

УДК 621.311

ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОЙ СИСТЕМЫ НАПРЯЖЕНИЙ ОСНОВНОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Артюх А.Е.

Научный руководитель – канд. техн. наук, профессор ФЕДИН В.Т.

На территории стран СНГ функционируют электрические сети со следующими номинальными междуфазными напряжениями, соответствующими рекомендациям Международной электротехнической комиссии – (3); 6; 10; 20; 35; 110; (150); 220; 330; 500; 750; 1150 кВ.

Исследования показали, что при напряжении выше 110 кВ в одном географическом районе использовать всю шкалу номинальных напряжений нецелесообразно. Поэтому стремятся применять одну из систем напряжений: 110–220–500–1150 кВ или 110 (150)–330–750 кВ.

В нашей стране исторически сложилось так, что основная электрическая сеть развивалась с применением смешенной системой напряжений 110–220–330–750 кВ.

Целью настоящей работы является определение наиболее оптимального варианта развития основной электрической сети. Рассмотрено два варианта развития сети. Первый предполагает развитие сети с дальнейшим использованием смешенной системы напряжений 110–220–330–750 кВ с наблюдающейся тенденцией исключения из эксплуатации сетей 220 кВ. Второй вариант предполагает развитие сети с полным переходом на использование системы напряжений 110–330–750 кВ к 2015 г.

На основе данных о нагрузках потребителей Белорусской энергосистемы было произведено их прогнозирование с учетом неопределенности исходной информации на 2010 и 2015 гг. Для решения данного вопроса неопределенности в процессе прогнозирования применен метод отклонения нагрузки от прогнозируемой ее величины в интервале 20-ти %. Прогнозирование нагрузок производилось методами, основанными на непосредственной экстраполяции электропотребления:

– формула сложных процентов, электропотребление в расчетном году:

$$W_t = W_0 \left(1 + \frac{n}{100} \right)^{t-t_0},$$

где W_0 – известное базисное электропотребление;

t_0 – базисный год, в котором наблюдалось потребление электроэнергии W_0 ;

n – среднегодовой прирост потребления электроэнергии, %.

– метод прогнозирования электропотребления, основанный на линейной экстраполяции изменения электропотребления с приданием большего веса последнему году:

$$\Delta W_t = \frac{h \Delta W_{t-1} + \sum_{n=1}^h \Delta W_{t-(n+1)}}{2h},$$

где ΔW_t – прогнозируемое изменение электропотребления за расчетный год;

ΔW_{t-1} – изменения за предыдущие годы;

h – количество лет периода предыстории минус один год.

Полученные значения нагрузок были сравнены с прогнозными уровнями нагрузок потребителей энергосистемы, приведенными в «Концепции энергетической безопасности и повышения энергетической независимости Республики Беларусь». Наиболее близкие результаты прогноза дал метод, основанный на линейной экстраполяции с

придаанием веса последнему году, и составил 6936 и 7752 МВт на 2010 и 2015 гг. соответственно. По Концепции энергетической безопасности прогнозные уровни нагрузок на 2010 и 2015 гг. составляют 6950 и 7750 МВт. Как видно, расчеты прогнозирования нагрузок потребителей в достаточной мере совпадают с ожидаемыми по «Концепции энергетической безопасности».

К 2015 г. для покрытия прироста нагрузки, связанного с увеличением мощности потребителей, намечается увеличение мощности уже существующих источников, а также ввод в эксплуатацию новых генерирующих мощностей, таких как Зельвенская ГРЭС, а также Белорусская АЭС.

В связи с изменением мощности генерации и мощности потребителей существенно меняются потоки мощности по ветвям энергосистемы, потребуется ввод в эксплуатацию дополнительных линий, а также демонтаж некоторых существующих. В соответствии с этим произведен анализ эффективности загрузки линий существующей сети и намечены предлагаемые к переводу с напряжения 220 кВ на напряжение 110 кВ, демонтируемые, а также вновь вводимые элементы сети. Таким образом, разработаны перспективные варианты развития сети энергосистемы.

Для определения загрузки элементов сети, определения площадей сечений проводов и мощностей трансформаторов и автотрансформаторов выполнены расчеты режимов электрической сети.

Для выявления наибольших значений расчетных длительных потоков мощности проводилось рассмотрение двух характерных режимов для 2010 и 2015 гг.:

– максимальных нагрузок в зимние сутки (обычно 18–19 ч рабочего дня в середине недели последней декады декабря), когда возникают потоки мощности, связанные с наибольшим потреблением электроэнергии и наиболее полным использованием мощности электростанций;

– минимальных нагрузок летних суток (20–22 ч), когда возникают потоки, связанные с проведением капитальных ремонтов на электростанциях.

На основании расчетов режимов электрической сети сделан выбор площади сечения проводов. Выбор площади сечения и марки проводов проводился исходя и следующих критериев:

– экономические токовые интервалы:

$$I_{\text{ЭК1}} \geq I_{\text{max}} \geq I_{\text{ЭК2}},$$

где I_{max} – максимальное значение рабочего тока линии, А;

$I_{\text{ЭК1}}$, $I_{\text{ЭК2}}$ – границы экономического значения тока данного сечения провода, А;

– допустимый ток нагрева:

$$I_{\text{max}} \leq I_{\text{доп}},$$

где $I_{\text{доп}}$ – максимальное значение предельнодопустимого тока линии, А;

– условия короны:

$$E_{\text{max}} \leq 0,9E_0,$$

где E_{max} – рабочая напряженность электрического поля на поверхности провода линий, кВ/см;

E_0 – максимальное значение начальной критической напряженности электрического поля, кВ/см.

Обоснование целесообразности применения одного из вариантов развития при проектировании электрических сетей осуществлено на основе технико-экономического сопоставления вариантов.

Для сравнительной экономической оценки вариантов в качестве показателя использовался критерий минимума суммарных дисконтированных затрат:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{расч}}} \frac{I_t + K_t}{(1+E)^t} \rightarrow \min,$$

где Z – сумма дисконтированных затрат;

K_t – капитальные затраты в год t ;

I_t – эксплуатационные издержки в год t ;

E – норма дисконта;

t – текущие годы строительства и эксплуатации объекта;

$T_{\text{расч}}$ – срок службы объекта, дисконтированные затраты приводятся к началу расчетного периода ($t = 0$).

Учитывая, что большинство подстанций и воздушных линий электропередачи напряжением 35 кВ и выше было построено в 60–80 годы прошлого столетия и находится в эксплуатации 25–30 лет и более, физический износ основных фондов подстанций составляет 64,5 %, в том числе по оборудованию 72,3 %. На подстанциях, построенных в 60-е годы, практически все оборудование выработало свой остаточный ресурс и требует замены.

Исходная информация для экономических расчетов сформулирована на основе списка количества оборудования, отслужившего нормативный срок, количества оборудования, достигшего морального износа, а также количества оборудования генерирующих источников, строительство которых намечается на ближайшую перспективу.

Результаты экономических расчетов представлены в таблице 1.

Таблица 1. Суммарные дисконтированные затраты, млрд. бел. руб.

	Система напряжений		
	существующая	альтернативная	
Режим максимальных нагрузок зимних суток	–20 %	1393,01	1817,81
	0 %	1376,50	1800,55
	+20 %	1382,69	1805,37

По рассчитанному критерию минимума суммарных дисконтированных затрат сделан вывод, что наиболее выгодным из двух приведенных вариантов развития сети энергосистемы является вариант развития с использованием существующей системы напряжений.

УДК 621.311

ПОКРЫТИЕ ГРАФИКОВ НАГРУЗКИ БЕЛОРУССКОЙ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ

Бахар Е.П.

Научный руководитель – канд. техн. наук, профессор ФЕДИН В.Т.

Для нахождения оптимального варианта развития энергосистемы необходимо иметь подробное описание режима суммарной нагрузки, отражающего подробно все характерные колебания потребления мощности. Режим электропотребления отражается суммарным графиком нагрузки энергосистемы. На этот режим оказывает влияние ряд факторов: состав отраслей народного хозяйства, входящих в энергосистему; продолжительность рабочей недели и число рабочих смен за сутки; степень загрузки отдельных смен промышленных предприятий и тенденции в ее изменении. Определяющее значение для формирования графиков нагрузки имеет состав потребителей.