

# 新能源集成融合发展场景下的 招商与投资手册

## 场景一 沙戈荒新能源与产业基地



## 版权声明：

本公众号所发布内容，凡标注原创者，均为介子九维独家创作，版权归本平台所有；建议以快捷转载方式转载本公众号原创；非快捷转载情况下，未经许可，任何单位或个人不得以任何形式转载、摘编、复制或建立镜像。

如需转载本公众号原创内容，须事先征得本人同意，并完整注明作者、来源及原文链接，不得擅自修改标题、内容或用于商业用途。

对于擅自转载、篡改、盗用本公众号原创内容的行为，本人将依法保留追究其法律责任的权利，包括但不限于要求停止侵权、赔偿损失、公开道歉等。

尊重知识产权，既是法律要求，也是社会共识；欢迎正当合作与交流，共同营造清朗的网络空间。

介子九维尚无团队，请注意辨识，谨防上当受骗。

尊重版权，侵权必究。

如您希望直接链接介子九维，或加入介子九维的能源圈社群，可添加下方主笔人微信，等候您的到来。



扫一扫上面的二维码图案，加我为朋友。

## 目 录

1.背景分析.....	1
1.1 特高压远送模式瓶颈渐显.....	1
1.2 受端消纳红线下调凸显转型紧迫 .....	2
1.3 政策指引源头转型方向 .....	2
2.定性分析.....	3
2.1 水资源 .....	3
2.2 物流半径 .....	3
2.3 土地与地质.....	4
3.场景架构与资产配置.....	5
3.1 构网型电源引入：增强基地调节支撑能力.....	5
3.2 储能与就地负荷协同：提升自消纳与自平衡能力.....	5
3.3“风光+氢+化工”柔性体系.....	6
4.商业逻辑.....	7
4.1 绿色氢氨醇市场崛起.....	7
4.2 多元收益结构.....	7
5.招商与投资实操建议.....	8
6.写在最后.....	10

## ◆ 引言

在此前发布的“《集成融合发展场景下的招商与投资手册》—总论篇”中，我们通过剖析行业痛点、阐述由国办37号文、发改委1360号文及能源局93号文三大重磅文件构成的政策矩阵，确立了新能源行业从单一电站向集成场景转型的必然逻辑。

作为本系列分论篇的开篇之作，本文将目光率先投向版图中体量最宏大、产业链最长、战略地位最核心的一号场景，即**沙戈荒新能源+产业基地**。

在传统的认知中，沙戈荒新能源基地往往等同于无尽的光伏板叠加漫长的特高压外送线，然而，在消纳红线收紧与外送通道阻塞的双重挤压下，这一能源搬运模式已触碰天花板，而根据93号文的指引，升级版的新能源基地，其物理形态已超越单纯的电力输出端，转而通过超前引入光热构网、熔盐储能以及绿氢绿氨等化工负荷，构建起一个自我平衡、就地转化、价值外溢的超级能源工业综合体。

本篇将依据“93号文”的实操指引，深度拆解这一“升级版”新能源基地的内核，这既是对基地的物理形态进行要素重组，亦是一场从电能销售向绿色产品制造的商业逻辑重构，实为未来五年地方政府与龙头企业必须拿下的战略高地。

## 1.背景分析

### 1.1 特高压远送模式瓶颈渐显

自2021年首批大型风光基地启动建设以来，基地建设持续提速。国家发展改革委、国家能源局已先后印发三批大型风电光伏基地项目清单，《以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地规划布局方案》明确，到2030年规划建设风光基地总装机约4.55亿千瓦。

截至2024年底，第一批9705万千瓦基地项目已建成约9199万千瓦、投产9079万千瓦，约占规划规模的**95%**，第二、三批基地项目正按照清单要求加快开工建设并陆续投产。

这一惊人增速的背后却因外送特高压通道建设周期的错配而渐显疲态。

根据国家电网公司《“碳达峰、碳中和”行动方案》，到2025年，公司经营区跨省跨区输电能力将提升至3.0亿千瓦，输送清洁能源占比达到50%，按照现有已建和在建工程测算，到2030年前后，我国特高压网络有望形成若干条交流和直流骨干通道。

但我们必须清醒地认识到，风光基地的建设周期通常仅需一年有余，而特高压线路的建设往往耗时三载甚至更久，这种时间维度上的巨大剪刀差，直接导致了外送通道建设速度远远滞后于电源装机速度，即便方案中规划的庞大输电网络如期建成并满负荷运转，亦难以完全吸纳呈指数级增长的外送电量。

更为棘手的是，西北沙戈荒基地在午间时段的出力高峰往往与东中部受端市场的分布式光伏高峰重叠，导致发受两端同时面临弃电困境。以 2023 年青豫直流运行情况为例，青海沙戈荒基地在中午时段被迫停机限发的同时，受端的河南省内光伏亦因消纳饱和而同样面临午间限发的窘境，最终导致了发端与受端双重弃电的尴尬局面。

受制于物理输送能力的上限与受端市场消纳弹性的不足，传统异地输送模式的边际效益正急剧递减，发-输-用这一线性逻辑正逼近其物理和经济的极限。

## 1.2 受端消纳红线下调凸显转型紧迫

为缓解弃风弃光，国家发改委、国家能源局在 2018 年联合印发《清洁能源消纳行动计划（2018—2020 年）》中提出，到 2020 年要“确保全国平均风电利用率达到国际先进水平（力争达到 95%左右），光伏发电利用率高于 95%”，这一阶段性目标在随后几年被业内普遍视作新能源消纳的“95%红线”。

2024 年，国务院在《2024—2025 年节能降碳行动方案》中提出，“在保证经济性前提下，资源条件较好地区的新能源利用率可降低至 90%”，国家能源局在《关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》（国能发〔2024〕44 号文）中进一步明确“部分资源条件较好的地区可适当放宽新能源利用率目标，**原则上不低于 90%**”。

然而，根据全国新能源消纳监测预警中心数据，2025 年 1-5 月西部风光富集区绿电利用率持续走低，尤其光伏发电利用率除宁夏外均不足 90%，难以达到“原则上不低于 90%”的目标。

这一现象昭示着仅倚赖外送通道建设与受端电网调节，已无法承载新能源大规模并网的现实压力，随着西北电网新能源装机占比预期在 2025 年突破 50%，若不寻求模式突围，高利用率与投资收益将难以维系，迫使送端基地必须在本地寻找新的消纳出口，否则将面临资产搁浅的巨大风险。

## 1.3 政策指引源头转型方向

面对上述物理瓶颈与经济效益的双重挑战，中央层面明确提出了统筹就地消纳与外送通道建设的战略导向，从政策演进看，国家发展改革委、国家能源局在 2022 年联合出台的《〈关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案〉》（国办函〔2022〕39 号）中，就已提出要推动新能源在工业、建筑等终端领域应用，并通过能源电子产业发展加快电子信息技术与新能源产业融合创新。在此基础上，2025 年，国家发展改革委、国家能源局又联合印发《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》（发改能源〔2025〕1360 号），首次以专门条款系统提出“创新新能源集成发展模式，推动新能源与产业融合发展”，并将源网荷储一体化、绿电直连、零碳园区、算力+新能源等作为重点方向。

2025年11月国家能源局发布的《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》（国能发新能〔2025〕93号）进一步将此思路系统化，该文件明确要求优化沙戈荒新能源基地的电源结构和储能配置比例，因地制宜建设光热发电等调节性电源，合理控制新建基地煤电装机，并鼓励以熔盐储热耦合调峰、就地制绿氨掺烧等方式，提高新能源与煤电深度协同水平，从而提升基地绿电电量占比；同时，文件还强调支持有条件地区充分发挥光热、抽水蓄能和新型储能的支撑调节作用，探索打造100%新能源基地。

这一系列政策部署表明，将沙戈荒新能源基地从单一的电力生产中心升级为新能源就地转化基地，已成行业发展的必然选择，此举旨在突破远距离输电的物理瓶颈，通过源网荷储的一体化运作，实现新能源从简单的能源搬运向价值原产地的根本性跨越。

## 2. 定性分析

### 2.1 水资源

在沙戈荒地区构建综合能源产业基地，水资源的匮乏构成了首要且刚性的制约因素，无论是制氢、制氨等绿色化工项目，抑或是传统火电及化工装置的冷却需求，均对水资源提出了严苛要求。

根据大部分电解水制氢项目的工况，电解水制氢每制取1吨氢气需消耗约20吨水，这对于本就干旱缺水的沙戈荒地区而言无疑是巨大的挑战，鉴于大部分沙戈荒区域天然水源极为有限，采取非常规供水与极致节水措施便成为项目落地的先决条件。

一方面，新建基地项目应普遍采用空气冷却等节水工艺以最大限度减少工业用水。如内蒙古已强制要求新建煤电机组采用空冷技术并实现废水零排放，以提高机组节水水平；空冷技术经过数十年发展已相当成熟，我国三北干旱地区大量火电机组应用空冷岛，形成了完善的空冷制造工艺，在各种气候地貌条件下均取得良好效益。

另一方面，应充分利用再生水等非常规水源满足产业用水需求，对于靠近城镇或矿区的基地，可通过污水深度处理提供冷却用水和工业给水。目前许多地区发电厂已使用中水作为循环冷却补水，内蒙古等地正完善火电废水处理系统，在冷却、锅炉补水等环节以深度处理水替代淡水，提高废水回用率。

因此，到2025年，随着空冷和中水回用技术在西北能源基地的成熟应用，基地规划应将节水工艺作为标配予以落实。

### 2.2 物流半径

基地选址的另一核心考量在于将绿色能源产品送达终端市场的物流经济半径，若仅输出电力，特高压虽可远距离输送，但受制于通道饱和和损耗因素；而转化为氢、氨、甲醇等产品后，长距离运输成本和基础设施成为新的挑战。

一般来说，液氢需低温运输且不适合远距，氨和甲醇则可依托现有管道、铁路和港口体系运

输数百至上千公里，但距离越远经济性越差。

由此，沙戈荒基地如面向出口或东部沿海市场，其位置宜尽量靠近铁路运力或港口通道，如内蒙古赤峰绿氢绿氨项目选址于东北部，依托渤海湾港口辐射全球市场，该项目已与欧洲、东南亚多家企业签订绿氨长期供货协议，2024年出口量突破10万吨。

反之，位于新疆腹地的基地若要将产品运至沿海，需经过漫长铁路运输，物流成本和时间劣势明显，宜更多考虑本地或周边市场消纳，如供本地煤化工原料等。

在重产品不重运能的模式下，基地需处于一个物流可达、成本可控的半径内，才能实现能源就地转化后的价值输出。

### 2.3 土地与地质

尽管广袤沙戈荒地区土地资源相对充裕，但地形地质条件各异，对基地工程布置和产业建设的难易度影响显著。

戈壁荒原地势平坦开阔、土质坚实，一般适合作为大型光伏、风电场址和工业厂房的基础，用地开发成本较低；沙漠腹地则可能沙丘起伏、沙层松软，地基处理和防风固沙投入较大，且沙尘暴对光伏组件和设备运行影响较大，需要额外的维护和防护措施。

此外，部分区域存在盐碱地或湿陷性土质，需评估对光热储热罐、化工装置重型设备基础的影响；选择基地时应优先考虑地质稳定、避开活动沙丘和地质灾害高发带，确保后续建设和运营的安全经济。如甘肃酒泉的戈壁滩地势平坦且距绿洲较近，可利用原有输电走廊和一定水源，适合作为风光+产业示范基地；而内蒙古阿拉善腾格里沙漠腹地地下水极度稀缺、交通不便、流动沙丘广布，则不宜规划耗水型工业项目。

表 1 不同沙戈荒区域基地落地条件对比

区域	水资源条件	物流通道	土地与地质	适配性初判
鄂尔多斯 (内蒙古)	靠近黄河有一定水源供应，建有大型煤化工可利用工业回用水	毗邻华北市场，铁路直通港口（津等），运距适中	台地和戈壁为主，地基较稳固，风沙影响可控	水电煤资源综合条件好，适合基地升级落地
河西走廊 (甘肃)	山前绿洲水源有限，可部分利用疏勒河等地表水和城市污水	有兰新铁路贯通西东，但距沿海2000公里以上，偏远	戈壁荒滩开阔平坦，局部盐碱地，风沙较大	可发展就地消纳产业，但规模受水源限制
哈密盆地 (新疆)	高山融雪径流少，地下水匮乏，需要外调水或采用空冷	铁路可达兰州/华北，但到东部港口超3000公里，运距较长	戈壁荒漠广阔，日照充足风力强劲，土地承载条件较好	以发电外送为主，布局大规模化工受运距和水源制约
阿拉善沙漠 (内蒙古)	极端干旱，几乎无可用地表水，地下水超采风险高	公路为主，远离主要工业中心，运距和成本极高	流动沙丘和戈壁并存，地质不稳需大量治沙固基	不宜布局耗水型工业，仅适合光伏风电发电

上述定性分析表明，唯有在水、物流、土地等要素条件均较为适宜的沙戈荒地区，才具备打造综合能源+产业基地的基础，如宁夏宁东、内蒙古鄂尔多斯等地水源相对有保障、交通接近市场、土地条件较好，是基地升级版的理想候选。

而对水资源极端匮乏或距市场过远的地区，应谨慎引入高耗水、高运输成本的产业，宜采用以发电外送为主、辅以小规模就地转化的模式，以避免资源错配和投资风险。

### 3.场景架构与资产配置

#### 3.1 构网型电源引入：增强基地调节支撑能力

相较传统风光基地，新型基地升级版强调电源结构多元互补，“93号文”指出，要因制宜建设光热发电等调节性电源，合理控制新增煤电，仅在必要时配置少量煤电作为调峰支撑。

光热发电具有自带储热、可调度出力和惯量支撑的特点，可作为构网型电源提升基地电力系统稳定性，相比纯光伏+风电组合，引入一定比例的光热、抽水蓄能或新型储能，可以平抑可再生出力波动，填补夜晚和极端天气时段的供电缺口。

综上，基地需要通过风光+调节电源的组合构建内部平衡电源体系，在物理上形成小型电网的稳定核心，实现对高比例新能源的安全利用，这要求超前规划构网型电源规模，根据风光装机和负荷特性确定光热、储能配置比例，从而奠定源荷协同的硬件基础。

#### 3.2 储能与就地负荷协同：提升自消纳与自平衡能力

在基地内部构建源网荷储一体化系统，是实现高消纳率的关键。

一方面，配置一定规模的集中式储能装置，如电化学储能、电网侧抽蓄等，可以蓄存白天富余的风光电量用于夜间或低辐射时段，实现电力的时移利用，缓解基地出力与负荷的不匹配。

另一方面，更具创新性的是发展就地可调节负荷，即将部分间歇性电力通过产业链转化为化学能或产品，实现以荷随源。“93号文”强调，优化风光配比，合理配置储电、储氢设施，研发发电侧与制氢储氢、用氢负荷一体化自适应调节系统，提升风光-氢-储协同优化控制水平和自平衡能力。

具体而言，即在基地内引入电解水制氢、合成氨/甲醇等装置作为柔性负荷，利用先进的控制系统使这些负荷能够根据可再生电力的实时出力动态调整功率。当风光电力过剩时，电解槽等负荷自动提高功率消纳电量；当光伏出力下降或有电网外送需求时，则降低制氢负荷，腾出电力支持外送或关键用电，这种源荷互动将传统源随荷动的被动模式，转变为双向协调的主动模式，实现基地内部供需自我平衡。

文件还鼓励沙戈荒基地就地制备绿氨、绿甲醇并发展高载能产业，实现外送+就地消纳并举，如基地内配套年产数十万吨的绿色氨醇工厂，以及多晶硅、有色冶炼等直供电产业负荷，使得白天光伏高峰时可将富余电制成氢氨，夜晚或平峰时段则由冶炼等工业持续用电，形成源荷错峰互

补。

通过组合风光+储能+氢化工+工业负荷多元要素，沙戈荒基地有望构建出内部消纳闭环，最大限度减少对外送通道和外部调峰资源的依赖。

### 3.3 “风光+氢+化工”柔性体系

风光大基地与化工生产深度融合，可以打造出灵活高效的能源交付系统，使负荷随可再生能源波动而动，实现近乎零弃电。

内蒙古风光-绿氨示范项目已率先验证了这一模式，该项目一期配套 143 万千瓦风电光伏和 680 兆瓦时储能，建设年产 32 万吨绿色合成氨装置，项目全球首创了新能源离网制氢控制系统，采用独特的源随荷动、荷随源动双向协调算法，将波动的光风电力转化为稳定的氢氨生产能源，使电解槽年平均利用率提升至 98%。

即使在风弱光低时段，系统也能通过储能支撑和调度优化保持制氢装置连续高效运行；在风光出力高峰期则充分加大制氢制氨负荷消纳全部电量，这种高度柔性的供需匹配既避免了弃电，又大幅提高了制氢化工设备的产能利用率，真正做到了荷随源动。

此外，项目采用 100%绿电直供模式未接入公共电网，首罐绿氨产品经权威机构认证符合 ISCC 可持续标准并实现出口交付。

这表明，通过精心设计源网荷储架构并采用先进能源管理系统，沙戈荒基地完全可以建成既能外送电又能输出绿色化工品的柔性供能体系，在保障自身消纳平衡的同时，为外部输送更高质量、更高附加值的能源产品。

表 2 基地内部各要素配置及功能示意

要素组合	功能作用
风光发电集群	提供低成本的大规模绿色电力，但输出具有间歇性和波动性。
光热发电/调节电源	提供可调度的稳定电力和惯量支撑，熨平风光出力波动，提高整体供电可靠性。
储能系统（电池/熔盐等）	储存富余电能，实现日内移峰填谷，在风光低谷时段释放电力，满足负荷需求。
制氢及合成氨/甲醇装置	作为柔性可控负荷，将弃电转化为氢气及下游化工品，既消纳间歇电又产出绿色燃料。
高载能产业负荷	就地引入多晶硅、铝冶炼、数据中心等产业，使绿电直接转化为产品价值并可适度调节负荷。
智能控制与微电网	通过能源管理系统实现源网荷储实时协调优化，保障基地内部供需平衡和外送稳定。

上述架构各要素共同构成了沙戈荒新能源+产业基地的升级版形态，风光等清洁能源提供充裕绿能，光热调节电源和储能确保供电稳定，电解制氢与合成氨等形成能源蓄水池和产品输出，高载能产业实现终端消纳和价值创造。

依托数字化平台协调，这种场景下电力不再仅作为外输商品，更通过就地转化形成能源+产品双输出格局，基地由此具备更强的抗风险能力和收益拓展空间，为建设 100%可再生能源供能的示范提供了现实路径。

## 4. 商业逻辑

### 4.1 绿色氢氨醇市场崛起

2025 年全球绿色氢、氨、甲醇市场需求呈现爆发式增长态势，为沙戈荒基地的产品输出提供了广阔空间，一大动力来自国际航运燃料的绿色化转型，截至 2025 年 9 月，全球在运营或在建的甲醇动力船达 437 艘，其中 75 艘运营、362 艘在建，订单数量同比激增。

据测算，2025 年全球新订甲醇船约 300 艘，带来约 680 万吨/年的绿色甲醇燃料需求，我国企业已率先切入这一市场，2025 年 2 月，金风科技宣布向国际航运提供现货生物甲醇，定价约 820 美元/吨（东北亚离岸），将在 2025 年第四季度至 2026 年第二季度累计供应 12 万吨生物甲醇作为船用燃料，加注于马士基、赫伯罗特等公司的甲醇动力船。

这标志着中国出现首单面向航运的绿色甲醇商业订单，验证了绿醇产品的市场化价格和需求，同样地，绿色氨作为燃料和化肥的需求也在增长。

内蒙古的全球最大绿氢绿氨项目，总产能 152 万吨，于 2025 年首期投产，其绿氨产品一经面世即获得法国必维（BV）集团颁发的全球首张 ISCC 可再生氨认证证书，该项目已与多家欧盟及东南亚企业签订长期供销协议，通过渤海湾港口面向国际市场，2024 年出口绿氨逾 10 万吨。

由此可见，无论在国际市场，如航运燃料、氮肥替代，还是国内需求，如煤化工原料、重型运输燃料方面，绿色甲醇和绿色氨均已出现稳定订单和价格体系，这为基地输出绿氢衍生品提供了明确的市场变现渠道，产业项目可通过提前锁定购销协议，大幅降低市场风险并提升融资可行性。

### 4.2 多元收益结构

相较传统卖电模式，基地升级版的收益来源更加多元复合，可构建电力市场结算+绿色产品销售+碳资产收益三位一体的模式。

**首先，基地仍可通过参与电力市场获取基本的电力收入，包括向电网输送稳定的绿电并结算上网电费，以及提供调峰调频等辅助服务收益。**“93 号文”提出支持沙戈荒新能源基地以一体化模式参与电力市场交易，完善结算机制，探索公平参与电能量和辅助服务市场，这意味着基地内源荷打包可以整体与电网交易，享受更灵活的价格机制和更高的竞价能力。

其次，更大的利润增长点来自绿色产品销售。基地制得的绿氢、绿氨、绿甲醇等可直接作为商品出售，获取比单纯卖电更高的价值回报，特别是在当前国际国内双碳大背景下，绿色化工品往往能卖出溢价。

如前述绿氨项目，通过 ISCC 认证后出口欧洲，其价格包含了可再生属性的溢价和碳减排价值；金风的生物甲醇现货 820 美元/吨，明显高于化石甲醇价格，即包含了绿色溢价，企业还可以与下游用户签订长期供货合同，锁定未来销量和价格，从而保证现金流的稳定。

第三，碳资产及政策红利将成为隐形但重要的收益部分。随着欧盟碳边境调节机制（CBAM）进入实施倒计时，2026年正式征税，出口产品的碳排放将直接影响其进入欧盟市场的成本，“93号文”提出探索建立绿色氢氨醇认证机制，完善绿色标准和标识，旨在使我国绿色产品在国际贸易中获得认定，避免碳关税，对于基地企业而言，取得权威机构出具的绿氢、绿氨产品碳足迹证明，等于为产品进入欧美市场筑起碳关税防火墙，可大幅提高产品竞争力和利润空间。

此外，在国内，未来若碳交易覆盖更广行业，基地通过低碳生产可节省碳配额或获得可交易的核证减排量（CCER）；国家也可能对集成融合项目给予容量补偿等政策激励，补偿其提供的可靠容量价值，这些碳资产和政策收益将进一步完善项目的收益结构。

综合来看，沙戈荒基地升级版项目的盈利模式由单一卖电转向多元变现，既有稳定的电力销售现金流，又有高附加值的绿色产品收入，叠加政策性的碳减排红利，这种复合模式能有效对冲单一电力市场价格波动的风险，增强项目抗周期能力。

在金融机构看来，有长期购电协议（PPA）和长期产品供销合同支撑，并拥有国际认证加持和碳政策护航的项目，其未来现金流更可预期，因而融资可行性显著提升，事实证明，远景、金风等公司的大型绿氢项目均获得国内外资本的青睐与支持，即源于其多元收益模式的可靠性。

可以预见，随着绿电交易、绿证体系和国际碳规则的完善，新能源基地将逐步告别过去薄利的卖电生存模式，转而通过产品和碳价值的挖掘，形成可持续的盈利闭环。

## 5.招商与投资实操建议

### 5.1 政府角度

对地方政府而言，“93号文”的落实要求转变传统招商思路，不再片面追求新能源装机规模外送，而是统筹能源和产业，打造区域绿色能源+化工岛生态，政府应主动扮演规划设计者角色，结合本地资源禀赋策划完整的源-荷-销产业链条，再定向招引能够承担源网荷储一体化项目的链主企业落地。

理解并践行该文件意味着招商思维必须从卖指标转向设计生态，强调政府要挑选有能力整合能源生产、转化、利用的龙头企业，作为项目牵头方。

实践中，可采取竞争性遴选方式，如对沙戈荒基地开发权的出让，不仅以出资多少、装机规模论英雄，更要考察竞标企业配套产业方案的完整性、下游市场合同的落实情况、项目投融资能

力等，全方位择优。

2024年7月，国家发展和改革委员会发布的《煤电低碳化转型实施计划（2024—2027年）》中，将掺氨燃烧列入煤电低碳化改造的重要技术路线之一，强调以绿色氨气作为燃煤机组的掺烧燃料，替代部分煤炭使用，经过改造升级，煤电机组应具备掺烧超过10%绿色氨气的能力。

2024年10月30日，国家发改委在《国家发展改革委等部门关于大力实施可再生能源替代行动的指导意见》中指出，因地制宜推进耦合生物质燃烧技术改造，鼓励发展大容量燃煤锅炉掺绿氨燃烧。

这启示，地方政府在分配新能源项目指标时，可将是否同步建设绿氨装置、是否有氨供给方案作为重要评审因素，确保拿到资源的企业是真正有意愿有实力做产业链融合的。

对于已有多家央企、民企布局新能源和氢能产业的地区，政府可以牵线促成联合体合作，让发电企业+化工企业+用能企业强强联合，共同建设基地，发挥各自专长降低项目风险，同时，建立约束机制防范圈资源不落地，如要求中标企业缴纳履约保证金，项目开发实施与产业项目建设挂钩分期审批，一定期限内未实质开工产业部分则收回能源指标等。

通过这些举措，政府可以引导招商由过去的引项目升级为引生态、引链条，真正实现新能源与产业协同落地，避免出现企业拿走指标却不投资下游、导致资源闲置的情况。

## 5.2 企业角度

对拟参与沙戈荒基地投资的企业来说，机遇与挑战并存，更需做好尽职调查和战略布局。

### 5.2.1 看资源禀赋

深入评估目标基地的太阳能、风能资源质量以及水资源保障，高日照、高风速固然重要，但如果水源严重不足，则需考虑投入空冷设备、远距离调水或缩减产能，企业应优先选择有相对可靠水源（河流、湖泊、工业中水）且土地取得有保障的区域落子。

应引导高载能产业向资源环境可承载地区转移，这也提醒企业布局应考虑当地环保容量，如水许可、土地生态红线等硬约束，避免项目后期因资源瓶颈无法持续。

### 5.2.2 看物流通道

评估项目所在地的交通基础设施和区位，若产品定位出口或沿海市场，基地距最近港口的运距和运力是关键因素，如面向国内下游，铁路、公路运力是否充足直接影响物流成本。

企业在决策前，应测算物流半径内的成本敏感性，如运氨到最近港口每吨运费占售价比例，确定可接受的选址范围。

选择邻近港口的基地能够迅速打开出口业务并实现大宗出货，这是选址得当带来的市场优势反之，如果基地过于偏远，企业需谨慎评估是同步投资专用运输管线、罐车车队，还是调整产品

方案以降低运输难度。

### 5.2.3 看负荷需求

核实拟依托的下游负荷项目的真实性和可持续性，如计划中的数据中心、电解铝厂是否已有确定的投资主体和开工时间，下游产品（如绿氨作燃料）的终端买家是否签署了意向协议。

企业切忌匆忙上马发电和制氢装置，却寄望后来再找下游，这容易导致电源建成后无负荷对接，只能低价上网电网或闲置，收益大打折扣，建议企业提前与下游用户达成长协订单或合资共建模式，确保负荷同步投运。

### 5.2.4 避开负荷不稳定陷阱

就地引入产业后，负荷侧的不确定性可能成为新的风险，如多晶硅厂开工不足、化工装置因市场波动停车，都会导致基地消纳计划被打乱。

对此企业应采取以下措施：其一，选择工艺成熟、运营稳定的产业作为基地伙伴，如数据中心、电解铝负荷相对稳定，而某些新兴化工可能波动大；其二，引入双重或多重负荷，形成冗余，如同时布局制氨和冶炼，两者用电曲线可互补；其三，配置一定比例的储能作为缓冲，当负荷临时短时存电或供电，避免风光立即被迫弃限。

通过上述措施，可降低单一负荷波动对整体收益的冲击。

### 5.2.5 避免盲目乐观和技术陷阱

沙戈荒基地升级涉及多项前沿技术和新商业模式，企业需保持理性预期和持续投入，成本和效益测算要留有裕度，不能完全依赖补贴或高碳价溢价，否则一旦政策或市场变化将影响项目回报。

在技术上，关注电解槽、合成工艺的实际性能和寿命，避免采购不成熟设备导致达产不及预期，利用试点项目经验，循序渐进扩大产能也是降低风险的策略之一，“93号文”鼓励先行先试典型项目经验总结推广，企业可以通过参与国家示范工程获取经验，再应用到后续更大规模项目中。

## 6.写在最后

纵观沙戈荒新能源产业基地的演进路径，其不仅是物理空间上的产能叠加，更是一场关于能源生产、转化与消费范式的深刻变革，从单一的电力外送转向源网荷储一体化的深度融合，这一模式突破了传统能源开发的边界，将光伏、光热、储能与绿色化工等多元要素熔铸为有机的产业生命体。

对于政府而言，这意味着从资源管理者向生态构建者的角色转身；对于企业而言，则意味着从单纯的能源供应商向绿色价值创造者的战略升维。

未来五年，随着技术迭代与成本下探，此类基地必将成为中国能源版图上最为耀眼的绿色坐标，而唯有那些敢于先行先试、善于统筹布局的先行者，方能在这场绿色浪潮中行稳致远，收获穿越周期的长期价值。