# Содержание

Введение

. Современное состояние электроэнергетики Мурманской области.

.1 Характеристика Кольской электроэнергетической системы.

.2 Анализ современных балансов электроэнергии и мощности Кольской энергосистемы.

. Оценка перспективного спроса на электроэнергию в мурманской области.

. Потенциальные возможности развития генерирующих мощностей в Кольской энергосистеме.

.1 Атомная энергетика.

.2 Гидроэнергетика.

.3 Развитие теплофикации.

.4 Перспективные балансы электроэнергии и мощности Кольской энергосистемы на период до 2028 г.

Выводы.

Введение

энергосистема электроэнергетика кольский

Территория Запада европейского Севера (ЗЕВС) России, включающего Мурманскую область и Республику Карелия, составляет 217.3 тыс.км2, а население - 1.85 млн. чел., в том числе городское -1.55 млн. чел. (по состоянию на 01.01.96 г.).

Район на западе граничит с Норвегией и Финляндией, располагает морскими портами на Северном Ледовитом океане (на его морях), обеспечивающими возможность беспрепятственного выхода к наиболее оживленным мировым торговым путям Северной Атлантики.

Природно-климатическое своеобразие региона предопределяет ряд важных особенностей развития здесь промышленного производства, существенно сказывается на его специализации, размещении, экономических и энергетических показателях. Основные из этих особенностей состоят в следующем:

1. Наличие и характер доступных в регионе природно-сырьевых ресурсов (табл.2.1); их относительная близость к центрам потребления явились главным стимулом промышленного освоения европейского Севера и одновременно самым важным фактором специализации промышленного производства;

2. Наличие выхода в Северный Ледовитый океан, определяющего значимость региона в осуществлении международных морских перевозок и обслуживании Северного морского пути;

3. Суровый климат, особенности рельефа и геологического строения делают территорию региона недостаточно пригодной для сельскохозяйственного производства. В Мурманской области и северной части Республики Карелия сельское хозяйство имеет лишь подсобное значение, причем при очень высоких производственных затратах. Условия юга Республики Карелия позволяют развивать здесь мясомолочное производство, картофелеводство;

4. Наличие огромных площадей, занятых лесами, тундрой, болотами и озерами накладывает серьезные ограничения на развитие инфраструктуры, обусловливает ее высокую стоимость, очаговое освоение региона, особенно его северной части, а также определяет повышенные затраты в создание объектов производственного назначения;

5. Традиционные для регионов Севера проблемы с нехваткой трудовых ресурсов, необходимость их привлечения извне всегда увеличивали социальную составляющую затрат в промышленное строительство;

6. Северное положение региона, низкие среднегодовой температуры и длительный отопительный период вызывай повышенные энергетические затраты на обеспечение нормальны условий жизнедеятельности населения. Основной отраслью народного хозяйства региона являете промышленность, дающая около 80% валового продукта района базирующаяся на природноэксплуатирующих направлениях в развития его производительных сил. Доля добывающих отраслей здесь в 3 раз превосходит средние по стране показатели. Отрасли специализации промышленности - горнохимическая, железорудная, лесная, рыбная, машиностроительная. Среди отраслей топливно-энергетического комплекса выделяется атомная энергетика в Мурманской области. Большой удельный вес в экономике района занимают предприятия военно-промышленного комплекса.

Приведём таблицу качественной характеристики ресурсно-сырьевой базы Запада европейского Севера

Таблица 1

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Административно- территориальная единица | Ресурсы | Значение ресурса |
| Мурманская область | Апатитовые руды | Федеральное |
|  | Железные руды | Федеральное |
|  | Медно-никелевые руды | Федеральное |
|  | Слюда | Федеральное |
|  | Природный газ и | Федеральное |
|  | конденсат | Федеральное |
|  | Строительное сырье | Местное |
|  | Лес | Региональное |
|  | Рыбные ресурсы | Федеральное |
| Республика Карелия | Лес | Федеральное |
|  | Железные руды | Федеральное |
|  | Руды цветных металлов | Федеральное |
|  | Слюда | Федеральное |
|  | Строительное сырье | Региональное |

Промышленность района характеризуется достаточно высоко степенью интегрированности. Производственные комплексы регион являются крупнейшими предприятиями в своих отраслях (как производстве, так и в потреблении) с налаженными производственным связями. Так, АО "Апатит" (Мурманская область) является основным поставщиком сырья для производства фосфорных удобрений. Производство коксующихся углей в Воркутинском бассейне и окатышей Ковдоре и Оленегорске (Мурманская область), а также в Костомукша (Карелия) взаимообусловливает развитие друг друга порой сильнее, чем возможности выхода каждого из этих производств по отдельности на рынок вне региона.

Основные специализирующиеся комплексы экономики региона, являющиеся относительно эффективными и конкурентоспособными отраслями (энергетика, черная и цветная металлургия, лесная и рыбная промышленность), в которой работает всего около 20% занятых в промышленности, создают более половины стоимости валового продукта региона..

Приведём таблицу удельного веса Запада европейского Севера России и его территориально-административных составляющих в общем объеме производства РФ по отраслям промышленности в 1994 г., %

Таблица 2

|  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- |
| Отрасль | Российская Федерация | Мурманская область | Республика Карелия |
| Вся промышленность, всего: | 100 | 1.0 | 0.5 |
| добывающая | 100 | 3.0 | 1.3 |
| обрабатывающая | 100 | 0.7 | 0.4 |
| Электроэнергетика | 100 | 1.8 | 0.3 |
| Топливная промышленность | 100 | - | - |
| Черная металлургия | 100 | 0.8 | 1.0 |
| Цветная металлургия | 100 | 4.4 | 0.2 |
| Химическая и нефтеперераба-тывающая промышленность | 100 | 1.2 | - |
| Машиностроение и металлообработка | 100 | 0.3 | 0.3 |
| Лесная, деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная промышленность | 100 | 0.3 | 35 |
| Промышленность строительных материалов | 100 | 1.0 | 1.0 |
| Легкая промышленность | 100 | 0.2 | 0.1 |
| Пищевая промышленность | 100 | 2.6 | 0.5 |

# 1. Современное состояние электроэнергетики Мурманской области

## 1.1 Характеристика Кольской электроэнергетической системы

Основой электроэнергетической отрасли Мурманской области являются электрические станции и развитая сеть магистральных и распределительных ЛЭП. объединяющая эти станции для параллельной работы под единым диспетчерским управлением в Кольскую энергетическую систему (ЭС), которая обеспечивает электроэнергией практически всех потребителей Мурманской области и входит в Объединенную ЭС Северо-Запада (ОЭС Северо-Запада). Характеристика Кольской АЭС по состоянию на 1.01.2003 г. дана в таблице 3.

Централизованным электроснабжением от Кольской ЭС охвачено по территории более 50%, по населению - более 99,5 % потребителей. Тем не менее, имеется еще несколько десятков потребителей (метеостанции, маяки, погранзаставы, объекты Северного флота), электроснабжение которых от Кольской ЭС признано экономически нецелесообразным по причине значительной удаленности и малости объемов электропотребления. Они обеспечиваются электроэнергией от дизельных электростанций единой мощностью от 8-16 до 200-500 кВт суммарной установленной мощностью, оцениваемой в 10МВт.

Основная характеристика Колькой ЭС.

Таблица 3

|  |  |
| --- | --- |
| Показатели | Значение (с округлением) |
| Площадь территории, обслуживаемой ЭС, тыс. км2 | 70 |
| Установленная мощность электростанций, включая блок-станции, всего, МВт/% в том числе: ГЭС АЭС ТЭС (ТЭЦ) |  3737/100,0 1592/42,6 1760/47,0 385/10.4 |
| Проектная (возможная) выработка электроэнергии, млрд. кВт-ч/% в том числе: ГЭС АЭС ТЭС (ТЭЦ) | 20,2/100.0 6,6/32,3 12,3/62,1 1,3/5,6 |
| Протяженность ВЛ 110+330 кВ, всего км в том числе: 330 кВ 154 кВ | 5344 880 2677 |
| Мощность трансформаторов и автотрансформаторов, установленных на подстанциях, всего, МВА в том числе 330 кВ 154кВ 110кВ |  6302 2250 2757 1295 |

В состав Кольской ЭС входят электростанции различных форм собственности (см. табл. 3):

* 17 гидроэлектростанций суммарной установленной мощностью около 1600 МВт и средней многолетней выработкой свыше 6,5 млрд. кВт-ч., а также Мурманская и Апатитская ТЭЦ общей мощностью 335 МВт, со средней выработкой около 1,1 млрд. кВт-ч, принадлежащие Мурманской региональной энергетической компании (АО «Колэнерго»);
* Кольская АЭС мощностью 1760 МВт, являющаяся государственным предприятием федеральной собственности (Концерн «Росэнергоатом»);
* Три ведомственные блок-станции, ТЭЦ суммарной мощностью 50 МВт и с возможной выработкой 0,2 млрд. кВт-ч, принадлежащие горно-металлургическим и горно-обогатительным предприятиям (АО «Кольская горно-металлургическая компания, АО «Ковдорский ГОК»).

Потенциально-возможная годовая выработка электроэнергии всех электрических станций, входящих в Кольскую ЭС, составляет более 20 млрд. кВт-ч.

Электрические станции Кольской ЭС обеспечивают в полном объеме спрос на электроэнергию в Мурманской области. Часть производимой ими энергии по магистральным сетям передается в Карелию, на Федеральный оптовый рынок электрической энергии и мощности (ФОРЭМ).

Почти за 70 лет существования (год основания 1936) в Кольской ЭС сложилась уникальная структура генерирующих мощностей, при которой на ГЭС приходится по мощности - около 43 %, по возможной выработке - более 32%. Для АЭС эти показатели соответственно равны - 47 и 62%.

Эта структура обусловила самые низкие тарифы на электроэнергию среди всех регионов, входящих в Северо-Западный Федеральный округ России, которые позволяют обеспечить конкурентоспособность энергоемкой продукции промышленности области на внутреннем и (что особенно важно) на международном рынках, а также способствуют относительно безболезненно решать проблему отказа от перекрестного субсидирования населения за счет промышленности (табл. 2). В этом процессе Мурманская область, а значит и Кольская ЭС, занимает ведущую позицию среди всех субъектов Северо-Западного Федерального округа России.

При этом электроэнергетика является одной из основных отраслей в производстве промышленной продукции области (табл.5) (второе место после цветной металлургии). На долю электроэнергетики приходится свыше 20% производимой в области промышленной продукции. Этот показатель более чем в два раза выше его среднего значения в целом по России и существенно выше чем в соседних с областью субъектах Российской Федерации. Приведём таблицу изменения среднего тарифа на электроэнергию и величины перекрестного субсидирования в 2004 г. по сравнению с 2003 г.

Таблица 4

|  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Субъекты Российской Федерации (регионы) | Средний тариф в 2003 г., коп/(кВт·ч) | Предельный средний тариф в 2004 г., коп./(кВт·ч) | Отношение среднего тарифа к тарифу для населения в 2003 г., % | Отношение среднего тарифа к тарифу для населения в 2004 г., % | Изменение отношения среднего тарифа к тарифу для населения в 2004 |
| Северо-Западный федеральный округ | 86,2 | 96,3 | 102,4 | 98,4 | -4,0 |
| Республика Карелия | 67,0 | 73,7 | 111,7 | 92,1 | -19,6 |
| Республика Коми | 136,0 | 148,0 | 177,5 | 161,2 | -16,3 |
| Мурманская обл. | 54,2 | 57,4 | 83,4 | 74,6  | -8,8 |
| Архангельская обл. | 127,8 | 147,0 | 142,0 | 137,5 | -4,5 |
| Калининградская обл. | 95,1 | 106,5 | 89,7 | 87,3 | -2,5 |
| Новгородская обл. | 100,2 | 113,3 | 108,9 | 6,8 | -2,1 |
| Вологодская обл. | 97,5 | 112,1 | 105,9 | 104,8 | -1,1 |
| Ленинградская обл. г.Санкт-Петербург | 80,6 81,9 | 91,1 90,9 | 94,8 91,0 | 93,9 91,8 | -0,9 0,8 |
| Псковская обл. | 122,2 | 140,5 | 124,7 | 130,1 | 5,4 |

## 1.2 Анализ современных балансов электроэнергии и мощности Кольской энергосистемы

Формирование энергетических балансов Кольской ЭС во многом зависит от долевого участия в них ГЭС, которое можно отследить по отчетным балансам энергосистемы за цикл регулирования стока (табл. 5, 7, рис.1), который для большинства ГЭС Кольского полуострова составляет 6-8 лет, так как из шести каскадов ГЭС четыре имеют водохранилища многолетнего, один каскад - годичного и один каскад - сезонного регулирования. А как известно, наличие водохранилищ многолетнего регулирования позволяет устранить неравномерность стока, зависимость его от водности года, обеспечивая выработку электроэнергии и величину располагаемой мощности ГЭС в маловодные годы на уровне, характерном для условий среднемноголетней водности. При этом необходимо иметь в виду, что практически все ГЭС энергосистемы предназначены для покрытия пиковой и полупиковой частей графика электрической нагрузки, а Кольская АЭС - для покрытия базовой нагрузки.

Вместе с тем, анализ данных табл. 4, 5 и рис. 1 показывает, что на протяжении 1991-2003 гг. в Кольской энергосистеме отмечалась тенденция по возможности полной загрузки ГЭС как источника дешевой электроэнергии без необходимого учета ожидаемых гидрологических условий.

В гоже время удельный вес электроэнергии Кольской АЭС в общем производстве электроэнергии энергосистемой постоянно снижался (с 63% в 1990 г. до 51% в 2000 г.). Диспетчерские ограничения, накладываемые на АЭС, не зависели от функциональной готовности нести нагрузку. В результате, один из важнейших показателей общей эффективности работы АЭС - коэффициент использования установленной мощности (КИУМ) - в отдельные годы доходил до 55-56% и был существенно ниже своего проектного значения.

Баланс мощности Кольской электроэнергетической системы по отчетным данным за 1998 - 2003 гг., МВт

Таблица 5

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Годы |
|  | 1998 | 1999 | 2000 | 2002 | 2003 |
| ПОТРЕБНОСТЬ 1. Максимальная нагрузка потребителей системы | 1743 | 1981 | 1990 | 1834 | 1820 |
| 2. Максимальная нагрузка экспорта | 55 | 61 | 70 | 75 | 80 |
| 3. Резерв мощности | 1081 | 806 | 750 | 754 | 750 |
| ИТОГО потребность | 2879 | 2854 | 2720 | 2663 | 2650 |
| ПРОКРЫТИЕ 1. Установленная мощность, всего | 3737 | 3737 | 3738 | 3738 | 3738 |
| в том числе: ГЭС | 1592 | 1592 | 1593 | 1593 | 1593 |
| АЭС | 1760 | 1760 | 1760 | 1760 | 1760 |
| ТЭЦ | 385 | 385 | 385 | 385 | 385 |
| 2. Располагаемая мощность, всего | 3665 | 3673 | 3685 | 3725 | 3725 |
| в том числе: ГЭС | 1586 |  | 1586 | 1586 | 1586 |
| АЭС | 1740 | 1760 | 1760 | 1760 | 1760 |
| ТЭЦ | 339 | 339 | 339 | 379 | 379 |
| 3. Используемая в балансе мощность | 3372 | 3276 | 3270 | 3042 | 3100 |
| 4. Недоиспользуемая в балансе мощность | 293 | 397 | 415 | 683 | 625 |
| 5. Переток в Карелию | 493 | 422 | 550 | 379 | 450 |

Отраслевая структура производства промышленной продукции. 2002 г. [2]

Таблица 6

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| Регионы  | Промышленность всего | В том числе |
|  |  | Электоэнергетика | Топлив ная | Черная металлургия | Цветная металлургия | Машиностроение и металлообработка | Химическая и нефтехими ческая | Лесная деревообрабатывающая и целлюлозно-бумажная | Пищевая | Другие отрасли |
| Мурманская область | 100,0 | 20,7 | 0,1  | 10,4 | 26,4 | 6,3 | 15,8 | 0,3 | 18,1 | 1,9 |
| Республика Карелия |  100,0 |  14,1 |  0,0 |  12,8 |  5,0 | 5,4 | 0,0 | 45,2 | 12,3 | 5,2 |
| Архангельская область | 100,0 | 9,7 | 21,2 | 0,1 | 0,3 | 13,5 | 0,3 | 44,5 | 76,0  | 2,8  |
| Вологодская область | 100,0 | 8,6 | 0,0 | 60,0 | 0,1 | 7,3 | 6,5 | 7,4 | 6,8 | 3,3 |
| Республика Коми | 100,0 | 12,9 | 55,5 | 0,0 | 0,3 | 1,6 | 0,7 | 23,5 | 2,6 | 2,9 |
| Ленинградская область | 100,0 | 16,4 | 15,9 | 0,3 | 4,8 | 7,9 | 3,1 | 17,3 | 25,7 | 8,6 |
| Россия | 100,0 | 9,7 | 16,3 | 6,9 | 6,5 | 16,4 | 5,3 | 3,6 | 12,0 | 23,3 |

Баланс электрической энергии в Кольской энергосистемы по отчетным данным в 1998-2003 гг., млрд. кВт·ч.

Таблица 7

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Годы |
|  | 1998 | 1999 | 2000 | 2002 | 2003 |
| ПОТРЕБНОСТЬ 1. Электропотребление в области | 12,79 | 12,64 | 12,65 | 12,41 | 12,30 |
| 2. Экспорт | 0,31 | 0,35 | 0,60 | 0,66 | 0,61 |
| ИТОГО потребность | 13,10 | 12,99 | 13,25 | 13,07 | 12,91 |
| ПОКРЫТИЕ 1. Выработка собственными электростанциями, всего в том числе ГЭС | 16,14 6,89 | 16,53 7,25 | 17,40 7,98 | 16,52 6,25 | 16,14 5,72 |
| АЭС | 8,56 | 8,70 | 8,80 | 9,60 | 9,80 |
| ТЭЦ | 0,67 | 0,58 | 0,62 | 0,67 | 0,62 |
| 2. Избыток | 3,04 | 3,54 | 4,15 | 3,45 | 3,23 |
| 3. Число часов использования располагаемой мощности |  |  |  |  |  |
| ГЭС | 4340 | 4610 | 5000 | 3940 | 3600 |
| АЭС ТЭЦ | 4920 1980 | 4940 1710 | 5000 1830 | 5450 1770 | 5570 1640 |





При указанном режиме загрузки ГЭС не учитывался так называемый «эффект последствий» [3], когда преждевременная сработка гидроресурсов, приводящая к режиму работы ГЭС "в базе", оставляет сниженный их запас до конца текущего цикла регулирования. Это вынуждает вовлекать в регулирование графика нагрузки (покрытия максимумов зимнего периода) в маловодные годы менее экономичную Кольскую АЭС, так как суммарная располагаемая мощность ГЭС по причине работы их на низких отметках (в связи с повышенной сработкой водохранилищ) существенно ниже установленной, определяемой при среднемноголетних условиях водности.

Сказанное проиллюстрировано данными таблицы 6, из которых видно, что при более высокой суммарной нагрузке в энергосистеме (на 100-150 МВт) в зимние месяцы 1992-1993 гг. (средневодные годы) ГЭС ОАО «Колэнерго» участвовали в покрытии месячных максимумов мощностью на 150-250 МВт больше, а Кольская АЭС - мощностью на 60-100 МВт меньше, чем это имело место при покрытии месячных максимумов зимы (2003-2004 гг.) (маловодные годы). Это дает основание полагать, что если бы при назначении режимов ГЭС ОАО «Колэнерго» в 1991-2000 гг. основной целью было не только получение дополнительной прибыли, а учитывались бы «эффект последствий», а также интересы Кольской АЭС и области в целом нагрузка на ГЭС в зимний период 2003-2004 гг. была бы на 150-250 МВт и более выше, а, следовательно, свободные мощности на Кольской АЭС на эти же величины больше при более высокой загрузке ее в предшествующий период.

Таким образом, анализ данных табл. 4-6 и рис. 1 показывает, что на данный момент в Кольской ЭС имеются недоиспользованная мощность, оцениваемая в 550-600 МВт с возможной выработкой в около 4,0 млрд. кВт-ч (при рациональном использовании гидроресурсов). Наличие свободных (недоиспользованных) мощностей в энергосистеме обусловлено как отсутствием внутреннего спроса, гак и ограничением пропускной способности связи между Кольской и Карельской энергосистемами, осуществляемой по одноцепной ЛЭП 330 кВ, на уровне 550 МВт.

Покрытие месячных максимумов нагрузок Кольской ЭС в зимний период, МВт

энергосистема электроэнергетика кольский

Таблица 8

|  |  |
| --- | --- |
| Наименование | Месяцы |
|  | Ноябрь | Декабрь | Январь | Февраль | Март |
|  | 1992-1993 (средней водности) |
| КАЭС | 1303 | 1381 | 1360 | 1359 | 1123 |
| ГЭС | 868 | 776 | 757 | 946 | 1112 |
| Суммарная нагрузка | 2171 | 2157 | 2117 | 2205 | 2235 |
|  | 2003-2004 (многоводный) |
| КАЭС | 1359 | 1444 | 1460 | 1461 | 1290 (план) |
| ГЭС | 608 | 618 | 646 | 658 | 672(план) |
| Суммарная нагрузка | 1967 | 2052 | 2106 | 2119 | 1962 |

Характеризируя в целом современное состояние электроэнергетики Мурманской области, следует отметить, что на территории Кольского полуострова создана уникальная по структуре генерирующих мощностей электроэнергетическая система, которая позволяет поставлять энергию потребителям по тарифам, существенно ниже, чем в соседних регионах России. В непростых условиях преднамеренных внешних возмущений (различного характера, включая финансово-экономический) эта энергосистема демонстрирует достаточно высокую надежность энергоснабжения потребителей области и Республики Карелия. Поэтому все решения по дальнейшему развитию энергосистемы Кольского полуострова должны быть направлены на сохранение созданного ее потенциала, обеспечения условий его эффективного использования с учетом прежде всего интересов области, а затем и соседней Карелии и страны в целом на основе реализации эффекта заложенного в централизации электроснабжения.

# 2 Оценка перспективного спроса на электроэнергию в мурманской области

Учитывая большую неопределенность будущих условий социально-экономического развития на отдаленную перспективу (на 25 лет в нашем случае), при прогнозе (оценке) спроса (потребности) в энергоносителях обычно используется сценарный подход к исследованию вариантов развития экономики и энергетики региона, исходя из предположений «Что будет, если ...». [4,5] При этом рассматриваются несколько возможных вариантов развития, отличающиеся значениями его основополагающих факторов (макроэкономических показателей). Такой подход был основан при разработке как всей экономической стратегии Мурманской области, так и ее энергетического раздела [6].

Из всего множества возможных вариантов социально-экономического развития области к рассмотрению было принято три - два крайних («оптимистический» и «пессимистический») и третий - промежуточный, отражающий наиболее сбалансированную позицию и поэтому оцениваемый как наиболее вероятный - базовый. Именно для этого варианта достаточно детально исследовались основные решения по развитию электроэнергетики области. Рассмотрение крайних сценариев выполнялось с целью оценки последствий их реализации и определения путей устранения этих последствий.

Определяющими параметрами для формирования сценариев были:

• темпы роста валового регионального продукта;

• цены на энергоносители;

• степень приватизации и участие государства в энергетическом регулировании;

• инвестиционная политика в регионе;

• изменение в структуре энергетического производства;

• активность энергосберегающей политики.

Задача данной работы несколько упрощена самой ее постановкой, которая предусматривает определение возможных решений по развитию электроэнергетики Мурманской области на перспективу до 2028 г., исходя из:

• общих положений Экономической стратегии области и Энергетической стратегии России на период до 2020 г. [7],

• особых допущений по развитию электрогенерирующих мощностей в области, оговоренных Техническим заданием к работе;

а главной целью этих решений является обеспечение необходимых и достаточных условий для удовлетворения перспективной потребности в электроэнергии конкретных социально-значимых потребителей области и разработка на этой основе перспективных балансов Кольской ЭС

При этом в качестве социально-значимых потребителей электроэнергии прежде всего рассматриваются традиционные потребители, которые уже на протяжении многих лет создают внутренний региональный продукт и обеспечивают условия для нормальной жизнедеятельности населения области, а также новые инвестиционно-привлекательные проекты, реализация которых, в первую очередь, учитывает интересы региона, а вероятность ее достаточно высока.

Традиционное электропотребление. Перспективная потребность в электроэнергии для традиционного ее потребления оценивалась на основании сложившейся структуры электропотребления в области (табл. 9) и возможных перспектив развития ее наиболее значимых составляющих.

Сложившаяся отраслевая структура потребления электроэнергии в области, млн. кВт·ч.

Таблица 9

|  |  |
| --- | --- |
| Потребитель | Годы |
|  | 1995 | 1997 | 1999 | 2000 | 2001 |
| Промышленность | 9165,1 | 9027,8 | 8370,6 | 8420,6 | 8484,8 |
|  | 68,1 | 68,0 | 66,2 | 66,5 | 67,1 |
| Сельское хозяйство | 651,5 | 488,8 | 424,9 | 368,1 | 303,3 |
|  | 4,8 | 3,7 | 3,4 | 2,9 | 2,4 |
| Транспорт | 373,4 | 350,6 | 347,6 | 357,0 | 355,7 |
|  | 2,8 | 2,6 | 2,7 | 2,8 | 2,8 |
| Строительство | 99,0 0,7 | 82,0 0,6 | 62,8 0,5 | 61,3 0,5 | 63,9 0,5 |
| Коммунальное хозяйство | 997,1 | 1169,7 | 1193,7 | 1219,4 | 1248,1 |
|  | 7,4 | 8,8 | 9,4 | 9,6 | 9,9 |
| Прочие | 1288,3 | 1251,8 | 1297,7 | 1288,4 | 1282,8 |
|  | 9,7 | 9,4 | 10,3 | 10,2 | 10,1 |
| Потери в сетях общего пользования | 876,01 | 910,0 | 945,4 | 951.0 | 911,1 |
|  | 6,5 | 6,9 | 7,5 | 7,5 | 7,2 |
| всего | 13450,4 | 13280,7 | 12642,7 | 12665,8 | 12649,7 |
|  | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 | 100,0 |

Как следует из табл. 9 промышленное электропотребление составляет около 2/3 потребляемой в области электроэнергии. При этом более 80 % промышленного потребления приходится на долю семи наиболее электроемких предприятий горнопромышленного комплекса (таблица 8), что составляет 53-55% от всего электропотребления области.

Поэтому перспективные уровни традиционного электропотребления в области прежде всего зависят от его возможных объемов для указанных предприятий.

В процессе разработки Экономической стратегии области было выполнено анкетирование этих предприятий с целью оценки возможных объемов электропотребления каждого из них на период до 2020 г.

В основу этих экспертных оценок были положены принятые предприятиями программы социально-экономического развития в изменившихся условиях хозяйствования.

Результаты анкетирования представлены в табл. 8. Их анализ дает основание сделать вывод о том, что на протяжении рассматриваемого периода общий годовой объем электропотребления этих предприятий остается практически постоянным. Его изменение по отношению к уровню 2000 г. не превышает ±2 %. При этом учитывается, что снижение электропотребления за счет энергосбережения и технического прогресса будет в значительной степени компенсироваться ухудшением горно-технических условий производства (переход от открытой добычи к подземной), обеднением руд. В связи с изложенным есть основание полагать, что сложившаяся структура электропотребления традиционных производств (см. табл.7) не претерпит существенных изменений.

Вместе с тем, можно ожидать, что опережающий рост коммунально-бытового потребления, который для . Мурманской области не будет столь существенным как это предусмотрено в Энергетической стратегии России (в 1.4 -1.8 раза к 2020 г. по сравнению с 2000 г. [9]) по причине демографической ситуации\*, а также увеличение потерь в сетях общего пользования (вследствие роста электропотребления в области в перспективе) приведут к некоторому снижению удельного веса промышленности, а значит - и анкетированных предприятий (с 53,4% в 2000 г. к 49% в 2028 г.) в общем объеме всего традиционного электропотребления. В целом, определенные на основании вышеизложенных допущений, перспективные уровни традиционного электропотребления представлены в табл. 8.

Новые социально-экономические потребители. К новым социально-значимым потребителям Мурманской области относятся предприятия обеспечивающие поступление дополнительных доходов в бюджет области и создающих новые рабочие места, а также решающие другие важные задачи для области.

Например, строительство нефтеперерабатывающего завода (НПЗ) кроме поступления в бюджет области и обеспечение дополнительных рабочих мест позволяет полностью закрыть потребность области в жидком топливе, которая сейчас обеспечивается за счет его дальнего транспорта, что будет соответствовать снижению тарифов на тепловую энергию.

Крупнейшим потребителем электроэнергии в области может стать новый алюминиевый завод (КАЗ-СУАЛ-2) по производству 228,5 тыс.тонн товарного алюминия.

Отчетные и ожидаемые уровни традиционного электропотребления в Мурманской области.

Таблица 10

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| № п/п | Потребители | Ед. измерения | Отчет | Оценка |
|  |  |  | 1995 | 1998 | 2000 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
| 1. | ВСЕГО по области | млрд.кВт-ч | 13,5 | 12,8 | 12,7 | 12,5 | 13,1 | 13,3 | 13,4 | 13,5 | 13,6 |
| 2. | Промышленность, всего | млн кВт-ч | 9165 | 8490 | 8420 | - | - | - | - | - | - |
| 2.1. | ОАО «Апатит» | млн кВт-ч | 1340 | 1470 | 1580 | 1600 | 1760 | 1860 | 1900 | 1900 | 1900 |
| 2.2. | АО «ГМК Печенганикель» | млн кВт-ч | 2120 | 1750 | 1450 | 1400 | 1300 | 1200 | 1100 | 1100 | 1100 |
| 2.3. | АО «Комбинат Североникель» | млн кВт-ч | 1910 | 1620 | 1600 | 1600 | 1550 | 1550 | 1550 | 1500 | 1500 |
| 2.4. | АО «ОЛКОН» | млн кВт-ч | 480 | 440 | 450 | 460 | 500 | 500 | 500 | 450 | 450 |
| 2.5. | АО «КАЗ-СУАЛ» | млн кВт-ч | 1060 | 1100 | 1200 | 1160 | 1160 | 1180 | 1160 | 1160 | 1160 |
| 2.6. | АО «Ковдорский ГОК» | млн кВт-ч | 610 | 470 | 490 | 520 | 550 | 530 | 520 | 500 | 450 |
| 2.7. | АО «СЕВРЕДМЕТ» | млн кВт-ч | 100 | 60 | 50 | 60 | 60 | 80 | 80 | 90 | 90 |
|  | ИТОГО пп.2.1-2.7 | млн кВт-ч | 7480 | 6910 | 6820 | 6800 | 6880 | 6900 | 6810 | 6700 | 6650 |
|  |  | % от п.2. | 81,6 | 81,4 | 80,4 | - | - | - | - | - | - |
|  |  | %отп.1. | 55,6 | 54,0 | 53,7 | 53.0 | 52,5 | 52,0 | 51,0 | 50,0 | 49,0 |

В соответствии с презентационными материалами, представленными ОАО «СибВАМИ», внешнее электроснабжение завода характеризуется следующими данными:

• Расчетная потребляемая мощность (нагрузка) электроприемников - 460 МВт, в том числе:

технологическая - 365 МВт; общезаводская - 95 МВт;

• Годовой расход электроэнергии - 3,8 млрд. кВт-ч, в том числе:

технологическое потребление - 3,1 млрд. кВт-ч; общезаводское потребление - 0,7 млрд. кВт-ч.

Ввод завода на полную мощность предполагается к 2009 году.

Вторым по объемам электропотребления может быть Мурманская трубопроводная система (МТС), нефтепровод Западная Сибирь-Мурманск, меморандум «О взаимопонимании по вопросу создания нефтепроводной системы для транспортировки нефти через морской нефтеналивной терминал в районе Мурманска» 27 ноября 2002 г. подписали нефтяные компании ОАО «Лукойл», ОАО «Сибнефть», ОАО «ТНК», ОАО «НК ЮКОС». Это решение предусматривает создание нового экспортного направления России с возможной прокачкой 60/80 млн. тонн нефтепродуктов в год с последующим увеличением до 120 млн. тонн.

В рамках этого меморандума на заседании Межведомственной комиссии по размещению производительных сил Мурманской области 20.02.2003 г. была рассмотрена и поддержана «Декларация о намерениях инвестирования в строительство МТС».

Вместе с тем, по разным причинам, работа над проектом ведется темпами существенно ниже запланированных. До сих пор не определен маршрут нефтепровода по территории области. Поэтому оценку необходимого расхода электроэнергии на транспорт 80/120 млн. тонн нефти в год была выполнена для варианта наиболее длинного маршрута через горло Белого моря длиной 650 км. Расход электроэнергии на транспорт нефти через территорию области определялся исходя из достигнутого в настоящее время среднего по России удельного расхода электроэнергии на перекачку 1 тонны нефти и нефтепродуктов, составляющего по данным [10, табл. III. 1 и III.6] около 10

Таким образом годовой расход электроэнергии необходимый для транспорта по территории области 80/120 млн. тонн нефти в год составит 520/780 млн. кВт-ч, а максимальная электрическая нагрузка МТС - 75/113 МВт с учетом того что продолжительность ее использования в соответствии с [11] может быть принята равной 7000 час/год.

МГС является частью (Особым разделом) Генеральной схемы Мурманского портового транспортного узла (далее Схема), которая разработана ОАО «Ленморниироект», рассмотрена и утверждена на расширенном заседании Комиссии по реализации Стратегии экономического развития Мурманской области до 2015 года, 19 декабря 2003 г.

В случае реализации в полном объеме мероприятий, заложенных в Схеме, через Мурманский морской транспортный порт будет перемещаться до 150 млн. тонн различных видов грузов в год. Основную долю этих грузов (до 70 %) будет представлять нефть и нефтепродукты, поставляемые трубопроводным и морским транспортом. Однако часть груза будет поступать в Морской порт и по железной, электрофицированной дороге. Ожидается, что перевозки по ней увеличатся в два раза (с 25 млн. т до 50 млн. т в год).

В настоящее время (отчет за 2002 г.) на электротягу поездов Мурманской железной дороги по данным ПТО «Колэнерго» расходуется свыше 225 млн. кВт-ч электроэнергии.

Уместно предположить, что удвоение перевозок железнодорожным транспортом обусловит прирост электропотребления на величину не более чем указанное значение. При этом в соответствии с [11] продолжительность использования максимума нагрузки электротяги может быть принята равной 6500 час/год, а, следовательно, сам прирост нагрузки - 35 МВт.

Схема также предусматривает строительство новых объектов портовой инфраструктуры. Оценка потребности в электроэнергии и максимальные нагрузки этих объектов выполнялась исходя из представленных ПТО ОАО «Колэнерго» запросов на подключение новых электрических мощностей к электросетям ОАО, поступивших на рассмотрение в 2002-2003 гг. (табл. 9).

Как уже отмечалось, важное социальное значение имеет и нефтеперерабатывающий завод мощностью 3 млн. т переработки нефти в год. В соответствии с «Аналитической запиской по строительству нефтеперерабатывающего завода в Печенгской губе на Кольском полуострове» (2001 г.), выполненной Рабочей группой в составе представителей администрации Мурманской области, ГУП «Арктикморнефтеразведка», ОАО «Мурманское морское пароходство», ЗАО «Арктикнефть». Годовое потребление НПЗ составляет 75 млн. кВтч. При продолжительности использования максимума нагрузки, которую в соответствии [11] можно принять в 7000 час/год, сама нагрузка оценивается в 11 МВт.

Определенное социальное значение для жителей отдельных населенных пунктов области (повышение надежности, экономичности и упрощения эксплуатации систем теплоснабжения, стабилизации уровня тарифов на отпускаемую потребителям тепловую энергию) имеет и решение, направленное на использования в технико-экономически обоснованных объемах электроэнергии для нагрева сетевой воды в системах теплоснабжения этих населенных пунктов, т.е. перевод их на электрообогрев путем сооружения электрокотельных.

Данное решение было принято в условиях обострения проблемы загрузки Кольской АЭС (см. гл.1) и отсутствия реального внутреннего спроса на ее электроэнергию. В тех условиях это было единственное действенное решение, направленное на повышение эффективности использования мощности АЭС

февраля 2002 г. между администрацией и Региональной энергетической комиссией Мурманской области, ОАО «Колэнерго» и Кольской АЭС, с одной стороны и Федеральной энергетической комиссией России, Министерством Российской Федерации по атомной энергии, концерном «Росэнергоатом» и некоммерческим партнерством по содействию энергосбережению «Теплоэнерго», с другой стороны, было заключено соглашение «О сотрудничестве в повышении эффективности теплоснабжения потребителей Мурманской области на основе использования избыточной электрической мощности Колэнерго», а 27.06.02 г. принято соответствующее Постановление Правительства Мурманской области за № 210-ПП/Т. При этом предусматривается, что используемая для целей электротеплоснабжения электроэнергия будет отпускаться по тарифу, равному топливной составляющей двухставочного тарифа, действующего при расчетах за отпускаемую от станции на ФОРЭМ электроэнергию и установленную мощность.

Из предусмотренных для электрокотельных этим Соглашением мощностей свыше 400 МВт в настоящее время введено только 41,6 МВт, в стадии строительства находятся электрокотельные - 6 МВт в районе г.Мурманска и 28 МВт в г.Полярные Зори.

Учитывая опыт сооружения электрокотельных в Мурманской области в 2002-2004 гг., появление внутреннего спроса на электроэнергию по полноценному тарифу (в первую очередь со стороны «КАЗ-СУАЛ-2»), представляется целесообразным ограничить суммарную мощность электрокотельных на уровне близком к современному (до 100 МВт). Учитывая отопительный характер нагрузки электрокотельных, продолжительность использования их установленной мощности может быть принята равной 5000 час/год, при этом суммарный годовой расход электроэнергии для целей теплоснабжения составит 500 млн.кВт-ч.

Результаты оценки предполагаемых уровней электропотребления в экономике Мурманской области на период 2005-2028 гг. представлены в таблице 10.

Как следует из этой таблицы, уточненные уровни электропотребления экономикой Мурманской области на 2005-2015 гг. находятся внутри диапазонов значений этих уровней, полученных при разработке энергетического раздела Экономической стратегии Мурманской области, что свидетельствует о достаточной устойчивости результатов, проведенной оценки. Эти результаты хорошо согласуются с прогнозом электропотребления в ОЭС Северо-Запада, разработанном Центром стратегических разработок Северо-Запада [12]. По данным Центра электропотребление ОЭС Северо-Запада к 2020 г. увеличится по сравнению с 2000 г. в 1,53-1,67 раз. По нашим расчетам рост собственного электропотребления Кольской ЭС за это время составит 54 %.

Ожидаемая динамика электропотребления в Мурманской области (млрд. кВт • ч)/МВт на перспективу до 2028 г.

Таблица 11

|  |  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Потребление | 2003 | 2005 | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2028 |
| Традиционное | 12,30 | 12,80 | 13,10 | 13,30 | 13,40 | 13,50 | 13,60 |
|  | 1820 | 1880 | 1930 | 1955 | 1970 | 1985 | 2000 |
| Новое, всего | - | 0,53 105 | 4,85 651 | 5,64 771 | 5,89 816 | 6,23 | 6,23 865 |
|  |  |  |  |  |  | 865 |  |
| В том числе: КАЗ-СУАЛ-2 | - | - | 3,80 460 | 3,80 460 | 3,80 460 | 3,80 460 | 3,80 460 |
| МТС | - | - | 0,10 15 | 0,52 | 0,52 | 0,78 113 | 0,78 113 |
|  |  |  |  | 75 | 75 |  |  |
| Портовая инфраструктура | - | 0,13 25 | 0,27 | 0,51 90 | 0,76 | 0,76 | 0,76 135 |
|  |  |  | 50 |  | 135 | 135 |  |
| Развитие железнодорожного транспорта | - | - | 0,10 15 | 0,23 35 | 0,23 35 | 0,23 | 0,23 35 |
|  |  |  |  |  |  | 35 |  |
| НПЗ | - | - | 0,08 | 0,08 | 0,08 11 | 0,16 22 | 0,16 22 |
|  |  |  | 11 | 11 |  |  |  |
| Электрокотельные | - | 0,40 | 0,50 100 | 0,50 100 | 0,50 100 | 0,50 | 0,50 100 |
|  |  | 80 |  |  |  | 100 |  |
| ИТОГО внутренне потребление | 12,30 | 13,33 | 17,95 | 18,94 | 19,55 | 19,73 | 19,83 2865 |
|  | 1820 | 1985 | 2581 | 2726 | 2786 | 2850 |  |
| Потребление в соответствии с экономической стратегией [6], млрд. кВт-ч | - | 13,3-15,0 | 14,0-18,0 | 15,0-20,00 |  |  |  |

# 3 Потенциальные возможности развития генерирующих мощностей в Кольской энергосистеме

Ключевыми проблемами развития электроэнергетики области является сохранение созданного энергетического потенциала, характеризующегося уникальной структурой генерирующих мощностей, и повышение экономической эффективности его использования.

Перспективы развития Кольской ЭС напрямую зависят от возможное гей и перспектив развития ее составляющих: объектов атомной энергетики (Кольской АЭС) и гидроэнергетики (ГЭС).

## 3.1 Атомная энергетика

В Экономической стратегии Мурманской области предполагается, что на период до 2015 г. гарантированность бездефицитного электроснабжения потребителей области будет в основном обеспечиваться продлением сроков эксплуатации (ПСЭ) блоков АЭС сверх назначенного на 10-15 лет. При этом возможность появления дефицита электрической мощности и энергии обусловлена выводом из эксплуатации первых двух блоков АЭС (2013-2014 гг. или 2018-2019 гг. в зависимости от вариантов ПСЭ). Поэтому для самосбалансированности Кольской энергосистемы и надежного электроснабжения Мурманской области за пределами рассматриваемой перспективы необходимо предусмотреть строительство новой Кольской АЭС-2, замещающей выбывающие мощности, на которой в соответствии с разработанным проектом, должны быть установлены три энергоблока ВВЭР-640 мощностью 645 МВт каждый. Учитывая цикл строительства АЭС в 7-8 лет, начало его должно находиться внутри рассматриваемого периода.

Техническим заданием к данной работе оговорено, что ПСЭ блоков Кольской АЭС будет обеспечено на 25 лет, а мощность Зш и 4Ш блоков станции к 2007 году будет увеличена до 500 МВт каждого. При такой постановке вопрос о замещающих Кольскую АЭС мощностях отодвигается на более отдаленную перспективу (после 2028 г.).

## 3.2 Гидроэнергетика

Полные потенциальные ресурсы крупных и средних рек области оцениваются в 20 млрд. кВт-ч, технические в 12,6 млрд. кВт-ч из которых наиболее эффективные уже освоены (58 %) [13]. Имеющиеся проекты сооружения ГЭС конца 80- годов XX века на северо-востоке полуострова (реки Восточная Лица. Харловка, Рзшвда, Иоканьга) общей мощностью до 600 МВт и среднегодовой выработкой несколько больше 1,0 млрд. кВт-ч в год (в свое время отклоненные по причине возможного недопустимого воздействия на окружающую среду) предназначались для покрытия пиковой зоны перспективного графика нагрузки ОЭС Северо-Запада при условии ее существенного роста.

В связи со снижением общей нагрузки ОЭС Северо-Запада в результате общего экономического спада в России проблема пиковых мощностей временно снята с повестки дня, ее обострения можно ожидать при экономическом подъеме в России и в регионе за пределами 2020 г.

Поддержка на должном уровне состояния действующих ГЭС и повышение эффективности их использования путем соответствующей реконструкции является основными направлениями в развитиии гидроэнергетики области на ближайшие 15-20 лет.

Реализация программы гидроэнергетического строительства (таблица 11). составленной по данным ОАО «Колэнерго», по максимальному варианту дает незначительное увеличение суммарной мощности ГЭС и вырабатываемой ими электроэнергии (на 9 и 8 % соответственно).

Проекты развития ГЭС ОАО «Колэнерго».

Таблица 12

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| Наименование ГЭС | Характер решения | Установленная мощность, МВт | Среднемноголетняя выработка, млн. кВт·ч | Сроки реализации проекта |
| Пиренгская | новое строительство | 4-10 | 30 | к 2007 г. |
| Нива-2 | расширение | 20 | 80-100 | к 2010 г. |
| Иовская | расширение | 40-80 | 150-200 | к 2010 г. |
| Янискоски | расширение | 15 | 80-100 | к 2015 г. |
| Н.Туломская | расширение | 20 | 60-100 | к 2015 г. |
| всего |  | 99-145 | 400-530 |  |

Наличие ГЭС с водохранилищами суммарного, сезонного и многолетнего регулирования наряду с высоким потенциалом ветровой энергии в прибрежных районах Кольского полуострова [14] создают благоприятные предпосылки для крупномасштабного применения ветроэнергетических установок (ВЭУ) в составе Кольской электроэнергетической системы. Многочисленными исследованиями ИФТПЭС КНЦ РАН показаны техническая возможность создания на территории области ряда парков ВЭУ на суммарную установленную мощность, превышающую 700 МВт, с общей среднемноголетней выработкой около 2 млрд. кВтч в год [15]. Наиболее перспективной представляется площадка примерно в 100 км восточнее Мурманска, примыкающая к каскаду Серебрянских ГЭС На этой площадке может быть сооружен ветропарк мощностью 200 МВт, работающий совместно с каскадом Серебрянских ГЭС (335 МВт) при среднемноголетней выработке около 600 млн. кВт-ч. Реализация такого проекта представляется возможной к 2016-2020 гг., когда технический прогресс в ветроэнергетике, характеризующийся ускоренными темпами, приведет к улучшению технико-экономических показателей ВЭУ и к их конкурентоспособности с другими источниками электроэнергии Кольской ЭС.

## 3.3 Развитие теплофикации

Значительный потенциал для успешного решения проблемы обеспечения надежного и эффективного электроснабжения Мурманской области в перспективе заложен в теплофикации. Наличие свободных электрических мощностей в течение последних 20 лет (после ввода Кольской АЭС) и относительно низкая себестоимость электроэнергии, производимой в области, привели к тому, что по уровню теплофикации (комбинированного производства электро- и теплоэнергии) Мурманская область существенно отстает от соседних регионов. Так, например, на тепловом потреблении в Мурманской области производится всего около 4 % электроэнергии, в Карелии - около 40 %. Имеющиеся ТЭЦ работают практически на производство тепла - в режиме котельных. Число часов использования установленной (располагаемой) электрической мощности ТЭЦ составляет около 1600 час/год.

В свете изложенного развитие теплофикации в области должно осуществляться за счет:

· увеличения выработки электроэнергии на действующих ТЭЦ;

· нового строительства ТЭЦ.

Реализация первого направления связана с модернизацией и реконструкцией ТЭЦ, так как основная часть их оборудования исчерпала свой ресурс. В соответствии с данными ОАО «Севзапэнергосетьпроект», являющего главным проектировщиком Кольской ЭС, в 2005-2010 гг. предусматривается демонтаж блоков 2x4 МВт с одновременной их заменой на новые на ТЭЦ АО «Ковдорский ГОК». В период 2011-2015 гг. потребуется модернизация оборудования Мурманской и Апатитской ТЭЦ, ТЭЦ ОАО «Комбинат Североникель» и ТЭЦ ОАО «ГМК Печенганикель». Предполагается, что эта модернизация будет осуществляться без существенного повышения мощности ТЭЦ, но с обеспечением условий для их загрузки до проектного уровня.

Условия для реализации второго направления развития теплофикации в области должна создать предполагаемая после 2015 г. газификация Мурманской области на основе освоения Штокмановского газоконденсатного месторождения. Это направление предусматривает развитие распределенной генерации электроэнергии в области за счет установки газовых турбин на действующих ТЭС с ПГУ и ГТУ малой мощности и соответствует одному из приоритетных направлений развития электроэнергетики России, основанному на повышении эффективности использования природного газа и декларируемому Энергетической Стратегией России на период до 2020 г. [16].

Общая потенциально-возможная мощность малых ТЭЦ, созданных на базе котельных области путем установки предвключенных ГТУ оценивается более чем в 1000 МВт [17].

При этом конкретные, реально-возможные, проекты по созданию ТЭЦ с ПГУ и ГТУ характеризуются данными таблицы 13.

Возможная мощность предвключенных ГТУ на крупных котельных Севера и Юга Мурманской области.

Таблица 13

|  |  |  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- | --- | --- |
| Город, котельная | Тип котлов | Мощность, Гка/ч | Количество котлов | Мощность ГТУ | Количество ГТУ | Общая мощность ГТУ, МВт |
| Мурманск |
| Южная | КВГМ-100 | 100 | 2 | 20 | 2 | 40 |
|  | ПГВМ | 100 | 3 | 20 |  | 60 |
| Восточная | КВГМ-100 | 100 | 3 | 20 | 3 | 60 |
| Кировск |
| Центральный рудник | КВГМ-100 | 100 | 1 | 20 | 1 |  20 |
|  | КВГМ-50 | 50 | 2 | 20 | 1 | 20 |
| Юкспорский рудник | КВГМ-100 | 100 | 3 | 20 |  | 60 |

Создание малых рассредоточенных ТЭЦ в области повышает общую надежность ее системы электроснабжения. Это решение является реальной альтернативой проекту строительства Мурманской ТЭЦ-2 с двумя ПТУ блоками электрической мощностью по 200 MB, суммарной тепловой мощностью 1020 Гкал/ч.

Целесообразность сооружения Мурманской ТЭЦ-2 была обоснована в 1988 г. в составе схемы развития системы теплоснабжения г.Мурманска до 2005 г. ТЭЦ предназначалась для покрытия прироста тепловых нагрузок и повышения надежности электроснабжения города. Существенным дополнительным положительным фактором при обосновании технико-экономической эффективности строительства ТЭЦ было комплексность освоения новой площадки, предусматривающая создание общей производственной инфраструктуры с рядом других предприятий, строительство которых предполагалось на площадке.

Кардинальные перемены в социально-экономической жизни, экономический кризис, вынудивший отказаться от строительства промышленных предприятий на площадке и определивший существенное снижение тепловых и электрических нагрузок в перспективе по сравнению с ранее предполагаемыми, новые условия инвестирования - вот те новые отрицательные факторы, которые дают основание отклонить данный проект в пользу других - альтернативных, менее затратных и более инвестиционно-привлекательных решений.

Уместно отметить, что при сравнительной технико-экономической оценке проекта Мурманской ТЭЦ-2 в качестве альтернативного решения не рассматривались такие варианты, как установка предвключенных ГТ на действующих крупных котельных города и (или) сооружения малых ПТУ-ТЭЦ на базе тепловых нагрузок районов города. Это является существенным недостатком проведенной оценки.

Таким образом есть все основания рассматривать в качестве потенциально-возможных источников энергии малые ТЭЦ, созданные на базе котельных путем оснащения их ГТУ суммарной установленной мощностью порядка 300 МВт. При этом ввод этих мощностей представляется возможным в период 2015-2020 гг. В связи с отопительным характером тепловой нагрузки этих ТЭЦ число часов использования их установленной мощности может быть принято не более 5000 час/год.

# .4 Перспективные балансы электроэнергии и мощности Кольской энергосистемы на период до 2028 г.

Сформированные на основании результатов оценки перспективного развития электропотребления в Мурманской области и возможных решений по его обеспечению балансы электрической мощности представлены в таблице 13.

Составление балансов осуществлялось с учетом предположения что, расчетный резерв мощности на перспективу принимается в размере 16-19 % от максимума нагрузки энергосистемы (как это рекомендовано в |12|), что позволяет обеспечить по действующим нормативам текущий и аварийный ремонт оборудования и иметь вращающийся резерв на ГЭС.

Развитие электроэнергетики в Мурманской области будет сопровождаться не столько ростом генерирующих мощностей Кольской ЭС (ввод около 780 МВТ), сколько повышением эффективности использования действующих мощностей. При увеличении установленной мощности электростанций энергосистемы за рассматриваемый период (2003-2028 гг.) в 1,21 раза, производство электроэнергии возрастет более чем в 1,5 раза. Общее число часов использования установленной мощности электростанций энергосистемы увеличится с 4300 до 5400 час/год.



Предполагаемые балансы мощности Кольской энергосистемы на период 2005-2028 гг., МВт.

Таблица 13

Выводы

1. Кольская электроэнергетическая система, являясь уникальной по структуре генерирующих мощностей (на долю ГЭС приходится по мощности 43 %, по возможной выработке - 32 %, на долю Кольской АЭС, соответственно - 47 и 62 %), не только надежно но и эффективно обеспечивает электроснабжение собственных потребителей, но и часть произведенной электроэнергии (от 3,0 до 3,5 млрд. кВт) и мощности (от 400 до 550 МВт) передает в соседнюю Карельскую энергосистему (ОЭС Северо-Запада).

1. Мощность электростанций Кольской энергосистемы используется не в полном объеме (в первую очередь это касается АЭС) по причине отсутствия достаточного внутреннего спроса на электроэнергию и ограничения пропускной способности связи Кольская энергосистема - Карельская энергосистема - Ленинградская энергосистема по ВЛ-330 кВ на уровне 550 МВт.
2. Задача развития электроэнергетики Мурманской области состоит в сохранении созданного энергетического потенциала Кольской энергосистемы и в повышении эффективности его использования с учетом прежде всего интересов области, а затем соседней Карелии и страны в целом путем реализации эффекта, заложенного в централизации электроснабжения, и на основании условий функционирования энергосистемы в составе ОЭС Северо-Запада.
3. В последнее время появился ряд проектов, имеющих существенное социальное значение для области, так как реализация их обеспечивает дополнительное поступление в ее бюджет и создание новых рабочих мест, а именно:

Алюминиевый завод «КАЗ-СУАЛ-2»;

Мурманская трубопроводная система - нефтепровод Западная Сибирь-Мурманск;

Нефтеперерабатывающий завод; Развитие Мурманского транспортного узла и др.

5. Ожидается, что осуществление указанных социально-значимых проектов и развитие сложившихся традиционных производств и инфраструктуры в области вызовут рост электропотребления к 2028 г. более чем в 1,6 раза по сравнению с 2003 годом (с 12,30 до 19,8 млрд кВт-ч).

6. Обеспечение возросшего внутреннего спроса на электроэнергию в Мурманской области представляется возможным осуществить путем:

· продления срока эксплуатации сверх назначенного на 25 лет всех блоков Кольской АЭС с увеличением ее установленной мощности на 6,8 % (определено Техническим заданием) и выработки на 11 %, в том числе, за счет поднятия КИУМ АЭС до среднемирового уровня;

· реализации программы реконструкции ГЭС обеспечивающей прирост установленной мощности на 9 % и выработки на 8 %;

· развития теплофикации за счет реконструкции действующих ТЭЦ и обеспечения условий для их полной загрузки, а так же сооружения на базе котельных, оснащенных ГТУ, малых ТЭЦ-ПГУ и ТЭЦ-ГТУ на общую установленную мощности 300 МВт.

7. Реализация предлагаемой программы развития электроэнергии в области, предусматривающая рост мощностей Кольской энергосистемы на 780 МВт (в 1,21 раза), а выработки электроэнергии на 8,3 млрд. кВт-ч (в 1,51 раза) позволит на всем протяжении рассматриваемого периода (2005-2028 гг.) не только обеспечить внутренний спрос, но и сохранить возможность перетоков электроэнергии и мощности в Карельскую энергосистему (ОЭС Северо-Запада) в объемах, соизмеримых с современными.

8. На протяжении нескольких десятилетий балансы мощности и электрической энергии в Карельской энергосистеме формируются дефицитными . Значительную часть потребности республики в электроэнергии (от 48 до 58 %) и мощности (от 40 до 47 %) покрывается за счет перетоков из соседних энергетических систем, входящих в состав ОЭС Северо-Запада. Остальная часть потребности обеспечивается за счет ТЭЦ и ГЭС Карельской энергосистемы.

Наличие свободных мощностей в ОЭС Северо-Запада (оцениваемых в 1900-2200 МВт и 6,7 млрд кВт-ч) делает проблему развития собственных мощностей Карельской энергосистемы пока не очень актуальной. Обострение этой проблемы можно ожидать в районе 2010-2012 гг., когда будет исчерпан запас свободных мощностей ОЭС Северо-Запада.

9. В перспективе к 2030 г. ожидается, что потребность в электроэнергии в Республике Карелия в зависимости от варианта развития электропотребления (минимального и максимального) возрастет до 10,1-13,2 млрд. кВт-ч, а максимум нагрузки Карельской энергосистемы -до 1530-2010 МВт. Общий рост по сравнению с 2002 г. составит 1,3-1,7 раза.

10. Имеются ряд потенциально возможных проектов, направленных на развитие собственной электроэнергетической базы Карелии. По финансово-экономическим показателям наиболее инвестиционно-привлекательными являются проекты сооружения 10 ГЭС суммарно мощностью 280 МВт и ряда ТЭЦ (в том числе, на торфе) суммарной установленной мощностью 505 МВт. Общая выработка электроэнергии этими станциями оценивается в 3,4-3,6 МВт-ч. Реализация указанных проектов позволит обеспечить прирост потребности в электроэнергии и максимума нагрузки Карельской энергосистемы в случае, если электропотребление в республике будет развиваться по минимальному варианту.

Покрытие необеспеченных собственным производством потребностей в электроэнергии и мощности Республики Карелия должно осуществляться сохранением и увеличением перетоков электроэнергии и мощности из районных энергосистем, входящих в ОЭС Северо-Запада (в том числе, из Кольской энергосистемы). Для реализации этого решения необходимы развитие электрической сети ОЭС Северо-Запада (в том числе усиление транзита Кольская АЭС -Путкинская ГЭС - Онда - Петрозаводск - Киришская ГРЭС путем строительства второй ВЛ 330 кВ) и соответствующий ввод генерирующих мощностей (в пределах установленных Энергетической стратегией России на период до 2020 г.), проектные проработки по которым выполнены или выполняются в настоящее время.