新型电力系统电力平衡原理和工程模式

王 浩
内蒙古电力（集团）有限责任公司鄂尔多斯供电分公司 内蒙古 鄂尔多斯 017010

摘 要：本文聚焦新型电力系统电力平衡核心议题，对比传统电力平衡模式，阐释源网荷储全互动、多时间尺度耦合的动态平衡原理，搭建概率化评价体系与调控模型。系统梳理源、网、荷储及市场化四类典型工程模式，剖析当前新能源波动风险、多主体协同不足等核心问题，提出精细化管控、一体化协同等优化策略，并结合工程案例验证成效，展望智能化、全域协同的行业发展趋势。

关键词：新型电力系统；电力平衡原理；工程模式

引言：双碳目标下，高比例新能源大规模并网，彻底改变传统“源随荷动”的电力平衡格局，新能源出力随机性大幅增加系统供需匹配难度。传统确定性电力平衡理论与调控模式已难以适配新型电力系统运行需求。基于此，本文立足电力系统转型现状，深入拆解新型电力系统电力平衡运行机理、评价体系与工程应用模式，剖析现存短板并给出优化路径，为电网安全稳定运行与新能源高效消纳提供理论与工程支撑。

1 新型电力系统电力平衡核心原理

1.1 电力平衡基础理论体系

（1）传统电力系统以“源随荷动”为核心，电力平衡要求瞬时功率匹配以保障频率稳定；电量平衡侧重中长期发电量与用电量总体相等，通过调度计划与备用容量实现确定性管控。（2）新型电力系统电力平衡指源网荷储全环节灵活互动下全时间尺度功率动态匹配，核心特征为高不确定性适应、多能互补协同、灵活资源深度参与及概率化充裕度评估。（3）电力平衡与电量平衡分层协同：电力平衡聚焦短时功率缺额风险，采用概率性充裕度评价；电量平衡关注长周期能量盈亏。二者通过多时间尺度耦合迭代，形成“长周期电量约束+短周期电力校核”的适配机制。

1.2 新型电力系统电力平衡运行机理

（1）高比例新能源出力随机性、波动性平衡机理。通过多时空尺度预测误差分布建模，结合储能快速响应、需求侧弹性调节及火电深度调峰，构建“预测-跟踪-补偿”的动态抑制链条，实现净负荷波动平抑。（2）源网荷储多要素协同平衡运行机制。以电网为枢纽，建立源网荷储协同调度框架：电源侧提升调节深度，电网侧强化互联互济，负荷侧挖掘柔性响应潜力，储能侧实现能量时移，形成多向互动的平衡支撑体系。（3）多时空尺度电力动态平衡调控原理。构建“日前-日内-实时”多级调控架构：日前进行机组组合与备用规划，日内滚动修正计划，实时采用频率响应与紧急控制，实现秒级至小时级功率精准匹配[1]。

1.3 电力平衡核心评价指标与模型

（1）电力平衡裕度、新能源消纳等核心评价指标。电力平衡裕度反映系统应对功率缺额的安全冗余；新能源消纳率评估绿电利用水平；辅助引入失负荷概率（LOLP）、弃风弃光率及灵活调节能力系数，实现多维量化评价。（2）概率性电力电量平衡分析模型。基于时序生产模拟与随机规划，引入新能源出力概率分布、负荷预测偏差及设备随机停运等不确定性因素，采用蒙特卡洛模拟或场景缩减法，量化系统平衡失效风险。（3）多场景下电力平衡精准测算方法。涵盖典型日、极端气象、新能源低出力及大负荷等多重场景，融合确定性经典调度与随机优化算法，通过生产模拟仿真与灵敏度分析，实现不同场景下的电力平衡精准测算与薄弱环节识别。

2 新型电力系统电力平衡典型工程模式

2.1 源侧主动平衡工程模式

（1）风光水火储多电源互补协同发电模式。依托多类型电源的出力时序互补特性，建立“风光水优先、火电托底、储能调节”的多能互补运行体系。通过协调控制平台统一调配，利用水电的调节能力和火电的深度调峰能力平抑风光出力波动，储能系统承担高频次功率补偿，实现多电源联合发电曲线的平滑与可控，提升系统整体送出稳定性。（2）新能源置信容量提升与工作容量配置模式。基于新能源出力概率分布与可靠性约束，量化评估风光场站的置信容量，据此优化常规电源的开机方式与备用容量配置。通过增加储能配比、扩大风光场站装机规模及优化场站选址布局，提高新能源在电力平衡中的有效容量占比，降低对传统旋转备用的依赖，实现源侧容量结构的优化升级[2]。（3）分布式电源就地

平衡工程应用模式。针对配电网层面分布式光伏、小型风电及燃气轮机等分散式电源，采用“自发自用、余量上网、就近消纳”原则，通过智能断路器、电压调节器及本地能量管理系统，实现台区内的功率自治与电压支撑，减少电力远距离传输损耗，缓解主网平衡压力。

2.2 网侧协同平衡工程模式

（1）省间-省内两级电网电力互济平衡模式。构建“省内自平衡为基础、省间互济为补充”的两级调度协同架构。省内优先挖掘调峰潜力，省间通过联络线计划实现余缺互补，利用跨省输电通道开展日前及日内电力交易，实现资源大范围优化配置，提高区域整体电力平衡能力。（2）交直流混联电网跨区域电力调配模式。依托特高压交直流混联骨干网架，充分发挥直流输电大容量、远距离、快速可控的优势与交流电网柔性互联、多落点馈入的特点。通过直流功率紧急调制和潮流灵活控制，实现新能源富集区与负荷中心间的动态功率转移，提升跨区域电力互济的灵活性与可靠性。（3）电网分层分区动态平衡管控模式。按电压等级和供电分区划分平衡单元，实行“分区自治、互联互济”的管理策略。各分区内配置独立调频调压资源，常态下维持自平衡；异常工况下通过分区联络通道进行功率支援，配合动态分区开关策略，实现故障隔离与快速恢复，增强电网韧性。

2.3 荷储侧柔性平衡工程模式

（1）储能系统削峰填谷、调频调压平衡模式。在电网关键节点配置电化学储能、抽水蓄能等设施，通过能量管理系统实现充放电策略的智能决策。负荷低谷期充电储能，负荷高峰期放电释能，完成削峰填谷；同时利用储能变流器的快速响应特性参与一次调频和动态无功补偿，实现多时间尺度下的功率-电压综合支撑。（2）需求响应负荷柔性调控平衡工程模式。聚合工业可中断负荷、商业空调、居民智能家电等柔性负荷资源，建立需求响应资源池。通过价格信号或激励协议引导用户主动调整用电行为，在供需紧张时段实施削峰或填谷响应。配合自动需求响应技术，实现秒级至分钟级的负荷快速调节，使其作为“虚拟机组”参与电力平衡[3]。（3）微电网局域源荷储自治平衡模式。在工业园区、偏远地区等场景构建含分布式电源、储能及可控负荷的微电网系统。微电网中央控制器根据内部发电预测与负荷需求制定运行策略，并网点功率可控。并网状态下参与配电网平衡调节，离网状态下切换至孤岛运行模式，依靠内部源储配合实现电压频率自支撑，保障局域供电可靠性。

2.4 市场化电力平衡工程模式

（1）电力现货市场分时供需平衡出清模式。依托现货市场日前、日内及实时交易机制，将电力平衡转化为分时电价信号引导资源优化配置。发电企业根据边际成本报价，用户侧根据电价调整用电计划，市场出清结果直接形成机组启停与发电计划，实现电力平衡由计划调度向市场化自动平衡的转变[4]。（2）辅助服务市场电力平衡调节配套模式。建立调频、备用、调峰等辅助服务交易品种，为电力平衡提供市场化调节手段。通过竞争报价方式确定各类辅助服务的中标容量与补偿价格，激励灵活调节资源主动提供平衡服务，形成电能量市场与辅助服务市场协同运行的平衡保障体系。（3）新能源市场化消纳与平衡协同模式。通过绿色电力交易、可再生能源配额制及绿证交易等机制，将新能源消纳责任市场化分配。发电侧与售电侧签订中长期绿电合约，结合现货市场的偏差考核与平衡结算机制，促使市场主体主动优化用电曲线以匹配新能源出力特性，实现新能源高水平消纳与系统电力平衡的协同共赢。

3 新型电力系统电力平衡现存问题优化与工程应用展望

3.1 新型电力系统电力平衡现存核心问题

（1）新能源不确定性导致的瞬时平衡风险问题。高比例新能源并网后，风速、光照等气象因素的随机性使出力预测偏差难以完全消除，极端天气下可能出现大规模功率骤降，而常规机组爬坡速率有限，导致秒级至分钟级功率缺额风险显著增加，频率越限事故概率上升，系统瞬时平衡承受巨大压力。（2）多主体协同平衡机制不完善问题。电源、电网、用户、储能及负荷聚合商等多元主体的利益诉求各异，调度指令与市场信号的传导时效不统一，跨部门协调成本高。各主体间信息壁垒尚未完全打破，缺乏标准化的协同响应协议，导致平衡资源的汇集与调用效率偏低，整体协同性不足。（3）传统平衡模型与新型电网适配性不足问题。传统确定性平衡模型基于经验备用率及典型日负荷曲线，难以刻画新能源出力的概率分布特性和源网荷储多元交互耦合关系。模型时间分辨率粗糙，缺乏对不确定性传播与动态演化过程的描述，导致平衡评估结果与实际运行偏差较大，难以满足新型电网精细化调控需求。

3.2 电力平衡体系优化策略

（1）多时空尺度精细化平衡管控优化方法。构建“年-月-周-日前-日内-实时”全尺度嵌套平衡计划体系：长期层面统筹检修与燃料保障；中期优化水库调度与储能充放策略；短期依托高精度预测和滚动优化，动态修正发电计划；实时层面采用模型预测控制与快速频率响应协同，实现全时间尺度精准匹配。（2）源网荷储一体

化协同平衡优化路径。打破源网荷储独立规划与运行壁垒，建立一体化协同优化平台。电源侧提升调节深度与灵活性改造；电网侧优化输电能力与分区策略；负荷侧挖掘柔性可调资源潜力；储能侧统筹电化学、抽蓄等多种类型。通过联合优化调度模型，统一求解全局最优平衡方案。（3）平衡风险预警与应急调控优化策略。建立基于概率风险评估的动态预警机制，量化失负荷概率、备用不足期望等风险指标，设定分级预警阈值。应急层面配置快速切负荷、高频紧急控制及黑启动预案，配合人工智能辅助决策系统，实现风险辨识—预警—响应—恢复的闭环应急调控[5]。

3.3 工程模式应用案例分析

（1）区域电网多能互补电力平衡工程案例。以某省级电网为例，该区域风光装机占比超45%，通过建设千万千瓦级多能互补基地，配套抽水蓄能及电化学储能，依托省间特高压直流通道开展跨省互济。实际运行数据显示，午间光伏大发时储能充电吸纳富余功率，晚间负荷高峰储能放电支撑晚峰，新能源消纳率提升约6个百分点，晚峰电力平衡裕度提高至8%以上。（2）高比例新能源园区电力就地平衡应用案例。某工业园区分布式光伏渗透率达60%，配套建设用户侧储能及能量管理平台。平台通过预测光伏出力与园区负荷曲线，制定储能日前充放电计划和空调柔性调控策略。实际运行中，园区从主网下电功率波动幅度降低70%，午间光伏反送电量减少80%，基本实现局域功率自平衡。（3）案例成效总结与工程经验提炼。上述实践表明：精准的预测体系是前提条件，合理配置储能与备用容量是核心保障，一体化调度平台是关键载体，市场激励机制是可持续支撑。经验启示：应因地制宜选择平衡模式，重视多时间尺度协调优化，强化调度与市场的有效衔接。

3.4 未来发展趋势展望

（1）智能化、数字化电力平衡技术发展趋势。数字孪生构建电网虚拟镜像，支撑平衡推演与决策验证；AI大模型赋能新能源超短期预测与调度自学习；5G与边缘计算实现分布式资源毫秒级聚合调控，推动电力平衡由“经验驱动”向“数据驱动+智能决策”跃升。（2）全域协同、低碳高效平衡体系发展方向。未来电力平衡向“全国一盘棋”全域协同演进，依托特高压骨干网架实现跨季节跨区域能源互补，并与碳交易市场耦合。平衡目标从保障供电安全拓展为“安全-经济-低碳”多维协同，引入碳流追踪与低碳调度因子，实现清洁能源最大化利用与碳排放双控。（3）新型电力平衡工程模式规模化应用前景。随储能成本下降、虚拟电厂成熟及市场体系完善，“源网荷储协同自治+市场驱动平衡”从试点向全国推广。预计“十五五”期间，地市级以上城市普遍建立分层分区平衡体系，园区级就地平衡模式实现标准化复制，我国新型电力系统平衡能力将迈入国际领先行列。

结束语

综上，新型电力系统电力平衡实现了从确定性管控到概率化动态匹配的全面革新，多元工程模式构建起全方位平衡支撑体系。当前系统仍面临新能源波动、协同机制不完善等问题，需依托精细化调控、一体化协同及市场化改革持续优化。未来，依托数字智能技术与全域协同架构，新型电力平衡模式将规模化落地，助力电力系统实现安全、经济、低碳多维协同发展。

参考文献

[1]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.

[2]鲁宗相,王馨,乔颖.新型电力系统弹性平衡机理与工程实现模式[J].中国电机工程学报,2024,44(08):2701-2716.

[3]黄皓,何川,刘方.新型电力系统电力电量平衡分析关键技术与研究框架[J].电力建设,2024,45(09):104-110.

[4]丁涛,刘科,杨兴森.双碳目标下新型电力系统供需平衡重构与协同运行模式[J].高电压技术,2023,49(11):4521-4532.

[5]邱忠涛,格根敖其,贾跃龙,等.新型电力系统供需协同全要素理论框架与平衡模式[J].中国电力,2025,58(10):147-162.