

신재생에너지 계통 연계에 따른 송전망 Risk Level 평가에 대한 연구

(A Study on Evaluation for Risk Level in Transmission Network Connected
with Renewable Energy)

김성열* · 문상근 · 김진오**

(Sung-Yul Kim · Sang-Kun Moon · Jin-O Kim)

Abstract

A Renewable Portfolio Standard(RPS) is a regulation that requires the increased generation of energy from renewable energy sources such as solar, wind, fuel cell, small hydro, biomass and geothermal. By environmental, technical and these regulatory reasons, the amount of renewable energy sources will be increased in a network. However, it is hard to assess risk of a transmission network with large scale renewable energy sources because the output characteristics of renewable energies are intermittent.

This paper evaluates effects of a transmission system with supplemental large scale renewable energies into the existing system. To evaluate these effects, a methodology for risk level of components in a network is proposed considering steady state and contingency N-1 in this paper. We consider line current and bus voltage in each state of a network.

Key Words : Risk Analysis, Transmission Plan, Renewable Energy

1. 서 론

최근 신재생에너지의무할당제(RPS)와 같은 환경 규제에 발맞추어 배전계통에 분산전원 형태로 연계되던 신재생에너지가 송전계통에 대규모로 연계되기 시

작했다. 하지만 이러한 대규모 신재생에너지가 계통에 유입될 경우 송전계통 내 신재생에너지 도입이 기존 송전 시스템에 미치는 영향과 기존 계통에 연계할 신재생에너지의 부정적 영향을 완화하기 위한 시스템 강화 요소 분석이 선행되어야 한다. 그러나 국내의 경우 신재생에너지의 송전계통 연계 기준 조차 모호한 상태이며, 신규 대규모 신재생에너지가 기존 송전계통에 연계될 경우 계통 업그레이드 문제 등 당면한 문제들이 산재해 있다. 따라서 현 시점에서 대규모 신재생에너지의 송전계통 연계 시 전력 조류, 동적 안정도, 계통 보호 필요조건, 변전소, 송전 선로 등 다양한 각

* 주저자 : 한양대학교 전기공학과 박사과정
** 교신저자 : 한양대학교 전기 제어생체공학부 교수
Tel : 02-2220-0347, Fax : 02-2220-1856
E-mail : jokim@hanyang.ac.kr
접수일자 : 2010년 11월 19일
1차심사 : 2010년 11월 24일
심사완료 : 2010년 12월 28일

도에서 기존 계통에 미치는 영향을 분석할 필요가 있다. 이에 본 논문에서는 신규 신재생에너지의 계통 연계가 기존 계통 설비에 미치는 영향을 정상상태 및 상정사고 상황에 따라 각각 Risk Level로 표현하는 기법을 제안한다.

2. 계통 상태별 분석

송전계통 계획 시 취약한 설비 및 계통 상태를 평가하기 위한 기법으로는 크게 상정사고 n-1, n-2와 같은 결정론적 방법과 PRA(Probabilistic Risk Assessment)와 같은 확률론적 방법으로 나눌 수 있다[1]. 계통 위험 요소를 고려한 확률론적인 접근 방법의 경우 계통의 신뢰도 평가를 평가하는데 적합한 기법이다[2]. 하지만 계통 신뢰도가 아닌 설비의 위험 요소를 분석하거나 계통의 물리적 상황을 변별하기에는 적합하지 않다고 할 수 있다. 따라서 일반적으로 계통의 위험 요소를 판별하는데 적합한 결정론적 상정사고 기준을 적용할 것이다[3]. 또한 계통이 정상 상태일 경우에 대해서도 분석하도록 한다.

$$D^n(f) = \begin{cases} \emptyset, & \text{if } n=0 \\ \{f\text{번째 상정사고 내용} \mid n=1, \forall f\}, & \text{if } n=1 \\ \{f\text{번째 상정사고 내용} \mid n=2, \forall f\}, & \text{if } n=2 \end{cases} \quad (1)$$

위의 식은 계통 상태별 분석을 위해 선정한 각 상태별 고장의 원인을 나타낸다. 이 때 n=0은 정상 상태를 나타내며, n=1, 2일 경우는 상정사고 상태를 나타낸다.

3. 계통의 Risk Level 평가

본 논문에서는 신규 대규모 신재생에너지의 송전계통 유입 시 계통 상태별 Risk Level을 평가한다. 이는 선로에 흐르는 (고장)전류와 버스 전압 측면에서 신규 신재생에너지 연계에 따른 계통의 위험도를 평가하기 위함이다.

송전 계획의 관점에서 계통의 위험도를 평가하는 방법으로는 전력시장 측면에서 지역한계가격(LMP)을

기준으로 평가하는 방식[4], 계통 신뢰도를 기반으로 평가하는 방식[5], 전압 안정도 및 선로의 송전 용량 등 계통 설비의 상태를 고려한 방식[6]으로 나누어 생각해 볼 수 있다. 각각 전력시장 운영, 계통 신뢰도, 실계통 안정도 측면에서 계통의 위험 요소를 판별하는데 적합한 기법들이다. 그러나 본 논문의 목적은 실제 신재생에너지의 유입이 기존 계통 설비에 미치는 영향을 평가하기 위함이므로, 계통 설비의 상태를 고려한 위험도 평가 방법이 가장 적합하다고 사료된다.

3.1 설비별 고장유형에 따른 Risk Level 평가

기존의 계통 설비 상태를 고려한 위험도 평가 기법들은 설비의 전압, 전류 최대 허용치를 제약조건으로 적용하여 설비의 위험도를 선형적으로 평가했으나, 이러한 기법은 설비의 현 상태에 따른 위험도의 변화를 정확히 평가할 수 없는 단점이 있다. 따라서 계통 상태별로 선정한 고장에 따라 설비의 (고장)전류, 전압 및 주파수에 대한 Risk Level 함수를 다음과 같이 제안한다.

3.1.1 전류 Risk Level 평가

계통 상태별 f 번째 고장원인에 대한 설비의 (고장)전류 Risk Level은 다음과 같이 나타낼 수 있다.

$$\mathfrak{R}_{ij}^{n,l}(t, f) = \frac{1}{I_{ij}^{n,Rating}} \cdot (I_{ij}^{n,Rating})^{\frac{I_{ij}^n(t, f)}{I_{ij}^{n,Rating}}} \quad (2)$$

i, j 는 각 버스를 의미하며, $\mathfrak{R}_{ij}^n(t, f), I_{ij}^n(t, f)$ 는 각각 계통 상태 n일 때 f 번째 고장원인에 의한 선로 ij 의 Risk Level과 (고장)전류를 나타낸다. $I_{ij}^{n,Rating}$ 는 n=0인 정상 상태에서는 선로의 정격 전류를, n=1, 2인 상정사고 상태에서는 단위 시간 동안 선로가 견뎌야 하는 단락 회로 허용전류를 나타낸다.

다음 그림 1은 식 (2)를 그래프로 도식한 것이다.

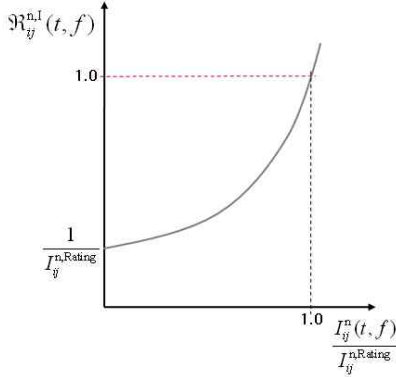


그림 1. 전류 Risk Level 함수
Fig. 1. Risk level function for current

3.1.2 전압 Risk Level 평가

다음은 각 버스별 전압유지범위에 따른 상/하한 전압 변동 허용 범위를 나타낸다.

$$V_i^{n,Range}(t, f) = \begin{cases} V_i^{n,Range^+}, & (\text{if } \Delta V_i^n(t, f) \geq 0) \\ V_i^{n,Range^-}, & (\text{if } \Delta V_i^n(t, f) < 0) \end{cases} \quad (3)$$

$$\Delta V_i^n(t, f) = V_i^n(t, f) - V_i^{n,Rating} \quad (4)$$

이 때 $V_i^{n,Rating}$ 는 계통 상태에 따라 버스 i 에 허용 가능한 기준 전압값을 나타낸다. $V_i^n(t, f)$ 와 $\Delta V_i^n(t, f)$ 는 각각 계통 상태가 n 일 경우 고장 f 에 의해 버스 i 에 인가되는 전압 및 그 때의 기준 전압값과의 차이를 나타낸다. 일반적으로 전압유지범위, $V_i^{n,Range}(t, f)$ 는 $V_i^{n,Rating}$ 을 기준으로 상하한 범위값을 갖으며 이를 각각 $V_i^{n,Range^+}$, $V_i^{n,Range^-}$ 로 표현한다. 따라서 계통 상태별 f 번째 고장원인에 따른 각 버스의 전압 Risk Level은 식 (2) 와 마찬가지로 다음과 같이 표현할 수 있다.

$$\mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f) = \frac{1}{V_i^{n,Range}(t, f)} \cdot (V_i^{n,Range}(t, f))^{|\frac{\Delta V_i^n(t, f)}{V_i^{n,Rating}(t, f)}|} \quad (5)$$

식 (5)에서 알 수 있듯이, 전압 Risk Level은 $|\Delta V_i^n(t, f)|$ 에 의해 그림 1의 y축 대칭인 형태를 갖는다.

3.2 설비별 Risk Level 평가

일반적으로 각 설비별 위험도 및 우선순위를 평가하기 위해 버스 전압 범위, 발전기별 유·무효전력량 범위, 송전선 조류량 제약 조건 등을 고려하여 계통 설비의 위험도에 반영한다[7]. 본 논문에서는 위에서 제안한 Risk Level 함수를 이용하여 각 평가 항목에 대한 계통의 위험도를 평가한다.

각 설비별 전류, 전압 및 주파수에 대한 Risk Level 값은 상정한 모든 고장원인 중 설비에 미치는 영향이 가장 큰 경우의 Risk Level 값으로 나타내며 다음과 같이 표현 가능하다.

$$\overline{\mathfrak{R}}_{ij}^{n,I}(t, f) = \text{Max} \{ \mathfrak{R}_{ij}^{n,I}(t, f) \mid \text{Contingency } n, \forall f \} \quad (6)$$

$$\overline{\mathfrak{R}}_i^{n,V}(t, f) = \text{Max} \{ \mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f) \mid \text{Contingency } n, \forall f \} \quad (7)$$

여기서 식 (6)과 (7)은 각각 ij 선로의 전류 Risk Level과 버스 i 의 전압 Risk Level을 나타낸다. 또한, 식 (2)~(5)를 통해 알 수 있듯이, 평가된 각 Risk Level 값이 기준치 1.0을 넘어서는 설비를 위험한 상태에 있는 설비로 정의할 수 있다.

각 Risk Level별로 가장 취약한 상태를 유발하는 상정사고 원인은 다음 식과 같이 나타낼 수 있다.

$$\overline{D}_{ij}^{n,I}(t, f) = \left\{ D^n(f) \mid \text{if } \overline{\mathfrak{R}}_{ij}^{n,I}(t, f) \right\} \quad (8)$$

$$\overline{D}_i^{n,V}(t, f) = \left\{ D^n(f) \mid \text{if } \overline{\mathfrak{R}}_i^{n,V}(t, f) \right\} \quad (9)$$

따라서 위의 식을 통해 설비별 Risk Level 및 그 때의 고장원인을 산정할 수 있다.

4. 계통 상태 변화

기후변화에 민감한 단기 수요예측과는 달리 장기 수요예측은 전력사용 인구나 GDP에 많은 영향을 받는다. 본 논문에서는 전력 수요 예측을 위한 보다 간략

화된 방법으로 다음 식과 같은 GDP에 의한 미래의 수요량을 산출하는 방식을 적용한다.

$$L(t) = L(t_0) \cdot \left(1 + \frac{r}{100}\right)^t \quad (10)$$

여기서 $L(t)$ 는 t 시점에서 부하 예측량, r 은 연간 수요증가율을 나타낸다.

각 시점에서의 부하량 변화에 따른 발전기, g 의 출력은 다음과 같은 2차 발전 비용 함수를 통해 산출한다.

$$C_g(t) = \alpha_g + \beta_g \cdot P(t) + \gamma_g \cdot P(t)^2 \quad (11)$$

$\alpha_g, \beta_g, \gamma_g$: 발전기 g 의 발전비용함수 계수

위의 발전 비용 함수를 이용한 경제 급전을 통해 정해진 발전기별 발전량에 따라 전력 조류 계산을 시행하고, 이를 통해 본 논문에서 제안한 Risk Level 평가를 위한 자료를 수집한다. 본 연구는 계통 계획 관점에서 전력 조류를 평가하는 것이므로, 전력 조류를 평가하기 위한 다양한 기법[8-9] 중 시간적 제약 없이 정확한 결과를 획득할 수 있는 Newton-Raphson 기법을 적용한다.

본 논문에서 제안한 Risk Level을 적용할 경우 각 시점에서 부하량 및 발전기별 발전량의 변화와 신재생에너지 연계 정보에 따른 전류/전압 변화율을 파악하는 것은 계통 상태 변화에 따른 기존 설비의 위험도를 평가하는데 중요한 요소이다. 이는 위에서 정의한 식 (1)~(5)를 통해 정상 상태 및 각 고장원인에 따라 다음과 같이 설비의 Risk Level 변화로 나타낼 수 있다.

$$\psi_{ij}^{n,I}(t, f) = \frac{I_{ij}^n(t, f) - I_{ij}^n(t^-, f)}{I_{ij}^{n,Rating}} = \log_{\mathfrak{R}_{ij}^{n,Rating}} \frac{\mathfrak{R}_{ij}^{n,I}(t, f)}{\mathfrak{R}_{ij}^{n,I}(t^-, f)} \quad (12)$$

$$\begin{aligned} \psi_i^{n,V}(t, f) &= \frac{|\Delta V_i^n(t, f)|}{V_i^{n,Range}(t, f)} - \frac{|\Delta V_i^n(t^-, f)|}{V_i^{n,Range}(t^-, f)} \\ &= \log_{V_i^{n,Range}(t, f)} \mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f) - \log_{V_i^{n,Range}(t^-, f)} \mathfrak{R}_i^{n,V}(t^-, f) \end{aligned} \quad (13)$$

위의 식 (12)과 (13)는 각각 t 시점과 t 이전 시점, t 에서 f 번째 고장원인에 의한 선로 ij 의 전류 변화율과 버스 i 의 전압 변화율을 나타낸다.

이를 시점 변화에 따른 각 설비별 전류와 전압 변화율에 대해서 나타내면 다음과 같다.

$$\psi_{ij}^{n,I}(t) = \frac{I_{ij}^n(t, f) - I_{ij}^n(t^-, f)}{I_{ij}^{n,Rating}} = \log_{\mathfrak{R}_{ij}^{n,Rating}} \frac{\mathfrak{R}_{ij}^{n,I}(t, f)}{\mathfrak{R}_{ij}^{n,I}(t^-, f)} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \psi_i^{n,V}(t) &= \frac{|\Delta V_i^n(t, f)|}{V_i^{n,Range}(t, f)} - \frac{|\Delta V_i^n(t^-, f)|}{V_i^{n,Range}(t^-, f)} \\ &= \log_{V_i^{n,Range}(t, f)} \mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f) - \log_{V_i^{n,Range}(t^-, f)} \mathfrak{R}_i^{n,V}(t^-, f) \end{aligned} \quad (15)$$

5. 사례연구

본 논문의 사례연구에서는 그림 2과 같은 5-버스 계통 데이터를 적용하여 모의하였으며, PSS/E를 사용하여 결과를 도출하였다. 또한, Risk Level 조사 대상 설비는 표 1에 나타내었다.

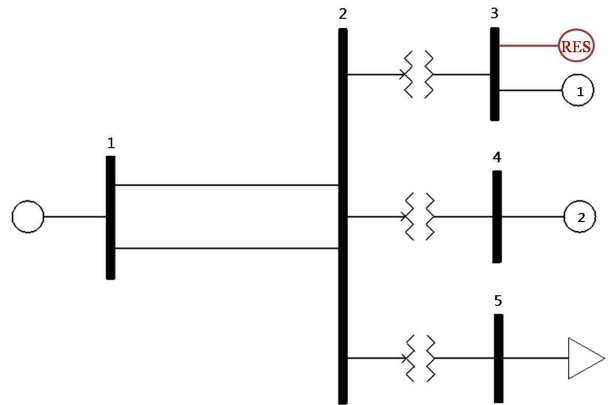


그림 2. 5-버스 송전 계통
Fig. 2. A transmission network with 5-buses

표 1. Risk Level 조사 대상 설비
Table 1. Components for estimation of risk level

설비	선로					버스				
	1-2 (上)	1-2 (下)	2-3	2-4	2-5	1	2	3	4	5
No.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

1번 버스는 외부 송전 계통과 연계되어 있으며, 발전기는 각각 3번 버스와 4번 버스에 연계되어 있다. 5번 버스에는 부하를 모의하였다. Case 2에서는 3번 버스에 추가로 신재생에너지를 연계한다.

각 발전기별 데이터와 버스별 계통 기준값[10]은 표 2와 3에 나타내었다. 또한, 설비 번호 1~5인 선로는 정상 계통 상태(n=0)에서 3012[A], 계통 고장 시(n=1) 70,000[A]의 $I_{ij}^{n,Rating}$ 를 갖는다고 가정하였다.

표 2. 발전기별 데이터
Table 2. Generation data

		계통	Gen.1	Gen.2
발전비용 함수계수	α_g	146.556	56.556	68.429
	β_g	2.286	1.786	1.884
	γ_g	0.001	0.003	0.003
전력	유효 [MW]	최소	$-\infty$	15
		최대	$+\infty$	137
	무효 [MVar]	최소	$-\infty$	-45
		최대	$+\infty$	53.06

표 3. 버스별 계통 기준
Table 3. Voltage rating of each bus

	No.	$V_i^{n,Rating}$ [kV]	$V_i^{n,Range+}$ [kV]	$V_i^{n,Range-}$ [kV]
설비	6,7	345	17	17
	8,9,10	13.8	1.5	1.5

계통 운영 및 계획에서 고려해야 하는 기본적인 정보에는 미래의 수요량, 최소 발전가능 용량, 최대 발전가능 용량, 열소비율, 발전증가율, 발전용량 증/감발 비율 등이 있다. 이 중 미래의 수요량은 전력 계통 운영 및 계획에서 가장 기본이 되는 요소로서, 단기 부하 예측과 장기 부하예측으로 구분하여 생각해야 한다 [11]. 신규 신재생에너지가 계통에 연계되는 시점에서의 부하량 예측은 장기 부하예측 기법을 통해서 산출하는 것이 합리적이다. 따라서 본 사례연구에서는 GDP에 따른 추정법을 적용하였다. 부하량은 매년 2.9[%]씩 증가한다고 가정할 경우 시점별 부하량은 다음 표와 같다.

표 4. 시점별 부하량
Table 4. Load profiles per three years

조사 년도	0	3	6	9	12	
시점	t_0	t_1	t_2	t_3	t_4	
부하량	[MW]	220	239.700	261.165	284.552	310.032
	[MVar]	55	59.925	65.291	71.138	77.508

상정 사고는 버스 1-2, 2-3, 2-4, 2-5 간의 3상 단락 고장으로 모의한다.

5.1 Case 1: 신재생에너지 연계 전

Case 1에서는 신재생에너지가 송전 계통에 연계되기 이전 시점, 즉 그림 2의 3번 버스에 신재생에너지(RES)가 연계되기 이전의 상태에 대해서 모의한다. 또한 기준년도, t_0 를 시작으로 t_1, t_2 에 대해서도 각각 모의한다. 기준년도 버스 5에 연계된 수용가의 침투 부하량은 220[MW], 55[MVar]로 상정하였다.

다음은 계통 상태에 따른 각 선로별 전류 Risk Level을 나타낸 그림이다.

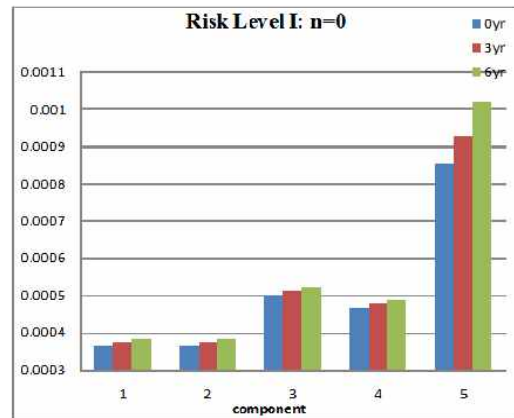


그림 3. Case 1: 정상 계통 상태에서의 전류 Risk Level
Fig. 3. Case 1: risk levels for current at steady state

그림 3은 조사 대상 기간 동안 정상 계통 상태에서 설비별 전류 Risk Level을 분석한 결과이다. 이 때 설비의 전류 Risk Level은 대체로 0.001 보다 작은 안정

된 상태를 갖는다. 또한 그림 4는 계통에 고장이 발생할 경우에 설비별 Risk Level을 분석한 결과이다. 1, 2번 설비의 경우, 0.45보다 작은 비교적 안정된 범위에서 계통이 운영되고 있음을 파악할 수 있다. 3~5번 설비의 Risk Level은 계통 고장에 따라 설비에 흐르는 고장 전류가 단락 회로 허용전류에 비해 상대적으로 미비함에 기인한 결과이다.

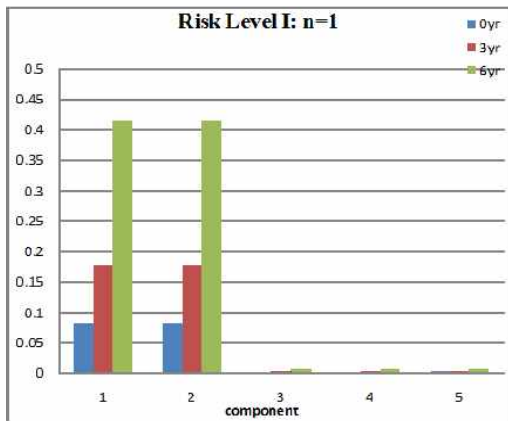


그림 4. Case 1: 계통 고장 발생 시 고장 전류 Risk Level

Fig. 4. Case 1: risk levels for current at contingency N-1

다음 그림은 정상 계통 상태에서 전압 Risk Level을 나타낸다.

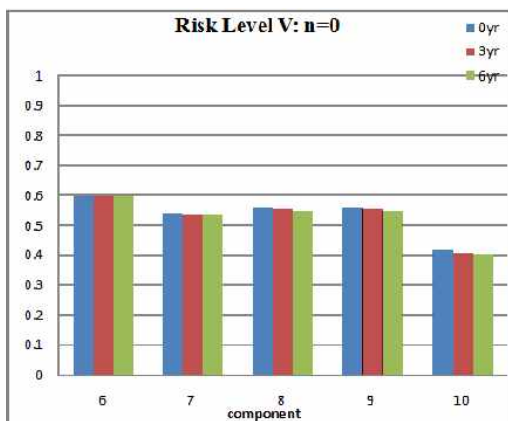


그림 5. Case 1: 정상 계통 상태에서의 전압 Risk Level

Fig. 5. Case 1: risk levels for voltage at steady state

전압 Risk Level이 상대적으로 가장 높은 6번 설비를 살펴보자. PSS/E 시행 결과 전압값은 358.904[kV]를 갖는다. 345[kV]를 기준 전압으로 1번 버스의 $V_i^{n,Range^+}$ 는 17[kV]이므로 전압 Risk Level을 산정하면, 그림 5에서 볼 수 있듯이 0.597의 비교적 안정적인 전압 Risk Level 값을 갖게 된다.

표 5. Case 1: 계통 고장 발생 시 전압 및 Risk Level

Table 5. Case 1: voltage risk levels at contingency N-1

		설비				
		6	7	8	9	10
t_0	$V_i^n(t, f)$	360.0075	360.18	363.4575	362.3535	356.4885
	$\mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f)$	0.717438	0.738362	1.274949	1.060684	0.399100
	$D_i^{n,V}(t, f)$	5번 설비 3상 단락	5번 설비 3상 단락	3번 설비 3상 단락	4번 설비 3상 단락	4번 설비 3상 단락
t_1	$V_i^n(t, f)$	360.042	360.2145	363.5265	362.388	356.385
	$\mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f)$	0.721575	0.742620	1.289695	1.066800	0.392274
	$D_i^{n,V}(t, f)$	5번 설비 3상 단락	5번 설비 3상 단락	3번 설비 3상 단락	4번 설비 3상 단락	4번 설비 3상 단락
t_2	$V_i^n(t, f)$	360.111	360.2835	362.319	362.388	356.247
	$\mathfrak{R}_i^{n,V}(t, f)$	0.729920	0.751209	1.054603	1.066800	0.383355
	$D_i^{n,V}(t, f)$	5번 설비 3상 단락	5번 설비 3상 단락	3번 설비 3상 단락	4번 설비 3상 단락	4번 설비 3상 단락

그러나 계통에 고장이 발생할 경우, 6번과 7번 설비는 6년 평균 0.734라는 비교적 높은 수치의 전압 Risk Level 값을 유지한다. 또한 8번 설비는 Risk Level의 위험 기준 수치인 1.0 값을 상회하는 값을 갖는다. 이는 3번 설비의 3상 단락 고장에 기인한 결과이다.

5.2 Case 2: 신재생에너지 연계 후

Case 2에서는 신재생에너지가 3번 버스에 연계되었을 경우에 대해서 모의한다. 또한, 기준년도 대비 6년 후인 t_2 를 시작으로, t_3, t_4 에 대해서 각각 모의 한다.

신재생에너지의 경우 발전량이 날씨 등의 외부 요인에 영향을 받아 간헐적인 출력 특성을 보인다. 하지만 신규 연계된 신재생에너지를 제외한 기존 발전기 및

외부 계통의 발전량이 현 계통 부하에 대한 적정성을 유지하고 있다고 가정할 경우 계통 계획 측면에서 신규 신재생에너지의 영향을 파악하기 위해서는 최대 출력을 기준으로 상정하는 것이 적절하다[12]. 따라서 연계된 신재생에너지의 각 모의 시점에서의 발전량은 10[MW]로 고정하였다.

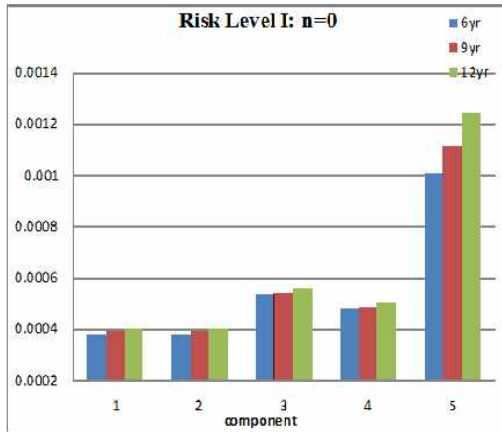


그림 6. Case 2: 정상 계통 상태에서의 전류 Risk Level
Fig. 6. Case 2: risk levels for current at steady state

수용가의 부하량이 단계적으로 증가하면서 선로에 유입되는 전류의 양도 점차 증가하지만, 그림 6에서 볼 수 있듯이 정상 계통 상태에서 전류 Risk Level은 Case 1과 마찬가지로 안정된 값을 갖는다.

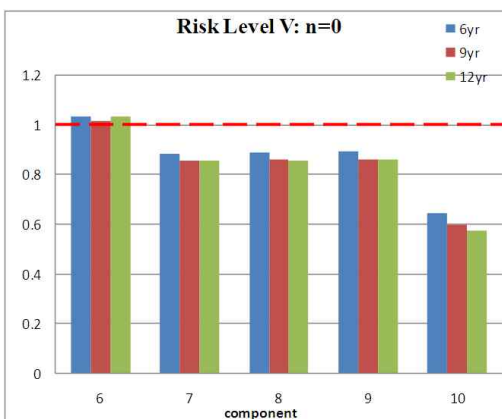


그림 7. Case 2: 정상 계통 상태에서의 전압 Risk Level
Fig. 7. Case 2: risk levels for voltage at steady state

그림 7은 정상 계통 상태에서의 전압 Risk Level을 나타낸다. 계통 상태에 대한 조사 시점이 6년 후가 되는 시점부터 정상 계통 상태에서도 6번 설비의 전압 Risk Level은 위험한 상태임을 알 수 있다. 신재생에너지가 계통에 연계되는 시점인 6년 후를 기준으로 신규 신재생에너지 연계 전/후의 정상 계통 상태에서 전압 Risk Level을 살펴보면, 다음 그림 8과 같다.

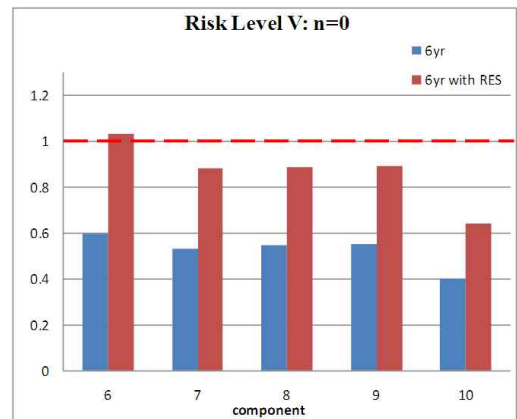


그림 8. 신재생에너지 연계 전/후의 정상 계통 상태 전압 Risk Level

Fig. 8. Risk levels for voltage at steady state with RES

계통 부하량이 각 시점에 따라 지속적으로 증가하더라도 신재생에너지가 3번 버스에 연계되기 이전에는 전압 Risk Level이 0.6을 밑도는 비교적 안정적인 상태에 있음을 알 수 있다. 그러나 신규 신재생에너지가 계통에 연계됨으로써 침투 부하시 10[MW]의 출력을 낸다고 가정할 경우 전압 Risk Level은 모든 조사 설비에서 높아진다. 특히 6번 설비의 경우 위험한 수준에 놓이게 됨을 알 수 있다. 식 (15)에 의해 신재생에너지가 연계된 시점에서 계통이 정상 상태일 때, 6번 설비의 전압 변화율은 0.1928로 상대적으로 다른 설비보다 신재생에너지 연계에 의한 영향이 크다는 것을 알 수 있다.

Case 2에서 계통 내 상정사고 발생 시, 각 설비별 Risk Level을 도식하면 다음 그림 9와 같다.

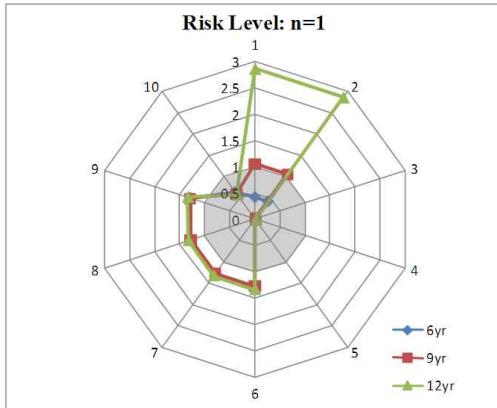


그림 9. Case 2: 계통 고장 발생 시 설비별 Risk Level
Fig. 9. Case 2: Component risk levels at contingency N-1

고장 전류 Risk Level의 경우, 신재생에너지가 연계된 시점에서는 0.5 이하의 안정된 값을 유지한다. 그러나 그 이후 조사 시점에서 1번 설비와 2번 설비는 급격히 위험한 상태로 돌입하는 것을 알 수 있다. 또한 전압 Risk Level의 경우 신재생에너지 연계 시점부터 10번 설비를 제외한 모든 설비가 위험한 상태에 노출되는 것을 확인할 수 있다.

신재생에너지 연계 전/후의 계통 고장 발생에 따른 설비별 Risk Level을 비교하면 다음 그림과 같다.

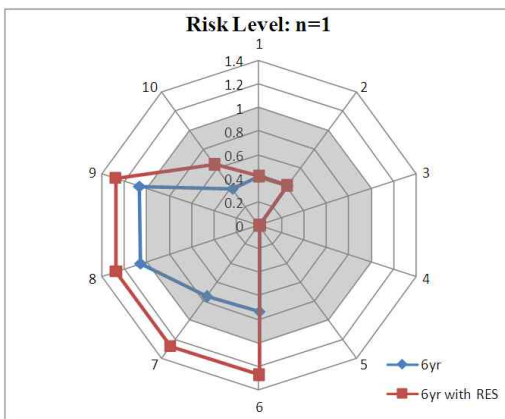


그림 10. 신재생에너지 연계 전/후의 계통 고장 시 설비별 Risk Level
Fig. 10. Component risk levels comparing before/after interconnected with RES at contingency N-1

1~5번 설비의 경우, 신재생에너지의 연계에 따른 고장 전류 Risk Level의 변화가 크지 않다. 따라서 그 값 또한 안정된 상태에 있음을 알 수 있다. 그러나 6~10번 설비의 경우, 신재생에너지의 연계는 전압 Risk Level에 큰 변화를 초래하며 이로 인해 6, 7번 설비는 신재생에너지 연계 전에 비해 계통 전압 관점에서 위험한 상태에 돌입하는 것을 확인할 수 있다.

본 논문에서 상정한 모든 조사 시점에 대해 위의 Case 1과 2의 결과를 토대로, 계통 고장 발생 시 설비별 Risk Level을 나타내면 다음 그림과 같다.

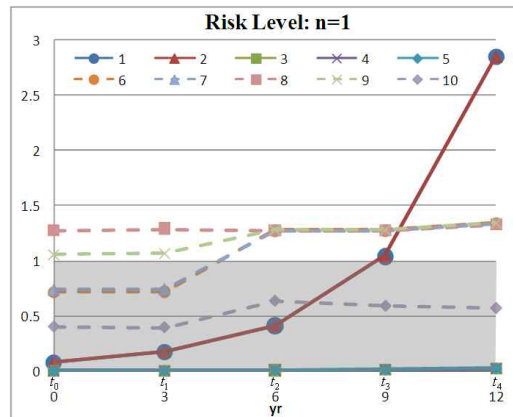


그림 11. 각 시점에서 계통 고장 발생 시 설비별 Risk Level
Fig. 11. Component risk level per three years at contingency N-1

고장 전류 Risk Level는 1~5번 설비의 Risk Level을 통해 알 수 있다. 발전기 1과 2의 최대 유효전력 발전량의 합은 274[MW], 무효전력 발전량의 합은 106.12[MVar]이다. 그러나 t_2 시점에서 총 수요량은 261.165[MW], 65.291[MVar]이므로 두 발전기는 한계 발전에 가까운 운영을 하고 있다고 할 수 있다. 따라서 t_3, t_4 에서는 1번 버스를 통해 외부 계통에서 유입되는 조류량이 증가함으로써 계통 고장 발생 시 1, 2번 설비의 고장 전류 Risk Level은 거의 동일하게 급격히 증가하는 것을 확인할 수 있다. 또한 3~5번 설비의 고장 전류 Risk Level은 모든 조사 시점에 대해서 0에 근접하는 가장 안정된 상태를 보인다.

설비의 전압 Risk Level은 6~10번 설비의 Risk

Level을 통해 확인할 수 있다. t_1 시점과 비교했을 때, 모든 전압 Risk 대상 설비에 대해서 신재생에너지가 연계되는 t_2 에서 급격히 Risk Level이 증가하는 것을 확인할 수 있다. 이는 3번 버스를 통해 기존 발전기를 통한 발전량 외에 10[MW] 만큼의 계통 내 전력 유입량이 증가하는데 기인한 결과이다.

6. 결 론

국제적 환경규제, 신재생에너지 관련 기술 및 정책 변화에 따라 신재생에너지를 이용한 발전 형태가 배전계통의 소규모 분산전원 형태에서부터 송전계통으로 확산되고 있다. 본 논문에서는 이에 따라 야기되는 기존 계통 설비의 위험도를 정상상태 및 상정사고에 대해 설비별 전류 및 전압 Risk Level로 나타내는 기법을 제안한다. 이를 통해 각 시점에 따른 계통 설비의 위험도 및 그 변화를 판별한다. 사례연구에서는 제안한 Risk Level 관점에서 각 시점별 부하량에 따른 각 발전기별 발전량 및 계통 전력 유입량의 변화가 설비에 미치는 영향을 평가한다. 또한 신재생에너지 연계 전/후의 설비별 Risk Level을 살펴봄으로써 신규 신재생에너지가 계통에 미치는 영향을 분석했다.

본 논문은 계통망 운영자 입장에서 대규모 신재생에너지의 송전계통 유입 시 계통 업그레이드 문제 및 비용 분담에 관한 이론적 근거 자료로 활용 가능할 것이다. 또한 신규 신재생에너지 사업자 입장에서 프로젝트 설계 시 기존 계통에 미치는 영향을 평가할 수 있는 기법으로 활용될 것으로 사료된다.

References

[1] R. Billinton and R. Allan "Reliability Evaluation of Power Systems", Pitman Books, England, 1984.
 [2] V. Sermanson, N. Maruejous, S. Lee "Probabilistic Reliability Assessment of the North American Eastern Interconnection Transmission Grid", CIGRE conference, Paris, September (2002).
 [3] Ruiz, P.A.; Sauer, P.W.; "Voltage and Reactive Power Estimation for Contingency Analysis Using Sensitivities" Power Systems, IEEE Transactions on Volume 22, Issue 2, May 2007 Page(s):639 - 647.
 [4] Lingling Fan; Osborn, D.; Miland, J.; Zhixin Miao;

"Regional transmission planning for large-scale wind power" Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE 26-30 July 2009 Page(s):1 - 6.
 [5] Pei Zhang; Graham, M.; Ramsay, D.; "Prioritization of Transmission Projects using EPRI Probabilistic Risk Assessment Program" Power and Energy Engineering Conference, 2009. APPEEC 2009. Asia-Pacific 27-31 March 2009 Page(s):1 - 5.
 [6] Musirin, I.; Rahman, T.K.A.; "Voltage stability based weak area clustering technique in power system" Power and Energy Conference, 2004. PECon 2004. Proceedings. National 29-30 Nov. 2004 Page(s):235 - 240.
 [7] Sakakibara, E.; Matsushita, K.; Iwamoto, S.; "A study on transmission planning prioritization using multi-objective evaluation" Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE 26-30 July 2009 Page(s):1 - 6.
 [8] B. Wollenberg and A. Wood, "Power Generation, Operation and Control", 2nd ed. New York: Wiley, 1996.
 [9] B. Stott and O. Alsac, "Fast decoupled load flow," IEEE Trans. Power App. Syst., vol. PAS-93, pp. 859 - 869, May/June, 1974.
 [10] "전력계통 신뢰도 및 전기품질 유지기준", 지식경제부 고시 제2009-280호, Dec. 2009.
 [11] Arthur Mazer, "Electric power planning for regulated and deregulated markets", John Wiley & Sons, 2007.
 [12] Lingling Fan; Zhixin Miao; Osborn, D., "Wind Farms With HVDC Delivery in Load Frequency Control", IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, Issue 4, pp. 1894-1895, 2009.

◇ 저자소개 ◇



김성열 (金成烈)

1980년 3월 23일생. 2007년 2월 한양대학교 전자전기컴퓨터공학부 졸업. 2009년 2월 동 대학원 전기공학과 졸업(석사). 현재 동 대학원 전기공학과 박사과정 재학중.



문상근 (文相勤)

1982년 9월 5일생. 2010년 2월 경원대학교 전기정보공학과 졸업. 현재 한양대학교 대학원 전기공학과 석사과정 재학중.



김진오 (金鎭吾)

1980년 2월 서울대학교 전기공학과 졸업. 1983년 2월 동대학원 전기공학과 졸업(석사). 1991년 12월 Texas A&M 대학교 전기공학과 졸업(박사). 현재 한양대학교 전기제어생체공학부 교수.