

Н.В. ГРУНТОВИЧ, д.т.н., профессор, учреждение образования «Гомельский государственный технический университет им. П.О. Сухого»,
А.Н. ГУМИНСКИЙ, начальник ЭТЛ Оршанской ТЭЦ РУП «Витебскэнерго», аспирант ГГТУ им. П.О. Сухого

Оптимизация режимов работы силовых трансформаторов понижающих подстанций — весомый потенциал эффективного энергосбережения

Введение

Электроэнергия является специфическим видом продукции, для перемещения которого от мест производства до мест потребления не используются другие ресурсы. Для транспортировки расходуется часть вырабатываемой электроэнергии, поэтому ее потери неизбежны, задача состоит в минимизации потерь до их экономически обоснованного уровня. Снижение потерь при транспортировке электроэнергии — одно из основных направлений Республиканской программы энергосбережения на 2011–2015 годы.

Для изучения составляющих потерь в различных элементах сети и оценки необходимости проведения того или иного мероприятия, направленного на их снижение, выполняется анализ структуры потерь электроэнергии. Фактические потери электроэнергии могут быть разделены на четыре составляющие:

- 1) технические потери электроэнергии, обусловленные физическими процессами в электрооборудовании, происходящими при передаче электроэнергии;
- 2) расход электроэнергии на собственные нужды станций и подстанций;
- 3) потери электроэнергии, обусловленные инструментальными погрешностями их измерения (инструментальные потери);
- 4) коммерческие потери, обусловленные хищениями электроэнергии, несоответствием показаний счетчиков оплате за электроэнергию и др.

Снижение потерь электроэнергии — актуальная задача, требующая совершенствования существующих и поиска новых принципов и концепций снижения потерь на всех стадиях производства, распределения и потребления электроэнергии.

Анализ графиков электрических нагрузок трансформаторов

Одним из малоизученных, но открывающих весомый потенциал в энергосбережении способов снижения технических потерь электроэнергии является

режимное управление трансформаторами понижающих подстанций в зависимости от графика электрических нагрузок.

Потери электроэнергии в трансформаторах, как известно, делятся на две составляющие: потери холостого хода и нагрузочные потери. В дневное время, когда загрузка трансформаторов велика, нагрузочные потери превышают потери холостого хода, в ночное время, в выходные и праздничные дни, когда загрузка трансформаторов снижается, потери холостого хода, напротив, намного превосходят нагрузочные. В годовом разрезе потери холостого хода составляют 35–40% общих потерь в трансформаторах. Поскольку нагрузка большинства подстанций в течение суток и в разные дни недели не остается постоянной, а может изменяться в достаточно широком диапазоне, непрерывная работа со всеми включенными трансформаторами подстанции экономически нецелесообразна. Во время длительного снижения суммарной нагрузки подстанции один из трансформаторов выгодно держать отключенным. При этом может появиться необходимость гарантированного быстрого включения трансформатора, выведенного в резерв, при увеличении нагрузки подстанции до значения, при котором выгодно работать всеми трансформаторами подстанции.

Подробный анализ различных систем электроснабжения показывает, что многие двухтрансформаторные подстанции работают с очень низким коэффициентом загрузки понижающих трансформаторов. Вывод из работы одного из параллельно работающих трансформаторов и перераспределение нагрузки на оставшийся трансформатор ограничен по условиям надежности питания потребителей. Поэтому на таких подстанциях актуально применение автоматических устройств управления режимом трансформаторов, позволяющих подключать дополнительные мощности из «холодного» резерва при увеличении нагрузки потребителей и выводить мощности в резерв при уменьшении нагрузки.

На примере Оршанских электрических сетей РУП «Витебскэнерго» рассмотрим актуальность проблемы режимного управления трансформаторами понижающих подстанций в зависимости от графика электрических нагрузок. В Оршанском энергоузле 43 питающие подстанции напряжением 35, 110, 330 кВ общей трансформаторной мощностью 1279 МВА (без учета пяти потребительских ПС «глубокого ввода»). Фактическая потребляемая мощность в узле достигает 150 МВт, расчетная пропускная способность сетей — 240 МВт.

Из-за сокращения потребления электроэнергии в промышленности и сельхозпроизводстве суммарное годовое электропотребление в зоне Оршанских электросетей в начале XXI века по сравнению с предшествующим десятилетием снизилось на 40% (с 1300 до 830 млн. кВт·ч/год). Расход энергии в бытовом секторе стабилизировался. Структура электропотребления в зоне ОЭС характерна для индустриально-аграрных регионов: промышленность требует 68%, коммунально-бытовой сектор — 15%, сельское хозяйство — 9%, организации и учреждения — 8% от общего количества электроэнергии.

Кроме собственного потребления, в узле имеется крупный поток электроэнергии — транзит по сети 35–330 кВ — около 1200 млн. кВт·ч/год. Поток потерь в сетях всех напряжений — в среднем 175 млн. кВт·ч/год, в том числе: технических — 120 млн. кВт·ч; коммерческих — 55 млн. кВт·ч. Суммарные потери составляют сейчас примерно 8% от всей поступившей в сеть электроэнергии за год, в том числе и транзита.

Все ПС автоматизированы и оснащены телемеханикой в объеме первой очереди. С помощью данных средств произведен замер суточных нагрузок понижающих подстанций с первичным напряжением 35 кВ и 110 кВ в характерные дни (рабочий и выходной) летнего и зимнего периода 2010 года. Данные по нагрузкам занесены в базу данных, после чего с помощью ПЭВМ произведен расчет средней нагрузки, максимальных и средних

Таблица 1. Коэффициенты загрузки трансформаторов Оршанских ЭС

Наименование подстанции/Класс напряжения	Трансформаторы		Средняя нагр., кВА	K _з	K _з max
	Обознач.	S, кВА			
Дубровно, 110 кВ	T1	10000	1523,62	0,152	0,247
	T2	16000	2766,046	0,173	0,254
Ростково, 35 кВ	T1	2500	92,028	0,037	0,076
	T2	2500	211,589	0,084	0,145
Родяки, 35 кВ	T1	1600	434,783	0,272	0,455
Ляды, 35 кВ	T1	2500	71,786	0,029	0,070
Барань, 110 кВ	T1	10000	1641,547	0,165	0,302
	T2 (зима)	10000	1330,702	0,133	0,241
Заднепровье, 110 кВ	T1	6300	1418,431	0,225	0,152
	T2	16000	400,719	0,025	0,166
ЗШМ, 110 кВ	T1	40000	3777,928	0,094	0,221
	T2	40000	6184,251	0,155	0,412
Орша-Северная, 110 кВ	T1	40000	6202,098	0,155	0,281
	T2	25000	3711,285	0,148	0,798
	T3 (лето)	16000	2990,343	0,187	0,243
Орша-Южная, 110 кВ	T1	31500	0	0	0
	T2	40000	19520,41	0,494	0,869
	T3	16000	3352,23	0,193	0,341
Болбасово, 110(35) кВ	T1	6300	790,50	0,13	0,2
	T2	4000	0	0	0
Крапивно, 35 кВ	T1	4000	819,75	0,21	0,3
	T2	3200	0	0	0
Крашино, 110 кВ	T1	6300	2304,25	0,37	0,56
	T2	6300	1522,5	0,24	0,42
Лисуны, 110 кВ	T1	2500	405,75	0,16	0,28
Пригуски, 35 кВ	T1	6300	357,75	0,057	0,1
Селище, 110 кВ	T1	6300	1482,25	0,23	0,36
	T2	6300	1104,5	0,18	0,28
Смольяны, 35 кВ	T1	2500	427	0,18	0,27
	T2	2500	159,25	0,064	0,11
Стайки, 35 кВ	T1	3150	448,25	0,14	0,21
Сенно-2, 110 кВ	T1	10000	1482,412	0,149	0,236
Богушевск, 35 кВ	T1	6300	1017,955	0,162	0,256
	T2	6300	215,046	0,034	0,085
Богданово, 35 кВ	T1	2500	299,016	0,120	0,253
	T2	4000	0	0	0
Сенно-110, 110 кВ	T1	16000	4587,229	0,287	0,42
	T2	10000	0	0	0
Белая Липа, 110 кВ	T1	2500	183,302	0,073	0,149
Догановка, 35 кВ	T1	2500	109,668	0,044	0,115
	T2	2500	650,593	0,260	0,392
Немойта, 35 кВ	T1	2500	228,048	0,091	0,176
	T2	2500	135,657	0,054	0,165
Оболь, 35 кВ	T1	2500	114,016	0,046	0,090
	T2	1600	103,329	0,065	0,187
Мошканы, 110 кВ	T1	6300	179,261	0,029	0,056
	T2	6300	312,241	0,049	0,097
Сенно-35, 35 кВ	T1	4000	907,135	0,227	0,337
	T2	4000	976,724	0,244	0,386
Толочин-110, 110 кВ	T1	10000	2943,315	0,294	0,945
	T2	10000	2176,83	0,218	0,389
Славное, 110 кВ	T1	2500	214,650	0,086	0,133
	T2	6300	150,733	0,024	0,043
Коханово-110, 110 кВ	T1	16000	3979,908	0,249	0,349
	T2	16000	471,984	0,030	0,051
Новинка, 110 кВ	T1	6300	366,582	0,058	0,091
	T2	2500	47,376	0,019	0,035
Обольцы, 110 кВ	T1	2500	123,920	0,050	0,078
	T2	6300	151,737	0,024	0,049
Литвяки, 35 кВ	T1	1600	565,522	0,454	0,733
Коханово-2, 35 кВ	T1	6300	1359,921	0,216	0,355

коэффициентов загрузки трансформаторов. В таблице 1 приведены значения средней нагрузки, коэффициентов загрузки силовых трансформаторов подстанций. Для двух и более трансформаторных подстанций режим работы со всеми включенными трансформаторами экономически эффективен при коэффициентах загрузки трансформаторов не менее 0,5–0,7.

Анализ данных таблицы 1 показывает, что в подавляющем большинстве трансформаторы понижающих подстанций работали в 2010 г. в недогруженном, а многие — в сильно недогруженном режиме, коэффициенты загрузки не превышали значений 0,2. Даже максимальные коэффициенты загрузки, за редким исключением, не превосходили значений 0,5–0,7.

Аналогичный анализ данных был проведен для этих же подстанций на основании графиков электрических нагрузок 2008–2009 гг. Результаты принципиально не отличаются от результатов анализа графиков нагрузок 2010 года. Выводы однозначны: трансформаторы понижающих подстанций продолжительное время работают в сильно недогруженном режиме, потери холостого хода превосходят нагрузочные.

Трансформаторы подстанций менять нецелесообразно, так как они находятся в исправном состоянии и свой ресурс еще не выработали. Следовательно, для всех подстанций, представленных в таблице 1, имеющих два и более трансформатора, может рассматриваться вопрос режимного управления трансформаторами в зависимости от графика электрических нагрузок. Например, для двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами ТДН-10000/110 годовая экономия электроэнергии при применении концепции повышения эффективности режимов работы может достигать значения около 140000 кВт·ч, а с трансформаторами ТРДН-40000/110 — уже 405000 кВт·ч.

Выполненный подробный анализ графиков электрических нагрузок произведен для локального островка белорусской энергосистемы — Оршанских электрических сетей. Однако ситуация по нагрузкам трансформаторов на других предприятиях кардинальным образом не отличается от рассмотренной. Данная проблема актуальна для белорусской энергосистемы в целом. Причины ее появления уходят корнями в историю. Проектирование большинства понижающих подстанций в СССР велось с учетом перспективного увеличения электрических нагрузок. Мощности понижающих трансформаторов выбирались на ступень выше оптимальной стандартной мощности, найденной по технико-экономическим показателям. После перехода от плановой экономики к рыночной положение усугубилось, произошло снижение производства продукции

на многих промышленных предприятиях, следовательно, и снижение электрических нагрузок. Графики нагрузок многих предприятий потеряли стабильность и стали иметь ярко выраженную нелинейность, как в суточном временном промежутке, так и в более продолжительных промежутках времени. В условиях рыночной экономики аналитически прогнозировать графики электрических нагрузок на длительную перспективу достаточно трудоемко и часто недостоверно.

Технические аспекты режимного управления трансформаторами понижающих подстанций

Возможны два принципа исполнения устройства включения и отключения трансформатора в зависимости от режима: управление по заданной временной программе (основа устройства — программируемое астрономическое реле времени, обеспечивающее срабатывание автоматики в определенное время суток, дни недели и т.д.) и управление непосредственно по параметру — нагрузке (основа устройства — токовое реле).

Схемы с программным управлением применимы, очевидно, только при строго стабильном во времени графике нагрузки и поэтому имеют ограниченную область использования. На практике в основном используются схемы с управлением по нагрузке.

Следует отметить, что во времена СССР проблема энергосбережения не имела такой актуальности, как в настоящее время. Аспекты режимного управления трансформаторами за редким исключением не учитывались. Известен автомат включения и отключения трансформатора на электронной базе, разработанный в институте Сельэнергопроект в 1977 г. Недостатком данного устройства при применении в настоящее время является устаревшая элементная база, сложность адаптации автомата к подстанциям с различными типами первичного и вторичного оборудования, отсутствие опыта эксплуатации ввиду неактуальности применения устройства в годы его разработки. Но, несмотря на это, в основу работы автомата легли классические основополагающие принципы режимного управления трансформаторами, используемые и по сей день.

В настоящее время НИиПИ РУП «Белэнергопроект» совместно с ЗАО «АСАТ» разработало и изготовило устройство включения резервного трансформатора (УВРТ) для двухтрансформаторных подстанций напряжением 110 кВ на микропроцессорной элементной базе. Устройство выполнено на современной элементной базе, обладает всеми преимуществами микропроцессорных устройств и имеет расширенный набор

дополнительных функций. Недостатком является то, что программная часть устройства имеет «жесткую» логику, специализирующуюся на выполнении строго определенной функции — режимное управление трансформаторами, что ограничивает область его применения. В совокупности это сказывается в процессе эксплуатации и, как следствие, ограничивает возможности корректировки аппаратной и программной части устройства разработчиком — по причине отсутствия информации об использовании от эксплуатирующими организациями; эксплуатирующими организациями — по причине отсутствия технической возможности корректировки. Как показывает опыт применения УВРТ в областных энергосистемах, данному устройству необходима гибкость внутренней логики, т.е. возможность корректировки алгоритма работы пользователем в зависимости от местных индивидуальных условий.

При внедрении на подстанциях устройств режимного управления работой трансформаторов происходит глубокая интеграция данного устройства с действующим оборудованием подстанции, в особенности с устройствами РЗА и цепями управления выключателей. В настоящее время на действующих подстанциях эксплуатируется оборудование различных временных эпох, с различным уровнем надежности и эксплуатационными возможностями. Например, бок о бок работают электрохимические, электронные и микропроцессорные защиты; масляные и элегазовые выключатели; телемеханика и полная интеграция подстанции в АСУ ТП. Поэтому одним из основных свойств устройств режимного управления трансформаторами должна явиться адаптивность в применении.

Используя возможности и расширив функции современных микропроцессорных терминалов РЗА, конфигурируя внутреннюю логику терминала, возможно управлять режимами трансформаторов.

Концепция использования микропроцессорных терминалов с гибкой внутренней логикой (типа МР700, Sepam2000, БМР3100 и др.) для управления режимами трансформаторов наиболее полно отвечает современным условиям применения и требованиям адаптивности. Объясняется это наличием у рассматриваемых микропроцессорных терминалов всех необходимых аппаратных и программных средств для выполнения функций управления режимом работы трансформаторов и, как главная особенность, возможностью корректировки применения в зависимости от местных условий. К тому же на данный момент накоплен достаточно богатый опыт эксплуатации данных терминалов при выполнении их основной функции. Существует свободная конкуренция, воз-


можность выбора терминалов, как в стоимостных критериях, так и в технических.

Концепция использования микропроцессорных терминалов позволяет управлять режимами работы трансформаторов не только на двухтрансформаторных подстанциях, но и на многотрансформаторных. Основное требование к схеме подстанции и оборудованию: наличие выключателей со стороны высокого и низкого (среднего) напряжения трансформаторов, наличие секционных (шиносоединительных) выключателей на стороне низкого (среднего) напряжения подстанции.

Выводы

Анализ графиков электрических нагрузок ряда подстанций показывает наличие неиспользуемого резерва в эффективном энергосбережении — режимного отключения незагруженных трансформаторов, ранее, во времена мизерных цен на топливно-энергетические ресурсы, не имевшего актуальности.

Отсутствие опыта применения автоматических устройств управления режимами работы трансформаторов, как в энергосистемах СНГ, так и за рубежом, ставит в настоящее время задачу поиска наиболее перспективных направлений и концепций в решении данного вопроса. Концепция использования микропроцессорных защит с гибкой внутренней логикой, по мнению авторов и ведущих специалистов в области релейной защиты и автоматики, наиболее полно отвечает в настоящее время требованиям к системам автоматического управления трансформаторами.

Ставится задача разработки типовых алгоритмов и принципиальных схем устройств режимного управления трансформаторами для наиболее применяемых микропроцессорных терминалов, а в привязке к конкретным энергообъектам — корректировка данных схем и алгоритмов. 

Литература

1. Республиканская программа энергосбережения на 2011–2015 годы. Утверждена постановлением Совета Министров Республики Беларусь 24.12.2010 г. № 1882. Минск, 2010.
2. Евминов, Л.И., Гуминский, А.Н. Устройство управления режимом работы трансформаторов // Вестник ГГТУ им. П.О. Сухого. 2009. № 1.
3. Пекелис, В.Г., Боровский, Е.В. Эффективное энергосбережение посредством режимного отключения незагруженных трансформаторов // Энергия и менеджмент. 2007. № 5.
4. Несущие свет и силу // Оршанские электрические сети [Электронный ресурс, корпоративная сеть ENERGO концерна «Белэнерго»]. 2011. Режим доступа: <http://www.oes.vitebsk.energo.net/files/book/> Дата доступа: 05.04.2011.
5. Херсонский, А.С., Фексон, Я.М. Устройство автоматического включения и отключения одного из трансформаторов двухтрансформаторных подстанций // Электрические станции. 1977. № 4. С. 79–81.
6. Устройство включения резервного трансформатора. Описание алгоритма. Приложение А к техническому заданию (№ 15381-тм-т4 ГКНТ). Белэнергопроект, 2009.