

Лекции №2 ОСОБЕННОСТИ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ ЕЭС

Прогнозирование развития любых технике-экономических структур всегда осуществляется при недостаточной определенности многих условий. Недостаточная определенность условий развития ЕЭС вызывается условиями экономического развития страны и отдельных ее регионов. Как следствие трудно прогнозируется потребность в электроэнергии ("определяемая процессами политических изменений, темпами экономического развития, совершенствованием технологий использования электроэнергии). Существенная неопределенность связана с темпами научно-технического прогресса собственно в электроэнергетике, энергомашиностроении и электротехнической промышленности, а также в смежных, прежде всего топливдобывающих, отраслях.

Развитие АЭС определяется главным образом условиями обеспечения их безопасности. Безопасность АЭС обеспечивается в первую очередь безопасностью ядерных реакторов. Уровень безопасности ныне эксплуатируемых канальных (РБМК) и корпусных (ВВЭР) реакторов АЭС, несмотря на принятые после аварии на Чернобыльской АЭС меры, является явно недостаточным. Поэтому разрабатывается ряд усовершенствованных конструкций атомных реакторов, которые по оценке должны иметь более высокий уровень безопасности, чем действующие. Качественное повышение уровня безопасности — создание практически безопасных реакторов может быть обеспечено, по-видимому, лишь если удастся создать их конструкции с внутренне присущими им свойствами безопасности (самозащищаемости).

Поскольку безопасность ядерной энергетики определяется уровнем безопасности не только ядерных реакторов, но и предприятий так называемой внереакторной части ядерного цикла, то здесь также необходимо обеспечить существенное повышение уровня безопасности.

Доля мощностей АЭС при максимальном варианте их развития не превысит 12 %. Основные вводы мощностей на АЭС предполагаются в европейской зоне ЕЭС. В новых условиях развития топливно-энергетического комплекса при нарастающих трудностях с топливообеспечением ТЭС в ряде районов и увеличением цеп на топливо повышается экономическая эффективность ГЭС. Значительные дефициты мощности и электроэнергии на Дальнем Востоке, Северном Кавказе и в ряде энергосистем других районов не могут быть покрыты без участия ГЭС.

Развитие основной электрической сети ЕЭС должно осуществляться с использованием существующих номинальных напряжений электропередач 220—500—1150 кВ и частично 330—750 кВ.

Должны быть созданы запасы пропускной способности электрических сетей, необходимые для надежного выпуска мощности электростанций, бесперебойного питания нагрузочных узлов, обеспечения потоков обменной мощности в нормальных и потоки взаимопомощи в утяжеленных и послеаварийных режимах.

В ЭЭС должны быть проведены работы по значительному увеличению степени компенсации реактивных нагрузок для устранения дефицитов реактивной мощности и выполнен комплекс мероприятий по улучшению режима напряжения в целях повышения экономичности работы электрических сетей, повышения устойчивости и качества электроэнергии по напряжению. Особое значение для улучшения функционирования ЕЭС, обеспечения надежности ее работы, включая живучесть, имеет повышение управляемости электрических станций и сетей.

Управляемость ГЭС весьма высока и задачи повышения управляемости электростанций относятся в основном к ГЭС и АЭС.

Необходимо ускорить оснащение электрических сетей, в особенности сетей высших напряжений, новыми, современными устройствами, позволяющими осуществлять перераспределение потоков активной и реактивной мощностей, стабилизацию напряжения и ограничение токов КЗ.

Управление электропотреблением

Одним из путей повышения надежности электроснабжения и экономичности работы ЭЭС в целом является использование возможностей управления режимом электропотребления, т.е. управления нагрузкой (УН).

В регулировании электропотребления в той или иной мере могут участвовать все промышленные потребители (ПП), но наибольший интерес для ЭЭС представляют энергоемкие потребители (цветная металлургия, электролизное производство и т.п.), у которых дополнительные издержки от ограничения уровня электропотребления на единицу продукции будут наименьшими. Необходимо учитывать, что перевод предприятий в потребители регуляторы приводит к увеличению суммарных затрат на производство продукции, т.е. к возникновению ущерба у потребителя. Одновременно затраты на производство электроэнергии в ЭЭС снижаются за счет уменьшения установленной мощности электростанций и более оптимального режима их работы. В результате может быть достигнут общин экономический эффект.

Для регулирования трафика нагрузки могут эффективно использоваться электроотопительные установки. В составе АСДУ ЭЭС используются следующие формы контроля в реальном времени за производством и потреблением электроэнергии:

- на основании данных текущих телеизмерений мощности по ЭЭС в целом, по районам электрических сетей, по административным областям, по отдельным наиболее крупным промышленным предприятиям;

- на основе показаний установленных на промышленных предприятиях суммирующих устройств и информационно-измерительных систем, передаваемых в автоматическом или автоматизированном режиме на ДП Энергонадзора или управляющие вычислительные центры ЭЭС;

- на основании информации, получаемой от электронных и индукционных счетчиков электроэнергии, установленных на межсистемных транзитах и электростанциях ЭЭС.

Сравнение ЕЭС России с другими энергообъединениями

Анализ функционирования и развития ЕЭС нашей страны как технически целесообразного объекта, имевшего в недалеком прошлом высокую степень централизации управления, позволяет оценить его эффективность по ряду основных направлений. Частотный эффект, который обусловлен меньшим влиянием на значение частоты отдельного энергоблока или крупного потребителя по сравнению с относительно малой ЭЭС. При аварийном отключении даже крупного энергоблока общее снижение частоты в большом энергообъединении обычно не выходит за рамки стандарта и не требует отключения потребителей. Благодаря этому частотный эффект позволяет практически не ограничивать по системным требованиям единичную мощность турбин, генераторов, ЛЭП, а выбирать их исходя из оптимальных условий по техническим возможностям, экологическим ограничениям и др. В результате на всей территории ЕЭС стало возможным применение высокоэкономичных энергоблоков 300—1200 МВт на ГЭС и энергоблоков 1000—1500 МВт на АЭС и строительство электростанций мощностью 4—6 ГВт. По оценкам повышение единичной мощности агрегатов и электростанций примерно в 2 раза снижает затраты на единицу мощности примерно на 20 % и удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию (ЭЭ) до 5%.

Мощностный эффект определяет снижение потребности в установленной мощности электростанций при объединении ЭЭС за счет следующих факторов:

- 1) совмещение максимумов нагрузки, которое происходит в результате разницы в пояском времени и конфигурации графиков нагрузки; причем даже в одном часовом поясе имеет место существенное

сокращение максимума нагрузки из-за различных режимов электропотребления в промышленности, коммунально-бытовом секторе, сельском хозяйстве, транспорте, из-за разной структуры потребителей электроэнергии, а также в результате несовпадения погодных условий и влияния широты местности на наступление максимумов нагрузки.

Анализ ретроспективных данных показал, что начиная с 1978 г., когда ОЭС Сибири была присоединена ЕЭС СССР, снижение нагрузки ЕЭС в результате одновременности наступления максимумов ОЭС составило примерно 2—3 % максимума нагрузки ЕЭС. В 1990 г., например, это снижение составило 5059 МВт, или 2,2 %, суммарное снижение годовых максимумов нагрузки по ОЭС за счет разного времени максимумов входящих в них ЭЭС также составило 2—3 % максимума нагрузки ЕЭС и в 1990 г. достигло 6137 МВт;

2) сокращение оперативного резерва. В совместно работающих ЭЭС оно обусловлено малой вероятностью совпадения аварийных ситуаций сразу в нескольких ЭЭС. В перспективе сокращение потребности в резерве можно определить расчетным путем как разницу между резервом ЕЭС и суммой резервов для изолированно работающих ОЭС или более мелких ЭЭС (в зависимости от того, для какого уровня определяется эффективность объединения);

3) занижение мощности резерва для проведения капитальных ремонтов, которое обуславливается различиями между ОЭС по плотности графиков годовых режимов электропотребления и по структуре генерирующих мощностей. Капитальные ремонты проводятся в весенне-летний период, когда происходит снижение максимума нагрузки, и в отдельных ОЭС летнее снижение максимума нагрузки может оказаться недостаточным для вывода в ремонт всего предназначенного для этого оборудования. При наличии межсистемных связей дефицит ремонтной площадки может быть покрыт за счет других ОЭС без ввода дополнительного резерва;

4) «рыночный» резерв. Как показывает опыт стран с рыночной экономикой неравномерность и неопределенность годовых приростов электропотребления в ЭЭС таких стран существенно выше, чем рассчитанных по нормативам для плановой экономики. Возрастают также требования к надежности электроснабжения и соответственно к резерву мощности. Для ЕЭС в целом приросты электропотребления более равномерны, чем для входящих в нее ОЭС, поэтому возможно соответствующее сокращение оперативного резерва. По предварительной оценке такое сокращение может быть принято в размере 1 % максимума нагрузки в каждой ОЭС;

5) повышение гарантированной мощности ГЭС. Гарантированная мощность ГЭС определяется по маловодному году с 95 %-ной

обеспеченностью. В ЕЭС суммарная гарантированная мощность ГЭС увеличивается (по сравнению с суммой гарантированных мощностей отдельных ГЭС и их каскадов) в результате асинхронности стока по различным речным бассейнам (несовпадение маловодных лет) и компенсационного регулирования, т.е. использования сибирских водохранилищ с многолетним регулированием в интересах всей ЕЭС России, а не только ОЭС Сибири. По оценкам в ЕЭС суммарная гарантированная мощность ГЭС повышается на 5 %, или примерно на 0,5 % максимума нагрузки.

В целом за счет перечисленных составляющих мощностного эффекта до 2010 г. в границах ЕЭС бывшего СССР снижение потребности в установленной мощности оценивается в 6—7 %. В более отдаленной перспективе с учетом расширения границ энергообъединения за счет подключения ОЭС Востока и ЭЭС государств Средней Азии потребность в установленной мощности за счет рассматриваемого эффекта могла бы быть снижена примерно на 10 %.

Структурный эффект складывается за счет следующих составляющих: строительство электростанций в местах дешевых, но плохо транспортируемых энергетических ресурсов. Целесообразность этого определяется более высокой экономичностью электронного транспорта низкосортных топливных ресурсов по сравнению с другими видами транспорта энергии; использование пиковой или свободной мощности ГЭС за пределами ОЭС, в которых они расположены, что позволяет сократить в целом по ЕЭС ввод дорогих ГАЭС или ГТУ, сжигающих газ; строительство электростанций в регионах с наиболее благоприятными экологическими условиями.

Реализация структурного эффекта в ЕЭС приводит к возникновению балансовых перетоков мощности и электроэнергии между ОЭС. Режимный эффект обеспечивает повышение экономичности использования энергоресурсов за счет оптимизации режимов работы электростанций в целом по ЕЭС, т.е. преимущественной загрузки электростанций с наиболее совершенным оборудованием, обеспечения ему по возможности базисного режима работы; вывода в резерв (в том числе в холодный) в летние месяцы старого оборудования, имеющего малую единичную мощность и низкие параметры пара и как следствие высокие расходы топлива. В совместно работающих ОЭС происходит совмещение не только максимумов, но и минимумов нагрузки. В результате суммарный график нагрузки по ЕЭС оказывается более плотным, чем у ЭЭС, работающих изолированно. Это повышает экономичность работы оборудования благодаря более равномерной его загрузке и уменьшению числа остановов агрегатов в ночные часы. В целом по ЕЭС удельные расходы топлива ниже, чем у изолированно работающих ЭЭС.

Экономичность работы ЭЭС в составе Е'ЭС повышается также за счет преимущественной загрузки электростанций, использующих не дефицитные, относительно дешевые виды топлива.

Экологический эффект заключается в улучшении экологической ситуации при неблагоприятных метеорологических условиях в результате сокращения на это время выработки электроэнергии и соответственно вредных выбросов и получения ее из других районов, где для выработки электроэнергии нет экологических противопоказаний.

Адаптивный эффект, который представляет собой способность ЕЭС лучше приспособляться к изменению внешних условий по сравнению с каждой из входящих в ее состав ОЭС. Дополнительные эффекты, к которым относятся: использование дополнительной энергии ГЭС в годы большой водности. В средневодный год в ОЭС Сибири производство ЭЭ на ГЭС существенно превышает ее выработку в маловодный год. Так, на уровне 2000- 2010 гг. разница может составить более 10 млрд кВт-ч. При использовании этой дополнительной ЭЭ в других ОЭС можно сберечь дефицитное и дорогое топливо; повышение надежности и качества электроснабжения, поскольку аварийные отключения крупных энергоблоков и даже электростанции не приводят к отключению потребителей благодаря взаимопомощи ОЭС. Параллельная работа электростанций, входящих в ЕЭС, обеспечивает поддержание более стабильных уровней частоты и напряжения; обеспечение поточного строительства электростанций с использованием временных избытков мощности в других ЭЭС. Электростанции сразу сооружаются на предельную мощность, которая определяется условиями водоснабжения, топливоснабжения, экологии, возможностями строительных организаций и т.д. В результате сокращаются затраты на освоение новых площадок, создание строительных баз, перемещение строительных организаций, что в конечном счете увеличивает ввод генерирующих мощностей; экономия в строительстве электрических сетей ПО 330 кВ для электроснабжения районов на стыках отдельных ЭЭС и повышение надежности электроснабжения за счет возможности питания с двух сторон. Межсистемные обмены мощностью и электроэнергией в ЕЭС осуществляются по сети 500 и 750 кВ. Потери ЭЭ в межсистемных ЛЭП высших уровней напряжения составляют в среднем 5 % значения перетоков ЭЭ. Оценки, проведенные только по составляющим мощностного и структурного эффектов, показали, что в варианте изолированной работы ОЭС по сравнению с их совместной работой в составе ЕЭС бывшего СССР на уровне 2010 г. потребовалось бы дополнительно ввести генерирующую мощность 25 млн кВт, что, в свою очередь, потребовало бы дополнительно примерно 8,8 млрд руб. капиталовложений, или около 2 млрд руб. приведенных затрат (здесь и далее в ценах 1984 г.). Всего же за счет названных выше факторов при

изолированной работе ОЭС потребовалось бы до 2010 г. дополнительно около 9,7 млрд руб. капиталовложений (без учета затрат на усиление пропускной способности железных дорог для перевозки топлива), или около 3,2 млрд руб. приведенных затрат. Эффективность параллельной работы ЭЭС в составе ЕЭС бывшего СССР характеризуется экономией как минимум 10—12 тыс. МВт установленной мощности электростанций и 12—14 млн т условного топлива в год. Степень интеграции западноевропейских ЭЭС в составе энергообъединений UCРTE и NORDEL существенно ниже, чем она была в ЕЭС бывшего СССР. Тем не менее по оценкам Европейской экономической комиссии ООН объединение ЭЭС в UCРTE позволило снизить суммарную мощность электростанций примерно на 9%, что на уровне 1989 г. составляло более 34 млн кВт.

Учитывая все перечисленные выше достоинства объединения ЭЭС на параллельную работу, следует иметь в виду существенное усложнение управления мощными ЭО, особенно в отношении предотвращения возникновения и развития тяжелых системных аварий.

В табл. 2.1 приведены основные показатели производства и потребления электроэнергии в наиболее развитых странах и группах стран мира, а в табл. 2.2 дана характеристика наиболее крупных ЭО Европы и Северной Америки, опыт развития и функционирования которых представляет наибольший интерес.

Таблица 2.1

Основные показатели производства и потребления ЭЭ

Страна	Численность населения, млн чел.	Плотность населения, чел/км	Потребление электроэнергии на душу населения. кВт -ч	Электроэнергия, млрд кВт -ч	
				производство	потребление
США	248,78	27	11 507	3474	3141
Россия	150	12,8	5856	831	811
Германия	61,90	249	5755	483	467
Франция	56,16	102	6176	454	356
Великобритания	57,2	234	5103	304	295
Япония	123,12	326	6455	897	845
Канада	25	26	15702	527	473
Швеция	8,5	19	14105	143,3	137
Норвегия	4,3	13,2	23777	123,5	111

Таблица 2.2

Характеристика крупных энергообъединений

Энергообъединение	Мощность, ГВт		Электроэнергия, ТВт • ч	
	электростанций	максимума	производство	потребление
Восточное, США	635	433	2270	2302
Западное, США, Канада, Мексика	158	112,7	740	671
ЮС России	192,6	127,3	791,2	771
UCPTE, Европа	386,4	243,8	1 557,8	1531,1
NORDEL, Европа	88,2	53	366,7	355,2

Наиболее высокий уровень напряжения в следующих объединениях:

Восточном ЭО США — 765 кВ;

Западном ЭО США — 550 кВ;

ЕЭС России— 1150кВ;

UCPTE, NORDEL 380 400 кВ;

ЭО Японии— 1000 кВ.

Наиболее мощный агрегат электростанции в объединениях:

ЭОСША— 1360МВт;

ЕЭС России — 1200 МВт;

UCPTE—1400МВт;

NORDEL— 1100 МВт;

ЭО Японии— 1180МВт.

Создание мощных ЭО обеспечивает высокий экономический эффект. В условиях работы мощного ЭО легче преодолеваются трудности, вызванные внеплановыми отклонениями балансов мощности и электроэнергии отдельных ЭЭС, изменениями в располагаемых энергоресурсах, отклонениями электропотребления от прогнозных данных и т.д. Регулирование межсистемных перетоков, маневрирование мощностями, координация ремонтов оборудования позволяют уменьшить влияние резких изменений метеорологических условий, затрагивающих, как правило, лишь часть территории. Например, суммарный выигрыш в установленной мощности электростанций ГЭС России за счет совмещения графиков нагрузки и аварийной взаимопомощи ЭЭС достигает 10—15 млн кВт.

Регулирование межсистемных перетоков в ЕЭС России позволяет облегчить покрытие переменной части графика нагрузки, обеспечивая выравнивание режимов работы крупных АЭС и ТЭС за счет использования удаленных маневренных ГЭС.

Территория, охватываемая основными сетями ЕЭС, включает восемь часовых поясов. Благодаря совмещению максимумов нагрузки размещенных на огромной территории страны ЭО (Центра, Урала, Сибири и др.) снижается на 5—6 млн кВт суммарная установленная мощность электростанций, необходимая для обеспечения надежной работы ЕЭС в целом.

Объединение ЭЭС создает возможность значительного повышения надежности энергоснабжения. Реализация аварийной взаимопомощи энергосистем дает эффект, эквивалентный экономии аварийного резерва в ЕЭС в размере 4—5 млн кВт. Аналогичные сведения сообщаются и о зарубежных ЭО. Так, специалисты США считают что годовой экономический эффект от объединения энергосистем превышает 20 млрд дол.