ГОСГРАЖДАНСТРОЙ

ЦНИИЭП инженерного оборудования

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ СОЛНЕЧНЫХ И СОЛНЕЧНО-ТЕПЛОНАСОСНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ НА ГРАЖДАНСКИХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

МОСКВА 1987

gost.e-ecolog.ru

Государственный комитет по гражданскому строительству и архитектуре при Госстрое СССР

\- - -

Центральный научно-исследовательский и проектно-экспе - риментальный институт инженерного оборудования городов, жилых и общественных зданий

Утверждаю:

Директор института

А.И.Кунахович

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОМУ ОБОСНОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ СОЛНЕЧНЫХ И СОЛНЕЧНО-ТЕПЛОНАСОСНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ НА ГРАЖДАНСКИХ И ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТАХ

Москва
1987

УДК 697.521

Рекомендованы к изданию решением секции НТС ЦНИИЭП инженерного оборудования и одобрены Управлением инженерного оборудования населенных мест Госгражданстроя.

Рекомендации по технико-экономическому обоснованию применения нетрадиционных солнечных и солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения на гражданских и промышленных объектах. М., 1987 г., 53 с. (Госкомитет по гражданскому строительству и архитектуре при Госстрое СССР. Центр.научно-исслед. и проектно-экспериментальный институт инж. оборудования. ЦНИИЭП инж.оборудования).

Составители: Гукасова Ф.М. (ЦНИИЭП инженерного оборудования), Сарнацкий Э.В. (Госгражданстрой), Антонов Е.П., Хачатурян Р.А. (ГрузНИИЭГС), Карагезов Р.И. (Спецгелиотепломонтаж Грузглавмонтажспецстроя).

Под общей редакцией - Меладзе Н.В. (Спецгелиотепломонтаж).

Обобщены материалы по оценке экономической эффективности нетрадиционных возобновляемых источников энергии, используемых в системах теплохладоснабжения.

Приведены методические положения расчета технико-экономических показателей солнечных и солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения, справочный материал и примеры расчета применительно к условиям Грузинской ССР.

Для инженерно-технических работников, занимающихся вопросами теплохладоснабжения.

Табл. 16, ил. 13.

© Центральный научно-исследовательский и проектно-экспериментальный институт инженерного оборудования (ЦНИИЭП инженерного оборудования), 1987

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. Настоящие Рекомендации являются результатом обобщения материалов по оценке эффективности систем теплоснабжения, использующих нетрадиционный (альтернативный) возобновляемый источник энергии – энергию солнечной радиации как непосредственную, так и аккумулированную окружающей средой (воздух, вода, грунт), и базируются на анализе проектных и экспериментальных данных, а также на ряде разработанных методических материалов по экономической оценке и сравнительному анализу эффективности капитальных вложений в создание новой техники.

В Рекомендациях приводятся методические положения по расчету основных технологических и других показателей систем теплоснабжения с использованием солнечных и солнечно-теплонасосных установок.

I.2. При оценке эффективности использования солнечной энергии, кроме настоящих Рекомендаций, следует применять перечисленные ниже инструктивные материалы:

Методику определения экономической эффективности капитальных вложений. "Экономическая газета", 1981, № 2.3;

Методику (основные положения) определения экономической эффективности использования в народном хозяйстве новой техники, изобретений и рационализаторских предложений. М., ГК СССР по делам изобретений, 1986;

Нормы амортизационных отчислений по основным фондам народного хозяйства СССР и положение о порядке планирования, начисления и использования амортизационных отчислений в народном хозяйстве. М., Госплан СССР, 1974;

Временную типовую методику определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды. М., Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР, 1983;

Методические рекомендации по определению экономической эффективности установок и устройств, использующих нетрадиционные возобновляемые источники энергии. ГКНТ СМ Груз. ССР, Тбилиси, 1987;

Методические рекомендации по технико-экономической оценке технических решений систем солнечного теплоснабжения для объектов гражданского назначения. М., ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1984;

Рекомендации по экспериментальному проектированию систем теплохладоснабжения с использованием серийно выпускаемых холодильных машин, работающих в режиме тепловых насосов. М., ЦНИИЭП инженерного оборудования, 1986;

Руководство по расчету количества и удельных показателей выбросов вредных веществ в атмосферу. М., ВПТИтрансстрой, 1982;

Методику технико-экономических расчетов в энергетике. М., Энергоатомиздат, 1986.

1.3. Системы солнечного теплоснабжения (ССТ) подразделяют на два основных типа: пассивные и активные. В пассивных системах использование энергии солнечного излучения происходит посредством ее поглощения, аккумулирования и передачи конструктивным элементам зданий. В активных системах преобразование энергии солнечного излучения в тепловую осуществляется в специальных установках, в которых обеспечивается достижение температуры теплоносителя, необходимой для теплоснабжения. Приводимые ниже рекомендации по расчету ССТ относятся к активным системам.

1.4. Рекомендации предназначены для использования при проектировании систем энергоснабжения (теплоснабжения) жилых, общественных и промышленных зданий и сооружений, в первую очередь, в населенных пунктах с малой плотностью застройки, в зонах децентрализованного теплоснабжения, не охваченных газификацией, где указанные системы более эффективны.

1.5. Целесообразность и эффективность использования ССТ и СТСТ (солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения) в схемах энергоснабжения следует определять на основе технико-экономических расчетов при условии сопоставимости рассматриваемых систем с базовыми (традиционными) по энергетическим показателям, степени воздействия на окружающую среду и расчетным срокам эксплуатации. Сравниваемые варианты должны быть приведены к оптимальным условиям.

1.6. Расчет экономической эффективности систем теплоснабжения с использованием возобновляемых источников энергии должен производиться в рамках комплекса вопросов энергоснабжения с учетом сложившейся структуры топливно-энергетического баланса региона, климатических особенностей отдельных районов, архитектурно-строительных факторов и др.

1.7. В соответствии с "Методикой определения экономической эффективности капитальных вложений" ("Экономическая газета", 1981.

№ 2,3) критерием для выбора наиболее целесообразного варианта технического решения является минимум приведенных затрат, определяемых по формуле

$$З = E_{н}К + И, \qquad (I)$$

где З – приведенные затраты, руб/год; И – ежегодные издержки, руб/год; К – капитальные вложения, руб; $E_{н}$ – нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, I/год (для ССТ жилищно-гражданского строительства рекомендуется принимать равным 0,I).

I.8. Экономические показатели систем энергоснабжения исчисляются за год.

Показатели экономической эффективности следует определять не только применительно к объекту в целом, но и на единицу сбереженного первичного энергоресурса, что позволит сопоставлять различные технологии использования возобновляемых источников энергии и установки с различной производительностью.

I.9. При расчете экономической эффективности использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии имеют место сложности, обусловленные отсутствием близких аналогов, недостаточностью информационной базы для определения стоимостных показателей, а также необходимостью учета ряда специфических особенностей использования нетрадиционных источников энергии и прежде всего таких, как создание дублирующих (базовых) источников и аккумуляторов для перерегулирования неравномерности поступления возобновляемой энергии.

2. РАСЧЕТ СОЛНЕЧНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ

2.I. Расчет систем солнечного теплоснабжения основывается на оценке потенциала и режима солнечной радиации, а также определении схемно-структурной организации, характеристик отдельных элементов, производительности системы и ее эффективности.

2.2. Оценку располагаемого потенциала и режима поступления солнечной энергии для каждого рассматриваемого района производят на основе данных Справочника по климату СССР (Гидрометеоиздат, Л., I962). Оценке подлежат краткосрочные, среднесрочные и долго-

срочные характеристики. При этом под перечисленными характеристиками понимаются средние значения интенсивности солнечной радиации в часовом, суточном, месячном и годовом интервалах времени.

Величину располагаемого потенциала и режимные характеристики солнечного излучения определяют на основе обработки результатов наблюдений за солнечной радиацией на актинометрических станциях и построения соответствующих статистических моделей потока солнечной радиации в том или ином районе.

2.3. Долгосрочные характеристики солнечного излучения (МДж/м^2·месяц - формулы (2)-(4) и МДж/м^2·год - (5)-(7)) находят на основе статистических моделей распределения солнечного излучения по территории рассматриваемого региона

$$H_i = H_i^b + H_i^d, \tag{2}$$

$$H_i^b = \left[a_i + b_i (\lambda - \lambda_0) + c_i (\varphi - \varphi_0)\right] e^{d_i z}, \tag{3}$$

$$H_i^d = \left[a_i' + b_i' (\lambda' - \lambda_0) + c_i (\varphi' - \varphi_0)\right] e^{d_i z'}, \tag{4}$$

$$H = H^b + H^d, \tag{5}$$

$$H^b = \sum_{i=1}^{12} H_i^b, \tag{6}$$

$$H^d = \sum_{i=1}^{12} H_i^d, \tag{7}$$

где H_i^b, H_i^d, H_i - среднемесячные значения потоков прямой, рассеянной и полной солнечной радиации на горизонтальную поверхность для i-го месяца ($i = 1,2 \ldots 12$); H^b, H^d, H - то же, для среднегодовых значений; a, b, c, d - эмпирические коэффициенты; φ', λ', z' - координаты проектируемой ССТ, соответственно широта, долгота и высота над уровнем моря; φ, λ, z - то же, для некоторой точки, принятой за начальную в рассматриваемом регионе.

2.4. Значения эмпирических коэффициентов, входящих в функции распределения солнечной радиации, см. формулы (3) и (4), могут быть получены на основе статистической обработки данных наблюдений за интенсивностью солнечного сияния на актинометрических станциях. Указанные коэффициенты для Грузинской ССР приведены в табл. I.

Таблица I

Месяц	Эмпирические параметры							
	H^{B}			H^{α}				
	a	b	c	α	a'	b'	c'	α'
I	I00	0,52	-0,36	0,2	I00	0,64	-0,8	0,08
II	I02	I,2	-0,84	0,I5	II0	-0,4	-0,64	0,I2
III	200	-2	-8	0,I2	2I0	-4	-II,2	0,I2
IV	240	4,4	2,4	0,08	250	-6	-I0,4	0,I6
V	350	5,6	-6,72	-0,008	246	0,4	I,6	0,I68
VI	406	I0,4	2,72	-0,064	256	-I,6	-3,2	0,I2
VII	354	I2,4	I2,I6	-0,008	244	0,08	I4,56	0,072
VIII	344	I2,4	7,68	-0,024	240	-2,24	0,8	0,032
IX	292	3,52	8,8	-0,0I6	I90	-I,92	-7,2	0,048
X	I90	2,08	3,36	0,096	I50	-0,8	-I,92	0,024
XI	I38	-5,6	-II,2	0,I52	I02	0,48	-0,64	0,088
XII	88	-0,8	-7,2	0,2	90	0,32	-4,32	0,072

Таблица 2

Месяц	$H^{сут}_{ср}$	$H^{сут}_{max}$	Обеспеченность, %								
			10	20	40	50	60	80	90	95	100
Западная Грузия (Сухуми)											
Январь	5,87	11,5	9,7	8,9	7,2	5,9	4,8	2,8	1,8	1,2	0,6
Февраль	7,95	16	13,8	12,2	9,6	7,8	6,3	3,5	2	1,5	0,8
Март	12,21	25,4	20	17,7	15,3	13	10,8	5,4	3	2,2	0,9
Апрель	15,12	29,7	25,3	23,1	19,1	15,9	12	6,2	4,3	3	0,7
Май	19,96	31,7	29,9	27,2	24,3	22,4	19,4	11,2	7,9	4,7	1,8
Июнь	23,05	33	30,5	29,8	27,2	25,2	22,6	16,1	11,3	7,5	3
Июль	22,96	31,5	29,5	28,3	26	24,6	22,6	16,2	10,8	6,4	3
Август	19,73	29,1	26,5	25,3	23,1	21,8	20,1	13,4	8,5	5,4	2,6
Сентябрь	15,71	25,4	22	20,4	18,6	17,7	16	9,8	6,6	4,2	2,1
Октябрь	10,61	20,4	16,4	15,3	13,3	12,2	10	4,9	2,9	2	0,9
Ноябрь	6,61	13,9	11	10	8,2	7,2	5,4	2,9	1,8	1,3	0,6
Декабрь	4,66	9	8	7,5	5,6	4,4	3,5	2	1,2	0,9	0,4
Восточная Грузия (Телави)											
Январь	6,45	11,9	10	9,1	7,5	6,5	5,7	3,6	2,4	1,8	1
Февраль	8,69	17,5	13,4	11,9	10	9	8,1	4,7	3,5	2,6	0,6
Март	11,28	24,1	19,1	16,8	12,8	11,3	9,4	5,5	3,6	2,8	1,2
Апрель	15,23	33,8	24	21,9	17,8	15,3	13,2	8,5	5,4	3,4	1,7
Май	19,91	40,6	28,2	26,2	22,8	21	18,5	14	10,2	7,6	1,8
Июнь	22,85	37	31,8	29,1	26,1	24	21,9	16,3	11,3	8	2,3
Июль	23,5	36,9	30,6	28,7	26,4	25,1	23,3	18,4	13,6	8,3	1,7
Август	20,5	32,5	27,6	25,8	23,7	22,5	21,3	14,2	8,1	5,3	2
Сентябрь	15,33	27	21,8	20,4	18,1	16,9	15,3	9,1	6,4	3,8	1,3
Октябрь	10,84	21,3	16,3	14,7	12,8	11,8	10,4	6,2	3,6	2,5	1
Ноябрь	6,87	16,3	10,8	10,1	6	7,3	6	3,2	2,1	1,5	0,6
Декабрь	5,26	10,2	8,3	7,8	6,5	5,5	4,3	2,6	1,7	1,3	0,6
Горные районы (Цалка)											
Январь	7,4	10,7	9,3	9,1	8,1	7,4	7,2	5,9	4,4	4,1	1,8
Февраль	10,7	15,8	13,4	12,5	11,5	11,1	10,3	8	7,5	7	0,8
Март	14,08	20,1	19,3	17,5	15,1	13,7	14,7	12,7	10,3	9,5	2,2
Апрель	15,97	23,1	22,7	21,5	20	18,1	18	16,3	9,9	9,2	2,3
Май	18,34	24,4	23,1	21,7	20,2	18,9	18,3	15,2	10,3	9,6	2,5
Июнь	21,15	26,9	25,9	24	21,9	20,5	19,8	19,1	18	14,6	3
Июль	20,89	30,6	24,7	23,4	22,2	21,3	19,6	18,1	17,1	14,2	3,5
Август	18,8	25,2	23,7	21,5	20,6	18,4	17,4	15,6	15,1	13,8	3,3
Сентябрь	15,41	22,4	19,6	18,9	16,4	15	14,1	11,9	11,1	8,8	2,8
Октябрь	11,11	15,2	13,9	12,8	11,6	11	9,8	8	8,4	7,5	2,1
Ноябрь	7,1	10,4	9,2	9	8,2	7,3	7	5,6	4,1	3,8	1,3
Декабрь	6,24	9,1	8,8	7,4	6,6	6,1	5,7	4,7	4,4	4	1,1

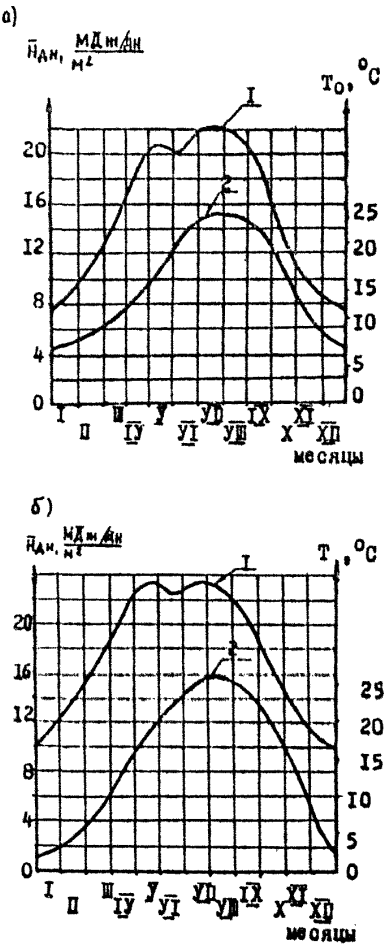


Рис. I. Среднесуточные показатели потока солнечной радиации $H_{дн}$ (I) и температуры воздуха T_0 (2) Грузинской ССР а – для горных районов; б – для равнинных районов

2.5. Среднегодовые значения потока солнечной радиации H на горизонтальной поверхности находят по формулам (5)–(7) суммированием их среднемесячных значений по формулам (2)–(4).

2.6. По среднесрочным характеристикам потока солнечной радиации определяют их максимальные средние суточные величины, а также обеспеченность последних для равнинных и горных районов (рис. I, см. табл. 2).

2.7. Краткосрочные характеристики интенсивности солнечной радиации определяют по их максимальным суточным значениям для различных месяцев года на основании коэффициентов суточного распределения, которые находят по графикам, рис. 2.

2.8. Для перехода от значений потоков солнечной радиации на горизонтальной поверхности к соответствующим их значениям для наклонных поверхностей используют формулу

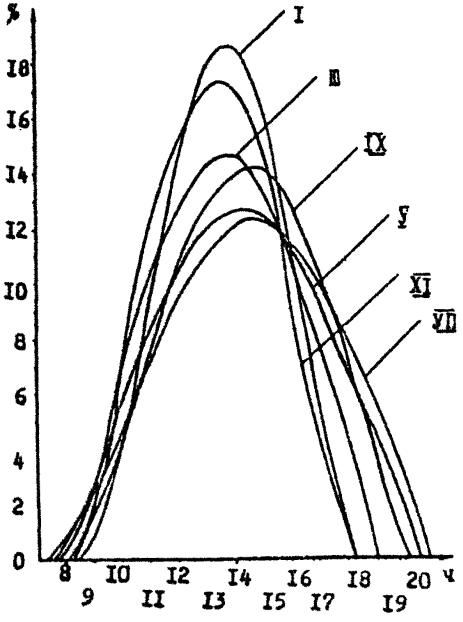


Рис. 2. Графики относительного распределения солнечной радиации в течение дня (в % от $H_{max}^{сут}$)

$$H = H_1 R_1^b + H_1^b \frac{1 + \cos\alpha}{2} + (H_1^b + H_1^d) \frac{1 - \cos\alpha}{\alpha} \rho \quad (8)$$

где α – угол наклона поверхности к горизонту; ρ – коэффициент, характеризующий отражательную способность поверхности; R_1^b – коэффициент приведения, зависящий от широты местности, времени года, времени суток и угла наклона, находят по рис. 3.

2.9. Расчет ССТ производят на основе приведенных выше методов определения характеристик потока солнечной радиации, а также теплотехнических характеристик отдельных элементов ССТ, графика тепловой нагрузки объекта теплоснабжения с учетом требований к расчетным температурам теплоносителя.

2.10. При расчете ССТ используют годовой и суточный графики тепловых нагрузок потребителя по отдельным процессам, различающимся расчетными температурами теплоносителя.

2.11. Расчет ССТ в общем случае из-за нестационарности поступления солнечной радиации предоставляет сложную техническую задачу,

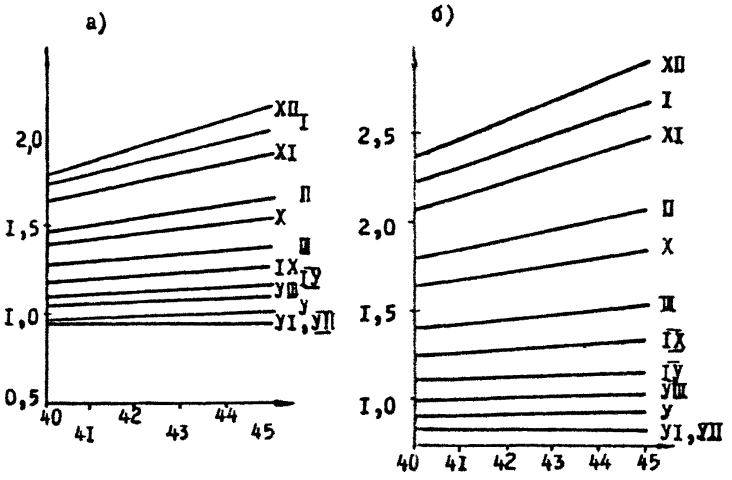
для решения которой используют методы моделирования на ЭВМ. Однако эти методы целесообразны лишь при решении исследовательских задач, связанных с выбором типовых схемных решений ССТ. На проектной стадии ССТ разрабатывают на основе типовых схем, приведенных на рис. 4.

2.12. На начальном этапе расчета ССТ определяют долю среднегодовой тепловой нагрузки объекта, покрываемой альтернативным источником (см. п.4.5). Величину α_a находят либо по результатам технико-экономических расчетов, либо на основании задаваемого графика работы ССТ. В последнем случае

$$\alpha_a = \frac{\sum_1 \alpha_{ai} \cdot q_i h_i}{\sum q_i}, \qquad (9)$$

где α_a – доля нагрузки $Q_i = q_i \cdot h_i$, покрываемой ССТ в i-й промежуток времени, МДж; q_i – средняя часовая (суточная) тепловая нагрузка за i-й промежуток времени, МДж/ч, МДж/сут; h_i – продолжительность i-го промежутка времени, ч, сут.

В качестве расчетного промежутка времени h_i обычно принимают календарный месяц. В этом случае α_{ai} – доля среднемесячной на-



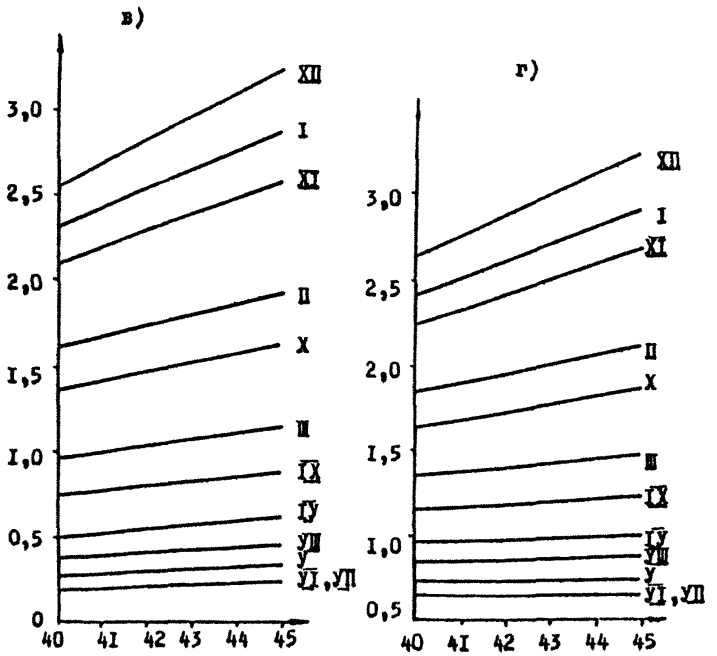


Рис. 3. Значения R_b для ориентированных на юг поверхностей (φ - широта местности, α - угол наклона поверхности, Римскими цифрами указаны месяцы).

а - $\varphi-\alpha = 15^0$; б - $\varphi-\alpha = 0^0$; в - $\alpha = 90^0$; г - $\varphi-\alpha = -15^0$

грузки, покрываемой ССТ в i -м месяце (i = I,2,3... I2). По известному значению $\alpha_в$ и среднегодовой тепловой нагрузке объекта $Q = \sum_{i=1}^{12} Q_i$ определяют годовую тепловую производительность ССТ

$$Q_{сст} = \alpha_в \cdot Q. \qquad (10)$$

2.13. В зависимости от назначения, годовой производительности и расчетных параметров теплоносителя в системе теплоснабжения выбирают одну из возможных типовых схем, см. рис. 4.

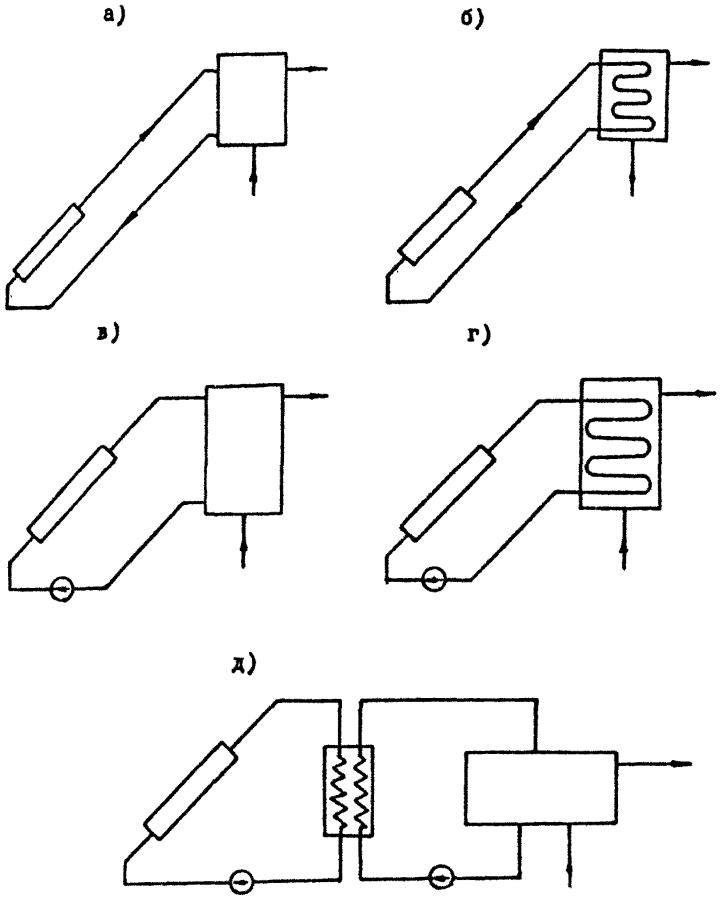


Рис. 4. Принципиальные схемы действующих систем солнечного теплоснабжения

а и в – одноконтурные системы соответственно с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя; б и г – двухконтурные системы соответственно с естественной и принудительной циркуляцией теплоносителя и емкостным теплообменником; д – то же, с принудительной циркуляцией и со скоростным теплообменником

2.I4. Системы СТ проектируются на базе стандартного набора технологических элементов, включающих солнечные коллекторы; аккумулирующие емкости; трубопроводы; регулирующие устройства.

2.I5. В системах солнечного теплоснабжения в зависимости от их назначения используют солнечные коллекторы различного типа, отличающиеся конструктивными особенностями и теплотехническими характеристиками, табл. 3.

Для покрытия сезонных нагрузок горячего водоснабжения (смотри п.4.4) целесообразно использовать упрощенные ССТ на базе солнечных абсорберов, т.е. солнечные коллекторы без стеклянных поверхностей ограждения. В системах солнечного подогрева воды круглогодичного назначения - коллекторы типа "лист-труба" с одинарным остеклением; в комплексных системах солнечного подогрева воды и отопления - сочетание коллекторов с одинарным и двойным остеклением и селективным покрытием.

В общем случае выбор типа используемых солнечных коллекторов является частью задачи технико-экономического обоснования ССТ.

2.I6. Несовпадение графиков выработки и потребления теплоты ССТ обусловливает необходимость включения в ССТ тепловых аккумуляторов, обеспечивающих регулирование отпуска теплоты в соответствии с графиком его потребления.

По характеру регулирования отпуска теплоты в ССТ используют аккумуляторы трех типов: суточного регулирования; регулирования неравномерности выработки теплоты, обусловленной влиянием метеорологических факторов, и регулирования сезонной неравномерности выработки и потребления теплоты.

В зависимости от расчетных параметров теплоносителя в ССТ, ее эффективности, графика тепловой нагрузки и ряда других факторов при проектировании для выравнивания суточной неравномерности солнечной радиации и кратковременного влияния метеорологических факторов удельную величину аккумулирования принимают 50-75 л на I $м^2$ солнечного коллектора. Емкость аккумулятора для сезонного регулирования требует специальных расчетов.

В крупных ССТ для суточного регулирования предпочтительно использовать многосекционные аккумуляторы или системы отдельных аккумуляторов, что обеспечивает гибкость системы при различных вариациях поступления солнечной радиации.

Таблица 3

Тип коллектора	Максимально возможная доля солнечной радиации, воспринимаемая коллектором	Тепловые потери коллектора, Вт/(м^2 . ^{o}С)
С одним прозрачным покрытием и матово-черной поглощающей пластиной	0,74	6,56
С двумя прозрачными покрытиями и неселективной пластиной	0,64	3,74
С одним прозрачным покрытием и селективной поглощающей пластиной	0,71	4,74
С двумя прозрачными покрытиями и селективной поглощающей пластиной	0,66	2,76
С двойным остеклением и матово-черной поглощающей поверхностью	0,66	3,63
С двумя покрытиями и неселективной поглощающей пластиной	0,46	3,07
Жидкостный с селективной поглощающей поверхностью из черного никеля и двойными покрытиями	0,53	3,92
Жидкостный зеркальный с селективной зеркальной пластиной из черного никеля	0,42	3,37
Медный жидкостный с двумя покрытиями	0,71	5,48
Жидкостный с одним покрытием и селективной поглощающей пластиной	0,7	5,69
Жидкостный с двумя покрытиями и без селективной поглощающей пластины	0,65	4,43

В качестве тепловых аккумуляторов в ССТ используют стандартные металлические емкости с дополнительной теплоизоляцией.

2.17. В ССТ с принудительной циркуляцией теплоносителя важное значение имеет правильный выбор мощности циркуляционного насоса, так как это влияет на расход теплоносителя через коллекторы, а следовательно, и на эффективность отвода теплоты. Мощность циркуляционного насоса выбирают из расчета, чтобы развиваемый им напор удовлетворял условию

$$H_{нас} \geq XV^2, \qquad (II)$$

где X - полное гидравлическое сопротивление системы; V - расход теплоносителя в системе, кг/(м^2 . с).

Приемлемые значения коэффициента отвода теплоты в коллекторе достигаются при расходе теплоносителя V = 0,005-0,001 кг/(м^2·с). Суммарный расход теплоносителя в системе и его гидравлическое сопротивление определяются конфигурацией и элементным составом системы.

2.18. Системы солнечного теплоснабжения должны быть в полной мере оснащены регулирующими устройствами, обеспечивающими возможность получения максимального КПД в процессе пуско-наладочных испытаний. В частности, ССТ должна быть оснащена вентилями в объеме достаточном для проверки работоспособности и регулирования ее отдельных частей и узлов, а также устройствами автоматического регулирования.

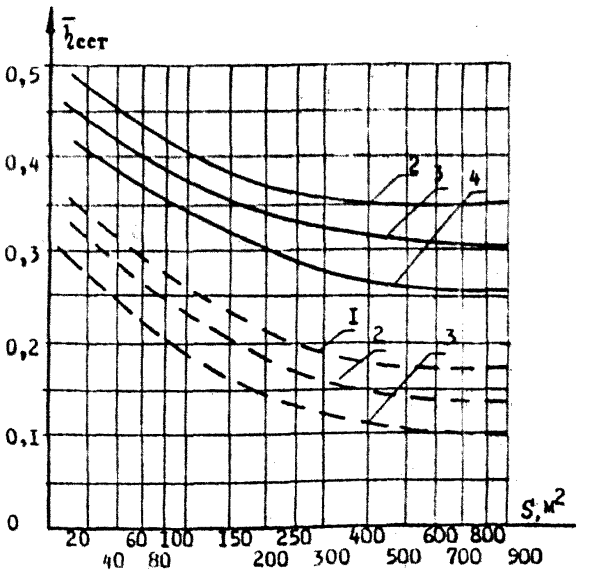
2.19. ССТ проектируют из стандартных элементов в виде секций солнечных коллекторов с параллельно-последовательным соединением отдельных секций с таким расчетом, чтобы обеспечить одинаковый расход теплоносителя через коллекторы всех секций.

Отдельные секции солнечных коллекторов должны включать равное число рядов с последовательным соединением. Для обеспечения однородности поля температур в плоскости коллекторов общее число рядов плоских коллекторов в секции не должно превышать 16. Число последовательно соединенных коллекторов в ряду определяется расходом теплоносителя через коллектор и расчетной разностью его температур на входе и выходе из ряда. При принятых расчетных температурах теплоносителя в системах теплоснабжения и рекомендуемых расходах теплоносителя число последовательно соединенных коллек-

торов в ряду не должно быть более 2-3. С увеличением числа коллекторов в ряду температура теплоносителя на выходе превышает расчетную, что отрицательно сказывается на КПД коллекторов по ходу движения теплоносителя и приводит к снижению эффективности работы системы в целом.

2.20. Расчетную площадь $S_{сст}$ солнечных коллекторов в ССТ определяют по среднегодовой тепловой нагрузке ССТ $Q_{сст}$, среднегодовому КПД системы рассматриваемого типа $\bar{\eta}_{сст}$ и годовому потоку солнечной радиации по направлению нормали к плоскости коллекторов системы H. Величину $Q_{сст}$ - в соответствии с рекомендациями п.2.12.

Значения $\bar{\eta}_{сст}$, полученные на основании эксплуатационных характеристик 165 ССТ (единичной площадью 5-1000 м^2), построенных управлением "Спецгелиотепломонтаж", приведены на рис. 5.



——— - в зимний период

- - - - в летний период

Рис. 5. Эксплуатационный коэффициент эффективности ССТ при температурах теплоносителя
I - 30°С; 2 - 40°С; 3 - 50°С; 4 - 60°С

Годовой поток солнечной радиации H находят по формуле (8) с приведением к нормали по направлению к плоскости коллекторов. При этом угол наклона плоскости коллекторов принимают из условия максимизации суммарного потока солнечной радиации за расчетный срок эксплуатации системы в течение года. В системах солнечного подогрева воды для нужд сезонных потребителей $\alpha = \varphi + 15^{\circ}$, для круглогодичного назначения $\alpha = \varphi$, где φ – широта местности.

На основании значений $Q_{сст}$ и $\bar{P}_{ост}$ объекта по графикам, смотри рис. 5, определяют значения $\bar{\eta}_{сст}$ и $s_{ост}$ из условия

$$Q_{сст} = \bar{\eta}_{сст} \cdot H \cdot S_{сст}. \qquad (12)$$

2.21. Используя графики относительного изменения среднемесячных КПД ССТ различного типа (рис. 6), значений H_i и $s_{сст}$, вычисляют расчетные значения теплопроизводительности ССТ для различных месяцев года и доли их участия в покрытии месячных нагрузок объекта.

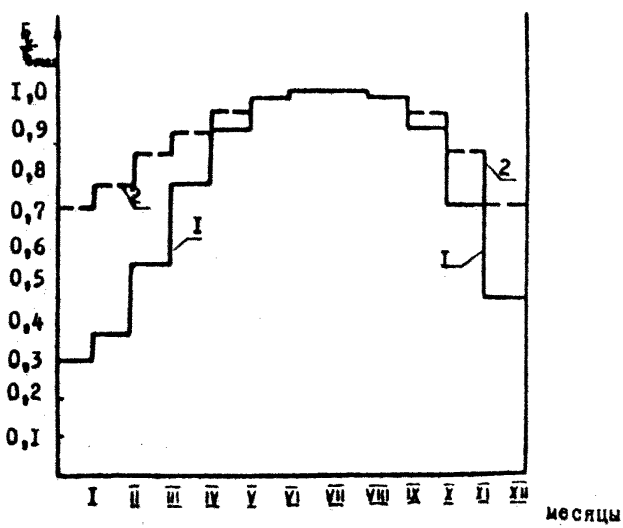


Рис. 6. Относительные изменения среднемесячных КПД теплоносителя в гелиоконтуре

I – при постоянном расходе; 2 – при регулируемом расходе

При расчете сезонных ССТ (см. п.4.4), а также (см. рис. 5, 6) ССТ, работающих в зимний период (см. пп.3.I2-3.I3), используют кривые зависимости КПД ССТ от площади коллекторов и температуры теплоносителя, построенные как для зимнего периода (декабрь-февраль), так и условно летнего (остальные месяцы года).

2.22. При известной площади солнечных коллекторов проектируемой ССТ ее конкретная конфигурация обусловлена условиями размещения коллекторов. Во всех случаях схемное решение ССТ должно обеспечивать равномерное распределение теплоносителя в системе, недопустимость превышения расчетных значений его температур и возможность регулирования отдельных секций.

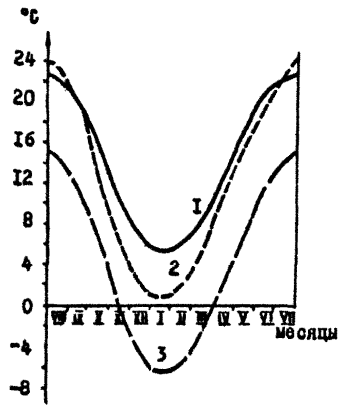
3. РАСЧЕТ СОЛНЕЧНО-ТЕПЛОНАСОСНЫХ СИСТЕМ ТЕПЛОХЛАДОСНАБЖЕНИЯ

3.I. Естественными аккумуляторами энергии солнечного излучения являются атмосфера, гидросфера и верхние слои грунта земной поверхности. При определенных термодинамических условиях эти низкопотенциальные источники теплоты могут быть использованы в теплонасосных установках (ТНУ) для теплохладоснабжения потребителей. Величинами, характеризующими низкопотенциальные источники возобновляемой энергии, являются их температура и удельная энтальпия. Эти показатели для различных районов страны могут быть получены из соответствующих климатологических и гидрологических справочников.

В качестве примера на графиках (рис. 7-9) для различных районов Грузинской ССР приведены среднемесячные температуры воздуха, воды и почвы (на различных глубинах), на рис. I0 - зависимость изменения среднемесячных значений теплоотдачи грунта от глубины залегания теплоприемников ТНУ.

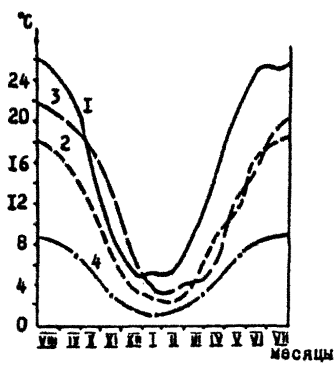
3.2. Наряду с приведенными выше внешними факторами, при выборе принципиальной схемы ТНУ необходимо учитывать структуру тепловой и холодильной нагрузки теплоснабжения и соответствующую им величину зимней и летней расчетной часовой нагрузки.

3.3. Теплонасосная установка работает по одной из разновидностей термодинамического цикла и отличается от холодильной машины



I – для равнинных районов Западной Грузии; 2 – то же, Восточной Грузии; 3 – для горных районов

Рис. 7. Среднемесячная температура воздуха



I – в Черном море; 2 – в реках Западной Грузии; 3 – то же, Восточной Грузии; 4 – в горных реках и водоемах

Рис. 8. Среднемесячная температура воды

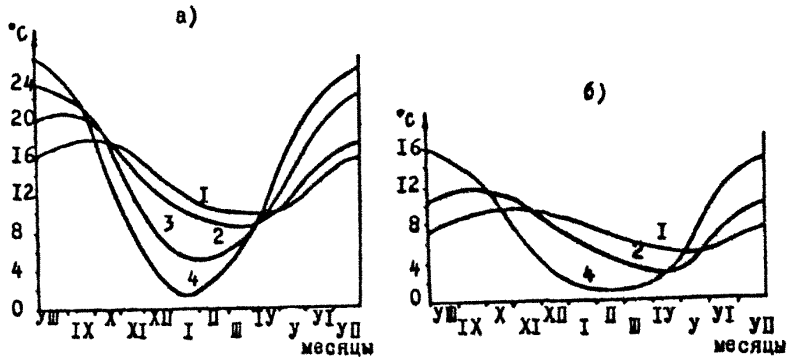


Рис. 9. Среднемесячные температуры почвы на различных глубинах
а – для равнинных районов; б – для горных районов
I – 3,2 м; 2 – I,6 м; 3 – 0,8 м; 4 – 0,4 м; 5 – 0,2 м

тем, что действует при более высоких нижнем и верхнем уровнях температур. В зависимости от конструкции и принципа работы ТНУ бывают компрессионными, абсорбционными, пароэжекторными, турбовоздушными и полупроводниковыми. В настоящее время наиболее распространены ТНУ компрессионного типа, рассматриваемые ниже.

3.4. Принципиальная схема парокомпрессионной ТНУ включает два теплообменника, испаритель, конденсатор и компрессор. Действие ТНУ основано на отборе теплоты $q_{о.с}$ от низкопотенциального источника (в нашем случае окружающей среды), ее трансформации и передаче теплоносителю $q_к$. В результате подвода теплоты $q_{о.с}$ при температуре окружающей среды $T_{о.с}$ рабочий агент в испарителе из жидкого состояния переходит в пар, который в компрессоре сжимается до состояния насыщенного пара. При повышении давления температура рабочего агента возрастает до температуры теплоприемника. Сжатый пар поступает в конденсатор, где в результате отбора теплоты $q_к$ рабочий агент переходит в первоначальное жидкое состояние, после чего цикл повторяется.

3.5. Для обратимо работающей ТНУ тепловая энергия, переданная потребителю $q_к$, равна сумме теплоты, отобранной у низкопотен-

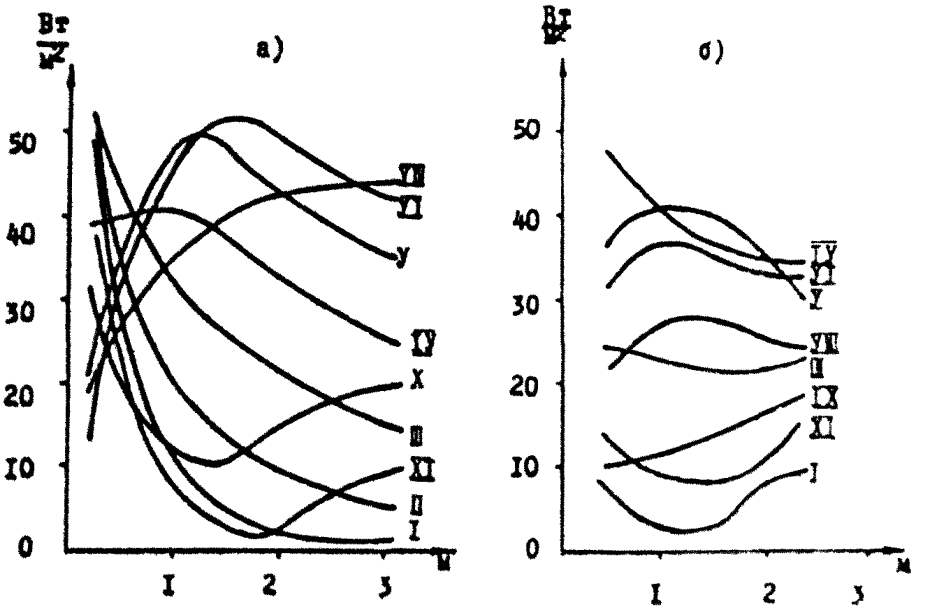


Рис. 10. Зависимость теплового потока от глубины залегания теплоприемников для различных месяцев года
а – для равнинных районов; б – для горных районов

циального источника $q_{о.с}$ и эквивалентного количества теплоты, полученной за счет расхода электроэнергии на привод компрессора $q_э$,

$$q_к = q_{о.с} + q_э, \tag{13}$$

$$q_{о.с} = \frac{T_{о.с}}{T} q_к, \tag{14}$$

$$q_э = (1 - \frac{T_{о.с}}{T}) \cdot q_к, \tag{15}$$

где $T_{о.с}$ и T – соответственно температура среды теплоотдатчика и теплоприемника, К.

Коэффициент преобразования ТНУ $\varepsilon_{тну}$ определяется отношением количества теплоты, переданной нагреваемой среде к подаваемой,

$$\varepsilon_{тну} = \frac{q_к}{q_э} = \frac{T}{T - T_{о.с}}. \qquad (16)$$

Величина, обратная $\varepsilon_{тну}$, определяет удельные затраты работы на выработку теплоты

$$A_{тну} = \frac{1}{\varepsilon_{тну}} = \frac{T - T_{о.с}}{T}. \qquad (17)$$

3.6. Реальные тепловые насосы работают в необратимом цикле, вследствие этого их коэффициент преобразования вычисляют по формуле

$$\varepsilon_{тну} = \eta_е \frac{T}{T - T_о}, \qquad (18)$$

где $\eta_е$ - степень термодинамического совершенства рассматриваемого цикла.

Для *парокомпрессионных* ТНУ

$$\eta_е = \eta_\Delta \eta_э \eta_1 \eta_{км} \eta_{эл} + \eta_{эл} (1 - \eta_1 \eta_м) \frac{T - T_{о.с}}{T}, \qquad (19)$$

где η_Δ - степень термодинамического совершенства необратимого цикла Карно; $\eta_э$ - коэффициент, учитывающий приближение эталонного цикла к необратимому циклу Карно; η_1 - индикаторный КПД; $\eta_{км}$ - коэффициент, учитывающий степень обратимости процесса сжатия в компрессоре; $\eta_м$, $\eta_{эл}$ - механический и электрический КПД установки.

Перечисленные коэффициенты находят по формулам

$$\eta_\Delta = \frac{T + \Delta T_к}{T - T_о + \Delta T_и + \Delta T_к} \cdot \frac{T - T_{о.с}}{T}, \qquad (20)$$

$$\eta_э = 0{,}97 - 0{,}00412 (T - T_о), \qquad (21)$$

$$\eta_1 = \frac{T + \Delta T_к}{T_{о.о} - \Delta T_и}, \qquad (22)$$

$$\eta_м = 0{,}85, \qquad (23)$$

$$\eta_{эл} = 0{,}9, \qquad (24)$$

где $\Delta T_к$, $\Delta T_и$ – соответственно температурные перепады в конденсаторе и испарителе. Рекомендуемые значения $\Delta T_к = 5^{\circ}C$, $\Delta T_и = 3^{\circ}C$.

3.7. При переменных во времени температурах теплоотдатчика и теплоприемника подлежат определению максимальные, минимальные и средние за рассматриваемый промежуток времени значения коэффициента $\bar{f}_{тну}$. Первые два находят согласно п.3.6 Рекомендаций, а последний – по формуле (25)

$$\bar{f}_{тну} = \frac{\sum_{i=1}^{n} f_{тну\,i}\; Q^{г}_{тну\,i}\; h_i}{\sum_{i=1}^{n} Q^{г}_{тну,i}\; h_i}, \qquad (25)$$

где $f_{тну}$, $Q^{г}_{тну}$ – соответственно коэффициент преобразования и потребляемая мощность ТНУ в i -й интервал времени; n – число интервалов, на которое разбивается рассматриваемый промежуток времени.

3.8. На предпроектной стадии средние значения $\bar{f}_{тну}$ для различных низкопотенциальных источников теплоты можно определять по зависимостям, приведенным на рис. II. Технические характеристики ТНУ, а также холодильных пароэжекторных машин, используемых в режиме ТНУ, приведены в табл. 4.

3.9. Эффективность солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения обусловлена, с одной стороны, возможностью частичного снижения тепловых нагрузок ССТ (а следовательно, уменьшения площади их коллекторов), а с другой стороны, созданием условий, при которых как ССТ, так и ТНУ работают в течение года при максимально возможных КПД первых и коэффициенте преобразования вторых.

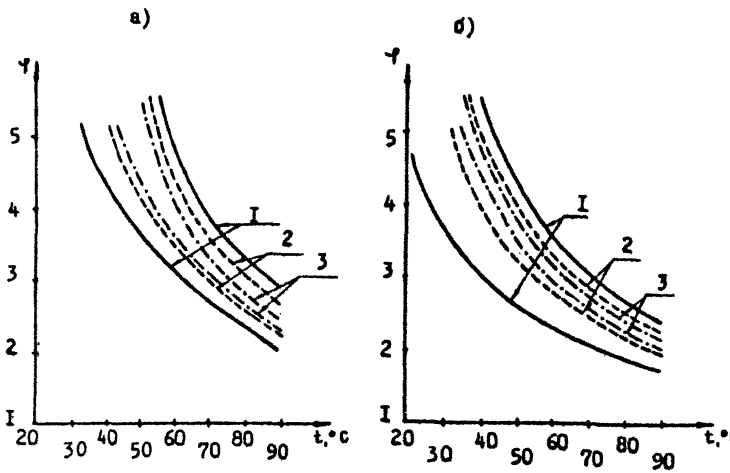


Рис. II. Зависимость коэффициента преобразования ТНУ от типа низкопотенциальных источников теплоты
I – воздух; 2 – вода; 3 – грунт

3.10. Зависимость производительности как ССТ, так ТНУ от изменяющихся с течением времени параметров внешней среды предопределяет необходимость обеспечения работы СТСТ в двух основных режимах:

летний – параллельная работа ССТ и ТНУ, используемой в режиме кондиционирования воздуха при одновременном подогреве воды в конденсаторе;

зимний – последовательная работа ССТ и ТНУ с отбором теплоты у теплоносителя гелиоконтура, в испарителе ТНУ и подогревом до нужной температуры в конденсаторе ТНУ теплоносителя системы.

3.11. Использование теплоты, сбрасываемой в конденсаторе ТНУ, который работает в режиме кондиционирования воздуха, для частичного покрытия графика нагрузки горячего водоснабжения в летний период обусловливает снижение нагрузки ССТ за тот же период на величину

Таблица 4

Марка машины	Тепло- или хладопроизводительность, ГДж/ч	Расход теплоносителя, $м^3/ч$		Мощность привода, кВт	Удельная стоимость машины[X], тыс.руб / ГДж/ч
		испаритель	конденсатор		
МКТ-I4-2-0	0,I	6	3,5	8,6	27,4
МКТ-20-2-0	0,I2	I0	5	I3,5	2I,7
МКТ-28-2-0	0,I6	I2,5	7	I7,5	2I,6
МКТ-40-2-0	0,25	I5	I5	I9,8	I0,4
МКТ-80-2-0	0,5	30	30	39,6	I3,4
I ХМФУ-40/I	0,33	30	30	27,8	II,6
I ХМФУ-80/I	0,66	54	60	52	9
МКТ-II0-2-0	0,9	45	50	75	9,I
МКТ-220-2-0	I,55	90	I05	97	8,2
МКТ-350-2-I	2,43	I50	I50	I65	I0
АК-4,5-2,4	0,02	-	I,2	3	40
МВТ-I4-I-0	0,06	6	-	6,3	46
I0 ТМТ-2000	I4	I08	II4	II00	36,4
АТФТ-5-I0	39,6	I600	220	4000	25,3

[X] Удельная стоимость машины включает стоимость наладки, монтажа и площади, занимаемой машиной, и определяется коэффициентом I,38.

$$Q^{л}_{тну} = \frac{\bar{f}_{л}}{\bar{f}_{л} - 1} \cdot h_{к} \cdot q_{конд}, \qquad (26)$$

где $Q^{л}_{тну}$ – отпуск теплоты, используемой в (условно) летний период для горячего водоснабжения, ГДж; $q_{конд}$ – максимальная часовая нагрузка (установленная мощность) в режиме летнего кондиционирования воздуха, ГДж/ч; $\bar{f}_{л}$ – средние за летний период значения коэффициента преобразования ТНУ (рис.II); $h_{к}$ – число часов использования установленной мощности ТНУ в условно летний период.

3.I2. С учетом формулы (26) расчетную летнюю нагрузку ССТ $Q^{л}_{сст}$ определяют из выражения

$$Q^{л}_{сст} = Q^{л}_{гвс} - Q^{л}_{тну}, \qquad (27)$$

а соответствующую ей площадь солнечных коллекторов

$$F^{л}_{а} = \frac{Q^{л}_{сст}}{\bar{\eta}^{л}_{сст} \cdot \bar{H}_{л}}, \qquad (28)$$

где $Q^{л}_{гвс}$ – нагрузка горячего водоснабжения потребителя, которая в летний период в рассматриваемых схемах, как правило, в течение 4–5 месяцев полностью покрывается ССТ или СТСТ, МДж; $H_{л}$ – суммарное летнее поступление солнечной радиации на площадь коллектора, ГДж/м^2; $\bar{\eta}^{л}_{сст}$ – среднее значение КПД солнечной системы в летний период, находят по рис. 6.

3.13. Эффективность работы СТСТ в зимний период в значительной степени определяется расчетной температурой теплоносителя в гелиоконтуре $T_{з}$. Оптимальное значение этой температуры, К, находят из уравнения

$$T^2_{з} - \left(\frac{\bar{F}_{з}\bar{H}_{з}}{U_{з}} + T_{р} + T_{о}\right) T_{з} + \left[\frac{(2\bar{F}_{з}H_{з} + H)}{2U_{з}} + T_{о}\right] T_{р} = 0, \qquad (29)$$

где $\bar{F}_{з}$, $\bar{H}_{з}$, $\bar{U}_{з}$, $T_{о}$ – усредненные за зимний период значения; $\bar{F}_{з}$ – коэффициент поглощения солнечной радиации гелиоконтуром; $U_{з}$ – коэффициент полных тепловых потерь гелиоконтура, $\bar{H}_{з}$ – среднесуточный поток солнечной радиации, Вт/м^2; $T_{о}$ – среднесуточная температура воздуха за рассматриваемый период, К; $T^{з}_{р}$ – температура теплоносителя в системе теплоснабжения объекта, К.

В системах горячего водоснабжения при $T_{р}$ = 55°С оптимальные значения $T_{г.в}$ находятся в интервале 25–35°С. Переход к приведенным значениям рабочих температур теплоносителя приводит к увеличению средних значений КПД гелиоконтура в 1,5–2 раза (см.рис. 5).

Использование подогретой в гелиоконтуре воды в качестве низкопотенциального источника в зимний период обеспечивает достаточно высокие значения коэффициента преобразования ТНУ, а следовательно, повышает и ее эффективность в целом.

3.I4. В солнечно-теплонасосных установках, предназначенных для покрытия годового графика нагрузки потребителя, за расчетную нагрузку ТНУ принимают наибольшее значение из тепловой $q_т$ и холодильной $q_х$ нагрузок, т.е.

$$q_{тну} = \max \left\{ q_т, q_х \right\}. \qquad (30)$$

В этом случае тепловую нагрузку ССТ в летний период рекомендуется определять по формуле (27), а в зимний из выражения

$$Q_{сст\ з} = \frac{\bar{f}_з - 1}{\bar{f}_з}\ h_з\ q_т, \qquad (3I)$$

где $\bar{f}_з$ – среднее значение коэффициента преобразования ТНУ за зимний период, соответствующее температуре низкопотенциального источника (воды, подогретой в гелиоконтуре); определяют по уравнению (29); $h_з$ – число часов использования расчетной нагрузки в зимний период.

Площадь солнечных коллекторов ($м^2$), обеспечивающая поступление теплоты в объеме, определяемом из выражения (3I), равна

$$S_э = \frac{Q_{сст\ з}}{\bar{\eta}_з \cdot H_з}, \qquad (32)$$

где $\bar{\eta}_з$ – средний за зимний период КПД ССТ при расчетной температуре теплоносителя в гелиоконтуре, определяемой из выражения (29) и по рис. 5; $H_з$ – суммарный поток солнечной радиации на плоскость коллектора за зимний период, $МДж/м^2$.

В общем случае площадь солнечных коллекторов ССТ, вычисляемая из выражения (32), будет больше ее значения, определяемого из выражения (28), т.е. $S_з \geq S_д$. С учетом этого в СТСТ круглогодичного назначения для использования избыточных мощностей ССТ в летний период необходимо устройство сезонных аккумуляторов теплоты, что позволит снизить нагрузку ССТ в зимний период. При этом между тепловой емкостью аккумулятора и разностью $S_з - S_д$ существует оптимальное соотношение, определяемое технико-экономическими расчетами.

3.I5. Расчет отдельных компонентов солнечно-теплонасосных установок при определенных выше значениях их тепловых и холодильных нагрузок и параметрах теплоносителя производят в соответствии с приведенными в пп.2.I-2.22 и 3.5-3.I0 рекомендациями.

4. ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ВОЗОБНОВЛЯЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ

4.I. Эффективность использования нетрадиционных (альтернативных) источников энергии по сравнению с традиционными (базовыми) зависит от работы всех звеньев системы теплохладоснабжения, включая получение, преобразование и использование энергоресурсов.

4.2. Экономическая эффективность альтернативных источников энергии определяется совокупностью факторов, обусловленных:

денежными и материальными затратами на новые системы теплохладоснабжения;

экономией на базовых источниках энергоресурсов и значениями замыкающих затрат по этим ресурсам;

сокращением ущерба от загрязнения окружающей среды;

экономией труда на базовых генерирующих установках, а в ряде случаев и вытеснением генерирующих мощностей базовых источников.

4.3. Применяя критерий, см. формулу (I), при сопоставлении приведенных затрат альтернативного $З_а$ и базового $З_б$ источника энергии используют выражение

$$\Delta З = З_б - З_а \geq 0, \qquad (33)$$

где $\Delta З$ - эффект частичного или полного замещения базового источника альтернативным (в нашем случае ССТ или СТСТ), руб/год. Иначе $\Delta З$ можно представить в следующем виде

$$\Delta З = \Delta З_э + \Delta З_{о.с} + \Delta З_ч - \Delta З_г, \qquad (34)$$

где $\Delta З_э$ - эффект от экономии энергоресурса, используемого базовым источником тепловой энергии, руб/год (определяют согласно пп.4.4-4.7 настоящих Рекомендаций); $\Delta З_{о.с}$ - эффект от снижения загрязнения окружающей среды при использовании альтернативного

источника энергии (п.4.8), руб/год; $\Delta З_ч$ – эффект от экономии зарплаты на базовой генерирующей установке или социальный эффект при применении мелких индивидуальных установок (пп. 4.9–4.10), руб/год; $\Delta З_г$ – дополнительные затраты на альтернативные генерирующие установки – ССТ и СТСТ (пп. 4.11–4.13), руб/год.

4.4. Экономический эффект от экономии энергоресурса, используемого базовым источником теплоснабжения, определяется:

объемом тепловой энергии, покрываемой альтернативным источником $Q_а$;

удельным расходом энергоресурса, используемого базовым источником теплоэнергии $\bar{B}$;

замыкающими затратами на топливо и (или) электроэнергию – франко-базисный источник C.

$$\Delta З_э = Q_а \cdot \bar{B} \cdot C. \qquad (35)$$

Величину $Q_а$ определяют, как

$$Q_а = \alpha_а \cdot Q, \qquad (36)$$

где Q – среднегодовая (сезонная) тепловая нагрузка объекта, оборудованного ССТ и СТСТ; $\alpha_а$ – доля среднегодовой нагрузки, покрываемой альтернативными источниками.

Величина $Q_а$ зависит как от характера потребителя, так и режима потребления теплоты в течение года. По времени потребления теплоты в течение года эти потребители можно подразделить на три условные группы:

1. Круглогодичные – жилые дома, гостиницы, общежития, санатории, сельскохозяйственные и производственные потребители горячей воды (технологические и санитарно-гигиенические нужды), спортивно-оздоровительные объекты, предприятия коммунального хозяйства и т.п.

2. Средней длительности (6 месяцев) – сезонные базы отдыха, кемпинги, а также сезонные предприятия бытового обслуживания и общественного питания и т.п.

3. Малой длительности (3–4 месяца) – пионерские лагеря, летние базы отдыха, дачные дома, а также предприятия коммунально-бытово-

го обслуживания и торговли в этих районах (бани, парикмахерские, организации общественного питания и т.п.).

В каждой из этих групп потребителей теплоты имеются относительно крупные, средние и мелкие. Это предъявляет различные требования как к теплогенерирующим установкам, так и к используемым ими теплоносителям.

Для потребителей первой группы при оценке эффективности ССТ и СТСТ учитывают эффект от вытеснения части топлива, который в значительной мере зависит от доли нагрузки ($\alpha_a < I$), покрываемой нетрадиционным возобновляемым источником энергии. Расчет этой величины приведен ниже (см. пп.4.6-4.7). Эффект от экономии зарплаты при возможности остановки одного или нескольких котлов в период максимальной солнечной радиации см. п.4.9.

Для потребителей 2 и 3 группы возможно полное исключение традиционного источника теплоснабжения. В этом случае $\alpha_a = I$ и при оценке экономического эффекта ССТ и СТСТ учитывают и экономию капитальных вложений в традиционный источник.

4.5. Оптимальное значение доли годовой нагрузки, покрываемой ССТ или СТСТ, определяют на основе максимизации выражения (33). Практически это достигается варьированием коэффициента α_a в пределах 0-I с одновременным определением для каждого значения α_a величины эффекта замещения базового источника $\Delta З$ в (34). Оптимальной является величина α_a, при которой эффект от замещения базового источника альтернативным достигает максимального значения.

4.6. Значения удельного расхода сэкономленного энергоресурса (величина в формуле (35)) определяют

для электроэнергии $\bar{В}_э$ (Вт·ч/ГДж)

$$\bar{В}_э = \frac{278}{\bar{\gamma}_э}, \qquad (37)$$

для (условного) топлива $\bar{В}_т$ (т/ГДж)

$$\bar{В}_т = \frac{0,034}{\bar{\gamma}_т}, \qquad (38)$$

где 278 и 0,034 - соответственно теоретический эквивалент электроэнергии и топлива (условного) на I ГДж теплоты; $\bar{\gamma}_э$, $\bar{\gamma}_т$ -

Таблица 5

Установки	Энергоноситель		
	твердое топливо	жидкое топливо	электро-энергия
I. Паровые и водогрейные котлы			
КВ-300 М; КВ-300 МТ	40–50	55–60	–
КВ-300 У	–	50–60	–
КТ-500; КТ-1000	45–55	–	–
Д-721 А; Д-900	–	55–60	–
Е-1/9	40–50	50–60	–
КМ-1500; КТ-1500	–	55–65	–
Энергия 3М и 6М	45–55	60–70	–
Универсал 5М и 6М	–	–	–
Минск-1	40–50	–	–
ДКВР-2,5-13; 4,0-13; 6,5-13	45–55	60–70	–
II. Теплогенераторы			
ТГ-2,5; ТГ-75А; ТГ-150А; ТН-1А	–	50–60	–
III. Электрокотельные			
	–	–	95
IУ. Отопительные варочные печи			
	40–50	–	–
У. Водонагреватели индивидуального пользования			
Электроводонагреватели	–	–	95
Водогрейные колонки	40–50	–	–

среднегодовые эксплуатационные коэффициенты полезного использования (КПИ) энергоносителей (электроэнергия, топливо), учитывающие потери (табл. 5-7): в теплогенерирующих установках $\eta_г$, при транспортировании $\eta_т$ и хранении $\eta_{хр}$ энергоресурсов

$$\bar{\eta}_э = \eta_г \cdot \eta_т, \quad (39)$$

$$\bar{\eta}_т = \eta_э \cdot \eta_т \cdot \eta_{хр}. \quad (40)$$

Таблица 6

Коэффициенты	Твердое топливо	Жидкое топливо	Электро-энергия
$\eta_{тр}$	0,9–0,95	0,95–0,97	0,85–0,9
$\eta_{хр}$	0,95	0,95–0,97	–

Таблица 7

Установки	Энергоноситель		
	твердое топливо	жидкое топливо	электро-энергия
Паровые и водогрейные котлы типа:			
КВ-300, Е-I/9, Минск-I;	0,34–0,45	0,48–0,56	–
ДКВР, Энергия, Универсал, КТ-500	0,38–0,5	0,5–0,66	–
Теплогенераторы типа ТГ и ТН	–	0,48–0,56	–
Электрокотельные, электро-водонагреватели	–	–	0,8I–0,86
Водогрейные колонки и отопительные варочные печи	0,34–0,45	–	–

Значения эксплуатационного КПД базовой установки $\eta_б$ определяют из табл. 5. Значения коэффициентов $\eta_т$ и $\eta_{хр}$ – из табл. 6.

Потери тепловой энергии в теплопроводящих сетях не учитываются, так как они имеют место как в альтернативных, так и базовых системах теплоснабжения (при условии размещения гелиоколлекторов на кровле).

4.7. Удельные народнохозяйственные затраты на топливо и электроэнергию, используемые базовыми теплогенерирующими установками (величина C в выражении (35)), определяют как

$$\bar{C}_т = C^т_{зм} + C^т_{в.т} + C^т_{хр}, \qquad (4I)$$

$$\bar{C}_э = C^э_{зм} + C^э_{в.т}, \qquad (42)$$

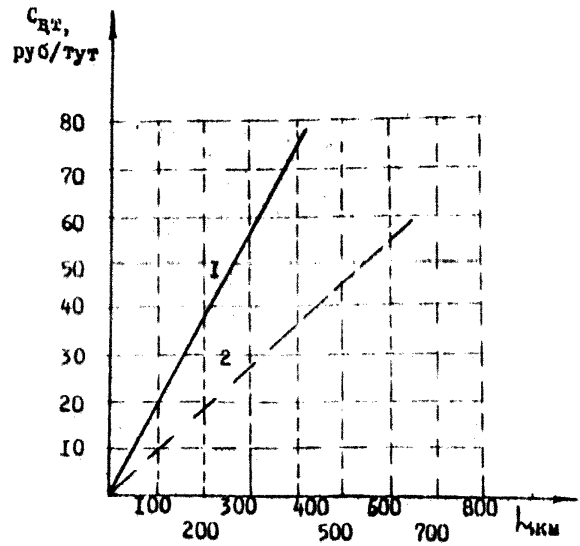


Рис. 12. Удельные приведенные затраты на внутрирайонный автомобильный транспорт
I – твердого топлива; 2 – жидкого топлива

где $C_{эм}$ – замыкающие затраты на условное топливо, руб/т, или электроэнергию, руб/МВт·ч; принимают по табл. 8 и 9; $C_{в.т}$ – приведенные значения затрат на внутрирайонный транспорт условного топлива, руб/т и электроэнергии, руб/МВт·ч, принимают соответственно по рис. I2 и табл. I0; $C_{хр}$ – приведенные значения удельных затрат на хранение условного топлива, руб/т.

Для определения $C_{хр}$ необходимо на основе анализа годового режима потребления и доставки топлива найти требуемую емкость складирования; зная значения емкости склада, по укрупненным показателям табл. II определяют его стоимость, а делением полученной величины на годовой (сезонный) расход топлива – величину удельных затрат на хранение топлива.

4.8. Экономический эффект от предотвращения загрязнения окружающей среды при использовании возобновляемых источников энергии

Таблица 8

Районы СССР	Энергетический уголь рядовой		Природный газ	Мазут
	каменный	бурый		
Северо-Запад РСФСР	50–52	–	57–60	69–72
Мурманская обл., Карельская АССР	53–56	–	60–63	72–75
Архангельская обл., Коми АССР	44–48	–	50–54	68–7I
Центральный район	48–5I	45–48	57–60	69–72
Центрально-Черноземный район	49–52	46–49	56–59	69–72
Северный Кавказ	55–58	–	62–65	73–76
Среднее Поволжье	47–50	–	53–65	68–7I
Уральский район	37–40 x 33–36	–	47–50	65–68
Тюменская обл.	36–39	–	3I–33	64–67
Омская обл.	33–36 x 27–30	3I–33	44–47	64–67
Новосибирская, Томская области	30–34	26–29	40–42	66–69
Кемеровская обл., Алтайский край	27–30	2I–24	42–44	68–7I
Красноярский край	29–32	I8–20	4I–43	66–69
Иркутская обл.	3I–34	22–25	42–45	67–70
Бурятская АССР, Читинская обл.	37–40	33–36	–	70–73
Амурская обл.	47–50	45–48	–	78–8I
Хабаровско-Комсомольский край	49–52	47–50	60–63	77–79
Приморский край	54–57	52–53	–	80–83
Восточная Украина, Ростовская обл.	53–56	49–52	60–63	72–75
Западная Украина, Молдавия	55–59	–	64–67	74–77
Белоруссия, Литва	52–55	–	6I–64	72–75
Латвия, Эстония	53–56	–	62–65	73–76

Продолжение табл. 8

Районы СССР	Энергетический уголь рядовой		Природный газ	Мазут
	каменный	бурый		
Закавказье	57–60	–	64–67	71–74
Туркмения	45–48	–	49–52	68–71
Узбекистан	42–45	–	50–53	68–71
Киргизия, Таджикистан	45–70	–	54–57	71–74
Западный Казахстан	41–44	–	52–55	66–69
Северо-Восточный Казахстан	32–35 x / 18–21	–	47–50	65–68
Южный Казахстан	32–35 x / 28–31	–	54–57	67–70

x В знаменателе указаны затраты на экибастузский уголь.

Таблица 9

Объединенные и отдельные электроэнергетические системы	Замыкающие затраты по зонам графика электрической нагрузки		
	базисная	маневренная	пиковая
Центр, Северо-Запад, Средняя Волга	19–20	29–34	47–50
Юг, Северный Кавказ	19–20	32–34	50–53
Закавказье	19–20	34–35	52–54
Урал	20–21	26–27	46–48
Сибирь	15–16	16–17	17–18
Дальний Восток	22–23	23–24	24–25
Казахстан	16–18	19–20	20–21
Средняя Азия	20–21	24–26	25–27
Европейский Север	20–21	30–33	–

Таблица 10

Районы	Затраты[XX], руб/МВт·ч
Нечерноземная зона[X]	11-13
Центрально-Черноземная зона	9-11
Северный Кавказ	10-12
Среднее Поволжье	8-10
Нижнее Поволжье	11-13
Северный Урал	9-11
Южный Урал	8-10
Западная Сибирь[X]	11-14
Восточная Сибирь[X]	12-15
Дальний Восток[X]	12-15
Украина	8-10
Молдавия	8-10
Белоруссия	12-14
Прибалтика	6-8

[X] Обжитая зона.

[XX] Затраты на распределение дополнительного потока электроэнергии по элементам распределительной сети высокого напряжения при свободном режиме электропотребления и годовом числе часов использования максимума нагрузки - 3700.

Таблица 11

Жидкое топливо (условное)		Твердое топливо (условное)	
емкость склада, тыс.т	затраты, руб/т	емкость склада, тыс.т	затраты, руб/т
3(1x3)	39	20	23
5(1x5)	33	50	16
6(2x3)	29	100	14
10(1x10)	27	100	10
40(2x20)	17	-	-
60(3x20)	15	-	-

определяется снижением дополнительных затрат на базовые источники энергоснабжения при условии их экологической сопоставимости. Экологическую составляющую экономической эффективности возобновляемых источников энергии можно оценить по величине ущерба, наносимого окружающей среде традиционными теплогенерирующими установками.

Экономический эффект от снижения загрязнения окружающей среды (величина $\Delta З_{о.с}$ в выражении (34)) зависит от объема топлива, сэкономленного на базовой теплогенерирующей установке за счет использования возобновляемых источников энергии $Q_э B_т$ и величины удельного ущерба от снижения расхода топлива (условного) $\Delta \bar{З}_{о.с}$ (руб/т)

$$\Delta З_{о.с} = \Delta \bar{З}_{о.с} \cdot Q_э \cdot B_т, \qquad (43)$$

Величину $\Delta \bar{З}_{о.с}$ можно определять по "Временной типовой методике определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценке экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды" (Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР, 1983) и "Руководству по расчету количества и удельных показателей выбросов вредных веществ в атмосферу" (М., ВПТИтрансстрой, 1982).

Экономическую оценку ущерба, причиняемого газовыми выбросами загрязнений в атмосферу воздуха для отдельного источника в соответствии с указанными методиками, определяют по формуле

$$\Delta \bar{З}_{о.с} = \frac{\gamma \sigma \zeta \mu}{B_т}, \qquad (44)$$

где $B_т$ – годовой (сезонный) объем топлива (условного), сэкономленного за счет использования альтернативной установки; γ – константа, численное значение которой равно 2,4 руб/т; σ – показатель относительной опасности загрязнения атмосферы воздуха над территорией населенных пунктов различного назначения (безразмерная). Эта величина равна 2 – для села; 5 – для города и 10 – для зон рекреации; ζ – поправочный коэффициент, учитывающий характер рассеяния примеси в атмосфере. Для мелких котельных с высотой труб менее 10 м значение ζ в зависимости от наличия золоуловителей и их КПД составляет: 07 – для газообразных примесей (SO_2,

CO, NO и т.п.) и твердых частиц при КПД золоуловителей $\geq$ 90%; 3 - для твердых частиц при КПД золоуловителей 70-90%; 10 - для твердых частиц при отсутствии золоуловителей или при их КПД меньше 70%; μ - приведенная масса годового выброса загрязнений, т/год,

$$\mu = \sum_{i=1}^{J} A_i m_i, \qquad (45)$$

где J - общее число примесей, выбрасываемых источником в атмосферу; m_i - масса годового выброса примесей i -го вида топлива (условного) в атмосферу, т/год; A_i - показатель относительной агрессивности примеси i -го вида топлива (условного), т/т. Он учитывает целый ряд факторов, в том числе предельно допустимую концентрацию в радиусе действия установки, вероятность накопления исходной примеси и вторичных загрязнителей в компонентах окружающей среды, в продуктах питания, поступления примеси в организм человека неингаляционным путем и т.п. Величины A_i и m_i определяют по дополнению к приложению "Временной типовой методики определения экономической эффективности осуществления природоохранных мероприятий и оценки экономического ущерба, причиняемого народному хозяйству загрязнением окружающей среды" (М., Госплан СССР, Госстрой СССР, АН СССР, 1983), а также с использованием ряда исходных данных "Руководства по расчету количества выбросов".

Для укрупненных расчетов (в условиях Грузинской ССР) удельный ущерб $\Delta З_{б.с}$ причиняемый при сжигании различных видов топлива, по данным инж. Бирюкова Г.Р., можно принять в зависимости от наличия (I) или отсутствия (2) очистных сооружений в размере, руб/т.

Виды топлива	Село		Город		Зона рекреации	
	(I)	(2)	(I)	(2)	(I)	(2)
Природный газ	-	I	-	2,5	-	5
Мазут, печное бытовое	2	I4	5	36	I0	72
Уголь	I,5	56	4	I45	7	260

Приведенные данные показывают необоснованность рассмотрения в качестве базовых источников теплоты угольных мелких котельных (без очистных сооружений) в городах и зонах рекреации и теплоге-

нерирующих установок на мазуте и печном бытовом топливе (ПБТ) в зонах рекреации. Здесь в качестве базовых источников должны рассматриваться электрические системы теплоснабжения. При внедрении ССТ и СТСТ на действующих объектах значение $\Delta\,\overline{3}$ определяют по приведенным выше показателям в зависимости от вида вытесняемого топлива.

4.9. Эффект от экономии зарплаты (руб/год) на базовой теплогенерирующей установке, см. величину $\Delta\,3_{ч}$ в формуле (34), определяют возможностью полной или частичной остановки котлов в течение 3-6 месяцев максимального солнечного излучения

$$\Delta\,3_{ч} = 3^{ч}_{б.л} - 3^{ч}_{а}, \qquad (46)$$

где $3^{ч}_{б.л}$ – расходы на заработную плату эксплуатационного персонала $n^{л}_{б}$, приходящегося на котел, останавливаемый летом (на $t_{л}$ месяцев) в период работы ССТ, руб/год; $3^{ч}_{б.л}$ находят из выражения

$$3^{ч}_{б.л} = \frac{ч}{12}\, n_{б}\, t_{л}, \qquad (47)$$

здесь ч – среднегодовая удельная зарплата с начислениями эксплуатационного персонала, обслуживающего базисную установку; по данным АКХ, может приниматься в размере 1900-2000 руб/год на человека.

Величину $n^{л}_{б}$ определяют из формулы

$$n^{л}_{б} = n_{б} \cdot \alpha_{а}, \qquad (48)$$

где $n_{б}$ – численность эксплуатационного персонала базисного источника находят по проектным данным или для укрупненных расчетов по табл. 12; $\alpha_{а}$ определяют по формуле (9).

$3_{а}$ – заработную плату персонала (годовые расходы на протирку поверхности остекления солнечных коллекторов, руб/год), обслуживающего ССТ, рассчитывают по формуле

$$3^{ч}_{а} = c^{s}_{а} \cdot s.$$

По аналогии с затратами на протирку окон промышленных предприятий $c^{s}_{а}$ (по данным ЦНИИ промзданий) можно принимать в размере:

Таблица I2

Состав оборудования	Установленная производительность, ГДж/ч	Удельные капвложения, тыс.руб / ГДж/ч	Штатный коэффициент чел / ГДж/ч	Автор проекта и год выпуска
	Газомазутное топливо			
I.4 х "Минск"	I3,4	5,8	0,37	УкрНИИинжпроект, I986
2.4 х "Братск I Г"	I4,2	I2	0,8	Калининградгражданпроект, I986
3.5 х "Факел I Г"	I6,7	I0	0,72	То же, I985
4.4 х "Братск I Г" + 2 экономайзера	I6,7	I0,6	0,72	" , I986
	Твердое топливо			
5.2 х "Универсал"	2,8	5	I,4	Каунасский ин-т с/х стр-ва
6.2 х КВМ-0,63	3,8	2I,2	I,3	Кишинев-колхозпроект, I988
7.6 х КВМ-0,63	II,3	I2,6	I	То же
8.4 х Е-I/9	9,8	I6,2	I,2	ГПИ Сантехпроект, г.Горький
9.6 х "Братск I"	22,6	I3,4	0,7I	Калининградгражданпроект

2-2,5 руб на I0 $м^2$ поверхности солнечных коллекторов.(Большая величина для условий более высокой запыленности).

4.I0. Эффект, выражающийся в экономии затрат труда при самообслуживании индивидуальных источников теплоты (так называемый социальный эффект использования альтернативных источников энергии), определяют для ССТ как

$$\Delta З_с = \Delta \bar{З}_с \cdot S_{сот}, \qquad (49)$$

где $\Delta\bar{З}$ – удельная величина социального эффекта; принимается равной 3 руб/м^2 ССТ.

4.II. Дополнительные затраты в солнечные системы теплоснабжения, см. величину $\Delta З_г$ в формуле (34), определяют для первой группы потребителей (см. п.4.4)

$$З_г^{сст} = E'_н \cdot \bar{К}_{сст} \cdot S_{сст}, \qquad (50)$$

где $E'_н = (E_н + \ell_{сст}) = 0{,}I5–0{,}I8$ коэффициент, учитывающий норму эффективности капитальных вложений ($E_н$=0,I) и отчислений на амортизацию; $\ell_{сст} = 0{,}05–0{,}08$ – амортизационные отчисления ССТ в долях от капитальных вложений соответственно для ССТ потребителей 1-й и 2-й и 3-й групп. Отчисления на ремонт ССТ ввиду малых значений при укрупненных расчетах можно не учитывать; $\bar{К}_{сст}$ – удельные капиталовложения в ССТ, определяют по смете. Для укрупненных расчетов до I990 г. принимают равными I20 руб/м^2; $S_{сст}$ – площадь ССТ, определяемая из формул (I0) и (I2) как

$$S_{сст} = \frac{\alpha_в \cdot Q}{\bar{\gamma}_{сст} \cdot H}. \qquad (5I)$$

4.I2. Для второй и третьей групп потребителей, см. фор-лу (36), при $\alpha_в = I$ и, следовательно, $Q_в = Q$, величину дополнительных затрат в ССТ находят по формуле

$$\Delta З_г^{сст} = E'_н \bar{К}'_{сст} \cdot S_{сст} - E''_н \bar{К}_б \cdot Q^ч, \qquad (52)$$

где $\bar{К}'_{сст}$ – удельные капиталовложения в упрощенные ССТ, определяемые по смете. Для укрупненных расчетов до I990 г. принимают равными 80–I00 руб/м^2; $E''_н = (E_н + \ell_б)$ – коэффициент, учитывающий норму эффективности капитальных вложений, отчисления на амортизацию и текущий ремонт. Укрупненно $\ell_б$ можно принимать равным 0,I–0,07); $\bar{К}_б$ – удельные капиталовложения в базовый источник, определяемые по смете или укрупненным показателям (см. табл. I2), тыс.руб/(ГДж/ч); $Q^ч$ – расчетная часовая нагрузка потребителя, ГДж/ч.

4.I3. Дополнительные затраты (руб/год) в солнечно-теплонасосные системы теплоснабжения (СТСТ), см. величину $\Delta З_г$ в формуле (34), определяют по формуле

$$\triangle S^{сст} = (E'_н \bar{K}_{стст} S_{стст} + E'''_н \bar{K}_{тну} Q^ч_{тну} + \frac{C_э Q^ч_{тну} h_{тну}}{\bar{f}_{тну}}) - E'' \bar{K}_б Q^ч_б. \qquad (53)$$

где $E'''_н$ – коэффициент, учитывающий норму эффективности капитальных вложений, отчисления на амортизацию и текущий ремонт ТНУ; $\varepsilon_{тну}$ можно принимать равным 0,15; $Q^ч_б$ – величина расчетной нагрузки, покрываемая СТСТ, т.е. величина, характеризующая возможное уменьшение дублирующей мощности базовой установки, ГДж/ч. Она может изменяться от нуля до величины расчетной нагрузки потребителя; $Q^ч_{тну}$ – часовая производительность ТНУ, ГДж/ч; $C_э$ – удельные затраты на электроэнергию, франко ТНУ, руб/МВт·ч; определяют по данным табл. 9 и 10; $h_{тну}$ – число часов использования мощности ТНУ; $\bar{f}$ – среднее годовое значение коэффициента преобразования ТНУ, определяемое из (18) или рис. 11; $\bar{K}_{тну}$ – удельные капитальные вложения в ТНУ, руб/(ГДж/ч). Определяют по табл. 4.

В системах, где производительность ТНУ выбирают по холодильной нагрузке, $\bar{K}_{тну} = 0$, так как потребность в парокомпрессионной холодильной машине учитывается и в базовом варианте.

Приложение

ПРИМЕР РАСЧЕТА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ СОЛНЕЧНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ДЛЯ ЧАСТИЧНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГОРЯЧИМ ВОДОСНАБЖЕНИЕМ ЖИЛОГО ДОМА

I. Краткая характеристика сравниваемых вариантов

Система солнечного теплоснабжения предназначена для частичного обеспечения горячим водоснабжением (совместно с традиционным источником) 5-этажного четырехсекционного сорокаквартирного жилого дома в населенных пунктах различных категорий (поселок городского типа, зона децентрализованного теплоснабжения города и зона рекреации) в условиях равнинной части Грузинской ССР.

За базу для сравнения принята групповая котельная, обеспечивающая потребности горячего водоснабжения и отопления, работающая на различных видах энергоносителей - угле, мазуте и электроэнергии.

2. Исходные данные для расчета

Таблица I

Показатели	Теплоснабжение		Основание
	от котельной	от ССТ с дублером-котельной	
Годовая потребность в теплоте на отопление и горячее водоснабжение, ГДж, в т.ч. на горячее водоснабжение	2340 1060	2340 1060	Расчет потребности по СНиП
Вид вытесняемого энергоносителя и коэффициент полезного его использования[x]	Уголь 0,5 Мазут 0,6 Электроэнергия 0,85	-	Табл. 7

Продолжение табл. I

Показатели	Теплоснабжение		Основание
	от котельной	от ССТ с дублером-котельной	
Дополнительные удельные капиталовложения в систему солнечного теплоснабжения, руб/м^2	-	I20	п.4.II настоящих Рекомендаций
Замыкающие затраты на топливо (условное), руб/т			Табл.8,II
уголь	58	58	
мазут	70	70	
Замыкающие затраты на электроэнергию, руб/МВт·ч	34	34	Табл. 9
Затраты на внутрирайонный транспорт топлива (условного), руб.			Рис. I2
уголь	20	20	
мазут	I5	I5	
Передача дополнительного потока электроэнергии, руб/МВт·ч	II	II	Табл. I0
Среднемесячная потребность в теплоте, ГДж/м-ц (при длительности отопительного периода 5 мес)			
$Q_{зим}$	I7I0	I7I0	Рисунок
$Q_{летн}$	630	630	(к примеру)
Расчетная часовая нагрузка, ГДж/ч	0,9I	0,9I	

x В знаменателе приведен коэффициент полезного использования топлива.

2. Площадь коллекторов, $м^2$, определяем по формуле (50) и по рисунку (к примеру)

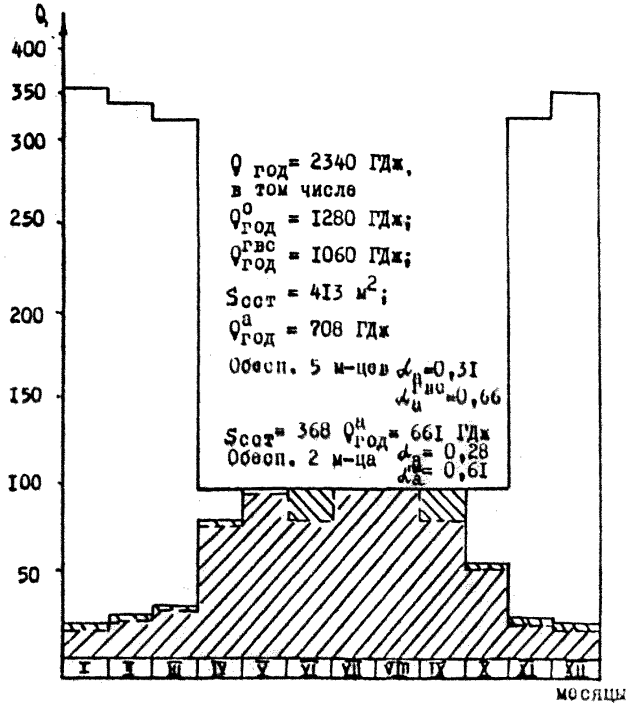


График среднемесячной тепловой нагрузки 40-квартирного жилого дома (в равнинных условиях Грузинской ССР)

▨ – нагрузка горячего водоснабжения, обеспечиваемая от ССТ при площади солнечных коллекторов $S_{сст}$ = 413 $м^2$

▧ – то же, при $S_{сст}$ = 368 $м^2$ (за минусом зоны ▨)

Величину α_a находим по формуле (9)

$$\alpha_a = \frac{\sum_1 \alpha_{a1} g_1 h_1}{\sum Q_1},$$

здесь $\sum Q_1 = Q$ – годовая потребность в теплоте, равная 2340 ГДж.

Исходя из условия полного покрытия нагрузки горячего водоснабжения в течение 5 летних месяцев (апрель–август) за счет применения ССТ, по формулам (5,6,7), а также по табл. I и 2 определяем значения солнцепритока $H_{дн}$ на наклонную поверхность. Для нашего примера $H_{дн} = \frac{20\ МДж \cdot дн}{м^2}$.

Суточная потребность в теплоте на нужды горячего водоснабжения по табл.2 составляет 3 ГДж, КПД ССТ находим из рис.5 Рекомендаций. На рисунке (к примеру) приведен среднесуточный баланс теплоэнергии рассматриваемого потребителя. При $\alpha_a = 0,3I$ ($\frac{720}{2340} = 0,3I$) и 5–месячной обеспеченности использования солнечной радиации площадь гелиоприемников (солнечных коллекторов) составит $s_{сст} = 4I3\ м^2$, а при двухмесячной обеспеченности и $\alpha_a = 0,28$ $s'_{сст} = 368\ м^2$, $s^{2х}_{сст} = \frac{3000}{22 \cdot 0,37} = 368\ м^2$.

Опыт управления Спецгелиотепломонтаж по созданию и эксплуатации более I50 ССТ показал, что наряду с температурой теплосъема на энергетическую эффективность ССТ влияет ряд факторов (качество проектирования, производства, монтажа, наладки, надежность эксплуатации ССТ и т.п.).

В большинстве случаев с увеличением общей площади солнечных коллекторов влияние суммы этих факторов приводит к некоторому уменьшению удельного эксплуатационного показателя эффективности ССТ (см.рис.5), изменяющегося по сезонам года в пределах

зима (отопительный период) от 0,3–0,37 до 0,I–0,I8,

лето (остальной период года) от 0,43–0,49 до 0,25–0,35.

4. Зная значения $H_{дн}$ и $H_{м-п}$ для зимних и летних месяцев и определив по рис. 5 значения $\eta_{сст}$ для площади 350–450 $м^2$, из формулы (I2) находим величины годовой выработки теплоты ССТ при принятых значениях обеспеченности полного покрытия нагрузки ГВС, т.е. для обеспеченности I6,6%, при которой $s = 368\ м^2$ и обеспеченности 4I,6%, при которой $s = 4I3\ м^2$. Результаты расчета приведены ниже.

Таблица 2

Показатели		Месяцы												Всего
		I	II	III	IУ	У	УI	УII	УIII	IX	X	XI	XII	
$H_{сут}$, МДж/сут		8	II	I4	I8	2I	20	22	22	I9	I2	9	8	-
$H_{мес}$, МДж/мес		242	308	434	540	65I	600	682	682	589	375	270	248	-
$q_{гвс}$, ГДж/м		90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90	I080
$q_{сст}$	P=I6,6%	I7	22	30	74	89	82	95	93	80	5I	I9	I7	669
		I7	22	30	74	89	82	90	90	80	5I	I9	I5	66I
	P=4I,6%	I9	24	34	83	I00	I00	I04	I04	90	57	2I	20	756
		I9	24	34	83	90	90	90	90	90	57	2I	20	708
$\alpha_a^{гвс}$	P=I6,6%	0,I9	0,24	0,33	0,82	0,99	0,9I	I	I	0,88	0,87	0,2I	0,I9	0,6I
	P=4I,6%	0,2I	0,27	0,38	0,92	I	I	I	I	I	0,63	0,23	0,22	0,66

Результаты расчета эффективности ССТ, обеспечивающей частичное горячее водоснабжение 40-квартирного жилого дома в населенных пунктах различных категорий и вытесняющей различные энергоносители при I6,6%-ной обеспеченности полного покрытия нагрузки ГВС, приведены в табл. 3.

Таблица 3

Категория населенных пунктов	Виды энергоносителей	Экономический эффект, руб/год					Срок окупаемости тыс/год
		$\Delta З_э$	$\Delta З_{о.с}$	$\Delta З$	$\Delta З_{зам}$	$\Delta З_{сст}$	
Село	Уголь	3686	25I7	724,2	309I	3836	II,5
	Мазут	3446	527	546,9	309I	I428,9	30,9
	Электроэнергия	9727	-	236,7	309I	6872,7	6,4
Пригородная зона крупного города	Уголь	2786	65I7	724,2	309I	6936,2	6,4
	Мазут	290I	I356	546,9	309I	I7I2,9	25,8
	Электроэнергия	7348	-	236,7	309I	4493,7	9,8
Зона рекреации (курорт)	Уголь	3686	II686	724,2	309I	I3005,2	3,4
	Мазут	3446	27I3	546,9	309I	36I4,9	I2,2
	Электроэнергия	9727	-	236,7	309I	6872,7	6,4

Экономический эффект от использования ССТ рассчитывают из выражения

$$\Delta З_{сст} = \Delta З_э + \Delta З_{о.с} + \Delta З_ч - \Delta З_г^{сст}.$$

I. Экономический эффект, руб/год, от вытеснения органического топлива и электроэнергии при Р-I6,6% определяют в соответствии с пп. 4.4-4.7

Для $Q_н$ = 66I ГДж/год $\bar{\eta}_т$ = 0,5-0,6, $\bar{\eta}_э$ = 0,85

(Вытисл. 7 Рекомендаций).

Для сельской местности

$$\Delta З_{э.уголь} = 661 \cdot \frac{0,034}{\eta_т} \cdot (С^т_{зм} + С^т_{в.т} + С^т_{хр}) =$$

$$661 \cdot \frac{0,034}{0,5} \cdot (58 + 20 + 4) = 3686^{х},$$

$$\Delta З_{э.мазут} = 661 \cdot \frac{0,034}{0,6} \cdot (70 + 15 + 7) = 3446^{х},$$

$$\Delta З^{эл.эн}_{э} = 661 \cdot \frac{0,278}{0,85} \cdot (34 + 11) = 9727^{х}.$$

Для города (без учета затрат во внутрирайонный транспорт топлива и электроэнергии)

$$\Delta З_{э.уголь} = 661 \cdot \frac{0,034}{0,5} \cdot (58 + 4) = 2786.$$

$$\Delta З_{э.мазут} = 661 \cdot \frac{0,034}{0,6} \cdot (70 + 7) = 2901,$$

$$\Delta З_{эл.эн.} = 661 \cdot \frac{0,278}{0,85} \cdot 34 = 7348.$$

2. Экономический эффект, руб/год, от охраны окружающей среды $\Delta З_{о.с}$ определяют в соответствии с п. 4.8

Для сельской местности

$$\Delta З_{о.с\ уголь} = 56 \cdot 661 \cdot \frac{0,034}{0,5} = 2517.$$

$$\Delta З_{о.с\ мазут} = 14 \cdot 661 \cdot \frac{0,034}{0,6} = 527.$$

Для города

$$\Delta З_{о.с\ уголь} = 145 \cdot 661 \cdot \frac{0,034}{0,5} = 6517.$$

$$\Delta З_{о.с\ мазут} = 36 \cdot 661 \cdot \frac{0,034}{0,6} = 1356.$$

х – аналогичные вычисления для курортной зоны.

Для курорта

$$\Delta З_{о.с\ уголь} = 260 \cdot 661 \cdot \frac{0,034}{0,5} = 11686.$$

$$\Delta З_{о.с\ мазут} = 72 \cdot 661 \cdot \frac{0,034}{0,6} = 2713.$$

3. Экономию заработной платы, руб/год, на обслуживание $\Delta З$ определяют по формулам (46, 47 и 48) настоящих Рекомендаций

$$\Delta З_{мазут} = \frac{1900}{12} \cdot 7 \cdot 0,28 \cdot 2 - 2 \cdot \frac{368}{10} = 620,5 - 73,6 = 546,9,$$

$$\Delta З_{уголь} = \frac{1900}{12} \cdot 9 \cdot 0,28 \cdot 2 - 2 \cdot \frac{368}{10} = 797,8 - 73,6 = 724,2.$$

$$\Delta З_{эл.эн} = \frac{1900}{12} \cdot 3,5 \cdot 0,28 \cdot 2 - 2 \frac{368}{10} = 310,3 - 73,6 = 236,7.$$

4. Дополнительные затраты (руб/год) на амортизационные отчисления по ССТ

$$\Delta З_{ам} = 0,07 \cdot К_{сст}.$$

Капиталовложения (соответственно руб и руб/год) в систему солнечного теплоснабжения $К_{сст}$ равны

$$К_{сст} = 120 \cdot 368 = 44160.$$

$$\Delta З_{ам} = 0,07 \cdot 44160 = 3091,2$$

5. Срок окупаемости капитальных вложений Т (год) определяют из выражения

$$Т = \frac{\Delta К}{\Delta З_{сст}}.$$

$$Т^{село}_{уголь} = \frac{44160}{(3686 + 2517 + 724,2 - 3091)} = 11,5.$$

$$T^{село}_{мазут} = \frac{4416О}{(3446 + 527 + 546,9 - 3091)} = 30,5.$$

$$T^{село}_{эл.эн} = \frac{4416О}{(9727 + 236,7 - 3091)} = 6,4.$$

Анализ результатов расчетов показывает, что устройство ССТ для частичного горячего водоснабжения экономически эффективно при вытеснении твердого топлива в районах децентрализованного теплоснабжения городов (пригородные зоны крупных городов) и в зонах рекреации; использование ССТ при вытеснении электроэнергии эффективно для всех рассматриваемых зон. При вытеснении мазута системы солнечного горячего водоснабжения экономически не эффективны, так как $T > T_н$ = 10 годам.

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Общие положения	3
2. Расчет солнечных систем теплоснабжения	5
3. Расчет солнечно-теплонасосных систем теплохладоснабжения	20
4. Оценка экономической эффективности использования нетрадиционных возобновляемых источников энергии. . .	30
Приложение. Пример расчета экономической эффективности ССТ для частичного обеспечения горячим водоснабжением жилого дома	45

Гукасова Ф.М.
Сарнацкий Э.В.
Антонов Е.П.
Хачатурян Р.А.
Карагезов Р.И.

Рекомендации по технико-экономическому обоснованию применения нетрадиционных солнечных и солнечно-теплонасосных систем тепло-хладоснабжения на гражданских и промышленных объектах

Редактор Шарова С.Н.

Центральный научно-исследовательский и проектно-экспериментальный институт инженерного оборудования городов, жилых и общественных зданий

Заказ №707 Формат бумаги 60x90 1/16 Тираж 600 экз.
Печ.л. 3,5 Цена 50 коп.

Ротапринт ЦНИИЭП инженерного оборудования

gost.e-ecolog.ru