[UCI]I804:24011-200000236447

2008年 8月
博士學位論文

30kW급 단상 계통연계형 태양광발전시스템에 관한 연구

朝鮮大學校 大學院

電 氣 工 學 科

崔 錫 祚

2008年 8月 博士學位論文 30kW급 단상 계통연계형 태양광발전시스템에 관한 연구 崔 錫 祚

30kW급 단상 계통연계형 태양광발전시스템에 관한 연구

A Study on the 30kW Single Phase Grid-Connected Photovoltaic System

2008年 8月 日

朝鮮大學校 大學院

電 氣 工 學 科

崔 錫 祚

30kW급 단상 계통연계형 태양광발전시스템에 관한 연구

指導敎授　曺 錦 培

이 論文을 工學 博士學位 論文으로 提出함.

2008年　4 月　日

朝鮮大學校 大學院

電 氣 工 學 科

崔 錫 祚

崔錫祚의 博士學位 論文을 認准함.

委員長　朝鮮大學校　敎授 _____印

委　員　朝鮮大學校　敎授 _____印

委　員　朝鮮大學校　敎授 _____印

委　員　朝鮮大學校　敎授 _____印

委　員　朝鮮大學校　敎授 _____印

2008 年　*6* 月　　日

朝鮮大學校 大學院

목　　차

ABSTRACT

I. 서　론 ····· 1

A. 연구의 배경과 필요성 ····· 1

B. 연구의 내용 ····· 4

II. 이론적 고찰 ····· 6

A. 태양전지의 이론 및 특성 ····· 6

1. 태양전지의 원리 및 구조 ····· 6

2. 태양전지의 특성 ····· 9

B. 태양광발전시스템 분류 ····· 16

1. 독립형 태양광발전시스템 ····· 16

2. 계통연계형 태양광발전시스템 ····· 18

C. 태양광발전시스템 구성 ····· 20

1. 태양전지 모듈 ····· 20

2. 인버터 ····· 23

3. 접속함 ····· 40

D. 운전특성 평가방법 ····· 44

III. 태양광발전시스템 설계 ····· 47

A. 태양전지 어레이 ····· 47

1. 어레이 구성 ····· 47

2. 그림자 영향과 이격거리 ····· 50
3. 어레이의 방위각과 경사각 ····· 52
B. 전압강하 ····· 54

IV. 시뮬레이션 ····· 56
A. 태양전지 ····· 58
1. 태양전지 모듈 ····· 58
2. 태양전지 어레이 ····· 63
B. 바이패스 및 역류방지 다이오드 ····· 76
C. 30kW PV시스템의 운전특성 ····· 78

V. 실 험 ····· 83
A. 시스템구성 ····· 83
1. 태양전지 어레이 ····· 86
2. 인버터 ····· 89
3. 모니터링 시스템 ····· 91
B. 시스템 운전특성 ····· 93
1. 어레이 출력특성 ····· 93
2. 인버터 출력특성 ····· 95
3. 운전특성 평가 ····· 100

VI. 결 론 ····· 104

참고문헌

List of Tables

Table 4-1 Parameter of PV module ····· 56

Table 4-2 Parameter of inverter ····· 57

Table 4-3 Simulation Results ····· 59

Table 4-4 PV generation value at the azimuth angle ····· 73

Table 4-5 PV generation value at the tilt angle ····· 75

Table 4-6 Characteristics of PV system ····· 79

Table 5-1 PV module and array parameter ····· 86

Table 5-2 Parameter of inverter ····· 89

List of Figures

Fig. 2-1 The basic principle of photovoltaic ····· 7

Fig. 2-2 The photovoltaic effect in P-N junction ····· 7

Fig. 2-3 The I-V characteristics of a solar cell compared to a diode ····· 8

Fig. 2-4 The equivalent circuit of solar cell ····· 9

Fig. 2-5 The voltage and current characteristics of solar cell ····· 11

Fig. 2-6 Effect of series resistance in the I-V characteristics ····· 14

Fig. 2-7 Effect of shunt resistance in the I-V characteristics ····· 15

Fig. 2-8 Block diagram of stand alone PV system ····· 17

Fig. 2-9 Block diagram of grid-connected PV system ····· 19

Fig. 2-10 Structure of solar module ····· 20

Fig. 2-11 Low frequency isolation method ····· 24

Fig. 2-12 High frequency isolation method ····· 25

Fig. 2-13 Transformer transless method ····· 26

Fig. 2-14 Topology of gird connected PV inverter ····· 27

Fig. 2-15 Operating signal process of inverter ····· 29

Fig. 2-16 Output voltage and current waveform of inverter ····· 29

Fig. 2-17 Circuit configuration of the three phase inverter ····· 31

Fig. 2-18 Operation waveform of the three phase inverter ····· 31

Fig. 2-19 Flow chart of P&O MPPT algorithm ····· 34

Fig. 2-20 Flow chart of IncCond MPPT algorithm ····· 36

Fig. 2-21 Circuit diagram of junction box ····· 40

Fig. 2-22 Bypass diode configuration ····· 41

Fig. 3-1 String configuration ····· 48

Fig. 3-2 PV plants design inverter position with string interval 49

Fig. 3-3 Distance length of array ····· 50

Fig. 3-4 Flow chart of feeder size computation ····· 55

Fig. 4-1 I-V characteristics curve of PV module ····· 59

Fig. 4-2 I-V characteristics curve at difference irradiation ····· 60

Fig. 4-3 Output power characteristics curve according to variation irradiation ····· 60

Fig. 4-4 I-V characteristics curve according to variation temperature ····· 61

Fig. 4-5 Output power characteristics curve according to variation temperature ····· 61

Fig. 4-6 I-V characteristics for two cells in series connection ··· 62

Fig. 4-7 I-V characteristics for two cells in parallel connection 62

Fig. 4-8 Output characteristics by array configuration ····· 64

Fig. 4-9 Configuration and connection of PV array ····· 65

Fig. 4-10 Shading situation and characteristic curves with seres connection ····· 68

Fig. 4-11 Shadow effect with array distance ····· 69

Fig. 4-12 A monthly PV generation value at the azimuth angle 72
Fig. 4-13 A yearly PV generation value at the azimuth angle ·· 73
Fig. 4-14 A monthly PV generation value at the tilt angle ····· 74
Fig. 4-15 A yearly PV generation value at the tilt angle ····· 75
Fig. 4-16 Electric characteristics curve
of bypass diode operation ····· 76
Fig. 4-17 Operating characteristics of blocking diode ····· 77
Fig. 4-18 A monthly PV generation value ····· 80
Fig. 4-19 A monthly PV array efficiency value ····· 80
Fig. 4-20 A monthly inverter efficiency value ····· 81
Fig. 4-21 A monthly global inverter loss value ····· 81
Fig. 4-22 A monthly PV system efficiency value ····· 82
Fig. 4-23 A monthly performance ratio value ····· 82
Fig. 5-1 Configuration of 30kW PV system ····· 84
Fig. 5-2 Distribution diagram of PV system ····· 84
Fig. 5-3 30kW Photovoltaic system ····· 85
Fig. 5-4 PV module ····· 87
Fig. 5-5 Connection diagram of PV module ····· 87
Fig. 5-6 Front and back side of PV array ····· 88
Fig. 5-7 Inverter connection and cabinet box ····· 90
Fig. 5-8 Main screen of PV monitoring system ····· 92
Fig. 5-9 PV array power characteristics at 1kW ····· 93

Fig. 5-10 PV array power characteristics at 2.8kW ····· 94

Fig. 5-11 Inverter output voltage waveform ····· 96

Fig. 5-12 Inverter output current waveform ····· 96

Fig. 5-13 PWM output voltage and inverter current waveforms 97

Fig. 5-14 Inverter output current and FFT anaysis ····· 97

Fig. 5-15 Output voltage and current waveforms
for Inverter at 1kW ····· 98

Fig. 5-16 Output voltage and current waveforms
for Inverter at 2.8kW ····· 98

Fig. 5-17 PV array and Inverter current waveforms
at irradiation decrease ····· 99

Fig. 5-18 PV array and Inverter current waveforms
at irradiation increase ····· 99

Fig. 5-19 Output power according to variation irradiation ····· 101

Fig. 5-20 Inverter efficiency by months ····· 101

Fig. 5-21 PV array conversion efficiency by months ····· 102

Fig. 5-22 System generation efficiency by months ····· 102

Fig. 5-23 Utilization ratio by months ····· 103

Fig. 5-24 Performance ratio by months ····· 103

Nomenclatures

I_{ph} : 광전류 [A]

I_d : 다이오드 전류 [A]

I_o : 다이오드 포화전류 [A]

h : 플랑크 상수 [J×s]

I_L : 부하전류 [A]

λ : 파장 [nm]

K : 볼쯔만 상수 [J/K]

T : 절대온도 [K]

q : 전자 한개의 전하량 [C]

R_s : 직렬 저항 [Ω]

R_{sh} : 병렬 저항 [Ω]

V_{oc} : 개방전압 [V]

I_{sc} : 단락전류 [A]

V_o : 출력전압 [V]

$P_{\max}$: 최대출력 [W]

η : 효율 [%]

V_m : 최대출력시 전압 [V]

I_m : 최대출력시 전류 [A]

P_{in} : 입사된 태양광에너지 [W]

t : 동작조건에서 태양전지 표면온도 [℃]

Q : 동작조건에서 일사강도 [kW/m^2]

A : 총 셀의 면적 [m^2]

G : 일사량 [kWh/m^2]

T_{pv} : 모듈의 온도 [℃]

G_e : 유효일사량 [kWh/m^2]

E_{Inv} : 인버터 출력전력량 [kWh]

$P_{PV,nom}$: 표준조건(STC) 공칭출력전력 [kWh]

G_A : 전일사량 [kWh/m^2]

G_{STC} : 표준조건(STC) 일사강도 $1kW/m^2$

η_{system} : 시스템 효율 [%]

E_{Inv} : 인버터출력량 [kWh]

Q_A : 경사면 일사량 [kWh/m^2]

T_{pv} : 모듈의 온도 [℃]

L : 시스템 이용률 [%]

η_{Array} : 어레이 변환효율 [%]

P_o : 시스템 정격 용량 [kW]

Abbreviation

PV : Photovoltaic

DC : Direct Current

AC : Alternating Current

AM : Air Mass

MCCB : Molded Case Circuit Breaker

MPP : Maximum Power Point

MPPT : Maximum Power Point Tracking

FF : Fill Factor

PWM : Pulse Width Modulation

STC : Standard Test Conditions

APF : Active Power Filter

OVR : Over Voltage Relay

UVR : Under Voltage Relay

OFR : Over Frequency Relay

UFR : Under Frequency Relay

SPD : Surge Protection Device

RTU : Remote Terminal Unit

PR : Performance Ratio

IEC : International Electrotechnical Commission

EVA : Ethylene Vinyl Acetate

ABSTRACT

A Study on the 30kW Single Phase Grid-Connected Photovoltaic System

Suck-Jou Choi
Advisor : Prof. Geum-Bae Cho, Ph.D.
Department of Electrical Engineering,
Graduate School of Chosun University

Photovoltaic system is using the clean and infinite energy source, there is no air pollution, noise and vibration. and PV system operate without fuel convoy, rotation surface, high temperature and high pressure, So it is easy to maintenance, long life cycle, simple installation. Respectively international and domestic PV market growth over 30% and 40% every year.

Photovoltaic power systems convert sunlight directly into electricity. A residential PV power system enables a homeowner to generate some or all of their daily electrical energy demand on their own roof, exchanging daytime excess power for future energy needs

While compare preexisted generation of electric power method

with PV system, PV system is more expensive, lower solar energy density, convert efficiency and depend on the weather and natural environment.

Both of small size residental PV generation and large scale power generation plant, as distribution power source cut necessary for the peak power is increase, through the various government volunteer system PV system popularization business tried to promoted.

So, through this paper sets out key criteria that describe a quality system and key design and installation consideration that should be met to achieve this goal.

In the present, there is not insured reliability of performance and installation standards. PV system design standards need for smoothly material supply and optimal performance.

In this paper, It was suggested that new installation standards for PV system setup and various simulation was performed. With according to proposed method, designed for the PV system and investigated through the simulation practically.

It was applied to the 1 phases 30kW, grid connected PV system and demonstrated examination in the field. Solar array characteristics, inverter characteristics, system efficiency, performance and stability of system were considered. Proposed optimal design method was studied through the characteristics of demonstration drive analysis.

I. 서 론

A. 연구의 배경과 필요성

지구 환경은 변하고 있으며, 지구 곳곳에서 기상 이변 및 대규모 재난이 잇따르고 있다. 기상 전문가들은 이와 같은 현상들이 환경 파괴에 따른 재앙이라고 지적하고 있다. 인류의 문명발달과 삶의 질 향상에 따른 화석연료 사용의 증가로 인해 대기속으로 많은 양의 이산화탄소를 방출하게 되어 온실가스의 농도가 증가하게 된다. 이 때 흡수되는 복사열의 양이 증가하여 지구 표면의 온도 상승하는 현상, 즉 지구 온난화는 심각한 수준에 도달하였다. 세계 기후변화 회의에서 지구 온난화를 억제하기 위한 교토 의정서가 채택되면서 지구환경 문제와 미래 에너지원의 다원화, 국가 경쟁력 확보를 위한 에너지 기술의 산화 등의 국제적인 주변 환경 변화로 온실가스를 방출하지 않고 지속적으로 이용할 수 있는 신재생에너지 개발에 적극적으로 참여하게 되었다. 신재생에너지원 중에서도 실용화에 가장 근접해 있는 태양에너지를 이용한 태양광발전기술은 유럽, 일본, 미국을 중심으로 일반에게 보급이 확산되면서 21세기 후반의 국가 에너지 안보차원과 하나의 기간산업으로 발전되었고 이제는 환경 친화적인 중요한 에너지원이 되고 있다.

태양에너지를 에너지원으로 사용하는 태양광 발전은 햇빛이 비치는 곳에서는 어느 곳이든 빛을 직접 전기로 변환하여 이용할 수 있는 발전시스템으로 오염이나 소음 등의 공해가 없는 첨단기술이다. 실제로 석유를 이용하여 발전하는 경우 1kWh당 200g정도의 CO_2가 방출되는 반면 태양광 발전의 경우는 절반 이하로 방출량을 줄일 수 있다. 또한, 태양광발전

방식은 발전설비에 대한 유지관리가 거의 필요 없고, 규모나 기술 등을 고려할 때 설치가 비교적 용이하며 무한한 에너지원으로 지구환경문제와 화석에너지 고갈 문제로 인하여 환경친화형 에너지원 및 미래에너지원의 다원화 등과 같은 기존의 사고를 뛰어넘어 새로운 개념의 신성장 산업으로 위치 매김을 하고 있는 추세이다.[1][2]

국내에서도 “신에너지 및 재생에너지 개발이용 보급촉진법”에 따라 태양광 발전설비의 법적인 지원 및 활성화 대책으로 태양광 주택 10만호 보급사업, 국민임대주택 태양광보급사업, 보조금지급, 융자지원사업, 3000제곱미터 이상의 공공건물에 대한 신재생에너지 설치의 의무화 등 신재생에너지 투자경제성 확보를 위해 신재생에너지 발전에 의해 공급한 전기의 전력거래와 기준가격과의 차액(발전차액)을 지원해주는 발전차액지원제도에 따라 태양광발전소는 설치확인서 기준 100MW까지 지원하고 있다.

태양광발전시스템의 태양전지 어레이는 모듈을 직병렬로 연결하여 구성하게 되는데, 구름이나 수목 등에 의한 음영이 발생하면 태양전지 어레이를 향한 일사량은 변화한다. 이러한 일사량의 변화는 단위 태양전지 어레이의 발전 출력을 저하시키거나 변동시킨다. 따라서 태양전지 어레이로부터 최대전력을 얻을 수 있는 방법과 전력손실을 최소화하는 연구가 최근 많이 수행되고 있다. 태양광 발전을 얻기 위해 태양전지는 일사량, 부하의 조건, 셀의 온도, 등에 따라 출력의 전류 대 전압특성과 전력 대 전압특성이 비선형적으로 변화하는 특징이 있으므로 대다수의 연구는 이러한 파라미터를 이용하여 최대전력점을 추적하는 연구들을 진행하고 있다.

또한, 일사량의 변동이나 음영에 따라 단위 태양전지 어레이의 발전 출력을 변동시키는 과정에서 일부 태양전지의 모듈에 역 바이어스 전압이 과도하게 걸림으로써 해당 모듈을 파고시키고 연속적으로 주변 모듈을 파괴시키는 경우가 가끔 발생한다. 따라서 최근 모듈에는 역 바이어스 전압

을 방지하기 위해 다이오드를 각각 삽입하고 있지만 이로 인하여 다이오드 삽입 위치에서 출력은 약간 저하하고 최대출력점을 추적하기가 어렵게 된다. 이와 같이 태양광발전방식 중 고정식에 의한 발전방식은 입사하는 태양에너지가 최대가 되는 태양과 법선을 이루고 구조물에 의한 그림자 영향을 피해서 설치하는 것이 발전효율을 높이는 방법이나 아직까지 구체적인 기술기준이 마련되지 못하고 있는 실정이다.[3][4]

태양광발전 시스템은 태양전지 모듈, PCS 등의 구성요소의 성능평가 뿐만 아니라 일사강도 및 온도 등의 환경변화에 따라 발전성능이 결정된다. 따라서 실제 운전시 태양광발전시스템 및 구성요소기기의 성능개선, 시스템의 설계시공 및 사후운영관리의 유용성을 위해서 계측데이터를 이용한 성능특성과 주요 손실에 대해서 정량적인 평가분석이 필요하다.

B. 연구의 내용

본 논문에서는 태양광발전 설비의 효율에 관한 파라미터인 위도와 경도, 온도 및 일사량, 시스템 구성요소에 대한 세부적인 기술검토와 태양광발전시스템의 효율을 개선시킬 수 있는 설계 요소 기술을 제안하고자 한다. 태양광발전시스템의 최적설계를 위한 외부 환경조건, 태양전지 어레이와 계통연계형 시스템의 조합 및 설계기술을 제시하였다.

제안한 설계기술에 의하여 최적의 시스템을 시뮬레이션으로 구현하고 실제 시스템에 적용하였다. 시뮬레이션 소프트웨어 Solar pro를 이용한 시뮬레이션을 통해 단상 30 kW 계통연계형 태양광발전시스템을 설계하였고, 최적의 시스템을 위한 설계 및 설비 기술기준을 적용하였다.

또한 시스템의 실증운전을 통하여 태양전지 어레이의 특성, 인버터 특성, 시스템 효율, 시스템 성능에 따른 운전특성과 시스템의 안정성에 대하여 고찰하였고, 실증운용 특성분석을 통해 30 kW 계통연계형 태양광발전시스템 효율을 향상시킬 수 있도록 설계에 대한 최적의 파라미터를 제시하였다.

본 논문에서는 태양광발전 설비의 효율에 관한 파라미터인 위도와 경도, 온도 및 일사량, 그림자 영향, 시스템 구성에 따른 각종 손실 등 이에 대한 세부적인 기술검토와 각 장비들의 특성을 정합시켜 시스템 최적화를 이루어 태양광발전시스템의 효율을 개선시킬 수 있는 설계 기술을 제안하고자 한다.

또한 향후 태양광발전시스템의 중요한 문제가 될 수 있는 중규모 태양광발전시스템의 성능모니터링을 통한 성능 및 발생손실을 평가분석하기 위해서 감시계측시스템을 설치 운영하여 계측기간동안 수집된 계측데이터를 사용하여 태양광발전시스템 및 구성요소기기의 성능과 발생손실을 평

가 분석하였다. 또한, 성능감소 및 손실요인 등의 문제점에 대한 검토를 통하여 성능개선 및 설계시공의 최적화를 위해서는 발생되는 주요 손실들에 대해서 정량적인 평가분석을 수행하였다.

본 논문의 구성은 다음과 같다.

1장에서는 계통연계형 태양광발전시스템의 최적설계에 대한 연구 배경과 필요성에 대해 기술하고,

2장에서는 태양전지에 대한 해석 및 태양광발전시스템에 대해 논하고,

3장에서는 태양광발전시스템의 설계에 대해서 논하고,

4장에서는 3장의 설계에 영향을 미치는 요소에 대한 시뮬레이션을 수행함으로서 설계방식에 대해 검증하고,

5장에서는 30kW급 실증실험을 통해 설계방식의 타당성을 검토한다.

마지막으로 6장에서는 결론과 향후 과제에 대해서 기술한다.

향후 본 연구를 통해 태양광발전시스템의 원활한 보급과 최적 성능을 발휘할 수 있도록 시스템을 설계하기 위한 기초 자료로 활용하는데 기여하고자 한다.

II. 이론적 고찰

A. 태양전지의 이론 및 특성

1. 태양전지의 원리 및 구조

태양전지는 화학반응을 이용한 화학 전지와 다른 반도체를 이용한 고체 물리전지이며, 광기전력 효과(Photovoltaic Effect)를 이용하여 직접 전기에너지로 변환시키는 반도체 소자로써 태양전지 구조는 단결정 규소 태양전지의 경우 Si에 5가 원소(P, As, Sb) 등을 침투시켜 만든 N형 반도체와 3가 원소(B, Ga) 등을 침투시켜 만든 P형 반도체로 이루어진 P-N접합 구조로 되어 있다.

이러한 P형 반도체와 N형 반도체가 하나의 단결정으로 접합되면 불순물의 농도차에 의해서 N형 반도체가 P형 반도체로 확산해 가고 정공은 P형에서 N형으로 확산됨에 따라 P형 반도체의 전도대 내부에 있는 전자에너지 레벨인 페르미준위는 N형 반도체보다 높아지고 N형 반도체의 가전자대 내부에 있는 정공이 갖는 에너지는 P형 반도체보다 높아지게 되어 내부에 전위차가 발생한다.

그림 2-1과 같이 P-N접합 반도체에 태양광이 입사되면 가전자대의 전자는 광에너지를 흡수하여 전도대에 유기되어 자유전자로 되고 전자가 여기된 후의 가전자대에는 정공이 생겨 전자는 N형 반도체에 정공은 P형 반도체로 이동하여 N층과 P층을 각각 음극과 양극으로 대전시키는 광기전력 효과에 의해 기전력을 발생하며, 이들 사이에 부하를 연결하면 전류가 흐른다.[5][6]

광기전력 효과란 금지대영역이 E_g인 P-N 접합에 빛을 조사시킬 때 E_g보다 큰 에너지를 가진 입사광자에 의해서 전자 정공쌍이 생성되어 접합 양단에 광기전력이 발생하는 현상이다.

그림 2-2(a)에서 외부회로를 단락하면 입사광량에 비례한 광전류가 외부회로에 흐르게 되는데 이때 이 전류를 단락전류(Short-circuit Current, I_{sc})라 한다. 또한 그림 2-2(b)에서와 같이 P-N 접합의 양단을 개방하면 전자와 정공이 각각 N, P층으로 유입됨으로서 N층의 페르미 레벨이 P층의 페르미 레벨에 비해 약간 올라가 양쪽의 페르미 준위에는 V_{oc}만큼의 전압차가 생긴다. 이 값은 외부로부터 관측될 수 있으며 이를 개방전압(Open-circuit voltage, V_{oc})이라 한다.

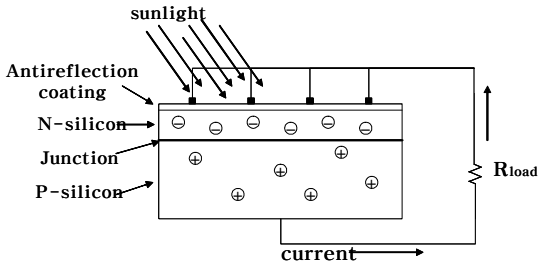
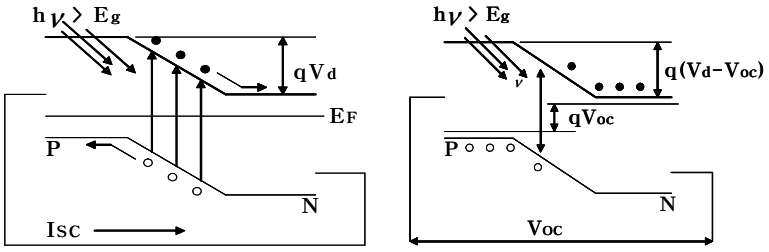


Fig. 2-1 The basic principle of photovoltaic



(a) Short circuit (b) Open circuit

Fig. 2-2 The photovoltaic effect in P-N junction

태양전지는 넓은 면적의 다이오드로 볼 수 있으므로 이것의 전압-전류 특성곡선은 암 상태에서의 다이오드 전류-전압 곡선에 광전류를 중첩시키면 된다. 즉, 암 상태에서의 다이오드 전압-전류 곡선을 아래쪽으로 광전류 I_{ph} 만큼 이동시키면 된다. 그림 2-3은 태양전지의 동작곡선을 나타낸다.

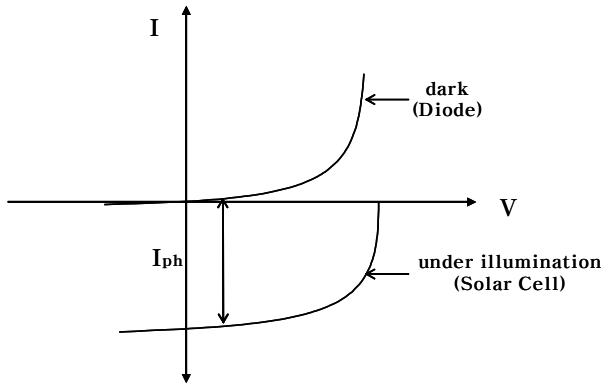


Fig. 2-3 The I-V characteristics of a solar cell compared to a diode

이때 다이오드에 인가되는 전류에 대한 해석은 식(2-1)과 같다.

$$I = I_{ph} - I_d \qquad (2\text{-}1)$$

여기서 I_{ph}는 광전류이고, I_d는 다이오드 전류이다.

2. 태양전지의 특성

태양전지의 모델링은 한 개의 이상적인 다이오드와 I_{ph} 의 크기를 갖는 정전류원으로 구성되어 있으나 이상적인 다이오드를 제작하는 것이 불가능하므로 접촉저항 및 표면층의 시트(Sheet) 저항을 나타내는 직렬저항 R_s 와 병렬저항 R_{sh} 를 고려한다. 태양전지 표면에 입사되는 빛의 일부분은 표면에서 반사되며, 표면을 투과한 빛은 태양전지 내에서 흡수되며 광자의 수는 지수 함수적으로 감소한다.

그림 2-4는 빛이 조사될 때 광기전력효과를 이용한 태양전지의 등가회로를 나타내고 있다. 여기서 I_{ph} 는 입사된 빛에 의해 생성된 캐리어(Carrier) 가 외부로부터 방해를 받지 않을 때 폐회로를 통해 흐르는 광전류이고, I_d 는 암전류로서 I_{ph} 와는 반대 방향이다. 병렬저항 R_{sh} 는 이상적인 다이오드 특성에서 벗어나 일정한 상수로 표현되는 누설저항을 나타내며, R_s 와 R_L 은 각각 전지 내부에 존재하는 직렬저항과 외부에 연결되는 부하저항을 나타낸다.[7][8]

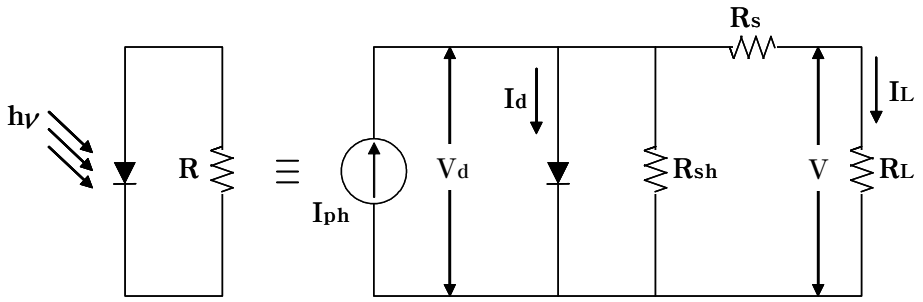


Fig. 2-4 The equivalent circuit of solar cell

그림 2-4와 같은 등가회로에서 태양전지의 출력전류는 식(2-2)와 같고, 출력전압은 식(2-3)과 같다.

$$I_L = I_{ph} - I_d - \frac{V_d}{R_{sh}} = I_{ph} - I_0[\exp(\frac{qV_d}{nKT}) - 1] - \frac{V_d}{R_{sh}} \qquad (2\text{-}2)$$

$$V_d = V + I_L R_s = [\frac{nKT}{q}\ln(\frac{I_{ph} - I_L}{I_0}) + 1] + I_L R_s \qquad (2\text{-}3)$$

여기서 I_0 는 다이오드 역 포화전류이다.

식 (2-2)로부터 태양전지의 출력전류를 구하면 식(2-4)와 같다.

$$I_L = I_{ph} - I_0[\exp\left(\frac{q(V + I_L R_s)}{nKT}\right) - 1] - \frac{V + I_L R_s}{R_{sh}} \qquad (2\text{-}4)$$

그림 2-4에서 광 투사시 $R_s = 0$, $R_{sh} = \infty$인 이상적인 P-N접합 다이오드로 가정하면 부하에 흐르는 전류 I_L은 식(2-5)와 같다.

$$I_L = I_{ph} - I_0(\exp\frac{qV}{nKT} - 1) \qquad (2\text{-}5)$$

여기서 I_L은 출력전류, I_{ph} 는 광전류, I_0 는 다이오드 포화전류, n 은 다이오드 상수, K는 볼쯔만 상수이고 q 는 전자의 전하량이며 T는 절대온도이다.

일정온도와 일정 일사조건에서 태양전지의 전압-전류 특성 곡선은 그림 2-5와 같다. 여기서 개방전압 V_{oc}, 단락전류 I_{sc}, 충진율 FF (Fill Factor) 등 3 개의 변수는 에너지 변환효율과 관련되는 파라미터로서 식 (2-5)에서 단락전류 I_{sc}는 $V_L = 0$ 인 조건으로부터 단락전류 $I_{sc} = I_{ph}$ 이므로 개방전압 V_{oc} 는 식(2-6)과 같다.

$$V_{oc} = \frac{nKT}{q} ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \qquad (2\text{-}6)$$

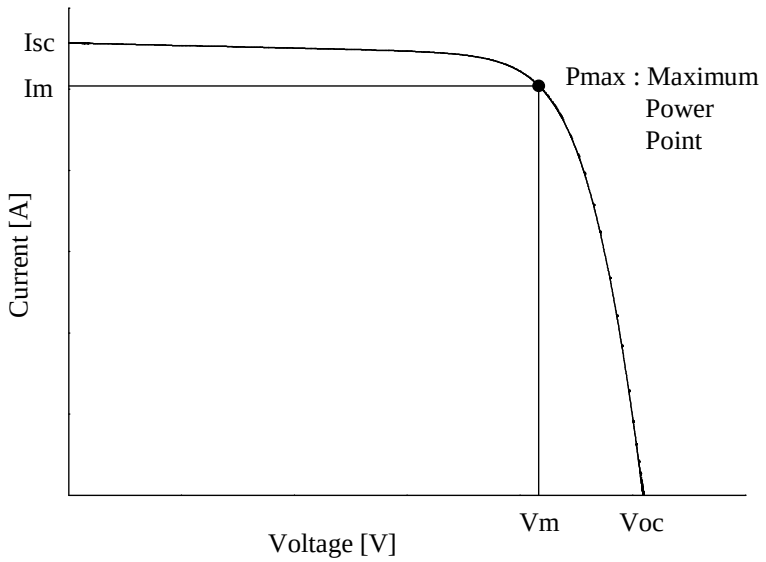


Fig. 2-5 The voltage and current characteristics of solar cell

태양전지에 연결된 부하저항의 크기를 조정함으로서 어떤 최적 동작점에서 최대출력 $P_{\max}$ 는 식(2-7)과 같다.

$$P_{\max} = V_m \cdot I_m = FF \cdot V_{oc} \cdot I_{sc} \qquad (2\text{-}7)$$

부하저항에서 소비되는 에너지를 P_{out} 라 하면 식(2-8)과 같다.

$$P_{out} = V \cdot I_L = V \cdot \left\{ I_{ph} - I_0 [\exp(\frac{qV}{nKT}) - 1] \right\} \qquad (2\text{-}8)$$

최적부하조건에서 $\frac{dP_{out}}{dV} = 0$ 이므로 최적동작전압 V_m은 식(2-9)와 같다.

$$V_m = \exp(\frac{qV_m}{nKT})(1 + \frac{qV_m}{nKT}) = (\frac{I_{ph}}{I_0}) + 1 \qquad (2\text{-}9)$$

또한 이때의 최적동작전류 I_m 은 식(2-10)과 같다.

$$I_m = \frac{(I_{ph} + I_0) \cdot (qV_m / nKT)}{1 + (qV_m / nKT)} \qquad (2\text{-}10)$$

$P_{\max}$이 커지기 위해서는 특성곡선에서 I_m 과 V_m 이 I_{sc} 와 V_{oc} 에 가까워야 함을 알 수 있다.

태양전지의 특성을 평가하는데 있어서 단락전류, 개방전압과 더불어 가장 중요한 요소 중 하나는 충진율이며 식(2-11)과 같다.

$$FF = (V_m \times I_m)/(V_{oc} \times I_{sc}) \qquad (2\text{-}11)$$

태양전지의 에너지 변환효율은 태양전지에서 얻을 수 있는 최대의 전기에너지를 입사광에너지로 나눈 값으로 식(2-12)와 같다.

$$\eta = \frac{P_m}{P_{in}} = \frac{V_m \times I_m}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \times I_{sc}}{P_{in}} \times FF \qquad (2\text{-}12)$$

여기서 P_{in}은 입사된 태양광 에너지이다.

따라서 태양전지의 효율을 높이기 위해서는 단락전류 I_{sc}, 개방전압 V_{oc}, 그리고 충진율 FF를 높여야 한다.

태양전지의 전기적 특성을 결정하는 요소는 내부적인 변수로서 내부직렬저항 R_s, 내부병렬저항 R_{sh} 그리고 다이오드포화전류 I_0 이고, 외부적인 변수로서는 일사량과 온도의 변화 등이 있다. 여기서 내부 직렬저항은 태양전지에 광전류가 흐를 때 전류의 흐름을 방해하는 저항값으로서 N층의 표면저항, P층의 기판저항, 전극 접촉저항 및 전극자체의 고유저항 등이 포함되고 최대의 효율을 얻기 위해서는 직렬저항 값이 최소로 되어야 한다. 특히 집광형 태양전지에서와 같이 일사강도가 크고 고온인 경우 직렬저항의 영향은 매우 크다.

태양전지의 직렬저항 값을 낮추기 위해 도핑 농도가 크고 접합깊이가 깊어야 하나, 이렇게 하면 전류가 작아지므로 이에 대한 최적화가 필요하

며, 일반적인 태양전지의 경우에는 접합 깊이를 0.3~0.5 [㎛], 표면저항은 50±10 [Ω]정도로 하고 있다. 그리고 태양전지의 전극면적을 5~10 %로 유지시키면서, Grid Finger 폭을 줄이고 Finger 사이의 거리를 좁혀 Finger의 수를 증가시키면 직렬저항을 줄일 수 있다. 일반적인 태양전지의 경우에는 1 [cm^2] 면적당 1 [Ω]이하의 직렬저항을 가지면 높은 충진율을 얻을 수 있다.

그림 2-6은 태양전지의 직렬저항이 태양전지의 특성에 미치는 영향을 나타내며 V_{oc}에는 거의 변화가 없으나 충진율이 급격히 감소하는 것을 알 수 있고 직렬저항에 의한 전압강하가 순방향 바이어스 상태로 되어 암전류를 증가시키므로 단락전류가 감소하는 것을 알 수 있다.

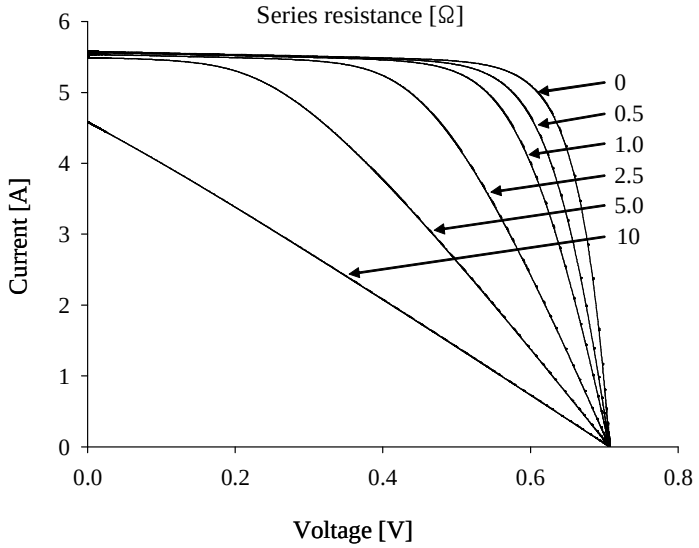


Fig. 2-6 Effect of series resistance in the I-V characteristics

병렬저항 즉 누설저항은 태양전지 내부의 누설에 의한 것으로, P-N 접합면의 재결합전류, 태양전지의 가장자리에서 발생하는 표면 누설전류, 그리고 태양전지의 표면에 손상이 있어서 전극을 부착시킬 때 금속이 접합에 침투하여 접합을 Shunting 시키는 경우 등으로 나누어 생각할 수 있다. 태양전지의 효율을 높이려면 누설저항이 커야 한다. 실제 사용되는 태양전지의 경우 누설저항은 매우 크며, 누설저항이 태양전지의 특성에 미치는 영향은 그림 2-7과 같다. 이 경우 태양전지의 단락전류는 변하지 않으나 누설저항이 감소함에 따라 충진율 및 개방전압이 감소함을 알 수 있다.

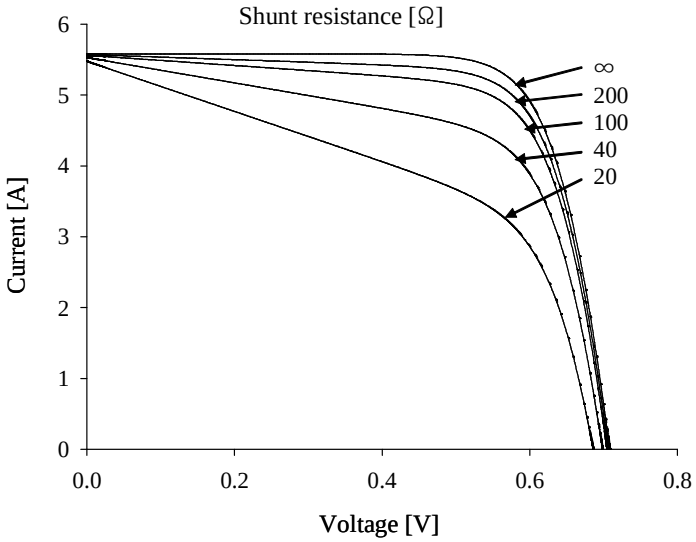


Fig. 2-7 Effect of shunt resistance in the I-V characteristics

B. 태양광발전시스템 분류

태양광발전은 태양전지를 이용하여 태양에너지를 직접 전기에너지로 변환하는 발전시스템이다. 이러한 태양광발전시스템은 상용전력계통과의 연계 여부에 따라 독립형과 계통연계형 시스템으로 분류한다.

독립형 시스템의 경우는 상용전력계통과 독립하여 태양광발전 전력만으로 부하에 전력을 공급하며, 발전의 불안정성을 보완하기 위하여 부하용도에 따라 축전지와 보조발전기를 사용하는 것이 일반적이다.

계통연계형의 경우는 상용계통과 분리되었을 때의 자립운전기능 및 태양광발전시스템에서 발전된 전력을 상용계통에 역조류 시킬 수 있는 역조류 기능의 유무에 따라 다양한 형태로 분류할 수 있다.

1. 독립형 태양광발전시스템

독립형 태양광발전시스템은 계통선을 설치하기 어려워 전력공급이 원활하지 못한 지역인 낙도나 산간벽지, 무인등대, 무인중계소 등의 전력용으로 사용되며 축전지나 인버터를 이용하여 DC부하 또는 AC부하에 전력을 공급하는 시스템으로 그림 2-8과 같다.[9][10]

DC부하용 독립형 태양광발전시스템은 일반적으로 소용량이고 계통선과 원거리에 떨어져 있을 경우에 이용되며 이러한 발전방식의 구성은 그림 2-8에서와 같이 과전압 안정회로를 부착한 축전지 저장방식으로 전압조절기에 과전압 보호장치가 설치되어 있어 항상 일정전원을 축전지에 공급하여 운전하는 시스템으로 가장 간단한 방식이다.

이러한 독립형 태양광발전시스템에는 Back-up System을 보완시킨 축

전지 저장장치를 사용하며, 축전지 전력이 떨어질 경우 Back-up System으로 축전지를 충전하여 운전하므로 태양전지와 축전지를 최악조건에 맞추어 충분하게 설치하지 않아도 되며 직류부하용 시스템으로서는 가장 이상적이고 효율적인 시스템이다. 또한, AC부하용 독립형 태양광발전시스템은 DC부하용 시스템에 인버터를 그림 2-8과 같이 구성하여 축전지에 저장한 전력을 교류로 변환시켜 직접 교류부하에 사용하는 방식으로 비교적 수용전력이 소규모인 곳에 사용된다. 독립형 태양광발전시스템은 축적설비를 가지고 있으며 계통선과 분리되어 있기 때문에 시스템에서 발생된 유/무효전력 성분 그리고 고조파 성분들이 전력계통선에 영향을 끼치지 않는 장점이 있다. 그러나 에너지 저장을 위한 축전설비가 고가이고 넓은 설치공간을 필요로 하며 유지보수 비용이 발생하므로 발전단가가 높고 축전지의 충전액 유출, 폭발과 같은 문제점이 있다. 또한 태양전지에 축전지를 직접 병렬로 연결하여 사용하는 경우 축전지의 전압동요가 태양전지의 동작점을 이동하게 하여 최대전력을 얻는 것이 불가능하며, 축전지의 충/방전 손실이 발생하게 되어 효율이 떨어지게 되는 단점을 가지고 있다.

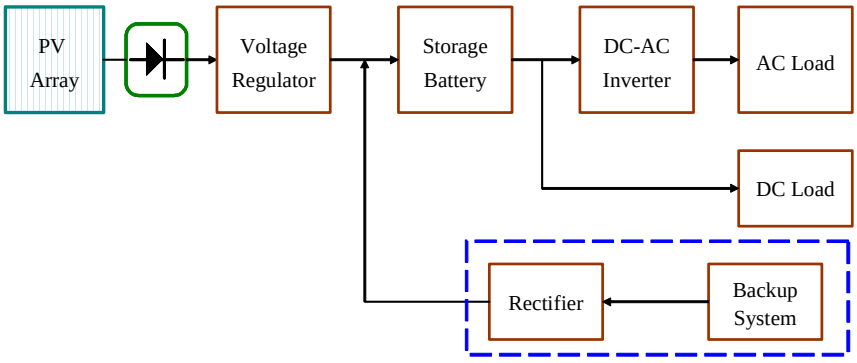


Fig. 2-8 Block diagram of stand alone PV system

2. 계통연계형 태양광발전시스템

계통연계형 태양광발전시스템은 태양전지 모듈과 인버터를 직접 연결함으로서 태양전지 모듈로부터 발생되는 직류전력과 계통선의 교류전력을 균형 있게 유지하여 AC 부하에 전력을 공급하는 시스템이다.

이러한 계통연계형 태양광발전시스템은 단방향 연결형과 양방향 연결형으로 나눌 수 있으며, 단방향 계통선 연결방식은 공장용, 주택용 전원 등으로 많이 이용되는 시스템으로서 단방향 계통연계형 인버터를 사용하여 부하측에 전력을 공급하며 축전지를 사용하지 않고 운전한다. 그리고 계통선에서는 태양전지에서 공급되는 전력의 부족분만을 부하측으로 공급하는 시스템으로서 그림 2-9에 구성도를 나타내고 있다.

대용량발전소나 주택용 전원 등에 적용 가능한 양방향 계통연계형 태양광발전시스템은 계통연계형 인버터를 직접 태양전지와 연결하여 태양전지 모듈로 부터 변환된 인버터출력량이 부하가 필요로 하는 전력량보다 많을 경우 그 잉여전력은 계통으로 공급되며, 태양전지 모듈로 부터 변환된 인버터출력량이 부하가 필요로 하는 전력량보다 적을 경우 부족한 전력은 계통으로부터 공급받을 수 있다는 장점을 가지고 있다. 또한 독립형 시스템에서와 같이 고가의 에너지 저장설비인 축전설비가 필요 없기 때문에 축전지의 충/방전 손실이 없고 공간 또한 감소하게 된다. 그러나 계통연계형 시스템에서 태양전지 모듈의 발생전력은 인버터를 통해 계통과 직접적으로 연결되어 있기 때문에 인버터에 발생되는 고조파에 의한 유/무효전력 성분의 존재 및 변동이 직접적으로 계통에 영향을 미치게 된다.

계통에는 많은 시스템들이 연결되어 있고 시스템의 발생전력과 수요전력이 균등상태에 있다면 계통에서 문제들은 찾기가 매우 어렵다. 그러므로 안전성에 관련된 기술적인 문제들이 발생하게 되며, 이러한 기술적인

문제점 해결을 위해 태양전지와 계통선 사이에 전기적인 절연시스템과 복잡한 제어시스템이 요구되는 단점이 있다.[11][12]

그러나 계통연계형 태양광발전시스템은 보수가 거의 필요 없고 고가의 축적설비가 필요 없어 시스템효율이 높기 때문에 주택용 태양광발전시스템으로 사용하기 위한 가장 이상적인 시스템 형태라 할 수 있다.

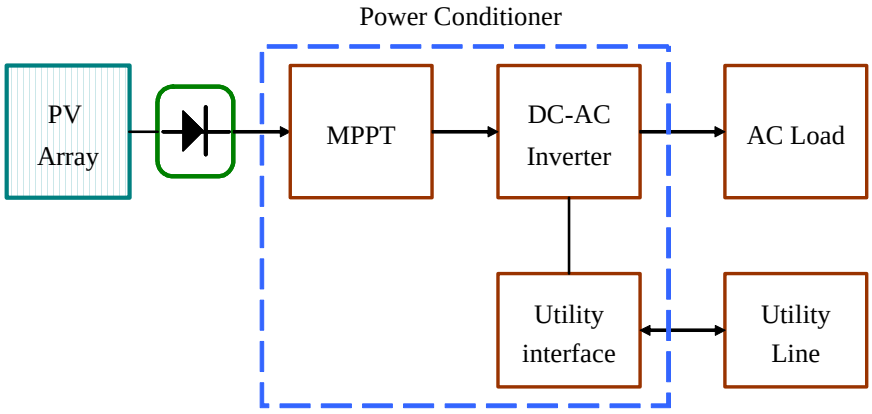


Fig. 2-9 Block diagram of grid-connected PV system

C. 태양광발전시스템 구성

1. 태양전지 모듈

태양전지는 최소 기본 단위로서 일반적으로 셀의 크기는 10cm각, 12.5cm각, 15cm각 이며 이러한 셀을 약 36매 정도 직력연결하여, 내후성 패키지에 수납하여, 소정의 전압, 출력을 얻도록 한 것을 태양전지 모듈이라 한다.

그림 2-10과 같이 태양전지 모듈은 일반적으로 유리(glass)/충진재(EVA)/태양전지(cell)/충진재(EVA)/표면재(back 시트)의 형태로 구성되어 있으며, 표면재 (back 시트) 대신에 유리나 알루미늄 판재 등을 사용하기도 한다.

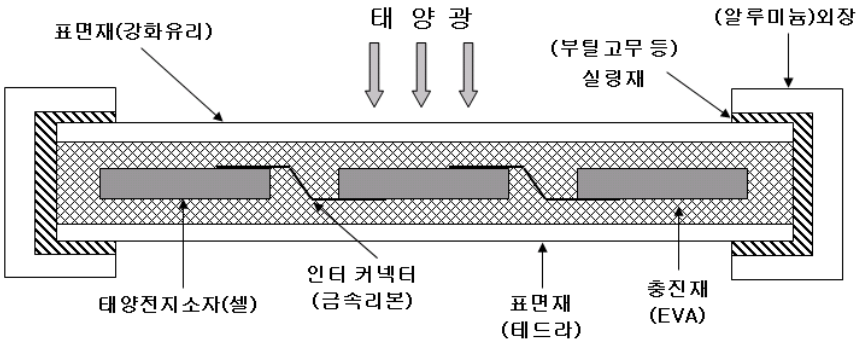


Fig. 2-10 Structure of solar module

일반적으로 표면재는 유리 자체의 광흡수 손실을 줄이기 위하여 광 투과도가 높고 표면 반사가 낮은 저철분 강화유리가 사용되며, 충진재로 쓰이는 EVA (ethylene vinyl acetate)는 깨지기 쉬운 태양전지 소자를 보호하기 위해 셀 전면과 유리, 셀 후면과 back 시트 사이에 삽입하는 물질로서 다음과 같은 조건을 만족해야 한다.

모듈 제조 시 취급이 간편해야 하며. 급변하는 온 · 습도의 변화에 따라 습기침투, 이탈, 공기층현성, 변색등에 둔감해야 하며, 접착력이 좋고, 수명이 약 20년 이상으로 반영구적 이어야 한다. 또한, 광투과율이 높아야 하며, 수축률은 낮아야 하고, 외부환경과 물리적인 충격에 태양전지 셀의 파손이 없어야 하며, 전기적인 절연이 되어야 하고 염해 및 온도의 변화에 따른 스트레스가 적어야 한다.

EVA 시트는 장기간 외부에 노출될 경우 습기 침투로 인하여 전극 금속의 부식 등을 유발시켜 전기적인 특성을 저하시킬 우려가 있으며, 또한 변색되어 광투과도를 낮출 수있어 모듈 제조시 EVA 시트의 특성에 맞는 공정을 채택하여 제조해야 만 모듈 수명을 연장하고 신뢰성을 확보할 수 있다. 또한, EVA 시트는 일반적으로 두께 0.4~0.6mm를 사용하고 있으며, 건물일체형 모듈과 같이 특수목적으로 사용될 때에는 두께 0.9mm를 사용한다.

Back 시트는 태양전지모듈의 구조에 따라 다르기도 하지만 일반적으로 태양전지모듈의 구조에서 최 후면에 위치하게 되며 각 층간의 접착력이 좋아야 하고, 다루기가 간편해야 하며, 후면에서 침투하는 습기를 방지하여 태양전지 셀을 외부환경에서 보호해야 하며 여러 가지 색깔이 나오고 있지만, 일반적으로 백색과 청색을 많이 사용하고 있으며, 고온 다습에 잘 견디고 내구성이 우수해야 태양전지 모듈의 수명을 연장시킬 수 있다.

태양전지 모듈 프레임은 부식방지를 위하여 산화 처리된 유니버설 타

입으로 제작하고 경량의 특수 알루미늄 재질을 사용 밀봉 처리 하여 습기 침투를 방지한다. 아울러 프레임을 가대에 고정시키기 위하여 홀을 천공한다. 접속함은 모듈과 모듈의 접속을 위하여 설치하며 결합성이 우수하고 빗물이나 수분의 침투를 방지하며, 직병렬 어레이 구성이 간편하도록 모듈 외부에 부착 제작한다. 국부적인 그림자로부터 어레이보호를 위해 바이패스 다이오드를 접속함에 설치함으로써 효율을 증가 시킨다.[13][14]

모듈은 앞에서 언급했듯이 10cm×10cm 정도의 태양전지를 조합한 것으로 연결을 위한 빈 공간과 강도를 유지하기 위해 알루미늄과 고무로 프레임을 설치하였기 때문에 태양전지를 빈틈없이 채워 넣을 수는 없다. 또한, 표면에 보호 유리를 설치하였기 때문에 일반적으로 셀의 변환 효율보다 모듈의 변환 효율이 10~20% 저하된다.

최근에 제작되는 모듈은 면적 및 접속 등에 의한 손실을 감안하여 소형보다 대형화하는 추세이다. 결정질 태양전지 모듈의 불투명 형태는 지지대 형식에 사용되며 반투명 형태와 비결정질 모듈은 건물일체형 형식에 사용된다.

2. 인버터

인버터는 태양전지에서 출력된 직류전력을 교류전력으로 변환하고, 발전사업자용의 경우 전력계통에 역송전하는 장치이며, 건축물 등에 적용하는 계통연계형의 경우에는 교류계통에 접속되는 부하설비에 전력을 공급하는 장치를 말한다.

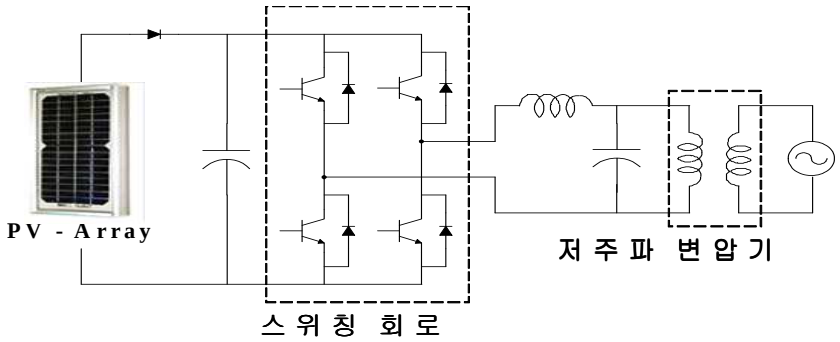
또한 태양전지의 발전 전력을 최대한 효율을 높게 교류로 변환하여 제어를 함과 동시에 일반 배전계통과 연계운전을 하기 때문에 전력품질 확보에 관련된 계통 연계기술기준 및 전기설비기술기준의 판단기준에 맞도록 그 기능을 확보하여야 한다.

전기품질 확보에 관련된 계통연계에 대해서는 기본적으로 인버터와 연계되는 계통의 전기방식을 일치시키고 있다. 이 전기방식에는 단상2선, 단상3선, 3상3선식 등이 있으며 인버터도 단상용과 삼상용으로 구별되는 것이 일반적이며, 설계방향에 따라서 최대효율과 유효적절한 발전시스템이 될수 있도록 전기방식을 정하여야 한다.

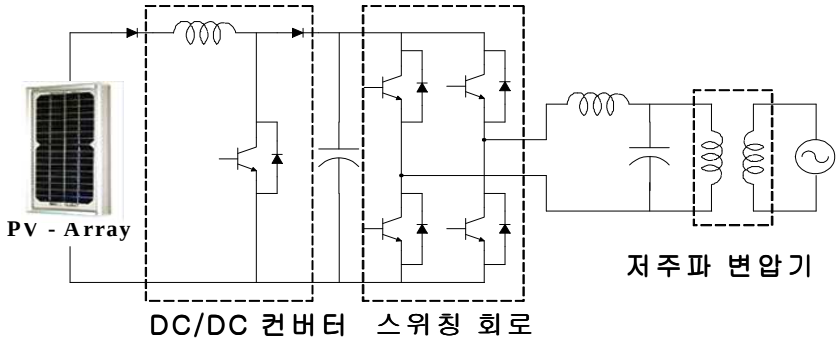
일반적으로 계통연계형 태양광발전 시스템은 DC-DC 컨버터를 사용한 방식과 사용하지 않는 방식으로 크게 나눌 수 있다. DC-DC 컨버터를 사용한 방식은 사용하지 않는 방식에 비해 초기 설치비나 효율 면에서 불리한 점이 있지만 태양광발전 시스템에 APF(Active Power Filter)기능을 첨가하기 위해서는 큰 기울기를 갖는 고조파 전류를 보상하기 위해 직류단 전압이 충분히 클 필요가 있으므로 DC-DC 컨버터의 사용은 필연적이다.[15][16]

또한, 계통연계형 인버터의 회로방식은 계통과 인버터 교류 출력간을 절연하는 방식에 따라 저주파 변압기 절연방식, 고주파 변압기 절연방식, 트랜스리스 방식의 3가지로 나누어진다.

그림 2-11은 저주파 변압기 절연방식을 나타내고 있으며 가장 일반적인 방식으로 태양전지의 출력을 사용주파수 60[Hz]의 교류로 변환 후 변압기에 의해 절연을 하는 방식이다. 이 방식은 내뢰성과 노이즈 제거성이 우수하다.



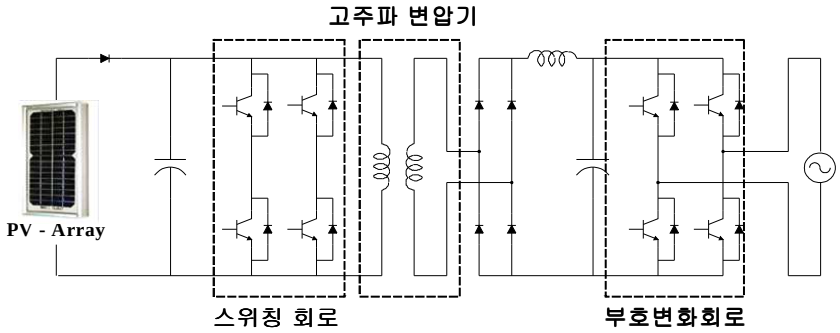
(a)Not using DC/DC converter and low frequency isolation method



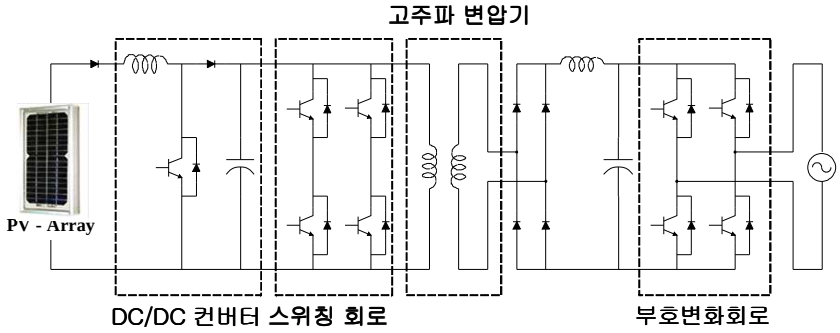
(b) Using DC/DC converter and low frequency isolation method

Fig. 2-11 Low frequency isolation method

그림 2-12는 고주파 변압기 절연방식을 나타낸다. 태양전지의 직류 전력을 일단 고주파 교류로 변환하여 소형의 고주파 트랜스를 통해 절연을 한 후, 상용주파수 교류로 변환하여 전력 계통에 연계하는 방식이다. 고주파 변압기를 사용하므로 상용주파수 트랜스 방식에 비해, 소형 경량화 시킬 수 있으나, 전력 변환이 여러 번 이루어져야 하므로, 회로가 복잡해 진다.



(a) Not using DC/DC converter and high frequency isolation method



(b) Using DC/DC converter and high frequency isolation method

Fig. 2-12 High frequency isolation method

트랜스리스 방식(즉, 2차회로에 Transformer를 사용하지 않는 방식)은 그림 2-13과 같은 방식으로 소형경량으로 가격적인 측면에서도 안정되고, 신뢰성도 높지만 상용전원과의 사이에는 비절연이라는 점이 절연변압기를 사용하는 것과의 차이점으로 들 수 있다. 초창기에는 상용전원과의 사이에 비절연이라는 이유로 직접 저압교류를 사용하는 주택용과 같은 소용량의 경우 모듈에 충전전류나 지락시 사소한 문제점이 있었지만 이 부분에 대해는 절연 변압기를 사용한 것과 같이 전자적인 회로를 보강하여 완전히 극복한 제품들이 많이 출현되고 있기 때문에 문제점은 작고, 특히 발전사업자용의 경우 신뢰성이나 효율적인 측면에서 오히려 더 적극 권장하는 방식이다. 이방식의 경우 일본에서 가장 많이 사용하는 방식중 하나이며, 상용전원과의 비절연에 따른 모듈의 충전전류에 의한 누전차단기의 오동작이나 지락사고에 의한 안전장치 등 여러 가지 안전 등급을 향상시켰기 때문에 최근에는 이 방식의 신뢰도와 종합 효율이 오히려 더 높다고 할 수 있다.

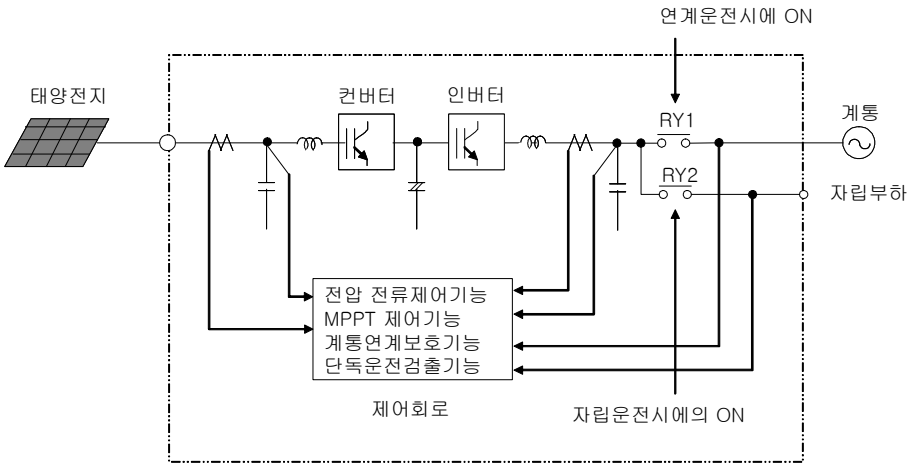


Fig. 2-13 Transformer transless method

a. 인버터 기본동작

(1) 단상 인버터

태양광발전 단상 인버터는 DC-AC 컨버터장치로써 주회로 스위칭 소자는 IGBT (Insulation Gate Bipolar Transistor)를 주로 사용하며 스위칭 주파수는 가청주파수 이상으로 약 20 [kHz]의 주파수로 스위칭 시킬 수 있다.

태양광발전 인버터의 기본회로구성은 그림 2-14에 나타낸 것과 같다. 인버터는 기본적으로 변환부의 IGBT ($Q_1 \sim Q_5$) 및 필터 (리액터 L, 콘덴서 C), 절연트랜스 등으로 구성되고 있다.

태양광발전 인버터는 직류전력을 교류전력으로 변환하지만 계통과 동기운전을 하면서 고조파 전류가 적은 정현파 전류를 부하기기 및 계통에 공급하여야 한다. 또한 부하기기의 가동이 적은 경우, 인버터는 잉여전력을 계통에 역으로 조류시켜 전력을 상용계통에 공급하게 된다.[17][18]

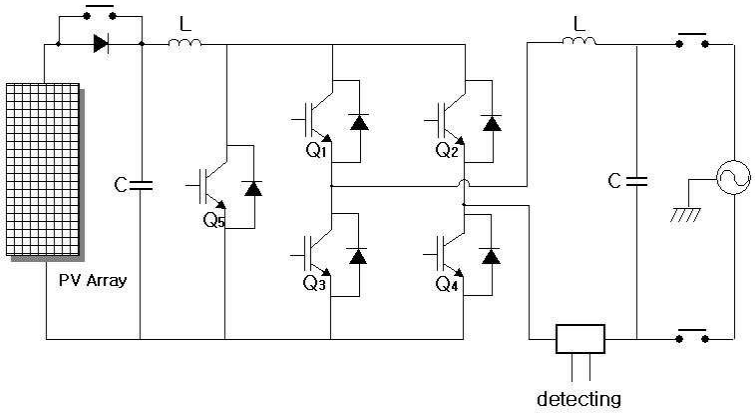


Fig. 2-14 Topology of gird connected PV inverter

태양광발전 인버터는 직류전력을 교류전력으로 변환하는 것으로 그림 2-15에 나타낸 정현파 변조 PWM 제어에 의해 IGBT 의 On, Off 스위칭을 반복하여 그림 2-16에 나타낸 출력전압 e_i를 출력한다.

IGBT의 On, Off 제어로 얻어진 출력파형 e_c는 고조파 전류가 발생하므로 출력단의 LC 필터에 의해 정현파화 시킨다. e_c는 필터를 통하여 정현파화된 필터의 출력전압파형이다. 출력전류는 인버터의 전류제어를 하고 있기 때문에 i_c와 같이 고조파가 제거되어 양호한 정현파 전류로 출력된다.

한편, 계통연계형 태양광발전 인버터는 일정전압, 일정주파수의 정현파 출력전압을 만족시켜야 한다. 출력전압의 고조파 함유율 THD 를 보통 5 [%] 미만으로 제한한다.

고조파 함유율을 줄이기 위해 보통의 경우 고속 스위칭소자를 이용한 순시제어기법과 부하전류 예측 및 보상기법 등이 사용된다. 또한 PWM 파형을 발생시키는 방법으로는 히스테리시스 전류제어방법, 삼각파 비교방법 등이 있다. 이러한 제어들은 외란이나 부하의 변동 그리고 비 선형 부하에서의 응답 특성을 개선시키기 위해 부하를 Feed-forward 하는데 그럼에도 불구하고 제어지연에 따른 한계가 여전히 남아있게 된다.[19][20]

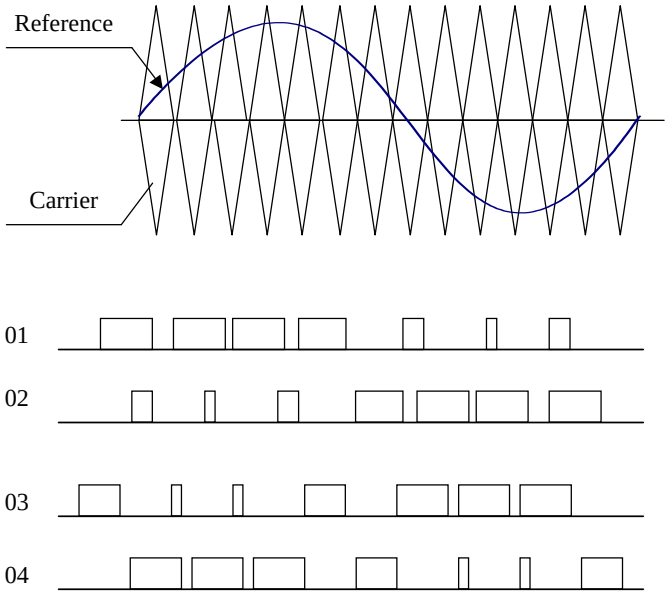


Fig. 2-15 Operating signal process of inverter

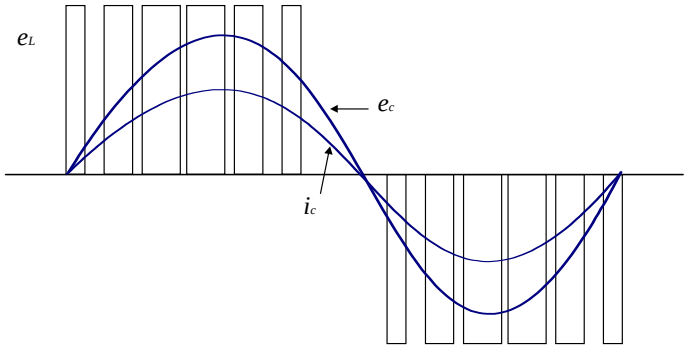


Fig. 2-16 Output voltage and current waveform of inverter

(2) 삼상 인버터

3상 인버터는 서로 독립적으로 스위칭 할 수 있는 3개의 폴로 구성된다. 그림 2-17은 3상 인버터의 실제적인 회로구성이며 스위칭 소자로서는 IGBT소자로 나타내었다. 그림 2-18은 3상 인버터의 각 상의 출력상전압이 주기 $T(T=2\pi/\omega)$의 구형파일 때, a상의 출력상전압 v_a와 부하상전압 v_{an}, a상 전류 i_a를 각각 나타낸다. 여기서 부하전류 i_a는 인버터 출력에 연결된 필터와 부하의 필터링 작용에 의하여 그림 2-18과 같이 정현파의 파형이 된다고 가정한다. 그림 2-18은 부하전류의 위상이 부하상전압의 기본파 v_{anf}보다 ψ만큼 뒤지는 경우이다.[21][22]

3상 인버터에서 a상의 출력상전압 v_a와 부하상전압 v_{an}은 그림 2-18에서 보듯이 각 기본파의 위상이 서로 일치한다. 또한 부하가 Y-결선된 3상 부하인 경우 각 상의 부하전류는 그에 대응하는 상의 부하상전압에 의하여 결정된다.

그림 2-18의 v_a의 파형에서 양(+)의 반주기 동안 a상은 상단 스위칭 Q_1이 온(on)되어 있다. 그러나, $0 \le \omega \le \psi$ 동안은 $i_a < 0$ 이므로 i_a는 D_1으로 흐르고, $\psi \le \omega \le \pi$ 동안 $i_a > 0$이 되어 i_a는 비로소 Q_1으로 흐른다. 마찬가지로 v_a의 음(-)의 반주기 동안 Q_4가 온(on)되어 있지만, $i_a > 0$인 동안은 D_4가 도통하고 $i_a < 0$이 될 때 Q_4가 도통한다. 만일 그림 2-18에서 부하전류 i_a의 위상지연이 더 증가한다면 D_1과 D_4가 도통하는 구간도 더 증가할 것이다. 그러므로 부하의 역률은 출력의 한 주기 가운데 각 폴의 다이오드가 도통하는 구간의 크기를 결정함을 알 수 있다.

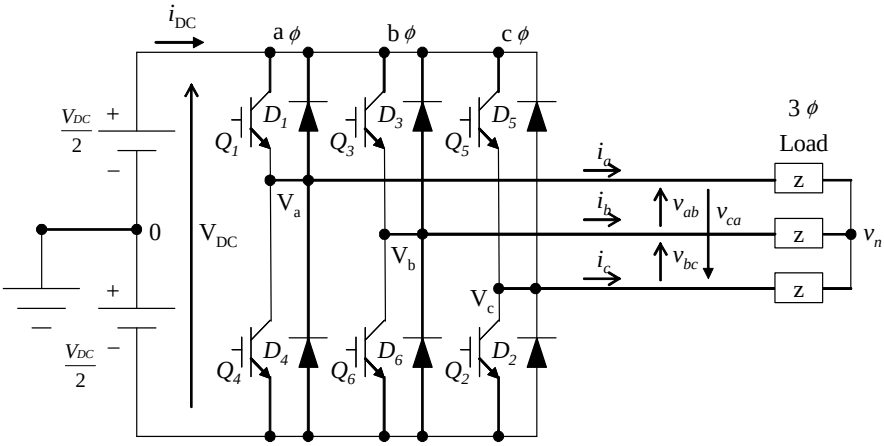


Fig. 2-17 Circuit configuration of the three phase inverter

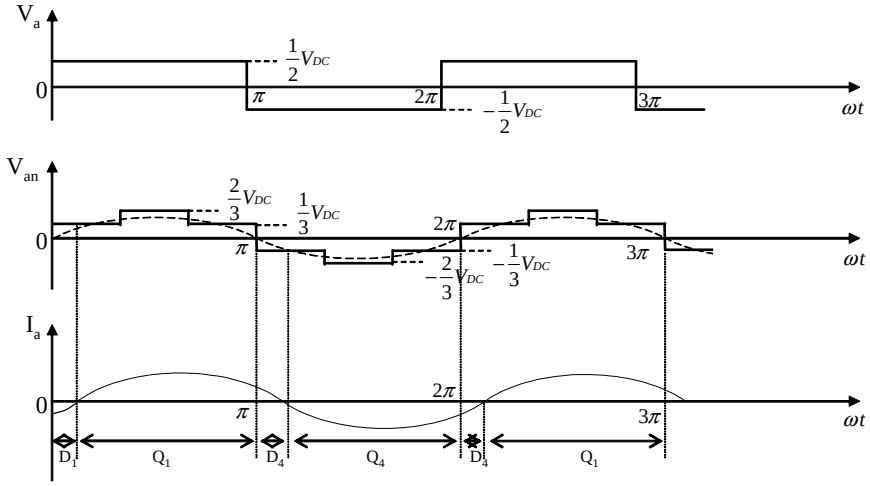


Fig. 2-18 Operation waveform of the three phase inverter

b. *MPPT* 제어

태양전지 출력은 일사량과 표면온도 변화에 따라 비선형적으로 변한다. 이러한 현상은 태양전지의 발전효율을 저하시키는 주요 요인이 되므로 기상변화에 따라 태양전지의 발전 효율을 증가시킬 필요가 있다. 따라서 발전효율을 높일 수 있는 근본적인 방법으로는 태양전지 자체의 변환효율을 높이는 방법과 태양전지의 동작점을 최대 전력점에서 동작하게 하는 최대전력점 추적(Maximum Power Point Tracking) 기법이 사용되어 왔다.

태양전지는 일사량, 태양전지의 소자온도 및 동작온도 등에 의존하고, 에너지 변환효율은 12~13 [%] 정도로 매우 작은 편이다. 그러므로 시스템을 소형화하여 손실을 줄여야 하며, 가능한 한 태양전지로부터 많은 에너지를 끌어내어 효율을 증대시켜야 한다.[23][24]

MPPT 제어 알고리즘은 일사량에 따라 가변하는 태양전지의 최대출력점을 추정하여 전압지령치로 출력하는 동작을 한다. MPPT는 태양전지 어레이에 연결된 부하를 제어하여 임피던스 매칭을 최적화함으로서 최대출력점 동작이 가능하게 되며, 그 제어방법은 크게 하드웨어적인 분류방식으로 아날로그방식과 디지털방식으로 분류할 수 있으며, 알고리즘 측면에서는 일정전압제어알고리즘, P&O알고리즘, Inccond 알고리즘 등으로 분류할 수 있다. 한편, MPPT제어는 아날로그회로와 센서를 이용하여 구현이 가능하지만 제어의 유연성과 다른 종류의 태양전지 어레이의 적용을 쉽게 하기 위해 DSP나 마이크로컨트롤러를 사용하는 것이 유리하다. MPPT 기술의 핵심은 측정된 어레이 파라미터(I, V, P)를 이용하여 MPP를 추적하는 소프트웨어 알고리즘이며, 태양전지 어레이의 동작점 변화와 어레이 출력전력의 변화에 일치시키기 위하여 연속적으로 동작시킨다.

(1) P&O 제어 알고리즘

P&O 제어 알고리즘은 간단한 피드백 구조를 갖으며 소수의 측정 파라미터를 갖기 때문에 널리 사용된다. 이 제어방법은 태양전지전압을 주기적으로 증가 또는 감소시켜 동작 하며, 이전의 교란주기동안의 태양전지 어레이 출력전력과 함께 현재 어레이 출력전력 비교에 의해 최대전력의 상태를 연속적으로 추적하며 최대전력점을 찾는 방법이다. 이 방법은 그림 2-19와 같은 제어 알고리즘에 의해 동작한다.[25][26]

P&O 제어 알고리즘은 만약 전력이 증가하면 교란은 다음 주기동안 계속해서 같은 방향으로 증가할 것이며 그렇지 않으면 교란의 방향은 반대가 될 것이다. 이것은 어레이 단자전압이 모든 MPPT 주기동안 교란된다는 것을 의미한다. 그러므로 MPP(Maximum Power Point)에 이르렀을 때 P&O 알고리즘은 일정 혹은 천천히 변하는 환경조건에서 자려 진동할 것이며 그 결과 태양전지 어레이의 손실이 발생하게 된다. 이러한 문제는 최대전력점에 도달했을 때를 검출하기 위해 바로 앞의 주기동안의 두 개의 파라미터 비교와 교란부를 바이패스하기 위한 P&O 알고리즘의 개선에 의해 해결할 수 있다.

또한 전력손실을 줄이기 위한 다른 방법으로는 교란 step의 감소를 들 수가 있다. 그러나 이 방법은 일사량이 낮은 경우 제어특성이 나빠지고 환경조건이 급하게 변할 경우 최대전력점의 추적속도가 늦어지게 되므로 step의 결정이 중요한 요소가 된다.

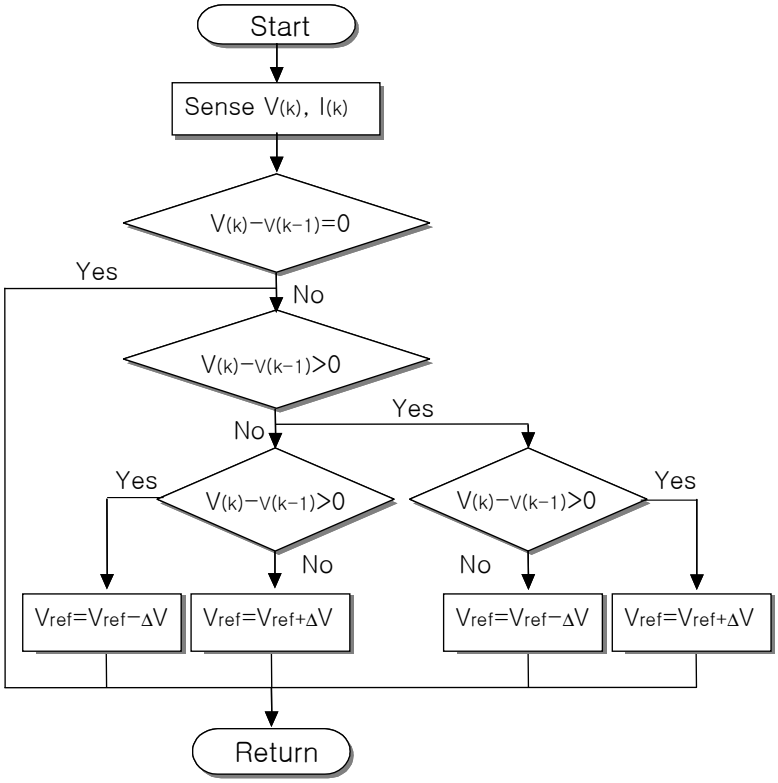


Fig. 2-19 Flow chart of P&O MPPT algorithm

(2) IncCond 제어 알고리즘

IncCond (incremental conductance) 제어 알고리즘은 부하 임피던스와 태양전지 임피던스와의 비교에 의해서 태양전지 출력을 제어하는 방법으로, P&O 알고리즘의 결점인 최대전력점에서 자려진동, 일사량 변동에 따라 전압 변동폭(step)이 따라 가지 못하는 단점을 보완 한 것으로 IncCond 알고리즘은 Hill-climb 방법에 따른 IncCond MPPT의 특성이며 과거의 값과 비교해서 매 Sampling time 마다 MPPT를 수행한다. 즉 어레이 단자전압이 이 값의 상대적인 최대전력점 전압값에 따라 항상 조절되어지는 것으로 알고리즘은 그림 2-20과 같다.[27]

IncCond 제어 알고리즘에서 최대출력점은 $\frac{dP}{dV}=0$이 되는 경우이므로 식(2-13)과 식(2-14)와 같이 나타낼 수 있다.

$$IdV + VdI = 0 \tag{2-13}$$

$$\frac{V}{I} = -\frac{dV}{dI} \tag{2-14}$$

위 식은 부하 임피던스가 최대동작점에 있어서 태양전지 어레이의 I-V 곡선의 기울기가 같다는 것을 나타내고 있다.

PWM 컨버터에 의하여 제어하는 경우 동작점을 중심으로 강제로 듀티싸이클의 변동을 주어서 그 때의 $\frac{V}{I}$ 및 $\frac{\Delta V}{\Delta I}$를 계산하여 양자가 동일하게 되도록 동작점을 선택하면 최대전력점에 도달하게 된다.

IncCond 방법은 빠른 환경변화에 대한 MPPT 성능이 매우 좋은 장점이 있으나, 많은 계산량으로 인해 빠른 마이크로 프로세서가 필요하므로

결국 시스템 단가를 상승시키는 결과를 초래하는 단점이 있다. 즉 $\frac{dV}{dI}$를 계산하면 그 값이 아주 작으므로 이를 계산하려면 연산을 위한 DSP에게는 많은 부담이 가게되며 따라서, 어느 정도 근사한 값을 취하여 계산이 이루어지도록 하고 있다. 특히 $\frac{dP}{dV}=0$ (또는 $\frac{dI}{dV}=-\frac{I}{V}$) 인 조건은 계산에서 만들어지는 근사값들로 인해 좀처럼 발생치 않게 되므로, 여기서는 여유계수 에러치(E)를 주는 것에 의해 검출하며, MPPT의 민감성은 이것에 의해 결정된다.

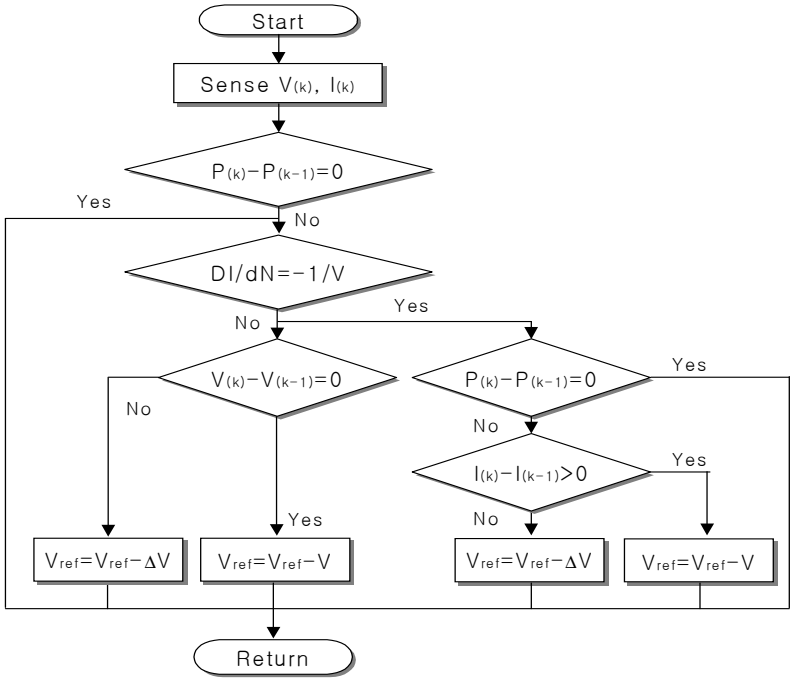


Fig. 2-20 Flow chart of IncCond MPPT algorithm

c. 인버터의 기능

계통연계형 태양광인버터에서는 태양전지 최대출력을 제어하고 태양광 발전시스템의 이상시와 고장시 보호기능 등의 다양한 기능을 가지고 있다.

(1) 자동운전 정지기능

파워컨디셔너는 일사강도가 증대해서 출력조건을 만족하게 되면 자동적으로 운전을 개시한다. 일단 운전을 개시하면 계속해서 태양전지 출력을 감시해서 자동적으로 운전을 지속한다. 일사강도에 따라 출력을 제한해서 동작하고 일몰시에는 운전을 정지한다. 눈 내리는 날, 비오는 날에도 운전을 계속하는 것이 가능하지만 태양전지출력이 작게 되면 파워컨디셔너는 출력이 대략 0이 되어서 정지상태가 된다.

(2) 최대전력 추종제어기능

태양전지의 출력은 일사강도나 태양전지의 표면온도에 의해 변동된다. 이러한 변동을 최적값으로 제어하고 태양전지의 동작점을 변화에 추종시켜 태양전지에서 항상 최대전력을 낼 필요가 있다. 이것을 최대전력점 추종제어 (MPPT; Maximum Power Point Tracking)라 한다.

MPPT제어는 파워컨디셔너의 직류전압을 일정한 시간 간격을 두고 서서히 변화시켜 이때의 태양전지출력전력을 계측해서 변화 전과 비교하여 항상 전력이 큰 방향으로 파워컨디셔너의 직류전압을 변화시킨다. 이러한 동작으로 인해 태양전지에서 최대전력을 얻을 수 있다.

(3) 단독운전 방지기능

태양광발전시스템이 계통에 연계된 상태에서 계통에 정전이 발생한 경우 부하전력이 파워컨디셔너의 출력전력과 동일한 경우에는 파워컨디셔너의 출력전압과 주파수는 변화하지만 주파수계전기로는 정전을 검출하는 것이 불가능하다. 따라서 계속해서 태양광발전시스템에서 계통에 전력이 공급되어 사고 복구기간동안 치명적인 안전사고의 위험이 초래된다. 이러한 운전상태를 단독운전상태라 한다.

단독운전상태가 발생하면 전력회사의 배전망에서 전기적으로 차단하여 배전선에 태양광발전시스템의 운전을 정지시킬 필요가 있지만 단독운전상태에서는 전압계전기(OVR,UVR),주파수계전기(OFR,UFR)로는 보호되지 않는다. 그 대책으로 단독운전방지기능을 설치해서 안전하게 정지가 가능하게 하여야 한다.

(4) 자동전압 조정기능

태양광발전시스템을 계통에 접속해서 역조류운전을 실시한 경우 전력의 역송전으로 인한 수전점의 전압이 상승해서 전력회사의 운용범위를 초과할 가능성이 있다. 이러한 것을 피하기 위해 자동전압조정기능을 설치해서 전압의 상승을 방지하게 한다. 자동전압조정 기능에는 2가지 방법이 있으며 소용량에서는 전압상승의 가능성이 적기 때문에 본 기능을 생략하는 경우가 있다.

자동전압조정기능 중 첫 번째, 진상무효전력제어는 계통에 연계한 파워컨디셔너는 계통전압과 출력전류의 위상을 동상으로 해서 평상시에는 역률을 1로 운전하고 있다. 연계점의 전압상승이 상승해서 진상무효전력제어의 설정전압 이상이 되면 역률1의 제어를 해소하고 PCS의 전류위상을 계통전압 보다 앞서게 한다. 그러함에도 계통측에서 유입한 전류가 지연

된 전류가 있고 연계점의 전압을 낮게 하는 방향으로 동작한다. 앞선 전류의 제어는 역률 0.9 까지 하고 전압상승 억제효과는 최대 2-3%정도 된다.

두 번째, 출력제어는 진상무효전력제어에 의한 전압억제가 한계에 도달해 계통전압이 상승하는 경우에는 태양광발전시스템의 출력을 제한해서 연계점의 전압의 상승을 방지하기 위한 동작을 한다. 특히, 배전선의 전압이 높은 경우에는 출력제어가 동작, 발전량이 저하하기 때문에 주의가 필요하다.

(5) 직류지락 검출기능

무변압기방식의 계통연계형 인버터는 태양전지계통측이 절연되어 있지 않는 것으로 태양전지의 지락에 대하여 안전대책이 필요하다. 보통 수전점(분전반)에는 누전차단기가 설치되어 있고 실내배선과 부하기기의 지락을 감시하고 있지만 태양전지모듈에 지락이 발생하면 지락전류에 지락성분이 중첩해서 보통의 누전차단기로는 보호되지 않은 경우가 있다. 따라서 파워컨디셔너 내부에 직류의 지락검출기를 설치해서 이것을 검출, 보호할 필요가 있다. 이 기능의 검출 기능레벨로는 100mA로 설정하는 것이 많다.

3. 접속함

접속함의 주요 기능은 인버터에 입력되는 발전량의 용량에 따라 각 어레이의 병렬군을 접속하여 어레이별 케이블을 인버터까지 연결해 주는 기능과 여러개의 태양전지 모듈의 접속을 알기 쉽게 절이하고 보수 · 점검시에 회로를 분리하여 점검작업을 용이하게 하며, 어레이 단위별로 현장에서 가장 가까이 설치되어 보호 기능을 갖는 역할을 하는데 그 목적이 있다. 또한 태양전지 어레이에 고장이 발생하여도 정지 범위를 최소로 축소시켜 관리 할 수 있으며 고장점을 찾기가 쉬운 점이 큰 특징이라 하겠다. 접속함에는 직류출력 개폐기, 피로소자(SPD, ZNR), 역류방지소자, 단자대, 퓨즈 또는 개폐기 등으로 구성되어 있으면 절연저항측정이나 정기적인 단락전류 확인을 위해서 출령단락용 개폐기를 설치한다. 그림 2-21은 일반적인 중·대형 시스템 설계상의 접속함의 회로도를 표시한 것이다.

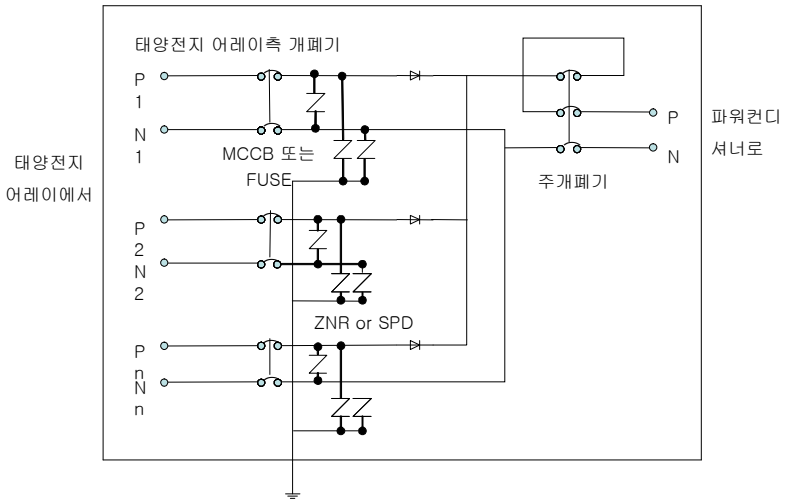


Fig. 2-21 Circuit diagram of junction box

a. 바이패스 다이오드

태양전지를 직렬접속한 모듈에서 그림자 또는 파손 등 사고가 발생시 해당 전지에 회로의 전압이 역방향으로 집중해서 저항이 급격히 증가 하므로 일정한 전류에 의한 발열현상이 발생되고 시간이 지속될 때에는 과열에 의해서 태양전지의 온도가 더욱 높게 되면 태양전지 모듈이 소손되거나 파손되는 경우가 발생하여 출력이 급감한다. 이것을 방지하기 위하여 고저항으로 된 태양전지 모듈에 흐르는 전류를 바이패스 하기위해 그림 2-22와 같이 다이오드를 설치하여 해당 모듈을 우회 운전할 수 있도록 회로를 구성한다. 이 다이오드를 바이패스다이오드(Bypass Diode)라 하며, 보통 모듈의 표면에 설치된 접속 단자대에 설치된다. 바이패스다이오드는 보호하고자 하는 스트링의 공칭 최대출력동작전압의 1.5배 이상 역내전압을 갖고 스트링의 단락전류를 충분히 바이패스 시킬 수 있는 정격전류를 지녀야 한다.

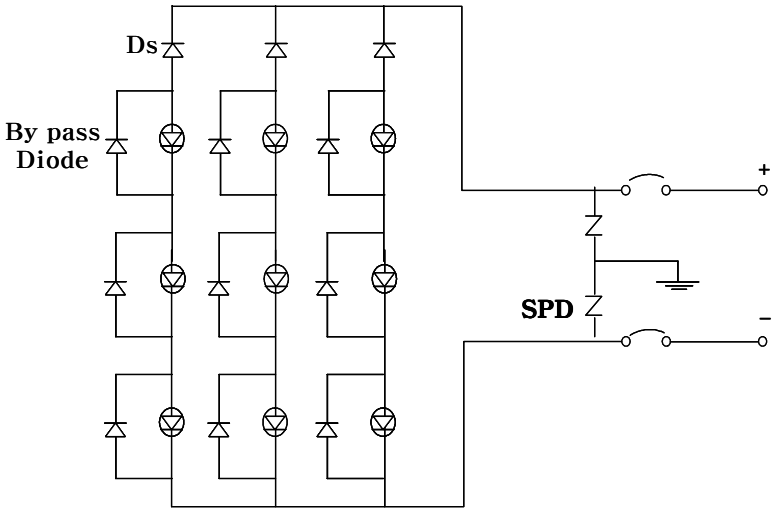


Fig. 2-22 Bypass diode configuration

또한 태양전지 모듈 이면의 단자대에 바이패스 소자를 설치하는 경우에는 설치장소의 온도의 옥외에서 태양에너지에 의해서 주위온도 보다 20 ~30℃ 높아지기 때문에 여유를 가지고 안전하게 바이패스 될 수 있는 정격전류의 다이오드를 선정해야 한다.[28]

b. 블로킹 다이오드

태양전지모듈에 다른 태양전지의 병렬회로와 축전지 또는 계통 연계시스템인 경우 전류가 다른 회로에 역으로 유입 되는 것을 저지하기 위해 역저지용다이오드가 사용된다. 이를 블로킹 다이오드(Blocking Diode)라 하며 보통 접속상자 내에 설치된다.

태양전지 직·병렬회로를 구성하여 동작하는 경우 태양전지 어레이를 구성하는 모듈의 일부가 고장 파손되었을 때 어레이의 스트링 사이에 출력전압의 불평형이 발생해서 출력전류의 분담이 변화한다. 이 불평형 전압이 일정값 이상인 경우 다른 스트링에서 전류를 공급 받아 역방향으로 전류가 흐른다. 이 역전류 때문에 각 스트링에 역류방지소자를 설치한다. 역류방지소자는 설치된 회로의 최대전류와 최대역전압에 충분히 견딜 수 있어야 한다. 그리고 설치장소에 따라 온도가 높은 경우 바이패스 다이오드와 같은 방식으로 여유율 1.5 이상을 선정 하여야 한다.[29][30]

c. 차단기

태양전지 어레이 차단기는 태양전지 어레이 점검·보수시 일부 태양전지 모듈에 사고가 발생할 때 회로에서 사고부분을 격리하기 위해 설치한다. 차단기는 태양전지에서 얻는 최대직류전류를 차단하는 능력을 가진 MCCB를 사용한다. 현재 사용되는 MCCB는 일반적으로 교류회로에 사

용 되는 것을 목적으로 제작되어 있다. 따라서 직류전류 적용의 적합성여부와 정격을 확인해야 한다. 교류는 교번하여 전류가 흐르기 때문에 전류 0점이 발생 차단되지만 직류에서는 전류 0점이 없어 차단시 소호능력이 저하되기 때문이다. 또한, 태양전지 어레이의 단락전류에서는 자동차단되지 않아야 한다.

d. 피뢰설비

태양광발전시스템에서 피로설비는 아주 중요한 기능중 하나이다. 모듈을 건물의 옥상에 설치하거나 산간지방이나 낙뢰가 많은 곳에 설치하는 경우 별도로 피뢰침 설치와 뇌보호 적합한 피뢰설비를 설치하여야 한다. 피뢰침설비는 낙뢰로부터 보호하는 설비를 말하고, 피뢰소자는 뇌서지가 태양전지 어레이 혹은 인버터 등에 침입한 경우 이러한 기기나 장치 등을 뇌서지에서 보호하기 위하여 설치한다. 보통 접속함에는 태양전지 어레이 보호를 위하여 스트링 마다 피뢰소자를 설치한다. 경우에 따라서 태양전지 전체의 출력단에도 설치하며 피뢰소자의 접지측의 배선은 짧게 설치하고 일괄해서 접속상자의 주접지단자에 접속해야 한다.

태양광발전시스템에 사용되는 피뢰소자는 갭형과 반도체식이 있다. 갭형은 반도체식에 비해 높은 서지 전류내량을 갖고 누설전류가 없다. 파손되어도 단락할 가능성이 적어 안전성이 높다.

반도체식은 바리스터방식과 실리콘 서지옵서버가 있다. 바리스터전압보다 높은 전압이 인가되면 저항이 급격히 저하해서 뇌서지 전류를 방전한다. 큰 방전에너지 처리는 어렵지만 고속동작해서 과전압을 저감하는 효과가 크다. 뇌서지값에 의해 파손되어 단락상태로 되는 가능성이 있기 때문에 이런 경우에는 파손된 바리스터식 피뢰소자를 격리할 회로구성이 필요하다.

D. 운전특성 평가방법

임의의 제안된 계통연계형 PV 시스템의 발전량 산출은 표준성능으로부터 예측할 수 있어야 한다. 실제 시스템 발전량 산출은 예측된 발전량 산출과 표준 성능비를 비교함으로서 결정된다. 특히, 만약 수행중인 시스템의 더욱 세부적인 분석이 요구된다면 시스템 내의 에너지 손실에 대한 원인을 분석해야만 한다.

PV 시스템은 그림자 영향, 인버터손실, MPPT 미스매칭, PV어레이의 온도상승, 직·병렬 접속 불균형 등의 손실요인에 따라서 발전성능이 결정되므로 최적화 설계를 위해서는 PV 시스템의 손실요인에 대한 정확한 평가분석이 필요하지만 평가분석에는 많은 시간과 실측결과들이 필요하다.[31][32]

PV 시스템의 손실요인 및 문제점을 비교적 정확하고 신속하게 평가 분석할 수 있는 성능비(Performance Ratio, PR)를 사용하여 분석기간 동안 PV 시스템의 성능특성을 평가 분석하였다. PR은 PV 시스템의 손실요인 뿐만 아니라 PV 시스템의 구성요소기기와 전체 시스템의 성능을 평가 분석하는데 있어 중요한 분석항목이다.

PR은 성능계수를 의미하고 표준상태(STC)에서 손실요인을 고려하지 않은 PV 시스템의 이상적인 발전성능과 실제 발전성능에 대한 정의이다. PR이 80%이상인 경우에 시스템은 양호한 발전성능을 가지고 있는 경우이며, PR이 70%이하인 경우는 시스템 고장 혹은 결함 등의 여러 문제에 기인하여 성능은 저하된다. 성능비에 대한 정의는 식(2-15)와 같다.

$$PR = \frac{E_{Inv} \times G_{STC}}{P_{PV.nom} \times G_A} \qquad (2\text{-}15)$$

여기서 E_{Inv}는 인버터 출력전력량, $P_{PV,nom}$은 표준조건(STC) 공칭출력전력, G_A는 전일사량, G_{STC}은 표준조건(STC)에서 일사량 1kW/m^{2}이다. 일사량은 총일사량을 적용하였고, 이는 직달, 산란, 그리고 지면반사성분의 합과 같다.

분석항목 중 하나인 시스템 효율 η_{system}은 식(2-16)과 같이 정의된다.

$$\eta_{system} = \frac{E_{Inv}}{Q_A \times A} \times 100\% \qquad (2\text{-}16)$$

여기서 E_{Inv}는 인버터출력량, Q_A는 경사면 일사량 [kWh/m^2], A는 총 셀의 면적으로 정의된다.

어레이변환 효율은 식(2-17)에 의하여 효율을 구한다.

$$\eta_{Array} = \frac{E_{Array}}{Q_A \times A_{Array}} \times 100\% \qquad (2\text{-}17)$$

여기서 η_{Array}는 어레이변환 효율 [%], E_{Array}는 어레이 출력량 [kWh], Q_A는 경사면 일사량 [kWh/m^2], A_p는 어레이 면적 [m^2]이다.

인버터 효율은 식 (2-18)에 의하여 구한다.

$$\eta_{Inv} = \frac{E_{Inv}}{E_{Array}} \times 100\% \qquad (2\text{-}18)$$

시스템 이용률은 식(2-19)에 의하여 구한다.

$$L = \frac{E_{Inv}}{P_o \times n_o \times 24} \times 100\% \qquad (2\text{-}19)$$

여기서 L은 시스템 이용률 [%], E_{Inv}는 인버터출력량 [kWh], P_o는 시스템 정격 용량 [kW], n_o는 운전일수이다.

III. 태양광발전시스템 설계

A. 태양전지 어레이

1. 어레이 구성

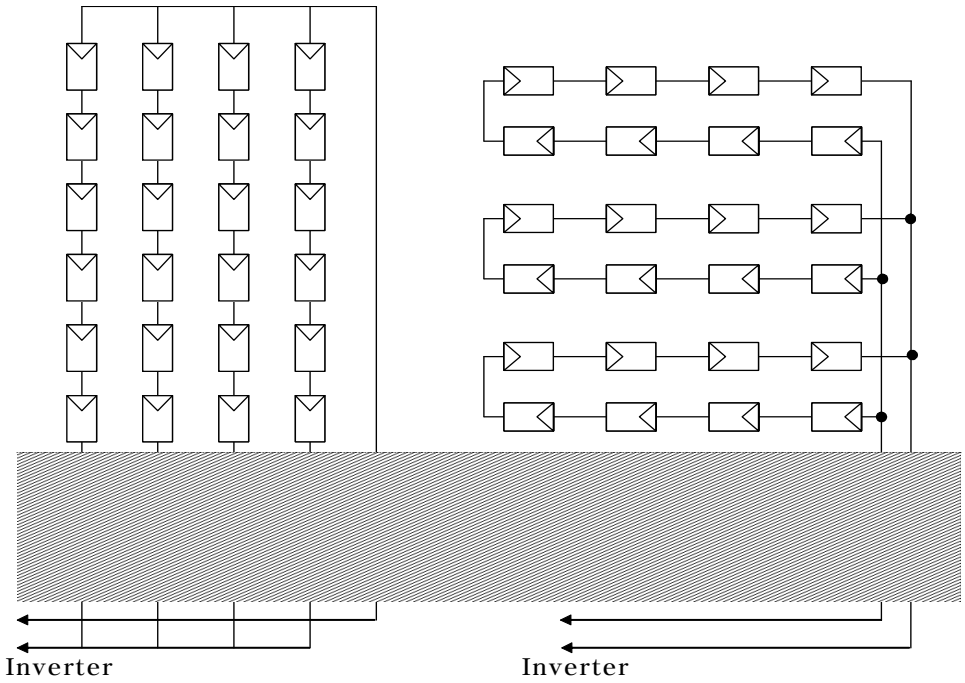
어레이는 태양전지모듈을 필요매수에 따라 직렬접속한 것을 병렬접속으로 조합해서 필요한 발전전력을 얻기 위해 판넬을 대형화 한 것이다.

직렬접속 매수는 인버터 정격전압에 10%를 추가하여 최대출력동작전압으로 나누어 산출된 값을 직렬매수로 하는 것이 일반적이다. 이는 태양전지의 온도특성 결과로 고온에서 감소하여 인버터의 동작전압을 벗어나는 것을 고려한 것이다. 직렬접속은 전압의 영향이 큰 요소로서 온도의 영향요소로 보아 직렬접속수를 산출하고, 병렬접속수는 인버터의 허용전류를 고려하여, 필요전력량에서 직렬접속수의 전압으로 나누어 병렬수를 산출한다. 따라서 전류는 일사강도에 의한 영향이 크다.

아울러, 어레이가 나무, 빌딩 및 구름에 의한 차폐 등으로 그림자가 부분적으로 발생시 그림자 영향을 받는 부분은 발전량이 저하되므로 그림자 영향을 고려하여야 한다. 결국 어레이의 구성은 직·병렬접속 방법을 검토해 발전효율이 향상되는 방향으로 설계하여야 한다.

그림 3-1은 스트링 배선방법을 나타낸 것이다. 그림 3-1 (a)는 각 스트링에 그림자가 발생하는 경우 전체 스트링에서 전압발생에 영향을 미치는 것을 나타내며 그림 3-1 (b)와 비교하면 출력저하가 크게 나타난다. 그림 3-1 (b)는 1개의 스트링에 그림자 영향이 발생해서 전체의 전류가 감소되지만 전압은 유지되어 그림 3-1 (a)와 비교해서 출력의 저하가 작

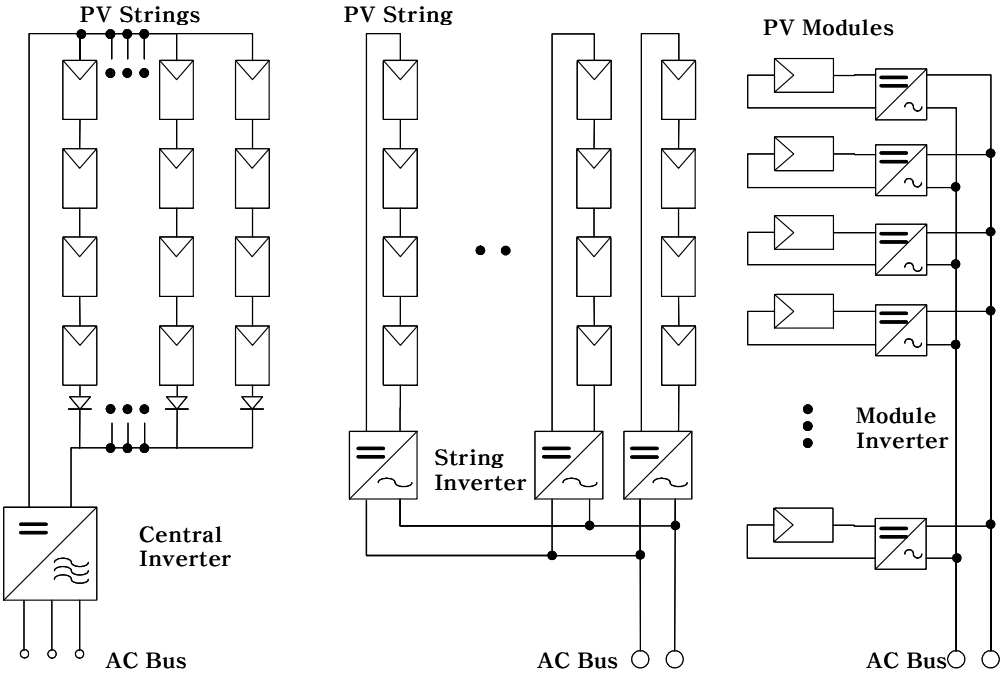
다. 따라서 그림자가 나타나는 방향으로 직렬접속 하는 방법이 효율 향상에 좋으나, 그림자 방향이 변동하므로 접속방법을 종합적으로 검토하여야 한다.[33]



(a) Overall effected by shadow (b) Partial effected by shadow

Fig. 3-1 String configuration

그림 3-2는 인버터와 스트링의 접속관계를 나타낸 것이다. 대부분 스트링 접속이 그림 3-2 (a)방식으로 설치하고 있으나 직병렬 접속시 불균형, 그림자나 적설 등 환경의 영향에 의해 스트링마다 발전량이 차이가 발생하여 발전량이 저하된다. 그림 3-2 (b)방식으로 병렬군마다 설치하는 것이 발전 효율면에서 그림 3-2 (a)방식보다 유리하고 각 셀마다 인버터를 설치하는 그림 3-2 (c)방식이 발전량이 가장 좋다.



(a) Central inverter (b) String inverter (c) Module inverter

Fig. 3-2 PV plants design inverter position with string interval

2. 그림자 영향과 이격거리

대부분의 PV 시스템은 낮 시간동안 일정시간이나 부분적으로 그림자 영향이 미친다. 이것은 특히 도시지역에 설치된 PV어레이에서 자주 나타나는데 특히, 겨울에 임의의 시간에서 매우 높게 나타난다. 이것은 태양의 고도에 기인하여 나타나고 또한 이웃한 빌딩의 크기, 형태, 위치 그리고 나무와 같은 장애물에 기인하여 나타나기도 한다.

일반적으로 여름에는 태양고도가 높기 때문에 그림자 영향이 적게 나타난다. 그림자 영향은 겨울철 일몰 직전시간에 증가한다. 이러한 손실범위는 대략 5%에서 많게는 20%까지 나타나고 이는 어레이나 사이트의 구조에 의존한다.

북반구에서는 위도가 높은 지역일수록 어레이 사이 간격이 크며 남북배열로는 설치면적의 유효 이용율이 떨어진다. 특히 적설 대책으로 어레이 경사각을 크게 할 경우 높을수록 그림자를 피하기 위한 간격이 커진다. 따라서 어레이 높이를 조정하여 남북배열을 최소한으로 조정한다.

태양광발전시스템의 최적의 경사각은 정남향에서 설치위도의 90% 이다. 그림 3-3은 어레이간의 이격거리를 계산하기 위한 각도를 정의한 것이다.

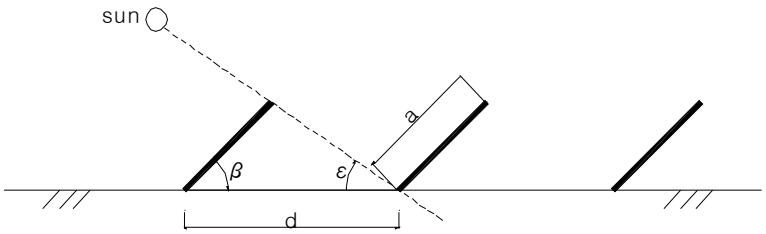


Fig. 3-3 Distance length of array

어레이간 그림자의 영향을 피하기 위한 이격거리 계산은 식(3-1)과 같다.

$$d/a = \cos\beta + \frac{\sin\beta}{\tan\varepsilon} \tag{3-1}$$

단, 여기서 $\varepsilon = 90^\circ - \delta - \phi$이고 a : 모듈길이, d : 이격거리, β : 모듈경사각, ϕ : 위 도, δ : 23.5°, ε : 앙 각을 의미한다. 그림자 각도는 동지 12:00시 일 때 방위각을 기준으로 한다.[34][35]

3. 어레이의 방위각과 경사각

태양전지 어레이의 방위각은 일반적으로 태양전지의 단위용량당 발전전력량이 최대인 정남쪽, 즉 '0'도로 한다. 여기서 설치장소의 제약이 있는 경우에는 지붕이나 토지의 방위각, 산이나 건물의 그림자를 피할 수 있는 각도로 선택하여 일일발전량이 최대가 되거나 부하측이 최고가 되는 시각에 최대 발전량을 얻도록 선택한다. 지붕을 이용하여 설치하는 경우에는 일반적으로 지붕이 경사져 있거나, 수평면인 지붕을 효율적으로 이용할 수 있도록 지붕의 방위각에 맞춘다. 국내 기와지붕의 경사각은 18°~20° 정도이다. 또한 지상에 설치하는 경우에는 효율적으로 이용할 수 있도록 토지의 방위각으로 선택한다. 그리고 지붕이나 토지의 제약은 없으나 산이나 건물의 그림자가 있으면 그림자를 피할 수 있는 각도로 선정한다. 또한 방위각을 조정해서 하루 중 부하가 피크인 시각에 발전량도 피크를 일치시키는 경우에는 방위각 선택은 식 (3-2)와 같다.

방위각=(하루중최대부하시각-12)×15+(설치지역경도-표준시경도) (3-2)

여기서 최대부하 시각은 24시간 표현방식을 취한다. 또한 어레이 경사각은 통상 태양전지 어레이의 발전전력량이 연간 최대가 될 수 있도록 경사각을 선택한다. 이때 경사면이 이미 존재하는 지붕을 이용할 경우에는 지붕의 경사각으로 선택한다. 그밖에 눈이 많이 쌓이는 지역에서는 자연적으로 눈이 흘러내릴 수 있는 경사각을 선택한다. 여기서 눈이 흘러 내릴 수 있는 경사각은 약 50°~60°이다.[36][37]

연계형인 경우에는 연간 최적 경사각으로 어레이 경사각을 선택하면 적설기간에는 발전을 할 수 없게 되는 경우가 있으나, 전체적으로 연간 발

전전력량이 최대인 경우가 있기 때문에 반드시 눈이 흘러내리게 경사각을 선택할 필요는 없다.

또한 디젤발전기를 이용하지 않는 독립형의 경우는 발전량과 부하량을 월별 단위로 설계하기 때문에 월간 최적경사각을 이용한다. 이때 경사각은 12개월의 월간 최적 경사각 가운데서 부하전력량과 발전전력량의 관계에 의해서 태양전지 어레이의 용량을 최소로 할 수 있도록 선택한다.

B. 전압강하

전압강하 계산법에는 약식 계산방식과 정식 계산방식이 있다. 미소전력을 생산하는 태양광발전시스템에서는 약식 계산방식의 경우 계산결과 값이 실제 값과 오차가 크게 발생되어 인버터 등 타 시스템과 정합(Matching)이 이루어지지 않아 시스템 손실을 증가시킨다. 따라서 정식 계산에 의한 전압강하 계산법을 활용하여야 한다.

현재 실무에서 적용하는 전압강하 계산식은 주로 약식 계산식에 의해 사용되고 있으나 약식 계산식과 정식 계산식과는 차이를 보인다.

전압강하 계산식은 식(3-3)에서 나타난다.

$$\triangle e = K_w \cdot Z \cdot I \cdot L \tag{3-3}$$

여기서 $Z = R\cos\theta + X\sin\theta$

K_w = 단상 2선식 : 2

단상 3선식, 3상 4선식 : 1

3상 3선식 : $\sqrt{3}$

즉, 선로 임피던스 Z는 단면적 S로 환산될 수 있는 계수를 H_{cc}라 하여 전압강하 $\triangle e$ 를 구하면 식(3-4)와 같다.

$$\triangle e = H_{cc} \cdot \frac{L}{1000S} \cdot K_w \cdot I \tag{3-4}$$

효율적인 설계를 위해 그림 3-4와 같이 간선 굵기 선정의 흐름도를 제시 하였다.[38]

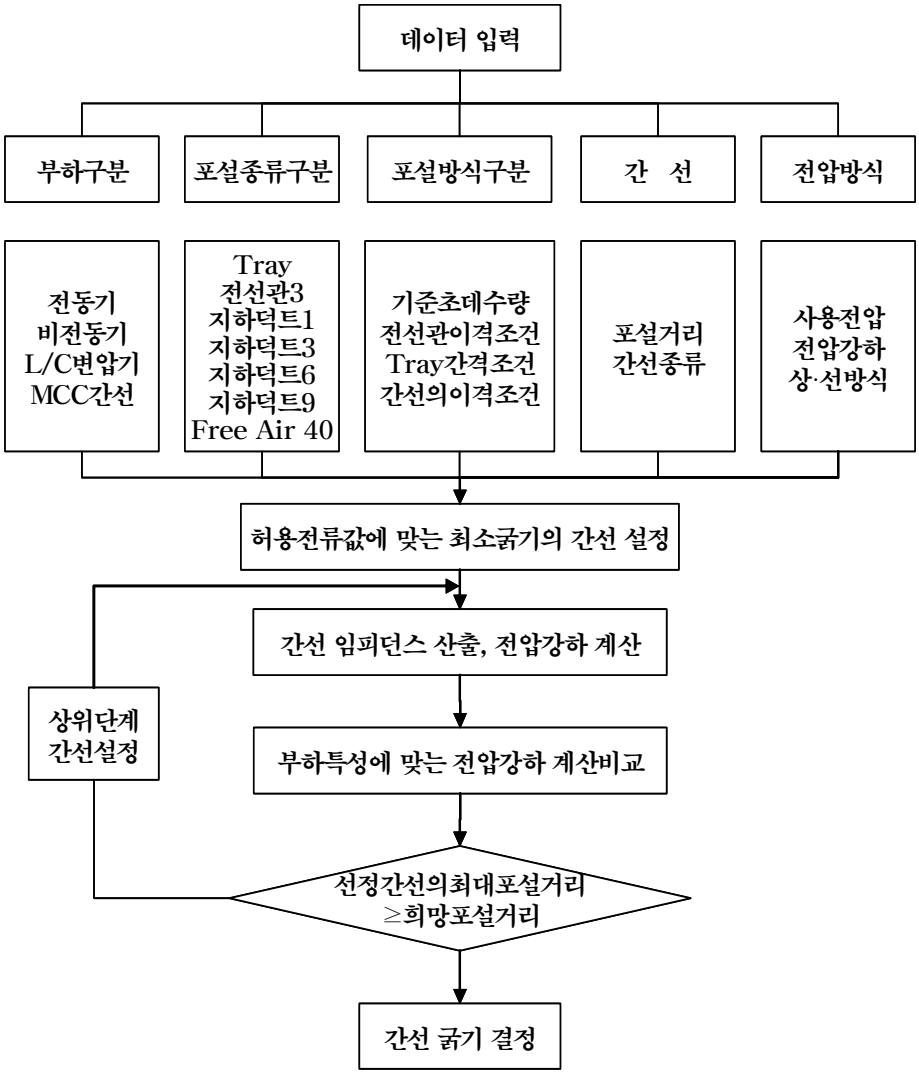


Fig. 3-4 Flow chart of feeder size computation

IV. 시뮬레이션

본 논문에서는 단상 및 3상 30kW PV시스템을 최적설계방식에 따라 시뮬레이션을 구성하여 출력특성을 비교분석하여 설계 파라미터를 선정하였다. 태양전지 모듈은 단상 및 3상 두 PV시스템 모두 정격출력이 210W인 SANYO사의 HIP-210NH 140장을 직병렬 연결하여 적용하였고 인버터는 단상 시스템의 경우 Xantrex사의 정격용량이 3kW인 GT3.0 10대를 적용하였고 3상 시스템의 경우는 같은 회사의 정격용량이 30kW인 PV30 1대를 적용하였다. 표 4-1은 태양전지 모듈의 파라미터를 나타내고 있고 표 4-2는 단상 및 3상 인버터의 파라미터를 나타내고 있다.

시뮬레이션을 통하여 태양전지 모듈의 전기적 특성 및 직병렬 연결 특성을 고찰하였고 최적설계에 따른 태양전지 어레이의 출력특성을 분석하였으며 단상 및 3상 시스템의 운전특성을 비교분석하였다.

Table 4-1 Parameter of PV module

Parameter	Value
Cell Type	Mono crystalline Si
Cell Efficiency	18.9 [%]
Maximum power (P_{max})	210 [W]
Max. power voltage (V_{mp})	41.3 [V]
Max. power current (I_{mp})	5.09 [A]
Open circuit voltage (V_{OC})	50.9 [V]
Short circuit current (I_{SC})	5.57 [A]
Module Efficiency	16.5 [%]
Module Size	812*1570 [mm]

Table 4-2 Parameter of inverter

Parameter	Single-phase	Three-phase
Model	GT3.0	PV30
Nominal AC power	3kW	30kW
AC frequency	60Hz	60Hz
Nominal AC Voltage	$240V_{AC}$	$208V_{AC}$
Maximum AC Line Current	14.2A	94A
Line power factor	>0.9	>0.99
AC Current Distortion	<5% THD	<5% THD
Peak inverter efficiency	>95%	>95%
Minimum MPP voltage	$195V_{DC}$	$330V_{DC}$
Maximum MPP voltage	$550V_{DC}$	$600V_{DC}$
Night time tare loss	1W	30W
Weight	20kg	118kg

A. 태양전지

1. 태양전지 모듈

시뮬레이션을 통하여 태양전지 모듈의 출력특성을 고찰하였다. 그림 4-1은 태양전지 모듈의 전압-전류 특성 및 전압-전력 특성 시뮬레이션을 나타내고 있고 표 4-3은 각 파라미터의 시뮬레이션 결과 값을 나타내고 있다.

그림 4-2와 그림 4-3은 일사량에 따른 전압-전류 특성 및 전압-전력 특성 시뮬레이션을 나타내고 있으며, 일사량이 저하되면 출력전류가 현저히 저하되며 따라서 출력전력도 현저히 저하됨을 알 수 있다. 그림 4-4와 그림 4-5는 온도에 따른 전압-전류 특성 및 전압-전력 특성 시뮬레이션을 나타내고 있으며, 온도가 상승하면 출력전압이 저하되고 따라서 출력전력도 저하됨을 알 수 있다. 또한 일사량이나 온도가 변함에 따라 최대전력점이 변동함을 알 수 있으며, 따라서 최대출력점 기준값도 변동값에 따라 가변되어야 함을 알 수 있다.

그림 4-6과 그림 4-7은 두 개의 태양전지가 동일한 전기적인 특성을 갖고, 동일한 일사강도시 직렬 및 병렬로 연결될 때 태양전지의 출력특성을 나타내고 있다. 직렬연결시 두 개의 태양전지에는 하나의 태양전지에서 발생된 전류의 크기가 흐르고 이때의 I-V특성곡선은 한 개의 태양전지에서 발생된 전류의 크기에 전압만 2배로 된 특성곡선을 갖는다. 즉 단락전류는 변하지 않고 개방전압만 2배로 증가된 특성을 갖는다. 병렬연결시 한개의 태양전지와 동일한 출력 전압값을 갖고 이때의 I-V특성곡선은 일정전압의 크기에 전류만 2배로 증가된 형태를 갖는다. 즉 개방전압은 변하지 않고 단락전류만 2배로 증가한다.

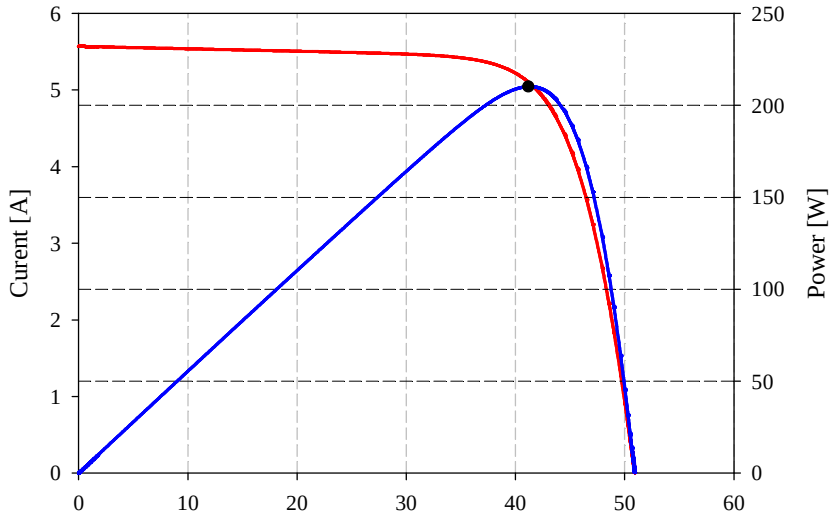


Fig. 4-1 I-V characteristics curve of PV module

Table 4-3 Simulation Results

Parameter	Value
Maximum power (P_{max})	210.2 [W]
Max. power voltage (V_{mp})	41.18 [V]
Max. power current (I_{mp})	5.10 [A]
Open circuit voltage (V_{OC})	50.895 [V]
Short circuit current (I_{SC})	5.57 [A]

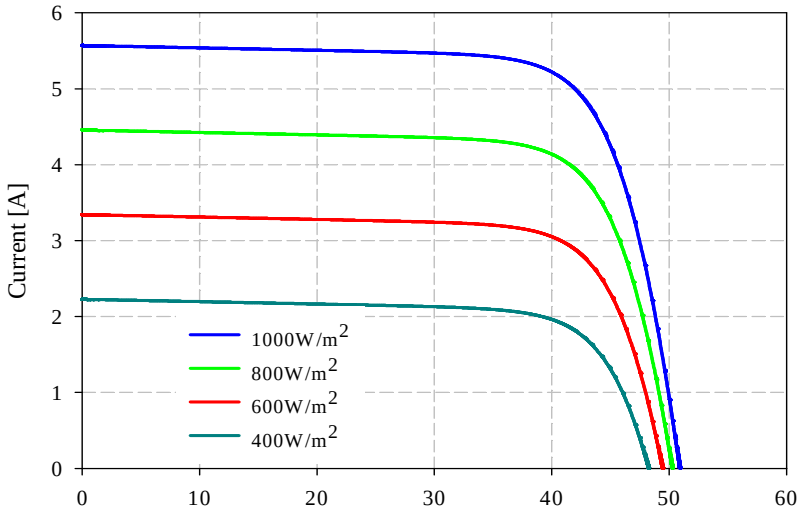


Fig. 4-2 I-V characteristics curve at difference irradiation

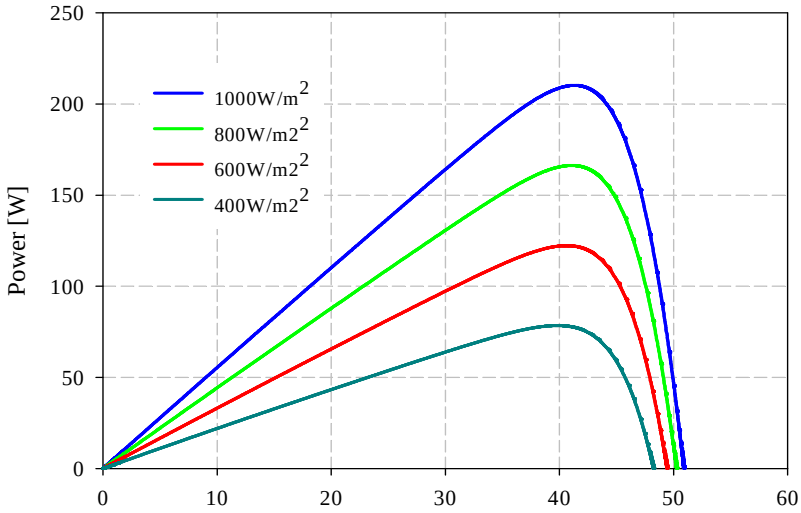


Fig. 4-3 Output power characteristics curve according to variation irradiation

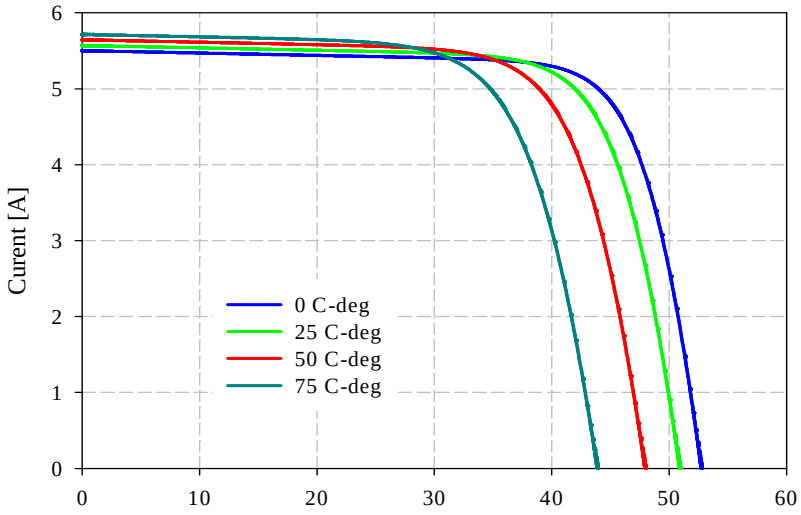


Fig. 4-4 I-V characteristics curve according to variation temperature

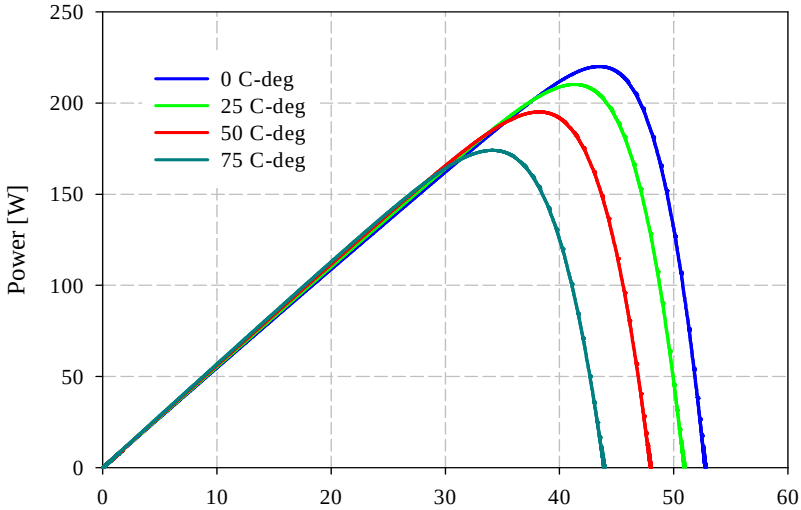


Fig. 4-5 Output power characteristics curve according to variation temperature

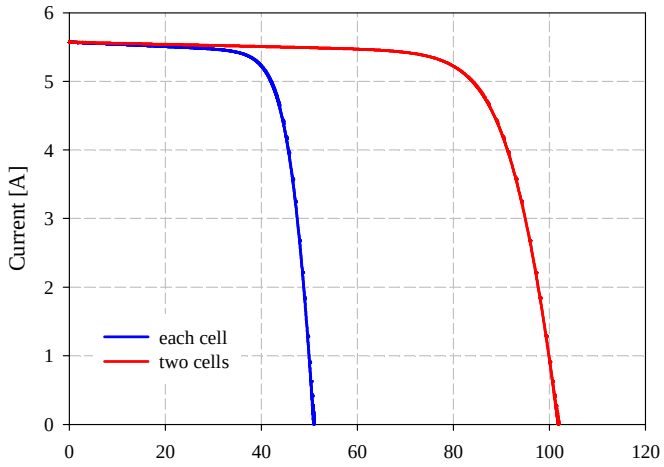


Fig. 4-6 I-V characteristics for two cells in series connection

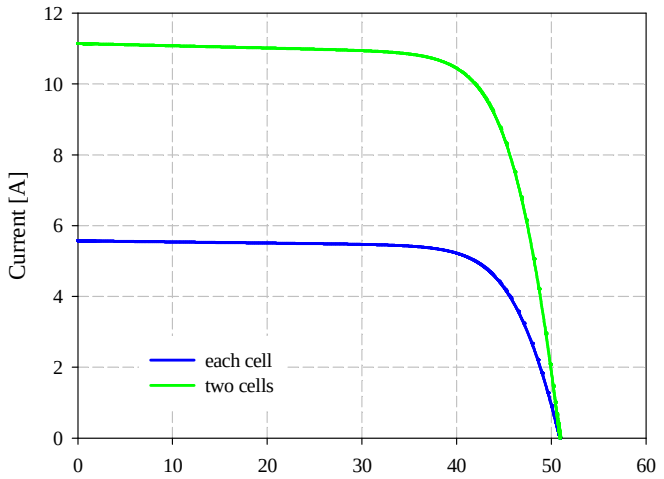


Fig. 4-7 I-V characteristics for two cells in parallel connection

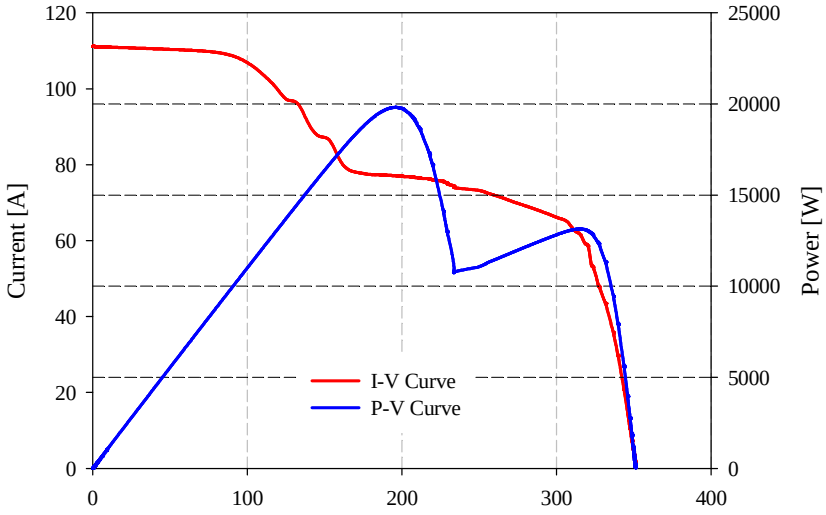
2. 태양전지 어레이

a. 어레이 구성

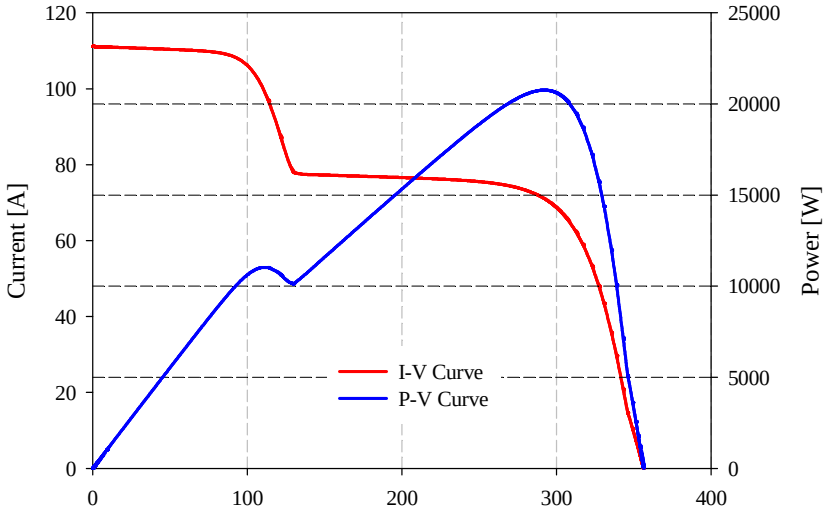
3장의 태양광발전 시스템의 최적화를 위한 어레이 구성 방식에서 제안한바와 같이 일반적으로 수직으로 배열하는 방식보다 수평으로 배열하게 되어 있다. 따라서 본 단락에서는 30kW급 태양광발전 시스템에 대한 수직배열방식과 수평배열방식에 따른 출력량을 Solar Pro 시뮬레이터를 통하여 비교하고자 한다.

그림 4-8은 태양전지 어레이의 수직배열방식과 수평배열방식의 그림자 영향에 의한 전압-전류 및 전압-전력량 시뮬레이션 결과를 나타내고 있다. 그림 4-8에 나타난 바와 같이 수직배열시 어레이 최대출력량은 20kW이고, 수평배열시 어레이 최대출력량이 21kW로 나타났다. 이상과 같은 결과에서 보듯이 어레이 배열방식은 수평배열방식이 수직배열방식의 출력량보다 1kW 높게 나타남으로 수평배열방식이 수직배열방식보다 약 3% 출력량을 개선함을 알 수 있었다.

따라서, 본 논문에서는 30K급 단상 태양광발전 시스템을 구성할 경우를 고려하여 어레이 구성과 배선과정을 그림 4-9와 같이 나타내었다.



(a) Overall effected by shadow



(b) Partial effected by shadow

Fig. 4-8 Output characteristics by array configuration

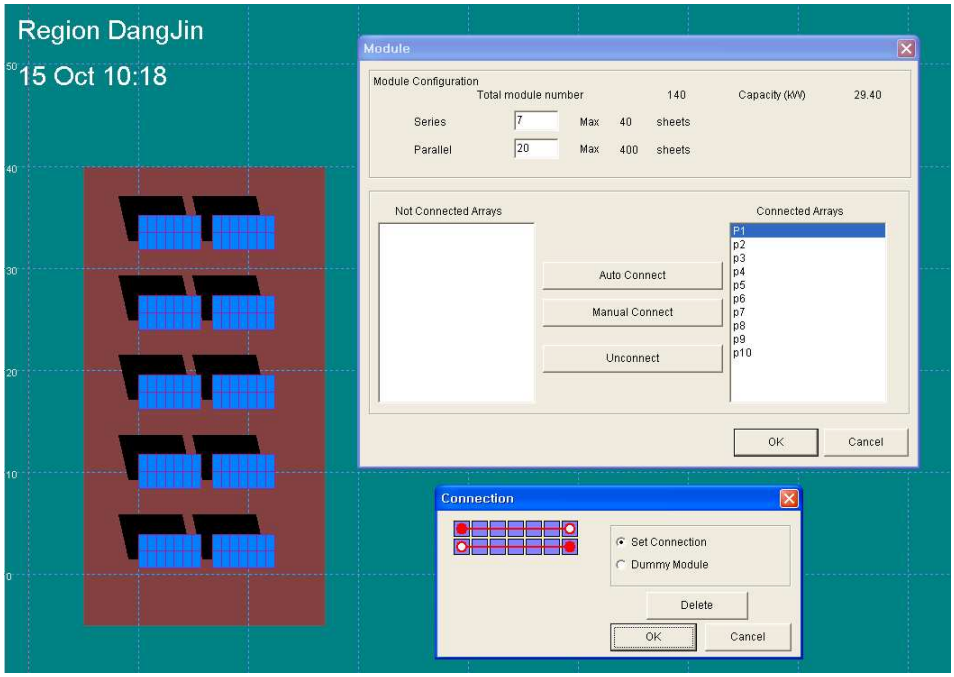


Fig. 4-9 Configuration and connection of PV array

b. 그림자 영향과 이격거리

본 논문에서는 30kW 태양광발전시스템에서 태양전지 어레이 10개군을 그림 4-9와 같이 2*5로 배열 하였다. 따라서 앞뒤 어레이간의 이격거리에 의하여 뒤 어레이 8개군에 그림자 영향이 미칠 수 있다.

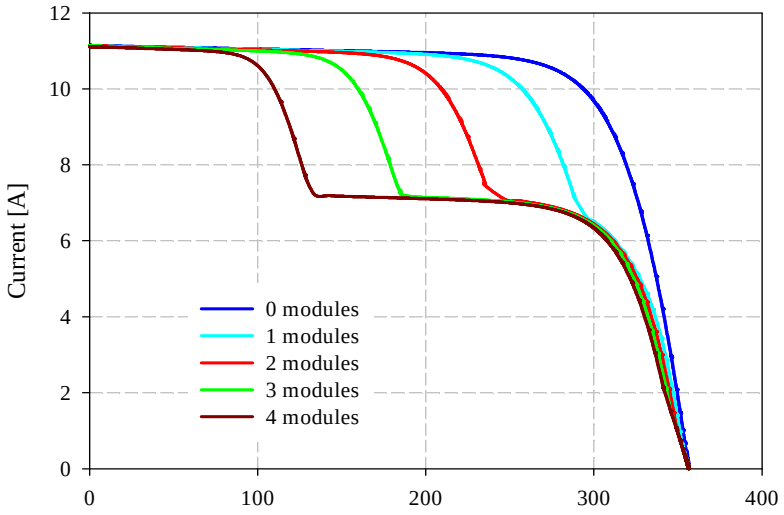
직렬로 연결된 모듈 중에서 한 개의 모듈에 음영이 생기면 광기전류는 감소하고, 그 전체의 직렬모듈의 광기전류는 영향을 받은 한 개의 모듈에 의해 광기전류는 감소한다. 따라서, 직렬 연결된 모듈의 광기전류는 음영 영향에 의해 감소된 특정한 모듈의 전류에 따라 결정된다. 그림 4-10은 모듈의 직렬 연결된 어레이에서 음영을 단계적으로 높였을 대의 최대전력점의 변화를 보여주고 있다. 모듈의 직렬연결에 있어서 음영에 의한 두개의 최대 전력점이 인버터의 최대전력점 추적 범위 안에 있으면 인버터에 대한 동작점으로 가능하다. 그림 4-10(a)는 어레이의 I-V 특성곡선을 그림 4-10(b)는 P-V특성곡선을 나타낸 것으로 최대전력점의 두 점 중에 한점으로 도달하는 것은 시간에 의한 음영 경로와 추적기의 동작상태에 의존하게 된다.

또한, 기존에는 그림자 영향을 동지 12:00일 때 태양고도를 기준으로 적용하였으나 태양광발전시스템의 발전량이 어느 정도 양호한 동지 9:30부터 오후 15:30시 일 때 태양고도를 기준으로 이격거리를 산출하여야 한다.

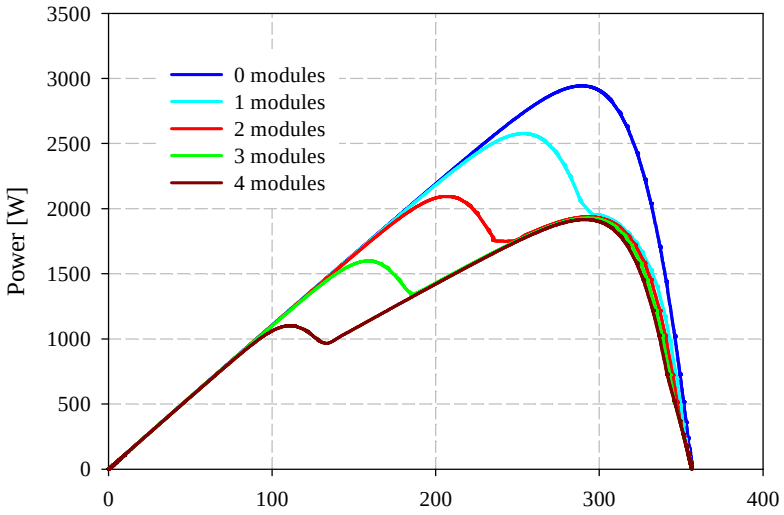
본 논문에서는 12월 20일을 기준으로 그림자 영향에 대한 시뮬레이션을 통하여 이격거리를 산출 하였다. 그림 4-11는 이격거리에 따른 그림자 영향에 대한 시뮬레이션 화면을 나타낸다. 그림 4-11 (a)는 어레이의 이격거리가 5.6m($d/a=2$)시 그림자 영향에 대한 시뮬레이션을 나타내고 있으며, 뒤 어레이 2개군은 정오 12:00에도 앞 어레이에 의한 그림자 영향을 받고 있음을 알 수 있다. 그림 4-11 (b)는 어레이의 이격거리가

7m($d/a=2.5$)시 그림자 영향에 대한 시뮬레이션을 나타내며, 약 오전 8시 30분 이전, 오후 15시 30분 이후에 그림자 영향을 받음을 알 수 있다. 따라서 어레이간의 이격거리를 7m($d/a=2.5$) 이상으로 선정하면 양호하다고 사료된다.

따라서 본 논문에서는 그림 4-11 (c)와 같이 이격거리를 7.8m ($d/a=2.8$)로 하였으며, 태양광 일사량이 낮은 약 오전 8시 10분 이전, 오후 15시 50분 이후에 그림자 영향을 받음으로 태양전지 어레이의 출력량에 큰 영향을 미치지 못한다.

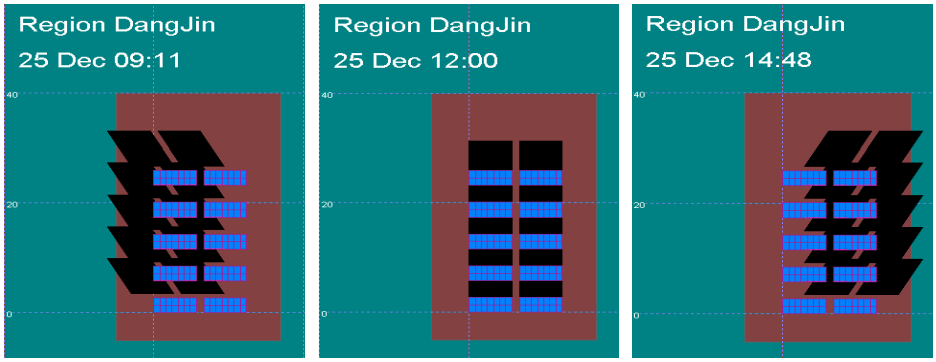


(a) I-V

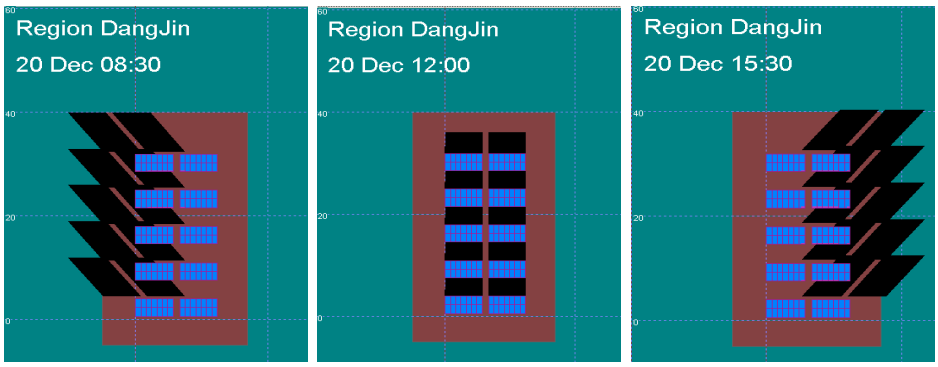


(b) P-V

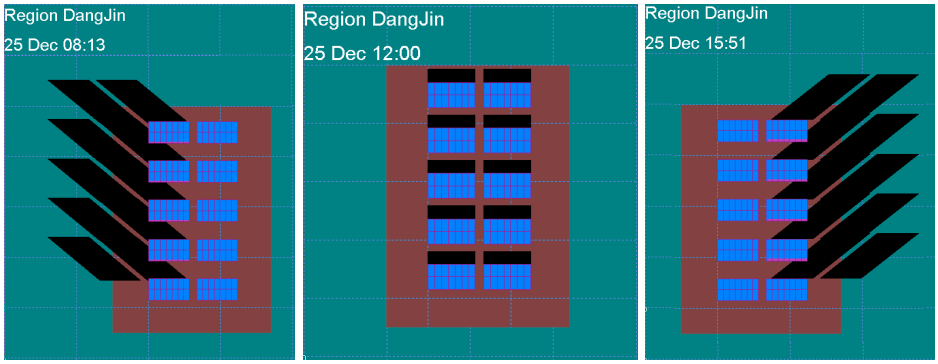
Fig. 4-10 Shading situation and characteristic curves with seres connection



(a) At a distance of 5.6m($d/a=2$)



(b) At a distance of 7m($d/a=2.5$)



(c) At a distance of 7.8m($d/a=2.8$)

Fig. 4-11 Shadow effect with array distance

c. 어레이의 방위각과 경사각

태양전지 어레이의 방위각 및 경사각에 따른 출력특성을 고찰하기 위하여 방위각은 정남향 0°에서 ±10°씩 동서로 각각 변환시키면서 시뮬레이션 하였고 경사각은 0°에서 10°씩 상승하여 90°까지 변환시키면서 시뮬레이션 하였다.

그림 4-12는 월별 방위각에 따른 발전량 그래프이고 그림 4-13은 정남향을 기준으로 방위각에 따른 연간 발전비율 그래프를 나타내고 있으며 표 4-4는 방위각에 따른 발전량 데이터를 나타내고 있다.

연간 총 발전량은 방위각이 정남향시 41,044kWh로 가장 많았고, 방위각이 정남향을 기준으로 ±10° 인 경우 정남향의 약 99.7%로 차이가 거의 없음을 알 수 있었다.

그림 4-14는 월별 경사각에 따른 발전량 그래프이고 그림 4-15는 경사각에 따른 연간 발전량 그래프를 나타내고 있으며 표 4-5는 경사각에 따른 발전량 데이터를 나타내고 있다.

월별 발전량에서 1월과 11월, 12월에는 경사각이 60°시 시스템의 발전량이 각각 3177kWh와 2802kWh 및 2957kWh로, 2월에는 경사각이 50°시 시스템의 발전량이 3140kWh로, 3월과 10월에는 경사각이 40°시 시스템의 발전량이 각각 3636kWh 및 3653kWh로, 4월에는 경사각이 20°시 시스템의 발전량이 3863kWh로, 5월과 8월에는 경사각이 10°시 시스템의 발전량이 각각 4295kWh 및 3552kWh로, 6월과 7월에는 경사각이 0°시 시스템의 발전량이 각각 3915kWh와 3369kWh, 9월에는 경사각이 30°시 시스템의 발전량이 4675kWh로 가장 많게 나타났다.

연간 총 발전량은 경사각이 30°시 41,044kWh로 가장 많았고, 경사각이 20°부터 40°까지는 연간발전량이 30°의 약 99%로 차이가 거의 없음

을 알 수 있었으며, 경사각이 10° 및 50°시에는 95%, 경사각이 0° 및 60° 시에는 90%로 나타났으며, 70°부터 90°까지는 80% 이하로 현저히 저하됨을 알 수 있다.

따라서 본 논문에서는 태양전지어레이의 방위각은 정남향으로 경사각은 30°로 설계하였다.

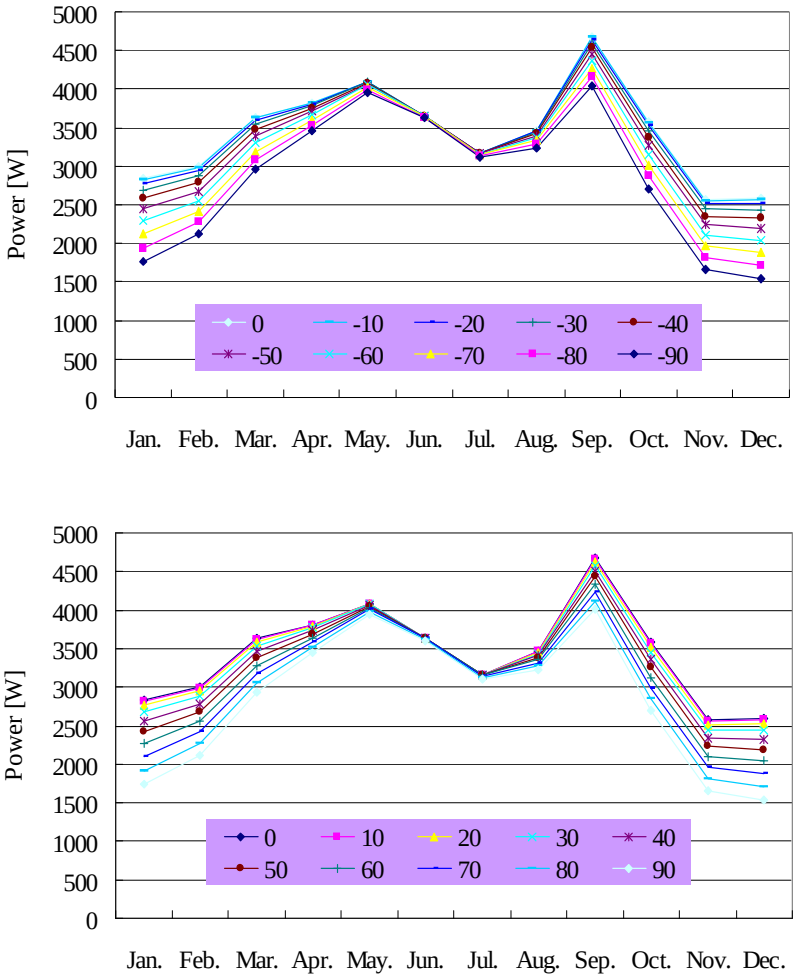


Fig. 4-12 A monthly PV generation value at the azimuth angle

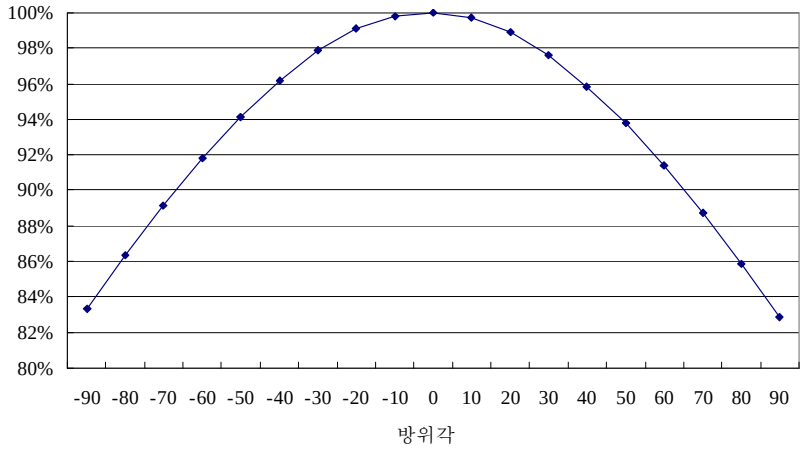


Fig. 4-13 A yearly PV generation value at the azimuth angle

Table 4-4 PV generation value at the azimuth angle

	0°	-10°	-20°	-30°	-40°	-50°	-60°	-70°	-80°	-90°
발전량	41,044	40,966	40,674	40,163	39,478	38,647	37,687	36,599	35,432	34,207
비율	100%	99.8%	99.1%	97.9%	96.2%	94.2%	91.8%	89.2%	86.3%	83.3%
	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
발전량	41,044	40,932	40,602	40,059	39,346	38,494	37,511	36,419	35,237	34,021
비율	100%	99.7%	98.9%	97.6%	95.9%	93.8%	91.4%	88.7%	85.9%	82.9%

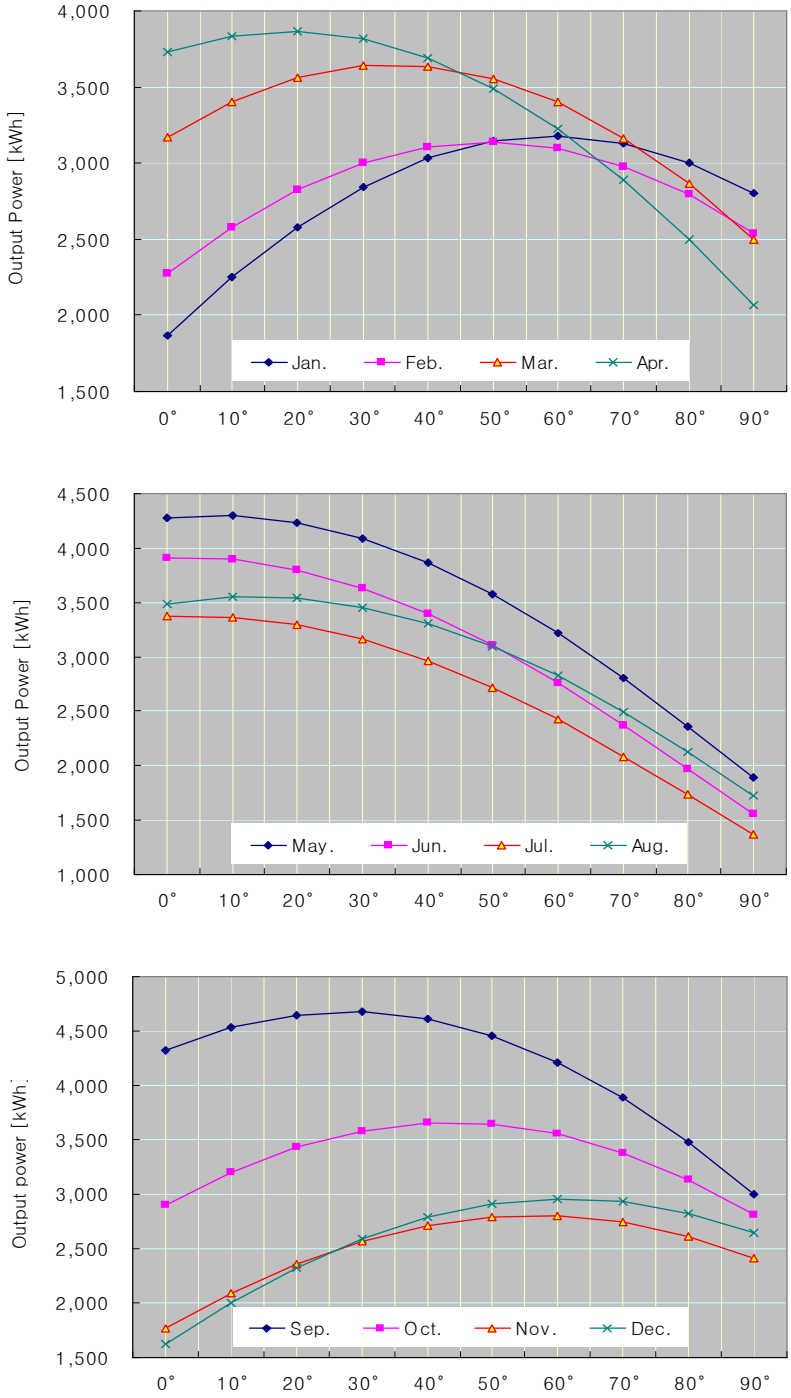


Fig. 4-14 A monthly PV generation value at the tilt angle

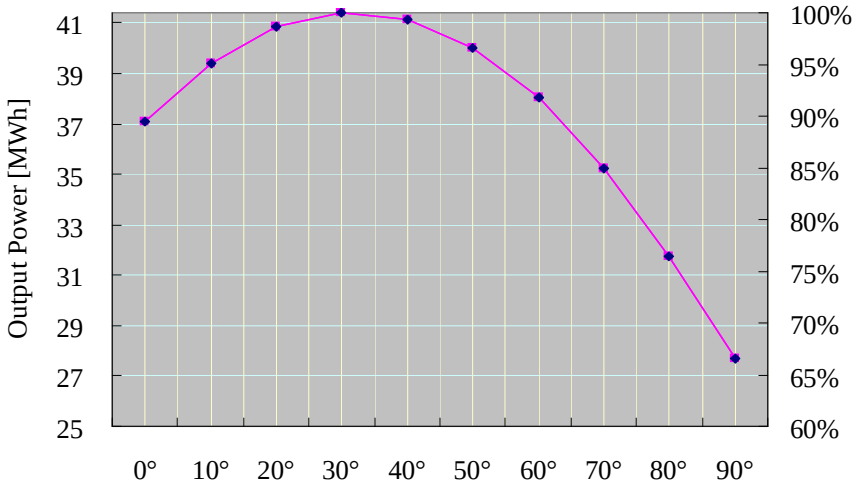


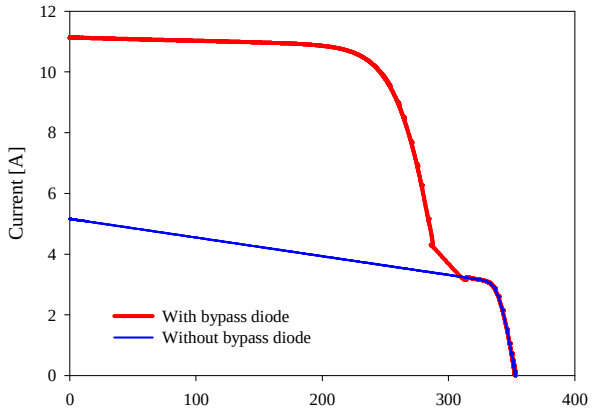
Fig. 4-15 A yearly PV generation value at the tilt angle

Table 4-5 PV generation value at the tilt angle

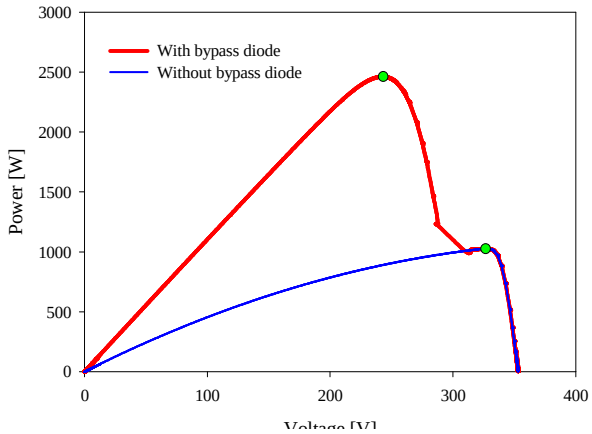
Date	0°	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°
Jan.	1,866	2,250	2,578	2,841	3,031	3,144	3,177	3,130	3,003	2,799
Feb.	2,272	2,578	2,824	3,001	3,108	3,140	3,097	2,980	2,792	2,536
Mar.	3,168	3,400	3,557	3,637	3,636	3,556	3,397	3,165	2,863	2,500
Apr.	3,725	3,833	3,863	3,814	3,688	3,490	3,222	2,890	2,502	2,070
May.	4,275	4,295	4,232	4,085	3,863	3,576	3,220	2,805	2,360	1,891
Jun.	3,915	3,896	3,801	3,632	3,398	3,109	2,762	2,372	1,969	1,560
Jul.	3,369	3,367	3,298	3,162	2,966	2,721	2,424	2,086	1,733	1,367
Aug.	3,491	3,552	3,540	3,457	3,308	3,096	2,823	2,495	2,122	1,730
Sep.	4,323	4,530	4,648	4,675	4,611	4,457	4,215	3,888	3,481	3,002
Oct.	2,899	3,201	3,430	3,582	3,653	3,643	3,550	3,378	3,129	2,808
Nov.	1,770	2,091	2,360	2,570	2,716	2,794	2,802	2,739	2,608	2,410
Dec.	1,625	2,000	2,324	2,588	2,784	2,908	2,957	2,929	2,826	2,648
SUM	36,698	38,994	40,456	41,044	40,762	39,633	37,646	34,857	31,386	27,320

B. 바이패스 및 역류방지 다이오드

그림 4-16은 태양전지모듈의 직렬연결시 부분음영이 발생했을 경우 바이패스 다이오드가 설치되지 않은 상태와 설치된 상태의 동작특성을 각각 나타낸다.



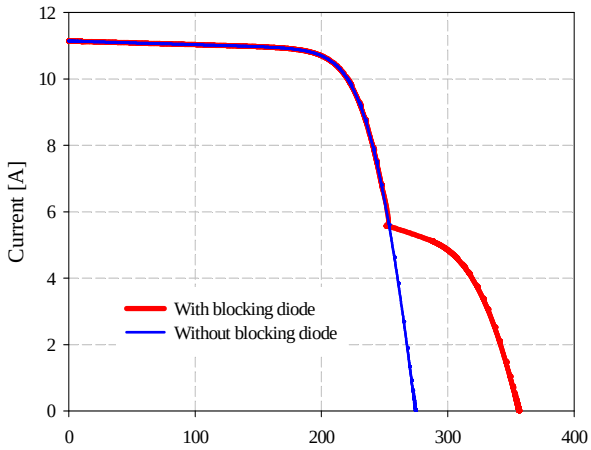
(a) I-V



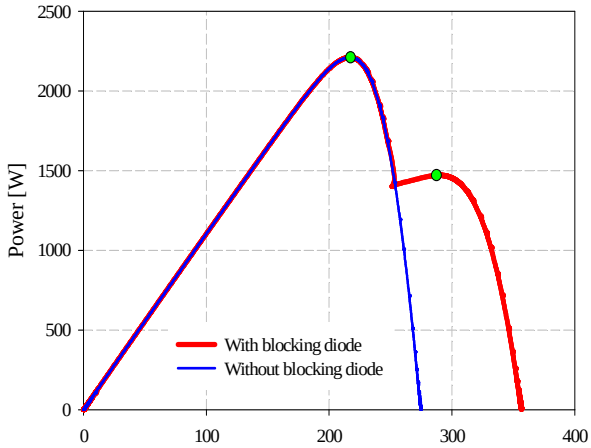
(b) P-V

Fig. 4-16 Electric characteristics curve of bypass diode operation

그림 4-17은 태양전지모듈의 직렬연결시 부분고장이 발생했을 경우 역저지다이오드가 설치되지 않은 상태와 설치된 상태의 동작특성을 각각 나타낸다.



(a) I-V



(b) P-V

Fig. 4-17 Operating characteristics of blocking diode

C. *30kW PV*시스템의 운전특성

본 논문에서는 30kW PV시스템의 운전특성을 분석하기위하여 단상 및 3상 시스템을 시뮬레이션으로 구성하였으며 출력특성을 비교분석하였다. 표 4-6은 단상 및 3상 시스템의 출력데이터를 나타내고 있고 그림 4-18과 그림 4-19는 월별 PV 어레이 발전량 및 어레이 변환효율의 변화분포를 나타내고 있으며, 그림 4-20과 그림 4-21은 인버터 효율 및 인버터 손실의 변화분포를 나타내고 있다. 그림 4-22와 그림 4-23은 월별 시스템 이용율 및 시스템 성능비 특성 변화분포를 나타내고 있다.

연간 PV 어레이 발전량은 단상 및 3상의 발전량이 동일하게 나타나고 있으며 인버터 발전량은 단상 및 3상은 각각 30,078kWh, 30,131kWh로 나타났고 시스템 이용율은 각각 12.89%, 12.91%로 나타났으며 시스템 성능비는 각각 76.9%, 77.0%로 3상이 더 좋게 나타났으나 0.1% 정도의 차이밖에 나타나지 않았다.

Table 4-6 Characteristics of PV system

PV array output [kWh]		Inverter Output [kWh]		PV array efficiency [%]		Inverter loss [kWh]		PV system efficiency [%]		PR [%]	
단상	삼상	단상	삼상	단상	삼상	단상	삼상	단상	삼상	단상	삼상
2225	2226	2072	2076	14.62	14.62	153.8	151.2	13.61	13.64	0.812	0.814
2741	2742	2563	2568	14.59	14.6	178.6	174.4	13.64	13.67	0.814	0.816
3273	3274	3060	3067	14.41	14.42	213.7	208.5	13.47	13.5	0.804	0.806
3473	3474	3245	3253	13.95	13.95	228.1	222.6	13.03	13.06	0.778	0.779
3286	3287	3062	3067	13.67	13.68	224.6	221.4	12.74	12.76	0.760	0.761
3025	3025	2814	2819	13.36	13.37	212.7	209.9	12.43	12.45	0.742	0.743
2422	2422	2238	2239	13.05	13.05	184.9	185.5	12.06	12.06	0.719	0.720
2482	2482	2299	2301	13.07	13.07	183.8	183.3	12.11	12.12	0.722	0.723
2729	2730	2544	2549	13.44	13.44	187	183.7	12.53	12.55	0.747	0.749
2777	2778	2591	2597	13.88	13.88	186.8	183.3	12.95	12.97	0.772	0.774
2009	2010	1866	1869	14.15	14.16	143	141.6	13.15	13.17	0.785	0.786
1859	1860	1724	1726	14.35	14.36	135.3	134.6	13.31	13.32	0.794	0.795
32300	32310	30078	30131	13.84	13.85	2232.4	2200	12.89	12.91	0.769	0.770

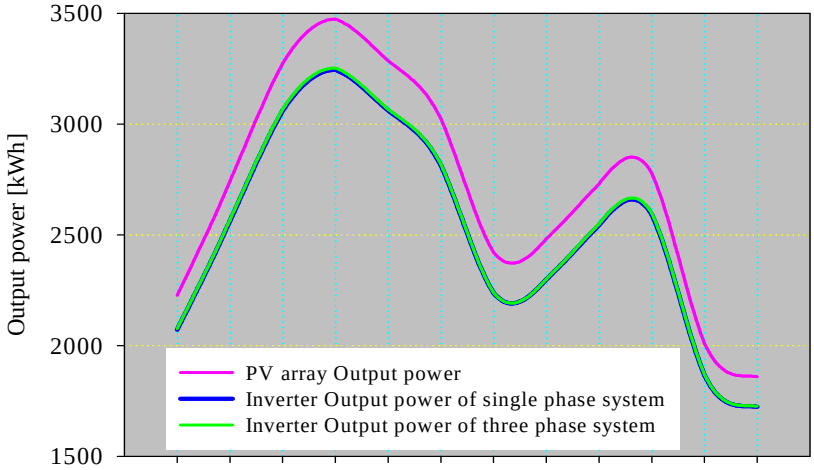


Fig. 4-18 A monthly PV generation value

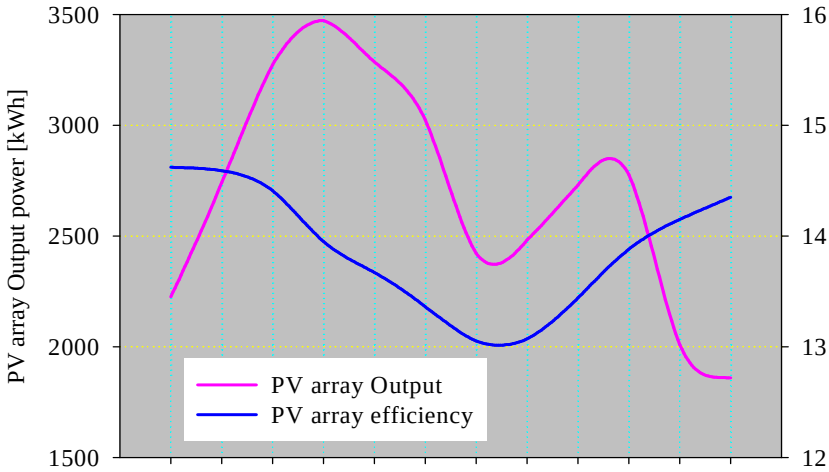


Fig. 4-19 A monthly PV array efficiency value

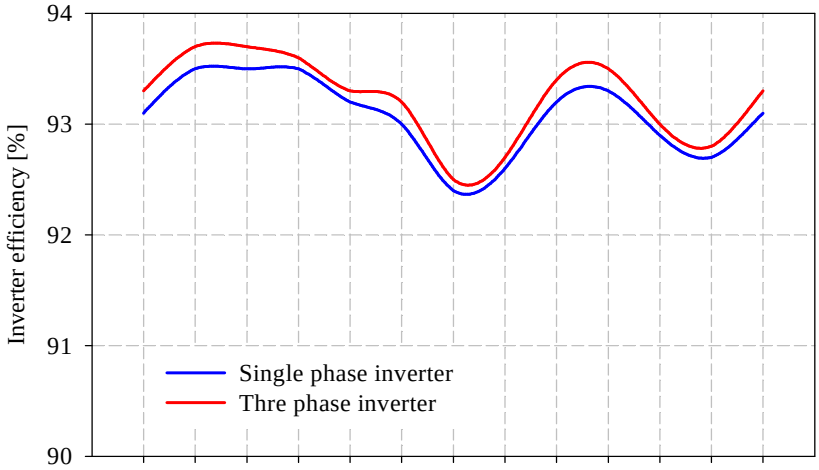


Fig. 4-20 A monthly inverter efficiency value

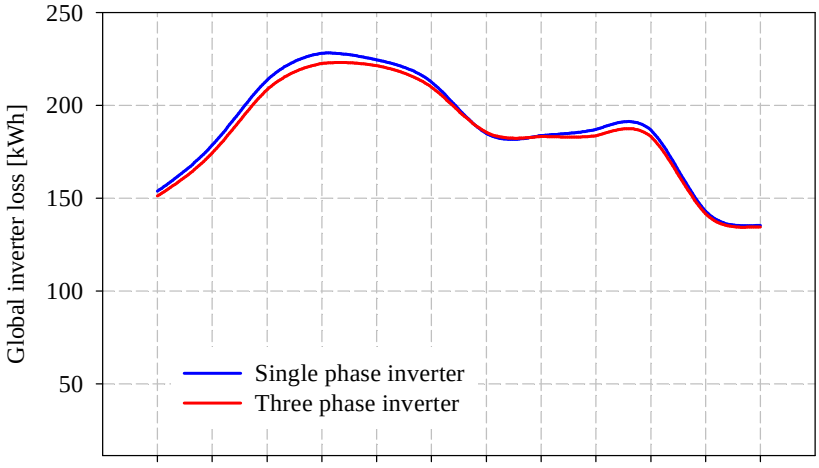


Fig. 4-21 A monthly global inverter loss value

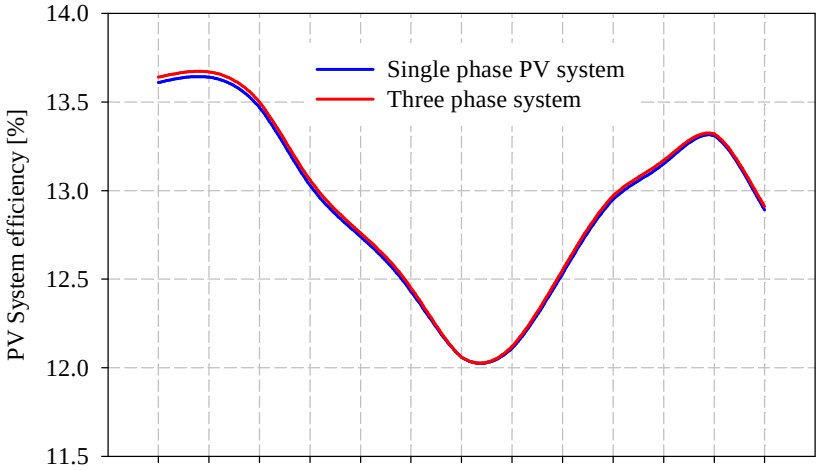


Fig. 4-22 A monthly PV system efficiency value

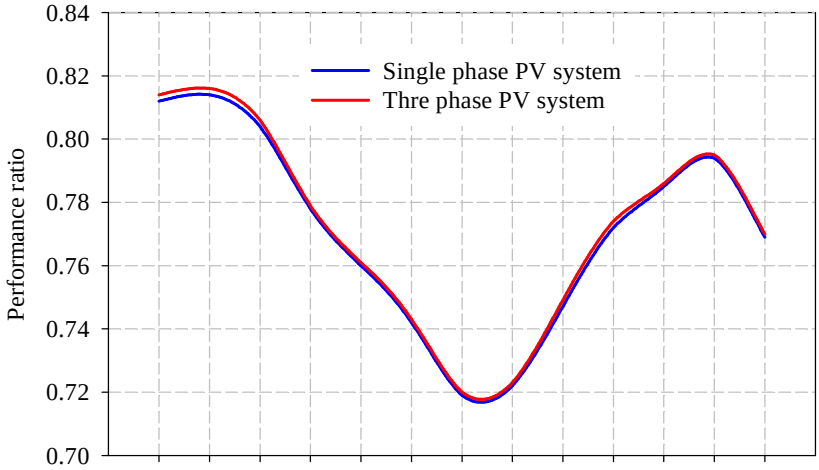


Fig. 4-23 A monthly performance ratio value

V. 실 험

A. 시스템구성

30 kW 태양광발전시스템의 설계 및 설치는 충청남도 당진군 경도 126.25°, 위도 36.45° 에 위치하고 설계 및 설치 조건은 시뮬레이션 결과를 토대로 방위각 및 경사각은 일사량 분포를 고려하여 발전효율이 가장 양호한 정남향과 30° 경사각으로 하였다. 태양전지 어레이는 수평배열방식으로 구성하였고 인버터는 스트링 배선방식으로 10개의 태양전지 어레이군에 10개의 정격용량이 3kW 인버터를 설치하였다. 어레이 이격거리는 7.8m($d/a=2.8$)로 하였으며 바이패스 다이오드 및 역류방지소자를 설치하였다.

그림 5-1은 본 실험에 적용된 실증연구를 위한 감시계측시스템의 구성도를 나타낸 것으로 옥상에 지지대를 설치하여 그 위에 모듈을 배치를 나타내고 있다. 그림 5-2는 시스템의 계통도를 나타내고 있다. 각 태양전지 어레이에서 발전된 전력은 접속반을 통하여 인버터에 공급되고 인버터는 전력의 변환 및 조류를 제어한다. 그림 5-3은 실제로 설치한 30kW 태양광발전시스템을 나타내고 있다.

각 출력량들을 모니터링 하기위해 계측시스템을 동일하게 설치하여 데이터를 백업하는 구조로 구성되어 있다. 그리고 장시간의 운전을 통해 환경조건 변화에 따른 태양광발전시스템의 발전성능, 출력 특성, 시스템 성능 등의 운전 특성을 분석하였다.

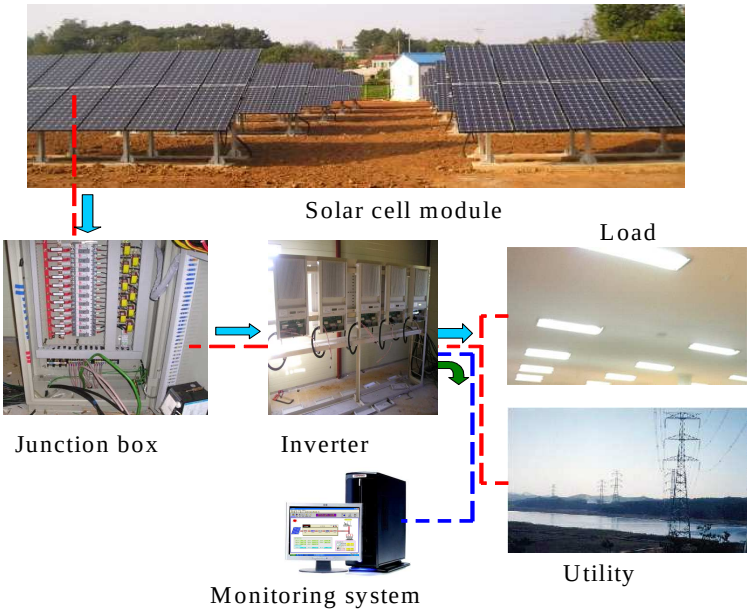


Fig. 5-1 Configuration of 30 kW PV system

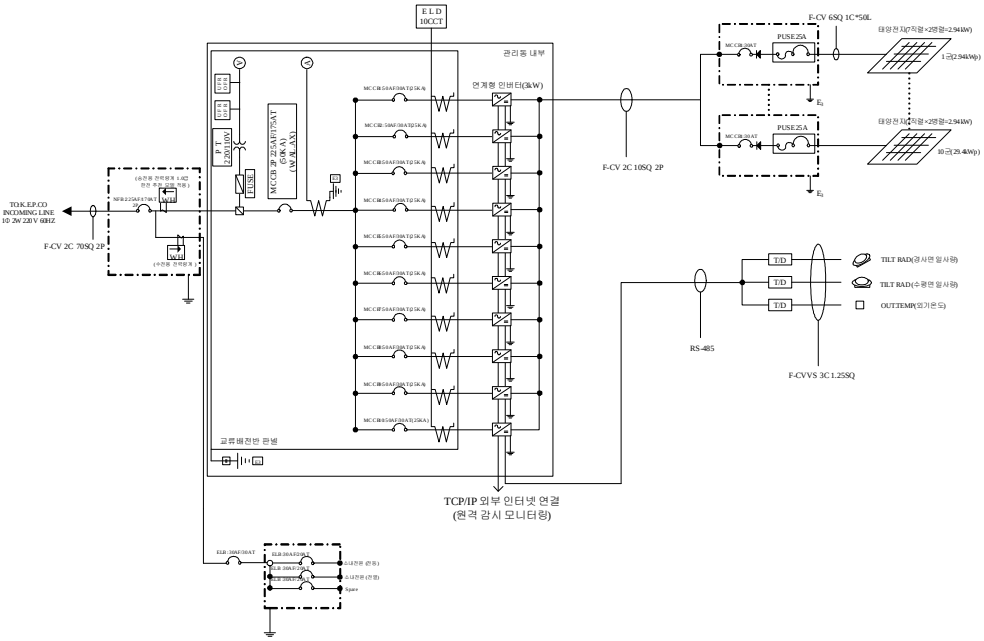


Fig. 5-2 Distribution diagram of PV system

Fig. 5-3 30kW Photovoltaic system

1. 태양전지 어레이

태양전지 모듈은 210W Sanyo사의 HIP-210NH1-BO-1 모델을 사용하였다. 직·병렬 접속시 전압 불균형, 그림자나 적설 등 환경의 영향을 고려하여 각 스트링의 접속수를 7직렬로 일정하게 구성하였고 2병렬로 하여 3kW 태양전지 어레이를 구성하였으며 이와 같은 어레이 10개군을 구성하여 30kW 태양광발전시스템을 구성하였다. 태양전지 모듈은 개방전압이 50.9[V]이고 최대출력이 210[W]인 단결정 실리콘의 태양전지를 사용하였으며, 모듈은 총 140장을 사용하였다. 표 5-1은 모듈의 파라미터를 나타내고 있다. 그림 5-4는 태양전지 모듈의 구조도, 그림 5-5는 태양전지 모듈 결선도, 그림 5-6은 태양전지 어레이의 전후면을 나타내고 있다.

Table 5-1 PV module and array parameter

Maximum power (Pmax)	210W
Max. power voltage (Vmp)	41.3V
Max. power current (Imp)	5.09A
Open circuit voltage (Vmp)	50.9V
Shot circuit current (Isc)	5.57A
Warranted minimum power (Pmin)	199.5W
Output power tolerance	+10/-5%
Maximum system voltage	600V
Temperature coefficient of Pmax	-0.30 %/℃
Temperature coefficient of Voc	-0.127 V/℃
Temperature coefficient of Isc	1.67 mA/℃
Cell Efficiency	18.9%
Module Efficiency	16.5%

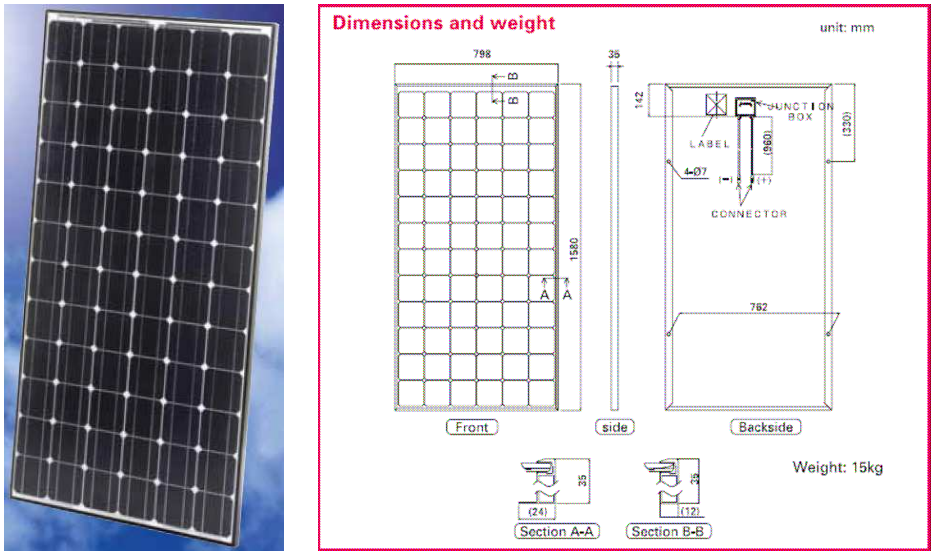


Fig. 5-4 PV module

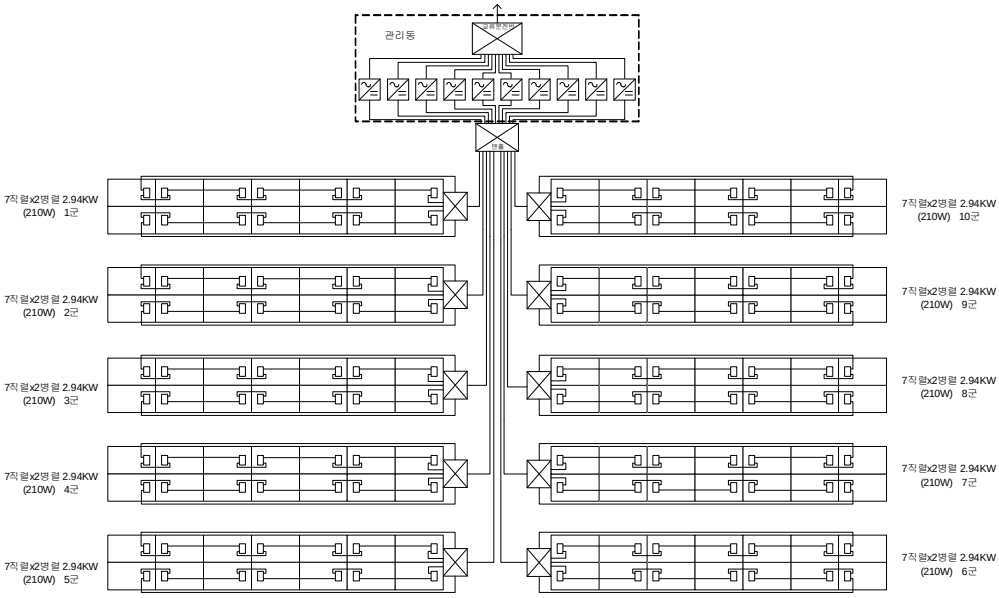


Fig. 5-5 Connection diagram of PV module

Fig. 5-6 Front and back side of PV array

2. 인버터

인버터는 정격전류 범위 내에서 계통에 전원을 연속으로 공급할 수 있어야 하며 정격용량의 110% 과부하에 10분간 견딜 수 있고 과부하 상태가 계속되면 역변환부는 자동으로 정지되고 계통에는 아무런 영향을 주지 않아야 한다.

최대전력추종제어를 하는 전압형 전류제어방식을 사용한 저주파절연변압기의 3 kW 정격용량 인버터를 사용하여 스트링(String) 방식을 적용하였다. 최적동작 전압범위는 DC 195~550V 이고 교류출력은 AC 220V 이며 95% 이상의 변환효율을 가지고 있다. 운전가능 전압범위는 DC 195~600V이다. 태양광발전시스템에 적용된 계통연계형 인버터의 파라미터는 표 5-2와 같고 그림 5-7은 3kW 용량 계통연계형 인버터 10대의 연결 구성과 분전함을 나타내고 있다.

Table 5-2 Parameter of inverter

Maximum AC power output	3000W
AC voltage	211~230Vac
AC frequency	60Hz
DC input voltage range	195~600Vdc
Peak power tracking voltage range	195~550Vdc
Current THD	<3%
Peak inverter efficiency	>95%
Night time tare loss	1W
Weight	20kg

Fig. 5-7 Inverter connection and cabinet box

3. 모니터링 시스템

태양광발전 모니터링 시스템은 일사량, 부하, 계통, 인버터, 태양전지 어레이별로 전압, 전류, 전력량 등의 전기적 성능 및 기상조건에 대한 각종 정보들을 원격으로 감시 계측하여 시스템의 운전상태를 실시간으로 점검하고 시스템에 이상현상이 발생할 경우 이를 감지하여 경보를 발생시킬 수 있는 시스템으로 구성하였다. 그리고 PV 시스템 모니터링 및 실시간 운전데이터 처리의 신뢰성 및 안정성 등을 고려하여 시스템을 설치하였다.

감시계측시스템은 PV 시스템으로부터 신호를 인출하기 위한 전력신호 변환기 (Transducer)와 정보들을 수집하고 운용자의 조작명령에 따라 전력 감시 및 제어 요소에 전달하는 원격단말기(Remote Terminal Unit, RTU)를 설치하여 RTU 로부터 수집된 정보를 실시간 분석, 처리, 보관하고 운전자와 정보를 교환하는 데이터 서버로 구성되어 있다. 데이터 수집 및 처리 등의 통신장치는 고속통신을 제공하는 네트워크로 설계되어있다. RTU는 전기적 입출력 정보를 받아 데이터 서버에서 효율적으로 처리 할 수 있도록 신호를 가공하여 전송하며 또한 데이터 서버로부터 제어신호를 출력신호로 발생시키는 인터페이스 기능을 가진다. 또한 독립적으로 또는 연계적인 감시 가능한 분산 제어형 구조로서 데이터 서버와의 통신 이상이 발생될 경우 제어계에는 영향을 주지 않으며 독립적으로 운전데이터 감시가 가능하다.

그림 5-8은 모니터링시스템의 주 화면으로 간단한 조작으로 대상 시스템을 쉽게 접근하여 실시간으로 감시하고 세부적으로 운용할 수 있다.

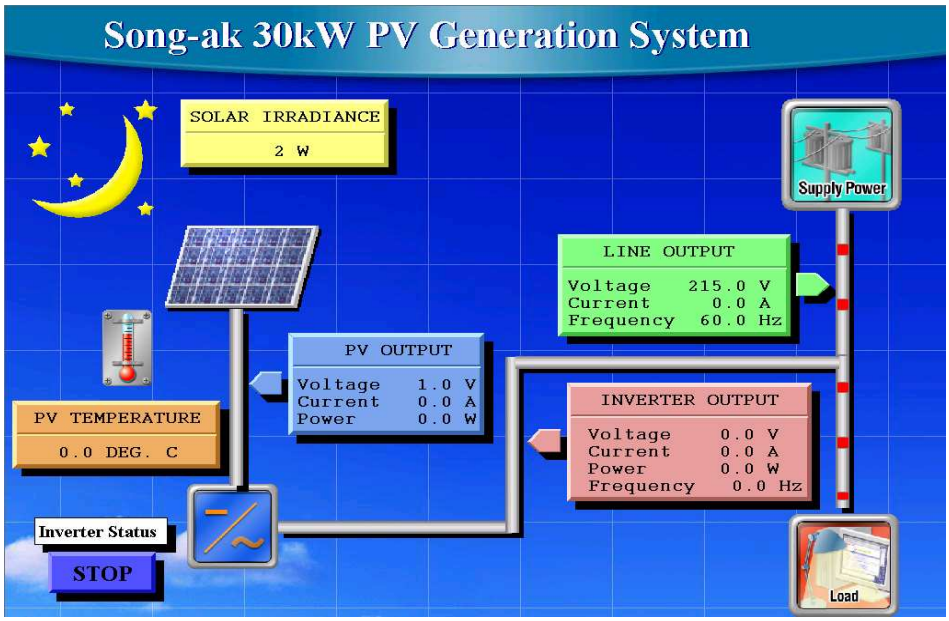


Fig. 5-8 Main screen of PV monitoring system

B. 시스템 운전특성

1. 어레이 출력특성

단상 30kW 태양광발전시스템의 태양전지 어레이 1군 3kW에서의 출력특성을 고찰하기 위하여 DC 전압 및 전류를 측정하였으며 그림 5-9는 PV 어레이 출력이 1kW일 때 출력특성으로 이때 출력전압은 290V이고, 전류 3.5A로 측정되었으며 그림 5-10은 PV어레이 출력이 2.8kW 일 때의 출력특성으로 출력전압은 290V이고 전류는 9.7A로 나타났다.

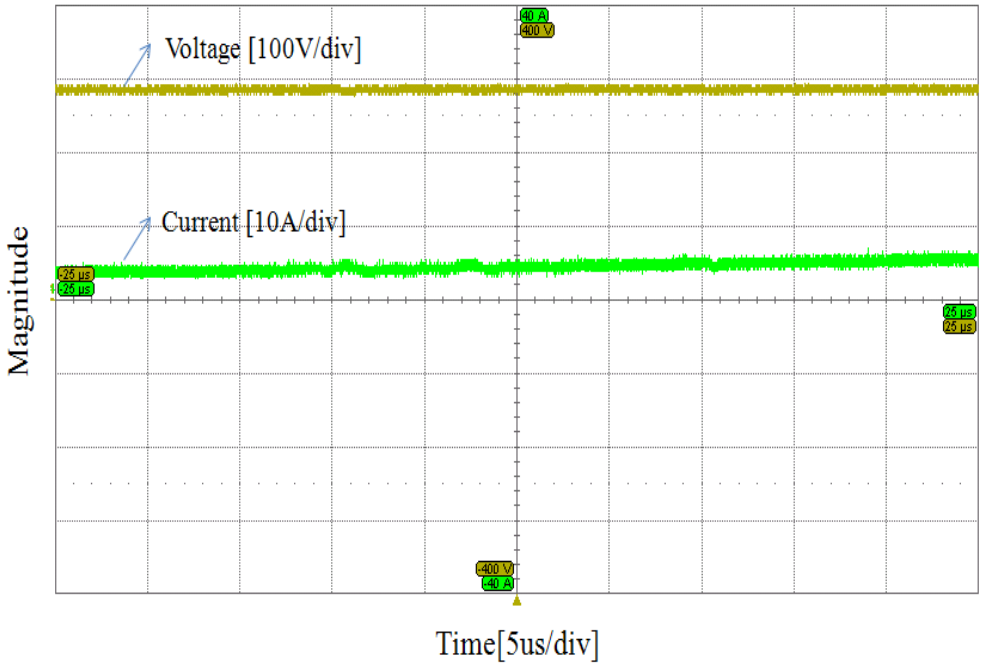


Fig. 5-9 PV array power characteristics at 1kW

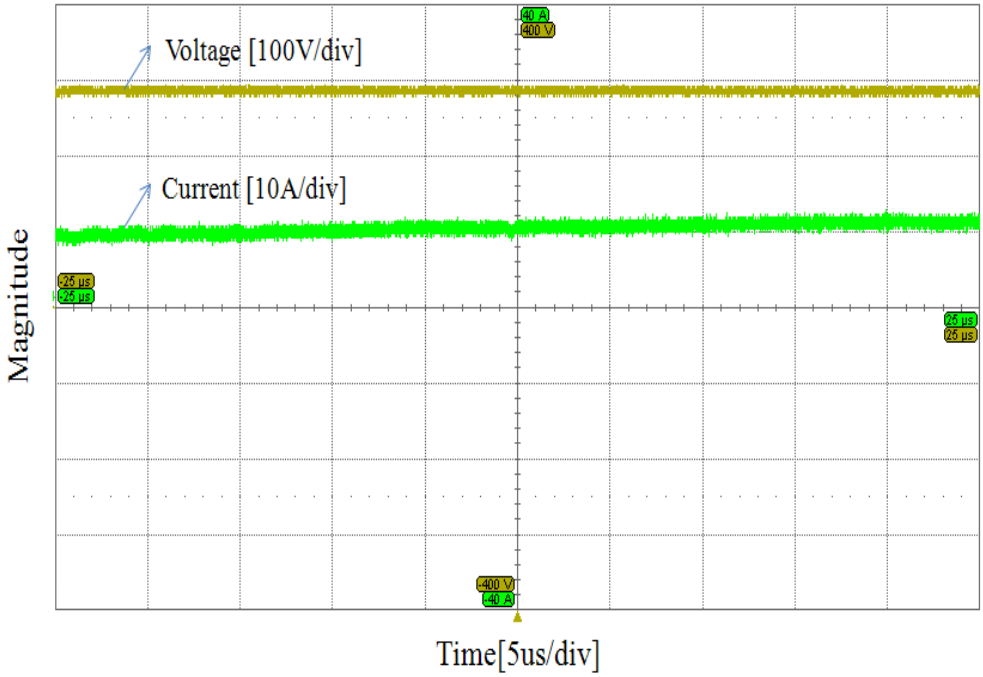


Fig. 5-10 PV array power characteristics at 2.8kW

2. 인버터 출력특성

단상 30kW 태양광발전시스템의 인버터의 출력특성을 측정하였다. 그림 5-11과 그림 5-12는 각각 인버터의 출력전압파형과 출력전류파형을 나타내고 있다. 그림 5-13은 인버터의 PWM 출력파형과 전류를 나타내고 있고 타임 및 전압, 전류 스케일은 5[ms/div], 100[V/div], 10[A/div]이다. 그림 5-14는 인버터의 출력전류와 FFT 분석 파형을 나타내고 있다. 그림 5-15와 그림 5-16은 각각 일사량 가변에 따른 인버터의 출력특성을 고찰하기 위해 출력이 1kW일 때와 2.8kW일 때의 인버터 출력파형을 나타내고 있다. 이 때 전압과 전류는 거의 동상에 가까우면 역률은 모두 98%이상 이였다. 그림 5-17과 그림 5-18은 일사량 증감에 따른 인버터의 출력특성을 고찰하기 위해 그림 5-17에서는 PV 어레이 전류값이 20초만에 15A에서 7A로 감소할 때 인버터 출력전류의 특성을 보여 주고 있으며 그림 5-18은 PV 어레이 전류값이 2.1초만에 7A에서 14A로 증가할 때 인버터 출력전류의 특성을 나타내고 있다.

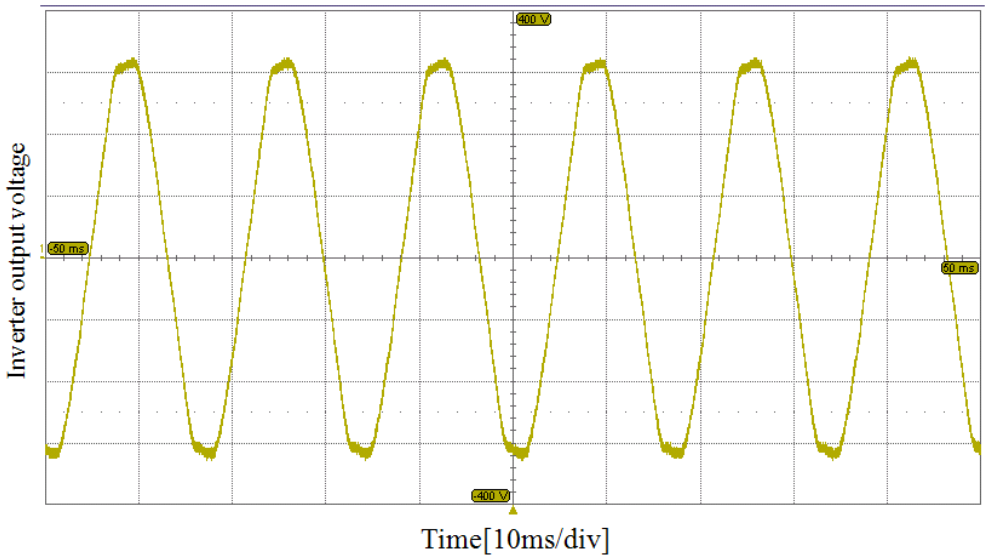


Fig. 5-11 Inverter output voltage waveform

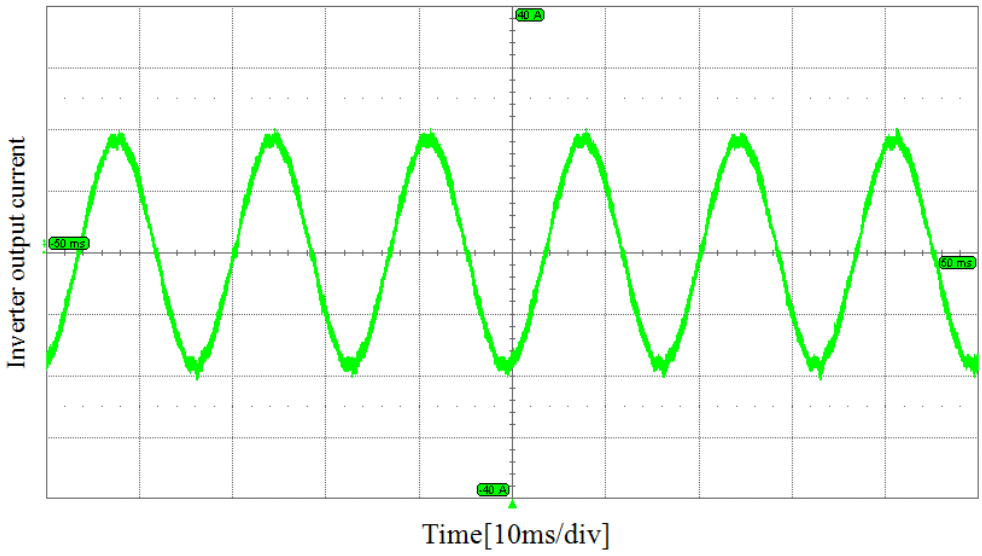


Fig. 5-12 Inverter output current waveform

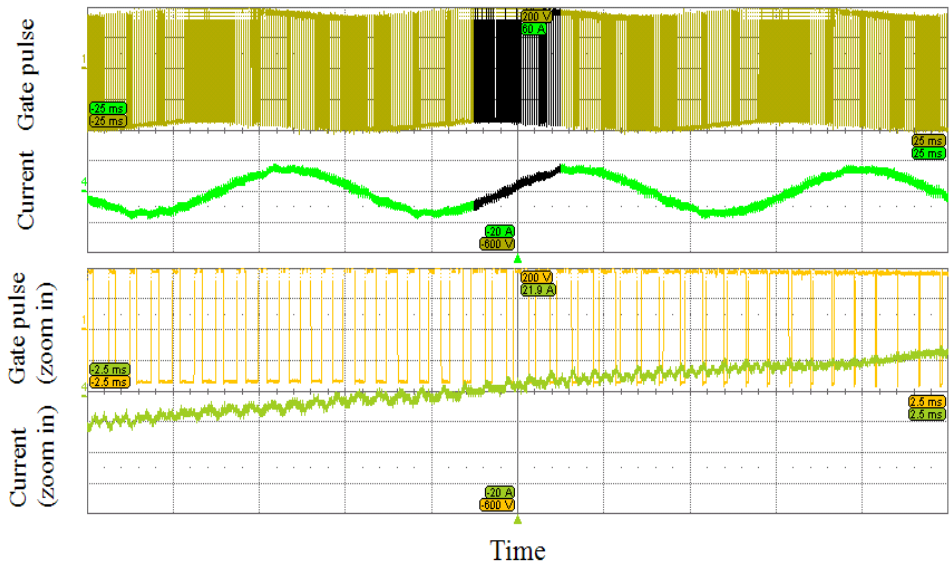


Fig. 5-13 PWM output voltage and inverter current waveforms

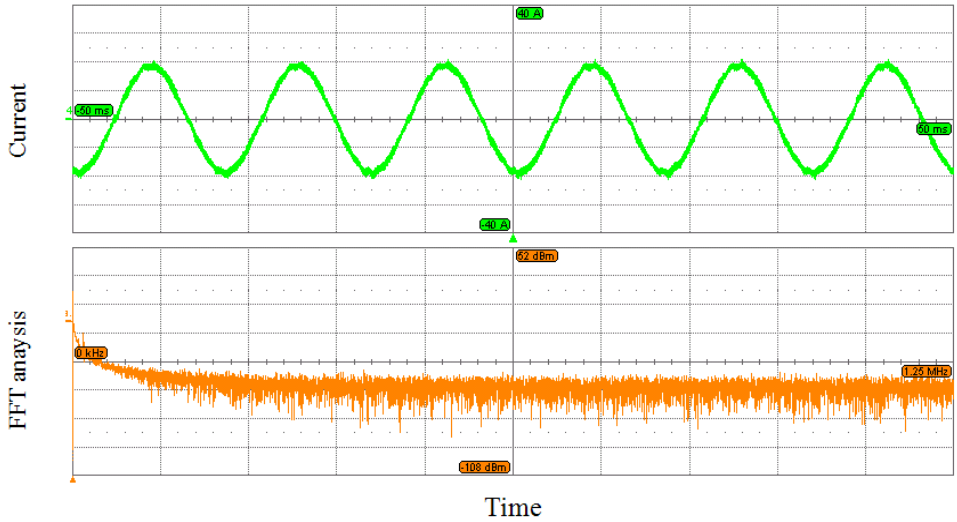


Fig. 5-14 Inverter output current and FFT anaysis

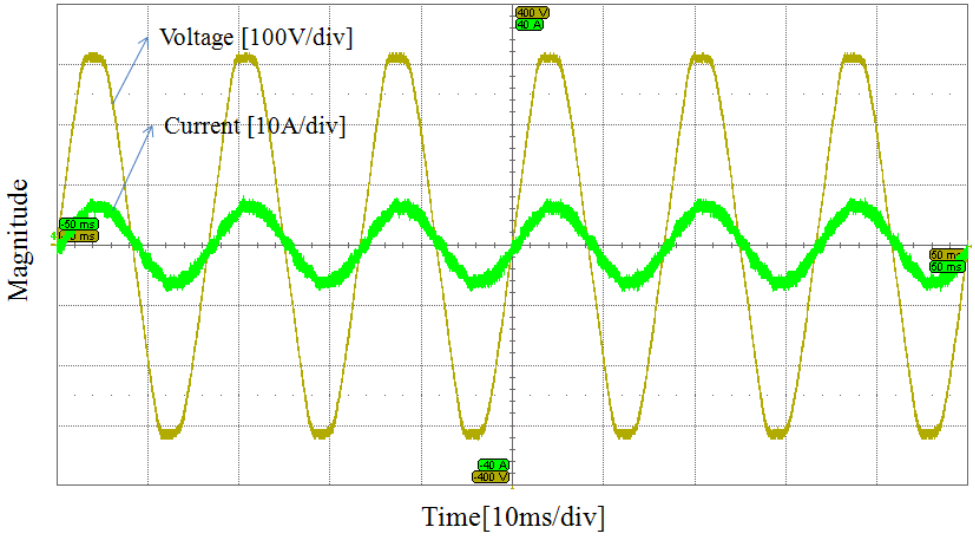


Fig. 5-15 Output voltage and current waveforms for Inverter at 1kW

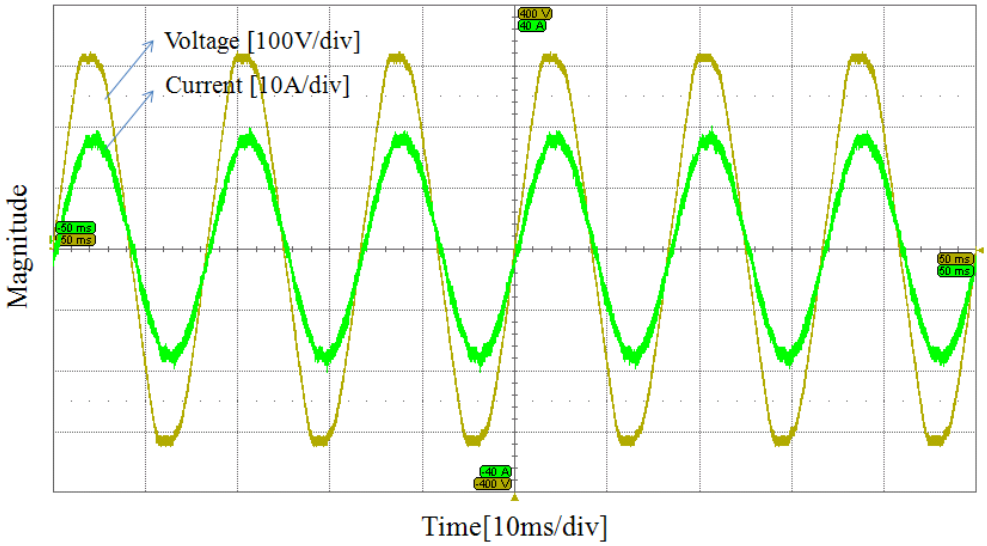


Fig. 5-16 Output voltage and current waveforms for Inverter at 2.8kW

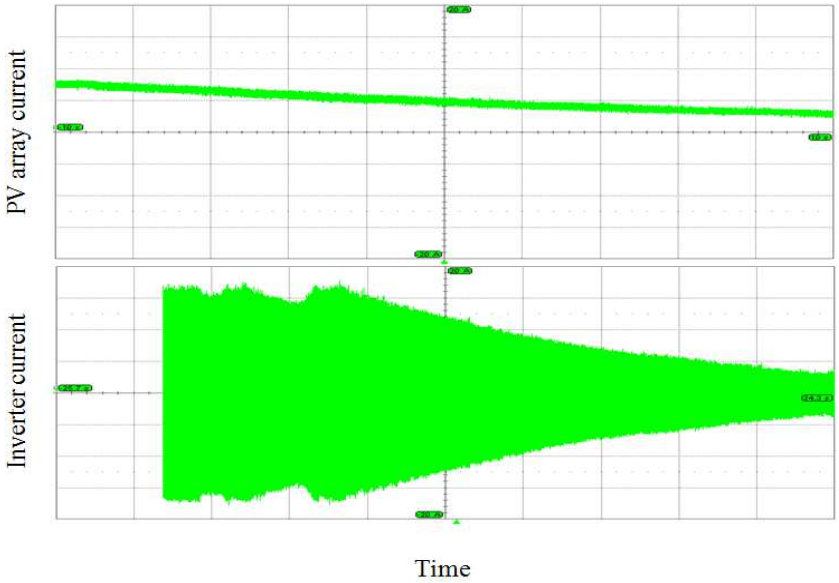


Fig. 5-17 PV array and Inverter current waveforms at irradiation decrease

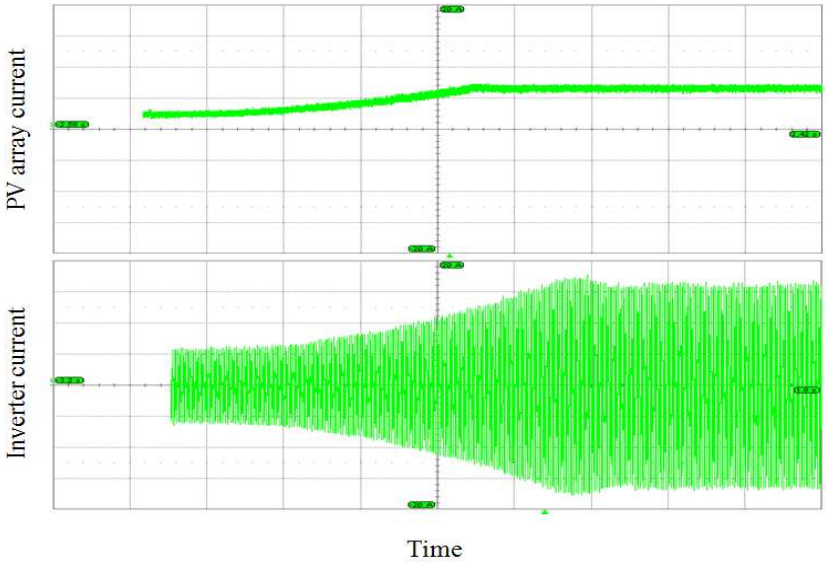


Fig. 5-18 PV array and Inverter current waveforms at irradiation increase

3. 운전특성 평가

2007년 11월~2008년 3월까지 5개월 동안을 기준으로 하여 운전특성을 분석 하였으며 일사량 변화에 대한 출력량, 인버터효율, PV 어레이 변환효율, 시스템 발전효율, 시스템 이용률 그리고 성능비에 대하여 검토하였다. 그림 5-19 ~ 그림 5-24은 출력특성에 대한 그래프를 나타내고 있다.

분석기간 동안 전체 일사량은 531kWh/m^2, PV 발전량은 12,757 kWh, 인버터 발전량은 12,422kWh 로 나타났다. 인버터 효율은 96% 이상으로 양호하게 나타났고 어레이변환효율은 평균 13.6% 이상으로 나타났으며, 시스템 발전효율은 평균 13.2%, 이용율은 11.5%로 나타났다. 시스템 성능비는 77.9%로 동기간내 시뮬레이션 결과 80.2%보다는 낮으나 75%이상으로 양호하게 나타났다.

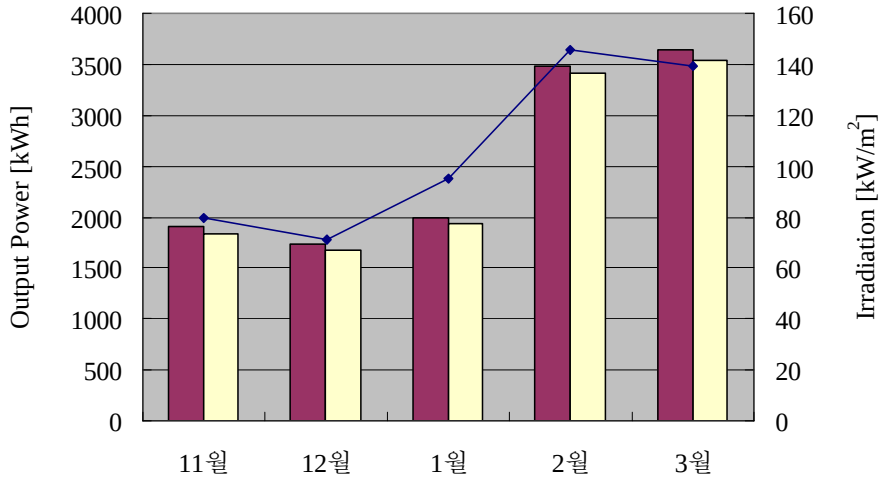


Fig. 5-19 Output power according to variation irradiation

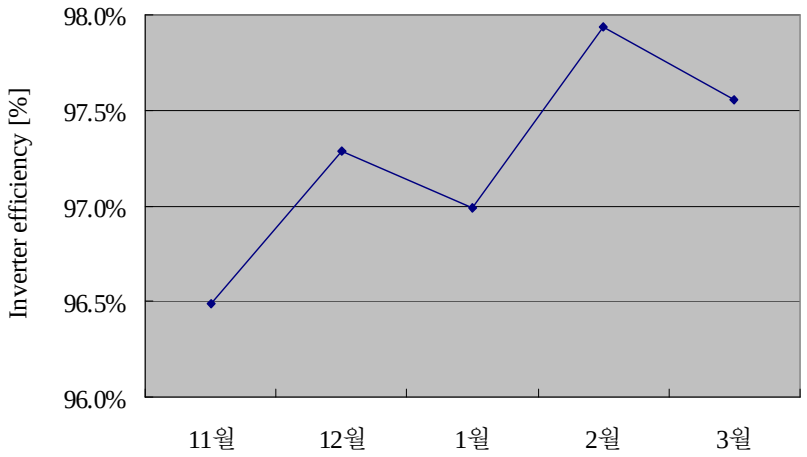


Fig. 5-20 Inverter efficiency by months

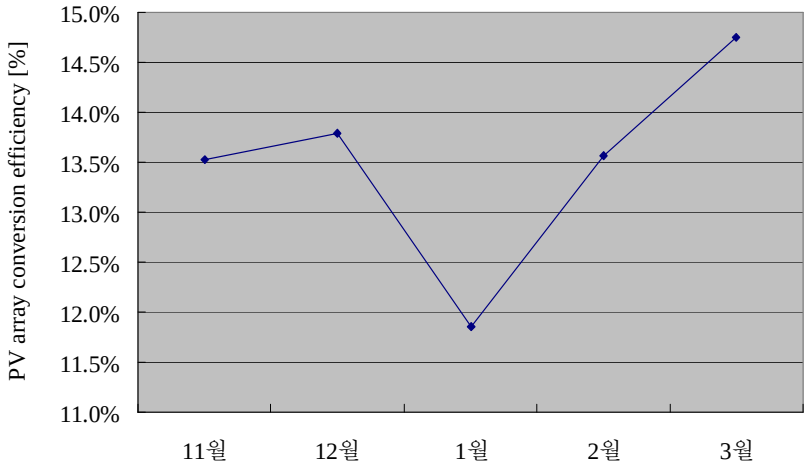


Fig. 5-21 PV array conversion efficiency by months

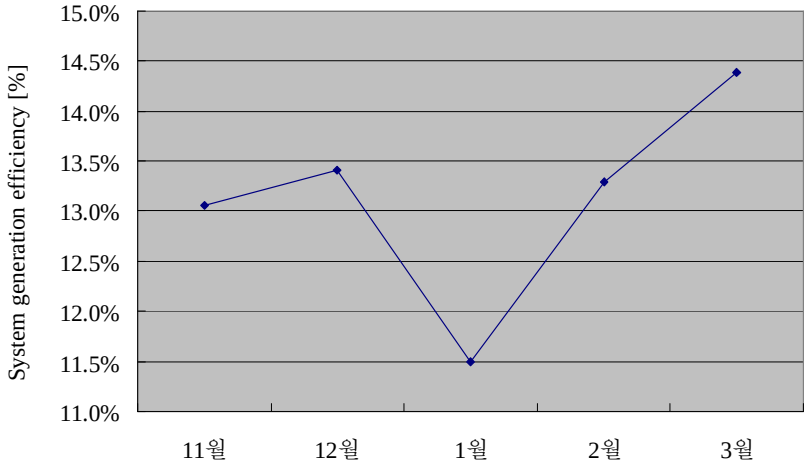


Fig. 5-22 System generation efficiency by months

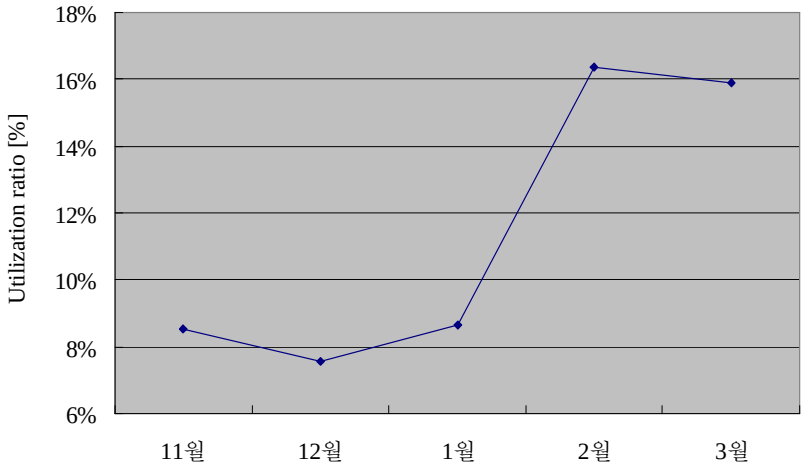


Fig. 5-23 Utilization ratio by months

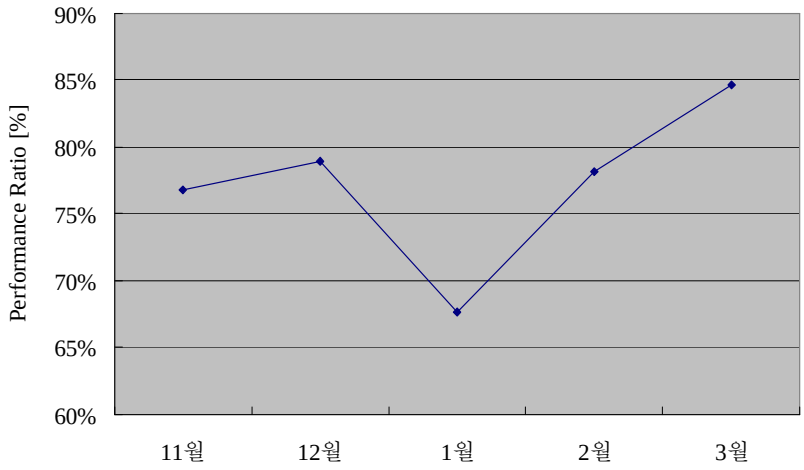


Fig. 5-24 Performance ratio by months

VI. 결 론

본 연구에서는 미래의 신재생에너지원의 하나로 최근들어 국내외적으로 약 30%이상 급성장하고 있는 산업분야로 주목을 받고 있는 태양광발전 시스템 중 국내에서는 3kW급 주택보급용 태양광발전 시스템이 아닌 30kW급 중규모 태양광발전 시스템으로 단상과 연계된 시스템으로는 처음 시도되었던바 이에 대한 운전 특성을 고찰하고자 하였다.

따라서, 본 논문에서는 외부환경조건, 태양전지 어레이구성 등을 고려한 설계방식을 통하여 단상 30kW 태양광발전시스템을 구성하여 태양광발전시스템의 성능 분석을 통하여 다음과 같은 결론은 얻었다.

본 시스템은 30kW급 태양광발전시스템으로 3상이 아닌 단상시스템이며, 인버터 또한 30kW급 1대를 사용하지 않고 3kW급 10대를 string 배선방식으로 설계하였다.

태양광발전 시스템의 최적화를 위한 어레이 구성 방식에서 수직으로 배열하는 방식과 수평배열 방식에 대한 30kW급 태양광발전 시스템에 대한 수직배열방식과 수평배열방식에 따른 출력량을 Solar Pro 시뮬레이터를 통하여 비교한 결과 수평배열방식이 수직배열방식의 출력량보다 높게 나타남을 확인하였다.

태양광발전 시스템은 그림자 영향에 따라 발전량이 많은 영향을 미치므로 이에 대한 시뮬레이션 수행을 통하여 태양전지 어레이의 이격거리는 7.8m($d/a=2.8$)로 설계 하였으며 동지를 기준으로 일사량이 저조한 오전

8시 10분 이전 및 오후 15시 50분 이후에만 그림자 영향을 받도록 설계하였다.

어레이의 방위각 및 경사각에 대한 발전량을 시뮬레이션을 수행하여 최대의 발전량인 최적의 조건은 경사각은 30° 이고 방위각은 정남향임을 확인하고 이를 실제 시스템에 적용하여 설계하였다.

바이패스다이오드와 블로킹 다이오드가 태양광발전시스템에 미치는 영향을 분석하였으며 이는 부분음영 및 부분고장 발생시 효율 개선을 위하여 바이패스 및 역류방지 다이오드를 설치하도록 설계하여야 함을 알 수 있었다.

단상 및 3상 30kW 태양광발전시스템을 시뮬레이션으로 구성하여 출력특성을 비교 분석한 결과 단상 시스템이 3상 시스템에 비하여 시스템 성능비가 0.1%정도 저하되지만 큰 차이가 아니므로 단상으로 설계하였다.

단상 3kW급 태양광발전시스템의 운전특성을 분석하기 위한 분석기간은 2007년 11월~2008년 3월까지 5개월 동안을 기준으로 일사량 변화에 대한 출력량, 인버터효율, PV 어레이 변환효율, 시스템 발전효율, 시스템 이용률 그리고 성능비에 대하여 검토하였다.

분석기간 동안 전체 일사량은 531kWh/m2, PV 발전량은 12,757 kWh, 인버터 발전량은 12,422kWh 로 나타났다. 인버터 효율은 96% 이상, 어레이변환효율은 평균 13.6%, 시스템 발전효율은 평균 13.2%, 이용율은 11.5%로 나타났다. 또한, 시스템 성능비는 77.9%로 동기간내 시뮬

레이션 결과 80.2%보다는 낮으나 75%이상으로 양호하게 나타났다.

태양광발전시스템을 설계하는데 있어 본 논문에서 제안한 조건들을 고려하여 설계한다면 향후 태양광발전시스템의 안정성과 신뢰성 확보 및 효율 향상에 기여할 것으로 사료된다.

특히, 본 시스템은 국내에서 최초의 단상 중규모 태양광발전시스템의 설치 운전된 시스템으로 배전계통과 원거리에 설치하고자 할 경우에는 시뮬레이션에서 확인한바와 같이 출력량이 3상 시스템과 큰 차이가 없으므로 본 시스템과 같이 배전계통이 단상 공급 방식으로 설계하는 함으로써 초기 투자비를 줄일 수 있을 것으로 사료된다. 다만, 본 연구에서는 3상 30kW 태양광발전시스템과 단상 30kW급 태양광발전 시스템에 대한 경제성을 분석하고자 하였으나 태양전지 모듈, 인버터의 사양이 같아야 하나 같은 규격의 시스템을 찾기가 어렵고 또한, 시설공사비에 대한 산출이 각각의 시스템별로 일관성이 없이 산정되었던바 경제성평가를 하지 못하였으나 향후 이에 대한 좀 더 깊은 연구의 필요성이 있을 것으로 사료된다.

참 고 문 헌

[1] Dr. F. Lasnier, Tony Gan Ang, “Solar Photovoltaic Handbook”, Energy Technology Division Asian Institute of Technology, Vol. 1 (1998), pp. 10-50.

[2] Kazuyoshi Tsukamoto, “Photovoltaic Power System Inter connected with Utility”, Proceedings of the American Power Conference, Vol. 1 (1990), pp.276-281.

[3] M. Mirkaemi-Moud, B. W. Williams, “A Single Chip Pulse-Width Modulator Based on a Compressed Look-up Table”, IEEE IECON, Vol. 1 (1992), pp. 246-251.

[4] H. J. Noh, D. Y. Lee, D. S. Hyun, “An improved MPPT converter with current compensation method for small scaled PV-applications”, IEEE IES, Vol. 2 (2002), pp. 1113-1118.

[5] R. Andoubi, A. Mami, G. Dauphin, M. Annabi, “Bond graph modelling and dynamic study of a photovoltaic system using MPPT buck-boost converter”, IEEE ICS, Vol. 3 (2002), pp. 200-205.

[6] Kitano, T., Matsui, M., De-hong Xu, “Power sensor-less MPPT control scheme utilizing power balance at DC link system design to ensure stability and response”, IEEE IES, Vol. 2 (2002), pp. 1309-1314.

[7] Ruther R., Silva A., Montenegro A., Salamon I., Araujo R., “The petrobras 45.5 kwp, grid-connected PV system : a comparative study of six thin-film module types operating in brazil”, Proceedings of the 29th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Vol. 1 (2002), pp. 1440-1443.

[8] J. H. R. Ensil, “Maximum Point Tracking : A Cost Saving Necessity in Solar Energy Systems”, IEEE PESC '90, Vol. 1 (1990), pp. 1073-1077.

[9] Victorio Arcidiacono, Sando Corsi, Luciano Lambri, “Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Power Plants”, IEEE. Vol. 1 (1992), pp. 507-512.

[10] Wilamowski B. M., Xiangli Li, “Fuzzy system based maximum power point tracking for pv system”, Proceedings of the 2002 28th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society, Vol. 4 (2002), pp. 3280-3284.

[11] S. Y. R. Hui, I. Oppermann, F. Pasalic, "Microprocessor Based Random PWM Schemes for DC-DC Power Conversion", IEEE PECS, Vol. 1 (1995), pp. 307-312.

[12] Masato Hoshino, Gunji Kimula, Mitsuo Shioya, "DC-DC Converter and Inverter for Photovoltaic Modules", IECON. Vol. 1 (1998), pp. 569-574.

[13] W. A. Lynch, M. Salameh, "Simple electro-optically controlled dual axis sun tracker", Solar Energy, Vol. 45 (1990), pp. 65-69.

[14] E. A. barber, H. A. Ingley, C. A. Morrison, "A solar powered tracking device for driving concentrating collectors", Alternative Energy Source, Vol. 1 (1977), pp. 527-539.

[15] B. P. Edwards, "Computer based sun following system", Solar Energy, Vol. 21 (1998), pp. 491-496.

[16] P. L. Swart, J. D. Van Wyk, "Source tracking and power flow control of terrestrial photovoltaic panels for concentrated sunlight", 12th IEEE Photovoltaic Specialists Conference, Vol. 1 (1998), pp. 700-705.

[17] Nagayoshi H., Orio S., Kono Y., Nakajima H., "Novel PV array/module I-V curve simulator circuit", IEEE Photovoltaic Specialists Conference, vol. 1 (2002), pp. 1535-1538.

[18] Kotsopoulos A., Duarte J. L., Hendrix M. A. M., Heskes P. J. M., "Islanding behaviour of grid-connected PV inverters operating under different control schemes" Proceedings of the 2002 IEEE 33rd Annual IEEE Poser electronics Specialists Conference, Vol. 3 (2002), pp. 1506-1511.

[19] Noguchi Toshihiko, "Short-Current Pulse Based Adaptive Maximum-Power-Point Tracking for Photovoltaic Power Generation System", Proceedings of the 2000 IEEE International Symposium on Industrial Electronics, Vol. 1 (2000), pp. 157-162.

[20] Z. Salamed, D. Taylor, "Step-up Maximum Power Point Tracker for Photovoltaic Arrays", Solar energy, Vol. 44 (1990), pp. 57-61.

[21] J. Y. Lim, I. S. Cha, "MPPT for Temperature Compensation of Photovoltaic System with Neural Networks", ISES'97, Vol. 1 (1997), pp. 275-277.

[22] Paul Batcheller, Ziyad Salam, “Microprocessor controlled maximum power point tracker for photovoltaic systems”, The 1993 American Solar Energy Society Annual Conference, Vol. 1 (1993), pp. 101-104.

[23] K. Heumann, W. Wienhofer, “Optimization of Photovoltaic Solar Systems by Controlled DC-DC Converter under Consideration of Power-Output-Statistics”, IPEC-Tokyo '83, Vol. 1 (1984), pp. 1049-1060.

[24] Hideki Jonokuchi, Kazuo Nagatake, “A Carrier Frequence Modulation Method for Sinusoidal PWM Inverter”, IEEE IECON 88, Vol. 1 (1988), pp. 678-683.

[25] Bimal, K. Bose, “An Adaptive Hysteresis-Band Current Control Technique of a Voltage-Fed PWM Inverter for Machine Drive System”, IEEE Trans. on Industrial Electronics, Vol. 37 (1990), pp. 684-689.

[26] Qunying yao, D. G. Holmes, “A simple Novel Method for Variable-Hysteresis-Band Current Control of a Three Phase Inverter with Constant Switching Frequency”, IEEE IAS, Vol. 1 (1993), pp. 1122-1129.

[27] Azedding Draou, “A New state Feedback Based Transient Control of PWM AC to DC Voltage Type Converters”, IEEE Trans. on Power Electronics, Vol. 10 (1995). pp 716-724.

[28] Hau-Chuen, K. T. Chau, “A Neural Network Controller for Switching Power Converter”, IEEE PESC'93, Vol. 1 (1993), pp. 887-892.

[29] G. J. Yu, J. S. Song, “Development of Power Converter for Photovoltaic System”, Japan-Korea Joint Seminar on Technical digest photovoltaics, Vol. 1 (1995), pp. 247～254.

[30] G. J. Yu, “Application of Instantaneous Sinusoidal Current Tracking Control Inverter to Photovoltaic System”, Int. PVSEC-5, Vol. 8-Ⅲ-3 (1990), pp. 661-668.

[31] G. L. Campen, “An Analysis of the Harmonics and Power Factor Effects at a Utility Intertied Photovoltaic System”, IEEE Trans. Vol. PA101 (1982), pp. 4632-4639.

[32] P. J. Cession, W. J. Bonwick, “Experience with a sun tracker system”, Solar Energy, Vol. 32 (1990). No. 1, 1984, pp. 3-11.

[33] 率木和俊, “太陽光發電 計劃 マニコアル”, オーム社, 2002, pp.60～90.

[34] 太陽光發電協會, “太陽光發電 ツステムの 設計 と 施工”, オーム社, 2000, pp.38～113.

[35] 黑川浩助, 若松清司, “太陽光發電 ツステム 設計 ガイドブツク”, オーム社, 1994, pp.42～49.

[36] A.Goetzberger, V.U.Hoffmann, “Photovoltaic Solar Energy Generation”, Springe, 2005, pp.113～283.

[37] Tomas Markvart, Luis Castaner, “Practical Handbook of Photovoltaics Fundamentals and Applications”, Elsevier, 2003, pp.525～527.

[38] 竹谷是幸, “ビル用太陽光發電 ツステムの 雷保護技術指針”, 三松(珠), 2005, pp.25～33.

저작물 이용 허락서

학 과	전기공학과	학 번	20047368	과 정	박사
성 명	한글: 최 석 조 한문 : 崔 錫 祚 영문 : Choi, Suck-Jou				
주 소	여수시 소호동 주은금호아파트 206동301호				
연락처	E-MAIL : sj.choi@polymirae.com				
논문제목	한글 : 30kW급 단상 계통연계형 태양광발전시스템에 관한 연구				
	영문 : A Study on the 30kW Single phase Grid-Connected Photovoltaic System				

본인이 저작한 위의 저작물에 대하여 다음과 같은 조건 아래 조선대학교가 저작물을 이용할 수 있도록 허락하고 동의합니다.

- 다 음 -

1. 저작물의 DB구축 및 인터넷을 포함한 정보통신망에의 공개를 위한 저작물의 복제, 기억장치에의 저장, 전송 등을 허락함
2. 위의 목적을 위하여 필요한 범위 내에서의 편집·형식상의 변경을 허락함. 다만, 저작물의 내용변경은 금지함.
3. 배포·전송된 저작물의 영리적 목적을 위한 복제, 저장, 전송 등은 금지함.
4. 저작물에 대한 이용기간은 5년으로 하고, 기간종료 3개월 이내에 별도의 의사 표시가 없을 경우에는 저작물의 이용기간을 계속 연장함.
5. 해당 저작물의 저작권을 타인에게 양도하거나 또는 출판을 허락을 하였을 경우에는 1개월 이내에 대학에 이를 통보함.
6. 조선대학교는 저작물의 이용허락 이후 해당 저작물로 인하여 발생하는 타인에 의한 권리 침해에 대하여 일체의 법적 책임을 지지 않음
7. 소속대학의 협정기관에 저작물의 제공 및 인터넷 등 정보통신망을 이용한 저작물의 전송·출력을 허락함.

동의여부 : 동의(O) 반대( )

2008 년 8 월 일

저작자: 최 석 조 (서명 또는 인)

조선대학교 총장 귀하

감사의 글

晩學의 길을 堪當하지 못해 躊躇하고 있을때 勇氣와,細心한配慮로 學問方向을 잡아주시고 指導해주신 조금배 교수님과 나의 精神的인 支柱이신 정보석 매형께 眞心으로 感謝드립니다. 또한 論文 審査과정에서 따뜻한 激勵와 助言으로 각별한 關心과 配慮를 베풀어주신 정수복 교수님, 오금곤 교수님, 백형래 교수님, 이우선 교수님께 眞心으로 감사드립니다.

특히 힘든 시간을 이겨낼 수 있도록 힘이 되어준 최연옥 박사, 박사과정 박정국 후배님. CUPEL 회원님에게도 감사드립니다.

연속 되는 장마속에서도 이 논문의 근간이 되는 송악 一光太陽光發電所를 설치하고 2007년 11월 商業 運轉을 開市할수 있도록 도와주신 朴芮瀟 사장님 그리고 KPS(주) 곽섭소장님 , 한국전력공사(주) 당진지점 이호정 부장님께 진심으로 감사드립니다.

큰 성과는 말없는 가족의 희생이 수반되어야 한다고 했던가? 많은 기간 나의빈자리에 대한 어려움을 단한번의 불평없이 묵묵히 참아 주시고 곁에서 支援하여 주신 나의 존경한 어머님 그리고 사랑스런 나의아내 현숙이, 현택이, 자은이에게 다시한번 고마움을 전하고 싶습니다.

지금은 고인 된 아버님과 형님께 삼가 이 논문을 올립니다.
특히 나의 존경하는 형수님과 나의 조카 현상이 지희와 같이 이 기쁨을 같이 나누고 싶습니다.

그 외 나에게 힘들 때 진솔되게 忠告하여주신 오승만사장님, 명경식, 서진현 친구에게 眞心으로 感謝드립니다

2008. 8.

최석조 올림