



UN LIBRARY

Distr.
LIMITED

E/CONF.35/G/41/Summary
21 April 1961
ENGLISH/FRENCH
ORIGINAL: ENGLISH



UNITED NATIONS
CONFERENCE
ON NEW SOURCES
OF ENERGY

APR 15 1961

UN/SA COLLECTION

CONFÉRENCE
DES NATIONS UNIES
SUR LES SOURCES NOUVELLES
D'ÉNERGIE

SOLAR ENERGY, WIND POWER AND GEOTHERMAL ENERGY

ÉNERGIE SOLAIRE, ÉNERGIE ÉOLIENNE ET ÉNERGIE GÉOTHERMIQUE

Agenda item/Point de l'ordre du jour:

II.A.2.(b) -

Harnessing of geothermal energy and geothermal electricity production -
Utilization of geothermal energy for power generation

Exploitation de l'énergie géothermique et production d'électricité
au moyen de l'énergie géothermique -
Utilisation de l'énergie géothermique pour la production
d'électricité

THERMAL CYCLES FOR GEOTHERMAL SITES AND
TURBINE INSTALLATION AT THE GEYSERS POWER
PLANT, CALIFORNIA

By Alf HANSEN

General Electric Company, San Francisco, California, U. S. A.

CYCLES THERMIQUES POUR INSTALLATIONS GEOTHERMIQUES,
DESCRIPTION DES TURBINES DE LA CENTRALE
DE "THE GEYSERS", CALIFORNIE

Par Alf HANSEN

General Electric Company, San Francisco, Californie, Etats-Unis

PAPERS HAVE BEEN CONTRIBUTED TO THE UNITED
NATIONS CONFERENCE ON NEW SOURCES OF ENERGY
BY INVITATION AND ARE FOR DISTRIBUTION AS WORK-
ING PAPERS FOR THAT CONFERENCE. THEY ARE PUB-
LISHED AS PRESENTED BY THE AUTHORS, AND THE
CONTENTS AND THE VIEWS EXPRESSED ARE THOSE OF
THE AUTHORS.

(See notes overleaf)

LES AUTEURS ONT PRESENTE SUR INVITATION A LA
CONFERENCE DES NATIONS UNIES SUR LES SOURCES
NOUVELLES D'ENERGIE DES MEMOIRES QUI SERONT
DISTRIBUES COMME DOCUMENTS DE TRAVAIL DE LA
CONFERENCE. CES MEMOIRES SONT PUBLIES TELS
QUE LES AUTEURS LES ONT REDIGES ET LES VUES
QU'ILS CONTIENNENT SONT CELLES DES AUTEURS.

(Voir notes au verso)

NOTES

1. The working languages of the Conference are English and French. All papers contributed are reproduced in one or other of these two languages. Where a paper has been reproduced in both working languages for the convenience of a rapporteur, both language versions are provided as part of the Conference documentation.

2. Where any paper has been contributed in one of the official languages of the UN other than English or French, then it has been made available to the conference in that language. A translation of such papers in either English or French (according to the request of the relevant rapporteur) is provided.

3. Summaries of all papers, as presented by the authors, will be available in both working languages—English and French. Summaries will not include diagrams and photographs and should be read in conjunction with the paper proper, which will bear the same reference number as the summary.

4. Papers and summaries will not be generally available for distribution to other than participants and contributors to the Conference until after the Conference, under publication arrangements to be announced.

1. Les langues de travail de la Conférence sont l'anglais et le français. Tous les mémoires présentés sont reproduits dans l'une ou l'autre de ces deux langues. Lorsqu'un mémoire est reproduit dans les deux langues de travail sur la demande d'un rapporteur, la version anglaise et la version française du mémoire font toutes deux parties de la documentation de la Conférence.

2. Lorsqu'un mémoire est présenté dans une langue officielle de l'ONU autre que l'anglais ou le français, il est publié dans cette langue. Les mémoires appartenant à cette catégorie sont en outre publiés en traduction anglaise ou française (selon la demande du rapporteur chargé du sujet considéré).

3. Des résumés de tous les mémoires, établis par les auteurs eux-mêmes, seront publiés dans les deux langues de travail: anglais et français. Les résumés ne contiendront ni diagrammes ni photographies, et il conviendra de les rapprocher du mémoire lui-même, qui portera le même numéro de référence que le résumé.

4. Les mémoires et les résumés ne pourront en général être distribués à des personnes autres que les participants et les auteurs qu'après la Conférence et selon des modalités de publication qui seront annoncées ultérieurement.

THERMAL CYCLES FOR GEOTHERMAL SITES
AND
TURBINE INSTALLATION AT THE GEYSERS POWER PLANT, CALIFORNIA

by
Alf Hansen
General Electric Company
San Francisco, California

PART I

1. THERMAL CYCLES FOR GEOTHERMAL SITES

In the following paragraphs we have attempted to analyze possible cycles for saturated steam and water from geothermal wells. We have also given some thought to the use of another fluid such as Freon F-114 in a closed cycle. A surprising result is the almost 2 to 1 variation in the efficiency of technically feasible cycles. Economic evaluations are not attempted, hence no conclusions are presented as to the cycle best suited to geothermal applications. However, our experience in the development of new power plant concepts would suggest simplicity in design and operation until the permanency of the steam supply has been established in a specific location.

Where superheated steam is available, such as at The Geysers, California, the simple straight condensing steam turbine is the rather obvious solution. Where a mixture of steam and hot water is available,

three pressure levels such as are used in New Zealand may prove to be the most economical, although we would use a multiple inlet turbine instead of three separate shafts.

Steam flow rate of geothermal wells usually increases as well head pressure is reduced, but this pressure reduction also diminishes the energy available to the turbine. Flow measurements and energy calculations are required to determine what pressure would permit maximum power generation. This optimum pressure may be as low as one or two atmospheres, for which unusually large volume equipment would be required. The steam system up to the turbine control valves must be designed to withstand shut-off well head pressures; thus the lower the normal operation pressure, the greater will be the cost of this equipment. A steam purifier, or other suitable means, must be provided for the removal of entrained moisture, entrained minerals, or similar impurities before the steam reaches the turbine. We require that the moisture content of the steam does not exceed 1% as delivered at the turbine throttle. The turbine designers will also require a chemical analysis and character of the impurities in the steam as it would be delivered to the turbine.

Hot water can be used as a heating medium in extended surface heat exchangers to produce steam or other vapors for a closed power cycle. Except as a means of producing uncontaminated steam for the power cycle, this cycle would offer no advantage over the simple steam cycle, if steam is used as the turbine working fluid. This is because the high heat of vaporization of the steam allows little heat to be extracted from the well water at temperatures less than the steam saturation temperature. To realize the full potential of this cycle, a fluid is required which could operate close to its critical pressure, so that it would receive most of the heat in the liquid phase, and thus allow the rejected well water to approach the saturation temperature in the condenser. One or more of the Freons appear to have the desired properties, and are also expected to be acceptable turbine fluids. Freon cycles for geothermal applications have been studied briefly, and seem to promise an improvement in efficiency in the order of 2:1 greater than the simple steam cycle might attain. Despite this spectacular increase in the yield from a well, it is doubtful that the plant could be built at a reasonable cost. The problems involve very large mass flow of Freon, low thermal heads in the heat exchanger, unusually low turbine operating speed, large pumps and associated development costs.

2. FEED WATER HEATING

Geothermal heat could be used to increase the capacity and improve the heat rate of conventional fossil fuel fired steam power plants. Because of the contamination problem, it would not be desirable to induct geothermal steam into the turbine, however, geothermal heat could be used to heat feedwater in a closed heat exchanger.

1,000,000 pounds per hour at 386 °F could supplant all but the high pressure feed water heat in a conventional power plant of about 150 megawatts rating at 1450 psig - 1000°/1000° - 1½" absolute back pressure. The heat rate could be reduced 7% and the rating increased by 10600 KW. This is the most efficient means discovered for use of geothermal heat in a steam cycle. It would be practical only if the geothermal site was otherwise suitable for a large steam power plant.

PART II

3. TURBINE INSTALLATION AT THE GEYSERS POWER PLANT, CALIFORNIA

When Pacific Gas & Electric Co. contracted to build a power plant at The Geysers, extensive tests were made to determine the corrosive qualities of the steam and condensate, and quantity and chemical analysis of the non-condensable gases in the steam.

A second-hand turbine was chosen for the initial unit to get actual operating experience, and to test a number of different materials under actual operating conditions.

A 12,500 KW General Electric impulse type turbine built in 1924 was chosen because it could be converted to give full rating at the lower steam conditions. The turbine was originally designed with 9 stages to operate at 175 psig - 100 °FS - 1½" Hg. Abs.

The valve gear and the last 3 stages were removed. New diaphragms were installed in the remaining stages, because the original ones were constructed by a copper brazing process and it was considered hazardous to use these with geothermal steam.

Monel buckets in stages 4 to 7 inclusive were in satisfactory condition and were used. The last two stages were completely renewed. The following is a list of materials used in this rebuilt turbine:

Turbine shaft - Carbon steel forging.
Shaft sleeves - " " "
HP & LP Packing Rings - Cast steel with inserted tooth stock of chrome-molybdenum material.
Bucket Wheels, Stages 4 to 7 - Carbon steel forging.
" " " 8 & 9 - Chrome-molybdenum steel forging.
Buckets & Bands, Stages 4 to 7 - Monel
" " " 8 & 9 - #410 Stainless steel.
4th Stage Diaphragm - Chrome-molybdenum with chrome iron alloy blades and spacers.
5th to 9th Stage Diaphragms - Carbon steel with chrome iron alloy blades and spacers.
4th to 6th, 8th & 9th Packing - Carbon steel with chrome iron alloy inserted teeth

7th Stage Packing - Chrome-molybdenum with chrome iron alloy inserted teeth

4. OPERATING EXPERIENCE

The unit has operated for 9 months. It has had many shut-downs. For some time the unit was operated 16 hours per day, because it was considered inadvisable to leave it unattended until all trips and safety devices functioned satisfactorily. After 6 months it had operated 83% of the time. The last two months before inspection it operated at 100% load factor continuously, except for minor shut-downs to test safety devices. The unit is now being operated unattended 16 hours out of every 24. An operator is present during the day shift.

5. INSPECTION

An internal inspection was made during the week of March 27, 1961.

Solid material had built up under the shroud band of the first stage and filled almost 30% of the space between the buckets. This would indicate that the 1st stage buckets should be designed without shroud bands to allow foreign material to be thrown out centrifugally. The build-up in the following stage was only 1/4" deep, about the same in the 3rd stage, about 1/2" in the 4th stage, and nothing in the last stage. In the author's opinion, if the 1st stage shroud bands were eliminated, this turbine could run continuously for one year without being cleaned. The material deposited in the buckets of the first stage was hard, in the following stages softer. It may, therefor, be possible to install water injection for washing out deposits occasionally. The steam is only superheated in the first stage. The hard deposit in the buckets is magnetic, but so far it has not been analyzed.

The labyrinth packing throughout the turbine was in excellent condition, except for deposits between labyrinth teeth, Fig. VIII.

There were hardly any signs of corrosion or erosion. Therefor, it may not be necessary to use expensive alloys in a new unit. Copper and copper alloys should be avoided. The next unit to be installed at The Geysers will be a new unit. The cost of it should be nearly the same as that of a turbine designed for more normal steam conditions.

CYCLES THERMIQUES POUR INSTALLATIONS GEOTHERMIQUES,
DESCRIPTION DES TURBINES DE LA CENTRALE
DE "THE GEYSERS", CALIFORNIE

Par

Alf Hansen

General Electric Company
San Francisco, Californie
Etats-Unis

Première partie

Résumé

1. Cycles thermiques pour les installations géothermiques.

On s'est attaché, dans les paragraphes qui suivent, à examiner les cycles possibles pour la vapeur saturée et l'eau en provenance de puits géothermiques. On a consacré également une certaine attention à l'utilisation éventuelle d'un autre fluide, tel que le Fréon F-114, en circuit fermé. L'un des résultats surprenants de ce travail est la différence de près de 2 à 1 que l'on observe dans le rendement des cycles techniquement réalisables. On ne tentera pas de donner des évaluations économiques et on s'abstiendra donc de présenter des conclusions quant au cycle qui se prête le mieux aux applications faisant appel à la vapeur naturelle. Notre expérience de la mise au point de nouvelles conceptions relatives aux centrales électriques semble toutefois militer en faveur de la simplicité de construction et d'exploitation une fois que la permanence et la continuité de la fourniture de vapeur ont été établies pour un emplacement donné.

Quand on dispose de vapeur surchauffée, ainsi que c'est le cas à la centrale de The Geysers, la turbine à vapeur simple à condensation directe offre une solution assez évidente. Quand on dispose d'un mélange de vapeur

et d'eau chaude, l'emploi de trois niveaux de pression, ainsi qu'on le fait en Nouvelle-Zélande, peut fort bien constituer la méthode la plus économique, bien que, pour notre compte, nous préférons une turbine à admission multiple en lieu et place de trois arbres séparés.

Le débit de vapeur des puits géothermiques augmente habituellement au fur et à mesure que la pression à l'orifice du puits baisse mais cette chute de pression réduit l'énergie disponible à la turbine. Il faut procéder à des mesures du débit et à des calculs de l'énergie, pour déterminer la pression qui assurerait la production d'un maximum de courant. Cette pression idéale peut être très basse, par exemple une ou deux atmosphères, ce qui exigerait un matériel exceptionnellement volumineux. Le circuit de vapeur, en amont des vanes de commande de la turbine, doit être construit de manière à résister aux pressions à la bouche des puits fermés si bien que, plus la pression d'exploitation est basse et plus ce matériel sera coûteux. Un épurateur de vapeur, ou tout autre moyen approprié, doit être prévu pour assurer l'exclusion de l'humidité, des minéraux ou autres impuretés entraînées dans le courant de vapeur, avant qu'elles ne parviennent à la turbine. Nous exigeons que l'état hygrométrique de la vapeur ne dépasse pas 1% à la vanne de commande. Les ingénieurs chargés de réaliser les turbines tiendront également à ce qu'il leur soit communiqué une analyse chimique et des renseignements sur le caractère des impuretés que contient la vapeur à son admission dans la turbine.

On peut se servir d'eau chaude comme source de calories, dans des échangeurs à grande surface, pour produire de la vapeur d'eau ou d'autres substances en vue de son utilisation dans un circuit moteur fermé. Un tel cycle n'offrirait aucun avantage sur le cycle de la vapeur ordinaire, si on se servait de vapeur d'eau comme fluide de travail dans la turbine, à cela près qu'il fournirait une vapeur parfaitement exempte d'impuretés pour le cycle moteur. Ceci s'explique par le fait que la grosse chaleur de vaporisation de la vapeur d'eau n'autorise l'extraction que de petites quantités de cette chaleur, de l'eau des puits, à des températures inférieures à celles pour laquelle elle est saturée. Pour pleinement exploiter un tel cycle, il faut un fluide capable d'être utilisé près de sa température critique, de telle sorte que ce soit la phase liquide qui lui fasse son plus gros apport de chaleur, permettant à l'eau en provenance des puits et rejetée d'avoir une température voisine de celle de la saturation dans le condenseur. Ces propriétés semblent réunies dans l'un ou plusieurs des fréons, que l'on considère également comme des fluides utilisables par les turbines. On a soumis les cycles au fréon à une brève étude et ils semblent promettre des améliorations de rendement de

l'ordre de 2 à 1, par rapport à ce que pourrait donner le simple cycle de la vapeur. Malgré cette augmentation sensationnelle du rendement d'un puits, on doute qu'il soit possible de construire la centrale dans des conditions économiques raisonnables. Les problèmes ont trait aux très gros débits de fréon en poids qui s'imposent à la faible chute thermique à l'échangeur, au régime exceptionnellement lent de la turbine, au besoin de grosses pompes et aux frais que ceci comporte.

2. Rechauffage de l'eau d'alimentation.

On pourrait se servir de la chaleur naturelle des champs géothermiques pour augmenter la capacité et améliorer le rendement thermique des centrales à vapeur qui brûlent des combustibles fossiles classiques. Compte tenu du problème des impuretés, il ne serait pas désirable d'admettre directement dans la turbine de la vapeur en provenance des gîtes, mais on pourrait se servir de sa chaleur pour le réchauffage de l'eau d'alimentation dans un échangeur à circuit fermé.

Avec 1.000.000 de livres (453.590 kg) à l'heure à la température de 386° F (197° C), on pourrait se dispenser de toute la chaleur en provenance de sources classiques, sauf celle de l'eau d'alimentation à haute pression pour une usine standard d'une capacité installée de 150 mégawatts environ sous 1450 psig (102 kg/cm² au manomètre) fonctionnant à 1.000/ 1.000°F (538/538°C) et avec une contrepression absolue de 1 1/2" (38mm). On pourrait ainsi réduire la capacité calorifique du combustible de 7% et augmenter la puissance nominale installée de 10.600 KW. Ceci fournit un moyen d'utiliser la chaleur géothermique dans le cycle de vapeur qui présente le plus gros rendement. Son emploi ne serait pratique que si le site se prêtait par ailleurs à l'installation d'une puissante centrale à vapeur.

Deuxième partie

3. Turbines installées à la centrale de The Geysers, Californie, E.U.A.

Quand la Pacific Gas and Electric Co. a invité les soumissions en vue de la construction d'une centrale électrique à The Geysers, on a procédé à des essais complets pour déterminer les caractéristiques corrosives de la vapeur et des produits de condensation, ainsi que la quantité et la composition chimique des gaz non condensables présents dans la vapeur.

On a choisi une turbine ayant servi comme premier groupe pour obtenir des données effectives sur la marche du matériel et pour essayer un grand nombre de matériaux dans des conditions effectives d'utilisation. Une turbine General Electric à impulsion de 12.500 KW, construite en 1924, a été choisie, parce qu'il était possible de la convertir de manière à ce qu'elle donne toute sa puissance avec moins de vapeur. Elle avait été construite initialement avec 9 étages pour fonctionner à 175 psig (12,3 kg/cm² au manomètre).

On enleva les vannes et les trois derniers étages. On mit des diaphragmes neufs dans les étages conservés parce que les premiers étaient réalisés au moyen d'un procédé de brasure au cuivre, si bien que leur emploi était considéré comme risqué avec une vapeur d'origine géothermique.

Les aubes en Monel, des étages 4 à 7 inclus, étaient en bon état et on s'en servit. On rénova complètement les deux derniers étages. Voici une liste des matériaux utilisés dans cette turbine remise à neuf:

Arbre --- Pièce forgée en acier ordinaire au carbone	
Manchons de l'arbre ---	
Bagues d'étanchéité des Acier	
étages HP et BD coulés avec dents rapportées faites d'un matériau au chrome molybdène	
Roues à aubes, étages 4 à 7 inclus	Pièces forgées en acier au carbone
8 et 9	Pièce forgée en acier au chrome molybdène
Aubes et couronnes étages 4 à 7	Monel
8 et 9	Acier inoxydable N° 410
Diaphragme du quatrième étage	Chrome-molybdène avec aubes et entretoises en alliage fer-chrome
Diaphragmes du 5e au 9e étage	Acier au carbone avec aubes et entretoises en alliage fer-chrome
Garnitures des 4e au 6e étages, 8e et 9e	Acier au carbone avec dents rapportées en alliage fer-chrome
Garniture du 7e étage	En chrome-molybdène avec dents rapportées en alliage fer chrome

4. Expérience de l'exploitation.

Le groupe fonctionne depuis 9 mois. Il a été arrêté nombre de fois. Pendant quelque temps, on l'exploitait 16 heures par jour, parce que l'on estimait

qu'il était peu indiqué de le laisser sans surveillance jusqu'à ce que tous les déclencheurs et autres dispositifs de sûreté fonctionnent de façon satisfaisante. Au bout de 6 mois, il avait fonctionné pendant 83% du temps. Pendant les deux derniers mois avant son inspection, il tournait continuellement sous un facteur de charge de 100% sauf pour les besoins d'arrêt de peu de durée permettant d'essayer les dispositifs de sûreté. La centrale fonctionne maintenant sans surveillance 16 heures sur 24. On y adjoint un opérateur pendant les quarts de jour.

5. Inspection.

On a procédé à l'inspection des pièces intérieures pendant la semaine du 27 mars 1961.

Des matières solides s'étaient accumulées sous le cercle de renfort de l'auvent du premier étage et remplissaient près de 30% de la place disponible entre les aubes. Ceci semblerait indiquer qu'il serait approprié de faire de telles aubes, pour le premier étage, sans éléments de couronne de distributeur pour permettre que les matières étrangères soient chassés par la force centrifuge. Dans l'étage suivant, les incrustations ne dépassaient pas 1/4" ou 6 mm, elles étaient sensiblement les mêmes dans le troisième, environ 1/2" ou 13 mm dans le quatrième et le dernier en était totalement exempt. De l'avis de l'auteur, si on éliminait les cercles de couronne d'auvent du premier étage, cette turbine pourrait fonctionner en continu pendant un an sans qu'il soit nécessaire de la nettoyer. Les matériaux déposés sur les aubes du premier étage étaient durs, ceux des autres étages moins résistants. Il doit donc être possible d'installer un injecteur d'eau pour la chasse occasionnelle des dépôts. Ce n'est qu'au premier étage que la vapeur est surchauffée. Le dépôt dur trouvé sur les aubes est magnétique mais, jusqu'à présent, il n'a pas été analysé.

La garniture à labyrinthe dans toute la turbine était en condition excellente, à l'exception des dépôts entre les dents, Fig. VIII.

On n'a presque pas trouvé de signes de corrosion ou d'érosion. En conséquence, il ne sera probablement pas nécessaire de faire usage d'alliages coûteux dans une nouvelle unité. On évitera le cuivre et ses alliages. La prochaine tranche à installer à The Gesyers sera constituée par du matériel neuf. Son prix sera presque le même que celui d'une turbine conçue pour employer une vapeur plus normale.

