

中建三局西北公司光伏电站项目全过程管理手册

(：项目开发、成本测算、审批、配储)



中建三局西北公司

(2023)

前 言

1、编制目的

为推进公司新兴业务快速发展，提升全司人员知识水平，加强光伏项目管理工作标准化、规范化，实现项目优质履约、价值创造，特制定光伏项目全过程管理指导手册。（以下简称“本手册”）。

2、适用范围

本手册针对集中式大型地面光伏项目，从开发、审批、建设、运维四个方面进行全过程阐述，其他类型光伏项目可参考使用。

3、执行要求

本手册是公司对光伏项目管理的指导性文件。项目管理工作除参照本手册的相关规定外，尚应符合国家和当地政府现行规范、标准和政府部门的有关规定。

4、主要内容

本手册共分为三分册：

第一分册主要为前期开发阶段：主要包含项目开发、投资（成本）测算、项目审批、光伏配储四大部分；

第二分册主要为勘察设计阶段；

第三分册主要为项目施工、验收、运维阶段。

5、解释修订

本手册由西北公司技术中心组织修订并负责解释。

本手册编委会

2023年1月

目 录

总 则	1
1. 光伏发电概述	1
1.1 离网光伏发电系统.....	1
1.2 并网光伏发电系统.....	1
1.3 分布式光伏发电系统.....	2
2. 光伏项目全流程	2
第一章 项目开发.....	1
1. 项目开发内容	1
2. 项目开发总体要求	1
3. 项目评价	2
4. 项目信息搜集	3
5. 内含报酬率评价	3
6. 土地分类	4
1.1 土地分类.....	4
1.2 国土相关政策.....	7
7. 地下压覆评价	8
8. 土地其他方面	9
1.1 地面附着物.....	9
1.2 行政边界.....	9
1.3 其他.....	9
9. 接入评价	9
10. 项目备案评价（光伏指标）.....	10
11. 附件（文件、范本）	10
第二章 投资（成本）测算.....	14
1. 编制依据	14
2. 名词术语	14
3. 基本模块划分	14
4. 快速计算方法	16
5. 典型组合方案及造价指标.....	17
6. 其他快速测算方法	21

7. 附例：某 500MW 集中式光伏电站项目投资估算表	22
第三章 项目审批	25
1. 项目行政审批	25
1.1 项目审批概述	25
1.2 土地审批	26
1.3 规划审批	27
1.4 建设审批	28
1.5 其他审批	31
2. 专业审批	32
3. 电力审批	33
第四章 光伏配储	35
1. 储能配置的意义	35
1.1 系统稳定	35
1.2 能量备用	35
1.3 电力品质	36
2. 光伏配储政策	36
3. 光伏储能技术分类	37
1.1 电化学储能技术	37
1.2 抽水蓄能技术	38
1.3 储热技术	39
1.4 储氢技术	40
4. 电化学储能电站建设	40
1.1 储能电站建设规模	41
1.2 站址选择	41
1.3 站区总布置	41
1.4 储能系统	42
1.5 电气	45
1.6 建筑与结构	46
1.7 供暖通风、给排水	47
1.8 消防	47

公众号电力知识星球

总 则

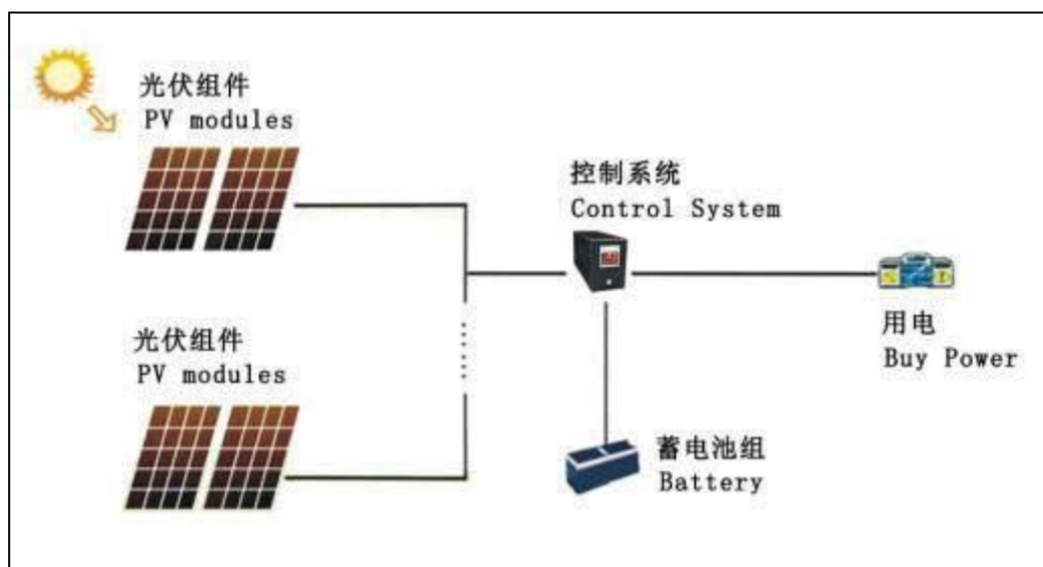
1. 光伏发电概述

光伏发电是根据光生伏特效应原理，利用太阳能电池将太阳光能直接转化为电能，光伏发电系统主要由太阳能电池板、控制器和逆变器三大部分组成。太阳能光伏发电系统分为离网光伏发电系统、并网光伏发电系统和分布式光伏发电系统。

1.1 离网光伏发电系统

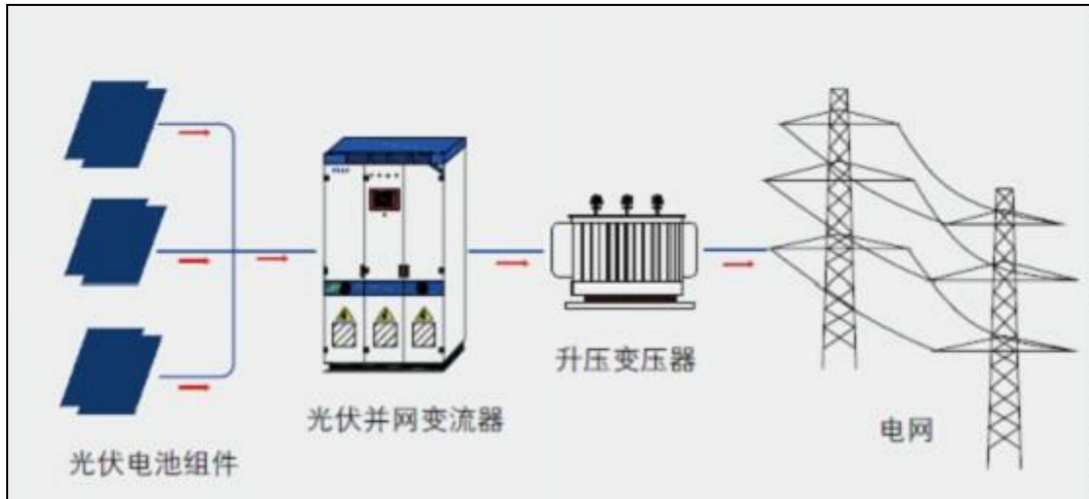
离网光伏发电系统主要由太阳能电池组件、控制器、蓄电池组成，若要为交流负载供电，还需要配置交流逆变器。

独立光伏发电系统是相对与并网发电系统而言的，属于孤立的发电系统。孤立系统主要应用于偏远无电地区，其建设的主要目的是解决无电问题。其供电可靠性受气象环境、负荷等因素影响很大，供电稳定性也相对较差，很多时候需要加装能量储存和能量管理设备。



1.2 并网光伏发电系统

并网光伏发电系统就是太阳能组件产生的直流电经过并网逆变器转换成符合市电电网要求的交流电这后直接接入公共电网。并网发电系统有集中式大型并网电站一般都是国家级电站，主要特点是将所发电能直接输送到电网，由电网统一调配向用户供电。这种电站投资大、建设周期长、占地面积大。



1.3 分布式光伏发电系统

分布式光伏发电系统又称分散式发电或分布式供能，是指在用户现场或靠近用电现场配置较小的光伏发电供电系统，以满足特定用户的需求，支持现存配电网的经济运行。

其运行模式是在有太阳辐射的条件下，光伏发电系统的太阳能电池组件阵列将太阳能转换输出的电能，经过直流汇流箱集中送入直流配电柜，由并网逆变器+逆变成交流电供给建筑自身负载，多余或不足的电力通过联接电网来调节。



2. 光伏项目全流程

根据各阶段的工作重点及项目操作的顺序，将项目全流程分为四个阶段：开发、审批、建设、运营。

常规光伏项目全流程划分

序号	任务	主要内容
第一阶段	开发	一、收集项目信息 二、分析项目可行性 三、得出结论
第二阶段	审批	一、行政审批---土地、规划、建设 二、专业审批---房建、消防 三、电力审批---接入、设计
第三阶段	建设	一、土建 二、电气安装 三、并网
第四阶段	运营	一、电力交易 二、设备运行维护

本手册主要围绕这四个阶段进行分析说明，并补充若干案例，供项目管理人员参考使用。

第一章 项目开发

1. 项目开发内容

开发阶段主要分三步:获取项目信息;分析项目可行性;得出结论。

按开发主体分, 开发项目有两种方式, 一种是投资单位自行开发, 一种是第三方开发。

对于投资单位自行开发, 主要工作在于搜集项目信息, 研判项目可行性, 预测投资风险;对于第三方, 开发团队不仅需要研判项目本身的可行性, 还需要判断项目落地实施的可行性。

鉴于以上两种开发方式, 研判项目的可行性有三个方面:经济可行性、技术可行性、运作方式的可行性。

综上, 项目可行必须具备三个维度的七个要素, 项目才可能落地实施。

项目维度及要素

维度	要素	要点
经济维度	收益率	是否满足投资要求(投资、收益分析)
开发维度	土地	土地性质、地理位置、地表形态
	接入	距离、间隔、等级
	备案	补贴、项目类型、附加条件
运作维度	开发方	真伪、资源实力
	投资方	资金实力、融资/筹资能力
	建设方	组织、施工、建设能力

2. 项目开发总体要求

1) 光伏电站项目的开发, 首先需要满足建设前提、运维条件和合理的收益三个方面。

2) 光伏电站的项目开发应根据国家可在生能源中长期发展规划, 地区自然条件、太阳能资源、交通运输、接入电网、地区经济发展规划、其他设施等因素全面考虑; 在选址工作中, 应从全局出发, 正确处理与相邻农业、林业、牧业、渔业、工矿企业、城市规划、国防设施和人民生活等各方面的关

系。项目选址时，应综合考虑电网结构。电力负荷、交通、运输、环境保护要求，出线走廊、地质、地震、地形、水文、气象、占地拆迁、施工以及周围工矿企业对电站的影响条件，做好信息收集、现场调研和踏勘，提出论证和评价。

3) 地面光伏电站项目还需提供资料：

- (1) 自然条件调查：太阳辐射量、地理位置、交通条件、水源等。
- (2) 电网接入条件：与接入点的距离，接入点的进线间隔。
- (3) 环境影响：有无遮光的障碍物，有无盐害、公害、自然灾害、冬季的积雪、结冰、雷击灾害状态。
- (4) 土地性质、状况。
- (5) 当地建材、物流、人力成本。
- (6) 土地、税收、金融支持政策。

3. 项目评价

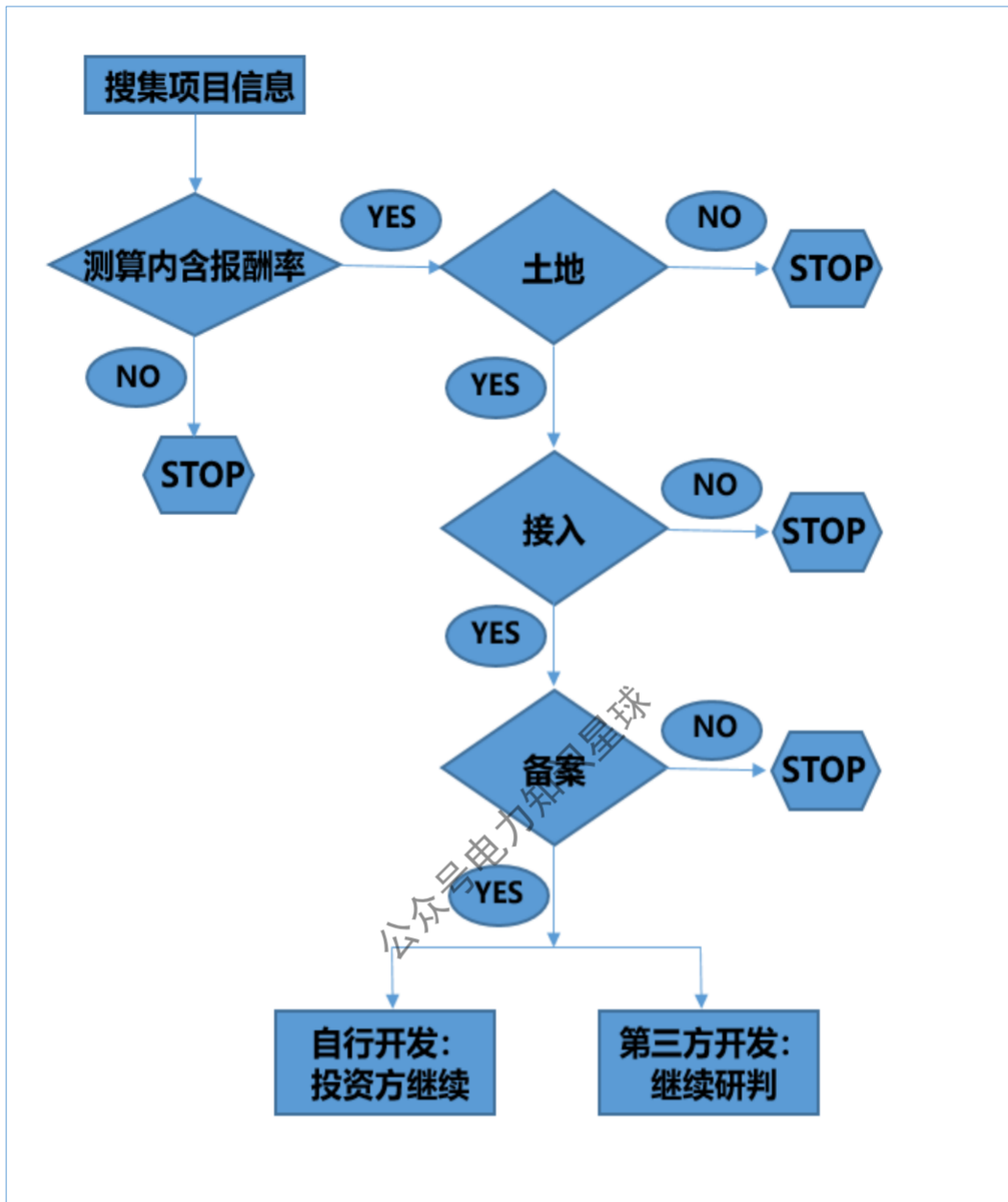
对一个项目的可行性进行判断，应该从经济、开发两个维度中的四个要素进行评价，以判断是否具有投资价值。

判断项目可行性的四个要素是：**内含报酬率、土地、接入和项目备案**，一般四个要素要同时满足，否则项目无法继续。

但是，在实际工作中，如果一个项目现阶段不能同时满足四个条件，开发方仍可以根据具体情况决定是否保留信息，根据四要素综合评定的结果，决定是否评估为具有潜在可行性的项目。例如，如果某项目在现阶段只符合收益率要求，而其余三要素不能同时满足，但是有很大可能在未来一定时间内改善至符合要求，那么可以将项目暂时归入“待观察项目”，持续关注其余三项要素的动态变化，待条件具备后再进行下一步操作。

例如，土地政策只有可能往规范化、集约化方向转变；接入条件是动态变化的：某些政策调整也许会给某些要素带来利好。

项目评价流程图



4. 项目信息搜集

项目信息收集的主要目的是初步估算项目投资与收益，所需收集的信息主要包括建设成本、土地成本、财税政策、电费收入等。要求尽量详细，以便做出误差更小的测算。

5. 内含报酬率评价

收集项目相关基本信息后，根据财务测算模型进行财务测算。

对项目进行财务测算，根据投资方的要求，可以利用净现值指标，也可以利用内含报酬率指标。如果利用项目净现值指标做项目投资决策，计算净现值(NPV)

使用的折现率 R 就是投资单位的资本成本;如果利用内含报酬率指标(IRR)做项目投资决策, 参考值就是投资单位的资本成本 I 。

通常情况下采用内含报酬率指标。

根据前期收集到的项目信息统计, 利用财务测算模型, 测算出内含报酬率 IRR, 测算得出的 IRR 与公司的资本成本相比较, 如果 $IRR > I$, 项目可行;反之, 项目不可行。符合要求者才可继续进行下一步考察。

虽然各个公司测算模型不尽相同, 但是得出的数据相差不应太大。考虑投入成本应尽可能全面, 凡是政策、法律要求的, 尽可能包含在项目财务测算模型中, 财务测算才会尽可能准。

内含报酬率是投资企业做项目投资决策的决定性因素, 所以研判待开发项目时, 应首先计算内含报酬率是否符合投资要求, 如果不符合, 则果断终止。

6. 土地分类

在完成并通过内含报酬率评价的前提下, 第二步进行项目土地评价。土地是光伏电站的载体, 没有土地, 项目建设就成了空中楼阁。内含报酬率再高, 也毫无意义。然而, 选址地点施工条件再好、地形地貌再完美, 不符合土地政策要求, 也无意义;有符合政策的土地但是地形条件差, 导致增加建设成本、增加后期维护成本超出可承受范围, 仍不可用。

鉴于此, 项目选址需同时符合以下两个条件: 一是从建设角度, 尽量选择较规整的连片地, 提高土地的利用率, 有利于项目后期运维管理;二是从审批角度, 土地必须合法合规。使用不符合条件土地会给投资方带来无法弥补的灾难性损失。

1.1 土地分类

关于土地分类, 分类依据为《土地管理法》中的三大类、《土地利用现状分类 G/T21010-2017》的一级类、二级类。

土地分类—三大类

地类	含义	具体类型
农用地	直接用于农业生产的土地	耕地、林地、草地、农田水利用地、养殖水面等
建设用地	建造建筑物、构筑物的土地	城乡住宅、公共设施用地、工矿用地、交通水利设施用地、旅游用地、军事设施用地等

未利用地	农用地和建设用地以外的土地	
------	---------------	--

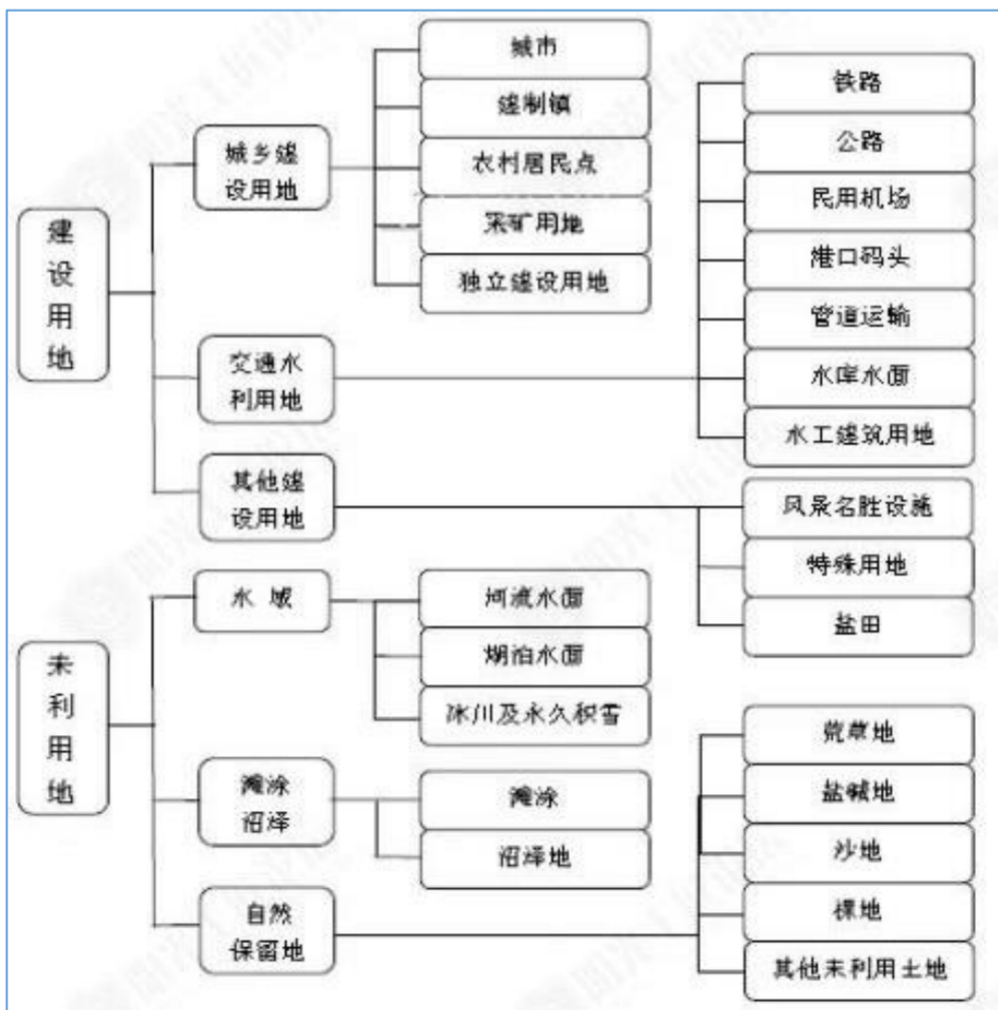
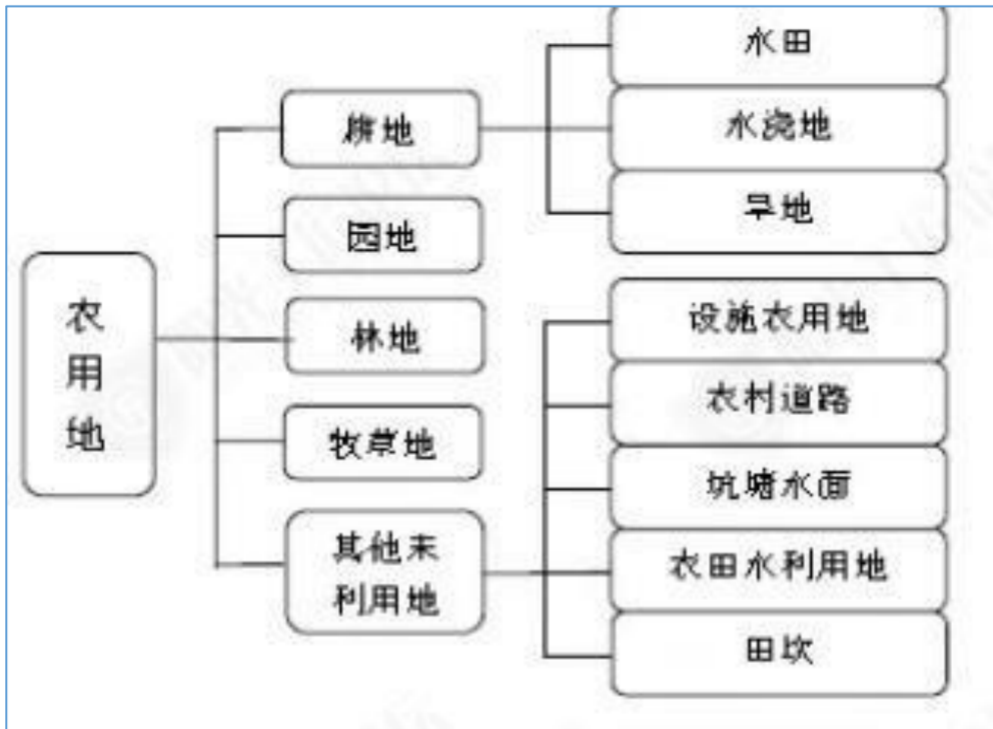
沟通国土局在二调图上查一下场址的地类。现在二调图用的一般都是 80 坐标系。所以，要先将 GPS 打的经纬度坐标转换成 80 带坐标，再到国土局和林业局查一下。去国土和林业查一下是非常必要的，往往一块场址各方面都满足，就是地类是不能用的。如果盲目开展后续工作，会造成很多浪费。另外，很多时候，看着是荒地，在地类图里面是农田；看着没有树，在地类图里面其实是公益林。

在国家耕地、林地保护制度的大前提下，各地出台的光伏用地的政策倾向也不尽相同，大致可分为两类：

一类为鼓励在国土空间规划划定的生态保护红线、永久基本农田及法律法规规定禁止占用的区域外选址建设，鼓励结合石漠化治理、采煤沉陷区治理，充分利用各种边坡、边沟、灰场、填埋场等，充分挖掘土地利用空间来建设光伏项目；

另一类为从严管控光伏项目用地，严格禁止在永久基本农田、永久基本农田储备区、生态保护红线、自然保护地、重要湿地、绿色屏障一级管控区、饮用水水源一级保护区、行洪供水河道水库的水域岸线管理范围建设光伏项目。

值得注意的是，内蒙古一方面出台政策，鼓励大型风电光伏发电项目使用沙漠、戈壁、荒漠等未利用地，推进“上风下光”等新能源项目复合用地；另一方面实行征占用草原林地分区用途管控，明确光伏发电项目应严格禁止在永久基本农田、永久基本农田储备区、生态保护红线、自然保护地、重要湿地、绿色屏障一级管控区、饮用水水源一级保护区、行洪供水河道水库的水域岸线管理范围等各类管控区域内进行选址布局。



土地性质一览

1.2 国土相关政策

1) 《关于支持新产业新业态发展促进大众创业万众创新用地的意见》(国土资规2015)5号)

光伏、风力发电等项目使用戈壁、荒漠、荒草地等未利用土地的，对不占压土地、不改变地表形态的用地部分，可按原地类认定，不改变土地用途，在年度土地变更调查时作出标光伏电站标注，用地允许以租赁等方式取得，双方签订好补偿协议，用地报当地县级国土资源部门备案；对项目永久性建筑用地部分，应依法按建设用地办理手续。对建设占用农用地的，所有用地部分均应按建设用地管理。

2) 《国土资源部国务院扶贫办国家能源局规产业用地的意见》(国土资规(2017)8号)

除本文件确定的光伏扶贫项目及利用农用地复合建设的光伏发电站项目(以下简称光伏复合项目)外，其他光伏发电站项目用地应严格执行国土资规(2015)5号文件规定，使用未利用地的，光伏方阵用地部分可按原地类认定，不改变土地用途，用地允许以租赁等方式取得，双方签订补偿协议，报当地县级国土资源主管部门备案，其他用地部分应当办理建设用地审批手续；使用农用地的，所有用地均应当办理建设用地审批手续。新建、改建和扩建地面光伏电站工程项目，按建设用地和未利用地管理的，应严格执行《光伏电站工程项目用地控制指标》(国土资规(2015)11号)要求，合理利用土地。

对于符合本地区光伏复合项目建设要求和认定标准的项目，变电站及运行管理中心、集电线路杆塔基础用地按建设用地管理，依法办理建设用地审批手续；场内道路用地可按农村道路用地管理；利用农用地布设的光伏方阵可不改变原用地性质；采用直埋电缆方式敷设的集电线路用地，实行与项目光伏方阵用地同样的管理方式。

3) 设施农业用地

《国土资源部农业部关于完善设施农用地管理有关问题的通知》(国土资发(2010)155号)

依据《土地利用现状分类》(GB/T 21010-2007)，设施农用地是指：直

接用于经营性养殖的畜禽舍、工厂化作物栽培或水产养殖的生产设施用地及其相应附属设施用地，农村宅基地以外的晾晒场等农业设施用地。

根据设施用地政策，利用光伏农业的形式建设的单纯光伏项目，并不适用设施农用地政策，是有合规风险的。但是可以利用农业设施建设分布式光伏，不会与设施农业用地政策违背。

综上，光伏项目占用未利用地以外的土地，除扶贫项目外，只有采用复合型光伏项目形式才有建设成规模电站的可能。

7. 地下压覆评价

确定土地地类可用后，还需要考察落实地下压覆情况。一般情况下，地下会涉及到文物、矿藏、地下水系等资源情况。

压覆文物。主管部门为文物局，所以需要到文物局进行咨询选址意见。如涉及压覆文物，则应按照文物管理部门的意见，设置保护措施或者更换选址。

压覆矿藏，又分为煤炭、金属、非金属矿藏、油、气资源。主管部门是自然资源局，矿藏信息可能需要到省、自治区自然资源部门进行核实情况。在实际工作中遇到压覆矿藏的选址时，能调换尽量调换，不能调换就按照以下进行评估。

1) 了解当地政策；

2) 进一步明确矿藏具体情况：矿权现状和开采情况、计划等。如压覆煤矿，那能了解到煤层深度、埋深、煤矿塌陷的影响程度则更好，总之，越详尽越好。

3) 关于开采情况，①如果仍未开采，而开采带来的塌陷影响在可接受的范围之内，那么就可以利用；②如果正在开采或者已经开采完毕，有塌陷风险，但是风险在可承受范围之内，那么也可以继续。

如果技术评估可行，需要进行第二步：环境评估。即评估矿权人是否同意压覆。最后根据矿权人提出的同意压覆条件进行经济评估。

经过以上评估后，根据评估结果确定项目是否可行。

8. 土地其他方面

1.1 地面附着物

土地表面不可避免会存在附着物。地面附着物对光伏项目来说，一般无大影响，自然资源局或者使用权人在交付土地前一般会清理地表附着物。但是为了保障项目的进行，最好还是做个摸底调查，顺便从设计的角度对地形地势做大致评估，有利于测算项目成本。

核实附着物情况，无人机航拍可能是最便捷的方法，或者是咨询当地乡镇政府土地管理部门。具体核实方法，则根据具体情况而定。

1.2 行政边界

根据实践经验，项目选址如果涉及到行政边界，可能会造成很多纠纷，当然投资方愿意为此多花钱的情况下，这应该不是问题。

国有土地被集体使用的情况并不少见，所以土地征占用会有数据库与实际存在偏差的情况，而农民之间约定俗成的边界与数据库出现偏差也不算稀奇。如果真的存在边界之争，则可能会面临多方的纠纷，会导致用地成本升高，也会拖延交付时间。只能在选址时，尽可能避免涉及行政边界，以尽可能减少纠纷，与潜在的边界避让一定距离。

1.3 其他

选址是建设光伏电站的必备要素之一，所以要确保可行，尽量做细致。由于某些原因，导致主管部门的数据库更新不及时，会造成各种各样的误差，例如，如果选址距离居民区较近则需要考虑市政规划及管网敷设等因素。所以在土地选址方面，尽可能的征询规划局、建设局、水利/务局、保护区管理局等部门的意见，避免光伏电站选址、线路选址出现不符合规划建设的要求。

9. 接入评价

土地和接入是影响选址的两个重要因素，二者密不可分；要么先选址，在选址周边找变电站。要么先确定变电站，然后在变电站周边选址。具体以哪个为先，还是根据具体况而定。例如，在接入资源更紧张的情况下，可以先确定变电站，再选址；在土地资源更紧张的情况下，先选址，再

寻找变电站。如果两方面资源都紧张，就只能在二者之间寻找平衡点。

除了对接入与选址的平衡，接入方面其余的评价，更多立足于技术层面。前期做项目接入评价，首先确定附近有无可接入变电站；有无接入间隔、距离、可接入容量，间隔是否可以扩建等问题。

接入方案的距离决定了接入方案的成本。在有限的接入条件下，结合项目投资规模，考虑接入造价或者成本，如果接入方案的成本过高，损耗过大，那么接入方案也不具备可行性。

随着接入方案随之而来的是线路路径，决定了接入方案的可操作性。例如：1)政策风险：接入路径是否经过自然保护区、是否可以避免、能否取得相关的审批手续；2)实施风险：路径涉及到的单位或个人能否同意签订路径协议，是否能完成路径协议，或者取得同意的难易程度。

如果存在以上无法避免的问题，且又无解决方法，那么接入评价就无法通过，项目仍旧不具备实施的可行性。

以上关于接入的各种问题，最好是能够直接与当地电网公司相关部门沟通、征询，如能现场考察，更加直观。

10. 项目备案评价（光伏指标）

项目备案，通常被称为“指标”，实际上就是备案审批文件。在光伏项目实行核准制时期项目立项有两个阶段，第一阶段是同意开展前期工作的函，第二阶段是核准批复，分别是“路条”、“大路条”。现在已经改成了备案制，就不存在路条了。

如果一个项目通过满足前面所述三个方面(内含报酬率、土地、接入)的评价，那么就是一个值得投资的好项目，但是如果项目无法获取备案批复，项目也无法实施。所以在确定项目具备实施的客观条件后，还需研判项目能否取得项目备案。

能否取得项目备案，资源方的能力与投资方的实力起到决定性作用。哪一方孰重，取决于具体情况。因为存在上述情况，所以对于投资方与资源方合作操作项目的情况，需要双方互相评估，评估判断双方实力，从而评估项目真正落地实施的可能性。

11. 附件（文件、范本）

文件列表

序号	文件摘要	主管部门	主导部门	备注
0	备案	省 / 自治区发改委	商务部	
1	预选址范围 (含坐标)	县国土	商务部、技术部	一般以非正式形式给出坐标和位置图, 然后作为预选址咨询各部门意见。
2	国土局意见 / 情况核查	县国土局	商务部	
3	压覆矿意见 / 情况初步核查	省国土厅矿管处 / 第三方评估单位	第三方咨询机构 / 商务部	
4	涉林意见 / 情况核查	县林业 / 第三方评估单位	第三方咨询机构 / 商务部	
5	文物局意见	县文物局	商务部	
6	武装部意见	县武装部	商务部	
7	规划局意见	县规划局	商务部	
8	水务局意见	县水利局	商务部	
9	供电公司意见	当地供电公司	商务部 / 技术部	
10	行政边界	县国土	商务部	如不涉及或者如果涉及但是无法更换, 则需要在征地过程中彻底解决边界纠纷问题, 不留纠纷点。
11	附着物	现场踏勘 / 航拍	商务部 / 工程部	在征地之前做现场踏勘, 尽量避开设有较大争议的附着物。

国土情况范本

<p>关于 XXXX 公司 XX 项目拟选址情况的核查说明</p> <p>XXXX 公司:</p> <p>你公司《XXXX 项目拟选址申请书》已收悉。经 XXXX 审核, 现说明如下。</p> <p>一、该项目位于 XX 省 / 自治区 XX 市 XX 县 XX 镇 XX 村, 选址规模 XX 亩, 属于农用地 / 未利用地, 其中: 耕地 XX 亩, 林地 XX 亩, 天然牧草地 XX 亩, 沙地 XX 亩, 荒地 XX 亩, 等。</p> <p>二、依据《XXXXXX 文件》、《XXXXXX 文件》要求, 此次选址符合 XX、XX 要求: XXXXXX, 但是要按照文件要求办理 XXXXX (转用或其他) 手续, 方可使用。</p> <p>三、该项目的可行性研究报告、规划设计及初步设计文件等, 必须严格执行《XXXXXX 文件》、《XXXXXX 文件》要求, 合理核定用地规模, 并依法履行规划、计划、转用、征收、供应手续。</p> <p>四、项目施工涉及到的损毁农用地的, 必须按照《土地复垦条例》等规定, 编制土地复垦方案, 缴纳土地复垦费, 履行复垦义务。</p> <p style="text-align: right;">XX 县国土局</p>
--

压覆矿意见（未压覆）范本

关于XXXX公司XXXX项目压覆矿产资源状况的复函

XXXX公司：

你单位关于XXXX项目压覆矿产资源状况的申报材料已收悉。经审核，该项目涉及XX省/自治区XX市XX矿XX权，未压覆重要矿产资源。

特此复函。

XX省/自治区国土资源厅

未压覆文物的说明范本

关于XXXX公司XXXX项目选址文物勘察意见

XXXX公司：

经核查，你单位位于XX市XX县XX镇XX内的XXXX项目，不在文物保护区内，地表未发现不可移动文物，原则同意你单位拟选场址。你单位在施工过程中如发现文化遗存，请及时联系XX文物部门处理。

XX县XX文广局

规划局意见范本

关于XX公司XX项目的规划意见

XXXX公司：

你单位报送的《XX公司XX项目选址规划意见请示》已收悉。项目位于XXXXX，计划占地面积XX亩，经我局相关股室现场勘察，原则同意该项目拟选址，项目开工前应先取得相关建设手续，完善土地、环保、水利、电力等相关手续，并符合国家相关法律法规。

XX规划局

水利意见范本

关于XX公司XX项目的水务相关意见

XX公司：

你单位报送的《XX公司XX项目选址意见请示》已收悉。项目选址位于XXXX，计划占地面积XX亩，我局组织相关人员进行了调查核实，经过认真讨论，形成以下意见。

1. XX公司XX项目位于XXXX，对于XXXX地区防洪无影响；
2. 该建设项目选址不在水源地保护区范围内；
3. 建设过程中注意垃圾处理，不得污染周边水源；

经讨论决定，原则同意项目选址。请依法依规完善项目手续后开展项目建设工作。

XXXX水利局

供电公司意见范本

关于XXXX公司XXXX项目并网接入的咨询答复函

XXXX公司：

你公司《XXXXX项目接入计划的初步意见征询函》已收悉。

该项目位于XXXXXX，占地面积XX亩。经公司现场勘察，初步并网方案建议如下。

建议该项目以X回XXkV线路送出，并网点为XXX变电站XX间隔……。

此答复函不做为最终接入方案，应以XXXX电力公司出具的《XXXX接入方案审查意见》、《XXXX接入方案审查批复》为最终答复方案。

请你公司根据有关规定办理接入等手续，具备并网条件后方可并网。

XXXX公司

公众号电力知识星球

第二章 投资（成本）测算

1. 编制依据

造价指标编制执行国家能源局发布的《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T 32027-2016)，执行国家能源局发布的《光伏发电工程概算定额》(NB/T32035-2016)及配套调整文件，部分参考国家能源局发布发布的《电力工程建设概算定额》(2018年版)，增值税执行《财政部税务总局海关总署关于深化增值税改革有关政策的公告》(财政部税务总局海关总署公告 2019 年第 39 号)有关内容。

基本预备费费率按 2%计列。

建设期贷款年利率按 4.65%计算。

2. 名词术语

1) 光伏发电单元:光伏方阵直流发电经逆变器逆变,再经就地升压变压器升压成符合电网频率和电压要求的电源,通常以逆变升压单元为标准进行划分。

2) 峰值功率(W_p):即安装容量,光伏发电系统中安装的组件的标称功率之和,单位峰瓦。

3) 额定容量(W):光伏发电系统中安装的逆变器的额定有功功率之和。

4) 容配比:光伏电站的直流/交流容量配比(简称容配比)是指光伏组件峰值功率(安装容量)之和与逆变器交流侧额定输出功率(额定有功功率)之和的比值。

5) 间距跨度系数:光伏方阵的间距跨度系数为光伏方阵前后排水平位移与前排光伏阵列表面跨度的比值。该参数与光伏方阵的安装倾角无关。

3. 基本模块划分

光伏电站划分为 6 个部分,包括:

A.升压站/开关站部分;

B.光伏发电单元部分(包含直流部分和交流部分);

C.集电线路部分;

D.道路及场区围栏部分;

E.储能系统部分;

F.其他部分。

1) 升压站/开关站部分

升压站/开关站部分基本模块一览表

模块序号	模块名称	并网升压等级	并网容量	单位投资
A1	1200MW-330kV 升压站模块	330KV	1200MW	元/kw
A2	300MW-220kV 升压站模块	220KV	300MW	元/kw
A3	100MW-110kV 升压站模块	110KV	100MW	元/kw
A4	40MW-35kV 升压站模块	35KV	40MW	元/kw
A5	12MW-10kV 升压站模块	10KV	12MW	元/kw

2) 光伏发电单元部分

光伏发电单元部分基本模块一览表

序号	光伏组件规格	逆变器规格	箱式变电站规格	光伏支架	单位投资
B1	540Wp (182)	225KW (1.5KV)	3150KVA-35KV	固定倾角	元/KWp+元/KW
B2	540Wp (182)	3125KW (1.5KV)	35KV 箱逆变一体机	固定倾角	元/KWp+元/KW
B3	540Wp (182)	225KW (1.5KV)	3150KVA-35KV	平单轴跟踪	元/KWp+元/KW
B4	540Wp (182)	225KW (1.5KV)	1600KVA-35KV	固定倾角	元/KWp+元/KW
B5	580Wp (182)	225KW (1.5KV)	3150KVA-35KV	固定倾角	元/KWp+元/KW
B6	540Wp (182)	320KW (1.5KV)	3150KVA-35KV	固定倾角	元/KWp+元/KW
B7	445Wp (166)	225KW (1.5KV)	3150KVA-10KV	固定平铺	元/KWp+元/KW
B8	445Wp (166)	50KW (1KV)		固定倾角	元/KWp+元/KW

3) 集电线路部分

集电线路部分基本模块一览表

模块序号	模块名称	单位投资
C1	电缆集电线路模块	万元/km
C2	单回角塔集电线路模块	万元/km
C3	同塔双回角钢塔架空线路模块	万元/km

4) 场区道路及围栏部分 (模块 D)

主要包括以下内容:

(1) 场区道路:光伏场区道路指为满足光伏场区内箱式变电站、逆变器及光伏方阵检修、运行需要而修建的道路。其中不包含施工临时道路。

(2) 场区围栏:场区围栏包括光伏场区部分的围栏及大门。

5) 场储能系统部分 (模块 E)

主要包括 35kV 交流耦合、在逆变器直流侧耦合及逆变器交流侧耦合三种方案下的电池系统,同时配套 PCS、配电系统、电缆、接地等。

6) 其他费用 (模块 F)

考虑到工程实际建设条件的复杂程度以及技术方案的多样性,造价指标中将与基本模块不同的技术方案作为调整模块,调整模块的工程造价仅包括设备购置费、安装或建筑工程费用。调整模块的设计造价边界条件与基本模块相同,相应的造价及工程量清单仅列举该调整模块与基本模块的差异部分。

4. 快速计算方法

为满足用户的定制化要求,方便各个工程进行对标,一般光伏电站的造价可采用以下公式进行快速计算:

$$S=A+B+C+D+E+F$$

即为:光伏电站造价(S)=升压站造价(A)+光伏发电单元造价(B)+集电线路造价(C)+场区道路及围栏造价(D)+储能系统造价(E)+其他(F)

其中:

1) 升压站造价 (A)

升压站造价范围包括 200m 进站道路、升压站围墙以及围墙范围内设备及安装工程和建筑工程。

2) 光伏发电单元造价 (B)

光伏发电单元造价范围包括光伏方阵与光伏发电单元升压变压器之间所有设备及安装工程和建筑工程。

计算公式为: $B=B \times P_a + B \times P$ 。即:

光伏发电单元造价=光伏场区直流侧单价(元/kWp)×光伏场区直流侧容量(kWp)+光伏场区交流侧单价(元/kW)×光伏场区交流侧容量(kW)。

3) 集电线路造价 (C)

集电线路造价范围包括光伏发电单元升压变压器出线端子至升压站/开关站 35kV 集电线路进线柜进线端子之间所有设备及安装工程和建筑工程 (不包含升压站围墙外 1m 至集电线路进线柜之间的电缆通道)。

计算公式为: $C=C1*L1+C2*L2+C3*L3$ 。即:

集电线路部分造价=电缆集电线路单价 (元/km) × 电缆集电线路长度 (km) + 单回架空线路单价 (元/km) × 单回架空线路长度(km) + 双回架空线路单价 (元/km) × 双回架空线路长度 (km)。

4) 场区道路及围栏造价 (D)

场区道路及围栏造价=场区道路单价 (元/km) × 场区道路总长 (km)+场区围栏单价(元/km) × 场区围栏总长 (km) +场区大门单价 (元/座) × 场区大门数量 (座)。

5) 储能系统造价(E)

储能系统造价按照以下方式计算:

储能系统造价=不同储能系统单价 (元/MWh) × 储能配置容量 (MWh)。

6) 其他 (F)

其他费用包括以下三部分内容:

(1) 受工程实际建设条件影响差异较大的费用。如水土保持费用、环境保护费用、劳动安全与工业卫生工程费用和防洪工程费用等,可根据项目实际情况进行调整。

(2) 项目建设管理费 (包括工程建设管理费、工程建设监理费、项目咨询服务费、项目技术经济评审费、工程质量检查检测费、工程定额标准编制管理费、项目验收费、工程保险费等)、生产准备费根据《光伏发电工程设计概算编制规定及费用标准》(NB/T32027-2016) 费用取费区间下限系数进行取费。基本预备费按 2%进行计算,不计价差预备费等费用。

(3) 项目建设用地费、项目前期费、勘察设计费等费用,根据项目实际情况调整。

5. 典型组合方案及造价指标

按照国家电力投资集团公司《光伏发电工程可研设计管理导则与深度要求》、

《光伏发电工程典型设计》、《分布式光伏发电工程参考设计》，并参考国家电力投资集团公司在建及投产光伏发电工程，选取了具有代表性的基本模块组合为典型组合方案，据此编制控制造价指标。储能系统因各地配置存在较大差异，典型方案中未包括储能系统投资。

各工程在使用造价指标时，可选择与工程实际情况最为接近的典型组合方案，分别针对各个部分的基本模块，按照工程实际情况选择相应的调整模块进行进一步细化调整，计算各个部分的单位造价，结合工程的实际工程量计算工程总造价。

由于项目类型复杂多样，本手册仅引用列举了目前 10 种典型组合方案以及 2 种屋顶分布式光伏发电工程方案，各种方案具体参数及造价指标详见《国电投-光伏发电工程设计造价参考指标》最新文件。

典型组合方案及其造价指标见下表：

方案名称	典型组合方案 1	典型组合方案 2	典型组合方案 3	典型组合方案 4	典型组合方案 5	典型组合方案 6
主要方案	1200MW+330kV+540Wp+225kW+3150kVA+固定支架	1200MW+330kV+540Wp+3125kW+3125kVA+固定支架	300MW+220kV+540Wp+225kW+3150kVA+固定支架	300MW+220kV+540Wp+225kW+3150kVA+跟踪支架	100MW+110kV+540Wp+225kW+3150kVA+固定支架	100MW+110kV+540Wp+225kW+3150kVA+跟踪支架
并网电压等级	330kV	330kV	220kV	220kV	110kV	110kV
并网容量	1200MW	1200MW	300MW	300MW	100MW	100MW
主变压器容量	4×300MVA	4×300MVA	2×150MVA	2×150MVA	1×100MVA	1×100MVA
光伏组件	双面半片单晶硅 540Wp(182)	双面半片单晶硅 540Wp(182)	双面半片单晶硅 540Wp(182)	双面半片单晶硅 540Wp(182)	双面半片单晶硅 540Wp(182)	双面半片单晶硅 540Wp(182)
逆变器型号	225kW(1500V)	3125kW 箱逆变一体机(1500V)	225kW(1500V)	225kW(1500V)	225kW(1500V)	225kW(1500V)
容配比	1.293	1.294	1.293	1.293	1.293	1.293
光伏发电单元交流容量(kVA)	3150	3125	3150	3150	3150	3150
单元数量(座)	381	384	96	96	32	32
组件数量(块)	2872740	2875392	723840	723840	241280	241280
直流侧峰值功率(MWp)	1551.2796	1551.7168	390.8736	390.8736	130.2912	130.2912
支架型式	固定倾角支架	固定倾角支架	固定倾角支架	平单轴跟踪支架	固定倾角支架	平单轴跟踪支架
工程静态投资(万元)	525206.94	509212.62	133695.23	147157.24	46022.24	50699.97
建设期利息(万元)	9723.63	9427.52	2475.22	2724.46	427.01	470.42
工程总投资(万元)	534930.58	518640.14	136170.45	149881.70	46449.25	51170.38
单位千瓦静态投资(元/kWp)	3385.64	3282.53	3420.42	3764.83	3532.26	3891.28
单位千瓦动态投资(元/kWp)	3448.32	3343.31	3483.75	3834.53	3565.03	3927.39

方案名称	典型组合方案 7	典型组合方案 8	典型组合方案 9	典型组合方案 10	分布式光伏方案 1	分布式光伏方案 2
主要方案	100MW+110kV+540Wp+225kW+1600kVA+固定支架	40MW+35kV+540Wp+225kW+3150kVA+固定支架	40MW+35kV+580Wp+225kW+3150kVA+固定支架	40MW+35kV+540Wp(210)+320kW+3150kVA+固定支架	12MW+10kV+445Wp(166)+225kW+3150kVA+平铺支架	0.1MW+0.4kV+445Wp(166)+50kW+固定支架
并网电压等级	110kV	35kV	35kV	35kV	10kV	0.4kV
并网容量	100MW	40MW	40MW	40MW	12MW	0.1MW
主变压器容量	1×100MVA					
光伏组件	双面半片单晶硅540Wp(182)	双面半片单晶硅540Wp(182)	双面半片单晶硅580Wp(182)	双面半片单晶硅540Wp(210)	单面半片单晶硅445Wp(166)	单面半片单晶硅445Wp(166)
逆变器型号	225kW(1500V)	225kW(1500V)	225kW(1500V)	320kW(1500V)	225kW(1500V)	50kW(1000V)
容配比	1.293	1.293	1.295	1.297	1.234	1.282
光伏发电单元交流容(kVA)	1600	3150	3150	3150	3150	100
单元数量(座)	63	13	13	13	4	1
组件数量(块)	237510	98020	91416	99892	34944	288
直流侧峰值功率(MWp)	128.2554	52.9308	53.02128	53.94168	15.55008	0.12816
支架型式	固定倾角支架	固定倾角支架	固定倾角支架	固定倾角支架	屋顶平铺支架	固定倾角支架
工程静态投资(万元)	45442.96	19729.46	19661.18	20180.11	5943.18	48.56
建设期利息(万元)	421.64	183.06	182.42	187.24	27.60	0.23
工程总投资(万元)	45864.60	19912.52	19843.61	20367.35	5970.79	48.79
单位千瓦静态投资(元/kWp)	3543.16	3727.41	3708.17	3741.10	3821.10	3789.00
单位千瓦动态投资(元/kWp)	3576.04	3761.99	3742.57	3775.81	3838.85	3806.60

6. 其他快速测算方法

根据目前市场总体情况,按照工程造价与光伏电站直流装机的装机容量之间的指标关系得出(注:上下限随着市场水平进行调整)。

序号	项目	下限	上限	单位	备注
1	组件	2	2.2	元/Wp	反映市场平均水平,动态调整
2	支架	0.3	0.35	元/Wp	
3	箱逆变一体机	0.16	0.168	元/Wp	
4	集电线路	0.3	0.33	元/Wp	
5	桩基	0.31	0.32	元/Wp	
6	升压站	0.3	0.35	元/Wp	
7	小计	3.37	3.718	元/Wp	对平均水平求和
		***	***	万元	反应平均水平与装机容量关系
8	储能	1.65	1.8	元/Wh	储能模块
		***	***	MWh	
	储能 总价	***	***	万元	
9	总投资估算	***	***	万元	7+8,未计入对外输电线路等
10	折单 Wp 造价	***	***	元/Wp	9/直流侧装机总容量
	折单 W 造价	***	***	元/W	9/交流侧装机总容量

7. 附例：某 500MW 集中式光伏电站项目投资估算表

序号	项目	名称	型号	单位	数量	单价(元)	总价(万元)	备注
1	光伏场区 电气	组件	540	块	1198080	1200	***	单晶双面双玻540Wp 参考一期项目，容配比1.29
		直流装机	/	MWp	647.0		***	计算工程量用，不参与总价计算
		光伏组串	一串26块	串	46080		***	2行13列（计算工程量用，不参与总价计算）
		汇流箱	1进16出	台	1440	3150.00	***	
			1进24出	台	960	3650.00	***	
		子阵/箱变数量	集中式箱逆变一体机 3125kW	个	160	600000	***	每12~16个汇流箱一个方阵 参考临近项目，3.125兆瓦光伏子阵
		光伏专用直 流电缆	PV1-F-1800V 1×4mm ²	km	3055	3350	***	
			PV1-F-1800V 2×6mm ²	km	1145	5000	***	
		交流铝合金 电缆	ZC-YJLHY23-1.8/3kV-2× 150mm ²	km	69	47000	***	按一个方阵3km预估
			ZC-YJLHY23-1.8/3kV-2× 185mm ²	km	171	55000	***	
			ZC-YJLHY23-1.8/3kV-2× 240mm ²	km	171	68000	***	
			ZC-YJLHY23-1.8/3kV-2× 300mm ²	km	69	81000	***	
		电缆过路保 护管	镀锌钢管 DN150	km	17	131735	***	过路保护管，6m/根
		穿线保护管	镀锌钢管 DN100	km	3	79614	***	汇流箱出线，2m/根
穿线保护管	PE管 φ50	km	185	16610	***	组串至汇流箱+直埋		

		穿线保护管	金属波纹管 φ50	km	71	16610	***	光伏支架间
		光伏组件接地线	BVR-450/750V-1×4mm ²	km	120	3700	***	0.1 米/块
		组串间连接线	BVR-450/750V-1×16mm ²	km	92	15000	***	串间连接
		汇流箱接地线	BVR-450/750V-1×25mm ²	km	2.88	25500.00	***	2.0m/台
		光伏专用接头	MC4 4/6mm ² , 1 套含正负极	套	92160	3.10	***	
		电缆头制作	1.8/3kV 150~300mm ²	套	2880	15.00	***	(含铜铝过渡端子)
		光伏区二次及通信		项	1	8000000	***	通信系统、视频监控、火灾报警及消防系统等
	场区土建	光伏支架耗钢量		t	23500.8	8300.00	***	每组0.51t
		桩基数量(灌注桩)	单桩	根	460800	200	***	每组10根桩, 250mm桩径, 2.5m长, 预制桩300元/根
		箱变基础		套	1160	36000	***	混凝土条形基础
		箱变桩基		根	960	200	***	一个基础6根桩
	场区接地	发电接地	60x6镀锌扁钢	m	50000	50	***	包含热镀锌扁钢、垂直接地极, 铜绞线等
		全站接地	50x5镀锌扁钢	m	300000	40	***	包含热镀锌扁钢、垂直接地极, 铜绞线等
2	集电线路	35kV线路	电缆线路	项	1	12000000	***	30万/km, 40km
			架空线路	项	1	24000000	***	60万/km, 40km, 同塔双回和四回
3	升压站	220kV	500MVA	座	1	195元/Kva	***	220kV变电站
4	厂区围栏			m	14000	300	***	暂按40亩/兆瓦计算, 包含1.5m铁艺围栏、大门
5	安防			套	1	525000	***	按照40m一个摄像头, 并包含通讯设施

6	道路及场坪			m ²	105000	300	***	按照300元/平米计算
7	污水处理		污水处理设施、消防水池	项	1	1000000	***	
8	管理用房	生活用房	办公区600、宿舍600、食堂200	m ²	1500	4000	***	按照4000元/平米计算
		生产用房	集中生产运营管理设施1000	m ²	1000	4000	***	按照4000元/平米计算
9	项管理费			项	1	20000000	***	项目部建设、日常管理、内外协调等
10	项目设计			项	1	5000000	***	
13	储能	储能容量		MWh	150	1.80	***	500MW*15%，两小时
14	输电线路	输电线路长		km	57	1800000.00	***	距离不定暂定57km，220kV线路，双导线240截面，暂时按180万/km；
15	总投资	****						
16	折单w造价(元)	****						

注：本表中数量及造价仅为参考。

第三章 项目审批

1. 项目行政审批

1.1 项目审批概述

(1) 一般光伏项目审批过程包括三大部分：

- 1) 行政审批：包括土地、规划、建设审批。
- 2) 专业审批：房建、消防设计。
- 3) 电力审批：接入、设计。

光伏的审批从审批主管单位分为行政审批和电力审批两大部分。

(2) 政策规定

根据《国务院办公厅关于全面开展工程建设项目审批制度改革的实施意见》(国办发(2019)11号)，工程建设项目审批阶段和内容有明确的划分，以下是相关政策原文。

(六)合理划分审批阶段。将工程建设项目审批流程主要划分为立项用地规划许可、工程建设许可、施工许可、竣工验收四个阶段。

其中，立项用地规划许可阶段主要包括项目审批核准、选址意见书核发、用地预审、用地规划许可证核发等。工程建设许可阶段主要包括设计方案审查、建设工程规划许可证核发等。

施工许可阶段主要包括设计审核确认、施工许可证核发等。

竣工验收阶段主要包括规划、土地、消防、人防、档案等验收及竣工验收备案等。其他行政许可、强制性评估、中介服务、市政公用服务以及备案等事项纳入相关阶段办理或与相关阶段并行推进。每个审批阶段确定一家牵头部门，实行“一家牵头、并联审批、限时办结”，由牵头部门组织协调相关部门严格按照限定时间完成审批。

(八)实行联合审图和联合验收。制定施工图设计文件联合审查和联合竣工验收管理办法。将消防、人防、技防等技术审查并入施工图设计文件审查，相关部门不再进行技术审查。

了解以上政策原文内容，熟悉住建部对工程建设项目阶段的划分，是为了帮助了解工程建设项目审批过程，了解设计文件审查的规定。

1.2 土地审批

光伏项目的不同分区占用土地的形式，同一分区占用不同的地类，均需采用不同的程序办理用地手续。采用何种程序办理，只需要配合土地主管部门即可，但是了解程序，可以方便做具体的工作计划。

审批环节与设计环节是无法完全分割的，有些程序与内容是互为前提的。对于其中的交叉部分，需要设计单位和技术部门平衡好顺序，并注意以下三点：①从节约的角度，设计单位给出占地(租赁)范围与实际用地范围相差不宜过多，且实际用地范围不能超过申报范围；土地申报一定严格按照国土部门的用地指标；②土地预审、报批、供地环节，需要上报建设用地坐标，要求设计单位提供的坐标，只能后者比前者范围小，且需做好分类存档；③报批和供地两个环节所上报坐标与面积最好一致(为避免出现程序性问题)。

(1) 建设(永久)用地和租赁用地

光伏项目用地与其他工业项目相比有特殊性，光伏项目占地允许使用租赁的形式，这在很大程度上减轻了投资单位的土地成本。如果没有这项可以租赁形式占用土地的政策，那么光伏项目会延迟进入平价时代的时间节点。

光伏区占地分为两部分，一是光伏板、集电线路、厂区道路占地，可采用租赁形式使用；二是升压站及箱变、逆变器基础占地，为永久用地，占用建设用地指标，需要办理建设用地相关审批手续。

如果项目占用了林地、草地等，那么租赁用地、建设用地均需在取得林地/草地占用许可之后才能办理。

签订土地租赁协议时，租赁年限既要参考土地相关法律法规，还要参考合同法相关规定例如，如果项目占用土地使用权属为国有，那么按照《关于印发《规范国有土地租赁若干意见的通知(国土资发(1999)222号)》第四条：对需要进行地上建筑物、构筑物建设后长期用的土地，应实行长期租赁，具体租赁期限由租赁合同约定，但最长租赁期限不得超过法律定的同类用途土地出让最高年期。《合同法》第214条规定：租赁期限不得超过二十年。超二十年的，超过部分无效。

确定租赁土地的面积之前，先完成项目的总平面设计图。在完成土地现状摸排之后，条件允许的情况下先做压覆矿评估等与设计有关的参考文件，设计单位做总平面设计，并将此初步总平设计在建设单位的主导下进行内部评审，经过评

审、论证、修正，达到一致以后，以经过内审的总平面图为占地依据，确定占地范围和面积，并着手办理签订租赁协议、支付土地款等工作。

(2) 输电线路用地

目前，国家政策层面没有明确规定输电线路占用土地采取哪一种方式，但是有的省份出台了相应的政策，明确输电线路占地只需要补偿，不实行征地。例如湖南、湖北、河南均出台明确的政策，而有些地区没有出台相应的政策，到底是否需要办理征地手续，需要咨询当地土地主管部门，最好能从当地主管部门取得相应政策文件并存档，避免出现不合规的问题，产生法律风险。

输电线路占用土地，分为两部分。一是塔基占地，此文默认均采用“只征不转”的形式，只征收，不转建设用地。征赔标准依据项目地所属省/自治区政策。二是施工道路，属于临时用地，应用临时用地审批政策，项目的临建设施用地政策同样属于临时用地，均适用临时用地审批程序。输电线路的架空线路不占用土地，不需办理土地审批手续。

对于临时用地，如果占用了林地、草地等农用地，仍要先办理林地、草地审批手续，按照当地政策要求缴纳临时占用费、复垦保证金、森林植被恢复费(如涉及)、草原植被恢复费(如涉及)，才可以完成临时用地批复，还需缴纳耕地占用税，如果使用超过 1 年，还要缴纳土地使用税。临时用地使用完毕，需进行土地复垦，复垦验收通过以后，退还复垦保证金、耕地占用税，临时用地批复作废。

1.3 规划审批

《中华人民共和国城乡规划法》第三十七条:在城市、镇规划区内以划拨方式提供国有使用权的建设项目，经有关部门批准、核准、备案后，建设单位应当向城市、县人民政府城乡规划主管部门提出建设用地规划许可申请，由城市、县人民政府城乡规划主管部门依据控性详细规划核定建设用地的位置、面积、允许建设的范围，核发建设用地规划许可证

《中华人民共和国城乡规划法》第四十条:城市、镇规划区内进行建筑物、构筑物、道路、管线和其他工程建设的，建设单位或者个人应当向城市、县人民政府城乡规划主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府确定的镇人民政府申请办理建设工程规划许可证。

规划局对设计审批，审批的对象是总平面图。主要是对于建设工程用地、项

目的规划手续。办理规划手续，只要资料齐全，一般一周之内就可以办下来，下面是某地区办理规划手续的前置资料清单。

规划手续办理资料清单

建设用地规划许可证		
序号	申请资料	备注
1	建设用地规划许可申请表	
2	项目核准或备案文件	
3	国有土地使用证明文件	土地证/不动产权证/出让合同
4	审定的总平面图	
建设用地规划许可证		
序号	申请资料	备注
1	申请报告	红头文件申请
2	规划许可申请表	
3	项目核准或备案文件	
4	国有土地使用证明文件	土地证/不动产权证/出让合同
5	《建设用地规划许可证》复印件	
6	审定的总平面图	
7	图审合格书	

【备注】清单中的国有土地使用证，取得时间比较久，所以项目开工时，距离取得土地手续时间会比较久。

1.4 建设审批

《建筑法》第二条：本法所称建筑活动，是指各类房屋建筑及其附属设施的建造与其配套的线路、管道、设备的安装活动。

根据以上规定，光伏项目中适用于本法的是房屋建筑及其附属设施、配套设施，严格来说光伏项目中只有升压站及站内建筑符合这一定义。所以建设审批光伏项目中的对象是电站内的房屋建筑，例如升压站中的配电室、管理区的综合楼，门卫室等。不过在办理之前，最好与地建设部门在这方面进行沟通。

施工许可证申请资料清单

施工许可证申请资料清单		
序号	申请资料	备注
1	建筑工程施工许可证申请表	
2	建设项目用地批准	
3	建设工程规划许可证	
4	建设工程施工、监理中标通知书	
5	施工、监理合同	
6	施工图设计文件审查报告和合格书	
7	申请施工许可承诺书	
8	农民工保证金	
9	五方终身责任承诺书	
10	工程质量鉴定报告	补办手续
11	质量监督注册	
12	安全监督注册	

(1) 手续要点

施工许可证在建设局办理。在取得规划手续之后，建设单位要到建设局依次进行：工程项目发包备案(或招标备案)、合同备案(监理、施工合同)、质监注册、安监注册。前面的土地、规划、施工备案等完成后，办理项目施工许可证。

1) 为了监管工程项目参建方，投资单位的发包方式需要在建设部门登记备案。发包备案与投资单位、施工单位的发包方式和企业性质有关。有两种情况：① 国有资本占股的投资单位进行工程项目建设招标；② 国有资本占股的施工单位将工程进行分包；以上两种情况都是要行公开招标的程序，备案程序相对复杂。如 10% 资股单发包或施工单位分包则不需进行公开招标程序，可直接进行发包备案登记即可。

2) 合同备案，主要是为了方便建设部门等对房屋建筑施工建设的监管，才要对建筑合同监理合同进行登记备案。光伏项目合同结构多采用总承包方式，签订的合同金额比较大，不过没必要将总承包合同去备案，只需要将房屋施工建设合同做备案即可。所以建设单位与总承包方签订合同

时，将其中的房屋建筑部分单独签订，以备将来做登记备案。也可以拿总承包方与分包方之间签订的房屋建筑施工合同做备案，但是登记的程序相对复杂一点，要将建设单位与分包单位之间所有的中间合同都登记备案，并且在网上申报系统上申报。

(2) 未批先建

现实中，为了抢电价，多数项目在取得备案批复和接入批复之后，项目建设工作与审批作同步开展，节奏比较快，未批先建是非常普遍的情况，这对于需要抢电价的工程来说也是不得已。虽然未批先建不影响并网发电，还是要做好后续的补办工作，以免后患无穷。很多方政府有针对未批先建的补办手续政策，这种政策对投资企业是非常有利的，帮助企业避免了一部分投资风险。

根据以往惯例，每年的年度建设计划一般都在同年度的9月份以后下发，再经过各省政府的研究、竞争性配置的过程，等分配结果出来，一般就到了同年年底或下一年度，留给项目抢电价的时间一般不超过半年。半年时间，足够施工，远远不够办理完成项目各项手续审批，尤其是土地手续。开展升压站房建建设工作的前提是取得项目土地、规划、建设批复，所以只要不满足其中一项，就属于未批先建。

有些地区设置了未批先建的审批流程，各地对于审批程序、预防未批先建的设置与要求有所区别，需多了解当地政府的政策规定，即使不影响并网，也需要依法依规补办手续，以绝后患。

未批先建指的是土地、规划、建设的行政审批手续，而项目并网手续仅针对电力主管部门，这是两套几乎互不影响的审批程序，所以建设部门的“未批先建”对于项目并网几乎没有影响。但是出于保障项目质量的要求考虑，投资/建设单位在开工前最好完成项目的设计审查、审批程序，确保项目的安全与技术可行，例如可研、初设、施工图评审，例如线路路径规划审核、路径协议，这些必须完成后再开工，或者在保证能通过的情况下才开工。其余手续与施工同时进行，可能对工程的影响更小一些。

(3) 谨慎抢装

光伏项目无论是设计、施工还是运行、维护，比火电都要简单的多，又因为光伏行业“6.30”、“9.30”，导致了一波波的“抢装潮”。

抢装带来两方面的风险，一是合规风险，二是财务风险。1) 未批先建，必然会有处罚，不过政府一般对这种情况的处理是比较宽容的，形式上的出罚，罚款额度小，一般可以忽略不计。但是做好补办工作，仍旧是必要的。2) 面对财务风险，在做财务测算的时候需要考虑抢装导致的发电量折扣。如果投资单位能够做好项目管理，管控好项目质量，能多接受抢装的代价，那么能够做到抢装收益高于项目成本就是值得的。

抢装会导致发电量折扣主要来自于以下隐患：(1) 项目准备时间有限，图纸设计能否满足要求 (2) 组件、逆变器、支架、变等设备排产、生产都是需要周期的，在如此紧内完成设备的排产、生产、运送，产品能否完全符合标准/要求。

对于经验丰富、供的施工方，这些问题都可以得到很好的控制。如果以上问题解决不了，那么这个电站建成后，肯定会造成隐性发电损失，质量问题带来后续维护成本的增加，所以抢装带来的损失与抢装收入相比到底孰大孰小，需要做追求速度的同时也不能忘记注重质量。

1.5 其他审批

除了前面提到的土地、规划、建设审批之外，光伏项目和其他的所有项目还要办理其他支持性手续。

(1) 输电线路审批

线路作为需要单独核准的工程建设项目，还需要做项目审批。按照一般要求，升压站及线路都需要单独立项或者核准，但是对于光伏电站来说，项目备案的建设内容包括光伏区、升压站、输电线路。办理升压站土地手续以项目备案为依据；如果升压站另行核准，那么办理升压站土地手续就要以核准批复为依据。总之这样双重批复会造成土地手续主体的矛盾。升压站在建设位置上只要不与光伏区分离，应当不需要再单独立项，输电线路应当按照要求做单独立项与行政审批。升压站单独立项适用于电大公司输变电项目，对光伏项目的配套升压站并不适用。但是当地发改部门如何理解并执行，还需要项目人员与其进行详细沟通。

如果在项目备案完成后，升压站及输电线路仍旧单独立项，可以在办理合规手续的时候光伏区、升压站、输电线路区分开，土地手续则可分成三部分：升压站、输电线路、光伏区，那么立项文件与合规手续就比较一致、合理且规范了。

与其他需要核准的工程建设项目一样，输电线路工程项目审批第一步是核准。

核准的要件之一是路径协议，如果输电线路路径复杂，那么路径协议本身取得就有难度；对于输电线路工程塔基占地，虽然原则上是只征不转，但是具体办理程序还是有些区别，所以在某些地区，办理项目核准的要件还有项目用地预审文件。

取得项目核准之后，根据项目占用土地情况办理林地占用许可、草原占用许可、压覆矿产资源意见等，需要办理通用的环境影响评价、水土保持方案批复，地质灾害危险性评估、临时用地批复等手续。

在线路可研完成后，立即办理相关支持性合规手续，与涉及个人或其他方协商签订补偿协议为施工建设创造良好的条件，以免拖延工期。

(2) 合规性手续

除了与土地直接相关的支持性文件、手续，还有支撑项目可行性的其他合规性手续，例如环境影响评估报告、安全预评价报告、职业病危害预评价报告、地质灾害危险性评估报告、地震安全性评价报告、水土保持方案、复垦方案、社会稳定风险评估报告(如涉及)等，一一按照相关规定办理，并且取得相应的批复或者报备、评审意见等文件。

大部分企业对于合规性文件、报告之类的事项不是很重视，多数是应付。如果投资单位愿意组织相关部门(如技术、运维、工程)关注这方面的工作，还是有一定的益处。例如，主管生产安全的行政部门可能会对工程进行不定期检查，应对检查最有效又省钱的办法就是按照规定、按照前期的方案，配置该配置的安全工具，做好承诺做的安全防护措施。

2. 专业审批

专业审批主要指房建、消防方面的专业审批。

其中消防设计审核、验收是行政主管部门对建设工程消防安全进行监管的重要手段。消防设计、验收的主要内容是：①总平面布置图、②建筑的耐火等级与防火构造、③建筑的平面布置与 R 部分隔、④建筑防爆、⑤消防安全疏散与避难、⑥消防给水和灭火设施、⑦防烟、排烟和火自动报警、⑧电气防火与消防供电、⑨建设工程消防性能化设计。

对于电力生产企业，消防安全是生产安全的最重要部分。做好消防设计，从根本上消除程建设可能形成的先天性火灾隐患，有效提升工程项目的整体消防安全水平。

注:(1)消防设计审核申报材料:建设工程消防设计审查申请表、施工图设计文件(含消防设计专篇)(包括设计说明,全套图纸)、图审机构出具的消防技术审查合格书(图审合格报告,特别是图审意见变更单)、建设工程规划许可证,临时建筑批准文件(仅依法需办理规划许可,或需审批的临时建筑提供)。

(2)规划设计审查成果与后面办理土地报批的坐标、名称一定要保持一致,经过审查的设计图会在最后被作为项目验收的文件依据,如产生差异则难以完成后续的验收工作。

(3)设计单位与技术部门一定要做好被审查图纸的存档、备案。每项审查通过之后敲定的设计图纸版本,做好存档与备案,保证所提交的资料与通过审核版本的命名、设计的一致性,否则会对后续办理验收造成非常大的困难。

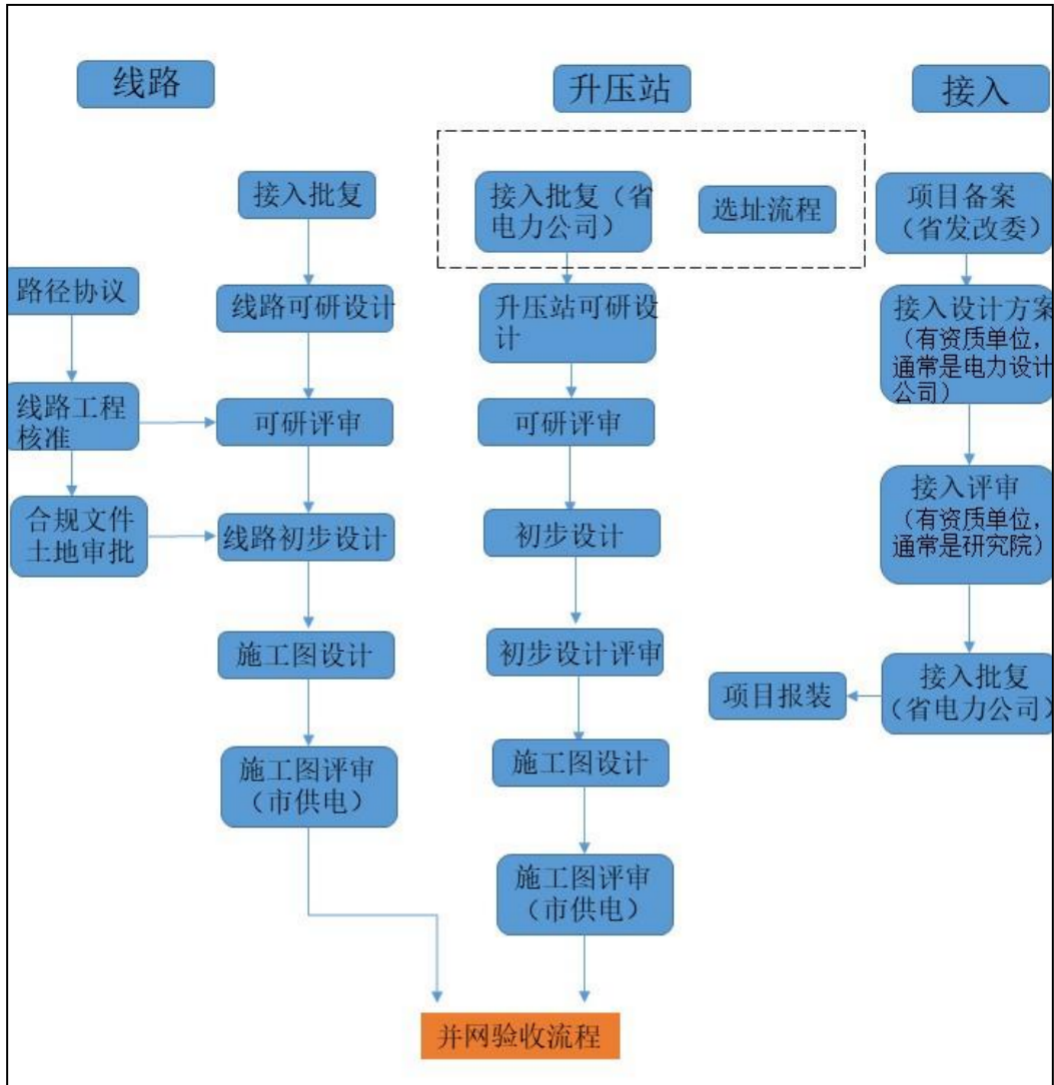
3. 电力审批

光伏电站的主要功能是发电,所以光伏发电设计中最重要就是发电设计。无论是土建方面还是电力方面,在外审前做内审,是非常必要的。而且在参与设计审查时,无论是外审或外审,设计单位、施工单位、建设单位最好都能有相关的技术负责人参加,并且保证整个过程中参与人员的一致性,审查过程最好能保留纸质和视频记录,并做签字确认。

电力审批方面主要是从线路、升压站和接入三方面进行。线路方面要依据规范设计线路图,在进行核准之后申请《接入批复》。获得许可后,要根据《接入批复》开展升压站与接入的具体设计工作,并根据当地电网要求做相应的可研设计、初设设计和施工图设计以及各阶段评审。原则上,在完成并通过施工图评审之后,升压站的电气部分、输电线路才可以安装建设。这样可以保证升压站变电、保护等设备与当地电网相匹配,提高安全性。

升压站与输电线路是光伏项目的配套工程。在取得项目《接入批复》后,需要根据《接入批复》开展升压站与接入的具体设计工作,并根据当地电网要求做相应的可研设计、初设设计和施工图设计以及各阶段评审。原则上,在完成并通过施工图评审之后,升压站的电气部分、输电线路才可以安装建设。这样可以保证升压站变电、保护等设备与当地电网相匹配,提高安全性。

电力设计审批流程



在上图中，签订路径协议可能会遇到一定的困难，线路路径不取得相应单位的同意，线路工程就无法完成，尤其是在线路路径较长的情况下。因此首先需要在设计阶段考虑路径的合理性、成本、时间、潜在问题等，以防患于未然。如遇到线路交叉、跨公路、铁路、河流等，难度增加，根据当地现实情况做出相应的调整，如果能规避那就尽量规避，在无法避免的情况下，做好预案，并做好施工安全防护设计。

第四章 光伏配储

1. 储能配置的意义

光伏发电是太阳能转换为电能的过程，其输出功率受到太阳辐射强度、温度等环境因素的影响而变化，缺乏稳定性。

通过对光伏发电的特性分析可知，光伏发电系统对电网的影响主要是由于光伏电源的不稳定性造成的，从电网安全、稳定、经济运行的角度分析，不加储能的光伏并网发电系统将对线路潮流、系统保护、电网经济运行、电能质量和运行调度等方面产生不利影响。光伏电站并网，尤其是大规模光伏电站并网带来的影响是不可忽视的。目前解决光伏电站对电网影响的途径是提高电网灵活性或为并网光伏电站配置储能装置。



储能系统在光伏电站中的作用主要体现在以下几个方面：

1.1 系统稳定

光伏电站系统中，光伏输出功率曲线与负荷曲线存在较大差异，而且均有不可预料的波动特性，通过储能系统的能量存储和缓冲使得系统即使在负荷迅速波动的情况下仍然能够运行在一个稳定的输出水平。

1.2 能量备用

储能系统可以在光伏发电不能正常运行的情况下起备用和过渡作用，如在夜间或者阴雨天电池方阵不能发电时，这时储能系统就起备用和过渡作用，其储能容量的多少取决于负荷的需求。

1.3 电力品质

储能系统还可防止负载上的电压尖峰、电压下跌和其他外界干扰所引起的电网波动对系统造成大的影响，采用足够多的储能系统可以保证电力输出的品质与可靠性。

2. 光伏配储政策

2022年3月，国家发展改革委、国家能源局联合印发了《“十四五”新型储能发展实施方案》，明确到2030年，新型储能全面市场化发展。新型储能核心技术装备自主可控，技术创新和产业水平稳居全球前列，市场机制、商业模式、标准体系成熟健全，与电力系统各环节深度融合发展，基本满足构建新型电力系统需求，全面支撑能源领域碳达峰目标如期实现。

“十四五”开端，山西、宁夏、青海、内蒙古、贵州等多个省份发布新能源配置储能方案，“光伏+储能”也将成为未来光伏电站开发的主流模式。

西北区域光伏配储政策要求一览

西北区域光伏配储最新政策				
时间	省份	政策文件	储能配置比例	配置时间 (h)
2021.6.24	陕西	《陕西省新型储能建设方案(暂行)(征求意见稿)》	关中和延安 10% 榆林 20%	2
2021.1.29	青海	《支持储能产业发展的若干措施(试行)》	不低于 10%	2
2021.3.19	新疆 喀什	《2021 年光伏发电和储能设施项目竞争性配置工作招标公告》	15%	2
2021.5.28	甘肃	《关于“十四五”第一批风电、光伏发电项目开发建设有关事项的通知》	河西地区（酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威）最低 10%， 其他 5%	2
2021.7.14	宁夏	《自治区发展改革委关于加快促进储能健康有序发展的通知》	不低于 10%	2

2021.8.26	山西	《关于做好 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	大同朔州阳泉忻州 10%以上	
2021.8.26	内蒙古	《关于 2021 年风电、光伏发电开发建设有关事项的通知》	不低于 15%	2

3. 光伏储能技术分类

所有储能技术大致可以分为功率型和能量型两大类。

功率型储能技术包括电化学储能和飞轮储能，其特点是效率高、成本高、反应速度快达毫秒级，可用于一次调频等需要快速响应的场合；能量型储能技术包括抽水蓄能、压缩空气储能、储热和储氢技术，其特点是体量大、成本低、反应速度一般在几分钟到十几分钟，适合于大批量储能，对成本要求低，实时性要求不高的项目。其中光伏和电化学储能相结合发展得较好。

1.1 电化学储能技术

电化学储能主要包括铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池、钒液流电池、锌空气电池、氢镍电池、燃料电池以及超级电容器，其中铅酸电池、锂离子电池、钠硫电池和液流电池是研究的热点和重点。是目前光伏储能最常用的方式。

电化学储能是储能市场保持增长的新动力，随着电化学储能技术的不断改进，电化学储能系统的制造成本和维护成本不断下降、储能设备容量及寿命不断提高，电化学储能将得到大规模的应用，成为中国储能产业新的发展趋势。电化学储能市场以锂离子电池储能为主导，铅蓄电池储能是重要组成部分，其余电化学储能方式如液流电池、超级电容、钠硫电池发展速度也很快。

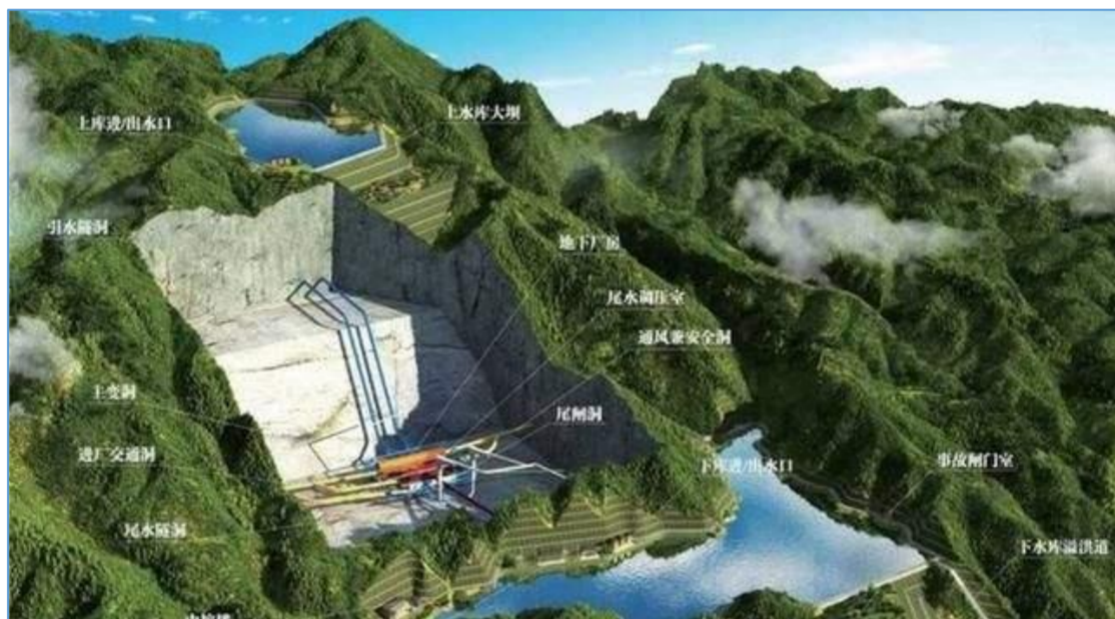
储能类型	能量 /MWh	功率 /MW	比能量 /(Wh.kg ⁻¹)	效率 /%	循环寿命 /次	单位成本 /(元.kWh ⁻¹)
铅酸电池	3.2-48	1-12	25-40	60-75	1000-3000	450-1200
锂电池	4-24	1-10	90-190	90-95	4000-6000	1200-3000
钠硫电池	7.2	1	150-240	80-90	3000-5000	2000-3000
钒液流电池	4-40	1-10	30-50	75-85	5000-8000	3000-4500

目前在中小型光伏离网电站，采用铅酸电池较多，因为价格便宜，前期投资少，在光伏储能电站比例大约为 30%；中大型光伏离网电站，电网侧储能电站，

现在采用锂电池比较多，在光伏储能电站比例大约为 65%，其余电化学储能方式如液流电池、超级电容、钠硫电池占比合计仅为 5%。

1.2 抽水蓄能技术

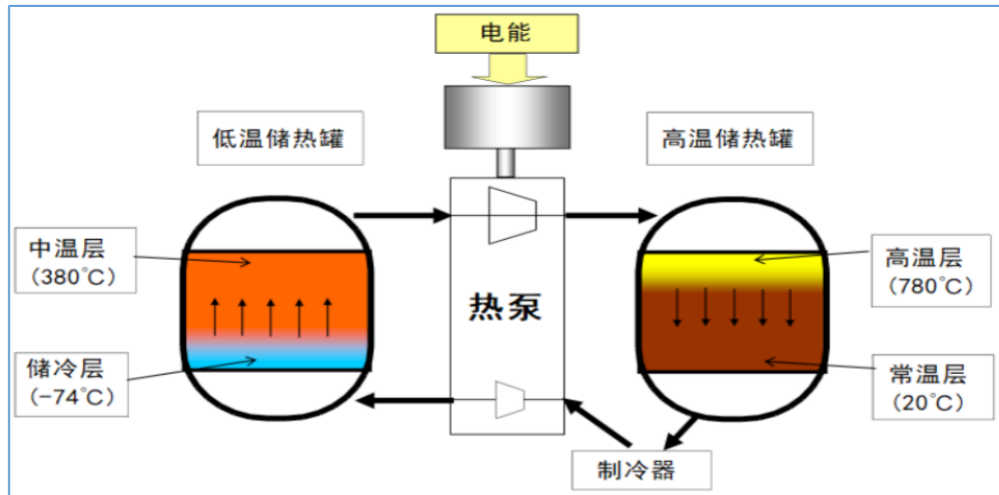
又称抽水发电，是目前世界上应用最广泛的大规模、大容量的储能技术，在全球的装机规模中，抽水蓄能占比超过 94%，占据绝对的主导地位。抽水蓄能系统包括下水库，抽水泵（水力发电机）、上水库三部分，利用电力负荷低谷时的电能抽水至上水库，在电力负荷高峰期再放水至下水库发电的水电站。它可将电网负荷低时的多余电能，转变为电网高峰时期的高价值电能。



目前在光伏电站上采用抽水蓄能的案例非常少，但抽水蓄能和光伏发电有较强的互补性，都是清洁可再生能源。在光照资源丰富，水资源且具有地势落差的地方，通过光伏+抽水储能相结合，可以推动光伏可持续发展。抽水蓄能电站具有启动灵活、爬坡速度快等常规水电站所具有的优点和低谷储能的特点，可以很好地缓解光伏给电力系统带来的不利影响。

光伏扬水系统也是抽水蓄能的一种方式，通过扬水逆变器和水泵，把水从低处抽到高处的水塔，需要用水时，再从水塔取水，用这种储水方式代替蓄电池，成本低，又方便。

1.3 储热技术



储热技术是以储热材料为媒介将太阳能光热、地热、工业余热、低品位废热等热能储存起来，在需要的时候释放，力图解决由于时间、空间或强度上的热能供给与需求间不匹配所带来的问题，最大限度地提高整个系统的能源利用率而逐渐发展起来的一种技术。

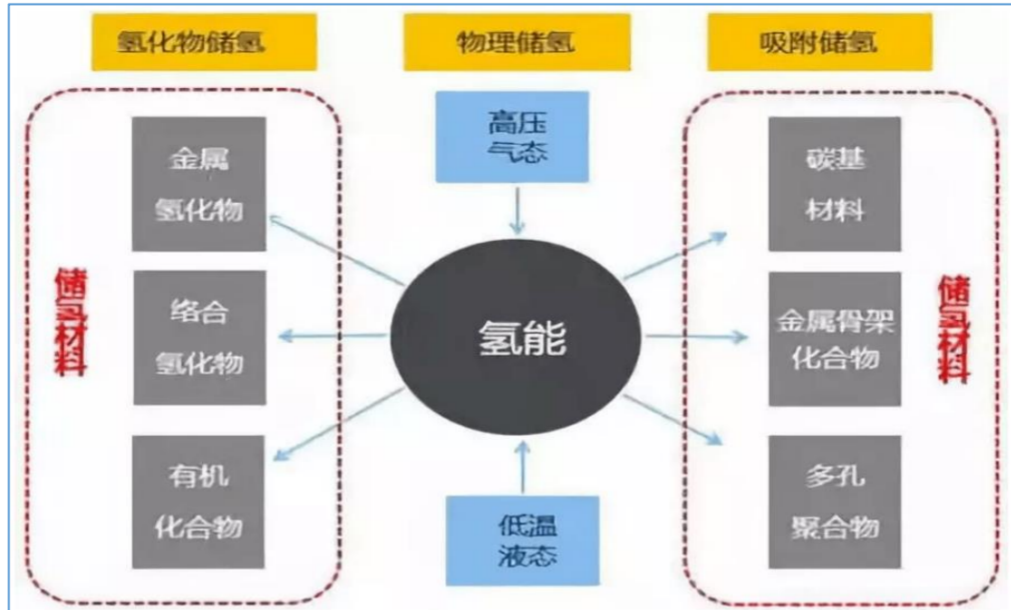
储热技术不仅从技术上和经济上可以实现规模化，同时具有能量密度高、寿命长、利用方式多样、综合热利用效率高的优点。此外，储热技术的重要性还体现在：

- ①全球的用户终端需求中热能和冷能约占总能耗的一半；
- ②全球能源预算中 90% 的能量也是围绕热能的转换、传输和存储进行的；
- ③受到热力学定律的约束，热能是重要的中间产物和副产物，存在大量的热能可以被利用。

目前，主要有三种储热方式，包括显热储热、潜热储热（也称为相变储热）和热化学反应储热。三种蓄热技术形式中，显热储热的成本最低。显热储热技术目前主要应用领域包含工业窑炉和电采暖、居民采暖、光热发电等领域中，潜热储热技术主要用于清洁供暖、电力调峰、余热利用和太阳能低温光热利用等领域。

近年来，随着清洁采暖、电力系统调峰等的需要，潜热储热技术越来越多的开始应用在发电侧和用户端，热化学储热技术目前尚处于小试研究阶段，在实际应用中还存在着许多技术问题，因此实际应用案例较少。

1.4 储氢技术



氢能的存储方式主要有低温液态储氢、高压气态储氢、金属氢化物储氢和有机液态储氢等，这几种储氢方式有各自的优点和缺点。氢的应用技术主要包括：燃料电池、燃气轮机发电、内燃机和火箭发动机。

近年来，新能源的持续快速发展已经远远超过电网承载能力，新能源消耗矛盾十分突出。弃风、弃水电量呈逐年增加趋势。长期来看，光伏和风电是电解水制氢企业获得低成本电力的主要来源。

4. 电化学储能电站建设

电化学储能电站设计应结合电化学储能技术发展水平、规划、环境条件、土地、消防救援和建筑条件等因素，并满足安全可靠、经济适用、生态环保、便于安装和维护的要求。



1.1 储能电站建设规模

电化学储能电站按照规模划分为：

序号	建设规模	电站功率
1	小型储能电站	$500\text{kW} \leq \text{储能电站功率} < 5\text{MW}$
2	中型储能电站	$5\text{MW} \leq \text{储能电站功率} < 100\text{MW}$
3	大型储能电站	储能电站功率 $\geq 100\text{MW}$

1.2 站址选择

1) 站址应根据电力系统规划设计的网络结构、负荷分布、应用对象、应用位置、城乡规划、征地拆迁等因素，进行技术经济比较确定，并应满足防火和防爆要求。

2) 大中型储能电站应独立布置，小型储能电站宜独立布置。

1.3 站区总布置

储能电站主要布置型式有全户外布置，全户内布置和半户内布置三种。储能电站的站内总平面布置应包括下列内容：

- 1) 储能设备区域；
- 2) 就地变压器及配电装置区域；
- 3) 道路系统；

(3) 铅炭电池的技术要求应符合现行国家标准《电力储能用铅炭电池》GB/T 36280 的有关规定；

(4) 电池应具有安全防护设计。在充、放电过程中外部遇明火、撞击、雷电、短路、过充过放等各种意外因素时，不应发生爆炸；

(5) 在正常情况下，液流电池各承压部件不应发生渗漏，喷溅等液体渗出情况。

(6) 电池宜采用模块化设计。锂离子电池模块的额定电压宜选 38.4V、48V、51.2V、64V、128V、153.6V、166.4V 等系列。铅酸（铅炭）电池模块额定电压宜选 2V、6V 和 12V 系列。

备注：储能系统所使用的能量型电池与功率型电池是有所区别的。如果以职业运动员举例，功率型电池就像是短跑运动员，爆发力好，短时间内可以释放大功率。而能量型电池更像是马拉松运动员，能量密度高，一次充电可以提供更长的使用时间。能量型电池的另一个特点是寿命长，这一点对储能系统是至关重要的。

2) 电池管理系统 (BMS)

电池管理系统应具有数据采集、估算、电能量统计、控制、保护、通讯、有故障诊断、数据存储、显示、绝缘电阻检测、对时及本地升级的功能，实现对全部电池运行状态的监测、控制和管理。并符合下列要求：

(1) 电池管理系统的设备选型应与储能电池性能相匹配。

(2) 储能单元应具备绝缘监测功能，绝缘监测可由电池管理系统实现，也可由储能变流器实现，当储能单元绝缘低时应能发出报警和/或跳闸信号通知储能变流器及计算机监控系统。

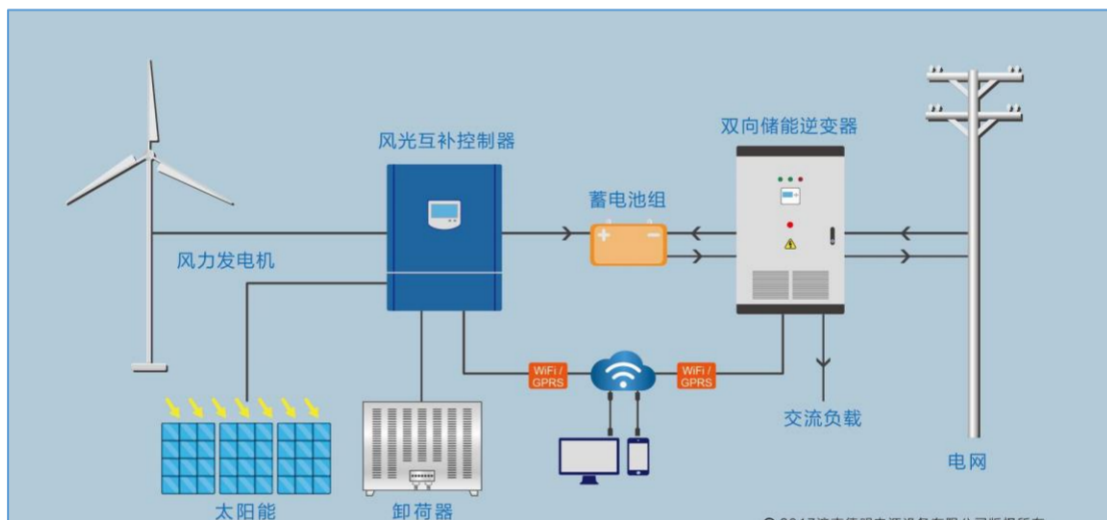
(3) 流电池管理系统应能对电池的热、电、流体相关数据进行检测，包括电堆的电压、电流以及电解液的温度、压强、流量和液位等参数的检测。全钒液流电池管理系统技术应符合现行行业标准《全钒液流电池管理系统技术条件》NB/T 42134 的规定。

备注：电池管理系统的英文名是 BATTERY MANAGEMENT SYSTEM，可以将它看作电池系统的司令官，它是电池与用户之间的纽带，主要就是为了能够提高电池的利用率，防止电池出现过度充电和过度放电。

当两个人站在我们面前，可以轻易的分辨出谁高一些，谁胖一些。但当成千上万个人整齐排列在面前，这项工作就变得无比困难了。而处理这项无比困难的事情，就是 BMS 的工作。“高矮胖瘦”等参数对应到储能系统中，是电压、电流和温度三个数据。根据复杂的算法，可以推测出系统的 SOC（荷电状态），热管理系统的启停，系统绝缘检测和电池间的均衡。

3) 储能变流器（PCS）

储能变流器应符合现行国家标准《电化学储能系统储能变流器技术规范》GB/T 34120 的规定。储能变流器应具备保护功能，保护功能应包含短路保护、极性反接保护、直流过/欠压保护、过电流保护、过温保护、交流进线相序错误保护、通讯故障保护、冷却系统故障保护和防孤岛保护。



备注：储能系统中的 PCS 可以理解为一个超大号的充电器，但与手机充电器的区别在于它是双向的。双向 PCS 充当了电池堆与电网端之间的桥梁，一方面将电网端的交流电转化为直流电为电池堆充电，另一方面将电池堆的直流电转换为交流电回馈给电网。

5、能源管理系统（EMS）

能源管理系统的存在，是为了将储能系统内各子系统的信息汇总，全方位的掌控整套系统的运行情况，并作出相关决策，保证系统安全运行。EMS 会将数据上传云端，为运营商的后台管理人员提供运营工具。同时，EMS 还负责与用户进行直接的交互。用户的运维人员可通过 EMS 实时的查看储能系统的运行情况，做到实施监管。

1.5 电气

1) 电气主接线

电气主接线应根据电化学储能电站的电压等级、规划容量、线路和变压器连接元件总数、储能单元设备特点等条件确定，并应满足供电可靠、运行灵活、操作检修方便、投资节约和便于过渡或扩建等要求。

2) 电气设备选择

电气设备和导体选择应符合国家现行标准《3~110kV 高压配电装置设计规范》GB 50060，《220kV~750kV 变电站设计技术规程》DL/T 5218、《高压配电装置设计规范》DL/T 5352 和《导体和电器选择设计规程》DL/T 5222 的规定。对于 20kV 及以下储能电站还应满足现行国家标准《20kV 及以下变电所设计规范》GB 50053 的规定。

3) 站用电源及照明

站用电源配置应根据电化学储能电站的定位、重要性、可靠性要求等因素确定。大型电化学储能电站宜采用双回路供电，中小型电化学储能电站可采用单回路供电或双回路供电。采用双回路供电时，宜互为备用。

储能电站站用工作电源可从配电装置高压侧母线、储能变流器交流侧母线或站外引接。储能电站站用电系统的电压宜采用 220/380V。

4) 过电压保护、绝缘配合及防雷接地

过电压保护和绝缘配合设计应符合现行国家标准《低压系统内设备的绝缘配合 第 1 部分：原理、要求和试验》GB/T 16935、《低压电力线路和电子设备系统的雷电过电压绝缘配合》GB/T 21697 和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T 50064 的规定。

5) 电缆选择与敷设

电缆选择与敷设应符合现行国家标准《电力工程电缆设计标准》GB 50217 的规定。

6) 计算机监控系统

储能电站应配置计算机监控系统，控制方式宜按无人值班或少人值班设计。计算机监控系统的设计应符合现行行业标准《储能电站监控系统技术规范》NB/T 42090 的规定。

7) 站用直流系统及交流不间断电源系统

电站应设置站用直流系统，宜与通信电源整合为一体化电源。电站直流系统设计应符合现行行业标准《电力工程直流电源系统设计技术规程》DL/T 5044 的规定。

8) 视频及环境监控系统

大、中型储能电站宜配置视频及环境监控系统，小型储能电站可配置视频及环境监控系统，系统宜包括入侵报警、视频安防和出入口控制、环境采集功能。

1.6 建筑与结构

1) 建筑

(1) 锂离子电池厂房宜独立布置，并宜采用敞开或半敞开式。

(2) 电池室的室内装修材料的燃烧性能等级应为 A 级。

(3) 建筑物的围护结构热工性能应满足当地气候条件及节能标准，外墙及屋面应根据电池和其他设备的温度特性、通风和采暖要求采取相应的保温隔热层。保温隔热层应采用燃烧性能为 A 级的保温隔热材料。

(4) 布置有酸性电解液且为非密闭结构电池的电池室，墙面及顶棚应涂耐酸漆，地面应采用易于清洗的耐酸材料，地面标高宜低于相邻房间和过道的地面标高不小于 20mm，并应设置坡度不小于 0.5%的排水坡度，通过耐酸的排水管沟排至室外作妥善处理。布置有强碱性或其他腐蚀性电解液电池的电池室，地面、墙面、顶棚亦应采取相应的防腐措施。

2) 结构

(1) 主控制室（楼）、继电器室、配电装置室（楼）、电池室等主要建筑设计使用年限不低于 50 年。大型电化学储能电站的主要建筑抗震设防类别不应低于乙类，建筑结构安全等级为一级，其余建筑抗震设防类别不应低于丙类，建筑结构安全等级不应低于二级。

(2) 当设备采用预制舱安装方式时，与预制舱相结合的结构构件、基础应能够承受上部传递的荷载。

(3) 建筑楼面、屋面均布活荷载的标准值及其组合值、频遇值和准永久值系数，应按现行国家标准《建筑结构荷载规范》GB 50009 及《变电站建筑设计技术规程》DL/T 5457 的有关规定取用。电池室楼面活荷载标准值应按实际计

算。

(4) 建(构)筑物的基础设计应满足强度、变形、抗倾覆和抗滑移验算,采取相应的措施,且应符合国家现行标准《构筑物抗震设计规范》GB50191、《建筑地基基础设计规范》GB50007、《建筑桩基技术规范》JGJ94、《建筑地基处理技术规范》JGJ79等的规定。

1.7 供暖通风、给排水

供暖通风、给排水应符合下列规定:

电站的供暖、通风与空气调节的设计应符合现行国家标准《工业建筑供暖通风与空气调节设计规范》GB 50019。

给水和排水设计应符合现行国家标准《建筑给水排水设计标准》GB 50015的规定。生活用水水质应符合现行国家标准《生活饮用水卫生标准》GB 5749的规定。

1.8 消防

1) 总布置

(1) 铅酸电池(铅炭电池)厂房、液流电池厂房火灾危险性类别为丁类,耐火等级不应低于二级,锂离子电池厂房耐火等级不应低于二级,储能电站内除电池厂房以外的配电建筑及辅助生产建筑火灾危险性类别及耐火等级应符合国家标准 GB 50229《火力发电厂与变电站设计防火标准》的相关规定,屋外电池预制舱(柜)箱体外围护结构所采用的材料应为不燃材料。

(2) 锂离子电池厂房不应设置于地下或半地下。锂离子电池厂房层数、高度、每个防火分区的最大允许建筑面积应符合表 12.2.2 的规定,储能电站内其它建筑的层数、面积应符合国家标准 GB 50016《建筑设计防火规范》、GB 50229《火力发电厂与变电站设计防火标准》的相关规定。

(3) 储能电站站区应至少设置一个供消防车辆进出的出入口。

(4) 储能电站应设置消防车道,尽头式消防车道应设置回车道或回车场。消防车道的设置应符合现行国家标准《建筑设计防火规范》GB 50016 的规定。储能电站内的高层厂房或占地面积大于 3000m²的锂离子电池厂房,应设置环形消防车道,确有困难时,应沿厂房的两个长边设置消防车道。

2) 消防给水及灭火设施

储能电站消防给水量应按火灾时最大一次室内和室外消防用水量之和计算。消防水池有效容积应满足最大一次用水量火灾时由消防水池供水部分的水量。

3) 防烟与排烟

储能电站下列场所应设置排烟设施，其他场所可不设置排烟设施：

(1) 在高度大于 32m 的厂房内且长度大于 20m 的疏散走道，及其他厂房内长度大于 40m 的疏散走道；

(2) 建筑面积大于 50 m² 且无外窗的控制室。

4) 火灾自动报警系统

火灾探测及消防报警的设计应符合现行国家标准《火灾自动报警系统设计规范》GB 50116 的规定。

电站内主要建、构筑物和设备火灾报警系统应符合下表的规定。

电站内主要建、构筑物和设备火灾报警系统

建（构）筑物和设备	火灾探测器类型
电池室	感烟或吸气、感温
PCS 室	感烟或吸气
主控制室、继电器及通信室、	点型感烟
电缆夹层及电缆竖井	缆式线型感温
电抗器室、电容器室、配电装置室	点型感烟
变压器	缆式线型感温

5) 消防供电及应急照明

储能电站消防供电应符合下列要求：

(1) 消防供电应按一级负荷供电；

(2) 消防应急照明、疏散指示标志应采用蓄电池作为备用电源，疏散通道应急照明、疏散指示标志的连续供电时间不应少于 30min，继续工作应急照明连续供电时间不应少于 3h；

(3) 火灾自动报警系统应设置交流电源和蓄电池备用电源，交流电源应采用单独供电回路的交流不停电电源，优先采用站用交流不停电电源，不停电电源的功率输出应大于火灾自动报警系统和消防联动控制器全部负荷功率的 120%。