

**第三届光伏电站设计与设备选型研讨会**

**光伏电站系统效率及评测讨论会**

# 光伏系统综合量化评价体系探讨

王斯成 国家发改委能源所

2018年1月28日 上海

# “领跑者计划”的评价体系 - 4项指标

1) 组件功率和效率要求	准入要求		应用领跑者基		技术领跑者基地	
	转换效率	组件功率	转换效率	组件功率	转换效率	组件功率
多晶组件	16%	265W	17%	280W	18%	295W
单晶组件	16.8%	280W	17.8%	295W	18.9%	310W
2) 组件率降率要求	多晶组件一年内率降率不高于 <b>2.5%</b> ；单晶组件一年内率降率不高于 <b>3.0%</b> ；薄膜组件一年内率降率不高于 <b>5.0%</b> 。					
3) 逆变器效率指标	含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 <b>96%</b> ，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于 <b>98%</b> （微型逆变器相关指标分别不低于 <b>94%</b> 和 <b>95%</b> ）。 此指标来自：工信部光伏制造行业规范条件-2015。					
4) 系统能力先进性	系统效率（ <b>PR</b> ）低于 <b>81%</b> 零分，满分 <b>6</b> 分。					

# 评价周期 – 1年

光伏系统的评价建议自系统建成后一年进行

1) 一年是沙尘、雨季、高低温等气候变化和太阳运行轨迹的完整周期；

2) 有利于客观判断光伏组件、逆变器和太阳跟踪器等部件的质量和运行特性，时间太短问题不足以暴露；

3) 如果评价周期过短，则在组件效率衰减、遮挡损失、温度损失、太阳跟踪器的跟踪效果、逆变器的负荷条件等多个技术指标的测试上出现较大偏差。

# 部件相关 - 光伏组件

## 1、光伏组件额定功率和组件效率

这一指标必须在光伏系统建成后立即抽测，抽检原则建议每一种同厂家、同型号的组件各抽检至少3块，并将I-V曲线检测结果备案，用于一年后项目验收时作为衰降率测试的参考基准。

1) 现场抽检可以在组件检测车中的标准条件下（STC）进行，依据标准：GB/T6495.1光伏器件 第1部分：光伏电流—电压特性的测量。

2) 现场检测也可以在现场室外进行，依据标准IEC 61829-1995 晶体硅光伏方阵 I-V特性现场测量。

## 2、光伏组件功率衰降率

系统建成一年后进行项目评价时进行测试，应当找出系统建成时现场测试并有备案的样品进行复测，以得到准确的衰降率指标。

判定标准：多晶组件一年内率降率不高于2.5%；单晶组件一年内率降率不高于3.0%；薄膜组件一年内率降率不高于5.0%。

组件功率衰降率计算公式：

$$\square \square \text{ 组件衰减率} = \frac{P_{\max}(\text{投产运行初始}) - P_{\max}(\text{运行一段时间})}{P_{\max}(\text{投产运行初始})} \times 100\%$$

# 部件相关 – 逆变器的中国效率

## 3、逆变器中国效率

系统建成一年后进行项目评价时进行测试，宜选择晴朗天气。

对抽样逆变器从早到中午不同辐照度条件下（即不同负荷条件），进行测试，将测试结果加权计算得到“中国效率”指标。

依据标准：**CGC/GF 035：2013**《光伏并网逆变器中国效率技术条件》

判定标准：含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于**96%**，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于**98%**（微型逆变器相关指标分别不低于**94%**和**95%**）。

# 部件相关 – 逆变器的正常运行率

4、逆变器正常运行率（Availability）：是国际通用的评价设备可靠性的指标。

**IEC TS 63019** Information model for availability of photovoltaic (PV) power systems（光伏发电系统正常运行率的信息模型）给出定义如下：

设备正常运行率 (**Availability**) =  $\text{Uptime}/(\text{Uptime} + \text{Downtime})$  (%)

**Uptime**: 设备正常工作时间 (h) **Downtime**: 设备故障或非正常工作时间 (h)  
Time item is operating

$$\text{Availability} = \frac{\text{Time item is operating}}{\text{Time item is operating} + \text{time item is NOT operating}}$$

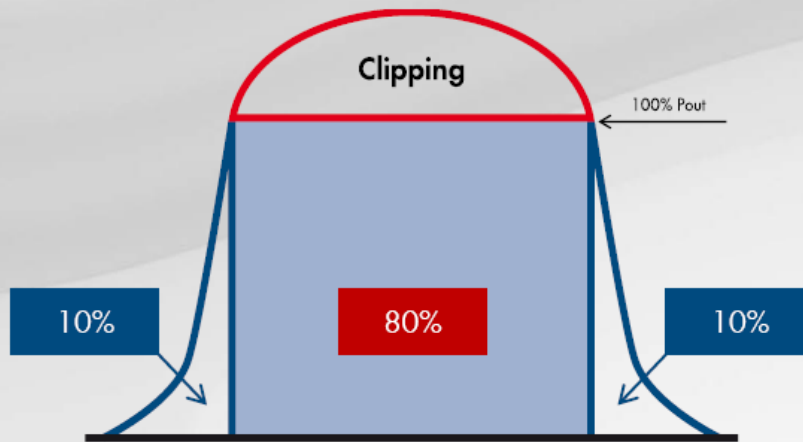
This only applies to the solar day. Low irradiance below turn-on threshold is not included. However, when sufficient sunlight exists to allow the inverters to reach the input voltage needed to operate, the time clock will begin.

仅适用于晴天，低于启动光强的时段不应包括在内，只有当光强足够使逆变器工作时，计时启动。

**注意**：对于设备停机，需要区分属于外部原因还是设备本身的原因，非设备本身的原因一般包括：1) 因某种原因人为停机，2) 最低逆变器启动辐照度之外的时间，3) 电网质量原因（断电、电压/频率超限等），4) 天气原因，雨、雪、自然灾害等，5) 按照外部指令停机。上述5种停机时间不应算作故障时间。

**数据采集系统**：1) 准确记录设备理想工作时间段（依据逆变器启动辐照度）；2) 准确记录设备故障停机时间段，并准确记录停机原因。

# IMPORTANCE OF EFFICIENCY VS. AVAILABILITY



Only 20% of the production depend on inverter efficiencies

$$\frac{1}{365} = 0.27\%$$

1 day downtime per year results in a production loss of 0.27%

If Efficiency only matters 20% of the time and one day production accounts for 0.27%, then

**1 day higher availability has the same effect on production like  $(0.27\%/20\%=)$  1.35% higher efficiency**

> With higher DC/AC ratios availability of the system becomes more important!

# 部件相关 – 太阳跟踪器的正常运行率

## 5、太阳跟踪器的正常运行率

太阳跟踪器正常运行率的定义和计算公式与逆变器的正常运行率一致，其差别在于太阳跟踪器有跟踪精度的要求，因此对于太阳跟踪器的非正常工作时间除了故障停机，还应包括跟踪轴的跟踪偏差超过设计值的时间段，也要求数据采集系统能够准确判断这一故障现象，并准确记录故障时间。



# 光伏系统的评价指标 – 6项

## 光伏系统质量和性能指标

**PR**（能量效率）：运行时段内并网点交流发电量/同时段方阵面峰值日照时数 $\times$ 组件标称功率之和。**kWh/kWh**；国际通用的光伏电站质量评价指标。不是经济性评价指标，**PR**高不代表经济性好！（寿命期内的高可靠和高效率）；

“功率比”（**Responsivity**-功率转换率）：当**PR**测试不准的时候，用“功率比”判定系统质量和效率水平；

**Annual Yield**（年等效利用小时数，国内常用）：年发电量/并网点交流额定功率（**kWh/kW**）；不同资源区结果不同，同一资源区则代表方案设计的优劣（容配比，太阳跟踪器等），但不能反映电站质量。

**GCR**（土地利用效率）：光伏组件总面积/电站占地总面积。国内常用**kW**占地；

**LCOE**（度电成本）：寿命期成本/寿命期发电量（**元/kWh**）；可比较的经济性指标，哪个项目**LCOE**低，哪个项目就好； $\checkmark$

# 能效比 (Performance Ratio-PR) 或综合能量效率是国际上统一评价光伏系统质量参数 (IEC61724-1)

$$\begin{aligned} PR &= (E_{ac}/P_0)/(H/G) = \text{光伏等效利用小时数/峰值日照时数} \\ &= E_{ac}/(P_0 \times H/G) = \text{输出能量/输入能量} \end{aligned}$$

$E_{ac}$ : 光伏系统的交流输出电量 (kWh)

$P_0$ : 光伏方阵额定功率 (kW)

$H$ : 方阵面实际收集到的太阳辐射量 (kWh/m<sup>2</sup>)

$G$ : 标准辐照度 (kW/m<sup>2</sup>)

PR的特点: 1) PR是最终追求的质量目标, 排除了不同使用地点的太阳能辐射资源的差异; 2) 对于不同朝向和不同运行方式的光伏系统也有可比性, 只要被测单元内的光伏方阵具有相同朝向或相同运行方式; 3) PR只是表明质量好坏, 不代表度电成本低; 4) PR值基于运行数据, 不需要进行光强和温度测试; 5)  $P_0$ 要求准确统计; 6) 辐射量不容易测量准确, 尤其是不同朝向, 不同运行方式和限功率运行时。

# IEC61724-1

Table 13 – Performance metrics

Parameter	Symbol	Units
Rating-Based (Section 10.3)		
Performance ratio	$PR$	None
Annual performance ratio	$PR_{\text{annual}}$	None
Annual-temperature-equivalent performance ratio	$PR'_{\text{annual-eq}}$	None
<u>STC-temperature performance ratio</u>	<u><math>PR'_{\text{STC}}</math></u>	None

$$PR'_{\text{STC}} = \left( \sum_k P_{\text{out},k} \times \tau_k \right) / \left( \sum_k \frac{(C_k \times P_0) \times G_{i,k} \times \tau_k}{G_{i,\text{ref}}} \right)$$

where  $C_k$  is given by

$$C_k = 1 + \gamma \times (T_{\text{mod},k} - 25^\circ\text{C})$$

标准PR：即将实测发电量修正到标准温度（**25° C**）下的发电量，然后再计算出可以公平比较的PR。标准PR不但排除了不同地区太阳能资源的差异，而且还排除了环境温度的差异。更加公平。

# 光伏系统性能指数 (PR) 的影响因素和判定指标

## (PR=14个效率项的乘积)

影响PR的参数	描述和影响因素	判定指标	计算值
<b>入射光能的损失</b>			
遮挡损失	光伏方阵之间和周边物体的遮挡	2.00%	0.98
反射衰减	由于入射角不同造成的	0.10%	0.999
灰尘和污渍	当地条件和维护水平	2.00%	0.98
逆变器死区损失	早晚非有效光能	0.10%	0.999
光谱偏差	偏离AM1.5光谱的功率偏差	0.00%	1.00
<b>直流侧损失</b>			
光伏组件温升损失(NOCT)	晶体硅0.42%/°C, 薄膜电池0.22%/°C (温升20°C)	8.40%	0.916
光伏组件性能衰减	晶体硅第1年: ≤ 2.5 -3.0%, 薄膜电池第1年: ≤ 5%	2.00%	0.98
直流电路损失	< 3% (包括直流设备和电缆)	3.00%	0.97
串并联失配损失	组件电性能不一致 (木桶效应)	4.00%	0.96
MPPT跟踪误差	跟踪方法, 电网/天气条件	0.50%	0.995
<b>交流侧损失</b>			
逆变器效率	逆变器的设计、器件和制造	98%	0.98
变压器效率	变压器的材料、设计和制造	99%	0.99
交流线损	包括其它交流设备和电缆	0.50%	0.995
<b>其它因素</b>			
故障检修/弃光	取决于电站质量和电网	3.0%	0.97
<b>对于不同地区的项目, 需要将温度统一修正到NOCT或STC</b>			<b>0.746</b>

# 光伏组件光谱失配损失的量化

## PV Performance Modeling Methods and Practices

Report IEA-PVPS T13-06:2017

PV modules with c-Si or CIGS cells did not show a significant dependency on spectral effects. By contrast, PV modules with CdTe cell technology are more sensitive to shifts in the spectral irradiance and gains in the photocurrent of up to +5.3% were observed at the location Chennai.

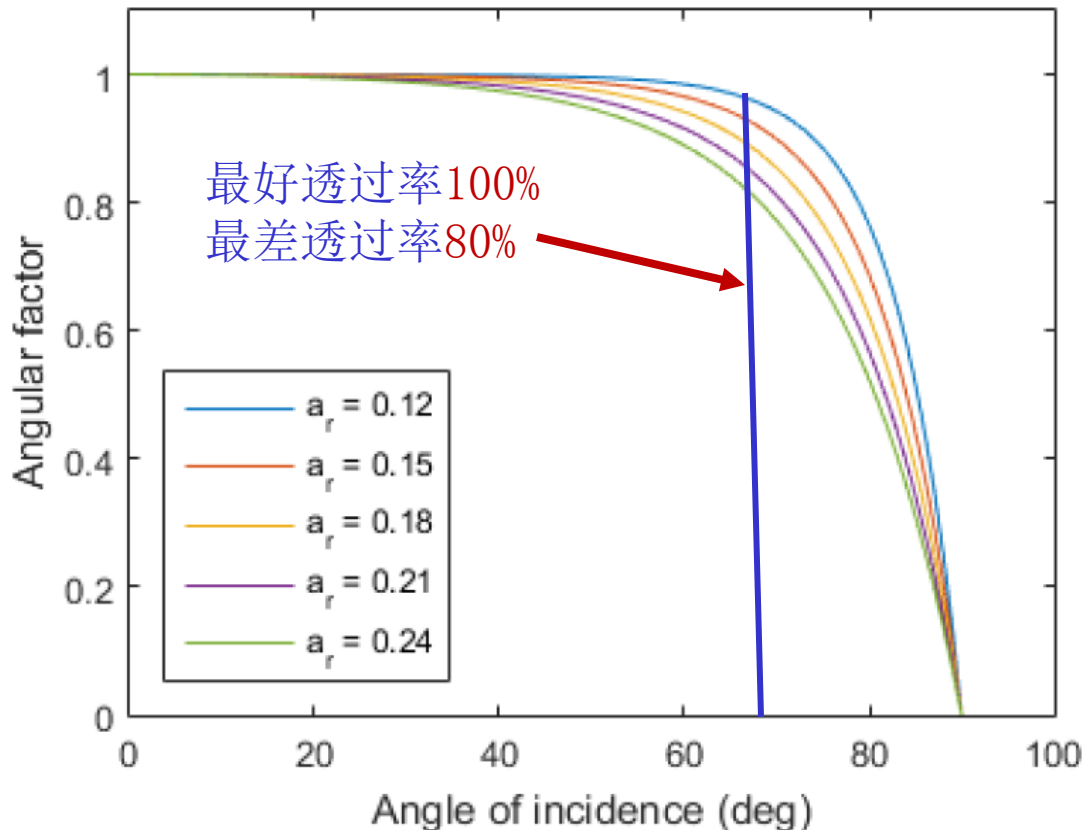
非晶硅 (**a-Si**) 和碲化镉 (**CdTe**) 组件对于光谱分布很敏感, 需要进行光谱修正, 对于晶体硅 (**C-Si**) 和铜铟镓硒 (**CIGS**) 组件不需要, 光谱偏离的误差很小。

PV	Italy	Arizona	Germany	India
c-Si	< 0.5 %	> -1.2 %	< 1.3 %	< 1.6 %
CIGS	< 0.7 %	> -1.6 %	< 1.8 %	< 2.8 %
CdTe	< 1.0 %	< 1.1 %	< 2.3 %	< 5.3 %
Tandem a-Si (top limited)	< 3.5 %	< 7.0 %	< 4.0 %	< 10.6 %

注意: 从完整的一年的数据看, 光谱偏差的影响通常是相互抵消的。

# 光伏组件反射损失的量化

The amount of light that is reflected by the front of the PV modules varies with the angle of incidence of the light on the surface. Angles from  $0^\circ$  to about  $50^\circ$  generally result in very little reflection, but for angles greater than  $50^\circ$ , reflections increase as the angle increases.



## PV Performance Modeling Methods and Practices

Report IEA-PVPS T13-06:2017

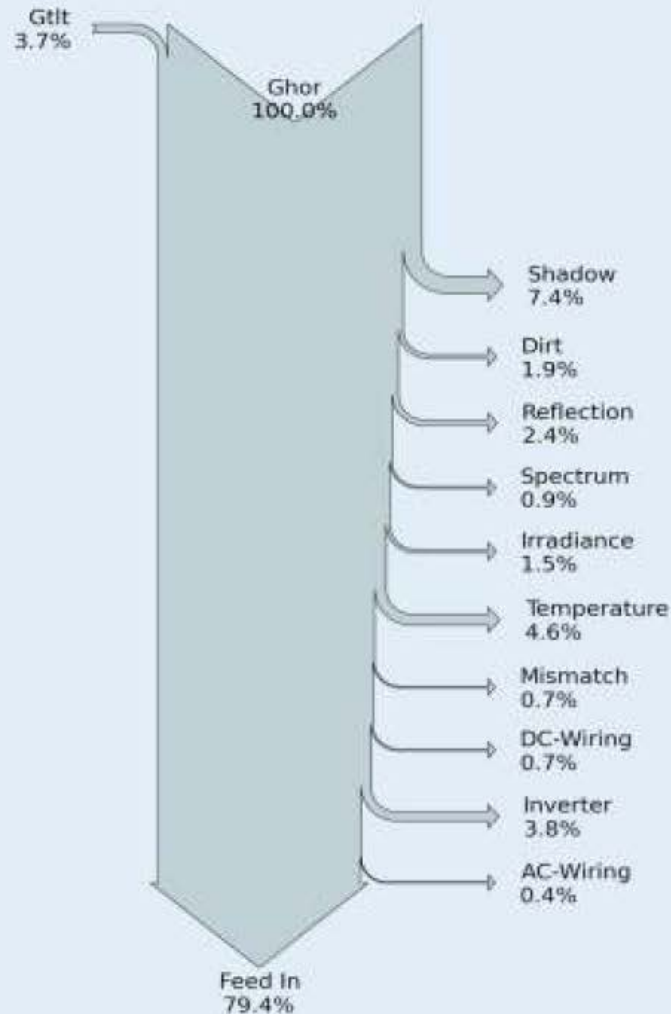
- 1、阳光入射角在50度以内时反射损失很小，50度以上时随着入射角增大，反射损失增大；
- 2、角度因子（纵轴）代表了入射光的比例（阳光入射率），越高越好；
- 3、 $a_r$ 代表了减反射膜的作用，越小越好。好的减反射膜 $a_r=0.12$ 时，即使阳光入射角达到70度，仍然会有接近100%的光线入射率。



# Prediction of Performance Ratio (PR)

Reise et. al. reported on the accuracy of Performance Ratio prediction at earlier EU PVSECs

Reise et. al. at the 27<sup>th</sup> EU PVSEC, Frankfurt, September 2012.



2012年对于PR效率链损失的估计预测：  
 遮挡损失：7.4%  
 积尘：1.9%  
反射：2.4%  
光谱：0.9%  
 辐射量：1.5%  
 温度：4.6%  
 失配：0.7%  
 DC线损：0.7%  
 逆变器：3.8%  
 AC线损：0.4%



# 光伏系统能效比 (PR) 的分级

能效比PR 代表了光伏系统的**质量**好坏：

- 是否具备长期运行的**可靠性**；
- 是否具有光伏系统各个环节长期运行的**高效率**；
- 排除了当地资源差异的影响；
- 下表判定指标基于晶硅组件，温升损失**8.4%**（NOCT 电池结温**45**度左右）。

分类	电站质量分级	光伏系统能效比 PR	逆变单元能效比 PR
集中逆变器	优秀	≥ 80%	≥ 82%
	一般	75% - 79%	77% - 81%
	不合格	< 75%	< 77%
组串逆变器	优秀	≥ 82%	≥ 85%
	一般	77% - 81%	80% - 84%
	不合格	< 77%	< 80%



本人认为采用系统“**功率比**”来代替**PR（能效比）**，是实测功率与初始功率的比值（**kW/kW**）。

光伏电站（逆变单元）自投运以来到某一节点的**功率比或功率转换率**：

**测试条件**：在没有限功率运行，朝向一致，光强 $\geq 700\text{W/m}^2$ 。

1) 在交流并网点或逆变器输出测试光伏电站输出功率 -  $P_{\text{meas}}$  (**kW**)；

2) 同时测试当时的辐照度  $G_{\text{meas}}$  和光伏电池温度  $T_C$ ；

3) 将实测交流功率修正到**STC**条件，得到修正功率： $P_{\text{corr-STC}}$

**Responsivity**（功率转换率）=  $P_{\text{corr-STC}} / P_{\text{rat-STC}}$  ( $P_{\text{rat-STC}}$ 是光伏组件额定功率之和)

$$P_{\text{corr-STC}} = P_{\text{meas}} / ((G_{\text{meas}} / G_{\text{TRC}}) [1 + \delta(T_C - T_{\text{TRC}})]) \quad \text{IEC61724-4}$$

4) 准确统计组件额定功率之和（电站的或逆变单元的） -  $P_{\text{rat-STC}}$  (**kW**)；

5) 电站（逆变单元）的功率比： $P_{\text{corr-STC}} / P_{\text{rat-STC}}$ （应当不低于**85%**）

功率比的特点：1) 可以**准确测试**，避免了辐射量测试不准的问题；2) 适用于不同朝向和不同运行方式的系统，只要被测单元内的光伏方阵具有相同朝向获相同运行方式即可；3) 功率比中**包括了**：光伏组件功率衰减，**积尘损失**，光谱损失，反射损失，失配损失，交直流线损，逆变器效率，变压器效率，即时的故障损失。**不包括**：温升损失，逆变器死区损失，早晚遮挡，弃光，停机等与时间相关的损失。4) 适用于所有光伏电站的质量对比，也包括不同气候区光伏电站的质量比较。5) 可以分解到**9**个效率项进行测试，找出原因。

# 光伏系统“功率比”的9个测试项目和判定指标

影响“功率比”的参数	描述和影响因素	最优指标	计算值
<b>入射光能的损失</b>			
灰尘和污渍	与清洗周期相关，离得越近，损失越少	2.00%	0.98
<b>直流侧损失</b>			
光伏组件温升损失	修正到STC条件（25C），不考虑	0.00%	1.00
光伏组件性能衰减	晶体硅第1年：≤ 2.5 -3.0%，薄膜电池第1年：≤ 5%	2.00%	0.98
直流电路损失	< 3%（包括直流设备和电缆） 与测试光强有关	3.00%	0.97
串并联失配损失	组件电性能不一致（木桶效应） 与测试光强有关	4.00%	0.96
MPPT跟踪误差	跟踪方法，电网/天气条件	0.50%	0.995
<b>交流侧损失</b>			
逆变器效率	逆变器的设计、器件和制造 与测试光强有关	98%	0.98
变压器效率	变压器的材料、设计和制造 与测试光强有关	99%	0.99
交流线损	包括其它交流设备和电缆 与测试光强有关	1.00%	0.99
<b>其它因素</b>			
故障损失	取决于电站质量和电网	1.0%	0.99
<b>合理“功率比”（要求测试在相同光强下进行）</b>			<b>0.846</b>

“功率比”比PR少了与时间相关的5个效率项：遮挡损失、光谱失配、反射损失、逆变器死区损失、组件温升（最大的一项）、其它时间段的故障、弃光等损失。但是可以测得很准，在现场10分钟搞定！对于户用光伏尤为方便。

# 光伏系统性能：“功率比”的分级

光伏系统“功率比”基本可以替代PR。

- 需要现场进行光强和温度测量和修正；
- 可以快速准确测量；
- 排除了当地资源和温度差异的影响；
- 由于没有温升损失，因此应该比NOCT（电池结温45度左右）条件下的PR高出大约8%-10%；

分类	电站质量分级	光伏系统“功率比”	逆变单元“功率比”
集中逆变器	优秀	$\geq 88\%$	$\geq 90\%$
	一般	82% - 87%	85% - 89%
	不合格	$< 82\%$	$< 85\%$
组串逆变器	优秀	$\geq 90\%$	$\geq 93\%$
	一般	85% - 89%	87% - 92%
	不合格	$< 85\%$	$< 87\%$

# 等效利用小时数 – Yield (kWh/kW)

年等效利用小时数是国内比较不同发电方式的参照条件，例如燃煤火电典型的年等效利用小时数为**5000**小时，风电的典型值是**2000**，光伏的典型值是**1500**等。国际上则采用年kW发电量，英文：**Yield**。数值相同，意义相同，单位不同，**Yield**的单位：**kWh/kW**，而年等效利用小时数的单位是**h**（将分子和分母的kW约掉了）。

1) 年等效利用小时数（kW发电量）对于不同地域的项目，代表了资源条件的好坏；2) 对于同一地域的项目，则代表了“资源利用率”和设计方案的先进性，越高越好。3) 提高**Yield**的方法：提高**PR**，提高容配比，采用太阳跟踪器。

计算公式： $Y = E_{AC}/P_{AC}$

Y：等效利用小时数，或kW发电量（**Yield**）（kWh/kW）

$E_{AC}$ ：并网点的年发电量（kWh）

$P_{AC}$ ：电站额定交流功率，即逆变器额定功率之和（kW）

# 土地占用比**GCR**和**kW**占地

## ◆ 土地占用比（**GCR**）：

**GCR**（Ground Cover Rate）= 光伏组件总面积/电站占地总面积

越高越好，用于比较同类组件，不同运行方式的占地情况。

**缺点：**1) 没有考虑组件效率，薄膜电池和晶硅电池可能**GCR**一样，但功率差异很大，**GCR**没有体现差异；

2) 不能作为约束性指标，平铺土地利用率最高，但收益很差。所以只能在约束性指标，如**LCOE**或者等效利用小时数，确定之后再比较土地占用比或者土地利用率。

## ◆ “单位**kW**占地”：

**kW**占地 = 电站占地总面积/光伏电站额度功率（ $\text{m}^2/\text{kW}$ ）

**kW**占地考虑了组件效率，单位占地越小越好，用于比较不同类型组件但同一种运行方式的占地情况。

**缺点：**也不能作为约束性指标，因为平铺安装单位**kW**占地最小，但系统效益很差。因此只能在约束性指标，如**LCOE**或者等效利用小时数，确定之后再比较项目的**kW**占地。

# 度电成本LCOE和财务内部收益率IRR

$$\text{LCOE} = \frac{\text{sum of costs over lifetime}}{\text{sum of electrical energy produced over lifetime}} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

LCOE的表达式有很多，各有不同，这里引用[维基百科](#)的定义。

◆ **LCOE** = 寿命期成本/寿命期发电量 (元/kWh)

$$= \frac{(\sum_{t=1}^n I_t + \sum_{t=1}^n M_t + \sum_{t=1}^n F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^n E_t \times (1-dn)}$$

$I_t$ : 第n年的投资 (元)  $M_t$ : 第n年的运行/维护费用 (元)  $F_t$ : 第n年的燃料成本 (光伏=0)

$r$ : 贴现率 (Discount Rate): 将今后多年的投入折算成现值, 体现了资金的时间价值 (是绝对正值), 是金融机构调解货币市场的手段, 与利息相关, 但决不是具体项目的贷款利息。

$E_t$ : 第n年的发电量 (kWh)  $d_n$ : 第n年的性能衰降率,  $d_1=0, d_2=2.5\%, d_3=1.0\%, d_4=0.5\% \dots$

**LCOE**是国际上通用的用于横向比较的成本指标(不是电价), 没有上网电价、补贴、贷款利息、税收、收益等因素, 无论投资的钱是高利贷还是零利息, 也无论投标电价是**0.45元/kWh**还是**0.61元/kWh**, 都不影响**LCOE**的测算, 可以客观比较不同发电方式或不同电站的度电成本, 同一国家的项目比较, 也可以不考虑贴现率 (2个项目如果具有相同的r值则相互抵消)。

◆ **IRR** (财务内部收益率):

是具体项目内部控制的财务收益指标, 对应**LCOE**的是在保证一定**IRR**前提下测算的合理上网电价, **IRR**测算条件包括: 投资、运维、电价、贷款比例、利息、设备折旧、发电量、税收等几十种因素, 这些条件在项目之间不可能完全相同, 因此项目之间的**IRR**不可比。



# 合肥阳光张总给出的LCOE的计算公式

## 4 PR需要结合LCOE等其他指标一起用

$$\text{LCOE} = \frac{\text{生命周期的总成本}}{\text{生命周期的总发电量}} = \frac{\text{初始投资总成本} + \text{运维总成本} - \text{系统残值}}{\text{生命周期预计总发电量} \times (1 - \text{总衰减率})}$$



降低系统  
总成本

- 降低初始投资成本  
设备成本、系统其它成本
- 降低后期运维成本  
设备可靠性、智能运维



提高系统  
总发电量

- 提高逆变器发电效率  
逆变器转换效率、环境适应能力、过载能力
- 其它因素  
组件性能衰减、电网接入风险

如果同样是光伏项目，系统残值也可以不考虑，因为尽管初投资是不同的，但是残值的比例应该是相同的，比如10%，在相互比较的时候，相同的系数也约分约掉了。

# 度电成本LCOE的计算实例

$LCOE = \text{寿命期成本} / \text{寿命期发电量} \quad (\text{元}/\text{kWh})$

$$= \frac{(\sum_{t=1}^n I_t + \sum_1^n M_t + \sum_1^n F_t) / (1+r)^t}{\sum_{t=1}^n E_t \times (1-dn)} = \frac{\sum_{t=1}^n I_t + \sum_1^n M_t}{\sum_{t=1}^n E_t \times (1-dn)}$$

注：光伏发电不考虑燃料费用，同一个国家不考虑贴现率，寿命期全投资/寿命期发电量。

LCOE边界条件	大同固定1	大同固定2	拉萨固定	大同跟踪	跟踪说明	拉萨说明
电站容量 (kW)	10000	10000	10000	10000		
初投资 (万元)	7000	6500	7500	7910	支架增加80% 系统增加13%	增加7.2%
水平面年辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	1480	1480	2060	1480	一致	增加39%
方阵面年辐射量 (kWh/m <sup>2</sup> )	1690	1690	2300	2028	增加20%	增加36%
系统首年PR (%)	81	76	81	81	一致	一致
首年末组件衰降率 (%)	2	3	2	2	一致	一致
首年发电量 (MWh)	13689	12844	18630	16426.8	增加20%	增加36%
20年发电量 (MWh)	264869.77	24449.34	360473.65	317843.72	增加20%	增加36%
电站占地 (m <sup>2</sup> )	200000	200000	200000	220000	增加10%	一致
年土地租赁 (万元)	40	40	40	44	增加10%	一致
首年运行维护 (万元)	140	140	140	175	增加25.0%	一致
20年运行维护费用 (万元)	3600	3600	3600	4380	增加22.8%	一致
20年全投资合计 (万元)	10600	10100	11100	12290	增加16.5%	一致
20年LCOE (元/kWh)	0.4	0.413	0.308	0.387		



# IEC61724-1 提出的“系统效率”的概念

## 9.8.2 System (AC) efficiency

The mean system efficiency over the reporting period is defined by:

$$\eta_f = E_{out} / (H_i \times A_a) \quad (14)$$

Equation (14) can also be rewritten as:

$$\eta_{A,0} = P_0 / (G_{re} \times A_a) \quad PR = E_{out} / (P_0 \times H_i / G_{re}) \quad (15)$$
$$\eta_f = \eta_{A,0} \times PR$$

where  $\eta_{A,0}$  is the rated array efficiency defined in 9.8.1 and  $PR$  is the performance ratio defined in 10.3.1.

方阵效率≈ 组件效率（组件的技术水平），**PR = 交直流能量效率**（系统质量）

假如方阵效率 = **18%**，**PR = 80%**，则系统效率 = **14.4%**（意义混淆，相互干扰，分不清到底是组件效率的影响还是**PR**的影响）

**物理意义**：方阵面接收到的辐射能转换为交流输出发电量的比率。

可以作为与其它发电方式对比的指标，看出光伏的**总能量转换效率**还是很低的，也可以作为光伏系统的辅助评价指标，不需要单独测试（ **$\eta \times PR$** ）。

# 电站电气性能测试和判定指标（20项）

## 判定依据

- 1、IR：只分析，不判定；
- 2、积尘：依据电站设定值；
- 3、温升：只测试，不判定；
- 4、组件衰减：国能综新能（2015）51号文；
- 5、EL：只分析，不判定；
- 6、故障分析，统计比例；
- 7、3段失配损失不大于5.0%；  
2段失配损失不大于3.0%；
- 8、直流线损：建筑光伏技术规范（JGJ203-2010）2%，  
Sandia光伏设计手册3%；  
组件间线损可忽略。

编号	测试项目	分项和说明	合格判定标准
1	红外（IR）扫描	发现热斑组件	以检测结果为准，分析热斑原因。
2	光伏组串平均积尘损失	所有被测组串积尘损失平均值	按照电站设定值或 $\leq 5\%$
3	光伏组串温升损失	所有被测组串温升损失平均值	以测试结果为准，评估散热条件。
4	光伏组件平均功率衰减	组件类型1	按照合同约定，或参考工信部规范条件：（9.5节）1年内单晶硅组件 $\leq 3.0\%$ ，多晶硅组件 $\leq 2.5\%$ ，薄膜组件 $\leq 5.0\%$
		组件类型2	
		组件类型3	
5	电致发光（EL）扫描	对于功率衰减或热斑严重的组件才进行测试	以检测结果为准，分析隐裂与功率衰减或热斑之间的相关性。
6	组件旁路二极管检测（抽测）	发现故障二极管	以检测结果为准，分析故障现象和故障比例（ $\leq 1\%$ ）
7	集中逆变器串、并联平均失配损失	组件-组串	3段失配损失 $\leq 5\%$
		组串-汇流箱	
汇流箱-逆变器			
8	集中逆变器光伏系统直流线损	组串近、中、远平均	2段直流线损 $\leq 3\%$
		汇流箱近、中、远平均	
8	组串逆变器光伏系统直流线损	组串近、中、远平均	$\leq 1.5\%$

# 电站测试项目和判定指标

9	光伏方阵间遮挡损失	测量方阵倾角和间距	以GB/T50797-2012的设计原则为准。
10	集中逆变器交流平均线损	逆变器-变压器	2段交流线损 ≤ 3%
		近、中、远平均	
		变压器-并网点	
		近、中、远平均	
	组串逆变器交流平均线损	逆变器-交流汇流箱	2段交流线损 ≤ 3%
		近、中、远平均	
交流汇流箱-变压器			
近、中、远平均			
		变压器-并网点	交流线损 ≤ 1.5%
		近、中、远平均	
11	逆变器加权效率	带变压器（不带变压器）加权效率	含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于96%，不含变压器型的光伏逆变器中国加权效率不得低于98%（微型逆变器相关指标分别不低于94%和95%）。
12	逆变器MPPT跟踪精度（可选）		≥ 98%
13	变压器加权效率	加权效率	≥ 98%

## 判定依据

9、遮挡损失：依据GB/T50797-2012；  
 10、交流线损：依照直流线损；  
 11、逆变器中国效率：国能综新能（2015）51号文；

# 安全性和并网特性测试及判定指标

## 判定依据

14、绝缘电阻：  
IEC62446-1（2016）；  
15、接地电阻依据  
GB/T32512-2016；  
接地连续性：依据  
IEC61730-2（2004）；  
16、电能质量（可选）：  
GB/T29319-2012；

14	光伏方阵绝缘阻值测试（系统电压 $\geq 500V$ ）	正极对地(1000V)	$\geq 1M\Omega$
		负极对地(1000V)	$\geq 1M\Omega$
		正负极短路对地(1000V)	$\geq 1M\Omega$
15	接地电阻和接地连续性测试	阵列之间最大电阻值	$\leq 100m\Omega$
		阵列与汇流箱之间最大电阻值	
		阵列与控制室接地端之间最大电阻值	
		汇流箱接地点接地电阻	$\leq 10 \Omega$
		引下线截面积	$\geq 100 \text{ mm}^2$
16	并网点电能质量	平均电压偏差	$\leq 20kV$ 时： $\pm 7\%$ $\geq 35kV$ 时： $\pm 10\%$
		平均频率偏差	$\pm 0.5 \text{ Hz}$
		总谐波电流畸变	总谐波电流畸变应小于逆变器额定输出电流的5%
		三相不平衡度	公共连接点的负序电压不平衡度应不超过2%，短时不超过4%。
		直流分量	$\leq 0.5 \%$
17	有功/无功功率控制能力		应符合GB/T19964-2012要求
18	孤岛保护	接入电压等级	应符合GB/T29319-2012 要求
19	低电压穿越	接入电压等级	应符合GB/T19964-2012要求
20	电压/频率适应能力验证		应符合GB/T19964-2013要求

# 系统评价指标和判定标准

1	光伏系统能效比 (PR)	≥ 75% 合格, ≥ 80%优秀	必测项目
2	抽样逆变单元能效比 (PR)	≥ 77% 合格, ≥ 82%优秀	必测项目
3	光伏系统功率比 (%)	≥ 82% 合格, ≥ 88%优秀	必测项目
4	抽样逆变单元功率比 (%)	≥ 85% 合格, ≥ 90%优秀	必测项目
5	年等效利用小时数 (kWh/kW)	一类地区: ≥1500 二类地区: ≥1200 三类地区: ≥1000	越高越好
6	逆变器的正常运行率	≥ 95%	越高越好
7	太阳跟踪器正常运行率	≥ 95%	越高越好
8	光伏系统kW占地 (m <sup>2</sup> /kW)	交流并网额定功率/光伏系统占地 总面积	越少越好
9	度电成本LCOE	寿命期成本/寿命期发电量	越低越好
10	系统效率	≥ 15%	组件初始效率x PR

# 光伏系统综合量化评价指标总结

分类	测试项目	评价目的指向	测试时间节点
现场部件测试项目	光伏组件效率	技术水平	项目建成
	组件功率衰减率	可靠性	一年后
	逆变器中国效率	技术水平	一年后
	逆变器正常运行率	逆变器可靠性	一年后
	太阳跟踪器正常运行率	太阳跟踪器可靠性	一年后
现场系统测试项目	系统能效比PR	系统的可靠性和效率水平	一年后
	系统功率比	系统的可靠性和效率水平	一年后
	年等效利用小时数 Yield	资源条件/资源利用率和设计先进性	一年后
	土地利用率	土地利用率	随时
	度电成本	经济性	一年后
	系统效率 $\eta \times PR$	总能量效率	项目建成/一年后
系统现场完整测试项目		电气指标、安全指标和并网特性	一年后

强烈呼吁为“光伏-逆变器  
容配比”松绑！

# 光伏系统额定容量亟需重新定义!!!

## GB50797-2012: 光伏发电站设计规范

2.1.23 安装容量 capacity of installation

光伏发电站中安装的光伏组件的标称功率之和,计量单位是峰瓦(W<sub>p</sub>)。

**IEC TS 63019** Information model for availability of photovoltaic (PV) power systems (光伏发电系统正常运行率的信息模型)

### 3.13 PVPS AC capacity

rated output of a PVPS, or alternatively, its contractually obligated maximum, under specific designated conditions, commonly expressed in megawatts (MW). PVPS ratings by aggregated module nameplate are also common.

光伏发电系统的交流容量定义为光伏系统的额定输出或者说该容量为合同约定的最大功率,通常单位用MW。将光伏组件功率之和作为光伏系统的额定功率也很常见。

**IEC62738** Design guidelines and recommendations for ground-mounted photovoltaic power plants

(地面安装的光伏电站设计导则)

A 3.4 **PV power to inverter power ratio (PVIR)** 光伏-逆变器功率比

$PVIR = PV \text{ nominal maximum power at STC} / \text{Inverter maximum a.c. output power}$

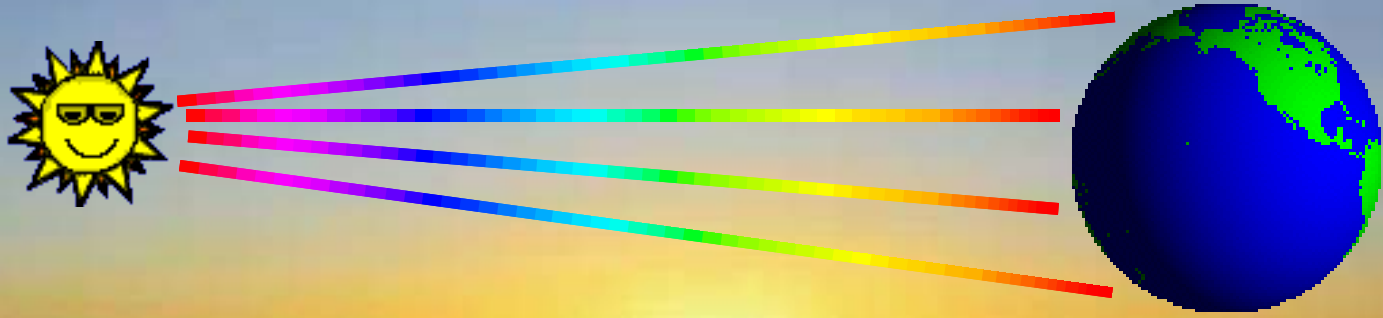
PV power plants are often designed with high PVIR ratios to achieve lower installed cost of energy. 光伏电站通常设计成高光伏-逆变器功率比 (PVIR) 以获得低的度电成本。



# 光伏系统额定容量亟需重新定义!!!

## 呼吁尽快给“光伏-逆变器容配比”松绑!

- 1) 当前国际上普遍采用高的“光伏-逆变器容配比”（国外叫：功率比）。适度提高光伏-逆变器容配比是光伏系统设计重要的技术创新，普遍被光伏界接受是在**2012**年之后，尤以美国**First Solar** 为代表，该公司电站的容配比一般都选在**1.4: 1.0**；
- 2) 适度提高“光伏-逆变器容配比”能够优化系统配置、有效降低光伏发电的度电成本，有利于尽早实现“平价上网”，**应当鼓励!**
- 3) 提高“光伏-逆变器容配比”并不影响系统的安全性，**也不会超功率运行**，**IEC**标准已经规定，高功率比情况下，当辐照度较高，逆变器达到额定功率后，要求转入“**限功率运行**”（**constrained operation**），详见**IEC62738**（地面安装的光伏电站设计导则）和**IEC62724-2**（光伏发电系统性能-容量评价方法）；
- 4) 光伏-逆变器容配比**并不是越高越好**，涉及到辐照资源、环境温度、组件和直流设备成本、土地费用、电价水平、“限光率”（不是弃光率）等多种因素，**需要基于“度电成本LCOE最低”的原则优化设计**；
- 5) 呼吁尽快修订国标**GB50797**，消除阻碍技术创新和技术进步的障碍；
- 6) **阳光电源曹仁贤**几年前就在呼吁，我也再次呼吁为“光伏-逆变器容配比”松绑!



谢谢!

*jikewsch@163.com*