

# 천연가스와 액화천연가스 및 LNG 냉열활용 제반 공정에 대한 개요 소개

2019년 9월 24일(화)  
공주대학교 화학공학부  
조 정 호

1

## 목 차

- 1 천연가스 냉열 활용 일반
- 2 일본(Osaka Gas)을 중심으로 한 LNG 냉열 활용 사례
- 3 보령수협 냉동/냉장 물류단지의 경우
- 4 두 가지 이상의 냉매를 사용한 냉동사이클에 LNG 냉열을 적용
- 5 작동유체 발전공정을 LNG 냉열에 활용하는 경우
- 6 LNG 냉열활용 초임계 이산화탄소 발전공정에 적용하는 경우

2

## 목 차

7

NH3 냉매 이용 LCO2 제조에 LNG 냉열을 적용하는 경우의 타당성

8

천연가스 화력발전에 적용하는 경우

3

1

천연가스 냉열 활용 일반

4

### 연구의 필요성:

- **국내의 경우:**
  - ✓ 국내의 경우 LNG 수입량이 일본에 이어 세계 2위(중국이 세계 3위)에 해당하는 반면에 LNG 냉열이용이나 발전에 대해서는 그 적용사례가 현재까지 매우 미미한 실정임.
- “LNG Cryogenic Energy Utilization” in Energy Procedia: (2016)
  - ✓ Out of 12 major importing countries (viz. Japan, Thailand, Singapore, Taiwan, China, India, Korea, UK, Spain, Italy, Belgium, France) only Japan (60%) and China (10%) are the only countries which are utilizing this cold energy.

### LNG 냉열 적용 분야: 국내 외 다양한 기업에 대해서 조사

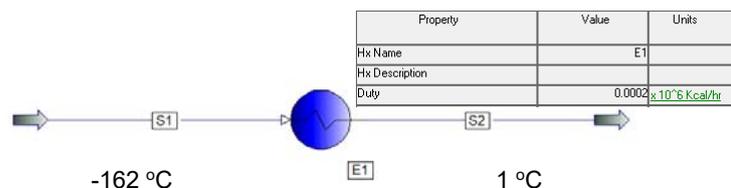
구분	지역	업체명	개소	내용	비고	
냉동창고	일본	Tokyo Gas	1	참지, 새우 등 보관		
		Saibu Gas	1	새우, 냉동식품 등 보관	전기전환	
	이탈리아	-	1	시질리아 프로젝트	검토중	
	미국	TeraCool	1	캐리비안 해역 냉동창고	검토중	
냉열발전	일본	Tokyo Gas	1	총 발전용량 4MW		
		Tokyo Electric Power	3	총 발전용량 20.9MW		
		Osaka Gas	5	총 발전용량 14.2MW		
		Tohoku Gas	1	총 발전용량 1MW		
		Chubu Electric Power	3	총 발전용량 21.4MW		
		Tohoku Electric Power	1	총 발전용량 5.6MW		
		Kyushu Electric Power and Nippon Steel	1	총 발전용량 9.4MW		
저온공기분리	일본	Tokyo Gas	2			
		Osaka Gas	3			
		Chubu Gas	1			
		Tohoku Electric Power	1			
		Saibu Gas	1			
	중국	-	1			
냉동창고	한국	서울 냉열	1	평택 LNG 터미널 인근		
조저온 파쇄	한국	유진 조저온	1	평택		
탄산제조	한국	코오롱 크리오스	1	통영 LNG 터미널 인근	사업중	
		일본	Tokyo Gas	1		
			Osaka Gas	1		
			Chubu Gas	2		
Mizushima LNG	1					
Cascade System	일본	Osaka Gas	1	부탄액화, 올레핀 제조 등	2011년	
	프랑스	Fos Cavaou LNG	1	데이터 센터 + 냉열발전	검토중	
데이터 센터	포르투갈	Sines LNG	1	데이터 센터 + 냉열발전	검토중	
	싱가포르	Singapore LNG	1	데이터 센터 + 냉열발전	검토중	

## 천연가스(Natural Gas)란?

- 주성분은 메탄(CH<sub>4</sub>)이고, 에탄(C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) 함량이 많고 적음에 따라서 rich gas와 lean gas로 구분한다.
- 천연가스 처리공정의 3개의 키워드:
  - Purification(전처리 공정)
    - 천연가스 중의 불순물: 이산화탄소, 황화수소, 수분, 수은 등
    - 불순물 제거 공정: AGRU, Dehydration Process 등
  - Volume Reduction(액화공정: Liquefaction Process)
    - 천연가스를 액화시키는 이유
    - 부피가 600분의 1로 줄어들기 때문에 저장 및 수송이 용이하다.
    - 동일한 저장 부피에 600배 많은 천연가스를 저장할 수 있다.
    - 이송시에 가스배관보다 액체 배관의 직경이 더 작다.
    - 기체 이송시에 압축기를 사용하는 것 보다 액체 이송 시에 펌프를 사용하면 동력을 줄일 수 있다.
  - Separation(NGL 회수공정)
    - 에탄 이상의 성분을 회수하는 공정

## 냉열이란?

- 한국가스공사에서 수입하는 액화천연가스는 연간 3천 5백만 톤 가량임
- 보령LNG터미널(주)에서는 연간 350만 톤을 수입하고 있음. 향후 700만 톤까지 증량
- 그 외에 포스코, S-Oil 등이 LNG를 적도입하고 있음
- 가스 수출국에서는 우리나라로 수출할 적에 천연가스를 -160°C 이하로 냉각시켜 가스를 액체로 만들어서 수출
- 액화천연가스가 기체상태의 천연가스로 바뀔 때에는 천연가스 1 Kg 당 200Kcal 정도의 열량이 필요함
- -160°C 이하인 액화천연가스는 천연가스의 기화열에 해당하는 만큼의 에너지를 가짐
- 에너지의 가치는 외기 온도와의 온도 차에 비례
- 저온 에너지를 고온 에너지와 구분하여 냉열이라고 부름

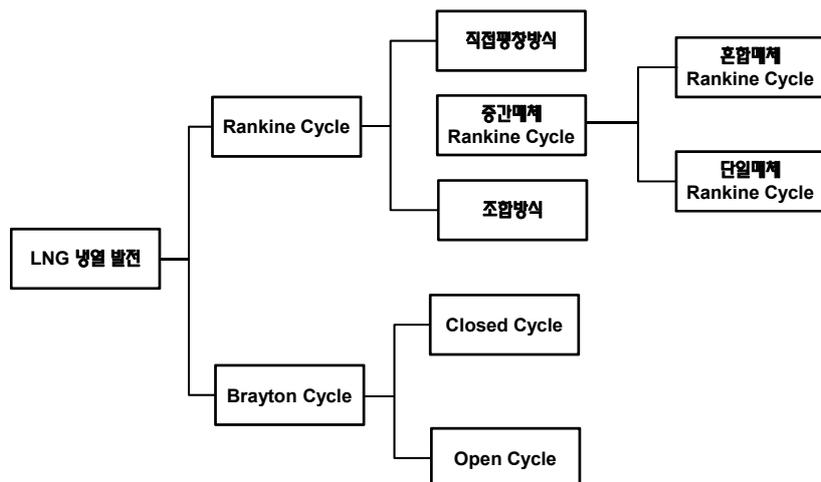


## LNG 냉열 발전이란?

- 저압의 LNG를 해수를 통해서 기화시키면 터빈을 때려서 동력을 얻을 수 없다.
- LNG 상태에서 펌프를 이용해서 고압으로 만든 후에 해수와 열교환하여 기화시키면 고압의 천연가스를 얻을 수 있으므로 터빈을 통해서 상당량의 동력을 얻을 수 있다.
  - 액체 펌핑에 의해서 소모되는 동력을 매우 적다.
  - 하지만 고압의 천연가스를 터빈을 통해서 얻는 동력은 상대적으로 크다.
- 작동매체를 사용하는 경우:
  - 프로판과 같은 2차 냉매를 활용하여 동력 생산

## LNG 냉열 발전방식:

- 기상과 액상의 상변화를 동반하는 Rankine Cycle 방식:
- 열매체가 기상의 상태에서 상변화를 동반하는 Brayton 사이클 방식:



국내 연도별, 발전원료 별 발전량 통계:

단위: MW

연도	원자력	유연탄	LNG	중유	경유	무연탄	수력	기타	계
2003	15,716 (28)	14,740 (26)	14,518 (26)	4,320 (8)	312 (1)	1,191 (2)	3,877 (7)	1,380 (3)	56,053 (100)
2004	16,716 (28)	16,340 (26)	15,746 (26)	4,349 (7)	317 (1)	1,125 (2)	3,879 (7)	1,487 (3)	59,958 (100)
2005	17,716 (28)	16,840 (27)	16,372 (26)	4,349 (7)	359 (1)	1,125 (2)	3,883 (6)	1,770 (3)	62,413 (100)
2006	17,716 (27)	17,340 (26)	17,319 (26)	4,449 (7)	363 (1)	1,125 (2)	5,490 (8)	1,963 (3)	65,764 (100)
2007	17,716 (26)	18,840 (27)	18,552 (27)	4,549 (7)	364 (1)	1,125 (2)	5,490 (8)	2,649 (4)	69,284 (100)
2008	17,716 (24)	21,640 (30)	18,552 (26)	4,549 (6)	365 (1)	1,125 (2)	5,490 (8)	3,407 (5)	72,843 (100)
2009	17,716 (23)	22,940 (30)	20,552 (27)	4,549 (6)	365 (1)	1,325 (2)	5,490 (7)	3,740 (5)	76,676 (100)
2010	18,716 (24)	22,940 (29)	20,552 (26)	4,549 (6)	365 (1)	1,325 (2)	6,290 (8)	3,892 (5)	78,628 (100)
2011	20,716 (26)	22,440 (28)	22,552 (28)	3,829 (5)	200 (0)	1,325 (2)	6,290 (8)	4,034 (5)	81,385 (100)
2012	23,116 (27)	22,440 (26)	23,631 (28)	3,829 (5)	200 (0)	1,325 (2)	6,290 (7)	4,527 (5)	85,357 (100)
2013	23,837 (28)	22,440 (26)	23,631 (28)	3,429 (4)	200 (0)	1,200 (1)	6,290 (7)	4,792 (6)	85,818 (100)
2014	25,237 (29)	22,440 (26)	23,631 (28)	2,129 (3)	200 (0)	800 (1)	6,290 (7)	5,162 (6)	85,888 (100)
2015	26,637 (31)	21,440 (25)	23,131 (27)	2,129 (3)	200 (0)	800 (1)	6,290 (7)	5,712 (6)	86,338 (100)
2016	26,637 (30)	21,440 (25)	23,131 (26)	3,129 (4)	200 (0)	800 (1)	6,290 (7)	6,012 (7)	87,638 (100)
2017	26,637 (30.3)	21,440 (24.4)	23,131 (26.3)	3,129 (3.6)	200 (0.2)	800 (0.9)	6,290 (7.1)	6,412 (7.3)	88,038 (100.0)

KOGAS 수입 LNG의 조성:

	Case 1	Case 2	Case 3	Case 4
	Lean	Rich	Max N <sub>2</sub>	Typical
Nitrogen	0.00	0.00	1.00	0.04
Methane	96.74	85.12	94.33	89.26
Ethane	1.89	8.63	1.97	8.64
Propane	0.68	4.14	2.50	1.44
i-Butane	0.34	1.10	0.10	0.27
N-Butane	0.34	0.90	0.10	0.35
i-Pentane	0.01	0.10	0.00	0.00
N-Pentane	0.00	0.01	0.00	0.00
MW	16.791	19.320	17.189	17.924
GHV	9,882	11,163	9,975	10,450
Sp. Gr.	0.434	0.478	0.448	0.455

### KOGAS 수입 LNG의 조성 (1): 개질기 검토 시에 적용

Stream No.	1	2	3	4	5	6	7
Case	Lean	Rich	Max N <sub>2</sub>	Typical 1	Typical 2	최저	순수메탄
Nitrogen	0.00	0.00	1.00	0.20	0.2	0.19	0
Methane	96.74	85.12	94.33	91.31	93.08	96.65	100
Ethane	1.89	8.63	1.97	5.47	4.49	0.58	0
Propane	0.68	4.14	2.50	2.06	1.53	0.08	0
i-Butane	0.34	1.10	0.10	0.45	0.33	0.11	0
N-Butane	0.34	0.90	0.10	0.48	0.36	0	0
i-Pentane	0.01	0.10	0.00	0.02	0.02	0	0
N-Pentane	0.00	0.01	0.00	0.00	0.00	0	0
MW	16.7904	19.3180	17.2243	17.8146	17.4272	16.2198	16.0428
GHV	9,875	11,154	9,940	10,363	10,167	9,557	9,497
LHV	8,904	10,097	8,967	9,360	9,177	8,607	8,551

### 보령LNG터미널에서 취급하는 LNG의 조성:

Component	Composition (Mol%)		
	Case 1 (Lean)	Case 2 (Typical)	Case 3 (Rich)
Nitrogen	0.2	0.19	0.00
Methane	97.70	96.74	85.12
Ethane	2.10	2.35	8.63
Propane	-	0.50	4.14
i-Butane	-	0.09	1.10
n-Butane	-	0.11	0.90
i-Pentane	-	0.02	0.10
n-Pentane	-	-	0.01
Molecular weight	16.36	16.63	19.32
Gross heating value, @ 0 °C & 1 atm(kcal/Nm <sup>3</sup> )	9,631	9,768	11,195
SG of liquid	0.425	0.430	0.478
Gas compressibility factor @ 0 °C & 1 atm	0.9969	0.9968	0.9957
Gas density (real) @ 0 °C & 1atm (kg/Nm <sup>3</sup> )	0.7322	0.7444	0.8656

KOGAS와 동일

\* Nm<sup>3</sup>은 0°C, 1 atm 에서 측정

## 보령LNG터미널 도입 선적지 별 LNG의 조성:

### 보령LNG터미널 도입 선적지 별 성분

date : 2016.12 ~ 2018.07

항차(도입)	24	9	7	7
1 Methane	<u>94.14</u>	<u>95.88</u>	<u>91.12</u>	<u>96.78</u>
2 Ethane	<u>4.13</u>	<u>3.75</u>	<u>5.94</u>	<u>2.36</u>
3 Propane	<u>1.03</u>	<u>0.27</u>	<u>2.32</u>	<u>0.48</u>
4 i-Butane	<u>0.21</u>	<u>0.04</u>	<u>0.33</u>	<u>0.09</u>
5 n-Butane	<u>0.25</u>	<u>0.03</u>	<u>0.26</u>	<u>0.11</u>
6 i-Pentane	<u>0.05</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.02</u>
7 n-Pentane	<u>0.01</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>
8 Hexanes Plus	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>
9 Nitrogen	<u>0.18</u>	<u>0.03</u>	<u>0.03</u>	<u>0.16</u>
10 Carbon Dioxide	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>
11 Oxygen	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>	<u>0.00</u>

## LNG 국가별 수출량:

### 국제가스연맹(IGU, International Gas Union)의 2016 World LNG Report

순위	국가	연 수출량 (단위: 톤)	비율
1	카타르	77,800,000	31.80%
2	호주	29,400,000	12.00%
3	말레이시아	25,000,000	10.20%
4	나이지리아	20,400,000	8.30%
5	인도네시아	16,100,000	6.60%
6	트리니다드 토바고	12,500,000	5.10%
7	알제리	12,100,000	5.00%
8	러시아	10,900,000	4.50%
9	오만	7,800,000	3.20%
10	파푸아뉴기니	7,000,000	2.90%
11	브루나이	6,600,000	2.70%
12	아랍에미리트	5,600,000	2.30%
13	노르웨이	4,200,000	1.70%
14	기니	3,800,000	1.60%
15	페루	3,700,000	1.50%
16	예멘	1,500,000	0.60%
17	미국	300,000	0.10%

## LNG 국가별 수입량:

➤ 국제가스연맹(IGU, International Gas Union)의 2016 World LNG Report

순위	국가	연 수입량 (단위: 톤)	비율
1	일본	85,600,000	34.00%
2	대한민국	33,400,000	13.20%
3	중국	19,800,000	7.90%
4	인도	14,700,000	5.80%
5	대만	14,600,000	5.80%
6	영국	9,800,000	3.90%
7	스페인	8,900,000	3.50%
8	터키	5,600,000	2.20%
9	브라질	5,200,000	2.10%
10	멕시코	5,100,000	2.00%
11	프랑스	4,500,000	1.80%
12	이탈리아	4,200,000	1.70%
13	아르헨티나	4,200,000	1.70%
14	이집트	3,000,000	1.20%
15	칠레	3,000,000	1.20%
16	쿠웨이트	2,900,000	1.20%
17	타이	2,600,000	1.00%
18	싱가폴	2,100,000	0.80%
19	아랍에미리트	2,000,000	0.80%
-	기타	13,600,000	5.40%

## LNG 냉열의 이용:

➤ 전력생산:

- Rankine cycle 또는 Brayton cycle
- 작동유체 활용 동력생산 공정
- 초임계 이산화탄소 이용 발전공정에 활용: Future Work

➤ 냉동 공정:

- 공기분리
- Ethylene 분리: (석유화학공정에 적용, HDO에서 매우 관심이 많음, 중남 대산에 30만평 부지 확보, NCC 공정 도입 예정)
- Paraxylene 분리: Melting point 확인
- 냉동/냉장 저온 저장 창고에 활용

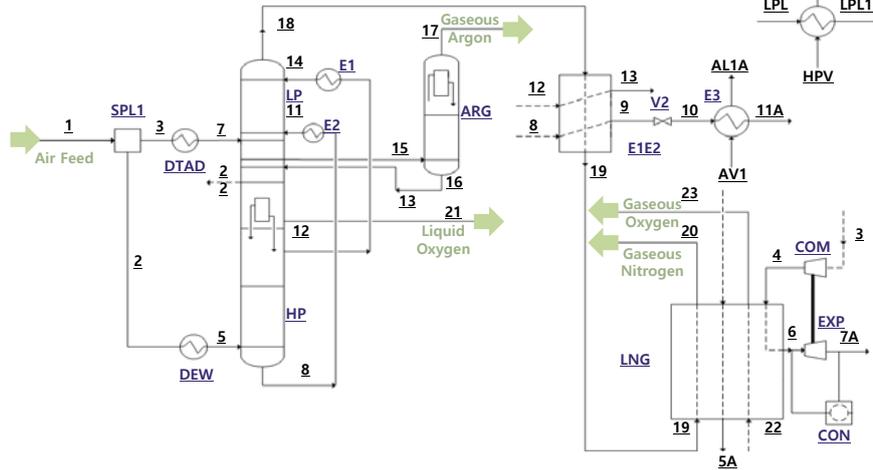
➤ 가스 액화:

- Hydrogen
- Helium
- Carbon dioxide

➤ 냉각 동결을 통한 폐 타이어 분쇄

## LNG 냉열을 이용한 공기분리: ASU (Air Separation Unit)

ASU: High pressure column & low pressure column

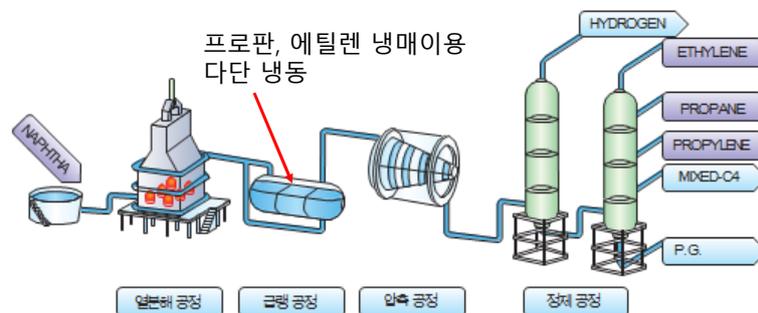


## LNG 냉열을 이용한 Ethylene 생산공정:

➢ 물성:

- 남사를 열분해하여 제조. 무색의 기체
- 상압에서 -103.6°C에서 액상으로 존재. 상온(25°C)에서는 절대로 액화되지 않는다. **왜?**
- 석유화학공업의 대표적인 기초 원료
- 한 나라의 화학공업의 규모를 판단하는 척도가 된다. (2008년 기준: 약 7,200만톤 생산)

➢ 에틸렌 제조공정:



## LNG 냉열을 이용한 *p*-Xylene 생산공정:

- 증류를 통한 분리:
  - 비점 차이가 크지 않다.
  - 증발 잠열이 크다.
- 결정화를 통한 분리:
  - Melting point 차이가 비교적 크다.
  - 용해 잠열이 증발 잠열에 비해서 비교적 작다.

Component	NBP (°C)	$\Delta H^v$ (kcal/mol)	NMP (°C)	Heat of Fusion (kcal/mol)
<i>o</i> -Xylene	144.43	8,779.2	-25.17	3,248.3
<i>m</i> -Xylene	139.12	8,678.4	-47.85	2,763.4
<i>p</i> -Xylene	138.36	8,631.6	13.26	4,086.7

## 2

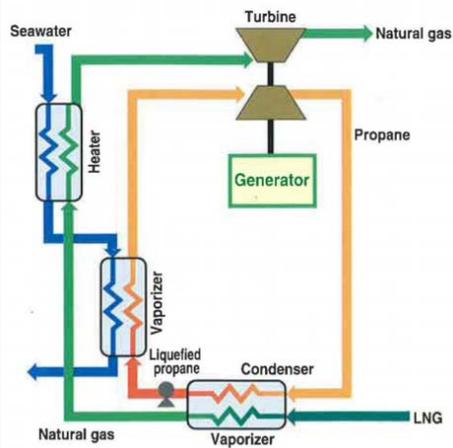
## 일본(Osaka Gas)을 중심으로 한 LNG 냉열활용 사례

## Cryogenic Power Generation: Osaka Gas

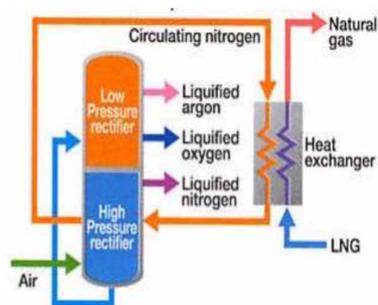
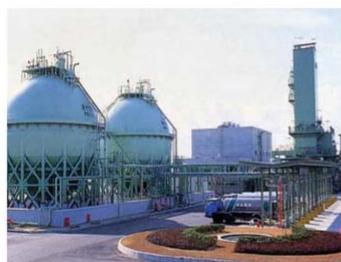
### Cryogenic power generator

Generator 1 (1,450 kW) installed in 1979  
 Generator 2 (6,000 kW) installed in 1982

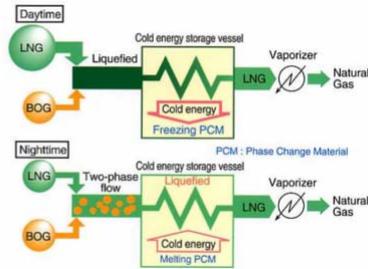
	Generator 1	Generator 2
Power output	1,450 kW	6,000 kW
Power generation system	Rankine system	Rankine system Direct-expansion system
LNG amount used	60 t/h	150 t/h
Seawater amount used	3,000 t/h	6,000 t/h



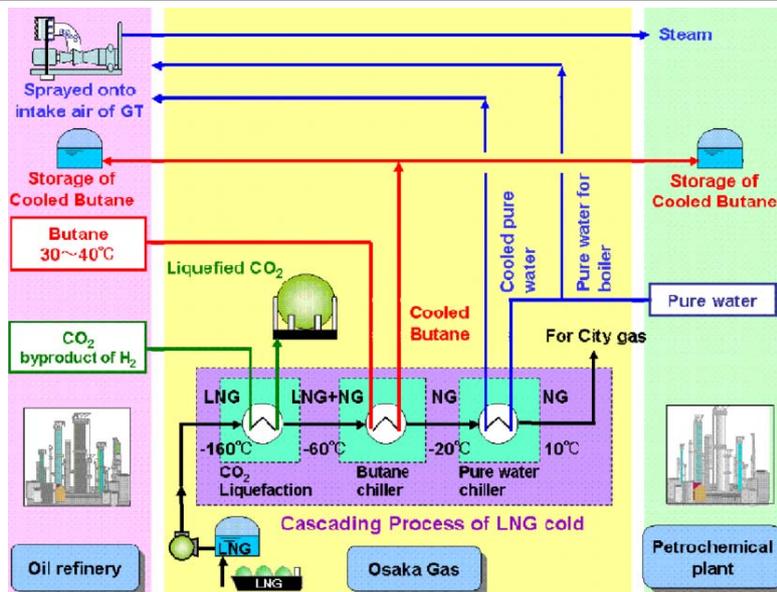
## Air Separation: Osaka Gas

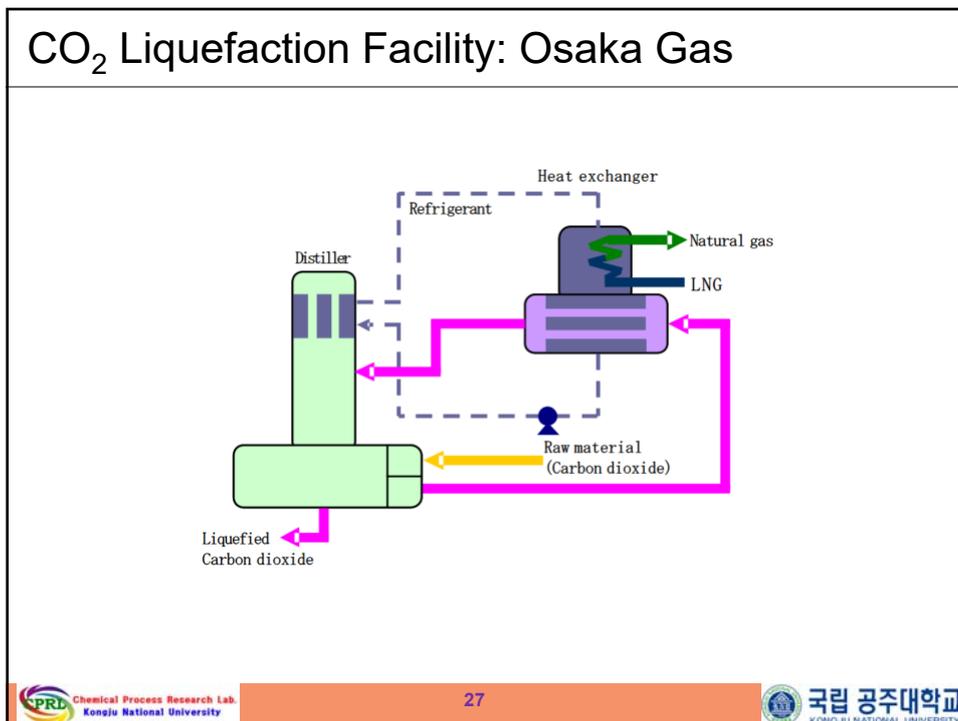


## Boil-off Liquefaction: Osaka Gas



## LNG Cryogenic Energy Cascade Process: Osaka Gas





### Facilities using LNG cold energy in each LNG terminals of Osaka Gas

Senboku Terminal 1			
The facility using LNG cold	Start of operation	Installation site	The LNG cold utilization rate*
Air-condition with LNG cold	1978	in the terminal	approximately 100 %
Carbon dioxide liquefaction	1980, 2004	in the terminal	
Warm water chilling	1987	in the terminal	
Brain chilling	1987	in the terminal	
Expansion turbine	1989	in the terminal	
Air liquefaction and separation	1993	in the terminal	
Ethylene plant	2011	in a neighboring factory	

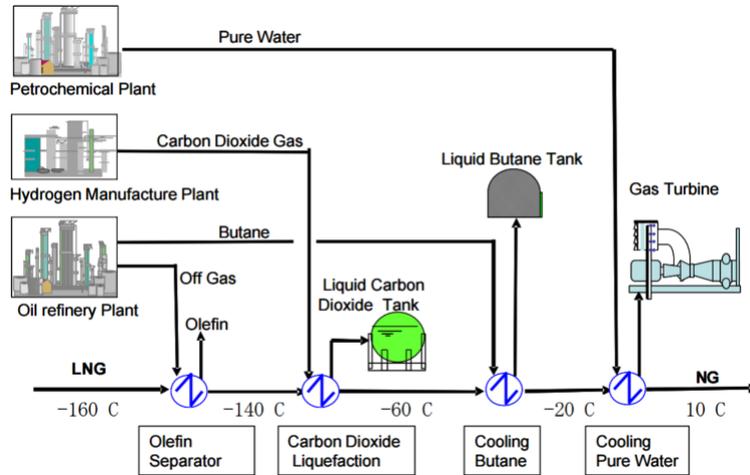
Senboku Terminal 2			
The facility using LNG cold	Start of operation	Installation site	the LNG cold utilization rate*
Cryogenic power generation	1979, 1982	in the terminal	approximately 50 %
Air liquefaction and separation	1983	in the terminal	
BOG re-liquefaction with cold energy storage system	1997	in the terminal	

Himeji Terminal			
The facility using LNG cold	Start of operation	Installation site	the LNG cold utilization rate*
Cryogenic power generation	1987	in the terminal	approximately 50 %
Expansion turbine	2000	in the terminal	
Intake air cooler	2004	in the terminal	

28

Special effort: Use of LNG cold energy over a wide temperature range



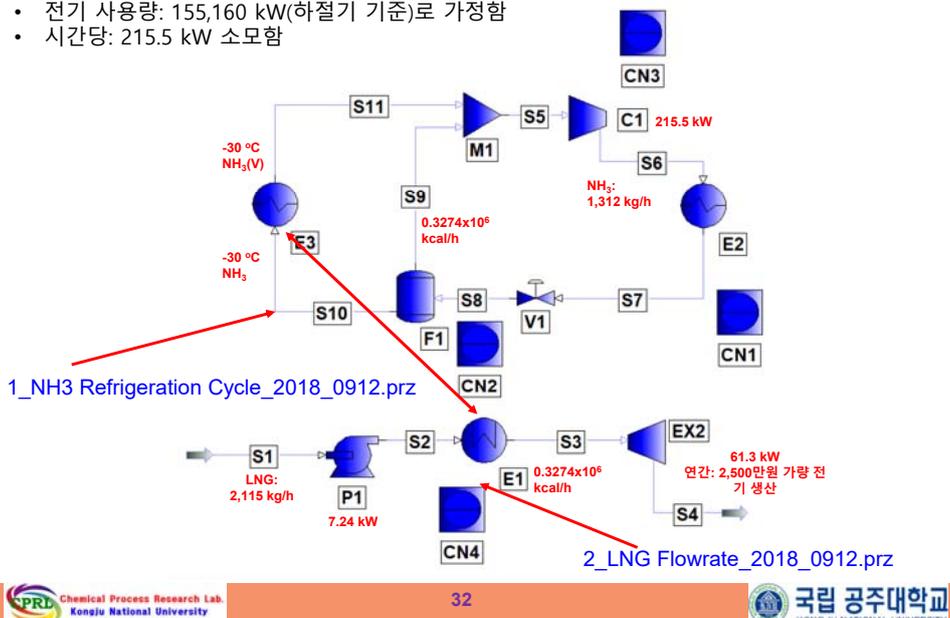
3 보령수협외 냉동/냉장 물류단지의 경우

### 보령수협이 냉동/냉장 물류단지의 경우:

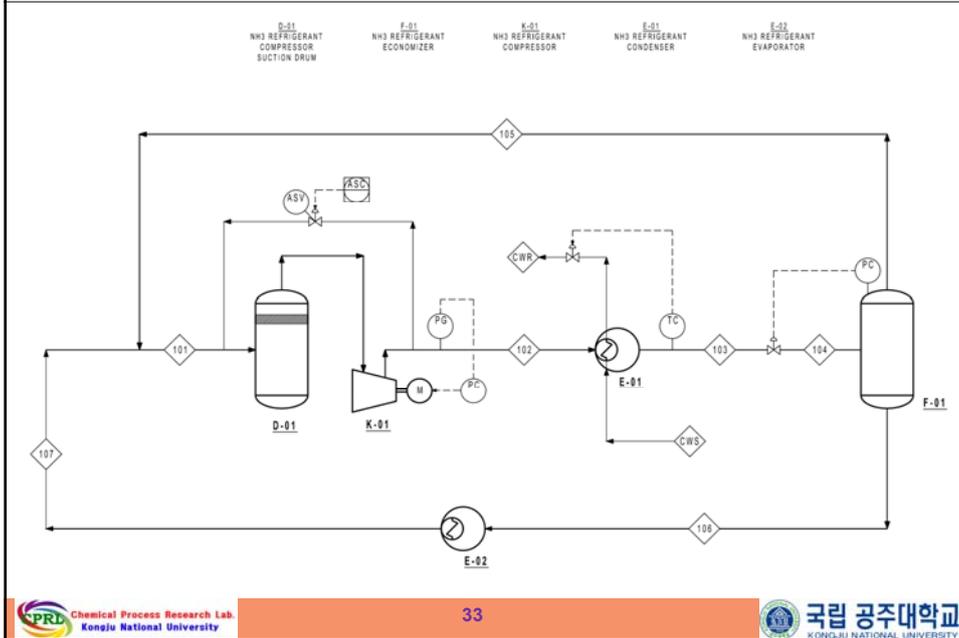
- 냉매의 종류:
  - 암모니아(NH<sub>3</sub>)
- 동절기/하절기 전기요금 및 사용량:
  - 동절기(1월): 118,915 kW, 6,429,580원 (54원/1kWh)
  - 하절기(8월): 155,160 kW, 7,828,090원 (50원/1kWh)
  - 연평균 전기 사용량: 약 8천 5백 5십만 원
  - 창고 규모: 1,000평 가량
- 냉매 공급온도:
  - -30 ~ -47°C
  - -30°C로 간주함
  - 낮은 온도로 냉매를 공급할수록 냉열 이용에 대한 효율은 극대화된다.

### 암모니아 냉매를 사용한 경우 소요동력:

- 전기 사용량: 155,160 kW(하절기 기준)로 가정함
- 시간당: 215.5 kW 소모함



# 기존 전기식 암모니아 냉동 사이클: PFD



# 기존 전기식 암모니아 냉동 사이클: NH<sub>3</sub> 응축기 및 증발기

HEAT EXCHANGER SPECIFICATION SHEET				HEAT EXCHANGER SPECIFICATION SHEET			
<b>Customer:</b> Job No. _____ Reference No. _____ Address: _____ Proposal No. _____				<b>Customer:</b> Job No. _____ Reference No. _____ Address: _____ Proposal No. _____			
<b>Plant Location:</b> _____ Unit: E-01 Item No. E-01 New: 0				<b>Plant Location:</b> _____ Unit: E-02 Item No. E-02 New: 0			
<b>Service of Unit:</b> NH3 Refrigerant Condenser Size: 1500 x 1500 mm Shell Side: 1 (Parallel) Tube Side: 1 (Series)				<b>Service of Unit:</b> E-02 NH3 Evaporator Size: 12" - 600 x 1000 mm Shell Side: 1 (Parallel) Tube Side: 1 (Series)			
<b>Heat Allocation:</b> _____ Head Name: _____ Head Quantity: Total: 1 Vapor (in/Out): _____ Liquid: _____ Steam: _____ Water: _____ Noncondensables: _____ Temperature (in/Out): _____ Specific Gravity: _____ Viscosity: _____ Molecular Weight, Vapor: _____ Molecular Weight, Noncondensables: _____ Specific Heat: _____ Thermal Conductivity: _____ Latent Heat: _____ Inlet Pressure: _____ Vapour: _____ Pressure Drop, Allowable: _____ Cooling Water Flow: _____ Heat Exchanged: _____ Refrigerant Side Service: _____				<b>Heat Allocation:</b> _____ Head Name: _____ Head Quantity: Total: 1 Vapor (in/Out): _____ Liquid: _____ Steam: _____ Water: _____ Noncondensables: _____ Temperature (in/Out): _____ Specific Gravity: _____ Viscosity: _____ Molecular Weight, Vapor: _____ Molecular Weight, Noncondensables: _____ Specific Heat: _____ Thermal Conductivity: _____ Latent Heat: _____ Inlet Pressure: _____ Vapour: _____ Pressure Drop, Allowable: _____ Cooling Water Flow: _____ Heat Exchanged: _____ Refrigerant Side Service: _____			
<b>Design/Inlet Pressure:</b> _____ Design Temperature: _____ No. Passes per Shell: _____ Corrosion Allowance: _____ Connections: _____ Size & Rating: _____ Tube No.: _____ Tube Type: _____ Head: _____ Channel or Bonnet: _____ Intershell Stationary: _____ Floating Head Cover: _____ Shell Cross: _____ Shell Length: _____ Supports/Tube: _____ Supports/Shell Arrangement: _____ Expansion Joint: _____ Min. V2 Head Height: _____ Head-to-Shell Girth: _____ Flanging Head: _____ Lock Requirements: _____ Weight/Shell: _____ Remarks: _____				<b>Design/Inlet Pressure:</b> _____ Design Temperature: _____ No. Passes per Shell: _____ Corrosion Allowance: _____ Connections: _____ Size & Rating: _____ Tube No.: _____ Tube Type: _____ Head: _____ Channel or Bonnet: _____ Intershell Stationary: _____ Floating Head Cover: _____ Shell Cross: _____ Shell Length: _____ Supports/Tube: _____ Supports/Shell Arrangement: _____ Expansion Joint: _____ Min. V2 Head Height: _____ Head-to-Shell Girth: _____ Flanging Head: _____ Lock Requirements: _____ Weight/Shell: _____ Remarks: _____			



**보령수협의 냉동/냉장 물류단지의 경우:**

- **전기료 절감액:**
  - 동절기와 하절기 평균치 적용: 연간 8천 5백 5십만 원 가량 절감
- **수협 저온저장창고에 전기식 냉동기 설치 비용 절감:**
  - 215.5 kW급 냉동기 설치 가격: 대략적인 금액 약 15억 원 (국제냉동(주) 제공)
- **보령LNG터미널 LNG냉열 100% 활용 시:**
  - 연면적 1,000평 규모(2층 구조)에 필요한 LNG: 2,115 kg/h 소요
  - 189개의 저온 저장 창고 운영 가능함, 총 금액 약 162억 원
- **20톤 탱크로리로 평택인수기지에서 LNG 이송:**
  - 20톤 탱크로리의 LNG 가격: 800만원
  - 2,115 kg/h의 LNG 필요
  - 연간 18,527.4톤 LNG 필요
  - 연간 LNG 도입비용: 약 74억 원
  - 도시가스로 환산하면: 24,128,707 m<sup>3</sup>
  - 도시가스 판매가격: 500원/m<sup>3</sup>
  - 총 매출액: 약 120억
  - 차액: 46억

**4**

두 가지 이상의 냉매를 사용한 냉동 사이클  
에 LNG 냉열을 적용하는 경우

## 냉동 톤:

- 1 RT: 미국
  - 3,024 kcal/h
- 1 RT: 한국, 일본
  - 3,320 kcal/h

## 문제 정립:

- LNG 1 Ton/h에 함유되어 있는 냉동 톤의 추산
  - $-158^{\circ}\text{C}$ 와 70barG의 LNG 1 Ton/h에 함유되어 있는 LNG 에 포함되어 있는 냉열을 활용하여, 프로판과 에틸렌을 냉매로 이용한 전기식 냉동 사이클을 대체했을 때, 절감되는 압축기의 소요동력과 냉동 톤을 추산하는 것이 목적이다.

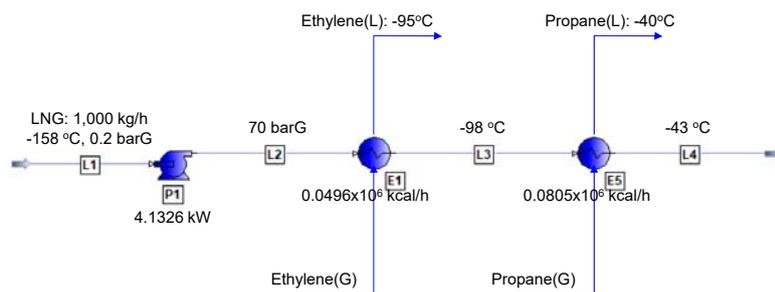
## LNG 1 톤/h로 도출 가능한 냉동 톤의 산출

➤ LNG의 조성:

- Typical case

Component	Mole %
C1	0.04
C2	89.26
C3	8.64
IC4	1.44
NC4	0.27
Flow	0.35
Temperature, °C	-158

## LNG 1 Ton/hr:

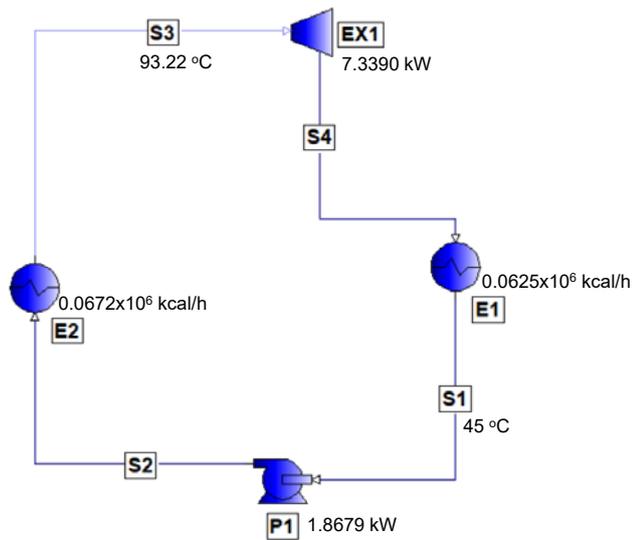




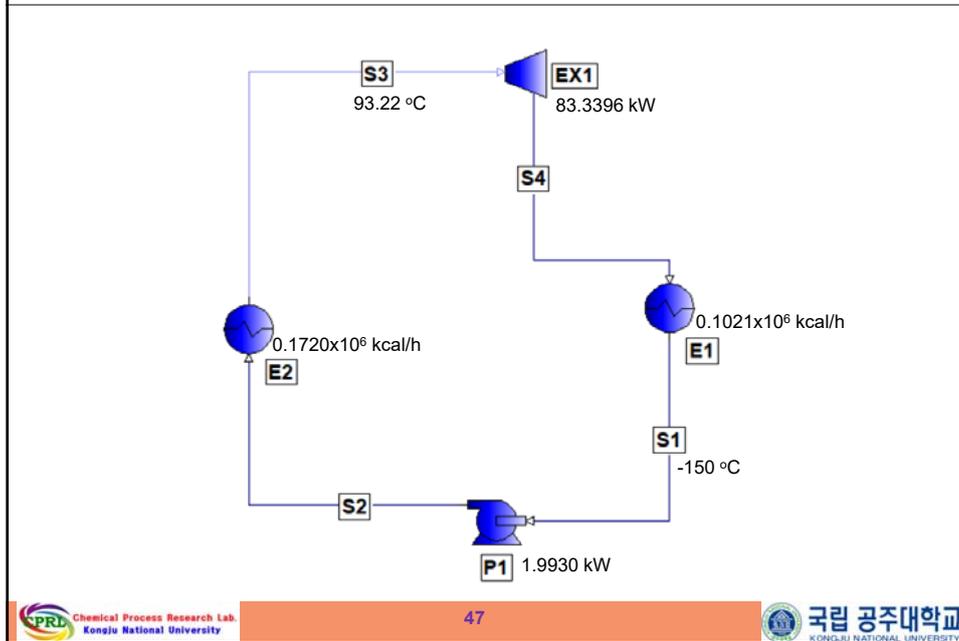
5

작동유체 발전공정을 LNG 냉열에 활용하는 경우

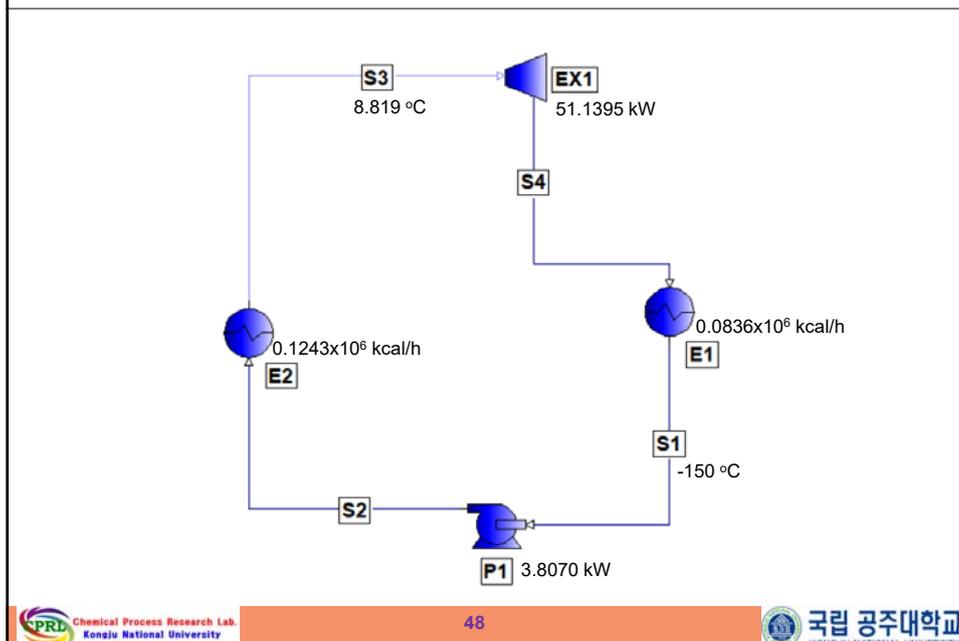
작동 유체 이용 동력생산공정: Propane 사용



### 작동 유체 이용 동력생산공정: Propane 사용 (개선 1)



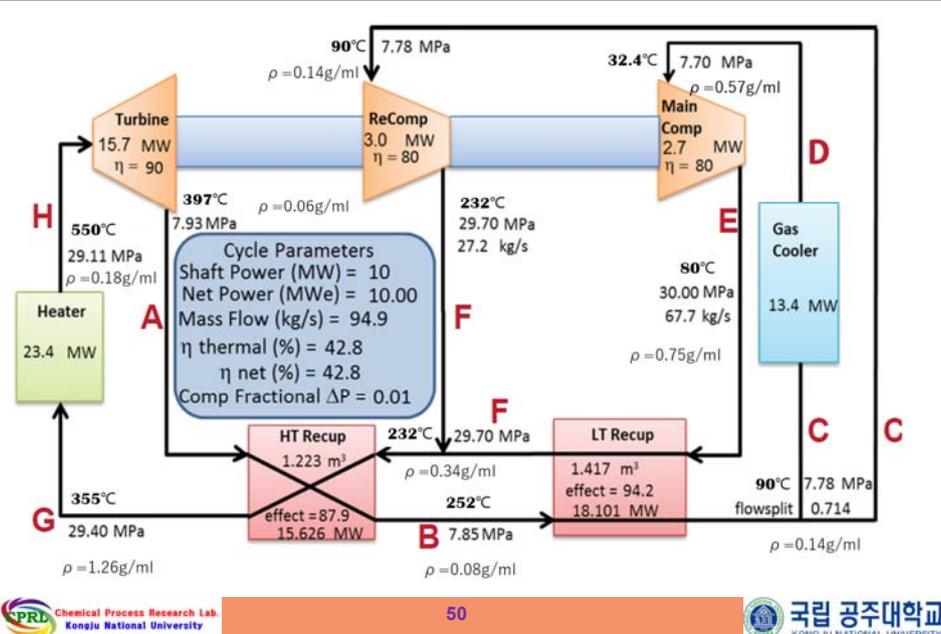
### 작동 유체 이용 동력생산공정: Ethylene으로 대체 (개선 2)



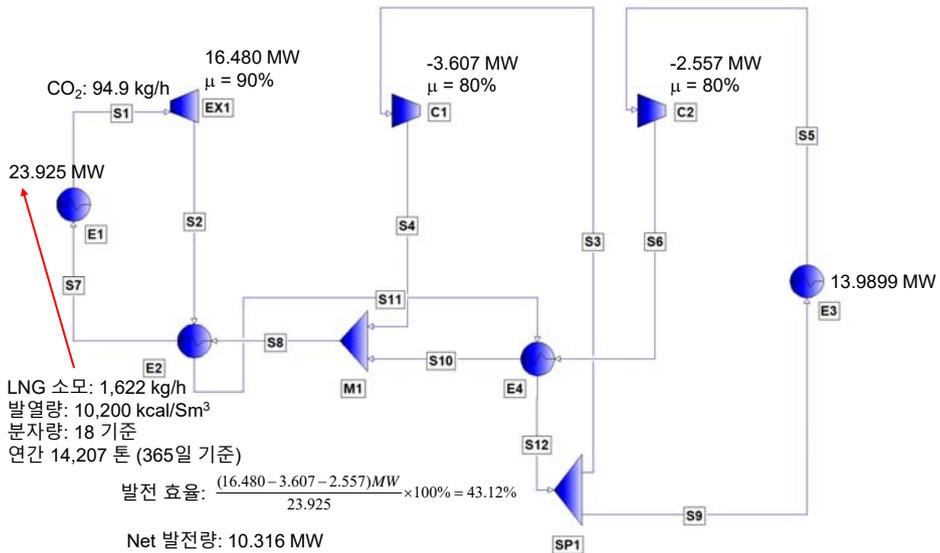
6

LNG 냉열 활용 초임계 이산화탄소 발전 공정에 적용하는 경우

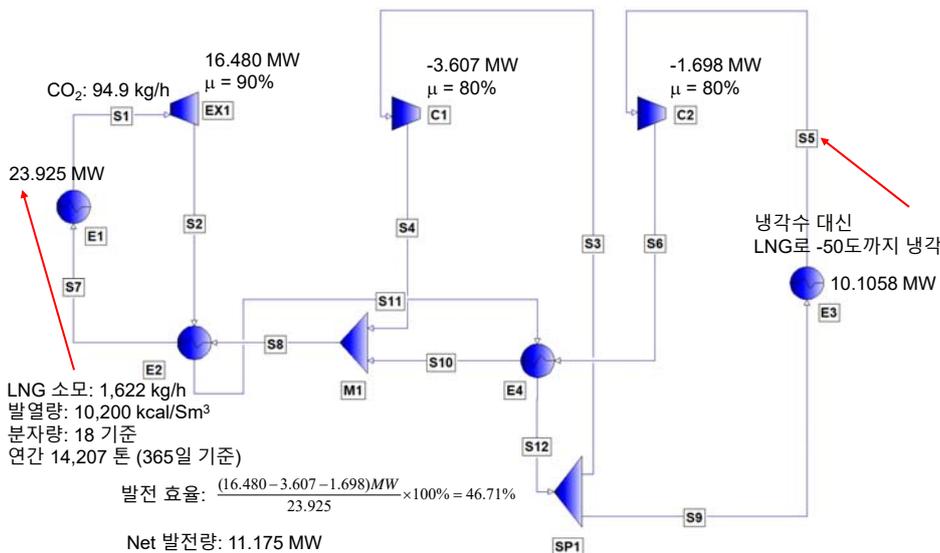
초임계 이산화탄소 이용 동력생산 공정:



### 초임계 이산화탄소 이용 동력생산 공정: PRO/III로 구현



### 초임계 이산화탄소 이용 동력생산 공정: LNG 냉열 활용



7

## NH<sub>3</sub> 냉매 이용 LCO<sub>2</sub> 제조에 LNG 냉열을 적용하는 경우의 타당성

53

### 액체 CO<sub>2</sub> 제조 시스템 비교:

➤ 기존방식과 LNG 냉열 이용방식 사이의 비교:

구분	LNG 냉열이용방식	기존 방식	비교 검토
CO <sub>2</sub> 생산량 기준	400 Ton/day		뒤에 상세히 설명함!
CO <sub>2</sub> 액화 온도	-20 °C 이하		
CO <sub>2</sub> 액화 방법	-163°C LNG의 기화열	NH <sub>3</sub> 냉동 사이클	
CO <sub>2</sub> 기압 방법	-163°C LNG의 냉열	전기 에너지	
CO <sub>2</sub> 저장 압력	20.0 kg/cm <sup>2</sup> G		

Chemical Process Research Lab.  
Konsju National University

54

국립 공주대학교  
KONSJU NATIONAL UNIVERSITY

### 실증 사이트:

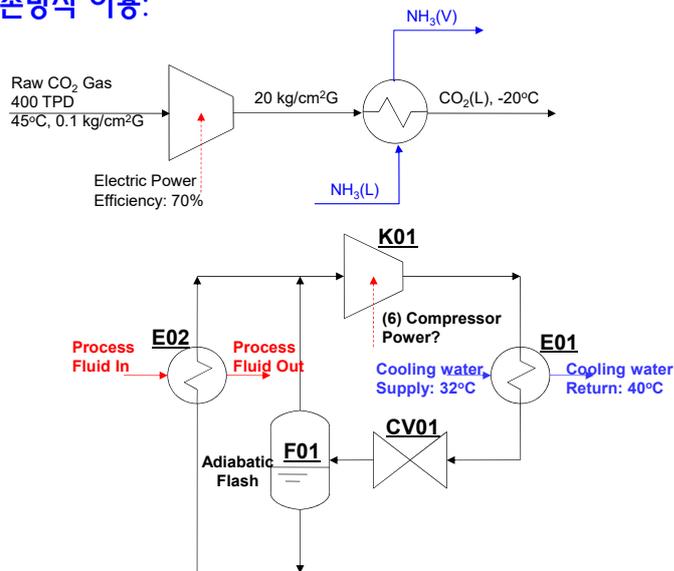
➤ 보령LNG터미널(주)의 LNG 냉열 이용:

- 보령LNG터미널(주)와 중부발전(주) 사이의 MOU 체결
- 보령LNG터미널(주)와 실증 사이트와의 거리는 2 km로 최적의 입지
- LNG 냉열을 이용하기 위한 최적의 입지



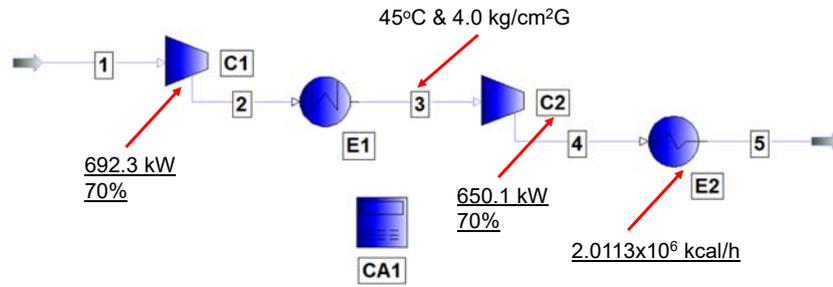
### 기존 방식과 LNG 냉열 이용방식 사이의 비교:

➤ 기존방식 이용:

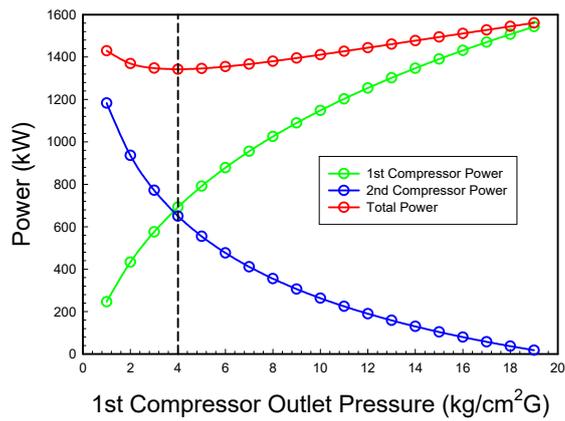


### 기존 방식과 LNG 냉열 이용방식 사이의 비교:

➤ 기존방식 이용: CO<sub>2</sub> 압축 및 액화공정에 소요되는 동력

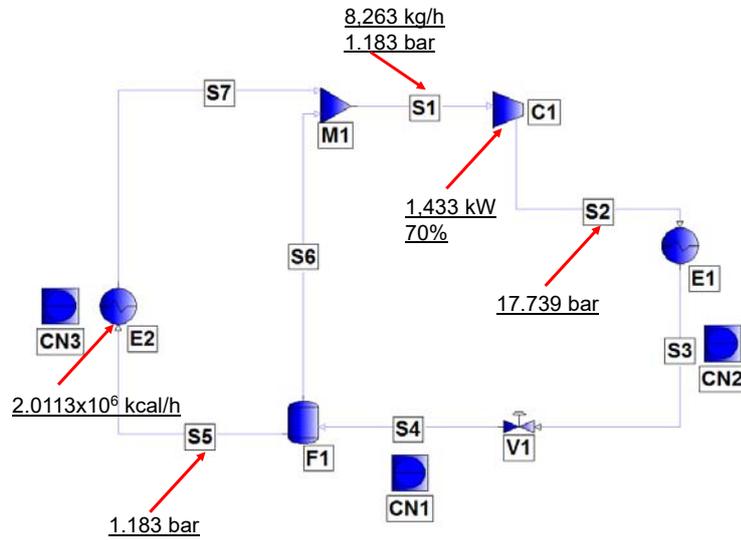


### 2단 압축공정 최적화:



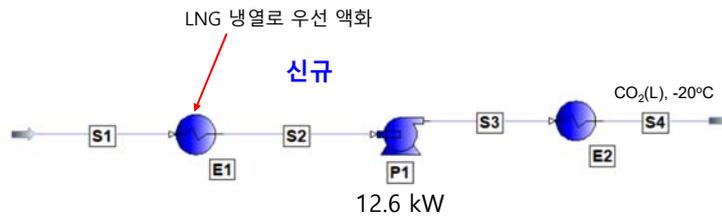
기존 방식과 LNG 냉열 이용방식 사이의 비교:

➤ 기존방식 이용: NH<sub>3</sub> Refrigeration Cycle for CO<sub>2</sub> Liquefaction



기존 방식과 LNG 냉열 이용방식 사이의 비교:

➤ 새로운 방식 이용: LNG 냉열로 우선 액화시킨다.



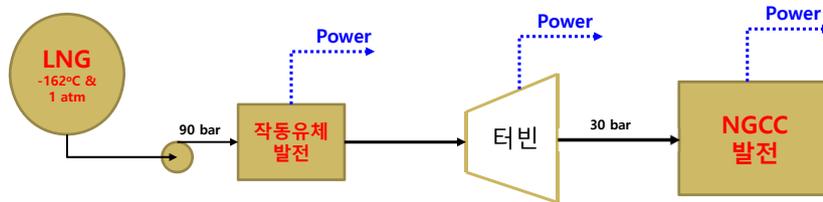
### 기존 방식과 LNG 냉열 이용방식 사이의 비교: (총 정리)

항목	기존 방식	LNG 냉열 이용방식
CO <sub>2</sub> 생산량	400 TPD	400 TPD
CO <sub>2</sub> 액화온도	-20°C	-20°C
CO <sub>2</sub> 액화방법	NH <sub>3</sub> 냉동사이클	-163°C LNG 기화열
CO <sub>2</sub> 저장압력	20 kg/cm <sub>2</sub> G	20 kg/cm <sub>2</sub> G
기상 CO <sub>2</sub> 액화방법	전기 에너지	-163°C LNG 냉열
기상 CO <sub>2</sub> 기압동력	1,342.4 kW	<b>전력 소모량: 거의 대부분을 절감할 수 있다.</b>
CO <sub>2</sub> 액화 동력	1,433.0 kW	
소요 LNG 량(발전)	-	12,52 kg/h
총 소요동력	2,775.4 kW	~20 kW (단, CO <sub>2</sub> 수송동력 제외)
연간 전기료 (95원/kW)	약 25억	

## 8

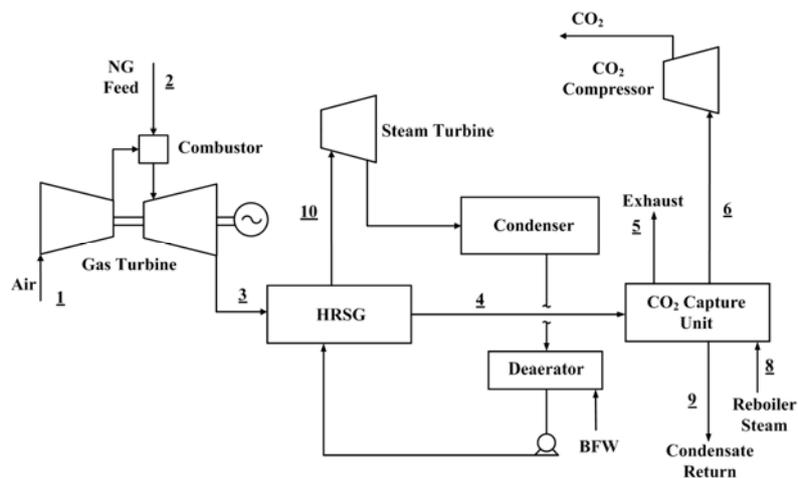
### 천연가스 화력발전에 적용하는 경우

### sCO<sub>2</sub> + Turbine + NGCC + CLCS:

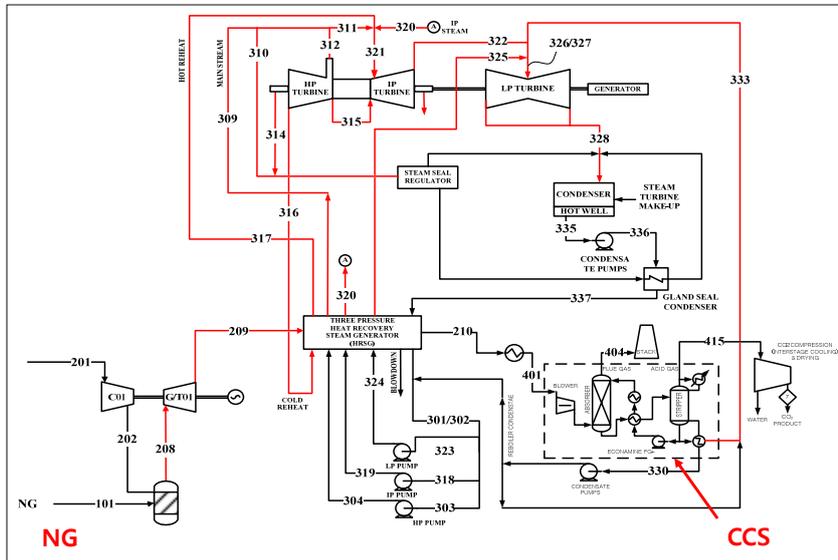


- 기존 NGCC 공정에 공급되는 NG는 30 bar 가량임
- 상압 근처의 LNG를 펌프에 의해서 90bar 까지 가압함
- LNG를 활용하여 새로운 작동유체를 이용한 동력생산공정에 활용함
- 작동유체 이용 동력생산공정에서 나오는 고압의 NG를 터빈을 돌려서 추가적인 동력을 생산함
- 30 bar의 NG를 NGCC 공정에 투입함
- 이렇게 하면 기존의 NGCC 공정보다 5~10% 발전효율을 얻을 수 있을 것으로 기대하고 현재 열심히 전산모사 및 공정 최적화 수행 중에 있음

### NGCC (Natural Gas Combined Cycle) :



### NGCC (Natural Gas Combined Cycle) :



### NGCC에서 발전 효율의 추산 :

Process	NGCC with CCS
① Total gas turbine power (MW)	819.2765
② Air compressor power (MW)	457.0765
③ Net power of gas turbine (MW) (①-②)	362.2000
④ HP steam turbine power (MW)	50.3183
⑤ MP steam turbine power (MW)	58.5105
⑥ LP steam turbine power (MW)	47.8510
⑦ Total steam turbine power (MW) (④+⑤+⑥)	148.8000
⑧ HP BFW pump (MW)	2.7223
⑨ MP BFW pump (MW)	0.0722
⑩ LP BFW pump (MW)	0.0026
⑪ Total pump power (MW) (⑧+⑨+⑩)	2.7970
⑫ CO <sub>2</sub> compression power (MW)	15.2045
⑬ Total net power (MW) (③+⑦-⑪-⑫)	492.9985
⑭ Net power efficiency(HHV) (%)	44.47

$$Net\ Power\ Efficiency(\%) = \frac{Net\ power(MW)}{Feed\ flowrate(kg/s) \times HHV\ of\ NG(MJ/kg)} \times 100$$

NG feed flowrate : 21.084 kg/h; HHV of NG : 52.581 MJ/kg

