

連載

지역난방 시스템(Ⅲ)
District Heating System(Ⅲ)

오 후 규

H. K. Oh

부산수산대학 냉동공학과

2.4 가스터빈 열병합 발전소

2.4.1 가스터빈 도입을 위한 개요

가스터빈 열병합 발전소의 구상은 지역열병합 시스템에 대한 증기터빈 열병합 발전소의 경우에서 알 수 있듯이 원래 그 환경조건에 의해 결정되는 것이다. 피크 전력부하용 발전소의, 그 배열을 이용하기 위해서, 지역난방 시스템에 접속하는 것을 고려하는 것은 문제가 있다. 그것을 이용하는 시간이 비교적 짧고, 소요열을 여분으로 발생하는 것도, 전력과 열과의 수용시간대가 다르기 때문에 필요로 하는 축열장치도, 어느 것을 도입하더라도 그 경제성을 기대할 수 없기 때문이다.^[2,9-11]

열병합 발전소에 가스터빈을 도입함으로써 다음과 같은 이점이 있다.

1. 가스터빈에서는 높은 입구 및 출구온도가 얻어진다. 높은 출구온도를 이용함으로써 지역난방 시스템에서 발생하는 중

온 및 저온의 열부하를 모든 경우에 확실하게 보증할 수 있다.

2. 방열 후의 배가스 온도의 높이가, 증기터빈과는 반대로 프로세스의 효과에 영향을 미친다(예를 들면 배열로 가열하는 지역난방용 온수의 온도차를 크게 하고, 유량을 감소시켜, 압력손실에 대해서도 간접적으로 영향을 미친다).
3. 예를 들면, 가스터빈은 배열의 일부만을 이용하는 경우에도 소요열 출력에 대해서 간단하게 임의로 적용할 수 있다.
4. 증기터빈은 반대로 단기출력이 작은 경우에도 입구온도가 높고, 따라서 높은 효율을 실현할 수 있다. 소련에서의 연구^[2,12]에 의하면 「소 및 중규모의 열부하의 경우에 이러한 가스터빈 열병합 발전소가 경제적이다」고 되어 있다. 소련의 상황에서는 증기터빈에 의한 열병합 발전소에 비해서 그 도입한계로 되는 최저출

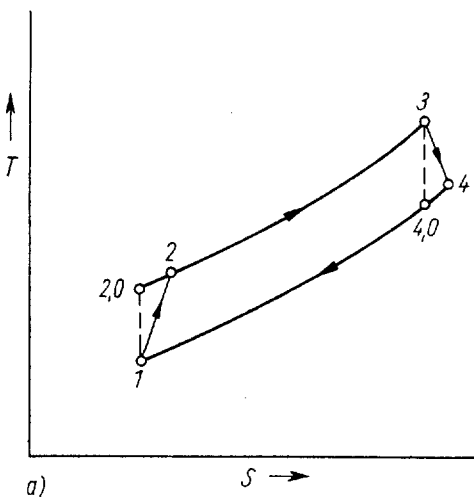
력은 1/3~1/4 이나 낮은 값으로 되어 있다.

즉

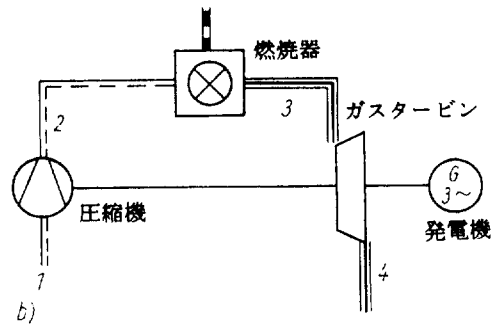
열병합 발전 플랜트의 종류	한계열출력
증기터빈의 경우	250~450MW
증기터빈의 경우(소련 구주지역)	500~600MW
증기터빈의 경우	100~200MW

- 가스터빈 열병합 발전소는 설비비가 낮고(많은 기존의 발전 플랜트 부지에 비해서), 소요 부지면적이 작으며, 굴뚝의 높이가 낮고, 냉각수량도 적어서 좋다.
- 지역 배관망의 파라미터(온도)에 따라서 배압운전에서 발생전력이 규정된 증기터빈 열병합 발전소와는 반대로 지역배관망 온도의 고저가 발전소의 경제성에 영향을 미치지 않는다.

이상의 것에서 결과적으로 열병합 발전을 할 경우 특히 소용량 열출력의 영역에서 도입의 가능성이 높은 지역난방이라는 점에서 보면 피크 전력부하 보상용의 가스터빈과는 달라서 운전방법에는 다른 파라미터(온도)가 필요하다. 가스터빈 설비는 비교적 낮은 압축비일 때가 유리하다. 작은 부하범위에서 증기터빈 열병합 발전소를 보조하는 것에 의해 열병합 발전의 경제적인 이용범위가 매우 광범위하다.



a) T-s 線圖



b) 系統圖

그림 2.26 개방 주사이클(브레이톤 사이클
Brayton Cycle)

지역난방 기술자는 다음 식에 의해 가스터빈 사이클(주울 사이클)의 기본적인 해석이 가능하다. 그림 2.26을 참조해서

$$\text{공급열량 } q_{zu} = c_p(T_3 - T_2)$$

$$\text{사이클 일 } w = c_p [(T_3 - T_2) - (T_4 - T_1)]$$

$\tau = T_3/T_1$, $\pi = P_3/P_4$ 로서 등엔트로피 변화에 대한 관계식 $T_{2,0}/T_1 = \pi^{(k-1)/k}$ 또는 $T_{4,0}/T_3 = 1/\pi^{(k-1)/k}$ 을 이용하고, 압축효율 η_v 및 터빈효율 η_T 를 고려하여 대입하면 다음 식을 얻을 수 있다.

$$q_{zu} = c_p T_1 \left[\tau - 1 - \frac{\pi^{k-1} - 1}{k \eta_v} \right]$$

$$w = c_p T_1 \left[\eta_T \tau - \left\{ \frac{\pi^{k-1}}{\eta_v} \right\} \left\{ 1 - \frac{1}{\pi^{k-1}} \right\} \right]$$

계략적으로는 $\eta_v \doteq 0.8 \sim 0.85$,

$\eta_T \doteq 0.88 \sim 0.92$ 가 사용된다.

2.4.2 도입범위와 접속방법

가스터빈은 외기온도가 $-15^\circ\text{C} \sim 12^\circ\text{C}$ 의 범위에서 전기출력이 크게 변동한다. 설계상대로서 입구온도를 15°C 로 하면 난방기간 중은 외기온도가 좀더 저온으로 되기 때문에 본질

적으로 높은 출력을 얻을 수가 있다(그림 2.27).

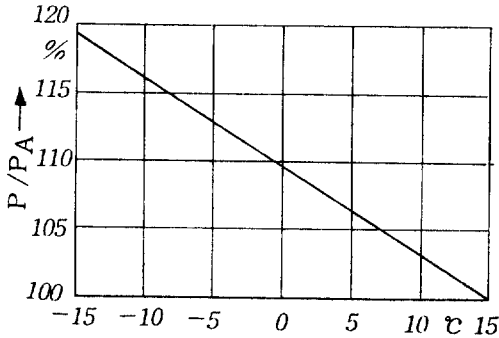


그림 2.27 가스터빈 출력과 환경온도(t_a)

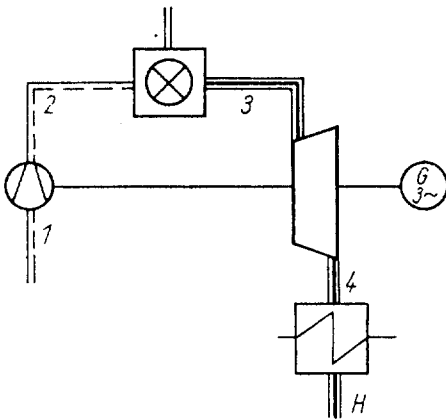


그림 2.28 가스터빈-열방식의 배열 보일러

1에서 4까지는 그림 2.27 상태점을 나타낸다.

열공급 시스템에 도입하기 위해서는 배가스를 이용할 수 있는 온도 포텐셜이 결정적인 요인이 된다. 또, 일반적으로 배가스 온도의

저온측 한계로서 가열매체 온도를 취하는 것이 아니고, 노점부식을 피하는 가능한 최저온도(그것은 (t_H) ≃ 180°C이다)를 잡고 있다. 그림 2.28에 표시한 것처럼 접속의 경우 난방용 열출력은 다음 식과 같다.

$$q_M = c_p (T_4 - T_H)$$

$$= c_p T_1 \left\{ \tau \left[1 - \eta_c \left(1 - \eta_c \left(1 - \frac{1}{k} \right) \right) \right] - \tau_H \right\}$$

여기서, $\tau_H = T_H / T_1$

가스터빈 열병합 발전소, 열과 전력을 별도로 발생하는 것이나, 증기터빈 열병합 발전소와 같은 프로세스가 같은 난방용 열출력을 내는 경우에 그것들의 에너지의 경제적인 비교를 하는 데는 지표 \dot{Q}_w / Q_H 와 P / Q_H 가 유력한 기준이 된다. $T_1 = 273K$, $T_H = 453K$, $\eta_c = 0.91$, $\eta_e = 0.83$ 및 $k = 1.4$ 라는 값을 기준으로 잡고, 그림 2.45에 표시한 것처럼 π 와 τ 와의 관계가 구해진다. 지역열병합 시스템의 중간 및 기본부하 영역에 가스터빈을 도입하면 비교적 공급열량이 적은 동안은 열에너지가 다량으로 얻어진다(따라서 상대적으로 P / Q_H 는 작게 된다). 따라서 비교적 압축비가 작고, 터빈 입구온도가 높은(이 경우 $\tau > 3.8 \sim 4.0$ 에서는 거의 개선은 기대할 수 없지만) 가스터빈의 도입이 의의가 있다는 것은 그림 2.29에서 분명하다. 비교적 낮은 압력비에 대해서 이러한 형식이라는 것은, 피크전력 부하장치로서 가스터빈의 개발이라는 것과 모순이고, 또 지역난방 시스템으로의 도입에 대해서 다른 해석도 성립한다는 것을 나타내고 있다. 가스터빈 열병합 발전소의 성과에 대한 전망은 모든 열역학적인 고찰에 의해서 답이 나올 수 있다(일반적으로 가스터빈은 고온·고압에서 운전하여 고효율을 얻는 것을 목적으로 하고 있으나 열병합 발전시스템에 도입할 경우는 저압력비에서 높은 열출력을 얻는다고 하는 견해도 있다).

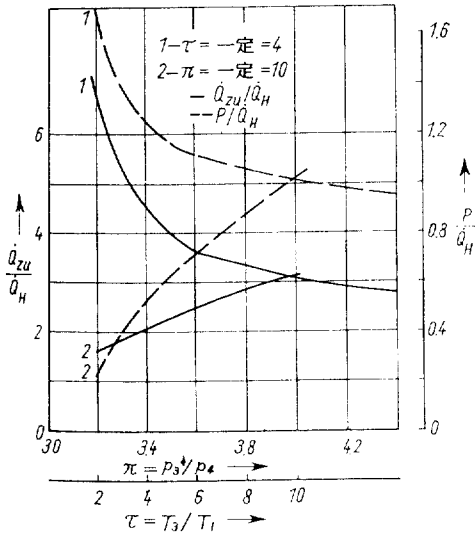


그림 2.29 압력 및 온도에 의한 연료의 발생열량 Q_{zv} / Q_H 및 출력 P / Q_H 의 변화

요구되는 열출력 Q_H 와 그 결과에서 얻어지는 전기출력 P 에서 별개로 열과 전력을 발생시키는 경우에 공급되는 열량은 다음과 같다.

$$\dot{Q}_{zu,g} = \frac{1}{\eta_{DE}} \left(\dot{Q}_H + \frac{P}{\eta_E} \right)$$

여기서, η_{DE} : 증기 보일러의 열효율, η_E : 발전설비의 열적효율

가스터빈 프로세스에서는 그 대신에 연소가 효율 η_B 가 필요하고, 다음과 같다.

$$\dot{Q}_{zu,g} = \frac{Q^*_{zu,g}}{\eta_B}$$

따라서, 연료 절약량의 크기는

$$\epsilon = \frac{\Delta Q_m}{Q_H} = \frac{1}{\eta_{DE}} - 1 + \frac{1}{\eta_E} \frac{P}{Q_H} - \frac{1}{\eta_B} \frac{Q^*_{m,E}}{Q_H}$$

그림 2.30은 2개 압축비의 경우 평가를 표시하고 있다. $\pi = 6 \sim 7$ 이상의 압축비 및 $\tau = 3.8 \sim 4$ 이상의 온도비에서는 전혀 노력의 의미가 없다.

고장의 발생도 적고, 투자비용도 적으며, 또

높은 효율을 얻는 것을 단념하고, 가능한한 단순한 접속을 실현시키는데는 중간가열과 중간냉각을 멈추고 또 패키지 형식의 장치가 우선적으로 승인되어야 한다.^[2.13] 그것에 의해 터빈 배기를 이용 가능한 배열원으로서 취급할 수 있다.

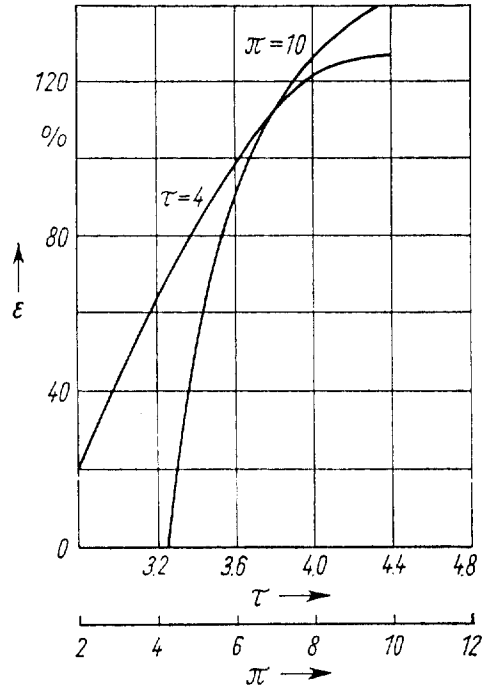


그림 2.30 가스터빈 열병합 발전소에서 열 및 전력발생에 의한 연료의 절약량

지역난방 시스템의 접속을 발전시키기 위해서는 2가지 방법만을 고려하여 넣으면 좋다. 그것은 증기 또는 고온수 보일러로부터 배관망에 직접 접속하던가 보통 열병합 발전소의 출구측에서 간접 접속하는 것이다. 제1의 방법에서는 증기발생과 그것의 고온수로의 변환은 위험하고 돈도 들기때문에(그림 2.28에 표시한 것처럼) 고온수 발생장치(표면열교환기)로의 접속이 유리하다. 그 때 출력 향상을 위해 연소실내에서 증기분사법을 이용하면 물론 돈이 들게 된다.

출구측에 증기터빈 장치를 도입하는데는(그

림2.31 참조) 문헌에 의해 다음의 경계조건을 만족해야 한다.

- (a) 주요기기를 패키지형으로 시공할 것
- (b) 실외설치
- (c) 고도로 자동화되어 있을 것
- (d) 소요 냉각수량이 적을 것
- (e) 증기터빈은 배압 및 복수터빈의 어느 것도 선택할 수 있을 것
- (f) 급속 기동특성이 좋을 것

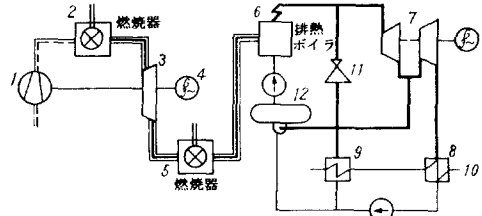


그림2.31 가스터빈 및 증기터빈 조합방식 열병합 발전소

[역주](그림 2.31)

- 1) 공기는 압축기 1에서 압축되어 연소기 2로 보내지고, 발생한 연소가스는 가스터빈 3으로 보낸다. 가스터빈으로 발전기 4를 구동한다.
- 2) 가스터빈 배가스는 아프트버너 5로서 재생시킨 후, 배열보일러 6으로 보낸다.
- 3) 배열보일러에서 발생한 증기는 7의 추기 배압터빈으로 보내어 발전에 이용되고 있다.
- 4) 열수요측의 고온수는 추기배압터빈의 배기에서 제1단 가열 후, 추기 및 감압밸브 11을 지나 증기로서 제2단 가열된 후 수요가로 보내어 진다.
- 5) 탈기기 12로도 4)와 같은 증기가 보내어 진다.

2.4.3 가스터빈 열병합 발전소의 경제적 적합성

(1) 보통의 플랜트와 가스터빈 열병합 발전소와의 비교

다음 연구결과는 장치의 배가스에 의한 고온수 또는 증기 직접발생만에 한정된 것으로 한다. 비교를 위한 형식으로서 배압터빈 열병합 발전소를 선택하면 열 및 전기에너지의 발생을 위해 공급되는 열량은 다음과 같다.

$$\frac{Q_{GHKW}}{Q_H} = \frac{1}{\eta_{DE}} \left(1 + \frac{P_{HKW}}{Q_H} \right)$$

가스터빈 열병합 발전소는 대부분의 경우 전력평가지수 $\sigma_H = P/Q_H$ 가 높기 때문에 보통의 열병합 발전소에서는 발생출력의 차에 대한 연료 소비량을 계산해야 한다. 따라서 다음과 같이 된다.

$$\frac{Q_{GHKW}}{Q_H} = \frac{1}{\eta_{DE}} \left(1 + \sigma_{H,HKW} + \frac{\sigma_{H,G} - \sigma_{H,HKW}}{\eta_{DE}} \right)$$

여기서, 첨자 G는 가스터빈, HKW는 보통의 열병합 발전소를 나타낸다.

이 절약량은 위에서 서술한 2개의 식에서 차이가 분명하다(그림 2.32 참조). 동시에 그림 2.29에서 가스터빈 열병합 발전소의 전력평가지수와 그 때의 공급열량을 알 수 있다. 순수한 열역학적 관점에서 보아 가스터빈 장치는 분명히 장점을 가지고 있고, 또 여러가지의 연료를 사용한 경우에도 그 절약량이 크기 때문에 경제적인 이익을 기대할 수 있다는 것을 알 수 있다.

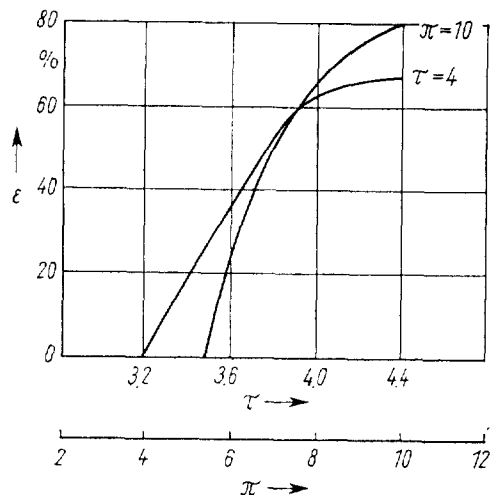


그림2.32 보통 열병합 발전소에 대한 가스터빈 열병합 발전소의 연료 절약량

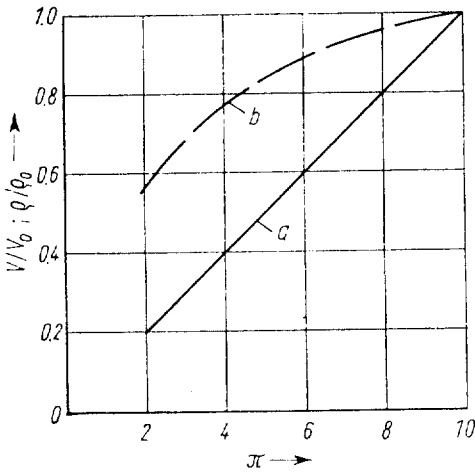


그림 2.33 압축비의 영향

경제적인 도입한계에 관해서 경제학적으로 연구할 경우에는 투자액의 구성 파라메타를 고려해야 한다. 열매밀도가 치수결정에 대해서 불리한 영향을 미치기 때문에 압력비의 영향은 결정적이다. 그러나 열수요가의 요구에 대해서 가스터빈 장치를 도입하는 방법을 채용하면 질량유량은 분명하게 영향을 받지만 용적유량은 조금밖에 변화하지 않는다(그림 2.33 참조). 용적용량도 같은 치수를 정하는데 결정적이기 때문에 그 결과 투자액에도 영향을 미치는 것이다. 이상의 것에 기초로 해서 가스터빈 열병합 발전소와 배압터빈을 이용한 보통의 열병합 발전소 각각의 투자액은 근사적으로 일정하게 될 수 있다. 설비의 연간소비비는 -전력의 매상액을 빼면 -다음과 같이 된다.

(a) 가스터빈 열병합 발전소

$$k_G = k_{G, \max} P_{G, \max} z + k_{B, O} \int_0^{\tau_B} Q_{zu} d\tau - k_E \int_0^{\tau_B} P_{GD} d\tau$$

(b) 보통의 열병합 발전소

$$k_{HKW} = P_{HKW, \max} z + k_{B, R} \int_0^{\tau_B} Q_{zu, HKW} d\tau - k_E \int_0^{\tau_B} P_{HKW} d\tau$$

여기서 k_G, k_{HKW} : 장치의 가격, $P_G, P_{HKW, \max}$: 최대전기출력, z : 연간고정비율, $k_{B, O}, k_{B, R}$: 유 및 조갈탄의 연료가격, P_G, P_{HKW} : 가스터

빈 및 열병합 발전 플랜트의 시각에 따라 변동하는 전기출력, $Q_{ZU}, Q_{ZU, HKW}$: 가스터빈 및 열병합 발전소에 공급되는 연료열, k_E : 전력 단가, τ_B : 운전시간수

기본적으로 전력의 매상고를 고려함으로서 여러가지의 발전법을 평가할 수 있다. 실제로 이용한 질량유량과 발생전출력량과의 사이에 직접비례가 성립하기 때문에 최대 난방열출력에 대한 연간 각각의 비용은 다음과 같다.

$$k_G = \frac{k_G}{Q_{H, \max}} = k_{Gz\alpha H, Gz} + (k_{H, O} Q_{zu, G} - k_{E\alpha H, G}) \int_0^{\tau_B} \beta d\tau$$

$$k_{HKW} = \frac{k_{HKW}}{Q_{H, \max}} = k_{HKWz\alpha HKWz} + (k_{B, R} Q_{zu, HKW} - k_{E\alpha H, HKW}) \int_0^{\tau_B} \beta d\tau$$

여기서, α : 공급 시스템의 최대열출력 $Q_{H, \max}$ 에 대한 열병합 발전 프로세스의 설비 열출력비를 표시한 계수, β : 최대치 $Q_{H, \max}$ 에 대한 기간 열출력(Q)의 비를 표시한 계수

이것에 의해서 가스터빈 장치의 여러가지 도입방법을 양적으로 취급할 수 있다. 발생원가를 같게 하는데는 다음 식을 만족할 필요가 있다.

$$k_{E, G} = \frac{(k_{B, Qz\alpha, G} - k_{B, Rqz\alpha, HKW})}{\sigma_{H, G} - \sigma_{H, HKW}} - \frac{(k_{HKW\alpha H, HKW} - k_{G\alpha H, G})z\alpha (\int_0^{\tau_B} \beta d\tau)^{-1}}{\sigma_{H, G} - \sigma_{H, HKW}}$$

이것에서 기본부하 범위에서는 보통의 열병합 발전소와 비교해서 가스터빈 장치는 도입 기회가 전혀 없다는 결과가 된다. 피크부하 및 중간부하의 범위에서는 큰 가능성이 있다. 열부하에 따라서 가스터빈을 운전하는 경우에는 경제적인 압력비는 $\pi \approx 4 \sim 6$ 이 되는 것을 기대할 수 있다. "전통적인" 압력비($\pi \approx 10$)에 대해서는 계산결과에서는 피크 부하영역에서 높은 온도($\tau \approx 4.2 \sim 4.4, T_3 \approx 880 \sim 930^\circ C$)로 도입하면 경제적이다.

(2) 난방전용 플랜트와 가스터빈 열병합 발전소와의 비교

난방전용 플랜트의 연간비용은 다음 식에서 주어진다.

$$k_H = \frac{k_H}{Q_{H,max}} = \frac{k_{KWZ}}{\eta_{DE}} \alpha + k_B \int_0^B \beta d\tau$$

여기서, k_{HW} : 플랜트의 투자액, k_B : 연료비 전력의 발생비용과 같게 하기 위해서는 다음과 같다.

$$k_{E,gl} = \frac{1}{\sigma_{H,G}} [(k_{B,CQ_{GW,G}} - k_B) - (k_{G,\sigma H,G} - k_{HW} / \eta_{DE}) \frac{\alpha}{\int_0^B \beta d\tau}]$$

이상에서 특히 난방전용 플랜트의 연료로서 유를 사용할 경우에는 열부하의 기본부하영역을 처리하고, 가스터빈 열병합 발전소에서 별개로 열병합 발전을 하여 피크부하를 처리하면 경제적으로 된다는 결과가 기대된다, 압력비가 높음(효율이 높음) 장치는 압력비가 낮은 장치보다도 성공의 기회가 크다. 그러나 중간부하 또는 피크부하용 장치로서 경제적으로 도입하는 데는 압력비가 작은 장치만이 전망이 있다.

표 2.11 대도시의 열부하

도시 수	난방 및 급탕용 열부하
3	2 400 ~ 1 200
3	1 200 ~ 600
7	600 ~ 250
20	250 ~ 100
83	100 ~ 50

2.5 원자력 설비에 의한 지역열공급

2.5.1 개요

화석연료의 비축이 적은 나라에서는 전력발생을 위해 중점적으로 원자력 에너지를 도입해서 에너지 자원의 대체를 보장을 할 수 있도록 노력하고 있다. 또, 에너지 경제의 종합

적인 성격에서 열공급용 1차 에너지원으로서도 원자력 에너지의 이용이 채용되고 있다. 복수식 발전 플랜트용으로서의 원자로기술의 발전은 원자력 열공급 기술의 기술적 선구가 되었다. 열공급용으로서 원자력 에너지를 도입하는데 2가지의 방법이 있다.

원자력 발전소의 건설에 대해서는, 주민에 대해서 결코 허용할 수 없는 위험을 일으키지 않는다는 것이 전제되어 있다. 이것은 각각의 방사선 부하와 합성효과에 의한 허용선량과의 최대허용 상당선량과의 차에 의해서 달성된다.

수요가의 에너지 부하의 약 75%를 차지하는 열에너지 중 약 20%는 고온 프로세스($t < 400^{\circ}\text{C}$)로 되어 있다. 난방은 약 40%라는 큰 부분을 차지하고 있다. 현재 존재하는 원자로 형식(그림 2.34 참조)에서 열부하가 큰 영역을 처리하고 있다.^[2.18,19] 열매로서는 고온 및 수증기, 암모니아와 물의 혼합물 및 메탄과 수소와의 합성가스 등도 거론되고 있다. 현재 가압수형 원자로에 의한 지역난방의 기술적인 개발작업을 집중적으로 하고 있고, 이미 2, 3의 나라에서 고온원자로에 의해서 하고 있다.

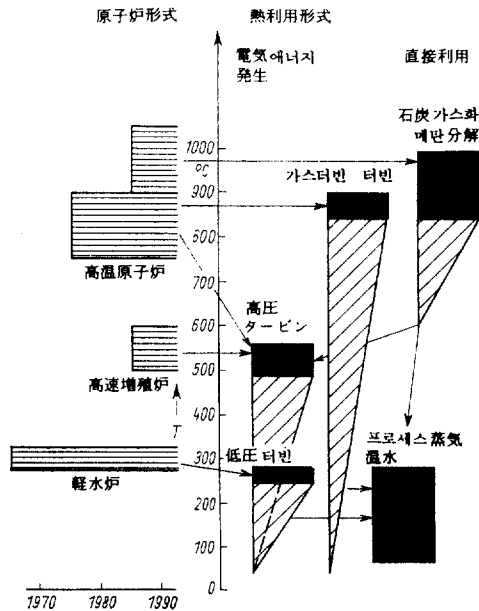


그림 2.34 원자로 형식의 이용가능성^[2.19]

[역주] (그림 2.34)

이 그림은 원자로 형식에 의한 원자력 에너지의 이용형태를 나타낸 것이다.

- 1) 경수로 : 저압증기터빈 구동 후, 프로세스 증기 및 온수제조.
- 2) 고속중식로 : 고압증기터빈 구동 후, 경수로와 같음.
- 3) 고온원자로 :
 - ㉠ 가스터빈 구동 후, 배열로서 프로세스 증기 및 온수제조.
 - ㉢ 고압증기터빈 구동 후, 경수로와 같음.
 - ㉡ 고온 에너지를 직접 이용하는 것으로 석탄의 가스화와 그림 2.65에 표시한 메탄합성에 이용하며, 프로세스 증기와 온수를 제조한다.

2.5.2 원자력 발전소에서의 열공급

열공급 사이클에 적용하는데에는 가압수형 (DWR) 원자력 발전소에서는 기본적으로 다음 2가지의 가능성이 있다.

- (a) 원자로 냉각사이클(1차 사이클)내로의 적용.
- (b) 작동매체 사이클로의 적용.
냉각사이클로의 적용의 장점 및 결점은 다음과 같다.
 - (a) 열공급은 전력수요에는 전혀 무관하고, 공급의 확실성이 향상된다.
 - (b) 원자로의 열출력은 설정과 조정을 근본적으로 변경하지 않고, 가압수의 냉각온도차를 크게 함으로서 향상시킬 수 있다.
 - (c) 회로는 운전관리를 취하더라도 간단하게 일목요연한 것이다.
 - (d) 에너지 변환효율은 낮고 따라서 열병합 발전은 이용되지 않는다.
 - (e) 고압고온 상태에 있는 1차 사이클내에 보조의 열교환기, 부품, 펌프를 설치함으로써 원자로의 이상 발생이 일어날 것이 예상된다.

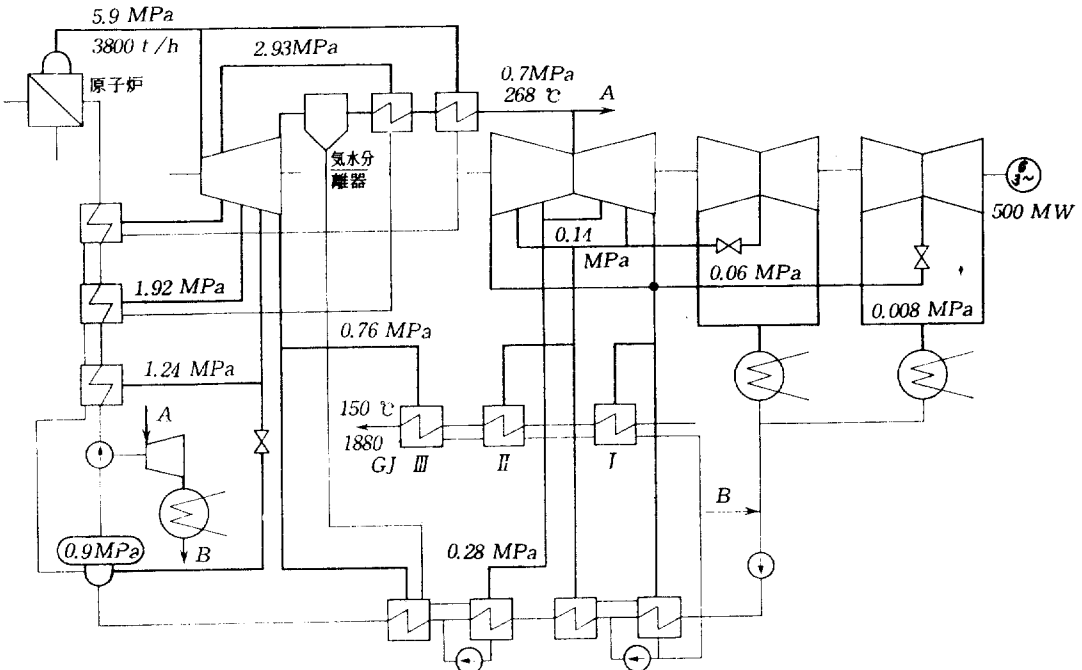


그림 2.35 원자력 열병합 발전 플랜트의 계통도

수요가가 높은 파라미터(예를 들면 4~5MPa의 프로세스용 증기)를 요구하는 경우에는 위에서 서술한 기본요건을 고려함과 동시에 1차 냉각사이클로 직접 열공급 시스템을 편승하는 것을 생각할 수 있다. 그러나 이러한 1차 냉각사이클에 직접 적용할 경우에는 방사선 차폐등을 위해 필요한 중간회로(차 사이클내의 변환기, 부품, 배관)의 추가비용이 동력발생 사이클을 위해 필요한 증기량을 발생시키는데 필요한 비용보다 적은지를 검토할 필요가 있다.

가압수형 원자로를 작동매체 사이클내에 열공급 사이클로서 적용할 때 포화증기 프로세스의 온도한계, 터빈의 열낙차 및 발전 플랜트의 안전성의 개념을 고려해서 보통의 해결책을 얻을 수 있도록 증기 사이클 뒤에 접속한다. 이러한 관점에서 중간과열후의 고압부 및 저압부에서 생증기관(生蒸氣管)에서 가열용 증기를 추가할 수 있다.

열병합 발전소 계획의 예를 그림 2.35에 나타낸다. 고온수의 가열을 3단으로 하고 있다. 이 단수는 현대의 평가에서는 최적이라고 생각된다. 각각의 부하점에 따라 전력량을 발생시키고 있다.

열병합 발전은 가압수형 원자로에 의한 복수식 원자력 발전 플랜트에 기존설비의 구조를 본질적으로 변경시키지 않고, 포화증기 터빈을 설치함으로써 실현할 수 있다. 500MW 포화증기 터빈의 고압부를 5% 과부하로 함으로써 예를 들면, 같은 전기출력 120MW의 열출력을 열공급으로 충당할 수 있다. 전기출력을 3% 줄여서 150MW의 열공급이 가능하다. 따라서 3GW의 발전 플랜트에서 700~900MW의 열부하를 처리할 수 있다.

그림 2.36에 포화수증기 프로세스의 배열량과 과열증기 프로세스의 배열과의 관계를 표시하고 있다. 횡축에는 지역난방망으로의 방출열량을 채택하고 있다. 이 그림에서는 2종류의 복수압력에 대해서 표시하고 있고, 위의 선은 공냉식, 아래는 순환냉각식의 경우이다.

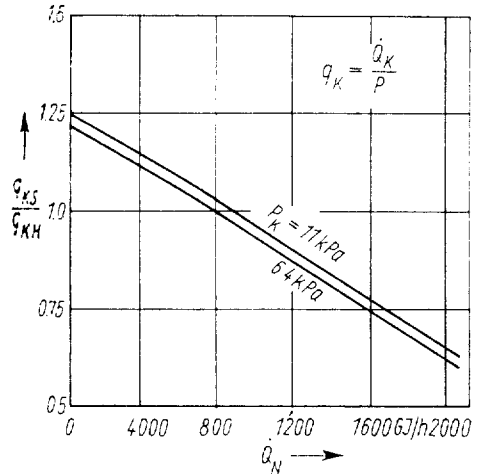


그림 2.36 500MW 포화증기터빈과 과열증기터빈의 복수기로의 방출열량

이 그림은 또 800GJ/h의 열공급을 하면 포화증기 프로세스의 높은 방열량이고 하는 결점이 없어지는 것을 나타낸다^[2,20,21].

반송계는 열공급에서 매우 큰 역할을 하고 있고, 보통의 지역난방 설비비의 약 50%가 배관용으로 사용되고 있다. 개방계에서 열매는 밀폐형과는 반대로 이용자측에서의 엔탈피의 이용 후 다시 열원으로 순환시키지는 않는다. 따라서 이 경우는 환수배관은 원자력 발전소에서 정상적인 급수와 수처리의 비용으로 돌리다.

증기는 열매로서, 일반적으로 본래 고온수보다도 반송이 쉽지는 않다. 경제적인 반송거리의 일단 다른 소비에너지(전력, 기름, 가스)와 비용을 비교하여 승인할 수 있는 압력강하(혹은 배관말단에서의 유속)에 의해 정해진다. 그림 2.37에 비용과 압력강하와의 관계를 표시하고 있다. 초속이 20%인 경우에는 10km 까지가 경제적으로 송열할 수 있는 영역에 들지만, 초압 2MPa은 말단에서 1MPa로 줄어든다. 따라서 말단에서 1.5MPa의 압력이 필요한 경우에는 약 6km 밖에 반송할 수 없다. 초속이 낮은(w = 13%) 경우에는 투자액이(10km로 약 20%) 높게 되기 때문에 송열비

가 높게 되지만 같은 초기 압력에서 반송하여 약 8.5km의 장소에서도 말단압력 1.5MPa를 보 증할 수 있다^[2.17]

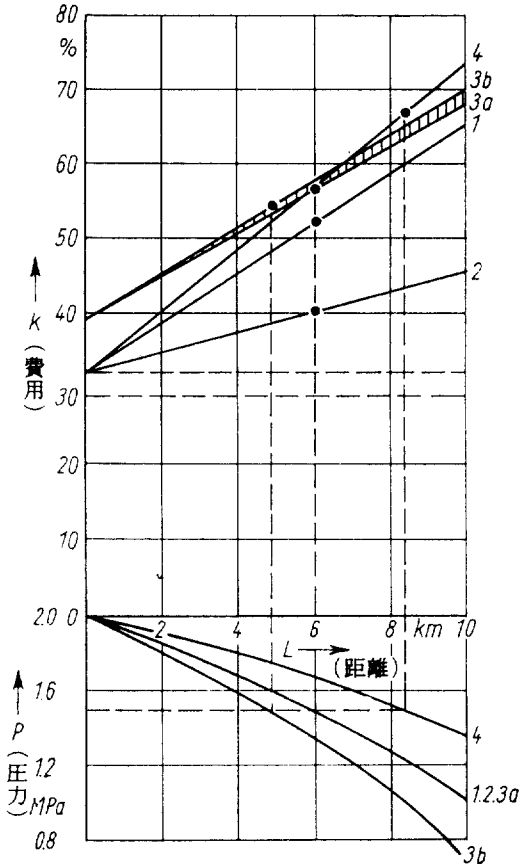


그림 2.37 증기를 반송용 에너지 담당으로 할 경우의 비용과 압력손실

연료유를 사용하여 250°C~400°C까지 가열 하면 더욱 많은 비용이 들게 된다. 그러나 고 온수를 이용할 경우와 비교하여 과열용의 비 용 상승분의 차와 비교하면 전체로서 이용할 수 있는 엔탈피까지 기름으로 가열하는 비용 은 극히 많지 않기 때문에 유에 의해 가열하 는 것이 비용이 적게 든다. 그림 2.37에 표시 한 것처럼 원자력 발전소에서 화학연료를 사 용하여 과열하는 것은 수요장소에서 과열하는 것보다 불리하고, 또 압력손실을 크게 하는(1.

5MPa에서는 5km 밖에 반송할 수 없다) 것보다 열손실이 크게 되어 불리한 결과로 된다.

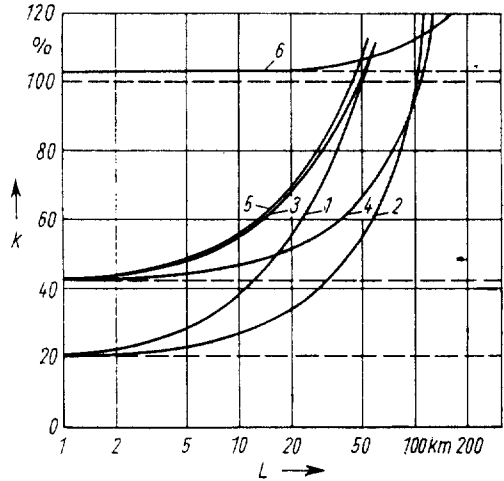


그림 2.38 반송 에너지로서의 전력과 고온수 와의 반송거리 및 비용과의 관계

2.5.3 원자력 난방 플랜트에서의 열공급

지역열공급 시스템내에 원자력 난방 플랜트 를 설치하는 것은 냉각수 공급과 장거리 열매 반송에 의해서 원자력 열병합 발전소의 도입 이 경제적으로 큰 부담이 되는 경우에는 유리 한 해결책이 된다. 또 일반적인 설비에 대해 서 여러가지 제약조건은 있지만 원자력 난방 플랜트는 대체품으로도 된다.

2, 3개 나라에서는 전력을 발생시키지 않고, 지역 열공급의 출력 및 온도영역에서 운전하 는 것을 목적으로한 원자로의 개발을 하고 있 다. 한가지의 해결책으로서 소련의 계획인 DHAPP가 있다.^[2.22] 그림 2.39에 이 설비의 기본적인 형을 나타내고 있다. 송수온도 150°C의 고온수가 190°C의 물-수원자로의 냉 각수로서 출구로부터 나온다. 그 경우에 원자 로내의 압력은 1.2~1.5MPa가 필요하다. 원자로 구조의 개요는 그림 2.40에 표시하고 있다. 원 자로의 로심은 직경 13.6mm의 163본의 연료봉 에 의해 육각형의 용기로 되어 있다. 피복재 로서는 zirconium 합금이 사용되고 있다. 산 화연료는 1.6%의 농축 우라늄 U²³⁵가 사용되 고 있다.

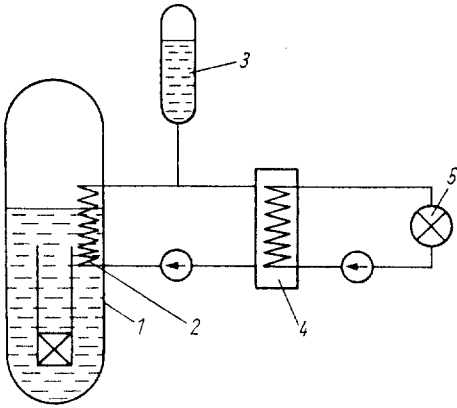


그림 2.39 원자력 난방 플랜트의 원리도

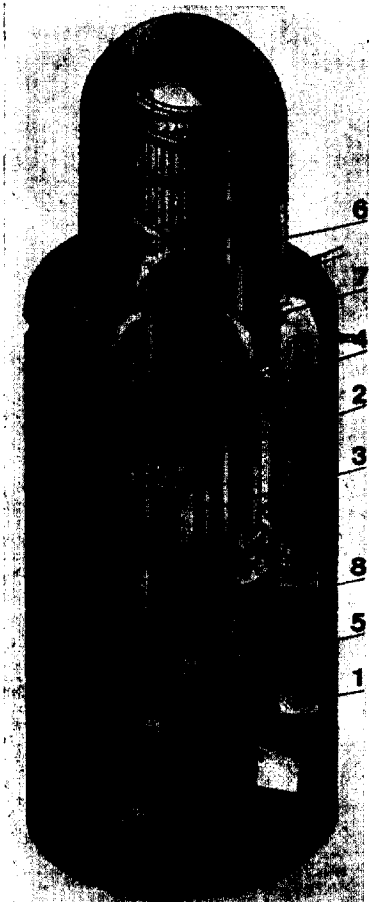


그림 2.40 난방 플랜트용 원자로

그림 2.41에 수요의 중심에 원자력 난방 플랜트를 설치하고, 그 플랜트에서 열병합을 하는 경우의 연결배관길이와 열가격과의 관계를, 연료로서 유를 사용한 난방 플랜트에 의해 공급할 경우의 열가격을 100%로 해서 이것과 비교하여 표시하고 있다. 이 곡선은 열반송계에서 높은 송수온도로 보내는 경우 난방 플랜트에서 유량제어의 장점을 표시하고 있다. 그림을 그리는 데는 최대열출력 230MW, 전부하 상당시간 4 500h/a의 경우를 사용했다. 원자력 난방 플랜트도 포함된 난방 플랜트의 투자액은 그림 2.42에 표시한 것처럼 출력과의 관계를 표시하고 있다. 여기서 원자력 난방 플랜트의 투자액은 원자력 열병합 발전소에 대한 투자액의 60%가 되고, 체감승수(遞減乘數)는 조갈탄 사용의 난방 플랜트에서는 0.73, 연료유의 경우는 0.76, 원자력 난방 플랜트에서는 0.7로 가정하고 있다.

그림 2.43에서는 열출력의 2가지 한계 (100 및 1 000MW)의 경우에 대해서 전부하 상당시간과 비용의 관계를 나타내고 있다. 기본부하 설비(원자력 난방 플랜트)의 열비용 k_{qG} 가 피크부하설비(조갈탄 이용을 기초로 한 난방 플랜트)의 열비용 k_{qS} 의 50%라는 조건에서는 전부하 상당시간이 길고, 열출력이 큰 범위에서 원자력 난방 플랜트가 다소 경제적으로 우수한 것을 나타내고 있다. 그림 2.44에서는 연료의 열가격비 $v = k_{qG} / k_{qS}$ 의 한계치가 표시되어 있고, 하부는 두설비를 조합시킬 때 경제적인 영역을 표시하고 있다. 여기서는 핵연료의 가격이 질탄의 연료가격의 50~70%의 경우에 조합운전이 경제적이라고 기대된다. 따라서 원자력 난방 플랜트의 최소 열출력은 100~400MW가 필요하다.

수요지역외에 원자력 난방 플랜트를 설치하는 것은, 보안기술의 견지에서도 요구된다. 열공급용 연결배관비가 투자액을 줄이는데 지장이 없다면, 경제성을 계산하는데 넣도록 한다.

원자력 난방 플랜트와 연결배관 시스템에, 공급지역내의 난방 플랜트를 피크 부하설비로서 적용시킬 경우, 경제적으로 가능한 반송거리나 반송계의 열출력과의 관계를 그림 2.45에 나타낸다. 원자력 난방 플랜트의 최적출력비는 $\alpha = 0.6$ 으로 된다. 공급지역내에 설치장소가 있는 경우에는 10km 이상도 경제적으로 반송거리를 연장할 수 있다.

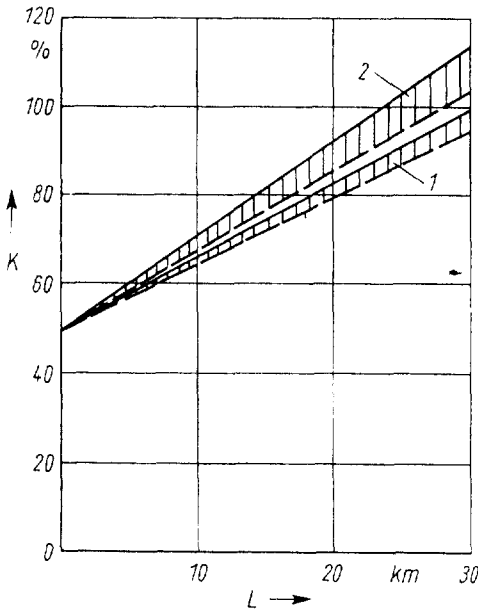


그림 2.41 $Q = 230\text{MW}(\tau_B = 4\ 500\text{h/a})$ 의 경우 연료유에 의한 난방 플랜트 열가격과 연결배관길이에 의한 열가격 비교

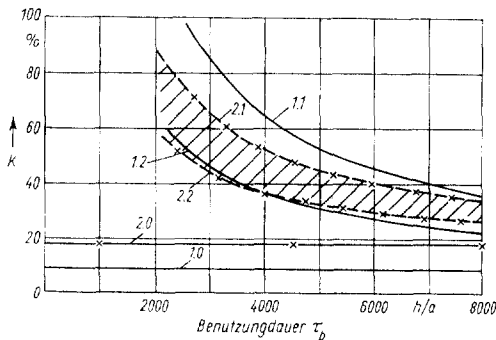


그림 2.43 원자력 난방 플랜트 및 조갈탄이용 난방 플랜트의 연료비 및 총열가격

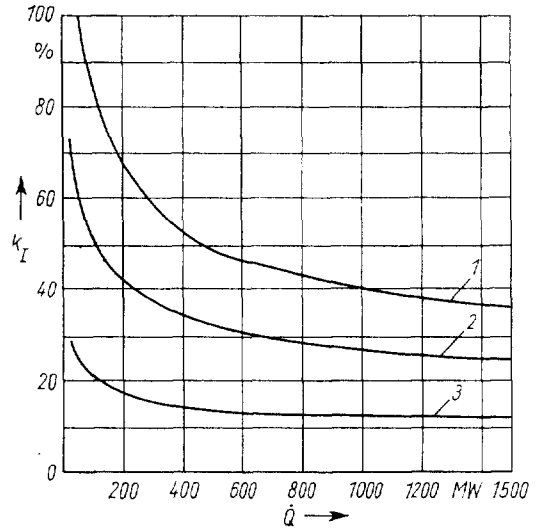


그림 2.42 설치 열출력에 의한 투자액

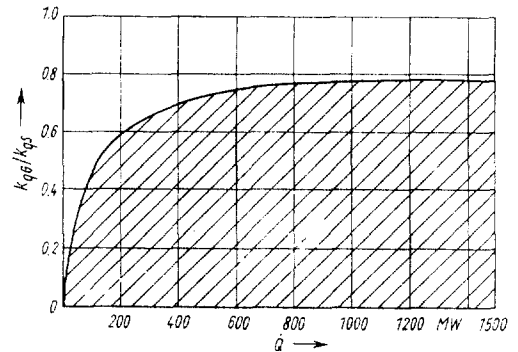


그림 2.44 원자력 난방 플랜트와 조갈탄이용 난방 플랜트를 조합시킨 경우의 각각 연료비 k_{gg} (원자력) 및 k_{gs} (갈탄) 비율의 최대치

2.5.4 축열이용의 지역난방 시스템

지역난방의 경제성을 규정하고 있는 것은 반송 시스템의 비용이다. 문헌^[2,23]에 의하면 단순한 고온수 반송 시스템과 복잡한 시스템을 그림 2.46에 표시한 것처럼 반송용 에너지 담체(擔體)와 형식에 의해서 순번으로 정리하고 있다. 예상대로 천연가스(EG), 수소(H_2) 및 고압전기의 반송비가 지역난방의 경우보다도 낮게 되고 있다. 이 그림은 각각의 에너지 담체의 발생비는 계산에 넣지 않기 때문에 종합적인 경제성을 설명한 것은 없다. 그러나

매우 긴 거리(1 000km)의 지역열공급은 메탄-합성가스시스템(M-SG)의 예에서 증명되도록 저온의 에너지 담체의 수송과 그 잠열을 이용하는 시스템과 비교하면 시대에 뒤떨어져 버린다는 것이 분명해 진다.

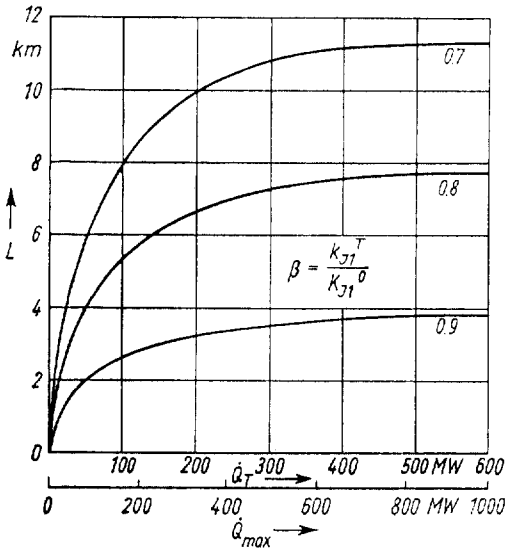


그림 2.45 원자력 난방 플랜트의 투자액을 최소로 한 경우의 열병합지역과 원자력 난방 플랜트간의 최대 열반송 거리 L

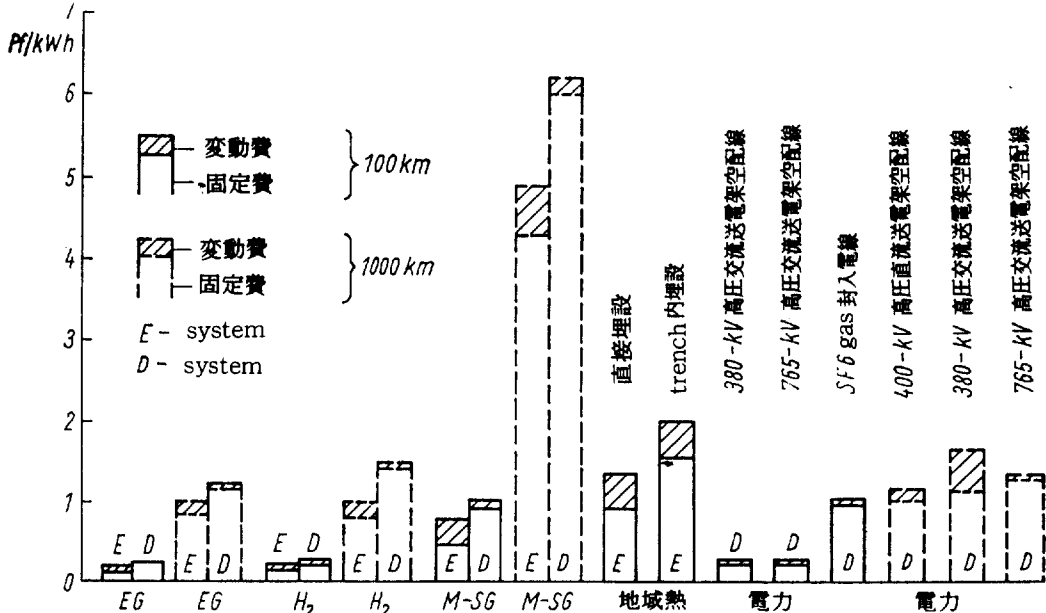


그림 2.46 1 300MW, $\tau_0 = 6$ 500h/a의 에너지 반송비 비교

잠열의 이용에 관해서는 다수의 예가 있다. 원리적으로는 열발생 장소에서 적당한 다상(多相)의 열담체(熱擔體)의 흡열반응 또는 분해과정에 의해 반응용의 열을 잠열로서 결합시켜 수요장소에서 발열합성 또는 흡수에 의해서 방열한다. 그 때 열담체는 환경온도로 반송된다. 그림 2.46에는 NH₃-H₂O 혼합물을 이용한 방법을 표시하고 있다. 온도 10°C로 하나의 발전 플랜트 또는 하나의 난방 플랜트에 농용액 (50% NH₃, 50% H₂O)를 공급한다.

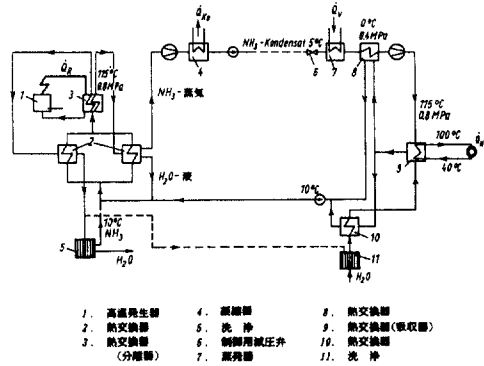


그림 2.47 NH₃-H₂O, H₂O 혼합물에 의한 지역 열반송의 계통도

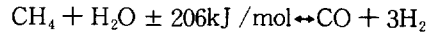
[역주] (그림 2.47)

- 1) 수요가에서 반송된 암모니아수는 원자로 1에서 만들어진 열매에 의해 열교환기 3에서 가열되어 암모니아수와 수증기로 분리된다.
- 2) 115°C, 0.8MPa의 암모니아 증기는 압축기에서 압축되어 열교환기에서 냉각·응축시켜서, 펌프로 감압밸브 6으로 보내 팽창 후, 증발기 7에서 증발시킨다.
- 3) 0°C, 0.4MPa의 암모니아 증기는 다시 압축하여 115°C, 0.8MPa로 한 후 흡수기 9로 보내어 11, 10을 지난 물과 혼합하고, 그때의 반응열로서 수요가로 100°C의 온수를 공급한다.
- 4) 흡수기에서 만들어진 암모니아수는 열교환기 8 및 10에서 냉각되고, 10°C로 되어 열교환기 2로 보내어 진다.
- 5) 열교환기 3에서 발생한 수증기는 열교환기 2에서 냉각되고, 응축분리된다.
- 6) 결국, 열교환기 3에서 원자로에서의 열을 암모니아로 흡열시켜 흡수기 9에서 열수요가의 온수로 방출하고 있다.

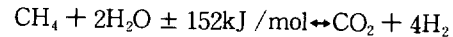
- 2) CO와 H₂는 열교환기 5에서 냉각되고, 압축기 6에서 압축되며, 7에서 용매를 만들어 메탄합성을 시킨다. 이 때 발생한 열량 152kJ/mol을 열교환기 8에서 취출하여 2차측에서 이용한다.
- 3) 메탄합성 과정에서 발생한 CH₄는 압축기 9에서 압축되고, 물과 혼합한 후 분해로 2로 보낸다.

이 혼합물을 분해하여 NH₃와 물로 한다. 암모니아는 유체의 상태로 열수요가에 반송된다. 회용액(순수한 물에 가깝다)도 같은 열수요가에 반송되고, 다른 지방에서 같은 비율의 원료수로 세정되어야 한다. 흡수기 증에서의 NH₃와 H₂O의 반응에 의해서 열은 가열과정의 가열로 방출된다. 이 방법은 유망한 것으로 보이고, 또 분해측에서는 비교적 낮은 온도에서도 작동시킬 수 있다. 그러나, 한편 먼 거리에 NH₃를 배관으로 반송하는 것에 문제가 없는 것은 아니다. 그림 2.48에 표시한 방법은 메탄 분리 및 메탄화 과정에서의 에너지 전환으로도 구성할 수 있다.

반응



및



이 반응은 잠열의 결합을 위해 유망하다는 것이 증명되고 있다. 관형 분리로내에서 메탄은 450~825°C의 온도범위에서, 약 4MPa의 압력에서, 촉매를 사용하여 수증기와 치환된다. 분해로에서 CO, CO₂ 및 H₂가 방출되고, 그림 2.48의 열교환기 5에서 환경온도까지 냉각된다. 그 경우에 작동매체로서 수증기를 이용한 보통의 열병합 발전 프로세스를 이용하는 것이 목적에 적합하다. 가스혼합물은 배관에서 소비장소로 반송되고. 거기에서 방열 메탄화 프로세스에 의해 여러가지 상태의 고온도 열을 발생할 수 있다. 방출된 열과 함께 환송되는 메탄을 자유롭게 사용할 수 있다.

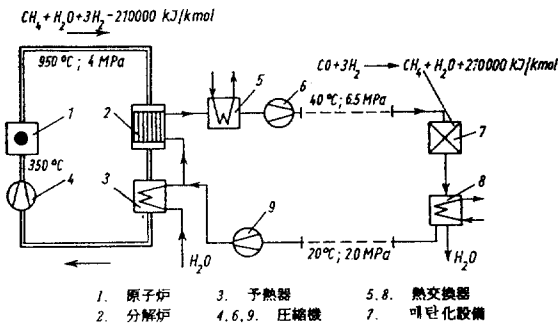


그림 2.48 메탄 합성가스에 의한 지역 열반송의 계통도

[역주] (그림 2.48)

- 1) 고온 원자로 1에서 발생한 950°C, 4MPa의 헬륨으로, 분해로 2에서 CH₄(메탄)과 H₂O(물)의 혼합물을 가열하여 CO와 H₂ 가스를 만든다. 이 때 206 kJ/mol의 분해열이 필요하다.

2.6 열전비(熱電比)

지역난방 시스템에서 부하상태가 심하게 변동하는 경우에는 최적출력에 대해서 신중하게 생각해야 한다. 특히 분리되어 설치된 열발생 시스템과 열병합 발전 시스템과 비율의 한계에 관해서 위에서 서술한 것이 적용된다. 열병합 발전에 의해 지역난방 시스템의 부하상태를 완전히 처리하는 것은 전형적인 부하변동에 대해서는 경제적이지 않다. 그림 2.49에 지역난방 시스템의 연간 부하상태를 표시하고 있다. 동등한 범위(지역 열병합 시스템 $j \equiv S$, 열병합 발전 시스템 $j \equiv HKW$)에 있어서의 전열출력 중 열병합 발전의 비율은 일반적으로 소위 접속비(接續比)

$$x_{kj} = \frac{Q_{KWKj}}{Q_{\geq sj}}$$

로 표시한다. x_{kj} 의 값의 최적화는 다음의 목적함수로 주어진다.

$$K_{Q,S} = \alpha_Q K_{HKW} + K_{HW} \rightarrow M_{in}$$

여기서, $k_{Q,S}$: 시스템의 열발생비용, α_Q : 열에 대한 비용배분계수^[2,26], K_{HKW} : 열병합 발전소의 가격, K_{HW} : 난방 플랜트의 가격

목적함수의 평가는 피가수(被加數)와의 관계에 따라 열전비 $x_{k,s}$ 가 다음의 조건을 만족해 한다.

$$\alpha_Q \frac{\partial K_{HKW}}{\partial x_{k,s}} + K_{HKW} \frac{\partial \alpha_Q}{\partial x_{k,s}} + \frac{\partial K_{HW}}{\partial x_{k,s}} = 0$$

특히 문제인 것은 미분형태인 $\partial \alpha_Q / \partial x_{k,s}$ 의 취급으로, 전체의 공급상태 중에서 피크전력의 발생과 시간적인 전개를 취해야만 한다. 소크로브^[24]는 소련에서 $x_{k,s}$ 의 값을 0.4~0.7의 범위로 주고 있다.

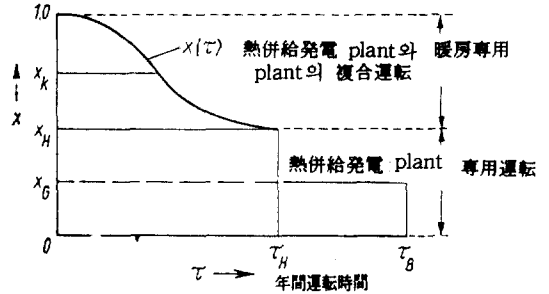


그림 2.49 지역열공급 시스템의 부하특성곡선 열병합 발전 플랜트와 난방전용 플랜트의 복합운전 열병합 발전 플랜트전용 운전

참고문헌

- [2.1] КоРБИТННКОВ, В. П. : работа та ц вобредИЕНННХ ЗНероцнстемас (Der Einsatz von Heizkraftwerken in einheitlichen Energiesystemem). Mokoba: ФЪчекш 1976, с.13
- [2.2] Fachbereichstandard TGL 190-103/01 bis 03. Ausg. 6.76 : Elektroenergie- und Wärmeerzeugungsanlagen. Einheitsmethodik der Kennziffern und Normen der Energieumwandlung: Begriffe / Technologischer Prozeß/Soll Ist Abrechnung Dampfkraftwerke
- [2.3] Munser, H.: Dampfkraftprozeß. Taschenbuch Maschinenbau Bd. 2, 3., stark bearbeitete Aufl. 1976. Berlin: VEB Verlag Technik S. 584
- [2.4] уцетФЪ, хы.ыб .: хъбшяСецд ВикМ ЗэШяЦШШ ЦЪэixj (Heizkraftwirstschaft und Wärmenetze). Moxkba: 1975, с 16-23

- [2.5] Schulz, G.: Konstruktionsgrundlagen der Turbomaschinen. Lehrbriefe und Arbeitsmappe für das Fernstudium. Berlin: VEB Verlag Technik 1974
- [2.6] Berkmann, G., u. a.: Die Anwendung eines Matrizenmodells für das stationäre Betriebsverhalten von Dampfkraftwerken auf die Normierung von Industrie- und Heizkraftwerken. Energietechnik 18 (1968) 2
- [2.7] Mitzinger, W.: Entwicklung und Betriebsvorbereitung eines Bausteines für Heiz- und Industriekraftwerke. Energietechnik 27 (1977) 3, S. 85-92
- [2.8] Kamps, P., und G. Lemberg: Fernheiz-Turboexport nach der Republick Finnland. Mitteilungen aus dem Kraftwerksanlagenbau der DDR 12 (1972) 1, S. 85-92
- [2.9] Kotkowski, B.: Wirtschaftliche Nutzung der Abgaswärme von Gasturbinen in der Fernwärmeversorgung. Dresden: Technische Universität, Diplomarbeit Nr. 762, 1974
- [2.10] Neumann, H.: Untersuchungen zur wirtschaftlichen Abwärmeverwertung von Gasturbinenanlagen. Dresden: Technische Universität, Diplomarbeit Nr. 762, 1974
- [2.11] Schindler, G.: Untersuchungen zum wirtschaftlichen Einsatz gekoppelter Gas-Dampf-Prozesse für die Wärmeversorgung von Städten und Industriegebieten. Dresden: Technische Universität, Diplomarbeit Nr. 679, 1972
- [2.12] бJIIOШИ, ЦЦВ.ВВ.: ЧЪЧ₃V CcБЪИ И+ОММ(Вärmekraftwerke). Москва. ЧЯЫФЬФЫЪҮҪ 1974.
- [2.13] Fischer, S.: Gesichtspunkte für die Nutzung der Energie der Abgase von Gasturbinenanlagen in der Energiewirtschaft der DDR. Energietechnik 25 (1975) 5
- [2.14] Hummitzsch, L., und B. Kummerlöh: Energiewirtschaftliche Analyse der Gasturbinenanlagen G 24 mit nachgeschalteter Dampfturbinenanlage für den Einsatz als Heizkraftwerksbaustein. Dresden: Technische Universität, Diplomaufgabe 409/10, 1975
- [2.15] Schulte, K.: Ein Beitrag zur thermodynamischen Bewertung von Gas-Dampfanlagen unter teilweiser Einbeziehung energiewirtschaftlicher Kriterien. Dresden: Technische Universität, Diss. 1976
- [2.16] Munser, H., B. Reetz und G. Schmidt: Möglichkeiten und Art der Einordnung von Kernheizwerken in Fernwärmesysteme. Kernenergie (1978)
- [2.17] Munser, H.: Gesichtspunkte für die Gestaltung der Wärmeversorgung aus Kernkraftwerken. Energietechnik 22 (1972) 4, S. 168-173
- [2.18] Gundermann, E., und G. Schmidt: Wärmeversorgung aus Kernkraftwerken für industrielle und kommunale Nutzung. Kernenergie (1977)
- [2.19] Bonnenberg, H.: Standort und Größe zukünftiger nuklearer Fernwärmeanlagen. Atomwirtschaft 20 (1975), S. 33-35

- [2.20] Reetz, B., und E. Gundermann: Probleme der Fernwärmeversorgung aus Kernkraftwerken. Kernenergie 15 (1972) 7, S.225-229
- [2.21] Munser, H.:Zu Problemen der Nuklearen Fernwärmeversorgung aus Kernkraftwerken. Kernenergie 15 (1972) 7, S. 225-229
- [2.22] Skvortsov S.G., I.N. Sokolov und L. V. Kranze: The low-temperature water-water reator for the District Heating Atomic Power Plant (DHAPP). Meeting Report. Topical Meeting on Low Temperature Nuclear Heat. Otaniemi, Finland, August 21-24, 1977
- [2.23] Brüderlin, H.: Energiespeicherung und -transport. Atomwirtschaft (1976), s. 541-547
- [2.24] Bachl, H.: Fernwärmtransport über große Entfernungen. Brennstoff-Wärme-Kraft 28 (1976) 7, S. 282-286
- [2.25] Ossami, S.:Transport von chemisch gebundener Kernenergie im geschlossenen Kreislauf unter besonderer Berücksichtigung der Energieauskopplung. Brennstoff-Wärme-Kraft 28 (1976) 7, S. 286-289
- [2.26] Pauer W., und H. Munser: Grundlagen der Kraft-und Wärme-wirtschaft. Dresden: Verlag Theodor Steinkopff 1970, S. 235ff.