

P. 6. 7
714

714

ISSN 0868-4081
0868-4251

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOLI

TOIMETISED

**ТРУДЫ ТАЛЛИННСКОГО
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА**

**TRANSACTIONS OF TALLINN
TECHNICAL UNIVERSITY**

ENERGIASÜSTEEMID XV

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ XV

POWER SYSTEMS XV

TALLINN 1990

714

ALUSTATUD 1937

TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOLI
TOIMETISED

TRANSACTIONS OF TALLINN
TECHNICAL UNIVERSITY

ТРУДЫ ТАЛЛИННСКОГО
ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

UDK 621.31

ENERGIASÜSTEEMID XV
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ XV
POWER SYSTEMS XV

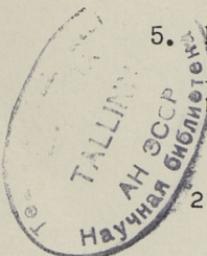
TALLINN 1990

1. ENERGIASÜSTEEMIDE REŽIIMIDE PLANEERIMINE JA JUHTIMINE
 ПЛАНИРОВАНИЕ И УПРАВЛЕНИЕ РЕЖИМАМИ ЭНЕРГОСИСТЕМ
 POWER SYSTEM PLANNING AND OPERATION

1. M. Valdma, M. Keel, O. Liik. Short-term Planning of Active Power Generation in Hydro-thermal Power System Under Incomplete Information 3
2. H. Tammoja. Soojuselektrijaamade režiimide optimeerimine 17
3. M. Meldorf, A. Sild. Cognitive Approach to Data Acquisition in Electric Power System Steady-state Control 21
4. П.Х. Разсаар, Э.А. Тийгимяги. Анализ топологической наблюдаемости при оценивании состояния электрической системы в реальном времени 31
5. Ю.Э. Треуфельдт, М.Н. Владиславлев. Компенсация заданных мощностей линий 110 кВ Бурятской энергосистемы с помощью насыщающихся реакторов 10 кВ 37

2. ESTI ENERGEETIKA ARENGU PROBLEEMID
 ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ЭНЕРГЕТИКИ ЭСТОНИИ
 ON DEVELOPMENT OF POWER ENGINEERING IN ESTONIA

6. A. Hamburg, E. Kallikorm, A. Leisalu, V. Milt, R. Oidram, A. Sild. Elekritarbimisest Estis praegu ja lähiaastakümnetel 45
7. K. Möller, L. Möller. Eesti energeetika juhtimisest 57
8. K. Möller, L. Möller. Eesti energeetika ökonomika perspektiivküsimusi 67
9. J. Valtin. Elektrienergia tariifisüsteemi loomise põhimõtteid 77



TALLINNA TEHNIKAÜLIKOOLI TOIMETISED
TRANSACTIONS OF TALLINN TECHNICAL UNIVERSITY

UDC 621.311.001

M. Valdma, M. Keel, O. Liik

SHORT-TERM PLANNING OF ACTIVE POWER
GENERATION IN HYDRO-THERMAL POWER
SYSTEM UNDER INCOMPLETE INFORMATION

Introduction

Computation problem of optimum active power generation schedules of power plants for a certain time period (day, week) is one of the most relevant optimization assignments in power systems control [1-5]. Usually, this problem is tackled as a deterministic one where the objective function, constraints and uncontrollable factors are single-valued. At that, it is assumed that planned generation schedules would be exactly realized. Actually the initial information is never complete (absolutely exact) and the planned generation schedules would be corrected several times. Inconsideration of these circumstances decreases the efficiency of optimization. Therefore it is necessary to elaborate power systems state optimization methods, which take into account really existing incompleteness of initial information and deviations of factual states of power systems from the planned ones [6-10].

Initial Mathematical Model

The objective of active powers' optimization in a hydrothermal power system is the minimization of total

fuel cost at a certain time interval. At that a great number of various type constraints must be considered. The initial deterministic optimization model with discrete time can be stated as [11]

$$\min_{P_T, P_H} \sum_{k \in K} \sum_{i \in I} B_{ik}(P_{Tik}) \cdot \Delta t_k \quad (1)$$

subject to the following constraints:

1) power balance equations:

$$P_{Dk} + P_{Lk}(P_{Tk}, P_{Hk}, P_{Dk}, P_{Ck}) + P_{Ck} - \sum_{i \in I} P_{Tik} - \sum_{j \in J} P_{Hjk} = 0, k \in K; \quad (2)$$

2) water balance:

$$\sum_{k \in K} G_{jk}(P_{Hjk}, H_{jk}) \cdot \Delta t_k - W_j = 0, j \in J; \quad (3)$$

3) head variation and reservoir equations of hydro-plants:

$$H_{jk} = H_j^\nabla(V_{jk}) - H_j^\Delta(G_{jk}), \quad (4)$$

$$V_{jk} = \frac{1}{2}(V_{jk}^0 + V_{jk+1}^0), \quad (5)$$

$$V_{jk+1}^0 = v_j(V_{jk}^0, G_{jk}, G_{jk}^\delta), j \in J, k \in K, \quad (6)$$

V_{j1}^0 and V_{js}^0 are given;

4) fuel consumption limitations of thermal plants:

$$\sum_{k \in K} B_{ik}(P_{Tik}) \cdot \Delta t_k - B_i^+ \leq 0, i \in I', I' \subseteq I; \quad (7)$$

5) transmission line limitations:

$$P_{Vuk}^- \leq P_{Vuk}(P_{Tk}, P_{Hk}, P_{Dk}, P_{Ck}) \leq P_{Vuk}^+, u \in U, k \in K; \quad (8)$$

6) loading rate limitations of thermal plants:

$$\dot{P}_{Tik}^- \leq \frac{P_{Tik+1} - P_{Tik}}{t_{k+1} - t_k} \leq \dot{P}_{Tik}^+, i \in I, k \in K; \quad (9)$$

7) power limitations of thermal plants:

$$P_{Tik}^- \leq P_{Tik} \leq P_{Tik}^+, i \in I, k \in K; \quad (10)$$

8) power and elevations' limitations of hydro-plants:

$$0 \leq P_{Hjk} \leq P_{Hj}^+(H_{jk}), j \in J, k \in K; \quad (11)$$

$$H_j^{\nabla-} \leq H_{jk}^{\nabla} \leq H_j^{\nabla+}, \quad j \in J, \quad k \in K; \quad (12)$$

$$H_j^{\Delta-} \leq H_{jk}^{\Delta} \leq H_j^{\Delta+}, \quad j \in J, \quad k \in K; \quad (13)$$

where

- i - thermal plant index, $i \in I = \{1, \dots, n\}$;
- j - hydro-plant index, $j \in J = \{1, \dots, m\}$;
- k - time subinterval index, $k \in K = \{1, \dots, s\}$;
- u - controlled transmission line index, $u \in U = \{1, \dots, l\}$;
- P_{Tik} - active power generated at the i th thermal plant in the k th subinterval;
- \dot{P}_{Tik} - average loading rate of the i th thermal plant in the k th subinterval;
- P_{Tk} - vector, $P_{Tk} = \langle P_{Tik}, i \in I \rangle$;
- P_T - vector, $P_T = \langle P_{Tk}, k \in K \rangle$;
- B_{ik} - fuel cost of the i th thermal plant in the k th subinterval;
- Δt_k - duration of the k th time subinterval;
- P_{Dk} - total active power demand of the power system in the k th subinterval;
- P_{Lk} - total transmission losses in the k th subinterval;
- P_{Dk} - vector of power system loads in the k th subinterval;
- P_{Ck}, P_{Ck} - total net interchange power and vector of interconnection flows to other power systems in the k th subinterval, respectively;
- P_{Hjk} - active power generated at the j th hydro-plant in the k th subinterval;
- P_{Hk} - vector, $P_{Hk} = \langle P_{Hjk}, j \in J \rangle$;
- P_H - vector, $P_H = \langle P_{Hk}, k \in K \rangle$;
- G_{jk} - water discharge of the j th hydro-plant in the k th subinterval;
- G_{jk}^{δ} - water inflow to the reservoir of the j th hydro-plant in the k th subinterval;
- $H_{jk}, H_{jk}^{\nabla}, H_{jk}^{\Delta}$ - head, forebay elevation and tailwater elevation of the j th hydro-plant in the k th subinterval;

- V_{jk}^0, V_{jk} - volume of the reservoir for the jth hydro-plant at the beginning and in the middle of the kth subinterval;
- W_j - given total water discharge of the jth hydro-plant during the whole time interval T;
- $B^+ \sum_i$ - superior limit of total fuel cost or fuel consumption of the ith thermal plant during the time interval T;
- P_{Vuk} - active power flow in the uth transmission line in the kth subinterval;
- x^-, x^+ - lower and upper limits of x, respectively.

The problem (1)-(13) gives an opportunity to establish optimal active power generation schedules of thermal and hydro-plants in an ideal case, where all the initial data are known exactly and optimal power schedules would also be realized exactly.

Optimization under Probabilistic Information

Let us assume that all the initial functions (characteristics of power plants and others) and uncontrollable parameters in the problem (1)-(13) are random functions and variables, about which the necessary information is available in the probabilistic form. Moreover, the random deviations of power plant generations' factual values from their planned values will be considered. For that purpose the factual values of thermal and hydro generations are presented as sums of two summands [11]:

$$\tilde{P}_{Tik} = \bar{P}_{Tik} + \Delta \tilde{P}_{Tik}(\bar{P}_{Tik}), \quad (14)$$

$$\tilde{P}_{Hjk} = \bar{P}_{Hjk} + \Delta \tilde{P}_{Hjk}(\bar{P}_{Hjk}), \quad (15)$$

where $\bar{P}_{Tik}, \bar{P}_{Hjk}$ - planned values (mathematical expectations) of generations;

$\Delta \tilde{P}_{Tik}(\bar{P}_{Tik}), \Delta \tilde{P}_{Hjk}(\bar{P}_{Hjk})$ - random deviations of generations that, in general, are suitable to be presented as random functions of generations' planned values;

\sim - denotes the random character of parameter.

Deviations of power generations have different origins [12]. They may be caused by system state correction, the effect of automatic regulators, the influence of various unpredictable factors on the state of power plants, deviations of planned schedules realization or by other factors. Research has shown that the deviations of generations have stable in time probabilistic characteristics. The last ones can be determined by the statistical analysis of deviations during previous year or a few months.

Under these conditions, the actual minimum value of total fuel cost cannot be guaranteed, as the factual values of powers and objective function are random ones. Uniform satisfaction of constraints by selecting generation schedules of power plants cannot be guaranteed either.

Incompleteness of information causes a possible economic loss (fuel overconsumption) in the power system:

$$R(\bar{P}_T, \bar{P}_H, \tilde{Z}) = \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \tilde{B}_{ik}(\bar{P}_{Tik} + \Delta \tilde{P}_{Tik}(\bar{P}_{Tik})) \cdot \Delta t_k - B_{\min}(\tilde{Z}), \quad (16)$$

where R - economic loss called risk function;

\tilde{Z} - vector of random factors;

B_{\min} - total fuel cost in the case of uniform-optimal state calculated on the basis of model (1)-(13).

In this case, it is reasonable to minimize mathematical expectation of risk:

$$\min_{\bar{P}_T, \bar{P}_H} ER(\bar{P}_T, \bar{P}_H, \tilde{Z}), \quad (17)$$

where E - operator of mathematical expectation.

Instead of (17), the mathematical expectation of total fuel cost can be minimized:

$$\min_{\bar{P}_T, \bar{P}_H} \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} E \tilde{B}_{ik}(\bar{P}_{Tik} + \Delta \tilde{P}_{Tik}(\bar{P}_{Tik})) \cdot \Delta t_k \quad (18)$$

subject to corresponding constraints.

The constraints must guarantee the realizability of optimal active generation schedules of thermal and hydro-plants on an average. For this purpose, it is necessary to replace the equality constraints by equations of their

mathematical expectations, but the inequality constraints by inequations of their mathematical expectations or by corresponding probabilistic equations [10].

The solution of this probabilistic optimization problem reduces to the solution of its deterministic equivalent having the same form as the initial problem (1)-(13).

Optimization under Uncertain Information

Two kinds of uncertainty can exist:

- 1) probabilistic uncertain information - probabilistic characteristics of object are not known exactly, but in the form of uncertainty zones;
- 2) deterministic uncertain information - uncertainty zones of factual values of functions or parameters are known.

Different approaches can be used for optimization under conditions of uncertainty [13].

The most well-founded criterion for active powers optimization in the power system is the criterion of minimization of maximum possible value of mathematical expectation of risk caused by uncertain information [10, 14]:

$$\min_{\bar{P}_T, \bar{P}_H} \max_{\Omega} E_U E_P R(\bar{P}_T, \bar{P}_H, \tilde{Z}), \quad (19)$$

where E_P - operator of mathematical expectation by probabilistic information,

E_U - the same by frequencies of mixed strategy of uncertain factors,

Ω - mixed strategy of uncertain factors.

Constraints have the same form as in the probabilistic problem.

Minimax problems of the type (19) are reasonable to be solved also by means of deterministic equivalent, i.e. by the method of planned characteristics [14].

Optimization under Fuzzy Information

Information is defined as fuzzy, when the uncertainty zones of probabilistic characteristics or values of functions themselves or parameters are not known exactly, but

are given in the form of fuzzy sets. In the first case the information is defined as the probabilistic-fuzzy one and in the other case as the pure fuzzy one [15]. Optimization problems under fuzzy conditions have not been studied much.

According to our version of methodology the membership functions of fuzzy functions or parameters will be replaced by right-angled functions having the same area and values 0 or 1. Thus the optimization problem under fuzzy conditions reduces to the optimization problem under uncertainty. The last one is stated as a problem of min-max average risk.

Deterministic Equivalent

Deterministic equivalent having the same form as the initial problem exists for all stochastic optimization problems independently from the form of initial information [10]. The following deterministic equivalent for the optimization of active power generations under given probabilistic, uncertain or fuzzy information about random factors is carried out:

$$\min_{P_T, P_H} \sum_{k \in K} \sum_{i \in I} \bar{B}_{ik}(\bar{P}_{Tik}) \cdot \Delta t_k \quad (20)$$

subject to

$$\bar{P}_{D\sum k} + \bar{P}_{Lk}(\bar{P}_{Tk}, \bar{P}_{Hk}, \bar{P}_{Dk}, \bar{P}_{Ck}) + \bar{P}_{C\sum k} - \sum_{i \in I} \bar{P}_{Tik} - \sum_{j \in J} \bar{P}_{Hjk} = 0, k \in K; \quad (21)$$

$$\sum_{k \in K} \bar{G}_{jk}(\bar{P}_{Hjk}, \bar{H}_{jk}) \cdot \Delta t_k - \bar{W}_j = 0, j \in J; \quad (22)$$

$$\bar{H}_{jk} = \bar{H}_j^{\nabla}(\bar{V}_{jk}) - \bar{H}_j^{\Delta}(\bar{G}_{jk}), \quad (23)$$

$$\bar{V}_{jk} = \frac{1}{2}(\bar{V}_{jk}^o + \bar{V}_{jk+1}^o), \quad (24)$$

$$\bar{V}_{jk+1} = \bar{v}(\bar{V}_{jk}^o, \bar{G}_{jk}, \bar{G}_{jk}^{\delta}), j \in J, k \in K; \quad (25)$$

\bar{V}_{j1}^o and \bar{V}_{js}^o are given;

$$\sum_{k \in K} \bar{B}_{ik}(\bar{P}_{Tik}) \cdot \Delta t_k \leq \bar{B}_{\sum i}^+, i \in I; \quad (26)$$

$$\bar{P}_{Vuk}^- \leq \bar{P}_{Vuk}(\bar{P}_{Tk}, \bar{P}_{Hk}, \bar{P}_{Dk}, \bar{P}_{Ck}) \leq \bar{P}_{Vuk}^+, u \in U, k \in K; \quad (27)$$

$$\bar{P}_{Tik}^- \leq \frac{\bar{P}_{Tik+1} - \bar{P}_{Tik}}{t_{k+1} - t_k} \leq \bar{P}_{Tik}^+, i \in I, k \in K; \quad (28)$$

$$\bar{P}_{Tik}^- \leq \bar{P}_{Tik} \leq \bar{P}_{Tik}^+, i \in I, k \in K; \quad (29)$$

$$0 \leq \bar{P}_{Hjk}^- \leq \bar{P}_{Hj}^+(\bar{H}_{jk}), j \in J, k \in K; \quad (30)$$

$$\bar{H}_j^{\nabla -} \leq \bar{H}_{jk}^{\nabla} \leq \bar{H}_j^{\nabla +}, j \in J, k \in K; \quad (31)$$

$$\bar{H}_j^{\Delta -} \leq \bar{H}_{jk}^{\Delta} \leq \bar{H}_j^{\Delta +}, j \in J, k \in K; \quad (32)$$

where the line on variables denotes their mathematical expectations, average values of uncertainty zones or planned values. Functions $\bar{P}_{ik}(\bar{P}_{Tik})$, $\bar{G}_{jk}(\bar{P}_{Hjk}, \bar{H}_{jk})$ etc. are called planned functions or characteristics. They represent functions between mathematical expectations (average values) of initial functions and their arguments. These mathematical expectations are determined under given probabilistic characteristics of random factors or under given mixed strategies of uncertain or fuzzy factors. Generally the planned functions differ from the corresponding initial ones.

Solution Method

Computation of optimal schedules of active power generations under incomplete information consists of following main stages:

- 1) computation of planned characteristics and the construction of deterministic equivalent;
- 2) solution of deterministic equivalent without the consideration of transmission line and thermal plants' loading rate limitations;
- 3) optimal correction of the solution with the consideration of all the constraints in the linearized form.

Computation of Planned Characteristics and Construction of Deterministic Equivalent

The following main calculations are carried out here:

- 1) modification of membership functions of fuzzy data,
- 2) computation of planned characteristics on the bases of probabilistic initial information and the reduction of probabilistic constraints to the deterministic form [16],
- 3) computation of minimax or average planned characteristics under uncertainty.

Some approximate and exact methods based on the theory of functions with random arguments are worked out for computation of probabilistic planned characteristics. Minimax planned characteristics can be calculated by various approximate methods of minimax optimization [14].

Solution of Deterministic Equivalent

The Lagrange's method with decomposition is used for the solution of problem (20)-(26), (29)-(32). The optimality conditions have the following form:

$$(1 + \varepsilon_i) \frac{\partial \bar{B}_{ik}}{\partial \bar{P}_{Tik}} + \mu_k \left(\frac{\partial \bar{P}_{Lk}}{\partial \bar{P}_{Tik}} - 1 \right) \begin{cases} = 0, \bar{P}_{Tik}^- < \bar{P}_{Tik}^{(0)} < \bar{P}_{Tik}^+, \\ \geq 0, \bar{P}_{Tik}^{(0)} = \bar{P}_{Tik}^-, \\ \leq 0, \bar{P}_{Tik}^{(0)} = \bar{P}_{Tik}^+, \end{cases} \quad i \in I, k \in K; \quad (33)$$

$$\lambda_{jk} \frac{\partial \bar{G}_{jk}}{\partial \bar{P}_{Hjk}} + \mu_k \left(\frac{\partial \bar{P}_{Lk}}{\partial \bar{P}_{Hjk}} - 1 \right) \begin{cases} = 0, 0 < \bar{P}_{Hjk}^{(0)} < \bar{P}_{Hjk}^+ (\bar{H}_{jk}), \\ \geq 0, \bar{P}_{Hjk}^{(0)} = 0, \\ \leq 0, \bar{P}_{Hjk}^{(0)} = \bar{P}_{Hjk}^+, \end{cases} \quad j \in J, k \in K \quad (34)$$

and constraints (21)-(26), (29)-(32).

Here $\varepsilon_i, \mu_k, \lambda_{jk}$ - Lagrangian multipliers, at that $\varepsilon_i = 0$ if constraints (26) are satisfied as strict

inequations; $\bar{P}_{Tik}^{(0)}$, $\bar{P}_{Hjk}^{(0)}$ - optimum values of thermal and hydro generations, respectively.

Optimal Correction of Solution

Optimal correction of solution considering all the constraints in the linearized form will be carried out in cases, when the optimal generation schedules of power plants do not satisfy restrictions (27) and (28). At that the sum of squares of deviations from planned fuel cost value will be minimized:

$$\delta \bar{P}_T, \delta \bar{P}_H \min \sum_{k \in K} \sum_{i \in I} (\bar{b}_{ik} (\bar{P}_{Tik}^{(0)} + \delta \bar{P}_{Tik})^2), \quad (35)$$

where \bar{b}_{ik} - planned value of incremental fuel cost:

$\bar{b}_{ik} = \partial \bar{B}_{ik} / \partial \bar{P}_{Tik}$; $\delta \bar{P}_T, \delta \bar{P}_H$ - correction vectors of power generations. Correction problem is solved using the quadratic programming method.

Computer Program

The methodology described above is realized in a program complex called OPEES-4. The complex consists of a special data base and modules for power systems state short-term optimization. All programs are written in the programming language FORTRAN-4.

Data base size is determined by the problem to be solved, but there are some limitations too. E.g. maximum number of power systems, initial data and solution results of what can be stored is 20, maximum number of objects (power plants, controlled transmission lines) in every single power system is 999, etc.

Modules for state optimization enable to compute planned input-output characteristics of objects and solve the optimization problem under deterministic initial information or deterministic equivalent of the stochastic problem. The general flow diagram of the optimization problem solution algorithm is shown in Fig. 1.

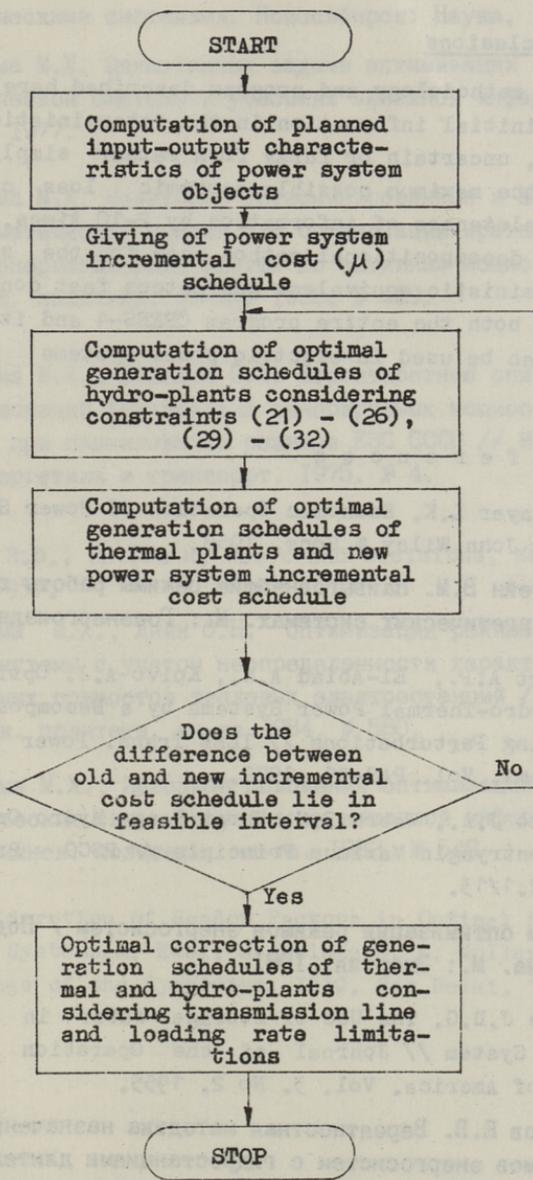


Fig. 1. General Flow Diagram of Power System State Short-Term Optimization

Conclusions

The methodology and program described here enable to consider initial information in the deterministic, probabilistic, uncertain or fuzzy form rather simply and to decrease the maximum possible economic loss caused by the incompleteness of information by 2-10 times.

The decompositional method used for the solution of the deterministic equivalent guarantees fast convergence. Therefore both the entire program OPEES-4 and its single modules can be used in electric power systems short-term planning.

R e f e r e n c e s

1. Kirchmayer L.K. Economic Operation of Power Systems. New York: John Wiley & Sons, 1958.
2. Горнштейн В.М. Наивыгоднейшие режимы работы гидростанций в энергетических системах. М.: Госэнергоиздат, 1959.
3. Bonaert A.P., El-Abiad A.H., Koivo A.J. Optimal Scheduling of Hydro-Thermal Power Systems by a Decomposition Technique Using Perturbations // IEEE Trans. Power Apparatus and Systems. Vol. PAS-91. 1972.
4. Bubenko J.A., Waern B.M. Short Range Hydro Optimization by the Pontryagin Maximum Principle // PSCC Proceedings. Vol. 2, 2.1/13.
5. Методы оптимизации режимов энергосистем / Под ред. В.М. Горнштейна. М.: Энергия, 1981.
6. Little J.D.G. The Use of Storage Water in a Hydro-Electric System // Journal of the Operation Research Society of America. Vol. 3. No 2. 1955.
7. Цветков Е.В. Вероятностная методика назначения оптимальных режимов энергосистем с гидростанциями длительного регулирования // Тр. ВНИИЭ, 1961, вып. 13.
8. Чаминскас В.А., Пукас В.А. Двухэтапная стохастическая модель распределения нагрузок в электроэнергетической системе // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1978. № 4.

9. Крумм Л.А. Методы оптимизации при управлении электро-энергетическими системами. Новосибирск: Наука, 1981.
10. Валдма М.Х. Одноэтапные задачи оптимизации режимов энергетической системы в условиях неполной информации. М.: АН СССР, 1977.
11. Валдма М.Х. Некоторые детерминированные и вероятностные математические модели для оптимизации краткосрочных режимов энергетических систем по активным мощностям // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1982. № 529.
12. Валдма М.Х., Совалов С.А. Вероятностное описание и учет отклонений фактических генерируемых мощностей от задаваемых при планировании режимов ЕЭС СССР // Изв. АН СССР. Энергетика и транспорт. 1975. № 4.
13. Luce R.D., Raiffa H. Games and Decisions. New-York - London, 1957.
14. Валдма М.Х., Лийк О.Н. Оптимизация режима энергетической системы с учетом неопределенности характеристик от-носительных приростов тепловых электростанций // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1984. № 580.
15. Валдма М.Х., Исходные положения оптимизации режимов энергетических систем в условиях неполной информации // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1983. № 549.
16. Consideration of Random Factors in Optimal Scheduling of Power Systems/М. Keel, H. Lelumees, K. Möller et al// Proceedings of the Symposium, IFAC. New Delhi, 1979.

M. Valdma, M. Keel, O. Liik

Aktiivvõimsuse lühiajaline planeerimine
segaenergiasteesmis mittetäieliku
informatsiooni tingimustes

Kokkuvõte

Vaadeldakse elektriijaamade aktiivvõimsuse graafikute lühiajalise (ööpäev, nädal) optimeerimise meetodikat seagaenergiasteesmis determineeritud, tõenäosusliku, määratu ja ebamäärase lähteinformatsiooni tingimustes. Seejuures on arvestatud genereeritava võimsuse kõrvalekaldeid planeeritud väärtustest, võimsuskadusid ülekandeliinides, elektriijaamade energiaressursside piiranguid, hüdroelektriijaamade rõhu muutusi, ülekandeliinide võimsuse ja soojusjaamade koormuse muutmise kiiruse piiranguid jt. kitsendusi.

UDK 621.331.001

H. Tammoja

SOOJUSELEKTRIJAAMADE REŽIIMIDE OPTIMEERIMINE

Energiasüsteemide juhtimisel on üheks tähtsaks ülesandeks soojuselektrijaamade režiimide optimaalne juhtimine. Jaamasiseste režiimide optimeerimise eesmärgiks on tagada elektrijaamade töö minimaalsete rahaliste kulutustega. Vaadeldava ülesandega on tihedalt seotud ka elektrijaamade ekvivalentsete karakteristikute arvutamine, mis on vajalikud energiasüsteemide optimaalsel juhtimisel.

Käesolevaks ajaks on välja töötatud soojuselektrijaamade optimaalse juhtimise põhimõtted täieliku informatsiooni tingimustes. Tegelikuses puudub elektrijaama juhtimisel täpne informatsioon paljude režiimi parameetrite kohta. Samal ajal ka elektrijaamade optimaalsed režiimid ei realiseeru täpselt, vaid suurte juhuslike kõrvalkalletega. Järelikult toimub soojuselektrijaamade režiimide optimaalne juhtimine tegelikuses mittetäieliku alginformatsiooni tingimustes.

Täpse informatsiooni puudumine jaamade juhtimisel vähendab oluliselt režiimide optimaalse juhtimise efektiivsust. Seega tuleks osa deterministlikku informatsiooni, mida me ei tea täpselt, asendada tõenäosusliku või määramatu informatsiooniga ja kasutada optimaalse juhtimise mudeleid, mis võimaldavad kasutada sellist liiki informatsiooni.

Soojuselektrijaamade režiimide optimeerimiseks on vajalikud kõikide põhiseadmete (katlad, turbiinid, boilerid jne.) ja jaama omatarbeseadmete kulukarakteristikud. Need karakteristikud on ajas muutuvad. Karakteristikute

muutuse põhjustavad seadmete režiimi parameetrite kõrvalekalded nende normatiivsetest väärtustest, kütuse parameetrite juhuslikkus, seadmete koormuste juhuslikud kõrvalekalded jms.

Soojuselektrijaama ja tema põhiseadmete juhtimise kvaliteeti saab hinnata statistilise analüüsi tulemuste põhjal. Statistilise analüüsi tulemused näitavad järgmist:

- 1) režiimi parameetritel on juhuslik iseloom (ruutkeskmine hälve kuni 18 %);
- 2) seadmete ja elektrijaama koormuste juhuslikud hälbed on sõltuvad nende planeeritud koormusest;
- 3) režiimi parameetrite hälbeid võib vaadelda kui stationaarseid juhuslikke protsesse, mis on kirjeldatavad normaalse jaotusseaduse abil.

Režiimi parameetrite analüüsiks on Tallinna Tehnikaülikoolis välja töötatud programmikompleks STATAN. Statistilise analüüsi tulemuste arvestamine seadmete kulukarakteristikute arvutamisel või nende korrigeerimisel võimaldab suurendada nende täpsust ja usaldatavust.

Järelikult selleks, et kasutada soojuselektrijaamade juhtimisel kogu olemasolevat informatsiooni, on vaja välja töötada meetodid ja programmid, mis võimaldavad arvestada igat liiki informatsiooni (deterministlikku, tõenäosuslikku, määramatut ja ebamäärast).

Tõenäosusliku informatsiooni kasutamisel on optimaalse juhtimise kriteeriumiks kulutuste matemaatilise ootuse miinimum. Sellised mudelid võimaldavad määrata seadmete ja jaama koormused, mis on optimaalsed vaid keskmiselt.

Soojuselektrijaama režiimi juhtimise põhiprintsiibid sellise mudeli kasutamisel on järgmised:

- 1) kõik algandmed, mille kohta puudub täpne informatsioon, esitatakse arvarakteristikute abil (matemaatiline ootus, ruutkeskmine hälve jne.);
- 2) seadmete koormusi vaadeldakse kahe protsessi summana. Üheks protsessiks on koormuste matemaatiline ootus ja teiseks koormuste juhuslikud hälbed nende keskmistest väärtustest;
- 3) seadmete optimaalsed koormused on koormuste matemaati-

- lised ootused (edaspidi seadmete plaanilised koormused);
- 4) optimaalse juhtimise kriteeriumiks on kulutuste matemaatilise ootuse minimum;
 - 5) kõik režiimi piirangud täidetakse keskmiselt. Esitatud ülesande lahendamiseks sobib kasutada Tallinna Tehnikaülikoolis välja töötatud plaaniliste karakteristikute meetodit. Plaaniline karakteristik on seadme karakteristiku matemaatiline ootus parameetrite järgi. Nende karakteristikute arvutamine on üldjuhul küllaltki keerukas. Arvestades, et jaama põhiseadmete karakteristikud on monotoonselt kasvavad või astmelised funktsioonid, siis plaaniliste karakteristikute arvutamine lihtsustub märgatavalt.

Plaanilised karakteristikud saab arvutada arvarakteristikute alusel.

Soojuselektrijaamade tegelike režiimide analüüs näitab, et juhuslike faktorite tõenäosusliku informatsiooni arvarakteristikud on ajas piisavalt püsivad. Järelikult seadmete plaanilisi karakteristikuid tuleb ümber arvutada suhteliselt harva.

Järgmisel etapil võime vaadeldava ülesande lahendada juba olemasolevate meetoditega, asendades seadmete tegelikud karakteristikud seadmete plaaniliste karakteristikutega.

Esitatud tõenäosuslike ülesannete lahendusmetoodika on kasutusel TTÜ-s välja töötatud arvutiprogrammides OPTES.

Programmikompleks OPTES-2 on ette nähtud plokk-kondensatsioonielektrijaamade režiimide optimaalseks juhtimiseks. Kompleks võimaldab lahendada järgmised ülesanded:

- 1) seadmete kulukarakteristikute korrigeerimine (plaaniliste karakteristikute arvutamine);
- 2) soojuselektrijaamade ekvivalentsete karakteristikute arvutamine;
- 3) jaama põhiseadmete optimaalsete koormusgraafikute arvutamine vastavalt jaamale antud koormusgraafikule;
- 4) jaama tegelike režiimide ökonoomsuse hindamine. Võrreldes deterministlikega on tõenäosuslikud mudelid palju üldisemad ja kirjeldavad palju adekvaatsemalt soojuselektrijaamade tegelikke tööttingimusi.

Kirjandus

1. Валдма М.Х., Таммоя Х.Э-Й. Методика оптимизации распределения нагрузок между агрегатами и расчета вход-выход характеристик тепловой электростанции // Тр. Таллиннского политехн. ин-та. 1976. № 403. С. 29-44.
2. Тамможа, Н. Soojuselektrijaamade režiimide optimaalsest juhtimisest // TPI Toimetised. 1988. Nr. 683. Lk. 76-80.

H. Tammoja

Soojuselektrijaamade režiimide optimeerimine

Kokkuvõte

Artiklis vaadeldakse soojuselektrijaamade jaamasisesete režiimide optimaalse juhtimise küsimusi mittetäieliku informatsiooni tingimustes. On toodud ülesande matemaatiline püstitus. Kirjeldatakse jaama seadmete karakteristikute korrigeerimise võimalusi.

H. Tammoja

Optimum Load Planning in Thermal Power (Plants)

Abstract

The paper describes a method of optimum load dispatching between units and calculation of input-output characteristics of a thermal power plant. The method enables to take random factors into account.

UDC 621.311.016

M. Meldorf, A. Sild

COGNITIVE APPROACH TO DATA ACQUISITION IN
ELECTRIC POWER SYSTEM STEADY-STATE CONTROL

Introduction

Efforts to make electric power system (EPS) steady-state planning and control more effective often meet with the obstacle of inadequate reliability and precision of input information. Although special algorithms of state-planning, enabling to take into account non-deterministic information, may provide more accurate results, the main potential lies in the accuracy of input data.

The level of data acquisition depends first of all on the quality of telemetrical system. On the other hand mathematical algorithms allow to overcome some deficiencies of technology. The main problem is how to find compatible mathematical apparatus.

In numerous cases the mathematical apparatus is chosen considering mostly formal aspects. With the term "cognitive approach" we would like to stress the prime importance of thorough physical analysis of the processes under investigation. This corresponds well with the principles of knowledge engineering [1]. The physical analysis uses statistical data as well as non-statistical and non-formalized information, i.e. knowledge of social and technical phenomena concerning EPS and its state. Systematical use of the knowledge of experts is inevitable when composing the mathematical model as well as in its practical applications.

Our approach to data acquisition in steady-state control lies in composing a unitary "cognitive" mathematical model of steady-state dynamics, comprising all main regularities and dependencies, needed to be taken into account in such assignments. The main tasks used to provide steady-state control with relevant information are state estimation, analysis, forecast and simulation. The unitary model allows to unite all these tasks into one highly-integrated complex, called EPS steady-state monitoring.

The goal of the complex is to achieve a real-time data-processing system, which adequately depicts the state of EPS at every moment of time, providing also data on EPS behavior in the past and future. The place of SM in the overall structure of EPS planning and control is shown in Fig. 1. State estimation's task is to ensure the adequacy of the model and current state of EPS. So under state estimation a broader algorithm compared to its conventional structure is regarded. The model, updated by state estimation, can be used for various applications, from which state analysis, forecast, simulation and security analysis are the most common ones.

Unitary Model of System Dynamics

Obviously the model of EPS state dynamics must consider the main regularities of state parameters (various periodicities, exceptional days, e.g. holidays, etc.), the stochastic nature of state, deterministic dependences between state variables according to Kirchoff laws and also control action in EPS.

First, let us set the task of analytical modelling mathematical expectation of independent, uncontrollable state parameters (usually bus-loads).

According to the model [2] power injection at bus i is presented as a function of astronomical time t , diurnal time h and the type of the day ν as:

$$P_i(t, h, \nu) = E_i(t) R^T(h) G_i(t, \nu) S(t), \quad (1)$$

where $E_i(t)$ is a trendfunction,

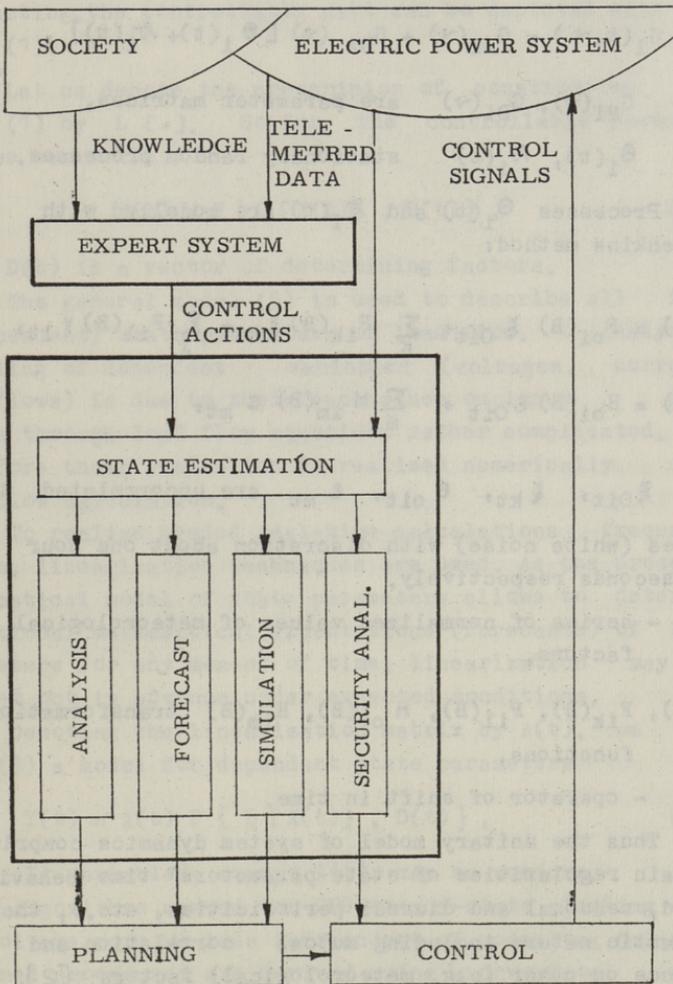


Fig. 1. Electric Power System Steady-State Control

$R(h)$, $S(t)$ are vector-functions forming two-dimensional decomposition in time,

$G_i(t, \nu)$ is a stochastic matrix, the elements of which are random processes, such as:

$$G_i(t, \nu) = G_{M_i}(\nu) + G_{D_i}(\nu) [\Theta_i(t) + \mathfrak{N}_i(t)], \quad (2)$$

where $G_{M_i}(\nu)$, $G_{D_i}(\nu)$ are parameter matrices,

$\Theta_i(t)$, $\mathfrak{N}_i(t)$ stationary random processes.

Processes $\Theta_i(t)$ and $\mathfrak{N}_i(t)$ are modelled with the Box-Jenkins method:

$$\Theta_i(t) = F_{oi}(B) \xi_{oit} + \sum_k F_{ik}(B) \xi_{kt} + \sum_l F_{il}(B) \gamma_{lt}, \quad (3)$$

$$\mathfrak{N}_i(t) = H_{oi}(B) \varepsilon_{oit} + \sum_m H_{im}(B) \varepsilon_{mt}, \quad (4)$$

where ξ_{oit} , ξ_{kt} , ε_{oit} , ε_{mt} are uncorrelated time-series (white noise) with discretion about one hour and some seconds respectively.

γ_{lt} - series of normalized values of meteorological factors,

$F_{oi}(B)$, $F_{ik}(B)$, $F_{il}(B)$, $H_{oi}(B)$, $H_{im}(B)$ transformation functions,

B - operator of shift in time.

Thus the unitary model of system dynamics comprises all main regularities of state parameters' time behaviour (trend, seasonal and diurnal periodicities, etc.), their stochastic nature including mutual correlation and dependence on other (e.g. meteorological) factors [2].

Part of the dependent state parameters (e.g. power generation, power-flows between power systems etc.) are more or less controllable. To make the model suitable for modelling controllable parameters, the so-called determining factors (e.g. planned injections and voltages at power

stations, etc.), through which the control action is realized, must be detected. After that a functional relationship between the controllable variable and the determining factor must be determined. Random process $X(t)$ left after subtracting the controllable part can be depicted with the model (1).

Let us denote the prescription of constructing the model (1) by $L [.]$. So for the controllable parameter $Y(t)$ we can write

$$Y(t) = F \{ L [X(t)] , D(t) \} , \quad (5)$$

where $D(t)$ is a vector of determining factors.

The general model (5) is used to describe all input (independent) state parameters of load flow. Analytical modelling of dependent variables (voltages, currents, powerflows) is due to their dependence on input parameters through load flow equations rather complicated. Therefore their evaluation is realized numerically using load flow calculation.

To realize needed real-time calculations frequently enough, linearization techniques are used. As the presented mathematical model of state parameters allows to determine conditional mathematical expectations (forecasts) of these parameters for any moment of time, linearization may be carried out in advance under expected conditions.

Denoting the linearization matrix by $A(t)$, we get from (5) a model for dependent state parameters

$$Y(t) = A(t) F \{ L [X(t)] , D(t) \} , \quad (6)$$

where all variables, except $A(t)$, may be vectors.

Algorithms needed for EPS steady-state planning and control are more or less independent of modelling functions. Required procedures are derived using appropriate analytical transformations of the model.

Forecast of state parameters (mathematically conditional mathematical expectation and standard deviation), with time anticipation τ may be calculated from equation (1)

$$\varepsilon_{\tau} [P_i(t, h, \nu)] = E_i(t) R^T(h) \varepsilon_{\tau} [G_i(t, \nu)] S(t), \quad (7)$$

where according to (2)

$$\varepsilon_{\tau} [G_i(t, \nu)] = G_{Mi}(\nu) + G_{Di}(\nu) \varepsilon_{\tau} [\Theta_i(t) + \tilde{\nu}_i(t)], \quad (8)$$

here ε_{τ} denotes the operator of mathematical expectation.

Forecasts of random processes $\Theta_i(t)$ and $\tilde{\nu}_i(t)$ - $\varepsilon_{\tau}[\Theta_i(t)]$ and $\varepsilon_{\tau}[\tilde{\nu}_i(t)]$ differ from zero only when time anticipation τ is less than the subsiding time of corresponding autocorrelation functions (about one week and one day respectively). So if time anticipation exceeds one week, forecast is calculated

$$\varepsilon_{\tau} [P_i(t, h, \nu)] = E_i(t) R^T(h) G_{Mi}(\nu) S(t), \quad (9)$$

and is called unconditional mathematical expectation of a state parameter.

Knowing mathematical expectations and standard deviations of state parameters, factual data may be effectively analyzed. Such analysis allows to detect tele-measurement errors and abnormal states. Recalculation of factual data to fixed (e.g. normal) conditions of state and meteorology is possible.

State simulation is realized generating ξ - and ε -type time-series (see equations (3) and (4)) by a generator of pseudo-random numbers. Changes in various other conditions, like configuration, network parameters, meteorological factors, etc. may be simulated as well. We regard state simulation as a powerful tool in examining EPS operation under various conditions.

Problems of model parameter estimation will not be tackled here. It must be mentioned only that using non-statistical and non-formalized data allows to carry out parameter estimation even when there is the shortage or even the lack of statistical information on the investigated bus-load. [3].

State Estimation

State estimation algorithm forms the backbone of the whole state monitoring complex. The presented model of state dynamics allows to make significant simplifications in it. Current estimate is calculated as conditional mathematical expectation of state parameters with time anticipation equal to zero. The last vector of telemasurements, but also statistical information on the parameters behavior in the past (through the model) is used. This enables to call the algorithm dynamic state estimation. Mathematically such estimation reduces to calculating current values of the model's ξ - and ε -components. On the basis of these, estimates of all state parameters can be determined.

Estimation is adequate if the model depicts the real situation in EPS. Contradictions arise when unobservable changes of EPS configuration, network parameters, etc. take place. So, the first task of state estimation is to detect such changes and adapt the model. We call the task situation recognition in EPS. The task is principally solvable when the state parameters' model and telemasurements have sufficient accuracy. The adequacy of a state parameters' estimate \bar{P}_i to its telemasurement P_i may be decided by the criterion

$$|\bar{P}_i - P_i| > c_s \sigma_i, \quad (10)$$

where c_s is the reliability coefficient ($c_s = 2.5 \dots 3.0$) and σ_i is standard deviation, determined by dispersions of the telemasurement and the parameters' model.

$$\sigma_i = \sqrt{D_i + \bar{D}_i}. \quad (11)$$

Under moderate values of dispersions D_i and \bar{D}_i the criterion (10) is sufficiently reasonable to uncorrespondences of the model and telemetry. From this follows the idea of situation recognition - as in different situations in EPS occur different combinations of such uncorrespondences, analysis of the current combination usually allows to detect the real situation.

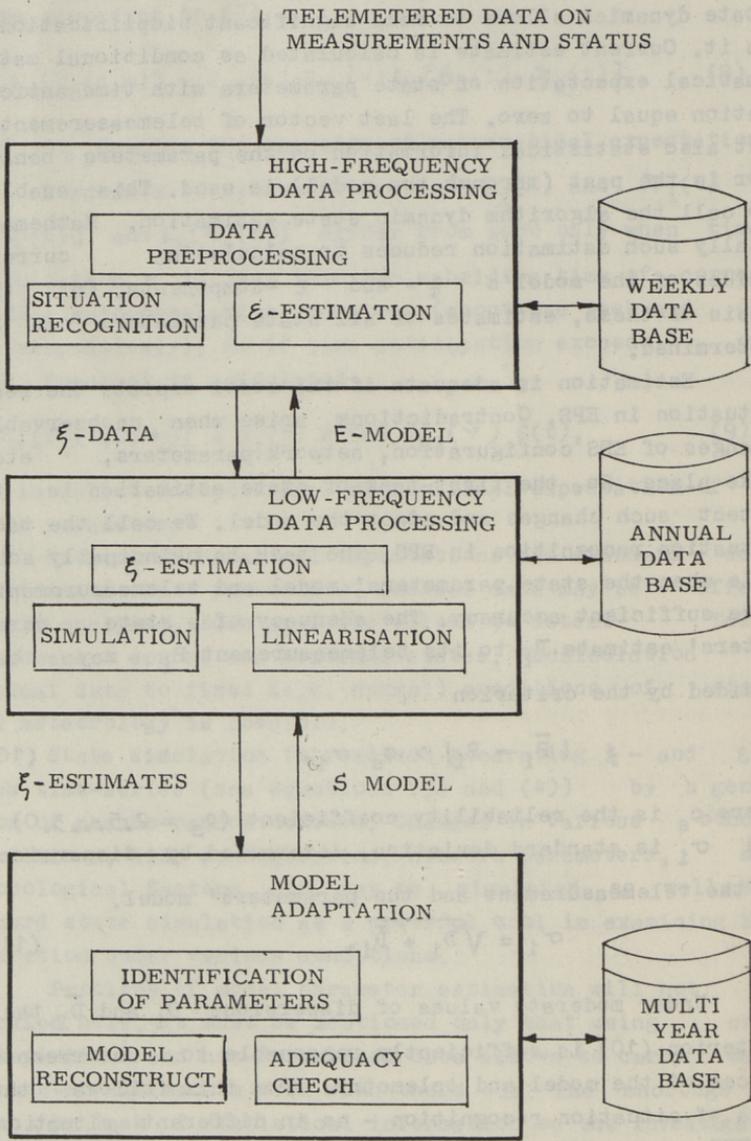


Fig. 2. Functional Diagram of State Estimation

For real-time operation of situation recognition it is important that the state-dynamics' model allows to simulate the most probable changes in the system beforehand. Thus specific rules for situation recognition for a concrete network for a specific period of time (e.g. next hour) can be determined. It is evident that such rules are by far simpler compared to universal algorithms for the general case.

The functional diagram of state estimation, including adaptation of the model, is presented in Fig. 2. Telemetered and preprocessed data (ϵ -data) are at first subjected to high-frequency data processing. This is a combination of situation recognition algorithm and estimation of the model's ϵ -components. The estimation is carried out using prepared linearization matrices A , situation recognition rules, etc. (E-model).

After high-frequency level, estimates aggregated to discretization interval about one hour (ξ -data) are sent to the low-frequency module. First, ξ -components are estimated (ξ -estimation) analogically to ϵ -estimation. State linearization and simulation form the main parts of low-frequency level, providing instruments for high-frequency data processing (formation of E-model).

On the third level parameters of the model's main components (S-model) are estimated. The model's stability under normal conditions allows to specify these parameters only about once a year. Adequacy check determines if the model's structure needs specification as well.

Applications needed for EPS steady-state planning and control (e.g. state forecast, analysis, simulation) are more or less independent of state estimation and modelling algorithms. These functions are carried out in an interactive mode when needed and use the results of state estimation through corresponding data bases.

Conclusions

The quality of data acquisition in EPS steady-state control depends on the technical level of telemetrical equipment, but even more on the possibilities of taking into account regularities of state parameters' dynamics

and unformalizable knowledge of experts. Unlike traditional tasks [1], knowledge engineering is used not to determine concrete values of state parameters in the form of prognoses, estimates, etc. but to control the estimation of the model's parameters and the use of the model in various applications. This allows to unite the model of EPS state dynamics and the knowledge engineering algorithms into one integral whole.

R e f e r e n c e s

1. Waterman, D.A. Guide to expert systems. Addison-Wesley, 1986.
2. Мельдорф М.В. Факторизованная модель нагрузки электроэнергетической системы // Тр. Таллинск. политехн. ин-та 1985. № 610. С. 85-96.
3. Вальтин Ю.Ю., Мельдорф М.В. Прогнозирование нагрузок узлов электроэнергетической системы по экспертным данным // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1978. № 453. С. 17-22.

M. Meldorf, A. Sild

Elektrisüsteemi püsirežiimi juhtimisülesannete kindlustamisest algandmetega

Kokkuvõte

Vaadeldakse elektrisüsteemi püsirežiimi ühtse dünaamikamudeli loomise võimalusi. Selline mudel võimaldaks lahendada ühe keerukama probleemi elektrisüsteemi püsirežiimi juhtimisel - planeerimis- ja juhtimisülesannete kindlustamise piisava täpsusega algandmetega. Püstitatakse ka ülesanne vastava ekspertsüsteemi loomiseks.

П.Х. Раэсаар, Э.А. Тийгимяги

АНАЛИЗ ТОПОЛОГИЧЕСКОЙ НАБЛЮДАЕМОСТИ ПРИ
ОЦЕНИВАНИИ СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ
В РЕАЛЬНОМ ВРЕМЕНИ

Для соблюдения допустимости текущего режима, требований по надежности, качеству и экономичности режима электрической системы (ЭС) необходимо оценивание ее состояния в темпе процесса, позволяющее обеспечить задачи принятия решений в АСДУ ЭС надежной оперативной исходной информацией [1].

Задача наиболее часто применяемого статического оценивания состояния [2, 3] обычно сводится к определению для вектора состояния системы X оценки \hat{X} , минимизирующей, в некотором смысле, вектор невязок

$$r = Z - h(X), \quad (1)$$

где Z - вектор измерений переменных;

$h(X)$ - вектор-функция состояния (зависимость измеряемых переменных от вектора состояния).

Известный критерий наименьших квадратов требует минимизации функции

$$J(X) = [Z - h(X)]^T R^{-1} [Z - h(X)], \quad (2)$$

где R - ковариационная матрица ошибок измерений.

Оценка \hat{X} определяется тогда из условия экстремума функции (2)

$$\text{grad} J(X) = \frac{\partial J(X)}{\partial X} = 2H^T(\hat{X}) R^{-1} [Z - h(X)] = 0, \quad (3)$$

где $H(\hat{X}) = \left. \frac{\partial h(X)}{\partial X} \right|_{X=\hat{X}}$ - якобиан вектор-функции $h(X)$.

Решение системы нелинейных уравнений (3) сводится к итеративной процедуре

$$X^{(k+1)} = X^{(k)} + \Delta X^{(k)}; \quad (4)$$

$$G^{(k)} = \Delta X^{(k)} = b^{(k)}, \quad (5)$$

где $G^{(k)} = H^T(X^{(k)}) R^{-1} H(X^{(k)}): \quad (6)$

$$b^{(k)} = H^T(X^{(k)}) R^{-1} [Z - h(X^{(k)})]. \quad (7)$$

Для однозначного решения системы уравнений (3) необходимо определенное число и соответствующее размещение измерений в ЭС. Необходимым для получения оценок при статистическом оценивании является условие, что число измерений (число уравнений) не должно быть меньше неизвестных (обычно фаз и модулей узловых напряжений, образующих вектор состояния X). Однако достаточным условием является отличие от нуля определителя уравнений (5):

$$|G| \neq 0. \quad (8)$$

Проверка этого условия (наблюдаемости) необходима при каждом изменении схемы сети и состава измерений. Так как условие (8) весьма трудно проверить до решения задачи в темпе процесса, то часто пользуются более простым условием т.н. топологической наблюдаемости, принимающей во внимание только структуру уравнений, связывающих измеренные величины с вектором состояния [1, 3]. Условие топологической наблюдаемости, заключающейся в анализе расположения нулей и ненулевых элементов в матрице Якоби $H(X)$, является, строго говоря, лишь необходимым условием решения. Тем не менее оно находит применение в мировой практике оценивания состояния, т.к. сочетания параметров ЭС, приводящие к недостаточности топологической наблюдаемости, могут встречаться весьма редко.

Для проверки топологической наблюдаемости часто используется известный в теории графов метод поиска максимального паросочетания [1, 4]. Строится бихроматический граф, состоящий из узлов двух типов. Узлы первого типа соответствуют строкам матрицы $H(X) = \frac{\partial h(X)}{\partial X}$, то есть

измерениям, а узлы второго типа - столбцам, т.е. оцениваемым переменным. Если переменная χ_j явно входит в функцию $h_i(X)$, то эта связь отражается на графе ребром, соединяющим вершины $h_i(X)$ и χ_j . На бихроматическом графе, включающем все такие ребра связи, решается задача поиска максимального паросочетания: образуется максимальное число т.н. сильных ребер, не имеющих попарно общих вершин. Если все переменные χ_j ($j=1, \dots, n$) смежны хотя бы одному из сильных ребер, то система топологически наблюдаема.

Предлагаются разные алгоритмы, иногда с весьма сложной логикой, для решения этой задачи. При этом решения могут являться неединственными и консервативными, т.е. фактически наблюдаемая система может быть иногда ошибочно признана ненаблюдаемой.

В общем случае составляющими вектора состояния не обязательно должны быть выбраны модули и фазы узловых напряжений. Ими могут быть, например, потоки активных и реактивных мощностей ветвей покрывающего дерева схемы ЭС и модуль напряжения одного из узлов [5, 6]. В таком случае все функции $h_i(X)$, соответствующие измерениям потоков мощностей, становятся выражениями I закона Кирхгофа. Это позволяет наглядно трактовать задачу поиска максимального паросочетания на бихроматическом графе: каждой ветви покрывающего дерева должно соответствовать или измерение потока мощности (активной и реактивной) в начале либо в конце ветви или измерение инъекции (измерение узловых активной и реактивной мощностей) смежного узла. При этом предполагается, что все измерения являются парными, т.е. измеряются и активная и реактивная мощности. Непарными измерениями пренебрегают.

Такой подход, позволяющий значительно упростить задачу оценивания в цикле реального времени, был принят в основу анализа наблюдаемости при составлении алгоритма и программы оценивания состояния основной сети Эстонской энергосистемы [7].

Так как количество сильных ребер связи между измерениями и ветвями покрывающего дерева может зависеть от выбора дерева, то задача поиска максимального паросочетания включает и задачу выбора оптимального дерева. Задачу ана-

лиза наблюдаемости можно трактовать и так, что наблюдаемой является система или ее участок, где каждая ветвь является или ветвью графа измерений или хордой этого графа и измеряется модуль хотя бы одного из узловых напряжений. При этом графом измерений называем часть полного графа схемы ЭС, состоящий из ветвей с парными измерениями потока мощности и ветвей, инцидентных с парноизмеряемыми инъекциями. Каждая измеряемая инъекция может делать наблюдаемой только одну смежную ветвь, не имеющую парного измерения потока мощности. Решение задачи не является единственным. Чем рациональнее "использовать" измерения инъекций, тем меньше вероятность получения консервативного решения.

При оценивании в реальном времени состояния основной сети Эстонской энергосистемы используется следующий (здесь упрощенно и условно представленный) алгоритм анализа наблюдаемости.

1. Считаются наблюдаемыми все ветви, имеющие парные измерения потоков мощностей (в начале или конце ветви) и включаются в наблюдаемый граф.

2. Считаются наблюдаемыми все ветви, являющиеся хордами полученного наблюдаемого графа, и включаются в наблюдаемый граф.

3. Использование измерений инъекций одновалентных узлов. Одновалентными называем узлы с измеряемой инъекцией и лишь с одной инцидентной еще ненаблюдаемой ветвью. Исходя из принципа рациональности целесообразно использовать, в первую очередь, именно такие инъекции для включения указанных ветвей в наблюдаемый граф. Переход к п. 2.

4. Увеличение на единицу рассматриваемой валентности. Присоединение свободной инъекции к одной из инцидентных ей ненаблюдаемых ветвей и включение последней в наблюдаемый граф. Результат присоединения здесь уже не является единственным (зависит от нумерации ветвей и узлов). Переход к п. 2.

Если в результате повторного выполнения этапов 2, 3 и 4 все ветви уже вошли в наблюдаемый граф или использованы все инъекции, то переходят к п. 6. Но если остались ненаблюдаемые ветви и неинцидентные или свободные неиспользованные инъекции, то переходят в п. 5.

5. Переприсоединение инъекций по специальному алгоритму, т.е. отыскание более рациональных вариантов присоединения инъекций к инцидентным им ветвям (см. п. 4). При успешных результатах переход к п. 2.

6. Проверка наличия измерения модуля напряжения хотя бы в одном из узлов либо в целом наблюдаемой схемы, либо каждого наблюдаемого участка.

Составленная по данному алгоритму ФОРТРАН-программа* для ЭВМ СМ-4 позволяет быстро и надежно определять наблюдаемость или выявлять наблюдаемые участки при оценивании в реальном времени состояния ЭС, содержащей в нашем случае до 60 узлов и 120 ветвей.

Л и т е р а т у р а

1. Автоматизированная система оперативно-диспетчерского управления электроэнергетическими системами / О.Н. Войтов, В.Н. Воронин, А.З. Гамм и др. Новосибирск: Наука, 1986. 208 с.

2. Schwerppe F.G., Wildes J. Power system static state estimation. Parts I, II, III // IEEE Trans. PAS-89. 1970. N 1. P. 120-135.

3. Оценивание состояния в электроэнергетике / А.З. Гамм, Л.Н. Гераскин, И.И. Голуб и др. М.: Наука, 1983. 304 с.

4. Зыков А.А. Теория конечных графов. Новосибирск: Наука, 1969. 543 с.

5. Krumpolz G.R., Clements K.A., Davis P.W. Power system observability: practical algorithm using network topology // IEEE Trans. PAS-99. 1980. N 4. P. 1534-1542.

6. A practical approach to network unobservability / V. Castagnoli, G. Demartini, P. Ricci e.a. // Proc. of the 8th PSCC. Helsinki, 1984. P. 576-581.

7. Raesaar P., Tiigimägi E., Valtin J. Eesti energiasüsteemi pühivõrgu püsirežiimi hindamise meetodika // Tallinna Polütehnilise Instituudi Toimetised, 1988. Nr. 683. Lk. 43-57.

* В составлении программы участвовала О.И. Зацарная.

Topoloogilise vaadeldavuse analüüs elektri-
süsteemi püsirežiimi reaajas hindamisel

Kokkuvõte

Antakse elektrisüsteemi püsirežiimi reaajas hindamiseks sobiv topoloogilise vaadeldavuse analüüsi algoritm.

P. Raesaar, E. Tiigimägi

Topological Observability Analysis for Real Time
State Estimation in Electric Power Systems

Abstract

An algorithm for network topological observability analysis for real time state estimation in electric power systems has been described in the article.

Ю. Треуфельдт, М. Владиславлев

КОМПЕНСАЦИЯ ЗАРЯДНЫХ МОЩНОСТЕЙ ЛИНИЙ 110 кВ
БУРЯТСКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С ПОМОЩЬЮ
НАСЫЩАЮЩИХСЯ РЕАКТОРОВ 10 кВ

Сеть 110 кВ Бурятской энергосистемы имеет весьма протяженный характер. Характерными в данной сети являются, с одной стороны, большие расстояния между подстанциями, а с другой стороны — относительно небольшие нагрузки на подстанциях. Схема рассматриваемой сети 110 кВ показана на рис. 1. Общая длина линий 110 кВ около 780 км, количество подстанций 16, а средняя нагрузка на шинах подстанций 1... 2 МВ·А. В результате этого зарядные мощности линий превышают реактивные нагрузки подстанций и вызывают значительное повышение напряжений на шинах подстанций. В таких условиях для регулирования реактивной мощности и управления напряжениями целесообразно использовать статические компенсаторы [1], среди которых наиболее надежными следует считать насыщающиеся реакторы.

Компенсация генерируемых линиями реактивных мощностей с помощью насыщающегося реактора была предложена Э. Фридендером уже в 30-е годы [2]. Компенсатор с насыщающимся реактором был первым типом статического компенсатора, разработанным и успешно применявшимся в энергосистемах.

В Таллинском техническом университете в течение нескольких лет проведены исследования насыщающихся реакторов [3]. В результате этих исследований изготовлен и испытан новый насыщающийся реактор 3,3 Мвар напряжением 10 кВ. Вольтамперные характеристики реактора приведены на рис. 2. Разные кривые соответствуют разным ответвлениям реактора.

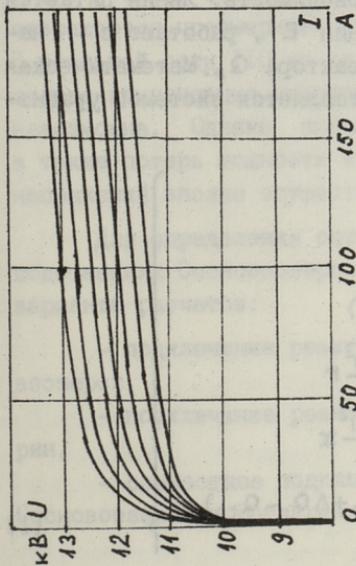


Рис. 2. Вольтамперные характеристики насыщающегося реактора 3,3 Мвар, 10 кВ.

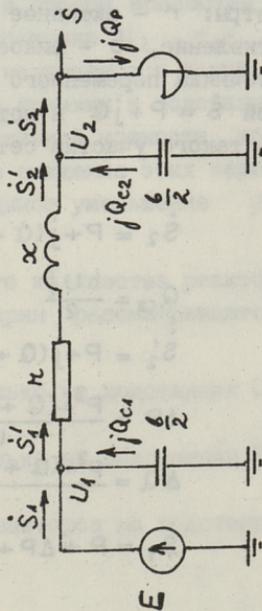


Рис. 3. Принципиальная схема замещения участка сети с реактором.

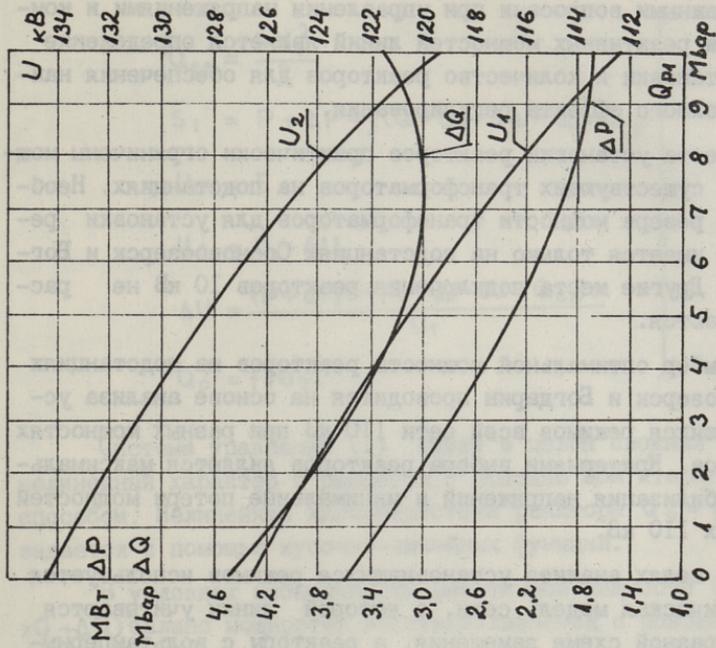


Рис. 4. Напряжения на линиях 110 кВ подстанций Сосновоозёрск - U_1 и Богларин - U_2 и суммарных потерь активной $-\Delta P$ и реактивной $-\Delta Q$ мощности в зависимости от мощности реактора на подстанции Сосновоозёрск - Q_m .

Важными вопросами при управлении напряжениями и компенсации реактивных мощностей линий является определение мест установки и количество реакторов для обеспечения наиболее полного эффекта регулирования.

Места установки реакторов практически ограничены мощностями существующих трансформаторов на подстанциях. Необходимый резерв мощности трансформаторов для установки реакторов имеется только на подстанциях Сосновоозерск и Богдарин. Другие места подключения реакторов 10 кВ не рассматриваются.

Выбор оптимальной мощности реакторов на подстанциях Сосновоозерск и Богдарин проводится на основе анализа установившихся режимов всей сети 110 кВ при разных мощностях реакторов. Критериями выбора реакторов являются максимальная стабилизация напряжений и минимальные потери мощностей в линиях 110 кВ.

В целях анализа установившихся режимов используется математическая модель сети, в которой линии учитываются по П-образной схеме замещения, а реакторы с вольтамперными характеристиками. Принципиальная схема замещения участка сети представлена на рис. 3, где линия имеет следующие параметры: r - активное сопротивление, x - индуктивное сопротивление, b - емкостная проводимость. Линия питается от источника переменного напряжения E , работает с нагрузкой $\dot{S} = P + jQ$ и мощность реактора Q_p . Математическая модель такого участка сети представляется системой уравнений

$$\left. \begin{aligned}
 \dot{S}_2 &= P + j(Q + Q_p) \\
 Q_{c2} &= \frac{b U_2^2}{2} \\
 \dot{S}'_2 &= P + j(Q + Q_p - Q_{c2}) \\
 \Delta P &= \frac{P^2 + (Q + Q_p - Q_{c2})^2}{U_2^2} r \\
 \Delta Q &= \frac{P^2 + (Q + Q_p - Q_{c2})^2}{U_2^2} x \\
 \dot{S}_1 &= P + \Delta P + j(Q + Q_p + \Delta Q - Q_{c2})
 \end{aligned} \right\} (1)$$

$$\begin{aligned}
 Q_{c1} &= \frac{bU_1^2}{2} \\
 \dot{S}_1 &= P + \Delta P + j(Q + Q_p + \Delta Q - Q_{c1} - Q_{c2}) \\
 U_{1} &= E \\
 U_2 &= U_1 - \Delta U \\
 \Delta U &= \frac{(P + \Delta P)r + (Q + Q_p + \Delta Q + Q_{c2})x}{U_1} \\
 Q_p &= f(U_2)
 \end{aligned}$$

Система уравнений (I) имеет в целом сложный неявный, нелинейный характер и решается с помощью ЦВМ итеративным способом. Нелинейная характеристика реактора $Q_p = f(U_2)$ задается с помощью кусочно-линейных функций.

В условиях избыточности реактивной мощности ($Q_{c2} > Q + \Delta Q$) баланс мощностей восстанавливается с помощью реактора

$$Q + \Delta Q + Q_p - Q_{c2} = 0. \quad (2)$$

В таких условиях уменьшаются потери мощностей ΔP и ΔQ , а также стабилизируется напряжение U_2 , т.е. предотвращается чрезмерное повышение напряжения в конце линии. В реальной сети 110 кВ со многими линиями и подстанциями полная компенсация перетоков реактивной мощности, конечно, невозможна. Однако значительное снижение этих перетоков, а также потерь мощности и необходимое уменьшение уровня напряжений вполне осуществимо.

Для определения оптимального количества реакторов на подстанциях Сосновоозерск и Богдарин рассматриваются три варианта расчетов:

- подключение реакторов только на подстанции Сосновоозерск,
- подключение реакторов только на подстанции Богдарин,
- совместное подключение реакторов на подстанциях Сосновоозерск и Богдарин.

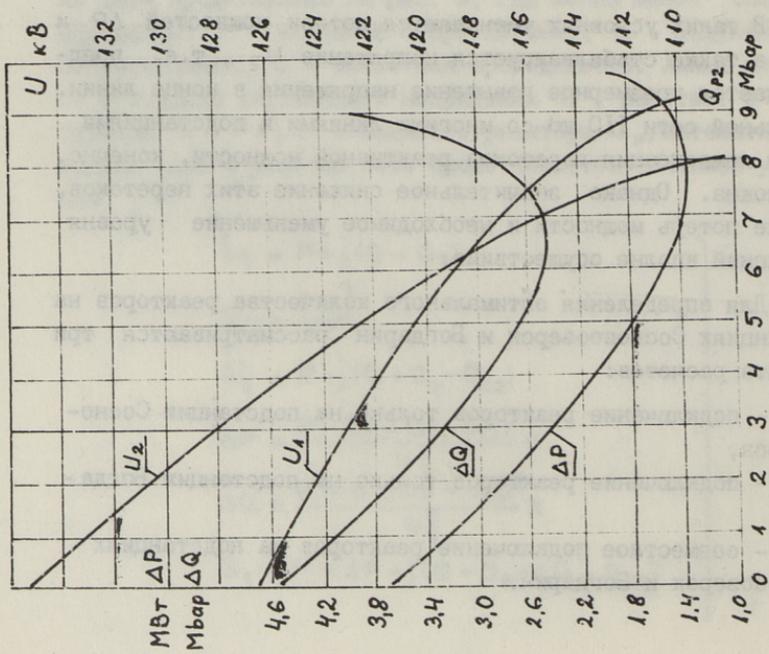


Рис. 5.
Напряжения на шинах 110 кВ подстанций Сосновоозерск - U_1 и Богларин - U_2 и суммарных потерь активной - ΔP и реактивной - ΔQ , мощности в зависимости от мощности реактора на подстанции Богларин Q_{P2} .

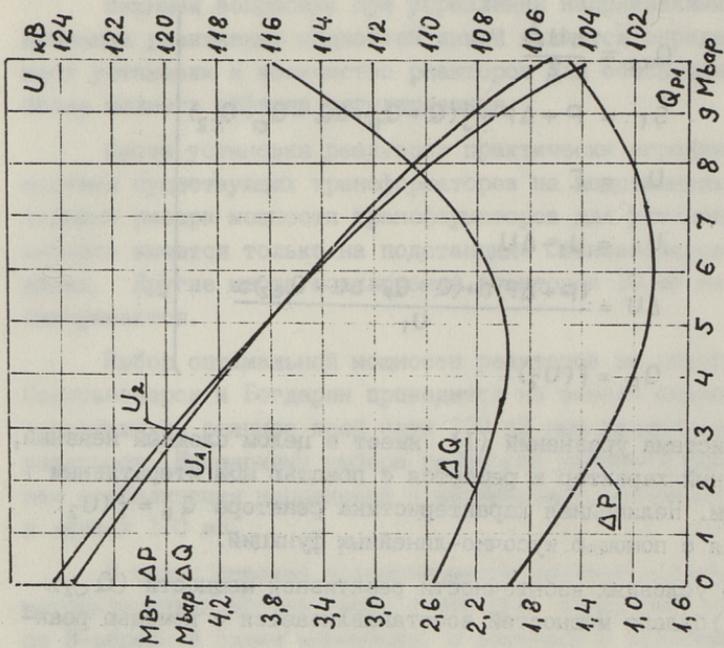


Рис. 6.
Напряжения на шинах 110 кВ подстанций Сосновоозерск - U_1 и Богларин - U_2 и суммарных потерь активной - ΔP и реактивной - ΔQ , мощности в зависимости от мощности реактора Q_{P1} при $Q_{P2} = 6$ Мвар.

Результаты анализа первого варианта приведены на рис.

4. Исходя из кривых потерь мощности и уровней напряжения следует считать оптимальной суммарной мощностью реакторов на подстанции Сосновоозерск 7...10 Мвар. В этом случае потери активной мощности в сетях уменьшаются в среднем в 2,5 раза (2 МВт). Напряжения на шинах подстанций 110 кВ лежат в пределах 113...120 кВ при $Q_{p1} = 10$ Мвар и 118...126 кВ при $Q_{p1} = 7$ Мвар.

Характеристики второго варианта представлены на рис. 5. На подстанции Богдарин следует считать наиболее выгодными мощности реакторов в пределах 6...7 Мвар. В этом случае снижаются потери активной мощности в сетях 110 кВ в среднем в 2,8 раза (2,2 МВт), а напряжения на шинах находятся в пределах 115...118 кВ при $Q_{p2} = 7$ Мвар и 118...120 кВ при $Q_{p2} = 6$ Мвар. При повышении мощности реакторов свыше 8 Мвар режим сети приближается к границе статической устойчивости.

Совместное подключение реакторов на обеих подстанциях создает условия практически полной стабилизации напряжений на шинах 110 кВ. Согласно результатов анализа большого количества возможных установившихся режимов, наиболее глубокое регулирование режимов получается при мощности реакторов подстанций Богдарин 6 Мвар. В этом случае наблюдаются минимальные потери активной мощности, а уровень напряжений на шинах подстанций эффективно регулируется с помощью реакторов на подстанции Сосновоозерск. Минимальные потери в сетях 110 кВ встречаются при мощности реакторов 6 Мвар на обеих подстанциях. В таком случае суммарные потери активной мощности уменьшаются в 4 раза (от 3,6 МВт до 0,9 МВт), что создает значительный экономический эффект. Соответствующие характеристики режима сети приведены на рис. 6.

Анализ установившихся режимов явно подтверждает необходимость установки насыщающихся реакторов на подстанциях Богдарин и Сосновоозерск. Для полного регулирования режима необходимо установить два реактора по 3,3 Мвар на обеих подстанциях. Для получения наибольшего эффекта регулирования уже при подключении первых реакторов, следует, в первую очередь, установить реакторы на подстанции Богдарин.

Л и т е р а т у р а

1. Статические компенсаторы для регулирования реактивной мощности // Под ред. Р.М. Матура. М.: Энергоатомиздат, 1987. 226 с.

2. Фридендер Э. Компенсирование и регулирование длинных линий // Электрическая передача больших мощностей на дальние расстояния // Под ред. Р. Руденберга. М.-Л., 1934. С. 56-69.

3. Теллинен Ю.Ю., Поол А.-М.Т., Ярвик Я.Я. Компенсация высших гармоник тока насыщающегося реактора // Тр. Таллинск. политехн. ин-та. 1983. № 563. С. 28-35.

Ü. Treufeld, M. Vladislavlev

Burjaatia energiasüsteemi 110-kV liinide poolt genereeritava reaktiivvõimsuse kompenseerimine 10-kV küllastusreaktorite abil

Kokkuvõte

Vaadeldakse 10-kV küllastusreaktorite rakendamise võimalusi liigse reaktiivvõimsuse kompenseerimiseks Burjaatia energiasüsteemis. Valitakse võimalikud reaktorite paigaldamise kohad ja optimaalne võimsus. Analüüsitakse reaktorite mõju 110-kV võrgu statsionaarsetele režiimidele.

Ü. Treufeldt, M. Vladislavlev

Reactive Power Compensation in 110-kV Networks in Buriatia Using Saturated Reactors

Abstract

Possibilities of using saturated reactors for reactive power compensation in the Buriatian power system have been tackled. Possible points of connection and the optimum power of the reactors have been chosen. The influence of the reactors on the 110-kV network steady state has been analysed.

UDK 621.311.016

A. Hamburg, E. Kallikorm, A. Leisalu,
V. Milt, R. Oidram, A. Sild

ELEKTRITARBIMISEST EESTIS PRAEGU JA LÄHIAASTAKÜMNETEL

Elektrienergiaga varustatus on kaasaegse ühiskonna üks põhilisi arengutegureid ja seega on äärmiselt oluline hinnata elektritarbimise muutumist tulevikus. Prognoosi põhjal on võimalik määrata tulevikunõudeid energiasüsteemile ning uute energiaallikate vajadust ja ehitustähtaegu. Seoses energeetikaobjektide suure maksumuse ja nende pika projekteerimis- ja ehitusajaga tuleb prognoos koostada küllalt pika perioodi jaoks.

Siin artiklis vaadeldakse Eesti elektritarbimise tulevikku, arvestamata oluliselt elektritootmise võimalusi. Eeldatakse iseseisvat turumajandusel rajanevat Eesti Vabariiki.

Andmed Eesti elektritarbimise ja selle struktuuri kohta on kogunud "Eesti Energiaajärelevalve" insener A. Sõnajalg.

Artiklis kasutatakse kaht elektritarbimist ise-loomustavat põhinäitajat:

- kasulik tarbimine, s.o. tarbijatele väljastatud elektrienergia arvestite näitude põhjal. Siia on lisatud ka tarbimine energiasüsteemi tootmisvajadusteks (tuha laadimine tsemenditehasele ja põldude lupjämiseks, katlamajade tarbimine soojusenergia väljastamiseks);

Artiklis esitatakse tulemusi, mis on saadud uurimistöö "Eesti energeetika areng aastani 2030" raames

- kogutarbimine, s.o. kasulik tarbimine, millele on lisatud võrgukaod (Eesti tingimustes kaod meil tarbitavast energiast).

Tarbimise praegune tase ja struktuur

Eesti elektritarbimist aastatel 1975-1989 iseloomustavad suurused on toodud tabelis 1. Statistikasse on lülitatud energiasüsteemi ja tööstusjaamade toodetud elektrienergia tarbimine.

T a b e l 1

Besti elektritarbimine aastatel 1975...1989, GWh

	1975	1980	1985	1988	1989
Kasulik elektritarbimine arvestinäitude põhjal	4076	5274	6359	7054	7052
Energiasüsteemi tootmisvajadus	76	169	171	194	182
s.h. tuha laadimiseks		114	102	107	89
katlamajades		55	59	65	70
energotehnoloogias			10	22	23
Kasulik elektritarbimine koos tuhalaadimise ja katlamajade tootmisvajadusega	4152	5443	6520	7226	7211
Elektrienergia kaod	723	960	1118	1202	1119
s.h. tarbimisest Eestis	578	811	955	1017	965
vahetusenergiast	145	149	163	185	154
Elektrienergia kogutarbimine	4730	6254	7475	8243	8176
Kogutarbimise keskmine kasv aastas %	5,8	3,6	3,3	-0,8	

Kasuliku elektritarbimise struktuurist annab ülevaate tabel 2.

T a b e l 2

Kasuliku elektritarbimise struktuur Eestis, GWh

	1985	1988	1989
1. Tööstus	3289	3539	3489
kütuse-energeetika kompleks	488	490	485
elektrotehnikatööstus	144	151	138
masinaehitus	192	212	199
keemiatööstus	913	985	975
metsa-, puidu- ja paberitöös-			
tus	369	398	397
kergetööstus	330	364	355
toiduainetööstus	287	311	310
ehitusmaterjalitööstus	365	386	380
ehitus	101	117	118
muu tööstus	100	125	132
2. Transport	144	164	173
3. Kommunaalmajandus	244	273	270
4. Haridus, kultuur, meditsiin	125	131	126
5. Kaubandus, teenindus	151	156	153
6. Põllumajandus	1201	1369	1387
7. Elanikkond	802	967	1011
8. Nõukogude armee	162	184	175
9. Muud tarbijad	241	271	268

Tabelitest selgub, et kogutarbimise kasvutempo on aeglustunud ja 1989. a. koguni muutunud negatiivseks. Säilinud on juurdekasv ainult põllumajanduslikus tootmises, olmes (elanikkond) ja transpordis.

Tabelis 3 on toodud suurima elektritarbimisega grupid 1989. a. ja nende osa kasulikus elektritarbimises. Samas on toodud andmed ka viie suurima tarbimisega ettevõtte kohta.

Tähelepanu äratav põllumajandusliku tootmisega seotud organisatsioonide suur elektritarbimine - erikulu 878 kWh elaniku kohta aastas (sellest kolhoosidele ja sovhoosidele langes 700 kWh elaniku kohta aastas). Võrdluseks: Soomes

Suurima elektritarbimisega tarbijagrupid ja ettevõtted 1989. a.

	GWh	% kasulikust tarbimisest
Tööstus	3489	48,4
Põllumajandus	1387	19,2
Elanikkond	1011	14,0

Põlevkivikeemia TK	750,0	10,4
"Eesti Põlevkivi"	383,8	5,3
Kreenholmi Manufaktuur	191,6	2,7
"Eesti Tsement"	190,2	2,6
"Eesti Fosforiit"	104,3	1,5

oli 1988. a. sama näitaja umbes 140 kWh elaniku kohta aastas. Ilmselt on siin olemas suur energiasäästu võimalus üleminekul talumajapidamisele. Suhteliselt suur on ka elanikkonna poolt tarbitav elektrihulk - erikulu 640 kWh elaniku kohta aastas.

Tõsise energiadefitsiidi tekkimisel tasub kaaluda selliste ettevõtete nagu Põlevkivikeemia TK ja "Eesti Fosforiit" sulgemist või ümberprofileerimist vähem energiamahukale tehnoloogiale. "Eesti Põlevkivi" toodang kulub peaaegu täielikult põlevkivi-elektrijaamade varustamiseks kütusega. Seega sõltub tema elektritarbimine nende elektrijaamade perspektiivist.

Elektritarbimise arengutendentse teistes maades

Elektrienergia tarbimine kasvab kogu maailmas. Energiasäästu meetmed võimaldavad elektri kasutamise kasvutempot küll vähendada, mitte aga peatada [1]. Elektrienergia tarbimise erinevad näitajad eri maade kohta on koondatud tabelisse 4 [2]. Nagu näha, erineb ka kõrgeltarenenud riikides elektritarbimine ühe elaniku kohta isegi

4...5 korda. Ka tarbimise kasv eri maades on väga erinev, ulatudes mõnedes arengumaades üle 10 % aastas.

T a b e l 4

Elektrienergia kogutarbimine eri maades 1987. aastal

Maa	Kogutarbimine	Tarbimine elaniku kohta	Kogutarbimise keskmine kasv aastas, 1970... ...1987
	TWh	kWh	%
Norra	102,9	24 562	3,6
Kanada	438,2	17 082	4,7
Island	4,2	16 628	6,2
Rootsi	138,2	16 457	4,7
Luksemburg	4,5	12 282	1,3
Soome	56,5	11 461	5,8
USA	2614,0	10 717	3,2
Uus-Meremaa	28,4	8 579	4,4
Austraalia	124,9	7 679	5,9
Šveits	48,7	7 357	3,1
SLV	396,5	6 478	3,1
Prantsusmaa	331,3	5 956	5,2
Belgia	57,9	5 888	4,1
Taani	29,9	5 837	4,3
Austria	43,3	5 716	3,6
Jaapan	678,2	5 555	4,0
EESTI	8,1	5 181	5,6
Suurbritannia	294,5	5 172	1,4
Madalmaad	69,7	4 755	3,6
Itaalia	214,0	3 734	3,6
Iirimaa	12,2	3 456	4,8
Hispaania	125,3	3 226	5,3
Kreeka	28,5	2 850	6,7

Üldiseks arengusuunaks arenenud maades on üldenergia-tarbimise vähenemine rahvusliku koguprodukti kohta [3], seejuures kasvab aga elektritarbimine koguprodukti kasvust tunduvalt kiiremini. Nii on elektrienergia osakaal kogu ener-

giatarbimises aastatel 1970 kuni 1986 kasvanud näiteks USA-s 1,5, Rootsis 1,9 ja Taanis isegi 2,2 korda [2]. Ka tulevikus on oodata elektrienergia osatähtsuse kasvu jätkumist [1].

Teiste riikide kogemuste alusel saab leida analoogiaid ja iseloomulikke tendentse elektritarbimise ja ka kogu majanduse võimalikule arengule Eestis. Põhjalikumat uurimist väärivatena võib tuua esile energiamajanduse Taanis ja Soomes. Mõningad võrdlevad näitajad nende maade kohta on koondatud tabelisse 5 [2,4]. Huvipakkuvaim on Taani, kus kogutarbimine on Eestiga ligikaudu samal tasemel. Ühisjoontena võiks veel välja tuua majandusstruktuuri teatud sarnasust, põllumajanduse tähtsat osa, tööstuse rajanemist küllalt suures mahus sisseveetaval toorainel, oluliste energiaressursside puudumist, elektroenergeetika põhinemist tahkel kütusel jt.

Oluline on elektrikasutuse tase ja areng erinevates majandusvaldkondades. On reeglilis saanud tööstus- ja põllumajandustarbimise osakaalu vähenemine, samas aga olmes ja sotsiaalsfaaris tarbimise oluline suurenemine. Nii näiteks kasvas Soomes viimaste elektritarbimine 1988. aastal eelmisega võrreldes 6 % [2]. Pakutakse samade tendentside jätkumist ka tulevikus [1].

Eri maade andmetes torkab silma energiaressursside olemasolu ja elektrienergia tootmisvõimaluste tugev tagasimõju tarbimisele. Nii on odava hüdroenergia olemasolu oluliseks tarbimist soodustavaks teguriks. Näiteks toodeti 1988. aastal Norras 99 %, Rootsis 49 % ja Soomes 26 % elektrit hüdrojaamades. Taanis aga saadi samal aastal hüdro- ja tuuleenergiast vaid 1,1 % elektrist ning ülejäänud toodeti peamiselt sisseveetava kivisöe baasil [4]. Võib julgesti väita, et odava energiaallika puudumine jääb ka Eestis peamiseks tarbimise kasvu piiravaks teguriks.

Kasuliku elektritarbimise prognoos aastani 2030

Prognoosi koostamisel lähtuti eespool toodud analüüsist ning positiivsetest tendentsidest nii poliitikas kui ka majanduses. Viimasel juhul on elektritarbimine suurim ja nõuded energeetika arengule kõige kõrgemad.

Analüüsides võimalikke majanduse arengutsenaariume,

T a b e l 5

Elektritarbimise struktuur Eestis, Soomes ja Taanis
1988. aastal

Näitaja	Eesti	Soome	Taani
Pindala (1000 km ²)	45	338	43
Elanike arv (milj.)	1,57	4,95	5,13
Elektrienergia kogutarbimine (GWh)	8 243	58 641	30 359
Kogutarbimine elaniku kohta (kWh)	5 250	11 847	5 919
Kaad (GWh)	1 017	3 002	2 074
% kogutarbimisest	12,3	5,1	6,9
Kasulik tarbimine (GWh)	7 226	55 639	28 260
% kogutarbimisest	87,7	94,9	93,1
Tööstus (GWh)	3 539	31 022	8 235
% kasulikust tarbimisest	49,0	55,8	29,1
Olme, sots. sfaar (GWh)	1 527	23 850	17 594
% kasulikust tarbimisest	21,1	42,9	62,0
Põllumajandus (GWh)	1 369	690*	2 261
% kasulikust tarbimisest	18,9	1,2	8,3

* Ainult puhas põllumajandustootmine

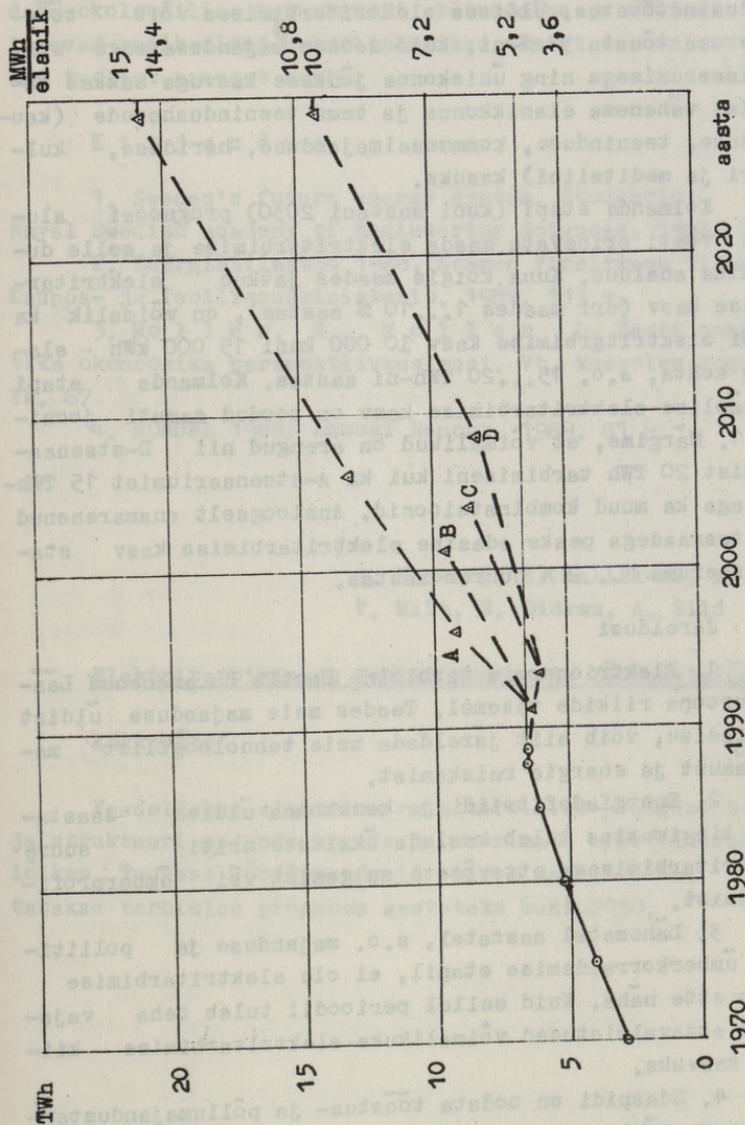
võib vaadeldava prognoosiperioodi jagada 3 etappi:

- 1) turumajanduslikele suhetele ja riiklikule iseseisvusele üleminek;
- 2) intensiivne majanduslik kasv;
- 3) stabiliseerunud majanduslik areng.

Esimese kahe etapi elektritarbimise prognoosimisel lähtuti olemasolevast majandusstruktuurist, elektritarbimise struktuurist ja nende dünaamikast ning võimalikest arengutendentsidest. Kogu elektritarbimist vaadeldi jaotatuna majandusharude vahel ning hinnati nende arenguvõimalusi ja vastavat elektritarbimise arengut. Analüüsi nelja erinevat arengustsenaariumi, mis saadi etappide erinevate pikkuste kombinatsioonidena (stsenaarium A - 1. etapp 2 aastat, 2. etapp 5 aastat; B - 1. etapp 2 aastat, 2. etapp 10 a.; C - 1. etapp 5 a., 2. 10 a.; D - 1. etapp 5 a., 2. etapp 15 a.). Joonisel 1 on toodud tarbimise kõverad nende stsenaariumide puhul.

Üleminekuetapil (aastad 1990 kuni 1992...1995) seoses tootmise ümberkorraldamisega turusuhetele ja selle vältimatu ümberprofileerimisega ning sotsiaalsete pingetega ühiskonnas pole olulist elektritarbimise kasvu ette näha. Nagu näitab 1989. aastaks seisunud elektritarbimise kasv, on etapi alguses küllaltki tõenäoline elektritarbimise vähenemine eelkõige üleliidulise majandusega tihedamalt seotud tootmisharudes (elektrotehnikatööstus, masinaehitus, keemiatööstus jt.), aga ka kerge- ja ehitusmaterjalitööstuses ning kaubanduses ja teeninduses. Oluliselt (40...60%) peaks vähenema armee tarbimine. Mõningane elektritarbimise kasv võiks aset leida toiduainetööstuses, metsa-, puidu- ja paberitööstuses ning seoses fossiilkütuste defitsiidiga elanikkonna tarbimises. Siiski tuleb märkida, et majandusest ja energiasüsteemist sõltumatute tegurite tõttu võib tarbimise kahanemine olla tunduvalt suurem.

Majanduse intensiivse kasvu etapil pikkusega 5 kuni 15 aastat võib koguprodukti kasv ulatuda 10 %-ni aastas ning etapi lõpul seoses majandusstruktuuri väljakujunemisega 4-5 % aastas. Seoses toodangu energiamahukuse vähenemisega ja üleminekul vähemenergiamahukale toodangule peaks energiatarbimise kasv kujunema keskmiselt 4-5 %-liseks, s.t. väiksemaks kui koguprodukti kasv. Eeldatavalt on etapi



Joon. 1. Elektrienergia kasulik tarbimine ja tarbimine elaniku kohta

○ - tegelik, ▲ - prognoos

algupoolele suurema energiatarbimise kasvuga kerge-, ehitusmaterjali-, toiduaine- ning metsa-, puidu- ja paberitööstus, etapi lõpupoolele elektrotehnika-, kerge- ja toiduainetööstus. Üldises elektritarbimises võib tööstuse osa tõusta 51 %-ni, kuid seoses majandusarengu stabiliseerumisega ning ühiskonna jõukuse kasvuga hakkab tasapisi vähenema elanikkonna ja tema teenindusharude (kaubanduse, teeninduse, kommunaalmajanduse, hariduse, kultuuri ja meditsiini) kasuks.

Kolmanda etapi (kuni aastani 2030) prognoosi aluseks võeti erinevate maade elektritarbimise ja selle dünaamika analüüs. Kuna kõigis maades jätkub elektritarbimise kasv (eri maades 1...10 % aastas), on võimalik ka Eesti elektritarbimise kasv 10 000 kuni 15 000 kWh elaniku kohta, s.o. 15...20 TWh-ni aastas. Kolmanda etapi tõenäolise elektritarbimise kasv on toodud samuti joonisel 1. Märgime, et võimalikud on arengud nii D-stsenaariumist 20 TWh tarbimiseni kui ka A-stsenaariumist 15 TWh-ni, aga ka muud kombinatsioonid. Analoogselt enamarenenud tööstusmaadega peaks edasine elektritarbimise kasv stabiliseeruma 1...2 % juures aastas.

Järeldusi

1. Elektrienergia tarbimine Eestis on arenenud Lääne-Euroopa riikide tasemel. Teades meie majanduse üldist madalaima, võib siit järeldada meie tehnoloogilist mahajäämuse ja energia raiskamist.

2. Energiadefitsiidi ja keskkonna üldise saastatuse tingimustes tuleb kaaluda üksikute eriti suure elektritarbimisega ettevõtete sulgemist või ümberprofileerimist.

3. Lähematel aastatel, s.o. majanduse ja poliitilise ümberkorraldamise etapil, ei ole elektritarbimise kasvu ette näha. Kuid sellel perioodil tuleb teha vajalikud ettevalmistused võimalikuks elektritarbimise kiireks kasvuks.

4. Edaspidi on oodata tööstus- ja põllumajandustarbimise osatähtsuse langust ja samal ajal kiiret kasvu olmes ja sotsiaalsfääris.

5. Aastaks 2030 on võimalik Eesti elektritarbimise

2...2,5 kordne kasv võrreldes praeguse tasemega.

6. Energeetika areng kogu maailmas kinnitab elekt-
ritarbimise olulist kasvu ka tulevikus. Vaid meid ähvar-
dava ökoloogilise katastroofi äratundmine ja sellest tu-
lenevad radikaalsed ümberhindamised energiatarbimises või-
vad taolist arengut muuta.

Kirjandus

1. Sweden's future energy system. Stockholm: The
Royal Swedish Academy of Engineering Sciences, 1985. 71 p.

2. Energiatilastot 1988, Soumen Virallinen Tilasto:
Kauppa- ja Teollisuusministeriö, 1989. 133 s.

3. Mõller, K., Mõller L. Eesti energee-
tika ökonomika perspektiivküsimusi. Vt. käesolev kogumik
lk. 67.

4. NORDEL 1988: Annual Report, 1989. 81 p.

A. Hamburg, E. Kallikorm, A. Leisalu,
V. Milt, R. Oidram, A. Sild

Elektritarbimisest Eestis praegu ja lähiaastakümnetel

Kokkuvõte

Vaadeldakse elektrienergia tarbimise praegust taset
ja struktuuri majandusharude ja suurimate elektritarbijate
lõikes. Tuuakse võrdlusandmeid teiste maade kohta. Esi-
tatakse tarbimise prognoos aastateks kuni 2030.

A. Hamburg, E. Kallikorm, A. Leisalu,
V. Milt, R. Oidram, A. Sild

Electricity Use in Estonia Today and in the Next
Decades

Abstract

A survey of the present state and structure of electricity consumption in Estonia has been made in the article. The use of electricity in different sectors and the largest individual consumers have been analyzed. Corresponding figures for other countries have been presented for comparison.

A prognosis of electricity consumption in Estonia up to the year 2030 has been put forward.

UDK 621.31+338.6P2

K. Möller, L. Möller

EESTI ENERGEETIKA JUHTIMISEST

1. Praegune olukord

Seni on Eestis paiknev energia- ja kütusetööstus ning kütusevarustusorganisatsioonid killustatult hulga üleliiduliste ja ka vabariiklike ametkondade alluvuses. Eriti killustatud on väikeenergeetika, esmajoones tööstusenergeetika, aga ka kommunaal- ja põllumajandusenergeetika. Viimased kaks on siiski selles mõttes paremas olukorras, et on olemas üldise tehnopoliitika eest hoolitsevad vabariiklikud keskused tootmiskoondis "Eesti Kommunaalsoojusenergia" ja endine ATK, nüüd Põllumajandusministeeriumi energeetikaallüksus.

Iga keskametkonna erinevad (tihti vastandlikud) arusaamad oma huvidest ja kohalike tingimuste ignoreerimine on viinud Ida-Virumaa ökoloogilise katastroofini ning põhjustavad ka mujal looduse lubamatult suurt saastamist.

Liiduline alluvus ei taga Eesti energeetika vajaliku tehnilist progressi. Seda näitavad ka Balti Soojuselektrijaama laienduse tehniliselt ja ökoloogiliselt kõlbmatu projekt ning ametkondlikult killustatud väikeenergeetika haletsusväärne tehniline, majanduslik ja ökoloogiline seisund.

Sellest tulenevalt on tingimata vaja koondada kogu Eesti energeetika tema süsteemse juhtimise tagamiseks

Artiklis esitatakse tulemusi, mis on saadud uurimistöö "Eesti energeetika areng aastani 2030" raames. Toos osalesid veel M. Jurgens, J. Kask, H. Sild ja V. Uussalu

Eesti võimkonda. Siinsete ettepanekute eesmärk on Eesti energeetika sellise juhtimisstruktuuri väljatöötamine, mis võimaldaks majanduslike ja meetodiliste (valgustuslike), keskkonnakaitse ja turvalisuse osas ka administratiivsete meetoditega süsteemselt juhtida kogu energeetika optimaalset funktsioneerimist ja arengut.

Eesti energeetika kompleksse juhtimise katseid on juba tehtud. 22. augustil 1988. a. moodustati Eesti NSV Riklik Kütuse- ja Energeetikakomitee ning 6. detsembril 1989. a. Eesti NSV Tööstus- ja Energeetikaministeerium. Selle energeetikaosakond asendas Energeetikakomitee. Võib öelda, et mõlemad katsed on ebaõnnestunud. Esimene sellepärast, et Eesti võimkonda kuulus vaid väike osa energeetikast ja et sel ajal kasutati laialdaselt administratiivseid ja käsumajanduslikke juhtimismeetodeid. Teise katse ebaõnnestumise määrab ette ära asjaolu, et Tööstusministeeriumi energeetikaosakond paneb kogu energeetika oma võimupiiride ulatuses tööstust teenindama ega osuta piisavat tähelepanu energeetika arendamisele ja funktsioneerimisele kogu Eesti ühiskonna huvides. Sedalaadi alluvus oleks ehk võimalik edaspidi, kui turumajandus juba täielikult funktsioneerib ja kui on välja kujunenud demokraatlikud juhtimis-traditsioonid.

2. Energeetika juhtimisstruktuuri kujundamise üldpõhimõtted

Energeetika juhtimine on nii keerukas ülesanne, et seda saab lahendada ainult tema jaotamise teel alamülesanneteks.

Vaadeldavat energeetika juhtimise ülesannet võib dekomponeerida järgmiste põhimõtete järgi /1...4/.

1. Energeetika funktsioneerimine ja energeetika areng.
2. Energia tootmine ja energia tarbimine, mis on mõningas mõttes vastandlikud ülesanded. Energeetika juhtimisstruktuuri kujundamisel tuleb arvestada seda, et energia säästmine ei ole energia ja kütuse tootmis- ning müügi-firmadele majanduslikult kasulik. Tootjale ja müüjale on energiasääst kasulik ainult tarbimismaksimumi ajal. Säästmine vähendab nende firmade käivet ja kasumit.

3. Energeetika territoriaalne jaotamine. Energee-

tikafirmad võivad olla näiteks maakondlikud (ka suuremate linnade omad) ja üle-eestilised. Nii nad moodustavad ka-hetasemelise territoriaalse hierarhilise süsteemina funktsioneeriva kogumi, kusjuures alam tase võib olla administ-ratiivselt täiesti iseseisev ja mitte alluda ülemisele tasemele.

4. Energeetika jaotamine kütuse ja energia liikide järgi. Mõnel, eriti alumisel tasemel võib olla otstarbe-kas integreerida erinevad energia ja kütuse liigid ühte firmasse.

5. Energeetika juhtimise ülesannete eristamine aja-lise kulgemise järgi - planeerimise, jooksva juhtimise, au-tomaatjuhtimise ja aposterioorse analüüsi ning juhtimise tõhustamise ülesanded. See on juhtimise ajaline hierarhia.

6. Juhtimisülesannetes kasutada oleva info liikide järgi võib need jagada täieliku ja mittetäieliku (töenäo-susliku, määramatu ja ebamaarase) informatsiooniga üles-anneteks.

7. Küllalt erinevad on ka energetika juhtimise üles-anded normaalsetes ja anormaalsetes (avarii, loodusõnne-tus, mingi ressursi piiramine või lõppemine, streik) tingi-mustes.

8. Eraldi tuleb vaadelda teadusuuringute ülesandeid. Need erinevad eelkõige uurimisobjektide ja uurimismeetodite järgi.

9. Tähtsad on ka personali väljaõpetamise ülesanded. Need erinevad ettevalmistamise taseme ja meetodite poolest.

Eesti energetika juhtimisstruktuur peab soodustama kõigi eeltoodud ülesannete ratsionaalset lahendamist. See-juures peab juhtimine olema ulatuslikult detsentraliseeri-tud. Selleks on vaja järgida järgmisi põhimõtteid.

1. Otsused vastu võtta võimalikult alumisel juhti-mishierarhia tasandil, nii territoriaalses ja funktsio-naalses kui ka ajalises mõttes. Viimane tähendab seda, et otsus tuleb täielikumana info huvides võtta vastu võimali-kult (kuid mitte liiga) hilja. Tegelema tuleb hakata aga otsustamisalase teabega küllalt vara.

2. Infovood alt üles peavad järjest hõrenema ja üle-valt alla tihenema.

3. Info peab olema tõene, piisav ja leidma täieliku kasutamist otsuste vastuvõtmisel.

4. Kasutada laialdaselt koordinatsioonijuhtimist, mis tähendab firmade ja nende allüksuste omavahelist kokkuleppelist tegevust ilma kõrgema taseme sekkumiseta.

5. Vältida funktsionaalses mõttes hierarhiliselt seotud firmade vahel administratiivalluvust.

6. Kasutada võimalikult ulatuslikult automaatjuhtimise põhimõtteid.

Kasutades neid juhtimisstruktuuri kujundamise üldpõhimõtteid, on välja töötatud ettepanekud Eesti energeetika juhtimisstruktuuri kohta.

3. Uus juhtimisstruktuur

Eesti energeetika juhtimise ülesanne on tagada kogu Eesti ratsionaalne varustamine energia ja kütusega ning nende säästlik kasutamine keskkonnakaitse ja ohutuse suhtes kehtestatud piirangute täitmise tingimusel, aga ka energia ja kütuse impordi ja ekspordi korraldamine. Selleks on vaja lisaks juhtimisstruktuurile kehtestada vastavad seadused ja muud normatiivaktid.

Eesti energeetika juhtimisstruktuuri alaste ettepanekute väljatöötamisel on tutvutud Eesti Teaduste Akadeemia (asepresident M. Veiderma), akadeemik I. Öpiku, Termofüüsika ja Elektrofüüsika Instituudi ning "Eesti Energia" ettevõtete ja allüksuste ettepanekutega juhtimisstruktuuri kujundamise osas. Lähtutud on eeslitatud põhimõtetest, samuti arenenud maade energeetika juhtimise kogemustest.

Eesti võimuorganites on vajalikud järgmised neli energeetika juhtimise üksust.

1. Parlamendi energeetikakomisjon, kes osaleb energeetikaseadusandluse ettevalmistamises ja kontrollib valitsuse energeetikaalast tegevust.

2. Energeetikaministeerium või Energeetikaamet Eesti valitsuse juures, kes tegeleb Eesti energeetika üldsuunamisega. Tema kõige põhilisemad ülesanded on energeetika arengu ja funktsioneerimise, energia otstarbeka kasutamise ja loodushoiu tagamine.

Energeetikaamet ei tohi alluda ei tööstus- ega põl-

lumajandusministrile, kuna need esindavad suurimate energiatarbijate huvisid. Samuti ei tohi amet alluda ehitusministrile, kuna ehitusfirmade huvides on ehitada hooneid võimalikult odavalt, mis põhjustab lubamatult suuri soojuskadusid nii läbi piirete kui ka ventilatsiooniga. Pii-sava sõltumatuse tagamiseks ei tohi valitsuse energeetikaüksus olla mis tahes ministeeriumi osakond.

Valitsuse praeguse struktuuri korral on sobivaim alutada Energeetikaamet riigiministrile.

Energeetikaamet juhib Eesti energeetikafirmasid majanduslike ja meetodiliste vahenditega, samuti selgitustööga, keskkonnakaitse osas ka administratiivselt.

3. Peaministri energeetikanõunik, kes on vajalik seetõttu, et energeetika on suures osas kogu majanduse, olme ja kultuuri alus. Tema arengut tuleb aegsasti ette planeerida. Ta on ka väga kapitalimahukas tootmisharu.

4. Riiklik Energeetikainspeksioon (või ka eraldi elektri ja muul alal). Inspeksioonile allub sätestatud ulatuses funktsionaalselt kogu energeetikaalane turvalisus Eesti territooriumil. Inspeksioon on isemajandav asutus. Ta saab tasu osutatud teenuste eest (mitte trahvidest!) ja teeb koostööd energeetikafirmadega.

Energeetikainspeksioon on uus asutus. Ta tuleb alles luua. Teda ei ole võimalik formeerida "Eesti Energiajärelevalve" baasil. Eeskujuks võib võtta Soome elektriinspeksiooni /5/.

Soome elektriinspeksioon on moodustatud 16 liikmesfirma poolt. Tema juhatus (23 liiget) määrab kolmeks aastaks Soome valitsus. Juhatus valib oma liikmete hulgast töökomisjoni (9 liiget), kellele allub tegevdirektor. Inspeksioonil on kuus osakonda järgmistel aladel: elektrijaamad (hõlmab ka tõstukid ja montaažitööd), liftid, katsetused, direktiivaktide ettevalmistus ja info, majandus, standardiseerimine. Inspeksioonil on 272 töötajat. 1988. a. käive oli 60,4 milj. marka, sellest ülejääk 0,77 milj. marka.

Vahetu energeetikaalane tootmis-, edastamis- ja müügitegevus toimub energeetikafirmades.

Eesti energeetikafirmad on iseseisvad majandusüksused. Nad ei allu administratiivselt kellelegi. Omandivormid

on mitmesugused. Riiklik juhtimine ega firmade sisestruktuur ei olene omandi vormist. Kõigis firmades (ka Energieetikainspeksioonis) ja ühendustes moodustab omanik (riik, kohalik omavalitsus, aktsionäride koosolek vms.) haldusnõukogu (väiksemates firmades juhatus) ja revisjonikomisjoni. Nõukogu moodustab juhatuse. Nõukogu (juhatus) määrab direktori, tema volitused ja palga. See on tüüpiline aktsiaseltsi juhtimisstruktuur.

Üldiselt on Eestis kahe tasandi energeetikafirmasid: üle-eestilised ja kohalike omavalitsuste tasandil. Eesti praeguste energeetikakoondiste baasil on soovitatav moodustada järgmised firmad.

1. Üle-eestiline firma "Eesti Energia", mis hõlmab Eesti põhielektriijaamad ja põhielektrivõrgu, arendus-, projekteerimis- ja tehnokeskuse ning remondi- ja ehitusorganisatsioonid. Vastavad omavalitsusfirmad hõlmavad termofikatsiooni-elektriijaamad (Iru, Ahtme, Kohtla-Järve jt.) ja jaotusvõrgud. Omavalitsusfirmades on otstarbekas ühendada elektri-, soojus- ja gaasivarustus. Nad võiksid hõlmata ka praegused "Eesti Kommunaalsoojusenergia" ja "Eesti Gaasi" kohalikud allüksused. Omavalitsuse energeetikafirmad teevad koostööd teiste energeetikaobjektide valdajatega. Omavalitsuste energeetikafirmad võivad luua üle-eestilise ühenduse (keskuse). Näiteks Soomes on selline keskus olemas ja tegutseb edukalt /6/. Omavalitsusfirmade kõrval võib olla ka teisi firmasid.

2. Üle-eestiline firma "Eesti Põlevkivi". Et selle firma kõik ettevõtted paiknevad Ida-Virumaal, s.o. ühes maakonnas, võib ta edaspidi kujuneda ka maakonnafirmaks või jaguneda iseseisvateks kaevandusfirmadeks.

3. Üle-eestiline firma "Eesti Kütus" on otstarbekas säilitada (pärast küttekontorite üleandmist kohalikele omavalitsustele) tervikliku firmana. Temaga võib ühendada ka "Eesti Gaasi" keskuse.

4. Energeetikafirmade vormid

Energeetikaalane ettevõtetus lääneriikides põhineb kas riiklikul, munitsupaalsel, kooperatiivsel või eraomandil ning loetletud omanduste mitmesugustel segavorimidel.

Küllalt omapärane on olukord Kanadas. Näiteks Ontario provintsi elektroenergeetikafirma "Ontario Hydro" (/7/ ja firma vanema viitsepresidendi Arvo Niitenbergi suulised teated 14.-16.03.1990), mille elektrijaamade summaarne võimsus on ligi 30 GW (9 korda suurem kui "Eesti Eneraal"), on provintsi kõigi elektritarbijate kooperaatiivne omand. Ta töötab väga edukalt ilma kasumita ja ilma riigimaksudeta.

Aktsiaseltside riigile ja omavalitsusele kuuluvad aktsiad võimaldavad nendel kui aktsiaomanikel mõjutada aktsiaseltside tegevust. Neile võib kuuluda ka aktsiate kontrollpakk või kogu aktsiapakk. Viimasel juhul võib aktsiaid börsile mitte anda ja üldse mitte müüa. Siis on tegemist riigi või omavalitsuse aktsiaseltsiga ilma kapitali äravoolamise võimaluseta. Näiteks Soomes on riigi aktsiaseltsid, mille aktsiaid üldse ei müüda, suured energeetikafirmad "Imatran Voima" ja "Neste" ning omavalitsuste aktsiaseltsid - omavalitsuste energiafirmad.

Firmad "Eesti Energia" ja "Eesti Kütus" võiksid esialgu tegutseda riiklike aktsiaseltsidena. Firma "Eesti Põlevkivi" või iseseisvad kaevandusfirmad võivad esialgu tegutseda riigi- või munitsipaalomandil põhinevate aktsiaseltsidena.

Kohalike omavalitsuste elektri-, soojus- ja gaasivarustusfirmade tegevus võiks esialgu põhineda munitsipaalomandil.

Edaspidi võib Eesti energeetikafirmade omandusvorm muutuda. Võidakse asutada ka täiesti uusi energeetikafirmasid mitmesuguse omandusvormi, sealhulgas ka täieliku eraomanduse alusel. Samuti võib muuta tegutsevate riigi- ja omavalitsuste energeetikafirmade omandusvormi.

Rendiettevõtte ja rahvaettevõtte vorme loeme energeetikas kasutamiseks ebasobivateks ja isegi kahjulikeks. Ka üleminekuvormidena.

Rendiettevõtte ja rahvaettevõtte kaudu raha kogumist vara edasiseks väljaostmiseks takistab energeetika suur kapitalimahukus ja riiklikult kehtestatavad tariifid. Vara kasutamine kujuneb sellisel juhul episoodiliseks, raha kogumise vahendiks ilma peremehetunde tekkimiseta. Ka ei ole rendi- ning rahvaettevõtte võimeline ega huvitatud lepingu kehtivuse jooksul (isegi 10 aasta jook-

sul) uuendama ettevõtte põhifonde. Lisaks sellele on energaetikaalasel tegevusel oluliselt keskkonda kahjustav mõju. Selle osakaalu ühe või teise kahjustaja poolt ei ole alati võimalik määrata. Ka tagajärjed võivad ilm- neda alles aja möödudes - pärast lepingu tähtaja lõppemist. See tähendab, et nii rendi- kui ka rahvaettevõtte liik- meskond on suurema kasumi saamise eesmärgil huvitatud ole- masolevate põhifondide ja ka keskkonna intensiivsest ka- sutamisest.

Riiklikul ja munitsipaalomandil põhineva ettevõtlus- se korral tekib küsimus ettevõtete arendamise finantsee- rimisest riigi- või kohalikest eelarvetest ning doteeri- misest kahjumiga töötamise korral. Üldjuhul töötavad riigiettevõtted Nõukogude Liidus ja küllalt tihti ka Läänes suurte kahjudega. Seetõttu täheldatakse viimasel ajal kapitalistlikes riikides riigiettevõtete osatähtsuse vä- henemist.

Inglismaal, Hispaanias ja mõnedes teistes riikides anti ka elektroenergeetika üle erakorporatsioonidele. Ku- na riik saab tulumaksuna teatud osa iga ettevõtte ka- sumist ja üksikisiku sissetulekust, ei ole mingit põh- just, miks riik peaks arendama ettevõtlust, finantseerima ehitamist ja kandma kahjumeid /8/.

Omandivormist olenemata arendatakse turumajanduse tingimustes energeetikat riiklikke kapitaalvahutusi kasu- tamata, s.t. oma- ja laenukapitali arvel.

x

Kõik need seisukohad Eesti energeetika riikliku juhtimise organite kohta, Eesti energeetikafirmade kohta, samuti nende ulatuse kohta on soovitusliku iseloomuga. Muudatused praegustes tootmiskoondistes tuleb teha nende eneste poolt ja nendevaheliste kokkulepete alusel.

K i r j a n d u s

1. А н с о ф ф И. Стратегическое управление: Сокр. пер. с англ. М.: Экономика, 1989. 519 с.
2. Р и г г с Дж. Производственные системы: планирование, анализ, контроль: Сокр. пер. с англ. М.: Прогресс, 1972. 340 с.
3. В а л д м а М.Х. Оптимизация режимов энергетических систем по непрерывным параметрам в условиях неполной информации: Автореф. дис. ... докт. техн. наук. М., 1987. 40 с.
4. V a l d m a, M. Energiasüsteemi režiimi optimeerimisest isemajandamise tingimustes // TPI Toimetised, 1988. Nr. 683. Lk. 35-42.
5. Toimintakertomus vuodelta 1988: Sähkö tarkastuskeskus. Helsinki, 1989. 42 s.
6. Suomen Sähkölaitokset /Päätoimittaja V. Mantere, Espoo: Sähkövoimateknikan Kerho, 1985. 208 s.
7. Ontario Hydro annual report 1988. Toronto, 1989. 50 p.
8. M a r t e n s, I.J. ... ja nõnda rikkus tuppa toodi // Päevaleht. 1990. 13. veebr.

Eesti energeetika juhtimisest

Kokkuvõte

Esitatakse ettepanekud Eesti energeetika järgmiste riikliku juhtimise organite moodustamiseks: parlamendi energeetikakomisjon, energeetikaministeerium või -amet, peaministri energeetikanõunik ja energeetikainspeksioon. Energeetika riiklik juhtimine toimub majanduslike meetoditega, keskkonnakaitse ja turvalisuse tagamise osas administratiivsete meetoditega. Iseseisvate energeetika-firmade sobivaimaks omandus- ja organiseerimisvormiks loetakse aktsiaseltsi. Aktsiaseltsid võivad olla riigi- või munitsipaalomand (osaliselt või täielikult), edaspidi ka täielikult eraomand.

K. Möller, L. Möller

Power Engineering Administration in Estonia

Abstract

Proposals for a more suitable government structure for the Estonian power engineering administration have been presented in the article. The administration should include the Parliament Energy Commission, the Ministry or Department of Power Engineering (State Energy Board), the Prime Minister's Counsellor on Energy Problems and the Energy Inspection.

State control in power engineering is realized using economic methods, only environmental protection and safety guarantees are gained through administrative actions.

Joint-stock company (incorporated company) is regarded as the best form of organization for independent energy companies. They may be in full or partial ownership of state or municipality or, in future, also as full private companies.

UDK 621.31+338.6P2

K. Möller, L. Möller

EESTI ENERGEETIKA ÕKONOOMIKA PERSPEKTIIVKÜSIMUSI

1. Üldküsimusi

Energeetika on kogu majandustegevuse, ka olme ja kultuuri oluline alus. Ta on väga kallis tootmisala. See tähendab, et energeetika on väga kapitalimahukas. Eesti tööstuse tootmispõhifondidest on 25 % elektroenergeetikas ja 7 % kütusetööstuses. Eesti tööstustöötajatest on 6 % elektroenergeetikas ja 6 % kütusetööstuses. Lisanduvad ülejäänud energeetika (tööstus-, põllumajandus- ja kommunaalenergeetika ning kütusevarustusorganisatsioonide) tootmispõhifondid ja töötajad, nende kohta puuduvad andmed. Kõige kallim energeetikaharu on elektroenergeetikas elektrienergia (ja osalt soojuse) tootmise ja edastamise üks töökoht on 4 korda kallim kui tööstuses keskmiselt.

Tarbijatele müüakse elektrienergiat liiga odavalt. Eesti territooriumil toimuva majandustegevuse tootmiskuludest moodustab elektrienergia ainult 2,35 %. See on nii vähe, et praktiliselt ei stimuleeri elektrienergia kokkuvõttu.

Eksportelektrienergia müüakse Moskva keskuse käsil alla tootmisomahinna. Seejuures aastail 1962...1988 oli elektrienergia ekspordi osa 67 % kogu Eestis toodetud elektrienergia müügist 1/. Ka soojuse müük toimub suures osas omahinnast odavamalt. Kõik see on nii loodusressursside kui ka loodud väärtuste raiskamine.

Olukorra parandamiseks on esmajoones vaja korrasta-

Artiklis esitatakse tulemusi, mis on saadud uurimistöö "Eesti energeetika areng aastani 2030" raames

da energia tariifisüsteem nii siseturu kui ka ekspordi tarvis. Elektrienergia eksport on vaha võimalikult kiiresti lõpetada. Elektrienergia ulatuslik eksport Eestist ei ole sotsiaalmajanduslikult perspektiivne keskkonna kahjustamise, elektrienergia suure kapitalimahukuse ja pika (25...30 a) tasuvusaja tõttu.

Tähtis energoökoonoomiline näitaja on koguprodukti energiamahukus. Lähematel aastakümnetel on oodata Eesti koguprodukti energiamahukuse olulist vähenemist, vedelkütusemahukuse veelgi suuremat vähenemist, samal ajal võib elektrienergiamahukus suureneda. Näiteks aastail 1970...1987 vähenes arenenud (OECD-) maades koguprodukti energiamahukus 25 %, vedelkütusemahukus 36 %, elektrienergiamahukus suurenes 15 % /2/. Maailma koguprodukti energiamahukus vähenes aastail 1971...1985 20 % /3/. Ka tulevikuks prognoositakse koguprodukti energiamahukuse vähenemist. Maailma Energeetikakonverentsi 14. kongressi (Montreal, 1989) materjalide /3/ järgi väheneb maailma koguprodukti energiamahukus aastaks 2020 20 %, paljudes tööstusriikides 30...40 %. Seejuures säilib ka arenenud maades seos majandusliku kasvu ja energiavajaduse kasvu vahel. Järelikult ei ole tihti esitatav seisukoht, et majandust on võimalik edasi arendada ilma energia tarbimist suurendamata, põhjendatud.

Küll aga on elektrienergia, soojuse ja kütuse otsustavaks kasutamiseks väga tähtis majanduslik ja tehniline ülesanne. Sealjuures võivad kulutused energia säästmiseks olla mitu korda väiksemad kui samas mahus uute energiaallikate kasutusele võtmiseks.

Seoses sellega, et Eestis on vaja aastail 1990...2030 uuendada olemasolevaid suuri põlevkivielektri jaamu ja/või ehitada uusi elektri jaamu, pakub huvi, milliseks kujunevad välisriikides lähematel aastakümnetel elektrienergia tootmiskulud olenevalt kütuse liigist ja elektri jaama töörežiimist. Seepärast vaadeldakse selles artiklis erinevate soojuselektri jaamade võrdlevat efektiivsust ja põlevkivielektri jaamade efektiivsust, võrreldes tuuma- ja kivi-
sõelektri jaamadega.

2. Erinevate soojuselektrijaamade efektiivsus lähematel aastakümnetel

Eesti energeetikaprogrammi seisukohalt pakuvad kahtlemata suurt huvi arenenud riikide uute elektrijaamade ehitamise plaanid. Selles mõttes on väga tänuväärne allikas Rahvusvahelise Elektrienergia Tootjate ja Jaotajate Ühingu 21. kongressi (Sorrento, 1988) materjalid /4/. Nendes on andmed aastaiks 1995...2025 toimima projekteeritud 26 suure Lääne-Euroopa ja Jaapani kondensatsioonielektrijaama (9 tuuma-, 10 kivisööe-, 5 masuudi- ja 2 maagaasielektrijaama) kohta. On iseloomustatud elektrijaamade konstruktsiooni põhiisearasusi, esitatud andmeid kapitalimahukuse, kütuse hinna ja selle trendi kohta käituse aja jooksul.

Ulatuslikult on toodud andmeid elektrienergia omahinna kohta: iga elektrijaama summaarne omahind ja selle kolm komponenti (kapital, käitus, kütus) olenevalt

1) installeeritud võimsuse kasutatavusest (6600 h/a, 5000 h/a, 4000 h/a, 3000 h/a),

2) tasuvusajast (25 a - osalised, 30 a - täielikud andmed),

3) kütuse hinna kahest erinevast trendist ajavahe­mikul 1995...2025 (osalised andmed).

Kõik hinnad on antud Euroopa valuutaühikutes (ECU, 1986. a. 1 ECU = 0,78 USA dollarit) 01.01.87. a. vääringus. Diskonteerimisprotsent on 5 % raha konstantse väärtuse juures. Elektrijaamade kommertsikäituse algus 01.07.95. Kal­kulatsioonid ei ole arvestatud mingeid makse ega lõive.

Kõigepealt kütuse hinna prognoosist. Tabelis 1 on toodud kütuse maailmaturu hinna prognoos ajavahemikuks 1995...2025 /4/.

Kütuse maailmaturu hind aastail 1995...2025

Kütus	01.07.1995	Trend %/a	
		1995-2005	2005-2025
Uraani-kontsentraat			
Variant 1	79,3 ECU/kg U	0,5	1,0
Variant 2	82,7 ECU/kg U	1,5	3,0
Kivisüsi (cif-hind)			
Variant 1	40 ECU/t	1,0	1,0
Variant 2	40 ECU/t	2,0	3,0
Masuut (cif-hind)			
Variant 1	145 ECU/t	2,0	3,0
Variant 2	151 ECU/t	3,0	5,0
Maagaas			
Norra	2,65 ECU/GJ	1,3	1,3
Holland	5,58 ECU/GJ	1...2	1...2

Rootsi energeetika prognoosis aastani 2011 /5/ on arvestatud tunduvalt väiksemat kütuse hinna kasvu aastaiks 1990...2015:

- tuumkütus 0,5 %/a,
- kivisüsi 1,5 %/a,
- masuut 1,0 %/a kuni a. 2000, edasi 2 %/a.

Tõepärasem hinnaprognosis peaks olema tabelis 1 toodu. Vaadeldava materjali /4/ analüüs võimaldab teha mitmesuguseid järeldusi. Esmalt pakub huvi elektrienergia omahinna olenevus kütuse liigist ja elektrienergia tootmisest. Kõige odavam on üldiselt tuumkütus. Järgnevad kivisüsi, maagaas ja masuut ¹⁾. Küllalt suur on samatüübiliste elektrienergia omahinna hajuvus erinevates riikides - 30...59 %.

1) Seesama seisukoht esineb ka teistes allikates, näiteks /3, 5/.

Huvi pakub ka elektrienergia omahinna olenevus režiimist. Tabelis 2 esitatakse kahe riigi, kellel on nii tuuma-, kivisõe- kui masuudielektrienergia, elektrienergia iseloomustus. Kõik need elektrienergia kasutavad importkütust.

Tabelis 2 iseloomustatud elektrienergia elektrienergia omahinna kohta baas- (6600 h/a) ja pooltipprežiimis (3000 h/a) on toodud andmed tabelis 3. Nendest andmetest on näha, et baasrežiimis on kivisõeenergia 1,3...1,5 korda ja masuudielektrienergia 1,7...2,7 korda kallim tuumaelektrienergiast. Pooltipprežiimis see erinevus väheneb - vastavalt 1,2 ja 1,2...1,8 korda, kuid kütuste efektiivsuse järjekord säilib. Ka pooltipprežiimis on tuumaelektrienergia kõige ökonoomsem.

T a b e l 2

Vaadeldavate elektrienergia iseloomustus

Kütus, riik	Netovõimsus MW	Jahutus	Gaasipuhastus	
			SO ₂	NO _x
Tuumkütus				
Prantsusmaa	2x1390	Gradiirid	ei ole	ei ole
Jaapan	4x1056	Merevesi	ei ole	ei ole
Kivisüsi				
Prantsusmaa	2x580	Merevesi	on	ei ole
Jaapan	4x544	Merevesi	on	on
Masuut				
Prantsusmaa	2x580	Merevesi	ei ole	ei ole
Jaapan	4x577	Merevesi	on	on

Tabel 3

Elektrienergia omahind ECU-sentides
kWh kohta ja protsentides

Režiim ja riik	Kütus					
	Tuumkütus		Kivisüsi		Masuut	
	ECU-s	%	ECU-s	%	ECU-s	%
6600 h/a						
Prantsusmaa	2,53	100	3,66	147	6,80	269
Jaapan	4,03	100	5,18	129	7,01	174
3000 h/a						
Prantsusmaa	4,38	100	5,35	122	7,97	182
Jaapan	7,16	100	8,44	118	8,79	123
Pooltippre- žiimi oma- hind % baasrežiimi omast						
Prantsusmaa	-	173	-	146	-	117
Jaapan	-	178	-	163	-	125

veel on tabelist 3 näha, et pooltipprežiimis elektrienergia tootmiskulud ühe kWh kohta on suuremad kui baasrežiimis - tuumaelektrijaamas 1,7...1,8 korda, kivisüsi- ja masuudielektrijaamas 1,5...1,6 korda ja masuudielektrijaamas 1,2 korda. Vahepealsetes režiimides muutub omahind monotoonselt.

Tabel 3 annab küllalt hea kvantitatiivse ülevaate tuleviku suurte kondensatsioonielektrijaamade efektiivsusest olenevalt kütuse liigist ja elektrijaamade kasutatavusest vahemikus 6600...3000 h/a.

Ülaltoodud orgaanilist kütust kasutavate soojuselektrijaamade elektrienergia omahinna väärtused ei arvesta keskkonna saastamisest (peamiselt vääveldioksiidi ja lämmastikhapendite paiskumisest atmosfääri) tingitud kahju korvamist. On tehtud ettepanekuid, näiteks Maailma Energeetika-

konverentsi 14. kongressi ettekandes 2.1.17 /6/, soojus-
elektrijaamade mainitud saastekahju arvestamiseks nende
elektrienergia omahind kahekordistada.

See omahinna korrigeerimine ei arvesta süsinikdiok-
siidi väljamisest põhjustatud kasvahooneefekti suurenda-
misest tingitud kahju. Tuumaelektrijaam on ka selles mõt-
tes "puhas" elektrijaam. Ta ei välja ei vääveldioksiidi,
lämmastikhapendeid ega süsinikdioksiidi. Tulevikus on
oodata süsinikdioksiidi väljamise piiramist. See läheb
palju maksma. Näiteks suureneb kõige levinuma kivisöe põ-
letamise tehnoloogia (tolmpõletamise) korral süsinikdiok-
siidi ärastamisel 90 % ulatuses elektrienergia omahind
ligi 70 % võrra /3/. See asjaolu vähendab veelgi ja olu-
liselt orgaanilise kütuse põletamise baasil toodetava
elektrienergia efektiivsust, võrreldes tuumaelektrienergia-
ga.

3. Põlevkivielektrijaamade efektiivsus

Järgnevalt esitatakse põlevkivielektrijaamade efek-
tiivsuse esialgne hinnang, võrreldes tuuma- ja kivisöe-
elektrijaamadega. Hinnang on kaudne. Hinnangu kaudsuse tin-
gib Eesti põlevkivi maailmaturu hinna puudumine. Ka ei ole
seda võimalik välja arvutada.

Hinnangu eesmärgiks on välja arvutada, mitu prot-
senti peaks põlevkivi hind moodustama kivisöe hinnast (ar-
vestades nende kütuste erinevat kütteväärtust), et põlev-
kivielektrijaamade tootmiskulud (ühe kWh kohta) oleksid
võrdsed vastavate tuumaelektrijaamade tootmiskuludega.

Võrreldakse eespool käsitletud uute suurte Lääne-
Euroopa ja Jaapani kondensatsioonielektrijaamade andmeid
/4/.

Põlevkivi madalama kütteväärtuse ja suurema mine-
raalosisalduse (võrreldes kivisöega) arvestamiseks kor-
rutatakse vastavate kivisöeelektrijaamade kapitalikulud
kordajaga 1,2 rikastatud põlevkivi ja kordajaga 1,3 mää-
massi põletamise korral. Neidsamu kordajaid kasutatakse ka
söeelektrijaama käituskulude korrigeerimiseks põlevkivi
põletamise korral. Põlevkivi kütteväärtus on mitu korda
väiksem, tuhasisaldus aga mitukümmend korda suurem kui
kivisöel.

Kõigil kümnel vaadeldaval kivisööelektrijaamal on väaveldioksiidi suitsugaasidest püüdmise seadmed. Ainult kolmel puudub lämmastikoksiidide ärastus: Prantsusmaa, Itaalia ja Hollandi elektrijaamadel. Kuna põlevkivielektrijaamadel ei ole vaja suitsugaasidest lämmastikoksiide ärastada, saamegi võrdlemiseks kasutada ainult neid elektrijaamu. Nendest tuleb kõrvale jätta Itaalia elektrijaam, kuna see on ette nähtud kivisöe, maagaasi ja masuudi põletamiseks, seega ei ole "puhas" kivisöejaam. Hollandi elektrijaama jätame kõrvale liiga väikese kapitalimahukuse (1,3...1,4 korda väiksem kui teistel elektrijaamadel) ja liiga kalli söe (1,5 korda kallim maailmaturu hinnast) tõttu.

Seega võrdleme Prantsusmaa importkivisütt kasutavat elektrijaama selles põlevkivi põletamise korral sellesama maa tuumaelektrijaamaga. Nende elektrijaamade põhiandmed on toodud tabelis 2. Vaadeldud on elektrijaamade kannte režiimi: baasrežiimi (installeeritud võimsuse kasutatavus 6600 h/a) ja pooltipprežiimi (3000 h/a). Võrdluse tulemused on esitatud tabelis 4.

T a b e l 4

Põlevkivielektrijaama efektiivsuse näitajad protsentides

Näitaja	Rikastatud põlevkivi		Maemass	
	6600 h/a	3000 h/a	6600 h/a	3000 h/a
(1)	34	27	28	12
(2)	86	71	75	56
(3)	105	105	113	114

Tabelis 4:

(1) põlevkivi hind protsentides kivisöe maailmaturu oif-hinnast põlevkivielektrijaama tuumaelektrijaamaga võrdse elektrienergia omahinna korral;

(2) sama kivisööelektrijaamaga võrdse elektrienergia omahinna korral;

(3) põlevkivielektrijaama erikapitalimahukus protsentides (ühe kWh kohta), võrreldes tuumaelektrijaamaga.

Tabelist 4 nähtuvad põlevkivielektriijaama efektiivsuse hinnangu järgmised tulemused, võrreldes Prantsusmaa tuuma- ja kiviõoelektriijaamaga:

1) põlevkivielektriijaam on mõnevõrra kallim tuumaelektriijaamast: tema erikapitalimahukus moodustab 105 % (kütus on rikastatud põlevkivi) kuni 113...114 % (kütus on mäemass) tuumaelektriijaama omast (ilma tuumakütuse maksumuseta);

2) põlevkivielektriijaama elektrienergia omahind on võrdne tuumaelektriijaama omaga, kui põlevkivi (tingkütusena) hind moodustab 12 % (mäemass pooltipprežiimis (3000 h/a)) kuni 34 % (rikastatud põlevkivi baasrežiimis (6600 h/a)) kiviõe (tingkütusena) maailmaturu cif-hinnast. Kui põlevkivi on veelgi odavam, alles siis on põlevkivielektriijaamad efektiivsemad tuumaelektriijaamadest;

3) põlevkivielektriijaama elektrienergia omahind on võrdne kiviõoelektriijaama omaga, kui põlevkivi hind moodustab 56 % (mäemass pooltipprežiimis) kuni 86 % (rikastatud põlevkivi baasrežiimis) kiviõe hinnast.

Järelkult esialgse hinnangu alusel võib öelda, et põlevkivielektriijaamad ei ole majanduslikult võistlusvõimelised Prantsusmaa tuumaelektriijaamadega, küll aga võivad olla võistlusvõimelised Prantsusmaa kiviõoelektriijaamadega. Hinnangu juures ei ole arvestatud põlevkivituha müügist saadavat tulu.

K i r j a n d u s

1. M ö l l e r, L, M ö l l e r, K. Energeetikast ja rahvussuhete platvormist // Rahva Hääl. 1989. 25. august.

2. R u u s k a n e n, A. Energiaintensiteetti laskus-
sa, sähköintensiteetti kasvaa // Voimaviesti. 1989. No 3.
S. 12-13.

3. В о л ь ф б е р г Д.В., Т р о ц к и й А.Н. Ос-
новные итоги XIV конгресса Мировой энергетической конферен-
ции // Теплоэнергетика. 1990. № 2. С. 2-8.

4. Electricity generation costs: Assessment made
in 1987 for stations to be commissioned in 1995 / Inter-
national Union of Producers and Distributors of Electrical
Energy. XXI Congress - Sorrento 1988. Paris, s.a.

5. Sweden's future energy system. Stockholm: The Royal Swedish Academy of Engineering Sciences, 1985. 71 p.

6. Б е с ч и н с к и й А.А., М а к а р о в А.А. Экономические и социальные аспекты развития энергетики (по итогам работы XIV конгресса Мировой энергетической конференции) // Теплоэнергетика. 1990. № 2. С. 9-13.

K. Möller, L. Möller

Eesti energeetika ökonomika perspektiivküsimusi

Kokkuvõte

Võrreldakse Lääne-Euroopa ja Jaapani erinevate suurte kondensatsioonikoostisenergiajaamade tehnilist ja majanduslikku efektiivsust lähemateks aastakümneteks. Näidatakse, et Eesti uued suured põlevkivielektrijaamad ei ole tulevikus majanduslikult võistlusvõimelised tuumaenergiajaamadega, küll aga võivad osutada võistlusvõimelisteks kivisõelektrijaamadega.

K. Möller, L. Möller

Problems of Estonian Power System Economics

Abstract

Technical and economic effectiveness of various big condensing thermal power plants in Western Europe and Japan for next decades has been compared.

It has been shown that Estonian big power plants using oil-shale cannot be economically competitive with nuclear power stations, but may be able to compete with power plants using coal.

ELEKTRIENERGIA TARIIFISÜSTEEMI LOOMISE PÕHIMÕTTEID

1. Sissejuhatus

Turumajandusliku regulatsiooniga majandussüsteemis on tariifidel kaalukam ja tähtsam osa kui käsumajanduse süsteemis ning hindade kaudu on tarbija ja tootja omavahel otsustes kaubanduslikes suhetes. Seoses sellega on pööratud hinnaküsimustele nõukogude majanduses vähe tähelepanu. Ka pole tarbijad pärandina möödunud harjunud turumajanduse hindade kujunemisega ja nende muutumistega. Eestis on tariifid aktuaalseks muutnud IME. On avaldatud mitmeid töid /1-9/.

Elektrienergia tariifid kuuluvad ühe osana Eesti hinnasüsteemi ning nagu kõigil hindadel, on neilgi sotsiaalpoliitiline tagapõhi.

Elektrienergia tariifidega toimub kogu majanduse vahetu mõjutamine. Nende üldtaseme määramisel tuleb arvestada tarbija, tootja ja riigi vastandlikke huve. Peab tagama tootja ja tarbija eeldused edukaks äritegevuseks ning elektrienergia säästliku kasutamise.

Kuna elektrienergia jaotamine on monopoolses seisundis, siis elektrienergia tariifid peab kinnitama riik (Eesti Hinnaamet).

Elektrienergia tariifisüsteemi välja töötamine on keerukas ja suuremahuline töö. Näiteks J. Mikola andmeil kulus Soomes IVO tariifisüsteemi loomiseks 60 inimaastat. Eestis aga puuduvad kogemused tariifide kujundamiseks.

.... Artiklis esitatakse tulemusi, mis on saadud uurimistöö "Eesti energeetika areng aastani 2030" raames

2. Tariifide määramise alused

Tariifide määramisel on taustaks elektrijaamade struktuur (soojuselektrijaamad erineval kütusel jne.) ja tarbimise struktuur (sealhulgas elekterküte, veesoojendus jne.) ning tarbijate koormusgraafikud.

Tariifide abil püütakse juhtida tarbimist, selleks on vaja sõnastada taotletavad eesmärgid. Üks eesmärk on üldise elektrienergia tarbimise taseme reguleerimine, teine koormusgraafikute ühtlustamine nii ööpäeva, nädala kui ka aasta lõikes. Elektroenergeetika on suure kapitalimahukusega tööstusharu ja elektrienergia omahinda saab alandada installeeritud võimsuse kasutamistundide arvu suurendamisega.

Tariife määratakse tulevikuks ja tavaliselt küllaltki pikaks ajaks. See tingib ka teatud määramatuse. Esiteks on see tingitud tarbimise prognoosimise ebatäpsusest. Teiseks määramatuse allikaks on perspektiivsed kütuste hinnad ning kolmandaks kapitalimahutustega seonduvad küsimused (näiteks inflatsioon). Sellega seoses sisaldab kujundatav tariifisüsteem alati teatavat riski.

Koormusgraafikute ühtlustamiseks on vaja tippkoormusi vähendada ning miinimumkoormusi suurendada.

Tippkoormuse vähendamine annab järgmist majanduslikku kasu:

- 1) ei ole vaja teha kohe investeringuid tippkoormuse katmiseks ja seega saab neid edasi lükata,
- 2) muutuvkulud tippkoormuse katmiseks on tunduvalt suuremad kui baaskoormuse katmiseks,
- 3) paljud tarbijad nihutavad oma koormust tipu ajalt teistesse ajatsoonidesse, mille tagajärjel elektrisüsteemi majanduslikud näitajad paranevad.

Miinimumkoormus põhjustab järgmist majanduslikku kahju:

- 1) püsikulud on muutumatud ka miinimumrežiimis, seega genereeritava energiaühiku kohta oluliselt suuremad,
- 2) muutuvkulud on energiaühiku kohta suuremad mitte-ökonoome režiimi tõttu,
- 3) esinevad agregaatide käivitus- ja seiskamiskulud,
- 4) käivitamisest ja seiskamisest tingitud agregaatide remondikulude suurendamine ja tööea lühenemine.

Kui püüda klassifitseerida hindade määramise aluseid nõukogude majandussüsteemis, siis ühte gruppi kuuluksid hinnad, mille baasiks on elektrienergia tootmiseks ja jaotamiseks vajalikud käituskulud. Siin on variantideks kas tootmisharu keskmised kulud või halvemates tingimustes olevate tootjate keskmised kulud. Esimest võimalust kasutatakse uue NSV Liidu tariifisüsteemi koostamisel, lähtudes elektroenergeetika keskmisest plaanilisest elektrienergia omahinnast, kus on arvestatud ka eelseisvat kütuse hinna tõusu /10/. Teises grupis oleks elektrienergia hindade aluseks tema sulgevad kulud, mis arvestavad kütuse- ja energiakompleksi süsteemseid kulusid eritaandkulude abil /11/.

Turumajandusliku regulatsiooniga majandussüsteemis võetakse tootmiskulude arvutamisel arvesse ka kapitalikulud, mis moodustuvad laenuprotsendist, laenatud kapitali tagasimaksust ning kapitalile kehtestatud maksudest. Elektrienergia tariifide määramisel on aluseks keskmised tootmiskulutused näiteks Kreekas, Iirimaa, Hispaanias, piirkulutused on aluseks aga näiteks Inglismaal ja Prantsusmaal /12/, mõningail juhtudel kasutatakse eelnevate kombinatsioone.

3. Tariifide liigid

Esimene tariifisüsteemide liigitus on firmade järgi. Need on järgmised:

- 1) üle-eestilise firma "Eesti Energia" tariifisüsteem,
- 2) omavalitsuste energiafirmade tariifisüsteemid,
- 3) "Eesti Energia" eksporttariifisüsteem.

Teine liigitus on tariifid, mis jagunevad ostuaja pikkuse järgi:

- 1) pikaajalised,
- 2) lühiaajalised (minutitest-tundidest aastateni).

Kolmas liigitus on otstarbe järgi energeetikafirmade vahelise koostöö korral:

- 1) tavatarbimise katmiseks,
- 2) reservi hoidmiseks,
- 3) režiimi lühiajaliseks optimeerimiseks ja korrigeerimiseks,
- 4) avariide ja anormaalsete režiimide likvideerimiseks,

5) elektrenergia transiidiks.

4. Tariifide struktuur

Maailmas kasutusel olevate tariifisüsteemide üldpilt on väga kirju /12-21/. Tariifide arengut jälgides võib järeldada, et nende struktuur hakkab üha enam vastama tootmiskulude struktuurile. Siiski on tariifisüsteemides küllalt palju erinevusi. Sellega seoses tuleb tõdeda, et hindade kujundamine on üks osa ärikunstist ja seega lõpuni kõiki küsimusi formaliseerida ei saa.

Üldjuhul koosneb tariif kolmest osast. Esiteks maks aktiivvõimsuse eest, teiseks maks aktiivenergia eest ja kolmandaks püsimumaks. Sellise kolmeastmelise tariifi üldkuju valem on

$$S = aP + bW + c,$$

kus S - makstav summa,
 P - aktiivvõimsus,
 W - aktiivenergia,
 a, b, c - tariifikordajad.

Kolmeastmelisest tariifist on tuletatav laialdaselt kasutatav kaheastmeline tariif ($aP + bW$ või $bW + c$) ja kõige rohkem levinud üheastmeline tariif (bW).

Tarbija lülitamisel elektrisüsteemi on kasutusel ka ühekordselt tasutav liitumismaks.

Kasutatakse veel reaktiivvõimsuse ja -energia maksumist.

Tariifikordajate mitmesuguse diferentseerimisega saadakse maailmas tänapäeval küllalt keerukaid tariifisüsteeme. Tariifikordajate määramisel arvestatakse järgmisi põhilisi faktoreid, nagu tarbija asukoht energiavarustussüsteemi suhtes, tarbija võimsuse ja energia üldtase, tarbija grupp, müügipunkti nimipinge, töökindluse tase. Väga laialdaselt kasutatakse tegurite ajalist diferentseerimist. Tekkinud on ka süsteemid (näiteks USA seitsmes energiasüsteemis /16/), kus tegurid on erinevad igal ajahetkel (reaalaja tariif). Ajatsoonide määramisel lähtutakse kellaaajast (tipp-, pooltipp- ja ööaeg või öö- ja päeva-aeg), nädalapäevast (töö- ja puhkepäev) ning aastaajast (talv ja suvi).

Kasutatakse ka süsteeme, kus ajatsoone võib määrata eelneva kokkuleppe järgi üks osapool. Seda kasutatakse näiteks aastase koormusmaksimumi läbimiseks.

Tariifitegurite määramine konkreetse olukorra puhul on küllaltki keerukas. Keerulisus kasvab, kui süsteemis on erinevat tüüpi elektri jaamu ning kasutatakse laialdaselt ajatsoone. Üks võimalus oleks elektrienergia omahinna modelleerimine aja funktsioonina ning siis, põhinedes matemaatilisele mudelile, määrata tariifitegurid erinevates ajatsoonides.

Välis-tariifisüsteemides võib rakendada müüvale energiasüsteemile konstantse kasumi tagamise printsiipi /3/. Samuti kasutada sellist moodust tasandusmaksete (režiimi lühiajalist optimeerimist, reservi hoidmist jne.) määramiseks.

5. Prantsusmaa tariifisüsteem

Üks keerukamaid tariifisüsteeme on kasutusel Prantsusmaal /12, 14, 19/. Juba neljakümendate aastate lõpus elektroenergeetika natsionaliseerimisel oli kasutusel üle 13 tuhande eri tariifi /12/.

Praegu kasutatav süsteem rakendati aastail 1982-86. Ülemineku tingis genereerivate allikate struktuuri muutus (tuumaelektri jaamade osatähtsuse tõus) ja bienergeetiliste süsteemide (soojuspump ja katlamaja) ning elekterkütte suur osatähtsus tarbimises. Tarvilik eeldus on ka energiasüsteemi pikaajalised kogemused turu- ja hinnapoliitika uurimisel ning vastavate arvestite olemasolu.

Tariifisüsteem jaguneb ühendatud võimsuse järgi kolme ossa:

- 1) "sinine" tariif, $P < 36$ kVA (25 miljonit tarbijat),
- 2) "kollane" tariif, $36 \leq P < 250$ kVA (330 000 tarbijat),
- 3) "roheline" tariif, $P \geq 250$ kVA (30 000 tarbijat).

"Sinine" tariif on kaheastmeline $bW + c$, kusjuures kordajad on sõltuvuses ajast, tarbijatüübist ning ühendatud võimsusest. Võimsuse ületamisel lülitatakse tarbija süsteemist välja, kuna vastava kaitse rakendusvool on määratud kokkulepitud võimsuse alusel. Ette on nähtud ka liitumismaks, mis arvestab energiasüsteemi kapitaal mahutusi seoses täiendava tarbitava võimsusega. Ajatsoone on

ainult kaks: öine osa 8 tundi ja päevane osa 16 tundi kor-
dajate suhtega 1:1,7.

"Kollase" tariifi puhul on kasutusel neli perioodi:
talv, suvi, öö- ja päevaaeg. Ka pühapäevane tariif on võrd-
ne ööaja tariifiga. Samuti eksisteerib pikaajalise (sobib
ühtlase koormusega tööstusele) ja tavalise tarbimise ta-
riif.

"Roheline" tariif on ette nähtud kõige suurematele
tarbijatele mitmekesise diferentseerimisega. Näiteks aja-
tsoone on talvel kolm ja suvel kaks ning suurim energia-
maksude suhe on 1:4,5.

Kõikidele tariifidele on alternatiivsed variandid,
kus tarbija nõustub odavama elektrienergia saamiseks süs-
teemi tippkoormuse ajal vähendama või mitte tarbima ener-
giat. Kõrgepingel saadava elektrienergia tarbijad võivad
valida nn. moodultariifi, mille omapäraks on järgmised
libisevad ajaperioodid, mille määrab energiasüsteem sõl-
tuvalt süsteemi koormusest:

- 1) tippkoormuse periood - kakskümmend kaks 18-tunni-
list päeva,
- 2) libisev talveperiood - 9 nädalat,
- 3) libisev kevad-sügisperiood - 19 nädalat,
- 4) libisev suveaeg - 24 nädalat.

On huvitav, et Prantsusmaal 15 % kõrgepingevõrku lü-
litatud tarbijatest võimsusega üle 250 kW on valinud ta-
riifi, mille korral tippelektrienergia on 25 korda kallim
õisest.

Kokkuvõtteks võiks öelda, et tariifid on väga varian-
tiderohked ja nad mõjutavad igati vähendama tarbimist tipp-
koormuse ajal. Suviti müüakse elektrienergiat odavamalt te-
ma keskmisest omahinnast.

6. Soome tariifisüsteem

Soomes kehtib tariifide vaba valiku põhimõte /20, 21/.
Tariifi ei määrata ei tarbija kategooria ega elektrienergia
tarbimise tase, vaid tarbija valib selle endale ise vasta-
valt oma vajadustele.

Tariife võiks jagada hulgi- ja jaotustariifideks. Hul-
gitariife kasutavad suured energeetikafirmad ja jaotusta-

riife Soome elektrikaitised. Uued tariifid kehtestati 1985. aasta sügisel ja nad kehtivad 1995. aastani.

Vaatleksime Imatra kõrgepingevõrgu tariifisüsteemi, mille puhul maksustamisele kuulub ka reaktiivvõimsus Q ja reaktiivenergia W_r , seega tariif kujuneb viieastmeliseks:

$$S = aP + bW + c + dQ + eW_r.$$

Võrreldes eelmise, 1973. a. kehtima hakanud süsteemiga, on siin vähendatud tariifide hulka ja tõstetud tipp- elektrienergia hinda. Kasutusel on kaks süsteemi, kusjuures teine süsteem jaguneb kolmeks alatariifiks: baastariifiks, kesktariifiks ja tippitariifiks. Ajatsoonid on järgmised: talv (november-märts), suvi (aprill-oktoober), tööpäev (esmaspäev-laupäev kell 7.00-22.00), öö ja pühapäev.

Energiat müüakse tavaliselt 110-kV pingel. Toitepunktide arvu, s.o. suurema töökindluse eest peab tarbija täiendavalt tasuma.

Omapärane on ka see, et need tariifid kehtivad kindlate hinnaindeksite puhul. Nendeks on seadmete, orgaaniliste ja tuumakütuste indeksid, mille muutumisel muutuvad ka tariifitegurid etteantud valemite alusel.

Jaotustariifid on kasutusel elektrienergia müümisel otseselt lõpptarbijale. Ka siin kehtib vaba valiku printsiip. Eri elektrikaitistes on kordajate väärtused erinevad, kusjuures tariifide struktuur on sarnane. Jaotustariifid on järgmised:

1) üldtariif kaheastmelisena ($bW + C_i$), kus b väärtus ei sõltu ajahetkest ja aastamaks c_i sõltub tarbija väljalülimisvoolust,

2) päevaajatariif kaheastmelisena ($b_jW + c_i$), kus b_j väärtus öösel ja päeval on erinev,

3) aastaajatariif kaheastmelisena ($b_jW + c_i$), kus ajatsoone on neli (talveöö ja -päev ning suveöö ja -päev),

4) võimsustariif neljaastmelisena ($aP + b_jW + c + dQ$), kus kasutusel on kas päevaaja või ka aastaaja sõltuvus.

Hulgimüügi keskmine tariif tarbimisega üle 100 GWh/a. ja kasutamistundide arvu juures 4000 h/a. on 17 p/kWh ja 7000 h/a. - 13 p/kWh /20/.

Ka olmetarbijate jaotustariifi keskmine väärtus sõltub nii tarbitavast energiakogusest, kuid võib olla erinev valitud tariifist ning on piirides 23-44 p/kWh /21/.

Tabelis 1 on toodud paljude Lääne-Euroopa riikide elektrienergia keskmised hinnad 1987. ja 1988. aastal /22/.

T a b e l 1

Elektrienergia hinnad (p/kWh) Euroopas 1987. a. ja 1988. a.

Riik	Väiketarbija 3500 kWh/a.		Riik	Suurtarbija 50 GWh, 10 MW	
	1987	1988		1987	1988
Rootsi	31,8	32,0	Soome	17,4	16,3
Norra	33,2	35,5	Rootsi	16,9	16,9
Soome	37,3	36,8	Taani	15,0	18,0
Suurbritannia	43,5	45,7	Norra	20,2	22,4
Holland	50,0	49,9	Prantsusmaa	23,3	22,5
Prantsusmaa	54,7	54,2	Holland	24,3	23,6
Hispaania	52,8	57,2	Itaalia	26,2	24,4
Šveits	52,0	57,4	Belgia	25,2	25,3
Austria	62,8	60,7	Suurbritannia	25,0	26,4
Taani	58,4	62,3	Šveits	28,1	29,8
Itaalia	76,0	71,8	Austria	36,4	29,9
Belgia	70,4	71,9	Hispaania	30,4	31,4
Saksamaa LV	70,3	72,2	Saksamaa LV	38,7	39,7

p - Soome penn.

7. Soovitusi tariifide väljatöötamiseks

1. Tariifid, samuti muud majanduslikud suhted, fikseeritakse ostja-müüja vahelistes lepingutes pikaks ajaks, näiteks umbes 10 aastaks.

2. Kehtib tariifi vaba valiku printsiip, ostja valib vastavalt oma koormusrežiimile mitmest variandist endale sobivaima tariifi. Seega ostjad on võrdsed ja tariif ei olene energia kasutuse otstarbest.

3. Tariifi struktuur on sarnane energia tootmise ja

jaotamise kulude struktuuriga. Elektrienergia hulgimüümisel kasutatakse kolmeastmelist tariifi ajatsoonidega. Pisisilõpptarbijale võib muuta ka lihtsaima tariifiga. Differentseeritud ajatariifid toimivad ainult vastavate mõotmiskomplekside olemasolu korral.

4. Tariife tuleb korrigeerida inflatsiooni, kütuse hinna või muude tootmiskulude muutumise puhul tariifisüsteemi kuuluvate seoste põhjal.

5. Maksustatakse ka reaktiivvõimsust ja -energiat, samuti energiavarustuse töökindlust ning energia kvaliteeti.

6. Kasutatakse ka leppetariife koormusrežiime muutvate ostjatega (regulaator-tarbiija).

7. Üleminekul turumajandusele tariifide üldine tase tõuseb seoses kütuse hinna tõusuga ning kapitali hinna, maa- ning saastemaksu täiendava arvestamisega.

8. Üleminekul stabiilsele turumajandusele kasutatakse lühiajalist üleminekutariifi, mis on seotud üldise hinnareformiga.

8. Tariifide mõju uurimine

Tariifide mõju ja turu jälgimiseks peab olema igas energeetikafirmas müügiosakond, kes pidevalt jälgib nõudlust, annab hinnangu olemasolevale tariifisüsteemile, töötab välja uued tariifid või tellib need muudelt firmadelt.

Tariifide mõju tarbimisele võib uurida elastsustegurite alusel. On teada, et need uuringud on pikaajalised ja ka väga kulukad. Näiteks saadakse teada, kuidas muutub tarbimine tariifi muutumisel 1 % võrra.

Ostjatel peab olema võimalus saada igakülgset informatsiooni olemasoleva tariifisüsteemi kohta.

Ei ole vist ülearune märkida sedagi, et madalad tariifid on võimalikud ainult madala omahinna puhul ja elektrienergia eest makstav summa on väike, kui kasutatakse otstarbekalt ja säästlikult vähese energiakuluga seadmeid.

Kirjandus

1. Mõller, K., Mõller, L. Elektrienergia tariifidest // TPI Toimetised. 1988. Nr. 683. Lk. 23-31.

2. Eesti energeetika arengusuunad aastani 2005 (6 köites). Kd. 4. Energeetika ökonoomika ja juhtimine. Tln., märts 1989. (Ajutine loominguiline kollektiiv "kW".) 151 lk. Käsikiri.
3. Eesti energeetika arengusuunad aastani 2005 (6 köites). Kd. 5. Energiasüsteemi režiimid ja nende juhtimine. Tln., märts 1989. (Ajutine loominguiline kollektiiv "kW".) 72 lk. Käsikiri.
4. Eesti energeetika arengusuunad aastani 2005 (6 köites). Kd. 6. NSV Liidu loodeosa energeetika, eriti energiasüsteemide funktsioneerimise ja arengu kompleksse juhtimise kontseptsioon. Tln., märts 1989. (Ajutine loominguiline kollektiiv "kW".) 70 lk. Käsikiri.
5. K u m m, K. Põlevkivielekter! Mida teha? // Päevaleht. 1990. 20. märts. Nr. 40.
6. R o o s e, E. Põlevkivielekter. Tariifid ja privileegid // Päevaleht. 1990. 21. märts. Nr. 41.
7. T a m m i s t u, P. 25 + mitu elektriijaama veel? // Päevaleht. 1990. 22. märts. Nr. 42.
8. K r a a v, E. Põlevkivielekter. Kompensatsioonid: kas ja kuidas maksta? // Päevaleht. 1990. 29. märts. Nr. 48.
9. M õ l l e r, L., M õ l l e r, K. Kas põlevkivielekter on odav? // Päevaleht. 1990. 3. aprill. Nr. 52.
10. Д е н и с о в В.И., М и н а с б е к о в Е.А. Основные задачи совершенствования тарифов на электрическую и тепловую энергию // Электрические станции. 1988. № 2. С. 23-28.
11. В о л к о н с к и й В.А., К у з о в к и н Л.И. Замыкающие затраты и оптимальные тарифы на электроэнергию // Экономика и математические методы. Том 22. 1987. № I. С. 95-109.
12. Энергосберегающая технология электроснабжения народного хозяйства: Кн. 5: Практ. пособие. Кн. 4. Потребление электрической энергии - надежность и режимы / В.В. Михайлов, М.А. Поляков. М.: Высш. шк., 1989, 143 с.

13. Яркин Е.В., Папьян С.К., Ткаченко С.А. Тенденции в тарифной политике зарубежных стран // Энергохозяйство за рубежом. 1980. № 1. С. 1-5.
14. Васильев Г.М. Новые тарифы на электроэнергию во Франции // Энергохозяйство за рубежом. 1986. № 3. С. 28-32.
15. Жданова Ю.Е. Дифференцированные тарифы и счетчики электроэнергии // Энергохозяйство за рубежом. 1988. № 5. С. 10-18.
16. Петряев Е.М., Морозов И.Я. Барановский А.И. и др. Экономические отношения в электроэнергетике США // Энергохозяйство за рубежом. 1989. № 6. С. 1-8.
17. Мамедов О.М. Тарифы - средство управления спросом на электроэнергию // Энергетическое строительство за рубежом. 1989. № 3. С. 12-15.
18. Lundberg, L. Sähkötariffit Euroopassa // Suomen Sähkölaitokset/ Päätöimittäjä V. Mantere. Espoo, 1985. S. 12-14.
19. Lescoeur, B., Galland J.B. Tariffs and load management: The French experience // IEEE Transactions on Power System. Vol. PWR5-2. 1987. Nr. 2. P. 458-464.
20. Mikola, J., Helminen, H. The Finnish wholesale tariffs // Conference on Electricity Tariffs. Helsinki, 1984. S. 13.
21. Helminen, H., Herola, K. Imatran Voiman uusi tukkusähkön hinnoittelujärjestelmä H/85. S. 6.
22. Imatran Voima Oy. Taskutiedot. 1988. 1989.

J. Valtin

Elektrienergia tariifisüsteemi loomise põhimõtteid

Kokkuvõte

Artiklis arutatakse elektrienergia tariifisüsteemide võimalikke tüüpe ja struktuure. Kirjeldatakse välisriikide tariife. Antakse mõned soovitused Eesti uue tariifisüsteemi loomiseks.

J. Valtin

Principles of Creating Electric
Energy Tariff System

Abstract

Possible types and structures of an electric energy tariff system have been discussed in the paper. Tariffs in foreign countries have been described. Some recommendations concerning a new tariff system for Estonia have been given.

ТАЛЛИНСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
Труды ТТУ № 714

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ XV

На эстонском, русском и английском языках

Отв. ред. О. Таупере

Техн. ред. П. Йоалайд, М. Тамме

Сборник утвержден коллегией Трудов ТТУ 22.05.90

Подписано к печати 05.12.1990

Формат 60x90/16

Печ. л. 5,5 + 0,25. Уч.изд. л. 4,6

Тираж 300

Зак. № 877

Цена 2 руб. 30 коп.

Таллинский технический университет, 200108 Таллинн,

Эхитаяте тез, 5

Ротапринт ТТУ, 200006 Таллинн, ул. Коскла, 2/9



Таллинский технический университет, 1990



Цена 2 руб. 30 коп.