

Закрытое акционерное общество
Агентство консультаций и управления в строительстве
«КОНУС»

ОТЧЕТ
о научно-исследовательской работе
«Разработка оптимальных схем энерго-и ресурсоснабжения населенных пунктов и
отдельных объектов энергопотребления»

Москва, 2005 г.

Авторский коллектив:

Ус А.А., к.т.н.
Костогрызов А.И., д.т.н. проф.
Розентул Э.И., к.т.н. проф.
Федотов В.Е.
Ганкевич А.В., к.т.н.
Грибков В.В., к.т.н.
Зубарев И.В., к.т.н.
Нистратов Г.А.
Кульбакин В.В.

Содержание

Введение	2
1. Разработка модели энергоснабжения и энергопотребления населенного пункта и отдельных объектов энергопотребления.....	5
1.1 Модель энергоснабжения отдельного объекта энергопотребления	5
1.2 Зоны типовой застройки	12
2. Некоторые современные источники энергоснабжения	15
2.1 Автономные котельные	15
2.2 Поквартирное теплоснабжение	20
2.3 Когенерационные установки (мини-ТЭЦ)	23
3. Некоторые нештатные ситуации в системе энергоснабжения.....	26
3.1 Электроснабжение	26
3.2 Теплоснабжение	26
4. Демонстрационный расчет вариантов энергоснабжения населенных пунктов	29
4.1 Вариант 1	37
4.1.1 Электроснабжение	37
4.1.2 Теплоснабжение	38
4.2 Вариант 2	45

5. Укрупненный технико-экономический анализ	55
и оптимизация вариантов энергоснабжения поселка	55
6. Анализ действующих отечественных и международных стандартов по оценке безопасности систем и управлению рисками	58
7. Сравнительный анализ надежности систем электро- и теплоснабжения	61
7.1 Сравнительный анализ надежности электроснабжения по вариантам 1 и 2.....	64
7.2 Сравнительный анализ надежности теплоснабжения по вариантам 1 и 2	65
8. Рекомендации по применению расчетных моделей оптимизации систем энергоснабжения населенных пунктов и повышению надежности систем	66
Заключение.....	69
Список использованной литературы	71
Приложение 1 Подходы к оценке величины рисков.....	72

Введение

Современное состояние энергоснабжения в большинстве городов и поселков России может быть охарактеризовано как неудовлетворительное. Существующие в населенных пунктах объекты энергоснабжения в большинстве своем физически и морально устарели, коммунальные сети изношены и не могут поддерживаться в рабочем состоянии, что приводит к значительным, сверхнормативным потерям тепловой энергии. Многочисленные аварии резко снижают надежность систем тепло и электроснабжения. Из-за большой протяженности и плохого состояния сетей в городах на отопительные приборы в квартирах приходит только 40% тепловой энергии, вырабатываемой ТЭЦ. Излишняя централизация энерго- и теплоснабжения, а также системные ошибки при реализации схем теплоснабжения населенных пунктов (одна котельная на поселок) приводят в аварийных случаях к тяжелым последствиям, вплоть до необходимости эвакуации жителей в зимний период. Изложенное свидетельствует о том, что требуется модернизация систем энергоснабжения в большинстве населенных пунктов России. При этом необходимо перейти от эпизодического «латания» дыр в отдельных элементах энергоснабжения к проведению системной работы по определению оптимальных схем энергоснабжения.

Оптимизация схем электро- и ресурсоснабжения населенных пунктов должна исходить из следующих основных требований к ним со стороны потребителей:

- а) бесперебойное снабжение объектов электроэнергией должного качества для обеспечения требуемого режима их функционирования;
- б) бесперебойное снабжение объектов тепловой энергией для отопления с обеспечением требуемого теплового режима в помещениях и качества вентиляции воздуха;
- в) бесперебойное снабжение объектов хозяйственно-питьевой водой для бытовых, производственных нужд и пожаротушения;
- г) бесперебойное снабжение объектов горячей водой необходимой температуры;
- д) бесперебойное снабжение объектов газом и другими видами топлива;
- е) установление обоснованных тарифов на услуги, принципы формирования которых прозрачны и понятны потребителю.

Основными методами оптимизации схем энерго- и ресурсоснабжения являются разработка, принятие и реализация сбалансированных решений и мероприятий:

- организационного;

- технического (технико-экономического);

- финансового характера.

Разработка решений и мероприятий технического (технико-экономического) совершенствования сетей и средств систем энерго- и ресурсоснабжения населенных пунктов должна исходить из:

а) наличия четких планов развития населенного пункта, микрорайона, участка территории;

б) анализа достаточности снабжения населенного пункта ресурсами, перечня нарушений нормальной эксплуатации и аварийных ситуаций существующих систем и сетей.

Рассмотрим основные проблемы по каждой из систем энерго- и ресурсоснабжения.

1. Газоснабжение.

Основные проблемы:

а) Недостаточность объемов поставок газа.

Решение должно приниматься на региональном уровне.

б) Пониженное давление газа в распределительных сетях.

Решения: развитие сетей, их закольцовка, совершенствование средств защиты труб от коррозии, использование пластиковых труб.

2. Электроснабжение.

Основные проблемы:

а) Недостаток объемов централизованных поставок от сетей РАО ЕЭС.

Решение должно приниматься как на региональном уровне, так и на местном, за счет строительства мини-ТЭЦ.

б) Перегрузка трансформаторных подстанций, износ оборудования и несвоевременность ремонта, низкая квалификация персонала.

Решение: установка современного оборудования соответствующих мощностей, создание ремонтно-строительной базы, подготовка необходимых кадров.

в) Обрывы воздушных линий электропередач из-за износа, погодных условий и вандализма.

Решение: использование современных самонесущих изолированных проводов (СИП) типа "Торсада" и кабельных линий.

3. Теплоснабжение.

Основные проблемы:

а) Недостаток объема централизованных поставок тепловой энергии от ТЭЦ РАО ЕЭС, от котельных предприятий и от городских (районных) котельных.

Решения должны приниматься региональными и муниципальными органами власти как за счет обеспечения реконструкции существующих источников централизованных поставок тепловой энергии с повышением их КПД, сооружением гидроаккумуляторов для обеспечения сбалансированности процессов производства и потребления тепла, так и за счет строительства автоматизированных автономных газовых котельных и внедрения схемы поквартирного отопления и горячего водоснабжения (ГВС) с помощью поквартирных газовых котлов.

б) Износ оборудования котельных и центральных тепловых пунктов (ЦТП), несвоевременность их ремонта и низкая квалификация персонала, приводящие к срывам подготовки к отопительному сезону и частым авариям.

Решения: установка нового современного оборудования, создание ремонтно-строительной базы, подготовка необходимых кадров.

в) Износ и высокая аварийность тепловых сетей, нарушение их теплоизоляции, значительные утечки теплоносителя, приводящие к большим теплотерям, перерасходу топлива и электроэнергии и, как следствие, завышение тарифов на тепло.

Решения: реконструкция (строительство) теплотрасс только из предварительно изолированных труб с их бесканальной прокладкой и современной запорной арматурой, сокращение протяженности сетей, расширение использования для систем отопления и ГВС автоматизированных индивидуальных тепловых пунктов (ИТП) с приборами учета расхода тепловой энергии и воды.

4. Водоснабжение.

Основные проблемы:

а) Недостаток объемов поставок воды в городские сети из различных водозаборов.

Решения должны приниматься региональными и местными властями в т.ч. путем создания новых водозаборов и резервных водоемов, а также путем внедрения локальных очистных сооружений для обеспечения вторичного использования очищенных вод в технических целях (полив зеленых насаждений, мойка улиц, машин и т.п.)

б) Низкое качество водоподготовки, износ оборудования, несвоевременность его ремонта, устаревшие технологии очистки воды.

Решения: установка нового современного оборудования, создание ремонтно-строительной базы, внедрение новых экологически чистых технологий водоподготовки.

в) Износ и высокая аварийность водопроводных сетей, большие утечки воды и лишние затраты электроэнергии, приводящие к завышению тарифов.

Решения: использование в сетях холодного водоснабжения полиэтиленовых труб, а в сетях ГВС – стеклопластиковых труб с современной запорной аппаратурой, сокращение или исключение внешних сетей ГВС путем создания ИТП с терморегулирующей автоматикой и использованием автономных источников теплоснабжения.

Общими методами повышения экономической эффективности функционирования систем электро- и ресурсоснабжения являются технические и технологические решения и мероприятия :

- сокращения потерь в сетях, установка на входе в сети и у потребителей соответствующих приборов учета, что позволяет потребителю влиять на режим использования ресурсов, а также с целью достоверного определения места и величины потерь;

- использование энерго- и ресурсоснабжающими организациями для технологических нужд электрической энергии от своих мини-ТЭЦ вместо покупной;

- повышение надежности систем за счет использования высококачественного оборудования и его грамотного резервирования;

- увеличение нормативных сроков эксплуатации оборудования и трубопроводов;

- развитие служб диспетчирования режимов работы систем с обеспечением возможности быстрого реагирования в аварийных ситуациях.

Основные решения финансового характера на муниципальном уровне при оптимизации схем энерго- и ресурсоснабжения сводятся к разработке системы тарифного регулирования, которая должна:

- стимулировать предприятия к снижению издержек, повышению качества оказываемых услуг;

- способствовать привлечению инвестиций в коммунальное хозяйство;

- обеспечивать предприятиям формирование достаточного объема финансовых ресурсов;

- учитывать формирование конкурентных отношений в ряде подотраслей ЖКХ.

Основные принципы, которые должны лежать в основе мероприятий по тарифному регулированию:

- полное возмещение затрат всем участникам процесса предоставления коммунальных услуг конечному потребителю;
- оптимизация интересов всех сторон, т.е. поиск компромисса между техническими задачами и финансовыми потребностями поставщиков услуг и платежеспособности потребителей. В этом отношении можно говорить не только об экономической, но и о социальной обоснованности тарифа;
- последовательность и прогнозируемость изменения тарифов;
- публичность и открытость;
- проведение единой тарифной политики для всех потребителей, находящихся в границах одного муниципального образования.

1. Разработка модели энергоснабжения и энергопотребления

населенного пункта и отдельных объектов энергопотребления

Под энергоснабжением в настоящей работе понимается снабжение потребителей тепловой и электрической энергией, т.е. вопросы теплоснабжения и электроснабжения. Горячее водоснабжение входит в теплоснабжение.

Под потребителями энергии понимаются жилищно-коммунальные объекты (жилые и многофункциональные здания и объекты соцкультбыта). Энергоснабжение промышленных предприятий строится, исходя из других задач, и в настоящей работе не рассматривается.

Вопросы газоснабжения рассматриваются в настоящей работе косвенно, его оптимизация не рассматривается. Ввиду того, что газ является необходимым ресурсом для современных систем энергоснабжения, газовые внешние сети являются элементом систем энергоснабжения и стоимость их создания должна учитываться в общей стоимости систем энергоснабжения.

1.1 Модель энергоснабжения отдельного объекта энергопотребления

Отдельным объектом электроснабжения является отдельно стоящее здание (жилой или многофункциональный дом, торговый центр, крупное медицинское, образовательное или культурно-развлекательное здание). В виде отдельного объекта энергопотребления можно рассматривать также здание, энергопотребление которого значительно превышает энергопотребление других близлежащих зданий в микрорайоне.

Обозначим мощность теплоснабжения отдельного объекта через Q_0 , электропотребления – через P_0 .

Q_0 – это суммарное теплоснабжение на отопление, горячее водоснабжение, вентиляцию, технологические потребности.

P_0 - суммарное электропотребление (на внутреннее и внешнее освещение бытовые и технологические цели).

Q_0 и P_0 - это максимальные мощности тепло - и электропотребления здания с учетом коэффициентов одновременности.

Условием удовлетворения потребности здания в тепловой и электрической энергии является:

}
}

$$Q_I = Q_0$$

$$P_I = P_0$$
(1)

где Q_I и P_I суммарная тепловая и электрическая мощность источников тепловой и электрической энергии. Условие (1) может быть выполнено несколькими способами.

Теплоснабжение

- централизованное теплоснабжение;
- автономная котельная;
- поквартирное теплоснабжение от квартирных газовых котельных;
- когенерационная установка (мини ТЭЦ);
- электрическое отопление и горячее водоснабжение.

1.1.1. Централизованное теплоснабжение

В общем случае система теплоснабжения состоит из теплотрассы от точки врезки до объекта потребления и индивидуального теплового пункта (ИТП) в здании.

Стоимость строительства такой системы составляет:

$$S_I = s_1 L_1 + S_{ИТП} + S_{ТУ} \quad (2)$$

s_1 - стоимость прокладки одного метра теплотрассы;

L_1 - длина теплотрассы;

$S_{ИТП}$ - стоимость строительства ИТП для приготовления горячей воды и организации разводки теплоносителя и горячей воды.

$S_{ТУ}$ - стоимость выполнения технических условий.

Годовая стоимость получаемой тепловой энергии равна:

$$S_{ТЭ} = \tau_1 \int_0^{T_{OT}} Q_{OT}(t) dt + \tau_1 \int_0^{T_{ГВ}} Q_{ГВ}(t) dt \quad (3)$$

где: τ_1 - тариф на отпуск тепловой энергии;

$Q_{OT}(t)$ - мощность теплопотребления на отопление (проектная характеристика здания);

$Q_{ГВ}$ - мощность теплопотребления на горячее водоснабжение (проектная характеристика здания);

T_{OT} - длительность отопительного сезона;

$T_{ГВ}$ - длительность подачи горячей воды с учетом перерыва на профилактику (2 ÷ 4 недели).

Величина тарифа в течение года считается постоянной. В случае расходования тепла на вентиляцию, технологические цели, тепловые завесы и т.п. в формулу (3) добавляются соответствующие члены.

Если на входе стоит домовый теплосчетчик, то стоимость полученной тепловой энергии за время t_1 определяется просто:

$$S_{ТЭ} = \tau_1 W_{ТЭ}(t_1) \quad (4)$$

где: $W_{ТЭ}$ - количество тепловой энергии по счетчику.

При сравнении различных систем горячего водоснабжения тариф на физическую воду является величиной постоянной и в сравнительных расчетах стоимости горячего водоснабжения (ГВС) его можно исключить из рассмотрения.

1.1.2. Автономная котельная

Автономный источник теплоснабжения, в данном случае автономная котельная, может работать на природном или сжиженном газе или на дизельном топливе. Наиболее экономичными и распространенными являются котельные на природном газе, при этом дизельное топливо используется как резервное топливо.

Система теплоснабжения здания на основе автономной котельной состоит из газопровода, газорегулирующего устройства (ГРУ), собственно котельной и индивидуального теплового пункта (ИТП).

Стоимость строительства такой системы теплоснабжения составляет:

$$S_2 = s_2 L_2 + S_{ГРУ} + S_K + S_{ИТП} + S_{ТУ} \quad (5),$$

где: s_2 – стоимость прокладки одного метра газопровода;

L_2 – длина газопровода;

$S_{ГРУ}$ – стоимость ГРУ;

S_K – стоимость сооружения котельной, куда входят стоимость оборудования, монтажа и пусконаладки, а также стоимость проектирования. Сюда же входит и стоимость строительства здания котельной.

$S_{ИТП}$ – стоимость проектирования, оборудования, монтажа и пусконаладки ИТП.

$S_{ТУ}$ – стоимость выполнения технических условий газовых служб.

Часто стоимость S_K и $S_{ИТП}$ объединяют и говорят о стоимости котельной и ИТП, как одной системы.

$S_{ГРУ}$ и s_2 зависят от диаметра газопровода, который в свою очередь, зависит от мощности котельной \bar{Q}_0 .

Автономная котельная для рассматриваемого здания устанавливается либо на крыше здания, либо пристраивается к нему, так что тепловые наружные сети отсутствуют. ИТП устанавливается либо в помещении котельной, либо, что предпочтительней, в подвале здания. Зачастую в помещении котельной устанавливается и ГРУ. Газовые службы могут потребовать установки на газопроводе катодной защиты. В этом случае стоимость ее установки также включается в S_2 .

Автономная котельная работает в полностью автономном режиме и не требует постоянного присутствия персонала. Ее обслуживание производится специализированной организацией, осуществляющей сервисное обслуживание, а также путем периодического посещения котельной и ИТП представителями персонала, обслуживающего инженерные системы здания.

Стоимость тепловой энергии производимой автономной котельной в течение года равна:

$$S_{ТЭ}^{AK} = \frac{KS_G W_G}{\eta} + S_3 \quad (6)$$

где: S_G – стоимость одного кубометра газа;

W_G – годовое потребление газа, зависящее от теплопотребления здания Q_0 (проектная характеристика здания);

S_3 – эксплуатационные расходы

K – теплотворная способность топлива;

η – к.п.д. котельной.

Статистика показывает, что стоимость тепловой энергии, производимой автономной котельной, существенно ниже стоимости тепла, получаемого от системы централизованного теплоснабжения. Кроме того, у автономных котельных отсутствует плановый перерыв горячего водоснабжения. Более подробно особенности автономных котельных описаны далее в настоящем отчете.

1.1.3. Поквартирное теплоснабжение

Система поквартирного теплоснабжения состоит из автономных двухконтурных газовых котлов небольшой мощности, устанавливаемых в каждой квартире, квартирных газовых счетчиков, системы сигнализации о загазованности помещения, где стоит котел, внутренней газовой разводки и подводящего внешнего газопровода.

Стоимость строительства системы поквартирного теплоснабжения для жилого дома с N квартирами будет:

$$S_3 = NS_K + NS_{KB.P} + S_{CT} + s_2 L_G + S_{TV} \quad (7)$$

где: S_K - стоимость квартирного котла;

$S_{KB.P}$ - стоимость квартирной разводки, счетчика газа, и систем сигнализации и безопасности;

S_{CT} - стоимость общедомовой разводки (газовых стояков);

s_2, L_G и S_{TV} имеют такой же смысл, что и в (5).

Как и ранее в S_3 входят стоимость оборудования и материалов, стоимость монтажных и пусконаладочных работ. Расчеты показывают, что система поквартирного теплоснабжения эффективней, по сравнению с автономной котельной, для домов с числом квартир $N < 40 \div 50$, особенно для домов с газовыми плитами.

Стоимость тепловой энергии при поквартирном теплоснабжении можно выразить формулой:

$$S_{TЭ}^n = \frac{K}{\eta} (s_2 W_G + S_э) N \quad (8)$$

здесь: $S_э$ - стоимость одного куб.м. газа

$S_э$ - стоимость сервисного обслуживания котла, газовой квартирной разводки и счетчика газа и другие эксплуатационные затраты.

При поквартирном теплоснабжении каждый житель самостоятельно управляет тепловым режимом квартиры и расходом горячей воды, поэтому заранее задать зависимость $Q_{OT}(t)$ и $Q_{ГВ}(t)$ невозможно. Поэтому для определения W_G необходимо

пользоваться статистическими данными и паспортными характеристиками котла, где указан расход газа при определенном уровне мощности.

1.1.4. Когенерационные установки (мини-ТЭЦ)

Когенерационные установки предназначены для производства электроэнергии и тепловой энергии, причем тепловая энергия является утилизационной, за счет систем охлаждения двигателя, генератора, масла и выхлопных газов. Система энергоснабжения на основе мини-ТЭЦ состоит из газопоршневого (для больших мощностей газотурбинного) двигателя, генератора, системы утилизации тепла, газопровода и коротких электрических и тепловых сетей. Для мини-ТЭЦ мощностью единицы мегаватт предпочтительно их размещение в отдельно стоящих зданиях из-за шумовых нагрузок и вибраций, хотя для торговых центров и предприятий может быть рассмотрен вариант крышной или пристроенной мини-ТЭЦ. При строительстве мини-ТЭЦ очень важным

является согласование потребления и производства электрической и тепловой энергии в оптимальном для мини-ТЭЦ режиме работы. Об особенностях работы мини-ТЭЦ и их параметрах будет сказано далее.

Стоимость строительства мини-ТЭЦ определяется аналогично стоимости строительства автономной котельной:

$$S_4 = s_2 L_2 + S_{ГРВ} + S_{ТЭЦ} + s_{ТС} L_{ТС} + S_{ТВ} + s_{ЭС} L_{ЭС} \quad (10)$$

где: $S_{ТЭЦ}$ - стоимость оборудования (включая оборудование для распределения тепловой и электрической энергии), монтажа и пусконаладки и проектирования.

$s_{ТС}$ - стоимость прокладки одного метра тепловой сети;

$L_{ТС}$ - длина тепловой сети;

$s_{ЭС}$ и $L_{ЭС}$ - тоже для электрической сети от мини-ТЭЦ до потребителя.

ИТП может размещаться как в здании мини-ТЭЦ, так и в здании-потребителе. Последний вариант предпочтительнее. Он требует двух-, а не четырехтрубной сети и имеет меньшие потери тепла в сети, но требует отдельного помещения в здании-потребителе.

Стоимость электрической и тепловой энергии, производимой газовой мини-ТЭЦ за год можно определить по формуле:

$$S_{ЭН}^{ТЭЦ} = \frac{s_G W_G + s_M W_M}{\alpha \eta} + S_9 \quad (11)$$

где: W_G - годовой расход газа, зависящий от мощности мини-ТЭЦ;

s_M и W_M - удельная стоимость и годовой расход масла;

η - к.п.д.

α - степень годовой загрузки системы когенерации, зависящая от согласованности графиков производства и потребления энергии.

S_9 - эксплуатационные затраты, включающие в себя расходные материалы, сервисное обслуживание, обслуживание тепловых и электрических сетей.

Строго говоря, значения показателя α различны для тепловой и электрической энергии. Для оценочных расчетов можно использовать ее усредненное значение, однако при проектировании мини-ТЭЦ необходимо добиваться их одинаковых значений и максимальной загрузки системы когенерации.

Примерные удельные энергетические нагрузки для различных типов зданий, необходимые для определения W_G - приведены в таблице 1. [1.]. Эти же значения тепловых нагрузок можно использовать и для определения W_G для автономных котельных.

Таблица 1.

Примерные удельные энергетические нагрузки в зданиях (средняя полоса России)

			Жилые многоэтажные дома		Офисы		Торгово-развлекательные комплексы	Спортивно-оздоровительные комплексы
			Эконом-класс	Бизнес и элит-класс	Класс А	Класс В		
Отопление, вентиляция, ГВС:	-расчетная максимальная	Вт/м ²	50-70	50-70	120-150	100-130	100-120	120-60
	-средняя за отопительный период	Вт/м ²	35-50	35-50	65-75	60-70	50-60	50-60
	-средняя за год	Вт/м ²	25-30	25-30	40-50	35-40	30-40	30-40
Электроэнергия:	-установочная максимальная	Вт/м ²	80-120	100-150	150-200	120-160	120-140	140-160
	-средняя за год	Вт/м ²	15-25	15-25	40-60	30-50	50-50	30-40
Холод для КВ:	-расчетная максимальная	Вт/м ²	-	60-80	90-120	70-100	80-100	100-150
	-средняя за теплый период года	Вт/м ²	-	10-20	30-40	20-30	25-40	25-40

Степень годовой загрузки системы когенерации:								
-по электроэнергии	%	30-40	25-35	45-55	50-60	50-60	30-40	
-по теплу с учетом КВ.	%	35-45	40-50	60-70	55-65	40-50	35-45	

Электроснабжение

1.1.5. Централизованное электроснабжение

Система централизованного электроснабжения состоит из подводящих сетей и трансформаторной подстанции (ТП). Домовую электрощитовую будем относить к внутренним электрическим сетям и при сравнительном анализе исключим из рассмотрения.

Стоимость строительства такой системы будет:

$$S_1^{\text{э}} = S_{\text{эс}} + S_{\text{ТП}} + S_{\text{ТУ}} \quad (12)$$

где: $S_{\text{эс}}$ - стоимость электрических сетей и сетевых устройств;

$S_{\text{ТП}}$ - стоимость ТП;

$S_{\text{ТУ}}$ - стоимость выполнения технических условий, включая плату за подключение.

Годовая стоимость электроэнергии, потребляемой зданием (включая наружное освещение) будет:

$$S_{\text{ээ}} = \tau_{\text{э}} \int_0^{365} Q_{\text{э}}(t) dt + S_{\text{эп}} \quad (13)$$

где: $Q_{\text{э}}(t)$ - временной график энергопотребления;

$S_{\text{эп}}$ - годовая сумма эксплуатационных затрат собственных устройств;

$\tau_{\text{э}}$ - тариф на электроэнергию.

Для эксплуатируемых зданий вместо $\int_0^{365} Q_{\text{э}}(t) dt$ можно взять усредненные показания домового электросчетчика за последние несколько последних лет. Для оценочных расчетов по проектируемым зданиям можно воспользоваться Табл.1.

1.1.6. Электроснабжение с помощью мини-ТЭЦ

Выше было сказано, что энергоснабжение от мини-ТЭЦ необходимо рассматривать в комплексе (электро- и теплоснабжение). Эти вопросы были рассмотрены в 1.1.4. Если объект энергоснабжения не допускает перебоев в энергоснабжении (больницы, объекты Министерства обороны и т.п.), то в качестве аварийного источника питания предусматривается небольшой генератор с дизельным или газопоршневым двигателем. Его экономические характеристики рассчитываются так же, как в 1.1.4.

1.2 Зоны типовой застройки

Помимо крупных или уникальных в смысле энергопотребления зданий в микрорайоне (населенном пункте) можно выделить группы зданий с примерно одинаковым по режиму энергопотреблением. Это жилые районы с домами разной этажности – от небольших малоэтажных до крупных многоэтажных. Рационально рассматривать компактные группы домов близкой этажности, примерно одинаковые по энергопотреблению. Рассмотрим, как и ранее, различные схемы энергоснабжения таких выделенных типовых зон.

Теплоснабжение

1.2.1. Централизованное теплоснабжение

Выделим в зоне типовой застройки конкретную группу из M домов с суммарным теплопотреблением $\sum_{i=1}^M Q_i$. Система теплоснабжения будет состоять из подводящего трубопровода (двухтрубной сети), ЦТП и сети подводящей теплоноситель и горячую воду к каждому дому. Примем эту сеть четырехтрубной. Ее длина равна $\sum_{i=1}^M l_i$, где l_i - длина подводки к i -му дому. Стоимость строительства такой системы будет:

$$S_1^1 = s_1 L_1 + S_{\text{ЦТП}} + \sum_{i=1}^M s_i l_i + S_{\text{ТВ}} \quad (14)$$

где: s_1 и L_1 - удельная стоимость прокладки, и длина подводящей сети;

$S_{\text{ЦТП}}$ - стоимость строительства ЦТП, зависящая от $\sum_{i=1}^M Q_i$;

s_i и l_i - удельная стоимость прокладки, и длина подводящих трубопроводов от ЦТП к i -му дому;

$S_{\text{ТВ}}$ - стоимость выполнения технических условий.

Величина тепловой энергии, подводимой к ЦТП, должна быть увеличена на сумму ее потерь в сетях, подводящих тепло и горячую воду от ЦТП к домам, т.е. на величину:

$$\Delta Q = \sum_{i=1}^M \Delta Q_i(l_i) \dots \dots \dots (15)$$

где: $\Delta Q_i(l_i)$ - потери тепловой энергии в сети, подводящей ее к i -му дому. Эти потери зависят от длины этой сети - l_i , ее диаметра и состояния.

Другими вариантами централизованного теплоснабжения группы зданий является отказ от приготовления горячей воды в ЦТП и установка ИТП (индивидуальных тепловых пунктов) в каждом доме. ЦТП выполняет только функции распределения теплоносителя между домами-потребителями. Стоимость ЦТП при этом уменьшается, сети от ЦТП к домам становятся двухтрубными, исключаются потери тепла при транспортировке горячей воды от ЦТП к домам. Но при этом в стоимость сооружения системы

теплоснабжения должна включаться стоимость ИТП - $S_{\Sigma \text{ИТП}} = \sum_{i=1}^M S_{\text{ИТП}}$

Стоимость тепловой энергии подсчитывается так же, как и в 1.1.1.

1.2.2. Автономные котельные

Если теплоснабжение группы из M домов осуществляется одной автономной газовой котельной, то стоимость ее сооружения будет:

$$S_2^1 = s_2 l_2 + S_{\text{ГРУ}} + S_K + S_{\text{ЦТП}} + S_{\text{ТВ}} + \sum_{i=1}^M s_i l_i \quad (16)$$

Здесь, как и ранее, предполагается, что ко всем домам тепловая энергия и горячая вода подается от ЦТП. Однако в случае автономной котельной ЦТП может располагаться в одном здании с котельной.

Более рациональным представляется установка автономных котельных для каждого дома (в крышном или пристроенном варианте). В этом случае полностью исключаются подводящие сети от котельной (ЦТП) к домам и потери тепла в них, из-за чего мощность котельной для группы домов на величину потерь в сетях превышает сумму теплоснабжения домов (см.15).

Стоимость производимой тепловой энергии, как и ранее, считается по формуле (6).

1.2.3. Поквартирное теплоснабжение

Если зона типовой застройки представляет собой совокупность небольших домов (застройка 1-2 этажными частными домами) или в зоне многоэтажных домов есть небольшие (не более 40-50 квартир) дома, то в этом случае более целесообразным представляется поквартирное теплоснабжение, описанное в 1.1.3. Установка групповой (локальной) автономной котельной может оказаться нерациональной из-за большой длины подводящих сетей (от котельной к дому) и потерь в них. Стоимость сооружения поквартирного теплоснабжения и себестоимость тепла находятся по формулам (7) и (8). Все сказанное справедливо для газифицированных населенных пунктов (микрорайонов). При отсутствии природного газа необходимо проанализировать другие виды топлива, в частности – дизельное топливо.

1.2.4. Когенерационные установки

С одной стороны когенерационные установки – это автономные источники теплоснабжения и к ним в полной мере относится все сказанное в 1.2.2. в отношении автономных газовых котельных. Но, как уже отмечалось выше, они имеют свои особенности, которые могут ограничить их применение. При их использовании необходимо обеспечить режимы энергопотребления по теплу и электроэнергии, близкие к графику номинального энергопотребления (коэффициент загрузки на уровне 70 – 100% [1]) или найти внешнего потребителя для реализации избытка тепловой или электрической энергии в определенные периоды. Это связано с малой глубиной регулирования мощности газопоршневых двигателей (50 -100%).

Теплоснабжение группы потребителей дает большие возможности для гармонизации производства и потребления тепловой энергии от мини-ТЭЦ, в их число можно включать производства с непрерывным графиком работы, спортивные и зрелищные сооружения, рестораны и другие нежилые здания и помещения, находящиеся в рассматриваемой зоне застройки.

При рассмотрении вопроса о тепло-, а правильнее - об энергоснабжении группы потребителей выбор между автономной котельной и мини-ТЭЦ следует делать с учетом всех особенностей мини-ТЭЦ. При непрерывной загрузке мини-ТЭЦ на 70 – 100% мощности ее использование представляется более целесообразным, чем котельная, даже с учетом того, что из-за больших, чем у котельной уровня шума и вибраций мини-ТЭЦ – это отдельно стоящее сооружение с подводящими сетями к потребителям. Расчет стоимости строительства мини-ТЭЦ и стоимость производимой ею энергии определяется так же, как указано выше, но с учетом стоимости строительства и эксплуатации

подводящих сетей - $\sum_{i=1}^M s_i l_i$.

Электроснабжение

1.2.5. Центральное электроснабжение

Центральное электроснабжение группы зданий осуществляется по той же схеме, что и для одного дома. Отличным является то, что питание группы зданий может осуществляться не от одной, а от нескольких ТП, что необходимо учитывать в формуле (12) - $S_{ТП}$ - будет обозначать стоимость строительства всех необходимых ТП. Точно также в $S_{ЭС}$ будет входить стоимость всех локальных сетей, осуществляющих подвод энергии от ТП к домам-потребителям.

Стоимость потребленной энергии определяется по формуле (13).

1.2.6. Электроснабжение с помощью мини-ТЭЦ.

Так как производство тепловой и электрической энергии в мини-ТЭЦ неотделимы друг от друга, все сказанное в 1.1.4., 1.2.4 справедливо и для электроснабжения группы зданий. Но здесь, как и в 1.2.1 необходимо учитывать длину всех подводящих сетей (от мини-ТЭЦ к домам - потребителям). Стоимость электроэнергии определяется, как и ранее, с учетом степени годовой загрузки мини-ТЭЦ. Некоторым выходом из проблемы избытка электроэнергии в ночное время может служить использование в это время мини-ТЭЦ для питания сетей уличного освещения.

В настоящей работе рассмотрены только те источники энергоснабжения, которые уже вошли или активно входят в практику строительства и эксплуатации. Однако существует целый ряд перспективных источников энергии, которые имеют узко региональное применение или недостаточно проработаны для широкого применения. К ним можно отнести:

- солнечные коллекторы и солнечные батареи;
- ветрогенераторы электрической энергии;
- геотермальные и приливные источники энергии и другие.

Не рассматривая детально их использование для энергоснабжения зданий, ниже будут проведены некоторые характеристики этих источников энергии для оценки возможностей их применения.

2. Некоторые современные источники энергоснабжения

2.1 Автономные котельные

Автономные котельные (в сочетании с ИТП) предназначены для теплоснабжения и горячего водоснабжения (ГВС) широкого класса потребителей (жилые и multifunctional здания, объекты соцкультбыта, небольшие предприятия и т.п.).

По своему расположению автономные котельные могут быть отдельно стоящими, пристроенными к зданию-потребителю и крышными. Отдельно стоящие и пристроенные котельные используются для снабжения теплом нескольких потребителей (и в этом случае ИТП правильнее называть ЦТП), или когда конструкция здания не позволяет установить котельную на крыше. Для отдельно стоящей котельной эффективность теплоснабжения снижается из-за потерь тепла в подводящих теплосетях (от котельной до потребителя). Крышная котельная наиболее эффективна из-за отсутствия внешних теплосетей. Для крышной котельной ИТП целесообразно размещать в подвальном помещении, создавая постоянное статическое давление теплоносителя в насосах ИТП.

Наиболее эффективным и распространенным топливом для автономных котельных является природный газ. К.п.д. газовых котлов составляет 90 -93%.

Тепловая мощность имеющихся на рынке газовых котлов лежит в чрезвычайно широком диапазоне – от 18 кВт до 3МВт и более в одном агрегате. Котлы малой

мощности (до 150 ÷ 200 кВт) используются для поквартирного теплоснабжения и теплоснабжения зданий коттеджного типа. Они, как правило, являются двухконтурными (контур теплоносителя и ГВС) и не требуют ИТП. Котлы больших мощностей работают в составе котельной.

Газовые котлы имеют достаточно большую глубину регулирования по мощности. Этот фактор, а также грамотный подбор числа котлов в котельной и их мощности обеспечивает эффективную работу котельных с высоким к.п.д. во всем диапазоне мощностей: от максимальной в наиболее холодный период до режима только ГВС летом. Помимо отопления и ГВС автономная котельная обеспечивает также и других потребителей тепла в здании: вентиляция, тепловые завесы, технологические цели и др.

Проектирование автономных котельных проводится, руководствуясь Сводом правил "Проектирование автономных источников теплоснабжения" СП-41-104-2000.

Автономные котельные на основе газовых и других котлов давно и широко применяются за рубежом, а в последние 10 -15 лет и в России. Среди большого числа отечественных производителей котлов можно назвать котлы ЗАО "Зиосаб" (г. Подольск, Московской области). Некоторые характеристики этих котлов приведены в Таб.2 [2]

Таблица 2.

Основные технические характеристики водогрейных котлов.

Наименование котла	Теплопроизводительность кВт	К.П.Д. %	Масса кг	Габариты (Д x Ш x В) мм	Макс. рабочее давление воды МПа	Макс. температура воды на выходе С ⁰	Макс. расход топлива Кг/час (м ³ /ч)
ЗИОСАБ-3000	3000	92	6784	4710x2045x2746	0,6	115	300
ЗИОСАБ-2500	2500	92	6323	4710x2045x2746	0,6	115	250
ЗИОСАБ-2000	2000	92	4600	4235x1770x4270	0,6	95	200
ЗИОСАБ-1600	1600	92	4350	4235x1770x4270	0,6	95	160
ЗИОСАБ-1000	1000	91.5	2585	3485x1440x2020	0,6	95	100
ЗИОСАБ-750	750	91.5	2434	3485x1440x2020	0,6	95	75
ЗИОСАБ-500	500	91	1335	2455x1145x1540	0,6	95	50
ЗИОСАБ-350	350	91	1227	2455x1145x1540	0,6	95	35
ЗИОСАБ-250	250	90	705	1710x915x1250	0,5	95	25
ЗИОСАБ-175	175	90	604	1710x915x1250	0,5	95	17,5
ЗИОСАБ-125	125	90	330	1328x715x1020	0,5	95	12,5

Известны также котлы предприятия "Уралкотломаш» (г. Березовский, Свердловская область) серий KBГМ, KB2У и др. [3].

На российском рынке представлено большое количество продукции зарубежных производителей. Прежде всего, это котлы немецкой фирмы Viessman серии Vitoplex, Vitomax и Vitotronic в широком диапазоне мощностей. Для автономных котельных чаще всего применяются котлы тепловой мощностью от 375 до 1860 кВт. Они имеют заявленный к.п.д. 95%, высокую надежность автоматики и, как правило, оснащаются двухтопливными горелками (котлы типов SX1, TX3, TZ3). Их широкое применение в муниципальном строительстве зачастую сдерживается их стоимостью, более высокой, чем у других производителей.

Многотопливные котлы, работающие, кроме газа и на нефти, на древесных отходах, шелухе семян подсолнечника, хлопка и зерновых предлагает фирма CLAUHAN Project (Дания). Это котлы марок VBN, TVB, TNC, TNB мощностью от 0,16 до 18 Гкал/час.

Производство котлов фирмы DHAL (Германия) организовано в России в г. Бор Нижегородской области. Эта фирма представляет ряд котлов HWK и BWK в широком диапазоне мощностей (от 240 до 4000 кВт), некоторые параметры этих котлов приведены в таблице 3 [6].

Таблица 3

Тип котла HWK/WWK	Ед.изм.	300	600	800	1000	1300	1600	2000	2500	3200	4000
Рабочее давление	бар	6									
Тепловая мощность	кВт	240-300	480-600	640-800	800-1000	1040-1300	1280-1600	1600-2000	2000-2500	2560-3200	3200-4000
К.П.Д. (ср. знач)	%	94									
Макс.доп.раб.темпер.	С ⁰	120 (115)									
СО-содерж в пр газе	Мг/м ³	20-40									
СО-содерж в жид топл	Мг/м ³	50-80									
NO-содерж в пр газе	Мг/м ³	80-100									
NO-содерж в жид топл	Мг/м ³	100-180									
Расх газа/HU36.0МДж/кг	М ³ /ч	32	64	85	107	138	170	213	266	340	450
Расх ж т/HU42.7МДж/кг	Кг/ч	24	47	63	79	103	126,4	158	197,5	253	350

Пользуются популярностью котлы фирмы Buderus (Германия) средней мощности 106-1600 кВт (типы GE515, SK625, SK725) [7], а также фирмы Bosch (Германия) мощностью от 64 до 233 кВт (серия GXM) и от 291 до 1279 кВт (серия GXP) [8].

Оптимальными по критерию цена-качество являются котлы фирмы Ecoflam (Италия). Так, например, двухсекционный котел DUOMAX-1400HP4F (тепловая мощность 1470 кВт или 1264 Гкал/час) имеет к.п.д. 91%. Минимальная производительность одной секции составляет 0,318 Гкал/час, расчетная – 0,632Гкал/час. При размещении в котельной нескольких котлов имеются широкие возможности для варьирования мощности котельной в зависимости от фактической тепловой нагрузки. Удельная стоимость котельной, оснащенной такими котлами, составляет (без учета подводящего газопровода и стоимости здания котельной) 100 тысяч долларов США/Гкал.

2.2 Поквартирное теплоснабжение

Поквартирная система теплоснабжения уже более 30 лет успешно применяется в странах Западной Европы, что позволило, опираясь на опыт коллег из других стран, успешно адаптировать систему к российским условиям.

Принципиальная новизна данной системы заключается в том, что источник тепла устанавливается непосредственно у потребителя – жильца жилого дома, что позволяет значительно снизить потери тепла при его производстве и избежать их при транспортировке их от удаленного источника. В качестве теплогенератора в системе поквартирного теплоснабжения используется двухконтурный газовый котел с закрытой топкой, принудительным удалением дымовых газов, забором воздуха для горения снаружи здания, регулирующими термостатами выработки и отпуска тепла на отопление и ГВС. Котел снабжен необходимыми блокировками и автоматикой безопасности.

Применение поквартирной системы теплоснабжения позволяет:

- полностью исключить потери тепла в тепловых сетях и при распределении между потребителями и значительно снизить потери в источнике;
- организовать индивидуальный учет и регулирование потребление тепла, в зависимости от экономической возможности и физиологических потребностей;
- исключить дотацию и субсидии из бюджета все уровней и снизить затраты на эксплуатацию ЖКХ;
- уменьшить затраты потребителей на оплату используемого тепла;
- снизить капитальные единовременные вложения в новое строительство и реконструкцию и обеспечить возвратность вложенного капитала.
- значительно сэкономить энергетические и сырьевые ресурсы на выработку тепловой энергии и уменьшить нагрузку на экологическую обстановку. [4].

Однако широкое распространение поквартирного теплоснабжения в России сдерживается пока еще недостаточным опытом проектирования, строительства таких систем с организационно- правовыми взаимоотношениями потребителя со всеми участниками проекта. И если отсутствие нормативной базы проектирования и научно-обоснованных методов расчета может в какой-то степени компенсироваться изучением и внедрением зарубежного опыта, которые закладываются в Технические условия (ТУ) проектирования и строительства поквартирного теплоснабжения, являющиеся основой разрабатываемой нормативной базы, то блоку проблем организационно-правового характера, обеспечивающего в первую очередь безопасность, надежность и комфортность системы, пока не уделяется должного внимания.

В первую очередь это касается вопросов осуществления надзора за безопасностью.

Практика разработки ТУ на проектирование, а их разработано более 20, показывает, что при всей общности технических вопросов всякий раз возникает много частных проблем, которые не имели места в предыдущих проектах. Это и вопросы

обогрева лестничных клеток и подвальных помещений, отопление и вентиляция нежилых встроенных помещений, размещение, конструирование и материал дымоотводов, удовлетворение повышенного спроса на горячее водоснабжение элитных квартир, размещение газовых счетчиков, трассировка газопроводов и многое другое. Сегодня приходится сталкиваться с проблемой, как приспособить систему квартирного теплоснабжения к существующему архитектурно-строительному проекту жилого дома. Должно быть наоборот: жилой дом проектируется с системой квартирного теплоснабжения, а приспособление должно остаться только для реконструкции существующих жилых домов, все жильцы которых согласны перейти на квартирную систему теплоснабжения и готовы инвестировать этот проект при льготном кредитовании и налогообложении местных властей . [9].

Основной частью автономной системы отопления является котел. В нашей стране бытовые котлы выпускаются на многих машиностроительных предприятиях, расположенных в разных регионах нашей страны.

Выпускаются котлы как твердотопливные, работающие на дровах и угле, так и газовые и электрические.

Котлы российского производства чаще всего неприспособлены к давлению газа и, что немаловажно для большей части населения, относительно дешевы. Но они уступают импортным по своей энергоэффективности, экологичности и удобству эксплуатации. С другой стороны, импортное оборудование чаще всего плохо приспособлено к условиям эксплуатации в России. Большинство зарубежных горелок выдает положенные киловатты при давлении газа 180 -200 ммВс, характерном для европейских стран. В наших же газопроводах давление, например, зимой редко повышается до 100 ммВс.

В отечественной промышленности есть предприятия, занимающие стабильные позиции на рынке отопительного оборудования и предоставляющие на рынок самые разнообразные модификации котлов. Среди указанных предприятий можно отметить Жуковский машиностроительный завод, "Конкорд", "БМЗ - Викма", Кировский завод, Энергозапчасть, "Красный котельщик", Борисоглебский КМЗ, Ишимбайский ЗТМ, Сибгазприбор, Элеватормельмаш, Белогорье, Бийскэнергомаш, Уралкотломаш, Сарэнергомаш, Ижевский котельный завод, Бельэнергомаш, Нефтемаш (г. Сызрань) и др.

Практически все ведущие западные фирмы, производящие котельное оборудование, имеют в нашей стране свои представительства. Со временем западные производители стали разрабатывать и поставлять на российский рынок котлы, адаптированные к нашим условиям. Анализ структуры поставок импортного оборудования показывает абсолютное лидерство итальянских фирм (Merloni, Ferroli Riello, Lamborgini). На втором месте производители из Чехии и Словакии (Dakon, Proterm). Третью позицию прочно удерживают немецкие фирмы (Valliant, Buderus). На нашем рынке представлены также котлы фирмы Kitturami (Республика Корея), Bradford (США).

Современные котлы должны удовлетворять, прежде всего, следующим требованиям:

- высокий КПД (у газовых и жидкотопливных – до 90 – 92%, у электрических – до 95 – 98%, у твердотопливных – до 80%);

- надежность в работе (у газовых и жидкотопливных это связано, прежде всего, с качеством горелочных устройств, у электрических – с надежностью нагревательных элементов);

- уровень системы автоматизации работы должен исключать не только необходимость их постоянного обслуживания, но и позволять осуществлять регулирование по долговременной программ (в зависимости от погодных условий, в сочетании с регулированием систем горячего водоснабжения и т. п.)

В качестве примера можно привести характеристики котлов для поквартирного отопления фирмы Valliant (Германия) Табл.4 и фирмы Dakon (Чехия) Табл.5.

Таблица 4

Модель	Мощность котла кВт	Обогрев. площадь	Габариты котла (ВхШхГ), мм	Вес Кг.	Расх. газа М³/час	Отопл./гор.вода
VK INT 16/6-2 XEN	11.5-15.8	158	850x510x774	98	1.83	Да/да
VK INT 21/6-2 XEN	16.9-21.2	212	850x550x774	112	2.44	Да/да
VK INT 26/6-2 XEN	22.0-26.6	266	850x615x774	126	3.05	Да/да
VK INT 31/6-2 XEN	27.5-31.7	317	850x680x774	142	3.66	Да/да
VK INT 36/6-2 XEN	32.7-37.0	370	850x745x774	155	4.27	Да/да
VK INT 42/6-2 XEN	38.4-42.2	422	850x810x774	169	4.88	Да/да
VK INT 47/6-2 XEN	43.1-47.7	477	850x875x774	182	5.50	Да/да

Таблица 5

Модель	Мощность котла кВт	Обогрев. площадь	Габариты котла (ВхШхГ), мм	Вес Кг.	Расх. газа М³/час	Отопл./гор.вода
DUA 24 СК	24	100-320	880x450x345	45	1,1-2,4	Да/да
DUA 24 СТ	24	100-320	880x450x346	47	1,1-2,4	Да/да

DUA 30 СК	30	140-400	880x520x385	50	1,5-3,3	Да/да
DUA 30 СТ	30	140-400	880x520x346	55	1,5-3,2	Да/да
DUA 28 СК	28	130-370	880x600x475	82	1,4-2,9	Да/да
DUA 28 СТ	28	130-370	880x600x475	90	1,4-2,9	Да/да
KN 25 С	25	78-350	900x520x3785	62	0,7-2,6	Да/да
КОМПАКТ 24 Ск	24	100-320	750x450x285	46	1,3-2,8	Да/да

Условные обозначения:

DUA – настенный котел.

С- комбинированный котел с проточной подготовкой ГВС.

К системам поквартирного теплоснабжения (точнее отопления) можно отнести и систему панельно-лучистого электрического отопления помещений.

К таким системам в настоящее время можно отнести впервые разработанные в России и осваиваемые в серийном производстве фирмой ЗАО "Аэлимп" системы панельно-лучистого электрического отопления помещений (ПЛЭО), выполненные в виде отопительных стеновых панелей серии ЭИМТ (электронагревателей инфракрасной мягкой теплоты).

Температура излучающей поверхности панели не превышает 50°C, при этом обогрев помещений осуществляется мягким инфракрасным излучением в биорезонансном диапазоне длин волн (9,2 – 9,4 мкм), что по физиологическому воздействию на организм человека соответствует лечебному воздействию русской печи или теплого песка на пляже. Такое ИК-излучение, аналогичное ИК-излучению самого человека, проникает через одежду и греет непосредственно тело человека, создавая исключительный тепловой комфорт.

Возможности применения панелей ЭИМТ универсальны: в качестве стеновых обогревающих и одновременно отделочных материалов, изготовления теплых подоконников, подподоконных панелей, откосов оконных и дверных ниш, элементов интерьера, греющей мебели, полотенецсушителей.

Такие системы являются хорошо регулируемые и энергосберегающими, поэтому, несмотря на высокую стоимость электроэнергии, могут оказаться экономически достаточно перспективными, не говоря об остальных их преимуществах. [10]

2.3 Когенерационные установки (мини-ТЭЦ)

Особенности использования когенерационных установок были рассмотрены в 1.2.4.

В Таблице 6 приведены характеристики установок "TEDOM" (Чехия) в широком диапазоне мощностей (серия Quanto).

Таблица 6.

Тип установки	Электрическая мощность (кВт)		Тепловая мощность (кВт)		Расход природного газа (м ³ /час)*		КПД электрический (%)		КПД тепловой (%)		КПД общий (%)	
	S	HEE	S	HEE	S	HEE	S	HEE	S	HEE	S	HEE
Quanto C190 SP	190	201	303	303	61	61	33,0	34,9	52,6	52,6	85,6	87,5
Quanto C260 SP	255	271	419	419	82	82	32,9	35,0	54,1	54,1	87,0	89,1
Quanto C400 SP	395	403	561	561	117	117	35,7	36,5	50,8	50,8	86,5	87,3
Quanto C500 SP	519		653		144		38,1		47,9		86,0	
Quanto C770 SP	770	782	1,032	1,032	219	219	37,2	37,8	49,9	49,9	87,1	87,7
Quanto C1000 SP	1,030	1,046	1,395	1,395	292	292	37,4	37,9	50,6	50,6	88,0	88,5
Quanto C1200 SP	'		'		'		'		'		'	
Quanto C1500 SP	'		'		'		'		'		'	
Quanto C2000 SP	2,095		2,790		584		38,0		50,6		88,6	

Quanto C2900 SP	2,900	3,152	765	40,1	43,6	83,7
Quanto C3800 SP	3,891	4,160	1015	40,6	43,4	84,0

- данные параметры действительны для природного газа с низшей теплотворностью способностью 34 МДж/м³.

S стандартный к.п.д. электрический

HEE более высокий к.п.д. электрический

3. Некоторые нештатные ситуации в системе энергоснабжения

Система энергоснабжения состоит из многих устройств и подсистем. Конкретный анализ нештатных ситуаций, который должен предварять расчеты надежности, является сложной задачей и должен проводиться для конкретного оборудования, эксплуатируемого в конкретных условиях. На частоту и тяжесть нештатных ситуаций влияют климатические условия, качество оборудования и сроки эксплуатации, качество обслуживания и ремонта оборудования, проектные решения по резервированию агрегатов и др.

Однако, можно качественно оценить последствия, для потребителя, возникновения нештатных ситуаций в различных элементах (подсистемах) системы энергоснабжения. Зачастую эти подсистемы оказываются зависимыми друг от друга. Например, при недостаточном теплоснабжении в зимний период, потребители начинают использовать электрические нагреватели воздуха, что приводит к перегрузкам и авариям на трансформаторных пунктах. Рассмотрим некоторые нештатные ситуации и их возможные последствия на уровне подсистем (элементов) системы энергоснабжения.

3.1 Электроснабжение

№	Подсистема	Нештатная ситуация	Возможные последствия
1.	Подстанция (ПС)	Авария с полным отключением ПС	Нарушение жизнедеятельности населенного пункта, отсутствие электро-, тепло- и водоснабжения
2.	Распределительный пункт (РП)	Выход из строя РП	Отсутствие электро-, тепло- и водоснабжения у группы потребителей общей мощностью ~10МВт.
3.	Трансформаторная подстанция (ТП)	Выход из строя ТП	Отсутствие электро-, тепло- и водоснабжения у группы потребителей общей мощностью ~1-2,5 МВА.
4	Подводящие кабели	Обрыв кабеля	Сетевые устройства выполняются с двухсторонним питанием (электроприемники первой категории), обрыв сразу двух кабелей маловероятен.

3.2 Теплоснабжение

№	Подсистема	Нештатная ситуация	Возможные последствия
---	------------	--------------------	-----------------------

№	Подсистема	Нештатная ситуация	Возможные последствия
1.	Районная (городская) тепловая станция (РТС)	Полный выход из строя, отсутствие электроснабжения	Отсутствие теплоснабжения и ГВС во всем населенном пункте.
2	-----//-----	Аварийное снижение мощности	Снижение температуры в помещениях приоритетных потребителей, отсутствие теплоснабжения и ГВС у неприоритетных потребителей, перегрузка ТП и домовых электрощитовых
3	Центральный тепловой пункт (ЦТП).	Выход из строя, отсутствие электроснабжения	Отсутствие теплоснабжения и ГВС у группы потребителей с общей тепловой нагрузкой соответствующей мощности питающей ЦТП.
4.	Квартальная котельная	-----//-----	Отсутствие теплоснабжения и ГВС у группы потребителей, питающейся от данной котельной
5.	Автономная газовая котельная	-----//-----	Отсутствие теплоснабжения и ГВС у группы потребителей с общим теплоснабжением 1÷5 Гкал/ч. (1 – 3 дома)
6	Поквартирное отопление	-----//-----	Отсутствие теплоснабжения и ГВС у одного потребителя
7.	Магистральные сети (от котельных к ЦТП)	Прорыв	Отсутствие или снижение теплоснабжения и ГВС у соответствующей группы потребителей, утечки теплоносителя.
		Нарушение	Снижение температуры теплоносителя

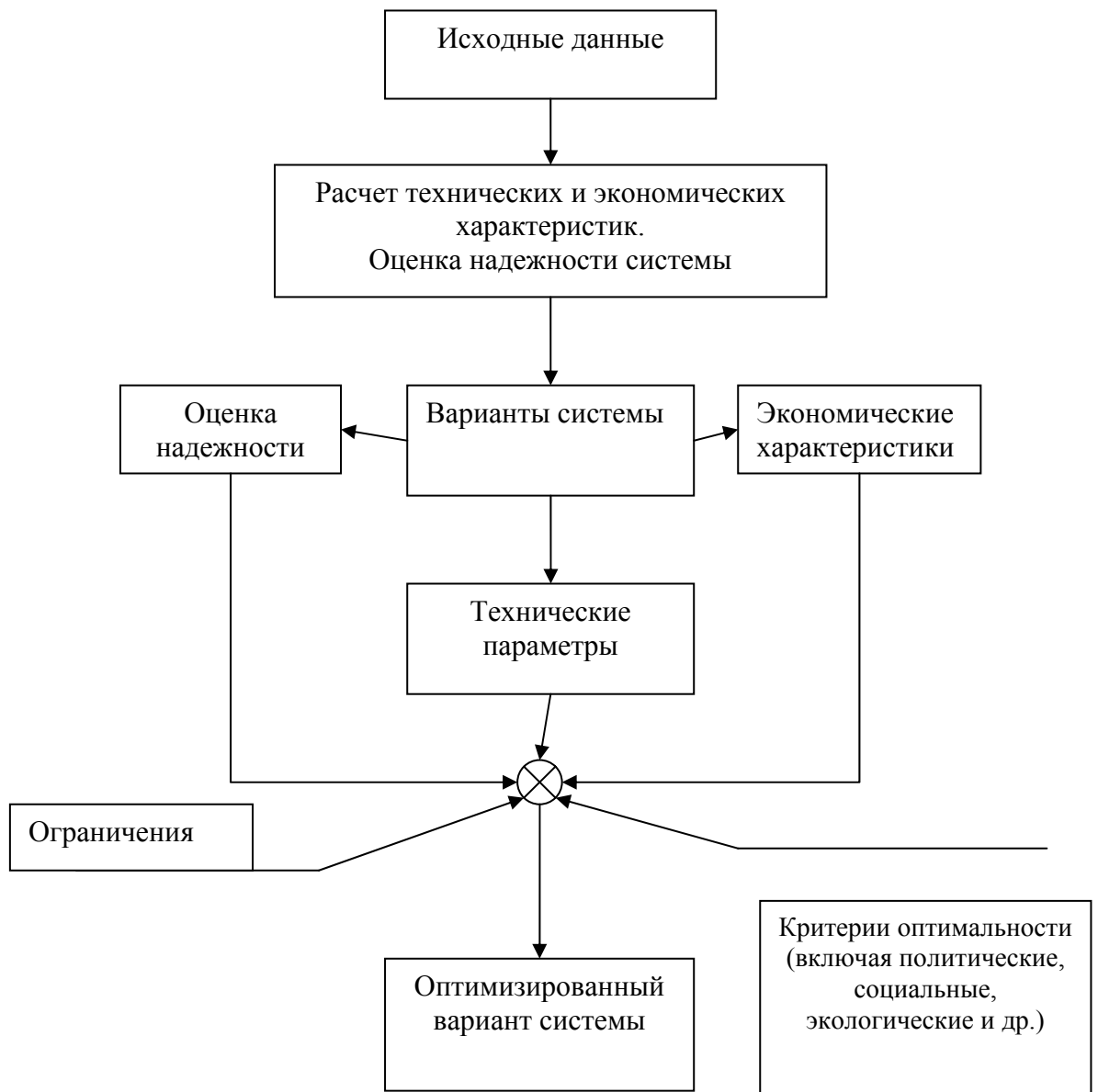
№	Подсистема	Нештатная ситуация	Возможные последствия
		теплоизоляции	
8.	Присоединительные сети (от ЦТП к потребителям)	Прорыв	Отсутствие или снижение теплоснабжения и ГВС у одного потребителя, утечки теплоносителя.
		Нарушение теплоизоляции	Снижение температуры теплоносителя и горячей воды
9.	Городская (районная) ТЭЦ с утилизацией вырабатываемого тепла (когенерация)	Выход из строя электрогенерирующих устройств	Нарушение жизнедеятельности населенного пункта
		Выход из строя теплогенерирующих устройств (утилизация тепла)	Нарушение теплоснабжения и ГВС населенного пункта, возможна перегрузка ТП и нехватка электрической мощности ТЭЦ.
10	Мини-ТЭЦ (когенерация)	Выход из строя электрогенерирующих устройств	Нарушение жизнедеятельности группы потребителей, присоединенной к данной мини-ТЭЦ.
		Выход из строя утилизаторов тепла	Нарушение теплоснабжения и ГВС группы потребителей, присоединенной к данной мини-ТЭЦ, возможна перегрузка ТП и нехватка электрической мощности мини-ТЭЦ.

Приведенные данные о нештатных ситуациях в отдельных элементах энергоснабжения показывают, что для устранения возможных нежелательных последствий необходим системный подход с проведением расчетов надежности различных схем энергоснабжения и определением оптимального варианта.

Пример расчетов надежности двух вариантов системы энергоснабжения населенных пунктов приведен ниже в разделе «Сравнительный анализ надежности систем электро- и теплоснабжения»

4. Демонстрационный расчет вариантов энергоснабжения населенных пунктов

Блок-схема для расчета характеристик вариантов исследуемой системы выглядит следующим образом:



Перечень исходных данных для расчета параметров системы:

1. Генеральный план территории, на которой расположены объекты энергопотребления.
2. Сводный план инженерных сетей.
3. Характеристики каждого здания (жилого и нежилого): площадь, этажность, количество квартир, назначение здания (для нежилых), потребление тепловой, электрической энергии, воды, газа.
4. Оснащенность домов квартирными и домовыми счетчиками воды, тепловой энергии.
5. Мероприятия по энергосбережению (запланированные и реализуемые).
6. Источники энергоснабжения группы зданий, расстояния до них.
7. Состояние внешних и внутренних инженерных сетей и объектов инфраструктуры ЖКХ (ЦТП, ТП, тепловые камеры, ИТП и т.д.).
8. Стоимость тепловой, электрической энергии, холодной воды и газа.

9. Осредненное количество аварий на тепловых и электрических сетях в год, количество дней в году, когда отсутствовала подача тепловой и электрической энергии.

10. Типичные виды аварий, приводящих к нарушению энергоснабжения рассматриваемой группы зданий.

11. Стоимость прокладки одного метра тепловых, электрических сетей, газопроводов.

12. Удельные эксплуатационные затраты на обслуживание тепловых и электрических сетей, ЦТП, ТП, существующих источников энергоснабжения.

13. Плата за подключение (тепло, газ, электроэнергия), стоимость технических условий.

При выборе варианта системы энергоснабжения необходимо учитывать ряд ограничений, которые могут оказать влияние на выбор варианта системы.

Типичными являются следующие ограничения:

- по объему и темпам финансирования строительства системы;
- по стоимости эксплуатационных затрат;
- по срокам строительства и окупаемости системы;
- по землеотводу под строительство системы и ее элементов;
- по уровню надежности системы.

Демонстрационный расчет выполнен на примере проектируемой застройки типичного пригородного поселка на 20 -50 тыс. жителей. Такие поселки намечены к строительству в Ленинградской области и в районах центрального региона России. В работе были использованы некоторые данные и результаты проработок институтов ФГУП "СантехНииПроект" и "Теплоэлектропроект".

Общая площадь застройки – около 430 га, планируемая площадь жилых и общественных помещений - 2 млн. 500 тыс. кв.м., планируемая численность жителей - около 20 тыс. чел.

В населенном пункте выделяются зоны типовой застройки, а также нетиповые здания, относящиеся к общественным.

Жилая застройка:

- многоэтажные жилые дома;
- коттеджи (отдельно стоящие многоквартирные дома);
- таун-хаусы (сблокированные многоквартирные дома).

Общественная застройка.

- бизнес-центр;
- разноцелевая застройка (школы, детские сады, предприятия торговли и бытового обслуживания, общественные и административные учреждения).

Тепловые часовые нагрузки в зимний и летний периоды по группам зданий и видам потребления приняты по данным фирмы "ARUP" и представлены в табл. 7.

Годовое потребление в зимний и летний периоды по группам зданий и видам потребления определены расчетом и представлены в табл.8.

В расчете годовой потребности в тепле учтены - данные по СНиП 23-01-99* "Строительная климатология":

- расчетная температура наиболее холодной пятидневки - -28°C ;
- средняя температура за отопительный период - $-3,1^{\circ}\text{C}$;
- продолжительность отопительного периода 214 суток.

Температура воздуха в помещениях:

- жилая застройка - $+20^{\circ}\text{C}$;
- общественная застройка - $+18^{\circ}\text{C}$;

Продолжительность работ систем вентиляции:

- жилая застройка - 16 ч/сутки;
- общественная застройка - 12 ч/сутки;

Температура воды для ГВС - +50°C;

Температура холодной воды - +15°C (лето); +5°C (зима);

Продолжительность работы системы кондиционирования -152 ч/год;

Суммарная тепловая нагрузка по проекту застройки без учета потерь в тепловых сетях и собственных нужд источников тепла составит 267,7 Гкал/час зимой и 23,8 Гкал/ч летом. Потери в тепловых сетях приняты 6%. Расход тепла на собственные нужды принят 5% от количества отпущенного тепла.

Таблица 7.

ТЕПЛОВЫЕ НАГРУЗКИ ПО ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.

	Период потребления	ЖИЛАЯ ЗАСТРОЙКА, Гкал/час											
		МНОГОКВАРТИРНЫЕ ДОМА				ВИЛЛЫ (ДОМА)				ТАУН-ХАУСЫ			
		Отоплен.	Вентиляц.	ГВС	Итого	Отоплен.	Вентиляц.	ГВС	Итого	Отоплен.	Вентиляц.	ГВС	Итого
ИТОГО	зима	71,311	53,51	4,884	129,706	13,224	9,902	0,563	23,689	0,345	0,259	0,026	0,630
	лето	8,021	-	3,031	11,052	1,479	-	0,352	1,831	0,039	-	0,016	0,055

	Период потребления	ОБЩЕСТВЕННАЯ ЗАСТРОЙКА Гкал/час							
		КОММЕРЧЕСКАЯ				РАЗНОЦЕЛЕВАЯ			
		Отоплен.	Вентиляц.	ГВС	Итого	Отоплен.	Вентиляц.	ГВС	Итого
	зима	33,536	50,304	0,576	84,416	11,394	16,889	0,900	29,183

	лето	7,541	-	0,354	7,895	2,433	-	0,556	2,989
--	------	-------	---	-------	-------	-------	---	-------	-------

	Период потребления	ВСЕГО ПО ПРОЕКТУ ЗАСТРОЙКИ				ВСЕГО Гкал/час		ВСЕГО Гкал/час	
		ОТОПЛЕН.	ВЕНТИЛ.	ГВС	ИТОГО	Виллы и Таун- хаусы	Многоквартирн и обществ. застройка	Жилая застройка	Обществ. застройка
ИТОГО	Зима	129,810	130,865	6,949	267,624	24,319	243,305	154,025	113,599
	Лето	19,513	-	4,309	23,822	1,886	21,936	12,938	10,884

Таблица 8.

ГОДОВОЕ ПОТРЕБЛЕНИЕ ТЕПЛА ПО ГРУППАМ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ.

	Период потребления	ЖИЛАЯ ЗАСТРОЙКА, тыс.Гкал											
		МНОГОКВАРТИРНЫЕ ДОМА				ВИЛЛЫ (ДОМА)				ТАУН-ХАУСЫ			
		Отоплен.	Вентилляц.	ГВС	Итого	Отоплен.	Вентилляц.	ГВС	Итого	Отоплен.	Вентилляц.	ГВС	Итого
	зима	76,259	88,176	25,084	289,519	32,686	16,316	2,892	51,894	0,853	0,427	0,134	1,414

ИТОГО	дето	1,219	-	10,984	12,203	0,224	-	1,276	1,500	0,006	-	0,058	0,064
ВСЕГО за год	-	77,478	88,176	36,068	301,722	32,910	16,316	4,168	53,394	0,859	0,427	0,192	1,478

	Период потребления	ОБЩЕСТВЕННАЯ ЗАСТРОЙКА тыс. Гкал									
		КОММЕРЧЕСКАЯ				РАЗНОЦЕЛЕВАЯ					
		Отоплен.	Вентиляция.	ГВС	Итого	Отоплен.	Вентиляция.	ГВС	Итого		
ИТОГО	зима	79,007	59,253	1,267	139,527	26,842	19,894	1,981	48,717		
	дето	1,146	-	0,550	1,696	0,370	-	0,864	1,234		
ВСЕГО За год	-	80,153	59,253	1,817	141,223	27,212	19,894	2,845	49,951		
		ВСЕГО ПО ПРОЕКТУ ЗАСТРОЙКИ, тыс. Гкал				ВСЕГО тыс. Гкал				ВСЕГО тыс. Гкал	

	Период потребления	ОТОПЛЕН.	ВЕНТИЛ.	ГВС	ИТОГО	Виллы и Таун-хаусы	Многоквартирн и обществ. застройка	Жилая застройка	Обществ. застройка
ИТОГО	Зима	315,647	184,066	31,358	531,071	53,308	477,763	342,827	188,244
	Лето	2,965	-	13,732	16,697	1,564	15,133	13,767	2,930
ВСЕГО За год		318,612	184,066	45,090	547,768	54,872	492,896	356,594	191,174

Общая электрическая нагрузка составляет 64,54 МВт, минимальная электрическая нагрузка – 14,8 МВт. При этом учтен спад нагрузок для механизации строительства – 7,0 МВт.

Для демонстрационного расчета рассмотрим два варианта тепло- и электроснабжения населенного пункта.

4.1 Вариант 1

4.1.1 Электроснабжение

В этом варианте подача электроэнергии в количестве, необходимом для всей застройки, предполагается от существующих в районе сетей; подача тепла, обеспечивающего всю застройку – от районной котельной (РТС), работающей на газе.

В районе проектируемой застройки проходят две воздушные линии 500 и 220 кВ. Более рациональным и экономически выгодным является подключение застройщика к ВЛ 220 кВ.

Для электроснабжения застройки необходимо сооружение новой подстанции (ПС) 220/10 кВ. Электроснабжение потребителей осуществляется от электроподстанций через распределительные пункты (РП) 10кВ. РП мощностью 10МВт каждый предусматриваются в количестве 7, располагаются и вводятся в эксплуатацию в соответствии с очередностью строительства.

От каждого РП питаются комплектные трансформаторные подстанции (ТП) 10/0,4 кВ. Количество ТП, присоединенных к каждому РП, от 4 до 6.

По данным института "Теплоэлектропроект" и института "Энергосетьпроект" затраты на строительство объектов электроснабжения поселка составят:

- стоимость строительства подстанции (ПС) и реконструкции ВЛ – 1430,23 млн. руб.;

- строительство распределительных сетей - 77,15 млн. руб.

Натуральные показатели сетей электроснабжения показаны в таблицах 9, 10

Таблица 9.

Объект	Количество	Габариты	Количество ячеек	Стоимость ячейки без НДС Тыс.руб	Суммарная стоимость без НДС тыс. руб.

Распределительные пункты 10 кВ	7	9000х6000х2500	105	360	36 750
Трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ	28	4000х6000х2500	104	110	15400
Всего					52 150

Таблица 10.

Объект	Сечение мм ²	Длина км	Стоимость 1 км. Без НДС, тыс. руб.	Суммарная стоимость без НДС тыс.руб.
Кабельные линии 10 кВ	3 х 240	50	400	20 000
Кабельные линии 10 кВ.	3 х 70	25	200	5 000
Всего				25 000

Информационным письмом ОАО "Мосэнерго" рекомендуемый размер оплаты стоимости услуги по присоединению 1 кВт мощности (в Москве и Московской области) установлен в размере 33 тыс. рублей. В соответствии с этим стоимость подключения мощности 64,54 МВт для электроснабжения поселка составит 2129,82 млн. руб.

Таким образом суммарные затраты на электроснабжение поселка по этому варианту составляют 3637,2 млн. руб.

Тариф на электроэнергию на 2005 г. составляет 1,22 руб/кВт.ч., на 2006 г. – 1,33 руб./кВт.ч, на 2007 – 1,43 руб/кВт.ч. Ввиду того, что мощности энергопотребления будут нарастать в соответствии с очередностью строительства, стоимость потребленной электроэнергии будет возрастать постепенно.

Не обладая собственными генерирующими мощностями, этот вариант не обеспечивает получение прибыли и, соответственно, возврата собственных средств. Кроме того, недостатком этого варианта является полная зависимость от тарифов на высокое напряжение и передачу электрической энергии.

4.1.2 Теплоснабжение

По варианту 1 теплоснабжение - централизованное от районной котельной (РТС) в промзоне. Расчетная нагрузка на РТС 298 Гкал/ч. В РТС предполагается установить 10 стальных водогрейных котлов КВГГМ-35 производительностью по 30 Гкал/час ОАО "Дорогобужкотломаш" с горелками импортного производства. Основное топливо – природный газ. Резервное топливо не предусматривается при газоснабжении от двух источников.

Характеристика РТС по варианту 1 приведена в таблице 11.

На площадке РТС размещаются:

- здание котельной с размерами 72x42x10 (h) м.;
- две дымовые трубы высотой по 90 м.;
- здание водоподготовительной установки;
- резервуары для нужд пожаротушения 2x300 м³.

Установленная производительность РТС 300 Гкал/час.

Размеры площадки РТС 100x100 м. Санитарно-защитная зона 300 м.

Схема теплоснабжения – закрытая с децентрализованным ГВС. Присоединение потребителей к распределительным тепловым сетям, центральным тепловым пунктам (ЦТП) и магистральным тепловым сетям - независимое.

Теплоноситель от РТС – теплофикационная вода с температурой 130°C - по магистральной тепловой сети подается на территорию застройки. К магистральной тепловой сети присоединяются ЦТП, размещаемые на территории. Количество ЦТП принято из условия присоединения к одному ЦТП тепловой нагрузки 15 -20 Гкал/час и указано в таблице 12. Из ЦТП теплоноситель с температурой 115°C по распределительным тепловым сетям подается в ИТП, размещаемые в подвалах зданий. В ИТП осуществляется регулирование температуры теплоносителя (95 -70°C) для местных систем отопления и вентиляции этого здания и нагрев воды для ГВС этого здания и, возможно, ближайших 2-3 –х домов. Диаметр трубопроводов на выходе из РТС – 2x900.

Магистральные (от РТС) и присоединительные (к ЦТП) тепловые сети - двухтрубные стальные в ППУ – изоляции для подземной прокладки. Протяженность магистральных и присоединительных тепловых сетей по варианту 1 приведена в таблице 13; протяженность распределительных тепловых сетей приведена в таблице 14.

Стоимость строительства РТС, ЦТП, тепловых сетей определены по проектам – аналогам и укрупненным показателям в текущих ценах и приведены в таблице 11а.

Стоимость сооружения ИТП в расчет стоимости не включены, т.к. входят в стоимость строительства здания, для которого они предназначены.

Структура годовых эксплуатационных расходов по РТП, ЦТП и тепловым сетям по варианту 1 приведена в таблице 11б. Техничко-экономические показатели по варианту 1 приведены в таблице 11в.

Таблица 11.

Характеристика РТС

Варианты	Тепловая нагрузка Гкал/час	Отпуск тепла Гкал/час	Расчетная нагрузка на котельную Гкал/час	Количество и единичная мощность котлов, шт. x Гкал/час.	Установленная мощность, Гкал/час	Габариты здания котельной. м ³	Штат, человек.	Расход газа нм ³ /час	Расход воды м ³ /час	Установленная мощность токоприемников кВт
1	267,7	283,8	297,8	10x30	300	72x42x10	53	43820	119,2	3050
2	117,6	127,7**	99,4	2x30+2x20	100	48x24x10	26	14710	58	1300

** - в том числе 30 Гкал/час – утилизируемое от ТЭЦ

Примечания:

- количество котлов принято из условия возможности строительства РТС (котельной) по очередям;
- резервное топливо для РТС (котельной) не предусматривается, так как подача газа производится от двух источников.

Таблица 11а.

Стоимость строительства по варианту 1.

Показатели	Отпуск Тепла Гкал/ч.	РТС				ЦТП				
		Стоимость, тыс.руб.				Количес- тво Шт.	Стоимость, тыс.руб			
		СМР	Монтажные работы	Обору- дование	Итого		СМР	Монтажные работы	Обору- дование	Итого
Всего	283,7	138620	30130	100450	269300	24	118320	30780	36140	185240

Магистральные сети			Распределительные тепловые сети			Итого Тыс.руб.	Удельный показатель Тыс.\$ Гкал/ч.
Длина Мм.	Средний диаметр Ду	Стоимость Тыс.руб.	Длина Мм.	Средний диаметр Ду	Стоимость Тыс.руб		
6300	500	344670	20400	-	236320	1053430	129,8

Примечания:

1. Стоимость строительства котельных принята по типовым проектам-аналогам в ценах 1984г. с переводом в текущие цены (с учетом НДС).
2. В стоимость СМР котельных доля строительства составляет 80%, монтажных – 20%.
3. Стоимость прокладки тепловых сетей определена из расчета стоимости трубопроводов в ППУ-изоляции по данным ЗАО Мосфлоулайн (60%) и стоимости работ (40%).
4. Удельные показатели приведены на 1 Гкал/ч. отпущенного тепла.
5. Удельные затраты на 1Гкал/ч. установленной производительности РТС 31,4 тыс.\$, ЦТП 25,1 тыс.\$.
6. Распределение стоимости РТС и магистральных тепловых сетей по фазам выполнено пропорционально тепловым нагрузкам.

Таблица 116.

Структура годовых эксплуатационных расходов по варианту 1.

	Топливо	Электроэнергия	Вода (на подпитку)	Заработная плата
--	---------	----------------	--------------------	------------------

Годовой отпуск тепла Тыс.Гкал.	Годовой расход, Тыс.нм ³	Стоимость, тыс руб	Годовой расход Тыс.кВт.ч	Стоимость, тыс руб	Годовой расход, Тыс. м ³	Стоимость, тыс руб	Штат чел.	Фонд заработной платы
580,6	89650	120174	8593	12390	435,5	3597	53	16101

Амортизационные отчисления			Текущий ремонт тыс.руб	Прочие расходы тыс.руб	Итого тыс.руб	Себестоимость 1Гкал отпущенного тепла ,руб
Строит.работы тыс.руб	Оборуд с монтажом тыс.руб	Отчисления тыс.руб				
837930	197500	41160	6147	4116	203685	350,8

Примечание:

1. Расход электроэнергии по РТС на 1Гкал отпущенного тепла принят 8,8 кВт.ч, в ЦТП – 6 кВт.ч
2. Расход воды на подпитку тепловых сетей принят 0,74м³ на 1 Гкал отпущенного тепла.
3. КПД котельной при работе на газе принят 85%.
4. Амортизационные отчисления определены с учетом стоимости ЦТП и тепловых сетей.

Технико-экономические показатели по варианту 1.

Показатели		Величина
Расчетная производительность, Гкал./ч.		297,8
Установленная производительность, Гкал./ч.		300
Годовая выработка тепла котельными и топочными, тыс. Гкал./ч.		609,6
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал./ч.		580,6
Утилизируемое тепло:		
- Гкал./ч.		-
-тыс. Гкал./год.		-
Годовое число часов использования установленной производительности, час		2033
Расход топлива, нм ³ /ч.		43820
Годовой расход топлива	Натурального (газ), Млн. нм ³	89,65
	Условного, тыс. т. у. т.	102,46
Установленная мощность токоприемников, кВт		3050
Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт/час.		8593
Расход воды, тыс. м ³ /ч		119,2
Годовой расход воды, тыс. м ³		435,5
Численность персонала, чел.		53
Строительный объем главного корпуса, м ³		61920*
Протяженность тепловых сетей, п.м., в т.ч.: магистральных		26700 6300
распределительных		20400
Общая сметная стоимость строительства, тыс. руб.		1053430
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.		203685
Удельные показатели на 1 Гкал/ч. установленной производительности		
-капитальные затраты, тыс.руб./Гкал./ч.		3511
-мощность токоприемников, кВт/Гкал/ч.		10,17
-численность персонала, чел./Гкал/ч.		0,177
Себестоимость 1Гкал отпущенного тепла, руб.		350,8
В том числе: топливная составляющая, %		59,0
Приведенные затраты на 1Гкал отпущенного тепла		577,6

* - включая здание ЦТП

Таблица 12.

Характеристика ЦТП по варианту 1.

Расчетные нагрузки Гкал/час.	Количество ЦТП, шт.	Объем ЦТП м ³	Установленная электрическая мощность кВт
283,8	24	12x18x5.5 Общий объем 31680 м ³	1950

Протяженность магистральных и присоединительных тепловых сетей по вариантам 1 и 2.

Таблица 13.

Варианты	Длина Трассы	Средний Диаметр, Ду	Стоимость прокладки	
			Тыс. руб/1п.м.	Всего, тыс.руб
Вариант 1	6300	500	54,71	344670
Вариант 2	2700	400	34,06	97360

Таблица 14.

Варианты	Длина, м.	Диаметр, Ду.
Вариант 1	20 400	100 ÷250
Вариант 2	5 300	80 ÷200

4.2 Вариант 2

Этим вариантом подача тепла и электроэнергии предполагается от централизованного источника теплоэлектроснабжения, работающего на газе, без подключения к внешним электрическим сетям.

Вариантом предусматривается строительство теплоэлектростанции (ТЭЦ) со следующими основными показателями:

Мощность:

- электрическая 79,20 МВт;
- тепловая 30,06 Гкал/ч.

Годовое производство энергии

- электрической 317, млн. кВт.ч.
- тепла в горячей воде 229,1 тыс. Гкал;

Топливо:

- основное, резервное и аварийное природный газ.

Режим работы: по электрическому графику

Число часов использования

установленной мощности 4770;

Система теплоснабжения закрытая.

Температурный график теплосети 130/70°C

Суммарная электрическая нагрузка застройки составляет 64,540 МВт.

Суммарная тепловая нагрузка застройки составляет 267,47 Гкал/ч.

Выбор установленной мощности электростанции и состава оборудования производился с учетом:

- величины тепловой и электрической нагрузки потребителей
- графика потребления электрической нагрузки
- поэтапного ввода в эксплуатацию участков застройки.

Передача избытка выработанной электроэнергии в энергосистему не предусматривается. Когенерационная выработка тепловой и электрической энергии ограничена электрическим графиком потребления, который имеет провалы в ночные часы до $Q_{\text{э}}=0.25 Q_{\text{э,макс}}$ (~16 МВт), что, в связи с отсутствием возможности передавать излишки электроэнергии в энергосистему, приводит к ограничению выработки электроэнергии, а следовательно, и тепла на станции, что в отопительный период неприемлемо. Этим объясняется небольшая величина мощности устанавливаемых котлов-утилизаторов (30 Гкал/час). Дополнительно на электростанции устанавливается блок водогрейных газовых котлов, которые совместно с котлами-утилизаторами покрывают расчетную тепловую нагрузку с необходимым резервом.

С учетом поэтапного ввода Застройки предлагается на первой и второй очереди ввода электростанции установка 9 ГТУ малой мощности типа OPRA в контейнерном исполнении, единичной мощностью по 1,86 МВт каждая ($1.86 \times 9 = 16,2$), с утилизацией тепла суммарной производительностью 30,06 Гкал/час.

На последующих очередях строительства предлагается устанавливать высокоэкономичные конденсационные блоки на базе парогазовых технологий ПКУ-9 на основе газотурбинной установки типа SGT200 (Siemens) мощностью по 6,75 МВт, парового котла-утилизатора (ОАО "ЗиО-Подольск") и паровой конденсационной турбины типа К-2,5-3,4 (ОАО "КТЗ").

Окончательная установленная мощность электростанции – 79,2 МВт принята с учетом покрытия нагрузок при аварийных и плановых ремонтных простоях оборудования.

Отвод земли под строительство объектов электроснабжения по варианту 2 - 4,6 га. Санитарно-защитная зона – 50 м.

Сметная стоимость строительства ТЭЦ составляет 2500,4 млн. руб, в том числе:

- СМР - 550,09 млн.руб.
- оборудование -1687,77 млн.руб.

- прочие затраты - 262,54 млн. руб.

Срок строительства ТЭЦ согласован со строительством поселка.

Затраты на строительство распределительных сетей составляют 77,15 млн.руб.

Всего затраты на строительство системы электроснабжения по варианту 2 составляют 2577,55 млн. руб.

Расчетная себестоимость электроэнергии при электроснабжении по варианту 2 и прогноз изменения тарифов представлены в таблице 15

Таблица 15

Годы	2007	2010	2013	2015	2017
Тариф на электроэнергию руб/кВт.ч.	1,43	1,67	1,91	2,08	2,27
Себестоимость электроэнергии руб/кВт.ч.	2,1	1,29	1,05	0,93	1,03

В себестоимость электроэнергии входят следующие затраты:

- топливо;
- амортизация;
- оплата труда;
- прочие затраты.

Теплоснабжение по варианту 2 осуществляется по комбинированной схеме, сочетающей:

- централизованное теплоснабжение общественных зданий и многоэтажных жилых зданий от водогрейной котельной на площадке ТЭЦ в промзоне и утилизаторов ТЭЦ;
- локальное теплоснабжение разноцелевой застройки от квартальной котельной;
- локальное теплоснабжение школ 1 и 2 от отдельно стоящих котельных;

- автономное теплоснабжение блоков (2 ÷ 4 здания) многоквартирных жилых домов от автономных (пристроенных, крышных) котельных.;
- автономное теплоснабжение остальной (за исключением школ) общественной застройки от автономных (пристроенных, встроенных, крышных) котельных;
- индивидуальное теплоснабжение вилл и таун-хаусов от встроенных топочных.

Характеристика котельной, центральных тепловых пунктов и протяженность тепловых сетей приведена в таблицах соответственно 16, 17, 18 и 19. Характеристика автономных котельных по варианту 2 и топочных для индивидуального теплоснабжения – соответственно в таблицах 20 и 21.

Таблица 16.

Характеристика районной котельной по варианту 2.

Тепловая нагрузка Гкал/ч	Отпуск тепла Гкал/ч.	Расчетная нагрузка на котельную Гкал/ч	Ко-во и единичная мощность котлов, шт Гкал/ч.	Установленная мощность Гкал/ч.	Штат чел	Расход газа нм ³ /ч	Расход газа м ³ /ч	Установленная мощность токоприемников кВт
11,6	124,7*	99,4	2x30+2x20	100	26	14710	58	1300

Таблица 17.

Характеристика ЦТП по варианту 2.

Расчетные нагрузки Гкал/ч.	Количество ЦТП шт.	Габариты 1-го ЦТП	Установленная электрическая мощность кВт
124,6	8	Общий объем 11088	1040

Таблица 18.

Протяженность магистральных и присоединительных тепловых сетей по вариантам 1 и 2.

Варианты	Длина трассы м	Средний диаметр Ду	Стоимость прокладки	
			Тыс. руб./ 1п.м.	Всего, тыс. руб.
Вариант 1	6300	500	54,71	344670
Вариант 2	2700	400	34,06	97360

Таблица 19.

Протяженность распределительных тепловых сетей.

Варианты	Длина, м.	Диаметр, Ду
Вариант 1	20 400	250 -100
Вариант 2	5 300	300 -80

Таблица 20.

Характеристика автономных котельных по варианту 2.

Тепловая нагрузка Гкал/ч.	Отпуск тепла Гкал/ч.	Общая расчетная нагрузка на котельные Гкал/ч.	Кол-во котельных шт.	Установ ленная мощность Гкал/ч.	Общий строитель ный объем, м ³	Общий расход газа нм ³ /ч	Установ ленная мощ ность токоприе мников кВт
109,7	116,3	122,1	32	129	5184	16960	640

Таблица 21.

Характеристика топочных для индивидуального теплоснабжения.

Теплопотребление Гкал/ч.		Общая нагрузка на топочные Гкал/ч.	Установленная мощность теплогенераторов Гкал/ч.	Установленная мощность токоприемников кВт	Расход газа нм ³ /ч
зима	лето				
24,4	1,9	25,6	28,2	98,5	3560

Стоимость строительства котельной на площадке ТЭЦ, локальных и автономных котельных, ЦТП, магистральных и распределительных тепловых сетей по варианту 2 определены по проектам – аналогам и укрупненным показателям в текущих ценах и приведены в таблице 22.

Стоимость сооружения ИТП и топочных в расчет стоимости не включены, т.к. входят в стоимость строительства здания, для которого они предназначены.

Структура годовых эксплуатационных расходов по котельной на площадке ТЭЦ, локальным и автономным котельным, ЦТП, магистральным и распределительным тепловым сетям по варианту 2 приведена в таблице 23.

Технико-экономические показатели по варианту 2 приведены в таблице 24.

Таблица 22.

Стоимость строительства по варианту 2.

Показатели	Отпуск тепла Гкал/ч.	Котельные				ЦТП				
		Стоимость, тыс.руб.				Количес- тво Шт.	Стоимость, тыс.руб			
		СМР	Монтажные работы	Обору- дование	Итого		СМР	Монтажные работы	Обору- дование	Итого
Водогрейные котельные на площадке ТЭЦ в промзоне										
Итого	124,7*	71410	14290	36570	122270	8	42160	10580	14830	67570
Локальные котельные (отдельностоящие)										
Итого	16,9	24125	6030	18305	48460	-	-	-	-	-
Автономные котельные (пристроенные, встроенные, крышные)										
Итого	116,3	-	14270	95180	109450	-	-	-	-	-
Всего	257,9*	95535	34590	150055	280180	8	42160	10580	14830	67570

Магистральные сети	Распределительные тепловые сети		Удельный
--------------------	---------------------------------	--	----------

Длина Мм.	Средний диаметр Ду	Стоимость Тыс.руб.	Длина Мм.	Средний диаметр Ду	Стоимость Тыс.руб	Итого Тыс.руб.	показатель <u>Тыс.\$</u> Гкал/ч.
Водогрейные котельные на площадке ТЭЦ в промзоне							
2700	400	97360	4700	-	65870	353070	99,0
Локальные котельные (отдельно стоящие)							
						54540	112,8
Автономные котельные (пристроенные, встроенные, крышные)							
						109450	32,9
2700		97360	5300	-	71950	517060	70,1

*- в том числе 30 Гкал./ч. – тепло утилизируемое на ТЭЦ при выработке электроэнергии.

Примечания:

1. Стоимость строительства котельных принята по типовым проектам-аналогам в ценах 1984г. с переводом в текущие цены (с учетом НДС).
2. В стоимости СМР котельных доля строительных работ составляет 80%, монтажных – 20%.
3. Стоимость прокладки тепловых сетей определена из расчета стоимости трубопроводов в ППУ-изоляции по данным ЗАО Мосфлюлайн (60%) и стоимости работ (40%).
4. Удельные показатели приведены на 1 Гкал./ч. отпущенного тепла.
5. Удельные затраты на 1 Гкал./ч. установленной производительности котельной на площадке ТЭЦ 42,8 тыс.\$, ЦТП 18,95 тыс.\$.
6. Распределение стоимости котельной на площадке ТЭЦ и магистральных тепловых сетей выполнено пропорционально тепловым нагрузкам.

Таблица 23.

Структура годовых эксплуатационных расходов по варианту 2.

Источник тепла	Годовой отпуск тепла, Тыс.Гкал.	Годовое количество утилизированного тепла Тыс.руб.	Стоимость тепла полученного от ТЭЦ Тыс.руб.	Годовой отпуск тепла от котельной, Тыс.Гкал.	Топливо		Электроэнергия		Вода (на подпитку)	
					Годовой расход, тыс.нм ³	Стоимость Тыс.руб.	Годовой расход, тыс.квт.ч.	Стоимость Тыс.руб.	Годовой расход Тыс. м ³	Стоимость Тыс.руб.
Котельная на площадке ТЭЦ	227,6	193,3*	86985	34,3	5296	7100	1668	2400	26	7900
Локальные котельные	28,2	-	-	28,2	4115	5516	443,3	639	19,7	163
Автономные котельные	266,6	-	-	266,6	38875	52110	1334	1924	-	-
Топочные	54,9	-	-	54,9	8010	10737	164,7	237	-	-
Итого	577,3	193,3*	86985	384,0	56296	75463	3610	5200	189,7	1567
Источник тепла	Заработная плата		Амортизационные отчисления			Текущий ремонт Тыс.руб	Прочие расходы Тыс.руб	Итого Тыс.руб	Себестоимость 1 Гкал отпущенного тепла от котельной	
	Штат, человек	Фонд зарплаты Тыс.руб.	Строит. работы. Тыс.руб	Оборудование и монтаж Тыс.руб	Отчисления Тыс.руб					
Котельная на площадке ТЭЦ	26	7900	276800	76270	14333	2313	1433	123868	544,2	
Локальные котельные	8	2430	30205	24335	2630	824	263	12465	442,0	

Автономные котельные	-	-	-	109450	7300	4283	730	66347	248,9
Топочные	-	-	-	43139	2877	2813	-	16664	303,5
Итого	34	120330	307005	253194	27140	10233	2426	219344	380,0

Технико-экономические показатели по варианту 2.

Показатели		Величина
Расчетная производительность котельных и топочных, Гкал./ч.		264,8
Установленная производительность котельных и топочных, Гкал./ч.		278,2
Годовая выработка тепла котельными и топочными, тыс. Гкал./ч.		400,5
Годовой отпуск тепла котельными и топочными тыс. Гкал./ч.		384,0
Утилизируемое тепло:		
- Гкал./ч.		30,0
-тыс. Гкал./год.		193,3
Общий годовой отпуск тепла, тыс. Гкал		577,3
Годовое число часов использования установленной производительности котельных и топочных, час		1440
Расход топлива котельными и топочными, нм ³ /ч.		37690
Годовой расход топлива котельными и топочными	Натурального (газ), Млн. нм ³	56,3
	Условного, тыс. т. у. т.	64,34
Установленная мощность токоприемников, кВт		3289
Годовой расход электроэнергии, тыс. кВт/час.		3610
Расход воды, тыс. м ³ /ч		65
Годовой расход воды, тыс. м ³		189,7
Численность персонала, чел.		34
Строительный объем главного корпуса, м ³		30456*
Протяженность тепловых сетей п.м.,		8000
В т.ч.: магистральных		2700
распределительных		5300
Общая сметная стоимость строительства, тыс. руб.		517060
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.		219344
Удельные показатели на 1 Гкал/ч. Установленной		

производительности	
-капитальные затраты, тыс.руб./Гкал./ч.	1859
-мощность токоприемников, кВт/Гкал/ч.	11,82
-численность персонала, чел./Гкал/ч.	0,122
Себестоимость 1Гкал отпущенного тепла, руб.	380
В том числе: топливная составляющая, %	34,4
Приведенные затраты на 1Гкал отпущенного тепла	491,9

* -включая объем зданий ЦТП, локальных и автономных котельных

5. Укрупненный технико-экономический анализ

и оптимизация вариантов энергоснабжения поселка

Затраты на электроснабжение по вариантам 1 и 2 даны в таблице 25. Эксплуатационные затраты входят в себестоимость электроэнергии (по варианту 1 – в тариф).

Таблица 25.

№пп	Статьи затрат	Вариант 1	Вариант 2
1	Капитальные затраты, млн.руб.	1507,38	2577,55
2	Плата за присоединение, млн. руб.	2129,82*	-
3	Стоимость электроэнергии, руб./кВт.ч.	2007г. – 1,43	2,1
		2010 – 1,67	1,29
		2013 – 1,91	1,05
		2015 - 2,08	0,93
		2017 - 2,27	1,03

*Стоимость по согласованию с организацией РАО ЕЭС.

Затраты на теплоснабжение по этим вариантам представлены в таблице 26.

Таблица 26.

Сводная таблица
Технико-экономических показателей по вариантам теплоснабжения

Показатели		Вариант 1	Вариант 2
Расчетная производительность, Гкал/ч		297,8	264,8
Установленная производительность, Гкал/ч		300	278,2
Годовая выработка тепла, тыс. Гкал/ч		609,6	400,5
Годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/ч		580,6	384,0
Утилизируемое тепло:			
- Гкал/ч		-	30
-тыс. Гкал/год		-	193,3
Общий годовой отпуск тепла, тыс. Гкал/ч		580,6	577,3
Годовое число часов использования установленной производительности		2033	1440
Расход топлива, нм ³ /ч		43820	37690
Годовой расход топлива	Натурального (газ), млн.н. м ³	89,65	56,3
	Условного, тыс.т.у.т.	102,46	64,34
Установленная мощность токоприемников		3050	3289
Годовой расход электроэнергии, тыс.кВт/час		8593	3610
Расход воды, м ³ /ч		119,2	65
Годовой расход воды, тыс. м ³		435,5	189,7
Численность персонала, чел.		53	34
Строительный объем главного корпуса, м ³		61920*	30456
Протяженность тепловых сетей		26700	8000
-в т. ч.:- магистральных		6300	2700
-распределительных		20400	5300
Общая сметная стоимость строительства, тыс.руб.		1053430	517060
Годовые эксплуатационные расходы, тыс.руб.		203685	219344
Удельные показатели на 1Гкал/ч установленной производительности:			
-капитальные затраты, тыс.руб./Гкал/ч		3511	1859

-мощность токоприемников	10,17	11,82
-численность персонала, чел./Гкал/ч.	0,177	0,122
Себестоимость 1Гкал отпущенного тепла, руб, в том числе:	350,8	380,0
	59,0	34,4
топливная составляющая, %		
Приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла, руб.	577,6	491,9

* -включая объем зданий ЦТП и объем помещений автономных котельных.

Из сравнения вариантов электроснабжения видно, что капитальные затраты по варианту 2 выше. Однако вариант 1 не предусматривает возврата вложенных средств, в то время как вариант 2 самокупаемый, так как с ростом мощности собственной ТЭЦ (в соответствии с очередностью строительства поселка) себестоимость произведенной электроэнергии уменьшается и с 2009 – 2010 г.г. она становится ниже прогнозной величины тарифа.

Таким образом, по совокупности факторов электроснабжение по варианту 2 является более предпочтительным.

Из приведенного сравнения вариантов теплоснабжения видно, что приведенные затраты на 1 Гкал отпущенного тепла по варианту 2 ниже. Это говорит о предпочтительности этого варианта. Обладая высокой степенью децентрализованности, теплоснабжение по варианту 2 имеет и более высокую надежность, т.к. нарушение теплоснабжения при нештатных ситуациях на 1-2-х источниках тепла не приведет к катастрофическим последствиям для поселка в целом.

Повышение эффективности и надежности теплоснабжения населенных пунктов (исключая крупные, энергоемкие здания) связано с широким использованием автономных газовых котельных, поквартирного отопления и минимизации тепловых сетей, которые являются, к тому же, и самым ненадежным элементом систем теплоснабжения.

Суммируя все сказанное можно сделать вывод, что из рассмотренных вариантов энергоснабжения оптимальным является вариант 2.

6. АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩИХ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И МЕЖДУНАРОДНЫХ СТАНДАРТОВ ПО ОЦЕНКЕ БЕЗОПАСНОСТИ СИСТЕМ И УПРАВЛЕНИЮ РИСКАМИ

Энергоснабжение населенных пунктов в полной мере относится к сложным системам, представляющим собой совокупность взаимодействующих элементов, упорядоченную для достижения одной или нескольких поставленных целей. Создание любого рода современных систем явилось главной причиной появления международного стандарта ГОСТ Р ИСО/МЭК 15288 «Системная инженерия – Процессы жизненного цикла систем».

Стандарт описывает общую структуру процессов, составляющих жизненный цикл любого рода систем, создаваемых человеком. Процессы в данном международном стандарте образуют полное множество, из которого могут конструироваться модели жизненного цикла систем, соответствующие их продуктам и услугам. В зависимости от целей, может выбираться и применяться любое приемлемое подмножество для достижения этих целей. В основу положены принципы системного анализа, согласно которым рациональное применение положений стандарта невозможно без моделирования процессов. В соответствии с положениями стандарта цель процесса управления рисками заключается в снижении последствий воздействия вероятных событий, которые могут явиться причиной изменений качества, затрат, сроков или технических характеристик системы. В результате оценки безопасности и качества (в т.ч. надежности) системы и управления рисками производится установление, оценка, анализ и контроль рисков, возникающих в течение полного жизненного цикла системы, а также ответные меры обеспечения безопасности на возникновение рисков.

Необходимо учитывать, что безопасность системы зависит от надежности, но далеко не тождественна ей. Надежность системы характеризует ее способность сохранять свойства долговечности, безотказности, ремонтпригодности и сохраняемости на заданном уровне в течение заданного времени при определенных условиях эксплуатации. В качестве показателя надежности обычно используют вероятность безотказной работы или наработку на отказ (среднее время безотказной работы). В отличие от теории надежности теория безопасности есть наука о предвидении возникновения режимов функционирования системы, грозящих ее существованию, и мерах по их предотвращению.

Согласно требованиям указанного стандарта «Системная инженерия – Процессы жизненного цикла систем» при проектировании и эксплуатации любой системы:

- определяются риски и производится их классификация;
- количественно оцениваются вероятности и последствия возникновения рисков;
- устанавливается статус и стратегия по обработке каждого из рисков;
- принимаются соответствующие меры безопасности в случае, если риск вышел за пределы допустимых границ.

Анализ действующих в настоящее время документов по обеспечению безопасности и охране труда в народном хозяйстве свидетельствует, что основным содержанием контроля на каждом из перечисленных этапов является проверка органами надзора проектной, технологической и эксплуатационной документации, проведение выборочного контроля приборов безопасности и других ответственных узлов создаваемого оборудования, осуществление натуральных испытаний его силовых элементов как в нормальных, так и в экстремальных условиях обстановки.

Используемые органами надзора методы анализа риска условно можно разделить на качественные и количественные.

Задача качественных методов анализа риска состоит в выделении проблем безопасности, нуждающихся в более подробном рассмотрении. Качественный анализ обычно предшествует количественному и наиболее эффективен на стадии идентификации опасностей. Его можно также использовать при выборе альтернативных средств усовершенствования системы безопасности.

Качественные методы допускают ранжирование, например, по частоте встречающихся событий (никогда, редко, часто) или по суммарному ущербу от аварий. При качественном анализе используются специальные формы, технические стандарты и утвержденные нормы безопасности. Его результаты приводят к последующим задачам оптимизации, осуществляемым количественными методами.

Задача анализа риска количественными методами заключается в расчете показателей риска, характеризующих уровень риска опасных (аварийных) ситуаций в системе.

Количественный анализ риска позволяет оценивать и сравнивать различные опасности по единым показателям. Он наиболее эффективен на стадии проектирования, при обосновании и оптимизации мер безопасности, при оценке опасности крупных аварий.

Обоснование эффективных способов решения проблем рисков должно базироваться на моделировании.

При решении проблем безопасности в полной мере должны учитываться способы решения проблемы надежности сложных систем. Практическое решение проблемы обеспечения надежности сложных систем остается остро актуальным. В качестве основных показателей надежности сложных технических систем (к ним относятся и системы энергоснабжения объектов и населенных пунктов) оцениваются показатели долговечности, безотказности, ремонтпригодности и сохраняемости. Необходимо отметить стандарты технического комитета ТС56 Международной электротехнической комиссии: IЕС 300-1 «Управление программой надежности», IЕС 300-2 «Элементы и задачи программы надежности», IЕС 300-3 «Руководство по управлению надежностью», IЕС 60605 «Испытания на безотказность», IЕС 60706 «Руководство по ремонтпригодности оборудования», IЕС 60863 «Представление результатов прогнозирования безотказности, ремонтпригодности и готовности».

Среди факторов, непосредственно приводящих к аварийности и травматизму, выделяются слабые практические навыки работающих в нестандартных ситуациях, неумение правильно оценивать обстановку. Повседневная деятельность должностных лиц систем энерго- и теплоснабжения потенциально опасна, так как сопряжена с различными процессами, связанными с использованием электрической и других видов энергии.

Ненадежное функционирование сетей электро- и теплосетей приводит к ущербу потребителей и самих энергогенерирующих и обеспечивающих компаний. Инициаторами и составными звеньями причинной цепи происшествия являются ошибочные и несанкционированные действия людей, неисправности и отказы используемых электрических сетей, сетевых устройств, источников и средств теплоснабжения, а также нерасчетные (неожиданные и превышающие допустимые пределы) внешние факторы среды функционирования системы. Решению проблем, связанных с человеческим

фактором, уделяется первостепенное внимание. Тем не менее, количество отказов и катастроф вследствие этой причины в последнее время существенно возросло. Проблеме человеческого фактора уделено внимание на уровне стандартов ГОСТ Р ИСО/МЭК 15288 «Системная инженерия – Процессы жизненного цикла систем», ГОСТ Р ИСО/МЭК 9001 «Системы менеджмента качества. Требования», ISO 13407 "Человекоориентированный процесс проектирования для интерактивных систем", технического отчета ISO/TR 18529 «Эргономика – Эргономика взаимодействия человек-система – Описания человекоориентированного процесса жизненного цикла» и др. Учет человеческого фактора необходим для обеспечения требуемого качества работы любой системы.

Решению проблем, связанных с человеческим фактором, уделяется внимание на уровне стандартов ГОСТ В 29.04.003-1985 Система стандартов эргономических требований и эргономического обоснования. Модели информационные. Общие эргономические требования, ГОСТ РВ 29.05.007-1996 «Система стандартов эргономических требований и эргономического обоснования. Интерфейс человеко-машинный. Общие эргономические требования», ГОСТ РВ 51987 "ИТ. КСАС. Требования и показатели качества функционирования информационных систем. Общие положения" и др. Констатируется, что для обеспечения требуемого качества систем должен осуществляться сбор количественной информации о необходимых параметрах и характеристиках действий должностных лиц. К примеру, согласно требованиям стандарта ГОСТ РВ 51987 понятие ошибки должно быть определено в эксплуатационной документации для каждой конкретной задачи системы в зависимости от целевого назначения информации. Понятие безошибочности действий должно регламентироваться на уровне требований эксплуатационной документации, в том числе инструкций должностных лиц.

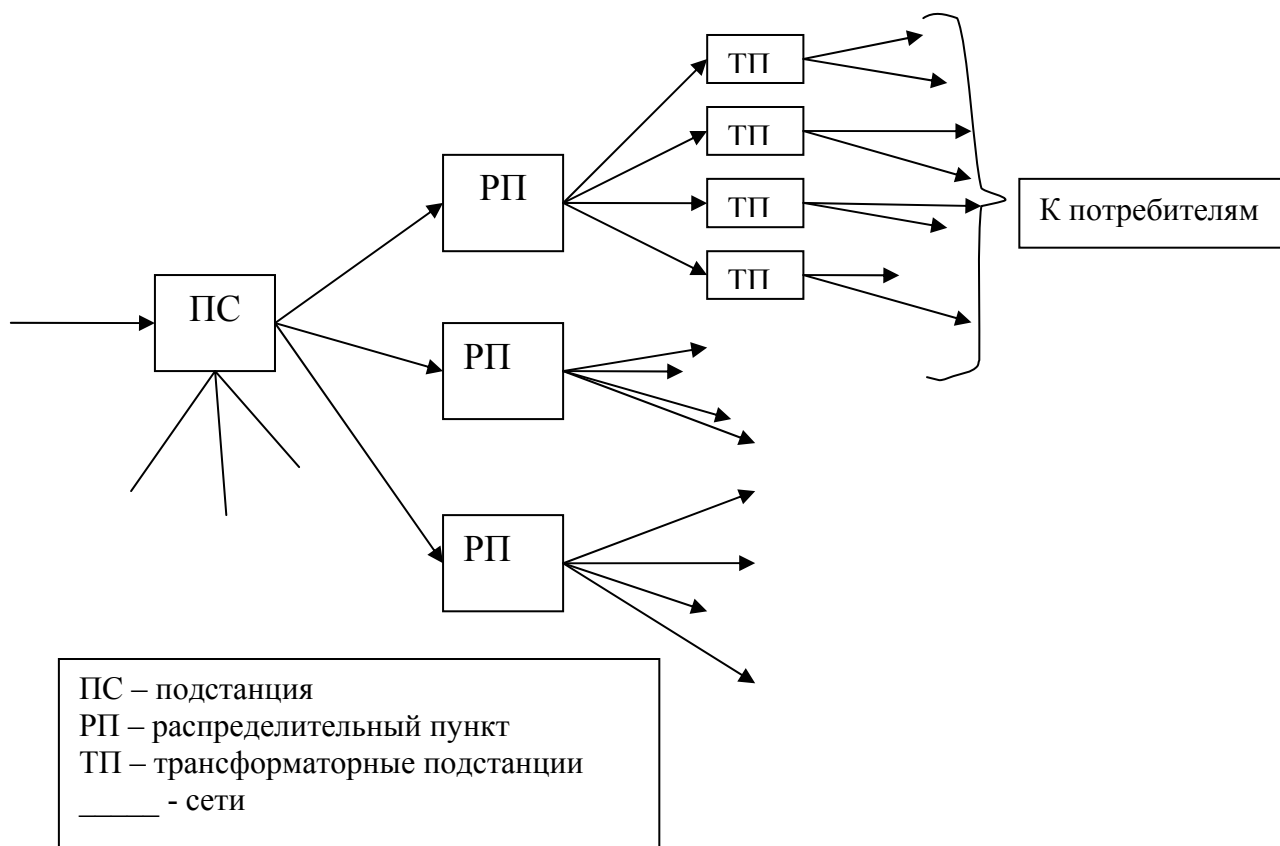
Таким образом, в международных и отечественных стандартах проблеме рисков уделяется центральное внимание. Решение этой проблемы связано с моделированием и прогнозированием опасных процессов. В качестве основы построения моделей для оценки показателей рисков применительно к системам электро- и теплоснабжения предлагается комплекс математических моделей «Моделирование процессов в жизненном цикле систем (МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ)», разработанный ВНИИ прикладной математики и сертификации (г. Москва). Комплекс содержит в общей сложности более 100 моделей с программным обеспечением. (запатентован Роспатентом, свидетельство № 2004610858).

7. Сравнительный анализ надежности систем электро- и теплоснабжения

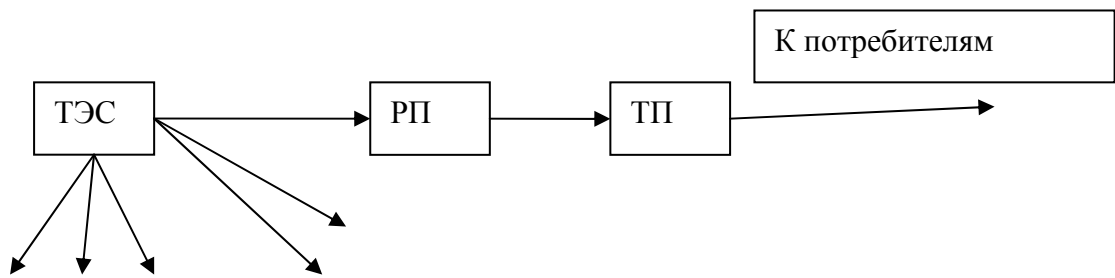
На основе математического моделирования осуществляется сравнительный анализ вариантов построения фрагментов системы электро- и теплоснабжения региона.

Блок схема электроснабжения.

Вариант 1.

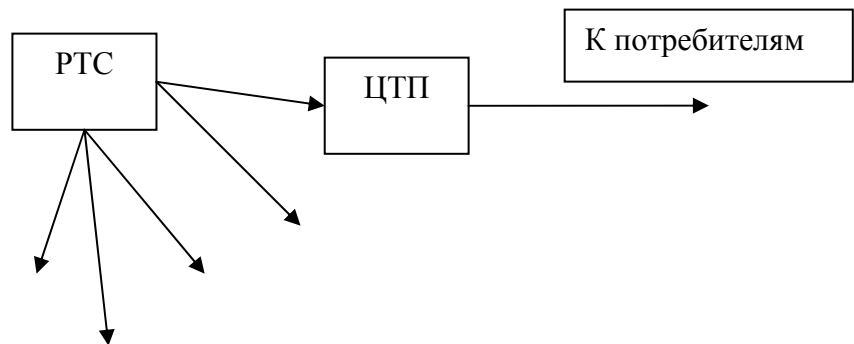


Вариант 2.



Блок-схемы теплоснабжения.

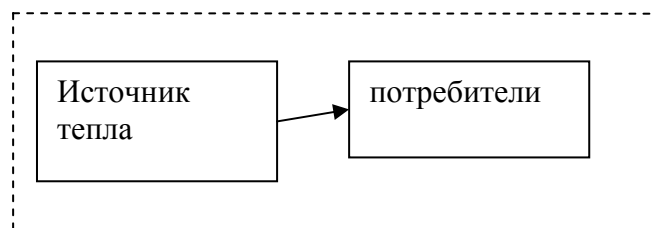
Вариант 1.



Вариант 2.

Для централизованного и локального теплоснабжения схема такая же, как и для Варианта 1.

Для автономного и индивидуального теплоснабжения источники располагаются в одном здании или в непосредственной близости от потребителя. Внешние тепловые сети отсутствуют или имеют минимальную длину.



Расчеты выполнены для вариантов электро- и теплоснабжения проектируемого типичного поселка. В расчетах принята среднестатистическая частота аварий на сетях с изношенностью ~ 50% (неофициальная статистика):

- электрических - 50 в год;
- тепловых - 450 в год.

Расчеты проводятся с использованием программных инструментально-моделирующих комплексов упомянутых выше. При расчетах надежности дополнительно учитываются наработки (средние времена) на снижение качества и на нарушение работоспособности с момента начала снижения качества, а также регламентные восстановления компонентов системы. С учетом затрат анализ надежности осуществляется по показателям:

времени наработки на нарушение приемлемого качества работы;

вероятности обеспечения приемлемого качества работы за заданный период.
Исходные данные для расчета приведены в таблице 27..

Таблица 27.

Исходные данные для оценки надежности системы

№ пп	Элементы системы	Вариант 1.	Вариант 2.	Примечание
Э Л Е К Т Р О С Н А Б Ж Е Н И Е.				
1.	Генерирующие устройства	-	Теплоэлектростанция (ТЭС) Электрическая мощность 79,2 МВт	
2.	Электрические сети	Кабельные линии 10 кВ 3 х 240 мм ² - 50 км 3 х 70 мм ² - 25 км	Кабельные линии 3 х 240 мм ² - 50 км 3 х 70 мм ² - 25 км	
3	Сетевые устройства	Подстанция 220/10 кВт - 1 Распределительные пункты 10 кВ - 7 Трансформаторные подстанции 10/0,4кВ - 28	Подстанция 220/10 кВт - 1 Распределительные пункты 10 кВ - 7 Трансформаторные подстанции 10/0,4кВ - 28	
Т Е П Л О С Н А Б Ж Е Н И Е				
1	Централизованные источники	Районная тепловая станция (РТС) тепловой мощностью 298 Гкал/час	Теплоэлектростанция с тепловой мощностью 130 Гкал/час	
2	Локальные источники	-	Квартальная котельная с нагрузкой 9 Гкал/час - 1 Отдельно стоящие котельные с нагрузкой 4,8 Гкал/час - 1 и с нагрузкой 3,9 Гкал/час - 1	

3	Автономные источники	-	Автономные газовые котельные (встроенные, пристроенные, крышные) с единичной мощностью до 4,2 Гкал/час - 25 – 30. Общая тепловая нагрузка - 122,1 Гкал/час	
4.	Индивидуальные источники	-	Индивидуальное теплоснабжение вилл и таунхаусов от встроенных топочных (единичная мощность 24 ÷ 200 кВт/час) - 230 ÷ 260. Общая тепловая нагрузка - 26 Гкал/час	
5.	Центральные тепловые пункты (ЦТП)	24	8	
6	Тепловые сети	Ø500мм L = 6300 м Ø100÷250мм L = 20400 м	Ø400мм L = 2700 м Ø80-200 мм L = 5300 м	

7.1 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПО ВАРИАНТАМ 1 И 2

Для первого варианта все потребители региона окажутся удовлетворенными, если будет обеспечена надежность одной подстанции, всех кабельных линий, 7 распределительных пунктов и 28 трансформаторных подстанций. По статистике, наработка подстанции на отказ (аварию) составляет около 1 года, всех кабельных линий – не более месяца в зимнее время (например, обрывы с учетом неблагоприятных погодных условий), одного распределительного пункта – около 1 года и одной трансформаторной подстанции – около 1 года.

Расчеты с применением программных комплексов показали, что наработка 7 распределительных пунктов составит 52.2 суток, наработка совокупности из 28 трансформаторных подстанций составит 13 суток.

Анализ результатов расчетов по первому варианту показал:

- слабыми звеньями в системе электроснабжения выступают кабельные линии, множество распределительных пунктов и трансформаторных подстанций, наработка которых на отказ в совокупности на порядок меньше по сравнению с подстанцией;
- при наработке на отказ всей системы электроснабжения, равной 182 часам, следует ожидать в течение года около 48 аварий (получается как обратная величина наработки);
- вероятность 0.018 безаварийного электроснабжения в течение года свидетельствует о слабой надежности системы.

Введение системы ежемесячного технического обслуживания не решит проблемы. С увеличением времени наработки на отказ на 4-8% вероятность безаварийного электроснабжения в течение года не превысит 0.021. Для действенного решения проблемы надежности сетей необходимо фундаментальное повышение наработки составных компонентов на отказ. Расчеты проводились с использованием моделирующего комплекса «Проектирование архитектуры».

Отличие второго варианта заключается в отсутствии промежуточных подстанций. С точки зрения моделирования это означает повышение наработки на отказ до 5-7 лет.

Результаты расчетов показали что, несмотря на существенное увеличение вероятности надежного функционирования первого компонента – ТЭС по сравнению с подстанцией (с 0.49 до 0.87) вероятность безаварийного энергоснабжения повысится с уровня 0.018 лишь до уровня 0.0184. То есть, улучшения не предвидится.

Вывод: оба варианта электроснабжения с точки зрения надежности приблизительно одинаковы. Решение необходимо принимать лишь с точки зрения экономической целесообразности и улучшения технической надежности кабельных линий, распределительных пунктов и трансформаторных подстанций.

7.2 СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПО ВАРИАНТАМ 1 И 2

Все потребители региона окажутся удовлетворенными, если будет обеспечена надежность источников тепла, центральных тепловых пунктов и тепловых сетей.

Для первого варианта централизованный источник тепла - это районная тепловая станция (РТС) с наработкой на отказ (аварию) по статистике в зимнее время около 3-х месяцев, каждый из 24-х центральных тепловых пунктов с наработкой не более 2-х месяцев в зимнее время, тепловых сетей с общей наработкой на аварию не более месяца.

Анализ результатов расчетов по первому варианту, выполненных с применением моделирующего комплекса «Проектирование архитектуры» показал:

- наиболее слабым звеном в системе теплоснабжения выступают центральные тепловые пункты;
- при наработке на отказ всей системы теплоснабжения, равной 55-60 часам, следует ожидать не менее 160 аварий в год (получается как обратная величина наработки);
- вероятность 0.014 безаварийного теплоснабжения в течение года свидетельствует о слабой надежности системы.

Введение системы еженедельного технического обслуживания не решит проблемы. С увеличением времени наработки на отказ с 55 до 60 часов вероятность безаварийного теплоснабжения в течение года повысится с 0.013 до 0.014. Для действенного решения проблемы надежности сетей необходимо фундаментальное повышение наработки составных компонентов на отказ.

Для второго варианта оценивался лишь вариант автономного и индивидуального теплоснабжения, когда источники располагаются в одном здании или в непосредственной близости от потребителя, поскольку для централизованного и локального теплоснабжения результаты будут подобны результатам для варианта 1. В этом случае тепло подается от источника тепла напрямую потребителю, т.е. в системе два основных элемента – источник тепла и тепловые сети. За счет упрощения конструкции наработка на аварию ожидается не менее 2-х лет для каждого элемента. При этом за счет существенного сокращения масштабов до размеров одного здания возможно еженедельное техническое обслуживание.

Анализ результатов расчетов для второго варианта показывает:

- наработка системы теплоснабжения составит не менее года без технического обслуживания. Если же реализуется еженедельное техническое обслуживание, эта наработка возрастает до 2.73 года, т.е. более, чем в 2.7 раза. Это в 434 раза выше, нежели в 1-м варианте теплоснабжения;

- вероятность безаварийного теплоснабжения в течение года возрастет с 0.014 для варианта 1 до 0.73 при реализации еженедельного технического обслуживания. Последнее свидетельствует о практической возможности решения проблемы эффективного и надежного теплоснабжения населенного пункта.

ВЫВОД: ВАРИАНТ 2 ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ АВТОНОМНОГО И ИНДИВИДУАЛЬНОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДСТАВЛЯЕТ СОБОЙ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ.

ПРИ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ 1-Й ВАРИАНТ ОКАЗЫВАЕТСЯ ПОЛНОСТЬЮ НЕКОНКУРЕНТОСПОСОБНЫМ.

8. РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ РАСЧЕТНЫХ МОДЕЛЕЙ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ И ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ

На основе проведенных работ можно сделать следующие рекомендации, касающиеся процесса оптимизации энергоснабжения населенных пунктов и отдельных объектов.

8.1. Оптимизируемая схема электро- и теплоснабжения населенного пункта должна соответствовать ряду стратегических документов, которые разрабатываются администрацией и утверждаются на муниципальном уровне. Это документы, во многом определяющие развитие населенного пункта:

- энергетическая политика города;
- жилищная политика;
- градостроительная политика и перспективный генеральный план.

Указанные документы должны определить пути развития города на возможно большую перспективу (не менее 10÷15 лет).

В первом документе - "энергетическая политика" – органы местного самоуправления совместно с региональными органами власти должны определить, исходя из специфики развития населенного пункта и возможностей региона, основные пропорции и темпы изменения потребления электроэнергии, газа, угля, нефтепродуктов и др. видов топлива.

В документе "жилищная политика" должны быть определены:

- объемы нового строительства жилья, объектов реконструкции старого жилищного фонда и сноса ветхого.

С учетом двух первых документов в документе "градостроительная политика" должны быть определены:

- "точечная" застройка зданий и строительство новых микрорайонов, кварталов или групп зданий;

- приоритеты развития жилищного фонда, объектов социального значения, развития производств среднего и малого бизнеса и т.п.

8.2. Проанализировав состояние системы энергоснабжения исследуемого объекта (населенного пункта) Заказчик и Исполнитель должны определить и согласовать критерии оптимизации и их приоритетность (произвести ранжирование критериев).

Основными критериями являются:

-минимизация капитальных затрат на сооружение или модернизацию системы энергоснабжения;

- минимизация эксплуатационных затрат;

- время окупаемости создания системы;

- время строительства (реконструкции) системы энергоснабжения;

- надежность функционирования системы;

- долговечность системы.

Кроме того, необходимо определить и согласовать ограничения, которые могут накладываться на систему:

-топливные ограничения (по видам топлива и количеству);

-ограничения по землеотводу под строительство элементов системы (котельные, электроподстанции, сети и т.д.);

-ограничения по подключению к существующим источникам энергоснабжения;

-ограничения по тарифам на энергию, отпускаемую потребителям;

-ограничения экологического характера;

-ограничения социального характера.

В процессе анализа критериев оптимизации и ограничений необходимо руководствоваться градостроительной, жилищной и энергетической политикой населенного пункта на срок не меньший, чем срок эксплуатации сооружаемой системы. При этом должно учитываться соблюдение интересов всех участников процесса: органов власти, бизнес-структур и населения.

8.3. Рекомендуются в населенном пункте выделить отдельные объекты энергопотребления и зоны типовой застройки. Отдельные объекты – это здания (комплексы) отличающиеся либо величиной, либо графиком энергопотребления. К ним можно отнести высотные жилые или многофункциональные здания, общественные здания, предприятия. Зоны типовой застройки – это, как правило, жилые районы или компактные группы жилых домов.

8.4. В зависимости от характеристик объектов энергопотребления необходимо рассматривать централизованные, локальные, автономные, индивидуальные источники энергоснабжения, а также их комбинации.

8.5. При использовании мини-ТЭЦ необходимо особое внимание обратить на согласование графиков производства и потребления электрической и тепловой энергии, добиваясь максимальной степени когенерации, т.е. работы мини-ТЭЦ в номинальном режиме. Для этого нужно найти дополнительных потребителей электроэнергии в ночное время или тепловой энергии в летний период, либо иметь сторонние источники энергии для покрытия пиковых нагрузок по электричеству и теплу у основного потребителя. В противном случае использование мини- ТЭЦ может оказаться экономически мало эффективным.

8.6. Для теплоснабжения потребителей с тепловыми нагрузками 1÷5 Гкал/ч рекомендуется использовать автономные газовые котельные (крышные или пристроенные). Они имеют высокий к.п.д. (91 – 94%), работают в полностью

автоматическом режиме, не требуют землеотвода для своего размещения и имеют низкую себестоимость производимой тепловой энергии. Применение таких котельных исключает наличие внешних тепловых сетей, что исключает сетевые потери тепла и резко повышает надежность системы теплоснабжения. Для теплоснабжения коттеджей, частных домов, небольших (40 – 50 квартир) жилых домов целесообразно применение индивидуального теплоснабжения с двухконтурными газовыми котлами. Помимо всех достоинств, присущих автономным газовым котельным, они являются энергосберегающим оборудованием, т.к. позволяет жителям точно и самостоятельно регулировать тепловой режим в квартире (доме).

8.7. Перечень необходимых исходных данных для расчета технико-экономических характеристик вариантов энергоснабжения приведен в отчете. Для типовой застройки допускается группирование компактно расположенных жилых зданий с указанием их количества и суммарного электро- и теплопотребления. Важное значение имеет объективная оценка технического состояния сетей и объектов энергоснабжения. Это позволит избежать инструментального обследования сетей и устройств, что сильно удешевляет работу и сокращает сроки ее выполнения. Данные, относящиеся к нарушениям в работе систем и устройств энергоснабжения рекомендуется приводить к усредненным значениям за последние 2 – 3 года.

8.8. Расчет характеристик элементов систем энергоснабжения (стоимости строительства, эксплуатационных затрат) проводится по формулам приведенным в главе 1. Стоимость оборудования и расходных материалов, электроэнергии и воды для собственных нужд и т. п. являются проектными характеристиками выбранного оборудования и в алгоритме входят в блок исходных данных. Разбиение модели населенного пункта на отдельные объекты энергопотребления и зоны типовой застройки и стандартизация расчетов характеристик элементов системы позволяет с помощью одного алгоритма рассчитать различные варианты систем энергоснабжения, состоящие из сочетаний различных элементов.

8.9. После проведения расчетов по всем необходимым характеристикам различных вариантов системы энергоснабжения, проводят их сравнение и выбор (оптимизацию) по приоритетному критерию. При этом оптимизированная схема может корректироваться, так что процесс оптимизации может носить итерационный характер. При оптимизации схемы энергоснабжения необходимо, чтобы удовлетворялись все накладываемые на нее ограничения (уровень надежности, максимальная величина затрат, сроки строительства и др.). Вариант, оптимальный по приоритетному критерию (группе критериев) и удовлетворяющий ограничениям, которые тоже могут быть ранжированы по приоритетности, можно считать оптимальным вариантом энергоснабжения населенного пункта.

8.10. В настоящее время при проектировании систем энергоснабжения и их элементов оценка надежности и безопасности систем в течении их жизненного цикла не проводится. Не проводится системный анализ нештатных ситуаций в системах энергоснабжения, а также мер по их предупреждению и локализации. При высокой сложности и разветвленности систем это приводит к частым сбоям в их работе, большим финансовым и временным затратам на ликвидацию нештатных ситуаций.

Оценку надежности и безопасности систем энергоснабжения рекомендуется проводить на основе международного стандарта ГОСТ ИСО/МЭК 15288 " Системная инженерия – Процессы жизненного цикла систем", а также сопутствующих этому стандарту нормативных документов, выполненных на основе стандарта ГОСТ Р 51901 – 2002 "Управление надежностью".

Для оценки надежности системы необходимо оценить величины риска нарушения функционирования системы и ее элементов. Это необходимо делать, руководствуясь стандартом ГОСТ 27.310-95 "Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов (АПВКО)". Анализ можно проводить методами, которые разработаны и апробированы в настоящее время в различных областях техники (ракетно-космическая, оборонная, нефтегазовая и др.). Однако их применение для анализа систем электро- и теплоснабжения требует доработки. Для системной оценки надежности следует применять статистические методы, основанные на понятии времени наработки на отказ (аварию). Этот метод был использован в настоящей работе при расчетах надежности по принятым вариантам систем электро- и теплоснабжения.

Заключение

Заключение

В настоящее время, несмотря на неудовлетворительное состояние систем энергоснабжения большинства населенных пунктов, не проводится системная работа по повышению эффективности их работы, особенно в части обеспечения надежности и долговечности. Не рассчитываются возможные варианты устойчивой работы как отдельных элементов системы, так и работы всей системы в целом. Такая работа не проводится не только для действующих систем, но и при разработке новых проектов энергоснабжения населенных пунктов.

В данной работе показано, как должны проводиться оптимизационные расчеты и выбор наиболее приемлемого варианта. Приведен пример демонстрационного расчета на основе конкретных исходных данных.

При выполнении настоящей работы проведены исследования актуальности ее практического применения при разработке проектов модернизации (реконструкции) систем энергоснабжения. С руководством Министерства жилищно-коммунального хозяйства правительства Московской области были проведены переговоры с целью

разъяснения цели работы и выявления необходимости ее проведения для систем энергоснабжения населенных пунктов Московской области.

Руководителем Федерального агентства по строительству и жилищно-коммунальному хозяйству России 21 ноября текущего года было направлено письмо (приложение 2) Министру жилищно-коммунального хозяйства правительства Московской области с предложением определить населенный пункт и представить исходные данные для расчета оптимизации действующей системы энергоснабжения.

Министерством была выражена крайняя заинтересованность в проведении такой работы, так как в большинстве городов Московской области энергоснабжение сформировано в середине прошлого столетия. Характеризуется оно излишней централизацией (одна котельная на весь город) и большой протяженностью тепловых сетей. Действующие схемы энергоснабжения городов не подвергались системной модернизации на протяжении всего периода эксплуатации.

Аналогичная ситуация имеет место в большинстве населенных пунктов России.

Указанные обстоятельства требуют системного подхода к изучению существующих схем энергоснабжения, проведению оптимизационных расчетов по выбору эффективного варианта, который бы учитывал надежность и долговечность работы всей системы.

Следует отметить, что в настоящее время не отработана методическая база проведения указанных расчетов оптимизации систем электро-и теплоснабжения, особенно в части расчетов надежности их работы. Применяемые в других областях (ракетно-космическая, оборонная, нефтегазовая и др.) методы таких расчетов требуют доработки и адаптации их к указанным инженерным системам.

В связи с этим, на наш взгляд, следует в дальнейшем провести отработку методики оптимизации схем энерго - и теплоснабжения в нескольких «пилотных» населенных пунктах. На основе этой работы разработать нормативные методические документы, которые будут использоваться в проведении предпроектных проработок модернизации (реконструкции) действующих систем электро-и теплоснабжения.

Список использованной литературы

1. А.Л.Наумов "Мини-ТЭЦ – очередной бум или объективная потребность отечественной энергетики". Журнал АВОК №7, 2005г.
2. "Котлы "Зиосаб". Журнал "Строн", апрель 2002.
3. "Уралкотломаш – выигрывает потребитель". "Энергосбережение" №5, 2002
4. Ю.В. Калаушин, М.А. Шарипов "Поквартирное теплоснабжение многоэтажных жилых домов" Журнал АВОК №1, 2003.
5. Е.Б. Коновалов "Котельное оборудование для автономного отопления домов и коттеджей", "Энергосбережение", №5, 2002
6. "Водогрейные котлы мощностью от 300кВт до 4000 кВт, газ или жидкое топливо". Рекламные материалы фирмы DNAL, 1998
7. Термостудия "Отопительная техника", Прайс-лист, 2002
8. Каталог. Теплотехническое оборудование. "Отопление и горячее водоснабжение", Bosh. Thermotechnic/
9. А.Я. Шарипов "Энергосберегающие технологии в системах коммунального теплоснабжения". "Энергосбережение", №6, 2002
10. В.В. Маслов "Как нам обогреть Россию ?", 2005
11. О.С. Попель "Эффективность применения солнечных водонагревателей в климатических условиях средней полосы России". "Энергосбережение" №1, 2001.
12. Д.В. Плотников, В.П. Харитонов "Перспективы использования ветроэлектрических установок в XXI веке". "Энергосбережение". №1, 2001.
13. Г.П. Васильев, Н.В. Шилкин "Использование низкопотенциальной тепловой энергии Земли в теплонасосных системах", Журнал АВОК, №2, 2002
14. Костогрызов А.И., Нистратов Г.А. Стандартизация, математическое моделирование, рациональное управление и сертификация в области системной и программной инженерии. М.: Изд-во ВПК, 2004, 395 с.

Подходы к оценке величины рисков

1. Анализ частот происходящих событий

Анализ частот используется для оценки вероятности каждого нежелательного события, идентифицированного на стадии идентификации опасности. Для оценки частот происходящих событий обычно применяются следующие три подхода:

- а) использование имеющихся статистических данных (предыстория);
- б) получение частот происходящих событий на основе аналитических или имитационных методов;
- в) использование мнений экспертов.

Все эти технические приемы могут применяться по отдельности или совместно. Первые два подхода являются взаимодополняющими; каждый имеет сильные стороны там, где другой имеет слабые. Повсюду, где это возможно, должны применяться оба подхода. Таким образом, они могут использоваться для взаимных проверок. Это может служить повышению степени достоверности результатов. В тех случаях, когда данные подходы не могут использоваться либо являются недостаточными, рекомендуется привлекать мнения экспертов.

2. Анализ последствий нежелательных событий

Анализ последствий используется для оценки вероятного воздействия, которое вызывается нежелательным событием.

Анализ последствий должен:

- а) основываться на выбранных нежелательных событиях;
- б) описывать любые последствия, являющиеся результатом нежелательных событий;
- в) учитывать существующие меры, направленные на смягчение последствий, наряду со всеми соответствующими условиями, оказывающими влияние на последствия;
- г) устанавливать критерии, используемые для полной идентификации последствий;
- д) рассматривать и учитывать как немедленные последствия, так и те, которые могут проявиться по прошествии определенного периода времени, если это не противоречит сфере распространения исследований;
- е) рассматривать и учитывать вторичные последствия, распространяющиеся на смежное оборудование и системы.

3. Вычисления риска

Риск должен выражаться в наиболее подходящих показателях. Некоторыми часто используемыми результатами вычислений являются:

- статистически ожидаемый размер потерь от возникновения аварий, экономических затрат или урона для окружающей среды;
- распределение риска с соответствующим уровнем ущерба, представленное в виде графика и указывающее уровни равного ущерба и др.

Необходимо установить, отражает ли полученная оценка риска уровень общего риска или является лишь его частью.

При расчете риска необходимо учитывать как продолжительность нежелательного события, так и вероятность того, что люди будут подвергаться его воздействию.

Данные, используемые для расчета уровней риска, должны соответствовать конкретному виду применения. Такого рода данные, по возможности, должны

основываться на конкретных анализируемых обстоятельствах. Если таковые отсутствуют, должны использоваться данные общего характера, являющиеся характерными и представительными для данной ситуации, либо должна использоваться пользующаяся доверием экспертная оценка.

Данные должны собираться и группироваться в такой форме, которая способствовала бы удобному поиску информации для ее использования при анализе риска. Данные, которые более не соответствуют современному состоянию системы, должны быть выявлены и исключены из информации, используемой при анализе.

4. Неопределенности в оценке риска

Существует множество неопределенностей, связанных с оценкой риска. Понимание неопределенностей и вызывающих их причин необходимо для эффективной интерпретации значений риска. Анализ неопределенностей, связанных с используемыми данными, методами и моделями, применяемыми для оценки ожидаемого риска, играет существенную роль. Анализ неопределенностей предусматривает определение изменений и неточностей в результатах моделирования, которые являются следствием отклонения параметров и предположений, применяемых при построении модели. Областью, тесно связанной с анализом неопределенностей, является анализ чувствительности. Анализ чувствительности подразумевает определение изменений в реакции модели на отклонения отдельных параметров модели.

Оценка неопределенности состоит из преобразования неопределенности критических параметров модели в неопределенность результатов в соответствии с моделью риска. Требования к полноте и точности оценки риска должны быть сформулированы настолько полно, насколько это возможно. Там, где это возможно, должны быть выявлены источники неопределенности. Это относится как к неопределенностям данных, так и к неопределенностям модели. Должны быть точно определены те параметры, к которым чувствителен анализ.

Таблица 1

Перечень наиболее распространенных методов, используемых при анализе риска

Метод	Описание и применение	Ссылка
Анализ «дерева событий»	Совокупность приемов идентификации опасности и анализа частот, в которых используется индуктивный подход с целью перевода различных инициирующих событий в возможные исходы	ГОСТ Р 51901
Анализ видов и последствий отказов, а также Анализ видов, последствий и критичности отказов	Совокупность приемов идентификации главных источников опасности и анализа частот, с помощью которых анализируются все аварийные состояния данной единицы оборудования на предмет их влияния как на другие компоненты, так и на систему в целом	ГОСТ Р 51901; МЭК 60812
Анализ «дерева неисправностей»	Совокупность приемов идентификации опасности и анализа частот нежелательного события, с помощью которых определяются все пути его реализации. Используется графическое изображение	ГОСТ Р 51901; МЭК 61025

Исследование опасности и связанных с ней проблем	Совокупность приемов идентификации фундаментальной опасности, при помощи которых оценивается каждая часть системы с целью обнаружения того, могут ли происходить отклонения от назначения конструкции и какие последствия это может повлечь	ГОСТ Р 51901
Анализ влияния человеческого фактора	Совокупность приемов анализа частот в области воздействия людей на показатели работы системы, при помощи которых определяется влияние ошибок человека на надежность	ГОСТ Р 51901
Предварительный анализ опасности	Совокупность приемов идентификации опасности и анализа частот, используемых на ранней стадии проектирования с целью идентификации опасностей и оценки их критичности	ГОСТ Р 51901
Структурная схема надежности	Совокупность приемов анализа частот, на основе которых создается модель системы и ее резервов для оценки надежности системы	МЭК 61078

Таблица 2 — Перечень дополнительных методов, используемых при анализе риска

Метод	Описание и применение
Классификация групп риска по категориям	Классификация видов риска по категориям в порядке приоритетности групп риска
Ведомости проверок	Составление перечней типовых опасных веществ и/или источников потенциальных аварий, которые нуждаются в рассмотрении. С их помощью можно оценивать соответствие законам и стандартам
Общий анализ отказов	Метод, предназначенный для определения того, возможен ли случайный отказ (авария) ряда различных частей или компонентов в рамках системы, и оценки его вероятного суммарного эффекта
Модели описания последствий	Оценка воздействия события на людей, имущество или окружающую среду. Используются как упрощенные аналитические подходы, так и сложные компьютерные модели
Метод Делфи	Способ комбинирования экспертных оценок, которые могут обеспечить проведение анализа частоты, моделирования последствий и/или оценивания риска
Индексы опасности	Совокупность приемов по идентификации/оценке опасности, которые могут быть использованы для ранжирования различных вариантов системы и определения менее опасных вариантов
Метод Монте-Карло и другие методы моделирования	Совокупность приемов анализа частоты, в которых используется модель системы для оценки вариаций в исходных условиях и допущениях
Парные сопоставления	Способ оценки и ранжирования совокупности рисков путем попарного сравнения
Обзор данных по эксплуатации	Совокупность приемов, которые могут быть использованы для выявления потенциально проблемных областей, а также для анализа частоты, основанного на данных об авариях, данных о

	надежности и прочее
Анализ скрытых процессов	Метод выявления скрытых процессов и путей, которые могли бы привести к наступлению непредвиденных событий

5 Обзор методов анализа

Ниже приведен краткий обзор существующих методов.

Сначала обратимся к методическим подходам, используемым для анализа отказов применительно к сложным техническим системам.

Межгосударственным стандартом ГОСТ 27.310-95 «Надежность в технике. Анализ видов, последствий и критичности отказов (АВПКО)» предусмотрено проведение АВПКО. Целью проведения АВПКО является

обоснование, проверка достаточности, оценка эффективности и контроль за реализацией управляющих решений, направленных на совершенствование конструкции, технологии изготовления, правил эксплуатации, системы технического обслуживания и ремонта объекта и обеспечивающих предупреждение возникновения и/или ослабление тяжести возможных последствий его отказов, достижение требуемых характеристик безопасности, экологичности, эффективности и надежности.

В процессе АВПКО решают следующие задачи:

выявляют возможные виды отказов составных частей и изделия в целом, изучают их причины, механизмы и условия возникновения и развития;

определяют возможные неблагоприятные последствия возникновения выявленных отказов, проводят качественный анализ тяжести последствий отказов и/или количественную оценку их критичности;

составляют и периодически корректируют перечни критичных элементов и технологических процессов;

оценивают достаточность предусмотренных средств и методов контроля работоспособности и диагностирования изделий для своевременного обнаружения и локализации его отказов, обосновывают необходимость введения дополнительных средств и методов сигнализации, контроля и диагностирования;

вырабатывают предложения и рекомендации по внесению изменений в конструкцию и/или технологию изготовления изделия и его составных частей, направленные на снижение вероятности и/или тяжести последствий отказов, оценивают эффективность ранее проведенных доработок;

оценивают достаточность предусмотренных в системе технологического обслуживания контрольно-диагностических и профилактических операций, направленных на предупреждение отказов изделий в эксплуатации, вырабатывают предложения по корректировке методов и периодичности технического обслуживания;

анализируют правила поведения персонала в аварийных ситуациях, обусловленных возможными отказами изделий, предусмотренные эксплуатационной документацией, вырабатывают предложения по их совершенствованию или внесению соответствующих изменений в эксплуатационную документацию при их отсутствии;

проводят анализ возможных (наблюдаемых) ошибок персонала при эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте изделий, оценивают их возможные последствия, вырабатывают предложения по совершенствованию человеко-машинных интерфейсов и введению дополнительных средств защиты изделий от ошибок персонала, по совершенствованию инструкций по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту изделий.

Сами методические подходы основаны на использовании достижений советской научной школы теории надежности. Примеры формирования по стандарту оценок отказов и их последствий приведены в таблицах 3-8.

Табл. 3

ПРИМЕР ШКАЛЫ ДЛЯ УСТАНОВЛЕНИЯ КАТЕГОРИИ ТЯЖЕСТИ ПОСЛЕДСТВИЙ
ОТКАЗОВ

Категория тяжести последствий отказов	Характеристика тяжести последствий отказов
IV	Отказ, который быстро и с высокой вероятностью может повлечь за собой значительный ущерб для самого объекта и/или окружающей среды, гибель или тяжелые травмы людей, срыв выполнения поставленной задачи
III	Отказ, который быстро и с высокой вероятностью может повлечь за собой значительный ущерб для самого объекта и/или для окружающей среды, срыв выполняемой задачи, но создает пренебрежимо малую угрозу жизни и здоровью людей
II	Отказ, который может повлечь задержку выполнения задачи, снижение готовности и эффективности объекта, но не представляет опасности для окружающей среды, самого объекта и здоровья людей
I	Отказ, который может повлечь снижение качества функционирования объекта, но не представляет опасности для окружающей среды, самого объекта и здоровья людей

Табл. 4

ПРИМЕР МАТРИЦЫ "ВЕРОЯТНОСТЬ ОТКАЗА - ТЯЖЕСТЬ ПОСЛЕДСТВИЙ"
ДЛЯ РАНЖИРОВАНИЯ ОТКАЗОВ ПРИ АВПО

Ожидаемая частота возникновения	Тяжесть последствий			
	Катастрофический отказ (категория IV)	Критический отказ (категория III)	Некритический отказ (категория II)	Отказ с пренебрежимо малыми последствиями (категория I)
Частый отказ	A	A	A	C
Вероятный отказ	A	A	B	C
Возможный отказ	A	B	B	D
Редкий отказ	A	B	C	D
Практически невероятный отказ	B	C	C	D

Ранги отказов:

A - обязателен углубленный количественный анализ критичности,

B - желателен количественный анализ критичности,

C - можно ограничиться качественным анализом,

D - анализ не требуется

Табл. 5

КАЧЕСТВЕННЫЕ ОЦЕНКИ ЧАСТОТЫ ОТКАЗОВ

Виды отказов по частоте	Качественное описание частоты для:	
	единичного устройства	совокупности устройств
Частый отказ	Вероятно частое возникновение	Наблюдается постоянно
Вероятный отказ	Будет наблюдаться несколько раз за срок службы изделия	Вероятно частое возникновение
Возможный отказ	Возможно одно наблюдение данного отказа за срок службы	Наблюдается несколько раз
Редкий отказ	Отказ маловероятен, но возможен хотя бы раз за срок службы	Вполне возможен хотя бы один раз
Практически невероятный отказ	Отказ настолько маловероятен, что вряд ли будет наблюдаться даже один раз за срок службы	Отказ маловероятен, но возможен хотя бы один раз

При проведении расчетов определяется критичность отказа C , которая рассчитывается как произведение $C=B_1B_2B_3$. Входящие в это произведение сомножители оцениваются в баллах с использованием таблиц 6 - 8

Таблица 6

ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОСТЕЙ ОТКАЗОВ В БАЛЛАХ

Виды отказов по вероятности возникновения за время эксплуатации	Ожидаемая вероятность отказов, оцененная расчетом или экспериментным путем	Оценка вероятности отказа в баллах B_1
Отказ практически невероятен	Менее 0,00005	1
Отказ маловероятен	От 0,00005 до 0,001	2
Отказ имеет малую вероятность, обусловленную только точностью расчета	От 0,001 до 0,005	3
Умеренная вероятность отказа	От 0,005 до 0,001	4
Отказы возможны, но при		

испытаниях или в эксплуатации аналогичных изделий не наблюдались	От 0,001 до 0,005	5
Отказы возможны, наблюдались при испытаниях и в эксплуатации аналогичных изделий	От 0,001 до 0,005	6
Отказы вполне вероятны	От 0,005 до 0,01	7
Высокая вероятность отказов	От 0,01 до 0,10	8
Вероятны повторные отказы	Более 0,11	10

Таблица 7

ОЦЕНКИ ПОСЛЕДСТВИЙ ОТКАЗОВ

Описание последствий отказов	Оценка последствий в баллах B_2
Отказ не приводит к заметным последствиям, потребитель вероятно не обнаружит наличие неисправности	1
Последствия отказа незначительны, но потребитель может выразить неудовольствие его появлением	2-3
Отказ приводит к заметному для потребителя снижению эксплуатационных характеристик и/или к неудобству применения изделия	4-6
Высокая степень недовольства потребителя, изделие не может быть использовано по назначению, но угрозы безопасности отказ не представляет	7-8
Отказ представляет угрозу безопасности людей или окружающей среды	9-10

Таблица 8

Оценка вероятности обнаружения отказа до монтажа оборудования

Виды отказов по вероятности обнаружения до монтажа оборудования	Вероятность обнаружения отказа, оцененная расчетным или экспертным путем	Оценка вероятности в баллах B_3
Очень высокая вероятность выявления отказа при контроле, сборке, испытаниях	Более 0,95	1
Высокая вероятность выявления отказа при контроле, сборке, испытаниях	От 0,95 до 0,85	2-3
Умеренная вероятность выявления отказа при контроле, сборке, испытаниях	От 0,85 до 0,45	4-6

Высокая вероятность поставки потребителю дефектного изделия	От 0,45 до 0,25	7-8
Очень высокая вероятность поставки потребителю дефектного изделия	Менее 0,25	9-10