紧张的情况将明显增多，而新能源使用的核心就是对发电上的优化消纳。油田新能源规模在持续建设中，累计投产各类新能源项目 100 余个，规划“十四五”期间油田绿电占比将达到 40%。油田电网分布式光伏发电规划辐射 9 大县区，规划

装机容量可达 500MW，集中式光伏发电规划项目达 9 项，光伏规模可达 3000MW 以上。

3、油田储能方面现状如何？

油田新型储能系统目前正在构建中，固定式的和移动型的生产保障型储能都在布局中，“十四五”期间规划也有储能系统方面的建设项目。另外，微网集群协控系统也在筹备试点项目，未来的储能规模将越来越大。目前油田正在同步规划东辛和孤东两条线路的微网集群智能协控系统。这些储能设施，可根据需要参与电网的削峰填谷运行

4、您认为加入“源网荷储一体化”系统有什么实际意义？

现在绿色低碳转型是大背景，油田也在积极响应这种转型，一直在谋划新的业务布局，面对光伏风电产业的突飞猛进，开发源网荷储一体化的智慧能源平台势在必行。源网荷储系统加入后，确实是大幅度提高光伏发电的消纳能力，他将光伏多余的发电量存储起来，可以有效提高光伏发电的利用率，也可以很大程度上规避光伏发电波动性的影响，一举两得。油田的新能源运营管理系统主要包括光伏监控、光伏动态、光伏分析功能，但并不具备对光伏的未来走向预测，因此对整个电力系统的调度还处于被动状态。源网荷储系统中加入了对负荷、光伏的预测，这样就可以化被动为主动。

5、您对“源网荷储一体化”系统有什么建议吗？

我认为现在绿电消纳越来越重要，油田在源网荷储建设中，想要充分利用光伏发电，就要有成熟的技术来预测未来的光伏波动情况，要加大对科研技术的投入，同时提高电力储能集输，全方位提升光伏消纳能力；同时，要充分利用现有的技术手段，加强对市场行情的检测和监测数据分析，做好市场分线管理和策略调整，灵活应对市场变化。

三、总结与建议

目前油田具有大规模的光伏发电规模和储能规模，并且仍在持续加大光伏发电和储能设备的建设，由于光伏发电具有很大波动性，给电力安全稳定供应带来很大挑战，加入“源网荷储一体化”系统后，通过对光伏、负荷的预测能力，可以主动进行电网系统的调度。在系统建设中，要持续加入对科研技术的投入，并使用现有技术，加强对市场行情的检测和监测数据分析，灵活应对市场变化。

访谈记录三

访谈时间：2023年12月22日

访谈地点：油田生产运行管理中心会议室

访谈对象：油田生产运行管理中心值长-宋先生。

一、访谈目的

本次访谈旨在了解目前油田电网运行的工作模式、“源网荷储系统”对电网运行的影响，了解“源网荷储一体化”系统在实际运行中的优化方向。

二、访谈内容摘要

1、宋先生，您好。您能简单介绍一下您在公司“源网荷储一体化”项目中所负责的内容吗？

我负责电网运行管理这方面的工作，主要是监控电网的用电发电情况、保障电力设备的安全稳定运行，处理一些突发状况、组织管理值班人员这些事情。

2、能介绍一下油田目前的电网资源配置情况吗？

目前油田电网是以 220kV 网络为构架，110kV 网络为主网，各油田分布的是 35kV、10kV 或 6KV 的供电网络，电网覆盖到 4 个地市 16 个县区。目前电网在工控网内部署“调度自动化系统”，采集和监测电力数据，并远程调度控制，在办公网内部署电力营销系统，实现电量电费核算信息化管理。但是调度自动化目前不具备对新能源智能化调节控制能力。

3、油田在大力推行绿电之后，您在工作中有什么新的感触吗？

光伏发电开始大幅应用后，我最大的感触就是监控中的电网运行曲线变化了，主要是因为加入的光伏发电是不稳定的。之前的电厂运行轨迹基本是平滑的直线，现在加了光伏

发电量后，发电曲线跟着天气变的很厉害，有时候虽然是晴天，但是飘来了几片云，光伏发电量可能瞬间跌落，所以现在更需要实时跟踪电网变化，并加入技术手段来减少光伏发电波动的影响。

4、您对“源网荷储一体化”系统对电网运行的调度怎么看？

我在工作中遇上最多的就是调峰。调峰就是根据生产负荷来调整发电负荷这个过程，根据电网的运行负荷曲线，曲线最高点是“尖峰”、最低点是“低谷”，在“尖峰”意味着用电量，这时候发电厂就要多出力，在“低谷”时，需要减少发电量。加入源网荷储之后，发电就不一定受用电的影响了，这个系统会根据煤炭价格、主网购电价格这些情况自动选择是否需要发电，那在低煤价时期，多发电就是多创效，高煤价时期，根据峰谷电价和新能源出力情况，优化火力发电机组负荷，多发效益电，尽量减少外购电成本，这样就实现经济效益的提升了。

5、您对“源网荷储一体化”系统有什么建议吗？

我们油田之前都是以火电为主，现在加入了新能源之后，发电厂由确定性可控连续电源转向不确定性随机波动电源，由电量型电源转向调节型电源，这种变化确实能带来很大的经济效益，但是一定要注意，能源调用首先要保证电力的可靠供应和安全运行，需要供需的精准匹配，这就需要我们加大对技术创新和研发的力度，有了更成熟的技术才能保障电力运行的安全性。

三、总结与建议

油田电网资源配置完善，覆盖区域广，信息化比例高，但目前不具备对新能源智能化调节控制能力。在大比例接入绿电后，电网运行波动性也更大，“源网荷储一体化”系统的

加入后，可以对光伏发电量和负荷用电进行预测和匹配，从而自动调节发电量，从而带来经济效益的提升。在带来效益的同时，也需要注意不确定型随机波动电源带来的风险，要把电力的可靠供应和安全运行放在首位，加大科研力度，使用更成熟的技术来保障电力运行的安全。

访谈记录四

访谈时间：2023年12月24日

访谈地点：油田电力分公司公司会议室

访谈对象：油田电力分公司客户服务中心用电技术主任-张女士

一、访谈目的

了解油田的电力来源、用电量、购电用电与电力调度方式以及应用源网荷储系统后对购电用电与电力调度的影响等信息。

二、访谈内容

1、张女士，您好！很高兴您能在百忙之中接受我们的访谈，在正式访谈之前我们想请您向我们介绍一下您的职位和您平时的主要工作内容？

很荣幸能收到你们的访谈邀请，我是油田电力分公司客户服务中心用电技术主任，我平时的主要工作职责是匹配电源侧和负荷侧的供需平衡，来保证整个电网安全经济运行，是连接发电侧和用电侧的枢纽，我像是一名股票操盘手，每天我都需要实时跟踪电力现货交易情况，根据价格变化调整购买策略，根据用电需求调整计划，来确保用电的安全、可靠、经济。

2、您可以跟我们介绍下油田的电力来源是什么吗？油田是否有自建的发电设施或依赖外部供电呢？

油田的电力来源主要是自建的发电设施、也会依赖一些外部供电和电网购电。自建的发电设施主要是油田内部的油田电站和燃气轮机发电站，这些自建的发电设施可以满足油

田大部分的用电需求。外部供电主要就是国家电网和地方电网提供，电网购电是通过与电网公司签订合同来购买他们的电力。

3、油田的年用电量大约是多少？是否有明显的高峰和低谷期呢？

油田的年用电大概 52 亿度，根据季节是有明显的高峰和低谷期的。夏季是用电高峰期，夏季气温高，像空调这些制冷设备的使用量会大大增加所以用电量也就增加了。冬季因为采暖这些需求，用电量也会上升。还有就是在油田的生产过程中，钻井、采油、处理和运输这些环节都需要大量的电力，所以在生产高峰的时候用电量也会大大增加。

4、您可以简单介绍下平时工作中是如何进行购电、用电与电力调度的吗？

我们主要是靠一些自动化设备和系统来进行购电、用电、电力调度的，比如调度自动化系统、能量管理系统这些，就是我们的工人通过观察这些系统的页面数据来对电网的电价进行监控，再通过分析电价来决定什么时候购电多什么时候购电少，还有什么时候向外面售电；对于调度，就是我们部门一些有丰富专业知识和经验的人员通过原有的这些系统的辅助，对油田电力设备的运行状态进行观察判断和预测，来制定相应的调度策略，来确保油田的用电能够安全、稳定、经济。

5、您可以简单介绍下油田在应用源网荷储系统后对购电、用电与电力调度有什么影响吗？

油田应用了源网荷储系统之后，我们在做电力调度计划时有了储能系统可以进一步保障油田用电的经济性和稳定性了。因为有了储能系统我们的人员可以在电价低时做到尽可能地多购入，在电价较高的时候再通过储能系统放电和自发电来满足油田的用电需求，这样减少了油田的外购电成本；在电力供应不足的时候让储能设备放电来让电力供需平衡，

这样就提高了我们电力供应的稳定性；又比如在油田电力系统出现故障或有突发事件时，储能系统可以提供紧急的电力支持，来保证生产设备的稳定运行，不停工停产，减少经济损失。

三、总结与建议

油田的年用电量比较大，目前通过应用源网荷储可以减少外购电的成本，建议加大对可再生能源的利用力度，减少对传统电力的依赖，来进一步降低外购电的成本。油田的电力来源算是比较多元化了，所以需要结合实际用电制定合理的调度策略，目前进行电力调度的主要是有经验的工作人员通过密切关注油田的负荷变化、设备运行状况、电力市场的需求再结合油田的用电需求来制定相应的调度方案和计划。建议可以通过对历史用电数据进行分析，结合油田的生产计划和发展规划，对未来一段时间内的用电量、电价进行预测，帮助调度人员更准确更轻松的制定调度方案。

访谈记录五

访谈时间：2023年12月27日

访谈地点：油田电力公司会议室

访谈对象：油田采油厂管理区信息化采油工-刘先生

一、访谈目的

了解油田的负荷现状，包括负荷构成、负荷占比、负荷调度过程及调度中注意的问题等方面的信息。

二、访谈内容

1、刘先生，您好！很高兴您能抽出时间接受我们的访谈，您能否先跟我们分享一下自己平常的工作内容呢？

我是油田采油管理区的一名信息化采油工，平时主要负责采油厂生产设备的管理维护与信息化操作，主要涉及到数据采集、分析处理、设备管理维护等多个方面。

2、油田的负荷构成有哪些？这些负荷的特点方便介绍一下吗？

油田的负荷主要有工业负荷、民用负荷，商业负荷。工业负荷主要就是我们这些采油厂做油气开采的生产负荷，因为油气开采主要受国家经济影响还有油田生产计划、任务影响较大，油气生产是一年四季不会停的，所以油田的生产负荷是比较稳定的。再就是民用负荷，它主要是我们油田各个采油厂还有油田职工所在的生活区的用电，主要就是生活用电，用电负荷受季节、天气的影响比较大。商业负荷主要集中在那些繁华的地段，主要是商户的用电，他们用电的负荷跟季节、天气还有节假日的关系比较大。

3、油田负荷占比最大的是哪个部分呢？

油田占比最大的负荷那肯定是我们这些采油厂的生产负荷，生产负荷大约占 80% 多，刚才我们也说了油气开采这些生产负荷主要跟国家经济情况和油田生产计划、任务有关，我们这些采油厂一年四季都不会停工停产的，所以这个生产负荷可是远远超过民用和商用负荷的。

4、在采油厂中是如何进行生产负荷调度的呢？

采油厂的负荷调度过程挺复杂的，先要采集和分析各个生产设备的用电数据、生产数据还要关注电价数据和供电数据，然后根据这些数据分析来制定相应的负荷调度策略，最后我们再根据调度策略，通过现有的自动化系统和人工干预相结合的方式对实际的设备运行进行调度，在调度执行过程中和结束后，还要对调度的效果进行评估，评估时还需要考虑各个设备的实际电力需求与调度预测的需求的符合度、电能供应的可靠性、经济性这些方面。

5、您觉得在对生产负荷的调度中，需要注意哪些呢？

我觉得在调度过程中必须得保证生产设备电力供应的可靠性，不能因为调度不当导致生产中断或者损坏了生产设备；要合理分配电力的供应，确保设备的正常运行和生产的顺利进行；通过调度策略降低能源成本，在电价低的时候可以增加生产，电价比较高的时候减少生产，可以在减少生产这个时候进行检修，这样保证生产的同时还可以提高油田的经济效益。

6、在采油厂生产过程中，是如何保证生产设备和设施的正常运行，确保生产负荷的稳定性和可靠性的？

我们厂是有明确的设备管理制度的，有设备的运行、维护和检修要求，设备要按照这些要求进行操作和维护；我们还需要定期的对设备进行检测、保养和维修，为了能及时发现解决潜在的一些问题，以免出现了设备故障影响我们生产；我们还有应急预案，针对可能出现的设备故障和生产事故，建立了应急预案，一旦出现紧急的情况，会快速的启动应急预案来减少事故的影响。采油厂对员工的培训也很重视，通过培训和管理，让我们这些工人能够更好地掌握设备的操作和维护要求，减少人为因素对设备的影响。

三、总结与建议

油田的负荷组成主要是生产负荷、民用负荷与商用负荷，生产负荷占比远远超过民用负荷与商用负荷；生产负荷的调度过程比较复杂，需要人工结合自动化系统；为保障生产负荷的稳定性和可靠性也采取了一些措施，但是这些措施实时性不强。建议建立负荷预测模型，通过分析历史数据，建立负荷预测模型，对未来的负荷需求进行预测，为负荷调度提供依据，减小目前调度过程的复杂度；建议建立生产负荷监控系统，对生产负荷进行实时监测和记录，通过监控系统，能够及时发现异常负荷和潜在问题，采取相应的处理措施，确保生产负荷的稳定性和可靠性，进一步提升油田负荷方面的经济效益。

访谈记录六

访谈时间：2023年12月27日

访谈地点：油田电力公司会议室

访谈对象：油田经营管理部电力技术专家-赵先生

一、访谈目的

了解油田可再生能源的开发与利用现状，了解油田储能设备的建设与利用情况。

二、访谈内容

1、赵先生，您好！感谢您接受我们的邀请，希望这次访谈能够让您充分表达自己的想法和见解，您能否简单介绍一下自己工作内容呢？

很高兴收到你们的访谈邀请，我是油田经营管理部电力技术专家，我的主要工作内容是围绕油田电力系统的技术管理展开的，岗位职责是保障电力系统的安全、可靠、经济运行，提高油田的生产效益和市场竞争能力。

2、油田正在开发建设哪些可再生能源呢？

油田目前正在开发的可再生能源主要包括太阳能和风能。油田利用油田的闲置土地，建设了大量光伏板，光伏板通过光伏发电技术将太阳能转化为电能。此外，我们还正在积极探索光热发电的技术，利用太阳光热转换原理可以将太阳能转化为热能，可以用于供暖和工业生产中。油田也正在开发风能资源，找合适的地址建设风电场，通过风力发电技术将风能转化为电能。

3、可以介绍下油田光伏发电的情况吗？

目前油田主要是利用井场的空地、站库的屋顶等油田的闲置土地来自主投资建设光伏发电，有集中式光伏和分布式光伏两种，相较于集中式发电，分布式光伏发电可以自发自用、就地消纳，装机规模较小，我们建设在用户附近的发电系统一般接入低于 35 千伏或更低电压等级的电网。油田会继续推进分布式光伏电源的应用，增加装机规模，争取光伏年发电量更高，力争为油田的生产提供更多的绿电。

4、您方便介绍下油田目前是如何进行光伏发电消纳的吗？

我们首先考虑的是本地消纳，油田在光伏发电项目建设过程中，是优先考虑在油田区域内消纳光伏发电的，我们通过建设微电网系统，将光伏发的电接入到油田的局域电网，来满足油田生产和职工生活用电需求，这样就减少了对传统能源的依赖，再通过能源互补的方式，又可以提高能源利用的效率和可靠性比如说，油田在生产过程中，会将光伏发电与燃气、燃油等传统能源配合使用，形成互补能源系统，来确保生产用电的稳定可靠。光伏发的电还会参与电力市场交易，通过与电网企业进行购电和售电的交易，进行光伏发电的消纳。虽然我们目前通过这些方法进行了光伏消纳，但是没有达到完全消纳仍存在弃光现象，光伏发电有波动性光伏并网对大电网具有一定冲击性。

5、油田目前储能设备的建设情况怎么样？

油田目前已经建成了一些储能设备，这些设备可以平滑光伏发电的输出、调峰填谷还能提供不间断的电力供应。目前油田的储能设备主要包括电池储能和超级电容储能。电池储能系统通过大规模的电池组储存电能，可以在用电高峰期释放储存的电能，满足油田的用电需求。超级电容储能系统则利用超级电容器的快速充放电特性来实现电能的快速储存和释放。我们也正在在探索其他形式的储能技术，比如飞轮储能和压缩空气储能这些。这

些技术具有更高的能量密度和更快的充放电速度，可以为油田提供更加稳定可靠的电力供应。

三、总结与建议

光伏发电在油田得到广泛应用，利用油田的闲置土地建设光伏发电项目，为油田提供了清洁能源，减少了碳排放，但是光伏消纳能力不足，存在弃光现象；光伏并网影响电力系统的安全性与稳定性；已经建成了一些储能设备，但是储能技术不够先进。建议在光伏发电方面，油田可以积极探索光热发电技术，利用太阳能光热转换原理，将太阳能转化为热能，用于供暖和工业生产等领域，提高光伏消纳能力，同时积极探索和发展更加先进的储能技术，提高充放电效率，提升储能设备的经济效益，进一步提高光伏发电的消纳能力和电力供应的稳定性。