



11.01.91

АКАДЕМИЯ НАУК СССР  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ

Председателю Сибирского  
отделения АН СССР  
академику В.А.Коптюгу

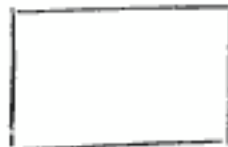
**СИБИРСКИЙ  
ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ**

660033 Иркутск-33, ул. Лермонтова, 130.  
Для телеграмм: Иркутск-33 Перспектива.  
тел. 6-17-00, 6-17-02.  
Телегайн: Мираж 231171.

630090 Новосибирск 90,  
просп. ак.Лаврентьева, 17  
Президиум СО АН СССР

от 11.01.91 № 15345-41-2113.11

на № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_



Глубокоуважаемый Валентин Афанасьевич!

Направляем экспертную записку "К вопросу об альтернативных вариантах обеспечения электроэнергией Алтайского края на перспективу до 2010 года", составленную в соответствии с совместным Постановлением Президиумов Сибирских отделений АН СССР и АМН СССР.

Приложение: Записка на 19 страницах - 2 экз.

И.о. директора института,  
профессор

Л.С.Беляев

Ковалев  
464745

24.01.91  
1981/01/25

АН СССР  
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ  
СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (СЭИ)

"Утверждаю"

Директор СЭИ СО АН СССР,  
д.ф.-м.н., проф.

 А.П.Меренков

№ 9н 12 1990 г.


К ВОПРОСУ ОБ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТАХ ОБЕСПЕЧЕНИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЕЙ АЛТАЙСКОГО КРАЯ НА ПЕРСПЕКТИВУ ДО  
2010 ГОДА

Экспертная записка

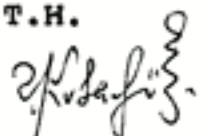
Зав.отделом, д.т.н.

 Н.И.Воропай

Зав.лаб., к.т.н.

 А.М.Тришечкин

Отв.исполнитель, ст.н.с.,  
к.т.н.

 Г.Ф.Ковалев

Иркутск 1990

Данная работа выполнена по Совместному  
Постановлению Президиумов Сибирских отделений  
АН СССР и АМН СССР от 11 июня 1990 г.

Данная записка является результатом анализа работ, выполненных Алтайской лабораторией ИЭ и ОПП СО АН СССР, ВГИИ и НИИ "Энергосетьпроект" (Сибирское отделение), ОДУ Сибири, института "Гидропроект", СЭИ СО АН СССР и некоторыми другими организациями, а также обсуждения рассматриваемого вопроса с рядом компетентных специалистов:

Э.А.Диаковским, ГИП "ОЭЭС Сибири" СО ЭСП;

В.К.Соколовым, начальником СПР ОДУ Сибири, к.т.н.;

А.Н.Лопновым, зав.Алтайским отделом ИЭ и ОПП СО АН СССР, к.э.н.;

Л.И.Шичковой, начальником СПР ПОЭиЭ "Барнаулэнерго";

Ю.М.Щмаковым, зам.управляющего ПОЭиЭ "Барнаулэнерго";

М.И.Мелковым, начальником отдела территориального планирования и развития производительных сил ГлавПЭУ Алтайского крайисполкома;

В.В.Ефремовым, вед.специалистом отдела координации топливно-энергетических ресурсов Алтайского крайисполкома;

Н.Л.Ходоренко, вед.специалистом отдела координации топливно-энергетических ресурсов Алтайского крайисполкома.

В СЭИ СО АН СССР записка обсуждалась с Л.С.Беляевым, зав.отделом, д.т.н.; В.А.Гореловым, зав.лаб., к.т.н.; С.А.Гусельниковым, ст.н.с., к.б.н.; А.А.Ивановым, ст.н.с., к.т.н.; В.А.Савельевым, нач-ком сектора; С.С.Смирновым, ст.н.с., к.т.н.; А.М.Тришечкиным, зав.лаб., к.т.н. и другими.

Записка не содержит расчетов и обоснований приводимых здесь исходных положений, качественных характеристик и выводов. Расчеты и обоснования имеются в рабочих материалах названных выше организаций.

### 1. Характеристика электропотребления и его покрытия в Алтайском крае на перспективу до 2010 года.

Алтайский край с входящей в него Горно-Алтайской автономной областью (ГААО) площадью 262 тыс.кв.км и с населением свыше 2,8 млн.чел. – регион богатых природных ресурсов. Здесь имеются промышленные запасы полиметаллических руд, редких и цветных металлов, сырья для химической промышленности. Наряду с этим – обширные сельскохозяйственные угодья и целебно-оздоровительные природные рекреационные зоны общесоюзного значения. Достаточно высок уровень развития народного хозяйства Края. В общем балан-

се электропотребления на долю промышленности приходится в настоящее время 41%, сельского хозяйства – 11%. Из проработок перспектив развития Края, включая Горно-Алтайскую автономную область, выполненных отделами Крайисполкома и другими планирующими и проектирующими учреждениями, следует, что на период до 2010 года будет продолжаться промышленное освоение Края. Кроме развития имеющихся промышленных центров: Барнаула, Бийска, Змеиногорска, Рубцовска, Кулунды, возникнут новые: Заринск, Камень-на Оби, Новоалтайск и др. Наряду с горнообогатительными комбинатами, будут сооружаться новые химкомбинаты, заводы транспортного, геолого-разведочного, сельскохозяйственного машиностроения и другие производства. Будет расти электровооруженность сельского хозяйства Края. Прорабатываются вопросы электроотопления в районах с трудными условиями топливоснабжения.

Однако, на территории Края не найдено собственных газа и нефти. Нет достаточных запасов угля. В то же время Край обладает значительным неосвоенным гидроэнергетическим потенциалом притоков реки Оби: Катунь, Бий и Алей.

В настоящее время топливно-энергетическое хозяйство Края ориентировано на внешнее топливо- и энергообеспечение: привозные уголь и мазут, а также поступающую извне в значительных объемах электроэнергию.

Прогноз электропотребления и его покрытие на перспективу до 2010 года приводится в таблицах 1 и 2, составленных по материалам СО ЭСП (Новосибирск).

В таблицах приводятся два варианта прогноза роста электропотребления Алтайского региона: максимальный и минимальный, – в связи с неопределенностью на сегодняшний день темпов развития народного хозяйства страны вообще и данного региона в частности. Балансы мощности и энергии составлены по предварительным данным по развитию отраслей народного хозяйства, полученным в плановой комиссии Алтайского крайисполкома.

Управление развитием и эксплуатацией электроэнергетического хозяйства Края осуществляет ПОЭиЭ "Барнаулэнерго". Под "собственной располагаемой мощностью" и "собственной выработкой" в таблицах понимается располагаемая мощность и выработка электроэнергии на ТЭЦ городов Барнаула, Бийска, Рубцовска, Заринска и других. Наличие и развитие этих ТЭЦ обусловлено обеспечением теплотой предприятий и населения этих городов. Часть ТЭЦ принад-

Таблица I.

Баланс энергии Барнаулэнерго (в млрд. кВт·ч).

Г о д ы		1990	1995	2000	2005	2010
Расходная часть						
Элект- ропот- ребле- ние Э	максим.	13,9	16,5	21,0	25,5	32,5
	миним.	13,9	16,5	19,5	22,5	26,0
Приходная часть						
Собст- венная вырабо- тка, вариан- ты	максим.	7,5	9,0	11,1	17,8	25,2
	миним.	7,5	9,6	11,0	15,4	21,8
Дефицит энергии						
максим.	млрд. кВт·ч	6,4	7,5	9,9	7,7	7,3
	% от Э	46	45	47	30	22
миним.	млрд. кВт·ч	6,4	6,9	8,5	7,1	4,2
	% от Э	46	42	44	32	16

Таблица 2.

Балансы мощности Барнаулэнерго (в МВт).

Г о д ы		1990	1995	2000	2005	2010
Расходная часть						
Максимум нагрузки P макс. варианты	максим.	2550	3030	3580	4680	5960
	миним.	2550	3030	3580	4130	4770
Необходимый резерв мощности		90	140	160	310	370
Приходная часть						
Собственная располагаемая мощность, варианты	максим.	1308	1631	1921	2982	4187
	миним.	1308	1631	1921	2797	3817
Дефицит мощности						
максим.	МВт	1330	1540	2090	2010	2140
	% от P <sub>макс</sub>	52	51	54	43	36
миним.	МВт	1330	1540	1820	1640	1320
	% от P <sub>макс</sub>	52	51	51	40	28

лежит Барнаулэнерго, а остальные – промпредприятия (так называемые "блочные" ТЭЦ). В данное время развитие ТЭЦ отстает от потребностей в тепле. Имеет место острый дефицит по теплу, особенно в г. Барнауле.

Конденсационных электростанций и крупных ГЭС в Крае нет.

В ГААО используется свыше 400 передвижных и стационарных ДЭС (дизельных электростанций) суммарной мощностью порядка 40 МВт, годовая выработка электроэнергии на них около 30 млн. кВт ч. Себестоимость вырабатываемой энергии 8–15 коп./кВтч.

Резерв мощности в табл. 2 предусматривается только народнохозяйственный ( $I - 2\% P_{\text{макс}}$ ) и для проведения плановых ремонтов генерирующего оборудования в соответствии с нормативами на их проведение. Поскольку ПСЭиЭ "Барнаулэнерго" является частью ТЭО "Сибирьэнерго", предполагается, что необходимый оперативный резерв мощности будет размещен за пределами Барнаульской ЭЭС, являющейся в настоящее время и на протяжении рассматриваемого периода дефицитной системой (см. раздел "Дефицит мощности").\*)

Системообразующая сеть Барнаульской ЭЭС образуется электропередачами напряжением 1150, 500, 220 и 110 кВ. Опорными узлами сети являются подстанции указанных напряжений, среди которых две напряжением 1150 кВ: Барнаульская и Михайловская, – две напряжением 500 кВ: в Барнауле и Рубцовске, в перспективе появится третья подстанция 500 кВ. Подстанций 220 кВ – свыше 20. Сильно разветвленная сеть 110 кВ содержит свыше 260 подстанций и постоянно развивается. Предполагается, что к 1995 году число таких подстанций вырастет до 330–340. В настоящее время общая длина ЛЭП 110 кВ превышает 7 тыс. км, к 2000 году она превзойдет 10 тыс. км. Линии 110 кВ выполняют в Барнаульской ЭЭС функции расп-

\*) На наш взгляд, такой подход не совсем правомерен. Определение расчетного оперативного резерва в дефицитной системе должно осуществляться, а его величина учитываться в балансе мощностей либо значением, превышающим математическое ожидание аварийно простаивающей генераторной мощности, либо, как минимум, величиной наибольшего агрегата в системе. Учет оперативного резерва в балансе мощностей необходим для правильной оценки требований к пропускной способности связей, соединяющих данную ЭЭС с остальным объединением.



ределительной сети, подводя электроэнергию к крупным предприятиям, городам, поселкам, сельским районам. Сети 110 кВ продвигаются в глубь отдаленных районов Края, заменяя электроснабжение от ДЭС на централизованное. Крупные города Края достаточно насыщены электрическими сетями. Для сельских районов характерны одноцепные протяженные кольцевые сети 110-35-10 кВ. В ГРАО преимущественно одноцепные протяженные воздушные линии (ВЛ) 110 кВ, но сети с каждым годом все дальше уходят вглубь Горного Алтая. Построена двухцепная воздушная линия в Акташ, одноцепная - в Турчак. Однако, в Барнаульской ЭЭС много подстанций, запитанных по одной линии электропередачи (ЛЭП), с одним трансформатором, т.е. имеет место весьма ненадежная схема подачи электроэнергии потребителям.

Специфика Барнаульской ЭЭС заключается в том, что ее сети, кроме приема электроэнергии извне и ее распределения по потребителям Края, должны обеспечивать пропуск транзита мощности и энергии из восточной части ОЭЭС Сибири в районы Казахстана, Урала и далее на запад. Транзит мощности по сети Алтайского края может превысить в ближайшей перспективе 500 МВт. С целью существенного усиления сети реализуется проект создания электропередачи сверхвысокого напряжения 1150 кВ Экибастуз-Михайловская-Барнаул-Итат длиной 1140 км. В настоящее время сооружен участок Экибастуз-Барнаул, работающий по временной схеме на 500 кВ и строится участок Барнаул-Итат (448 км).

Особенностью сети 220 кВ Барнаулэнерго является ее основное назначение - питание электрифицированных железных дорог Края, хотя от нее запитаны и отдельные узлы промышленной нагрузки.

Связь Барнаульской ЭЭС с другими системами осуществляется по ЛЭП 500 кВ: Барнаул-Новокузнецк (Кузбасская ЭЭС), Барнаул-Заря (Новосибирская ЭЭС); Барнаул-Рубцовск-Усть-Каменогорск, Рубцовск-Ермаковская ГРЭС (ОЭЭС Казахстана), - по ЛЭП 220 кВ: Бийск-Чесноковская-Белово (Кузбасская ЭЭС), Барнаул-Светлая-Карасук-Иртышск (Новосибирская ЭЭС), Кулунда-Павлодар (ОЭЭС Казахстана).

В целом, однако, существующая системообразующая сеть Барнаульской ЭЭС выполняет возлагаемые на нее функции не в полной мере. Имеющихся пропускных способностей электропередач (ЭП) не хватает для получения извне и распределения по потребителям Края требуемой мощности, а также для транзита энергии с Востока на Запад. Вызывается это тем, что развитие сети отстает от роста

электропотребления. Планы сетевого строительства, сами по себе весьма урезанные, систематически не выполняются.

В связи с этим в настоящее время, особенно в период зимнего максимума нагрузки, недостаток собственных мощностей, а также недостаток пропускных способностей связей ведут к острому дефициту. В Крае почти ежедневно объявляются ограничения на потребляемую промпредприятиями мощность. Народнохозяйственный ущерб от недопоставок электроэнергии исчисляется миллионами рублей.

Недостаточное развитие электрификации сдерживает освоение богатых запасов природных ресурсов края и сдерживает решение социальных проблем <sup>и качества</sup> повышения уровня жизни.

## 2. Варианты формирования генераторных мощностей для покрытия нагрузок Алтайского Края.

2.1. Внешнее электроснабжение. Барнаульская ЭЭС как система, входящая в ОЭЭС Сибири, получала и продолжает получать недостающую электроэнергию извне, от электростанций Сибирского региона, а, частично, и от ОЭЭС Казахстана (Кулундинский энергорайон). В условиях, когда наряду с нехваткой теплофикационных мощностей в энергосистеме имеется дефицит мощности электрической, технико-экономический анализ выявляет предпочтительность сооружения комбинированных источников энергии (т.е. ТЭЦ) в сравнении с отдельной выработкой тепла котельными, а электроэнергии – конденсационными электростанциями (КЭС). Поэтому предлагается продолжать развитие ТЭЦ в Крае, при этом проблему снижения загрязнения городов теплоэлектростанциями целесообразно решать на путях применения прогрессивных, экологически более чистых технологий сжигания топлива при совместной выработке тепла и электроэнергии, а не посредством ее разделения. При этом есть смысл рассматривать варианты парогазовых установок на ТЭЦ на твердом топливе или перевод ТЭЦ в городах на газ и т.п.

С учетом этого, специалисты ОДУ Сибири уверенно считают, что в рамках ОЭЭС Сибири Алтайский край может быть обеспечен мощностью и энергией даже исходя из существующих условий. При этом имеются в виду, с одной стороны, избытки мощности на ГЭС Ангаро-Енисейского каскада, особенно, если учитывать Богучанскую ГЭС, и возможный в будущем рост мощности на ГРЭС КАТЭКа. С другой стороны, значительные мощности в ОЭЭС Сибири высвободились в результате конверсии. В третьих, в последнее время существенно снизились темпы развития народного хозяйства.

Наконец, видимо, следует иметь в виду хотя и слабые, но все-таки возможные проявления в будущем энергосберегающей политики. Расчетами службы перспективного развития ОДУ Сибири подтверждается, что наличных и ожидаемых генераторных мощностей (имеются в виду мощности КАТЭКа, Богучанской ГЭС, отдельных ГРЭС и ТЭЦ Сибири) будет достаточно для регионов Сибири вплоть до 2010 года, а, возможно, и дальше. Проблемы с дополнительным развитием мощностей могут иметь место не по местным условиям, а в связи с возможным возложением на ОЭЭС Сибири функций по электроснабжению других регионов страны (и не только страны): например, передача энергии в Европейскую часть страны или за рубеж, в Восточную и даже Западную Европу. Но при этом, очевидно, что электроснабжение Алтайского края к этой проблеме отношения иметь не должно. Точнее, было бы неправильным решать эту проблему за счет энергообеспеченности местных потребителей.

2.2. Сооружение "Западно-Сибирской" ГРЭС. Если по результатам анализа складывающихся балансов мощности и энергии с учетом внешних обязательств станет очевидной потребность в новом источнике электроэнергии, то представляется перспективной идея сооружения ГРЭС, условно называемой "Западно-Сибирской".

Данный вариант имеет достаточно серьезные обоснования. Суть заключается в том, что западная часть ТЭО "Сибирь" (Кемеровская, Омская и Новосибирская области, Алтайский край) длительное время имеет дефицитный баланс по электроэнергии и мощности. Это положение сохранится и в будущем. А из-за систематического отставания сетевого строительства в ОЭЭС Сибири в названном регионе постоянно имеются трудности в обеспечении нормальных режимов работы ЭЭС. Полному покрытию нагрузки, а также передаче энергии транзитом из восточной части ОЭЭС Сибири в Казахстан, на Урал и далее в Европейскую часть ЭЭС мешает недостаточная пропускная способность в сечениях Красноярскэнерго-Кузбассэнерго, Кузбассэнерго-Новосибирскэнерго и Кузбассэнерго-Барнаулэнерго. В максимум нагрузки из-за этого приходится ограничивать либо потребителей западных районов ОЭЭС Сибири, либо переток на Запад, либо и то, и другое. Так, в настоящее время западная часть ОЭЭС Сибири не испытывает дефицита мощности при перетоке на Запад 1 млн. кВт. При этом, однако, связи между Красноярскэнерго и Кузбассэнерго работают на пределе по устойчивости, и, естественно, местная нагрузка по ме-

ре ее роста сможет покрываться только за счет ограничения перетока на Запад.

Анализ балансов мощности и электроэнергии ОЭЭС Сибири показывают, что альтернативный усилению связей в названных выше сечениях могла бы стать ГРЭС, сооруженная в юго-западной части объединения. Рекомендуемая ее мощность 2000-2500 МВт. При этом возможны два варианта обеспечения этой ГРЭС топливом.

2.2.1. ГРЭС на канско-ачинских углях (КАУ). Это - вариант так называемой "выносной" ГРЭС КАТЭКа. Достоинствами его являются экологическая разгрузка района КАТЭКа, а также использование для доставки угля Южно- и Среднесибирской железных дорог, соединяющих КАТЭК с Алтайским краем, которые сейчас загружены в восточном направлении и недогружены в западном (Из Итата в Барнаул). Практика перевозки канско-ачинского угля показала, что он выдерживает транспортировку на расстояния до 3+4 тыс.км., т.е. 3-4 суток в пути. До Алтайского края расстояние значительно меньше. Техничко-экономические показатели будут по крайней мере не хуже, чем у Катунской ГЭС, что подтверждается расчетами, выполненными в СО ЭСП и СЭИ.\*)

Разумеется, проектирование такой ГРЭС должно производиться с учетом новых технологий сжигания топлива, предварительной его подготовки. Целесообразно использование блоков мощностью не более 500 МВт. Применение котлов П-67 и блоков К-800 на КАУ, как показала практика их работы на Березовской ГРЭС-I, является неудачным вариантом.

2.2.2. ГРЭС на газе. Газ на энергетические нужды уже сейчас используется в западных районах ОЭЭС Сибири, правда, в незначительных размерах. Проработки различных организаций, в том числе и СО ЭСП, показывают, что расширение применения газа будет целесообразным в перспективе. По экологическим соображениям предполагается сжигание газа на ТЭЦ Барнаулэнерго, начиная с 1993 года. В настоящее время работает газопровод Тюмень-Кузбасс протяженностью (в одностороннем измерении) 1500 км, стоимость сооружения 0,4 млрд.руб.

С большой долей уверенности можно предположить, что разведанные запасы газа будут увеличиваться в Тюменской, Томской и Новосибирской областях. Уже сейчас известно, что в Томской и Новосибирской областях можно добывать 5-6 млрд.м<sup>3</sup> природного газа в год. Поставки газа Алтайскому краю в соответствии с рас-

\* В принципе, возможно рассмотрение варианта ГРЭС на кузнецком угле, если возникнет необходимость в учете каких-либо особых факторов.

порядком Совмина СССР от 27.08.89 г. № 1710-р планируются: в 1995 г. - 1,7 млрд.м<sup>3</sup>; в 2000 г. - 2,5 млрд.м<sup>3</sup>; в 2005 г. - 2,7 млрд.м<sup>3</sup>. Стоимость станции вместе с газопроводом не превысит капитальных затрат в Катунскую ГЭС, хотя, естественно, эксплуатационные издержки будут выше. В публикациях последнего времени отмечается также, что использование экологически чистых энергоресурсов, к каковым относится газ, обеспечивает эффект свыше 10 руб/тут. Это объясняется тем, что при использовании газа снижаются трудозатраты на 10-15% от затрат на топливо; на 4-14% снижаются удельные расходы топлива; к.п.д. котлов возрастает на 2-9%; расход электроэнергии на собственные нужды уменьшается на 20-25%; располагаемая мощность и выработка электроэнергии возрастают, как минимум, на 2-3%. Это дает основание рекомендовать замену на газ даже дешевых канско-ачинских углей. А в условиях существующей дефицитности Барнаульской системы решающим фактором является возможность форсированного сооружения ГРЭС именно на газе (с дооборудованием ее в будущем на сжигание твердого топлива, если такая необходимость возникнет).

При расчетах потребных для ГРЭС объемов газа следует иметь в виду, что число часов использования ее установленной мощности будет, по всей видимости, на уровне 3000-4000. Максимальная ее мощность будет требоваться в зимний период при прохождении годового пика нагрузки.

Относительно площадки для размещения ГРЭС (на угле или газе) представляются перспективными два района: Бийский и Каменьна-Оби. Сооружение станции в районе г.Бийска или южнее предполагает удачное размещение ее в центре растущих нагрузок этого района и ГААО. Площадка в районе Камня-на-Оби позволит эффективно использовать энергию ГРЭС для покрытия нагрузки не только Алтайского края, но и Новосибирской области, а также для транзита (при необходимости) в ОЭЭС Казахстана. По экологическим соображениям возможно сооружение ГРЭС соответственно меньших мощностей на обеих площадках.

Известно также, что имеется предложение построить эту ГРЭС в Кемеровской области, что менее предпочтительно с точки зрения электроснабжения Алтайского края.

2.3. Сооружение Катунской ГЭС. С учетом имеющейся дефицитности балансов Барнаульской ЭЭС и изложенного в п.п.2.1,2.2, можно сделать вывод, что когда скоро строительство Катунской ГЭС фактически еще не начато, то она вряд ли потребует в период

до 2010 года, так как другие варианты ввода новых мощностей в ОЭЭС Сибири оказываются не дороже, а сроки их сооружения меньше.

Однако, могут появиться новые моменты в анализе рассматриваемой проблемы в связи с переходом на рыночные отношения в экономике страны.

В случае резкого повышения стоимости электроэнергии и топлива, которые потребуются Алтайскому краю получать извне, Катунская ГЭС, которая первоначально рассматривалась и обосновывалась как источник энергии, предназначенный в том числе и для использования в пики нагрузки в Европейской части ЕЭЭС СССР, может стать объектом, сооружение которого станет необходимым для самобалансирования ПОЭИЭ Барнаулэнерго по мощности и энергии. При этом по-другому будет решаться проблема финансирования строительства. Это уже должны быть не общегосударственные средства или средства Минэнерго, а средства данного региона. Алтайский край может взять кредиты под эту очень выгодную в технико-экономическом плане стройку, которая быстро окупится и <sup>даже</sup> сможет (в многоводные годы) приносить чистую прибыль от продажи избытков энергии за пределы Края или от производства продукции (например, алюминия) предприятиями, использующими эту энергию на месте. Алтайский край, как свободная зона, может привлечь иностранный капитал с последующим разделением прибыли. Под таким углом зрения Катунская ГЭС, если отвлечься от других социальных и экологических проблем, становится достаточно эффективным народнохозяйственным объектом.

2.4. Возобновляемые нетрадиционные и другие "экзотические" источники электроэнергии. Для Алтайского региона может идти речь только о ветровой, солнечной энергии и энергии малых ГЭС. Остальные источники либо в принципе здесь невозможны (геотермальные, волновые и т.п.), либо нереализуемы в ближайшее время (например, электростанции на топливных элементах с катализаторами, которые, несмотря на рекламу в печати, остаются пока что "экзотическими").

Что касается ветровых, солнечных электростанций и малых ГЭС, то все проводившиеся расчеты показывают их технико-экономическую неэффективность в условиях ныне существующих цен на топливо и электроэнергию. Однако, даже если соотношения цен изменяются в благоприятную для этих источников сторону, то их применение в широких масштабах в рассматриваемом регионе все

равно останется проблематичным из-за суровых климатических условий. Для примера, широкое применение малых ГЭС на незамерзающих реках Китая не может быть образцом для Алтайского края, где реки в зимних условиях становятся маловодными и замерзают.

В стране не налажено, к тому же, широкое производство оборудования для нетрадиционных источников энергии. Установок, выпускаемых НПО "Ветроэн" (Харьков), турбин микроГЭС (Ленинград) и продукции некоторых других предприятий явно недостаточно.

Даже если отбросить все высказанные возражения и все-таки сделать попытку оценить возможности применения нетрадиционных источников, то очевидно, что их можно рассмотреть лишь для покрытия сельскохозяйственного потребления (11% от всего потребления) и некоторой части коммунально-бытового электропотребления в малых городах и поселках (порядка 3-4%). Сравнение с таблицами 1 и 2 (графа "дефициты") показывает, что это мероприятие не в состоянии полностью устранить дефицитность системы и проблема остается.

На практике, в связи с тем, что в ГААО широко распространено отгонное скотоводство и в течение теплого сезона (6-7 месяцев в году) пастухи с семьями живут на стационарно оборудованных стоянках, для улучшения бытовых условий (использования стиральных машин, освещения, телевизоров) требуется энергия агрегатов малой мощности. В качестве таковых используются агрегаты АБ-1, АБ-2, рукавные микроГЭС. Использование ветра будет иметь смысл при наличии аккумулирующих установок. Потребность в таких источниках оценивается в 500-1000 штук в год.

Для электроснабжения долины реки Чулышма предполагается строительство малой ГЭС мощностью 12 МВт в районе п. Балыкча и мощностью 0,43 МВт в п. Язула.

2.5. Челябинская АЭС. Недавно стало известно, что Челябинский областной Совет народных депутатов одобрил строительство АЭС на территории области. Это решение, а также возможные положительные результаты обязательного, по нашему мнению, референдума в области могут коренным образом изменить отношение в стране к ядерной энергетике со всеми вытекающими отсюда последствиями. И прежде всего может измениться отношение к программе "Восток-Запад", в соответствии с которой предполагалась передача значительных объемов электроэнергии из Сибири в Европу. Со

строительством АЭС на Урале могут оказаться не только незатребованными избытки мощности в ОЭЭС Сибири, но возможны обратные потоки мощности - с Урала в Сибирь и тогда необходимость сооружения Катунской ГЭС может отодвинуться на достаточно отдаленный период. А в случае разработки реакторов с гарантированной безопасностью имеет смысл произвести оценку целесообразности сооружения АЭС на территории Алтайского края.

### 3. Проблема сетевого строительства для надежного электроснабжения Алтайского края

При проведении общественной экспертизы Катунской ГЭС основное внимание было сосредоточено на объектах, вырабатывающих электроэнергию, и остались в тени вопросы сетевого строительства. А именно эта проблема с позиций надежного обеспечения энергией Алтайского края стоит сейчас и будет стоять в будущем наиболее остро.

Конфигурация и пропускные способности электрических сетей, основное назначение которых - доставлять вырабатываемую на электростанциях ЭЭС энергию потребителям во всех возможных режимах работы системы, - определяются многими факторами: взаимным размещением источников энергии и ее потребителей; объемами потоков энергии; суточными, недельными и сезонными графиками электропотребления узлов нагрузки; особыми режимами станций, особенно ГЭС; возможными авариями оборудования в ЭЭС; смещением времени в разных часовых поясах и другими.

К сожалению, практика сооружения и ввода в работу линий электропередач такова, что не все из перечисленных факторов при этом учитываются, а поэтому пропускные способности связей оказываются недостаточными. Но даже рекомендуемые к строительству ЭП не вводятся в работу вовремя. Это связано с ограниченностью капитальных вложений, отпускаемых на сетевое строительство, и недостаточной мощностью специализированных строительных организаций.

В результате, на протяжении уже многих лет сетевое строительство отстает от вводов генераторной мощности. Известен показатель: число километров электропередач на один киловатт генераторной мощности. Эта величина для ЕЭЭС и тем более для ОЭЭС Сибири ниже зарубежных показателей, хотя из-за значительных просторов должно быть наоборот. Этим объясняются случаи "запертости" мощностей, невозможности использования системного эффек-



та параллельной работы электростанций, большие потери мощности, энергии, напряжения в сетях и многое другое.

В последнее время проблема стала обостряться, т.к. вместо необходимого наращивания вводов ЭП намечается сокращение строительства линий. В 1990 году план сетевого строительства составляет лишь 90% от плана предыдущего года.

Проблема катастрофического отставания развития сетевого звена в Западной части ОЭС Сибири стала заметна даже "невооруженным глазом". Именно в этом свете следует рассматривать статью доктора г.-м. наук А.Оболенского в газете "Наука в Сибири" № 12 от 13 апреля 1990 г. Неспециалист в области электроэнергетики вполне обоснованно поднял вопрос об усилении сетей посредством создания "Алтае-Тувинского энергетического кольца". И хотя конкретные предложения А.Оболенского вызывают возражения ввиду некомпетентности (предлагаемые для сооружения линии 110 кВ длиной 450 км имеют неоптимальные трассы, пропускные способности ЛЭП невелики и в них будут большие потери энергии), но сама идея усиления сети с целью использования имеющихся в Сибири мощностей является конструктивной. ✓

В работах СО ЭСП и ОДУ Сибири большое место отводится исследованиям по усилению электрической сети объединения. Суть предложений заключается в следующем. Поскольку западный регион ТЭО Сибирьэнерго, включая Алтайский край, дефицитен по мощности и энергии, питающая их сеть должна быть достаточной пропускной способности, надежной и экономичной. Это может быть обеспечено сооружением взаиморезервированных электропередач высоких напряжений. В связи с этим реализуется проект электропередачи сверхвысокого напряжения 1150 кВ Экибастуз-Барнаул-Итат, сооружаются ЛЭП 500 и 220 кВ.

В Барнаулэнерго и ОДУ Сибири считают, и, видимо, с этим можно согласиться, что ввод ЭП 1150 кВ до 1995 года (сначала на напряжении 500 кВ, а затем 1150 кВ) позволит успешно решать задачи внешнего электроснабжения Алтайского региона до 2005-2010 года. В дальнейшем следует рассмотреть вопрос сооружения второй цепи 1150 кВ.

Среди проблем развития сетей региона, которые в значительной степени являются проблемами общесоюзного характера, можно назвать следующие.

3.1. Ошибочное решение о начале строительства ЛЭП 1150 кВ со стороны Экибастуза. Первоначально в проекте предполагалось начинать от Итата. Но руководство Минэнерго приняло другое решение, считая, что в экибастузском энергоузле производство больших объемов электроэнергии начнется раньше, чем в Канско-Ачинском ТЭК. Предполагалось, что западная дефицитная часть ОЭС Сибири будет получать энергию из Казахстана. На деле получилось наоборот, в ОЭС Казахстана наблюдается собственный дефицит мощности и из-за неготовности восточного участка ЭП 1150 кВ Барнаул-Итат имеются проблемы с получением энергии для Алтайского края, Казахстана, Урала из восточной части ОЭС Сибири. Строительство участка ЭП 1150 кВ Барнаул-Итат должно быть форсировано.

3.2. По расчетам СО ЭСП удельные капиталовложения в электрические сети 110 кВ и выше, отнесенные к приросту электрической нагрузки Барнаульской ЭЭС, составляют 242 руб/кВт. Несмотря на такую внушительную капиталоемкость, практика работы ЭЭС показывает, что этого явно недостаточно. Имеет место общее отставание сетевого строительства от требований передачи электроэнергии к узлам потребления. При этом игнорируются возможности использования системного эффекта от несовпадения максимумов нагрузки и взаимопомощь при авариях в ЭЭС.

Следует также иметь в виду, что выбор новых трасс для ЛЭП вызывает значительные затруднения, т.к. это связано с отчуждением земли. В перспективе эта задача еще больше затруднится. Проблема может стать одинаково острой как для выбора площадки для источника энергии, так и трассы для сооружения ЛЭП.

3.3. Некомплексное и неоптимальное развитие сетей наблюдается во всех ЭЭС страны. Так, для организации оптимального распределения потоков по сетям, особенно кольцевым, последние должны быть обеспечены достаточным количеством устройств продольно-поперечного редулирования напряжения в сетях разных и одинаковых уровней напряжения (фазопоротные устройства, вольтодобавочные регуляторы на автотрансформаторах, регуляторы напряжения под нагрузкой и другое).

В сетях всех уровней Барнаулэнерго таких устройств явно недостаточно. Из-за этого имеет место неуправляемое и нерациональное распределение потоков по линиям, ведущее к недогрузке ЛЭП более высоких напряжений, повышенным затратам на транспорт энергии и т.п. По этой причине сооружаемая ЭП 1150 кВ будет способна передавать не 5-6 тыс., а всего 1,5-2 тыс. МВт и меньше.

Некоторые ЛЭП напряжением 500 кВ и ниже будут при этом перегружены по току, будут работать на пределе термической устойчивости.

3.4. Недостаточные сечения проводов ЛЭП. Из-за этого плотности токов превышают экономически обоснованные на 30-50% (вместо  $0,8 \text{ А/мм}^2$  фактические плотности  $1,1-1,5 \text{ А/мм}^2$ ). Это также ведет к удорожанию транспорта энергии из-за высоких потерь мощности и энергии в сетях. "Недовложение" алюминия в электросети оборачивается ежегодными дополнительными потерями энергии, стоимость которой превышает затраты на увеличение сечений проводов. Анализ этой проблемы имел место на страницах журнала "Электричество" в 1989 году.

3.5. Недостаточное оснащение ЭЭС источниками реактивной мощности: синхронными компенсаторами, батареями статических конденсаторов, шунтирующими реакторами и т.п. Так, в Барнаульской ЭЭС имеется всего один синхронный компенсатор мощностью 50 МВАр. Поэтому режимы по напряжению являются ненадежными. В ряде узлов напряжения ниже допустимой величины. Все это также приводит к снижению качества подаваемой потребителю энергии, повышенным ее потерям и другим ущербам.

3.6. Низкий уровень эксплуатации сети. Имеется в виду нехватка квалифицированного обслуживающего персонала, материалов, запасных частей, транспорта. Кроме того, электросетевое хозяйство рассматриваемого района требует модернизации. Есть ЛЭП, срок эксплуатации которых истек. В ЭЭС имеются выключатели, отключающая способность которых ниже фактических токов коротких замыканий в соответствующих точках сети. Это опасно возникновением больших системных аварий с тяжелыми народнохозяйственными и экологическими последствиями.

### Резюме.

Р-1г Несмотря на то, что внимание общественности приковано к экологическим аспектам сооружения Катунской ГЭС, следует все-таки признать первоочередной проблемой энергетического состояния Алтайского Края катастрофическое положение с электрическими связями на территории региона.

Электросетевое хозяйство ЭЭС требует такого же пристального внимания, как и источники электроснабжения. Пока что сооружение сетей хронически отстает от роста электрических нагрузок. Режимы перетоков мощности по линиям напряжены, электропередачи заг-

ружены до предела, распределение потоков по сети неоптимально.

Расходы на транспортирование электроэнергии выше возможных рациональных значений. Аварии в электрических сетях могут привести к г желым экономическим, экологическим и социальным последствиям.

Как показывает анализ, приведение электросетевого хозяйства в западной части ОЭЭС Сибири в соответствие с требованиями к сетям является наиболее эффективным и должно быть первоочередным средством обеспечения потребителей Алтайского края электроэнергией без дополнительного сооружения в крае ГРЭС или ГЭС до 2010 года.

Р-2. Если говорить о новых источниках, то, кроме Катунской ГЭС, есть и другие варианты обеспечения электроэнергией Алтайского края. Наиболее реальными являются варианты сооружения ГРЭС на канско-ачинском угле или газе. Требуется детальное технико-экономическое исследование этих вариантов с учетом возможных изменений в технологиях утилизации топлива, в ценах на топливо и энергию, в экономических оценках экологического влияния электростанций, а также меняющейся системы функционирования народного хозяйства.

Р-3. Все вопросы электроснабжения регионов должны прорабатываться с учетом фактора надежности электроснабжения потребителей. Причем надежность должна рассматриваться в широком смысле, т.е. включать в себя безопасность (прежде всего экологическую), безотказность, ремонтпригодность, устойчивоспособность, живучесть и управляемость. Пока что этому вопросу внимание почти не уделяется. В результате, уже в проектах и планах развития ЭЭС закладываются условия ненадежной обеспеченности потребителей по мощности и энергии, низкие уровни напряжений и частоты, внезапные погашения приемников энергии из-за аварий в системе. Барнаульская ЭЭС, как и многие ЭЭС в стране, имеет недостаточные резервы генераторных мощностей и пропускных способностей связей.

Р-4. В настоящее время ситуация такова, что результаты проведения технико-экономических сравнений и обоснований вариантов развития ЭЭС по меньшей мере неубедительны. "Не работают" применявшиеся ранее критерии, вызывают сомнения используемые стоимостные оценки и цены на ресурсы, а относительно новых оценок и цен царит полная неопределенность. Появление хозяйственной самостоятельности на уровне регионов требует пересмотра применявшихся ранее методов и критериев выбора вариантов развития объектов энергетики.

Выполняемые анализы различных вариантов обеспечения электроэнергией Алтайского края слабо проработаны с экологической точки зрения, особенно в части экономических оценок наносимых природной и социальной сферам ущербов. В значительной степени это связано с тем, что отсутствуют соответствующие методики и, что главное, необходимые экономические показатели и нормативы.

С учетом изложенного, наиболее правильной представляется позиция коренного пересмотра перспектив развития и форм эксплуатации как региональных ЭЭС, так и ЕЭС страны в целом с учетом новых экономических отношений, принятия в ближайшее время Закона об энергетике и т.п. Видимо, в условиях, когда электроэнергия становится определяющим ресурсом экономики, должны измениться заказчики и источники финансирования новых энергетических объектов, установятся договорные отношения между потребителями и производителями энергии.

Сибирский энергетический институт СО АН СССР в сотрудничестве с другими научно-исследовательскими организациями может взять на себя решение части названных проблем (при соответствующем финансировании) в рамках той или иной региональной программы научных исследований (например, программы "СИБИРЬ" и т.п.).