

Семинар по вопросам регулирования

Вопросы технического регулирования в ОЭС ЦА

**Директор КДЦ «Энергия»
к.т.н. Шамсиев Х.А.**

- Цель доклада - показать потенциальным покупателям электроэнергии какие технические регламенты действуют в ОЭС ЦА, которые будет необходимо учесть при заключении договоров.
- Речь пойдет о технических аспектах, которыми ОЭС ЦА отличается от других энергообъединений, даже от тех, с которыми ОЭС ЦА работает в параллельном режиме (имеется в виду ЕЭС России и другие постсоветские энергосистемы).
- Специфика ОЭС ЦА обусловлена тем, что с момента создания и до 2002 года это энергообъединение работало изолированно от остальных параллельно работавших энергосистем бывшего СССР.
- В настоящее время все эти энергосистемы (за исключением армянской) имеют непосредственную связь с ЕЭС России и вынуждены работать по правилам, которые формируются в российской энергосистеме.
- В отличие от них ОЭС ЦА имеет опосредованную связь с ЕЭС России через казахскую энергосистему и наличие этого буфера позволило сохранить те наработки, которые были вынужденно созданы в ОЭС ЦА после развала СССР.

- В 1991 году, когда начался «парад суверенитетов» и образовались независимые постсоветские государства, руководители энергосистем, входящих в ОЭС ЦА, имея ясное понятие, что в одиночку ни одна из энергосистем выжить не сможет:
 - подписали Соглашение о параллельной работе энергетических систем Республики Казахстан, Кыргызской Республики, Республики Таджикистан, Туркменистана и Республики Узбекистан;
 - образовали Совет ОЭС Средней Азии;
 - учредили предприятие «Объединенное диспетчерское управление энергосистемами Средней Азии», взяв его финансирование на себя на долевой основе (нынешний КДЦ «Энергия»).
- В ОЭС ЦА были вынужденно в срочном порядке самостоятельно разработать модели совместного функционирования энергосистем в условиях параллельной работы в составе ОЭС ЦА и изолированной работы ОЭС ЦА от ЕЭС СНГ.
- Были разработаны несколько методик, не имеющих аналогов в других энергообъединениях, которые с некоторыми модификациями работают до сегодняшнего времени и обуславливают особенности, присущие ОЭС ЦА.

- **Первая особенность** обусловлена режимом параллельной работы.
- Режим параллельной работы означает совместное функционирование энергосистем с единой частотой и обеспечением в допустимых пределах:
 - уровня напряжений в т.н. узловых точках энергосистем,
 - перетоков мощности по межсистемным линиям (или группе линий, входящих в контролируемое сечение).
- В этом определении затронуты три вида технического регулирования, которые производятся в любой энергосистеме:
 - регулирование частоты;
 - регулирование напряжения;
 - регулирование перетоков мощности по линиям.
- Из этой тройки процесс **регулирования частоты** в ОЭС ЦА имеет свои особенности и отличается от принятого, к примеру, в УСТЕ, подхода, когда в регулировании участвуют все параллельно работающие энергоблоки, для чего они (точнее их системы регулирования) должны соответствовать довольно жестким критериям.

- В ОЭС ЦА принята оставшаяся в наследство с советских времен система регулирования частоты, согласно которой частоту в энергообъединении регулируют специально выделенные для этой цели т.н. электрические станции первичного регулирования.
- Первичное регулирование частоты должно реагировать на любые небалансы мощности, независимо от места их возникновения. Его основная задача – удержать отклонение частоты на допустимом уровне при возникновении аварийных небалансов мощности в энергосистеме.
- До 2002 года, когда ОЭС ЦА не была связана с ЕЭС СНГ и работала автономно, функции первичного регулирования возлагались на Токтогульскую ГЭС (Кыргызстан) и/или Нурекскую ГЭС (Таджикистан), которые должны были поддерживать горячий резерв мощности, равный мощности наиболее крупного энергоблока в энергообъединении (для компенсации в случае его отключения).

- Действие первичного регулирования должно начинаться сразу же после возникновения небаланса мощности.
- При этом, в зависимости от величины небаланса мощности, половина (50%) потребного первичного резерва должна быть выдана за время не более 15 секунд, а весь суммарный первичный резерв должен быть выдан за время не более 30 секунд.
- Следом должны вступать в действие резервы на специально выделенных станциях, поддерживающих вторичное регулирование.
- Вторичное регулирование осуществляется либо автоматически под действием системы автоматического регулирования режима по частоте и мощности (АРЧМ), либо, при отсутствии таких систем, оперативно (вручную) по командам диспетчера.

- После ввода в работу в 2002 году ВЛ-500 кВ, связавшей Северную и Южную зоны энергосистемы Казахстана, ОЭС ЦА стала работать параллельно с ЕЭС Казахстана и через нее с ЕЭС СНГ. Поэтому в настоящее время первичное и вторичное регулирование в ЕЭС СНГ осуществляет российская энергосистема.
- Услуга по регулированию частоты, фактически заключающаяся в компенсации небалансов мощности в отдельных энергосистемах, производится на платной основе. Исторически сложилось так, что процедура оплаты за регулирование была введена в ОЭС ЦА раньше, чем в ЕЭС СНГ.
- В отличие от ЕЭС СНГ, в которой до сих пор не разработана единая методика оценки объемов этих услуг и тарифов на их оплату, в ОЭС ЦА такая методика появилась в середине 90-х. В 2006 году она была кардинально изменена и существует с некоторыми модификациями до настоящего времени.

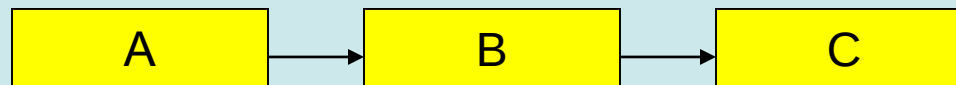
- Не вдаваясь в подробности, отметим, что расчет объемов услуг по регулированию производится персоналом КДЦ «Энергия» за каждый час суток на основе определения отклонения среднечасовой мощности от плановой величины, предусмотренной суточным диспетчерским графиком сальдо-перетоков.
- При этом инициаторы отклонения являются покупателем услуг по регулированию, а скомпенсировавшие небаланс энергосистемы - продавцами.
- На основе часовых показаний рассчитываются среднесуточные величины, а по ним – среднемесячные.
- Оплате подлежит среднемесячное значение объема регулирования, измеряемое в меговаттах.
- Оплата производится по договорному тарифу на мощность (\$/кВт), который на порядки отличается от тарифа на электроэнергию (цент/кВтч).

- С учетом изложенного, при заключении в будущем контрактов на поставку электроэнергии, необходимо будет обратить внимание на правильное составление суточного графика поставки и выдерживать его: любые среднечасовые отклонения как в одну, так и в другую сторону от согласованного графика поставки, подлежат оплате услуг по регулированию.

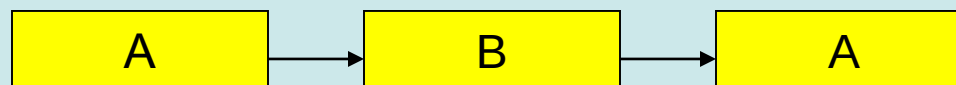
Резюмируем данный аспект:

- В ОЭС ЦА имеет место оплата как за электроэнергию (кВтч), так и за регулируемую мощность (кВт).
- За отклонения на интерфейсе ЕЭС Казахстана – ЕЭС России техническую и финансовую ответственность несет ЕЭС Казахстана.
- За отклонения на интерфейсе ОЭС ЦА – ЕЭС Казахстана несут ответственность (в доленом участии) энергосистемы, допустившие отклонения мощности.
- Внешняя энергосистема, покупающая электроэнергию у какой-либо энергосистемы, входящей в ОЭС ЦА, за свои отклонения отвечает перед этой энергосистемой-поставщиком.

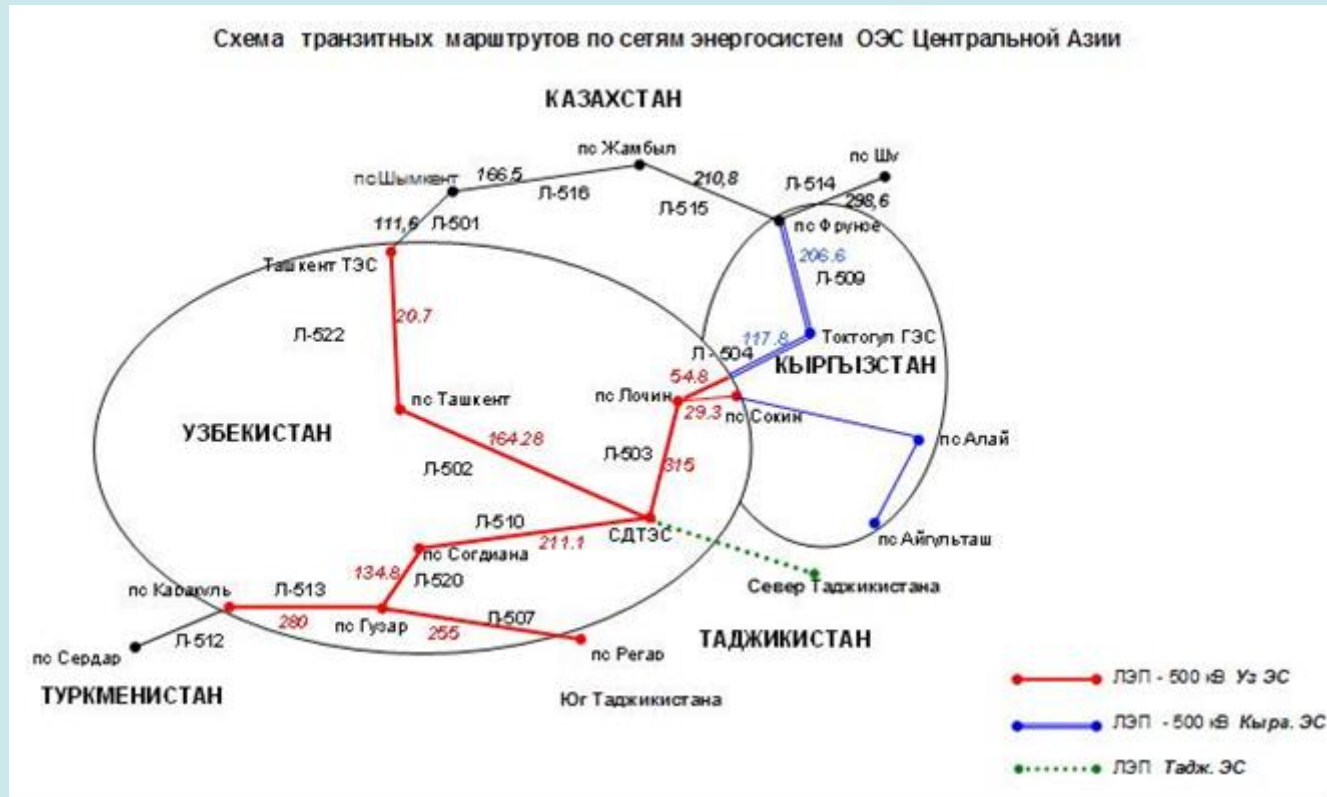
- **Следующая особенность**, которую должны иметь в виду потенциальные покупатели электроэнергии из ОЭС ЦА – **транзит электроэнергии**.
- В принципе оплата за транзит не является особенностью, это – общепринятый подход, согласно которому за использование транзитных сетей необходимо платить владельцам транзитных сетей.
- Особенностью является принятая в ОЭС ЦА система расчета объемов услуг за транзит.
- Под транзитом электроэнергии понимается:
 - передача по электрическим сетям Стороны (В) электрической энергии, произведенной одним хозяйствующим субъектом (А) и предназначенной для другого хозяйствующего субъекта (С)



- передача по электрическим сетям Стороны (В) электрической энергии, произведенной другой Стороной (А) и предназначенной для этой другой Стороны (А), если только обе Стороны не примут совместное иное решение.



- В ОЭС ЦА пока еще действует принятая в 2000 году методика расчетов объемов услуг за транзит электроэнергии.
- Согласно этой методике согласованы различные транзитные маршруты между энергосистемами, которые осуществляются по условно выделенным ВЛ-500 кВ, т.е. весь транзитный переток, который обычно растекается по многим линиям, считается протекающим условно по некоторой траектории, проходящей по ВЛ-500 кВ.
- Методикой предусмотрены случаи, когда часть электроэнергии протекает по одной траектории, а оставшаяся ее часть – по другой.



- Касательно тарифа на транзит: в рамках действующей методики тариф на транзит был принят равным 0,5 цента/кВтч за каждые 1000 км условно выделенного маршрута.
- Данный тариф был установлен в 2000-м году и не пересматривался, но в последние годы энергосистемы практикуют использование для трансграничных перетоков тарифа, установленного национальным регулирующим органом для их внутренних перетоков.
- Методика по транзиту ориентирована на существующую конфигурацию ОЭС ЦА с одним кольцом 500 кВ.
- В последние годы в ОЭС ЦА идет довольно активное электросетевое строительство, конфигурация сети становится многокольцевой и методика по транзиту требует изменения.

- В настоящее время Рабочей группой ОЭС ЦА ведется и, надеемся, подходит к концу работа по адаптации европейской модели по трансграничным перетокам к условиям ОЭС ЦА.
- Эта т.н. ИТС-модель составляется для фактической, а не условной, трансграничной сети, и пригодна для использования в сетях любой конфигурации, в т.ч. в сетях, содержащих ВЛ постоянного тока.
- Работа по разработке новой модели по транзиту имеет важное значение. Напомню, что в 2003 году проблемы с транзитом послужили толчком к выходу туркменской энергосистемы из параллельной работы с ОЭС ЦА.
- В регионе Центральной и Южной Азии продвигается два крупномасштабных проекта: CASA-1000 и TUTAP, которые, несомненно, будут связаны с вопросами транзита. Отсутствие прозрачных правил и методик по транзиту могут создать серьезные препятствия для реализации этих проектов.

- **Третья особенность**, присущая ОЭС ЦА – широкое использование устройств **противоаварийной автоматики (ПА)**.
- Этой теме на одном из заседаний ЦАРЭС была посвящена специальная презентация, поэтому подробно останавливаться не буду.
- Напомню только, что использование ПА позволяет увеличить пропускную способность электрических сетей, ограниченную условиями статической или динамической устойчивости.
- Благодаря ПА можно значительно повысить надежность электрических сетей, особенно тех, где принцип надежности N-1 не выполняется.

Поясним сказанное на примере.

- Пусть две энергосистемы связаны между собой двумя ВЛ, каждая из которых может пропустить не более 300 МВт. Означает ли это, что две линии суммарно смогут пропустить 600 МВт?
- В условиях отсутствия ПА, исходя из принципов надежности, ответ отрицательный.
- Действительно, при отключении одной из ВЛ вся нагрузка 600 МВт ляжет на оставшуюся в работе линию и она отключится от перегруза. Поэтому без автоматики эти линии можно суммарно загружать только до 300 МВт.
- Если внедрить ПА, которая по факту отключения одной из линий отключит кратковременно потребителей в приемной части энергосистемы на L МВт, то загрузку вышеуказанных линий можно осуществить до $300+L$ МВт (в пределе до 600 МВт). Т.е. соглашаясь на кратковременное погашение заранее выбранных потребителей при аварийном отключении одной из линий, можно все оставшееся время иметь полную загрузку обеих цепей.

- В приведенном примере показана простейшая модель ПА. На практике в ОЭС ЦА используются комплексы ПА, представляющие собой сложную совокупность логически связанных между собой различных устройств автоматики.
- Влияет ли вновь вводимое электросетевое строительство на существующую автоматику?
- Конечно, влияет. Иногда упрощает или упраздняет ее, или, наоборот, усложняет, но в любом случае требуется перенастройка заложенной в нее логики.
- Иными словами, сетевой проект должен содержать в себе раздел, посвященный ПА, в котором необходимо перепроверить адекватность существующей автоматики.
- При необходимости, должны быть внедрены новые устройства ПА, осуществлена их настройка, разработаны соответствующие регламентирующие документы для персонала.

- К примеру, можно ли без пересмотра ПА ввести в работу ВЛ постоянного тока, предусмотренную проектом CASA-1000?
- Рассмотрим режим, когда кыргызская и таджикская энергосистемы, работая параллельно в составе ОЭС ЦА, будут выдавать 1300 МВт в Афганистан и Пакистан по ВЛ постоянного тока и возможное отключение этой линии.
- В одной из презентаций, посвященных использованию ВЛ постоянного тока, заверяли, что одновременное отключение обоих биполей практически исключено, а при отключении одного из них снижения передаваемой мощности не происходит.
- Недавние отключения линий из-за подрыва опор, по которым осуществлялись поставки из Узбекистана в Афганистан, показывают, что нельзя исключать возможность полного погашения ВЛ постоянного тока Сангтуда-Кабул-Пешавар.

- При отключении ВЛ постоянного тока и отсутствия т.н. автоматики ОГ (отключение генераторов) нескомпенсированный избыток генерации в 1300 МВт ударит по интерфейсу ОЭС ЦА – ЕЭС Казахстана, где допустимый наброс ограничен величиной 500 МВт.
- Это приведет к развитию аварийной ситуации не только в ОЭС ЦА и ЕЭС Казахстана, но и в ЕЭС России.
- Исходя из этого, при отсутствии автоматики по вышеуказанной ВЛ постоянного тока можно будет передавать максимально 500 МВт.
- В то же время в афгано-пакистанской части из-за отсутствия автоматики ОН (отключения нагрузок) будет дефицит в 1300 МВт, который может привести к такому явлению как лавина частоты, при котором лавинообразное снижение частоты приводит к потере собственных нужд электрических станций и к их полному погашению.

- Пользуясь случаем, я еще раз обращаю Ваше внимание на то, что к разработке проекта необходимо привлечь специалистов по противоаварийной автоматике.
- В противном случае объемы будущих поставок могут оказаться значительно меньше планируемых величин.

Спасибо за внимание