

# 新型电力系统电力电量平衡的挑战、应对与展望

董昱<sup>1</sup>, 孙大雁<sup>1</sup>, 许丹<sup>2\*</sup>, 陶洪铸<sup>1</sup>, 李立新<sup>2</sup>

(1. 国家电网有限公司, 北京市 西城区 100031; 2. 中国电力科学研究院有限公司, 北京市 海淀区 100192)

## Challenges, Response and Prospects for Power Balance in New Power Systems

DONG Yu<sup>1</sup>, SUN Dayang<sup>1</sup>, XU Dan<sup>2\*</sup>, TAO Hongzhu<sup>1</sup>, LI Lixin<sup>2</sup>

(1. State Grid Corporation of China, Xicheng District, Beijing 100031, China;

2. China Electric Power Research Institute, Haidian District, Beijing 100192, China)

**ABSTRACT:** During the construction process of new power systems, the installed capacity of generation units is rapidly increasing, leading to a significant surge in uncertainty on both the supply and demand sides. Consequently, the traditional mode of balancing generation with load fluctuations will struggle to meet the operational requirements of these new power systems. Based on the actual operation conditions in recent years, this paper conducts an in-depth analysis of power balance issues such as insufficient power supply, and difficulties in the absorption of new energy caused by various factors. Then, the specific challenges are analyzed in terms of increasing uncertainty on both sides of the source and load, insufficient system adjustment capabilities, the frequent occurrence of extreme balancing scenarios, and the enhanced large-scale mutual demand. In response to the above challenges, the key control technologies that support the power balance of the new power system are introduced including the spatiotemporal collaborative balance mode with overall coordination-distributed autonomy, quantitative evaluation technology for power generation capacity considering primary energy supply, accurate prediction and regulation capacity quantification technology for load-side resources, integrated balance optimization decision-making technology for interconnected grids, the analysis of multi-cycle balance ability, early warning and pre-decision-making and the multi-scenario balance decision-making and control technology. Furthermore, a panoramic collaborative power balance decision support system based on above research results is introduced. Finally, the development of power balance in new power system is carried out from the aspects of market incentives, flexible

regulation, electricity-carbon synergy and multi-energy system collaborative operation.

**KEY WORDS:** new power systems; power balance; balance mode; uncertainty

**摘要:** 新型电力系统构建过程中, 风电、光伏等出力不可控机组的装机容量快速增长, 源荷双侧不确定性大幅增加, 传统源随荷动平衡模式将难以满足新型电力系统的运行要求。该文结合近年来实际运行情况, 深入分析由多种要素引发的电力供应不足、新能源消纳困难等电力电量平衡问题; 然后, 从源荷双侧不确定性增加、系统调节能力不足、电力平衡极端场景频发、大范围余缺互济需求增强等方面, 剖析新型电力系统电力电量平衡面临的具体挑战; 针对上述问题和挑战, 从全网统筹-分布自治的时空协同平衡模式、考虑一次能源供给的发电力量化评估技术、负荷侧资源精准预测及调节力量化评估技术、互联大电网统筹平衡优化决策技术、多周期平衡能力分析、预警及预决策技术、多场景平衡决策及控制技术等多个方面, 详细介绍支撑新型电力系统电力电量平衡的调控关键技术; 进而, 介绍基于研究成果研制的全景协同的电力电量平衡决策支撑系统; 最后, 从市场激励、灵活调控、电碳协同以及多能源系统协同运行等方面, 针对新型电力系统电力电量平衡的发展进行展望。

**关键词:** 新型电力系统; 电力电量平衡; 平衡模式; 不确定性

## 0 引言

构建“清洁低碳、安全充裕、经济高效、供需协同、灵活智能”的新型电力系统是保障国家能源安全, 实现“碳达峰、碳中和”目标的重要举措<sup>[1-2]</sup>。随着新能源占比的不断提高, 新型电力系统的电源结构将由确定可控的常规电源装机占主导, 转变为强不确定性、弱可控性的新能源装机占主导<sup>[3-4]</sup>, 现有电力系统平衡模式、调控技术将难以支撑新型电力系统的电力电量平衡<sup>[5]</sup>。本文的电力电量平衡可

基金项目: 国家电网新型电力系统科技攻关项目 (SGZJDK00DWJS2100256)。

State Grid Scientific and Technological Projects of New Power Systems (SGZJDK00DWJS2100256)。

分为电力平衡和电量平衡,电力平衡是指电力负荷与电源发电、电网受电之间的瞬时有功平衡;电量平衡是指电力负荷与电源发电、电网受电之间一定时间范围内对有功积分的电能量平衡。

与传统电力系统相比,新型电力系统的结构形态将发生较大变化,电力系统的平衡理论、平衡模式将发生深刻变革。电力系统供需两侧以及调节资源均呈现高度不确定性,系统平衡机制由“确定性发电跟踪不确定负荷”转变为“不确定发电与不确定负荷双向匹配”<sup>[6]</sup>。新型电力系统电力电量平衡的基本思路和分析框架<sup>[7]</sup>成为研究热点,部分专家认为新型电力系统具有自平衡、自相似、自组织的性质<sup>[8]</sup>,在能量网络、信息网络、价值网络等层面分层群集地运行<sup>[9]</sup>,提出“源网荷储碳数”六要素协同发展的模式<sup>[10]</sup>。已有大量研究开展2020—2060年多时间断面的电力电量平衡分析<sup>[11]</sup>,展望了支撑智能电网电力电量平衡的关键技术<sup>[12]</sup>,全面阐述了智能电网调度控制系统迫切需要进一步研究的技术问题<sup>[13-14]</sup>。新型电力系统是在能源电力系统基础上持续演进的过程,需要持续推进对电力电量平衡的认知。

新型电力系统需要充分挖掘各类可调节资源潜力,精准做好电力负荷管理,开展源网荷储协同优化调度,提升源网荷储互动水平。多种资源协同互动属于高动态、高维度、多智能主体、分布式协同控制难题,需要建立能够应对海量资源的数据-物理融合模型<sup>[15]</sup>,构建新型电力系统的仿真体系<sup>[16]</sup>,按时间尺度逐层分解、递进优化开展电力电量平衡分析<sup>[17-18]</sup>,文献<sup>[19]</sup>提出了风火联合发电系统日前-日内两阶段协同优化调度方法,文献<sup>[20]</sup>给出了需求响应参与电力平衡的基本方法。应充分发挥智能配电网的平台作用,探索分布式电源、储能设备及可控负荷等灵活资源的分层分区平衡模式<sup>[21]</sup>,科学分配各方参与主体的效益<sup>[22]</sup>。针对新型电力系统源网荷储协同运行的研究方兴未艾,需要多措并举促进海量灵活资源的高效互动运行。

新型电力系统需要发挥电网平台作用,增强跨省区互济能力,在全网范围内统筹电力电量平衡,实现资源大范围优化配置。随着可再生能源的迅猛发展,系统平衡调节能力与平衡调节需求此消彼长,省级、区域级的电力过剩/短缺时有发生<sup>[23]</sup>,现有调控方式难以满足极端场景下区域电网的“保供、促消纳”需求<sup>[24]</sup>。学者们就如何充分发挥互联

电网的余缺互济能力开展了深入的研究,设计了基于激励相容原理的国-网-省协调模式<sup>[25]</sup>,构建了计及调减外送电、增加外购电和可中断负荷等多种措施的平衡优化模型<sup>[26]</sup>,提出了省间调峰互济交易机制<sup>[27]</sup>。为了充分消纳集中式与分布式的可再生能源,还需要建立输网-配网<sup>[28]</sup>、配网-微网<sup>[29]</sup>等分层分布式多源协调优化调度体系。特高压电网的逐步建成成为跨区跨省电力电量交换奠定了基础,还需从技术、策略、制度等角度充分挖掘全网统筹平衡的潜在效益。

电力市场化改革及综合能源建设将对新型电力系统电力电量平衡产生重大影响。我国电力市场的发展起步较晚,当前正处于计划向市场的转型期、可再生能源快速发展的关键期、新型主体大量入市的变革期“三期叠加”的阶段<sup>[30]</sup>,一方面,可以借鉴国外的电力市场运行经验<sup>[31-32]</sup>;另一方面,电力市场理论和制度需要自主创新以适应新型电力系统的发展要求<sup>[33]</sup>。新能源出力的不确定性,使得电力交易的偏差控制<sup>[34]</sup>、中长期交易电量的合理分解<sup>[35]</sup>成为研究热点。随着新能源占比的不断提升,供热、供冷、供气等多种能源系统的综合协调运行,也是应对新能源出力波动性的重要措施<sup>[36]</sup>。文献<sup>[37]</sup>打破不同能源系统边界,构建了考虑碳排放外部成本的规划模型,创新性地提出电-氢协同路径和电-氢-碳协同路径。国内外现有的市场理论方法及体系难以满足我国电力市场建设需求,亟须在政策、机制等方面实现创新性突破。

综上所述,未来新型电力系统的平衡内涵与机制将发生深刻变化,传统“网间关口确定、网内源随荷动”的平衡模式不再适用,需重构综合平衡模式,充分挖掘源荷两端的灵活性潜力,提出适应新型电力系统电力电量平衡的运行控制技术,现有文献尚未针对上述问题开展系统性研究。本文首先结合电力系统近期面临的平衡问题,从电源侧、负荷侧、系统调节能力、全网互济等角度分析新型电力系统电力电量平衡面临的挑战;然后,重点介绍支撑新型电力系统电力电量平衡的关键技术,包括全网统筹-分布自治的协同平衡模式、考虑一次能源供给的发电能力量化评估技术、负荷侧资源精准预测及调节能力量化评估技术、互联大电网协同平衡优化技术、多周期平衡能力分析、预警及预决策技术、多场景平衡决策及控制技术。最后,针对新型电力系统平衡技术的发展进行展望。

## 1 近年来电力电量平衡中出现的问题

当前，我国电力电量平衡仍然以火电、水电等常规可控电源为主体，通过系统发电能力高于系统负荷并预留一定的调节裕度以保障平衡需求。随着可再生能源发电的快速发展、电能需求的持续增长以及传统火电机组占比的不断缩减，电力电量平衡将面临较大压力<sup>[38]</sup>。受极端因素影响，局部地区已出现了供应紧张和消纳困难的问题。

### 1) 一次能源供应不足引发电力供需失衡。

2021年7—10月，因电煤供应紧张以及煤价高起导致发电企业发电意愿下降，东北地区因发电能力不足产生的供电紧张问题逐步显现，特别是在当年9月23—25日，出现了较为严重的供应缺口，为保障电力系统安全运行，被迫采取了负荷管理措施。

2022年夏季，四川地区出现极端高温干旱灾害天气，气温创60年来的最高记录。7—8月，大渡河、岷江等主要流域来水相较多年历史均值下降40%以上，导致主要靠水力发电的四川省水电发电能力大幅下降<sup>[39]</sup>。同时，用电需求激增，致使电力供应持续处于紧张状态。8月14—20日，采取了高载能企业错峰让电于民生的措施。

### 2) 极端场景给电力电量平衡带来困难。

2020—2021年迎峰度冬期间，湖南出现极寒天气，全省比往年提早1个月入冬，全省平均气温比历史同期低3℃以上，居民取暖负荷快速攀升，用电负荷尖峰特性明显，风电机组受冰冻影响无法发电，叠加水库水位偏低、电煤供应不足等因素，全省出现300~400万kW的供电缺口，为保障电网安全运行，12月8日被迫启动紧急调控方案。

3) 新能源大发期或短时大幅波动因系统调节能力不足导致消纳困难。

实现新能源的充分消纳，需要系统具有充足的调节能力。但是，受能源资源禀赋和电力工业历史发展的影响，我国现阶段主要依靠燃煤机组提供调节容量，系统调峰及短时快速调节能力不足。据全国新能源消纳监测预警中心发布的《2022年12月全国新能源并网消纳情况》，2022年，全国风电、光伏的利用率分别为96.8%、98.3%；弃风最严重的地区为蒙东，风电利用率仅有90%，其次为青海、蒙西、甘肃，风电利用率均低于95%；弃光最严重的省份为西藏，光伏利用率仅有80%，其次为青海，光伏利用率为91.1%。

## 2 新型电力系统电力平衡面临的挑战

当前，我国已经出现极端场景下电力供需失衡、新能源大发期消纳困难等平衡问题。随着新型电力系统建设的深入推进，煤电、水电等可控电源占比逐步降低，新能源占比日益增大，如图1<sup>[28]</sup>所示。源荷双侧呈现强不确定性，极端场景多发频发，平衡决策的时间紧迫性，使得电力平衡将面临更为严峻的挑战。

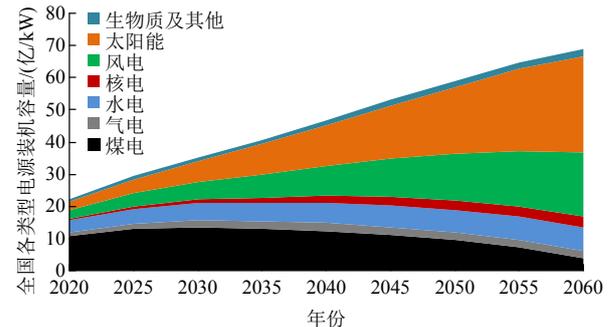


图1 未来各时间断面的电源构成

Fig. 1 Generation composition in future

### 2.1 电源出力不确定性增加

我国电源结构呈现“间歇性电源容量大，调峰顶峰容量相对不足”的特点。根据国家能源局发布的数据显示，截至2023年12月底，全国风光新能源装机10.5亿kW，占总装机的比重达到36%。新能源短周期(小时级、日度)发电量、即时发电功率具有强随机性和波动性，对电力平衡的支撑能力相对较弱。以西北电网为例，根据实际量测数据统计表明，在“极寒无光”、“极热无风”等极端场景下，新能源最小瞬时出力水平仅在1%左右，如图2所示。但新能源的长周期电量(月度、季度)具有一定的稳定性，西北电网各月发电利用小时数的标准差仅为10h左右(为排除装机增长因素，计算利用小时数而非电量)，占各月发电利用小时数的比重为5%左右，如图3所示。

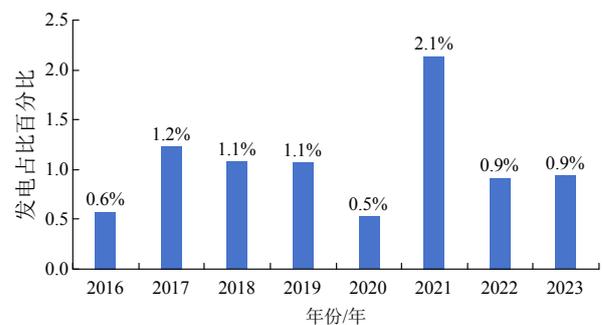


图2 西北电网新能源最小瞬时出力水平

Fig. 2 Minimum instantaneous power output level of renewable energy in the Northwest Power Grid

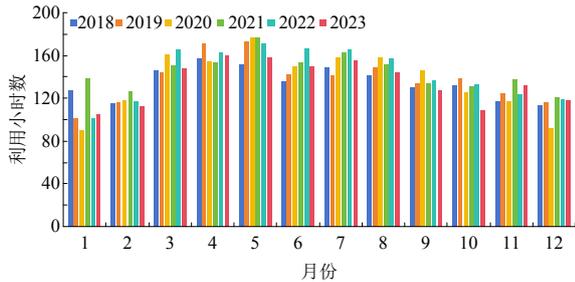


图3 西北电网新能源月发电利用小时数

Fig. 3 Monthly utilization hour of renewable energy in the Northwest Power Grid

“双碳”目标下,煤电、气电等常规化石能源电源由主力电源转为保障性和灵活性调节资源,装机占比总体呈现下降趋势<sup>[40]</sup>。且燃料供应、供热需求对煤电、天然气发电能力具有显著影响。同时,电煤质量下降可能造成机组顶峰发电能力降低,而取暖季以热定电会造成机组可调范围缩小。另一占比较大的水力发电,其发电能力主要取决于来水量,近年来受极端天气影响,“汛期反枯”、“涝旱急转”等情况频繁发生,给来水预测带来较大挑战。实际运行情况表明,常规电源的发电能力同样呈现出一定的不确定性。

## 2.2 负荷侧不确定性增加

随着新型电力系统建设的持续推进,新型用电模式不断涌现,其他行业化石能源消费向电力消费转移,需求总量将持续刚性增长。同时,分布式光伏、风电等电源在负荷侧大量接入,使得负荷侧特性产生了较大变化。

负荷侧有源特征明显,不确定性增加。随着分布式新能源渗透率的提高,新能源发电的随机性特征直接导致相关母线负荷的不确定性增加,甚至系统负荷的不确定性及系统调节需求也随之增加。

负荷尖峰化特征愈发突出。随着产业结构变化,第三产业和居民用电量占比将进一步上升,此类负荷受气候、节假日和生活习惯等影响较大,导致系统尖峰负荷的规模持续上升。江苏、浙江等部分省份尖峰负荷均超过1亿kW,且持续时间短、出现频次低等特征愈发明显。此外,随着光伏装机容量的上升,尖峰负荷时域分布也发生变化,净负荷呈现“鸭子曲线”特征和早晚双尖峰现象,增加了系统的调峰压力。

## 2.3 系统整体调节能力不足

我国电力系统的调节能力主要由煤电、气电、抽蓄、具备调节水库的水电等机组提供,运行安排

时需要分地区、分时段综合考虑各类电源启停限制、调节速度、出力范围等因素。以煤电机组为例,纯凝机组调节能力一般为50%额定容量,供热机组调节能力一般为20%~30%额定容量,灵活性改造一般可提升机组额定容量20%的调节能力,煤电机组爬坡速率为每分钟1.5%额定容量。而系统调节需求主要来自负荷、新能源发电和联络线功率波动,其中负荷的典型峰谷差一般为30%~40%,新能源发电存在分钟级、小时级等不同时间尺度的波动性,其日波动幅度可达到装机容量的80%。当前,系统调节能力难以满足调节需求的现象已逐渐显现。以西北电网2023年3月某日的实际量测数据为例,系统日调节能力约为5400万kW,15min爬坡能力为726万kW、滑坡能力为1362万kW;而等效调节需求约为6505万kW,15min系统爬坡需求为860万kW、滑坡需求为600万kW。由于系统的调节空间不能满足新能源的消纳需求,导致新能源消纳困难,当日新能源的利用率仅为92.5%。

## 2.4 大范围余缺互济能力不足

基于互联电网的大范围余缺互济是我国电力供应的重要特点,也是由我国能源资源与负荷呈现逆向分布的特征所决定的。

清洁能源富集地区需要通过跨省区输电实现清洁能源充分消纳。根据《四川省“十四五”能源发展规划》,到2025年,四川水电装机达1.05亿kW,而目前四川全省最大用电负荷约5400万kW,只有通过大规模水电外送才能保障丰水期水电充分消纳。西北风光资源富集的宁夏,2023年9月,新能源装机3453万kW,当月最大发电出力1986万kW,达到当时全区用电负荷的1.43倍,大规模外送是保障新能源大发期间充分消纳的重要举措。同时,负荷中心需要外来电保障本地的电力可靠供应。2023年迎峰度夏期间,华东电网外来电超过7000万kW,占当时华东区域总用电负荷的20.65%。外来电一直以来都是负荷中心能源电力安全供给的重要保障。

随着可再生能源逐步成为电量主体,风光水等一次能源的时空分布特性以及负荷增长的不均衡性都将使局部供需失衡的问题进一步加剧。为满足日益增长的跨省区输电需求,根据已经投运和规划在建的跨省区输电工程,到2025年,跨省区输电能力将达到3.7亿kW,但仍不足以支撑未来省间更为频繁、更大规模、更大范围的余缺互济需求。

### 2.5 平衡决策时间紧迫

考虑到负荷、新能源的中长期功率预测存在较大误差以及电源及负荷结构存在地区性差异，难以在中长期时间尺度制定足够准确有效的平衡方案。源荷时空特性的变化和不确定性决定了电力电量平衡优化决策更加依赖于调度运行环节。因此，调度机构需要在较短的时间窗口内完成涉及国-网-省多层级、源-荷-储多要素、安全、经济、环保多目标统筹优化的调度生产组织。电力平衡决策的时间紧迫性极大地增加了大电网平衡优化的难度。

## 3 支撑新型电力系统电力电量平衡的关键调控技术

为有效应对源荷双侧强不确定性、电力平衡极端场景频发、平衡优化决策困难等挑战，需要从平衡管理机制、源荷双侧协同调控、多层级资源统筹、多周期滚动平衡等方面，为新型电力系统电力电量平衡提供成套技术解决方案，有效解决平稳业务的不确定性、极端性、多样性和时效性问题。

采取全网统筹、分布自治、时空协同的平衡模式，实现多区域多层级业务的分工开展和协同运作。各级调度机构充分考虑气象、自然和社会环境等外部因素，通过提高新能源及负荷预测精度，量化评估煤-气-水等一次能源供给对常规电源发电能力的影响，引导负荷参与平衡调节，降低源荷双侧不确定性，准确掌握系统供给及调节能力，科学合理管控辖区电力平衡业务。同时，充分发挥大电网资源配置的平台作用，基于多要素、多资源的精准分析和评估，实现跨区域、多资源的统筹优化，最大程度地发挥互联电网余缺互济优势，共同保障电力可靠供应和促进可再生能源充分消纳。

此外，充分利用源荷不确定性随时间逼近逐步降低的特性，通过平衡场景识别、多周期滚动平衡实现由远及近的平衡能力分析、供需失衡预警，并在不同时间尺度采取外部购受电、机组开停、储能充放、负荷侧资源调用等针对性措施，统筹实现电力供需平衡。

整体技术框架如图 4 所示。

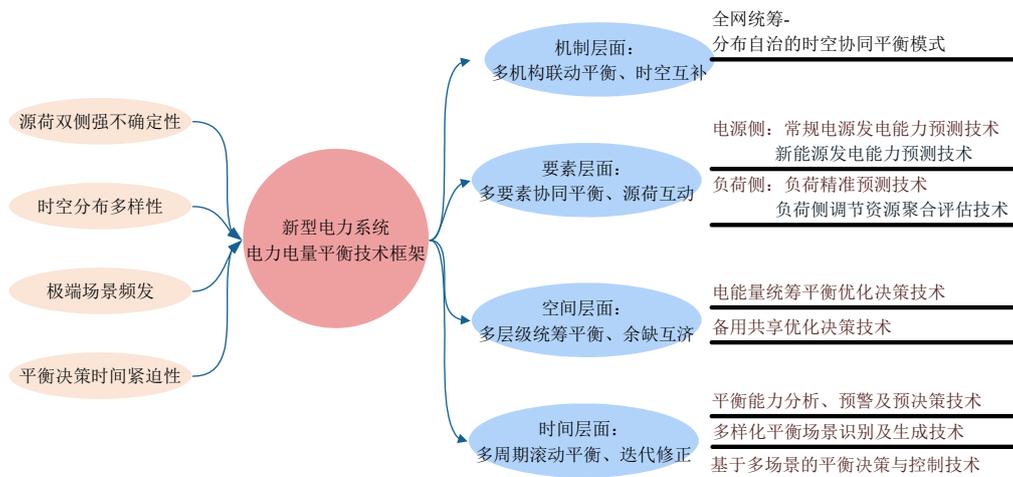


图 4 新型电力系统电力电量平衡技术框架

Fig. 4 Technology framework of new power system electric power and energy balance

### 3.1 全网统筹-分布自治-时空协同的平衡模式

目前，国家电网经营区大型新能源场站超 6000 个、低压接入的分布式发电系统数百万个；未来，全国集中式和分布式新能源发电单元将达千万甚至亿级。为了应对新能源机组占比增大、系统调节能力不足带来的挑战，一方面，需充分利用海量分散的灵活资源，实现接入各电压等级的灵活资源可观可控，或至少能够实现电力系统与灵活资源之间的灵活互动；另一方面，需充分利用不同区域电网之间空间上的互补性和时间上的错峰特点，进一步加强互联输电系统之间的互通互济。运行控制

向上和向下协同要求的提高，使得新型电力系统面临计算任务和通信数据指数级增长的挑战，仅通过强化传统的集中控制技术将难以对超复杂的系统实现有效调控。

参考分层分群的电网体系结构<sup>[41]</sup>：互联输电系统是若干个平衡区(即区域性输电网)互联起来的群集，每个平衡区是一个集群；每个区域性输电网是若干个配电网互联起来的群集，每个配电网是若干个供电线路、负荷、建筑单元组成的群集。新型电力系统将具有群集嵌套的电网体系结构，每个集群都具有一定的能量管理功能，开展发电/负荷的调

度,以维持净功率平衡和自身优化。在上述群集嵌套的电网体系结构下,提出层层递进的平衡策略:在空间维度上,实施群内柔性实时平衡策略、同层群间余缺互济和备用共享策略、跨层群间多级协同平衡策略;在时间维度上,实施分区和全网的多周期滚动平衡策略。全网统筹-分布自治-时空协同平衡模式的技术框架如图5所示。

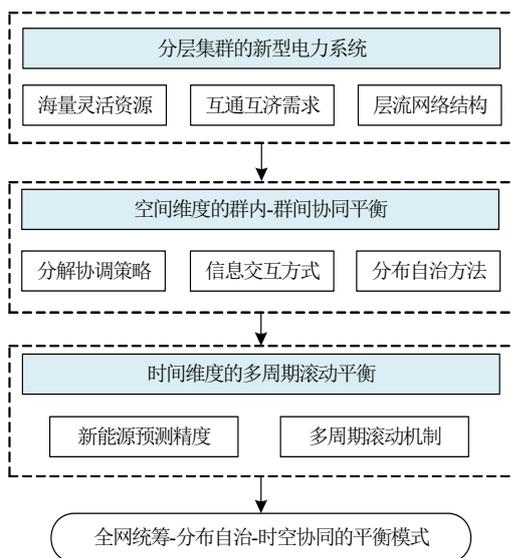


图5 全网统筹-分布自治-时空协同的平衡模式

Fig. 5 Balanced model of overall network coordination, distributed autonomy and spatiotemporal collaboration

时空协同平衡模式可支撑空间维度的协同平衡。全网统筹-分布自治平衡模式的核心是对群集嵌套的电力系统进行分解-协调:以平衡区为调度/控制单元,把新型电力系统整体的运行调控超复杂优化问题分解为大量平衡区内的小规模优化问题,再通过迭代开展局部优化和集中协调实现系统整体运行方案的制定,比如:下层控制模型向上层控制模型上报功率交互方案,上层控制模型向下层控制模型下发动态电价信息,上下层模型开展迭代计算直至交互信息不再发生变化。

时空协同平衡模式可支撑多周期滚动平衡。负荷和新能源出力的预测精度会随预测时长的缩短而愈加精确,多周期滚动迭代机制的核心是充分利用对不确定性认知水平的逐次提升来克服电力电量平衡决策的难题:通过对季度、月度历史数据的统计分析,可以确定系统长周期的运行方式;通过开展提前1~2周的新能源出力预测,能够辅助调度机构制定多类型机组的机组组合方式;通过开展日前1~2天的负荷和新能源预测,可以确定每台机组的发电功率计划;通过短期、超短期负荷和新能源

预测,能够对机组出力进行实时调整,最终实现新型电力系统的安全可靠运行。

### 3.2 考虑一次能源供给的发电能力评估技术

煤、水、风、光等一次能源的供给状况可对发电能力产生重要影响。针对不同类型电源的发电特性,分别开展发电能力量化评估技术研究。

#### 1) 新能源发电能力预测技术。

新能源短期功率预测方法主要基于数值天气预报技术,根据风电机组、光伏组件出力特性或者历史数值天气预报和历史输出功率之间的统计规律,预测新能源72h内的发电功率。针对区域内新能源场站数量多、部分场站缺乏历史气象或发电数据的问题,面向区域的新能源短期功率预测,提出考虑空间相关性的新型升尺度法,从区域中选择具有代表性的新能源基准电站,预测基准电站的功率并将预测结果扩展到区域级别,实现新能源场站功率预测的升尺度。在此基础上,采用高斯 Copula 函数描述基准场站发电功率的空间依赖关系,建立基准场站发电功率的联合概率分布模型来提取空间相关性特征,修正预测结果。通过甘肃、青海电网72h新能源功率预测表明,与传统的累加法、直接法相比,提出的方法能够减小均方根误差1到2个百分点。

对于新能源中长期发电能力评估问题,由于数值天气预报预测能力所限,难以提前10天以上预测新能源发电功率。但基于气候预测模式,结合长时间电量的规律性,可开展新能源中长期(提前1~3月)日度发电量预测,支撑中长期电力交易、月度电量平衡等业务<sup>[42]</sup>。为此,提出基于气候预测和统计规律的新能源场站中长期日发电量预测模型。结合中值滤波、Z-score和孤立森林算法进行异常值处理,挖掘历史数据关键特征并采用XGBoost算法优化预测模型超参数。新能源场站中长期日发电量预测流程如图6所示。

选取了青海5个典型光伏电站、甘肃5个典型风电场,采用2016年以来发电数据,进行验证计算。光伏电站月度发电量预测误差(mean absolute percentage error, MAPE)在6%~8%之间,风电场在10%~15%之间;相较于月度发电量,季度发电量由于时间尺度更长、时间上的互补性更明显,预测误差相对更低,光伏场站季度发电量预测误差MAPE在4%~6%之间,风电场在6%~9%之间。可靠的电量预测将有效改变传统供需平衡“重电力,轻电量”

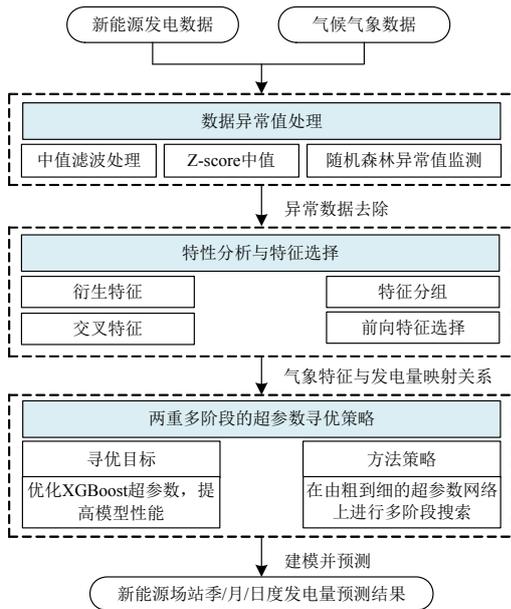


图 6 新能源场站中长期日发电量预测流程

Fig. 6 Medium - and long-term daily power generation prediction process for new energy stations

的现状，支撑新型电力系统开展逐年逐月电力电量平衡分析。

2) 计及一二次能源耦合的煤电发电能力评估技术。

影响煤电发电能力的因素包括电煤煤质、电煤供耗存、供热受阻、机组健康状态水平等。

针对考虑煤质的发电能力评估问题，建立热值、灰分等关键煤质指标与发电受阻的关系模型，提出考虑煤质因素的煤电发电能力量化评估方法。在此基础上，采用不同品质煤合理利用的配煤策略动态优化，选取某 60 万 kW 机组典型运行参数进行计算，通过把优质煤多用在顶峰发电和低谷调峰时段(需要提高燃烧稳定性)，晚高峰时段顶峰能力提高约 4%。

针对电煤供耗存模拟问题，提出考虑运力和发电量不确定性的电煤库存优化模拟模型及求解方法<sup>[43]</sup>。构建运力和发电量概率分布，基于数据驱动的机会约束理论，模拟了电煤采购、消耗、库存。通过含有 10 个燃煤电厂的电网算例表明，提出方法模拟得到的电煤库存始终满足存煤底线要求，能够为发电企业提供存煤决策参考。

考虑到我国三北地区采暖季供热机组发电的供热受阻超过 10%，若能减少供热受阻将有助于提高机组顶峰能力。当前，许多热力公司从城市外围引热，建设了长输热力管线，具有距离长、水容量大的特点。通过发掘长输热力管线蓄热潜力，利用

好热传输延时，将实现热-电协同，提升供热机组运行灵活性。提出考虑长输管线蓄热和用户热满意度的热电协同优化调度模型，以运行经济性为优化目标，运行费用包括热电联供机组的发电、供热和负荷管理措施费用。约束条件中，采用准动态过程对长输热力管线输热进行建模，考虑热能损耗和传输延时。在提升供热机组发电能力的同时，不能使用户对供热产生体感不适，引入用户热满意度指标，提出热满意度约束的简化方法。采用某北方省会城市热电联供系统进行计算，4 台供热机组总顶峰发电能力从 88%提升至 95%。

3) 水电发电能力评估。

月度逐日发电量是评估水电中长期发电能力的重要指标，采用概率预测方法来预测其概率分布能够提供分位数、置信区间等信息，比点预测方法提供的信息更为丰富。针对月度逐日水电发电量的概率预测问题，考虑降水量和径流量的不确定性，提出基于广义加性模型 (generalized additive models, GAM) 的分位数回归方法，预测月度逐日水电发电量的分位数曲线(例如分位数 40%对应的发电量，表示实际发电量低于该值的概率为 40%)。采用西北某径流式水电站 2014 年 1 月—2018 年 3 月发电量作为数据基础，数据长度共 1298 日，前 933 日作为训练集，后 365 日作为预测集。训练集建立分位数 GAM 模型，测试集验证预测精度。结果表明，概率预测指标 (pinball loss)(该指标在 0~1 之间，越低说明分位数曲线预测效果越好)在 0.1 以下，验证了概率预测良好的准确度。

### 3.3 负荷侧资源精准预测及调节能力量化评估技术

考虑新型电力系统条件下负荷侧不确定性增加和调节潜力挖掘空间较大的特征，负荷侧对电力电量平衡的支撑可从精准负荷预测技术和负荷侧调节能力量化评估技术两方面加强。

1) 负荷精准预测技术。

负荷预测涉及年/月/日不同时间尺度和国/省/地县/母线不同空间尺度，本文研究日前母线负荷预测与年度小时级负荷曲线模拟问题。

针对高比例分布式新能源接入引起的新型电力系统母线负荷预测难的问题，利用大数据分析方法量化外界因素对母线负荷和分布式电源的影响，将相关性高的影响因素纳入建模参数，采用改进长短时回归记忆网络 (long short term memory

network, LSTM)和随机森林算法分别对母线负荷和分布式电源构建日前预测模型,并结合气象相似度匹配、多重注意力机制和多时段时序建模技术对模型加以改进,以提升含分布式电源的母线负荷日前预测精度。基于某地区含分布式光伏和分布式风电的110kV母线数据进行算例分析,经过5个月连续计算,采用本模型对含分布式光伏的母线负荷预测平均精度达80%,对含分布式风电的母线负荷预测平均精度达到75%,相较于常用的直接LSTM预测方法有较大提升<sup>[44]</sup>。

针对新型电力系统年度系统级负荷曲线模拟问题,考虑产业结构变化,基于省级电网营销行业用电数据,将基准年8760h负荷曲线分解到行业负荷曲线,再根据三次产业下各行业和居民生活用电增长,对基准年负荷曲线进行放大,进而得到基于行业负荷曲线合成的8760h负荷模拟方法。8760h负荷的最大值可以为极值负荷预测提供参考,逐小时负荷叠加可以作为电量预测结果。与实际中最常用的方法“历史负荷曲线等比例缩放法”相比,由于通过产业用电的分解考虑了产业结构变化,2022年,某省级电网算例表明,模拟得到的大部分负荷特性指标更加准确。具体指标见表1所示。

表1 年度负荷预测特性指标对比

Table 1 Comparison of annual load forecasting characteristic indicators

负荷特性指标	95%最大负荷小时/h	95%最大负荷以上尖峰电量/(万(kW·h))	最大峰谷差率/%	季不均衡系数/%
实际	20	4863	32.8	81.6
本方法	26	5242	31.7	79.9
传统方法	41	6355	30.9	80.6

## 2) 负荷侧调节资源聚合评估技术。

负荷侧资源具有种类多、单体容量小、响应特性差异大等特征,单一资源或单一类型难以满足电网的调控需求,需要综合考虑多类型负荷侧资源之间的协同互补特性,以实现高效利用<sup>[45-46]</sup>。为了支撑海量、分散、特性迥异的负荷侧资源参与电网调节,考虑负荷侧资源调节能力受用户生产生活行为的约束呈现出时序变化的特征,采用“关键时段划分→聚合基线建模→调节潜力建模”的思路,结合数据挖掘和物理建模的方法,构建多类型负荷侧资源的调节潜力模型。在此基础上,针对削峰、填谷等不同的电网平衡场景需求,设计场景适应度评价指标,利用该指标对多类型负荷侧资源进行筛选,

构建面向电网调控场景的负荷侧资源池,并计及多类型负荷侧资源之间的互补协同特性,对负荷侧资源的聚合调节能力进行量化评估,有效整合分散式、多类型、差异化的负荷侧资源匹配电网调节需求,支撑负荷侧资源参与电力系统有功平衡。负荷侧资源聚合评估流程如图7所示。

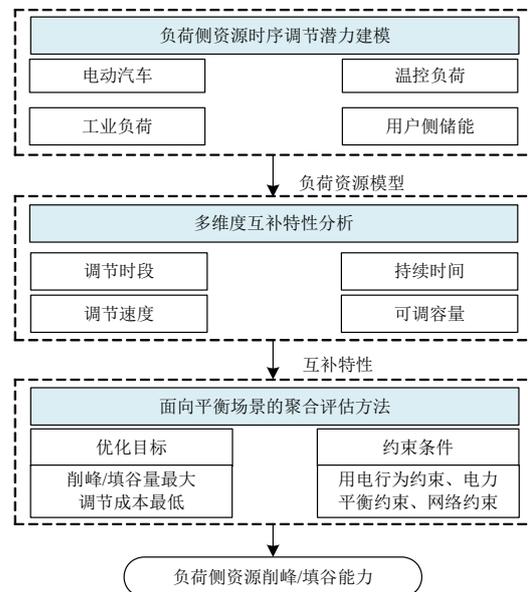


图7 负荷侧资源聚合评估流程

Fig. 7 Load side resource aggregation evaluation process

基于某省典型日负荷(负荷峰值60151MW)、新能源数据以及中远期负荷增长预测数据,构建当前、中期(2030年)、远期(2060年)3个不同的算例场景,对各场景下负荷侧资源参与电网削峰的能力进行算例分析可得,考虑空调、电动汽车、工业负荷、分布式储能等4类资源,预计分别可实现最大削峰能力分别为2268、4181、58716MW。

## 3.4 互联大电网统筹平衡优化决策技术

能源负荷的逆向分布,高占比新能源出力的强随机性,客观上要求在互联电网间通过电能量及辅助服务余缺互济,增强全网保供及新能源消纳能力,提升系统运行经济性。

### 1) 电能量统筹平衡优化决策技术。

目前主要通过省间中长期交易和省间现货交易实现互联电网电能量余缺互济。上述方法尚存在2个主要缺陷:①分省独立制定的开停机策略限制了省间现货交易空间;②市场出清受限于买卖双方报价,难以满足应急条件下的资源共享需求。

针对互联电网送受端交易空间受限问题,以省间中长期交易、新能源及负荷预测、安全所需必开必停机组等为边界,构建了区域电网机组组合优化

模型。模型在综合考虑机组运行、分省平衡、分省备用、断面限额等各类约束条件下，以“保供应、促消纳”为目标自动识别互联电网互济需求：当受端电网供电能力不足时，引导送端增开机组，加强外送能力；在送端新能源消纳困难时，引导受端电网减少开机，提升消纳能力。华中区域电网日前机组组合仿真算例表明，区域电网开机方式统筹可提升省间互济空间 2% 以上。

针对由于市场报价导致局部地区供电能力不足或新能源弃电问题，以省间中长期交易、省间现货交易为边界，基于送受端的申报信息，提出了考虑电网输电容量约束的省间应急调度优化模型<sup>[47]</sup>。模型以省级电网(或省内分区电网)为计算节点，根据互联电网送端的富余电力和受端的平衡缺口，计及供需节点之间的跨省区交直流输电通道和省内重要交流断面约束，同时考虑电力供需社会价值，确定最佳的送受电匹配方式和最经济的输电路径，实现最佳互济效益的应急调度。仿真算例表明，应急调度可以在充分使用送电、受电或输电能力条件下，实现互联电网物理极限下的余缺互济。

针对优化决策模型激增带来的求解效率不足问题，提出人工智能与常规优化算法相结合的求解算法。通过建立机组组合问题对应的强化学习环境，利用深度强化学习算法快速寻找可行解并进行生效约束识别，将可行解带入传统优化算法作为初始解，从而提升常规算法求解效率。华中区域电网机组组合仿真算例表明，所提方法可提升区域电网机组组合求解效率 1 倍以上<sup>[48-49]</sup>。电能量统筹平衡优化决策流程如图 8 所示。

2) 备用共享优化决策技术。

针对分省备用预留容量不足，经济性较差的问题，提出了“本地优先，外补不足”备用共享方式<sup>[50]</sup>。各省评估自身备用充裕性，在备用足够时优先调用本省的备用资源，在备用不足时采用日前、日内联络线支援、市场交易等模式开展省间备用互济；实现层面，以省内电网的运行方式作为区域备用市场出清的边际条件，备用供给方(电厂)进行分段报价，购入方(省调)申报购入需求，考虑跨省区联络线计划及可用输电容量，以备用成本最小为目标，形成基于供需匹配的区域备用共享模型，实现缺额备用共享。华中区域电网仿真算例表明，通过备用共享可提升系统运行经济性 3% 以上。

中长期省间交易、区域开机方式统筹、省间现

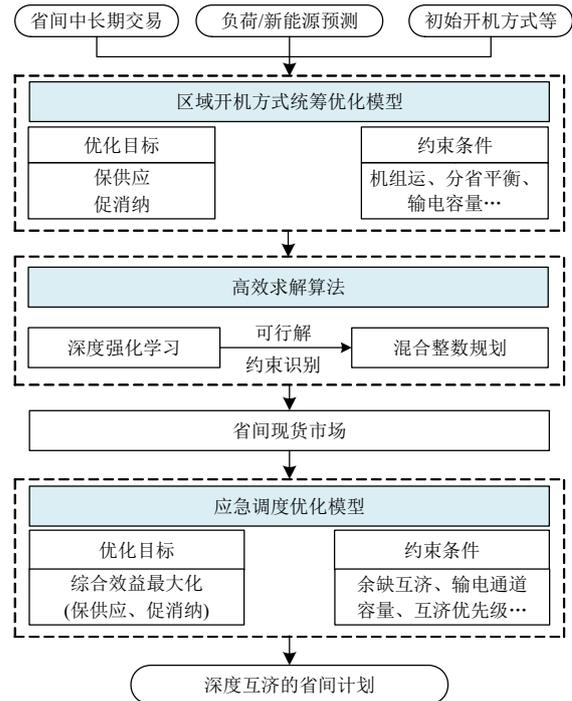


图 8 电能量统筹平衡优化决策流程  
Fig. 8 Decision-making process for optimizing the overall power balance

货、区域辅助服务、应急调度多项举措共同构成了互联大电网统筹平衡优化决策技术体系，支撑互联电网充分余缺互济。

3.5 多周期平衡能力分析、预警及预决策技术

由于风光新能源发电具有强随机性，煤炭、天然气受市场价格、国际形势及极端天气影响，供应预测难度加大，电源发电能力不确定性增强。分布式电源接入、电动汽车等多种类型负荷出现，引起负荷侧运行特性改变<sup>[2]</sup>。发用电双侧强随机导致准确掌控系统平衡能力难度增大，因此，需要计及多重随机因素进行多周期平衡能力分析、预警及预决策。

1) 平衡能力分析及预警技术。

平衡能力分析和预警是平衡预决策的基础。从平衡时间尺度来说，较长时间尺度主要考虑供需电量和极端场景的电力平衡，随着时间尺度逐渐缩短电量平衡问题逐渐过渡到电力的功率平衡。从空间尺度上，则要考虑导致电力电量不平衡的因素，如不确定的供应与负荷需求变化，市场价格及能源供应异常等导致的外来电变化<sup>[51]</sup>。因此，本文针对风电、光伏、负荷等随机性资源，基于概率统计方法从月度、周、多日、日前、日内/实时等多时间尺度建立电源出力特性和负荷特性的评价指标体系，并据此开展包括源荷功率的概率分布特性、波动性、

时延性等多维度的分析。中长期时间尺度考虑各类型电源的出力特性的季节变化,针对水电占比较高的电网,需要考虑水库来水情况对电量平衡的影响。短期时间尺度,需要考虑台风、梅雨、寒潮以及日全食等各类天气变化对新能源出力和电力负荷的影响。此外,市场交易中的不可控因素也可能导致平衡态势的变化,如煤炭、天然气等一次能源市场异常以及跨省区电力市场交易异常也应纳入平衡能力分析中<sup>[22]</sup>。平衡预警则在平衡能力分析的同时,对影响电力电量平衡的各环节关键风险因素进行识别和筛选,基于电力系统时序生产模拟仿真方法,从月度、周、多日、日前、日内/实时等多时间尺度进行供应预警、需求预警和平衡预警。平衡能力分析和预警流程如图9所示。

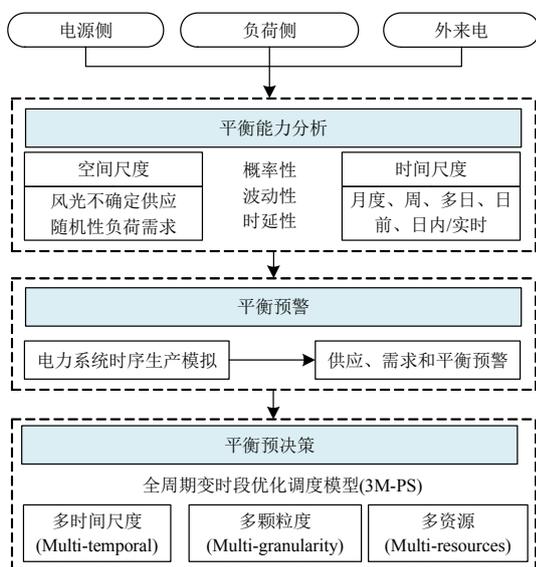


图9 多周期平衡能力分析和预警流程

Fig. 9 Multi-temporal balance capability analysis and early warning process

## 2) 平衡预决策技术。

根据新型电力系统的电力电量平衡需求,以及源网荷储各类调度资源的时序响应特性<sup>[52]</sup>,将调度周期扩展至周、月,构建多时间尺度、多颗粒度、多资源的调度机制。为此,建立了全周期变时段优化调度模型。该调度模型的具体含义为:①多时间尺度(multi-temporal):调度周期涵盖日前、3天、周度、月度、季度等多时间尺度,可以在更长的时间跨度内统筹决策,充分利用长时间响应资源的调节能力,提升电力供应的充裕度;②多颗粒度(multi-granularity):针对不同的时间尺度选用不同的颗粒度进行优化计算,次日每15min的机组计划用于调度运行和生产指导,对计算精度要求较高,

选取较细的颗粒度进行调度方案优化,日前得到的调度方案可供运行中应用;而对1周和1月后的计划计算精度要求则较低,可选取较粗的颗粒度(时段划分选择小时或峰谷平分段,发电安排区分到到常规机组或电源类型)来降低计算复杂度,提高计算效率,长时间尺度的调度方案为未来的短时间尺度的调度决策提供基础;③多资源(multi-resources):针对火电机组、风电机组、光伏机组、天然气资源、联络线资源、分布式资源等多种资源进行统一调度,充分发挥各种资源的灵活性,实现多资源协同调度优化配置。根据不同时间尺度可获得的边界条件以及可调资源,在月度-周度-日前-日内的滚动优化,超前统筹决策各类资源的多周期调用计划。由于该模型以全周期调度成本最小为目标函数,调度总成本较传统调度方式明显下降,采用变时段协同优化调度,得益于其预测性调度理念,可对负荷的随机波动具有更好的适应能力。

## 3.6 多场景平衡决策及控制技术

新型电力系统平衡与天气、一次能源供给等多种因素具有强耦合关系,其运行场景更加复杂。确定性的方法已经不能满足实际的电力平衡决策,多场景分析方法可以明确体现不确定量的概率特征<sup>[17]</sup>,以典型场景代表随机变量的不确定性,具有较高的计算效率,是未来电力系统平衡决策及控制的重要手段。

### 1) 多样化平衡场景识别及生成技术。

为更精准对未来可能出现的平衡场景进行识别、划分,从天气、时间、一次能源供给等多方面对电力系统平衡的影响,设计了包括丰水期、平水期、枯水期、春、夏、秋、冬、节假日8种典型供电场景,台风、梅雨、寒潮、高温、沙尘暴、日全食、南方暴雪冰冻等7种极端天气场景以及省间电力互济市场异常场景,共计16种典型平衡场景框架。同时,时域上提出净负荷累计值、相邻时间内变化率等指标,分别从电量缺额和功率波动两个方面对各类场景峰谷变化、昼夜特性进行表征;频域上提出功率谱密度(power spectral density, PSD)对各类场景概率分布特征进行描述<sup>[53]</sup>,利用相似度分析方法对未来场景与典型场景之间的相关性进行分析,通过一个或者多个典型场景耦合的方式实现对未来场景的识别及特征提取。

多场景平衡决策需要在实际场景的基础上,进一步运用场景生成技术,结合已获取的典型特征予

以拓展。场景生成方法上，提出一种纳入推理模型的生成式对抗网络(generative adversarial network, GAN)，即通过在生成式对抗网络中增加编码器，可以使模型进一步具备对隐空间的学习能力并能准确地拟合更为复杂的后验分布，可进一步提升了模型训练的稳定性和收敛性，并缓解了模型崩溃的问题。同时，通过增加标签信息的方式进一步改进模型满足多样化的场景生成需求。在生成大量场景的基础上，利用已有的 k-means 等场景削减方法在保持样本数据特点的同时降低计算复杂程度。该方法不仅能准确捕获到大范围风电和光电有功出力的多时空特性，而且还具备较好的鲁棒性。

2) 基于多场景的平衡决策与控制技术。

根据上文给出的场景识别技术和生成方法，获得较为精准的场景描述数据，并将信息提供给多资源协同优化决策模型，在考虑风光水火储等各类型资源运行以及电网安全等约束前提下，计及多类型资源的差异化调用成本，以系统运行总成本最小为目标，开展平衡优化决策分析。针对新能源波动引起电力平衡风险问题，采用基于电网拓扑模型和运行数据的电网分区各类源荷储资源可用容量滚动计算方法，精细化评估电网分时分区电力平衡态势。同时，考虑新能源预测、可调负荷资源等因素，对其出力 and 用能进行时延性、概率分布和波动性等评价，并考虑碳排放和成本、价格等因素，形成源

网荷储一体化调度策略。对各类调节资源进行概率性分析，计算可信调度容量和可靠调度容量，并应用于电力平衡分析，如存在电力不平衡风险则进行电力平衡预警<sup>[54]</sup>，最终形成日前日内实时多周期递进的协调策略以及源荷储协同的运行计划。综上所述，该技术可兼顾可能出现的各种不确定性场景，使得电网平衡能力更具有弹性，更好适应各种极端电力平衡场景，进而提高新型电力系统运行的安全可靠水平。

### 4 全景协同的电力电量平衡决策支撑系统的设计及应用

为实现前述技术成果的应用，设计研发了一套全景协同的电力电量平衡决策支撑系统。该系统旨在通过先进的技术手段，提升电力系统调控的智能化水平，以实现更高效的电力电量平衡管理。

#### 4.1 系统整体架构

本文设计了全景协同的电力电量平衡决策支撑系统整体框架，综合运用上述关键技术成果，提供信息更全面、应用更智能的综合平衡分析、推演、预警和决策等技术支撑手段。系统包含一二次能源综合平衡分析、源网荷协同优化调度、多层级电力电量平衡优化决策、多周期综合平衡滚动推演和综合平衡能力预警判断等核心功能，整体框架如图 10 所示。

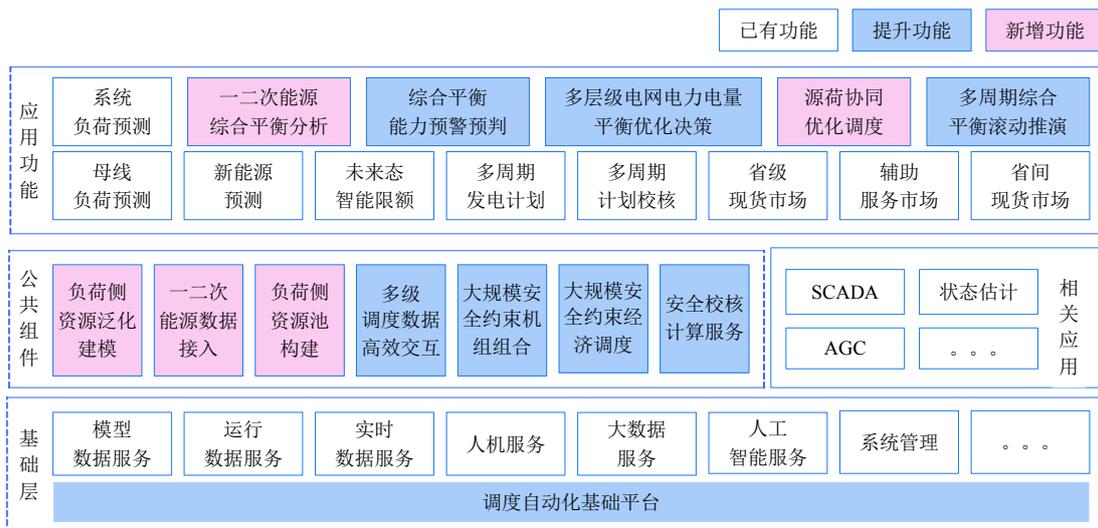


图 10 电力电量平衡决策支撑系统整体框架

Fig. 10 Framework of the decision support system for power balance

#### 4.2 一二次能源综合平衡分析及预警

应用全网统筹-局部自治-时空协同的平衡模式、考虑一次能源供给的发电能力评估、负荷侧资源精准预测技术和多周期平衡能力分析、预警及预

决策等技术，构建了一二次能源综合平衡分析及全景展示功能，包括多周期电力平衡的全景感知、多维分析和平衡预警预判。时间维度上，统筹分析年、月、周、日前、日内不同时间尺度的平衡能力及供

需失衡预警预判；空间维度上，准确反映国网经营区、区域、省(市)的平衡状况及供需失衡预警预判；信息维度上，涵盖一次能源信息、新能源预测、发电能力评估、负荷预测、检修管理、机组管理、非停受阻、送受电计划等信息，并提供可视化全景展示手段。功能架构如图 11 所示，该功能目前已在国网省 34 家单位得到广泛应用，自 2023 年 6 月应用以来，开展了超 500 次省间支援智能决策的方案推演。通过该功能可提前分析、感知气象、一次能源等外部因素对发电能力和用电负荷的量化影响，精细化掌握电网电力电量平衡状况，指导生产人员提前谋划决策，有效应对外部因素变化对电网电力电量平衡的影响。

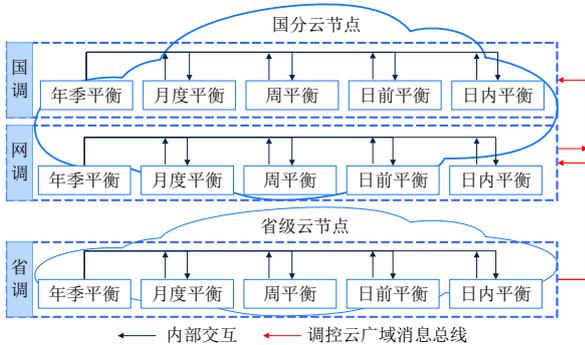


图 11 综合平衡分析及全景展示功能架构  
Fig. 11 Architecture of integrated balance analysis and panoramic display

### 4.3 多周期滚动电网平衡优化决策控制

应用多周期平衡决策、多场景平衡决策与控制技术构建了多周期滚动电网平衡优化决策控制功能，实现月周(多日)、日前、日内(实时)调度决策及控制。功能架构如图 12 所示。

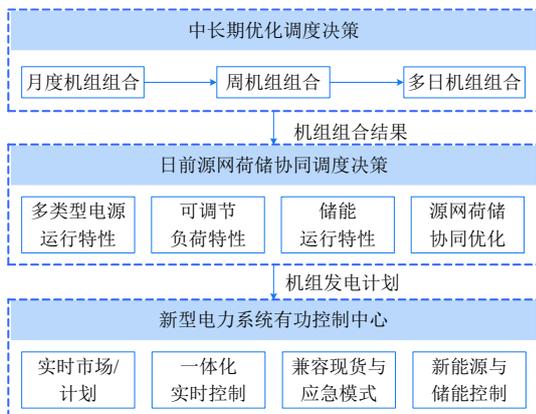


图 12 多周期滚动平衡优化决策控制功能架构  
Fig. 12 Architecture of Multi-temporal rolling balance optimization decision-making and control

中长期维度，开展月、周、多日层面的机组组合优化，将一次能源供应约束纳入电力电量平衡优

化决策，尽量减少煤电机组频繁开停机的同时，最大程度实现新能源消纳与电力保供多目标的统一，提升省级电网长时间尺度的电力电量平衡分析决策能力。该功能已在江苏省调试点应用，以 2023 年 11 月 20—26 日为例，周机组组合全局优化煤电机组启停 26 台次，相对逐日优化煤电机组启停 47 台次，启停次数可减少达 45%，保障新能源消纳同时大幅减少了煤电机组的频繁启停。

日前维度，考虑多类型负荷资源、储能、抽蓄等调节能力及可调度属性，以新能源最大消纳等为目标，采用多资源协同的柔性优化决策模型，构建多类型资源协同优化功能，实现源荷双侧多类型资源协调优化。该功能已在江苏、浙江、湖南等省调试点应用，以 2023 年湖南 7 月 12 日 21:29 晚高峰时刻为例，最大负荷达到 41 650 MW，水火电常规电源接近可调能力上限运行，全省储能放电功率达到 482 MW；负荷低谷期间，火电已达可调能力下限，全省储能充电功率达到 712 MW，极大的缓解备用紧张情况，达到了“低谷储能、高峰放电”的调节目标。

实时维度，构建以实时发电调度控制为核心的新型电力系统有功控制中心功能。基于实时市场/计划结果，集成创新有功控制技术手段，实现一体化的电网实时运行控制、兼容现货与应急模式的电网运行边界管理、新能源及储能新型资源运行控制等功能，适应现货市场运行与高比例新能源复杂场景下电网有功智能化协同控制。该功能已在江苏省调试点应用，今年迎峰度夏期间有功巡航轨迹自动调整累计 1 936 次，支撑了调度高效开展新型电力系统有功运行控制。

通过多周期滚动平衡优化决策功能，利用源荷双侧不确定性随着周期缩短而减少的特性，可有效应对源荷双侧不确定性问题，同时充分发挥电网中源、网、荷、储等不同环节的调节潜力，实现源网荷储协同优化运行，有效提升系统整体调节能力，以应对极端天气场景下电力电量平衡。

### 4.3 多层次统筹电网平衡优化决策

目前，我国已建成市场环境下以省间现货市场、区域辅助服务和省级现货市场为主体的“两级市场，三级调度”生产组织运行体系，实现多层次电网统筹协调运行。在此基础上，按照“统一市场，两级运作”的市场框架，应用互联大电网统筹平衡优化决策技术构建了多层次统筹电网平衡优化决

策功能，新增建设了区域安全校正、跨区应急调度功能，有效支撑全国统一电力市场体系建设。功能架构如图13所示。

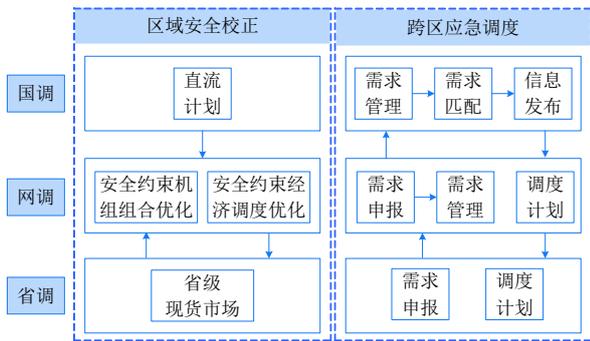


图13 多层级电网平衡调度决策功能架构

Fig. 13 Architecture of multi-level power grid balancing scheduling decision-making

区域安全校正以消除潮流阻塞为目标，影响省级现货出清结果最小为原则，依次按照机组出力、机组组合、省间联络线计划、区外直流计划的优先级进行安全校正调整，保障区域内省市现货市场出清结果的安全、可靠执行。该功能已在华东网调及区域内省调得到应用，目前已开展多次联合试运行，整体计算流程时间小于25min，通过安全校正消除断面越限，保障了省市出清结果的安全执行，有效支撑华东电网生产组织业务。

跨区应急调度采用考虑电网输电容量约束下最佳互济模式的应急调度优化方法，基于现货市场出清结果开展跨省区应急调度，有效缓解或解决局部地区供电能力不足或新能源弃电的问题。该功能已在国网省调得到广泛应用。以2023年7、10月为例，四川日最大被支援功率达7355MW，最大被支援电量达37700MW·h；黑龙江新增新能源消纳5935MW·h，蒙东新增消纳3785MW·h，有效提升电力保供及新能源消纳能力。

通过多层级电网平衡优化决策功能在更大范围内实现互联电网电力电量的余缺互济，有效应对我国资源与负荷逆向分布特点以及大电网一体化运行要求，充分发挥一体化分析决策优势，实现全网范围内的电力电量平衡。

试点应用成效表明，技术支撑系统实现平衡感知更全面、多级协同更高效、平衡决策更智能、可视化手段更丰富的设计目标，有效提升新型电力系统多元资源调度决策与协同控制的智能化水平。

## 5 展望与建议

随着新型电力系统的逐步构建，电力电量平衡

问题的解决，需要从市场机制、电碳协同、基于数智赋能的灵活调控、综合能源系统协同运行等方面开展更为广泛的研究。

### 5.1 运用市场化手段建立源荷双侧调节机制

长期以来依靠火电、水电、气电等发电侧资源提供调频、调峰、备用等调节服务。然而，随着新能源的快速发展，电力系统面临着更大的不确定性和波动性，发电侧资源将不足以满足电力电量平衡需求。因此，需要通过市场化手段引导可调度负荷、储能、虚拟电厂等负荷侧灵活性调节资源参与平衡调节。建立容量市场机制，通过市场化手段，对具有保障电力供需能力和调节能力的负荷侧资源进行奖励或补偿，以鼓励其投资、运营；完善辅助服务市场，对提供调频、调峰、备用等辅助服务的负荷侧资源进行定价和结算，以反映其在平衡调节中的价值作用；培育需求侧响应市场，通过市场化手段，对能够根据电力市场价格自主或被动地调整用电量的负荷侧资源进行激励或惩罚，以引导其削峰填谷，提高用电效率。运用市场化手段激励负荷侧调节资源参与电力电量平衡，可以增加电力系统的灵活性和可靠性，降低电网投资、电力成本和碳排放，提升电力保障能力，并促进新能源消纳。

### 5.2 适应“双碳目标”的电碳联合优化

在碳中和背景下，需求侧能耗双控逐步转向碳排放双控，新型电力系统需引入低碳目标，综合考虑经济、安全和环保因素，以及源、网、荷、储各环节的低碳要素，构建新型、科学、高效的“低碳电力调度”方式<sup>[2]</sup>，这使得电力电量平衡优化问题变得更为复杂。在机制方面，需要明确电力现货市场与碳市场、绿电市场的耦合机理，完善碳成本的合理分摊机制，建立三方市场的高效协同运行模式。在调控技术层面，首先，需要研究更为精细的碳排放量化分析理论，从发、输、配、用等各个环节开展碳排放评估，形成碳成本分担依据；其次，需要构建碳排放与电气量的耦合模型，在传统的优化调度或市场出清模型中加入低碳目标或约束，支撑低碳电力调度。

### 5.3 基于数智赋能的灵活调控技术

未来电力电量平衡优化决策的核心问题可能演变为源荷双侧强不确定性条件下海量资源的高效决策问题。为了满足大范围、高效、灵活决策需求，一方面需要运用数字化技术强化新能源运行监测、功率预测和调节控制能力，并提升各类调节资

源感知能力；另一方面需要广泛引入智能化的决策和控制手段，构建模型-数据融合驱动的电网协同控制模式，支撑包括：调节需求精准预测、多样化资源协同互补、电网快速响应和应急处置等各类调控需求，提升电网多元负荷承载、灵活互动及安全供电保障能力。

此外，考虑到未来数量众多、规模各异的可再生能源发电将在各电压等级的电力系统中广泛渗透，传统的运行控制技术将无法适应新型电力系统的运行要求。因此，各级调控机构还需要各类新兴主体的局部电能控制潜力，引导虚拟电厂、具有可控资源的用户等建立就地平衡分析和运行控制手段，并通过与其的高效协同互动，实现全系统的安全、稳定、高效运行。

#### 5.4 综合能源系统协同运行

由于电能具有清洁、安全、便捷、经济等优点，电能在终端能源中的比重呈上升趋势。但随着终端用能需求多元化，以及过度依靠单一能源品种可能存在的供应安全问题，因此发展终端层面的多能源互补、构建综合能源系统对于保障能源安全具有重要意义。在多能源耦合特性分析方面，需要深入研究电、气、冷、热、氢、氨等异质能源的统一建模技术，提出多能耦合模型关键特征参数精准辨识方法。在综合能源系统优化运行方面，需要构建多重复杂因素耦合驱动下的源荷场景生成模型，研究适应高比例新能源接入的多时空尺度综合能源系统优化调度技术。在综合能源系统韧性提升方面，研究极端天气、事故风险对综合能源系统运行的影响机理，提出覆盖“预防、抵御、响应、修复”各环节的综合能源系统韧性提升方法。

## 6 结论

我国正在构建新型电力系统和新型能源体系，受一次能源、气象环境、社会经济等方面因素的影响，电源结构逐渐面临随机间歇性电源多、快速可调节电源少导致的调节能力不足等问题，电网结构逐渐面临电网形态复杂多样、全网互济能力不足等问题，用电结构逐渐面临负荷特性重大转变、电力需求侧响应不足等问题，源、荷两侧均表现出强不确定性。同时，调节资源和调节需求存在复杂的时空分布特性，气候环境导致的极端场景频发，使得系统的电力电量平衡更加依赖短周期的优化控制，给调度运行带来巨大挑战。

针对电力系统平衡模式由“源随荷动”向“源网荷储互动”转变的趋势，本文从多要素、多层次、多周期、多场景、大范围等角度出发，提出了空间协同、时间协同、资源协同、预测预判等关键调控技术，介绍了已成功开发和应用的全景协同的电力电量平衡决策支撑系统，并给出了支撑电力电量平衡的建议和方向。希望本文的初步探讨能为新型电力系统平衡问题的解决提供一些有益的参考。

## 参考文献

- [1] 张智刚, 康重庆. 碳中和目标下构建新型电力系统的挑战与展望[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(8): 2806-2818.  
ZHANG Zhigang, KANG Chongqing. Challenges and prospects for constructing the new-type power system towards a carbon neutrality future[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(8): 2806-2818(in Chinese).
- [2] 辛保安, 单葆国, 李琼慧, 等. “双碳”目标下“能源三要素”再思考[J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(9): 3117-3125.  
XIN Baoan, SHAN Baoguo, LI Qionghui, et al. Rethinking of the “three elements of energy” toward carbon peak and carbon neutrality[J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(9): 3117-3125(in Chinese).
- [3] 舒印彪, 张智刚, 郭剑波, 等. 新能源消纳关键因素分析及解决措施研究[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(1): 1-8.  
SHU Yinbiao, ZHANG Zhigang, GUO Jianbo, et al. Study on key factors and solution of renewable energy accommodation[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(1): 1-8(in Chinese).
- [4] 李明节, 陈国平, 董存, 等. 新能源电力系统电力电量平衡问题研究[J]. 电网技术, 2019, 43(11): 3979-3986.  
LI Mingjie, CHEN Guoping, DONG Cun, et al. Research on power balance of high proportion renewable energy system[J]. Power System Technology, 2019, 43(11): 3979-3986(in Chinese).
- [5] 陈国平, 董昱, 梁志峰. 能源转型中的中国特色新能源高质量发展分析与思考[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(17): 5493-5505.  
CHEN Guoping, DONG Yu, LIANG Zhifeng. Analysis and reflection on high-quality development of new energy with Chinese characteristics in energy transition [J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(17): 5493-5505(in Chinese).
- [6] 舒印彪, 陈国平, 贺静波, 等. 构建以新能源为主体的新型电力系统框架研究[J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 61-69.  
SHU Yinbiao, CHEN Guoping, HE Jingbo, et al. Building

- a new electric power system based on new energy sources[J]. *Strategic Study of CAE*, 2021, 23(6): 61-69(in Chinese).
- [7] 陈典, 陆润钊, 张松涛, 等. 新型电力系统电力电量平衡计算分析技术综述[J]. *电网技术*, 2023, 47(10): 3952-3970.  
CHEN Dian, LU Runzhao, ZHANG Songtao, et al. Review of new power system power balance calculation and analysis techniques[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(10): 3952-3970(in Chinese).
- [8] 鞠平, 姜婷玉, 黄桦. 浅论新型电力系统的“三自”性质[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(7): 2598-2607.  
JU Ping, JIANG Tingyu, HUANG Hua. Brief discussion on the “three-self” nature of the new power system [J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(7): 2598-2607 (in Chinese).
- [9] 陈皓勇, 谭碧飞, 伍亮, 等. 分层集群的新型电力系统运行与控制[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(2): 581-594.  
CHEN Haoyong, TAN Bifei, WU Liang, et al. Operation and control of the new power systems based on hierarchical clusters[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(2): 581-594(in Chinese).
- [10] 康重庆, 杜尔顺, 郭鸿业, 等. 新型电力系统的六要素分析[J]. *电网技术*, 2023, 47(5): 1741-1750.  
KANG Chongqing, DU Ershun, GUO Hongye, et al. Primary exploration of six essential factors in new power system[J]. *Power System Technology*, 2023, 47(5): 1741-1750(in Chinese).
- [11] 辛保安, 陈梅, 赵鹏, 等. 碳中和目标下考虑供电安全约束的我国煤电退减路径研究[J]. *中国电机工程学报*, 2022, 42(19): 6919-6930.  
XIN Baoan, CHEN Mei, ZHAO Peng, et al. Research on coal power generation reduction path considering power supply adequacy constraints under carbon neutrality target in China[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2022, 42(19): 6919-6930(in Chinese).
- [12] 张智刚, 夏清. 智能电网调度发电计划体系架构及关键技术[J]. *电网技术*, 2009, 33(20): 1-8.  
ZHANG Zhigang, XIA Qing. Architecture and key technologies for generation scheduling of smart grid[J]. *Power System Technology*, 2009, 33(20): 1-8(in Chinese).
- [13] 常乃超, 张智刚, 卢强, 等. 智能电网调度控制系统新型应用架构设计[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(1): 53-59.  
CHANG Naichao, ZHANG Zhigang, LU Qiang, et al. A novel application architecture design for smart grid dispatching and control systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(1): 53-59(in Chinese).
- [14] 辛耀中, 石俊杰, 周京阳, 等. 智能电网调度控制系统现状与技术展望[J]. *电力系统自动化*, 2015, 39(1): 2-8.  
XIN Yaozhong, SHI Junjie, ZHOU Jingyang, et al. Technology development trends of smart grid dispatching and control systems[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2015, 39(1): 2-8(in Chinese).
- [15] 阮广春, 何一鏊, 谭振飞, 等. 面向新型电力系统运行的数据-物理融合建模综述[J]. *中国电机工程学报*, 2024, 44(13): 5021-5036.  
RUAN Guangchun, HE Yiliu, TAN Zhenfei, et al. Review of hybrid data-driven and physics-based modeling for the operation of new-type power systems[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2024, 44(13): 5021-5036(in Chinese).
- [16] 陈国平, 李明节, 董昱, 等. 构建新型电力系统仿真体系研究[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(17): 6535-6550.  
CHEN Guoping, LI Mingjie, DONG Yu, et al. Research on the simulation technology architecture for the new-type power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(17): 6535-6550(in Chinese).
- [17] 刘映尚, 马骞, 王子强, 等. 新型电力系统电力电量平衡调度问题的思考[J]. *中国电机工程学报*, 2023, 43(5): 1694-1705.  
LIU Yingshang, MA Qian, WANG Ziqiang, et al. Cogitation on power and electricity balance dispatching in new power system[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2023, 43(5): 1694-1705(in Chinese).
- [18] 魏利岫, 艾小猛, 方家琨, 等. 面向新型电力系统的时序生产模拟应用与求解技术综述[J]. *电力系统自动化*, 2024, 48(6): 170-184.  
WEI Lishen, AI Xiaomeng, FANG Jiakun, et al. Review on applications and solving techniques of time-series production simulation for new power system[J]. *Automation of Electric Power Systems*, 2024, 48(6): 170-184(in Chinese).
- [19] 叶林, 张步昇, 郭凯蕾, 等. 风火联合发电系统日前-日内两阶段协同优化调度[J/OL]. *中国电机工程学报*, 2024[2024-10-19]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.psee.232215>.  
YE Lin, ZHANG Busheng, GUO Kailei, et al. Optimal collaborative dispatching of wind-thermal combined power generation system in the day-ahead and intra-day stages[J/OL]. *Proceedings of the CSEE*, 2024[2024-10-

- 19]. <https://doi.org/10.13334/j.0258-8013.pcsee.232215>(in Chinese).
- [20] 代贤忠, 韩新阳, 靳晓凌. 需求响应参与电力平衡的成本效益评估方法[J]. 中国电力, 2022, 55(10): 170-177. DAI Xianzhong, HAN Xinyang, JIN Xiaoling. Cost-benefit assessment method for demand response participating in power balance[J]. Electric Power, 2022, 55(10): 170-177(in Chinese).
- [21] 杜佩仁, 文福拴, 刘艳茹, 等. 多元用电需求网格分析与“源网荷储”分层分区平衡模型[J]. 电力需求侧管理, 2021, 23(1): 5-10, 42. DU Peiren, WEN Fushuan, LIU Yanru, et al. Diversified power demand block analysis and “source-network-load-storage” hierarchical partition balance model [J]. Power Demand Side Management, 2021, 23(1): 5-10, 42(in Chinese).
- [22] 曾顺奇, 汤森培, 程浩忠, 等. 考虑源网荷储协调优化的主动配电网网架规划[J]. 南方电网技术, 2018, 12(3): 35-43. ZENG Shunqi, TANG Senkai, CHENG Haozhong, et al. Framework planning of active distribution network considering coordinated optimization of generation, network, load and storage[J]. Southern Power System Technology, 2018, 12(3): 35-43(in Chinese).
- [23] 黄越辉, 卢慧, 李建华, 等. 新能源极端出力特性及典型电力电量平衡场景研究[J]. 电网与清洁能源, 2024, 42(2): 1-9. HUANG Yuehui, LU Hui, LI Jianhua, et al. A study on the characteristics of renewable energy extreme output and typical power and energy balancing scenarios for new type power systems[J]. Power System and Clean Energy, 2024, 42(2): 1-9(in Chinese).
- [24] 郭红霞, 陈凌轩, 张启, 等. 电力电量平衡视角下新型电力系统极端场景研究及应对综述[J/OL]. 电网技术, 2024[2024-10-19]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.2268>. GUO Hongxia, CHEN Lingxuan, ZHANG Qi, et al. Research and response to extreme scenarios in new power system: a review from perspective of electricity and power balance[J/OL]. Power System Technology, 2024[2024-10-19]. <https://doi.org/10.13335/j.1000-3673.pst.2023.2268> (in Chinese).
- [25] 赖晓文, 钟海旺, 杨军峰, 等. 全网统筹电力电量平衡协调优化方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(7): 97-104. LAI Xiaowen, ZHONG Haiwang, YANG Junfeng, et al. A coordinated optimization method for system-wide power supply-demand balancing[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(7): 97-104(in Chinese).
- [26] 夏澍, 葛晓琳, 季海华, 等. 基于机会约束规划的电力电量平衡分析[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(18): 102-107. XIA Shu, GE Xiaolin, JI Haihua, et al. Power supply-demand balancing analysis based on chance-constrained programming[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(18): 102-107(in Chinese).
- [27] 孙云涛, 宋依群. 基于调峰能力评估的省间调峰互济交易模式[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(4): 86-91. SUN Yuntao, SONG Yiqun. Peak load regulation trading mode for trans-provincial aid based on evaluation of system regulation capability[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(4): 86-91(in Chinese).
- [28] 张旭, 王洪涛. 高比例可再生能源电力系统的输配协同优化调度方法[J]. 电力系统自动化, 2019, 43(3): 67-75, 115. ZHANG Xu, WANG Hongtao. Optimal dispatch method of transmission and distribution coordination for power systems with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2019, 43(3): 67-75, 115(in Chinese).
- [29] 王成山, 王瑞, 于浩, 等. 配电网形态演变下的协调规划问题与挑战[J]. 中国电机工程学报, 2020, 40(8): 2385-2395. WANG Chengshan, WANG Rui, YU Hao, et al. Challenges on coordinated planning of smart distribution networks driven by source-network-load evolution[J]. Proceedings of the CSEE, 2020, 40(8): 2385-2395(in Chinese).
- [30] 谢开, 刘敦楠, 李竹, 等. 适应新型电力系统的多维协同电力市场体系[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 2-12. XIE Kai, LIU Dunnan, LI Zhu, et al. Multi-dimensional collaborative electricity market system for new power system[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 2-12(in Chinese).
- [31] 贺宜恒, 周明, 武昭原, 等. 国外典型电力平衡市场的运作模式及其对中国的启示[J]. 电网技术, 2018, 42(11): 3520-3528. HE Yiheng, ZHOU Ming, WU Zhaoyuan, et al. Study on operation mechanism of foreign representative balancing markets and its enlightenment for China[J]. Power System Technology, 2018, 42(11): 3520-3528(in Chinese).
- [32] 梁志峰, 礼晓飞, 郭琳润, 等. 德国电力系统转型对我国新能源发展运行的启示[J]. 电网技术, 2024, 48(7): 2884-2894.

- LIANG Zhifeng, LI Xiaofei, GUO Linrun, et al. Enlightenment of Germany's power system transformation on the development and operation of renewable energy in China[J]. Power System Technology, 2024, 48(7): 2884-2894(in Chinese).
- [33] 夏清, 陈启鑫, 谢开, 等. 中国特色、全国统一的电力市场关键问题研究(2): 我国跨区跨省电力交易市场的发展途径、交易品种与政策建议[J]. 电网技术, 2020, 44(8): 2801-2808.
- XIA Qing, CHEN Qixin, XIE Kai, et al. Key issues of national unified electricity market with Chinese characteristics (2): development path, trading varieties and policy recommendations for inter-regional and inter-provincial electricity markets[J]. Power System Technology, 2020, 44(8): 2801-2808(in Chinese).
- [34] 许传龙, 张粒子, 陈大字, 等. 基于预招标的月度偏差电量平衡机制及其多周期发电调度优化模型[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(17): 5085-5094.
- XU Chuanlong, ZHANG Lizi, CHEN Dayu, et al. A monthly balancing mechanism based on pre-bidding and its multi-period generation schedule optimization model [J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(17): 5085-5094(in Chinese).
- [35] 许彦平, 黄越辉, 李湃, 等. 计及优先级及电力平衡的新能源中长期交易电量分解方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(17): 117-125.
- XU Yanping, HUANG Yuehui, LI Pai, et al. Decomposition method for medium-and long-term trading electricity of renewable energy considering priority and power balance[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(17): 117-125(in Chinese).
- [36] 戴璟, 王剑晓, 张兆华, 等. 新型电力系统形态特征与关键技术[J]. 新型电力系统, 2023, 1(2): 161-183.
- DAI Jing, WANG Jianxiao, ZHANG Zhaohua, et al. Morphological characteristics and key technologies of new power system[J]. New Type Power Systems, 2023, 1(2): 161-183(in Chinese).
- [37] 张运洲, 张宁, 代红才, 等. 中国电力系统低碳发展分析模型构建与转型路径比较[J]. 中国电力, 2021, 54(3): 1-11.
- ZHANG Yunzhou, ZHANG Ning, DAI Hongcai, et al. Model construction and pathways of low-carbon transition of China's power system[J]. Electric Power, 2021, 54(3): 1-11(in Chinese).
- [38] 中国电力企业联合会. 2022 中国电力行业年度发展报告[M]. 北京: 中国建材工业出版社, 2022.
- [39] 周达, 许红梅, 艾婉秀, 等. 2022 年夏季川渝高温干旱事件对电力供需影响分析[J]. 气象研究与应用, 2024, 45(1): 6-11.
- ZHOU Da, XU Hongmei, AI Wanxiu, et al. The impact of high temperature and drought events in the Sichuan and Chongqing region during summer 2022 on the power supply and demand[J]. Journal of Meteorological Research and Application, 2024, 45(1): 6-11(in Chinese).
- [40] 国家电网公司. 碳达峰、碳中和目标下国家电网面临的形势、任务、挑战及实现路径[R]. 北京: 国家电网公司, 2021.
- [41] 余贻鑫, 刘艳丽, 秦超, 等. 分层分群电网体系结构[J]. 电力系统保护与控制, 2020, 48(22): 1-8.
- YU Yixin, LIU Yanli, QIN Chao, et al. Layered and clustered grid architecture[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(22): 1-8(in Chinese).
- [42] 蒋建东, 孙书凯, 董存, 等. 风电中长期电量预测研究现状[J]. 高电压技术, 2022, 48(2): 409-419.
- JIANG Jiandong, SUN Shukai, DONG Cun, et al. Research status of mid-long term wind power generation forecasting[J]. High Voltage Engineering, 2022, 48(2): 409-419(in Chinese).
- [43] 姚力, 郑海峰, 单葆国, 等. 基于数据驱动机会约束的发电企业电煤采购及库存优化模型[J]. 中国电力, 2023, 56(6): 176-184.
- YAO Li, ZHENG Haifeng, SHAN Baoguo, et al. An optimization coal procurement and inventory model for power generation enterprises based on data-driven chance constraints[J]. Electric Power, 2023, 56(6): 176-184(in Chinese).
- [44] 杨龙, 吴红斌, 丁明, 等. 新能源电网中考虑特征选择的 Bi-LSTM 网络短期负荷预测[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(3): 166-173.
- YANG Long, WU Hongbin, DING Ming, et al. Short-term load forecasting in renewable energy grid based on Bi-directional long short-term memory network considering feature selection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(3): 166-173(in Chinese).
- [45] 王蓓蓓, 朱峰, 嵇文路, 等. 中央空调降负荷潜力建模及影响因素分析[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(19): 44-52.
- WANG Beibei, ZHU Feng, JI Wenlu, et al. Load cutting potential modeling of central air-conditioning and analysis on influencing factors[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(19): 44-52(in Chinese).
- [46] 范宇辉, 姜婷玉, 黄奇峰, 等. 基于画像的工业园区需求响应潜力评估[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(1): 41-49.

- FAN Yuhui, JIANG Tingyu, HUANG Qifeng, et al. Portrait-based assessment on demand response potential of industrial parks[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(1): 41-49(in Chinese).
- [47] 胡晨旭, 孙大雁, 关立, 等. 省间电力现货交易运营技术[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(4): 49-56.
- HU Chenxu, SUN Dayan, GUAN Li, et al. Operation technology for inter-provincial electricity spot trading[J]. Automation of Electric Power Systems, 2024, 48(4): 49-56(in Chinese).
- [48] 杨楠, 郝俊聪, 产雪振, 等. 数据驱动的考虑安全约束机组组合问题研究综述[J]. 高电压技术, 2023, 49(9): 3654-3668.
- YANG Nan, HAO Juncong, CHAN Xuezhen, et al. Review of data-driven security-constrained unit commitment[J]. High Voltage Engineering, 2023, 49(9): 3654-3668(in Chinese).
- [49] 陈准, 潘毅, 范士雄, 等. 基于深度强化学习的机组组合优化方法研究[J]. 电力信息与通信技术, 2023, 21(3): 33-40.
- CHEN Zhun, PAN Yi, FAN Shixiong, et al. Research on unit commitment optimization method based on deep reinforcement learning[J]. Electric Power Information and Communication Technology, 2023, 21(3): 33-40(in Chinese).
- [50] 许丹, 黄海煜, 程虔, 等. 计及安全风险的互联电网发电-备用两阶段联合优化模型[J]. 电网技术, 2023, 47(2): 624-635.
- XU Dan, HUANG Haiyu, CHENG Qian, et al. Generation-reserve two-staged joint optimization model for interconnected power grid considering security risks[J]. Power System Technology, 2023, 47(2): 624-635(in Chinese).
- [51] 康重庆, 姚良忠. 高比例可再生能源电力系统的关键科学问题与理论研究框架[J]. 电力系统自动化, 2017, 41(9): 2-11.
- KANG Chongqing, YAO Liangzhong. Key scientific issues and theoretical research framework for power systems with high proportion of renewable energy [J]. Automation of Electric Power Systems, 2017, 41(9): 2-11(in Chinese).
- [52] WATSON D S, MATSON N, PAGE J, et al. Fast automated demand response to enable the integration of renewable resources[R]. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2012.
- [53] DU Ershun, ZHANG Ning, HODGE B M, et al. The role of concentrating solar power toward high renewable energy penetrated power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems, 2018, 33(6): 6630-6641.
- [54] SOVACOOOL B K. Evaluating energy security in the Asia pacific: towards a more comprehensive approach [J]. Energy Policy, 2011, 39(11): 7472-7479.



董昱

在线出版日期: 2024-08-27。

收稿日期: 2024-03-25。

作者简介:

董昱(1974), 男, 硕士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电力系统调度运行与管理, dong-yu@sgcc.com.cn;

孙大雁(1970), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向为电网经济调度、电力市场等, sun-dayan@sgcc.com.cn;

\*通信作者: 许丹(1985), 男, 博士, 高级工程师, 主要研究方向为电力系统优化运行、电力市场, xudan@epri.sgcc.com.cn。

(责任编辑 乔宝榆, 李泽荣)