

정전비용 고려한 PV시스템의 배전계통 연계 우선순위 결정에 관한 연구

A Study on the Priority Decision for Interconnection of PV System on Power Distribution System considering Customer Interruption Costs

손창남* · 한운동** · 문종필†
(Chang-Nam Son · Woon-Dong Han · Jong-Fil Moon)

Abstract - In this paper, when photovoltaic systems are connected to distribution system, most effective capacity and location of PV system are studied considering customer interruption costs of power distribution system. The reliability model of PV system considering the duration of sunshine, the model of time-varying load and Roy Billinton test system (bus2 model) are used. To simulate the effects of PV system, various cases are selected; (1) base case which is no connection of PV system to power distribution system when faults are occurred, (2) 3MW case which is 3[MW] connection of PV system (3) 4[MW] case, and (4) 20[MW] case which is 20[MW] connection of PV system to the bus of power distribution system. The capacity limit of connected PV system is settled to 14[MW] for all cases except case 4. The reliability and customer interruption costs for residential, general, industrial, and educational customer is evaluated

Key Words : Customer interruption costs, Interconnection, Power distribution system, PV System, Reliability

1. 서론

기후변화 협약, 화석연료의 고갈 등 자원부족 등의 현상에 대응하여 세계 각국에서는 신재생에너지 개발에 힘쓰고 있다. 신재생에너지는 분산전원 형태로 주로 배전계통에 연계되어 운전하고 있다. 배전계통은 주보호로 과전류계전 방식을 사용하고 있고 배전계통 고장의 대부분을 차지하는 순간고장을 제거하기 위하여 자동재폐로를 시행하고 있고, 이재폐로 시간이 0.5 [s]이다. 현재 분산전원은 이러한 배전계통 보호협조의 문제에 대응하여 독립운전을 방지하기 위하여 배전계통에서 고장 발생시 0.5 [s] 이내로 계통으로부터 분리시켜야 한다.

그러나 현재 배전계통은 스마트그리드가 활성화 되어가고 있고, 향후 마이크로그리드로 발전하여 갈 것으로 예상된다. 마이크로그리드로 발전시 신재생에너지는 현재와 같이 보조전원으로써의 역할뿐만 아니라, 주전원으로서의 역할도 해야 할 것으로 판단된다. 신재생에너지의 이러한 중요성에 비추어 본 논문에서는 태양광 발전시스템을 배전계통에 연계시 정전비용을 고려하여 연계할 수 있는 우선순위 알고리즘을 제안한다.

현재까지 태양광 관련 대부분의 연구는 태양광 출력제어, 배전계통 연계시 보호협조 부분에 초점이 맞춰져 있다[1].

또한 태양광 시스템을 불가용도(Unavailability)를 고려하여 연계할 경우 신뢰도를 향상에 대한 연구도 제시되었다 [2]. 본 논문에서는 PV시스템을 배전계통에 연계시 정전비용을 감소시킬 수 있는 측면에서 가장 효과적인 위치에 가장 효과적인 용량을 연계하게 되면 국가적으로 사회적인 비용을 최대로 감소시킬 수 있게 되며, 배전계통의 신뢰도 향상을 추가적으로 가져올 수 있음을 제안하였다. 우선 확실적인 태양광시스템 모델 및 신뢰도 평가를 위한 배전계통 모델을 사용하였으며, 2-step 부하모델을 사용하였다. 다음으로 5가지 케이스를 선정하여 사례연구를 통하여 제안한 알고리즘을 검증하였다.

2. 신뢰도 평가 모델 및 데이터

2.1 PV 모델

에너지관리공단의 태양광시스템 통계에 따르면 태양광시스템은 하루 평균 3.8시간을 발전하고 있다. 그러나 3.8시간 동안 지속적으로 발전하는 것이 아니라 태양이 구름에 가리거나 흐린 경우에는 갑자기 발전을 멈출 수도 있다. 본 논문에서는 계산의 편의를 위하여 하루 4시간 발전을 한다고 가정하였고, 발전가능 시간은 오전 9시~오후 5시로 설정하였다. 따라서 태양광 시스템은 하루에 발전을 수행하고 있을 확률은 $4/24 = 1/6$ 이며 발전을 수행하고 있지 않을 확률은 $20/24 = 5/6$ 이다.

2.2 배전계통 모델

신뢰도 평가를 위한 모델은 IEEE RBTS Bus 2 모델을 사용하였다[3-5]. 그림 1은 이 모델을 나타낸다. 2개의 Bus를 갖고 있으며 신뢰도 데이터는 참고문헌과 같으며 국내실

† 교신저자, 종신회원 : 한국교통대 전기공학과 부교수 · 공박
E-mail : moon@ut.ac.kr

* 정회원 : 한국교통대 전기공학과 박사과정

** 정회원 : 한국교통대 전기공학과 교수 · 공박

접수일자 : 2014년 8월 3일

수정일자 : 2014년 8월 14일

최종완료 : 2014년 8월 19일

정을 고려하여 참고문헌과 값의 차이가 있는 데이터는 표 1~4에 나타내었다. 표 1은 수용가 데이터, 표 2는 부하데이터, 표 3은 고장률 및 복구시간, 표 4는 수용가 종별에 따른 정전비용 데이터를 나타낸다.

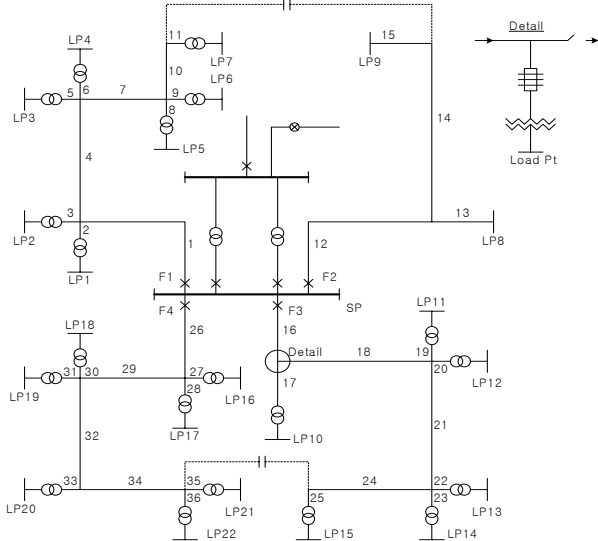


그림 1 RBTS Bus-2 모델
Fig. 1 RBTS Bus-2 model

표 1 수용가 데이터

Table 1 Customer's data

LP 개수	Load points (LP)	수용가 종별	LP당 평균부하 (MW)	수용가 수
5	1-3, 10, 11	주택용	1	400
4	12, 17-19	주택용	0.8	300
1	8	일반용	3.00	1
1	9	일반용	4.00	1
6	4, 5, 13, 14, 20, 21	산업용	1.5	1
5	6, 7, 15, 16, 22	교육용	0.6	20
합계	22		27.2	3,308

표 2 부하 데이터

Table 2 Load data

피더번호	LP	피더 평균 부하(MW)	수용가 수
F1	1-7	7.2	1,242
F2	8-9	7	2
F3	10-15	6.4	1,122
F4	16-22	6.6	942
TOTALS	22	27.2	3,308

2.3 부하 모델

PV시스템이 시간에 따라 변하는 값이므로, 부하도 시간에 따라 변하는 시변부하로 모델링되어야 한다. 본 논문에서는 참고문헌 [2], [6]에 근거하여 수용가 종별에 따라 부하를 모델링하였다. 수용가는 주택용(0.8[MW], 1[MW]), 일반

표 3 고장률 및 복구시간

Table 3 Failure rate and repair time

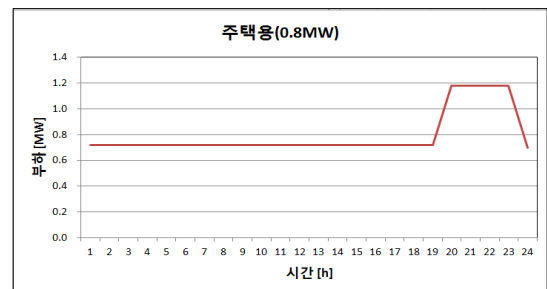
	고장률 (/yr)	수리시간 (h)	연계시간 (h/f)
선로	0.065	4	0.5
변압기	0.015	2	1

표 4 정전비용 데이터

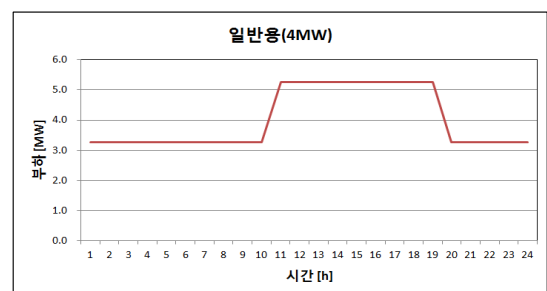
Table 4 Data of customer interruption costs

수용가 종류	정전비용[원/kW]			
	1분	20분	1시간	4시간
주택용	102	2,062	6,192	23,602
일반용	28,042	128,165	235,063	554,064
교육용	31,383	90,226	142,966	248,883
산업용	80,335	120,718	174,493	230,076

용(3[MW], 4[MW]), 산업용(1.5[MW]), 교육용(0.6[MW])이다. 그림 2는 수용가 종별에 따른 시변 부하 모델의 예를 나타낸다.



(a) 주택용 (0.8MW)



(b) 일반용 (4MW)

그림 2 부하곡선의 예

Fig. 2 Examples of Load curve

2.4 모의 케이스 선정

배전계통 신뢰도 평가는 다음과 같이 크게 5가지로 분류하여 수행하였다.

- 1) 고장시 연계가 없는 경우
- 2) 고장시 용량에 관계없이 연계가 가능한 경우
- 3) 고장시 3[MW]까지만 연계가 가능한 경우

- 4) 고장시 4[MW]까지만 연계가 가능한 경우
- 5) 배전모선에 대용량(20[MW]) 열병합 발전설비가 연계되어 있는 경우

모든 경우에 대하여 배전계통의 사고시 피더당 용량인 14[MW]를 넘지 않도록 제약조건을 설정하였다.

3. 정전비용을 고려한 태양광시스템의 연계 우선순위 결정

배전계통 사고시 분산전원을 통하여 수용가에 전력을 공급하게 되면, 신뢰도 향상 및 정전비용 감소를 가져올 수 있다. 따라서 정전비용 감소 측면에서 배전계통의 어느 위치에 얼마 용량의 태양광 시스템을 설치하는 것이 가장 효율적인지에 대한 연구를 수행하였다. 우선 각 LP별로 Unavailability를 평가 후 수용가 종별에 따른 정전비용을 고려하여 정전비용이 가장 높은 Load point 부터 순서대로 나열하여 분산전원을 설치하는 것으로 결정하였다.

다음은 각 LP에 연계할 PV시스템의 용량 결정하는 문제이다. 연계용량은 부하모델에 따라 3 가지 경우로 나눌 수 있다.

- 1) 기저부하용량 DG 연계시
- 2) 평균부하용량 DG 연계시
- 3) 최대부하용량 DG 연계시

여기서 2)번의 경우는 기저부하용량을 연계하였을 경우와 효과가 동일하기 때문에 기저부하용량을 설치하는 것이 보다 경제적이므로 케이스 선정에서 제외된다[2]. 일조시간과 수용가 종별에 따른 부하곡선을 고려하여 표 5와 같이 결정할 수 있다.

표 5 수용가별 연계용량에 따른 고장시간 감소율
Table 5 Decreasing rate of repair time according to the Interconnected power for the type of customers

수용가 종류	연계용량	연계가능 시간	일조시간 고려시 고장시간 감소율
주택용 (1MW, 0.8MW)	기저부하용량	8[h]	5/6
일반용 (3MW)	기저부하용량	1[h]	47/48
일반용 (4MW)	설치불가(3[MW]초과)		
산업용 (1.5MW)	최대부하용량	8[h]	5/6
교육용 (0.6MW)	기저부하용량	1[h]	47/48
	최대부하용량	8[h]	5/6

교육용 수용가에 대해서는 피더 연계용량 한계 3[MW]에 대하여, 교육용 수용가에 최저부하용량으로 연계할 경우 남은 용량을 다른 부하에 추가로 연계 가능할 경우에는 기저

부하용량으로 결정하는 것이 유리하고, 만약 남은 용량을 다른 수용가에 연계 불가능할 경우에는 최대부하용량으로 결정하는 것이 신뢰도 측면에서 유리하게 된다[2]. 따라서 계통 상황에 따라 결정하여야 한다.

이상의 분산전원 연계위치 및 연계용량 결정 알고리즘을 정리하면 다음과 같다.

- Step1. 계통 연계조건(가능, 불가능, 연계용량)에 따라 신뢰도 평가
- Step2. 정전비용을 고려하여 LP별 정전비용이 높은 순서대로 정렬
- Step3. 순서에 따라 LP별 수용가 종별 확인 및 표 5에 따라 연계용량 결정
- Step4. 교육용 수용가의 경우에는 기저용량 및 최대용량 두 가지 경우 모두 계산
- Step5. 각 피더당 연계용량 3[MW]를 초과하는지 점검
- Step6. 3[MW]를 초과하면 해당 LP에 연계하지 않고 다음 순위의 LP에 연계가능한지 점검 후 연계
- Step7. 모든 LP에 대하여 결정시 신뢰도 계산 후 종료

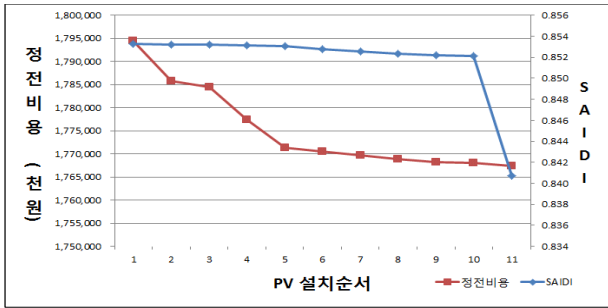
4. 사례 연구

앞에서 설정한 5 가지 케이스에 대하여 신뢰도 및 정전비용 평가를 수행하였다. 한 예로 4번 Case의 경우, 고장시 4[MW]까지만 연계가 가능한 경우에 연계우선순위 및 연계용량을 결정한 결과는 표 6과 같다.

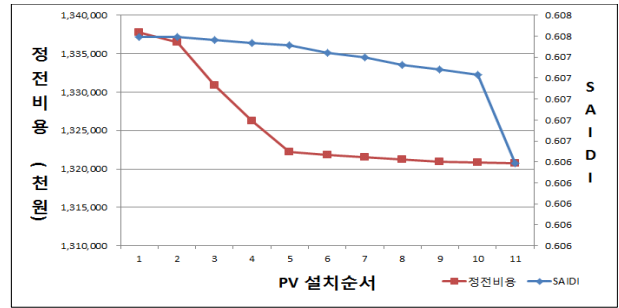
표 6 연계우선순위 및 연계용량
Table 6 Priority and capacity of PV interconnection

피더 번호	LP	정전비용 [천원]	기저용량설치		최대용량설치	
			연계용량	우선순위	연계용량	우선순위
F2	9	264,100	0	주1)	0	주1)
F2	8	167,466	2.45	1	2.45	1
F4	21	129,095	1.76	2	1.76	2
F1	5	112,185	1.76	3	1.76	3
F3	13	100,972	1.76	4	1.76	4
F3	14	100,972	1.76	주1)	1.76	주1)
F1	4	100,802	1.76	주1)	1.76	주1)
F4	20	95,361	1.76	주1)	1.76	주1)
F4	22	45,724	0.45	5	0.97	5
F1	7	41,811	0.45	6	0.97	6
F1	6	41,271	0.45	7	0.97	
F3	15	38,301	0.45	8	0.97	7
F4	16	22,473	0.45	9	0.97	
F1	3	6,777	0.9		0.9	
F3	11	5,856	0.9	주1)	0.9	
F4	18	5,421	0.72		0.72	
F4	19	5,421	0.72		0.72	
F3	12	4,685	0.72	10	0.72	
F1	2	3,478	0.9		0.9	
F4	17	2,783	0.72		0.72	
F3	10	2,251	0.9		0.9	
F1	1	180	0.9		0.9	

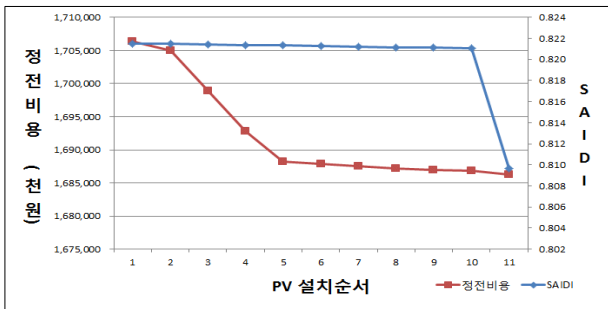
주1) 피더당 연계용량 3[MW] 초과로 인하여 연계하지 못하고 다음 순위의 수용가가 연결되는 경우



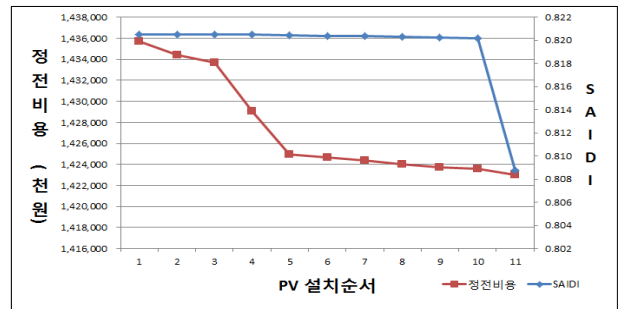
(a) Case 1



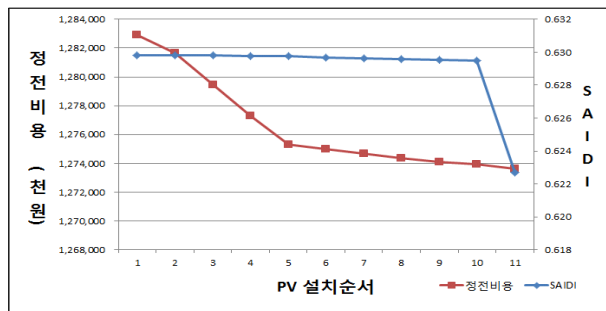
(b) Case 2



(c) Case 3



(d) Case 4



(e) Case 5

그림 3 기저용량 설치시 정전비용 & SAIDI
Fig. 3 Ecost & SAIDI in case of base capacity

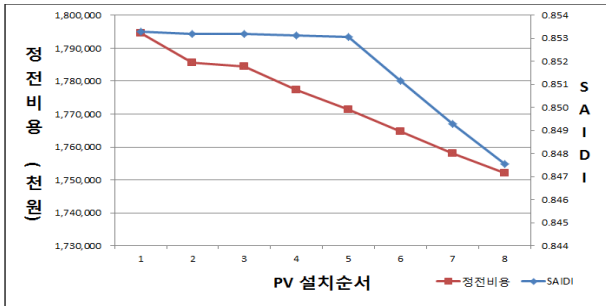
그림 3, 4는 5가지 케이스에 대하여 교육용 수용가에 기저용량, 최대용량을 설치하였을 경우에 대한 정전비용 및 SAIDI지수를 보여준다.

그림 3, 4에서, 태양광시스템을 설치함에 따라 정전비용 및 SAIDI가 어떻게 감소하는지를 알 수 있다. 즉, 정전비용을 기준으로 태양광설치 위치 및 용량을 설정하였기 때문에 우선순위에 따라 정전비용 감소 폭이 큰 것을 알 수 있다. 그에 반하여 SAIDI는 상대적으로 감소폭이 앞부분이 아닌 뒷부분에서 감소하는 것을 알 수 있다. 만약 SAIDI 지수를 고려하여 SAIDI가 가장 나쁜 LP부터 태양광시스템을 설치하였다면 SAIDI가 급격하게 줄어 들 것이고, 정전비용은 그에 비하여 상대적으로 줄어드는 폭이 둔감할 것으로 판단된다.

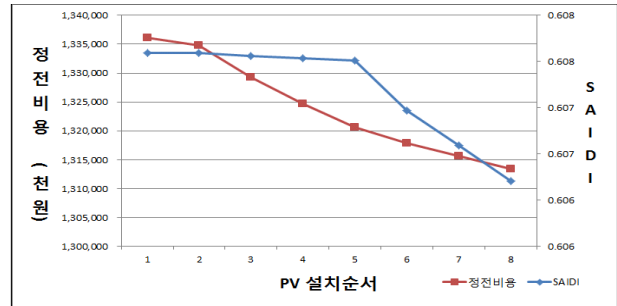
따라서 태양광시스템을 본 논문에서 제시한 알고리즘에 따라 연계위치 및 연계용량을 결정할 경우, 정전비용을 최대한 줄일 수 있음을 알 수 있다.

5. 결 론

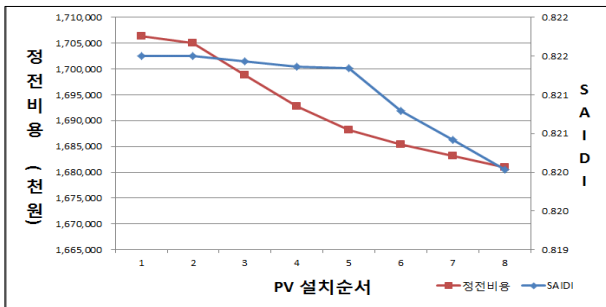
본 논문에서는 태양광시스템을 전력계통에 연계할 경우, 정전비용 감소 측면에서 가장 효율적인 연계위치 및 연계용량을 제시하였다. 우선, 태양광시스템 모델을 확률로써 모델링하여 처리하였고, 배전계통 모델로는 RBTS BUS2 모델을 사용하였다. 각 수용가별 정전비용을 고려하여 태양광시스템의 연계위치 및 연계용량을 제안하였다. 5 가지 케이스를 선정하여 태양광시스템을 기저용량 설치 및 최대용량 설치시 정전비용 및 SAIDI 지수의 감소를 확인하였다. 정전비용을 기준으로 연계알고리즘을 제시하였기 때문에 정전비용의 감소분이 SAIDI지수보다 급격히 줄어드는 것을 확인하였다. 본 논문의 결과는 향후 급격하게 증가하게 될 태양광시스템의 전력계통 연계시 기초자료로 활용가능 할 것으로 사료된다.



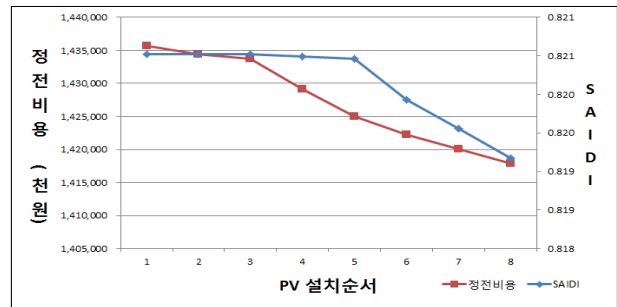
(a) Case 1



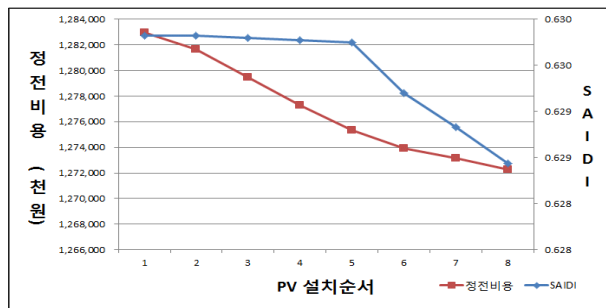
(b) Case 2



(c) Case 3



(d) Case 4



(e) Case 5

그림 4 최대용량 설치시 정전비용 & SAIDI
Fig. 4 Ecost & SAIDI in case of maximum capacity

References

[1] Philip P. Barker, Robert W. De Mello, "Determining the impact of distributed generation on power systems: part1-radial distribution systems", IEEE PES Summer Meeting, Vol. 13, pp. 1645-1656, July 2000

[2] J.-F. Moon, "A Study on the Algorithm for Interconnection of PV System on Power Distribution System Considering Reliability", Trans.on KIEE Vol. 60P, No. 4, pp. 241-245, Dec. 2011

[3] S.-G. Kim, J.-W. Jung, J.-S. Jung, "A Study on the Management Realities on Solar Power System", 2010 KIEE Fall Conference, pp. 510-512, Nov. 2010

[4] Richard E. Brown, Electric Power Distribution Reliability, Marcel Dekker, Inc. 2002.

[5] R. N. Allan, R. Billinton, I. Sjarief, et. al, "Reliability Test System for Educational Purposes - Basic Distribution System Data and Results", IEEE Transaction on Power Systems, Vol. 6, No. 2, May 1991.

[6] Korea Electric Power Research Institute. A study on the improvement of pole-transformer load management (technical report). Korea Electric Power Corporation, 1999; TR.96ES15.S1998.86.

저 자 소 개



손 창 남 (孫 昌 男)

1995년 한국교통대 전기공학과 졸업. 2001년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학석사). 2011년~현재 동 대학원 전기공학과 박사과정. 1981년~현재 충주시청 기업지원과 근무

E-mail : cjson@korea.kr



한 운 동 (韓 運 東)

1978년 2월 숭실대학교 전기공학과 졸업, 1984년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사), 2002년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사), 1980년 5월~현재 한국교통대학교 전기공학과 교수

E-mail : wdhan@ut.ac.kr



문 종 필 (文 鍾 必)

2000년 숭실대 전기공학과 졸업. 2007년 동 대학원 전기공학과 졸업(공학박사). 2009년~현재 한국교통대학교 전기공학과 부교수

E-mail : moon@ut.ac.kr