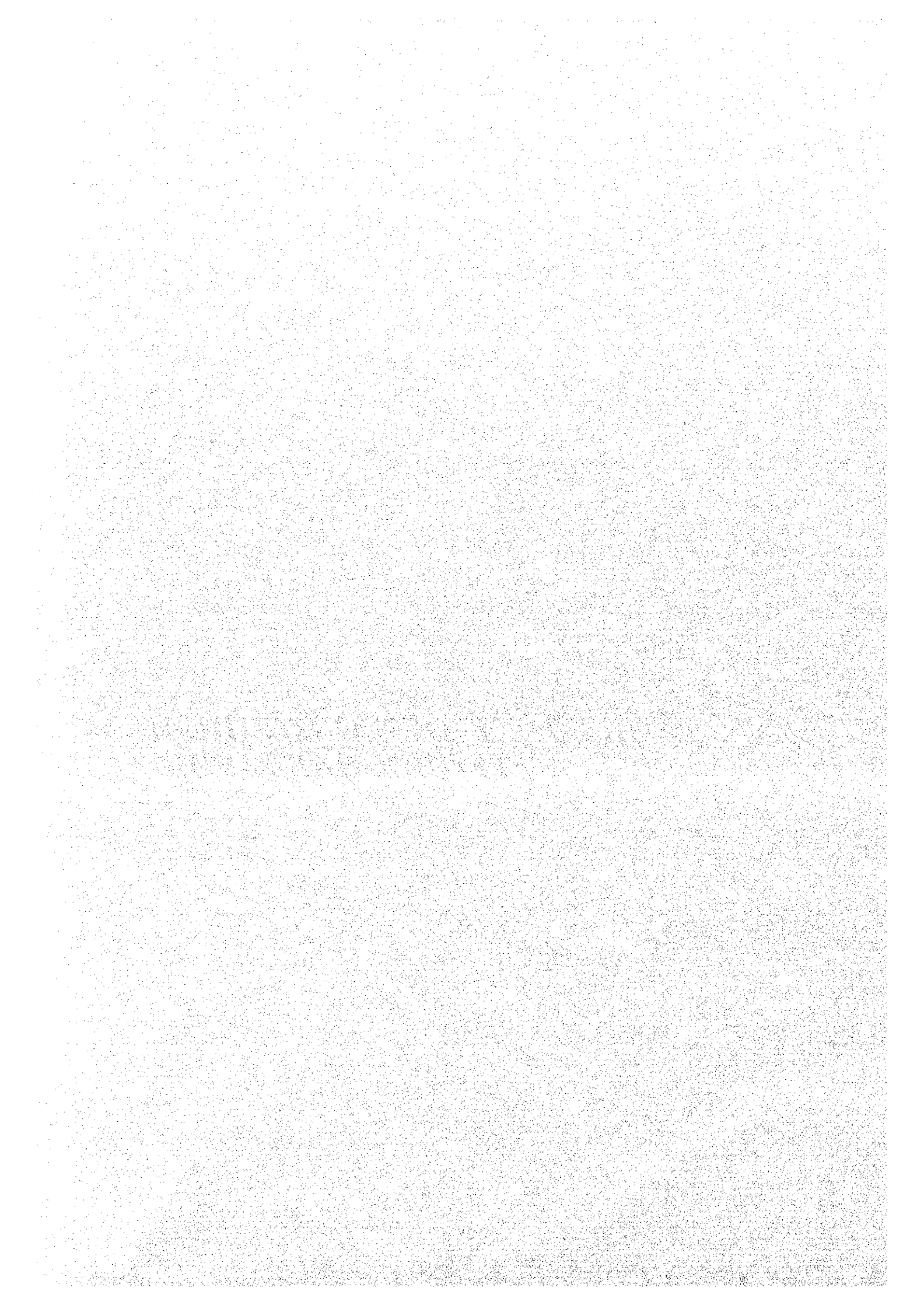


Н: ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ



ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ Н ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Содержание

Н.1	Современные условия электроснабжения и теплоснабжения.....	Н-1
Н.1.1	Современные условия	Н-1
Н.1.2	Запланированные мероприятия по улучшению.....	Н-13
Н.1.3	Оценка среднесрочных мероприятий по усовершенствованию.....	Н-16
Н.1.4	Формулирование приоритетного проекта	Н-18
Н.2	Основные концепции плана развития теплоснабжения и электроснабжения	Н-24
Н.2.1	Прогноз спроса на электроэнергию	Н-24
Н.2.2	Прогноз спроса на тепло	Н-34
Н.2.3	Электроснабжение и план передачи электроэнергии.....	Н-43
Н.2.4	Теплоснабжение и план транспортировки тепловой энергии	Н-45
Н.2.5	План установки оборудования по выработке тепловой и электрической энергий.....	Н-49
Н.2.6	Экологический менеджмент	Н-52
Н.3	План генерального развития электроснабжения и теплоснабжения	Н-57
Н.4	Предположение по проведению пред-ТЭО для развития Нового центра города	Н-64

Список таблиц

Таблица Н.1.1	Объемы подачи тепловой энергии в г. Астана (ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2)
Таблица Н.1.2	Типичное распределение тепловой нагрузки по категориям потребителей
Таблица Н.1.3	Распределение тепловой нагрузки по категориям потребителей
Таблица Н.1.4	Оборудование ТЭЦ-1 по выработке пара
Таблица Н.1.5	Паровые турбины ТЭЦ-1
Таблица Н.1.6	Оборудование ТЭЦ-2 по выработке пара
Таблица Н.1.7	Паровые турбины и генераторы ТЭЦ-2
Таблица Н.2.1	Фактическая выработанная электроэнергия и среднее энергопотребление на душу населения
Таблица Н.2.2	Данные спроса на электроэнергию в промышленном секторе
Таблица Н.2.3	Исходные данные для микропрогноза спроса на электрическую нагрузку
Таблица Н.2.4	Средний спрос электрической нагрузки в расчете на население
Таблица Н.2.5	Средний спрос электрической нагрузки в расчете на офисные площади
Таблица Н.2.6	Средний спрос электрической нагрузки на торговых площадях
Таблица Н.2.7	Средний спрос электрической нагрузки в промышленном секторе
Таблица Н.2.8	Средний спрос на электрическую нагрузку, предложенный в рамках Генерального плана
Таблица Н.2.9	Средний спрос электрической нагрузки по каждой категории потребителей в 2000 г.
Таблица Н.2.10	Средний спрос электрической нагрузки по каждой категории потребителей в 2010 г.
Таблица Н.2.11	Средний спрос электрической нагрузки по каждой категории потребителей в 2020 г.
Таблица Н.2.12	Средний спрос электрической нагрузки по каждой категории потребителей в 2030 г.
Таблица Н.2.13	Средний спрос электрической нагрузки в каждом районе

- Таблица Н.2.14 Микроскопический прогноз спроса на электроэнергию
- Таблица Н.2.15 Данные по реализации тепла в 1999 г.
- Таблица Н.2.16 Основные данные для микроскопического прогноза спроса на тепловую энергию
- Таблица Н.2.17 Прогноз среднего спроса на тепловую энергию в расчете на численность населения
- Таблица Н.2.18 Прогноз среднего спроса на теплоэнергию в расчете на промышленный сектор
- Таблица Н.2.19 Прогноз среднего спроса на теплоэнергию в расчете на торговые площади
- Таблица Н.2.20 Прогноз среднего спроса на теплоэнергию в расчете на офисные площади
- Таблица Н.2.21 Средний спрос на тепловую энергию в 2000 г.
- Таблица Н.2.22 Прогноз среднего спроса на тепловую энергию в 2010 г.
- Таблица Н.2.23 Прогноз среднего спроса на теплоэнергию в 2020 г.
- Таблица Н.2.24 Прогноз среднего спроса на теплоэнергию в 2030 г.
- Таблица Н.2.25 Прогноз полезного отпуска тепловой энергии на правобережье и левобережье р. Ишим
- Таблица Н.2.26 Прогноз отпуска тепловой энергии с источника
- Таблица Н.2.27 Максимальная нагрузка при полезном отпуске тепловой энергии
- Таблица Н.2.28 Спрос на электрическую нагрузку в разрезе по планировочным районам
- Таблица Н.2.29 Существующие и планируемые к строительству подстанции и их мощности
- Таблица Н.2.30 План установки нового оборудования по выработке тепло/электроэнергии
- Таблица Н.3.1 План – график работ по электро/теплоснабжению

Список рисунков

- Рисунок Н.1.1 Динамика изменения спроса на электроэнергию
- Рисунок Н.1.2 Динамика изменения максимальной нагрузки
- Рисунок Н.1.3 Ежемесячный спрос на электроэнергию
- Рисунок Н.1.4 Ежемесячная максимальная электрическая нагрузка
- Рисунок Н.1.5 Суточный график электрической нагрузки
- Рисунок Н.1.6 Динамика коэффициента нагрузки
- Рисунок Н.1.7 Схема соединений электрических сетей
- Рисунок Н.1.8 Ежемесячная выработка тепловой энергии на ТЭЦ-1
- Рисунок Н.1.9 Ежемесячная выработка тепловой энергии на ТЭЦ-2
- Рисунок Н.1.10 Суточный график тепловой нагрузки ТЭЦ-1
- Рисунок Н.1.11 Схема потока пара в ТЭЦ-2
- Рисунок Н.2.1 Прогноз максимального спроса на электрическую нагрузку
- Рисунок Н.2.2 Прогноз максимального спроса на тепловую энергию
- Рисунок Н.2.3 Новая отопительная система на левобережье реки Ишим и здания потребителей
- Рисунок Н.2.4 Новая отопительная система на левобережье реки Ишим и квартиры потребителей
- Рисунок Н.2.5 Установленная электрическая мощность и долгосрочный прогноз спроса на электрическую нагрузку
- Рисунок Н.2.6 Установленная электрическая мощность и долгосрочный прогноз спроса на тепловую энергию
- Рисунок Н.2.7 План размещения системы канализационно-очистных сооружений
- Рисунок Н.2.8 Система по очистке замазученной воды

ВСПОМОГАТЕЛЬНЫЙ ОТЧЕТ Н ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ И ТЕПЛОСНАБЖЕНИЕ

Н.1 Современные условия электроснабжения и теплоснабжения

Н.1.1 Современные условия

Роль энергетического сектора в развитии г.Астаны

Компания «Астанаэнергосервис» зарегистрирована в январе 1999 года в качестве открытого акционерного общества (ОАО). Основным видом деятельности данной компании является выработка, поставка тепла и электрической энергии потребителям города Астаны.

В состав «Астанаэнергосервис» входят:

- СП (структурное подразделение) ТЭЦ-1, компания по выработке тепла и электроэнергии
- СП (структурное подразделение) ТЭЦ-2, компания по выработке тепла и электроэнергии
- ТОО «Теплотранзит» - компания, поставляющая тепловую энергию
- ТОО «Городские электросети» - компания, поставляющая электрическую энергию.

Кроме того, Астанаэнергосервис занимается сбором платежей за тепло и электроэнергию, осуществляет ремонтно-технические работы по обслуживанию теплоэнергетической системы города, а также проводит мероприятия по ее расширению.

Современные тенденции и текущее состояние электроснабжения

1) Современные тенденции электроснабжения

Большая часть потребляемой Астаной энергии вырабатывается на ТЭЦ-2, остальное – приблизительно 5% поставляется из Экибастуза через электросети Экибастуз-Астана напряжением 500кВ.

В Экибастузе функционируют две крупные теплоэлектростанции: Экибастузская ГРЭС-1 - угольная тепловая электростанция с установленной мощностью в 4000МВт, и Экибастузская ГРЭС-2 - угольная тепловая электростанция с установленной мощностью в 1000МВт. В настоящее время

две электростанции Экибастуза в сумме вырабатывают менее 50% электроэнергии от проектной мощности, тем не менее, электроэнергия, выделяемая по норме для г.Астаны, поставляется в достаточном количестве.

ТЭЦ-1, хотя и запроектирована на районное электроснабжение города, вырабатывает электроэнергию только для собственных производственных нужд.

На Рисунках Н.1.1 и Н.1.2 показана динамика спроса на электроэнергию и максимально выработанная электроэнергия в г.Астана.

Максимальный спрос на электроэнергию в 1 198 096МВт/ч наблюдался в 1995 году с постепенным снижением показателя до 935 776МВт/ч в 1997 году ввиду упадка промышленности и снижения численности населения. С 1998 года отмечается положительная тенденция с ежегодным приростом в 8,5% и в 1999 году спрос достиг 1 156 829МВт/час с ежегодным приростом в 13,9 % вследствие быстрых темпов развития Астаны ввиду ее столичного статуса, начиная с конца 1997 года.

В период 1994-1996гг. максимальная электрическая нагрузка варьировала в пределах от 191 до 196МВт, хотя в 1998 году был отмечен спад максимальной нагрузки до 160МВт с учетом собственных нужд. Ситуация по максимальной нагрузке улучшилась в 1999 году, достигнув 180МВт.

Рисунки Н.1.3 и Н.1.4 показывают ежемесячный спрос на электрическую энергию и ежемесячную максимальную электрическую мощность в 1999 году.

Температурная сезонная разница резко сказывается как на энергопотреблении, так и на количестве максимально выработанной электроэнергии. В зимний период показатели по ежемесячному энергопотреблению и выработанной электроэнергии достигают максимальных значений, а в летний - уменьшаются на половину и более.

На Рисунке Н.1.5 показана типичная кривая ежедневной нагрузки по состоянию на 23 февраля 1998 года. Режим нагрузки остается почти без изменений с 8 часов утра до 23 часов ночи. Пик спроса наблюдается в промежутке между 20:00 и 23:00 часами, а после 01:00 часа происходит снижение нагрузки до 85% дневного уровня.

На Рисунке Н.1.6 показана динамика коэффициентов нагрузки в период с 1994 по 1999 годы. По причине относительно малых изменений суточной электрической нагрузки, коэффициенты нагрузки в 1998 и 1999 годах

составляли приблизительно 0,75.

2) Современное состояние электроснабжения

ТЭЦ-2 является главным поставщиком электроэнергии для города Астаны, хотя 5% от общего объема необходимой энергии закупается у компании "КЕГОК".

Тариф на электроэнергию составляет 3,84 Тенге за 1кВт/час. Себестоимость выработки 1кВ/ч электроэнергии на ТЭЦ-2 составляет 0,8 Тенге. Что касается топлива, то 1 тона угла обходится в 700 тенге (с НДС), в то время как мазута приблизительно 15 400 тенге.

По состоянию на конец декабря 1999 года обе ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 имели 6 паротурбинных генераторов с суммарной установленной мощностью в 262МВт.

3) Сети электроснабжения

Электроснабжение г.Астаны осуществляется по двухцепным линиям электропередач (ЛЭП-110кВ) от двух источников: ТЭЦ-2 и центральной подстанции ЦГПП-500кВ, как это показано на Рисунке Н.1.7.

Вся электроэнергия для города подается от ТЭЦ-2, а в случаях, когда генераторы ТЭЦ-2 не задействованы, т.е. простаивают по причине аварийных ситуаций, либо в виду регулярных проверок и т.д., Астанаэнергосервис получает электроэнергию от других энергокомпаний через трансформаторы 220/110кВ центральной подстанции ЦГПП за определенную плату.

Учетные записи показывают, что обеспечение электроэнергией от других источников, помимо ТЭЦ-2 в 1997 и 1998гг. составило 8,8% и 2,7%, соответственно, от всего объема подаваемой энергии.

Распределение напряжения выглядит следующим образом:

110кВ-10кВ (35кВ или 6кВ) – 0,4кВ

Характеристика электросетей:

Линии передач (110кВ, все воздушные);	142,8 км
Подстанции (110кВ, распределительные)	17 подстанций; 620,2МВА
Подстанции (110кВ, крупных потребителей)	6 подстанций; 382МВА
Трансформаторы (6кВ-10кВ/0,4кВ)	534 мест; 785 единиц; 281,76МВА
Распределительные линии (10кВ)	811,43км
Распределительные линии (0,4кВ)	1270,64км

4) Проблемы электроснабжения

i) Износ оборудования подстанций

Прошло 15 лет с момента ввода в эксплуатацию 21 из 34-х трансформаторов (около 62%) на подстанциях 110кВ. По причине износа оборудования происходит существенное снижение производственных возможностей. Более того, большинство выключателей - масляные, что делает техническое обслуживание очень трудоемким процессом (Астанаэнергосервис имеет план модернизации).

ii) Перебои в функционировании подземных кабельных линий

Многие подземные кабельные линии приходят в непригодное состояние. Большая часть всех электрических сетей – это проложенные в земле кабели (подземные кабельные линии, около 90%). Поэтому, в случае аварийных ситуаций требуется значительное время на определение места аварии и восстановление повреждений кабеля, что является причиной перебоев в подаче электроэнергии.

iii) Недостатки ЛЭП-110кВ

В городе почти все ЛЭП-110кВ являются воздушными. Они причиняют неудобства и помехи городу, особенно в его центральной части.

iv) Потери при передаче электроэнергии

Потери при передаче в 1998 году составили 32,7%. Их можно поделить на два вида: первый - потери технического характера и второй - потери коммерческого характера. В 1998 году потери технического и коммерческого характера составили, соответственно 14% и 19%. Основные причины коммерческих потерь связаны с неуплатой счетов за пользование электричеством и незаконное потребление электроэнергии.

(3) Современные тенденции и текущее состояние теплоснабжения

1) Современные тенденции теплоснабжения

Тепло, вырабатываемое на ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, доставляется до потребителя посредством циркуляции горячей воды и пара. Как показано в Таблице Н.1.1, за последние 5 лет среднегодовая подача тепловой энергии составляла 2 539тыс.Гкал (ТЭЦ-1 – 612тыс.Гкал и ТЭЦ-2 – 1 927тыс.Гкал). Снижение темпов промышленного производства и уменьшение числа жителей, происходившее в период с 1995 по 1997гг., стало причиной постепенного снижения объемов

вырабатываемого тепла, но уже в 1999 году зафиксирована максимальная отметка выработки тепла, ставшая результатом большого спроса на тепло.

Суммарное количество выработанного тепла составило в 1999 году 2721тыс.Гкал (ТЭЦ-1 – 600тыс.Гкал, а ТЭЦ-2 – 2 121тыс.Гкал), что больше на 14% по сравнению с 1998 годом.

Пик теплоснабжения приходится на декабрь, январь и февраль месяцы ввиду очень низкой температуры наружного воздуха, что видно из Таблицы Н.1.1 и Рисунков Н.1.8 и Н.1.9, при этом максимальное количество тепла, поданного ТЭЦ-1- 168тыс.Гкал/месяц пришлось на декабрь месяц 1997 года, а ТЭЦ-2- 409тыс.Гкал/месяц на февраль месяц 1995 года.

В Таблицах Н.1.2 и Н.1.3 приведены данные по состоянию на 1 января 2000 года по типичному распределению тепла среди основных категорий потребителей, свидетельствующие, что 60% тепла приходится на жилой сектор, 20% - на бюджетные организации, и 20% - на прочих потребителей, таких как промышленные предприятия.

Согласно данным, полученных от ТЭЦ-1, за сутки минимальные объемы подаваемого тепла наблюдались в промежутке между 12:00 и 16:00 часами, а максимальные - в промежутке между 16:00 и 24:00 часами. Как показано на Рисунке Н.1.10, разница в отношении объемов теплоснабжения между минимальными и максимальными значениями составляла около 20%.

2) Современное состояние теплоснабжения

В городе ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 являются главными источниками тепла, подаваемого на отопительные цели, и пара, вырабатываемого на промышленные нужды. ТЭЦ-1 обеспечивает город теплом только в зимний период, в то время как ТЭЦ-2 вырабатывает и поставляет тепло в течение всего года.

Установленная расчетная мощность ТЭЦ-1 составляет 732 Гкал/ч, хотя фактическая производственная мощность теплоэлектростанции варьирует в пределах от 300 до 330 Гкал/ч. Установленная тепловая мощность ТЭЦ-2 составляет 540Гкал/ч, а располагаемая тепловая мощность в зимний период достигает 465Гкал/ч в часы пиковой нагрузки.

Себестоимость вырабатываемого тепла на ТЭЦ-2 оценивается в 465 тенге/Гкал, а опускная цена для потребителей составляет 1 468 тенге/Гкал.

3) Теплосети

Существующая система центрального отопления в городе Астане, включая соединительные сети между ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, показана на Рисунке 4.5.2 Отчета: Общая пояснительная записка. Теплосети общей протяженностью в 380 км выполнены стальными трубами диаметром от 50 до 1 000мм.

Для постоянного обеспечения каждого потребителя горячей водой, функционируют пять насосных станций с компрессорными насосами. Кроме того, дополнительно строится насосная станция №6.

Большинство трубопроводов покрыты минераловатными изолирующими материалами и оцинкованными и неоцинкованными стальными листами. Срок эксплуатации надземных трубопроводов колеблется от 10 до 12 лет, а труб, прокладываемых под землей, доходит лишь до 7 лет из-за высокого уровня грунтовых вод и агрессивности грунтов.

Отопительный сезон в течение всего года длится 7 месяцев, с октября по апрель, в то время как горячая вода подается круглый год. Подача пара на промышленные нужды также производится круглогодично, несмотря на то, что его объем поставки очень мал – около 30т/ч.

Трубы, по которым транспортируется горячая вода, прокладываются по районным сетям и подсоединяются к жилым домам, к офисным и общественным зданиям, а также к торгово-коммерческим структурам. Только несколько важных зданий правительственных офисов имеют свое собственное автономное отопление на случай экстремальных ситуаций, несмотря на то, что они также подключены к центральному городскому отоплению.

Согласно существующему плану по прокладке подземных тепломагистралей в целях улучшения эстетики городской среды, надземные трубопроводы горячей воды, включая подающие и обратные трубы от насосных станций НС-1 и НС-5, будут заменены подземными в период 2000-2005 гг. В первую очередь будет освоен участок, длиной приблизительно 3,6 км.

Центральная система отопления города была запроектирована на подачу достаточного количества тепловой энергии, включая подачу тепла при очень низких температурах наружного воздуха, таких как -35°C . Обе ТЭЦ поставляют приблизительно до 70% от всего объема тепла, необходимого для города, при этом обеспечивая теплом и горячей водой около 80% всего населения города.

Ниже перечислены причины, по которым Астанаэнергосервис не имеет

возможности обеспечить 30% оставшегося спроса на тепловую нагрузку в городе Астане:

- i) дальнейшее расстояние до точки подключения - требует высоких строительных затрат, высоких затрат на поставку и длительное время на проведение строительных работ;
- ii) недостаточная стабильность. Три года назад, из-за недостаточной стабильности теплоснабжения центрального отопления ввиду дефицита бюджетных средств и срывов поставок угля, частный сектор перешел на использование мини-бойлеров;
- iii) установленный график начала отопительного сезона не удовлетворяет потребителей, поскольку холодный сезон наступает раньше.

Однако, в настоящее время частный сектор, пользующийся автономными системами, и некоторые новые потенциальные потребители подают заявки в Астанаэнергосервис на подключение к центральной отопительной системе.

Причинами подобной ситуации могут быть следующими:

- i) центральная отопительная система стала более надежной;
- ii) частный сектор, имеющий автономные системы отопления, вынужден закупать топливо по высокой цене;
- iii) возможно, по истечении двух лет у частного сектора возникли трудности в отношении эксплуатации и обслуживания автономных систем отопления.

2) Проблемы системы теплоснабжения

i) Теплоцентр города

Как упомянуто в пункте 3), надежность существующей системы центрального отопления повысилась. В настоящее время Астанаэнергосервис получает большое количество заявок на подключение к центральному горячему водоснабжению (ГВС) как новых зданий, так и домов частного сектора, имеющего автономные системы отопления и ГВС. (Если подобная ситуация продолжится в будущем, Астанаэнергосервис будет нуждаться в расширении существующей системы центрального теплоснабжения и увеличении мощностей существующего оборудования по выработке тепловой энергии, таких как котлоагрегаты, теплообменники и насосные станции. Данное расширение включается в

план краткосрочных мероприятий по усовершенствованию инфраструктуры.)

ii) Теплосети

Объем потребления воды через теплосети за год составил 6,5 млн. тонн. Из всего объема потребляемой/используемой воды на отопление, на утечки из трубопроводов приходится около 40%. Для сокращения объема водопотребления необходимо провести исследование по обслуживанию подземных теплосетей на предмет продления срока их эксплуатации.

iii) Экономия горячей воды

Подобные потери воды также происходят на участках с малыми диаметрами труб, расположенных в зданиях. Исходя из этого, предлагается использовать в зданиях или группе зданий закрытую циклическую систему с теплообменниками и циркулирующими насосами. (Предложение касается также новой системы центрального отопления)

iv) Установка калориметров и счетчиков воды

Необходимо оказать содействие по внедрению счетчиков-калориметров или счетчиков воды для повышения процента сбора платежей. (Астанаэнергосервис имеет план модернизации системы оплаты за пользование горячей водой на основе применения счетчиков воды).

v) Установка контрольно-измерительных приборов

Есть полная вероятность того, что в зимнее время температура внутри зданий чрезмерно высокая, но возможности измерить температуру внутри помещения нет. Обеспечение каждого потребителя термостатом позволит сократить объем подачи горячей воды (эффект экономии). (этот пункт включается в новую систему центрального отопления)

vi) Улучшение городской среды - прокладка подземных теплосетей

Использование подземных труб рационально не только с эстетической точки зрения, но и еще с экономической, так как в зимний период температура под землей выше, чем на поверхности земли, что позволяет снизить потери. Кроме того, для обслуживания подземных стальных труб предлагается использовать более совершенные защитные и изолирующие материалы, такие как полиэтилен в комбинации с тепловой изоляцией. В 1999 году Теплотранзитом были запущены в эксплуатацию

экспериментальные подземные трубы с двойным покрытием по 400 метров каждая. О результатах эксперимента пока сведений нет.

(4) Станции по выработке электрической и тепловой энергии -ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

1) ТЭЦ-1

ТЭЦ-1, одна из двух теплоэлектростанций города с установленной мощностью 22МВт, вырабатывает всю энергию для собственного потребления, за исключением тепла, вырабатываемого на теплоснабжение. Главным оборудованием ТЭЦ-1 являются 4 паровых котлоагрегата, 3 паротурбинных генератора и 6 водогрейных котлов.

Установленная суммарная выходная мощность котлоагрегатов по выработке пара и котлоагрегатов по выработке горячей воды составляет 732 Гкал/ч, однако нужно учитывать, что 3 водогрейных котла, работающие на мазуте, подключают только в случаях низких температур наружного воздуха в зимний период, так как цены на мазут выше цен на уголь.

Старый котлоагрегат №1, работавший на угле и мазуте мощностью в 50т/ч, был заменен в 1999 году на новый котлоагрегат (топливо – уголь), мощностью в 65т/ч. В конце 2000 года завершена замена котлоагрегата №2. Несмотря на то, что топливом для оставшихся двух котлоагрегатов (№3 и №4) служат уголь и мазут, существует план перехода на единое топливо - уголь, за исключением тех случаев, когда добавления мазута необходимо для запуска работы котлоагрегата.

Начиная с первой очереди запуска ТЭЦ-1, почти все оборудование, за исключением котлоагрегатов №1 и №2, эксплуатируется уже на протяжении 30 и более лет, поэтому возникает необходимость их списания на протяжении последующих 10-15 лет с того момента, когда был поставлен вопрос о замене котлоагрегата №1.

Годовое потребление технической воды ТЭЦ-1 в 1999 году оценивается в 1,803млн.м³, хотя было зафиксировано, что на протяжении июня, июля, августа и сентября ТЭЦ-1 не использовала техническую воду. Основное потребление приходится на декабрь, когда необходимо покрыть следующие расходы воды: потери в системе циркуляции горячей воды (приблизительно 35%), расходы на промывку фильтров очистных сооружений (приблизительно 29%), расход воды газоочистителя (приблизительно 25%) и расход воды охлаждающей системы

(приблизительно 10%).

Так как цены на мазут порядком выше цен на уголь, то ТЭЦ-1 пытается перейти с топлива «уголь + мазут» на топливо «уголь».

2) ТЭЦ-2

ТЭЦ-2 в течение всего года снабжает город Астану электроэнергией и теплом.

Главное оборудование ТЭЦ-2 состоит из 5-ти котлоагрегатов, мощностью по 420т/ч каждый, и 3-х турбогенераторов по 80МВт каждый, необходимых для выработки электроэнергии, а также для подачи пара в отопительную систему.

Вырабатываемая тепловая энергия трех паровых турбин, мощностью приблизительно 540Гкал/ч, подается на коммунально-бытовое теплоснабжение и промышленные нужды посредством отбора пара. Горячая вода, подогреваемая в пределах 115-130°C, подается по всему городу через циркуляционные трубы горячей воды посредством циркуляционных насосов горячей воды.

Большая часть основного оборудования ТЭЦ-2, за исключением котлоагрегата №5, эксплуатируется более 15 лет, а некоторые из них даже 21 год с момента их первого запуска в эксплуатацию, в результате ежегодно затрачиваются высокие расходы на восстановление изнашивающейся мощности паровых турбин и обслуживание оборудования в основном из-за зашлаковывания котлоагрегатов.

В 1999 году в системе центрального отопления в качестве циркуляционной стала использоваться техническая вода, хотя до этого использовалась питьевая вода. В результате, потребление питьевой воды сократилось с 6,708млн.м³ в 1998 году до 4,471млн.м³ в 1999 году. Потребление технической воды в 1999 году, составившее 1,993млн.м³/год или 74% от объема потребления технической воды 1998 года отличается как минимальное за период последних 5 лет.

ТЭЦ-2 не имеет оборудование по очистке сточных вод, за исключением сепаратора для экстракции нефтепродуктов из воды в установках мазута. Отработанная охлаждающая вода (техническая вода) проходит процесс очистки от мазута, проникающего в небольших количествах в охлаждающую систему, и сбрасывается в приток р.Ишим.

Топливом для выработки тепла и электроэнергии служит уголь, поставляемый два раза в день по железной дороге из города Экибастуз, расположенного в 300 км восточнее от города Астаны. Максимально в день принимается примерно 9200 тонн. В декабре 1999 года среднее потребление угля за день зафиксировано на отметке 4800 тонн.

Цена угля относительно дешевая, однако, качество его низкое из-за высокого содержания в нем золообразующих компонентов. Обычное качество и химические компоненты угля приводятся ниже.

Технический анализ	
Низкая теплотворность	4 000 ккал/кг
Зольность	40%
Химический анализ	
Углерод	42,8%
Водород	2,7%
Кислород	7,5%
Азот	0,7%
Сера	0,7%
Прочее	45,6%

Золошлаковые отходы со дна бункера и других частей котла транспортируются на золоотвал под давлением воды, затем эта вода повторно используется для транспортировки золошлаков.

В г. Астане действуют нормы предельно допустимых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе (ПДК), являющиеся главными требованиями экологического контроля в отношении воздушного бассейна. ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 вынуждены контролировать эмиссию дымового газа, так же как и другие вещества на основе годовых допустимых выбросов, являющихся предметом контроля и одобрения со стороны Департамента экологического контроля города Астаны.

Предельно допустимые концентрации загрязняющих веществ в атмосферном воздухе таковы:

Всего взвешенных веществ	0,5 мг/м ³
Двуокись азота (NO ₂)	0,085 мг/м ³
Окись азота (NO)	0,4 мг/м ³
Диоксид серы (SO ₂)	0,5 мг/м ³
Окись углерода (CO)	5,0 мг/м ³
Фтористый водород (HF)	0,02 мг/м ³

Ниже приведены компоненты эмиссии дымового газа и других веществ, контролируемых ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2:

Дымовой газ
Другие вещества

VO₅, NO₂, NO, SO₂, CO, зола/пепел
мазут, пыль/сажа угольная, кислотная
жидкость, щелочная жидкость.

Несмотря на то, что годовые объемы эмиссии дымового газа ТЭЦ-2 одобрены Департаментом экологического контроля Акимата города Астаны, норматива выброса по взвешенным веществам - 150 мг/м³, как показано в таблице «Экологические требования к котлоагрегатам угольного типа сжигания» раздела Н.2.6, практически достичь невозможно, учитывая зольность угля -40% и текущее состояние дымовой трубы ТЭЦ-2.

Технические характеристики ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 представлены в Таблицах Н.1.4-Н.1.7.

3) Проблемы оборудования по выработке тепловой и электрической энергий

i) Изношенность оборудования ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2

Большая часть котлоагрегатов ТЭЦ-1 эксплуатируется на протяжении 30 лет, за исключением котлоагрегатов №1 и №2. В этой связи, через 10-15 лет потребуются провести демонтаж данного изношенного оборудования.

Основное оборудование ТЭЦ-2 - три паровые турбины и три электрогенератора находятся в эксплуатации 17-21 лет, а четыре котлоагрегата из пяти в эксплуатации - 15-20 лет.

Для поддержания высокого уровня надежности оборудования, необходимо проводить специальный контроль на регулярной основе, позволяющего продлить эксплуатационный срок. Более того, очень важно проработать план по замене изношенного оборудования на новое оборудование с учетом увеличивающегося перспективного спроса на электрические и тепловые нагрузки. (Этот пункта включен в план расширения ТЭЦ-2)

ii) Разгрузочные сооружения ТЭЦ-1

На ТЭЦ-2 функционирует одна эстакада по разгрузке угля. Для сокращения времени разгрузки угля, число разгрузочных сооружений на ТЭЦ-2 должно быть не менее двух.

(Этот пункт включен в план расширения ТЭЦ-2)

iii) Экономия технической воды

На ТЭЦ-2 в качестве основной охлаждающей воды в основном используется техническая вода. Отработанная вода, прошедшая через охлаждающую систему теплообменников сбрасывается без вторичного использования. Для сокращения потребления технической воды, система охлаждения воды должна быть закольцованного типа, в которой охлаждающая вода будет поступать с конденсаторов низких температур (охлаждающая циркуляционная система) в конденсаторы высоких температур и обратно. Соответственно, утечка масла из смазочной системы каждого сооружения должна быть устранена. (Этот пункт включен в план расширения ТЭЦ-2)

iv) Экономия питьевой воды

В компрессоре ТЭЦ-2 в качестве охлаждающей воды используется питьевая вода. Вода после отработки сбрасывается без вторичного использования. В целях экономного потребления питьевой воды, система охлаждения воды должна быть закольцованного типа, как описано выше. (Этот пункт включен в план расширения ТЭЦ-2)

v) Работы по обслуживанию котлоагрегатов

По причине высокой зольности угля (приблизительно 40%), используемого на обеих ТЭЦ, существует вероятность зашлаковывания труб котлоагрегатов, их засорения в зонах средней и низкой температур сгорания газа, а также естественной эрозии поверхностей труб котлоагрегатов. Большинство котлоагрегатов ТЭЦ-1 эксплуатируются 23-37 лет, а котлоагрегаты ТЭЦ-2 на протяжении 15-21 лет. В этой связи, соответствующие работы по техобслуживанию крайне важны и необходимы для продления срока их эксплуатации.

Н.1.2 Запланированные мероприятия по улучшению

ОАО «Астанаэнергосервис» подготовило отчет по развитию системы электроснабжения и теплоснабжения города Астаны на период до 2005 года.

Ниже приведены основные аспекты предлагаемой программы развития:

- обеспечить электроснабжение через новые ЛЭП-110кВ от понижающей подстанции «Аэропорт» до новой подстанции в Новом центре города;
- обеспечить теплоснабжение до Нового центра города от ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 через новые тепломагистралы;
- построить на ТЭЦ-2 115МВт-ную электростанцию для выработки тепловой и электрической энергий. Строительство является частью проекта по реконструкции и модернизации текущих мощностей станции и мероприятий по энергосбережению.

План мероприятий приводится ниже:

(1) Сеть электроснабжения

- 1) Строительство ЛЭП-110 кВ от подстанции «Аэропорт» до новой подстанции в Новом центре города и строительство новой подстанции 110кВ/10кВ в Новом центре города.

Период завершения работ: 2001 год

- 2) В настоящее время рассматриваются две альтернативы:

Альтернатива №1: усиление существующих ЛЭП-110кВ от ЦГПП-500кВ до подстанции «Западная».

Альтернатива №2: усиление существующих ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до подстанции «Аэропорт».

- 3) Компания «Астанаэнергосервис» планирует провести ТЭО относительно ЛЭП-110кВ и распределительных линий по всей территории города Астаны, включая в исследование перспективные территории застройки, расположенные, главным образом, на левобережье реки Ишим.

(2) Сеть теплоснабжения

- 1) Новая насосная станция (НС-6) на правобережье реки Ишим находится на стадии строительства. Строительные работы будут продлены в 2001 году.
- 2) План по замене тепломагистралей 2Ø500мм на тепломагистралы 2Ø700мм, уже находящийся в процессе, позволит удовлетворить возрастающий спрос на тепло с ТЭЦ-1.
- 3) Среди всех трубопроводов горячей воды, только существующие

надземные трубопроводы горячей воды, включая подающие и обратные трубопроводы насосных станций НС-1 и НС-5, будут заменены подземными в течение 2000-2005 гг. Эти работы будут проведены на участке, длиной приблизительно 3,6 км.

- 4) В конце августа 2000 года компания Астанаэнергосервис приступила к отбору консультанта на выполнение ТЭО в отношении теплоснабжения на новых территориях застройки г.Астаны, включая также проведение исследовательских работ по разработке нового способа прокладки труб под землю, позволяющего продлить срок их эксплуатации.
 - 5) Для обеспечения тепловой энергией всей территории города предлагается строительство новых теплосетей в качестве расширения от существующей системы центрального отопления до новых территорий застройки города Астаны, таких как Новый центр города, планировочные сектора №12 и № 14.
- (3) Оборудование по выработке тепловой и электрической энергий
- 1) Старый котлоагрегат №2 ТЭЦ-1, мощностью 50т/ч, топливо - уголь и мазут, был заменен новым котлоагрегатом, мощностью 65т/ч, который функционирует на основе угля. Монтажные работы были завершены в конце 2000 года.
 - 2) Модификационные работы на ТЭЦ-1, направленные на изменение конфигурации топок котлоагрегатов и установления автоматического режима работы котлоагрегатов №3 и №4, были завершены в конце 2000 года. В результате проведенной модернизации удалось исключить добавление мазута в целях подогрева при нормальной нагрузке. Таким же образом будут проведены работы в ближайшем будущем в отношении водогрейных котлов №8, №9 и №10 в целях переоборудования на использование природного газа вместо мазута, когда природный газ будет доступен в городе. В настоящее время эксплуатация водогрейных котлов маловероятна, поскольку цены на мазут значительно выше цен на уголь.
 - 3) Градирня на ТЭЦ-2 в дополнение к двум существующим находится в стадии строительных работ. Строительство новой градирни было вызвано неудовлетворительным техническим состоянием градирни №1, снижающим эффективность охлаждения и потребляющим

большие объемы воды. После завершения строительства градирни №3, ТЭЦ-2 приступит к реконструкции градирни №1.

4) В ближайшем будущем планируется строительство обычной угольной 115МВт электростанции.

(4) Запланированные мероприятия по улучшению, подготовленные Исследовательской группой ЯАМС

Смотрите Раздел Н.3 План мероприятий по улучшению, подготовленный Исследовательской группой ЯАМС.

Н.1.3 Оценка среднесрочных мероприятий по усовершенствованию

Главными территориями новой застройки города Астаны до 2010 года являются: Новый центр города, Планировочные сектора №17 и №9, а также сектор Станция 40.

Необходимы следующие мероприятия по усовершенствованию для удовлетворения спроса на тепловую и электрическую энергии в каждом секторе освоения в рамках краткосрочного периода развития.

1) Монтаж дополнительного оборудования по выработке тепловой и электрической энергий на ТЭЦ-2 в целях удовлетворения перспективного спроса на электрическую и тепловую нагрузки на новых территориях застройки города Астаны.

Хотя в Астану электроэнергия поставляется в достаточных объемах из Экибастуза, по ЛЭП-500кВ, тем не менее, желательно установить на ТЭЦ-2 новое оборудование по выработке тепло/электро энергии по следующим причинам:

1) Город Астана является столицей Казахстана и его электроснабжение должно быть надежным.

2) Существует много различных планов по расширению территории города. В результате расширения города увеличится не только спрос на электроэнергию, но и также спрос на тепло. В этой связи, лучшим способом по обеспечению надежного тепло- и электроснабжения является собственное производство тепла и электроэнергии на теплоэлектростанции города, так как производственная эффективность теплоэлектростанции гораздо выше обычной электростанции.

3) Когда весь спрос на электроэнергию по городу Астане будет

удовлетворен городскими производителями, такими как ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, электроснабжение из Экибастуза станет резервным для города, тем самым, создав полную надежность в электроснабжении столицы.

- 4) Существует вероятность сбоев в снабжении столицы электроэнергией, поставляемой через ЛЭП-500кВ из Экибастуза в течение всего года, так как ЛЭП по существу является одноцепной ЛЭП протяженностью приблизительно в 300 км.
- 5) Четыре паровых турбин ТЭЦ-2, а в целом пять, эксплуатируются на протяжении 15-21 лет с момента запуска первой очереди. Кроме того, три паровые турбины служат 17-21 лет с момента запуска первой очереди, в итоге, очевидно, что срок эксплуатации оборудования ТЭЦ-2 близится к завершению, поэтому необходимо внедрение нового оборудования к существующим мощностям. В результате, наличие нового оборудования на ТЭЦ-2 даст возможность заняться улучшением текущего оборудования в отношении продления срока их эксплуатации, проведения техобслуживания и ремонтно-восстановительных работ.
- 6) Внедрение нового оборудования потребует высококвалифицированный персонал, тем самым обеспечит создание дополнительных рабочих мест.

Установка нового оборудования на ТЭЦ-2 имеет несколько преимуществ:

- 1) На ТЭЦ-2 достаточно места для установки нового оборудования, поскольку помещение под турбогенераторы 185МВт все еще пусто с 1990 года.
- 2) Оборудование по приемке угля имеет избыточные мощности, так что сооружение способно принять дополнительные объемы угля.
- 3) Стоимость местного угля дешевая, и его закуп осуществляется свободно, без каких-либо трудностей.
- 4) Использование природного газа для выработки тепла и электроэнергии пока весьма сомнительно, поэтому приходится ждать до 2006 года, когда ситуация по поставке газа прояснится.
- 5) Мощность нового котлоагрегата может быть снижена за счет присоединения его к другим котлоагрегатам. Смотрите Рисунок Н.1.11.

- 6) Существующая дымовая труба может использоваться также для нового котлоагрегата, поэтому нет необходимости постройки отдельной дымовой трубы.
- 7) Имеется достаточное количество квалифицированных кадров по эксплуатации, обслуживанию и ремонту оборудования ТЭЦ. В этой связи, персонал и специалисты по ремонту смогут освоить на местах новое оборудование без особых трудностей.
- (2) Расширение тепломагистралей от существующих теплосетей города до осваиваемых территорий, включая Новый центр города.
- (3) Строительство новых ЛЭП-110кВ на осваиваемых территориях, таких как ПС «Аэропорт» до Нового центра города, новые ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до ПС «Аэропорт» в качестве замены изношенных существующих ЛЭП.
- (4) Строительство новых подстанций 110кВ/10кВ на территории Нового центра города, планировочного сектора №17 и в технопарке планировочного сектора №1.
- (5) Обеспечение необходимого электроснабжения для расширенных и новых мощностей насосно-фильтровальной станции и станции очистных сооружений, а также обеспечение электроэнергией железнодорожной ветки легких поездов в направлении «юг-север» посредством существующих подстанций 110кВ/10кВ.

Н.1.4 Формулирование приоритетного проекта

Ниже представлены четыре кандидата на приоритетный проект развития:

- 1) Строительство угольной теплоэлектростанции на ТЭЦ-2 для расширения мощностей;
- 2) Монтаж ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до ПС «Аэропорт»;
- 3) Строительство ЛЭП-110кВ от ПС «Аэропорт» до Нового центра города, включая новую ПС в Новом центре города;
- 4) Расширение теплосети от существующей территории центрального теплоснабжения до Нового центра города.

В настоящее время, относительно пункта 3) планируется начать строительство с 2001 года. Что касается пункта 4), то за счет собственных средств компании «Астанаэнергосервис» будет начата прокладка тепломагистралей как только

завершится ТЭО, инициированное и проводимое данной компанией в виду того, что этот проект является также весьма срочным – приоритетным проектом для развития города.

Для того чтобы подготовиться к увеличивающемуся перспективному спросу на электрические и тепловые нагрузки на новых территориях застройки города Астаны, а также учитывая представившиеся возможности заменить, обновить или модифицировать изношенное оборудование, предлагаемое строительство угольной теплоэлектростанции на ТЭЦ-2 в качестве расширения и монтаж ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до ПС «Аэропорт» рассматривается в настоящем Генеральном плане как Приоритетный проект развития.

Для своевременного коммерческого запуска расширительной теплоэлектростанции и ЛЭП необходимо срочно провести технико-экономическое обоснование данного проекта.

(1) Пункты технико-экономического обоснования

- 1) изучить настоящий Генеральный План;
- 2) изучить организации, имеющие отношение к сектору электроснабжения и теплоснабжения;
- 3) исследовать современные условия электроснабжения и теплоснабжения;
- 4) предложить план восстановления и модернизации существующих мощностей;
- 5) исследовать возможности транспортировки к месту монтажа материалов из зарубежных стран;
- 6) изучить наличие запасов топлива, максимальный объем приемки и стоимость топлива, а также стоимость природного газа в качестве топлива;
- 7) сравнительное изучение других энергетических станций;

Альтернативные варианты, такие как станции с 150МВт или 185МВт выходной мощностью, должны быть тщательно рассмотрены, хотя уже предложено в настоящем Генеральном плане использовать турбогенераторы 115МВт и котлоагрегаты 420т/ч.

- 8) разработать концептуальный дизайн и технические параметры оборудования;

Концептуальный дизайн должен быть разработан для точного подбора технических параметров оборудования, устанавливаемого на важнейших сооружениях, таких как котлоагрегат, турбина, генератор, хранилище угля, золоочистные сооружения, система охлаждения, водоочистные сооружения, очистные сооружения сточных вод, пульт операционного управления, электрификация, и т.д.

- 9) выполнить оценку воздействия намечаемой хозяйственной деятельности на окружающую среду (ОВОС);

- 10) подготовить календарное планирование строительства;

- 11) выполнить оценку сметной стоимости проекта;

- 12) провести экономический анализ проекта;

- 13) провести финансовый анализ проекта.

- (2) Общие сведения основного оборудования, рассматриваемого в качестве расширения мощностей

- 1) Установленная мощность станции

турбогенератор 115МВт

котлоагрегат 175 Гкал/ч

- 2) Тип оборудования по выработке тепла и электроэнергии

Турбинная установка с отбором пара для промышленных и центрально-отопительных целей.

- 3) Котлоагрегат

Естественная и форсированная циркуляция, сжигание угля в котле барабанного типа (конструкция котлоагрегата должна предусматривать режим сжигания природного газа с низкими затратами).

Установленная мощность	420т/ч
Давление пара на выходе	140кг/см ²
Температура пара на выходе	560°С
Количество установок	1 набор

4) Паровая турбина

Двухцилиндрового типа с двумя регулируемые отборами пара на промышленные и центрально-отопительные цели.

Установленная мощность	115МВт
Давление пара на выходе	130кг/см ²
Температура пара на выходе	555°С
Давление для отбора пара на:	
- промышленные нужды	приб.13кг/см ²
- отопительные нужды	приб. 0,5-2,0 кг/см ²
Количество установок	1 набор

5) Генератор

Генератор трехфазный, 50Гц, 3тыс. оборотов в минуту, гидравлическая система охлаждения.

Установленная мощность 115МВт

6) Тип топлива

Уголь (природный газ будет использоваться только тогда, когда будут созданы условия для его достаточной поставки).

7) Время коммерческого запуска в эксплуатацию: начало 2006 года

8) Прочее оборудование/сооружения

Вспомогательное оборудование для котлоагрегатов, вспомогательное оборудование к паровой турбине, дополнительное оборудование к генератору, сооружение по приемке угля, разгрузочные угольные сооружения (два и более), очистное оборудование от пепла и золы, водоочистное оборудование, оборудование по очистке сточных вод, оборудование по подаче и возврату горячей воды, включая теплообменники, градирня и конденсатно-циркулирующая водяная система, электростатический фильтр, оборудование по денитрификации дымовых газов, хранилище для мазута и системы его транспортировки, компрессорная система воздуха, подогреватели горячей воды и насосы циркуляции горячей воды, и т.д.

9) Расположение

ТЭЦ-2, в качестве плановых работ по расширению

10) Прочее

- Существующие помещения под котлоагрегаты и турбины будут использованы в качестве новых помещений для нового оборудования.
- Существующая площадка по приемке угля будет оборудована двумя дополнительными разгрузочными сооружениями (эстакадами).
- Существующая дымовая труба будет использоваться для выброса дымового газа из нового котлоагрегата.
- Золошлаковые отходы нового котлоагрегата будут сбрасываться в существующий золоотвал.
- Расчетная мощность котлоагрегата будет недостаточна для паровых турбин, поэтому, предлагается использовать общую коллекторную трубу для получения необходимой мощности.

(3) Общие сведения по ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до ПС «Аэропорт»

- 1) тип линий передач: наземные кабельные линии
- 2) приблизительная протяженность: 35 км

(4) Рабочий график (График строительных работ показан ниже. График монтажных работ по ЛЭП будет короче строительного графика)

Вид проектных работ	Продолжительность
Кредитное соглашение	Начало сентября 2001г.
Выбор консультанта	2 месяца
Предварительное исследование объекта и подготовка тендерной документации	6 месяцев
Объявление и проведение тендера	3 месяца
Рассмотрение предложений	3 месяца
Выбор подрядчика	1 месяц
Строительные работы	10 месяцев
Стальные конструкции	7 месяцев
Установка барабана	8 месяцев
Проведение испытаний на гидростатическое давление	7 месяцев
Пуск в эксплуатацию	7 месяцев
Итого	54 месяца

(5) Стоимость проекта

1) Теплоэлектростанция

Предварительная стоимость проекта оценивается в 130,2 миллионов долларов США. Смотрите Раздел Н.2.7 Оценка сметной стоимости проекта.

2) ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до ПС «Аэропорт»

Предварительная стоимость проекта оценивается в 6,1 миллионов долларов США, ниже представлена разбивка стоимости:

• ЛЭП-110кВ	долл.США	5,5 млн.
• Запасные части и детали	долл.США	0,23 млн.
• Консалтинговые услуги	долл.США	0,15 млн.
• Непредвиденные расходы	долл.США	0,22 млн.
Всего	долл.США	6,1 млн.

Н.2 Основные концепции плана развития теплоснабжения и электроснабжения

Н.2.1 Прогноз спроса на электроэнергию

(1) Методология составления прогноза

Методология составления прогноза спроса на электроэнергию классифицируется на два вида: первый – прогноз на основе макроскопического метода, в котором спрос на электроэнергию по городу Астане составляется в целом по всей территории (далее макропрогноз); второй – прогноз на основе микроскопического метода, который рассчитывается для определения районов малой и большой нагрузки (далее микропрогноз). Последний метод, включающий по районное распределение спроса на электроэнергию, является важной частью планирования электроснабжения.

Макропрогноз имеет два метода составления прогноза спроса на электроэнергию. Оба метода используют следующие исходные данные:

- показатели экономического роста
- данные по среднему потреблению электроэнергии на душу населения
- другие данные (например, темп роста выработки электроэнергии)

Для составления микропрогноза используются исходные данные по каждому сектору города:

- население в каждом секторе
- общая площадь торговых помещений в каждом секторе
- общая площадь офисных помещений в каждом секторе
- потребление электроэнергии в промышленной зоне
- общая площадь других помещений (специальные или общественные помещения)

(2) Прогноз спроса на электропотребление и максимальной нагрузки на основе методов макропрогноза

Существует несколько методов составления макропрогноза, по которому можно оценить будущую обстановку. В этой связи, при прогнозировании спроса два основных показателя будут использоваться в методах макропрогноза:

- показатели экономического роста

- данные по среднему потреблению электроэнергии на душу населения.
- 1) Макропрогноз спроса на электроэнергию на основе индекса экономического роста

Наиболее общепринятым и популярным методом оценки общенационального энергопотребления является метод, использующий показатели ВВП или ВНП. Однако, при прогнозировании спроса для г.Астаны использовались данные РВВП (регионального Внутреннего валового продукта) вместо ВВП или ВНП.

Общие условия макропрогноза:

- прогнозируемый период: 2000-2030гг. (30 лет)
- основные используемые данные: РВВП на душу населения и его ежегодный прирост

Следующая таблица показывает РВВП на душу населения и его прирост.

РВВП на душу населения и ежегодный прирост РВВП

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
РВВП на душу населения, (тыс.тенге)	40	47	86	159	149	160	267	358	421	455	490	519
Ежегодный прирост (%)		17,5	83,0	84,9	-6,7	7,38	10,7	6,4	3,3	1,6	1,5	1,2

Фактический объем выработки электроэнергии и его ежегодный индекс прироста

Следующая таблица показывает данные фактической выработанной энергии, а также данные ежегодного прироста выработанной энергии.

Ежегодные объемы выработки электроэнергии и его ежегодный прирост

	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Фактическая выработанная электроэнергия, МВт·ч	1162832	1198096	1076480	935776	1015200	1156829	1289342
Ежегодный прирост		3,03%	-10,15%	-13,07%	8,49%	13,95%	11,45%

Для расчета среднего ежегодного прироста выработанной энергии, согласно вышеуказанной таблице, необходимо сложить положительные показатели прироста, такие как 3,03%, 8,49%, 13,95% и 11,45% и разделить полученную сумму на количество выбранных показателей (всего 3 показателя), в итоге получится 9,23%.

Эластичность спроса на электроэнергию

Эластичность спроса на электроэнергию определяется следующим образом:

Эластичность спроса на электроэнергию = прирост выработанной энергии / прирост РВВП на душу населения.

Если принять прирост выработанной энергии в 9,23%, а ежегодный прирост РВВП на душу населения в 10,7% на период 2000-2005 годы в качестве типичных показателей, то величина эластичности спроса на электроэнергию будет составлять 0,863.

Ежегодный прирост спроса на электроэнергию

Ежегодный прирост спроса на электроэнергию подсчитывается следующим образом:

Ежегодный прирост спроса = ежегодный прирост РВВП на душу населения x эластичность спроса

В нижеследующей таблице сведены необходимые данные для расчета и уже рассчитанные данные ежегодного прироста спроса на электроэнергию.

Ежегодный прирост РВВП на душу населения, эластичность спроса на электроэнергию и ежегодный прирост спроса на электроэнергию

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ежегодный прирост РВВП на душу населения	7,38%	10,7%	6,4%	3,3%	1,6%	1,5%	1,2%
Эластичность спроса на электроэнергию	0,863	0,863	0,863	0,863	0,863	0,863	0,863
Ежегодный прирост спроса на электроэнергию	6,37%	9,23%	5,52%	2,85%	1,38%	1,29%	1,04%

Прогноз спроса на электроэнергию на основе экономических показателей

Спрос на электроэнергию подсчитывался на основе спрогнозированных данных ежегодного прироста и спроса на электроэнергию в 1,157 млрд.кВт·ч. Результаты расчетов приведены в нижеследующей таблице:

Прогноз спроса на электрическую нагрузку

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Прогноз спроса на электроэнергию, млрд.кВт-ч/год	1,231	1,914	2,504	2,882	3,086	3,290	3,456
Прогноз спроса на эл.нагрузку (ср. знач-е), МВт	141	218	286	329	352	376	396

Прогноз максимальной нагрузки

Коэффициент заполнения графика нагрузки (далее коэффициент нагрузки) подсчитывается следующим образом:

Коэффициент нагрузки = Ежегодное суммарное производство МВт-ч / Максимальная нагрузка МВт / 8 760 час

Ежегодное суммарное производство, максимальная нагрузка и расчет коэффициента нагрузки

Год	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Ежегодное суммарное производство, МВт-ч	1162832	1198096	1076480	936776	1015200	1156829
Максимальная нагрузка, МВт	191	192	196	177	151	180
Коэффициент нагрузки	0,695	0,712	0,627	0,604	0,767	0,734

Применяемый коэффициент нагрузки 0,75 является средним значением за 1998-1999 гг.

Прогноз максимальной нагрузки

Прогноз максимальной нагрузки подсчитывается следующим образом:

Прогноз максимальной нагрузки = Прогноз спроса на электроэнергию / средний коэффициент нагрузки / 8 760

Спрос на электроэнергию, коэффициент нагрузки и рассчитанная максимальная нагрузка

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Спрос на электроэнергию, ГкВтч	1,231	1,914	2,504	2,882	3,086	3,290	3,465
Коэффициент нагрузки	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Максимальная нагрузка, МВт	188	291	381	439	470	501	527

- 3) Макропрогноз спроса электроэнергии на основе показателей ежегодного среднего энергопотребления на душу населения

Общие условия:

- период прогнозирования: 2000-2030гг. (30 лет)
- основные данные: ежегодная выработка электроэнергии на душу населения

Данные ежегодного среднего потребления электроэнергии по некоторым странам приведены в следующей таблице:

Данные средней ежегодной выработки электроэнергии на душу населения в некоторых странах

(Ед. измерения: кВт·ч/чел.)

Год	1990	1992	1997	1999
Казахстан	5202	5774	3743	3850
Россия	7313	6659		
Украина	5750	4731		
Китай	589	650	917	
Корея	3053	3348		
Япония	7167	7192	8227	
Франция	7977	7140	8117	
Италия	3841	4525	4372	
США	12184	21160	13198	

Данные средней ежегодной выработки электроэнергии на душу населения в г. Астане за период с 1991 по 1999 годы приведены ниже.

Данные средней ежегодной выработки электроэнергии на душу населения в г. Астана

Год	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
Ежегодная выработка электроэнергии (тыс. МВт·ч)	1581	1561	1302	1163	1198	1076	936	1015	1157
Население (тыс. чел)	288	292	290	286	284	279	275	275	318
Ежегодная выработка энергии на душу населения, (кВт·ч)	5490	5346	4490	4066	4218	3857	3403	3691	3638

Составление прогноза спроса на электроэнергию на основе прогнозных данных численности населения и средней ежегодной выработки электроэнергии на душу населения

За 1999 год ежегодная средняя выработка электроэнергии на душу населения в г. Астане была зафиксирована на уровне 3638кВт·ч. В 2000 году выработка предположительно составила 3700кВт·ч. К 2030 году предполагается, что выработка достигнет 5800кВт·ч, что будет соответствовать уровню 1992 года в Казахстане. Прогнозируемые данные на 2005, 2010, 2015, 2020, и 2025 годы будут основаны на пропорциональном их распределении.

Следующая таблица показывает численность населения, среднее ежегодное потребление электроэнергии на душу населения, а также прогноз среднего спроса на электроэнергию, подсчитанного по следующей формуле:

Средний спрос на электрическую нагрузку = численность населения x средняя выработка электроэнергии на душу населения

Население, средняя выработка электроэнергии на душу населения и рассчитанный прогноз спроса

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Население (тыс. чел)	322	400	490	590	690	750	800
Средняя выработка электроэнергии на душу населения (Вт·ч)	3700	4050	4400	4750	5100	5450	5800
Подсчитанный прогноз ср. спроса на электроэнергию, (ГкВт·ч)	1,191	1,620	2,156	2,803	3,519	4,088	4,640
Рассчитанный прогноз среднего спроса на эл. нагрузку (МВт)	136	185	246	320	402	467	530

Прогноз максимальной нагрузки

Для определения прогнозной максимальной электрической нагрузки использовались те же показатели экономического роста, которые применялись для прогноза спроса на электроэнергию, а также коэффициент нагрузки в 0,75.

Для проведения расчетов использовалась следующая формула:

Прогноз максимальной нагрузки = прогноз спроса на электроэнергию / среднее значение коэффициента нагрузки / 8 760

Спрос на электроэнергию, коэффициент нагрузки и максимальная нагрузка

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Спрос на электроэнергию (ГкВт·ч)	1,191	1,620	2,156	2,803	3,519	4,088	4,640
Коэффициент нагрузки	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Максимальная нагрузка (МВт)	181	247	328	427	536	622	706

- (3) Прогноз спроса на электроэнергию и прогноз максимальной нагрузки на основе микроскопического метода прогнозирования

Общий принцип

Микропрогноз спроса на электроэнергию рассчитывается в целях уточнения спроса на электроэнергию по каждому району г.Астаны и суммарного спроса по всей территории города. На основе полученных результатов представится возможность определить места под размещение подстанций в местах наибольшего спроса электрических нагрузок.

Ниже используются следующие данные для составления прогноза спроса на электроэнергию:

- население в каждом районе
- общая торговая площадь в каждом районе
- общая офисная площадь в каждом районе
- потребление электроэнергии в промышленной зоне
- общая площадь других помещений (специальные или общественные помещения)

Расположение следующих планировочных секторов дается на Рисунке 3.4.1 Отчета Общая пояснительная записка.

Жилые сектора №№1-19, включая №4А и №4В
Северный промышленный сектор
Центральный промышленный сектор
Промышленный сектор «Станция 40»
Планировочные сектора №№ I-IX

Потребление электроэнергии на душу населения

Таблица Н.2.1 показывает фактическую выработку электрической энергии, среднее потребление электроэнергии на душу населения и процентное выражение чистого спроса на выработанную на ТЭЦ-2 электроэнергию. Для расчета спроса 2000 года принималось среднее значение электропотребления на человека в размере 45Вт, а также показатель разницы потерь между выработкой электроэнергии на ТЭЦ-2 и ее доставкой до потребителя - 46%. Таким образом, среднее электропотребление на душу населения в 2000 году принимается в размере 45Вт. В будущем с ростом доходов населения это значение будет увеличиваться.

С учетом данных по среднему годовому потреблению электроэнергии на душу населения были рассчитаны показатели среднего потребления электрической нагрузки на человека; норма прироста использовалась такой же, что и в

расчетах спроса на выработку электроэнергии на душу населения, представленных в подпункте 2) пункта 2) Раздела Н.2.1.

Среднее потребление электрической нагрузки на душу населения

(Единица измерения: Вт/чел.)

Год	2000	2010	2020	2030
Среднее потребление э/энергии на душу населения	45,0	54,0	62,0	70,0

Чистый спрос 2000 года на электрическую нагрузку, составивший 46,0% в будущем будет улучшен за счет снижения технических и коммерческих потерь и собственного потребления ТЭЦ для производства тепловой и электрической энергий. Следующая таблица показывает эффективность спроса на электрическую нагрузку.

Чистый спрос на электрическую нагрузку

(Единица измерения: %)

Год	2000	2010	2020	2030
Выработка э/энергии на ТЭЦ	100	100	100	100
Собственное потребление ТЭЦ	-17,5	-17,0	-15,5	-14,0
Технические, коммерческие и прочие потери	-36,5	-30,5	-27,5	-27,5
Чистый спрос на э/нагрузку	46,0	52,5	57,0	58,5

Данные по спросу на электроэнергию в промышленном секторе приведены в Таблице Н.2.2. Средний спрос электрической нагрузки рассчитывался в разрезе на рабочее место, составив соответственно 1,40кВт/рабочее место. Спрос на электрическую нагрузку в промышленном секторе рассчитывался с учетом численности занятого населения в 2000, 2010, 2020 и 2030гг. и среднего спроса электрической нагрузки на одного работника в промышленном секторе.

В Таблице Н.2.3 приведены исходные данные, необходимые для определения микропрогноза спроса на электрическую нагрузку. В таблице, площади офисных помещений, коммерческих и торговых залов, а также других зданий, взяты в качестве общей (валовой) площади, включающей туалеты, складские помещения, коридоры, и т.д.

Средний спрос на электрическую нагрузку приведен в Таблицах Н.2.4, Н.2.5, Н.2.6 и Н.2.7. Средний спрос рассчитывался на основе численности населения, площади торговых, офисных и других помещений, а также на среднем спросе электрической нагрузки в промышленном секторе в расчете на рабочее место.

Средний спрос энергопотребляющих сооружений (категория «Промышленность») на электрическую нагрузку, предложенных настоящим

Генеральным планом представлен в Таблице Н.2.8, а средний спрос на электрическую нагрузку по каждой категории потребителей и сумма спроса в 2000, 2010, 2020 и 2030гг., соответственно, приведены в Таблицах Н.2.9-2.12.

Спрос на электрическую нагрузку в 2000, 2010, 2020, 2030гг.в разрезе по каждому району показан в Таблице Н.2.13.

Результаты расчетов микропрогноза спроса на электрическую нагрузку, включая прогноз максимального спроса на электрическую нагрузку даны в Таблице Н.2.14.

Нижеследующая таблица показывает результаты расчетов прогноза максимального спроса на электроэнергию, полученных на основе макроскопических и микроскопического методов прогнозирования.

Прогноз максимального спроса на электрическую нагрузку

(Ед.измерения: МВт)

	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Макро, эконом.показатели	188	291	381	439	470	501	527
Макро., население	181	247	328	427	536	622	706
Микро.,	226	*295	362	*425	485	*530	570
Предлагаемый	226	*295	362	*425	485	*530	570

Примечание: *данные цифры показывают среднее значение между данными до и после пяти лет.

Данные этой таблицы отражены на Рисунке Н.2.1 в виде графика.

(4) Заключение по прогнозу спроса на электрическую нагрузку

В обычной практике принято использовать микроскопический метод прогнозирования для расчета прогноза спроса на электрическую нагрузку на краткосрочную перспективу. Эти результаты затем необходимы для сверки с результатами макроскопического прогнозирования, если таковые проводились.

Следующая таблица показывает свойства методов прогнозирования.

Свойства методов прогнозирования

Метод прогнозирования	Вид перспективы	В случае составления краткосрочного прогноза	Возможные погрешности в
Макроскопический, на основе экономических данных	Долгосрочный	Сверка с результатами микроскопического прогноза	РВВП на душу населения; ежегодный прирост выработки электроэнергии;
Макроскопический, на основе численности населения	Долгосрочный	Сверка с результатами микроскопического прогноза	прирост населения; средняя выработка энергии на душу населения
Микроскопический	Краткосрочный	Сверка не требуется	базовые данные по жилым, торговым /коммерческих, офисных площадей; данные по численности занятого населения в промышленном секторе; среднее потребление электроэнергии на единицу выше указанных показателей

Однако, в случае, когда проводится прогнозирование на долгосрочную перспективу, метод макроскопического прогнозирования наиболее подходящий, чем микроскопический, так как результаты могут иметь погрешности в расчетах. Вместе с тем, был составлен прогноз на 30 лет по микроскопическому методу, поскольку прогноз спроса на электрическую нагрузку в настоящем Генеральном плане необходимо было составить не только по городу Астане в целом, но и по каждому планировочному сектору в отдельности.

В итоге всех трех вариантов прогноза спроса, результаты расчетов микроскопического метода являются наиболее рекомендуемыми и соответственно применимыми по следующим причинам:

- Хотя три варианта расчетов показывают почти одинаковые результаты до 2015 года, тем не менее, уже в 2030 году разница составляет 222МВт между макроскопическими методами расчета. В то же время, разница между микроскопическим и макроскопическим методами (на основе экономических показателей) составляет 65МВт. Макроскопические расчеты на основе данных численности населения могут быть применимы в качестве прогноза максимального спроса, а расчеты на основе экономических данных - в качестве прогноза минимального спроса в 2020 и 2030 гг., соответственно.
- Микроскопический метод расчета позволил определить прогноз спроса по каждому району в отдельности, поэтому полученные данные уже готовы к применению без каких-либо корректировок.

Н.2.2 Прогноз спроса на тепло

(1) Методология составления прогноза

Методология проведения расчетов прогноза спроса на тепло также классифицируется на два вида, как и методология составления прогноза спроса на электроэнергию: (1) макроскопический метод прогнозирования (далее макропрогноз) и (2) микроскопический метод прогнозирования (микропрогноз).

Те же базовые данные, что использовались для определения прогноза спроса на электроэнергию, будут использованы для макро- и микро- прогнозов спроса на тепло.

(2) Макропрогноз спроса на тепло и прогноз максимальной тепловой нагрузки

Общий принцип

Нижеследующие данные будут использованы для определения макропрогноза спроса на тепло по двум методам расчета, также как и при спросе на электроэнергию.

- данные экономического роста, индекс
- данные среднего потребления тепла на душу населения

1) Макроскопический прогноз спроса тепла на основе показателей экономического роста

Общие условия

- прогнозируемый период: 2000-2030гг. (30 лет)
- РВВП на душу населения и ежегодный прирост РВВП

Нижеследующая таблица показывает РВВП на душу населения и его ежегодный прирост.

РВВП на душу населения и его ежегодный прирост

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
РВВП на душу населения (тыс.тенге)	40	47	86	159	149	160	267	358	421	455	490	519
Ежегодный прирост (%)	-	17,5	83,0	84,9	-6,7	7,38	10,7	6,4	3,3	1,6	1,5	1,2

Фактическая выработка тепловой энергии и ее ежегодный индекс роста

Следующая таблица показывает данные фактического объема выработки тепловой энергии, а также данные ежегодного прироста выработки.

Фактический объем выработки тепла и его ежегодный прирост

	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Фактически выработанное тепло (Гкал)	2 641 668	2 513 441	2 142 375	2 380 065	2 721 105	2 760 614
Ежегодный прирост (%)	-	-4,85	-14,76	11,09	14,33	1,45

Для расчета среднего ежегодного прироста объема тепла, согласно вышеуказанной таблице, необходимо сложить положительные показатели прироста, такие как 11,09%, 14,33% и 1,45%, и разделить полученную сумму на количество выбранных показателей, в итоге получится средний ежегодный прирост в 8,96%.

Эластичность спроса на теплоснабжение

Эластичность спроса на теплоснабжение определяется следующим образом:

Эластичность спроса на теплоснабжение = прирост выработанного тепла / прирост РВВП на душу населения

Если принять прирост выработанной тепловой энергии в 8,96%, а ежегодный прирост РВВП на душу населения в 10,7% на период 2000-2005 годы в качестве типичных показателей, то эластичность спроса на теплоснабжение будет составлять 0,837.

Ежегодный прирост спроса на теплоснабжение

Ежегодный прирост спроса на теплоснабжение подсчитывается следующим образом:

Ежегодный прирост спроса на теплоснабжение = Ежегодный прирост РВВП на душу населения x эластичность спроса на теплоснабжение

В нижеследующей таблице приведены необходимые данные для расчета ежегодного прироста спроса на теплоснабжение.

Ежегодный прирост РВВП на душу населения, эластичность спроса на тепло и ежегодный прирост спроса на тепло (%)

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Ежегодный прирост РВВП на душу населения (%)	7,38	10,7	6,4	3,3	1,6	1,5	1,2
Эластичность спроса на теплоснабжение	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837	0,837
Ежегодный прирост спроса на теплоэнергию (%)	6,18	8,96	5,36	2,76	1,34	1,26	1,00

Прогноз спроса на теплоснабжение на основе экономических показателей

Спрос на теплоснабжение подсчитывается следующим образом:

Спрос на теплоснабжение (среднее значение) = Спрос на теплоснабжение за предыдущий год x (1+ Ежегодный прирост спроса на теплоснабжение на определяемый год)

Спрос на теплоснабжение в 1999 год составил 2 721 105 Гкал/год. Нижеследующая таблица показывает результаты расчета прогноза спроса на тепло.

Результаты расчета прогноза спроса на тепло

Год	(Единица измерения: тыс.Гкал)						
	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Прогноз спроса на теплоэнергию в год	2 889	4 437	5 761	6 601	7 055	7 511	7 894

Прогноз максимальной тепловой нагрузки

Коэффициент нагрузки подсчитывается следующим образом:

Коэффициент нагрузки = Суммарное годовое производство (Гкал) / максимальная нагрузка (Гкал/ч) / 8 760 (часов)

Нижеследующая таблица показывает результаты рассчитанных коэффициентов нагрузки предшествующих лет.

Ежегодная суммарная выработка, максимальная нагрузка и коэффициент нагрузки

		1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
Ежегодная суммарная выработка (Гкал)		2 641 668	2 513 441	2 142 375	2 380 065	2 721 105
МАХ нагрузка (Гкал/ч)	ТЭЦ-1	296	294	332	240	239
	ТЭЦ-2	-	472	400	419	484
	Всего	-	766	732	659	723
Коэффициент нагрузки		-	0,375	0,334	0,412	0,430

Применяемый коэффициент нагрузки 0,421 является средним показателем за 1998-1999 гг.

Прогноз максимальной тепловой нагрузки

Прогноз максимальной тепловой нагрузки подсчитывается следующим образом:

Прогноз максимальной нагрузки = Прогноз спроса на ежегодное теплоснабжение / средний коэффициент нагрузки / 8 760 часов

Нижеследующая таблица показывает прогноз спроса на тепло, коэффициент нагрузки и рассчитанную максимальную нагрузку.

Прогноз спроса на тепло, коэффициент нагрузки и рассчитанная максимальная нагрузка

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Спрос на тепло (тыс.Гкал/год)	2 889	4 437	5 761	6 601	7 055	7 511	7 894
Коэффициент нагрузки	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Прогноз максимальной нагрузки (Гкал/ч)	783	1 203	1 562	1 790	1 913	2 037	2 140

- 2) Макропрогноз спроса на тепло на основе показателей ежегодного среднего теплопотребления на душу населения

Общие условия

- прогнозируемый период: 2000-2030гг. (30 лет)
- основные данные: ежегодное среднее потребление на душу населения

Нижеследующая таблица показывает тепло, коэффициент нагрузки и рассчитанную максимальную нагрузку.

Ежегодный фактический объем выработанного тепла, численность населения, и ежегодный объем тепла на душу населения

	1995г.	1996г.	1997г.	1998г.	1999г.
Ежегодный фактический объем тепла (Гкал)	2 641 668	2 513 441	2 142 375	2 380 065	2 721 105
Население (тыс.чел.)	284	279	275	275	318
Ежегодный объем тепла на душу населения (Гкал/чел.)	9,302	9,009	7,790	8,655	8,557

Применяемый средний объем тепловой энергии на душу населения в 8,663Гкал является средним показателем за 1996-1999гг.

Макропрогноз спроса на тепло выполнен на основе прогноза численности населения и среднего значения производства тепла на душу населения.

Следующая таблица показывает численность населения, средний ежегодный объем тепловой энергии на душу населения, а также прогноз среднего спроса на теплоснабжение, подсчитанного по следующей формуле:

Прогноз среднего спроса на теплоснабжение = численность населения x средний объем тепловой энергии на душу населения

Прогноз на 2000-2030гг. в отношении ежегодного среднего объема тепловой энергии на душу населения составляет 8,663 Гкал.

Население, средний объем вырабатываемого тепла на душу населения и рассчитанный прогноз среднего спроса

	2000г.	2005г.	2010г.	2015г.	2020г.	2025г.	2030г.
Население (тыс.чел.)	322	400	490	590	690	750	800
Средний объем тепла на душу населения (Гкал)	8,663	8,663	8,663	8,663	8,663	8,663	8,663
Рассчитанный прогноз среднего спроса (тыс.Гкал)	2 789	3 465	4 245	5 111	5 977	6 497	6 930

Прогноз максимальной тепловой нагрузки

Для вычисления прогнозной максимальной нагрузки использовались те же показатели экономического роста, которые применялись для прогноза спроса на теплоэнергию, а также коэффициент нагрузки в 0,421.

Следующая формула использовалась для проведения расчетов:

Прогноз максимальной нагрузки = Прогноз спроса на теплоснабжение / среднее значение коэффициента нагрузки / 8 760 часов

Спрос на тепло, коэффициент нагрузки и рассчитанная максимальная нагрузка

	2000г.	2005г.	2010г.	2015г.	2020г.	2025г.	2030г.
Спрос на тепло (тыс. Гкал)	2 790	3 465	4 245	5 111	5 977	6 497	6 930
Коэффициент нагрузки	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421	0,421
Максимальная нагрузка (Гкал / час)	757	940	1 151	1 386	1 621	1 762	1 879

(3) Прогноз спроса на электроэнергию и прогноз максимальной нагрузки на основе микроскопического метода

Общий принцип

Микропрогноз спроса на тепло рассчитывается в целях уточнения спроса на тепло в каждом районе и спроса по всей территории г.Астана. В результате полученных данных станет возможным размещение соответствующих сооружений в местах наибольшего спроса.

Следующие данные используются для составления прогноза спроса на электроэнергию:

- население в каждом секторе
- общая торговая площадь в каждом секторе
- общая офисная площадь в каждом секторе
- потребление электроэнергии в промышленной зоне
- общая площадь других помещений (специальные или общественные помещения)

Количество и наименования планировочных секторов показаны на Рисунке 3.4.1 Отчета Общая пояснительная записка.

Жилые сектора №№1-20, включая №4А и №4Б

Северный промышленный сектор

Центральный промышленный сектор

Промышленный сектор «Станция 40»

Планировочные сектора №№ I-IX

В дополнение, несколько районов, удаленных от центра города, включены в список и поделены на две категории по территориальному признаку: первые – территории расположенные на правом берегу р.Ишим, а другие на левом берегу.

Основные данные для микроскопического прогнозирования спроса на тепло

Таблица Н.2.15 показывает данные по объемам продаж тепла по каждому потребителю в 1999 году, а также другие данные, необходимые для определения микропрогноза спроса на тепло, такие как потребление тепла на душу населения; среднее потребление тепла на единицу офисной площади, среднее потребление тепла на единицу торговой площади и потребление тепла в промышленном секторе на основе численности занятого населения в 1999 году.

В Таблице Н.2.16 представлены сводные данные, использованные для расчета микроскопического прогнозирования спроса на тепло.

Таблицы Н.2.17-Н.2.20 показывают средний спрос на тепло в каждом районе в 2000, 2010, 2020 и 2030 гг., рассчитанный на основе численности населения, промышленного сектора, площади торговых и офисных помещений.

В Таблицах Н.2.21-Н.2.24 приведены сводные данные по среднему спросу на тепло от потребителя и до источника тепла в 2000, 2010, 2020 и 2030 гг., соответственно.

Таблица Н.2.25 отражает прогноз спроса на тепло, поставляемого от источника до потребителя на левобережные и на правобережные территории р.Ишим. Данные таблицы были получены с учетом следующего:

- 1) цифры по автономным мини-бойлерам означают то количество тепла, которое будет замещено теплом от теплоцентрали. При этом, спрос на теплоснабжение на территориях левобережья и правобережья в период с 2010-2030гг. составит 10% и 20% от общего спроса на этих территориях, соответственно.
- 2) Результаты расчетов, содержащиеся в Таблицах Н.2.22-Н.2.24, соответствуют в целом 70% спроса от общего спроса на этих территориях, включая объем тепла, не поставляемого с теплоцентрали.
- 3) Исходя из вышеуказанных пунктов 1) и 2), сумма спроса на теплоснабжение по левобережью и правобережью составляет 80% и 90%, соответственно.

В Таблице Н.2.26 отражен спрос на теплоснабжение от источника выработки тепла.

Следующая таблица показывает разницу между объемом теплоснабжения от источника и объемом теплоснабжения до конечного потребителя.

Разница объема теплоснабжения от источника тепловой энергии по отношению к объему теплоснабжения до потребителя

Год	2000	2010	2020	2030
Правобережье р.Ишим	1,72	1,61	1,34	1,32
Левобережье р.Ишим	-	1,50	1,50	1,50

Таблица Н.2.27 показывает максимальную тепловую нагрузки у источника теплоснабжения. Полученные данные прогноза спроса на максимальную тепловую нагрузку на основе трех методов расчета показаны в следующей таблице, а их графики представлены на Рисунке Н.2.2.

Прогноз максимальной тепловой нагрузки

(Единица измерения: Гкал/ч)

Год	2000	2005	2010	2015	2020	2025	2030
Макро, эконом. данные	783	1 203	1 562	1 790	1 913	2 037	2 140
Макро, население	757	940	1 151	1 386	1 621	1 762	1 879
Микро	764	1 045	1 306	1 465	1 619	1 797	1 974
Предлагаемый	764	1 045	1 306	1 465	1 619	1 797	1 974

(4) Заключение по прогнозу спроса на тепловую энергию

В обычной практике принято использовать микроскопический метод прогнозирования для расчета прогноза спроса на электрическую нагрузку на краткосрочную перспективу. Эти результаты затем необходимы для сверки с результатами макроскопического прогнозирования, если таковые проводились.

Следующая таблица показывает свойства методов прогнозирования.

Свойства методов прогнозирования

Метод прогнозирования	Вид перспективы	В случае составления краткосрочного прогноза	Возможные погрешности в
Макроскопический, на основе экономических данных	Долгосрочный	Сверка с результатами микроскопического прогноза	РВВП на душу населения; ежегодный прирост выработки электроэнергии;
Макроскопический, на основе численности населения	Долгосрочный	Сверка с результатами микроскопического прогноза	прирост населения; средняя выработка энергии на душу населения;
Микроскопический	Краткосрочный	Сверка не требуется	базовые данные по жилым, торговых /коммерческих, офисных площадей; данные по численности занятого населения в промышленном секторе; ср. потребление на единицу выше-указанных данных

Однако, в случае, когда проводится прогнозирование на долгосрочную перспективу, метод макроскопического прогнозирования наиболее подходящий, чем микроскопический, так как результаты могут иметь погрешности в расчетах. Вместе с тем, был составлен прогноз на 30 лет по микроскопическому методу прогнозирования, поскольку прогноз спроса на тепловую нагрузку в настоящем Генеральном плане необходимо было составить не только по городу Астана в целом, но и по каждому планировочному сектору в отдельности.

Из результатов прогноза спроса на тепло, основанных на трех методах расчета, наиболее приемлемыми считаются результаты микропрогноза по следующим причинам:

- макропрогноз спроса на тепло основывается на данных численности населения почти также как и микроскопический в течение 2000-2030гг., и их результаты почти идентичны;
- микропрогноз спроса на тепло включает прогноз спроса не только по каждому району, но и спрос на левобережье и правобережье р.Ишим, таким образом, полученные данные прогноза можно использовать без каких-либо корректировок.

Н.2.3 Электроснабжение и план передачи электроэнергии

- (1) Исследование существующих линий электропередач (ЛЭП) на предмет изменения их месторасположения

При формулировании настоящего Генерального плана развития г.Астана, изменение трассы существующих ЛЭП-110кВ рассматривается весьма важным аспектом.

Как показано на Рисунке 4.5.1 Отчета: Общая пояснительная записка, в ближайшем будущем существующая подстанция «Аэропорт» будет основной понижающей подстанцией по транспортировке электроэнергии на новые территории застройки левобережья реки Ишим. Для соответствующего электроснабжения, существующие ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до ПС «Аэропорт» необходимо заменить новыми по следующим причинам:

- 1) в будущем мощность ЛЭП будет не достаточной для транспортировки электроэнергии на новые территории застройки;
- 2) существующие ЛЭП от ТЭЦ-2 до подстанции «Аэропорт» будут создавать препятствия развитию новых жилых территорий города в секторах №№16 и 19, расположенных на левобережье р.Ишим. (Желательно посмотреть также Рисунок 3.4.1 Планировка и нумерация секторов г.Астаны);
- 3) существующие ЛЭП эксплуатируются уже 30 лет;

Существующие ЛЭП-110кВ будут демонтированы после того, как установят новые ЛЭП-110кВ.

- (2) Новые линии электропередачи (ЛЭП)

Новые ЛЭП-110кВ будут строиться с учетом перспективы развития города Астаны в соответствии со спросом на электроснабжение на новых территориях застройки (см. Рисунки 4.5.1 Отчета: Общая пояснительная записка).

Ниже представлена краткая информация по установке новых ЛЭП.

- 1) новые ЛЭП-110кВ от ТЭЦ-2 до подстанции «Аэропорт» будут сооружаться в воздушном и кабельном исполнениях вдоль внешней кольцевой дороги с учетом ландшафта и перспективы расширения территории города (также как пункт (1));
- 2) новые ЛЭП-110кВ будут устанавливаться в воздушном и кабельном исполнениях от ЦПП-500кВ до подстанции «Аэропорт» через подстанцию «Западная» в целях усиления;
- 3) новые ЛЭП-110кВ будут сооружены на территориях будущего спроса электрических нагрузок, таких как Новый центр города, сектор №14, сектор № 17, технопарки в планировочных секторах №I, №II, и №III.

Подводка кабеля к каждому району будет осуществляться путем его прокладки в туннеле в подземном исполнении с той целью, чтобы максимально продлить срок его эксплуатации, а также с учетом требований горархитектуры, за исключением проводки технопарков.

Приблизительная протяженность ЛЭП указана в разделе Н.3 План развития электроснабжения и теплоснабжения.

(3) Новые подстанции и расширение существующих подстанций

Таблица Н.2.28 показывает пики электрических нагрузок на подстанциях города. Таблица Н.2.29 отражает список существующих подстанций 110кВ/10кВ, включая их наименование, количество трансформаторов, и список планируемых подстанций под расширение и новое строительство.

Ниже представлены планируемые новые подстанции и расширения существующих подстанций.

В 2010 году:

- Сектор 13, Новый центр город
- Сектор 17, левобережье р.Ишим
- Технопарк, планировочный сектор № I
- Расширение трансформаторов ПС «Аэропорт»
- Расширение трансформаторов ПС «Коктем»

В 2020 году:

- Сектор 14

- Технопарк, планировочный сектор № III
- Расширение трансформаторов ПС «Заречная»
- Расширение трансформаторов ПС «Насосная»

В 2030 году:

- Технопарк, планировочный сектор № II
- Расширение трансформаторов ПС «Западная»
- Расширение трансформаторов ПС «Южная»

Дополнительные сведения по этому оборудованию указаны в разделе Н.3 План развития электроснабжения и теплоснабжения.

Н.2.4 Теплоснабжение и план транспортировки тепловой энергии

- (1) Изучение существующих тепломагистралей на предмет изменения их месторасположения

Большая часть существующих теплосетей выполнена в надземном исполнении. Такое решение было оправдано с точки зрения продления срока эксплуатации и более легкого доступа к обслуживанию, хотя не учитывало внешний облик города. Тем не менее, существует план реконструкции надземных тепломагистралей в подземном исполнении.

В 2000 по 2005гг. тепломагистралей на отрезке между насосными станциями НС-1 и НС-2 будут выполнены в подземном исполнении. Работы уже начаты на отрезке протяженностью в 3,6км и будут завершены в течение 2000 года.

- (2) Новые тепломагистралей и новое оборудование по теплоснабжению

Ниже представлены основные подходы по развитию тепловырабатывающего и теплоснабжающего оборудования на новых и существующих территориях освоения города Астаны:

- 1) источником теплоснабжения на новых территориях освоения на правобережье реки Ишим будет ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, включая их расширения;
- 2) источником теплоснабжения в конце 2010 года на новых территориях освоения на левобережье реки Ишим будет ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2; теплоснабжение левобережья будет осуществляться через расширение тепломагистралей от существующей теплосети до новой застройки левобережья р.Ишим;
- 3) с начала 2011 года теплоснабжение новых территорий застройки на

левого берега р.Ишим будет осуществляться через новую теплотрассу, состоящую из районных котельных с водогрейными котлами на природном газе, теплообменников, циркуляционных насосов горячей воды и прочего вспомогательного оборудования.

Исследовательская группа ЯАМС оценивает природный газ как потенциальное топливо для системы теплоснабжения города. Полное использование природного газа для выработки тепловой и электрической энергии начнется только к концу 2011 года, поскольку на ранних стадиях потребления газа объемы поставляемого газа в город будут не велики;

- 4) по мере развития и застройки территорий города спрос и потребление тепловой энергии в этих районах будет увеличиваться, поэтому предусматривается увеличение числа водогрейных котлов на районных котельных пропорционально увеличению спроса.

(6) Свойства центральной системы отопления

- 1) Система центрального отопления будет обеспечивать всю территорию города теплом от централизованного источника, поэтому автономное отопительное оборудование отдельных зданий будет неподходящим в таких условиях. В противном случае потребуются предусмотреть специальные помещения для размещения подобного оборудования и для хранения топлива. Согласно предложенному плану, помещения зданий будут использоваться с максимальной эффективностью, согласно их функциям.
- 2) Количество выбросов в воздух загрязняющих веществ-продуктов горения, гораздо меньше от водогрейных котлов по сравнению с суммой отдельно взятых автономных отопительных систем. Помимо прочего, эксплуатация и обслуживание автономных отопительных систем обходится дороже по сравнению с системой центрального отопления.
- 3) Использование природного газа в качестве топлива в центральной отопительной системе имеет важное экологическое значение. Природный газ считается самым экологически чистым топливом среди горючих видов топлива, поскольку отсутствуют выбросы пепла и золы в атмосферу, а уровень выбросов окислов серы весьма низок. Система доставки природного газа в Астану до 2005 года находится на стадии изучения и пока точных результатов нет.

Планирование теплоснабжения в планировочных районах левого берега реки

Ишим следует разрабатывать с учетом следующих важных аспектов:

- в целях экономии, каждая система районного отопления должна иметь запроектированную мощность более 5Гкал/ч;
- желательно выбрать площадь теплоснабжения в 500м², что в среднем обеспечивает радиус в 250м от источника;
- очень важно для районной отопительной системы увеличить плотность тепловой нагрузки, что позволит сократить расходы на транспортировку тепла;
- оборудование по выработке тепла должно соответствовать экологическим стандартам и экологическому законодательству;
- предпочтительно, чтобы дома и здания были различного типа и вида с разной тепловой нагрузкой, что позволит избежать перегрузки в пиковое время потребления;
- единичные цены на горячую воду должны быть низкими, учитывая период развития территории застройки, назначение зданий, а также размеров зданий.

Ниже даны краткие разъяснения по концепции районного теплоснабжения (см. Рисунки Н.2.3 и Н.2.4).

- 1) Система теплоснабжения будет состоять из первичной и вторичной систем циркуляции горячей воды. Вторичная система будет закольцована от районной котельной с теплообменником до каждого отдельного здания. Подобная организация систем позволит сократить количество воды необходимой для циркуляции горячей воды во вторичной системе.
- 2) Термостат будет установлен на трубе, по которой горячая вода поступает в дома или здания. Температура в помещении должна составлять 21-23°C. Таким образом, наличие термостата поможет избежать чрезмерного потребления тепла и энергии, а также сэкономить сжигаемый природный газ.
- 3) В дополнение, установка калориметра на выходной трубе горячей воды позволит уменьшить и сохранить энергию, а соответственно и оплату за пользование горячей водой, так что проблема неуплаты за горячую воду будет в какой-то степени разрешена.

Генеральная схема теплосетей и расположения районных котельных показаны на Рисунке 4.5.2 Отчета: Общая пояснительная записка.

(4) Расположение районных котельных

Районные котельные будут располагаться на территориях повышенного спроса на тепловую энергию, это, к примеру, жилые сектора №№ 11, 12, 13, 14, 15, 16, и 19 на левобережье реки Ишим.

План организации системы районного отопления на левобережье реки Ишим предоставлен в разделе Н.3 План развития электроснабжения и теплоснабжения.

(5) Технические данные водогрейных котлов

Ниже приведены технические данные водогрейных котлов

- Тепловая мощность 16 Гкал/ч
- Способ транспортировки тепла горячая вода
- Давление и температура на выходе
 - давление приближ. 5кг/см²
 - температура приближ. 175°С
- Расход природного газа 2,10 тыс.м³/ч

(6) Расход природного газа на каждую районную котельную

Следующая таблица показывает рассчитанные расходы газа на каждую районную котельную.

Расход природного газа на каждую районную котельную

(Единица измерения: тыс.кг/ч)

№ районной котельной	Начало 2011 года	2020 год	2030 год
РК-1 (13)	8,8	12,8	15,3
РК-2 (14)	8,1	15,3	22,3
РК-3 (12)	2,7	2,7	2,9
РК-4 (15)	-	2,5	3,1
РК-5 (16)	-	3,7	7,8
РК-6 (19)	-	3,2	3,4
РК-11 (11)	-	-	10,2
Всего	19,6	40,2	65,0

Примечание: Объемы испрашиваемого теплоснабжения, не указанные в данной категории, будут удовлетворены частными автономными системами отопления, поскольку на этих территориях спрос будет незначительным для системы районного теплоснабжения, т.е. неоправданные строительные расходы на инфраструктуру.

(7) Источник воды для системы районного теплоснабжения

Первичная вода (для водогрейного котла)

питьевая вода

Вторичная вода (для кольцевой циркуляционной системы)

техническая вода

Н.2.5 План установки оборудования по выработке тепловой и электрической энергий

На Рисунках Н.2.5 и Н.2.6 показан план установки оборудования по выработке тепловой и электрической энергий для удовлетворения увеличивающегося перспективного спроса с 2000-2030 гг.

На этих рисунках, показаны 115МВт, 150МВт и 200МВт теплоэлектростанции, намечаемые к запуску в начале 2006 года, 2011 года и 2021 года, соответственно.

(1) Технические данные теплоэлектростанций

115 МВт теплоэлектростанция угольного типа на ТЭЦ-2 (расширение)

Установленная мощность

Электрическая 115МВт (Мах. 125МВт)

Тепловая приблиз. 175 Гкал/ч

Дата коммерческого запуска начало 2006 года

Детальная информация представлена в пункте (2) раздела Н.1.4.

150 МВт теплоэлектростанция комбинированного цикла сжигания

1) Установленная мощность

Электрическая 150МВт

Тепловая приблиз.220 Гкал/ч

2) Модификация теплоэлектростанции комбинированный цикл сжигания природного газа

3) Тепловая энергия для ГВС весь пар для ГВС будет вырабатываться на парогенераторе с технологией теплосбережения (ПГТС)

4) Топливо природный газ

5) Место расположения объекта ТЭЦ-1

6) Дата коммерческого запуска начало 2011 года

200 МВт теплоэлектростанция комбинированного цикла сжигания

1) Установленная мощность

Электрическая 200 МВт

Тепловая	приблиз.290 Гкал/ч	
2) Модификация теплоэлектростанции	комбинированный цикл сжигания природного газа	
3) Тепловая энергия для ГВС	весь пар для ГВС будет вырабатываться на парогенераторе с технологией теплосбережения (ПТС)	
4) Топливо	природный газ	
5) Расположение объекта	ТЭЦ-2	
6) Дата коммерческого запуска	начало 2021 года	

(2) Планируемая территория под проект

ТЭЦ-2 (для размещения 115 МВт и 200 МВт теплоэлектростанций)

Территория ТЭЦ-2, расположенная в промышленной зоне г.Астаны, имеет большие пространства и позволяет построить дополнительные сооружения по выработке тепла и электроэнергии.

В 1990-х годах в г.Астане планировали построить теплоэлектростанцию мощностью в 185МВт для выработки тепла и электроэнергии в качестве расширения ТЭЦ-2, однако проект так и не был осуществлен.

Построенные по плану помещения для размещения турбин и помещения для размещения котлоагрегатов пустуют и могут быть использованы для нового оборудования. Подобная идея применима к дымовой трубе, железной дороге для транспортировки материалов к цеху турбин, цеху котлоагрегатов, а также к кранам, построенным для обслуживания существующих сооружений и для обслуживания планируемого расширения теплоэлектростанции в 185МВт.

Золоотвал ТЭЦ-2 имеет очень большую площадь (приблизительно 1км²) для существующих котлоагрегатов угольного типа. Поэтому существующая площадь золоотвала будет пригодна для нового оборудования.

ТЭЦ-1 (для размещения 150 МВт теплоэлектростанции)

Территория ТЭЦ-1, расположенная в северной промышленной зоне г.Астаны,

имеет большие пространства для размещения оборудования. Здание под объект будет расположено на территории склада (для топлива и различных материалов ЭТО), который в настоящее время пустует.

Сброс и водозабор на планируемой территории размещения объекта.

ТЭЦ-2

1) Водозабор

Для обслуживания и эксплуатации нового оборудования вода будет использоваться из двух источников: питьевой и технической воды.

Использование двух источников воды направлено на следующие цели:

Техническая вода

- i) водозаполнение после периодического технического осмотра циркуляционной системы;
- ii) поставка воды для водяной циркуляционной системы;
- iii) водозаполнение после периодического осмотра охлаждающей водяной системы;
- iv) поставка воды для охлаждающей водяной системы;
- v) поставка воды для водной золоочистительной системы;
- vi) вода для обслуживания ТЭЦ-2;
- vii) поставка воды для теплоснабжения города.

Питьевая вода

- i) производство очищенной воды на водоочистных сооружениях для следующего использования:
 - заполнение котлоагрегата водой после периодической проверки котлоагрегата и системы подачи воды
 - поставка воды для водяной системы котлоагрегата
- ii) использование воды в офисных целях
 - питьевая вода
 - туалет
 - прочее.

Расходы питьевой и технической воды для 115МВт теплоэлектростанции оцениваются в 63,5т/ч и 245т/ч, соответственно.

2) Сброс воды

Стоки офисного здания будут сбрасываться без очистки, и отправляться на городские сооружения очистки сточных вод, как это практикуется в настоящее время.

Основные объемы сточных вод от теплоэлектростанции будут поступать на новое оборудование по очистке сточных вод. После очистки, вода сбрасывается за пределы ТЭЦ, но уже как соответствующая допустимым нормам для сточных вод.

Стоки, содержащие масло сначала будут проходить очистку на новом маслоочистном сооружении, а затем направляться на новое водоочистное сооружение.

ТЭЦ-1

Цели и расход технической и питьевой воды, а также обеспечение водоочистными сооружениями и сооружениями очистки сточных вод на ТЭЦ-1 будет в принципе таким же как на ТЭЦ-2.

Н.2.6 Экологический менеджмент

(1) Воздушное загрязнение

Для соблюдения требований по охране воздушного бассейна от загрязнения, новое оборудование (теплоэлектростанция) по выработке тепла и электроэнергии должно быть оснащено следующим вспомогательным оборудованием:

- котлоагрегат по своей конструкции должен обеспечивать функцию регулирования сгорания топлива для снижения выбросов NO_x ;
- электростатический фильтр для отбора пыли из дымового газа;
- установка по денитрификации дымового газа для осуществления отбора оксида серы из дымового газа.

Нижеследующая таблица показывает предъявляемые экологические требования к нормальному состоянию атмосферного воздуха на уровне земли.

Экологические требования к состоянию воздуха на уровне земли

Показатели	Экологический стандарт атмосферного воздуха
Взвешенные вещества	0,5 мг/м ³
Двуокись азота	0,085 мг/м ³
Окись азота	0,4 мг/м ³
Диоксид серы	0,5 мг/м ³
Оксид углерода	5,0 мг/м ³

Как упоминалось в разделе Н.1.1 Современное состояние, ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 обязаны осуществлять контроль за эмиссией дымового газа на основе плана ежегодных выбросов, который должен быть одобрен и согласован между: управлением ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2, с одной стороны, и Департаментом экологического контроля г.Астана, с другой стороны.

Экологические требования к котлоагрегату угольного типа сжигания представлены в нижеследующей таблице:

Требуемые стандарты к угольным котлоагрегатам

Мощность котлоагрегата	Стандарт выброса		
	Уровень выброса при превышающем O ₂ = 1,4 мг/Нм ³		
	Взвешенные вещества	Оксиды	
	Содержание золы более 4%	SO _x	NO _x
Паровой генератор 420т/ч и ниже	150	600	340

Контроль выбросов NO_x

Технологии контроля выбросов NO_x в настоящее время широко распространены и имеются в достаточных количествах. Они могут быть поделены на две группы: первая - это технологии контроля сжигания топлива, а другая - технологии по очистки дымового газа.

Три следующих метода из группы контроля сжигания топлива будут применены к модели нового котлоагрегата:

- 1) Метод NO_x пониженного сгорания
- 2) Двухступенчатый метод сгорания
- 3) Метод рециркуляции дымового газа

Подобная комбинация этих трех методов позволяет снизить уровень выбросов NO_x до 100×10^{-3} , что приблизительно эквивалентно 135 мг/м^3 . Контроль выбросов NO_x будет достигаться на основе вышеупомянутых технологий и методов, которые относятся к задачам производителя котлоагрегатов.

Контроль выбросов SO_x

Дымовой газ котлоагрегата содержит диоксид серы, другие кислотные газы и вещества.

Для более экономного извлечения диоксида серы из дымового газа предлагается использовать десульфурационную установку (ДУ), состоящую из систем впитывания и окисления.

Метод на основе мокрого известняка – гипса, является самым распространенным в мировой практике методом очистки. Дымовой газ, попадая в поглотитель проходит процесс очистки, посредством налета диоксида серы на известковую жидкость. Для завершения реакции диоксида серы в гипс в отстойник поглотителя подается обогащенный кислородом воздух. Таким образом, очищенный дымовой газ выбрасывается в атмосферу через дымовую трубу. Насыщенная жидкость отсасывается в жидкостной накопитель, а затем выбрасывается на полигон.

Ниже представлены расчетные выбросы окислов серы и общий выброс дымового газа в атмосферу.

Эмиссия SO_2 после прохождения ДУ	приб. 540т/год
Общий объем выброса дымового газа в год	приб. $2,40 \times 10^9 \text{ м}^3/\text{год}$
Содержание SO_2 в объеме дымового газа	приб. 225 мг/м^3

Контроль взвешенных веществ

Согласно общепринятой практике в угольных тепловых электростанциях используется электростатический фильтр (ЭФ) для удаления пепла и копоти из дымового газа.

Общий принцип отбора пыли ЭФ:

- заряд частиц
- движение заряженных частиц на собирающий электрод за счет силы Кулона
- накопление пыли на собирающем электроде
- удаление накопленного на собирающем электроде слоя пыли .

Хотя уровень обора пепла и копоти ЭФ зависит от размеров частиц пепла и копоти, а также их электрического сопротивления, высокозольный уголь (приб. 40%) ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2 (на ТЭЦ обычно должен использоваться уголь 10-25%) не позволяет достичь стандартных значений взвешенных частиц - 150 мг/м^3 , даже если отбор пыли на ЭФ составит 99,0%. Объем взвешенных веществ даже при использовании ЭФ с эффективностью 99,0% составит 475 мг/м^3 .

Понятно, что главным источником загрязнения атмосферного воздуха в городе является дымовой газ ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2. В этой связи весьма важно, чтобы производитель ЭФ или котлоагрегатов провел детальное исследование по эффективному удалению пыли ко времени расширения мощностей ТЭЦ-2.

(2) Рассчитанные ежегодные объемы дымового газа, углекислого газа и прочих загрязняющих веществ

Следующая таблица приводит расчетные ежегодные объемы дымового газа, углекислого газа, пыли, и диоксида серы.

Теплоэлектростанция	115 МВт	150МВт	200МВт
Модификация	Угольная, обычная	Комбинированный цикл	Комбинированный цикл
Топливо	Уголь	Природный газ	Природный газ
Расход топлива в год	$3,86 \times 10^8$ тонн	$2,00 \times 10^8 \text{ м}^3$	$2,67 \times 10^8 \text{ м}^3$
Объем дымового газа в год	$2,40 \times 10^8 \text{ м}^3$	$6,02 \times 10^9 \text{ м}^3$	$8,03 \times 10^9 \text{ м}^3$
Выброс CO_2 в год	$6,06 \times 10^5$ тонн	$3,89 \times 10^5$ тонн	$5,19 \times 10^5$ тонн
Выброс пыли в год	1 140 тонн	-	-
Выброс SO_2 в год	540 тонн	-	-

(3) Удаление пепла

Пепел, накапливающийся на ЭФ или технологическом оборудовании ТЭЦ, будет смешиваться с водой и затем отправляться на золоотвалы ТЭЦ-2. Вода, использованная для сброса пепла, золошлаков в золоотвалы, будет повторно использоваться для этих целей без сброса в реку. В целом система будет почти идентична существующим системам ТЭЦ-1 и ТЭЦ-2.

(4) Контроль сброса сточных вод

Как упомянуто в пункте (3) Сброс и водозабор на планируемой территории размещения объекта раздела Н.2.5, сточные воды офисных зданий будут сбрасываться без очистки и отправляться на городские очистные сооружения, так же как это практикуется в настоящее время. На ТЭЦ-2 в качестве работ по

расширению предусматривается строительство следующих сооружений по очистке сточных вод:

- сооружение по очистке сточных вод
- маслоочистное водное сооружение

Типичная система очистки сточных вод и маслоочистное сооружение показаны на Рисунках Н.2.7 и Н.2.8.

(5) Шум

Как правило, шум, издаваемый от оборудования, не должен превышать 90дБ (А), а шум в зале центрального управления не более 60дБ (А).

В этой связи, оборудование и клапаны должны быть оборудованы глушителем:

- выходы клапанов-предохранителей на паровых трубах, таких как, трубы барабана, подогревателя, и т.д.
- входные отверстия нагнетающих вентиляторов, обычных вентиляторов.

Шумоизоляционные материалы будут необходимы для комбинатов, водоснабжающих насосов котлоагрегата, нагнетательных вентиляторов, воздушных вентиляторов и тяговых вентиляторов.