

Открытый семинар  
**«Экономические проблемы  
энергетического комплекса»**  
(семинар А.С.Некрасова)

Сто тридцать третье заседание  
от 23 октября 2012 года

**В.А. Баринов**

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ  
НА ПЕРИОД ДО 2030 г.**

Семинар проводится при поддержке  
Российского гуманитарного научного фонда  
(проект № 13-02-14041г)

Издательство ИНП РАН  
Москва – 2013

Руководитель семинара  
академик **В.В. ИВАНТЕР**

Председатель заседания – д.э.н. **Ю.В. СИНЯК**

## С о д е р ж а н и е

*В.А. Баринов*

### **ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ НА ПЕРИОД ДО 2030 г.**

1. Общая характеристика состояния электроэнергетики России. ....	5
2. Цель и основные задачи Программы модернизации электроэнергетики России. ....	7
3. Базовые положения Программы модернизации электроэнергетики России .....	8
4. Целевые показатели Программы модернизации электроэнергетики на период до 2030г. ....	13
5.1. Подпрограмма «Модернизация тепловых электростанций на период до 2020г.....	15
5.2. Подпрограмма «Модернизация гидроэнергетического комплекса на период до 2020 года». ....	17
5.3. Подпрограмма «Модернизация атомных электростанций на период до 2020 года». ....	17
5.4. Подпрограмма «Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020г.».....	18
5.5. Подпрограмма «Модернизация электросетевого комплекса на период до 2020 года». ....	18
5.6. Основные мероприятия Подпрограммы «Разработка и освоение инновационных технологий и оборудования для модернизации электроэнергетики России на период до 2020г.».....	20
6. Механизмы реализации Программы модернизации электроэнергетики на период до 2030г.....	21

<b>ДИСКУССИЯ</b> .....	24
<b>Вопросы</b> .....	24
<b>Выступления</b> .....	29
<i>Нигматулин Б.И.</i> .....	29
<i>Невелев В.А.</i> .....	30
<i>Мамедов О.М.</i> .....	30
<i>Данилов С.В.</i> .....	31

*В.А.Баринов*

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ  
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКИ РОССИИ  
НА ПЕРИОД ДО 2030 г.<sup>1</sup>**

**1. Общая характеристика состояния электроэнергетики России.** Основу производственного потенциала российской электроэнергетики в настоящее время составляют более 700 электростанций общей мощностью около 230 ГВт и линии электропередачи всех классов напряжений протяженностью более 2,5 млн. км. Почти 90% этого потенциала сосредоточено в Единой энергетической системе (ЕЭС) России, являющейся уникальным техническим комплексом, обеспечивающим электроснабжение потребителей на основной части обжитой территории страны. В структуре генерирующих мощностей электростанций России преобладают тепловые электростанции, доля которых в установленной мощности составляет 68,4%, доля атомных электростанций - 10,7% и доля гидравлических станций составляет 20,9%. Около 80% генерирующих мощностей тепловых электростанций в Европейской части России (включая Урал) работают на газе и мазуте, в то же время в Восточной части России более 80% генерирующих мощностей ТЭС работают на угле.

Основная часть электростанций страны объединена в Единую энергосистему России, в составе объединенных энергосистем (ОЭС) Центра, Средней Волги, Урала, Северо-Запада, Юга, Сибири, Востока. Установленная мощность электростанций ЕЭС России на конец 2011 г. составила 218,2 млн. кВт, и она является одним из крупнейших энергообъединений в мире. Высшим номинальным напряжением воздушных линий электропередачи переменного тока в России в настоящее время является напряжение 1150 кВ. Основу передающей системы ЕЭС России составляют электрические сети напряжением 330-500-750-1150 кВ. Общая протяженность ВЛ этих классов напряжений на начало 2012 года превысила 55 тыс. км.

За годы реформ произошло ухудшение экономических показателей работы отрасли. С 1991г. более чем в 1,5 раза увеличились относительные потери электроэнергии в электрических сетях на ее

---

<sup>1</sup>Баринов В.А. - д.т.н., заведующий отделением ОАО «ЭНИН».

транспорт, более чем в 1,5 раза выросла удельная численность персонала в отрасли. Значительно выросли тарифы на электрическую энергию, увеличилась доля морально и физически устаревшего энергооборудования на электростанциях и в электрических сетях, характеристика возрастного состояния которого показана на рис. 1.

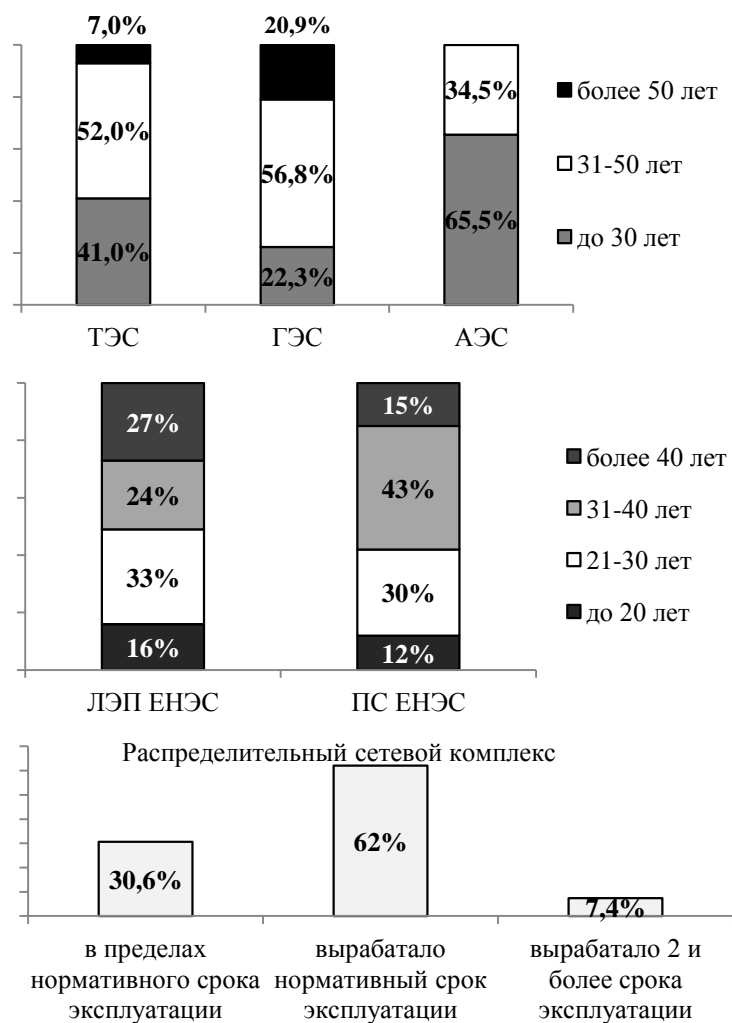


Рис. 1. Характеристика возрастного состояния основного оборудования.



Основными причинами снижения экономической эффективности функционирования отрасли являются:

- Отсталые энергетические технологии, используемые на газовых и угольных электростанциях.
- Отсутствие оптимальной системы управления отраслью в условиях образования многочисленных собственников электроэнергетических объектов.
- Резкое сокращение научно-технического потенциала отрасли.
- Существенное сокращение строительного потенциала.
- Сокращение потенциала в отраслях отечественного энергомашиностроения и электромашиностроения, серьезное отставание в сфере разработок, освоения и внедрения новых технологий производства, транспорта и распределения электроэнергии.

В этих условиях главной стратегической задачей, стоящей перед электроэнергетической отраслью страны, является выбор стратегически правильных решений по развитию электроэнергетики, механизмам и структуре ее управления, обеспечивающих в условиях складывающейся ресурсной базы электроэнергетическую безопасность страны, устойчивое развитие и эффективное функционирование электроэнергетической отрасли.

Важнейшим направлением при этом является её перевод на новую технологическую основу, связанную с использованием самых современных, мирового уровня энергетических технологий и разработкой новых технологий и оборудования.

В докладе приведены основные параметры Программы модернизации электроэнергетики России, разработанной в соответствии с Энергетической стратегией России на период до 2030 г по заданию Минэнерго России под руководством ОАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского» рядом ведущих научных и проектных организаций: ИНЭИ РАН, РНЦ «Курчатовский институт», ИСЭМ СО РАН, ОАО «ВТИ», ОАО «Институт Теплоэлектропроект», ОАО «ВНИПИЭнергопром», ОАО «НИИПТ», ОАО «Институт «Энергосетьпроект» при участии инфраструктурных организаций отрасли ОАО «СО ЕЭС», ОАО «ФСК ЕЭС», ОАО «Холдинг МРСК», энергетических компаний и энергомашиностроительных заводов.

**2. Цель и основные задачи Программы модернизации электроэнергетики России.** Целью Программы является кардинальное обновление электроэнергетики России на базе отечественного и мирового опыта, преодоление нарастающего технологического отставания, морального и физического старения основных фондов, повышение надежности энергоснабжения и энергетической



безопасности страны и на этой основе снижение темпов роста тарифов на электрическую и тепловую энергию.

**Основные задачи:**

- замена технологий и оборудования при производстве, передаче и распределении электроэнергии на наиболее передовые, адекватные мировому уровню;
- разработка новых технологий, в том числе «прорывных», по всем направлениям электроэнергетической отрасли;
- подготовка и реализация демонстрационных проектов по созданным технологиям;
- модернизация отдельных узлов и оборудования электростанций и электрических сетей;
- оптимизация структуры генерирующих мощностей, включая увеличение доли маневренных ГТУ;
- создание эффективной системы целостного управления функционированием и развитием ЕЭС России и электроэнергетики страны в целом, обеспечивающей минимизацию затрат и, соответственно, тарифов на электрическую и тепловую энергию.

Главным при реализации процесса модернизации электроэнергетики является использование серийного отечественного (лицензионного) оборудования и типовых проектов для снижения сроков проведения модернизации и сокращения финансовых средств на ее осуществление.

**3. Базовые положения Программы модернизации электроэнергетики России.** Программа модернизации электроэнергетики России предусматривает:

- Расширение использования инновационных технологий в теплоэнергетике, гидроэнергетике, атомной энергетике, в системах передачи и распределения электроэнергии, нетрадиционной энергетике;
- Развитие трех составляющих Единой электрической сети:
  - общегосударственной (национальной), высшего уровня системообразующей сети;
  - основных сетей объединенных энергосистем;
  - региональных распределительных сетей, мини- и микросетей с распределенной генерацией;
- Создание высокоэффективной системы целостного оптимального управления развитием и функционированием электроэнергетики.

*В теплоэнергетике предусматривается:*

- создание современных, эффективных и мощных газовых турбин на основе интенсификации собственных разработок, получения лицензий на освоение их производства в России и создание на их

основе новых парогазовых установок, что даст экономию топлива около 30%;

- широкое освоение когенерационных источников теплоснабжения с использованием газовых турбин средней и малой мощности и котлов-утилизаторов для выработки электрической и тепловой энергии, что позволит увеличить коэффициент использования топлива до 90%;
- освоение современных паросиловых технологий на твердом топливе с суперсверхкритическими параметрами пара, что позволит повысить КПД на 7–10%;
- освоение технологий газификации угля, что позволит повысить КПД энергоблоков (энергоустановок) до 46—52%;
- освоение технологий сжигания углей в кипящем слое, что позволит улучшить экологические показатели;
- развитие технологий энерготехнологического использования твердых топлив (углей и сланцев), что даст возможность получать кроме электроэнергии искусственное жидкое топливо, калорийный газ и твердый остаток в виде полукокса и золы;
- развитие распределенной генерации в виде ГТУ и сочетания ГТУ и котлов-утилизаторов, которые будут замещать существующие котельные. Данные установки мощностью от десятков киловатт до 50 МВт будут выполнять роль как индивидуальных средств энергоснабжения, так и источников покрытия переменной части графика нагрузки, увеличивая тем самым коэффициент использования мощности мощных энергоустановок.

*В гидроэнергетике:*

- создание крупных высокоэффективных гидроагрегатов с переменной скоростью вращения, обеспечивающих высокие технико-экономические показатели;
- разработка и изготовление комплекса высокоэффективного оборудования для обратимых гидроагрегатов ГАЭС с переменной скоростью вращения, позволяющих обеспечить высокую маневренность в генераторном и насосном режимах и тем самым повысить КПД и снизить удельную стоимость сооружения электростанций.

*В атомной энергетике в качестве основных рассматриваются технологии:*

- корпусные реакторы с водяным теплоносителем типа ВВЭР и их модификации;
- реакторы на быстрых нейтронах.

*В системах передачи и распределения электроэнергии:*

- создание прогрессивных проводников с использованием новых

композиционных материалов, которые позволят повысить токонесущую способность, уменьшить затраты на сооружение линий электропередачи, снизить потери в сетях, уменьшить вес, увеличить продолжительность срока службы, увеличить сопротивление коррозии, уменьшить провисание проводов;

- создание высокотемпературных сверхпроводниковых (ВТСП) материалов и устройств на их основе: кабелей, трансформаторов, ограничителей токов короткого замыкания, синхронных компенсаторов, двигателей и генераторов, что даст возможность сделать электрическую сеть более гибкой, надежной и эффективной;
- создание недорогих и надежных накопителей электрической энергии разных типов на всех уровнях: основной сети, распределительной сети и конечных потребителей, которые могут существенным образом повлиять на развитие и режимы работ энергосистемы за счет выравнивания графиков нагрузки и повышения использования генерирующих мощностей, передающих и распределительных сетей;
- развитие распределенной генерации и распределенных интеллектуальных систем управления, которые позволят обеспечить высокотехнологическую и экономическую эффективность, модульность, масштабируемость, мобильность, энергетическую независимость и контроль;
- развитие силовой электроники и устройств на ее основе, в том числе устройств FACTS, с помощью которых можно управлять потоками активной и реактивной мощности, поддерживать уровни напряжения в электрической сети, повышать устойчивость и надежность работы энергосистем, а также линий электропередачи и вставок постоянного тока.

*В области возобновляемой энергетики:*

- разработка агрегатов для низконапорных малых ГЭС, в том числе с ортогональными гидротурбинами;
- разработка методов и материалов, обеспечивающих повышенные надежность и долговечность элементов проточных частей турбин малых ГЭС в условиях абразивного износа при эксплуатации в горной местности
- освоение технологии создания и эксплуатации крупных сетевых ветроэлектростанций и технологии производства ветрогенераторов с горизонтальной осью мощностью 1-3 МВт;
- освоение технологии создания и эксплуатации ветродизельных систем;
- практическая реализация новой технологии создания

геотермальной электростанции с использованием энергоустановок на низкокипящем рабочем теле.

- освоение технологий производства оборудования и электрической энергии на основе прямого сжигания или газификации древесных отходов;
- промышленное освоение и совершенствование оборудования биогазовых технологий с использованием биогаза для производства электрической энергии;
- освоение технологии создания и эксплуатации солнечных электростанций на основе дешевых двухкаскадных  $\alpha$ -Si/ $\mu$ -Si тонкопленочных фотоэлектрических модулей;
- освоение технологии производства солнечных электрических установок с концентрационными модулями на основе солнечных элементов из трехпереходных каскадных GaInP/GaInAs/Ge наногетероструктур с КПД до 37-39%.

*Основные направления развития электрических сетей в Программе предусматривают развитие трех составляющих будущей Единой электрической сети России:*

- общегосударственной (национальной), высшего уровня системообразующей сети, связывающей западные и восточные регионы страны мощными линиями электропередачи, позволяющими обеспечивать баланс мощности и электроэнергии на национальном уровне, надежность системы электроснабжения страны и доступность к ней потребителей электроэнергии;
- основных сетей объединенных энергосистем;
- региональных распределительных сетей, мини- и микросетей с распределенной генерацией.

На рассматриваемую перспективу высшим классом напряжения в ЕЭС России будет 1150 кВ для сетей переменного тока и 1500 кВ для передач постоянного тока. Основная роль этих электропередач будет заключаться в создании электрического транзита Восток-Запад по нескольким направлениям (северное, центральное, южное).

Базовый принцип развития ЕЭС России предусматривает, что ОЭС и мощные региональные энергосистемы на всем рассматриваемом интервале до 2030 года строятся, в основном, как сбалансированные, с обменом электроэнергией между ними для целей реализации преимуществ совместной работы региональных энергосистем и обеспечения устойчивого и надежного энергоснабжения экономики страны и населения.

*Развитие основной электрической сети должно быть направлено на:*

- обеспечение выполнения системообразующих функций, системной надежности, реализации межсистемных эффектов;
- энергетическую поддержку глобальных инфраструктурных проектов развития систем газоснабжения, нефтеснабжения, железнодорожной и автомобильной сетей;
- обеспечение надежной выдачи мощности крупных электростанций;
- обеспечение надежности питания мегаполисов, крупных городов и узлов нагрузки;
- повышение адаптивности сети к факторам неопределенности развития генерирующих мощностей и нагрузок;
- усиление сети для уменьшения влияния сетевых ограничений.

Развитие распределительной сети будет направлено на:

- обеспечение выдачи мощности электростанций;
- обеспечение внешнего электроснабжения отдельных крупных потребителей (энергоемких промышленных потребителей, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций магистральных нефте- и газопроводов и др.);
- обеспечение надежного питания узлов нагрузки;
- усиление сети для уменьшения влияния сетевых ограничений.

Наряду с широким внедрением новых технологий ключевое значение имеет создание высокоэффективной системы управления электроэнергетикой страны, обеспечивающей минимизацию затрат на развитие и функционирование электроэнергетической отрасли и, соответственно, снижение тарифов на электроэнергию. Идеологией такой системы управления служит целостное (холистическое) управление планированием и функционированием энергосистем, основные принципы которого сводятся к следующему:

- должна быть получена эталонная модель, которая соответствует наибольшему общественному благу для всей системы;
- должны использоваться вероятностные критерии надежности;
- должны быть разработаны методы справедливого распределения затрат и выгод между участниками совместной работы;
- должны быть выработаны такие правила для участников совместной работы, чтобы их инициативы не приводили к решениям, направленным против достижения глобальной цели всей системы.

В качестве эталонной модели обычно применяется модель идеального рынка, условия оптимальности для которой такие же, как и условия оптимальности функционирования системы при оптимальном централизованном управлении.

*Программа модернизации электроэнергетики России на период до 2030г. включает:*

- программу модернизации электроэнергетики России на период до 2020г., которая дважды рассматривалась на совместных заседаниях Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС»;
- прогнозную оценку модернизации объектов электроэнергетики на период до 2030г., основанную на результатах оптимизационных расчетов альтернативных вариантов развития генерирующих мощностей ЕЭС России, рассмотренную также на совместном заседании Научного Совета РАН по проблемам надежности и безопасности больших систем энергетики и научно-технической коллегии НП «НТС ЕЭС».

Рассмотрено три возможных варианта инновационного развития генерирующих мощностей за период 2021-2030гг., отличающихся следующими особенностями:

- 1) Ввод за период 2021-2030гг. 20 энергоблоков АЭС.
- 2) Ввод за период 2021-2030гг. 15 энергоблоков АЭС при компенсации сокращения вводов мощности на АЭС за счет увеличения мощности ПГУ в Европейской части страны.
- 3) Ввод за период 2021-2030гг. 15 энергоблоков АЭС при компенсации сокращения вводов мощности на АЭС за счет развития угольных ТЭС в Сибири и передачи электроэнергии по передаче постоянного тока Сибирь – Европейская часть России.

В качестве основного в Программе принят второй из указанных выше вариантов.

Программа модернизации разработана для базового варианта уровня электропотребления, принятого в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2030г., в соответствии с решениями, принятыми Заказчиком работы – Минэнерго России.

На рис. 2 показана динамика уровня внутреннего электропотребления, принятая при разработке Программы модернизации (средняя кривая), а также динамика внутреннего электропотребления предусматриваемая сценарными условиями долгосрочной программы социально-экономического развития Российской Федерации до 2030г., разработанной Минэкономразвития России. По существу рассмотренный в Программе модернизации сценарий роста уровня электропотребления может рассматриваться как усредненный вариант сценарных условий долгосрочного прогноза социально-экономического развития страны.

**4. Целевые показатели Программы модернизации электроэнергетики на период до 2030г.** Целевые показатели и параметры Программы модернизации электроэнергетики России на период до 2030г. включают в себя:

*Ожидаемые результаты реализации Программы:*

- снижение удельного расхода топлива на отпуск электроэнергии от ТЭС с 332,7 до 300 г у.т./кВт.ч в 2020г. и до 270 г у.т./кВт.ч – в 2030г.;

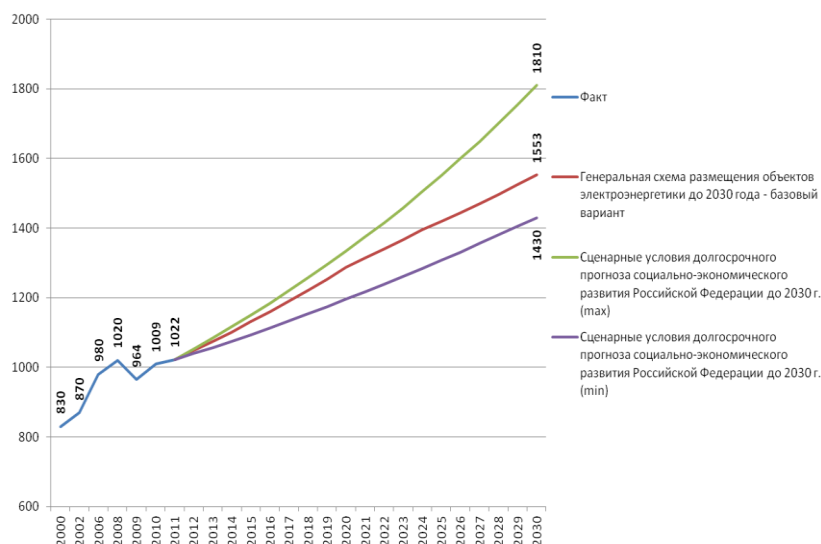


Рис.2 Динамика уровня внутреннего электропотребления, млрд. кВт.ч.

- снижение потерь в ЕНЭС с 4,6 до 4,0% в 2020г. и до 3% - в 2030 г. и в распределительных электрических сетях - с 8,9 до 6,5% в 2020 г. и до 5% - в 2030 году;
- повышение проектного показателя балансовой надежности – вероятности бездефицитной работы ЕЭС России с 0,996 до 0,9991 в 2020г. и до 0,9997 – в 2030г.;
- вывод из эксплуатации (демонтаж, консервация) физически изношенного и морально устаревшего оборудования в период 2011-2020гг. – 26,4 ГВт, в том числе:
  - ТЭС – 22,7 ГВт;

- АЭС – 3,7 ГВт;
  - С 2021 г. по 2030 г. – 55,7 ГВт, в том числе:
    - ТЭС – 47,1 ГВт;
    - АЭС – 8,6 ГВт;
  - новые вводы мощности на электростанциях за период 2011-2020гг. – 76,1 ГВт, в том числе:
    - ТЭС – 55,1 ГВт;
    - АЭС – 10 ГВт;
    - ГЭС и ВИЭ – 11 ГВт;
  - С 2021г. по 2030г. – 99,7 ГВт, в том числе:
    - ТЭС – 73 ГВт;
    - АЭС – 17,4 ГВт;
    - ГЭС и ВИЭ – 9,3 ГВт;
  - увеличение установленной мощности газовых ТЭС с применением передовых технологий на основе ГТУ с 6,6 до 50,9 ГВт к 2020г. и до 107,2 ГВт – к 2030г.;
  - КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) – не менее 50% к 2020г. и не менее 53% – к 2030 году;
  - КПД новых угольных ТЭС – не менее 38% к 2020г. и не менее 41% – к 2030г.;
  - КПД новых и модернизированных АЭС – не менее 34% к 2020г. и не менее 36% – к 2030г.;
  - вводы новых и реконструируемых электросетевых объектов: до 2020 г.:
    - в ЕНЭС:
      - ВЛ напряжением 220 кВ и выше - 68 тыс. км;
      - трансформаторной мощности - 210 тыс. МВА;
    - В распределительной электрической сети:
      - ВЛ напряжением 0,4-220 кВ - 251 тыс. км;
      - трансформаторной мощности - 140 тыс. МВА;
  - с 2021г. по 2030г.:
    - в ЕНЭС:
      - ВЛ напряжением 220 кВ и выше - 77 тыс. км;
      - трансформаторной мощности - 127 тыс. МВА;
    - в распределительной электрической сети:
      - ВЛ напряжением 0,4-220 кВ - 225 тыс. км;
      - трансформаторной мощности - 84 тыс. МВА;
- Объем финансирования Программы на период до 2030 г. составляет в ценах 2010г. 17,6 трлн. руб., в том числе:*
- генерирующие мощности — 10,2 трлн. руб., включая: 6,3 трлн. руб. — в ТЭС, 3,9 трлн. руб. — в АЭС, ГЭС, ГАЭС и ВИЭ;



- электрические сети — 7,4 трлн. руб., включая: 3,5 трлн. руб. — в ЕНЭС, 3,9 трлн. руб. — в распределительные сети.

**5.1. Подпрограмма «Модернизация тепловых электростанций на период до 2020г.»** В Подпрограмме «Модернизация тепловых электростанций на период до 2020г.» целевые индикаторы и показатели модернизации ТЭС предусматривают:

- вывод из эксплуатации (демонтаж, консервация) физически изношенного и морально устаревшего оборудования — 22,7 ГВт, в том числе по виду топлива: 16,4 ГВт - на природном газе, 6,1 ГВт — на угле; 0,15 ГВт – на дизельном топливе; по типу электростанции: 11,2 ГВт — конденсационных агрегатов, 11,5 МВт — теплофикационных агрегатов;
- новые вводы мощности на тепловых электростанциях составляют 55,1 ГВт, в том числе по виду топлива: 44,4 МВт — на природном газе, 10,7 ГВт — на угле; по типу электростанции 26,6 ГВт – конденсационных агрегатов, 28,5 ГВт – теплофикационных агрегатов.
- установленная мощность газовых ТЭС на основе передовых технологий (ПГУ и ГТУ): 2010г. – 6,6 ГВт; 2020 г. — 50,9 ГВт;
- КПД новых угольных ТЭС — не менее 38%;
- КПД новых газовых ТЭС (ПГУ) — не менее 50%;
- средний удельный расход топлива на отпуск электроэнергии – снижение с 332,7 г у.т./кВт.ч до 300 г у.т./кВт.ч.

Предусмотрено широкое использование типовых унифицированных проектных решений по модернизации газовых и угольных электростанций.

На рис. 3 показана динамика изменения возрастной структуры генерирующих мощностей ТЭС при реализации Программы за период до 2030г.



Рис. 3 – Изменение возрастной структуры генерирующих мощностей ТЭС России при реализации Программы

**5.2. Подпрограмма «Модернизация гидроэнергетического комплекса на период до 2020 года».** В Подпрограмме «Модернизация гидроэнергетического комплекса на период до 2020 года» целевые индикаторы и показатели модернизации ГЭС предусматривают:

- ввод в эксплуатацию дополнительных генерирующих мощностей в объеме 7,9 ГВт к 2020г., в т.ч. — за счет реконструкции действующих ГЭС — 0,9 ГВт, на строящихся ГЭС и ГАЭС — 5,1 ГВт, на ГЭС и ГАЭС - новостройках — 1,9 ГВт;
- прирост годовой выработки электроэнергии к 2020 г. – 22,3 ТВт·ч, в т. ч. за счет реконструкции действующих ГЭС — 1,9 ТВт·ч, на строящихся ГЭС и ГАЭС — 15,3 ТВт·ч, на ГЭС и ГАЭС - новостройках — 5,1 ТВт·ч;

- снижение среднего по всему парку гидрогенерирующего оборудования физического износа к 2020г. по отношению к 2010г.: по турбинам — на 27%, по генераторам – на 10%.

**5.3. Подпрограмма «Модернизация атомных электростанций на период до 2020 года».** В Подпрограмме «Модернизация атомных электростанций на период до 2020 года» основные мероприятия по модернизации предусматривают:

- модернизацию действующих АЭС путем повышения мощности: реактора РБМК — до 105% от номинала; ВВЭР-440 — до 107%; ВВЭР-1000 — до (104—110)% от номинала;
- продление срока эксплуатации блоков АЭС с реакторами ВВЭР-440, РБМК и ЭГП-6 на 15 лет, с реакторами ВВЭР-1000 – на 25 лет;
- ввод новых блоков АЭС мощностью 10 ГВт;
- разработку проектов АЭС- с реакторами ВВЭР-ТОИ, реакторами на быстрых нейтронах, создание технологий замыкания топливного цикла;
- создание плавучих АЭС малой мощности;
- строительство демонстрационных проектов АЭС с реакторами на быстрых нейтронах и опытно-демонстрационных цехов на предприятиях ядерного топливного цикла;
- снижение удельных капвложений на 1 кВт вводимой мощности на 10% по сравнению с 2009г.; снижение эксплуатационных расходов на 1 кВт.ч на 20% по сравнению с 2009 г. в соответствующих ценах.

**5.4. Подпрограмма «Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020г.».** В Подпрограмме «Развитие возобновляемых источников энергии на период до 2020г.» предусматривается увеличение установленной мощности и выработки электроэнергии к 2020г. с использованием ВИЭ до 4377 МВт и 16 655 млн. кВт.ч, в том числе, соответственно, на:

- ВЭС до 2006 МВт и 5662 млн. кВт.ч,
- МГЭС до 1163 МВт и 5110 млн. кВт.ч,
- ГеоТЭС до 167 МВт и 952 млн. кВт.ч,
- СЭС до 44 МВт и 59 млн. кВт.ч,
- ПЭС до 13 МВт и 52 млн. кВт.ч,
- БиоТЭС до 984 МВт и 4920 млн. кВт.ч.

**5.5. Подпрограмма «Модернизация электросетевого комплекса на период до 2020 года».** В Подпрограмме «Модернизация электросетевого

комплекса на период до 2020 года» целевые индикаторы и показатели модернизации предусматривают:

- снижение процента износа электросетевого оборудования до 50% в распределительных сетях и до 45% - в ЕНЭС к 2020 году;
- снижение потерь электроэнергии в ЕНЭС с существующего уровня 4,6% до 4,0%, в распределительной сети - с 8,9% до 6,5% к 2020г.;
- обеспечение проектного показателя балансовой надежности — на уровне 0,9991 к 2020г.

Подпрограммой предусмотрен ввод новых и реконструированных электросетевых объектов:

- в ЕНЭС:
  - ВЛ напряжением 220 кВ и выше – 68 тыс.км,
  - трансформаторной мощности – 210 тыс. МВА;
- в распределительной электрической сети:
  - ВЛ напряжением 220 кВ и ниже – 251 тыс.км,
  - трансформаторной мощности – 140 тыс. МВА.

На рис. 4 показаны основные межсистемные и межгосударственные связи ЕЭС России на уровне 2030г. На рис. 5 представлена динамика изменения возрастной структуры основного оборудования ЕНЭС за период до 2030г. при реализации Программы.

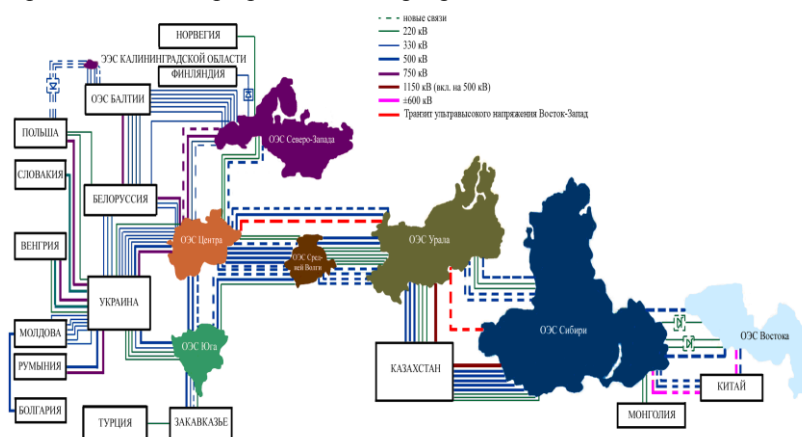
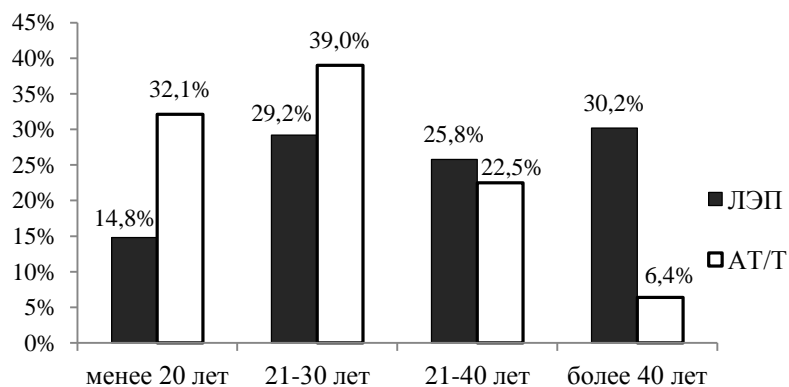
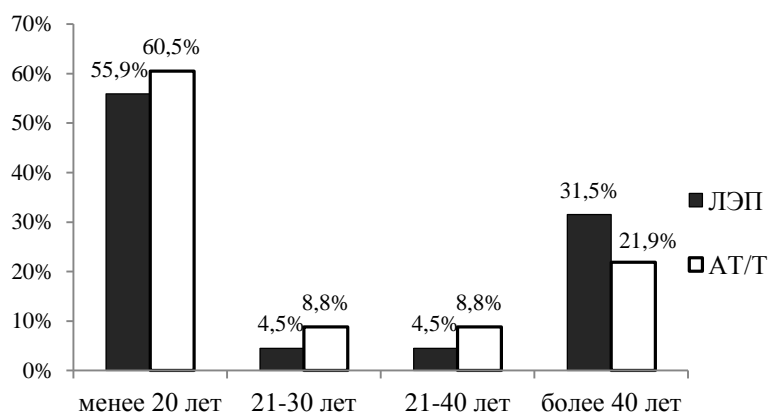


Рис. 4 Основные межсистемные и межгосударственные связи ЕЭС России на уровне 2030 г.



А) Исходная возрастная структура оборудования ЕНЭС России (01.01.2011).



В) Возрастная структура оборудования ЕНЭС России в результате реализации Программы Модернизации ЕНЭС.

Рис. 5 - Динамика изменения возрастной структуры основного оборудования ЕНЭС России за период 2011-2030 гг.

**5.6. Основные мероприятия Подпрограммы «Разработка и освоение инновационных технологий и оборудования для модернизации электроэнергетики России на период до 2020г.».** Программа модернизации электроэнергетики предполагает освоение

перспективных технологий и энергетического оборудования для обеспечения модернизации электроэнергетики России, в том числе:

- создание и освоение мощных высокоэффективных газовых турбин;
- создание угольного энергоблока на суперсверхкритические параметры пара;
- разработка технологии внутрицикловой газификации углей и создание пилотной установки;
- создание отечественных котлов с циркулирующим кипящим слоем;
- создание высокоэффективного теплофикационного блока на повышенные параметры пара с минимальными выбросами вредных веществ в атмосферу;
- разработка технологии и создание пилотной энергоустановки с низкипящим рабочим телом;
- создание базового устройства для управляемых линий электропередачи (FACTS) второго поколения на основе полностью управляемых устройств силовой электроники;
- сооружение Забайкальского и Амурского преобразовательных комплексов несинхронного объединения ОЭС Сибири и ОЭС Востока;
- создание управляемого устройства продольной компенсации;
- создание фазоповоротного устройства;
- внедрение асинхронизированных компенсаторов реактивной мощности номинальной мощностью 100 Мвар;
- разработка и сооружение ВТСП кабельной линии длиной 1500 м, 20 кВ, 1500 А;
- разработка и сооружение ВТСП трансформатора мощностью до 1000 кВА с магнитопроводом из аморфной и наноструктурированной стали;
- разработка и сооружение токоограничивающего устройства на основе ВТСП материалов;
- разработка сверхпроводниковых накопителей и энергетических батарей;
- строительство двух ВЭС суммарной установленной мощностью 105 МВт в Краснодарском крае;
- сооружение опытно-промышленных Старогрозненской и Дагестанской ГеоТЭС мощностью по 10 МВт;

- сооружение Северной приливной электростанции мощностью 12 МВт;
- разработка сети биогазовых станций в Белгородской области суммарной мощностью 10 МВт;
- разработка и создание демонстрационной зоны с использованием технологий Smart Grid.

**6. Механизмы реализации Программы модернизации электроэнергетики на период до 2030г.** Основные требования к механизмам реализации Программы в рамках существующих механизмов управления в электроэнергетике предусматривают:

- приемлемое соотношение доходности и рисков долгосрочных вложений как в регулируемой, так и в конкурентной сферах;
- ведущую роль государства в инвестиционном процессе для обеспечения требований энергетической безопасности страны и регионов при ограничении прямых бюджетных расходов на инвестиции в электроэнергетику;
- сдерживание дополнительной инвестиционной нагрузки на тарифы электроэнергии для конечных потребителей.
- Механизмы реализации Программы в электрических сетях в рамках используемого в настоящее время RAB-регулирования (RAB-regulatory Asset Base) предусматривают:
- ограничение состава проектов объектами, обоснованными в Программе и уточненными при системном проектировании (для ЕНЭС - Схема и программа развития ЕЭС России, для распределительной сети – схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов РФ);
- удешевление стоимости оборудования и строительства в результате перехода к типовым проектам электросетевых объектов и крупносерийным заказам;
- удешевление стоимости капитала за счет перестройки кредитного портфеля с привлечением более «длинных» и «дешевых» ресурсов, в том числе – российских банков с государственным участием;
- ужесточение контроля за экономически обоснованной доходностью сделанных инвестиций и, особенно, доходностью по уже имеющимся активам электросетевых компаний;
- усиление стимулирующих мер по формированию тарифной выручки с учетом уменьшения индексов снижения затрат и потерь электроэнергии.

Механизмы реализации Программы в генерации предусматривают, что:

- 1) оплата вводов на ТЭС, ГЭС и АЭС в рамках заключенных договоров предоставления мощности (ДПМ) осуществляется по утвержденным параметрам оплаты мощности;
- 2) дополнительные вводы на ТЭС осуществляются посредством модифицированного механизма долгосрочного рынка мощности (ДРМ) и ДПМ (ДРМ/ДПМ), предусматривающего:
  - отдельный конкурентный отбор мощности (КОМ) для действующих мощностей электростанций с ограничениями по техническим и экономическим условиям допуска (стимулирование к замене);
  - конкурсный отбор проектов новых мощностей на дополнительном КОМ с последующим заключением ДПМ;
  - ценовое ограничение для КОМ новых мощностей по стоимости типовых проектов и доходности;
  - механизм гарантирования инвестиций (МГИ), как замыкающий механизм обеспечения балансовых требований в ЕЭС России;
  - включение новых проектов в программу государственно-частного партнерства (ГЧП) в электроэнергетике (возможное условие новых ДПМ).

Реализация указанных механизмов позволит обеспечить снижение темпов роста тарифов на электроэнергию на уровне 2015г. в среднем на 5%, а на уровне 2020г. – на 8,4% по сравнению с использованием базовых параметров регулирования.

Интегральная эффективность Программы модернизации электроэнергетики на период до 2020г. выражается в росте ВВП до 2020г. почти на 2 трлн. руб.

Сделанная оценка для основной составляющей эффекта Программы модернизации, а именно снижения отпускной цены электроэнергии для потребителей, показывает, что за период с 2021 по 2030гг. экономия затрат для конечных потребителей может составить почти 6,2 трлн. руб.



## ДИСКУССИЯ

### **Вопросы**

**Синяк Ю.В., председатель**

Какие будут вопросы к докладчику?

**Волконский В.А. – ИНП РАН**

Валентин Александрович, насколько я понял, Вы считаете, что совершенствование системы управления российской электроэнергетикой должно идти в направлении использования американского опыта?

**Баринов В.А. – ЭНИН им. Г.М.Кржижановского**

Не совсем. Я говорил, что есть опыт построения эффективных систем управления электроэнергетикой и в США, и в СССР. При выборе путей совершенствования структуры управления электроэнергетикой представляется целесообразным использовать и тот, и другой опыт.

**Волконский В.А.**

В какую сторону российская электроэнергетика движется сейчас?

**Баринов В.А.**

Осуществляется процесс совершенствования электроэнергетического рынка. Необходимо создание единой системы технологических и коммерческих правил, обеспечивающих решение задачи экономичного и надежного электроснабжения потребителей.

**Кузовкин А.И. – Институт микроэкономики**

Сравнивая советскую и американскую систему развития электроэнергетики, можно обратить внимание на количество системных аварий. Ведь в США их было очень много.

**Баринов В.А.**

С каждой крупной американской аварией надо разбираться отдельно. Например, в чем состояла одна из основных причин наиболее крупной системной аварии 2003 года. Это приоритет учета коммерческих интересов по отношению к технологическим при управлении режимами энергосистем. В США в 2005г. принят закон «Об энергетике», согласно которому были введены обязательные стандарты

системной надежности, определен порядок их разработки, утверждения, контроля за выполнением.

**Кузовкин А.И.**

А скажите, для России легче перейти сейчас на американский или советский путь?

**Баринов В.А.**

Очень сложный вопрос, но думаю, что переход к американской системе потребует много времени.

**Кузовкин А.И.**

Вы сказали, что в программе учитываются системы аккумулирования. Что Вы имели в виду?

**Баринов В.А.**

Я имел в виду, что если, например, строится солнечная электростанция, то для обеспечения бесперебойного электроснабжения необходимы либо дополнительные мощности, либо системы аккумулирования электроэнергии. Этот аспект должен учитываться при разработке программы модернизации электроэнергетики.

**Кузовкин А.И.**

И последний вопрос. Вы говорили, что в Америке цены на электроэнергию растут только на величину, не превышающую инфляцию, а у нас резко выросла сетевая составляющая. В чем дело, как вы считаете?

**Баринов В.А.**

Это объясняется следующим образом. Для вертикально интегрированных энергоснабжающих компаний регулятор обычно контролирует тарифы из условия, что рост тарифов на электроэнергию должен быть ниже уровня роста инфляции, и это обуславливает необходимость минимизации издержек и в генерации, и в передаче, и в распределении электроэнергии. В России генерация и сети в результате реформ разделены, и нет органа, решающего задачу целостной оптимизации функционирования электроэнергетики в таких условиях. Сетевая составляющая регулируется механизмом RAB-регулирования, а генерирующая – рынком. Имеется диспропорция в темпах роста удельных затрат на генерацию и сети, удельные затраты на ввод кВт генерирующей мощности выросли с 2000г. примерно в 1,5-2 раза, а в

сети – в 5,5 раз. Это привело к ситуации, когда становится невыгодным строить электрические сети.

***Штейнгауз В.Е. – Российское Энергетическое Агентство***

В конце Вашего доклада Вы выделили две актуальные задачи: совершенствование системы управления электроэнергетикой и распределение ответственности за обеспечение надежности энергоснабжения потребителей. Но сегодня нет ни одного органа, способного решить эти задачи. Есть генераторы, есть сети, но нет энергосистемы.

***Баринов В.А.***

Вы не совсем правы, имеются зоны диспетчерского управления, в границах которых решаются задачи координации управления генерацией и сетями.

***Невелев В.А. – Институт мировой экономики***

Что принципиально нового дает Программа модернизации электроэнергетики России по сравнению с Энергостратегией России до 2030г.?

***Баринов В.А.***

Наш институт участвовал в разработке обоих упомянутых Вами документов. Программа модернизации по существу является реализацией идей, заложенных в Энергетическую стратегию России на период до 2030г., которая определяет только общие контуры развития электроэнергетики. Главное отличие – это прогноз уровня потребления электроэнергии, который в Программе модернизации принят ниже.

***Невелев В.А.***

Еще один вопрос. Как Вы считаете, что является приоритетным – инвестирование в развитие электроэнергетики или энергетического машиностроения.

***Баринов В.А.***

Я считаю, что одно без другого быть не может, и потребности энергетического машиностроения определяются потребностями электроэнергетики.

***Данилов С.В. – АПБЭ***

Одним из целевых показателей Вашей программы является снижение износа в Единой электрической сети России до 45% к 2020 г.

Но никто не знает, по какой методологии считать этот износ. До 2001г., когда поменялись правила бухгалтерского учета, хоть как-то износ можно было связать с бухгалтерской отчетностью. По новым правилам срок эксплуатации электротехнического оборудования составляет 12-15 лет, т.е. за 15 лет они полностью амортизируют оборудование. Поэтому по бухгалтерии износ не считают. По возрасту тоже не считают, т.к. например сетевые компании в отношении ЛЭП говорят следующее: сети можно отремонтировать, и они будут практически новые. Как считаете износ Вы?

***Баринов В.А.***

В нормативных документах, которые были ранее, срок службы трансформаторов заложен на уровне 25 лет, линий – 40 лет, и мы исходили из этих величин.

***Данилов С.В.***

Второй вопрос. Рассматривали ли Вы меры, которые могут способствовать внедрению ВИЭ и распределенной генерации в электроэнергетическую систему России?

***Баринов В.А.***

В Программе рассмотрены вопросы развития ВИЭ и распределенной генерации.

***Воронина С.А. – ИНП РАН***

Валентин Александрович, есть ли место дальним линиям электропередачи в Вашей программе? На каком токе? Новая линия или через Казахстан?

***Баринов В.А.***

Да, есть, и на переменном, и на постоянном токе. Что касается Казахстана, то я считаю, что необходимо провести необходимые работы и перевести линию 1150 кВ на номинальное напряжение.

***Фролов А.С. – ЦМАКП***

В каких масштабах в России планируется внедрение концепции Smart Grid, и какие ключевые эффекты от этого ожидаются?

***Баринов В.А.***

Я считаю, что должна происходить интеллектуализация не только сетей, а всей энергетической системы в целом. В разделе технологического управления нашей программы прописываются все современные технологии, которые используются и могут быть использованы для управления энергетическими системами.

***Синяк Ю.В.***

В последних публикациях по эффективности строительства разных типов электростанций принимаются стоимости нового строительства, например, ПГУ на уровне 800-900 долл./кВт, по угольным – 1200-1300 долл./кВт, а в российских расчетах аналогичные величины в 1,5-2 раза выше. Чем это обусловлено?

***Баринов В.А.***

Мы участвовали в разработке и программы модернизации, и Энергетической стратегии, и для нас всегда было большой проблемой, какие удельные затраты на новое строительство брать. Когда было РАО «ЕЭС России», такой проблемы не стояло, т.к. были рекомендации РАО «ЕЭС России» по удельным стоимостям энергоустановок с различными технологиями производства электроэнергии. В последствии мы пользовались оценками типовых проектов, которые даются Международным Энергетическим Агентством. При разработке программы модернизации мы использовали показатели, предложенные ИНЭИ РАН.

***Синяк Ю.В.***

Сегодня заявляются очень высокие уровни добычи газа в России, при этом спрос в Европе на наш газ падает, а возможность попасть на китайский рынок мы, вероятно, упустили. Как Вам кажется, не возникает ли сегодня совершенно новая ситуация, когда на внутреннем рынке появляется дополнительное предложение газа, вследствие чего будет необходимо пересмотреть стратегию развития электроэнергетики в сторону газовых электростанций?

***Баринов В.А.***

В нашей программе основные вводы приходятся именно на газовые электростанции.

## ВЫСТУПЛЕНИЯ

**Синяк Ю.В., председатель**

Есть еще вопросы к докладчику? Нет.  
Кто хотел бы выступить?

**Нигматулин Б.И. – ИПЕМ**

Свое видение проблемы развития электроэнергетики я представил на предыдущем семинаре. Сегодня хочу сделать ряд замечаний по рассматриваемой теме.

Существует ряд основных факторов, на которых должны строиться любые программы развития электроэнергетики. Во-первых, реальные стоимости новых вводов электростанций, а не типовые оценки Международного Энергетического Агентства. Во-вторых, возможности строительно-монтажного комплекса России – это в среднем 3-4 ГВт в год, максимум 6 ГВт. В-третьих, правильно рассчитанная цена электроэнергии, т.к. это важнейший экономический ограничитель. Можно действовать в такой логике: сегодня построим много мощностей, а в будущем они не пропадут. Но из этого возникает дополнительная нагрузка на экономику вследствие роста цены на электроэнергию, которая сегодня и так запредельно высокая. В Америке промышленность платит 6-7 центов за кВт.ч, население – 11-12 центов за кВт.ч. Если пересчитать по паритету покупательной способности, то в России аналогичные цены составят 7 и 17 центов за кВт.ч – сравнимо или даже выше, чем в США! В Германии, где есть только бурый уголь калорийностью 2300 ккал/кг, а все остальные энергоресурсы куплены по мировым ценам, крупный потребитель (300 МВт и более) платит 8 центов за кВт.ч.

Отсюда возникает главный ограничитель – правильный прогноз электропотребления. Сегодня называют величину инвестиций 11 трлн. руб. до 2020г., но по нашим оценкам мы можем обойтись 7 трлн. руб., если откажемся от сверхпрогнозов электропотребления. Мы предлагаем разумную программу развития электроэнергетики, включающую и достаточные резервные мощности и модернизацию, которая основана на реальном прогнозе роста электропотребления 1-1,4%, связанным с темпами роста ВВП, а не 2,3% как в прогнозе Минэнерго.

Реплика по поводу возобновляемой энергетики. Возобновляемая энергетика пришла из Германии, которая хочет энергетической независимости. За это население и бизнес дополнительно платят 22% на развития зеленой энергетики, но это политический и экономический

консенсус нации. Для чего ВИЭ в России? У нас на ГРЭС (40 ГВт мощностей) неэффективно сжигаются лишние 50% газа. К чему эти 4,5% ВИЭ к 2020г.? Ключевая проблема – внедрять эффективные парогазовые технологии и повышать КПД установок. О ВИЭ в России стали говорить вследствие мощнейшего ПиАр-хода Чубайса и Вексельберга, которые потратили колоссальные деньги на создание уже строящейся солнечной электростанции, и они проталкивают введение уже в 2013г. дополнительной наценки на электроэнергию, позволяющей им вернуть эти впустую потраченные средства. Я прошу все экспертное сообщество быть осторожными и не позволить этому случиться.

И в заключение хочу обратить внимание, что электроэнергетика – это не прибыльная отрасль. Это инфраструктурная отрасль, услуга, регулируемая обществом, так же как и здравоохранение и образование. И это необходимо иметь в виду при разработке всех программ развития электроэнергетики.

***Невелев В.А. – Институт мировой экономики***

Уважаемый Юрий Владимирович, уважаемые коллеги! Мне бы хотелось сказать несколько тезисов по поводу прослушанного доклада. Когда Вы, Валентин Александрович, говорили о модернизации, Вы ни слова не сказали о таком понятии как инновация. А какая может быть модернизация без инновации и перехода к инновационной экономике? Во-вторых, Вы только один раз упомянули об управлении спросом на электроэнергию, но мало внимания обратили на то, какие именно модели управления спросом должны лежать в основе. В заключение хочу сказать, что доклад был интересным, заслуживает внимания, и все замечания нужно рассматривать как пожелания для дальнейшей работы. А главным тезисом сегодняшнего доклада для себя я вижу то, что основными задачами развития электроэнергетики являются создание рациональной системы управления, а также электрификация страны с учетом региональных особенностей.

***Мамедов О.М. – ВИНТИ РАН***

Я коснусь близкой мне темы возобновляемых источников энергии. В настоящее время эйфория по этому поводу прошла. Все началось с нефтяного кризиса 1973г., когда Администрация Президента США поставила задачу усиления энергетической безопасности страны. Созданная для решения этого вопроса комиссия выработала 4 пункта: энергосбережение, распределенная генерация, институциональные и экономические налоговые льготы и максимальное использование ВИЭ. То есть в силу расстановки этих пунктов ясно, что основой было энергосбережение. Что касается вопросов загрязнения окружающей

среды, приведу пример. В Германии вторым по объемам потребителем металла является ветроэнергетика, а при производстве металла образуются колоссальные выбросы углекислого газа. Поэтому оценивать проекты ВИЭ надо с использованием методики Life Cycle, рассматривающей весь жизненный цикл технологии, в том числе производство сырья. И самое главное, в одном из последних докладов Министерства Энергетики США проранжированы технологии выработки электроэнергии – наиболее эффективны газ, уголь, атомные технологии, а менее эффективными являются ветровая и солнечная энергетика. При этом развитие ветроэнергетики приводит к росту резервных мощностей. А годовое использование ветряных электростанций составляет всего 1000 часов в год, солнечных станций – 1500 часов. Поэтому необходимо найти место и пропорции использования технологий возобновляемой энергетики. И может поздний старт России в освоении ВИЭ является для нас плюсом, так как нам не придется столкнуться с негативными аспектами, которые стали видны исходя из мирового опыта, в том числе с огромными финансовыми вложениями.

***Данилов С.В. – АПБЭ***

Хочу добавить несколько слов по теме ВИЭ, на которую мы плавно перешли.

Первое. Некоторое время назад я встречался с европейскими коллегами, и они сказали, что ВИЭ в Европе интенсивно развивается только потому, что идет мощнейшее государственное субсидирование внедрения технологий ВИЭ.

Второе. В апреле я был в Китае, где посетил несколько заводов по созданию солнечных панелей. От руководства этих компаний я услышал такую интересную вещь. Кремний, который производится у нас под Иркутском, не такой эффективный и качественный как китайские аналоги.

А по поводу солнечной электростанции в Чебоксарах, которую упоминали в предыдущих выступлениях, то использующаяся в России аморфнокремниевая технология производства солнечных панелей имеет КПД всего 9%, в то время как КПД использующейся в Китае технологии производства панелей из поликристаллического кремния достигает 16%. Ну о какой эффективности ВИЭ в России может идти речь?

***Синяк Ю.В., председатель***

Есть еще желающие выступить? Нет.

Давайте поблагодарим докладчика.



Компьютерный набор и верстка  
оригинал-макета выполнены в  
Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН

Формат 60x90/16  
Объем 1,2 п.л.  
Тираж 100 экз.