

## 5. 設計計算資料

## (一) 各相間不平衡檢討

採用三相變流器，共 8 台，交流輸出功率合計 240 kW，各相平衡。

項次	交流輸出功率 (kW)	數量	小計 (kW)
1	30	8	240
	合計	8	240

各相之交流輸出功率合計：A  $\phi$  = 70.350 kW，B  $\phi$  = 70.350 kW，C  $\phi$  = 70.350 kW

本案符合再生能源發電併聯要點第三條第四項，1. 併接於低壓三相之配電系統，各相間不平衡未超過 5,000 伏安。2. 併接於低壓單相之配電系統，其最大裝置容量不得超過 20,000 伏安。

## (二) 保護協調（故障電流）檢討（第五條與第七條第一項）

## 1. 發電設備短路容量計算：

短路容量 (kVA) =  $V_{mp} \times I_{sc} \times E \times$  太陽光電模組片數

項次	太陽光電模組峰值電壓 $V_{mp}$ (V)	太陽光電模組短路電流 $I_{sc}$ (A)	變流器效率 E (%)	太陽光電模組片數	短路容量 (kVA)
1	33.35	9.98	98.5	670	219.65
			合計	670	219.65

## 2. 故障電流計算：

故障電流檢討用以正確太陽光電發電系統與台電公司併接後，系統單相短路電流是否會超出管制標準。太陽能光電發電系統產生之故障電流，可採用電力調節器額定電流的 2 倍，作為其產生之故障電流值，再加上故障時，由台電電源系統流入之故障電流共同檢討之。

$\Sigma I_{asy} (kA) = I_{asy} (kA) + PV$  產生之故障電流

太陽能發電系統單線圖 參考詳圖

## 2.1 由市電流入之故障電流檢討：

## ◆系統資料

電源系統		責任分界點之三相短路容量	X / R
3 $\phi$	22.8 kV	500 MVA	25

## ◆變壓器之基本資料

變壓器名稱	容量 (kVA)	變壓器 結線法	一次側電壓 (V)	二次側電壓 (V)	百分率阻抗值			激磁電流 (%)	備註
					R %	X %	Z %		
TPC-TR1	501		22,800	380 - 220	1.20	1.96	2.30		台電

◆計算基準：基值容量  $kVA_b = 1000$  kVA

基值電壓 $kV_{b1(3\phi)} = 22.8$ kV	基值電流 $I_{b1(3\phi)} = 25.3$ A	基值阻抗 $Z_{b1(3\phi)} = 519.84$ $\Omega$
基值電壓 $kV_{b2(3\phi)} = 0.38$ kV	基值電流 $I_{b2(3\phi)} = 1519.3$ A	基值阻抗 $Z_{b2(3\phi)} = 0.1444$ $\Omega$

5. 設計計算資料

◆基值電流  $I_b$  及基值阻抗  $Z_b$  之計算公式如下：

單相基值電流 $I_{b(1\phi)} = \frac{kVA_b}{kV_b}$ A	單相基值阻抗 $Z_{b(1\phi)} = \frac{kV_b \times 1000}{I_b} = \frac{(kV_b)^2 \times 1000}{kVA_b}$ Ω
三相基值電流 $I_{b(3\phi)} = \frac{kVA_b}{\sqrt{3}kV_b}$ A	三相基值阻抗 $Z_{b(3\phi)} = \frac{kV_b \times 1000}{\sqrt{3}I_b} = \frac{(kV_b)^2 \times 1000}{kVA_b}$ Ω

◆單相短路容量為三相短路容量的二分之一，證明如下：

三相短路容量 MVA =  $\sqrt{3}kV \times I_{s(3\phi)}$  ,  $I_{s(3\phi)} = \frac{I_{b(3\phi)}}{pu_z}$  ,  $I_{s(1\phi)} = \frac{I_{b(1\phi)}}{pu_z}$

三相平衡時流入中性點之電流為零，又單相短路時其阻抗為兩線之和 =  $2 pu_z$  ，則：

$$\frac{I_{s(1\phi)}}{I_{s(3\phi)}} = \frac{\frac{I_{b(1\phi)}}{2 pu_z}}{\frac{I_{b(3\phi)}}{pu_z}} = \frac{I_{b(1\phi)}}{2 \times I_{b(3\phi)}} = \frac{\frac{kVA_b}{kV_b}}{2 \times \frac{kVA_b}{\sqrt{3}kV_b}} = \frac{\sqrt{3}}{2} \rightarrow \text{得 } I_{s(1\phi)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_{s(3\phi)}$$

$kV \times I_{s(1\phi)} = \frac{1}{2} \times \sqrt{3} \times kV \times I_{s(3\phi)} \rightarrow \text{單相短路容量 MVA} = \frac{1}{2} \text{ 三相短路容量 MVA} \dots\dots \text{OK}$

202605 太陽光電系統工程

5. 設計計算資料

故障點	配電盤名稱	基準電壓 (kV)	基準電流 (A)	基準阻抗 ( $\Omega$ )	電壓 (kV)	長度 (m)	每相電纜			管別	電阻 R ( $\Omega$ /km)	電抗 $X_l$ ( $\Omega$ /km)	$\Sigma$ 等效阻抗 ( $\Omega$ )		X/R	K	$I_{sym}$ (kA)	$I_{asy}$ (kA)	$I_{cu}$ (kA) $I_{cs} = 50\%I_{cu}$
							線別	線徑	條數				R (pu)	X (pu)					
f-1	KWH	0.38	1519.3	0.1444	0.6	10	XLPE.C	250	2	PVC.P	0.0957	0.1126	0.02726581	0.04506057	1.65	1.01	28.85	29.14	30
f-2	AC	0.38	1519.3	0.1444	0.6	20	XLPE.C	250	2	PVC.P	0.0957	0.1126	0.03389323	0.05285835	1.56	1.01	24.2	24.44	30

## 5. 設計計算資料

★TPC-TR1 容量： 501 kVA 二次側 3 $\phi$  4W 380 - 220 V 供電系統：

◆電源系統阻抗：責任分界點之三相短路容量 500 MVA，基值容量  $kVA_b = 1000$  kVA

$$Z_s = j \frac{kVA_b}{kVA_s} = \frac{1000}{500} \frac{kVA}{MVA} = \frac{1000}{500 \times 1000} \frac{kVA}{kVA} = j 0.002 = 0.002 \angle 90^\circ (p.u)$$

$$\text{◆變壓器阻抗 } Z_{TR} = 0.012 + j 0.01962 \rightarrow Z_{TR} \times \frac{kVA_b}{kVA_{TR}} = 0.0239521 + j 0.03916168 (p.u)$$

$$\Sigma Z_{TR} = Z_s + Z_{TR} = 0.02395210 + j 0.04116168 = 0.04762339 \angle 59.8^\circ (p.u)$$

◆配電盤名稱：KWH 故障點：f-1 TR二次側：kV<sub>b2</sub> = 0.38 kV I<sub>b2</sub> = 1519.3 A Z<sub>b2</sub> = 0.1444  $\Omega$

配管線：0.6 kV XLPE.C 250 mm<sup>2</sup>，2 /  $\phi$ ，10 m，IN PVC.P Z<sub>cable</sub> = 0.0957 + j 0.1126 ( $\Omega$ /km)

$$Z_w = \frac{Z_{cable}}{Z_{b2}} = \frac{0.0957 + j 0.1126}{0.1444} \times \frac{10 \text{ m}}{1000 \text{ m}} \times \frac{1}{2} = 0.00331371 + j 0.00389889 = 0.00511684 \angle 49.6^\circ (p.u)$$

$$\Sigma Z_{f-1} = \Sigma Z_{TR} + Z_w = 0.02726581 + j 0.04506057 = 0.05266763 \angle 58.8^\circ (p.u)$$

$$\text{對稱故障電流：} I_{f-1} (sym) = \frac{I_{b2}}{\Sigma Z_{f-1}} = 28.85 \text{ (kA)} \quad \frac{X}{R} = 1.65, K = 1.01$$

$$\text{非對稱故障電流：} I_{f-1} (asy) = K \times I_{f-1} (sym) = 29.14 \text{ (kA)} \rightarrow (I_{cu} = 30 \text{ kA} \geq 29.14 \text{ kA}) \dots\dots \text{OK}$$

◆配電盤名稱：AC 故障點：f-2 基準值：kV<sub>b2</sub> = 0.38 kV I<sub>b2</sub> = 1519.3 A Z<sub>b2</sub> = 0.1444  $\Omega$

配管線：0.6 kV XLPE.C 250 mm<sup>2</sup>，2 /  $\phi$ ，20 m，IN PVC.P Z<sub>cable</sub> = 0.0957 + j 0.1126 ( $\Omega$ /km)

$$Z_w = \frac{Z_{cable}}{Z_{b2}} = \frac{0.0957 + j 0.1126}{0.1444} \times \frac{20 \text{ m}}{1000 \text{ m}} \times \frac{1}{2} = 0.00662742 + j 0.00779778 = 0.01023367 \angle 49.6^\circ (p.u)$$

$$\Sigma Z_{f-2} = \Sigma Z_{f-1} + Z_w = 0.03389323 + j 0.05285835 = 0.06279137 \angle 57.3^\circ (p.u)$$

$$\text{對稱故障電流：} I_{f-2} (sym) = \frac{I_{b2}}{\Sigma Z_{f-2}} = 24.2 \text{ (kA)} \quad \frac{X}{R} = 1.56, K = 1.01$$

$$\text{非對稱故障電流：} I_{f-2} (asy) = K \times I_{f-2} (sym) = 24.44 \text{ (kA)} \rightarrow (I_{cu} = 30 \text{ kA} \geq 24.44 \text{ kA}) \dots\dots \text{OK}$$

5. 設計計算資料

2.2 由太陽光發電系統 PV 產生之故障電流檢討：

$$PV \text{ 總額定電流 } I_n (A) = 211.05 \text{ kWp} / (\sqrt{3} \times 380 \text{ V} \times 1) = 320.66 \text{ (A)}$$

$$PV \text{ 產生之故障電流 } = 2 \times I_n (A) = 2 \times 320.66 = 641.32 \text{ (A)} \approx 0.64 \text{ (kA)}$$

2.3 故障點 KWH 表後箱之故障電流  $\Sigma I_{asy} \text{ (kA)} = I_{asy} \text{ (kA)} + PV \text{ 產生之故障電流} :$

$$\Sigma I_{asy} \text{ (kA)} = 29.14 \text{ (kA)} + 0.64 \text{ (kA)} = 29.78 \text{ (kA)}, \text{ 採用 } 30 \text{ (kA)} \dots\dots \text{OK}$$

2.4 故障點 AC 箱之故障電流  $\Sigma I_{asy} \text{ (kA)} = I_{asy} \text{ (kA)} + PV \text{ 產生之故障電流} :$

$$\Sigma I_{asy} \text{ (kA)} = 24.44 \text{ (kA)} + 0.64 \text{ (kA)} = 25.08 \text{ (kA)}, \text{ 採用 } 30 \text{ (kA)} \dots\dots \text{OK}$$

5. 設計計算資料

(三) 電壓變動率（壓降、損失率）檢討：（詳註3）（第七條第二項及第五項）

1. 線路損失計算檢討：  併聯低壓內線，不計線損。

計量設備至責任分界點線路損失

$$\text{三相線路損失 } P_{Loss} = 3 \times I_{out}^2 \times Z \times L$$

售電表箱至併接點距離大約 10 M → L = 0.01 (km)

採用 XLPE 電纜 250 mm<sup>2</sup>，線路阻抗 R = 0.0722 (Ω / km) ..... @ (20°C 直流電阻)

$$0.0722 \times [1 + 0.00393(60 - 20)] \times 1.04 = 0.0868 \text{ (}\Omega / \text{km)} \text{ ..... @ (60°C 交流電阻)}$$

雙路並聯，並聯後之線路總阻抗 R' = 0.0434 (Ω / km) ..... @ (60°C 交流電阻)

裝置容量 P<sub>out</sub> = 211.05 kWp，輸出電壓 V<sub>out</sub> = 380 V

$$I_{out} = PV \text{ 裝置容量 kWp} / (\sqrt{3} \times \text{線電壓}) = 211.05 / (\sqrt{3} \times 0.38) = 320.66 \text{ (A)}$$

$$\text{三相線路損失 } P_{Loss} = 3 \times I_{out}^2 \times Z \times L$$

$$= 3 \times 320.66^2 \times 0.0434 \times 0.01 = 133.88 \text{ (W)}$$

$$\blacklozenge \text{ 損失率 Loss (\%)} = P_{Loss} / P_{out} \times 100 \% = 133.88 / 211050 \times 100 \% = 0.0634 \text{ (\%)}$$

2. 電壓變動率及閃爍檢討：

併聯電壓變動率 ≤ 3% ..... 檢討符合規定。

太陽光電發電系統非屬「台灣電力股份有限公司電壓閃爍管制要點」適用對象，故免檢討。

3. 電壓降計算檢討：

電壓降檢討說明

依據「用戶用電設備裝置規則」之「第7條」規定：

供電給照明、電力、電熱或該等混合負載之低壓幹線及其分路，其電壓降均不得超過標稱電壓百分之三，兩者合計不得超過百分之五。

計算公式依供電方式如下：

單相兩線：	$VD(\%) = \frac{2 \times I \times L \times (R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta)}{V} \times 1000$	符號說明 I：線路電流 (A)
-------	---	--------------------

5. 設計計算資料

單相三線和三相四線：	$VD(\%) = \frac{I \times L \times ( R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta )}{V} \times 1000$	L：導線長度 ( km ) V：相電壓 ( V ) R：導線電阻 ( Ω / km ) X：導線電抗 ( Ω / km )
三相三線：	$VD(\%) = \frac{\sqrt{3} \times I \times L \times ( R \cdot \cos \theta + X \cdot \sin \theta )}{V} \times 1000$	

◆ 單路幹線壓降：																		
迴路類型	起始盤名	→	迄點盤名 或負載名	相 / 線	電壓 ( V )	負載容量 ( kVA )	負載電流 ( A )	長度 ( m )	每相電纜			電阻 R ( Ω / km )	電抗 XL ( Ω / km )	功 因		配管管徑		壓降 VD(%)
									線別	線徑	組數			cos θ	sin θ	管別	( mm )	
單路幹線	TPC-TR1	→	KWH	3 § 4W	380 - 220 V	211.05	320.66	10	XLPE.C	250	2	0.0869	0.1126	1.00	0.00	PVC	∅ 100	0.060
單路幹線	KWH	→	AC	3 § 4W	380 - 220 V	211.05	320.66	20	XLPE.C	250	2	0.0869	0.1126	1.00	0.00	PVC	∅ 100	0.130
◆ 分路壓降：採該盤最大值者來呈現																		
迴路類型	起始盤名	→	迄點盤名 或負載名	相 / 線	電壓 ( V )	負載容量 ( kVA )	負載電流 ( A )	長度 ( m )	每相電纜			電阻 R ( Ω / km )	電抗 XL ( Ω / km )	功 因		配管管徑		壓降 VD(%)
									線別	線徑	組數			cos θ	sin θ	管別	( mm )	
分路	AC	→	INV1	3 § 4W	380 - 220 V	25.83	39.24	2	XLPE.C	14	1	1.5044	0.1988	1.00	0.00	DUCT	DUCT	0.050
◆ 合成幹線壓降：																		
迴路類型	起始盤名 → 迄點盤名或負載名																	壓降 VD(%)
合成幹線	TPC-TR1→KWH→AC = 0.06+0.13 = 0.19% < 3% ... OK																	0.190
◆ 幹線+分路壓降：分路採該盤最大值者來計算																		
迴路類型	起始盤名 → 迄點盤名或負載名																	壓降 VD(%)
幹線+分路	TPC-TR1→KWH→AC→INV1 = 0.06+0.13+0.05 = 0.24% < 5% ... OK																	0.240



(八) 諧波管制檢討：

變流器輸出之總諧波電流失真率 (THDi) 於額定輸出時小於 3%，符合併聯要點第七條第七項規定，詳經濟部標準檢驗局 VPC 認證及原廠電力諧波測試合格報告。