

浙江省电网发展“十四五”规划

(征求意见稿)

浙江省能源局

二〇二一年六月

“十四五”时期是我省深入践行“四个革命、一个合作”能源安全新战略的关键期，也是落实碳达峰要求、高水平建成国家清洁能源示范省的攻坚期。为指导浙江电网“十四五”发展，全力服务我省打造“重要窗口”，推进具有中国特色国际领先的能源互联网示范窗口建设，引领构建以新能源为主体的新型电力系统，促进我省能源电力领域高质量提前碳达峰，根据浙江省“十四五”规划纲要、能源发展规划、电力发展规划，特编制本规划。

一、发展基础

（一）发展成就

电网规模保持快速增长。“十三五”期间，持续推进本质安全建设，电网共计投资 1653 亿元，新增 110 千伏及以上变电站（换流站）359 座、变电容量 1.21 亿千伏安、线路 1.09 万公里，110 千伏及以上变电容量与线路总规模较“十二五”末分别增长 35%、22%，满足了全省最高用电负荷增长 47% 的需求，有力保障了经济社会较快平稳发展。

表 1 浙江省“十三五”电网发展情况

指标名称	单位	2015 年	2020 年	年均增速
特高压交流变电容量	万千瓦	1800	1800	-
特高压交流线路长度	公里	1185	1185	-
特高压直流换流容量	万千瓦	800	1600	14.9%
特高压直流线路长度	公里	412	526	5.0%
500 千伏变电容量	万千瓦安	8505	12265	7.6%
500 千伏线路长度	公里	8364	9676	3.0%
220 千伏变电容量	万千瓦安	11964	16064	6.1%
220 千伏线路长度	公里	16142	21041	5.4%
110 千伏变电容量	万千瓦安	11635	15096	5.3%
110 千伏线路长度	公里	22816	27357	3.7%

主网供电能力进一步提高。“十三五”期间，基本建成以“两交两直”特高压为核心，以“东西互供、南北贯通”500 千伏环网为骨干，以西部外来电和东部沿海电源群为支撑的坚强主网架。投产灵州~绍兴±800 千伏特高压直流输电工程，有效保障我省“十三五”电力供应；投产舟山 500 千伏联网输变电工程，持续完善主网架结构，实现地市 500 千伏网架全覆盖，确保了电力安全可靠供应基础；高效完成舟山鱼山岛国家级石化基地一期供电、电气化铁路配套供电等一系列重大民生用电工程，在供电可靠性、电能质量方面均位于全国前列。

配电网建设改造高质量推进。“十三五”期间，全省配电网规模大幅增长，标准网架建设加速推进，供电能力持续提升，全省供电可靠率较 2015 年提升 0.0398 个百分点。城市中心区高可靠性配电网初步形成，杭州、宁波率先建成世界一流配电网，在保障 G20 杭州峰会、乌镇世界互联网大会等重大活动供电中发挥重要作用。城乡电网协调发展，农村电网改造升级持续推进，有效服务乡村振兴和新型城镇化战略实施。率先推进长三角电力一体化发展，实现区域电力互联互通、服务趋同，建成嘉善~青浦等跨区域联络、南麂岛联网等重点工程。

清洁能源利用水平持续提升。全力支持清洁低碳转型提速，优先保障新能源发电接入工程和配套电网工程建设，实现光伏等清洁能源全面消纳，“十三五”清洁能源占发电总装机比重从 40%提高到 52%，装机总量达到 5280 万千瓦，其中风电、光伏合计 1702 万千瓦，达到“十二五”末的 6.4 倍。创新可再生能源市场交易机制，积极组织省间交易，扩大可再生能源优

化配置范围，“十三五”累计完成可再生能源省间交易电量 2342 亿千瓦时，较“十二五”增长 84%。大力推动实施电能替代，“十三五”累计替代电量 360 亿千瓦时左右，2020 年电能占终端能源消费比重达 38%，居全国领先水平。

电网数智化进程逐步加快。结合“数字浙江”建设，大力推进“大云物移智链”新技术与电网深度融合应用，以技术驱动服务变革，电网数字化、智能化特征逐步显现。“十三五”期间，电网数字基础平台建设取得积极成效，推进传统信息架构向云化升级换代，支撑电网服务向在线化、移动化、协同化、智能化演进。数字服务创新应用不断涌现，人工智能技术与电网融合应用逐步推进，发布企业复工电力指数、中小微企业景气指数、灾害数据指南针等大数据产品，实现数据应用从统计分析向大数据分析转变。

供电服务保障能力显著增强。电力营商环境得到大幅改善，“十三五”期间，率先实施办电“最多跑一次”改革，全国首创电力接入项目行政在线联合审批、不动产与电水气联合过户模式，实现 16 项简单业务“一次都不跑”、5 项复杂业务“最多跑一次”，落实执行一般工商业调价、直接交易等政策，持续降低企业用电成本；市场响应和服务能力显著增强，建成全国首个“互联网+营销服务”创新基地，上线首个网上办电平台，率先推行网格化综合服务，进一步提升客户响应速度和服务能力；电动汽车服务持续优化，累计建成公共充（换）电站 2887 座，充电桩保有量 27 万个以上。

（二）存在的困难和问题

一是新能源快速增长给电网运行带来新挑战。目前光伏已成为我省第二大电源类型，风电也将在“十四五”实现规模化增长，在“碳达峰、碳中和”目标下，高比例新能源广泛接入已是大势所趋。以光伏、风电为代表的新能源，因对尖峰负荷支撑存在较大不确定性且抗扰动性能差，将加大电网运行控制难度和安全稳定运行风险，对电网的安全性、适应性、经济性和资源配置能力等提出了更高要求。

二是电网调峰压力不断增大。近年来随着第三产业和居民生活用电比重逐渐升高，负荷峰谷差逐年增大，区外水电和省内可再生间歇式电源及核电等非调峰电源逐年增加，系统调峰容量不足问题日益严峻。我省现有常规水电、抽蓄、气电、储能等调峰能力有限，省内煤电机组有序调停成为常态，电网运行的安全性与经济性统筹难度加大。

三是特高压“强直弱交”安全运行压力较大。目前我省已建成特高压“两交两直”电网，多回直流连锁故障风险加大，随着“十四五”期间我省第三条直流投产，交直流混联电网动态无功支撑能力不足问题将进一步凸显，保障特高压交直流混联安全稳定运行是当前及未来面临的重要课题。

四是全网短路电流问题进一步凸显。浙江地域面积小、负荷密度大、电网联系相对紧密，导致浙江电网短路电流水平一直偏高。近年来浙江各电压等级电网保持快速发展，电网枢纽变电站的短路电流问题进一步凸显。随着“十四五”期间浙江电网规模的进一步扩大，短路电流问题将更加严峻。

五是电网建设实施难度加大。我省城乡建设水平不断提高，对电网与社会、生态和谐发展提出了更高要求。变电站和线路选址选线难度不断加大，输变电工程实施周期日益拉长，部分重大项目建设引发的“邻避效应”问题相对突出，导致局部区域出现时段性供电能力不足问题。

二、面临形势

（一）双碳目标加速能源转型，需加快构建新型电力系统

新时代背景下习近平总书记提出“碳达峰、碳中和”目标，对提高能源治理水平，以更加绿色、安全、高效的方式满足能源需求提出了新的更高要求。“十四五”浙江将深入践行“两山”理念，按照“全国一盘棋”要求，大力推进经济社会全面绿色低碳转型，为全国能源转型发展提供示范样板，要求电网积极适应能源发展的新形势，以多元融合高弹性电网为核心载体，引领构建以新能源为主体的新型电力系统，实现能源电力安全可靠、清洁低碳、经济高效“三重目标”，为实现“碳达峰、碳中和”目标作出电网贡献，全面支撑省内有条件的区域和行业高质量提前碳达峰。

（二）国内国外发展格局转变，需提质增效促高质量发展

面对复杂的国际形势，我国积极通过发挥内需潜力、强化国内经济大循环，联通国内国际市场，形成发展新优势。在国家加快构建新发展格局，持续推进“一带一路”、长江经济带、长三角一体化发展战略背景下，“十四五”我省发展处于重要战略机遇期，经济趋势稳中向好，同时随着双碳实践持续深入，能源消费电气化水平将逐步提高，用电需求仍有较大增长空

间。预计 2025 年全社会最高用电负荷将达到 12430 万千瓦，年均增长 6.0%，电力供应仍将存在时段性、结构性短缺，需加快电网发展方式从扩张型向精益型转变，注重提质增效，不断提高电网供电能力。

（三）能源信息技术变革兴起，需抓住机遇深化科技创新

在新一轮科技革命和产业变革加速推进背景下，能源产业技术和信息通信技术的加速应用，为高质量建设能源互联网提供了契机和动能，其中储能技术进入商业化应用，为实现清洁能源友好接入与消纳、提升源网荷储协调能力提供了有力保障；柔性交直流输电技术逐步成熟，为实现潮流灵活调控、多供区动态互联等难题提供了解决路径；需求侧响应、精准负荷控制等技术，为负荷参与电网友好互动提供了实施手段；人工智能、云平台、5G 等新一代信息技术，为提升资源配置、安全保障和智能互动能力提供了关键支撑；区块链、能源大数据技术，为深化能源互联网数据融通和数据挖掘提供了技术途径。

（四）民生用能诉求日趋多元，需全力提升供电服务水平

随着人民美好生活需要日益增长，用户类型和能源消费方式发生深刻变化，对电力供应的依赖性越来越强，对供电质量的要求越来越高，对多样化、定制化、互动化服务的诉求越来越多，用电需求从“用上电”向“用好能”转变，越来越重视用能的清洁性、经济性、便捷性和交互性，要求电网从保障和改善民生这一根本任务出发，持续提高供电能力和供电质量，优化服务体系机制，创新服务方式，拓展供能服务内涵，全力支撑

新型城镇化和乡村振兴战略，融入“两富两美”建设，推动我省高质量发展建设共同富裕示范区，给广大人民群众带来更多的获得感和幸福感。

三、总体要求

（一）指导思想

坚持以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的十九大和十九届二中、三中、四中、五中全会精神，忠实践行“八八战略”，紧密围绕我省打造“重要窗口”，深入实施长三角一体化发展、新型城镇化和乡村振兴战略，以“引领能源清洁低碳发展、支撑浙江高质量提前碳达峰”为主题，以强化骨干网架、打造现代配网、引领低碳转型、深化改革创新、促进提质增效、加快数智应用为重点，全面提升电网安全保障、资源配置、智能互动和服务支撑能力，以建设多元融合高弹性电网为核心载体，引领构建以新能源为主体的新型电力系统，为经济社会发展和人民美好生活提供优质电力保障。

（二）基本原则

坚持目标导向，安全可靠。以服务我省奋力打造“重要窗口”、加快建设具有中国特色国际领先的能源互联网示范窗口为目标，坚持电网建设适度超前于经济社会发展的原则，提前谋划目标网架，提升电网承载能力，全面满足电力清洁转型需要。强化电力安全运行，加快风险管控体系建设，不断提升电网运行调控水平，实现清洁能源与新型用能设施规模化接入情境下的资源灵活配置与安全可靠运行。

坚持合理配置，协调高效。坚持上下级电网相互支援、

结构协调、容量匹配的发展要求，差异化规划地区发展目标和建设标准，提高电网抵御自然灾害能力。大力挖潜增效、降本节支，着力提升电网运行效率，构建能力充足、运营高效的省级能源优化配置平台和枢纽平台，统筹推进源网荷储高质量发展，不断提高发展质量和效益。

坚持绿色清洁，智慧互联。适应新能源大规模发展需要，加强电力系统调节能力建设，促进省内清洁能源全消纳。推进现代信息技术与先进能源电力技术深度融合，持续提升电网互联互济能力和智能互动能力，实现传统电网向更高阶段的能源互联网演进。

坚持创新驱动，多元赋能。坚持把创新作为引领发展的第一动力，以广泛创新作为电网升级演进的驱动力，加强能源电力关键核心技术研发力度，促进电网与数字技术、信息技术深度融合，以体制机制建设打通从创新到实践的关键通道，多元赋能推动传统电网向海量资源被唤醒、源网荷储全交互、安全效率双提升的高弹性电网升级。

（三）发展目标

围绕建设具有中国特色国际领先的能源互联网示范窗口总体目标，坚持“一主线”，推动“两转型”，实现“三提升”，全力打造以新能源为主体的新型电力系统浙江电网样板。

到 2025 年基本建成多元融合高弹性电网，构建以“一环四直”特高压电网为核心、以坚强高效各级配送网络为支撑的智慧能源中枢，可靠保障省外清洁电力安全受入，高效满足省内新能源全时空优化平衡与消纳，有效促进东部沿海电源群发

挥调节支撑作用，实现源网荷储灵活互动、多能协同优势互补，有力服务经济社会高质量发展，支撑引领我省高质量提前碳达峰。

一主线：以“建设多元融合高弹性电网、深化能源互联网省域领先实践，引领构建以新能源为主体的新型电力系统”为主线。

两转型：主网向资源配置的枢纽平台转型升级，强化高比例外来电安全消纳、高密度新能源可靠接入、大规模电力流优化配置能力；配网向数智化能源供需载体转型升级，强化源网荷储灵活互动、全域综合态势感知、海量资源聚合控制、电网扰动自治自愈能力。

三提升：以提高电网承载能力促进安全可靠运行，以支撑供给和消费绿色转型促进清洁低碳发展、以挖掘电网沉睡资源潜力促进运行效能提升。到 2025 年，在安全可靠、清洁低碳、经济高效三项指标上实现提升。

——安全可靠指标：具备非化石能源装机比例超过 45% 情景下安全消纳能力，有效支撑 4000 万千瓦区外电力受入；全口径综合电压合格率达到 99.992% 以上，供电可靠率达到 99.9770% 以上，用户年平均停电时间小于 2 小时。

——清洁低碳指标：助推实现“风光倍增”，煤电装机比例下降至 40% 左右；电能终端能源消费占比 40% 左右，非化石能源消纳电量占全社会用电量 40% 左右。

——经济高效指标：实现安全效率双提升，电网综合线损率控制在 3.6% 以下；支撑最大峰谷差率下降 5 个百分点、全

社会单位 GDP 能耗较“十三五”末下降 15% 以上。

到 2035 年，高质量建成多元融合高弹性电网，实现系统灵活资源全挖掘、全利用，支撑高比例外来电、高比例清洁能源形态下的受端大电网安全稳定运行，冷、热、电、氢能等多种能源形态高效耦合，社会综合能效达到发达国家水平，碳电协同、多点突破，引领浙江向碳中和愿景迈进。

四、重点任务

（一）引领低碳转型，助力绿色发展

1.着力助推清洁替代，促进能源供给低碳化。围绕“碳达峰、碳中和”目标，聚焦新能源、核电、清洁外来电三大能源减排要素，助推我省能源供给低碳化发展。全力支持新能源发展，结合新能源禀赋与电网消纳能力，支撑我省“风光倍增工程”，满足“十四五”新增 2000 万千瓦以上新能源接入需求，提前布局中远期大规模集中式海上风电接入，深入推进“新能源插座”系统建设拓展分布式能源接入广度，同时积极促进“可再生能源+储能”协同发展，保障新能源可靠消纳；保障核电安全高效发展，着力做好三澳核电一期和三门核电二期核电机组的安全接入工作，同时开展省内后续核电接入准备工作；多渠道拓展外来电，建成白鹤滩～浙江特高压直流工程，加快建设第四直流清洁来电，提高大范围跨区互济能力。到 2025 年全省清洁能源装机容量达到 8320 万千瓦以上。

2.大力实施电能替代，促进能源消费电气化。拓宽电能替代广度和深度，建设覆盖社会各领域的多元用能即插即用系统，积极推进工业、交通、居民生活等重点领域电能替代。在

工业领域深挖电窑炉、电锅炉替代潜力，增加对高电气化水平企业的支持力度，推动传统高耗能企业向“低碳排、高绿电、高效能、高附加值”转型。在交通领域加快推动电动汽车、港口岸电、电动船舶普及应用，建成技术领先、布局合理、适度超前的充电设施网络，拓展“车-桩-网”双向互动 V2G 技术应用，提高充电桩群体协调互动水平。在居民生活领域，推动城镇家庭全电住宅、农村家庭电气化提升建设，提高终端再电气化水平。“十四五”期间累计电能替代新增用电量 480 亿千瓦时，到 2025 年引导建成保障全省 90 万辆以上电动汽车充电服务网络。

3.深化多能互补应用，促进能源利用高效化。促进电网向清洁能源的优化配置平台演进，加速打造分布式光伏智慧服务、智慧车联网、多站融合、虚拟电厂和能源电商等能源互联新业态，实现由供电服务向“供电+能效”服务转型升级。积极开展综合能源示范应用，推进多能联供、高效能智慧能源供应站建设，开展“多站合一”城市智慧能源站、亚运村源网荷储综合能源调控平台等一批工程试点示范，实现我省社会能效和综合用能水平提升。

（二）强化骨干网架，构筑安全基石

4.加快构建“一环四直”特高压电网。充分发挥大电网资源优化配置枢纽平台作用，多渠道拓展区外来电，核准开工、尽早建成白鹤滩至浙江特高压直流，加快建成送浙第四回特高压直流，切实保障浙江电力安全可靠供应；同步启动特高压交流环网，提升第四直流受入可靠性，为省内沿海大型核电、大规

模新能源送出创造条件，加快构建以特高压交流环网为主心骨、以四回特高压直流为受电主动脉的“一环四直”特高压网架格局。“十四五”期间，规划新建特高压换流站 2 座，新增换流容量 1600 万千瓦、线路 4540 公里左右(其中省内 332 公里)。

5.优化完善“强臂强环”、南北分区 500 千伏电网。全面支撑长三角一体化、大湾区发展，加快城市重点区域变电站布点，满足杭州亚运等重大活动保供电需求；紧密围绕特高压电网布局，落实配套送出工程建设与南北电网分区方案，切实保障省外来电疏散与消纳；服务多元能源安全供给体系建设，满足省内核电、抽蓄、清洁煤电以及新能源广泛接入，网源协同解决丽水、舟山等地区输电瓶颈问题；完善局部网架结构，优化提升绍兴中北部和台温电网供电可靠性，提高电网抵御事故风险能力。“十四五”期间，规划新建 500 千伏变电站 10 座、改造 1 座、扩建主变 20 台，新增变电容量 4235 万千伏安，新建及改造线路长度 2800 公里左右。

专栏 1 500 千伏电网工程建设重点

(1) 满足负荷增长需求工程

“十四五”期间，为适应大湾区发展及重大活动保供电、新能源送出、电厂关停等需求，规划新建 500 千伏变电站 10 座、共 21 台主变：杭州江南变、建德变、临平变，嘉兴秀北变、湖州长兴变、宁波杭湾变、金华潘村变、丽水丽西变、台州滨海变、温州瑞安变。规划扩建 500 千伏变电站 18 座、共 20 台主变：杭州杭州变，嘉兴王店变、洪明变，湖州妙西变，宁波镇海变、甬港变、明州变、江滨变、河姆变，绍兴诸暨变、江滨变、古越变，金华永康变、潘村变，衢州夏金变，

台州岙坑变，温州苍南变，舟山洛迦变。规划改造 500 千伏杭州瓶窑变，更换 3 台主变。此外，为适应负荷发展的不确定性，储备衢州衢北变、杭州江东变 2 项新建工程以及嘉兴汾湖第 4 台主变扩建工程。

(2) 满足特高压送出工程

“十四五”期间，规划建设白鹤滩~浙江特高压直流配套送出工程，切实保障特高压电力顺畅消纳。此外，为满足特高压交流环网送出，储备宁绍、台温 2 座特高压交流站配套送出工程。

(3) 满足电源送出需求工程

“十四五”期间，规划建设三澳核电一期、三门核电二期、乐清电厂三期、宁海抽水蓄能、缙云抽水蓄能等电源送出工程。此外，为支撑省内抽水蓄能建设，储备衢江、磐安 2 个抽蓄电站的送出工程。

(4) 促进清洁能源消纳工程

“十四五”期间，规划建设浙西南网架优化加强工程，确保浙江西南部地区清洁能源安全可靠消纳，同步提升浙江受电能力。

(5) 保障电网安全稳定运行工程

“十四五”期间，规划建设电网补强工程 4 项，分别为绍兴中北部电网优化工程、宁波象山湾电源线路改接工程、乐清和玉环电厂近区网架优化调整工程以及台州滨海~柏树线路工程，针对性补强绍兴、宁波和台温主网架。此外，为应对电源建设的不确定性，储备宁海~天一线路改接春晓变工程以及洛迦~威远第 3 回海缆工程，增强舟山联网通道输电能力。

6. 高效建设网架坚强、分区合理 220 千伏电网。以构建结构坚强、界限清晰的目标网架为根本，围绕 500 千伏变电站布点，深化网架完善及供区划分，高效利用所址廊道资源，供区

间精简电网联络、供区内强化电网结构，在满足可靠供电需求基础上，合理控制短路电流；优化电网布局，高质量满足沿海风电接入和电气化铁路供电需要，促进清洁能源大规模开发利用和牵引站供电可靠性提升。“十四五”期间，浙江电网规划新建 220 千伏变电站 75 座、扩建 26 座、改造 10 座，新增变电容量 4752 万千伏安，新建线路长度 6646 公里。

专栏 2 220 千伏电网工程建设重点

（1）满足负荷增长需求工程

“十四五”期间，为满足民生用电需求，保障杭州亚运、舟山鱼山石化基地等安全可靠供电，规划新建 220 千伏变电站 75 座、扩建 26 座，其中杭州新建花木变等 17 座、嘉兴新建荷花变等 8 座、湖州新建孝丰变等 3 座、宁波新建灵岩变等 8 座、绍兴新建红湖变等 7 座、金华新建黎明变等 9 座、衢州新建九华变等 4 座、丽水新建好溪变等 4 座、台州新建苍山变等 5 座、温州新建磐石变等 8 座、舟山新建集聚变等 2 座 220 千伏变电站。

（2）满足 500 千伏变电站送出工程

“十四五”期间，规划建设江南、建德、临平等 500 千伏变电站配套送出工程 15 项，结合 500 千伏新增布点和容量提升，完善局部网架结构，提高供电能力。

（3）满足清洁能源送出需求工程

“十四五”期间，规划建设 14 项集中式清洁能源站的 220 千伏送出工程，重点满足嘉兴 1#和 2#、象山 1#、象山涂茨、苍南 1#和 4#、瑞安 1#等海上风电场以及温州泰瀚、宁波长大涂等集中式光伏电站送出，促进清洁能源大规模开发利用和大范围优化配置。

(4) 满足电气化铁路供电需求工程

“十四五”期间，规划建设牵引站 220 千伏供电工程 27 项，高可靠满足杭绍台、杭温、甬金、金建、杭衢、湖杭、湖苏沪、甬舟等电气化铁路的供电需要。

(三) 打造现代配网，实现功能升级

7. 打造高可靠国际领先城市电网。持续提升中心城市配电网安全可靠水平，以目标网架为导向，推进标准网架全覆盖、装备技术水平全面提升，高效服务重大工程建设，满足杭州亚运等重大活动保供电需求。开展配电网智能化、数字化升级，提高灵活调控和资源配置能力，适应全类型能源供需设施并网运行。因地制宜构建坚强局部电网，加强抵御事故风险能力建设，提升重要负荷中心的应急保障能力，“十四五”中期，杭州、宁波力争建成坚强局部电网，“十四五”后期，地市级以上城市基本建成坚强局部电网。到 2025 年，城网用户年均停电时间小于 1.3 小时，供电可靠率到 99.9860%。

专栏 3 杭州亚运会供电保障专项工程

为满足杭州亚运会安全可靠、清洁低碳用电需求，高标准开展亚运会配套电网建设，加快完成铁路、机场、地铁电源接入和场馆供电配套等工程建设，高效保障亚运区域清洁外来电、清洁能源全落地、全消纳，助力“零碳”亚运。

“十四五”期间，亚运会保供项目中，配网投资约 18 亿元，其中 110 千伏电网投资约 17 亿元，10 千伏及以下电网投资约 1 亿元。

8. 加速推进城乡电网一体化发展。以“两山”理论为指引，

践行“电力+生态”服务理念，推进农村电网巩固提升工程，增强农村电力保障能力；构建乡村能源清洁利用体系，支持农村5G基站、新能源汽车充电桩等设施建设，提升乡村能源生产清洁化及消费电气化水平。加速城镇电网提档升级，推进老旧小区和城中村配电网改造，提升电网设备健康水平，满足新型基础设施无障碍接入需求，服务“两新一重”建设。统筹乡村电网发展，加快实现城乡电网同规同网，高标准服务新型城镇化与乡村振兴全面对接。到2025年，农网用户年均停电时间小于3小时，供电可靠率达到99.9650%。

9.着力推动配电网功能拓展升级。推进配电网由单一的电能分配网络向汇聚全类型源荷储资源，实现向能源供需安全高效匹配的综合性能平台升级。促进新能源布局及储能、电动汽车充换电设施等规划与配电网规划衔接交互，强化配电网资源优化配置能力建设，实现分布式新能源、储能与等多元供能主体“即插即用”及灵活消纳。拓展配电网供电服务覆盖面，支撑重点行业终端用能领域电能替代推进，满足港口岸电、电气锅炉、绿色照明等新型用能设施接网需求。持续推进长三角电网一体化发展，高标准开展一体化示范区配电网建设，提升互联互供水平。增强配电网防灾抗灾能力，在易受自然灾害侵袭地区贯彻差异化设计理念，合理提升建设标准。

专栏4 提升电网防灾抗灾能力

在甬台温舟开展“不怕台风电网”建设，运用“三层三级四维评价指标”（市、县、网格三层评价对象，重点、次要、一般三级防台标准，

电网坚强、设备可靠、运维管理、应急保障四维评价指数), 借助全景式防台抗台能力评价, 从网架结构、设备设施、运维管理、应急保障四个方面开展电网弹性提升, 实现“13 级及以下台风, 用户 24 小时恢复供电; 14 级至 15 级强台风, 用户 48 小时恢复供电; 16 级及以上超强台风, 力争用户 72 小时恢复供电”。

(四) 深化改革创新, 提升电网能级

10. 增强源网荷储灵活资源聚合互动能力。挖掘存量潜力, 优化增量布局, 合理配置储能, 推动源网荷储一体化发展。“源侧”依据区域电源特性, 引导新增电源互济发展, 实现灵活资源统筹协调; “荷侧”引导各类用户参与需求侧响应, 全面挖掘工业生产、商业楼宇和居民生活等领域响应资源, 促进负荷与电网柔性互动; “储侧”梳理发电、用户侧储能设施, 加强市场引导形成互动机制, 探索电网侧储能作为系统调节手段的配置方案。建立源网荷储灵活互动资源库, 构建省市县协同的资源管理策略、弹性运行策略及智能调控系统, 促进源网荷储常态互动、高效利用。

11. 开展技术创新和示范实践有效联动。大力发扬“首创”精神, 加强电力系统各环节绿色低碳技术研发, 着力开展双高大电网安全稳定控制技术、新能源送出和消纳、多能耦合互补及能效提升等关键技术攻关, 推进短路电流柔性抑制、氢电耦合、低频输电风电接入等科技示范工程建设, 积极推动“首台首套”、“首面首域”成果领先实践。加快布局创新试点, 省市县分级打造高弹性电网引领清洁低碳转型典型场景, 打造能源清洁生产和高效利用领先样板。推广嘉兴海宁城市能源互联网

综合示范工程的成功经验，在嘉兴嘉善打造长三角生态绿色一体化发展示范区，推进杭州、宁波国际领先城市能源互联网建设，打造能源互联网新形态。

12.推进能源电力体制机制创新完善。形成能源电力发展理念共识、事业共建、成果共享、成本共担的体制机制，构建有利于高质量提前碳达峰的社会环境。建立健全市场机制，丰富完善市场框架体系，形成电能量市场、辅助服务市场、容量市场等各类型市场协同机制，建立需求侧响应、绿电交易、碳排放权等新型交易模式，实现对电网弹性升级的支持和保障。

（五）促进提质增效，支撑优质发展

13.持续提高电网装备水平。聚焦设备全寿命周期管理，统筹开展电网老旧设施改造，推动装备水平整体提升。针对局部小截面导线和小容量主变有序开展增容改造工作，系统性解决关键断面卡脖子问题，消除电网薄弱环节。到2025年，完成110千伏及以上重点老旧设备改造工程132项，确保电网安全稳定、设备质量可靠。

14.不断创新效率提升手段。聚焦挖掘设备潜力，重点开展电网动态运行限额提升，通过大数据分析、在线监测等技术手段，动态提升电网输送能力。加速推广短路电流柔性抑制与分布式潮流控制等先进技术应用，均衡电网潮流，提高设备利用率，全面释放电网各环节供电能力。到2025年，电网瓶颈设备、断面输送能力动态提升率达6%以上。

15.大力深化节能降损工作。聚焦提升运维效能，深化供售同期线损管理，综合应用“网上电网”大数据平台，深度推进

电网线损治理，实现“技术+管理”双重降损目标，重点开展高损元件快速定位、负荷在线优化调整、无功优化就地补偿等降损增效工作，积极推广节能型变压器等电力设备，推动电网安全效率双提升。

（六）加快数智应用，推动开放共享

16.以数字技术赋智赋能，推动电网向能源互联网升级。

深化推进电网数字化改革，以数字驱动和价值创造为核心，强化先进信息通信技术、控制技术和能源技术深度融合应用，推进架构中台化、数据价值化、业务智能化，建成多元融合高弹性电网数字化体系，持续提升电网数字化、智能化水平，着力打造能源行业数字化转型“示范窗口”。

17.以数据驱动为核心，孕育服务社会价值创造能力。推进能源电力数据价值普惠化服务，充分释放数据要素价值，聚焦能源数字新业务、新产品、新服务，加强平台赋能和数据流动，推动与产业链上下游、生态各相关方的广泛连接，深化跨界创新业务，共同打造优势互补、互利共赢的新生态。

五、环境影响评价

（一）规划实施的环境影响分析

在电网规划建设中坚持“资源节约，环境友好”原则，认真执行电网项目节能评估和审查制度，科学规划和合理利用资源，降低对土地、水资源、生态环境等的影响。“十四五”期间，通过综合运用各项措施，省内 500~110 千伏变电平均减少占地面积约 2~3%，线路走廊宽度比常规单回路节约 50~75%。

（二）规划实施的环境保护措施

加强规划设计环节环保措施。在系统方案规划方面，合理优化网架方案，提高电网运营效率，优化配置无功设备，降低电能损耗。在工程设计方面，安全稳妥推进站址、廊道等资源综合利用，减少房屋拆迁和林木砍伐，节省土地资源。在设备选型方面，主变采用低损耗变压器、结合远景发展合理选择容量，线路采用大截面、多分裂导线和节能金具，降低运行成本。

加强建设运维环节环保措施。强化施工期规范管理，加强污水、生活垃圾、固体废物等集中处理处置设施和收运体系建设。强化运行期环保监测，加快环境监测、监控体系设应急处置能力建设，确保电网设备周边电磁环境、声环境、水环境等指标满足国家标准要求。

通过实施规划，到 2025 年全省电网建设对环境的影响合理可控，实现电网与环境协调发展。

六、保障措施

（一）坚持规划引领

加强电网规划制定和实施，充分发挥电网规划引领作用。衔接国土空间规划，强化电网规划约束作用，坚持先规划、后建设，建立健全电网规划与项目一体化管理机制，以规划指导年度计划，切实加强规划的科学性、权威性和严肃性。加强电网规划动态管理，开展规划实施情况动态监测和评估，适时开展滚动调整。

（二）强化项目推进

推动建立“政府主导、企业参与、上下联动、协同推进”

的常态协调机制，明确各级政府部门、电网及电源企业职责，定期研究和协调解决电网建设改造重大问题，形成合力，协调推进电网规划和建设工作。电网企业应积极配合各级政府，加强内部管理，落实国家和地方相关政策，依法合规做好电网规划与建设工作，确保规划有效落地。

（三）完善政策机制

加强发展形势的分析与研判，推动法律法规、市场规则及政策环境不断完善。推进电力立法，制定体系化的法律法规。推进创新机制建设，通过设立专项配套政策有效推动清洁能源、需求侧响应体系、抽水蓄能及电化学储能与电网协调发展。规划相关部门强化协同联动，制定和完善相关配套政策措施，为规划实施创造有利条件。

（四）加强舆论引导

通过各种形式的宣传手段，进一步加强电网建设相关政策的宣传力度，努力营造和谐的电网建设氛围，加强电网设施保护工作落实。引导各类用户参与负荷侧需求响应，促进网荷柔性互动，强化电网安全稳定运行，共同提升全社会能效，促进经济社会绿色低碳发。