



1360 号文与我国新能源消纳政策的系统性升级 ——从保障消纳到系统调控

文/李紫嫣

摘要

随着新能源累计装机占比不断升高，消纳环节的结构性矛盾日益突出。2025 年，政策重心从责任分配转向操作指引：669 号文确立消纳责任权重，1360 号文则将其分解为可执行的制度安排，并于 2026 年上半年密集转化为绿电直连制度、省间现货交易规则修订、承载力评估准则优化等具体制度，精准破解就近消纳通道缺失、配电网调度协同不足、分布式接入标准僵化三大堵点，推动消纳模式从“电网单点承载”向“市场主体多元共担”转变。

正文

截至 2025 年末，我国风电、光伏累计装机合计 18.4 亿千瓦，占比达 47%。然而消纳环节的结构性矛盾同步累积：配电网承载力与调度协同不足制约就地消纳，省际利用率分化加剧，部分西部地区 2025 年弃电率回升至 5%以上，分布式接入容量被 80%反向负载率红线冻结。消纳责任权重确立之后，执行工具的缺位成为制度短板。2025 年至 2026 年上半年，以 1360 号文为核心枢纽的制度接续，集中回应了上述挑战。

一、从堵点到通路：1360 号文的制度接续

2025 年，我国新能源消纳的政策重心经历了从责任分配到操作指引的切换。2025 年 3 月，《关于 2025 年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》（发改办能源〔2025〕669 号，以下简称“669 号文”）首次以“省级约束性消纳权重+行业绿电消费比例”的双轨考核框架，将消纳工作从定性要求推向定量考核；同年 10 月，《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号，以下简称“1360 号文”）系统提出 22 条政策措施，并陆续转化为专项制度与技术标准。

669 号文划定了消纳责任的分配规则，但由于相关操作细则缺位，各省在落实消纳权重过程中仍面临三重执行堵点：一是就近消纳缺乏标准化通道，源网荷储一体化、绿电直连等模式长期处于试点状态，无统一准入规则和责任界面；二是配电网承载力与调度能力不足，电网投资重心长期偏向输电网，配电网硬件容量受限，加之市县两级调度机构在五级调度体系中自主权有限，分布式新能源的就近调度难以高效实现；三是分布式接入标准僵化，统一执行的 80%反向负载率红线冻结了大量配电网仍有消纳余量的区域。

1360 号文则实现了从责任设定到体系变革的系统性跃升，构建了从战略目标到执行路径再到制度保障的闭环。它在三个方面实现了对 669 号文的制度接续：**第一，它确立了从目标到路径的完整逻辑链条。**1360 号文从顶层设计出发，明确了到 2030 年“协同高效的多层次新能源消纳调控体系基本建立”以及到 2035 年“适配高比例新能源的新型电力系统基本建成”的渐进式目标。在此基础上，它将消纳责任细化为开发布局、新业态培育、系统调节、市场机制、技术创新五条可操作路径，为各地落实消纳责任提供明确的行动指引。

第二，聚焦实操堵点进行精准制度设计。其针对 669 号文实施中暴露的结构性梗阻逐一设置制度安排，增强执行实效。从统筹“沙戈荒”基地外送与就地消纳到优化水风光一体化开发，从创新源网荷储一体化、绿电直连等就近消纳新业态，到推动全国统一电力市场建设、完善“电—证—碳”协同交易机制，形成了从开发端到消费端的全链条制度闭环。

第三，以系统性变革推动消纳体系的根本性转变。1360 号文的政策重心是实现从“保障消纳”到“系统调控”、从“局部优化”到“整体适配”、从“责任向下分解”到“能力向上构建”的三重转变，引导新能源消纳体系的衡量指标转向系统可承载能力和调控体系成熟度。其较多采用明确的操作性措辞，为后续的政策制定和标准出台提供了明确指引。2026 年以来，1360 号文的多项条款密集转化为可操作的制度文件和技术标准（见表 1，以下将相关文件依次简称“114 号文”“275 号文复函”“688 号文”“622 号文”“DL/T 2041”）。

表 1 1360 号文的政策传导情况

具体制度	出台时间	对应 1360 号文内容	制度中的关键兑现内容
《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）	2026 年 1 月	第（十五）条中关于“健全完善煤电、抽水蓄能、新型储能等调节性资源容量电价机制”的要求	将电网侧独立新型储能正式纳入发电侧容量电价体系，以当地煤电容量电价为基准，按顶峰放电时长折算补偿比例
《国家发展改革委办公厅 国家能源局综合司关于修订省间电力现货交易规则的复函》（发改办体改〔2026〕275 号）	2026 年 4 月	第（十三）条中关于“以省间中长期交易压实新能源跨省消纳‘基本盘’，以省间现货交易、区域内省间互济交易等灵活响应新能源短时消纳需求”的要求	原则同意修订后的《省间电力现货交易规则》，发挥省间现货交易促进更大范围资源配置、余缺互济的作用
《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》（发改能源〔2026〕688 号）	2026 年 5 月	第（八）条中关于“推动源网荷储一体化、绿电直连、智能微电网、新能源接入增量配电网等新能源就近消纳新业态健康可持续发展”的要求	豁免电力业务许可；确立“以荷定源”原则，年发自用电量占总可用发电量≥60%、占总用电量≥30%（2030 年前≥35%）
《非化石能源电力消费核算指南（试行）》（发改能源〔2026〕622 号）	2026 年 6 月	第（十四）条中关于“推动绿证市场高质量发展，推进‘电—证—碳’市场协同，科学反映新能源环境价值”的要求	用绿证作为认定依据的，应为绿证核销量，按发电生产时间计入相应核算年度，确立“随用随购、随购随销”机制
《分布式电源接入电力系统承载力评估导则》（DL/T 2041-2025）	2026 年 6 月生效	第（五）条中关于“修订分布式新能源接入承载力评估标准，释放公共电网接纳分布式新能源的可开放容量”的要求	废除 80%反向负载率的硬性指标，采用系统级与设备级综合承载力评估，以动态评估取代固定阈值判定

资料来源：大公国际基于公开资料整理

二、核心工具的破题逻辑与协同

1360号文转化落地的制度体系中，114号文与622号文承担配套支撑功能：前者通过容量电价机制构建系统调节能力的激励基础，后者将绿证纳入碳排放双控核算体系，为绿电消费建立统一的价值尺度。688号文、275号文与DL/T 2041则直接指向669号文执行中暴露的三大堵点——就近消纳通道缺失、配电网承载力与调度能力不足、分布式接入标准僵化。

（一）688号文与绿电直连：破除就近消纳的制度壁垒

就近消纳是实现新能源高效利用的有效路径之一，但此前源网荷储一体化、绿电直连等模式长期处于零散试点状态，缺乏全国统一的准入规则、技术标准与责任界定，就近消纳未能充分显现其价值。具体到市场层面，潜在投资主体普遍面临两类制度不确定性：对于投资建设专用线路与配套电源的非电网企业，电力业务许可证的取得条件与管辖边界模糊；同时，直连项目与公共电网的安全责任划分缺乏明确依据。

针对上述问题，1360号文提出推动就近消纳新业态健康可持续发展，688号文进一步做出了两项关键安排，扫除了长期存在的准入壁垒。**第一，豁免电力业务许可。**非电网投资主体的配套电源和专用线路只需在取得行政核准后备案即可，企业无需取得电力业务许可证。这一规定直接厘清了直连项目的运营资质问题。**第二，确立“以荷定源”原则。**配套电源规模需要根据负荷需求确定，自发自用电量在总发电量和总用电量中的占比均受刚性约束，确保项目以就近自用为核心功能，防范其变相转为普通并网电站。上述安排畅通了发电端与负荷端直接匹配的制度化消纳通道，使新能源得以就近对接高载能工业负荷，成为集中式外送模式的重要补充。

（二）275号文与省间现货：以市场机制缓解调度协同困境

配电网消纳能力不足既受制于硬件设施投资滞后，也源于跨层级、跨区域调度协同机制的不完善。在我国现行五级调度体系下，市、县两级调度机构对分布式新能源的并网调度自主权有限，分布式出力与配网负荷难以实现就地精准匹配。这导致部分本可就地消纳的电量被迫上送至更高电压等级，反向加重配电网压力。同时，新能源出力的时空分布不均特性使得局部地区的短时消纳压力无法通过省内调度完全化解，亟需在更大地理范围内实现资源优化配置。

对此，1360号文从两个方向做出回应：强化配网调度能力，使分布式出力与负荷在配网层面实现更精准的匹配；拓展新能源消纳市场化体系，让省间中长期及现货电力市场、区域内省间互济市场等交易市场同步发力，推动跨区交易常态化。其中，275号文复函针对省间现货交易规则优化进行了专项落实。

经过此次修订：**第一，构建了全国范围的新能源短时余缺互济机制。**西部省份午间大发时段的过剩光伏出力可通过省间现货市场实时流向东部负荷中心，有效缓解了局部地区配电网的短时过载压力，实现消纳压力在空间维度的优化配置。**第二，通过市场信号反向引导调度运行优化。**省间现货价格能够实时反映不同地区的电力供需状况，这一价格信号将反向传导至省内调度机构，引导其优化配电网运行方式。

（三）DL/T 2041 与承载力评估：释放分布式的消纳空间

分布式光伏 2025 年接入受限的直接原因在于统一的 80%反向负载率红线。该标准采用单一阈值，未考虑不同区域配电网的网架结构、负荷特性与调节能力差异，导致大量技术上仍具备消纳潜力的区域被冻结装机权限，严重制约分布式新能源的发展空间。

DL/T 2041-2025 于 2026 年 6 月生效，废除了 80%硬性指标，建立系统级与设备级相结合的综合承载力评估体系。这一调整实现了从单维阈值管理向多维分级管控的转变：绿色区鼓励接入，黄色区附条件开放并引导储能配置，红色区严控新增，其中黄色区的设置为配电网改造和储能配置提供了过渡缓冲期。

三项工具在各自层面突破堵点，并在落地后形成互补格局。688 号文为集中式新能源开辟独立于公共电网的就近消纳通道，275 号文复函进一步完善跨区市场机制，优化消纳压力的空间转移路径，DL/T 2041 则从接入标准层面释放分布式新能源的内生消纳潜力。三者虽源自 1360 号文的不同条款，但落地后共同构建起覆盖集中式与分布式、省内与跨省、物理通道与市场机制的新型消纳工具体系，为消纳责任的落地执行提供了坚实的制度保障。

三、制度落地与行业影响

虽然三项核心工具落地时间尚短，其对消纳效率的实质性影响仍需观察，但制度框架的系统性重构已对新能源行业的发展逻辑产生了深远影响，从边界拓展、机制重塑和价值重构三个维度推动行业进入规模与效率并重的新阶段。

一是消纳边界的制度拓展。长期以来，新能源消纳被视为电网企业的责任，消纳空间严格受制于公共电网的物理承载能力。目前，在制度供给的强力推动下，市场活力得到快速释放。截至 2026 年 4 月末，全国已有 24 个省（区、市）印发绿电直连配套实施细则，99 个绿电直连项目已完成审批。制度边界的拓展正将潜在的消纳空间转化为现实的发展动能。

二是市场化消纳机制的加速成型。新能源相关政策的密集落地初步构建了“中长期+现货+辅助服务+绿证”四位一体的市场化消纳体系。275 号文复函将统调新能源全面纳入省间现货交易主体，推动跨区消纳从计划定点外送向市场化余缺调剂转变，省间现货价格信号已开始引导省内配电网优化运行方式；622 号文则将绿证与碳排放双控体系刚性衔接，配合“随用随购”机制，有效缓解了绿证交易季节性波动的问题。

三是企业盈利模式的重塑。制度变革最终将传导至企业的盈利模式。114 号文将电网侧独立新型储能纳入容量电价体系，解决了调节性资源的收益来源问题；622 号文赋予绿证刚性核算地位，使新能源的环境价值得到稳定变现；688 号文豁免电力业务许可大幅降低了绿电直连项目的制度性交易成本。一系列制度组合拳，使新能源项目的收益来源从单一的“电量销售”向“电量+容量+辅助服务+绿证”的多元结构延伸。

从 669 号文的责任分配，到 1360 号文的操作指引，再到具体制度文件的落地执行，中国新能源消纳政策体系完成了从责任分配到操作指引的关键跨越。这一政策体系推动消纳模式从“电网单点承载”向“市场主体多元共担”转变，并引导行业迈入规模扩张与效率提升并重

的新阶段。

同时也应看到，当前制度体系仍有待完善：储能利用效率的专项考核制度尚未出台，大量装机存在闲置风险；钢铁、水泥等重点行业从监测转向约束性考核的具体时间尚不明确；市县级调度机构能力建设的配套政策也有待跟进；同时也对企业价格预测和风险管理能力提出更高要求。上述制度缺口的有序填补，将持续完善我国新能源消纳制度体系，为新型电力系统建设提供坚实的制度支撑，推动我国稳步迈向能源强国目标。

报告声明

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。