



저작자표시-비영리-변경금지 2.0 대한민국

이용자는 아래의 조건을 따르는 경우에 한하여 자유롭게

- 이 저작물을 복제, 배포, 전송, 전시, 공연 및 방송할 수 있습니다.

다음과 같은 조건을 따라야 합니다:



저작자표시. 귀하는 원저작자를 표시하여야 합니다.



비영리. 귀하는 이 저작물을 영리 목적으로 이용할 수 없습니다.



변경금지. 귀하는 이 저작물을 개작, 변형 또는 가공할 수 없습니다.

- 귀하는, 이 저작물의 재이용이나 배포의 경우, 이 저작물에 적용된 이용허락조건을 명확하게 나타내어야 합니다.
- 저작권자로부터 별도의 허가를 받으면 이러한 조건들은 적용되지 않습니다.

저작권법에 따른 이용자의 권리는 위의 내용에 의하여 영향을 받지 않습니다.

이것은 [이용허락규약\(Legal Code\)](#)을 이해하기 쉽게 요약한 것입니다.

[Disclaimer](#)

2010年 2月
博士學位論文

2010年
2月
博士學位論文

아치형 PV 시스템의 효율개선을 위한 다중 제어 인버터

아치형 PV 시스템의 효율개선을 위한
다중 제어 인버터

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

朴 政 國

朴
政
國

아치형 PV 시스템의 효율개선을 위한
다중 제어 인버터

**The Multi Controlled Inverter to Improve the Efficiency
of the Arch Type PV System**

2010年 2月 日

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

朴 政 國

아치형 PV 시스템의 효율개선을 위한
다중 제어 인버터

指導教授 曹錦培

이 論文을 工學 博士學位 論文으로 提出함.

2009年 10月 日

朝鮮大學校 大學院

電氣工學科

朴政國

朴政國의 博士學位 論文을 認准함.

委員長 朝鮮大學校 教授 _____ 印

委員 朝鮮大學校 教授 _____ 印

委員 朝鮮大學校 教授 _____ 印

委員 朝鮮大學校 教授 _____ 印

委員 朝鮮大學校 教授 _____ 印

2009年 12月 日

朝鮮大學校 大學院

목 차

ABSTRACT

I. 서 론	1
II. 이론적 고찰	5
A. 태양에너지	5
1. 태양의 위치	5
2. 일사강도	10
B. 태양전지	12
1. 태양전지의 원리	12
2. 태양전지의 전기적 특성	14
3. 태양전지의 동작 특성	20
4. 태양전지의 직-병렬연결	22
5. PV 어레이	23
C. PV 인버터	28
D. 성능 평가방법	31
1. PV 시스템의 손실	31
2. 평가방법	33
III. 다중 제어 인버터	36
A. 인버터 구성	36
B. DC-DC 부스트 컨버터	40
1. 부스트 컨버터 기본동작	40

2. 부스트 컨버터 설계	44
3. MPPT 제어	48
C. DC-AC 인버터	55
1. 인버터 기본동작	55
2. 인버터 모델링	58
3. 인버터 설계	64
IV. 시뮬레이션	67
A. 태양전지	69
1. PV 모듈	69
2. PV 어레이	75
B. 다중제어방식 인버터	78
1. DC-DC 부스트 컨버터	78
2. DC-AC 인버터	87
C. 아치형 PV시스템의 운전특성	90
V. 실험	96
A. 시스템구성	96
B. 다중제어방식 인버터 출력특성	100
1. DC-DC 컨버터 출력특성	100
2. DC-AC 인버터 출력특성	102
VI. 결 론	106

참고문헌

List of Tables

Table 3-1 Parameters of the multi controlled inverter	39
Table 3-2 Design parameters for DC-DC boost converter	46
Table 3-3 Design parameters for DC-AC inverter	64
Table 4-1 Parameters of PV module	67
Table 5-1 PV module and array parameters	99

List of Figures

Fig. 2-1 Relative Earth-Sun position at noon of a negative declination day	8
Fig. 2-2 The celestial sphere and the ecliptic plane	8
Fig. 2-3 Position of the sun relative to a fixed point on the Earth ..	9
Fig. 2-4 Receiver position and sun' rays incidence angle	9
Fig. 2-5 A schematic of a simple conventional solar cell	12
Fig. 2-6 The I-V characteristics of a solar cell compared to a diode	13
Fig. 2-7 The equivalent circuit of solar cell	14
Fig. 2-8 The voltage and current characteristics of solar cell	16
Fig. 2-9 Effect of resistance in the I-V characteristics	19
Fig. 2-10 Solar cell characteristics curve according to variation irradiation	21
Fig. 2-11 Solar cell characteristics curve according to variation temperature	21
Fig. 2-12 I-V curves in series and parallel	22
Fig. 2-13 PV array configuration	23
Fig. 2-14 PV array application	23
Fig. 2-15 Solar cell characteristics curve according to tilt angle ..	27
Fig. 2-16 Topology of grid connected PV inverter	30
Fig. 3-1 PV inverter type according to the connected relation	37
Fig. 3-2 Configuration of multi controlled inverter	37
Fig. 3-3 Control block diagram of the multi controlled inverter ..	38
Fig. 3-4 The basic circuit of DC-DC boost converter	40

Fig. 3-5 The equivalent circuit of DC-DC boost converter	41
Fig. 3-6 Waveforms of DC-DC boost converter	41
Fig. 3-7 Block diagram of the boost converter	44
Fig. 3-8 MOSFET gate drive circuit	45
Fig. 3-9 DC voltage feedback circuit	45
Fig. 3-10 DC current sensing circuit	45
Fig. 3-11 Flow chart of IncCond MPPT algorithm	50
Fig. 3-12 Flow chart of P&O MPPT algorithm	52
Fig. 3-13 Flow chart of the proposed P&O algorithm	54
Fig. 3-14 Topology of grid connected PV inverter	55
Fig. 3-15 Operating signal process of inverter	57
Fig. 3-16 Output voltage and current waveform of inverter	57
Fig. 3-17 dq coordinates of the single-phase inverter	58
Fig. 3-18 Block diagram of the single-phase PLL	60
Fig. 3-19 Topology of the single-phase grid connected inverter	61
Fig. 3-20 Non-interference current controller	63
Fig. 3-21 Block diagram of the grid connected inverter	64
Fig. 3-22 IGBT gate drive circuit	66
Fig. 3-23 AC voltage sensing circuit	66
Fig. 3-24 AC current sensing circuit	66
Fig. 4-1 Simulink configuration of arch type PV system	68
Fig. 4-2 Simulink configuration of PV module	70
Fig. 4-3 PV module characteristics curve according to variation temperature	70
Fig. 4-4 PV module characteristics curve according to variation irradiation	71

Fig. 4-5 PV module characteristics curve at difference series resistance	72
Fig. 4-6 PV module characteristics curve at difference shunt resistance	73
Fig. 4-7 PV module characteristics for two cells in series and parallel connection	74
Fig. 4-8 Simulink configuration of PV array	75
Fig. 4-9 Output characteristics curve of PV string	76
Fig. 4-10 Output characteristics curve of PV array	77
Fig. 4-11 PV array characteristics curve according to variation irradiation	77
Fig. 4-12 Simulink configuration of boost converter	79
Fig. 4-13 Simulink configuration of MPPT controller	79
Fig. 4-14 Output characteristics of DC-DC boost converter	80
Fig. 4-15 Output characteristics using conventional P&O MPPT control method	81
Fig. 4-16 Output characteristics using improved P&O MPPT control method	82
Fig. 4-17 Output characteristics according to rises rapidly insolation using conventional P&O MPPT control method	83
Fig. 4-18 Output characteristics according to rises rapidly insolation using improved P&O MPPT control method	84
Fig. 4-19 Output characteristics according to falls rapidly insolation using conventional P&O MPPT control method	85

Fig. 4-20 Output characteristics according to falls rapidly insolation using improved P&O MPPT control method	86
Fig. 4-21 Simulink configuration of DC-AC inverter	87
Fig. 4-22 Output characteristics of DC-AC inverter	88
Fig. 4-23 Output characteristics of DC-AC inverter according to variation insolation	89
Fig. 4-24 PV array configuration	90
Fig. 4-25 Performance ratio characteristics	92
Fig. 4-26 Capture losses characteristics	93
Fig. 4-27 System losses characteristics	94
Fig. 4-28 System PR, Lc, Ls characteristics	95
Fig. 5-1 Configuration of arch type PV system	97
Fig. 5-2 Configuration of arch type PV array	97
Fig. 5-3 Photo of DC-DC boost converter	98
Fig. 5-4 Photo of multi Controlled inverter	98
Fig. 5-5 DC-DC boost converter output and PWM signal waveforms	100
Fig. 5-6 DC-DC boost converter input voltage and current waveforms	101
Fig. 5-7 DC-DC boost converter output voltage and current waveforms	101
Fig. 5-8 Inverter output voltage and current waveforms	103
Fig. 5-9 Inverter output current and IGBT gate pulse waveforms	103
Fig. 5-10 Inverter IGBT gate signal waveforms	104
Fig. 5-11 Inverter current waveform at irradiation increase	105
Fig. 5-12 Inverter current waveform at irradiation decrease	105

Nomenclatures

ψ_S	: 태양 방위각
θ_{ZS}	: 태양 천정각
γ_S	: 태양 고도각
Φ	: 지리적 위도
α	: 경사면 방위각
β	: 경사면 경사각
B_0	: 지구대기 상단에서의 일사강도 [W/m^2]
G	: 지구표면에서 일사강도 [W/m^2]
I_{ph}	: 태양전지 광전류 [A]
I_d	: 태양전지 내부 다이오드 전류 [A]
I_0	: 태양전지 내부 다이오드 역 포화전류 [A]
K	: 볼츠만 상수 [J/K]
T	: 절대온도 [K]
q	: 전자 한개의 전하량 [C]
n	: 태양전지 내부 다이오드 상수
R_S	: 태양전지 내부 직렬 저항 [Ω]
R_P	: 태양전지 내부 병렬 저항 [Ω]
V	: 태양전지 출력전압 [V]
I	: 태양전지 출력전류 [A]
V_{oc}	: 태양전지 개방전압 [V]
I_{sc}	: 태양전지 단락전류 [A]

- G^* : STC에서 일사강도 [W/m^2]
 T^* : STC에서 절대온도 [K]
 V_{oc}^* : STC에서 태양전지 개방전압 [V]
 I_{sc}^* : STC에서 태양전지 단락전류 [A]
 G_{eff} : 실제 일사강도 [W/m^2]
 P_{out} : 태양전지 출력 [W]
 P_{max} : 태양전지 최대출력 [W]
 V_{mp} : 태양전지 최대출력시 전압 [V]
 I_{mp} : 태양전지 최대출력시 전류 [A]
 η : 태양전지 에너지 변환효율 [%]
 Y_r : 등가 태양 일조시간 [h/d]
 Y_A : 등가 PV 어레이 가동시간 [h/d]
 Y_P : 등가 PV 시스템 가동시간 [h/d]
 H_{Ad} : 일별 평균 경사면 일사량 [Wh/d]
 E_{Ad} : 일별 평균 PV 어레이 출력전력량 [Wh/d]
 E_{Pd} : 일별 평균 PV 시스템 출력전력량 [Wh/d]
 P_{AS} : PV 시스템 정격 출력 [W]

Abbreviation

AC	: Alternating Current
AM	: Air Mass
ASTM	: American Society for Testing and Materials
AU	: Astronomical Unit
BIPV	: Building Integrated Photovoltaic
DC	: Direct Current
FF	: Fill Factor
L _c	: Capture Losses
L _s	: System Losses
MPP	: Maximum Power Point
MPPT	: Maximum Power Point Tracking
P&O	:
PCS	: Power Conditioning System
PLL	: Phase Lock Loop
PR	: Performance Ratio
PV	: Photovoltaic
PWM	: Pulse Width Modulation
RES	: Renewable Energy Sources
STC	: Standard Test Conditions

ABSTRACT

The Multi Controlled Inverter to Improve the Efficiency of the Arch Type PV System

Zheng-Guo Piao

Advisor : Prof. Geum-Bae Cho, Ph.D.

Department of Electrical Engineering,

Graduate School of Chosun University

The Kyoto agreement on global reduction of greenhouse gas emissions has prompted renewed interest in renewable energy systems worldwide. There are many renewable energy sources (RES) such as biomass, solar, wind, mini hydro and tidal power.

Photovoltaic (PV) system is using the clean and infinite solar energy source; there is no air pollution, noise and vibration. Moreover PV system operates without fuel convoy, high temperature and high pressure, so it is easy to maintenance, long life cycle, and simple installation. International and domestic PV markets growth over 30% every year respectively.

At present building integration, when applying the PV system to the building, we need to consider about some parts such as

climate factor, regional characteristics, environmental factor, structure and engineering side.

PV system in the building is considered both the maximum output and aesthetic effects. A well-designed building with a nicely integrated PV system will be accepted by everybody.

In most case, according to structure designs of the PV array, building integrated PV systems are divided by two types which are flat-plate type and arch type. The design of the flat-plate type is based on producing maximum electric power, so tilt angle of each string fixed by optimal angle and kept constant. However arch type is designed as round type to give prominence to aesthetic effects. It is made that the tilt angel of each string was all given different value to design as round type.

Flat-plate type PV systems are widely set from small scale family style to large scale electric development system, but arch types are only applied in one part of the middle size buildings. In addition, the studies on the operating performance analysis or design about the fixed tilt angle flat-plate PV system are still lively going off. However the operating property analysis about the arch type PV system which means PV array were designed as round type is dissatisfied.

In this paper, we try to improve the efficiency through optimization of arch type PV system and estimation of the efficiency parameters of the arch type PV system, such as latitude, longitude, temperature, insolation, arch angle and each

kind loss from system organization.

Demonstrate the reason why the efficiency of the arch type PV system is decline and analyze the operation performance using simulation tool- Solar Pro to compare flat-plate type with various arch type PV systems.

Moreover, suggest the multi controlled inverter and apply it on arch type PV system through simulation and system composition. System performance and stability are examined by simulation and system operation. For performance improvement and optimization the design, the efficiency decline and the factors of the loss are estimated and analyzed.

I. 서 론

태양은 핵융합반응을 통해 막대한 에너지를 우주로 방사하고 있으며 그 중 일부가 지구에 도달하게 된다. 이러한 무한하고 공해가 없는 태양에너지를 에너지원으로 하는 태양광발전(Photovoltaic : PV) 시스템은 광기전력효과(Photovoltaic effect)에 의하여 빛에너지를 직접 전기에너지로 변환하는 반도체 소자인 태양전지를 이용한 발전시스템이다. 따라서 오염이나 소음 등의 공해가 없고 무한하며, 반도체 소자로서 수명이 길고 발전설비에 대한 유지관리가 거의 필요 없고 설치가 비교적 용이하다.

그러나 태양광 에너지는 에너지 밀도가 낮고 태양전지 변환효율 또한 낮기 때문에 대용량의 발전을 위해서는 상당히 넓은 면적이 필요하며 일사량 및 온도 등의 환경 조건에 절대적인 영향을 받아 시스템 출력이 일정하게 유지될 수 없는 문제점을 갖고 있다.^[1,2]

하지만 태양전지의 기술발전에 따른 효율개선과 PV 시장의 활성화 및 보급 확대에 따라 태양전지 가격이 감소추세에 있다. 또한 전력전자기술의 진보로 PV 시스템용 전력변환시스템(Power Conditioning System : PCS)의 안정적 운영이 가능함에 따라 분산형 전원시스템의 개념으로 발전 보급되는 실용화 시대를 맞이하고 있다. 최근 몇 년 사이에 국제 PV 시장의 성장과 보급은 매년 30% 이상의 증가율을 보이며 확대되어지고 있는 실정이다.^[3]

우리나라는 전 국토에 대한 도시의 비중이 크고 건축물 밀도가 높아 넓은 면적이 필요한 대용량의 발전사업보다 건축물 적용의 소, 중규모의 PV 시스템이 타당하다. 또한 대용량의 발전사업의 경우 대부분 산간지역에 설치되어 있어 친환경이라는 특성을 잃게 된다.

현대의 건축설계에 있어서 PV 시스템을 건물에 적용할 때는 기후 요인

과 지역의 특성 등의 환경적 요소, 구조 및 엔지니어링 측면의 고려가 필요하다. PV 시스템의 건축 적용 방법은 최적의 방향과 경사도를 가지고 최대의 전력을 생산해 내는 PV 시스템 고유의 목적을 충분히 유지하면서도 기술적, 미적 효과 등이 함께 고려되어야 한다.

태양전지를 실제적인 건물의 한 구성요소로 이용하는 건물일체형 태양광발전(BIPV : Building Integrated Photovoltaic) 시스템은 기존의 건축자재를 대체함으로써 재료비용 및 건설비용의 절감효과를 가져다주며 건물의 미적인 가치를 높여주는 장점을 가지고 있다. BIPV에 대한 연구가 유럽 및 미국, 일본 등의 나라에서 오래전부터 활발히 수행되고 있으며, 시장성 또한 확대되고 있다.^[4,5]

그러나 BIPV 분야의 국내 기술 수준은 아직 초기단계로 주택보급형으로 주로 많이 설치되어 있는 주택용 3kW급 PV 시스템이나 10kW급 이상의 중규모 시스템들도 모두 옥상에 올리거나 경사면 옥상에 덧붙이는 초보적인 디자인으로 되어 있다.

건물에 적용되는 PV 시스템은 어레이의 구조설계에 따라 평판형과 미적인 효과를 고려한 아치형으로 분류할 수 있다. 평판형 PV 시스템은 최대의 전력을 생산하기 위하여 PV 어레이의 각 스트링의 경사각은 최적의 경사각으로 일정하다. 반면 아치형은 PV 어레이를 라운드 형태로 즉 각 스트링의 경사각을 일정하지 않게 변화를 주어서 라운드 형태로 설계하여 미적인 효과를 부각시킨 시스템이다.^[6]

평판형 PV 시스템은 소규모 가정용으로부터 대규모의 발전 시스템에 이르기까지 다양하게 적용되고 있으며 아치형 PV 시스템은 중규모 시스템으로 건물에 많이 적용되어 있다. 그러나 평판형에 대한 운전특성이나 설계에 관한 연구는 활발히 진행되고 있으나 아치형에 대한 설계나 운전 특성 분석은 미흡한 실정이다. 아치형 PV 시스템은 PV 어레이의 직병렬

연결 상태 및 아치각에 따라 효율 특성이 상이하지만 이에 관한 분석은 미흡하며, 아치형 PV 시스템을 설계함에 있어서 미적인 요소만 고려하고 발전효율에 관한 요소는 전혀 고려되지 않은 채 설계되고 있다.

인버터는 태양전지가 최대전력으로 발전하도록 최대전력점 추적(Maximum Power Point Tracking : MPPT) 제어를 하며 발전된 DC 전력을 AC로 변환해 준다. 인버터는 PV 스트링과의 접속관계에 따라 직병렬 연결된 PV 어레이의 출력을 제어하는 집중형(Central inverter), PV 스트링의 출력을 제어하는 스트링형(String inverter), 각 모듈의 출력을 개별 제어하는 모듈형(Module inverter)으로 분류 된다. PV 모듈의 출력을 직접 제어하는 모듈형 인버터가 효율이 가장 좋고 다음 스트링형이지만 집중형 보다 전체부피가 커지고 비용도 증가된다.^[7,8] 따라서 평판형 뿐만 아니라 아치형 등 대부분의 PV 시스템은 집중형 인버터를 적용하며 아치형의 경우 효율저하의 원인으로 된다.

본 논문에서는 아치형 PV 시스템의 효율에 관한 파라미터인 위도와 경도, 온도 및 일사량, 아치각, 시스템 구성에 따른 각종 손실 등에 대한 세부적인 기술검토와 각 장비들의 특성을 정합시켜 아치형 PV 시스템의 최적화를 이루어 효율을 개선시키고자 한다.

아치형 PV 시스템의 효율저하 원인을 이론적으로 입증하고 시뮬레이션 툴인 Solar Pro를 이용하여 평판형 및 다양한 아치형 PV 시스템을 구성하여 운전특성을 비교 분석하였다.

또한 아치형 PV 시스템의 효율을 개선하기 위하여 다중제어 인버터를 제안하고 시뮬레이션 및 시스템 구성을 통하여 아치형 PV 시스템에 적용하였다. 시뮬레이션 및 시스템 운전을 통하여 시스템 성능과 안정성에 대하여 고찰하였으며 성능개선 및 설계 최적화를 위하여 효율저하 및 손실 요인에 대하여 정량적인 평가분석을 수행하였다.

본 논문의 구성은 다음과 같다.

1장에서는 아치형 PV 시스템의 효율 개선에 관한 연구 배경과 필요성에 대해 기술하고, 2장에서는 태양전지 구조 및 특성, 아치형 PV 시스템의 효율 저하원인을 이론적으로 정립하였고, 3장에서는 PV 시스템의 구성요소인 인버터 이론을 정립하였다.

4장에서는 이론을 바탕으로 태양전지 출력특성과 제안한 인버터 출력 특성, 평판형과 다양한 아치형 PV 시스템 및 제안한 다중 제어방식의 인버터를 적용한 아치형 PV 시스템에 대하여 시뮬레이션을 수행하고 운전 특성을 비교 분석하였으며, 5장에서는 제안한 다중 제어방식의 인버터를 구현하고 아치형 PV 시스템에 적용하여 실증실험을 통해 운전특성을 분석하였다.

마지막으로 6장에서는 결론과 향후 과제에 대해서 기술하였다.

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

II. 이론적 고찰

A. 태양에너지

1. 태양의 위치

지구는 태양을 중심으로 공전하고 있으며 공전궤도의 편차는 아주 적다. 태양으로부터 지구까지의 평균거리는 $r_0 = 1.496 \times 10^8$ [km] 이며 1AU라 한다. 태양으로부터 지구까지의 거리 r 는 식 (2-1)에 의하여 구할 수 있으며 이 때 궤도의 찌그러진 정도를 편심률이라 하며, 궤도의 편심률은 0.017로써 원에 가까운 궤도로 공전을 하고 있다.

$$r = r_0 \left[1 + 0.017 \cdot \sin \frac{360(d_n - 93)}{365} \right] \quad (2-1)$$

여기서 d_n 은 당해 연도의 날짜수를 나타낸다.

대부분 응용공학에서 편심보정인자 ε_0 는 식 (2-2)와 같다.

$$\varepsilon_0 = (r_0/r)^2 = 1 + 0.033 \cdot \cos \left(\frac{360d_n}{365} \right) \quad (2-2)$$

지구는 태양을 중심으로 공전함과 동시에 자전축을 중심으로 자전하고 있다. 지구의 자전축과 공전축이 23.45° 의 각을 이루기 때문에 태양의 고도각은 항상 변화되며 따라서 태양광의 입사각도 변화하게 된다. 그림 2-1은 위도 ϕ 인 지리적 위치에서 태양과 지구사이의 관계를 나타낸다.

지구가 공전하면서 지구의 중심과 태양의 중심을 지나는 선과 지구 적도면 사이의 각 δ 를 적위라 하며 이 적위는 끊임없이 변화한다. 하루 24시간동안의 적위 δ 의 변화 각은 0.5° 이하이고 적도를 중심으로 북반구는 +로 남반구는 -로 정하며 적위 δ 는 식 (2-3)과 같이 된다.

$$\delta = 23.45^\circ \cdot \sin\left[\frac{360(d_n + 284)}{365}\right] \quad (2-3)$$

그림 2-2와 같이 지구를 중심으로 하는 천구에서 지구의 적도면과 교차하는 대원을 천구의 적도라 하고 지축의 연장선과의 교차점을 천극이라 한다. 태양을 중심으로 운동하는 지구의 운동을 천구에서는 지구를 중심으로 태양이 운동한다고 볼 수 있다. 태양은 천구의 적도와 23.45° 의 각을 이루면서 천구를 회전한다. 태양이 1년만에 천구를 한번 회전하는 동안 천구는 지구를 하루에 한번씩 회전한다. 태양이 황도에 따라 천구를 회전하는 방향은 천구가 지구를 회전하는 방향과 정반대이다.

관측자의 입장에서 가장 자연스런 좌표계는 지평좌표계(Horizontal frame)이다. 이 좌표계의 기준면은 관측자를 지나가고 지구와 접선을 이루는 평면이다. 즉 이 지평면은 지평선(Horizon)에서 천구와 교차하고 관측자 바로 위에 있는 점을 천정(Zenith)이라 하며 관측자의 아래쪽에 반대되는 극에 있는 점을 천저(Nadir)라 한다. 수직권 NZS(남점, 천정, 북점)를 지나는 선을 자오선(Meridian)이라 한다. 그림 2-3은 지평좌표계에 따른 태양의 위치를 나타낸다.

지평좌표계에서 지구표면의 PV 시스템이 이용되는 특정된 위치에 대한 태양의 위치는 자오선과 이루는 방위각 ψ_S 과 수직선과 이루는 천정각 θ_{zs} , 두 개의 각에 의하여 간단히 계산이 된다. 천정각의 여각을 태양의

고도각 γ_S 이라 한다.

어떠한 주어진 시각, 태양의 각좌표는 지리적 위도 Φ 에 관하여 식 (2-4), (2-5)로부터 계산된다.

$$\cos\theta_{ZS} = \sin\delta \sin\Phi + \cos\delta \cos\Phi \cos\omega = \sin\gamma_S \quad (2-4)$$

$$\cos\psi_S = \frac{(\sin\gamma_S \sin\Phi - \sin\delta)}{\cos\gamma_S \cos\Phi} [\text{sign}(\Phi)] \quad (2-5)$$

여기서 ω 는 진태양시를 나타내는데 진태양시는 하루 24시간동안 360° 회전시 선택된 특정시간을 나타내며 매일의 정오에 $\omega=0$ 이고 오전은 -로 오후는 +로 계산된다. $\text{sign}(\Phi)$ 는 지리적 위도 Φ 의 부호(북쪽 +, 남쪽 -)를 나타낸다.

그러나, 대부분의 태양전지는 경사각을 갖는 경사면에 위치하므로 경사면에 대한 태양의 위치에 관한 각좌표가 필요하다. 그림 2-4는 방위각 α , 경사각 β 인 경사면에 대한 태양의 위치를 나타내며 이 때 경사면에 대한 태양의 천정각은 식 (2-6)과 같다.^[9,10]

$$\begin{aligned} \cos\theta_S = & \sin\delta \sin\Phi \cos\beta - [\text{sign}(\Phi)] \sin\delta \cos\Phi \sin\beta \cos\alpha \quad (2-6) \\ & + \cos\delta \cos\Phi \cos\beta \cos\omega + [\text{sign}(\Phi)] \cos\delta \sin\Phi \sin\beta \cos\alpha \cos\omega \\ & + \cos\delta \sin\alpha \sin\omega \sin\beta \end{aligned}$$

태양전지에서 최대 출력을 얻기 위하여 방위각을 정남향 $\alpha=0$ 으로 설계하는 것이 일반적이며 식 (2-6)은 식 (2-7)과 같이 단순화 된다.

$$\cos\theta_S = [\text{sign}(\Phi)] \sin\delta \sin(|\Phi| - \beta) + \cos\delta \cos(|\Phi| - \beta) \cos\omega \quad (2-7)$$

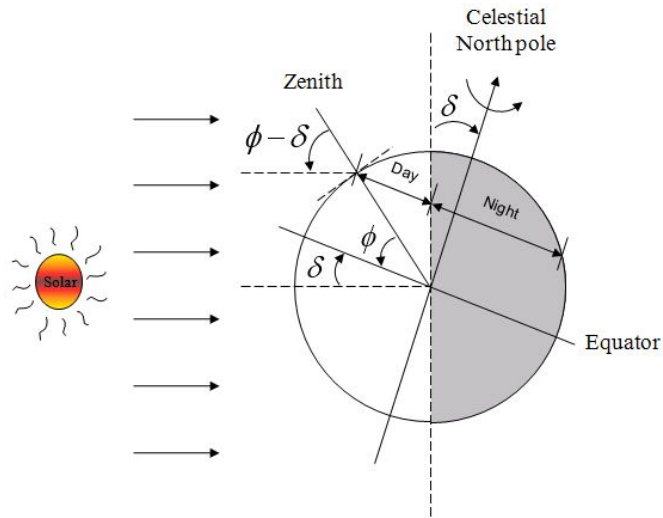


Fig. 2-1 Relative Earth-Sun position at noon of a negative declination day

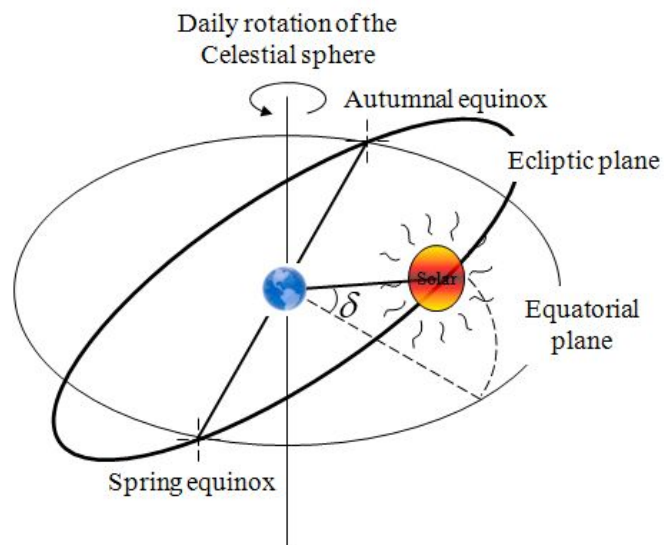


Fig. 2-2 The celestial sphere and the ecliptic plane

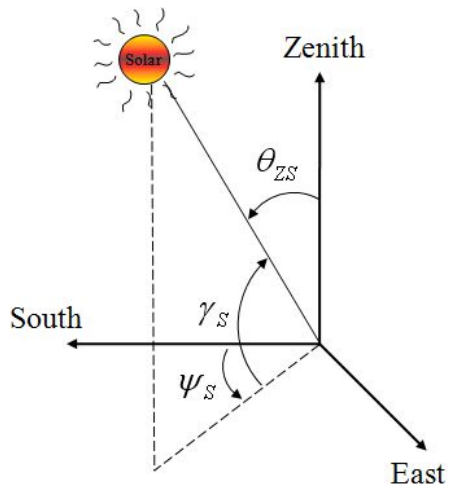


Fig. 2-3 Position of the sun relative to a fixed point on the Earth

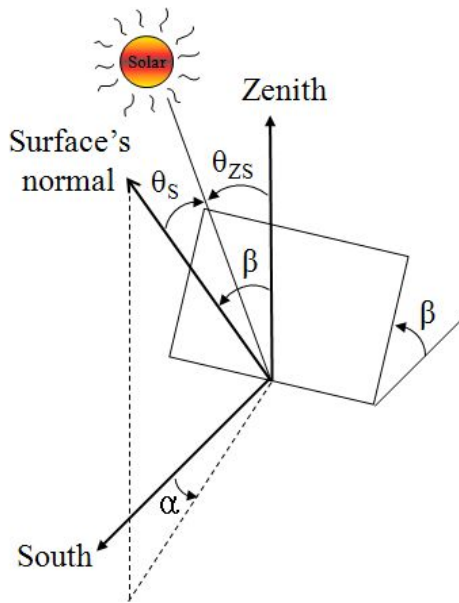


Fig. 2-4 Receiver position and sun's rays incidence angle θ_s

2. 일사강도

태양은 중심부에서 생기는 수소의 핵융합 반응에 의해 방대한 에너지를 우주 공간에 방사하고 있다. 태양에서 약 1억 5,000만 [km] 떨어진 지구까지 미치는 에너지는 지표면에서 80 [km] 떨어진 지구대기 상단에서 단위 면적에 조사되는 태양 에너지는 $B_0 = 1,367 \text{ [W/m}^2\text{]}$ 이다.^[11]

대기를 통과하는 과정에서 기체나 미립자에 의한 흡수나 산란을 받아 지표면에 도달하는 것은 70% 정도이다. 이러한 감소는 주로 대기권을 통과하는 빛의 경로의 공기의 질량에 의존된다. 지구와 태양 위치에 따른 빛의 세기를 나타내는 기준 중 하나가 ASTM(American Society for Testing and Materials)에서 제정한 공기 질량(Air Mass : AM) 이다. AM은 지구면의 수직선과 태양의 위치간의 각도인 태양의 천정각 θ_{ZS} 의 함수로서 식 (2-8)과 같다.

$$AM = \frac{1}{\cos\theta_{ZS}} \quad (2-8)$$

대기 외부에 대한 태양광 스펙트럼을 나타내는 조건을 AM0 조건이라 하며 5800 [K] 흑체에 근사한 스펙트럼을 가진다. 태양이 천정에 있을 때 천정각 $\theta_{ZS} = 0$ 이며, 이 때 $AM = 1$ 로서 표준 대기라고 하며 AM1 이라고 한다.

단위 면적에 조사되는 태양 에너지를 일사강도라고 하며 AM 값에 따른 청명한 날 일사강도 G 는 식 (2-9)와 같이 표현된다.

$$G = B_0 \cdot \varepsilon_0 \times 0.7^{AM^{0.678}} \text{ [W/m}^2\text{]} \quad (2-9)$$

표준 대기 AM1에서 일사강도 G_{AM1} 는 식 (2-10)과 같이 된다.

$$G_{AM1} = B_0 \cdot \varepsilon_0 \times 0.7 \approx 1,000 \text{ [W/m}^2\text{]} \quad (2-10)$$

이 $G_{AM1} = 1,000 \text{ [W/m}^2\text{]}$ 바로 PV 시스템의 표준 시험에 사용되는 값이다. 수평면 일사강도 $G(0)$ 및 경사면 일사강도 $G(\beta)$ 는 식 (2-11), (2-12)와 같이 된다.^[12,13]

$$G(0) = G \cdot \cos\theta_{zS} \quad (2-11)$$

$$G(\beta) = G \cdot \cos\theta_S \quad (2-12)$$

B. 태양전지

1. 태양전지의 원리

태양전지는 광기전력 효과를 이용하여 빛 에너지를 직접 전기 에너지로 변환시키는 반도체 소자로서 단결정 실리콘 태양전지의 경우 4가 실리콘에 5가 원소를 도핑한 n형 반도체와 3가 원소를 도핑한 p형 반도체로 이루어진 pn 접합 구조로 되어 있다.

그림 2-5와 같이 pn 접합 반도체에 태양광이 입사되면 가전자대의 전자는 빛 에너지를 흡수하여 전도대에 유기되어 자유전자로 되고 전자가 여기된 후의 가전자대에는 정공이 생긴다. 자유전자는 n형 반도체로 정공은 p형 반도체로 이동하여 n층과 p층을 각각 음극과 양극으로 대전시켜 기전력을 발생한다.^[13,14]

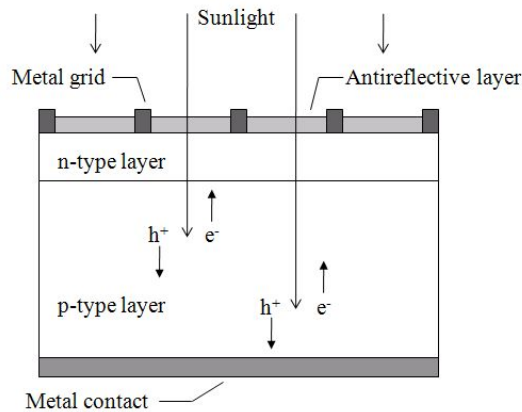


Fig. 2-5 A schematic of a simple solar cell

태양전지는 넓은 면적의 다이오드로 볼 수 있으므로 전압-전류 특성은 암 상태에서의 다이오드 전압-전류 특성에 광전류를 중첩시키면 된다. 즉, 그림 2-6과 같이 암 상태에서의 다이오드 전압-전류 곡선을 아래쪽으로 광전류 I_{ph} 만큼 이동시키면 된다. 이때 다이오드에 인가되는 전류에 대한 해석은 식(2-13)과 같다.

$$I = I_{ph} - I_d \quad (2-13)$$

여기서 I_{ph} 는 광전류이고, I_d 는 다이오드 전류이다.

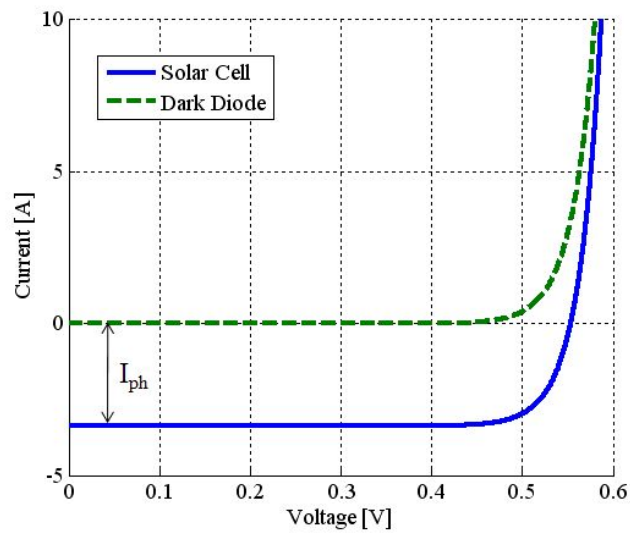


Fig. 2-6 The I-V characteristics of a solar cell compared to a diode

2. 태양전지의 전기적 특성

태양전지는 한 개의 이상적인 다이오드와 I_{ph} 의 크기를 갖는 정전류원의 구성으로 모델링 할 수 있으나 이상적인 다이오드를 제작하는 것이 불가능하므로 태양전지의 접촉저항 및 표면층의 시트(Sheet) 저항을 고려해야 한다. 태양전지 표면에 입사되는 빛의 일부분은 표면에서 반사되며, 표면을 투과한 빛은 태양전지 내에서 흡수되며 광자의 수는 지수 함수적으로 감소한다.

그림 2-7은 빛이 조사될 때 광기전력효과에 의한 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. 직렬저항 R_S 와 병렬저항 R_P 는 이상적인 다이오드 특성에서 벗어나 일정한 상수 저항으로 표시되는 접촉저항이나 누설저항을 나타내며 R_L 은 외부에 연결되는 부하저항을 나타낸다.^[14,15]

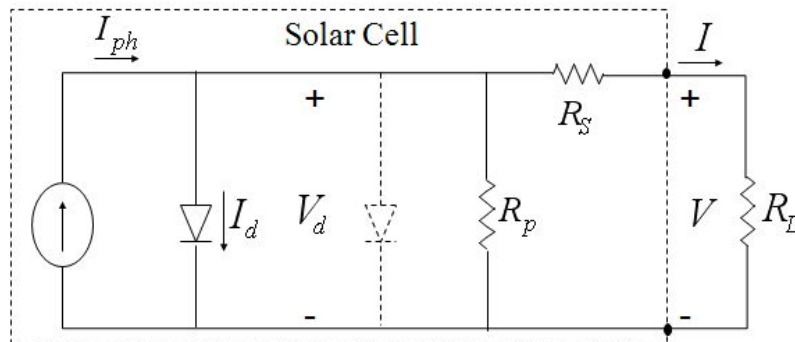


Fig. 2-7 The equivalent circuit of solar cell

그림 2-7과 같은 태양전지의 등가회로에서 태양전지의 출력전류 I 는 식 (2-14)와 같다.

$$I = I_{ph} - I_d - \frac{V_d}{R_p} = I_{ph} - I_0 \left(\exp \frac{qV_d}{nKT} - 1 \right) - \frac{V_d}{R_p} \quad (2-14)$$

여기서 I_0 는 다이오드 역 포화전류, n 은 다이오드 상수, K 는 볼츠만 상수이고 q 는 전자의 전하량이며 T 는 절대온도이다. 또한 다이오드 전압 V_d 는 식 (2-15)와 같다.

$$V_d = V + IR_s \quad (2-15)$$

따라서 태양전지의 전류 I 는 식 (2-14)로부터 식 (2-16)과 같이 된다.

$$I = I_{ph} - I_0 \left[\exp \frac{q(V + IR_s)}{nKT} - 1 \right] - \frac{V + IR_s}{R_p} \quad (2-16)$$

태양전지가 내부 직렬저항 $R_s = 0$, 병렬저항 $R_p = \infty$ 인 이상적인 pn 접합 다이오드라고 가정하면 태양전지의 출력전류는 식 (2-17)과 같다.

$$I = I_{ph} - I_0 \left(\exp \frac{qV}{nKT} - 1 \right) \quad (2-17)$$

일정온도와 일정 일사조건에서 태양전지의 전압-전류 특성 곡선은 그림 2-8과 같다.

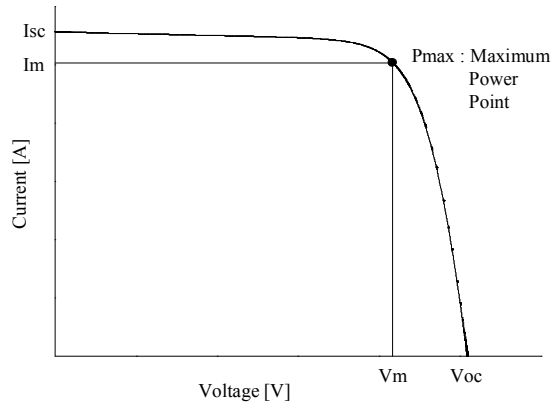


Fig. 2-8 The voltage and current characteristics of solar cell

단락상태에서 태양전지 출력전압 $V=0$ 이 되며 단락전류 I_{sc} 는 식 (2-18)과 같이 되고 개방상태에서 태양전지 출력전류 $I=0$ 이 되며 개방 전압 V_{oc} 는 식 (2-19)와 같이 된다.

$$I_{sc} = I_{ph} \quad (2-18)$$

$$V_{oc} = \frac{nKT}{q} \ln\left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1\right) \quad (2-19)$$

부하 저항에서 소비되는 전력을 P_{out} 라 하면 식 (2-20)과 같다.

$$P_{out} = V \cdot I = V \cdot \left[I_{ph} - I_0 \left(\exp \frac{qV}{nKT} - 1 \right) \right] \quad (2-20)$$

태양전지에 연결된 부하저항의 크기를 조정함으로써 어떤 최적 동작점에서 최대의 출력 P_{max} 가 출력될 수 있다. 이 최적동작점을 최대전력점

(Maximum Power Point : MPP)라 하고 이때 출력전류를 최적동작전류 I_{mp} , 출력전압을 최적동작전압 V_{mp} 이라 하며 최대 출력 전력 P_{max} 는 식 (2-21)과 같다.^[16~18]

$$P_{max} = V_{mp} \cdot I_{mp} \quad (2-21)$$

최대전력점에서 태양전지의 최적동작전류 I_{mp} 는 최적동작전압 V_{mp} 시 출력전류로서 식 (2-17)로부터 식 (2-22)와 같이 되며, 단락전류에 관한 식 (2-18)에 의하여 식 (2-23)과 같이 된다.

$$I_{mp} = I_{ph} - I_0 \left(\exp \frac{qV_{mp}}{nKT} - 1 \right) \quad (2-22)$$

$$I_{mp} = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{qV_{mp}}{nKT} - 1 \right) \quad (2-23)$$

최대전력점에서 $\frac{dP_{out}}{dV} = 0$ 이므로 식 (2-20)으로부터 최적동작전압 V_{mp} 은 식 (2-24)와 같이 되며 개방전압에 관한 식 (2-19)에 의하여 (2-25)와 같이 된다.

$$V_{mp} = \frac{nKT}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{ph}}{I_0} + 1 \right) - \ln \left(\frac{qV_{mp}}{nKT} + 1 \right) \right] \quad (2-24)$$

$$V_{mp} = V_{oc} - \frac{nKT}{q} \ln \left(\frac{qV_{mp}}{nKT} + 1 \right) \quad (2-25)$$

최대전력점에서 최적동작전류 I_{mp} 및 최적동작전압 V_{mp} 에 관한 식 (2-23)과 식 (2-25)에서 P_{max} 이 커지기 위해서는 I_{mp} 과 V_{mp} 이 I_{sc} 와

V_{oc} 에 가까워야 함을 알 수 있다.

태양전지의 특성을 평가함에 있어서 단락전류, 개방전압과 더불어 가장 중요한 요소 중 하나는 충전율(Fill factor : FF)이며 식 (2-26)과 같다.

$$FF = (V_{mp} \times I_{mp}) / (V_{oc} \times I_{sc}) \quad (2-26)$$

태양전지의 에너지 변환효율은 태양전지에서 얻을 수 있는 최대의 전기 에너지를 입사광에너지로 나눈 값으로 식 (2-27)과 같다.

$$\eta = \frac{P_{max}}{P_{in}} = \frac{V_{mp} \times I_{mp}}{P_{in}} = \frac{V_{oc} \times I_{sc}}{P_{in}} \times FF \quad (2-27)$$

여기서 P_{in} 은 입사된 빛 에너지이다. 따라서 태양전지의 효율을 높이기 위해서는 단락전류 I_{sc} , 개방전압 V_{oc} , 충전율 FF 를 높여야 한다.

태양전지의 특성을 고찰한 결과 태양전지의 전기적 특성을 결정하는 내부적인 요소를 보면 내부적인 변수로서 내부 직렬저항 R_s , 병렬저항 R_p 그리고 다이오드 역포화전류 I_0 등이 있다.^[13,14]

태양전지의 내부 직렬저항은 태양전지에 광전류가 흐를 때 전류의 흐름을 방해하는 저항값으로서 n층의 표면저항, p층의 기판저항, 전극 접촉 저항 및 전극자체의 고유저항 등이 포함된다. 병렬저항 즉 누설저항은 태양전지 내부의 누설에 의한 것으로, pn 접합면의 재결합전류, 태양전지의 가장자리에서 발생하는 표면 누설전류 등이 있을 수 있다.

태양전지의 내부 직렬저항 R_s 및 병렬저항 R_p 을 고려한 태양전지의 전류식 (2-16)에서 단락상태에서의 단락전류 I_{sc}' 는 식 (2-28)과 같고 개방상태에서 $I=0$ 이므로 식 (2-29)와 같이 된다.

$$I_{sc}' = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{qI_{sc}R_S}{nKT} - 1 \right) - \frac{I_{sc}R_S}{R_P} \quad (2-28)$$

$$0 = I_{sc} - I_0 \left(\exp \frac{qV_{oc}}{nKT} - 1 \right) - \frac{V_{oc}}{R_P} \quad (2-29)$$

식 (2-28)과 (2-29)로부터 태양전지의 내부 직렬저항에 따른 전압강하와 병렬저항에 따른 전류손실은 식 (2-30) 및 식 (2-31)과 같이 된다.

$$I_{sc}'R_S = \frac{nKT}{q} \ln \left(\frac{I_0 \exp \frac{qV_{oc}}{nKT} - I_{sc}'}{I_0} \right) \quad (2-30)$$

$$\frac{V_{oc}}{R_P} = I_{sc}' - I_0 \exp \frac{qV_{oc}}{nKT} \quad (2-31)$$

그림 2-9는 태양전지의 내부 직렬저항과 병렬저항이 태양전지의 특성에 미치는 영향을 나타내고 있다.

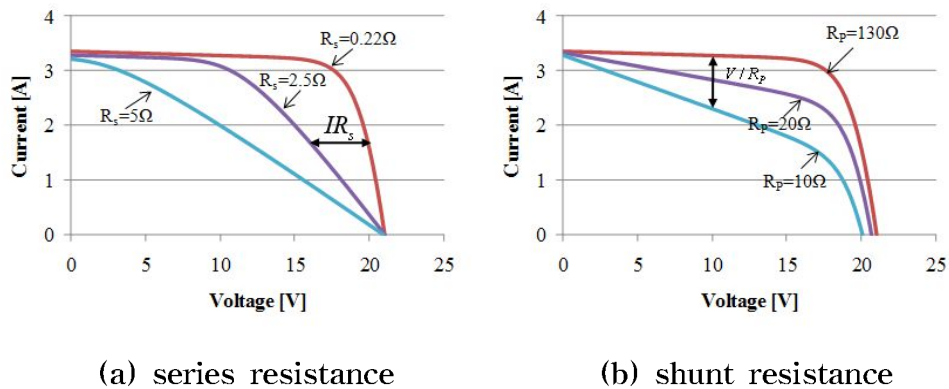


Fig. 2-9 Effect of resistance in the I-V characteristics

3. 태양전지의 동작 특성

태양전지의 광전류 I_{ph} 는 일사강도에 따라 선형적으로 변화된다. 그런데 단락전류는 $I_{sc} = I_{ph}$ 이므로 식 (2-32)와 같이 된다.^[19,20]

$$I_{sc} = \frac{I_{sc}^*}{G^*} G_{eff} \quad (2-32)$$

여기서 G^* 는 표준 시험조건(Standard Test Conditions : STC)에서 일사강도이고 I_{sc}^* 는 STC 에서 태양전지 단락전류이며 G_{eff} 는 실제 조사되는 일사강도이다. STC 는 일사강도 1000 [W/m²], AM1.5, 태양전지 온도 25°C 인 표준상태이다.

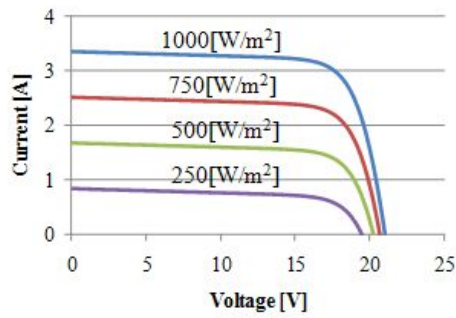
따라서 일사강도에 따른 태양전지의 출력특성은 그림 2-10과 같이 전압의 변화는 미소하지만 단락전류는 크게 변화된다.

태양전지의 개방전압 V_{oc} 는 태양전지의 온도 T 의 증가에 따라 선형적으로 감소하며 식 (2-33)과 같다.

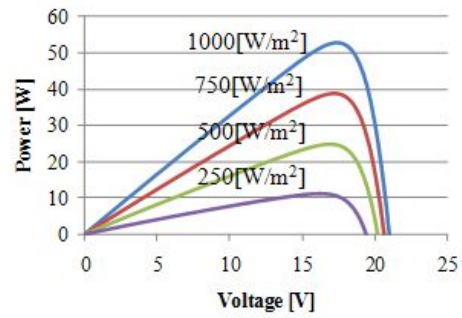
$$V_{oc}(T) = V_{oc}^* + (T - T^*) \frac{dV_{oc}}{dT} \quad (2-33)$$

여기서 V_{oc}^* , T^* 는 STC 에서의 태양전지 개방전압 및 온도이고 실리콘 태양전지에서 일반적으로 $\frac{dV_{oc}}{dT} = -2.3$ [mV/(°C·cell)] 이다.

따라서 태양전지 온도에 따른 태양전지의 출력특성은 그림 2-11과 같이 전류의 변화는 미소하지만 개방전압은 크게 변화된다.

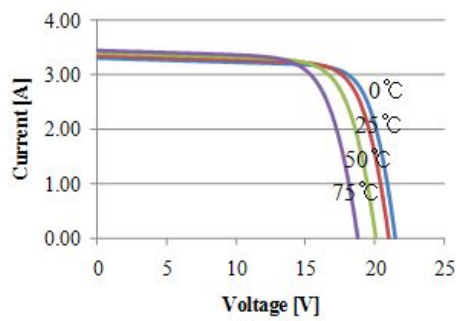


(a) I-V curves

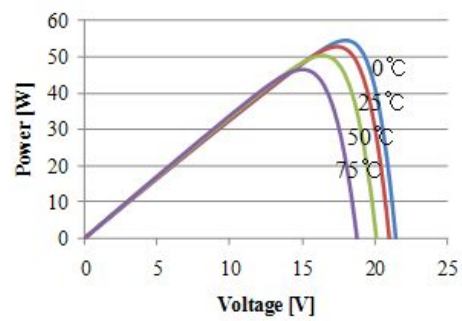


(b) Power curves

Fig. 2-10 Solar cell characteristics curve according to variation irradiation



(a) I-V curves



(b) Power curves

Fig. 2-11 Solar cell characteristics curve according to variation temperature

4. 태양전지의 직-병렬연결

동일한 전기적 특성을 갖는 두 태양전지에 조사되는 빛의 일사강도가 같으면 두 태양전지의 출력특성은 같게 된다. 이때 두 태양전지를 직렬연결하면 출력전압은 2배로 되고 출력전류는 하나의 태양전지 전류와 같으며 병렬연결하면 출력전압은 하나의 태양전지 전압과 같고 출력전류는 2배로 된다. 그림 2-12는 태양전지의 직-병렬연결 특성을 나타낸다. [13][21]

그리고 여러개의 동일한 전기적 특성을 갖는 태양전지를 직-병렬연결하면 출력전류 I_a 및 전압 V_a 은 식 (2-34), (2-35)와 같이 된다.

$$I_a = N_P \cdot I_{\text{cell}} \quad (2-34)$$

$$V_a = N_S \cdot V_{\text{cell}} \quad (2-35)$$

여기서 N_P , N_S 는 병렬 및 직렬연결 된 태양전지 수를 나타내고 I_{cell} , V_{cell} 는 하나의 태양전지 출력전류 및 전압을 나타낸다.

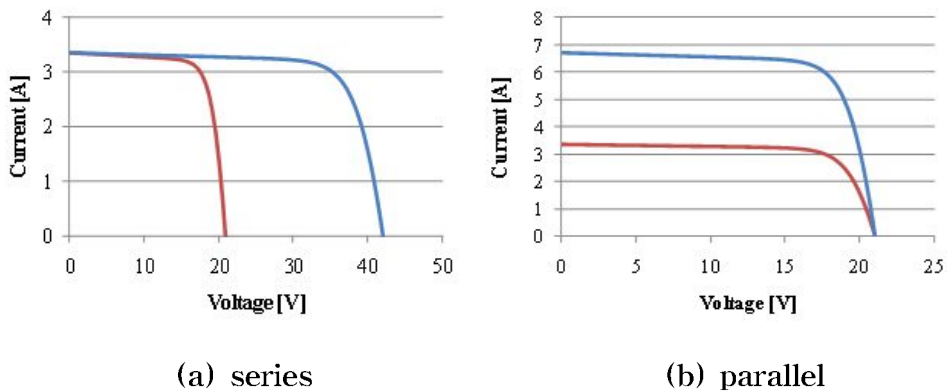


Fig. 2-12 I-V curves in series and parallel

5. PV 어레이

태양전지를 직렬 연결하여 PV 모듈을 구성하고 모듈을 단위로 설계하고자 하는 전원 시스템의 규격에 맞도록 직-병렬 연결한 것을 PV 어레이라고 하며 PV 어레이에서 직렬연결 된 부분을 PV 스트링이라고 한다.^[21] 그림 2-13은 PV 어레이 구성을 나타내고 있다.

그림 2-14와 같이 건물에 적용되는 PV 어레이는 어레이의 구조설계에 따라 평판형과 미적인 효과를 고려한 아치형으로 분류할 수 있다.

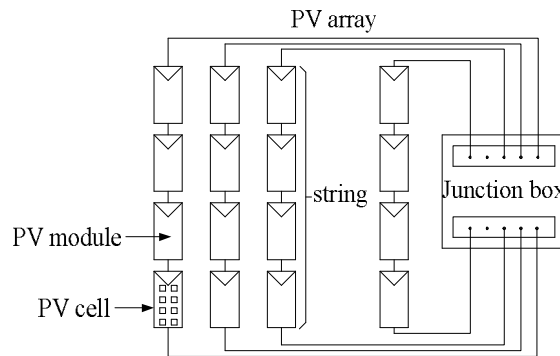


Fig. 2-13 PV array configuration



(a) flat-plate type

(b) arch type

Fig. 2-14 PV array application

평판형은 최대의 전력을 생산하기 위하여 PV 어레이의 각 스트링의 경사각은 최적의 경사각으로 일정하고 방위각은 정남향 $\alpha=0$ 으로 한다. 이 때 PV 어레이의 경사각을 β 라고 하면 태양의 천정각은 식 (2-7)과 같고 이 때 조사되는 일사강도는 식 (2-12)와 같다. 따라서 태양전지 단락 전류 I_{sc} 는 식 (2-32)로부터 식 (2-36)으로 된다.

$$I_{sc} = \frac{I_{sc}^*}{G^*} G \cdot \cos\theta_s \quad (2-36)$$

태양전지의 전류식 (2-17)은 식 (2-37)과 같이 된다.

$$I = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} \cos\theta_s - I_0 \left(\exp \frac{qV}{nKT} - 1 \right) \quad (2-37)$$

이 때 태양전지가 최대전력점에서 동작하기 위한 최적동작전류 I_{mp} , 최적동작전압 V_{mp} 은 식 (2-38), (2-39)가 된다.

$$I_{mp} = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} \cos\theta_s - I_0 \left(\exp \frac{qV_{mp}}{nKT} - 1 \right) \quad (2-38)$$

$$V_{mp} = \frac{nKT}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{sc}^* G}{I_0 G^*} \cos\theta_s + 1 \right) - \ln \left(\frac{qV_{mp}}{nKT} + 1 \right) \right] \quad (2-39)$$

따라서 평판형 PV 어레이의 각 태양전지에 조사되는 태양빛의 입사각이 항상 같으므로 일사강도도 같게 되며 태양전지의 출력특성도 항상 같게 되고 각 태양전지의 최대전력점도 같게 된다.

아치형은 PV 어레이를 라운드 형태로 즉 각 스트링의 경사각을 일정하지 않게 변화를 주어서 라운드 형태로 설계하여 미적인 효과를 부각시킨 시스템이다.

따라서 경사면에 대한 태양의 위치에 관한 각좌표 식 (2-6) 및 (2-7)에 의하여 경사각이 서로 다른 각 스트링에 대한 태양빛의 입사각이 틀리므로 경사면 일사강도에 관한 식 (2-12)에 의하여 조사되는 일사강도도 틀리다.

방위각 $\alpha = 0$ 이고 경사각이 서로 다른 두 태양전지($\beta_1 \neq \beta_2$)에 대한 태양의 천정각이 θ_{S1} , θ_{S2} 라고 하면 두 태양전지의 단락전류는 식 (2-40), (2-41)과 같다.

$$I_{sc1} = \frac{I_{sc}^*}{G^*} G \cdot \cos\theta_{S1} \quad (2-40)$$

$$I_{sc2} = \frac{I_{sc}^*}{G^*} G \cdot \cos\theta_{S2} \quad (2-41)$$

만일 두 태양전지에 대한 태양의 천정각이 $\theta_{S1} > \theta_{S2}$ 라고 하면 $\cos\theta_{S1} < \cos\theta_{S2}$ 가 되고 $I_{sc1} < I_{sc2}$ 가 된다. 따라서 이 두 태양전지를 직렬 연결하면 최적동작전류 I_{Smp} 및 최적동작전압 V_{Smp} 은 식 (2-42), (2-43)과 같이 된다.

$$I_{Smp} = \frac{I_{sc}^*}{G^*} G \cdot \cos\theta_{S1} - I_0 \left(\exp \frac{qV_{Smp}}{nKT} - 1 \right) \quad (2-42)$$

$$V_{Smp} = 2 \frac{nKT}{q} \left[\ln \left(\frac{I_{sc}^* G}{I_0 G^*} \cos\theta_{S1} + 1 \right) - \ln \left(\frac{qV_{Smp}}{nKT} + 1 \right) \right] \quad (2-43)$$

이 두 태양전지를 병렬연결 하게 되면 두 태양전지의 합성 전류 I_P 는 식 (2-44)와 같다.

$$I_P = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} (\cos\theta_{S1} + \cos\theta_{S2}) - 2I_0 (\exp\frac{qV_P}{nKT} - 1) \quad (2-44)$$

여기서 병렬연결 된 두 태양전지의 합성 전압 V_P 는 단위 전지의 전압 V 와 같다.

이 때 병렬연결 된 두 태양전지의 최적동작전류 I_{Pmp} , 최적동작전압 V_{Pmp} 은 식 (2-45), (2-46)과 같다.

$$I_{Pmp} = I_{sc}^* \frac{G}{G^*} (\cos\theta_{S1} + \cos\theta_{S2}) - 2I_0 (\exp\frac{qV_{Pmp}}{nKT} - 1) \quad (2-45)$$

$$V_{Pmp} = \frac{nKT}{q} \left[\ln\left(\frac{I_{sc}^* G}{I_0 G^*} \cos\frac{\theta_{S1} + \theta_{S2}}{2} \cos\frac{\theta_{S1} - \theta_{S2}}{2} + 1\right) - \ln\left(\frac{qV_{Pmp}}{nKT} + 1\right) \right] \quad (2-46)$$

최적동작전류 및 전압에 관한 식 (2-42), (2-43), (2-45), (2-46)으로 부터 그림 2-15의 경사각에 따른 태양전지 출력특성 곡선을 얻을 수 있다. 그림에서 알 수 있듯이 경사각이 서로 다른 태양전지의 최적동작 전류는 서로 틀리므로 직렬연결 시 효율저하의 원인으로 된다. 또한 식 (2-39)와 (2-46)에서 알 수 있듯이 병렬연결 하더라도 두 태양전지는 모두 최적 동작을 하지 않으며 직렬연결과 같이 큰 효율저하는 아니지만 효율이 다소 저하됨을 알 수 있다.

따라서 아치형 PV 어레이를 구성함에 있어서 경사각이 서로 다른 PV 스트링은 직렬연결 시 효율 저하가 크므로 행해서는 안 되며 병렬연결 하더라도 각 태양전지는 최대전력점에서의 동작이 불가능하며 효율이 다소 저하됨을 알 수 있다.

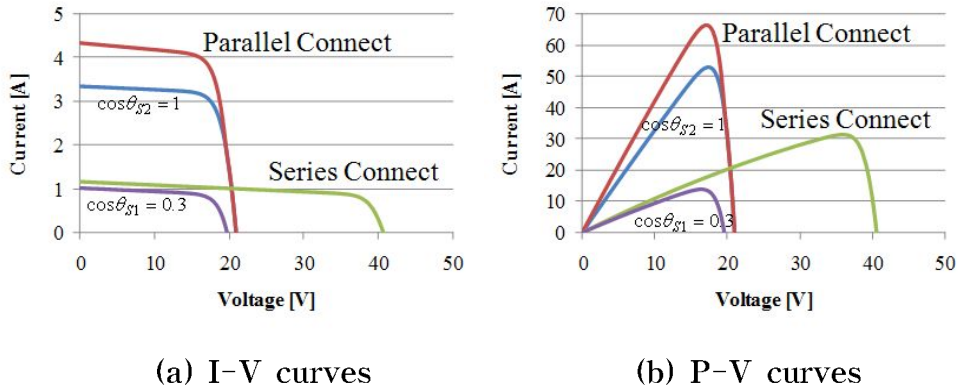


Fig. 2-15 Solar cell characteristics curve according to tilt angle

C. PV 인버터

인버터는 태양전지에서 출력된 직류전력을 교류전력으로 변환하고 전력계통과 연계하여 부하에 전력을 공급하는 장치를 말한다. 태양전지의 출력전력을 최대한 높이기 위한 MPPT 제어기능과 배전계통과 연계운전을 위한 계통 연계기능 등이 필요하다.

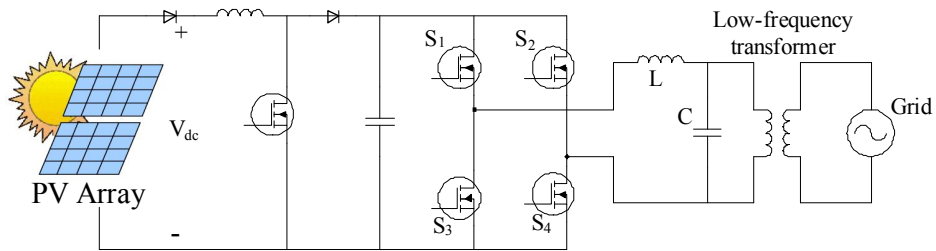
일반적으로 인버터는 그림 2-16과 같이 전력계통과 인버터 교류 출력간을 절연하는 방식에 따라 저주파 변압기 절연방식, 고주파 변압기 절연방식, 무변압기 방식의 3가지로 나누어진다.^[22]

저주파 변압기 절연방식 인버터는 가장 일반적인 방식으로 그림 2-16 (a)와 같이 태양전지의 직류 전력을 상용주파수 60 [Hz]의 교류로 변환 후 변압기에 의해 절연을 하는 방식이다. 이 방식은 주회로와 제어부가 간단하고 내뢰성과 노이즈 제거성이 우수하지만 저주파 변압기로 인해 효율이 감소하고 크기와 무게가 큰 단점이 있다.

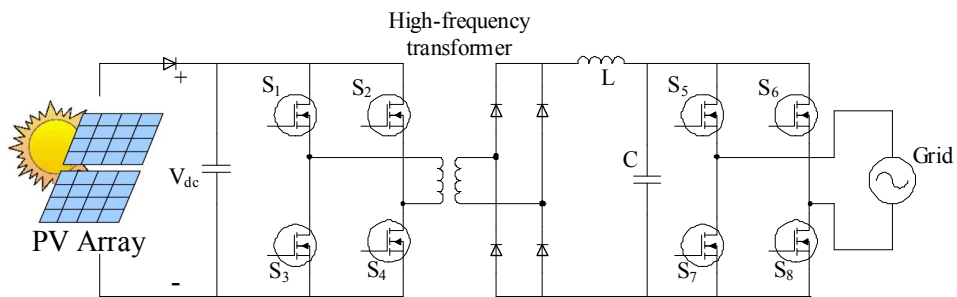
고주파 변압기 절연방식 인버터는 그림 2-16 (b)와 같이 태양전지의 직류 전력을 고주파 교류로 변환하여 소형의 고주파 변압기를 통해 절연을 한 후, 상용주파수 교류로 변환하여 전력 계통에 연계하는 방식이다. 전력계통과 태양전지가 고주파 변압기를 통해 전기적으로 절연되어 있기 때문에 안정성이 높고 저주파 변압기 방식에 비해, 소형 경량화 시킬 수 있으며 효율이 높지만 전력 변환이 여러 번 이루어져야 하므로 보다 많은 전력용 반도체 소자를 사용하며 회로구성이 복잡해진다.

무변압기 방식 인버터는 그림 2-16 (c)와 같이 변압기를 사용하지 않기 때문에 소형, 경량화에 유리하고 효율이 높으며 고주파 변압기 절연방식에 비해 시스템 구성에 필요한 전력용 반도체 소자가 적기 때문에 저가의 시스템 구현이 가능하다. 그러나 상용전원과의 사이에 절연 변압기가

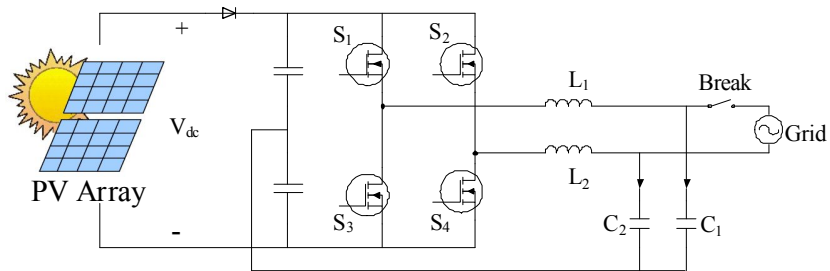
없어 안전성 및 신뢰성이 떨어지며 계통에 직류전류가 유입되지 않도록 회로의 정밀성 및 제어 기술이 필요하다. PV 인버터와 상용전원이 절연되어 있지 않아 초창기에는 직접 저압교류를 사용하는 주택용과 같은 소용량의 경우 모듈에 충전전류나 지락시 문제점이 있었지만 전자적인 회로를 보강하여 이러한 문제점을 완전히 극복한 제품들이 많이 출현되고 있으며 최근에는 이 방식의 신뢰도와 종합 효율이 오히려 더 높다고 할 수 있다.



(a) low-frequency transformer type



(b) high-frequency transformer type



(c) trans-less type

Fig. 2-16 Topology of grid connected PV inverter

D. 성능 평가방법

1. PV 시스템의 손실

PV 시스템에 발생하는 주요 손실은 크게 설치 환경과 설계시공에 의한 손실로 구분할 수 있다. 설치환경에 의한 손실은 그늘, 입사각 변동, 오염·열화, 적설 및 온도상승 등에 의한 손실이고 설계제어에 의한 손실은 직류회로, 미스매칭 및 인버터 등에 의한 손실이다.^[23]

주변에 건물 혹은 수목 등으로 PV 어레이에 부분적이 그늘이 발생하여 PV 어레이에 입사되는 일사강도가 감소하여 발생하는 손실이다. 구름, 적설 등의 특정한 시간에만 미치는 부분그늘은 제외된다.

입사각 변동에 의한 손실은 어레이 표면에 입사되는 일사강도는 입사각에 대해서 PV 모듈 표면의 유리 반사나, 충전대 등의 영향으로 STC에서 수직면으로 입사되는 값과 비교하면 PV 모듈에 입사되는 일사강도가 적게 되면서 발생하는 손실이다. 즉 동일한 일사강도이지만 입사각의 차이에 의해서 발생하는 손실이다.

태양전지의 pn 접합부의 온도상승은 에너지밴드 갭의 축소로 전압이 떨어지면서 발생하는 손실이다. 반면 전류는 온도상승과 비례하여 조금 증가 한다. 온도상승에 의한 손실은 태양전지의 종류에 따라서 다르지만 PV 어레이의 출력전력은 전류보다는 전압에 의해서 결정되기에 온도상승과 함께 출력전력은 떨어진다.

PV 어레이는 환경변화 및 부하조건에 따라 I-V 특성곡선이 변화되므로 MPP도 고정된 것이 아니라 변화되기 때문에 항상 MPP에서 운전되는 것이 아니다. STC에서 PV 어레이의 정격출력이 MPP이기 때문에 운전동작점이 MPP로부터 벗어날 경우에 발생하는 손실이다. 여기에는 인

버터의 MPPT 제어오차, 전압상승억제 기능을 가진 유효전력제어 및 정전압제어와 PV 모듈이 직렬 연결된 각 스트링사이의 직병렬 불균형에 따른 전압변동 등이 포함된다.

오염, 열화는 정격 출력의 부족을 가져온다. PV 모듈이 오염되었거나 열점현상 등에 의해서 발생하는 손실을 말하는 것이다. PV 모듈의 오염 정도는 경사각이 작을수록 크고, 성능저하와 같이 실제 PV 어레이 정격 출력보다 적을 경우 발생하는 손실이다.

태양광발전용 인버터는 제조사 및 모델별로 기동조건이 다르기 때문에 PV 어레이 표면에 입사되는 일사강도는 존재하지만 인버터가 운전을 하지 않고 계속 대기상태로 있으므로 손실이 발생 된다. 즉, 입력에너지인 일사량은 존재하지만 시스템 출력 전력량이 없다는 것을 말한다.

인버터는 부하에 대한 효율곡선에 의해서 DC 전력에서 AC 전력으로의 변환효율이 100%가 될 수 없다. 따라서 PV 어레이와 인버터의 출력 전력량과의 차이에 의해서 손실이 발생 된다.

2. 평가방법

계측데이터를 이용하여 PV 시스템의 성능특성을 평가 분석하는 것은 그 결과를 토대로 시스템의 운전 상태를 파악하여 성능저하 및 이상 유무 등의 발전성능이 떨어지는 원인을 예측 진단함으로서 이에 대한 성능개선 및 대책기술을 확립하여 PV 모듈 및 인버터의 성능개선과 최적선정, PV 시스템의 최적설계, 효율적인 사후운영관리 및 유지점검기술 개발과 함께 에너지 이용효율과 비용절감을 개선하는데 있다.^[24~26]

PV 시스템의 성능특성 평가분석 방법은 수집된 계측데이터로부터 등가 태양 일조시간 Y_r , 등가 PV 어레이 가동시간 Y_A , 등가 시스템 가동시간 Y_P , 시스템 성능계수(Performance Ratio : PR) 및 발생 손실 등의 성능 특성을 비교 분석하여야 한다.

등가 태양 일조시간 Y_r 은 STC에서 일사강도가 $1\text{kW}/\text{m}^2$ 을 기준으로 PV어레이면에 받는 일사량을 1일 동안 공급받는데 필요한 시간으로 식 (2-47)으로 정의된다.

$$Y_r = \frac{H_{Ad}}{G^*} [h/d] \quad (2-47)$$

여기서 H_{Ad} 는 일별 평균 경사면 일사량, G^* 는 STC에서의 일사강도인 $1000 [\text{W}/\text{m}^2]$ 이며 단위 $[h/d]$ 는 $[hour/day]$ 이다.

1일 동안 PV 어레이의 출력전력량을 시스템에 공급하는 경우 PV 어레이가 STC에서 정격출력으로 가동한다고 가정할 때 1일 가동시간을 PV 어레이 등가 가동시간 Y_A 라 하며 식 (2-48)로 정의된다.

$$Y_A = \frac{E_{Ad}}{P_{AS}} [h/d] \quad (2-48)$$

여기서 E_{Ad} 는 일별평균 PV 어레이 출력전력량, P_{AS} 는 PV 어레이 정격 출력이다.

등가 시스템 가동시간 Y_P 은 1일 동안 시스템의 출력전력량을 부하나 계통에 공급하는 경우 STC에서의 PV 어레이 정격출력으로 나눈 값이다. 즉 PV 어레이가 STC에서의 정격출력으로 가동한다고 가정할 때 시스템의 1일 가동시간으로 식 (2-49)로 정의된다.

$$Y_P = \frac{E_{Pd}}{P_{AS}} [h/d] \quad (2-49)$$

여기서 E_{Pd} 는 일별 평균 PV 시스템 출력전력량이다.

PV 시스템의 손실요인은 어레이 손실인 L_c (Capture losses)와 시스템 손실인 L_s (System losses)로 분류하여 평가한다. L_c 는 태양에너지로부터 직류전력으로 변환하는 과정에서 발생하는 손실로 태양전지의 성능을 평가하는 요인이며 등가 태양 일조시간과 등가 어레이 가동시간의 차이값으로 식 (2-50)으로 정의된다.

$$L_C = Y_r - Y_A [h/d] \quad (2-50)$$

L_s 는 직류전력에서 교류전력으로 전력변환하는 과정에서 발생하는 손실로 전력변환장치의 성능을 평가하는 요인이며 등가 PV 어레이 가동시간과 등가 시스템 가동시간의 차이값 혹은 등가 PV 어레이 가동시간과

변환효율과의 곱으로 식 (2-51)로 정의된다.

$$L_S = Y_A - Y_P [h/d] \quad (2-51)$$

시스템 성능계수 PR는 표준상태에서 손실을 고려하지 않은 이상적인 성능과 실제 성능과의 비로서 전체 PV 시스템의 성능을 평가하는 요인이며 식 (2-52)과 같이 등가 시스템 가동시간을 등가 태양 일조시간으로 나눈 값으로 정의된다.

$$PR = \frac{Y_P}{Y_r} \times 100 [\%] \quad (2-52)$$

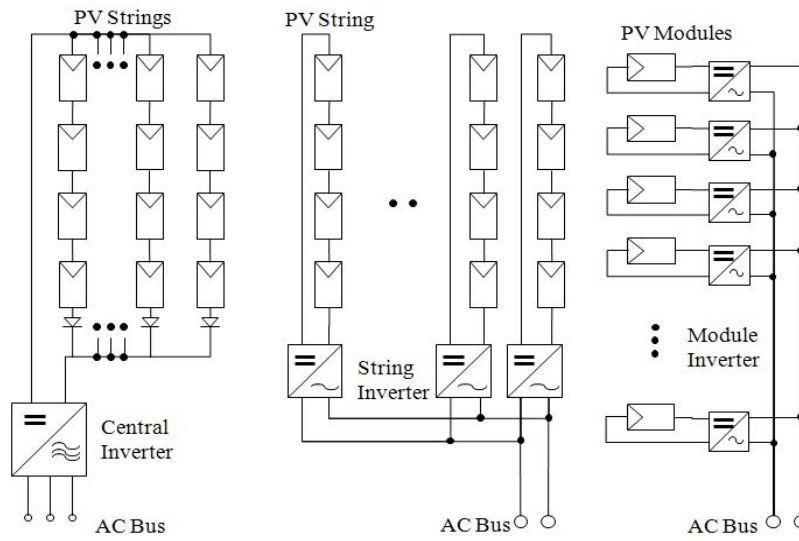
III. 다중 제어 인버터

A. 인버터 구성

PV 인버터는 그림 3-1과 같이 어레이와의 접속관계에 따라 집중식 인버터, 스트링 인버터, 모듈 인버터로 분류 된다. 모듈 인버터는 각각의 PV 모듈의 출력을 직접 제어함으로써 효율이 가장 좋고 다음 스트링 인버터이지만 집중식 인버터보다 전체부피가 커지고 비용도 증가된다.^[7,8] 따라서 평판형 뿐만 아니라 아치형 등 대부분의 PV 시스템은 집중식 인버터를 적용한다.

그러나 아치형 PV 시스템의 경우 각 스트링의 경사각이 서로 틀리므로 조사되는 일사강도도 틀리므로 집중식 인버터를 적용하면 PV 어레이의 출력이 다소 떨어지며 시스템의 성능저하의 원인으로 된다. 아치형 PV 어레이의 최적동작을 위하여 스트링 인버터를 적용하여야 하지만 스트링 인버터를 적용할 경우 부피가 커지고 비용도 증가된다.

따라서 본 논문에서는 다중 제어방식의 인버터를 제안하고자 한다. 그림 3-2는 다중 제어방식의 인버터 구성 및 PV 어레이와의 접속관계를 나타내고 있다. 제안된 다중 제어방식은 스트링 인버터의 장점인 경사각이 서로 다른 각 스트링의 출력을 각각 제어하기 위하여 각 스트링에 컨버터를 각각 적용하여 모든 태양전지가 최적동작을 하도록 제어한다. 또한 각 스트링의 DC-DC 컨버터의 출력은 DC 버스를 통하여 하나의 DC-AC 컨버터로 입력됨으로서 부피를 줄일 수 있다.



(a) central inverter (b) string inverter (c) module inverter

Fig. 3-1 PV inverter type according to the connected relation

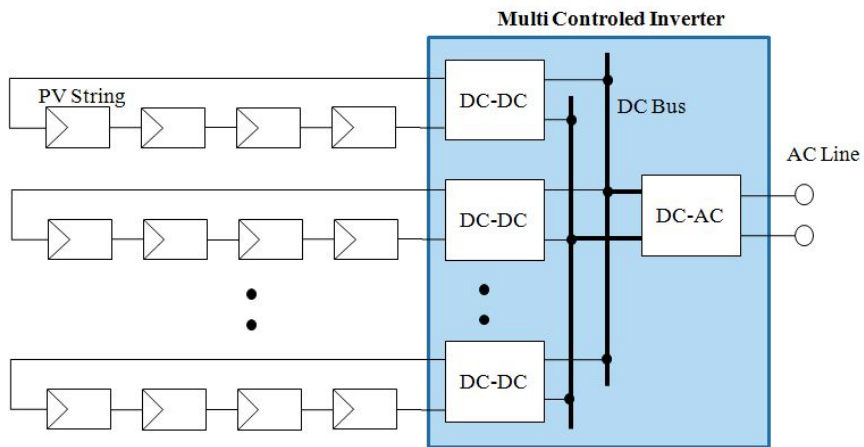


Fig. 3-2 Configuration of multi controlled inverter

그림 3-3은 제안된 다중 제어방식 인버터의 제어 블록다이어그램을 나타내고 있다. 3개의 스트링 컨버터는 독립적인 MPPT 제어를 통하여 병렬로 연결되어 있다. 계통연계형 인버터는 DC 버스로부터 직류 전력을 입력받아 풀-브리지 방식 인버터를 통하여 AC로 변환하고 LCL 필터를 통하여 고조파를 감소하고 저주파 변압기를 통하여 계통과 연계된다.

표 3-1은 본 논문에서 제안된 다중 제어방식 인버터의 파라미터를 나타내고 있다. 3개의 DC 입력은 정격용량이 1[kW] 인 3개의 DC-DC 부스트 컨버터부로 입력되어 각각 개별적으로 제어되며 각 DC 입력전압 범위는 90-240[V] 이고 모두 300[V]로 부스트 되어 DC 버스로 출력한다. DC-AC 인버터부는 정격용량이 3[kW]이며 300[V]의 DC 버스 전압을 입력받아 상용계통의 220[V], 60[Hz]의 AC로 변환하여 전력계통과 연계된다.

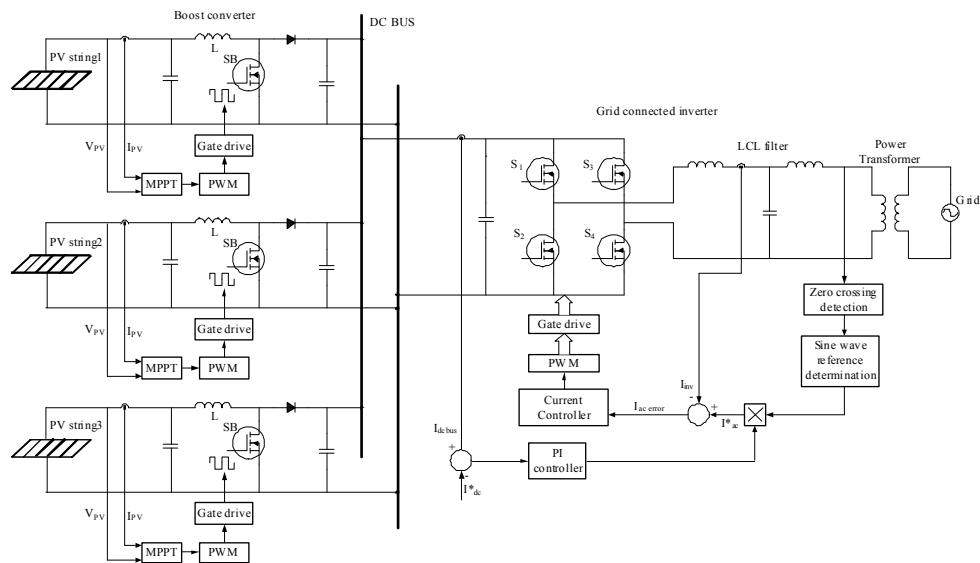


Fig. 3-3 Control block diagram of the multi controlled inverter

Table 3-1 Parameters of the multi controlled inverter

Parameters		Volume	Unit
DC-AC inverter	AC output power (P_{AC})	3	[kW]
	AC output voltage (V_{AC})	220	[V]
	AC frequency (f)	60	[Hz]
DC-DC converter	DC output power (P_{DC})	1	[kW]
	Converter quantity	3	[EA]
	DC input voltage (V_{in})	90 - 240	[V]
	DC Output voltage (V_{DCBUS})	300	[V]

B. DC-DC 부스트 컨버터

1. 부스트 컨버터 기본동작

그림 3-4는 DC-DC 부스트 컨버터의 기본 회로도를 나타내고 있으며, 동작원리는 우선 스위치가 도통될 경우 인덕터에 흐르는 전류에 의해서 인덕터 L 에 에너지가 축적되고 다이오드는 차단된다. 이때 출력측에서는 캐패시터 C 의 전하가 부하저항을 통하여 출력측으로 충전된 에너지를 방출한다. 스위치 Q 를 on 시킬 때와 off 시킬 때의 동작모드의 등가회로를 그림 3-5에 나타내었으며 그림 3-6은 DC-DC 부스트 컨버터의 각부의 파형을 나타낸 것이다.^[278,28]

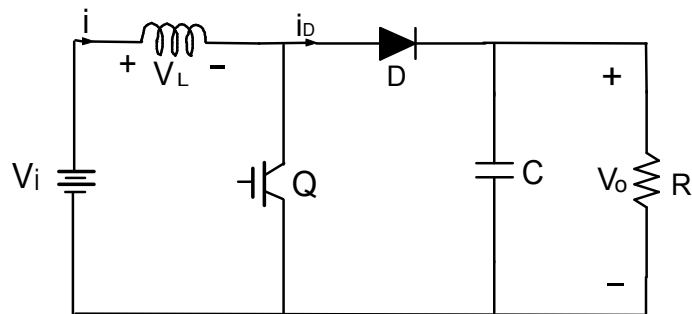
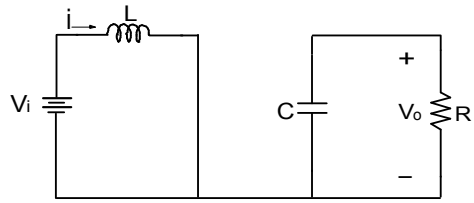
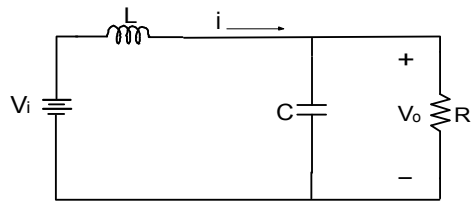


Fig. 3-4 The basic circuit of DC-DC boost converter



(a) $Q : \text{On}$



(b) $Q : \text{Off}$

Fig. 3-5 The equivalent circuit of DC-DC boost converter

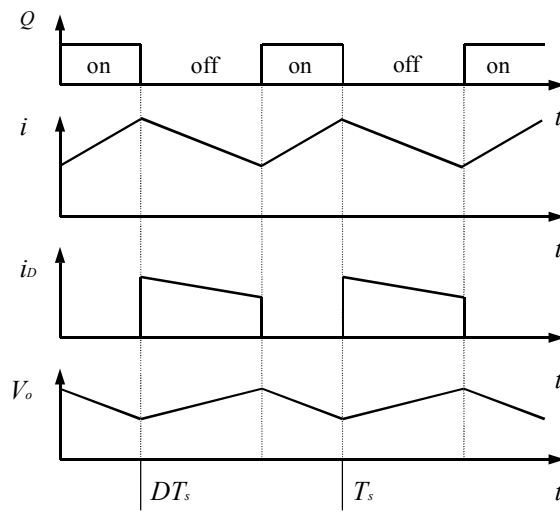


Fig. 3-6 Waveforms of DC-DC boost converter

스위칭 디바이스 MOSFET에 인가되는 스위칭 신호 Q 가 on 일 때 즉 그림 3-5 (a)에 대하여 식 (3-1)로 정의된다.

$$V_i = L \frac{di_L}{dt} \quad (3-1)$$

T_{on} 동안 V_i 가 상수로 남아 있다고 가정하면 전류의 변화는 식 (3-2)과 같이 나타낼 수 있다.

$$i_L(T_{on}) - i_L(0) = \frac{V_i}{L} T_{on} \quad (3-2)$$

T_{on} 시간 동안 인덕터 L 에는 에너지 $\frac{1}{2}Li_L^2(T_{on})$ 가 저장되며, Q 가 off 일 때, 인덕터는 다이오드를 통하여 부하에 그 에너지를 방전한다. 따라서 인덕터 양단의 전압은 식 (3-3)로 나타낼 수 있다.

$$V_i - V_o = L \frac{di_L}{dt} \quad (3-3)$$

또한, T_{off} 동안 충분히 단락되면 V_i 와 V_o 는 일정하게 유지되며 식 (3-4)으로 나타낼 수 있다.

$$i_L(T_{on} + T_{off}) - i_L(T_{on}) = \frac{V_i - V_o}{L} T_{off} \quad (3-4)$$

정상상태 조건을 적용하면 식 (3-5)과 같이 나타낼 수 있다.

$$i_L(0) = i_L(T_{on} + T_{off}) \quad (3-5)$$

식 (3-4)과 식 (3-5)로 부터 식 (3-6)을 얻을 수 있다.

$$i_L(T_{on} + T_{off}) - i_L(T_{on}) = -\frac{V_i}{L} T_{on} \quad (3-6)$$

식 (3-4)과 식 (3-6)로 부터 식(3-7)의 출력전압에 관한 식을 얻을 수 있다.

$$V_0 = \frac{T_{on} + T_{off}}{T_{off}} V_i > V_i \quad (3-7)$$

따라서, 주어진 주파수 $f = \frac{1}{T} = \frac{1}{T_{on} + T_{off}}$ 에서 T_{on} 을 조절함으로써 연속구간에서 입력전압 V_i 에 따라 승압된 출력전압 V_0 를 얻을 수 있다.

2. 부스트 컨버터 설계

그림 3-7은 부스트 컨버터 블록다이어그램을 나타내고 있다. 각 PV 스트링의 전압 및 전류를 센싱하여 MPPT 제어를 하고 PWM 신호를 발생하여 승압하여 DC 버스로 출력된다.

그림 3-8은 포토커플러 TLP250을 이용한 MOSFET 게이트 드라이브 회로를 나타내고 있으며 그림 3-9는 PV 전압 및 DC 출력전압을 검출하기 위한 전압 피드백 회로를 나타내고 있다. DC 전원부와 제어부의 절연을 위하여 포토커플러를 이용하였으며 피드백 회로의 경우 포토커플러의 응답 지연 등 위상지연을 보상하기 위하여 $R_F C_F$ 직렬회로를 연결하였다. PV 전류는 홀센서를 이용하여 검출하였고 그림 3-10은 홀센서를 이용한 전류 검출회로이다.

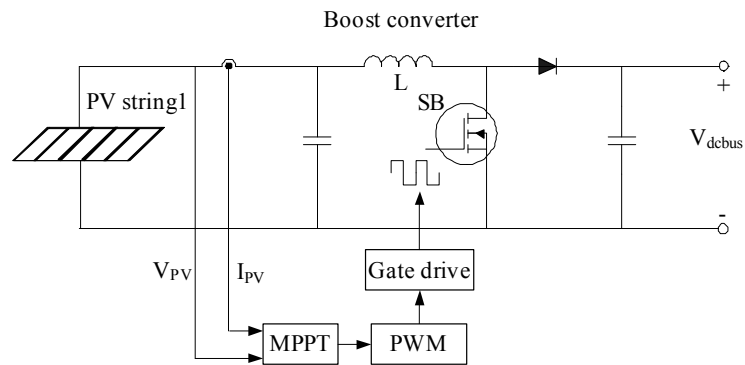


Fig. 3-7 Block diagram of the boost converter

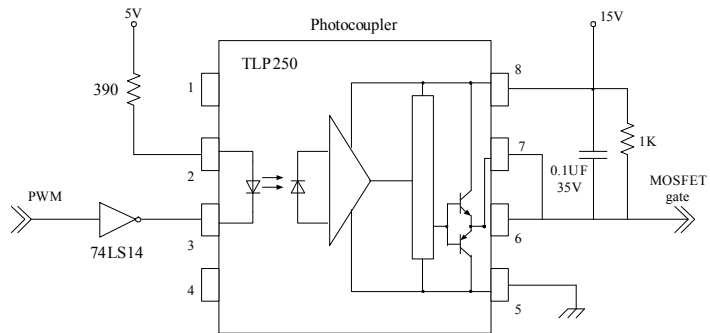


Fig. 3-8 MOSFET gate drive circuit

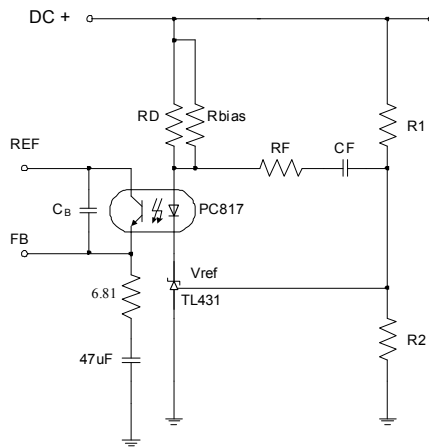


Fig. 3-9 DC voltage feedback circuit

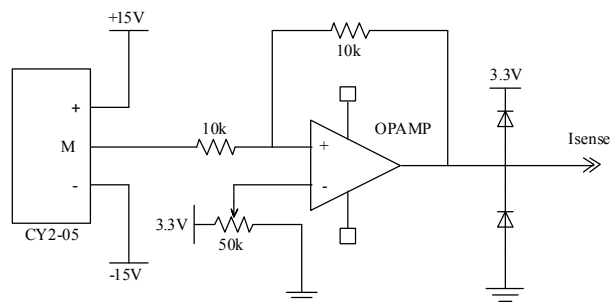


Fig. 3-10 DC current sensing circuit

표 3-2의 DC-DC 부스트 컨버터 설계사양을 토대로 컨버터를 설계하였다.

Table 3-2 Design parameters for DC-DC boost converter

Parameters	Volume	Unit
Output power (P_{DC})	1	[kW]
Input voltage (V_{in})	90 - 240	[V]
Output voltage (V_{DCBUS})	300	[V]
Output current (I_o)	0.15 - 3.5	[A]
Switching frequency (f_s)	100	[kHz]

표 3-2에 의하여 시비율의 최소값 D_{min} 과 최대값 D_{max} , 스위칭 주기 T_s 는 식 (3-8), (3-9), (3-10)과 같이 구해진다.

$$D_{min} = 1 - \frac{V_{inmax}}{V_{DCBUS}} = 0.3 \quad (3-8)$$

$$D_{max} = 1 - \frac{V_{inmin}}{V_{DCBUS}} = 0.8 \quad (3-9)$$

$$T_s = \frac{1}{f_s} = 10 \text{ [uS]} \quad (3-10)$$

부스트 인덕턴스 L 은 식 (3-11)과 같이 구해진다.

$$L = \frac{V_{DCBUS} D(1-D)^2 T_s}{2I_{omin}} = 1.5 \text{ [mH]} \quad (3-11)$$

이 때 출력 전류 리플 값 Δi 은 식 (3-12)와 같다.

$$\Delta i = \frac{V_{inmax}}{L} D_{min} T_s = 0.4 \text{ [A]} \quad (3-12)$$

출력전압 리플을 $\Delta V_o = 0.2 \text{ [V]}$ 로 하면 커패시턴스 C 는 식 (3-13)와 같고 커패시터에 흐르는 리플전류의 실효치는 식 (3-14)과 같다.

$$C = \frac{I_{o\max} D_{\max} T_s}{\Delta V_o} = 140 \text{ [uF]} \quad (3-13)$$

$$I_{rms} = I_{o\max} \sqrt{\frac{D_{\max}}{1 - D_{\max}}} = 7 \text{ [A]} \quad (3-14)$$

주 스위칭 소자 및 환류 다이오드의 선정에는 이 스위치가 off 상태일 때 양단에 걸리는 최대 전압 $V_{DS\max}$ 와 on 상태일 때 흐르는 최대 전류 $I_{D\max}$, 전도 손실을 최소화 하기 위한 $R_{DS\max(on)}$ 등이 고려되어야 한다. 주 스위치의 최대전압 $V_{DS\max}$ 와 최대 전류 $I_{D\max}$ 는 식 (3-15), (3-16)과 같이 된다.

$$V_{DS\max} = V_{DCBUS} = 300 \text{ [V]} \quad (3-15)$$

$$I_{D\max} = \frac{I_{o\max}}{1 - D_{\max}} + \frac{\Delta i}{2} = 17.7 \text{ [A]} \quad (3-16)$$

실제적인 요소로서 서지 전압 및 전류를 고려하여 스위칭 소자 및 환류 다이오드 선정시에는 계산값보다 높은 정격의 소자를 선정하였다.

3. 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 최대 전력점 추적 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.^[29,30]

MPPT 제어 알고리즘은 일사량에 따라 가변하는 태양전지의 최대출력점을 추정하여 전압지령치로 출력하는 동작을 한다. MPPT는 태양전지 어레이에 연결된 부하를 제어하여 임피던스 매칭을 최적화함으로써 최대 출력점 동작이 가능하게 되며, 그 제어방법은 크게 하드웨어적인 분류방식으로 아날로그방식과 디지털방식으로 분류할 수 있으며, 알고리즘 측면에서는 일정전압제어 알고리즘, P&O 알고리즘, IncCond 알고리즘 등으로 분류할 수 있다.

한편, MPPT 제어는 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 출력 전력의 변화에 일치시키기 위하여 연속적으로 동작시킨다.

a. 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 변동폭이 따라 가지 못하는 단점을 보완 한 것으로 IncCond 알고리즘은 Hill-climb 방법에 따른 IncCond MPPT의 특성이며 과거의 값과 비교하여 MPPT를 수행한다. 즉 어레이 단자전압이 이 값의 상대적인 최대전력점 전압값에 따라 항상 조절되어지는 것으로 알고리즘은 그림 3-11과 같다.^[31]

IncCond 제어 알고리즘에서 최대출력점은 $\frac{dP}{dV}=0$ 이 되는 경우이므로 식 (3-17), (3-18)과 같이 나타낼 수 있다.

$$IdV + VdI = 0 \quad (3-17)$$

$$\frac{V}{I} = - \frac{dV}{dI} \quad (3-18)$$

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

PWM 컨버터에 의하여 제어하는 경우 동작점을 중심으로 강제로 듀티 싸이클의 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 가게 되며 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.

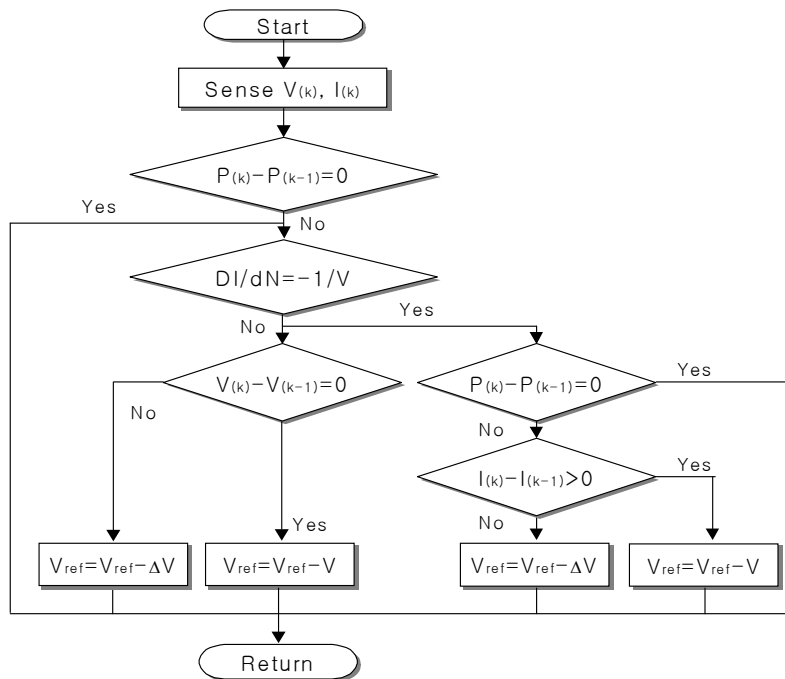


Fig. 3-11 Flow chart of IncCond MPPT algorithm

b. 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 3-12과 같은 제어 알고리즘에 의해 동작한다.^[32]

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 MPP에 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 교란 부를 바이패스하기 위한 P&O 알고리즘의 개선에 의해 해결할 수 있다.

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

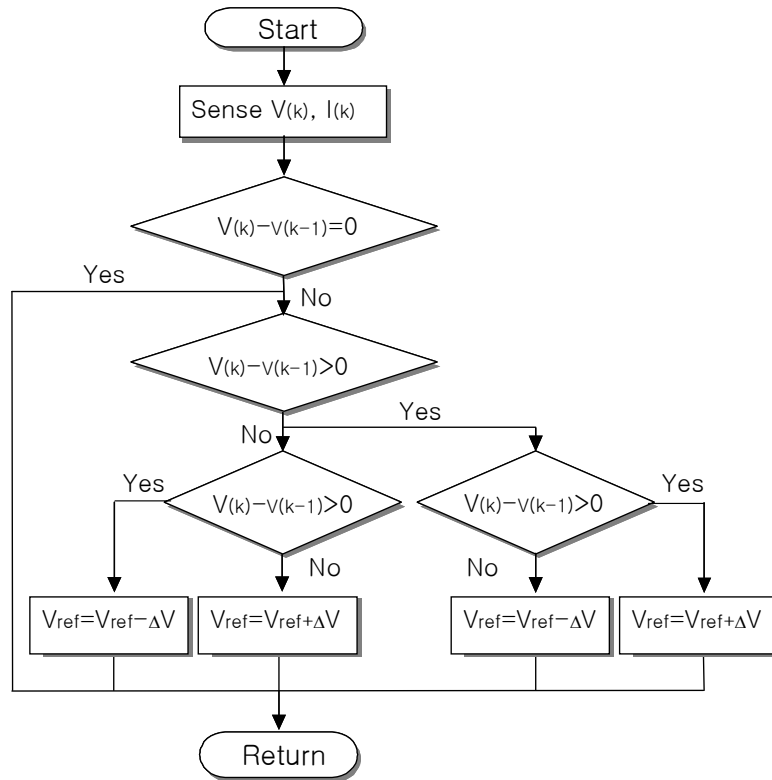


Fig. 3-12 Flow chart of P&O MPPT algorithm

c. 개선된 P&O 제어 알고리즘

MPPT 제어 방법 중 P&O 제어 알고리즘은 최대전력점에 도달했을 때 일정 혹은 천천히 변하는 환경조건에서 자려진동을 함으로서 태양전지의 전력손실이 발생하게 되고 이를 해결하기 위한 방법으로 교란 step의 감소를 들 수 있으나 이 방법은 환경조건이 급변할 경우 최대전력점 추적속도가 늦어지고 낮은 일사량에서 제어특성이 나빠지는 단점을 갖고 있다.

본 논문에서는 기존의 P&O 알고리즘이 일사량 급변 시에 추적속도가 늦어지는 단점을 보완하기 위해 개선된 알고리즘을 제안한다. 일사량 급변 시 초기의 전압, 전류값을 샘플링하여 이전 주기의 전류값 $I(K-1)$ 과 현재 주기의 전류값 $I(K)$ 를 비교하여 그 절대값이 설정값을 초과할 경우 교란 변동폭에 충분된 적절한 β 값을 곱해 줌으로써 빠르게 최대전력점을 추적하게 되고, 설정값 이하일 때는 기존의 P&O 알고리즘과 같이 β 값 1을 곱해 줌으로써 일사량 변화에 빠른 추적속도를 보이게 되었다.

따라서 유동적으로 교란 변동폭을 결정해 줌으로써 일사량이 급변 시에 기존의 P&O 알고리즘의 추적속도보다 향상된 추적속도와 효율을 나타낸다. 그림 3-13은 기존의 P&O 알고리즘에 제안한 알고리즘을 추가한 개선된 P&O 알고리즘의 순서도이다.

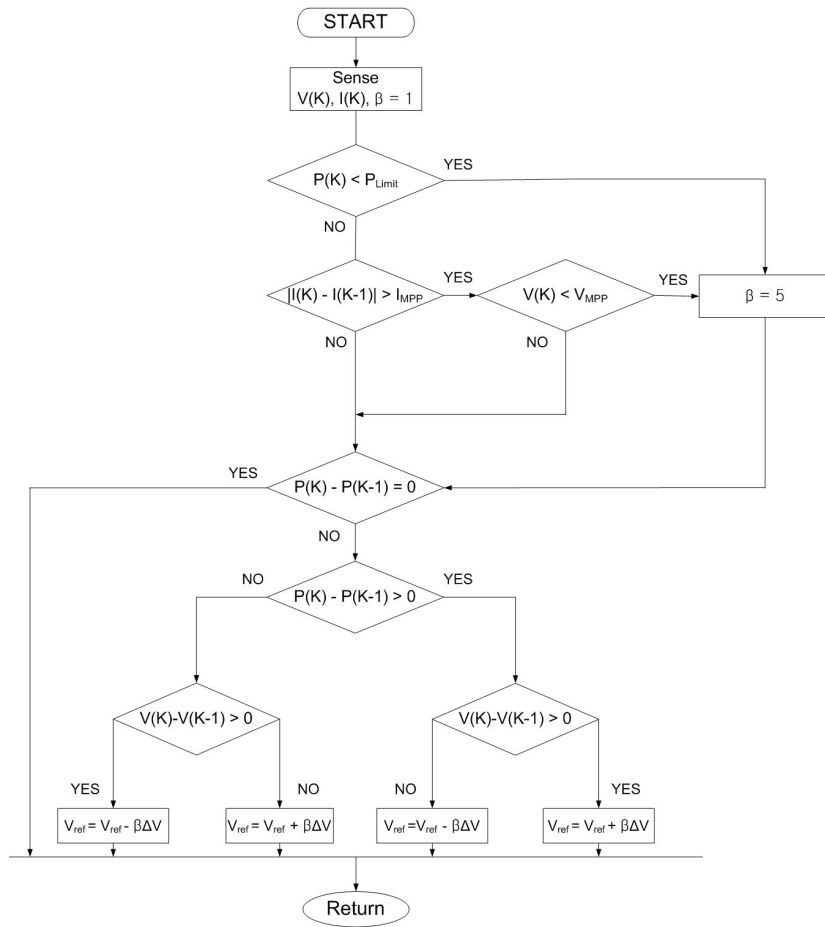


Fig. 3-13 Flow chart of the proposed P&O algorithm

C. DC-AC 인버터

1. 인버터 기본동작

PV 인버터는 DC-AC 컨버터장치으로써 주회로 스위칭 소자는 IGBT 를 주로 사용하며 스위칭 주파수는 가칭주파수 이상으로 약 20 [kHz]의 주파수로 스위칭 시킬 수 있다.

태양광발전 인버터의 기본회로구성은 그림 3-14에 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. [28][33]

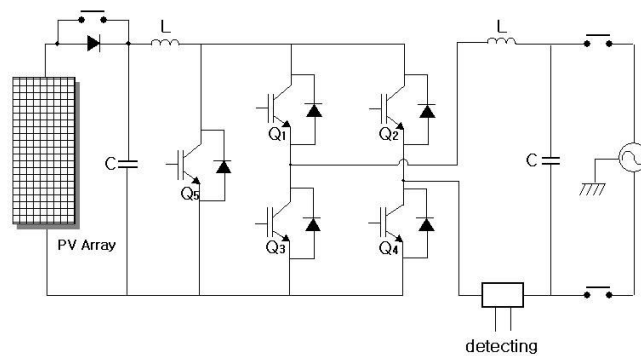


Fig. 3-14 Topology of grid connected PV inverter

태양광발전 인버터는 직류전력을 교류전력으로 변환하는 것으로 그림 3-15에 나타난 정현파 변조 PWM 제어에 의해 IGBT의 On, Off 스위칭을 반복하여 그림 3-16에 나타난 출력전압 e_i 를 출력한다.

IGBT의 on, off 제어로 얻어진 출력파형 e_c 는 고조파 전류가 발생하므로 출력단의 LC 필터에 의해 정현파화 시킨다. e_c 는 필터를 통하여 정현파화된 필터의 출력전압파형이다. 출력전류는 인버터의 전류제어를 하고 있기 때문에 i_c 와 같이 고조파가 제거되어 양호한 정현파 전류로 출력된다.

한편, 계통연계형 태양광발전 인버터는 일정전압, 일정주파수의 정현파 출력전압을 만족시켜야 한다. 출력전압의 고조파 함유율 THD를 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 비교 방법 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.

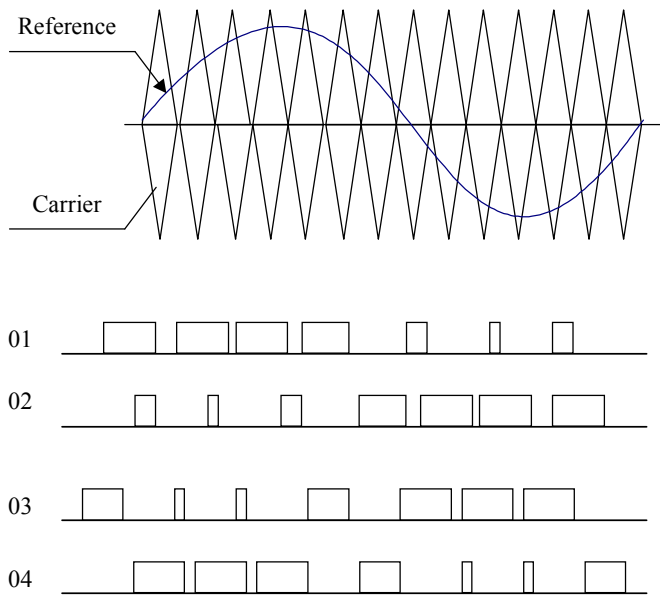


Fig. 3-15 Operating signal process of inverter

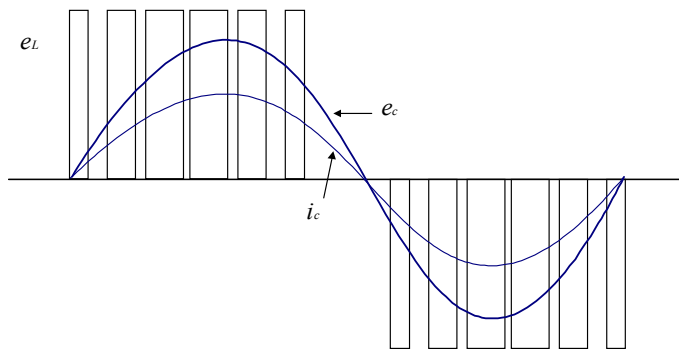


Fig. 3-16 Output voltage and current waveform of inverter

2. 인버터 모델링

단상 인버터의 모델링은 가상 2상 방식으로 인버터의 실제 상에 시간 지연을 줌으로써 그림 3-17 (a)와 같이 새로운 가상의 상을 만들 수 있으며 이것을 이용하여 그림 3-17 (b)와 같이 dq 좌표계를 만들 수 있다. 따라서 3상 인버터에서 2상 변환 후의 모델링 방식을 단상 인버터에도 적용하여 모델링 할 수 있다.^[28]

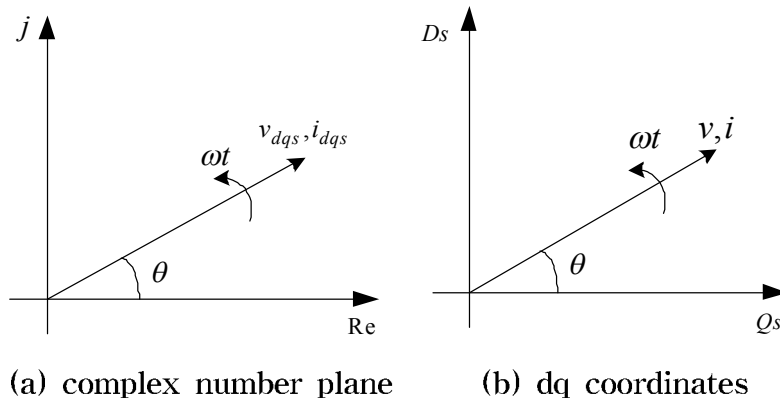


Fig. 3-17 dq coordinates of the single-phase inverter

단상 인버터의 전압과 전류는 식 (3-19), (3-20)과 같이 정의된다.

$$v = V_m \sin(\omega t + \theta_v) \quad (3-19)$$

$$i = I_m \sin(\omega t + \theta_i) \quad (3-20)$$

식 (3-19), (3-20)을 페이저변환(Phasor transform)과 삼각함수형식 (Trigonometric form)으로 표기하면 식 (3-21), (3-22)와 같이 된다.

$$\bar{v} = V_m e^{j\theta_v} = V_m (\sin\theta_v + j \cos\theta_v) \quad (3-21)$$

$$\bar{i} = I_m e^{j\theta_i} = I_m (\sin\theta_i + j \cos\theta_i) \quad (3-22)$$

단상 인버터의 전압식 (3-19)을 dq 정지좌표계로 변환하면 식 (3-23)과 같이 된다.

$$\begin{vmatrix} v_d^s \\ v_q^s \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} V_m \sin(\omega t + \theta_v) \\ -V_m \cos(\omega t + \theta_v) \end{vmatrix} \quad (3-23)$$

dq 정지좌표계를 dq 동기좌표계로 변환은 식 (3-24)와 같다.

$$f_{dq}^e = T(\theta) f_{dq}^s \quad (3-24)$$

여기서 변환행렬 $T(\theta)$ 는 식 (3-25)과 같다.

$$T(\theta) = \begin{vmatrix} \sin\theta & \cos\theta \\ -\cos\theta & \sin\theta \end{vmatrix} \quad (3-25)$$

따라서 전압식을 dq 동기좌표계로 변환하면 식 (3-26)과 같이 된다.

$$\begin{vmatrix} v_d^e \\ v_q^e \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} V_m \sin\theta_v \\ -V_m \cos\theta_v \end{vmatrix} \quad (3-26)$$

단상 PLL(Phase Lock Loop)은 식 (3-26)으로부터 $v_d^e = 0$ 으로 제어될 경우 인버터 위상 θ_v 는 계통전압의 위상 θ 와 일치하게 된다.

그림 3-18은 가상 2상방식의 단상 PLL 구성을 나타내고 있다.

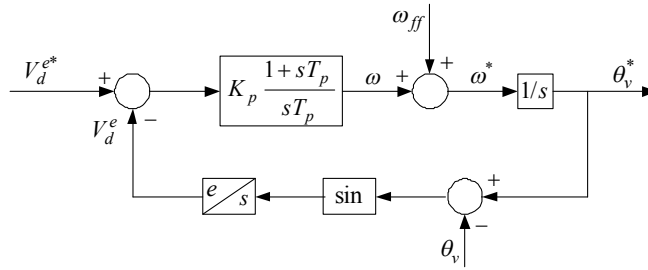


Fig. 3-18 Block diagram of the single-phase PLL

제어기 함수 H 는 식 (3-27)와 같다.

$$H = \left(K_p \frac{1 + sT_p}{sT_p} \right) \left(\frac{1}{1 + sT_s} \right) \left(\frac{V_d^e}{s} \right) \quad (3-27)$$

여기서 T_s 는 샘플링 시간이고 K_p 와 T_p 는 PI 제어기와 연관된다. 주어진 정상적인 요인 α 에 대해 제어기 H 의 교차하는 주파수 ω_c , K_p 와 T_p 는 식 (3-28), (3-29), (3-30)와 같다.

$$\omega_c = \frac{1}{\alpha T_s} \quad (3-28)$$

$$T_p = \alpha^2 T_s \quad (3-29)$$

$$K_p = \frac{1}{\alpha} \frac{1}{V_d^e T_s} \quad (3-30)$$

그림 3-19는 계통연계형 인버터의 회로 구성을 나타내고 있다. DC 버스에서 입력받아 캐패시터 C_1 을 통하여 풀-브리지 DC-AC 인버터를 통하여 교류로 변환하여 LCL 필터를 통하여 고조파를 제거하고 계통과 연계된다. LCL 필터는 고조파를 감소시킬 수 있으나 인버터 출력전압 v_s 으로부터 계통전류 i_2 에 이르기까지 3개의 전달함수를 가지며 변수가 증가되고 안정성도 영향을 받게 된다. 따라서 성능과 안정성을 향상시키기 위한 제어가 필요하다.

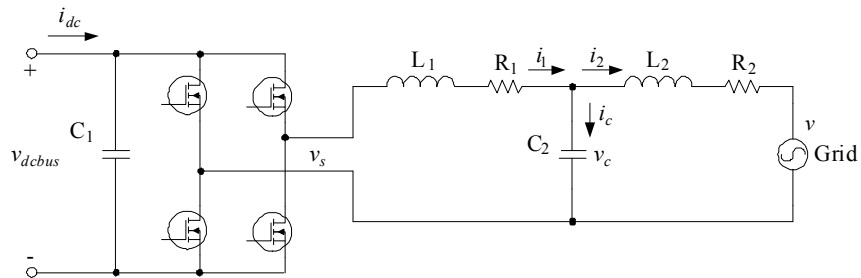


Fig. 3-19 Topology of the single-phase grid connected inverter

LCL 필터는 L_1 , L_2 , C_2 로 구성되며 저항 R_1 , R_2 는 인덕터 L_1 , L_2 의 내부 저항을 나타낸다. 전압 v_{dcbus} , v_s , v_c , v 는 각각 인버터 입력전압 즉 DC 버스 전압, 인버터 출력전압, 캐패시터 C_2 전압, 계통전압을 나타낸다. 전류 i_{dc} , i_1 , i_2 , i_c 는 각각 인버터 입력전류 즉 DC 버스 전류, 인버터 출력전류, 계통전류, 캐패시터 C_2 에 흐르는 전류를 나타낸다.

이상적인 스위치라고 가정하면 계통연계형 인버터의 수학 모델은 식 (3-31)부터 (3-35)와 같이 된다.

$$C_1 \frac{dv_{dcbus}}{dt} = i_1 Q - i_{dc} \quad (3-31)$$

$$L_1 \frac{di_1}{dt} + R_1 i_1 = v_c - v_s \quad (3-32)$$

$$v_s = v_{dc} Q \quad (3-33)$$

$$i_2 = i_1 - i_c \quad (3-34)$$

$$\begin{aligned} v_c &= \frac{1}{C_2} \int i_c dt \quad (3-35) \\ &= v_s - \left(L_1 \frac{di_1}{dt} + R_1 i_1 \right) \\ &= v + \left(L_2 \frac{di_2}{dt} + R_2 i_2 \right) \end{aligned}$$

여기서 Q 는 스위치의 on, off 신호를 나타내며 식 (3-36)과 같이 정의 된다.

$$Q = \begin{cases} 1 & (\text{Upper bridge open, Lower bridge closed}) \\ 0 & (\text{Upper bridge closed, Lower bridge open}) \end{cases} \quad (3-36)$$

인버터의 출력전압 v_s 를 dq 정좌표계로 변환하면 식 (3-37)과 같고 dq 동기좌표계로 변환하면 식 (3-38)과 같다.

$$\begin{bmatrix} v_{sd}^s \\ v_{sq}^s \end{bmatrix} = (L_1 s + R_1) \begin{bmatrix} i_{1d}^s \\ i_{1q}^s \end{bmatrix} + (L_2 s + R_2) \begin{bmatrix} i_{2d}^s \\ i_{2q}^s \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_d^s \\ v_q^s \end{bmatrix} \quad (3-37)$$

$$\begin{bmatrix} v_{sd}^e \\ v_{sq}^e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} L_1 s + R_1 & -\omega L_1 \\ -\omega L_1 & L_1 s + R_1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{1d}^e \\ i_{1q}^e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} L_2 s + R_2 & -\omega L_2 \\ -\omega L_2 & L_2 s + R_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} i_{2d}^e \\ i_{2q}^e \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} v_d^e \\ v_q^e \end{bmatrix} \quad (3-38)$$

DC-AC 인버터의 출력전류 i_1 을 직접 제어하고자 식 (3-38)을 전류 i_1 에 관한 식으로 풀어보면 식 (3-39), (3-40)와 같다.

$$L_1 \frac{di_{1d}}{dt} + Ri_{1d} = V_{sd} - V_{cd} - \omega L_1 i_{1q} \quad (3-39)$$

$$L_1 \frac{di_{1q}}{dt} + Ri_{1q} = V_{sq} - V_{cq} - \omega L_1 i_{1d} \quad (3-40)$$

식 (3-39)과 (3-40)으로부터 dq 전류제어계에 있어서 d축에서 q축으로의 간섭분 $-\omega L_1 i_{1d}$ 와 q축에서 d축으로의 간섭분 $-\omega L_1 i_{1q}$ 가 존재함을 알 수 있다.

이러한 영향을 없애기 위하여 간섭분을 미리 보상하는 비간섭 전류제어를 행한다. 이 때 q축 전류제어기에 캐패시터 전압성분 V_{cq} 도 피드포워드 보상한다. 그림 3-20은 dq축의 비간섭 전류제어기를 보여주고 있다.

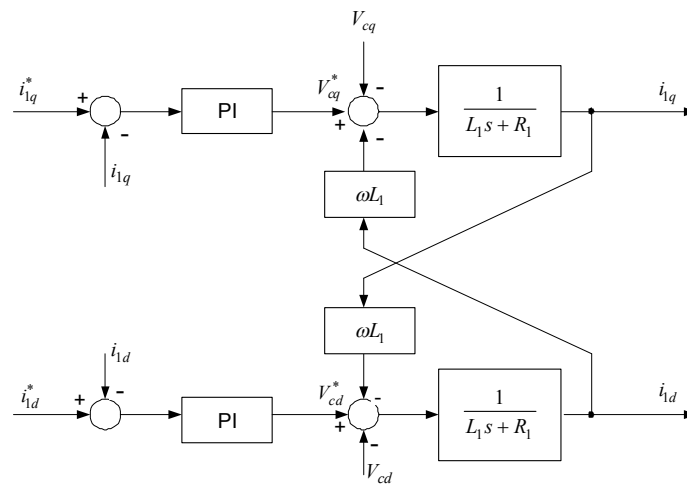


Fig. 3-20 Non-interference current controller

3. 인버터 설계

DC-AC 인버터의 구성도는 그림 3-21과 같고 표 3-3은 인버터 파라미터를 나타내고 있다. IGBT 게이트 드라이브는 세미크론의 SKYPER 32PRO를 이용하였으며 구성도는 그림 3-22와 같다. 그림 3-23과 그림 3-24는 전압 및 전류 검출회로를 나타내고 있다.

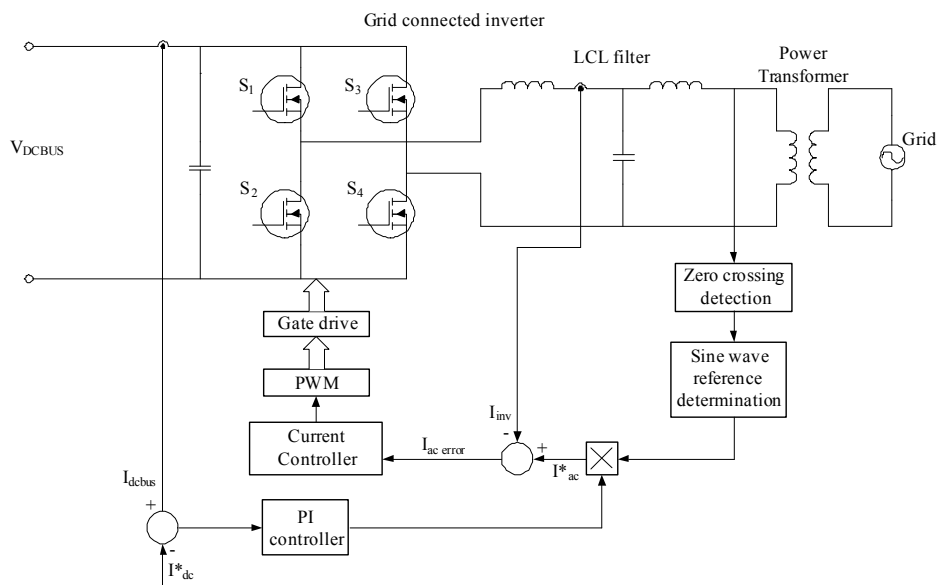


Fig. 3-21 Block diagram of the grid connected inverter

Table 3-3 Design parameters for DC-AC inverter

Parameters	Volume	Unit
Output power (P_{AC})	3	[kW]
Output voltage (V_{AC})	220	[V]
Frequency (f)	60	[Hz]

표 3-3과 같이 정격용량이 3 [kW] 이고 출력전압이 220 [V], 60 [Hz] 인 설계사양을 바탕으로 설계하였다. 정격 용량이 3 [kW] 이므로 출력전류 I_{rms} 는 식 (3-41)과 같이 된다.

$$I_{rms} = \frac{3000}{220} = 13.7 \text{ [A]} \quad (3-41)$$

스위칭 소자에 흐르는 전류 I_T 는 식 (3-42)와 같이 된다.

$$I_T = \frac{I_{rms}}{\sqrt{2}} = 9.7 \text{ [A]} \quad (3-42)$$

입력측 커패시터 전류 $I_{c,rms}$ 는 출력전류 I_{rms} 와 같고 리플전압을 10 [V]로 하면 커패시터 용량 C 은 식 (3-43)과 같다.

$$C = \frac{I_{c,rms}}{\omega \Delta V_c} \cong 3600 \text{ [uF]} \quad (3-43)$$

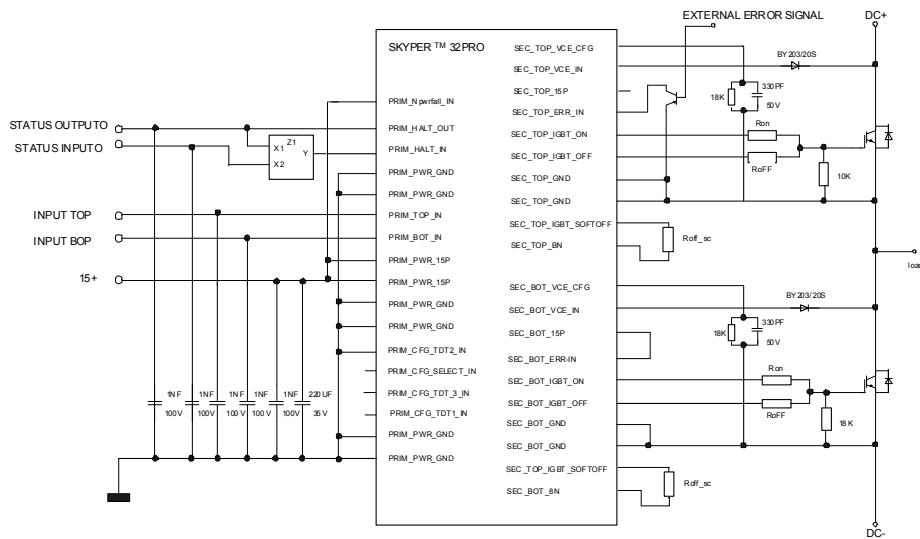


Fig. 3-22 IGBT gate drive circuit

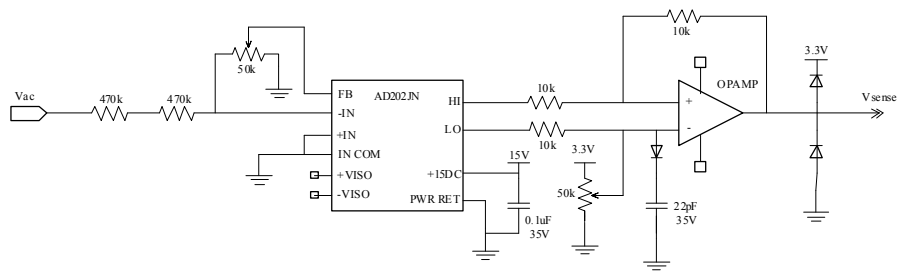


Fig. 3-23 AC voltage sensing circuit

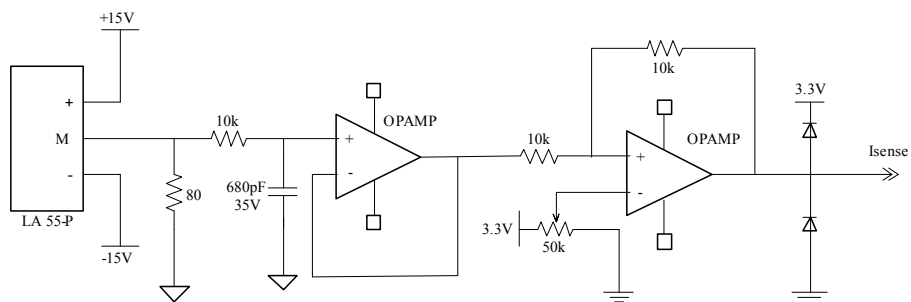


Fig. 3-24 AC current sensing circuit

IV. 시뮬레이션

본 논문에서는 PV 스트링의 경사각이 서로 다른 아치형 PV 어레이의 출력특성 및 제안한 다중제어방식의 인버터의 출력특성과 다중제어방식의 인버터를 적용시 아치형 PV 시스템의 특성을 분석하기 위하여 Simulink를 이용하여 시뮬레이션을 하였다.

시뮬레이션에서는 정격용량이 53 [W]인 PV 모듈 60장을 10직렬 2병렬을 하나의 PV 스트링으로 3개의 PV 스트링을 구성하여 정격용량이 3 [kW]의 아치형 PV 어레이를 구성하였다. 표 4-1은 태양전지 모듈의 파라미터를 나타내고 있다.

각 PV 스트링은 일정 일사강도에서 서로 다른 경사각을 갖도록 구성하였으며 본 논문에서 제안한 다중제어방식의 인버터의 입력부 즉 3개의 DC-DC 부스트 컨버터로 각각 입력되어 MPPT 및 승압을 통하여 하나의 DC 버스로 출력되며 DC-AC 인버터에서 교류로 변환하여 출력되도록 구성하였다. 그림 4-1은 아치형 PV 시스템의 시뮬레이션 구성도를 나타내고 있다.

Table 4-1 Parameters of PV module

Parameter	Value
Maximum power (P_{max})	53 [W]
Max. power voltage (V_{mp})	17.4 [V]
Max. power current (I_{mp})	3.04 [A]
Open circuit voltage (V_{oc})	21.0 [V]
Short circuit current (I_{sc})	3.35 [A]

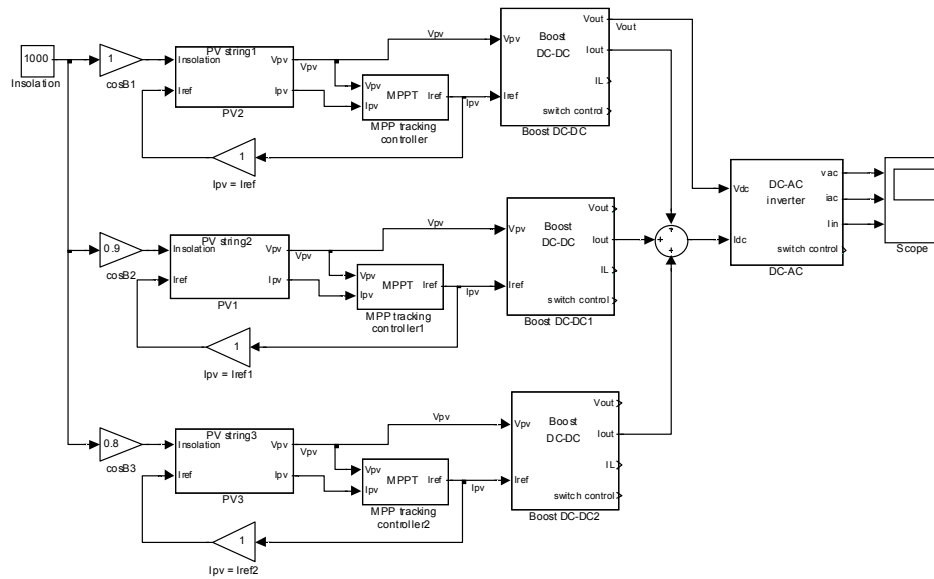


Fig. 4-1 Simulink configuration of arch type PV system

A. 태양전지

1. PV 모듈

시뮬레이션을 통하여 태양전지 모듈의 출력특성을 고찰하였다. 그림 4-2는 PV 모듈 Simulink 구성도를 나타내고 있다.

그림 4-3은 온도에 따른 PV 모듈의 출력특성을 나타내고 그림 4-4는 일사량에 따른 PV 모듈의 전압-전류 특성 및 전압-전력 특성을 나타내고 있다. 온도가 상승하면 PV 모듈의 개방전압이 낮아져 출력전력이 저하되고 일사량이 저하되면 출력전류가 현저히 저하되며 따라서 출력전력도 현저히 저하됨을 알 수 있다.

그림 4-5는 직렬저항을 $0[\Omega]$, $8[m\Omega]$, $16[m\Omega]$ 으로 변화시켰을 때 전압-전류 특성 및 전압-전력 특성을 나타내고 있다. 내부 직렬저항이 커짐에 따라 PV 출력전압이 강하됨을 알 수 있다.

그림 4-6은 내부 병렬저항을 $17[\Omega]$ 부터 $340[\Omega]$ 까지 변화시켰을 때 전압-전류, 전력-전압 특성을 나타내고 있다. 내부 병렬저항이 작아짐에 따라 누설전류가 증가함을 알 수 있다.

그림 4-7은 경사각이 같을 경우와 경사각이 서로 다른 두 PV 모듈을 직-병렬연결 특성을 나타내고 있다. 경사각이 같은 두 PV 모듈의 출력특성도 같으며 직렬연결시 전압이 2배로 되고 병렬연결시 전류가 2배가 됨을 알 수 있다. 경사각이 서로 다른 두 PV 모듈에 조사되는 일사강도가 틀리므로 두 태양전지의 출력전류가 상이하여 직렬연결 시 출력전류는 일사강도가 낮은 태양전지의 특성으로 출력되므로 효율이 저하되며 병렬연결시에는 전압은 같고 전류는 두 PV 모듈의 출력전류의 합으로 출력됨을 알 수 있다.

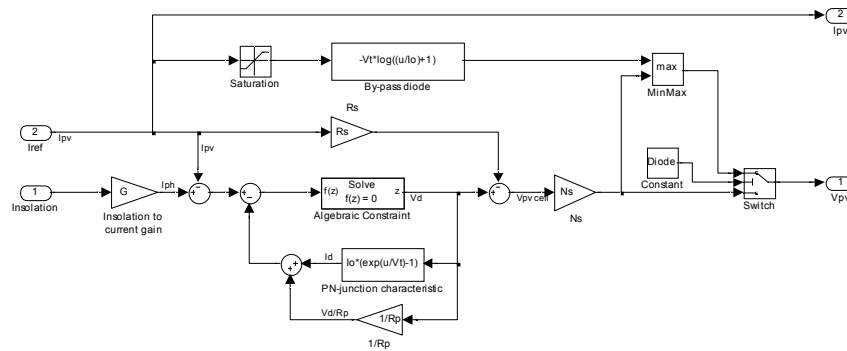


Fig. 4-2 Simulink configuration of PV module

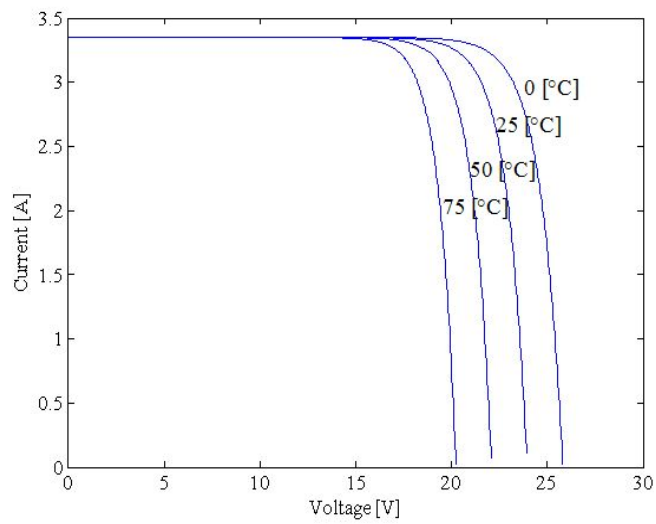
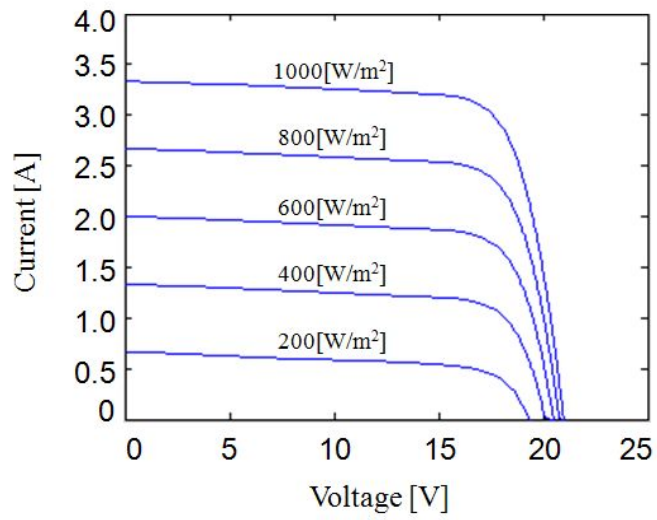
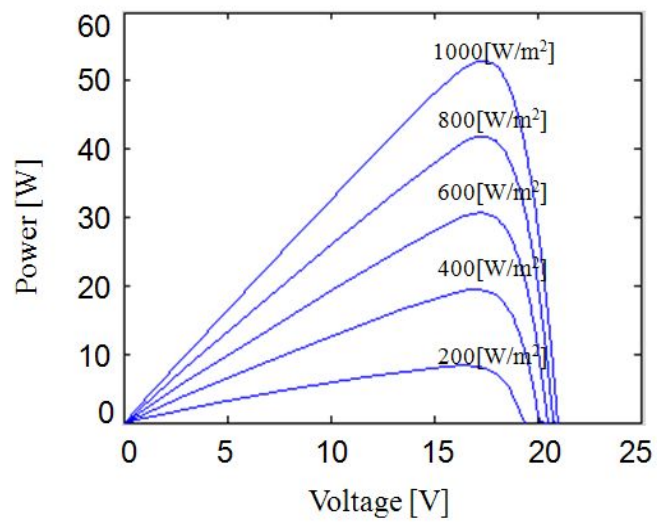


Fig. 4-3 PV module characteristics curve according to variation temperature

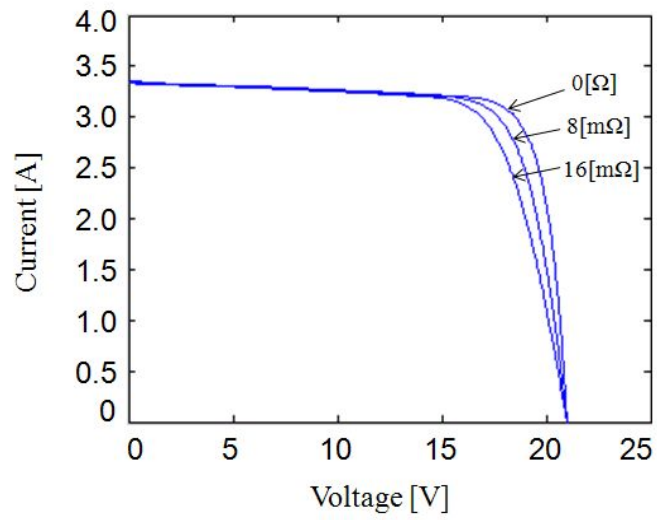


(a) I-V curves

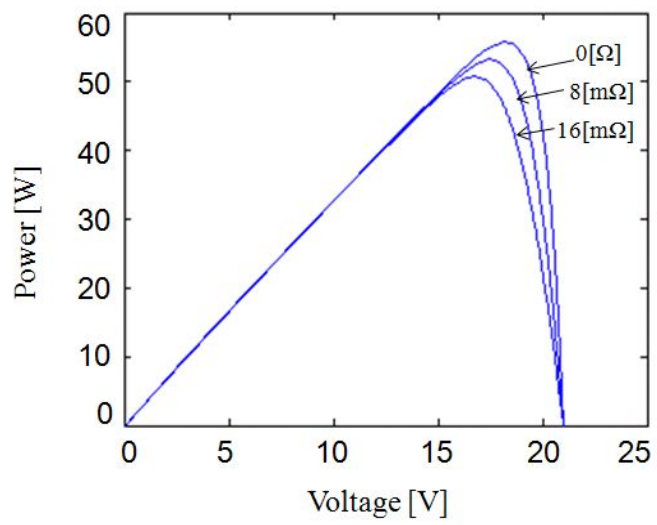


(b) P-V curves

Fig. 4-4 PV module characteristics curve according to variation irradiation

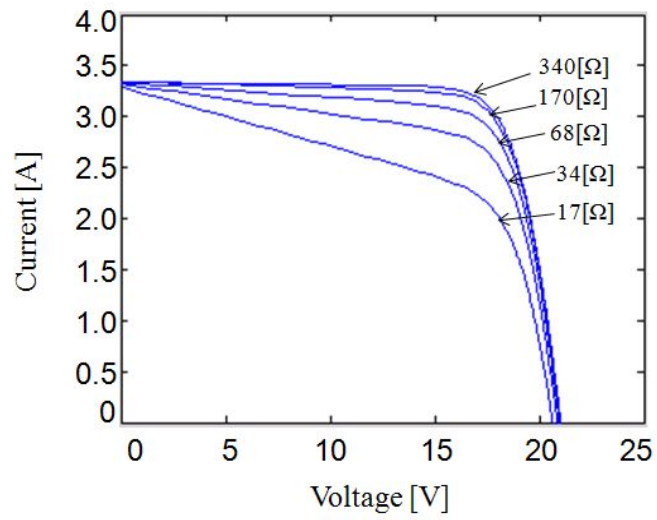


(a) I-V curves

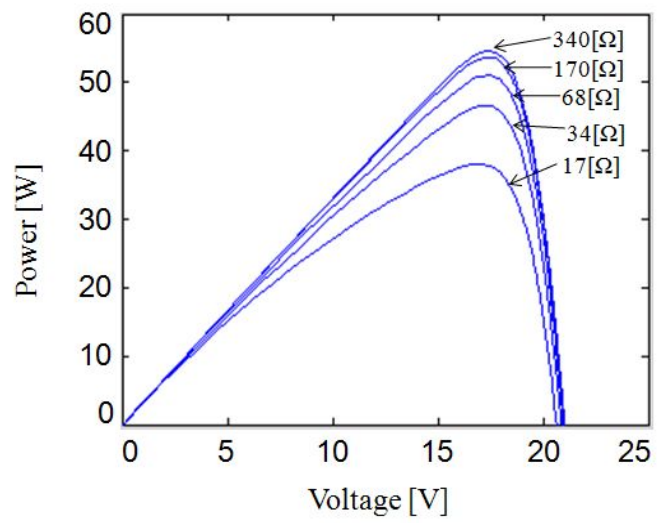


(b) P-V curves

Fig. 4-5 PV module characteristics curve at difference series resistance

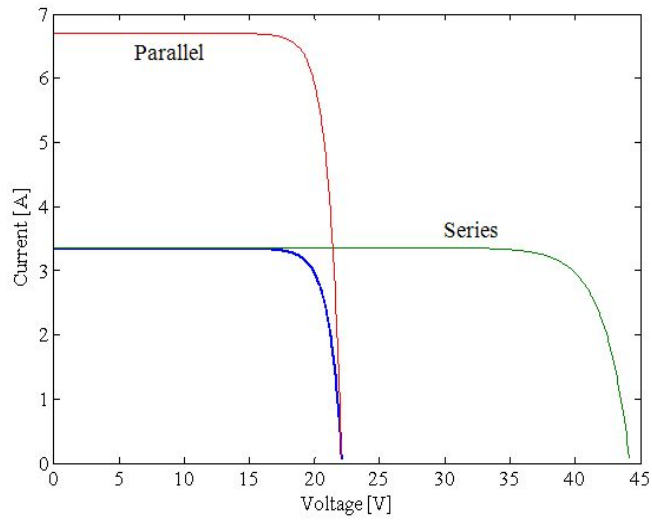


(a) I-V curves

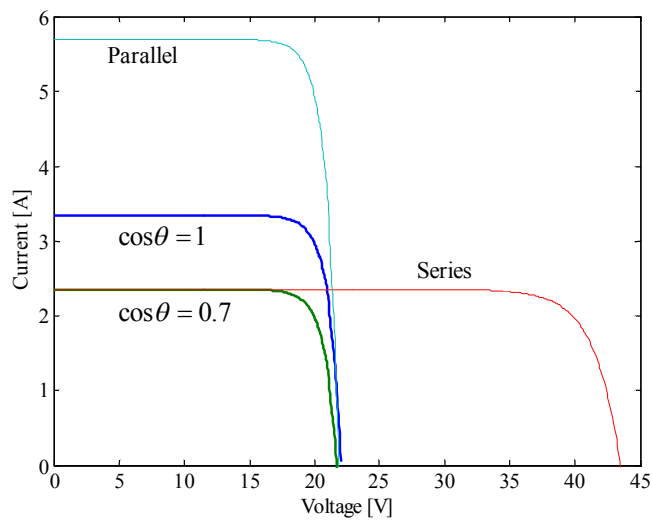


(b) P-V curves

Fig. 4-6 PV module characteristics curve at difference shunt resistance



(a) the tilt angle is same



(b) the tilt angle is different

Fig. 4-7 PV module characteristics for two cells in series and parallel connection

2. PV 어레이

PV 어레이는 경사각이 서로 다른 3개의 PV 스트링으로 구성되며 각 PV 스트링의 정격용량은 1 [kW] 이다. 그림 4-8은 PV 어레이에 대한 Simulink 구성도를 나타내고 있으며 각 PV 스트링에 대한 태양 천정각이 각각 $\cos\theta_1 = 1$, $\cos\theta_2 = 0.9$, $\cos\theta_3 = 0.8$ 인 경우 시뮬레이션을 수행하여 PV 스트링 및 어레이의 출력특성을 분석하였다.

그림 4-9는 경사각이 서로 다른 각 PV 스트링의 출력특성을 나타내고 있고 그림 4-10은 전체 PV 어레이의 출력특성을 나타내고 있다. 태양 천정각이 틀리므로 출력특성이 틀리며 일사강도가 저하됨으로써 출력전류가 감소하고 출력전력이 저하됨을 알 수 있다. 그림 4-11은 일사강도의 변화에 따른 PV 어레이 출력특성을 나타내고 있다.

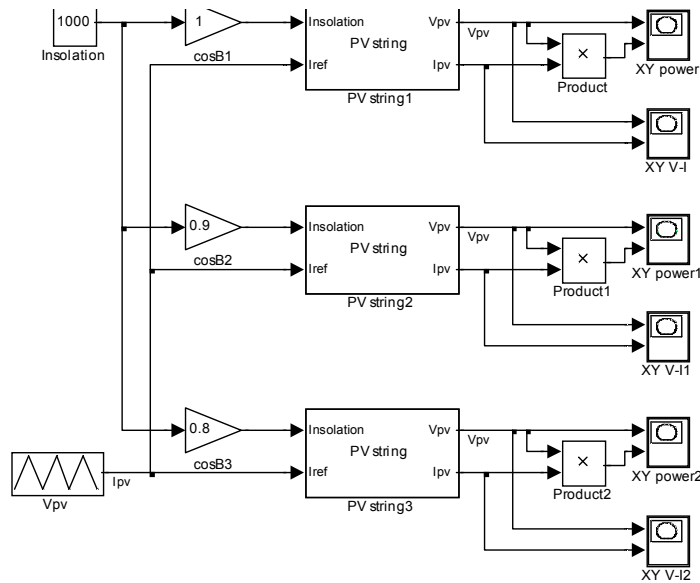


Fig. 4-8 Simulink configuration of PV array

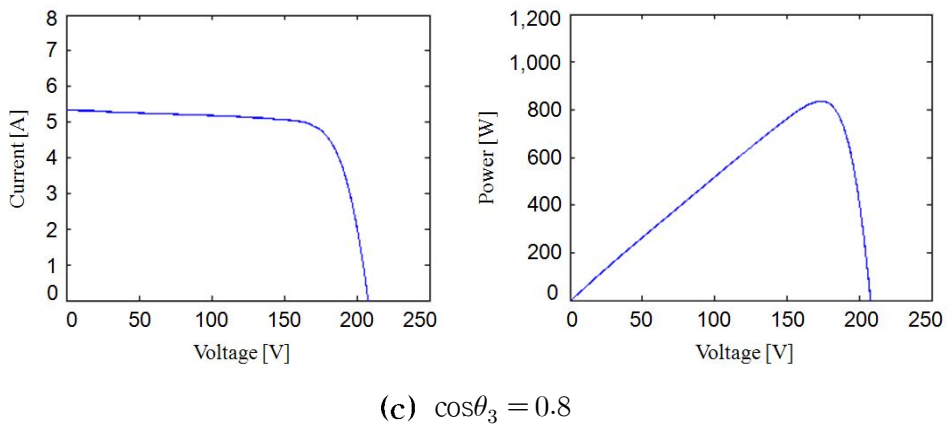
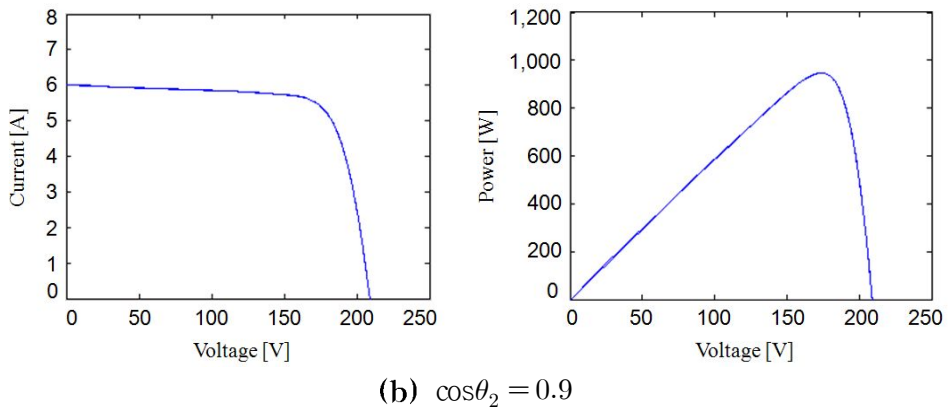
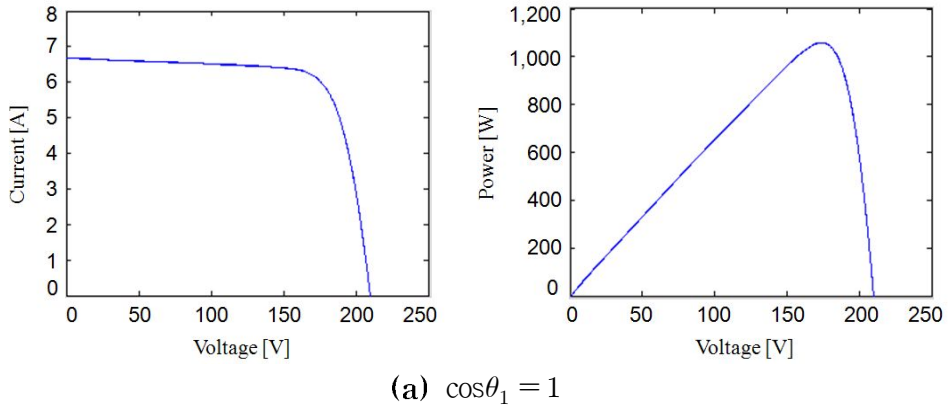


Fig. 4-9 Output characteristics curve of PV string

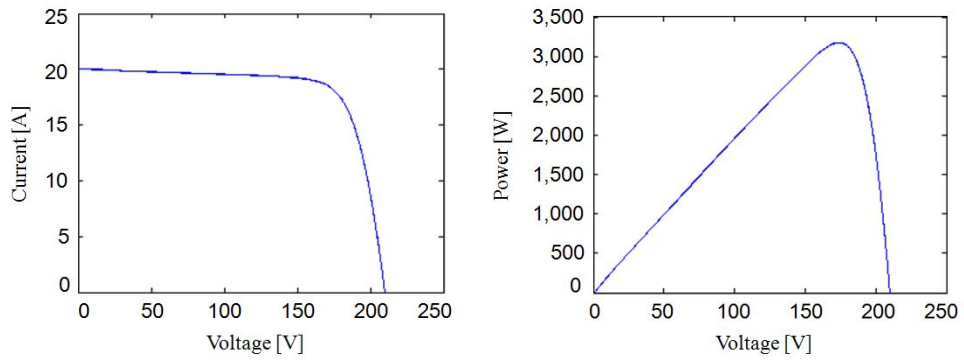


Fig. 4-10 Output characteristics curve of PV array

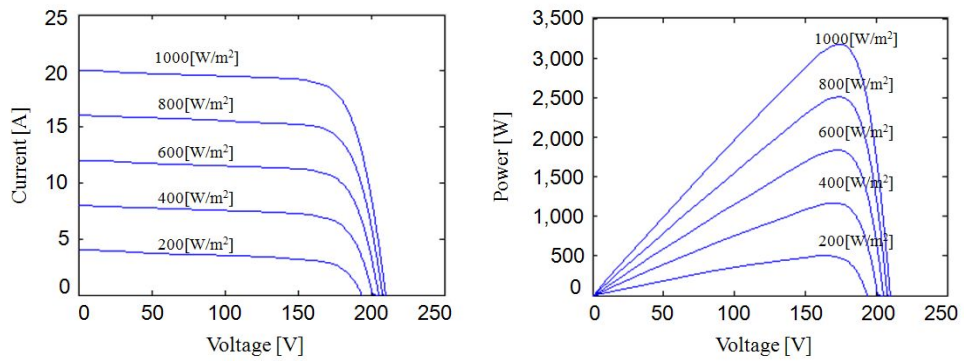


Fig. 4-11 PV array characteristics curve according to variation irradiation

B. 다중 제어 인버터

1. DC-DC 부스트 컨버터

그림 4-12는 DC-DC 부스트 컨버터에 대한 Simulink 구성도를 나타내고 있고 그림 4-13은 부스트 컨버터를 이용한 PV 어레이 MPPT 제어에 대한 Simulink 구성도를 나타내고 있다. 시뮬레이션 파라미터는 부스트 컨버터 설계사양인 표 3-2와 같은 파라미터를 채택하였다.

그림 4-14는 PV 어레이의 출력전압이 180[V] 이고 출력전류가 3[A] 인 경우 컨버터의 출력전압, 전류 및 인덕턴스 전류, PWM 펄스 신호를 나타내고 있다. 출력전압이 300[V]로 부스트 되어 출력됨을 확인 할 수 있었으며 스위치가 on 일 때 인덕터 전류는 상승하여 에너지를 축적하고 off 일 때 에너지를 방전하여 전류는 하강함을 알 수 있다.

일사강도가 100 [W/m^2] 부터 200 [W/m^2] 단위로 1000 [W/m^2] 까지 상승할 때 기존의 P&O 제어 알고리즘과 제안한 개선된 P&O 제어 알고리즘에 대하여 시뮬레이션을 수행하였다. 그림 4-15는 기존 P&O 제어에 의한 출력특성을 나타내고 그림 4-16은 개선된 P&O 제어에 의한 출력특성을 나타내고 있다. 일사강도가 상승하면 PV 어레이의 출력전류 및 전압이 상승하고 따라서 듀티비는 하강하면서 출력전압은 300[V]로 일정하게 출력됨을 확인하였다. 또한 일사강도의 변화에 따라 MPPT 제어가 잘 되고 있으나 개선된 P&O 제어의 경우 추적속도가 개선되었음을 확인하였다.

일사강도가 급변시 출력특성을 고찰하기 위하여 200 [W/m^2] 부터 800 [W/m^2] 으로 급 상승시 및 800 [W/m^2] 부터 200 [W/m^2] 으로 급 하강시 출력특성을 고찰하였다. 그림 4-17과 그림 4-18은 일사강도가 급 상승시

출력특성을 나타내고 그림 4-19와 그림 4-20은 일사강도가 급 하강시 출력특성을 나타내고 있다. 일사강도가 급 상승시 개선된 P&O 제어 알고리즘에 의한 MPPT 제어는 기존 P&O 제어 알고리즘보다 추적속도가 현저히 증가됨을 확인 하였다. 급 하강시에는 기존의 P&O 제어에 따른 추적속도가 양호하여 큰 차이는 없지만 개선된 P&O 제어 알고리즘에 의한 추적속도가 좀 더 개선되었음을 확인 하였다.

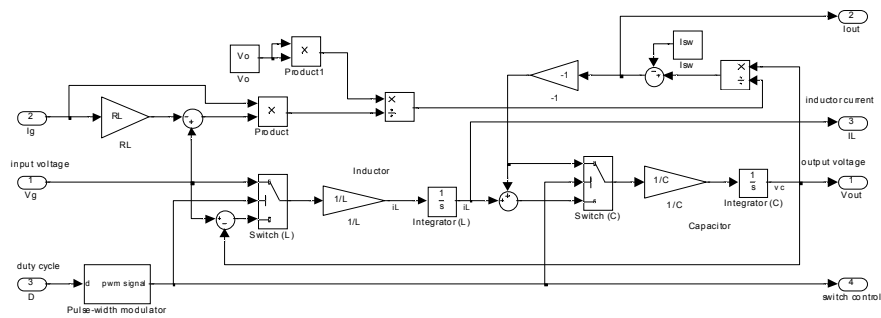


Fig. 4-12 Simulink configuration of boost converter

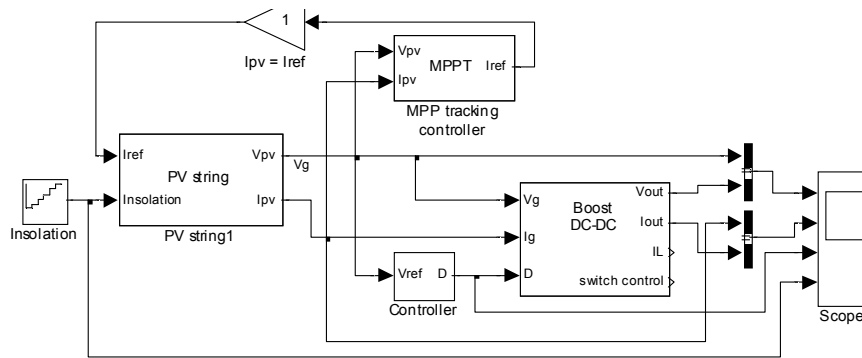


Fig. 4-13 Simulink configuration of MPPT controller

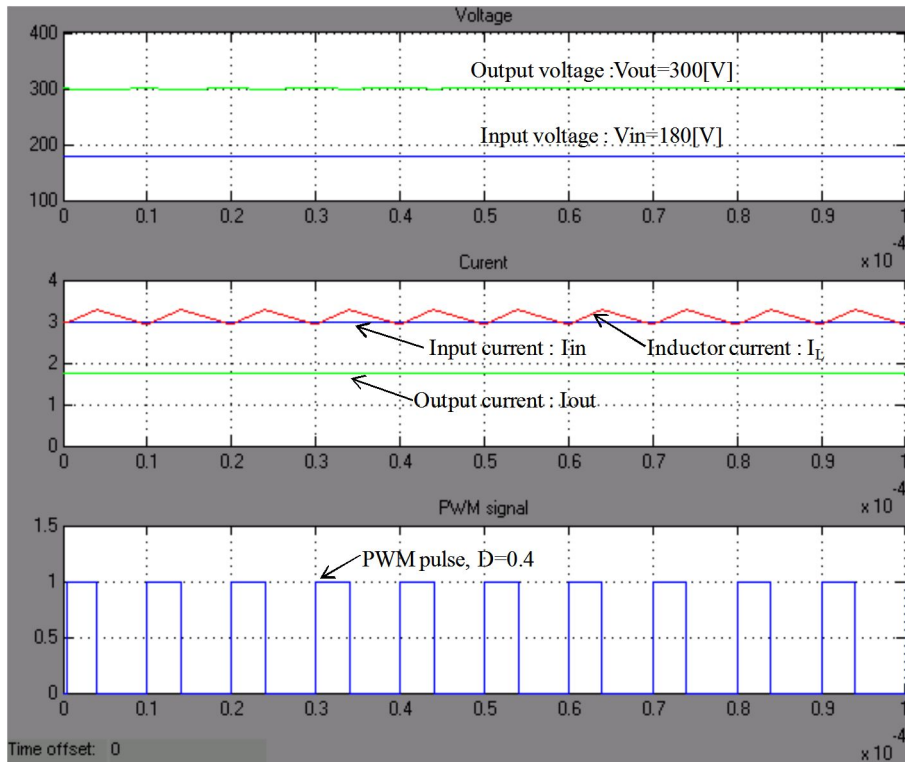


Fig. 4-14 Output characteristics of DC-DC boost converter

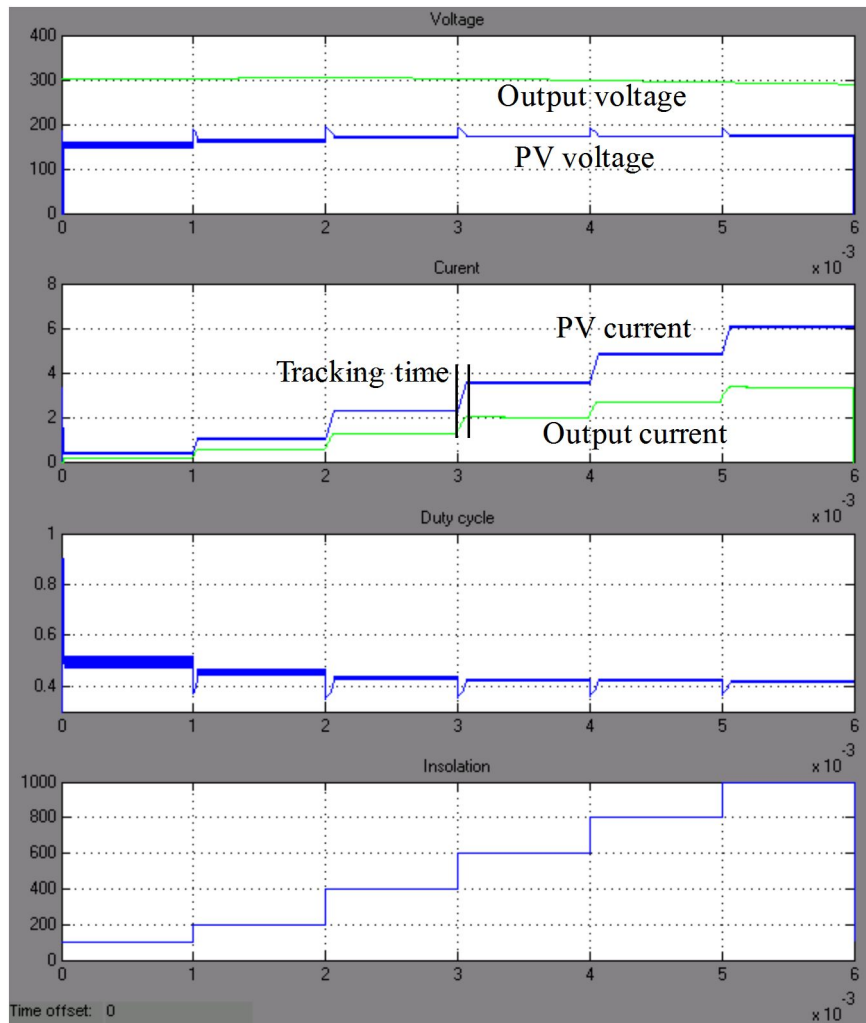


Fig. 4-15 Output characteristics using conventional P&O MPPT control method

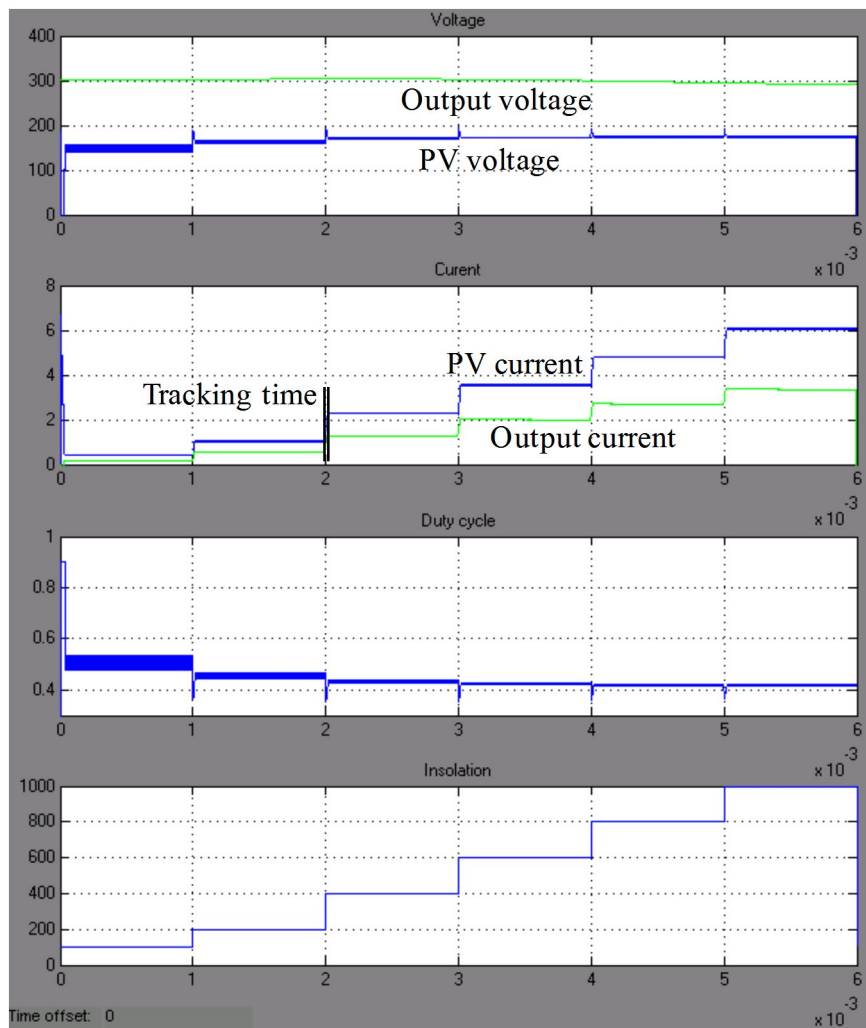


Fig. 4-16 Output characteristics using improved P&O MPPT control method

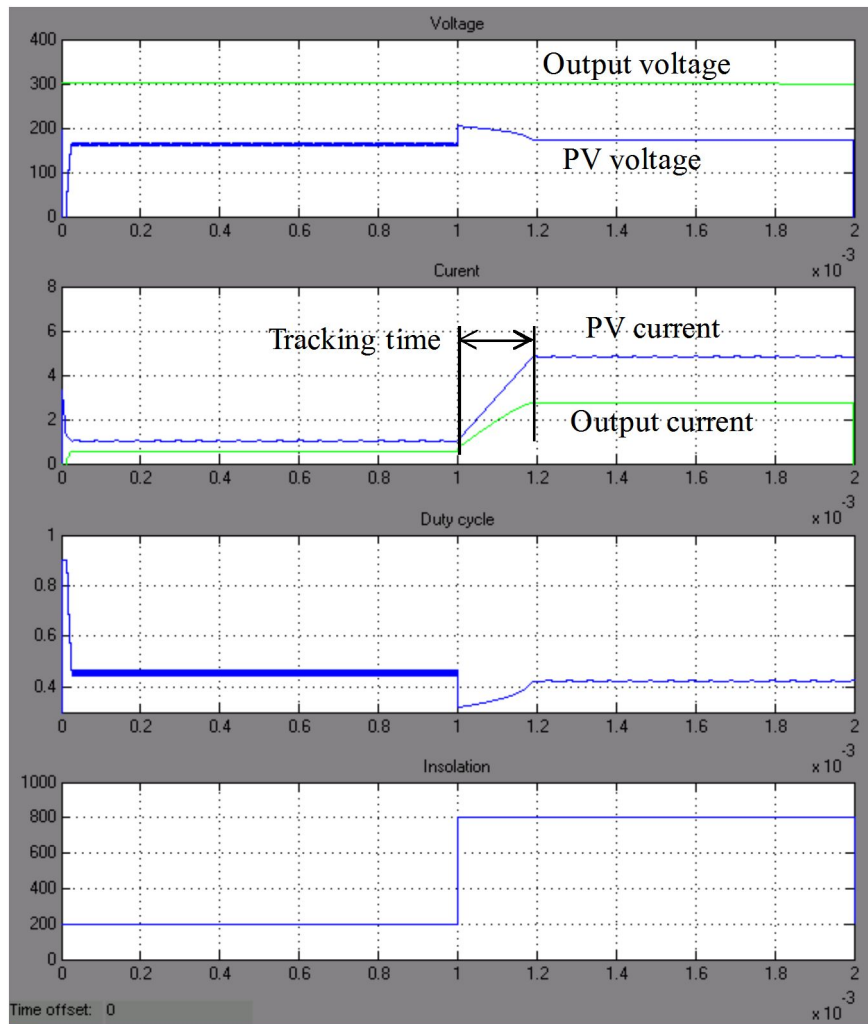


Fig. 4-17 Output characteristics according to rises rapidly insolation using conventional P&O MPPT control method

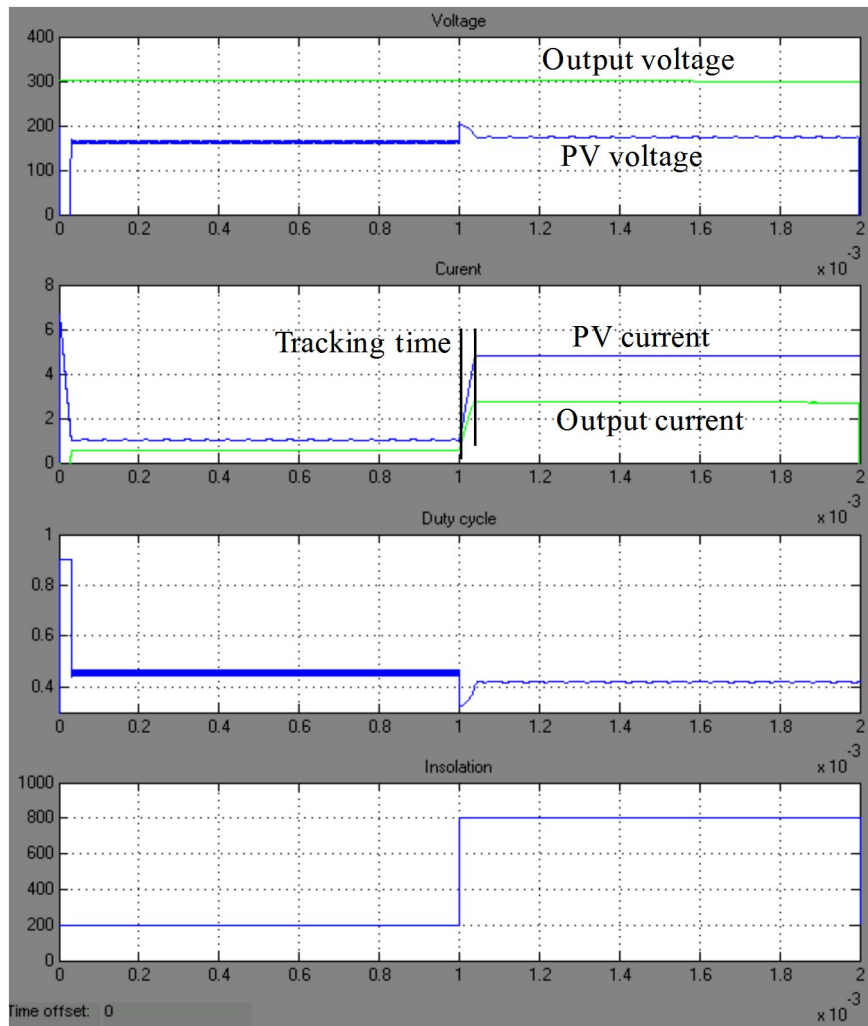


Fig. 4-18 Output characteristics according to rises rapidly insolation using improved P&O MPPT control method

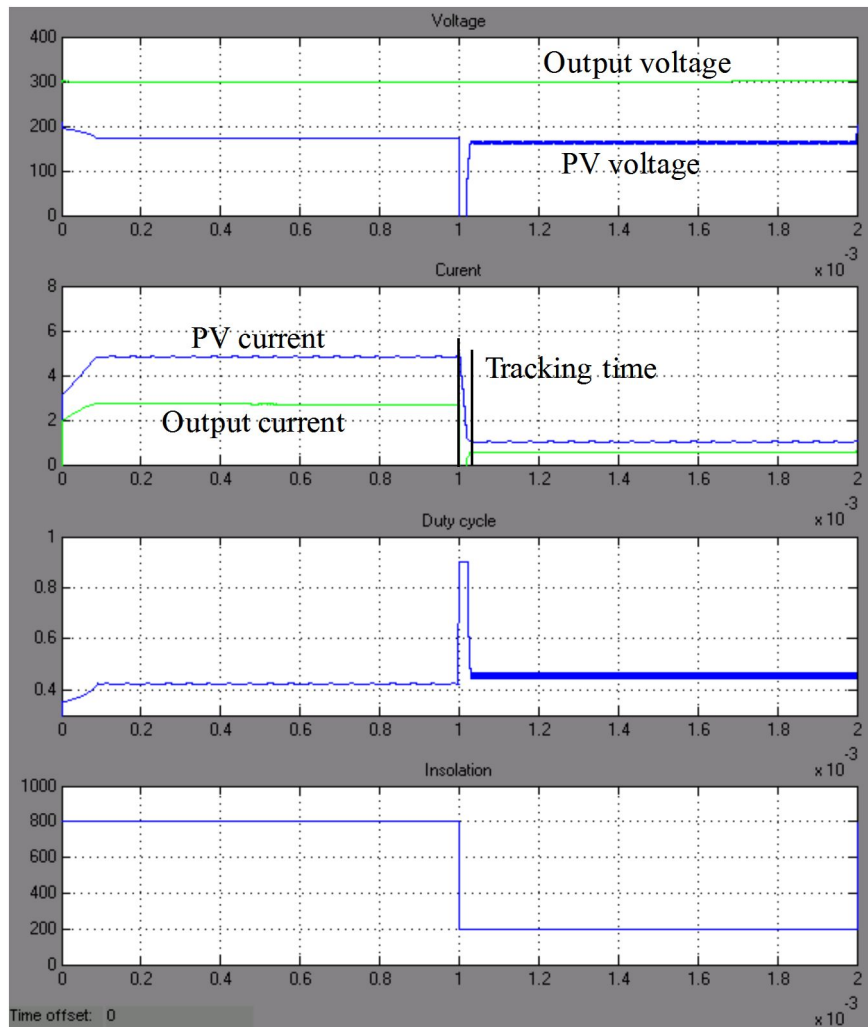


Fig. 4-19 Output characteristics according to falls rapidly insolation using conventional P&O MPPT control method

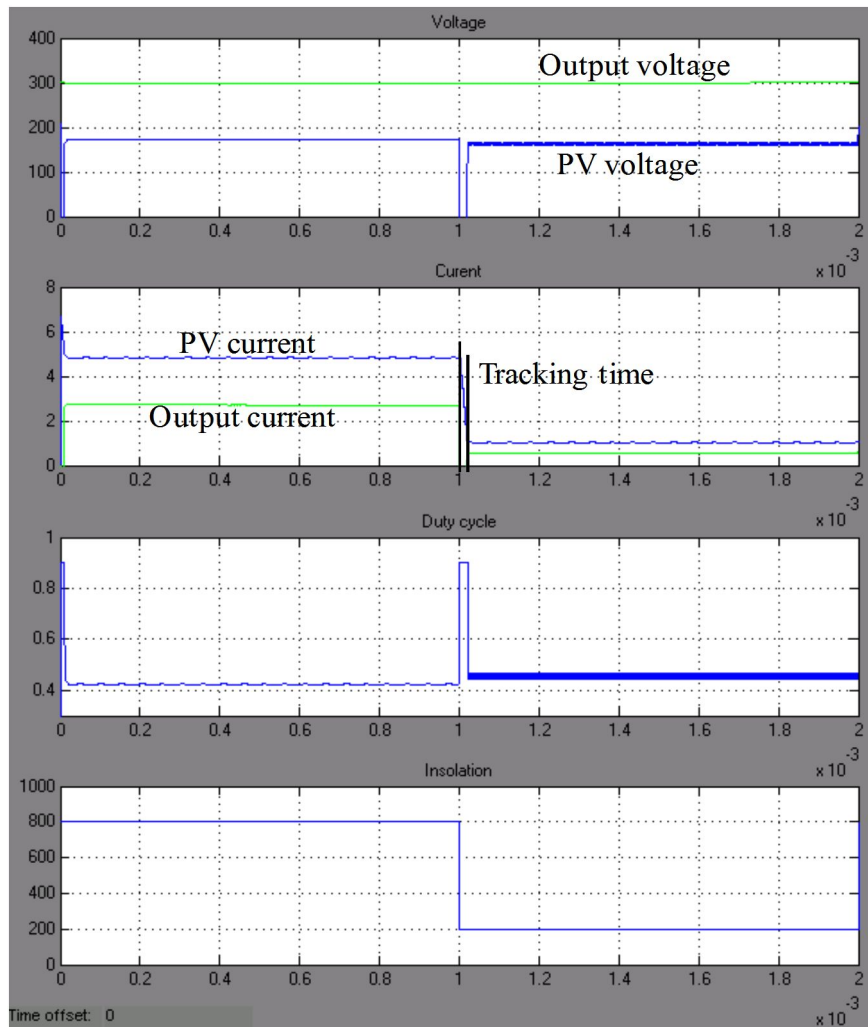


Fig. 4-20 Output characteristics according to falls rapidly insolation using improved P&O MPPT control method

2. DC-AC 인버터

그림 4-21은 DC-AC 인버터에 대한 Simulink 구성도를 나타내고 있고 그림 4-22는 인버터의 출력 전압, 전류 및 PWM 신호를 나타내고 있고 그림 4-23은 PV 스트링 및 DC-DC 컨버터와 연결시 일사강도에 따른 인버터 출력 전압 및 전류를 나타내고 있다.

그림 4-22 및 4-23에서와 같이 인버터 출력은 220 [V], 60 [Hz]이며 일사강도가 증가함에 따라 MPPT 제어에 의하여 출력전류가 상승함을 알 수 있다.

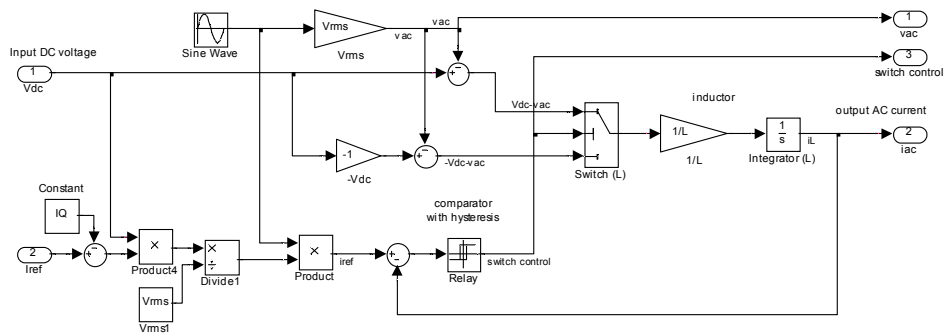


Fig. 4-21 Simulink configuration of DC-AC inverter

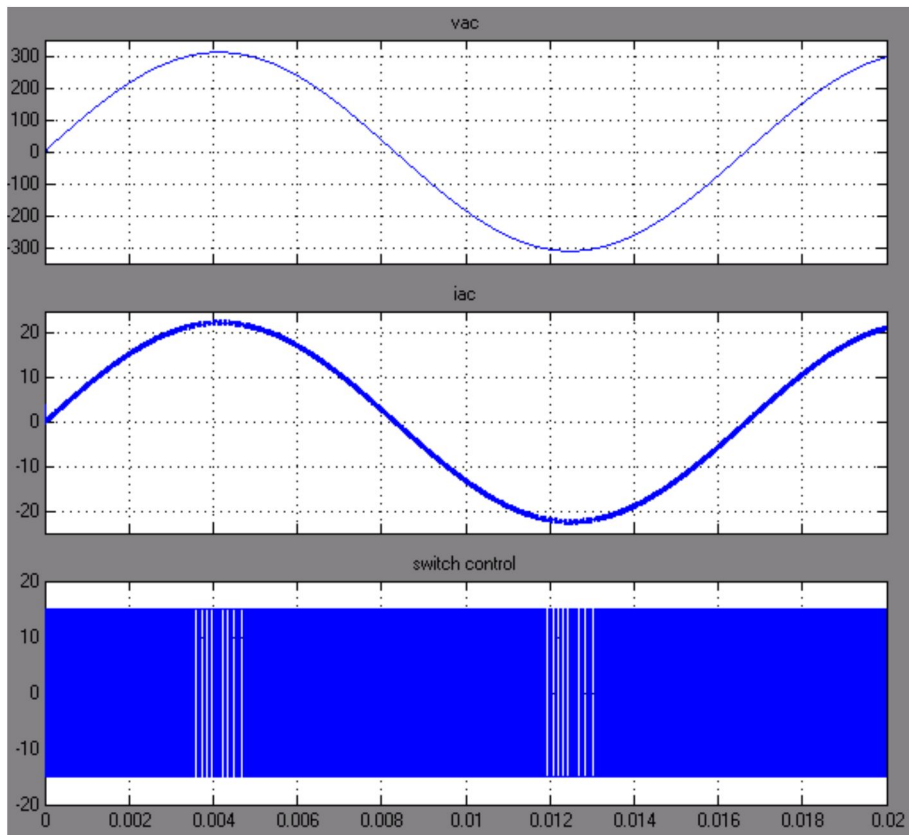


Fig. 4-22 Output characteristics of DC-AC inverter

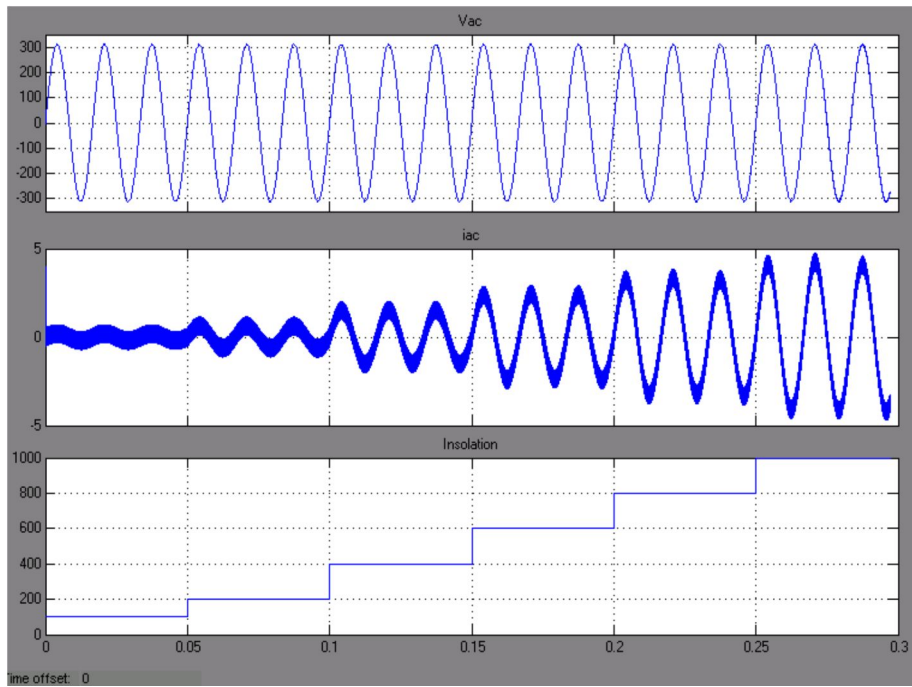
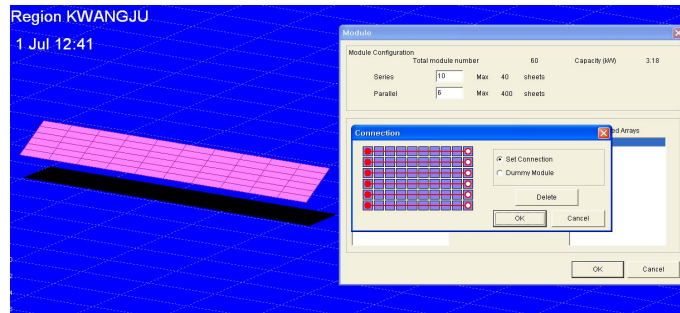


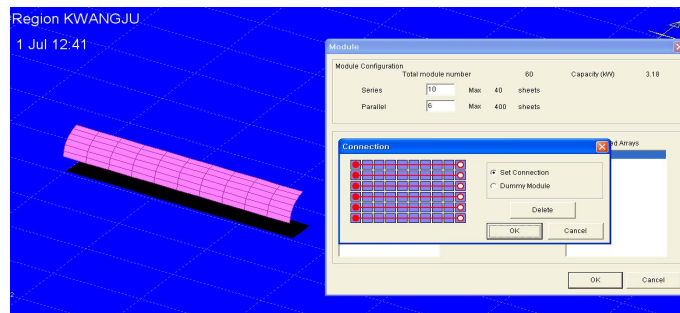
Fig. 4-23 Output characteristics of DC-AC inverter according to variation insolation

C. 아치형 PV시스템의 운전특성

본 논문에서는 아치형 PV 시스템의 성능 분석을 위하여 시뮬레이션 툴인 Solar Pro를 이용하여 평판형 및 아치형 PV 시스템에 대하여 시뮬레이션을 수행하였다. 시뮬레이션에서 평판형 및 아치형 PV 시스템은 모두 경도 126.92°, 위도 35.1°에 위치하고 방위각은 정남향으로 하였다. 평판형 PV 시스템의 경우 집중식 인버터를 적용하였고 아치형의 경우 제안한 다중제어방식과 집중식 인버터를 각각 적용하였으며 집중식 및 다중제어방식의 인버터의 효율은 모두 92%로 하여 출력특성을 비교분석하였다.



(a) flat-plate type



(b) arch type

Fig. 4-24 PV array configuration

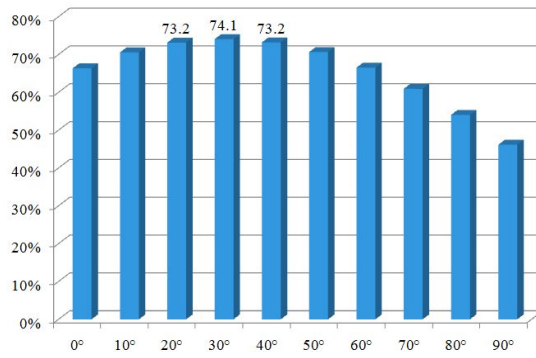
그림 4-25는 평판형 및 아치형 PV 시스템의 성능비 PR 특성을 나타내고 있다. 평판형의 경우 경사각이 30° 시 PR이 74.1%로 가장 우수하고 아치형의 경우 집중식 인버터를 적용 시 아치각이 $10^\circ \sim 30^\circ$ 시 최대 66.9%이고 평균 66% 좌우로 평판형보다 8%의 성능 저하를 나타내고 있다.

그러나 제안한 다중제어방식의 인버터를 적용할 경우 아치각이 $20^\circ \sim 40^\circ$ 시 최대 73.6%이고 다양한 아치각에서 모두 71% 이상의 우수한 PR 특성을 나타내고 있다. 이는 평판형보다는 0.5%의 미세한 성능저하를 나타내고 있지만 집중식 인버터 적용 시보다 성능이 약 7% 향상됨을 알 수 있다.

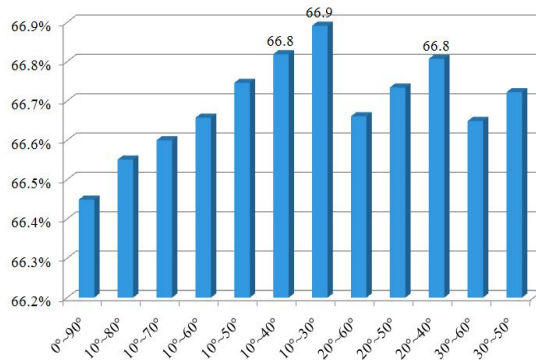
그림 4-26은 평판형 및 아치형 PV 시스템의 어레이 손실인 L_c 특성을 나타내고 있다. 평판형의 경우 최적경사각인 $20^\circ \sim 40^\circ$ 사이에서는 L_c 가 0.8 [h/d] 이하로 가장 적으며 그 외에는 0.9 [h/d] 이상으로 급격히 상승한다. 아치형의 경우 집중식 인버터를 적용 시 1 [h/d] 이상으로 어레이 손실이 아주 크지만 본 논문에서 제안한 경사각이 서로 다른 각 PV 스트링을 각각 제어하는 다중제어방식의 인버터를 적용시에는 0.82 [h/d] 좌우로 평판형과 큰 차이가 없음을 알 수 있다.

그림 4-27은 평판형 및 아치형 PV 시스템의 인버터 손실인 L_s 특성을 나타내고 있다. 다중제어방식 및 집중식 인버터의 효율을 모두 92 [%]로 정하였으므로 어레이 손실 L_c 이 증가하면 어레이 등가 가동시간 Y_A 가 감소하며 따라서 인버터 가동 시간 Y_P 도 감소하며 인버터 손실 L_s 도 줄어든 가동시간만큼 감소한다.

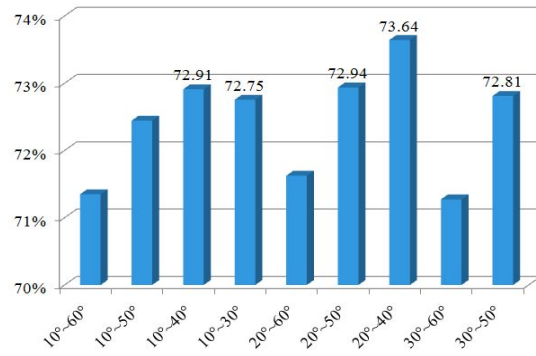
그림 4-28은 평판형 및 아치형 PV 시스템의 PR, L_c , L_s 의 백분비 특성을 나타내고 있다.



(a) flat-plate type

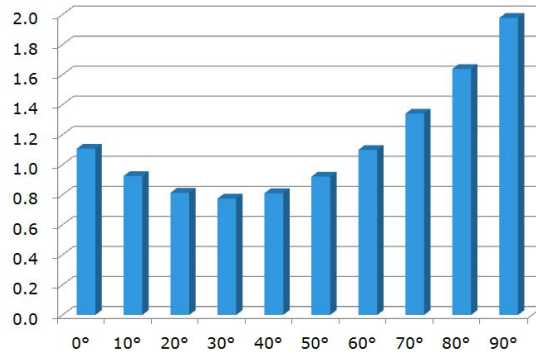


(b) central inverter for arch type

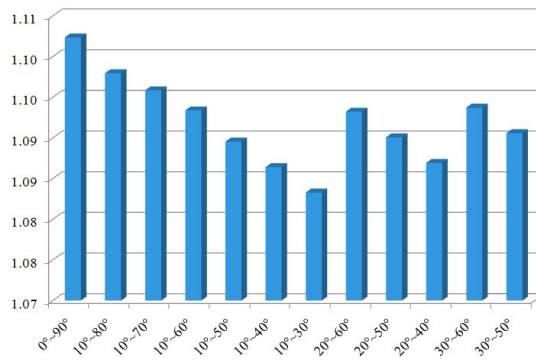


(c) multi controlled Inverter for arch type

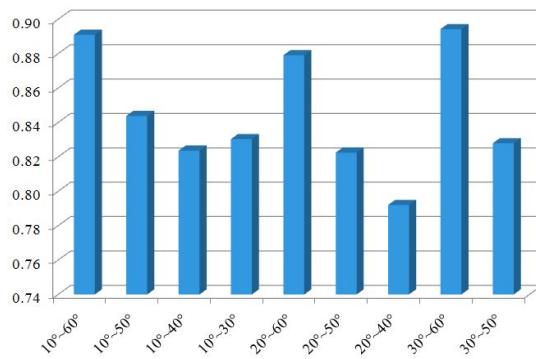
Fig. 4-25 Performance ratio characteristics



(a) flat-plate type

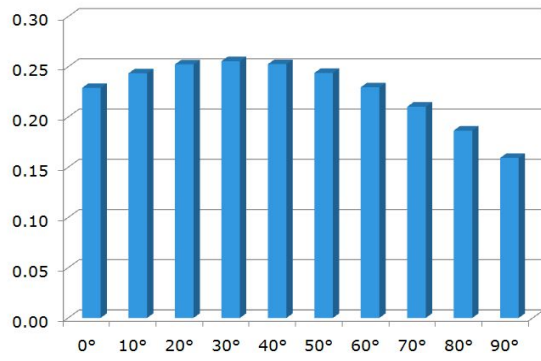


(b) central inverter for arch type

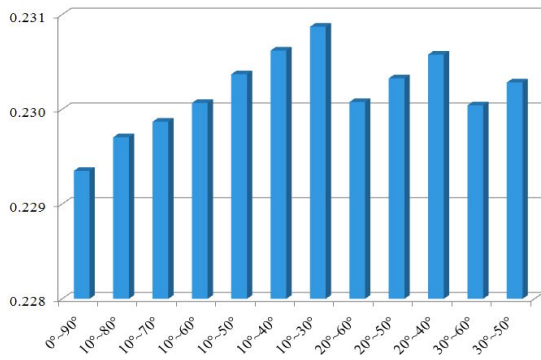


(c) multi controlled Inverter for arch type

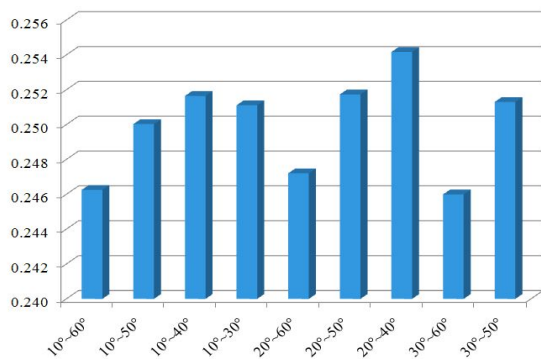
Fig. 4-26 Capture losses characteristics



(a) flat-plate type

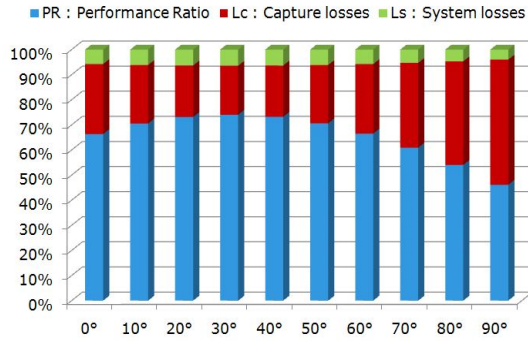


(b) central inverter for arch type

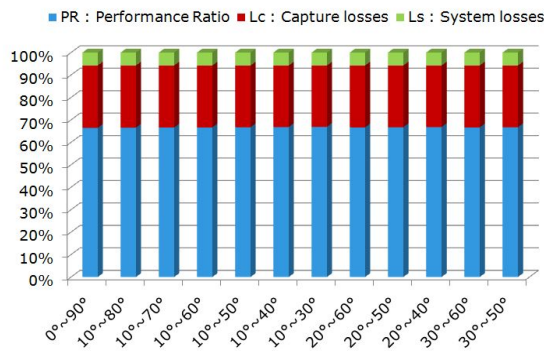


(c) multi controlled Inverter for arch type

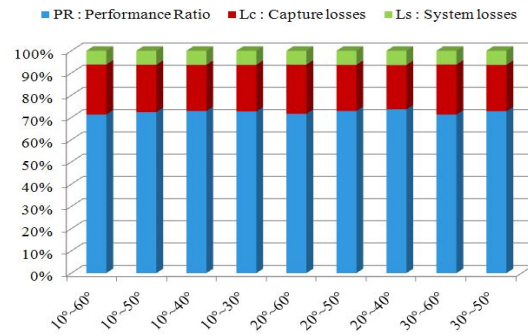
Fig. 4-27 System losses characteristics



(a) flat-plate type



(b) central inverter for arch type



(c) multi controlled Inverter for arch type

Fig. 4-28 System PR, Lc, Ls characteristics

V. 실험

A. 시스템구성

본 논문에서는 제안한 다중제어방식의 인버터를 적용하여 아치형 PV 시스템을 구성하였다. 그림 5-1은 아치형 PV 시스템의 전체 구성도를 나타내고 있다. 아치형 PV 시스템은 PV 스트링 1, 2, 3로 구성된 PV 어레이, 다중제어방식 인버터 및 부하로 구성된다.

본 논문에서 조선대학교 제1공학관 옥상에 설치되어 있는 정격용량이 각 1[kW]이고 방위각 및 경사각을 수동으로 가변 할 수 있도록 구성되어 있는 3기의 PV 어레이를 이용하여 각 PV 어레이를 경사각이 서로 다른 3개의 PV 스트링으로 가정하고 방위각은 모두 정남향으로 경사각은 20°, 30°, 40°로 하여 아치형태를 구성하였다. 각 PV 스트링은 정격용량이 53[W] 인 PV 모듈 20장을 10직렬 2병렬로 구성하였다. 표 5-1은 PV 모듈, 스트링 및 어레이의 파라미터를 나타내고 있고 그림 5-2는 구성된 PV 어레이 사진을 나타내고 있다.

다중제어방식 인버터는 3개의 DC-DC 부스트 컨버터와 하나의 DC-AC 인버터로 구성되며 입출력 파라미터는 표 3-1과 같다. 그림 5-3과 5-4는 본 논문에서 구성한 DC-DC 부스트 컨버터와 다중제어방식 인버터 사진을 나타낸다.

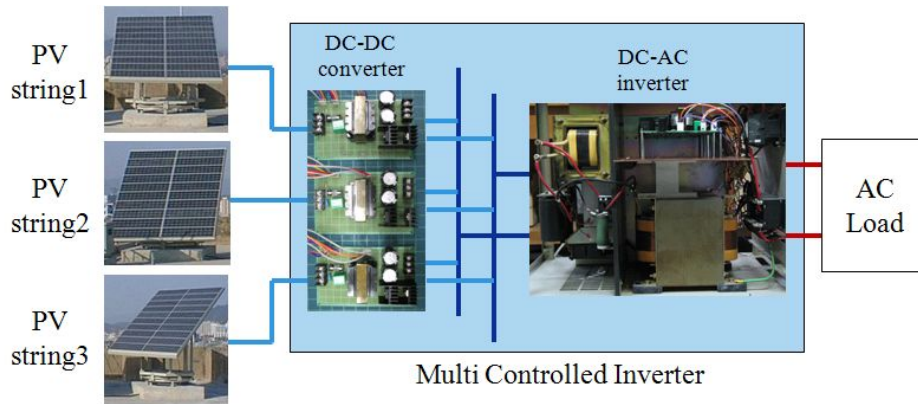


Fig. 5-1 Configuration of arch type PV system



Fig. 5-2 Configuration of arch type PV array



Fig. 5-3 Photo of DC-DC boost converter

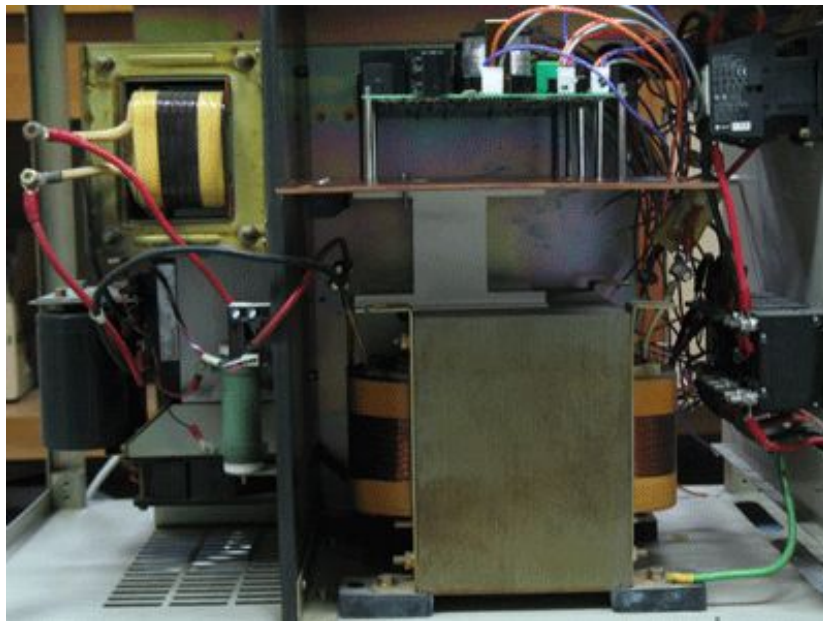


Fig. 5-4 Photo of multi controlled inverter

Table 5-1 PV module and array parameters

Parameter		Value
Module	Maximum power (P_{max})	53 [W]
	Max. power voltage (V_{mp})	17.4 [V]
	Max. power current (I_{mp})	3.04 [A]
	Open circuit voltage (V_{OC})	21.0 [V]
	Short circuit current (I_{SC})	3.35 [A]
PV string	Maximum power (P_{max})	1 [kW]
	Series and Parallel	10*2
	Max. power voltage (V_{mp})	174 [V]
	Max. power current (I_{mp})	6.08 [A]
	Open circuit voltage (V_{OC})	210 [V]
	Short circuit current (I_{SC})	6.7 [A]
	Tilt angle	String 1
String 2		30°
String 3		40°
PV array	Maximum power (P_{max})	3 [kW]
	PV strings number	3

B. 다중제어방식 인버터 출력특성

1. DC-DC 컨버터 출력특성

DC-DC 부스트 컨버터 출력특성을 고찰하기 위하여 DC 전압 및 전류를 측정하였다. 그림 5-5, 5-6, 5-7은 DC 입력전압이 140 [V] 일때 출력특성으로 이때 시비율 D 는 0.51로 PWM 스위칭을 통하여 300 [V] 로 부스트 되어 출력되며 입력전류는 3 [A] 이고 출력전류는 1.7 [A]이다.

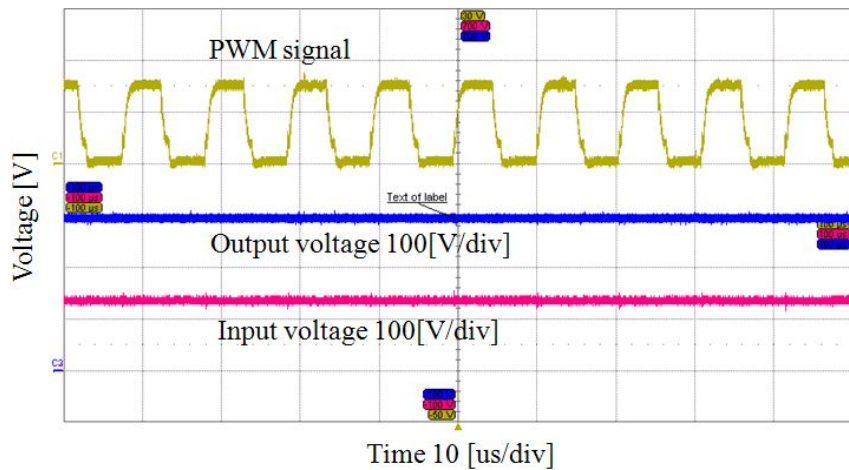


Fig. 5-5 DC-DC boost converter output and PWM signal waveforms

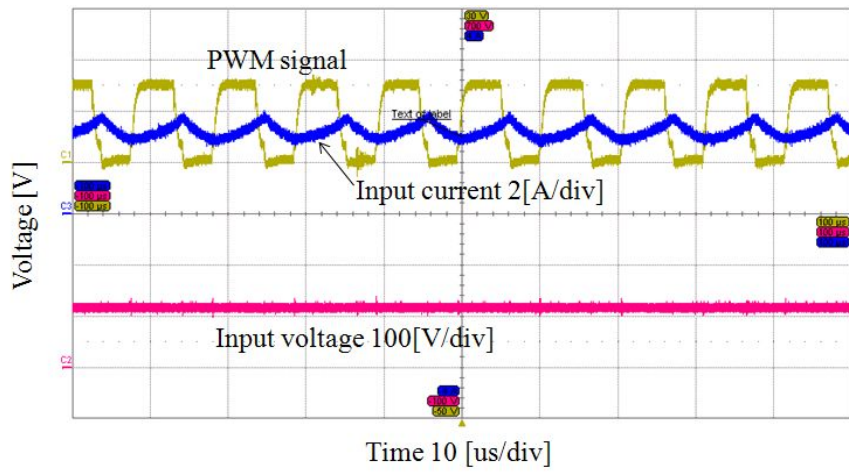


Fig. 5-6 DC-DC boost converter input voltage and current waveforms

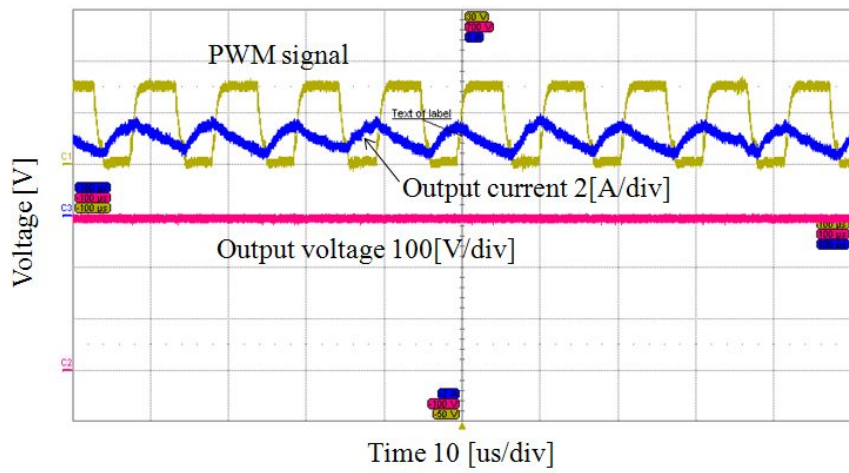


Fig. 5-7 DC-DC boost converter output voltage and current waveforms

2. DC-AC 인버터 출력특성

다중제어방식 인버터의 출력특성을 분석하기 위하여 인버터의 출력전압과 전류를 측정하여 역률을 분석하였고 스위칭 소자인 IGBT의 게이트 신호를 측정하였으며 일사량가변에 따른 출력특성을 측정하여 MPPT 제어 특성을 분석하였다.

그림 5-8은 인버터의 출력전압과 전류파형을 나타내고 있다. 이 때 전압과 전류는 거의 동상에 가까우면 역률은 모두 98%이상이다. 그림 5-9는 인버터의 PWM 출력파형과 전류를 나타내고 있고 시간은 5 [ms/div], 전류는 10 [A/div]이다. 그림 5-10은 인버터의 출력전류와 IGBT 게이트 신호를 나타내고 있다. 그림 5-11과 그림 5-12는 각각 일사량 가변에 따른 인버터의 출력특성을 나타내고 있다. 일사량 증감에 따른 인버터의 전류값이 1초만에 7A에서 15A로 증감하는 것을 보여 주고 있다.

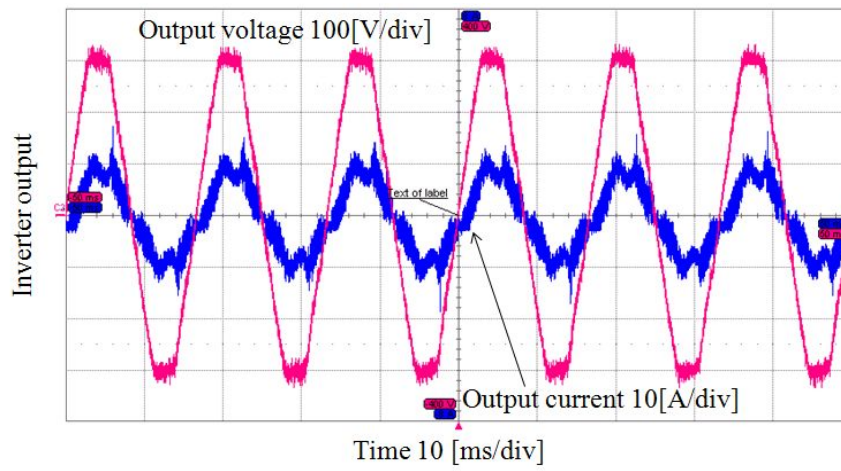


Fig. 5-8 Inverter output voltage and current waveforms

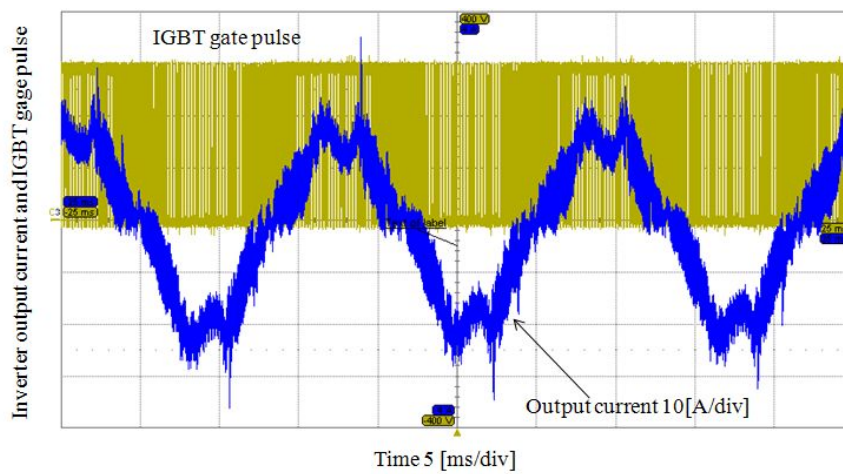
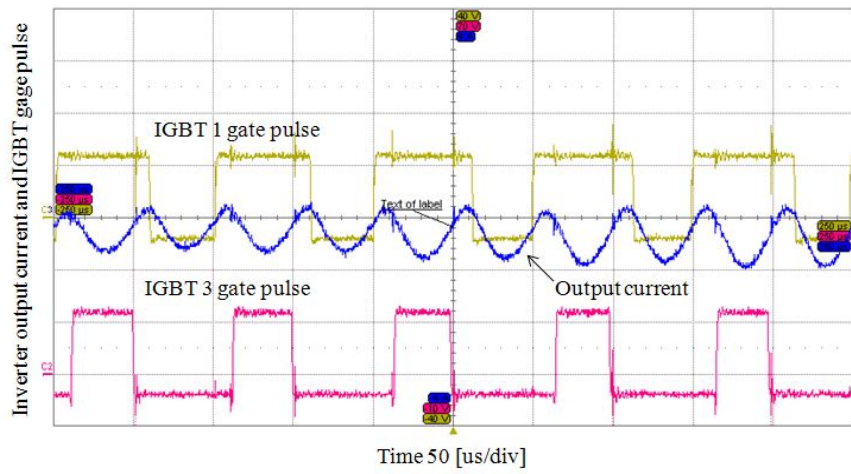
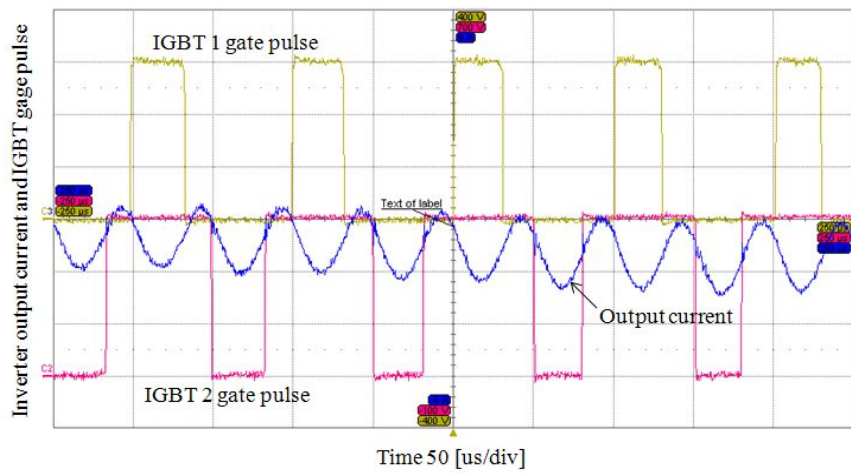


Fig. 5-9 Inverter output current and IGBT gate pulse waveforms



(a) IGBT 1 & 3



(b) IGBT 1 & 2

Fig. 5-10 Inverter IGBT gate signal waveforms

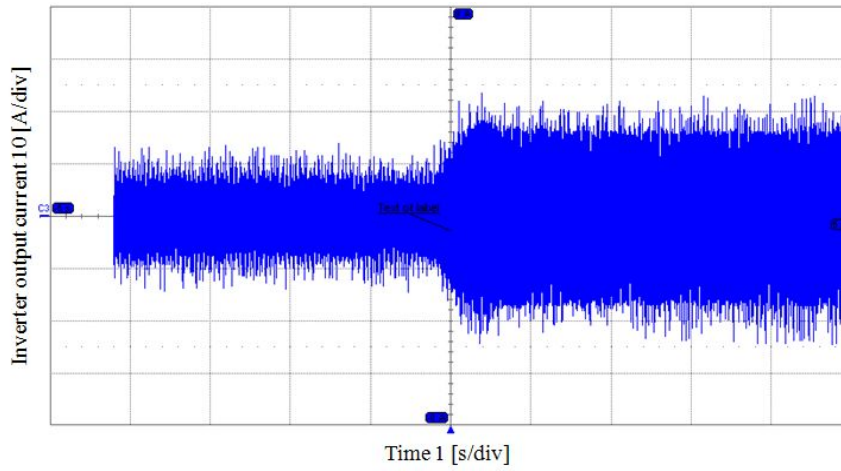


Fig. 5-11 Inverter current waveform at irradiation increase

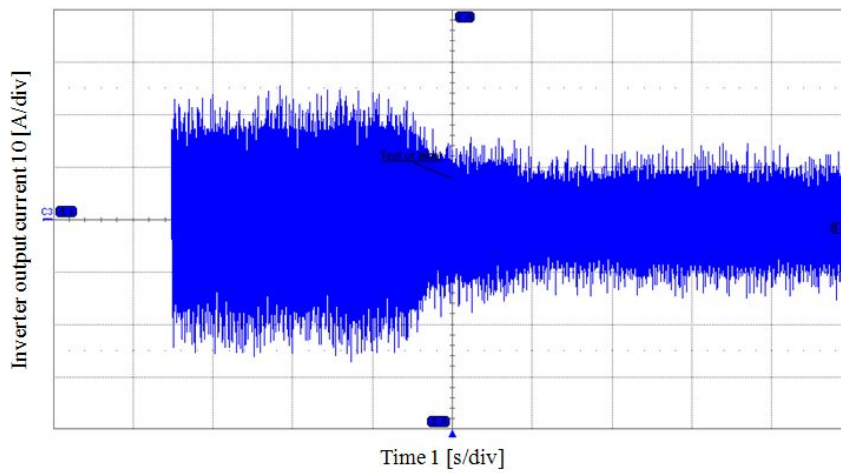


Fig. 5-12 Inverter current waveform at irradiation decrease

VI. 결 론

본 논문에서는 PV 어레이를 건물에 적용함에 있어서 라운드 형태로 설계하여 미적인 효과를 부각시킨 아치형 PV 시스템의 효율에 관한 파라미터인 위도와 경도, 온도 및 일사량, 아치각, 시스템 구성에 따른 각종 손실에 대하여 세부적으로 검토하였으며 이론적으로 아치형 PV 시스템의 효율저하의 원인을 규명하였다.

아치형 PV 시스템은 기존의 집중형 인버터를 적용시 효율저하의 원인으로 됨을 확인하였고 본 논문에서는 다중제어방식의 인버터를 제안하였으며 시뮬레이션 및 실험을 통하여 PV 어레이 특성, 인버터 특성, 시스템 효율, 시스템 안정성에 대하여 고찰하였다. 또한 효율저하 및 손실요인 등의 문제점에 대한 검토를 통하여 성능개선 및 설계 최적화를 위하여 발생하는 주요 손실들에 대하여 평가분석을 수행한 결과 다음과 같은 결론을 얻을 수 있었다.

1. 태양의 위치 및 일사각도에 대한 모델링을 통하여 경사면의 경사각 변화에 따른 태양의 일사각도 특성을 확인할 수 있었으며, 태양전지의 모델링을 통하여 태양전지 특성을 시뮬레이션 한 결과 태양전지의 동작특성, 태양전지의 입사각변화에 따른 전류-전압특성을 분석할 수 있었다.
2. 경사각이 서로 다른 태양전지의 직-병렬연결특성을 분석한 결과 경사각이 서로 다른 태양전지에 조사되는 일사각도가 틀리므로 직렬연결시 효율저하의 원인으로 되며 병렬연결 하더라도 하나의 MPPT 제어를 수행시 두 태양전지는 모두 최적동작을 하지 않음을 확인 할 수 있었다.

3. 평판형 및 아치형 PV 시스템에 대한 시뮬레이션을 통하여 평판형 PV 시스템의 경우 최적의 경사각은 30° 이고 아치형 PV 시스템의 경우 최적 아치각은 $10^\circ \sim 30^\circ$, $20^\circ \sim 40^\circ$ 임을 확인 할 수 있었다.

4. 평판형 PV 시스템의 경우 최적의 경사각에서 시스템의 성능비 PR은 74.1%로 우수하고 아치형 PV 시스템의 경우 집중형 인버터를 적용시 최적 아치각에서 66.9%, 평균 66% 좌우로 8%의 효율저하를 나타냈지만 제안한 다중제어방식의 인버터를 적용시 최적 아치각의 경우 73.6%로 0.5%의 차이밖에 없으며 또한 다양한 아치각에서 71% 이상의 성능비 특성을 확인 할 수 있었다.

5. 아치형 PV 시스템의 효율저하의 원인은 PV 어레이의 손실 L_c 로 나타났으며 평판형의 경우 최적경사각에서는 L_c 가 0.8 [h/d] 이하이고 아치형의 경우 집중식 인버터를 적용 시 1 [h/d] 이상으로 어레이 손실이 아주 크지만 제안한 다중제어방식의 인버터를 적용시에는 0.82 [h/d] 좌우로 평판형과 큰 차이가 없음을 확인 할 수 있었다.

6. 다중제어방식의 인버터를 구성하고 실험을 통하여 출력특성을 분석한 결과 경사각이 서로다른 PV 스트링을 각각 제어함으로서 PV 어레이의 손실을 감소할 수 있음을 확인 하였다.

향후 제안한 다중제어방식의 인버터를 아치형 PV 시스템에 적용하여 모니터링 시스템을 구축하고 장기간의 운전에 따른 특성분석에 관한 연구를 진행하고자 한다.

참 고 문 헌

- [1] Goetzberger, A. and V. U. Hoffmann (2005). Photovoltaic Solar Energy Generation. New York, Springer.
- [2] Patel, M. R. (1999). Wind and Solar Power Systems. Boca Raton, CRC Press.
- [3] Jaeger Waldau, A. "PV status: Research, Solar cell Production and Market Implementation of Photovoltaics." Refocus 6(3): 20-23.
- [4] Cheng, C. L., C. Y. Chan, et al. (2005). "Empirical approach to BIPV evaluation of solar irradiation for building applications." Renewable Energy 30(7): 1055-1074.
- [5] Keoleian, G. A. and G. M. Lewis (2003). "Modeling the life cycle energy and environmental performance of amorphous silicon BIPV roofing in the US." Renewable Energy 28(2): 271-293.
- [6] Yano, A., K. Tsuchiya, et al. (2007). "Development of a Greenhouse Side-ventilation Controller driven by Photovoltaic Energy." Biosystems Engineering 96(4): 633-641.

- [7] Rohouma, W. M., I. M. Molokhia, et al. (2007). "Comparative study of different PV modules configuration reliability." *Desalination* 209(1-3): 122-128.
- [8] SMA "PV-System Technology", 2005.
- [9] Yano, A., A. Furue, et al. (2009). "Electrical energy generated by photovoltaic modules mounted inside the roof of a north-south oriented greenhouse." *Biosystems Engineering* 103(2): 228-238.
- [10] Chang, T. P. (2009). "Output energy of a photovoltaic module mounted on a single-axis tracking system." *Applied Energy* 86(10): 2071-2078.
- [11] Eicker, U. (2003). *Solar Technologies for Buildings*. Chichester, John Wiley & Sons Ltd.
- [12] Kelly, N. A. and T. L. Gibson (2009). "Improved photovoltaic energy output for cloudy conditions with a solar tracking system." *Solar Energy* 83(11): 2092-2102.
- [13] Castafier, T. M. a. L. (2003). *Practical Handbook of Photovoltaics: Fundamentals and Applications*. Oxford, ELSEVIER.

- [14] Markvart, T. and L. Castafier (2005). Solar Cells: Materials, Manufacture and Operation. Oxford, ELSEVIER.
- [15] De Soto, W., S. A. Klein, et al. (2006). "Improvement and validation of a model for photovoltaic array performance." Solar Energy 80(1): 78-88.
- [16] Fang, L., X. Pengwei, et al. (2007). A Variable Step Maximum Power Point Tracking Method Using Differential Equation Solution. Industrial Electronics and Applications, 2007. ICIEA 2007. 2nd IEEE Conference on.
- [17] Meza, C., D. Biel, et al. (2005). Boost-buck inverter variable structure control for grid-connected photovoltaic systems with sensorless MPPT. Industrial Electronics, 2005. ISIE 2005. Proceedings of the IEEE International Symposium on.
- [18] Jain, S. and V. Agarwal (2007). "New current control based MPPT technique for single stage grid connected PV systems." Energy Conversion and Management 48(2): 625-644.
- [19] Luque, A. and S. Hegedus (2002). Handbook of Photovoltaic Science and Engineering. Chichester, John Wiley & Sons Ltd.

- [20] Di Dio, V., D. La Cascia, et al. (2009). A mathematical model to determine the electrical energy production in photovoltaic fields under mismatch effect. Clean Electrical Power, 2009 International Conference on.
- [21] Takashima, T., J. Yamaguchi, et al. (2009). "Experimental studies of fault location in PV module strings." Solar Energy Materials and Solar Cells 93(6-7): 1079-1082.
- [22] Calais, M., V. G. Agelidis, et al. "A cascaded inverter for transformerless single-phase grid-connected photovoltaic systems." Renewable Energy 22(1-3): 255-262.
- [23] Kurokawa, K. "Realistic values of various parameters for PV system design." Renewable Energy 15(1-4): 157-164.
- [24] Mondol, J. D., Y. G. Yohanis, et al. (2007). "The impact of array inclination and orientation on the performance of a grid-connected photovoltaic system." Renewable Energy 32(1): 118-140.
- [25] Eltawil, M. A. and Z. Zhao (2010). "Grid-connected photovoltaic power systems: Technical and potential problems--A review." Renewable and Sustainable Energy Reviews 14(1): 112-129.

- [26] Mondol, J. D., Y. Yohanis, et al. (2006). "Long term performance analysis of a grid connected photovoltaic system in Northern Ireland." *Energy Conversion and Management* 47(18-19): 2925-2947.
- [27] Rashid, M. H. (2006). *Power Electronics Handbook : Second Edition*, Academic Press.
- [28] Milosevic, M., P. Rosa, et al. (2007). Generation Control with Modified Maximum Power Point Tracking in Small Isolated Power Network with Photovoltaic Source. *Power Engineering Society General Meeting, 2007. IEEE.*
- [29] Esmar, T. and P. L. Chapman (2007). "Comparison of Photovoltaic Array Maximum Power Point Tracking Techniques." *Energy Conversion, IEEE Transactions on* 22(2): 439-449.
- [30] Weidong, X., W. G. Dunford, et al. (2007). "Application of Centered Differentiation and Steepest Descent to Maximum Power Point Tracking." *Industrial Electronics, IEEE Transactions on* 54(5): 2539-2549.

- [31] Koizumi, H. and K. Kurokawa (2006). Plane Division Maximum Power Point Tracking Method for PV Module Integrated Converter. Industrial Electronics, 2006 IEEE International Symposium on.
- [32] Pandey, A., N. Dasgupta, et al. (2007). "A Simple Single-Sensor MPPT Solution." Power Electronics, IEEE Transactions on 22(2): 698-700.
- [33] Messenger, R. A. and J. Ventre (2003). Photovoltaic Systems Engineering SECOND EDITION. Boca Raton, CRC PRESS.

감사의 글

보람된 결실이 맺어지기까지 항상 모든 일에 있어 세심한 지도와 가르침을 주시고 또한 학문적 용기를 북돋아 주신 조음배 교수님께 진심으로 감사드립니다. 논문의 심사와 완성을 위해 아낌없는 조언과 격려를 주신 정수복 교수님, 오금곤 교수님, 백형래 교수님, 최연욱 교수님께 감사를 드립니다. 또한 항상 따뜻한 격려와 지도를 아끼지 않으신 조선대학교 전기공학과 의 이우선 교수님, 최효상 교수님, 조선이공대학 전기과 김남오 교수님의 은혜에 감사드립니다.

저의 학위과정에 있어서 늘 가까이에서 힘과 용기를 주신 태양광발전실 협실의 이강연, 문은아, 박정민 선배님, CUPEL 김동휘, 최문한, 임홍우, 정병호, 김현철 선배님들에게 깊이 감사드리며, 실험실에서 같이 생활하며 서로 도움을 주었던 김지훈, 정남인, 민병국, 김보현, 김대승, 신승호, 백승학, 장인혁, 임지혜에게도 진심으로 고맙다는 말을 전합니다. 함께 외국타향에 와서 서로 힘이 되어 주고 도움을 준 변문걸, 김계향, 최애화, 정길록, 이홍선, 김성덕, 윤춘희에게 감사의 마음을 전합니다.

끝없는 사랑과 정성으로 보살펴 주시고 아낌없는 격려를 보내주신 아버지, 어머니께 고개 숙여 감사를 드리며, 언제나 온갖 정성과 사랑으로 감싸주시고 격려해 준 큰누나, 작은누나, 매형들에게 이 하나의 작은 결실로 조금이나마 감사의 마음을 대신하고자 합니다.

오늘이 있기까지 묵묵히 곁에서 사랑과 헌신을 아끼지 않은 사랑하는 아내 려화와 항상 방긋 웃는 웃음으로 피로를 달래주던 사랑스런 아들 준정이 건강하고 바르게 성장하길 바라며 이 기쁨을 같이 하고자 합니다.

2010年 01月

朴政國

