

Новый подход к регулированию напряжения и реактивной мощности в энергосистеме по минимуму потерь

ТАМАЗОВ А.И.

Приведено описание происходящих в электроэнергетической системе процессов изменения напряжения и потерь активной мощности и энергии в сети. Оценено влияние на них коронирования проводов, некоторой недостоверности исходной информации. Даны рекомендации по оптимизации режима по напряжению и реактивной мощности. Приведены необходимые для понимания материала формулы и определения, основные расчетные алгоритмы, позволяющие численно оценить изменения рассматриваемых параметров.

Ключевые слова: энергосистема, напряжение, активная мощность, потери, оптимизация режима

Развитие силовой и микропроцессорной техники открывает возможность перехода на автоматическое управление силовыми устройствами. Автоматическое регулирование режима энергосистем последнее время приобретает особую актуальность в связи с усложнением структуры и оснащением энергосистем устройствами регулирования активной и реактивной мощности, напряжения, частоты, качества электроэнергии.

Можно определить две области применения автоматического управления. Первая — управление стационарным режимом, вторая — управление переходными режимами. Вторую область можно разделить на подобласти быстрых переходных процессов, связанных с короткими замыканиями, воздействием молнии, и медленных переходных процессов, определяемых инерционностью роторов генераторов. Управление переходными процессами ведётся давно, и в этой области имеются существенные достижения и в теоретическом, и в практическом плане.

Вопросы автоматического управления стационарным режимом хорошо проработаны теоретически, тем не менее, они не вошли в практику операторов энергосистем. Регулирование напряжений проводилось в распределительных сетях Латвии, в сети ВЛ 750 кВ Украины и др. Так, в сетях Латвии осуществлялось встречное регулирование напряжения с помощью устройств РПН трансформаторов, что позволяло стабилизировать напряжение в распределительных сетях. Для регулирования напряжения с целью уменьшения потерь в ВЛ 750 кВ Украины также использовались устройства РПН и реакторы. При этом изменение напряжений осуществлялось в течение суток: днём в период больших нагрузок напряжение повышалось, а в ночные часы при спаде нагрузки — понижалось. Вместе с тем автоматическое регулирование напряжения и реактивной мощности в реальном времени, осно-

ванное на всеобъемлющей оптимизации режима энергосистем, в сети Единой национальной энергосистемы (ЕНЭС) не применялось.

В стационарном режиме одним из вопросов автоматического управления энергосистемой является экономия электроэнергии в магистральных и распределительных сетях высокого и сверхвысокого напряжения. Хотя регулирование в них влияет на режим распределительной сети более низкого напряжения, тем не менее, оптимизация режима в этой системе может осуществляться независимо. Это определяется, во-первых, тем, что регулирование режима в сетях высокого и сверхвысокого напряжения улучшает показатели системы в целом, и, во-вторых, наличием в распределительных сетях более низкого напряжения устройств регулирования напряжения и реактивной мощности, которые должны обеспечивать снижение потерь в этой сети.

Существующие программы оптимизации режима напряжений и реактивной мощности, имеющие целью уменьшение потерь мощности и электроэнергии в энергосистеме [1], используют данные оперативного информационного комплекса (ОИК). Как известно, измеряемые в ОИК значения среднеквадратических напряжений, средних активных и реактивных мощностей содержат погрешности, определяемые неточностью систем измерения и неодновременностью регистрации. Поэтому схема с измеренными параметрами режима энергосистемы не удовлетворяет уравнениям Кирхгофа. Для устранения этого противоречия проводится корректировка данных измерений с помощью программ оценивания состояния, которые минимизируют суммарные отклонения измеренных параметров от тех, которые удовлетворяют уравнениям Кирхгофа и позволяют перейти к программам оптимизации напряжений и реактивной мощности. Хотя скорректированные данные о состоянии системы могут отличаться от реального режима [1],

они, тем не менее, позволяют осуществить расчёт установившегося режима, а затем и оптимизировать его, используя имеющиеся на электростанциях и подстанциях средства регулирования с учётом технических и режимных ограничений. При этом определяются значения оптимальных напряжений, реактивных мощностей, положения регуляторов, обеспечивающих минимизацию потерь в энергосистеме, и сами потери. Расчёты оптимальных напряжений и реактивных мощностей обычно осуществляются с помощью итерационных методов. Число итераций из-за малого их отличия от текущих значений достаточно велико. В этих условиях возможен такой результат расчёта, при котором решение отсутствует, хотя физически оно существует. Чтобы это исключить, скорректированные параметры определяются с очень высокой точностью. Тем не менее, оценки точности определения оптимального режима остаются весьма пессимистичными [1].

Для оптимизации режимов необходимо иметь информацию о потерях в проводах и на корону. Если потери в проводах можно определить по данным измерений ОИК, то потери на корону, которые могут достигать на линиях 330 кВ и выше внушительных значений, особенно в изморозь [2], не измеряются, а задаются средними кривыми зависимости потерь от напряжения в соответствии с видом погоды. При оперативном управлении режимом такой приём нельзя считать правомерным, так как потери на корону при одном и том же виде погоды изменяются в широких пределах. Выявление же вида погоды, места и времени её наступления на линии по данным соседних метеостанций из-за их отдалённости от линий электропередачи практически невозможно.

В расчётах установившегося режима и оптимизации по напряжению и реактивной мощности используются типовые характеристики нагрузочных узлов. Согласно [3] статическая характеристика реактивной мощности узлов при изменении напряжения в пределах 5–10% номинального значения напряжения близка к характеристике сопротивления, причём действительные характеристики меняются при переходе от одного узла к другому. Статическая характеристика активной мощности ближе к характеристике источника тока. Эти свойства нагрузки могут учитываться и не учитываться, тем не менее в программах оптимизации считается, что ВЛ должна передавать по сети измеренную до регулирования мощность.

Таким образом, недостатками имеющихся программ оптимизации являются: необходимость расчёта установившегося режима для устранения погрешностей измерения, отсутствие информации

о потерях на корону, сложность поиска оптимальных напряжений.

В действительности передаваемая по линии мощность меняется, а понижение напряжения может приводить к уменьшению тока нагрузки, что не исключает возможности последующего восстановления тока или мощности. Характер поведения мощностей при изменении напряжений заранее неизвестен, поскольку режим потребления мощности нагрузками и короной всё время меняется. Так как достичь высокой точности воспроизведения текущего режима вследствие указанных неопределённостей не удаётся, то при оптимизации режима и определении реакции системы на небольшое изменение напряжения можно пренебречь влиянием характеристик нагрузки.

С целью измерения текущих значений потерь на корону ПАО «ЭНИН» совместно с ПАО «ФСК ЕЭС» был разработан и функционирует с 2009 г. универсальный измерительный комплекс (УИК) [4], который в реальном времени выдаёт средние за 10 мин значения напряжения, активной и реактивной мощности, потерь в проводах и на корону (вместе с потерями от токов утечки по изоляторам). Так как УИК получает исходную информацию от ОИК, то все отказы и ошибочные показания ОИК приводят к нарушению работы УИК. Для предупреждения ошибочной работы системы измерения осуществляется проверка правдоподобности первичных данных. Например, в нормальном режиме работы значения напряжения по концам линии не могут выходить за пределы допустимых. Разница между значениями активной мощности начала и конца ВЛ также ограничена. Разница между измеренными по концам ВЛ значениями реактивной мощности не может сильно отличаться от суммы индуктивной мощности линии и её зарядной мощности. Так как данные ОИК избыточны, то такая проверка возможна ещё и при сравнении данных измерений напряжений, активных и реактивных мощностей одного конца линии с результатами расчётов этих величин по формулам телеграфных уравнений с использованием данных измерений другого конца линии. Если разница между измеренными и расчётными параметрами будет больше максимальной погрешности измерения, то такие опытные данные должны быть забракованы. Определение правдоподобности измерения возможно и при использовании приближённых уравнений [5]. Если ошибочным является, например, измерение напряжения на одном из концов ВЛ, то определить, на каком конце ВЛ регистрируется это напряжение, можно лишь в редких случаях. Как правило, подозрения заслуживают оба измеренные значения. Если неправдоподобными оказываются

измеренные по концам значения активной или реактивной мощности, то под сомнение попадают оба измеренных значения. При этом, чтобы определить источник погрешности, необходимо не только убедиться в правильности передачи информации, но и выявить из четырех измерителей тока и напряжения и двух преобразователей тот элемент цепочки измерения (тока, напряжения, мощности), который даёт искажение. Для ликвидации искажённой информации необходимо предусмотреть программы сигнализации о появлении ошибочных данных измерений, создать систему периодического самотестирования всех элементов измерительных каналов и системы в целом, что позволит определять конкретный узел, вносящий искажение в передаваемую информацию.

В идеальном случае для реализации управления необходимо было бы проводить измерения потерь на корону как минимум с промежутком 1 или 5 с, с которым работает ОИК. Вместе с тем при определении потерь на корону возникает необходимость измерений разности активных мощностей по концам ВЛ и обязательного подавления систематических и случайных погрешностей этой разности. Для решения данной задачи статистическими методами потребовалось проводить усреднение данных измерений, при этом был выбран минимально возможный интервал усреднения в 10 мин. Чем чаще проводятся измерения, тем полнее наши представления о режиме. Тем не менее, за интервал 10 мин режим изменяется не слишком сильно, что подтверждается результатами корреляционного анализа потерь на корону и нагрузки. Действительно, корреляционная функция потерь мощности на корону при плохих видах погоды имеет среднюю постоянную времени около 30 мин [2], а нагрузки – порядка 60 мин [3]. Так как потери в проводах пропорциональны квадрату нагрузки, то постоянная времени корреляционной функции потерь в проводах [2] будет равна $60/2 = 30$ мин. Для интервала 10 мин коэффициент корреляции потерь на корону и в проводах оказывается примерно равным 0,8. Это значит, что при 10-минутном усреднении расчётный режим не будет сильно отклоняться от режима в последующем интервале. Поэтому при использовании средних десятиминутных значений параметров предшествующего периода для оптимизации текущего режима будет получено решение, достаточно близкое к оптимальному. Таким образом, при использовании данных УИК можно будет осуществлять пошаговое регулирование.

Необходимость учёта потерь на корону при регулировании режима определяется тем, что в отечественных линиях напряжением 330–750 кВ потери

на корону составляют 1/3 суммарных потерь в линиях, передающих натуральную мощность. Большинство линий несёт среднюю нагрузку, равную 0,5 натуральной мощности, поэтому в среднегодовом исчислении потери в проводах составляют 37%, а потери на корону – 63% суммарных потерь в линии. Если учесть, что потери на корону при дожде и изморози примерно в 3–4 раза больше средних за год, то понятно, что эффективность регулирования в высоковольтной сети определяется главным образом уменьшением потерь мощности и электроэнергии на корону.

При управлении режимом в реальном времени на каждом шаге регулирования известно настоящее состояние системы, нагрузки и напряжения и состояние системы после регулирования. При оптимизации обычно определяются значения напряжений и реактивных мощностей, обеспечивающих минимум потерь в системе. Так, на основе данных УИК с помощью программы КОСМОС были рассчитаны оптимальные режимы при регулировании напряжения и реактивной мощности в сетях 750–500 кВ ОЭС Центра и 500 кВ ОЭС Средней Волги [6]. Результаты расчёта показали, что в сети 750–500 кВ из-за малых нагрузок ВЛ 750 кВ напряжение необходимо снижать и в хорошую погоду, и в плохую, причём в хорошую погоду при регулировании потери в сети уменьшаются на 5%, а в плохую – на 15%. Вследствие загруженности сети 500 кВ ОЭС Средней Волги в хорошую погоду напряжение следует повышать, что снижает потери на 5%, а в плохую – понижать, что даёт тот же эффект.

Используя данные [6], эффект экономии электроэнергии на потерях при регулировании напряжения и реактивной мощности в европейской части страны можно приближённо оценить в 10% суммарных потерь в системе. В [7] для сети ПАО «ФСК ЕЭС» экономия была оценена примерно в 2%. Если считать, что потери в сетях ПАО «ФСК ЕЭС» составляют $21,26 \cdot 10^6$ МВт·ч/год (данные 2014 г.), то при 10% будет сэкономлено $2,126 \cdot 10^6$ МВт·ч/год, а при 2% – $0,4252 \cdot 10^6$ МВт·ч/год. (Истина, возможно, лежит где-то в середине этого промежутка.)

Чтобы определить состояние системы с минимальными потерями, нет необходимости искать оптимальные напряжения. При известных измеренных напряжениях и реактивных мощностях достаточно найти те их изменения, которые обеспечивают переход к новому оптимальному режиму. Следовательно, регулирование режима сводится к нахождению оптимальных приращений регулируемых параметров, обеспечивающих минимальные потери мощности в системе. Такая постановка по-

зволяет сократить объём расчётов и повысить точность вычислений.

Пусть потери мощности в системе в некоторый момент являются суммой потерь в n узлах и зависят от m регулируемых параметров u_1, u_2, \dots, u_m :

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n P_j(u_1, u_2, \dots, u_m), \quad (1)$$

тогда при переводе системы из состояния (1) в другое состояние достаточно изменить (увеличить) регулируемые параметры на $\delta u_1, \delta u_2, \dots, \delta u_m$. Следовательно, в другом состоянии потери в системе будут равны:

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n P_j(u_1 + \delta u_1, u_2 + \delta u_2, \dots, u_m + \delta u_m). \quad (2)$$

Тогда минимум потерь определится из решения системы уравнений

$$\frac{\partial P_{\Sigma}}{\partial \delta u_i} = \sum_{j=1}^n \frac{\partial P_j(u_1 + \delta u_1, u_2 + \delta u_2, \dots, u_m + \delta u_m)}{\delta u_i} = 0, \quad i=1, 2, \dots, m. \quad (3)$$

Рассмотрим упрощенную задачу оптимизации режима только напряжений по минимуму потерь в линейной системе с заданным числом узлов n .

Приращение напряжения в i -м узле $\vec{\delta u}_i$ вызовет пропорциональное приращение напряжения в j -м узле $\vec{\delta u}_j$, т.е.

$$\vec{\delta u}_j = k_{ij} \vec{\delta u}_i, \quad (4)$$

где k_{ij} – коэффициент связи [8].

Тогда после регулирования напряжение в узле j

$$u_{jp} = u_j + k_{ij} \delta u_i. \quad (5)$$

В (4) и (5) все переменные являются комплексными.

Изменение напряжения может осуществляться на электростанциях, на трансформаторах с РПН, путём включения и отключения реакторов или их регулирования, с помощью устройств FACTS.

При расчёте стационарных режимов энергосистем возникает вопрос об учёте характеристик линий с распределёнными параметрами. Потери в проводах и на корону распределены вдоль линии неравномерно, но определить степень этой неравномерности, например для потерь на корону, не представляется возможным. С другой стороны, напряжения вдоль ВЛ отличаются от напряжений по концам линии. Тем не менее, при оптимизационных расчётах для оценки влияния напряжения на потери в линии они делятся пополам и переносят-

ся на шины подстанций, соединённых линией¹. Эта операция удаляет схему от действительности, однако позволяет связать потери на корону с измеряемыми по концам ВЛ напряжениями (см. Приложение).

Тогда можно записать, что половина потерь в проводах P_{nj} в узле j при переходе от напряжения u_j к напряжению u_{jp} , если считать неизменными передаваемые мощности, будет равна

$$P_{nip} = P_{nj} \left(\frac{u_j}{u_{ip}} \right)^2. \quad (6)$$

Половина потерь на корону P_{kj} в узле j изменится и будет равна [2]:

$$P_{kip} = P_{kj} \left(\frac{u_{jp}}{u_i} \right)^5. \quad (7)$$

При нескольких линиях, подключённых к узлу, значения P_{nj} и P_{kj} являются суммой измеренных на этих линиях потерь.

Если энергосистема имеет n узлов, тогда, пренебрегая для упрощения потерями в трансформаторах и реакторах, суммарные потери при регулировании напряжения определяются как

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n \left[P_{nj} \left(\frac{u_j}{u_{ip}} \right)^2 + P_{kj} \left(\frac{u_{jp}}{u_i} \right)^5 \right]. \quad (8)$$

В (6)–(8) – модули векторов напряжений.

Так как $\vec{\delta u}_j = k_{ij} \vec{\delta u}_i$ векторная величина, то с учётом (5) выражение (8) запишется:

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n \left[P_{nj} \left(\frac{u_j}{M(u_j + k_{ij} \delta u_i)} \right)^2 + P_{kj} \left(\frac{M(u_j + k_{ij} \delta u_i)}{u_j} \right)^5 \right] \quad (9)$$

(в (9) и далее $M(u_j + k_{ij} \delta u_i)$ есть модуль вектора).

Угловые соотношения между векторами напряжений в узлах системы можно получить с помощью телеграфных уравнений или приближенно [5] по данным измерений активных и реактивных мощностей, напряжений по концам ВЛ и продольным параметрам электропередачи.

¹ В действительности потери в линии будут распределяться иначе. Если активная мощность P_1 передается по линии от узла 1 в узел 2, на входе которого $P_2 < P_1$, то потери от токов линии и на корону будут ложиться на узел 1. Потери в линии распределяются поровну между узлами только в случае $P_2 = P_1$.

При регулировании напряжения в m точках ($m \leq n$) вместо (4) можно записать

$$\vec{\delta u}_j = k_1 \vec{\delta u}_1 + k_2 \vec{\delta u}_2 + \dots = \sum_{\zeta=1}^m k_{\zeta j} \vec{\delta u}_{\zeta} \quad (10)$$

и выражение (9) будет иметь вид:

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n P_{nj} \left[\frac{u_j}{M(u_j + \sum_{\zeta=1}^m k_{\zeta j} \delta u_{\zeta})} \right]^2 + P_{kj} \left[\frac{M(u_j + \sum_{\zeta=1}^m k_{\zeta j} \delta u_{\zeta})}{u_j} \right]^5, \quad \zeta=1,2,\dots,m. \quad (11)$$

Если обозначить проекции векторов суммы (10) на направление регулируемых векторов через δu_{ζ}^* , тогда уравнение (11) переписывается как

$$P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^n P_{nj} \left[\frac{u_j}{u_j + \sum_{\zeta=1}^m \delta u_{\zeta}^*} \right]^2 + P_{kj} \left[\frac{u_j + \sum_{\zeta=1}^m \delta u_{\zeta}^*}{u_j} \right]^5, \quad \zeta=1,2,\dots,m. \quad (12)$$

Для определения минимума P_{Σ} надо взять частные производные по δu_{ζ}^* и приравнять их нулю, тогда

$$5 \sum_{j=1}^n P_{kj} \frac{\left(u_j + \sum_{\zeta=1}^m \delta u_{\zeta}^*\right)^4}{u_j^5} - 2 \sum_{j=1}^n P_{nj} \frac{u_j^2}{\left(u_j + \sum_{\zeta=1}^m \delta u_{\zeta}^*\right)^3}, \quad \zeta=1,2,\dots,m. \quad (13)$$

Решая систему (13), можно определить набор δu_{ζ}^* , а затем и δu_{ζ} , обеспечивающий минимум потерь мощности в системе. При регулировании в одной точке ($m=1$) из (13) следует

$$5 \sum_{j=1}^n P_{kj} \frac{(u_j + \delta u_{\zeta}^*)^4}{u_j^5} - 2 \sum_{j=1}^n P_{nj} \frac{u_j^2}{(u_j + \delta u_{\zeta}^*)^3} = 0. \quad (14)$$

Предположим, что имеет место минимум потерь, тогда все $\delta u_{\zeta}^* = 0$, $\sum_{\zeta=1}^m \delta u_{\zeta}^* = 0$ и

$$5 \sum_{j=1}^n P_{kj} \frac{1}{u_j} - 2 \sum_{j=1}^n P_{nj} \frac{1}{u_j} = 0. \quad (15)$$

Если напряжения u_j отличаются друг от друга немного, то приближённо

$$5 \sum_{j=1}^n P_{kj} - 2 \sum_{j=1}^n P_{nj} = 0. \quad (16)$$

Если потери на корону увеличились и первое слагаемое левой части уравнения (16) больше второго, при этом левая часть (16) положительна, тогда напряжение надо понижать. При росте второго слагаемого левой части уравнения (16) левая часть будет отрицательной и напряжение надо увеличивать. Таким образом, для оптимизации режима напряжения необходимо рассчитывать значение левой части уравнения (16) при $\delta u_{\zeta}^* = 0$ и вычесть его из значения этой суммы при оптимальном режиме, которая при отсутствии ограничений равна нулю. Если эта разность выходит за пределы зоны нечувствительности, то регулирование необходимо. Зона нечувствительности определяется погрешностями измерений потерь и напряжений.

Вторым условием признания необходимости осуществления регулирования является уверенность в том, что тенденция изменения потерь (например, рост потерь на корону) сохранится или нет. Это условие можно только прогнозировать.

Зона нечувствительности определяется погрешностями измерений потерь и зависит от слагаемых (16). Тогда вблизи нуля граница зоны нечувствительности, определяемая систематическими погрешностями, будет равна

$$Z_c = \sum_{j=1}^n (5\Delta P_{kj} - 2\Delta P_{nj}), \quad (17)$$

где Δ – индекс систематической погрешности.

Погрешность состоит из систематической и случайной составляющих. Систематические погрешности ΔP_{kj} и ΔP_{nj} исследованы в [9]. Поэтому ширину зоны нечувствительности Z_c , определяемую систематическими погрешностями, можно найти при подстановке в (17) систематических погрешностей переменных формулы. Так как помимо систематической составляющей погрешности имеется случайная составляющая, то в значении Z надо учесть случайную составляющую погрешности или увеличить зону нечувствительности путём умножения на коэффициент незнания 1,2–1,5. Из (17) следует, что ширина зоны нечувствительности зависит от значений измеряемых потерь мощности

на корону и в проводах, которые изменяются в широком диапазоне. Поэтому зона нечувствительности должна определяться вместе с расчётом оптимального режима. При этом в управляющем процессоре должны храниться значения систематических погрешностей потерь в проводах и на корону.

Случайная составляющая погрешности имеет среднее значение, равное нулю. Если известны среднеквадратические отклонения составляющих формулы (17), то можно найти и случайную составляющую Z . Пусть среднеквадратические отклонения погрешностей для P_K и P_{II} будут равны, соответственно, σ_{P_K} и $\sigma_{P_{II}}$, тогда, считая, что P_K и P_{II} независимы, можно найти, что квадрат среднеквадратического отклонения Z определится как

$$\sigma_Z^2 = \sum_{j=1}^n (25\sigma_{P_K}^2 + 4\sigma_{P_{II}}^2). \quad (18)$$

С учётом случайной составляющей погрешности границы зоны нечувствительности определяются значениями

$$Z = Z_c \pm k\sigma_Z, \quad (19)$$

где k — коэффициент, равный 2 или 3.

В (19) знак плюс — для верхней границы зоны нечувствительности и минус — для нижней.

Статистические характеристики случайных составляющих погрешностей пока не изучены. Можно предположить, что в УИК они зависят от большого числа факторов, таких как число и синхронность измерений мгновенных значений, уровень случайных погрешностей измерителей и системы телемеханики и др.

Предугадать изменение слагаемых формулы (16) — потерь в проводах и на корону — можно одним из способов краткосрочного прогноза, которые основываются на анализе поведения функций производной потерь в предшествующие промежутки времени [2]. Прогноз обычно основывается на том, что если приращения потерь вышли из зоны нечувствительности, то необходимость регулирования напряжения зависит от скорости роста этих приращений. Так например, при быстром росте приращений потерь в предшествующий период регулирование целесообразно. Если приращения в этот период уменьшаются, то следует подождать, так как это может привести к возврату в зону нечувствительности, когда регулирование напряжения неэффективно.

Расчёты показали, что при учёте ограничений в мощной энергосистеме с линиями высокого и сверхвысокого напряжения можно найти те точки, регулирование напряжения в которых обеспечивает большую

долю экономии энергии. При необходимости изменения напряжений в двух и более точках целесообразно вначале отрегулировать напряжение в той из них, которая даёт наибольшее снижение потерь в системе, а затем в других точках по мере уменьшения частных производных потерь в системе. В существующих энергосистемах следует пользоваться теми регуляторами, которые дают наибольшую экономию энергии. При проектировании энергосистем точки регулирования должны быть выбраны не только для заданной схемы, но и с учётом перспектив. Типы регуляторов напряжения следует определять на основе комплексной оценки их назначения с учётом необходимости изменения напряжения.

Схема управления режимом имеет структуру (см. рисунок).

Данные о состоянии ЭС по измерительным каналам поступают в УП, где формируются управляющие воздействия, передаваемые в ЭС по каналам управления. Представленная система позволяет легко обновлять как сами измерители, так и программы УП при их усовершенствовании, введении в силовые схемы нового оборудования или изменении схем электроэнергетической системы. В УП должна существовать модель ЭС с данными о схеме ЭС, характеристиках её элементов и др., тем не менее эта информация не может дать ответ на вопрос о том, как ЭС будет реагировать на изменение напряжения в действительности. Это связано не только с тем, что метеорологические условия, нагрузки и, следовательно, потери мощности непрерывно меняются, но и с нашими весьма шаткими представлениями о зависимостях нагрузок и потерь мощности от тех или иных переменных. Поэтому и после регулирования по минимуму потерь система не перейдёт в оптимальный режим, хотя и приблизится к нему. Можно предположить, что в отдалённой перспективе на основе изучения реакции ЭС на управляющие воздействия можно будет создать самонастраивающуюся систему с автоматическим определением характеристик нагрузок.

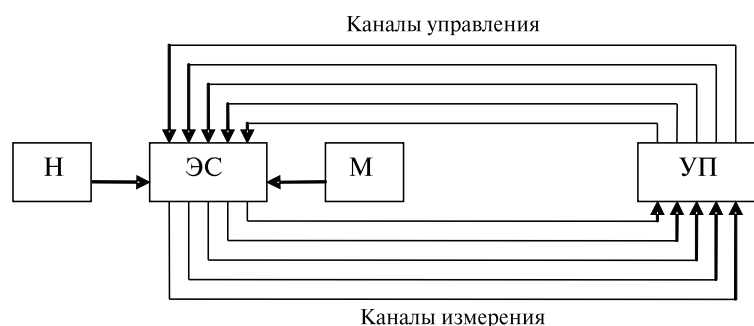


Схема управления режимом энергосистемы (ЭС): Н — нагрузки; М — внешние метеорологические факторы; УП — управляющий процессор

В настоящее время состояние ЭС определяется по данным измерителей, погрешности которых существенно влияют на точность работы УП. Какой же должна быть точность измерителей системы, осуществляющей регулирование? В [10] показано, что для измерения потерь в ВЛ погрешность измерения токов и напряжений не должна быть больше 0,03%. Так как регулирование осуществляется в узком диапазоне изменения напряжения, а оптимальный режим определяется по приращениям потерь, то должна быть определена погрешность не самого значения тока, напряжения или мощности, а погрешность измерения приращения напряжения и потерь мощности, которые являются величинами второго порядка малости по отношению к напряжениям и передаваемым мощностям. Это значит, что точность измерения указанных параметров и, следовательно, трансформаторов тока (ТТ) и напряжения (ТН) должна быть увеличена. Если создание ТН классов точности 0,02–0,05 при использовании цифровых защит с мизерным потреблением энергии не представляет особой проблемы, то создание высокоточных ТТ требует определённой проработки.

Одновременно с регулированием напряжения должен проводиться расчёт экономии энергии на потерях в ВЛ при учёте потерь в проводах и на корону. Для этого параллельно измерениям должен рассчитываться режим напряжения без регулирования. По этим напряжениям рассчитываются потери на корону и потери в проводах, а по ним — разница потерь при изменении напряжения. Эти значения суммируются для последовательных моментов времени с тем, чтобы получать суммарные сэкономленные при регулировании напряжения потери электроэнергии.

Приложение. Учесть влияние изменения напряжения вдоль ВЛ на потери от короны можно следующим образом. Пусть на участке линии длиной L от точки 1 до точки 2 в точке 1 имеем удельные потери на корону p_1 при напряжении u_1 , тогда в точке с координатой l при напряжении u_l потери на корону

$$p_l = p_1 \frac{u_l^5}{u_1^5} \quad (\text{П-1})$$

и суммарные потери на корону на длине L

$$P = \int_0^L p_l dl = \frac{p_1}{u_1^5} \int_0^L u_l^5 dl. \quad (\text{П-2})$$

Если в точке 1 напряжение изменилось на Δu_1 , а в точке 2 — на Δu_2 , при этом на длине ВЛ величина Δu_1 изменяется линейно, тогда в точке с координатой l получим

$$\Delta u_l = \Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} l. \quad (\text{П-3})$$

Таким образом, при появлении приращений напряжения полные потери на корону

$$P_{\Delta} = \frac{p_1}{u_1^5} \int_0^L \left(u_l + \Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} l \right)^5 dl. \quad (\text{П-4})$$

Если разложить подынтегральное выражение в ряд и ограничиться первыми двумя слагаемыми, то

$$\begin{aligned} \left(u_l + \Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} l \right)^5 &= \\ &= u_l^5 + 5u_l^4 \left(\Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} l \right) \end{aligned} \quad (\text{П-5})$$

и можно получить

$$P_{\Delta} = \frac{p_1}{u_1^5} \int_0^L u_l^5 \left[1 + 5 \left(\Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} l \right) \frac{1}{u_l} \right] dl. \quad (\text{П-6})$$

Используя теорему о среднем, найдём

$$\begin{aligned} P_{\Delta} &= \left[1 + 5 \left(\Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} \frac{L}{2} \right) \frac{1}{u_{L/2}} \right] \frac{p_1}{u_1^5} \int_0^L u_l^5 dl = \\ &= P \left[1 + 5 \left(\Delta u_1 + \frac{\Delta u_2 - \Delta u_1}{L} \frac{L}{2} \right) \frac{1}{u_{L/2}} \right]. \end{aligned} \quad (\text{П-7})$$

Таким образом, зная приращения напряжений по концам линии или её участка, можно учесть влияние изменения напряжения вдоль линии на суммарные потери от короны. Из (П-7) следует, что если в точке 2 приращение напряжения нет ($\Delta u_2 = 0$), то Δu_1 уменьшается вдвое.

Выводы. 1. Оптимизация режима энергосистем по напряжению и реактивной мощности может осуществляться по приращениям регулируемых величин без расчёта установившегося режима энергосистемы.

2. Использование УИК позволяет учитывать текущие значения потерь на корону при оптимизации режимов энергосистем.

3. Автоматизация процесса оптимизации напряжений и реактивных мощностей вызывает необходимость создания каналов централизованного управления устройствами регулирования.

4. Повышение эффективности работы системы управления режимом требует разработки и внедрения в сетях измерительных преобразователей тока и напряжения классов точности 0,02–0,05.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Идельчик В.И. Расчёты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. — М.: Энергоатомиздат, 1988, 288 с.
- Тамазов А.И. Корона на проводах воздушных линий переменного тока. — М.: Спутник+, 2002, 317 с.
- Экспериментальные исследования режимов энергосистем/Под ред. С.А. Савалова. — М.: Энергоатомиздат, 1985, 447 с.
- Волков Э.П., Воронин В.Т., Гаджиев М.Г., Пельмский В.Л., Тамазов А.И., Успенский А.Н. Универсальный измерительный комплекс для анализа установившихся режимов энергосистем. — Электро, 2013, № 4, с. 33–37.

5. Коченков П.С., Пельмский В.Л., Тамазов А.И. Контроль установившегося режима воздушных линий электропередачи в реальном времени. — Электро, 2015, № 1, с. 41–47.

6. Шаров Ю.В., Кравец Д.А., Гаджиев М.Г., Афанасьев Д.А. Анализ эффекта снижения потерь в линиях электропередачи при регулировании напряжения по данным оперативного измерительного комплекса. — Электро, 2011 № 5, с. 18–22.

7. Рябин Т.В., Калинин М.А., Паринов И.А. Резервы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях ПАО «ФСК ЕЭС». — Энергия единой сети, 2015, № 3, с. 70–84.

8. Атабеков Г.И. Теория линейных электрических цепей. — М.: Советское радио, 1960, 712 с.

9. Гаджиев М.Г. Анализ систематической погрешности измерения потерь на корону и в проводах в режиме реального времени. — Электричество, 2011, № 3, с. 30–36.

10. Лачугин В.Ф., Тамазов А.И. Требования к системе измерений параметров режимов энергосистем. — Электро, 2012, № 2, с. 8–13.

[24.09.2015]

Автор: Тамазов Александр Иосифович окончил факультет электрификации железных дорог Московского института инженеров транспорта в 1955 г. В 1962 г. защитил кандидатскую диссертацию «Некоторые вопросы работы и методики расчета электроснабжения электрической тяги переменного тока» в Московском энергетическом институте. Старший научный сотрудник ПАО «ЭНИН им. Г.М. Кржижановского».

Elektrichestvo (Electricity), 2016, No. 8, pp. 29–36.

A New Approach to Control of Voltages and Reactive Power in a Power System Based on the Minimal Loss Criterion

TAMAZOV Aleksandr Iosifovich (*Public Company «ENIN named G.M. Krzhizhanovskii», Moscow, Russia*) — Senior scientific researcher, Cand. Sci. (Eng.)

Processes through which variations of voltage and active power and energy losses occur in an electric power system network are described. The effect the power line wire corona and some degree of initial data uncertainty have on these processes is evaluated. Recommendations on optimizing the power system operating mode with respect to voltage and reactive power are suggested. Formulas and definitions necessary for understanding the material considered in the article are presented together with the main computation algorithms for numerically estimating variations of the considered parameters.

Key words: power system, voltage, active power, losses, operating mode optimization

REFERENCES

1. Idel'chik V.I. *Raschety i optimizatsiya rezhimov elektricheskikh setei i system* (Calculations and optimization of electrical networks and systems). Moscow, Publ. Energoatomizdat, 1988, 288 p.

2. Tamazov A.I. *Korona na provodakh vozdukhnykh linii peremennogo toka* (Crown on wires overhead AC lines). Moscow, Publ. «Sputnik⁺», 2002, 317 p.

3. *Eksperimental'nye issledovaniya rezhimov energosistem/Pod. Redaktsiyey S.A. Sovalova* (Experimental studies of modes of power systems/Edit. by S.A. Sovalov). Moscow, Publ. Energoatomizdat, 1985, 447 p.

4. Volkov E.P., Voronin V.T., Gadzhiyev M.G., Pelymskii V.L., Tamazov A.I., Uspenskii A.N. *Elektro — in Russ. (Electro)*, 2013, No. 4, pp. 33–37.

5. Kochenkov P.S., Pelymskii V.L., Tamazov A.I. *Elektro — in Russ. (Electro)*, 2015, No. 1, pp. 41–47.

6. Sharov Yu.V., Kravets D.A., Gadzhiyev M.G., Afanas'yev D.A. *Elektro — in Russ. (Electro)*, 2011, No. 5, pp. 18–22.

7. Ryabin T.V., Kalinkina M.A., Parinov I.A. *Energiya edinoi seti — in Russ. (Energy of a Unified Network)*, 2015, No. 5, pp. 70–84.

8. Atabekov G.I. *Teoriya lineinykh elektricheskikh tsepei* (The theory of linear electrical circuits). Moscow, Publ. «Sovetskoye radio», 1960, 712 p.

9. Gadzhiyev M.G. *Elektrichestvo — in Russ. (Electricity)*, 2011, No. 3, pp. 30–36.

10. Lachugin V.F., Tamazov A.I. *Elektro — in Russ. (Electro)*, 2012, No. 2, pp. 8–13.

