

З.А. МЕЛИКЯН, В.Р. ХАРАЗЯН

ОПТИМИЗАЦИОННАЯ МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ЗДАНИЙ ОТ СТАНЦИИ С КОМБИНИРОВАННЫМ ПРОИЗВОДСТВОМ ТЕПЛА И ЭЛЕКТРИЧЕСТВА

Разработана математическая модель комплексной оптимизации комбинированной системы теплоэнергоснабжения от ТЭЦ, учитывающая влияние всех основных факторов на формирование стоимости как тепла, снабжаемого для нужд отопления зданий, так и электроэнергии.

Ключевые слова: когенерация, математическая модель, стоимость тепла, оптимальные параметры комбинированной установки.

Введение. Многие эксперты считают, что теплофикация является наиболее эффективным способом теплоснабжения, так как при этом используются тепловые выбросы производства электроэнергии. Однако для выявления реальной экономической эффективности отопления зданий на базе теплофикации нужно учесть все основные факторы и условия рыночной экономики. Для этого необходимо разработать математическую модель определения минимально возможной стоимости снабжаемой энергии при оптимальных параметрах системы в целом.

Схема теплофикационной системы производства и снабжения энергии представлена на рис.1. Система работает следующим образом: из котла 1 пар поступает в турбину 2 и, расширяясь, производит электроэнергию. Часть пара достаточно высокого давления берется из отбора 3 турбины для регенеративного подогрева питательной воды. Другая часть пара отбирается под более низким давлением P_{ex} и температурой t_{ex} 4 для подготовки горячего теплоносителя в сетевом теплообменнике 5. Третья часть пара направляется в конденсатор 6, где охлаждается водой из градирни 7. Теплоноситель из 5 с помощью насосов 8 поступает к потребителям через транзитный подающий трубопровод 9. В районных тепловых пунктах ЦТП 10 с помощью теплоносителя подготавливается горячая вода, которая подается в системы отопления зданий 11 через подающие распределительные трубопроводы 12. Охлажденная в зданиях вода по обратным распределительным трубопроводам 13 возвращается в тепловые пункты 10. Из тепловых пунктов теплоноситель по обратному транзитному трубопроводу 14 поступает в сетевой теплообменник 5 для повторного нагревания.

Взаимосвязь энергетических параметров системы и их определение. Основными энергетическими характеристиками системы являются: 1. Выработка электроэнергии N_{TTP} , кВт, на каждый кВт отпускаемого тепла ϕ . 2. Доля φ производимого в котле ТЭЦ первичного тепла Q_{in} , кВт, отпускаемая потребителям на нужды отопления Q_s , кВт.

$$\phi = N_{\text{TRP}} / Q_s, \quad (1)$$

$$\varphi = Q_s / Q_{\text{in}}. \quad (2)$$

Термический КПД теплофикационного термодинамического цикла $\eta_{\text{pp.el}}$ выражается через произведение φ и ϕ :

$$\eta_{\text{pp.el}} = N_{\text{TRP}} / Q_{\text{in}} = \varphi \phi. \quad (3)$$

Очевидно что значения коэффициентов φ , ϕ и $\eta_{\text{pp.el}}$ меняются в зависимости от температур t_{ex} пара, отбираемого из турбины для регенерации и приготовления горячего теплоносителя. Для установления соотношения между φ , ϕ и t_{ex} исследованы термодинамические циклы комбинированного производства электроэнергии и тепла с учетом всех энергетических потоков и потерь в турбинах.

Анализ результатов вычислительного эксперимента с помощью цикла показал, что зависимости $\varphi = f(t_{\text{ex}})$ и $\phi = f(t_{\text{ex}})$ можно выразить следующими эмпирическими уравнениями, которые позволяют вести многофакторные расчеты с помощью математической модели системы:

$$\varphi = 0,466 + 0,000434 t_{\text{ex}}, \quad (4)$$

$$\phi = 0,727 - 0,001628 t_{\text{ex}}. \quad (5)$$

Как видно из этих формул, значения φ и ϕ зависят от температуры пара t_{ex} , отбираемого из турбины.

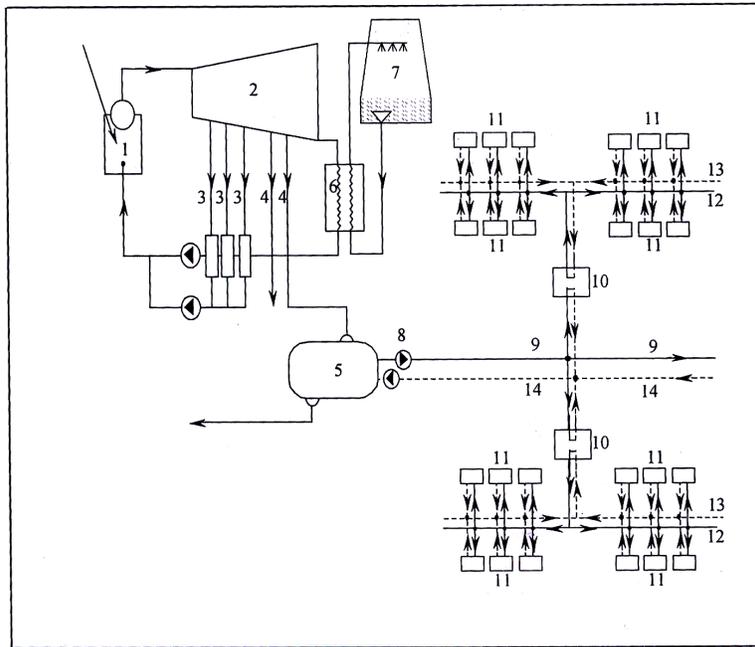


Рис.1. Концептуальная схема установки

Целью вывода уравнений (4) и (5) является создание возможности оценки общей энергетической эффективности теплофикационной системы при

различных значениях температуры t_{ex} , а также для ее оптимизации. Для этого в модели t_{ex} принимается переменной в зависимости от мощностных и конструктивных характеристик всей системы теплоэнергоснабжения. Значение t_{ex} определяется по следующей сумме:

$$t_{ex} = t_{tr.1} + \Delta t_{net.h.ex.}, \quad (6)$$

где $t_{tr.1}$ - температура теплоносителя на выходе сетевого теплообменника; ($t_{net.h.ex.}$ - температурный напор на выходе сетевого теплообменника между транзитным теплоносителем и паром из отбора турбины, также является переменной и оптимизируемой величиной.

В свою очередь, значение $t_{tr.1}$ обусловлено температурами на входе $t_{r.in}$ и выходе $t_{r.out}$ горячей воды отопительных приборов систем отопления зданий, температурным напором $\Delta t_{h.ex}$ в теплообменниках ЦТП, а также потерями тепла из трубопроводной системы транспортировки и распределения горячей воды. Из-за тепловых потерь в различных точках сети трубопроводов устанавливаются разные температуры теплоносителя. В общем случае температура подаваемой воды $t_{tr.1}$ на выходе из сетевого теплообменника определяется по выражению

$$t_{tr.1} = t_{r.in} + \Sigma \Delta t_{h.l.sup.},$$

где $\Sigma \Delta t_{h.l.sup.}$ - общие перепады температур в теплообменниках ЦТП и из-за потерь во всех участках подающих трубопроводов сети.

Для расчета температур воды в узловых точках участков теплосети воспользуемся следующей формулой [1]:

$$t_{(i)} = t_{gr} + (t_{r.in} - t_{gr}) e^{\frac{\pi l_{(i)}}{G_{w.i} c_w A}}, \quad (7)$$

где t_{gr} - среднегодовая температура грунта, °C; $l_{(i)}$ - длина участка трубопровода, м; $G_{w.i}$ - потоки воды в отдельных участках сети трубопроводов, кг/с; c_w - удельная теплоемкость воды, Дж/кг°C; A - тепловое сопротивление грунтового массива, определяемое по выражению [2]

$$A = \frac{1}{\alpha_w d_{in}} + \frac{1}{2\lambda_{ins}} \ln \frac{d_{in} + 2\delta_{ins}}{d_{in}} + \frac{1}{2\lambda_{gr}} \ln \frac{d_{in} + 2\delta_{ins} + 2\sqrt{a_{gr} \tau 3600}}{d_{in}}. \quad (8)$$

Здесь α_w - коэффициент теплоотдачи от теплоносителя к внутренней поверхности трубопровода, Вт/м²°C; d_{in} - диаметр трубопровода, м; δ_{ins} - толщина теплоизоляционного слоя, м; λ_{ins} - теплопроводность теплоизоляции, Вт/м°C; a_{gr} - температуропроводность грунта, м²/с; τ - число часов отопительного сезона, ч; λ_{gr} - теплопроводность грунтового массива, Вт/м°C.

Разработанный алгоритм и программа позволяют рассчитать тепловые потери и температуры на каждом участке подающих и обратных участков сети теплопроводов, начиная с отопительных приборов до сетевого теплообменника.

Определение энергетических параметров системы. Требуемая теплопроизводительность $Q_{сер.EX}$, кВт, сетевого теплообменника рассчитывается по следующей формуле:

$$Q_{сер.EX} = G_w C_w (t_{tr.1} - t_{tr.2}), \quad кВт, \quad (9)$$

где G_w - расход сетевой воды, циркулирующей по транзитной сети, кг/с:

$$G_w = \Sigma Q_{h.d} / C_w \Delta t_{f.c.}, \text{ и } \Sigma Q_{h.d} = Q_{h.d.b} n_b. \text{ или } G_w = G_{w.b} n_b$$

$G_{w,b}$ – расход воды через радиаторы каждого здания, $кг/с$, который определяется по теплопотреблению каждого здания $Q_{h,d,b}$ по следующему отношению:

$$G_{w,b} = Q_{h,d,b} / C_w \Delta t_{f,c} \quad (n_b - \text{число зданий, присоединенных к распределительной сети}).$$

Величина $Q_{\text{сет.ЕХ}}$ включает общую потребность тепла всех зданий $\Sigma Q_{h,d}$, $кВт$, и все потери тепла в распределительной сети и является основой для расчета требуемой установленной электрической мощности ТЭЦ $N_{\text{ТРР}}$, $кВт$, которая определяется по формуле (1) в виде

$$N_{\text{ТРР}} = \phi Q_s, \quad Q_s = Q_{\text{сет.ЕХ}},$$

следовательно,

$$N_{\text{ТРР}} = \phi Q_{\text{сет.ЕХ}}. \quad (10)$$

Требуемое количество первичного тепла Q_{in} , $кВт$, производимого в котле ТЭЦ, составляет

$$Q_{in} = Q_s / \phi, \text{ или } Q_{in} = Q_{\text{сет.ЕХ}} / \phi, \text{ } кВт. \quad (11)$$

Количество произведенного электричества $E_{h,p}$, $кВт\cdotч$, за отопительный период ($Z_{h,seas}$, час) определяется по формуле

$$E_{h,p} = Q_{\text{сет.ЕХ}} m Z_{h,seas} \phi, \quad (12)$$

где m – среднесезонный коэффициент отопительной нагрузки, $m=0,5$.

В остальное время года установленная тепловая Q_{in} мощность ТЭЦ остается неизменной, но электрическая мощность $N_{\text{ТРР.г.р}}$ увеличивается, так как отбор пара из турбины выключается и весь пар расширяется до давления в конденсаторе ТЭЦ. Это означает, что температура пара t_{ex} становится равной температуре конденсации - $t_{ex} = 35 \dots 40^\circ\text{C}$. Из формулы (5) следует, что при $t_{ex} = 35 \dots 40^\circ\text{C}$ значение $\phi_{r,p}$ возрастает до 0,662. Следовательно, электрическая мощность $N_{\text{ТРР.г.р}}$ за этот период также возрастает:

$$N_{\text{ТРР.г.р}} = Q_{\text{сет.ЕХ}} \phi_{r,p} \text{ или } N_{\text{ТРР.г.р}} = Q_{in} \phi_{r,p} \phi. \quad (13)$$

Тогда производство электроэнергии $E_{r,p}$, $кВт\cdotч$, за остальную часть года составит:

$$E_{r,p} = N_{\text{ТРР.г.р}} (8760 - Z_{h,seas}) \text{ или } E_{r,p} = Q_{\text{сет.ЕХ}} \phi_{r,p} (8760 - Z_{h,seas}). \quad (14)$$

Суммарное производство электроэнергии за год составит

$$E_{\text{год}} = E_{h,p} + E_{r,p} = Q_{\text{сет.ЕХ}} (m Z_{h,seas} \phi + \phi_{r,p} (8760 - Z_{h,seas})). \quad (15)$$

Годовое потребление природного газа на ТЭЦ V_{gas} , $м^3/\text{год}$, определяется по следующей сумме:

$$V_{\text{gas}} = V_{\text{gas.h.p.}} + V_{\text{gas.r.p.}}, \quad (16)$$

где $V_{\text{gas.h.p.}}$ - потребление газа за отопительный сезон, $м^3/\text{сез}$; $V_{\text{gas.r.p.}}$ - потребление газа за оставшийся период года, когда ТЭЦ производит только электроэнергию.

Величина $V_{\text{gas.h.p.}}$ меняется в зависимости от тепловой нагрузки $Q_{\text{нет.НЕ}}$, $кВт$, на отопление зданий за сезон. Поэтому она определяется по следующей формуле:

$$V_{\text{gas.h.p.}} = Q_{in.h.p.} / Q_{\text{gas}} \eta_b \text{ или } V_{\text{gas.h.p.}} = Q_{\text{сет.ЕХ}} m Z_{seas} / \phi Q_{\text{gas}} \eta_b, \quad (17)$$

где Q_{gas} - удельная теплота сгорания природного газа, $кДж/м^3$.

Поскольку мощность котла $Q_{in.h.p.}$ в остальное время года не меняется и равна зимней мощности, то потребление газа на ТЭЦ только на генерацию электроэнергии $V_{\text{gas.r.p}}$ составит

$$V_{\text{gas.r.p.}} = Q_{in} / Q_{\text{gas}} \eta_b \text{ или } V_{\text{gas.r.p.}} = Q_{\text{сет.ЕХ}} (8760 - Z_{h,seas}) / \phi Q_{\text{gas}} \eta_b. \quad (18)$$

С учетом (16) - (18) получаем следующее выражение для расчета годового потребления природного газа V_{gas} , $\text{м}^3/\text{год}$, на ТЭЦ :

$$V_{\text{gas}} = \frac{Q_{\text{сст.ЕХ}}}{\varphi Q_{\text{gas}} \eta_{\text{b}}} (Z_{\text{h.seas.}} (m - 1) + 8760). \quad (19)$$

Годовое потребление газа V_{gas} и, следовательно, затраты на газ относятся только к производству электроэнергии, поскольку даже без утилизации отходного тепла от ТЭЦ для теплоснабжения производство электричества все равно требует такого же потребления газа.

Определение конструктивных параметров системы. Конструктивными параметрами являются диаметры участков сети транзитных и распределительных трубопроводов, сечения траншей трубопроводов, толщины теплоизоляционных слоев на трубопроводах и конструкциях зданий, площадь теплообмена теплообменников ЦТП и сетевого теплообменника, внутренние отопительные системы зданий, насосы и т.д.

Диаметры разных участков трубопровода $d_{\text{p.i}}$, м , определяются с учетом потоков воды в каждом из них по формуле

$$d_{\text{p.i}} = 4G_{\text{w.i}} / \omega \rho_{\text{w}}.$$

Согласно градостроительным нормам, сооружение ТЭЦ должно быть расположено на расстоянии 3000...4000 м от жилых массивов, следовательно, длина транзитных линий принимается такой же.

Суммарная поверхность нагрева $F_{\text{loc.HE}}$, м^2 , всех теплообменников ЦТП определяется по формуле

$$F_{\text{loc.HE}} = \frac{Q_{\text{loc.HE}} (N_{\text{tr.dist}} + 1)}{k_{\text{loc.HE}} \Delta t_{\text{aver.loc.HE}}}, \quad (20)$$

где $k_{\text{loc.HE}}$ – коэффициент теплопередачи теплообменника, $\text{Вт}/\text{м}^2\text{°C}$; $N_{\text{tr.dist}}$ – число участков трубопровода транзитного теплоносителя в пределах обслуживаемого района; $\Delta t_{\text{aver.loc.HE}}$ – среднелогарифмическая разность температур в теплообменниках ЦТП, равная

$$\Delta t_{\text{aver.loc.HE}} = \frac{(t_{\text{tr.(i)}} - t_{\text{Sup.m}}) - (t_{\text{tr.(i)}} - t_{\text{Ret.m}})}{\ln \frac{(t_{\text{tr.(i)}} - t_{\text{Sup.m}})}{(t_{\text{tr.(i)}} - t_{\text{Ret.m}})}}. \quad (21)$$

Поверхность нагрева сетевых теплообменников $F_{\text{net.HE}}$, м^2 , определяется по следующему уравнению:

$$F_{\text{net.HE}} = \frac{Q_{\text{H.EX}}}{k_{\text{net.HE}} \Delta t_{\text{aver.net.HE}}}, \quad (22)$$

где $k_{\text{net.HE}}$ – коэффициент теплопередачи сетевых теплообменников, $\text{Вт}/\text{м}^2\text{°C}$; $\Delta t_{\text{aver.net.HE}}$ – среднелогарифмическая разность температур в сетевых теплообменниках, °C , равная

$$\Delta t_{aver.net.HE} = \frac{(t_{ex} - t_{tr.(1)}) - (t_{ex} - t_{tr.(2)})}{\ln \frac{(t_{ex} - t_{tr.(1)})}{(t_{ex} - t_{tr.(2)})}}. \quad (23)$$

Определение экономических показателей системы. Главными экономическими показателями системы являются себестоимости тепла и электроэнергии. Они должны быть определены отдельно с помощью годовых расчетных затрат T , $\$/год$, на каждую из них в отдельности. С точки зрения правильной оптимизации, стоимость тепла правильнее отнести к $1 m^2$ жилой площади зданий за отопительный сезон C_s , $\$/m^2сез$, а стоимость электричества – к $1 кВт\cdotч$, C_{el} , $\$/кВт\cdotч$. Поэтому необходимо оценить годовые расчетные затраты T_r , $\$/год$, в отдельности для частей системы, служащих для производства и снабжения тепловой и электрической энергий. С этой целью полные капитальные вложения в теплофикационную систему должны быть распределены между тепло- и электроснабжающими частями системы.

Стоимость электроэнергии C_{el} , $\$/кВт\cdotч$, определяется как отношение годовых фактических расчетных затрат $T_{r,el}$, $\$/год$, на количество электроэнергии E_{year} , $кВт\cdotч$, произведенной за год на тепловом потреблении, то есть

$$C_{el} = T_{r,el} / E_{year}. \quad (24)$$

Поскольку стоимость ТЭЦ K_{TRP} , $\$$, приписывается к электрической мощности, то она должна быть использована только при определении стоимости электроэнергии. Фактические годовые расчетные затраты $T_{r,el}$ могут быть определены по следующему уравнению:

$$T_{r,el} = \frac{K_{TRP}}{Y} \left[1 + \frac{(Y+1)D_R}{2} \right] + \frac{\Sigma U_{el} [(1+R_{inf})^Y - 1]}{Y R_{inf}}, \quad (25)$$

где D_R – банковская учетная ставка; Y – срок окупаемости, $год$; U_{el} – годовые эксплуатационные расходы на производство электроэнергии, $\$/год$; R_{inf} – степень годовой инфляции.

Стоимость ТЭЦ K_{TRP} , $\$$, определяется по установленной электрической мощности N_{TRP} , $кВт$, по формуле

$$K_{TRP} = C_{TRP} N_{TRP}, \quad (26)$$

где C_{TRP} – средняя стоимость $1 кВт$ установленной мощности ТЭЦ, $\$/кВт$.

Годовые эксплуатационные расходы на производство электроэнергии ΣU_{el} , $\$/год$, на ТЭЦ составляют

$$\Sigma U_{el} = U_{r,TRP} + U_{am,TRP} + U_{s,TRP} + U_{gas,el}, \quad (27)$$

где $U_{r,TRP}$ – годовые расходы на текущие ремонтные работы на ТЭЦ, $\$/год$; $U_{am,TRP}$ – годовая амортизация ТЭЦ, $\$/год$; $U_{s,TRP}$ – годовая зарплата для обслуживания системы ТЭЦ, $\$/год$; $U_{gas,el}$ – годовая стоимость газа, потребляемого для производства электроэнергии, $\$/год$.

Для определения годовых эксплуатационных расходов на производство электроэнергии предлагаются следующие формулы:

$$U_{r,TRP} = 0,05 K_{TRP}; U_{am,TRP} = 0,05 \Sigma K_{TRP}; U_{s,el} = 479,42 N_{TRP}^{0,416};$$

$$U_{gas,el} = C_{gas} V_{gas.in.year}, \quad (28)$$

где C_{gas} – стоимость $1 m^3$ газа, $\$/m^3$.

Стоимость тепла C_h , $\$/m^2\text{сез}$, определяется отношением годовых фактических расчетных затрат на теплоснабжение $T_{r,h}$, $\$/год$ к $1m^2$ суммарной жилой площади ΣS , m^2 отапливаемых зданий, то есть

$$C_{el} = T_{r,h} / \Sigma S . \quad (29)$$

Фактические годовые расчетные затраты $T_{r,e}$, $\$/год$, определяются по следующему уравнению:

$$T_{r,h} = \frac{\Sigma K_{h.s.s}}{Y} \left[1 + \frac{(Y+1)D_R}{2} \right] + \frac{\Sigma U_{h.s.s} [(1+R_{inf})^Y - 1]}{Y R_{inf}} , \quad (30)$$

где U_{el} – годовые эксплуатационные расходы на теплоснабжение, $\$/год$.

Капитальные вложения, приписываемые теплоснабжению $\Sigma K_{h.s.s}$, $\$$, суммируются из вложений во все части транспортировки, распределения и потребления тепла на нужды отопления зданий:

$$\Sigma K_{h.s.s} = K_{tr.p} + K_{tr.dist} + K_{m.p} + K_{dis} + K_{trench} + K_{net.h.e} + K_{l.h.e} + K_{pump} + K_{ins.b} + K_{weath} + K_{int.h.s} , \quad (31)$$

где $K_{tr.p}$, $K_{tr.distr}$, $K_{m.p}$, $K_{d.p}$, $K_{net.h.e}$, $K_{l.h.e}$, K_{pump} , $K_{int.h.s}$ – начальные стоимости транзитных тепловодов, магистральных и распределительных теплосетей, траншей трубопроводов, теплообменников ЦТП, сетевого теплообменника, циркуляционных насосов и внутренних отопительных систем зданий, $\$$; $K_{ins.b}$, K_{weath} – начальные вложения для улучшения теплофизических свойств отапливаемых зданий (стоимость дополнительной теплоизоляции и уплотнения окон).

Для определения всех указанных компонентов капитальных вложений в систему теплоснабжения составлены эмпирические выражения, удобные для ведения оптимизационных расчетов с учетом их переменности.

Годовые эксплуатационные затраты, $\Sigma U_{h.s.s}$, $\$/год$, на теплоснабжение от ТЭЦ определяются суммой следующих затрат:

$$\Sigma U_{h.s.s} = U_{r.h.s} + U_{am.h.s} + U_{s.h.s} + U_{el.pump} , \quad (32)$$

где $U_{r.h.s}$, $U_{am.h.s}$, $U_{s.h.s}$, $U_{el.pump}$ – соответственно годовые расходы на текущий ремонт, амортизацию, зарплату и на электроэнергию, потребляемую насосами теплосети, $\$/год$.

Для определения значений годовых затрат предлагаем следующие формулы:

$$U_{r.h.s} = 0,05 \Sigma K_{h.s.s}; \quad U_{am.h.s} = 0,05 \Sigma K_{h.s.s}, \quad U_{s.h.s} = 500(N_{tr.dist} + 1) + 250(N_{m.p} - 1);$$

$$U_{el.pump} = C_{el.m} N_{pump.seas} \cdot (C_{el.m} - \text{цена на электричество, } \$/кВт\cdot\text{ч, } N_{pump.seas} - \text{сезонное потребление электроэнергии циркуляционными насосами теплосети, } кВт\cdot\text{ч/сез}).$$

Совокупность всех представленных выше уравнений представляет собой математическую модель системы в целом, включающей здания, тепловые сети и ТЭЦ. Модель позволяет определить оптимальные конструктивные и энергетические параметры всех частей системы. Оптимизационный анализ осуществляется по разработанному алгоритму и программному обеспечению, по которым проведены расчеты с целью выявления минимальных себестоимостей тепла C_h , $\$/m^2$, и электроэнергии C_{el} , $\$/1000 кВт\cdot\text{ч}$, и соответствующие им оптимальные конструктивные, мощностные, энергетические и другие параметры системы для примера энергоснабжения 9-этажных бетонных зданий района в климатических условиях г. Еревана. Результаты расчетов представлены графически на рис. 2.

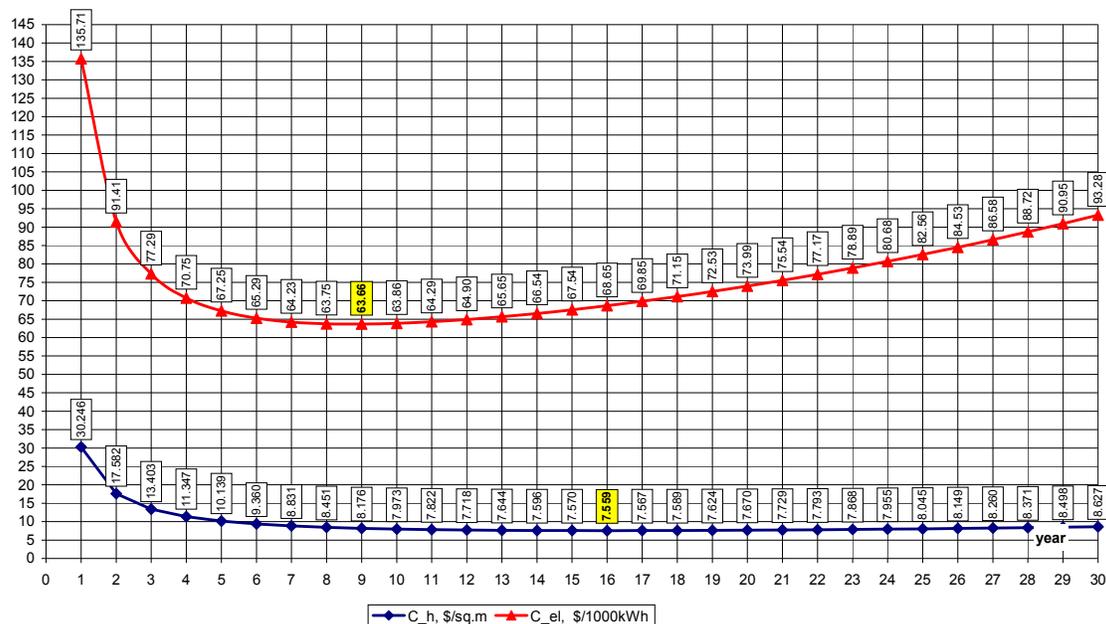


Рис. 2. Минимальные тарифы тепла C_h , $\$/m^2$, отнесенные к $1m^2$ жилой площади и электроэнергии C_{el} , $\$$, за 1000 кВт·ч для теплофикационной системы

Из графика следует, что при учете дисконта и годовой инфляции минимальный тариф тепла $C_h = \$7,23/m^2$, при оптимальном сроке окупаемости $Y = 16$ лет, а электроэнергии - $C_{el} = \$63,66$ за 1000 кВтч, при оптимальном сроке окупаемости капвложений $Y = 9$ лет.

В таблице приведены оптимальные значения всех конструктивных и энергетических параметров системы в целом. Из данных таблицы следует, что при указанных входных параметрах система требует определенного числа зданий и формирует оптимальную конфигурацию сети теплоснабжения. Даются также оптимальные значения электрической и тепловой мощностей системы и указывается оптимальная температура пара на отборе турбины.

Таблица

Оптимальные параметры системы	Число зданий, подключенных к каждому участку распределительных трубопроводов		
	1 здание	2 здания	4 здания
C_h , $\$/M^2$ сезон	7,711	7,559	7,470
C_{el} , $\$/кВт·ч$	0,069	0,069	0,069
Опт. толщина изоляции зданий, м	0,03	0,03	0,03
Суммарная отопительная нагрузка всех зданий, подключенных к системе, кВт	65124	161688	182348
Число всех зданий, подключенных к системе	580	1440	1624

Продолжение табл.

Суммарный объем всех зданий, подключенных к системе, м ³	5073840	1259710 0	1420680 0
Суммарная длина всех участков транзитного трубопроводов в районе, м	1400	1450	1400
Суммарная длина всех участков главных распределительных трубопроводов в районе, м	29000	36000	20300
Температура пара на отборе турбины, °С	130,6	129,4	128,6
Электрическая мощность ТЭЦ, кВт	53428,1	124907	134010
Тепловая мощность сетевого теплообменника ТЭЦ, кВт	80707,1	188682	202432
Поверхность теплообмена каждого из теплообменников ЦТП, м ²	489,8	1123,4	1247,3
Число всех теплообменников ЦТП, подключенных к системе	58	60	58
Поверхность теплообмена всех теплообменников ЦТП, м ²	28414	67403,7	72347,1
Поверхность сетевого теплообменника ТЭЦ, м ²	7940,19	18945,7	20658,6
Опт. толщина изоляции трубопровода, м	0,1	0,1	0,1
Капитальные вложения в ТЭЦ, \$	2938540 0	6869900 0	7370540 0
Капитальные вложения в систему теплоснабжения, \$	2598880 0	6334180 0	7059650 0
Стоимость выбросов тепличных газов, \$/год	6871290	1607880 0	1726280 0

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Меликян З. А. Централизованное теплоснабжение гражданских и промышленных сооружений. – М.: Стройиздат, 1985. - 145 с.

Melikyan Z. Ice Storage Geothermal Heat Pump//Proceedings of 20-th World Energy Congress. - Atlanta, USA. - 1997. - P. 279 – 286.

ГИУА. Материал поступил в редакцию 11.06.2005.

Զ. Ա. ՄԵԼԻՔՅԱՆ, Վ. Ռ. ԽԱՐԱԶՅԱՆ

ՋԵՐՄՈՒԹՅԱՆ ԵՎ ԷԼԵԿՏՐԱԿԱՆՈՒԹՅԱՆ ՀԱՄԱԿՑՎԱԾ ԱՐՏԱԴՐՈՒԹՅԱՆ ԿԱՅԱՆՆԵՐԻՑ
ՇԵՆՔԵՐԻ ՋԵՐՄԱԷՆԵՐԳԱՄԱՏԱԿԱՐԱՐՄԱՆ ԿԵՆՏՐՈՆԱՑՎԱԾ ՀԱՄԱԿԱՐԳԻ
ՕՊՏԻՄԱԼԱՑՄԱՆ ՄԱԹԵՄԱՏԻԿԱԿԱՆ ՄՈՂԵԼ

Մշակված է ջերմաէլեկտրակենտրոնից ջերմաէներգամատակարարման համակցված համակարգի համալիր օպտիմալացման մաթեմատիկական մոդել, որը հաշվի է առնում վերջնական սպառողի համար ջեռուցման ջերմային էներգիայի և էլեկտրաէներգիայի արժեքի ձևավորման վրա բոլոր հիմնական գործոնների ազդեցությունը:

Առանցքային բառեր. ջերմության և էլեկտրաէներգիայի համակցված արտադրություն, մաթեմատիկական մոդել, ջերմային էներգիայի արժեք, համակցված համակարգի օպտիմալ պարամետրեր:

Z. A. MELIKYAN, V. R. KHARAZYAN

OPTIMIZATION OF SIMULATION MODEL FOR A SYSTEM OF CENTRALIZED HEAT AND
ELECTRICITY SUPPLY FROM COGENERATION POWER PLANT

A simulation model for complex optimization of centralized heat and electricity supply system from cogeneration power plant is developed. All main factors that form the costs of supplied heat for both building heating and electricity are taken into account. Optimal design parameters of the whole system are revealed.

Keywords: cogeneration, simulation model, cost of thermal energy, optimal parameters of cogeneration plant.