



湖北工程
H Y P E C

广东能源莎车县 2000MW 光储一体化项目 (550MW 部分) EPC 总承包工程

组串式逆变器技术规范书

湖北省电力规划设计研究院有限公司

工程设计证书：住建部综合资质甲级第 A142005511 号

工程勘察证书：住建部综合类甲级第 B142005511 号

工程资信证书：中咨协甲 212021010917 号

2024 年 03 月 武汉

批准：李婷婷

校核：覃新宇

编制：殷凡康

殷凡康

会签：王涌 陈雨欢

目录

第一章总则.....	1
第二章工程概况和使用环境.....	2
第三章供货范围.....	3
第四章技术标准.....	10
第五章设备技术性能要求.....	10
第六章技术资料.....	34
第七章设备性能的考核及验收.....	37
第八章现场技术服务、技术培训和设计联络.....	39
第九章试验、监造和检验.....	40
第十章技术规范要求附件.....	41

第一章总则

1.1 本技术规范书的使用范围，仅限于“广东能源莎车县 2000MW 光储一体化项目(550MW 部分)EPC 总承包工程”组串式逆变器成套装置，它提出了该设备的功能设计、结构、性能、安装和试验等方面的技术要求。

1.2 本技术规范书提出的是最低限度的技术要求，并未对一切技术细节做出规定，也未充分引述有关标准和规范的条文。投标方应保证提供符合本规范书和现行最新版本标准的、先进的、完整的、可靠的优质产品。

1.3 如果投标方没有以书面方式对本技术规范书的条文提出异议，那么招标方将认为投标方提出的产品完全符合本技术规范书的要求。如有异议，应在投标书中以“对技术规范书的意见和同技术规范书的差异”为标题专门章节加以详细描述并填写如下差异表。

表 1.1：差异表

序号	招标文件		投标文件	
	条目	简要内容	条目	简要内容

1.4 在签订合同之后，到投标方开始制造之日的这段时间内，招标方有权提出因规范、标准和规程发生变化而发生的一些补充修改要求，投标方应遵守这个要求，具体款项内容由双方共同商定。

1.5 本技术规范书所使用的标准，如遇与投标方所执行的标准不一致时，按较高的标准执行。如果本技术规范书与现行使用的有关国家标准以及部颁标准有明显抵触的条文，投标方应及时书面通知招标方进行解决。

1.6 本技术规范书将作为订货合同的附件。本技术规范书未尽事宜，由合同签约双方在合同技术谈判时协商确定。

1.7 投标方应响应供货范围、内容及数量，填写技术参数响应表中投标方保证值，不得更改供货范围、内容及数量，不得以任何原因更改各设备招标人要求值。

第二章工程概况和使用环境

2.1 工程概况

2.1.1 项目名称：广东能源莎车县 2000MW 光储一体化项目(550MW 部分) EPC 总承包工程

2.1.2 建设单位：粤电莎车综合能源有限公司

2.1.3 总包单位：中国电建湖北工程有限公司

2.1.4 工程规模：550MVA

2.1.5 工程地址：新疆莎车县

2.1.6 运输方式：公路或铁路

2.1.7 交货地点：项目现场

2.2 使用条件

表 2.1 环境条件参数表

序号	名称	单位	招标方要求值	
1	交流额定电压	kV	0.8	
2	直流最大输入电压	kV	1.5	
4	电源的频率	Hz	50	
5	污秽等级、爬电比距		IV、31mm/kV	
6	环境温度	日最高温度	°C	41.5
		日最低温度		-23.5
7	湿度	年相对湿度平均值	%	<95
		月相对湿度平均值		<95
8	海拔高度	m	1600	
10	最大覆冰厚度	mm	5	
11	最大风速	m/s	29	
12	地震等级	度	7	
	设计基本地震加速度值	g	0.125g	
13	安装场所		户外	

本项目地震基本设防烈度为 7 度，基本地震加速度值为 0.125g，电气设备按照 8 度设防，卖方应核对设备抗震能力，进行必要的抗震验算，所提供的设备能够满足地震要求正常使用。

投标方还应充分考虑供货设备的防潮、防腐、防凝露措施，确保设备运行安全。

设备应在下述条件下连续工作满足其所有性能指标。

- 环境温度：-40°C-+50°C；
- 相对湿度：≤95%（25°C）；
- 海拔高度：≤2500m；

第三章 供货范围

3.1. 一般要求

3.1.1 投标方应提供适合国内光伏电场特征和环境条件的全新制造、技术先进、性能稳定、安全可靠、包装完整、耐高低温型的逆变器及其所有附属设备和附件以及相关服务，并提供质保服务，供方承诺质保期满后，在设备有效运行期内保证备品备件的长期供应。

3.1.2 投标方应满足下列所述及附件 1 中所提供货要求，但不局限于下列设备和装置。

3.1.3 投标方应提供详细供货清单，清单中依次说明型号、数量、产地、生产厂家等内容。对于属于整套设备运行和施工所必需的部件，即使本附件未列出和/或数目不足，投标方仍须在执行合同时补足，且不发生费用问题。

3.1.4 投标方应在投标书中详细列出所供随机备品备件、专用工具清单（表 2-3、2-4）。

3.1.5 投标方应向招标方提供进口及外购设备的范围及清单并要求提供原产地证明，供招标方审阅。招标方有权决定进口或外购设备的范围。

3.1.6 投标书供货范围和设备配置如与招标书要求不一致，应在差异表中明确，否则认为完全满足招标书要求。

3.1.7 如需要，投标方应提供用以说明其供货范围的相关图纸资料，逆变器电气原理图、接线图及详细拓扑图。

3.1.8 供方提供终身维修。招标方发现问题通知供方后，维修人员 48 小时内抵达现场。缺陷处理后，半个月内向招标方提交分析报告。

3.1.9 供方确保供货范围完整，满足招标方对安装、调试、运行和设备性能的要求，并

提供保证设备安装、调试、投运相关的技术服务和配合。在技术规范中涉及的供货要求也作为本供货范围的补充，若在安装、调试、运行中发现缺项，供方应无偿补充供货。

3.1.10 设计和运行条件，并网型逆变装置是光伏发电系统中的关键部件，必须具有高效率、低成本的特点。光伏逆变器的高转换效率对光伏电站发电量和电能价格有重要影响，因此光伏发电系统对逆变器的可靠性和逆变效率有很高的要求。并网型逆变装置应在下述外部环境条件下连续工作满足其所有性能指标：

表 2-1 设备供货范围

序号	名称	额定交流输出功率	数量	生产厂家	备注
1	组串式逆变器	≥300kW	满足逆变器额定总容量不低于550MW的要求		组串逆变器需具有防PID功能
2	通讯控制箱	配套	167台（暂定，具体数量以施工图为准，如数量发生变化，双方根据此次单价调整合同）		数据采集器采集逆变器及箱变测控等信号，应具有PLC通讯的功能
3	MC4接线端子	1500VMC4通用型	投标方填写	配套	一正一负为一套（每路输入端口配置一套）

注：根据招标文件要求，本工程光伏总容量为715.0286MWp，共167个发电单元。包含165台3300kVA、1台3000kVA和1台2500kVA三种容量的箱式变压器，变压器低压侧额定电压为0.8kV。请投标方根据所投逆变器产品的额定功率，自行设计匹配箱变容量的逆变器配置方案。并将配置方案写入下表。

表 2-4 逆变器配置方案表

箱变容量	逆变器配置方案

表 2-5 备品备件清单(投标方填写)

序号	名称	规格型号	单位	数量	生产厂家	备注

表 2-6 专用工具和仪表清单(投标方填写)

序号	名称	规格型号	单位	数量	生产厂家	备注

3.2. 工作范围

投标方在与项目业主签订合同后应当完成下列工作：

- 生产和交货情况月报和工厂试验计划；
- 设计、制作、工厂试验、装箱、运输至项目场地、交付、开箱检查；
- 提交设计、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录；
- 编制和提交工厂培训和现场培训的计划，并按计划对采购方人员进行安装、调试、运行和维护的培训；
- 编制和提交所供应的设备安装手册和运行维护手册；
- 编制和提交委派责任人实施的安装指导、现场试验、试运行和调试的工作计划，完成所有合同规定的试运行和调试工作，提交完整的试验和调试报告；
- 编制和提交所供设备相关的服务计划，并提供计划内的和非计划内的维护以及维修；
- 对进场公路、集散区、施工等提出要求；
- 对业主负责安装的低压电缆及远程监视控制系统电缆的工作进行监督；
- 对设计、交付、检查和验收进行协调，以确保施工进度；

3.3 供货范围接口界定

逆变器作为不可分割的整体由投标方成套提供，不允许进行任何形式的拆分、分包或外协。逆变器的容量、安规、降额系数等必须严格匹配。逆变器的输入接口为光伏组串引接的正负接线，输出接口为并网逆变器的交流总输出。输入、输出接口之间的所有部分及其可能涉及到的现场安装(不含逆变器本体的安装)、连接等工作均属于投标方

的供货责任范围，与招标方无关。并网逆变器作为不可分割的成套设备，其内部的所有机械、电气、通信、外壳、接地等连接和配合均属于投标方的责任范畴，与招标方无关。

3.4 供货范围

供货范围包括（但不限于）以下内容：

3.4.1 逆变器部分

光伏并网型逆变装置是光伏发电系统中的核心设备，必须采用高品质性能良好的成熟产品。供应商或其合作方应在国外或国内具有三年以上光伏并网逆变设备生产及管理经验，设备三年以上国内外安全稳定运行业绩，2021 年装机容量 1000MW_p 及以上；投标产品必须通过 CE、TUV、CQC 或 CGC 国际、国内认证。

合同中所有设备、备品备件，包括供应方从第三方获得的所有附件和设备，除本规范中规定的技术参数和要求外，其余均应遵照最新版本的电力行业标准（DL）、国家标准（GB）和 IEC 标准及国际单位制（SI），这是对设备的最低要求。供应方如果采用自己的标准或规范，必须向招标方提供中文和英文（若有）复印件并经招标方同意后方可采用，但不能低于 DL、GB 和 IEC 的有关规定。

（1）外型尺寸

并网型逆变装置内设备应为柜式结构，为保证美观，每面柜体尺寸高度、色调、名称、编码标识应统一、协调，并符合招标方的有关要求。逆变器安装应按下图进行安装固定。





(2) 柜体结构要求

并网型逆变装置柜体采用高素质的冷轧钢板，表面采用静电喷涂，柜体的全部金属结构件都经过特殊防腐处理，以具备防腐、美观的性能；柜体结构安全、可靠，应具有足够的机械强度，保证元件安装后及操作时无摇晃、不变形；通过抗震试验、内部燃弧试验；柜体采用封闭式结构，柜门开启灵活、方便，柜门显著位置应有安全操作警告说明，其内侧应张贴电气原理图；元件特别是易损件应便于安装维护拆装，各元件板应结合设备安装地点的自然环境条件设计有防尘装置，并充分考虑其对柜内电子元件性能的影响；柜体设备要考虑通风、散热。

(3) 布线

柜内元器件安装及走线要求整齐可靠、布置合理，电器间绝缘应符合国家有关标准。进出线必须通过接线端子，大电流、一般端子、弱电端子间需要有隔离保护，电缆排布充分考虑 EMC 的要求。应选用国内外知名品牌的质量可靠的输入输出端子（请说明所采用端子的品牌），端子排的设计应使运行、检修、调试方便，适当考虑与设备位置对应，并考虑电缆的安装固定。端子排应为铜质，大小应与所接电缆相配套。柜内应预留一定数量的备用端子。强电、弱电的二次回路的导线应分开敷设在不同的线槽内。每个端子只允许接一根导线。电流端子和电压端子应有明确区分。

交流各相、直流正负导线应有不同-标识。

柜内元件位置编号、元件编号与图纸一致，编号字迹清晰，不易褪色，固定良好，不易脱落丢失，并且所有可操作部件均应有-标识。

不同耐热等级导线不得在同一导线管内运行，除非每根导线的电流密度不大于允

许的最低耐热等级。

所有的电缆终端都要接在带有环的端头或安装到接线板。电缆端均须有识别标签或彩码。逆变器的彩码对所有逆变器必须统一。所有的电气连接均要符合 IEC 标准。

(4) 柜面布置

柜面的布置应整齐、简洁、美观。柜面具备液晶显示功能。进出线要求：柜体进出线宜采用下进下出的引线及连接线方式。逆变器的安装应简便，无特殊性要求。

3.4.2 光纤环网通信部分

本项目光伏场区采用光纤环网通信方式，整个通信系统分为中控室核心设备和光伏子阵接入设备两部分，为光伏区监控系统完成监视、测量、控制、管理等业务提供高速数据通道。整个通信系统解决方案需要具备高可靠性、易扩展、易维护和持续演进的特性。

3.4.3 光伏监控系统部分

光伏电站管理系统设计必须符合标准化、规范化要求，采用开放式结构灵活设计，系统模块化，可兼容不同厂家，不同型号的光伏设备或其它设备，具有存量和新建太阳能光伏电站扩展接入能力。通过光伏电站管理系统的实施，实现对各光伏电站的远程持续监测，通过历史数据分析把握光伏电站的生产运营趋势，从而为光伏电站的建设、运维等经营、生产活动提供决策参考，以便尽可能提高并网电量。

3.4.4 工具

投标方提供用于逆变器所有设备的安装、调试、运行维护和检修所必须的专用工具、仪表仪器等；通用工具由业主按照投标方提供的规格型号及技术要求自行采购。

在全部合同设备最终验收后二年内，业主需要购买任何一种专用工具时，投标方须按不高于其投标文件中报价的价格提供给招标方。二年后，若投标方及其供货商不生产合同范围内专用工具，则投标方有义务免费提供相应专用工具的设计图纸和技术规范。

3.4.5 备品备件

投标方应建立备品备件完备供应体系，保证调试、试运行和五年质保期，（平均无故障时间不低于 5 年，使用寿命不低于 25 年，质保期不低于 5 年。）内运行、维护等所必须的备品备件，所提供备品备件应包含于设备报价中。质保期结束后，投标方负责将备品备件补齐至投标文件中所列数量。

3.4.6 易耗品

投标方应-提供满足调试、试运行和质保期运行、维护等所需的易耗品清单-。质保期内易耗品用量大于提供的用量部分由投标方负责免费提供，且必须保证提供的易耗品质量等于或不低于投标易耗品清单中所列易耗品质量。

3.4.7 技术服务

投标方提供的合同设备的运输服务(至现场指定地点,车板交货),提供技术文件、设计联络会、安装指导、调试,运行人员的培训、质保期内的维修和维护等。在投标方在与项目业主签订合同后,应完成以下工作:

- (1) 编制项目实施进度计划,实施进展情况月报。
- (3) 设计、制作、工厂试验、装箱、运输至目的地、交货、开箱检查。
- (4) 提交设计、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录。
- (5) 编制和提交工厂培训和现场培训的计划,并对业主人员进行安装、调试、运行和维护培训。
- (6) 编制和提交所供应的设备安装手册和运行、督导、维护手册。
- (7) 委派有经验的专业人员实施安装指导、现场试验。
- (8) 编制和提交所供设备在质保期内的服务计划,并按计划完成质保期内的例行维护和保养服务。
- (9) 在建设期和质保期内,应对设备的安装、运行、维护、检修等提供相应的监督指导服务,并承担监督指导责任。
- (10) 负责设计联络会的组织。
- (11) 提交设计、安装、使用、维护、维修的有关技术文件、资料和试验记录,提供图纸、说明书、标准和规范。

3.5 部件厂家供货要求

供货的部件厂家需与投标书中的厂家名称一致。如改换厂家需得到业主的认可。

第四章技术标准

光伏并网型逆变装置是光伏发电系统中的核心设备，必须采用高品质性能良好的成熟产品。供应商或其合作方应在国外或国内具有三年以上光伏并网逆变设备生产及管理经验，设备三年以上国内外安全稳定运行业绩，2021 年装机容量 1000MW_p 及以上；投标产品必须通过 CE、TUV、CQC 等国际、国内认证。

逆变器的制造应按照经权威机构认证的国际通用标准和国内有关标准的最新版本进行设计、制造和测试验收。如果投标方提供的设备或材料不符合如下标准，其建议标准和以下标准之间的所有详细区别应予以说明，投标方应就可能影响设备设计或性能的标准用中文并以文本形式提供给招标方，供其批准。

合同中所有设备、备品备件，包括供应方从第三方获得的所有附件和设备，除本规范中规定的技术参数和要求外，其余均应遵照最新版本的电力行业标准（DL）、国家标准（GB）和 IEC 标准及国际单位制（SI），这是对设备的最低要求。供应方如果采用自己的标准或规范，必须向招标方提供中文和英文（若有）复印件并经招标方同意后 方可采用，但不能低于 DL、GB 和 IEC 的有关规定。

同时，逆变器必须满足《光伏并网逆变器选型技术规范》Q/CTG 106-2017，详见附录 4。

对一般机械、电气、土建的通用规范标准不再列举，但仍应严格执行。

主要的标准和规范为：

GB：中华人民共和国国家标准

NB：中华人民共和国能源行业标准

CEE：电气设备国际委员会的统一标准及认证标准

IEC：国际电工技术委员会标准

ISO：国际标准化委员会标准

DIN：德国标准化协会标准

DIN-VDE：德国标准化协会电气委员会标准

IEEE：电气和电子工程师协会标准

DL：中国电力行业标准

ANSI：美国国家标准学会

IEA：国际能量所

EN：欧洲标准

同时制造商应在各个方面反映出行业领域内最新技术。

如果某项标准或规范在本技术规范中未作规定，或投标方采用其他标准或规范，则投标方应详细说明其采用的标准或规范，并向招标方提供其采用标准或规范的中文版本。只有当其采用的标准或规范是国际公认的、惯用的，且不低于本技术规范的要求时，投标方采用的标准或规范才能为招标方认可。

第五章设备技术性能要求

5.1 一般要求

逆变器是光伏发电系统中的核心设备，必须采用高品质性能良好的成熟产品。逆变器将光伏方阵产生的直流电（DC）逆变为三相交流电（AC），输出符合电网要求的电能。本工程逆变器用于单晶硅组件，逆变器应该满足以下要求：

5.1.1 采用组串式逆变器，防护等级不低于 IP65。MPPT 电压范围为 500V-1500V；额定输入电压 1080V（按照投标厂家实际参数为准）；单台逆变器的额定输出功率 $\geq 300\text{kW}$ 。

5.1.2 逆变器向当地交流负荷提供电能和向电网送出电能的质量，在谐波、电压偏差、电压不平衡、电压波动等方面应满足现行国家标准 GB/T 14549-93《电能质量公用电网谐波》、GB/T 12325-2008《电能质量供电电压偏差》、GB/T 15543-2008《电能质量三相电压不平衡》、GB/T 12326-2008《电能质量电压波动和闪变》的有关规定。

各项性能指标满足国网公司 Q/GDW1617-2015《光伏电站接入电网技术规定》、IEC 62446-2009《并网光伏发电系统文件、试运行测试和检查的基本要求》、GB/T 19939-2005《光伏系统并网技术要求》、GB/T 20046-2006《光伏（PV）系统电网接口特性》、IEC/TR 60755-2008《保护装置剩余电流动作的一般要求》要求、CNCA/CTS0004-2009《400V 以下低压并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》要求。

投标方必须提供同类型组串式逆变器第三方现场或实验室谐波检测报告，以证明投标逆变器具备优良的输出电能质量。

5.1.3 组串型并网逆变器的每路直流输入电缆线径为 4mm^2 的光伏专用电缆，交流总输出支持 ZC-YJLY23-1.8/3-3 $\times 300\text{mm}^2$ 及以下线缆，要求逆变器支持输出三相三线系统。交直流接线端子必须方便安装、并且防水、防尘。

5.1.4 逆变器应采用太阳能电池组件最大功率跟踪技术(MPPT)。

5.1.5 逆变器应具有有功功率输出控制功能，并能远程控制。

5.1.6 逆变器应选用技术先进且成熟的已有多项成功应用经验的设备。若为进口设备，应符合进口机电产品国家检验标准。

5.1.7 逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高。逆变器面板采用 LCD+LED 指示灯设计，通过手机 APP 可近端监控逆变器运行状态。作为人机界面。显示屏可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据，总发电量数据，历史发电量（按月、按年查询）数据，通过上位机，数据存储时间应不少于 10 年。

5.1.8 逆变器要求具有故障数据自动记录存储功能。

5.1.9 逆变器本体要求具有光伏专用直流开关。直流开关应选用知名、高可靠性品牌的光伏专用直流开关。直流开关应具备带载关断能力

5.1.10 逆变器应具有极性反接保护、短路保护、过载保护、恢复并网保护、孤岛效应保护、过温保护、交流过流及直流过流保护、直流母线过电压保护、电网断电、电网过欠压、电网过欠频、低电压穿越、直流侧及逆变器本身的绝缘检测、残余电流检测及保护功能等，并相应给出各保护功能动作的条件和工况（即何时保护动作、保护时间、自恢复时间等）。

5.1.11 逆变器是光伏电站的主要设备，应当提供具有 ISO 导则规定要求资质的专业测试机构出具的符合国家标准（或 IEC 标准）的测试报告（有国家标准或 IEC 标准的应给出标准要求。如果该产品没有国家标准 ISO 导则规定要求资质的专业测试机构出具的符合国家标准（或 IEC 标准）的测试报告，亦应出具需方认可的专业测试机构出具的可以证明该产品的主要性能参数符合投标书中提供的技术参数和性能指标的测试报告。如果设备已经取得国际/国内认证机构的认证，则应提供认证证书复印件。按照 NB/T 32004-2018《并网光伏逆变器技术规范》要求，通过国家批准认证机构的认证，关键器件和原材料（IGBT、变压器、滤波器等）型号、规格及生产厂家应与认证产品一致。逆变器须取得金太阳或 CQC、TUV、CE 认证。

5.1.12 逆变器监控和通讯装置

逆变器至少应具备 1 个 RS485 通信接口和 1 个标准 USB 接口、1 个 PLC 接口，采用 MODBUS 规约，能够将逆变器实时运行数据、故障信息、告警信息等上传至电站计算机监控系统。并能实现多路逆变器总线上传数据。

逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高，并且可通过远程控制，调整逆变器输出功率。显示屏可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据，总发电量数据，历史发电量（按月、按年查询），当前发电功率、日发电量、累计发电量、设备状态、电流、电压、逆变器机内温度、频率、故障信息等数据。

本项目所有逆变器应有多种通讯接口进行数据采集并发送到控制室，其控制器还

应有模拟输入端口与外部传感器相连，测量日照和温度等数据，便于整个电站数据处理分析。

①实时显示工程的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计 CO₂ 总减排量以及每天发电功率曲线图等。可查看每台逆变器的运行参数。

②监控装置可每隔 5 分钟存储一次工程所有运行数据，可连续存储 10 年以上的工程所有的运行数据和所有的故障记录。

③监控主机提供对外的数据接口，即用户可以通过网络方式，异地实时查看整个电源系统的实时运行数据以及历史数据和故障数据。

(1) 可实现并网逆变器的远程监控。

(2) 实现逆变器的短路报警。

(3) 在就地显示设备以及远方监控系统中至少可以显示下列信息：

可实时显示电站的当前发电总功率、日总发电量、累计总发电量、累计 CO₂ 总减排量以及每天发电功率曲线图。

可查看每台逆变器的运行参数，主要包括：

A、直流电压

B、直流电流

C、直流功率

D、交流电压

E、交流电流

F、逆变器机内温度

G、频率

H、功率因数

I、当前发电功率

J、日发电量

K、累计发电量

L、累计 CO₂ 减排量

M、每天发电功率曲线图

逆变器的日、月、年和累计的、以小时为单位的运行时间值；

电网正常运行的小时数；

逆变器正常运行的小时数；

发电小时数；

故障小时数；

逆变器机内温度；

(4) 监控所有逆变器的运行状态，设备出现故障报警，可查看故障原因及故障时间，监控的故障信息至少应包括以下内容：

A、电网电压过高；

B、电网电压过低；

C、电网频率过高；

D、电网频率过低；

E、直流电压过高；

F、直流电压过低；

G、逆变器过载；

H、逆变器过热；

I、逆变器短路；

J、散热器过热；

M、通讯失败；

N、逆变器故障；

针对组串式逆变器：每一路 MPPT 输入的绝缘故障、接地故障必须有明确的软报文告警上送至自动化监控系统，该组串式逆变器智能通讯模块须具备支路电流对比分析功能，具备上送支路电流低于整箱支路平均电流值 20%(阈值可设)的各支路遥信告警（可自动识别是否已接入组串，未接入组串的支路不纳入智能告警）。

(5) 要求最短每隔 5 分钟存储一次电站所有运行数据。故障数据需要实时存储。

(6) 要求能够分别以日、月、年为单位记录和存储数据、运行事件、警告、故障信息等。所有故障（故障信息、故障发生次数、总的持续时间和发生日期、月和累计的；存储时间大于 10 年）。

(7) 具有计算机上显示的运行监控软件，可通过计算机显示、下载存储数据，以及进行对逆变器的参数调整和控制。系统运行数据可以以电子表格的形式存储，并可以图表的形式显示电站的运行情况。

(8) 就地监控设备在电网需要停电的时候应能接收来自于电站监控系统的远方指令。供方提供逆变器在全站监控系统上异地实时查看整个电源系统的实时运行数据、环境

数据以及历史数据和故障数据等。

5.1.13 逆变器在质保期内全年在线时间大于 99%。逆变器质保时间不低于 5 年。

5.1.14 光伏并网逆变器的输出为三相三线制结构。并网逆变器的交流输出侧应配有知名厂家的高品质断路器或高品质继电器。并网逆变器要求严格满足 IP65 防护等级，须具备多路 MPPT 跟踪路数，以达到提高光伏系统发电量目的。

5.1.15 电器设备的外壳，防止受气候影响的电器设备外壳应同时能防雨雪、防寒、防沙尘、防阳光照射。门和盖板应配有专用的锁具，以保证在关闭位置上能安全地闭合。应当满足 IEC 或同类标准最低规定的要求。所有外壳应当得到合理的防护，布置的位置尽可能减少其暴露在雨水中的可能。

5.1.16 每台逆变器都应当按逆变器制造厂家推荐的和 IEC 标准提供的接地布置。所有电器框架都要有效的接地。

5.1.17 逆变器和相关设备应当加以适当保护，以防遭到雷击和由雷电引起的过电压破坏。逆变器设备必须防止有害的电压瞬态，应当采用过电压保护设施的先进方式。保护装置应保证逆变器能够承受雷击，保障逆变器在运行期间处于安全状态。逆变器的避雷器等设备与接地网可靠连接。避雷器要符合或超过 IEC 标准的要求。然而，如果受现场条件限制，必须采取高于可用标准的措施并应同时考虑当前的技术水平。因过电压往往产生于外部电网或就地设备，逆变器和控制系统的雷击和电气故障保护应在逆变器和控制系统的互相连接处设置冲击电容器和避雷器。

5.1.18 功率模块具备零电压穿越功能，具备防 PID 功能并调试完成；逆变器须通过经国家认监委批准的认证机构认证，且具有 CQC 认证和测试报告、中国效率认证、零电压穿越测试报告，并通过 CE、TUV。

5.2 性能要求

5.2.1 光伏并网逆变器的主要性能指标

(1) 最大逆变效率 $\geq 99\%$ ，中国效率 $\geq 98.4\%$ ；

(2) 并网电压、电流谐波

无论采用何种控制方式，光伏组串式并网逆变器在运行时不应造成电网电压波形过度畸变和注入电网过度的谐波电压和谐波电流，以确保对连接到电网的其他设备不造成不利影响。由并网逆变器引起的低压侧电压总谐波畸变率不超过 3% ，奇次谐波电压畸变率不应超过 2.1% ，偶次谐波电压畸变率不应超过 1.2% 。在电网背景电压符合 GB/T 14549 《电能质量公用电网谐波》的要求时，并网逆变器输出电流的电能质量

应满足：

当逆变器工作在额定容量的 50~100%时，应达到下列输出波形要求：电流总谐波畸变率不超过 3%，其中，奇次、偶次谐波电流含有率不超过 GB/T 14549 的相关要求。

本电站接入系统电压等级为 110kV，光伏组串式并网逆变器接入电网时公共连接点的电压总谐波畸变率不超过 2%，奇次谐波电压含有率不超过 1.6%，偶次谐波电压含有率不超过 0.8%。

本电站所接入公共连接点的谐波注入电流应满足 GB/T 14549 的要求，其中本电站并网点向电力系统注入的谐波电流允许值应按照本电站安装容量与公共连接点上具有谐波源的发/供电设备总容量之比进行分配。

请投标方提供 10%、30%、50%、100%额定功率下的谐波电流值及数据证明，并就如何降低逆变器在各功率段的谐波含量做详细说明。

（3）直流分量

光伏电站并网运行时，光伏组串式并网逆变器向电网馈送的直流分量不应超过其交流额定值的 0.5%。

（4）电压不平衡度

光伏电站并网运行时，光伏组串式并网逆变器接入电网的公共连接点的负序电压不平衡度不应超过 2%，短时不得超过 4%；光伏组串式并网逆变器引起的负序电压不平衡度不应超过 1.3%，短时不应超过 2.6%。

（5）电压跌落、波动和闪变

光伏电站并网运行时，并网逆变器引起的电压跌落和闪变应符合 GB/T50865-2013《光伏发电接入配电网设计规范》中的规定。光伏电站所接入的公共连接点的电压波动和闪变应满足 GB/T 12326 的要求，其中光伏电站引起的闪变值安装光伏电站装机容量与公共连接点上的干扰源总容量之比进行分配。

（6）电磁干扰和电磁兼容

光伏电站并网运行时，除不可抗拒因素外，并网逆变器作为光伏电站内唯一的大功率干扰源，不得对本机和符合相关 EMC 要求的通信设备的正常通信构成干扰。如果光伏逆变器对其他符合 EMC 要求的通信设备构成干扰，投标方有责任无偿及时的解决问题。光伏并网逆变器的电磁兼容水平应符合 CGC/GF004:2011、GB/T 17626、GB17799、IEC 61000-6 的要求。

（7）MPPT 效率及范围

投标方承诺所供设备综合考虑不同外部环境后的 MPPT 实际综合跟踪效率的最低保证值不低于 99%。当光伏组件的温度在 $-40^{\circ}\text{C}\sim+80^{\circ}\text{C}$ 之间正常变化时,逆变器的 MPPT 电压范围不应小于 500Vdc~1500Vdc。

(8) 有功功率和功率因数控制

并网逆变器必须具备有功功率、有功功率变化率和功率因数控制功能,有功功率、有功功率变化率和功率因数控制功能必须可以进行本地和远程设置(远程调度),其中,有功功率控制指令应可以通过百分比和绝对值的形式向逆变器下达。

组串式并网逆变器具备的有功功率调节能力,调节步长及时间应满足电网要求。能接受电站的有功、无功控制系统远程操作命令。

组串式并网逆变器应具有多种控制模式,包括恒电压控制、恒功率控制和恒无功功率控制等,具备根据运行需要手动/自动切换模式的能力。集中式并网逆变器应在其无功调节范围内按光伏电站电压控制系统的协调要求进行无功/电压控制。其输出功率因数应能在 0.9(超前)~0.9(滞后)范围内调节。

投标方逆变器有功功率指令的控制精度不低于 1%(百分比形式)或 1kW(绝对值形式);功率因数控制指令的控制精度不低于 ± 0.01 ;功率变化率控制指令的控制精度不低于 1kW/S,所有控制指令及对应的控制参数应保证可以由后台一次性下达至并网逆变器。逆变器有功功率的最小调节范围为 0%~100%,功率因数的最小调节范围为 ± 0.8 。

并网逆变器应能够上传逆变器输出功率设定值(百分比和绝对值)、功率变化率设定值、功率因数设定值的当前状态。并网逆变器的有功功率控制功能还应满足 GB/T50865-2013《光伏发电接入配电网设计规范》的要求。

(9) 高、低电压穿越和孤岛保护

并网逆变器应配备高、低电压穿越功能和孤岛保护功能。逆变器的高、低电压穿越功能必须同时包括平衡穿越和不平衡穿越,招标方不接受只具备部分高、低电压穿越功能的光伏并网逆变器。当逆变器运行于高、低电压穿越模式时,逆变器必须同时具备平衡穿越和不平衡穿越能力,默认的高、低电压穿越能力曲线必须符合 GB/T 19964-2012《光伏电站接入电力系统技术规定》中第 8 章、GB/T 37408-2019《光伏发电并网逆变器技术要求》的所有要求,并通过国网高、低电压穿越认证(标准 GB/T19964-2012)。

低电压穿越基本要求:

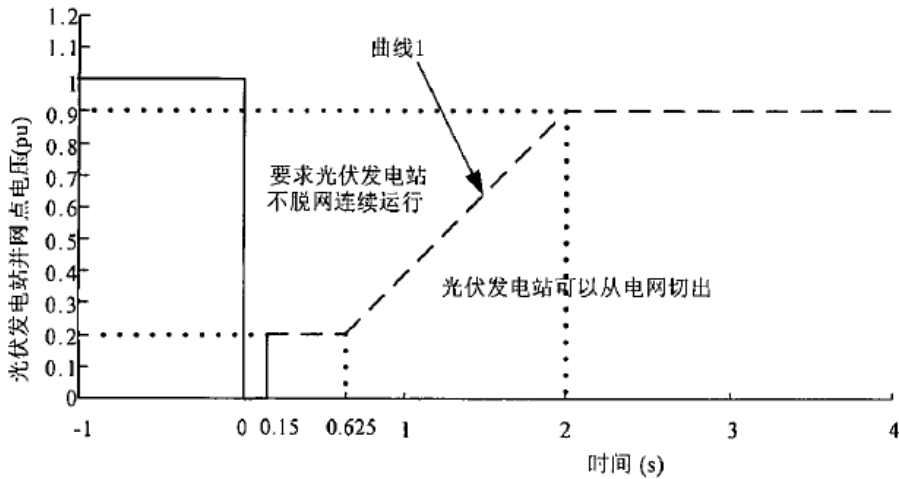


图1 光伏电站的低电压穿越能力要求

故障时保持并网：

光伏电站并网点电压跌至 0 时，光伏电站应不脱网连续运行 0.15s。

并网点电压跌至 20%额定电压时，能够保证不脱网连续运行 0.625s；并网点电压在发生跌落后 2s 内能够恢复到额定电压的 90%时，能够保证不脱网连续运行。

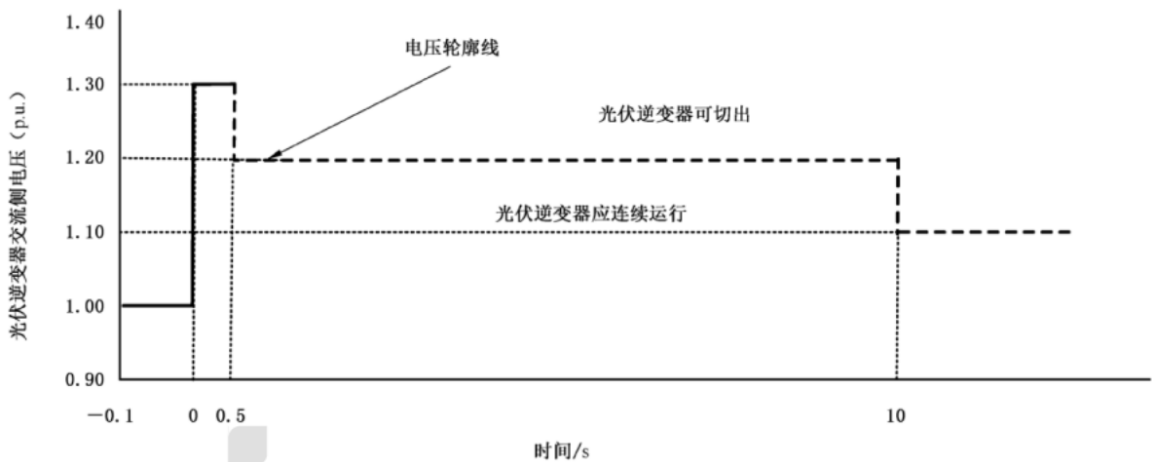
低电压穿越期间，光伏电站应提供动态无功支撑。故障时通过发出无功支撑电网电压：

当电压跌落超过 10%时，每 1%的电压跌落，至少要提供 2%的无功电流；

响应速度应在 20ms 之内，必要时，必须能够提供 100%的无功电流。

光伏发电站并网点电压跌至曲线 1 以下时，光伏发电站可以从电网切出。

高电压穿越基本要求：



高电压穿越：

光伏电站在并网点电压低于 0.9 倍额定电压（含边界值）时，满足低电压穿越能力

要求。

光伏电站在并网点电压为 0.9-1.1 倍额定电压（含边界值）时，应正常运行。

光伏电站在并网点电压为 1.1-1.2 倍额定电压内，应至少持续运行 10s。

光伏电站在并网点电压为 1.2-1.3 倍额定电压（含边界值）时，应至少持续运行 0.5s。

（10）噪声

当并网逆变器输出 100%的额定功率时，在距离设备水平位置 1m 处，用声压级计测量满载时的噪声不应大于 65dB(A)。

（11）待机功耗

并网逆变器的夜间待机功耗不应大于额定功率的万分之一。

（12）数学模型

投标方承诺按照 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》要求，向招标方提供符合电网公司和 GB/T 19964-2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》要求的成套设备数学模型和特性等资料，由招标方提供给电网公司。**逆变器满足半实物建模要求。**

（13）抗 PID 性能

投标方提供的逆变设备应具有针对运行环境的良好的抗 PID 性能，投标方提供的抗 PID 的措施和设备应经过相应的试验并具有一定的运行经验。

(14)使用寿命不低于 25 年，在环境温度为-40℃~+60℃，相对湿度≤99%，海拔高度≤1000 米情况下能正常使用。

逆变器平均无故障时间应不低于 5 年，使用寿命不少于 25 年。逆变器设计寿命不少于 25 年。其中：主要部件(如 IGBT 或其它功率开关元件，母线支撑电容、滤波器，控制板等)在质保期内不应更换，如因设计、制造、材料原因使上述主要部件在质保期内必须更换，供方必须承担全部费用，参照国家产品召回有关规定执行。任何偏差或改进必须说明，并附有批准机构的证明文件。

(15)按照 CNCA/CTS0004:2009 认证技术规范要求，通过国家批准认证机构的认证。逆变器输出功率大于其额定功率的 50%时，功率因数应不小于 0.98，输出有功功率在 20%-50%之间时，功率因数不小于 0.95。同时逆变器功率因数必须满足供电部门相关技术要求。逆变器具备无功补偿功能，保证用电功率因数在超前 0.8~滞后 0.8 区间内连续可调。光伏电站接入电网后，逆变器因具备滤波功能，输出电流能满足并网要求，谐波含量应低于 3%，逆变器功率因数大于 0.99。

具有根据电网调度命令进行无功功率控制及调节的功能，具备有功功率调节和控制功能并能接受电网的远程调度，满足额定有功出力下功率因数调节范围-0.9~+0.9，调节精度为 0.01；并且具备夜间 SVG 功能。

(16)所有逆变器须具备防盐雾腐蚀措施。

(17)投标人负责现场逆变器交接试验，提供每台逆变器的出厂型式试验，试验参考《并网光伏发电专用逆变器技术要求和试验方法》

(18)提供每台逆变器不同带载率情况下的总电流谐波畸变率曲线(每 10%一个点)。

(19)逆变器须有时钟及远程控制功能。

(20)逆变器必须具备电网公司要求的有功、无功调节能力，并无偿配合后台监控厂家开发相应功能。

(21) 光伏组串式并网逆变器应具备和计算机监控系统实现对时功能，以做到适时、同步显示。

(22) 一次调频控制

在加装快速频率响应装置后,逆变器宜具有一次调频控制功能，当系统频率偏差大于 0.3Hz，逆变器应能调节有功输出，具体要求如下：

- a) 当系统频率上升时,逆变器应减少有功输出,有功出力最大减少量为 20%Pn(逆变器额定有功功率)；
- b) 当系统频率下降时,逆变器配有储能设备时可增加有功输出；
- c) 一次调频的调差率应可设置；
- d) 一次调频控制响应时间不应大于 500ms。调节时间不应大于 2S。

逆变器控制系统电源的取电方式为自用电，保证逆变器启动低电压穿越功能时，控制系统电源恒定，能够支持逆变器的低电压穿越功能。

(23)组串式逆变器电压测量精度不低于 1%，频率测量精度不低于 0.05Hz；电流测量精度不低于 1%；功率测量精度不低于 1%。

(24) 逆变器应具备方阵绝缘阻抗监测以及相应的方阵残余电流检测功能。

(25) 投标光伏逆变器的可用度>99.99%，并具备第三方权威机构的鉴定报告；IV 检测功能：设备须具备 IV 检测功能，并提供相关材料；MPPT 效率：投标人需提供相关能标测试报告中的总体时间内 MPPT 动态效率；弱电网适应性：投标逆变器应具备良好的电网适应能力，有效避免弱电网情况下的脱网问题。投标人需提供逆变器可

适应的电网最小短路容量比 SCR 值，并提供该 SCR 值条件下，谐波分量、故障穿越时间；PLC 通信功能：光伏并网逆变器应具备良好的 PLC 电力载波通信能力，并以单独附件的形式提供 PLC 电力载波通信业绩（合同首页、尾页、供货范围页）。

（26）开关要求

在光伏系统与电网连接的交流侧应具有交流开关能够在逆变器故障或电网异常时脱开与电网的连接，并能实现远程关合和开断。

在逆变器直流输入侧应配置光伏专用直流开关，能够可靠开断直流侧短路电流。

（27）交直流接线

交直流接线端子必须方便安装、并且防水、防尘。

（28）可视化

逆变器要求能够自动化运行，运行状态可视化程度高，并且可通过远程控制，调整逆变器输出功率。显示屏可清晰显示实时各项运行数据，实时故障数据，历史故障数据，总发电量数据，历史发电量（按月、按年查询），当前发电功率、日发电量、累计发电量、设备状态、电流、电压、逆变器机内温度、频率、故障信息等数据。

5.2.2 光伏并网逆变器的保护功能

（1）电网故障保护

a) 电网异常时的响应特性

逆变器的响应特性需满足当地电网，并具有前瞻性要求。

逆变器具备低电压、高电压、零电压穿越功能，具备频率耐受穿越能力，同时具备保护逆变器自身不受损坏的功能，并满足《光伏电站接入电力系统技术规定》等技术要求；

当并网点电压在标称电压的 90%-110%之间时，光伏电站应能正常运行；

当并网点的电压低于标称电压的 90%或者高于标称电压的 110%时，光伏电站应能按照低电压和高电压穿越的要求运行。

光伏逆变器高压穿越能力提高至 1.3P.U.(并网点工频电压值)以上，高频穿越能力提高至 51.5HZ 以上。

b) 防孤岛效应保护

光伏逆变器必须具备快速监测孤岛且立即断开与电网的连接，其防孤岛保护应与电网侧线路保护相配合。

光伏逆变器的防孤岛保护必须具备主动式和被动式两种，应设置至少各一种主动

和被动防孤岛保护。主动防孤岛保护方式主要有频率偏离、有功功率变动、无功功率变动、电流脉冲注入引起阻抗变动等；被动防孤岛保护方式主要有电压相位跳动、3次谐波变动、频率变化率等。

c) 恢复并网保护

系统发生扰动后，在电网电压和频率恢复正常范围之前并网逆变器不允许并网，且在系统电压频率恢复正常后，并网逆变器需要经过一个可调的延时时间后才能重新并网，这个延时一般为20秒到5分钟，取决于当地条件。

d) 输出过流保护

光伏组串式并网逆变器应具有一定的过流能力，能够在110%额定电流下长期运行；在120%额定电流下，逆变器连续可靠工作时间应不小于1min。

并网逆变器的过电流大于额定电流的150%时，能在0.1s内停止向电网供电，同时发出警示信号。故障排除后，并网逆变器应能正常工作。

(2) 防反放电保护

当并网逆变器直流侧电压低于允许工作范围或逆变器处于关机状态时，并网逆变器应无反向电流流过。

(3) 极性反接保护

当光伏方阵的极性反接时，并网逆变器应能可靠保护而不会损坏。极性正接后，并网逆变器应能正常工作。

(4) 供电电网过/欠压，过/欠频保护

当光伏组串式并网逆变器交流输出端电压超出规定的电压允许值范围10%时，光伏组串式并网逆变器应停止向电网供电，同时发出报警信号。

光伏组串式并网逆变器应能检测到异常电压并做出反应。电压的方均根值在逆变器交流输出端测量，其值应满足相关规定的要求。

当光伏组串式并网逆变器交流输出端电压的频率超出规定的允许频率范围时，光伏组串式并网逆变器应在0.2s内停止向电网供电，同时发出报警信号。

(5) 供电电网相序保护

并网逆变器必须具备电网相序检测功能，当连接到逆变器的电网电压是负序电压时，逆变器必须停机并报警或通过逆变器内部调整向电网注入正序正弦波电流。

并网逆变器支持三相线缆无序连接，并自动适应电网相序。

任何情况下，并网逆变器都不能向电网注入负序电流。由并网逆变器所引起的电

压不平衡，不应超过 2.2.2-8 中的限制。

（6）输入过压、过流保护

并网逆变器必须具备完备的直流过压、过流保护功能。

（7）内部短路保护

当并网逆变器内部发生短路时（如 IGBT 直通、直流母线短路等），逆变器内的电子电路和输出继电器应快速、可靠动作，任何情况下都不能因逆变器内部短路原因导致电网侧的过流保护装置动作。

（8）过热保护

并网逆变器应具备机内环境温度过高保护（例如着火引起的机箱内环境温度过高）、机内关键部件温度过高保护等基本过热保护功能。

（9）保护的灵敏度和可靠性

在正常的逆变器运行环境和符合国标要求的电网环境下，逆变器不应出现误停机、误报警和其他无故停止工作的情况。当出现故障时，逆变器应能够按照设计的功能可靠动作。

（10）整机阻燃性和环境适应性

IEC 62109（CE 认证安规测试标准）和 UL1941 标准中的安规、阻燃要求是对逆变器提出的最低要求。

逆变器在任何情况下均不允许产生蔓延性火灾。

（11）降额警告

投标方逆变器在温度过高时必须进入降额运行模式，不能直接关机，当并网逆变器因温度过高而自动降额运行时，应通过逆变器的本地显示屏显示并通过逆变器的通信接口向后台提供逆变器降额运行的警告信号。

（12）故障的记录与显示

并网逆变器必须能够记录设备使用寿命期内的所有故障信息，逆变器历史故障记录既能从本地显示屏调取，又能由监控后台远程调取。

（13）电气间隙和爬电距离

并网逆变器的电气间隙和爬电距离必须满足或优于 IEC 62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准中的基本要求。当应用于高海拔环境时，应按照 IEC62109《光伏发电系统用电力转换设备的安全》标准的要求进行对应的修正，并网逆变器修正后的电气间隙和爬电距离必须满足或优于 IEC 62109 的要求。

（14）残余电流保护

逆变器都应提供残余电流，检测标准满足 CGC/GF004：2011《并网光伏发电专用逆变器技术条件》。

（15）防雷保护

投标方逆变器必须具备完备的防雷保护功能，直流侧加装光伏专用防雷器，交流输出加装三相交流二级防雷器。防雷设备损坏后，损坏的防雷器应能够可靠地与交、直流电网脱离（应具备防雷器失效保护装置），同时，应有信号上传至并网逆变器，由并网逆变器统一与后台监控系统通信（上传至后台监控系统）。

（16）对光伏阵列的保护

投标方逆变器不能对与其连接的光伏电池阵列的性能和安全性产生负面影响。不能出现因逆变器成套装置原因导致与其连接的光伏电池阵列出现性能劣化和安全等问题。

（17）过载保护

逆变器应具有一定的过载能力，过载系数不小于 1.1，即逆变器直流侧输入功率超过额定输入功率的 1.1 倍时，交流输出侧不限功率运行，将超发部分直流电能转换为交流电能输出。

当光伏方阵输出的功率超过光伏组串式并网逆变器允许的最大直流输入功率（1.1 倍额定输入功率）时，光伏组串式并网逆变器应自动限流工作在允许的最大交流输出功率处（1.1 倍额定交流输出功率），在该工况下持续工作 7 小时或温度超过允许值的任何一种情况下，光伏组串式并网逆变器应停止向电网供电。恢复正常后，光伏组串式并网逆变器能正常工作。

（18）输出漏电保护

当逆变器检测到输出漏电流超过设定限值时，在设定的延时后，逆变器关机，断开与电网的连接。

（19）电网断电保护

电网断电时，超过低电压穿越范围后，逆变自动关机，断开与电网的连接。

（20）过温保护

逆变器模块检测到内部功率器件温度超过设定值时，功率模块关机，并断开与电网的连接。

（21）系统频率异常响应

国家标准《光伏电站接入电力系统的技术规定》 GB/T19964-2012 中要求大型和中型光伏电站应具备一定的耐受系统频率异常的能力，逆变器频率异常时的响应特性至少能保证光伏电站在下表所示电网频率偏离下运行。

表5.1-5大型和中型光伏电站在电网频率异常时的运行时间要求

频率范围	运行要求
低于 48Hz	根据当地电网要求而定
48Hz-49.5Hz	每次低于 49.5Hz 时要求至少能运行 10 分钟
49.5Hz-50.2Hz	连续运行
50.2Hz-50.5Hz	每次高于 50.2Hz，光伏电站应具备能够连续运行 2min 的能力，同时具备 0.2s 内停止向电网线路送电的能力，并执行电网调度机构下达的降低出力或高周切机策略，实际运行时间由电力调度部门决定；此时不允许处于停运状态的光伏电站并网。
高于 50.5Hz	0.2s 内停止向电网线路送电，且不允许处于停运状态的光伏电站并网。

5.2.3 相关测试证书

以上的各项内容原则上需提供独立第三方测试机构的测试证书。

光伏并网逆变器应具备针对所供设备的型式试验及通过认证的报告。需要做的认证测试标准包括：CGC/GF004:2011 《并网光伏发电专用逆变器技术条件》或 NB/T 32004-2018 《光伏发电并网逆变器技术规范》、IEC 62109 《光伏发电专用逆变器的安全》、更高标准的规范要求等。

所供设备需提供按照 CGC/GF004:2011 《并网光伏发电专用逆变器技术条件》或 NB/T 32004-2018 《光伏发电并网逆变器技术规范》完成的金太阳或 CQC 认证型式试验报告和证书；按照 IEC62109-1 、 IEC62109-2 、 IEC61000-6 由 TUV 测试的安全、电磁兼容型式试验报告。

5.2.4 低电压穿越测试的特殊说明

所供设备必须具备低电压穿越功能（包括平衡穿越和不平衡穿越）并出具权威机构按照 GB/T 19964-2012 《光伏电站接入电力系统技术规定》或 GB / T 37408-2019 《光伏发电并网逆变器技术要求》、GB / T 37409-2019 《光伏发电并网逆变器检测技术规范》所做的低电压穿越检测报告及其结论（包括平衡穿越和不平衡穿越）或其他第三方根据同等或更高标准出具的检测证书。

5.2.5 光伏并网逆变器的绝缘耐压性能

(1) 逆变器绝缘电阻

光伏组串式并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地以及输入电路与输出电路间的绝缘电阻不小于 $1M\Omega$ 。绝缘电阻只作为绝缘强度试验参考。

(2) 逆变器绝缘强度

光伏组串式并网逆变器的输入电路对地、输出电路对地以及输入电路与输出电路间能承受 50Hz、2000V 的正弦交流电压 1min，且不击穿、不飞弧，漏电电流 $<20mA$ 。

5.2.6 光伏并网逆变器的监控系统及防护要求

(1) 控制系统的供电要求

并网逆变器的控制系统应具备自供电方式，自供电方式是指并网逆变器直接从逆变器直流侧和交流侧同时取电的双路冗余供电方式，逆变器本地监控系统要求夜间能够读取数据。

(2) 控制设备基本要求

并网逆变器的控制系统应采用高性能的 DSP 控制芯片，反馈环节应采用低温漂、高精度、宽温度范围的高品质传感器（传感器的带宽和实际检测精度必须满足控制要求），模数和数模（如有）转换环节应采用高精度的高速 AD/DA（如有）。

并网逆变器内的所有 PCB 电路板都必须做优质、可靠、全面的三防处理。

控制系统应能稳定、快速的实现最大功率点跟踪和输出波形质量控制，以确保并网逆变器获得最大的功率输入并输出预期的正序正弦波电流。

组串式逆变器必须对接入的每路光伏电池组串进行智能监测，包括电流，电压，实时功率，绝缘监测，故障告警，并将数据上报电站监控系统。

(3) 通信

并网逆变器成套装置应提供标准的通讯方式。

故障信息应实时传送，所发信息必须清晰、准确，不能发送用户看不懂故障代码。

为满足监控系统要求，推荐逆变器夜间也能够采集运行数据和工作状态并将数据上报电站监控系统。

(4) 并网逆变器的启动及同步

并网逆变器应根据日出及日落的日照条件，实现自动开机和关机。并网逆变器启动运行时应确保光伏电站输出的有功功率变化率不超过所设定的最大功率变化率。

并网逆变器应具有自动与电网侧同步的功能；并网逆变器应能够与监控系统的基准时间对时。

（5）并网逆变器的人机接口

组串式并网逆变器面板设置 LED 指示灯，通讯采用 WLAN/蓝牙通讯，逆变器侧 USB 口已插入 WLAN/蓝牙模块，通过手机 APP 可近端监控智能逆变器运行状态，包括逆变器的主要运行参数、状态、故障信息、历史发电量和瞬时发电量等所有运行和历史信息。

（6）并网逆变器的显示及故障报警

显示屏的显示参数主要包括（但不限于此）：直流电压、直流电流、直流功率、交流电压、交流电流、并网逆变器机内温度、时钟、频率、功率因数、当前发电功率、日发电量、累计发电量、每天发电功率曲线等。

故障信号包括：电网电压过高、电网电压过低、电网频率过高、电网频率过低、电网电压不平衡、直流电压过高、并网逆变器过载、并网逆变器过热、通讯失败、绝缘故障、残余电流流保护等。

并网逆变器应采用光报警的方式来向本地操作、运维人员发出故障提示信号。

（7）并网逆变器的历史数据采集和存储

在并网逆变器的寿命期内，逆变器应能够以日、月、年为单位连续存储运行数据和故障记录等，其中故障、报警、异常事件等信息的准确度需精确到秒。所有故障（故障信息、故障发生次数、总的持续时间和发生日期、月和累计的；内存容量需能储存超过 12 个月的资料）。

（8）发射要求

光伏组串式并网逆变器连接到电网后，正常运行时的电磁发射不应超过 GB17799.4 规定的发射限值。

光伏组串式并网逆变器静电放电抗扰度应符合 GB/T 17626.2 标准抗扰度等级 3 的要求，即空气放电 8kV 和接触放电 6kV,试验结果应符合 GB/T 17626.2 标准第 9 条中 b 类要求。

光伏组串式并网逆变器射频电磁场辐射抗扰度应采用 GB/T 17626.3 试验等级 3 的要求，试验场强 10V/m，试验结果应符合 GB/T 17626.3 标准中 a 类要求。

光伏组串式并网逆变器电快速瞬变脉冲群抗扰度应采用 GB/T 17626.4 试验等级 3 的要求，电源端 2kV,信号控制端 1kV,试验结果应符合 GB/T 17626.4 标准中 b 类要求。

当光伏组串式并网逆变器电源端口施加 1.2/50us 的浪涌信号，试验等级为线对线 ±1kV，线对地 ±2kV，试验结果应符合 GB/T 17626.5 标准中第 9 条 b 类的要求。

射频场感应的传导骚扰抗扰度：

光伏组串式并网逆变器传导抗扰度应采用 GB/T 17626.6 中试验等级 3，试验结果应符合 GB/T 17626.6 标准中 a 类要求。

电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度：

根据光伏组串式并网逆变器的预期工作环境，按 GB/T 17626.11 中附录 B 的规定选择试验等级，光伏组串式并网逆变器应能承受所选试验等级的电压暂降、短时中断和电压变化的抗扰度试验。

(9) 光伏组串式并网逆变器的监控内容

作为控制系统一部分的监测系统至少应采集和显示下列内容：

逆变器的状态；

逆变器的日、月、年和累计的、以小时为单位的运行时间值；

电网正常运行的小时数；

逆变器正常运行的小时数；

发电小时数；

故障小时数；

逆变器的以 kWh 为单位的发电量（日、月、年和累计的）；

交流侧频率、三相电压和电流；

直流侧母线电压、电流、直流输入功率；

有功功率（kW）；

无功功率（kvar）；

功率因数 $\cos\phi$ （包括实时数据以及功率因数曲线，以月统计值储存）；

逆变器效率；

发电功率曲线；

所有故障（故障信息、故障发生次数、总的持续时间和发生日期、月和累计的；内存容量需能储存超过 12 个月的资料）；

逆变器机内温度；

要求对所有监测资料编制成一定格式的文件，从而能直接调用独立的资料记录系统，应当推荐一个合适的调用接口。

逆变器应具有相应至少具有 1 个 RS485 通讯接口和 1 个标准以太网接口，能够向监控系统等远程监控设备传输数据。

（10）防止电接触

逆变器的电气系统应便于运行、试验、检查、维护。电气系统的设计应当保证人员的安全，及防止其他动物可能由于直接或间接接触系统的带电部件所带来的危险，所有带电部件应当有绝缘材料遮蔽，或用合适的屏蔽方式隔离。

间接接触电气系统的导电部件应具有防止漏电的保护措施。

（11）电器设备的外壳

防止受气候影响的电器设备外壳应同时能防雨雪、防寒、防沙尘、防阳光照射。门和盖板应配有专用的锁具，以保证在关闭位置上能安全地闭合。应当满足 IEC 或同类标准最低规定的要求。所有外壳应当得到合理的防护，布置的位置尽可能减少其暴露在雨水中的可能。在外壳的门为维护或操作而开启时，要注意防止雨水的溅入。

（12）电气布线

逆变器电气系统部件间的布线特性须符合 IEC227, 245, 287 或相当标准，具体位置和导线需考虑在安装和运行期间承受的应力。

导线布置应避免在不同额定电压情况下因导线间的接触产生的过电压。

不同耐热等级导线不得在同一导线管内运行，除非每根导线的电流密度不大于允许的最低耐热等级。

所有的电缆终端都要接在带有环的端头或安装到接线板。电缆端均须有识别标签或彩码。逆变器的彩码对所有逆变器必须统一。所有的电气连接均要符合 IEC 标准。

（13）接地

每台逆变器都应当按逆变器制造厂家推荐的和 IEC 标准提供的接地布置。所有电器框架都要有效的接地。

（14）雷电保护

逆变器和相关设备应当加以适当保护，以防遭到雷击和由雷电引起的过电压破坏。逆变器设备必须防止有害的电压瞬态，应当采用过电压保护设施的先进方式。

保护装置应保证逆变器能够承受雷击，保障逆变器在运行期间处于安全状态。逆变器的避雷器等相关设备与接地网可靠连接。避雷器要符合或超过 IEC 标准的要求。然而，如果受现场条件限制，必须采取高于可用标准的措施并应同时考虑当前的技术水平。

因过电压往往产生于外部电网或就地设备，逆变器和控制系统的雷击和电气故障保护应在逆变器和控制系统的互相连接处设置冲击电容器和避雷器。

5.2.7 光伏并网逆变器的工艺要求

选用质量可靠的输入输出端子，需充分考虑电缆的安装与固定。

箱体结构安全、可靠；设计与安装应便于维护及拆装。各元件板应有防尘装置，防护等级严格满足 IP65，箱体设计应考虑通风、散热-。备满功率工作时，在最严酷的工作条件下，关键部件的最高温度应低于部件标称承受最高温度 5℃；

光伏并网逆变器箱内应有保护接地。

并网逆变器能够单面（正面）维修。

5.2.8 光伏并网逆变器的关键元器件

直流输入 EMI 滤波器：

逆变器直流输入侧应配备高品质 EMI 滤波器，直流输入 EMI 滤波器必须能够满足逆变器在最低直流输入电压、100%负载、+55℃环境温度、额定工作海拔高度等条件下长期安全、稳定工作的要求。

直流母线支撑电容：

逆变器的直流侧支撑电容器必须采用国际知名品牌的优质产品，投标方应在投标文件中明确标明电容类型（金属薄膜电容）、单只电容量、总电容量、电容存储温度、电容运行温度、电容器额定电压、单只电容纹波电流承受能力、整电容纹波电流承受能力等关键信息。其中，金属膜电容器的运行温度范围不能小于-40℃~+85℃，电解电容器的运行温度范围不能小于-40℃~+105℃。

IGBT/MOSFET：

投标产品中使用的 IGBT、MOSFET 等电力电子器件应为进口产品。投标方应明确提供 IGBT、MOSFET 的生产厂家、规格型号、额定电压、额定电流、运行温度范围、使用数量、驱动电路板（或核心驱动芯片）供应商等关键信息。

逆变器交、直流侧防雷：

逆变器交、直流侧必须按照逆变器的实际输出电压配置交流避雷器，逆变器交直流侧具有二级防雷保护等级 SPD，并具备信息上传功能，交、直流避雷器的具体技术参数如下：

额定工作电压：投标方填写

动作电压：投标方填写

保护电压水平：投标方填写

标称放电能力： $\geq 10\text{kA}$

最大放电能力： $\geq 20\text{kA}$

投标逆变器必须配置国内外知名品牌的高品质光伏 Type II 级防雷器，防雷器的标称通流容量不低于 20kA，最大通流容量不低于 40kA，运行环境温度范围不小于 -40°C ~ $+85^{\circ}\text{C}$ 。光伏专用防雷器必须具备防雷器失效保护电路。

配置光伏专用直流防雷器，防雷器应选用知名、可靠性高品牌，防雷器具备正负极对地和正负极之间的雷电防护功能。防雷器应具有脱离器和故障指示功能。光伏专用直流防雷器有状态指示节点，通过状态指示节点向监控通信设备提供防雷器的工作状态。配有雷电计数器。

并网逆变器的电压、电流传感器：

并网逆变器的电压、电流传感器应采用国际知名品牌的低温漂、高精度、抗干扰、宽温度范围的高品质产品。

直流输入开关、交流输出继电器：

逆变器直流输入侧必须装有直流开关，在维护时起到双重保护功能。交流输出须具有可靠的保护、操作开关，以保证电网故障时能准确的跳脱，保证设备以及人员安全，以上两者须采用-国内外知名品牌产品。

逆变器的技术参数如下表 1 所示。

5.3 结构要求

- 1、逆变器采取支架式或挂墙安装，防护等级 IP65；
- 2、逆变器自身配套相应挂板，挂板便于安装且牢固；
- 3、机壳涂层表面平整光滑，漆面匀称，无剥落、锈蚀及裂痕等缺陷；
- 4、显示界面具有按键功能，工作人员可随时翻看所需运行数据；
- 5、逆变器镶有设备的铭牌。

6、逆变器进出线采用下进下出的引线及连接线方式。逆变器应预留足够的接线端子、接线空间，进出线口应采取一定的防水防尘措施。逆变器进线口及端子应满足 H1Z2Z2-K-1x4 mm² 电缆接入，正负极 MC4 插头由厂家提供，出线口及端子强度应满足 ZC-YJLY23-1.8/3-3×300mm² 及以下电缆接入，满足 3kV 户外冷缩式电缆终端及国标接线端子的接线空间，同时逆变器设计有电缆抱箍机械强度能防止母排端子被电缆拽下的防下坠措施。

5.4 备品备件及易耗品

5.4.1 五年的备品备件及易耗品

投标方应提供在品种和数量上足够使用为期二年的备品备件及易耗品。

投标方提供备品备件及易耗品的品种和数量应根据本项目的规模及自然环境特点、投标设备的性能、以及投标方在以往项目中所获得的经验来确定。

投标方提供的备品备件及易耗品应与逆变器同时交付，并应按与投标书同时提交备品备件、易损件及消耗品分项投标表（5年）实施。

5.4.2 缺陷责任期内的备品备件及易耗品

投标方应及时负责免费更换五年缺陷责任期内的损坏部件。如果投标方使用了业主的备品备件和易耗品，投标方应及时补足。在五年缺陷责任期末，备品备件和易耗品应得到充分补足，即补足后的备品备件和易耗品的数量应符合合同清单中的备品备件和易耗品总量。对于五年备品备件及易耗品清单中未有的备件及易耗品，应在缺陷责任期间按缺陷责任期内实际用掉的数量及时免费补足（即：投标方须承担所有费用，包括运费、保费、关税、装卸货费、内陆运输费）。

5.4.3 缺陷责任期外备品备件的供应

缺陷责任期结束后，如业主需要，投标方应按合同附件中列明的单价向业主提供备品备件、工具和技术服务。质保期满后，招标方需要购买任何一种备品备件及易耗品时，投标方须按不高于其投标文件中报价的价格提供给招标方。

缺陷责任期结束后，如果投标方停止生产这些零备件，应提前 6 个月通知业主，以便使业主做最后一次采购。在停产后，如果业主要求，投标方应在可能的范围内免费帮助业主获得备品备件的图纸和技术规范。

5.4.4 备品备件的品质

所提供的全部备品备件及消耗品应能与原有部件互相替换，其材料、工艺和构造均应相同。

备件应当是新的，而不是修理过的或刷新过的旧产品。投标方应当在 2 年缺陷责任期末提供一份备品备件清单，以使业主尽量在国内采购而取代进口。所有备品备件和消耗品的包装和保管都要适用于在光伏电场的长期贮存。

5.4.5 备品备件供应的及时性

投标方应保证具有及时提供备品备件的能力，其备件应在 5 日内运抵现场。

5.5 专用工具

投标方应提供用于运行和维护、安装吊装所需的完整的、崭新的工具。

第六章技术资料

6.1 投标方应提供的技术资料(应提供各投标机型的相关资料，可根据具体情况适当简化，对中标人要求提供以下资料)。

6.1.1 投标方应提供必要的技术文件，全面完整地介绍逆变器技术的先进性、可靠性以及设计的思路和特点。

6.1.2 技术文件至少应包括以下内容：

- 设计特点及外形结构图；
- 逆变器的技术说明及其所有部件的详细介绍（输入直流开关，IGBT，直流母线电容，交流滤波电容，DSP 控制芯片，残余电流保护装置，直流电流检测传感器，交流电流检测传感器，雷电保护系统等）；
- 噪音及电气特性；
- 标准功率曲线及测试报告的复印本；
- 电网连接说明；
- 主要零部件清单；
- 技术标准列表；
- 实际的运行数据；
- 基础技术规范；
- 技术图纸，包括：接线图和主接线图（标准电路图）；
- 部件结构图。

6.1.3 逆变器各部分的操作说明及系统示意图，包括：

- 逆变器的详细技术参数一览表；
- 整机全部传感器的布置图、接线图及说明书；
- 整机自动控制系统的方框逻辑示意图；
- 输入输出信号一览表；
- 保护、越限整定参数一览表；
- 事故报警信号一览表；
- 全部电气系统的操作说明书；
- 防雷接地装置的布置图及验收技术要求标准。

6.1.4 投标方应提供的业务文件

投标文件内应附上的业务文件：

- 售后服务；
- 备品备件、易耗品、专用工具详细清单，包括制造厂家、型号、数量、价格、替代厂家；
- 偏差表。

投标方还应在投标文件中书面说明其偏差原因。偏差的内容应尽量详细以便招标方全面评估投标文件。没有申明的偏差（不在偏差清单中予以申明）将不予以接受，而且招标方在评标和授予合同时对该偏差不予承认。如果偏差表中没有偏差内容，将视为投标者已全部接受了招标文件的条款和要求，没有任何限制，而且对招标文件的理解正确并认可招标文件内容。在授予合同时，招标方保留接受或拒绝任何偏差的权利，只有接受的偏差才对招标方有约束力。

6.2 合同签订后应提供的技术资料

投标方所提供的各种技术资料（10 套纸质文件和 2 套电子文件）须满足招标方设计、安装、调试、运行、维护的需要，如果招标方认为所提供的技术资料无法满足需要，提出补充要求时，投标方应及时（招标方提出要求后两周内）免费予以补充提供。

6.2.1 在双方商定的期间内，投标方应按时提供（但不限于）如下资料：

序号	项目	提交时间
1	合格证	同设备交货期
2	设备制造厂的检验和试验报告	同设备交货期
3	运输、安装、调试、运行及维护说明书	同设备交货期
4	装箱清单	同设备交货期
5	散件清单	同设备交货期
6	其他	同设备交货期

6.2.2 提供逆变器的所有部件清单及其各部件的技术资料，包括：原理说明书、参数、技术图纸等，并阐明其生产厂家、原产地。

6.2.3 提供逆变器组内部接线图及元件参数

6.2.4 提供安装、调试、运行操作手册

6.2.4.1 提供逆变器安装调试所需要的技术文件、图纸和试验准则。

6.2.4.2 在逆变器开始安装的前 3 个月，投标方应向业主提交中文版本及-的运行操作手册。内容包含：控制系统的说明，错误信息的解释，安全措施，事故防范守则，所有操作和指示元件(开关、按钮、灯光、测量计数仪器等)的功能说明及操作模式，每季或一

定时间需要使用或停止使用的部件和功能部件的说明。

6.2.5 提供维护检修手册

目的是让运行维护人员了解日常维护所必要的信息。维护检修手册必须完整地包含电气接线图、各个部件的图纸，以及逆变器定期维护清晰、详尽的要求及操作指南，还应包括检修期间的安全和事故防范措施及注意事项。

维护手册应规定易损零件磨损更换标准。

维护手册还应至少包括：

对逆变器分系统的描述以及操作要求；

返修程序；

维护检查周期和程序；

预定的维护时间间隔；

保护系统功能检查程序；

完整的布线图和内部接线图；

拉索检查预紧周期表，螺栓检查预紧周期表；

诊断程序和故障排除说明；

备件表；

现场组装图、安装图；

工具清单。

第七章设备性能的考核及验收

7.1 外观检查

对柜体式样、外形尺寸及工艺结构尺寸，以及柜内元器件选型、设备布置、布线、电装工艺、表面涂层等进行目测或量测，确定是否符合本技术条件要求，做好记录。

7.2 试验

a) 投标方在下列情况下应进行型式试验：

新产品鉴定

正式生产后，结构、材料、工艺有较大改变足以影响到设备性能时。

批量生产的产品，每隔 3 年进行一次型式检验。

产品停产 2 年以上再次生产时。

国家质量监督机构提出进行型式检验的要求时。

进行型式检验的样品，应在经过出厂检验合格的产品中随机抽取，其数量为 2 台，按 GB/T 2829 标准规定进行。抽样采用判别水平为 I 的一次抽样方案，产品质量以不合格数表示，不合格质量水平取 $RQL=120$ 。投标方在技术规范签订后 3 天内提供最新的型式试验报告。

b) 出厂试验

投标方供货光伏并网逆变器的型式试验报告或认证报告与出厂试验项目如下表，如有差异请说明。

序号	实验项目	型式检验	出厂检验
1	机体结构和质量检查	√	√
2	转换效率试验	√	√
3	并网电流谐波试验	√	√
4	功率因数测定及调节试验	√	
5	电网电压响应实验	√	
6	电网频率响应实验	√	
7	直流分量试验	√	
8	电压不平衡度实验	√	
9	噪声试验	√	
10	防孤岛效应保护试验	√	√
11	电压暂降、短时中断和电压变化的抗试验	√	
12	过/欠压试验	√	√
13	过/欠频试验	√	√
14	恢复并网试验	√	
15	交流侧短路保护试验	√	
16	逆变器内部短路试验	√	

序号	实验项目	型式检验	出厂检验
17	防反放电保护试验	√	
18	极性反接保护试验	√	
19	直流过载保护试验	√	√
20	直流过压保护试验	√	√
21	通讯功能试验	√	√
22	自动开关机试验	√	√
23	软启动试验	√	√
24	绝缘电试验	√	√
25	绝缘强度试验	√	
26	低温启动及工作试验	√	
27	高温启动及工作试验	√	
28	恒定湿热试验	√	
29	防护等级试验	√	
30	有功功率控制试验	√	
31	自动电压控制试验	√	
32	电压/无功调节试验	√	
33	温升试验	√	
34	方阵绝缘阻抗检测试验	√	√
35	方阵残余电流检测试验	√	√
36	连续工作试验	√	
37	功率因数控制试验	√	
38	有功功率控制试验	√	
39	老化试验	√	√

第八章现场技术服务、技术培训和设计联络

8.1 现场技术服务

投标方现场技术服务的目的是使所提供的设备能够安全、正常的投入运行；在投标方与业主签订合同时，应提供现场服务计划表（人、月数）；在工程实施期间投标方追加的人、月数不再发生费用。

8.2 现场技术服务人员的工作内容

8.2.1 设备的催交、货物的开箱检验、质量问题的处理、设备索赔证书确认签字等。

8.2.2 指导安装、负责调试和试运行，参加性能的试验和验收，并负相应的督导责任。

8.2.3 双方和安装单位共同制定安装进度计划并对现场的电气设备试验、油品试验及机械设备检查负责。投标方全面负责逆变器的调试及试运行，并提供一份电量及非电量的整定值参数表。在整台机组安装和调试完成后提供调试报告。

8.2.4 在安装和调试前，向招标人进行技术交底，介绍将要进行的程序和方法。

8.2.5 编制和提交所供设备在 2 年质量保证期内的服务计划，并按计划完成 2 年质量保证期内的服务。

8.2.6 投标方现场技术服务人员的工作费用自理，招标人在生活和交通方面提供方便。

8.3 培训

8.3.1 为了使设备能够正常的安装和运行，投标方有责任提供相应的技术培训，培训内容和时间安排应符合工程进度需要。

8.3.2 投标方负责对招标人技术人员进行安装调试、运行维护、检修等培训。培训材料应包括：设备的详细介绍、部件清单和安装、维修和维护手册。培训包括但不限于工厂培训、现场培训。投标方在投标书中应列出人员培训内容和计划，培训时间、地点、人数等内容由双方商定。

培训内容和计划表

培训内容	计划人日数	教师职称	教师人数	地点	备注

8.3.3 招标人培训人员在培训期间的培训、资料等费用由投标方承担。

8.3.4 培训目的

培训要达到如下目的：

使受训者掌握制造商逆变器的详细知识、结构及部件；

能使用所提供的手册和资料；

能配合逆变器的安装；

能够对逆变器进行日常和其他定期的维护；

能够根据制造商的要求进行周期性的检查；

能够进行故障查找，进行一般性故障维修；

能够掌握备品备件的识别和管理（储存、文档记载和备品备件序号等），使维修人员能够根据维修手册的帮助，联络制造商的服务部门并订购必要的零部件。

培训结束后，投标方对每一位参加者出具证书，说明受训者已掌握培训内容，达到培训目的。

8.4 设计联络

项目业主和投标方之间将举行设计联络会议，以讨论有关具体要求、澄清技术规范中的疑问，并进行必要的协调工作，会议时间及次数根据工程需要确定。

每次会议都要签署会议纪要，会议纪要由招标人负责，讨论的项目和结论用中文书写，经双方复核签字后发给与会者。工程监理将参加会议。

设计联络会的会议准备、会议设施和安排及会议文件资料、补充研究或试验等工作由投标方负责。

第九章 试验、监造和检验

9.1 投标方实施的试验和检验

投标方或制造厂家应当按认定的质量保证程序制造合同设备，并根据内部试验程序实施规定的试验和检验，试验程序应当符合普遍可接受的标准。在实施之前，应当向招标方提交试验和质量保证程序。投标方应当提供相应的质量保证和控制文件，包括检验记录，型号测试和/或试验证书。投标方应当在设备出厂之前向招标方提交质量保证和控制文件。除了质量保证核对清单和试验证书之外，文件中还应包括设备主要部件的详细规范。

9.2 监造

- (1) 招标方有权对投标方在国内生产的合同设备（及主要部件）进行监造。
- (2) 重要部件的原材料在加工前需由监造代表确认（规范书见证）后方可投料。
- (3) 设备规范书见证和现场见证资料需在见证前 10 天内提供给招标方监造代表。
- (4) 投标方在设备投料前提供生产计划，每月第一周内将加工计划和检验试验计划书面通知监造代表。
- (5) 招标方监造代表有权查阅与监造设备有关的技术资料，投标方应积极配合并提供相关资料的复印件。
- (6) 合同设备的重要部件和专用部件未经招标方允许，投标方不得擅自调换，否则造成的一切损失均由投标方承担。
- (7) 招标方监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况。
- (8) 投标方应给招标方监造代表提供专用办公室及通讯、生活方便。
- (9) 投标方应在现场见证前 10 天以书面形式通知招标方监造代表。
- (10) 监造方式及监造内容

9.3 开箱检验

- (1) 设备运抵现场之后的 10 天之内，招标方将进行开箱检验，主要检验涉及合同设备的外观、规格、数量和重量；
- (2) 招标方将事先告知开箱检验计划，并在开箱检验 7 天之前通知投标方确切的开箱时间。如果投标方的代表未能在开箱检验时抵达，招标方可在投标方代表缺席的情况下进行开箱检验，并视同投标方同意开箱检验结果。集装箱运输时，开启和关闭集装箱不应被认作是开箱检验。
- (3) 如果在运输和/或开箱检验过程中发现设备短缺，缺陷和损坏，或其他不符合交付

设备合同的情况，投标方应在 7 天内进行免费更换，否则招标方可依照第三方（如监理方）提供的依据向投标方提出索赔。

9.4 安装、调试、试运行期和质量保证期的检查

如果在安装、调试、试运行期和/或质量保证期发现设备有缺陷，原因是因为、但不局限于潜在的缺陷或使用了不当材料，招标方可向投标方提出索赔要求。如投标方有异议，可自行组织第三方检验，应允许招标方参加，相关费用由投标方自行负责。

在整个检验过程中，如果发现投标方提供的技术标准不完整，招标方有权根据招标方所在国当前有效标准和/或其他被招标方认为适合的标准实施检验。

9.5 运行验收

安装调试结束，逆变器进行试运行，当最后一台逆变器完成验收后，根据合同条款要求，合同设备进入质量保证期。

9.6 性能验收试验

投标方应负责按合同规定对机组进行性能验收试验，并使机组达到相关的性能保证指标。投标方应在性能验收试验开始前至少提 15 天，编制并向招标方提交性能验收试验方案、计算方法和详细步骤供招标方批准。在任何性能验收试验开始日前，投标方应与招标方共同协商性能验收试验的名称、开始日及日程安排。

任何一台机组在性能验收试验中实际测得的性能指标未达到达到合同规定的性能保证指标造成招标方损失的，由投标人负责赔偿。

第十章技术规范要求附件

附件-1 产品说明一览表

投标方可根据自己情况，充分提供能够说明投标机型技术性能的资料。

表 1 单台逆变器的总体技术数据（各投标机型应单独成表）

序号	名称	要求值	设备参数值	备注
	生产厂家			
	逆变器型号			
1	逆变器额定输出功率	不小于 300kW（应满足海拔 1600m 正常使用，无需降容）		
2	逆变器效率			
(1)	最高转换效率	≥99%		
(2)	中国效率（加权平均效率）	≥98.4%		
3	逆变器输入参数			
(1)	最大输入电压	1500V		
(2)	MPPT 电压范围	不小于 DC500-1500V		
(3)	最大直流输入电流			
(4)	最佳工作电压			
(5)	输入回路数			
4	逆变器输出参数			
(1)	额定输出电压	0.8kV		
(2)	输出电压范围			
(3)	输出频率要求	50±1%HZ		
(4)	功率因数	-0.8~+0.8		
(5)	最大交流输出电流			
(6)	总电流波形畸变率	<3%（额定功率）		

序号	名称	要求值	设备参数值	备注
5	冲击耐受电压			
(1)	直流侧	8500V		
(2)	交流侧	8000V		
6	防雷能力			
	直流侧			
(1)	标称放电电流	$\geq 10\text{kA}$		
(2)	残压	$< 4.0\text{kV}$		
(3)	最大持续电压	$> 1800\text{V}$		
(4)	极数	投标方填写		
	交流侧			
(1)	标称放电电流	$\geq 10\text{kA}$		
(2)	残压	$< 1.5\text{kV}$		
(3)	最大持续电压	$> 1800\text{V}$		
(4)	极数	3P+N		
7	防护等级	IP65		
8	噪音	$\leq 65\text{dB}$		
9	平均无故障时间	$> 10\text{年}$		
10	要求的电网形式			
11	逆变器功率损耗			
(1)	工作损耗（包括通风照明等自用电）			
(2)	待机损耗/夜间功耗	$< \text{额定功率的万分之一}$		
12	自动投运条件			
13	断电后自动重启时间			

序号	名称	要求值	设备参数值	备注
14	隔离变压器（有/无）	无		
15	接地点故障检测（有/无）	有		
16	保护功能			
(1)	过载保护（有/无）	有		
(2)	反极性保护（有/无）	有		
(3)	过电压保护（有/无）	有		
(4)	其它保护（请说明）	短路保护、孤岛效应保护、过温保护、交流过流及直流过流保护、直流母线过电压保护、电网断电、电网过欠压、电网过欠频、光伏阵列及逆变器本身的接地检测及保护功能等		
17	工作环境温度范围	-40℃ ~ +60℃ ， 满载 MPPT 电压范围内可长期满载运行的环境温度-40℃ ~ +50℃；		
18	相对湿度			
19	满功率运行的最高海拔高度			
20	防护类型/防护等级	不低于 IP65		
21	散热方式			
22	重量			
23	机械尺寸（宽×高×深）			

序号	名称	要求值	设备参数值	备注
24	通讯接口			
25	工作电源是否需要外接	不需要		

投标方代表签字盖章：

表 2 元件技术参数表

序号	名称	数量	参数			
			生产厂家		存储温度	
1	输入直流开关		规格型号		运行温度	
			额定电压		是否电操	
			额定电流		电子式脱扣器型号	
			脱扣器额定电流			
2	IGBT		生产厂家		存储温度	
			规格型号		运行温度	
			额定电压		驱动芯片	
			额定电流			
3	直流母线电容		生产厂家		电容量	
			规格型号		电容类型	
			额定电压		单只电容量	
			额定电压		串并联数量	
			存储温度		数量	
			等效串联电阻		110%负载时的最大温升	
			运行温度			
4	交流滤波电容		生产厂家		电容量	

			规格型号		电容类型	
			额定电压		单只电容量	
			额定电压		串并联数量	
			存储温度		数量	
			等效串联电阻		110%负载时的最大温升	
			运行温度			
5	直流避雷器		生产厂家		标称放电能力	
			规格型号		最大放大能力	
			额定电压		储存温度	
			保护电压水平		运行温度	
			动作电压		最大接线端子截面积	
6	交流避雷器		生产厂家		标称放电能力	
			规格型号		最大放大能力	
			额定电压		储存温度	
			保护电压水平		运行温度	
			动作电压		最大接线端子截面积	
7	DSP 控制芯片		生产厂家		工作频率	
			规格型号		运行温度范围	
			AD 位数		数量	
			是否配置 CPLD			
8	残余电流保护		生产厂家		检测范围	

	装置		规格型号		动作阈值	
			存储温度		数量	
			运行温度			
9	直流电流检测 传感器		生产厂家		电流检测范 围	
			规格型号		电流检测精 度	
			存储温度		带宽、数量	
			运行温度			
10	交流电检测传 感器		生产厂家		电流检测范 围	
			规格型号		电流检测精 度	
			存储温度		带宽、数量	
			运行温度			
11	交流接触器 (继电器)		生产厂家		存储温度	
			规格型号		运行温度	
			额定电压		是否电操	
			额定电压			

表 3 防 PID 模块技术参数表（投标方填写）

序号	名称	参数			
		设备名称	型号及参数	生产厂家	
1	防 PID 模块				

附件-2 技术规格偏差表

投标方要将投标文件和招标文件的差异之处汇集成表。技术部分和商务部分要单独列表，商务条款偏差表见招标文件III格式与附表。

序号	招标文件 条目号	招标规格	投标规格	响应/偏离	说明

投标方需要说明的其它问题。

第十一章其它要求

11.1 并网逆变器供货方需委托第三方重新对本项目逆变器进行低电压穿越、高电压穿越、高低压连续穿越性能测试、频率适应性等检测内容，并出具国网认可的第三方校验报告，委托方必须填写为建设单位：粤电莎车综合能源有限公司，此校验检测费用已包含在合同价格中。报告需整理归档完毕后原件整体移交项目现场。

11.2、逆变器避雷器等相关设备需直接与主地网连接，需符合《电气装置安装工程 接地装置施工及验收规范》GB 50169-2016 第 4.2.10.1 款的规定，设计制造需保证柜内接地母排能与主地网直接连接，低压控制及通讯柜内需预留电缆铠装层通讯线屏蔽层的接地铜排，保证电缆铠装屏蔽层都能可靠接地。设备的接地与等电位接地设计制造

需符合国网及相关标准要求。

11.3、正常缺陷质保期从工程试运和移交生产验收证书签发日开始计算。逆变器要求具有故障数据自动记录存储功能，存储时间大于 10 年，平均无故障时间不低于 5 年，使用寿命不低于 25 年，质保期不低于 5 年。技术维护服务期限不低于 5 年。

11.4、质保期内设备发生故障或异常，承包人接到口头通知后 2 小时内作出反馈，若相关技术人员 48 小时内未到场处理，给发包人造成的损失电量从质保金扣除。

11.5、投标方提供的逆变器设备应能满足发包人提出的性能及质量要求，当由第三方所做的性能试验证明投标方不能达到招标文件技术部分规定的技术指标，招标方将对投标方进行罚款。如果整个工艺过程不能满足投标文件、合同专用条款、技术协议或运行保证中所许诺的要求，则投标方应负责修理、替换或者处理所有的物料、设备或其它，以便满足考核要求。这部分费用由投标方负责（包括修理、替换或者处理、拆卸和安装所需要的人员费用）。在完成修理、替换或者其它处理后，整个工程应按合同约定重新进行试验，费用由投标人负责。在此之前的某些试验阶段，一些试验保证已经成功地被验证，如果由于修理、替换或者其它处理措施对已验证了的性能值产生可能的不利影响，则整个工艺系统还需要按所有要求重新试验，费用由投标方负责。因投标方技术工艺、性能指标达不到要求造成招标方损失的，由投标人负责赔偿。

11.6、逆变器的设计配套设备应满足国网及国网新疆电力有限公司的验收及接入要求，如因相关设备无法满足国网验收及接入要求，乙方因安排人员进行整改更换，由此产生的工期延误与业主方考核因由供货厂承担责任。

11.7、投标方供货设备应该满足国网新疆电力调度控制中心《关于印发新疆电网新能源场站和储能电站机电及电磁暂态建模实施方案的通知》要求，由投标方免费提供设备模型参数，配合相关工作，以保证满足设备接入要求，同时厂家对建模所提供设备模型参数的真实性负责，如因提供参数错误导致修改或重复建模则费用由厂家承担。

11.8、投标方供货设备应该满足《国家电网有限公司十八项电网重大反事故措施》、《防止电力生产事故的二十五项重点要求》等国家电网反措和关于设备制造执行强条的相关规范，如因供货设备无法满足反措及强条规范要求，投标方因安排人员进行整改更换，由此产生的工期延误与业主方考核因由供货厂承担责任。

11.9、因供货方自身或设备原因造成的软硬件设备损坏及性能显著下降责任归属供货方，供货方应在联调前对所有相关设备进行更换或修复。

11.10、投标方应无条件配合招标方完成新疆电网并网前技术监督评估、光伏发电建设

工程质量监督检查、国网验收工作及资料审查工作，如因投标方设备实体和资料不满足电科院、质监站、电力公司及相关规范要求，投标方应立即安排人员进行实体整改更换和资料整改补全，如因此产生的工期延误与业主方考核因由供货厂承担责任。

11. 11、逆变器的例行试验、型式试验、出厂试验和现场交接试验应符合相关标准的要求，包含但不限于技术协议中规定的相关试验项目，所有试验费用包含在合同价格中。

11. 12、投标人各项试验的结果满足技术规范要求，如有不符之处或达不到标准要求，投标人将采取措施处理直至满足要求，同时向发包人提交不一致性报告。投标人若发生重大质量问题将及时将情况通知发包人。由于投标人的过错而未能按时到场，则招标人有权自行进行设备装配和检验，因此损坏设备由投标人负责。

如果发现合同设备有缺陷和或与合同规定的规范不符时，招标方检验人员有权提出意见，投标方应充分考虑这些意见并采取必要的措施以消除合同设备的缺陷。当缺陷消除后，招标方应再次进行检验，由此引起的费用由投标人承担。

对于设备制造过程中如发生重大质量问题及制造缺陷，一经发现投标方将及时通知监造代表，不隐瞒。合同设备的重要部件和专用部件未经招标方允许，投标方不得擅自调换。发包人监造代表有权随时到车间检查设备质量生产情况，监造代表可根据生产实际情况增加监造项目或调整监造方式。

11. 13、光伏电站内逆变器等电气设备均须有明显的防触电措施及标识并上锁，非电站运行人员不得打开。设备标识和铭牌清晰、完善。标识如（高压室、操作室、熔断器室、低压室等）、铭牌（变压器、逆变器等）。

11. 14、施工过程中如发生逆变器损坏投标方因无条件提供备用新逆变器并运输到现场，保证招标方项目并网送电，如因投标方不作为不配合影响招标方项目并网送电，由此产生的工期延误与业主方考核由投标方承担责任。

11. 15、设备送电及并网调试阶段投标人现场技术服务人员必须到场对送电设备的安全情况进行检查。投标人接到口头通知后 2 小时内作出反馈，若相关技术人员 48 小时内未到场配合送电，招标方有权另委他人进行送电工作，如造成设备损坏由投标方承担责任。同时投标人需派出技术能力过硬的专业技术人员进行送电前的安全检查工作，如因投标方现场人员检查设备不仔细造成设备送电损坏由投标方承担责任。

11. 16、逆变器应满足工业和信息化部印发的《光伏制造行业规范条件（2021年本）》要求。

11. 17、招标方只接受一种型号设备，如因投标方供货两种以上型号设备，则超出一种

型号的建模费用由投标方承担。投标方需提供新能源光伏建模的全套单机模型，无条件配合招标方完成电网公司建模要求，厂家所有模型对招标方免费开源，招标方只用于本项目新能源光伏建模，以上所有建模费用已包含在合同总价。逆变器供货厂家负责与集控平台的数据接入，设备软硬件改造费用已含入合同总价。

11.18、需提供工器具清单

工器具清单					
序号	工具名称	规格、型号	单位	数量	备注
1	相序表	福禄克 (FLUKE)	台	1	送检
2	绝缘电阻测试仪 (电子)	福禄克 (FLUKE) F1535	块	1	送检
3	钳形表	FLUKE 福禄克 (F319 钳型表电流表, 电压范围 (40V-1500V))	块	1	送检
4	钳形表	福禄克 (FLUKE) T6-600/T6-1000 非接触式电压钳表 (0.01mA-300A) (10 块全用 T6-1000)	块	1	(10 块全用 T6-1000) (送检)
5	手持式测温枪	FLUKE 福禄克 (测温仪、FLUKEzF62MAX+)	把	1	送检
6	万用表	FULKE 17B	块	2	送检
7	FLUKE 福禄克非接触式试电笔	1AC-C2-II (200-1000V)	把	1	送检
8	红光笔	TriBrer (BML-205-30)	支	1	送检
9	万用表	FULKE 18B	块	2	送检
10	蓄电池内阻分析仪	Fluke BT521	台	1	送检
11	光纤故障测试仪	Gunrise 美国进口诺克 OTDR 光时域反射仪、光纤断点测试仪、光缆故障寻障仪、光纤长度检测仪 NK2230	套	3	送检
12	红外成像仪 (福禄克)	Fluke (TIS55+)	块	1	送检
13	钳形电流表	交直流 (0--1500A)	个	2	专用工具
14	数字万用表	交直流 (0--1500V)	个	2	专用工具
15	智能 USB-WLAN 适配器	华为逆变器	套	30	专用工具
16	抬手辅料包	华为逆变器	套	40	专用工具
17	保险丝底座手柄安装拆卸器	RT36 通用熔断器保险丝底座手柄安装拆卸器 RT16 NT00 NT1 NT2	个	5	

--	--	--	--	--	--

注：以上清单为必须提供的工器具清单，投标方应结合自身项目经验增加工器具清单内容，满足招标方运维期间基本的专用工具需求量，此部分已含入合同总价。以上工器具的送检和检测报告必须满足新疆电网及业主单位要求，工器具清单内设备需于并网前移交业主。

11.19、备品备件

本项目范围内承包人所提供的设备，易损件均应提供相应数量的备品备件，备品备件数量必须提供如下（包括但不限于以下，如有其它可在下面添加）：

序号	备品	单位	数量	备注
1	组串式逆变器	台	10	逆变器厂家
2	组串式逆变器支路开关	个	10	逆变器厂家
3	RS485 通讯模块	个	5	逆变器厂家

注：以上清单为必须提供的备品配件，投标方应结合自身项目经验增加备品备件清单内容，以满足招标方5年质保期内易损件的备品备件需求量，此部分已含入合同总价。

11.20、投标方新能源场站建模配合相关义务(包括但不限于以下内容)

新能源及储能仿真建模设备厂家配合工作说明

1. 技术资料提供

厂家提供技术资料如下：

(1) 逆变器控制器 RT-LAB 接入方案，包括机组参数信息和接口信息。

(2) 逆变器变流器控制策略说明、主控控制策略说明、PQ 运行特性说明以及功率-转速特性说明。

(3) 被测控制器关键技术参数表和高低电压穿越能力说明表，测试结束之前厂家应提交盖章版。

(4) 逆变器低穿、高穿型式试验报告，对于通过一致性评估方式获得高低穿型式认证的机组，需提供一致性评估报告、原始机型的型式试验报告。

2. 控制器及模型提供

(1) 逆变器厂家预应预先准备并提供主控和变流器控制器，控制器型号及参数应与现场一致，及其采样电路和驱动电路、DB37 接口板和连接线。

(2) 逆变器厂家应预先准备并提供 RT-LAB 硬件在环测试主电路拓扑。

(3) 逆变器厂家提供 ADPSS4.6 模型及动态链接库(windows 系统的*.DLL 与*.xml, linux 系统的.a 文件)。

3. 控制器厂家入场

(1) 逆变器厂家技术人员接收主控和变流器控制器，并验证物品齐备和完整性。

(2) 逆变器厂家人员负责控制器、采样电路和驱动电路的准备和接线，并完成控制器与仿真主机的可靠连接。

(3) 逆变器厂家人员负责确认控制器运行正常，PCS 控制器与仿真主机间的数据传输通道正常，能够通过控制软件对 PCS 完成指令下发。

(4) 逆变器厂家人员应具备调试经验、熟悉设备参数、接线方式、参数校正方法等操作内容，负责配合完成控制器与 RT-LAB 联合调试和 ADPSS 模型验证测试。

(5) 逆变器厂家研发人员应远程配合 ADPSS 模型的使用校验，协助完成参数调整及电磁暂态建模工作。

注：以上相关费用已含入合同总价。

11.21、关键设备供应商名录

设备和材料名称		关键设备供应商名录		说明	备注
		序号	厂家		
一	直流断路器	1	ABB 开关有限公司		
		2	施耐德宝光（陕西）电器有限公司		
		3	西门子工厂自动化工程有限公司		
		4	人民电器集团有限公司		
		5	GE (General Electric Company)		
二	浪涌防雷保护器	1	德国菲尼克斯电气集团		
		2	盾牌（德和盛电气(上海)有限公司		
		3	上海西岱尔电子有限公司		
三	交流断路器（1kV 以上）	1	ABB 开关有限公司		
		2	施耐德宝光（陕西）电器有限公司		
		3	西门子工厂自动化工程有限公司		
		4	许继电气股份有限公司		
		5	山东泰开真空开关有限公司		
		6	宁波天安智能电网科技股份有限公司		
		7	江苏云峰科技股份有限公司		
		8	广东必达电器有限公司		
		9	四川宝光电器设备有限公司		
四	交流断路器（1kV 及以下）	1	人民电器集团有限公司		
		2	常熟开关制造有限公司		
		3	江苏大全凯帆开关有限公司		
		4	上海良信电器股份有限公司		
		5	伊顿辉能低压电器（江苏）有限公司		
		6	ABB 开关有限公司		
		7	施耐德宝光（陕西）电器有限公司		
		8	西门子工厂自动化工程有限公司		

