АНАЛИТИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ВОЛНЫ В ДЛИННОЙ ЛИНИИ, НАГРУЖЕННОЙ НА СОПРОТИВЛЕНИЕ, ИНДУКТИВНОСТЬ И ЕМКОСТЬ

Пацюк В.И.
Государственный университет Молдовы
e-mail: patsiuk@mail.ru

Аннотация
Получено точное, аналитическое решение задачи распространения волн в идеальной однопроводной линии, нагруженной емкостью, сопротивлением и индуктивностью (RLC-цепочка) на приемном конце. Решение получено путем использования римановых инвариантов. Разработана программа символьных вычислений в среде системы MatLab для автоматизации громоздких аналитических преобразований.
Ключевые слова: идеальная однопроводная линия, римановы инварианты, программа символьных вычислений в Matlab.

SOLUȚIA ANALITICĂ PRIVIND PROPAGAREA UNDEI ÎN LINIA LUNGĂ CU SARCINĂ

Paţiuc V.I.
Universitatea de Stat din Moldova

Rezumat
S-a obținut soluția analitică precisă a problemei propagării undei în linia ideală cu sarcină capacitivă. Soluția a fost obținută în baza invariantelor Riemann. S-a elaborat programul de calcul în media MatLab cu scopul automatizării transformărilor analitice voluminoase.
Cuvinte cheie: linia lungă ideală, invariantele Riemann, program de calcul simbolic, media MatLab.

ANALYTICAL SOLUTION FOR THE PROBLEM OF WAVE PROPAGATION IN THE LONG LINE LOADED WITH CAPACITY, RESISTANCE AND INDUCTANCE

Patsuk V.I.
Moldova State Unversity

Abstract
It was obtained the exact analytical solution for the problem of wave propagation in the ideal single-wire line, loaded with capacity, resistance and inductance on the receive end. The solution was obtained through Riemann invariants. It was elaborated the program of symbolic computing in the system MatLab for the automation of voluminous analytical transformation.
Key words: ideal single-wire line, Riemann invariants, program of symbolic computing in the system MatLab.

Переходной процесс в линии передачи, нагруженной на сосредоточенное сопротивление на правом конце, моделируется следующей дифференциальной задачей. Функции напряжения $u(x,t)$ и тока $i(x,t)$ в линии длиной l являются решением системы дифференциальных уравнений в частных производных

$$\begin{cases} L\dfrac{\partial i}{\partial t}+\dfrac{\partial u}{\partial x}+Ri=0 \\ C\dfrac{\partial u}{\partial t}+\dfrac{\partial i}{\partial x}+Gu=0 \end{cases}, x\in(0,l),\ t>0 \qquad (1)$$

где R, L, G и C – распределенные активное сопротивление, индуктивность, проводимость изоляции и емкость линии на единицу длины. Начальные условия предполагаются нулевыми

$$u(x,0)=i(x,0)=0,\quad x\in[0,l], \qquad (2)$$

а граничные условия на концах линии в общем случае нагружения сосредоточенными сопротивлениями имеют вид

$$u(0,t) = f(t), \quad npu \quad x = 0, t \geq 0$$
$$u(l,t) = \left(R_s i(x,t) + L_s \frac{\partial i}{\partial t} + \frac{1}{C_s} \int_0^t i(x,\tau) d\tau \right) \Bigg|_{x=l}, \quad npu \quad x = l, t \geq 0 \; . \tag{3}$$

В настоящей работе получено точное аналитическое решение задачи (1)-(3) в следующем частном случае: $L = C = 1$, $R = G = 0$, $l = 1$, $f(t) = 1$.

Тогда задача (1)-(3) принимает следующий вид

$$\frac{\partial i}{\partial t} + \frac{\partial u}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial u}{\partial t} + \frac{\partial i}{\partial x} = 0, \quad x \in (0,1), t > 0, \tag{4}$$

$$u = i = 0, \quad t = 0, x \in [0,1], \tag{5}$$

$$u(0,t) = 1, \quad npu \quad x = 0, t \geq 0, \tag{6}$$

$$u(1,t) = R_s i(1,t) + L_s \frac{di(1,t)}{dt} + \frac{1}{C_s} \int_0^t i(1,\tau) d\tau, \quad npu \quad x = 1, t \geq 0 \; . \tag{7}$$

В системе (4) перейдем к новым неизвестным функциям $r(x,t)$ и $s(x,t)$, которые называются римановыми инвариантами

$$r = u + i, \quad s = u - i, \quad u = \frac{1}{2}(r + s), \quad i = \frac{1}{2}(r - s), \tag{8}$$

$$\frac{\partial r}{\partial t} + \frac{\partial r}{\partial x} = 0, \quad \frac{\partial s}{\partial t} - \frac{\partial s}{\partial x} = 0 \, . \tag{9}$$

Система уравнений (9) обладает тем преимуществом перед системой (4), что уравнения в (9) содержат только одну неизвестную функцию и позволяют выписать точное решение в виде “бегущей волны”

$$r(x,t) = \varphi(x - t), \quad s(x,t) = \psi(x + t), \tag{10}$$

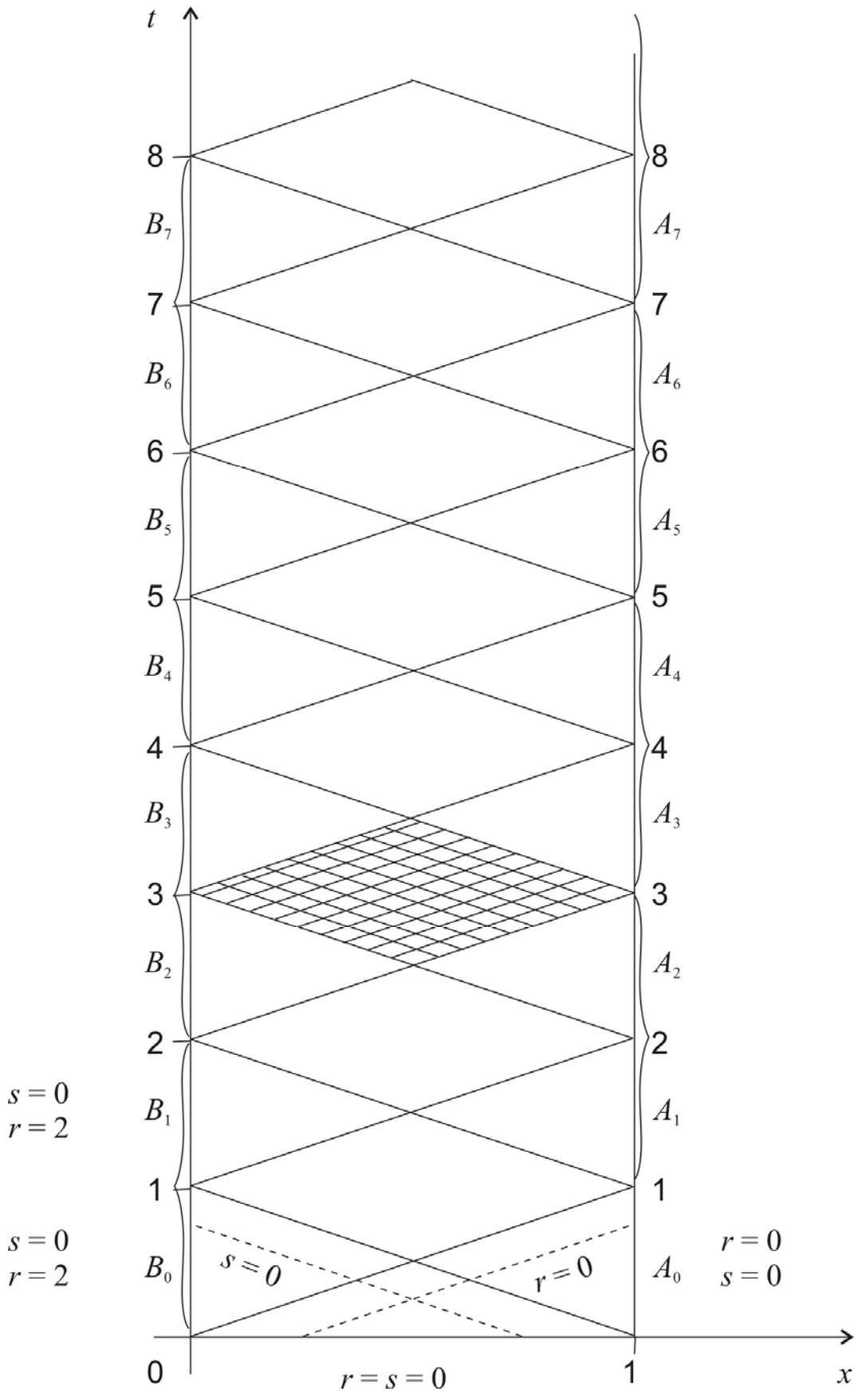
где $\varphi(z), \psi(z)$ – некоторые функции одного аргумента, конкретный вид которых определяется заданными начальными и граничными условиями (5)-(7). Таким образом, инварианты r и s принимают постоянные значения вдоль прямых линий $x - t = const$ и $x + t = const$, которые называются характеристиками системы уравнений (4) или (9).

Такое свойство решения (10) позволяет построить точное решение задачи путем последовательного продвижения по области $D = \{(x,t), x \in [0,1], t \geq 0\}$ “снизу-вверх” вдоль полос, определенных характеристиками (фиг. 1).

Начальные и граничные условия (5)-(7) для неизвестных r и s принимают вид

$$r = s = 0, \quad t = 0, x \in [0,1], \tag{11}$$

$$r + s = 2 \quad npu \quad x = 0, \quad t \geq 0 \quad , \tag{12}$$



Фиг. 1. Область определения решения $D = \{(x,t),\, x \in [0,1],\, t \geq 0\}$

$$r + s = R_s(r - s) + L_s(\dot{r} - \dot{s}) + \frac{1}{C_s}\int_0^t (r(\tau) - s(\tau))d\tau,\ \dot{r} = \frac{dr}{dt} \quad при \quad x = 1,\ t \geq 0\,. \tag{13}$$

Из формы решения (10) видно, что значения инварианта *r* принимают постоянные значения вдоль прямых $x - t = const$ ($t = x + const$) и значит, если двигаться по области решения *D* (фиг. 1) снизу-вверх, то значения *r* "передаются" снизу-вверх и слева-направо. Соответственно значения инварианта *s* "передаются" снизу-вверх и справа-налево вдоль характеристики $x + t = const$. В силу этого, значения инварианта *s* считаются известными на левой границе $x = 0$, а значения *r* – известными на правой границе $x = 1$. Тогда граничные условия (11) принимают вид

$$r = 2 - s, \quad при \quad x = 0\,, \tag{14}$$

$$L_s\dot{s} + (1 + R_s)s + \frac{1}{C_s}\int_0^t s(\tau)d\tau = (-1 + R_s)r + L_s\dot{r} + \frac{1}{C_s}\int_0^t r(\tau)d\tau = \widetilde{f}(t), \quad при \quad x = 1\,. \tag{15}$$

Первое условие является алгебраическим и позволяет легко вычислять значения инварианта *r* по известным значениям *s*. Второе условие является дифференциальным и для определения значения инварианта *s* по известному значению *r* используется следующая процедура.

В предположении $L_s \neq 0$ соотношение (15) преобразуется к виду

$$\dot{s} + \frac{1 + R_s}{L_s}s + \frac{1}{L_sC_s}\int_{t_0}^t s(\tau)d\tau = \frac{-1 + R_s}{L_s}r + \dot{r} + \frac{1}{L_sC_s}\int_{t_0}^t r(\tau)d\tau + \frac{2}{L_sC_s}\int_0^{t_0} i(\tau)d\tau = f(t) \tag{16}$$

и дифференцируется по *t*. Тогда получаем дифференциальное уравнение 2-го порядка, и решается задача Коши для этого уравнения с начальными условиями $s(t_0) = s_0$, $\dot{s}(t_0) = s_0^1$

$$\ddot{s} + \frac{1 + R_s}{L_s}\dot{s} + \frac{1}{L_sC_s}s = \dot{f}(t), \quad t > t_0, \quad s(t_0) = s_0,\ \dot{s}(t_0) = s_0^1\,, \tag{17}$$

$$f(t) = \frac{-1 + R_s}{L_s}r + \dot{r} + \frac{1}{L_sC_s}\int_{t_0}^t r(\tau)d\tau + \frac{2}{L_sC_s}\int_0^{t_0} i(\tau)d\tau, \quad \dot{f}(t) = \frac{-1 + R_s}{L_s}\dot{r} + \ddot{r} + \frac{1}{L_sC_s}r\,. \tag{18}$$

Конкретный вид решения этой задачи зависит от корней характеристического уравнения

$$k^2 + \frac{1 + R_s}{L_s}k + \frac{1}{L_sC_s} = 0,\ k_{1,2} = \frac{1}{2L_s}\left[-(1 + R_s) \pm \sqrt{(1 + R_s)^2 - \frac{4L_s}{C_s}}\right], \tag{19}$$

$$k_1 + k_2 = -\frac{1 + R_s}{L_s},\ k_1k_2 = \frac{1}{L_sC_s}\,. \tag{20}$$

Если дискриминант $D = (1 + R_s)^2 - \dfrac{4L_s}{C_s} > 0$, то уравнение имеет два различных вещественных корня k_1, k_2, если $D = 0$, то имеется один вещественный, кратный корень $k_1 = -\dfrac{1 + R_s}{2L_s}$ и, если $D < 0$, то корни – комплексно-сопряженные $k_{1,2} = \alpha \pm \beta j$, $j = \sqrt{-1}$, $\alpha = -\dfrac{1 + R_s}{2L_s}$, $\beta = \dfrac{\sqrt{-D}}{2L_s}$.

В случае различных вещественных корней решение задачи Коши (17) имеет вид

$$s(t) = \frac{s_0^1 - k_2 s_0}{k_1 - k_2}\left[e^{k_1(t-t_0)} - e^{k_2(t-t_0)}\right] + s_0 e^{k_2(t-t_0)} + \int_{t_0}^{t} e^{k_2(t-z)}\left[\int_{t_0}^{z} \dot{f}(\tau) e^{k_1(z-\tau)} d\tau\right] dz, \qquad (21)$$

$$f(t) = -\left(k_1 + k_2 + \frac{2}{L_s}\right) r + \dot{r} + k_1 k_2 \int_{t_0}^{t} r(\tau) d\tau + 2k_1 k_2 \int_{0}^{t_0} i(\tau) d\tau.$$

При определении начальных значений $s(t_0 + 0) = s_0$ и $\dot{s}(t_0 + 0) = s_0^1$ следует иметь ввиду, что в силу несовпадения значений граничного (6) и начального (5) условий для функции $u(x,t)$ при $x = t = 0$, решения задачи u, i и r, s в области D являются разрывными функциями. Только на правом конце $x = 1$ в силу граничного условия (7)

$$u(t) = R_s i(t) + L_s \frac{di(t)}{dt} + \frac{1}{C_s}\int_0^t i(\tau) d\tau \quad или \quad i(t) = \frac{1}{L_s}\int_0^t \left[u(z) - R_s i(z) - \frac{1}{C_s}\int_0^z i(\tau) d\tau\right] dz$$

функция тока $i(1,t)$ является непрерывной функцией по переменной t, т.е. $i(1, t_0 - 0) = i(1, t_0 + 0)$. Поэтому в точках $t_0 = 1, 3, 5, 7, \ldots$ при $x = 1$ значения $r(t_0 - 0) \neq r(t_0 + 0)$, $s(t_0 - 0) \neq s(t_0 + 0)$. Значение $s(t_0 + 0) = s_0$ определяется из условий $i(1, t_0 - 0) = i(1, t_0 + 0) = i(1, t_0)$ и $2i(1,t) = r(1,t) - s(1,t)$ и имеет вид

$$s_0 = s(t_0 + 0) = -2i(t_0) + r(t_0 + 0). \qquad (22)$$

Значение $\dot{s}(t_0 + 0) = s_0^1$ определяется подстановкой $t = t_0$ в формулу (16)

$$s_0^1 = \dot{s}(t_0 + 0) = f(t_0 + 0) - \frac{1 + R_s}{L_s} s_0 = f(t_0 + 0) + (k_1 + k_2) s_0. \qquad (23)$$

Таким образом, на правом конце $x = 1$ интегро-дифференциальное условие (15) для функции $s(t)$ заменяется явным выражением (21)-(23).

Если характеристическое уравнение (19) имеет комплексно-сопряженные корни $k_{1,2} = \alpha \pm \beta j$, то решение задачи (17) имеет следующий вид

$$s(t) = \left[s_0 \cos\beta(t - t_0) + \frac{s_0^1 - \alpha s_0}{\beta} \sin\beta(t - t_0)\right] e^{\alpha(t-t_0)} + \int_{t_0}^{t}\left[\int_{t_0}^{z} \dot{f}(\tau) e^{\alpha(t-\tau)} \cos\beta(t - 2z + \tau) d\tau\right] dz, \qquad (24)$$

$$f(t) = -2\left(\alpha + \frac{1}{L_s}\right)r + \dot{r} + (\alpha^2 + \beta^2)\int_{t_0}^{t} r(\tau)d\tau + 2(\alpha^2 + \beta^2)\int_{0}^{t_0} i(\tau)d\tau,$$

$$s_0 = -2i(t_0) + r(t_0 + 0),\ s_0^1 = f(t_0 + 0) + 2\alpha s_0. \tag{25}$$

Если же характеристическое уравнение (19) имеет вещественный кратный корень k_1, то решение задачи (17) имеет следующий вид

$$s(t) = \left[(1 - k_1(t - t_0))s_0 + (t - t_0)s_0^1\right]e^{k_1(t-t_0)} + \int_{t_0}^{t}\int_{t_0}^{z} \dot{f}(\tau)e^{k_1(t-\tau)}d\tau dz, \tag{26}$$

$$f(t) = -2\left(k_1 + \frac{1}{L_s}\right)r + \dot{r} + {k_1}^2\int_{t_0}^{t} r(\tau)d\tau + 2{k_1}^2\int_{0}^{t_0} i(\tau)d\tau,$$

$$s_0 = -2i(t_0) + r(t_0 + 0),\ s_0^1 = f(t_0 + 0) + 2k_1 s_0. \tag{27}$$

Далее, если $L_s = 0$ и $R_s \neq -1$, то уравнения (7) и (16) принимают вид

$$u(1,t) = R_s i(1,t) + \frac{1}{C_s}\int_{0}^{t} i(1,\tau)d\tau, \tag{28}$$

$$(1 + R_s)s + \frac{1}{C_s}\int_{t_0}^{t} s(\tau)d\tau = (-1 + R_s)r + \frac{1}{C_s}\int_{t_0}^{t} r(\tau)d\tau + \frac{2}{C_s}\int_{0}^{t_0} i(\tau)d\tau = \tilde{g}(t). \tag{29}$$

Тогда задача Коши для функции $s(t)$ формулируется в виде дифференциального уравнения первого порядка

$$\dot{s}(t) + \frac{1}{C_s(1 + R_s)}s(t) = \dot{g}(t), \quad t > t_0, \quad s(t_0) = s_0, \tag{30}$$

$$g(t) = \frac{-1 + R_s}{1 + R_s}r + \frac{1}{C_s(1 + R_s)}\int_{t_0}^{t} r(\tau)d\tau + \frac{2}{C_s(1 + R_s)}\int_{0}^{t_0} i(\tau)d\tau, \quad \dot{g}(t) = \frac{-1 + R_s}{1 + R_s}\dot{r} + \frac{1}{C_s(1 + R_s)}r. \tag{31}$$

Решение этой задачи имеет вид

$$s(t) = s_0 e^{k_1(t-t_0)} + \int_{t_0}^{t} \dot{g}(\tau)e^{k_1(t-\tau)}d\tau,\ k_1 = -\frac{1}{C_s(1 + R_s)}, \tag{32}$$

$$s_0 = s(t_0 + 0) = \frac{-1 + R_s}{1 + R_s}r(t_0 + 0) + \frac{2}{C_s(1 + R_s)}\int_{0}^{t_0} i(\tau)d\tau. \tag{33}$$

И, в случае $L_s = 0$, $R_s = -1$, функция $s(t)$ вычисляется по формуле

$$s(t) = r(t) - 2C_s\dot{r}(t). \tag{34}$$

Далее опишем алгоритм получения решения на границах области D: $x = 0$ и $x = 1$ (фиг. 1). Так как в зависимости от конкретных значений L_s, R_s, C_s, на правой границе области $x = 1$ функция $s(t)$ вычисляется пятью различными способами: формулы (21)-(23),

(24)-(25), (26)-(27), (32)-(33) и (34), то приведем алгоритм решения задачи в случае двух вещественных, различных корней k_1, k_2.

1) Из нулевых начальных условий (11) имеем

$$r(x,0) = s(x,0) = u(x,0) = i(x,0) = 0, \quad x \in [0,1].$$

2) На границе $x = 1$ при $0 \le t < 1$ (область A_0) инвариант $r(1,t) \equiv 0$, так как это значение "приносится" по характеристике $x - t = const$ из начального условия. Значения инварианта $s(1,t)$ определяются из (21)-(23):

$$t_0 = 0,\ s_0 = 0,\ f(t) \equiv 0,\ s_0^1 = 0 \quad \Rightarrow \quad s(1,t) = 0,\ t \in [0,1),$$

$$u(1,t) = 0,\ i(1,t) = 0.$$

3) На границе $x = 0$ при $0 \le t < 1$ (область B_0) инвариант $s(0,t) \equiv 0$, так как это значение "приносится" по характеристике $x + t = const$ из начального условия. В области B_1 $(1 \le t < 2)$ инвариант $s(0,t) = 0$, так как это значение "приносится" по характеристике $x + t = const$ из области A_0. Тогда для $0 \le t < 2$ (области B_0 и B_1) из граничного условия (14) имеем $r(0,t) = 2$ и следовательно

$$u(0,t) = 1,\ i(0,t) = 1.$$

4) На границе $x = 1$ при $1 \le t < 3$ (области A_1 и A_2) значение инварианта $r(1,t) \equiv 2$, которое "приносится" инвариантом *r* из областей B_0 и B_1. Значения инварианта $s(1,t)$ определим из (21)-(23). Здесь $t_0 = 1$, $r(t_0 + 0) = r(1 + 0) = 2$. Так как $r = s = i = 0$ для $t \in [0,1)$, то из (22), (23) имеем $s_0 = s(1 + 0) = 2$, $s_0^1 = -4/L_s$. Так как функция $\dot{f}(t) = 2k_1k_2$, $t \in [1,3)$, то из (21)

$$s(t) = 2 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right].$$

Таким образом, для $x = 1, t \in [1,3)$ (области A_1 и A_2) получаем

$$r(1,t) = 2,\ s(t) = 2 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right],$$

$$u(1,t) = 2 - \frac{2}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right],\ i(1,t) = \frac{2}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right].$$

5) На границе $x = 0$ при $2 \le t < 4$ (области B_2 и B_3) инвариант

$s(t) = 2 + \dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right]$, так как это значение "приносится" по характеристике $x + t = const$ из областей A_1 и A_2. Здесь следует учесть сдвиг по переменной *t*, так как должны совпадать значения $s(0,t)$ при $t = 2 + 0$ и $s(1,t)$ при $t = 1 + 0$. Из граничного условия $r = 2 - s$ получаем

$$r(0,t) = -\frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right],$$

$$u(0,t) = 1,\ i(0,t) = -1 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right].$$

6) На границе $x = 1$ при $3 \le t < 5$ (области A_3 и A_4)

$r(1,t) = -\dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-3)} - e^{k_2(t-3)}\right]$, так как эти значения "приносятся" по характеристике $x - t = const$ из областей B_2, B_3. Здесь также учитывается сдвиг по переменной *t*, так как должны совпадать значения $r(0,t)$ при $t = 2 + 0$ и $r(1,t)$ при $t = 3 + 0$. Значения инварианта $s(1,t)$ определим из (21)-(23). Здесь $t_0 = 3$, $r(t_0 + 0) = r(3 + 0) = 0$. Так как $i(1,3) = \dfrac{2}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{2k_1} - e^{2k_2}\right]$ при $t = 3$, то из (22) и (23) имеем

$$s_0 = s(3+0) = \frac{-4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{2k_1} - e^{2k_2}\right],\ s_0^1 = \dot{s}(3+0) = \frac{8}{L_s} - \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[k_1 e^{2k_1} - k_2 e^{2k_2}\right].$$

Так как $r(1,t) = -\dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-3)} - e^{k_2(t-3)}\right]$ при $t \in [3,5)$, то

$$\dot{f}(t) = -\left(k_1 + k_2 + \frac{2}{L_s}\right)\dot{r}(t) + \ddot{r}(t) + k_1 k_2 r(t) = \frac{-1}{L_s{}^2(k_1 - k_2)}\left[k_1 e^{k_1(t-3)} - k_2 e^{k_2(t-3)}\right]$$

и из (21) получаем

$$s(1,t) = -\frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left(e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right) -$$

$$-\frac{8}{L_s{}^2(k_1 - k_2)^3}\left\{\left[k_2(k_1 - k_2)t + L_s(k_1 - k_2)^2 + 3k_2{}^2 + k_1 - 3k_1 k_2 + k_2\right]e^{k_2(t-3)} + \right.$$

$$\left. + \left[k_1(k_1 - k_2)t - L_s(k_1 - k_2)^2 - 3k_1{}^2 - k_1 + 3k_1 k_2 - k_2\right]e^{k_1(t-3)}\right\},$$

Таким образом, для $x = 1, t \in [3,5)$ (области A_3 и A_4) получаем

$$u(1,t) = -\frac{2}{L_s(k_1-k_2)}\left(e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right) -$$

$$-\frac{2}{L_s{}^2(k_1-k_2)^3}\left\{\left[2k_2(k_1-k_2)t + 3L_s(k_1-k_2)^2 + 6k_2{}^2 + 2k_1 - 6k_1k_2 + 2k_2\right]e^{k_2(t-3)} + \right.$$

$$\left. + \left[2k_1(k_1-k_2)t - 3L_s(k_1-k_2)^2 - 6k_1{}^2 - 2k_1 + 6k_1k_2 - 2k_2\right]e^{k_1(t-3)}\right\},$$

$$i(1,t) = \frac{2}{L_s(k_1-k_2)}\left(e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right) +$$

$$+\frac{2}{L_s{}^2(k_1-k_2)^3}\left\{\left[2k_2(k_1-k_2)t + L_s(k_1-k_2)^2 + 6k_2{}^2 + 2k_1 - 6k_1k_2 + 2k_2\right]e^{k_2(t-3)} + \right.$$

$$\left. + \left[2k_1(k_1-k_2)t - L_s(k_1-k_2)^2 - 6k_1{}^2 - 2k_1 + 6k_1k_2 - 2k_2\right]e^{k_1(t-3)}\right\}.$$

7) На границе $x = 0$ при $4 \le t < 6$ (области B_4, B_5) инвариант

$$s(0,t) = -\frac{4}{L_s(k_1-k_2)}\left(e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right) -$$

$$-\frac{8}{L_s{}^2(k_1-k_2)^3}\left\{\left[k_2(k_1-k_2)t + L_s(k_1-k_2)^2 + 3k_2{}^2 + k_1 - 3k_1k_2 + k_2\right]e^{k_2(t-4)} + \right.$$

$$\left. + \left[k_1(k_1-k_2)t - L_s(k_1-k_2)^2 - 3k_1{}^2 - k_1 + 3k_1k_2 - k_2\right]e^{k_1(t-4)}\right\},$$

так как эти значения "приносятся" по характеристике $x + t = const$ из областей A_3, A_4. Здесь учитывается сдвиг по переменной *t*, так как должны совпадать значения $s(0,t)$ при $t = 4 + 0$ и $s(1,t)$ при $t = 3 + 0$. Из граничного условия $r = 2 - s$ получаем

$$r(0,t) = 2 + \frac{4}{L_s(k_1-k_2)}\left(e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right) +$$

$$+\frac{8}{L_s{}^2(k_1-k_2)^3}\left\{\left[k_2(k_1-k_2)t + L_s(k_1-k_2)^2 + 3k_2{}^2 + k_1 - 3k_1k_2 + k_2\right]e^{k_2(t-4)} + \right.$$

$$\left. + \left[k_1(k_1-k_2)t - L_s(k_1-k_2)^2 - 3k_1{}^2 - k_1 + 3k_1k_2 - k_2\right]e^{k_1(t-4)}\right\},$$

$$u(0,t) = 1,\ i(0,t) = 1 + \frac{4}{L_s(k_1-k_2)}\left(e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right) +$$

$$+\frac{8}{L_s{}^2(k_1-k_2)^3}\left\{\left[k_2(k_1-k_2)t + L_s(k_1-k_2)^2 + 3k_2{}^2 + k_1 - 3k_1k_2 + k_2\right]e^{k_2(t-4)} + \right.$$

$$\left. + \left[k_1(k_1-k_2)t - L_s(k_1-k_2)^2 - 3k_1{}^2 - k_1 + 3k_1k_2 - k_2\right]e^{k_1(t-4)}\right\}.$$

Таким образом, в семи пунктах приведено решение задачи на интервале времени $t \in [0,6)$ на границах области $x = 0$ и $x = 1$.

Для получения решения внутри отрезка $x \in [0,1]$ используется уже известное решение на границах. Приведем, например, решение задачи в заштрихованном квадрате на фиг. 1. Решение в этом квадрате определяется значениями инварианта $r(0,t)$ при $t \in [2,3)$ и $s(1,t)$ при $t \in [2,3)$.

Инвариант $r(0,t) = -\dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right]$, $t \in [2,3)$. Из формул (10) имеем

$r(x,t) = \varphi(x-t) = \varphi(z)$, $z = x - t$. Тогда $r(0,t) = -\dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)} - e^{k_2(t-2)}\right] = \varphi(-t) = \varphi(z)$.

Таким образом, производя замену $-t = z$, получаем решение

$$r(x,t) = -\frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{-k_1(z+2)} - e^{-k_2(z+2)}\right] = -\frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{-k_1(x-t+2)} - e^{-k_2(x-t+2)}\right].$$

Инвариант $s(t) = 2 + \dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right]$, $t \in [2,3)$. Из формул (10) имеем

$s(x,t) = \psi(x+t) = \psi(z)$, $z = x + t$. Тогда $s(1,t) = 2 + \dfrac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-1)} - e^{k_2(t-1)}\right] = \psi(1+t) = \psi(z)$.

Таким образом, производя замену $1 + t = z$, $t = z - 1$, получаем решение

$$s(x,t) = 2 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(z-2)} - e^{k_2(z-2)}\right] = 2 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(x+t-2)} - e^{k_2(x+t-2)}\right].$$

Таким образом, в заштрихованном квадрате на фиг. 1 получаем решение

$$r(x,t) = -\frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{-k_1(x-t+2)} - e^{-k_2(x-t+2)}\right],\ s(x,t) = 2 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(x+t-2)} - e^{k_2(x+t-2)}\right],$$

$$u(x,t) = \frac{1}{2}[r(x,t) + s(x,t)] = 1 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)}sh(k_1x) - e^{k_2(t-2)}sh(k_2x)\right],$$

$$i(x,t) = \frac{1}{2}[r(x,t) - s(x,t)] = -1 - \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1(t-2)}ch(k_1x) - e^{k_2(t-2)}ch(k_2x)\right].$$

При $t = 3$ на отрезке $x \in [0,1]$ решение имеет вид

$$u(x,3) = 1 + \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1}sh(k_1x) - e^{k_2}sh(k_2x)\right],\ i(x,3) = -1 - \frac{4}{L_s(k_1 - k_2)}\left[e^{k_1}ch(k_1x) - e^{k_2}ch(k_2x)\right].$$

Описанный выше метод позволяет получить решение задачи в области *D* для любого момента времени *t*. Для этого следует продолжить алгоритм, описанный выше в семи пунктах, до нужного момента времени. Однако, очевидно, что с возрастанием времени *t* сложность математических выкладок и формул будет возрастать, что представляет определенную трудность и повышает вероятность появление ошибки при проведении вычислений вручную. Для автоматизации этого процесса в системе MatLab была разработана программа символьных вычислений, которая позволяет получить аналитическое, точное

решение задачи для любого момента времени. Программа вычисляет последовательно римановы инварианты для левой и правой границы области *D* до задаваемого значения момента времени Tmax. Ниже приведен листинг этой программы в системе MatLab с поясняющими комментариями.

```
%RLC-цепочка (Корни вещественные и различные)
syms h z t tau
syms Rs Ls Cs k1 k2 Cs1
% Cs1=1/Cs
% Cu r0(i),s0(i) обозначены инварианты r,s для x=0
% Cu r1(i),s1(i) обозначены инварианты r,s для x=1

D=(1+Rs)^2-4*Ls*Cs1
%k1=(-(1+Rs)+sqrt(D))/(2*Ls)
%k2=(-(1+Rs)-sqrt(D))/(2*Ls)

%k1=subs(k1,{Rs,Ls,Cs1},{'0','1/2','0'})
%k2=subs(k2,{Rs,Ls,Cs1},{'0','1/2','0'})
%k1=subs(k1,{Rs,Cs1},{'0','0'})
%k2=subs(k2,{Rs,Cs1},{'0','0'})
%k1=simplify(k1)
%k2=simplify(k2)
%Ls=subs('1/2')
pause
% For 0<=t<=1; x=1
r10=t-t;
s10=t-t;
iz0=t-t;

% For 0<=t<=2; x=0
s00=s10;
subs(s00,t,t-1);
r00=2-s00;
%pause

% For 1<=t<=3; x=1
r1(1)=r00;
rab=diff(r1(1),'t');
b=1;
rab1=int(r1(1),sym(b),t);
f=-(k1+k2+2/Ls)*r1(1)+rab+k1*k2*rab1+2*k1*k2*iz0;
f1=diff(f,'t')

iz1=(r10-s10)/2 %Значение i(t0-0)
sN0=-2*iz1+r1(1)
rab=subs(f,t,sym(b));
sN1=rab+(k1+k2)*sN0
  f1=subs(f1,t,tau);
  rab=int(f1*exp(k1*(z-tau)),tau,sym(b),z);

  rab1=int(rab*exp(k2*(t-z)),z,sym(b),t);
  s=(sN1-k2*sN0)/(k1-k2)*(exp(k1*(t-sym(b)))-exp(k2*(t-
   sym(b))))+sN0*exp(k2*(t-sym(b)))+rab1;
  %rab1=subs(s,{'sN0'},{sN0})
  %rab=subs(rab1,{'sN1'},{sN1})
  s1(1) = simplify(s);

  rab=(r1(1)+s1(1))/2;
  u1(1)=simplify(rab);
  rab=(r1(1)-s1(1))/2;
```

```
  i1(1)=simplify(rab);
%pause;
  fprintf('\n For %2d<=t<%2d; x=1',1,3);

  fprintf('\n r(1,t)='); r1(1)
  fprintf('\n s(1,t)='); s1(1)

  fprintf('\n u(1,t)='); u1(1)
  fprintf('\n i(1,t)='); i1(1)

% Tmax - значение момента времени, до которого решается задача
Tmax=11
i=0; time=1;
while time<=Tmax-2;
   i=i+1;
   time=time+2;
   fprintf('\n i= %2d  time=%4d',i,time);

% Граница x=0
  fprintf('\n For %2d<=t<%2d; x=0',2*i,2*i+2);
  s0(i)=s1(i);
  s0(i)=subs(s0(i),t,t-1);
  s0(i) = simplify(s0(i));
  r0(i)=2-s0(i);
  rab=(r0(i)+s0(i))/2;
  u0(i)=simplify(rab);
  u0(i)=factor(u0(i));
  rab=(r0(i)-s0(i))/2;
  i0(i)=simplify(rab);
  i0(i)=factor(i0(i));

  fprintf('\n r(0,t)='); r0(i)
  fprintf('\n s(0,t)='); s0(i)

  fprintf('\n u(0,t)='); u0(i)
  fprintf('\n i(0,t)='); i0(i)

% Граница x=1
  fprintf('\n For %2d<=t<%2d; x=1',2*i+1,2*i+3);
  r1(i+1)=r0(i);
  r1(i+1)=subs(r1(i+1),t,t-1);
  r1(i+1) = simplify(r1(i+1));
  rab=diff(r1(i+1),'t');
  a=2*i-1;
  b=2*i+1;
  rab2=subs(r1(i+1),t,z);
  rab1=int(rab2,z,sym(b),t);
  iz0=iz0+int(i1(i),sym(a),sym(b));
  f=-(k1+k2+2/Ls)*r1(i+1)+rab+k1*k2*rab1+2*k1*k2*iz0;
  f1=diff(f,'t')
  r1v=subs(r1(i),'t',sym(b));
  s1v=subs(s1(i),'t',sym(b));
  iz1=(r1v-s1v)/2
  r1n=subs(r1(i+1),'t',sym(b))
  sN0=-2*iz1+r1n
  rab=subs(f,t,sym(b));
  sN1=rab+(k1+k2)*sN0
  f1=subs(f1,t,tau)

  rab=int(f1*exp(k1*(z-tau)),tau,sym(b),z);
  rab1=int(rab*exp(k2*(t-z)),z,sym(b),t);
  s=(sN1-k2*sN0)/(k1-k2)*(exp(k1*(t-sym(b)))-exp(k2*(t-
   sym(b))))+sN0*exp(k2*(t-sym(b)))+rab1;
  %rab=subs(s,{'sN0'},{sN0});
```

```
  %rab=subs(s,{'sN1'},{sN1});
  s1(i+1) = simplify(s);

  rab=(r1(i+1)+s1(i+1))/2;
  u1(i+1)=simplify(rab);
  u1(i+1)=factor(u1(i+1));
  rab=(r1(i+1)-s1(i+1))/2;
  i1(i+1)=simplify(rab);
  i1(i+1)=factor(i1(i+1));

  fprintf('\n r(1,t)='); r1(i+1)
  fprintf('\n s(1,t)='); s1(i+1)

  fprintf('\n u(1,t)='); u1(i+1)
  fprintf('\n i(1,t)='); i1(i+1)
pause

end; %while

% Рисование графиков инвариантов S,R
% и напряжения U и тока I
% Графики рисуются, если заданы конкретные значения
% параметров Ls, Rs, Cs

imax=i+1;
T0 = 0:0.05:1;
S0=T0-T0; R0=T0-T0;
plot(T0,S0,'-b',T0,R0,'-.r','LineWidth',1)
h=legend('S','R',2);
title('Invariants S, R (x=1)');
xlabel('t'); grid;
hold on;
for i=1:imax; a=2*i-1; b=2*i+1;
T = a:0.05:b;
S = double(subs(s1(i),t,T)); R = double(subs(r1(i),t,T));
plot(T,S,'-b',T,R,'-.r','LineWidth',1); hold on;
end;

hold off;
fprintf('\n Pause: ');
pause;

T = 0:0.05:1;
U = T-T; I = T-T;
plot(T,U,'-b',T,I,'-.r','LineWidth',1); hold on;
for i=1:imax; a=2*i-1; b=2*i+1;
T = a:0.05:b;
u1(i)=(r1(i)+s1(i))/2; i1(i)=(r1(i)-s1(i))/2;
U = double(subs(u1(i),t,T)); I = double(subs(i1(i),t,T));
plot(T,U,'-b',T,I,'-.r','LineWidth',1); hold on;
end;
title(' voltage U, current I (x=1)')
legend('U','I')
xlabel('t'); grid;
hold off;
```

CZU 621.311.019.03

OPTIMIZAREA FIABILITĂȚII SISTEMELOR DE DISTRIBUȚIE ŞI ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ A CONSUMATORILOR AGRICOLI.

Irina Lupuşor
Universitatea Agrară de Stat din Moldova.
Irina -Lupusor @yandex.ru

THE OPTIMIZATION TO RELIABILITY OF THE DISTRIBUTING SYSTEMS AND SYSTEMS OF SUPPLY OF THE AGRICULTURAL CONSUMERS TO ELECTRIC ENERGY.

Irina Lupushor
State Agrarian University of the Moldova
Irina -Lupusor @yandex.ru

ОПТИМИЗАЦИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ И СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СЕЛЬСКОХОЗЯЙСТВЕННЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ.

Ирина Лупушор
Государственный Аграрный Университет Молдовы
Irina -Lupusor @yandex.ru

REZUMAT

Articolul este dedicat principiilor de optimizare a fiabilității sistemelor de distribuție şi alimentare cu energie electrică a consumatorilor de diverse destinații, inclsiv şi a celor agricoli.

În contextul principiilor de optimizare al fiabilității sistemelor de distribuție sunt analizate şi propuse modele şi algoritm cu ajutorul căruia se propune de a efectua optimizarea sistemelor de distribuție şi alimentare cu energie electrică a diferitor consumatori.

În articol se indică că fiabilitatea sistemelor de distribuție este funcție de fiabilitatea elementelor componente, şi de fiabilitatea de structură şi de funcționare a grafelor schemelor sistemelor de distribuție şi a echipamentelor de comutare, care la rândul lor sunt funcții de o serie de factori atât determinați cât şi nedeterminați.

Cuvinte cheie: fiabilitate de funcționare al elementelor componente, sistem de distribuție şi alimentare, nivel optim de fiabilitate, fiabilitate de structură al grafului sistemului de distribuție.

ABSTRACT.

The article is dedicated to the principle to the optimization the reliability of the distributing systems and systems of supply of the different consumers of the agricultural.

In article is presented the algorithms with the help of which is offered conduct the process to the optimization to reliability distributing and supplying systems.

In article is indicated that reliability distributing and supplying systems is a function from functional reliability component element and the structured reliability column distributing and supplying systems and component element, which in turn hang from series as determined , so and vague factor.

Key words: functional reliability the distributing and the supplying systems, optimum level to the reliability, component element, functional reliability component element.

.

АННОТАЦИЯ.

Статья посвящена принципам оптимизации надежности распределительных систем и систем электроснабжения различных потребителей, в том числе и сельскохозяйственных .

В статьи представлен алгорит при помощи которого предлагается проводить процесс оптимизации надежности распределительных и питающих систем.

В статьи указывается, что надежность распределительных и питающих систем является функцией от функциональной надежности составных элементов и структурной надежности графа распределительных и питающих систем и составных элементов, которые в свою очередь зависят от серии как определенных , так и неопределенных факторов.

Ключевые слова: структурная надежность графа распределительных систем, распределительные и питающие системы, оптимальный уровень надежности, функциональная надежность составных элементов.

Scopul studiului.

Sistemele de distribuţie şi alimentare cu energie electrică a consumatorilor de diverse destinaţii inclusiv şi a celor agricoli sunt nişte sisteme dinamice, care permanent se află în stare de dezvoltare, din aceste motive fiabilitatea unor astfel de sisteme dinamice variază în timp în dependenţă de variaţia factorilor atât exteriori determinaţi şi nedeterminaţi, precum şi celor interiori.

Dacă sistemul de distribuţie ori alimentare conţine *n* elemente cu fiabilitatea elementelor componente $(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$, iar fiabilitatea elementelor (i, j) respectiv este (r_i, r_j), apoi în aşa caz fiabilitatea sistemului respectiv va fi o funcţie monoton neîntreruptă, crescătoare $R = f(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$ şi poate fi reprezentată prin expresia (1).

$$\mathrm{R} = \mathrm{r_i}\left[\psi\left(\mathrm{r_1}, \mathrm{r_2}, \ldots, \mathrm{r_n}\right)_{\mathrm{r_i}=1}\right] + \left(1 - \mathrm{r_i}\right)\left[\psi\left(\mathrm{r_1}, \mathrm{r_2}, \ldots, \mathrm{r_n}\right)_{\mathrm{r_i}=0}\right] \quad (1).$$

Deoarece fiabilitatea elementelor componente $(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$ a sistemelor de distribuţie şi alimentare este comparative destul de înaltă (deoarece valoarea fiabilităţii deelementului respectiv (r_i) de cele mai dese ori conform [1,2] se află în limitele, $(0.92 \le r_i \le 0.98)$, apoi fiabilitatea sistemelor de distribuţie în întregime sporeşte concomitent cu sporirea fiabilităţii elementelor componente.

În baza acestor noţiuni apare problema de optimizare a fiabilităţii sistemelor de distribuţie şi alimentare în dependenţă de tipul consumatorului şi categoria de alimentare, deoarece fiabilitatea practice este o funcţie economică şi în mare măsură depinde de investiţiile allocate.

Metode de rezolvare.

În procesul de studiu se va reiese că pentru sporirea nivelului de fiabilitate a elementului (i) de la valoarea (r_i) până la valoare (r_j) sunt necesare cheltuieli suplimentare, care pot fi determinate conform (2), iar costul sistemului de distribuţie şi alimentare în întregime nu trebuie să depăşească valoarea determinată prognozată preventiv $C(t)$. În conformitate cu [1,2] valoarea determinată preventiv poate fi prognozată şi determinată reieşind din condiţiile de limită determinate conform expresie (3).

$$\Delta C_R = \Delta C(r_j - r_i) \quad (2)$$

$$C(t) = \sum_{k=1}^{n} C_k(t) \tag{3}$$

Practic aceasta înseamnă, că valoarea $\Delta C(r_j - r_i)$, este o funcție crescătoare şi neîntreruptă şi depinde de valorile nivelelor de fiabilitate preventiv determinate $(r_j - r_i)$. Problema respectivă constă în determinarea valorii cheltuielilor suplimentare minimal necesare ΔC_R, ce contribuie la sporirea spre maxim a fiabilității sistemului în caz ce cheltuielile sumare actualizate vor fi constante şi corespund expresiei (4).

$$C(t) = const \tag{4}$$

Pentru rezolvarea problemelor de aşa tip se propune de a utiliza metoda factorilor nedeterminați ce reiese din metoda *Lagrange.* În aşa mod poate fi determină mulțimea valorilor posibile (r_j) ce îndestulează cerințele ecuației de tip (5).

$$\delta = f(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n) = 0 \tag{5}$$

unde: δ **-** este variația funcției cheltuielilor suplimentare minimal necesare în dependență de limita stabilită preventiv şi poate fi determinată conform (6).

$$\delta * C = \sum \delta * C(r_j) \tag{6}$$

Nivelul optim de fiabilitate al sistemului de distribuție reieşind din graful de conexiune al elementelor componente poate fi determinat din expresia (7).

$$\delta * \Psi(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n) - \lambda[\delta * C - \sum_{j=1}^{n} \delta * C(r_j)] = 0 \tag{7}$$

unde**:** λ - este o valoare constantă reală a factorilor nederminați.

Dacă se va ține cont, că derivatele parțiale a funcției $\Psi(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$ sunt mărimi dependente de valorile aleatorii al fiabilității elementelor componente al sistemului studiat $(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$**,** apoi se va obține expresia (8).

$$\frac{\partial \psi}{\partial r_j} = \psi(r_1, r_2, \ldots, r_n)_{r_j=1} - \psi(r_1, r_2, \ldots, r_n)_{r_j=0} \tag{8}$$

Dacă se va ține cont de expresia (8) se poate obține funcția ce descrie dependența fiabilității sistemului de distribuție de elementele componente care poate fi exprimată conform (9).

$$\psi(r_1, r_2, ..., r_n)_{r_j=1} - \psi(r_1, r_2, ..., r_n)_{r_j=0} = \frac{d(\lambda * C_j)}{dr_j} \tag{9}$$

Fiabilitatea optimă a elementelor componente $(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$ al sistemului de distribuție studiat, poate să se obțină din sistemul de ecuații analitice[2,3] pentru fiecare valoare a indexului $j, (j = 1,2,3,...,n)$ şi poate fi determinată prin intermediul constante nedeterminate λ**.**

Pentru a determina valoarea constantei nedeterrminate λ e necesar ca să fie cunoscută valoarea fiabilității elementului (r_j) şi valoarea cheltuielilor suplimentar minimal necesare C_j care sunt părți componente în ecuația (6).

Analiza ecuației (9) indică că dacă sunt date limitele de variație a fiabilității elementelor componente, apoi fiabilitatea sistemului precăutat devine maximă în cazul când pentru toate elementele componente raportul dinte sporirea maximă a fiabilității elementului către cheltuielile maxime necesare pentru sporirea respectivă devin identice şi egale cu valoarea

constantei nedeterminate λ pentru toate elementele componente, şi poate fi determină prin intermediul ecuației de tip (7).

În caz general, rezolvarea sistemului de ecuații de tip (9) e destul de complicată, deoarece fiabilitatea elementelor componente $(r_1, r_2, ..., r_i, r_j, ..., r_n)$ a sistemelor de distribuție şi alimentare dispune de un caracter probabilistic şi se află în limitele preventive stabilite $(0.92 \le r_i \le 0.98)$. În aşa caz cheltuielile actualizate respective pot fi determinate conform expresiei (10).

$$C = \sum_{j=1}^{n} C_j(r_j) \tag{10}$$

Din aceste motive pentru rezolvarea ecuației (8) se poate de utilizat diferite metode, dar la concret au fost folosite metodele descrise în [3,4].

Reieşind din presupunerea, că sistemele de distribuție şi alimentare al consumatorilor sunt alcătuite din elemente conectate între ele mixt (conexiuni serie şi paralelă), apoi apare necesitatea de a determina numărul optim de elemente (cu conexiunea paralelă între ele), care asigură nivelul maxim de fiabilitate în dependență de cheltuielile minimal necesare înaintate de cerințele inițiale. Evident, că în aşa caz fiabilitatea sistemelor de distribuție şi alimentare în starea inițială poate fi determină conform ecuației (11).

$$\mathrm{r}_0 = \prod_{\mathrm{j}=1}^{\mathrm{n}} \mathrm{r}_\mathrm{j} \tag{11}$$

E necesar de menționat, că în aşa caz fiabilitatea al unui subsistem (s) respectiv ce intră ca parte componentă al sistemului studiat se determină din conform (12).

$$r_s = 1 - q_s^{x_j}; q_s = (1 - r_s) \tag{12}$$

Dacă sistemul de distribuție dispune de elemente rezervate, apoi fiabilitatea sistemului respective poate fi apreciată conform expresiei (13).

$$R = \prod_{s=1}^{n} r_s \tag{13}$$

În aşa caz costul sumar deplin actualizat se poate de determinat conform (14).

$$C_0 = \sum_{i)1}^{n} C_j(r_j) \tag{14}$$

unde: C_j - este costul elementului j, ce nu prevalează limita preventiv determinată $C_j \le C_0$.

Pentru aşa caz variația funcției δ a cheltuielilor suplimentare minimal necesare (respective) în dependență de limita stabilită preventiv poate fi determinată conform (15).

$$\delta(t) = \delta[\log r_i - \lambda * (C - \sum C_j * x_j)] = 0 \tag{15}$$

În cazul maximizării logaritmului prin care se determină fiabilitatea elementelor componente al sistemului de distribuție, distribuția optimă a valorilor (x_j) se determină din expresia (16).

$$dg_i^{x_i} / dx_i + \lambda, C_i = 0; (i = 1,2,...,n) \tag{16}$$

Înlocuind valoarea $(\log r_j)$ prin g_{is} se va obține expresia (17)

$$\frac{g_j^{x_j} * \log g_i}{1 - g_j^{x_j}} - \lambda * C_j = 0 \tag{17}$$

Dacă se va ține cont de expresiile (15 şi 16) expresia (17) va căpăta forma (18).

$$g_j^{x_j} = \frac{\lambda * C_j}{\lambda * C_j + \log g_j} \tag{18}$$

Dacă ecuația (16) se va rezolva în raport de valorile (g_j) şi (x_j) şi introducând expresia (19) se va obține expresia (20).

$$\alpha_j = \frac{C_j}{\log g_j} \tag{19}$$

$$\mathrm{x_j} = \frac{\log \lambda\alpha_\mathrm{j} - \log\left(1 - \lambda\alpha_\mathrm{j}\right)}{\log \mathrm{g_j}} \tag{20}$$

Pentru a determina variația cheltuielilor sumare actualizate în aşa caz e necesar să se îndeplinească relația (21).

$$C_s = \sum_{j=1}^{n} x_j' * C_j \tag{21}$$

Pentru determinarea valorii constantei λ prin care se poate de exprimat nivelul fiabilitate atins, de sistemul studiat se poate de aplicat metoda aproximației consecutive treptată pentru atingerea scopului preventiv.

La prima etapă se fixează valoarea constantei nedeterminate λ_1 şi înlocuind-o în ecuația (18), se determină valoarea x_{j1}.

Înlocuind valoarea obținută x_{j1} pentru determinarea costului actualizat conform expresiei (21) se va obține expresia de tip (22).

$$C_{s1} = \sum_{j=1}^{n} x_{j1} * C_j \tag{22}$$

Dacă pentru cazul respectiv se va îndeplini inegalitatea de tip (23) apoi valoarea constantei nedeterminate λ este destul de mare, deoarece valorii constantei nedeterminate λ_1 majorate îi corespunde o valoare majorată şi a cheltuielilor respective $C_{1j}(t)$.

$$C_{1j}(t) \succ C_j(t) \tag{23}$$

Pentru elementele sistemelor de distribuție şi alimentare practic în majoritatea cazurilor valoarea fiabilității elementelor componente $(r_i \Rightarrow 1)$ este majoră, deoarece elementele sistemelor de distribuție şi alimentare posedă o fiabilitate destul de înaltă şi variază respective în limitele $(0.92 \le r_i \le 0.98)$.

În aşa caz în conformitate cu [5-8] se poate obține expresia de tip (24).

$$x_j \approx \frac{\log \lambda * \alpha_i}{\log g_i} \tag{24}$$

Dacă se va considera, că expresia (24) se poate de utilizat, apoi se poate determina costul actualizat minim necesar pentru crearea sistemului de distribuție precăutat cu nivelul optim de fiabilitate, care poate fi determinat din expresia (25).

$$C = (\sum_{j=1}^{n} \alpha_j \cdot \log(-\alpha) + \sum_{j=1}^{n} \frac{\alpha_j}{\log(-\alpha_j)} \tag{25}$$

Din expresia (25) se determină valoarea constantei nedeterminate λ, conform expresiei (26).

$$\lambda = \exp\left\{\left[\mathrm{C} - \sum_{\mathrm{j=1}}^{\mathrm{n}} \alpha_\mathrm{j} \log\left(-\alpha_\mathrm{j}\right)\right] / \left[\sum_{\mathrm{j=1}}^{\mathrm{n}} \alpha_\mathrm{j}\right]\right\} \tag{26}$$

Valoarea obținută a constantei nedeterminate λ poate fi utilizată ca prima aproximație pentru determinarea nivelului de fiabilitate. E necesar de menționat, că valoarea mărimii x_j poate fi numai număr întreg a elementelor componente (conectate în paralele) al subsistemului respective. Din aceste motive dacă valoarea mărimii x_j nu e număr întreg căpătat din ecuația analitică (24), atunci ea trebuie rotunjită până la valoarea întreagă (se rotunjeşte spre creştere). Dacă se îndeplineşte relația de tip (27), apoi atunci mulțimea $\lfloor x_j \rfloor$ şi este rezolvarea optimă a problemei fiabilității sistemelor de distribuție şi alimentare a consumatorilor în caz concret.

$$C - \sum C_j * x_j \le C_j \tag{27}$$

Dacă se îndeplineşte relația de tip (28), apoi atunci determinarea valorii optime pentru mulțimea $\lfloor x_j \rfloor$ fixați nu va fi obținută în condițiile descrise.

$$C - \sum C_j * x_j \ge C_j \tag{28}$$

Deoarece sistemele de distribuție şi alimentare din punct de vedere al fiabilității se aliniază către sisteme cu nivelul de fiabilitate ce dispun de o variație discretă, atunci se poate de utilizat următorul algoritm pentru atingerea scopului respectiv:

- pentru fiecare nod al sistemului de distribuție şi alimentare studiat se determină (calculă analitic) raportul sporirii relative a fiabilității sistemului, care se obține în rezultatul apariției elementului respectiv de rezervare în nodul corespunzător, către costul elementului respectiv.
- în nodul respectiv se adaugă elementele de rezervă în coincidență cu descreşterea rapoartelor descrise.

Conform procedurilor respective se determină cele mai optime elemente minimal necesare pentru atingerea nivelului de fiabilitate, ținând cont de indicatorii proprii de fiabilitate.

Fie că numărul elementelor conectate paralel în nodul studiat al sistemului de distribuție precăutat este (x_j). Dacă se va presupune, că în nodul i al sistemului se adaugă încă un element m, apoi notând prin $\gamma_m(x_m)$ raportul obținut, se va obține expresia (29), din care se poate descrie expresia (30).

$$\gamma_l(x_l) = \frac{\left[\sum_{\hbar=1}^{n}\left(1-q_{\hbar}^{x_{\hbar}}\right)+\log\left(1-q_l^{x_l}\right)\right]-\sum_{\hbar=1}^{n}\log\left(1-q_{\hbar}^{\gamma_{\hbar}}\right)}{C_m} \tag{29}$$

$$\gamma_l(x_l) = C_m^{-1}\log\left[1+q_l^{x_l}\cdot r_l\right]/\left(1-q_l^{x_l}\right) \tag{30}$$

Deoarece $q \prec 1$, iar x_j este un număr pozitiv întreg, rezultă îndeplinirea expresiei (31).

$$0 < \mathrm{q_i^x}\left(1-\mathrm{q_i}\right)^{\mathrm{r}}\cdot\left(1-\mathrm{q_i^{x+1}}\right)^{\mathrm{r}} < 1 \tag{31}$$

Pentru cazul respectiv este evident, că e necesar să se îndeplinească inegalitatea de tip (32).

$$\gamma_1(\mathrm{x}+1) < \gamma_1(\mathrm{x}) \tag{32}$$

Prin urmare din toate cele descrise rezultă, că pentru fiecare valoare m, expresia $\gamma_m(x_m)$ este funcție de valoarea (x_j), care dispune de un caracter monoton descrescător.

Reieşind din cele prezentate se poate constata, că algoritmul elaborat pentru a optimiza nivelul de fiabilitate al nodurilor sistemelor de distribuţie şi alimentare poate fi descris în modul următor:

- se calculă valoarea $\gamma_m(x)$ pentru valorile $x = (1,2,3,...,n_0)$;
- se determină valoarea $\gamma_m(x)$ şi se aranjează în dependenţă de gradul de descreştere;
- în conformitate cu indicii m consecutivităţilor $\gamma_m(x)$ în noduri se asumă valorile indicatorilor elementelor componente şi se determină valoarea sumară a indicatorilor a nodului respectiv sau a subsistemului calculat în întregime;
- operaţiile respective se repeta pînă nu va fi atinsă valoarea determinată preventive al costului sumar al nodului studiat, sau subsistemului respectiv;
- analiza succesiunilor cu indicatorii $(\gamma^1, \gamma^2, ..., \gamma^n)$ identici;
- daca ultimul termen din indicatorii respective va coincide cu valoarea $\gamma_{j0}(x^{/}_{j0})$, atunci rezolvarea optimă corespunde numărului de ramuri a subsistemului respectiv $(x^{/}_{j0})$.
- daca nu este indexat subsistemul respectiv, apoi indicii care se întîlnesc in succesiunea respectivă $\gamma_{j0}(x^{/}_{j0})$, indică numărul optim al elementelor minimal necesare şi în aşa subsistem acest număr coincide cu o unitate.

Concluzii

Din analiza rezultatelor obţinute se poate de constatat, că atingerea nivelului optim de fiabilitate a sistemelor de distribuţie şi alimentare al consumatorilor de diverse tipuri inclusiv şi a celor agricoli se poate obţine datorită variaţiei (sporii) cheltuielilor actualizate suplimentare minimal necesare pentru schimbarea structurii nodului respectiv (conectarea elementelor suplimentare).

Pentru fiecare nod al sistemului de distribuţie şi alimentare se determină raportul sporirii aleatorii al fiabilităţii sistemului, care se obţine ca rezultat al modificării grafului schemei de alimentare prin intermediul includerii elementelor noi ce servesc pentru a rezerva nodul studiat.

Din algoritmul respectiv se determină cele mai optime scheme ale grafelor de alimentare al consumatorilor, care dispun de un nivel sporit de fiabilitate.

În acest scop în baza criteriului Lagrange este elaborat algoritmul de optimizare al nivelului de fiabilitate a sistemelor de distribuţie şi alimentare respectiv care dispune de unele priorităţi în raport de alte algoritme de aşa tip.

Bibliografie

1.GOST13216 – 75 Nadejnosti v tehnike, terminologia i opredelenia. M.: Gostandard., 1975., 27c., Introdus din 01.01. 1976.

2.GOST13109-97 Normele de calitate a energiei electrice în sistemele de alimentare a consumatorilor . Minsk, 1997, 31p.

3. Nepomniaşcii V. Ucet nadejnosti pri proiectirovanie ėnergosistem. M.: Ėnerghia, 1978. 207s.

4. Rudenco Iu., Celţov M. Nadejnosti i rezervirovanie v ėnergeticeschih sistemah. Novosibirsc., Nauca., 1974. 261s.

5.Munteanu F. Ingineria disponibilităţii subsistemelor de distribuţie a energiei electrice. Iaşi, Spectrum, 1999. 249p.

6. Erhan F. Oţenca optimalinoi nadejnosti ėlectroėnergheticeschih sistem. Izvestia AN MSSR, seria fizico-matematiceschih nauc, 1983. Nr.1 p.53-57.

7. Arion V. Bazele calcului tehnico-economic al sistemelor de transport şi distribuţie a energiei electrice. Chişinău, UTM, 1998. 135p.

8.Spravocnic po teorii veroiatnostei i matematicescoi statistice. / Koroliuk V., Portenco I. M.: Nauca. 1986. 633 p.

INFORMAȚIE DESPRE AUTOR:

IRINA LUPUŞOR – a absolvit specialitatea" Electrificarea şi Automatizarea Agriculturii" în anul 1998, Universitatea Agrară de Stat din Moldova.

La moment activează la catedra „ Electrotehnica" în funcție de lector superior universitar.

Interesele ştiințifice sunt în domeniul fiabilității şi regimurilor de funcționare a sistemelor de distribuție şi alimentare a consumatorilor agricoli.

Dispune de 5 lucrări ştiințifice.

Adresa de comunicare : telefoane 432-306 la serviciu;

Posta electronica personala este IRINA-LUPUSOR@YANDEX.RU

Daca mai este necesar de informatie voi fi la dispozitia Dumneavoastra.

Sincer, cu deosabit respect I. Lupusor

Dezvoltarea surselor de energie electrică în Republica Moldova inclusiv cu posibila participare a centralei nucleare

I. Comendant, A. Sula, S. Robu, Iu. Dupleva
Institutul de Energetică al AŞM

Moldova Power Sources Development including Nuclear Power Plant possible participation

I. Comendant, A. Sula, S. Robu, Iu. Dupleva
Institute of Power Engineering of ASM

Развитие источников электроэнергии в Республике Молдова, включая возможное участие атомной электростанции

И.Комендант, А. Сула, С. Робу, Ю. Дуплева
Институт Энергетики АНМ

Rezumat: Pentru noile condiţii a pieţei energiei electrice sunt evaluate variantele de acoperire a cererii de energie electrică pentru R. Moldova până în anul 2030, încercându-se a se propune cele mai rezonabile soluţii şi căile de valorificare a acestora.
Cuvinte cheie: surse de electricitate, acoperirea cererii la energia electrică

Abstract: For the new power market conditions Moldova power sources development options up to 2030 are evaluated, attempting to propose the best solutions in this respect and the ways they be realized.
Keywords: power sources, electricity demand satisfaction

Аннотация: Для новых условий рынка электрической энергии оценены варианты покрытия спроса электрической энергии Республикой Молдова до 2030 года. Предложены рациональные решения и пути их реализации.
Ключевые слова: источники электрической энергии, покрытие спроса на электроэнергию.

Introducere

În ultimii doi ani s-au produs schimbări esenţiale a factorilor, care determină opţiunile de dezvoltare a surselor de energie electrică pentru Republica Moldova:

a crescut substanţial preţul la gazele naturale, de la 80 în 2005 la 170 în 2007, evoluţia creşterii păstrându-se până în 2011, când acesta va ajunge la nivelul occidental european, preţuri, care influenţează palpabil oportunitatea construcţiei pe teritoriul ţării a centralelor de tip ciclu combinat, mult promovate anterior şi care şi-au găsit reflecţie în Strategia Energetică aprobate în vara 2007;

Ucraina a declarat majorarea preţului energiei exportate, cu 0,1 cenţi/kWh lunar valorile căruia va ajunge la cca. 5 cenţi/kWh în 2009.

A crescut substanţial cererea energiei, în anul 2006 atingând 10-12%. Astfel de evoluţie s-ar păstra şi pe viitor, fapt, care ar putea pune în dificultate acoperirea acesteia chiar din sursele din import.

În aceste circumstanţe, a devenit actuală cunoaşterea răspunsului la întrebarea: care ar trebui să fie variantele cele mai rezonabile de dezvoltare a surselor pentru Republica Moldova în noile circumstanţe create şi dacă construcţia unei centrale nucleare pe teritoriul ţării ar deveni una rezonabilă.

În vederea răspunderii la întrebarea dată, în anul 2006 s-a efectuat un studiu respectiv, rezultatele căruia sunt prezentate în continuare.

1. Modelul de calcul şi datele iniţiale pentru efectuarea studiului

În calitate de instrument pentru efectuarea calculelor s-a utilizat modelul WASP /1,2/, recunoscut internaţional şi elaborat de Agenţia Internaţională a Energiei Atomice, fiind destinat elaborării de variante optime de dezvoltare a surselor de energie electrică. Au fost utilizate următoarele date iniţiale:

1. Preţuri la gaze: 160, 210, 250 $/1000m3;
2. Preţuri la energia de import: 3,5 4,0 5,0 cenţi/kWh;
3. S-a presupus că către 2008 se va construi 1/3 din interconexiunile noi planificate de Strategia Energetică a Republicii Moldova, adică cu Ucraina şi România, către 2013 – punerea în exploatare a celorlalte 2/3 din interconexiunile planificate;
4. Sursele existente corespund celora reflectate în Tab. 1, fiind scoase din funcţiune pe parcursul perioadei de analiză - conform perioadei de viaţă a acestora;
5. În calitate de grupuri candidaţi, luaţi în studiul de optimizare, au fost aleşi cele reflectate în Tab. 2 /3,4,5,6,7,8,9/, inclusiv:

- un grup nuclear de 633 MW (corespunzător celui de la CNE Cernavoda, România, cu preţuri: 1500$/kW (cel mai probabil, dat fiind că infrastructura este deja construită) şi 2000$/kW, preţ, des întâlnit în sursele de specialitate;
- grupuri pe cărbune, preţul la combustibil fiind egal cu 120 $/tonă, puterea calorifică 6300kkal/kg;
- ciclu combinat de mai multe puteri şi caracteristici;
- turbine pe gaze de mai multe puteri şi caracteristici;
- participarea de centrale mici, cu capacitatea unitară de 5 MW, total 40MW, 1000 $/kW, randamentul - 45%;

Tab. 1. Lista grupurilor existente

Denumirea	**Capacitatea, MW**
Nodul Hidroenergetic Costeşti	16
CET-2 Chişinău	3x45
CET-1 Chişinău	1x10
CET-1 Chişinău	1x7
CET-1 Chişinău	1x23
CET Nord	1x10
CET Nord	1x10
CET-uri a fabricilor de zahăr	6x3
CET-2 Chişinău	3x25
Import Ukraina	13 x 50

Tab. 2. Lista grupurilor candidat

Descrierea	**Capacitatea, MW**	**Numărul minim de grupuri**
TG Rolls-Royce	51	∞
CC Siemens	100	∞
CC Westinghouse Electric	179	∞
CC Siemens	202	∞
Grup nuclear	700 (633)	1
Grup pe cărbune	200 (180)	∞
Extinderea CET 1 Chişinău	10	1
Instalarea unei turbine pe gaze la CT Munceşhti	6	1
Modernizarea CET Nord	10	1
Instalarea unor turbine pe gaze la CT Sud	20	1
Extindereaa CET Nord	135	1
Import de energie electrică	50	∞
LEA 330 kV Novodnestrovsc - Bălţi		
LEA 400 kV Balţi – Suceava şi altele		

6. Total au fost examinate 4 scenarii:
   1) acoperirea cererii din sursele proprii
   2) acoperirea cererii doar din import
   3) acoperirea cererii prin combinaţia scenariilor 1) şi 2)
   4) acoperirea cererii prin impunerea construcţiei grupului nuclear şi alegere liberă a celorlalţi candidaţi
7. Perioada de analiză 2005 - 2030

Total au fost calculate peste 40 variante, o parte dintre acestea fiind reflectate în Tab. 3, mai detaliat în Tab. 4,5,6.

Tab. 3 Variante de calcul

Item	Nr de combinatii/Parametrii	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Pretul la gaz	**$/1000m3**	**160**				**210**				**250**			
Pretul en din import	centi/kWh	3.5	4		5	3.5	4		5	3.5	4		5
Pretul la CNE	US$/kW	2000	1500	2000	2000	2000	1500	2000	2000	2000	1500	2000	2000
Varianta 1 (Balansare din sursele proprii)	S-a ales liber CNE?	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu
	CTA, mil$	2066.295	2129.917	2129.917	2261.992	2272.866	2385.408	2385.408	2610.491	2428.26	2540.802	2540.802	2765.885
	Investitii, mil$	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6	970.6
	Chelt exploatare, mil$	6210.3	6268.7	6268.7	6489.6	7197.6	7518.6	7518.6	8160.7	7982.8	8303.8	8303.8	8945.9
	TOTAL, mil$	7180.9	7239.3	7239.3	7460.2	8168.2	8489.2	8489.2	9131.3	8953.4	9274.4	9274.4	9916.5
Varianta 2 (Pur import energie electrică)	S-a ales liber CNE?	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu
	CTA, mil$	1701.691	1851.808	1851.808	2150.358	1818.142	1968.258	1968.258	2268.491	1901.856	2051.72	2051.72	2352.205
	Investitii, mil$	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51	100.51
	Chelt exploatare, mil$	5438	5994.7	5994.7	7102.9	5850.9	6407.6	6407.6	7521	6179.3	6736	6736	7849.5
	TOTAL, mil$	5538.51	6095.21	6095.21	7203.41	5951.41	6508.11	6508.11	7621.51	6279.81	6836.51	6836.51	7950.01
Varianta 3 (Combinata, alegere libera)	S-a ales liber CNE?	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu	Nu
	CTA, mil$	2028.069	2099.813	2099.813	2233.35	2209.204	2332.245	2332.245	2578.328	2344.366	2467.408	2467.408	2713.467
	Investitii, mil$	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92	870.92
	Chelt exploatare, mil$	6090.5	6183.8	6183.8	6421.9	6942.7	7319.6	7319.6	8073.3	7620.5	7997.4	7997.4	8748.1
	TOTAL, mil$	6961.42	7054.72	7054.72	7292.82	7813.62	8190.52	8190.52	8944.22	8491.42	8868.32	8868.32	9619.02
Varianta 4 (CNE impusa)	S-a ales liber CNE?												
	CTA, mil$	2215.673	2158.125	2284.296	2420.426	2382.335	2324.787	2450.959	2588.205	2505.986	2448.438	2574.609	2711.856
	Investitii, mil$	2095.43	1689.37	2095.43	2095.43	2095.43	1689.37	2095.43	2095.43	2095.43	1689.37	2095.43	2095.43
	Chelt exploatare, mil$	4802.6	4944.7	4944.7	5226.3	5438.9	5581	5581	5865	5945	6087.1	6087.1	6371.1
	TOTAL, mil$	6898.03	6634.07	7040.13	7321.73	7534.33	7270.37	7676.43	7960.43	8040.43	7776.47	8182.53	8466.53

Tab. 4. Detalii la cazul prețul gazelor naturale 160 $/1000m3

		Varianta 1 Balansare din sursele proprii				**Varianta 2 Pur import**				**Varianta 3 Combinata: alegere libera**				**Varianta 4 CNE impusa**			
		Optiunea															
		1	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**	**1**	**2**	**3**	**4**
Prețul energiei de import ($/MWh)		**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**
Cheltuieli totale	primii 10 ani	1052.467	1123.606	1123.606	1266.38	967.98	1038.943	1038.943	1179.869	1082.821	1152.352	1152352	1284.051	1078.458	1140.933	1140.933	1264.889
actualizate	primii 20 ani	1833.608	1902.262	1902.262	2033.423	1512.557	1641.258	1641.258	1897.125	1793.395	1869.036	1869036	2006.873	2055.923	1996.435	2122.606	2254.9
(10^6 USD)	2005-2030	2066.295	2129.917	2129.917	2261.992	1701.691	1851.808	1851.808	2150.358	2028.069	2099.813	2099.813	2233.35	2215.673	2158.125	2284.296	2420.426
Investițiile capitale	primii 10 ani	142.314	142.314	142.314	180.29	56.089	56.089	56.089	56.089	167.799	167.799	167.799	202.181	168.907	168.907	168.907	168.907
actualizate	primii 20 ani	329.203	329.385	329.385	341.444	56.089	56.089	56.089	56.089	292.817	292.817	292.817	316.36	801.988	644.283	801.988	80.1988
(10^6 USD)	2005-2030	337.445	337.627	337.627	349.686	56.089	56.089	56.089	56.089	324.134	325.447	324.966	338.551	817.71	660.005	817.71	817.71
Opțiunile selectate de dezvoltare																	
100 MW	primii 10 ani	2	2	2	1	0	0	0	0	1	1	1	0	1	1	1	1
CCSS (MW)	primii 20 ani	3	3	3	3	0	0	0	0	3	3	3	2	1	1	1	1
	2005-2030	4	4	4	4	0	0	0	0	3	3	3	3	1	1	1	1
179 MW	primii 10 ani	0	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
CCWE (MW)	primii 20 ani	2	2	2	2	0	0	0	0	1	1	1	2	0	0	0	0
	2005-2030	2	2	2	2	0	0	0	0	1	2	3	3	1	1	1	1
202 MW	primii 10 ani	0	0	0	1	0	0	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1
CC2M (MW)	primii 20 ani	2	2	2	2	0	0	0	0	2	2	2	2	1	1	1	1
	2005-2030	2	2	2	2	0	0	0	0	3	3	2	2	1	1	1	1
CETS 5 MW	primii 10 ani	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	4	4	4	4
(MW)	primii 20 ani	7	7	7	7	0	0	0	0	0	1	0	0	5	5	5	5

	2005-2030	7	7	7	7	0	0	0	0	1	2	1	1	5	5	5	5
Import de electricitate	primii 10 ani	30843	25768	25768	22540	30008	30008	30008	29754	30655	24326	24326	20992	26138	26157	26138	25886
(GWh)	primii 20 ani	55465	29527	29527	25952	78034	78034	78034	77469	62287	31225	31225	26664	29852	29871	29852	29550
	2005-2030	69010	30350	30350	26743	116139	116139	116139	115386	80180	32854	32854	3207106.66	33209	33228	33209	32851
Energia generată actualizată (GWh)	primii 10 ani	24868															
	primii 20 ani	38713															
	2005-2030	43581															
Costul mediu actualizat de generare ($/MWh)	primii 10 ani	24.150	25.782	25.782	29.058	22.211	23.839	23.839	27.073	24.846	26.442	26441.614	29.464	24.746	26.180	26.180	29.024
	primii 20 ani	42.074	43.649	43.649	46.658	34.707	37.660	37.660	43.531	41.151	42.886	42886.487	46.049	47.175	45.810	48.705	51.740
	2005-2030	47.413	48.873	48.873	51.903	39.047	42.491	42.491	49.342	46.536	48.182	48.182	51.246	50.840	49.520	52.415	55.539

Tab. 5. Detalii la cazul preţul gazelor naturale 210 $/1000m3

		Varianta 1 Balansare din sursele proprii				**Varianta 2 Pur import**				**Varianta 3 Combinata: alegere libera**				**Varianta 4 CNE impusa**			
		Optiunea															
		5	**6**	**7**	**8**	**5**	**6**	**7**	**8**	**5**	**6**	**7**	**8**	**5**	**6**	**7**	**8**
Preţul energiei de import ($/MWh)		**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**
Cheltuieli totale actualizate	primii 10 ani	1114.153	1187.251	1187251	1187.251	1036.573	1107.536	1107.536	1249.462	1145.739	1218.323	1218.323	1363.49	1163.876	1163.876	1163.876	1163.876
(10^6 USD)	primii 20 ani	1990.971	2095931	2095.931	2095.931	1618.625	1747.326	1747.326	2004.729	1936.089	2058.098	2058.098	2274.882	2201.788	2201.788	2201.788	2201.788
	2005-2030	2272.866	2385.408	2385.408	2610.491	1818.142	1968.258	1968.258	2268.491	2209.204	2332.245	2332.245	2578.328	2382.335	2324.787	2450.959	2588.205
Investiţiile capitale actualizate	primii 10 ani	142.314	142.314	142.314	142.314	56.089	56.089	56.089	56.089	167.799	167.799	167799	167.799	168.907	168.907	168.907	168.907
(10^6 USD)	primii 20 ani	316.918	316.918	316.918	316.918	56.089	56.089	56.089	56.089	292.817	305500	305.5	292.817	801.988	801.988	801.988	801.988
	2005-2030	341.941	342.941	342.941	342.941	56.089	56.089	56.089	56.089	324.134	313742	313.742	323.654	817.71	817.71	817.71	817.71
Opţiunile selectate de dezvoltare																	
	primii 10 ani																
80 MW Retehnologizare CET-2 (MW)	primii 20 ani																
	2005-2030																
100 MW	primii 10 ani	2	2	2	2					1	1	1	1	1	1	1	1
CCSS (MW)	primii 20 ani	2	2	2	2					3	2	2	3	1	1	1	1
	2005-2030	5	5	5	5					3	3	3	3	1	1	1	1
179 MW	primii 10 ani	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0
CCWE (MW)	primii 20 ani	2	2	2	2					1	1	1	1	0	0	0	0
	2005-2030	2	2	2	2					3	1	1	3	1	1	1	1

Retehnologizări	primii 10 ani	3	3	3	3					0	0	0	0	4	4	4	4
CETS (MW)	primii 20 ani	5	5	5	5					1	0	0	1	5	5	5	5
	2005-2030	5	5	5	5					2	0	0	1	5	5	5	5
Import de electricitate	primii 10 ani	30843	30843	23774	30843	30028	30028	30028	30028	30655	30655	30655	30655	26138	26138	26138	26138
(GWh)	primii 20 ani	55465	55465	32150	55465	78074	78074	78074	78074	62287	62287	62287	62287	29852	29852	29852	29852
	2005-2030	69010	69010	37428	69010	116191	116191	116191	116191	80180	80180	80180	80180	33209	33209	33209	33209
Energia generată actualizată (GWh)	primii 10 ani	24868															
	primii 20 ani	38713															
	2005-2030	43581															
Costul mediu actualizat de generare ($/MWh)	primii 10 ani	25.5651	27.242	27242.399	27.242	23.785	25.413	25.413	28.670	26.290	27.955	27.955	31.286	26.706	26.706	26.706	26.706
	primii 20 ani	45.684	48092.770	48.093	48.093	37.141	40.094	40.094	46.000	44.425	47.225	47.225	52.199	50.522	50.522	50.522	50.522
	2005-2030	52.153	54.735	54.735	59.900	41.719	45.163	45.163	52.052	50.692	53.515	53.515	59.162	54.665	53.344	56.239	59.388

Tab. 6. Detalii la cazul preţul gazelor naturale 250 $/1000m3																	
		Varianta 1 Balansare din sursele proprii				**Varianta 2 Pur import**				**Varianta 3 Combinata: alegere libera**				**Varianta 4 CNE impusa**			
		Optiunea															
		9	**10**	**11**	**12**	**9**	**10**	**11**	**12**	**9**	**10**	**11**	**12**	**9**	**10**	**11**	**12**
Preţul energiei de import ($/MWh)		**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**	**35**	**40**	**40**	**50**
Cheltuieli totale actualizate	primii 10 ani	1154.309	1227.407	1227.407	1227407	1082.222	1153.185	1153.185	1295.111	1186875	1259459	1259459	1404626	1222907	1285383	1285383	1285383
(10^6 USD)	primii 20 ani	2111.221	2216.18	2216.18	2216180	1694.081	1822.782	1822.782	2080.185	2050114	2153607	2153607	2379446	2308897	2249409	2375581	2375581
	2005-2030	2428.26	2540.802	2540.802	2765.885	1901.856	2051.72	2051.72	2352.205	2344.366	2467.408	2467.408	2713.467	2505.986	2448.438	2574.609	2711.856
Investiţiile capitale actualizate	primii 10 ani	142.314	142.314	142.314	142.314	56.089	56.089	56.089	56.089	167799	167799	167799	167799	168907	168907	168907	168907
(10^6 USD)	primii 20 ani	316.918	316.918	316.918	316.918	56.089	56.089	56.089	56.089	305500	292817	292817	293682	801988	644283	801988	801988
	2005-2030	342.941	342.941	342.941	342.941	56.089	56.089	56.089	56.089	313742	313955	314435	324519	817710	660005	817710	817710
Opţiunile selectate de dezvoltare																	
80 MW Retehnologizare CET-2 (MW)	primii 10 ani																
	primii 20 ani																
	2005-2030																
100 MW	primii 10 ani	2	2	2	2					1	1	1	1	1	1	1	1
CCSS (MW)	primii 20 ani	2	2	2	2					2	2	2	3	1	1	1	1
	2005-2030	5	5	5	5					3	3	3	3	1	1	1	1
179 MW	primii 10 ani	0	0	0	0					0	0	0	0	0	0	0	0
CCWE (MW)	primii 20 ani	2	2	2	2					1	1	1	1	0	0	0	0
	2005-2030	2	2	2	2					1	1	1	2	1	1	1	1

Retehnologizări	primii 10 ani	3	3	3	3					0	0	0	0	4	4	4	4
CETS (MW)	primii 20 ani	5	5	5	5					0	1	1	1	5	5	5	5
	2005-2030	5	5	5	5					0	1	1	1	5	5	5	5
Import de electricitate	primii 10 ani	30843	30843	30843	30843	30008	30008	30008	30008	30655	30655	30655	30655	26138	26138	26138	26138
(GWh)	primii 20 ani	55465	55465	55465	55465	78034	78034	78034	78034	62287	62287	62287	62253	29852	29852	29852	29852
	2005-2030	69010	69010	69010	69010	116139	116139	116139	116139	80180	80180	80180	80146	33209	33209	33209	33209
Energia generată actualizată (GWh)	primii 10 ani	24868															
	primii 20 ani	38713															
	2005-2030	43581															
Costul mediu actualizat de generare ($/MWh)	primii 10 ani	26.487	28.164	28.164	28163.810	24.832	26.461	26.461	29.717	27233.7716	28899.26803	28899.26803	32230.238	28060.554	29494.114	29494.114	29494.114
	primii 20 ani	48.444	50.852	50.852	50851.977	38.872	41.825	41.825	47.731	47041.46302	49416.191	49416.191	54598.242	52979.441	51614.442	54509.557	54509.557
	2005-2030	55.718	58.301	58.301	63.465	43.640	47.078	47.078	53.973	53.793	56.617	56.617	62.263	57.502	56.181	59.076	62.226

2. Analiza rezultatelor

La capitolul Investiţii şi Cheltuieli

1. Dacă comparăm primele 3 scenarii de dezvoltare a surselor vom constata că cel mai ieftin din punct de vedere a cheltuielilor total actualizate (CTA) este varianta 2, pur import, pentru toate preţurile la gaze şi energie de import alese în calcul. Această variantă asigură şi cel mai mic efort investiţional , de circa 100 milioane $, vizavi de 970 milioane $ în varianta 1, acoperirea cererii din sursele proprii, şi 870 milioane $ în varianta 3, acoperirea cererii prin combinaţia variantelor 1) şi 2).

2. Atât variantele din opţiunea 1 – acoperirea cererii din sursele proprii, precum şi din opţiunea 3 – combinată, se bazează pe utilizarea de centrale electrice tip ciclu combinat şi altele, de capacitate mică, care ar putea fi bazate pe alte tehnologii, dar toate orientate la utilizarea gazelor naturale, fapt care duce la dependenţa masivă de sursele de gaze din est, în acest mod afectând substanţial securitatea energetică a ţării.

3. Grupul nuclear nu este ales în nici unul din cele 3 scenarii, motivul fiind următorul. Grupul este de mare putere, din care motiv, el, având o probabilitate de ieşire din funcţiune, duce la încălcarea limitei tehnice a parametrului LOLP (Lost of Load Probability- Probabilitatea pierderii puterii). Bunăoară, în primele 10 luni ale anului 2006 în Ucraina, la cele 4 centrale atomice, au avut loc 30 de opriri ale blocurilor nucleare, fapt care a dus la diminuarea producerii de energie cu aproape 2 miliarde kWh (aproximativ atâta livrează anual Union Fenosa în Moldova consumatorilor săi). După cum e ştiut, conform normativelor CSI, consumatorii pot fi lipsiţi de energie pe întreg an în mărime nu mai mare de 2 zile (conform normativelor occidentale – 2 ore). În cazul impunerii grupului nuclear, această durată depăşeşte 10 zile. Cu alte cuvinte, în situaţia când grupul nuclear ar ieşi din funcţiune în timpul iernii şi lipsi puterea necesară pentru importul celor 633 MW (grupul nuclear de 700 MW eliberează în reţea doar 633 MW, 67MW fiind utilizaţi pentru consum propriu) dispăruţi, consumatorii ar rămâne pe o perioadă îndelungată fără energie. Considerând, totodată, că s-ar fi găsit această putere, sau că ţara este gata să îndure astfel de sacrificii, a fost calculată opţiunea, prin care modelului WASP i se impune construcţia grupului nuclear, care va intra în funcţiune în anul 2015. Conform rezultatelor obţinute, din multitudinea condiţiilor propuse (preţ la gaze, preţ la energia importată, investiţii specifice ale grupului nuclear, etc.), varianta cu grup nuclear este mai ieftină decât varianta 1 (acoperirea cererii din sursele proprii, fără grup nuclear) şi varianta 3 (acoperirea cererii prin combinaţia varantelor 1) şi 2)) doar în 4 din cele 12 combinaţii, prezentate în Tab. 3. Acestea sunt:
   a) Preţ gaze 210 $/1000m3, preţul energiei de import 4 cenţi/kWh, preţul grupului nuclear 1500 $/kW (diferenţa maximă în CTA = 61 milioane $);
   b) Preţ gaze 210 $/1000m3, preţul energiei de import 5 cenţi/kWh, preţul grupului nuclear 2000 $/kW (diferenţa maximă în CTA = 22 milioane $);
   c) Preţ gaze 250 $/1000m3, preţul energiei de import 4 cenţi/kWh, preţul grupului nuclear 1500 $/kW (diferenţa maximă în CTA = 92 milioane $);
   d) Preţ gaze 250 $/1000m3, preţul energiei de import 5 cenţi/kWh, preţul grupului nuclear 2000 $/kW (diferenţa maximă în CTA = 54 milioane $);

   Totodată, realizarea acestor din urmă scenarii, legate de construcţia grupului nuclear, cere substanţial mai multe investiţii, decât în celelalte variante: 1689 milioane dolari (grup nuclear 1500 $/kW) şi 2450 milioane dolari (grup nuclear 2000 $/kW), faţă de maxim 970 milioane dolari în variantele fără participarea grupului nuclear. Este important de menţionat că, în timp ce în variantele fără participarea grupului nuclear investiţiile în construcţia de centrale sunt aproximativ uniform repartizate pe perioada de analiză (până în 2030), în varianta cu grup nuclear, grosul investiţiilor revine celor 6 ani de construcţie a acestuia şi este egal cu aproape 1 miliard de $, în cazul grupului cu investiţii specifice de 1500 $/kW şi 1,4 miliard de $ (411 $/cap de locuitor al republicii), în cazul grupului cu investiţii specifice

de 2000 $/kW, sume extrem de mari pentru o aşa ţară mică, cum este Republica Moldova. Dat fiind că ţara se distinge printr-un risc investiţional pronunţat, atât creditele, cât şi investiţiile venite de la investitori se aşteaptă a fi eliberate cu termene restrânse de recuperare, fapt care va duce la scumpirea substanţială a energiei. La toate perceperea unui credit din partea statului de cca. 1 miliard de dolari pentru construcţia grupului nuclear de 633 MW va face ţara şi mai riscantă, dată fiind suma foarte mare şi pericolul întârzierii sau incapacitatea întoarcerii creditului. În variantele sus analizate, rata de rentabilitate a investiţiilor a fost luată egală cu 10%, iar perioada de amortizare – 30 ani, adică perioadei de viaţă a grupului nuclear. În realitate, însă, un credit sau o investiţie de nivelul unui miliard de dolari nu vor fi eliberate, presupunem, decât cu o perioadă de amortizare nu mai mare de 15 ani, fapt care şi va duce la scumpirea palpabilă a energiei.

4. Grupurile candidat pe cărbune alese pentru calcul au fost respinse de modelul de optimizare ca fiind prea scumpe. Amintim, preţul grupului cărbune a constituit 1400 $/kW, iar preţul la cărbune 120 $/tonă.

5. Este de menţionat că opţiunea de acoperire a cererii în baza importului de energie se distinge prin cheltuieli (ne actualizate) mult mai mici decât celelalte opţiuni în analiză, diferenţa faţă de varianta 1 (balansare din sursele proprii) şi Varianta 3 (combinată) constituind 1,1 - 2,6 miliarde dolari SUA, în dependenţă de preţul la gaze şi preţul energiei de import, majorându-se cu creşterea preţului la gaze şi micşorându-se cu creşterea preţului energiei de import (vezi Tab. 3).

La capitolul Preţul energiei produse

Preţul mediu anual al energiei produse de grupul ales în analiză depinde de mai mulţi factori, cei mai importanţi fiind: preţul combustibilului; cheltuielile de exploatare; costul de capital, dependent, la rândul său de perioada de recuperare a investiţiilor şi rata de rentabilitate asupra investiţiilor; randamentul grupului; nivelul încărcării grupului, înglobat în varianta respectivă de dezvoltare a surselor, adică, grupul, alături de celelalte grupuri alese de modelul de optimizare, nu poate produce mai multă energie, decât modelul îi stabileşte pentru acoperirea cererii de energie, etc. Pornind de la aceşti parametri au fost examinate preţurile la energia electrică produsă de:

a) grupul nuclear 700 MW, menţionat mai sus.
b) grupul pe cărbune 200MW (la bare eliberând 180MW), descris mai sus.
c) grupul ciclu combinat 100MW pe gaze, prezentat în Tab. 2.

Pentru toate aceste grupuri au fost calculate preţurile de producere pe parcursul primilor 15 ani de funcţionare, având 2 oportunităţi de investiţii:

A) grupul sau centrala electrică respectivă este construită de un investitor privat, care aplică o rată de rentabilitate de 10% asupra investiţiilor efectuate;
B) grupul sau centrala electrică respectivă este construită în baza unui împrumut de stat preferenţial, rata de rentabilitate asupra căruia, împreună cu procentul pe credit, este în jurul de 5%.

În calitate de variante de încărcare a grupurilor au fost alese 2 versiuni: Perioada de utilizare a puterii maxime (Tm) – conform valorilor calculate de modelul computerizat de optimizare, precum şi 8000 ore (adică, funcţionarea grupului la capacitatea maximă, practic, pe parcursul întregului an), iar pentru grupurile pe cărbune, adiţional analizate mai jos s-a examinat şi cazul cu Tm = 5000 ore (încărcare mult probabilă în legătură cu forma ne uniformă a curbei sarcinii de consum, caracteristică R.Moldova). Calculele efectuate pentru condiţiile enumărate sunt prezentate în Tab. 7-11, din care pot fi trasate următoarele concluzii:

Tabel. 7. Pretul energiei produse la grupul nuclear de 700 MW pentru conditiile R.Moldova, 1500$/kW

Anii		**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**	**2027**	**2028**	**2029**	**2030**
Rata de rentabilitate = 10%																	
Tm, ore pe an (in complex cu alte grupuri)		4081	4643	4903	5471	5732	5987	6220	6442	6593	6714	6759	6801	6608	6686	6769	6806
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**10,8**	**9,4**	**8,7**	**7,6**	**7,1**	**6,6**	**6,2**	**5,8**	**5,5**	**5,2**	**5,0**	**4,8**	**4,7**	**4,4**	**4,2**	**2,0**
	Ponderea investitiilor in pret, %	76	74	73	71	70	68	66	65	63	62	60	58	57	55	52	0
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**9,2**	**8,1**	**7,6**	**6,8**	**6,4**	**6,1**	**5,8**	**5,5**	**5,3**	**5,1**	**5,0**	**4,9**	**4,9**	**4,7**	**4,6**	**4,5**
	Ponderea investitiilor in pret, %	72	70	69	67	66	65	64	63	62	61	60	59	59	58	56	55
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	6.07	5.90	5.73	5.56	5.39	5.23	5.06	4.89	4.72	4.55	4.38	4.22	4.05	3.88	3.71	1.86
	Ponderea investitiilor in pret, %	69	68	68	67	66	64	63	62	61	59	58	56	54	52	50	0
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	5.2	5.1	5.1	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	4.0
	Ponderea investitiilor in pret, %	64	64	63	63	62	61	61	60	59	58	58	57	56	55	54	53
Rata de rentabilitate = 5%																	
Tm, ore pe an		4081	4643	4903	5471	5732	5987	6220	6442	6593	6714	6759	6801	6608	6686	6769	6806
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**7,6**	**6,7**	**6,3**	**5,6**	**5,3**	**5,0**	**4,8**	**4,6**	**4,4**	**4,3**	**4,1**	**4,0**	**4,0**	**3,9**	**3,8**	**2,0**
	Ponderea investitiilor in pret, %	66	64	63	61	59	58	57	55	54	53	52	51	50	49	47	0
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**6,2**	**5,5**	**5,2**	**4,7**	**4,5**	**4,3**	**4,1**	**4,0**	**3,9**	**3,8**	**3,7**	**3,7**	**3,7**	**3,6**	**3,5**	**3,5**

	Ponderea investitiilor in pret, %	58	56	55	53	52	51	50	49	48	47	46	46	45	44	44	43
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	4.40	4.33	4.26	4.19	4.11	4.04	3.97	3.90	3.82	3.75	3.68	3.60	3.53	3.46	3.39	1.86
	Ponderea investitiilor in pret, %	58	57	56	56	55	54	53	52	51	50	49	48	47	46	45	0
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	3.7	3.6	3.6	3.6	3.5	3.5	3.5	3.4	3.4	3.4	3.3	3.3	3.2	3.2	3.2	3.1
	Ponderea investitiilor in pret, %	49	49	48	48	47	47	46	46	45	44	44	43	43	42	41	41

Tabel. 8. Pretul energiei produse la grupul Ciclu Combinat pentru conditiile R.Moldova, 650$/kW

Anii		**2011**	**2012**	**2013**	**2014**	**2015**	**2016**	**2017**	**2018**	**2019**	**2020**	**2021**	**2022**	**2023**	**2024**	**2025**	**2026**
Rata de rentabilitate = 10%																	
Tm, ore pe an (in complex cu alte grupuri)		7407	7407	7407	7398	5418	5447	5458	5588	5620	5655	5755	5884	6147	6415	6681	6839
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**7,9**	**7,8**	**7,7**	**7,7**	**9,0**	**8,9**	**8,8**	**8,6**	**8,4**	**8,3**	**8,2**	**8,0**	**7,7**	**7,5**	**7,2**	**6,3**
	Ponderea investitiilor in pret, %	22	21	21	20	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	0
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**7,5**	**7,5**	**7,5**	**7,4**	**8,7**	**8,6**	**8,6**	**8,4**	**8,4**	**8,3**	**8,2**	**8,0**	**7,8**	**7,6**	**7,4**	**7,2**
	Ponderea investitiilor in pret, %	18	18	18	17	20	19	19	18	18	17	16	16	15	14	14	13
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	7.3	7.3	7.2	7.1	7.1	7.0	6.9	6.9	6.8	6.8	6.7	6.6	6.6	6.5	6.4	5.7
	Ponderea investitiilor in pret, %	22	21	21	20	22	21	20	19	18	17	16	15	14	13	12	0

30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	7.0	7.0	6.9	6.9	6.9	6.8	6.8	6.8	6.8	6.7	6.7	6.7	6.6	6.6	6.6	6.5
	Ponderea investitiilor in pret, %	18	18	18	17	20	19	19	18	18	17	16	16	15	14	14	13
Rata de rentabilitate = 5%																	
Tm, ore pe an		7407	7407	7407	7398	5418	5447	5458	5588	5620	5655	5755	5884	6147	6415	6681	6839
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**7,3**	**7,2**	**7,2**	**7,2**	**8,4**	**8,3**	**8,2**	**8,1**	**8,0**	**8,0**	**7,8**	**7,7**	**7,5**	**7,3**	**7,1**	
	Ponderea investitiilor in pret, %	15	15	15	14	16	16	15	15	14	14	13	13	12	11	10	
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	**6,9**	**6,9**	**6,9**	**6,9**	**8,0**	**8,0**	**7,9**	**7,8**	**7,8**	**7,7**	**7,6**	**7,5**	**7,4**	**7,2**	**7,0**	**6,9**
	Ponderea investitiilor in pret, %	12	11	11	11	13	12	12	12	11	11	11	10	10	9	9	9
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	6.8	6.7	6.7	6.7	6.6	6.6	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.4	6.3	5.7
	Ponderea investitiilor in pret, %	15	15	15	14	16	16	15	15	14	14	13	13	12	11	10	0
30 ani amortizarea	**Pretul, centi/kWh**	6.5	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.4	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.3	6.2
	Ponderea investitiilor in pret, %	11	11	11	11	11	10	10	10	10	10	9	9	9	9	9	8

Tabel. 9. Pretul energiei produse la grupul carbune de 200 MW, 1400$/kW, 80$/t, 6300kcal/kg

Anii		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**2030**
Rata de rentabilitate = 10%																	
Tm, ore pe an		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	10,6	10,3	10,1	9,8	9,6	9,3	9,1	8,8	8,6	8,3	8,1	7,8	7,6	7,3	7,1	4,3
	Ponderea investitiilor in pret, %	59,1	58,1	57,0	55,9	54,8	53,6	52,3	50,9	49,5	48,0	46,4	44,7	42,9	40,9	38,8	0,0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	9,3	9,2	9,1	9,0	8,8	8,7	8,6	8,5	8,3	8,2	8,1	8,0	7,8	7,7	7,6	7,5
	Ponderea investitiilor in pret, %	53,6	52,9	52,3	51,6	50,9	50,2	49,5	48,8	48,0	47,2	46,4	45,6	44,7	43,8	42,9	41,9
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	7,4	7,2	7,1	6,9	6,8	6,6	6,5	6,3	6,1	6,0	5,8	5,7	5,5	5,4	5,2	3,5
	Ponderea investitiilor in pret, %	52,9	51,9	50,8	49,7	48,5	47,3	46,1	44,7	43,3	41,8	40,3	38,6	36,9	35,0	33,1	0,0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	6,6	6,5	6,5	6,4	6,3	6,2	6,1	6,1	6,0	5,9	5,8	5,8	5,7	5,6	5,5	5,4
	Ponderea investitiilor in pret, %	47,3	46,7	46,1	45,4	44,7	44,0	43,3	42,6	41,8	41,0	40,3	39,4	38,6	37,8	36,9	36,0
Rata de rentabilitate = 5%																	
Tm, ore pe an		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	8,1	8,0	7,9	7,8	7,7	7,6	7,5	7,4	7,3	7,2	7,0	6,9	6,8	6,7	6,6	4,3
	Ponderea investitiilor in pret, %	46,6	45,9	45,2	44,4	43,6	42,8	42,0	41,1	40,3	39,4	38,4	37,5	36,5	35,5	34,4	0,0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	7,0	7,0	6,9	6,9	6,8	6,8	6,7	6,7	6,6	6,6	6,5	6,5	6,4	6,3	6,3	6,2
	Ponderea investitiilor in pret, %	38,4	38,0	37,5	37,0	36,5	36,0	35,5	34,9	34,4	33,9	33,3	32,7	32,2	31,6	31,0	30,4
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	5,9	5,8	5,7	5,7	5,6	5,5	5,4	5,4	5,3	5,2	5,2	5,1	5,0	5,0	4,9	3,5

	Ponderea investitiilor in pret, %	40,5	39,8	39,1	38,3	37,6	36,8	36,0	35,2	34,4	33,6	32,7	31,8	30,9	30,0	29,0	0,0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	5,2	5,1	5,1	5,1	5,0	5,0	5,0	4,9	4,9	4,9	4,8	4,8	4,8	4,7	4,7	4,7
	Ponderea investitiilor in pret, %	32,7	32,3	31,8	31,4	30,9	30,4	30,0	29,5	29,0	28,5	28,0	27,5	27,0	26,4	25,9	25,4

Tabel. 10. Pretul energiei produse la grupul carbune de 200 MW, 800$/kW, 80$/t, 6300kcal/kg

Anii		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**2030**
Rata de rentabilitate = 10%																	
Tm, ore pe an		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	7.9	7.8	7.6	7.5	7.3	7.2	7.1	6.9	6.8	6.6	6.5	6.3	6.2	6.1	5.9	4.3
	Ponderea investitiilor in pret, %	45.2	44.2	43.1	42.0	40.9	39.7	38.5	37.2	35.9	34.5	33.1	31.6	30.0	28.4	26.6	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	7.2	7.1	7.1	7.0	6.9	6.8	6.8	6.7	6.6	6.6	6.5	6.4	6.3	6.3	6.2	6.1
	Ponderea investitiilor in pret, %	39.7	39.1	38.5	37.9	37.2	36.6	35.9	35.2	34.5	33.8	33.1	32.3	31.6	30.8	30.0	29.2
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	5.7	5.6	5.5	5.5	5.4	5.3	5.2	5.1	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.6	4.5	3.5
	Ponderea investitiilor in pret, %	39.1	38.1	37.1	36.1	35.0	33.9	32.8	31.6	30.4	29.1	27.8	26.4	25.0	23.6	22.0	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	5.3	5.2	5.2	5.1	5.1	5.0	5.0	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8	4.7	4.7	4.6	4.6
	Ponderea investitiilor in pret, %	33.9	33.4	32.8	32.2	31.6	31.0	30.4	29.8	29.1	28.5	27.8	27.1	26.4	25.7	25.0	24.3
Rata de rentabilitate = 5%																	
Tm, ore pe an		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	6.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	6.1	6.1	6.0	5.9	5.9	5.8	5.8	5.7	5.6	4.3
	Ponderea investitiilor in pret, %	33.3	32.7	32.0	31.3	30.7	30.0	29.3	28.5	27.8	27.1	26.3	25.5	24.7	23.9	23.1	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	5.9	5.9	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5	5.5	5.5	5.4
	Ponderea investitiilor in pret, %	26.3	25.9	25.5	25.1	24.7	24.3	23.9	23.5	23.1	22.6	22.2	21.8	21.3	20.9	20.4	20.0
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	4.8	4.8	4.8	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.5	4.5	4.5	4.4	4.4	4.3	4.3	3.5

	Ponderea investitiilor in pret, %	28.0	27.4	26.8	26.2	25.6	25.0	24.4	23.7	23.1	22.4	21.7	21.0	20.3	19.6	18.9	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	4.5	4.4	4.4	4.4	4.4	4.4	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.2	4.2	4.2	4.2
	Ponderea investitiilor in pret, %	21.7	21.4	21.0	20.7	20.3	20.0	19.6	19.3	18.9	18.5	18.2	17.8	17.4	17.0	16.7	16.3

Tabel. 11. Pretul energiei produse la grupul carbune de 200 MW, 800$/kW, 120$/t, 6300kcal/kg

Anii		**1**	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**	**7**	**8**	**9**	**10**	**11**	**12**	**13**	**14**	**15**	**2030**
Rata de rentabilitate = 10%																	
Tm, ore pe an		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	9.6	9.4	9.3	9.1	9.0	8.9	8.7	8.6	8.4	8.3	8.1	8.0	7.9	7.7	7.6	6.0
	Ponderea investitiilor in pret, %	37.4	36.4	35.4	34.4	33.4	32.3	31.2	30.0	28.9	27.6	26.4	25.0	23.7	22.3	20.8	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	8.9	8.8	8.7	8.6	8.6	8.5	8.4	8.4	8.3	8.2	8.1	8.1	8.0	7.9	7.9	7.8
	Ponderea investitiilor in pret, %	32.3	31.7	31.2	30.6	30.0	29.4	28.9	28.2	27.6	27.0	26.4	25.7	25.0	24.4	23.7	23.0
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	7.1	7.0	6.9	6.8	6.7	6.6	6.5	6.5	6.4	6.3	6.2	6.1	6.0	5.9	5.8	4.9
	Ponderea investitiilor in pret, %	31.6	30.7	29.8	28.9	27.9	26.9	25.9	24.9	23.9	22.8	21.7	20.5	19.3	18.1	16.9	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	6.6	6.6	6.5	6.5	6.5	6.4	6.4	6.3	6.3	6.2	6.2	6.1	6.1	6.1	6.0	6.0
	Ponderea investitiilor in pret, %	26.9	26.4	25.9	25.4	24.9	24.4	23.9	23.3	22.8	22.2	21.7	21.1	20.5	19.9	19.3	18.7
Rata de rentabilitate = 5%																	
Tm, ore pe an		5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000	5000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	8.2	8.1	8.0	8.0	7.9	7.9	7.8	7.7	7.7	7.6	7.5	7.5	7.4	7.4	7.3	6.0
	Ponderea investitiilor in pret, %	26.5	26.0	25.4	24.8	24.2	23.6	23.0	22.4	21.8	21.2	20.5	19.9	19.2	18.5	17.8	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	7.5	7.5	7.5	7.5	7.4	7.4	7.4	7.3	7.3	7.3	7.2	7.2	7.2	7.1	7.1	7.1
	Ponderea investitiilor in pret, %	20.5	20.2	19.9	19.5	19.2	18.8	18.5	18.2	17.8	17.5	17.1	16.8	16.4	16.0	15.7	15.3
Tm, ore pe an		8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000	8000
15 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	6.2	6.2	6.1	6.1	6.0	6.0	6.0	5.9	5.9	5.9	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	4.9

	Ponderea investitiilor in pret, %	21.8	21.3	20.8	20.3	19.8	19.3	18.8	18.3	17.7	17.2	16.6	16.1	15.5	14.9	14.3	0.0
30 ani amortizarea	Pretul, centi/kWh	5.8	5.8	5.8	5.8	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.6	5.6	5.6	5.6	5.6	5.5	5.5
	Ponderea investitiilor in pret, %	16.6	16.3	16.1	15.8	15.5	15.2	14.9	14.6	14.3	14.1	13.8	13.5	13.2	12.9	12.6	12.3

6. În cazul impunerii grupul nuclear în calcul (vezi Tab. 3, Varianta 1, nr. combinației 10), pentru condițiile: 1500$/kW investiții în grupul nuclear, prețul la gaze pentru celelalte centrale alese constituie 250 $/1000m3 gaz, iar investițiile trebuie recuperate în 15 ani,
grupul nuclear se încarcă slab în primii 15 ani: de la Tm = 4081 ore în anul 2015 până la 6769 ore în anul 2029, fapt care duce la scumpirea energiei, prețul variind de la 10,8 cenți/kWh în primul an de funcționare până la 4,2 cenți/kWh în anul 15 (vezi. Tab.7), media ponderată fiind de 6,1 cenți/kWh în cazul rentabilității investiționale de 10% şi 4,8 cenți/kWh în cazul rentabilității investiționale de 5%. Dacă însă centrala nucleară reuşeşte să-şi vândă surplusul de energie, pe care aceasta este în stare să o producă, adică ea ar funcționa cu un Tm=8000 ore pe an, atunci prețul energiei mediu ponderat în cei 15 ani de analiză va deveni 4,7 cenți/kWh în cazul rentabilității de 10% şi 3,7 cenți/kWh în cazul rentabilității de 5%.

Prețul energiei produse de grupul nuclear se micşorează şi mai mult dacă perioada de amortizare a investițiilor, adică perioada de recuperare a acestora, se măreşte de la 15 la 30 ani, cu alte cuvinte, până la perioada de viață a grupului nuclear, care, de fapt, conform surselor existente, ar putea fi şi 40 ani. Prețul mediu ponderat în primii 15 devine egal cu 5,8 cenți/kWh în cazul rentabilității investiționale de 10% şi 4,1 cenți/kWh în cazul rentabilității investiționale de 5%. Dacă însă centrala nucleară reuşeşte să-şi vândă surplusul de energie, pe care aceasta este în stare să o producă, adică ea ar funcționa cu un Tm=8000 ore pe an, atunci prețul energiei mediu ponderat în cei 15 ani de analiză va deveni 4,4 cenți/kWh în cazul rentabilității de 10% şi 3,1 cenți/kWh în cazul rentabilității de 5%. În formă compactă aceste rezultate sunt prezentate în Tab. 12.

Tab. 12. Prețul energiei produse la grupul nuclear de 633MW (CNE Cernavoda)[3]

Rata de rentabilitate,%	10				5			
Tm, ore	6027[1]		8000[2]		6027[1]		8000[2]	
Perioada de recuperare a investițiilor, ani	15	30	15	30	15	30	15	30
Prețul mediu al energiei în primii 15 ani de funcționare a grupului nuclear, cenți/kWh	**6,1**	**5,8**	**4,9**	**4,6**	**4,8**	**4,2**	**3,9**	**3,4**

1) Acoperă doar energia revenită cererii pentru R.Moldova
2) Centrala produce energie şi pentru export
3) Alături cu grupul nuclear, costul căruia este de 1500$/kW, cererea de energie este acoperită şi de alte centrale electrice alese în procesul de optimizare, care funcționează pe gaze, prețul căruia constituie 250$/1000m3

Din cele relatate putem concluziona că prețurile energiei nucleare întâlnite în țările cu tradiții în acest domeniu nu pot servi ca repere pentru a trage concluzia despre avantajul centralelor atomice pentru Republica Moldova. Astfel, prețul energiei nucleare în Ucraina este de cca. 1,7 cenți/kWh, în România – 3,6 cenți/kWh, prețurile date fiind determinate de mulți factori, majoritatea dintre care având referința la prezența industriei nucleare în țară, resursele de uran proprii, specialişti, materiale şi echipamentele respective, etc. Toate acestea lipsesc în republică cu desăvârşire, cu excepția doar a unor materiale de construcție, fapt care impune de a efectua majoritatea achizițiilor de pe piața mondială.

7. În Varianta 1, nr. combinației 10 (vezi Tab. 3), în care participă grupul nuclear impus, prețul producerii energiei pentru care s-a examinat mai sus, la acoperirea cererii de energie participă,

pe lângă alte surse (centralele locale existente, cele mici, importul de energie) şi grupuri ciclu combinat. Conform Tab. 6 în perioada până în anul 2030 vor fi puse în funcțiune 2 grupri, primul de 100MW şi altul de 179MW. În vederea comparării cu grupul nuclear, vom examina prețul producerii energiei electrice la grupul ciclu combinat de 100MW, care se distinge prin investiții de 650 $/kW şi randamentul de 52%. Anul punerii în funcțiune 2011, perioada de construcție 2 ani. Rezultatele sunt prezentate în Tab. 13.

Tab. 13. Prețul energiei produse la grupul ciclu combinat 100MW [3]

Rata de rentabilitate,%	10				5			
Tm, ore	6245[1]		8000[2]		6245[1]		8000[2]	
Perioada de recuperare a investițiilor, ani	15	30	15	30	15	30	15	30
Prețul mediu al energiei în primii 15 ani de funcționare a grupului ciclu combinat, cenți/kWh	**8,1**	**7,9**	**6,9**	**6,8**	**7,6**	**7,4**	**6,6**	**6,4**

1) Acoperă doar energia revenită cererii pentru R.Moldova
2) Centrala produce energie şi pentru export
3) Alături cu grupul ciclu combinat, cererea de energie este acoperită şi de alte centrale electrice alese în procesul de optimizare

După cum se observă din ultimele 2 tabele, prețul energiei produs la grupul nuclear este mai mic decât cel de ciclul combinat, atunci când prețul la gaze constituie mai mult de 250$/1000m3.

8. Dat fiind că centralele pe cărbune nu au fost alese de modelul de optimizare şi nu a intrat în nici unul din variantele prezentate în Tab. 6, grupul pe cărbune a fost examinat separat, pentru mai multe condiții: diferit nivel al investițiilor şi preț la cărbune, randamentul fiind ales de 40%. Rezultatele sunt prezentate în Tabelele 14,15,16.

Tab. 14. Prețul energiei produse de grupul pe cărbune 180MW, 1400 $/kW, 80$/tonă cărb.[3]

Rata de rentabilitate,%	10				5			
Tm, ore	5000[1]		8000[2]		5000[1]		8000[2]	
Perioada de recuperare a investițiilor, ani	15	30	15	30	15	30	15	30
Prețul mediu al energiei în primii 15 ani de funcționare a grupului pe cărbune, cenți/kWh	**8,8**	**8,5**	**6,3**	**6,1**	**7,4**	**6,7**	**5,4**	**4,9**

1) Acoperă cererea unei curbe de sarcină corespunzătoare aproximativ celei reale
2) Centrala produce energie pe întreg an la capacitatea sa maximă
3) Puterea calorifică a cărbunelui constituie 6300 kcal/kg

Tab. 15. Preţul energiei produse de grupul pe cărbune 180MW, 800 $/kW, 120$/tonă cărb.[3]

Rata de rentabilitate,%	10				5			
Tm, ore	5000[1]		8000[2]		5000[1]		8000[2]	
Perioada de recuperare a investiţiilor, ani	15	30	15	30	15	30	15	30
Preţul mediu al energiei în primii 15 ani de funcţionare a grupului pe cărbune, cenţi/kWh	**8,6**	**8,4**	**6,5**	**6,3**	**7,7**	**7,3**	**5,9**	**5,7**

1) Acoperă cererea unei curbe de sarcină corespunzătoare aproximativ celei reale
2) Centrala produce energie pe întreg an la capacitatea sa maximă
3) Puterea calorifică a cărbunelui constituie 6300 kcal/kg

Tab. 16. Preţul energiei produse de grupul pe cărbune 180MW, 800 $/kW, 80$/tonă cărb.[3]

Rata de rentabilitate,%	10				5			
Tm, ore	5000[1]		8000[2]		5000[1]		8000[2]	
Perioada de recuperare a investiţiilor, ani	15	30	15	30	15	30	15	30
Preţul mediu al energiei în primii 15 ani de funcţionare a grupului pe cărbune, cenţi/kWh	**6,9**	**6,7**	**5,1**	**5,0**	**6,1**	**5,7**	**4,6**	**4,3**

1) Acoperă cererea unei curbe de sarcină corespunzătoare aproximativ celei reale
2) Centrala produce energie pe întreg an la capacitatea sa maximă
3) Puterea calorifică a cărbunelui constituie 6300 kcal/kg

După cum se observă din ultimele 3 tabele, energia produsă de grupurile pe cărbune este destul de scumpă, dar ar putea fi mai ieftină decât cea produsă de grupurile ciclu combinat, la preţul gazului de 250 $/1000m3. Având în vedere că rezervele de gaze naturale sunt limitate pe glob (conform estimărilor, acestea ar ajunge cel mult încă pe 30-40 ani), preţul acestora va continua să crească, fapt care face ca grupurile pe cărbune să fie preferate în faţa ciclului combinat. Mai mult decât atât, grupurile pe cărbune pot fi construite astfel ca ele să poată funcţiona pe mai multe tipuri de combustibil, inclusiv pe gaz şi păcură, fapt care permite ca ţară să nu fie dependentă doar de un singur tip de combustibil. Sigur, construcţia grupurilor pe cărbune ridică mai accentuat problemele ecologice, decât cele bazate pe ciclu combinat, şi acest aspect va trebui ţinut în calcul atunci, când se hotărăşte care tip de centrală trebuie construită.

La capitolul „căror surse de dat preferinţă”

Republica Moldova este o ţară mică, fără resurse energetice, suprapopulată pe întreg teritoriu, cu o economie săracă, cu o creştere a puterii anuale necesare de cca. 40, maxim 60 MW în următorii 25 ani. Aceste caracteristici impun a da preferinţă centralelor:

a) de mică capacitate, maxim de 200MW
b) care cer cât mai puține investiții inițiale
c) care permit a utiliza mai multe genuri de combustibil
d) care permit a scoate din folosință cât mai puține terenuri şi resurse de apă
e) care se construiesc în perioade de timp restrânse, dacă nu mici
f) care asigură un preț cât mai mic pentru energia produsă
g) cere au un impact ecologic cât mai mic

Satisfacerea tuturor acestor exigențe nu este în stare nici una din grupurile mai sus examinate: nuclear, ciclu combinat pe gaze, grup pe cărbune. Totodată:

9. Grupul nuclear este cel mai apropiat să îndestuleze condițiile în discuție, dacă el ar fi fost construit nu în R. Moldova, ci la CNE Cernavoda, iar participarea cu investiții ar fi fost efectuată nu pentru întreg grup nuclear de 633 MW, ci doar pentru cca. 200 MW. În situația când varianta participării R.Moldova la construcția grupurilor nucleare se exclude, ar putea fi examinată opțiunea construcției CNE pe teritoriul republicii, cu grupuri de capacitate mică. Astfel de practică există în lume. Bunăoară, în China este construit un grup de 288 MW, în India 2 grupuri a câte 212MW. Însă, diminuarea capacității grupurilor nucleare ridică nivelul specific al investițiilor, şi aşa foarte mare. Nu trebuie de uitat că perioada de construcție a unei centrale nucleare, sau a unui grup, este în realitate substanțial mai mare, decât cel din proiect. Astfel, în studiul de față s-a ales perioada de construcție a grupului 633 MW, egală cu 6 ani. De fapt, însă, trebuie de aşteptat – cca. 10 ani, lucru care duce la înghețarea investițiilor foarte mari, cu repercusiuni importante asupra prețului energiei produse. În condițiile construcției unei centrale nucleare, cu grupuri de cca. 633MW, se va cere de avut contracte de lungă durată pentru puterea de rezervă de cca. 700MW, pentru situația când grupul nuclear ar ieşi din funcțiune pe parcursul iernii, lucru extrem de greu de asigurat, având în vedere că țările vecine, de unde energia urmează a fi importată în astfel de situații, ar putea singure să fie deficitare. La toate, este necesar de a dispune de capacitate suficientă a interconexiunilor cu țările vecine, egală cu cca. 700MW, ținută înghețată doar pentru cazurile de refuz a grupului nuclear. Chiar dacă s-ar reuşi de semnat un acord de acest gen, republica va trebui să plătească adițional pentru puterea de rezervă menținută, cca. 1-1,5 cenți/kWh, raportat la energia produsă de grupul nuclear discutat, fapt care măreşte respectiv prețul energiei nucleare, examinat mai sus.

Odată cu construcția centralei nucleare, de asemenea, se va cere de soluționat problema deşeurilor-pe de o parte, pe de alta, la acelaşi capitol – de acumulat resurse financiare pentru închiderea şi conservarea centralei (pentru aproximativ 800 ani) după expirarea perioadei de viață a acesteia. Conform mai multor surse, pentru acumularea resurselor financiare necesare acestor scopuri se cere majorarea prețului energiei produse pe perioada de funcționare a centralei cu până la 10%. Este adevărat, faptul că centrala nucleară nu este producătoare de CO_2, aceasta permite de a vinde carbonul ne produs şi astfel de compensat scumpirea energiei atomice menționate.

Cel mai mare neajuns a centralelor atomice, însă, este faptul că ele pot deveni o sursă de catastrofă, imposibil de depăşit în cazul unei explozii ne controlate la unul din grupurile acesteia, aşa cum a avut loc la CNE Cernobâl în 1986. În legătură cu aceasta, societatea civilă ar putea protesta împotriva ideii construcției centralei, fie la faza inițierii construcției acesteia, fie ulterior.

Al doilea tip de centrale care se încadrează în exigențele țării Republicii Moldova sunt cele bazate pe cărbune. Resursele combustibilului dat, conform estimărilor specialiştilor, se evaluează la un consum pe o perioadă de cca. 400 ani. Centralele date pot funcționa pe mai multe genuri de combustibil, lucru, care face republica a nu fi vulnerabilă față de tipurile de combustibil utilizate pentru producerea energiei electrice. Construcția centralei pe cărbune, însă cere dezvoltarea unei structuri adecvate de transport a cărbunelui, fie din Ucraina, fie din Australia, fie din altă țară, fapt, care impune investiții adiționale. Centralele pe cărbune aduc un impact ecologic negativ mai însemnat, decât cele pe gaze, bazate pe ciclu combinat. Ne cătând că investițiile în grupurile pe cărbune sunt însemnate şi ar putea să se apropie de cele atomice, posibilitatea construcției de grupuri la capacități relativ mici, de 150-200MW, permite a diminua impactul ratei de rentabilitate

asupra investiţiilor, în comparaţie cu cel nuclear, şi a face ca grupurile pe cărbune să fie mai încărcate pe parcursul perioadei de viaţă a acestora.

11. Centralele electrice bazate pe ciclu combinat şi utilizarea gazelor naturale, fiind mai ieri cele mai solicitate pe piaţă, încep să-şi piardă preferinţa datorită creşterii preţului la gaze, lucru, care, pentru R. Moldova este agravat şi prin faptul că combustibilul dat este livrat, practic dintr-o singură sursă, fapăt care deloc nu contribuie la ridicarea securităţii energetice a ţării. Totodată, trebuie recunoscut că din toate sursele de energie electrică, ciclul combinat are cel mai mic impact investiţional în preţul energiei produse, egal cu 10-20%, faţă de 50-76% în cazul grupurilor nucleare şi 15-60% în cel pe cărbune. Aceasta este determinat atât prin investiţiile specifice, aproape de 2 ori mai mici, cât şi perioadei mult mai scurte de construcţie a lor, cele de proiect măsurată în jurul de 2-3 ani (5-6 ani – grupurile nucleare, 4-5 ani – grupurile pe cărbune).

12. În studiul efectuat au fost incluse ca grupuri candidat şi centrale mici, indiferent de genul de producere a energiei. Puterea unui grup a fost stabilită de 5 MW, iar numărul maxim de grupuri permise a fi alese de modelul computerizat de optimizare a fost fixat la nivelul de 8. Investiţiile specifice 1000$/kW, randamentul 42%, combustibil – gaze naturale. În urma calculelor, toate aceste grupuri au fost incluse în variantele de dezvoltare a surselor în R. Moldova. Aceasta se explică în principal prin faptul, că o creştere a cererii se îndestulează prin încărcarea totală a centralelor mici, fapt care asigură funcţionarea acestora la randamentele maxime de paşaport şi totodată nu se îngheaţă investiţiile, lucruri care se întâmplă în situaţia grupurilor de mari capacităţi.

<u>La capitolul „care paşi ulteriori ar trebui întreprinşi pentru a îndestula cererea de energie pe viitor”</u>

După cum a fost arătat mai sus, construcţia oricărei din centralele examinate, nucleare, cărbune, ciclu combinat, solicită din partea factorilor de decizie depunerea de eforturi foarte responsabile şi însemnate, ele fiind influenţate de o multitudine de factori, care în ansamblu fac acţiunea respectivă mult riscantă pentru destinul ţării. O soluţie certă la capitolul „când şi care centrală de construit” este foarte greu de specificat la momentul de faţă, motivul fiind lipsa de oferte concrete din partea investitorilor sau solicitanţilor de a construi centrale electrice examinate mai sus. Studiul de faţă ne dă doar o orientare spre efectuarea de paşi ulteriori, în vederea asigurării republicii cu putere şi energie până în anul 2030. Care ar trebui să fie aceştia:

13. După cum a fost arătat în studiul de mai sus, cea mai ieftină variantă de asigurare a republicii cu energie electrică o constituie cea orientată spre importul energiei din exteriorul ţării, chiar dacă preţul energiei ar ajunge la 5 cenţi/kWh. În condiţiile în care cererea de energie a republicii continue să crească rapid, capacitatea de plată a consumatorilor ţării este destul de joasă, iar construcţia de interconexiuni (capacitatea existentă a cărora nu este suficientă la moment), durează mult mai puţin timp, decât construcţia de centrale, preţul la care va fi mai mare, decât preţul energiei din import (în orice caz, în următorii 5 ani), este necesar a da preferinţă în următorii ani construcţiei de legături electrice puternice cu ţările vecine. Această propunere a fost expusă de Institutul de energetică încă în anul 1997, în studiul „Evaluarea oportunităţii tehnice şi economice de participare a Republicii Moldova la construcţia grupului 2 CNE Cernavodă”, comandat de Ministerul Economiei. Din păcate, recomandările făcute atunci au început să fie luate în consideraţie doar în ultimul timp, în acest sens Ministerul Industriei şi Infrastructurii efectuând paşi concreţi spre realizarea scopului dat.

14. În vederea formulării caietului de sarcini pentru construcţia uneia sau altei centrale electrice de importanţă, caiet de sarcini, care ar da posibilitate lansarea tenderului pentru construcţia centralei (sau de centrale) electrice respective, este necesar ca factorii de decizii să se documenteze suficient asupra obiectului discutat. În această ordine de idei, pentru definitivarea celei mai rezonabile soluţii

de construcţie a centralei (sau de centrale) de importanţă este necesar a dispune de oferte din partea potenţialilor investitori – pe de o parte, pe de alta – de studii de prefezabilitate, sau chiar de fezabilitate asupra centralelor de tip nuclear, pe cărbune şi de tip ciclu combinat pe gaze. Ţările şi companiile cu tradiţii în construcţia de centrale atomice (Franţa, Canada, Rusia, etc), pe cărbune şi de tip ciclu combinat ar trebui invitate pentru a-şi propune ofertele lor preliminare de construcţie a centralelor „la cheie". Totodată, în paralel, vor trebui comandate studii de fezabilitate pentru construcţia de centrale electrice deja nominalizate mai sus. Pentru realizarea acestor obiective este oportun a cere asistenţa UE, atât financiară, cât şi prin transfer de cunoştinţe. Toate informaţiile obţinute în acest mod va permite cu certitudine efectuarea alegerii corecte a variantei celei mai rezonabile de dezvoltare a surselor pentru Republica Moldova. Odată determinată, se va formula caietul de sarcini pentru lansarea tenderului în ce priveşte construcţia centralei, sau centralelor electrice corespunzătoare. Modalitatea aleasă permite a asigura alegerea unei soluţii de dezvoltare a surselor cu cele mai mici riscuri, cheltuieli şi într-un cadru transparent de realizare a scopului propus.

15. Aşa cum s-a menţionat şi mai sus, va trebui să fim conştienţi, că orice lansare de tender pentru construcţia de centrale electrice va cere obligatoriu încheierea contractelor de lungă durată cu distribuitorii de energie electrică, cu excluderea respectivă a competiţiei de pe piaţă. Experienţa mondială de până acum a demonstrat că, în cele din urmă, contractele de lungă durată aduc un preţ mai mare pentru consumatori, decât acesta este disponibil pe piaţă liberă. De aceia statul va trebui să meargă la lansarea tenderelor doar în situaţia când au expirat toate rezervele de stimulare a investitorilor în construcţia de centrale electrice, aflate libere în competiţie pe piaţa naţională şi regională.

Bibliografie

1. IAEA – Wien Automatic System Planning (WASP) Package, A Computer Code for Power Generating System Expansion Planning, Version WASP-IV, User's Manual, 2000.
2. IAEA – Energy and Power Evaluation Program (ENPEP), User's Guide, Version 3.0.
3. Reports of the operations of the State Company "Moldelectrica" during 1995-2000.
4. IAEA- Energy and nuclear power planning study for Romania (covering period 1989-2010), September 1995.
5. Pequot Publishing Inc. – Gas Turbine World, For Project Planning, Design and Construction, 1998 Handbook.
6. International Energy Agency – World Energy Outlook, 2004 Edition.
7. www.power-technology.com/projects.
8. The Economics of Nuclear Power, Briefing Paper 8. April 2006. Uranium Information Centre Ltd., Melbourne, Australia.
9. World Nuclear Association Report, November 2006.

РЕАЛИИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ДОГОВОРНЫХ ОТНОШЕНИЙ НА ОПТОВОМ РЫНКЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ УКРАИНЫ

Самбур С. Б. Тихончук И.В.

Аннотация. В статье описаны существующие договорные отношения между членами ОРЭ, а также связанные с транзитом, экспортом и импортом электроэнергии с Россией, Беларусью, Молдовой и странами, входящими в UCTE, описаны перспективы развития экспортного потенциала Украины.
Ключевые слова: Рынок электрической энергии.

REALITATEA ŞI PERSPECTIVELE DEZVOLTĂRII RELAŢIILOR CONTRACTUALE PENTRU PIAŢA ANGRO A ENERGIEI ELECTRICE ÎN UKRAINA

Rezumat. În lucrare sunt descrise relaţiile contractuale existente între membrii pieţei unificate de energie electrică, inclusiv legate de tranzitul, exportul şi importul energiei electrice cu Rusia, Belarusi, Moldova şi ţările din cadrul UCTE; sunt descrise perspectivele dezvoltării potenţialului de export al Ucrainei.
Cuvinte cheie:Piaţa energiei electrice.

REALITY AND OUTLOOK OF CONTRACTUAL RELATIONSHIPS ON THE WHOLESALE ELECTRIC POWER MARKET IN UKRAINE

Abstract. There is analyzed mutual relationship between electricity seller of Ukraine (State Enterprise “Energorinok”) and the states of CIS and UCTE.
Keywords. Wholesale Electricity Power Market.

Процессы реформирования, происходящие практически во всех отраслях народного хозяйства нашего государства, напрямую касаются и национальной энергетики. Преобразования, которые произошли с сентября 2005 года в действующем законодательстве, и непосредственно в электроэнергетической нормативной базе, инициировали усовершенствование взаимоотношений как между членами Оптового рынка электрической энергии Украины (ОРЭ), так и членов ОРЭ с зарубежными партнерами.
Это потребовало внесения существенных изменений во все договора покупки-продажи электрической энергии, заключенные с субъектом предпринимательской деятельности, осуществляющим оптовую продажу электрической энергии, (ГП "Энергорынок") с:
-поставщиками электроэнергии по регулируемому тарифу;
-поставщиками электроэнергии по нерегулируемому тарифу;
-производителями электрической энергии;
-членами ОРЭ и зарубежными партнерами (договора, связанные с осуществлением внешнеэкономической деятельности).

Рассмотрим подробнее состояние договорных отношений, установленных сегодня в электроэнергетической отрасли, касательно покупки-продажи электрической энергии на ОРЭ.

1.Договорные отношения между членами ОРЭ

1.1. С поставщиками электроэнергии по регулируемому тарифу

По состоянию на 1 сентября 2006 года договорные отношения по покупке-продаже электроэнергии установлены ГП "Энергорынок" со всеми поставщиками электроэнергии по регулированному тарифу (ПРТ). Сегодня действуют 37 договоров на основе типовой формы, утвержденной НКРЭ (постановление от 01.06.2001г. № 597) .
В связи с введением с 1 сентября 2005 года единых тарифов на электрическую энергию в соответствии с постановлением Кабинета Министров Украины от 15.08.2005г. №745, ГП "Энергорынок" были разработаны дополнительные соглашения по внесению соответствующих изменений в договора с поставщиками электроэнергии.
При этом следует отметить, что 13 Облэнерго, несмотря на неоднократные обращения ГП "Энергорынок", не согласились вносить изменения в договора, в связи с возможностью применения со стороны оптового поставщика электроэнергии штрафных санкций за отклонение фактических объемов купленной электроэнергии от заказанных.

Рабочей группой Совета ОРЭ по вопросам усовершенствования двухсторонних договоров был разработан проект примерного договора между оптовым поставщиком электроэнергии (ГП "Энергорынок") и поставщиком электроэнергии по регулированному тарифу, который 14.02.2006г. утвержден Советом ОРЭ, а затем и НКРЭ (постановление от 11.05.2006г. № 577)
.
ГП "Энергорынок" в мае текущего года подготовлены и направлены в адрес всех поставщиков электроэнергии по регулируемому тарифу договора, разработанные на основе примерного договора. Постановлением НКРЭ рекомендовано заключить их до 1 сентября.

Призываем всех руководителей соответствующих ПРТ максимально ускорить процесс заключения новых договоров и настоятельно просим обратить при этом особое внимание на оформление надлежащим образом технических приложений, которые являются неотъемлемой частью договоров. Просим также НКРЭ поддержать нас в этом вопросе путем воздействия на своих лицензиатов в части должного выполнения последними условий и правил лицензированной деятельности.

1.2. С поставщиками электроэнергии по нерегулируемому тарифу
По состоянию на 1 сентября 2006 года договорные отношения по покупке-продаже электроэнергии установлены ГП "Энергорынок" с 79 поставщиками электроэнергии по нерегулируемому тарифу (ПНТ).
В соответствии с постановлением НКРЭ от 16.12.2005г. №1148 были внесены изменения в примерную форму договора покупки – продажи электроэнергии между оптовым поставщиком электроэнергии и ПНТ, суть которых заключается в следующем:
-требования относительно внедрения АСКУЭ или локального оборудования сбора и обработки данных (ЛОУ) приведены в соответствие с новыми Правилами пользования электрической энергией;
-скорректирован порядок расчетов, в связи с введением единых тарифов;
-усилены санкции по отношению к ПНТ за отклонения фактических объемов принятой электрической энергии от заказанных.
Договора по новой форме были заключены с 79 ПНТ.

1.3. С производителями электроэнергии.
Сегодня действуют 35 договоров на покупку ГП "Энергорынок" электрической энергии, выработанной ее производителями:
-с генерирующими компаниями ТЭС – 8;
-с НАЭК "Энергоатом" – 1;
-с теплоэлектроцентралями – 18;
-с компаниями, в которые входят гидроэлектростанции– 2;
-с гидроаккумулирующими станциями – 1;
-с ветровыми электростанциями –5.
В связи с переходом ГАК "Укргидроэнерго" на работу по двухставочному тарифу, ГП "Энергорынок" разработан соответствующий проект договора. Договор заключен 31.01.2006г. В июне аналогичный договор был заключен и с ОАО "Закарпатьеоблэнерго", в связи с постановлением НКРЭ от 22.06.2006г. № 834, о переходе закарпатских ГЭС, входящих в состав ОАО "Закарпатьеоблэнерго", на работу по двухставочному тарифу.
Остается проблемным вопрос одновременной продажи электроэнергии, произведенной на тепловых электростанциях, как на ОРЭ, так и непосредственно потребителям, так как без наличия дифференцированных приборов коммерческого учета невозможно четко определить почасовые объемы электроэнергии, проданной на ОРЭ.
Кроме того, рабочей группой Совета ОРЭ по вопросам усовершенствования двухсторонних договоров практически разработан проект нового примерного договора между оптовым поставщиком электроэнергии (ГП "Энергорынок") и производителем электроэнергии.

2.Договорные отношения, связанные с экспортом, импортом и транзитом электрической энергии

В докладе на МЭФ – 2005 были подробно освещены вопросы, связанные с историческими аспектами и перспективами внешнеэкономической деятельности на ОРЭ.

Сегодня я хочу кратко остановиться на изменениях, которые произошли с сентября 2005 года в договорных отношениях, связанных с экспортом, импортом и транзитом электрической энергии.

2.1. С Российской Федерацией

В связи с изменением схемы обеспечения российского транзита в Республику Молдова, с 1 апреля 2004г. покупка-продажа электроэнергии по Контрактам от 09.02.2001г. между ГП "Энергорынок" и ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" (правопреемником РАО "ЕЭС России" по Контрактам с 01.04.2004г.), на условиях которых в апреле 2001 года было принято решение Кабинета Министров Украины о переходе ОЭС Украины на параллельную работу с ЕЭС России, была прекращена. При этом условия Контрактов позволяли российской стороне осуществлять таможенное оформление только "нулевых" сальдо перетоков электроэнергии. То есть Контракты обеспечивали с 01.04.2004г. параллельную работу энергосистем Украины и России только номинально. Тем не менее, начиная с 01.04.2004г. и по 31.12.2005г. российская сторона ежемесячно продлевала срок действия Контрактов путем подписания соответствующих дополнительных соглашений.

С 01.01.2006г. ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" отказалось от продолжения действия указанных Контрактов.

В мае 2006г. ГПВД "Укринтерэнерго" проинформировало ГП "Энергорынок" о том, что в связи с отсутствием договоренностей по ряду вопросов с ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС", прекращается предоставление услуг по обеспечению российского транзита электроэнергии в Республику Молдова. На сегодняшний день российский транзит не возобновлен и потребность Республики Молдова в импортной электроэнергии в полном объеме обеспечивается Украиной.

Следует отметить, что в ходе ряда встреч по вопросам возобновления транзитной поставки электроэнергии из России в Республику Молдова, по инициативе ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" рассматривалась также возможность осуществления транзита электроэнергии, выработанной на Молдавской ГРЭС, через электрические сети Украины в Россию. По информации НЭК "Укрэнерго", осуществление указанного транзита обеспечит разгрузку "Одесского узла", увеличит надежность энергоснабжения отечественных потребителей и потребителей Республики Молдова и создаст условия для увеличения экспорта электроэнергии с Украины в Республику Молдова. С другой стороны, реализация указанного транзита приведет к дополнительной загрузке украинско – белорусского сечения приблизительно на 25%, что, в свою очередь, снизит возможность поставок электроэнергии между Украиной и Республикой Беларусь.

2.2. С Республикой Беларусь

Начиная с июня 2005 года, и до настоящего времени действуют коммерческие контракты между ГП "Энергорынок" и Концерном "Белэнерго" на покупку-продажу электроэнергии, которая поступает для приграничных потребителей Беларуси и Украины тупиковыми ВЛ. За время осуществления коммерческих поставок электроэнергии тупиковыми линиями, сальдо переток во всех расчетных периодах складывался в направлении ОЭС Беларуси. Этот переток составил:

-за 7 месяцев 2005 года – 3,582 млн. кВтч;

-за 6 месяцев 2006 года – 0,678 млн. кВтч.

Кроме того, с 1-го января 2006 года ОЭС Украины и Республики Беларуси перешли на параллельную работу путем включения 2-х линий 330 кВ. Вступил в силу коммерческий контракт на экспорт электроэнергии (в количестве до 250 млн. кВтч ежемесячно) между ГПВД "Укринтерэнерго" и концерном "Белэнерго". С этого же момента ГП "Энергорынок" была начата продажа электрической энергии ГПВД "Укринтерэнерго" для осуществления дальнейшего экспорта в Республику Беларусь по соответствующему договору. В связи с техническими особенностями параллельной работы трех смежных энергосистем, поставки

электроэнергии из Украины в Республику Беларусь осуществляется по всем государственным ВЛ в сечении Украина – Беларусь (кроме тупиковых) и в сечении Украина – Россия.
Необходимо отметить, что при осуществлении поставок из Украины в Республику Беларусь, возникают определенные сложности, связанные с учетом и оформлением электроэнергии в условиях параллельной работы 3-х энергосистем, когда имеет место возникновение так называемых кольцевых перетоков между ЕЭС России, ОЭС Украины и ОЭС Республики Беларусь.
С января по июль 2006 года включительно из ОЭС Украины в ОЭС Республики Беларусь поставлено 1 303,35 млн. кВтч.

2.3. С Республикой Молдова

В настоящем докладе уже было отмечено, что с 1 мая текущего года был прекращен транзит электроэнергии из России в Республику Молдова. Таким образом, на сегодняшний день в сечении «ОЭС Украины – Молдавская энергосистема» (ЭС) поставки электрической энергии осуществляются только по внешнеэкономическому контракту, заключенному между ГПВД "Укринтерэнерго" и молдавским резидентом ГП "Energocom". Электроэнергию для поставок из Украины в Республику Молдова, ГПВД "Укринтерэнерго" покупает на ОРЭ в соответствии с условиями договора, заключенного с ГП "Энергорынок".
При осуществлении украинско-российских поставок до 1 мая 2006г. использовались временные зоны, предусмотренные в действующей договорной базе при наличии российского транзита. Эти зоны не соответствовали реальным графикам потребления электроэнергии в Украине. Такое несоответствие зачастую приводило к недопустимому снижению цены на поставляемую электроэнергию и вынуждало украинскую сторону применять индикативные (минимально допустимые) цены.
Ситуацию временно удалось несколько улучшить с августа 2005р., после принятия по инициативе ГПВД "Укринтерэнерго" и согласования НКРЭ решения о применении зонных коэффициентов, равных единице. Такое решение было вынужденным и рассматривалось как временное, так как его применение сводит практически на нет все преимущества зонного учета электроэнергии. При этом необходимо отметить, что в отсутствии транзита российской электроэнергии в Молдавскую ЭС договорной базой предусмотрено применение других временных зон, которые в основном соответствуют реальным графикам потребления электроэнергии в ОЭС Украины. Их применение с соответствующими зонными коэффициентами по нашим подсчетам приведет к увеличению средневзвешенной цены на электроэнергию приблизительно в 1,066 раза.
С мая 2006 года ГПВД "Укринтерэнерго" осуществляет покупку электроэнергии у ГП "Энергорынок" по временными зонам, предусмотренным в отсутствии транзита, с зонными коэффициентами, равными единице. Зоны, предусмотренные при наличии российского транзита, отменены. Учет электроэнергии обеспечивает НЭК "Укрэнерго". В то же время технический исполнитель с молдавской стороны – ГП "Moldelectrica" продолжает использовать старые временные зоны, действуя только в своих интересах и не выполняя принятых на себя договорных обязательств.
Еще раз подчеркнем, что применение зонных коэффициентов, равных единице, не позволяет использовать преимущества зонного учета электроэнергии. Кроме того, одинаковая цена на электроэнергию в дневной, пиковой и ночной временных зонах позволяет зарубежным партнерам увеличивать потребление электроэнергии в пиковые часы (продажа все равно производится по цене дневной зоны) и уменьшать потребление в часы ночной зоны вплоть до "выталкивания" электроэнергии в ОЭС Украины в эти часы.
Необходимо также отметить, что ГП "Moldelectrica" не выполняет договорных условий в части возложенных на него функций по регулированию перетеков в сечении Украина – Молдова, регулярно нарушая согласованные графики сальдо-перетока, не осуществляет ограничения своих потребителей. В результате таких действий, а вернее сказать бездействия молдавской стороны, ОЭС Украины из-за перегрузки сечения зачастую вынуждена работать в режимах, близких к предельно допустимым, что может привести к аварийной ситуации и

ставит под угрозу как энергообеспечение южной части ОЭС Украины, так и Молдавской энергосистемы. В этом плане ситуация усугубилась в ноябре 2005г. после того, как принадлежащая российскому ЗАО "ИНТЕР РАО ЕЭС" Молдавская ГРЭС из-за недоговоренности по цене продажи вырабатываемой на ней электроэнергии потребителям Молдовы перешла на работу одним энергоблоком.

С января по июль 2006 года включительно поставки электроэнергии из ОЭС Украины в Молдавскую ЭС составили 1 627, 078 млн. кВтч, из них:
-совместные поставки с января по апрель – 1 007,375 млн. кВтч
- (604,557 млн. кВтч – поставка Украины, 402,818 млн. кВтч – поставка России)
-поставка Украины с мая по июль – 619,703 млн. кВтч.

Со странами UCTE-Украина, Польша, Словакия, Венгрия, Румыния

На сегодняшний день с момента прошлогодней конференции серьезных изменений в договорной базе на покупку продажу электроэнергии с ОРЭ для дальнейшего экспорта в страны UCTE не произошло. Отметим отдельные моменты.

С февраля 2006г. НКРЭ Украины вместо единого тарифа на продажу электроэнергии с ОРЭ для дальнейшего экспорта в Словакию и Венгрию установила отдельные тарифы для каждой из этих стран.

Кроме этого хочется отметить, что сейчас осуществляются наработки в области создания конкурентных основ при покупке электроэнергии в ОРЭ для дальнейшего экспорта. Так, с целью выполнения Плана действий Украина – ЕС и Комплексного плана мероприятий по обеспечению финансовой стабилизации предприятий ТЭК, утвержденных соответствующими постановлениями КМУ, разрабатывается и согласовывается на необходимых уровнях документ, касающийся доступа субъектов хозяйствующей деятельности к межгосударственным сетям с учетом, с учетом пропускной способности межгосударственных сечений ОЭС Украины.
С января по июль 2006 года включительно поставки электроэнергии из ОЭС Украины в энергообъединение стран UCTE составили 2 785,244 млн. кВтч, из них:
-В Венгрию – 1 977,615 млн. кВтч ;
-В Словакию – 277,486 млн. кВтч ;
-В Румынию – 34,54 млн. кВтч ;
-В Польшу – 495,604 млн. кВтч .

3. Перспективы развития экспортного потенциала Украины

Сегодня электроэнергетическая система Украины характеризуется развитыми магистральными, межгосударственными, локальными электрическими сетями, и имеет в своем составе избыточные генерирующие мощности. В связи с этим имеются необходимые предпосылки для развития экспортного потенциала страны в электроэнергетической сфере.

Перспективными направлениями наращивания экспортного возможностей Украины являются:

-увеличение объемов экспортных поставок электроэнергии в сопредельные государства, в которые сегодня уже экспортируется электроэнергия из ОЭС Украины;

-организация экспортных поставок в сопредельные государства;

-организация экспортных поставок в третьи страны через территорию сопредельных государств.

Кратко остановимся на основных направлениях, по которым возможно рассматривать увеличение и организацию экспортных поставок электроэнергии из Украины, а также обозначим пути решения этих задач и трудности, с которыми уже пришлось и еще придется в связи с этим столкнуться.

3.1. Направление Украина – Россия

По состоянию на сегодня экспорт электроэнергии в этом направлении практически отсутствует (не считая кольцевого перетока из ОЭС Украины в ОЭС Республики Беларусь).
Сечение Украина – Россия технически позволяет осуществлять экспорт электроэнергии в ЕЭС России непосредственно, а также экспорт электроэнергии в третьи страны (например, в Грузию) транзитом через ЕЭС России в достаточно больших объемах.

Краткая характеристика сечения Украина – Россия.

Сечение Украина – Россия можно условно разделить на две части:

-ОЭС Украины - ОЭС Центра России

-ОЭС Украины - ОЭС Северного Кавказа

Первая часть (ОЭС Украины - ОЭС Центра России) включает в себя: одну ВЛ – 750 кВ, одну ВЛ – 500 кВ, пять ВЛ – 330 кВ, десять ВЛ – 110 кВ, а также передачу постоянного тока (ППТ) – 400 кВ Донбасс-Волгоград.

Вторая часть (ОЭС Украины - ОЭС Северного Кавказа) включает в себя: одну ВЛ – 500 кВ, одну ВЛ – 330 кВ, три ВЛ – 220 кВ.

Допустимые значения перетоков электроэнергии по пропускной способности:

Часть сечения	Допустимый переток э/э
ОЭС Украины - ОЭС Центра России	1800 Мвт
ОЭС Украины – ОЭС Северного Кавказа	1700 МВт

К сожалению, российская сторона выражает готовность импортировать электроэнергию из ОЭС Украины только по цене, которая существенно ниже цены, сложившейся на ОРЭ Украины. Что касается поставок в третьи страны через ЕЭС России, то необходимо отметить, что в Российской Федерации не применяется транзит электроэнергии, поставка в третьи страны возможна только методом замещения (SWAP), при этом только услуги Федеральной сетевой компании (ОАО "ФСК ЕЭС") составляют 0,4 цента США за 1 кВтч.

3.2. Направление Украина – Беларусь

Сечение Украина – Беларусь технически позволяет осуществлять экспорт электроэнергии непосредственно в ОЭС Беларуси, а также через сети ОЭС Беларуси возможно осуществление экспорта электроэнергии в страны Балтии.

Пропускная способность двух ВЛ – 330 кВ Чернобыльская АЭС – Мозырь и Чернигов – Гомель на сечении ОЭС Украины – ОЭС Беларуси составляет до 800 МВт.

Сейчас экспорт электроэнергии в ОЭС Беларуси осуществляются ровным графиком на уровне 400 МВт. Таким образом, резерв экспортных поставок в сечении Украина – Беларусь составляет 400 МВт. Рост экспортных поставок в ОЭС Беларусь, в особенности в весенне-

летний, увеличит спрос на базовую электроэнергию, выработанную блоками отечественных атомных станций, что обеспечит их более полную загрузку и эффективное использование.

3.3. Направление Украина – Молдова

Краткая характеристика сечения Украина – Молдова.

В сечение Украина – Молдова входят семь ВЛ – 330 кВ, четырнадцать ВЛ – 110 кВ, одна ВЛ – 35 кВ и две ВЛ – 10 кВ. В северной и центральной части ОЭС Украины переток электроэнергии имеет направление сторону Молдавской энергосистемы, в южной – преимущественно в сторону ОЭС Украины. Как уже указывалось ранее, сечение, как правило, перегружено.

Поэтому, что касается технических возможностей увеличения поставок электроэнергии из Украины в Республику Молдова, с учетом сформированной на сегодня топологии электрических сетей, необходимо констатировать, что до серьезной реконструкции "Одесского" узла такое увеличение проблематично. Конечно, в случае полной загрузки работоспособных блоков Молдавской ГРЭС, можно рассматривать возможность осуществления поставок электроэнергии из ОЭС Украины через Республику Молдова в Румынию. При этом необходимо отметить, что тарифы за транзит электроэнергии, установленные Молдавской стороной на уровне 0,42 цента США за 1 кВт*ч (что превышает тарифы за транзит, принятые в Украине), также потребуют оценки экономической целесообразности транзита.

3.4. Направление Украина – UCTE

При поставках электроэнергии из Украины в страны UCTE существует другая причина, препятствующая их увеличению, а именно ограниченность генерации острова "Бурштынской ТЭС". Дальнейшее увеличение экспорта электроэнергии из Украины в страны Европы можно осуществить путем поэтапного увеличения "острова" и, в конечном итоге, путем перехода на синхронную параллельную работу всей ОЭС Украины с энергообъединением UCTE, т.е. путем интеграции ОЭС Украины в UCTE. Как уже говорилось на МЭФ–2005, для этого должен быть выполнен большой комплекс работ по модернизации энергетического оборудования и сетей, внедрения новых информационных и мониторинговых систем и т.п.

Мы также уже рассматривали еще один путь развития экспорта в этом направлении – сооружение вставок постоянного тока (ВПС), позволяющих осуществлять как резервирование обеспечения согласованных обменов электроэнергией между "островом Бурштынской ТЭС" и UCTE, так и увеличение экспортных поставок украинской электроэнергии в страны Центральной и Восточной Европы. При этом дополнительная электроэнергия из основной части ОЭС Украины сможет передаваться не только на экспорт, но и потребителям "острова Бурштынской ТЭС".

На наш взгляд, первый путь решения данной задачи является гораздо более перспективным и полезным для электроэнергетической отрасли Украины, так как напрямую подразумевает ее непосредственное развитие и приведение к европейским стандартам.

4. Взаимодействие с таможенными органами Украины по вопросу оформления внешних перетоков электрической энергии.

Коротко остановимся еще на одном направлении внешнеэкономической деятельности ГП "Энергорынок" в связи с тем, что 21 июня текущего года исполнилось 15 лет со дня образования таможенных органов Украины.

С момента образования Украины как независимого государства, параллельно с развитием и усовершенствованием электроэнергетической отрасли происходило становление украинской энергетической таможни с соответствующим совершенствованием таможенного законодательства. Именно с этого времени началось тесное сотрудничество ГП "Энергорынок" с таможней: специалистам таможенных органов овладевали тонкостями работы со специфическим товаром, которым является электроэнергия, поскольку последняя не подлежит хранению и складированию и потребляется практически одновременно с ее производством. Начат также таможенный учет электрической энергии, которая пересекает межгосударственные границы Украины. Вообще, процесс становления был очень нелегким – в то время практики таможенного контроля и оформления электрической энергии в Украине

не существовало, а опыт иностранных (западных) стран практически не мог быть полноценно использован, так как его реализация противоречила действующему в то время таможенному законодательству. Что касается стран СНГ, то их таможенные энергетические органы тогда тоже находились в процессе становления. Проблемы усугублялись также исторически сформированной топологией электрических сетей Украины, которые во времена СССР строились в комплексе.

Таможенное оформление электрической энергии было начато с января 1999 года после заключения договоров об экспортных поставках электрической энергии в Молдавскую энергетическую систему. Позднее таможенное оформление начало осуществляться при поставках электроэнергии между ОЭС Украины и ЕЭС Российской Федерации, в энергосистемы Венгрии, Словакии, Польши, Румынии и Республики Беларусь. Но, как показала практика, таможенные документы того времени не учитывали всех особенностей перемещения и учета электроэнергии, например, существования кольцевых перетоков электроэнергии при параллельной работе энергосистем смежных стран, существования технологических перетоков, разновидностей перетоков, как - то: сальдо- переток, или переток с разбивкой по временным зонам суток, и тому подобное. Такая ситуация вызывала много недоразумений с таможенными органами Украины при декларировании электроэнергии, которая перемещалась межгосударственными линиями электропередачи.

Для нормализации ситуации, таможенники совместно с энергетиками были вынуждены разработать ряд документов для внедрения вышеназванных понятий, внести некоторые процедурные изменения в действующие нормативные акты, и т.п., что в конечном результате определило возможность решения актуальных задач по экспорт, импорту и транзиту электрической энергии.

С принятием в июле 2002 года нового Таможенного кодекса, появилась необходимость актуализировать таможенное законодательство. Для этого сотрудники таможенных органов совместно с энергетиками разработали ряд документов, среди которых следует назвать "Порядок таможенного контроля и таможенного оформления электроэнергии, перемещенной через таможенную границу Украины", который был утвержден Постановлением Кабинета Министров Украины 10 декабря 2003 года №1909. Указанный документ основывался на многолетнем опыте и получился универсальным. Это позволило применять его как для оформления электроэнергии, которая перемещается исключительно для обеспечения параллельной работы ОЭС Украины с энергосистемами смежных стран, так и для оформления поставок электрической энергии по коммерческими внешнеэкономическими контрактам, а также учитывать возможность технологического перемещения электроэнергии.

Минимизация неравномерности загрузки цепей управляемой самокомпенсирующейся воздушной линии (УСВЛ).

Суслов В.М., Постолатий В. М.
Институт энергетики АНМ

***Аннотация**:* Для минимизации неравномерности загрузки цепей УСВЛ в процессе ее регулирования пропускной способности посредством синхронного регулирования сдвига фаз систем векторов напряжений цепей по ее обоим концам предложено усложнить этот процесс введением дополнительного регулирования на передающем конце линии. Аналитическим путем определен критерий этого дополнительного регулирования. Дополнительно определено понятие квазиволнового режима УСВЛ для произвольного угла сдвига фаз систем векторов напряжений ее цепей.

Ключевые слова*:* управляемые линии электропередачи, регулирование угла сдвига фаз.

Minimizarea neuniformității sarcinei circuitelor liniei electrice de tensiune înalta dirijată cu autocompensare.

Institutul de Energetica al AŞM

Rezumat Pentru minimizarea neregularității sarcinii rețelelor LEAD cu autocompensare în procesul ei de reglare al capacității de trafic prin intermediul reglării decalajului de fază a sistemului vectorial de tensiuni al rețelelor din ambele capete, s-a propus complicarea acestui proces prin includerea reglării suplimentare la capătul de transmitere al liniei. În mod analitic s-a determinat criteriul acestei reglări suplimentare. Totodată s-a stabilit conceptul regimului cuazistaționar ale LEAD pentru unghiul arbitrar al decalajului de fază ale vectorilor tensiunilor rețelelor lor.

Cuvintele cheie*:* linia electrică dirijată, unghi de decalare**.**

Minimization of unevenness of the loading of the selfcompensating high voltage power lines

Institute of Power Engineering of the Academy of Sciences of Republic of Moldova

Abstract: For minimization of unevenness of the loading the chains operated selfcompensating high-voltage power lines (OSHPL) in process of management of its reception capacity by means of synchronous change the angular shift of the phases of the voltage vector systems of the chains on its both sides is offered hereto process to add the additional regulation on sending end of the line. The Analytical way is determined criterion this additional regulation. In addition notion of the quasiwave mode OSHPL is determined for free angle of the shift of the phases of the voltage vector systems of its chains.

Key word: power line, angular shift of the phases.

Как известно, УСВЛ представляет собой воздушную линию, состоящую как минимум из двух трехфазных цепей с максимально сближенными одноименными фазами и с общепринятыми расстояниями между этими парами фаз между собой [1] (см. рис.1).

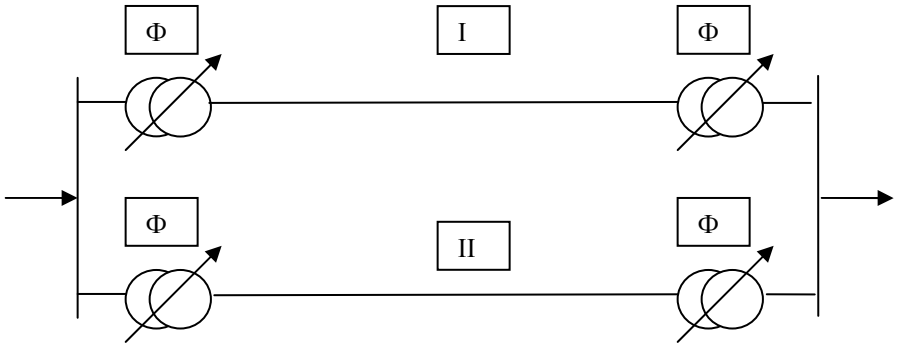


Рис.1. Принципиальная схема УСВЛ. (Ф – фазорегуляторы, I/II – номера цепей.)[1]

[1] Горизонтальные стрелки показывают направление передачи мощности.

Посредством фазорегулирующих устройств, установленным по концам линии, производится регулирование угла сдвига фаз, от нуля до 180 градусов, между системами векторов напряжений цепей в зависимости от требуемой величины передаваемой мощности по линии. Обычно предполагается синхронное регулирование этого сдвига фаз по обоим концам линии, а возникающая неравномерность по загрузке цепей при промежуточном угловом сдвиге считается неизбежной издержкой этого процесса. Предположим, что передача мощности по УСВЛ производится только в одну сторону. В конце электропередачи установлены обычные фазоповоротные устройства, у которых производится только регулирование фазы векторов напряжений цепей при равенстве их модулей друг другу. В начале же электропередачи установлены модифицированные фазоповоротные устройства, на которые дополнительно возлагается функция введения в некоторых пределах разбаланса по модулю напряжений цепей между собой. Ставится задача найти критерий оптимального регулирования этими начальными фазоповоротными устройствами при некотором неизменном угле сдвига фаз систем вектров напряжений цепей в конце электропередачи с целью минимизации неравномерности загрузки цепей линии.

Дополнительно поставим вопрос об осуществимости режима натуральной мощности для УСВЛ. Если считать критерием этого режима постоянство отношения комплекса напряжения к комплексу тока для каждой цепи, независимо от места на лини, то данный режим для УСВЛ, строго говоря, осуществим только для крайних значения углового сдвига, то есть для нулевого угла сдвига фаз и для 180 – градусного сдвига фаз между системами векторов напряжений цепей.

Однако можно ввести новый критерий осуществимости волнового режима для УСВЛ. Любой симметричный режим УСВЛ при любых симметричных граничных условиях на ее концах можно представить как наложение двух режимов. Первый – это некоторый режим при нулевом сдвиге фаз между системами векторов напряжений цепей, а второй – это режим при 180 – градусном сдвиге между системами векторов напряжений цепей. Оказывается каждый из этих двух режимов уже может быть волновым, в том числе и одновременно. Имеем для этого случая следующие два критериальных уравнения.

Первое из них имеет следующий вид.

$$\frac{\dot{U}_0}{\dot{I}_0} = \dot{z}_0, \qquad (1)$$

где $\dot{U}_0$ - напряжение нулевой составляющей в произвольной точке линии,

$\dot{I}_0$ – ток нулевой составляющей в той же точке линии,

$\dot{z}_0$ – волновое сопротивление линии в режиме нулевого фазового сдвига.

Второе – следующий.

$$\frac{\dot{U}_{180}}{\dot{I}_{180}} = \dot{z}_{180}, \qquad (2)$$

где $\dot{U}_{180}$ - напряжение 180-градусной составляющей в произвольной точке линии,

$\dot{I}_{180}$ – ток 180-градусной составляющей в той же точке линии,

$\dot{z}_{180}$ – волновое сопротивление линии в режиме 180-градусного фазового сдвига.

Осуществление режима УСВЛ, соответствующим этим двум уравнениям, обеспечивают путем регулирования фазоповоротными устройствами в начале линии поочередно как разбалланса модулей напряжений цепей, так и угла сдвига фаз систем векторов напряжений цепей, а также и угла сдвига фаз векторов напряжений с помощью фазоповоротных устройств в конце линии. Полученный режим с выполнением этих двух уравнений можнет быть назван квазиволновым режимом УСВЛ. Этот режим при достаточно большой длине линии, соизмеримой с длиной волны переменного тока промышленной частоты, будет более желательным чем любые другие близкие режимы с одинаковыми углами сдвига фаз между системами векторов напряжений цепей на ее обоих концах, как по более равномерной загрузке цепей, так и по более плавному распределению напряжения вдоль линии.

По ряду соображений может возникать необходимость ведения режима для УСВЛ, несколько отличного от квазиволнового. Определим критерий оптимальности данного режима в смысле сведения к минимуму его отличия от квазиволнового режима.

Из теории длинных линий электропередачи для каждого из волновых каналов УСВЛ имеем.

Для нулевого канала:
Для напряжения

$$\dot{U}_0 = \dot{U}_{0н}\, ch\dot{\gamma}_0 l - \dot{I}_{0н}\dot{z}_0\, sh\dot{\gamma}_0 l, \qquad (3)$$

где $\dot{U}_0$ – нулевая составляющая напряжения на расстоянии l от начала линии,

$\dot{U}_{0н}$ – то же, но в начале линии,

$\dot{I}_{0н}$ – нулевая составляющая тока в начале линии,

$\dot{z}_0$ – волновое сопротивление нулевого канала,

$\dot{\gamma}_0$ – постоянная распространения волн тока и напряжения нулевого канала.

Для тока

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_{0н}\, ch\dot{\gamma}_0 l - \frac{\dot{U}_{0н}}{\dot{z}_0} sh\dot{\gamma}_0 l, \qquad (4)$$

где $\dot{I}_0$ – нулевая составляющая тока на расстоянии l от начала линии.

Для 180 градусного канала:
Напряжение вдоль линии изменяется по следующему закону.

$$\dot{U}_{180} = \dot{U}_{180н}\, ch\, \dot{\gamma}_{180}\, l - \dot{I}_{180н}\, \dot{z}_{180}\, sh\, \dot{\gamma}_{180}\, l\,, \qquad (5)$$

где $\dot{U}_{180}$ – 180 градусная составляющая напряжения на расстоянии l от начала линии,

$\dot{U}_{180н}$ – то же, но в начале линии,

$\dot{I}_{180н}$ – 180 градусная составляющая тока в начале линии,

$\dot{z}_{180}$ – волновое сопротивление 180 градусного канала,

$\dot{\gamma}_{180}$ – постоянная распространения волн тока и напряжения 180 градусного канала.

А ток по следующему.

$$\dot{I}_{180} = \dot{I}_{180н}\, ch\, \dot{\gamma}_{180}\, l - \frac{\dot{U}_{180н}}{\dot{z}_{180}}\, sh\, \dot{\gamma}_{180н}\, l\,, \qquad (6)$$

где $\dot{I}_{180}$ – 180 градусная составляющая тока на расстоянии l от начала линии.

Во всех последних четырех уравнений нулевая и 180 градусная составляющие для токов и напряжений УСВЛ определяются следующими уравнениями.

Для напряжения нулевой составляющей

$$\dot{U}_0 = \frac{\dot{U}_1 + \dot{U}_2}{2}\,, \qquad (7)$$

где $\dot{U}_1$ – напряжение 1-й цепи,

$\dot{U}_2$ – напряжение 2-й цепи.

Для тока нулевой составляющей

$$\dot{I}_0 = \frac{\dot{I}_1 + \dot{I}_2}{2}\,, \qquad (8)$$

где $\dot{I}_1$ – ток 1-й цепи,

$\dot{I}_2$ I_2 – ток 2-й цепи.

Для напряжения 180 градусной составляющей

$$\dot{U}_{180} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{2}. \qquad (9)$$

Для тока 180 градусной составляющей

$$\dot{I}_{180} = \frac{\dot{I}_1 - \dot{I}_2}{2}. \qquad (10)$$

Как уже было сказано выше при произвольном режиме, отличном от квазиволнового, входное сопротивление линии для каждого из волнового канала не будет постоянным, а будет изменяться вдоль линии. Очевидно, чтобы минимизировать неравномерность загрузки цепей УСВЛ, необходимо уравнять степень отличия режимов ее волновых каналов от их волновых режимов. Таким образом критерий минимально возможной неравномерности загрузки цепей определится следующим уравнением.

$$\frac{1}{L}\int_0^L \frac{\dot{U}_0}{\dot{I}_0\,\dot{z}_0}\,dl = \frac{1}{L}\int_0^L \frac{\dot{U}_{180}}{\dot{I}_{180}\,\dot{z}_{180}}\,dl, \qquad (11)$$

где L – длина линии.

Подставляя в последнее выражение величины из (3-6) для $\dot{U}_0$, $\dot{I}_0$, $\dot{U}_{180}$ и $\dot{I}_{180}$ и, беря интегралы в его обеих частях, получим.

$$\frac{1}{\dot{\gamma}_0 L}\ln\left(ch\dot{\gamma}_0 L - \frac{\dot{U}_{0н}}{\dot{I}_{0н}\,\dot{z}_0} sh\dot{\gamma}_0 L\right) = \frac{1}{\dot{\gamma}_{180} L}\ln\left(ch\dot{\gamma}_{180} L - \frac{\dot{U}_{180н}}{\dot{I}_{180н}\,\dot{z}_{180}} sh\dot{\gamma}_{180} L\right) \qquad (12)$$

Вместо точного выполнения соотношения (12) можно предложить близкое к нему, более приближенное следующее соотношение.

$$\frac{\dot{U}_0}{\dot{I}_0\,\dot{z}_0} = \frac{\dot{U}_{180}}{\dot{I}_{180}\,\dot{z}_{180}},$$

где $\dot{U}_0$, $\dot{I}_0$, $\dot{U}_{180}$ и $\dot{I}_{180}$ – соответствующие составляющие тока и напряжения посредине линии.

Имея ввиду соотношения (3-6), получим

$$\frac{\dot{U}_{0н}\,ch\dot{\gamma}_0 L/2 - \dot{I}_{0н}\,\dot{z}_0\,sh\dot{\gamma}_0 L/2}{\dot{U}_{0н}\,sh\dot{\gamma}_0 L/2 - \dot{I}_{0н}\,\dot{z}_0\,ch\dot{\gamma}_0 L/2} = \frac{\dot{U}_{180н}\,ch\dot{\gamma}_{180} L/2 - \dot{I}_{180н}\,\dot{z}_{180}\,sh\dot{\gamma}_{180} L/2}{\dot{U}_{180н}\,sh\dot{\gamma}_{180} L/2 - \dot{I}_{180н}\,\dot{z}_{180}\,ch\dot{\gamma}_{180} L/2} \qquad (13)$$

Наконец, можно предложить совсем приближенное следующее соотношение.

$$\dot{U}_{0н}/\dot{I}_{0н} = \dot{U}_{180н}/\dot{I}_{180н} \qquad (14)$$

Выполнение одного из уравнений (12, 13 или 14) обеспечивают регулированием фазоповоротными устройствами в начале линии поочередно как разбалланса модулей

напряжений цепей, так и угла сдвига фаз систем векторов ее напряжений при некотором неизменном угле сдвига фаз систем векторов напряжений ее цепей в конце линии. При этом загрузка линии в целом будет определяться углом сдвига фаз систем векторов напряжений ее цепей в конце линии.

Выводы.

1. Сформулирован критерий оптимальности по загрузке цепей УСВЛ значительной протяженности, определяющий минимум отличия ее режима от, так называемого квазиволнового режима.
2. Его выполнение в процессе текущего регулирования позволит уменьшить потери мощности из-за более равномерной загрузки цепей УСВЛ, как по току, так и по напряжению.
3. Квазиволновой режим УСВЛ, при промежуточных углах сдвига фаз между системами векторов напряжений цепей, соответствует волновому режиму обычной одноцепной линии.

Литература.

1. Ю.Н. Астахов, В.М. Постолатий, И.Т. Комендант, Г.В.Чалый. Управляемые линии электропередачи. Кишинев: Штиинца, 1984.

ЛЕТУЧИЕ ВЫБРОСЫ ОТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА РЕСПУБЛИКИ МОЛДОВЫ

Быкова Е.В.[1], Царану М.Х.[2], Бурцев С.В.[1]
Институт энергетики АНМ [1], Министерство экологии и природных ресурсов [2]

Аннотация. В статье приведены и описаны результаты расчетов летучих (фугитивных) выбросов от энергетических источников Молдовы. Описаны метод расчета, необходимые исходные данные, проанализирована динамика изменения величин выбросов CH_4 за период 1990-2005 г, а также описана методология расчета выбросов CO_2 и N_2O от транспортировки и распределения природного газа.

FUGITIVE EMISSONS FROM ENERGY SECTOR IN THE REPUBLIC OF MOLDOVA

Abstract. The paper contains the results of the process of inventorying the fugitive emissions from energy sector of the Republic of Moldova. It is described the applied methodology, activity data used, there were analyzed the trends of methane emissions during the 1990-2005 period, as well as additional information is presented for evaluating CO_2 and N_2O fugitive emissions from natural gas transmission and distribution in the Republic of Moldova

EMISII FUGITIVE DE LA SECTORUL ENERGETIC AL REPUBLICII MOLDOVA

Adnotare. Articolul prezintă rezultatele evaluării emisiilor fugitive de la sectorul energetic al Republicii Moldova. Sunt descrise metodele de calcul aplicate, datele de activitate folosite, este analizată evoluția emisiilor fugitive de metan în perioada 1990-2005, de asemenea este descrisă şi metoda de calcul a emisiilor CO_2 şi N_2O de la sectorul aprovizionării cu combustibil gazos al Republicii Moldova.

В течение ряда последних лет в РМ проводятся работы по инвентаризации газов с парниковым эффектом [1-3]. Одним из разделов является оценка эмиссий парниковых газов при стационарном и мобильном сжигании топлива в энергетических целях, а также фугитивных (летучих) эмиссий в системе газо- и топливоснабжения.

Цель настоящей статьи:

В данной статье представлены результаты расчетов летучих выбросов, выполненные согласно указаниям и с использованием коэффициентов Руководящих Указаний Межправительственной Группы Экспертов (МГЭИК, 2000) (Руководящие указания по эффективной практике и учёту факторов неопределённости в национальных кадастрах парниковых газов) [2]. Указанные эмиссии относятся к модулю «Энергетика», раздел «В».

Описание категорий источников:

Фугитивные выбросы для Республики Молдова рассчитываются для следующих категорий источников согласно перечня категорий источников МГЭИК [1-3]: магистральные трубопроводы; распределительные трубопроводы; ГРС; хранение сжиженного газа (LPG).

При расчетах использованы данные АО «Молдовагаз», полученнные в ответ на официальный запрос молдавской рабочей группы по инвентаризации газов, а также официально опубликованные источники [4-5].

Выбор метода:

При расчете величин выбросов можно использовать разные методы:

- метод уровня 1, основанный на данных по топливу и коэффициентах выбросов, принимаемых по умолчанию из [2];
- метод уровня 2, основанный на данных по километражу трубопроводов и коэффициентах утечек, принимаемых также по умолчанию согласно [2] (использован в данных расчетах).

Перечень рассчитываемых газов:

Расчет летучих выбросов включен отдельным разделом в общую электронную программу по расчету эмиссий в виде специальных расчетных таблиц на отдельных страницах, в которых автоматически вычисляются величины выбросов при подстановке исходных данных по методу

«уровень 1» или по методу «уровень 2» (выбирается один из методов). Указанные расчетные таблицы связаны с другими таблицами расчета выбросов газов в модуле «Энергетика» и автоматически суммируются в итоговой (обзорной) таблице.
В целом в модуле «Энергетика» рассчитываются газы CO_2, CH_4, N_2O с прямым парниковым эффектом, а также газы с косвенным парниковым эффектом (CO, NO_x, NMVOC) и SO_2 .
Расчетная таблица по вычислению летучих эмиссий предназначена для расчета только CH_4, хотя в [2] даются указания по расчету также CO_2, N_2O, однако в связи с особенностями энергетической деятельности в Молдове (отсутствие добычи углеводородов, например) эти выбросы незначительны.

Данные по деятельности:

Данные по протяженности магистральных газопроводов, газопроводов-отводов, распределительных газопроводов, а также данные по количеству сжиженного нефтяного газа приведены в таблице 1 для периода 1990-2005 гг.

Таблица 1. Данные по деятельности для расчета летучих эмиссий

ГОД	Магистральные трубопроводы, км	Распределительные трубопроводы, км	Транспортировка сжиженного газа, 1000 m3
1990	1031,92	7471,15	85205,6
1991	1031,92	7471,15	74752
1992	1031,92	7471,15	44033,6
1993	1031,92	7471,15	18045,6
1994	1031,92	7471,15	8468
1995	1031,92	7471,15	8234,4
1996	1031,92	7471,15	9168,8
1997	1031,92	7471,15	11271,2
1998	1031,92	7471,15	11563,2
1999	1031,92	7471,15	5956,8
2000	1031,92	7471,15	1985,6
2001	1031,92	7471,15	1810,4
2002	1258,355	12259,052	1693,6
2003	1266,355	12259,052	1226,4
2004	1307,655	12259,052	1635,2
2005	1307,655	12259,052	992,8

Описание методологии, данных по деятельности и коэффициентов выбросов:

Из всех представленных видов деятельности по [2], касающихся добычи, транспорта и переработки нефти и природного газа, актуальными для Молдовы являются только транспортировка, хранение, распределение газа.

Расчет выбросов CH_4

Газопроводы: Коэффициенты выбросов для различного рода категорий и подкатегорий видов деятельности приведены на стр. 2.92 в таблице 2.16 главы 2 пункта 2.7 раздела «Энергетика» [2]. В соответствии с комментариями к таблице 2.16 из двух предлагаемых коэффициентов больший коэффициент применяется для поршневых компрессоров, а меньший - для турбокомпрессоров. Территория Республики Молдова невелика, и давление проходящих магистральных транзитных газопроводов достаточно, чтобы отказаться от применения дополнительных компрессорных

станций. Детандорных станций в республике также нет, поэтому из двух предложенных коэффициентов следует выбрать наименьший.
В данном случае эти коэффициенты составляют 2,1E-03 Гигаграмм (Гг) CH_4 на 1 километр магистральных сетей в год и 5,2E-04 Гг CH_4 на 1 километр в год для распределительных сетей. Данные коэффициенты являются усредненными и не учитывают ни колебания давления в газопроводе, ни колебания содержания метана в распределяемом газе в течение с 1990 по 2005 год. Поскольку руководством МГЭИК [2] предлагается единый коэффициент для всего временного отрезка, ежегодные выбросы получаются умножением этого коэффициента на общую длину соответствующего типа газопроводов, эксплуатируемых в данном расчетном году:

$$\textbf{Выбросы}CH_4 = \Sigma L_{Tr} * k_1 + \Sigma L_{Dist} * k_2$$

Где :

- Выбросы CH_4 – количество выбросов (Гг) CH_4 в год;
- ΣL_{Tr} – общая длина[a] эксплуатируемых в данном году магистральных трубопроводов и газопроводов -отводов (км);
- ΣL_{Dist} общая длина[a] эксплуатируемых в данном году дистрибьюторских (распределительных) трубопроводов (км);
- k_1 коэффициент, равный 2,1E-03 Гг CH_4 в год на 1 километр для магистральных сетей;
- k_2 -коэффициент, равный 5,2E-04 Гг CH_4 в год на 1 километр для распределительных сетей.

Примечания:

а) Под длиной подразумевается сумма протяженности (км) всех газопроводов, находящихся под давлением в течение расчетного года**.

В качестве временного интервала эксплуатации газопроводов рассматривается период с 1966 по 2005 год. Более точные данные о вводе в эксплуатацию конкретных газопроводов можно получить, используя в качестве легитимной основы Приложение N 1 к Постановлению Правительства Республики Молдова № 1492 от 28 декабря 2001 г., в котором наиболее точно отражена ситуация в области газоснабжения Республики в 2001 году [4].

Таким образом, временной отрезок с 1966 года по 2005 можно разбить на 2 части. Также в данном Приложении [4] указываются дополнительные сроки ввода в эксплуатацию газопроводов-отводов в 2002 и 2003 годах. Поскольку там же даются данные о загрузке газопроводов, следует предположить, что независимо от степени загрузки газопроводы находились под давлением, и утечки, учитываемые по рекомендациям МГЭИК, имели место.

В соответствии с Программой [4] имеем (цитата):

«***По состоянию на 1 января 2001 г. находятся в эксплуатации:***
**** 580,77 км магистральных газопроводов;***
**** 451,15 км магистральных газопроводов-отводов;***
**** 7471,15 км межпоселковых газопроводов;.***
**** 56 газораспределительных станций (в дальнейшем - ГРС).»***

Поскольку при подготовке Программы, являющейся правительственным документом, были произведены наиболее точные подсчеты, год ее принятия известен, данные о газификации в этом году можно считать максимально достоверными. Учитывая, что количество газифицированных населенных пунктов постоянно росло, что было вызвано экономическими условиями, естественно предположить, что до 2001 года длина газопроводов не была меньшей.

Протяженность магистральных, распределительных газопроводов, отводов и количества LPG приведены в таблице 1 для каждого года из периода 1990-2005 гг.

Расчет выбросов CO_2

Коэффициент $\mathbf{k_{co2}}$ =1,6E-05 Гг принимается по умолчанию из [2] для расчета количества выбросов CO_2 для всех газовых транспортных сетей, поскольку этот коэффициент указан одинаковым для всех видов деятельности. Количество выбросов, как и в предыдущем случае, определяется длиной магистральных газопроводов, умноженной на этот коэффициент:

$$\textbf{Выбросы}CO_2 = \Sigma L_{Tr} * k_{co2}$$

Газоизмерительные / газорегулирующие станции (ГРС).

Расчет выбросов CH_4:

В Руководстве МГЭИК [2] в таблице 2.18 главы 2 пункта 2.7 раздела «Энергетика» на стр 2.99 приведены данные о потерях, возникающих при применении того или иного оборудования, эксплуатируемого в сетях газоснабжения. Из всего предлагаемого в таблице перечня в РМ имеются только измерительные (регулирующие) станции. При этом выбирается коэффициент 5000 $м^3$/станция/год как средний, усчитывая в среднем неплохое состояние эксплуатируемых сетей.

В соответствии с указанной выше Программой [4] в эксплуатации находится **N** = 56 газораспределительных станций, являющихся одновременно и пунктами замера газа, для которых, в соответствии с рекомендациями МГЭИК, для газорегулирующих станций предусмотрен коэффициент $\mathbf{k_{грс}}$= 5 000 $м^3$ газа на 1 станцию в год. ([2], Табл. 2.18 стр 2.99) Умножая данный коэффициент на количество станций, получаем годовые потери газа на этих измерительных станциях:

$$\textbf{Выбросы } CH_{4\ грс} = N * k_{грс}$$

Сжиженный нефтяной газ

Выбросы CO_2 и N_2O

В соответствии с Программой [4] сжиженный газ обрабатывается и распределяется потребителям на 4 газонаполнительных станциях с общей емкостью хранения газа 4,08 тыс. $м^3$ (мун. Стрэшень, Бэлць и Комрат). В стадии строительства находятся 2 газонаполнительных станции в Унгенах и Купчинь общей вместимостью 2,8 тыс.$м^3$.

При хранении сжиженного газа таблицей 2.16 [2] для расчета эмиссий CO_2 и N_2O предусмотрены два коэффициента выбросов: 4.3E-04 для CO_2 и 2.2E-09 для N_2O.

Поскольку точных данных о количестве газа, хранящемся на этих 4 станциях, не существует, а имеются национальные данные о потреблении сжиженного газа, предполагается, что этот газ так или иначе где-то хранится. Имеющиеся данные, выражены в килотоннах, а коэффициент, предусмотренный для деятельности вида «транспортировка сжиженного природного газа», выражен в Граммах на 1000 $м^3$ конденсата, поэтому для расчета необходимо перевести килотонны в $м^3$ (объем) сжиженного газа. Для этого необходимо просто разделить вес газа на его плотность, которая составляет 584 кг/$м^{3,}$, что было выполнено при заполнении соответствующего столбца таблицы 1.

Коэффициенты выбросов CH_4 ,CO_2 и N_2O:

Систематизируем описанные коэффициенты в таблицах 2 и 3.

Таблица 2. Коэффициенты выбросов CH_4 для разных категорий источников летучих выбросов

Категория источников	Коэффициент выбросов	Единицы измерения	Источник: [2]
Магистральные и трубопроводы-отводы	$2,1*10^{-3}$	Гг CH_4 / км	Стр.2.92, табл.2.16, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика»
Распределительные трубопроводы	$5,2*10^{-4}$	Гг CH_4 / км	Стр.2.92, табл.2.16, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика»
ГРС	$5*10^{3}$	На 1 станцию в год	Стр.2.99, табл.2.18, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика»
Сжиженный газ (LPG)	110	кг CH_4 / 10^3 $м^3$	Стр.2.92, табл.2.16, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика»

Таблица 3. Коэффициенты выбросов CO_2 и N_2O для разных категорий источников летучих выбросов

Категория источников	Коэффициент выбросов	Единицы измерения	Источник: [2]
Магистральные и трубопроводы-отводы	$1,6*10^{-5}$	Гг CO_2/ км	Стр.2.92, табл.2.16, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика»
Распределительные трубопроводы	$1,6*10^{-5}$	Гг CO_2/ км	Стр.2.92, табл.2.16, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика
ГРС	нет		
Сжиженный газ (LPG)	$4,3*10^{-4}$ $2,2*10^{-9}$	Гг CO_2/ 10^3 $м^3$ Гг N_2O / 10^3 $м^3$	Стр.2.92, табл.2.16, глава 2, пункт 2.7, раздел «Энергетика»

Результаты расчета эмиссий CH_4:

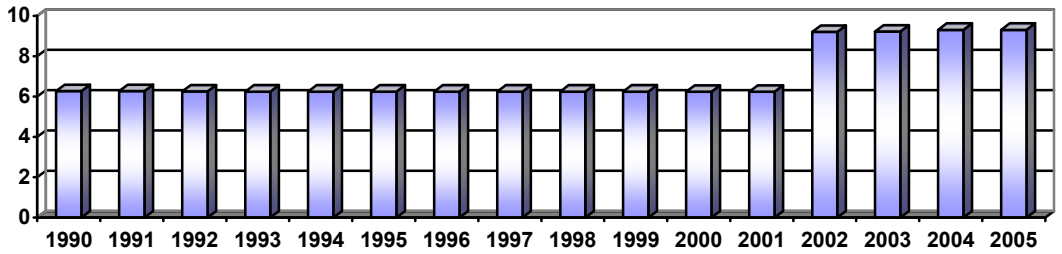
Рассчитанные по вышеописанной методике величины выбросов CH_4 приведены в таблице 4 и проиллюстрированы на графике рис.1.

Таблица 4. Эмиссии CH_4 по категории «Летучие выбросы» в РМ, Гг

Год	**1990**	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**
CH_4,Гг	6,2699	6,2665	6,2566	6,2483	6,2452	6,2451	6,2454	6,2461
Год	**1998**	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
CH_4,Гг	6,2462	6,2444	6,2431	6,2430	9,2082	9,2248	9,3117	9,3115

Результат представлен также на рис.1

Рис.1.Эмиссии CH4 по категории "Летучие выбросы",Гг



Результаты расчета CO_2 и N_2O:

Таблица 5. Выбросы CO_2 и N_2O по категории «Летучие выбросы»,Гг

	1990	**1991**	**1992**	**1993**	**1994**	**1995**	**1996**	**1997**
CO_2,Гг	0,2435	0,2303	0,1916	0,1588	0,1467	0,1464	0,1476	0,1503
N_2O, Гг*10E-06	187	164	96,9	39,7	18,6	18,1	20,2	24,8
	1998	**1999**	**2000**	**2001**	**2002**	**2003**	**2004**	**2005**
CO_2,Гг	0,1506	0,1436	0,1386	0,1383	0,2184	0,218	0,2191	0,2183
N_2O, Гг*10E-06	25,4	13,1	4,37	3,98	3,73	2,7	3,6	2,18

Величины выбросов данных газов чрезвычайно малы для изучаемой категории источников и их можно не учитывать при суммарных подсчетах выбросов парниковых газов прямого действия в в CO_2-эквиваленте.

Заключение

Анализируя график на рис.1, можно заметить, что с 1990 по 1994 года количество фугитивных выбросов изменилось в небольших объемах. С 2001 года наметился рост выбросов в связи с началом реализации национальной программы по газификации. Увеличилось и потребление газа и, соответственно, фугитивные выбросы также увеличились. Очевидно, это объясняется изменением характера потребителей газа в Республике. Если раньше это были промышленные предприятия, то с 2000 года по настоящее время рост потребления газа происходит в коммунальном секторе и перерабатывающей промышленности сельхозяйственных предприятий.

Данные потребители нуждаются в разветвленной газовой сети и имеют четко выраженный сезонный характер потребления газа. Это означает, что номинальная пропускная способность газопроводов используется в течение нескольких месяцев в году. Остальное время газопроводы остаются под давлением, что предусматривает наличие утечек при их загрузке намного ниже номинальной.

Для снижения доли фугитивных выбросов в общем объеме эмиссий необходимо сбалансировать режим потребления газа в течение всего года. Кроме того, следует применять технологии энерго- и теплосбережения, не требующие увеличения протяженности газовых сетей, а также увеличения единичной мощности агрегатов, производящих тепло. В качестве таких можно рассматривать, например, когенерационные установки, работающие в течение целого года, в комплексе с развитием предприятий, использующих тепло в летнее время.

Литература

1. Руководящие указания МГЭИК (Гид) в 3 томах, 1996 г
2 Руководящие указания МГЭИК (Гид по эффективной практике), 2000
3 Руководящие указания МГЭИК (Гид) , 2006 г
4. Приложение N 1 к Постановлению Правительства Республики Молдова № 1492 от 28 декабря 2001 г.
5.Статистические ежегодники Национального Бюро Статистики за 2005-2006 г.