# 光伏电站集中式、组串式和集散式逆变设计方案对比

首先介绍了目前光伏电站常采用的集中式、组串式和集散式三种逆变方案。然后从设备、发电量、防PID设计及其他性能方面对三种逆变方案进行综合比较。最后通过比较给出不同类型光伏电站逆变方案选择的方向及依据。作者旨在通过本文的介绍，帮助光伏电站投资者根据自身侧重点及电站具体情况选择更经济、高效和适合的逆变设计方案。

吴 琼[1] 董国伟[2] 谢小军[1]/1.西安热工研究院有限公司 2.华能山东发电有限公司

吴 琼/工程师

关键词/Keywords
光伏电站·
集中式逆变方案·
组串式逆变方案·
集散式逆变方案·

## 0 引言

近年来，随着石油、煤炭等矿石能源的日益匮乏[1]，可再生能源等绿色能源越来越多地受到世界各国的关注。太阳能光伏发电以其可再生、无污染、资源丰富、安装方便、不受资源分布及地域限制等优点成为了人们关注的焦点[2]。我国的光伏产业近10年来取得了长足的发展，目前，国内光伏装机容量已累计超过28 GW，并以每年10 GW的速度增长[3-4]。

光伏逆变器是光伏发电系统的主要部件之一[5]。我国光伏电站的逆变方案的选择主要有集中式、组串式和集散式。随着光伏并网要求的逐渐提高，例如2012年我国发布的国家标准GB/T 19964—2012《光伏发电站接入电力系统技术规定》中明确要求通过35 kV及以上电压等级接入电网的光伏电源必须具有一定的低电压穿越能力。如何选择安全、经济及合适的逆变方案已经成为业主们首要考虑的问题[6-8]。

文献[9]针对西北地区大型并网光伏电站的并网逆变器作了技术经济比较，从系统成本及发电量方面分析了集中式逆变器和组串式逆变器的优缺点。文献[10]分别对集中式、组串式和集散式等几种并网技术方案进行研究对比，对比内容包括安全性、建设成本、转换效率和维护性等。文献[11]从光伏并网逆变器的原理及现状入手，着重对光伏电站逆变器选型进行研究，结合工程实际案例，得出不同条件下的光伏电站并网逆变器的选型原则。文献[12]对大型地面光伏电站采用传统集中式方案存在的不足进行了分析，对比了组串式方案和集中式方案配置和优劣势。

本文旨在对三种方案在设备、发电量、防PID设计及其他性能方面进行分析对比，帮助光伏电站业主方根据电站具体情况选择更经济、更高效及更适合的逆变设计方案。

## 1 三种方案技术介绍

### 1.1 集中式逆变方案介绍

集中式逆变是较传统的方案，即电站的光伏组串经过汇流箱汇流，能量输送到逆变器后，再集中把电能从直流变换成交流。集中式逆变器通常使用单级两电平三相全桥拓扑结构，大功率IGBT和SVPWM调制算法，通过DSP控制IGBT发出两电平方波，通过*LCL*或*LC*滤波器滤波后输出满足标准要求的正弦波。

集中式逆变方案的逆变器功率等级

一般较高，目前主流用的是额定功率为500 kW的逆变器（也有630 kW和800 kW的逆变器），一般以1 MW作为一个发电单元，即1 MW的光伏组件功率分别输送到两台500 kW逆变器，再经过一个双分裂变压器把电能输送到主变压器，然后升压并网。总之，集中逆变方案是集中MPPT，集中逆变。其系统主要器件由光伏组件、直流电缆、汇流箱、逆变器、双分裂式变压器、交流配电和电网组成。集中式逆变方案如图1所示。

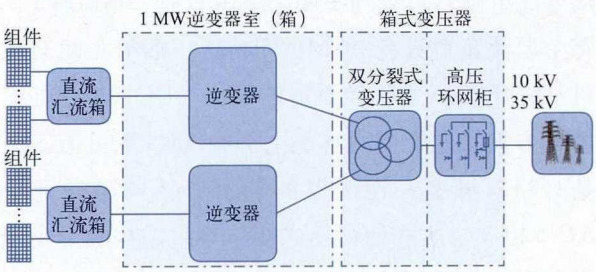



图1　集中式光伏逆变方案拓扑图

集中式方案的主要优势有：①逆变器数量少，便于管理；②逆变器元器件数量少，可靠性高；③谐波含量少，直流分量少，电能质量高；④逆变器集成度高，功率密度大，成本低；⑤逆变器各种保护功能齐全，电站安全性高；⑥有功率因数调节功能和低电压穿越功能，电网调节性好。

虽然集中式逆变方案是太阳能发电在我国发展初期的主流方案，经历了市场大规模的考验，但从技术上看，其存在几个不足的地方。

1）逆变器直流和交流侧（既逆变器输入输出端）传输电压等级较低，直流侧是MPPT电压，满功率时一般只有600～700 V；而交流输出电压为270 V或315 V。传输电压等级低，线损大。

2）因为是在逆变器实现MPPT，因此，单台500 kW逆变器只具有一路或者两路MPPT，从而1 MW发电单元具有两路或者四路MPPT。对于1 MW发电单元下的200多串光伏组串，只有一路或两路MPPT跟踪，很容易受现场复杂环境因素的影响（如阴影遮挡、组件倾斜角不一致，温度、光照不一致等），导致MPPT无法真实地反映组件最大功率点，导致发电损失。

因为集中式逆变器功率大，集中式逆变器一般用于日照均匀的大型厂房、荒漠电站和地面电站等大型发电系统中，系统总功率大，一般是兆瓦级以上。

### 1.2　组串式逆变方案介绍

组串式逆变与传统的集中式逆变的思路不同，即小能量的逆变。组串式逆变器将光伏方阵中的每1～2个光伏组串连接至指定逆变器的直流输入端，各自完成将直流电转换为交流电的设备。组串式逆变器通常使用两级三电平三相半桥拓扑结构，选用中小功率IGBT和SVPWM调制算法，通过DSP控制IGBT发出三电平方波，通过*LCL*或*LC*滤波器滤波后输出满足标准的正弦波。

组串式逆变器常见的输出功率为20 kW、28 kW、33 kW、40 kW和50 kW，以某厂家50 kW组串型逆变器为例，其额定功率为47.5 kW，每台逆变器具有四路的MPPT，MPPT电压范围通常为200～1 000 V，额定输出电压3×288/500 V+PE。

组串式逆变器具有多路MPPT功能，能极大地降低光伏电站复杂环境对发电量的影响。总之，组串式方案是分散MPPT，分散逆变。系统主要由组件、直流电缆、逆变器、交流汇流箱、双绕组变压器和电网组成。组串式逆变方案如图2所示。

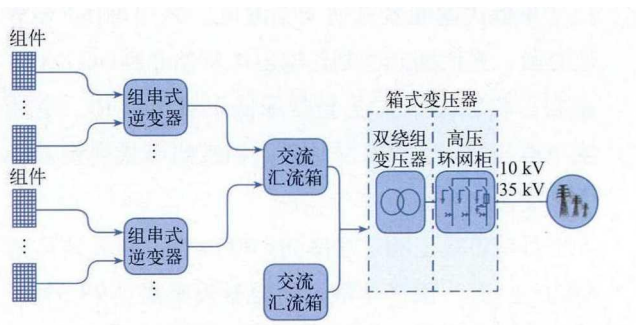



图2　组串式光伏逆变方案拓扑图

组串式逆变器适用于中小型屋顶光伏发电系统及小型地面电站。其主要优势有：采用模块化设计，每个光伏串对应一个逆变器，直流端具有最大功率跟踪功能，交流端并联并网，其优点是不受组串间模块差异和阴影遮挡的影响，同时减少光伏电池组件最佳工作点与逆变器不匹配的情

况，最大程度增加了发电量。

虽然组串式逆变器具有占地少，MPPT数量多等优势，组串式逆变方案也存在如下不足。

1）一个箱式变压器下并联40台左右的组串式逆变器，存在着谐振的风险（特别是在一些弱电网的地区）。并且总谐波高，单台逆变器THDI可以控制到2%，但如果超过40台逆变器并联时，总谐波会迭加，而且较难抑制。

2）组串式逆变器靠近光伏组件安装，其逆变后输出交流电流是长距离低压传输，传输损耗大。

3）组串式逆变器箱体小，功率密度高，对散热要求极高。没有直流断路器、交流断路器和直流熔断器，当系统发生故障时，不容易断开。

4）组串式逆变器结构非常紧凑，电子元器件较多，功率器件和信号电路在同一块板上，设计和制造的难度大，可靠性稍差。如果出现故障一般需要整机替换，会极大地增加变电站后续逆变器故障后的维护成本。

5）多机并联，零电压穿越功能、无功调节和有功调节等功能实现较难。

### 1.3 集散式逆变方案介绍

集散式逆变器将MPPT和DC/DC升压功能集成到光伏智能控制器中，然后集中将升压后的直流电经过集散式逆变器转换为交流电。采用单体1 MW逆变器，光伏智能控制器输出电压抬升到DC 800 V左右，相较集中式逆变器降低了直流线损。交流输出电压抬升到520 V左右，相较组串式逆变器降低了交流线损。

目前市场上额定功率为1 000 kW，最大转换效率为99.1%，国产集散式逆变器效率高达98.3%，MPPT电压范围通常为300～850 V，额定电网电压为520 V。

集散式逆变方案主要由光伏组件、直流电缆、光伏智能控制器、逆变器、交流电缆和双绕组变压器组成，集散式逆变方案如图3所示。

其主要特点是把MPPT功能前置到了汇流箱，并在汇流箱增加了DC/DC升压功能及智能检测功能，这样的汇流箱叫光伏智能控制器。其输入为16

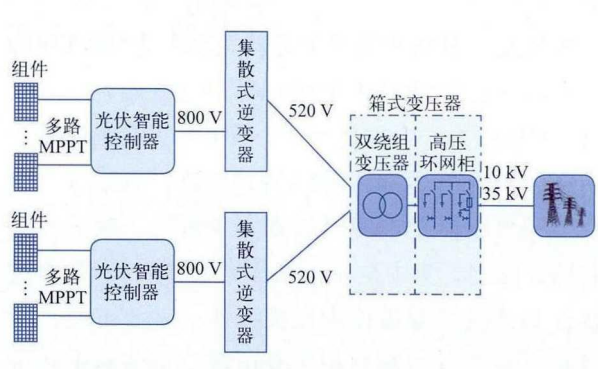



图3 集散式逆变方案拓扑图

路电池组串，可做到每两个组串对应一路MPPT，每个汇流箱可具有8路MPPT功能，则每兆瓦对应112路MPPT，光伏控制器的输出为DC 820 V。集散式方案的逆变器不再是主流的500 kW机型，而是1 MW机型，逆变器的输出电压同时提升至AC 520 V，这样使得箱式变压器只需双绕组变压器，而且省了一套箱式变压器低压侧电缆和开关。集散式逆变方案融合了组串式逆变器和集中式逆变器各自的优点：分散跟踪控制、集中并网。其在稳定性方面优于组串式，在发电收益方面大大超过集中式，同时输出电能质量和并网性能方面保持了集中式的优点。这一改进主要有以下几点：节省初始投资、提升发电量和高智能易维护。

集散式逆变方案是2013年在市场上出现的光伏并网方案，该方案目前在各大电站运营情况良好。理论上该方案融合了集中式和组串式的优势，既有多路MPPT跟踪，又能进行大型集中逆变。但实际设计时光伏智能控制器的稳定性、多路MPPT协调工作及零电压穿越功能、无功调节和有功调节等核心技术问题是集散式逆变器制造厂家需要重点关注和解决的。

## 2 三种方案对比

### 2.1 采用设备对比

集中式方案。1 MW或1.25 MW集中式方阵，需配置两台集中式逆变器，通过一个双分裂绕组变压器升压后接入10 kV/35 kV中压电网。采用的设备有：组件、光伏电缆、直流汇流箱、直流电缆、集中式逆变器、交流电缆和箱式变压器，并

入电网。

组串式方案。1.6 MW组串式方阵，需约20～30台组串式逆变器，光伏组串直流输出直接接入逆变器，经交流汇流，最后通过一个双绕组变压器升压后接入电网。采用的设备有：组件、光伏电缆、组串式逆变器、交流电缆、交流汇流箱、交流电缆和箱式变压器，并入电网。

集散式方案。集散式逆变器主流功率为1 000 kW，集散式方案一般采用2 MW方阵，由两台单机1 000 kW的集散式逆变器通过双分裂式变压器升压并网，采用的设备有：组件、光伏电缆、智能MPPT汇流箱、直流电缆、集散式逆变器、交流电缆和箱式变压器，并入电网。

表1列举了三种方案的设备对比。从表1可以看出，组串式方案与集中式和集散式方案相比，减少了直流电缆和取消了直流侧汇流箱，但增加了交流电缆和交流汇流箱，而且逆变器数量变多，系统相对复杂；集散式相较集中式区别是用智能MPPT汇流箱取代了直流汇流箱，将MPPT前置到汇流箱侧，增加了MPPT路数。

表1　三种方案的设备对比

| 比较项目 | 集中式 | 组串式 | 集散式 |
|---|---|---|---|
| 组件 | MPPT路数少不支持组件混用 | 多路MPPT，支持组件混用 | 多路MPPT，支持组件混用 |
| 汇流箱 | 普通汇流箱有汇流和支路电流电压检测功能 | 需普通的交流汇流箱，只起简单的交流汇流和防雷功能 | 具有多路MPPT、升压及智能检测故障定位功能 |
| 直流线缆 | 直流侧就近接入逆变器 | 直流传输电压为波动电压，一般采用70 $mm^2$线缆 | 直流传输电压提升至820 V，直流线缆用50 $mm^2$即可 |
| 逆变器 | 采用两台500 kW逆变器并联，体积较大 | 需22台50 kW组串式逆变器 | 采用两台1 MW逆变器并联，体积较大 |
| 交流线缆 | 需两组3 × 185 $mm^2$线缆，传输电压为270 V或315 V，传输损耗较大 | 组串逆变器距箱式变压器较远，所需交流线缆较长，且交流损耗较大 | 只需一组3 × 185 $mm^2$线缆，且传输电压提升为AC 520 V，传输损耗小 |
| 箱式变压器及开关 | 需双分裂变压器及两台1 600 A的开关 | 双绕组变压器，需配至少四个400 A的开关 | 双绕组变压器，1 250 A的开关一个 |

### 2.2 初始投资成本对比（按装机量1 MW计算）

（1）集散式与组串式比较

以逆变器、汇流箱以及全部直流相关设备、箱式升压变压器和子阵区通信等设备采购及安装的初始投资来看，采用50 kW组串式逆变器组成的1.6 MWp光伏阵列方案，与采用1 MW集散式逆变器组成的2 MWp光伏阵列方案进行对比。

1）在不考虑逆变器超配的情况下，采用2 MW集散式方案，初始投资成本相比1.6 MW组串式方案降低0.2元/Wp（其中，逆变器价格可降低0.15元/Wp，变压器及交直流电缆价格可降低0.05元/Wp）。

2）考虑1.15倍容配比的条件下，按组串式方案容配比为1考虑，100 MW可节省逆变器、箱式变压器及升压线路的配置15 MW，节省初始投资成本2 000万，约为0.2元/Wp。考虑初始投资集散式逆变器方案比组串式方案单瓦造价水平低0.35元/Wp左右。

造成以上成本差异，一方面是因为当前组串式逆变器售价较高，而且数量较多，位置分散，通信、调度和控制的技术复杂；另一方面，集散式逆变器的容配比大，超配比例远大于组串式，能最大限度发挥逆变器的效能，并具有规模效应。

（2）集散式与集中式比较

采用2 MW集散式方案，初始投资成本相比1 MW集中式方案，初始投资成本降低0.08元/Wp（主要是箱式变压器、交直流电缆等成本的降低）。但光伏智能控制器造价较高，所以集散式和集中式的系统投资成本相当。

三种方案的成本对比如表2所示。

综上所述，集散式方案和集中式方案的系统投资成本大体相同，组串式方案相比前两者其总系统投资成本增加。

表2 成本对比（按装机量1 MW计算）

（单位：万元）

| 对比项目 | 集中式 | 组串式 | 集散式 |
|---|---|---|---|
| 组件 | 相同 | 相同 | 相同 |
| 汇流箱 | 直流汇流箱<br>5 | 交流汇流箱<br>4 | 光伏智能控制器<br>15 |
| 直流线缆 | 7 | 0 | 5 |
| 逆变器 | 20 | 40 | 15 |
| 交流线缆 | 3 | 7 | 1.5 |
| 箱式变压器及开关 | 19.5 | 19.5 | 18 |
| 土建集装箱 | 6 | 0 | 6 |
| 监控 | 2 | 2 | 2 |
| 总计 | 62.5 | 72.5 | 62.5 |

### 2.3 发电量对比

三种方案的发电量对比如表3所示。

内蒙古某20 MW光伏电站，实际安装容量20.19 MW，其中10.68 MW采用国内知名品牌额定容量为28 kW组串式逆变器，其余容量采用国内知名品牌集散式1 MW逆变器。对其7个月发电量进行连续统计，统计结果如表4所示。

新疆某30 MW光伏电站，2013年底投入运行。其中29 MW采用国内知名品牌额定容量为500 kW的集中式逆变器通过双分裂变压器运行，其余1 MW采用国内知名品牌集散式1 MW逆变器，逆变器与升压变压器一体化运行。对其2015年1～8月发电量进行连续统计，统计结果如表5所示。

表3 三种方案的发电量对比

| 对比项目 | 集中式 | 组串式 | 集散式 |
|---|---|---|---|
| 组串失配带来的MPPT损耗 | 集中式方案一般为1～2路MPPT，因阴影遮挡、仰角不一致、组件不一致带来的损失较大 | 组件式方案每两个组串对应一路MPPT，每兆瓦有110路MPPT，组件适配影响较小，此部分可提高2%左右 | 集散式方案每2～4个组串对应一路MPPT，组件适配影响较小，在地面电站提升发电量1%以上，在山丘电站提升发电量2%左右 |
| 直流传输损耗 | 集中式方案的直流传输电压为450～750 V之间，相比集散式和组串式，其传输损耗较大 | 直流线缆就近接入逆变器，传输损耗较小 | 集散式方案的直流传输电压提升至820 V，较集中式方案直流传输损耗较小 |
| 汇流箱损耗 | 传统汇流箱的效率一般为99.8%左右 | 交流汇流箱的效率与直流汇流箱基本一致 | 由于控制器增加了DC/DC升压单元，其损耗相应增加了0.5%左右 |
| 逆变器损耗 | 集中式逆变器的效率一般为98.5%左右 | 组串式逆变器的效率一般为99%左右 | 集散式逆变器的效率一般为99%左右 |
| 交流传输损耗 | 集中式方案的交流传输电压多为315 V或270 V，且需配两组电缆，其传输损耗较大 | 由于逆变器距箱式变压器低压侧较远，需长距离交流传输，其损耗相应提升0.5% | 集散式方案的交流传输电压提升至520 V，且只需一组3×185 mm$^2$线缆，对应可提升效率0.4% |
| 总结 | | 相比集中式可提升2.5%以上发电量 | 相比集中式可提升2%以上的发电量 |

表4 组串式、集散式方案的发电量对比

| 发电量对比分析 | 组串式 | 集散式 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 折算到1 MW累计发电量 | 713 731.471 8 | 711 163.338 | |
| 对应百分比(%) | 100.36 | 100 | 0.36 |
| 结论 | 折算到1 MW，集散式比组串式发电量高0.36% | | |

表5 集中式、集散式方案的发电量对比

| 发电量对比分析 | 集中式 | 集散式 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 折算到1 MW累计发电量 | 328 566 | 340 331 | |
| 对应百分比(%) | 100 | 103.58 | 3.58 |
| 结论 | 折算到1 MW，集散式比集中式发电量高3.58% | | |

青海某50 MW光伏电站，其中部分采用国内知名品牌额定容量为500 kW集中式逆变器，部分采用国内知名品牌组串式逆变器。对其2015年10月到2016年3月六个月的发电量进行统计，如表6所示。

考虑到现场组串式逆变器耗电采用自耗电形式，集中式逆变器采用消耗外来电的形式，影响发电量大约为0.78%，综合考虑组串式比集中式发

表6　集中式、组串式方案的发电量对比

| 发电量对比分析 | 集中式 | 组串式 | 备注 |
|---|---|---|---|
| 折算到1MW累计发电量 | 928 866.9 | 908 697.6 | |
| 对应百分比(%) | 100 | 102.22 | 2.22 |
| 结论 | 折算到1 MW，组串式比集中式发电量高2.22% | | |

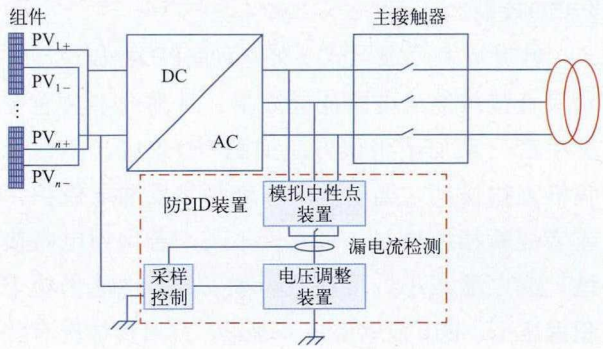
电量高3%左右。

综上所述，从发电量上来看，集散式≥组串式>集中式。

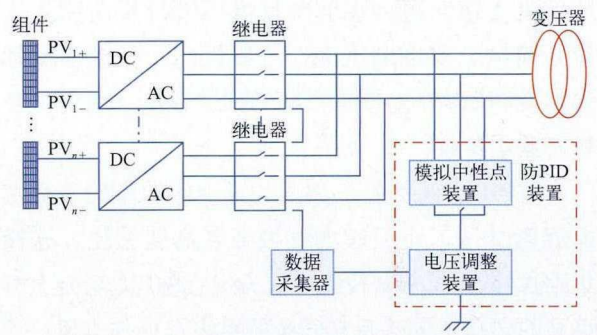
### 2.4 防PID设计对比

在太阳电池组件应用中，会出现在晶体硅光伏组件电路与其接地金属边框之间的高压造成光伏组件性能的持续衰减现象，备受业界人士的关注。造成这类衰减的机理较多，业界专业人士将这些能够引起组件衰减的机理称为电位诱导衰减（PID）[13-14]。Koch等[15-16]指出PID效应的出现不仅与组件所处的环境及所使用的封装材料有关，还与减反射膜的厚度、折射率大小以及硅片质量有关。因此，降低和防止PID效应的出现，对太阳电池制作工艺的研究具有一定的意义。从PID形成机理看，通过改变系统或电路结构，消除电池片与金属边框之间的负偏压，可以阻止组件PID现象的产生。

对于集中式/集散式防PID控制设计通常采用负极直接接地、夜间加反电压进行反向恢复和虚拟接地三种方法。上述三种方法均可集成在逆变器内部实现，不需要改动整体方案及额外布线。对于组串式方案，一般只采用负极虚拟接地的方法来抑制PID效应。如果采用另外两种方法需要额外增加设备，无法集成于逆变器内部，导致设计布局复杂。为了方便比较，图4分别给出集中式/集散式与组串式方案采用负极虚拟接地方法抑制组件PID的结构框图。




(a) 集中式/集散式负极虚拟接地结构图




(b) 组串式负极虚拟接地结构图

**图4　负极虚拟接地结构图**

根据图4可知，两种类型逆变器负极虚拟接地装置在交流接入点、安装位置、负极对地电压获取方式及调整方式上存在较大差异，具体差异如表7所示。

负极虚拟接地方法漏电流小，防PID效果也不错。但电路比较复杂，需增加额外的直流电源设备，对每台逆变器对应的光伏方阵电压进行监测，控制系统复杂，只有在逆变器运行阶段才有

表7　集中式/集散式与组串式方案采用负极虚拟接地方式差异对比

| 对比内容 | 集中式/集散式负极虚拟接地 | 组串式负极虚拟接地 |
|---|---|---|
| 防PID装置交流接入点 | 直接与逆变器的逆变桥臂相连 | 与单个子阵交流汇总点相连 |
| 安装位置 | 集成在逆变器内部，无须单独安装及布线 | 安装在子阵升压变压器低压室或单独一个柜子安装在箱式变压器旁边。需单独安装及布线 |
| 负极对地电压获取方式 | 采集逆变器直流母线负极对地电压 | 与数据采集器通信，获取方阵内所有逆变器负极对地电压 |
| 调整方式 | 一台防PID装置仅需调整一台逆变器直流母线负极对地电压。PID控制稳定，现场效果较好 | 一台防PID装置需调整方阵内多台逆变器负极对地电压，PID抑制效果较差 |

防PID效果。

针对集中式/集散式另外两种防PID控制设计，负极直接接地法电路比较简单，目前大多数逆变器生产厂家均使用该方法抑制PID效应。但由于负极直接接地，漏电流大，容易触发漏电保护，或者烧断接地熔丝，可靠性不高。若采用电阻接地，漏电流减小，但潮湿环境下部分电池仍处于负偏压下，防PID效果并不理想。针对该情况有些制造厂已经做了改进，也有了相关专利可以很好地解决上述问题。夜间加反电压进行反向恢复法最为简单，安规电压低，可靠性高，但没有文献详细说明PID修复效果，缺乏试验数据，所以未被所有业主接收。

防PID方法的好坏将成为逆变器选型的重要考虑因素之一，应引起电站投资者高度关注。选择集中式/集散式方案较组串式方案在防PID功能上有更多的选择，安装及布线也较组串式更加方便。

## 3 其他性能对比

### 3.1 容配比

采用集中式/集散式方案，可通过增加汇流箱输入路数或增加汇流箱数量，实现容配比1.1～1.5之间的任意调整；而组串式方案由于采用逆变器输出侧交流并联方案，直流输入路数为固定不可调，50 kW组串式逆变器一般只配置51.04 kW组件，容配比只能达到1，系统成本将大幅增加。

### 3.2 无功补偿功能

集中式和集散式逆变器因单机功率大，配置齐全，具备更加全面的功能，例如在白天满功率发电时，仍可实现超前0.9～滞后0.9功率因数可调；具备夜间SVG功能，可实现110%视在功率范围内无功可调；可取代光伏电站配置的传统SVG功能。

组串式逆变器由于单机功率较低，配置电子元器件小型化以及设备数量众多等原因，造成目前在无功补偿、无功调节和功率因数校正等方面还存在不足。

### 3.3 储能

由于当前我国西部光伏电站的大规模弃光限电现象，光伏电站与储能产品的结合日益引起行业内的重视，将成为后期弃光问题的一个重要解决方案。

基于集中式/集散式逆变方案的光储一体化产品，可在逆变器的直流输入端口并联挂接双向DC/DC变流器＋储能电池（图5以集散式为例），方案简单易行，系统成本更低，系统效率更高；而组串式逆变方案要实现光储一体化产品，需要在逆变器交流并联后增加交流双向储能变流器，方案较复杂，系统成本较高，系统效率较低。

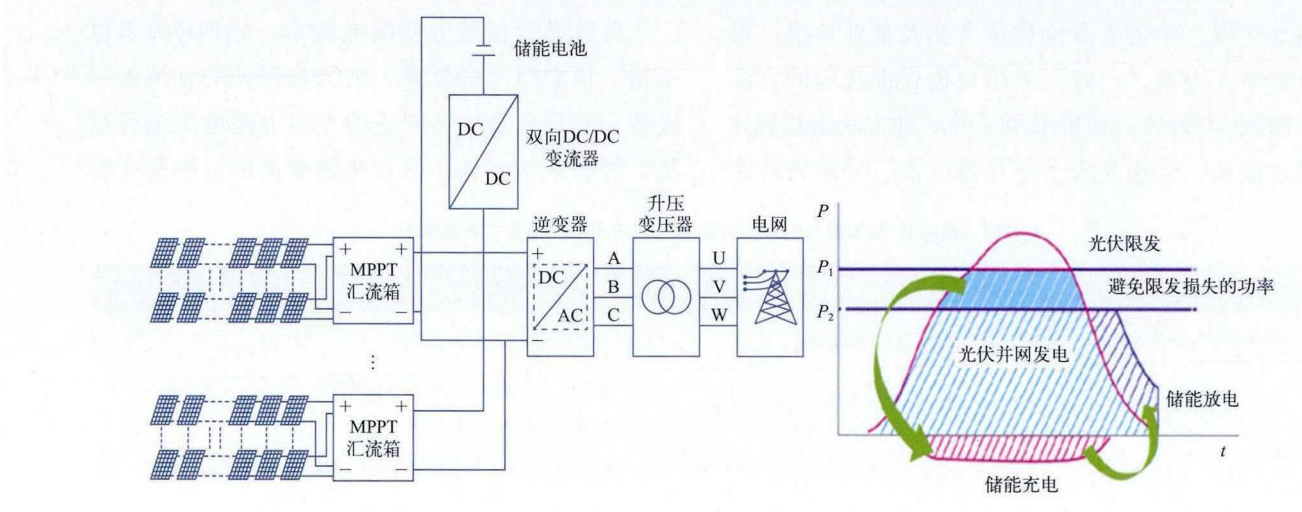



图5 集散式逆变方案储能一体化方案图

## 4　结束语

综上所述，对于大型地面电站在环境因素（如阴影遮挡、组件倾斜角不一致，温度、光照不一致等）影响较小时可以优先采用集中式逆变方案或集散式逆变方案；对于分布式屋顶电站及小型山地电站可以优先采用组串式逆变方案；对于大面积山地电站可以优先采用集散式逆变方案。光伏电站投资者可以根据自身侧重点及电站具体情况，结合本文所述选择更经济、更高效和更适合的方案。

### 参考文献


[1] 李钊，张立强，袁绍民，等．5 kW单相光伏逆变器的系统设计 [J]．电气传动，2016，46 (8)：36-39，49．

[2] 张天鹏，卢青平，吴战伟．35 kV光伏就地箱式变电站低压侧测控装置设计 [J]．电气应用，2014，33 (21)：49-53．

[3] 李建宁，刘其辉，李赢，等．光伏发电关键技术的研究与发展综述 [J]．电气应用，2012，31 (5)：70-76．

[4] 孙庆．组串式与集中式光伏电站安全对比分析 [J]．太阳能，2015 (8)：70-75．

[5] 阳光电源股份有限公司．光伏电站逆变器选型 [J]．电源世界，2015 (2)：49-52．

[6] 谭骞，徐永海，黄浩，等．不对称电压暂降情况下光伏逆变器输出电流峰值的控制策略 [J]．电网技术，2015，39 (3)：601-608．

[7] GB/T 19964—2012 光伏发电站接入电力系统技术规定 [S]．

[8] 武海涛，刘永和．大功率电流型光伏并网换流器的拓扑与控制 [J]．电网技术，2013，37 (8)：2086-2093．

[9] 高立刚，范宪国．集中式与组串式逆变器方案在大型并网光伏电站中的投资成本分析 [J]．太阳能，2015 (4)：19-22．

[10] 刘刚，梁燕，汪海涛，等．MW级光伏发电系统并网技术方案研究 [J]．电源世界，2016 (1)：41-45．

[11] 周健，马永龙，陈茂兰，等．地面光伏电站逆变器选型分析及优化配置 [J]．能源与环境，2016 (3)：50-52．

[12] 钟建安．基于组串逆变器的智能大型光伏电站解决方案 [J]．电气制造，2014 (9)：19-30．

[13] 马新尖，林涛，冯帅臣．单晶硅太阳电池防电势诱导衰减镀膜工艺分析 [J]．激光与光电子学进展，2015，52 (4)：128-133．

[14] 马新尖．多晶硅太阳电池组件电位诱导衰减效应分析 [J]．激光与光电子学进展，2015，52 (7)：211-214．

[15] Simon Koch，Christian Seidel，Paul Grunow，et al．Polarization effects and tests for crystalline siliconcells [C]．26th European Photovoltaic Solar Energy Couference and Exhibition，2011：1726-1731．

[16] 泰通工业有限公司．一种抗电势诱导衰减的太阳能电池的制备工艺：中国，201310096087.2 [P]．2013-06-19．


（收稿日期：2017－02－10）EA

欢迎订阅　欢迎投稿　欢迎刊登广告